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

MANUAL DE METODOLOGIA

Abril/2021

ÍNDICE

PARTE I – INTRODUÇÃO 1

1 O MODELO DESSEM 2

1.1 Problema de programação diária da operação 4

1.2 Planejamento da operação hidrotérmica 5

1.2.1 Critérios para o Planejamento 7

1.2.2 Custo de Operação 8

1.2.3 Valor da água 8

1.3 Objetivo e Aplicações do DESSEM 9

PARTE II - REPRESENTAÇÃO TEMPORAL 10

2 HORIZONTE DE ESTUDO E DISCRETIZAÇÃO TEMPORAL 11

2.1 Patamares cronológicos 12

2.2 Horário de verão 13

2.3 Ano Bissexto 13

2.4 Representação de cenários 13

3 ACOPLAMENTO COM O PLANEJAMENTO A CURTO/MÉDIO PRAZOS 14

3.1 Etapas de planejamento da Operação no Brasil 14

3.2 Integração do DESSEM com os modelos DECOMP e NEWAVE 16

3.2.1 Acoplamento via função de custo futuro 16

3.2.2 Acoplamento por metas 17

PARTE III - MODELAGEM DOS COMPONENTES 18

4 SUBMERCADOS 19

4.1 Submercados / Subsistemas 19

4.2 Intercâmbios energéticos entre submercados 20

4.2.1 Uso de nós fictícios 20

4.2.2 Restrição de transporte entre Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas SU/SE 20

4.3 Importações/exportações com outros sistemas 21

5 PARQUE HIDROELÉTRICO 22
5.1 Dados de Cadastro de Usinas Hidrelétricas 22
5.2 Usinas Hidrelétricas 23
5.3 Reservatórios 24
5.3.1 Cálculo da cota de montante do reservatório 25
5.3.2 Cálculo da área do espelho d'água 26
5.4 Modelagem dos vertedouros e desvios 27
5.5 Topologia hidráulica e Equações de Balanço Hídrico 28
5.6 Desvios de água 29
5.7 Usinas Elevatórias (estações de bombeamento) 30
5.7.1 Usinas elevatórias entre dois rios diferentes 30
5.7.2 Usinas hidrelétricas reversíveis 32
5.8 Canais entre reservatórios 32
5.9 Evaporação 34
5.9.1 Cálculo exato da evaporação 34
5.9.2 Aproximação linear para a evaporação 34
5.10 Seções de Rio 35
5.11 Tempo de viagem da água 36
5.11.1 Tempo de viagem da água por translação simples; 36
5.11.2 Curva de propagação da água 37
5.11.3 Acoplamento com o final do horizonte de estudo 39
5.12 Função de produção hidrelétrica 41
5.12.1 Função de Produção Exata 41
5.12.2 Modelagem da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) 43
5.12.3 Engolimento máximo considerando as curvas da turbina e do gerador 46

6 PARQUE TERMOELÉTRICO 48
6.1 Unit Commitment das usinas e unidades termoelétricas convencionais 48
6.1.1 Rampa para tomada/alívio de carga 48
6.1.2 Mínimo tempo ligada e desligada (*up/down times*) 49
6.1.3 Restrição de geração térmica mínima e rampa de acionamento e desligamento das unidades térmicas 50
6.2 Operação de usinas térmicas a ciclo combinado (UTCC) 51
6.2.1 Restrição de unicidade de acionamento 53

6.2.2 Transição entre unidades equivalentes 54
6.2.3 Manutenção de unidades "reais" 54
6.3 Usinas termoelétricas a GNL 54

7 PARQUES EÓLICOS 55

8 GERAÇÕES NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE 56
8.1 Pequenas usinas 56
8.2 Usinas fotovoltaicas 56

9 UNIDADES DE ARMAZENAMENTO 57
9.1 Limites mínimo e máximo de armazenamento 57
9.2 Limites para a carga/descarga da bateria 58
9.3 Balanço de carga da bateria, com perdas 58

10 REDE ELÉTRICA 59
10.1 Área de Controle 59
10.2 Componentes da rede 59
10.3 Fluxo de potência DC 59
10.4 Modelagem das perdas nas linhas 60
10.4.1 Expressão teórica 60
10.4.2 Aproximação linear por partes para as perdas 61

PARTE IV – CUSTOS E RESTRIÇÕES OPERATIVAS 63

11 CUSTOS DO PROBLEMA DE PDO 64
11.1 Custos de operação 64
11.1.1 Custo de geração termoelétrica 64
11.1.2 Custos de partida/parada de unidades térmicas 64
11.1.3 Custo de energia importada/exportada 65
11.2 Custo de déficit 65
11.3 Custo Futuro 66
11.4 Custos de violação de restrições 69
11.4.1 Hierarquização entre os custos de violação das restrições 69
11.5 Custos de Penalização para variáveis 69
11.5.1 Penalidades de vertimento / turbinamento 69

11.5.2 Penalidades de intercâmbio 70

12 RESTRIÇÕES OPERATIVAS SISTÊMICAS 71

12.1 Atendimento à demanda por submercado 71

12.2 Reserva de potência 72

12.2.1 Reserva de potência individual, por usina hidrelétrica ou térmica; 72

12.2.2 Reserva de potência por área de controle 72

12.3 Restrições elétricas especiais 73

12.4 Restrições de meta de geração térmica ou intercâmbio 73

13 RESTRIÇÕES OPERATIVAS DA REDE ELÉTRICA 75

13.1 Atendimento à demanda por barra 75

13.2 Atendimento à demanda por ilha elétrica 76

13.3 Restrições de limites de fluxo nas linhas 76

13.4 Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas (restrições de segurança estáticas) 77

13.5 Restrições de segurança elétrica ou restrições elétricas especiais dinâmicas por tabela 78

13.6 Restrições de segurança dinâmicas lineares por partes (LPP) 79

13.7 Restrições de reserva de potência para as inequações de fluxo 81

13.8 Rampa para variação nos fluxos dos circuitos 81

14 RESTRIÇÕES OPERATIVAS PARA AS USINAS HIDRELÉTRICAS 82

14.1 Retiradas de água para outros usos 82

14.2 Enchimento de volume morto 82

14.3 Restrições de controle de nível em seções de rio (ex: Régua 11) 83

14.4 Volumes de espera para controle de cheias 84

14.5 Restrições de vazão máxima no canal 85

14.6 Manutenção de unidades geradoras hidrelétricas 85

14.7 Manutenção de estações de bombeamento 85

14.8 Restrições operativas de Limite 85

14.9 Restrições operativas de Variação 86

PARTE V - ESTRATÉGIA DE SOLUÇãO 88

15 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA-MISTA (MILP) 89
15.1 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "0" 89
15.2 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "2" 90
15.3 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "3" 90
15.4 - Verificação de Inviabilidades 91
16 CÁLCULO DO CMO 92
16.1 Cálculo do custo marginal em cada barra (CMB) 92
16.2 Cálculo do custo marginal do submercado (CMO) 93

NOMENCLATURA

Dimensões

NAC: Número de áreas de controle para fins de reserva de potência;

NCI: número de contratos de importação definidos nos registros CI;

NCE: número de contratos de exportação definidos nos registros CE;

ncj_i: número de conjuntos de máquinas da usina hidrelétrica i;

NEB: número de estações de bombeamento;

NEOL: número de usinas eólicas no sistema;

NH: número de usinas hidrelétricas;

nh_i: número de unidades geradoras da usina hidrelétrica i;

$nmq_{i,j}$: número de máquinas no conjunto j da usina hidrelétrica i;

$NINT$: número de intercâmbios entre submercados;

NSOLAR: número de usinas solares no sistema;

NT: número de usinas térmicas;

nt_i: número de unidades geradoras da usina termoelétrica i;

$NTCC$: número de usinas térmicas a ciclo combinado;

NPQ: número de pequenas usinas, definidas nos registros PQ;

NS: número de submercados, definidos nos registros SIST;

T: número de períodos de tempo;

NRE: número de restrições elétricas especiais;

NSC: número de restrições de somatório de fluxos (restrições de segurança).

Conjuntos

ACH_i: conjunto de usinas hidrelétricas na área de controle i;

ACT_i: conjunto de usinas térmicas na área de controle i;

ACI_i: conjunto de intercâmbios que contribuem para a reserva na área de controle i;

Ch_i: conjunto de reservatórios de usinas que se conectam à usina i por meio de um canal;

Jeb_i: conjunto de estações elevatórias que tem a usina i como e jusante;

M_i: conjunto de usinas à montante da usina i;

M_{eb_i}: conjunto de estações elevatórias que possuem a usina i como montante;

M_{tv_i}: conjunto de usinas à montante da usina i com tempo de viagem da água até i;

M_{dv_i}: conjunto de usinas que desviam água para a usina i;

M_{sr_i}: conjunto de usinas à montante da seção de rio i;

Ω_{BCE_i}: conjunto de contratos de exportação conectados à barra i;

Ω_{BCI_i}: conjunto de contratos de importação conectados à barra i;

Ω_{BEB_i}: conjunto de usinas de bombeamento conectados à barra i;

Ω_{BEOL_k} : conjunto de usinas eólicas conectados à barra i;

Ω_{BH_i}: conjunto de usinas hidrelétricas conectados à barra i;

Ω_{BPQ_i}: conjunto de pequenas usinas conectados à barra i;

Ω_{BSOL_k} : conjunto de usinas solares conectados à barra i;

Ω_{BT_i}: conjunto de usinas térmicas conectados à barra i;

Ω_{CC_j}: conjunto de unidades geradoras térmicas (equivalentes) que pertencem à usina térmica a ciclo combinado i;

Ω_{IB_i}: conjunto de barras pertencentes à ilha elétrica i;

Ω_{ICE_i}: conjunto de contratos de exportação da ilha elétrica i;

Ω_{ICI_i}: conjunto de contratos de importação da ilha elétrica i;

Ω_{IEB_i}: conjunto de usinas de bombeamento da ilha elétrica i;

Ω_{IEOL_k} : conjunto de usinas eólicas da ilha elétrica i;

Ω_{IH_i}: conjunto de usinas hidrelétricas da ilha elétrica i;

Ω_{II_i} conjunto de submercados diretamente conectados à ilha elétrica i;

Ω_{IPQ_i}: conjunto de pequenas usinas da ilha elétrica i;

Ω_{SIOL_k} : conjunto de usinas solares da ilha elétrica i;

Ω_{IT_i}: conjunto de usinas térmicas da ilha elétrica i;

Ω_{SB_i}: conjunto de barras pertencentes ao submercado i;

Ω_{SCE_i}: conjunto de contratos de exportação do submercado i;

Ω_{SCI_i}: conjunto de contratos de importação do submercado i;

Ω_{SEB_i}: conjunto de usinas de bombeamento do submercado i;

Ω_{SEOL_k} : conjunto de usinas eólicas do submercado i;

Ω_{SH_i}: conjunto de usinas hidrelétricas do submercado i;

Ω_{SI_i}: conjunto de submercados diretamente conectados ao submercado i;

Ω_{SPQ_i}: conjunto de pequenas usinas do submercado i;

Ω_{SSOL_k} : conjunto de usinas solares do submercado i;

Ω_{ST_i}: conjunto de usinas térmicas do submercado i;

REH_i: conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes à restrição elétrica i;

RET_i: conjunto de usinas térmicas pertencentes à restrição elétrica i;

REI_i: conjunto de intercâmbios pertencentes à restrição elétrica i;

$RECI_i$: conjunto de contratos de importação pertencentes à restrição elétrica i;

$RECE_i$: conjunto de contratos de exportação pertencentes à restrição elétrica i;

SCB_i: conjunto de barras que pertencem à restrição de segurança i;

SCL_i: conjunto de linhas que pertencem à restrição de segurança i.

Dados e Parâmetros de entrada

$a_{ac_{j_i}}$: coeficiente de ordem j do polinômio área-cota da usina hidrelétrica i;

$a_{cv_{j_i}}$: coeficiente de ordem j do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica i;

Afl_i^t: restrição operativa de limite inferior de afluência, para a usina hidrelétrica i e período t;

Afl_i^t: restrição operativa de limite superior de afluência, para a usina hidrelétrica i e período t;

b_i: susceptância da linha i;

B: matriz de susceptância da rede elétrica;

β_{tdesc}: taxa de desconto utilizada pelo modelo DECOMP, utilizada para descontar o custo futuro;

$cdefc_{i,k}^t$: custo incremental de déficit para o submercado i, segmento k e período t;

$c_{ev_{i_j}}$: coeficiente de evaporação (mm/mês) no mês civil j, para a usina hidrelétrica i;

ce_i^t: preço de venda por unidade de energia, para o contrato de exportação i e período t;

ci_i^t: preço de compra por unidade de energia, para o contrato de importação i e período t;

ct_i^t: custo incremental (linear) de geração da unidade térmica i, no período t;

d_i^t demanda na barra i, no período t;

D_i^t demanda no submercado i, no período t;

Δ_t: duração de cada período t;

C_i^{cold}: custo fixo de partida da unidade térmica i (dado cadastral);

$Cons_{EB_i}$: consumo específico (MW/(m^3/s)) da estação de bombeamento i;

C_i^{shut}: custo fixo de parada da unidade térmica i (dado cadastral);

C_i^{shut}: custo fixo de parada da unidade térmica i (dado cadastral);

$Defl_i^t$: restrição operativa de limite inferior de defluência, para a usina hidrelétrica i e período t;

$Defl_i^t$: restrição operativa de limite superior de defluência, para a usina hidrelétrica i e período t;

$\overline{\Delta Afl^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a afluência à usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Afl^{-t}}$ variação máxima horária negativa para afluência à usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Defl^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a defluência à usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Defl^{-t}}$ variação máxima horária negativa para a defluência à usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta GH^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a geração da usina hidrelétrica i, no período t

$\overline{\Delta GH^{-t}}$ variação máxima horária negativa para a geração d da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta GT^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a geração da usina térmica i, no período t;

$\overline{\Delta GT^{-t}}$ variação máxima horária negativa para a geração d da usina térmica i, no período t;

$\overline{\Delta h^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a cota de montante da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta h^{-t}}$ variação máxima horária negativa para a cota de montante da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Q^{+t}}$: variação máxima horária positiva para o turbinamento da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Q^{-t}}$ variação máxima horária negativa para o turbinamento da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta Q^{+t}}$: variação máxima horária positiva para a vazão bombeada da estação de bombeamento i, no período t;

$\overline{\Delta Q^{-t}}$ variação máxima horária negativa para a vazão bombeada da estação de bombeamento$i$; no período t;

$\overline{\Delta S^{+t}}$: variação máxima horária positiva para o vertimento da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta S^{-t}}$ variação máxima horária negativa para o vertimento da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta V^{+t}}$: variação máxima horária positiva para o volume da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta V^{-t}}$ variação máxima horária negativa para o volume da usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{\Delta h_{SR_i}^{h}}$: variação máxima horária no nível da seção de rio i;

$\overline{\Delta h_{SR_i}^{d}}$: variação máxima diária no nível da seção de rio i;

$\overline{\Delta SC_i^t}$: rampa máxima de acréscimo no valor da restrição de segurança i, para o período t;

$\underline{\Delta SC_i^t}$: rampa máxima de decréscimo no valor da restrição de segurança i, para o período t;

$\underline{Eci_i^t}$: limite inferior de energia comprada para o contrato de importação i, no período t;

$\overline{Eci_i^t}$: limite superior de energia comprada para o contrato de importação i, no período t;

$\underline{Ece_i^t}$: limite inferior de energia vendida para o contrato de exportação i, no período t;

$\overline{Ece_i^t}$: limite superior de energia vendida para o contrato de exportação i, no período t;

fr_i: índice da barra de origem da linha i;

g_i: condutância da linha i;

$G_{eol_i}^t$: geração da usina eólica i, no período t;

$\overline{gh_{ij}}$: geração máxima da j-ésima unidade geradora da usina hidrelétrica i;

$\overline{GH_i^t}$: geração máxima da usina hidrelétrica i, calculada em função da capacidade e disponibilidade de suas unidades geradoras;

$GH_{inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de geração para a usina hidrelétrica i no período t;

$GH_{sup_i}^t$: restrição operativa de limite superior de geração para a usina hidrelétrica i no período t;

$G_{PQ_i}^t$: geração da pequena usina i, no período t;

$G_{solar_i}^t$: geração da usina solara i, no período t;

$\underline{gt_i}$: geração mínima (uma vez acionada) da unidade térmica i;

$\overline{gt_i}$: geração máxima de cadastro da unidade térmica i;

$\overline{GT_i^t}$: geração máxima da usina térmica i, calculada em função da capacidade e disponibilidade de suas unidades geradoras;

$GT_{inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de geração para a usina térmica i no período t;

$GT_{sup_i}^t$: restrição operativa de limite superior de geração para a usina térmica i no período t;

$h_{inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de cota de montante, para a usina hidrelétrica i, no período t;

$h_{sup_i}^{t}$: restrição operativa de limite superior de cota de montante, para a usina hidrelétrica i, no período t;

h_{perdas_i}: perdas na altura de queda da usina hidrelétrica i, quando dada em metros;

I_i^t: vazão natural afluente incremental à usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{Int_{IJ}^{t}}$: capacidade de intercâmbio do submercado i para o submercado j, no período t;

J_{EB_i}: índice da usina hidrelétrica à jusante da estação elevatória i;

$\kappa_{MSR_i}^{j}$: fator da defluência da usina hidrelétrica imediatamente à montante j na vazão da seção de rio i;

k_{perdas_i}: perdas na altura de queda da usina hidrelétrica i, quando dada por um fator, em p.u., da altura de queda bruta;

κ_{RE,H_i}^{j},: coeficiente associado à usina hidrelétrica j na restrição elétrica i;

κ_{RE,T_i}^{j},: coeficiente associado à usina térmica j na restrição elétrica i;

κ_{RE,I_i}^{j},: coeficiente associado ao intercâmbio j na restrição elétrica i;

κ_{RE,CI_i}^{j},: coeficiente associado ao contrato de importação j na restrição elétrica i;

κ_{RE,CE_i}^{j},: coeficiente associado ao contrato de exportação j na restrição elétrica i;

$\kappa_{SCB_i}^{b}$: coeficiente associado à barra b na restrição de segurança i;

$\kappa_{SCL_i}^{l}$: coeficiente associado à linha l na restrição de segurança i;

$\kappa_{SCLPP0_i}^{k}$: termo independente do k-ésimo corte da restrição de segurança linear por partes i;

