

Documentação Técnica do Modelos de Planejamento da Operação do SIN - Ambiente Libs

Cepel

27 jan. 2025

Contents

1 Apresentação **1**
- 1.1 Documentação Técnica dos Modelos de Otimização Energética . . . 1
- 1.2 Sistema de versionamento . . . 2
- 1.3 Versões Libs . . . 3
- 1.4 Versões Newave . . . 11
- 1.5 Versões Decomp . . . 11
- 1.6 Versões Dessem . . . 20
- 1.7 Versões Gevazp . . . 20
- 1.8 Versões Suishi . . . 25
- 1.9 Resumo Compatibilidade Versões . . . 26

2 Otimização Energética **27**
- 2.1 Modelos de Otimização Energética do CEPEL . . . 27
- 2.2 Uso Oficial dos Modelos no Setor Elétrico Brasileiro . . . 28
- 2.3 Uso corporativo dos modelos de otimização energética . . . 30
- 2.4 Propósito e Missão . . . 30
- 2.5 Linhas de Pesquisa . . . 31
- 2.6 Funcionalidades dos Modelos . . . 39
- 2.7 Publicações . . . 48
- 2.8 Tutoriais . . . 48
- 2.9 Treinamentos . . . 49
- 2.10 Versões Acadêmicas . . . 49
- 2.11 Informações adicionais/contatos . . . 49

3 Ambiente Libs **51**
- 3.1 Introdução . . . 51
- 3.2 Estrutura de Arquivos e Dados de entrada . . . 52
- 3.3 Interface gráfica (XLibs) . . . 56
- 3.4 Bibliotecas para integração com scripts . . . 56
- 3.5 Documentaçao em Formato Web . . . 56
- 3.6 Informações adicionais . . . 57

4 Modelos Computacionais **59**
- 4.1 Introdução . . . 59
- 4.2 Modelo NEWAVE . . . 59
- 4.3 Modelo DECOMP . . . 62
- 4.4 Modelo DESSEM . . . 64
- 4.5 Modelo GEVAZP . . . 67
- 4.6 Modelo SUISHI . . . 69
- 4.7 Modelo PREVIVAZ . . . 70

5 Acoplamento entre os Modelos **71**
5.1 Introdução . . . 71
5.2 Acoplamento NEWAVE/SUISHI . . . 72
5.3 Acoplamento NEWAVE/DECOMP . . . 72
5.4 Acoplamento DECOMP/DESSEM . . . 73
5.5 Acoplamento NEWAVE/DESSEM . . . 75

6 Planejamento Hidrotermoeólico **79**
6.1 Planejamento Hidrotermo-eólico . . . 79
6.2 Sistemas Hidrotermo-eólicos . . . 80
6.3 Sistema Interligado Nacional (SIN) . . . 80
6.4 Características Gerais do problema . . . 81
6.5 Dilema do Decisor . . . 81
6.6 Custos e Valor das fontes de geração . . . 82
6.7 Crescimento das Novas Fontes Renováveis . . . 83
6.8 Etapas do Planejamento . . . 83

7 Representação Temporal **89**
7.1 Horizonte de Estudo . . . 89
7.2 Discretização Temporal . . . 89
7.3 Períodos de tempo . . . 90
7.4 Patamares de Carga . . . 90
7.5 Horário de Verão . . . 91
7.6 Ano Bissexto . . . 91
7.7 Taxa de Desconto . . . 91
7.8 Configuração Dinâmica . . . 92
7.9 Representação Temporal em cada Modelo . . . 92
7.10 Padrão de dados de entrada temporais - Formato Libs . . . 98

8 Representação das Incertezas **103**
8.1 Definições e Conceitos . . . 103
8.2 Processo de Modelagem das Incertezas . . . 107
8.3 Avaliação da Acurácia da Modelagem . . . 109

9 Incerteza Hidrológica **111**
9.1 Motivação . . . 111
9.2 Caracterização Geral das Séries Hidrológicas . . . 112
9.3 Séries Históricas de Vazões . . . 116
9.4 Tendência Hidrológica . . . 116
9.5 Classificação dos Postos . . . 117
9.6 Cálculo de Vazões Incrementais . . . 117
9.7 Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p) . . . 117
9.8 Distribuição Lognormal 3 parâmetros . . . 122
9.9 Correlação Espacial . . . 123
9.10 Modelo Autorregressivo Periódico Anual - Par(p)-A . . . 123
9.11 Modelo MS-Par(p) - Fenômeno ENOS . . . 124
9.12 Geração de ruídos multivariados . . . 131
9.13 Geração das Séries Sintéticas de Vazões Totais . . . 131
9.14 Geração de Séries Sintéticas Condicionadas . . . 132
9.15 Geração das Séries Sintéticas para Postos Artificiais . . . 133
9.16 Geração das Séries Sintéticas de Usinas com Vazões afetadas por Tempo de Viagem . . . 134

10 Incerteza dos Ventos **137**
10.1 Incerteza Eólica . . . 137

11 Geração de Cenários **139**
11.1 Motivação . . . 139
11.2 Objetivos . . . 140
11.3 Definições . . . 141

11.4 Métodos de Geração de Cenários . . . 142
11.5 Etapas do Processo . . . 146
11.6 Geração dos ruídos . . . 147
11.7 Amostragem Seletiva (AS) . . . 147
11.8 Amostragem Aleatória Simples (AAS) . . . 148
11.9 Geração de Árvore de Cenários . . . 148
11.10 Geração de Séries Sintéticas . . . 149
11.11 Geração de Séries Sintéticas Condicionadas . . . 150
11.12 Geração de cenários de ventos . . . 150
11.13 Avaliação dos Cenários Gerados . . . 151

12 Sistema Interligado **153**
12.1 Representação do Sistema nos Modelos . . . 153
12.2 Submercados . . . 153
12.3 Intercâmbios . . . 154
12.4 Importação/exportação de Energia . . . 156
12.5 Restrições Elétricas Especiais . . . 157
12.6 Elos de Corrente Contínua . . . 157
12.7 Perdas na transmissão . . . 158

13 Cargas **161**
13.1 Conceituação Geral . . . 161
13.2 Cargas Convencionais (Inflexíveis) . . . 161
13.3 Cortes de Carga (Déficit) . . . 161
13.4 Resposta da demanda . . . 162
13.5 Atendimento à Demanda . . . 162

14 Rede Elétrica **165**
14.1 Descrição Geral . . . 165
14.2 Componentes da Rede Elétrica . . . 165
14.3 Conexões das Injeções à Rede . . . 166
14.4 Opções de representação da Rede . . . 166
14.5 Configurações da Rede . . . 167
14.6 Ilhas Elétricas . . . 167
14.7 Balanço de Carga por Barra . . . 168
14.8 Balanço de Carga por Ilha Elétrica . . . 168
14.9 Fluxo de Potência DC . . . 169
14.10 Perdas nas linhas . . . 169

15 Usinas Hidrelétricas **171**
15.1 Curso dos Rios . . . 171
15.2 Tipos de Usinas . . . 181
15.3 Componentes das Usinas . . . 182
15.4 Restrições Operativas Hidrelétricas . . . 207
15.5 Variáveis Operativas . . . 214
15.6 Geração de Energia . . . 216
15.7 Dados de Entrada - Formato Libs . . . 252
15.8 Arquivos de Saída - Formato Libs . . . 253

16 Usinas Térmicas **255**
16.1 Usinas Termicas . . . 255
16.2 Unidades Geradoras Térmicas . . . 256
16.3 Variáveis operativas de uma UTE . . . 256
16.4 Custo Variável Unitário (CVU) . . . 256
16.5 Capacidade de Geração . . . 256
16.6 Disponibilidade de Geração . . . 257
16.7 Geração Térmica Mínima . . . 258
16.8 Unit Commitment Térmico (UCT) . . . 258
16.9 Usinas Térmicas Convencionais . . . 263

16.10 Usinas Térmicas a Ciclo Combinado (UTCC) . . . 263
16.11 Usinas Térmicas com Restrições de Suprimento . . . 266
16.12 Usinas Térmicas com antecipação de despacho (usinas GNL) . . . 266

17 Usinas Eólicas **279**
17.1 Usinas Eólicas . . . 279
17.2 Velocidade de vento e geração eólica . . . 293
17.3 Função de Produção Vento x Potência (FPV) . . . 297
17.4 Modelagem como recurso despachável . . . 300
17.5 Dados de Entrada - Formato Libs . . . 308
17.6 Arquivos de Saída - Formato Libs . . . 309
17.7 Exemplos de Decks por Estudo . . . 310

18 Fontes não Despacháveis **321**
18.1 Fontes Não Despacháveis . . . 321
18.2 Pequenas Usinas . . . 321
18.3 MMGD - Mini e Micro Geração Distribuida . . . 322

19 Restrições Operativas **323**
19.1 Introdução . . . 323
19.2 Restrições hidráulicas de Energia . . . 324
19.3 Restrições hidráulicas de Vazão . . . 328
19.4 Restrições hidráulicas de Volume . . . 334
19.5 Restrições Eletricas . . . 337
19.6 Dados de Entrada - Formato Libs . . . 362
19.7 Arquivos de Saída - Formato Libs . . . 363

1 Apresentação

1.1 Documentação Técnica dos Modelos de Otimização Energética

Bem vindo ao novo ambiente para documentação integrada dos modelos de otimização energética do CEPEL utilizados oficialmente para o planejamento da expansão, planejamento da operação e formação de preços do Sistema Interligado Nacional brasileiro (SIN).

O propóstico desta página é disponibilizar para o público externo, de forma integrada, a documentação metodológica destes modelos, contendo:

- descrição conceitual e modelagem matemática dos componentes do sistema (geração, transmissão) considerados nos diversos modelos;
- descrição conceitual e modelagem matemática das características físicas e restrições operativas aplicadas a esses componentes, em cada tipo de problema e modelo;
- descrição e detalhamento das técnicas estatísticas, de modelagem matemática e de otimização empregadas e/ou desnvolvidas pelo CEPEL para a solução dos problemas considerados pelos modelos;
- descrição dos dados de entrada utilizados nos modelos, tanto do ponto de vista conceitual como de formato nos arquivos de entrada dos modelos;
- descrição dos resultados dos modelos, tanto do ponto de vista conceitual como de formato nos arquivos de saída dos modelos;
- referências metodológicas para as diversas funcionalidades presentes nos modelos, englobando publicações do CEPEL e/ou da comunidade científica, nas quais se apoiam os desenvolvimentos dos modelos

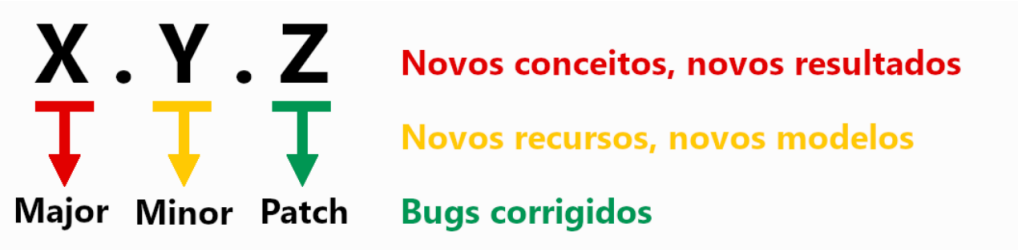
As informações nesta página estão ordenados por *funcionalidade*, e não por modelo, visto que muitas das descrições são comuns a todos os modelos, principalmente em relação aos modelos DESSEM, DECOMP e NEWAVE individualizado. De qualquer forma, estarão indicadas, ao longo do documentos, as distinções que são feitas entre os modelos, de forma a tratar particularidades presentes em cada um deles, e há seções específicas de descrição geral de cada modelo.

Aviso: Como o conteúdo desta página ainda está em construção, informações sobre aspectos e funcionalidades que não estejam ainda aqui descritas devem ser obtidas consultando-se os atuais manuais de metodologia e do usuário dos modelos, assim como os relatórios técnicos do CEPEL já publicados. Toda essa documentação está disponível para acesso público na página http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica.

A descrição e formato dos dados de entrada e arquivos de saida das funcionalidades que foram implementadas já no novo ambiente Libs estão descritas **apenas nesse ambiente**. Nos atuais manuais dos modelos está indicado o link da página desse ambiente referente às funcionalidades que somente estão descritas aqui.

Este trabalho se insere em um contexto mais amplo, denominado de **Ambiente Libs**, que o Cepel vem desenvolvendo para promover:

- **implementação única das funcionalidades** que são comuns a diversos modelos, por meio de bibliotecas, de forma a facilitar a manutenção do código e implementação de aprimoramentos, assim como a validação das funcionalidades por parte das instituições;
- **formato dos dados de entrada e resultados de saída em formato CSV, comuns a todos os modelos** (reservadas as especificidades de cada um deles), o que facilita o manuseio dos dados em estudos integrados com as ferramentas, além de também facilitar a manutenibilidade do código e validação por parte das instituições;
- **documentação integrada dos modelos**, em ambiente Web (você está aqui!);
- **interface gráfica Web** para execução dos modelos (XLibs);
- **utilização de scripts** automáticos ou customizados para estudos integrados através de bibliotecas em Python ou outra linguagem (API).



1.2 Sistema de versionamento

O ambiente Libs conta com um sistema de numeração de versões baseado no Semantic Versioning 2.0.0.

Este sistema de numeração é organizado no seguinte formato:

Versão X.Y.Z (Major.Minor.Patch)

São chamadas versões PATCH as versões que diferirem apenas pelo campo Z do padrão. Analogamente, são chamadas de versões MINOR e MAJOR as versões que diferirem pelos campos Y e X.

A documentação do programa será atualizada, necessariamante, ao lançamento de cada versão MINOR e MAJOR. Versões PATCH não gerarão nova documentação.

1.2.1 O que esperar a cada lançamento?

Uma versão PATCH (x.y.Z) difere da sua versão anterior quando ao menos um dos seguintes itens é atendido:

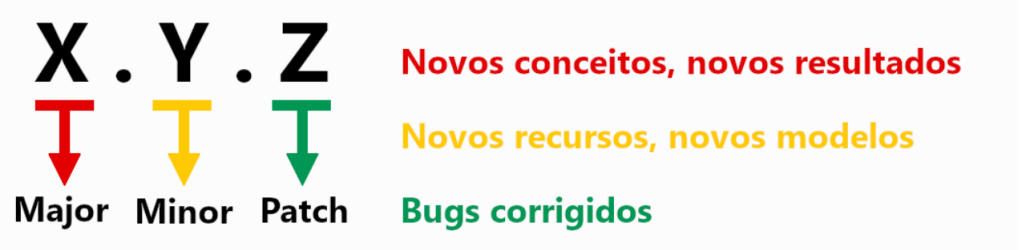
- Correção de bug que impede o funcionamento do programa (parada repentina);
- Correção de bug relacionado ao funcionamento incorreto de alguma função.

Uma versão MINOR (x.Y.z) difere da sua versão anterior quando ao menos um dos seguintes itens é atendido, PODENDO ainda ter alterações PATCH:

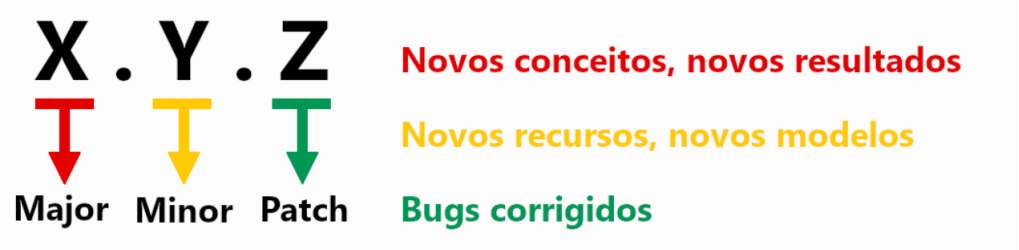
- Novas funcionalidades;
- Novos CARDs;
- Novas críticas a leitura de campos já existentes;
- Novas impressões de arquivos de saída;
- Aperfeiçoamentos diversos em recursos existentes.

Uma versão MAJOR (X.y.z) difere da sua versão anterior quando ao menos um dos seguintes itens é atendido, PODENDO ainda ter alterações MINOR e PATCH:

- Novos recursos que alteram a forma de solução do programa;
- Novos conceitos incorporados à fundamentação matemática do modelo;
- Novos recursos que expandam o escopo de utilização do programa;
- Funções são declaradas como obsoletas;
- Funções são removidas do programa;
- Novos recursos que alteram de maneira substancial a rotina de trabalho.



1.3 Versões Libs



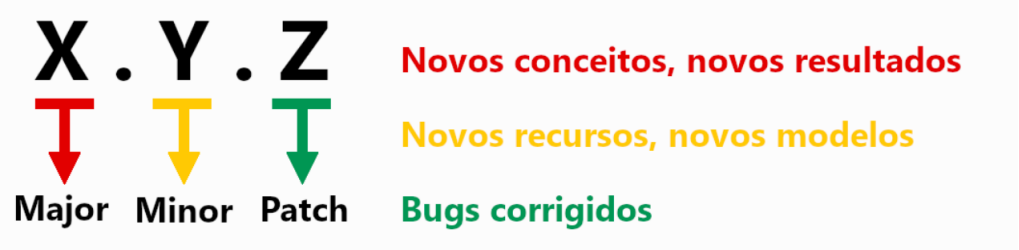
1.3.1 Versão 8.1.0

Initial Release (8.1.0)

Abril de 2024

Bugs corrigidos

1. Ajuste na leitura dos Cards: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR e RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATATAMAR para o funcionamento correto das restrições elétricas informadas nestes formatos.
2. Correção na consistência de cards inválidos: os apelidos (nomes alternativos) de cards de outras funcionalidade não estavam sendo levados em conta na verificação de cards válidos. O problema na consistência acontece apenas quando existe mais de uma funcionalidade com dados em um mesmo arquivo.



1.3.2 Versão 8.0.0

Initial Release (8.0.0)

Abril de 2024

Novos CARDs

1. Criação dos novos cards: - RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR - RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR

Novas opções de nomes para os CARDs

2. Adição dos cards com opção de nome short: - RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO : RE-TRAT-VIOL - RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO : RE-TRAT-VIOL-PER - ALIAS-ELETRICO : ALIAS-ELET - ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR : ALIAS-ELET-VAL-PER-PAT

Novas consistências

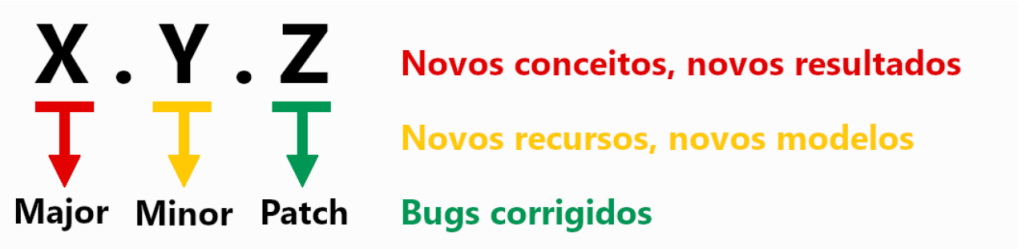
3. Inclusão de consistência caso a fórmula do limites de restrições elétrica não tenha sido transformado em um número real corretamente.

Alteração da mensagem de erro

4. Inclusão de mensagem específica de erro quando são informados dois períodos iniciais iguais para um dado de mesma chave (dentro do horizonte de estudo), de forma a deixar mais claro para o usuário qual o erro encontrado.

Alteração no tratamento de dados

5. Alteração do tratamento de dados temporais de forma a comportar várias formas de representação: constante, por período, por data, por período-patamar e por data-patamar para um mesmo dado



1.3.3 Versão 7.8.0

Initial Release (7.8.0)

Janeiro de 2024

Novas funcionalidades e CARDs

1. Adição da funcionalidade RESTRICAO-ELETRICA-VIOLACAO para o Decomp.
2. Criação de funcionalidade RESTRICAO-ELETRICA-VIOLACAO para determinação dos custos e tipos das violações das restrições elétricas.

Novos arquivos de saída

3. Adição do arquivo de saída tipo oper com dados de disponibilidade das usinas hidreletricas, por usina, período, patamar e cenário para o Decomp: oper_disp_usih.csv
4. Adição do arquivo de saída tipo oper com dados de disponibilidade das usinas hidreletricas, por submercado, período, patamar e cenário para o Decomp: oper_disp_usih_subm.csv
5. Adição do arquivo de saída tipo oper com dados de disponibilidade das usinas hidreletricas, por ree, período, patamar e cenário para o Decomp: oper_disp_usih_ree.csv
6. Criação do arquivo de eco referente a funcionalidade RESTRICAO-ELETRICA-VIOLACAO: eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv

Novas consistências

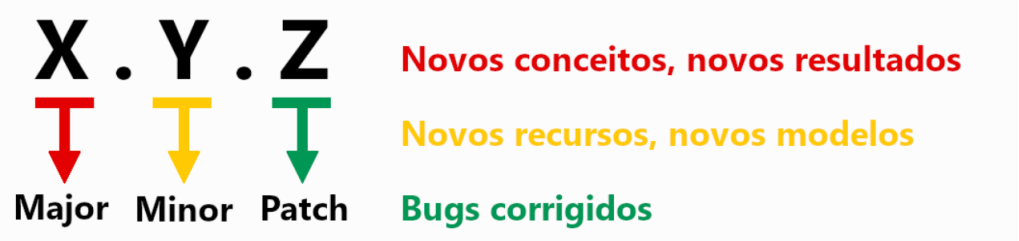
7. Adição da validação que exige a funcionalidade RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL para que as funcionalidades RESTRICAO-ELETRICA-VIOLACAO e RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL-ATIVACAO

Alteração das mensagens de erro

8. Alteração de mensagem de erro quando é encontrada um alias recurssivo que aponta para uma restrição inválida de forma a diferenciar se está inválida porque a restrição não existe ou se é devido a restrição variar por período e patamar. Anteriormente apenas a mensagem da restrição por período e patamar era emitida.

Bugs corrigidos

9. Correção de comportamento inesperado na importação de cards temporais que tem horizonte definidos em outro card, quando o card de definição do horizonte não foi informado.



1.3.4 Versão 7.7.0

Initial Release (7.7.0)

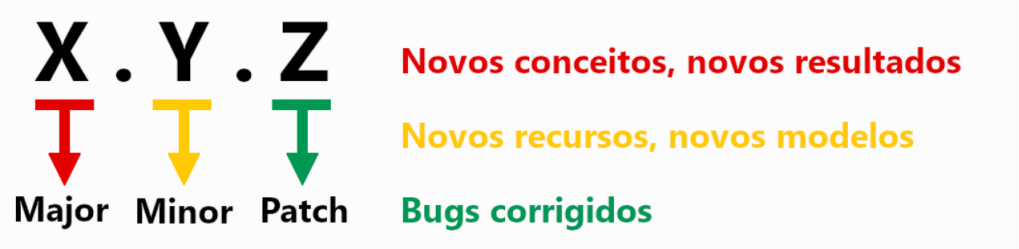
Dezembro de 2023

Novas mensagens de erro

1. Adição do arquivo de texto mensagensErro.txt que informa mais detalhadamente os erros de execução, com sugestão da mensagem de erro.

Bugs corrigidos

2. Tratamento na importação de cards quando um campos string não é informado pelo usuário. O campo poderia ficar com lixo de memória causado erro de execução.



1.3.5 Versão 7.6.0

Initial Release (7.6.0)

Outubro de 2023

Novas consistências

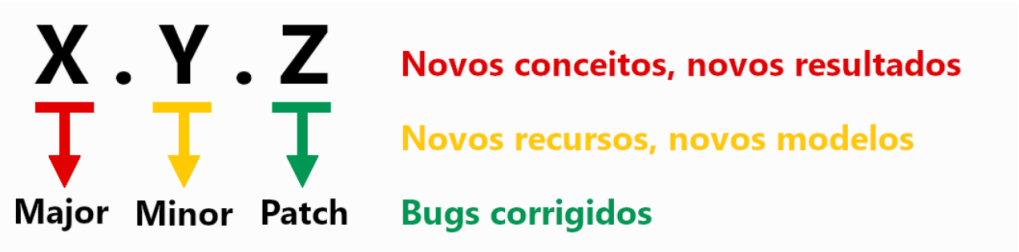
1. Inclusão de métodos adicionais mais eficientes para a comunicação de restrições elétricas.
2. Inclusão de consistência para o modelo Decomp que impede a informação de restrições elétricas com fórmulas estáticas no tempo.
3. Inclusão de consistência que não permite que alias recursivos presentes em restrições que tenham fórmulas que variem por período e/ou patamar sejam usados, evitando descasamento entre os alias replicados.

Novas saídas

4. Inclusão de colunas no arquivo oper_desvio_fpha.csv (OperDesvioFPHA) sendo as colunas: GerFPHA, Desvio PL FPHA e Absoluto DesvPLFPHAPerc.

Bugs corrigidos

5. Correção no cálculo da FPHA e do engolimento máximo quando há influencia da vazão incremental de postos para que passe a ser considerado a vazão média do período para a FPHA/engolimento máximo daquele período.



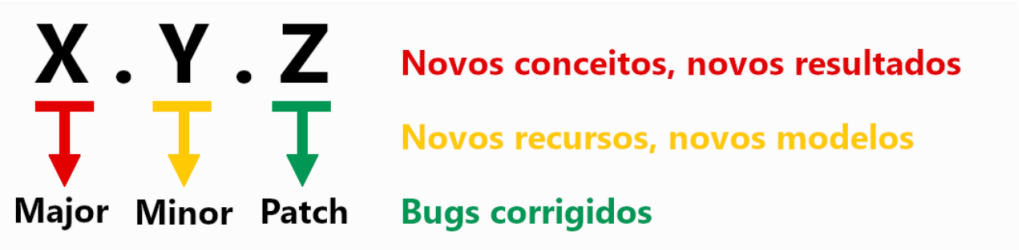
1.3.6 Versão 7.5.0

Initial Release (7.5.0)

Outubro de 2023

Novas funcionalidades e CARDs

1. Inclusão de funcionalidade HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO para o modelo Newave.
2. Inclusão dos card HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-VOLUME-REFERENCIA e HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-VOLUME-REFERENCIA-PERIODO para alteração do volume de referência cadastra por período.
3. Inclusão do card VOLUME-REFERENCIAL-TIPO-PADRAO para seleção de volume referencial para modelagens a priori de forma padrão para todas as usinas, possibilitando a escolha, via dado, do volume a ser utilizado nas modelagens da FPHA e engolimento máximo, por default é utilizado o volume inicial do estudo.



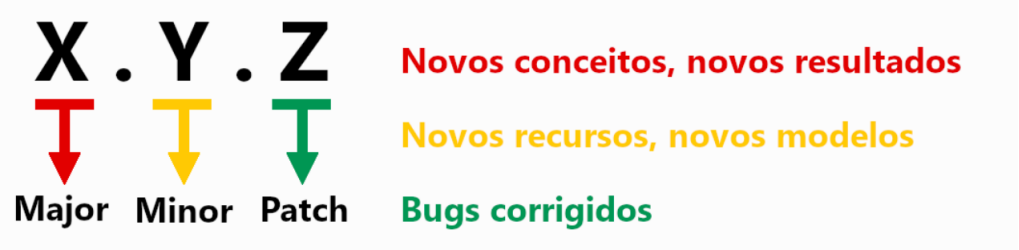
1.3.7 Versão 7.4.0

Initial Release (7.4.0)

Setembro de 2023

Novas funcionalidades e CARDs

1. Inclusão dos da funcionalidade HIDRELETRICA-FPHA para o modelo NEWAVE



1.3.8 Versão 7.3.0

Initial Release (7.3.0)

Agosto de 2023

Novas funcionalidades e CARDs

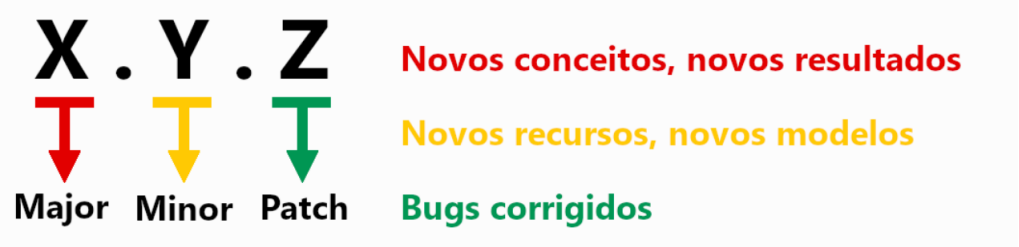
1. Inclusão do card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR para representação de restrições elétricas por periodo e patamar de carga.
2. Inclusão de funcionalidade que permite a inserção de alias recursivos em fórmulas que contenham outros alias recursivos, desde que não haja ciclos.

Novas consistências

3. Inclusão de validação tal que os cards RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA e RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR não podem coexistir.
4. Inclusão de consistência que impede que, para o modelo Newave, seja informado o card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR.

Alteração de consistências

5. Retirada da consistência de soma das profundidades dos patamares do card EOLICA-GERACAO-PROFUNDIDADE-PERIODO-PATAMAR e PEE-GER-PROF-PER-PAT.
6. Alteração na chave estrangeira de restrições elétricas. As restrições passam a ser definidas pelo card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO e os demais cards (formulas, regras, alias e limites) devem fazer referência de chave a ele.



1.3.9 Versão 7.2.0

Initial Release (7.2.0)

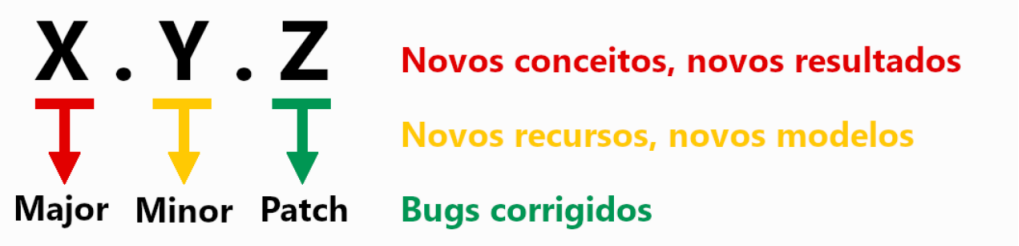
Junho de 2023

Novos CARDs e opções de nomes (apelidos)

1. Adição dos cards com opção de nome short:
   - RESTRICAO-VOLUME-FORMULA : RHV
   - RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE : RHV-HORIZ
   - RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-PERIODO : RHV-HORIZ-PER
   - RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-DATA : RHV-HORIZ-DATA
   - RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA : RHV-LIM-FORM
   - RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-PERIODO : RHV-LIM-FORM-PER
   - RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-DATA : RHV-LIM-FORM-DATA
2. Adição do card para informar limites da restrição com fórmula por período e patamar
   - RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA : RHQ-LIM-FORM
   - RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR : RHQ-LIM-FORM-PER-PAT
   - RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-DATA : RHQ-LIM-FORM-DATA

Novos alias

1. Adição dos alias para uso nas restrições de vazão (RHQ) e de volume (RHV):
   - qdef
   - qdes
   - qtur
   - qver
   - varm
   - vbom
   - qbom
   - vdef
   - vdes
   - vtur
   - vver



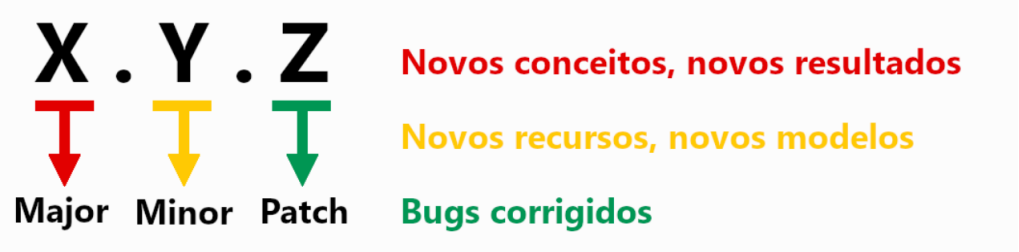
1.3.10 Versão 7.1.0

Initial Release (7.1.0)

Abril de 2023

Alteração de funcionalidades e CARDs

1. Retirada da obrigatoriedade do período final dos CARDs relativos a usinas eólicas e parque eólico equivalente: - EOLICA-FUNCAO-PRODUCAO-VENTO-POTENCIA-LINEAR-PU-PERIODO - EOLICA-CONJUNTO-AEROGERADORES-POTENCIAEFETIVA - PEE-FPVP-LIN-PU-PER - PEE-GER-PROF-PER-PAT - PEE-GER-PER-PAT-CEN - PEE-CONFIG-PER - PEE-POT-INST-PER



1.3.11 Versão 7.0.0

Initial Release (7.0.0)

Abril de 2023

Novas funcionalidades e CARDs

1. Inclusão da funcionalidade ESTACAO-BOMBEAMENTO e habilitação da funcionalidade para o modelo Newave
2. Inclusão dos cards: HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA e HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO dentro da funcionalidade HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE. Passando a ser possível para o usuário indicar se o afogamento será ou não considerado explicitamente para o cálculo da altura de jusante. Caso o dado seja informado a opção padrão é a não consideração do afogamento de forma explícita.
3. Inclusão dos cards: ALIAS-ELETRICO e ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR dentro da funcionalidade RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL. Estes novos cards permitem a criação de alias personalizados com valores pré-definidos que podem ser incluídos em fórmulas das restrições elétricas.
4. Termos constantes passam a ser aceitos em fórmulas (expressões) das restrições elétricas.

Novas consistências

5. Consistências para funcionalidade da curva de jusante, acusando a ausência do dado de curva de jusante de uma usina. Toda usina no estudo deve ter um polinômio declarado.
6. Inclusão de consistências em dados temporais com o patamar que impede que sejam informados patamares inválidos.
7. Inclusão de consistências em dados temporais com o patamar que obriga a informação de dados para todos os patamares de carga.

Alteração de funcionalidades e CARDs

8. Alteração do nome do card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO para RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR e também do seu correspondente RE-LIM-FORM-PER para RE-LIM-FORM-PER-PAT
9. Alteração do campo "patamar" do card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR para aceitar valores nulos (NA), neste caso o dado é válido para todos os patamares.
10. Alteração da funcionalidade de replicação dos dados para os patamares quando o valor NA é informado para o campo.

Bugs corrigidos

11. Alteração no enunciado das mensagens de consistência de dados temporais para apontar de forma mais clara o problema encontrado nos dados.

1.4 Versões Newave



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

1.5 Versões Decomp

1.5.1 Decomp_32.0.1

Initial Release (32.0.1)

Dezembro de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 8.1.0 das Libs:

Alterações

1. Alteração no limite de tempo (timeout) para solução do PL de 100 segundos para 300 segundos.

Adições

2. Inclusão de mensagem para casos onde o limite de tempo para resolução do PL é atingido no arquivo deco_XXXX.msg.

1.5.2 Decomp_32

Initial Release (32)

Agosto de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 8.1.0 das Libs:

1. Versão 32 homologada para uso oficial.

1.5.3 Decomp_31.27

Initial Release (31.27)

Abril de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 8.1.0 das Libs:

Bugs corrigidos

1. [Atualização Libs] Ajuste na leitura dos Cards: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR e RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATATAMAR para o funcionamento correto das restrições elétricas informadas nestes formatos.
2. [Atualização Libs] Correção na consistência de cards inválidos: os apelidos (nomes alternativos) de cards de outras funcionalidade não estavam sendo levados em conta na verificação de cards válidos. O problema na consistência acontece apenas quando existe mais de uma funcionalidade com dados em um mesmo arquivo.

1.5.4 Decomp_31.26

Initial Release (31.26)

Abril de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 8.0.0 das Libs:

Bugs corrigidos

1. Correção na alocação de variáveis.

1.5.5 Decomp_31.25

Initial Release (31.25)

Abril de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 8.0.0 das Libs:

Adições

1. [Atualização Libs] Inclusão de mensagem específica de erro quando são informados dois períodos iniciais iguais para um dado de mesma chave (dentro do horizonte de estudo), de forma a deixar mais claro para o usuário qual o erro encontrado. Essa mensagem é aplicada para dados temporais como, por exemplo, fórmulas das restrições elétricas e limites das restrições elétricas
2. [Atualização Libs] Inclusão de consistência caso a fórmula do limites de restrições elétrica em formato csv não tenha sido transformado em um número real corretamente.
3. [Atualização Libs] Inclusão de apelidos (Nomes alternativos para os Cards):

- RE-TRAT-VIOL do Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO
- RE-TRAT-VIOL-PER do Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO
- ALIAS-ELET do Card: ALIAS-ELETRICO
- ALIAS-ELET-VAL-PER-PAT do Card: ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR

4. [Atualização Libs] Criação dos novos Cards: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR e RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR.

Alterações

5. [Atualização Libs] Alteração do tratamento de dados temporais de forma a comportar várias formas de representação: constante, por período, por data, por período-patamar e por data-patamar para um mesmo dado. O Tratamento dos dados temporais está aplicado a todos os dados temporais de restrições elétricas inseridos no formato .csv.
6. Alteração na alocação de variáveis para redução de consumo de memória RAM durante a execução.

1.5.6 Decomp_31.24

Initial Release (31.24)

Fevereiro de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.8.0 das Libs:

Alterações

1. Remoção da coluna "Ponta" do RELATORIO DE OPERAÇÃO nos arquivos relato.rvx e relato2.rvx: a coluna imprimia valores antigos e desatualizados.
2. Eficientização do código para redução no consumo de memória RAM utilizado pelo modelo decomp.

Bugs corrigidos

3. Ajuste nos arquivos de saída relato.rvx e relato2.rvx. Ajuste na coluna "Pinst" para a usina de Itaipu, pois estava imprimindo a potência disponível (instalada – manutenção).
4. Ajuste no arquivo de saída dec_oper_usih.csv: ajuste das colunas de potencia instalada e potência disponível para todas as usinas, pois o campo não estava sendo atualizado ao longo dos períodos, e ajuste na impressão destes campos para a usina de Itaipu, onde estava imprimindo apenas a potência disponível nas duas colunas.

1.5.7 Decomp_31.23

Initial Release (31.23)

Janeiro de 2024

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.8.0 das Libs:

Adições

1. [Atualização Libs] Inclusão da funcionalidade, csv, que permite ao usuário definir se a restrição elétrica será considerada hard ou soft, assim como seu custo de violação.
2. [Atualização Libs] Inclusão de arquivos de saída com a disponibilidade hidráulica: inclusão de novos arquivo na opção ARQLIBS (registro IR) que mostram a disponibilidade hidráulica das usinas, REEs e submercados, conforme a FPHA.

Alterações

3. Ajuste no processamento de inviabilidades de forma que variáveis de folga com valores negativos, devido a questões numéricas, não fossem consideradas na contagem e impressão de inviabilidades.

Bugs corrigidos

4. Retirada de impressão de mensagem de altura líquida negativa no arquivo debug_xxx: em um pós processamento o modelo decomp estimava a altura líquida da usina no ponto de operação e mostrava uma mensagem caso a altura fosse negativa, no entanto este cálculo não estava sendo realizado de forma correta acarretando na mensagem não adequada.
5. Correção de erro: quando a opção do registro IR para impressão de arquivo intermediários (INTERM) estava ativa e o caso continha RHEs do tipo soft, o modelo encontrava um erro ao tentar abrir um arquivo já aberto, parando sua execução.

1.5.8 Decomp_31.22

Initial Release (31.22)

Dezembro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.7.0 das Libs:

Adições

1. [Atualização Libs] Impressão do arquivo de mensagens de erro das Libs (complemento ao arquivo mensagens.csv). Modelo passa a imprimir arquivo adicional chamado mensagensErro.txt contendo apenas as mensagens de erro do arquivo mensagens.csv para facilitar a visualização e correção dos erros dos dados de entrada.

Alterações

2. [Atualização Libs] Reformulação da escrita de diversas mensagens de erro e atenção das Libs (mensagens.csv e mensagensErro.txt) de forma a facilitar a compreensão do usuário.

Bugs corrigidos

3. [Atualização Libs] Correção na importação de restrições elétricas quando havia campos não informados pelo usuário. O modelo parava a execução de forma não comportada quando o campo não preenchido ficava com lixo de memória não reconhecido como caractere. A correção foi feita para que o modelo mostre a mensagem de erro adequada.

1.5.9 Decomp_31.21

Initial Release (31.21)

Dezembro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.6.0 das Libs:

Adições

1. Ajuste na avaliação da versão do Newave cujo Decomp passa a poder ler os cortes por período, esta funcionalidade no Newave (com impressões complementares para o Decomp) passa a ser possível com as versões 28.16.2, 28.16.3, 28.16.4 também versões posteriores à versão 29.
2. Inclusão de arquivo de saída contendo os cortes construídos no processo da PDD para cada nó da árvore de cenários, exceto nós folha. A impressão do arquivo pode ser habilitada através do registro IR. (CUTPDD).
3. Implementação de funcionalidade que permite ao usuário inserir um benefício ao volume armazenado, esta funcionalidade ainda não está disponível para uso nesta versão.

Bugs corrigidos

4. Correção de consistência relacionada à leitura do registro CX para versões do Newave superiores à versão 28.16.2, o modelo não estava permitindo a inserção do registro CX quando os cortes eram gerado por essa versão do Newave.

1.5.10 Decomp_31.20

Initial Release (31.20)

Novembro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.6.0 das Libs:

Alterações

1. [Atualização Libs] Inclusão de colunas novas no arquivo oper_desvio_fpha.csv: inclusão das colunas com o valor da geração conforme a FPHA do ponto de operação e os desvios em relação a geração obtida pelo PL.
2. [Atualização Libs] Inclusão e ajustes nas validações e consistências das restrições elétricas.
3. [Atualização Libs] Melhoria na eficiência da comunicação das restrições elétricas do Decomp com as Libs: melhoria de código para redução de tempo computacional.

Bugs corrigidos

4. [Atualização Libs] Correção do fator de vazão incremental no cálculo da FPHA: ajuste no cálculo da FPHA quando há influência da vazão incremental de postos (registro VA), a FPHA passa a ser calculada no ponto de referência relativo a vazão incremental média do período. Além disso também foi feita correção na consideração deste termo na otimização para consideração correta da FPHA no PL.
5. Escrita de código 0 (execução do modelo terminou normalmente) nos arquivos runtrace.dat e runstat.dat até mesmo para casos inviáveis (antes escrevia o código 2000, que significa um erro que forçou o modelo a terminar a execução).

1.5.11 Decomp_31.19

Initial Release (31.19)

Outubro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.3.0 das Libs:

Adições

1. Possibilidade de leitura de cortes por período do Newave: para cortes gerados em versões do Newave posteriores a versão 28.16.2, o modelo Decomp passa a ser capaz de ler tanto cortes por estudo (cortes.dat) quanto cortes por período (cortes-XXX.dat). O nome do arquivo de cortes, seja por período ou por estudo, segue sendo informado no registro FC, o modelo faz a identificação do tipo dos cortes de forma automática.

Alterações

2. Decomp passa a imprimir o arquivo "mapcut" também para casos inviáveis.
3. Inclusão de flag adicional no registro CS: inclusão de flag que permite ao usuário optar por não realizar consistências prévias em relação as restrições hidráulicas.

Bugs corrigidos

4. Ajuste na mensagem "ERRO NA ABERTURA DO ARQUIVO": quando o erro de abertura ocorria no arquivo vazões, a mensagem estava se referindo ao arquivo hidr.dat e não ao arquivo vazoes.xxx.
5. Correção no arquivo dec_oper_evap.csv: ajuste na impressão do campo "volume inicial" da tabela, que estava imprimindo volumes equivocados. A coluna de "desvios" também ficou alterada em consequência.

1.5.12 Decomp_31.18

Initial Release (31.18)

Agosto de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.3.0 das Libs:

Adições

1. [Atualização Libs] Possibilidade de informar restrições elétricas por período e patamar através do dado: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR.
2. Inclusão de mensagem de erro caso a área do espelho de uma usina, calculada através dos polinômio dê um valor negativo.

Alterações

3. Aumento de dimensão: número de elementos na matriz do PL passa de 1000000 para 2000000, de forma a comportar casos acoplando com Newave individualizado com 100 iterações e 200 cenários forward.
4. Aumento do tamanho do campo do nome do arquivo de vazões (arquivo indices) para 200 caracteres.
5. Na impressão do CMO do sumario/relato que passa a arredondar (como era na versão oficial anterior) ao invés de truncar, e o teste para identificar se é negativo é feito com a tolerância de 0.005 para ficar coerente com o valor impresso.
6. Alteração na consistência das alterações de volume mínimo e máximo das usinas que passa a ser feita a posteriori não causando erros durante a leitura devido a questões de ordem.
7. Alteração de mensagem que indica uma usina NW não foi encontrada no arquivo de vazões incrementais: anteriormente fazia referência ao arquivo vazões.dat e agora passa a fazer referencia ao arquivo de vazões do Gevazp.

Bugs corrigidos

8. Correção em impressão no tempo de viagem que afetava exclusivamente o modo PL UNICO no arquivo dec_oper_usih.csv.

1.5.13 Decomp_31.17

Initial Release (31.17)

Abril de 2023

Compatibilidade com as Libs

Versão 7.0.0 das Libs:

Adições

1. [Atualização Libs] Possibilidade de ativar/desativar a consideração explícita do afogamento no cálculo da altura de jusante das usinas hidrelétricas ao utilizar os polinômios de jusante provenientes do arquivo em csv: esta opção é desabilitada por padrão, podendo ser habilitada via dado de entrada.
2. [Atualização Libs] Possibilidade de inserir termos constantes nas fórmulas das restrições elétricas.
3. [Atualização Libs] Funcionalidade de "Alias Personalizados" para restrições elétricas: permite que o usuário defina termos (associados a valores por período e patamar) a serem utilizados nas expressões das restrições elétricas.
4. Criação de um termo referente a carga da ande (carga_ande) e as pequenas usinas (peq_<nome>_<subm>) que podem ser utilizados na expressão das restrições elétricas.

Alterações

5. [Atualização Libs] Inclusão de consistência na leitura dos polinômios em csv: deve haver pelo menos um polinômio para todas as usinas do estudo.
6. [Atualização Libs] Possibilidade de informar o campo "patamar" vazio ou "NA" nos cards: ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR e RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR, neste caso o dado informado é válido em todos os patamares.
7. [Atualização Libs] Alteração do nome do card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO para RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR.

Bugs corrigidos

8. Correção na leitura do registro DA: a usina de retorno não era lida corretamente havia mais de um período informado para a mesma usina de saída.

1.6 Versões Dessem



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

1.7 Versões Gevazp

1.7.1 Gevazp_9.1

Update (9.1.6)

27 de Janeiro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Bugs corrigidos

1. Correção no cálculo da média condicionada para os casos com PAR(p)-A, considerando incerteza eólica.

Update (9.1.5)

12 de Janeiro de 2023

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Bugs corrigidos

1. Correção no cálculo de vazões incrementais de usinas em expansão.

Update (9.1.4)

29 de Dezembro de 2022

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Inclusão do arquivo de índice de incerteza eólica(“índices.csv”) na lista de arquivos(“arquivos.dat”).

Bugs corrigidos

2. Ajuste na impressão do cabeçalho de séries incrementais por posto.

Update (9.1.3)

9 de Dezembro de 2022

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Inclusão do método dos momentos no ajuste da distribuição utilizada na geração de cenários de incerteza eólica.

Update (9.1.2)

14 de Outubro de 2022

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Inclusão de usina existente na configuração do Newave mas não existente na configuração do Decomp, para o acoplamento dos modelos Newave Híbrido e Decomp.
2. Possibilidade de informar tanto previsões de velocidade de vento quanto previsões de geração eólica no arquivo de previsões semanais(prevsvel.rvx).

Alterações

3. Modificação para incluir o modo de leitura de parque eólico equivalente(PEE) nos arquivos de entrada tipo csv, seguindo o formato das Libs.

Initial Release (9.1.1)

30 de Junho de 2022

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Possibilidade de consideração da incerteza eólica no processo de geração de cenários sintéticos de afluências correlacionadas com velocidades de vento.

1.7.2 Gevazp_8.1

Update (8.1.6)

13 de Setembro de 2021

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Inclusão de um campo no registro 1 do arquivo de saída VAZOES.XXX para o DECOMP informando o número de postos do estudo (320 ou 600 postos).

Update (8.1.5)

7 de Junho de 2021

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Alterações

1. Ajuste no flag de impressão do arquivo de previsão de vazão semanal atualizado com a média dos cenários gerados do último mês em estudos de DECOMP no registro 19 do arquivo DADGER.RVX
2. Ajuste no flag de impressão do arquivo de tendência hidrológica atualizado com a média da previsão de vazão semanal e a média dos cenários gerados no estudo de DECOMP no registro 20 do arquivo DADGER.RVX.

Bugs corrigidos

3. Correção no cálculo da verificação da ordem ajustada aos modelos estocásticos PAR(p)-A cuja ordem é 1 e a contribuição é negativa.

Update (8.1.4)

18 de Maio de 2021

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Alterações

1. Ajuste na impressão de modelos AR(0) no arquivo VORDEM.OUT.
2. Ajuste no cálculo dos resíduos históricos para modelos AR(O), passando a considerar o primeiro ano histórico.

Bugs corrigidos

3. Correção no cálculo da contribuição dos coeficientes autorregressivos e anual no processo de verificação automática da ordem do modelo ao se adotar a metodologia PAR(p)-A.

Update (8.1.3)

26 de Março de 2021

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Alterações

1. Ajuste na impressão de modelos com ordem zero.
2. Ajuste no cálculo da contribuição dos coeficientes autorregressivos e anual no processo de verificação automática da ordem do modelo ao se adotar a metodologia PAR(p)-A.

Update (8.1.2)

10 de Fevereiro de 2021

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Alterações

1. Ajuste para execuções de geração tipo pente.
2. Reajuste na identificação do ano bissexto.
3. Ajuste no cálculo da correlação espacial da série de vazão com a série da média dos últimos 12 meses.
4. Impressão das correlações com cinco casas decimais para fins de validação.

Bugs corrigidos

5. Impressão do termo “correlograma” ao invés de “correlogramo” nos arquivos de saída.

Update (8.1.1)

29 de Junho de 2020

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Alterações

1. Ajuste para rodadas tipo pente utilizando modelagem PAR-A e se iniciando em meses que não janeiro.
2. Ajuste na identificação de ano bissexto para rotinas que transformam vazões semanais em mensais.

Initial Release (8.1)

6 de Fevereiro de 2020

Compatibilidade com as Libs

Não tem compatibilidade com as Libs.

Adições

1. Possibilidade de ajuste de modelo PAR(p)-A considerando a média das doze últimas afluências como variável para o processo de geração de cenários sintéticos de afluências.

1.8 Versões Suishi



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

1.9 Resumo Compatibilidade Versões

1.9.1 Tabela de compatibilidade por versões

Tabela resumo com a compatibilidade de cada versão das Libs com cada versão de cada modelo.

Table1.1: Compatibilidade versões

Versão Libs	Versão Newave	Versão Decomp	Versão Dessem
Versão 8.1.0	—	*Decomp_31.27*	—
Versão 8.0.0	—	*Decomp_31.26*	—
Versão 7.8.0	—	*Decomp_31.24*	—
Versão 7.7.0	—	*Decomp_31.22*	—
Versão 7.6.0	29.4.1	*Decomp_31.20*	—
Versão 7.5.0	29.4 | 28.16	—	—
Versão 7.4.0	—	—	—
Versão 7.3.0	—	*Decomp_31.19*	—
Versão 7.2.0	29.0 | 28.15	—	—
Versão 7.1.0	—	—	—
Versão 7.0.0	—	*Decomp_31.17*	secao-versao-dessem-20.0

2

Otimização Energética

2.1 Modelos de Otimização Energética do CEPEL

Desde a sua criação, o CEPEL desenvolve e mantém, no estado da arte, uma cadeia inovadora e integrada de metodologias e modelos computacionais para as áreas energética, de recursos hídricos e meio ambiente e que orienta o planejamento e operação de sistemas eletroenergéticos com base hidrotérmica e presença de novas fontes renováveis intermitentes (usinas eólicas, solares), além de outros dispositivos como unidades de armazenamento, usinas reversíveis, etc.

Este conjunto de metodologias e programas computacionais integra os horizontes de médio/longo, prazos, curto prazo e curtíssimo prazos (programação diária), possibilitando a definição de planos coordenados de expansão e operação do sistema elétrico em bases sustentáveis e considerando o tratamento de incertezas. Os modelos da cadeia são baseados em técnicas matemáticas e estatísticas de otimização e simulação, apoiando a tomada de decisão em dois níveis: tanto do ponto de vista sistêmico como do ponto de visto corporativo, pelas empresas do setor elétrico.

Assista o vídeo a seguir com uma descrição dos *Aprimoramentos recentes* em relação aos modelos para planejamento e programação da operação, e que descreve também algumas das funcionalidades.

Um esquema geral da cadeia de modelos é mostrado a seguir.

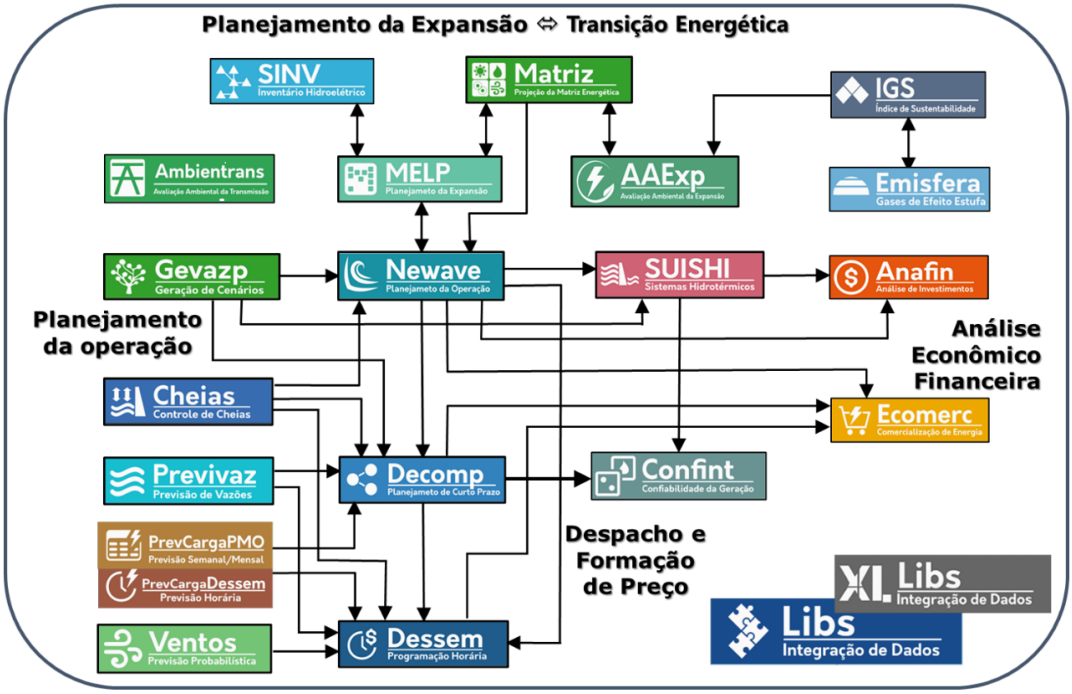




Figure2.1: https://youtu.be/6EAxC4h9ReY

2.2 Uso Oficial dos Modelos no Setor Elétrico Brasileiro

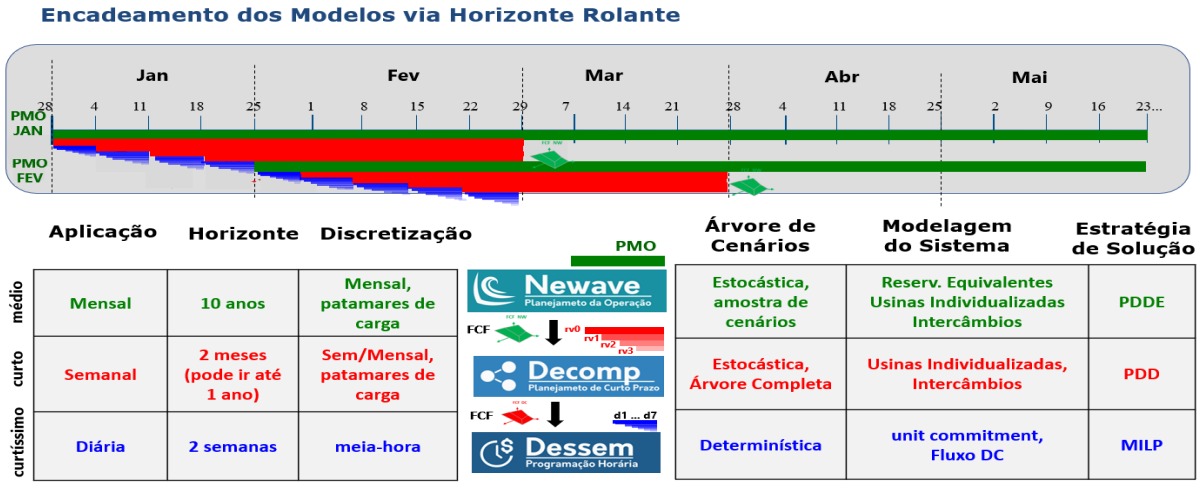
Muitos dos modelos são utilizados oficialmente pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Instituições Setoriais como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE nas atividades de planejamento da expansão e operação do sistema.

Algumas atividades do setor elétrico brasileiro realizadas com o uso desses modelos são:

Modelo	Atividade	Instituição	Utilizado desde
SINV	▪ Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas	ANEEL	1997
NEWAVE	▪ Planejamento da Expansão (PDE) ▪ Cálculo da Garantia Física ▪ Preços de Leilões de Energia	EPE	2005
	▪ Planejamento da Operação Energética (PEN) ▪ Programa Mensal da Operação (PMO)	ONS	2000
	▪ Formação do preço de energia (PLD)	CCEE	2000
SUISHI	▪ Cálculo da Garantia Física	EPE	2016
	▪ Planejamento da Operação Energética (PEN) ▪ Programa Mensal da Operação (PMO)	ONS	2005
GEVAZP	▪ Planejamento da Operação Energética (PEN) ▪ Programa Mensal da Operação (PMO)	ONS	2000
	▪ Formação do preço de energia (PLD)	CCEE	2000
DECOMP	▪ Planejamento da Operação Energética (PEN) ▪ Programa Mensal da Operação (PMO)	ONS	2000
	▪ Formação do preço de energia (PLD)	CCEE	2002
DESSEM	▪ Programação diária da operação	ONS	2020
	▪ Preço horário de Energia(PLD)	CCEE	2021
CHEIAS	▪ Prevenção e Controle de Cheias	ONS	1998
PrevCarga	▪ Previsão de Carga Semanal e Horária	ONS	2018

Os modelos passam por um amplo e aberto processo de **validação**, e sua utilização necessita ser aprovada pela **ANEEL** ou pela **CPAMP**- Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, coordenada pelo MME e vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética, da qual o Cepel faz parte como assessor técnico.

2.2.1 Execução Encadeada dos Modelos



No programa mensal da operação e cálculo do PLD, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM são executados de forma sequencial e encadeada, ao longo do tempo, cada um com um horizonte de tempo, discretização temporal e periodicidade adequados com o nível de planejamento ao qual está associado:

- execução do modelo NEWAVE uma vez por mês, para obter a função de custo futuro para as rodadas semanais do DECOMP, ao longo do mês;
- execução do modelo DECOMP uma vez por mês, para obter a função de custo futuro para as rodadas diárias do DESSEM, ao longo da semana;
- execução do modelo DESSEM de forma diária, para obtenção do despacho e preço horário para o dia seguinte

2.3 Uso corporativo dos modelos de otimização energética

Os modelos também podem ser utilizados por empresas do setor de energia elétrica, sejam geradoras, empresas de transmissão, distribuidoras, comercializadoras ou qualquer outro agente que atue em investimentos na expansão, operação ou comercialização de energia, para realizar avaliações como:

- Avaliação técnica e econômica de projetos relacionados à transição energética: integração de fontes intermitentes de energia (solar, fotovoltaica), armazenamento de energia (baterias, usinas reversíveis), atuação em programas de resposta da demanda, avaliação do uso de energia para produção de hidrogênio verde;
- Prospecção de preços de energia para atuar decisões de comercialização;
- Análise Financeira de Projetos
- Geração de cenários para avaliações energéticas a curto, médio e longo prazos;
- Previsão de vazões para o curto prazo
- Previsão de carga para curto, médio e longo prazos

2.4 Propósito e Missão

De forma geral, o propósito e missão do CEPEL em relação aos modelos energéticos é:

- **Realizar *Projetos de P&D* e desenvolver *Metodologias e Programas Computacionais*.**
  - Planejamento e operação de sistemas de geração de energia elétrica, pelas instituições do setor elétrico
  - avaliação da oportunidade de investimentos em geração e transmissão, através de análise de custo benefício dos empreendimentos e impactos na operação do sistema e preços do mercado
  - Prospecção de preços de energia, no mercado de curto prazo e para apoiar decisões de comercialização em contratos de mais logo prazo;
  - Análise econômico-financeira e de riscos de diversos empreendimentos do setor elétrico
- **Realizar ações de *educação* em engenharia:**
  - Capacitação de profissionais para o setor elétrico
  - Ciclo de Cursos para estudantes e profissionais
  - Versões acadêmicas dos programas
  - Seminários em universidades
  - Orientação de bolsistas de D.Sc, M.Sc e graduação
- ***Publicação* das pesquisas realizadas:**
  - Artigos em periódicos

  - Seminários, congressos e workshops
  - Webinars

2.5 Linhas de Pesquisa

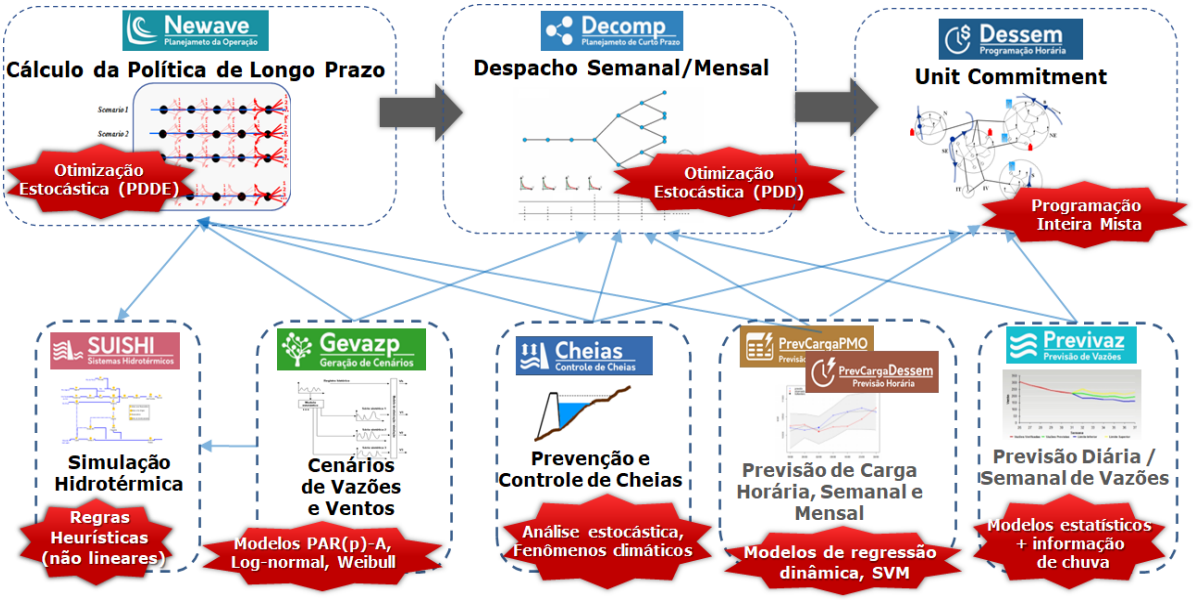
As principais linhas de pesquisa e atividades específicas na área energética são:

- *Planejamento da Operação, Despacho e Formação de Preço* de sistemas hidrotermo-eólicos
- *Planejamento de Expansão e Avaliação energética/ambiental de Novos Projetos de G&T* e Avaliação energética/ambiental de Novos Projetos de G&T
- *Comercialização de Energia* e *Análise Financeira de Projetos*
- Avaliação de aspectos relacionados à transição energética: fontes intermitentes, armazenamento de energia, resposta da demanda e hidrogênio verde
- *Hidrologia Estocástica e Recursos Hídricos*
- *Previsão e Modulação da Carga* de curto, médio e longo prazos
- *Técnicas Computacionais aplicados à área Energética* Técnicas Computacionais Aplicadas à Área Energética

A seguir, apresenta-se um resumo dos programas/modelos computacionais da área de otimização energética, cuja documentação mais completa é apresentada neste ambiente LIBs.

2.5.1 Planejamento da Operação, Despacho e Formação de Preço

Os modelos de otimização energética do CEPEL são utilizados para o planejamento e programação da operação, com horizonte variando de 5 anos a semanas, e com desagregação mensal, semanal e horária. O uso desses modelos de otimização/simulação garante a operação coordenada e ótima do sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de minimizar o custo de geração, e considerando medidas de risco para melhor garantir o suprimento de energia.



- o modelo **NEWAVE** é destinado ao planejamento da operação de longo prazo (até 10 anos) e determinação dos valores da água, aplicando o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica;
- com a política de operação construída pelo NEWAVE, que é representada pelas funções de custo futuro para cada período, podem ser feitas simulações hidrotermoeólicas, seja com o próprio NEWAVE, ou com o modelo **SUISHI**, que pode simular o sistema com adoção de regras heurísticas e não lineares mais detalhadas;

- a política do NEWAVE também alimenta o modelo **DECOMP**, que refina essa política, otimizando a operação no curto prazo, até 1 ano à frente, com discretização semanal ou mensal, aplicando Programação Dinâmica Dual;
- o modelo DECOMP se integra, por sua vez, ao modelo **DESSEM**, que resolve um problema de unit commitment hidrotérmico por programação linear inteira mista, acoplando-se à função de custo futuro construída pelo DECOMP. O DESSEM é utilizado oficialmente desde 2020 para a programação do despacho pelo ONS, e desde 2021 para estabelecimento do preço de energia (PLD) horário, pela CCEE, atuando de forma integrada com os modelos NEWAVE e DECOMP;
- a incerteza no regime hidrológico e de ventos é considerada no modelo **GEVAZP**, que gera cenários conjuntos de vazão e ventos para os modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP, considerando a correlação espacial entre essas variáveis;
- o sistema **PREVIVAZ** utiliza técnicas estatísticas com informação de chuva para a previsão de vazões diárias para o DESSEM, e semanais para o DECOMP;
- com o sistema **CHEIAS**, fazem-se estudos de prevenção e controle de cheias, enviando restrições referentes a volumes de espera para os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM;
- para a previsão de carga, são utilizados os modelos **PrevCargaPMO**, para previsão de carga para o modelo DECOMP, e **PrevCargaDESSEM**, para previsão de carga para o modelo DESSEM.

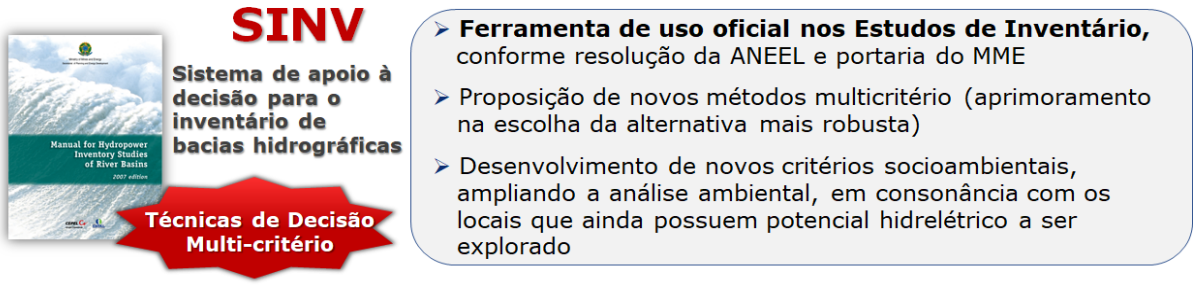
Ressalta-se que simulações individualizadas para o planejamento da expansão e operação do sistema - com o mesmo horizonte de planejamento adotado no cálculo da política do NEWAVE - podem ser realizadas de duas formas, utilizando-se as funções de custo futuro calculadas pelo NEWAVE:

- através da simulação final individualizada no próprio modelo NEWAVE, ao longo de todo o horizonte de modelo, disponível no modelo a partir de Junho/2022.
- através do módulo de simulação hidrotérmica do SUISHI, que considera de forma explícita as não linearidades e regras operativas dos reservatórios;

Estas simulações permitem não só a avaliação das condições de suprimento de energia no futuro pelas instituições, mas para os agentes avaliarem o desempenho de seus ativos de geração e transmissão, tanto existentes como futuros, e prospectarem o preço de energia

2.5.2 Planejamento de Expansão e Avaliação energética/ambiental de Novos Projetos de G&T

São desenvolvidas metodologias para consideração das dimensões energética e socioambientais nas diversas etapas do processo de planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica. Estudos de inventários de bacias hidrográficas podem ser realizados com o modelo **SINV**, para aprimoramento do processo de tomada de decisão da melhor alternativa através de métodos multicritério, e é a ferramenta oficial para realização de inventários utilizando o conceito de avaliação ambiental integrada e seguindo as regras do Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas.

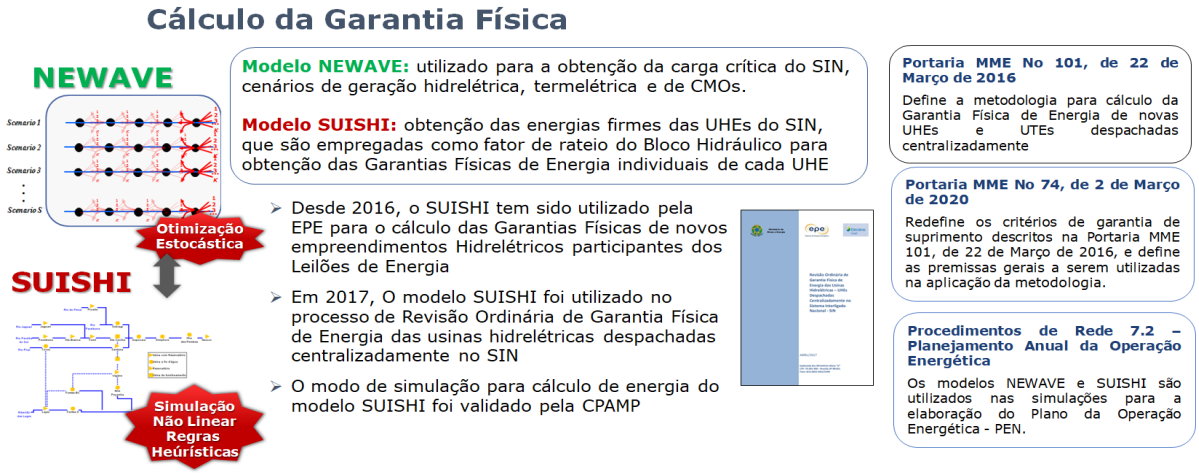


Em seguida, estudos integrados de **planejamento de longo prazo da expansão** da geração elétrica e de gás natural ou de todo sistema energético brasileiro podem ser realizados através dos modelos **MELP** e **MATRIZ**, respectivamente. O objetivo de tais estudos é estabelecer uma estratégia de expansão de usinas geradoras e

interligações para o sistema elétrico, levando-se em consideração as interdependências com as outras cadeias energéticas de forma econômica e aspectos de confiabilidade e ambientais.



Os resultados das simulações destes modelos podem fornecer importantes subsídios/condicionantes para o planejamento da expansão de médio e curto prazos realizados através dos modelos **NEWAVE** e **SUISHI**, de modo a obter-se a um programa de obras de referência, que visa à implantação de novos projetos de geração e transmissão, contratados por meio de leilões públicos. Com estes modelos calcula-se também a **garantia física** das usinas hidrelétricas e termoelétricas.

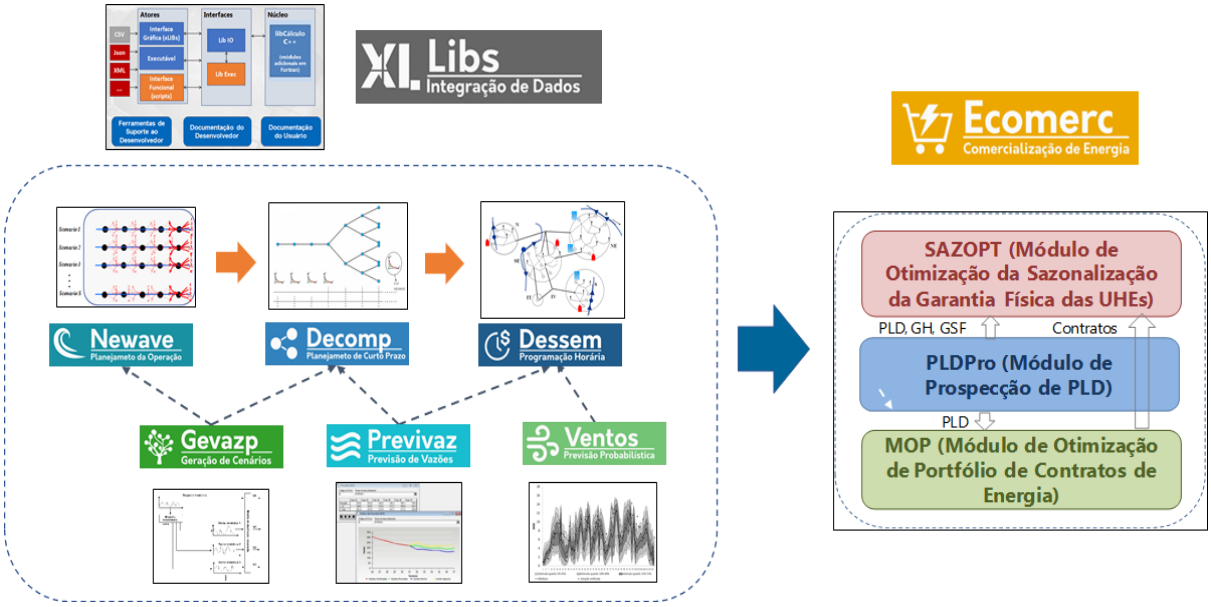


A avaliação da garantia física atual e os impactos das novas fontes intermitentes de energia na garantia física das usinas no futuro é de suma importância para as empresas de geração, pois é um balizador para o estabelecimento dos contratos futuros de venda de energia.

2.5.3 Comercialização de Energia

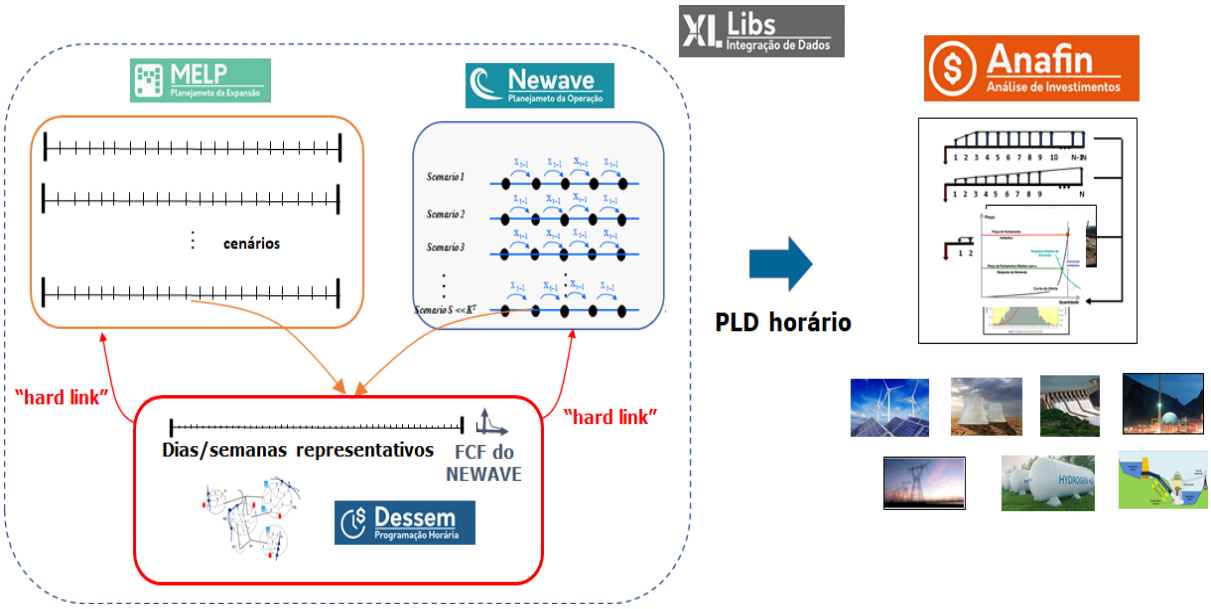
No âmbito do sistema **ECOMERC**, são estudados aspectos relacionados à comercialização de energia elétrica, que envolve a utilização de todos os modelos para planejamento e formação de preço do SIN, e apresenta três módulos:

- PLDPro: Prospecção de Preços de Energia;
- SAZOPT: Sazonalização da Garantia Física;
- MOP: Otimização de Portfólios



2.5.4 Análise Financeira de Projetos

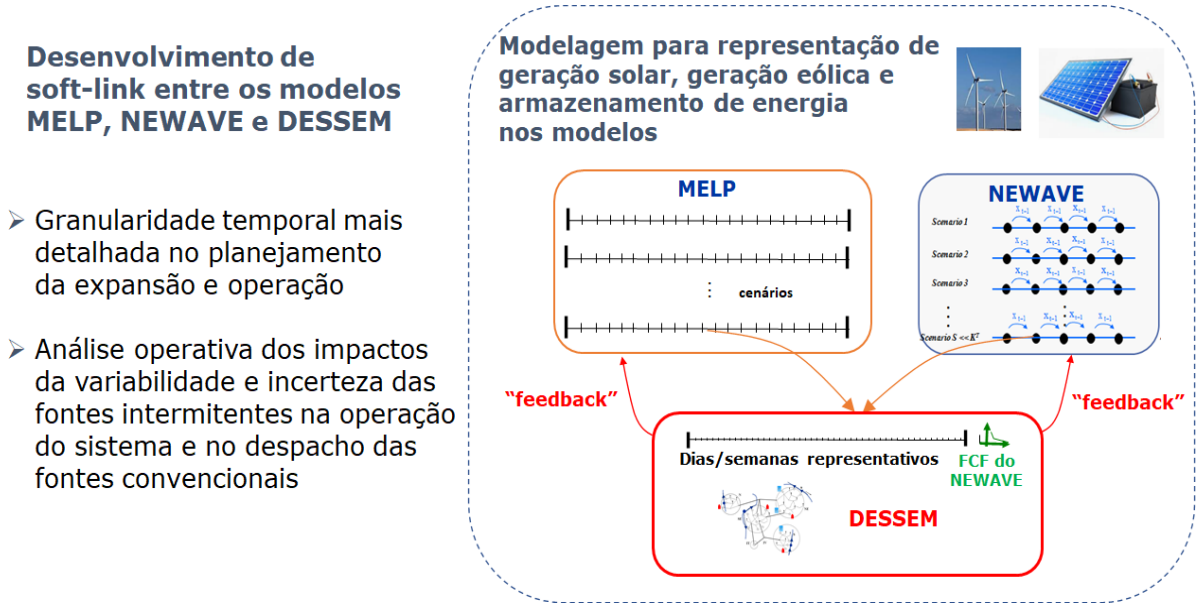
O DEA também desenvolve modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração e transmissão de energia. A principal ferramenta para a análise financeira e de riscos é o modelo **ANAFIN**, que apoia decisões de investimento das empresas, lidando com incertezas inerentes a cada projeto desenvolvido.



2.5.5 Integração direta entre modelos de longo e curtíssimo prazos

Um aspecto fundamental é a integração direta do modelo de programação diária, DESSEM, com os modelos de planejamento da expansão, MELP, e planejamento da operação, NEWAVE. Isso permite que esses modelos consigam enxergar uma granularidade temporal detalhada nas decisões de expansão e na simulação da política de operação, o que é essencial na avaliação dos efeitos, na operação das fontes de energia tradicionais, da **forte penetração das novas fontes renováveis de energia**, como a geração eólica, solar, e geração distribuída(MMGD), assim como avaliar os impactos da grande incerteza e variabilidade horária dessas fontes.

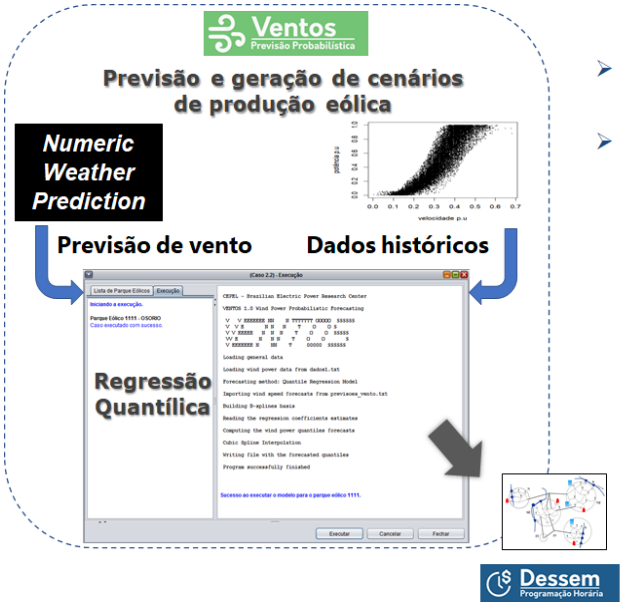
Com essa integração entre os modelos, é possível avaliar também os benefícios da introdução, nos sistemas elétricos, de diversos elementos que compõem a transição energética, como usinas reversíveis, armazenamento de energia, resposta da demanda, e até a possibilidade de utilizar eventuais excessos de geração para produção de hidrogênio verde, que podem ser modelados como cargas adicionais no sistema.



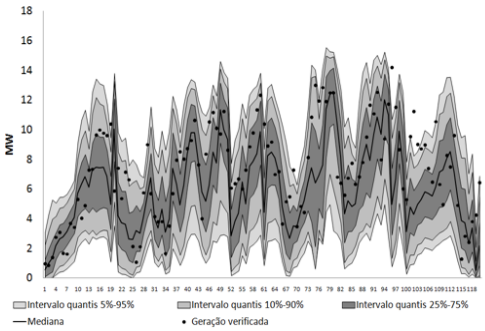
Esta integração tem não só uma função institucional, para uso pela EPE para avaliação dos impactos das novas fontes de geração na operação e preços da programação diária da operação, como pelos agentes do setor elétrico, para avaliarem o desempenho futuro de seus ativos em base horária, neste cenário de transição energética que estamos vivendo.

2.5.6 Cenários de Produção Eólica

O CEPEL desenvolve ainda modelos para previsão probabilístca de geração eólica, em intervalos horários, com horizonte de até 1 semana, com o modelo **VENTOS**. Além da previsão em si, o modelo pode fornecer quantis da distribuição da geração eólica.



- Previsões probabilísticas da geração eólica em base semi-horárias
- Pode ser utilizado para obter cenários de geração eólica para prospecções de preço com o modelo DESSEM

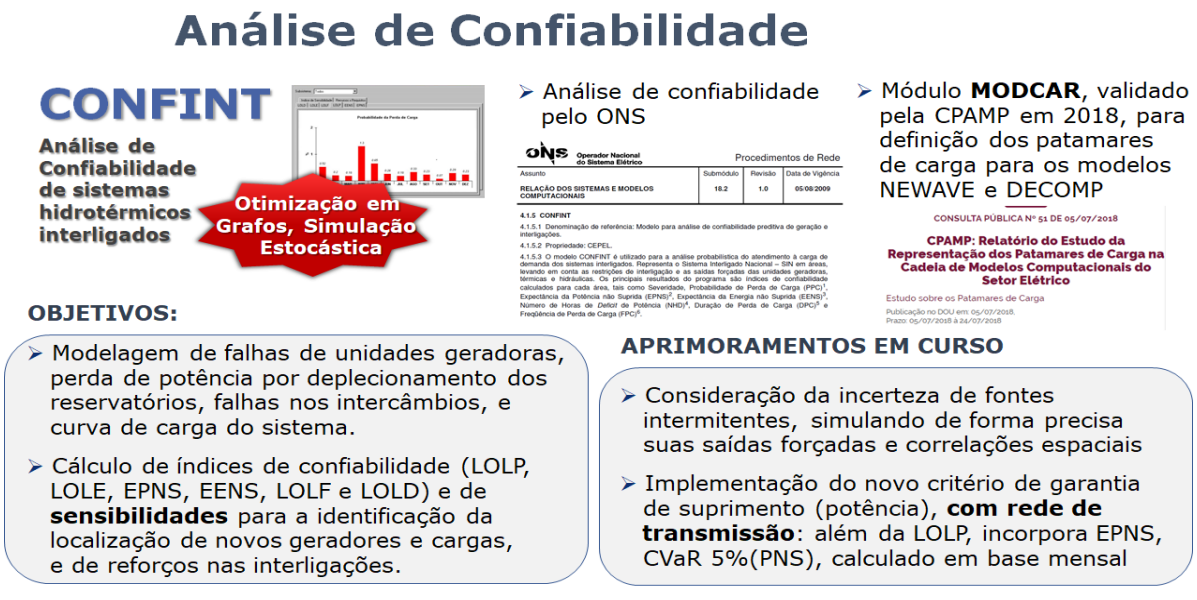


Com estes cenários de produção eólica é possível realizar uma série de estudos, tais como:

- simular curvas de PLD horário, para diferentes curvas de geração dos parques eólicos;
- realizar estudos integrados da expansão (MATRIZ, MELP) ou planejamento da operação (NEWAVE) integrando-se com o modelo DESSEM, considerando várias curvas de geração eólica futuros para este último.

2.5.7 Análises de Confiabilidade

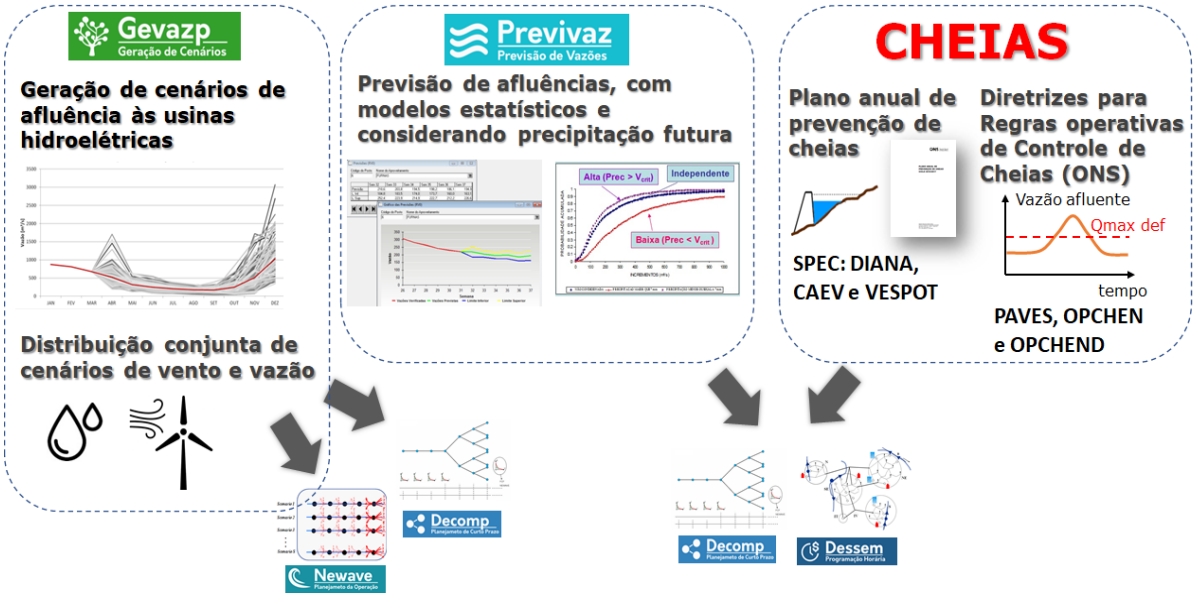
Análises de confiabilidade de sistemas hidrotermo-eólicos podem ser realizadas utilizando o modelo **CONFINT**.



Com estas análises de confiabilidade, pode verificar a adequação/confiabilidade do suprimento de energia do ponto de vista espacial, considerando falhas dos geradores e dos grandes troncos de transmissão.

2.5.8 Hidrologia Estocástica e Recursos Hídricos

Para essas atividades, são utilizados também: modelos para geração de cenários sintéticos de energia e vazões (**GEVAZP**) para os modelos NEWAVE e DECOMP, modelo de previsão de vazões (**PREVIVAZ**) e de controle de cheias (**SPEC/OPCHEN**)) para as usinas hidrelétricas e reservatórios para os modelos DECOMP e DESSEM.

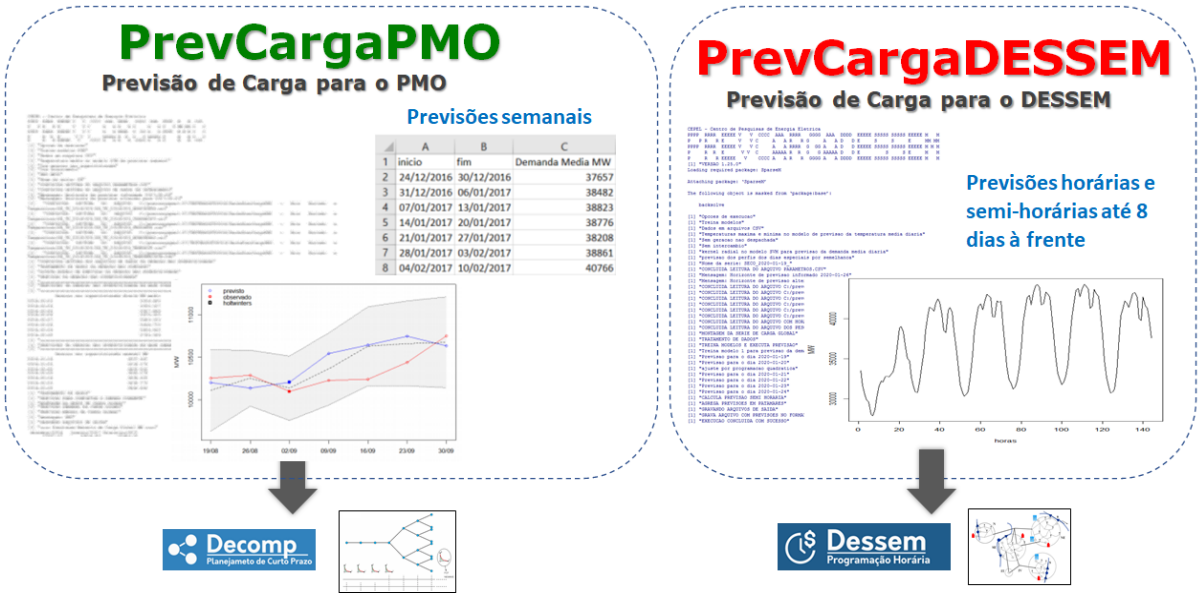


Estes cenários são essenciais para realizar de forma adequada:

- prospecção de preços de energia para o curto, médio e longo prazos;
- estudos de verificação do impacto, no longo prazo, de incorporação de novas fontes intermitentes, considerando a incerteza em sua geração de forma conjunta com a incerteza hidrológica.
- realizar o planejamento adequado da expansão e operação do sistema.

2.5.9 Previsão e Modulação da Carga

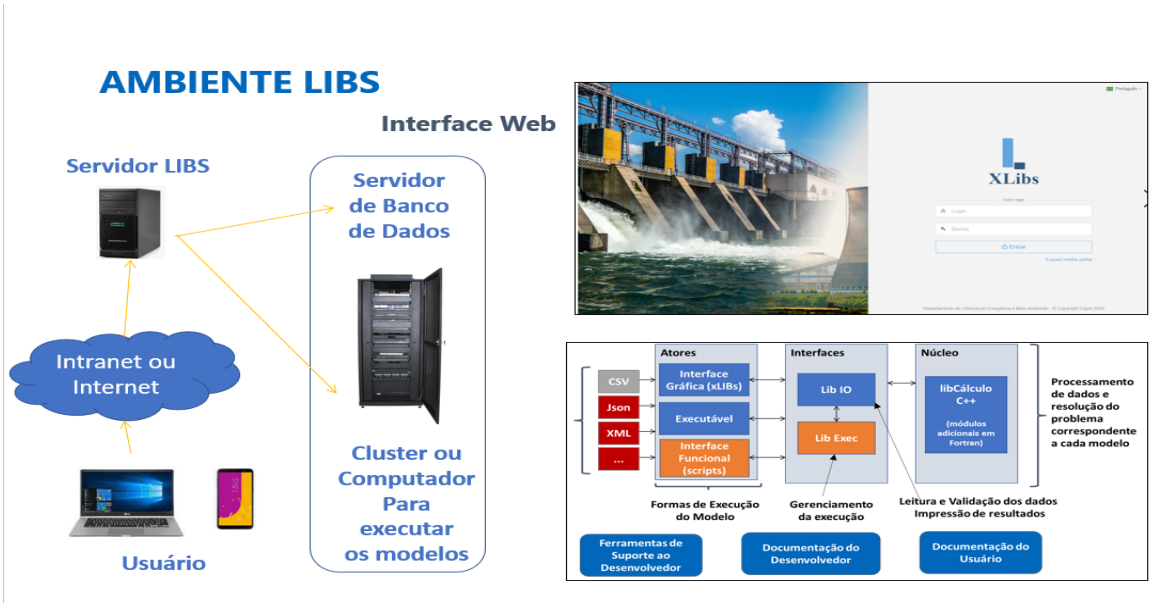
A previsão de carga semanal/mensal para o modelo DECOMP é feita oficialmente utilizando a ferramenta **PrevCargaPMO**, e encontra-se atualmente em validação, para previsão de carga semi-horária para o DESSEM, a ferramenta **PrevCargaDESSEM**, desenvolvida em conjunto com o ONS. A ferramenta **MODCAR** é utilizada para determinar curvas de duração de carga (patamares) para os modelos NEWAVE e DECOMP.



A previsão da carga é essencial para que se tenham dados adequados para os modelos de otimização energética, que são empregados em vários processos e estudos tanto pelas instituições do setor elétrico, como pelos agentes.

2.5.10 Técnicas Computacionais aplicados à área Energética

Os modelos de otimização empregam técnicas de processamento distribuído em suas formulações, computação de alto desempenho, disponíveis no laboratório LABCIN e podem ser utilizadas em ambiente de nuvem. Com isso, obtêm-se benefícios de redução dos tempos de processamento e possibilidades de modelagens mais precisas de componentes, até então representados de forma menos detalhada. Estão sendo desenvolvidos também, no âmbito do projeto Libs, algoritmos e facilidades computacionais para a programação, interface e integração dos programas da área energética, em um novo ambiente computacional que permitirá a unificação dos dados de entrada e saída dos modelos e seu uso por meio de uma interface gráfica Web.



O CEPEL também está realizando uma parceria com a Google para permitir, no futuro próximo, a disponibilização do serviço de execução dos modelos de otimização energética na nuvem, usando o Google Cloud.

2.6 Funcionalidades dos Modelos

Os programas da cadeia de modelos energéticos possuem uma serie de funcionalidades, que são descritas com mais detalhes em seções futuras dessa página.

2.6.1 Evolução ao longo do tempo

Os modelos atuam de forma integrada, e vêm sendo continuamente aprimorados para acompanhar o aumento da complexidade de operação do Sistema Interligado Nacional. Aqui podemos ver as principais funcionalidades incorporadas nesse período para o NEWWAVE, GEVAZP, SUISHI, DECOMP e DESSEM, além de uma série de aprimoramentos mais recentes vêm sendo implementados através da plataforma LIBS, contemplando simultaneamente todos os modelos e garantindo, assim, o desenvolvimento integrado e a inclusão de funcionalidades de maneira uniforme em todos eles.



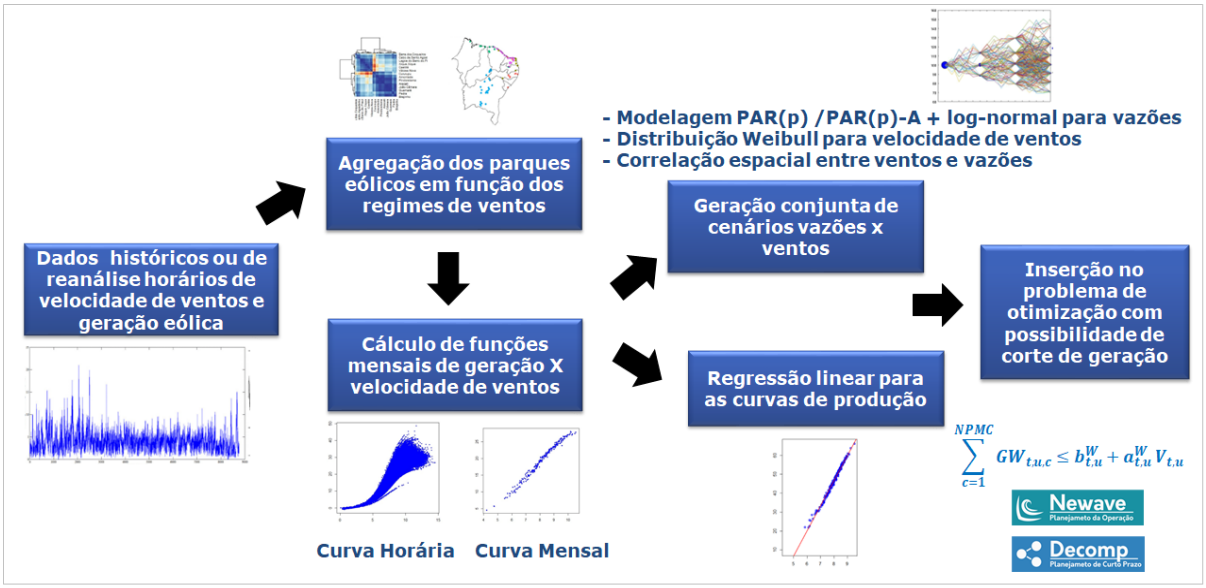
Temos ainda as pesquisas de base, que têm sido realizadas ao longo do tempo e constituem a fundação para o desenvolvimento das metodologias para os modelos de otimização energética do CEPEL. Tudo isso tem possibilitado o aprimoramento gradativo, ao longo do tempo, da representação das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE, sendo possível considerá-las hoje de forma individualizada em todo ou em parte do horizonte de estudo.

2.6.2 Aprimoramentos recentes

A seguir, apresentam-se alguns aprimoramos recentes realizados nos modelos

Incorporação da incerteza na geração eólica

O primeiro é a incorporação da modelagem dos ventos nos modelos NEWAVE e DECOMP, representando a incerteza da geração eólica de forma conjunta com a incerteza nas vazões afluentes, cujas etapas estão resumidas na figura a seguir.

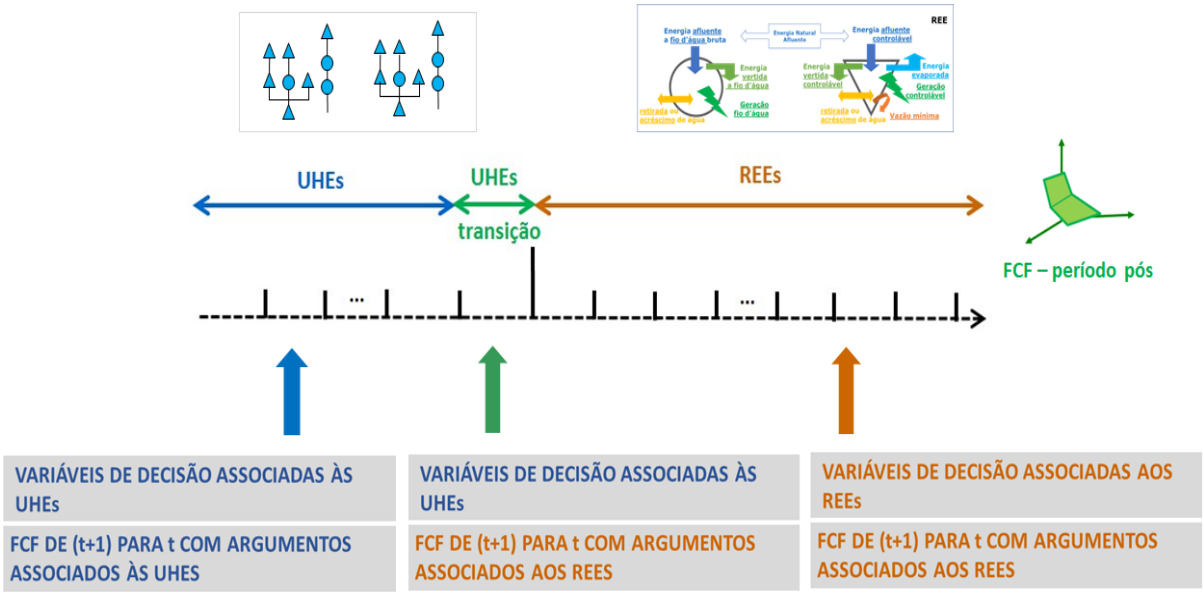


A partir de dados históricos em base horária para a velocidade de ventos e geração eólica em cada parque, foi desenvolvida uma modelagem estatística para agregação dos regimes de ventos, de forma reduzir a dimensionalidade das variáveis aleatórias. Em seguida, construíram-se curvas mensais para representar a geração eólica em função das velocidades de ventos, a partir das quais faz-se uma regressão linear para considerar a curva de produção eólica em função da velocidade dos ventos, em escala mensal, com fatores diferenciados por patamar de carga.

Utilizando os modelos Par(p) e Par(p)-A com ruídos lognormais para as vazões, distribuição Weibull para as velocidades de ventos, e considerando a correlação espacial entre as variáveis aleatórias, faz-se uma geração conjunta de cenários para as vazões afluentes e as velocidades dos ventos. Os cenários são então inseridos no problema de otimização nos modelos NEWAVE e DECOMP, que consideram a geração eólica como uma decisão, e não como abatimento de carga, permitindo-se ou não o corte de geração, por escolha do usuário.

NEWAVE individualizado / híbrido

Outro aprimoramento importante é a representação das usinas hidrelétricas de forma individualizada no modelo NEWAVE, em todo o horizonte de estudo ou até determinada linha de corte no tempo, como apresentado no esquema a seguir. Dessa maneira, pode-se representar as usinas de forma individualizada nos meses iniciais do horizonte até determinado período escolhido pelo usuário.



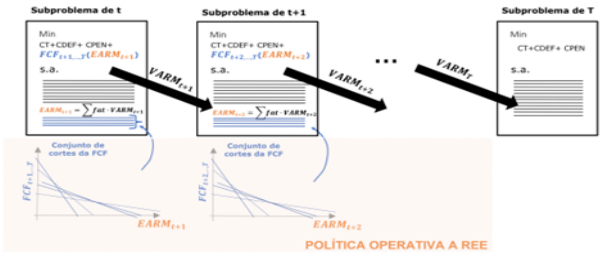
Após esse período de transição o modelo passa a representar as usinas hidrelétricas através da modelagem a reservatórios equivalentes de energia, REEs, havendo, portanto, a possibilidade de utilização da modelagem por REE na porção final do horizonte de planejamento.

Para melhorar o desempenho computacional, concebeu-se também o acoplamento, ao final do horizonte de planejamento, com uma função de custo futuro lida externamente. Essa função deve ser construída a partir de uma execução anterior do NEWAVE, eliminando assim a necessidade de consideração de um período pós estudo.

Finalmente, outro aprimoramento realizado recentemente no modelo NEWAVE foi o de permitir a realização de simulações individualizadas mesmo quando a política de operação (funções de custo futuro) é construída a reservatórios equivalentes de energia, em parte ou todo o horizonte de estudo. Com isso, pode-se fazer uma avaliação comparativa do desempenho do sistema quando simulado sob as mesmas condições e restrições operativas, porém utilizando funções de custo futuro construídas por REE ou com modelagem individualizada das usinas hidrelétricas. O esquema abaixo ilustra esse tipo de simulação.

SIMULAÇÃO FINAL COM TODOS OS PERÍODOS INDIVIDUALIZADOS

- Política operativa com modelagem **a sistema equivalente (REE)**
- Política operativa com modelagem **híbrida (UHE e REE)**



SIMULADOR INDIVIDUALIZADO DE POLÍTICAS OPERATIVAS A REE OU HÍBRIDAS

Aprimoramento das restrições elétricas no NEWAVE/DECOMP

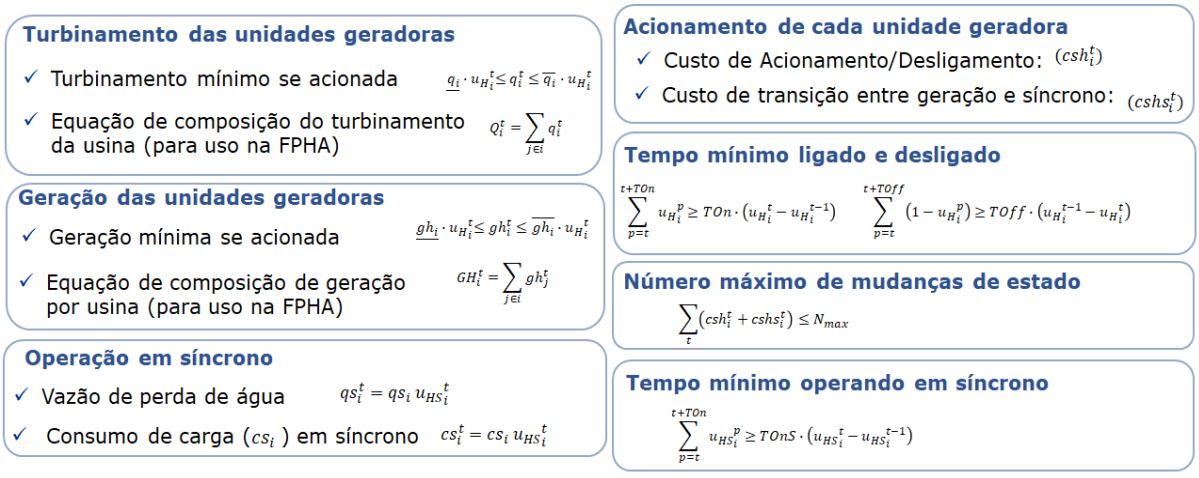
Um terceiro desenvolvimento recente foi o aprimoramento da consideração das restrições elétricas já existentes nos modelos NEWAVE e DECOMP. Através de uma entrada de dados intuitiva, o usuário pode inserir qualquer expressão linear para uma restrição elétrica, informar a condição na qual a restrição deve ser incluída e informar os limites inferior e superior das restrições também de forma condicionada aos dados de entrada do problema.



Com isso, é possível representar restrições lineares por parte que são fornecidas originalmente por meio de tabelas. Esta entrada de dados, que é o padrão que vem sendo utilizada no ambiente Libs, é em formato CSV, o que facilita a representação e legibilidade dos dados, além de ser bastante flexível.

Unit Commitment Hidráulico no modelo DESSEM

No final de 2023 o CEPEL disponibilizou uma versão do modelo DESSEM considerando a modelagem do acionamento e desligamento de cada unidade geradora das usinas hidrelétricas, assim como diversas restrições de unit commitment hidráulico, como ilustrado a seguir.



Com a consideração dessas restrições, aproxima-se ainda mais a modelagem das usinas hidrelétricas à realidade operativa, reduzindo-se a necessidade de realização do "pós-DESSEM" pelo ONS. Do ponto de vista dos geradores,

essa funcionalidade permite que se utilize o modelo DESSEM para representar de maneira mais fidedigna a distribuição do despacho de geração da usina (que é determinado pelo ONS) entre suas unidades geradoras.

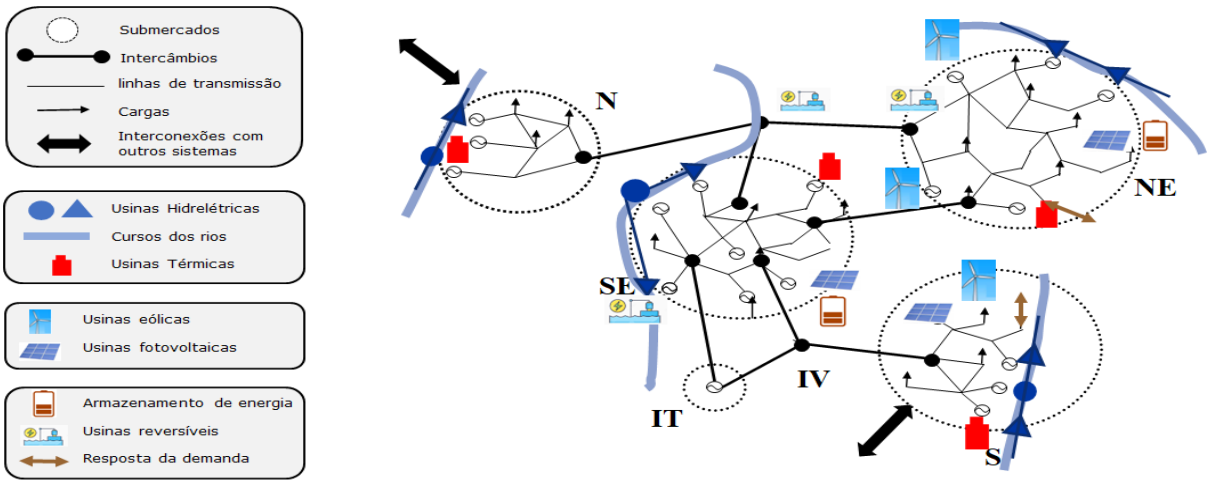
As funcionalidades do modelo são descritas brevemetne a seguir, e descritas com mais detalhes nas diversas seções desse ambiente de documentação.

2.6.3 Configurações do Problema

- Discretização temporal variável ao longo do horizonte de tempo (LIBS). Atualmente, utilizam-se intervalos mensais para os modelos MELP, NEWAVE e SUISHI, semanal/mensal para o modelo DECOMP, e até semi-horária para o modelo DESSEM.
- Modelagem das incertezas através de um conjunto de cenários (MELP) ou por uma árvore de cenários (NEWAVE e DECOMP), considerando a incerteza nas afluências às usinas hidrelétricas de forma conjunta com a incerteza na geração eólica.
- Possibilidade de representação de patamares de carga não cronológicos para os intervalos de tempo de maior duração (MELP, NEWAVE, SUISHI, DECOMP).
- Acoplamento temporal entre os modelos, a partir de uma função de custo futuro multivariada, construídos pelos modelos de mais longo prazo. Esta função expressa o valor da água das usinas hidrelétricas em função do vetor de volumes armazenados em todas as usinas e da tendência hidrológica (vazões passadas).
- Consideração de mecanismos de aversão a risco para os modelos de curto, médio e longo prazo, como o Conditional Value-at-Risk (CVaR) (NEWAVE, DECOMP), superfície de aversão ao risco (SAR) (NEWAVE), e volume mínimo operativo para as usinas hidrelétricas (NEWAVE, SUISHI e DECOMP).

2.6.4 Representação do Sistema de Transmissão

O sistema pode ser representado em diferentes graus de detalhamento na cadeia de modelos, dependendo dos dados que estão disponíveis e das características do horizonte de planejamento em cada um deles.



- em primeiro lugar, o sistema é subdividido em submercados, que são interconectados por grandes troncos de transmissão. denominados de intercâmbios de energia (MATRIZ/MELP, NEWAVE, DECOMP, DESSEM e SUISHI), com limites de transmissão, fatores de perdas para gerações ou cargas em função da distância de cada usina/ponto de carga ao centro de gravidade da carga da área;
- em cada submercado, podem ser consideradas restrições elétricas internas (NEWAVE/DECOMP), para representar alguns gargalos importantes de transmissão intra-submercado;
- no modelo DESSEM, considera-se a rede elétrica detalhada, por uma modelagem DC;
- importações ou exportações de energia com outros sistemas também podem ser representadas em todos os modelos;

- considera-se a possibilidade de corte de carga nos submercados, a partir das informações de custo de déficit, fornecidas a partir de uma função linear por partes (NEWAVE, DECOMP, DESSEM e SUISHI).

A cada barra do sistema podem ser conectadas usinas hidrelétricas e usinas térmicas. Os reservatórios das usinas hidrelétricas podem ser de regularização diária ou a fio da água, e estão conectadas em cascata ao longo dos cursos dos rios, fazendo com que os modelos vejam de maneira integrada a operação elétrica com a dinâmica do fluxo da água ao longo dos rios.