$\kappa_{SCLPPP_i}^{k}$: termo associado ao parâmetro controlador do k-ésimo corte da restrição de segurança linear por partes i;

M_{EB_i}: índice da usina hidrelétrica à montante da estação elevatória i;

$META_{T_i}$: meta semanal de geração média definida para a usina térmica i;

$META_{S_i}$: meta semanal de recebimento definida para o submercado i;

ndc_i^t: número de segmentos da curva linear por partes de custo de déficit para o submercado i e período t;

NDn_i: número de passos da trajetória de desligamento da unidade térmica i;

NUp_i: número de passos da trajetória de acionamento da unidade térmica i;

$\overline{q_{ij}}$: turbinamento máximo da j-ésima unidade geradora da usina hidrelétrica i;

$\overline{Q_i}$: turbinamento máximo da usina hidrelétrica i, calculado em função do turbinamento máximo de suas unidades geradoras;

$Q_{inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de turbinamento, para a usina hidrelétrica i, no período t;

$Q_{sup_i}^t$: restrição operativa de limite superior de turbinamento, para a usina hidrelétrica i, no período t;

$\overline{Q_{b_i}}$: vazão máxima que pode ser bombeada pela estação de bombeamento i;

$Q_{b\,inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de turbinamento, para a estação de bombeamento i, no período t;

$Q_{b\,sup_i}^t$: restrição operativa de limite superior de bombeamento, para a estação de bombeamento i, no período t;

RAC_i^t: reserva de potência para a área de controle i, no período t;

RDn_i: rampa máxima para decréscimo de geração da unidade geradora térmica i;

$\underline{RE_k^t}$: limite inferior da restrição elétrica k, no período t;

$\overline{RE_k^t}$: limite superior da restrição elétrica k, no período t;

RH_i^t: reserva de potência para a usina hidrelétrica i, no período t;

RH_i^t: reserva de potência para a usina hidrelétrica i, no período t;

RPE_i^t: reserva de potência elétrica estabelecida para a restrição de segurança i, no período t;

RT_i^t: reserva de potência para a usina térmica i, no período t;

$RTrans_i$: rampa de transição entre quaisquer unidades equivalentes da usina térmica a ciclo combinado i;

RUp_i: rampa máxima para acréscimo de geração da unidade geradora térmica i;

$S_{inf_i}^t$: restrição operativa de limite inferior de vertimento, para a usina hidrelétrica i, no período t;

$S_{sup_i}^{t}$: restrição operativa de limite superior de vertimento, para a usina hidrelétrica i, no período t;

$\underline{SC_i^t}$: limite inferior da restrição de segurança i, no período t;

$\overline{SC_i^t}$: limite superior da restrição de segurança i, no período t;

$sfr(i)$: subsistema de origem do intercâmbio i;

$sto(i)$: subsistema de destino do intercâmbio i;

to_i: índice da barra de destino da linha i;

τ_{ij}: tempo de viagem da usina i até a usina j imediatamente à jusante;

$\tau_{ij_{min}}$: tempo de viagem mínimo entre as usinas i e j, na modelagem de tempo de viagem por curva de propagação;

$\tau_{ij_{max}}$: tempo de viagem máximo entre as usinas i e j, na modelagem de tempo de viagem por curva de propagação;

$Toff_i$: tempo mínimo que a unidade geradora térmica i deve permanecer inativa, sempre que for desligada;

Ton_i: tempo mínimo que a unidade geradora térmica i deve permanecer ligada, sempre que for acionada;

$TrDn_i^k$: valor de geração no k-ésimo passo da trajetória de desligamento da unidade geradora térmica i;

$TrUp_i^k$: valor de geração no k-ésimo passo da trajetória de acionamento da unidade geradora térmica i;

$\underline{V_i}$: volume mínimo da usina hidrelétrica i;

$\overline{V_i}$: volume máximo da usina hidrelétrica i;

$Vsol_{dv_i}$: volume associado à soleira de desvio da usina hidrelétrica i (quando aplicável);

$Vsol_{vt_i}$: volume associado à soleira do vertedouro da usina hidrelétrica i;

$V_{VE_i}^{t}$: volume de espera para o reservatório da usina hidrelétrica i, no período t;

x_i: reatância da linha i.

Funções e parâmetros calculados pelo modelo

A_{rv}: área do espelho d'água de um reservatório;

$f_{evap_i}(.)$: evaporação da usina hidrelétrica j, calculada para o mês associado ao período em questão;

$\gamma_{0_i}^{k}$: termo independente para o k-ésimo corte da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) da usina i;

$\gamma_{\mathrm{V}_i}^{k}$: termo referente ao volume armazenado V para o k -ésimo corte da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) da usina i;

$\gamma_{Q_i}^{k}$: termo referente ao turbinamento Q para o k-ésimo corte da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) da usina i;

$\gamma_{S_i}^{k}$: termo referente ao turbinamento Q para o k-ésimo corte da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) da usina i;

h_{mon}: cota de montante da usina hidrelétrica;

h_{jus}: cota de jusante da usina hidrelétrica;

$\kappa_{B_i}^{j}$: fator de participação da barra i no fluxo da linha j;

k_{evap_i}: coeficiente do modelo linear para evaporação da usina i;

$\kappa_{SR0_i}^{h}$: termo independente da regressão que relaciona a vazão na seção de rio i com a variação máxima de vazão nessa seção de forma a não ultrapassar a variação máxima de nível horária $\overline{\Delta h_{SR_i}^{h}}$;

$\kappa_{SR1_i}^{h}$: termo linear da regressão que relaciona a vazão na seção de rio i com a variação máxima de vazão nessa seção de forma a não ultrapassar a variação máxima de nível horária $\overline{\Delta h_{SR_i}^{h}}$;

$\kappa_{SR0_i}^{d}$: termo independente da regressão que relaciona a vazão na seção de rio i com a variação máxima de vazão nessa seção de forma a não ultrapassar a variação máxima de nível horária $\overline{\Delta h_{SR_i}^{d}}$;

$\kappa_{SR1_i}^{d}$: termo linear da regressão que relaciona a vazão na seção de rio i com a variação máxima de vazão nessa seção de forma a não ultrapassar a variação máxima de nível horária $\overline{\Delta h_{SR_i}^{d}}$;

$\kappa_{tv_{ji}}^{\tau}$: parcela (em p.u.) da vazão defluida da usina de i no período t que chega na usina j no período $t+\tau$;

$NCUT_{FCF}$: número de cortes da função de custo futuro;

NFP_i: número de cortes para a função de produção da usina hidrelétrica i;

$\pi_{FCF,0}{}^{k}$: termo independente do k −ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP;

$\pi_{FCF,\mathrm{V_i}}^{k}$: termo referente ao volume armazenado da usina hidrelétrica i, para o k −ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP;

$\overline{Q_{ch_{ij}}}(.,.)$: função, dada por uma tabela, que relaciona a vazão máxima permitida para o canal que une os reservatórios i e j, em função de seus volumes V_i^t e V_j^t;

V_{ref,ev_i}: vazão de referência para usina i, para fins de cálculo da evaporação;

V_{util}: volume útil do reservatório;

ς^t: fator de conversão de vazão (m3/s) para volume (hm3) para o período t (= 0,0036 × Δ_t).

Variáveis de decisão e resultados do modelo

α_{FCF}: valor esperado do custo futuro (após o período T), em função do vetor $\{V_i^T, \mathrm{i} = 1, \dots, NH\}$ de armazenamentos nos reservatórios ao final do horizonte de estudo;

CMB_i^t: custo marginal da barra i, no período t;

cst_i^t: custo de mudança de estado (ligar ou desligar) da unidade térmica i, no período de tempo t;

$Defc_{i,k}^t$: déficit de energia no segmento k da curva de déficit, para o submercado i e período t;

$\Delta META_{S,inf}{}_i$: desvio para baixo no atendimento à meta de recebimento semanal de energia para o submercado i;

$\Delta META_{S,sup}{}_i$: desvio para cima no atendimento à meta de recebimento semanal de energia para o submercado i;

$\Delta META_{T,inf}{}_i$: desvio para baixo no atendimento à meta de geração média semanal para a usina térmica i;

$\Delta META_{T,sup}{}_i$: desvio para cima no atendimento à meta de geração média semanal para a usina térmica i;

Eb_i^t: energia consumida pela i -ésima estação de bombeamento, no período t;

Ece_i^t: energia vendida no contrato de exportação i, no período t;

Eci_i^t: energia comprada no contrato de importação i, no período t;

f_i^t: fluxo de potência na linha i, no período t;

gh_i^t: geração da unidade hidrelétrica i, no período t;

gt_i^t: geração da unidade térmica i, no período t;

GH_i^t: geração da usina hidrelétrica i, no período t;

Int_{ij}^t: intercâmbio entre os submercados i e j, no período t;

l_i^t: perdas de fluxo na linha i, no período t;

Q_i^t: turbinamento da usina hidrelétrica i, no período t;

Qb_i^t: vazão bombeada pela i -ésima estação de bombeamento, no período t;

Qch_{ij}^t: vazão no canal da usina hidrelétrica i para a usina hidrelétrica j, no período t (valores negativos indicam fluxo no sentido oposto);

Qdv_i^t: vazão desviada pela i -ésima estação de bombeamento, no período t;

${Q_{SR}}_i^t$: vazão na seção de rio i, no período t;

${Q_{ev}}_i^t$: vazão evaporada na usina hidrelétrica i, no período t;

${\pi_D}_i^t$: variável dual associada à equação de atendimento à demanda do submercado i, no período t;

${\pi_{SC}}_i^t$: variável dual associada à restrição de segurança i, no período t;

θ_i^t: ângulo de tensão da barra i, no período t;

R_i^T: água retida na calha do rio imediatamente à montante da usina hidrelétrica i, ao final do horizonte de estudo;

SC_i^t: valor obtido para a restrição de segurança linear por partes i, no período t;

$\overline{{SC_{LPP}}_i^t}$ limite da restrição de segurança linear por partes i, no período t, obtido com base no valor do parâmetro ${VP_{SCLPP}}_i^t$;

S_i^t: vertimento da usina hidrelétrica i, no período t;

u_i^t: status (0: desligada; 1: ligada) para a unidade térmica i, no período t;

V_i^t: volume armazenado da usina hidrelétrica i, ao final do período t;

$VP_{SCLPP}{}_i^t$: valor do parâmetro controlador da restrição de segurança linear por partes i, no período t;

$\hat{y}_i^t$: variável contínua de mudança de estado, indicativa de acionamento;

$\check{y}_i^t$: variável contínua de mudança de estado, indicativa de desligamento;

Z: função objetivo do problema de otimização da programação diária da operação.

PARTE I – INTRODUÇÃO

1 O MODELO DESSEM

O programa DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) desde 1998 [1], que tem como principal objetivo determinar a programação diária da operação de 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. O modelo vem sendo 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 de energia horário para o dia seguinte [2]. 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 [9] e a operação das usinas térmicas a ciclo combinado [10]. A variação da produtividade das usinas hidrelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes [11] e representa-se de forma acurada o balanço de água nos reservatórios e o fluxo de água ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação [12]. Usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios também são consideradas pelo modelo, além de fontes intermitentes (geração eólica e solar) e unidades de armazenamento de energia (baterias). A Figura 1.1 ilustra a representação dos diversos componentes do sistema no modelo DESSEM.

Desde sua primeira versão, em Fevereiro de 1999, o modelo tem passado por diversos aprimoramentos, com a incorporação de uma vasta gama de restrições e funcionalidades, incluindo-se: restrições sistêmicas (balanço de demanda, 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 (vazões mínimas, volumes de espera, limites inferior e superior para vazão turbinada, vertida, armazenada, geração, além de limites de rampa de variação horária para todas essas variáveis), restrições para as usinas térmicas (tempos mínimos ligada e desligada, restrições de rampa, custos de partida e parada), além de todas as restrições 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.

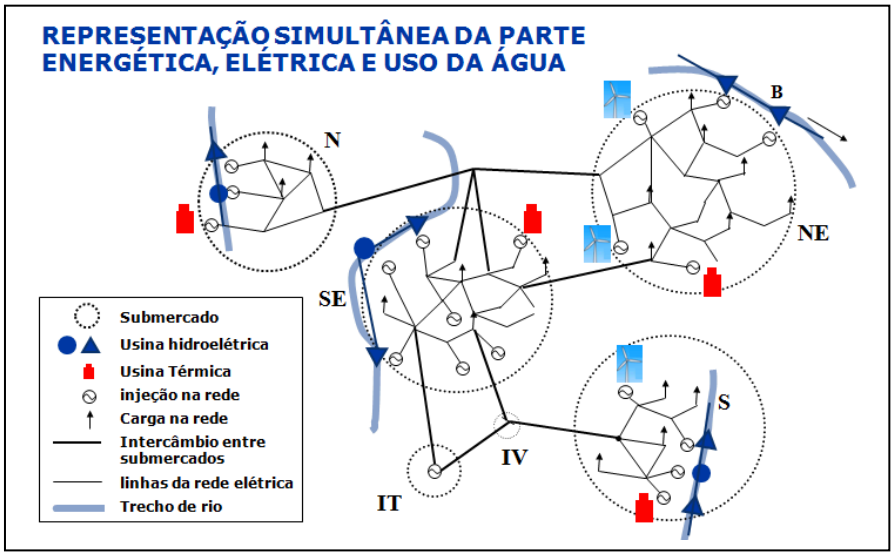


Figura 1.1 – Representação conjunta da rede elétrica, usinas geradoras (hidrelétricas, termoelétricas, fontes intermitentes), e trechos de rio no modelo DESSEM.

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 [6], [13], [14]. 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 [15], [16]. Pelo fato de resolver um problema de otimização inteiro-misto, essa versão requer uma licença de uso do pacote de otimização CPLEX, que deve ser adquirida diretamente por um representante da IBM, fabricante do *software*.

Os principais resultados do modelo DESSEM são:

- o despacho de cada unidade geradora por meia-hora no dia seguinte, com ou sem rede elétrica;
- os custos marginais de energia em base de meia hora, por barra ou submercado, que são utilizados como base para formação do preço horário;
- a operação horária dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária;
- os 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 [17], e um programa de conversão de dados (DECODESS) [18] entre os modelos DECOMP e DESSEM.

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

- Manual de Metodologia 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

Para questões mais específicas, entre em contato com a Equipe DESSEM pelo endereço dessem@cepel.br e, para informações de caráter mais geral sobre os modelos energéticos do CEPEL, pelo endereço dea@cepel.br.

Os manuais e relatórios do modelo DESSEM e de outros modelos da cadeia de otimização energética desenvolvidos pelo CEPEL podem ser acessados pelo endereço: DocumentacaoModelos_SiteCEPEL.

1.1 Problema de programação diária da operação

O problema de programação diária da operação está fortemente relacionado a dois problemas clássicos da literatura: o de despacho econômico e o de *Unit Commitment Térmico*. Descrições conceituais desses tipos de problemas podem ser encontradas em [20]-[22] e revisões bibliográficas sobre trabalhos relacionados ao assunto são apresentadas em [23]-[29].

Para um sistema hidrotérmico, em particular, o problema de PDO consiste em determinar o despacho horário de geração das usinas hidrelétricas, termoelétricas1 e outras fontes de energia para o dia seguinte, atendendo à demanda de energia elétrica ao longo do dia, às restrições operativas das usinas e às restrições elétricas do sistema. A Figura 1.2 ilustra o problema de PDO.

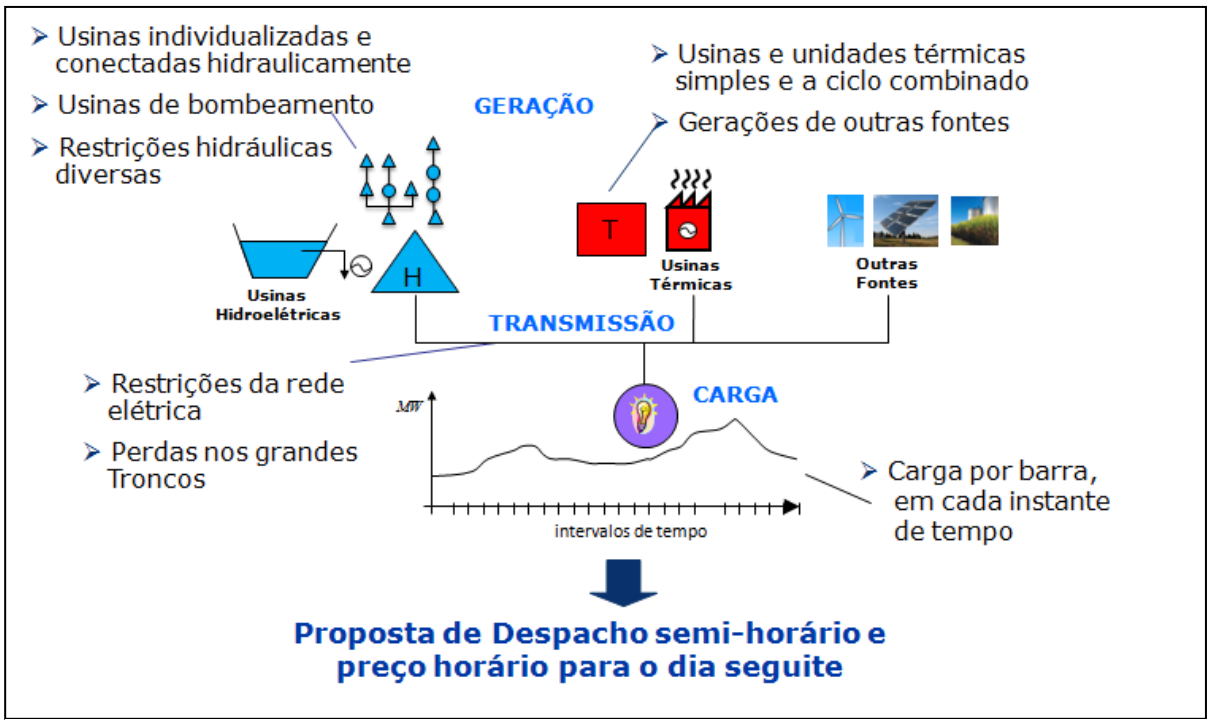


Figura 1.2 - Representação esquemática do problema de programação diária da operação (PDO).

A geração horária das usinas deve ser determinada de forma coordenada, pelos seguintes aspectos:

- existência de interligação elétrica entre as diferentes fontes de geração;

[1] É comum no setor elétrico denominar estas usinas também por "térmicas". Assim, "termoelétrico" e "térmico" são conceitos equivalentes neste texto, bem como os termos "hidrotérmico" ou "hidrotermoelétrico".

- presença de diversas usinas hidrelétricas dispostas em "cascata" ao longo de um mesmo rio;
- dependência entre as decisões de operação atual e futura, devido ao balanço de água dos reservatórios ao longo do tempo, especialmente quando se considera o tempo de viagem, e restrições temporais no *Unit Commitment Térmico* das unidades termoelétricas

Estes aspectos introduzem no problema de PDO acoplamentos chamados "espaciais" e "temporais". Pode haver ainda um grande número de restrições operativas para os reservatórios, para as usinas hidrelétricas e para as usinas térmicas, algumas das quais requerem uma formulação não linear e com variáveis inteiras. Tudo isto torna a programação diária da operação uma tarefa complexa, principalmente em um sistema de grande porte como o brasileiro.

Um aspecto fundamental do problema de PDO refere-se à consideração detalhada da rede de transmissão, a fim de que se determine uma operação mais realista em relação à obtida quando se consideram apenas os intercâmbios entre as diferentes áreas do sistema. Em virtude da dificuldade de se considerar a modelagem AC em um problema que já inclui de forma detalhada múltiplas restrições operativas para as usinas hidrelétricas e térmicas, uma boa aproximação pode ser obtida utilizando-se uma modelagem linear da rede elétrica[2], considerando os limites de fluxos nos circuitos e as perdas na transmissão [30].

Mais recentemente, o aumento na penetração de fontes intermitentes de energia, principalmente a geração eólica, trouxe um novo paradigma para o problema de PDO, visto que a incerteza na geração horária dessas fontes para os próximos dias é muito grande quando comparada a outros aspectos do problema, inclusive a afluência às usinas hidrelétricas. Desta forma, esse problema passa a ser essencialmente estocástico, porém com uma abordagem diferente à usualmente tratada no planejamento de médio e longo prazos, já que a alocação das unidades (Unit Commitment Térmico) deve ser decidida de forma a se adequar aos inúmeros cenários possíveis de geração dessas fontes. Isto tem motivado a aplicação, além de técnicas de otimização estocástica [31], também de técnicas de otimização robusta [32]. No caso do Brasil, a penetração da geração eólica em 2021 é um pouco maior do que 10%, o que ainda permite o uso de modelos determinísticos, porém com ajustes adequados nos dados das restrições de reserva de geração e limites de intercâmbio, para acomodar possíveis variações na geração dessas fontes, principalmente pelo fato de se concentrarem em um único submercado (Nordeste). É possível realizar simulações com o modelo DESSEM para determinado dia utilizando diversos cenários de previsão de geração eólica, que podem ser gerados, por exemplo, com o modelo VENTOS desenvolvido pelo CEPEL [33].

A fim de garantir as necessidades presentes e futuras de energia do sistema elétrico, a PDO deve estar associada ao planejamento de mais longo prazo da operação [34], compondo o que se chama na literatura de "problema de coordenação hidrotérmica", descrito sucintamente a seguir

1.2 Planejamento da operação hidrotérmica

O planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional (SIN) é conduzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que planeja a operação mensal e semanal do sistema.

[2] Esta modelagem também é denominada neste texto e na literatura em geral como modelagem DC.

O objetivo principal desse planejamento é determinar, a partir de dados conhecidos de expansão de geração e de crescimento da demanda, uma política ótima de operação, que consiste na valoração da água nos reservatórios e na determinação de metas de geração para cada usina hidrelétrica e termoelétrica ao longo do tempo, de forma a atender a carga segundo determinado critério.

Outro objetivo relacionado ao planejamento é fornecer preços para o mercado de curto prazo de energia, que estão relacionados aos custos marginais de operação [35]. Isto é realizado, na prática, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que utiliza em última instância o modelo DECOMP para obter o preço semanal de energia em cada submercado (vide seção 3.1), por patamar de carga, com decks de dados semelhantes aos utilizados pelo ONS, porém removendo algumas restrições internas às operações dos submercados.

O volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, pois depende basicamente das chuvas que irão ocorrer no futuro. Além disso, a disponibilidade de energia hidrelétrica é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma relação entre uma decisão de operação em uma determinada etapa e as consequências futuras desta decisão. Por exemplo, se decidirmos utilizar as provisões de energia hidrelétrica para atender o mercado hoje e no futuro ocorrer uma seca, pode vir a ser necessário utilizar geração termoelétrica de custo elevado ou, mesmo, interromper o fornecimento de energia. Por outro lado, se optarmos por fazer uso mais intensivo de geração termoelétrica, conservando elevados os níveis dos reservatórios e ocorrerem vazões altas no futuro, poderá haver vertimento no sistema, o que representa um desperdício de energia e, em consequência, um aumento desnecessário no custo de operação. Essa situação está ilustrada na Figura 1.3, que expressa o clássico “dilema do decisor” na literatura de planejamento hidrotérmico.

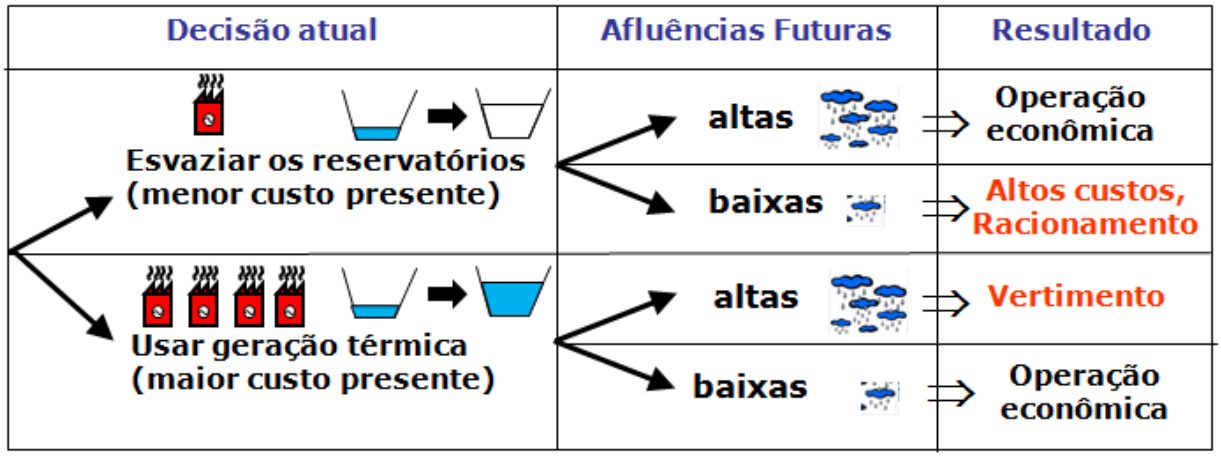


Figura 1.3 - “Dilema do decisor” para o problema de planejamento hidrotérmico.

A determinação da política ótima de operação de um sistema hidrotérmico é um problema complexo e de grande porte, pelas seguintes características, algumas comuns ao problema de PDO:

- **acoplamento espacial**, devido à existência de múltiplos reservatórios em cascata ao longo dos rios, e pelo fato das gerações hidrelétricas e termoelétricas serem coordenadas para atender a uma demanda comum;

- **acoplamento temporal**, requerendo uma otimização multiperíodo, pois a disponibilidade de água nos reservatórios no futuro depende do uso da água em períodos anteriores. Há ainda acoplamentos temporais adicionais no curto prazo devido ao tempo de viagem da água entre usinas consecutivas em uma cascata;
- **incerteza** nos dados (estocasticidade) do problema, devido principalmente à impossibilidade de se prever com exatidão as afluências futuras às usinas hidrelétricas;
- ser um problema **não linear,** devido por exemplo à variação da produtividade das usinas hidrelétricas com a altura de queda no reservatório;
- é um problema de **grande porte**: o sistema hidrotérmico brasileiro apresenta atualmente cerca de 160 usinas hidrelétricas e 140 usinas termoelétricas despachadas de forma centralizada[3] e interligadas tanto hidráulica como eletricamente. Além disso, a operação deve ser planejada considerando-se um horizonte temporal longo (10 anos), uma vez que muitos reservatórios são de regularização plurianual[4]. Finalmente, o número de restrições elétricas, hidrelétricas e térmicas que devem ser consideradas pode ser muito grande.

Portanto, o planejamento da operação hidrotérmica é uma tarefa muito complexa. Devido às dificuldades de se considerar de forma simultânea o planejamento e a programação da operação em um só problema[5], decompõe-se o problema de planejamento nos níveis de longo, médio e curto prazos. Em cada etapa, são utilizados modelos com diferentes graus de detalhe para representação do sistema e consideração de incertezas, além de horizontes de estudo e discretizações temporais distintos, como será descrito no capítulo 3.

1.2.1 Critérios para o Planejamento

Os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente antagônicos: a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, essa política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto significa utilizar mais geração termoelétrica e, portanto, aumentar os custos de operação. No planejamento a médio e longo prazos, o equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do custo do déficit, cuja determinação é muito complexa.

Uma série de critérios podem ser adotados no planejamento da operação. Até 2013, o critério para a otimização era a minimização do custo de operação, considerando como critério de segurança curvas de aversão a risco no modelo NEWAVE. A partir do segundo semestre de 2013 incorporou-se, nos modelos NEWAVE e DECOMP, uma medida de risco denominada *Conditional Value-at-Risk* (CVaR),

[3] Segundo dados do Programa Mensal da Operação, realizado pelo ONS em março de 2019.

[4] Um reservatório de regularização plurianual leva alguns anos para esvaziar ou encher completamente, como por exemplo a usina de Furnas, na bacia do Rio Grande.

[5] Modelos que consideram o planejamento e programação da operação em um só problema adotam várias aproximações em termos de modelagem, otimalidade e acurácia da solução, que não são adequadas para sistemas reais de grande porte como o brasileiro.

que visa proteger o sistema dos cenários mais críticos e que passou a ser considerada em conjunto com o valor esperado do custo de operação como critério para otimização do sistema [36]. Ressalta-se que outros critérios podem estar presentes, como o ambiental ou de outros usos da água, que muitas vezes se torna prioritário pela adição, em todas as etapas do planejamento, de uma série de restrições operativas para os reservatórios e as usinas, como vazão mínima e retiradas compulsórias de água.

1.2.2 Custo de Operação

O custo de operação é composto das seguintes parcelas: (i) custos variáveis de geração das usinas térmicas, conhecido como "CVU" (custo variável unitário), que depende de suas características operativas e do combustível utilizado; (ii) custos de corte de carga, que representa uma estimativa para as perdas econômicas causadas por um eventual decréscimo no suprimento de energia; (iii) e custo (receita) referente à importação (exportação) de energia de sistemas externos, em função do volume de energia comprado (vendido) e do preço de compra (venda) unitário de energia.

1.2.3 Valor da água

A água utilizada pelos reservatórios tem em princípio custo zero, já que ela é provida naturalmente com as afluências pluviais. No entanto, não é possível atender continuamente os sistemas hidrotérmicos somente com geração hidrelétrica, pela sua forte dependência das condições hidrológicas (sujeitas a incertezas), e pela capacidade limitada de armazenamento dos reservatórios. Assim, as estratégias usualmente adotadas para realizar o planejamento levam ao estabelecimento do chamado **valor da água**, que quantifica o benefício incremental da água no sistema ou individualmente nos reservatórios, ao longo do tempo a fim de evitar déficits de energia futuros. Este valor da energia hidrelétrica é medido em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados e não diretamente como uma função apenas do estado da usina. Este valor se calcula como uma etapa do processo de determinação da política ótima.

Com esse conceito, pode-se entender uma usina hidrelétrica como sendo uma térmica cujo “custo marginal de geração” (CMG) é variável, em função do valor da água ($/hm^3), que depende do nível do reservatório, e da produtividade da usina (hm^3/MWh), que depende do seu ponto de operação e também do nível do reservatório. O despacho do sistema é determinado comparando-se então os custos incrementais de geração nas usinas térmicas com os custos de deplecionamento dos reservatórios, devido às gerações nas usinas hidrelétricas. Entretanto, é importante observar que este valor não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema.

Em resumo, para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando de forma conjunta a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo de operação total. Se a política ótima hidrotérmica de cada empresa for calculada de maneira isolada, os intercâmbios de energia posteriores, mesmo baseados nos valores da água de cada empresa, não resultam na operação mais econômica possível.

1.3 Objetivo e Aplicações do DESSEM

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.
- **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 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 número de violações às restrições do problema (inviabilidades). Isto é possível porque a violação de qualquer restrição é severamente penalizada na função objetivo, em uma ordem de grandeza muito maior do que os custos de geração termoelétrica e déficit de energia (penalização *hard*).

PARTE II - REPRESENTAÇÃO TEMPORAL

2 HORIZONTE DE ESTUDO E DISCRETIZAÇÃO TEMPORAL

A representação temporal consiste na definição do horizonte de tempo a ser considerado e a discretização temporal (duração dos períodos) para os quais estarão associadas as decisões a serem determinadas pelo modelo. Para o modelo, o horizonte de estudo é de até 14 dias, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, 1 hora ou em patamares cronológicos de duração variável. Cada intervalo (instante) de tempo na discretização será tratado neste documento pelo termo "período".

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:

- **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;
- um **horizonte estendido**, que corresponde aos demais dias da semana até se atingir o final de uma sexta feira, onde se obtém uma função de custo futuro (FCF) do modelo DECOMP. Neste horizonte, pode-se adotar períodos de tempo de maior duração, para diminuir o esforço computacional na resolução do problema.

A Figura 2.1 ilustra a representação temporal do modelo DESSEM e o acoplamento com o planejamento da operação ao final do seu horizonte de estudo, que será descrito com mais detalhes no capítulo 3.

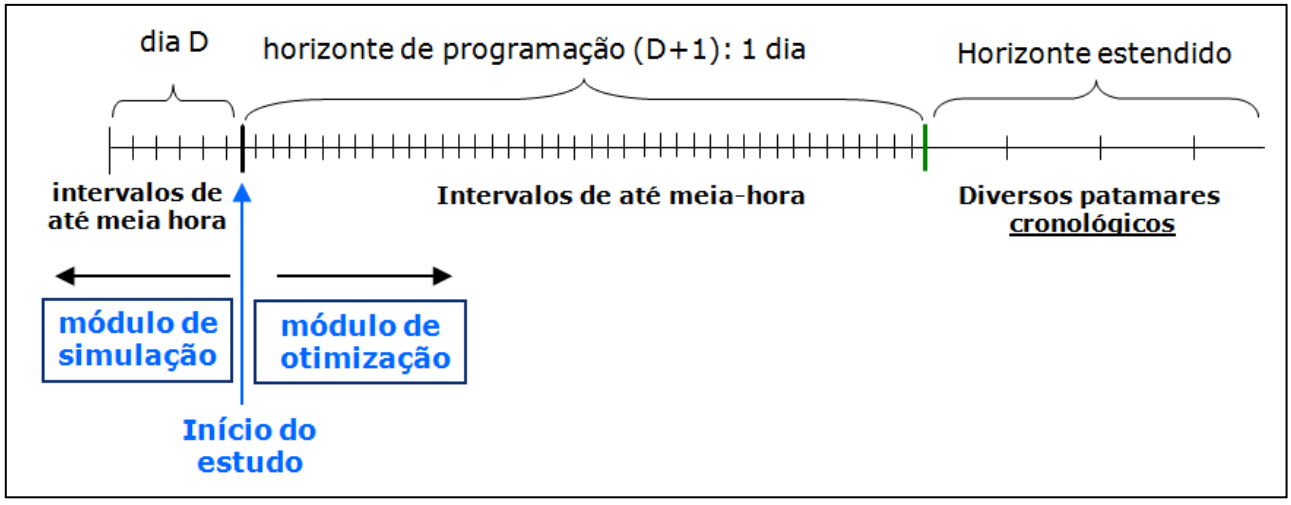


Figura 2.1 – Horizonte de estudo, discretização temporal e acoplamento do modelo DESSEM com o planejamento de curto prazo: FCF e metas semanais de geração térmica ou intercâmbio.

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.

Nessa figura, percebe-se que, antes do horizonte de estudo do DESSEM, há um módulo de simulação denominado SIMHIDR, cujo objetivo é apenas fazer a simulação hidráulica no dia corrente, com base no despacho já determinado previamente, a fim de obter as condições de contorno (volumes iniciais nos reservatórios e defluências das usinas de montante com tempo de viagem para jusante) para o início do período de programação. A descrição metodológica deste módulo é apresentada em [17].

2.1 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 2.2.

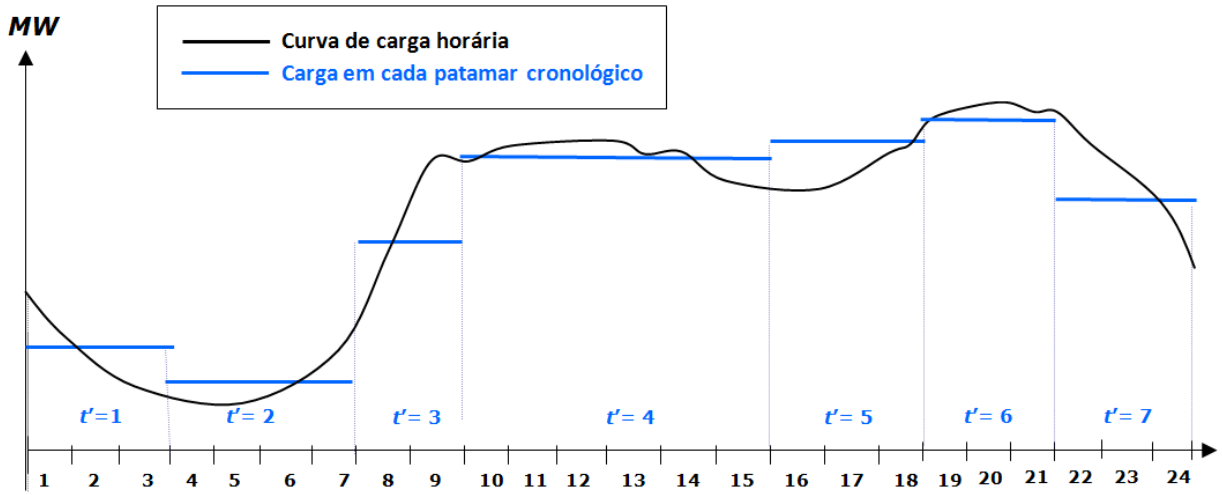


Figura 2.2 - Representação temporal por patamares cronológicos no horizonte estendido do DESSEM.