As fontes intermitentes de energia, como eólica e solar, também se conectam às barras e respectivos submercados, assim como todos os componentes adicionais que são representados nos modelos, como as baterias para armazenamento de energia, usinas reversíveis e as cargas que participam dos programas de resposta da demanda

2.6.5 Representação das Usinas Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas em cascata podem ser representadas de maneira individualizada em todos os modelos, com as seguintes funcionalidades:



- modelagem detalhada dos reservatórios considerando diversas variáveis da operação hidráulica, como armazenamento, vertedouro, desvio e canal de fuga;
- modelagem detalhada das casas de força das usinas hidrelétricas (NEWAVE, DECOMP, DESSEM e SUISHI), considerando as características das turbinas e dos geradores;
- produtividade variável das usinas hidrelétricas com a altura de queda, além do efeito da variação da eficiência das turbinas e perdas hidráulicas nos condutos com a altura de queda líquida e a vazão, e o engolimento máximo das turbinas em função da altura de queda;
- representação detalhada do balanço hídrico para a operação em cascata das usinas hidrelétricas (NEWAVE, SUISHI, DECOMP, DESSEM), considerando o tempo de viagem da água (DECOMP, DESSEM) e modelagem de seções de rio com curvas de propagações de vazões (DESSEM).
- representação de usinas de bombeamento (DECOMP, DESSEM), seja em ciclo fechado (usinas reversíveis) ou em ciclo aberto (transposição de água de um rio a outro;
- unit commitment das usinas hidrelétricas (DESSEM), onde se representa o status ligado e desligado das unidades geradoras e suas zonas proibidas de operação.
- modelagem de canais entre reservatórios;

Diversos fenômenos físicos são modelados, como a evaporação dos reservatórios variável com o volume armazenado, assim como várias restrições operativas como defluências mínimas das usinas, retirada de água para outros usos, como irrigação e abastecimento humano, volumes de espera para controle de cheias, calculadas pelo

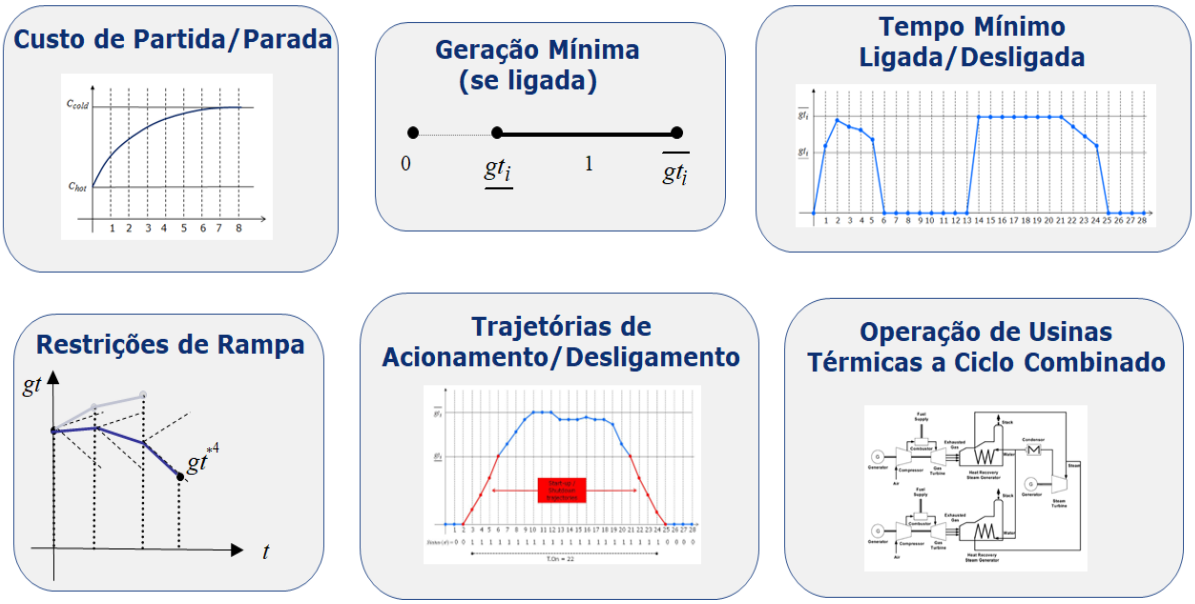
sistema CHEIAS, variação horária de nível nas seções dos rios, como a Régua 11 de Itaipu, enchimento de volume morto.

Além de todos esses aspectos, considera-se a incerteza das vazões afluentes (GEVAZP) através de um modelo autorregressivo periódico (Par(p)), incluindo termos adicionais para a correlação anual (Par(p)-A) e considerando alguns fenômenos climáticos com o ENSO. Estes cenários alimentam os modelos MELP, NEWAVE, SUISHI e DECOMP. A previsão de vazões horárias/diárias/semanais para as usinas hidrelétricas pode ser feita pelo modelo PREVIVAZ, considerando uma série de modelos estatísticos, e que alimenta os modelos DECOMP e DESSEM.

Há ainda a possibilidade de modelagem das usinas hidrelétricas a reservatórios equivalentes de energia (REEs) (NEWAVE), de forma a reduzir o esforço computacional para resolução do problema no longo prazo, se desejado, utilizando, para a construção dos REEs, os dados e restrições operativas individualizadas das usinas.

2.6.6 Representação das Usinas Térmicas

Os modelos de otimização energética do CEPEL consideram também uma modelagem detalhada das usinas térmicas. Além da dos limites de geração e os custos unitários, conhecidos como CVUs, das usinas térmicas, são considerados também diversos aspectos, ilustrados a seguir.

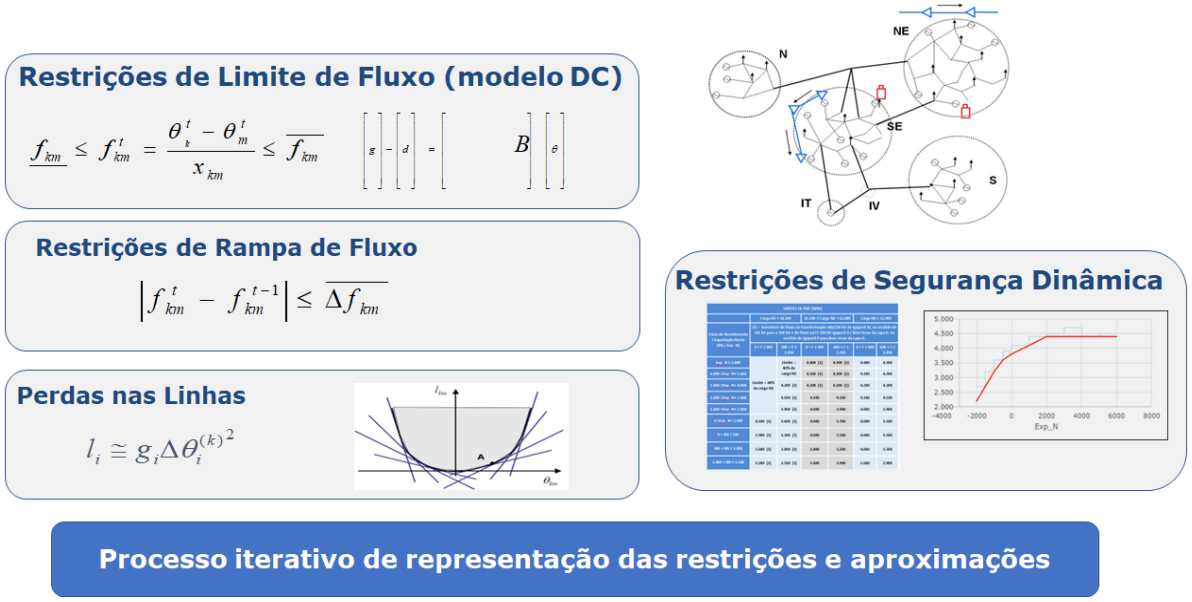


- restrições de despacho antecipado para usinas a GNL (MATRIZ/MELP, NEWAVE, DECOMP, DESSEM e SUISHI);
- diversas restrições e aspectos do unit commitment térmico (DESSEM), como os custos de partida e parada das unidades, restrição de potência mínima enquanto ligada das unidades, tempo mínimo ligada e desligada, restrições de rampa de geração enquanto ligada e trajetórias de acionamento e desligamento das unidades geradoras;
- modelagem das usinas térmicas a ciclo combinado (DESSEM).

2.6.7 Modelagem da rede elétrica

Nos modelos que representam a rede elétrica (DESSEM), uma modelagem DC é aplicada, onde se representam:

- os limites de fluxo nos circuitos;
- restrições de rampa de variação horária nos fluxos;
- perdas quadráticas nas linhas da rede, por um modelo linear por partes;
- restrições de segurança mais detalhadas, que podem ser fornecidas pelo usuário através de tabelas ou por modelos lineares por partes



Para obter maior eficiência computacional, essas restrições são modeladas por processos iterativos exatos ou por meio de heurísticas.

2.6.8 Integração das fontes intermitentes de geração, armazenamento de energia e outros aspectos da Transição Energética

- Representação da incerteza das usinas eólicas (NEWAVE, DECOMP e GEVAZP) e da variabilidade horária dessas fontes (MATRIZ, DESSEM), modelando-as como uma geração fixa ou com possibilidade de geração interruptível.
- Representação de usinas fotovoltaicas e solares (MATRIZ, DESSEM).
- Modelagem de armazenamento de energia (MATRIZ, DESSEM), com restrições como taxas máximas de carga/descarga e perdas de armazenamento ao longo do tempo.
- Possibilidade de representação da resposta à demanda, através do uso de usinas térmicas fictícias.

2.6.9 Aspectos e componentes adicionais do sistema

- Representação de usinas não despachadas centralizadamente, como usinas a biomassa, PCHs, etc.
- Representação de reserva de potência, individualmente por usina ou para um conjunto de usinas (DESSEM).
- Representação de comercialização (importação/exportação de energia) com sistemas externos (DECOMP/DESSEM).

2.6.10 Estratégias de Solução

- Desenvolvimento e aplicação de avançadas técnicas de programação matemática para resolução dos problemas de planejamento nos diferentes níveis: programação dinâmica dual estocástica (PDDE) para o modelo NEWAVE, programação dinâmica dual (PDD) para o DESSEM, programação linear para o modelo MATRIZ, programação linear inteira-mista para os modelos MELP e DESSEM, e programação não linear com regras heurísticas para o modelo SUISHI.
- Desenvolvimento e aplicação de avançadas técnicas matemáticas para modelagem e resolução dos problemas de otimização, como seleção de cortes para a função de custo futuro (NEWAVE), procedimentos iterativos para inclusão de restrições (DESSEM), e aplicação de penalizações para tratamento de violações das restrições operativas (NEWAVE, DECOMP, DESSEM).
- Desenvolvimento e aplicação de avançadas técnicas de processamento paralelo para otimização da execução dos modelos em ambientes de elevado desempenho computacional, e possibilidade de execução dos modelos na nuvem ou em clusters de computadores.

2.6.11 Informações adicionais/contatos

Informações básicas sobre os produtos do CEPEL na área de Otimização Energética e em outras áreas podem ser consultadas no site do CEPEL .

Caso queira entrar em contato conosco para saber mais detalhes sobre os produtos, estamos disponíveis nos seguintes endereços:

- **Contatos gerais**
  - Departamento de Otimização Eletroenergética do CEPEL: dse@cepel.br;
  - Aquisição de licenças dos modelos: dni@cepel.br;
- **Contato com as equipes de cada modelo:**
  - modelo NEWAVE: newave@cepel.br
  - modelo DECOMP: decomp@cepel.br
  - modelo DESSEM: dessem@cepel.br
  - modelo GEVAZP: gevazp@cepel.br
  - modelo PREVIVAZ: previvaz@cepel.br
  - modelo SUISHI: suishi@cepel.br
  - modelo MATRIZ: matriz@cepel.br
  - modelo MELP: melp@cepel.br
  - modelo SINV: sinv@cepel.br
  - modelo CONFINT: confint@cepel.br
  - modelo VENTOS: ventos@cepel.br
  - modelos PrevCargaPMO e PrevCargaDESSEM: prevcarga@cepel.br

2.7 Publicações



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

2.8 Tutoriais



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

2.9 Treinamentos

O CEPEL também realiza com periodicidade anual, treinamentos para capacitação técnica de profisionais em todos os seus modelos, não só da parte de otimização energética como também na área de análise de redes elétricas. Como incentivo à formação acadêmica, são oferevidos valores especiais de inscrição a estudantes de ensino superior, com vagas limitadas. Além disso, podem ser contratados treinamentos avulsos, sejam "in-company", no CEPEL ou em formato online.

Os treinamentos são voltados tanto para aspectos metodológicos do uso dos modelos, como para aspectos práticos de uso dos programas.

Para informações sobre o cronograma e condições relacionadas a esses treinamentos, consulte o endereço https://www.cepel.br/treinamentos/#secao

2.10 Versões Acadêmicas

A fim de capacitar os estudantes de graduação e pós graduação no uso dos modelos de otimização energética do CEPEL, estão disponíveis versões acadêmicas de todos os modelos, para serem utilizadas por instituições de ensino e pesquisa. Estas versões, que possuem uma capacidade reduzida nas dimensões para representação do sistgema, são gratuitas e devem ser destinadas apenas para fins acadêmicos e não comerciais.

Em caso de co-orientações de Trabalhos de Conclusão de curso, dissertações de mestrado ou teses de doutorado por parte de pesquisadores e colaboradores do CEPEL, podem ser disponibilizadas versões "full" do modelo, por tempo limitado, de forma a viabilizar a realização de estudos de maior porte.

A solicitação de versões acadêmicas deve ser feita através de envio de mensagem para o endereço academico-dse@cepel.br.

Venham realizar trabalhos de ensino e pesquisa utilizando os nossos modelos!

2.11 Informações adicionais/contatos

Informações básicas sobre os produtos do CEPEL na área de Otimização Energética e em outras áreas podem ser consultadas no site do CEPEL .

Caso queira entrar em contato conosco para saber mais detalhes sobre os produtos, estamos disponíveis nos seguintes endereços:

- **Contatos gerais**
  - Departamento de Otimização Eletroenergética do CEPEL: dse@cepel.br;
  - Aquisição de licenças dos modelos: dni@cepel.br;
- **Contato com as equipes de cada modelo:**
  - modelo NEWAVE: newave@cepel.br
  - modelo DECOMP: decomp@cepel.br
  - modelo DESSEM: dessem@cepel.br
  - modelo GEVAZP: gevazp@cepel.br
  - modelo SUISHI: suishi@cepel.br
  - modelo PREVIVAZ: previvaz@cepel.br
  - modelo MATRIZ: matriz@cepel.br
  - modelo MELP: melp@cepel.br
  - modelo SINV: sinv@cepel.br

  - modelo CONFINT: confint@cepel.br
  - modelo VENTOS: ventos@cepel.br
  - modelos PrevCargaPMO e PrevCargaDESSEM: prevcarga@cepel.br
- **Informações e solicitação de versões "full" dos modelos:**
  - licenciamento-dse@cepel.br
- **Informações e solicitação de *Versões Acadêmicas* dos modelos:**
  - academico-dse@cepel.br
- **Informações e solicitações de *Treinamentos* dos modelos:**
  - https://www.cepel.br/treinamentos/#secao

3 Ambiente Libs

3.1 Introdução

3.1.1 O que é Libs?

Libs é o novo ambiente computacional e de documentação que vem sendo concebido para os modelos de otimização energética do CEPEL (NEWAVE, DECOMP, DESSEM, GEVAZP, PREVIVAZ e SUISHI), utilizados oficialmente para o planejamento da expansão, planejamento da operação, despacho energético e formação do preço de energia para o sistema brasileiro. Todas as novas funcionalidades nos modelos da cadeia estão sendo desenvolvidas de maneira uniforme para os modelos neste novo ambiente, que utiliza técnicas no estado da arte em termos de estrutura de dados, interface com o usuário, programação e execução.

As funcionalidades já presentes nos modelos também estão sendo progressivamente implementadas para uso de forma alternativa através das bibliotecas deste novo ambiente. O objetivo é não só preservar as modelagens e metodologias desenvolvidas até hoje, mas também proporcionar a portabilidade, para todos os modelos (quando aplicável e conveniente), de alguns aspectos do problema de planejamento, como por exemplo:

- representação individualizada das usinas hidrelétricas, modelagem DC da rede elétrica e restrições de *unit commitment* térmico;
- representação de incertezas nas vazões afluentes às usinas hidrelétricas e na geração eólica;
- estratégias de solução para resolver os diversos tipos de problema, como programação dinâmica dual estocástica e PL/MILP único.

Como resultado, há um ganho de flexibilidade na representação do sistema, discretização temporal a ser adotada (horária, semanal ou mensal), horizonte de estudo considerado (semanas, meses ou anos). e estratégia de resolução aplicada aos problemas associados aos diversos níveis de planejamento de sistemas hidrotermo-eólicos.

O ambiente computacional Libs visa atingir e ampliar os objetivos já atingidos pela cadeia atual de modelos utilizada oficialmente para o planejamento da expansão, planejamento da operação, despacho energético e precificação da energia (NEWAVE, DECOMP, DESSEM), porém em um novo ambiente computacional.

3.1.2 Componentes das Libs

Libs é composto por diferentes módulos que se interligam. Como o nome sugere, é formado por conjuntos de "bibliotecas" para programação das diversas funcionalidades, e que podem ser combinadas para utilização em três formatos: programas executáveis, interface gráfica e bibliotecas para acesso através de scripts (API). Com isso, busca-se atender aos mais diferentes tipos de usuário: os que preferem edição e visualização direta de arquivos texto, os habituados a manuseio de janelas para preenchimento de dados e análise de resultados, e aqueles que preferem trabalhar com alguns níveis de automação dos processos, utilizando scripts padrões ou personalizados.

Sendo um ambiente uniforme para todos os modelos - respeitadas as diferenças temporais entre as aplicações - possibilita-se uma padronização dos dados de entrada, de saída, das funcionalidades dos modelos matemáticos e das interfaces gráficas. Essa unicidade traz diversas vantagens, com destaque para:

- padronização dos dados de entrada , que podem ser reaproveitados entre os diferentes horizontes de estudo;
- padronização dos dados de saída, facilitando a visualização pelo usuário, a automatização de leitura e a integração entre diferentes execuções do programa;
- unificação das interfaces gráficas para tratamento dos dados, sendo voltadas por funcionalidade e não por modelo;
- flexibilidade para utilização das diversas funcionalidades deste ambiente nas diferentes discretizações temporais, se pertinente.

3.2 Estrutura de Arquivos e Dados de entrada

Inicialmente, o formato utilizado para os dados de entrada é baseado em arquivos CSV, por ser um formato usualmente utilizado para fornecimento de dados e facilmente editado em diversas ferramentas existentes, como o Google Sheets ou o Microsoft Excel®.

3.2.1 Arquivos formato CSV

O arquivo de entradas das Libs possuem características comuns ao formato CSV. Esses arquivos seguem as seguintes premissas:

- Linhas que começam com "&" são consideradas comentários e não são lidas pelo modelo.
- Linhas em branco são desconsideradas
- Cada linha representa um dado com vários campos associados.
- Os campos são separados pelo caractere separador ";".
- Cada campo contêm um único dado.
- O primeiro campo de cada linha é SEMPRE um identificador do dado que determina também quantos e quais dados vem nos campos subsequentes.

3.2.2 Arquivo Índice

O arquivo índice contêm uma lista de funcionalidades a serem consideradas através do ambiente LIBs, através das seguintes informações: nome da funcionalidade a ser ativdada; descrição da funcionalidade (a critério do usuário); nome do arquivo onde se encontram os dados relacionados à funcionalidade.

Em cada linha do arquivo os campos são os seguintes:

Table3.1: Arquivo de índices

Campos	Obrigatorio	Nulável	Descrição
IDENTIFICADOR-FUNCIONALIDADE	Sim	Não	Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
Descrição	Não	Não	Descrição da funcionalidade, do arquivo ou qualquer outra informação relevante para o usuário. Esse campo não é utilizado.
Arquivo com os dados para determinada funcionalidade	Sim	Não	Caminho para o arquivo com os dados. Pode ser fornecido de forma absoluta ou relativo ao diretório do arquivo de índices.

Table3.2: Campos do arquivo de índices

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
IDENTIFICADOR-FUNCIONALIDADE	Texto	•	•	•	•
Descrição	Texto	•	•	•	•
Arquivo com os dados para determinada funcionalidade	Texto	•	•	•	•

Exemplo de utilização:

Listing 3.1: Exemplo arquivo índices

Observações:

- Diversas funcionalidades podem conter seus dados em um único arquivo, bastando copiar o nome do arquivo para estas funcionalidades. De qualquer forma, recomenda-se manter os dados em arquivos separados para melhor organização e reaproveitamento de dados, e também para manter uma estrutura de colunas única para cada arquivo CSV.

Listing 3.2: Exemplo arquivo índices com arquivo único

3.2.3 Arquivos de dados

Cada item no arquivo de índices aponta para um outro arquivo contendo os dados referentes à funcionalidade associada. Esses arquivos de dados terão as mesmas premissas descritas para o arquivo de índices, com exceção do número de colunas de dados, que pode variar de acordo com cada dado.

Dessa forma imagine as funcionalidades de identificador “FUNCIONALIDADE-UM” e uma outra funcionalidade com identificador “FUNCIONALIDADE-DOIS”. FUNCIONALIDADE-UM possui os dados “DADO-UM-FUNCIONALIDADE-UM” e “DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-UM”, e a FUNCIONALIDADE-DOIS posui os dados “DADO-UM-FUNCIONALIDADE-DOIS” e “DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-DOIS”.

Assim, para a situação acima um arquivo de índices possível seria:

Listing 3.3: Arquivo índices para situação de exemplo

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
& Descricao: Descrição com para o campo 2
& Caminho: Caminho para o arquivo com os dados.
&          Pode ser fornecido de forma absoluta ou relativo ao diretório do arquivo␣
↪de índices.
&******************;**********;****************************************
&ID                ;Descricao ;Caminho
&-                 ;-         ;-
&SSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
FUNCIONALIDADE-UM  ;Descrição1;dados_funcionalidade_um.csv
FUNCIONALIDADE-DOIS;Descrição2;dados_funcionalidade_dois.csv
```

Seus respectivos arquivos de dados seriam:

Listing 3.4: Exemplo arquivo de dados “dados_funcionalidade_um.csv” para FUNCIONALIDADE-UM

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
& Campo1: Descrição para o campo 1
& Campo2: Descrição para o campo 2
& Campo3: Descrição para o campo 3
&************************;**********;**************;************************
&ID                      ;Campo1    ;Campo2         ;Campo3
&-                       ;-         ;-              ;-
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFF;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-UM  ;         1;            1.0;Nome_Exemplo1
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-UM  ;         2;            2.0;Nome_Exemplo2

&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
& OutroCampo1: Descrição para o outro campo 1
& OutroCampo2: Descrição para o outro campo 2
&************************;***********;***********
&ID                      ;OutroCampo1;OutroCampo2
&-                       ;-          ;-
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIIII;FFFFFFFFFFF
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-DOIS;          3;         3.0
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-DOIS;          4;         4.0
```

Listing 3.5: Exemplo arquivo de dados “dados_funcionalidade_dois.csv” para FUNCIONALIDADE-DOIS

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
& Campo1: Descrição para o campo 1
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&************************;**********
&ID                      ;Campo1
&-                       ;-
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIII
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-UM;         1
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-UM;         2

&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador referente a funcionalidade que deve ser considerada
& OutroCampo1: Descrição para o outro campo 1
& OutroCampo2: Descrição para o outro campo 2
&************************;**********;**************
&ID                      ;OutroCampo1;OutroCampo2
&-                       ;-          ;-
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFF
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-DOIS;          3;         3.0
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-DOIS;          4;         4.0
```

3.2.4 Linhas descritivas e Réguas identificadoras dos campos

Nos exemplos acima, você deve ter percebido que há diversos registros iniciados com o caractere "&". Como explicado anteriormente, estes registros **não são lidos pelos modelos**, portanto são opcionais. Ressaltamos, porém, que tais registros podem ser bastante úteis para descrever as informações que constam no arquivo e o conteúdo dos campos.

Em particular, uma "régua identificadora" do registro pode ser utilizada pelo usuário para indicar o tipo de dado a ser fornecido em cada campo, seguindo a convenção a seguir:

- "S": texto alfanumérico (string);
- "I": valor inteiro;
- "F": valor real (float)).

  Ressalta-se que **o alinhamento dos campos não é necessário**, mas pode ser utilizado para os usuários que utilizam os arquivos texto para edição ou visualização. Por exemplo, se os registros mostrados anteriormente fossem escritos da forma a seguir, sem réguas e sem espaços entre os caracteres ";":

Listing 3.6: Exemplo arquivo de dados CSV sem espaços entre caracteres ";"

```
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-UM;1;1.0;Nome_Exemplo1
DADO-UM-FUNCIONALIDADE-UM;2;2.0;Nome_Exemplo2
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-DOIS;3;3.0
DADO-DOIS-FUNCIONALIDADE-DOIS;4;4.0
```

os modelos iriam ler as informações da mesma forma que o *exemplo "arquivo de dados para FUNCIONALIDADE-DOIS"*. Em particular, esta maneira de informar os dados (sem espaços entre os campos) é até mais adequada para abertura do arquivo em editores de planilhas, pois evitam que surjam caracteres em branco no conteúdo das células

3.3 Interface gráfica (XLibs)

A interface gráfica do ambiente, chamada de "XLibs" está sendo desenvolvida em ambiente web, em um padrão atraente para o usuário e de forma responsiva, ou seja, voltada para utilização não só em desktops, como também em dispositivos móveis: tablets e smartphones. É a ferramenta indicada para usuários que buscam facilidade de edição e visualização dos dados de forma visual e dinâmica.

Desenvolvida de forma modular, a XLibs inclui está sendo concebida para incluir diversas ferramentas:

- apresentação de dashboards com as informações mais relevantes para determinados casos executados;
- módulo de controle de estudos e casos, sendo possível editar os dados e realizar execuções dos casos;
- módulo para auxílio nas execuções dos casos de forma remota, ou seja, em servidores diferentes de onde a interface gráfica esteja instalada ou em nuvem;
- módulo adicional para exibição e visualização dos resultados em formato tabular e gráfico;
- ferramentas para controle de usuário, contratos e licenças.

3.4 Bibliotecas para integração com scripts

O Libs inclui bibliotecas integráveis com scripts personalizados dos usuários para manuseio de dados de entrada, execuções dos modelos e tratamento de resultados, permitindo customização e utilização dos resultados de uma rodada para reutilização como dados de entrada de rodadas posteriores.

3.5 Documentaçao em Formato Web

A documentação atual (manuais de metodologia e de usuário) dos modelos serão progressivamente migrados para o ambiente web (você está aqui agora!), podendo ser consultada de forma fácil e interativa, e sendo atualizada de forma contínua pelas equipes dos modelos. O conceito de padronização, adotado em todo o ambiente Libs, faz também com que a documentação seja voltada por funcionalidade e não por modelo, porém distinguindo, quando aplicável, as particularidades consideradas em cada aplicação. Além disso, os conteúdos dos manuais de metodologia e de usuário estarão unificados dentro de cada funcionalidade.

3.6 Informações adicionais

Além das características mencionadas, o ambiente conta com a internacionalização das ferramentas e com a possibilidade de incorporação de novos módulos específicos, sob demanda, para determinadas modelagens não pertinentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4 Modelos Computacionais



4.1 Introdução

Nesta seção são descritas as características principais dos modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL para o *Planejamento da Operação, Despacho e Formação de Preço*, que é realizado pelo ONS e CCEE com um encadeamento dos modelos.

Estes modelos recebem um aprimoramento, podendo-se consultar nesse link os *Aprimoramentos recentes*.

Apresenta-se nesse outro link a descrição geral das *Funcionalidades dos Modelos*. Para descrições mais específicas sobre essas funcionalidades, navegue sobre os diversos menus dessa documentação (ex: "Representação Temporal", "Representação do Sistema", "Usinas Hidrelétricas", etc).

Os manuais e relatórios do modelo DESSEM e de outros modelos da cadeia de otimização energética desenvolvidos pelo CEPEL podem ser acessados pelo endereço: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Para informações de caráter mais geral sobre os modelos energéticos do CEPEL, pelo endereço dse@cepel.br .

4.2 Modelo NEWAVE



4.2.1 Descrição Geral

O programa NEWAVE é um modelo otimização estocástica desenvolvido pelo CEPEL para aplicação no planejamento da operação e expansão de sistemas hidrotermo-eólicos interligados de longo e médio prazo, onde tem sido empregado oficialmente pelo setor elétrico brasileiro desde 1998.

A estratégia operativa é construída de maneira a considerar a **estocasticidade hidroeólica** ao minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento e atender um critério de aversão ao risco hidrológico. Os custos variáveis de combustível das usinas termelétricas e os custos associados a eventuais déficits no suprimento de energia e outras penalizações compõem o custo de operação em cada estágio mensal do horizonte de planejamento que vai de 5 a 15 anos.

A representação estocástica das afluências às usinas hidroelétricas é feita por meio de uma árvore de cenários, onde cada caminho na árvore é chamado de cenário, e cada nó representa uma possível realização da afluência. Essas realizações seguem um **processo estocástico multivariado, espacial e temporalmente**, com propriedades estatísticas semelhantes às do registro histórico, as quais devem ser preservadas durante a construção da árvore

de cenários. Os cenários das velocidades de ventos para geração eólica correlacionados espacialmente com as afluências, isto é, preservando a correlação cruzada histórica entre as respectivas usinas hidrelétricas e os respectivos parques eólicos.

Quanto ao detalhamento das características físicas e operativas do problema, as funções de custo futuro mensais que definem a política operativa são obtidas com representação individualizada do parque termelétrico e com o parque hidroelétrico podendo ser representado de maneira agregada por reservatórios equivalente de energia (REEs) ou de forma individualizada, dependendo do horizonte a ser considerado. Com isso, balanceia-se de forma mais adequada o detalhamento da representação do sistema e o esforço computacional, permitindo uma maior acurácia na modelagem das incertezas.

Consideram-se também usinas não simuladas centralizadamente e o despacho antecipado para usinas a GNL. A transmissão é modelada por intercâmbios de energia entre submercados e restrições elétricas adicionais internas aos REEs, sendo a demanda representada em patamares de carga de diferentes durações.

4.2.2 Objetivo e Aplicações

O principal objetivo do modelo NEWAVE é calcular a **política operativas** para o planejamento a médio e curto prazos da operação energética, e que também é utilizada na avaliação de planos de expansão.

O modelo NEWAVE está envolvido nas seguintes aplicações oficiais no sistema elétrico brasileiro:

- elaboração do **Programa Mensal da Operação Energética (PMO)** pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com participação dos agentes, envolvendo os modelos NEWAVE e DECOMP, a fim de fornecer metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação e da operação em tempo real;
- definição do **plano da Operação Energética PEN**, pelo ONS, com o modelo NEWAVE;
- cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), utilizando também os modelos *Modelo DECOMP* e *Modelo DESSEM*;
- elaboração do **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)** e dos Leilões de Energia, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética, trazendo uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo;
- cálculo das garantias físicas das usinas geradoras, pela EPE, utilizando os modelos NEWAVE e SUISHI.

4.2.3 Funcionalidades

Ao longo do tempo, as melhorias metodológicas e de implementação do modelo NEWAVE aumentaram a precisão dos resultados obtidos com a sua utilização na tomada de decisões reais em tão importantes atividades do setor elétrico, bem como mantiveram a aderência a evolução das características físicas e do ambiente regulatório do sistema brasileiro. Por outro lado, principalmente devido ao tamanho do problema e à precisão necessária na amostragem da subárvore de cenários, até dezembro de 2015 as usinas hidrelétricas (UHE) do modelo NEWAVE foram agregadas em quatro REEs em estudos oficiais.

A implementação bem-sucedida, ao longo do tempo, de estratégias que exploram técnicas da computação distribuída e gerenciamento avançado dos cortes de Benders para redução do esforço computacional, abriu o caminho para aprimoramentos na representação hidroelétrica no modelo NEWAVE por meio do aumento do número de REEs por submercado e/ou por meio de uma representação híbrida da configuração hidroelétrica.

A representação individual é especialmente importante para estudos de operação e cálculo de preços spot, uma vez que o NEWAVE pode fornecer ao modelo de operação de curto prazo (DECOMP) funções de custo futuro que já representem os armazenamentos individuais das usinas hidrelétricas.

Por outro lado, a representação individual de um grande número de UHEs (cerca de 150, no caso do Brasil) pode causar dificuldades quanto à amostragem da subárvore dos cenários de afluências no algoritmo PDDE, a fim de atingir a precisão necessária na política de operação, além das dificuldades associadas ao desempenho computacional na etapa de cálculo da política, que, no modelo NEWAVE, é tratada com bastante rigor em termos de qualidade dos resultados.

Em 2015, após análises abrangentes dessa abordagem em várias configurações, o Comitê Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, decidiu passar de 4 para 9 REEs para entrar em vigor em janeiro de 2016, e também indicou a adoção de 12 EERs em 2018 ou 2019.

Entre as evoluções listadas, destacam-se dois mecanismos de aversão a risco que foram desenvolvidos e implementados, com o objetivo de propiciar uma maior segurança no suprimento sem encarecer demasiadamente os custos de operação:

- **CVaR (Valor Condicionado a um dado Risco)**, onde é adicionado à função objetivo uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais caros;
- **SAR (Superfície de Aversão a Risco)**, que representa uma extensão, para o caso multivariado, das restrições de armazenamento mínimo de energia nos REEs.

Outro aprimoramento importante é a metodologia de penalização das violações relativas ao volume mínimo operativo (VMINOP), através de seus valores máximos ocorridos até determinado período, evitando assim aumentos exagerados nos valores da água e, consequentemente, nos custos marginais de operação (CMO), que ocorrem devido ao acúmulo de penalização por violações consecutivas quando a penalização é realizada mensalmente.

Ressalta-se também a adoção de técnicas de reamostragem de cenários durante o cálculo da política ótima de operação, assegurando ao algoritmo da PDDE uma convergência assintótica a solução ótima e conferindo ganho de qualidade a função de custo futuro construída pela mesma. Tal aprimoramento é obtido visitando uma parcela mais representativa da árvore completa de cenários, sem comprometer o tempo computacional.

O comprometimento com a melhoria constante permitiu manter o modelo no estado da arte e com sua ampla gama de aplicações práticas em estudos oficiais e de agentes e tomada de decisões no setor elétrico brasileiro ao longo desses vinte anos. Ressalta-se que todas as funcionalidades do modelo são exaustivamente testadas em grupos de trabalho envolvendo as instituições do setor elétrico e os agentes, como a CPAMP e as Forças-Tarefas dos modelos.

4.2.4 Formulação e Resolução do Problema

O problema de otimizaçao do NEWAVE é formulado como um grande problema de otimização linear estocástica.

Diante da impossibilidade de percorrer a árvore de cenários por completo, o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é empregado para resolver o problema, percorrendo-se um conjunto de séries de afluências em cada iteração, por meio de dois passos:

- uma simulação **forward**, com os cenários hidrológicos amostrados, de forma a encontrar estados potencialmente relevantes para obtenção dos valores da água;
- uma recursão **backward**, onde se visitam todos os cenários de cada período, para cada realização da afluência, de forma a construir cortes de Benders para a função de custo futuro (FCF) ao final do período anterior.



4.2.5 Simulação da Política de Operação

Posteriormente à construção da política operativa de mínimo custo e considerando medida de risco, o modelo realiza uma simulação da operação do sistema com 2000 cenários de sequência hidrológicas diferentes daquelas utilizadas no cálculo da política, podendo também ser realizada utilizando-se séries históricas. Essa etapa disponibiliza índices de desempenho do sistema tais como valor esperado da energia não suprida, risco de déficit, custos marginais, intercâmbio e outros.

4.2.6 Documentação

A documentação do modelo NEWAVE consiste, além desse Manual de Metodologia, dos seguintes documentos que constam da pasta "documentos" do pacote de instalação do modelo:

- Manual do usuário do Modelo

Esta documentação está acessível pelo endereço: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Para mais informações sobre o modelo DESSEM, estamos disponíveis pelo endereço dessem@cepel.br .

4.2.7 Referências

Referências

4.3 Modelo DECOMP



4.3.1 Descrição Geral

O modelo DECOMP foi desenvolvido pelo Cepel, para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo, e constitui-se na ferramenta oficial para a elaboração dos programas mensais de operação do sistema brasileiro (PMO) pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), e para estabelecimento do preço de liquidação de diferenças (PLD), pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O DECOMP é formulado como um problema de programação linear, representando as características físicas e as restrições operativas das usinas hidroelétricas de forma individualizada. A estocasticidade das afluências é considerada através de cenários de afluências às usinas do sistema, produzidos pelo modelo GEVAZP (Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas) e representados por uma árvore de afluências, com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo.

4.3.2 Objetivo e Aplicações

O objetivo básico do planejamento de mais curto prazo da operação de um sistema hidrotérmico é determinar, para cada intervalo (semana/mês) as metas de geração de todas as usinas em cada patamar de carga, bem como os intercâmbios de energia entre submercados, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento, levando em consideração também critérios de aversão ao risco, como o CVaR.

4.3.3 Funcionalidades

O modelo possui uma vasta gama de restrições e funcionalidades, incluindo-se:

Características gerais do problema

- Períodos semanais, com a representação da curva de carga em *Patamares de Carga*.
- Períodos mensais a partir do segundo mês, com representação das incertezas nas afluências, por meio de uma árvore de cenários, com horizonte de até 1 ano;
- Integração com modelos de planejamento da operação de médio prazo (NEWAVE), através de sua função custo futuro;

Modelagem do sistema e da transmissão

- Contratos de importação/exportação de energia com submercados externos;

- Restrições elétricas especiais que traduzem limitações de geração em conjuntos de usinas, para considerar pontos no sistema elétrico que merecem especial atenção;
- Representação da capacidade de transporte de energia entre subsistemas, considerando o intercâmbio entre os mesmos como uma variável de decisão.

Modelagem das usinas hidrelétricas

- Balanço hídrico nos reservatórios para cada período e cenário, considerando: *Tempo de viagem da água* entre usinas hidrelétricas, *Evaporação nos reservatórios*, retirada de água para outros usos;
- Restrições para operação dos reservatórios, como deplecionamento mínimo/máximo, limites de armazenamento, vazão afluente/defluentes mínima/máximas;
- Volume de espera para amortecimento de cheias;
- Produtividade das usinas hidroelétricas variável com a queda, representada através de uma *Função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA)*, levando em consideração de forma individual os impactos do armazenamento, turbinamento e vertimento na geração da usina;
- Representação da *Eficiência conjunto/gerador das usinas variável com a vazão e a altura de queda*;
- Representação das *Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada*;
- Representação dos cronogramas de manutenção programada dos grupos turbina-gerador, através de taxas de indisponibilidade;

Modelagem das usinas térmicas

- Inflexibilidade de geração térmica, considerando-se um valor mínimo de geração;
- Restrições de despacho antecipado para usinas a GNL e gerações provenientes de outras fontes de energia;

4.3.4 Formulação e Resolução do Problema

O problema de planejamento de curto prazo é formulado como um problema de programação linear estocástica.

A estrutura do problema permite sua decomposição em subproblemas menores, para cada nó da árvore de cenários. A integração desses subproblemas, baseada na técnica de decomposição de Benders aplicada a problemas estocásticos, resulta na solução iterativa de uma sucessão de subproblemas de despacho econômico, onde é possível estimar, com precisão crescente, por meio de uma função de custo futuro, as consequências futuras das decisões operativas de um determinado nó nos períodos/nós seguintes.

Essa função representa o valor esperado do custo de operação da etapa seguinte até o fim do horizonte considerado e permite comparar o custo de utilizar os reservatórios em uma etapa, por meio da energia turbinada (função de custo imediato), ou "guardar" a água para uma utilização futura. Ao final do seu horizonte, o modelo DECOMP considera a função de custo futuro produzida pelo modelo de planejamento da operação de longo e médio prazo NEWAVE (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo).

A versão atual do programa DECOMP é processada em ambiente Linux, utilizando processamento paralelo em ambiente de cluster ou na nuvem, o que leva a uma grande redução de tempo de processamento

4.3.5 Documentação

A documentação do modelo DECOMP consiste, além desse Manual na Web, dos seguintes documentos que constam da pasta "documentos" do pacote de instalação do modelo:

- Manual de Metodologia do Modelo
- Manual do Usuário do Modelo
- Tutorial para execução do modelo (disponibilizado em versão Linux) em uma máquina virtual Linux em ambiente Windows

Esta documentação está acessível pelo endereço: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Para mais informações sobre o modelo DESSEM, estamos disponíveis pelo endereço decompm@cepel.br .

4.3.6 Referências

4.4 Modelo DESSEM



4.4.1 Descrição Geral

O programa DESSEM é um modelo de otimização utilizado oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) desde Janeiro/2020 para a **programação diária da operação** do sistema brasileiro, e desde Janeiro/2021 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a **determinação do preço horário** de energia para o dia seguinte[1].

Ele é desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) desde 1998[2], e tem como principal objetivo determinar a programação diária da operação e formação de preço para sistemas hidrotérmicos, incluindo as fontes intermitentes, em um horizonte de algumas semanas e discretização de até meia-hora, com representação detalhada das características e restrições operativas das usinas hidrelétricas, unidades geradoras termoelétricas e rede elétrica.

De forma a promover o planejamento e a programação da operação observando a otimização dos custos e a consideração adequada da aversão a risco em um horizonte mais longo, o modelo DESSEM atua de forma coordenada com os modelos DECOMP[3] e NEWAVE[4],[5] , já utilizados desde 2000 para o planejamento da operação e estabelecimento do preço semanal, em três patamares de carga. Mais especificamente, o DESSEM se acopla, ao final do horizonte de estudo, com a função de custo futuro fornecida pelo DECOMP, que por sua vez se acopla à função de custo futuro fornecida pelo NEWAVE.

As usinas podem ser representadas ao nível de unidade geradora e considera-se a rede elétrica por meio de uma modelagem DC com ou sem perdas[6],[7], incluindo-se restrições de segurança[8]

Representam-se também as restrições de Unit Commitment Térmico das usinas termoelétricas e a operação das usinas térmicas a ciclo combinado.

A variação da produtividade das usinas hidrelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes através

[1] M. E. P. Maceira, L. A. Terry, A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, F. S. Costa, S. P. Romero, S. Binato, S. M. Amado, C. E. Villasboa, and Vilanova, R. Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas. In *VII SEPOPE –Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Foz do Iguaçu, Brasil, 2000.

[2] T.N. Santos, A.L. Diniz, C.H. Saboia, R.N. Cabral, and L.F. Cerqueira. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the dessem model. *Electric Power Systems Research*, 189:106709, 2020. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620305125, doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106709.

[3] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems - the case of brazil. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, June 2018.

[4] M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, R. J Pinto, A. C. G. Melo, C. V Vasconcellos, and C. B. Cruz. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil - main features and improvements on the newave model. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, June 2018.

[5] M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, A. C. Moraes, and A. C. G Melo. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil–description of the newave program. In *16th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Glasgow,Scotland, Jujy 2008.

[6] Tiago Norbiato dos Santos and Andre Luiz Diniz. A dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):508–519, 2011. doi:10.1109/TPWRS.2010.2057263.

[7] T. N. Santos and A. L. Diniz. Alternative approaches to consider dc-power flow with losses in a linear program for short term hydrothermal scheduling. In *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, volume, 1–6. 2012. doi:10.1109/TDC-LA.2012.6319113.

[8] T. N. Santos, A. L. Diniz, R. N. Cabral, and L. F. E. Cerqueira. Consideração de restrições de segurança da rede elétrica no modelo dessem. Technical Report 6691/2019, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

de uma *Função de Produção Hidrelétrica*[9],[10], que pode considerar também as *Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada* com a vazão turbinada e a *Eficiência conjunto/gerador das usinas variável com a vazão e a altura de queda*[11].

Representa-se de forma acurada o *Balanço Hídrico nos Reservatórios* e o fluxo de água ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou considerando a *Curva de Propagação da Água*,[12]. *Usinas Elevatórias / Reversíveis* e *Canais entre reservatórios* também são consideradas pelo modelo, além de fontes intermitentes (*Usinas Eólicas* e usinas solares) e unidades de armazenamento de energia (baterias).

4.4.2 Objetivo e Aplicações

O modelo DESSEM foi concebido com os seguintes objetivos:

- objetivo principal: **determinar um despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo** para o sistema para um período de até 2 semanas e discretizado de meia em meia hora, podendo-se, entretanto, adotar patamares cronológicos com maior duração.

Além deste, o modelo DESSEM pode ser utilizado com as seguintes finalidades:

- **Cálculo do despacho ótimo a partir das condições finais dos reservatórios**: a FCF tem o objetivo de impedir que o modelo atenda à demanda unicamente com geração hidrelétrica, visto que o custo explícito da água nos reservatórios é zero. Uma alternativa para operar o sistema com o modelo DESSEM sem a necessidade de uma FCF é definindo faixas de volume-meta para os reservatórios ao final do período de estudo.
- **Avaliação da operação horária de planos de expansão e planejamento**, ao se integrar diretamente com os modelos NEWAVE e DESSEM[13]
- **Simulação do balanço hidráulico no sistema**: o modelo DESSEM possui um período de pré-programação, ao longo do qual o usuário fornece a geração das usinas hidrelétricas, e o modelo calcula o balanço hidráulico no sistema que torna possível este despacho e que utilize o mínimo de recursos hidráulicos do sistema. Este módulo de simulação também está disponível como um programa a parte.
- **Simulação do fluxo de potência no sistema**: o modelo DESSEM fornece também o fluxo de potência DC na rede elétrica, para todos os períodos de tempo da programação, para a operação calculada pelo modelo.
- **Avaliação dos custos marginais de geração de curtíssimo prazo**: ao realizar o despacho das usinas, o modelo calcula automaticamente os custos marginais de operação do sistema em cada período de tempo da programação. Estes custos marginais podem ser utilizados como referência para o preço de energia no mercado spot.
- **Análise de sensibilidade em relação às restrições do sistema**: a flexibilidade do modelo em considerar ou não a inclusão de uma série de restrições permite ao usuário avaliar os impactos causados pelas restrições do sistema - em termos de custo operativo, geração das usinas ou operação dos reservatórios. Essa análise pode ser útil para alimentar estudos de custo-benefício de medidas corretivas para eliminar algumas dessas restrições.
- **Análise de sensibilidade em relação a fatores externos**: pode-se avaliar o impacto - de curtíssimo prazo - na variação de alguns fatores externos como as demandas nas barras ou as afluências às usinas hidrelétricas.

O modelo DESSEM foi concebido para fornecer sempre ao usuário a estratégia ótima de operação do sistema face às funções de custo, configuração, restrições e condições do sistema para o caso em estudo. Mesmo nos

[9] A. L. Diniz and M. E. P. Maceira. A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1298–1308, 2008. doi:10.1109/TPWRS.2008.922253.

[10] A. L Diniz, L.A. Terry, L. C. F. Sousa, and M. E. P. Maceira. Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas no modelo DESSEM. Technical Report, Relatório Técnico DP/DEA 928/05, revisão 2, 2010. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

[11] Lilian C. Brandao, Jose F. Pessanha, Lucas S. Khenayfis, Andre L. Diniz, Rodrigo J. Coelho Pereira, and Carlos A. Araújo. A data-driven representation of aggregate efficiency curves of hydro units for the mid-term hydrothermal coordination problem. *Electric Power Systems Research*, 212:108511, 2022. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108511.

[12] Andre Luiz Diniz and Thiago Mota Souza. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5):2427–2435, 2014. doi:10.1109/TPWRS.2014.2300755.

[13] M. E. P. Maceira, R. R. Barboza, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz, and A. C. G. Melo. Acoplamento entre os modelos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados (newave e dessem) com a presença de fontes intermitentes. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, volume, 1–1. 2022.

casos em que não exista solução viável para o problema de Unit Commitment Térmico em função do conjunto de restrições inseridas no problema, o modelo DESSEM fornecerá uma operação que resulte em um menor custo total, contabilizando também os custos aplicados às violações às restrições do problema (inviabilidades). No entanto, como a violação de qualquer restrição é severamente penalizada na função objetivo (penalização "hard"), em uma ordem de grandeza muito maior do que os custos de operação (geração termoelétrica, contratos de importação/exportação, déficit de energia, etc) o modelo só irá violar as restrições caso não exista uma solução viável.

4.4.3 Funcionalidades

O modelo possui uma vasta gama de restrições e funcionalidades, incluindo-se:

- **restrições sistêmicas** (*Balanço de carga por submercado*, reserva de potência por área de controle);
- **restrições da rede elétrica** (limites individuais de fluxo nas linhas, limites de somatório de fluxo (inequações) em um conjunto de linhas, além de restrições adicionais de segurança fornecidas por meio de tabela ou modelos lineares por parte);
- **restrições para as usinas hidrelétricas** (*Restrições de Defluência Máxima*, *Volumes de espera para controle de cheias*, limites inferior e superior para vazão turbinada, vertida, armazenada, geração, além de limites de rampa de variação horária para todas essas variáveis);
- **restrições de** *Unit Commitment Térmico (UCT)*, como tempos mínimos ligada e desligada, restrições de rampa, custos de partida e parada e operação de usinas a ciclo combinadao;
- **restrições de** *Unit Commitment Hidráulico (UCH)*, como vazão turbinada e geração mínima, tempo mínimo ligada/desligada, operação em síncrono e em vazio;
- finalmente, representam-se praticamente todas as restrições e variáveis já representadas pelo *Modelo DECOMP*, adaptadas para a discretização horária.

Finalmente, além do acoplamento por meio de uma função de custo futuro, podem ser estabelecidas também metas semanais de intercâmbio ou geração térmica, de acordo com o despacho sinalizado pelo DECOMP.

4.4.4 Formulação e Resolução do Problema

O problema de despacho é formulado por meio de programação linear/inteira, utilizando-se modelos lineares por parte estáticos/dinâmicos e um processo iterativo exato para a representação de funções não lineares e as restrições da rede elétrica[p. 64, 6, 14, 15].

Caso não sejam consideradas pelo usuário restrições de Unit Commitment Térmico, o problema pode ser resolvido também por meio de decomposição de Benders multi-estágio[16,17] e, mesmo sendo o problema determinístico e com estrutura sequencial de encadeamento, já foram desenvolvidas pesquisas pelo CEPEL pesquisas para aplicação de processamento paralelo[18].

A estratégia de solução adotada oficialmente, por meio de resolução de forma direta de problema linear inteiro-misto, requer uma licença de uso do pacote de otimização CPLEX, que deve ser adquirida diretamente por um representante da IBM, fabricante do software.

[14] A. L. Diniz, T. N. Santos, and M. E. P. Maceira. Short term security constrained hydrothermal scheduling considering transmission losses. In *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, volume, 1–6. 2006. doi:10.1109/TDCLA.2006.311437.

[15] A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, M. E. P. Maceira, S. P. Romero, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal, and A. Belloni. Estratégia de representação dc da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética – dessem. In *VIII SEPOPE –Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Brasilia, Brasil, 2002.

[16] Tiago Norbiato dos Santos and Andre Luiz Diniz. A new multiperiod stage definition for the multistage benders decomposition approach applied to hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1383–1392, 2009. doi:10.1109/TPWRS.2009.2023265.

[17] T. N. Santos and A. L. Diniz. Feasibility and optimality cuts for the multistage benders decomposition approach: application to the network constrained hydrothermal scheduling. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, volume, 1–8. 2009. doi:10.1109/PES.2009.5275442.

[18] Tiago Norbiato dos Santos, Andre Diniz, and Carnen Tancredo Borges. A new nested benders decomposition strategy for parallel processing applied to the hydrothermal scheduling problem. In *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, volume, 1–1. 2017. doi:10.1109/PESGM.2017.8274148.

4.4.5 Principais Resultados

Os principais resultados do modelo DESSEM são:

- despacho de cada unidade geradora por meia-hora no dia seguinte, com ou sem rede elétrica;
- custos marginais de energia em base de meia hora, por barra ou submercado, que são utilizados como base para formação do preço horário;
- operação horária dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária;
- fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, e status das restrições de segurança.

Além do modelo DESSEM, o CEPEL também desenvolve, dentro do projeto de mesmo nome, um **modelo de Simulação Hidráulica (SIMHIDR)**, que pode ser utilizado pelo próprio DESSEM para os dias que antecedem o período de estudo[19],[20p. 67, 20], e um programa de **conversão de dados DECOMP-DESSEM (DECODESS)**[21].

4.4.6 Documentação

A documentação do modelo DESSEM consiste dos seguintes itens, que constam da pasta "documentos" do pacote de instalação do modelo:

- Manual de Metodologia do Modelo
- Manual do Usuário do Modelo
- Tutorial para execução do modelo (disponibilizado em versão Linux) em uma máquina virtual Linux em ambiente Windows
- Tutorial para instalação do pacote CPLEX

Esta documentação está acessível pelo endereço: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Para mais informações sobre o modelo DESSEM, estamos disponíveis pelo endereço dessem@cepel.br .

4.4.7 Referências

4.5 Modelo GEVAZP



4.5.1 Descrição Geral

O modelo GEVAZP foi desenvolvido com o objetivo de gerar uma árvore de cenários e séries sintéticas de afluências às usinas hidrelétricas, de forma a representar da melhor forma a *Motivação*. Estes cenários são considerados nos problemas de otimização estocástica resolvidos pelos modelos empregados no planejamento da operação de médio e curto prazo (NEWAVE, SUISHI e DECOMP), respeitando as características dos métodos de solução utilizados de cada modelo. A partir de 2021, o modelo incorporou a geração de séries sintéticas mensais de ventos/produção eólica, de forma conjunta às afluências aos reservatórios das hidroelétricas.

[19] A. L. Diniz and T. N. Santos. Simulação da operação hidroelétrica de usinas hidroelétricas em cascata - programa simhidr. Technical Report 14079/07, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2007. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[20] M. I. Ennes, T. N. Santos, and A. L. Diniz. Estratégia de decomposição do problema de simulação hidráulica (modelo SIMHIDR) por bacias. Technical Report 14049/10, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2010. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[21] T. N. Santos and A. L. Diniz. Manual do usuário do programa DECODESS – conversor de dados entre os modelos DECOMP e DESSEM - v. 8.4. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2020. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

Estes cenários são amplamente empregados em estudos energéticos, onde se faz necessária a avaliação de critérios probabilísticos, como por exemplo, critérios de suprimento que são baseados em índices de risco, estimados a partir da simulação da operação energética do sistema para diversos cenários (sequências) de afluências.

Os cenários hidrológicos utilizados nos modelos de planejamento da operação de médio e curto prazos (NEWAVE e DECOMP) são gerados pelos modelos estocásticos ajustados pelo GEVAZP, levando-se em consideração as correlações temporais e espaciais das vazões, regras operativas, registros de vazão incremental bem como informação macroclimática (ENSO).

4.5.2 Objetivo e Aplicações

O modelo GEVAZP possui dois objetivos principais:

- **gerar um árvore de cenários**, com discretização mensal, para os modelos de planejamento hidrotermo-eólico de médio/longo prazos (*Modelo NEWAVE*) e o modelo de planejamento de curto prazo e despacho semanal/mensal (*Modelo DECOMP*). Estes cenários, que representam de forma conjunta a incerteza nas afluências às usinas hidrelétricas e nos regimes de ventos, procuram representar, da melhor forma possível, a distribuição contínua dessas variáveis aleatórias;
- **gerar séries sintéticas** de afluências às usinas hidrelétricas e velocidades de ventos para os parques eólicas, que são utilizados pelo modelo NEWAVE, na *Simulação da Política de Operação*, e também pelo modelo SUISHI, no seu processo de simulação hidrotérmica.

4.5.3 Funcionalidades

O modelo possui diversas funcionalidades, incluindo-se:

- **modelo Par(p)**[1], que é um modelo autorregressivo periódico, para considerar a dependência temporal das afluências naturais às usinas hidrelétricas;
- **modelo Par(p)-A**[2,3], que consiste na incorporação, no modelo Par(p), da correlação anual entre as afluências, de forma a mais bem representar secas de longa duração;
- **modelo MS-Par(p)**[4,5], que representa o fenômeno macroclimático ENSO (El Niño / La Niña) no processo de geração de cenários;
- método de **amostragem seletiva**,[6], que é um processo de redução de cenários (clusterização) para gerar a árvore de cenários para os modelos NEWAVE e DECOMP

A incerteza é tratada de diferentes formas, dependendo da representação utilizada no modelo do sistema, e a representação dos possíveis cenários de vazões é diferenciada para cada uma das *Etapas do Planejamento* hidrotermo-eólico.

[1] M. E. Maceira and C. V. Bezerra. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. In *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems -PMAPS*. 1997.

[2] F. Treistman, M. E. P. Maceira, J. M. Damázio, and C. B. Cruz. Proposta metodológica para o aprimoramento da memória de modelos auto-regressivos periódicos. Relatório Técnico 1416/2020, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Fev. 2020.

[3] F. Treistman, M. E. P. Maceira, J. M. Damazio, and C. B. Cruz. Periodic time series model with annual component applied to operation planning of hydrothermal systems. In *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Liege, Belgium, 2020.

[4] F. Treistman, M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, J. M. Damazio, and Rotunno Filho, O. C. Synthetic scenario generation of monthly streamflows conditioned to the el niño–southern oscillation: application to operation planning of hydrothermal systems. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, 34:331–353, 2020. doi:https://doi.org/10.1007/s00477-019-01763-2.

[5] J. F. M. Pessanha, V. A. Almeida, and P. D. S. Chan. Ms-par(p): generation of synthetic flow scenarios using a markov-switching periodic auto-regressive model. *Brazilian Journal of Water Resources*, 28:e44, 2023. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107722.

[6] D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, and J. M. Damázio. Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning. In *17th Power Systems Computaion Conference*. 2011.

4.5.4 Geração de cenários para o NEWAVE

4.5.5 Geração de cenários para o DECOMP

4.5.6 Geração de cenários para o SUISHI

4.5.7 Documentação

A documentação do modelo GEVAZP consiste, além dessa documentação Web, dos seguintes documentos que constam da pasta "documentos" do pacote de instalação do modelo:

- Manual de Metodologia do Modelo
- Manual do Usuário do Modelo

Esta documentação está acessível pelo endereço: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Para mais informações sobre o modelo DESSEM, estamos disponíveis pelo endereço gevazp@cepel.br.

4.5.8 Referências

4.6 Modelo SUISHI



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

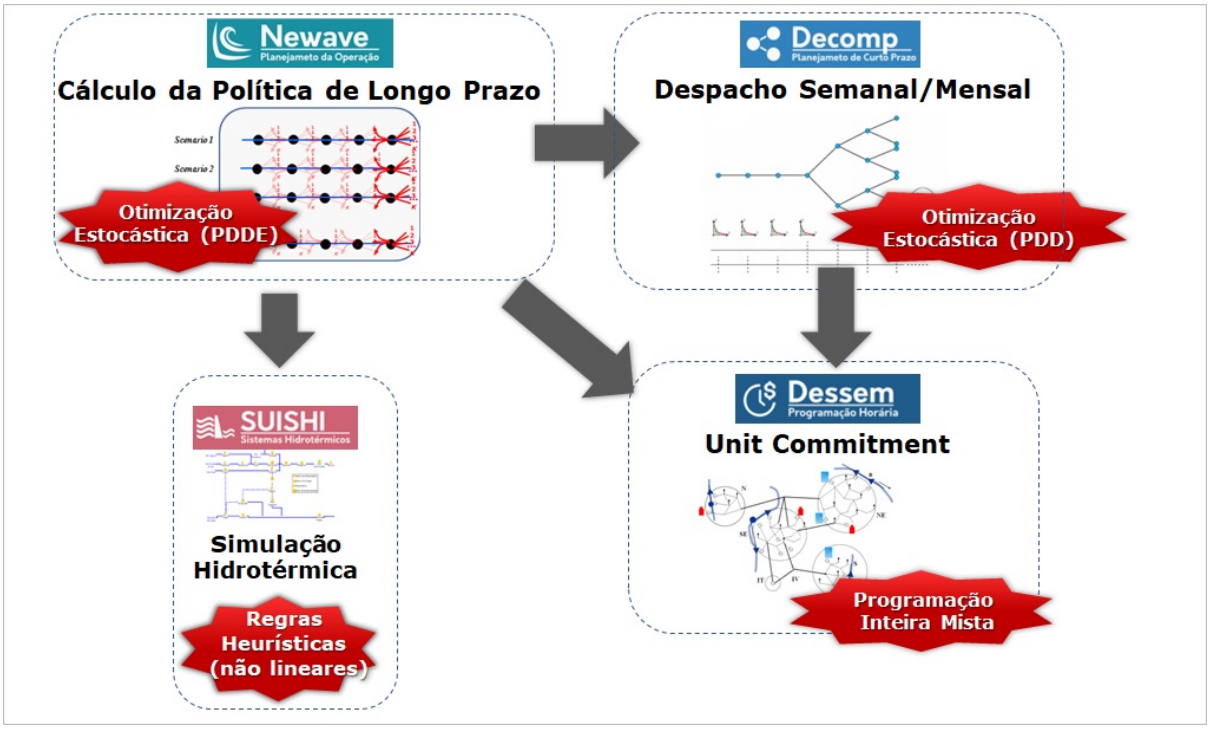
4.7 Modelo PREVIVAZ



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

5 Acoplamento entre os Modelos



5.1 Introdução

Como já foi mencionado, a divisão do problema de planejamento da operação em etapas requer uma coordenação entre os modelos utilizados em cada uma delas, para que se consiga a otimização do problema como um todo. Utiliza-se, na cadeia de modelos para planejamento do SIN, uma abordagem sofisticada que consiste em se construir uma função de custo futuro (FCF) multivariada para o sistema, que relaciona o custo esperado de operação no futuro com o vetor de volumes armazenados em todos os reservatórios ao final do horizonte de curto prazo.

A fCF permite que se obtenham os chamados "valores da água" para as diversas usinas hidrelétricas, que indicam os benefícios incrementais no futuro, medidos a valor presente, de se manter água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte do modelo de mais curto prazo.

Por ser o modelo de mais longo prazo na estrutura de modelos NEWAVE-DECOMP-DESSEM utilizada no planejamento da operação e formação de preço, o NEWAVE não recebe nenhuma FCF ao final de seu horizonte de estudo, porém considera um período pós em seu *Horizonte de Planejamento* para evitar o efeito de "fim de mundo". Já as funções de custo futuro construídas pelo modelo NEWAVE são utilizadas por outros modelos da

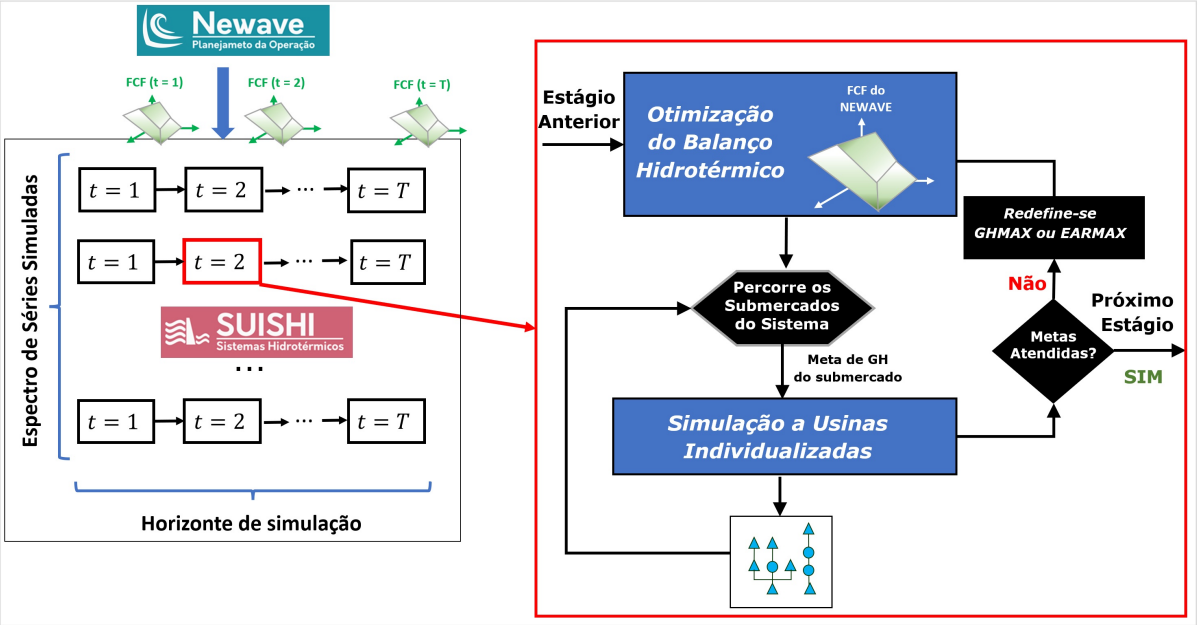
cadeia, para simulações hidrotérmicas de longo prazo mais detalhadas com o SUIHI ou para refinamento, no curto prazo, do despacho do sistema, com os modelos DECOMP e DESSEM

Além disso, existem outras formas de acoplamento entre os modelos, como por exemplo, pelo fornecimento de metas operativas do modelo DECOMP para o modelo DESSEM.

Nesta seção descreve-se como é feito o acoplamento entre os modelos energéticos desenvolvidos pelo CEPEL.

5.2 Acoplamento NEWAVE/SUISHI

Como resultado da aplicação da estratégia de Programação Dinâmica Dual (PDDE) no modelo NEWAVE, obtêm-se uma política de operação (materializada na chamada função de custo futuro (FCF)) para cada estágio do horizonte de estudo. Nas aplicações oficiais, utiliza-se uma modelagem a reservatórios equivalentes do sistema (REE) do parque hidrelétrico. Este conjunto de FCFs pode ser utilizado para realizar simulações mais detalhadas do sistema hidrotérmico com o modelo SUISHI[1],[2], utilizando séries históricas ou sintéticas, de forma a obter os índices de desempenho do modelo calculados a partir de resultados de operação individualizada das usinas



Referências

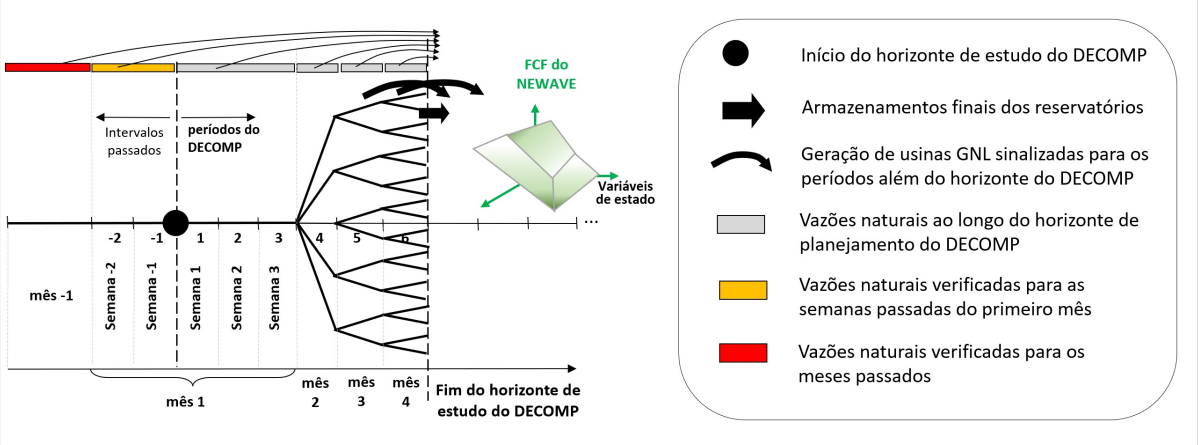
5.3 Acoplamento NEWAVE/DECOMP

O acoplamento entre o *Modelo NEWAVE* e o *Modelo DECOMP* se dá principalmente através da função de custo futuro (FCF), transmitida do NEWAVE para o DECOMP.

A figura a seguir ilustra esse acoplamento, indicando as variáveis de estado que devem ser consideradas pelo DECOMP ao acoplar com a FCF do NEWAVE.

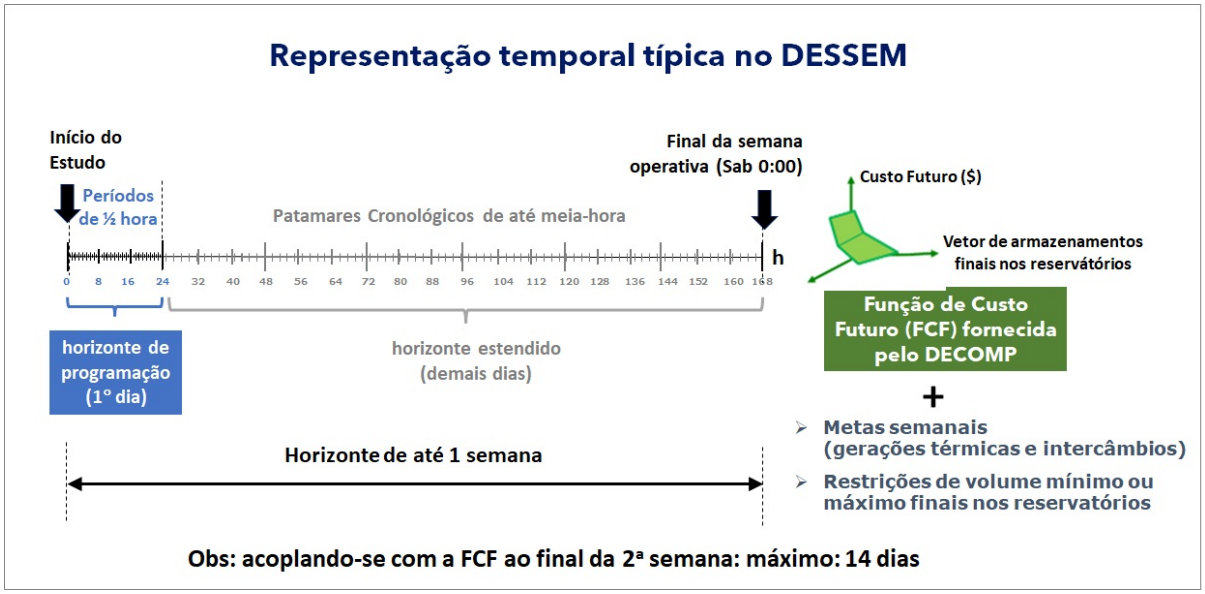
[1] M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, L.F.E. Cerqueira, R.R. Olasagasti, A.C.G. Melo, and L.G.B. Marzano. A probabilistic approach to define the amount of energy to be traded in hydro dominated interconnected systems. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, volume, 1–7. 2018. doi:10.23919/PSCC.2018.8442612.

[2] CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica. Modelo SUSIHI - Manual de referência. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.



É importante ressaltar que, devido ao horizonte mais curto dos modelos DECOMP e DESSEM, os resultados deste modelo são fortemente influenciados pela função de custo futuro construída pelo NEWAVE, o que reforça a importância de uma execução adequada do modelo NEWAVE. De forma geral, pode-se dizer que o objetivo do modelo NEWAVE é obter os valores da água e política de operação, que irão guiar o processo de otimização do despacho nos modelos DECOMP e DESSEM, que verão com mais detalhe as características físicas do sistema.

5.4 Acoplamento DECOMP/DESSEM



Descreve-se a seguir as diferentes formas pelas quais o modelo DESSEM pode se acoplar com o modelo DECOMP.

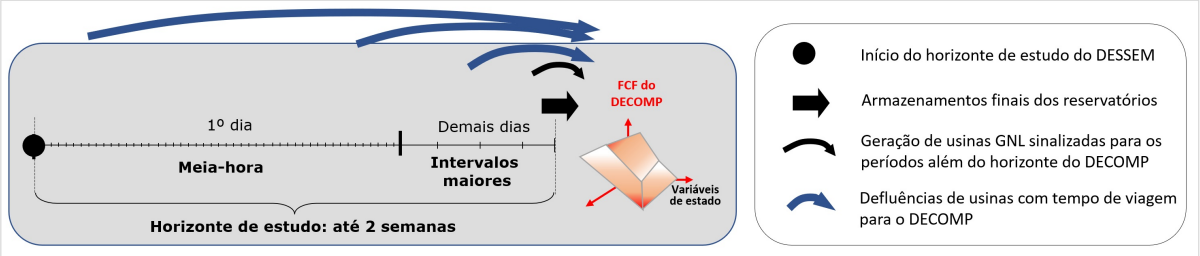
5.4.1 Acoplamento via função de custo futuro

Nesta forma encadeada de acoplamento, utilizada no processo de programação de despacho e formação do preço de liquidação de diferenças no Brasil (PLD), o modelo DESSEM acopla-se com a função de custo futuro (FCF) do modelo DECOMP. Desta forma, obtêm-se os chamados "valores da água" para as diversas usinas hidrelétricas, os quais indicam os benefícios incrementais no futuro, medidos a valor presente, de se manter água armazenada nos reservatórios ao final do horizonte de curto prazo. Utiliza-se, na cadeia de modelos para planejamento do SIN, uma abordagem sofisticada que consiste em se construir uma função de custo futuro (FCF) multivariada para o sistema, que relaciona o custo esperado de operação no futuro com o vetor de volumes armazenados em todos os reservatórios ao final do horizonte de curto prazo.

Desta forma, o problema de PDO incorpora, a priori, a função de custo futuro (FCF) construída pelo modelo DECOMP ao final do horizonte de estudo. Ao valorar economicamente a água dos reservatórios, esta função permite que o modelo DESSEM calcule, de forma implícita, custos incrementais de geração hidrelétrica variáveis com os níveis dos reservatórios e o ponto de operação da usina, que podem ser comparados com os custos de geração termoelétrica.

Apesar de não incorporar explicitamente nenhuma medida de risco (por se tratar de um problema determinístico), a medida CvaR considerada nos modelos NEWAVE e DECOMP está embutida na função de custo futuro fornecida pelo DECOMP.

A figura a seguir ilustra com mais detalhes as variáveis de estado consideradas pelo DESSEM no acoplamento com o modelo DECOMP.



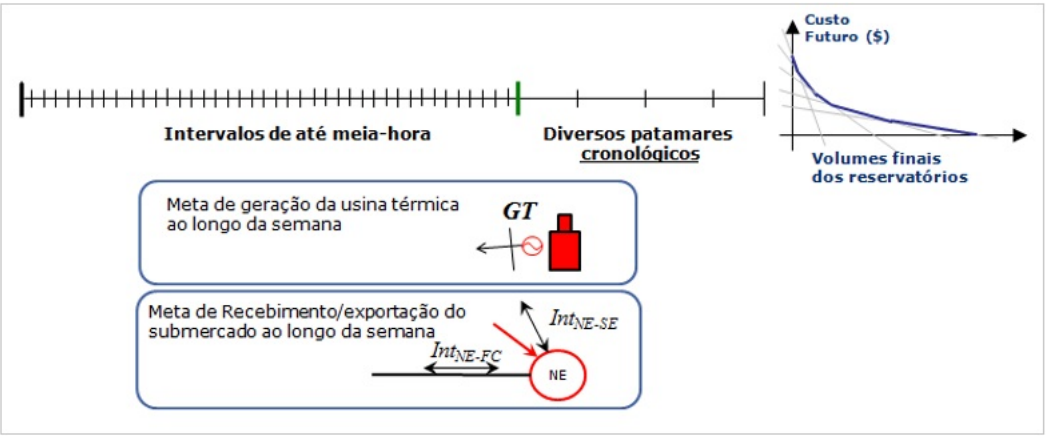
5.4.2 Acoplamento por metas operativas

Além da informação dos valores da água nos reservatórios, por meio da FCF, o acoplamento do modelo DESSEM com o planejamento a curto prazo pode ser realizado através do estabelecimento de metas operativas para o horizonte de estudo do DESSEM. Assim, independentemente do valor da água no futuro, a operação ao longo do horizonte do DESSEM deve ser realizada objetivando atingir essas metas.

As metas que podem ser consideradas para o DESSEM são descritas a seguir. Recomenda-se o uso destas metas de forma **complementar** ao acoplamento via função de custo futuro, visto que, caso estas metas sejam atendidas com "folga", o modelo pode realizar operação indesejáveis devido à ausência de informações sobre as vantagens, para o futuro, de armazenamento da água nos reservatórios ao final do horizonte de estudo.

Metas semanais de geração térmica ou intercâmbios

Uma alternativa de acoplamento, consiste em se definir para a PDO metas de geração semanal para cada usina térmica, ou metas de recebimento semanal de energia para cada submercado, como ilustrado a seguir



Uma descrição mais detalhada dessa modelagem e os efeitos de seu uso no modelo DESSEM são descritos em[1].

Metas de armazenamento no final do horizonte de estudo

Para evitar um deplecionamento arbitrário dos reservatórios durante o horizonte de estudo do DESSEM, devido à inexistência de custo presente de geração hidráulica, podem ser inseridas restrições de volume mínimo para os reservatórios ao final do horizonte de estudo.

5.5 Acoplamento NEWAVE/DESSEM

A partir de 2023 o modelo DESSEM passou a permitir um acoplamento direto com uma função de custo futuro (FCF) fornecida pelo modelo NEWAVE. Esta funcionalidade permite que se possa fazer uma avaliação, do ponto de vista horário, da política operativa fornecida pelo NEWAVE, para dias/semanas típicos no futuro. Isto torna-se importante com o aumento na penetração das fontes renováveis intermitentes, ou seja, que possuem grande incerteza e variabilidade no perfil horário de geração.

Da mesma forma que na integração do DECOMP com o DESSEM, pode-se utilizar uma ferramenta de integração entre o modelo NEWAVE e DESSEM, denominada **NW2DS**, que é capaz de gerar decks do DESSEM correspondentes a diversos períodos e séries do NEWAVE, considerando perfis diários/semanaios típicos para as cargas e as gerações das fontes intermitentes.

Portanto, o acoplamento do DESSEM com o modelo NEWAVE é composto de dois processos importantes, que é descrito de forma mais ampla em[1],[2].

[1] T. N. Santos, C. E. V. Boas, F. P. Mourão, and A. L. Diniz. Restrições de metas semanais na política de operação do sistema elétrico brasileiro. In *XII SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

[1] M. E. P. Maceira, R. R. Barboza, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz, and A. C. G. Melo. Acoplamento entre os modelos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados (newave e dessem) com a presença de fontes intermitentes. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, volume, 1–1. 2022.

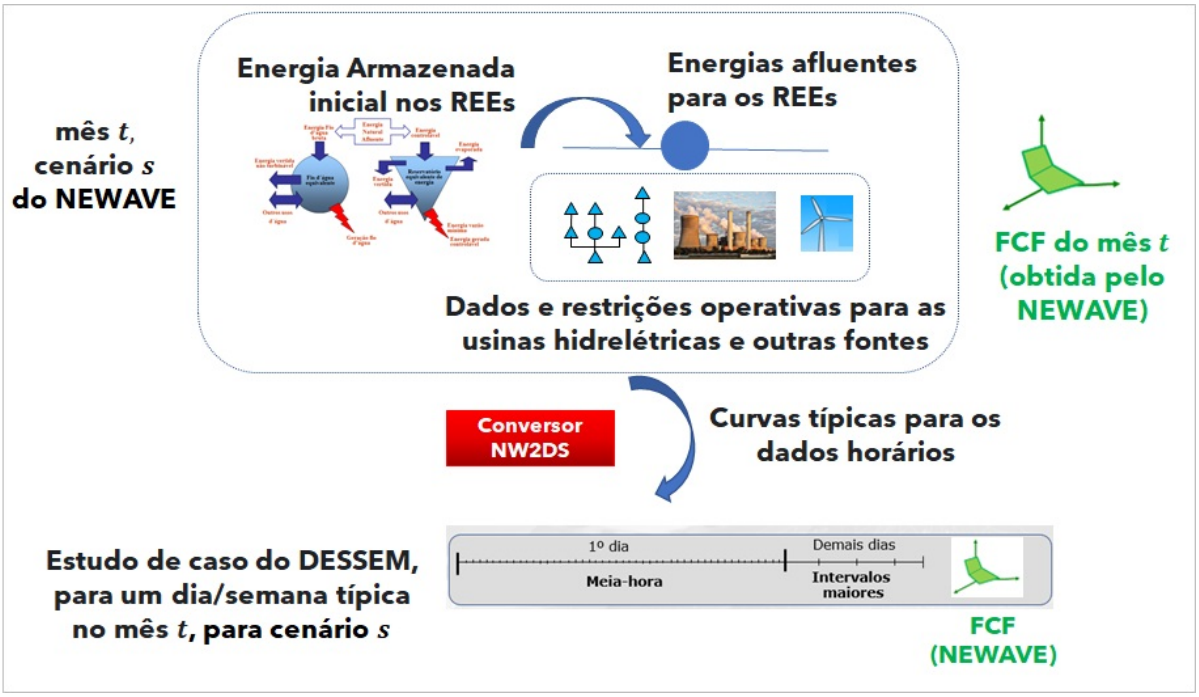
[2] R. R. Barboza, M. E. P. Maceira, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz, and A. C. G. Melo. Programa nw2ds - conversor de casos do modelo NEWAVE para o modelo ^DESSEM. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 2568/2021, 2021. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

5.5.1 Conversão dos dados do NEWAVE para o DESSEM

A partir do subproblema para uma série s e período t, do NEWAVE, constrói-se um subproblema com discretização horária e horizonte diário ou semanal, a partir da desagregação dos armazenamentos nos reservatórios equivalentes (caso seja um período a reservatórios equivalentes de energia no NEWAVE (REE)) em volume individualizados para as usinas.

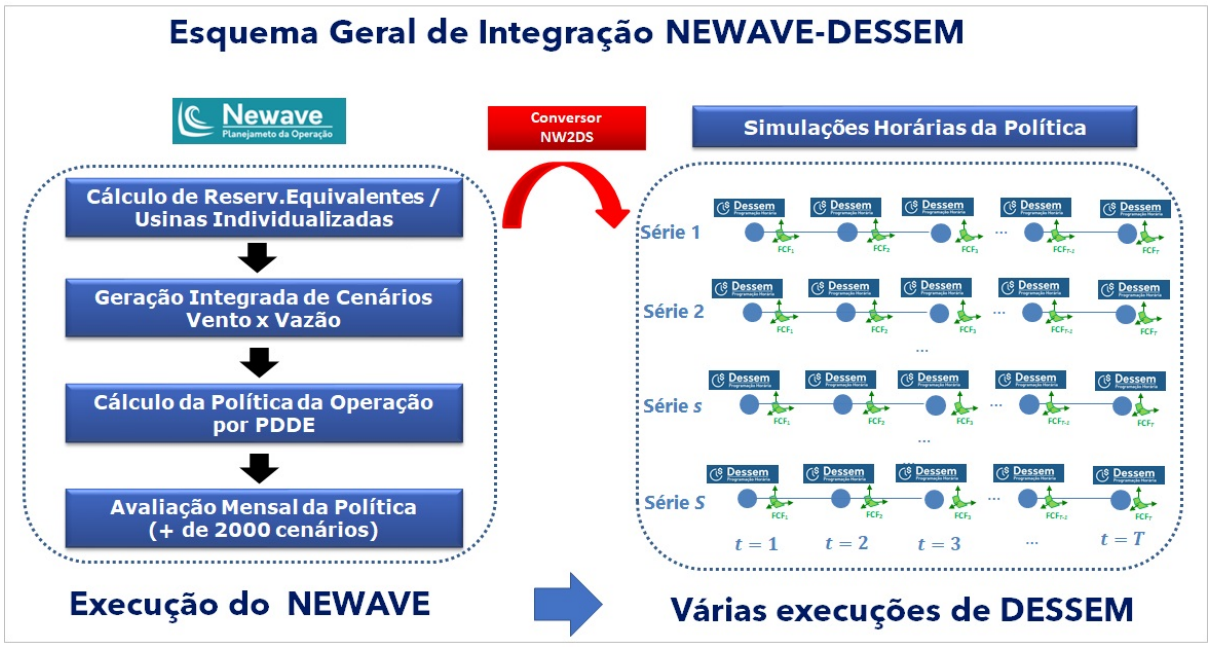
Pode-se perfilar também, ao longo das horas do dia e da semana, os valores médios mensais da carga e gerações das fontes intermitentes e pequenas com base em perfis típicos e/ou fatores horários.

Este processo é ilustrado a seguir.

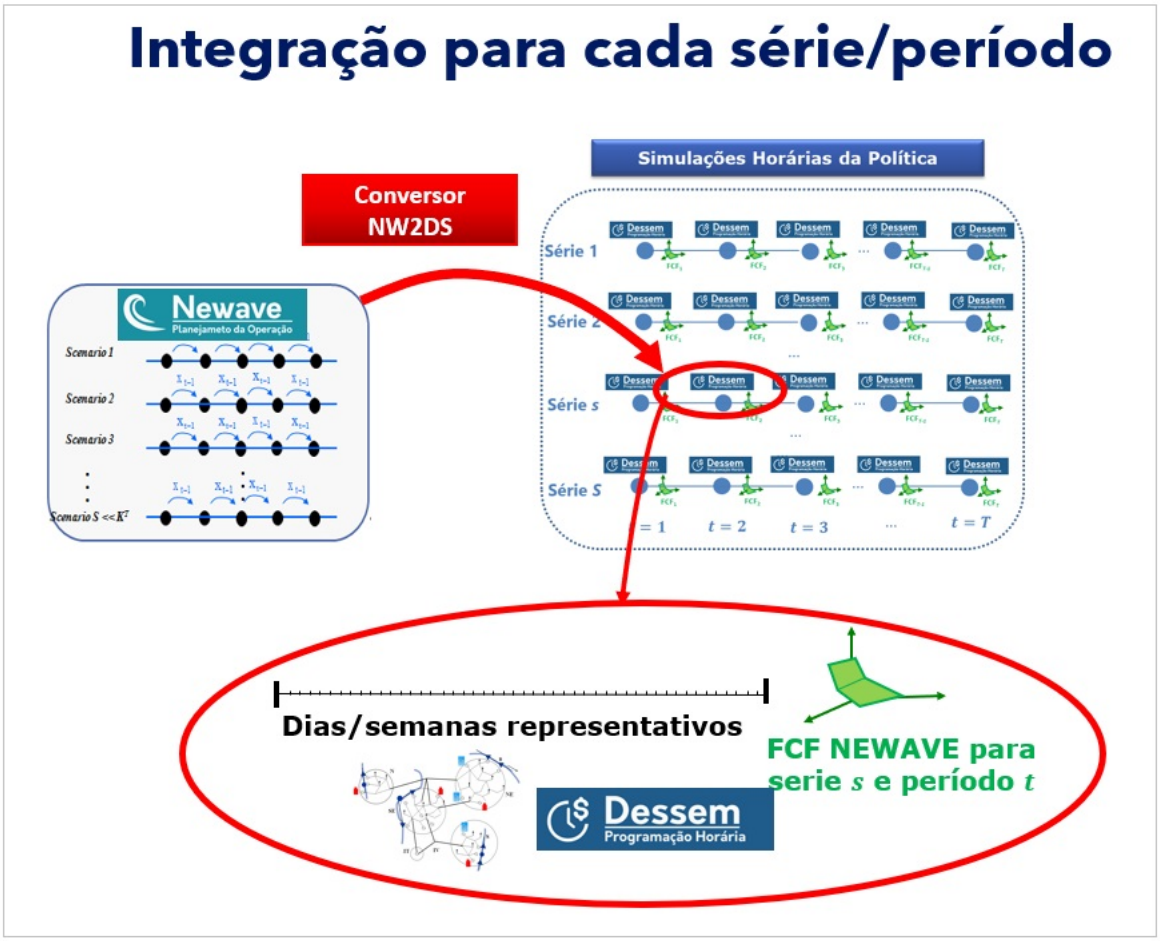


5.5.2 Realização de simulações horárias com o DESSEM para várias séries / períodos

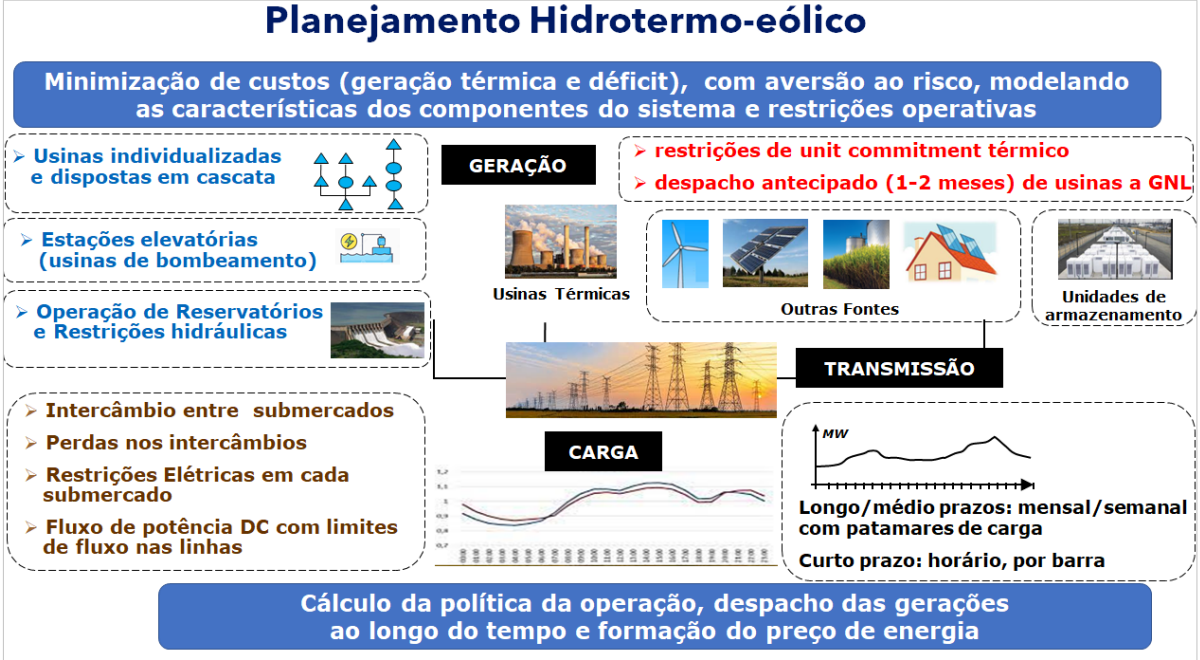
O processo descrito na seção anterior pode ser reproduzido para um conjunto grande de séries do NEWAVE (históricas ou sintéticas) e para os subproblemas de diversos períodos ao longo do horizonte de planejamento do NEWAVE. Com isso, pode-se realizar simulações horárias (cronológicas ou para um dia/semana típico por mês) de forma a avaliar o comportamento, em base horária, da política de operação calculada pelo NEWAVE. O processo geral é ilustrado a seguir:



e o procedimento específico para cada peródo série é mostrado a seguir.



6 Planejamento Hidrotermoeólico



6.1 Planejamento Hidrotermo-eólico

Nesta seção apresentaremos os conceitos e características básicas do problema de **planejamento de sistemas de energia elétrica hidrotermo-eólicos**, cujo foco é a otimização energética. O objetivo principal desse tipo de problema, que é tratado de forma geral pelos *Modelos de Otimização Energética do CEPEL*, é o planejamento da operação e programação do despacho de **geração**, embora diversos aspectos da transmissão sejam considerados desde os modelos de mais longo prazo, como o *Modelo NEWAVE*, até os modelos de mais curto prazo, como o *Modelo DESSEM*, onde a rede é considerada de forma mais detalhada.

A figura no início dessa seção ilustra os componentes principais dessse tipo de problema, que incluem as diversas fontes de **geração** de energia elétrica, como *Usinas Hidrelétricas*, *Usinas Termicas*, e outras fontes de geração, como *Usinas Eólicas*, usinas solares, usinas de biomassa, pequenas centrais de geração não despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), além da micro e macro geração distribuída (conhecida como MMGD).

A energia gerada por essas fontes de geração passam por um sistema de **transmissão**, composto tanto por *Intercâmbios* de energia entre as áreas (*Submercados*) em que o sistema se divide, assim como a **rede elétrica** mais

detalhada, até chegar às *Conceituação Geral* ou pontos de consumo, que em geral são compostos pelas subestações que, posteriormente, irão transferir a energia para o sistema de distribuição.

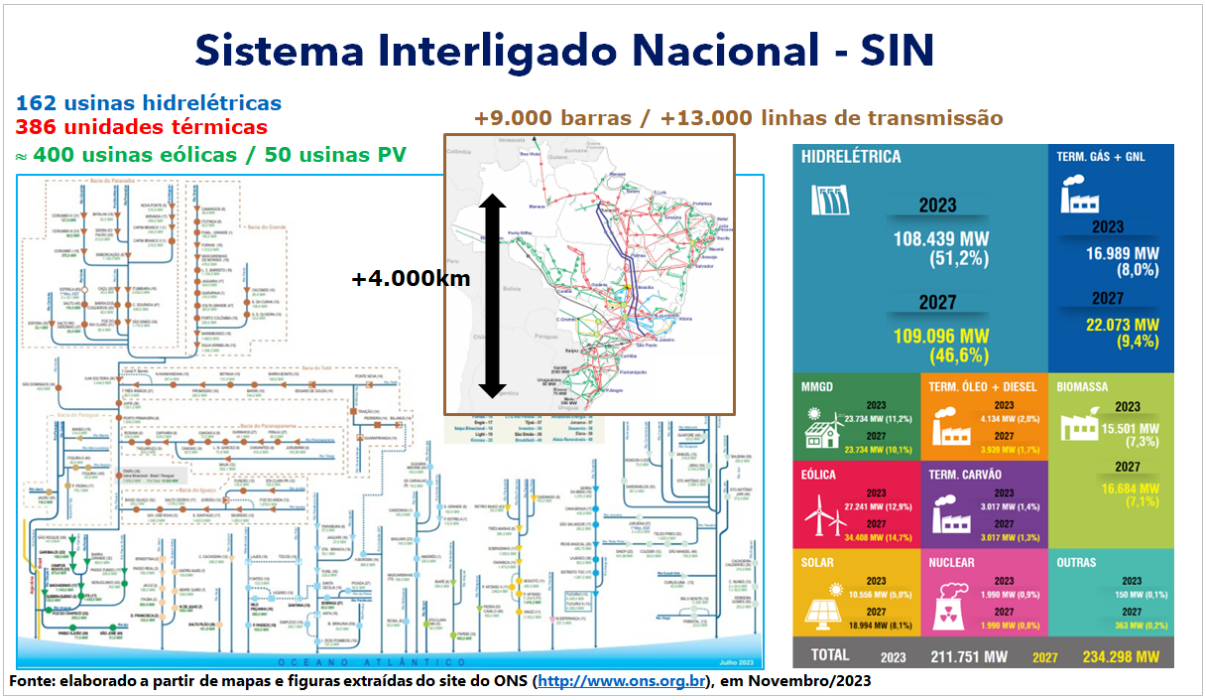
6.2 Sistemas Hidrotermo-eólicos

O termo **sistemas hidrotermo-eólicos** tem sido empregado para designar a transformação que os tradicionais sistemas de geração de energia elétrica, baseados em usinas hidrelétricas e termelétricas, tem passado com o aumento na penetração de fontes renováveis de grande variabilidade e incerteza na sua geração, como a eólica e solar, que são comumente chamadas de fontes intermitentes.

Assim, embora a geração das usinas termosolares e fotovoltaicas, assim como a micro e macro geração distribuída, também estejam presentes e possuam crescente participação na matriz elétrica brasileira, daqui em diante será empregado o termo "sistemas hidrotermo-eólicos" para indicar a presença dessas todas essas novas fontes renováveis no sistema, sendo a geração eólica vista como a "representante" de todas as outras fontes em termos de caracterização do problema.

6.3 Sistema Interligado Nacional (SIN)

No caso do Brasil, o sistema de geração apresenta uma alta participação de fontes renováveis de energia, incluindo as tecnologias hidrelétricas, biomassa e eólica, que respondem em 2023 por quase 90% do consumo de eletricidade do país. O sistema que é despachado de forma centralizada pelo ONS, utilizando os *Modelos de Otimização Energética do CEPEL* é denominado de **Sistema Interligado Nacional**, e conhecido pela sigla SIN. A ilustração abaixo, elaborada a partir de figuras extraída do site do ONS em Novembro de 2023, mostra, à direita, a participação dos diferentes tipos de fontes na Matriz Elétrica brasileira.



Fonte: elaborado a partir de mapas e figuras extraídas do site do ONS (http://www.ons.org.br), em Novembro/2023

Fonte dos dados e figuras: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros

Percebe-se que o Brasil apresenta ainda, em 2023, predominância da hidroeletricidade, caracterizada por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em cascatas e que envolvem uma grande quantidade de usinas. A parte direita da figura acima mostra o conjunto de usinas hidrelétricas do sistema brasileiro cuja operação é determinada de forma centralizada pelo operador, utilizando os modelos de otimização energética desenvolvidos pelo CEPEL.

Esta predominância de geração hidrelétrica reforça a necessidade de representação acurada das incertezas de médio/longo prazo nas afluências aos reservatórios, levando à divisão macro do planejamento da operação hidrotérmica em vários níveis decisórios, correspondentes ao planejamento de longo, médio e curto prazos.

6.4 Características Gerais do problema

O problema de planejamento hidrotérmico-eólico de sistemas de grande porte como o brasileiro possui uma série de características, relacionadas a seguir:

- é essencialmente **estocástico**, devido à grande incerteza na vazão afluente às usinas hidrelétricas, principalmnete no médio e longo prazos, além da incerteza na geração nas fontes não despacháveis, como as usinas eólicas e solares, principalmente no curto prazo;
- possui forte **acoplamento temporal**, visto que a decisão de geração das usinas hidrelétricas no presente impacta sua operação no futuro, devido à regularização pluri-anual dos reservatórios;
- possui forte **acoplamento espacial** entre os componentes do sistema, visto que a geração das diversas usinas deve ser coordenada para atendimento à demanda de energia de forma instantânea, já que energia não pode ser armazenada em grande escala. Além disso, os reservatórios estão dispostos em longas cascatas ao longo dos rios, o que faz com que as usinas de jusante tenham sua operação afetada pelas usinas de montante;
- é **não linear e não convexo**, devido a algumas características intrínsecas dos componentes do sistema e das restrições, como por exemplo a *Função de Produção Hidrelétrica*, as restrições de *Unit Commitment Térmico (UCT)* e restrições de segurança da rede elétrica;
- é de **grande porte**, devido ao elevado número de usinas hidrelétricas, usinas térmicas e componentes do sistema de transmissão (barras e linhas de transmissão);

Diversas referências podem ser consultadas para se obter uma descrição mais detalhadas das características do problema de planejamento hidrotérmico e formação de preços nos sistemas de energia elétrica, com foco no sistema brasileiro, como por exemplo[1],[2],[3],[4].

Referências

6.5 Dilema do Decisor

Uma característica fundamental do processo de decisão no problema de planejamento hidrotérmico é saber gerenciar, da melhor forma, o uso dos recursos limitados de água nos reservatórios para geração de energia, de forma a minimizar os custos de geração térmica. Como há uma elevada incerteza nas afluências aos reservatórios, essa é uma decisão bastante difícil, e classificada na literatura como o **dilema do decisor**.

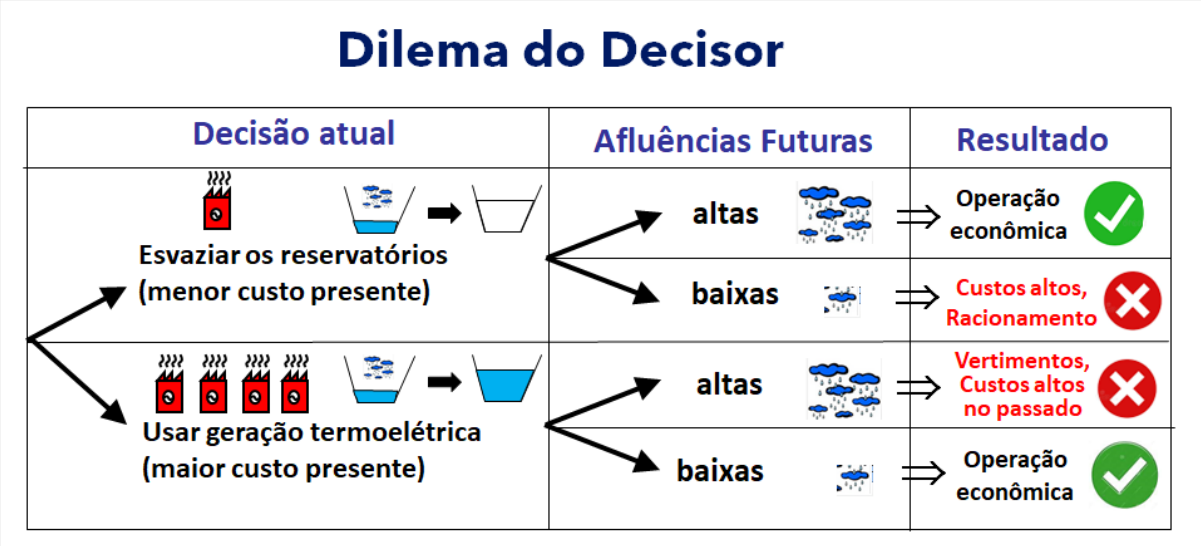
A figura a seguir ilustra essa questão, onde, para fins de simplicidade de exposição, considera-se uma decisão dicotômica entre gerar muita ou pouca geração térmica no presente, assim como duas situações extremas para a condição hidrológica: excesso ou falta de chuva.

[1] L. A. M. Fortunato, T. A. A. Neto, J. C. R. Albuquerque, and M. V. F. Pereira. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Universidade Federal Fluminense, EDUFF, Niterói, 1990.

[2] E. L. Silva. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Ed. Sagra Luzatto, 2nd. edition, 2001.

[3] A. L. Marcato, B. H. Dias, R. S. Brandi, T. P. Ramos, R. C. Souza, F. C. Oliveira, and P. C. Ferreira. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil*. Editora PUC Rio, Rio de Janeiro, 2014.

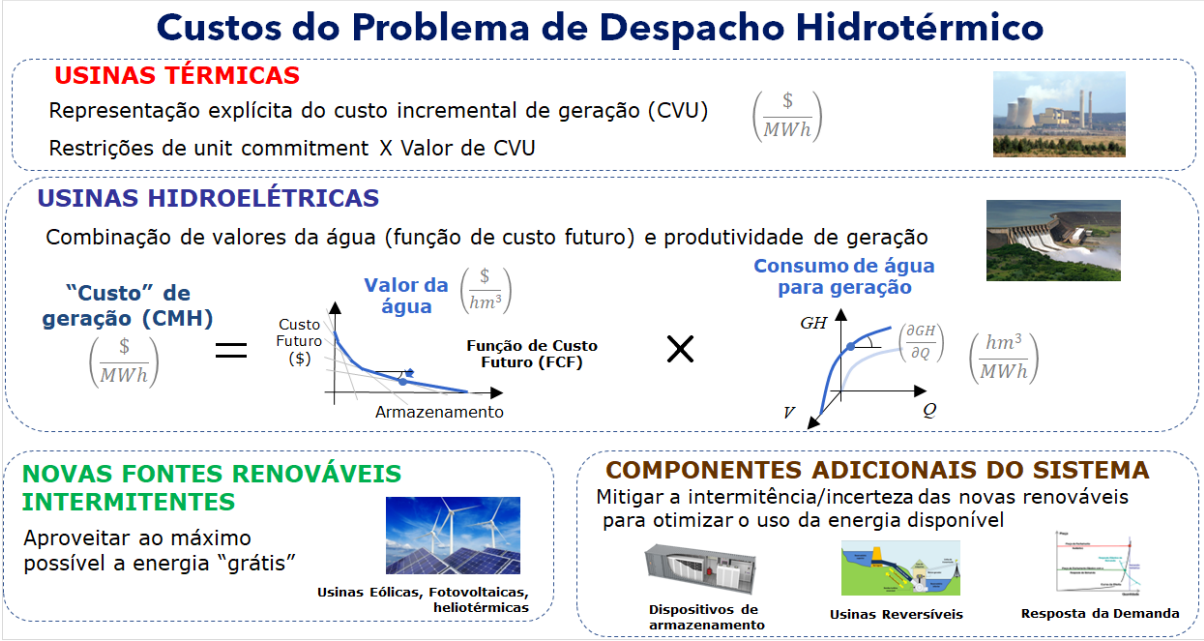
[4] A. Helseth and A. C. G. Melo. Scheduling toolchains in hydro-dominated systems : evolution, current status and future challenges for norway and brazil. Technical Report 2020:00757, SINTEF Energy Research, Maio 2020.



A tomada de decisão tem o objetivo, o tanto quanto possível, de evitar as situações indesejadas ilustradas na figura, ou seja, ecnomizar água nos reservatórios e incorrer em vertimentos por excesso de recursos, ou utilizar água no presente e levar a custos elevados de geração térmica - ou mesmo deficit - por escassez de recursos no futuro.

6.6 Custos e Valor das fontes de geração

A busca por minimização de custos de geração térmica leva à necessidade de valoração dos recursos para geração ao longo do tempo, em virtude da forte dependência entre as decisões em diferentes instantes de tempo. De forma geral, os custos das diferentes fontes podem ser categorizados da forma mostrada na figura a seguir:



Os custos/valores das fontes podem ser descritos como segue.

- **custos explícitos** de geração térmica, que são fornecidos pelos geradores térmicos, na forma de custos unitários (ou incrementais) de geração, mensurados em $/MWh. No setor elétrico esses custos são conhecidos como **Custo Variável Unitário (CVU)**;

- **custos marginais implícitos** de geração hidrelétrica **(CMH)**, que são obtidos por uma combinação entre os valores da água, em $\frac{\$}{hm^3}$, que são avaliados principalmnete pelos modelos de mais longo prazo, e a produtividade das usinas, mensuradas em $\frac{\text{MW}}{m^3/s}$. Através de uma conversão de unidades, os modelos podem computar implicitamente o CMH em cada usina ao longo do tempo. Entretanto, a grande complexidade em se determinar esse valor é que ele depende das condições operativas não só da própria usina, como armazenamento e vazão turbinada, mas também das usinas a jusante na cascata;
- **custos nulos das novas fontes intermitentes**, como geração eólica e solar. Uma distinção importante dessas fontes em relação à geração hidrelétrica é que, como não dispõem de armazenamento em larga escala como os reservatórios, a geração deve ser aproveitada no mesmo instante em que o recurso está disponível. Por esse motivo, não se computa o valor do recurso, como no caso das usinas hidrelétricas

Ressalta-se que novos componentes vem surgindo nos sistemas elétricos, como dispositivos de armazenamento, usinas reversíveis e programas de resposta da demanda, como uma forma de melhor gerenciar a grande variabilidade e incerteza horárias das novas fontes de energie renováveis.

Referências

6.7 Crescimento das Novas Fontes Renováveis

Os sistemas elétricos no mundo têm experimentado grande aumento na participação das novas fontes renováveis, como eólica e solar. Em particular, na matriz elétrica brasileira, as usinas eólicas contavam, em 2023, com mais de 10% da capacidade instalada no Brasil, especialmente na região Nordeste onde, onde devido à recorrente escassez hídrica, tem sido a principal fonte própria de energia na região.

A principal característica das novas fontes renováveis e que incorre em dificuldades para o planejamento e programação da operação, do ponto de vista energético, é a grande incerteza e variabilidade dessas fontes ao longo do dia. Isto traz alguns desafios metodológicos para os modelos de otimização energética, que têm sido estudados e enfrentados pelo Cepel, e que se referem a uma integração mais direta entre os modelos de médio/longo prazos e a programação diária da operação, conforme desctito a seguir.

Referências

6.8 Etapas do Planejamento

6.8.1 Planejamento da operação a longo, médio e curto prazos

A divisão macro do planejamento da operação hidrotérmica é motivada pelas particularidades requeridas em cada nível de planejamento. No longo prazo, há uma grande incerteza em relação às energias e vazões afluentes às usinas hidrelétricas, visto que, apesar da sazonalidade marcante das afluências ao longo de um ano, o nível médio em cada mês ao longo dos anos pode oscilar de forma significativa. Já no curto prazo, é de suma importância a representação do sistema em maior detalhes, visto que a configuração do sistema e os dados individuais aos componentes de geração e transmissão são conhecidos com maior precisão.

Exemplos de divisão do problema em vários níveis podem ser encontrados para diversos sistemas reais com participação expressiva de usinas hidrelétricas, como o Brasil[1], Noruega[2], Canadá[3], Chile[4] e Suécia[5]. Em[6] faz-se

[1] M. E. Maceira, L. A. Terry, F. S. Costa, J. M. Damazio, and A. C. G. Melo. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In *Proceedings of the 14th Power System Computation Conference - PSCC*, volume, 1–7. 2002.

[2] O.B. Fosso, A. Gjelsvik, A. Haugstad, B. Mo, and I. Wangensteen. Generation scheduling in a deregulated system. the norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):75–81, 1999. doi:10.1109/59.744487.

[3] R.A. Ponrajah, J. Witherspoon, and F.D. Galiana. Systems to optimise conversion efficiencies at ontario hydro's hydroelectric plants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3):1044–1050, 1998. doi:10.1109/59.709097.

[4] E. Gil, J. Bustos, and H. Rudnick. Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1256–1264, 2003. doi:10.1109/TPWRS.2003.819877.

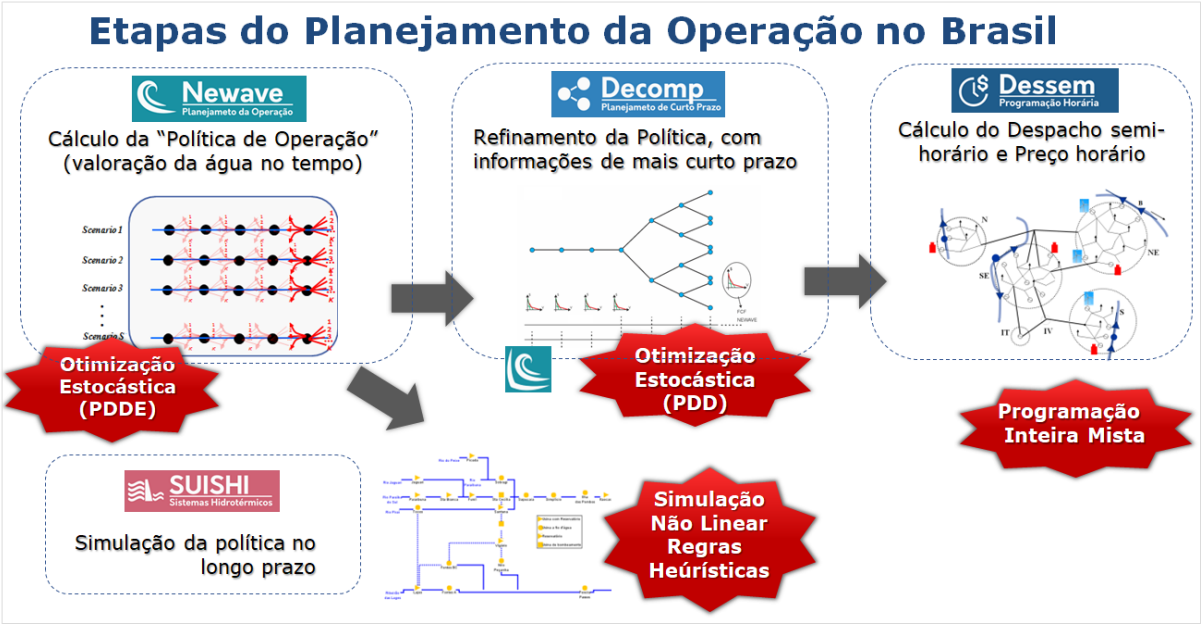
[5] H. Brannlund, J. A. Bubenko, D. Sjelvgren, and N. Andersson. Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(4):75–81, 1986. doi:10.1109/TPWRS.1986.4335019.

[6] A. Helseth and A. C. G. Melo. Scheduling toolchains in hydro-dominated systems : evolution, current status and future challenges for norway and brazil. Technical Report 2020:00757, SINTEF Energy Research, Maio 2020.

uma descrição dos modelos computacionais de otimização utilizados nos sistemas brasileiro e norueguês, que são os de predominância hidrelétrica com maior nível de complexidade.

Para o planejamento/programação da operação e formação do preço de energia no Brasil, utilizam-se oficialmente os modelos desenvolvidos pelo CEPEL, em particular o *Modelo NEWAVE*[7],[8], *Modelo DECOMP*[9] e *Modelo DESSEM*[10], assim como o modelo **SUISHI**[11],[12] para a realização de simulações hidrotérmicas mais detalhadas para o longo prazo, conforme ilustrado na Figura 1.4.

A figura a seguir ilustra essas etapas de planejamento no sistema brasileiro, que é mais bem detalhada na seção referente aos *Modelos de Otimização Energética do CEPEL* desenvolvidos pelo CEPEL. Nos processos de Programa Mensal da Operação (PMO), o ONS e CCEE realizam um encadeamento dos modelos.



6.8.2 Incorporação de aspectos da programação diária no planejamento a médio/longo prazos

Devido à elevada dificuldade computacional de se considerar, em um problema de otimização estocástico de longo prazo e de grande porte, uma discretização temporal muito detalhada, alguns trabalhos vêm sendo propostos com o objetivo de considerar os aspectos da operação horária no planejamento de médio/longo prazos por meio de modelos "multi-horizonte"[13], ou pela construção de "funções de custo imediato", que consigam expressar o impacto da alta variabilidade e/ou incerteza horária das novas fontes renováveis nos custos de operação

[7] M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, R. J Pinto, A. C. G. Melo, C. V Vasconcellos, and C. B. Cruz. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil - main features and improvements on the newave model. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, June 2018.

[8] M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, A. C. Moraes, and A. C. G Melo. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil–description of the newave program. In *16th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Glasgow,Scotland, Jujy 2008.

[9] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems - the case of brazil. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, June 2018.

[10] T.N. Santos, A.L. Diniz, C.H. Saboia, R.N. Cabral, and L.F. Cerqueira. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the dessem model. *Electric Power Systems Research*, 189:106709, 2020. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620305125, doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106709.

[11] M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, L.F.E. Cerqueira, R.R. Olasagasti, A.C.G. Melo, and L.G.B. Marzano. A probabilistic approach to define the amount of energy to be traded in hydro dominated interconnected systems. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, volume, 1–7. 2018. doi:10.23919/PSCC.2018.8442612.

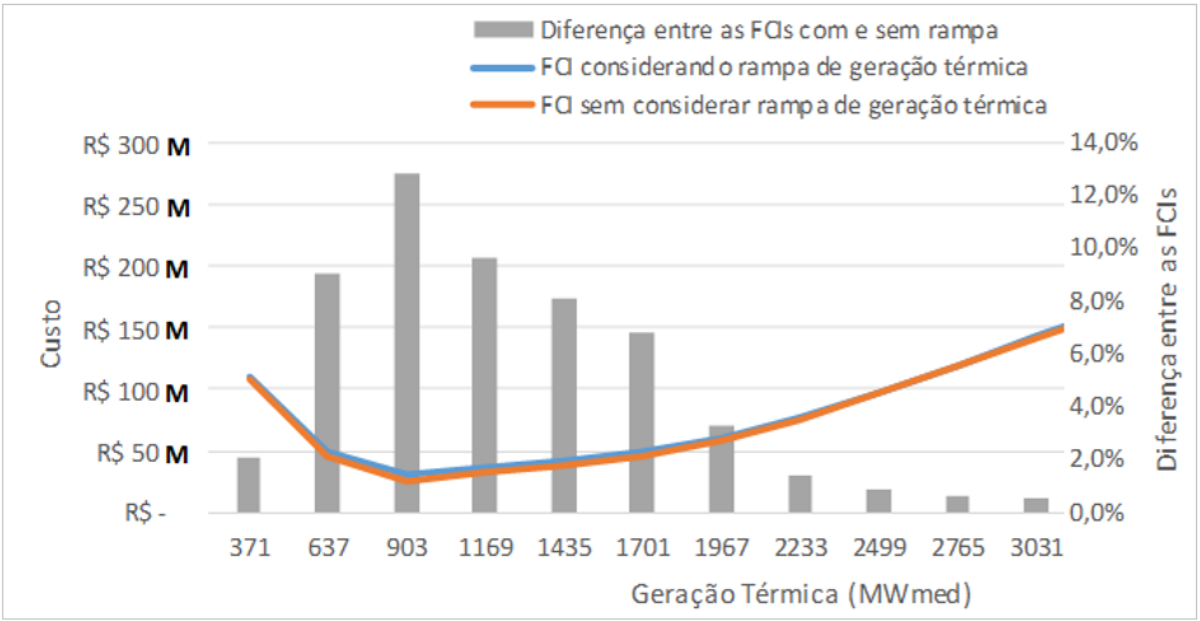
[12] CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica. Modelo SUSIHI - Manual de referência. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[13] H. Abgottspon. *Hydro power planning: Multi-horizon modeling and its applications*. PhD thesis, ETH Zurich, 2015.

térmica[14],[15],[16].

Em particular, no trabalho[p. 85, 15] avaliou-se a utilização, no modelo DECOMP, de uma função de custo de geração térmica semanal/mensal calculada com base em diversos cenários de produção eólica horária, levando em consideração alguns aspectos horários da operação, como a rampa de variação na geração de unidades térmicas . Já em[17] apresenta-se uma ferramenta de integração direta entre os modelos NEWAVE e DESSEM, que permite a realização de estudos de planejamento da expansão e operação a médio/longo prazos porém avaliando os impactos da configuração do parque gerador e da política operativa na operação a curtíssimo prazo do sistema, com o modelo DESSEM, que pode se acoplar à FCF do NEWAVE.

As figuras a seguir ilustram as metodologias propostas nesses dois trabalhos.

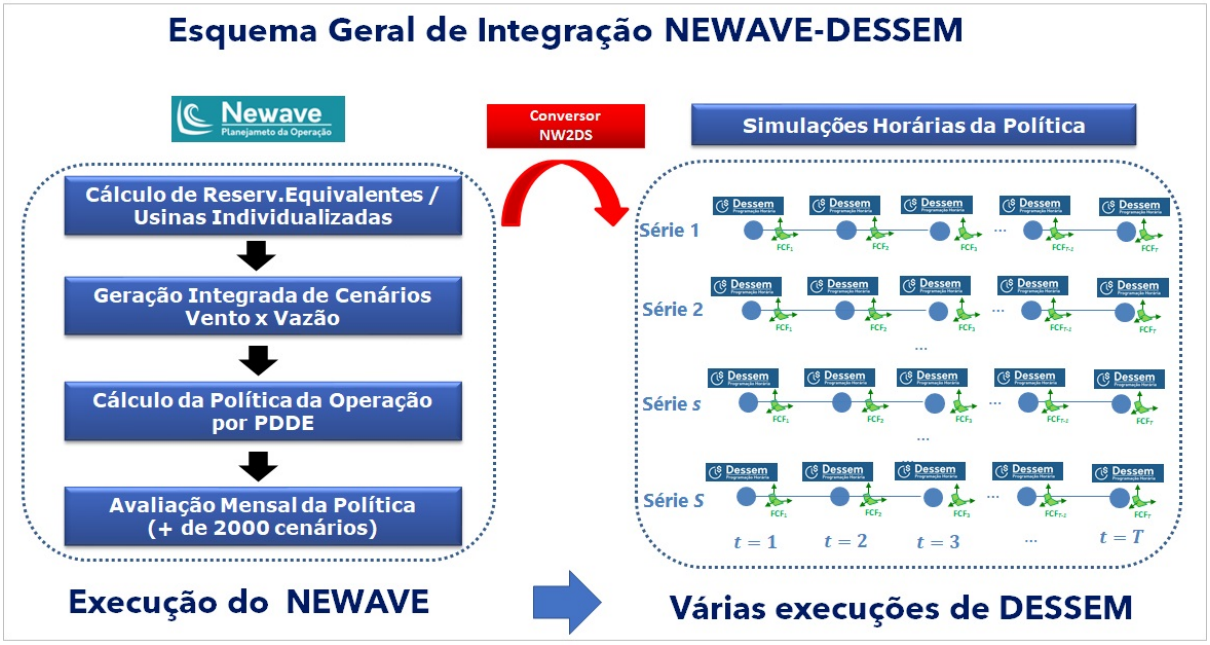


[14] C. N. Metello. Representação analítica da função de custo imediato no SDDP. Master's thesis, Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, PUC, Rio de Janeiro, 2016.

[15] A. A. L. Silva, B. H. Dias, A. L. Diniz, and L. C. Brandão. Modelagem alternativa da função de custo imediato para consideração do despacho horário no problema de planejamento da operação resolvidos por PDD. In *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, Brasil, 2019.

[16] A. Fernandes, E. J. Oliveira, A. L. Marcato, E. Oliveira, and I. C. Silva Jr. Representation of wind energy scenarios in the mid-term hydrothermal systems operation scheduling. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 30:413–423, 2019.

[17] M. E. P. Maceira, R. R. Barboza, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz, and A. C. G. Melo. Acoplamento entre os modelos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados (newave e dessem) com a presença de fontes intermitentes. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, volume, 1–1. 2022.



A importância de se caminhar em busca de uma representação cada vez mais detalhada do sistema nos modelos de longo prazo foi discutida em[18],[19], analisando-se especificamente a representação da transmissão, em sistemas reduzidos e com uma representação bastante simplificada das características de geração das usinas hidrelétricas

6.8.3 Representação da incerteza e modelagem explícita das novas fontes renováveis nos modelos de mais longo prazo

Devido ao aumento na penetração dessas novas fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, especialmente na região Nordeste onde, devido à recente escassez hídrica, tem sido a principal fonte própria de energia na região. De qualquer forma, o CEPEL tem desenvolvido diversos esforços para gerar cenários e previsões para gerações dessas fontes, além de melhor representá-las nos modelos energéticos.

Neste sentido, foi desenvolvida uma metodologia para considerar, nos cenários gerados pelo modelo NEWAVE, seja na metodologia PAR(p) ou PAR(p)-A, a incerteza na produção eólica[20],[21]. A distribuição de probabilidades dos ventos é construída a partir de dados históricos, utilizando a distribuição de Weibull para modelagem dos ruídos[22] e considerando as correlações espaciais entre os regimes de ventos[23] e destes com as afluências. Os cenários mensais de geração eólica, que podem ter um fator de modularização por patamar, são construídos considerando a relação mensal entre a velocidade do vento e a produção eólica[24]. Finalmente, também foi considerada a possibilidade de corte de geração eólica, caso haja excesso de geração no sistema.

[18] A. Brigatto, A. Street, and D. M. Valladão. Assessing the cost of time-inconsistent operation policies in hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4541–4550, November 2017. doi:10.1109/TPWRS.2017.2672204.

[19] A. W. Rosemberg, A. Street, J. D. Garcia, D. M. Valladão, T. Silva, and O. Downson. Assessing the cost of network simplifications in long-term hydrothermal dispatch planning models. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13(1):196–206, January 2022. doi:10.1109/TSTE.2021.3106810.

[20] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos - modelo NEWAVE - relatório final. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[21] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma metodologia para a representação das incertezas da geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, Brazil, 2022.

[22] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, and J. F. Pessanha. Ajuste de distribuições weibull tri-paramétricas com elevadas assimetrias na geração de velocidades mensais de ventos correlacionadas com vazões na programação dinâmica dual estocástica. *adernos do IME – Série Estatística*, 49:35–65, 2020. doi:10.12957/cadest.2020.61793.

[23] J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, R. J. G. S. B Bessa, and V. A. Almeida. Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos. In *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, Brazil, 2019.

[24] V. A. Almeida, J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, and M. E. P. Maceira. Modelagem da relação mensal entre velocidade de vento e produção eólica no modelo newave. In *LIII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. João Pessoa, Brazil, 2021.

Também já está disponível, desde 2021, versão do modelo DECOMP considerando a incerteza de geração eólica, também com a possibilidade de corte de carga.

6.8.4 Tratamento da incerteza e modelagem das novas fontes renováveis no curtíssimo prazo

O Cepel desenvolveu um modelo de previsões probabilísticas da produção de usinas eólicas até 168 horas à frente, denominado VENTOS (vide[p. 86, 24] e referências), que aplica modelos de regressão quantílica especificados como modelos aditivos generalizados. A variável de resposta é a produção horária do gerador eólico, e as variáveis explicativas são funções suaves (splines) dos respectivos valores horários de intensidade e direção do vento. As previsões são obtidas com modelos ajustados às previsões de velocidade de vento oriundas de modelos meteorológicos (Numerical Weather Prediction).

Mais recentemente, foi desenvolvida também uma metodologia para geração de cenários de geração eólica a partir das previsões disponibilizadas diariamente no Sintegre[p. 86, 23],[25].

Em relação à geração solar fotovoltaica, o Cepel contribuiu para o desenvolvimento de uma metodologia para a previsão um dia à frente, com resolução horária[26],[27]. A metodologia proposta possui um módulo de tratamento de dados e um modelo de previsão, que se baseia em Máquina de Vetores de Suporte (Support Vector Machine – SVM), onde se faz uma regressão não linear em função de variáveis selecionadas, como previsões meteorológicas da irradiação solar, temperatura e cobertura de nuvens.

Atualmente, o modelo DESSEM considera de forma explícita a modelagem das usinas eólicas, também com a possibilidade de corte de carga (usinas constrained-off), visto que esse artifício oferece um potencial grande de redução de custo e garantia de um despacho físico em função das restrições da rede elétrica, como estudado em[28]. Esta funcionalidade é utilizada oficialmente no despacho pelo ONS e formação do preço horário pela CCEE. O modelo também pode considerar as fontes solares e unidades de armazenamento de energia, tendo sido recentemente utilizado para apoiar um estudo econômico sobre a viabilidade de usinas termo-solares[29],[30]. Atualmente, o maior desafio em relação é esse aspecto é a consideração da incerteza na geração eólica de forma explícita no modelo.

Mecanismos para mitigação da incerteza das novas fontes renováveis

Além dos desafios mencionados acima, outras transformações vêm ocorrendo no setor elétrico, como o aumento da geração distribuída, o interesse por usinas reversíveis para mitigar a variabilidade das fontes intermitentes, e o incentivo a programas de resposta da demanda (para citar algumas). Ressalta-se que a modelagem de usinas reversíveis pode ser realizada nas versões oficiais dos modelos DECOMP e DESSEM, através da funcionalidade de usinas de bombeamento[28], e a resposta da demanda pode ser emulada na versão atual do DESSEM através de usinas térmicas fictícias, como realizado em[31],[32].

:footcite:`` :footcite:`` :footcite:``

[25] J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, and V. A. Almeida. Generation of short-term wind power scenarios from an ensemble of hourly wind speed forecasts. In *17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Manchester, England, 2022.

[26] R. P. Caldas, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, and D. Falcão. Um modelo de previsão de curto prazo de energia solar fotovoltaica, usando máquina de vetores de suporte (svm). In *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, Brazil, 2019.

[27] J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, R. P. Caldas, and D. Falcão. A methodology for joint data cleaning of solar photovoltaic generation and solar irradiance. In *16th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Liege, Belgium, 2020.

[28] Cotia B. P., C. L. T Borges, and A. L. Diniz. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113:539–548, 2019. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519301024, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.071.

[29] C. P. Trama, A. L. Diniz, A. P. C. Guimarães, A. O. Pereira Jr, and L. S. R. Vieira. Análise de viabilidade econômica da inserção de plantas heliotérmicas com armazenamento em um sistema hidrotérmico. In *XXVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Brasilia, Brazil, 2023.

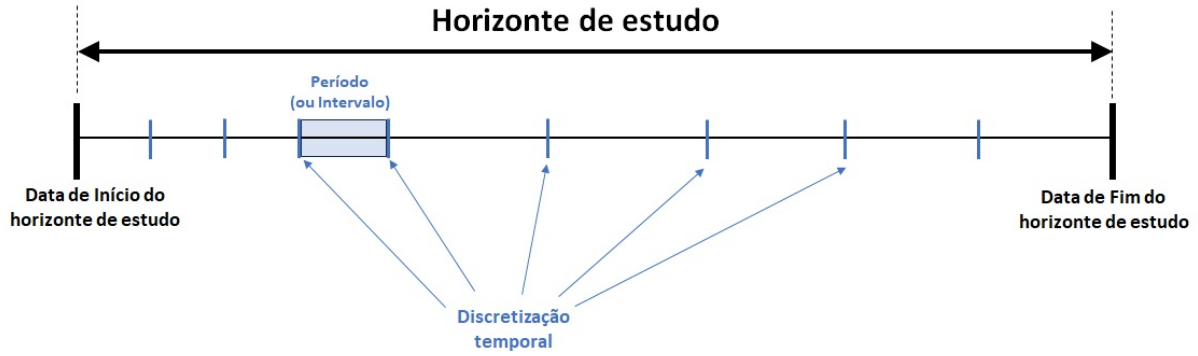
[30] C. P. Trama, A. O. Pereira Junior, A. P. Guimarães, A. L. Diniz, and L. S. Vieira. Cost–benefit analysis of solar thermal plants with storage in a hydrothermal system. *Energies*, 14(18):5662, 2021. doi:https://doi.org/10.3390/en14185662.

[31] R. Santos, A. L. Diniz, and B. Borba. Assessment of the modeling of demand response as a dispatchable resource in day-ahead hydrothermal unit commitment problems: the brazilian case. *Energies*, pages 3928, 2022. doi:https://doi.org/10.3390/en15113928.

[32] G. M. Longhi, C. L. T. Borges, and A. L. Diniz. Esposta da demanda com deslocamento da carga na programação diária da operação, aplicada ao sistema elétrico brasileiro. In *XXVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Brasilia, Brazil, 2023.

Referências

7 Representação Temporal



7.1 Horizonte de Estudo

O horizonte de estudo corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre a desde a data do instante inicial até a data do instante final do estudo, ou seja, é a duração total do período de estudo.

Este horizonte é função do nível de planejamento a ser realizado: estratégico (de mais longo prazo), tático (médio prazo) ou operacional (curto prazo).

Neste manual, o número de períodos no horizonte de estudo é denotado por T, e a duração de cada período t é denotado por Δ_t.

7.2 Discretização Temporal

A discretização temporal corresponde ao grau de refinamento (intervalos de tempo) para os quais estarão associadas as decisões a serem determinadas pelo modelos. A partir da discretização temporal é que são definidos os *Períodos de tempo* do estudo.

Em geral, modelos de planejamento a mais longo prazo tendem a ter uma discretização temporal mais grossa, ou seja, os períodos possuem maior duração (ex: semanas ou meses), enquanto os modelos de mais curto prazo possuem períodos de tempo de menor duração (ex: meia hora ou horário).

No entanto, o aumento no grau de penetração nas fontes intermitentes de energia tem motivado à análise de granularidades de tempo mais finas mesmo em estudos de médio/longo prazos, o que é possível com a *Integração direta entre modelos de longo e curtíssimo prazos*.

7.3 Períodos de tempo

O **período** de tempo corresponde a cada intervalo na discretização temporal do estudo, para o qual estão associadas algumas variáveis de de decisão e restrições físicas e operativas para os componentes dos sistemas elétricos. Este termo também é comumente chamado de "estágio", uma vez que, nos modelos que aplicam decomposição temporal para resolução do problema, como o NEWAVE e o DECOMP (modo Benders), cada estágio em que o problema é decomposto corresponde, em geral, a um período de tempo.

Neste manual, o índice de cada período T, e a duração de cada período por Δ_T.

Ressalta-se que podem ser considerados também diferentes cenários ao longo do horizonte de estudo (para os modelos NEWAVE e DECOMP), assim como representar *Patamares de Carga* não cronológicos dentro de cada período, para refinar as decisões dentro de cada período, quando estes compreendem intervalos de tempo maiores (ex: semanal, mensal) como nos modelos NEWAVE e DECOMP.

7.4 Patamares de Carga

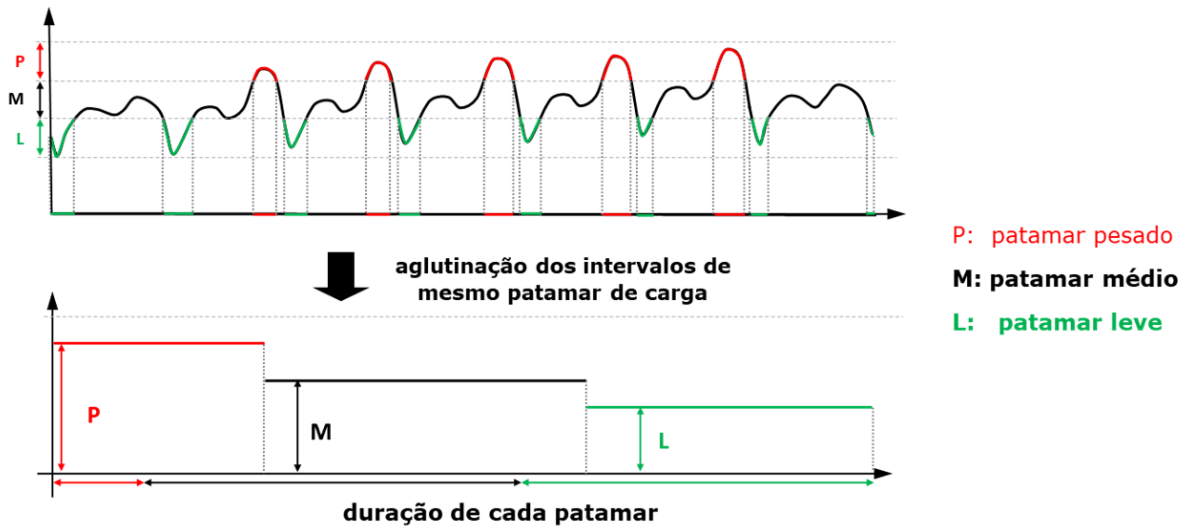
A consideração de intervalos de tempo de duração mensal não permite representar de forma direta as variações de alguns dados de entrada ao longo do mês, principalmente os dados de carga, que apresentam uma sazonalidade marcante ao longo do dia e também durante as semanas. Como a energia não pode ser estocada em grandes volumes, a representação dos dados e restrições apenas a partir de seus valores médios poderia resultar em uma perda grande de precisão na representação do problema, principalmente em relação aos requisitos de potência, pois não seria possível representar os picos de carga.

Por outro lado, ainda que se fizesse um refinamento de forma pura e simples da discretização temporal para a consideração de períodos semanais ou até diários, ainda assim não se conseguiria tratar adequadamente estas variações diárias, e levaria a um aumento excessivo no esforço computacional para resolver o problema.

Desta forma, para que seja possível representar os picos de carga e outros dados e restrições que impõem o atendimento a condições associadas à potência em subintervalos de um estágio, os modelos de otimização energética do CEPEL que utilizam uma maior granularidade temporal (MELP, NEWAVE, DECOMP) permitem a subdivisão de cada período em patamares de carga.

cujo principal objetivo é representar a variação, ao longo do mês, de alguns dados de entrada do problema

A *figura* ilustra a definição desses patamares, a partir dos dados de carga horários.



Ressalta-se que estes patamares são não cronológicos, ou seja, não há uma dependência temporal entre eles, e a única condição que deve ser respeitada é que a soma das durações de cada patamar em determinado estágio deve

corresponder à duração total do estágio.

A definição dos patamares de carga é um dado de entrada dos modelos, e a ferramenta utilizada no sistema brasileiro para sua definição nos processos de Programa Mensal da Operação (PMO) e planejamento é o programa MODCAR, desenvolvido pelo CEPEL.[1]

7.4.1 Referências

7.5 Horário de Verão

Nos sistemas em que existe horário de verão, este aspecto, apesar de aparentemente ser um detalhe da operação do sistema, torna-se importante em um modelo de discretização horária como o DESSEM. Uma vez informado ao modelo a entrada ou saída do horário de verão para determinado dia do horizonte de estudo do DESSEM, o modelo automaticamente tratará a leitura dos dados de entrada e a resolução do problema considerando uma hora a menos ou a mais para esse dia, respectivamente. Detalhes devem ser consultados no Manual do Usuário do modelo.

Em virtude da não utilização do horário de verão no Brasil atualmente, as execuções oficiais dos modelos não têm utilizado essa funcionalidade.

7.6 Ano Bissexto

A identificação de ano bissexto é feita automaticamente pelos modelos DECOMP e DESSEM, em função da data de início do estudo informada pelo usuário, considerando desta forma o mês de fevereiro com 29 ou 28 dias, dependendo do caso. Não é necessário nenhum dado ou tratamento do usuário em relação a esse aspecto.

Ressalta-se que, como no modelo NEWAVE a representação temporal é feita considerando todos os meses com a mesma duração média, não se aplica a particularidade referente a ano bissexto nesse modelo.

7.7 Taxa de Desconto

Durante as etapas de cálculo da política de operação, despacho e eventuais simulações com os modelos, deve-se calcular o valor esperado do custo de operação do sistema e o custo marginal de operação para cada submercado. Desta forma, torna-se necessário trazer a valor presente os custos que não foram calculados no início do horizonte de estudo, utilizando uma taxa de desconto que, aplicada a um custo futuro, determinará sua equivalência no presente.

A taxa de desconto $beta$ é fornecida através de um valor anual (ex: 12%a.a), a partir do qual pode se calcular o valor C_p, avaliado em um instante presente t, de determinado custo C incorrido a k meses no futuro (ou seja, no período $t + k$, através da seguinte expressão:

$C_p = \frac{C}{(1+\frac{\beta}{100})^k}$

[1] J. F. Melo, A. C. G.and Pessanha, T. Justino, and M. E. P. Maceira. Agrupamentos estatísticos de curvas de carga por meio do programa modcar para utilização nos modelos newave e decomp. Relatório Técnico 13166/2017, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2017.

7.8 Configuração Dinâmica

Os modelos podem considerar uma configuração dinâmica, ou seja, a topologia e os dados de cadastro podem ser modificados ao longo do período de estudo. Com isso, podem ser definidas usinas e/ou máquinas hidroelétricas e térmicas que só começam a operar ao longo do horizonte de estudo, representando-se de forma adequada a expansão do sistema ao longo do horizonte de estudo.

7.9 Representação Temporal em cada Modelo

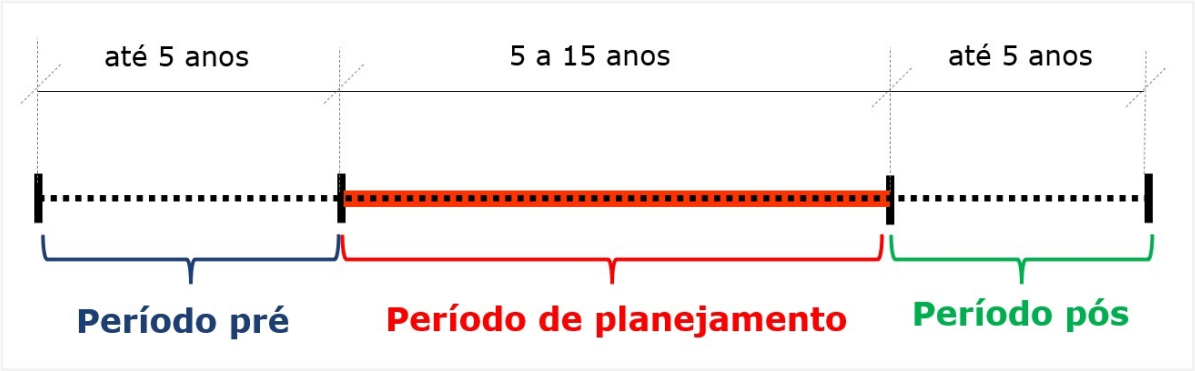
Descreve-se a seguir, em linhas gerais, como esses dois aspectos são definidos em cada modelo.

7.9.1 Modelo NEWAVE

Horizonte de Planejamento

O horizonte de planejamento do modelo NEWAVE (também denominado **período de planejamento**) é de 5 a 15 anos, e corresponde ao período de estudo propriamente dito, para o qual podem ser avaliados os resultados de desempenho do sistema obtidos pelo modelo. Além desse horizonte, o modelo NEWAVE pode considerar também:

- **Período pré**, com duração de até 5 anos, que possui configuração estática e cujo principal objetivo é fazer com que o modelo perca a influência de suas condições iniciais (armazenamento e afluências passadas). Este período é indicado quando se deseja avaliar o desempenho do sistema não condicionado ao estado inicial;
- **Período pós**, com duração de até 5 anos, cujo principal objetivo é fazer com que o modelo perca o efeito de "fim do mundo", ou seja, evitar que o uso de uma função de custo futuro nula no final do horizonte afete os resultados ao longo do período de planejamento.



As configurações usuais dos períodos de planejamento, pré e pós do NEWAVE nas aplicações oficiais do modelo são:

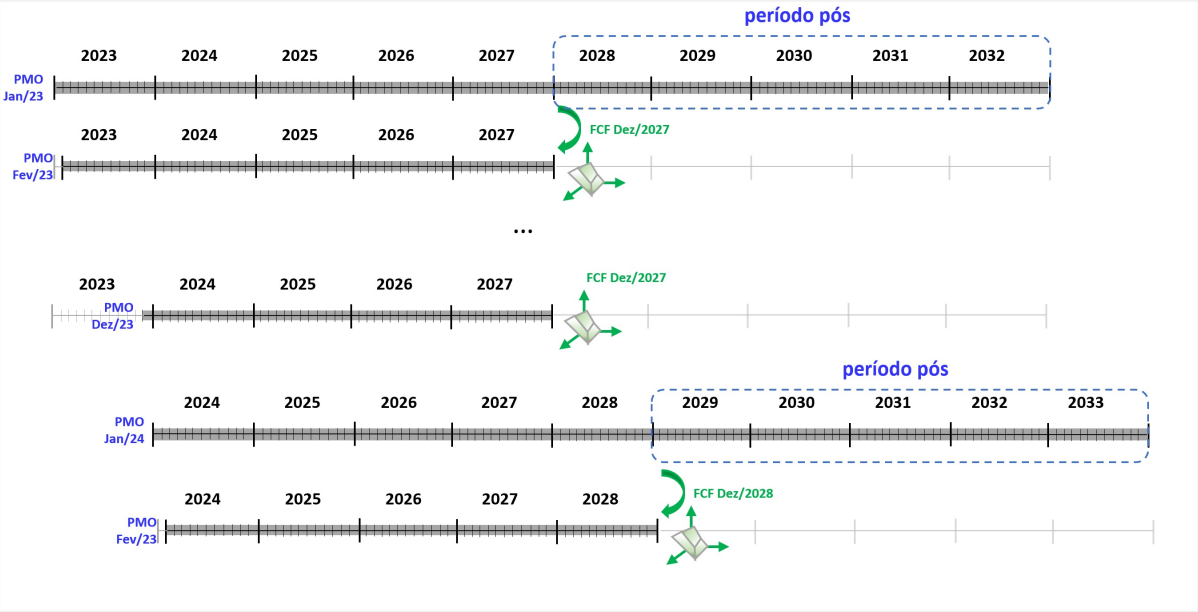
- casos de **Programa Mensal da Operação (PMO)**: período de planejamento de 5 anos, sem período pré e período pós de 5 anos;
- casos de **Plano Decenal da Expansão (PDE)**: período de planejamento de 10 anos, sem período pré e período pós de 5 anos;
- casos de **Garantia Física (GF)**: período de planejamento de 15 anos, períodos pré e pós de 5 anos

Instante de fim do Horizonte de estudo

O modelo NEWAVE assume sempre que o final do horizonte será no final do último ano de estudo (Dezembro). Portanto, no esquema de horizonte rolante que é aplicado nos processos de PMO/PLD, a duração do horizonte de planejamento varia entre 109 meses (PMO de Dezembro) e 120 meses (PMO de Janeiro).

Acoplamento com a Função de custo futuro do período pós

A partir de dezembro/2022 o NEWAVE passou a ter a opção de acoplar, ao final do horizonte de planejamento, com uma função de custo futuro fornecida externamente. Esta função tem o objetivo de ser uma condição de contorno para o final do horizonte de planejamento, valorando a água nos reservatórios e eliminando, portanto, a necessidade de inclusão de um horizonte pós para evitar o efeito de "fim de mundo" . Esta função, que é calculada em uma execução prévia do NEWAVE contendo o período pós estudo, deve ser atualizada periodicamente, como ilustrado a seguir, onde se sugere uma atualização anual.



A principal motivação para utilização dessa FCF ao final do horizonte de planejamento é a redução do tempo computacional para resolução do problema visto que:

- a quantidade de subproblemas a serem resolvidos é menor e, portanto, cada iteração da PDDE levará menos tempo para ser processada;
- a primeira iteração do NEWAVE já partirá com uma boa aproximação para a FCF ao final do horizonte de planejamento . Portanto, espera-se que a quantidade de iterações necessárias para se atingir o mesmo nível de convergência para a PDDE seja inferior em relação ao caso em que não se utilizou a FCF ao final do horizonte.

Algumas considerações e ressalvas, mencionadas a seguir, são importantes para a utilização dessa FCF ao final do horizonte do modelo NEWAVE.

Consistência estrutural

Para que haja o correto acoplamento da FCF com o subproblema em que os cortes serão inseridos (ou seja, o subproblema associado ao último período do horizonte de planejamento), é importante que as informações e estrutura da FCF no caso em que foi construída seja compatível com a estrutura das funções de custo futuro do caso em que é utilizada, ou seja:

- o mês/ano referente à FCF do caso de origem (onde a FCF foi construída) deve ser o mesmo associado ao final de horizonte do caso em que é utilizada;
- os conjuntos de variáveis de estado dos dois casos para o mês de acoplamento devem ser compatíveis, ou seja:
  - a quantidade de REEs ou o número de usinas hidrelétricas deve ser igual ao do caso em que está sendo utilizada a FCF, conforme o tipo de representação da configuração hidrelétrica (a reservatórios equivalentes ou usinas individualizadas);
  - a quantidade de submercados com usinas GNL, os lags máximos de antecipação de despacho e o número e duração dos patamares (vide seção 16.4) devem ser os mesmos;
- a ordem máxima dos modelos autorregressivos (PAR(p)) entre os dois casos deve ser a mesma;;
- as opções de uso de PAR(p)-A, uso da SAR, uso de VMINOP devem ser as mesmas nos dois casos.

Hipóteses para utilização da FCF ao final do horizonte de planejamento

A utilização de uma FCF pós parte da hipótese fundamental de que, ao resolver os problemas do NEWAVE no início de cada mês ao longo do ano (de acordo com a estratégia de encadeamento dos modelos, segundo um horizonte rolante), as alterações de dados dos subproblemas a serem resolvidos no período são mínimas.

Nesta situação, tomando como exemplo o esquema apresentado anteriormente, pode-se considerar que a FCF que foi calculada durante a estratégia de PDDE para o último mês do horizonte de planejamento (Dez/2027) na execução do NEWAVE no PMO de Jan/2023 é praticamente a mesma que seria calculada ao executar o NEWAVE no PMO de Fev/2023.

Cabe ressaltar que, na inexistência de qualquer alteração de dados de 2028 em diante entre os casos do PMOs de Jan e Fev/2023, a FCF teórica (ou seja, completa e exata) no final de Dez/2027 é exatamente a mesma para os dois casos, pois esta depende apenas dos dados futuros (após 2027), e não dos dados anteriores a Jan/2028.

Observa-se também que, na prática os cenários (aberturas) backward que foram gerados para o período pós do caso de origem da FCF seriam possivelmente diferentes daqueles que seriam gerados caso fosse adotado um período pós no caso de destino (que usa a FCF). Isso faria com que, em tese, as FCF teóricas ao final do período de planejamento fossem diferente entre os dois casos. Entretanto, como a diferença entre as afluências no período pós estaria associada somente à aleatoriedade inerente da utilização de ruídos para a geração de cenários, considera-se que esses cenários são estatisticamente equivalentes para a precisão adotada, e que está associada à quantidade de cenários backward. Por consequência, as FCFs ao final do horizonte de planejamento dos dois casos também seriam equivalentes, o que justificaria o uso dessa funcionalidade.

Aspectos associados à estratégia de solução por PDDE

Alguns aspectos relacionados à aplicação da estratégia de PDDE devem ser observados quando da utilização da FCF no final do horizonte de planejamento:

- os estados que foram visitados ao final do horizonte de planejamento no caso de origem (construção da FCF) serão, na prática, diferentes dos estados visitados neste mesmo instante de tempo para o caso no qual a função foi utilizada. Ou seja, os cortes da FCF do final do horizonte de planejamento (que corresponde ao custo de operação no período pós no caso de origem) não foram construídos nos mesmos estados que foram visitados ao se executar o caso de destino. Entretanto, dada a distância temporal existente entre os instantes de início e final do horizonte de planejamento, considera-se que esses estados são estatisticamente equivalentes;

- no cálculo do limite superior (ZSUP) para convergência da PDDE , considera-se, em cada série, a soma dos custos presentes de todos os estágios. No caso da aplicação de uma FCF ao final do horizonte, deve-se considerar também o custo futuro deste último estágio no cálculo do ZSUP, visto que este custo futuro não deve ser visto como um "corte de Benders" para a resolução do problema por PDDE, mas sim como uma condição de contorno que foi estabelecida ao final do horizonte de planejamento, e que faz parte, por tanto, da estrutura do subproblema do último estágio.

Discretizacao Temporal

A discretização temporal utilizada atualmente no modelo NEWAVE é **mensal** ao longo de todo o horizonte de estudo, sendo cada período podendo ser dividido em vários *Patamares de Carga*.

Observam-se ainda os seguintes aspectos na discretização temporal utilizado no modelo:

Duração dos meses civis

Não se faz distinção entre os meses de estudo em termos de duração. Portanto, todos os meses são considerados com uma duração média de 730 horas. Apesar de esta hipótese apresentar certo descolamento com a duração real dos meses, facilita a comparação entre a operação dos diferentes meses em relação aos resultados de energia, que seriam impactados com a duração de cada período.

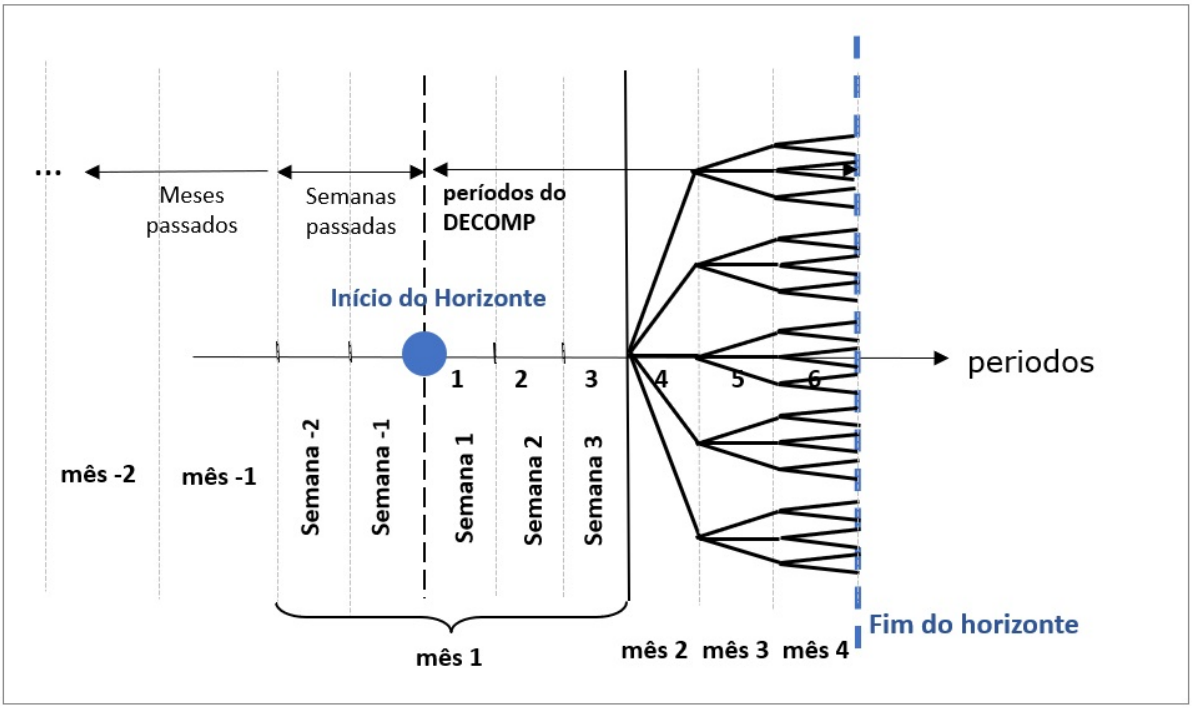
Horário de Verão

Em virtude de sua discretização temporal menos refinada, o efeito da eventual adoção de horário de verão não é considerado no modelo NEWAVE.

7.9.2 Modelo DECOMP

O horizonte de estudo do modelo DECOMP é de até **2 anos**, sendo possível utilizar a discretização semanal para o primeiro mês de estudo e discretização mensal para os demais meses do horizonte.

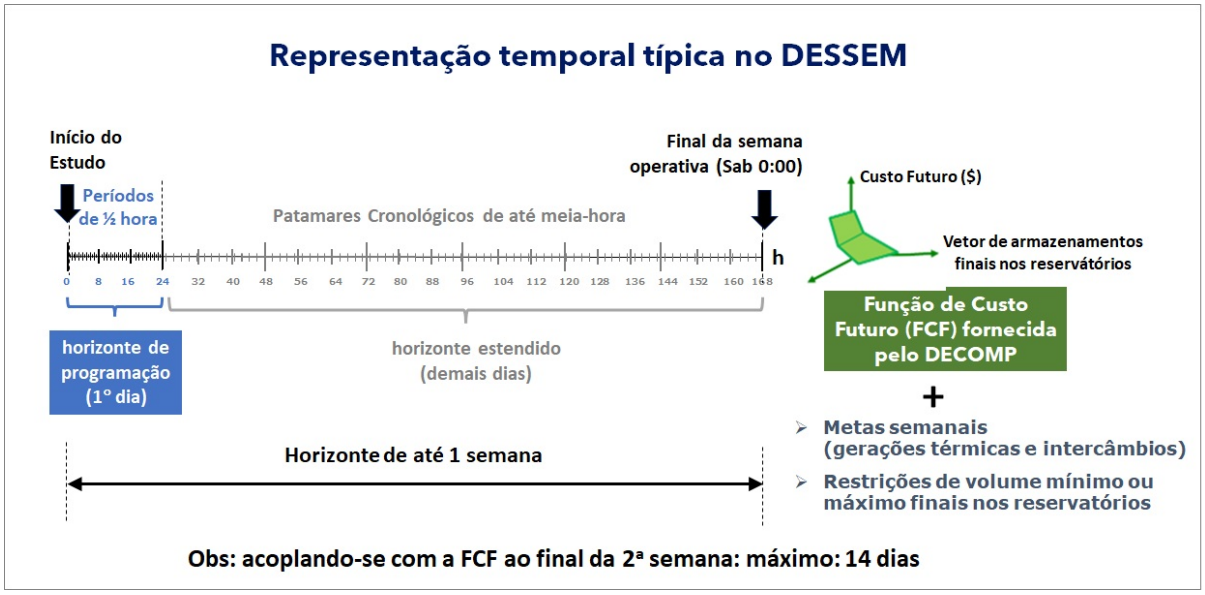
A figura a seguir ilustra esse esquema típico, indicando o primeiro mês determinístico discretizado em semanas, e os meses seguintes estocásticos acoplando ao final com a função de custo futuro.



7.9.3 Modelo DESSEM

O horizonte de estudo no modelo DESSEM é de até **14 dias**, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, 1 hora ou em patamares cronológicos de duração variável.

A figura a seguir ilustra esse esquema típico, indicando, à direita, o acoplamento entre os modelos DECOMP e DESSEM, que é importante para que o DECOMP transmita, ao modelo DESSEM, os valores da água nos reservatórios ao final de sua semana operativa. Adicionalmente, o acoplamento entre os resultados dos modelos pode ser reforçado estabelecendo metas semanais de geração térmica ou metas semanais de intercâmbio entre os submercados para o horizonte de estudo do DESSEM, além de metas de armazenamentos mínimos ou máximos finais nos reservatórios.

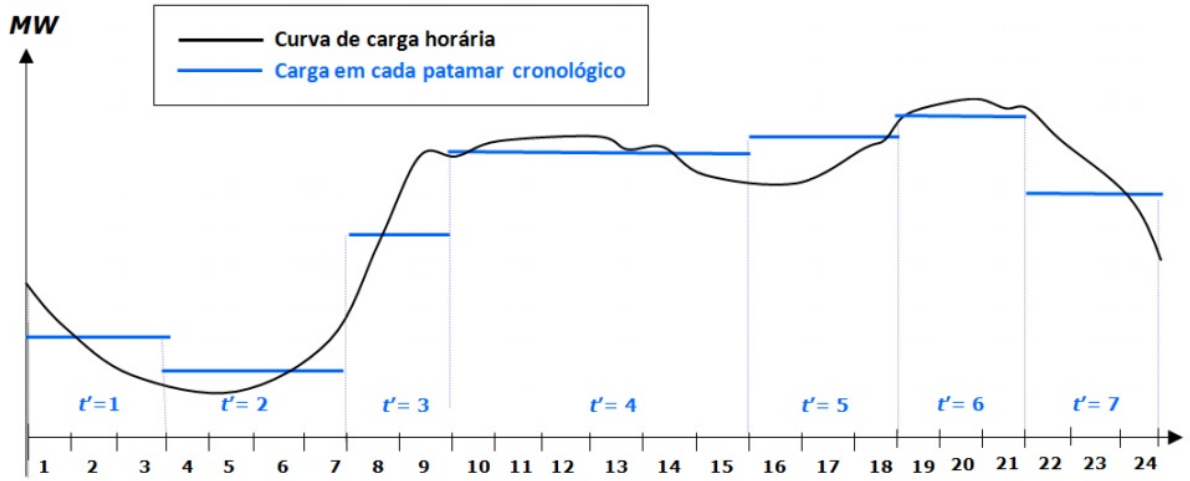


No uso prático para a programação da operação e formação de preços para o sistema brasileiro, ao executar o modelo DESSEM em um dia "D" do calendário civil, este horizonte de estudo é dividido tipicamente em duas partes, que são ilustradas na figura acima e descritas com mais detalhes a seguir:

- **horizonte de programação:** corresponde à programação da operação para o dia seguinte (D+1), onde se adota, tipicamente, uma discretização semi-horária, a fim de se ter um refinamento adequado na operação e na determinação do preço. Como a execução do modelo é feita diariamente pelo ONS, este é o trecho do horizonte de estudo em que as decisões do modelo são efetivamente implementadas na prática;
- um **um horizonte estendido**, que corresponde aos demais dias da semana até se atingir o final de uma sexta feira (ou seja, sábado às 0:00h), onde se obtém uma função de custo futuro (FCF) do modelo DECOMP. Neste horizonte, em geral adotam-se *Períodos de tempo* de maior duração, para diminuir o esforço computacional na resolução do problema.

Patamares Cronológicos

Os períodos que apresentam duração superior a meia ou 1 hora, situados em geral no horizonte estendido, são tipicamente denominados de "patamares cronológicos". Nestes períodos, os dados do sistema seriam constituídos por uma média dos valores fornecidos nos dados de entrada ao longo das horas que constituem o patamar. Para o caso da carga, por exemplo, seria feita uma agregação da curva de carga horária em intervalos cronológicos superiores a uma hora, conforme mostra a figura a seguir.



Ressalta-se que o modelo não exige que os dados de entrada sejam informados na mesma escala temporal adotada para a representação de patamares cronológicos. Ou seja, pode-se informar, por exemplo, os dados em discretização horária ao longo de todo o horizonte de estudo, e o próprio modelo se encarrega de calcular os valores médios por período. Para maiores detalhes, consulte o Manual do Usuário do DESSEM. Já os resultados do modelo são publicados nos relatórios de saída sempre por período, portanto naturalmente já respeitarão a discretização temporal adotada.

É importante lembrar que, embora a definição dos patamares cronológicos seja fortemente guiada pela curva de carga, a utilização de patamares cronológicos no DESSEM **não é equivalente, em termos de modelagem temporal, à representação de** *Patamares de Carga* **adotada nos modelos DECOMP e NEWAVE**. A representação por patamares de carga nos modelos DECOMP/NEWAVE não possui sequência cronológica e pode incluir, em um mesmo patamar de carga, instantes de tempo que não estão temporalmente conectados. Para mais detalhes, consulte o Manual do modelo DECOMP.

7.10 Padrão de dados de entrada temporais - Formato Libs

Dados temporais são dados cujo valor, por natureza, varia ao longo do tempo, como por exemplo, a manutenção que ocorre em uma usina em determinado instante de tempo. A representação destes dados temporais na entrada de dados seguirá um padrão de tratamento e regras de processamento. Existem dois tipos de dados temporais:

- **Dados por período**: são definidos para cada período do estudo (conforme a discretização de cada modelo) e não se aplica a distinção por patamares de carga, um exemplo de um dado por período é a taxa de irrigação;
- **Dados por período e patamar**: são definidos para cada período e patamar de carga (conforme a discretização de cada modelo), um exemplo de um dado por período e patamar é o limite máximo de geração térmica, uma vez que as usinas térmicas são despachadas por patamares de carga, o limite de geração também pode ser definido para cada um destes patamares.

Para a definição dos dados temporais é necessário informar, além de um chave identificadora (identifica o objeto ao qual o dado se refere, exemplo: código da usina hidráulica) e do valor do dado (exemplo: taxa de irrigação em m^3/s), os campos temporais, são eles: período inicial e final, índice do patamar e data inicial e final. Estes campos serão lidos e interpretados conforme as regras de processamento.

Na sequencia há uma descrição das formas de representação dos *Dado por período* e dos *Dado por período e patamar*, também são detalhados as *Regras de processamento* associadas aos campos temporais de cada forma de representação.

7.10.1 Dado por período

Existem três formas de representação de um dado por período: constante, por períodos e por datas. Para cada dado, uma ou mais formas podem estar habilitadas, quando mais de uma forma está habilitada uma ordem prioridade deve ser explicitada para tratar dados sobrepostos temporalmente. Além disso um dado por período pode permitir ou não que sejam informados períodos sem dados (dados esburacados), caso não seja permitido é exigido que o usuário informe dados para todos os períodos dentro do *Horizonte de Estudo* ou *Horizonte do dado temporal*.

Forma de representação constante

É informado um único dado que será válido para todos os períodos do *Horizonte de Estudo* ou *Horizonte do dado temporal*. O nome do Card de entrada contém apenas o prefixo do dado e nenhum campo temporal (apenas a chave identificadora e o valor do dado), conforme o formato abaixo:

```
DADO ; identificador ; valor1 ; valor2
```

Forma de representação por período

É informado um valor para cada período ou para um intervalo de períodos do estudo (intervalo fechado), os seja o dado é válido do "período inicial" até o "período final" inclusive. O nome do Card de entrada contém o prefixo do dado seguido do sufixo "-PERIODO" e os campos temporais "período inicial" e "período final" devem ser informados, conforme o formato abaixo:

```
DADO-PERIODO ; identificador ; período inicial ; período final ; valor1 ; valor2
```

Os campos "período inicial" e "período final" seguem as regras de processamento definidas em *Campos período inicial e final*

Forma de representação por data

É informado um valor para um intervalo de datas qualquer (intervalo aberto à direita), ou seja, o dado é válido do instante determinado pela "data inicial" até o instante imediatamente anterior ao instante da "data final". O nome do Card de entrada contém o prefixo do dado seguido do sufixo "-DATA" e os campos temporais "data inicial" e "data final" devem ser informados, conforme o formato abaixo:

```
DADO-DATA ; identificador ; data inicial ; data final ; valor1 ; valor2
```

Os campos "data inicial" e "data final" seguem as regras de processamento definidas em *Campos data inicial e final*

7.10.2 Dado por período e patamar

Existem quatro formas de representação de um dado por período-patamar:

- constante,
- por período e patamar (período-patamar),
- por data e patamar (data-patamar) e
- por data.

Para cada dado, uma ou mais formas podem estar habilitadas, quando mais de uma forma está habilitada uma ordem prioridade deve ser explicitada para tratar dados sobrepostos temporalmente. Além disso um dado por período-patamar pode permitir ou não que sejam informados períodos ou patamares sem dados (dados esburacados), caso não seja permitido é exigido que o usuário informe dados para todos os períodos e patamares dentro do *Horizonte de Estudo* ou *Horizonte do dado temporal*.

Forma de representação constante

É informado um único dado que será válido para todos os períodos e patamares do *Horizonte de Estudo* ou *Horizonte do dado temporal*. O nome do Card de entrada contém apenas o prefixo do dado e nenhum campo temporal (apenas a chave identificadora e o valor do dado), conforme o formato abaixo:

```
DADO ; identificador ; valor1 ; valor2
```

Forma de representação por período-patamar

É informado um valor para cada patamar e período ou intervalo de períodos do estudo (intervalo fechado), os seja o dado é válido do "período inicial" até o "período final" inclusive, no "patamar" indicado. O nome do Card de entrada contém o prefixo do dado seguido do sufixo "-PERIODO-PATAMAR" e os campos temporais "período inicial", "período final" e "patamar" devem ser informados, conforme o formato abaixo:

```
DADO-PERIODO-PATAMAR ; identificador ; periodo inicial ; periodo final ; patamar ;␣
↪valor1 ; valor2
```

Os campos "período inicial" e "período final" seguem as regras de processamento definidas em *Campos período inicial e final*. E o campo "patamar" segue as regras de processamento definidas em *Campo patamar*.

Forma de representação por data-patamar

É informado um valor para cada patamar e intervalo de datas qualquer (intervalo aberto à direita), ou seja, o dado é válido do instante determinado pela "data inicial" até o instante imediatamente anterior ao instante da "data final" no "patamar" indicado. O nome do Card de entrada contém o prefixo do dado seguido do sufixo "-DATA-PATAMAR" e os campos temporais "data inicial", "data final" e "patamar" devem ser informados, conforme o formato abaixo:

```
DADO-DATA-PATAMAR ; identificador ; data inicial ; data final ; patamar ; valor1 ;␣
↪valor2
```

Existe uma particularidade para o formato data-patamar: uma vez que os patamares de carga são distribuídos ao longo dos períodos, não faz sentido informar dados associados a um determinado patamar em um intervalo de datas interno a um período. Por exemplo: um dado para o patamar de carga pesada associado ao intervalo 2020/01/01 00:00 às 2020/01/01 06:00 não faz sentido, uma vez que não há ocorrência de patamar pesado entre 0h e 6h.

Dessa forma para este a forma de representação data-patamar os campos "data inicial" e "data final" devem:

- Coincidir com a data inicial/final de algum período do estudo ou
- estar fora do *Horizonte de Estudo* (ser anterior ao início do horizonte ou posterior ao final do horizonte).

Além desta consistência adicional, os campos "data inicial" e "data final" também seguem as regras de processamento definidas em *Campos data inicial e final*. E o campo "patamar" segue as regras de processamento definidas em *Campo patamar*

Forma de representação por data

É informado um valor para um intervalo de datas qualquer (intervalo aberto à direita), ou seja, o dado é válido do instante determinado pela "data inicial" até o instante imediatamente anterior ao instante da "data final". O nome do Card de entrada contém o prefixo do dado seguido do sufixo "-DATA" e os campos temporais "data inicial" e "data final" devem ser informados, conforme o formato abaixo:

```
DADO-DATA ; identificador ; data inicial ; data final ; valor1 ; valor2
```

Como os dados por datas precisam se associados a um período e patamar de carga (pois o tipo de dado é por período e patamar) é necessário que:

- Tenha sido informado a distribuição dos patamares dentro dos períodos (associação entre datas e patamares) ou
- o caso de estudo tenha um único patamar de carga por período.

Adicionalmente, os campos "data inicial" e "data final" seguem as regras de processamento definidas em *Campos data inicial e final*

7.10.3 Regras de processamento

Campos período inicial e final

Table7.1: Regras de processamento gerais para os campos Período Inicial e Período Final

Entrada	Comportamento esperado
Período inicial não corresponde ao um período do estudo (inválido ou em branco)	O dado é ignorado (exemplo de valores inválidos: "a", "-3", "6" em um caso com 5 períodos)
Período final em branco ou "NA"	O dado é propagado do período inicial até o período inicial do próximo dado com mesmo identificador, ou o final do estudo.
Período final não corresponde a um período do estudo (inválido)	O valor do período final é substituído por "NA"
Os intervalos de períodos de dois dados para uma mesma chave tem sobreposição	Mensagem de erro (exemplo: informado um dado para os períodos 1 a 5 e outro para os períodos 3 a 8)

Campos data inicial e final

O formato de data aceito é "yyy/MM/dd hh:mm:ss".

Table7.2: Regras de processamento gerais para os campos Data Inicial e Data Final

Entrada	Comportamento esperado
Data inicial ou final incompleta	A data é completada com valores iniciais de cada unidade; ex. Valor informado "2020" data considerada: "2020/01/01 00:00"
Data final em branco	O dado é propagado da data inicial até a data inicial do próximo dado com mesmo identificador, ou o final do estudo.
Data inicial em branco	Mensagem de erro
Data inválida	Mensagem de erro
Os intervalos de datas de dois dados para uma mesma chave tem sobreposição	Mensagem de erro
A data inicial é igual a data final	Mensagem de erro
Sub-intervalo dentro de um período (e patamar se aplicável) sem dado informado	Mensagem de erro (se informar dado para metade do período é preciso informa para todos os intervalos do período)
Intervalo de datas fora do *Horizonte de Estudo*	O dado é ignorado
Intervalo de datas parcialmente fora do *Horizonte de Estudo*	Dado parcialmente ignorado (a parcela no horizonte é considerada)
Data inicial posterior a data final	Mensagem de erro

Campo patamar

Table7.3: Regras de processamento gerais para o campo Patamar

Entrada	Comportamento esperado
Patamar branco ou "NA"	O dado passa a ser válidos para todos os patamares de carga do intervalo de tempo definido para o dado
Patamar inválido	Mensagem de erro (valores válidos para os patamares são os índices conforme definido no caso, branco ou "NA")

7.10.4 Horizonte do dado temporal

O intervalo de validade dos dados temporais está associado à um horizonte de validade deste dado, ou seja, dados declarados fora deste horizonte não são considerados. Todos os dados temporais estão associados ao *Horizonte de Estudo*. No entanto, é possível que um conjunto de dados temporais esteja associado a um horizonte específico, chamado **horizonte do dado**. A definição desse horizonte se dá para cada chave do dado e pode ser feita:

- **por período**: para uma dada chave são definidos os campos "períodos inicial horizonte" e "período final horizonte" de validade de um dado temporal (ou um conjunto de dados temporais), conforme o formato abaixo:

```
DADO-HORIZONTE-PERIODO ; identificador ; período inicial horizonte ; período␣
↪final horizonte
```

  Ou seja, para esta chave somente serão considerados os dados temporais informados para os períodos maiores ou iguais ao "período inicial horizonte" e menores e iguais ao "período final horizonte", os demais dados são ignorados.

  Os campos "período inicial horizonte" e "período final horizonte" devem corresponder à um período válido (dentro do *Horizonte de Estudo*), não são aceitos campos em branco ou "NA".

- **por data**: para uma dada chave são definidos os campos "data inicial horizonte" e "data final horizonte" de validade de um dado temporal (ou um conjunto de dados temporais), conforme o formato abaixo:

```
DADO-HORIZONTE-DATA ; identificador ; data inicial horizonte ; data final␣
↪horizonte
```

  Neste caso deve-se levar em conta as seguintes observações:

  - se o intervalo de datas do horizonte não tiver interseção com o intervalo do *Horizonte de Estudo*, os dados temporais associados à este horizonte são ignorados.
  - Se parte do intervalo de datas do horizonte tiver interseção com o intervalo do *Horizonte de Estudo*, os dados temporais associados à este horizonte serão considerados apenas no intervalo da interseção.
  - A datas inicial e final do horizonte que estão dentro do *Horizonte de Estudo* devem ser coincidentes com o início ou fim de um período.

  Ou seja, para esta chave somente serão considerados os dados temporais informados para os períodos **maiores ou iguais** ao período que inicia-se na "data inicial horizonte" (caso a data inicial horizonte seja anterior ao *Horizonte de Estudo*, considera-se períodos maiores ou iguais à 1) e **menores** do que o período que se inicia na "data final horizonte" (caso a data final horizonte seja posterior ao *Horizonte de Estudo*, considera-se períodos menores ou iguais ao último período do estudo), os demais dados são ignorados.

Para cada chave, apenas um dos dois formatos deve ser utilizado

8 Representação das Incertezas

8.1 Definições e Conceitos

Definimos como **incerteza** as grandezas que são utilizadas como dado de entrada nos modelos de otimização energética, mas cujos valores não podem ser determinados ou previstos com elevada precisão. Assim, é necessário tomar decisões levando em consideração diferentes possíveis valores para essas grandezas. De forma mais geral, quando um problema possui incertezas, diz-se que existe uma **estocasticidade** no problema.

Em princípio, a grande maioria dos dados de entrada do modelo são incertos, pois mesmo aqueles que são tomados como conhecidos podem sofrer variações em relação aos valores que são forecidos aos modelos. Entretanto, algumas dessas variações podem ser consideradas como sendo **imprecisões**, seja na determinação dos parâmetros dos componentes do sistema (como por exemplo o coeficiente mensal de evaporação de uma usina hidrelétrica) ou na medição desses valores, como o volume máximo de um reservatório. Tais valores devem ser considerados como valores conhecidos, ou seja, **determinísticos**.

Já para as grandezas que apresentam algum grau de incerteza não desprezível, deve-se fazer uma avaliação do custo-benefício de sua representação de forma explícita como uma variável incerta nos modelos, visto que isso acarreta, de forma geral, em aumento no custo computacional para resolver o problema, que muitas vezes pode ser significativa.

Desta forma, tendo em vista essa análise de custo-benefício, no problema de *Planejamento Hidrotermo-eólico* tratado nos modelos de otimização energética do CEPEL consideram-se, atualmente, as seguintes incertezas de forma explícita no problema de otimização, as quais são modeladas, portanto, como *Variaveis aleatórias*.

- as *Afluências naturais às usinas hidrelétricas*;
- a *Velocidade de vento e geração eólica* dos parques eólicos.

8.1.1 Variaveis aleatórias

Um valor que é considerado incerto é denominado na literatura, de **variável aleatória**. Quando esses valores possuem uma dimensão superior a 1 (por exemplo, a incerteza nas vazões de várias usinas, ou na geração de vários parques eólicos), chamamos de **vetor aleatório**.

Tipos de variavel aleatória

É importante distinguir as variáveis aleatórias como sendo de dois tipos:

- **variáveis aleatórias discretas:** são variáveis que assumem valores **pontuais**, ou seja, que podem ser "contados" (enumeráveis). Tem-se, como exemplo, a quantidade de falhas em uma unidade geradora ao longo de um mês. Ressalta-se que os valores de variável não necessariamente necessitam ser inteiros (embora na grande maioria das aplicações práticas o sejam) e nem consistir em um conjunto finito de valores;
- **variáveis aleatórias contínuas:**: são variáveis que assumem valores ao longo de um **intervalo**, consistindo, portanto, de um conjunto não enumerável. É o exemplo, por exemplo, da vazão afluente a uma usina hidrelétrica, que pode assumir qualquer valor entre 0 e um valor máximo possível (que, em princípio, não precisa ser determinado).

A figura a seguir ilustra o domínio de valores de uma variável aleatória ξ discreta (à esquerda) e contínua (à direita).

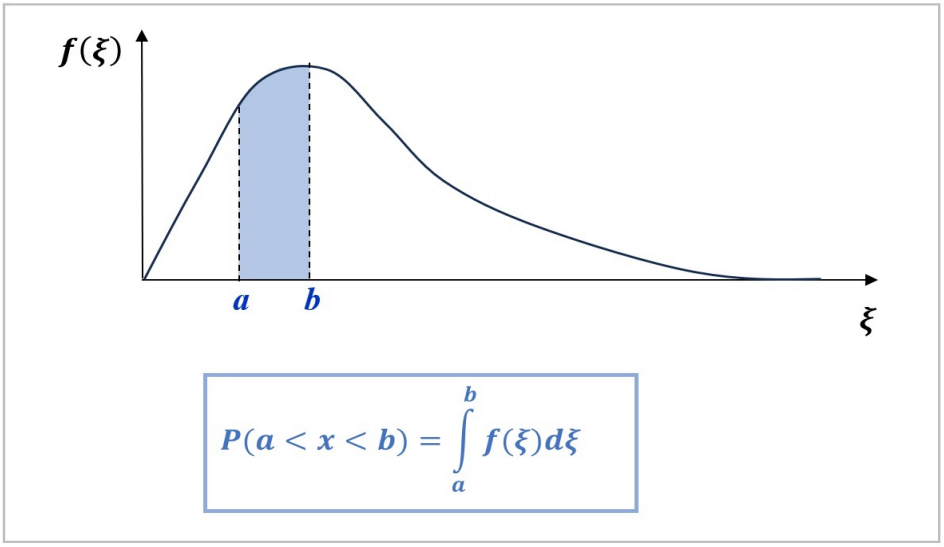
As incertezas atualmente representadas nos modelos de planejamento hidrotérmico, que correspondem às afluências as usinas hidrelétricas e a velocidade dos ventos nos parques eólicos, estão associadas a **variáveis aleatórias contínuas**.

Distribuição de probabilidades

A modelagem das incertezas nos modelos passa, inevitavelmente, pela representação matemática da variável aleatória (v.a.) associada a cada componente do vetor ξ. Denomina-se **distribuição de probabilidades** à função que irá representar, do ponto de vista matemático, as seguintes informações para uma variável aleatória:

- domínio de valores possíveis;
- probabilidades associadas a cada valor ou intervalo de valores.

A modelagem da distribuição de probabilidades de uma variável aleatória contínua, que é o tipo de variável considerada nos modelos, é feita por meio da **função densidade de probabilidade** $f(\xi)$, ilustrada a seguir, para o caso de uma variável aleatória que só assume valores positivos:



Nota: Conceitualmente, a função densidade de probabilidade $f(\xi)$ pode ser entendida como sendo "o limite, quando o tamanho de intervalo de classe tende a zero, de um histograma de frequência relativa da variável aleatória, onde as frequências relativas são indicadas não nos valores do eixo y (altura de cada barra), mas sim na área ocupada por cada barra".

Por esse motivo, o cálculo das probabilidades, que é sempre feita em intervalos, corresponde à área abaixo da curva entre os pontos extremos do intervalo, como ilustrado na figura acima.

Ressalta-se que, por simplicidade de exposição, representou-se uma variável uni-dimensional, ou seja, ξ é um valor escalar (número real). Entretanto, no nosso problema de *Planejamento Hidrotermo-eólico*, a variável aleatória é multi-dimensional, o que levaria à modelagem de distribuições de probabilidades conjuntas para as várias componentes do vetor aleatório. As complexidades inerentes dessa modelagem multivariada são discutidas no *Processo de Modelagem das Incertezas*.

este é o Resultado do Teste

8.1.2 Teorema do Limite Central

Uma *variável aleatória* possui estatísticas (ex: valor esperado, desvio padrão) que podem ser obtidas de forma analítica a partir da *Distribuição de probabilidades* que foi considerada para modelá-la. O **Teorema do Limite Central** é uma ferramenta poderos para avaliar a aderência das estatísticas de uma amostra dessa variável aleatória em relação aos parâmetros da distribuição real, assim como a variabiidade dessas estatísticas em relação ao tamanho da amostra.

Este conceito, descrito a seguir, é bastante útil no processo de *Avaliação da Acurácia da Modelagem* tanto dos cenários gerados pelo *Modelo GEVAZP*, como dos resultados dos modelos *NEWAVE* e *DECOMP* ao utilizar esses cenários.

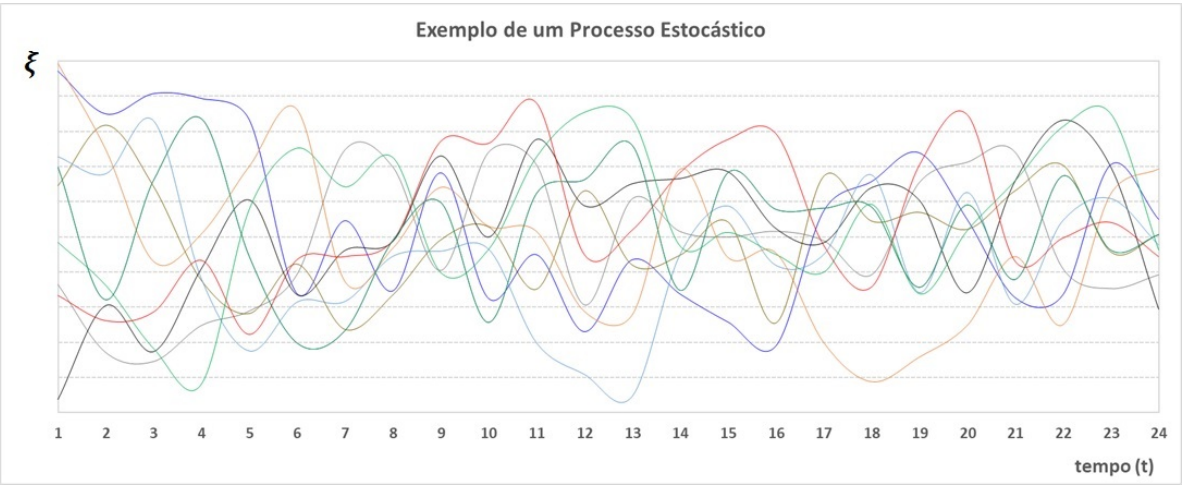
8.1.3 Processo Estocástico

O problema tratado nos modelos de planejamento é multi-estágio, ou seja, o *Horizonte de Estudo* é composto por diversos *Períodos de tempo*. Com isso, visto que as incertezas existem em todos os T períodos de tempo no futuro, introduz-se uma dimensão adicional ao vetor aleatório ξ, que passa a ser representado da forma:

$$\xi := \{\xi_i^t, i = 1, \ldots, NH \times NEOL\}, t = 1, \ldots, T$$

O conjunto ξ de todas essas variáveis aleatórias no tempo é o que se chama na literatura de **processo estocástico**.

A figura a seguir ilustra um processo estocástico associado à geração de uma usina eólica, durante as 24 horas de um dia. Cada linha colorida indica uma possível realização para a geração dessa fonte ao longo do dia, sendo que as 10 curvas mostradas são apenas uma pequena amostra de todas as (infinitas) realizações que poderiam ter sido observadas. O conjunto de **todas** essas infinitas curvas é o que chamamos de processo estocástico.



8.1.4 Séries Temporais

Pode-se dizer que uma série temporal é uma realização amostral dentre todas as possíveis séries que poderiam ter sido geradas (ou observadas) em um *Processo Estocástico*. Portanto, a série temporal constitui-se em uma evolução, ao longo do tempo, de cada componente i do vetor aleatório, ou seja, $\{\xi_i^t, t = 1, \ldots, T\}$. Por exemplo, pode-se ter uma série temporal referente à vazão afluente $\{Qinc_i^t, t = 1, \ldots, T\}$ de uma usina hidrelétrica i, ou a velocidade de vento $\{Vel_i^t, t = 1, \ldots, T\}$ em um parque eólico i, etc.

Para a construção do modelo estocástico, é importante conhecer os seguintes conceitos relacionadas ao estudo de séries temporais:

- **Tendência**: indica o comportamento de longo prazo da série temporal, ou seja se os valores da variável possuem um comportamento de subida ou descida sistemático ao longo do tempo;
- **Sazonalidade**: indica uma flutuação periódica na série temporal durante um determinado período, em geral, dentro do ano;
- **Ciclos:** apresentam um comportamento similar aos comportamentos sazonais, porém com comprimento maior e sem duração uniforme;
- **Componente Aleatória (resíduo)**: procura capta todos os efeitos que não foram explicados pelos três componentes anteriores.

Em particular, o estudo da tendência leva aos seguintes conceitos adicionais:

- **Processo Estacionário**: é aquele em que as propriedades estatísticas (distribuições de probabilidade) não variam ao longo do tempo, ou seja, são as mesmas para todos os intanstes de tempo t, a menos de efeitos sazonais;
- **Processo estacionário de 2ª ordem**: é um processo estacionário em que, além da média ser constante para cada instante de tempo, possui a seguintes características: - A variância para qualquer instnate t é constante; - a covariância entre variáveis de dois instantes de tempo ξ_t e ξ_{t+k} defasados do mesmo *lag* k é a mesma;

A avaliação de todas essas características de uma série temporal é feita a partir dos dados da *Série Histórica* da variável aleatória que está sendo observada.

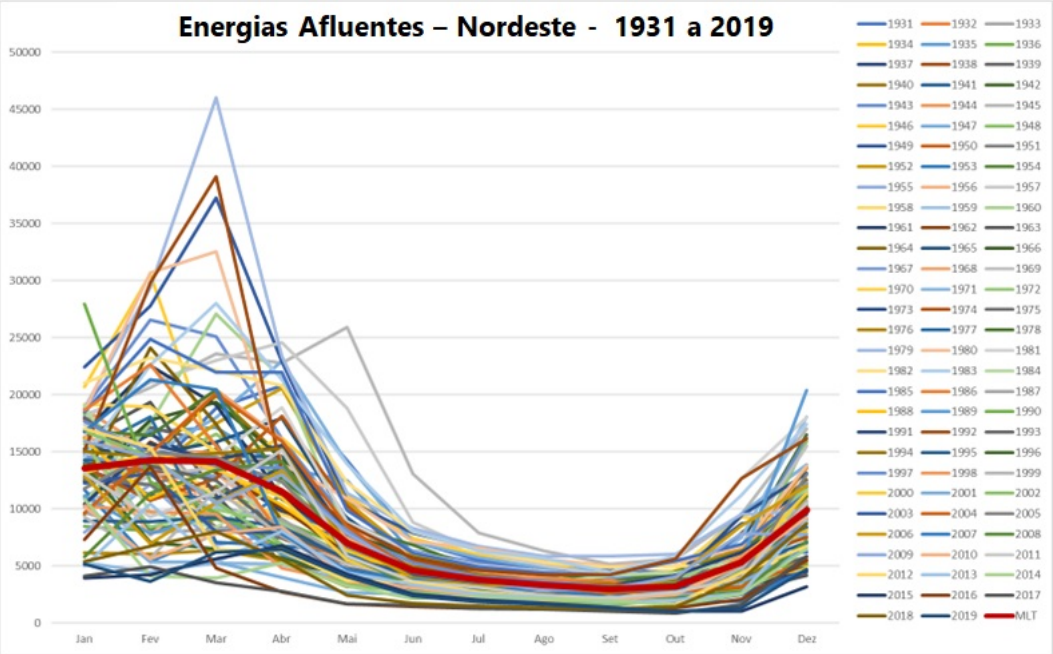
Todos esses conceitos de series temporais serão utilizados, de uma forma ou outra, nos processos de *Modelagem da incerteza hidrológica* e Modelagem da incerteza dos Ventos.

8.1.5 Série Histórica

A série histórica é o registro de todos os valores observados no passado para a realização de uma variável aleatória. No contexto dos modelos energéticos, esta série consiste, por exemplo, de:

- contunto de todas as vazões mensais observadas para as usinas hidrelétricas, desde quando se iniciou o processo de medição e registro das *Séries Históricas de Vazões*;
- conjunto de todas os valores horários de velocidade de vento registrados para os parques eólicos, ao longo do tempo.

A figura abaixo ilustra um exemplo de série histórica.



Um conceitos fundamental para construção de um modelo estocástico a partir dos dados de uma série histórica é enunciado a seguir:

- **Ergodicidade:** uma única realização da série temporal (na prática, a série histórica) é suficiente para obter todas as estatísticas da variável aleatória;

Portanto, é necessário estudar as propriedades estatísticas da série histórica de cada uma das componentes do vetor aleatório, com o objetivo de construir um **modelo estocástico** que possa descrever adequadamente a variável aleatória associada a cada componente. Assim, aplicando o conceito de ergodicidade, assume-se que a série histórica é apenas de um conjunto de todas as possíveis realizações que poderiam ter acontecido, e que constituem o processo estocástico como um todo. Assim, uma vez construído o modelo estocástico, aplicamos técnicas de *Geração de cenários*, com as quais obtê-se as chamadas **séries sintéticas** para o conjunto de variáveis aleatórias.

Conceitualmente, se o modelo estocástico está adequado, as séries sintéticas são indistinguíveis, do ponto de vista estatístico, da série histórica, e seu uso em modelos de programação estocástica permite que se consiga realizar uma análise mais diversificada e robusta do comportamento do sistema diante das incertezas.

8.2 Processo de Modelagem das Incertezas

No problema de *Planejamento Hidrotermo-eólico* considerado nos modelos de otimização energética, o vetor aleatório ξ possui as seguintes componentes:

$\xi^t := \{Qinc_1^t, Qinc_2^t, \ldots, Qinc_{NH}^t, Vel_1^t, Vel_2^t, \ldots, Vel_{NEOL}^t\}$

onde $Qinc_i^t$ é a afluência natural a cada uma das NH usinas hidrelétricas e Vel_i^t é a velocidade do vento em cada um dos $NEOL$ parques eólicos, para cada *período de tempo*.

Portanto, a rigor, será necessário modelar, para cada período t uma *Distribuição de probabilidades* **conjunta** para a variável aleatória multi-variada $\{\xi_i, i = 1, \ldots, NH \times NEOL\}$, o que é uma tarefa bastante complexa. Além disso, a existência de dependência temporal faz com que, a rigor, tívessemos que representar a distribuição conjunta não só das variáveis em determinado período t, mas também das variáveis pertencentes a todo o horizonte de estudo.

Entretanto, algumas características das variáveis aleatória e/ou da estratégia de solução permitem que se adote os seguintes procedimentos para a modelagem das variáveis aleatórias:

- Como as variáveis aleatórias de diferentes naturezas (ex: afluências às usinas e velocidade de vento) possuem características estatísticas distintas, torna-se interessante utilizar modelos distintos para cada um desses conjuntos de variáveis;

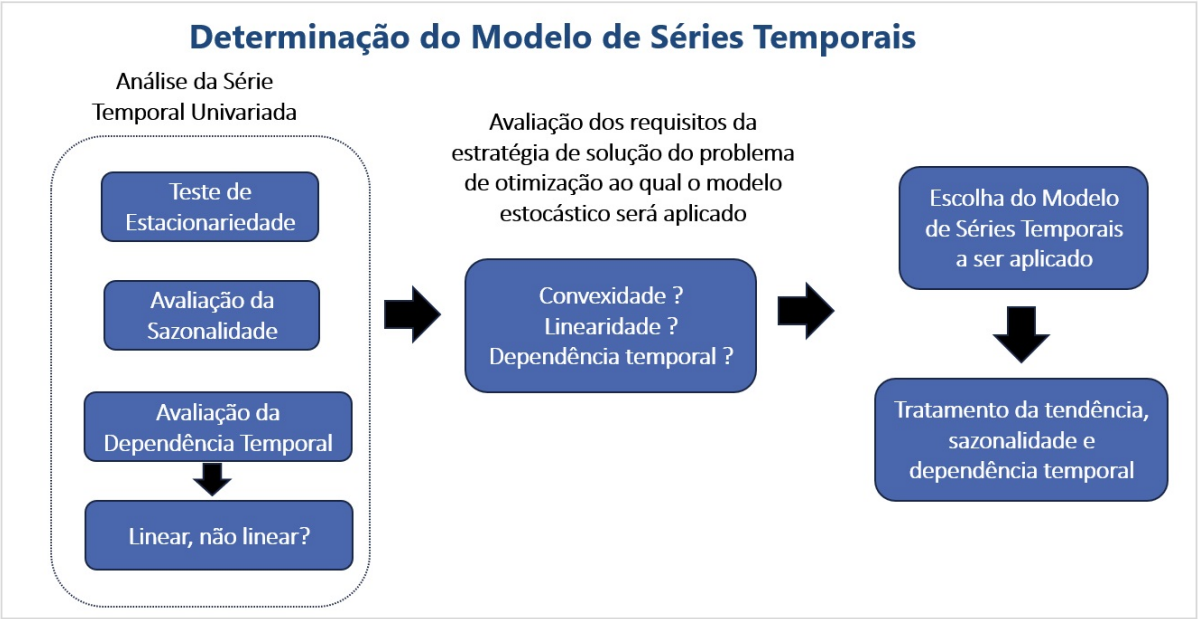
- Mesmo dentro de cada conjunto de variáveis aleatórias, torna-se interessante extrair a série temporal referente a cada componente i do vetor aleatório, que será calibrado separadamente.

Estes dois passos permitem, portanto, que seja feita, em um primeiro momento, uma **modelagem individual para cada componente do vetor aleatório**, ou seja, cada variável aleatória referente a determinado elemento do sistema (usinas hidrelérica ou parque eólico). Posteriormente, é levada em consideração a correlação espacial entre esses componentes, sejam de um mesmo tipo (correlação entre vazões de diferentes usinas ou ventos de diferentes parques eólicos) ou a correlação espacial entre as vazões afluentes e os ventos. Isto é necessário porque, conforme descrito na seção de *Motivação*, em, um problema de otimização estocástica, cada cenário de incerteza a ser considerado nos modelos deve conter, de forma conjunta, valores para todos os componentes da variável aleatória.

Ainda que existam particularidades na Modelagem da incerteza hidrológica e Modelagem da incerteza dos Ventos, o processo geral de modelagem das incertezas de uma variável aleatória seguem os passos listados a seguir e descritos na sequência.

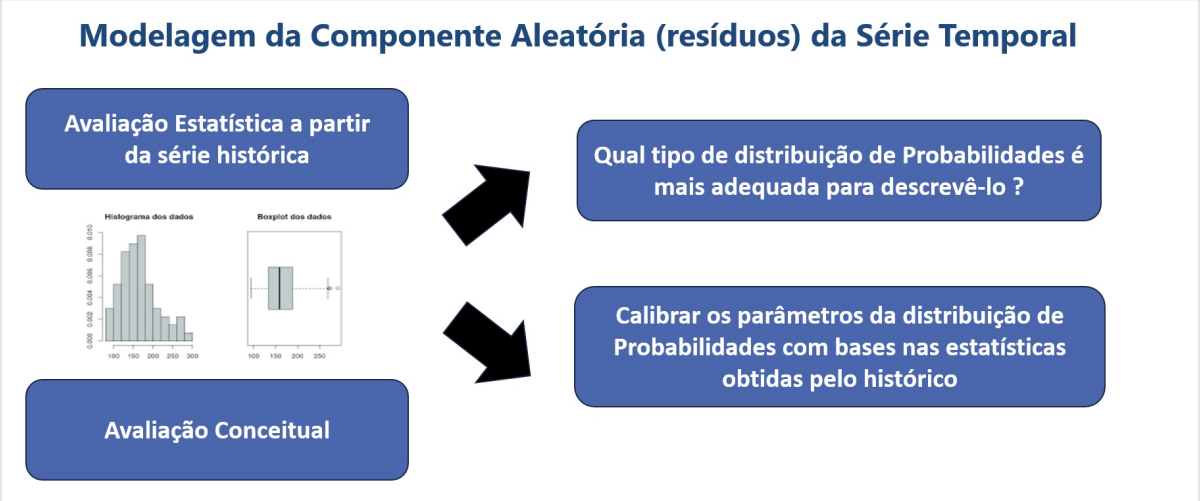
8.2.1 Avaliação do Modelo de Séries Temporais

A partir da série histórica individual para cada componente do vetor aleatório (usina hidrelétrica ou parque eólica), procede-se uma avaliação da série temporal, relacionada a esse componente, conforme mostrado a seguir.



8.2.2 Avaliação da Distribuição dos resíduos

Uma vez extraída a sazonalidade, tendência (se for o caso) da série temporal, pode-se obter um processo estocástico estacionário, o qual, após ter sua eventual dependência temporal adequadamente tratada, possui um componente aleatório, que é denominado de **resíduo**. Este resíduo pode então ser modelado por uma *Distribuição de probabilidades*, utilizando os passos a seguir.



8.2.3 Tratamento da Correlação Espacial e Temporal

Uma vez aplicados os processos descritos nas seções acima, obtêm-se as determinadas as distribuições de probabilidades de cada componente do vetor aleatório, que são denominadas de **distribuições de probabilidade marginais**. As **correlações cruzadas** entre as variáveis aleatórias dentro de um mesmo período (correlação espacial) como em períodos distintos (correlação temporal) são tratados, de forma geral, como segue:

- as **correlações espaciais** são introduzidas depois de sorteados o conjunto de resíduos para cada componente da variável aleatória, no processo de *Geracao de Cenários*;
- as **dependências temporais** são introduzidas na formulaçãço matemática do problema de otimização, utilizando-se os parâmetros obtidos quando da calibração do modelo de série temporal para cada componente. Uma vez que o processo de decomposição temporal do problema faz com que as variáveis aleatórias de períodos diferentes se situam em subproblemas de otimização distintos, as variáveis aleatórias de determinado período t tornam-se variáveis de estado para os subproblemas dos períodos de tempo subsequentes.

8.3 Avaliação da Acurácia da Modelagem

Ao modelar qualquer *Processo Estocástico* que irá alimentar um modelo de otimização, como é o caso da *Geração de Cenários* feita pelo *Modelo GEVAZP* para os modelos *NEWAVE*, *DECOMP* e *SUISHI*, é fundamental avaliar a **qualidade do modelo estatístico** utilizado para representar do processo estocástico. Além disso, como em um problema de otimização estocástica é necessário discretizar as variáveis aleatórias contínuas, através da construção de uma *Árvore de Cenários* ou de geração de *Séries sintéticas*, é preciso, portanto, avaliar a **qualidade dos resultados dos modelos de otimização** ao se aplicar tal discretização.

Portanto, a avaliação do processo de representação das incertezas é feita em dois aspectos: na *Qualidade dos cenários Gerados* e *Robustez e Estabilidade dos Resultados*, que constituem, respectivamente os dados de entrada e resultados dos modelos de otimização. Assim, o primeiro aspecto visa avliar o modelo GEVAZP e, o segundo, os modelos NEWAVE e DECOMP.

Os tipos de análises descritos a seguir são realizadas de forma bastante rigorosa pelas instituições do setor elétrico (ONS, CCEE e EPE), o que atesta a qualidade dos resultados dos modelos. Muitos dos testes estatísticos para

avaliação do modelo GEVAZP já são realizados pelo próprio modelo, que emite relatórios de saída para análise do usuário. Já as análises referentes aos modelos NEWAVE e DECOMP requerem um esforço bem maior de realização, pois envolvem uma quantidade muito grande execuções dos modelos, variando a semente e/ou a quantiade de *Aberturas* a serem utilizadas em cada período de tempo na discretização temporal dos modelos.

8.3.1 Qualidade dos cenários Gerados

Neste aspecto, avalia-se a qualidade e robustez dos cenários que representam o processo estocástico tratado pelos modelos, o que compreende uma avaliação estatística dos cenários gerados para a variável aleatória, para verificar se:

- representam de forma adequada a *Distribuição de probabilidades* que foi concebida para modelar a variável aleatória. Assim, é preciso avaliar se as propriedades estatísticas destes cenários representam adequadamente a distribuição, cujos parâmetros são conhecidos, já que são frutos do processo de calibração dos modelos (vide as seções de *Distribuição Lognormal 3 parâmetros* e estimação dos parâmetros do *Modelo Par(p)*);
- apresentam uma robustez adequada em relação à variabilidade intrínseca do processo de geração de cenários quando se varia a *semente* utilizada para gerar os cenários.

Para ambos os tipos de análise, é fundamental lançar mão do *Teorema do Limite Central*, para avaliar a aderência entre os parâmetros avaliados nos cenários (média, variância, assimetria, etc,) e os valores assumidos no modelo teórico. Esta análise envolve construção de intervalos de confiância para os valores dos parâmetros e a aplicação de testes estatísticos para aferir a aderência entre as distribuições.

Os cenários também devem ser avaliados para verificar se:

- representam, de forma adequada, a variável aleatória "real" cujos parâmetros são, em principio, desconhecidos, e da qual temos apenas uma amostra, dada pela *Série Histórica*.

Esta última análise é feita aplicando-se diversos testes estatísticos para avaliar se os cenários gerados representam adequadamente a série histórica.

Em resumo, nas duas primeiras análises mais acima, estamos preocupados em avaliar se o processo de *Geração de Cenários* foi feito de forma adequada, a partir do modelo escolhido para a variável aleatória e do tamanho da *Árvore de Cenários* utilizada. Já nessa terceira análise verificamos se os próprios modelos escolhidos para representar a *incerteza hidrológica* e da incerteza eólica estão adequados, tomando como evidência para essa comparação os cenários gerados..

8.3.2 Robustez e Estabilidade dos Resultados

Nesta análise, avalia-se a qualidade e robustez dos **resultados** obtidos pelos modelos *NEWAVE* e *DECOMP* (custo marginal de operação, o risco de déficit, etc.), a partir dos cenários construídos para as variáveis aleatórias. Ou seja, não é suficiente analisar os cenários gerados, sendo também preciso avaliar o efeito que eles tem nos resultados, verificando, por exemplo,

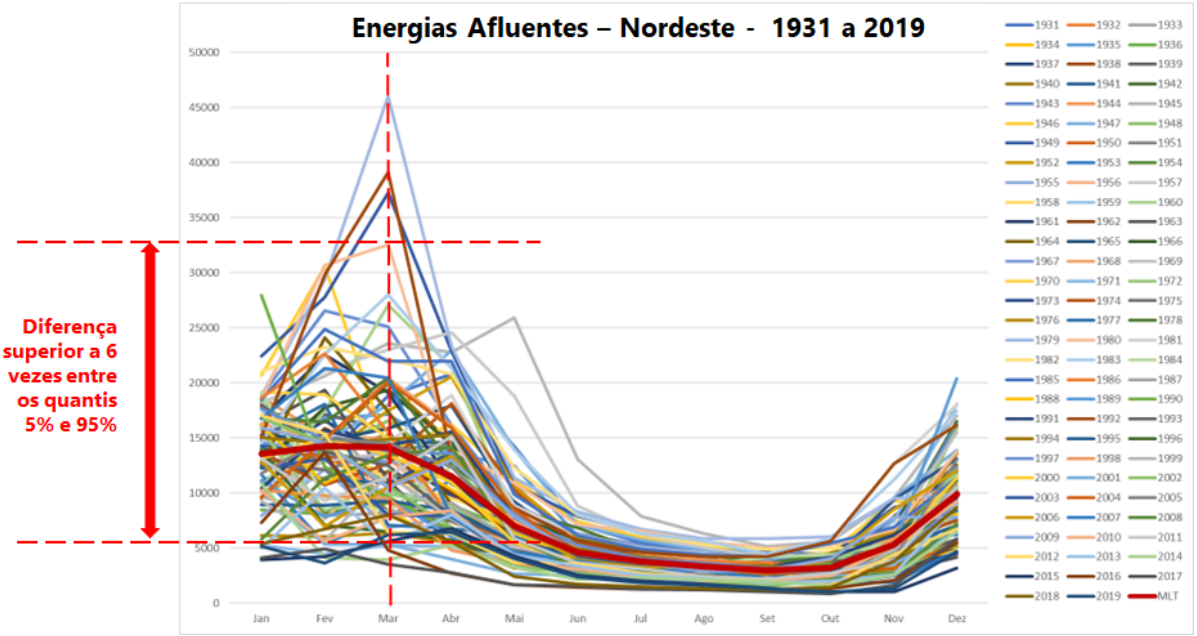
- se variações na *semente* utilizadas na geração de cenários não causam variações muito grandes - ou não explicáveis - nos resultados;
- se pequenas variações em alguns parâmetros do processo (por exemplo, quantidade de cenários gerados) também não causam perturbações excessivas nos resultados. Ressalta-se que, em relação a esse segundo aspecto, deve-se levar em consideração o custo-benefício, visto que uma maior quantidade de cenários leva, em geeral, a aumentos no tempo computacional.

Nesta análise, também é fundamental lançar mão do *Teorema do Limite Central*, aplicando-o junto com os estudos sobre o que se chama, em programação estocástica, de Sample Average Approximation.

9 Incerteza Hidrológica

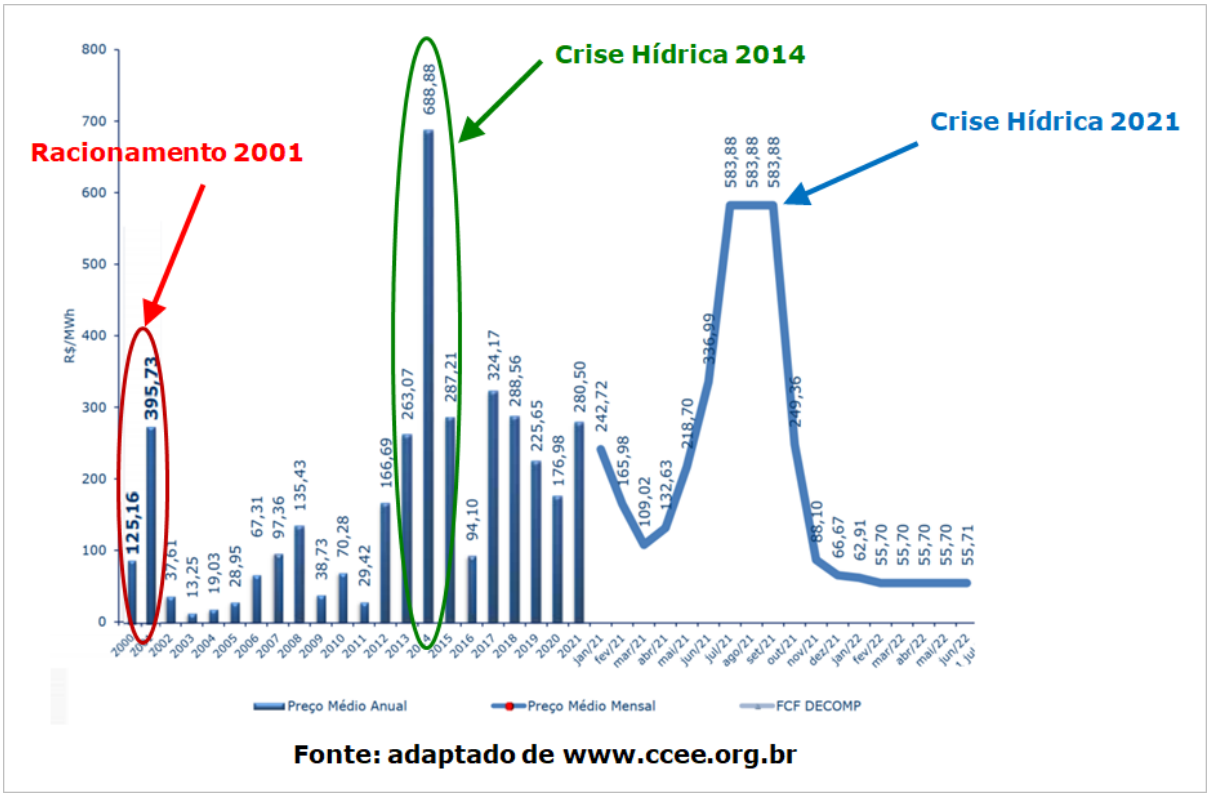
9.1 Motivação

As vazões afluentes às usinas hidrelétricas constituem na principal fonte de incerteza para o planejamento hidrotermo-eólico, em virtude do elevada predominância desse tipo de fonte no *Sistema Interligado Nacional (SIN)*. A título de ilustração, a figura a seguir mostra as séries históricas de energias afluentes às usinas hidrelétricas para o submercado Nordeste, ao longo dos anos de 1931 a 2012. Pode-se observar a grande variabilidade nas afluências, principalmente no mês de Março,onde boa parte das vazões se distribuem em um intervalo de elevada amplitude (entre 5000MWmes e 25.000MWmes).



9.1.1 Impacto da condição hidrológica no preço de energia

Um aspecto de extrema relevância no problema de planejamento hidrotérmico, especialmente em sistemas com predominância hidráulica como o Brasil e com forte incerteza nas vazões afluentes, é o impacto que secas de maior duração causam nos preços de energia. A figura a seguir ilustra a relação entre alguns picos históricos de preço observados no sistema brasileiro e crises hídricas que foram vivenciadas no Brasil.



Finalmente, ressalta-sque que a predominância de geração hidrelétrica no Sistema interligado Nacional reforça a necessidade de representação acurada das incertezas de médio/longo prazo nas afluências aos reservatórios, levando à divisão macro do planejamento da operação hidrotérmica em vários níveis decisórios, correspondentes às *Etapas do Planejamento* da operação, que constituem-se nos planejamentos a longo, médio e curto prazos. No Brasil, essas etapas costumam ser denominadas de "médio prazo", "curto prazo" e "curtíssimo prazo", reservando-se o termpo de planejamento de longo prazo para o planejamento da expansão.

9.2 Caracterização Geral das Séries Hidrológicas

Discutem-se, a seguir, as principais características das séries hidrológicas.

9.2.1 Sazonalidade

Por estar diretamente relacionado a um fenômeno natural (chuvas) cujo comportamento varia de acordo com as estações do ano, as vazões afluentes às usinas hidrelétricas apresentam forte **sazonalidade**, como se observa na figura a seguir, que mostra um trecho da série histórica de Energias Naturais Afluentes (ENAs) para o submercado Sudeste, entre 1931 e 1971.



A sazonalidade das vazões é tratada de forma adequada no modelo *Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)*, utilizado pelo modelo GEVAZP para modelar as vazões afluentes às usinas hidrelétricas.

9.2.2 Dependência Temporal

Pode-se perceber também, na figura que mostra a *Incerteza Hidrologica*, que as séries com afluências mais elevadas em determinado mês também tendem a apresentar afluências mais elevadas que as outras séries nos meses subsequentes. Isto ocorre devido à forte **dependência temporal** (ou correlação temporal) entre as vazões naturais afluentes aos reservatórios, que consiste na influência que a vazão afluente de um determinado instante de tempo provoca na vazão natural afluente em instantes futuros. Essa dependência, que é uma característica fundamental da operação dos reservatórios é explicada por razões físicas:

- quando ocorrem vazões afluentes elevadas de forma sistemática no tempo, o solo torna-se mais "enxarcado", vazendo com que as chuvas nos próximos meses escoem mais rapidamente de maneira superficial no solo, tranformando-se mais rapidamente em vazões;
- por outro lado, quando o solo está seco, o que é decorrente de vazões recentes muito baixas, a mesma quantidade de chuva mencionada no item anterior irá percolar de forma mais significativa no solo, resultando em vazões naturais afluentes mais baixas.

Desta forma, estabelece-se uma dependência temporal entre as vazões naturais afluentes em intervalos distintos de tempo. Em virtude da *Discretização Temporal* empregada nos modelos, deve-se representar, portanto, a dependência entre as vazões naturais afluentes em *Períodos de tempo* consecutivos.

Ressalta-se que essa dependência temporal entre as afluências é que motiva o conceito de *Tendência Hidrológica*, bastante empregado nos estudos hidrotérmicos.

Ao longo do tempo, diversas abordagens tem sido propostas não só no Brasil, mas em outros sistemas, para a consideração da tendência hidrológica em problemas de planejamento da operação hidrotérmica[1], adotando-se diversas abordagens, tais como:

- a inclusão de vazões passadas como uma variável de estado adicional na função de custo futuro, que tem sido proposta na literatura há bastante tempo[2];
- a inclusão da vazão prevista também como variável de estado na política de operação[3];
- consideração de modelos autorregressivos periódicos[4];
- utilização, de forma combinada com modelos anteriores, de modelos que utilizam uma variável exógena[5];
- representação da condição hidrológica por cadeias de Markov[6]

A figura a seguir ilustra esses trabalhos:

[1] J.A. Tejada-Guibert, S.A. Johnson, and J.R. Stedinger. The value of hydrologic information in stochastic dynamic programming models of a multireservoir system. *Water Resources Research)*, 31(10):2571–2579, 1995.

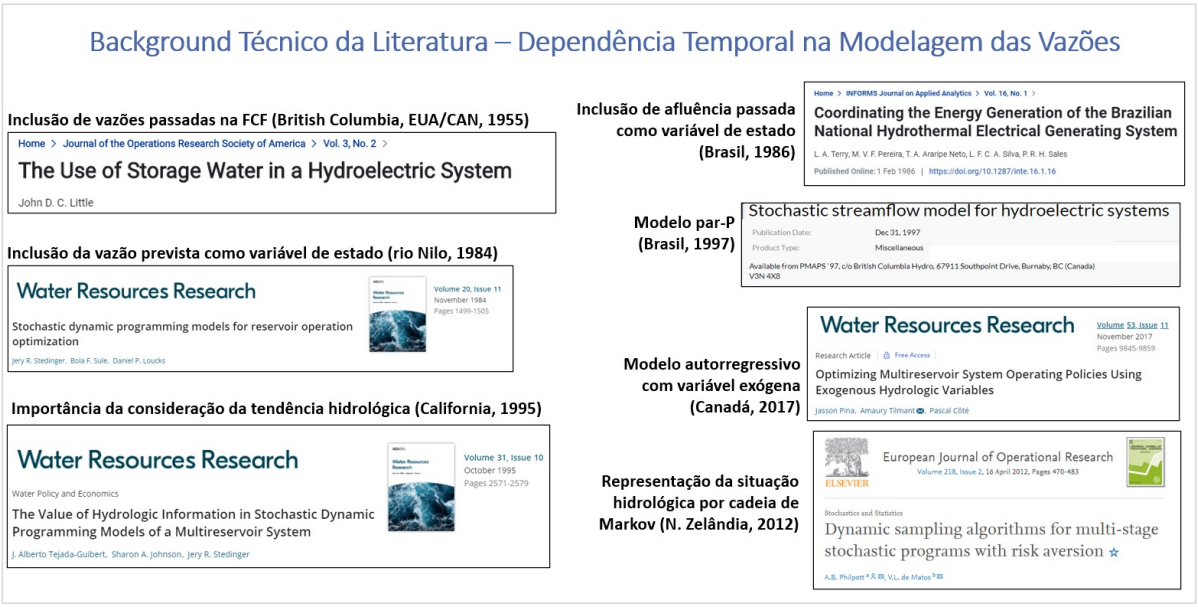
[2] John D. C. Little. The use of storage water in a hydroelectric system. *Journal of the Operations Research Society of America*, 3(2):187–197, 1955.

[3] J. R. Stedinger, B. F. Sule, and D. P. Loucks. Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization. *Water Resources Research)*, 20(11):1499–1505, 1984.

[4] M. E. Maceira and C. V. Bezerra. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. In *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems -PMAPS*. 1997.

[5] J. Pina, A. Tilmant, and P. Cote. Optimizing multireservoir system operating policies using exogenous hydrologic variables. *Water Resources Research)*, 53:9845–9859, 2017.

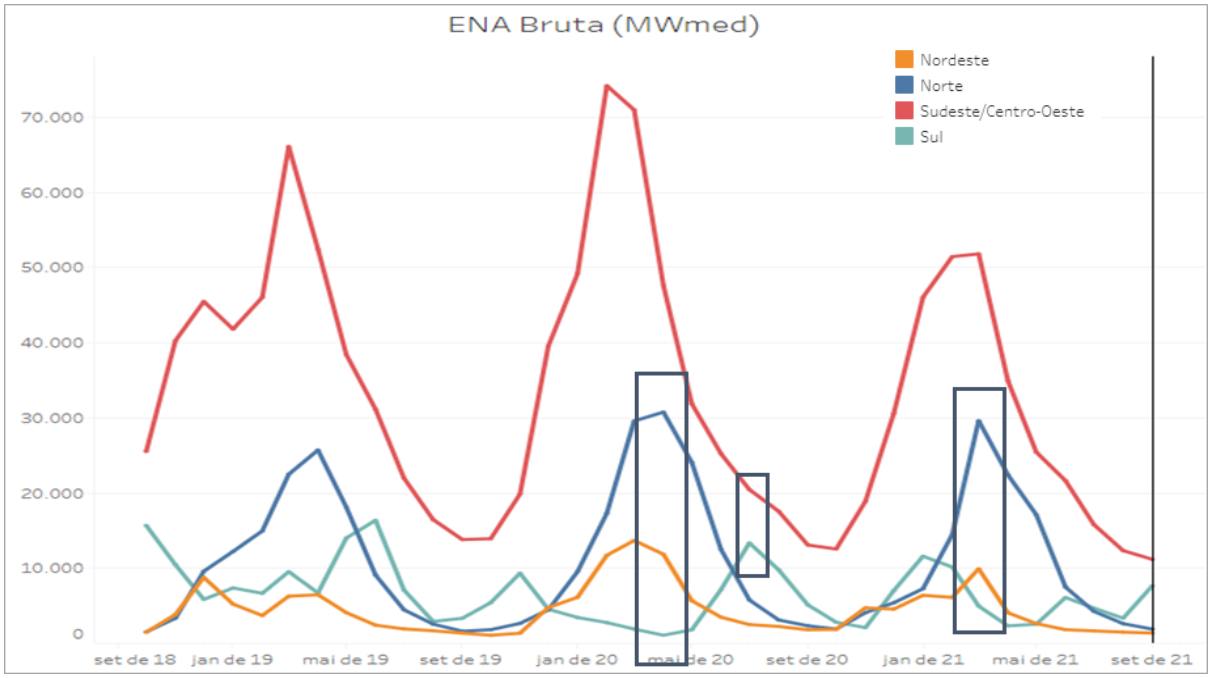
[6] A. B. Philpott and V. L. de Matos. Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion. *European Journal of Operational Research*, 218(2):470–483, 2012.



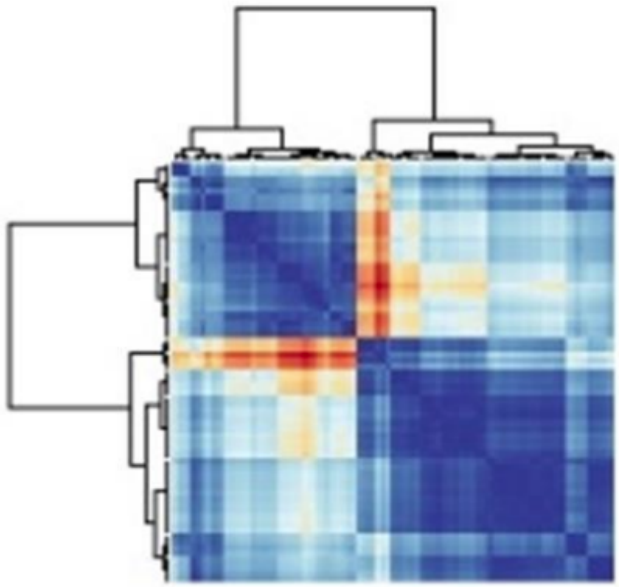
Assim, visto que a hipótese de independência temporal das afluências, comumente adotada na literatura de programação estocásticas, não pode ser aplicada ao problema real de planejamento hidrotérmico no Brasil, ao modelar a incerteza das vazões os modelos de otimização energética levam em consideração essa dependência temporal através de um *Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)*, cuja construção é feita considerando-se a **correlação mensal entre as afluências**. De forna a representar melhor também a **correlação anual**, este modelo foi posteriormente estendido para considerar um termo anual, levando ao *Modelo Autorregressivo Periódico Anual - Par(p)-A*.

9.2.3 Complementaridade e Correlação espacial entre as incertezas

Outro aspecto relevante a ser considerado na modelagem das incertezas é a complementaridade entre as incertezas referentes aos recursos às usinas hidrelétricas (vazão afluente) e as usinas eólicas (velocidade dos ventos), tanto entre si como em relação umas as outras. A figura a seguir, cujos dados são extraídos do site do ONS, mostra a Energia Natural Afluente (ENA Bruta) aos submercados no periodo entre 2018 e 2021. Os trechos destacados nos retângulos mostram situações em que, enquanto para determinado submercado houve acrésimo na energia afluente, em outro submercado houve um decréscimo.



Já essa outra figura, extraída do relatório técnico do CEPEL[7], mostra um mapa de calor da matriz de correlações entre as médias mensais de 79 localidades com parques eólicos na região Nordeste.



Referências

[7] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos - modelo NEWAVE - relatório final. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

9.3 Séries Históricas de Vazões



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

9.4 Tendência Hidrológica



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

9.5 Classificação dos Postos

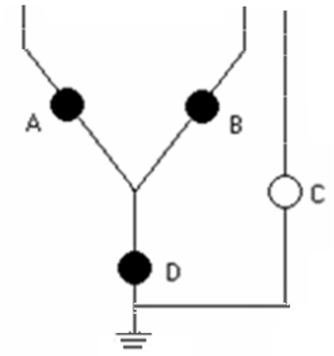
- Posto Principal: o conjunto de postos principais selecionados se resume ao próprio posto de vazão total;
- Posto Satélite: Sua vazão possui alta correlação com a do posto principal. Ao se descobrir duas usinas altamente correlacionadas e pertencentes a mesma cascata ou região hidrográfica, a usina com menor vazão (MLT) será feita satélite enquanto a outra será classificada como principal. O conjunto de cenários da usina satélite será calculado com base nos cenários calculados para usina principal.
- Posto Artificial: postos que possuem alterações no fluxo natural da água. Estas alterações podem ser causadas por desvios, consumo, irrigação etc. Os postos artificiais são indicadas por "NPOSNW" no arquivo DADGER.XXX. Também são informadas no arquivo MODIF.dat utilizando o mnemônico PARTIF. Assim, para se calcular a vazão num posto artificial, são consideradas regras diferenciadas de cálculo, informadas no arquivo de entrada do GEVAZP regras.dat.
- Posto Nulo: usinas com posto nulo possuem vazão incremental SEMPRE igual a zero

9.6 Cálculo de Vazões Incrementais

A vazão incremental é a diferença entre a vazão total em um posto de medição num dado mês e a soma das vazões totais de todos os postos imediatamente a montante no mesmo mês. A expressão para o cálculo da vazão incremental é mostrada em (9.1).

$$Z\text{inc}_{it} = Z\text{tot}_{it} - \sum_{m \in \text{M}_i} Z\text{tot}_{mt} \tag{9.1}$$

A Fig. 9.1 mostra um exemplo do cálculo da vazão incremental, onde ZA, ZB, ZC e ZD representam as vazões totais e ZiA, ZiB, ZiC e ZiD representam as vazões incrementais de cada posto.



Vazão total	Vazão incremental
ZA= 200	ZiA= 200
ZB= 300	ZiB= 300
ZC= 100	ZiC= 100
ZD= 700	ZiD= 200

Figure9.1: Exemplo de cálculo de vazao incremental.

9.7 Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)

o ajuste do modelo Par(p) para cada uma das usinas principais do Sistema Interligado Nacional (SIN) envolve uma série de passos mostrados na Fig. 9.2.

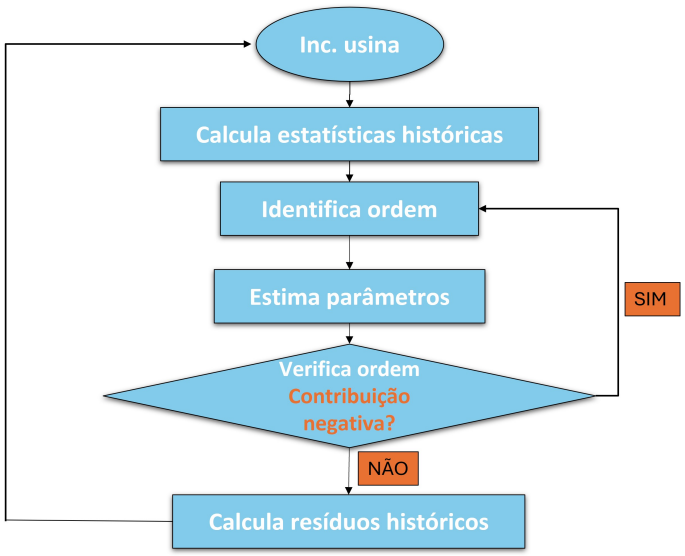


Figure9.2: Fluxograma para ajuste do modelo Par(p)

A seguir estes passos serão explicados detalhadamente.

9.7.1 Cálculo das Estatísticas Históricas

Para a estimação do modelo Par(p) inicialmente definem-se as estatísticas históricas da série temporal.

Para uma série temporal Z_t podermos estimar os seguintes índices estatísticos:

Média Amostral:

$$\mu = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T} Z_t \tag{9.2}$$

O desvio padrão amostral mede o grau de dispersão da amostra em torno da média:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(Z_t - \mu)^2} \tag{9.3}$$

A assimetria mede o quanto a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória se desvia da distribuição normal. Em outras palavras, ela indica se a distribuição é simétrica ou não.

A (9.4) descreve o cálculo da assimetria utilizando o Coeficiente de Assimetria de Pearson[1]. Se o resultado for positivo, indica uma assimetria positiva (cauda direita), enquanto se for negativo, indica uma assimetria negativa (cauda esquerda). Se for zero, a distribuição é simétrica.

$$\gamma_t = \frac{T}{(T-1)(T-2)}\sum_{t=1}^{T}\left(\frac{Z_t - \mu}{\sigma}\right)^3 \tag{9.4}$$

Se o resultado for positivo, indica uma assimetria positiva (cauda direita), enquanto se for negativo, indica uma assimetria negativa (cauda esquerda). Se for zero, a distribuição é simétrica.

A covariância mede a extensão da relação linear entre duas variáveis aleatórias separadas por um intervalo de tempo. No contexto hidrológico, a covariância de ordem um expressa a relação linear entre a vazão de um ano e a vazão do ano anterior, conforme indicado pela equação (9.5):

$$cov(Z_t, Z_{t-1}) = \frac{1}{T}\sum_{t=2}^{T}(Z_t - \mu_m)(Z_{t-1} - \mu) \tag{9.5}$$

[1] Karl Pearson. *The Grammar of Science*. Walter Scott Publishing, London, 1892.

A covariância tem dimensões proporcionais ao quadrado da variável Z. Para uma avaliação mais direta, normaliza-se a covariância de ordem um pelos desvios padrão das variáveis, resultando na correlação de ordem um, conhecida como dependência serial anual:

$$\rho(1) = \frac{cov(Z_t, Z_{t-1})}{\sigma^2} \tag{9.6}$$

Se o valor desta correlação for igual a 1, indica que a vazão de um ano é perfeitamente prevista pela vazão do ano anterior. Um valor de -1 sugere uma correlação perfeita, mas com a inversão da relação entre as variáveis. Um valor próximo de zero indica falta de dependência linear entre as variáveis.

Além disso, é possível medir a dependência espacial entre as vazões afluentes a duas usinas hidroelétricas através da correlação "cruzada" ou correlação espacial entre elas. Por exemplo, a correlação espacial anual entre as vazões afluentes às usinas hidroelétricas A e B é calculada pela seguinte equação:

$$\rho_{(a,b)} = \frac{\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(Z_t^{(a)} - \mu^{(a)})(z_t^{(b)} - \mu^{(b)})}{\sigma^{(a)}\sigma^{(b)}} \tag{9.7}$$

Em geral, os processos físicos em escala mensal exibem comportamentos periódicos devido aos ciclos sazonais. Cada período possui características estatísticas próprias, como média, desvio padrão e estrutura de correlação sazonal.

A média amostral de cada mês é dada por (9.8).

$$\mu_m = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} Z_{im}, m = 1, ...12 \tag{9.8}$$

De forma análoga o desvio padrão amostral de cada mês é dado por (9.9).

$$\sigma_m = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(Z_{im} - \mu_m)^2}, m = 1, ...12 \tag{9.9}$$

E a assimetria de cada mês é dada por (9.10).

$$\gamma_m = \frac{N}{(N-1)(N-2)}\sum_{i=1}^{N}(\frac{Z_{im} - \mu_m}{\sigma_m})^3, m = 1, ...12 \tag{9.10}$$

Em processos mensais é comum definir um conjunto de valores que descreva a estrutura de correlação linear de um dado mês com os meses anteriores. Esses valores podem ser definidos pela correlação de ordem 1, que descreve a dependência linear da variável aleatória de um mês qualquer m com a variável aleatória do mês imediatamente anterior $m-1$; correlação de ordem 2, que descreve a dependência linear da variável aleatória do mês m com a variável aleatória do mês $m-2$; ...; correlação de ordem k, que descreve a dependência linear da variável aleatória do mês m com a variável aleatória do mês $m-k$. A esse conjunto de valores dá-se o nome de função de autocorrelação do mês m, também conhecida por dependência serial mensal.

Os valores amostrais desses índices estatísticos podem ser obtidos pela expressão (9.11).

$$\rho_k^m = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}[(\frac{z_{im} - \mu_m}{\sigma_m})(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})], m = 1, ...12 \tag{9.11}$$

9.7.2 Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)

Séries hidrológicas têm como característica o comportamento periódico das suas propriedades probabilísticas, como por exemplo a média, a variância, a assimetria e a estrutura de autocorrelação.

Essas séries costumam ser representadas por modelos autorregressivos periódicos, PAR(p_m), onde p_m é a ordem do modelo para o período sazonal m, ou seja, é o número de termos autorregressivos do modelo para aquele período.

No caso de séries com sazonalidade mensal temos $m = 1, ..., 12$ e o modelo PAR(p_m) pode ser descrito matematicamente pela expressão (9.12)[2].

$$(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}) = {\phi_1}^m.(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}) + \cdots + {\phi_{p_m}}^m.(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}}) + a_t \tag{9.12}$$

Table9.1: Termos do Modelo PAR(p)

Símbolo	Descrição
t	índice de tempo em função do ano $i (i = 1, 2, ..., N)$ e do mês m, totalizando T períodos
m	mês
N	número de anos
T	número total de períodos
Z_t	valor da série no período t
μ_m	média de afluência no mês m
σ_m	desvio padrão no mês m
p_m	ordem do modelo autoregresivo no mês m
ϕ_{p_m}	operador autoregressivo de ordem p_m
a_t	ruído independentes com média zero e variância ${\sigma_{a_m}}^2$

A variância do resíduo ($\sigma^2_{a_m}$) é dada por (9.13).

$$\sigma^2_{a_m} = \sigma^2_m(1 + \sum_{i=1}^{p_m} \rho^m_i) \tag{9.13}$$

9.7.3 Identificação da Ordem do Modelo

A identificação da ordem p, em cada mês m, para o modelo PAR(p_m) é realizada por meio da análise da função de autocorrelação parcial (PACF). Em um modelo PAR, a PACF possui valor significativo apenas para os primeiros p lags. Por exemplo, se a PACF mostra uma correlação significativa apenas no lag 1 e não em lags subsequentes, isso sugere que um modelo PAR de ordem 1 pode ser apropriado para modelar a série temporal.

Para determinar a PACF é, necessário estabelecer o número máximo de períodos de dependência. Quando aplicado a um modelo adaptado para a periodicidade mensal das afluências, esse limite máximo corresponde ao número de meses do ano menos 1, ou seja, 11.

Neste caso, obtém-se a autocorrelação ($\rho_m(k)$) para cada $k = 1, \ldots, 11$. Para cada k verifica-se se o valor da autocorelação é significativo em relação a um intervalo de confiança estabelecido. No modelo PAR(p) do CEPEL é considerado um intervalo de confiança de 95% com um tamanho da amostra igual ao número de anos do histórico de afluências.

Uma vez identificado o maior valor significativo, o respectivo p_m é atribuído ao modelo e resolve-se as equações de Yule-Walker para a ordem máxima p_m de forma a definir os coeficientes $\phi^m_k, k = 1, \ldots, p_m$.

9.7.4 Cálculo dos coeficientes do modelo Par(p)

Multiplicando-se ambos os lados da equação do modelo PAR (9.12) por $(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})$ e aplicando-se o valor esperado, tem-se a expressão (9.14).

$$\begin{aligned} E[(\frac{z_{im} - \mu_m}{\sigma_m})(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})] = E[(\frac{z_{i,m-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}})(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})] + \ldots + \\ + E[(\frac{z_{i,m-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}})(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})] + E[a_t(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})], m = 1, \ldots, 12 \end{aligned} \tag{9.14}$$

[2] M. E. Maceira and C. V. Bezerra. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. In *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems -PMAPS*. 1997.

Substituindo pela expressão de correlação dada por (9.11) e considerando $k = 1$ a expressão resultante é dada por (9.15).

$$\rho_1^m = \phi_1^m + \phi_2^m \rho_1^{m-1} + \phi_{p_m}^m \rho_{p_{m-1}}^{m-1} \tag{9.15}$$

Fixando-se m e variando k de 1 a p_m obtemos um conjunto de equações conhecidas como equações de Yule-Walker. Para um mês m é dada por (9.16)

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho_1^{m-1} & \rho_2^{m-1} & \cdots & \rho_{(p_m-1)}^{m-1} \\ \rho_1^{m-1} & 1 & \rho_1^{m-2} & \cdots & \rho_{(p_m-2)}^{m-2} \\ \rho_2^{m-1} & \rho_1^{m-2} & 1 & \cdots & \rho_{(p_m-3)}^{m-3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{(p_m-1)}^{m-1} & \rho_{(p_m-2)}^{m-2} & \rho_{(p_m-3)}^{m-3} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_1^m \\ \phi_2^m \\ \phi_3^m \\ \vdots \\ \phi_{(p_m)}^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho_1^m \\ \rho_2^m \\ \rho_3^m \\ \vdots \\ \rho_{(p_m)}^m \end{bmatrix} \tag{9.16}$$

Ao se resolver o sistema linear obtém-se os coeficientes lineares do modelo PAR(p) $\phi_k^m, k = 1, \ldots, p_m$. O sistema linear é resolvido utilizando-se a Decomposição de Cholesky.

9.7.5 Tratamento de coeficientes negativos

Um coeficiente autorregressivo negativo pode provocar a presença de um coeficiente positivo no corte de Benders (FCF) associado à variável de estado afluência passada.

Coeficientes positivos nos cortes de Benders têm origem nos coeficientes autorregressivos negativos do modelo estocástico de afluências.

Entretanto, a presença de coeficientes autorregressivos negativos não necessariamente implica coeficientes positivos nos cortes de Benders.

Para lidar com os coeficientes negativos o GEVAZP verifica primeiramente se o coeficiente de ordem 1 de um determinado mês é zero. Se for, o modelo é ajustado a ordem zero.

É preciso então verificar o coeficiente do mês que combina o coeficiente do modelo PAR(p) e modelo PAR(p)-A. Se este coeficiente combinado é menor que zero então reduz-se a ordem do modelo. Esta redução ocorre até que não se encontrem mais coeficientes negativos.

Ao reduzir a ordem do modelo, novos parâmetros devem ser estimados. Este procedimento deve ser repetido até que o conjunto de parâmetros de todos os meses não produza contribuição negativa em qualquer mês futuro.

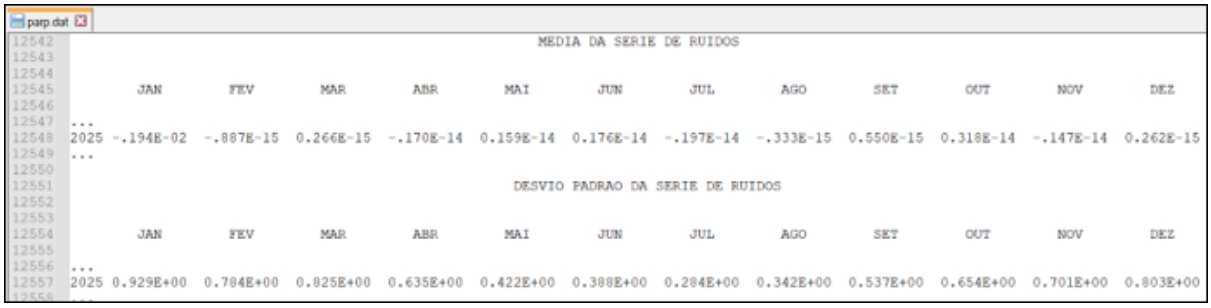
9.7.6 Cálculo dos Resíduos Históricos

Tendo definido a ordem do modelo para o mês m via PACF e estimados os coeficientes por meio de (9.16), pode-se calcular os resíduos da série histórica a partir do registro histórico de vazões. Para isso, isola-se o resíduo a_t na (9.12), conforme (9.17).

$$a_t = \frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} - \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}}\right) \tag{9.17}$$

O cálculo dos resíduos históricos é importante para verificação da qualidade do modelo ajustado. Se o modelo foi ajustado de forma correta os resíduos históricos devem possuir média nula, devem ser independentes e identicamente distribuídos e não apresentarem correlação temporal.

Os resíduos históricos calculados são mostrados no arquivo parp.dat gerado pelo NEWAVE conforme Fig. 9.3.



parp.dat

```
                                    MEDIA DA SERIE DE RUIDOS

       JAN       FEV       MAR       ABR       MAI       JUN       JUL       AGO       SET       OUT       NOV       DEZ
...
2025 -.194E-02 -.887E-15  0.266E-15 -.170E-14  0.159E-14  0.176E-14 -.197E-14 -.333E-15  0.550E-15  0.318E-14 -.147E-14  0.262E-15
...