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.

2.2 Horário de verão

O horário de verão é um detalhe da operação do sistema, cuja modelagem se torna 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.

2.3 Ano Bissexto

A identificação de ano bissexto é feita automaticamente pelo modelo, 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.

2.4 Representação de cenários

Atualmente, o modelo DESSEM considera um problema de otimização determinístico, ou seja, a programação é determinada a partir do valor esperado (previsão) das variáveis aleatórias (incertezas) existentes no problema. Em particular, considera-se a previsão de vazões afluentes às usinas hidrelétricas para os próximos dias, que pode ser obtida com os modelos PREVIVAZ ou PREVIVAZH [37], [38], além de uma previsão da geração eólica, que pode ser obtida de forma probabilística com o modelo VENTOS desenvolvido pelo CEPEL [33]. Ressalta-se que, nos processos oficiais do ONS, têm sido utilizados para esses fins, além do modelo PREVIVAZ, modelos SMAP e de previsão eólica desenvolvidos pelo ONS.

Ainda que o problema considerado seja determinístico, é possível fazer diversas simulações em série com o modelo DESSEM, para diversos cenários de vazões e geração eólica. As pesquisas para introdução da incerteza explicitamente no modelo DESSEM estão em curso no momento.

3 ACOPLAMENTO COM O PLANEJAMENTO A CURTO/MÉDIO PRAZOS

Como o horizonte de estudo do DESSEM é muito curto, é necessário que o modelo se ajuste à maneira como é feito o planejamento de curto, médio e longo prazos, que em geral é feito em etapas, como descrito a seguir.

3.1 Etapas de planejamento da Operação no Brasil

No Brasil, a divisão do planejamento da operação em etapas tem sido realizada desde o início da década de 2000 com o auxílio de uma cadeia de modelos computacionais desenvolvida pelo CEPEL [39], que são resolvidos em sequência, de maneira integrada, como mostra a Figura 3.1, que indica as principais características de cada modelo. Ressalta-se que, a partir de 2003, o ONS denominou as etapas de longo, médio e curto prazo do planejamento da operação, respectivamente, de etapas de médio prazo, curto prazo e de programação diária. O termo "longo prazo" ficou reservado ao problema de expansão, com horizonte temporal igual ou superior a 10 anos.

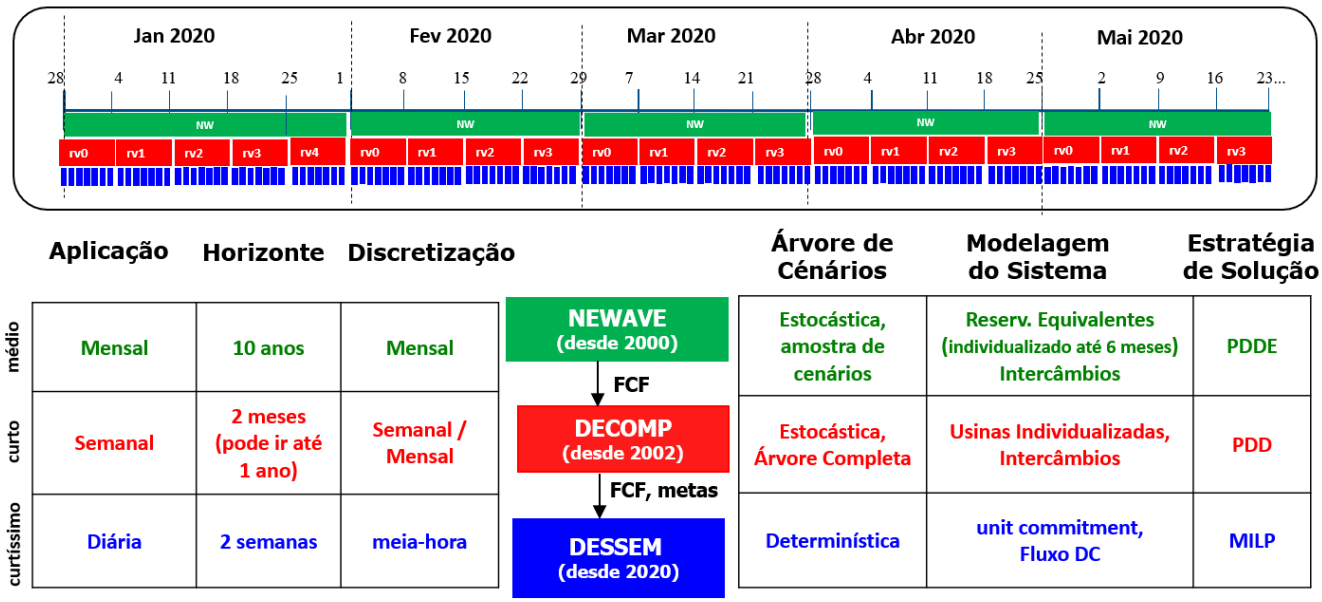


Figura 3.1 - Processo de planejamento da operação e estabelecimento do preço no mercado de curto prazo para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) utilizando os modelos desenvolvidos pelo CEPEL. O modelo DESSEM está previsto para ser utilizado a partir de janeiro de 2020, para se obter, para o dia seguinte, o despacho em intervalo de meia-hora, e o preço horário de energia

Na etapa de médio prazo, o ONS utiliza o modelo NEWAVE, realizando estudos mensais com horizontes de até 5 anos, tendo como principal objetivo construir uma política de operação, traduzida por meio de funções de custo futuro (FCF) que valoram a água nos reservatórios e são utilizadas pelos demais modelos. No curto prazo, com o modelo DECOMP determinam-se, a cada semana, metas individuais de geração para as usinas térmicas e hidrelétricas, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, a partir da FCF do modelo NEWAVE. Finalmente, na programação diária da operação, com o modelo DESSEM, define-se uma programação de geração sujeita às condições operativas das usinas hidrelétricas, termoelétricas e da rede elétrica, a partir da FCF obtida pelo modelo DECOMP.

Ressalta-se que cada um destes modelos necessita, para sua utilização, de uma série de modelos auxiliares para fornecer os dados necessários para a determinação do planejamento, tais como previsão de carga, geração de cenários ou previsão de afluências, previsão/geração de cenários de produção eólica, restrições para controle de cheias, cronograma de manutenção, entre outros.

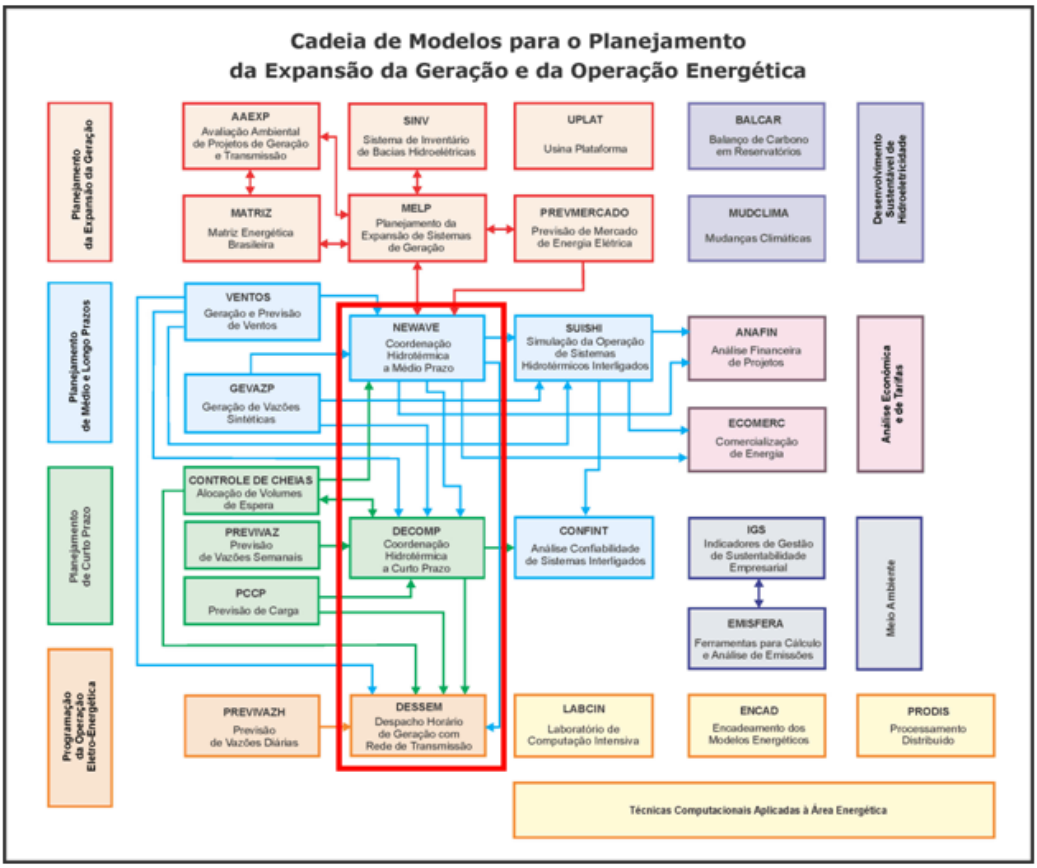


Figura 3.2 - Integração dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM com outros modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o Planejamento da Operação hidrotérmica.

3.2 Integração do DESSEM com os modelos DECOMP e NEWAVE

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. A ordem de execução dos modelos deve ser do longo prazo até o curto prazo, em uma estratégia de horizonte rolante: o modelo NEWAVE é executado uma vez por mês, o modelo DECOMP uma vez por semana e o modelo DESSEM diariamente.

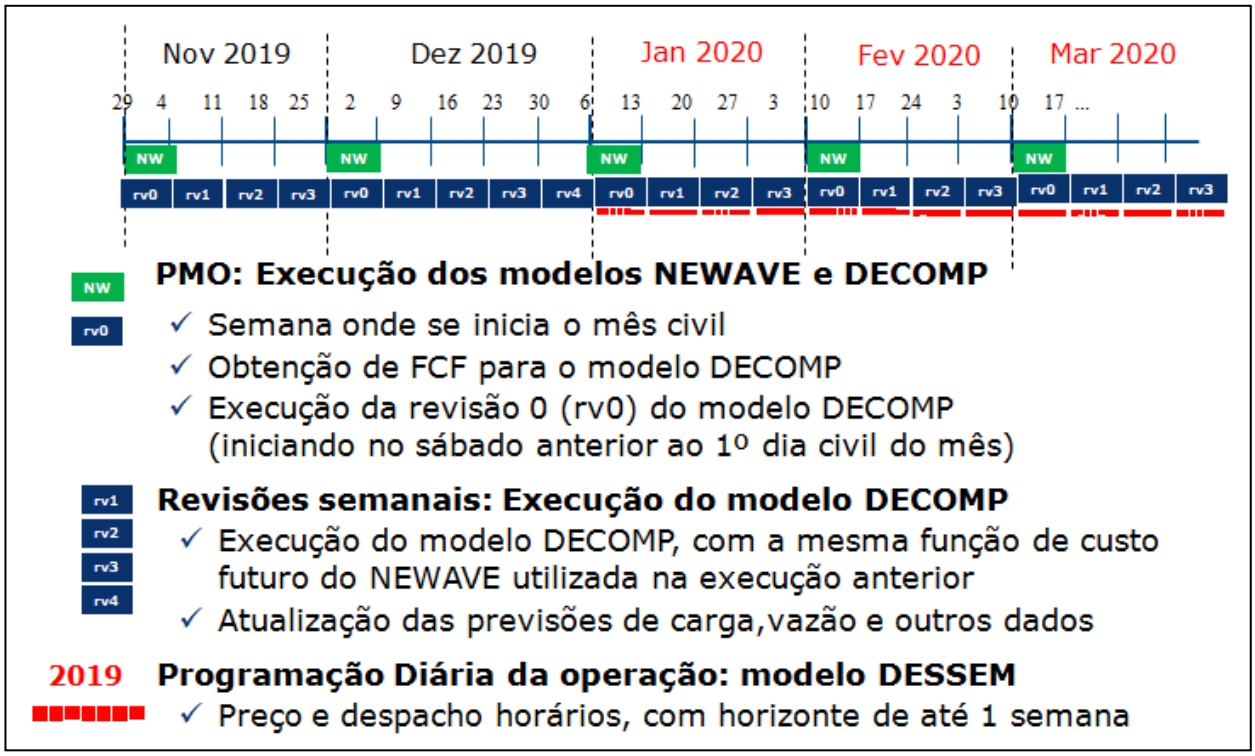


Figura 3.3 – Utilização integrada dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM em estratégia de horizonte rolante (perspectiva para Janeiro de 2020).

3.2.1 Acoplamento via função de custo futuro

O acoplamento entre os modelos da cadeia é feito pelo estabelecimento dos 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.

3.2.2 Acoplamento por metas

Uma alternativa de acoplamento, que também pode ser utilizada no modelo DESSE, consiste em se definir para a PDO metas operativas para as usinas hidrelétricas (por exemplo, de geração ou de volume final), metas de geração para as usinas térmicas, ou metas de intercâmbios entre subsistemas [40].

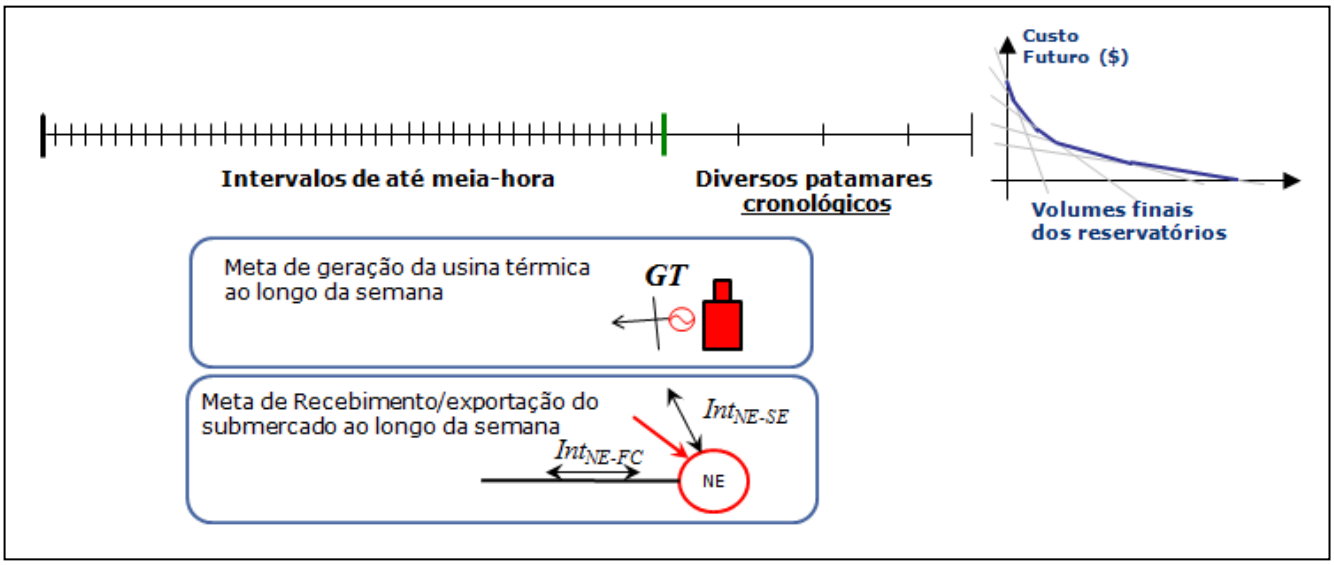


Figura 3.4 - Acoplamento do modelo DESSSEM com o DECOMP, por meio de uma função de custo futuro e/ou pelo estabelecimento de metas semanais de geração térmica e intercâmbios entre submercados.

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.

–

PARTE III - MODELAGEM DOS COMPONENTES

4 SUBMERCADOS

O modelo DESSEM considera um sistema elétrico contendo um parque gerador composto de usinas hidrelétricas, usinas elevatórias (ou de bombeamento), usinas termoelétricas, assim como fontes adicionais de geração, como usinas eólicas, solares, a biomassa, etc., cujo despacho não é otimizado pelo modelo. Para representar a rede de transmissão, os geradores são dispostos em submercados (subsistemas) interconectados 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. As usinas hidrelétricas são representadas de forma individualizada, dispostas em cascata ao longo das bacias. Para fins de relatórios, o modelo DESSEM recebe a informação da composição dos reservatórios equivalentes de energia que foram considerados no modelo NEWAVE. Independente de se considerar ou não a rede elétrica no problema, cada usina está localizada em determinado submercado, e cada submercado contém um conjunto de usinas hidrelétricas e termoelétricas, além da localização de outras fontes de energia.

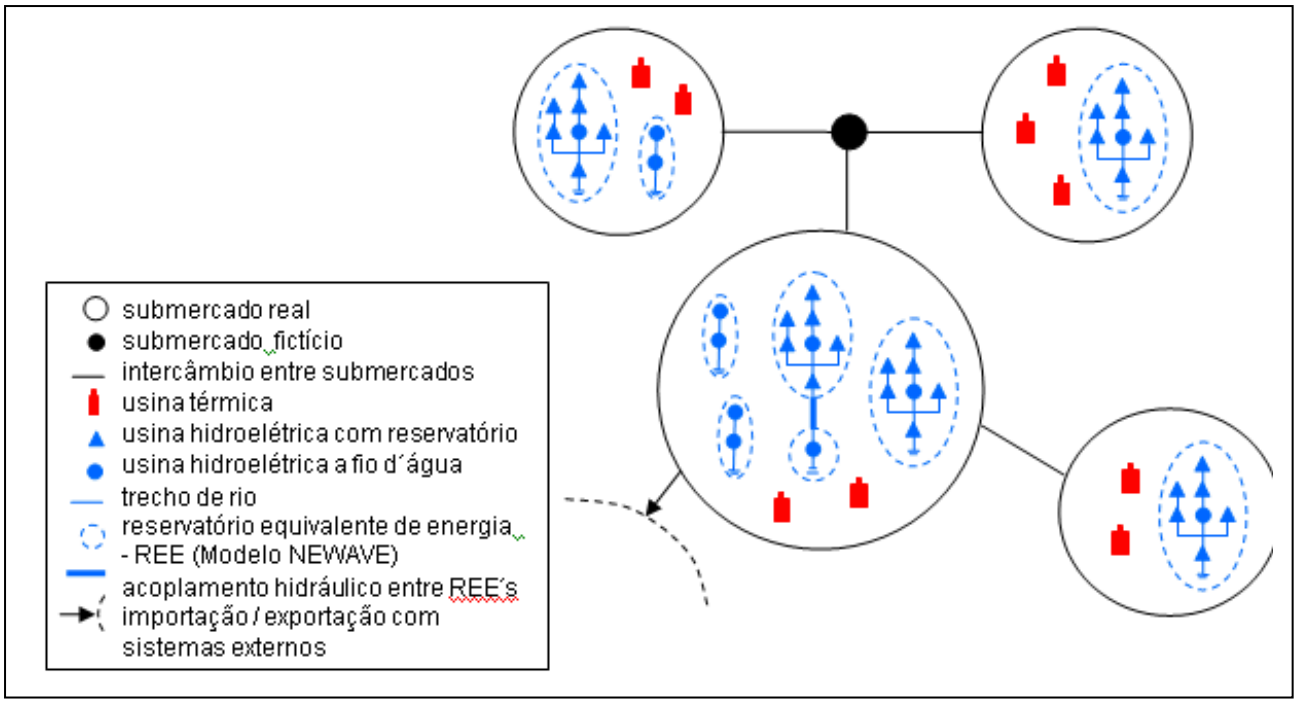


Figura 4.1 - Representação esquemática da disposição das usinas e intercâmbios energéticos entre submercados.

4.1 Submercados / Subsistemas

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. Em algumas situações, torna-se necessário definir submercados fictícios, que não possuem geração ou carga, com o intuito de representar nós do sistema de interligação entre os submercados. Cada componente do sistema descrito neste manual pertence a um determinado submercado.

Neste documento, 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. O número de submercados é denotado por NS.

4.2 Intercâmbios energéticos entre submercados

São os troncos de interligação, entre submercados, com capacidade limitada de transferência de energia. Estes intercâmbios têm o objetivo de definir os grandes troncos de interligação do sistema

Representam-se, no problema, intercâmbios entre os diversos submercados. O intercâmbio de energia Int_{ij}^{t} entre dois submercados i e j em cada período t é limitado em ambos os sentidos pelas capacidades de intercâmbio $\overline{Int_{ij}^{t}}$ e $\overline{Int_{ij}^{t}}$, que podem ser variáveis por período. A expressão (4.1) representa os limites de intercâmbio, que se aplica a todos os submercados que se interconectam com o submercado i, identificados pelo conjunto Ω_{S_i}.

$$Int_{ij}^{t} \leq \overline{Int_{ij}^{t}}\,, \qquad Int_{ji}^{t} \leq \overline{Int_{ji}^{t}}\,, \qquad \forall\, j \in \Omega_{S_i}. \tag{4.1}$$

Nos estudos com rede, embora esta representação seja desnecessária (pois os próprios circuitos que compõem a interligação serão considerados na rede elétrica), em alguns casos é interessante se manter um limite para os intercâmbios entre os subsistemas. O número total de intercâmbios é $NINT$ e $sfr(i)$, $sto(i)$ definem os submercados de origem e destino de cada intercâmbio i.

4.2.1 Uso de 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. Podem ser utilizados para modelar a restrição de transporte entre as gerações 50Hz e 60Hz de Itaipu e os submercados SU/SE (nó de Ivaiporã).

4.2.2 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 Figura 5.2 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.

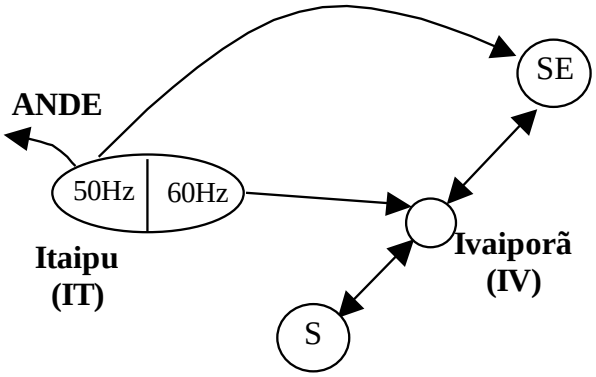


Figura 5.2 – Representação da interligação de Itaipu.

4.3 Importações/exportações com outros sistemas

Os contratos de importação e/ou exportação de energia representam a compra e/ou venda de energia com **subsistemas externos** (ex. Argentina). 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 (4.2) e (4.3), representam os limites mínimos $\underline{Eci_i^t}$, $\underline{Ece_i^t}$ e máximos $\overline{Eci_i^t}$, $\overline{Ece_i^t}$ para a energia importada (Eci_i^t) e exportada (Ece_i^t) , respectivamente, para cada um dos contratos de importação e exportação, cujas quantidades são denotadas por NCI e NCE, respectivamente.

$$\underline{Eci_i^t} \leq Eci_i^t \leq \overline{Eci_i^t}\ ; \qquad i = 1, \ldots, NCI \tag{4.2}$$

$$\underline{Ece_i^t} \leq Ece_i^t \leq \overline{Ece_i^t}\ ; \qquad i = 1, \ldots, NCE. \tag{4.3}$$

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 respondam à 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.

A modelagem do preço da energia importada (exportada) é apresentada na seção 11.1.3.

5 PARQUE HIDROELÉTRICO

Nesta seção descreve-se a modelagem do parque hidroelétrico no modelo DESSEM.

5.1 Dados de Cadastro de Usinas Hidrelétricas

Para a programação diária da operação eletroenergética, 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 i que são utilizados na modelagem das usinas hidrelétricas, que será descrita ao longo deste capítulo.

Para o reservatório:

- volumes mínimo ($\underline{V_i}$) e máximo ($\overline{V_i}$);
- coeficientes $\{a_{cv_i}, i = 0, \dots, 4\}$ do polinômio cota × volume do reservatório;
- coeficientes $\{a_{ac_i}, i = 0, \dots, 4\}$ do polinômio área × cota do reservatório;
- coeficientes $\{a_{cf_i}, i = 0, \dots, 4\}$ do polinômio cota × 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 × vazão;
- coeficientes médios $\{c_{ev_{i_j}}, i = 1, \dots, 12\}$ de evaporação (*mm*/*mês*) para cada mês j;
- volume $Vsol_{vt_i}$ associado à soleira do vertedouro da usina hidrelétrica i;
- volume $Vsol_{dv_i}$ associado à soleira de desvio (quando aplicável) da usina hidrelétrica i.

Para a 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;
- $nmq_{i,j}$: número de máquinas 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_{perdas} constante, em metros, ou por um fator k_{perdas}, em p.u. da altura de queda bruta.

Essas informações são disponibilizadas pelo ONS em um cadastro de usinas hidrelétricas, denominado "hidr.dat", que é atualizado periodicamente. Esses dados podem ser alterados individualmente pelo usuário, em registros específicos de alteração de cadastro.

5.2 Usinas Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas da seguinte forma, de acordo com o tipo de regularização do reservatório:

- **usina de regularização**, se o armazenamento V_i^t da usina i ao final de cada período t pode oscilar entre seus volumes mínimo $\underline{V_i}$ e máximo $\overline{V_i}$ definidos em cadastro;
- **usina a fio d´água**, se o seu armazenamento é sempre constante e, portanto, $V_i^t = \underline{V_i} = \overline{V_i}$.

Além do reservatório, a usina hidrelétrica em geral possui uma casa de força com uma ou mais unidades geradoras, para fins de geração de energia elétrica. Essas unidades estão distribuídas em um ou mais conjuntos, sendo consideradas idênticas as unidades dentro de um mesmo conjunto. Desta forma, os dados das unidades geradoras no cadastro são definidos por conjunto.

A Figura 5.1 ilustra um esquema de uma usina hidrelétrica e as principais variáveis associadas à sua operação.

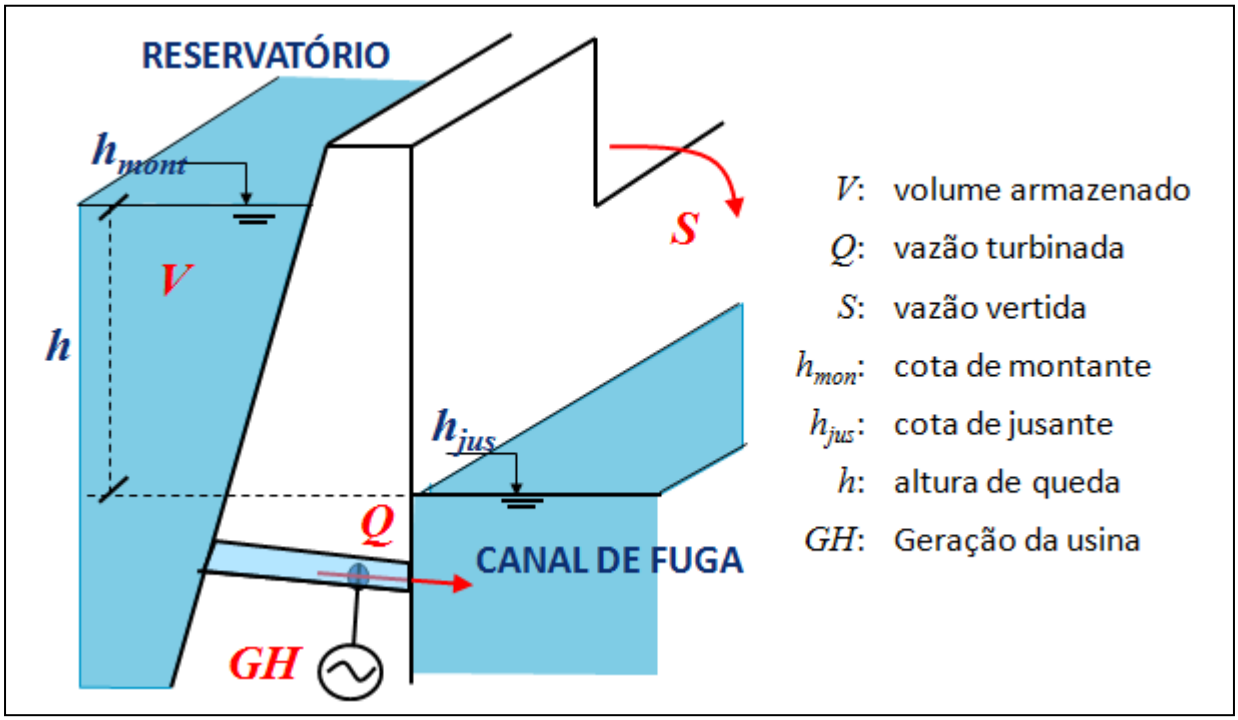


Figura 5.1--Representação esquemática de uma usina hidrelétrica e suas principais variáveis operativas.

Os limites físicos das variáveis das usinas hidrelétricas são definidos nas expressões a seguir:

$$\underline{V_i} \leq V_i^t \leq \overline{V_i} \quad (5.1)$$

$$0 \leq Q_i^t \leq \overline{Q_i} = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{q_{i,j}} \quad (5.2)$$

$$0 \leq S_i^t \quad (5.3)$$

$$0 \leq GH_i^t \leq \overline{GH_i} = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{gh_{i,j}} \quad (5.4)$$

para $i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots T$, onde NH é o número de usinas hidrelétricas, $\overline{Q_i}$ e $\overline{GH_i}$ correspondem ao turbinamento máximo e geração máxima da usina i, calculados pelo modelo em função dos respectivos valores máximos de cadastro $\overline{q_{i,j}}$ e $\overline{gh_{i,j}}$ para o turbinamento máximo e geração máxima de cada unidade geradora j dentre as nh_i unidades geradoras da usina[6]. Não se considera um vertimento máximo físico para as usinas hidrelétricas, em virtude da ausência dessa informação.

Ressalta-se que, caso não sejam definidos conjuntos de máquinas para determinada usina hidrelétrica i, esta se comportará como um reservatório puro, podendo realizar apenas operações de vertimento ou desvio (vide seção 5.6).

5.3 Reservatórios

As seguintes variáveis estão associadas ao volume de água armazenado (ou simplesmente "armazenamento") de um reservatório i:

- **Volume total ($\overline{V_i}$)**: é o volume máximo armazenável no reservatório, incluindo o volume morto;
- **Volume mínimo** ($\underline{V_i}$): corresponde ao volume morto total da usina, ou seja, é o volume mínimo operativo do reservatório da usina;
- **Volume armazenado** (V_i^t): corresponde ao volume em que se encontra o reservatório da usina em determinado instante;
- **Volume útil**: uma vez em operação, a usina sempre irá operar com um 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.

A Figura 5.2 ilustra a relação entre todas as variáveis associadas ao armazenamento dos reservatórios.

[6] ressalta-se que os dados cadastrais das unidades geradoras são fornecidos no cadastro por conjunto de unidades..

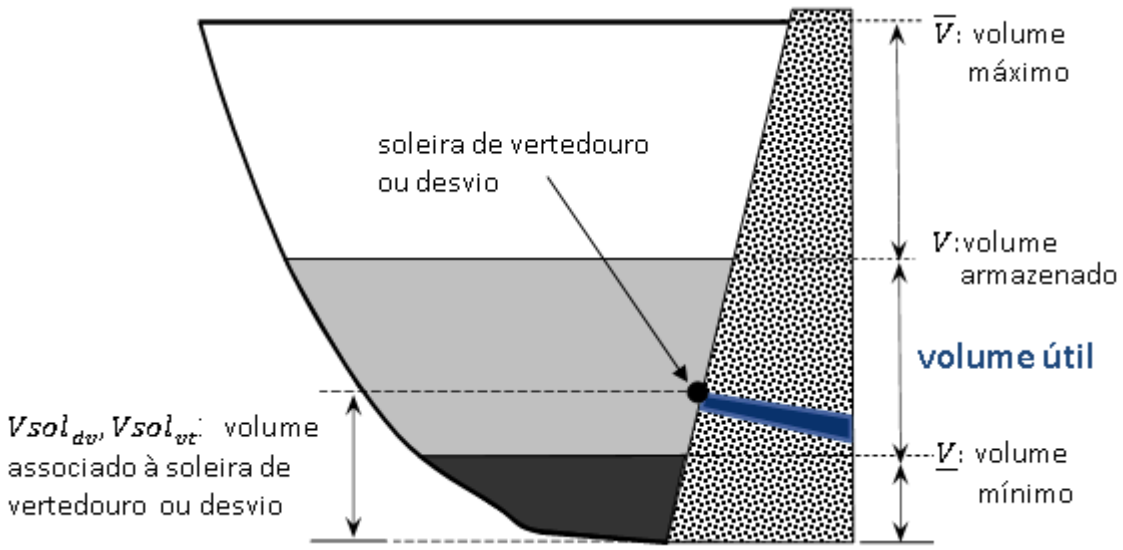


Figura 5.2 - Esquema ilustrativo de um reservatório.

A partir dos dados cadastrais, é possível realizar diversos cálculos que serão utilizados na modelagem dos reservatórios nos problemas de coordenação hidrotérmica, como descrito a seguir.

5.3.1 Cálculo da cota de montante do reservatório

A relação entre a cota do reservatório da usina (h_{mon}) e o seu volume armazenado (V) é dada pelo "polinômio cota-volume" da usina (ou polinômio de montante), que corresponde a um polinômio de grau 4, como mostrado a seguir:

$$h_{mon}(V) = a_{cv_0} + a_{cv_1} V + a_{cv_2} V^2 + a_{cv_3} V^3 + a_{cv_4} V^4$$

(5.5)

onde a_{cv_i} corresponde ao termo de ordem i no polinômio cota-volume. Cada usina hidrelétrica possui o seu próprio polinômio, que consta no arquivo de cadastro das usinas hidrelétricas. A Figura 5.3 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) antes de se utilizar o polinômio:

$$V(hm^3) = \underline{V} + V_{util}(hm^3), \quad \text{ou} \quad V(hm^3) = \underline{V} + \frac{V_{util}(\%)}{100}(\overline{V} - \underline{V}),$$

(5.6)

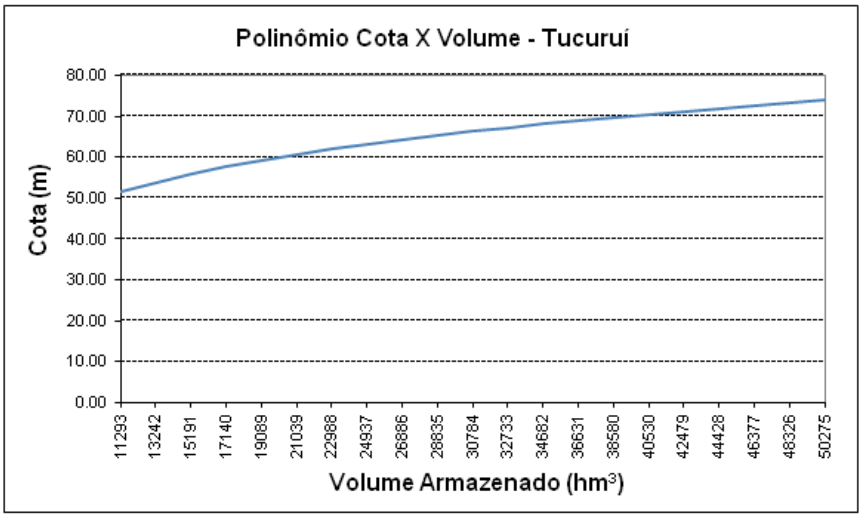


Figura 5.3 - Exemplo do polinômio cota-volume da usina de Tucuruí.

5.3.2 Cálculo da área do espelho d'água

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 segue:

$$A_{rv_i}(h_{mon}(V)) = a_{ac_0} + a_{ac_1}\, h_{mon} + a_{ac_2}\, {h_{mon}}^2 + a_{ac_3}\, {h_{mon}}^3 + a_{ac_4}\, {h_{mon}}^4 \quad (5.7)$$

onde h_{mon}é dado em *m* e A_{rv} em *km²*. Os dados desses polinômios também constam do cadastro de usinas hidrelétricas, e um exemplo dessa função para a usina de Sobradinho é mostrada na Figura 5.4.