                                 DESVIO PADRAO DA SERIE DE RUIDOS

       JAN       FEV       MAR       ABR       MAI       JUN       JUL       AGO       SET       OUT       NOV       DEZ
...
2025 0.929E+00 0.784E+00 0.825E+00 0.635E+00 0.422E+00 0.388E+00 0.284E+00 0.342E+00 0.537E+00 0.654E+00 0.701E+00 0.803E+00
...
```

Figure9.3: Resíduos Históricos apresentados no arquivo parp.dat

9.8 Distribuição Lognormal 3 parâmetros

Um problema comum com usinas hidrelétricas em cascata, onde vazões incrementais podem ser relativamente pequenas, é a geração de vazões negativas. De forma a obter valores positivos de Z_t é necessário que:

$$Z_t = \mu_m + \sigma_m \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}}\right) + \sigma_m a_t > M_t \tag{9.18}$$

onde M_t é um limite inferior da distribuição. Este valor pode ser igual a zero, ou pode ser um valor estimado com base na distribuição.

Assim,

$$a_t > -\frac{M_m}{\sigma_m} - \frac{\mu_m}{\sigma_m} - \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}}\right) \tag{9.19}$$

Muitos pesquisadores assumem que os resíduos a_t apresentam distribuição Normal e uma possível não normalidade pode ser corrigida pela transformação Box-Cox[1]. No entanto, sendo um dos objetivos do modelo GEVAZP a geração de cenários sintéticos mensais de ENA para o modelo NEWAVE, é necessário observar o requisito de linearidade dos dados de entrada para esse modelo. Dessa forma, a utilização da transformação (não-linear) Box-Cox da série temporal Z_t deve ser descartada.

A solução adotada foi ajustar uma distribuição Lognormal com três parâmetros aos resíduos a_t[2,3]. Tal ajuste só é possível para distribuições que possuam assimetria positiva[p. 122, 3].

Portanto, assume-se que a_t tem uma distribuição lognormal com três parâmetros, tal que pode-se definir um processo aleatório ξ_t com distribuição com média μ_{ξ_m} e desvio padrão σ_{ξ_m} que está relacionado ao processo estocástico a_t pela equação (9.20).

$$\xi_t = \log(a_t + \Delta_t) \tag{9.20}$$

A equação (9.19) estabelece uma nova condição para a_t, sendo que o terceiro parâmetro Δ_t, denominado como deslocamento, é calculado de forma a se evitar a geração de cenários negativos, conforme (9.21).

$$a_t > -\frac{M_m}{\sigma_m} - \frac{\mu_m}{\sigma_m} - \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}}\right) = \Delta_t \tag{9.21}$$

Os parâmetros da distribuição lognormal, Δ_t, $\sigma^2_{\xi_m}$ e μ_{ξ_m}, são estimados de tal forma a preservar os momentos dos resíduos a_t, σ_{a_m} e μ_{a_m}, por meio das seguintes relações:

$$\mu_{\xi_t} = \frac{1}{2} \log\left(\frac{\sigma^2_{a_m}}{\theta^2 - \theta}\right) \tag{9.22}$$

[1] G.E.P. Box and D.R. Cox. An analysis of transformations. *Journal of the Royal Statistical Society*, A127:211–252, 1964.

[2] S. J. Burges, D. P. Lettenmaier, and C. L. Bates. Properties of the three-parameter log normal probability distribution. *Water Resources Research*, 11(2):229–235, 1975. doi:10.1029/WR011i002p00229.

[3] R. Charbeneau. Comparison of the two and three parameter lognormal distributions used in streamflow synthesis. *Water Resources Research*, 14(1):149–150, 1978.

$$\sigma_{\xi_t}^2 = \log(\theta) \tag{9.23}$$

em que

$$\theta = 1 + \frac{\sigma_{a_m}^2}{(\mu_{a_m} - \Delta_t)^2} \tag{9.24}$$

onde μ_m e σ_m representam a média e o desvio padrão das vazões mensais e θ é a solução real (única) da equação cúbica (9.25) em que γ é a assimetria das vazões .

$$\theta_m^3 + 3\theta_m^2 - (4 + \gamma_m^2) = 0 \tag{9.25}$$

Obtém-se, por fim, que os ruídos a_t são dados por (9.26) onde ξ_t é dado por (9.27).

$$a_t = e^{\xi_t} + \Delta_t \tag{9.26}$$

$$\xi_t = \sigma_{\xi_t} b_t + \mu_{\xi_t} \tag{9.27}$$

9.9 Correlação Espacial

Uma das principais vantagens do SIN reside na complementaridade hidrológica entre as regiões hidrográficas que o compõem. Assim, essa característica deve ser adequadamente incorporada no modelo de geração de cenários sintéticos, para que as séries sejam geradas de forma multivariada, levando em conta as correlações espaciais entre as diversas UHEs ou EERs. Inicialmente, o modelo PAR(p) gera séries univariadas. No entanto, um resíduo espacialmente não correlacionado w_t, pode ser transformado para considerar a correlação espacial, resultando em b_t, da seguinte forma:

$$b_t = \mathrm{D} w_t \tag{9.28}$$

onde D é a matriz quadrada de dimensão igual ao número de HPPs (ou EERs) que correlaciona espacialmente os resíduos, geralmente chamada de matriz de carga. A matriz de carga D, é uma transformação obtida a partir da matriz de correlação espacial U. Na matriz U o elemento u_{ij} é a covariância espacial lag zero entre os resíduos das usinas i e j .

Para obter a matriz U pode-se utilizar, por exemplo, uma técnica conhecida como método de Jacobi que realiza uma decomposição espectral, em que U (anual ou mensal) é decomposta em uma matriz diagonal contendo seus autovalores (A) e uma matriz simétrica de autovetores (V), conforme (**??**) and (9.29):

$$\mathrm{D} = \mathrm{A}\sqrt{\mathrm{V}}\mathrm{A'} \tag{9.29}$$

9.10 Modelo Autorregressivo Periódico Anual - Par(p)-A

Em 2020, o CEPEL propôs uma extensão ao modelo estocástico PAR(p), utilizado na geração de cenários sintéticos de afluências para os modelos *Modelo NEWAVE* e *Modelo DECOMP*, denominada PAR(p)-A, que consiste na inclusão de um novo termo na equação de autorregressão de cada período sazonal, referente à média das afluências dos últimos 12 meses. A metodologia de determinação dos parâmetros para este modelo foi inicialmente descrita no Relatório Técnico 1416/2020 do CEPEL[1].

O modelo auto-regressivo periódico com componente anual, denominado de PAR(p)-A pode ser escrito como (9.30):

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m \cdot \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}}\right) + \psi_t{}^m \left(\frac{A_{t-1} - \mu_{m-1}^A}{\sigma_{m-1}^A}\right) + a_t \tag{9.30}$$

[1] F. Treistman, M. E. P. Maceira, J. M. Damázio, and C. B. Cruz. Proposta metodológica para o aprimoramento da memória de modelos auto-regressivos periódicos. Relatório Técnico 1416/2020, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Fev. 2020.

Onde A_{t-1} representa a média das últimas 12 observações do processo estocástico Z_t com referência a $t-1$, como mostra a (9.31).

$$A_{t-1} = \sum_{\tau=1}^{12} \frac{Z_{t-\tau}}{12} \tag{9.31}$$

Para obter a função de auto-correlação de Z_t, (9.32), multiplica-se ambos os lados da equação (9.30) por $(\frac{z_{i,m-k}-\mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})$ e aplica-se o valor esperado em cada termo.

$$\rho_k^m = \phi_1^m \rho_{k-1}^{m-1} + \phi_2^m \rho_{k-2}^{m-2} + \cdots + \phi_{p_m}^m \rho_{p_{m-1}}^{m-1} + \psi^m \rho_{Z,A}^{m-1} \tag{9.32}$$

onde $\rho_{Z,A}^{m-1}$ é dado pela (9.33).

$$\rho_{Z,A}^{m-1} = E[(\frac{A_{t-1} - \mu_{m-1}^A}{\sigma_{m-1}^A})(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}})] \tag{9.33}$$

Multiplicando-se ambos os lados da equação por $(\frac{A_{t-1}-\mu_{t-1}^A}{\sigma_{m-1}^A})$ e aplicando o valor esperado a cada termo, obtém-se (9.34).

$$\rho_{Z,A,-1}^{m-1} = \phi_1^m \rho_{Z,A,0}^{m-1} + \phi_2^m \rho_{Z,A,1}^{m-1} + \cdots + \phi_{p_m}^m \rho_{Z,A,p-1}^{m-1} + \psi^m \tag{9.34}$$

onde:

$$\rho_{Z,A,-1}^{m-1} = E[(\frac{A_{t-1} - \mu_{m-1}^A}{\sigma_{m-1}^A})(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m})] \tag{9.35}$$

Assim como no modelo PAR(p), para cada período m, variando-se k de 1 a p_m na função de autocorrelação, obtém-se um conjunto de equações. A fim de se obter tantas equações quantos forem o número de parâmetros, a equação (9.34) deve ser adicionada ao conjunto original de equações lineares, conforme exemplificado em (9.36).

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho_1^{m-1} & \rho_2^{m-1} & \cdots & \rho_{(p_m-1)}^{m-1} & \rho_{(Z,A,\theta)}^{m-1} \\ \rho_1^{m-1} & 1 & \rho_1^{m-2} & \cdots & \rho_{(p_m-2)}^{m-2} & \rho_{(Z,A,1)}^{m-1} \\ \rho_2^{m-1} & \rho_1^{m-2} & 1 & \cdots & \rho_{(p_m-3)}^{m-3} & \rho_{(Z,A,2)}^{m-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \\ \rho_{(p_m-1)}^{m-1} & \rho_{(p_m-2)}^{m-2} & \rho_{(p_m-3)}^{m-3} & \cdots & 1 & \rho_{(Z,A,p-1)}^{m-1} \\ \rho_{(p_{Z,A},\theta)}^{m-1} & \rho_{(Z,A,1)}^{m-1} & \rho_{(Z,A,2)}^{m-1} & \cdots & \rho_{(Z,A,p-1)}^{m-1} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_1^m \\ \phi_2^m \\ \phi_3^m \\ \vdots \\ \phi_{(p_m)}^m \\ \psi^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho_1^m \\ \rho_2^m \\ \rho_3^m \\ \vdots \\ \rho_{(p_m)}^m \\ \rho_{Z,A,-1}^{m-1} \end{bmatrix}, \tag{9.36}$$

9.11 Modelo MS-Par(p) - Fenômeno ENOS

El Niño e La Niña são as fases quente e fria de um padrão climático recorrente no Pacífico tropical — a El Niño-Oscilação Sul (ENOS). Este padrão oscila irregularmente a cada dois a sete anos, provocando mudanças previsíveis na temperatura da superfície do oceano e alterando os padrões de vento e chuva nos trópicos. Essas mudanças têm uma cascata de efeitos colaterais globais[1]. Particularmente no Brasil, o ENOS impacta as vazões afluentes dos rios, influenciando a geração de energia elétrica no país. A Fig. 9.4 ilustra os efeitos das fases El Niño e La Niña na temperatura dos oceanos.

[1] National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). El niño-southern oscillation (enso). https://www.climate.gov/enso, 2024. Accessed: 2024-07-02.

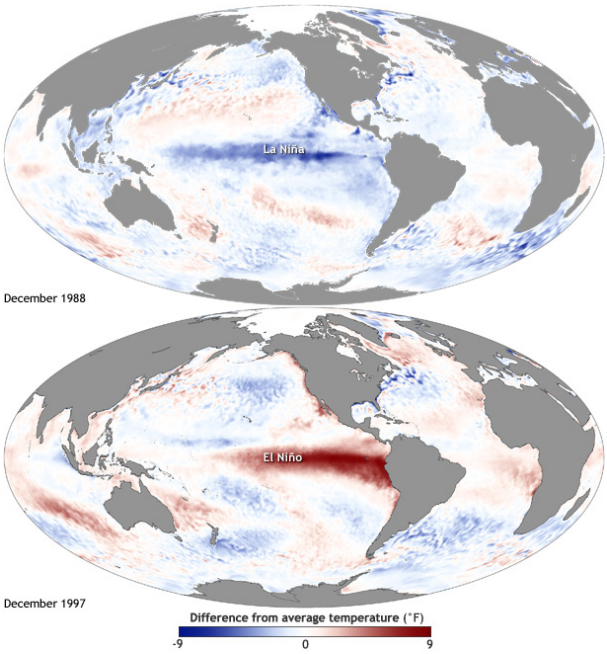


Figure9.4: Mapas da anomalia de temperatura da superfície do mar no Oceano Pacífico durante uma La Niña intensa (topo, dezembro de 1988) e El Niño (abaixo, dezembro de 1997).

Para considerar esses efeitos na criação de cenários sintéticos de vazões, foi proposto um modelo estocástico alternativo denominado Autorregressivo Periódico com Chaveamento Markoviano (MS-PAR(p)). A descrição da implementação do modelo MS-PAR(p) no modelo GEVAZP foi retirada dos trabalhos[2],[3] e[4].

Esse modelo segmenta a estimação dos parâmetros autorregressivos periódicos de acordo com as fases do fenômeno ENOS, classificadas como La Niña (LN), Neutro (N) e El Niño (EN). Os eventos ENOS são mensalmente categorizados nesses três estados por meio do Oceanic Niño Index (ONI)[5]. O ONI é construído com base na média móvel trimestral das anomalias da temperatura da superfície do mar da região NINO 3.4, de modo que cada valor corresponde a um período de três meses.

A classificação dos eventos de acordo com o ONI é feita da seguinte forma:

- Se o índice ONI permanecer igual ou inferior a -0,5 °C por 5 períodos consecutivos, o estado do período é considerado um evento La Niña;
- Se o índice ONI permanecer igual ou superior a +0,5 °C por 5 períodos consecutivos, o estado do período é considerado um evento El Niño;
- Se o índice ONI estiver dentro da faixa de -0,5 °C a +0,5 °C, o estado do período é considerado um evento Neutro.

Como o modelo apresentado é autorregressivo por natureza, ou seja, utiliza valores passados para representar o comportamento futuro, é necessário acessar previsões dos valores do ONI para os períodos futuros a fim de estimar os futuros estados do ENOS. O Instituto Internacional de Pesquisa para o Clima e Sociedade (IRI) fornece

[2] F. Treistman, M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, J. M. Damazio, and Rotunno Filho, O. C. Synthetic scenario generation of monthly streamflows conditioned to the el niño–southern oscillation: application to operation planning of hydrothermal systems. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, 34:331–353, 2020. doi:https://doi.org/10.1007/s00477-019-01763-2.

[3] J. F. M. Pessanha, V. A. Almeida, and P. D. S. Chan. Ms-par(p): generation of synthetic flow scenarios using a markov-switching periodic auto-regressive model. *Brazilian Journal of Water Resources*, 28:e44, 2023. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107722.

[4] Felipe Treistman. Geração de cenários sintéticos mensais de vazões condicionadas ao el niño / oscilação sul: aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, dezembro 2018. URL: https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/21709.

[5] Boyin Huang, Chunying Liu, Viva Banzon, Huai-Min Zhang, Eric Freeman, Jay Lawrimore, Thomas C. Peterson, Thomas M. Smith, Peter W. Thorne, Scott D. Woodruff, and Matthew J. Menne. Extended reconstructed sea surface temperature, version 5 (ersstv5): upgrades, validations, and intercomparisons. *Journal of Climate*, 30:8179–8205, 2017. URL: https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0836.1, doi:10.1175/JCLI-D-16-0836.1.

previsões para até dez estações a frente feitas por várias instituições de pesquisa[6]. É importante enfatizar que essas previsões dizem respeito à classificação do ONI entre as três condições do ENOS. Além disso, deve-se notar que as previsões fornecidas são feitas para o período subsequente ao qual foram realizadas. Por exemplo, a primeira previsão fornecida no final de março refere-se ao período MAM. De acordo com o critério de classificação utilizado neste trabalho, essa previsão seria classificada para abril. Portanto, para março, é necessário obter a previsão da estação FMA, disponibilizada em fevereiro. Finalmente, para a estimativa do estado do mês anterior (fevereiro), é coletada a previsão disponibilizada em janeiro para seu primeiro período (JFM).

Do ponto de vista metodológico o MS-PAR(p) pode ser entendido como como um modelo PAR(p) em que os parâmetros se alteram de acordo com alguns estados que seguem uma cadeia de Markov. A ideia principal aqui apresentada é, por meio da identificação dos diferentes estados de ENOS no histórico, fazer uma estimação segmentada dos parâmetros utilizados na parte autorregressiva periódica do modelo. Além dos parâmetros serem estimados de acordo com o mês em questão, eles também irão variar de acordo com os estados de LN, N e EN. Deve-se observar que ao contrário dos modelos propostos por[7] e[8], o modelo MS-PAR(p), apresentado neste relatório técnico, apesar de fazer parte da mesma família de modelos, não segue uma cadeia de Markov oculta para seus estados, mas sim identifica diretamente os estados do ENOS, proporcionando uma modelagem mais precisa dos impactos climáticos sobre as vazões e, consequentemente, a geração de energia elétrica. Mais detalhes sobre modelagem da cadeia de Markov, serão vistos, posteriormente, na seção *Modelagem do processo Markoviano*. Assim sendo, o modelo MS-PAR(p) proposto neste manual possui a seguinte formulação matemática:

$$(\frac{Z_t - \mu_m^{\varepsilon_t}}{\sigma_m^{\varepsilon_t}}) = \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^m .(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}^{\varepsilon_t}}{\sigma_{m-i}^{\varepsilon_t}}) + a_t \tag{9.37}$$

onde: ε_t é a série temporal sazonal com período m, com espaço-estado $r = 1, 2, 3$ (LN, N e EN), que segue uma cadeia de Markov homogênea; $\mu_m^{\varepsilon_t}$ é a média do período m para o estado ε_t; $\sigma_m^{\varepsilon_t}$ é o desvio padrão do período m para o estado ε_t.

Sobre o modelo MS-PAR(p) descrito na (9.37), deve-se notar que os parâmetros média e desvio-padrão alternam de acordo com o período m e com o estado de ε_t, ao contrário do parâmetro autorregressivo $\phi_{p_m}^m$, que somente varia com o período m. Como esse modelo será utilizado para a geração de cenários sintéticos de vazões afluentes, optou-se por apresentar aqui uma formulação mais próxima da realidade do processo estocástico em questão. Enquanto a média e desvio padrão podem sofrer alterações de acordo com o estado do fenômeno ENOS, devido ao aumento ou decréscimo da precipitação, que se transformará futuramente em vazão fluvial, o parâmetro autorregressivo $\phi_{p_m}^m$ está relacionado à resposta da área de drenagem da UHE modelada oferece a eventos passados. Em outras palavras, o parâmetro $\phi_{p_m}^m$ por representar estatisticamente uma característica física da bacia de drenagem, não deve sofrer modificações por conta do fenômeno ENOS e, por isso, não é alterado segundo o estado de ε_t.

Para o cálculo da média e do desvio-padrão amostrais, calculados para cada mês e estado, e da autocorrelação amostral, variável mensalmente apenas, apresentam-se as Equações (9.38), (9.39) e (9.40). O cálculo da média e do desvio padrão é realizado com informações a priori sobre o espaço de estados.

$$\mu_m^r = \sum_{i=1}^{N} 1_(\varepsilon_t = r) \frac{Z_{im}}{N_m^r}, m = 1, ...12, r = 1, 2, 3 \tag{9.38}$$

$$\sigma_m^r = \sqrt{\sum_{i=1}^{N} 1_(\varepsilon_t = r) \frac{(Z_{im} - \mu_m^r)^2}{N_m^r}}, m = 1, ...12, r = 1, 2, 3 \tag{9.39}$$

$$\rho_k^m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} [(\frac{z_{im} - \mu_m^r}{\sigma_m^r})(\frac{z_{i,m-k} - \mu_{m-k}^r}{\sigma_{m-k}^r})], m = 1, ...12 \tag{9.40}$$

onde $1_(\varepsilon_t = r)$ denota a função indicadora, assumindo o valor unitário quando $\varepsilon_t = r$ e zero para qualquer outro valor e N_m^r é o número de ocorrências do estado r no mês m.

Definida a formulação matemática do modelo MS-PAR(p), o processo de identificação da ordem e estimação dos parâmetros, bem como o processo de transformações dos ruídos em lognormal três parâmetros correlacionados

[6] International Research Institute for Climate and Society. Enso forecast. https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/, 2023. Accessed: 2024-06-10.

[7] James D. Hamilton. A new approach to the economic analysis of nonstationary time series and the business cycle. *Econometrica*, 57(2):357–384, 1989. Accessed 10 June 2024. URL: https://doi.org/10.2307/1912559, doi:10.2307/1912559.

[8] Emiliano Gelati, Henrik Madsen, and Dan Rosbjerg. Markov-switching model for nonstationary runoff conditioned on el niño information. *Water Resources Research*, 46:W02517, 2010. doi:10.1029/2009WR007736.

espacialmente, seguirão exatamente os mesmos passos do modelo *Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)*. Sendo assim, o modelo proposto MS-PAR(p) é um aprimoramento metodológico do modelo GEVAZP. Com o advento de sua implementação, informações sobre o fenômeno climático ENOS serão incorporadas na geração de cenários sintéticos de vazões e energias mensais voltados para o SIN. Espera-se, assim, poder determinar com uma precisão maior as distribuições multivariadas de probabilidades para as afluências futuras. Esse novo modelo, altera a concepção da modelagem autorregressiva de olhar somente para os valores passados da série temporal para prever os passos futuros. Dado o estado r esperado para o mês m no instante t, no qual se deseja realizar a geração de cenários, utiliza-se um conjunto específico de parâmetros para gerar os cenários, capturando efetivamente a função de distribuição histórica correspondente a esse estado, que é diferente das funções dos outros estados.

9.11.1 Modelagem do processo Markoviano

A série temporal de estados do fenômeno ENOS pode ser compreendida como uma variável discreta ε_t com espaço de estados r relacionados aos seus três estados possíveis (LN, N e EN). A classe de modelo mais comumente utilizada para representar a série temporal de uma variável discreta é conhecida como cadeia de Markov[9]. O comportamento de uma cadeia de Markov é conduzido por um conjunto de probabilidades de transição entre seus estados, P_m, sendo a forma mais simples a cadeia de Markov de ordem um (ou um modelo autorregressivo de ordem um). Ou seja, o estado seguinte depende apenas do estado mais recente, independentemente da sequência de estados anteriores. A probabilidade de transição é dada pela (9.41):

$$P(\varepsilon_t = r \mid \varepsilon_{t-1}, \varepsilon_{t-2}, \ldots, \varepsilon_1) = P(\varepsilon_t = r \mid \varepsilon_{t-1}) \tag{9.41}$$

As probabilidades de transição são probabilidades condicionadas com relação ao estado $t-1$ mais recente. Como o fenômeno ENOS será dividido entre seus três possíveis estados, a matriz de transição P_m será de dimensão 3x3.

$$\begin{bmatrix} p_m^{1,1} & p_m^{1,2} & p_m^{1,3} \\ p_m^{2,1} & p_m^{2,2} & p_m^{2,3} \\ p_m^{3,1} & p_m^{3,2} & p_m^{3,3} \end{bmatrix} \tag{9.42}$$

O diagrama dos estados de Markov representado na Fig. 9.5 mostra graficamente os estados e probabilidades de transição. Dado que não existe transição direta entre estados de EN para LN, assim como para as condições, não existe arco de transição entre os estados EN e LN. Desta forma, os elementos $p_m^{1,3}$ e $p_m^{3,1}$ da matriz serão sempre nulos.

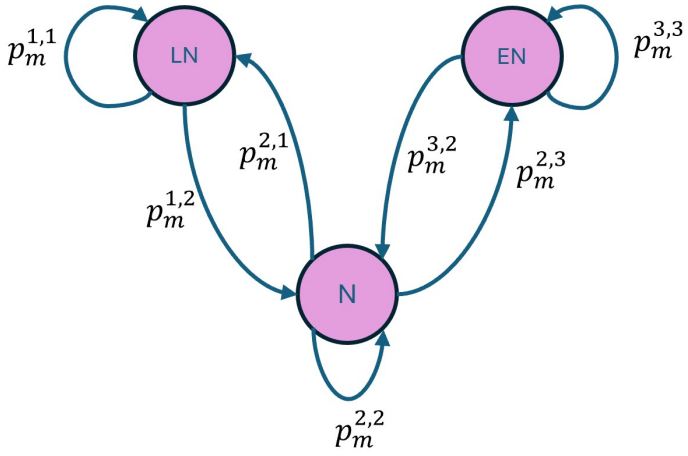


Figure9.5: Estados de Markov do fenômeno ENOS.

Dado que não existe transição direta entre estados de EN para LN, assim como para as condições, os elementos $p_m^{1,3}$ e $p_m^{3,1}$ serão sempre nulos.

Neste contexto, vamos trabalhar com os conceitos de estado e condição, sendo que condição de ENOS refere-se ao estado atual do fenômeno ENOS em um ponto específico no tempo, enquanto que o estado refere-se a uma fase ou regime específico do fenômeno ENOS ao longo de um período de tempo maior, neste caso, 5 meses.

[9] Daniel S. Wilks. *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*. Volume 100 of International Geophysics Series. Academic Press, New York, 2011.

Para cada mês m será estimada a matriz de transição para os estados de ENOS e para as condições de ENOS, ambas utilizando (9.43).

$$p_m^{i,j} = P(\varepsilon_t = j \mid \varepsilon_{t-1} = i)_m = \frac{N_m^{i,j}}{N_{m-1}^i} \tag{9.43}$$

onde $p_m^{i,j}$ é a probabilidade condicionada a se transitar para o estado j no mês m dado que o mês anterior $m-1$ encontrava-se no estado i; $N_m^{i,j}$ é o número de vezes em que ocorreu a transição do estado i para o estado j no mês m no histórico; e N_{m-1}^i é o número de ocorrências no histórico do estado i no mês $m-1$. A matriz de transição P_m pode ser estimada utilizando-se a (9.43) variando-se os índices dos estados.

Dada a matriz de transição entre os estados do ENOS obtida a partir de dados históricos, o próximo passo é usar esses dados para produzir matrizes de transição previstas que aderem à distribuição de probabilidade prevista pelo IRI. Para diferenciar os valores referentes às condições de ENOS, o sub-índice "c" será adicionado nas notações, evitando-se possíveis confusões entre os conceitos de condição e estado de ENOS. O cálculo das matrizes de transição previstas mensalmente entre as condições do ENOS pode ser entendido como um problema de otimização cujo objetivo é minimizar as diferenças, Δ_i, entre as matrizes históricas e previstas, conforme descrito na (9.44).

$$\begin{aligned}
&\min \sum_{i=1}^{14} \Delta_i \\
&\text{s.t.} \\
&P_c(\text{LN}|\text{LN})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{LN}|\text{LN})_m^{\text{hist}} + \Delta_1^+ + \Delta_2^- \\
&P_c(\text{LN}|\text{N})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{LN}|\text{N})_m^{\text{hist}} + \Delta_3^+ + \Delta_4^- \\
&P_c(\text{N}|\text{LN})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{N}|\text{LN})_m^{\text{hist}} + \Delta_5^+ + \Delta_6^- \\
&P_c(\text{N}|\text{N})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{N}|\text{N})_m^{\text{hist}} + \Delta_7^+ + \Delta_8^- \\
&P_c(\text{N}|\text{EN})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{N}|\text{EN})_m^{\text{hist}} + \Delta_9^+ + \Delta_{10}^- \\
&P_c(\text{EN}|\text{N})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{EN}|\text{N})_m^{\text{hist}} + \Delta_{11}^+ + \Delta_{12}^- \\
&P_c(\text{EN}|\text{EN})_m^{\text{prev}} = P_c(\text{EN}|\text{EN})_m^{\text{hist}} + \Delta_{13}^+ + \Delta_{14}^-
\end{aligned} \tag{9.44}$$

Com as restrições (9.45) referentes ao somatório das probabilidades condicionadas:

$$\begin{aligned}
P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} + P_c(\text{LN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} &= 1 \\
P_c(\text{N} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} + P_c(\text{N} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} + P_c(\text{N} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} &= 1 \\
P_c(\text{EN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} + P_c(\text{EN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} &= 1
\end{aligned} \tag{9.45}$$

Além das restrições (9.46) referentes aos limites das probabilidades condicionadas:

$$\begin{aligned}
0 \leq P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{LN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{N} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{N} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{N} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{EN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \leq 1 \\
0 \leq P_c(\text{EN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} \leq 1
\end{aligned} \tag{9.46}$$

E as restrições (9.47) referentes à reprodução das previsões probabilísticas:

$$\begin{aligned}
P_c(\text{LN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{LN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{N})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{LN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{EN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{LN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} \\
P_c(\text{N})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{LN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{N} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{N})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{N} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{EN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{N} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} \\
P_c(\text{EN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{LN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{EN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{N})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{EN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \\
&\quad + P_c(\text{EN})_{m-1}^{\text{prev}} \times P_c(\text{EN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}}
\end{aligned} \tag{9.47}$$

O problema de otimização acima possui é um problema de progração linear, já que possui função objetivo e restrições lineares. Este problema pode ser resolvido utilizando um algoritmo simplex, por exemplo.

Ao resolver o problema de otimização acima para todos os meses em que existem previsões das condições ENOS, pode-se então estimar a matriz de transição prevista entre os estados ENOS. O cálculo da matriz de transição de estados ENOS segue os mesmos critérios usados para classificação histórica, conforme descrito abaixo:

1. Se o estado anterior for classificado como LN:
   - A probabilidade de permanecer como LN será igual à probabilidade de permanecer na condição de LN.
   - A probabilidade de transição para o estado N será igual à probabilidade de transição para a condição N, dado que estava em estado LN.
2. Se o estado anterior for classificado como N:
   - A probabilidade de transição para um estado LN será igual ao produto da transição para a condição de LN no mês m e persistência na condição de LN por mais quatro meses.
   - A probabilidade de transição para um estado EN será igual ao produto da transição para a condição de EN no mês m e persistência na condição de EN por mais quatro meses.
   - A probabilidade de persistência como neutro é dada pelo complemento das duas opções anteriores.
3. Se o estado anterior for classificado como EN:
   - A probabilidade de permanecer como EN será igual à probabilidade de persistir na condição de EN.
   - A probabilidade de transição para o estado N será igual à probabilidade de transição para a condição N, dado que estava em estado EN.

Matematicamente, os critérios acima podem ser resumidos pelas seguintes expressões na (9.48):

$$
\begin{aligned}
P(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
P(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
P(\text{N} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{N} \mid \text{LN})_m^{\text{prev}} \\
P(\text{LN} \mid \text{N})^{\text{prev}} m &= P_c(\text{LN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \times \prod i = 1^4 P_c(\text{LN} \mid \text{LN})_{m+i}^{\text{prev}} \\
P(\text{EN} \mid \text{N})^{\text{prev}} m &= P_c(\text{EN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \times \prod i = 1^4 P_c(\text{EN} \mid \text{EN})_{m+i}^{\text{prev}} \\
P(\text{N} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} &= 1 - P(\text{EN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} - P(\text{LN} \mid \text{N})_m^{\text{prev}} \\
P(\text{EN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{EN} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} \\
P(\text{N} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}} &= P_c(\text{N} \mid \text{EN})_m^{\text{prev}}
\end{aligned}
\tag{9.48}
$$

Enquanto houver previsões disponíveis, o modelo calculará as matrizes P_m^{prev}. Para o cálculo de $P(LN \mid LN)_m^{\text{prev}}$ e $P(EN \mid LN)_m^{\text{prev}}$, quando não existirem previsões para os termos dos meses $m+1$, $m+2$, $m+3$ e $m+4$, esses serão substituídos pelos valores históricos. Com essa implementação, pretende-se aproveitar ao máximo a previsão probabilística disponibilizada.

Estimadas as matrizes de transição mensais para os estados e condições do fenômeno ENOS, a sua geração de cenários pode ser realizada de maneira direta para todo o horizonte de estudo. Dada a matriz de transição de estados, histórica ou prevista, sorteia-se qual será o estado do período seguinte. Para manter coerência com o critério de classificação dos estados, caso um cenário transite de um estado N para LN ou EN, o mesmo permanecerá nesse estado por mais quatro períodos no mínimo, contabilizando-se assim uma persistência de no mínimo cinco períodos. Assim como ocorre na geração de cenários de afluências, a geração de cenários de ENOS poderá ser realizada de forma não condicionada, ou condicionada ao passado recente.

9.11.2 Geração não condicionada

O processo de geração não condicionada de cenários de ENOS segue o mesmo princípio utilizado na geração não condicionada de afluências, dividindo o processo em duas etapas. Primeiramente, sorteia-se, da distribuição de probabilidades histórica dos estados, os valores para o mês $m-1$. Após esse passo, é feita a geração de cenários de ENOS utilizando as cadeias de Markov históricas para definir as probabilidades de transição ou persistência dos estados, por cinco anos. Finda essa etapa, os cenários gerados para os últimos 11 meses (valor máximo da ordem do modelo MS-PAR(p)) são guardados, servindo de passado para a geração de cenários para a segunda etapa de geração.

9.11.3 Geração condicionada

Para a geração condicionada dos estados, o modelo MS-PAR(p) aplicado a outros tipos de problemas poderia gerar cenários de estados de forma direta, partindo do último estado observado. Porém, a aplicação neste relatório técnico visa a geração de cenários de estados de ENOS. Conforme descrito na seção *Modelo MS-Par(p) - Fenômeno ENOS*, o estado de ε_{t-1} nunca será conhecido, dado que ele depende de um valor do ONI que leva em consideração a temperatura da superfície do mar (TSM) do período t. Além disso, o próprio critério de classificação de ENOS é dependente dos valores futuros. De forma a estimar o estado de ENOS probabilisticamente em ε_{t-1} serão utilizadas as previsões fornecidas pelo IRI.

Para estimar o estado ε_{t-1} o seguinte procedimento é realizado:

1. Verifica-se recursivamente as condições de ENOS nos períodos $t-j$, $j=2,3,4,5$ para identificar uma tendência de formação de EN ou LN;
2. Contabiliza-se o número de períodos passados a partir de $j-2$, chamado de Δ, em que condições de EN ou LN foram observadas seguidamente, depois da ocorrência de uma condição N;
3. Caso Δ seja igual a zero, a condição em $j-2$ foi classificada como neutra. Com isso:
   - a probabilidade do estado ε_{t-1} ser EN será igual a probabilidade ao produtório de se transitar à condição EN no período $t-1$ e sua persistência na condição LN por mais quatro períodos, de t a $t+3$;
   - a probabilidade do estado ε_{t-1} ser LN será igual a probabilidade ao produtório de se transitar à condição LN no período $t-1$ e sua persistência na condição LN por mais quatro períodos, de t a $t+3$;
   - a probabilidade de persistir como neutro é dada pelo complemento das duas opções anteriores;
4. Caso Δ seja maior que zero, as condições $t-j$, $j=2,\ldots,\Delta+1$ foram classificadas como LN (ou EN). Assumindo-se:
   - a probabilidade do estado ε_{t-1} ser LN (ou EN) será igual ao produtório de sua persistência por mais $5-\Delta$ períodos;
   - a probabilidade do estado ε_{t-1} ser N é dada pelo complemento da opção anterior;

Resumindo matematicamente o procedimento anterior, para a condição anterior N, tem-se:

$$\begin{aligned} P_{\text{prev}}(\text{LN})_{t-1} &= P_c(\text{LN} \mid \text{N})^{\text{prev}}_{t-1} \times \prod_{i=0}^{3} P_c(\text{LN} \mid \text{LN})^{\text{prev}}_{t+i} \\ P_{\text{prev}}(\text{EN})_{t-1} &= P_c(\text{EN} \mid \text{N})^{\text{prev}}_{t-1} \times \prod_{i=0}^{3} P_c(\text{EN} \mid \text{EN})^{\text{prev}}_{t+i} \\ P_{\text{prev}}(\text{N})_{t-1} &= 1 - P_{\text{prev}}(\text{EN})_{t-1} - P_{\text{prev}}(\text{LN})_{t-1} \end{aligned} \tag{9.49}$$

Para casos em que a condição anterior seja LN ou EN, e dado Δ, o número de condições de mesma classificação imediatamente anteriores ao período $t-1$, tem-se:

$$\begin{aligned} P_{\text{prev}}(r)_{t-1} &= \prod_{i=0}^{4-\Delta} P_c(r \mid r)^{\text{prev}}_{t+i} \\ P_{\text{prev}}(\text{N})_{t-1} &= 1 - P_{\text{prev}}(r)_{t-1} \end{aligned} \tag{9.50}$$

sendo $r = 1$ para o estado LN e $r = 3$ para o estado EN.

Calculada a distribuição de probabilidades dos estados em ε_{t-1}, realiza-se um sorteio para definir o estado passado de cada série sintética. O procedimento para a geração de cenários dos períodos posteriores será feito através de sorteios aleatórios seguindo as matrizes de transição prevista (P_m^{prev}), enquanto houver dados previstos disponíveis, e, posteriormente, se necessário, as matrizes de transição histórica (P_m^{hist}).

9.12 Geração de ruídos multivariados

Os processos de geração de ruídos já foram explorados em diversas seções deste manual, como a *Correlação Espacial* e a *Distribuição Lognormal 3 parâmetros*. No entanto, aqui iremos fazer um resumo da geração de resíduos multivariados de forma a deixar este processo o mais claro possível:

A geração de ruídos inicia com a geração de ruídos normais espacialmente não correlacionados, aqui chamados de w_t.

Os resíduos w_t são então multiplicados pela matriz de carga D, passando a serem correlacionados espacialmente e chamados de b_t.

A partir disso, realiza-se a estimação da distribuição lognormal a 3 parâmetros, obtendo-se ξ_t e o ruído multivariado final dado por (9.51).

$$a_t = e^{\xi_t} + \Delta_t \tag{9.51}$$

9.13 Geração das Séries Sintéticas de Vazões Totais

No programa GEVAZP, são disponibilizadas duas alternativas para obtenção dos cenários de vazões totais/incrementais para as usinas afetadas por propagação de vazão:

1. Gerar cenários de vazão incremental e somá-los aos cenários de vazões totais das usinas a montante;
2. Utilizar os cenários gerados de vazão lateral e somá-los aos cenários de vazões totais das usinas de montante defasadas considerando uma regra linear de defasagem. A alternativa a ser considerada é uma escolha do usuário e pode ser definida por usina.

Na alternativa 1, os cenários gerados de vazão incremental são somados aos cenários de vazões totais das usinas de montante. A propagação das vazões dos postos de montante está representada de forma implícita, já que este fenômeno natural está refletido no histórico de vazões utilizado para ajustar o modelo.

Na alternativa 2, os cenários gerados de vazão lateral são somados aos cenários de vazões totais das usinas de montante defasadas por uma regra de defasagem linear. Esta regra leva em consideração: (a) o tempo de viagem entre a usina e as usinas imediatamente a montante, (b) as vazões naturais totais geradas para as usinas de montante, e (c) a vazão lateral gerada para a usina em questão, conforme 4.3.3.1.

$$ZT(t) = \left[\beta \sum_{i=1}^{nmont} ZT_{mont_i}(t-1)\right] + \left[(1-\beta) \sum_{i=1}^{nmont} ZT_{mont_i}(t)\right] + Z_{lat}(t) \tag{9.52}$$

Onde:

$$\beta = \frac{ndias}{ndmes}; \tag{9.53}$$

noindent ndias é o tempo de viagem em dias;\ ndmes é o número de dias do mês;\ ZT_{mont_i} é a vazão total da usina de montante i.



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

9.14 Geração de Séries Sintéticas Condicionadas

Para se iniciar o processo de geração é preciso arbitrar valores iniciais $Z_{t-\tau}$, onde τ pode ir de 1 a p_m. Estimativas para esses valores iniciais podem ser, por exemplo, as médias mensais ou os últimos valores amostrais. Para não condicionar a série sintética aos valores iniciais deve-se desprezar, por exemplo, os primeiros gerados. O conjunto dos últimos valores observados $Z_{t-\tau}$ em uma série hidrológica é denominado de tendência hidrológica, Fig. 9.6, e a média mensal da série histórica é chamada de MLT mensal.

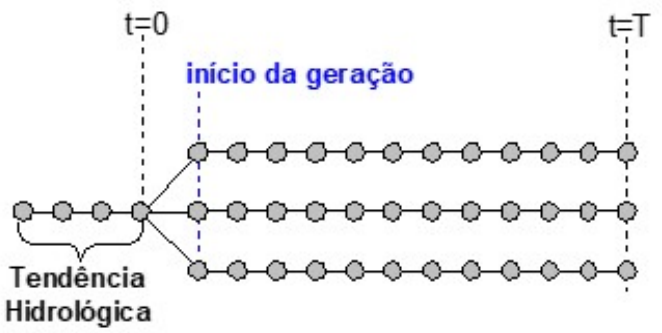


Figure9.6: Tendência Hidrológica.

A geração das séries sintéticas pode ser realizada de forma condicionada ou não aos valores iniciais. Para não condicionar a série sintética aos valores iniciais deve-se desprezar, por exemplo, os primeiros valores gerados. Para tanto, o processo de geração da série sintética deve ser realizado em duas etapas. Na primeira etapa, a geração das séries sintéticas utiliza como valores iniciais as médias correspondentes a cada período (MLT mensal), conforme ilustrado na Fig. 9.7. Os valores gerados, resultantes da primeira etapa, para os últimos períodos são utilizados como valores iniciais na segunda etapa do processo de geração, conforme Fig. 9.8. Desta forma, as séries sintéticas geradas durante a segunda etapa são ditas "não condicionadas".

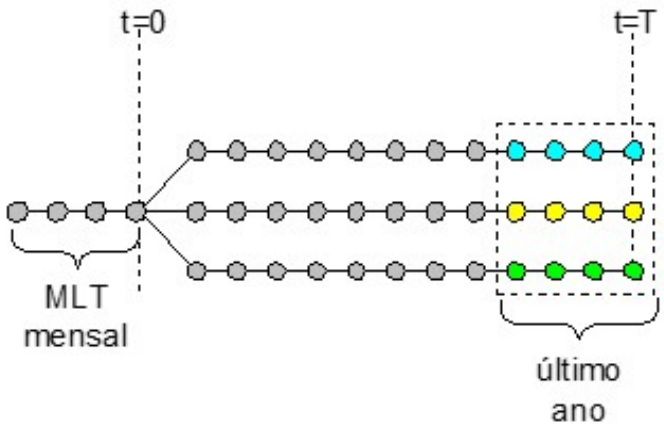


Figure9.7: Geração não condicionada – Primeira etapa.

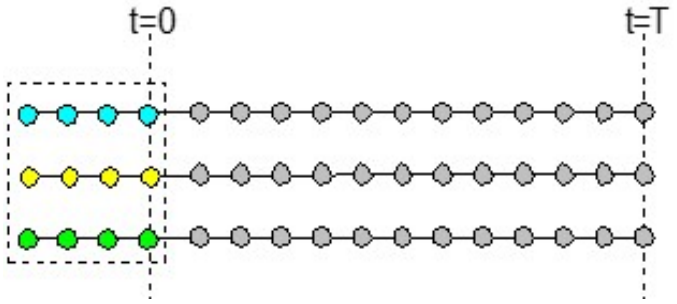


Figure9.8: Geração não condicionada – Segunda etapa.

Para gerar séries sintéticas "condicionadas" deve-se efetuar apenas a primeira etapa do processo descrito acima, utilizando como valores iniciais uma tendência hidrológica apropriada.

9.15 Geração das Séries Sintéticas para Postos Artificiais

A geração de cenários sintéticos é realizada somente para usinas com postos de vazão natural. As vazões naturais históricas são obtidas retirando-se o efeito de ações antrópicas (usos consuntivos, bombeamento, etc.) e incorporando-se as vazões relativas à evaporação líquida dos reservatórios. Porém, em algumas representações se faz necessário o uso de registros de vazões artificiais. Postos artificiais correspondem à vazão natural, levando-se em conta o efeito de qualquer regra de operação no local, ou à montante do local considerado, que possa contribuir na alteração do regime natural. Em geral, os postos artificiais são dotados de uma regra particular para o cálculo de sua vazão.

A partir destas regras e dos cenários de vazões naturais totais gerados pelo GEVAZP é possível calcular as vazões para os postos artificiais. O cálculo dos cenários de vazões para estes postos ocorre após a geração de cenários para postos principais e o cálculo de cenários de vazão total para os postos satélites. O fluxograma abaixo, descreve as etapas do processo de cálculo de vazão para os postos artificiais.

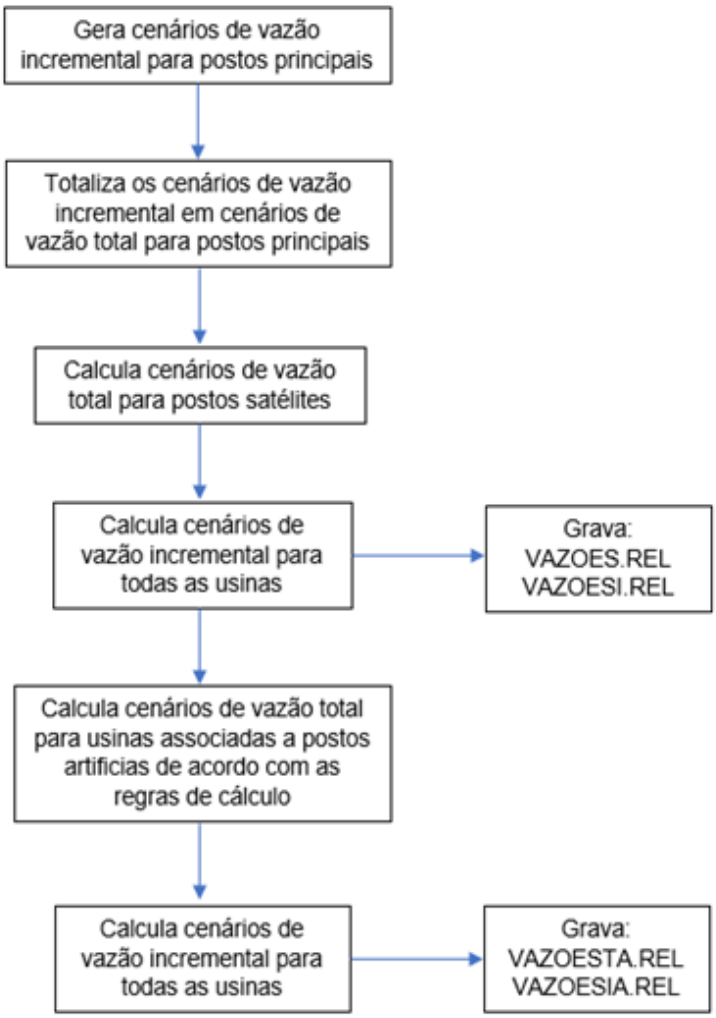


Figure9.9: Fluxograma da geração de cenários de vazão para postos artificiais.

9.16 Geração das Séries Sintéticas de Usinas com Vazões afetadas por Tempo de Viagem

Primeiramente, precisamos introduzir o conceito de vazão lateral, que difere do conceito de vazão incremental por considerar o tempo de viagem da água.

- Vazão incremental: Como introduzido na seção a vazão incremental é a diferença entre a vazão total em um posto de medição num dado mês e a soma das vazões totais de todos os postos imediatamente a montante deste no mesmo mês, sem considerar se a água teve tempo de chegar dos postos à montante até o posto de medição;
- Vazão lateral: é utilizado para se referir à diferença entre a vazão total no posto de medição num dado mês e a soma das vazões propagadas de todos os postos imediatamente a montante que afluem ao posto de medição no mesmo mês, ou seja, as vazões dos postos à montante são apenas consideradas se o tempo de viagem for inferior a um mês;

Para a maioria dos postos representados no SIN, a vazão lateral é idêntica à vazão incremental em escala mensal, quando se admite que o tempo de viagem da água de uma dada usina hidrelétrica até a próxima usina a jusante é nulo. Porém, quando existe um tempo de viagem elevado entre dois ou mais aproveitamentos adjacentes, essa igualdade passa a não ser verificada e é importante modelar tanto o posto de vazão total/incremental quanto o posto de vazão lateral.

No programa GEVAZP é possível gerar cenários de vazões laterais e vazões incrementais para uma usina hidrelétrica afetada pela propagação da vazão das usinas de montante. Desta forma, se faz necessário fornecer registros históricos de vazões naturais totais e laterais para todas as usinas afetadas pela propagação das vazões dos postos de montante.

9.16.1 Geração de cenários de vazão laterais

O procedimento utilizado na geração dos cenários de vazão incremental e lateral depende da classificação da usina (principal ou satélite).

No caso da geração de cenários de vazão lateral, será ajustado um modelo autorregressivo periódico baseado no histórico de vazões laterais, conforme descrito em *Modelo Autorregressivo Periódico - Par(p)*.

A geração dos ruídos W_t dos postos de vazão lateral é feita após a obtenção dos ruídos dos cenários de vazões incrementais dos postos principais, conforme seções *Cálculo dos Resíduos Históricos*, *Distribuição Lognormal 3 parâmetros* e *Correlação Espacial*.

$$W_i = \rho_{i,j}{\rho_{j,j}}^{-1} W_j + Ea_i \tag{9.54}$$

$$EE^T = 1 - \rho_{i,j}{\rho_{j,j}}^{-1} \rho_{i,j}^T \tag{9.55}$$

10 Incerteza dos Ventos

10.1 Incerteza Eólica



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11 Geração de Cenários



11.1 Motivação

Para resolução dos problemas de otimização estocásticos oriundos do *Planejamento Hidrotermo-eólico* como é impossível resolver o problema real estocástico com a *Distribuição de probabilidades* contínua para as variáveis aleatórias (ou, em uma descrição mais precisa, o vetor aleatório), é necessário aproximá-la através de uma discretização em um conjunto finito de valores possíveis, que dão origem ao problema de árvore completa.

Estes cenários, ilustrados a seguir, são utilizados para representar as incertezas no problema estocástico que é resolvido para o *Modelo NEWAVE*, para o planejamento a médio e longo prazos, e o modelo *Modelo DECOMP*, para o planejamento de curto prazo do *Sistema Interligado Nacional (SIN)*.



Em geral, os resultados do problema de otimização e a política operativa que é obtida dependem fortemente dos cenários gerados. Quanto maior o tamanho da árvore, mais bem representada estará a variável aleatória, porém o custo computacional para resolução do problema aumenta, por vezes de forma significativa. Assim, na geração desta árvore de cenários deve ser avaliado o **custo X benefício** do tamanho da árvore em cada período, em termos de acurácia na modelagem das incertezas X tempo de resolução do problema.

Também é importante gerar séries sintéticas para estudos de simulação hidrotérmo-eólica, onde, tipicamente, avaliamos o desempenho de determinada política calculada pelo problema de otimização.

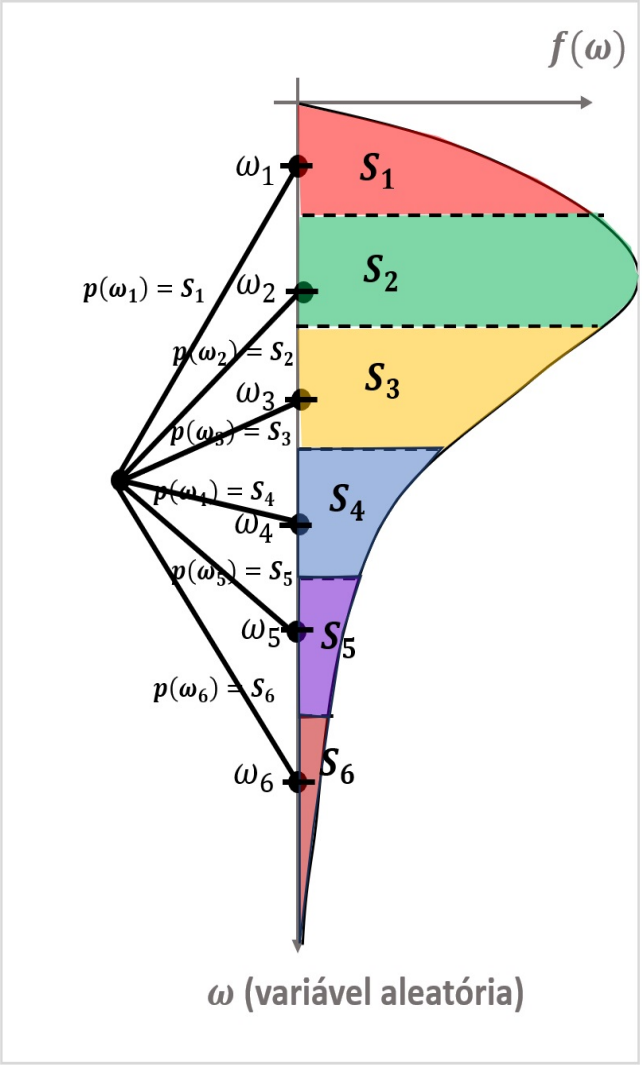


Em geral, há grande escalabilidade do tempo computacional em relação à quantidade de séries que são geradas para os modelos SUISHI ou simulações finais com o NEWAVE, visto que, * como a política operativa já está obtida, as simulações em cada série são independentes, podendo-se desta forma, fazer um uso mais efetivo do processamento paralelo.

11.2 Objetivos

Os principais objetivos a serem atingidos pelas técnicas de geração de cenários são:

- **Representar da melhor forma possível as propriedades da da variável aleatória**, com um determinada quantidade limitada de cenários. Em princípio, deve-se procurar representar da melhor forma possível a *Distribuição de probabilidades* da variável aleatória, como ilustrado abaixo



- Possuir **baixa variabilidade nos resultados**, ao se modificar alguns dos parâmetros do algoritmo, como por exemplo a "semente" para geração de números aleatórios (redução da variância);
- **Aproximar da melhor forma a solução ótima (decisões e custo) do problema contínuo**[1], procurando refinar a discretização da variável aleatória em regiões onde elas possuem mais impacto nos resultados do problema[2].

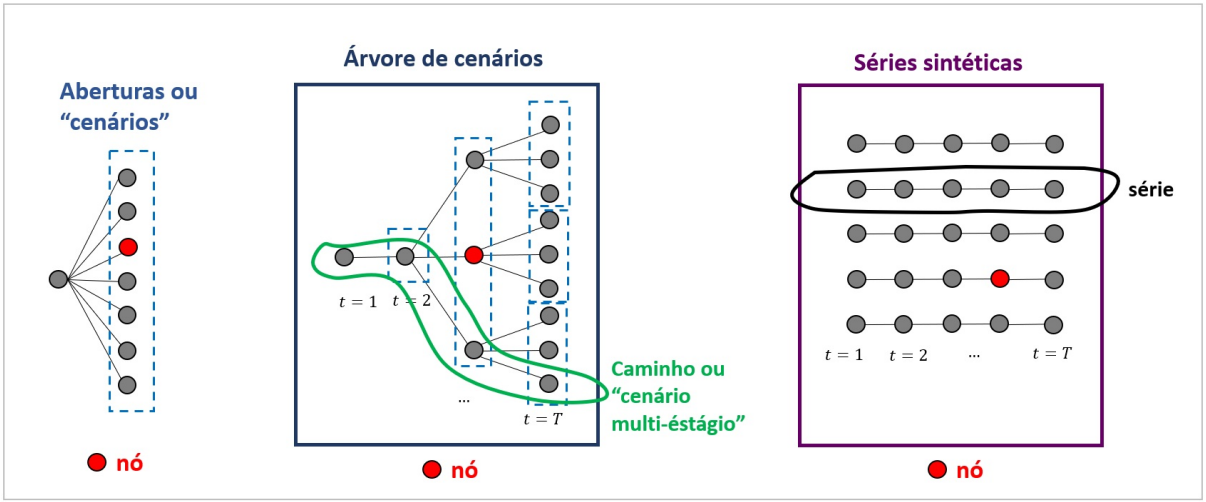
Referências

[1] M. Casey and S. Sen. The scenario generation algorithm for multistage stochastic linear programming. *Mathematics of Operations Research*, 30(3):615–631, 2005.

[2] M. A. H. Dempster and R. T. Thompson. Evpi-based importance sampling solution proceduresfor multistage stochastic linear programmeson parallel mimd architectures. *Annals of Operations Research*, 90:161–184, 1999. doi:10.1023/A:1018956530304.

11.3 Definições

O processo de geração de cenários dá origem a algumas definições (“jargões”), utilizadas ao longo dessa documentação, que são ilustrados na figura abaixo e descritos a seguir.



11.3.1 Aberturas

Consiste em um conjunto de valores da variável aleatória para determinado período, gerados a partir de uma representação determinística ou estocástica dos períodos anteriores;

11.3.2 Árvore de Cenários

Consiste na combinação das aberturas consideradas em diferentes períodos de tempo, que são encadeadas de forma sucessiva.

Nesta árvore podemos definir os seguintes elementos:

- **caminho da árvore**: consiste, literalmente, em um “caminho” que se percorre na árvore de cenários, desde o seu período inicial até o seu período final.
- **nós**: consiste nos “pontos” que são produzidos em uma árvore de cenários (quando se realizam aberturas) ou em um conjunto de séries, quando se seleciona uma série e um período.

11.3.3 Séries sintéticas

Do ponto de vista conceitual, é semelhante ao caminho em uma *Árvore de Cenários*, porque consiste em uma combinação de valores da variável aleatória em cada período de tempo, A distinção que se faz é que não há, de forma explícita, uma árvore de cenários da qual se extraiu essa série, ou seja, são geradas “livremente”.

11.3.4 Semente

Em um processo de geração de cenários, a "semente aleatória (ou simplesmente **semente**) é um número utilizado para iniciar um algoritmo gerador de números aleatórios, que é utilizado por métodos de geração de cenários. Ou seja, diferentes execuções de um mesmo algoritmo para geração de números aleatórios resulta na obtenção de sequências diferentes de números aleatorios.

Como os métodos de geração de cenários dependem da geração de números aleatórios, os cenários gerados acabam dependendo da semente escolhida.

Para atender aos requisitos de **reprodutibilidade** dos resutlados, ou seja, diferentes execuções dos modelos produzirem sempre o mesmo resultado, é necessário fixar a semente que é utilizada nos métodos de *Amostragem Aleatória Simples (AAS)* e *Amostragem Seletiva (AS)* utilizada pelo GEVAZP.

Entretanto, durante os processos de validação dos modelos junto às instituições e com participação dos agentes, permite-se que a semente seja um dado de entrada do modelo, de forma a permitir que se avalie de forma mais adequada a *Avaliação da Acurácia da Modelagem* das variáveis aleatórias, assim como a estabilidade e robustez dos resultados ao se variar a semente.

11.4 Métodos de Geração de Cenários

Diversos métodos de geração de cenários tem sido propostos na literatura. A seguir, descrevemos brevemente alguns métodos mais clássicos que são adotados. Para uma revisão bibliográfica mais ampla até os anos 2000 sugerimos a referência[1], e para uma revisão mais atual, aplicada para sistemas de potência, a referência[2].

11.4.1 Amostragem Aleatória Simples

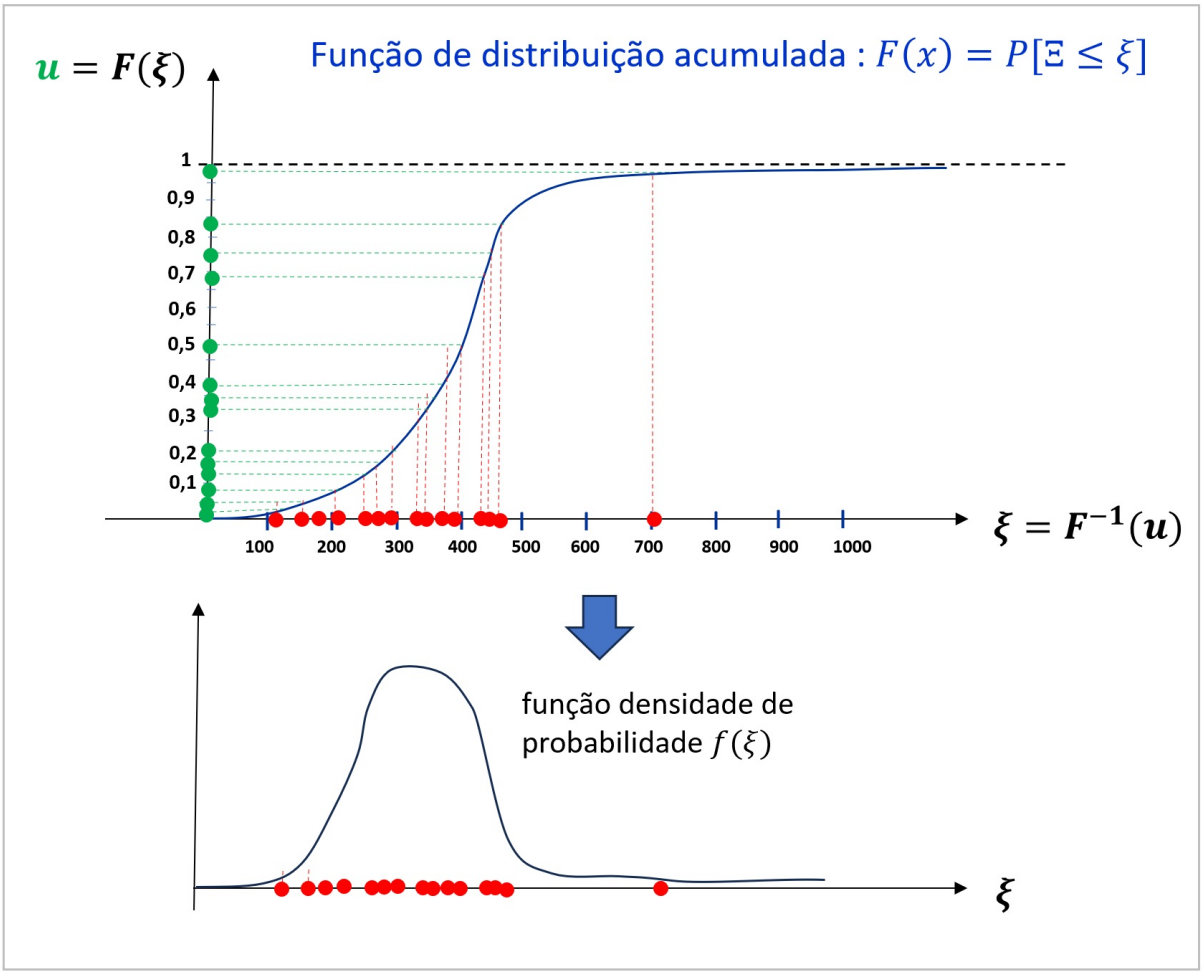
Este é o método mais simples de geração de cenários, que consiste em sortear, aleatoriamente, valores equiprováveis da *Distribuição de probabilidades* da variável aleatória[3]. Para uma variável aleatória univariada, os valores podem ser obtidos sorteando valores de uma distribuição uniforme entre 0 e 1[11], e aplicando-se a inversa da função de distribuição acumulada, como ilustrado na figura a seguir.

[1] Jitka Dupačová, Giorgio Consigli, and Stein W. Wallace. Scenarios for multistage stochastic programs. *Annals of Operations Research*, 100(1):25–53, 2000. doi:10.1023/A:1019206915174.

[2] Hui Li, Zhouyang Ren, Miao Fan, Wenyuan Li, Yan Xu, Yunpeng Jiang, and Weiyi Xia. A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: methodologies, applications, and challenges. *Electric Power Systems Research*, 205:107722, 2022. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107722.

[3] Sarjinder Singh. *Simple Random Sampling*, pages 71–136. Springer Netherlands, Dordrecht, 2003. doi:10.1007/978-94-007-0789-4_2.

[11] este sorteio pode ser realizado utilizando a função "ALEATORIO()" no Microsoft Excel.

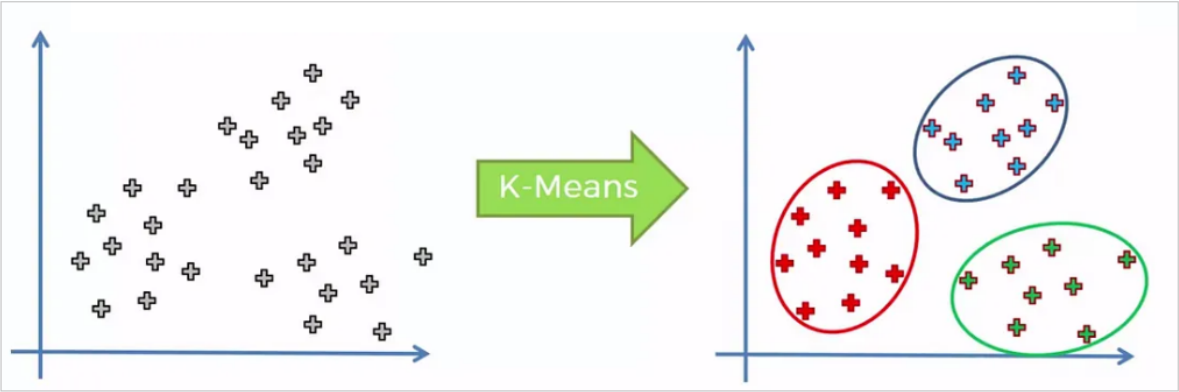


Uma deficiência importante do método de amostragem aleatória simples, quando aplicado para geração de cenários para a resolução de um problema estocástico, é apresentar uma variabildiade potencialmente grande dos cenários com a semente escolhida. Isso acaba resultando na necessidade de se ter uma maior quantidade de cenários para se ter robustez nos resultados. Por esse motivo, o método de AAS não é recomendado para geração dos cenários backward do NEWAVE, ou para construir a árvore de cenários do DECOMP, mas apenas para gerar cenários para a simulação fina do NEWAVE, ou simulações com o modelo SUISHI.

Para esses processo, recomenda-se utilizar métodos que apresentam menor variância, como os mostrados a seguir.

11.4.2 Método k-Means

O algoritmo k-means é uma técnica de clusterização que procura agrupar M pontos inciais, com dimensão n, em K objetos, com base nas distâncias entre os pontos. O objetivo é minimizar a soma dos quadrados das distâncias entre os objetos no mesmo grupo. A figura a seguir, extraída do endereço *https://medium.com/@englucsantosilva/algoritmo-k-means-na-pr%C3%A1tica-75f4ca656bbc* ilustra o algoritmo:



O representante de cada grupo pode ser o centróide ou, caso se deseje utilizar como representante um ponto que foi de fato gerado originalmente, pode-se escolher o ponto mais próximo do centróide. Uma análise comparativa dessas alternativas, mostrando algumas vantagens de se utilizar o centróide é apresentada em[4],[5].

O algoritmo k-means é a base da estratégia de *Amostragem Seletiva (AS)*, que é utilizado pelo modelo GEVAZP na geração dos cenários backward do NEWAVE, assim como na geração de cenários para o modelo DECOMP. A principal vantagem desse método é promover uma grande redução na variabilidade dos resultados do método de amostragem aleatória simples, visto que, como o conjunto de pontos inciais é muito grande, fica-se pouco suscetível a variações no valor da semente.

11.4.3 Quasi Monte-Carlo (QMC)

O método de Quasi Monte-Carlo (QMC)[6] visa suprir uma deficiência dos métodos de amostragem simples, ao utilizar, ao invés de valores sorteados aleatoriamente, pontos escolhidos de forma mais adequada, que resultam em *low discrepancy sequences*. Em outras palavras, este método reduz a variância do método de *Amostragem Aleatória Simples*, acelerando sua convergência com o aumento do tamanho da amostra.

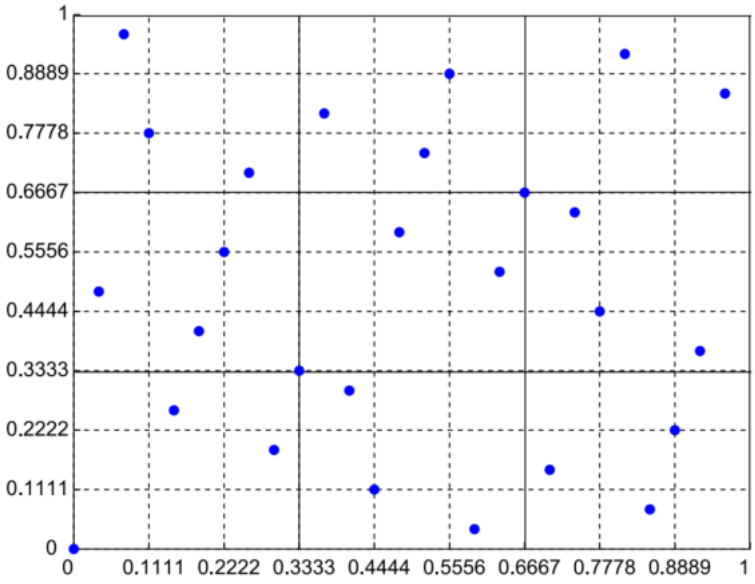
Este método foi aplicado ao problema de planejamento hidrotérmico resolvido por PDDE em[7].

[4] D. D. J. Penna, F. Treistman, and M. E. P. Maceira. Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da amostagem seletiva. Relatório Técnico 13612-2018, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2018.

[5] F. Treistman, L. C. Brandão, D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, and H. S. Araújo. Avaliação do uso do centroide no processo de agregação da amostragem seletiva na geração de cenários de afluências para o planejamento da operação de curto prazo. Relatório Técnico 3383/2019, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019.

[6] R. Niederreiter. *Random Number Generation and Quasi-Monte Carlo Methods*. SIAM, Philadelphia, 1992.

[7] T. Homem-de-Mello, V. L. de Matos, and E. C. Finardi. Sampling strategies and stopping criteria for stochastic dual dynamic programming: a case study in long-term hydrothermal scheduling. *Energy Systems*, 2:1–31, 2011.



Fonte:[p. 144, 7]

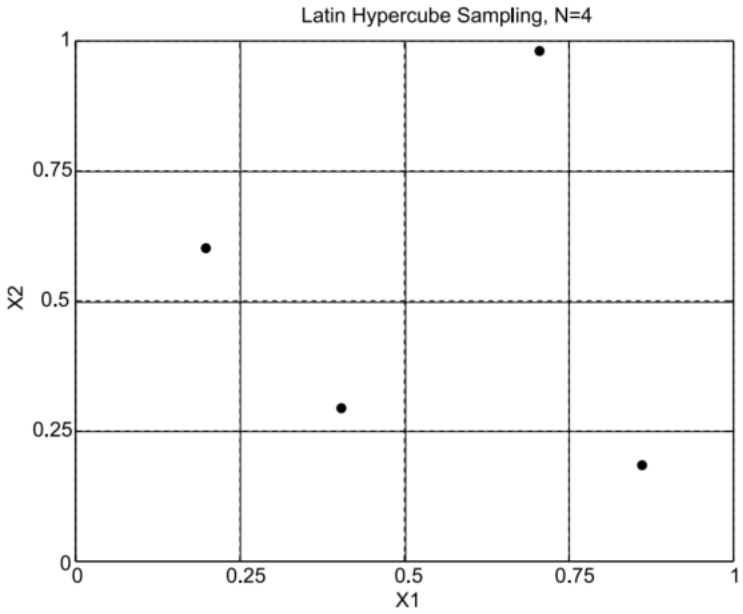
11.4.4 Hipercubo Latino (LHS)

É um método de **amostragem estratificada**, proposto em[8] e cujas boas propriedades para amostras grandes é discutida em[9]. Consiste em uma repartição do domínio da variável aleatório em "cubos" com dimensão igual ao da variável, procurando amostrar valores de maneira uniforme ao longo do domínio. Ou seja, procura-se sortear, para cada dimensão da variável aleatória, um valor dentro de cada intervalo ao qual o domínio nesta dimensão é dividido. A combinação entre os valores das diferentes componentes deve ser feita de for a melhor representar a correlação espacial.

Assim, ao mesmo tempo em que se varre de forma mais ampla o domínio da variável, o que pode ser considerada uma limitação do método de *Método k-Means* (pelo fato de este consierar o centróide de cada grupo), garante-se uma maior estabilidade à variação da semente.

A figura a seguir ilustra o princípio adotado por esse método.

[8] M. D. Mckay, R. J. Beckman, and W. J. Conover. A comparison of three methods for selecting values of input variables in the analysis of output from a computer code. *Technometrics*, 21(2):239–245, 1979.
[9] Michael Stein. Large sample properties of simulations using latin hypercube sampling. *Technometrics*, 29(2):143–151, 1987.



Fonte:[p. 144, 7]

A maior dificuldade deste método é garantir uma distribuição adequada desses pontos, para variáveis aleatórias com dimensões muito elevadas.

Aplicações desse método ao problema de planejamento hidrotérmico podem ser encontradas em[p. 144, 7],[10].

Notas de rodapé

Referências

11.5 Etapas do Processo



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

[10] Xiaolin Ge, Shu Xia, and Wei-Jen Lee. An efficient stochastic algorithm for mid-term scheduling of cascaded hydro systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(1):163–173, 2019. doi:10.1007/s40565-018-0412-6.

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.6 Geração dos ruídos



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.7 Amostragem Seletiva (AS)



Atenção: Enquanto esta página não está pronta, você pode consultar o material sobre Amostragem Seletiva nos relatórios técnicos[1,2] e artigos[3,4] do CEPEL sobre essa funcionalidade.

Referências

11.8 Amostragem Aleatória Simples (AAS)



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.9 Geração de Árvore de Cenários

Para a etapa "backward" de cálculo da política no modelo NEWAVE (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio-Prazo) e para o modelo DECOMP (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo) é necessária a construção de uma árvore de cenários, composta de um conjunto de possíveis realizações das incertezas em cada período de tempo e que, devido à correlação temporal, dependem das realizações passadas a cada cenário.

A construção destes cenários é feita utilizando-se o modelo Par(p)[1], que a partir de 2020 também permite considerar, além das correlações mensais, a vazão média nos últimos doze meses também como variável de estado (modelo Par(p)-A)[2][3]. Com isso, consegue-se representar melhor a persistência de séries críticas de maior duração,

[1] D. D. J. Penna, F. Treistman, and M. E. P. Maceira. Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da amostagem seletiva. Relatório Técnico 13612-2018, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2018.

[2] D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, and J. M. Damázio. Definição da árvore de cenários de afluências para o planejamento da operação energética de médio prazo. Relatório Técnico 46994/2009, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2009.

[3] M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, R. J Pinto, A. C. G. Melo, C. V Vasconcellos, and C. B. Cruz. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil - main features and improvements on the newave model. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*. Dublin, Ireland, June 2018.

[4] D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, and J. M. Damázio. Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning. In *17th Power Systems Computaion Conference*. 2011.

[1] M. E. Maceira and C. V. Bezerra. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. In *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems -PMAPS*. 1997.

[2] F. Treistman, M. E. P. Maceira, J. M. Damázio, and C. B. Cruz. Proposta metodológica para o aprimoramento da memória de modelos auto-regressivos periódicos. Relatório Técnico 1416/2020, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Fev. 2020.

[3] F. Treistman, M. E. P. Maceira, J. M. Damazio, and C. B. Cruz. Periodic time series model with annual component applied to operation planning of hydrothermal systems. In *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Liege, Belgium, 2020.

que vêm sendo observadas recentemente no sistema brasileiro. Para aferir a qualidade dos cenários que são gerados, uma série de análises estatísticas são realizadas.[4]

Em virtude de restrições de tempo computacional para resolução do problema de otimização estocástica nos modelos de planejamento da operação, o modelo GEVAZP utiliza o método de amostragem seletiva, que possibilita representar, de forma adequada, o processo estocástico de vazões/energias com um reduzido número de cenários. A amostragem seletiva[5] consiste em aplicar técnicas de clusterização a um grande número de cenários hidrológicos gerados, de forma a escolher um conjunto representativo a partir da amostra original de cenários.

Os cenários hidrológicos utilizados nos modelos de planejamento da operação de médio e curto prazos são gerados levando-se em consideração a preservação das características estatísticas do processo estocástico original, como média, variância, correlações temporais e espaciais das vazões, regras operativas, registros de vazão incremental bem como informação macroclimática (Oceanic Niño Index ONI) com o objetivo de capturar a influência do El Niño – Oscilação Sul (ENOS) sobre a precipitação em diversas regiões do Brasil, o que impacta diretamente nos regimes hidrológicos e na geração de energia do país.[6,7].

Apresenta-se a seguir um esquema ilustrativo do conjunto de cenários que é gerado para o DECOMP (à esquerda) e para o NEWAVE (à esquerda). Na resolução do problema pelo DECOMP, todos os arquivos são percorridos, aplicando-se a técnica de programação dinâmica dual (PDD). Já o NEWAVE percorre a árvore de cenários de forma amostral, em virtude da enorme quantidade de cenários para o problema como um todo, que corresponde a todas as combinações possíveis entre as aberturas de cada período.



O modelo GEVAZP também permite o cálculo das vazões afluentes para postos de vazão artificial e postos de vazão incremental.:footcite:*2016-TreistmanAraujoPennaMaceira_RelTecCEPEL-27063_GeracaoCenarios-VazoesLaterais-Postos-Artificiais-GEVAZP* Postos de vazão artificial são aqueles que possuem regras operativas próprias, inseridas como dados de entrada ao modelo, em geral associadas a postos de vazão natural. Para casos onde o tempo de viagem da água entre duas usinas é significativo, permite-se adotar diretamente o registro de vazão incremental para a usina impactada pelo tempo de viagem.

Referências

11.10 Geração de Séries Sintéticas

Ainda em relação ao modelo NEWAVE e também para o modelo SUISHI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados), é necessária a realização de simulações com um grande número de cenários hidrológicos, visando a escolha de estados para a construção da função de custo futuro (na etapa forward do NEWAVE) e para calcular índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação (no modelo SUISHI e simulação final do NEWAVE).



[4] J. M. Damazio, H. S. Araújo, and C. B. Cruz. Testes estatísticos para avaliação de aderência entre séries históricas de energias naturais afluentes ao sin e cenários sintéticos dos modelos par(p) e par(p)-a. Relatório Técnico 1274/2021, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Maio 2021.

[5] D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, and J. M. Damázio. Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning. In *17th Power Systems Computaion Conference*. 2011.

[6] F. Treistman, M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, J. M. Damazio, and Rotunno Filho, O. C. Synthetic scenario generation of monthly streamflows conditioned to the el niño–southern oscillation: application to operation planning of hydrothermal systems. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, 34:331–353, 2020. doi:https://doi.org/10.1007/s00477-019-01763-2.

[7] J. F. M. Pessanha, V. A. Almeida, and P. D. S. Chan. Ms-par(p): generation of synthetic flow scenarios using a markov-switching periodic auto-regressive model. *Brazilian Journal of Water Resources*, 28:e44, 2023. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107722.

11.11 Geração de Séries Sintéticas Condicionadas



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.12 Geração de cenários de ventos

Em relação à modelagem da incerteza dos aproveitamentos eólicos, o modelo GEVAZP propõe uma abordagem para a modelagem de velocidades mensais de ventos por meio de distribuições Weibull tri-paramétricas para a geração de cenários de ventos mensais correlacionados com vazões às usinas hidroelétricas.[1],[2].

A velocidade dos ventos é modelada como uma regressão das afluências mais um resíduo. Assim, a distribuição Weibull é ajustada aos resíduos das velocidades mensais de ventos, normalmente distribuídos e que guardam as correlações cruzadas entre hidroelétricas e parques eólicos. A abordagem proposta busca preservar a média, o desvio-padrão e, especialmente, a assimetria das velocidades históricas dos ventos mensais, sendo particularmente adequada em situações de assimetrias elevadas.

Os cenários de velocidade de ventos são gerados a partir de uma agregação das usinas eólicas em parques elólicos equivalentes (PEEs) e considerando a correlação espacial com as vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Assim, modela-se a distribuição conjunta dos cenários de vazões e ventos, ilustrada na figura a seguir e descrita com mais detalhes em[3],[4],[5].

[1] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, and J. F. Pessanha. Ajuste de distribuições weibull tri-paramétricas com elevadas assimetrias na geração de velocidades mensais de ventos correlacionadas com vazões na programação dinâmica dual estocástica. *adernos do IME – Série Estatística*, 49:35–65, 2020. doi:10.12957/cadest.2020.61793.

[2] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, and J. F. Pessanha. Análise do desempenho de distribuições weibull triparamétricas na geração de cenários sintéticos de energias afluentes aos reservatórios de usinas hidrelétricas. In *LV SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. São José dos Campos, Brazil, 2023.

[3] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos - modelo NEWAVE - relatório final. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[4] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma metodologia para a representação das incertezas da geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, Brazil, 2022.

[5] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Wind uncertainty modeling in long-term operation planning of hydro-dominated systems. In *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, volume, 1–6. 2022. doi:10.1109/PMAPS53380.2022.9810576.

Referências

11.13 Avaliação dos Cenários Gerados



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.13.1 Cenários em Pente (séries)



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

11.13.2 Cenários em Árvore



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

12 Sistema Interligado

12.1 Representação do Sistema nos Modelos

A representação do sistema interligado nos modelos de otimização energética pode ser feita de diferentes formas, de acordo com o nível desejado de detalhamento do sistema em cada horizonte de planejamento. Atualmente, consideram-se nos modelos os seguintes níveis de representação do sistema de transmissão:

- nos modelos NEWAVE, DECOMP e SUISHI, o sistema é dividido em diversos *Submercados*, conectados por *Intercâmbios*.
- no modelo DESSEM, pode-se considerar a representação por submercados / intercâmbios ou uma modelagem explícita da rede elétrica.

Em ambas as modelagem, a demanda por energia é representada através de *Conceituação Geral* dispostas em cada submercado ou barra da rede elétrica, que podem ser mandatórias ou flexíveis, de forma a representar, no segundo caso, programas de *Resposta da demanda*.

Podem ser representadas também as *Perdas na transmissão*, sejam as *Perdas nos intercâmbios* ou as *Perdas dentro de cada submercado*.

Eventuais conexões com outros sistemas podem ser representados através da *Importação/exportação de Energia*.

Os componentes de geração do sistema que podem ser despacháveis pelos modelos, como *Usinas Hidrelétricas*, *Usinas Termicas* e *Usinas Eólicas*, assim como outros componentes não despacháveis, como a geração em pequenas usinas, são conectados aos respectivos submercados ou barras da rede, conforme a forma de representação da transmissão. Dispositivos de armazenamento de energia, como baterias e *Usinas hidrelétricas reversíveis* também podem ser conectados a cada submercado ou barra.

Os diversos aspectos relacionados à representação da transmissão e das cargas nos modelos são descritos nas seções a seguir.

12.2 Submercados

Os modelos de otimização energética do CEPEL consideram um sistema elétrico contendo um parque gerador composto de *Usinas Hidrelétricas*, *Usinas Elevatórias / Reversíveis* (ou de bombeamento)[1], usinas termoelétricas, *Usinas Eólicas* e solares (cujo despacho pode ser reduzido para fins de viabilidade ou redução de custo), assim como fontes adicionais de geração, como pequenas centrais hidroelétricas, usinas a biomassa, geração distribuída e outras fontes de energia, que são representadas como "pequenas usinas" cujo despacho não é otimizado pelo modelo.

Independentemente do grau de detalhamento na representação da rede elétrica em cada modelo, o sistema é subdividido em diversas áreas (regiões) que são denominados de submercados (ou subsistemas), interconectados

[1] as usinas elevatórias não estão disponíveis ainda no modelo NEWAVE.

por meio de grandes troncos de interligação. Pode-se representar ainda a compra/venda de energia com sistemas externos, assim como o caso particular de interconexão com o Paraguai, por meio da usina de Itaipu .

A figura *#fig-submercados-individualizado* a seguir mostra o esquema de submercados e seus componentes quando se utiliza uma modelagem individualizada para as usinas hidrelétricas é empregada.



enquanto nesta outra figura *#fig-submercados-ree* mostra-se o mesmo esquema para uma modelagem a reservatórios equivalentes de energia (REEs) do parque hidráulico, que ainda é utilizada oficialmente no modelo NEWAVE[2].



Percebe-se que o esquema geral de representação de submercasdos é o mesmo: cada um sendo composto - além das usinas hidrelétricas - por gerações térmicas, eólicas e usinas não despachadas centralizadamente (usinas fotovoltaicas, a biomassa, MMGDs) para atender a carga dos submercados, podendo utilizar os intercâmbios para transferir energia entre submercados.

Um submercado é definido como uma região onde, em estudos sem rede elétrica, não há restrições internas de intercâmbio, ou seja, todas as cargas das barras nela localizadas podem ser agregadas e consideradas por um valor único, referente a esse submercado. Por esse motivo, o custo marginal de operação (CMO) é definido por submercado, e este é composto por um conjunto de usinas hidrelétricas, usinas elevatórias, usinas termoelétricas e outras fontes de geração/consumo de carga. Portanto, cada componente do sistema descrito nesta documentação está localizado em determinado submercado.

Nesta documentação, os termos “submercado” e “subsistema” são utilizados de forma indistinta, embora se adote preferencialmente o termo submercado para reforçar o fato de que estão relacionados a preços diferentes para o mercado de energia, caso a opção de regionalização do preço seja por subsistema.

12.2.1 Submercados/Nós fictícios

A existência de nós (bifurcações / ramificações) no sistema de transmissão pode ser modelada no DESSEM definindo-se submercados fictícios, que não possuem geração nem carga. Estes submercados são comumente chamados de no fictícios. No sistema brasileiro, podem ser utilizados para modelar o intercâmbio entre os submercados N e NE com o submercado SE, assim como o nó Ivaiporã, que conecta a usina de Itaipu aos submercados SE e S, que recebem sua geração 50Hz e 60Hz, respectivamente.

Notas de rodapé

12.3 Intercâmbios

Correspondem aos grandes troncos de transmissão que fazem a interligação energética entre submercados, com capacidade limitada de transferência de energia. Estes intercâmbios têm o objetivo, portanto, de definir os grandes troncos de interligação do sistema. Os limites de intercâmbio podem ser definidos entre quaisquer pares de submercados, com capacidades de transferência em cada um dos sentidos, podendo variar de acordo com o período de tempo e patamar de carga (quando aplicável).

[2] o modelo NEWAVE permite a representaçao das usinas hidrelétricas individuailzadas, até determinado instante de tempo definido pelo usuário.

12.3.1 Limites de Intercâmbio entre submercados

Podem-se estabelecer também valores mínimos de intercâmbio entre dois submercados, variáveis por período de tempo e patamar de carga (quando aplicável). A restrição de limite de fluxo em determinado intercâmbio i é descrita por:

$$\overline{Int^{t,p}_{st(i),sfr(i)}} \leq Int^{t,p}_{sfr(i),st(i)} \leq \overline{Int^{t,p}_{sfr(i),st(i)}}, i = 1, \cdots, NINT$$

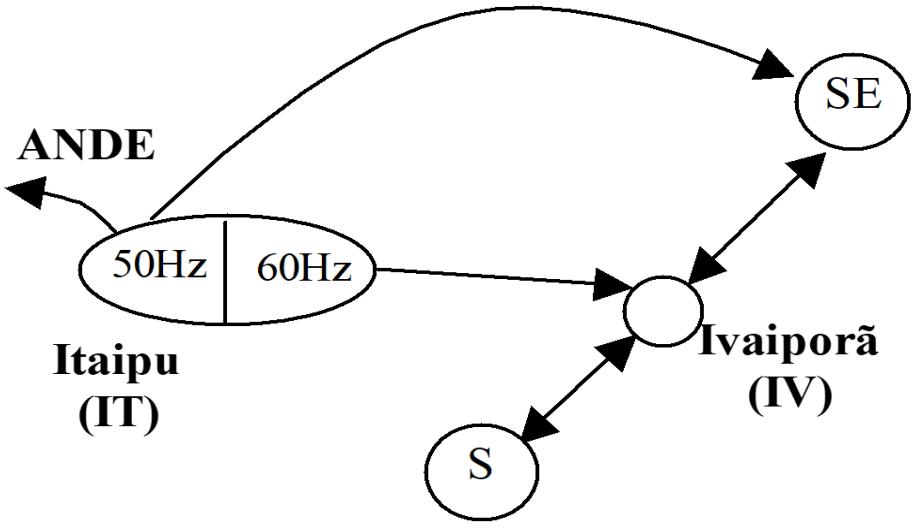
onde $sfr(i)$ e $st(i)$ correspondem aos submercados de origem e destino, respectivamente, do intercâmbio i, e $NINT$ é o número de intercâmbios. É importante ressaltar que os limites $\overline{Int^{t,p}_{st(i),sfr(i)}}$ e $\overline{Int^{t,p}_{sfr(i),st(i)}}$ podem ser diferentes em cada sentido, e a definição dos submercados de origem ("de") e destino ("para") de cada intercâmbio é arbitrária e definida pelo usuário nos dados de entrada.

Nos estudos com rede elétrica nos modelos[1], a representação de intercâmbios, em princípio, seria desnecessária, pois os próprios circuitos que compõem a interligação serão considerados na rede elétrica. Além disso, eventuais restrições de limite de transferência entre áreas poderiam ser representadas por restrições de limite de somatório de fluxos em circuitos. No entanto, mesmo nessas situações é mantida a definição dos intercâmbios nos estudos de caso, pelos seguintes motivos:

- do ponto de vista de entrada de dados, pode ser mais simples e conveniente definir diretamente limites de fluxo nos intercâmbio;
- algumas restrições elétricas especiais nos modelos podem envolver intercâmbios entre áreas, portanto torna-se também mais prático, nessas situações, representar os intercâmbios no problema;
- no processo de resolução do problema de despacho com rede elétrica e representação do fluxo de potência DC[p. 155, 1], é interessante, do ponto de vista de aceleração do tempo computacional, resolver preliminarmente despachos sem a rede elétrica detalhada, ou seja, representando apenas os limites de intercâmbio.

12.3.2 Restrição de transporte entre Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas SU/SE

A representação da capacidade de transporte de energia entre Itaipu e os subsistemas Sul e Sudeste é realizada pela incorporação opcional de um conjunto de restrições específico para este fim, que incluem a incorporação do nó de Ivaiporã ao sistema. A '_fig-intercambios-Itaipu' ilustra a representação da interligação de Itaipu com a inclusão desse nó. Ressalta-se que a usina está situada na região Sudeste, mas a sua geração total é repartida, por meio de restrições, entre as linhas de transmissão de 50Hz e 60Hz. A carga da ANDE está incorporada à geração 50Hz.



Notas de rodapé

[1] por exemplo, nas execuções do DESSEM com rede elétrica, para obtenção do despacho pelo ONS

12.4 Importação/exportação de Energia

A importação / exportação de energia representam a compra e/ou venda de energia, respectivamente, com sistemas externos. No caso do sistema brasileiro, pode-se considerar o intercâmbiode energia com a Argentina, no sul do país, e com a Venezuela, ao Norte. Esta funcionalidade, que atualmente está disponível nos modelos NEWAVE e DECOMP, é comumente denominada de **contratos de importação / exportação de energia**.

Atualmente esta funcionalidade é considerada nos modelos DECOMP e DESSEM, e está prevista para ser representada no modelo NEWAVE.

12.4.1 Limites mínimos/máximos de compra/venda de energia

Define-se, para cada contrato, o seu tipo (importação/exportação), e os valores de limite inferior/superior de energia contratada, além do custo para a energia comprada (em caso de importação) ou vendida (em caso de exportação), que podem ser variáveis para cada período. As expressões a seguir representam os limites mínimos $\underline{Eci_i^{t,p}}$, $\underline{Ece_i^{t,p}}$ e máximos $\overline{Eci_i^{t,p}}$, $\overline{Ece_i^{t,p}}$ para a energia importada $(Eci_i^{t,p,s})$ e exportada $(Ece_i^{t,p.s})$, respectivamente, para cada um dos NCI (NCE) contratos de importação (exportação) de energia, em cada período de tempo t e patamar de carga p e cenário s (quando aplicáveis):

$$\underline{Eci_i^{t,p}} \leq Eci_i^{t,p,s} \leq \overline{Eci_i^{t,p}}$$

$$\underline{Ece_i^{t,p}} \leq Ece_i^{t,p,s} \leq \overline{Ece_i^{t,p}}$$

Ressalta-se que, para contratos de importação, a representação é semelhante ao de uma usina térmica. Já contratos de exportação podem ser usados para representar, além da venda de energia propriamente dita, consumidores que participem de programas de *Resposta da demanda*, de uma forma simplificada. Ou seja, dado um preço que se aceite pagar pela energia (preço de energia importada), o consumidor será atendido apenas se o custo marginal de operação do submercado em questão for inferior a esse preço.

12.4.2 Preços de compra/venda de energia

O pagamento (remuneração) referente à energia importada (exportada) é representada através de um preço linear, denotado por $ci_i^{t,p}$ e $ce_i^{t,p}$, respectivamente, para cada contrato de importação ou exportação i, e que podem ser variáveis por período de tempo t e patamar de carga p (quando aplicável).

Estes valores de preço multiplicam, na função objetivo do problema, os montantes de energia comprada e vendida em cada período e patamar de carga (quando aplicável) e cenário s (quando aplicável):

$$min \cdots + \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^{t,p} \times Eci_i^{t,p,s} - \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^{t,p} \times Ece_i^{t,p,s}.$$

Ressalta-se que é possível modelar uma curva linear por partes, ou seja, com diferentes segmentos de quantidade x preço, através da definição de vários contratos associados à mesma fonte, com preços e *Limites mínimos/máximos de compra/venda de energia* diferentes. Entretanto, para que a modelagem represente de forma adequada essa curva linear por partes, os custos unitários ao longo dos segmentos devem ser crescentes.

12.5 Restrições Elétricas Especiais

12.6 Elos de Corrente Contínua



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

12.6.1 Geração 50Hz de Itaipu



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

12.6.2 Bibolos das usinas do Rio Madeira



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

12.7 Perdas na transmissão

Mesmo que a rede elétrica não seja considerada de forma detalhada, os modelos de otimização energética do CEPEL podem considerar as perdas de energia na transmissão na modelagem por *Submercados* conectados por *Intercâmbios*, conforme descrito a seguir.

12.7.1 Perdas nos intercâmbios

AS perdas nos intercâmbios de energia entre submercados, que correspondem às perdas nas linhas de transmissão que fazem a conexão entre os submercados. Pode-se considerar um fator fixo de perdas ou fatores de perda variáveis para cada período e patamar de carga (quando aplicável).

12.7.2 Perdas dentro de cada submercado

O balanço de carga em cada submercado assume que a energia provida por todo componente de geração é plenamente absorvido pelas cargas do submercado ou enviado para outros submercados. Entretanto, existem perdas associadas à rede de transmissão interna a cada submercado, e que podem ser representadas de maneira aproximada, mesmo quando não se representa a rede elétrica. Esta representaçaõ é feita por meio de fatores de perdas de geração e cargas em relação ao centro de gravidade do submercado, que podem ser variáveis de acordo com o período e o patamar de carga (quando aplicável). Atualmente, podem ser considerados:

- fatores de perda para cada usina hidrelétrica;
- fatores de perda para cada usina térmica;
- fatores de perda para as cargas e cargas adicionais de cada submercado;

- fatores de perda a fio d'água e fatores de perdas para energia controlável, para cada reservatório equivalente de energia (quando aplicável), que são calculados em função dos fatores de perda fornecidos individualmente para cada usina hidrelétrica;

13 Cargas

13.1 Conceituação Geral

A demanda por energia elétrica a ser atendida por cada subsistema/submercado é representada em valores médios para cada período do horizonte de estudo de determinado modelo. Para representar as variações da demanda que podem ocorrer ao longo do intervalo de um período, os períodos com discretização mais longa (ex: semanal, mensal) a carga deve ser fornecida para cada um dos *Patamares de Carga* em que os períodos são subdivididos, por meio de seus valores de profundidades e durações informados aos modelos.

Referências

13.2 Cargas Convencionais (Inflexíveis)

As cargas convencionais, ou cargas **inflexíveis**, são todas aquelas que devem ser atendidas de forma mandatória, ou seja, sempre que houver geração disponível. Entretanto, caso não haja potência ou energia suficiente para o seu atendimento, ocorre o que chamamos de "déficit" ou "corte de carga", para os quais são atribuídos custos elevados de corte de carga.

13.2.1 Cargas/Ofertas adicionais

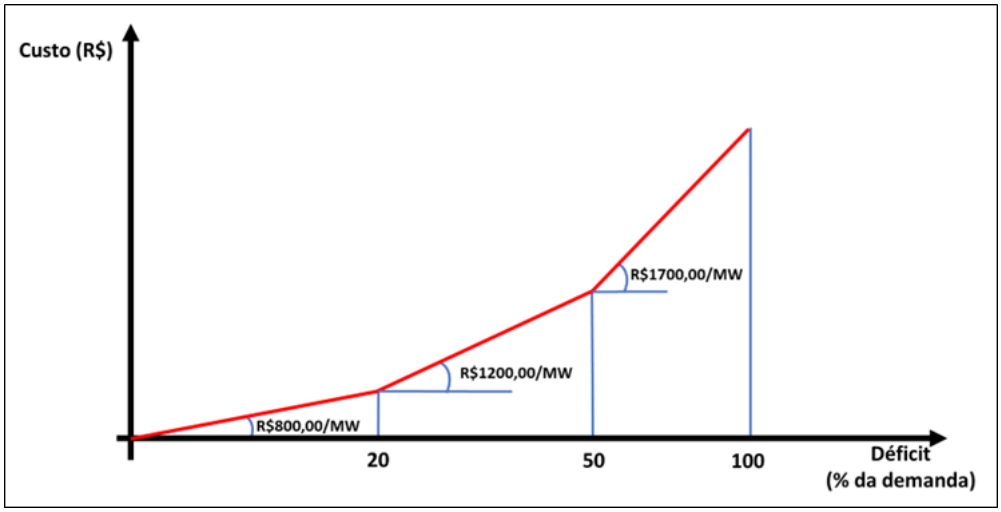
Correspondem a cargas adicionais, também consideradas como inflexíveis, que são fornecidas em separado à carga total do submercado . Estas cargas também são consideradas como inflexíveis – ou seja, acrescidas à demanda do submercado e patamar correspondente – e, se forem fornecidas com valor negativo, representam ofertas adicionais, também consideradas como inflexíveis e que são abatidas diretamente da carga/submercado correspondente.

Referências

13.3 Cortes de Carga (Déficit)

O corte de carga de energia (déficit) corresponde ao não atendimento à carga de determinado submercado, seja por falta de potência, energia, ou devido a custos marginais de operação muito elevados que sejam superiores aos custos estabelecidos para o corte de carga. Estes, custos, definidos pelo usuário, correspondem a um valor a ser "pago" pelo modelo por não atender determinada parcela da carga do sistema. Este custo é unitário, ou seja, aplicado a cada nova unidade de carga cortada, e seu valor pode ser constante (toda a carga cortada possui o mesmo custo) ou crescente com o montante de carga cortada. Neste segundo caso, as primeiras unidades de carga cortadas são mais "baratas" e, a medida em que o corte de carga aumenta, os próximos cortes tornam-se mais caros.

Caso se deseje onerar cortes de carga com muita profundidade, considera-se uma curva linear por partes para a função de custo de não atendimento à carga (déficit de energia). A *figura* mostra um exemplo dessa curva com três níveis ou patamares de déficit, com profundidades de 20, 30, e 50%, respectivamente, e custos unitários de R$800,00/MW, R$1200,00/MW e R$1700,00/MW.



Referências

13.4 Resposta da demanda

A resposta da demanda, também conhecida como **cargas flexíveis**, é um artifício que tem crescido de forma marcante nos sistemas elétricos atuais, e corresponde à possibilidade de remunerar determinada carga caso esta não seja atendida. Ou seja, define-se um preço "teto", a partir do qual a carga passa a não ser atendida pelo sistema, e o consumidor é remunerado pelo montante de carga cortada, com base neste valor.

Apesar de a resposta da demanda não ser representada ainda de forma explícita nos dados de entrada, esta pode ser emulada através da inclusão de usinas térmicas fictícias, com custo de operação (CVU) correspondente ao preço teto estabelecido para que a carga seja cortada. Desta forma, o montante de despacho dessa usina térmica representa o volume de corte de carga ocorrido. Curvas lineares por parte para a resposta da demanda também podem ser emuladas, incluindo diversas usinas térmicas, cuja capacidade e custo correspondem ao comprimento e inclinação de cada segmento. Um estudo de aplicação de resposta da demanda a partir de usinas térmicas fictícias, em casos reais com o modelo DESSEM, é apresentado em[1],[2].

Referências

13.5 Atendimento à Demanda

13.5.1 Balanço de carga por submercado

O atendimento à demanda é a restrição central do problema de planejamento ou operação hidrotérmica, visto que o objetivo principal é suprir a carga dos consumidores. Considera-se uma restrição de atendimento à demanda para cada um dos *Submercados*, em cada intervalo de tempo, cenário[1] e patamar de carga (quando aplicável).

Nesta restrição são consideradas as gerações de todos os componentes do sistema – usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas e geração de pequenas usinas, além de *Cargas/Ofertas adicionais*, que atuam aumentando ou diminuindo,

[1] R. Santos, A. L. Diniz, and B. Borba. Assessment of the modeling of demand response as a dispatchable resource in day-ahead hydrothermal unit commitment problems: the brazilian case. *Energies*, pages 3928, 2022. doi:https://doi.org/10.3390/en15113928.

[2] G. M. Longhi. Resposta da demanda com deslocamento de carga na programação diária da operação: aplicação ao sistema elétrico brasileiro. Master's thesis, Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2022.

[1] para os períodos/modelos onde se considera mais de um cenário por intervalo de tempo.

respectivamente, o requisito de geração do sistema. Devido à interconexão elétrica entre os submercados, consideram-se os *Intercâmbios* no balanço de carga de cada submercado, incluindo as *Perdas nos intercâmbios* e pode-se empregar também fatores de perdas para considerar, de forma implícita, as perdas dentro de cada submercado. *Perdas dentro de cada submercado*.

Consideram-se também no atendimento à demanda eventuais *Cortes de Carga (Déficit)* decididos pelo modelo, assim como abatimentos obrigatórios de carga em virtude da submotorização das usinas hidrelétricas e geração mínima compulsória das usinas térmicas.

13.5.2 Patamares de carga

Nos modelos/períodos onde se considera uma discretização semanal/mensal, consideram-se patamares de carga para a representação da variação temporal da carga ao longo do período (vide seção *Patamares de Carga*). Neste caso, as restrições de atendimento à demanda são replicados por cada patamar de carga.

As usinas hidrelétricas podem estar dispostas em sequência, ao longo do curso dos rios, conforme descrito na seção *Topologia Hidráulica*.

13.5.3 Discretização temporal flexível

Em modelos onde se considera uma discretização temporal totalmente flexível, que pode englobar diferentes múltiplos de meia-hora (o que chamamos nesse documento de **patamares cronológicos**, o usuário pode informar a carga em qualquer escala temporal (meia-hora, horária, etc.) ou diretamente, para cada patamar cronológico definido[2] . A partir desta curva, o modelo irá calcular de forma automática a carga referente a cada um dos patamares cronológicos, fazendo-se a media dos intervalos de tempo compreendidos no período

13.5.4 Períodos com rede elétrica

Considera-se uma restrição de atendimento à demanda por submercado, para cada intervalo de tempo, não só para os períodos sem rede elétrica, mas também para os períodos com rede elétrica, onde já se tem as equações de atendimento à demanda por barra.

Neste segundo caso, a vantagem dessas restrições é já obter um ponto de operação razoável, em relação à distribuição das gerações ao longo do sistema, nas primeiras iterações do processo iterativo de consideração das restrições de limite de fluxo na rede.

Para a modelagem das restrições de atendimento à demanda pos submercado calcula-se a carga total do submercado k no período k e patamar de carga (quando aplicável) p como a soma das cargas no conjunto em todas as barras que pertencem ao submercado i, definidas pelo conjunto Ω_{sb_k}:

$D_k^t = \sum_{i \in \Omega_{sb_k}} d_i^t$

13.5.5 Tratamento para modelagem por reservatórios equivalentes de energia

No caso específico da modelagem de reservatórios equivalentes de energia (REE)[3], alguns termos adicionais devem ser considerados para levar em consideração as energias a fio d'água ou controlável e o acoplamento hidráulico entre REEs.

Notas de rodapé

[2] este é o caso do modelo DESSEM, onde se representa uma discretização temporal de meia hora para o primeiro dia e em patamares cronológicos de duração variável para os demais dias.

[3] esta modelagem é empregada no modelo NEWAVE, nos períodos de tempo onde não se utiliza a modelagem individualizada.

14 Rede Elétrica

14.1 Descrição Geral

No planejamento de médio/longo prazo (*Modelo NEWAVE*) e curto prazo (*Modelo DECOMP*), pode ser interesante representar o sistema de transmissão de maneira menos detalhada, considerando, por exemplo, os limites de *intercâmbio* entre os *Submercados* ou, caso um nível um pouco maior de detalhes, *Restrições Eletricas* que são capazes de representar gargalos de transmissão no interior dos submercados Já no *Modelo DESSEM*, como seu objetivo é obter o despacho do sistema para o dia seguinte, torna-se mais importante representar a rede elétrica de forma mais detalhada, através da representação de todas as barras da rede básica, e considerando não só o balanço de carga em cada barra, mas também a 2ª lei de Kirchhoff[1].

Nesta seção, descreve-se a modelagem da rede elétrica nos modelos de otimização energética do CEPEL, que atualmente está disponível somente no modelo DESSEM. No futuro próximo, pretende-se estender essa representação também para os modelos DECOMP e NEWAVE, seja através da representação "completa" da rede básica, como também através de uma representação mais simplificada, como por exemplo, considerando as reatâncias equivalentes para os intercâmbios.

Referências

14.2 Componentes da Rede Elétrica

A topologia da rede elétrica compreende uma série de componentes, descritos a seguir cujos dados são fornecidos nos arquivos de rede elétrica:

- **Barras**: consistem nos nós da rede, que correspondem fisicamente às subestações da rede elétrica;
- **Linhas de transmissão**: consistem nos arcos da rede, que correspondem fisicamente às linhas do sistema de transmissão;
- **Transformadores**: são componentes que possuem a função de controlar o nível e/ou o ângulo de tensão, podendo ser dos seguintes tipos: - **transformador em fase puro**: apenas altera o nível de tensão; - **transformador defasador**: apenas altera o ângulo de tensão; - **transformador defasador em fase**: altera tanto o nível como o ângulo de tensão;

Ressalta-se que, na modelagem de *Fluxo de Potência DC*, os transformadores são representados como se fossem linhas de transmissão, sendo que, para os transformadores defasadores, adicionam-se cargas e gerações fictícias em suas barras extremas.

Referências

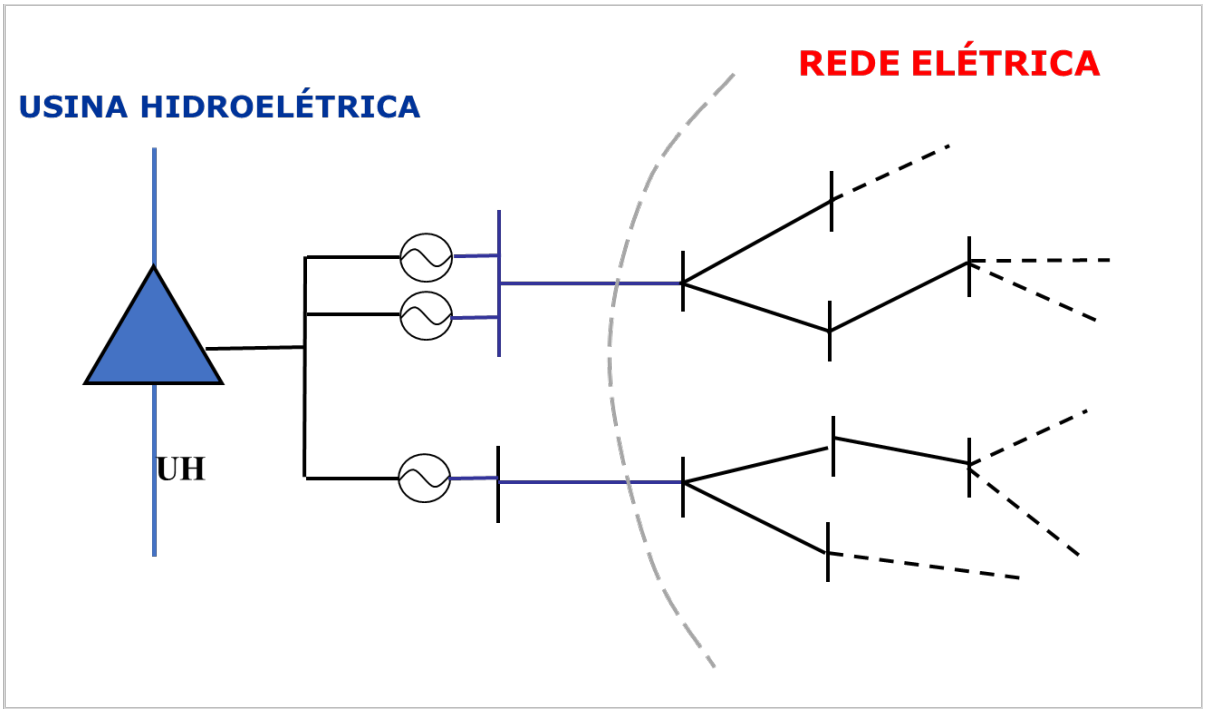
[1] A. J. Monticelli. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. Editora Edgard Blutcher, São Paulo, 1983.

14.3 Conexões das Injeções à Rede

Todos os elementos de geração, seja os despachados de forma centralizada (*Usinas Hidrelétricas*, *Usinas Termicas*, *Usinas Eólicas*) como os que possuem sua geração pré-determinada pelo usuário (ex: usinas eólicas sem constrained off, usinas solares, gerações de *Pequenas Usinas*, *MMGD - Mini e Micro Geração Distribuida*) possuem um ponto de conexão na rede elétrica, que consiste em uma barra do sistema.

Os pontos de conexão para os contratos de importação/exportação de energia também precisam ser informados, assim como os de todas as cargas da rede, incluindo as provenientes das *Usinas Elevatórias / Reversíveis*. De posse dessa informação, os modelos que consideram a rede elétrica de forma detalhada são capazes de considerar *Fluxo de Potência DC* na determinação do despacho energético.

A figura a seguir ilustra a conexão das unidades geradoras de uma usinas hidreléterica à rede elétrica.



14.4 Opções de representação da Rede



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.5 Configurações da Rede



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.6 Ilhas Elétricas



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.7 Balanço de Carga por Barra



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.8 Balanço de Carga por Ilha Elétrica



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.9 Fluxo de Potência DC



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

14.10 Perdas nas linhas



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

15 Usinas Hidrelétricas

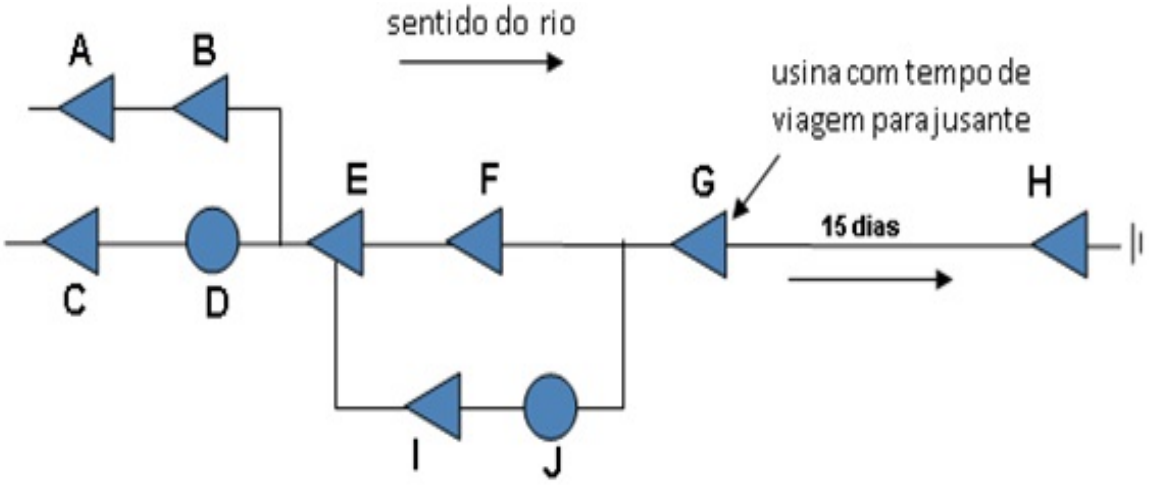
15.1 Curso dos Rios

15.1.1 Topologia Hidráulica

Topologicamente, define-se uma configuração de usinas hidrelétricas, que estão dispostas em cascata ao longo dos rios. As posições relativas das usinas ao longo das cascata são descritas a seguir.

Usinas de montante e jusante

Uma usina que se encontra acima de outra usina é denominada usina de montante, sendo a usina abaixo na cascata denominada usina de jusante. Cada usina possui apenas uma usina de jusante, porém pode haver várias usinas à montante, devido à junção de rios. Além disso, em virtude da possibilidade de desvio de água, uma usina pode possuir uma usina hidrelétrica de jusante para fins de desvio . A figura a seguir ilustra uma cascata de usinas hidrelétricas contendo usinas de jusante, usinas de desvio e usina de jusante com tempo de viagem da água, e como é a expressão geral da equação de conservação da água nos modelos, batizada de “balanço hídrico”.



Usina	Usina jusante	Usinas de montante	Usina de desvio	Usina	Usina jusante	Usinas de montante	Usina de desvio
A	B	-	-	F	G	E	-
B	E	A	-	G	H	F, J	-
C	D	-	-	H	-	G	-
D	E	C	-	I	J	E	-
E	F	B, D	I	J	G	I	-

Quando duas usinas consecutivas na cascata estão muito distantes entre si, pode ocorrer o que se chama de **tempo de viagem da água**, ou seja, o tempo que a água defluída pela usina de montante leva para chegar à usina de jusante é significativo, em relação à discretização temporal utilizada no modelo. Isto é ilustrado entre as usinas G e H da Figura acima. A descrição da modelagem do tempo de viagem da água entre usinas hidrelétricas em cascata é feita em *Tempo de viagem da água*.

As informações sobre as usinas de jusante e de desvio de cada usina constam do cadastro de usinas hidrelétricas, descrito em *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*. Para expressar a topologia das usinas hidrelétricas na formulação do problema, definem-se os conjuntos M_i, M_{tv_i} e M_{dv_i} que indicam, respectivamente, o conjunto de usinas à montante da usina i, à montante da usina i com tempo de viagem da água até i, e que desviam água para a usina i.

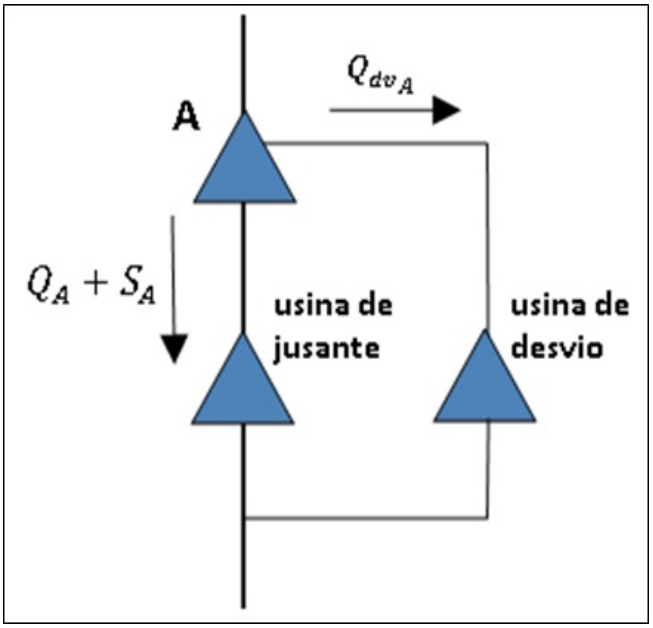
Desvios de água

Em alguns pontos pode haver os chamados desvios de água, que são canais artificiais que realizam uma "bifurcação" da água a partir de determinada usina. A usina para a qual a água foi desviada é denominada **usina de desvio**.

Desta forma, uma usina hidrelétrica com desvio pode defluir água de três formas:

- através de turbinamento (Q), gerando energia elétrica e defluindo água pela turbina para a usina de jusante;
- através de vertimento (S), sem gerar energia elétrica e defluindo água pelo vertedouro para a usina de jusante;
- através de desvio de água (Q_{dv}), sem gerar energia elétrica e defluindo água pelo canal de desvio para a usina de jusante para desvio

O desvio de água a partir de uma usina A está ilustrado a seguir



O turbinamento de uma usina pode ocorrer sempre que a usina tiver disponibilidade de geração, e seu valor está limitado ao engolimento máximo da turbina (que depende da altura de queda) ou o seu turbinamento máximo nominal. O vertimento e desvio podem ocorrer sempre que a cota do reservatório da usina estiver acima das respectivas cotas das soleiras de vertimento e desvio, respectivamente. Desta forma, para a vazão desviada ocorre exatamente o mesmo tipo de situação referente ao vertimento, descrita na seção *Vertedouro*, só que em relação ao volume referente à soleira de desvio V_{soldv_i}. Este volume corresponde ao armazenamento mínimo no reservatório para que possa haver desvio de água, o qual está associado à cota mínima do canal de desvio, e que pode ser obtido nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*.

Em conclusão, uma usina com reservatório de regularização e desvio de água só pode apresentar desvio quando $V_i^t \geq V_{soldv_i}$. Uma descrição mais detalhada da modelagem dos vertedouros é apresentada em[1].

Para expressar o desvio de água nas equações de balanço hídrico (7.12), define-o conjunto M_{dv_i} das usinas que desviam água para a usina i.

Usinas fictícias

As usinas fictícias são utilizadas como uma maneira mais simples de tratar acoplamentos hidráulicos entre usinas que se localizam em diferentes Reservatórios Equivalentes de Energia, para os períodos em que essa forma de modelagem seja utilizada no modelo NEWAVE. Como nos períodos individualizados cada usina é representada individualmente, não é necessária a utilização de usinas fictícias nos modelos DECOMP e DESSEM, e nos períodos individualizados do modelo NEWAVE.

Portanto, no modelo NEWAVE, estas usinas são eliminadas da configuração nos períodos individualizados, através de um processo de identificação das usinas originais associadas a essas usinas fictícias, e sua conexão com as usinas a montante e jusante da cascata.

[1] A. L Diniz and T. N. Santos. Modelagem do vertimento e desvio das usinas hidroelétricas nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 2005/2011, 2011. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Configuração Dinâmica

Nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*, constam todas as usinas hidrelétricas existentes e previstas para serem construídos e/ou operarem no futuro. Desta forma, nos dados de entrada dos modelos são informadas as usinas que devem constar da configuração do estudo.

Nos modelos NEWAVE e DECOMP, por considerarem um horizonte de estudo mais longo, a configuração de usinas hidrelétricas é dinâmica ao longo do tempo. Assim, a entrada de novas unidades hidráulicas no sistema é representada por meio de *Alteração dos dados cadastrais*, levando-se em conta os instantes de tempos a partir da qual deve-se considerar cada modificação na configuração do sistema.

Referências

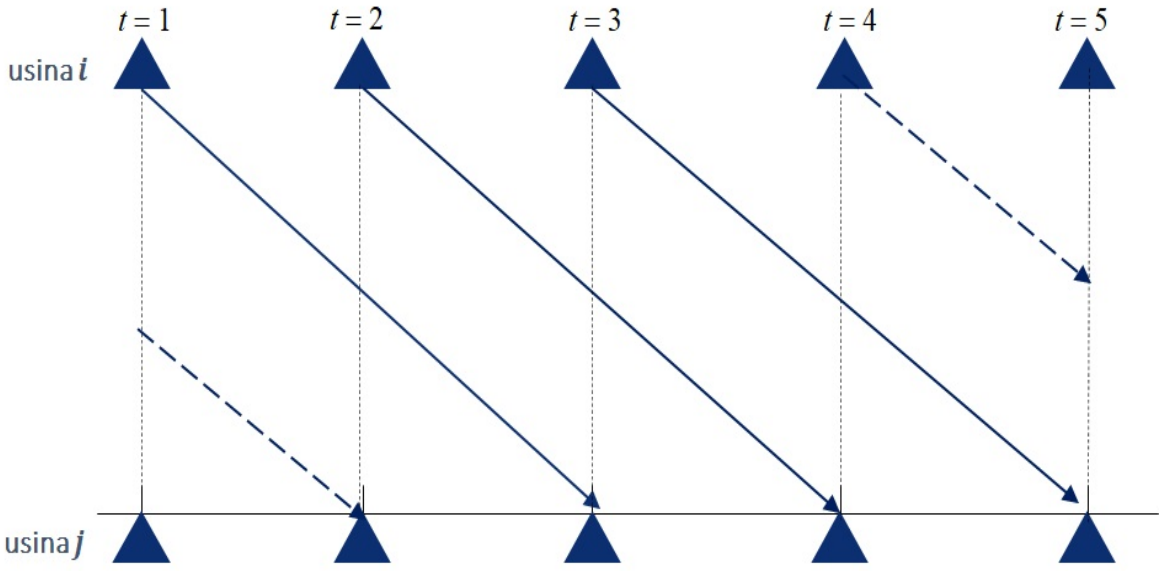
15.1.2 Tempo de viagem da água

Para diversas usinas hidrelétricas, não se pode considerar que todo o volume defluente das usinas de montante, durante um intervalo de tempo, esteja disponível para a usina de jusante no mesmo intervalo. Neste caso, o volume afluente à usina de jusante pode ser obtido através da propagação das defluências de montante. Na ausência desses dados, uma maneira simplificada de realizar esta propagação consiste em considerar o tempo de viagem, isto é, o intervalo de tempo médio que as defluências consomem até alcançar a usina à jusante. Esses tempos de viagem são considerados nas restrições de balanço hídrico das usinas hidrelétricas.

Dois tipos de modelagem de tempo de viagem podem ser considerados no modelo DESSEM, conforme descrito a seguir. Maiores detalhes podem ser consultados em[1] e no relatório técnico[2] sobre o uso dessa funcionalidade no modelo DESSEM.

Tempo de viagem da água por translação simples

Esta é a forma tradicional e mais simplificada de modelagem do tempo de viagem, na qual se considera que todo o volume de água defluído por uma usina de montante i em um determinado instante de tempo t chegará à usina de jusante j no instante de tempo $t + \tau_{ij}$, onde τ_{ij} é o tempo de viagem da água entre as duas usinas. A seguir mostra um diagrama esquemático desta forma de consideração do tempo de viagem, para $\tau_{ij} = 2$, onde a replicação das usinas tem o objetivo de mostrar sua operação ao longo do tempo.



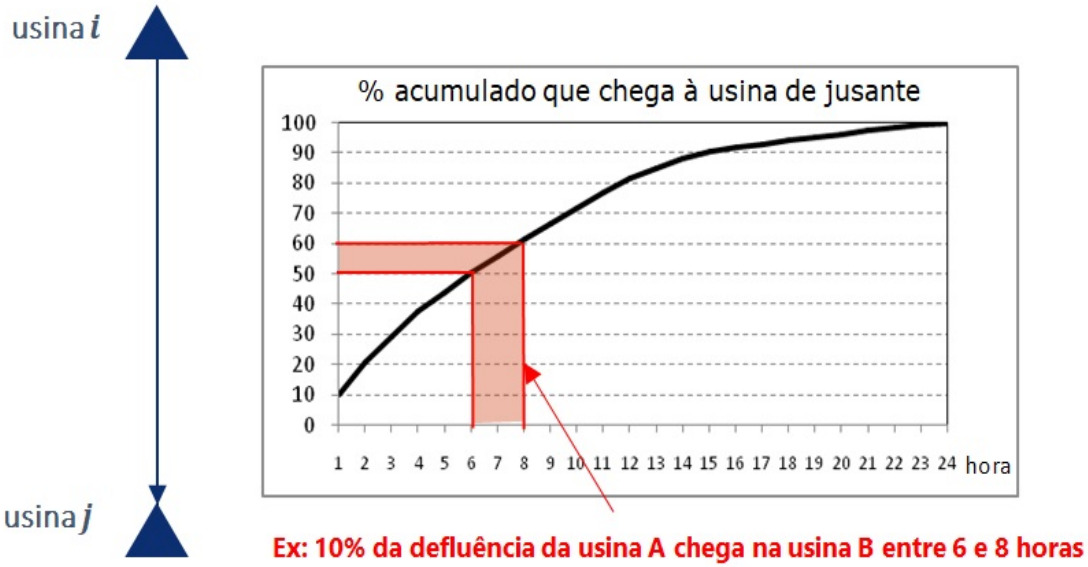
[1] Andre Luiz Diniz and Thiago Mota Souza. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5):2427–2435, 2014. doi:10.1109/TPWRS.2014.2300755.

[2] A. L Diniz and T. N. Santos. Consideração do tempo de viagem da água nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 1006/11, 2011. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

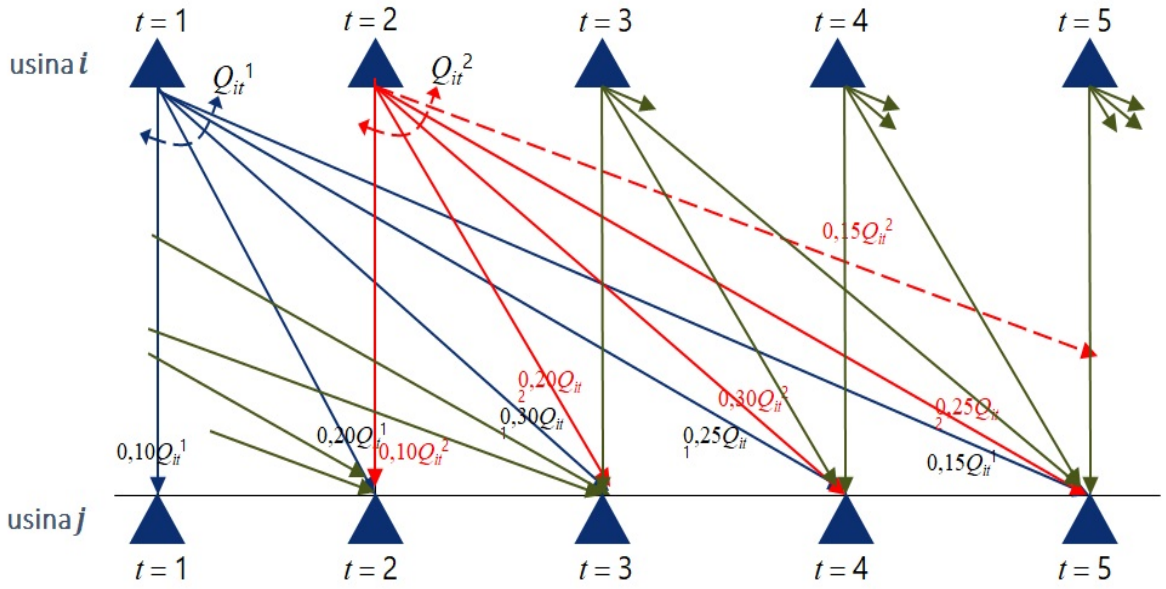
Curva de Propagação da Água

Um aperfeiçoamento em relação à modelagem descrita no item anterior é considerar que a vazão defluída pela usina de montante i no instante t chega ao ponto de jusante j de forma parcelada, entre os instantes $(t + \tau_{ij_{min}})$ até $(t + \tau_{ij_{max}})$. Os parâmetros $\tau_{ij_{min}}$ e $\tau_{ij_{max}}$ representam os tempos de viagem mínimo e máximo entre i e j , que se referem, respectivamente, a primeira e última parcelas da água defluída por i que chegam à usina j.

Nessa forma de representação, devem ser fornecidos os percentuais da vazão defluída por i que chegam a cada instante de tempo entre $\tau_{ij_{min}}$ e $\tau_{ij_{max}}$. A curva que mostra esses percentuais de forma acumulada é denominada neste documento de curva de propagação da água, exemplificada na figura a seguir para um tempo de viagem máximo de 24h. Ressalta-se que os coeficientes da curva de propagação não variam com o valor da vazão defluente da usina de montante.



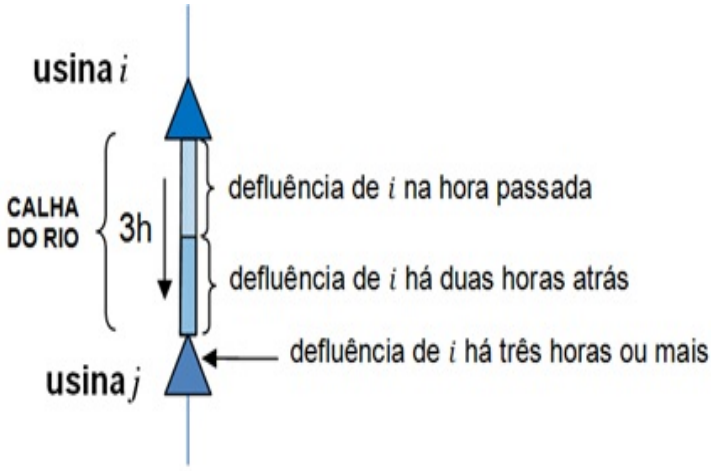
A partir desta curva exata de propagação, é possível calcular as parcelas do montante de água defluído pela usina de montante i que chegam a cada instante de tempo entre $(t+\tau_{ij_{min}})$ e $(t+\tau_{ij_{max}})$. O esquema de saída dá água de i e chegada em j é ilustrado na figura a seguir, destacando-se a propagação das águas defluídas em $t = 1$ (azul) e $t = 2$ (vermelho). Neste exemplo, $t + \tau_{ij_{min}} = 1$, $t + \tau_{ij_{min}} = 5$ e os fatores de participação em cada instante de tempo são $\{0,10; 0,20; 0,30; 0,25; 0,15\}$.



Na modelagem matemática dessa funcionalidade, os termos referentes à defluência da usina de montante com tempo de viagem nas restrições de balanço hídrico podem ser adaptados para representar todas as parcelas da modelagem de tempo de viagem por propagação.

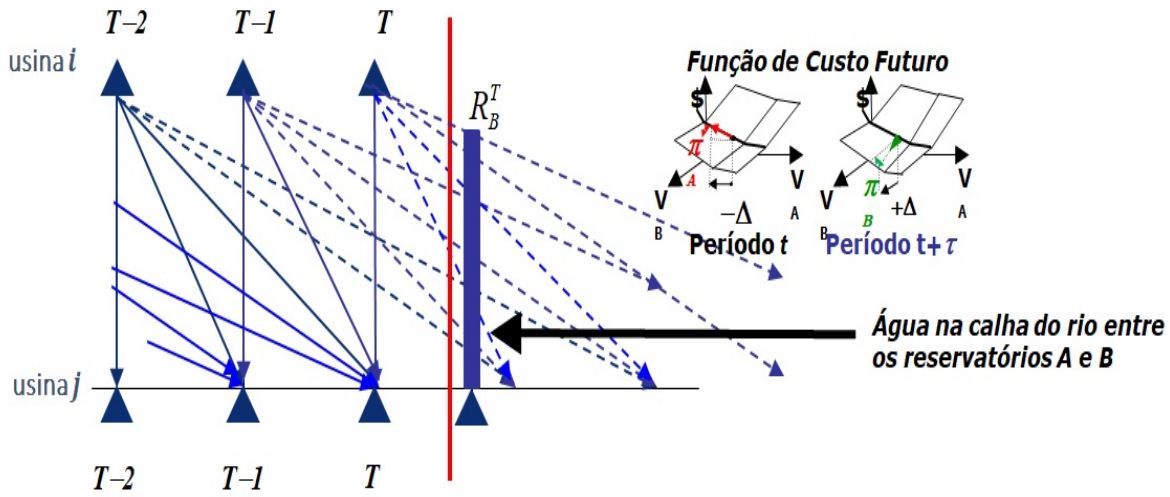
Acoplamento com o final do horizonte de estudo

Próximo ao final do horizonte de estudo, as vazões defluentes da usina de montante i não chegam à usina hidrelétrica de jusante j antes do final do estudo. Isto causaria um problema na avaliação do valor da água, já que o modelo considera o aumento do custo de operação ao se "perder" água na usina de montante, mas não contabilizar o benefício no armazenamento dessa água na usina de jusante, o que irá ocorrer no futuro bem próximo. Este volume de água perdido encontra-se na calha do rio entre as usinas i e j:math:*j*, conforme ilustrado na Figura a seguir, onde o tempo de viagem é de 3 horas e as defluências nas duas últimas horas ainda se encontram na calha do rio ao final do horizonte



Em virtude dessa perda de água, o modelo tenderia a evitar defluências das usinas de montante com tempo de viagem para jusante nos períodos posteriores a $(T + \tau_{ij\,max})$ onde T é o índice do último período. Ressalta-se que, mesmo havendo benefício em turbinar a água em montante, devido à geração de energia, a ausência da parcela referente ao aumento do volume armazenado a jusante na função de custo futuro pode fazer com que o "custo" dessa vazão defluente se torne muito alto.

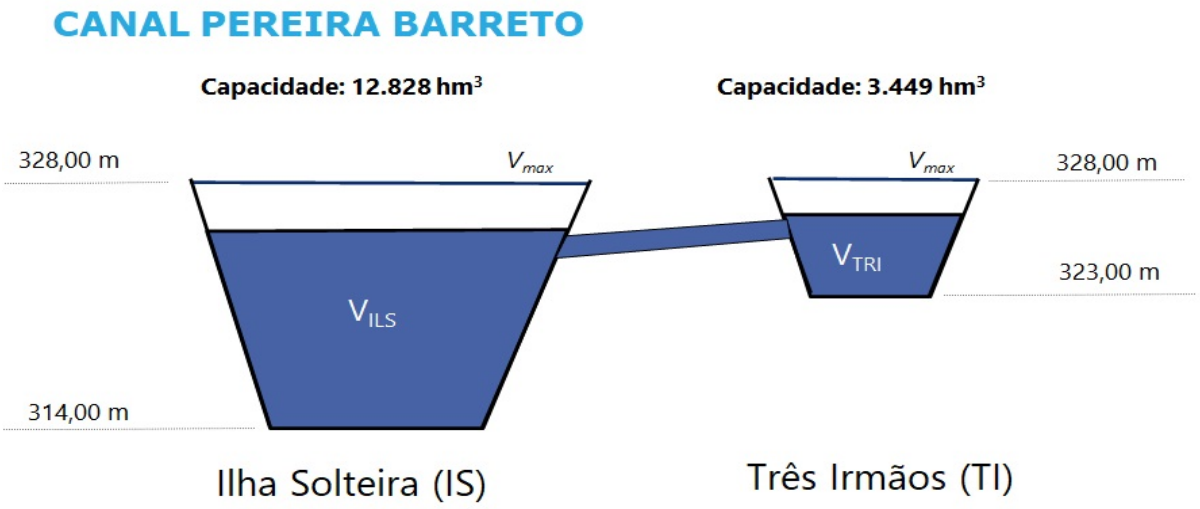
A fim de contornar esse problema, o modelo DESSEM adiciona esse volume de água que está na calha do rio ao volume armazenado da usina j, apenas para fins de acoplamento com a função de custo futuro do DECOMP. Ou seja, em todas as restrições operativas do instante T será considerado o volume real da usina de jusante, porém na composição do custo futuro o coeficiente referente ao armazenamento nesta usina multiplicará também o volume que se encontra na calha do rio. Caso a usina j seja a fio d'água, utiliza-se o multiplicador da vazão afluente a essa usina, que também é impresso nos cortes do DECOMP. A Figura a seguir ilustra esse procedimento.



Referências

15.1.3 Canais entre reservatórios

Também é possível representar a operação em canais que conectam dois reservatórios. Um exemplo importante no sistema brasileiro é o canal Pereira Barreto, que se localiza entre as usinas hidrelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos, ilustrado a seguir;



O fluxo no canal não pode ser decidido pelos modelos, e ocorre no sentido do reservatório com cota mais elevada para o de menor cota. O valor de vazão é obtido por consulta a uma tabela, que fornece valores de vazão no canal em função do desnível entre as cotas dos dois reservatórios e do valor da maior cota entre eles, conforme mostrado na Tabela a seguir, fornecida pelo ONS.

VAZÕES TRANSFERIDAS NO CANAL PEREIRA BARRETO (m^3/s)												
Desnível	Nível do Reservatório que estiver mais alto (m) - (ILS - TRI)											
(cm)	323,00	323,50	324,00	324,50	325,00	325,50	326,00	326,50	327,00	327,50	328,00	328,50
1	52	58	64	70	77	83	90	97	105	112	120	127
2	73	82	90	99	108	118	127	137	148	158	169	180
3	89	99	110	121	132	144	156	168	181	194	207	220
5	115	128	142	156	170	185	201	217	233	250	266	284
10	161	180	199	219	240	261	283	305	328	351	375	400
20	225	251	278	306	335	365	396	427	459	492	526	560
30	272	304	337	371	406	442	480	518	557	597	639	680
40	310	346	384	423	464	505	548	592	637	684	731	779
50	341	382	424	468	513	559	607	656	706	757	810	864
60	369	413	459	506	555	606	658	711	766	822	879	938
70	393	440	489	540	593	647	703	761	819	880	941	1.004
80	414	464	517	571	627	685	744	805	868	932	997	1.064
90	433	486	541	598	657	718	781	845	911	979	1.048	1.119
100	450	505	563	623	685	749	815	882	951	1.023	1.095	1170
125	485	546	610	676	744	814	887	962	1.038	1.117	1.197	1.279
150	512	578	646	718	791	868	946	1.027	1.110	1.195	1.282	1.371
175	532	603	676	751	830	911	995	1.081	1.169	1.260	1.353	1.448
200	548	622	698	778	861	947	1.035	1.126	1.219	1.315	1.413	1.514
225	559	636	716	800	886	976	1.068	1.163	1.261	1.362	1.465	1.570
250	566	646	729	816	906	999	1.095	1.194	1.296	1.401	1.508	1.618
275	570	653	739	828	921	1.017	1.117	1.219	1.325	1.433	1.544	1.658
300	572	656	744	836	932	1.031	1.134	1.239	1.348	1.460	1.575	1.693

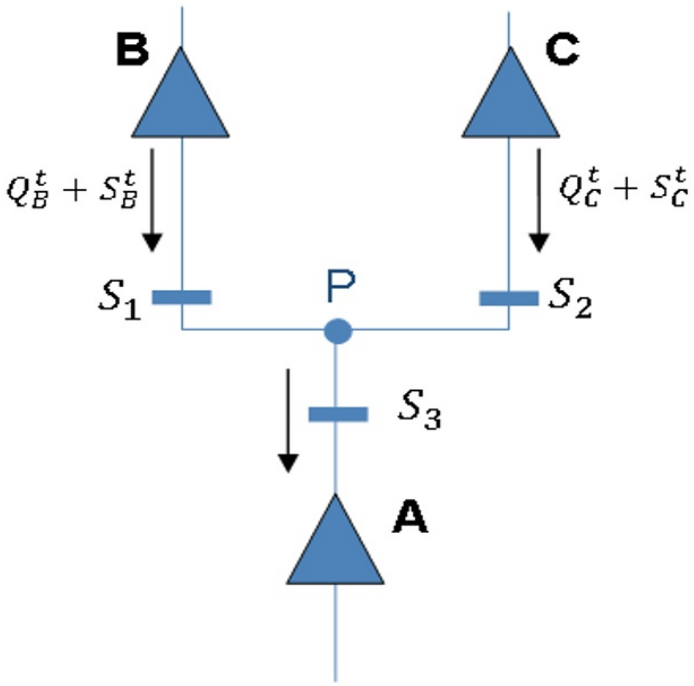
Deve-se manter uma diferença máxima de cota entre os reservatórios de Três Irmãos e Ilha Solteira, para permitir a navegabilidade no canal existente entre os dois reservatórios. Portanto, a tabela apresenta uma região, em vermelho, cuja combinação de níveis nos reservatórios e vazão no canal resulta em velocidades proibitivas no canal, para a navegação.

Para se representar os canais na equação de balanço hídrico define-se, de forma genérica, Ch_i como sendo o conjunto de reservatórios de usinas que se conectam à usina i por meio de um canal, e $Q_{Ch_i}^t$ a vazão no canal da usina i para a usina j (valores negativos indicam vazão no sentido oposto).

Esta funcionalidade está disponível, atualmente, somente no modelo DESSEM.

15.1.4 Seções de rio

Uma seção de rio SR em uma cascata é definida de acordo com sua posição em relação às usinas hidrelétricas. Devido à confluência de rios ao longo das bacias, para que essa localização possa ser feita de forma unívoca, deve-se informar quais são as usinas imediatamente à montante de SR. Ilustram-se a seguir três seções de rio ($S_1, S_2 e S_3$) localizadas em uma região na cascata entre duas usinas de montante *B* e *C* e uma usina de jusante *A*. O ponto de confluência entre os rios onde situam as usinas *B* e *C* é denotado por *P*.



Observa-se que há três trechos de rio na figura: *BP*, *CP* e *PA*. A identificação correta do trecho onde se localiza cada seção é feita conforme mostra a Tabela a seguir.

Seção de rio	Trecho onde se situa a seção	Conjunto de usinas imediatamente à montante
S_1	BP	{B}
S_2	CP	{C}
S_3	PA	{B,C}

O objetivo de modelagem desses componentes é possibilitar a representação de restrições de variação máxima de nível horária e diária em determinadas seções de Rio, que são importantes para modelos com horizontes de mais curto prazo, como o DESSEM.

A modelagem das restrições de variação horária de nível, que está disponível no modelo DESSEM, ainda não está descrita na documentação das LIBS, mas pode ser consultada no Manual de Referência do modelo, disponível na página de Documentação Técnica dos modelos de otimização energética do CEPEL), assim como nos trabalhos[1] e[2].

Referências

[1] Andre Luiz Diniz and Thiago Mota Souza. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5):2427–2435, 2014. doi:10.1109/TPWRS.2014.2300755.

[2] A. L Diniz and T. N. Santos. Consideração das restrições de controle de nível na estação fluviométrica da régua 11 na programação da operação do sistema elétrico brasileiro. In *XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*. São Paulo, 2007.

15.1.5 Afluências naturais às usinas hidrelétricas

As afluências naturais às usinas hidrelétricas correspondem à chegada de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas proveniente da água das chuvas, e que não depende da operação de eventuais usinas hidrelétricas que estejam a montante na cascata. Fisicamente, estas afuências naturais correspondem às águas que chegam ao reservatório **a montante da barragem**, provenientes de:

- chuvas que incidem diretamente sobre o lago da usina;
- vazões em todos os rios afluentes às usinas, sejam ele representados ou não na *Topologia Hidráulica* considerada nos modelos;
- vazões que percolam no solo e que, futuramente, irão atingir o reservatório de forma subterrânea, pelos aquíferos.

Em relação ao manuseio dos dados de entrada pelas instituições e tratamento pelos modelos do CEPEL, distinguem-se dois tipos de vazões naturais afluentes: a *Vazão natural total* e a *Vazão natural incremental*.

Vazão natural total

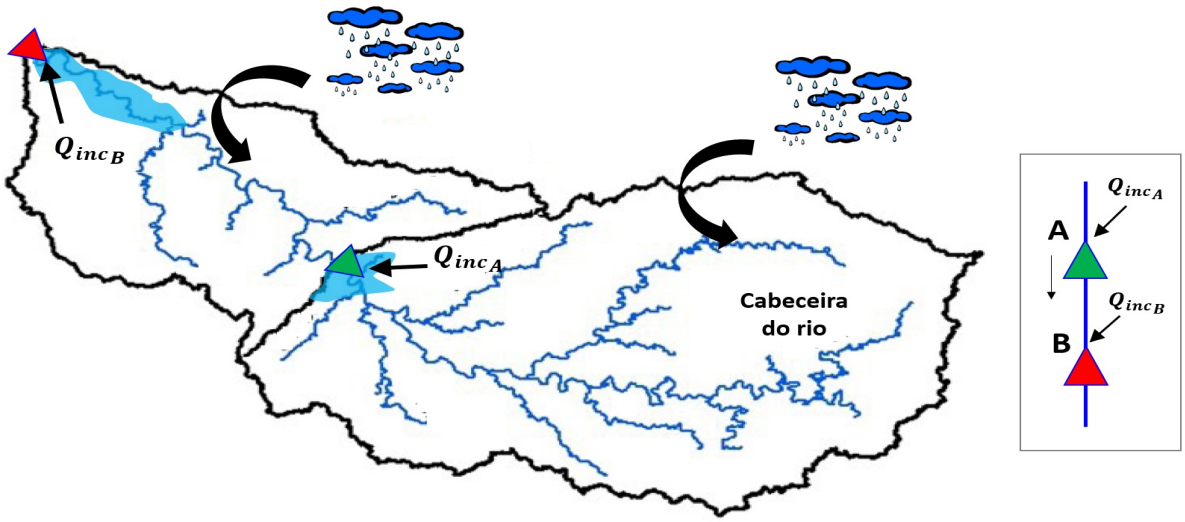
Corresponde à afluência que chegaria à usina, na seção onde se situa sua barragem, caso não houvesse reservatórios a montante nos rios. Ou seja, a vazão natural total $Qnat_i^t$ corresponde a toda afluência natural que chega à usina i, no período t, proveniente da área de contribuição referente a essa seção de rio, na bacia hidrográfica em que se situa.

Este conceito é importante principalmente no tratamento das *Séries Históricas de Vazões* naturais afluente às usinas hidrelétricas, visto que o horizonte temporal compreendido por essas séries (que existem desde 1932) extrapola a janela de tempo de operação dos reservatórios. Assim, o conceito de vazão total é essencial para o tratamento adequado das séries históricas na realização da modelagem da incerteza hidrológica.

Vazão natural incremental

A vazão natural incremental $Qinc_i^t$ é a que efetivamente chega de forma natural à usina hidrelétrica i, considerando a topologia dos reservatórios no período t. Assim, esta vazão é proveniente da área de contribuição da bacia hidrográfica a que pertence a usina i, porém **somente até o próximo reservatório de montante**.

A figura a seguir ilustra esse conceito, para o exemplo em que existem dois reservatórios A e B em cascata.



Desprezando-se eventuais efeitos de tempo de viagem, a relação entre as vazões incrementais e totais das usinas da figura é dada por:

$Qinc_A^t = Qnat_A^t$

$Qinc_B^t = Qnat_A^t - Qnat_B^t$

Ressalta-se que, quando há confluências entre rios nas usinas, que é uma situação bastante comum, o cálculo da vazão incremental deve levar em consideração as vazões naturais totais em todas as usinas pertence ao conjunto M_i de usinas imediatamente à montante da usina i, como mostrado a seguir.

$$Qinc_i^t = \sum_{j \in M_i} Qnat_j^t - Qnat_i^t$$

As afluências naturais às usinas hidrelétricas são consideradas nas restrições de *Balanço Hídrico nos Reservatórios*. Nos modelos NEWAVE e DECOMP consideram-se diversos cenários de vazão afluente para cada período, de acordo com as metodologias descritas na seção de modelagem da incerteza hidrológica e *Motivação*.

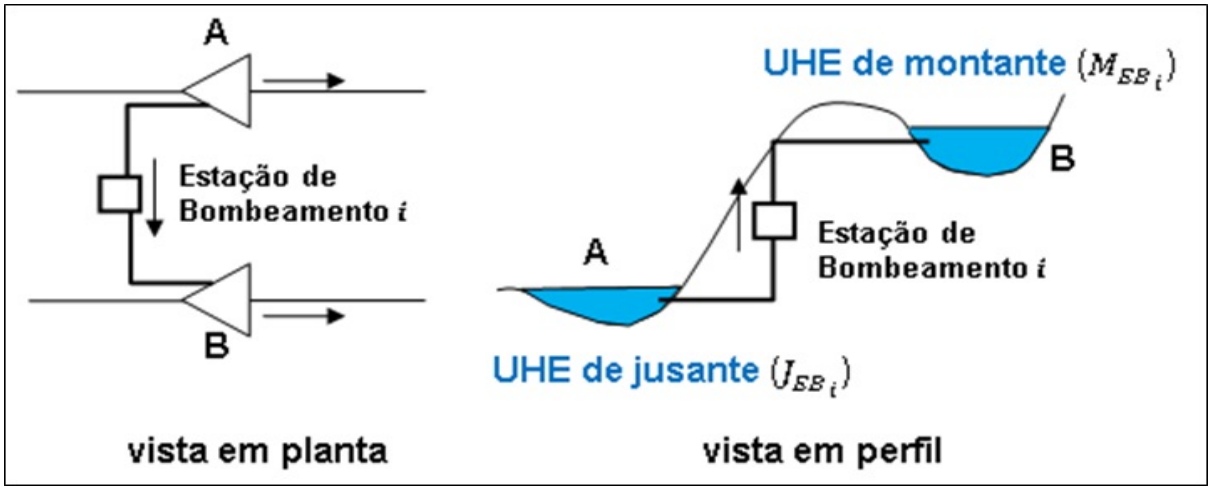
15.2 Tipos de Usinas

15.2.1 Usinas Elevatórias / Reversíveis

Uma usina elevatória, também chamada de usina de **usina de bombeamento**, é capaz de bombear água de um reservatório a uma cota inferior (reservatório de jusante) para outro (reservatório de montante). Dois tipos de estações de bombeamento podem ser considerados nos modelos:

Usinas elevatórias entre rios diferentes

Neste caso, a estação de bombeamento lança água para um reservatório localizado em um rio adjacente, em uma cota superior (reservatório de montante), conforme ilustrado a seguir.



Tal operação é vantajosa quando se obtém um ganho de produtividade, ao se desviar a água de um curso de rio para o outro. Para cada estação elevatória i, os seguintes dados devem ser informados para os modelos:

- vazão mínima ($\underline{Q_{b_i}}$) e máxima ($\overline{Q_{b_i}}$) que pode ser bombeada;
- consumo específico $cons_{EBi}$ da estação de bombeamento, fornecida em $(MW/(m^3/s))$, que é um valor constante que relaciona a potência consumida Eb_i^t pela estação de bombeamento i em cada período t, em função de sua vazão bombeada $Q_{b_i}^t$.

Portanto, estes parâmetros estabelecem as seguintes restrições e relações para o subproblema de coordenação hidrotérmica, para cada usina elevatóri i, período de tempo t e cenário s (quando aplicável):

- $\underline{Q_{b_i}} \leq Q_{b_i}^{t,s} \leq \overline{Q_{b_i}}$;
- $Eb_i^{t,s} = cons_{EB_i} Q_{b_i}^{t,s}$;

As estações de bombeamento impactam as restrições de balanço hídrico de suas usinas de montante e jusante. Nessas restrições, o volume bombeado em uma determinada estação de bombeamento no período t é acrescido ao volume afluente no mesmo período para a usina de montante, e deduzido do volume final para a usina de jusante, como mostram as equações

$$V_A^{t,s} = V_A^{t-1,s} + \varsigma^t(I_A^{t,s} - Q_A^{t,s} - S_A^{t,s} - Q_{b_i}^{t,s})$$
$$V_B^{t,s} = V_B^{t-1,s} + \varsigma^t(I_B^{t,s} - Q_B^{t,s} - S_B^{t,s} + Q_{b_i}^{t,s}),$$

onde ς^t é um fator de conversão de unidades de vazão para volume, que depende da duração do período t considerado.

Para fins de representação da equação de balanço hídrico, define-se M_{ebi} e J_{ebi} como sendo o conjunto de estações elevatórias que possuem a usina i como montante e jusante, respectivamente.

Além do aspecto hidráulico, a operação da estação de bombeamento também impacta a equação de atendimento à demanda do submercado ao qual a usina pertence, que é descrita na seção *Balanço de carga por submercado*.

Usinas hidrelétricas reversíveis

Usinas hidrelétricas reversíveis correspondem a arranjos onde uma mesma usina pode gerar energia ou bombear água de seu reservatório de jusante para o de montante. A representação de usinas reversíveis é possível, bastando para tal:

- definir uma usina hidrelétrica "A" como sendo puramente de reservatório (sem geração), que corresponderá ao armazenamento de jusante da usina reversível. O armazenamento máximo deste reservatório deverá ser a capacidade máxima de armazenamento a jusante da usina reversível;
- definir uma usina hidrelétrica "B" com geração, que corresponderá ao armazenamento de montante da usina reversível. O armazenamento máximo deste reservatório deverá ser a capacidade máxima de armazenamento a montante da usina reversível;
- definir uma usina elevatória cuja usina de jusante será a usina hidrelétrica "A" e cuja usina de montante será a usina hidrelétrica "B".

Observe que, com as definições acima, representa-se uma usina reversível que bombeia água de A para B, e cuja geração em B resulta em afluência para a usina A, conforme ilustra o desenho em perfil *na figura anterior* .

15.3 Componentes das Usinas



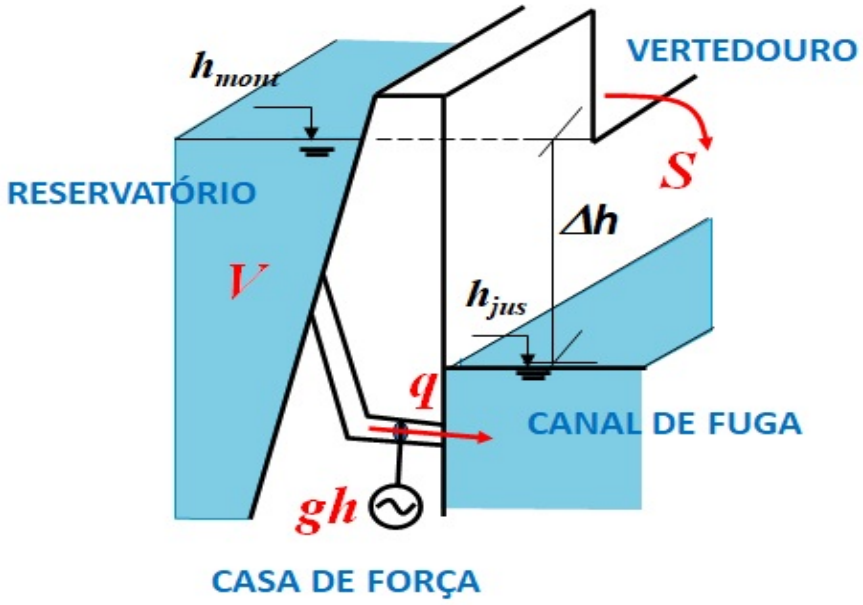
Fonte: https://static.mundoeducacao.uol.com.br/mundoeducacao/2021/09/2-usina-hidreletrica.jpg

15.3.1 Usinas Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas geram energia a partir das quedas de água ao longo do curso dos rios, convertendo energia potencial em energia mecânica nas turbinas e, na sequência, em energia elétrica no gerador. A instalação de uma usina hidrelétrica possui os seguintes componentes:

- uma **barragem**, que divide a instalação em duas regiões: uma a montante e outra a jusante da barragem, conforme se situa antes ou depois da mesma, respectivamente, no sentido do curso de água nos rios;
- um *Reservatório* de acumulação de água, que se encontra à montante da barragem;
- uma *Casa de Força* , que se encontra junto à barragem, por onde passa a vazão turbinada para geração de energia;
- um *Vertedouro* , também situado junto à barragem, por onde passa a vazão vertida, que corresponde à defluência de água não aproveitada para geração de energia;
- um *Canal de fuga*, que corresponde à continuação do curso do rio, após a barragem.

Ilustra-se a seguir um esquema de uma usina hidrelétrica, indicando as principais variáveis associadas a sua operação.



Dados de Entrada: Formato Libs

Funcionalidade: HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

Decomp Opcional | Decomp Opcional

HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

Essa funcionalidade permite ao usuário inserir, para cada usina, uma grade de valores de produtibilidade específica associados a valores de turbinamento e altura de queda da usina. Esses valores irão substituir o valor de produtibilidade específica localizado no arquivo de cadastro de usinas e é aplicado unicamente na modelagem da operação da usina, ou seja, no cálculo da função de produção da usina (FPHA). A grade de pontos de produtibilidade específica é considerada no modelo através de uma interpolação bi-linear dos valores de turbinamento e queda liquida nos quais a usina está operando.

- Os valores de queda e turbinamento deve estar dispostos em forma de uma grade retangular, onde para cada ponto desta grade deve haver um valor de produtibilidade específica definido.
- Para a discretização da grade são aceitos até 300 valores de turbinamento ou queda, no entanto a quantidade máxima de valores de produtibilidade específica é 2000.

Table15.1: Card HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Altura líquida da usina hidrelétrica	Sim	Não	Altura líquida da usina hidrelétrica
Turbinamento	Sim	Não	Turbinamento
Produtibilidade específica	Sim	Não	Produtibilidade específica da usina hidrelétrica

Table15.2: Campos para o card HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Altura líquida da usina hidrelétrica	real	m			
Turbinamento	real	m^3/s	0.0		0.0
Produtibilidade específica	real	MW/((m^3/s)/m)	0.0		1.0

Listing 15.1: Exemplo card HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& HLiq : Altura líquida da usina hidrelétrica
& Turb : Turbinamento
& ProdEsp : Produtibilidade específica da usina hidrelétrica
&*****************************************;*******;*********;*******;********
&                                         ;CodUsih;Hliq      Turb    ;ProdEsp
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&-                                                  ;        ;m          m^3/s
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFF;FFFFFFFF
 HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE;       1;       500;     1.0;      1.0
```