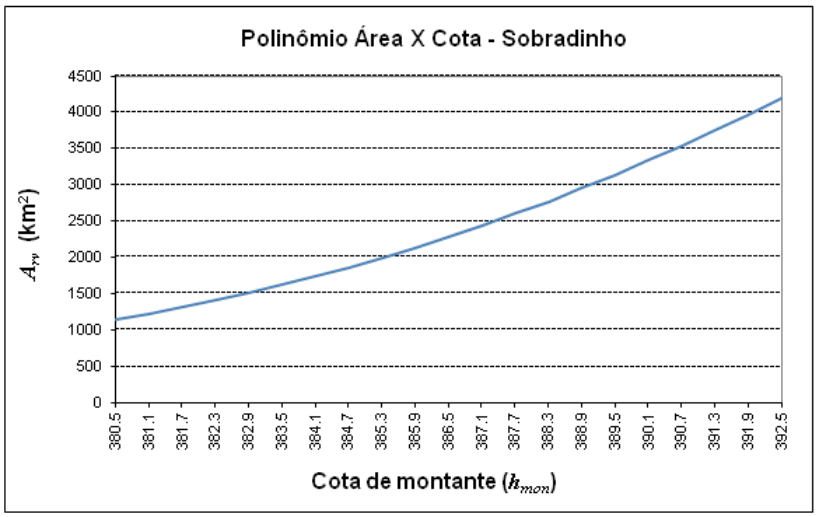


Figura 5.4 - Exemplo do polinômio cota-área da usina de Sobradinho

5.4 Modelagem dos vertedouros e desvios

Como mencionado anteriormente, um reservatório só pode verter quando a cota de seu volume armazenado ultrapassa a cota $hsol_{vt_i}$ referente à soleira do vertedouro. O volume armazenado correspondente a essa cota é denominado de $Vsol_{vt_i}$, conforme ilustrado na Figura 5.5.

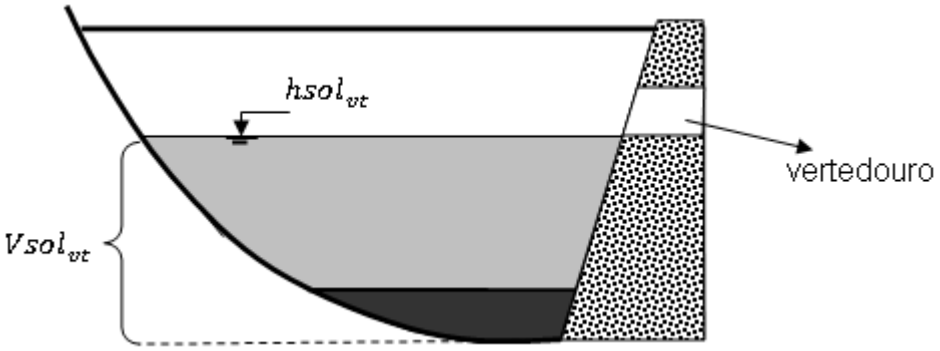


Figura 5.5 - Modelagem da soleira de vertedouro de uma usina hidrelétrica.

Para uma usina a fio d´água, que não possui capacidade de regularização, em todo instante tem-se $V_i^t = \underline{V_i} = \overline{V_i}$ e, portanto, $V_{util_i} = 0$. Para tais usinas, é sempre possível verter. Por outro lado, para as usinas com reservatório de regularização, o vertimento só pode ocorrer quando $V_i^t > Vsol_{vt_i}$,, e a quantidade máxima de água que pode ser vertida depende da diferença entre esses valores.

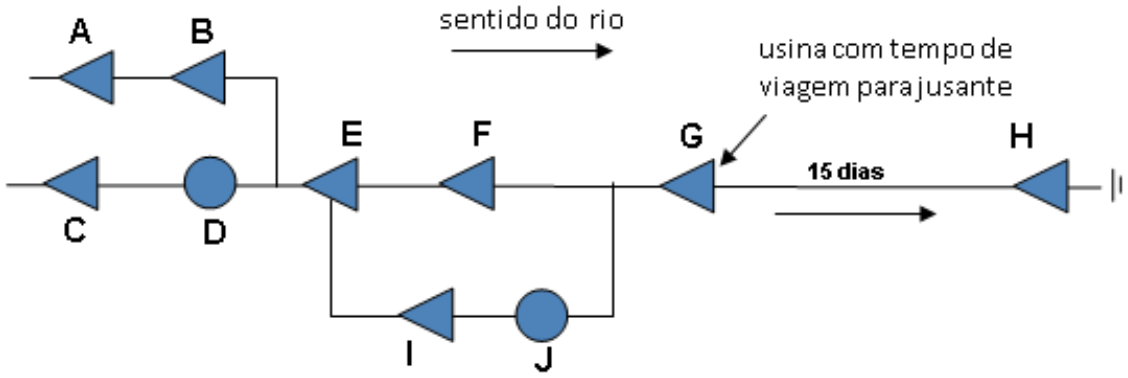
Para a vazão desviada, ocorre exatamente o mesmo tipo de situação, só que em relação ao volume referente à soleira de desvio $Vsol_{dv_i}$. Este volume corresponde ao armazenamento mínimo no reservatório para que possa haver desvio de água, o qual está associado à cota mínima

do canal de desvio. Portanto, uma usina com reservatório de regularização e desvio de água só pode apresentar desvio quando $V_i^t > Vsol_{dv_i}$.

Uma descrição mais detalhada da modelagem dos vertedouros é apresentada em [41].

5.5 Topologia hidráulica e Equações de Balanço Hídrico

Topologicamente, as usinas hidrelétricas estão dispostas em cascata ao longo dos rios. 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[7]. A Figura 5.6 ilustra uma cascata de usinas hidrelétricas contendo usinas de jusante, usinas de desvio e usina de jusante com tempo de viagem da água.



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	-

Figura 5.6 - Exemplo ilustrativo de uma cascata de usinas hidrelétricas contendo usinas de jusante, usinas de desvio e usina de jusante com tempo de viagem da água.

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 5.6.

[7] Ressalta-se que a grande maioria das usinas não apresenta desvio de água.

As informações sobre as usinas de jusante e de desvio de cada usina constam do cadastro de 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. A definição de outros termos serão necessários, como descrito ao longo deste capítulo.

Equações de balanço hídrico

Consistem nas equações de conservação da água para cada usina hidrelétrica i, para cada período de tempo t. Essa restrição leva em consideração dados referentes a diversos aspectos de operação das usinas hidrelétricas, tais como: vazões afluentes, retiradas de água para outros usos, tempo de viagem, enchimento de volume morto, evaporação etc. A expressão geral dessa equação é:

$$V_i^t = V_i^{t-1} + \varsigma^t \left[\left(I_i^t + \sum_{j \in M_i} \left(Q_j^t + S_j^t \right) + \sum_{j \in M_{tv_i}} \left(Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}} \right) + \sum_{j \in M_{dv_i}} {Q_{dv_j}}^t + \sum_{j \in M_{eb_i}} {Q_{b_j}}^t + \sum_{j \in Ch_i} {Q_{ch_{ji}}}^t \right) - \left(Q_i^t + S_i^t + {Q_{dv_i}}^t + {Q_{ev_i}}^t + {Q_{out_i}}^t + \sum_{j \in J_{eb_i}} {Q_{b_j}}^t \right) \right] \quad (5.8)$$

onde os termos V_i^t, $(Q_j^t + S_j^t)$ e ${Q_{dv_j}}^t$ já foram definidos anteriormente, assim como os conjuntos M_i, M_{tv_i} e M_{dv_i}; I_i^t indica a vazão natural afluente incremental à usina i, tv_j é o tempo de viagem da usina j até a próxima usina imediatamente à jusante, e ς^t é um fator de conversão de unidades de vazão (m3/s) para volume (hm3) considerando a duração do período t.

Os demais termos serão definidos nas seções seguintes, onde se descrevem outros aspectos da modelagem das usinas hidrelétricas.

5.6 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*, e vazão desviada pela usina i e período t, que é variável de decisão do modelo, é denotada por Qdv_i^t. O desvio de água a partir de uma usina A está ilustrada na Figura 5.7.

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.

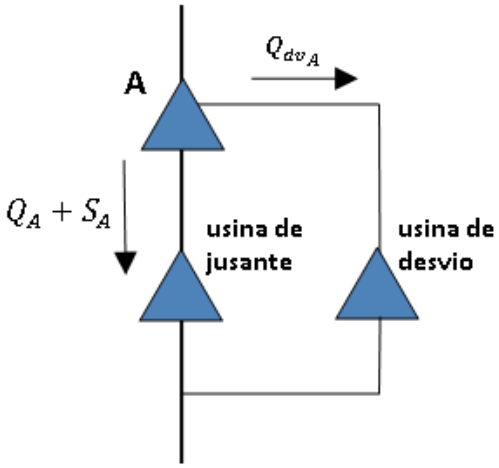


Figura 5.7 - Exemplo ilustrativo de uma usina de desvio.

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 (vide seção 5.2). 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, como será explicado na seção 5.4

Para expressar o desvio de água nas equações de balanço hídrico (5.8), define-o conjunto M_{dv_i} das usinas que desviam água para a usina i.

5.7 Usinas Elevatórias (estações de bombeamento)

Uma usina elevatória, também chamada de usina de estação 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 no modelo DESSEM:

5.7.1 Usinas elevatórias entre dois 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 na Figura 5.8. 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 pelo usuário:

- vazão máxima $\overline{Q_{b_i}}$ que pode ser bombeada;

- consumo específico $Cons_{EB_i}$ da estação de bombeamento (MW/(m^3/s)), que é um valor constante que relaciona a potência consumida Eb_i^t com a vazão bombeada Qb_i^t em cada estação de bombeamento i e período t.

Estes parâmetros estabelecem as seguintes restrições e relações para o problema de PDO:

$$Q_{b_i}^{\ t} \leq \overline{Q_{b_i}} \tag{5.9}$$

$$Eb_i^t = Cons_{EB_i} Qb_i^t \tag{5.10}$$

para $i = 1, \dots, NEB, t = 1, \dots T$, onde NEB é o número de estações de bombeamento.

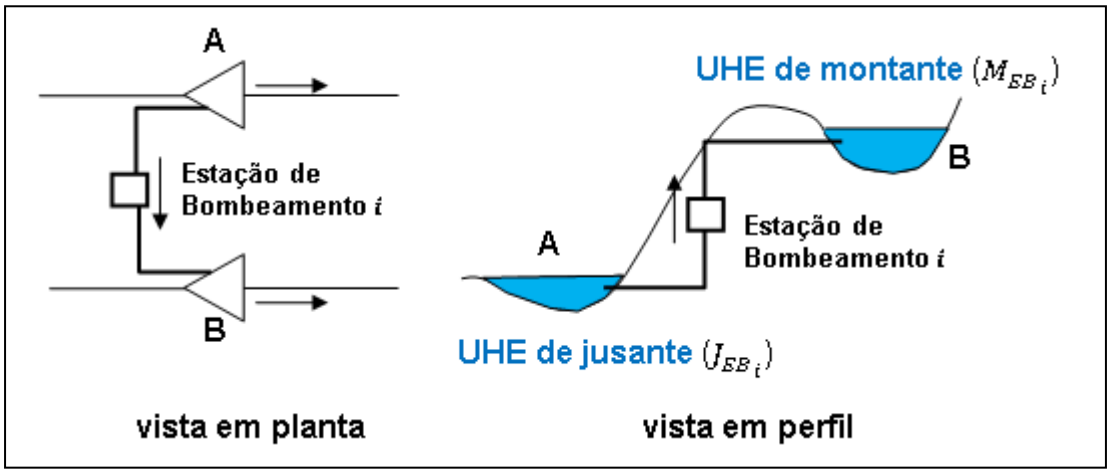


Figura 5.8 - Representação esquemática de uma estação de bombeamento, que transfere água do reservatório A para o reservatório B.

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, que fazem referência ao esquema da Figura 5.8.

$$V_A^t = V_A^{t-1} + \varsigma^t \left(I_A^t - Q_A^t - S_A^t - Q_{b_i}^{\ t}\right) \tag{5.11}$$

$$V_B^t = V_B^{t-1} + \varsigma^t \left(I_B^t - Q_B^t - S_B^t + Q_{b_i}^{\ t}\right). \tag{5.12}$$

Para fins de representação da equação de balanço hídrico (5.8), define-se M_{eb_i} e J_{eb_i} 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 subsistema j ao qual a usina pertence, como ilustrado na seção 12.1.

5.7.2 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 da Figura 5.8.

5.8 Canais entre reservatórios

O modelo DESSEM também pode 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 na Figura 5.9.

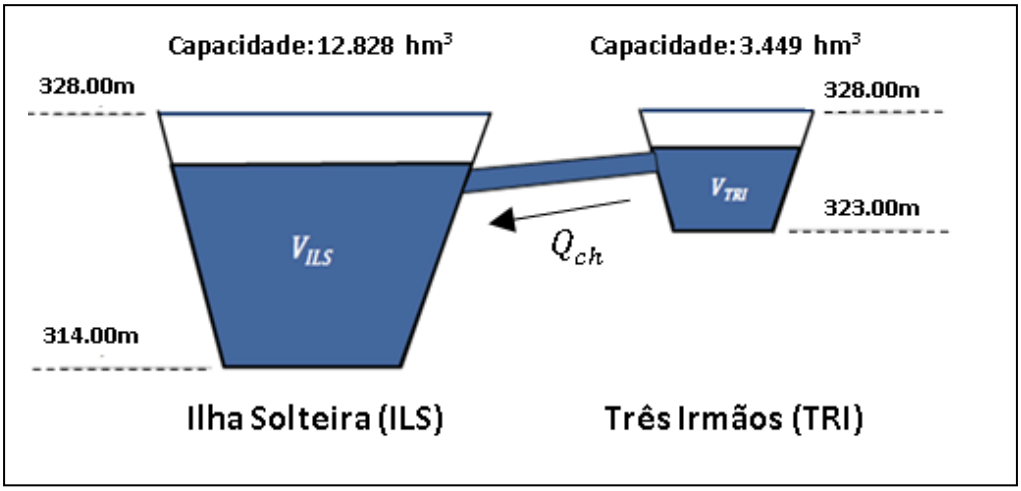


Figura 5.9 - Esquema ilustrativo de um Canal entre usinas hidrelétricas.

O fluxo no canal não pode ser decidido pelo modelo, 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 Figura 5.10. 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 cujos níveis conduzem a velocidades proibitivas de vazão para a navegação.

Para se representar os canais na equação de balanço hídrico (5.8), define-se Ch_i como sendo o conjunto de reservatórios de usinas que se conectam à usina i por meio deum canal, e $Q_{ch_{ij}}^{t}$ a vazão no canal da usina i para a usina j (valores negativos indicam vazão no sentido oposto).

VAZÕES TRANSFERIDAS NO CANAL PEREIRA BARRETO (m^3/s)

Desnível (cm)	Nível do Reservatório que estiver mais alto (m) - (ILS - TRI)											
	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

Figura 5.10 -Tabela que fornece a vazão no canal Pereira Barreto em função das cotas dos reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos.

5.9 Evaporação

Devido aos elevados montantes de água evaporados em alguns reservatórios, não se pode desprezar esse aspecto na operação de sistemas hidrotérmicos.

5.9.1 Cálculo exato da evaporação

Para um dado valor de volume armazenado, a vazão evaporada é calculada pelo produto entre o coeficiente de evaporação mensal da usina (que também consta do cadastro de usinas hidrelétricas) e da área do espelho d´água (km^2). Aplicando-se ainda um fator de conversão de unidades, a fim de expressar a evaporação em m^3/s, obtêm-se a seguinte expressão para a função de evaporação exata $f_{ev_i}(.)$ para a usina i, em função do seu volume armazenado V_i:

$$f_{\mathrm{evap}_i}(V_i) = \frac{1}{3.6 NH mes_j}\ c_{ev_{i,j}}\left(A_{rv_i}(h_{mon_i}(V_i))\right) \tag{5.13}$$

onde $NH_{mês}$ corresponde ao número de horas no mês em questão. A Tabela 5.1 exemplifica o cálculo da vazão evaporada para diversas condições do reservatório de Sobradinho, em diferentes épocas do ano.

Tabela 5.1 - 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
Julho	30%	386,071	2174,342	165	133,95
Agosto	20%	384,572	1833,447	203	138,96
Novembro	50%	388,353	2785,947	245	263,33

5.9.2 Aproximação linear para a evaporação

A não linearidade na expressão exata de cálculo da evaporação não permite que ela seja inserida diretamente na formulação de um problema resolvido por programação linear ou programação linear inteira. Desta forma, o CEPEL desenvolveu um modelo linear para aproximação da evaporação no modelo DESSEM, que depois foi estendida para o DECOMP. Em resumo, esse modelo consiste em realizar uma aproximação linear para a vazão evaporada $Q_{ev_i}^t$, no reservatório i e no período t, em torno de um valor de referência V_{ref,ev_i}, como mostra a expressão (5.14):

$$Q_{ev_i}^t = f_{evap_i}\left(V_{ref,ev_i}\right) + k_{evap_i}\left(V_i^t - V_{ref,ev_i}\right) = \\ = \left[f_{evap_i}\left(V_{ref,ev_i}\right) - k_{evap_i} V_{ref,ev_i}\right] + k_{evap_i} V_i^t \quad (5.14)$$

onde o primeiro termo em colchetes na expressão final se torna um valor numérico (conhecido), e o coeficiente k_{evap_i} corresponde à derivada da função de evaporação f_{evap_i} no ponto V_{ref,ev_i}. A Figura 5.11 ilustra essa aproximação, e detalhes da modelagem podem ser consultados em [42].

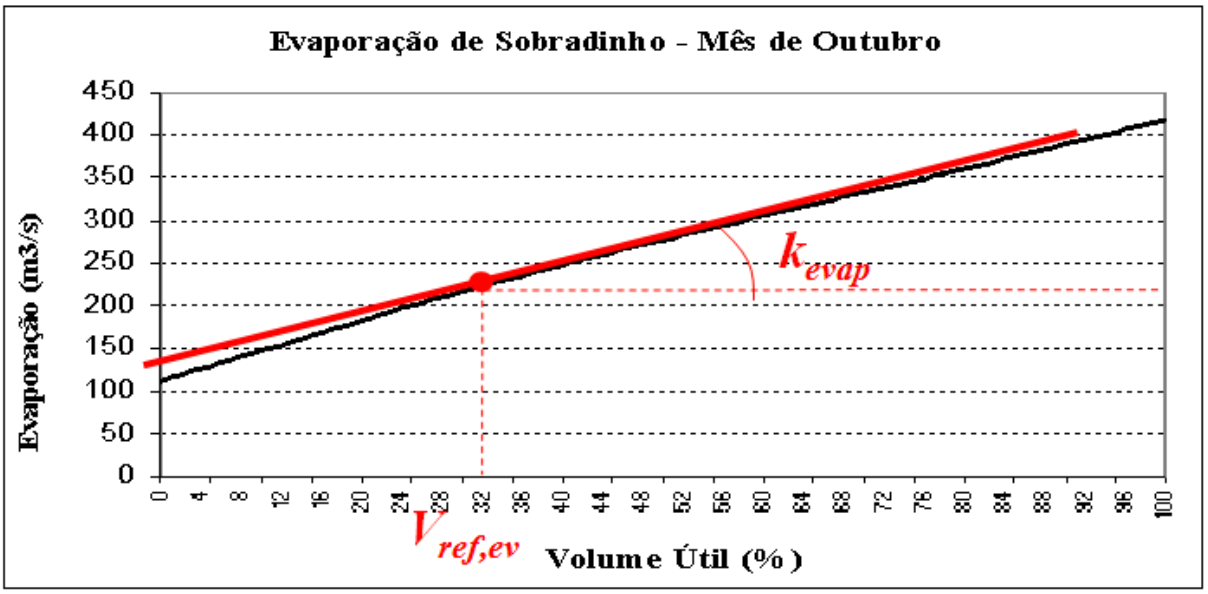


Figura 5.11 - Exemplo de modelo linear para a evaporação no reservatório de Sobradinho.

5.10 Seções de Rio

Uma seção de rio S 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 S.

A Figura 5.12 ilustra 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.

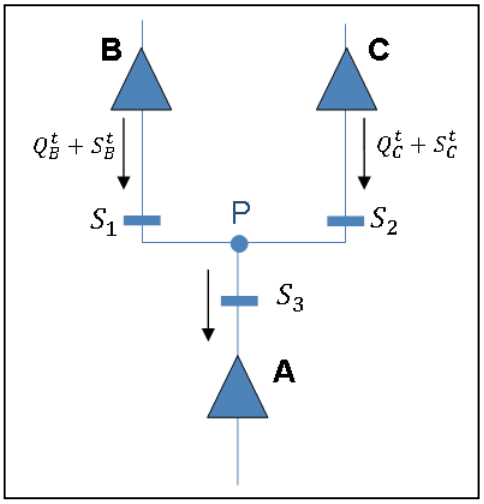


Figura 5.12 - Exemplo de três seções de rio *S₁*, *S₂* e *S₃* em uma cascata.

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 5.2 a seguir:

Tabela 5.2 - Definição das seções de rio mostradas na Figura 5.12.

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}

5.11 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.

Desta forma, dois tipos de modelagem de tempo de viagem podem ser considerados no modelo DESSEM, conforme descrito a seguir. Maiores detalhes podem ser consultados em [12] e no relatório técnico [43] sobre essa funcionalidade.

5.11.1 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 defluido 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. A consideração do tempo de viagem da água nas equações de balanço hídrico está indicada na equação (5.8).

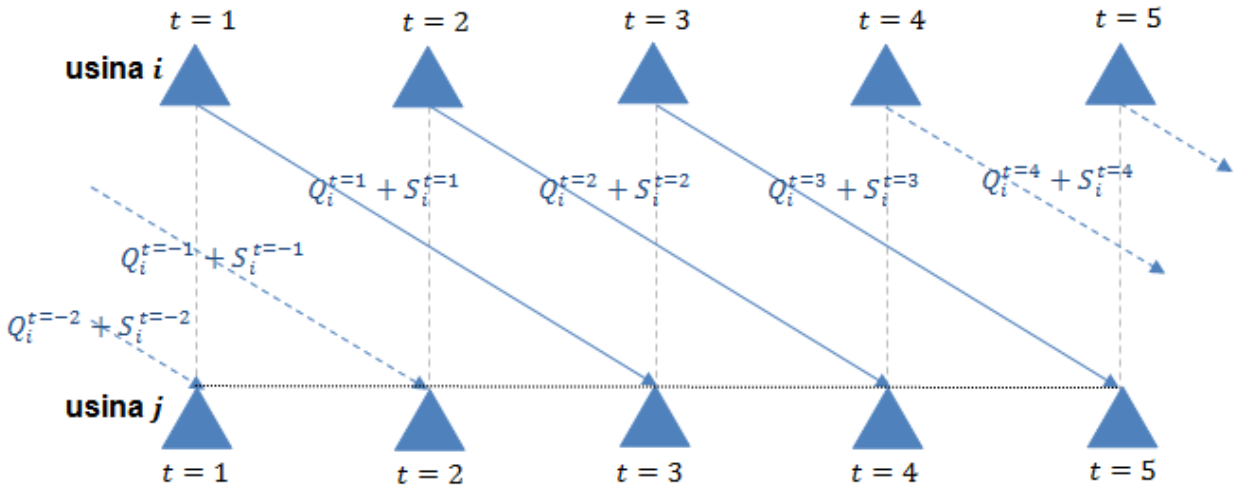


Figura 5.13 - Exemplo da modelagem por translação do tempo de viagem entre as usinas i e j, para um termpo de viagem de 2 horas.

5.11.2 Curva de propagação da água

Um aperfeiçoamento em relação à modelagem descrita no item anterior é considerar que a vazão defluida pela usina de montante i no instante t chega ao ponto de jusante j de forma parcelada, entre os instantes $\left(t + \tau_{ij_{min}}\right)$ até $\left(t + \tau_{ij_{max}}\right)$ 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 defluida por i que chegam à usina j.

Nessa forma de representação, devem ser fornecidos os percentuais da vazão defluida 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 5.14 para um tempo de viagem máximo $\tau_{ij_{max}}$ 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 da curva exata de propagação, é possível calcular as parcelas do montante de água defluido pela usina de montante i que chegam a cada instante de tempo entre $\tau_{ij_{min}}$ e $\tau_{ij_{max}}$. O esquema de saída dá água de i e chegada em j é ilustrado na Figura 5.14, destacando-se a propagação das águas defluidas em $t = 1$ (azul) e $t = 2$ (vermelho). Neste exemplo, $\tau_{ij_{min}} = 1$, $\tau_{ij_{max}} = 5$ 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, como descrito na expressão (5.15) a seguir:

$$V_i^t = V_i^{t-1} + \varsigma^t \left[\left(I_i^t + \cdots + \sum_{j \in M_{tv_i}} \sum_{\tau=\tau_{ij_{min}}}^{\tau_{ij_{max}}} \kappa_{tv_{ji}}^{\tau} \left(Q_j^{t-\tau} + S_j^{t-\tau} \right) \right) \right], \tag{5.15}$$

onde $\kappa_{tv_{ji}}^{\tau}$ corresponde à parcela (em p.u.) da vazão defluída da usina de i que chega na usina j em τ períodos de tempo.

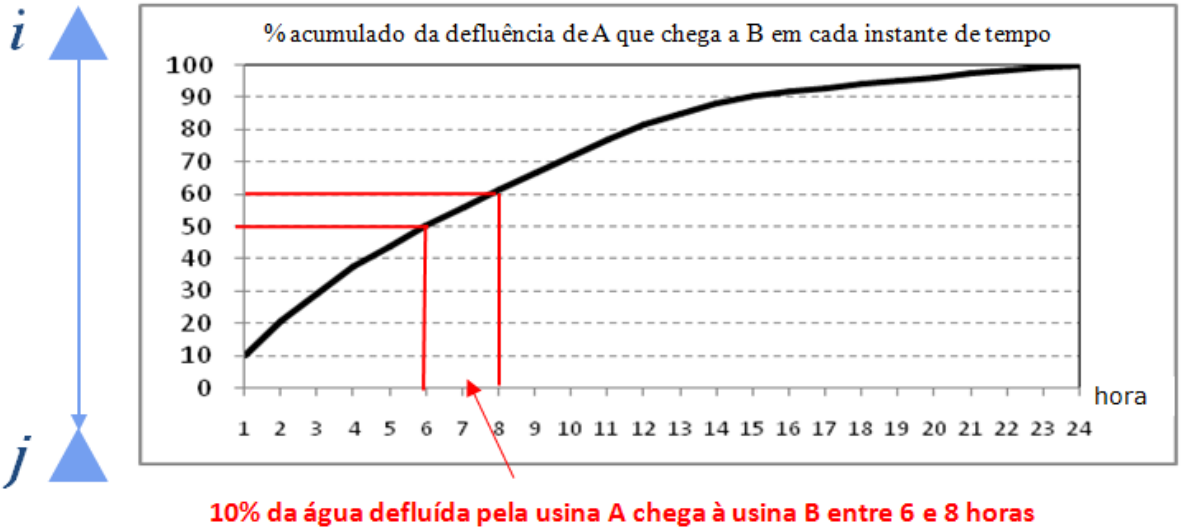


Figura 5.14 - Exemplo de uma curva de propagação de tempo de viagem da usina de montante *i* até a usina de jusante *j*

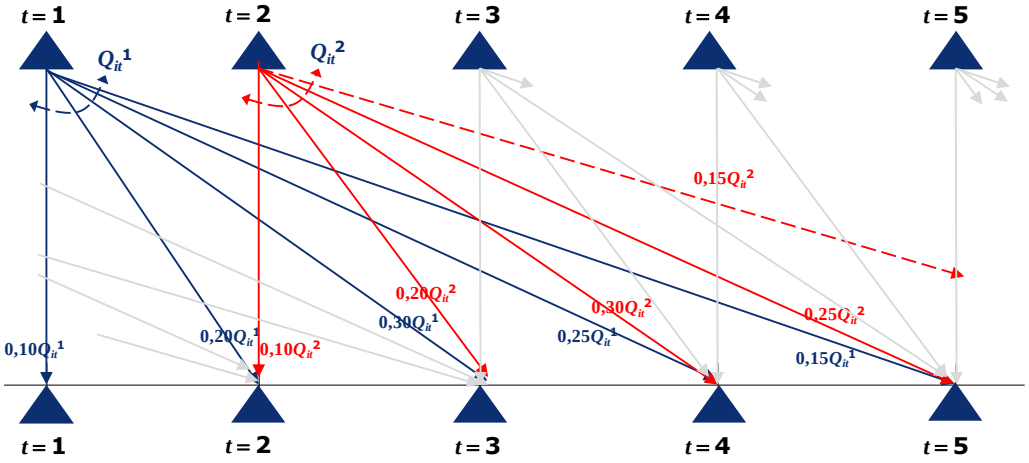


Figura 5.15 - Esquema de saída da usina de montante e chegada na usina de jusante para a modelagem de tempo de viagem por curva de propagação.

5.11.3 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, conforme ilustrado na Figura 5.16, 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.

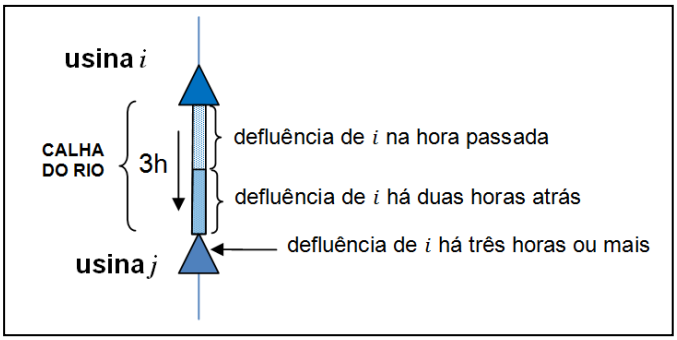


Figura 5.16 - Esquema ilustrativo da água retida na calha do rio para usinas com tempo de viagem da água

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 $\tau_{ij_{max}}$ é o tempo de viagem entre as usinas e 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 equação (1) abaixo ilustra como fica a expressão de cada corte da FCF com este acoplamento:

$$\alpha^T \geq {\pi_{FCF,0}}^k + \sum_{i=1}^{NH} {\pi_{FCF,V_i}}^k (V_i^T + R_i^T), \tag{5.16}$$

onde α^T é o custo futuro, ${\pi_{FCF,0}}^k$ e ${\pi_{FCF,V_i}}^k$ são o termo independente e o coeficiente da usina hidrelétrica i para o k-ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo DECOMP, respectivamente, e o termo R_i^T contabiliza a água na calha do rio a montante da usina i proveniente de defluências de usinas de montante, que se calcula como indicado em (5.17). A Figura 5.17 ilustra esse procedimento.

$$R_i^t = \sum_{j=1}^{M_i} \sum_{k=1}^{\tau_{ji_{max}}} \left(Q_j^{T-k} + S_j^{T-k}\right). \tag{5.17}$$

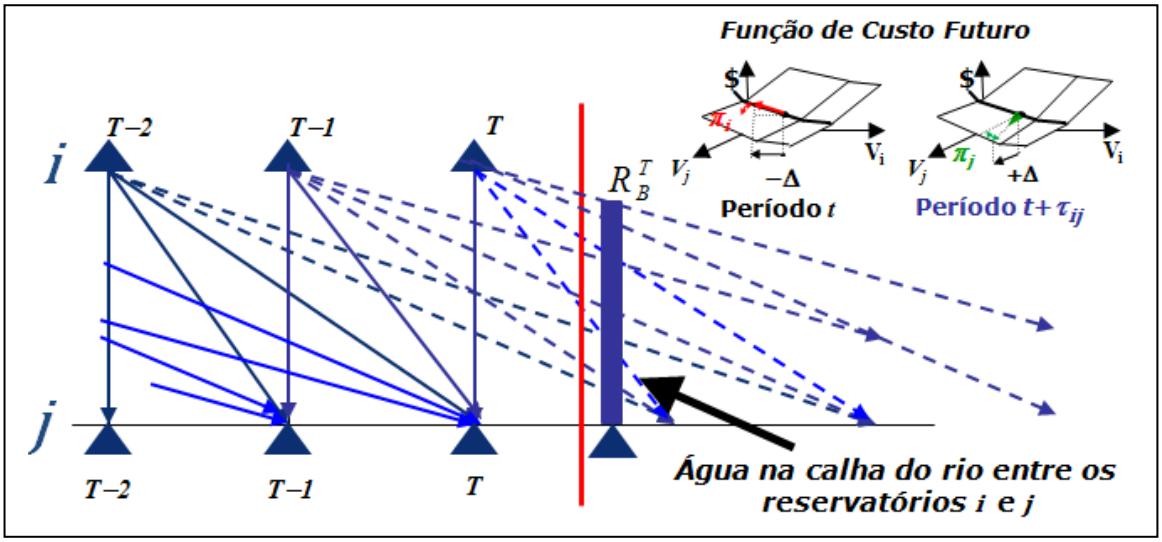


Figura 5.17 - Esquema ilustrativo do acoplamento, com a FCF, das defluências das usinas de montante que ficam na calha do rio ao final do horizonte de estudo.

5.12 Função de produção hidrelétrica

A função de produção das usinas hidrelétricas faz a 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.

5.12.1 Função de Produção Exata

A energia hidrelétrica provém da transformação da energia potencial da água armazenada em energia mecânica nas turbinas, e posteriormente em energia elétrica no gerador. A potência gerada em uma unidade geradora (gh) depende de sua vazão turbinada (q), da queda liquida à qual a unidade está submetida (h), e das características de projeto da unidade, representadas pelos fatores de eficiência da turbina (η_t) e do gerador (η_g), segundo a equação abaixo, onde se suprimiram os índices da unidade geradora e do período de tempo:

$$gh = 9{,}81 \times 10^{-3}\, \eta_t(h,q)\, \eta_g(gh)\;\; q\;\; h \qquad (5.18)$$

onde o valor numérico leva em consideração a densidade da água, a aceleração da gravidade e um fator de conversão de unidades.

A altura de queda h, por sua vez, é dada por:

$$h = h_{mon}(V) - h_{jus}(Q,S) - h_{perdas} \qquad (5.19)$$

onde a cota de montante $h_{mon}(V)$ é dado por (5.5) e a cota de jusante $h_{jus}(Q,S)$ 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, como mostrado a seguir:

$$h_{jus}(V,Q) = a_{cf_0} + a_{cf_1}(Q+S) + a_{cf_2}(Q+S)^2 + a_{cf_3}(Q+S)^3 + a_{cf_4}(Q+S)^4 \qquad (5.20)$$

Nos casos de usinas hidrelétricas muito próximas, essa cota pode ainda ser influenciada pelo nível de montante do reservatório de jusante, devido ao remanso. Finalmente, h_{perdas} corresponde às perdas de carga na tomada e adução de água que, para algumas usinas, são expressas em metros. Para outras usinas, essas perdas são expressas por um fator k_{perdas}, que é dado em p.u. em relação à altura de queda bruta.

Como para o problema de programação diária resolvido pelo modelo DESSEM não se deseja detalhar a operação individual das unidades hidrelétricas[8], é interessante se determinar a expressão para a geração GH_i total da usina que corresponde à soma das gerações de suas nh_i unidades. Considerando um valor médio $\eta = \eta_t\eta_g$ para a eficiência de cada conjunto turbina-

[8] apenas quando as unidades geradoras estão em barras diferentes, quando o modelo deve distribuir a geração entre elas observando o impacto na rede.

gerador, obtém-se uma produtibilidade específica ρ_i, que é um dado cadastral (vide seção 5.1). Desta forma, a chamada função de produção exata, FPH_i, da usina passa a ser dada por

$$FPH_i(V,Q,S) = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_j(q_j,V,Q,S) = \sum_{j=1}^{nh_i} \rho_i . q_j \left[h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q,S) - h_{perdas_i}\right] = \quad (5.21)a$$

$$= \rho_i \, Q \left[h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q,S) - h_{perdas_i}\right],$$

já que $Q = \sum_{j=1}^{nh_i} q_i$. Se a perda de queda for dada sob a forma de um fator, temos que:

$$FPH_i(V,Q,S) = \rho_i \, Q \left[h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q,S)\right] k_{perdas_i}, \quad (5.21)b$$

A Figura 5.18 mostra o gráfico da função de produção exata de uma usina real do sistema brasileiro. À esquerda, mostra-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. Uma descrição detalhada da função de produção hidrelétrica é apresentada em [44].