Funcionalidade: HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

Decomp Opcional Decomp Opcional

HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

Essa funcionalidade permite ao usuário inserir, para cada usina, um vetor de valores de perdas hidráulicas associados a valores de turbinamento da usina. Esses valores irão substituir o valor da perda hidráulica localizado no arquivo de cadastro de usinas e é aplicado unicamente na modelagem da operação da usina, ou seja, no cálculo da função de produção da usina (FPHA).

Os valores de perdas variáveis com o turbinamento são considerados no modelo através de uma interpolação linear considerado o turbinamento operativo da usina.

- Cada valor de perda está associado a um valor de turbinamento.
- É obrigatório informar um valor para turbinamento 0.
- É possível informar até 150 valores de perdas para cada usina.

Table15.3: Card HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Turbinamento	Sim	Não	Turbinamento
Perda hidráulica absoluta	Sim	Não	Perda hidráulica em valores absolutos

Table15.4: Campos para o card HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Turbinamento	real	m^3/s	0.0		0.0
Perda hidráulica absoluta	real	m	0.0		0.0

Listing 15.2: Exemplo card HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& Turb : Turbinamento
& PerdHidrm : Perda hidráulica em valores absolutos
&*********************************;*******;***************;***************
&                                 ;CodUsih;Turb            ;PerdHidrm
&-                                ;       ;m^3/s           ;m
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE;      1;            1.0;            1.0
```

15.3.2 Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas

Além das informações sobre a topologia das usinas – montantes, jusantes, desvios e estações de bombeamento – são necessários dados cadastrais das usinas hidrelétricas. A seguir relacionam-se os dados de cada usina que são utilizados na modelagem de cada usina hidrelétrica i.

Topologia dos reservatórios

- usina de jusante (J_i) na configuração
- usina de desvio (Dv_i) na configuração (se houver)

Dados do reservatório

- volumes mínimo ($\underline{V_i}$) e máximo ($\overline{V_i}$);
- coeficientes $\{a_{cvi}, i = 0, ..., 4\}$ do polinômio cota X volume do reservatório;
- coeficientes $\{a_{aci}, i = 0, ..., 4\}$ do polinômio área X cota do reservatório;
- coeficientes do polinômio $\{a_{cf_i}, i = 0, ..., 4\}$ cota X vazão, que define a cota do canal de fuga em função da vazão defluente;
- *flag* que indica se o vertimento da usina impacta a cota do canal de fuga, para fins de aplicação do polinômio cota X vazão;
- coeficientes médios $\{c_{evi,j}, i = 0, ..., 4\}$ de evaporação (mm/mês) para cada mês j;
- volume associado à soleira do vertedouro da usina hidrelétrica ($Vsol_{vti}$);
- volume associado à soleira de desvio (quando aplicável) da usina hidrelétrica ($Vsol_{dvi}$);

Dados da casa de força

Cada usina hidrelétrica pode possuir uma série de unidades geradoras (ou máquinas), distribuídas em um ou mais conjuntos de máquinas. Considera-se que as características físicas das unidades pertencentes ao mesmo conjunto são idênticas.

- número de conjuntos de máquinas (ncj_i) da usina;
- quantidade de máquinas ($nmq_{i,j}$) em cada conjunto;
- potência máxima ($\overline{gh_{i,j}}$) e turbinamento máximo nominal ($\overline{q_{i,j}}$) de cada unidade j da usina, definida de acordo com o conjunto de máquinas ao qual pertence;
- produtibilidade específica (ρ_{esp_i}), que define a geração média por unidade de vazão e unidade de altura de queda ($MW/(m^3/s)$);
- perdas na tomada de água e adução até as turbinas, que podem ser dadas por um valor h_{perdH_i} constante, em metros, ou por um fator k_{perdH_i}, em p.u. da altura de queda bruta

As últimas três características acima podem ser representadas de maneira ainda mais sofisticadas em relação à consideração dos fatores médios mencionados acima, a partir das seguintes funcionalidades, já utilizadas nos modelos:

- modelagem do turbinamento máximo variável com a altura de queda;
- modelagem da produtibilidade específica da usina como um todo, variável com a altura de queda e a vazão;
- perdas nos condutos, variáveis com a vazão turbinada.

Alteração dos dados cadastrais

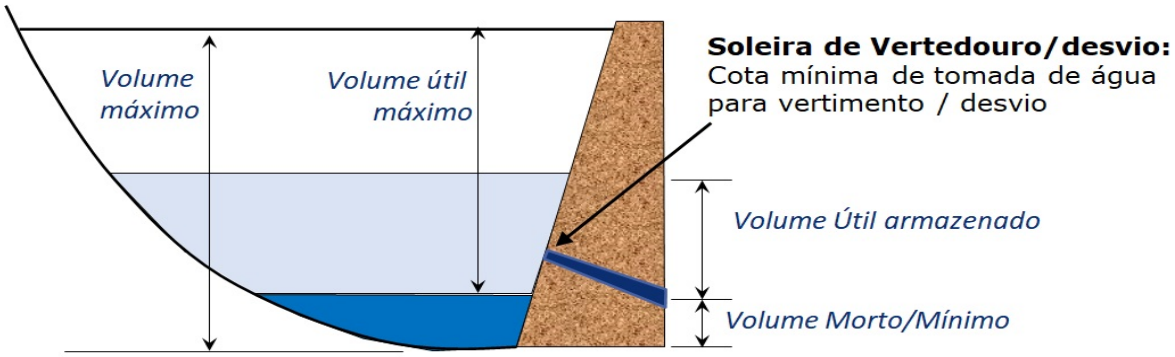
Em cada modelo, é possível informar registros específicos nos dados de entrada para alterar os dados de cadastro das usinas hidrelétricas, seja para emular situações alternativas para a operação das usinas ou para considerar uma *Configuração Dinâmica* para as usinas hidrelétricas, ao longo do horizonte de estudo. Estas alterações podem ser variáveis por usina e/ou por período operativo.

15.3.3 Reservatórios

As seguintes variáveis estão associadas ao armazenamento de um reservatório i:

- **Volume máximo** $(\overline{V_i})$: é o máximo de volume armazenável no reservatório, incluindo o volume morto;
- **Volume mínimo (morto)** $(\underline{V_i})$: corresponde ao volume mínimo do reservatório, também conhecido como volume morto;
- **Volume útil (armazenado)** (V_i^t): é o volume armazenado acima do volume morto, em determinado instante de tempo t Uma vez concluído o enchimento de seu volume morto e o reservatório começar a operar, o mesmo deverá estar sempre com armazenamento superior ao volume mínimo. Portanto, nos modelos de planejamento e operação, é conveniente definir o volume útil da usina como a diferença entre o volume armazenado e o volume mínimo operativo, e muitas vezes é medido em termos percentuais;
- **Volume útil máximo**: é o máximo de volume que pode ser regularizado pelo reservatório, que corresponde à diferença $(\overline{V_i} - \underline{V_i})$

A figura a seguir ilustra esses componentes:



Apesar de sempre operar acima do volume morto, o valor de volume total de um reservatório é utilizado em alguns cálculos importantes, como por exemplo para obter a cota de montante do reservatório, já que no polinômio volume x cota dos reservatórios, utilizado na aproximação linear para a evaporação e no cálculo da altura de queda para a função de produção o dado de entrada das funções é o volume total armazenado, e não o volume útil armazenado.

Capacidade de regularização

As usinas hidrelétricas são classificadas no cadastro de usinas hidrelétricas de acordo com o tipo de regularização, que está associado à forma como a água nos reservatórios é operada:

- **usina de regularização**, se o armazenamento da usina ao final de cada período pode oscilar entre seus volumes mínimo e máximo definidos em cadastro. Estas usinas são definidas com um triângulo no esquema de usinas hidrelétricas;
- **usina a fio d'água**, se o armazenamento da usina é sempre constante (ou seja, o volume útil é nulo). Estas usinas são representadas por um círculo no esquema de usinas hidrelétricas.

Ressalta-se que a modelagem de uma usina hidrelétrica como de regularização ou fio d'água depende do intervalo de discretização considerado em cada modelo. Há um flag nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas* que informa se a capacidade de regularização do reservatório da usina é **mensal ("M")**, **semanal ("S")** ou **diária ("D")**, e os modelos utilizam essa informação para definir a modelagem a ser considerada em cada usina.

Cota de montante

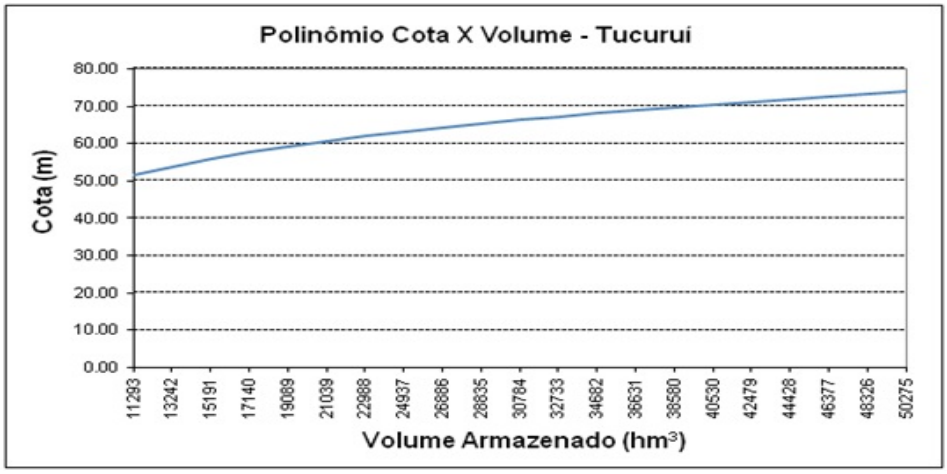
A relação entre a cota do reservatório da usina h_{mon} e o seu volume armazenado V depende da topologia do terreno onde se situam os reservatórios. Atualmente, considera-se que essa relação é dada por uma função polinomial, que consta dos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*

Polinômio cota-volume

O **polinômio cota-volume** da usina (ou polinômio de montante), que corresponde a um polinômio de grau 4, como mostrado a seguir:

$$h_{mon}(V) = a_{cv_0} + a_{cv_1}V + a_{cv_2}V^2 + a_{cv_3}V^3 + a_{cv_4}V^4$$

onde a_{cv_i} corresponde ao termo de ordem i no polinômio cota-volume. Cada usina hidrelétrica possui o seu próprio polinômio, que consta dos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*. A Figura a seguir exemplifica esse polinômio, para a usina de Tucuruí.



É importante ressaltar que o argumento do polinômio é o volume **total** da usina. Portanto, se o valor conhecido for o volume útil V_{util} da usina (em hm^3 ou %), deve-se fazer a conversão apropriada para o volume total V_{total} antes de se utilizar o polinômio:

$V_{total_i}(hm^3) = \underline{V_i} + V_{util_i}$, se V_{util} estiver em *{hm}^3*, ou

$V_{total_i}(hm^3) = \underline{V_i} + \frac{V_{util_i}(\%)}{100}(\overline{V_i} - \underline{V_i})$

Polinômio Cota-Área

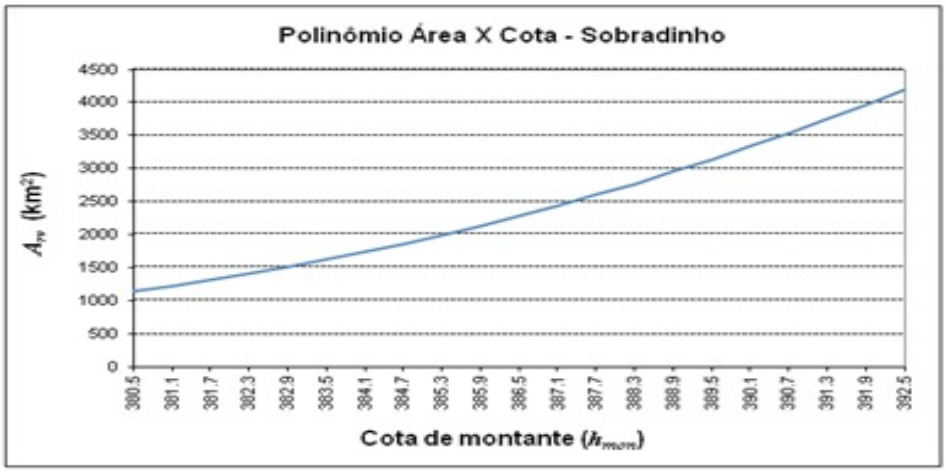
A área do espelho d'água é uma informação importante para o cálculo da vazão evaporada nos reservatórios. Essa área é sempre crescente com a cota do reservatório e, para cada valor de cota de montante h_mon, haverá somente uma área para o espelho d'água, que será denotada por A_rv.

A função que fornece o valor de A_rv em função de h_mon é o chamado **polinômio "área-cota"**, também de quarto grau, como mostrado a seguir:

$$A_{rv}(V) = a_{ac_0} + a_{ac_1} h_m on(V) + a_{ac_2} h_m on(V)^2 + a_{ac_3} h_m on(V)^3 + a_{ac_4} h_m on(V)^4$$

onde as unidades dos coeficientes são determinadas de forma que h_mon(V) seja fornecido em m, obtendo-se o valor de A_rv em $km2$.

Os dados desses polinômios também constam dos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*.,e um exemplo dessa função para a usina de Sobradinho é mostrada a seguir.



Dados de Entrada: Formato Libs

Funcionalidade: HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO

Decomp Opcional

Card: HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA

Influência do vertimento da usina no cálculo de sua altura de jusante

Table15.5: Card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Coeficiente de influência do turbinamento	Não	Não	Coeficiente multiplicativo da influência do turbinamento na altura de jusante
Coeficiente de influência do vertimento	Não	Não	Coeficiente multiplicativo da influência do vertimento na altura de jusante

Table15.6: Campos para o card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Coeficiente de influência do turbinamento	real		0.0		1.0
Coeficiente de influência do vertimento	real		0.0		1.0

Listing 15.3: Exemplo card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CoefTur : Coeficiente multiplicativo da influência do turbinamento na altura de␣
↪jusante
& CoefVert : Coeficiente multiplicativo da influência do vertimento na altura de␣
↪jusante
&*********************************************;*******;***************;
↪***************;
&                                            ;CodUsih;CoefTur        ;CoefTur     ␣
↪    ;
&-                                           ;       ;               ;            ␣
↪    ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFFFFFFFFF;
 HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA;       1;             1.0;          ␣
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
↪1.0;
```

HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA

Influêcia da defluência de outra usina hidrelétrica no cálculo da altura de jusante

Table15.7: Card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Código usina influenciadora	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica cuja defluência influencia na altura de jusante
Coeficiente de influência usina	Não	Não	Coeficiente multiplicativo da influência da defluência de outra usina na altura de jusante

Table15.8: Campos para o card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Código usina influenciadora	inteiro		1		1
Coeficiente de influência usina	real		0.0		1.0

Listing 15.4: Exemplo card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodUsihInfluenciadora : Código da usina hidrelétrica cuja defluência influencia na␣
↪altura de jusante
& CoefUsiH : Coeficiente multiplicativo da influência da defluência de outra usina na␣
↪altura de jusante
&*****************************************;*******;********************;
↪***************;
&                                         ;CodUsih;CodPostoInfluenciador;CoefUsiH  ␣
↪    ;
&-                                        ;       ;                      ;         ␣
↪    ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIIIIIII;
↪FFFFFFFFFFFFFF;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA;       1;                    1;
↪ 1.0;
```

HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO

Influência da afluência incremental de um posto de vazão no cálculo da altura de jusante

Table15.9: Card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Código posto influenciador	Sim	Não	Código do posto cuja afluência incremental influencia na altura de jusante
Coeficiente de influência posto	Não	Não	Coeficiente multiplicativo da influência da afluência incremental de um posto na altura de jusante

Table15.10: Campos para o card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Código posto influenciador	inteiro		1		1
Coeficiente de influência posto	real		0.0		1.0

Listing 15.5: Exemplo card HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodPostoInfluenciador : Código do posto cuja afluência incremental influencia na
↪altura de jusante
& CoefPosto : Coeficiente multiplicativo da influência da afluência incremental de um
↪posto na altura de jusante
&****************************************;*******;********************;
↪***************;
&                                       ;CodUsih;CodPostoInfluenciador;CoefPosto
↪     ;
&-                                      ;       ;                      ;
↪     ;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIIIIIIII;
↪FFFFFFFFFFFFFF;
 HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO;       1;                    1;          ␣
↪ 1.0;
```

Funcionalidade: HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE

Decomp Opcional Decomp Opcional

Essa funcionalidade permite ao usuário definir, para cada usina, até 5 curvas de jusante. Cada curva por sua vez é composta de até 5 polinômios de grau 4, cada qual com sua faixa de validade, ou seja, um polinômio por partes de até 5 partes. Dessa forma o modelo é capaz de selecionar o polinômio a ser utilizado conforme a operação da usina, realizando uma interpolação linear entre duas curvas de jusante caso a altura de montante da usina de jusante na operação seja intermediária. Essa modelagem é aplicada unicamente a operação da usina, ou seja, na modelagem da função de produção (FPHA).

Além disso, essa funcionalidade permite configurar a consideração do afogamento nos polinômios declarados.

- **Para informar as curvas de jusante ao modelo são necessários 3 tipos de dados:**
  - "HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE" para definir as curvas de jusante de uma usina e sua altura de referência.
  - "HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES" para definir que a curva de jusante da usina é representada por um polinômio por partes e informa ao modelo quantas partes ela possui.
  - "HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO" para definir os polinômios por partes, onde cada linha informa uma parte de um polinômio com sua faixa de validade e coeficientes.
- **A configuração da considerção do afogamento pode ser feita de duas formas diferentes:**
  - "HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO" configura a consideração do afogamento para todas as usinas do estudo simultâneamente.
  - "HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA" configura a consideração do afogamento para cada usina individualmente.

HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE

Define as curvas de jusante de uma usina e sua altura de referência

Table15.11: Card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Codigo da curva de jusante	Sim	Não	Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
Altura de referência	Sim	Não	Altura de montante do reservatório de jusante de referência para a curva de jusante

Table15.12: Campos para o card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Codigo da curva de jusante	inteiro		1		1
Altura de referência	real	m	0.0		0.0

Listing 15.6: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& HrefJus : Altura de montante do reservatório de jusante de referência para a curva␣
↪de jusante
&************************;*******;***********;***************
&                        ;CodUsih;CodCurvaJus;HrefJus
&-                       ;       ;           ;m
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      1;          1;            1.0
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          1;            760
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          2;            761
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          3;            762
```

HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES

Define que a curva de jusante da usina é representada por um polinômio por partes e informa ao modelo quantas partes ela possui.

Table15.13: Card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Codigo da curva de jusante	Sim	Não	Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
# segmentos do polinômio de jusante	Sim	Não	Número de segmentos do polinômio por partes para a curva de jusante

Table15.14: Campos para o card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Codigo da curva de jusante	inteiro		1		1
# segmentos do polinômio de jusante	inteiro		1		1

Listing 15.7: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& NSegPolJus : Número de segmentos do polinômio por partes para a curva de jusante
&*****************************************;*******;***********;***********
&                                         ;CodUsih;CodCurvaJus;NSegPolJus
&-                                        ;       ;           ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII;IIIIIIIIII
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      1;          1;          1
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      4;          1;          2
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      4;          2;          3
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      4;          3;          2
```

HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO

Definir os polinômios por partes, onde cada linha informa uma parte de um polinômio com sua faixa de validade e coeficientes.

Table15.15: Card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Codigo da curva de jusante	Sim	Não	Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
Índice do segmento do polinômio de jusante	Sim	Não	Índice do segmento do polinômio por partes de jusante
Cota inferior do reservatório para polinômio de jusante	Sim	Não	Cota inferior do reservatório de jusante, para validade do polinômio de jusante
Cota superior do reservatório para polinômio de jusante	Sim	Não	Cota superior do reservatório de jusante, para validade do polinômio de jusante
Coeficiente de grau 0	Sim	Não	Coeficiente de grau 0 do polinômio de jusante
Coeficiente de grau 1	Sim	Não	Coeficiente de grau 1 do polinômio de jusante
Coeficiente de grau 2	Sim	Não	Coeficiente de grau 2 do polinômio de jusante
Coeficiente de grau 3	Sim	Não	Coeficiente de grau 3 do polinômio de jusante
Coeficiente de grau 4	Sim	Não	Coeficiente de grau 4 do polinômio de jusante

Table15.16: Campos para o card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		1
Codigo da curva de jusante	inteiro		1		1
Índice do segmento do polinômio de jusante	inteiro		1		1
Cota inferior do reservatório para polinômio de jusante	real	m	0.0		0.0
Cota superior do reservatório para polinômio de jusante	real	m	0.0		999999.0
Coeficiente de grau 0	real	m/(m^3/s)^0			0.0
Coeficiente de grau 1	real	m/(m^3/s)^1			0.0
Coeficiente de grau 2	real	m/(m^3/s)^2			0.0
Coeficiente de grau 3	real	m/(m^3/s)^3			0.0
Coeficiente de grau 4	real	m/(m^3/s)^4			0.0

Listing 15.8: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& ISegPolJus : Índice do segmento do polinômio por partes de jusante
& HinfPolJus : Cota inferior do reservatório de jusante, para validade do polinômio␣
↪de jusante
& HsupPolJus : Cota superior do reservatório de jusante, para validade do polinômio␣
↪de jusante
& CoefJus0 : Coeficiente de grau 0 do polinômio de jusante
& CoefJus1 : Coeficiente de grau 1 do polinômio de jusante
& CoefJus2 : Coeficiente de grau 2 do polinômio de jusante
& CoefJus3 : Coeficiente de grau 3 do polinômio de jusante
& CoefJus4 : Coeficiente de grau 4 do polinômio de jusante
&************************************************;*******;**********;
↪************;**************;**************;**************;**************;
↪**************;**************;**************
&                                                ;CodUsih;CodCurvaJus;ISegPolJus␣
↪  ;HinfPolJus     ;HsupPolJus     ;CoefJus0       ;CoefJus1       ;CoefJus2       ;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
↪CoefJus3       ;CoefJus4
&-                                                          ;       ;           ;
↪  ;m               ;m              ;m/(m^3/s)^0    ;m/(m^3/s)^1    ;m/(m^3/s)^2    ;
↪m/(m^3/s)^3    ;m/(m^3/s)^4
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII;
↪IIIIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      1;          1;
↪ 1;            1.0;            1.0;            1.0;            1.0;            1.0;
↪           1.0;            1.0

 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          1;
↪ 1;            0.0;          200.5;        0.5E+03;        0.2E-02;            -.1;
↪      0.00E+01;          0.00
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          1;
↪ 2;       1500.000;         1000.5;        0.7E+03;        0.8E-02;        -.2E-05;
↪      0.00E+01;       -6.1E-10

 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          2;
↪ 1;            0.0;          220.5;        0.4E+03;        0.25E-02;           -.1;
↪      0.00E+01;          0.00
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          2;
↪ 2;          700.0;          940.0;        0.3E+02;        0.5E-03;        -.3E-06;
↪      0.00E+01;       0.00E+01
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          2;
↪ 3;       1500.000;         1000.5;        0.7E+03;        0.8E-02;        -.2E-05;
↪      0.00E+01;       -6.1E-10

 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          3;
↪ 1;            0.0;          250.5;        0.6E+03;        0.27E-02;           -.1;
↪      0.00E+01;          0.00
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;          3;
↪ 2;       1600.000;         1000.5;        0.7E+03;        0.8E-02;        -.2E-05;
↪      0.00E+01;       0.00E+01
```

HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO

Configura a consideração do afogamento para todas as usinas do estudo simultâneamente.

Table15.17: Card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Considera Afogamento	Não	Não	Considera afogamento de uma usina hidreletrica

Table15.18: Campos para o card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Considera Afogamento	inteiro				

Table15.19: Valores possíveis para os campos do card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO

Campos	Valor	Descrição
Considera Afogamento	sim	Considera afogamento das usinas hidrelétricas
	não	Não considera afogamento das usinas hidrelétricas

Listing 15.9: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& ConsAfog : Considera afogamento de uma usina hidreletrica
&************************************************;**********
&                                                 ;ConsAfog
&-                                                ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIII
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO;sim
```

HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA

Configura a consideração do afogamento para cada usina individualmente.

Table15.20: Card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da usina hidrelétrica	Sim	Não	Código da usina hidrelétrica
Considera Afogamento	Não	Não	Considera afogamento de uma usina hidreletrica

Table15.21: Campos para o card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1		
Considera Afogamento	inteiro				

Table15.22: Valores possíveis para os campos do card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA

Campos	Valor	Descrição
Considera Afogamento	sim	Considera afogamento das usinas hidrelétricas
	não	Não considera afogamento das usinas hidrelétricas

Listing 15.10: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& ConsAfog : Considera afogamento de uma usina hidreletrica
&************************************************;*******;**********
&                                                ;CodUsih;ConsAfog
&-                                               ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA;      1;sim
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA;      4;não
```

15.3.4 Canal de fuga

O canal de jusante do reservatório, também conhecido como **canal de fuga**, corresponde à continuação do rio, imediatamente à jusante da usina, sendo sua vazão diretamente relacionada com a vazão turbinada e, dependendo da configuração do reservatório, também pela vazão vertida.

Vazão de jusante

A vazão de jusante (Q_{jus}) de uma UHE corresponde à vazão imediatamente à jusante da barragem, e que afeta a cota do canal de fuga. Esta vazão pode ser composta por algumas parcelas, referentes a *Variáveis operativas de uma UHE*. Esta vazão é um dos parâmetros para o cálculo da *Cota de jusante* da usina hidrelétrica.

A operação na região próxima onde se localiza a usina afeta no seu canal de fuga, através das seguintes variáveis:

- **turbinamento** (Q);
- **vertimento** (S), quando este influencia na cota do canal de fuga, conforme "flag" informado nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*;
- vazões incrementais e defluências de outros postos ou usinas hidrelétricas, descritas a seguir.

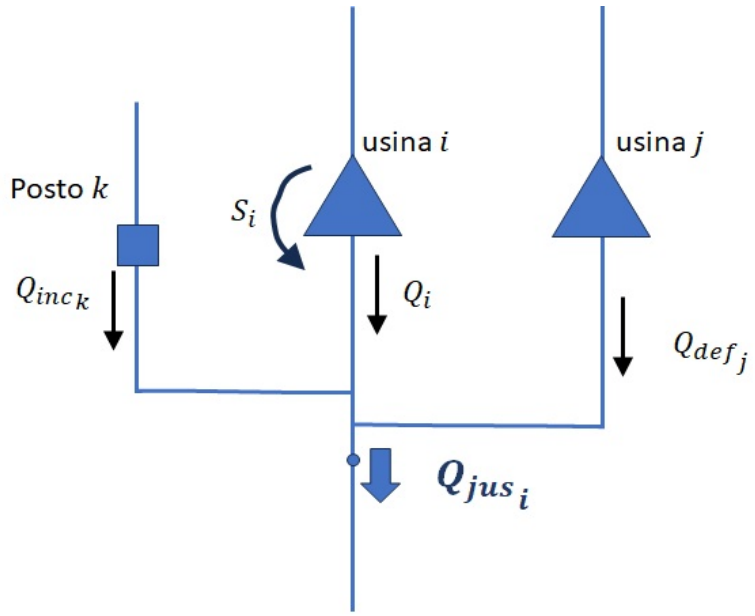
Os dois últimos termos acima consistem o que se chama de **vazão lateral** em uma usinas hidrelétrica, que são descritas a seguir.

Vazão lateral

A vazão lateral (Q_{lat}) em uma usina hidrelétrica é composta pelos termos que afetam o canal de fuga da usina mas não passam pela turbina:

- **vertimento** da usina;
- **vazões laterais de postos** que afluem a jusante da usina. É o caso das usinas Pimental e Belo Monte, cuja modelagem é descrita em[1];
- **vazões laterais referente a defluências de outras usinas** que desaguam a jusante, em uma distância próxima o suficiente para afetar a cota do canal de fuga da usina. Este é o caso da influência da vazão do Rio Iguaçu na função de produção de Itaipu, cuja modelagem é descrita em[2].

A figura a seguir ilustra o impacto das diversas parcelas que podem afetar a vazão de jusante Q_{jus_i} de uma usina i: o turbinamento Q_i e vertimento S_i da própria usina, assim como as defluências totais Q_{def_j} (turbinamento + vertimento) de uma ou mais usinas j e a vazão incremental em um ou mais postos k.



Formulação Matemática da Vazão de jusante

Na modelagem da vazão de jusante, cada uma das parcelas da vazão de jusante, descritas anteriormente podem ter um fator de participação na composição na vazão de jusante.

Desta forma, a variável Q_{jus} é obtida, de forma geral, pela seguinte expressão:

$$Q_{jus_i} = k^Q_{jus_i} Q_i + k^S_{jus_i} S_i + \sum_{j \in \Omega^{qa}_{jus_i}} k^{qa}_{jus_{i,j}} Qa_j + \sum_{j \in \Omega^{qd}_{jus_i}} k^{qd}_{jus_{i,j}} Q_{def_j},$$

onde:

- $k^Q_{jus_i}$ e $k^S_{jus_i}$ são os fatores referentes ao turbinamento e vertimento na vazão da própria usina;
- $k^{qa}_{jus_{i,j}}$ é o fator referente a cada canal j no conjunto $\Omega^{qa}_{jus_i}$ de postos cujas vazões afluentes afetam a vazão de jusante da usina i;

[1] L. C. Brandão, A. L. Diniz, and P. T. M. Lira. Consideração da influência de vazões naturais às usinas hidroelétricas no cálculo da altura de jusante e função de produção. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 1392/2021, 2021. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

[2] A. L Diniz and T. N. Santos. Consideração das restrições de controle de nível na estação fluviométrica da régua 11 na programação da operação do sistema elétrico brasileiro. In *XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*. São Paulo, 2007.

- $k^{qd}_{jus_{i,j}}$ é o fator referente a cada usina j no conjunto $\Omega^{qd}_{jus_i}$ de usinas cujas vazões defluentes afetam a vazão de jusante da usina i;
- $Q_{def\,j}$ é a soma do turbinamento Q_j e vertimento S_j da usina j.

Para não carregar ainda mais a notação, ignorou-se a eventual existência de tempos de viagem da água entre a defluência das usinas j que afetam a vazão de jusante da usina i, porém este aspecto é levado em consideração pelos modelos no cálculo da vazão de jusante.

Ressalta-se que, para a grande maioria das usinas, a vazão de jusante é dada simplesmente por Q ou $Q + S$.

Cota de jusante

A cota de jusante, ou cota do canal de fuga de uma usina hidrelétrica, denotado por h_{jus}, é importante no cálculo da queda líquida no reservatório, que é utilizada como variável para o cálculo da *Função de Produção Hidrelétrica* nos modelos. Esta cota é dada pela curva-chave do canal de fuga, a qual é função não linear da vazão turbinada total da usina Q e, dependendo da configuração, da usina, também da vazão vertida S.

A cota deste canal pode ser obtida, nos modelos de otimização energética, de diferentes formas, como explicado mais adiante.

Polinômio do canal de fuga

Na sua forma mais simples, a cota de jusante $h_{jus}(Q_{jus})$ é uma função polinomial da vazão de jusante da usina, fornecido nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*, e cuja expressão é mostrada a seguir:

$$h_{jus}(Q_{jus}) = a_{cf_0} + a_{cf_1} Q_{jus} + a_{cf_2} {Q_{jus}}^2 + a_{cf_3} {Q_{jus}}^3 + a_{cf_4} {Q_{jus}}^4$$

onde Q_{jus} é a *Vazão de jusante* da usina hidrelétrica.

Polinômios por partes para o canal de fuga

Para algumas usinas hidrelétricas a cota do canal de fuga é representada de forma mais acurada, através de polinômios por partes. Neste tipo de representação, divide-se o domínio da vazão defluente em diferentes trechos, e ajusta-se um polinômio para cada trecho, tomando-se o cuidado de manter a continuidade da função e, preferencialmente, também da sua derivada.

A Figura a seguir ilustra esse polinômio, e a metodologia desenvolvida para o seu cálculo está descrita em[3].

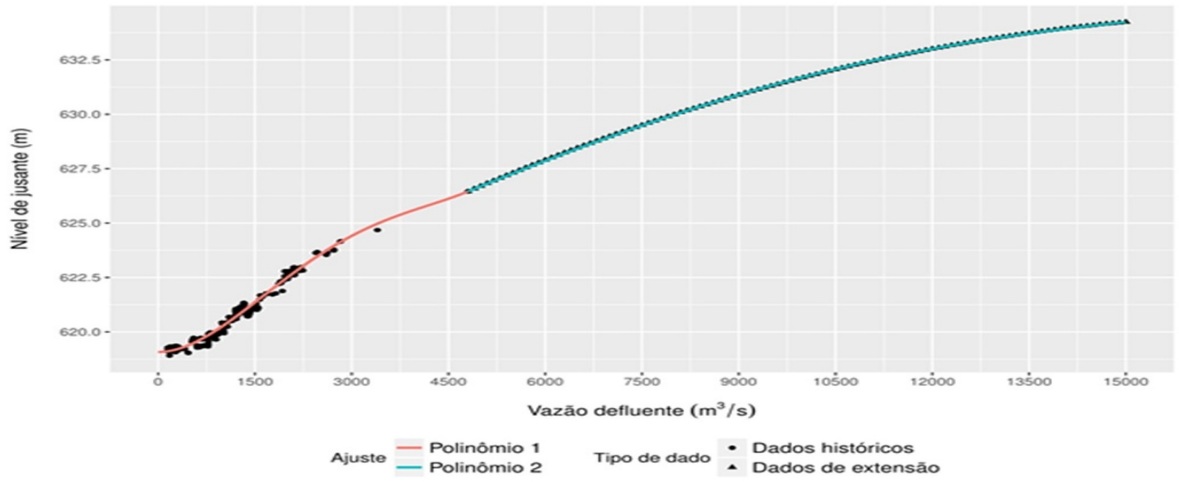


Figure15.1: Exemplo de um polinômio por partes para a cota do canal de fuga (Fonte: ONS[p. 202, 3])

[3] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Revisão dos polinômios nível de jusante x vazão defluente conforme metodologia estabelecida pelo GTDP. Technical Report, Nota Técnica 0135/2018, 2018.

A representação matemática destas curvas é apresentada da seguinte forma:

$$h_{jus}(Q_{jus}) = h_{jus}^{ijus(Q_{jus})}(Q_{jus})$$

onde $ijus(Q_{jus})$ indica qual dos polinômios deve ser utilizado, sendo cada polinômio k dado por:

$$h_{jus}^{(k)} = a_{cf_0}^{(k)} + a_{cf_1}^{(k)} Q_{jus} + a_{cf_2}^{(k)} {Q_{jus}}^2 + a_{cf_3}^{(k)} {Q_{jus}}^3 + a_{cf_4}^{(k)} {Q_{jus}}^4$$

e que é válido somente no intervalo compreendido entre os limites inferior $({Q_{jus}}_{inf}^{k})$ e superior $({Q_{jus}}_{sup}^{k})$ de vazão de jusante para o qual o polinômio k foi calibrado:

$${Q_{jus}}_{inf}^{(k)} \leq Q_{jus} \leq {Q_{jus}}_{sup}^{(k)}.$$

Deck de entrada

Esse dado é informado aos modelos no formato Libs. Para maiores informações consultar *Dados de Entrada - Formato Libs*.

Listing 15.11: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE

```
&****************************************************
& Descrição colunas:
&****************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& HrefJus : Altura de montante do reservatório de jusante de referência␣
↪para a curva de jusante
&************************;*******;***********;***************
&                        ;CodUsih;CodCurvaJus;HrefJus
&-                       ;       ;           ;m
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      1;          1;            1.0
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          1;            760
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          2;            761
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE;      4;          3;            762
```

Listing 15.12: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES

```
&****************************************************
& Descrição colunas:
&****************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& NSegPolJus : Número de segmentos do polinômio por partes para a curva␣
↪de jusante
&*******************************************;*******;***********;
↪***********
&                                          ;CodUsih;CodCurvaJus;
↪NSegPolJus
&-                                         ;       ;           ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIII;
↪IIIIIIIIII
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      1;          1;     ␣
↪     1
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      4;          1;     ␣
↪     2
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;      4;          2;     ␣
↪     3
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES;       4;           3;
↪    2
```

Listing 15.13: Exemplo card HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO

```
&****************************************************
& Descrição colunas:
&****************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& CodCurvaJus : Código da curva de jusante da usina hidrelétrica
& ISegPolJus : Índice do segmento do polinômio por partes de jusante
& HinfPolJus : Cota inferior do reservatório de jusante, para validade
↪do polinômio de jusante
& HsupPolJus : Cota superior do reservatório de jusante, para validade
↪do polinômio de jusante
& CoefJus0 : Coeficiente de grau 0 do polinômio de jusante
& CoefJus1 : Coeficiente de grau 1 do polinômio de jusante
& CoefJus2 : Coeficiente de grau 2 do polinômio de jusante
& CoefJus3 : Coeficiente de grau 3 do polinômio de jusante
& CoefJus4 : Coeficiente de grau 4 do polinômio de jusante
&****************************************************;*******;
↪**********;************;**************;**************;
↪**************;**************;**************;**************;
↪***************
&                                                    ;CodUsih;
↪CodCurvaJus;ISegPolJus   ;HinfPolJus     ;HsupPolJus     ;CoefJus0
↪   ;CoefJus1       ;CoefJus2       ;CoefJus3       ;CoefJus4
&-                                                   ;       ;
↪  ;             ;m              ;m              ;m/(m^3/s)^0    ;m/(m^
↪3/s)^1    ;m/(m^3/s)^2    ;m/(m^3/s)^3    ;m/(m^3/s)^4
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;
↪IIIIIIIIIII;IIIIIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      1;
↪ 1;            1;            1.0;            1.0;            1.0;
↪       1.0;            1.0;            1.0;            1.0

 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;
↪ 1;            1;            0.0;          200.5;        0.5E+03;
↪   0.2E-02;            -.1;       0.00E+01;           0.00
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;
↪ 1;            2;       1500.000;         1000.5;        0.7E+03;
↪   0.8E-02;        -.2E-05;       0.00E+01;       -6.1E-10

 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;
↪ 2;            1;            0.0;          220.5;        0.4E+03;
↪   0.25E-02;           -.1;       0.00E+01;           0.00
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;
↪ 2;            2;          700.0;          940.0;        0.3E+02;
↪   0.5E-03;        -.3E-06;       0.00E+01;       0.00E+01
 HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;      4;
↪ 2;            3;       1500.000;         1000.5;        0.7E+03;
↪   0.8E-02;        -.2E-05;       0.00E+01;       -6.1E-10
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;       4;          ␣
↪ 3;             1;             0.0;           250.5;         0.6E+03;    ␣
↪    0.27E-02;            -.1;       0.00E+01;            0.00
HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO;       4;          ␣
↪ 3;             2;        1600.000;          1000.5;         0.7E+03;    ␣
↪    0.8E-02;         -.2E-05;       0.00E+01;        0.00E+01
```

Influência da usina de jusante (Remanso)

Nos casos de usinas hidrelétricas muito próximas, a cota de jusante pode ser influenciada pelo nível de montante do reservatório de jusante, que pode alterar o nível superficial de escoamento da água da usina de montante. Este efeito é conhecido como **remanso**.

Neste caso, para fins de cálculo da cota de jusante para a função de produção de uma usina i, deve-se considerar a *Cota de montante* $(h_{mon}(V_j))$ da usina de jusante (J_i) à usina i, conforme a *Topologia Hidráulica*. Como esta cota é função do volume armazenado V_j da usina, que é uma variável de decisão do problema, um tratamento específico deve ser feito no cálculo da *Função de Produção Hidrelétrica*, considerando o status inicial (ou previsto) de operação dos reservatórios.

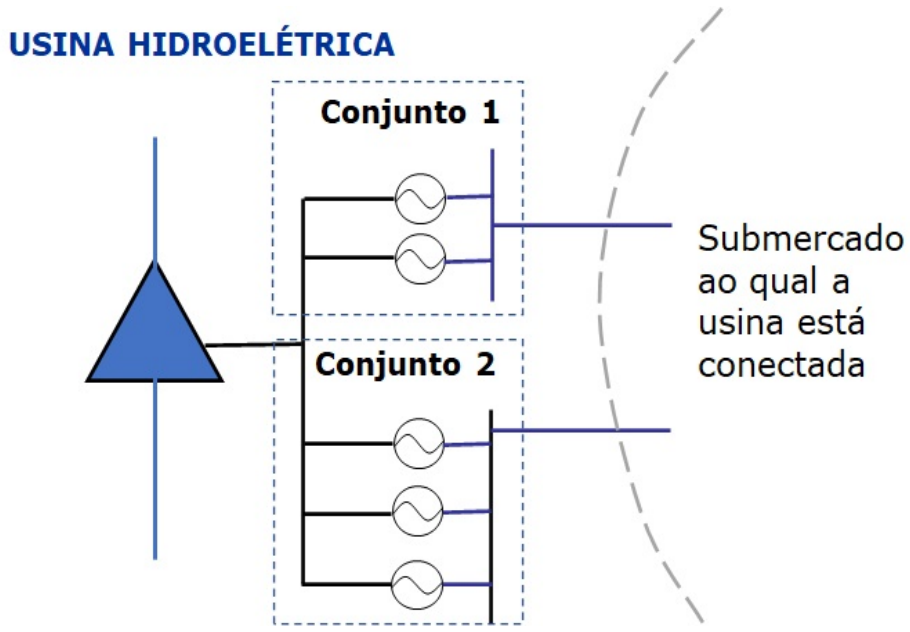
Ressalta-se que a consideração do remanso devido à influência da usina de jusante é desconsiderada, por padrão, quando a cota do canal de fuga é fornecida através dos *Polinômios por partes para o canal de fuga* pois, segundo informações do ONS, estes polinômios já levam em consideração esse efeito de remanso na sua calibração.

Referências

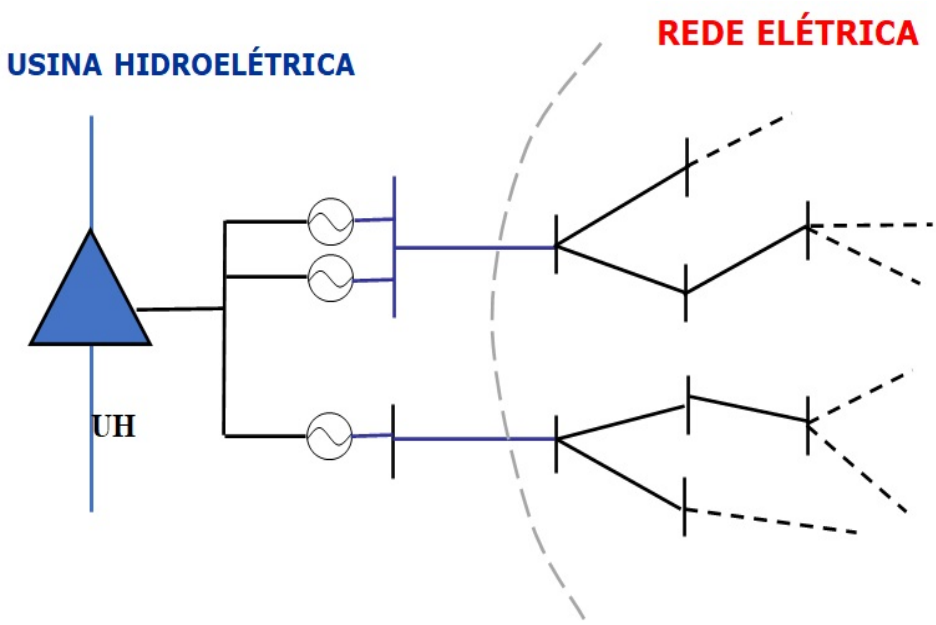
15.3.5 Casa de Força

A casa de força é composta por uma ou mais unidades geradoras, responsáveis pela geração de energia elétrica, que denotamos tipicamente por GH (para a usina) ou gh (para cada unidade geradora) . Essas unidades geradoras estão distribuídas em um ou mais **conjuntos**, sendo consideradas idênticas as unidades dentro de um mesmo conjunto. Os dados das unidades geradoras no cadastro são definidos por conjunto, ou seja, todas as unidades de um conjunto são consideradas idênticas.

A conexão das unidades geradoras no sistema depende do grau de representação do sistema. Para os modelos e/ou períodos onde não se considera a rede elétrica detalhada, a conexão é feita conforme mostrado na figura a seguir:



Já para os modelos e/ou períodos com representação detalhada da rede elétrica, a conexão à rede é feita por unidade geradora, como mostrado na figura a seguir.

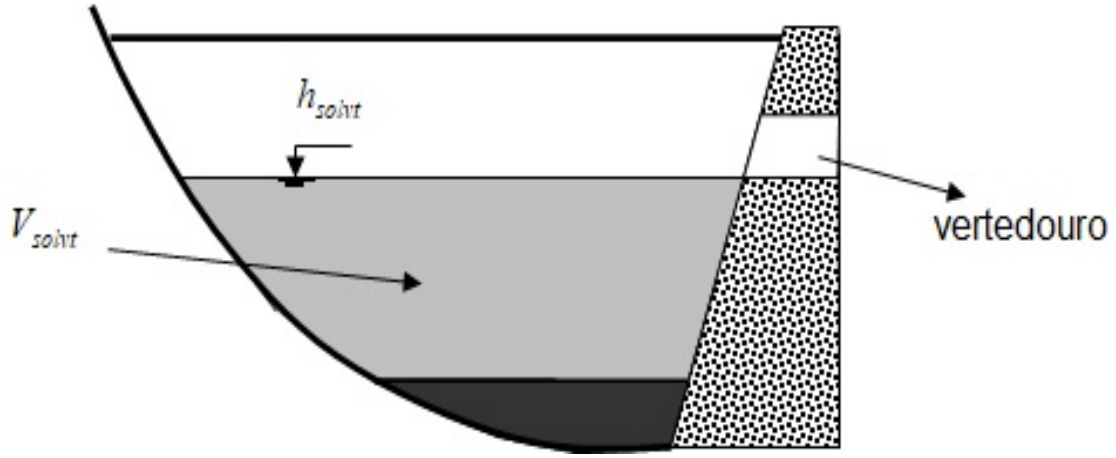


Para fins de cálculo da função de produção da usina hidrelétrica, não há distinção em relação a quais unidades geradoras estão operando. Desta forma, considera-se, no problema de otimização, apenas as variáveis de turbinamento e geração da usina como um todo. A única exceção é a usina de Itaipu, para a qual, nos modelos DECOMP e DESSEM, o conjunto 1 está localizado no barramento de 50Hz, abastecendo a carga da Ande (Paraguai) e a região sudeste, enquanto o conjunto 2 está localizado no barramento de 60Hz, que injeta potência no nó Ivaiporã. Já no NEWAVE individualizado, toda a geração de Itaipu é injetada no submercado SE, para que se mantivesse uma compatibilidade com a representação feita na representação a REEs.

15.3.6 Vertedouro

O vertimento de uma usina hidrelétrica corresponde ao volume de água defluente que não passa pela turbina, sendo tipicmaente denotado pelo símbolo S.

Para uma usina a fio d'água, que não possui capacidade de regularização é sempre possível verter. Já para uma usina com reservatório de regularização, o vertimento só é permitido, em princípio, quando a cota de seu volume armazenado ultrapassa a cota referente à soleira do vertedouro, como ilustrado na Figura a seguir.



Portanto, para uma usina a fio d'água (ou seja, que não possui capacidade de regularização), em todo instante t

tem-se $V_i^t = \underline{V_i^t} = \overline{V_i^t}$ e, portanto, o volume útil é sempre nulo ($V_{util\,i} = 0$). Como consequência, para tais usinas é sempre possível verter. Por outro lado, para as usinas com reservatório de regularização, o vertimento só pode ocorrer quando $V_i^t \geq V_{solvt\,i}$.

O valor de $V_{solvt\,i}$ para cada usina i é um obtido nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*.

Soleira do vertedouro

Como o nível de armazenamento no reservatório ao longo do horizonte de estudo é resultante de variáveis de decisão nos modelos, a possibilidade de vertimento ou não (e seu valor máximo) passa a depender de uma condição operativa do tipo 0 ou 1 (ou seja, se a usina está ou não acima da cota de soleira do vertedouro), o que, do ponto de vista de modelagem matemática, leva à introdução de variáveis inteiras. Embora já tenha sido proposta uma metodologia de PDDE para problemas inteiros (batizada de SDDiP em[1]), seu uso na prática para problemas de grande porte ainda é um grande desafio, conforme apontado em[2]. Portanto, algum determinado procedimento heurístico deve ser aplicado para definir se um reservatório pode ou não verter.

Nos modelos DECOMP e DESSEM, essa consideração é mais simples, pois, como a operação é definida sempre próximo ao estado atual do sistema, é possível tomar o volume inicial como referência para modelar a proibição ou não do vertimento . Entretanto, para o modelo NEWAVE, essa questão é mais complexa, pois dado o seu horizonte bem extenso e a amplitude grande de cenários considerados (que podem levar a níveis de armazenamento bem diferentes dentro de um mesmo mês), é bem mais complexo estimar essa possibilidade ou não de vertimento.

A modelagem de vertedouros nos modelos, tendo como exemplo o modelo DESSEM, é descrita em[3].

Referências

15.4 Restrições Operativas Hidrelétricas

15.4.1 Balanço Hídrico nos Reservatórios

Consistem nas equações de conservação da água nos reservatórios, ou seja, que expressam a evolução do volume armazenado de um reservatório ao longo do tempo em função da sua operação e a de outros elementos do sistema que a ele se conectam, além de aspectos da natureza e usos múltiplos da água.

Os termos considerados nessas equações são descritos a seguir, com o link da seção da documentação onde podem ser obtidas mais informaçãoes sobre eles. Estes termos podem ser variáveis de decisão do modelo, dados de entrada, ou valores obtidos através de alguma modelagem realizada antes ou durante a resolução do problema de otimização:

- **volumes armazenados** inicial e final do reservatório, que são as variáveis chaves e a principal motivação para aplicação dessa equação;
- *Variáveis operativas de uma UHE*, como **turbinamento**, **vertimento** e **desvio de água**;
- dados de entrada referentes às afluências incrementais às usinas hidrelétricas, retiradas de água para outros usos;
- *Evaporação nos reservatórios*.

Estes valores são aplicáveis para cada usina hidrelétrica i, em cada período de tempo t e cenário s (quando aplicável) do problema de otimização. Ressalta-se também que algumas variáveis correspondem, por período, à soma dos valores de cada patamar de carga p do período (também quando aplicável).

A expressão geral dessa equação é mostrada a seguir, onde leva-se em consideração a *Topologia Hidráulica*, que define a estrutura de montante, jusante, e desvio das usinas em cascata, além do *Tempo de viagem da água* entre as usinas.

[1] J. Zou, S. Ahmed, and X. A. Sun. Stochastic dual dynamic integer programming. *Mathematical Programming*, 175:461–502, 2019.

[2] Martin N. Hjelmeland, Jikai Zou, Arild Helseth, and Shabbir Ahmed. Nonconvex medium-term hydropower scheduling by stochastic dual dynamic integer programming. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(1):481–490, 2019. doi:10.1109/TSTE.2018.2805164.

[3] A. L Diniz and T. N. Santos. Modelagem do vertimento e desvio das usinas hidroelétricas nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 2005/2011, 2011. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

$$V_i^{t,s} = V_i^{t,s(t-1)} + \varsigma[Q_{inc}^{t,s} - {Q_{ev}}_i^{t,s} - {Q_{out}}_i^{t,s} + \sum_{p=1}^{NPAT_t}(\sum_{j \in M_i}(Q_j^{t,p,s} + S_j^{t,p,s}) +$$

$$+ \sum_{j \in M_{tvi}}(Q_j^{t-\tau_{i,j},p,s(t-\tau_{i,j})} + (S_j^{t-\tau_{i,j},p,s(t-\tau_{i,j})})) - (Q_i^{t,p,s} + S_i^{t,p,s}) +$$

$$+ \sum_{j \in M_{dvi}} {Q_{dv}}_j^{t,p,s} + \sum_{j \in M_{ebi}} {Q_b}_j^{t,p,s})]$$

onde os termos na equação acima estão descritos na tabela a seguir.

Table15.23: Termos na equação de Balanço hídrico

Símbolo	Descrição
$s(t-1)$	cenário "pai" do cenário s na árvore de cenários do problema
$NPAT_t$	número de patamares de carga no período t
ς	fator de conversão de vazão (m^3/s) para volume (hm^3) e que depende da duração do período
$\tau_{i,j}$	tempo de viagem da água entre as usinas i e j
M_i	conjunto de usinas a montante da usina i
M_{ebi}	conjunto de *Usinas Elevatórias / Reversíveis* que possuem a usina i como montante (destino) da vazão bombeada
J_{ebi}	conjunto de usinas-elevatórias que possuem a usina i como jusante (origem) da vazão bombeada
M_{dvi}	conjunto de usinas a montante com desvio de água até a usina i
M_{tvi}	conjunto de usinas a montante com tempo de viagem da água até a usina i
$Q_{inc}^{t,s}$	afluência incremental à usina hidrelétrica no cenário s do período t
${Q_{ev}}_i^{t,s}$	vazão evaporada no reservatório da usina i, no cenário s do período t
${Q_{out}}_i^{t,s}$	retirada de água para outros usinas na usina i, no cenário s do período t
$Q_j^{t,p,s}$	turbinamento da usina i, no cenário s do período t
$S_j^{t,p,s}$	vertimento da usina i, no cenário s do período t
${Q_{dv}}_j^{t,p,s}$	desvio de água realizado pela usina i, no cenário s do período t

Outros aspectos mais específicos não estão apresentados nessa equação, e podem ser consultados na documentação específica dos *Canais entre reservatórios* e *Seções de rio*, para os modelos que utilizam essas funcionalidades.

Ressalta-se que a presença ou não de um volume útil para regularização de determinado reservatório depende do intervalo de tempo considerado em cada modelo, além da *Capacidade de regularização*.

Situações particulares:

As situações particulares dessa equação, que surgem em alguns modelos, são descritas a seguir:

- para períodos determinísticos, como é o caso do modelo DESSEM e das semanas do primeiro mês do DECOMP, o volume final do subproblema (único) do período $t-1$;
- para períodos que não são desagregados em patamares de carga, tem-se $NPAT = 1$ e, nos termos onde há um somatório de variáveis $x_i^{t,p,s}$ entre patamares, considera-se apenas o valor $x_i^{t,s}$ para o período como um todo;

Balanço Hídrico por patamar para usinas a fio d'água

Estas restrições, aplicadas no modelo DECOMP, evitam que as usinas a fio d'água armazenem água de um patamar para outro dentro do mesmo estágio. Elas são opcionais e podem ser aplicadas individualmente às usinas a fio d'água. Assim, recomenda-se sua utilização para os aproveitamentos a fio d'água cuja capacidade de regularização na prática seja inferior aos intervalos de tempo entre os patamares leve, médio e pesado ao longo do dia.

Estas restrições são aplicadas por usina e patamar para cada um dos estágios do período de estudo. A restrição para uma usina i, no estágio t e patamar p e cenário s (quando aplicável), é semelhante à equação de balanço hídrico por estagio, porém aplicada por patamar, da seguinte forma:

$$\varsigma\{[I_i^{t,s} - {Q_{ev}}_i^{t,s} - {Q_{out}}_i^{t,s}](\frac{\delta_{t,p}}{\Delta_t}) + \sum_{j \in M_i}(Q_j^{t,p,s} + S_j^{t,p,s}) +$$

$$+ \sum_{j \in M_{tv\,i}} [(Q_j^{t-\tau_{i,j},p,s(t-\tau_{i,j})} + (S_j^{t-\tau_{i,j},p,s(t-\tau_{i,j})})) - (Q_i^{t,p,s} + S_i^{t,p,s}) +$$

$$+ \sum_{j \in M_{dv\,i}} Q_{dv}{}_j^{t,p,s} + \sum_{j \in M_{eb\,i}} Q_{b}{}_j^{t,p,s}](\tfrac{\delta_{t,p}}{\Delta_t})\} = 0$$

na qual se assume que todos os termos referentes à entrada e saída de água do reservatório e que não dependem da operação por patamar no próprio período t ocorrem uniformemente ao longo do período. Desta forma, aplica-se, a esses termos, a razão $(\frac{\delta_{t,p}}{\Delta_t})$ entre as durações $\delta_{t,p}$ do patamar e Δ_t do período como um todo.

15.4.2 Evaporação nos reservatórios

Devido aos elevados montantes de água evaporados em alguns reservatórios, não se pode desprezar esse aspecto na operação de sistemas hidrotérmicos. Além disso, mesmo que se opte pelo cálculo a priori de uma evaporação média para cada período, este procedimento pode levar a imprecisões não desprezíveis, pelo fato de a evaporação ser variável com o volume armazenado da usina, que é desconhecido antes do início do estudo. Por esse motivo, os modelos de otimização energética do CEPEL consideram uma modelagem explícita da evaporação em função do volume armazenado, como descrito a seguir.

Função não linear de evaporação

Para um dado valor de volume armazenado, a taxa média de vazão evaporada é estimada pelo produto entre o coeficiente de evaporação mensal da usina, em (mm/ms), que consta dos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*, e a área do espelho d'água (km^2). Aplicando-se ainda um fator de conversão de unidades ζ_{evap}, a fim de expressar a evaporação em (m^3/s), obtêm-se a expressão (15.1) para a função de evaporação $Evap_i(.)$ para a usina i, em função do seu volume armazenado V_i:

$$Evap_i(V_i) = \zeta_{evap} \times c_{ev_{i,j}} \times A_{rv_i}(h_{mon_i}(V_i)) \tag{15.1}$$

onde a função $h_{mon_i}()$ corresponde ao *Polinômio cota-volume* e A_{rv_i} ao *Polinômio Cota-Área* do reservatório.

$$\zeta_{evap} = \frac{1}{3.6 \times NHmes_j} = (\frac{1}{3600 \times NHmes_j})(\frac{ms}{seg}) \times 10^6(\frac{m^2}{km^2}) \times 10^{-3}(\frac{m}{mm}) \tag{15.2}$$

e $NHmes_j$ é o número de horas do mês civil j.

A Tabela a seguir exemplifica o cálculo da vazão evaporada para diversas condições do reservatório de Sobradinho, em diferentes épocas do ano.

Exemplos de cálculos de vazão evaporada para a usina de Sobradinho, para diversas condições do reservatório e período do ano.

Mês	Volume (% v.útil)	Cota Montante (m)	Área espelho d'água A_{rv_i} (km^2)	$c_{ev_{i,j}}$ (mm/mês)	$Q_{ev_i}^{\ t}$ (m^3/s)
Janeiro	80%	390,946	3621,586	171	231,22
Março	70%	390,132	3342,911	61	76,13
Junho	50%	388,353	2785,947	245	263,33
Agosto	30%	386,071	2174,342	165	133,95
Novembro	20%	384,572	1833,447	203	138,96

Aproximação Linear para a Evaporação

A não linearidade na expressão (15.1) descrita para estimar evaporação não permite que ela seja inserida diretamente na formulação de um problema resolvido por programação linear ou programação linear inteira. Além disso, como o sentido da curvatura da função de evaporação não permite realizar uma aproximação por inequações lineares por partes, o CEPEL desenvolveu uma modelagem[1] em que a evaporação passa então a ser uma variável de "decisão" do problema, que está relacionada ao volume armazenado, que é outra variável de decisão do problema.

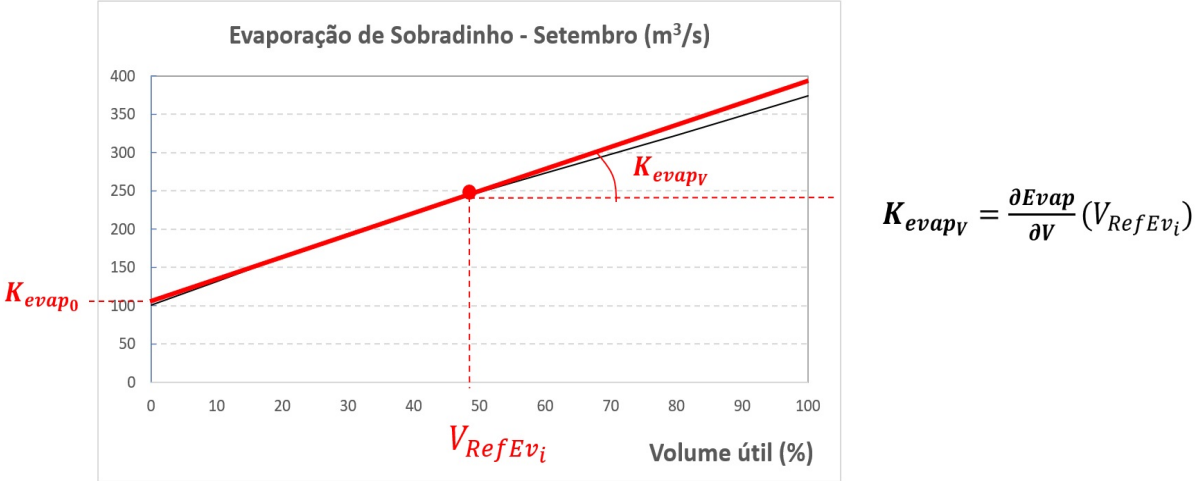
Esta modelagem consiste em realizar uma aproximação de Taylor de 1ª ordem para a vazão evaporada ${Q_{ev_i}}^t$, no reservatório i e no período t, em torno de um valor de referência V_{RefEv_i}, como mostra a expressão (15.3) a seguir:

$$\begin{aligned} {Q_{ev_i}}^t &= Evap_i(V_{RefEv_i}) + k_{evap_{V\,i}}(V_i^t - V_{RefEv_i}) \\ &= (Evap_i(V_{RefEv_i}) - k_{evap_{V\,i}} V_{RefEv_i}) + k_{evap_{V\,i}} V_i^t \\ &= k_{evap_{0\,i}} + k_{evap_{V\,i}} V_i^t. \end{aligned} \tag{15.3}$$

O primeiro termo $k_{evap_{0\,i}}$ na expressão final se torna um valor numérico (conhecido) e o coeficiente $k_{evap_{V\,i}}$ corresponde à derivada da função de evaporação $Evap_i$ em relação ao volume armazenado, no ponto V_{RefEv_i}, conforme expressão (15.4).

$$\frac{\partial Evap_i}{\partial V_i} = \zeta_{evap} \times c_{evi,j} \times \frac{\partial A_{rvi}}{\partial h_{moni}} \times \frac{\partial h_{moni}}{\partial V_i} \tag{15.4}$$

A figura a seguir ilustra essa aproximação, e detalhes da modelagem podem ser consultados em[p. 210, 1].



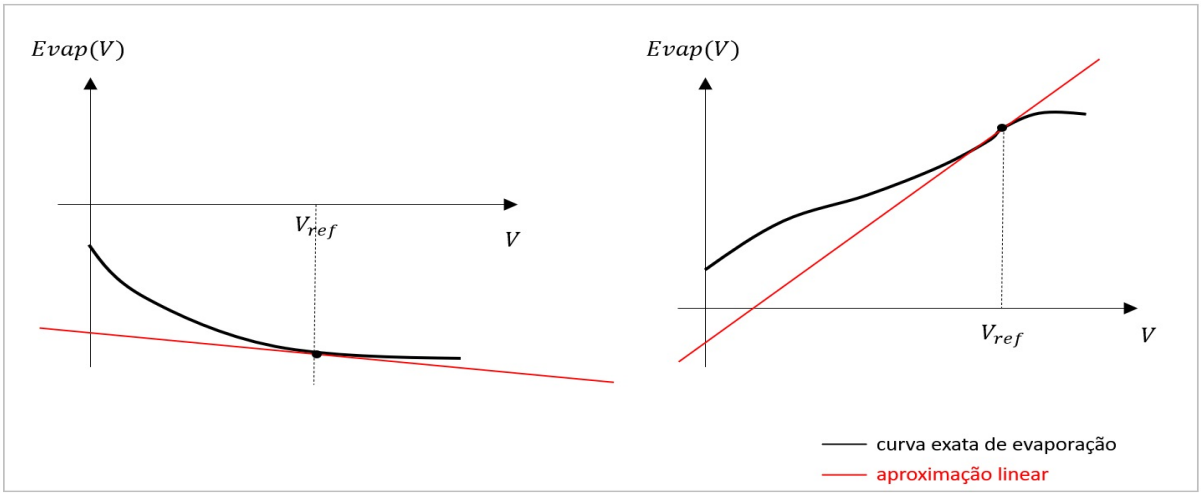
$$K_{evap_V} = \frac{\partial Evap}{\partial V}(V_{RefEv_i})$$

Evaporação negativa

É importante ressaltar que pode ocorrer um valor de evaporação negativa para uma usina, por dois motivos:

- o própio coeficiente de evaporação de cadastro (mm/mês) para a usina em determinado mês ser negativo, o que reflete alguma afluência positiva que incide sobre o próprio reservatório. Nesta situação, a curva de evaporação é refletida para valores negativos, como mostrado à esquerda na figura mais abaixo;
- a *Aproximação Linear para a Evaporação*, calculada com base em determinado valor de referência, atingir valores negativos, devido a inflexões da *Função não linear de evaporação*, que podem ocorrer em função da topografia do reservatório. Esta situação é ilustrda à direita na figura a seguir. Ressalta-se que essa inflexão também pode fazer com que a evaporação assuma valores positivos na situação do bullet anterior, onde o coeficiente de evaporação é negativo.

[1] M. I. Ennes, A. L Diniz, and T. N. Santos. Consideração da evaporação nos reservatórios nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT". Technical Report, Relatório Técnico CEPEL DP/DEA 14047/10, 2010. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.



A possibilidade de ocorrência de valores negativos de evaporação deve ser tratada adequadamente na modelagem da *Restrição de evaporação no problema de otimização*.

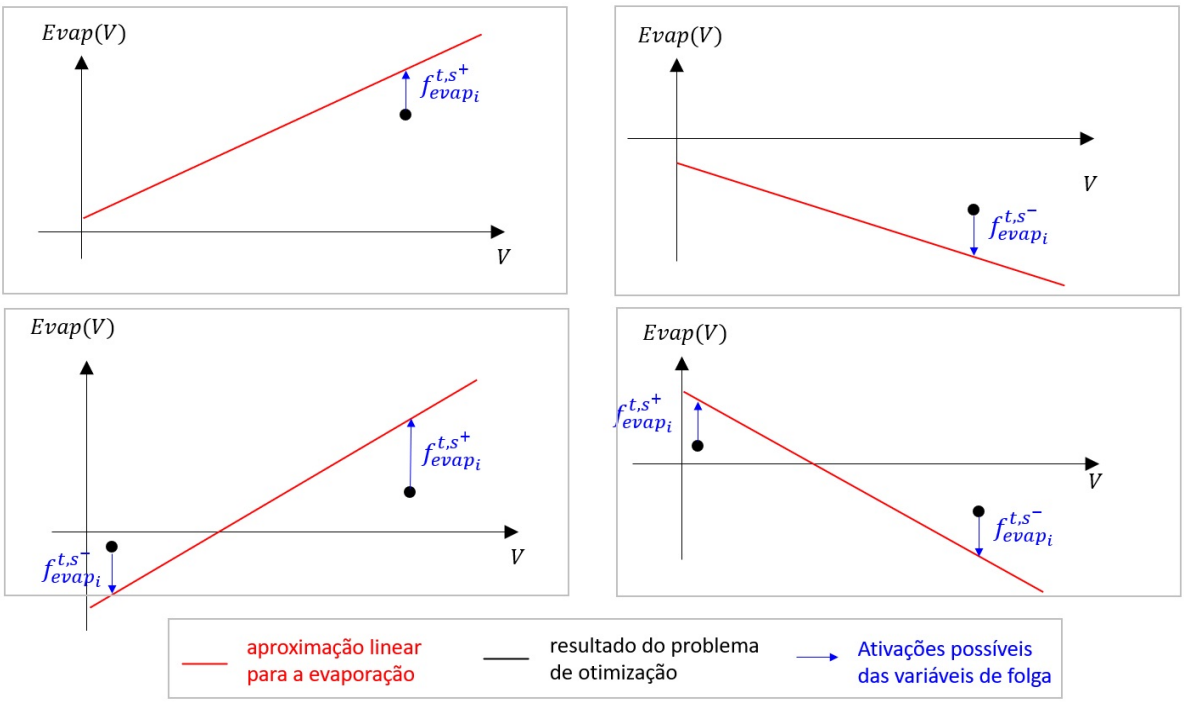
Restrição de evaporação no problema de otimização

Uma vez calculada a aproximação linear para a evaporação, deve-se incluir a restrição de evaporação para cada período no problema de otimização. A formulação matemática deve incluir variáveis de folga para permitir a violação da restrição, de forma a evitar que o problema se torne matematicamente inviável, caso não seja possível atender à restrição. Estas variáveis são fortemente penalizadas na função objetivo, com valores de penalidade superiores ao das restrições operativas, pelo fato de a evaporação ser uma condição física do reservatório.

A formulação matemática dessa restrição, para cada período t e cenário s (quando aplicável), é mostrada a seguir, com a inclusão das variáveis de folga ${f_{evap}}_i^{t,s+}$ para permitir uma violação positiva (evaporação inferior à curva) e negativa ${f_{evap}}_i^{t,s-}$ (evaporação superior à curva) da restrição da evaporação.

$$ {Q_{ev}}_i^{t,s} - \frac{[{k_{evap}}_{Vi}^{t}]}{2} V_i^{t,s} + {f_{evap}}_i^{t,s+} - {f_{evap}}_i^{t,s-} = [{k_{evap}}_{0i}^{t}] + \frac{[{k_{evap}}_{Vi}^{t}]}{2} V_i^{t-1,s^{pai}} \tag{15.5} $$

Nos modelos NEWAVE e DECOMP, as variável de folga ${f_{evap}}_i^{t,s+}$ e ${f_{evap}}_i^{t,s+}$ somente são incluídas quando ocorrem valores positivos e negativos, respectivamente, para os coeficientes angular ou linear da *Aproximação Linear para a Evaporação*, de forma a tratar, adequadamente, tanto a possibilidade de ocorrência de evaporação positiva, que é a situação mais usual, como de ocorrência de *Evaporação negativa*. O uso de variáveis de folga em ambas as situações, para as diferentes combinações entre valores positivos e negativos para os coeficientes da aproximação linear, é ilustrado a seguir.



Nota:

- A restrição de evaporação é uma única restrição **por período**, mesmo para os modelos que adotam patamares de carga (NEWAVE, DECOMP) ;
- A restrição de evaporação é considerado para usinas que estão enchendo o volume morto, já que não se dispõem dos valores de espelho d'água correspondentes a valores de volume inferiores a V_{min} (NEWAVE, DESSEM);
- Os coeficientes do modelo linear podem variar de acordo com o periodo t, pois: - os coeficientes de evaporação são diferentes para cada mês civil; - pode ser interessante ajustar aproximações em torno de um *Valor de referência para a evaporação* variável, de acordo com um nível de armazenamento médio histórico para o mês civil referente a cada período[2];
- para cálculo da evaporação, considera-se o **valor médio** de volume armazenado no período. Portanto, o coeficiente associado ao volume multiplica a média entre os volumes inicial e final do período, no cenário s em questão;
- a expressão (15.5) considera uma decomposição temporal na formulação do problema. Assim, o volume inicial do período está representado do **lado direito** da expressão. Esse volume inicial é igual ao volume ao final do período $t-1$ no cenário s^{pai} do cenário s, que corresponde a: - modelo DECOMP: cenário pai na árvore de cenários; - modelo NEWAVE: subproblema do período $t-1$ na mesma série forward; - modelo DESSEM, DECOMP PL Único e semanas do DECOMP: volume ao final do período anterior;
- quando há agregação de períodos em um mesmo subproblema de otimização (como são os casos do modelos DESSEM e do DECOMP PL único) o termo referente ao volume no início do período t encontra-se **do lado esquerdo** da expressão;
- para o período inicial ($t = 1$), o volume inicial é um dado de entrada para os modelos;
- no modelo DESSEM, por questões de simplicidade de implementação, são incluídas sempre as duas variáveis de folgas;

Finalmente, observa-se que a vazão evaporada ${Q_{evi}}^{t,s}$ é uma variável de decisão do problema, que surge como um abatimento no volume do reservatório i ao final do período t, na restrição de *Balanço Hídrico nos Reservatórios*.

[2] isto se aplica para modelos cujo horizonte seja de vários meses ou anos, como o modelo NEWAVE e execuções de DECOMP com horizonte mais estendido.

Quando se utiliza a funcionalidade de *Balanço Hídrico por patamar para usinas a fio d'água* (modelo DECOMP), considera-se que a evaporação ao longo de cada patamar de carga é proporcional à sua duração em relação à duração total do período.

Valor de referência para a evaporação

Atualmente, utiliza-se como referência para cálculo da evaporação, nos modelos DECOMP (uso para o PMO) e DESSEM, o volume armazenado no início do estudo. Entretanto, para o modelo NEWAVE, pode-se informar valores de referência variáveis ao longo do horizonte de estudo, que podem estar relacionados ao mês civil referente ao período.

Evaporação para usinas a fio d'água

Um aspecto importante é que a evaporação **também é considerada para as usinas a fio d'água**, visto que esta ocorre não em função de uma usina poder ou não ser regularizada, mas pelo simples fato de possuir um reservatório com determinado espelho d'água. O principal exemplo é a usina de Itaipu, que é considerada como usina a fio d'água no modelo NEWAVE, porém possui um reservatório de grandes dimensões. Ressalta-se que o valor de vazão evaporada para uma usina a fio d'água é constante e dado pela função não linear no ponto correspondente ao volume de referência da usina.

Notas de rodapé

Referências

15.4.3 Enchimento de Volume Morto

Quando se conclui a construção da barragem de um reservatório, permitindo que o curso da água no rio volte ao seu percurso original[2], é preciso encher o volume do reservatório até o seu volume mínimo (vide seção *Reservatórios*), para que, posteriormente, a usina seja capaz de atingir uma altura de queda factível para geração.

O enchimento de volume morto é representado através de uma vazão mínima afluente para enchimento do reservatório em cada período de tempo no horizonte de estudo dos modelos, até o instante previsto para que a usina inicie sua operação. Com base nessas informações e com os dados de vazão natural afluente à usina que está enchendo volume morto, os modelos podem calcular o enchimento do reservatório.

Com o objetivo de se manter uma vazão mínima defluente durante o período de enchimento, também é possível informar valores mínimos de **descarga de fundo** para o reservatório, que são defluências para jusante que podem ser realizadas mesmo que a usina esteja abaixo do volume mínimo e, consequentemente, abaixo da cota de *Soleira do vertedouro*. O prazo de enchimento de volume morto é um dado de entrada do modelo e, caso não seja viável atendê-lo, o programa reporta o não atendimento desta restrição, fazendo os ajustes necessários no *Balanço Hídrico nos Reservatórios*.

A referência[1] descreve a modelagem de enchimento de volume morto, particularmente para o modelo DESSEM.

Notas de rodapé

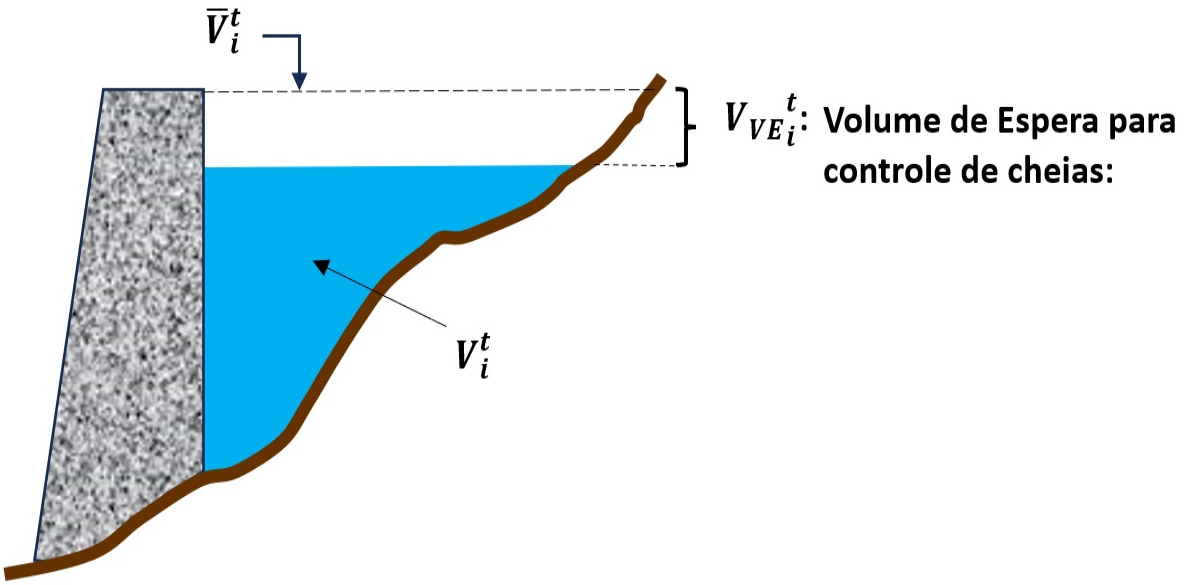
Referências

[2] a menos, evidentemente, da interrupção da vazão de água no ponto em que se situa a barragem, no qual a vazão a jusante dependerá das *Variáveis operativas de uma UHE*.

[1] A. L Diniz, M. I. Ennes, and T. N. Santos. Consideração do enchimento de volume morto nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 15009/10, 2010. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

15.4.4 Volumes de espera para controle de cheias

Consistem em volumes máximos $V^t_{VE_i}$ para cada reservatório i, variáveis por período de tempo t, que são inferiores à sua capacidade máxima de armazenamento, para fins de controle de cheias. Ou seja, é necessário deixar um espaço "extra" em alguns reservatórios, para acomodar grandes volumes de água que podem vir à montante e, desta forma, impedir que ocorram cheias em localidades à jusante deste reservatório, como ilustrado a seguir.



Estes volumes de espera impõem as seguintes restrições no problema de otimização:

$\overline{V_i} - V_t \geq V^t_{VE_i}$

15.5 Variáveis Operativas

15.5.1 Variáveis operativas de uma UHE

As principais variáveis relacionadas à operação de uma usina hidrelétrica, e que devem ser decididas pelos modelos, são:

- **turbinamento**, que corresponde à vazão de água q que passa pela turbina de cada unidade geradora da usina, para fins de geração de energia elétrica, ou para a usina como um todo (Q);
- **vertimento**, que corresponde à vazão de água S que é defluída pelo vertedouro da usina, e que não gera energia elétrica;
- **desvio de água**, que é uma forma alternativa de defluência (Dv), também sem geração, pela qual a água defluída se destina a outra usina que não a de jusante, é que é denominada "usina a jusante para desvio";
- **vazão lateral**, que corresponde à uma vazão que interfere na cota do canal de fuga ($Qlat$), proveniente de vazões defluentes de outras usinas ou vazões afluentes em rios que desaguam à jusante da usina;
- **volume armazenado** no reservatório no inicio e final de cada período de tempo t (V^{t-1} e V^t), e que depende das outras variáveis de operação da usina.
- **geração hidrelétrica**, seja para cada unidade geradora (gh) ou para a usina como um todo (GH) .

Ressalta-se que, como as usinas hidrelétricas podem estar dispostas em sequência ao longo do curso dos rios (vide *Topologia Hidráulica*), as variáveis operativas de uma usina podem influenciar a operação das usinas a jusante na cascata. Além disso, existem outras variáveis que impactam a operação da usina e que são decididas ou calculadas pelo modelo, como retirada de água para outros usos, evaporação, bombeamento em usinas elevatórias, entre outros, e que são descritas em outras seções dessa documentação.

Para os modelos em que são consideradas restrições de *Unit Commitment Hidráulico (UCH)*, existem uma série de variáveis de decisão adicionais, associadas ao acionamento e desligamento das unidades geradoras.

15.5.2 Limites Físicos para as Usinas Hidrelétricas

Na formulação dos problemas de planejamento e operação hidrotermo-eólica considerados nos modelos, são impostos limites **físicos** para as variáveis que representam a operação das usinas hidrelétricas. Estes limites correspondem a valores mínimos e máximos que não podem ser ultrapassados, em qualquer período t, patamar p e cenário s (estes dois últimos, quando aplicável), visto que violam a própria natureza física do problema.

Estes limites são definidos como segue:

Limites de armazenamento

O armazenamento nos reservatórios deve atender a seus limites mínimo e máximo

$\underline{V_i} \leq .V_i^{t,s} \leq .\overline{V_i},$

ressaltando que, no caso particular em que uma usina está enchendo volume morto (o que ocorre somente no início de sua vida operativa), permite-se que o volume seja inferior a $\underline{V_i}$, de acordo com as condições de enchimento que são especificadas pelo usuário nos dados de entrada.

Limites de turbinamento

O turbinamento máximo da usina como um todo é dado por:

$0 \leq .Q_i^{t,p,s} \leq .\overline{Q_i},$

onde o limite $\overline{Q_i}$ é definido, em primeira instância, à soma dos valores máximos nominais de turbinamento de suas nh_i unidades geradoras:

$\overline{Q_i} = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{gh_{i,j}}.$

Ressalta-se que pode haver restrições adicionais de turbinamento máximo para a usina, variável com a altura de queda, conforme descrito mais à frente nessa documentação.

Limites de vertimento

A variável de vertimento deve atender à seguinte condição:

$S_i^{t,p,s} \geq 0,$

onde se ressalta que, apesar de na prática haver um limite máximo de vertimento da usina, este valor não é definido nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*. Portanto, para impedir que os modelos realizem operações indesejadas em relação ao vertimento (por exemplo, concentrar um grande volume de vertimento que seja inevitável em períodos muito curtos de tempo), sugere-se definir, ao longo do horizonte de estudo, restrições de limite máximo de defluência ou de vertimento para as usinas, que são descritas na seção de *Descrição Geral*.

Limites de geração hidráulica

A geração hidráulica máxima da usina como um todo é dada por:

$0 \leq GH_i^{t,p,s} \leq \overline{GH_i}$,

onde o limite $\overline{GH_i}$ também é definido, em primeira instância, à soma dos valores máximos nominais de geração de suas unidades geradoras:

$\overline{GH_i} = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{gh_{i,j}}$;

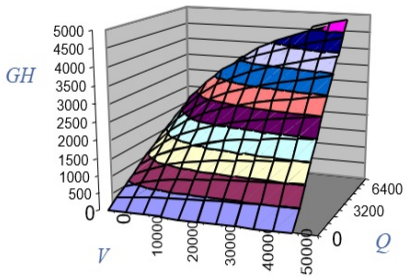
15.6 Geração de Energia

15.6.1 Função de Produção Hidrelétrica

A função de produção das usinas hidrelétricas consiste na conversão entre a vazão turbinada e a energia gerada, considerando a variação da produtividade da usina de forma **não linear** com a altura de queda e eventuais perdas que ocorrem nesse processo. Assim, uma questão fundamental nos modelos de otimização energética é a modelagem, em problema de otimização linear (PL) ou linear inteira-mista (MILP) dessas relações não lineares, como ilustrado a seguir.

GERAÇÃO HIDROELÉTRICA

- **É uma função não linear da vazão turbinada e da altura de queda dos reservatórios**



QUESTÃO:

- **Como representar, em um problema de Programação Linear (ou linear inteira-mista), a função de produção das usinas hidroelétricas?**

Nas seções seguintes descrevem-se os principais aspectos que afetam a geração da usina e que são considerados nos modelos, apresentando a formulação matemática para cada um deles. Em seguida, apresenta-se a modelagem linear por partes multi-dimensional que é considerada no problema de otimização.

De forma a não carregar a notação, serão suprimidos os índices da usina hidrelétrica e do período, assim como do cenário e patamar de carga (quando aplicáveis) a que se referem as variáveis operativas.

Energia Potencial para geração hidrelétrica

A conversão de energia de um aproveitamento hidrelétrico é dada pelos conjuntos turbina-gerador: o primeiro é responsável pela conversão de energia potencial em energia mecânica e o segundo pela conversão da energia mecânica em energia elétrica. A energia potencial proveniente da água armazenada no reservatório a montante, que, ao ser liberada, provoca torque o eixo da turbina, que é transmitido ao eixo do gerador.

Dessa forma, a energia potencial pode ser expressa por:

$E_p = k \times \gamma_a \times V \times g \times h_{liq}$

onde:

- E_p: energia potencial (J);
- k: fator de conversão de unidades;
- γ_a: densidade específica da água (1 kg/dm^3);
- g: aceleração da gravidade ($9,81 m/s^2$);
- V: quantidade (volume) de água armazenado à montante que será turbinado (hm^3);
- h_{liq}: altura de queda líquida (m).

sendo que a altura de queda líquida corresponde à diferença entre a *Cota de montante* (h_{mon}) do reservatório e a *Cota de jusante* (h_{jus}), subtraindo-se também as *Perdas hidráulicas nos condutos* nos condutos (h_{perd}).

Já a energia elétrica de um conjunto turbina-gerador pode ser expressa em função da energia potencial, considerando-se os rendimentos asociados ao processo:

$E_e = \eta_t \times \eta_g \times E_p$,

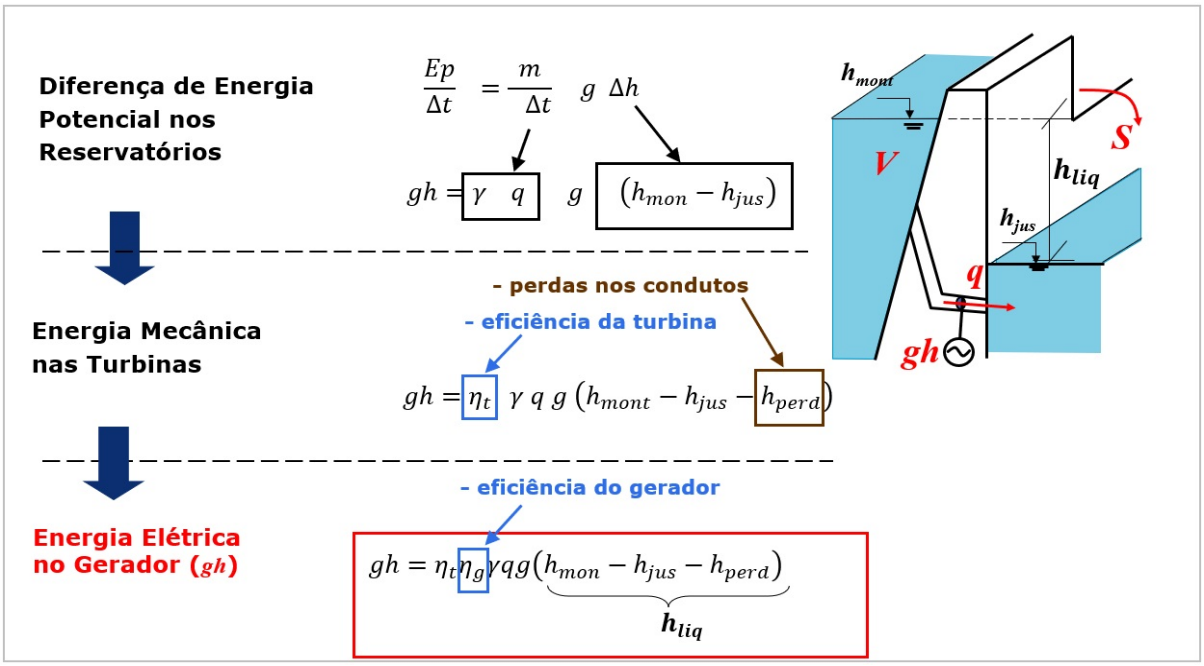
onde:

- E_e: energia elétrica gerada pelo conjunto turbina-gerador (J);
- η_t: rendimento da turbina (p.u.);
- η_g: rendimento do gerador (p.u.).

Finalmente, considerando que a potência é a energia E_e dividida pelo tempo, e que a vazão turbinada $q(m^3/s)$ é a variação de volume V no tempo, é possível calcular a potência gerada gh pelo conjunto turbina-gerador de uma unidade geradora pela seguinte expressão:

$gh = k \times \gamma_a \times g \times \eta_t \times \eta_g \times q \times h_{liq}$,

Ilustra-se, a seguir, um esquema ilustrativo da conversão de energia elétrica em energia mecânica e, em seguida, em energia potencial.



Eficiência das turbinas e geradores

A eficiência da turbina é caracterizada por sua curva colina, que pode ser expressa em função do turbinamento e da altura de queda (ou da potência e da altura de queda), e que são dados de projeto da turbina. Já a eficiência do gerador, que depende da potência entregue, também é uma característica de projeto e considerada, na literatura, como sendo uma função quadrática da geração.

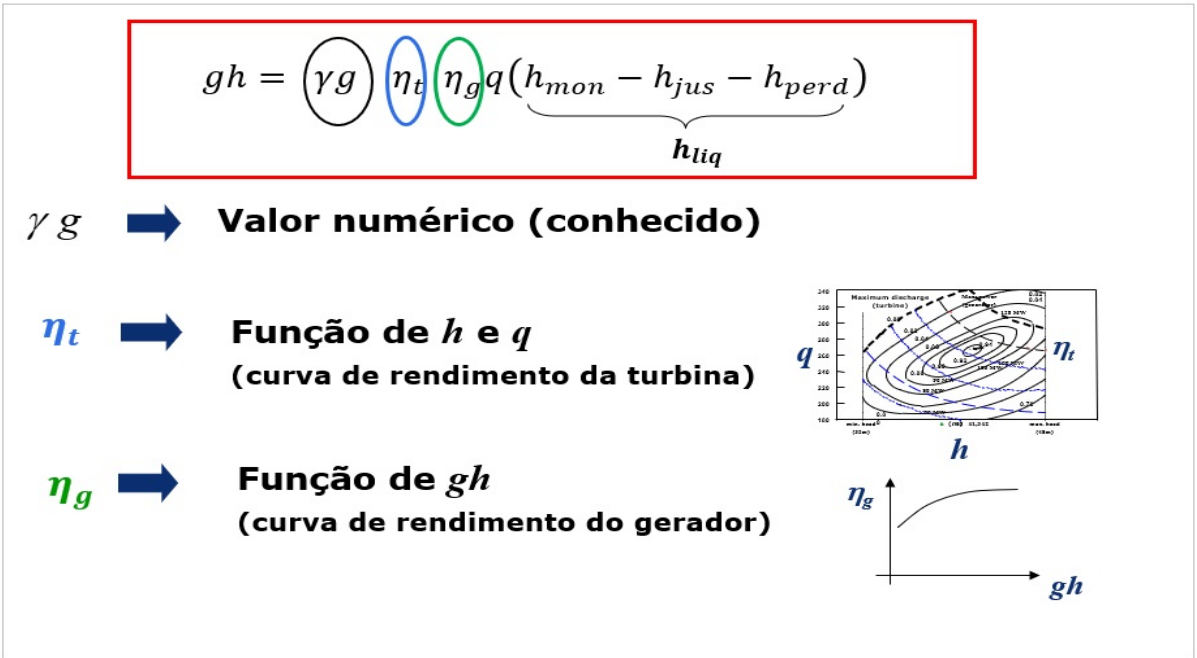
O produto dessas eficiências, em conjunto com o termo constante, permite que se calcula a **produtibilidade específica** do conjunto turbina-gerador, medida em $\frac{MW}{m \times m^3/s}$, pela expressão:

$\rho(q, h_{liq}) = k \times \gamma_a \times \eta_t(h_{liq}, q) \times \eta_g(gh(q, h_{liq}))$

e, consequentemente, a geração da unidade geradora é dada por:

$gh = \rho \times q \times h_{liq}$

como ilustrado a seguir:



A seguir, veremos com mais detalhes como cada um desses termos é tratado no cálculo da geração hidrelétrica nos modelos de otimização energética do CEPEL.

Altura de queda bruta

A altura de queda bruta h_{bruta} é a diferença entre a *Cota de montante* e a *Cota de jusante*, conforme expressão a seguir:

$h_{bruta} = h_{mon}(V) - h_{jus}(Q_{jus})$

onde se considera que a cota de montante é função não linear do armazenamento no reservatório, atualmente fornecida pelo *Polinômio cota-volume*, e a cota de jusante Q_{jus}, dada pelo *Polinômio do canal de fuga* ou, quando dados mais sofisticados estão disponíveis, por *Polinômios por partes para o canal de fuga*.

Perdas hidráulicas nos condutos

As perdas hidráulicas h_{PerdH} correspondem às perdas de carga na tomada e adução de água, que são dadas por uma relação não linear da vazão turbinada. Esta relação pode ser representada de diferentes formas nos modelos de otimização energética do CEPEL, a partir dos valores de *Altura de queda bruta* e das perdas, obtem-se a **altura de queda líquida** h_{liq}, de acordo com o tipo de modelagem adotado.

Perdas hidráulicas por meio de fatores

A maneira mais simples de considerar as perdas hidráulicas é por meio de um valor constante, fornecido nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*. Este valor pode ser fornecido de duas formas, de acordo com um "flag" Tp_{PerdH} que consta do cadastro:

- **se** Tp_{PerdH} = 1: corresponde um fator k_{PerdH} em p.u. a ser aplicado à *Altura de queda bruta*:
- **se** Tp_{PerdH} = 2: corresponde a um valor h_{PerdH} constante, em metros (m), a ser abatido da queda bruta:

Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada

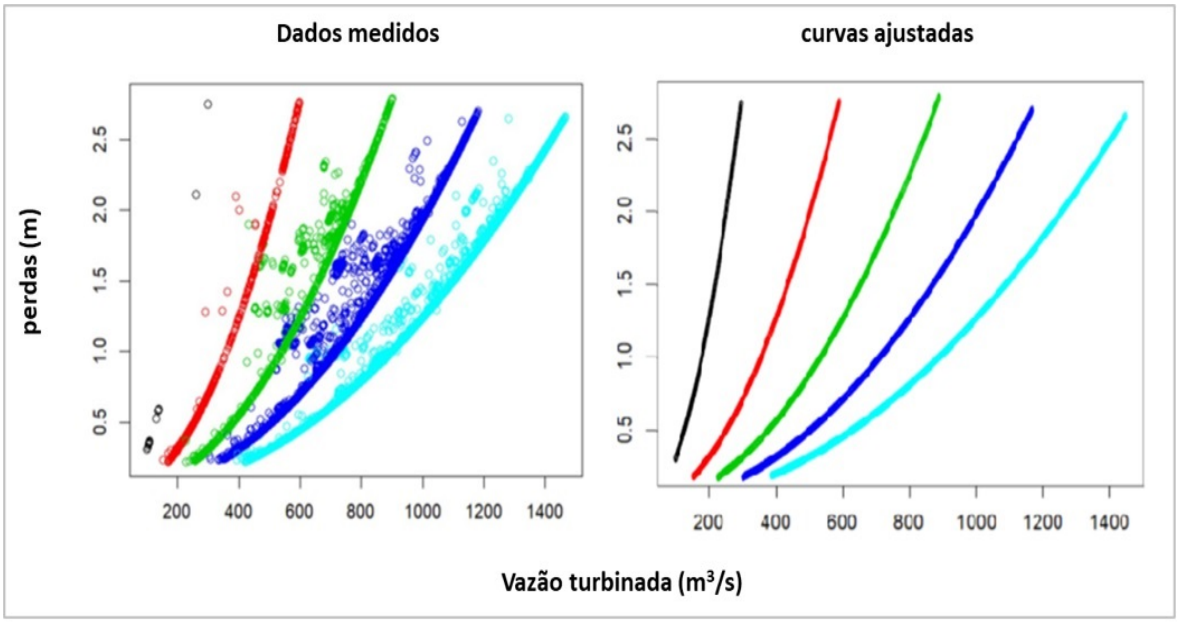
Uma forma mais acurada de calcular as perdas hidráulicas nos condutos, também disponível nos modelos, é considerá-la como uma função não linear da vazão turbinada Q da usina:

$h_{PerdH} = f_{PerdH}(Q)$

Os processos envolvidos na construção dessas funções são descritos a seguir:

- inicialmente, os dados históricos de operação das usinas hidrelétricas, são obtidos conforme metodologia desenvolvida pelo Grupo de Trabalho de Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade (GTDP) do ONS, descrita em ref-not-found;
- com base nesses pontos, o CEPEL desenvolveu, em conjunto com o ONS, uma modelagem para estimar essa curva a partir de um modelo aditivo generalizado (GAM), conforme descrita em[1]. Esta modelagem já está disponível para uso nos modelos DECOMP e DESSEM, em uma implementação realizada no ambiente LIBS, que é mais bem detalhada em[2];

A figura a seguir, extraída de[p. 220, 2], ilustra uma curva obtida por essa metodologia.



Finalmente, a partir das curvas não lineares obtidas, extrai-se uma grade de pontos $(Q^i, {h_{PerdH}}^i), i = 1, \ldots, np$ que alimenta os dados de entrada dos modelos. Assim, o cálculo da perda em metros, para qualquer valor de vazão turbinada $\hat{Q}$ é dada por:

- $\hat{h}_{PerdH} = (\frac{Q^{i+1} - \hat{Q}}{Q^{i+1} - Q^i}) h^i_{PerdH} + (\frac{\hat{Q} - Q^i}{Q^{i+1} - Q^i}) h^{i+1}_{PerdH}$,

Se o ponto $\hat{Q}$ estiver no "meio" da grade, ou seja: $Q^i \leq \hat{Q} \leq Q^{i+1}, i \in [1, np-1]$;

- $\hat{h}_{PerdH} = hp^{np}$, se o ponto $\hat{Q}$ estiver após o último ponto da grade $(\hat{Q} \geq Q^{np})$;
- $\hat{h}_{PerdH} = hp^{np}$, se o ponto $\hat{Q}$ estiver antes do primeiro ponto da grade $(\hat{Q} < Q^1)$;

Deck de entrada

Esse dado é informado aos modelos no formato Libs. Para maiores informações consultar *Dados de Entrada - Formato Libs*.

[1] Lilian C. Brandao, Jose F. Pessanha, Lucas S. Khenayfis, Andre L. Diniz, Rodrigo J. Coelho Pereira, and Carlos A. Araújo. A data-driven representation of aggregate efficiency curves of hydro units for the mid-term hydrothermal coordination problem. *Electric Power Systems Research*, 212:108511, 2022. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108511.

[2] L. C. Brandão, J. F. Pessanha, A. L Diniz, and P. T. M. Lira. Metodologia orientada por dados para a modelagem da produtibilidade e perdas variáveis das usinas hidrelétricas nos modelos de otimização energética - aplicação ao modelo DECOMP. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 995/2022, 2022. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Listing 15.14: Exemplo card HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE

```
&***************************************************
& Descrição colunas:
&***************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& Turb : Turbinamento
& PerdHidrm : Perda hidráulica em valores absolutos
&*********************************;*******;***************;
↪***************
&                                 ;CodUsih;Turb            ;PerdHidrm
&-                                ;       ;m^3/s           ;m
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFFFFFFFFFF
 HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE;      1;            1.0;          ␣
↪ 1.0
```

Altura de queda líquida

A altura de queda líquida h_{liq} é calculada a partir da *Altura de queda bruta*, descontando-se as *Perdas hidráulicas nos condutos*, de acordo com a modelagem adotada para essas perdas.

- se forem utilizados fatores fixos

  $h_{liq} = h_{bruta} \times k_{PerdH}$, se a perda for dada por um fator em p.u., e:

  $h_{liq} = h_{bruta} - h_{PerdH}$, se a perda for dada em metros

- se forem utilizadas perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada Q:

  $h_{liq} = h_{bruta} - h_{PerdH}(Q)$

Produtibilidade Específica

Além da variação da produtividade das usinas com a altura de queda, levando em consideração funções não lineares para as cotas de montante e de jusante do reservatório, os modelos de otimização energética do CEPEL também consideram a eficiência do conjunto turbina-gerador das usinas hidrelétricas.

Diferentes tratamentos podem ser considerados, de acordo com os dados que se encontrarem disponíveis para as usinas hidrelétricas do sistema brasileiro.

Eficiência conjunto/gerador das usinas constante

Esta alternativa de modelagem consiste em considerar o dado de produtibilidade específica por unidade de queda e vazão, medido em $[(MW/((m^3/s).m)]$ que se encontra nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas* cadastro de usinas hidrelétricas. Este valor corresponde a uma composição da eficiência das turbinas multiplicado pela gravidade e a densidade específica da água, além de um fator de conversão de unidades.

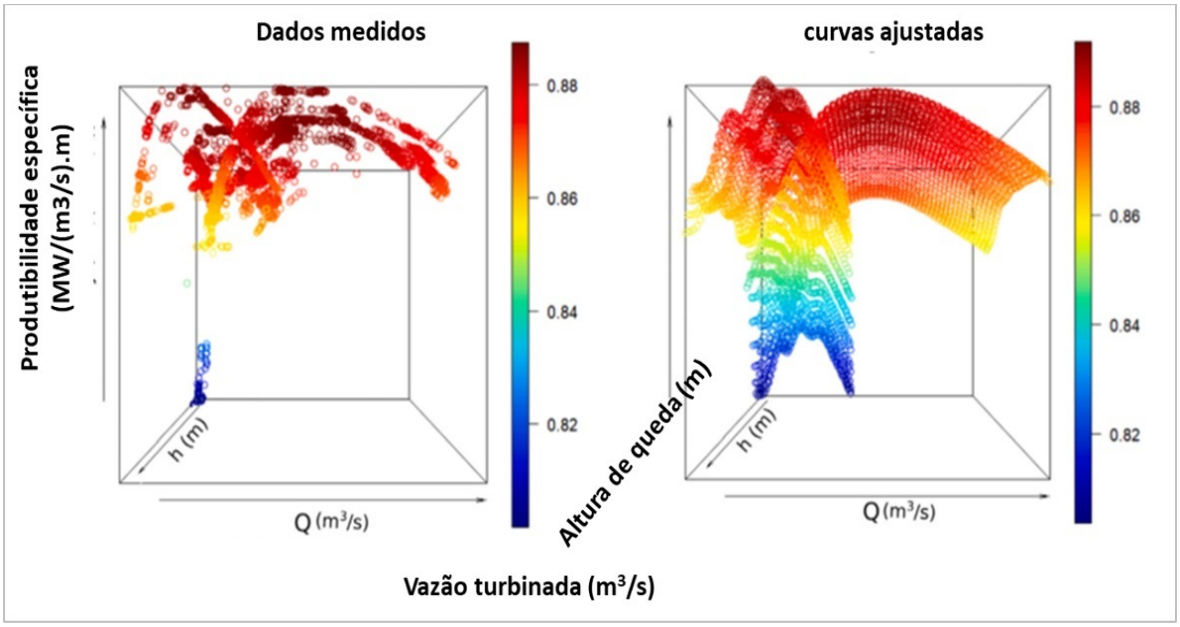
Eficiência conjunto/gerador das usinas variável com a vazão e a altura de queda

Uma modelagem mais sofisticada é considerar a produtibilidade específica como uma função não linear da vazão turbinada e altura de queda, utilizando metodologia semelhante à realizada para as *Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada*, porém desta vez para expressar a produtibilidade específica η dos conjuntos turbinas-geradores da usina como uma função f_ρ da vazão turbinada Q e da altura de queda líquida h_{liq} :.

$\rho = f_\rho(Q, h_{liq})$

Esta função busca representar o efeito das curvas colinas das turbinas hidráulicas, porém considerando a operação da usina como um todo. Aplica-se de um modelo aditivo generalizado (GAM), conforme também descrito em[1] e detalhado em[p. 220, 2], a partir de dados históricos fornecidos pelo ONS. ref-not-found

Uma vez calculadas as curvas não lineares, a entrada de dados nos modelos também é feita a partir de uma grade de pontos, porém para pares de vazão turbinada X altura de queda. A figura a seguir ilustra uma curva obtida para uma usina hidrelétrica



Deck de entrada

Esse dado é informado aos modelos no formato Libs. Para maiores informações consultar *Dados de Entrada - Formato Libs*.

Listing 15.15: Exemplo card HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodUsih : Código da usina hidrelétrica
& HLiq : Altura líquida da usina hidrelétrica
& Turb : Turbinamento
& ProdEsp : Produtibilidade específica da usina hidrelétrica
&******************************************;*******;*********;
↪********;********
&                                          ;CodUsih;Hliq      Turb  ␣
↪;ProdEsp
&-                                         ;       ;m         m^3/s
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFFFFFF;
↪FFFFFFF;FFFFFFFF
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE;      1;      500;    1.
↪0;     1.0
```

Função de produção hidrelétrica (FPH)

A geração GH de uma usina hidrelétrica i pode ser obtida pela soma das gerações individuais de suas nh_i unidades geradoras, correspondendo ao que chamamos de **função de produção exata (FPH)** da usinas hidrelétrica, cuja expressão é mostrada a seguir.

$$FPH_i(V, Q_i, Q_{jus_i}) = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_j(q_j, V_i, Q_{jus_i}) =$$

$$= \sum_{j=1}^{nh_i} \rho_i(Q_i, h_{liq_i}) q_j [h_{mon i} - h_{jus_i}(Q_{jus_i}) - h_{PerdH i}] =$$

aplicando-se as metodologias utilizadas para calcular a *Produtibilidade Específica*, *Cota de montante*, *Cota de jusante*, e as *Perdas hidráulicas nos condutos* das usinas hidrelétricas.

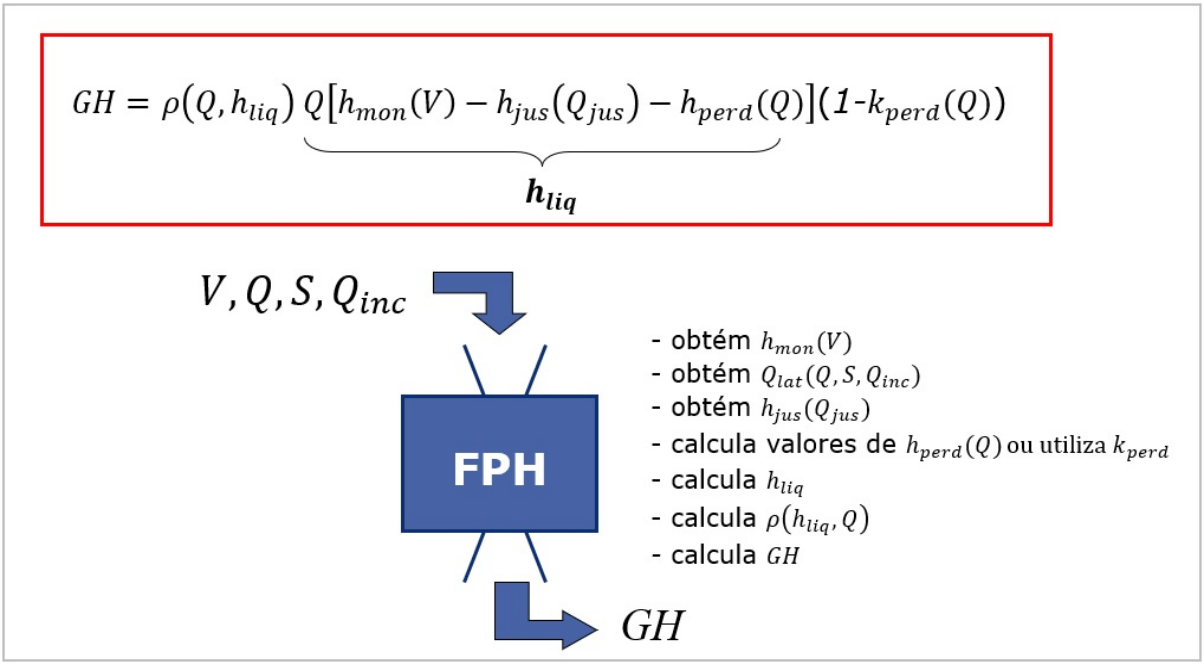
Observa-se que, na metodologia adotada, as cotas de montante, jusante e perdas são características da usina como um todo, e não de cada unidade geradora. Assim, a geração total da usina pode ser calculada aplicando-se, de forma direta, o turbinamento total da usina:

$$GH = \sum_{j=1}^{nh_i} \rho_i q_j [h_{mon i} - h_{jus_i}(Q_{jus_i}) - h_{PerdH i}(Q)] =$$

$$= \rho_i(Q_i, h_{liq_i}) [h_{mon i} - h_{jus_i}(Q_{jus_i}) - h_{PerdH_i}(Q)] \sum_{j=1}^{nh_i} q_j =$$

$$= \rho_i(Q_i, h_{liq_i}) Q_i [h_{mon i} - h_{jus_i}(Q_{jus_i}) - h_{PerdH_i}(Q)].$$

A figura a seguir ilustra todos os passos para cálculo da FPH, considerando o exposto nas seções acima.



Mostra-se abaixo o gráfico da função de produção exata de uma usina real do sistema brasileiro. À esquerda, observa-se o comportamento da curva quando a usina não apresenta vertimento e, à direita, o impacto do vertimento na geração de uma usina, fixados os valores de turbinamento e volume armazenado.

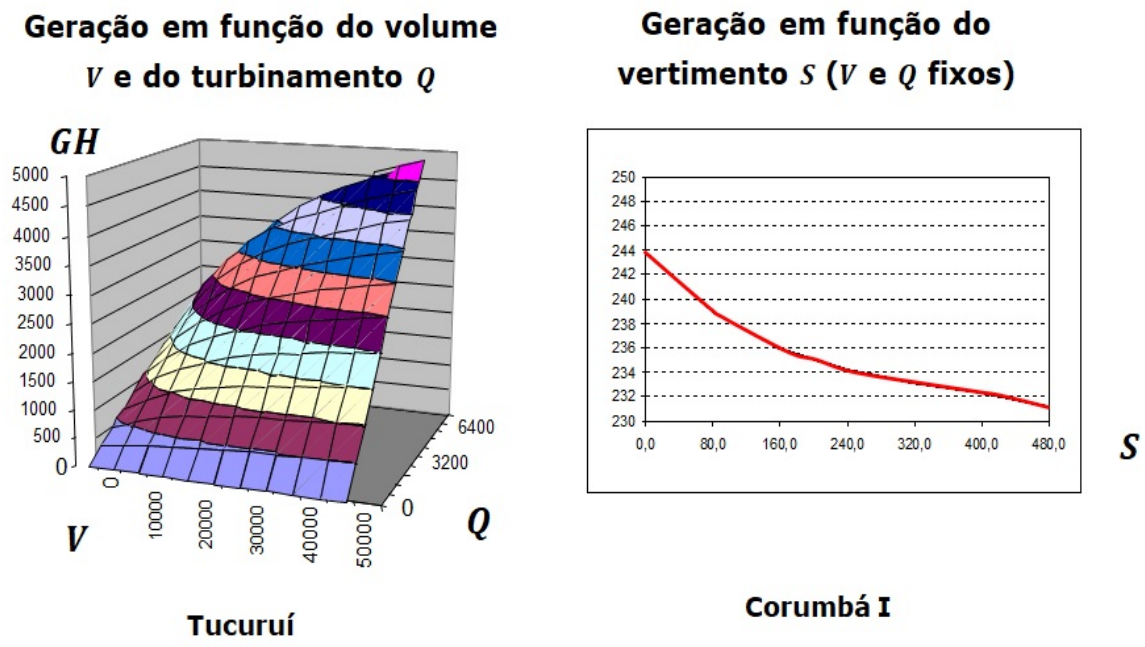


Figure15.2: Exemplo de FPH

Observa-se que, nos modelos que consideram a rede elétrica detalhadas, pode ser necessário distinguir as gerações de unidades geradoras que estejam em diferentes barras, pois seu efeito pode ser distinto no fluxo de potência DC. Nesta situação, ao inserir as restrições de limite de fluxo e de segurança da rede elétrica, o modelo irá automaticamente redistribuir a geração da usina entre as suas unidades geradoras, ou até alterar a geração da usina, a fim de atender às restrições da rede.

Função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA)

Como a expressão da *Função de produção hidrelétrica (FPH)* $(FPH(GH))$ é não linear, faz-se necessário um tratamento que permita a aplicação em um problema de programação linear, e que ao mesmo tempo preserve uma representação acurada da não linearidade da função.

Observando-se o gráfico à esquerda na figura: *Exemplo de FPH*, verifica-se que a função de produção é razoavelmente côncava, o que sugere uma aproximação linear por partes superior dessa curva, considerando como região viável para o problema de otimização toda a região abaixo da curva. Isto é interessante porque evita o uso de variáveis inteiras, e torna-se eficaz porque a solução ótima do problema de despacho levará sempre o modelo a "encostar" na curva, evitando operar em pontos estritamente abaixo dela.

De qualquer forma, antes de aplicar essa linearização por partes, deve-se **convexificar** a região abaixo da curva, aplicando algum algoritmo de envoltória convexa.

Os passos para construção da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada, que denotamos por FPHA, são descritos a seguir. Ressalta-se que, para os modelos DECOMP e DESSEM[10], o cálculo da FPHA é feita atualmente por um módulo das LIBS, adotando-se **exatamente o mesmo procedimento**, onde se variam apenas os parâmetros de entrada para cálculo da função. Esta modelagem também está sendo migrada em 2023 para o modelo NEWAVE.

[10] no caso do modelo DESSEM, até a versão 19.0.44 ainda se encontra disponível, como opção, uma modelagem específica para o modelo DESSEM, mas que não considera os últimos aprimoramentos associados a *Polinômios por partes para o canal de fuga*, *Consideração da vazão lateral*, *Eficiência conjunto/gerador das usinas variável com a vazão e a altura de queda* e *Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada*.

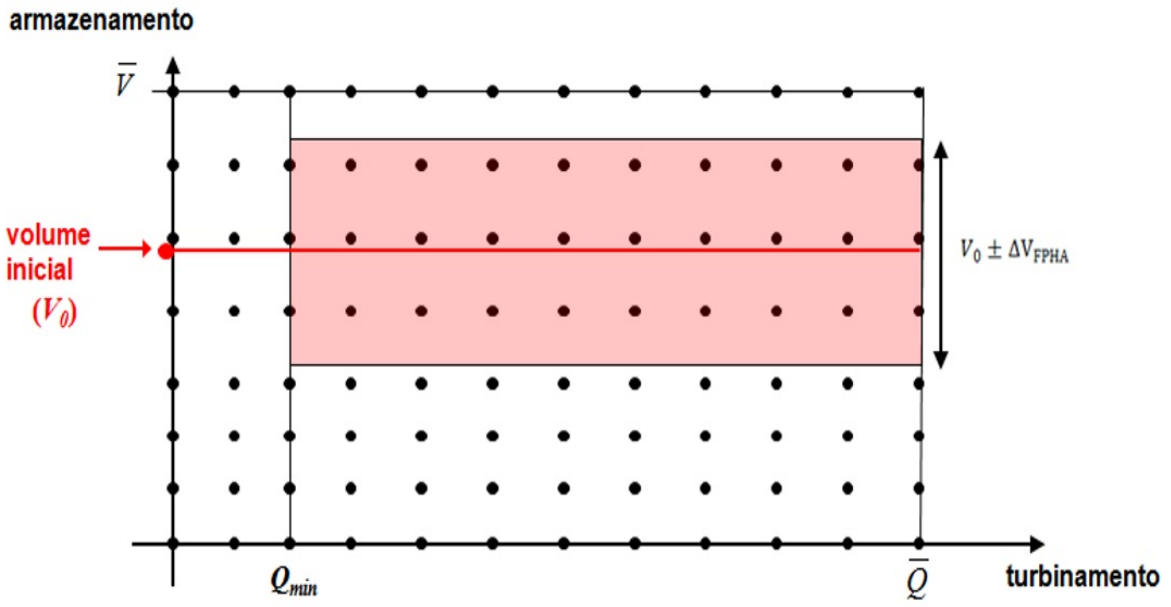
Passo 1. Determinação da janela e grade de discretização

A largura da janela para o volume depende do tamanho do reservatório e deve ser ampla o suficiente para cobrir razoavelmente o espectro de operação da usina ao longo do horizonte de estudo do modelo. Portanto, adota-se como largura da janela um intervalo de comprimento Δ_V em torno de um volume de referência V_0, onde Δ_V deve levar em consideração período de tempo na discretização temporal do problema e o grau de regularização (diária, semanal ou mensal) do reservatório. Ressalta-se que, se os limites inferior e superior da janela ultrapassarem, respectivamente, os volumes mínimo e máximo da usina, estes valores passam a ser adotados para o limite da janela, em cada situação.

Já para o turbinamento, a princípio deve-se considerar todo o domínio da variável, já que não é possível prever, a priori, a faixa operativa da usina[11].

Finalmente, define-se uma grade de pontos no plano $V \times Q$ dentro da janela escolhida a partir das informações do número de pontos em cada uma das dimensões ($NPTV$ e $NPTQ$, respectivamente).

A figura a seguir ilustra a janela e grade de discretização obtida para o cálculo da FPHA.



Os valores default de Δ_V, $NPTV$ e $NPTQ$ variam de acordo com o horizonte de tempo e discretização temporal empregados em cada modelo. Portanto, consulte o manual do usuário de cada modelo para obter informações específicas sobre estes parâmetros, e como eles podem ser modificados, para cada usina hidrelétrica e período (quando aplicável), por valores "ad-hoc" fornecidos pelo usuário.

Passo 2. Cálculo da geração exata em cada ponto

Em seguida, calcula-se a a geração exata $\widetilde{GH}$ em cada um desses pontos discretizados na etapa anterior:

$\widetilde{GH}(\tilde{V}_i, \tilde{Q}_j) = FPH(\tilde{V}_i, \tilde{Q}_j), i = 1, \ldots, NPTV, j = 1, \ldots, NPTQ$

onde $FPH(V, Q)$ corresponde à *Função de Produção Hidrelétrica* da usina hidrelétrica (calculada como já explicado anteriormente), considerando o vertimento como sendo nulo, assim como eventuais vazões laterais.

Com isso, obtém-se assim uma nuvem de pontos $(\tilde{V}_k, \tilde{Q}_k, \widetilde{GH}_k)$ no espaço tridimensional.

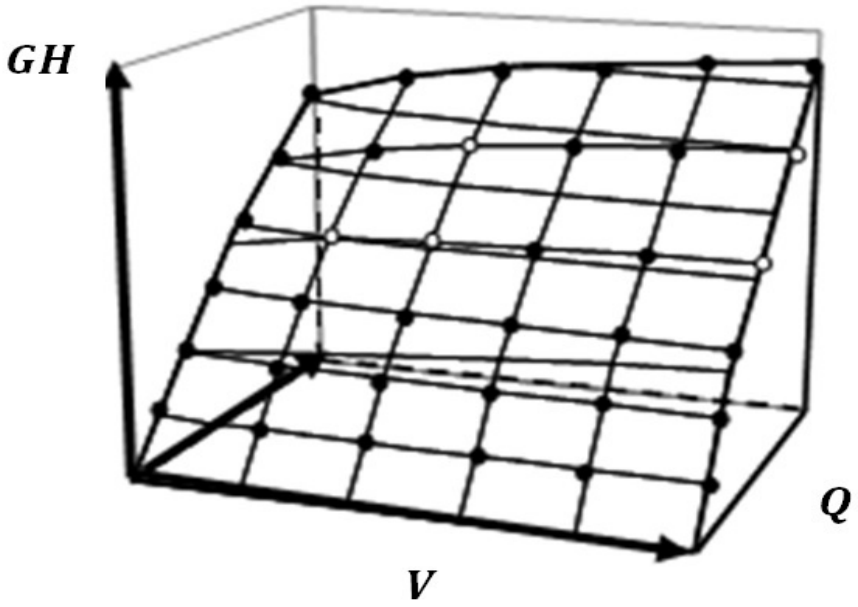
[11] um aprimoramento que se vislumbra para a FPHA é considerar, no cálculo da janela de representação da FPHA, as restrições operativas das usinas hidráulicas.

Passo 3. Construção da envoltória convexa

Calcula-se a envoltória convexa da região definida pelos pontos acima, incluindo-se um ponto adicional ($\tilde{V}_k = \overline{V}, \tilde{Q}_k = \overline{Q}, \widetilde{GH}_k = 0$), de forma a "fechar" a região abaixo da curva.

Essa envoltória é definida como a "menor" função côncava cujo gráfico está acima da função original não-côncava, em todos os seus pontos, e é representada matematicamente por um conjunto de M planos, que passarão a constituir a FPHA da usina.

A figura a seguir ilustra essa envoltória convexa.



Algoritmos para a determinação de envoltórias convexas em espaços tridimensionais podem ser pesados do ponto de vista computacional, quando um grande número de pontos é adotado. O algoritmo aplicado é o da biblioteca em C++ qhull[12], que é muito mais eficiente do que o algoritmo *ad-hoc* que vinha sendo aplicado nos modelos DECOMP e DESSEM até 2019.

Vale ressaltar que, se a FPH for mal comportada (ou seja, não côncava) em uma grande parte da grade definida no plano $V \times Q$ aumentar o número de pontos na discretização não resultará em um modelo mais acurado, uma vez que todos os pontos na região não côncava da curva serão eliminados durante o cálculo da envoltória convexa.

Passo 4. Regressão para minimização das diferenças entre a FPH e FPHA

Após a aplicação da envoltória convexa, obtém-se um modelo inicial denominado $FPHA_0$,representado por uma função côncava e linear por partes, construída diretamente a partir do subconjunto de planos que compõem a envoltória convexa. Este modelo será, por construção, otimista nas regiões onde a FPH original for não côncava, e pessimista nas regiões onde ela for côncava. De forma a evitar um viés para um lado ou para o outro, faz-se uma regressão para multiplicar a função por um fator α_{FPHA}, de forma a equilibrar os erros, obtendo-se a função final $FPHA$.

$$FPHA(V,Q) = \alpha_{FPHA} FPHA_0(V,Q).$$

O fator de correção α_{FPHA} é obtido através da minimização do erro quadrático médio (EQM) entre a função final a ser obtida e o valor exato de geração para um conjunto de pontos em uma grade de tamanho $m \times n$ no plano $V \times Q$:

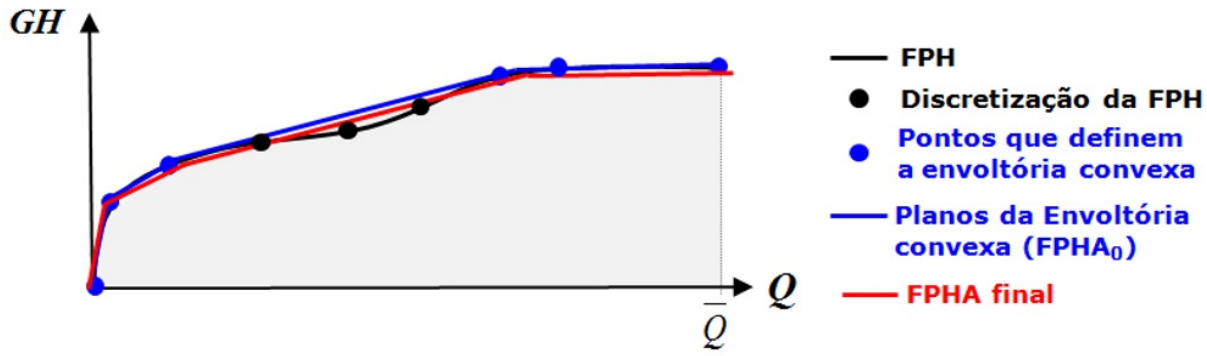
$$EMC = \frac{\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n}(FPH(V_i,Q_j) - \alpha_{FPHA} FPHA_0(V_i,Q_j))^2}{mn}$$

[12] qhull library (http://www.qhull.org/).

sendo o valor de α_{FPHA} que minimiza a função dado por:

$$\alpha_{FPHA} = \frac{\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} FPHA_0(V_i,Q_j)FPH(V_i,Q_j)}{\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} FPHA_0^2(V_i,Q_j)}$$

Este procedimento é ilustrado a seguir, onde, para facilitar a visualização, representa-se apenas o plano em Q, como se a usina para a qual se construiu a FPHA fosse uma usina a fio d'água.



Nota: É importante que o cálculo do "fator de correção" α_{FPHA} seja feito apenas no eixo de volume e turbinamento (ou seja, para um valor de vertimento nulo), visto que essa é a situação mais esperada de operação da usina. Além disso, a realização de uma regressão também no eixo de vertimento incluiria pontos cujos desvios entre a FPHA e a FPH seriam maiores, pelo comportamento da função no eixo do vertimento (vide *Passo 5. Aproximação secante na dimensão da vazão lateral*. Como consequência, a regressão iria aumentar os desvios nessa região de maior interesse, para favorecer desvios menores quando há vertimento.

Em principio, a grade de pontos para cálculo de α_{FPHA} deveria ser uma nuvem densa de pontos no plano $V \times Q$. Entretanto, como os pontos de quebra da função acabam sendo candidatos naturais para a solução ótima do problema, pode ser interessante fazer a regressão nos mesmos pontos em que a função foi calculada, para não prejudicar a acurácia da função nesses pontos.

Passo 5. Aproximação secante na dimensão da vazão lateral

O último passo para construção da função é aplicar uma secante para cada plano obtido, em um eixo adicional da FPHA denominado **vazão lateral**. Neste eixo, agregam-se todas as variáveis que afetam a cota do canal de fuga mas não contribuem para a geração da usina:

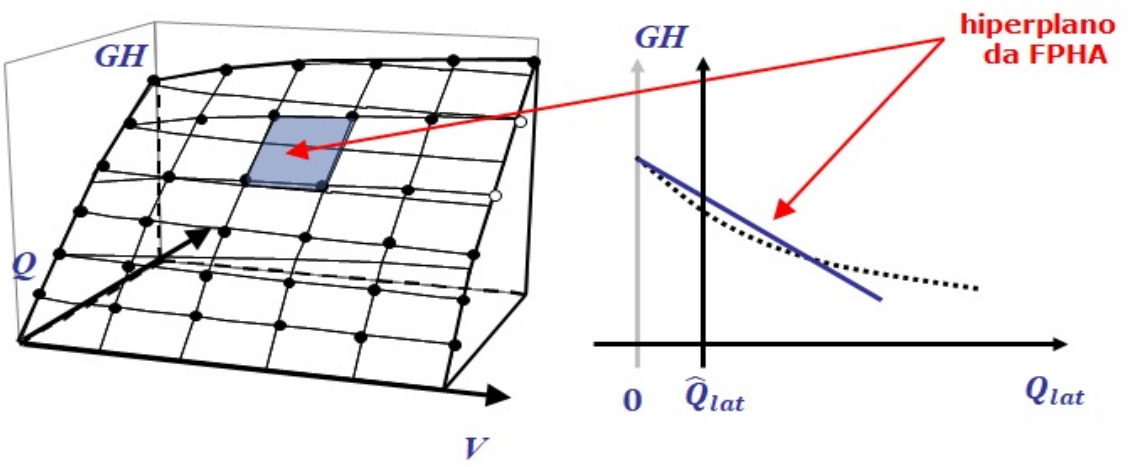
- o vertimento da própria usina;
- vazões lateriais associadas a defluências de outras usinas;
- vazões afluentes a postos.

Maiores detalhes são descritos na seção referente à influência das *Vazão lateral* na cota do canal de fuga das usinas hidrelétricas.

A principal justificativa para essa agregação de variáveis na FPHA, sem perda de precisão adicional, é que a cota do canal de fuga é influenciada apenas pelo **valor total da vazão de jusante** da usina, independentemente como essa vazão é distribuída entre as diversas componentes que compõem essa vazão[13] .

Este último passo da função é ilustrado a seguir.

[13] exceto o turbinamento que, apesar de elevar a cota do canal de fuga, contribui diretamente para o aumento da geração da usina.



Ressalta-se que essa aproximação secante somente se aplica para as usinas hidrelétricas onde o vertimento influencia a *Cota de jusante*, conforme informação nos *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*.

A inclinação da FPHA nesse eixo adicional é determinada, para cada corte (plano) da função, também minimizando o EQM entre as duas funções (exata e aproximada). Este procedimento, ilustrado na figura a seguir, é realizado da seguinte forma:

- considera-se, como domínio de valores para a vazão lateral, o intervalo entre $[0, S_{max}]$, adotando-se para limite máximo de vertimento S_{max} um valor igual a duas vezes a vazão longa de médio termo (MLT) da usina, ou o dobro da capacidade de turbinamento da usina (caso a vazão MLT da usina seja nula nesse arquivo);
- para usinas onde ocorre influência de vazão lateral devido a postos, o valor de referência (*offset*) para cálculo da aproximação secante (denotado por $\hat{Q}_{lat}$)) não é um valor nulo de vertimento ($Q_{lat} = 0$), mas sim um valor médio para a soma das vazões incrementais nos postos que influenciam a vazão lateral. Nesta situação, a "consulta" à FPHA, para um dado ponto de operação, é feita pela diferença entre a vazão lateral de postos "operada" (ou seja, no período e cenário (quando aplicável) em questão) e o valor de referência para cálculo da secante.

Dependendo do modelo ao qual essa aproximação da FPHA é aplicada, pode-se utilizar diferentes valores para a vazão incremental de referência:

- para o modelo DESSEM, é o valor médio da soma das vazões incrementais nos postos ao longo do horizonte de programação do modelo;
- para o modeloDECOMP, é o valor médio da soma das vazões incremnentais nos potos ao longo dos cenários do período para o qual está sendo construída a FPHA (vide[3]).

Expressão final para consulta à FPHA

A expressão final da função de produção hidrelétrica aproximada da usina hidrelétrica i, denotada por $FPHA_i()$, é dada por:

$$GH_i \leq \alpha_{FPHAi} \times [\gamma_{FPHA0_i}^k + \gamma_{FPHAV_i}^k V_i + \gamma_{FPHAQ_i}^k Q_i + \gamma_{FPHAS_i}^k (Q_{lat_i} - \hat{Q}_{lat_i})]$$

$$t = 1, \ldots, T, k = 1, \ldots, NFP_i,$$

onde NFP_i é o número de planos da função, $gamma_{FPHA0_i}^k$ é o termo independente de cada corte (plano) k da função, e $\gamma_{FPHAV_i}^k$, $e\gamma_{FPHAQ_i}^k$ correspondem, respectivamente, aos coeficientes relacionados ao volume armazenado V e turbinamento Q. O termo $\gamma_{FPHAS_i}^k$ leva em consideração a *Vazão lateral*, conforme explicado a seguir[14] .

[3] L. C. Brandão, A. L. Diniz, and P. T. M. Lira. Consideração da influência de vazões naturais às usinas hidroelétricas no cálculo da altura de jusante e função de produção. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 1392/2021, 2021. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

[14] utiliza-se o sub-índice :math: *S* porque, para a grande maioria das usinas, a vazão lateral corresponde somente ao vertimento.

Consideração da vazão lateral

A *Vazão lateral* para uso na função de produção deve levar em consideração os fatores referentes ao vertimento da própria usina, às defluências de usinas e às vazões em postos que influenciam a cota do canal de fuga:

$$Q_{lat} = k^{S}_{jus_i} S_i + \sum_{j \in \Omega^{qa}_{jus_i}} k^{qa}_{jus_{i,j}} Qa_j + \sum_{j \in \Omega^{qd}_{jus_i}} k^{qd}_{jus_{i,j}} Q_{def_j},$$

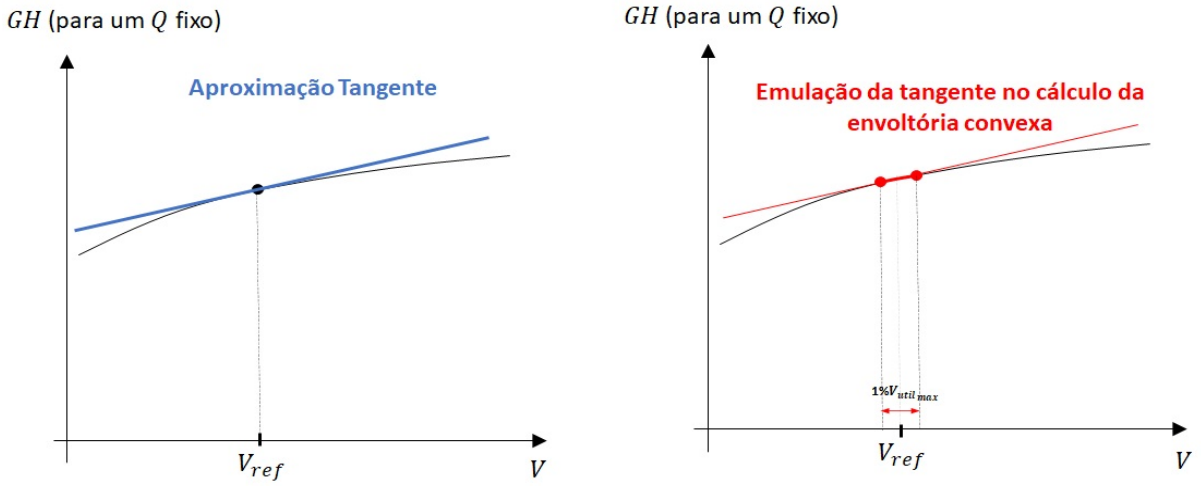
onde os termos que compõem essa vazão são descritos na seção referente à *Vazão de jusante*. Ressalta-se que, caso haja algum fator diferente de 1 para a influência do turbinamento na vazão de jusante, este **já está embutido no cálculo de** $\gamma_{Q_i^k}$.

Abordagem alternativa para modelagem do eixo do volume armazenado

Há uma abordagem alternativa para representação do efeito do volume armazenado na FPHA, que consiste em uma **aproximação tangente para o eixo do volume**, a partir do ponto relacionado ao volume de referência para cálculo da função. Nesta forma de modelagem, o cálculo da envoltória convexa necessitaria, em princípio, ser realizado apenas em relação ao eixo do turbinamento, calculando-se, a posteriori, a derivada analítica em função do volume.

Esta abordagem tem sido aplicada na FPHA vigente oficialmente no modelo DESSEM (até a versão 19.0.44) para os reservatórios de regularização semanal e mensal, visto que a variação percentual de volume é, em geral, insignificante ao longo do horizonte de estudo do DESSEM.

Para comportar o uso do cálculo 3D na FPHA com aproximação tangente para o volume, o ponto referente ao volume inicial é "transformado" em dois pontos muito próximos em torno do volume inicial, distantes entre si de 1% do volume útil da usina. A figura a seguir ilustra esse tratamento.



A opção pelo uso dessa aproximação tangente é motivada por dois aspectos:

- redução no número de cortes no problema de despacho PL/MILP, visto que a quantidade de cortes pode ser potencializado por eventuais comportamentos não côncavos da FPH exata quando se analisa o espaço 3D, e que são evidenciados quando se aumenta o número de pontos na grade de discretização. Este aspecto é importante, já que o tempo para resolução do problema no DESSEM é uma questão relevante, e impacta tanto a FPHADESSEM como a FPHA das LIBS. Como mencionado anteriormente, para variações muito pequenas de volume no problema de otimização não há a necessidade de representar de forma acurada esse aspecto;
- redução do tempo computacional para cálculo da envoltória convexa, já que o cálculo da envoltória convexa é feito com apenas com dois pontos. Ressalta-se, de qualquer forma, que o tempo computacional para este processo tem se mostrado irrelevante para o algoritmo de envoltória convexa utilizado na FPHA das LIBS, o que foi um avanço importante em relação ao algoritmo aplicado originalmente, descrito em[4].

[4] A. L. Diniz and M. E. P. Maceira. A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1298–1308, 2008. doi:10.1109/TPWRS.2008.922253.

Consideração da FPHA nos PLs

Alguns aspectos importantes relacionados à introdução da FPHA nos PL´s e MILPs de cada período e cenário (quando aplicável) dos subproblemas de despacho hidrotérmico são descritos a seguir:

Inclusão das restrições

As variáveis de decisão envolvidas na função GH, V, Q, S podem variar por período, patamar e cenário (os dois últimos quando aplicáveis). Desta forma, "cópias" dessa função podem ser aplicadas a cada conjunto de variáveis no problema de otimização;

Ressalta-se que o sinal "$\leq$" em todos os cortes faz com que se tome, como região viável no problema de otimização, **toda a região abaixo de todas as retas que definem os cortes**. Entretanto, como a função objetivo do problema levará sempre a uma maximização da geração hidrelétrica que é possível ser realizada para determinados valores de Q e S, o resultado do problema de otimização (PL ou MILP, conforme o caso) tenderá a levar, na grande maioria dos casos, a função a "tocar" a curva.

Consideração do volume armazenado

No problema de otimização, a variável volume é substituída pelo volume **médio** do período, ou seja, toma-se a média entre os volumes inicial e final da usina no período. Para os modelos em que se aplica a técnica de programação dinâmica dual (PDD) ou programação dinâmica dual estocástica (PDDE) (NEWAVE e DECOMP, respectivamente), a variável dual da restrição, multiplicada pelo coeficiente referente ao volume inicial na restrição, deve ser computado no cálculo do valor da água para construção dos cortes.

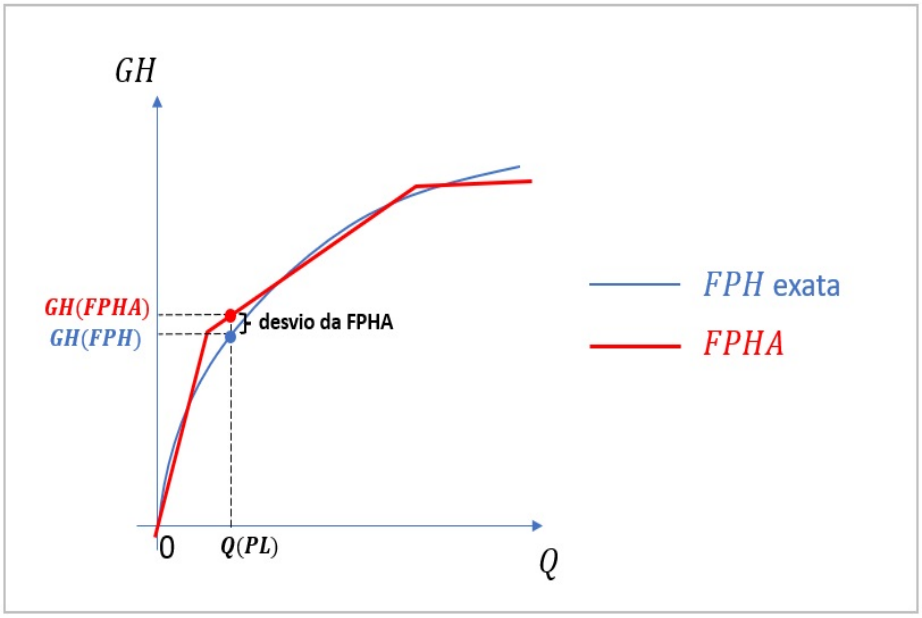
Diferentes modelos da FPHA por período

De forma a garantir uma maior eficácia na aproximação da geração, os modelos de mais longo prazo (DECOMP e NEWAVE) constroem uma função específica para cada período de tempo t, de forma a ter flexibilidade para ajustar os parâmetros da função de acordo com o mês do ano associado a cada período. Neste caso, os coeficientes γ possuem valores diferentes por período.

Desvios da FPHA

Os "desvios" da FPHA consistem nas diferenças entre a geração obtida através da FPHA ($GH(FPHA)$), que é a função utiliza pelos modelos no problema de otimização, e a função exata ($GH(FPH)$), obtida pelas expressões exatas não lineares da *Função de Produção Hidrelétrica*;

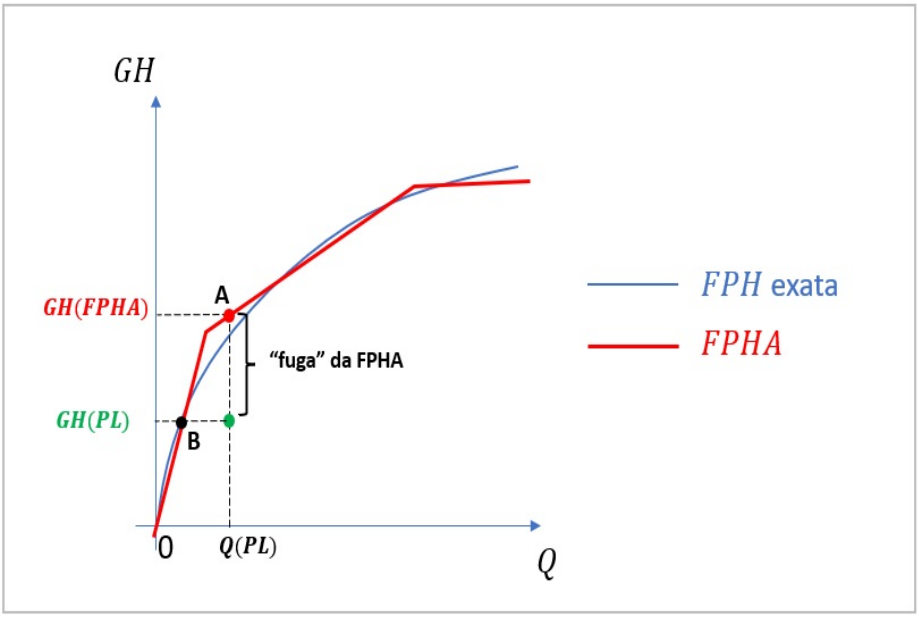
A figura a seguir ilustra esses desvios da FPHA, onde, para facilidade de visualização, exageraram-se os valores de desvio e considerou-se o caso de uma usina a fio d´agua.



A avaliação desses desvios, que é apresentada nos relatórios de saída dos modelos, é fundamental para verificar a qualidade da FPHA e sua acurácia na representação da função exata,

"Fuga" da FPHA

A "fuga" da FPHA ocorre quando a geração obtida pelos modelos como resultado do problema de otimização ($GH(PL)$) está **estritamente abaixo** da geração permitida pela FPHA ($GH(FPHA)$) e introduzida no modelo, conforme ilustrado na figura a seguir.



Esta situação não é esperado que ocorra na prática, visto que a solução ótima tenderá a utilizar o menor valor de turbinamento possível para determinado valor de geração, ou maximizar a geração para determinado valor de turbinamento, como ilustrados nos pontos A e B da figura acima. Entretanto, tais situações podem ocorrer:

- em situações de abundância de recursos hídricos, em que o valor da água na usina seja nulo e a mesma tenha que defluir água para atender a alguma restrição operativa;
- quando existem restrições de turbinamento mínimo que, combinadas com eventuais restrições que impeçam a geração da usina acima de determinado valor inferior ao "teto" da FPHA, faça com que a usina opere estritamente abaixo da FPHA.

Nestas situações, em que há um descolamento entre o valor de geração no problema de otimização e o valor fornecido pela FPHA, caracteriza-se, na prática, um **vertimento pela turbina**. Para evitar esse efeito indesejado, considera-se no problema de otimização, além de uma penalidade muito pequena para o vertimento, uma penalização muito pequena para o turbinamento da usina, levemente superior à penalidade de vertimento[15] .

Violação da FPHA

De forma a permitir que os (sub)problemas de otimização nos modelos sejam sempre viáveis, todas as restrições são incluídas no PL ou MILP (conforme o caso) com variáveis de folga.

Assim, inclui-se também uma variável de folga f_{FPHA_i} para a FPHA de cada usina i, em cada período, patamar e/ou cenário, que é fortemente penalizada na função objetivo do problema, para forçar o atendimento à restrição, sempre que possível.

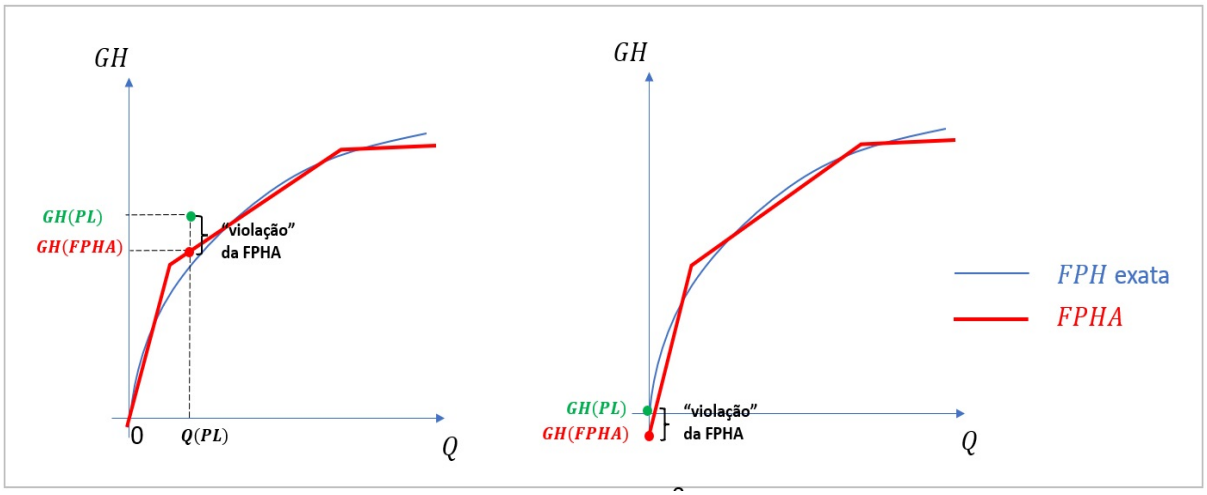
$$GH_i - \alpha_{FPHA_i} \times \gamma_V^k V_i - \alpha_{FPHA_i} \times \gamma_Q^k Q_i - \alpha_{FPHA_i} \times \gamma_S^k Q_{lat_i} - f_{FPHA_i} \leq$$

$$\leq \alpha_{FPHA_i} \times (\gamma_0^k - \hat{Q}_{lat_i})$$

$$k = 1, \ldots, NFP_i.$$

Assim, a **violação** da FPHA ocorre quando essa variável de folga f_{FPHA_i} assume um valor não nulo no resultado do problema de otimização. Quando isso acontece, a geração obtida pelos modelos ($GH(PL)$) está **acima** da geração permitida pela FPHA ($GH(FPHA)$), conforme ilustrado na figura a seguir.

[15] como ambos os valores de penalidade são ordens de grandeza inferiores aos custos "reais" de geração térmica e valores da água, este valor maior da penalidade de turbinamento não incorre na realização de um vertimento ao invés de um turbinamento, quando este é possível e o valor da água da usina não é muito pequeno.



Esta situação também não é esperada que ocorra na prática, mas pode ser verificada quando:

- a restrição da FPHA conflita com alguma outra restrição física do problema, para as condições hidrológicas existentes no subproblema onde ocorre a violação. Observa-se que eventuais conflitos com restrições operativas não tendem, em condições normais, a causar violações na FPHA, pois o valor de penalização para violação de restrições operativas é menor do que a aplicada para violação da FPHA;
- em situações em que a geração da usina deve ser nula (ex: manutenção de todas as unidades geradoras) porém o volume da usina se afasta muito da região onde se realizou a calibração da função (vide seção *Passo 1. Determinação da janela e grade de discretização*). Como consequência, os cortes podem atingir valores inferiores a zero, como ilustrado à direita na figura anterior.

Procedimentos para tratar violações na FPHA

Inviabilidades na FPHA podem estar relacionadas a outras restrições, quando houver a necessidade de, por exemplo, gerar mais energia hidrelétrica para atender a duas ou mais restrições elétricas especiais. Nestes casos, o tratamento indicado é identificar as restrições e fazer os ajustes necessários para viabilizar o caso.

De modo geral, as inviabilidades na FPHA podem acontecer pelos motivos elencados a seguir:

- quando o processo de otimização aciona a variável de folga para aumentar a geração acima da permitida pela região viável definida pelas restrições da FPHA, conforme ilustrado no exemplo da figura acima (à esquerda);
- quando o processo de otimização encontra uma solução com valores de armazenamento, turbinamento e vertimento que resultem em um valor negativo de geração, e a variável de folga precisar ser acionada para que a geração da usina fique nula, conforme ilustrado no exemplo da figura acima (à direita).

As seguintes medidas podem ser adotadas para contornar inviabilidades ou comportamentos indesejados relacionadas à FPHA, em duas situações:

- **Comportamento crescente da geração com o aumento do vertimento**: *esta situação pode acontecer quando o polinômio de jusante não está bem ajustado na região de vertimento que será consultada. Neste caso, a execução do modelo seria interrompida ainda no processo de construção da região de vertimento da FPHA, o que poderia ser evitado por um desses procedimentos:*
  - alterar o número de pontos ou os limites mínimos e máximos utilizados nas janelas de discretização do volume e do turbinamento da FPHA para a usina em questão;
  - desabilitar a influência do vertimento na cota do canal de fuga da usina (pode prejudicar a representação da usina, mas irá permitir a execução do caso).
- **Inviabilidade na função de produção**: *esta situação pode acontecer quando o modelo não é capaz de atender às restrições da FPHA, devido a: atendimento a outras restrições; construção inadequada da FPHA devido ao fato de ter sido calibrada em torno de um volume distante do volume no qual a usina tenderá a*

operar; ocorrência de valores de vertimento muito elevados. Para evitar essa ocorrência, nas duas últimas situações pode-se:

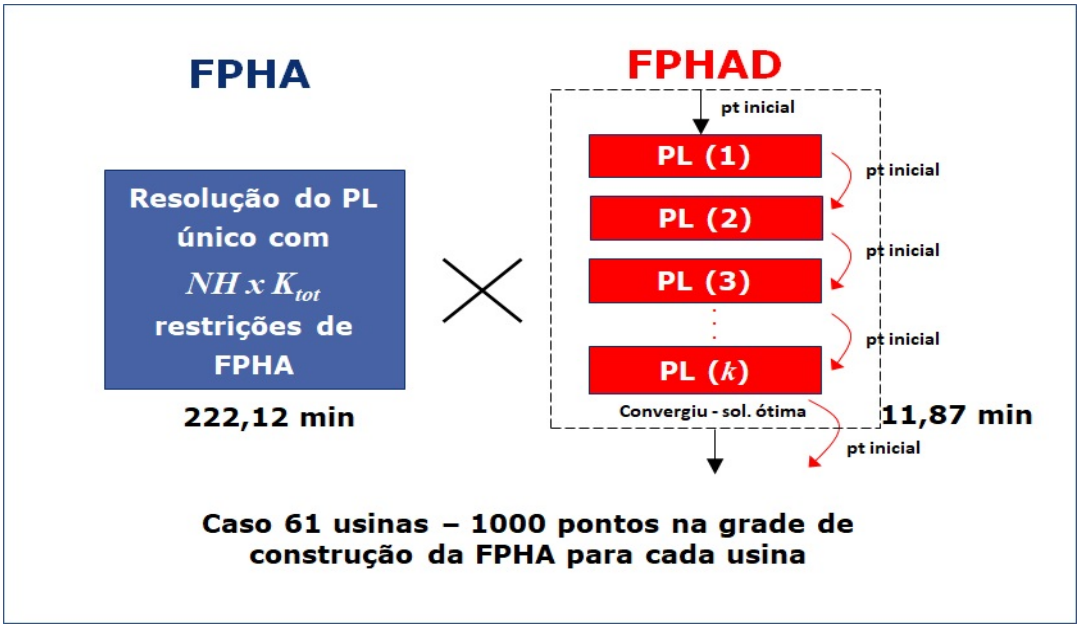
- alterar o número de pontos utilizados nas janelas de discretização do volume e do turbinamento da FPHA para a usina em questão ou aumentar os limites mínimo e máximo da janela de volume, de modo que a FPHA seja construída considerando uma região de volume na qual a usina irá operar;
- verificar se existe manutenção na usina limitando turbinamento/geração, pois uma limitação do turbinamento exige que a usina opere em uma região específica da FPHA na qual o eixo do vertimento pode não estar bem ajustado e, dependendo do montante de água que a usina precise defluir, a FPHA pode não ser capaz de encontrar uma solução viável. Se este for o caso, a sugestão seria reduzir a janela de turbinamento para considerar uma região que de fato esteja compatível com a que a usina pode operar.
- desabilitar a influência do vertimento na cota do canal de fuga, quando a inviabilidade for causada por conta de valores muito elevados de vertimento, que levam a valores negativos de geração (isso descaracteriza o comportamento original da usina, mas o impacto não será tão significativo, pois ela já estará com geração praticamente nula).

Função de produção hidrelétrica aproximada dinâmica (FPHAD)

O desempenho da modelagem da FPHA depende do número de pontos utilizados para a discretização da FPH, durante a construção do modelo. O ideal seria utilizar o maior número de pontos possível. Entretanto, o uso de um número excessivo de pontos levaria a um grande aumento no tamanho da matriz do PPL a ser resolvido. Por exemplo, em um estudo com 100 usinas hidroelétricas, 20 períodos de tempo e 500 restrições por usina, teríamos 1.000.000 de restrições somente para a FPHA. Isto pode levar a um aumento significativo no tempo de processamento.

De forma a determinar de forma acurada a geração das usinas hidroelétricas em um tempo aceitável, foi desenvolvido em[5] um método alternativo para a construção dos cortes (inequações) da função de produção hidroelétrica de cada usina. Nessa proposta, utiliza-se um modelo linear por partes **dinâmico** para a FPHA, denominado de **FPHAD**, pelo qual as inequações (cortes) do modelo vão sendo introduzidas de forma iterativa, ao longo da resolução do problema.

A figura a seguir ilustra a redução grande de tempo obtida com a aplicação dessa estratégia no modelo DESSEM, considerando um problema de programação linear (ou seja, sem restrições de unit commitment), conforme apresentado em[p. 234, 5].



[5] A. L Diniz. Processo iterativo de construção da função de produção das usinas hidroelétricas para o problema de coordenação hidrotérmica. In *XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife,PE, 2009.

Outra vantagem dessa estratégia, além da potencial redução no tempo computacional, é permitir que a solução final para a geração das usinas possa estar em qualquer ponto da sua região viável de operação,não sofrendo influência sensível da localização dos pontos de quebra da função. Além disso, ao não introduzir diretamente todas as aproximações lineares no problema, se poderia utilizar um modelo mais detalhado para a FPHA das usinas (com um maior número de cortes), diminuindo ainda os desvios médios entre a FPHA e a função de produção exata da usina.

Este modelo foi aplicado no modelo DESSEM em[5],[6] e no modelo DECOMP em[7].

Em particular, para o modelo DECOMP, o ganho em termos de redução de tempo e maior acurácia com a FPHAD tende a ser maior na opção "PL-ùnico", visto que o horizonte de planejamento é mais longo e as usinas tenderão a excursionar uma região maior em torno do volume inicial. Na utilização do DECOMP no PMO, onde em 2023 utilizam-se dois meses de horizonte, o ganho de acurácia tende a ser menor. Ressalta-se que a inclusão de cortes da FPHA ao longo do processo iterativo do PDD garante a exatidão na obtenção da solução ótima, do ponto de vista matemático, visto que os subproblemas tenderão a ser mais restritos, mantendo válidos os cortes de Benders construídos em iterações anteriores. No entanto, o limite inferior (ZSUP) da PDD deve ser "renicializado" para ∞ sempre que novos cortes forem introduzidos.

Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualemente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos Oper

A seguir são descritos os arquivos que contem os resultados da função de produção hidrelétrica do modelo, conforme descrito em *Função de Produção Hidrelétrica*.

oper_desvio_fpha.csv

O arquivo contém os valores de operação do caso além dos desvio entre a geração otimizada no modelo e a geração exata da usina hidrelétrica no ponto de operação.

[6] T. N. Santos and A. L Diniz. A comparison of static and dynamic models for hydro production in generation scheduling problems. In *Proc. IEEE PES General Meeting*. Minneapolis, EUA, 2010. doi:10.1109/PES.2010.5589895.

[7] A. L Diniz, T. N. Santos, A. L. Saboia, R. J. Pinto, M. E. Maceira, and F. S. Costa. Modelagem linear por partes dinâmica da função de produção hidroelétrica – extensão para funções multivariadas e aplicação de programação dinâmica dual. In *XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão e Energia Elétrica*. Florianópolis,SC, 2011.

Table15.24: Arquivo oper_desvio_fpha.csv

Campos	Descrição
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Código da usina hidrelétrica	Código da usina hidrelétrica
Nome da usina hidrelétrica	Nome da usina hidrelétrica
Turbinamento	Vazão turbinanada no ponto de operação da usina
Vertimento	Vazão vertida no ponto de operação da usina
Vol.Armazenado Inicial	Volume armazenado no início do período operativo da usina
Vol.Armazenado Final	Volume armazenado no final do período operativo da usina
Vol.Armazenado Médio	Volume médio no periodo operativo da usina
Altura montante	Altura de montante da usina no ponto de operação
Vazão lateral de usinas	Soma da vazão defluênte das usinas que influênciam o canal de fuga no ponto de operação
Vazão latereal postos	Soma da vazão incremental dos postos que influênciam o canal de fuga no ponto de operação
Vazão de jusante	Vazão de jusnte (defluência que afeta o canal de fuga) da usina no ponto de operação
Altura Jusante	Altura de jusante da usina no ponto de operação
Altura líquida	Altura de queda líquida da usina no ponto de operação
Perda hidráulica	Perda nos condutos no ponto de operação da usina
Produtibilidade específica	Produtibilidade específica da usina no ponto de operação
Geração hidroelétrica	Geração hidroelétrica da usina
GerFPHA	Geração hidraulica conforme a FPHA da usina
Geração Exata	Geração exata da usina calculada no ponto de operação
Desvio absoluto	Desvio entre a geração otimizada no modelo e a geração exata da usina hidrelétrica no ponto de operação
Desvio percentual	Desvio entre a geração otimizada pelo modelo e a geração exata calculada de uma usina no ponto de operação
Desvio PL FPHA Absoluto	Desvio entre a geração consultando os cortes da FPHA e a geração otimizada no modelo no ponto de operação
Desvio PL FPHA Percentual	Desvio entre a geração consultando os cortes da FPHA e a geração otimizada no modelo no ponto de operação

Table15.25: Campos para o arquivo oper_desvio_fpha.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1	
Nome da usina hidrelétrica	texto			
Turbinamento	real			
Vertimento	real	m^3/s	0.0	
Vol.Armazenado Inicial	real	hm^3	0.0	
Vol.Armazenado Final	real	hm^3	0.0	
Vol.Armazenado Médio	real	hm^3	0.0	
Altura montante	real	m	0.0	
Vazão lateral de usinas	real	m^3/s	0.0	
Vazão latereal postos	real	m^3/s	0.0	
Vazão de jusante	real	m^3/s	0.0	
Altura Jusante	real	m	0.0	
Altura líquida	real	m	0.0	
Perda hidráulica	real	m	0.0	
Produtibilidade específica	real	MW/((m^3/s)/m)	0.0	
Geração hidroelétrica	real	MW	0.0	
GerFPHA	real	MW		
Geração Exata	real	MW		
Desvio absoluto	real	MW	0	
Desvio percentual	real	%	0.0	100.0
Desvio PL FPHA Absoluto	real	MW		
Desvio PL FPHA Percentual	real	%		

Listing 15.16: Exemplo arquivoSaida oper_desvio_fpha.csv

oper_desvio_medio_fpha.csv

O arquivo contém os valores de operação do caso além dos desvio médios, absolutos e percentuais, entre a geração otimizada no modelo e a geração exata da usina hidrelétrica no ponto de operação.

Table15.26: Arquivo oper_desvio_medio_fpha.csv

Campos	Descrição
Desvio absoluto	Média dos desvios entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo
Desvio percentual	Desvio percentual entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo
Desvio médio para cima	Média dos desvios para cima entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo (geração modelo maior que geração exata)
Desvio percentual para cima	Desvio para cima percentual entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo (geracao do modelo maior que geração exata)
Desvio médio para baixo	Média dos desvios para baixo entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo (geração modelo menor que geração exata)
Desvio percentual para baixo	Desvio para baixo percentual entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas, patamares e períodos do estudo (geracao do modelo menor que geração exata)
Desvio médio fio d'água	Média dos desvios entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas fio d'agua, patamares e períodos do estudo
Desvio percentual fio d'água	Desvio percentual entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas fio d'água, patamares e períodos do estudo
Desvio médio reservatório	Média dos desvios entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas com reservatório, patamares e períodos do estudo
Desvio percentual reservatório	Desvio percentual entre geração hidrelétrica do modelo e a geração hidrelétrica exata no ponto de operação para todas usinas com reservatorio, patamares e períodos do estudo

Table15.27: Campos para o arquivo oper_desvio_medio_fpha.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Desvio absoluto	real	MW	0.0	
Desvio percentual	real	%	0	100
Desvio médio para cima	real			
Desvio percentual para cima	real			
Desvio médio para baixo	real			
Desvio percentual para baixo	real			
Desvio médio fio d'água	real			
Desvio percentual fio d'água	real			
Desvio médio reservatório	real			
Desvio percentual reservatório	real			

Listing 15.17: Exemplo arquivoSaida oper_desvio_medio_fpha.csv

Referências

Os fundamentos dessa modelagem para o cálculo da FPHA foram estabelecidos em[8], onde se considerava um modelo da FPHA utilizando como argumento a defluência total $Q + S$. Posteriormente, foi proposta em[9],[p. 229, 4] a modelagem com o vertimento como variável explícita da função, e que foi estendida em[p. 228, 3] para considerar, de forma mais geral, a vazão lateral como eixo da função.

Em termos de cálculo da função de produção exata, a versão mais recente da modelagem da função de produção é a descrita em[p. 220, 1],[p. 220, 2], onde se consideram as *Perdas hidráulicas variáveis em função da vazão turbinada* e a *Eficiência conjunto/gerador das usinas variável com a vazão e a altura de queda*.

Notas de rodapé

15.6.2 Engolimento máximo das turbinas

Um aspecto relevante para ser considerado no despacho das usinas hidrelétricas é o engolimento máximo de suas turbinas, que corresponde à vazão máxima que pode ser absorvida pelas unidades geradoras. Este engolimento pode ser limitado de duas formas:

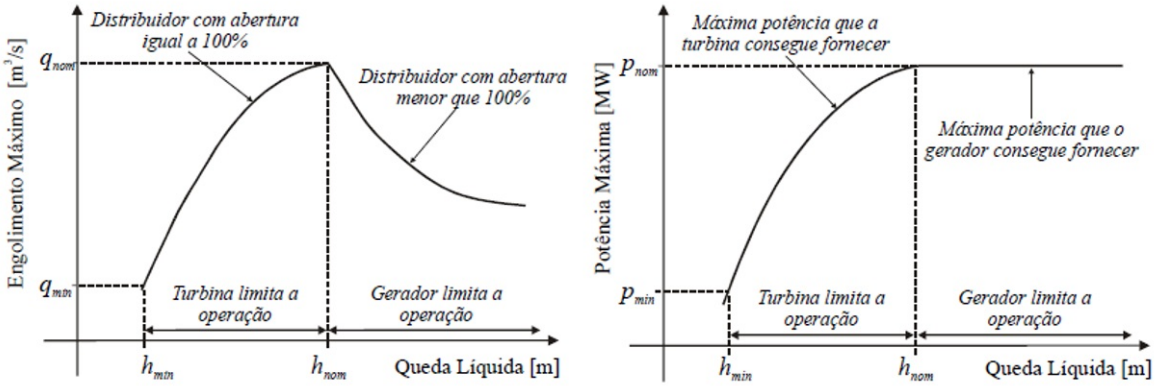
- pela capacidade de engolimento d'água pela própria turbina, em função de alturas de queda líquida muito baixas do reservatório. Nesta situação, o gerador está "folgado", mas não há "pressão" suficiente para atingir a capacidade de vazão da turbina. Neste caso, diz-se que houve limitação de geração da usina devido à capacidade de engolimento da turbina (ou seja, a turbina limita a operação);
- pela capacidade de potência que pode ser entregue pelo gerador, que ocorre em alturas de queda muito elevadas. Nesta situação, o máximo de vazão que a turbina pode engolir levaria a uma potência gerada superior à capacidade do próprio gerador.

[8] S. H. F. Cunha, S. Prado, and J. P. Costa. Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética. In *XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, anais 2, pp. 391-397*. 1997.

[9] A. L Diniz, L.A. Terry, L. C. F. Sousa, and M. E. P. Maceira. Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas no modelo DESSEM. Technical Report, Relatório Técnico DP/DEA 928/05, revisão 2, 2010. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Neste caso, diz-se que houve limitação de geração da usina devido à capacidade de engolimento do gerador (ou seja, o gerador limita a operação)

Essa questão é ilustrada pela Figura a seguir, que mostra à esquerda e direita, respectivamente, o engolimento máximo da turbina e a potência máxima do gerador em função da altura de queda da usina. Ambos os valores são crescentes até o ponto em que se atinge a potência nominal (h_{nom}) do gerador, sendo a geração da usina nesse intervalo limitada pela capacidade da turbina. A limitação pelo gerador ocorre apenas acima desse valor h_{nom}, quando é necessário reduzir o turbinamento da unidade geradora, pois a geração que seria obtida com o engolimento máximo da turbina seria maior que a capacidade do gerador.



O engolimento máximo total do conjunto de turbinas de uma usina hidrelétrica ($Q_{maxTurb}$) dada uma determinada vazão defluente Q_{def}, pode ser obtido pela seguinte expressão:

$Q_{maxTurb} = (\frac{h_{liq}(Q_{def})}{h_{ef}})^{\alpha} \times q_{ef}$,

onde:

- h_{liq}: altura de queda líquida da usina;
- h_{ef}: altura de queda efetiva da usina, dada pela média das alturas efetivas de cada conjunto de máquinas da usina;
- q_{ef}: vazão efetiva da usina, que corresponde à soma das vazões efetivas de cadastro de suas unidades geradoras, e é considerada como sendo a vazão "nominal" da usina;
- α**: fator que depende do tipo das turbinas da usina:**
  - 0.5 para as turbinas Francis e Pelton;
  - 0.2 para as turbinas Kaplan.

Os valores de h_{ef} e q_{ef} são obtidos nos cadastros dos conjuntos de unidades geradoras da usina, ponderadas pelo número de unidades de cada conjunto.

Observa-se que o cálculo da *Altura de queda líquida* da usina depende do volume do reservatório e da vazão defluente, que são variáveis de decisão nos problemas de otimização. Entretanto, o cálculo desse turbinamento máximo deve ser realizado a priori. Para contornar este problema, o cálculo do engolimento máximo nos modelos é realizado com base em um processo iterativo, que difere em função da técnica de solução empregada para resolver o problema, como descrito a seguir.

Cálculo do engolimento máximo no DECOMP

Para o cálculo do engolimento máximo no DECOMP, consideram-se as seguintes premissas:

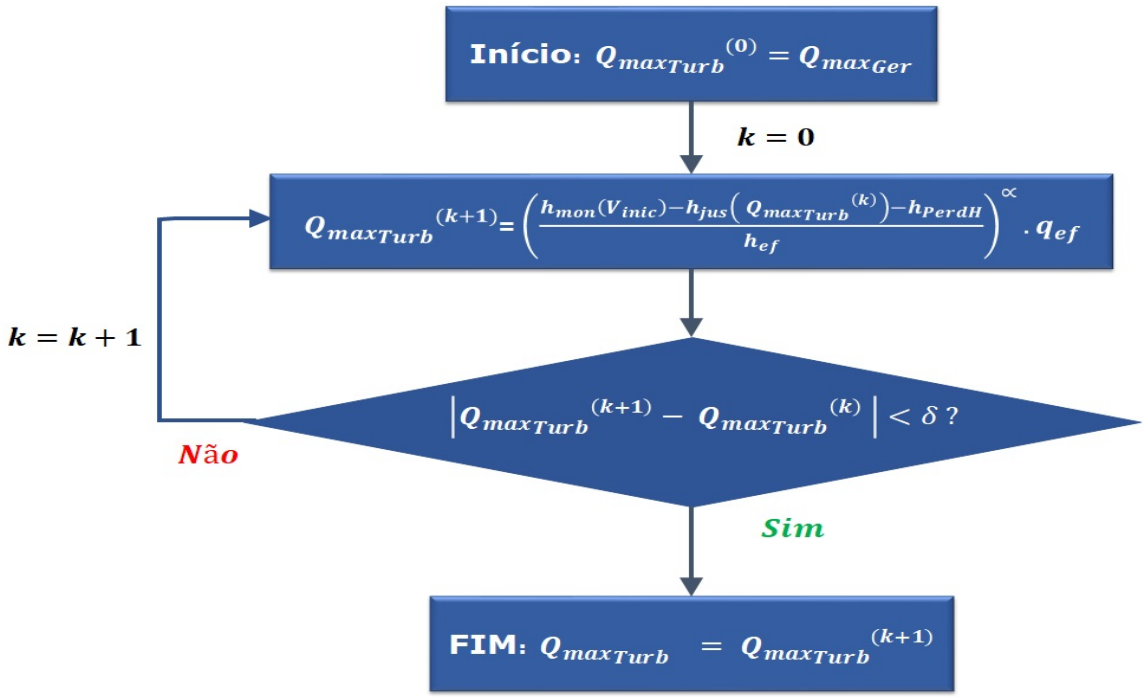
- a altura de queda líquida é calculada com base no volume da usina no início do estudo V_{inic};
- como o engolimento máximo diminui com a vazão defluente, assume-se, a princípio, que a vazão defluente Q_{def} corresponde ao turbinamento máximo da usina, pois é o valor até o qual há um estímulo natural para que a usina deflua, já que a partir deste valor haverá vertimentos.

Esta segunda hipótese leva a um caráter recursivo para o valor da *Cota de jusante* h_{jus}, uma vez que a mesma é afetada pelo próprio valor de turbinamento máximo que se deseja calcular. A expressão a seguir ilustra esse aspecto:

$$Q_{maxTurb} = \left(\frac{h_{mon}(V_{inic}) - h_{jus}(Q_{maxTurb}) - h_{PerdH}}{h_{ef}}\right)^{\alpha} \times q_{ef},$$

onde h_{PerdH} corresponde às *Perdas hidráulicas nos condutos*.

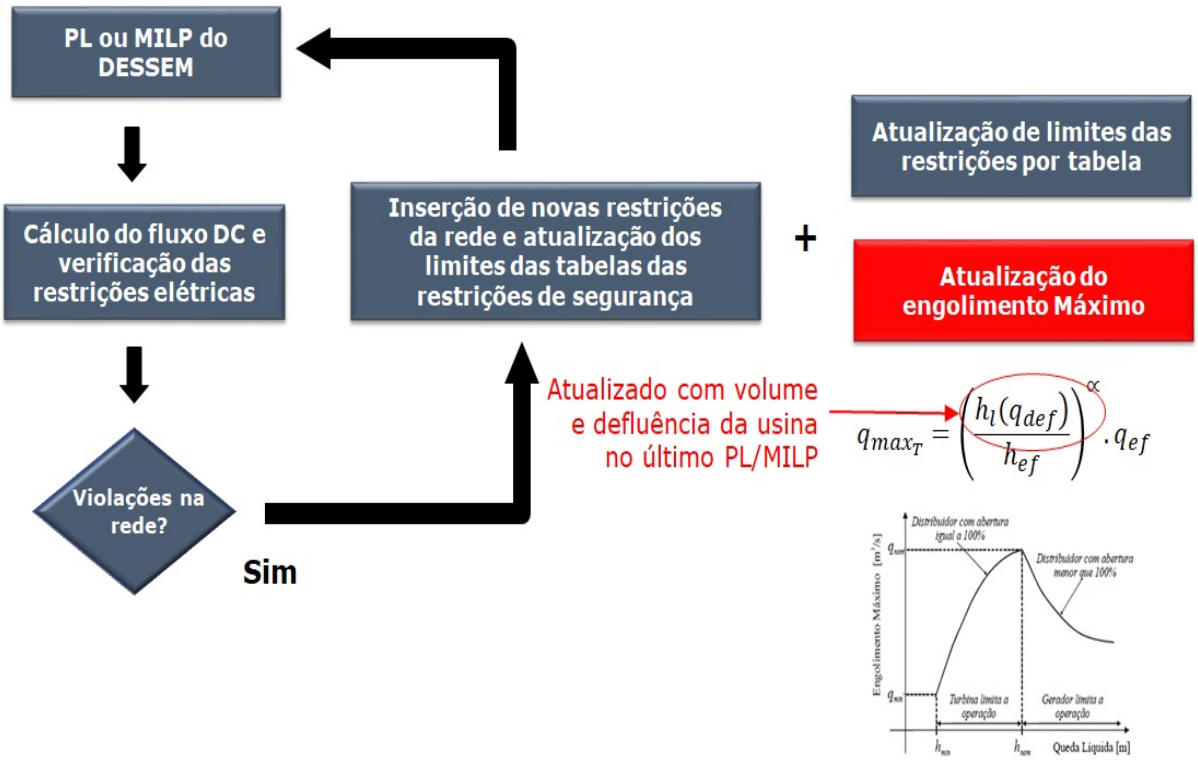
Este efeito recursivo é contornado adotando-se, para o cálculo de $Q_{maxTurb}$, o resultado $Q_{maxTurb}^{(k)}$ do algoritmo iterativo ilustrado a seguir, onde Q_{maxGer} corresponde a potência máxima referente aos geradores da usina, e k indica-se o número da iteração. Para o critério de parada, adota-se o valor $\delta = 1m^3/s$.



Cálculo do engolimento máximo no DESSEM

No modelo DESSEM, o cálculo do engolimento máximo é feito antes de resolver cada problema de programação linear ou programação inteira no processo iterativo de resolução do problema como um todo. Assim como no tratamento da rede elétrica, a primeira iteração não terá a consideração do engolimento máximo, visto que não há uma estimativa ainda do volume a ser atingido por cada usina, em cada período. Assim, considera-se a soma das vazões máximas de cadastro das unidades geradoras. A partir da segunda iteração o engolimento máximo é calculado em função dos resultados da iteração anterior.

A Figura a seguir ilustra esse processo de atualização iterativa do engolimento máximo das usinas hidrelétricas no DESSEM.



Consideração da defluência mínima obrigatória

Quando o turbinamento da usina estiver no seu valor máximo e houver vertimentos influenciando a cota do canal de fuga, o valor $Q_{maxTurb}$ calculado anteriormente (que assumiu $Q_{def} = Q_{maxTurb}$) será otimista, uma vez que a vazão vertida eleva a cota do canal de fuga, diminuindo ainda mais o valor de $Q_{maxTurb}$. Embora não seja possível prever a priori essa possibilidade de vertimento, já que a defluência é resultado do problema de otimização, há situações em que o vertimento é inevitável e pode ser detectado antes de se resolver o problema de otimização.

Com base na diferença entre as afluências naturais à usina I_i e ao conjunto M_i de reservatórios a montante de i, e levando-se em consideração os volumes armazenado inicial V_{inici} e máximo $\overline{V}_i$, pode-se calcular uma defluência mínima obrigatória $Q_{def\,Mini}$ da usina hidrelétrica i, como segue:

$$Q_{def\,Mini} = max\{0, (I_i - \sum_{j \in M_i} I_j) - (\overline{V}_i - V_{inici})\},$$

onde a primeira parcela do termo não nulo à direita corresponde à afluência natural que chega à usina i e a segunda parcela corresponde ao armazenamento existente no reservatório para absorvê-la. Portanto, se a diferença entre essas parcelas for positiva, haverá uma defluência mínima obrigatória. Duas situações ainda podem ocorrer nesse caso:

- $Q_{def\,Mini} < Q_{max\,Turb}^{(k)}$: neste caso, a defluência mínima obrigatória é menor do que o "estímulo" máximo de defluência para o reservatório, e mantém-se o valor $Q_{max\,Turb}^{(k)}$ para o cálculo do engolimento máximo;
- $Q_{def\,Mini} > Q_{max\,Turb}^{(k)}$: neste caso, haverá vertimento e o valor de engolimento máximo é calculado com base no valor de $Q_{def\,Mini}$.

Desta forma, o turbinamento máximo $Q_{def} = Q_{maxTurb}$ a ser adotado para o engolimento máximo das turbinas do gerador será dado por:

$$Q_{maxTurb} = (\frac{h_{liq}(Q_{def})}{h_{ef}})^{\alpha} \times q_{ef},$$

onde:

$$Q_{def} = max\{Q_{def\,Mini}, Q_{max\,Turb}^{(k)}\}.$$

15.6.3 Unit Commitment Hidráulico (UCH)

O Unit Commitment Hidráulico (UCH) consiste na alocação ótima das unidades geradoras hidreléterica, representando o **acionamento e desligamento** das unidades geradoras hidrelétricas individualmente, e todas as restrições relacionadas ao status "ligado" e "desligado" das unidades. A modelagem matemática do UCH foi desenvolvida incorporando, atualmente, variáveis binárias de *Status "ligada / desligada" das unidades geradoras* e *Status de operação em vazio das unidades geradoras* para cada unidade geradora das usinas hidrelétricas, em cada período do horizonte de estudo. Além disso, foram introduzidas as restrições, para cada unidade, de *Turbinamento mínimo e máximo (enquanto ligadas) das unidades geradoras*, *Geração mínima e máxima (enquanto ligadas) das unidades geradoras*, *Tempo mínimo ligada e desligada das Unidades Geradores*, *Custo de partida* para acionamento e operação em vazio, *Consumo de Água para operação em vazio* e *Número máximo de mudanças de estado*.

Nas seções seguintes descrevemos cada uma dessas funcionalidades, que foram detalhadas inicialmente no relatório técnico do CEPEL sobre essa funcionalidade[1].

Status "ligada / desligada" das unidades geradoras

Cada unidade geradora j da usina hidrelétrica i poderá estar ligada, desligada ou operando em vazio. Define-se como status desligado a unidade que se encontra sem geração e sem estar sincronizada com a rede elétrica. Assim, para cada unidade de cada usina e em cada período, haverá uma variável binária $u^t_{H_{i,j}}$ da usina hidrelétrica i estiver ligada (sincronizada) no período t e 0, caso contrário.

$u^t_{H_{i,j}} \in \{0, 1\}$:

Status de operação em vazio das unidades geradoras

Além do status ligada e desligada, há ainda a possibilidade da unidade estar operando em vazio. Assim, a unidade não está gerando energia, mas está consumindo água e está apta a atender a reserva de potência positiva ou negativa, além de contribuir para o atendimento ao tempo mínimo da unidade ligada. A variável binária $u^t_{HV_{i,j}}$ da usina hidrelétrica i estiver operando em vazio no período t, e 0, caso contrário.

$u^t_{HV_{i,j}} \in \{0, 1\}$,

Inequação de composição dos status

Cada unidade de cada usina e em cada período só pode estar em uma única condição, ou seja, ou a unidade está ligada ou está desligada ou está operando em vazio. Dessa forma, há a necessidade de uma equação de composição das unidades geradoras hidrelétricas, como apresentado a seguir, para garantir que a unidade possa estar apenas com uma das variáveis ativas, ou seja, com valor igual a 1

$u^t_{H_{i,j}} + u^t_{HV_{i,j}} \leq 1$

[1] A. L. Diniz, L. F. Cerqueira, and H. Saboia, C. Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo dessem. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 999/2022, 2022. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

Turbinamento e geração por unidade

Definem-se variáveis de decisão contínuas não negativas, para representar o turbinamento e a geração de cada unidade geradora j da usina hidrelétrica i, no período t

$q_{i,j}^t \geq 0$

$gh_{i,j}^t \geq 0$

Equações de composição do turbinamento e geração das unidades geradoras

Faz-se necessário incluir uma equação de composição tanto de turbinamento, quanto de geração das unidades que cada usina possui. Dessa forma, nas equações a seguir, tem-se que o somatório do turbinamento e geração das nh_i unidades pertencentes a uma usina deve ser igual ao valor total de geração da usina, definidas como Q_i^t e GH_i^t, respectivamente.

$$Q_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} q_{i,j}^t$$

$$GH_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_{i,j}^t$$

Turbinamento mínimo e máximo (enquanto ligadas) das unidades geradoras

A consideração do turbinamento mínimo ($\underline{q_{i,j}}$) e máximo ($\overline{q_{i,j}}$) de cada unidade, enquanto acionada, para cada período t, é dada por:

$$\underline{q_{i,j}} u_{H_{i,j}}^t \leq q_{i,j}^t \leq \overline{q_{i,j}} u_{H_{i,j}}^t$$

Geração mínima e máxima (enquanto ligadas) das unidades geradoras

De forma análoga ao turbinamento, essas restrições definem a geração mínima ($\underline{gh_{i,j}}$) e máxima ($\overline{gh_{i,j}}$) de cada unidade, enquanto acionada, para cada período t:

$$\underline{gh_{i,j}} u_{H_{i,j}}^t \leq gh_{i,j}^t \leq \overline{gh_{i,j}} u_{H_{i,j}}^t$$

Tempo mínimo ligada e desligada das Unidades Geradores

Quando uma unidade é acionada ou desligada, deve ficar nesse estado por um tempo mínimo de $Ton_{i,j}^H$ e $Toff_{i,j}^H$ horas, respectivamente. Considerando, para fins de simplicidade, uma discretização horária, esta restrição é definida como segue:

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_{i,j}^H-1} (u_{H_{i,j}}^k + u_{HV_{i,j}}^t) \geq Ton_{i,j}^H[(u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1} + u_{HV_{i,j}}^{t-1})]$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_{i,j}^H-1} (1 - u_{H_{i,j}}^k - u_{HV_{i,j}}^k) \geq Toff_{i,j}^H(u_{H_{i,j}}^{t-1} - u_{H_{i,j}}^t)$$

Pelas inequações acima, percebe-se que:

- quando a unidade for acionada, o tempo operando em vazio será considerado como contribuindo para atender à restrição de tempo mínimo ligado;
- quando a unidade for desligada, não poderá migrar para a operação em vazio enquanto o tempo mínimo desligada não for cumprido.

Custo de partida

Custo de partida é o custo associado no acionamento de uma unidade geradora ou, de forma mais abrangente,é o custo em mudar uma unidade para a condição de ligada ou para operar em vazio. Como esse custo entra na função objetivo aumentando seu valor, o modelo irá automaticamente avaliar o *trade-off* entre o custo de partir uma unidade e o benefício incorrido em sua geração nos períodos subsequentes, de forma a minimizar o custo total de operação.

Conforme consta nas inequações a seguir, o modelo terá incluso na sua formulação que, se decidir mudar a condição de desligado para ligado, ou seja, mudar a variável binária de valor nulo para valor não nulo, obrigatoriamente a variável de mudança de estado de desligado para ligado $st_{H}{}^{t}_{i,j}$: será não nula, impactando a função objetivo.

$$st_{H}{}^{t}_{i,j} \geq u^{t}_{H_{i,j}} - u^{t-1}_{H_{i,j}}$$

De forma análoga, a variável $st_{H}V^{t}_{i,j}$ indica a condição de mudança de estado entre não estar operando em vazio e passar a operar em vazio:

$$st_{H}V^{t}_{i,j} \geq u^{t}_{HV_{i,j}} - u^{t-1}_{HV_{i,j}}$$

Essas variáveis de mudança de estado entram na função objetivo multiplicadas pelos custos $CP_{H\,i,j}$ e $CP_{HV\,i,j}$ para mudar o status para ligada e para vazio, respectivamente:

$$Parcela^{t}_{CP_i} = \sum_{j=1}^{NH_i} (CP_{H\,i,j} st_{H}{}^{t}_{i,j} + CP_{HV\,i,j} st_{H}V^{t}_{i,j})$$

onde $Parcela^{t}_{CP_i}$ corresponde à parcela a ser incluída na função objetivo referente ao custo de mudança de estado da usina hidrelétrica i, no período t.

Número máximo de mudanças de estado

Na prática, é desejável garantir uma quantidade máxima $NmeV_{i,j}$ de mudanças de estado para operação em vazio para cada unidade j da usina hidrelétrica i. Desta forma, foram inseridas restrições adicionais no modelo, como descrito a seguir:

$$\sum_{t=1}^{T} st_{H}V^{t}_{i,j} \leq NmeV_{i,j}$$

onde $NmeV_{i,j}$ é um dado de entrada do modelo.

Consumo de Água para operação em vazio

O modelo deverá considerar uma parcela adicional referente ao consumo de água durante a operação em vazio da unidade geradora, na equação de balanço hídrico da usina respectiva. A consideração desse consumo deve ser feita quando houver alguma mudança de estado da unidade para operar em vazio, ou seja, relacionada à variável $u^{t}_{HV_{i,j}}$ de operação em vazio.

Assim, a equação a seguir apresenta a formulação da parcela $Parcela^{t}_{ConsPHV_{i,j}}$ de consumo de água quando a unidade está operando em vazio, que deve ser considerada no balanço hídrico da respectiva usina i a qual a unidade pertence:

$$Parcela^{t}_{ConsPHV_{i,j}} = \sum_{j=1}^{NH_i} (ConsPHV_{i,j} u^{t}_{HV_{i,j}})$$

15.6.4 Disponibilidade de Geração da Usina Hidráulica

A capacidade máxima de geração de uma usina hidráulica depende da sua potência instalada assim como das condições nas quais a usina está operando: altura de queda líquida, engolimento máximo, entre outras grandezas. Nesse sentido se torna complexo o cálculo da capacidade máxima de geração no ponto de operação.

Contudo, pode ser importante para determinação da capacidade de reserva da usina ou do sistema, não só em termos de disponibilidade do recurso, mas também, por exemplo, em termos de disponibilidade de entrega de potência na ponta.

Nas seções seguintes descreve-se a metodologia cálculo da disponibilidade de geração hidráulica no ponto operativo implementada até o momento para os modelos.

Geração hidráulica máxima

A geração hidráulica máxima (em MW) de uma usina considerada no problema de otimização do modelo, para um determinado período t do estudo, é dada por:

$$\overline{GH_t}^{PL} = Pinst_t \times fman_t$$

onde:

- $\overline{GH_t}^{PL} \in \mathbb{R}$: geração hidráulica máxima no ponto de operação;
- $Pinst_t \in \mathbb{R}$: potência instalada, em MW, na usina no período t;
- $fman_t \in [0, 1] \in \mathbb{R}$: fator de manutenção, no período t, que se trata da composição entre os fatores de manutenção programada e o fator de disponibilidade informados como dados de entrada.

Assim, no modelo de otimização a geração hidrelétrica de uma usina é decidida para cada período t e patamar de carga p, definida por $gh_{t,p}$. Essa variável de decisão fica limitada por $\overline{GH_t}^{PL}$:

$$0 \leq gh_{t,p} \leq \overline{GH}_t^{PL}$$

Turbinamento máximo

O turbinamento de uma usina hidrelétrica é limitado ao valor da capacidade de geração (limitação do gerador) e da capacidade de engolimento da turbina, que depende da queda líquida da usina.

O limite máximo é calculado antes da resolução do problema, com aproximações a priori destes valores, uma vez que o ponto de operação da usina ainda não é conhecido. Assim, o turbinamento máximo, em m^3/s, considerado no processo de otimização, para cada período t é dado por:

$$\overline{Q}_t^{PL} = min(\overline{QG}_t^{pre}, \overline{QT}_t^{pre})$$

onde:

- $\overline{Q}_t^{PL} \in \mathbb{R}$: turbinamento máximo da usina no ponto de operação, no período t;
- $\overline{QG}_t^{pre} \in \mathbb{R}$: turbinamento máximo do gerador, em m^3/s, calculado a priori, conforme descrito em *Engolimento máximo das turbinas*;
- $\overline{QT}_t^{pre} \in \mathbb{R}$: turbinamento máximo da turbina, em m^3/s, calculado a priori, conforme descrito em *Engolimento máximo das turbinas*.

Dessa forma, no modelo de otimização a variável de decisão ($q_{t,p}$) que define o turbinamento da usina decidido para cada período t e patamar de carga p, dado em hm^3, fica limitada por $\overline{Q}_t^{PL}$:

$$0 \leq q_{t,p} \leq \overline{Q}_t^{PL} \times c_{t,p}$$

Onde $c_{t,p}$ é um fator de conversão de unidades de m^3/s para hm^3 levando em conta a duração do patamar p do período t.

Cálculo da disponibilidade de geração da usina hidrelétrica aproximada

Ao final do processamento do modelo de otimização, são decididos os valores de turbinamento (hm^3) e vertimento (hm^3) da usina hidrelétrica para cada período t e patamar de carga p, além dos volumes armazenados (hm^3) no reservatório da usina para cada período t.

Com tais valores, pode-se calcular a disponibilidade da usina (em MW), ou seja, a capacidade máxima que ela pode gerar considerando o ponto operativo em que deve-se turbinar o valor máximo possível, convertendo o vertimento operativo em turbinamento e ajustando o volume de forma a manter a equação de balanço hídrico válida.

Dessa forma, deve-se calcular a geração neste novo ponto operativo que contêm os seguintes ajustes em relação ao ponto operativo decidido pelo modelo:

$\hat{q}_{t,p} = \overline{Q}_t^{PL} \times c_{t,p}$

onde:

- $\hat{q}_{t,p}$: turbinamento no novo ponto operativo, em hm^3, no período t e patamar p;
- $\overline{Q}_t^{PL}$: turbinamento máximo do gerador, em m^3/s, no período t;
- $c_{t,p}$: fator de conversão de unidades de m^3/s para hm^3 levando em conta a duração do patamar p do período t.

$\hat{s}_{t,p} = max(0, s_{t,p} - \hat{q}_{t,p})$

onde:

- $\hat{s}_{t,p}$: vertimento da usina no novo ponto operativo, no período t e patamar p;
- $s_{t,p}$: vertimento decidido pelo modelo, no período t e patamar p;
- $\hat{q}_{t,p}$: turbinamento no novo ponto operativo, no período t e patamar p calculado na formula anterior.

$\hat{v}_t = max(0, v_t - \hat{q}_{t,p} - \hat{s}_{t,p} + q_{t,p} + s_{t,p})$

onde:

- $\hat{v}_t$: volume final do reservatório da usina no novo ponto operativo, no período t;
- v_t: volume final decidido pelo modelo, no período t;
- $\hat{q}_{t,p}$: turbinamento no novo ponto operativo, no período t e patamar p;
- $\hat{s}_{t,p}$: vertimento da usina no novo ponto operativo, no período t e patamar p calculado na formula anterior;
- $q_{t,p}$: turbinamento decidido pelo modelo, no período t e patamar p;
- $s_{t,p}$: vertimento decidido pelo modelo, no período t e patamar p.

Finalmente, calcula-se a geração hidrelétrica máxima, em MW, para o período t e patamar p, com a função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA), descrita em *Função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA)*, no novo ponto operativo:

$\hat{gh}_{t,p}^{fpha} = min_k(\alpha \times [\gamma_0^k + \gamma_v^k \times (\frac{v_{t-1}+\hat{v}_t}{2}) + \gamma_q^k \times \hat{q}_{t,p} + \gamma_s^k \times \hat{s}_{t,p}])$

onde γ_0^k, γ_v^k, γ_q^k e $\gamma_s^k \in \mathbb{R}$ são os coeficientes do corte $k \in [1, K] \subset \mathbb{I}$ do modelo linear por partes da FPHA que contêm $K \in \mathbb{I}$ cortes, e $\alpha \in \mathbb{R}$ é o fator de correção da mesma.

Assim, a disponibilidade hidrelétrica ($\hat{g}_{t,p}$) é determinada através do mínimo entre a geração nesse novo ponto operativo e o limite máximo da geração da usina hidrelétrica, conforme definido em *Geração hidráulica máxima*:

$\hat{g}_{t,p} = min(\hat{gh}_{t,p}^{fpha}, \overline{GH}_t^{PL})$

Dessa forma, calcula-se a disponibilidade hidráulica percebida pelo modelo no processo de otimização, uma vez que considera valores máximos e a função de produção utilizada no problema de otimização.

O resultado do cálculo da disponibilidade já é impresso pelas Libs no formato descrito em *oper_disp_usih.csv*.

Manutenção de unidades geradoras hidráulicas

A representação dos cronogramas de manutenção programada dos grupos turbina-gerador é feita de forma diferenciada nos modelos, de acordo com a granularidade temporal adotada:

- nos modelos NEWAVE e DECOMP, representa-se a disponibilidade média no estágio, que é calculada, para cada período do estudo, com base nos fatores de indisponibilidade programada (IP) e disponibilidade forçada (TEIF), que são *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*;
- no modelo DESSEM, pode-se informar a disponibilidade (em manutenção ou disponível) de cada unidade geradora individualmente, a partir das quais pode-se calcular também, quando necessário, a disponibilidade da usina como um todo.

Desta forma, os modelos podem aplicar os fatores informados acima nas restrições físicas e operativas das usinas hidrelétricas. Por exemplo, sendo ${k_{Manut_{h}}}_{i,j}^{t}$ e ${k_{Manut_{H}}}_{i}^{t}$ respectivamente, os fatores de disponibilidade (em p.u.) de cada unidade geradora ou usina hidrelétrica i no período t (conforme o contexto), a geração máxima desses componentes passa a ser dada por:

- para cada unidade geradora i do conjunto gerador j:

$$gh_{i,j}^{t,p,s} \leq {k_{Manut_{h}}}_{i,j}^{t} \times \overline{gh_{i,j}}$$

- para cada usina i:

$$GH_{i}^{t,p,s} \leq {k_{Manut_{H}}}_{i}^{t} \times \overline{GH_{i}}$$

onde os valores de capacidade de geração são:ref:*secao-dados-cadastrais-usinas-hidreletricas*.

Ressalta-se que os fatores por usina podem ser calculados a partir dos valores específicos de cada unidade geradora, quando aplicáveis.

Falhas de unidades geradoras hidráulicas

O *Modelo NEWAVE* e o *Modelo DECOMP*, consideram taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) para as usinas hidrelétricas, que tem por objetivo modelar uma redução na capacidade de geração semanal e mensal das usinas hidrelétricas, devido a falhas de unidades geradoras. Estes valores são *Dados Cadastrais das Usinas hidrelétricas*, fornecidos pelo ONS, mas que podem ser alterados pelo usuário para estudos específicos.

Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualemente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos Oper

A seguir são descritos os arquivos que contem os resultados da otimização do modelo, utilizados no cálculo da disponibilidade hidrelétrica, conforme descrito em *Cálculo da disponibilidade de geração da usina hidrelétrica aproximada*.

oper_disp_usih.csv

Contendo o resultado do calculo da disponibilidade hidrelétrica por usina hidrelétrica.

Table15.28: Arquivo oper_disp_usih.csv

Campos	Descrição
Código Período	Período inicial de validade do dado
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Código da usina hidrelétrica	Código da usina hidrelétrica
Nome da usina hidrelétrica	Nome da usina hidrelétrica
Código Submercado	Código do Submercado
Nome Submercado	Nome do Submercado
Vol.Armazenado Inicial	Volume armazenado no início do período operativo da usina
Vol.Armazenado Final	Volume armazenado no final do período operativo da usina
Vertimento	Vazão vertida no ponto de operação da usina
Turbinamento	Vazão turbinanada no ponto de operação da usina
Turbinamento máximo da usina hidrelétrica	Turbinamento máximo da unidade hidrelétrica
Geração Operativa Usih	Geração no ponto de operação da usina hidrelétrica
Geração máxima da usina hidrelétrica	Geração máxima da usina hidrelétrica
Disponibilidade da usina hidrelétrica	Capacidade máxima de geração da usina hidrelétrica em um ponto operativo decidido na otimização

Table15.29: Campos para o arquivo oper_disp_usih.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Código da usina hidrelétrica	inteiro		1	
Nome da usina hidrelétrica	texto			
Código Submercado	inteiro		1	999
Nome Submercado	texto			
Vol.Armazenado Inicial	real	hm^3	0.0	
Vol.Armazenado Final	real	hm^3	0.0	
Vertimento	real	m^3/s	0.0	
Turbinamento	real	m^3/s		
Turbinamento máximo da usina hidrelétrica	real	m^3/s		
Geração Operativa Usih	real	MW	0.0	
Geração máxima da usina hidrelétrica	real	MW	0.0	
Disponibilidade da usina hidrelétrica	real	MW		

Listing 15.18: Exemplo arquivoSaida oper_disp_usih.csv

oper_disp_usih_subm.csv

Contendo o resultado do calculo da disponibilidade hidrelétrica agrupado por submercado.

Table15.30: Arquivo oper_disp_usih_subm.csv

Campos	Descrição
Código Período	Período inicial de validade do dado
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Código Submercado	Código do Submercado
Nome Submercado	Nome do Submercado
Disponibilidade Hidrelétrica	Soma da capacidade máxima de geração das usinas hidrelétricas, em um ponto operativo decidido na otimização, para cada submercado

Table15.31: Campos para o arquivo oper_disp_usih_subm.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Código Submercado	inteiro		1	999
Nome Submercado	texto			
Disponibilidade Hidrelétrica	real	MW		

Listing 15.19: Exemplo arquivoSaida oper_disp_usih_subm.csv

oper_disp_usih_ree.csv

Contendo o resultado do calculo da disponibilidade hidrelétrica agrupado por REE.

Table15.32: Arquivo oper_disp_usih_ree.csv

Campos	Descrição
Código Período	Período inicial de validade do dado
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Código do REE	Código do reservatório equivalente de energia
Nome do REE	nomedo reservatório equivalente de energia
Disponibilidade Hidrelétrica	Soma da capacidade máxima de geração das usinas hidrelétricas, em um ponto operativo decidido na otimização, para cada reservatório equivalente de energia

Table15.33: Campos para o arquivo oper_disp_usih_ree.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Código do REE	inteiro		1	
Nome do REE	texto			
Disponibilidade Hidrelétrica	real	MW		

Listing 15.20: Exemplo arquivoSaida oper_disp_usih_ree.csv

Referências

15.7 Dados de Entrada - Formato Libs

Table15.34: Dados de entrada

Funcionalidade	Disponível	CARD	Detalhes
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO	Decomp Opcional	HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA	*Card: HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-DEFLUENCIA*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO	Decomp Opcional	HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA	*HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-USINA*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO	Decomp Opcional	HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO	*HIDRELETRICA-VAZAO-JUSANTE-INFLUENCIA-POSTO*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE	*HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES	*HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO	*HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-POLINOMIOPORPARTES-SEGMENTO*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO	*HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-PADRAO*
HIDRELETRICA-CADASTRO-RESERVATORIO-CURVAJUSANTE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA	*HIDRELETRICA-CURVAJUSANTE-AFOGAMENTO-EXPLICITO-USINA*
HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE	*HIDRELETRICA-PRODUTIBILIDADE-ESPECIFICA-GRADE*
HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE	Decomp Opcional Decomp Opcional	HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE	*HIDRELETRICA-PERDA-HIDRAULICA-GRADE*

15.8 Arquivos de Saída - Formato Libs

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

15.8.1 Arquivos de Oper

Table15.35: Arquivos de saída Oper

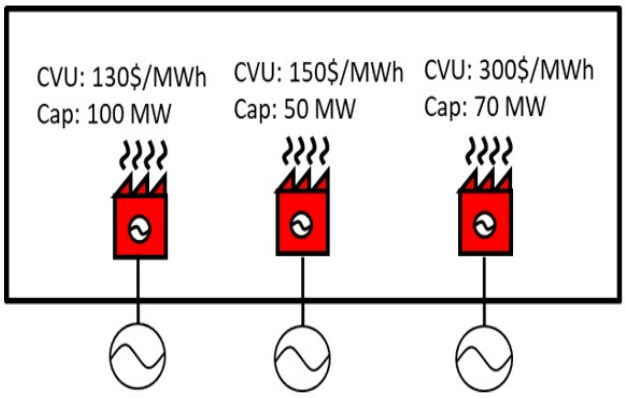
Arquivo	Disponível	Detalhes
Operação disponibilidade hidrelétrica por usina	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_disp_usih.csv*
Operação disponibilidade hidrelétrica agrupado por submercado	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_disp_usih_subm.csv*
Operação disponibilidade hidrelétrica agrupado por REE	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_disp_usih_ree.csv*
Resultados da função de produção hidrelétrica do modelo	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_desvio_fpha.csv*
Resultados da função de produção hidrelétrica do modelo - média	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_desvio_medio_fpha.csv*

16

Usinas Térmicas



Fonte: https://novaescola.org.br/planos-de-aula/fundamental/8ano/ciencias/usina-termeletrica/2467



16.1 Usinas Termicas

As usinas termoelétricas (UTEs) são componentes que geram energia a partir de combustíveis fósseis, como óleo, carvão, gás natural ou por fissão nuclear. Ao contrário das usinas hidrelétricas e fontes alternativas como usinas eólicas e solares, a geração dessas usinas resulta um custo explícito de operação, conhecido no setor elérico brasileiro como *Custo Variável Unitário (CVU)*. Desta forma, as principais informações das usinas térmicas são seu custo unitário de operação (#/MWh) e a sua *Capacidade de Geração*, em MW.

Usinas que possuem várias unidades térmicas com diferentes valores de CVU, capacidade de geração e que estão sujeitas a restrições individuais podem ser representadas nos modelos subdividindo-a em várias usinas nos dados de entrada, como ilustrado na figura do início dessa seção. Entretanto, em alguns modelos como o DESSEM, onde se representam com detalhes as restriçoes de *Unit Commitment Térmico (UCT)*, representa-se explicitamente, no problema de otimização, cada unidade geradora da usina térmica.

O despacho das usinas térmicas consiste essencialmente em decidir a geração de cada usina termelétrica, em cada instante t, patamar p e cenário s (quando aplicáveis), de forma a minimizar a função objetivo do problema, que consiste na minimização dos custos de operação e considerando medida de aversão a risco CVaR. O custo de geração das UTEs é comparado com os valores da água para as gerações hidrelétricas, de forma a despachar os recursos em ordem crescente de custo incremental de geração

As características e restrições aplicadas às usinas térmicas são descritas mas seções seguintes. Ressalta-se que, nos modelos de maior granularidade na cadeia, com o DESSEM, é possível representar detalhes operativos das usinas térmicas, como a operação de usinas a ciclo combinado e restrições de *Unit Commitment Térmico (UCT)*, permitindo avaliar o impacto desses aspectos não só na programação diária da operçaão, mas também em estudos

de planejamento, ao integrar o modelo DESSEM com o modelos NEWAVE[1] ou o modelo MELP[2].

16.2 Unidades Geradoras Térmicas

As unidades geradoras térmicas consistem em uma **subdivisão** de uma usina térmica, que é necessária quando algumas unidades da usinas estão conectadas em barras diferentes da rede elétrica considerada para o despacho, ou quando se deseja representar as restrições de *Unit Commitment Térmico (UCT)* das unidades geradoras.

Denota-se por nt_i o número de unidades geradoras de uma usina térmica i, e as gerações térmicas são denotadas por GT_i ou $gt_{i,j}$, conforme façam referência à geração da usina i como um todo ou de cada unidade j da usina i.

16.3 Variáveis operativas de uma UTE

A principal variável relacionadas à operação de uma usina térmica é a **geração térmica**, seja para cada unidade geradora (gt) ou para a usina como um todo (GT) .

Para os modelos em que são consideradas restrições de *Unit Commitment Térmico (UCT)*, existem uma série de variáveis de decisão adicionais, associadas ao acionamento e desligamento das unidades geradoras.

16.4 Custo Variável Unitário (CVU)

O custo variável unitário (CVU) das usinas térmicas corresponde ao custo de geração por cada unidade de energia gerada pelas usinas ou unidades térmicas. Esta informação, que é um dado de entrada para os modelos, é fornecida pelos agentes ao ONS por um valor expresso diretamente em $/MWh, que resulta de uma composição da eficiência da usina e do custo do combustível, para cada usina ou unidade geradoras.

O CVU pode ser variar de acordo com o período de tempo t adotada na discretização termporal de cada modelo, a fim de que se representem eventuais oscilações do preço de combustível ou da eficiência das usinas no futuro.

16.5 Capacidade de Geração

A capacidade de geração de uma usina térmica é um dado físico das usinas, e corresponde ao montante de potência (MW) que as unidades podem entregar instantaneamente ao sistema. Assim, caso um período t, o montante máximo de geração, em MWh que pode ser fornecido por uma usina com capacidade máxima de potência $\overline{GT}$ é dado por $\overline{GT} \times \Delta_t$.

Para os modelos onde se representam as restrições de cada unidade geradora, a variável $\overline{gt}$ indica a capacidae de geração das unidades geradoras térmcias da usina, de forma que:

$$GT_i^t = \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t$$

onde nt_i é o número de unidades geradoras de uma usina térmica i.

Para modelos de mais longo prazo, como o *Modelo NEWAVE* e o *Modelo DECOMP*, a capacidade de geração de cada usina pode variar de acordo com o período de tempo, de forma a contemplar possíveis expansões da usina no futuro. Pode-se também aplicar um fator de capacidade para a geração da usina térmica, em %, que é aplicado à potência máxima da usina.

[1] M. E. P. Maceira, R. R. Barboza, T. C. Justino, A. L. Diniz, C. B. Cruz, and A. C. G. Melo. Acoplamento entre os modelos de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados (newave e dessem) com a presença de fontes intermitentes. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, volume, 1–1. 2022.

[2] M. G. Curty, C. M. H. Saboia, M. L. V Lisboa, and C. L. T. Borges. Planejamento da expansão da geração considerando aspectos da programação diária através de um soft link com o modelo dessem. In *XXVI Seminário Nacional de Produçao e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Rio de Janeiro, 2022.

É importante ressaltar que não se representa, de forma explícita, a limitação na quantidade de **combustível** para a usina térmica, mas somente a limitação na potência a ser entregue, em MW. Entretanto, eventuais restrições de uso de combustível ao longo do tempo podem ser inseridas de forma indireta, incluindo-se restrições operativas para limitar o montante de geração térmica ao longo do tempo.

16.6 Disponibilidade de Geração

A disponibilidade de geração térmica está associada à possibilidade de a usina e/ou unidades térmicas utilizarem todo a sua capacidade de geração, ou apenas parte dela, devido a alguns aspectos relacionados a seguir

16.6.1 Manutenção de unidades geradoras térmicas

A representação dos cronogramas de manutenção programada das usinas térmicas podem ser consideradas em todos os modelos, da seguinte forma:

- nos modelos NEWAVE e DECOMP, representa-se a disponibilidade média no estágio, que é calculada, para cada período do estudo, com base nos fatores de manutenção ou indisponibilidade programada, fornecidas pelo usuário;
- no modelo DESSEM, pode-se informar a indisponibilidade de cada unidade geradora individualmente, a partir das quais pode-se calcular também, quando necessário, a disponibilidade da usina como um todo.

Em horizonte de mais longo prazo, como por exemplo, mais de um ano à frente, esses fatores de manutenção térmica, denotados por k_{Manut}, estão relacionados a dados históricos. Já para o horizonte de alguns meses a frente, devem ser fornecidos pelo usuário com base no cronograma previsto de manutenção das unidades gseradoras para o futuro próximo, levando em consideração a quantidade de horas que cada unidade da usina permanecerá em manutenção e as suas respectivas potências, que são descontadas da potência instalada na usina.

16.6.2 Falhas de unidades geradoras térmicas

Os modelos NEWAVE e DECOMP consideram taxas de indisponibilidade forçada as usinas térmicas, que podem ser variáveis por período de tempo t e patamar de carga p, que são denotadas por ${k_{teif}_{T\,i}}^{t,p}$, quando se referirem à usina i como um todo, ou ${k_{teif}_{t\,i,j}}^{t,p}$ quando se referirem a cada unidade j da usina.

16.6.3 Fator de Disponibilidade Térmica

Quando combinadas as taxas de *Manutenção de unidades geradoras térmicas* e de *Falhas de unidades geradoras térmicas*, obtém-se um fator k_{disp} de disponibilidade das usinas térmicas, que limita a geração no período t, cenário s:

${k_{disp}_{t\,i,j}}^{t} = {k_{manut}_{t\,i,j}}^{t,p} {k_{teif}_{t\,i,j}}^{t,p}$

para o caso de unidades geradoras, e:

:math:` {{k_{{manut}_T}}_{i}}^t,p {{k_{{teif}_T}}_i}^t`

quando aplicado à usina como um todo.

Esse fator, denominado de fator de disponibilidade, é aplicado nas restrições físicas e operativas das usinas hidrelétricas, da seguinte forma:

$gt_{i,j}^{t,p,s} \leq {k_{disp}_{t\,i,j}}^{t,p} \times \overline{gt_{i,j}}$, para cada unidade geradora j da usina i, e:

$GT_{i}^{t,p,s} \leq {k_{disp}_{T\,i}}^{t,p} \times \overline{GT_i}$, para cada usina i,

onde $\overline{GT_i}$.

Ressalta-se que os fatores por usina podem ser calculados a partir dos valores específicos de cada unidade geradora, quando aplicáveis.

Para cada usina i, os valores de ${k_{manut_T}}_{i,j}^{t}$, p e ${k_{teif_T}}_{i}^{t}$ são fornecidos diretamente pelo usuário (nos modelos NEWAVE e DECOMP) ou calculados com base em valores fornecidos para as unidades geradoras (no modelo DESSEM).

Ressalta-se que, em modelos de curtíssimo prazo como o DESSEM, representa-se diretamente o *Status "ligada / desligada" das unidades geradoras* térmicas. Desta forma, não se considera um fator de disponibilidade, mas sim a condição de a unidade estar ou não em operação.

16.7 Geração Térmica Mínima

Muitas usinas térmicas estão sujeitas a restrições de geração térmica mínima, que são chamadas também de "inflexibilidade de geração". Estas restrições podem estar associadas a contratos "take-or-pay" para consumo obrigatório de combustível, ou devido a restrições operativas próprias para a usina. Para os modelos de mais longo prazo, como o NEWAVE e o DECOMP, tais restrições também podem ser utilizadas para modelar, de forma aproximada, restrições de geração térmica mínima (enquanto ligada) das usinas, presente nas restrições de unit commitment, e que não são representadas diretamente no modelo NEWAVE.

A consideração de geração mínima nas usinas térmicas é incorporada fornecendo-se um valor mínimo $\underline{GT}_i^{t,p}$ para cada usina térmica i, em cada período t e patamar de carga p ao longo do horizonte de planejamento dos modelos. Essa geração é considerada como geração mínima obrigatória, e que contribui para o atendimento direto à demanda do submercado a que pertence a usina térmica. O custo desta geração mínima é somado ao custo de operação de cada estágio.

A modelagem matemática dessas restrições é dada por

$GT_i^{t,p,s} \geq \underline{GT}_i^{t,p}$,

onde o cenário s se aplica aos modelos que consideram incertezas através de árvore de cenários.

16.8 Unit Commitment Térmico (UCT)

O Unit Commitment térmico (UCT) consiste na alocação ótima das unidades geradoras térmicas, representando o **acionamento e desligamento** das unidades geradoras térmicas individualmente, e todas as restrições relacionadas ao status "ligado" e "desligado" das unidades.

A modelagem matemática do UCT foi desenvolvida incorporando, atualmente, variáveis binárias de *Status "ligada / desligada" das unidades geradoras* para cada unidade geradora das usinas térmicas, em cada período do horizonte de estudo. Além disso, foram introduzidas as restrições, para cada unidade, de *Geração mínima (enquanto ligadas) das unidades geradoras*, *Tempo mínimo ligada e desligada das Unidades Geradores*, *Custo de partida* para acionamento e *Numero máximo de oscilações no mínimo ou no máximo*.

Nas seções seguintes descrevemos cada uma dessas funcionalidades, que foram detalhadas inicialmente no relatório técnico do CEPEL sobre o unit commitment térmico[1]. Essas funcionalidades podem ser aplicadas, de forma geral, a todas as unidades geradoras térmicas, sendo suficiente, portanto, para modelar as unidades térmicas ditas "convencionais", que operam a ciclo simples.

Existem também, contudo, formulações adicionais para representar especificamente as restrições das unidades térmicas das *Usinas Térmicas a Ciclo Combinado (UTCC)*.

Para simplicidade de exposição, todas as variáveis e parâmetros apresentados a seguir das unidades térmicas são indexados por um único índice i, que varre todas as unidades térmicas do sistema.

[1] C. H. Saboia, T. N. Santos, and A. L.. Diniz. Consideração de restrições de unit commitment no modelo dessem por programação linear inteira-mista (milp), com representação de trajetórias de partida e parada e modelagem de usinas térmicas e ciclo combinado. Technical Report, Relatório Técnico CEPEL 6691/2019, 2019. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

16.8.1 Status "ligada / desligada" das unidades geradoras

Cada unidade geradora j da usina termica i poderá estar ligada ou desligada, em cada instante de tempo. Assim, para cada unidade de cada usina, há uma variável binária $u^t_{T_i}$ da usina térmica i estiver ligada no período t e 0, caso contrário.

$u^t_{T_i} \in \{0, 1\}$:

16.8.2 Geração por unidade

Definem-se variáveis de decisão contínuas não negativas, para representar a geração de cada unidade geradora j da usina hidrelétrica i, no período t:

$gt^t_i \geq 0$

16.8.3 Equações de composição da geração das unidades geradoras

Visto que algumas restrições operativas se aplicam para a usina como um todo, faz-se necessário incluir uma equação de composição de geração das unidades que cada usina possui. Dessa forma, na equação a seguir, tem-se que o somatório da geração das unidades pertencentes a uma usina térmica i (definidas no conjunto Ω_i deve ser igual ao valor total de geração da usina, definida como GT^t_i.

$GT^t_i = \sum_{j \in \Omega_i} gt^t_j$

16.8.4 Geração mínima (enquanto ligadas) das unidades geradoras

Estas restrições, definidas para todas as unidades térmicas e em todos os períodos de decisão, impõem um limite inferior e superior de geração obrigatória, caso uma unidade i.

A formulação matemática mais simples dessas restriçoes é dada por:

$gt^t_i \geq \underline{gt_i} u^t_{T_i}$.

Entretanto, quando se consideram *Trajetórias de acionamento e desligamento* das unidades térmicas, essa restrição é incrementada para considerar os termos referentes a essas trajetórias.

16.8.5 Tempo mínimo ligada e desligada das Unidades Geradores

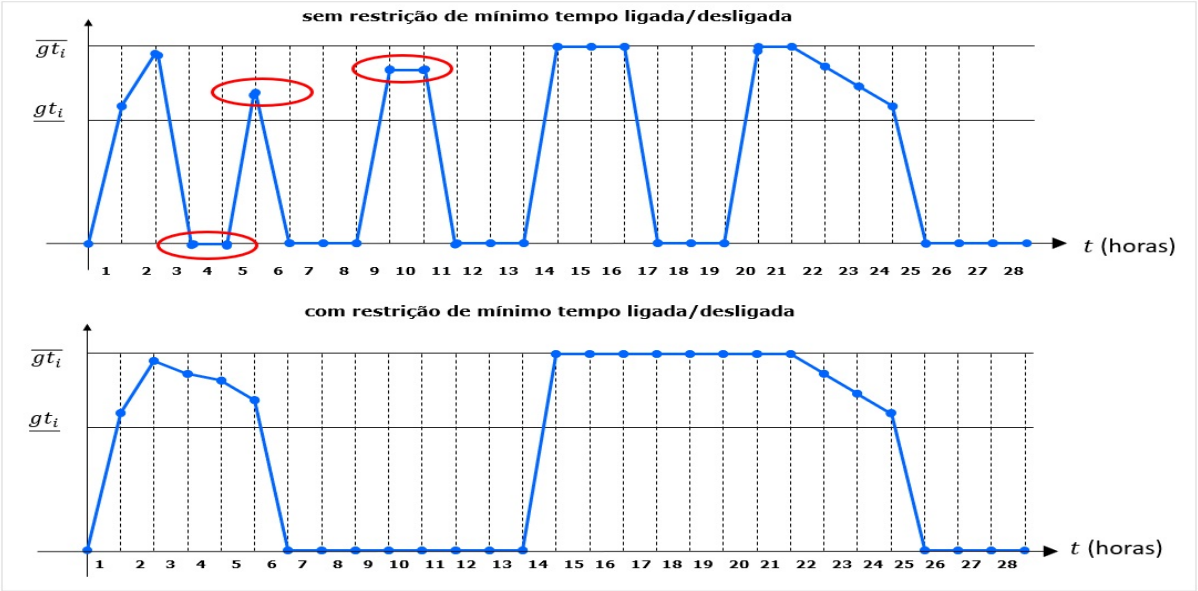
Estas restrições estabelecem que, uma vez tendo sido acionada no período t, a unidade geradora térmica deve permanecer ligada por um determinado tempo mínimo Ton^T_i, contado a partir de t. O mesmo tipo de restrição se aplica quando a usina é desligada, forçando-a a permanecer desligada durante um determinado tempo mínimo $Toff^T_i T$ a partir do instante t em que ela é desligada.

A formulação matemática dessas restrições é apresentada a seguir

$$\sum_{k=t}^{t+Ton^T_i-1} u^k_{T_i} \geq Ton^T_i (u^t_{T_i} - u^{t-1}_{T_i})$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff^T_i-1} (1 - u^k_{T_i}) \geq Toff^T_i (u^{t-1}_{T_i} - u^t_{T_i})$$

A Figura a seguir ilustra o efeito da aplicação de restrições de mínimo tempo ligada e desligada para uma unidade geradora térmica.



16.8.6 Rampa para tomada/alívio de carga

Consiste em valores máximos para o acréscimo/decréscimo horário da geração térmica, quando a unidade está acionada. Estas restrições, definidas para todas as unidades térmicas e em todos os períodos, limitam a variação da geração térmica da unidade j da usina i entre dois períodos consecutivos de tempo a uma taxa máxima RUp_i para acréscimo e RDn_i para decrescimo, ambas medidas em MW.

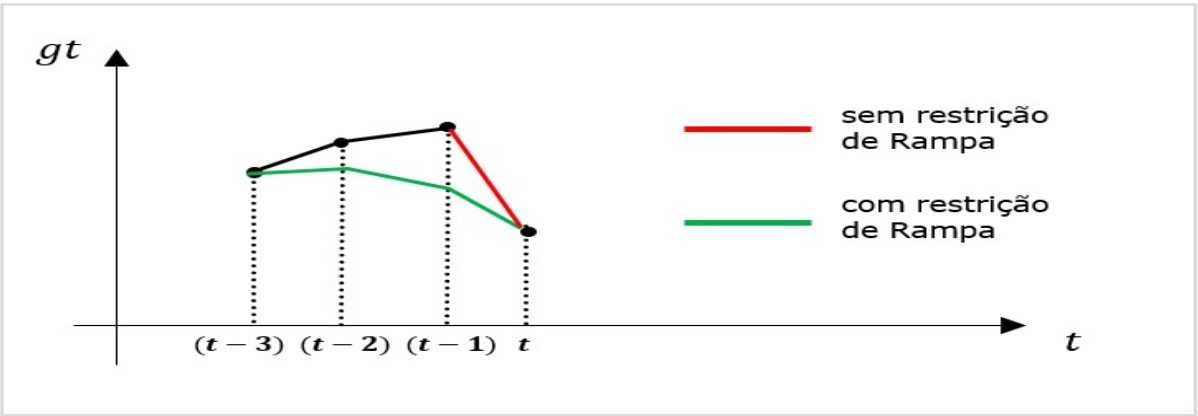
As expressões a seguir formulam matematicamente essas restrições:

$$gt_i^t - gt_i^{t-1} \leq RUp_i + (\overline{gt_i} - RUp_i)(\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \breve{y}_i^{t+k-1})$$

$$-gt_i^{t+1} + gt_i^t \leq RDn_i + (\overline{gt_i} - RDn_i)(\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \breve{y}_i^{t+k-1})$$

onde $\overline{gt_i}$ é a *Capacidade de Geração* da usina térmica, que é um dado cadastral, e $\hat{y}_i^t$ e $\breve{y}_i^t$) saõ variáveis auxiliares, **contínuas**, indicativas de *Trajetórias de acionamento e desligamento* das unidades.

Note que, pela sua natureza de acoplamento temporal, tais restrições impactam não só a geração no período que violaria essa restrição, mas também nos períodos adjacentes, como evidenciado pela figura a seguir.



Verifica-se ainda que, quando a unidade está em processo de acionamento ou desligamento, as restrições de rampa tornam-se sem efeito, visto que a variação máxima (lado direito das restrições) torna-se igual à capacidade máxima de geração da usina. Nestas situações, as gerações das unidades ao longo desse processo são ditadas por essas trajetórias de acionamento/desligamento.

16.8.7 Trajetórias de acionamento e desligamento

Estas restriçoes consistem em trajetórias pré-definidas de geração que devem ser seguidas pela unidade geradora ao longo do tempo, em duas situaçoes: quando for acionada, partindo do valor $gt = 0$ até $gt = \underline{gt}$, e quando for desligada, partindo do valor $gt = \underline{gt}$ até $gt = 0$.

Mais especificamente, temos que:

- se a unidade estiver em acionamento deverá seguir uma trajetória de acionamento com NUp_i, até alcançar sua geração mínima $gt = \underline{gt}$;
- Por outro lado, se a unidade estiver sendo desligada deverá seguir uma trajetória de desligamento com com NDn_i, até anular sua geração.

Estas trajetórias são definidas pelo par de expressões a seguir:

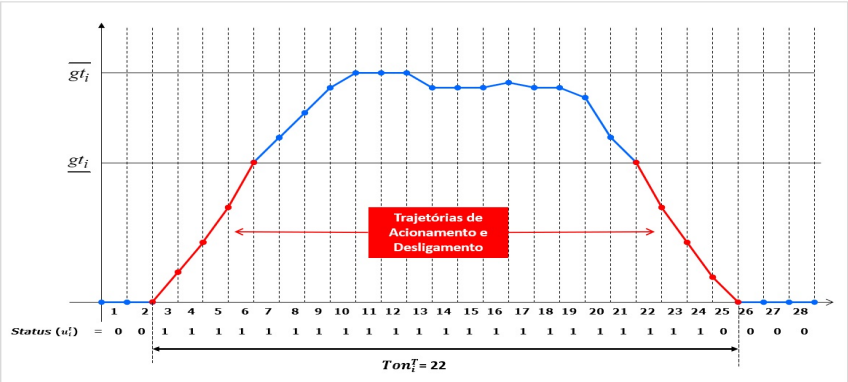
$$gt_i^t \geq \underline{gt_i}(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i^k \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i^{NDn_i-k+1} \check{y}_i^{t+k-1}$$

$$gt_i^t \leq \overline{gt_i}(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i^k \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i^{NDn_i-k+1} \check{y}_i^{t+k-1}$$

onde $\hat{y}_i^t$ e $\check{y}_i^t$) saõ variáveis auxiliares, **contínuas**, indicativas de *Trajetórias de acionamento e desligamento* das unidades.

Observa-se que, quando as unidades não estão em trajetória durante determinado período (isto é, $\hat{y}_i^t = 0$ e $\check{y}_i^t = 0$, as restrições acima definem que a unidade deve estar entre os valores mínimo ($\underline{gt_i}$) e máximo ($\overline{gt_i}$) de geração, se estiver acionada ($u_i^t = 1$), e com geração nula, se estiver desligada ($u_i^t = 1$).

O efeito do uso de trajetórias na operação das unidades é ilustrado a seguir:



Desta figura, pode-se depreender que:

- durante as trajetórias de acionamento e desligamento, o status da unidade é "1" (acionada)
- o tempo mínmo ligado da unidade geradora compreende os intervalos de tempo para acionamento e desligamento;

Quandou se considera, para a unidade térmica, a opção de *Operação no mínimo ou no máximo*, a restrição acima é modificada para contemplar a formulação descrita para essa funcionalidade.

16.8.8 Operação no mínimo ou no máximo

São restrições opcionais que impõem que a unidade, uma vez acionada, opere sempre no mínimo ou no máximo. Foram incluídas no modelo DESSEM por solicitação do ONS, de forma a representar a realidade operativa de algumas unidades térmicas do sistema. Na entrada de dados do modelo DESSEM é informado, para cada unidade da configuração, se essa restrição deve ser aplicada.

Para formular matematicamente essas restrições, definem-se, para cada unidade i e período t, variáveis binárias ${u_{inf}}_i^t$ e ${u_{sup}}_i^t$ que indicam se a unidade está operando no mínimo e no máximo.

Além disso, adiciona-se a seguinte restrição:

$$u_i^t = {u_{inf}}_i^t + {u_{sup}}_i^t + \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1}$$

que faz com que, quando a unidade está em trajetória, ambas as variáveis binárias adicionais sejam nulas.

Já na situação em que a unidade está acionada e não está em trajetória, as restrições de *Trajetórias de acionamento e desligamento* são **modificadas** para impor a geração no mínimo ou no máximo, da seguinte forma:

$$gt_i^t \geq \underline{gt_i} {u_{inf}}_i^t + \overline{gt_i} {u_{sup}}_i^t + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i^k \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i^{NDn_i-k+1} \check{y}_i^{t+k-1}$$

$$gt_i^t \leq \underline{gt_i} {u_{inf}}_i^t + \overline{gt_i} {u_{sup}}_i^t + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i^k \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i^{NDn_i-k+1} \check{y}_i^{t+k-1}$$

Observa-se que, quando a unidade está em trajetória, essas duas inequações se tornam redundantes, prevalecendo as inequações que definem as gerações ao longo das trajetórias.

Por outro lado, quando a unidade não está em trajetória, tem-se que $\hat{y}_i^t = 0$ e $\check{y}_i^t = 0$ e, portanto, a unidade irá operar no mínimo ou no máximo, conforme a variável ${u_{inf}}_i^t$ ou ${u_{sup}}_i^t$ esteja ativa.

16.8.9 Numero máximo de oscilações no mínimo ou no máximo

Estas restrições, também opcionais para cada uniade, impõe um número máximo N_{oscil_i} de vezes em que a unidade i pode oscilar entre a geração mínima e máxima, ao longo dos T períodos que compõem o horizonte de estudo do modelo.

Para a formulação matemática dessas resrições, incluem-se duas variáveis contínuas ${y_{inf}}_i^t$ e *{{y_{sup}}_i^t* que "contam" quantas vezes a unidade atingiu o mínimo e o máximo, por meio das restrições:

${y_{inf}}_i^t \geq {u_{inf}}_i^t - {u_{inf}}_i^{t-1}$

${y_{sup}}_i^t \geq {u_{sup}}_i^t - {u_{sup}}_i^{t-1}$

sendo o número máximo de oscilações imposta pelas seguintes restrições:

$\sum_{t=1}^{T} {y_{inf}}_i^t \leq N_{oscil_i}$

$\sum_{t=1}^{T} {y_{sup}}_i^t \leq N_{oscil_i}.$

Ressalta-se que uma oscilação é considerada com sendo o processo de "ida" e "volta", ou seja, passar da potência mínima para a máxima e depois voltar para a mínima.

16.8.10 Custo de partida

Custo de partida é o custo associado no acionamento de uma unidade geradora térmica. Como esse custo entra na função objetivo aumentando seu valor, o modelo irá automaticamente avaliar o *trade-off* entre o custo de partir uma unidade e o benefício incorrido em sua geração nos períodos subsequentes, de forma a minimizar o custo total de operação.

A variável de acionamento da unidade térmica i no período t é denotada por ${st_T}_i^t$, e definida pelo modelo a partir da expressão:

${st_T}_i^t \geq 0$

${st_T}_i^t \geq u_{T_i}^t - u_{T_i}^{t-1}$

sendo penalizada na função objetivo por um custo fixo de partida ${cst_T}_i^t$, que é um dado cadastral da usina:

$\sum_{t=1}^{T} {cst_T}_i^t {st_T}_i^t$

16.9 Usinas Térmicas Convencionais

Os valores de capacidade das usinas termoelétricas fornecidas ao modelo devem estar associadas à comprovação de capacidade de despacho suficiente à operação contínua à capacidade máxima, respeitando os períodos de paradas previamente definidos.

No caso de usinas movidas a gás natural, esta comprovação da disponibilidade de combustível abrange a disponibilidade da molécula e da cadeia logística do gás natural, desde a origem até a usina termelétrica, e ainda a indicação da quantidade máxima mensal de combustível a ser suprida e o prazo de entrega.

Denominam-se, portanto, "usinas convencionais" todas aquelas cuja restrição de capacidade deve observar exclusivamente a capacidade de geração (descontados eventuais fatores de indisponibilidade e capacidade) e cujo despacho pode ser feito de forma imediata, em cada período de tempo.

16.10 Usinas Térmicas a Ciclo Combinado (UTCC)

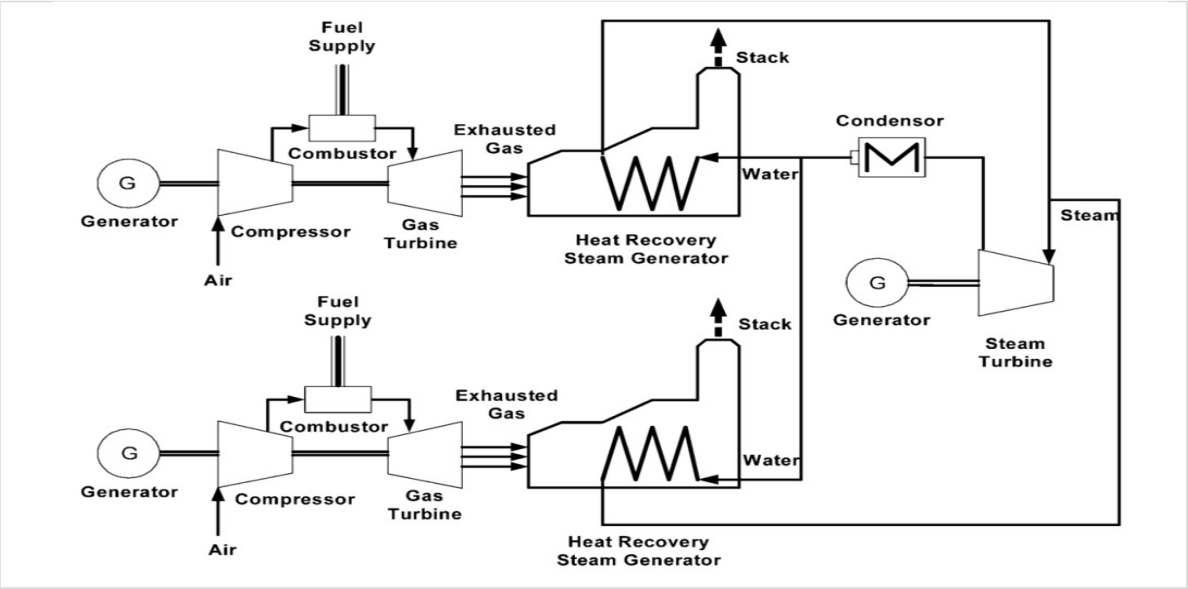
As usinas térmicas a ciclo combinado (UTCC) são compostas por unidades térmicas que utilizam um combustível que gera vapor (ex: gás) acopladas com unidades térmicas a vapor.

A motivação para essa configuração é que, ao se utilizar uma unidade térmica para geração de energia, ao invés de liberar vapor a alta temperatura na atmosfera como resultado dessa geração, "captura-se" esse vapor para alimentar uma unidade adicional de geração de energia a partir de uma unidade térmica a vapor. Com isso, obtém-se uma maior eficiência e baixo consumo de gás para produção da mesma quantidade de energia, quando comparadas às usinas térmicas convencionais.

Uma das vantagens de uma UTCC é a sua flexibilidade, já que pode operar com diferentes combinações de turbinas a gás e a vapor acionadas.

Por exemplo, a figura a seguir, extraída de[1] mostra uma configuração possível para uma usina a CC, composta por 2 turbinas a gás e 1 turbina a vapor. As características e custos operativos da planta diferem de acordo com cada configuração, o que torna possível otimizar a operação da planta como um todo em função das condições do sistema.

[1] Cong Liu, Mohammad Shahidehpour, Zuyi Li, and Mahmoud Fotuhi-Firuzabad. Component and mode models for the short-term scheduling of combined-cycle units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):976–990, 2009. doi:10.1109/TPWRS.2009.2016501.

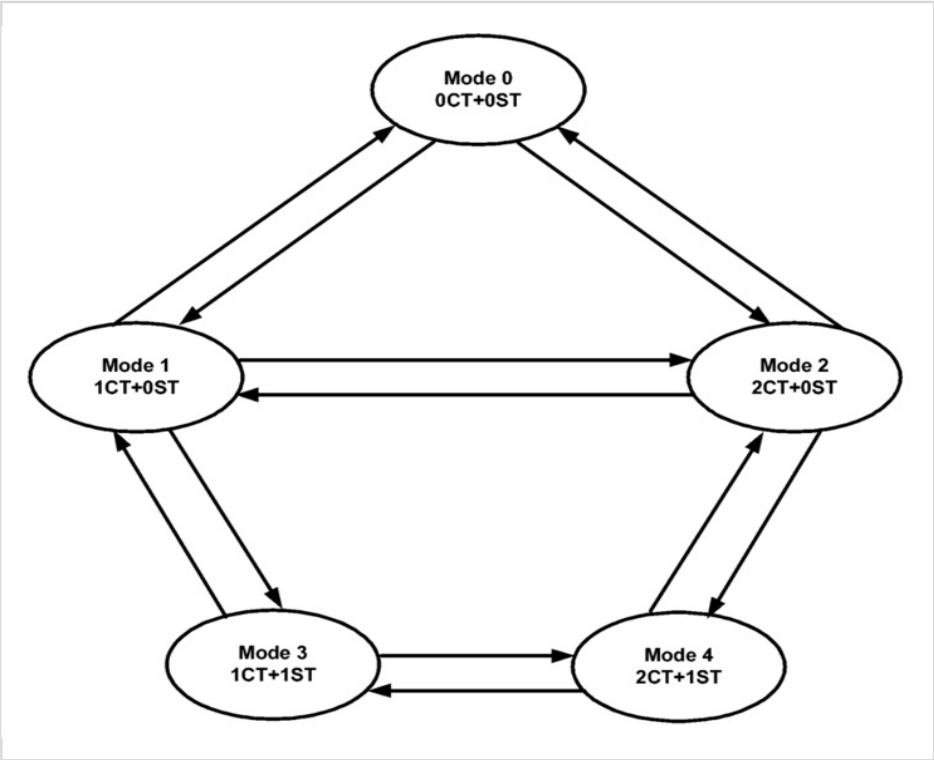


Assim, pode-se buscar uma configuração, variável ao longo do tempo, que seja mais econômica para a usina ou para o sistema como um todo. Por outro lado, isso acarreta uma maior complexidade na modelagem dessas usinas e na resolução do problema de PDO em que estão inseridas

Ressalta-se que a existência de diferentes configurações pode ocorrer não somente para diferentes plantas, mas também em uma mesma planta, em função de unidades que estejam em manutenção ou desligadas. Ressalta-se que a turbina a gás (CT, do termo em inglês combustion turbine) pode operar sem a turbina a vapor (ST, do termo em inglês steam turbine), mas o contrário não é possível. Assim, uma usina térmica com 2 CT e 1 ST pode operar, em princípio com as seguintes configurações:

- uma unidade a gás (1CT)
- uma unidade a gás e uma unidade a vapor (1 CT + 1 ST)
- duas unidades a gás (2 CT)
- duas unidades a gás e uma unidade a vapor (2 CT + 1 ST)

As condições acima levam à representação de um “espaço de estados” para a representação da operação de uma UTCC, conforme ilustrado na figura a seguir, também extraída de extraída de[p. 263, 1].



Cada uma das configurações nas situações acima pode ser representada por uma "unidade equivalente", para os quais podem ser definidos os dados usuais de uma unidade térmica individual, como restrições de rampa, tempo mínimo ligada ou desligada, curva de custo incremental (no caso do Brasil, CVU), etc. Os custos de partida e parada são substituídos pelos custos de transição para outras configurações (estados), sendo que essas transições também podem contemplar o acionamento ou desligamento de unidades.

Em resumo, na modelagem concebida no *Modelo DESSEM*, a representação de uma UTCC é semelhante a uma UTE convencional, porém com restrições de acoplamento entre as unidades equivalentes, que correspondem às configurações. Em uma usina deste tipo apenas uma unidade equivalente poderá estar acionada, e já estando acionada, poderá transitar para outra unidade equivalente sem que seja necessário o cumprimento de outra trajetória de desligamento da primeira unidade e uma trajetória de acionamento da segunda.

Matematicamente, definimos os conjuntos $\Omega_{CC\,j}$ de unidades térmicas equivalentes que pertencem a cada usina térmicas a ciclo combinado j, sendo $NTCC$ a quantidade de usinas térmicas a ciclo combinado. Em seguida, representam-se as restrições e aspectos descritos a seguir.

16.10.1 Restrição de unicidade de acionamento

Inicialmente, impõe-se a restrição de que uma única unidade equvalente de cada usina a ciclo combinada j poderá estar acionada em cada instante de tempo:

$$\sum_{i \in \Omega_C C_j} u_i^t \leq 1$$

16.10.2 Transição entre unidades equivalentes

Esta restrição impõe uma variação máxima de geração (rampa de transição) $RTrans_j$ entre quaisquer configurações de uma usina térmica a ciclo combinado j, para cada período de tempo t:

$$|\sum_{i \in \Omega_C C_j} gt_i^t - gt_i^{t-1}| \leq RTrans_j$$

16.10.3 Manutenção de Unidades "Reais"

Como mencionado anteriormente, cada unidade equivalente de uma UTCC comporta-se como se fosse uma unidade térmica convencional, a menos das restrições de acoplamento entre unidades de uma mesma UTCC.

Entretanto, o modelo DESSEM necessita conhecer quais são as unidades reais associadas a cada unidade equivalente, pois se qualquer uma dessas unidades "reais" estiver em manutenção, a configuração não poderá operar. Portanto, tanto as informações sobre as unidades reais que compõem cada unidade equivalente quanto eventuais manutenções de unidades reais são lidas pelo modelo, e o status u_i^t é forçado a ser zero caso alguma unidade real que a compõe esteja em manutenção.

16.10.4 Referências

16.11 Usinas Térmicas com Restrições de Suprimento

Algumas usinas termelétricas, especialmente as movidas a gás natural, estão sujeitas a restrições de suprimento de combustível. Ou seja, muitas vezes não é possível realizar a geração de forma contínua, com a capacidade máxima disponível, devido a restrições logísticas na cadeia de suprimento de gás natural.

Estas restrições podem ser representadas no *Modelo NEWAVE*, para cada usina ou por conjunto de usinas definidas em uma classe de combustível a gás natural, onde pode ser fornecida a modelo:

- a disponibilidade anual de gás natural [milhões m3/ano];
- Fatores mensais para desagregação da disponibilidade anual;
- Heat Rate [BTU/kWh] e o Poder Calorífico Inferior - PCI [kcal/m3], que são necessários para o cálculo da energia mensal disponível devido ao limite de suprimento de gás natural;

A consideração dessas resrições no problema de programação considerada nos subproblemas de programação linear referentes a cada período de tempo, para todos as séries forward e cenários backward da PDDE.

16.12 Usinas Térmicas com antecipação de despacho (usinas GNL)

O despacho de algumas usinas térmicas, em especial usinas a gás natural liquefeito (GNL), deve ser conhecido alguns meses antes de sua efetiva realização, por dois motivos: a impossibilidade de armazenamento do combustível junto às usinas e o tempo necessário para transportar o GNL desde suas fontes até os pontos onde se localizam as usinas.

No modelo NEWAVE, onde se adota uma *Discretização Temporal* mensal, a antecipação do despacho das usinas GNL é considerada com uma antecipaçao de k meses. Já no modelo DECOMP, a decisão antecipada no despacho das usinas termoelétricas a GNL é feita de maneira semanal, com o mesmo montante de antecipação mensal considerada no NEWAVE. Finalmente, no modelo DESSEM, como seu horizonte é muito curto (até 14 dias), o despacho das unidades das usinas a GNL já é predefinido nos dados de entrada do modelo, conforme descrição dos registros PTOPER do Manual do Usuário do modelo.

A seguir descreve-se, de forma mais sucinta, a modelagem de antecipação de despacho das usinas térmicas nos modelos NEWAVE e DECOMP, nos algoritmos de Programação Dinâmica Dual (PDD) e Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) considerada nesses modelos.

Esse conteúdo metodológico foi baseado nas publicações do CEPEL sobre esse assunto[1],[2],[3]. A modelagem da decisão semanal da geração térmica no modelo DECOMP, é descrita em[4], e em[5] detalha-se como se considera a questão dos dias civis.

16.12.1 Característicais gerais

As usinas com antecipação de despacho possuem as mesmas funcionalidades gerais das usinas térmicas convencionais: um *Custo Variável Unitário (CVU)*, uma *Capacidade de Geração* e *Disponibilidade de Geração*, além de eventuais restrições de *Geração Térmica Mínima* ou restrições elétricas especiais.

O único (e essencial) aspecto dessas usinas é que a sua geração necessita ser definida de forma antecipada, alguns meses à frente, porem incorrendo nos mesmos tipos de custo e atendendo aos mesmos tipos de restrições que podem ser aplicadas às usinas térmicas convencionais.

A seguir, descrevem-se os aspectos específicos que devem ser incorporados para a modelagem dessas usinas nos modelos de otimização energética.

16.12.2 Modelagem do despacho antecipado

Como os modelos NEWAVE e DECOMP decompõem temporalmente o problema, a exigência de despacho antecipado das usinas térmicas requer modificações na modelagem da variável de geração para essas usinas, visto que estas passam a ser variáveis de **estado** na formulação do problema. Ou seja, a determinação das gerações dessas usinas é feita em um estágio (de tempo) anterior àquele onde a geração é efetivamente realizada.

A Figura a seguir, ilustra essa questão, onde se observa que, quando há a necessidade de antecipação do despacho das usinas GNL em K estágios, a geração da usina para um estágio $(t + K)$ deve ser sinalizada (decidida) no estágio t.

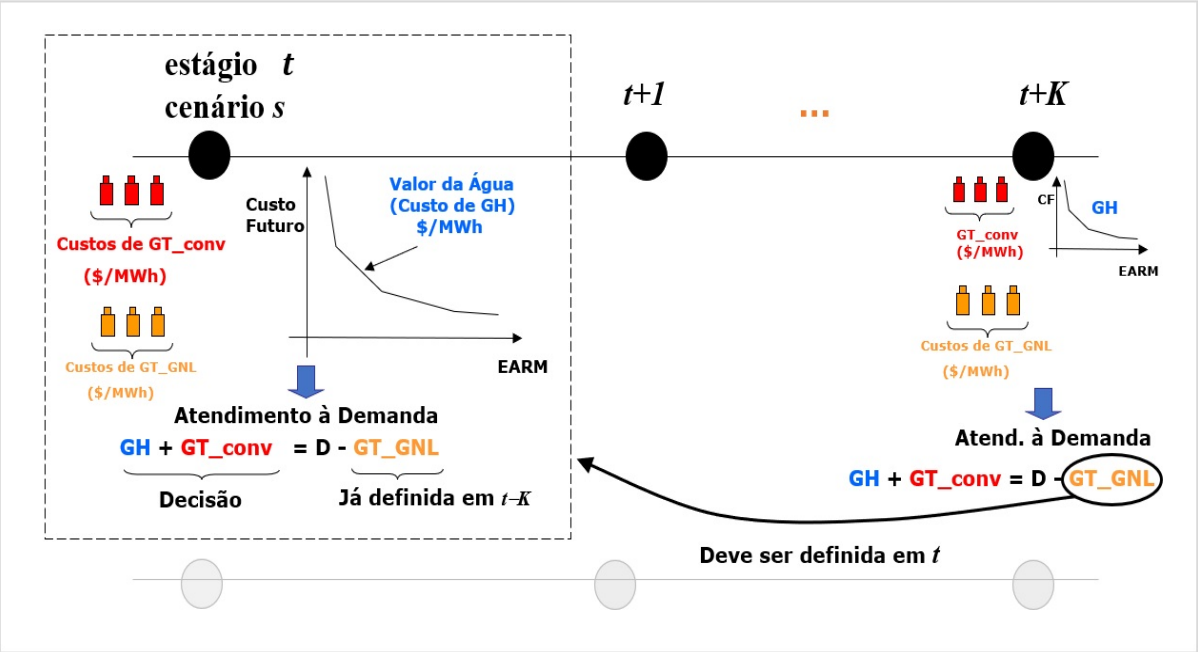
[1] A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, M. P. Tcheou, T. N. Santos, V. S. Duarte, and D. D. J. Penna. Hydrothermal generation planning with time-linking constraints on the dispatch of liquefied natural gas (LNG) thermal plants. In *17th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, volume. Stockholm,Sweden, 2011.

[2] A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, T. N. Santos, M. P. Tcheou, A. L. and Saboia, D. D. J. Penna, and F. S. Costa. Antecipação do despacho de usinas térmicas à gnl no problema de programação da operação de sistemas hidrotérmicos. In *XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Florianopolis, SC, 2011.

[3] A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, and M. P. Tcheou. Proposta de modelagem do despacho das usinas térmicas à gnl nos modelos decomp e newave. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2009. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[4] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Antecipação de despacho semanal de usinas GNL no modelo DECOMP. Technical Report, Nota Técnica DECOMP nº 03/2010, rev. 2, 2011. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.

[5] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Despacho com antecipação mínima de 60 dias das usinas GNL. Technical Report, Nota Técnica DECOMP, 2011. URL: https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/.



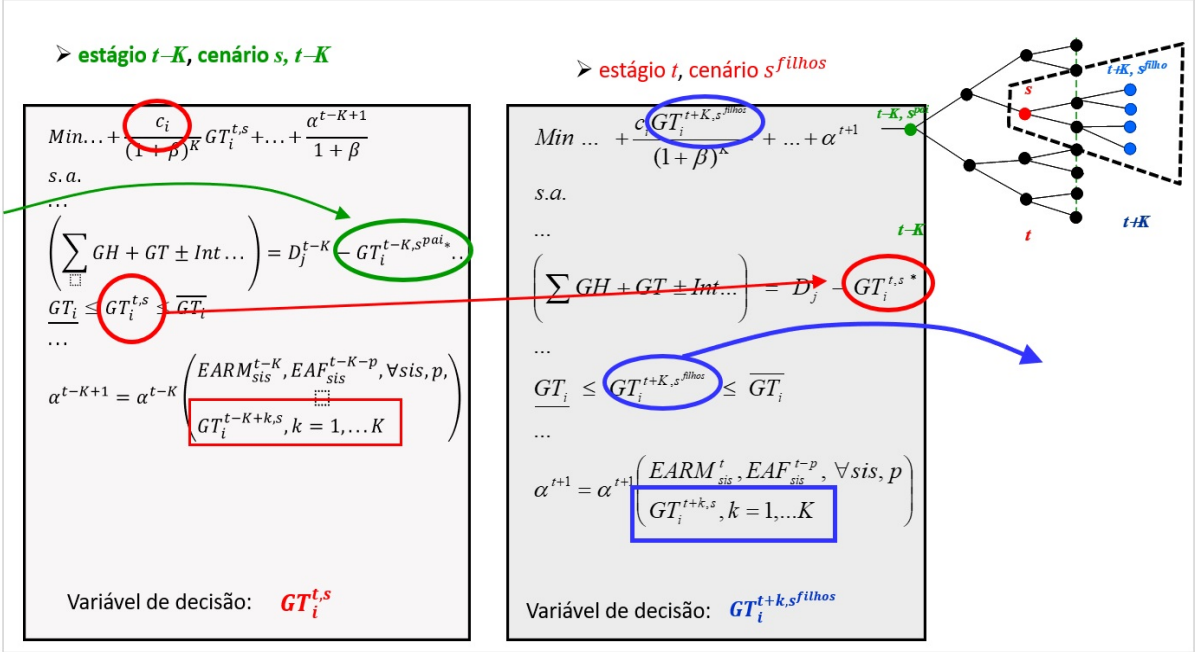
Isso induz duas modificações na formulação matemática do problema, descritas com detalhes mais à frente:

- a geração no estágio t deve ser decidida na resolução do problema do estágio $t - K$, com a informação disponível até esse estágio;
- esse valor de geração GT_i^t decidido no estágio $t - K$ deve ser considerada como "abatimento de carga" no subproblema de todos os nós filhos no estágio t, pois já foi definida anteriormente.

Observa-se que esta dependência também ocorre em relação às vazões e energias afluentes passadas, em virtude da modelagem Par(p) para as vazões. Porém, no caso das usinas GNL, as variáveis passadas também são variáveis de decisão.

A formulação matemática bastante simplificada do subproblema de despacho para cada período t e cenário s é apresentada a seguir, tendo como referência o problema estocásticos de "árvore completa", ou seja, onde todos os nós são representados de forma conjunta[6] .

[6] Este problema completo é representado de forma explícita no DECOMP e, no modelo NEWAVE, é representado de forma indireta através da "concatenação" de todos os cenários por período (aberturas "backward").



Nesta figura, Os termos em verde, vermelho e azul representam, respectivamente, as gerações das usinas GNL decididas nos estágios $t-K$, t e $t+K$ e que são utilizadas para atender à demanda nos estágios t, $t+K$ e $t+2K$. Para simplificar a exposição, foram omitidos os índices dos patamares de carga, mas ressalta-se que todas as variáveis de estado ou decisão para a geração das usinas GNL possuem termos individuais para cada patamar.

16.12.3 Custos e variáveis em cada estágio

Nota-se que, como a decisão da variável de geração térmica GT_i^t para a usina i e período t deve ser feita no instante $t-K$, os limites e custo incremental dessa variável devem ser levados em consideração no subproblema do instante $t-K$, como indicado no lado esquerdo da figura. Entretanto, essa geração só é "utilizada" no instante t, ou seja, essa variável só atenderá a demanda de seu subsistema respectivo no instante t, como indicado do lado direito da Figura.

Portanto, em cada passo *forward* das iterações da PDDE (no modelo NEWAVE) ou PDD (no modelo DECOMP), a variável GT_i^{t,s^*} (destacada no círculo em vermelho na figura da direita) indica a geração da usina térmica i no instante t e cenário s, que foi decidida no respectivo cenário "pai" do instante $t-k$, com base nos limites e custos dessa variável, conforme indicado também nos círculos em vermelho na figura da direita.

Com isso, conclui-se que a variável $GT_i^{t,s}$ é:

- **variável de decisão** no estágio t, visto que o valor dessa variável é determinado ao resolver o subproblema do estágio $t-K$ do qual o subproblema do estágio t é filho;
- **variável de estado** em todos os subproblemas "filhos" desse nó no estágio $t-K$, visto que esse valor já é conhecido ao se resolver esses subproblemas do estágio t, entrando, portanto, como "lado direito" na equação de atendimento à demanda.

Ressalta-se que o mesmo tipo de relacionamento temporal acontecerá para os subproblemas de todos os estágios de tempo que se encontram defasados de K meses, ou seja, entre $t-1$ e $t-1+K$ (para a variável $GT_i^{t-1,s}$), entre $t+1$ e $t+1+K$ (para a variável $GT_i^{t+1,s}$), etc.

A princípio não há nenhuma informação, pela formulação corrente, do "benefício" de se despachar uma geração $GT_i^{t,s}$ no subproblema do estágio $t-K$, pois essa geração tem um custo e não contribui para nenhuma restrição desse período. Essa questão é tratada através da adição de **variáveis de estado adicionais** para a função de custo futuro da PDD (ou PDDE), que passa a incluir também a geração das usinas GNL em até K estágios de tempo passados, conforme descrito a seguir.

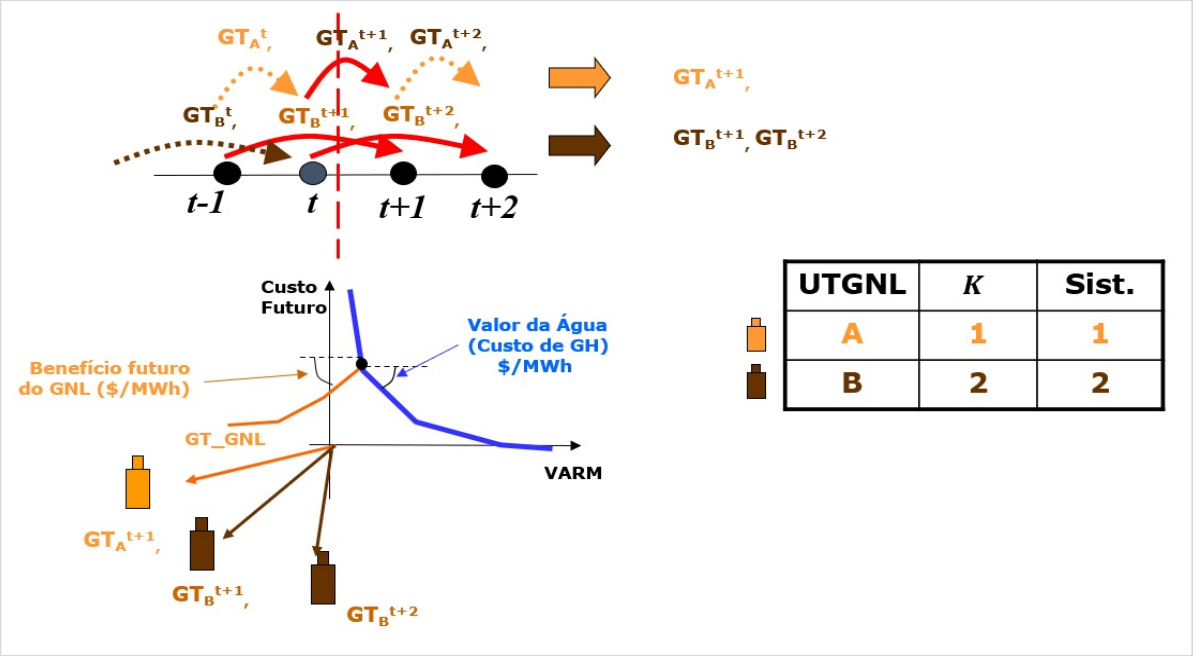
16.12.4 Termos adicionais na Função de Custo Futuro

A função de custo futuro em determinado instante (ou seja, ao final do subproblema de determinado estágio de tempo t) deve ter como "estado", todas as variáveis cujos valores já foram decididos (ou observados, no caso de afluências passadas) nos instantes anterior ou igual a t, e que aparecem explicitamente nas formulações dos subproblemas $t+1$ em diante. Como outros exemplos no problema de coordenação hidrotérmica considerado nos modelos de otimização, temos o volume armazenado V^t nos reservatórios ao final do instante t, que aparece nas equações de balanço hídrico do subproblema do estágio $t+1$, e as afluências passadas, que também aparecem no lado direito das restrições dos subproblemas dos estágio $t+1$ até $t+p$ (onde p é a ordem do modelo auto-regressivo periódico utilizado para representar as afluências).

Assim, na abordagem com antecipação do despacho térmico, a identificação das variáveis relacionadas à geração GNL que devem integrar a Função de Custo Futuro (FCF) intrínseca[7] de determinado estágio (nó) de um período t da PDDE (PDD) pode ser feita de forma esquemática observando-se quais geração sinalizadas no próprio estágio t ou em estágios anteriores serão utilizadas após o estágio t. Pode-se verificar que essas gerações correspondem as dois instantes futuros $t+1, ..., t+K$, sendo a geração em $t+K$ decidida no próprio estágio t e as demais em estágios anteriores.

Assim, torna-se necessária a inclusão, na Função de custo futuro recebida pelo estágio $t+$ (que é construída após resolver os subproblemas do estágio $t+1$) dos termos referentes às gerações GNL não só da geração GT_i^{t+1}, que é decidida no estágio t para ser utilizada em $t+K$, mas também para as gerações $GT_i^{t+1}, ..., GT_i^{t+K-1}$, que não são decididas no estágio t mas que serão utilizadas somente após o estágio t.

Ilustra-se a seguir essa identificação, para o exemplo em que há duas usinas GNL, uma com lag $K = 1$ e outra com lag $K = 2$.



UTGNL	K	Sist.
A	1	1
B	2	2

Interpretação dos termos de geração GNL na FCF

Observe o subproblema do estágio referente ao instante $t-K$. Como mencionado anteriormente, caso não houvesse os termos de geração antecipada na FCF, a decisão natural do modelo para a variável GT_i^t seria sempre despachar a usina térmica no mínimo, já que ela possui um determinado custo de geração e em nada contribui para as restrições do instante $t-K$. Entretanto, com estes termos adicionados, que possuem coeficientes negativo na FCF do estágio $t-K$ (vide a *Construção dos cortes da FCF*), existe agora um "sinal" para que a usina térmica fosse programada para ser despachada acima do mínimo no instante t, que é denominado de **benefício GNL**.

[7] esta função de custo futuro "intrínseca" é calculada ao longo do processo de resolução do problema nos modelos NEWAVE e DECOMP, por PDDE ou PDD, respectivamente, e que em otimização estocástica é conhecida como "função de recurso".

Já em relação às variáveis $GT_i^{t-K}, ...GT_i^{t-1}$, observe que, ao se resolver o subproblema do estágio $t-K$, todos os seus valores já foram decididos (nos instantes $t-2K, ...t-K-1$, entretanto, os termos referentes aos eixos dessas outras variáveis na FCF serão uteis para "encadear" a passagem de informações de forma a valorar a geração antecipada das usinas térmicas nesses outros períodos, como será visto mais a frente.

16.12.5 Construção dos cortes da FCF

Descrevemos agora a construção dos termos referentes à geração térmica antecipada nos cortes da FCF, para os modelos em que se aplicam as técnicas de PDD e PDDE para a resolução do problema (*Modelo DECOMP* e *Modelo NEWAVE*, respectivamente). Eventuais diferenças,em função das particularidades na representação da estocasticidade em cada modelo, serão discutidas, quando aplicável.

Consideraremos a construção do corte da FCF para o estágio $t-1$, a partir da resolução dos subproblemas filhos do estágio $t-1$.

Para facilitar o entendimento, a explicação será dividida em duas partes:

- cortes construídos na primeira recursão backward, quando não há ainda nenhum corte prévio para a FCF;
- cortes incluídos em uma iteração qualquer, quando cada subproblema já possui alguns cortes construídos.

Para simplificar a exposição, não será descrita a construção das parcelas do termo independente (RHS) e dos coeficientes da FCF referentes a outras variáveis de estado já existentes na formulação tradicional do problema, como os volumes (ou energias) armazenadas e as vazões (ou ENAs) psssadas, uma vez que não há alterações nesses cálculos. Assim, na formulação do subproblema de cada estágio, serão apresentados apenas os termos que se relacionam a essa funcionalidade de modelagem das usinas com antecipaçãode despacho.

Inicialmente, será considerada a existência de apenas 1 usina térmica a GNL, cuja geração deve ser decidida K instantes de tempo anteriores à sua efetiva utilização. Posteriormente apresentaremos a *Extensão para várias usinas* e com valores distintos de K, e a estratégia de *Agregação das variáveis de estado*, que reduz a complexidade computacional mantendo a mesma acurácia na representação do problema.

Primeira recursão backward

A formulação do subproblema para o **último estágio** T e determinado cenário s pode ser escrita como segue. Foram incluídos apenas os termos relacionados à modelagem GNL:

$$min \quad \cdots + \frac{c_i}{(1+\beta)^K} GT_i^{T+K,s^{filhos}} + \dots$$

$$s.a.$$

$$\sum(GH, GT, Int, \dots)_j^T \cdots = D_j^T - GT_i^{T,s^{(1)}} \pm \quad \dots \quad \leftarrow \lambda_{D_j}^{T,s}$$

$$\dots$$

$$\underline{GT_i} \leq GT_i^{T+K,s^{filhos}} \leq \overline{GT_i}$$

O símbolo "..." sinaliza outros termos ou restrições presentes na formulação, e o termo à direita do símbolo "←" é o multiplicador de Lagrange associado à restrição, obtido como resultado da solução do subproblema de programação linear.

Observa-se que, ao resolver esse subproblema, o valor de $GT_i^{T,s^{(1)}}$ é conhecido, e foi determinado na simulação forward da mesma iteração $(iter = 1)$, ao se resolver o subproblema referente ao cenário pai do cenário (s), no estágio $T-K$[8] .

Já o valor de $GT_i^{T+K,s^{(1)}}$ corresponde a uma geração que será aplicada além do horizonte de estudo (visto que estamos nos subproblema do último estágio T), e a sinalização do benefício dessa geração estará embutida nas *Condições de Contorno* dessa modelagem. A notação s^{filhos} indica que a geração a ser determinada neste estágio é válida para todos os subproblemas, no estágio $T+K$, que são filhos do cenário s do estágio T.

[8] ou seja, na mesma série, no NEWAVE, ou no respectivo cenário pai da árvore, no DECOMP

Após resolver esse subproblema para cada cenário s do estágio T, obtêm-se os valores para as variáveis de decisão do estágio t, entre as quais se inclui a geração $GT_i^{T+K,s^{filhos}}$ da usina térmica com antecipação de despacho e o multiplicador ótimo $\lambda_{D_j}^{T,s}$ da restrição de atendimento à demanda do submercado j ao qual a usina pertence.

Construção do cortes para o estágio $T-1$

Deve-se construir um corte para a FCF do estágio $T-1$. Explicitando apenas os termos referentes à geração térmica, este corte será dado por:

$$\alpha^{T-1} \geq w^* + \sum_{j=1}^{NH} (\pi_V)_j^T V_i^{T-1} + \sum_{j=1}^{NH}\sum_{p=1}^{P} (\pi_A)_j^{T-p} I_j^{T-p} + \lambda_{D_j}^{T,s}(-1)(GT_i^{T,s^{(iter)}} - GT_i^{T,s^{(1)}})$$

onde:

- $GT_i^{T,s^{(1)}}$: valor de geração térmica para o cenário s[9] do estágio T, determinado no cenário $a(s)$ antecessor a s no estágio $T-K$, **na iteração** $(iter=1)$ **em que se construiu o corte**. Ou seja, neste corte recém construído, este valor não muda de uma iteração para a outra da PDD ou PDDE, e pode ser incorporado diretamente no valor do termo independente w^*, no qual assume-se que já estão incorporados também os termos conhecidos referentes ao volume e afluências passadas dessa iteração em que se construiu o corte;

- $GT_i^{T,s^{(iter)}}$: valor de geração térmica para o cenário s do estágio T, determinado no cenário $a(s)$ antecessor a s no estágio $T-K$, **na iteração corrente da PDD ou PDDE**. Ou seja, essa valor é atualizado a cada iteração da PDD, utilizando-se o valor obtido na iteração corrente $(iter)$;

Finalmente, π_V e π_A são os multiplicadores associados ao armazenamento e afluências passadas, multiplicadas pelos respectivos valores de volume armazenado V_i^{T-1} no início do período T e afluências I_j^{t-p} nos períodos passados $T-p$ anteriores a T.

Utilização do corte no estágio $T-1$ **e construção do corte para o estágio** $T-2$

O subproblema do estágio $T-1$ para o cenário s ficará da seguinte forma ao se introduzir o corte recém construído:

$min \ \ \cdots + \frac{c_i}{(1+\beta)^K} GT_i^{T-1+K,s^{filhos}} + \ldots$

$s.a.$

$\sum(GH, GT, Int, \ldots)_j^{T-1} \cdots = D_j^{T-1} - GT_i^{T-1,s^{(iter))}} \pm \ \ldots \quad \leftarrow \lambda_{D_j}^{T-1,s}$

$\ldots$

$\underline{GT_i} \leq GT_i^{T-1+K,s^{filhos}} \leq \overline{GT_i}$

$\ldots$

$\alpha^{T-1} - \sum_{j=1}^{NH} (\pi_V)_j^T V_i^{T-1} \geq w^* + \sum_{j=1}^{NH}\sum_{p=1}^{P} (\pi_A)_j^{T-p} I_j^{T-p} - \lambda_{D_j}^{T,s} GT_i^{T,s^{(iter)}} \ \ldots \quad \leftarrow \lambda_{FCF}^{T-1,s}$

Observa-se que, para o subproblema do estágio $T-1$, a variável de estado de geração térmica **não é apenas** $GT_i^{T-1,s^{(iter))}}$ (determinada no estágio $T-1-K$, ou seja, a K estágios passados), **mas também a variável** $GT_i^{T,s^{(iter)}}$, que foi determinada no estágio $T-K$ (ou seja, a $K-1$ estágios passados) e que aparece no corte de Benders. Denotaremos por $\lambda_{FCF}^{T-1,s}$ o multiplicador relacionado a este corte, onde um sub-índice indicará depois o número do corte (vide as *Demais recursões backward*), e o supra-índice contém o estágio e cenário referente a este multiplicador).

Portanto, o corte a ser construído para o estágio $T-2$ será da forma:

$$\alpha^{T-1} \geq w^* + \sum_{j=1}^{NH} (\pi_V)_j^{T-1} V_j^{T-2} + \sum_{j=1}^{NH}\sum_{p=1}^{P} (\pi_A)_j^{T-1-p} I_j^{T-1-p} +$$

$$+ \ \lambda_{D_j}^{T-1,s}(-1)(GT_i^{T-1,s^{(iter)}} - GT_i^{T-1,s^{(1)}}) +$$

(termo referente à geração térmica decidida em $T-K-1$ e realizada em $T-1$)

$$+ \ \lambda_{FCF}^{T-1,s}\lambda_{D_j}^{T,s}(-1)(GT_i^{T,s^{(iter)}} - GT_i^{T,s^{(1)}}).$$

[9] este mesmo valor é utilizado, no DECOMP, em todos os nós do estágio T que compartilham, com o cenário s, o mesmo nó antecessor no estágio $T-K$

(termo referente à geração térmica decidida em $T-K$ e realizada em T)

A soma $(\lambda_{D_j}^{T-1,s} GT_i^{T-1,s^{(1)}}) + (\lambda_{FCF}^{T-1,s} \lambda_{D_j}^{T,s} GT_i^{T,s^{(1)}})$ será incorporada à parcela fixa do termo independente $w*$, enquanto os outros dois termos se constituirão em dois coeficientes para este corte:

- o termo $(-\lambda_{D_j}^{T-1,s})$, que multiplicará o valor de $GT_i^{T-1,s^{(iter)}}$ obtido na iteração corrente;
- o termo $(-\lambda_{FCF}^{T-1,s} \lambda_{D_j}^{T,s})$, que multiplicará o valor de $GT_i^{T,s^{(iter)}}$ obtido na iteração corrente.

Observa-se que, se $K > 2$, ao utilizar este corte no estágio $T-2$, ambos os coeficientes ficarão "do lado direito do corte", pois tanto $GT_i^{T-1,s^{(iter)}}$ como $GT_i^{T,s^{(iter)}}$ ainda serão valores já determinados em subproblemas anteriores ao subproblema do estágio $T-2$.

Construção do cortes para um estágio generico t

Ao se prosseguir neste processo para os estágios $T-2$, $T-3$, ..., mais termos serão incluídos como variáveis de estado de geração térmica, até um valor máximo de K termos. Isto ocorre porque, ao atingirmos o estágio $T-K$, as variáveis de estado do corte serão $GT_i^{T-K+1,s^{(iter)}}$, $GT_i^{T-K+2,s^{(iter)}}$, $GT_i^{T-K+K,s^{(iter)}} = GT_i^{T,s}$. Entretanto, a variável $GT_i^{T,s}$ é variável de decisão do estágio $T-K$, e não mais uma variável de estado $GT_i^{T,s^{(iter)}}$. Assim, ao invés de ficar do lado direito no corte de Benders, esse termo passa para a matriz do PL (programa de programação linear), deixando então de surgir novos termos recursivos no corte[10].

Para facilitar a exposição mais geral que será feita daqui em diante, quando haverá vários cortes na função de custo futuro, é conveniente adotarmos a seguinte notação:

- $\gamma_{i,icut}^{k,t}$: coeficiente de GT_i^{t+k} (geração da usina térmica i no estagio $t+k$) no corte de índice $icut$ do estágio T, para $k = 1, \ldots, K$.

No exemplo, mostrado, teríamos então:

- $\gamma_{i,1}^{1,T-1} = -\lambda_{D_j}^{T,s}$ (termo para GT_i^{T-1+1} no primeiro corte da FCF do estágio $T-1$);
- $\gamma_{i,1}^{1,T-2} = -\lambda_{D_j}^{T-1,s}$ (termo para GT_i^{T-2+1} no primeiro corte da FCF do estágio $T-1$);
- $\gamma_{i,1}^{2,T-2} = -\lambda_{FCF}^{T-1,s} \lambda_{D_j}^{T,s}$ (termo para GT_i^{T-2+2} no primeiro corte da FCF do estágio $T-2$);

Assim, para um determinado estágio t, uma usina i que tenha uma decisão antecipada de K estágios terá, para o corte de índice $icut$, os coeficientes $\gamma_{i,icut}^{1,t}$, $\gamma_{i,icut}^{2,t}$, ..., $\gamma_{i,icut}^{K,T}$, referentes, respectivamente, às variáveis GT_i^{T+1}, GT_i^{T+2}, ..., GT_i^{T+K}, sendo que:

- os $(K-1)$ termos $\gamma_{i,icut}^{1,t} GT_i^{t+1}$, ..., $\gamma_{i,icut}^{k-1,t} GT_i^{t+k-1}$ ficarão do "lado direito do corte", pois se constituem em variáveis de estado do subproblema t;
- o termo $\gamma_{i,icut}^{K,t} GT_i^{t+K}$ ficará "do lado esquerdo do corte", pois se refere a uma variável de decisão do estágio t.

Demais recursões backward

Nesta seção descrevemos como construir os cortes para uma **iteração qualquer** l da PDD ou PDDE, considerando a seguinte formulação para o subproblema de um estágio t, quando já existem $NCUT$ cortes construídos para esse estágio:

$min \quad \cdots + \frac{c_i}{(1+\beta)^K} GT_i^{t+K,s^{filhos}} + \ldots$

$s.a.$

$\sum (GH, GT, Int, \ldots)_j^t \cdots = D_j^T - GT_i^{t,s^{(l)}} \pm \quad \ldots \quad \leftarrow \lambda_{D_j}^{t,s}$

$\ldots$

$\underline{GT_i} \leq GT_i^{t+K,s^{filhos}} \leq \overline{GT_i}$

$\ldots$

[10] este processo é semelhante à modelagem do tempo de viagem da água entre usinas hidroelétricas nos modelos DECOMP e DESSEM

$$\alpha^{t+1} + \cdots - \gamma_{i,icut}^{K,t} GT_i^{t+K,s^{filhos}} + \cdots \geq$$

$$w^* + \cdots + \sum_{k=1}^{K-1} \gamma_{i,icut}^{k,t} GT_i^{t+K,s^{filhos(l)}}, \quad icut = 1, \ldots, NCUT \quad \leftarrow \lambda_{FCF}{}_{icut}^{t,s}$$

Nota-se que, na expressão do corte, o termo relacionado à $GT_i^{t+K,s^{filhos(l)}}$ aparece do lado esquerdo, pois essa variável é de decisão para o estágio t. Já as variáveis $GT_i^{t+K,s^{filhos}}$ e $GT_i^{t+K,s^{filhos(l)}}$, para $k = 1, \ldots, K-1$, aparecem do lado direito, pois já foram decididas na iteração atual l, nos estágios $(t+1-K)$ a $(t-1)$.

Construção do cortes pelo estágio t

Seguindo procedimento análogo ao apresentado na seção de *Construção dos cortes da FCF* para usinas com antecipação de despacho, o corte a ser construído para o estágio $t-1$ de uma iteração qualquer dos algoritmos de PDD ou PDDE será da forma:

$$\alpha^t \geq w^* + \sum_{j=1}^{NH} (\pi_V)_j^{t-1} V_j^{t-1} + \sum_{j=1}^{NH} \sum_{p=1}^{P} (\pi_A)_j^{t-p} I_j^{t-p} +$$

$$+ \lambda_{D_j}^{t,s}(-1)(GT_i^{t,s^{(iter)}} - GT_i^{t,s^{(l)}}) +$$

(termo referente à geração térmica decidida em $t-K$ e realizada em t)

$$+ \sum_{icut=1}^{NCUT} [\lambda_{FCF}{}_{icut}^{t,s} \sum_{k=1}^{K-1} \gamma_{i,icut}^{k,t} (GT_i^{t+k,s^{(iter)}} - GT_i^{t+k,s^{(l)}})].$$

(termos referentes às gerações térmicas decididas em $t-k.k = 1, \ldots, K-1$, e que serão realizadas nos estágios $t+1, \ldots, t-1+K$).

A soma $\lambda_{D_j}^{t,s} GT_i^{t,s^{(l)}} + \sum_{icut=1}^{NCUT} (\lambda_{FCF}{}_{icut}^{t,s} \sum_{k=1}^{K-1} (-1) \gamma_{i,icut}^{k,t} GT_i^{t+k,s^{(l)}})$ será incorporada à parcela fixa do termo independente w^*, enquanto os outros termos se constituirão nos seguintes coeficientes para este corte:

- $\gamma_{i,icut}^{1,t-1} := -\lambda_{D_j}^{t,s}$: coeficiente para $GT_i^{t,s^{(iter)}}$;
- $\gamma_{i,icut}^{k+1,t-1} := \sum_{icut=1}^{NCUT} \lambda_{FCF}{}_{icut}^{t,s} \gamma_{i,icut}^{k,t}$: coeficientes para $GT_i^{t+k,s^{(iter)}}, k = 1, \ldots, K-1$.

Observa-se que l denota a iteração onde o corte está sendo construído, e $iter$ denota uma iteração futura, onde o corte será utilizado.

Utilização dos cortes no estágio $t-1$

Finalmente, o corte construído pelo estágio t, ao ser utilizado no subproblema do estágio $t-1$ na iteração corrente $iter$, ficará como mostrado a seguir:

$$\alpha^t + \cdots - \gamma_{i,icut}^{K,t-1} GT_i^{t-1+K,s^{filhos}} + \cdots \geq w^* + \cdots + \sum_{k=1}^{K-1} \gamma_{i,icut}^{k,t-1} GT_i^{t-1+k,s^{filhos(iter)}},$$

ficando, portanto, com a mesma expressão geral do corte utilizado pelo período t, porém adaptado para o período $t-1$.

16.12.6 Extensão para várias usinas

De forma geral, para cada usina GNL i que tenha lag de antecipação K_i, deveriam ser incluídas K_i variáveis de estado para a FCF ao final do estágio t, referente às gerações da usina nos períodos $(t+1)$ até $(t+K_i)$. Assim, os procedimentos de *Construção dos cortes da FCF* são estendidos diretamente para um problema onde se consideram $NGNL_j$ usinas térmicas com antecipação de despacho para cada submercado j.

Empregando a notação $NGNL_{TOT} = \sum_{j=1}^{NS} NGNL_j$, a formulação geral de cada corte da FCF passará a ser a seguinte, na iteração l do algoritmo de PDD/PDDE:

$$\alpha^t + \cdots - \sum_{i=1}^{NGNL_{TOT}} \gamma_{i,icut}^{K_i,t} GT_i^{t+K_i,s^{filhos}} + \cdots \geq$$

$$w^* + \cdots + \sum_{i=1}^{NGNL_{TOT}} \sum_{k=1}^{K_i - 1} \gamma_{i,icut}^{k,t} GT_i^{t+k,s^{filhos(l)}}, \quad icut = 1, \ldots, NCUT \quad \leftarrow \lambda_{FCF_{icut}}^{T,s}$$

Segundo a expressão acima, o acréscimo na dimensão da FCF do problema de planejamento da operação seria, a princípio, de até $NGNL_{TOT} \times K$ variáveis de estado adicionais, onde K é o lag máximo de decisão das usinas e $NGNL_{TOT}$ é o número total de usinas térmicas com antecipação de despacho no sistema.

No entanto, desenvolveu-se uma estratégia exata, do ponto de vista matemático, para **limitar o número de variáveis de estado até um valor máximo de** $NS \times K$ variáveis, onde NS é o número de submercados, e que é descrita a seguir:

16.12.7 Agregação das variáveis de estado

Apresenta-se, nessa seção, uma forma **exata**, do ponto de vista matemático, de reduzir a dimensão da Função de custo Futuro (FCF) do problema, quando o número de usinas termoelétricas com antecipação de despacho (usinas GNL) for muito grande.

Considere o subproblema referente a determinado estágio t e, conforme mencionado anteriormente, seja K o maior lag de decisão existente entre todas as usinas térmicas a GNL do sistema. As equações de atendimento à demanda de cada submercado j para esse estágio t e iteração l da PDD/PDDE são formuladas conforme mostrado a seguir:

$$\sum(GH, GT, Int, \ldots)_j^t + \cdots = D_j^T - \Big(\sum_{i \in \Omega_j | K_i = 1} GT_i^{t,s^{(l)}} + \sum_{i \in \Omega_j | K_i = 2} GT_i^{t,s^{(l)}} \cdots + \cdots + \sum_{i \in \Omega_j | K_i = K} GT_i^{t,s^{(l)}} \Big)$$

onde Ω_j é o conjunto de usinas térmicas a GNL pertencentes ao submercado j.

Observe que, no lado direito da equação, as gerações termoelétricas foram agrupadas de acordo com o lag de decisão K_i de cada usina i. Assim, a k-ésima parcela agrupa as usinas a GNL com lag $K_i = k$, e corresponde à soma das gerações das usinas termoelétricas a GNL do subsistema j, no estágio t, que foram decididas no estágio $t - k$.

Observa-se que, em cada uma dessas parcelas, **não importa o valor de geração individual de cada usina, apenas o valor total a ser abatido da demanda**. Portanto, é possível definir, no problema, variáveis artificiais SGT para agrupar os termos em cada parcela à direita dessa expressão, como mostrado a seguir:

$$\sum(GH, GT, Int, \ldots)_j^t + \cdots = D_j^T - (SGT_{j,1}^{t,s^{(l)}} + SGT_{j,2}^{t,s^{(l)}} + \cdots + SGT_{j,K}^{t,s^{(l)}})$$

onde $SGT_{j,k}^{t,s^{(l)}}$ indica a soma de gerações térmicas a GNL no subsistema j, no estágio t, decididas em $t - k$, com k variando de 1 até K.

Entretanto, é necessário ainda representar adequadamente as variáveis $SGT_{j,k}^{t,s^{(l)}}$ no subproblema do estágio $t - k$. Isto é feito introduzindo-se, para cada estágio t, uma restrição para cada submercado j e lag k, conforme mostrado abaixo:

$$SGT_{j,k}^{t,s^{filhos}} - \sum_{i \in \Omega_j | K_i = k} GT_i^{t+k,s^{filhos}} = 0 \quad , j = 1, \ldots, NS, k = 1, \ldots, K.$$

É interessante notar que:

- não há problema algum no fato de usinas térmicas a GNL com mesmo lag K_i terem custos diferentes. Note que o custo de cada uma delas está sendo considerado individualmente no instante t, apenas o impacto de sua geração em $t + K_i$ é que está sendo considerado de forma conjunta, em uma única variável de estado;
- os coeficientes γ não são indexados por l, o que é natural do ponto de vista conceitual: o impacto no custo futuro, **avaliado ao final do instante** t, do acrésimo 1 MWh de geração de uma usina térmica a GNL a ser realizada em $t + k$, é o mesmo, independente se essa geração foi decidida, por exemplo, em $t + k - 2$ (que corresponde a $SGT_{j,2}^{t,s^{filhos}}$) ou $t + k - 3$ (que corresponde a $SGT_{j,3}^{t,s^{filhos}}$).

Segundo o procedimento descrito acima, a FCF de cada estágio **não necessitará ter uma variável de estado para cada usina térmica GNL, mas sim uma variável de estado para cada lag** K_i **e submercado** j. Portanto, o acréscimo no número de variáveis de estado do problema será de no máximo $NS \times K$, e **não depende do número**

de usinas térmicas a GNL. Por exemplo, para um exemplo típico com lag de 2 meses e 4 submercados, teríamos no máximo 8 variáveis de estado adicionais na FCF.

16.12.8 Condições de Contorno

Nesta seção, descrevem-se as condições de contorno para a modelagem da antecipação na decisão do despacho das usinas térmicas a GNL. Essas condições se referem aos primeiros (de $t = 1$ a $t = K - 1$) e últimos (de $t = T - K + 1$ a $t = T$) estágios do horizonte de estudo, onde T é o número de estágios do modelo em questão (NEWAVE ou DECOMP).

Primeiros estágios do estudo

Estes estágios irão apresentar as seguintes particularidades:

- os cortes da função de custo futuro do estágio t (para $t < K$) conterão apenas os termos $\gamma_{i,icut}^{k-(t-1),t}, \ldots, \gamma_{i,icut}^{k-1,t}, \gamma_{i,icut}^{k,t}$, que correspondem às gerações em $t = 1 + K, \ldots, t + K$, que são decididas nos estágios 1 a t;
- nas equações de atendimento à demanda para os estágios t = 1 até K, a variável GT_i^t (que aparece do lado direito) não é uma variável de estado, mas sim um dado de entrada, que deverá ser lido nos arquivos de entrada do modelo.

Últimos estágios do estudo

Na formulação matemática dos estágios $t = T - K + 1$ a $t = T$, deve-se decidir a geração térmica para os estágios $t = (T + 1)$ a $t = (T + K)$, respectivamente, os quais se situam **após o horizonte de estudo** do modelo. Portanto, deve-se proceder da seguinte forma:

- **modelo NEWAVE**: como este modelo é o último da cadeia, pode-se ignorar as restrições referentes a estas gerações, já que os valores destas variáveis serão sempre nulos. Observe que há um custo associado a esta geração e nenhuma restrição a ser atendida por ela, já que não haverá restrições de atendimento à demanda para os estágios $t \geq T$;
- **modelo DECOMP**: inserem-se normalmente, no PL, as restrições de limite e o custo para a variável GT_i^{t+K}. A sinalização para o eventual despacho dessas gerações será dada pela FCF que o NEWAVE enviará ao DECOMP, pois nessa função haverá coeficientes para estas gerações nos cortes;

16.12.9 Benefício Futuro das Usinas a GNL

Conforme a metodologia apresentada nas seções anteriores, o despacho de uma usina térmica i com antecipação de despacho (situada no submercado j) para o período $t + K_i$ é decidido no período t levando-se em consideração:

- o custo incremental de geração no período $t + K_i$, descontado para o tempo t;
- o benefício futuro (também incremental) dessa geração térmica, avaliado através dos coeficientes $\gamma_{j,icut}^{k_i,t}$, um para cada corte.

Descreve-se a seguir como calcular um valor único de benefício incremental futuro da usina térmica i, que possa ser comparado com o custo incremental de geração, a partir das informações obtidas sobre a solução ótima do PL para determinado período t e usina térmica GNL i.

Na solução ótima, todas as desigualdades que ficaram inativas podem ser desconsideradas para fins de análise da solução. Desta forma, o problema de otimizaçao da iteração l da PDD/PDDE pode ser formulado da seguinte forma, considerando apenas as variáveis e restrições associadas às usinas com antecipação de despacho:

$$min \quad \cdots + \sum_{i=1}^{NGNL_{TOT}} \frac{c_i}{(1+\beta)^{K_i}} GT_i^{t+K_i, s^{filhos}} + \cdots + \frac{c_i}{(1+\beta)} \alpha^{t+1}$$

$s.a.$

$$\sum(GH, GT, Int, \dots)_j^t \cdots = D_j^T - \sum_{k=1}^{K} SGT_{j,k}^{t,s^{(l)}} \quad \dots \qquad \leftarrow \lambda_{D_j}^{t,s}$$

$\dots$

$$\underline{GT_i} \leq GT_i^{t+K,s^{filhos}} \leq \overline{GT_i} \qquad \leftarrow \lambda_{GT_i}^{t,s}$$

$$SGT_{j,k}^{t,s^{filhos}} - \sum_{i \in \Omega_j | K_i = k} GT_i^{t+k,s^{filhos}} = 0 \quad , j = 1, \dots, NS, k = 1, \dots, K \quad \leftarrow \lambda_{SGT_i}^{t,s}$$

$\dots$

$$\alpha^{t+1} + \cdots - \sum_{j=1}^{NS} [\sum_{k=1}^{K} \gamma_{j,icut}^{k,t} SGT_{j,k}^{t+k,s^{filhos}}] + \cdots =$$

$$w^* + \cdots + \sum_{j=1}^{NS} [\sum_{k=1}^{K} \gamma_{j,icut}^{k,t} SGT_{j,k}^{t+k,s^{filhos}}], \quad icut = 1, \dots, NCUT \qquad \leftarrow \lambda_{FCF_{icut}}^{t,s}$$

É importante ressaltar que, observando-se a formulação do problema, desse período t, o valor do despacho $GT_i^{t+K,s^{filhos}}$ de uma usina térmica a GNL i para o estágio $t+K$ (a ser decidido na resolução do problema) não afeta nenhuma restrição operativa do período t. Assim, um aumento (ou diminuição) no valor de $GT_i^{t+K_i,s^{filhos}}$ apenas impactará o valor total de geração $SGT_{j,K_i}^{t,s^{filhos}}$ das usinas a GNL do submercado j no período $t+K_i$.

Desta forma, para calcular o benefício futuro de geração GNL da usina térmica i, é necessário analisar as restrições, no problema dual, referentes às variáveis $GT_i^{t+K_i,s^{filhos}}$ e $SGT_{j,K_i}^{t,s^{filhos}}$, que são mostradas a seguir:

$$\lambda_{SGT_i}^{t,s} + \lambda_{GT_i}^{t,s} = \frac{c_i}{(1+\beta)^{K_i}} \qquad \leftarrow GT_i^{t+K_i,s^{filhos}}$$

$$-\sum_{icut=1}^{NCUT} \lambda_{FCF_{icut}}^{t,s} \gamma_{j,icut}^{K_i,t} + \lambda_{SGT_j}^{t,s} = 0 \qquad \leftarrow SGT_{j,K_i}^{t,s^{filhos}}$$

onde os símbolos à direita representam as variáveis primais associadas a cada restrição do dual.

Substituindo o valor de $\lambda_{SGT_j}^{t,s}$ da segunda expressão acima na primeira, e isolando o termo $\lambda_{GT_i}^{t,s}$ à esquerda, obtém-se:

$$\lambda_{GT_i}^{t,s} = \frac{c_i}{(1+\beta)^{K_i}} + \sum_{icut=1}^{NCUT} \lambda_{FCF_{icut}}^{t,s} \gamma_{j,icut}^{K_i,t}$$

tendo-se, para os dois termos à direita que foram esse multiplicador, a seguinte interpretação:

- o primeiro termo é o **custo incremental** (avaliado no instante t) da geração da usina térmica despachada para o estágio $t+K_i$;
- o segundo termo à direita é o **benefício futuro incremental da geração térmica a GNL**, que será negativo, visto que os multiplicadores $\gamma_{j,icut}^{K_i,t}$ da geração GNL são sempre negativos.

Portanto, na solução ótima do problema, pode-se ter então três situações possíveis para cada usina térmica a GNL i:

- o custo incremental da térmica GNL é superior, em módulo, ao benefício futuro incremental: neste caso, $\lambda_{GT_i}^{t,s} > 0$, e a usina térmica GNL não deverá ser despachada (ou será despachada no mínimo, caso haja uma restrição de inflexibilidade);
- o custo incremental da térmica GNL é inferior, em módulo, ao benefício futuro incremental: neste caso, $\lambda_{GT_i}^{t,s} < 0$, e a usina térmica GNL deverá ser despachada no máximo valor possível;
- o custo incremental da térmica GNL é igual, em módulo, ao benefício futuro incremental: neste caso, $\lambda_{GT_i}^{t,s} = 0$, e a usina térmica GNL deverá ser despachada em algum valor intermediário entre seus limites mínimo e máximo.

Notas de rodapé

16.12.10 Referências

17

Usinas Eólicas



17.1 Usinas Eólicas

As usinas eólicas geram energia elétrica através da conversão da energia cinética proveniente dos ventos, e consistem, em geral, de diversas turbinas eólicas dispostas no que se costuma chamar de **parques eólicos**.

Essas usinas eólicas (ou parques eólicos) podem ser representadas nos modelos do Cepel em um nível mais agregado ou detalhado, de acordo com a conveniência do estudo, disponibilidade de dados, tipo de modelo ou aplicação (ex: com ou sem rede elétrica), conforme detalhado a seguir.

17.1.1 Usina Eólica/Aerogerador

Em uma representação mais detalhada desta fonte, como foi implementado em 2021 no ambiente Libs e já incorporado aos modelos NEWAVE e DECOMP, pode-se informar diversos conjuntos de aerogeradores para cada parque eólico, e cada conjunto pode conter diversos aerogeradores.

17.1.2 Parques Eólicos Equivalentes (PEEs)

De forma alternativa, pode-se definir apenas 1 conjunto contendo uma única máquina para determinada usina eólica. Neste caso, a modelagem torna-se bastante flexível, pois cada "usina eólica" no modelo pode representar, como uma única entidade:

- o conjunto de turbinas eólicas de um parque gerador;
- todas os parques eólicos localizados em determinada região geográfica.

Esta modelagem equivalente tem duas grandes vantagens:

- facilitar o tratamento dos dados de entrada para as usinas, assim como os processos de manuseio dos dados históricos e geração de cenários de vento ou geração eólica;
- reduzir a dimensão do problema de otimização a ser resolvido, visto que, nos modelos do CEPEL, utiliza-se para as usinas eólicas uma *Modelagem como recurso despachável*.

Ressalta-se que a opção por representar um conjunto de parques eólicos como um só PEE requer que sejam fornecidos dados únicos para essa usina, que devem corresponder a valores equivalentes para o conjunto de usinas eólicas que o parque equivalente representa. Isso vale tanto para as características físicas das usinas (ex: potência máxima) como os dados históricos de vento e geração eólica, que são utilizados no processo de calibração dos modelos estatísticos que representam a incerteza nos ventos.

Como a inserção da modelagem das eólicas foi introduzida e validada no modelo DESSEM previamente à modelagem que foi introduzida das Libs, os dados para esse modelo são informados em um formato específico, por usina eólica, cujo formato está descrito no manual do usuário do DESSEM. Entretanto, o mesmo tipo de representação que é feita nos modelos NEWAVE e DECOMP pode ser replicada ao modelo DESSEM, bastando fazer a correspondência de cada aerogerador (individual ou agregado) nos modelos NEWAVE e DECOMP a uma usina eólica no DESSEM.

Para os modelos NEWAVE e DECOMP, cuja modelagem das eólicas foi incorporada em 2021, todos os dados referentes às usinas eólicas são fornecidas no formato Libs, de maneira padrão para ambos os modelos. Ressalta-se que alguns dados específicos só são considerados por um ou outro modelo, conforme indicado na descrição dos dados de entrada.

Já para o modelo DESSEM, como a incorporação de usinas eólicas já havia sido feita previamente, na validação para uso do preço horário no período entre 2017 e 2019, os dados de entrada são fornecidos em formato específico, informado no Manual do usuário do modelo.

17.1.3 Dados de Entrada: Formato Libs

Os dados básicos de parque eólico equivalente já podem ser informados como dado de entrada no formato Libs, de acordo com os CARDs seguintes.

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Pode-se informar os dados de usinas eólicas agregadas por parque eólico equivalente. Deve-se iniciar informando o cadastro do parque eólico equivalente.

Card: PEE-CAD

Table17.1: Card PEE-CAD

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-CAD	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Não	Não	Nome do parque eólico equivalente

Table17.2: Campos para o card PEE-CAD

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Nome parque eólico	texto				

Listing 17.1: Exemplo card PEE-CAD

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& NomePEE : Nome do parque eólico equivalente
&*******;*********;*****************************************************
&       ;CodPEE   ;NomePEE
&-      ;         ;
&SSSSSSS;IIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 PEE-CAD;        1;Texto
```

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POTENCIA-INSTALADA

Decomp Opcional Decomp Opcional

Para representar a expansão do parque eólico equivalente, deve-se informar a potência instalada por período.

Card: PEE-POT-INST-PER

Table17.3: Card PEE-POT-INST-PER

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-POT-INST-PER	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
Capacidade	Sim	Não	Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente

Table17.4: Campos para o card PEE-POT-INST-PER

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Capacidade	real	MW	0.0	999999.0	

Listing 17.2: Exemplo card PEE-POT-INST-PER

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& PotInstPEE : Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente
&***************;*********;*******;*******;***************
&                ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;PotInstPEE
&-               ;         ;       ;       ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF
 PEE-POT-INST-PER;        1;      1;      1;            1.0
```

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Essa funcionalidade permite ao usuário escolher o estado do parque eólico equivalente (disponível ou não disponível) ao longo do horizonte de estudo, o que permite representar parques em construção (e que só entram em operação ao longo do estudo) ou parques que ficarão indisponíveis por determinado intervalo de tempo.

Card: PEE-CONFIG-PER

Table17.5: Card PEE-CONFIG-PER

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-CONFIG-PER	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
Estado operativo da usina eólica	Sim	Não	Estado de operação da usina eólica no estudo

Table17.6: Campos para o card PEE-CONFIG-PER

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Estado operativo da usina eólica	inteiro				

Table17.7: Valores possíveis para os campos do card PEE-CONFIG-PER

Campos	Valor	Descrição
Estado operativo da usina eólica	centralizado	Tipo de despacho da usina centralizado (pode haver corte de geração)
	fixo	Tipo de despacho da usina é não centralizado (não pode haver corte de geração)
	nãoExistente	Indicação que a usina eólica não existe no estudo: ainda não foi criada ou foi desativada

Listing 17.3: Exemplo card PEE-CONFIG-PER

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& EstadoOperEolica : Estado de operação da usina eólica no estudo
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&**************;*********;*******;*******;****************
&               ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;EstadoOperEolica
&-              ;         ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIIII
 PEE-CONFIG-PER;        1;      1;      1;centralizado
```

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-SUBMERCADO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Essa funcionalidade permite ao usuário fazer a associação do parque com um determinado submercado.

Card: PEE-SUBM

Table17.8: Card PEE-SUBM

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-SUBM	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Submercado	Sim	Não	Código do Submercado

Table17.9: Campos para o card PEE-SUBM

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Submercado	inteiro		1	999	

Listing 17.4: Exemplo card PEE-SUBM

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& CodSubm : Código do Submercado
&********;*********;********
&        ;CodPEE   ;CodSubm
&-       ;         ;
&SSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
 PEE-SUBM;        1;       1
```

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POSTO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Essa funcionalidade permite ao usuário fazer a associação do parque com um determinado posto de medição de vento para consideração do histórico de vento.

Card: PEE-POSTO

Table17.10: Card PEE-POSTO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-POSTO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código do posto do vento	Sim	Não	Código do posto de medição do histórico de vento

Table17.11: Campos para o card PEE-POSTO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código do posto do vento	inteiro		1		

Listing 17.5: Exemplo card PEE-POSTO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
&********;*********;********
&        ;CodPEE   ;PostoVen
&-       ;         ;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&SSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
 PEE-POSTO;         1;         1
```

17.1.4 Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualmente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos de Eco

eco_eolica_cadastro.csv

O arquivo informa as usinas eólicas cadastradas no caso.

Table17.12: Arquivo eco_eolica_cadastro.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Identificador eólica	Identificador adicional alfanumérico para a usina eólica (CEG)
# conjuntos de aerogeradores	Número de conjuntos de aerogeradores para a usina eólica
País de localização	País onde se localiza a usina
Estado de localização	Estado onde se localiza a usina
Municípip de localização	Município onde se localiza a usina
Latitude de localização	Medida da latitude da localização da usina
Longitude de localização	Medida da longitude da localização da usina

Table17.13: Campos para o arquivo eco_eolica_cadastro.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Identificador eólica	texto			
# conjuntos de aerogeradores	inteiro		1	
País de localização	texto			
Estado de localização	texto			
Municípip de localização	texto			
Latitude de localização	texto			
Longitude de localização	texto			

Listing 17.6: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_cadastro.csv

eco_eolica_cadastro_conjunto _aerogeradores.csv

O arquivo informa o cadastro de cada conjunto de aerogeradores para cada determinada usina eólica.

Table17.14: Arquivo eco_eolica_cadastro_conjunto_aerogeradores.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Índice do conjunto	Índice do conjunto de aerogeradores eólicos
Nome do conjunto	Nome do conjunto dos aerogeradores
Número de aerogeradores	Número de aerogeradores do conjunto
Potência nominal	Potência obtida na velocidade nominal
Velocidade de cut-in	Velocidade de cut-in das turbinas eólicas
Velocidade nominal	Velocidade nominal das turbinas eólicas
Velocidade de cut-out	Velocidade de cut-out das turbinas eólicas
Potência de cut-in	Potência na velocidade de cut-in
Potência de cut-out	Potência na velocidade de cut-out
Altura da torre	Altura da torre da turbina eólica

Table17.15: Campos para o arquivo eco_eolica_cadastro_conjunto_aerogeradores.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Índice do conjunto	inteiro		1	
Nome do conjunto	texto			
Número de aerogeradores	inteiro		1	
Potência nominal	real	MW	0	
Velocidade de cut-in	real	m^3/s	0	
Velocidade nominal	real	m^3/s	0	
Velocidade de cut-out	real	m^3/s	0	
Potência de cut-in	real	MW	0	
Potência de cut-out	real	MW	0	
Altura da torre	real	m	0	

Listing 17.7: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_cadastro_conjunto_aerogeradores.csv

eco_eolica_configuracao.csv

O arquivo informa como cada usina eólica está configurada no caso.

Table17.16: Arquivo eco_eolica_configuracao.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Estado operativo da usina eólica	Estado de operação da usina eólica no estudo

Table17.17: Campos para o arquivo eco_eolica_configuracao.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Código Período	inteiro		1	
Estado operativo da usina eólica	inteiro			

Listing 17.8: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_configuracao.csv

eco_eolica_conjunto_aerogeradores _quantidade_operando.csv

O arquivo informa como cada conjunto de aerogeradores de cada usina eólica está configurado no caso.

Table17.18: Arquivo eco_eolica_conjunto_aerogeradores_quantidade_operando.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Índice do conjunto	Índice do conjunto de aerogeradores eólicos
Nome do conjunto	Nome do conjunto dos aerogeradores
Código Período	Período inicial de validade do dado
# aerogeradores operando	Quantidade de aerogeradores operando no conjunto

Table17.19: Campos para o arquivo eco_eolica_conjunto_aerogeradores_quantidade_operando.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Índice do conjunto	inteiro		1	
Nome do conjunto	texto			
Código Período	inteiro		1	
# aerogeradores operando	inteiro		0	

Listing 17.9: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_conjunto_aerogeradores_quantidade_operando.csv

eco_eolica_submercado.csv

O arquivo mostra a qual submercado pertence cada uma das usinas eólicas.

Table17.20: Arquivo eco_eolica_submercado.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Código Submercado	Código do Submercado
Nome Submercado	Nome do Submercado

Table17.21: Campos para o arquivo eco_eolica_submercado.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Código Submercado	inteiro		1	999
Nome Submercado	texto			

Listing 17.10: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_submercado.csv

eco_parque_eolico_equivalente _cadastro.csv

O arquivo mostra o cadastro e o nome de cada parque eólico.

Table17.22: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_cadastro.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente

Table17.23: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_cadastro.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			

Listing 17.11: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_cadastro.csv

```
```

eco_parque_eolico_equivalente _configuracao.csv

O arquivo mostra como cada parque eólico está na configuração do caso.

Table17.24: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_configuracao.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Estado operativo da usina eólica	Estado de operação da usina eólica no estudo

Table17.25: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_configuracao.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Período	inteiro		1	
Estado operativo da usina eólica	inteiro			

Listing 17.12: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_configuracao.csv

```
```

eco_parque_eolico_equivalente _posto.csv

O arquivo mostra a relação entre o parque eólico e seu determinado posto.

Table17.26: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_posto.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código do posto do vento	Código do posto de medição do histórico de vento
Nome Posto	Nome do posto de medição do vento

Table17.27: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_posto.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código do posto do vento	inteiro		1	
Nome Posto	texto			

Listing 17.13: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_posto.csv

```
```

eco_parque_eolico_equivalente _potencia_instalada.csv

O arquivo mostra a potência instalada para cada parque eólico.

Table17.28: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_potencia_instalada.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Capacidade	Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente

Table17.29: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_potencia_instalada.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Período	inteiro		1	
Capacidade	real	MW	0.0	999999.0

Listing 17.14: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_potencia_instalada.csv

```
```

eco_parque_eolico_equivalente _submercado.csv

O arquivo mostra a qual submercado pertence cada um dos parques eólicos equivalentes.

Table17.30: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_submercado.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Submercado	Código do Submercado
Nome Submercado	Nome do Submercado

Table17.31: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_submercado.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Submercado	inteiro		1	999
Nome Submercado	texto			

Listing 17.15: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_submercado.csv

17.2 Velocidade de vento e geração eólica

A geração eólica é representada nos modelos de duas formas distintas, descritas na sequência, de acordo com o nível estratégico de decisão adotada em cada um deles.

17.2.1 Cenários de velocidade de ventos para o NEWAVE e DECOMP

No *Modelo NEWAVE* e no *Modelo DECOMP*, podem ser considerados cenários de vento gerados pelo módulo **GEVAZP** onde se modela de forma conjunta a incerteza nas energias/vazões afluentes às usinas hidrelétricas e na velocidade de ventos nos parques eólicos.

O modelo estatístico de ventos construído para o GEVAZP[1] baseia-se na distribuição Weibull e foi embutido na estratégia de geração de cenários dos modelos Par(p) e Par(p)-A, para construção de um modelo integrado de geração de cenaríos de ventos/afluências, considerando a correlação espacial entre essas variáveis. Para utilizar essa funcionalidade, o usuário deve informar um histórico de dados de velocidade de ventos/produção eólica para cada usina eólica da configuração dos modelos.

Para uma descrição mais detalhada sobre a modelagem da incerteza dos ventos, consulte a seção de *Geração de cenários de ventos*.

17.2.2 Cenários de geração eólica para o DECOMP

O modelo **DECOMP**, em particular, também permite que sejam informados cenários de geração eólica propriamente dita para cada um dos cenários mensais. Estes cenários também são gerados pelo modelo GEVAZP, a partir de dados de entrada fornecidos para cada parque eólico, no formato Libs.

Ressalta-se que, tanto quando se fornecem cenários de velocidade de vento como cenários de geração eólica para o DECOMP, assume-se o mesmo número de cenários e respectivas probabilidades dos cenários de vazão afluente às usinas hidrelétricas, que já são fornecidas pelo modelo GEVAZP. Assim, os cenários de afluências às usinas hidrelétricas e produção para as usinas eólicas são modeladas de forma conjunta, também considerando a correlação espacial entre essas grandezas.

17.2.3 Geração eólica para o modelo DESSEM

No modelo **DESSEM** considera-se um valor determinístico de previsão de geração eólica, já em energia, que é fornecido externamente pelo usuário, em formato específico também para o modelo DESSEM (vide manual do usuário do DESSEM[2]). Esta funcionalidade já foi validada pela CPAMP/FT-DESSEM e é considerada oficialmente no processo de despacho e PLD horário.

[1] M. E. P. Maceira, A. C. G. Melo, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos - modelo NEWAVE - relatório final. Technical Report, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

[2] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Modelo dessem - programação diária da operação e formação de preço horário de sistemas hidrotérmicos com representação detalhada das unidades geradoras, fontes intermitentes, consideração da rede elétrica e restrições de segurança. Technical Report, Manual de Metodologia, 2022. URL: http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/.

17.2.4 Dados de Entrada: Formato Libs

Os dados básicos de vento já podem ser informados como dado de entrada no formato Libs, de acordo com os CARDs seguintes.

Funcionalidade: POSTO-VENTO-CADASTRO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Para se informar o histórico de medição do vento por posto, deve-se cadastrar os postos de medição.

Card: POSTO-VENTO-CAD

Table17.32: Card POSTO-VENTO-CAD

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
POSTO-VENTO-CAD	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do posto do vento	Sim	Não	Código do posto de medição do histórico de vento
Nome Posto	Não	Não	Nome do posto de medição do vento

Table17.33: Campos para o card POSTO-VENTO-CAD

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do posto do vento	inteiro		1		
Nome Posto	texto				

Listing 17.16: Exemplo card POSTO-VENTO-CAD

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& NomePVen : Nome do posto de medição do vento
&***************;********;********************
&               ;PostoVen;NomePVen
&-              ;        ;
&SSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 POSTO-VENTO-CAD;       1;Texto
```

Funcionalidade: VENTO-HISTORICO

Decomp Opcional

Nesta funcionalidade podem ser informados dados históricos de vento, que podem ser utilizados na construção e calibração de modelos para geração de cenários de vento.

Card: VENTO-HIST

Table17.34: Card VENTO-HIST

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
VENTO-HIST	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do posto do vento	Sim	Não	Código do posto de medição do histórico de vento
Data inicial do histórico de vento	Sim	Não	Data inicial do dado histórico de vento
Data final histórico vento	Sim	Não	Data final do dado histórico de vento
Magnitude da velocidade do vento	Sim	Sim	Magnitude da velocidade do vento medido no histórico
Direção do vento	Não	Sim	Direção do vento

Table17.35: Campos para o card VENTO-HIST

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do posto do vento	inteiro		1		
Data inicial do histórico de vento	texto				
Data final histórico vento	texto				
Magnitude da velocidade do vento	real	m/s	0		
Direção do vento	real		0		0.0

Listing 17.17: Exemplo card VENTO-HIST

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& DtIniHistVento : Data inicial do dado histórico de vento
& DtFimHistVento : Data final do dado histórico de vento
& MagVelVento : Magnitude da velocidade do vento medido no histórico
& DirecVento : Direção do vento
&**********;********;********************;********************;***************;
 ↪***************
&          ;PostoVen;DtIniHistVento      ;DtFimHistVento      ;MagVelVento    ;
 ↪DirecVento
&-         ;        ;                     ;                    ;m/s            ;
&SSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;FFFFFFFFFFFFFFF;
 ↪FFFFFFFFFFFFFFF
 VENTO-HIST;       1;Texto               ;Texto               ;            1.0;
 ↪     1.0
```

Card: VENTO-HIST-HORIZ

Informa-se a data inicial (inclusive) e a final (exclusive) para as quais o histórico deve ser considerado.

Table17.36: Card VENTO-HIST-HORIZ

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
VENTO-HIST-HORIZ	Sim	Não	Identificador referente ao card
Data Incial	Sim	Não	Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
Data Final	Sim	Não	Data final do intervalo do histórico a ser considerado

Table17.37: Campos para o card VENTO-HIST-HORIZ

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Data Incial	texto				
Data Final	texto				

Listing 17.18: Exemplo card VENTO-HIST-HORIZ

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& DataIncial : Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
& DataFinal : Data final do intervalo do histórico a ser considerado
&***************;********************;*********************
&               ;DataIncial          ;DataFinal
&-              ;                    ;
&SSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 VENTO-HIST-HORIZ;Texto               ;Texto
```

Card: VENTO-HIST-HORIZ-POSTO

Permite ao usuário escolher, dentre o histórico fornecido para todas os postos, o horizonte que deve ser considerado em si para o modelo/aplicação. Pode-se informar um horizonte geral para todos os postos ("VENTO-HIST-HORIZ") ou um horizonte específico para cada posto ("VENTO-HIST-HORIZ-POSTO"), e o modelo irá considerar, para cada posto, a interseção entre as duas janelas.

Table17.38: Card VENTO-HIST-HORIZ-POSTO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
VENTO-HIST-HORIZ-POSTO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do posto do vento	Sim	Não	Código do posto de medição do histórico de vento
Data Incial	Sim	Não	Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
Data Final	Sim	Não	Data final do intervalo do histórico a ser considerado

Table17.39: Campos para o card VENTO-HIST-HORIZ-POSTO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do posto do vento	inteiro		1		
Data Incial	texto				
Data Final	texto				

Listing 17.19: Exemplo card VENTO-HIST-HORIZ-POSTO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& DataIncial : Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
& DataFinal : Data final do intervalo do histórico a ser considerado
&**********************;********;********************;********************
&                      ;PostoVen;DataIncial          ;DataFinal
&-                     ;        ;                    ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 VENTO-HIST-HORIZ-POSTO;       1;Texto               ;Texto
```

Referências

17.3 Função de Produção Vento x Potência (FPV)

Essa funcionalidade permite ao usuário informar uma função de produção ou curva de produção vento/geração, que será aplicada aos valores de cenários de vento gerados ou previstos, de forma a se obter a produção éolica. Esta função é análoga, do ponto de vista conceitual, à *Função de Produção Hidrelétrica*, pois estabelece uma conversão entre o recurso disponível e a geração realizada.

Atualmente, considera-se uma função de produção **mensal**, calculada de acordo com a metodologia descrita em[1]. Esta curva é utilizada para converter em geração os *Cenários de velocidade de ventos para o NEWAVE e DECOMP*, para cada período t, patamar de carga p e cenário s (quando aplicáveis), como mostrado a seguir:

$$\tilde{geol}_i^{t,p,s} = \gamma_{FPV\,0}{}_i^t + \kappa_{FPV}{}_i^{t,p}\gamma_{FPV\,vel} Vel_i^{t,s},$$

onde $\kappa_{FPV}{}_i^{t,p}$ é um **fator de modulação por patamar de carga** p da geração eólica da usina i para cada período t, que é um dado de entrada dos modelos.

Portanto, uma vez obtidos os valores de velocidade de vento $Vel_i^{t,s}$ para cada cenário, o valor $\tilde{geol}_i^{t,p,s}$ é considerado como valor disponível de geração para as usinas, que pode sofrer corte de geração de acordo com a *Modelagem como recurso despachável*.

Ressalta-se que a FPV não é necessária caso os cenários de produção eólica no modelo DECOMP já sejam informados em valores de geração eólica, em MW. Da mesmo forma, não é utilizada no modelo DESSEM, visto que este modelo já recebe também, de forma direta, os valores de geração eólica em cada período de tempo t.

[1] V. A. Almeida, J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, and M. E. P. Maceira. Modelagem da relação mensal entre velocidade de vento e produção eólica no modelo newave. In *LIII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. João Pessoa, Brazil, 2021.

17.3.1 Dados de Entrada: Formato Libs

Os dados de função de produção do parque eólico equivalente já podem ser informados como dado de entrada no formato Libs, de acordo com os CARDs seguintes.

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-FUNCAO-PRODUCAO-VENTO-POTENCIA-LINEAR

Decomp Opcional Decomp Opcional

Em princípio podem ser informadas curvas de diferentes formas, porém atualmente só estão disponíveis as curvas que são explicitamente consideradas pelos modelos.

Card: PEE-FPVP-LIN-PU-PER

Esta é a função de produção considerada quando se leem dados históricos de vento para construir um modelo de geração de cenários. Pode ser informada uma função para cada período do horizonte de estudo, ou uma função única que pode ser propagada para todos os períodos.

Table17.40: Card PEE-FPVP-LIN-PU-PER

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-FPVP-LIN-PU-PER	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
a0	Não	Não	Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
a1	Não	Não	Coeficiente angular da reta - a1: y = a0 + a1 * x

Table17.41: Campos para o card PEE-FPVP-LIN-PU-PER

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
a0	real	p.u.			0
a1	real	p.u.	0.00001		0

Listing 17.20: Exemplo card PEE-FPVP-LIN-PU-PER

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& a0 : Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
& a1 : Coeficiente linear da reta - a1: y = a0 + a1 * x
&******************;*********;*******;*******;***************;***************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&                    ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;a0             ;a1
&-                   ;         ;       ;       ;p.u.           ;p.u.
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
 PEE-FPVP-LIN-PU-PER;        1;      1;      1;            1.0;            1.0
```

17.3.2 Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualemente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos de Eco

eco_eolica_funcao_producao_vento _potencia_linear.csv

O arquivo contém os coeficientes lineares e angulares da função de produção Vento x Potência.

Table17.42: Arquivo eco_eolica_funcao_producao_vento_potencia_linear.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Código Período	Período inicial de validade do dado
a0	Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
a1	Coeficiente angular da reta - a1: y = a0 + a1 * x

Table17.43: Campos para o arquivo eco_eolica_funcao_producao_vento_potencia_linear.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Código Período	inteiro		1	
a0	real	MW		
a1	real	MW/(m/s)		

Listing 17.21: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_funcao_producao_vento_potencia_linear.csv

eco_parque_eolico_equivalente_funcao _producao_vento_potencia _linear_pu.csv

O arquivo contém os coeficientes lineares e angulares da função de produção Vento x Potência para o parque eólico.

Table17.44: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_funcao_producao_vento_potencia_linear_pu.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
a0	Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
a1	Coeficiente angular da reta - a1: y = a0 + a1 * x

Table17.45: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_funcao_producao_vento_potencia_linear_pu.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Período	inteiro		1	
a0	real	p.u.		
a1	real	p.u.	0.00001	

Listing 17.22: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_funcao_producao_vento_potencia_linear_pu.csv

Referências

17.4 Modelagem como recurso despachável

Por ser uma fonte sem custo, a usina eólica tende a aproveitar todo o recurso de vento disponível para geração. Entretanto, em situações em que há excesso de oferta de geração em determinado ponto do sistema, pode ser necessário dispensar (“cortar”) parte de sua geração, em um ou mais patamares de carga de determinado período (nos modelos NEWAVE e DECOMP), ou em algum período horário ou patamar cronológico, como é o caso do DESSEM.

O excesso de oferta pode ocorrer nos modelos pelo efeito combinado de:

- excesso de afluências naturais aos reservatórios e que não têm como ser armazenadas e necessitam ser turbinadas ou vertidas;
- inflexibilidades (gerações mínimas) de usinas térmicas ou outras fontes;
- defluências obrigatórias de usinas hidrelétricas devido a restrições operativas;
- excesso de geração eólica.

A representação de unidades de armazenamento integradas às usinas eólicas, que é uma funcionalidade já existente no modelo DESSEM, pode reduzir consideravelmenete o corte de geração eólica em situações de excesso de oferta. Entretanto, esse corte pode ainda ser necessário devido a eventuais incompatibilidades entre as disponibilidades horárias de geração das usinas eólicas e o status de geração de outros geradores, cuja combinação pode comprometer os limites de fluxo em algumas linhas ou alguma restrição de segurança elétrica do sistema. Além disso, o corte na geração eólica pode até mesmo ser vantajoso por motivos econômicos, se aliviar o fluxo em algumas linhas da rede e, com isso viabilizar o acionamento de alguma unidade térmica mais barata em substituição a uma mais cara, que estivesse acionada devido às restrições de *Unit Commitment Térmico (UCT)*. Estudos referentes a essas questões com o modelo DESSEM são mostrados em[1].

17.4.1 Inequação de geração eólica

Pelos motivos apontados acima, a usina eólica pode ser representada nos modelos como uma **fonte interruptível de energia** (usinas eólicas "constrained-off"), que é uma opção do usuário, para cada usina. Neste tipo de modelagem, o valor de geração disponível $\tilde{geol}_i^{t,p,s}$ para cada usina eólica i, período t, patamar p e cenário s (quando aplicáveis), que é informado diretamente aos modelos ou obtido a partir do cenário de vento, através da *Função de Produção Vento x Potência (FPV)*, deve ser considerado explicitamente no problema de otimização como um limite **superior** $\overline{geol_i^{t,p,s}}$ para a geração dessas fontes. Assim, o modelo pode decidir despachar qualquer valor entre zero e esse montante de geração, conforme mostra a expressão a seguir:

$$geol_i^{t,p,s} \leq \overline{geol_i^{t,p,s}} = \tilde{geol}_i^{t,p,s}$$

onde $geol_i^{t,p,s}$ é a geração da usina eólica i, no período t e patamar de carga/cenário p e s (quando aplicáveis).

Ressalta-se novamente que, como o custo da geração eólica é nulo, o modelo irá procurar gerar o máximo possível desta fonte, que corresponde ao valor de geração disponível no respectivo período ou patamar de carga.

É importante lembrar que, em caso de excesso de oferta, a preferência por um vertimento em usina hidrelétrica (ao invés de turbinamento) ou pelo corte de geração eólica será feita com base em "micro penalidades" empregadas no problema de otimização, cuja calibração deve ser feita com base em preferências acordadas com as instituições que utilizam os modelos.

17.4.2 Contribuição para o atendimento à demanda

A geração das usinas eólicas são consideradas no problema de otimização como uma injeção de potência no submercado (para os estudos/modelos onde a transmissão é representada apenas por intercâmbios) ou barra (para estudos/modelos com rede elétrica detalhada) onde a usina pertence. Portanto, a geração eólica participa das seguintes restrições de atendimento à demanda:

- *Balanço de carga por submercado*, para o submercado ao qual a usina pertence;
- balanço de carga por barra, para a barra da rede elétrica a qual a usina está conectada.

Estas injeções devem também são considerados, no caso específico do modelo DESSEM, nas seguintes restrições:

- nos cálculos dos fluxos nas linhas da rede elétrica;
- expressões referentes às restrições elétricas especiais (RE), que no modelo DESSEM já contemplam também as usinas eólicas.

Detalhes da modelagem das usinas eólicas no problema de otimização podem ser consultados em[p. 301, 1 ,2].

[1] Cotia B. P., C. L. T Borges, and A. L. Diniz. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113:539–548, 2019. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519301024, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.071.

[2] A. C. G. Melo, M. E. P. Maceira, J. F. M. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida, and T. C. Justino. Uma metodologia para a representação das incertezas da geração eólica no planejamento da operação de longo e médio prazos. In *XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, Brazil, 2022.

17.4.3 Dados de Entrada: Formato Libs

Os dados de geração do parque eólico equivalente ao longo do horizonte de estudo já podem ser informados como dado de entrada no formato Libs, de acordo com os CARDs seguintes.

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Uma vez fornecida a curva de produção vento x potência ou diretamente a geração eólica para cada periodo, pode-se fazer um refinamento da geração por patamar de carga, através do fornecimento da profundidade da geração eólica (p.u.) em cada patamar.

Card: PEE-GER-PROF-PER-PAT

Table17.46: Card PEE-GER-PROF-PER-PAT

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-GER-PROF-PER-PAT	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
Patamar	Sim	Não	Índice do patamar de carga no período
Profundidade	Não	Não	Profundidade da geração eólica no patamar de carga

Table17.47: Campos para o card PEE-GER-PROF-PER-PAT

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Patamar	inteiro		1	5	
Profundidade	real	p.u.	0		1

Listing 17.23: Exemplo card PEE-GER-PROF-PER-PAT

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& PROFUNDIDADE : Profundidade da geração eólica no patamar de carga
&********************;*********;*******;*******;******;************
&                    ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;PROFUNDIDADE
&-                   ;         ;       ;       ;      ;p.u.
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;FFFFFFFFFFF
 PEE-GER-PROF-PER-PAT;         1;       1;       1;      1;          1.0
```

Funcionalidade: PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO-ESTOCASTICO

Decomp Opcional

Essa funcionalidade permite ao usuário informar as gerações de uma usina eólica para cada um dos cenários do horizonte de estudo, em uma abordagem estocática para o problema de coordenação hidrotermo-eólica em que as gerações são fornecidas de forma explícita.

Card: PEE-GER-PER-PAT-CEN

Table17.48: Card PEE-GER-PER-PAT-CEN

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
PEE-GER-PER-PAT-CEN	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do parque eólico equivalente	Sim	Não	Identificador único do parque eólico equivalente
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Não	Período final de validade do dado
Patamar	Sim	Não	Índice do patamar de carga no período
Índice do Cenário	Sim	Não	Índice do Cenário
Geração eólica	Sim	Não	Valor de geração eólica

Table17.49: Campos para o card PEE-GER-PER-PAT-CEN

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Patamar	inteiro		1	5	
Índice do Cenário	inteiro		1	999	
Geração eólica	real	MW	0		

Listing 17.24: Exemplo card PEE-GER-PER-PAT-CEN

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& Cenario : Índice do Cenário
& GerEolica : Valor de geração eólica
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&******************;*********;*******;*******;******;*******;***************
&                  ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;Cenario;GerEolica
&-                 ;         ;       ;       ;      ;       ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF
 PEE-GER-PER-PAT-CEN;        1;      1;      1;     1;      1;             1.0
```

Nota: O período final deve ser preenchido com o mesmo valor que o período inicial.

17.4.4 Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualemente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos de Eco

eco_eolica_geracao_profundidade.csv

O arquivo contém os dados relativos a profundidade da geração de cada usina eólica.

Table17.50: Arquivo eco_eolica_geracao_profundidade.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Código Período	Período inicial de validade do dado
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Profundidade	Profundidade da geração eólica no patamar de carga

Table17.51: Campos para o arquivo eco_eolica_geracao_profundidade.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Código Período	inteiro		1	
Patamar	inteiro		1	5
Profundidade	real	p.u.	0	

Listing 17.25: Exemplo arquivoSaida eco_eolica_geracao_profundidade.csv

```
```

eco_parque_eolico_equivalente _geracao_profundidade.csv

O arquivo contém os dados relativos a profundidade da geração de cada parque eólico.

Table17.52: Arquivo eco_parque_eolico_equivalente_geracao_profundidade.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Profundidade	Profundidade da geração eólica no patamar de carga

Table17.53: Campos para o arquivo eco_parque_eolico_equivalente_geracao_profundidade.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Período	inteiro		1	
Patamar	inteiro		1	5
Profundidade	real	p.u.	0	

Listing 17.26: Exemplo arquivoSaida eco_parque_eolico_equivalente_geracao_profundidade.csv

```
```

Arquivos de Oper

oper_eolica.csv

O arquivo mostra os dados de operação relativos a cada usina eólica no caso.

Table17.54: Arquivo oper_eolica.csv

Campos	Descrição
Código da usina eólica	Identificador único da usina eólica
Nome eólica	Nome da usina eólica
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Geração Eólica	Geração eólica operada
Produção Eólica	Produção eólica prevista

Table17.55: Campos para o arquivo oper_eolica.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da usina eólica	inteiro		1	
Nome eólica	texto			
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Geração Eólica	real	MW	0	
Produção Eólica	real	MW	0	

Listing 17.27: Exemplo arquivoSaida oper_eolica.csv

oper_parque_eolico.csv

O arquivo mostra o resultado da operação dos parques eólicos equivalentes.

Table17.56: Arquivo oper_parque_eolico.csv

Campos	Descrição
Código do parque eólico equivalente	Identificador único do parque eólico equivalente
Nome parque eólico	Nome do parque eólico equivalente
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Índice do Cenário	Índice do Cenário
Patamar	Índice do patamar de carga no período
Geração Eólica	Geração eólica operada
Produção Eólica	Produção eólica prevista

Table17.57: Campos para o arquivo oper_parque_eolico.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código do parque eólico equivalente	inteiro		1	
Nome parque eólico	texto			
Código Período	inteiro		1	
Índice do Cenário	inteiro		1	999
Patamar	inteiro		1	5
Geração Eólica	real	MW	0	
Produção Eólica	real	MW	0	

Listing 17.28: Exemplo arquivoSaida oper_parque_eolico.csv

Referências

17.5 Dados de Entrada - Formato Libs

Table17.58: Dados de entrada

Funcionalidade	Disponível	CARD	Detalhes
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-CAD	*Card: PEE-CAD*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POTENCIA-INSTALADA	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-POT-INST-PER	*Card: PEE-POT-INST-PER*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-CONFIG-PER	*Card: PEE-CONFIG-PER*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-SUBMERCADO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-SUBM	*Card: PEE-SUBM*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POSTO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-POSTO	*Card: PEE-POSTO*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-FUNCAO-PRODUCAO-VENTO-POTENCIA-LINEAR	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-FPVP-LIN-PU-PER	*Card: PEE-FPVP-LIN-PU-PER*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-GER-PROF-PER-PAT	*Card: PEE-GER-PROF-PER-PAT*
PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO-ESTOCASTICO	Decomp Opcional Decomp Opcional	PEE-GER-PER-PAT-CEN	*Card: PEE-GER-PER-PAT-CEN*
POSTO-VENTO-CADASTRO	Decomp Opcional Decomp Opcional	POSTO-VENTO-CAD	*Card: POSTO-VENTO-CAD*
VENTO-HISTORICO	Decomp Opcional	VENTO-HIST	*Card: VENTO-HIST*
VENTO-HISTORICO	Decomp Opcional	VENTO-HIST-HORIZ	*Card: VENTO-HIST-HORIZ*
VENTO-HISTORICO	Decomp Opcional	VENTO-HIST-HORIZ-POSTO	*Card: VENTO-HIST-HORIZ-POSTO*

17.6 Arquivos de Saída - Formato Libs

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

17.6.1 Arquivos de Eco

Table17.59: Arquivos de saída Eco

Arquivo	Disponível	Detalhes
Cadastro usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_cadastro.csv*
Cadastro conjunto de aerogeradoes da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_cadastro_conjunto_aerogeradores.csv*
Configuração da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_configuracao.csv*
Cadastro de conjunto de aerogeradores operando da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_conjunto_aerogeradores_quantidade_operando.csv*
Função de produção da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_funcao_producao_vento_potencia_linear.csv*
Geração da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_geracao_profundidade.csv*
Submercado da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_eolica_submercado.csv*
Cadastro do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_cadastro.csv*
Configuração do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_configuracao.csv*
Função de produção do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_funcao_producao_vento_potencia_linear_pu.csv*
Geração do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_geracao_profundidade.csv*
Posto do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_posto.csv*
Potência instalada do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_potencia_instalada.csv*
Submercado do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*eco_parque_eolico_equivalente_submercado.csv*

17.6.2 Arquivos de Oper

Table17.60: Arquivos de saída Oper

Arquivo	Disponível	Detalhes
Operação da usina eólica	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_eolica.csv*
Operação do parque eólico equivalente	Decomp Opcional Decomp Opcional	*oper_parque_eolico.csv*

17.7 Exemplos de Decks por Estudo

Para a utilização do deck no formato das Libs é necessário informar:

- Arquivo índice com as funcionalidades do estudo;
- Arquivos descritos no índice com os CARDS das respectivas funcionalidades.

17.7.1 Estudo de Operação com Função de Produção

Decomp Opcional

Para estudos do planejamento da operação, utilizando o parque eólico equivalente e a função de produção vento potência linear, deve-se informar o seguinte conjunto de funcionalidades e cards.

Vale destacar que para realização deste tipo de estudo é necessário informar, em outro arquivo (dependendo do modelo executado), as velocidades estocásticas dos ventos.

Listing 17.29: Exemplo arquivo indice

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Id dos cards de índice
& Descricao: Descrição do card índice
& Caminho: Caminho do arquivo com os dados dos cards para o índice
&***;************************************************************;*************;
 ↪***************;
&   ;ID                                                    ;Descricao    ;
 ↪Caminho        ;
&   ;-                                                     ;-            ;-     ␣
 ↪          ;
&***;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSS;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSS;
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO                     ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO                 ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POTENCIA-INSTALADA           ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-SUBMERCADO                   ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO                      ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-FUNCAO-PRODUCAO-VENTO-POTENCIA-LINEAR ;             ; pee.
 ↪csv
```

Listing 17.30: Exemplo arquivo pee.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& NomePEE : Nome do parque eólico equivalente
&*******;*********;*****************************************************
&       ;CodPEE   ;NomePEE
&-      ;         ;
&SSSSSSS;IIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
PEE-CAD ;       1 ; PARQUE1
PEE-CAD ;       2 ; PARQUE2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodEolica : Identificador único da usina eólica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& EstadoOperEolica : Estado de operação da usina eólica no estudo
&************************;*********;*******;*******;****************
&                        ;CodEolica;PerIni ;PerFin ;EstadoOperEolica
&-                       ;         ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIIII
PEE-CONFIG-PER           ;       1 ;     1 ;     3 ;              1
PEE-CONFIG-PER           ;       2 ;     1 ;     3 ;              2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& CodSubm : Código do Submercado
&********;*********;********
&        ;CodPEE   ;CodSubm
&-       ;         ;
&SSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
PEE-SUBM ;       1 ;      3
PEE-SUBM ;       2 ;      2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& PotInstPEE : Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente
&***************;*********;*******;*******;***************
&               ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;PotInstPEE
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&-                ;         ;       ;       ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF
PEE-POT-INST-PER ;       1 ;     1 ;     3 ;            10
PEE-POT-INST-PER ;       2 ;     1 ;     3 ;            10


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& PROFUNDIDADE : Profundidade da geração eólica no patamar de carga
&******************;*********;*******;*******;******;************
&                   ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;PROFUNDIDADE
&-                  ;         ;       ;       ;      ;p.u.
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;FFFFFFFFFFFF
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    1 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    2 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    3 ;          1

PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    1 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    2 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    3 ;          1


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& a0 : Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
& a1 : Coeficiente linear da reta - a1: y = a0 + a1 * x
&******************;*********;*******;*******;***************;***************
&                  ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;a0              ;a1
&-                 ;         ;       ;       ;p.u.            ;p.u.
&SSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
PEE-FPVP-LIN-PU-PER ;       1 ;     1 ;     3 ;             1 ;             1
PEE-FPVP-LIN-PU-PER ;       2 ;     1 ;     3 ;             1 ;             1
```

17.7.2 Estudo de Operação com Cenários de Geração

Decomp Opcional

Para estudos do planejamento da operação, utilizando o parque eólico equivalente e já possuindo os valores das gerações dos parques eólicos por cenário, deve-se informar o seguinte conjunto de funcionalidades e cards.

Listing 17.31: Exemplo arquivo indice

```
&************************************************
& Descrição colunas:
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&************************************************
& ID: Id dos cards de índice
& Descricao: Descrição do card índice
& Caminho: Caminho do arquivo com os dados dos cards para o índice
&***;**************************************************;************;***************;
&   ;ID                                                 ;Descricao    ;Caminho        ;
&   ;-                                                  ;-            ;-              ;
&***;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSS;
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO                     ;            ; pee.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO                 ;            ; pee.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POTENCIA-INSTALADA           ;            ; pee.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-SUBMERCADO                   ;            ; pee.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO-ESTOCASTICO          ;            ; pee.csv
```

Listing 17.32: Exemplo arquivo pee.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& NomePEE : Nome do parque eólico equivalente
&*******;*********;****************************************************
&       ;CodPEE   ;NomePEE
&-      ;         ;
&SSSSSSS;IIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
PEE-CAD ;       1 ; PARQUE1
PEE-CAD ;       2 ; PARQUE2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodEolica : Identificador único da usina eólica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& EstadoOperEolica : Estado de operação da usina eólica no estudo
&*************************;*********;*******;*******;****************
&                         ;CodEolica;PerIni ;PerFin ;EstadoOperEolica
&-                        ;         ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIII
PEE-CONFIG-PER            ;       1 ;     1 ;     3 ;              1
PEE-CONFIG-PER            ;       2 ;     1 ;     3 ;              2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& CodSubm : Código do Submercado
&********;*********;*********
&        ;CodPEE   ;CodSubm
&-       ;         ;
&SSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
PEE-SUBM ;       1 ;      3
PEE-SUBM ;       2 ;      2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& PotInstPEE : Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente
&***************;*********;*******;*******;***************
&                ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;PotInstPEE
&-               ;         ;       ;       ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF
PEE-POT-INST-PER ;       1 ;     1 ;     3 ;            10
PEE-POT-INST-PER ;       2 ;     1 ;     3 ;            10


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& Cenario : Índice do Cenário
& GerEolica : Valor de geração eólica
&************************************;*********;*******;*******;******;*******;
↪***************
&                                    ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;Cenario;
↪GerEolica
&-                                   ;         ;       ;       ;      ;       ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;IIIIIII;
↪FFFFFFFFFFFFFF
PERIODO-PATAMAR-CENARIO-EOLICA-GERACAO ;       1 ;     1 ;     1 ;    1 ;     1 ;␣
↪      1.0
```

17.7.3 Estudo de Geração de Cenários de Vento

Decomp Opcional

Para estudos de geração dos cenários de vento por parque eólico equivalente, deve-se informar o seguinte conjunto de funcionalidades e cards.

Listing 17.33: Exemplo arquivo indice

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Id dos cards de índice
& Descricao: Descrição do card índice
& Caminho: Caminho do arquivo com os dados dos cards para o índice
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&***;*************************************************************;************;
↪**********************;
&   ;ID                                                          ;Descricao    ;
↪Caminho               ;
&   ;-                                                           ;-            ;-    ␣
↪                  ;
&***;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSS;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO                            ;             ; pee-
↪cadastro.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO                        ;             ; pee-
↪configuracao.csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POSTO                               ;             ; pee-
↪posto.csv
 POSTO-VENTO-CADASTRO                                          ;             ;␣
↪posto.csv
 VENTO-HISTORICO                                               ;             ;␣
↪vento.csv
```

Listing 17.34: Exemplo arquivo pee-cadastro.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& NomePEE : Nome do parque eólico equivalente
&*******;*********;*************************************************
&       ;CodPEE   ;NomePEE
&-      ;         ;
&SSSSSSS;IIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 PEE-CAD;        1;parque_SE
```

Listing 17.35: Exemplo arquivo pee-configuracao.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& EstadoOperEolica : Estado de operação da usina eólica no estudo
&*************;*********;*******;*******;****************
&              ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;EstadoOperEolica
&-             ;         ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIIII
 PEE-CONFIG-PER;      1  ;      1;       ; centralizado
```

Listing 17.36: Exemplo arquivo pee-posto.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
&*********;*********;********
&         ;CodPEE   ;PostoVen
&-        ;         ;
&SSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
 PEE-POSTO;       1 ;      1
```

Listing 17.37: Exemplo arquivo posto.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& NomePVen : Nome do posto de medição do vento
&***************;********;********************
&               ;PostoVen;NomePVen
&-              ;        ;
&SSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 POSTO-VENTO-CAD;     1   ;posto_1
```

Listing 17.38: Exemplo arquivo vento.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& DataIncial : Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
& DataFinal : Data final do intervalo do histórico a ser considerado
&***************;*******************;*******************
&               ;DataIncial         ;DataFinal
&-              ;                   ;
&SSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 VENTO-HIST-HORIZ;1990/01             ;2020/01


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& DtIniHistVento : Data inicial do dado histórico de vento
& DtFimHistVento : Data final do dado histórico de vento
& MagVelVento : Magnitude da velocidade do vento medido no histórico
& DirecVento : Direção do vento
&**********;********;*******************;*******************;***************;
 ↪***************
&          ;PostoVen;DtIniHistVento      ;DtFimHistVento      ;MagVelVento    ;
 ↪DirecVento
&-         ;        ;                    ;                    ;m/s            ;
&SSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;FFFFFFFFFFFFFFF;
 ↪FFFFFFFFFFFFFF
 VENTO-HIST;       1;1990/01             ;2020/01             ;            1.0;      ␣
 ↪     1.0
```

17.7.4 Estudo de Operação com Geração de Cenários de Vento

Decomp Opcional

Para estudos do planejamento da operação, utilizando o parque eólico equivalente com geração de cenários de vento, deve-se informar o seguinte conjunto de funcionalidades e cards.

Listing 17.39: Exemplo arquivo indice

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Id dos cards de índice
& Descricao: Descrição do card índice
& Caminho: Caminho do arquivo com os dados dos cards para o índice
&***;************************************************************;*************;
 ↪***************;
&   ;ID                                                          ;Descricao    ;
 ↪Caminho        ;
&   ;-                                                           ;-            ;-
 ↪          ;
&***;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSS;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSS;
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CADASTRO                              ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-SUBMERCADO                            ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POSTO                                 ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-CONFIGURACAO                          ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-POTENCIA-INSTALADA                    ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-GERACAO                               ;             ; pee.
 ↪csv
 PARQUE-EOLICO-EQUIVALENTE-FUNCAO-PRODUCAO-VENTO-POTENCIA-LINEAR ;             ; pee.
 ↪csv
 POSTO-VENTO-CADASTRO                                            ;             ;
 ↪posto.csv
 VENTO-HISTORICO                                                 ;             ;
 ↪vento.csv
```

Listing 17.40: Exemplo arquivo pee.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& NomePEE : Nome do parque eólico equivalente
&*******;*********;************************************************
&       ;CodPEE   ;NomePEE
&-      ;         ;
&SSSSSSS;IIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
PEE-CAD ;       1 ; PARQUE1
PEE-CAD ;       2 ; PARQUE2
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& CodSubm : Código do Submercado
&********;*********;********
&        ;CodPEE   ;CodSubm
&-       ;         ;
&SSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
PEE-SUBM ;       1 ;      3
PEE-SUBM ;       2 ;      2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
&*********;*********;********
&         ;CodPEE   ;PostoVen
&-        ;         ;
&SSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIIII
 PEE-POSTO;       1 ;      1
 PEE-POSTO;       2 ;      1


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodEolica : Identificador único da usina eólica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& EstadoOperEolica : Estado de operação da usina eólica no estudo
&************************;*********;*******;*******;****************
&                        ;CodEolica;PerIni ;PerFin ;EstadoOperEolica
&-                       ;         ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIIIIIII
PEE-CONFIG-PER           ;       1 ;     1 ;     3 ;              1
PEE-CONFIG-PER           ;       2 ;     1 ;     3 ;              2


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& PotInstPEE : Capacidade (potência instalada) do parque eólico equivalente
&***************;*********;*******;*******;***************
&               ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;PotInstPEE
&-              ;         ;       ;       ;MW
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF
PEE-POT-INST-PER ;       1 ;     1 ;     3 ;            10
PEE-POT-INST-PER ;       2 ;     1 ;     3 ;            10


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& PROFUNDIDADE : Profundidade da geração eólica no patamar de carga
&********************;*********;*******;*******;******;************
&                    ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;PROFUNDIDADE
&-                   ;         ;       ;       ;      ;p.u.
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;FFFFFFFFFFF
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    1 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    2 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       1 ;     1 ;     3 ;    3 ;          1

PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    1 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    2 ;          1
PEE-GER-PROF-PER-PAT ;       2 ;     1 ;     3 ;    3 ;          1


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodPEE : Identificador único do parque eólico equivalente
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& a0 : Coeficiente linear da reta - a0: y = a0 + a1 * x
& a1 : Coeficiente linear da reta - a1: y = a0 + a1 * x
&********************;*********;*******;*******;**************;**************
&                    ;CodPEE   ;PerIni ;PerFin ;a0              ;a1
&-                   ;         ;       ;       ;p.u.            ;p.u.
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFF
PEE-FPVP-LIN-PU-PER ;       1 ;     1 ;     3 ;             1 ;             1
PEE-FPVP-LIN-PU-PER ;       2 ;     1 ;     3 ;             1 ;             1
```

Listing 17.41: Exemplo arquivo posto.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& NomePVen : Nome do posto de medição do vento
&****************;********;********************
&                ;PostoVen;NomePVen
&-               ;        ;
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 POSTO-VENTO-CAD;     1   ;posto_1
```

Listing 17.42: Exemplo arquivo vento.csv

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& DataIncial : Data incial do intervalo do histórico a ser considerada
& DataFinal : Data final do intervalo do histórico a ser considerado
&****************;********************;********************
&                ;DataIncial          ;DataFinal
&-               ;                    ;
&SSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 VENTO-HIST-HORIZ;1990/01             ;2020/01


&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& PostoVen : Código do posto de medição do histórico de vento
& DtIniHistVento : Data inicial do dado histórico de vento
& DtFimHistVento : Data final do dado histórico de vento
& MagVelVento : Magnitude da velocidade do vento medido no histórico
& DirecVento : Direção do vento
&**********;********;********************;********************;***************;
 ↪***************
&          ;PostoVen;DtIniHistVento      ;DtFimHistVento      ;MagVelVento    ;
 ↪DirecVento
&-         ;        ;                    ;                    ;m/s            ;
&SSSSSSSSSS;IIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;FFFFFFFFFFFFFFF;
 ↪FFFFFFFFFFFFFFF
 VENTO-HIST;       1;1990/01             ;2020/01             ;            1.0;      ␣
 ↪     1.0
```

Referências

18 Fontes não Despacháveis

18.1 Fontes Não Despacháveis

As fontes não despacháveis correspondem a qualquer fonte de geração cujo despacho não é decidido de forma centralizada. Desta forma, a geração dessas fontes deve ser informada aos modelos e abatida pelo modelo da carga do submercado ao qual pertence, ou da barra a que pertencem (em estudos com rede elétrica), exceto em situações especiais, onde é considerada a possibilidade de corte de geração.

As gerações deste tipo consideradas pelo modelo são descritas nas seções a seguir.

18.2 Pequenas Usinas



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

18.3 MMGD - Mini e Micro Geração Distribuida



Nota: Volte mais tarde ou consulte os relatórios técnicos do CEPEL que descrevem as funcionalidades e os manuais já existentes em pdf dos modelos, que estão disponíveis para download público no seguinte endereço: (https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/)

Dúvidas? Contacte as equipes dos modelos: newave@cepel.br; decomp@cepel.br; dessemp@cepel.br; gevazp@cepel.br; suishi@cepel.br; previvaz@cepel.br

19

Restrições Operativas

19.1 Introdução

Além das características, parâmetros e limitações físicas dos componentes de geração e transmissão (ex: potência instalada e topologia da rede), assim como das equações físicas que regem sua operação (como por exemplo o balanço hídrico e o fluxo de potência DC), os modelos de otimização energética consideram uma série de restrições operativas para os componentes do sistema, que podem ser de natureza hidráulica (restrições de vazões nos rios e níveis dos reservatórios), elétricas (limitações de fluxo de energia em algumas regiões) ou de energia (quando associadas a energias armazenadas ou defluídas nos reservatórios equivalentes de energia).

Atualmente, a página descreve somente as funcionalidades cuja leitura/validação foram implementadas no ambiente libs, para uso comum de vários modelos. Para o conjunto de todas as restrições operativas consideradas nos modelos, consulte o manual do usuário/metodologia de cada modelo.



Fonte: https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/energia-hidreletrica.htm

19.2 Restrições hidráulicas de Energia

19.2.1 Descrição Geral

As restrições hidráulicas de energia corespondem a restrições que estão relacionadas à operação das usinas hidrelétricas, mas que são fornecidas em termos de energia para os reservatórios equivalentes de energia (REE), caso seja considerado esse tipo de representação nos modelos.

Estas restrições foram implementadas no ambiente LIBs por meio de restrições lineares por partes, onde se definem:

- uma expressão para a restrição de energia que será considerada, que consiste de uma combinação linear de diversas variáveis associadas à energia em um REE (como por exemplo energia turbinada e energia vertida);
- a definição dos limites da restrição, que pode ser variável por período e depender de alguma variável operativa de energia hidráulica (como energia armazenada no REE), por meio de uma função linear por partes.

As restrições já implementadas no ambiente LIBs e disponíveis para utilização nos modelos estão descritas a seguir, e consistem das restrições de energia gerada máxima.

19.2.2 Restrição de energia Máxima gerada

A representação dos limites máximos de energia gerada (para o caso do REE) por período pode ser incluída através de inequações lineares por partes definidas em função do armazenamento inicial do estágio. Para cada restrição, deve-se informar sua expressão (como uma combinação linear de uma ou mais variáveis do problema) e os coeficientes angular e linear das retas que definem os limites em função da energia armazenada inicial.

As variáveis que compõem a expressão são identificadas por meio de mnemônicos (alias) para cada tipo de variável, e a fórmula da expressão pode ser digitada explicitamente nos arquivos de entrada. Já a identificação da variável "controladora" (no caso, energia armazenada inicial) é feita por meio de um mnemônico específico na identificação dos registros, conforme descrito a seguir.

19.2.3 Dados de Entrada: Formato Libs

Para a consideração das restrições de energia, são necessárias diversas informações sobre uma restrição de energia do problema, como: fórmula, períodos em que essa restrição é válida e limites.

Cada uma das informações aceitas pelos modelos será explicada com mais detalhes a seguir.

Mnemônico (alias) para formulação

As variáveis atualmente implementadas e que podem participar da restrição de energia são identificadas pelos seguintes alias:

- "**ger_ree**": geração do REE
- "**ener_ver_ree**": energia vertida do REE

As variáveis estão expressão na unidade de **MWmes**.

Funcionalidade: RESTRICAO-ENERGIA

Decomp Opcional

Para informar os dados de cadastro da restrição são necessários dois tipos de informação: a fórmula (expressão) da restrição e os períodos para os quais essa restrição deve ser aplicada.

Card: RHE

A fórmula da restrição pode ser escrita utilizando o alias correspondente à energia gerada **[ger_ree(REE)]** e energia vertida **[ener_ver_ree(REE)]** para cada REE do estudo, e indicando, no interior do parêntesis, o número do REE ao qual a restrição se aplica.

Table19.1: Card RHE

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHE	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de energia	Sim	Não	Código da restrição de energia
Fórmula da restrição de energia	Sim	Não	Fórmula que define a restrição de energia

Table19.2: Campos para o card RHE

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de energia	inteiro		1		
Fórmula da restrição de energia	texto				

Listing 19.1: Exemplo card RHE

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CorREner : Código da restrição de energia
& Formula : Fórmula que define a restrição de energia
&***;********;
 ↪**************************************************************************************************************
&   ;CorREner;Formula
&-  ;        ;
&SSS;IIIIIIII;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RHE;       1;1*ger_ree(1) + 2*ener_ver_ree(1)
```

Card: RHE-HORIZ-PER

Neste registro deve-se informar o horizonte de tempo em que a restrição é válida, através do período inicial e final de aplicação da restrição. Na ausência da segunda informação, os modelos irão replicar a restrição até o final do horizonte de estudo respectivo.

Table19.3: Card RHE-HORIZ-PER

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHE-HORIZ-PER	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de energia	Sim	Não	Código da restrição de energia
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Não	Período final de validade do dado

Table19.4: Campos para o card RHE-HORIZ-PER

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de energia	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		

Listing 19.2: Exemplo card RHE-HORIZ-PER

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CorREner : Código da restrição de energia
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
&************;********;*******;*******
&             ;CorREner;PerIni ;PerFin
&-            ;        ;       ;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&SSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII
 RHE-HORIZ-PER;       1;       1;       1
```

Funcionalidade: RESTRICAO-ENERGIA-LIMITES-LPP

Decomp Opcional

Card: RHE-LS-LPP-EARMI

A seguir, deve ser informada a expressão que define o limite para a restrição, que pode ser uma função linear por partes côncava da energia armazenada no início do período ao qual a restrição se aplica. Estes limites são fornecidos através de um coeficiente linear e um coeficiente angular que multiplica a energia armazenada inicial do respectivo REE.

Ressalta-se que o REE referente à energia armazenada inicial deve ser o mesmo referente às variáveis da restrição.

Table19.5: Card RHE-LS-LPP-EARMI

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHE-LS-LPP-EARMI	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de energia	Sim	Não	Código da restrição de energia
Índice do segmento da curva linear por partes	Sim	Não	Índice do segmento da curva linear por partes da restrição de energia
a1	Não	Não	Coeficiente angular do segmento de reta da restrição de energia (a1) : y = a0 + a1 * x
a0	Não	Não	Coeficiente linear do segmento de reta da restrição de energia (a0) : y = a0 + a1 * x

Table19.6: Campos para o card RHE-LS-LPP-EARMI

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de energia	inteiro		1		
Índice do segmento da curva linear por partes	inteiro		1		
a1	real				0
a0	real				0

Listing 19.3: Exemplo card RHE-LS-LPP-EARMI

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CorREner : Código da restrição de energia
& IsegEner : Índice do segmento da curva linear por partes
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& a1 : Coeficiente angular do segmento de reta da restrição de energia (a1) : y = a0␣
↪+ a1 * x
& a0 : Coeficiente linear do segmento de reta da restrição de energia (a0) : y = a0 +␣
↪a1 * x
&****************;********;********;***************;***************
&                ;CorREner;IsegEner;a1              ;a0
&-               ;        ;        ;                ;
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;IIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
 RHE-LS-LPP-EARMI;       1;       1;            0.1;           10.0
```



Fonte: https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/energia-hidreletrica.htm

19.3 Restrições hidráulicas de Vazão

19.3.1 Descrição Geral

As restrições de vazão correspondem, em um escopo mais amplo, a restrições hidraúlicas associadas defluências ou desvios de água realizados pelas usinas hidrelétricas, ou restrições de vazão afluente às usinas provenientes de usinas de montante. Tais restrições, fornecidas como dados de entrada para os modelos, em geral são motivadas por questões ambientais ou de usos múltiplos da água, como por exemplo para manter níveis mínimos nos rios para atividades de recreação ou permitir a navgebabilidade nos cursos d'água.

Atualmente, já estão implementadas no ambiente Libs, e sendo utilizadas pelo NEWAVE, as restrições de defluência máxima para as usinas hidrelétricas, que podem ser função do armazenamento, e são aplicadas por período, limitando superiormente a vazão média defluente no período.

19.3.2 Restrições de Defluência Máxima

Estas restrições limitam superiormente a defluência de uma usina hidrelétrica, em cada período (intervalo de discretização) do estudo. Esta restrição pode ser incluída através de inequações lineares por partes, definidas em função do volume inicial do estágio.

19.3.3 Dados de Entrada: Formato Libs

Para a consideração das restrições de vazão, são necessárias diversas informações sobre uma restrição de vazão do problema, como: fórmula, períodos em que essa restrição é válida e limites.

Cada uma das informações aceitas pelos modelos será explicada com mais detalhes a seguir.

Mnemônico (alias) para formulação

As variáveis atualmente implementadas e que podem participar da restrição de vazão para uma usina hidrelétrica são identificadas pelos seguintes alias:

- "**qtur**": vazão turbinada da usina hidrelétrica;
- "**qver**": vazão vertida da usina hidrelétrica.
- "**qdef**": vazão defluída da usina hidrelétrica.
- "**qdes**": vazão desviada da usina hidrelétrica.
- "**qbom**": vazão bombeada da usina hidrelétrica.

As variáveis estão expressas na unidade de $\mathbf{m^3/s}$.

Funcionalidade: RESTRICAO-VAZAO

Decomp Opcional

Para informar os dados de cadastro da restrição são necessários dois tipos de informação: a fórmula (expressão) da restrição e os períodos para os quais essa restrição deve ser aplicada.

Card: RHQ

A fórmula da restrição pode ser escrita utilizando o alias correspondente à vazão turbinada **[qtur(usih)]**, energia vertida **[qver(usih)]**, vazão defluída **[qdef(usih)]** e vazão desviada **[qdes(usih)]**, para usina hidrelétrica do estudo, e vazão bombeada **[qbom(estbomb)]**, para as estações de bombeamento do estudo, indicando, no interior do parêntesis, o código da usina **(usih)** e código da estação de bombeamento **(estbomb)** a qual a restrição se aplica.

Table19.7: Card RHQ

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHQ	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de vazão	Sim	Não	Código da restrição de vazão
Fórmula da restrição de vazão	Sim	Não	Fórmula que define a restrição de vazão

Table19.8: Campos para o card RHQ

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de vazão	inteiro		1		
Fórmula da restrição de vazão	texto				

Listing 19.4: Exemplo card RHQ

```
&**************************************************
& Descrição colunas:
&**************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRvz : Código da restrição de vazão
& Formula : Fórmula que define a restrição de vazão
&***;*******;
↪*****************************************************************************************************
&   ;CodRvz ;Formula
&-  ;       ;
&SSS;IIIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RHQ;      1;1*qtur(1) + 2*qver(1)
```

Card: RHQ-HORIZ-PER

Neste registro deve-se informar o horizonte de tempo em que a restrição é válida, através do período inicial e final de aplicação da restrição. Na ausência da segunda informação, os modelos irão replicar a restrição até o final do horizonte de estudo respectivo.

Table19.9: Card RHQ-HORIZ-PER

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHQ-HORIZ-PER	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de vazão	Sim	Não	Código da restrição de vazão
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Não	Período final de validade do dado

Table19.10: Campos para o card RHQ-HORIZ-PER

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de vazão	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		

Listing 19.5: Exemplo card RHQ-HORIZ-PER

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRvz : Código da restrição de vazão
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
&*************;*******;*******;*******
&              ;CodRvz ;PerIni ;PerFin
&-             ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII
 RHQ-HORIZ-PER;      1;      1;      1
```

Card: RHQ-LIM-FORM-PER-PAT

Neste registro deve-se informar os limites superiores e inferiores da restrição para cada período e patamar do estudo.

Table19.11: Card RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de vazão	Sim	Não	Código da restrição de vazão
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Não	Período final de validade do dado
Patamar	Sim	Não	Índice do patamar de carga no período
Limite Inferior	Não	Sim	Limite inferior da restrição vazão
Limite Superior	Não	Sim	Limite superior da restrição vazão

Table19.12: Campos para o card RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de vazão	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Código Período	inteiro		1		NA
Patamar	inteiro		1	5	NA
Limite Inferior	texto				-1.0e31
Limite Superior	texto				1.0e31

Listing 19.6: Exemplo card RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

```
&************************************************
& Descrição colunas:
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRvz : Código da restrição de vazão
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& LimInf : Limite inferior da restrição vazão
& LimSup : Limite superior da restrição vazão
&******************;*******;*******;*******;******;****************************;
 ↪*****************************
&                   ;CodRvz ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;LimInf                      ;
 ↪LimSup
&-                  ;       ;       ;       ;      ;                            ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RHQ-LIM-FORM-PER-PAT;      1;      1;       ;     1; 112                        ;1.
 ↪0e31
 RHQ-LIM-FORM-PER-PAT;      1;      1;       ;     2; 112                        ;1.
 ↪0e31
 RHQ-LIM-FORM-PER-PAT;      1;      1;       ;     3; 112                        ;1.
 ↪0e31
```

Funcionalidade: RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-LPP

Decomp Opcional

Card: RHQ-LS-LPP-VOLI

A seguir, deve ser informada a expressão que define o limite superior para a restrição, que pode ser uma função linear por partes do volume armazenado no início do período a que a restrição se aplica. Como se utiliza a modelagem de programação linear para representar essas restrições no problema de otimização, para que estas tenham efeito a função linear por partes deve ser côncava, ou seja, as inclinações de suas retas devem ser decrescentes na medida em que se aumenta o volume inicial.

Estes limites são fornecidos através de um coeficiente linear e um coeficiente angular que multiplica o volume armazenado inicial da respectiva usina hidrelétrica. Ressalta-se que a usina hidrelétrica referente ao volume armazenado inicial deve ser a mesma referente às variáveis da restrição.

Table19.13: Card RHQ-LS-LPP-VOLI

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RHQ-LS-LPP-VOLI	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de vazão	Sim	Não	Código da restrição de vazão
Índice do segmento da curva linear por partes	Sim	Não	Índice do segmento da curva linear por partes da restrição de vazão
a1	Não	Não	Coeficiente angular do segmento de reta da restrição de vazão (a1) : y = a0 + a1 * x
a0	Não	Não	Coeficiente linear do segmento de reta da restrição de vazão (a0) : y = a0 + a1 * x

Table19.14: Campos para o card RHQ-LS-LPP-VOLI

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de vazão	inteiro		1		
Índice do segmento da curva linear por partes	inteiro		1		
a1	real				0
a0	real				0

Listing 19.7: Exemplo card RHQ-LS-LPP-VOLI

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRvz : Código da restrição de vazão
& IsegVaz : Índice do segmento da curva linear por partes da restrição de vazão
& a1 : Coeficiente angular do segmento de reta da restrição de vazão (a1) : y = a0 +␣
 ↪a1 * x
& a0 : Coeficiente linear do segmento de reta da restrição de vazão (a0) : y = a0 +␣
 ↪a1 * x
&***************;********;*******;***************;***************
&               ;CorREner;IsegVaz;a1              ;a0
&-              ;        ;       ;                ;
&SSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;IIIIIII;FFFFFFFFFFFFFFF;FFFFFFFFFFFFFFF
 RHQ-LS-LPP-VOLI;       1;       1;            0.1;           10.0
```



Fonte: https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/energia-hidreletrica.htm

19.4 Restrições hidráulicas de Volume

19.4.1 Descrição Geral

Atualmente, já estão implementadas no ambiente Libs, e sendo utilizadas pelo NEWAVE.

19.4.2 Dados de Entrada: Formato Libs

Para a consideração das restrições de volume, são necessárias diversas informações sobre uma restrição de volume do problema, como: fórmula, períodos em que essa restrição é válida e limites.

Cada uma das informações aceitas pelos modelos será explicada com mais detalhes a seguir.

Mnemônico (alias) para formulação

As variáveis atualmente implementadas e que podem participar da restrição de volume para uma usina hidrelétrica são identificadas pelos seguintes alias:

- "**vtur**": volume turbinado da usina hidrelétrica;
- "**vver**": volume vertido da usina hidrelétrica.
- "**vdef**": volume defluído da usina hidrelétrica.
- "**vdes**": volume desviado da usina hidrelétrica.
- "**vbom**": volume bombeado da usina hidrelétrica.

As variáveis estão expressas na unidade de **hm^3**.

Funcionalidade: RESTRICAO-VOLUME

Decomp Opcional

Para informar os dados de cadastro da restrição são necessários dois tipos de informação: a fórmula (expressão) da restrição e os períodos para os quais essa restrição deve ser aplicada.

Card: RHV

A fórmula da restrição pode ser escrita utilizando o alias correspondente à volume turbinado **[vtur(usih)]**, volume vertido **[vver(usih)]**, volume defluído **[vdef(usih)]** e volume desviado **[vdes(usih)]**, para usina hidrelétrica do estudo, e volume bombeado **[vbom(estbomb)]**, para as estações de bombeamento do estudo, indicando, no interior do parêntesis, o código da usina **(usih)** e código da estação de bombeamento **(estbomb)** a qual a restrição se aplica.

Table19.15: Card RESTRICAO-VOLUME-FORMULA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-VOLUME-FORMULA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de volume	Sim	Não	Código da restrição de volume
Fórmula da restrição de volume	Sim	Não	Fórmula da restrição de volume

Table19.16: Campos para o card RESTRICAO-VOLUME-FORMULA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de volume	inteiro		1		
Fórmula da restrição de volume	texto				

Listing 19.8: Exemplo card RESTRICAO-VOLUME-FORMULA

```
&**************************************************
& Descrição colunas:
&**************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRVol : Código da restrição de volume
& Formula : Fórmula da restrição de volume
&***;*******;
↪****************************************************************************************************
&   ;CodRVol;Formula
&-  ;       ;
&SSS;IIIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RHV;      1;1*vtur(1) + 2*vver(6) + vbom(1) + 3*varm(2)
```

Card: RHV-HORIZ-PER

Neste registro deve-se informar o horizonte de tempo em que a restrição é válida, através do período inicial e final de aplicação da restrição. Na ausência da segunda informação, os modelos irão replicar a restrição até o final do horizonte de estudo respectivo.

Table19.17: Card RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-PERIODO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-PERIODO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de volume	Sim	Não	Código da restrição de volume
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado

Table19.18: Campos para o card RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-PERIODO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de volume	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA

Listing 19.9: Exemplo card RESTRICAO-VOLUME-HORIZONTE-PERIODO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRVol : Código da restrição de volume
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
&*************;*******;*******;*******
&              ;CodRVol;PerIni ;PerFin
&-             ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII
 RHV-HORIZ-PER;      1;      1;      8
```

Card: RHV-LIM-FORM-PER

Neste registro deve-se informar os limites superiores e inferiores da restrição para cada período do estudo.

Table19.19: Card RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-PERIODO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-PERIODO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição de volume	Sim	Não	Código da restrição de volume
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Não	Período final de validade do dado
Limite Inferior	Não	Sim	Limite inferior da restrição volume
Limite Superior	Não	Sim	Limite superior da restrição volume

Table19.20: Campos para o card RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-PERIODO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição de volume	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Limite Inferior	texto				
Limite Superior	texto				

Listing 19.10: Exemplo card RESTRICAO-VOLUME-LIMITES-FORMULA-PERIODO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& ID: Identificador do card
& CodRvz : Código da restrição de volume
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& LimInf : Limite inferior da restrição volume
& LimSup : Limite superior da restrição volume
&***************;*******;*******;*******;****************************;
↪*****************************
&                ;CodRvz ;PerIni ;PerFin ;LimInf                        ;LimSup
&-               ;       ;       ;       ;                              ;
&SSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RHV-LIM-FORM-PER;      1;      1;       ; 112                          ;1.0e31
 RHV-LIM-FORM-PER;      1;      4;       ; 100                          ;800
 RHV-LIM-FORM-PER;      1;      7;       ; 10                           ;300
```



Fonte: https://media.moneytimes.com.br/uploads/2020/12/energia-eletrica.2.jpg

19.5 Restrições Eletricas

19.5.1 Descrição Geral

Os modelos de otimização energética utilizam, nos planejamentos de médio e longo prazos, uma representação da transmissão através de grandes troncos que conectam os diferentes submercados em que o sistema se divide. Entretanto, existem áreas no sistema elétrico brasileiro que merecem especial atenção, por problemas de transmissão, sobrecarga, controle de tensão ou suporte de reativo. Para considerar essas questões nos modelos/estudos sem representação detalhada da rede elétrica, ou até mesmo nos estudos com rede (já que as tensões e potências reativas não são representados na modelagem DC), podem-se inserir no problema as chamadas "restrições elétricas".

Essas restrições são representadas por uma expressão, que é definida como a soma ponderada das injeções de potências de um subconjunto de usinas hidrelétricas, usinas térmicas, contratos de importação/exportação, intercâmbios do sistema, ou outros componentes de geração (ou carga) que injetam (consomem) energia em

determinados pontos do sistema, cada uma com determinado fator de participação, que pode ser positivo ou negativo. Essas restrições são consideradas em cada período do estudo ao longo do seu horizonte de aplicação.

As restrições já implementadas no ambiente LIBs e disponíveis para utilização nos modelos são compostas por:

- **Um horizonte de aplicação**: corresponde a um intervalo ao qual a restrição será considerada.
- **Uma fórmula**: expressão linear que representa a restrição.
- **Limites inferior e superior**: correspondendo aos limites mínimo e máximo em que a expressão da fórmula pode assumir, em cada período e patamar de carga.

Além disso é possível definir:

- **Alias personalizados**: são apelidos associados a valores, este apelidos podem ser utilizados nas fórmulas das restrições elétricas (tanto na expressão quanto nos limites).
- **Regras de ativação**: são regras condicionais e a associação destas regras às restrições elétricas, tal que as restrições sejam ativadas ou desativadas conforme a regra.
- **Forma de tratamento de violações**: define custo de violação e tipo da restrição elétrica: soft ou hard.

Na sequencia encontra-se uma descrição mais detalhada e o formato de cada um dos dados entrada.

19.5.2 Dados de Entrada: Formato Libs

Alias

São **mnemônico** ou **apelidos** para grandezas ou dados pré-definidos a serem utilizados em **fórmulas** (condicionais e expressões). Um alias está associado:

- uma **variável de decisão** ou
- uma **variável de entrada**, neste caso o alias é simplesmente substituído pelo valor associado à grandeza em questão.

Cada alias recebe argumentos entre parêntesis, estes argumentos correspondem a uma chave para identificar o objeto da grandeza ao qual se refere, por exemplo o alias "ger_usih(6)" corresponde a geração hidrelétrica da usina cujo código é "6". Os alias disponíveis para utilização são:

- "**ger_usih(X)**": geração total da usina hidrelétrica X (MW);
- "**ger_conjh(X,Y)**": geração do conjunto de máquinas Y da usina hidrelétrica X (MW);
- "**disp_usih(X)**": potência disponível da usina hidrelétrica X (MW);
- "**ener_interc(X,Y)**": intercâmbio do submercado X para o submercado Y (MW);
- "**ger_usit(X)**": geração total da usina térmica X (MW);
- "**ener_comerc(X)**": contrato de código X de importação ou exportação de energia (MW);
- "**demanda (X)**": demanda bruta (carga) do submercado X (MW);
- "**re (X)**": referência à restrição elétrica de código X;
- "**demanda_sin**": demanda bruta (carga) do SIN (MW).
- *Alias elétrico personalizado* associados a valores constantes também podem ser criados pelo usuário e utilizados em fórmulas.
- valores constantes numéricos também podem ser informados.
- **Observações:**
  - o alias de geração hidrelétrica por conjunto de máquina só é possível, atualmente no modelo DECOMP e para a usina de ITAIPU, cujos conjuntos geradores 50Hz e 60Hz são identificados, respectivamente, por "**ger_conjh(66,1)**" e "**ger_conjh(66,2)**", visto que o código da usina Itaipu é 66;

Funcionalidade: RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL

Decomp Opcional Decomp Opcional

Definição de uma restrição elétrica

Nesta funcionalidade são definidas as restrições elétricas, cada restrição elétrica é identificada por um código, associadas a este código devem ser declaradas as seguintes informações:

1. **Um horizonte de aplicação**

   corresponde ao *Horizonte do dado temporal* associado aos dados temporais que representam as **expressões da restrição** e os **limites inferior e superior**, este horizonte, para cada restrição, pode ser definido:

   - por períodos, através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO* ou
   - por datas, através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA*

2. **expressões da restrição**

   cada restrição elétrica deve ter pelo menos uma expressão associada a cada patamar e cada período pertencente ao **horizonte de aplicação**, ou seja, é um *Dado por período e patamar* com as seguintes formas de representação:

   - **Constante**: para um dada restrição elétrica é informada uma única expressão que será aplicada à todos os patamares de carga e em todos os períodos pertencente ao **horizonte de aplicação**. Essa representação é feita através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA*.
   - **Por período-patamar**: para uma dada restrição elétrica uma expressão é associada à um patamar de carga e a um intervalo de períodos através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR*.
   - **Por data-patamar**: para uma dada restrição elétrica uma expressão é associada à um patamar de carga e a um intervalo de datas através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR*.

Nota: Caso o usuário informe a expressão de uma restrição, para determinado período e patamar, com duas formas de representação diferentes, ou seja, haja sobreposição dos dados, o dado por período-patamar substitui o dado data-patamar que substitui o dado constante:

período-patamar > data-patamar > constante

Nota: Para este dado é necessário que o usuário informe, com uma ou mais formas de representação, expressões para todos os patamares e períodos pertencentes ao horizonte de aplicação da restrição:

Dados devem ser completos (sem buracos)

Em todas as representações, as expressões são informadas no campo "fórmula" e podem conter uma combinação linear de *Alias*, exemplo:

```
50 * ger_usih(6) + 1 * demanda_sin - 7.5 * re(10) + 500.0
```

- **Observações:**

- a expressão deve conter pelo menos um *Alias* que corresponda a uma variável de decisão
- a utilização dos *Alias* de demanda nestas expressões faz com que os multiplicadores (valores duais) dessas restrições elétricas contribuam para o cálculo do custo marginal da operação do submercado para o qual a demanda está relacionada;
- valores decimais devem ser separados por (.).

3. **limites inferior e superior**

para uma restrição elétrica é necessário definir os limites inferior e superior em cada um dos patamares de carga e períodos do **horizonte de aplicação**, ou seja, é um *Dado por período e patamar* com as seguintes formas de representação:

- **Por período-patamar**: para uma dada restrição elétrica os limites são associados à um patamar de carga e a um intervalo de períodos através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR*.
- **Por data-patamar**: para uma dada restrição elétrica os limites são associados à um patamar de carga e a um intervalo de datas através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR*.

Nota: Caso o usuário informe limites da restrição, para determinado período e patamar, com duas formas de representação diferentes, ou seja, haja sobreposição dos dados, o dado por período-patamar substitui o dado data-patamar:

período-patamar > data-patamar

Nota: Para este dado é necessário que o usuário informe, com uma ou mais formas de representação, expressões para todos os patamares e períodos pertencentes ao horizonte de aplicação da restrição:

Dados devem ser completos (sem buracos)

O valor de cada limite (inferior e superior) é informado através de uma fórmula que pode conter:

- um número real que representa o limite

```
Exemplo: 200.0
```

- uma fórmula condicional com o seguinte formato: *se(<condição>,X,Y)* onde
  - *<condição>*: expressão condicional que pode envolver *Alias* que representam variáveis de entrada
  - *X*: número real correspondente ao limite caso a condição seja verdadeira
  - *Y*: número real correspondente ao limite caso a condição seja falsa

```
Exemplo: se (demanda_sin > 0, 200.0, 0)
```

- uma expressão algébrica que envolva números reais e/ou fórmulas condicionais

```
Exemplo: se (demanda_sin > 0, 50.0, 0) * 2 + 50.0 * 2.0
```

Alias elétrico personalizado

Também nesta funcionalidade é possível criar um novo *Alias* chamado **alias elétrico personalizado** a ser utilizado nas fórmulas, tanto nos limites quanto nas expressões das restrições elétricas, os alias são definidos (cadastrados) através de um código e um identificador formato texto (a ser utilizado nas fórmulas). A criação do **alias elétrico personalizado** é feita através do *Card: ALIAS-ELETRICO*.

- **Observações:**
  - um alias personalizado não pode ter o mesmo nome (identificador) de um *Alias* já existente.

O **alias elétrico personalizado** deve ser associados à valores, de forma que, quando utilizado em uma fórmula, possa assumir estes valores. Assim, também é necessário que o usuário defina um *Dado por período e patamar* correspondente ao valor associado a cada **alias elétrico personalizado**, este dado tem a seguinte forma de representação:

- **Por período e patamar**: para um dado **alias elétrico personalizado** define-se valores associados a um patamar de carga e um período ou intervalo de períodos do *Horizonte de Estudo*. Estes valores são informados através do *Card: ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR*.

A descrição da entrada para cada um destes dados (em seus diferentes formatos) estão descritos a seguir.

Card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO

- **Nome alternativo:**
  - RE-HORIZ-PER;

Este dado contém a definição do **horizonte de aplicação** de uma restrição elétrica, tal horizonte é definido através de um período inicial e final.

Table19.21: Card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Sim	Sim	Período final de validade do dado

Table19.22: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Código Período	inteiro		1		NA

Listing 19.11: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO

```
&***********************************************
& Descrição colunas:
&***********************************************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
&***********************************;*******;*******;*******
&                                   ;CodRe  ;PerIni ;PerFin
&-                                  ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII
& Restrição 700 - Válida para os períodos 1 a 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    700 ; 1 ; 3

& Restrição 701 - Válida apenas para o primeiro periodo
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    701 ; 1 ; 1

& Restrição 702 - Válida apenas para o primeiro e segundo periodos
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    702 ; 1 ; 2

& Restrições 703 a 706 - Válidas para os períodos 1 a 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    703 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    704 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    705 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    706 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    707 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    708 ; 1 ; 3
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO;    709 ; 1 ; 3
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA

- **Nome alternativo:**
  - RE-HORIZ-DATA;

Este dado contém a definição do **horizonte de aplicação** de uma restrição elétrica, tal horizonte é definido através de um intervalo de datas.

Table19.23: Card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Data Inicial	Sim	Não	Data inicial
Data Final	Sim	Sim	Data final

Table19.24: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Data Inicial	texto				
Data Final	texto				

Listing 19.12: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA

```
&***********************************************
& Descrição colunas:
&***********************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& DataInicial : Data inicial
& DataFinal : Data final
&*******************************;*******;*****************************;
 ↪*****************************
&                                ;CodRe  ;DataInicial                  ;DataFinal
&-                               ;       ;                             ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
& horizonte de aplicação da restrição: 2020/01/01 00:00 até 2020/08/01 00:00 (duração␣
 ↪do horizonte: 7 meses)
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA;    700;2020/01                       ;2020/08

& horizonte de aplicação da restrição: 2022/01/05 01:00 até 2022/01/05 01:30 (duração␣
 ↪do horizonte: 30 minutos)
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA;    701;2022/01/05 01:00              ;2022/01/05␣
 ↪01:30

& horizonte de aplicação da restrição: 2022/01/05 01:00 até 2022/01/06 00:00 (duração␣
 ↪do horizonte: 23 horas)
 RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-DATA;    702;2022/01/05 01:00              ;2022/01/06
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA

- **Nome alternativo:**
  - RE;

A expressão da restrição elétrica é definida através do código da restrição e uma fórmula que corresponde a expressão. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Definição de uma restrição elétrica* para mais informações sobre a definição das expressões das restrições elétricas.

Table19.25: Card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Fórmula da restrição elétrica	Sim	Não	Fórmula que define a restrição elétrica

Table19.26: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Fórmula da restrição elétrica	texto				

Listing 19.13: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA

```
&**************************************************
& Descrição colunas:
&**************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& Formula : Fórmula que define a restrição elétrica
&**************************;*******;
↪*****************************************************************************************
&                          ;CodRe  ;Formula
&-                         ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 & Restrição 700 - uma usina hidrelétrica
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    700; ger_usih(24)

 & Restrição 701 - uma usina térmica
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    701; ger_usit(25)

 & Restrição 702 - um intercâmbio ener_interc(DE,PARA)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    702; ener_interc(3,1)

 & Restrição 703 - Conjunto de máquinas da usina (ITAIPU)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    703; ger_conjh(66,1)

 & Restrição 704 - Conjunto de máquinas da usina e referência à uma outra restrição
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    704; ger_conjh(66,2) + re(703)

 & Restrição 705 - Combinação linear de restrições elétricas
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    705; 2.5*re(700) + 1.5*re(701)

 & Restrição 706 - Combinação linear de usinas
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    706; 1.3*ger_usih(277) + 1.7*ger_usit(140)+  1.1*ener_
↪interc(3,1)

 & Restrição 707 - Contrato de comercialização de energia (ARGENTINA)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    707; ener_comerc(30)

 & Restrição 708 - Potência disposnível da usina 1 com a geração
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    708; disp_usih(1)  + ger_usih(1)

 & Restrição 709 - Exemplo de uma restrição com demanda do submercado e uma usina␣
↪hidrelétrica
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA;    709; demanda(1)  + ger_usih(1)
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

- **Nome alternativo:**
  - RE-PER-PAT;

Alternativamente, as restrições elétricas podem conter fórmulas que variem ao longo do tempo. Neste caso, as restrições são identificadas pelo seu código e uma fórmula para cada período e patamar deve ser informada. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Definição de uma restrição elétrica* para mais informações sobre a definição das expressões das restrições elétricas.

Este formato de entrada está disponível somente no modelo DECOMP.

Table19.27: Card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
Patamar	Não	Sim	Índice do patamar de carga no período
Fórmula da restrição elétrica	Sim	Não	Fórmula que define a restrição elétrica

Table19.28: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Patamar	inteiro		1	5	NA
Fórmula da restrição elétrica	texto				

Listing 19.14: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

```
&********************************************
& Descrição colunas:
&********************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& Formula : Fórmula que define a restrição elétrica
&****************************************;******;******;******;*****;
↪*****************************************************************************************************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&                                          ;CodRe  ;PerIni ;PerFin ;Pat    ;Formula
&-                                         ;       ;       ;       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;      1;      1;       ;      1;1*ger_
↪usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;      1;      1;       ;      2;0.8*ger_
↪usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;      1;      1;       ;      3;0.9*ger_
↪usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;      1;      5;       ;     NA;ger_
↪usih(6) + ger_usih(1)
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR

- **Nome alternativo:**
  - RE-DATA-PAT;

Para informar fórmulas que variem ao longo do tempo, também é possível utilizar o formato data-patamar. Neste caso, as restrições são identificadas pelo seu código e uma fórmula para cada intervalo de datas e patamar deve ser informada. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Definição de uma restrição elétrica* para mais informações sobre a definição das expressões das restrições elétricas.

Este formato de entrada está disponível somente no modelo DECOMP.

Table19.29: Card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Data Inicial	Sim	Não	Data inicial
Data Final	Não	Sim	Data final
Patamar	Não	Sim	Índice do patamar de carga no período
Fórmula da restrição elétrica	Sim	Não	Fórmula que define a restrição elétrica

Table19.30: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Data Inicial	texto				
Data Final	texto				
Patamar	inteiro		1	5	NA
Fórmula da restrição elétrica	texto				

Listing 19.15: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& DataInicial : Data inicial
& DataFinal : Data final
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& Formula : Fórmula que define a restrição elétrica
&************************************;*******;*************;************;******;
↪****************************
&                                   ;CodRe  ;DataInicial  ;DataFinal   ;Pat   ;
↪Formula
&-                                  ;       ;             ;            ;      ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;SSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSS;IIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;   1  ; ␣
↪1.0*ger_usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;   2  ; ␣
↪2.0*ger_usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;   3  ; ␣
↪3.0*ger_usih(6)
 RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/02      ;2020/03     ;  NA  ; ␣
↪ger_usit(1) + ger_usih(6)
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

- **Nome alternativo:**
  - RE-LIM-FORM-PER-PAT;

Os limites das restrições elétricas podem são informados temporalmente, é informado o código da restrição, o limite superior e inferior para cada período e patamar. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Definição de uma restrição elétrica* para mais informações sobre a definição dos limites das restrições elétricas.

Table19.31: Card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Sim	Período final de validade do dado
Patamar	Sim	Não	Índice do patamar de carga no período
Limite Inferior	Não	Não	Limite inferior da restrição elétrica
Limite Superior	Não	Não	Limite superior da restrição elétrica

Table19.32: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Código Período	inteiro		1		NA
Patamar	inteiro		1	5	NA
Limite Inferior	texto				-1.0e31
Limite Superior	texto				1.0e31

Listing 19.16: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& LimInf : Limite inferior da restrição elétrica
& LimSup : Limite superior da restrição elétrica
&**************************************;*******;*******;*******;******;
 ↪*************************************************;
 ↪***********************************
&                                     ;CodRe  ;PerIni ;PerFin ;Pat   ;LimInf
 ↪                                     ;LimSup
&-                                    ;       ;       ;       ;      ;
 ↪                                     ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;
 ↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
& Restrição 1 - Limites definidos para todos os períodos e patamares a partir do
 ↪primeiro
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    700;      1;;     1       ;
 ↪112                                                 ;1.0e31
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    700;      1;;     2       ;
 ↪112                                                 ;1.0e31
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    700;      1;;     3       ;
 ↪112                                                 ;1.0e31

 & Restrição 2 - Limite definidos para restrição 701
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    701;      1;;     1       ;-1.
 ↪0e31                                               ;300
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    701;      1;;     2       ;-1.
 ↪0e31                                               ;350
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    701;      1;;     3       ;-1.
 ↪0e31                                               ;350

 & Restrição 3 - Limites definidos por periodo e patamar com alteração no período 2
 ↪patamar 1,
 & passa a ser o novo padrão do patamar 1
 RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    702;      1;;     1       ;
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
↪                                                    ;3904
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    702;      1;;     2       ;␣
↪                                                    ;3904
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    702;      1;;     3       ;␣
↪                                                    ;3902
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    702;      2;;     1       ;␣
↪                                                   ;4100

& Definição de limites separados para periodos e patamares
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      1; 2;     1     ;
↪4239                                               ;7000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      1; 2;     2     ;
↪4183                                               ;7000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      1; 2;     3     ;
↪3712                                               ;7000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      3;  ;     1     ;
↪4505                                               ;7000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      3;  ;     2     ;
↪4443                                               ;7000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    703;      3;  ;     3     ;
↪3918                                               ;7000

& Definição limites restrição 704
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    704;      1;;     1       ;
↪5919                                               ;8600
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    704;      1;;     2       ;
↪5863                                               ;8600
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    704;      1;;     3       ;
↪5598                                               ;8600

& Exemplo de uso de condicionais para estabelecer limites
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    705;      1;;     1       ;
↪se(demanda_sin > 3000,160,-1.0e31)                 ;
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    705;      1;;     2       ;
↪se(demanda(1) < 500,160,-1.0e31)                   ;if(demanda(1) > 500,1.0e31,
↪8000)
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    705;      1;;     3       ;
↪160                                                ;

& Restrição  8 - Limites restrições 706 a 709
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    706;      1;;           ;0  ␣
↪                                                 ;5000

RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    707;      1;;     NA       ;0␣
↪                                                  ;5000

RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    708;      1;;     1       ;0 ␣
↪                                                 ;5000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    708;      1;;     2       ;0 ␣
↪                                                 ;5000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    708;      1;;     3       ;0 ␣
↪                                                 ;5000

RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    709;      1;;     1       ;0 ␣
↪                                                 ;8000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    709;      1;;     2       ;0 ␣
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
↪                                                    ;9000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR;    709;      1;;     3       ;0 ␣
↪                                                    ;10000
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR

- **Nome alternativo:**
  - RE-LIM-FORM-DATA-PAT;

Alternativamente, os limites temporais das restrições elétricas podem são informados por datas e para cada patamar de carga. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Definição de uma restrição elétrica* para mais informações sobre a definição dos limites das restrições elétricas.

Table19.33: Card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Data Inicial	Sim	Não	Data inicial
Data Final	Não	Não	Data final
Patamar	Não	Sim	Índice do patamar de carga no período
Limite Inferior	Não	Sim	Limite inferior da restrição elétrica
Limite Superior	Não	Sim	

Table19.34: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Data Inicial	texto				
Data Final	texto				
Patamar	inteiro		1	5	NA
Limite Inferior	texto				
Limite Superior	texto				

Listing 19.17: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& DataInicial : Data inicial
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
& DataFinal : Data final
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& LimInf : Limite inferior da restrição elétrica
& LimSup : Limite superior da restrição elétrica
&*****************************************;*******;************;************;
↪******;*********;***********************************
&                                          ;CodRe  ;DataInicial  ;DataFinal   ;
↪Pat   ;LimInf   ;LimSup
&-                                         ;       ;             ;            ;␣
↪   ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSssssssSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;SSSSSSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSS;
↪IIIIII;SSSSSSSSS;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;␣
↪1   ; 0       ;  500 + 2*800
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;␣
↪2   ; 0       ;  500 + 2*1000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/01      ;2020/02     ;␣
↪3   ; 0       ;  500 + 2*2000
RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-DATA-PATAMAR;   700 ;2020/03      ;2020/03     ;␣
↪NA   ; 0       ;  se (demanda_sin > 10000, 6000, 5000)
```

Card: ALIAS-ELETRICO

- **Nome alternativo:**
  - ALIAS-ELET;

A criação de um *Alias elétrico personalizado* é feita com a definição de um código (código do alias elétrico) e um identificador em formato texto que pode ser utilizado em fórmulas.

Table19.35: Card ALIAS-ELETRICO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
ALIAS-ELETRICO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do Alias	Sim	Não	Código do Alias elétrico personalizado
Identificador do Alias	Sim	Não	Identificador do Alias Elétrico Personalizado

Table19.36: Campos para o card ALIAS-ELETRICO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do Alias	inteiro		1		
Identificador do Alias	texto				

Listing 19.18: Exemplo card ALIAS-ELETRICO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& codAliasElet : Código do Alias elétrico personalizado
& idAliasElet : Identificador do Alias Elétrico Personalizado
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&*************;************;*******************************
&               ;codAliasElet;idAliasElet
&-              ;             ;
&SSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIIII;SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 ALIAS-ELETRICO;           1;Teste1
 ALIAS-ELETRICO;           2;Teste2
```

Card: ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR

- **Nome alternativo:**
  - ALIAS-ELET-VAL-PER-PAT;

Para a utilização do *Alias elétrico personalizado* é preciso definir os valores que o alias deve assumir para cada período e patamar de carga do horizonte do estudo.

Table19.37: Card ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código do Alias	Sim	Não	Código do Alias elétrico personalizado
Código Período	Sim	Não	Período inicial de validade do dado
Código Período	Não	Não	Período final de validade do dado
Patamar	Não	Não	Índice do patamar de carga no período
Valor Alias	Não	Não	Valor do Alias Elétrico Personalizado

Table19.38: Campos para o card ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código do Alias	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		
Código Período	inteiro		1		NA
Patamar	inteiro		1	5	NA
Valor Alias	real	MW			0

Listing 19.19: Exemplo card ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& codAliasElet : Código do Alias elétrico personalizado
& PerIni : Período inicial de validade do dado
& PerFin : Período final de validade do dado
& Pat : Índice do patamar de carga no período
& valAliasElet : Valor do Alias Elétrico Personalizado
&***********************************;************;*******;*******;******;
↪***************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&                                    ;codAliasElet;PerIni ;PerFin ;Pat   ;valAliasElet
&-                                   ;             ;       ;       ;      ;MW
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIIIIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIII;
↪FFFFFFFFFFFFFFF
 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            1;      1;       ;     1;          ␣
↪100.0
 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            1;      1;       ;     2;          ␣
↪200.0
 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            1;      1;       ;     3;          ␣
↪300.0

 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            2;      1;       ;     1;          ␣
↪400.0
 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            2;      1;       ;     2;          ␣
↪500.0
 ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR;            2;      1;       ;     3;          ␣
↪600.0
```

Funcionalidade: RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL-ATIVACAO

Decomp Opcional Decomp Opcional

Regras de ativação de uma restrição elétrica

Restrições elétricas no formato Libs podem ser ativadas e desativadas de acordo com condições estabelecidas pelo usuário. Ou seja, são definidas regras que correspondem a fórmulas condicionais, através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO*. Finalmente e feita uma associação entre as restrições e as regras, através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA*, de forma que:

- se a condição for verdadeira para determinado período e patamar de carga do horizonte de aplicação da restrição, a restrição fica ativa neste período e patamar de carga.
- se a condição for falsa para determinado período e patamar de carga do horizonte de aplicação da restrição, a restrição fica inativa neste período e patamar de carga.

Card: RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO

- **Nome alternativo:**
  - RE-REGRA-ATIVA;

Este dado é usado para definir as regras para ativação e desativação das restrições, cada regra deve se associada a um código (código da regra) e a uma regra condicional.

- **Observações:**
  - Para adicionar mais de uma condição na mesma regra é necessário utilizar o caractere (&) para indicar a lógica booleana (AND) ou o caractere (|) para indicar a lógica booleana (OR) conforme exemplo abaixo.
  - A fórmula da restrição pode ser escrita utilizando *Alias* que correspondem a variáveis de entrada.

Table19.39: Card RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código Regra Ativação	Sim	Não	Código identificação da regra de ativação de restrições elétricas
Regra de ativação	Sim	Não	Regra condicional para ativação para restrições elétricas

Table19.40: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código Regra Ativação	inteiro		1		
Regra de ativação	texto				

Listing 19.20: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO

```
&**************************************************
& Descrição colunas:
&**************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRegra : Código identificação da regra de ativação de restrições elétricas
& Regra : Regra condicional para ativação para restrições elétricas
&*********************************;********;
↪***************************************************************************************************
&                                 ;CodRegra;Regra
&-                                ;        ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIIII;
↪SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS
 RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO; 501    ; demanda(1) > 0
 RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO; 502    ; demanda_sin > 0
 RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO; 503    ; demanda_sin < 0 | demanda_sin > 10
 RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO; 503    ; demanda_sin > 5 & demanda_sin < 10
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA

- **Nome alternativo:**
  - RE-HABILITA;

É necessário, após criar a regra de ativação, informar a associação entre restrições e regras. Dessa forma, restrições que estão associadas a regras cujo resultado da expressão é falso serão desativadas no modelo. É importante ressaltar que condições podem estar ativas em determinado período/patamar de carga e inativas em outros.

Table19.41: Card RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Código Regra Ativação	Sim	Não	Código identificação da regra de ativação de restrições elétricas

Table19.42: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Código Regra Ativação	inteiro		1		

Listing 19.21: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& CodRegra : Código identificação da regra de ativação de restrições elétricas
&************************;*******;********
&                        ;CodRe  ;CodRegra
&-                       ;       ;
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIII
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    700;501
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    701;501
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    702;501
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    703;501
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    704;502
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    705;502
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    706;502
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    707;502
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    708;502
 RESTRICAO-ELETRICA-HABILITA;    709;502
```

Funcionalidade: RESTRICAO-ELETRICA-VIOLACAO

Decomp Opcional

Tratamento da violação de retrições elétricas

A funcionaldiade permite ao usuário a definição do tipo e custo de violação para restrições elétricas:

- **Tipo:**
  - "hard": são restrições que devem ser atendidas pelo modelo, ou seja, caso não sejam atendidas, o modelo emite uma mensagem de erro comunicando que a solução encontrada é inviável (viola a restrição "hard").
  - "soft": são restrições que podem ser violadas pelo modelo, quando uma restrição soft é violada na solução ótima o modelo não indica a inviabilidade do caso.

O **custo de violação** indica qual o custo incremental na função objetivo de violação de uma restrição. É aplicado tanto para restrições tipo "hard" quanto a restrições tipo "soft".

A definição do tipo e custo de violação da restrição elétrica é feita através de um *Dado por período* com as seguintes formas de representação:

- **Constante**: para um dada restrição elétrica é informado um único tipo e custo de violação que será aplicada à todos os períodos pertencentes ao **horizonte de estudo**. Essa representação é feita através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO*.
- **Por período**: para uma dada restrição elétrica um tipo e custo de violação são informados para cada intervalo de períodos através do *Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO*.

Nota: Caso o usuário informe um dado de tipo e custo de violação, para determinado período, com duas formas de representação diferentes, ou seja, haja sobreposição dos dados, o dado por período substitui o dado constante:

$$\text{período} > \text{constante}$$

Nota: Para este dado é necessário que o usuário informe, com uma ou mais formas de representação, expressões para todos os períodos do horizonte de estudo:

Dados devem ser completos (sem buracos)

Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO

- **Nome alternativo:**
  - RE-TRAT-VIOL;

Deve ser informado o código da restrição elétrica, o valor do custo de violação e a definição do tipo de violação. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Tratamento da violação de retrições elétricas* para mais informações sobre a definição do tratamento de violações no formato constante.

Table19.43: Card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da restrição elétrica	Sim	Não	Código da restrição elétrica
Tipo da Violação da Restrição Elétrica	Sim	Não	Forma de tratamento da violação da Restrição Elétrica
Custo da violação da restrição elétrica	Não	Não	Custo da violação da restrição elétrica

Table19.44: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da restrição elétrica	inteiro		1		
Tipo da Violação da Restrição Elétrica	inteiro		0		
Custo da violação da restrição elétrica	real	$/MWh	0		

Table19.45: Valores possíveis para os campos do card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO

Campos	Valor	Descrição
Tipo da Violação da Restrição Elétrica	hard	Violação da restrição causa inviabilidade
	soft	Violação da restrição não causa inviabilidade

Listing 19.22: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe : Código da restrição elétrica
& TipoViolacao : Forma de tratamento da violação da Restrição Elétrica
& CustoViolacao : Custo da violação da restrição elétrica
&************************************;*******;************;***************
&                                   ;CodRe  ;TipoViolacao;CustoViolacao
&-                                  ;       ;            ;$/MWh
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIIIII;IIIIIIIIIII;FFFFFFFFFFFFFF
 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO;      1;hard        ;            1.0
```

Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO

- **Nome alternativo:**
  - RE-TRAT-VIOL-PER;

Alternativamente, o tipo e custo de violação de uma restrição elétrica podem ser informados temporalmente, onde além do código da restrição, o valor do custo de violação e a definição do tipo de violação, também devem ser informados o intervalo de períodos correspondente. Abaixo estão listados os campos que devem ser informados para este Card, assim como seu detalhamento, consulte *Tratamento da violação de retrições elétricas* para mais informações sobre a definição do tratamento de violações de restrições no formato por-período.

Table19.46: Card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO

Campos	Obrigatorio	Anulável	Descrição
RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO	Sim	Não	Identificador referente ao card
Código da Restrição Elétrica	Sim	Não	Código da Restrição Elétrica
Código Período	Sim	Não	Período inicial
Código Período	Não	Não	Período final
Tipo	Sim	Não	Tipo da Restrição Elétrica
Custo de violação	Não	Não	Custo de Violação da Restrição Elétrica

Table19.47: Campos para o card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo	Padrão
Código da Restrição Elétrica	inteiro		1		
Código Período Inicial	inteiro		1		
Código Período Final	inteiro		1		NA
Tipo	texto		soft	hard	hard
Custo de violação	real	$/MWh			0

Listing 19.23: Exemplo card RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO

```
&************************************************
& Descrição colunas:
&************************************************
& ID: Identificador do card
& CodRe: Código da restrição elétrica
& PerIni : Período inicial do tipo da violação
& PerFin : Período final do tipo da violação
& TipoViolacao: Forma de tratamento da violação da Restrição Elétrica
& CustoViolacao: Custo da violação da restrição elétrica
&*****************************************;*****;*******;*******;************;
 ↪*************
```

(continua na próxima página)

(continuação da página anterior)

```
&                                                ;CodRe;PerIni ;PerFin ;TipoViolacao;
↪CustoViolacao
&-                                               ;     ;       ;       ;             ;$/
↪MWh
&SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS;IIIII;IIIIIII;IIIIIII;IIIIIIIIIII;
↪FFFFFFFFFFFF
 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    1;      1;      1;        hard;  ␣
↪    1000.0
 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    1;      1;      2;        soft;  ␣
↪     200.0
 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    1;      1;      3;        soft;  ␣
↪     300.0

 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    2;      1;       ;        hard;  ␣
↪   10000.0

 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    3;      1;       ;        soft;  ␣
↪    2000.0

 RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO;    4;      1;      2;        soft;  ␣
↪    3000.0
```

19.5.3 Arquivos de Saída: Formato Libs

Os arquivos de saída disponíveis atualmente impressos no formato Libs estão descritos a seguir.

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

Arquivos de Eco

eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv

Este arquivo contém os dados processados de tipo e custo de violação par restrições elétricas informados no *Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO* e *Card: RESTRICAO-ELETRICA-TRATAMENTO-VIOLACAO-PERIODO* para cada restrição elétrica e cada período do estudo.

Obs: Caso o custo não tenha sido informado o arquivo imprime um "-" no campo e o modelo considera o valor default.

Table19.48: Arquivo eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv

Campos	Descrição
Código da restrição elétrica	Código da restrição elétrica
Código Período	Código do Intervalo de tempo na discretização temporal adotada
Tipo da Violação da Restrição Elétrica	Forma de tratamento da violação da Restrição Elétrica
Custo da violação da restrição elétrica	Custo da violação da restrição elétrica

Table19.49: Campos para o arquivo eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv

Campos	Tipo	Unidade	Mínimo	Máximo
Código da restrição elétrica	inteiro		1	
Código Período	inteiro		1	
Tipo da Violação da Restrição Elétrica	inteiro		0	
Custo da violação da restrição elétrica	real	$/MWh	0	

Listing 19.24: Exemplo arquivoSaida eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv

19.6 Dados de Entrada - Formato Libs

Table19.50: Dados de entrada

Funcionalidade	Disponível	CARD	Detalhes
RESTRICAO-ENERGIA	Decomp Opcional	RHE	*Card: RHE*
RESTRICAO-ENERGIA	Decomp Opcional	RHE-HORIZ-PER	*Card: RHE-HORIZ-PER*
RESTRICAO-ENERGIA-LIMITES-LPP	Decomp Opcional	RHE-LS-LPP-EARMI	*Card: RHE-LS-LPP-EARMI*
RESTRICAO-VAZAO	Decomp Opcional	RHQ	*Card: RHQ*
RESTRICAO-VAZAO	Decomp Opcional	RHQ-HORIZ-PER	*Card: RHQ-HORIZ-PER*
RESTRICAO-VAZAO	Decomp Opcional	RHQ-LIM-FORM-PER-PAT	*Card: RHQ-LIM-FORM-PER-PAT*
RESTRICAO-VAZAO-LIMITES-LPP	Decomp Opcional	RHQ-LS-LPP-VOLI	*Card: RHQ-LS-LPP-VOLI*
RESTRICAO-VOLUME	Decomp Opcional	RHV	*Card: RHV*
RESTRICAO-VOLUME	Decomp Opcional	RHV-HORIZ-PER	*Card: RHV-HORIZ-PER*
RESTRICAO-VOLUME	Decomp Opcional	RHV-LIM-FORM-PER	*Card: RHV-LIM-FORM-PER*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO	*Card: RESTRICAO-ELETRICA-HORIZONTE-PERIODO*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA	*Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR	*Card: RESTRICAO-ELETRICA-FORMULA-PERIODO-PATAMAR*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR	*Card: RESTRICAO-ELETRICA-LIMITES-FORMULA-PERIODO-PATAMAR*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	ALIAS-ELETRICO	*Card: ALIAS-ELETRICO*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL	Decomp Opcional Decomp Opcional	ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR	*Card: ALIAS-ELETRICO-VALOR-PERIODO-PATAMAR*
RESTRICAO-ELETRICA-ESPECIAL-ATIVACAO	Decomp Opcional Decomp Opcional	RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO	*Card: RESTRICAO-ELETRICA-REGRA-ATIVACAO*

19.7 Arquivos de Saída - Formato Libs

Existem três tipos de arquivos de saída nas Libs:

- arquivos Eco: mostram um "eco" da entrada de dados;
- arquivos Oper: referentes aos dados resultantes da operação do modelo;
- arquivos Processa: referentes aos dados calculados no processamento do modelo.

19.7.1 Arquivos de Eco

Table19.51: Arquivos de saída Eco

Arquivo	Disponível	Detalhes
Custo e tipo de violação de restrição elétrica especial	Decomp Opcional	*eco_restricao_eletrica_custo_violacao.csv*