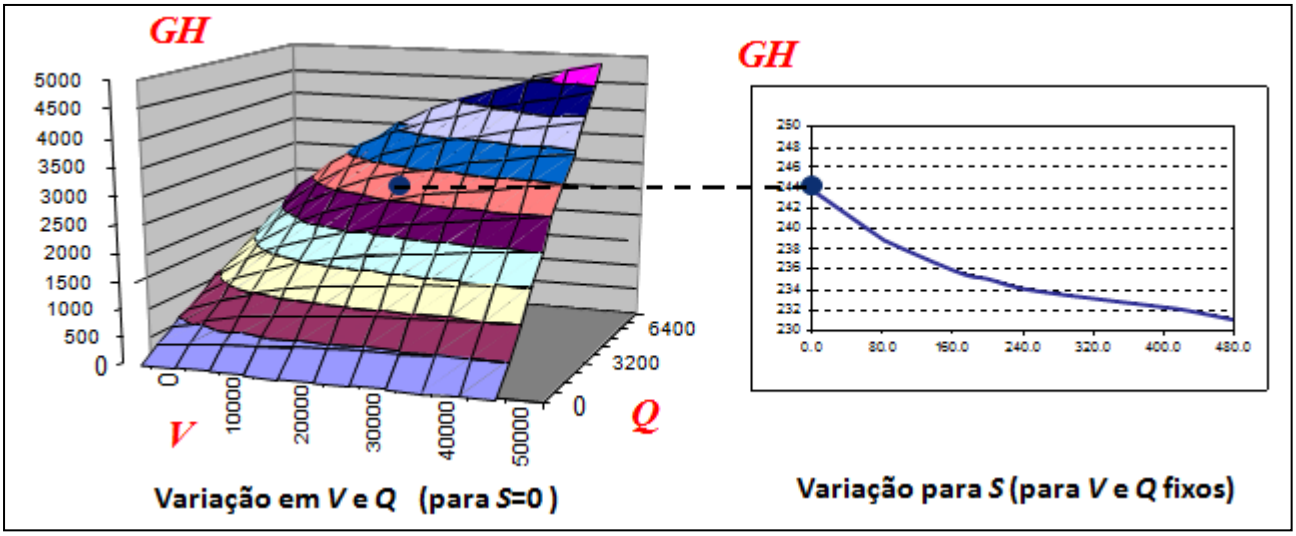


Figura 5.18 - Gráfico da função de produção exata (FPH) de uma usina hidrelétrica.

Como a expressa da FPH_i 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, o que é descrito na próxima seção.

5.12.2 Modelagem da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA)

Observando-se o gráfico à esquerda na Figura 5.18, verifica-se que a função de produção exata FPH_i é razoavelmente côncava, o que sugere uma aproximação linear por partes superior dessa curva. A fim de evitar o uso de variáveis inteiras, pode-se considerar como região viável para o problema de otimização toda a região abaixo da curva. Isto é possível porque a solução ótima do problema de despacho levará sempre o modelo à "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 aproximada FPHA são descritos a seguir.

Passo 1. Determinação da grade de discretização

Define-se uma grade de pontos no plano $V \times Q$, a partir das informações do número de pontos para se tomar em ambas as dimensões (*NPTV* e *NPTQ*, respectivamente) e da janela de discretização a ser adotada para o volume, que corresponde a um intervalo $(V_0 - \Delta V_{\text{FPHA}}, V_0 + \Delta V_{\text{FPHA}})$ em torno do volume inicial V_0, como ilustrado na Figura 5.19 a seguir. 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. Já para o turbinamento, deve-se considerar todo o domínio da variável, já que não é possível prever, a priori, a faixa operativa da usina[9].

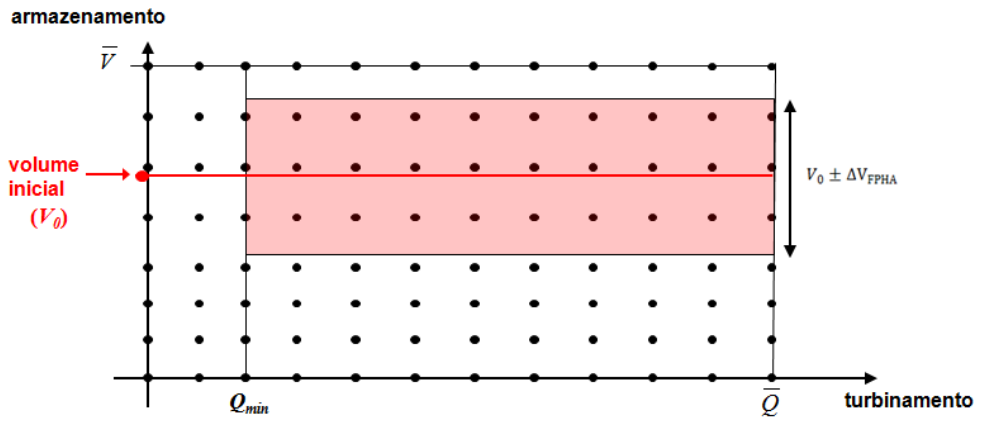


Figura 5.19 - Exemplo de janela de discretização para modelagem da FPHA.

[9] No entanto, caso sejam impostas algumas restrições operativas (como é o caso de Q_{min} na figura), essas podem ser consideradas para restringir a janela de discretização da função.

Passo 2. Cálculo dos pontos

Para cada ponto $\{(\tilde{V}_i, \tilde{Q}_j), i = 1, \dots NPTV, j = 1, \dots, NPTQ\}$ discretizado na etapa anterior, calcula-se a função $FPH_i(\tilde{V}_i, \tilde{Q}_j, S = 0)$ aplicando a expressão (5.21). Obtém-se assim uma nuvem de pontos no espaço tridimensional.

Passo 3. Construção da envoltória convexa

Calcula-se a envoltória convexa da região abaixo da curva $FPH_i(V, Q, S = 0)$, aplicando-se um algoritmo *ad hoc* desenvolvido pelo CEPEL e que leva em consideração o conhecimento específico que se tem sobre a forma da função. Como resultado, obtém-se um conjunto de planos no espaço tridimensional, a partir dos quais obtêm-se os planos que definem um modelo inicial para a função de produção, denotado por $FPHA_0$. A Figura 5.20 a seguir ilustra uma região hipotética definida por essa envoltória convexa, denotada por *C*. Os pontos brancos correspondem àqueles onde a FPH real não encosta em sua envoltória convexa, indicando as regiões onde essa função não é côncava.

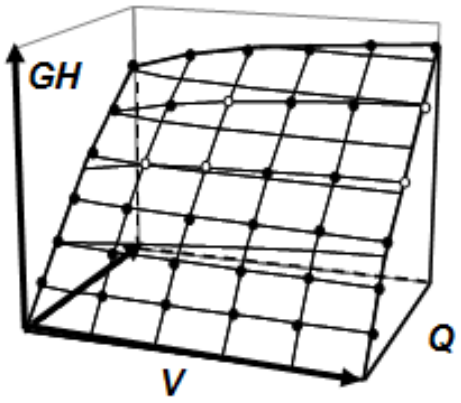


Figura 5.20 - Envoltória convexa da função $FPH(V, Q)$, para uma janela e grade de discretização definida para as variáveis V e Q.

Passo 4. Regressão para minimização das diferenças entre a FPH e FPHA

O modelo inicial $FPHA_0$ será, por construção, otimista nas regiões onde a FPH original for não convexa, 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 minimizar o erro quadrático médio (EQM) entre a $FPHA_0$ e a FPH. Este procedimento é ilustrado na Figura 5.21 e formulado na expressão (5.22).

$$FPHA(V, Q) = \alpha_{FPHA} FPHA_0(V, Q) \qquad (5.22)$$

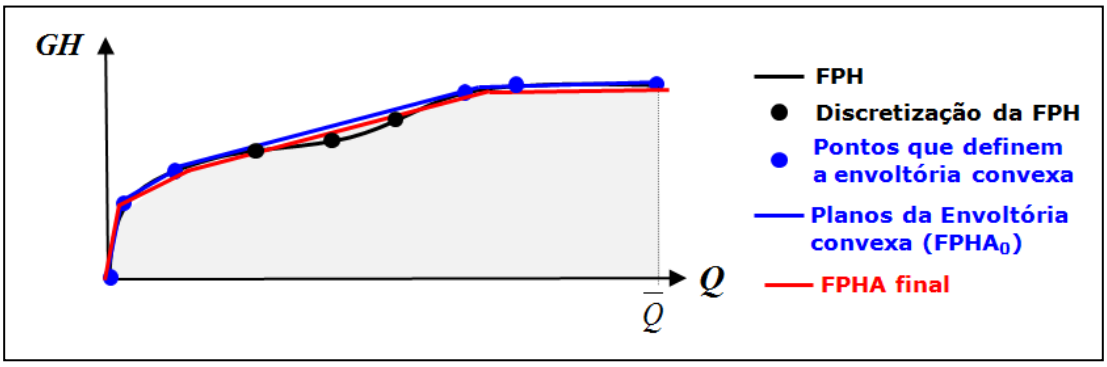


Figura 5.21 - Esquema ilustrativo da regressão feita para minimizar os desvios entre a FPH e a FPHA, após construção da envoltória convexa no plano (*V*,*Q*).

O último passo para construção da função é aplicar uma secante S para cada plano obtido, na dimensão do eixo da variável vertimento (S), também minimizando o EQM entre as duas funções. Este procedimento, ilustrado na figura a seguir, é realizado no domínio entre $[0, S_{max}]$, adotando-se para limite de vertimento um valor igual a duas vezes a vazão longa de médio termo (MLT) da usina.

Passo 5. Aproximação secante na dimensão do vertimento

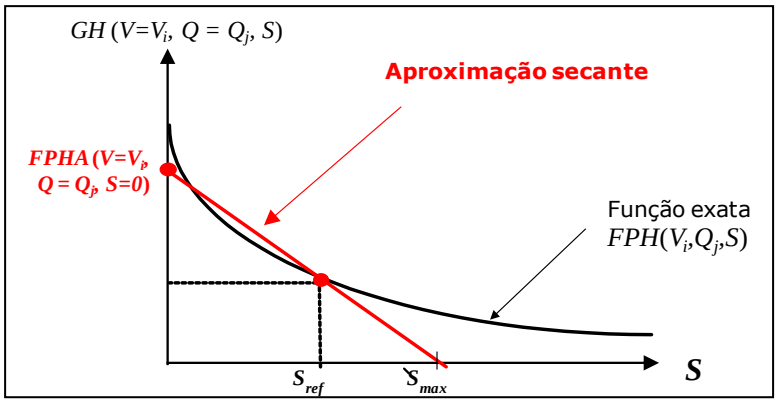


Figura 5.22 - Esquema ilustrativo da regressão feita para minimizar os desvios entre a FPH e a FPHA, após construção da envoltória convexa no plano (*V*,*Q*).

A expressão final da função de produção hidrelétrica aproximada da usina i, denotada por $FPHA_i(.)$ é dada por:

$$(FPHA_i) \quad \begin{cases} GH_i^t \leq \gamma_{0_i}^k + \gamma_{V_i}^k V_i^t + \gamma_{Q_i}^k Q_i^t + \gamma_{S_i}^k S_i^t \\ t = 1, \dots, T, k = 1, \dots, NPF_i \end{cases}, \qquad (5.23)$$

onde $\gamma_{0_i}^k$, $\gamma_{V_i}^k$, $\gamma_{Q_i}^k$ e $\gamma_{S_i}^k$ correspondem, respectivamente, ao termo independente e aos coeficientes relacionados às variáveis V, Q e S na função para cada corte k, e NPF_i é o número de pontos da função de produção para a usina i. Uma descrição mais detalhada dessa função pode ser encontrada em [11] e [44].

5.12.3 Engolimento máximo considerando as curvas da turbina e do gerador

A primeira restrição para o turbinamento máximo de uma usina hidrelétrica considera as limitações dos geradores da usina, sendo dada pela expressão:

$$q_{max_G} = \frac{p_{inst}}{promed}, \tag{5.24}$$

onde:

p_{nom}: potência instalada total da usina, dada pela soma das potências nominais p_{nom} das unidades geradoras;

$promed$: produtividade média da usina, calculada utilizando uma altura média de montante, entre os volumes mínimo e máximo do reservatório, e uma cota média para o canal de fuga, fornecida no cadastro.

Portanto, essa vazão máxima consiste no valor de turbinamento associado à potência instalada máxima da usina e considerando uma altura de queda média.

Historicamente, essa forma de representação em que o engolimento máximo era calculado com base em uma produtividade média vinha se mostrando satisfatória, mesmo em situações em que a altura de queda da usina era inferior à altura efetiva de cadastro. No entanto, em casos em que a usina está com uma altura de queda muito inferior à altura efetiva, a expressão (5.24) leva a uma superestimativa no cálculo de turbinamento máximo em relação à prática, devido à curva de engolimento máximo da turbina.

Essa questão é ilustrada pela Figura 5.23, 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.

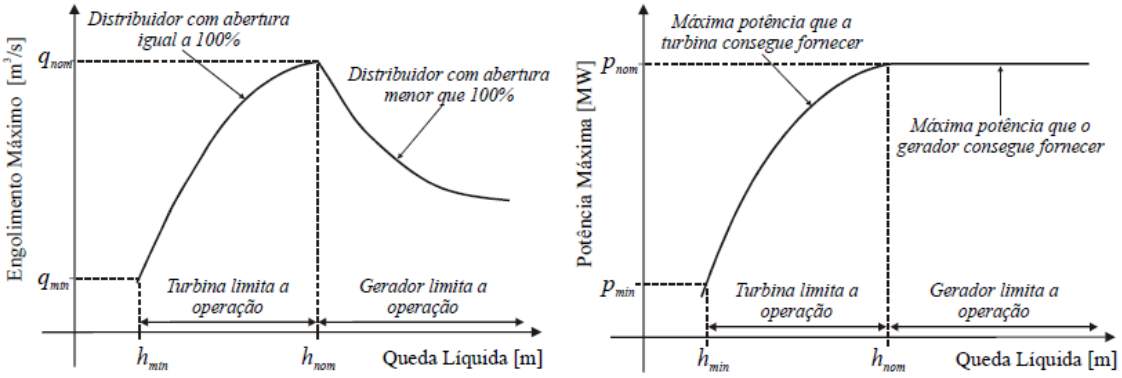


Figura 5.23 - Engolimento máximo e potência máxima de um conjunto turbina/gerador em função da altura de queda líquida.

O engolimento máximo total do conjunto de turbinas de uma usina hidrelétrica, dada uma determinada vazão defluente q_{def}, pode ser obtido pela seguinte expressão, que é a efetivamente empregada no DESSEM:

$$q_{max_T} = \left(\frac{h_l(q_{def})}{h_{ef}}\right)^{\propto} . q_{ef} \qquad (5.25)$$

onde:

h_l: altura de queda líquida da usina;

h_{ef}: altura de queda efetiva da usina, dada pela média das alturas efetivas (de cadastro) dos conjuntos de unidades geradoras da usina, ponderadas pelo número de unidades em cada conjunto;

q_{ef}: vazão efetiva da usina, que corresponde à soma das vazões efetivas de cadastro de suas unidades geradoras. Esta vazão consta do cadastro das usinas hidrelétricas e é considerada como sendo a vazão "nominal " da usina;

α: fator que depende do tipo das turbinas da usina:

=> 0,5 para turbinas Francis e Pelton;

=> 0,2 para turbinas Kaplan.

Como se observa em (5.25), para a determinação de q_{max_T} é necessário conhecer o valor de altura de queda líquida, que por sua vez depende do volume do reservatório e da vazão defluente, que são variáveis de decisão do problema DESSEM. Entretanto, o cálculo desse turbinamento máximo deve ser realizado *a priori*, antes de se resolver o problema de otimização do modelo DESSEM. Para contornar este problema, o cálculo do engolimento máximo será parte do processo iterativo do modelo DESSEM para resolver o problema como um todo. Assim como no tratamento da rede, a primeira iteração não terá a consideração do engolimento máximo. A partir da segunda iteração o engolimento máximo é calculado em função dos resultados da iteração anterior.

6 PARQUE TERMOELÉTRICO

O conceito de uma usina termoelétrica engloba plantas que geram energia a partir de combustíveis fósseis, como óleo e carvão, através de gás natural ou por fissão nuclear. O modelo DESSEM trata as usinas térmicas até o nível de unidade geradora, vide o detalhamento necessário para representar as restrições de *Unit Commitment Térmico*, mas também pela necessidade de conexão individual das unidades à rede elétrica. O custo operativo das unidades térmicas compreende os custos incrementais de geração (CVU) e custos de acionamento/desligamento, que estão descritos na seção 11.

6.1 Unit Commitment das usinas e unidades termoelétricas convencionais

As usinas termoelétricas convencionais são aquelas que não possuem requisitos operativos específicos, além das características e restrições operativas típicas de *Unit Commitment Térmico* das unidades geradoras quando operadas individualmente, e que são descritas a seguir. O *Unit Commitment Térmico* consiste na determinação da alocação ótima das unidades geradoras termoelétricas, considerando uma série de restrições para o acionamento e desligamento das unidades, assim como variação da sua geração ao longo do tempo. O status ligada/desligada das usinas térmicas em determinado período t será identificado, daqui em diante, pela variável de decisão u_i^t, para cada unidade geradora i, e a geração da unidade pela variável gt_i^t.

6.1.1 Rampa para tomada/alívio de carga

Consiste em valores máximos para o acréscimo/decréscimo horário da geração térmica, uma vez estando acionada. Estas restrições, definidas para todas as unidades térmicas e em todos os períodos, limitam a variação da geração térmica em RUp_i (para acréscimo) e RDn_i (para decréscimo) entre dois períodos consecutivos. Quando a unidade se encontra em trajetória de acionamento (o que é indicado pelas variáveis $\hat{y}$ e $\check{y}$, vide seção 6.1.3), estas restrições ficam sem efeito.

As expressões (6.1) e (6.2) formulam matematicamente essas restrições, cujo impacto na operação de uma unidade térmica é ilustrado na Figura 6.1. O traço em vermelho ilustra a trajetória da unidade se a restrição de rampa não existisse, enquanto o traço em verde mostra a operação quando se impõem tais restrições. 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.

$$gt_i^t - gt_i^{t-1} \leq RUp_i + \left(\overline{gt}_i - Rup_{T_i}\right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right), \tag{6.1}$$

$$-gt_i^{t+1} + gt_i^t \leq RDn_i + \left(\overline{gt}_i - RDn_i\right) \cdot \left(\sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right), \tag{6.2}$$

onde $\overline{gt}_i$ é a geração máxima da unidade térmica i, que é um dado cadastral, e $\hat{y}_i^t$ e $\check{y}_i^t$ são variáveis auxiliares, contínuas, indicativas de trajetória de acionamento e desligamento da unidade, respectivamente (vide seção 6.1.3).

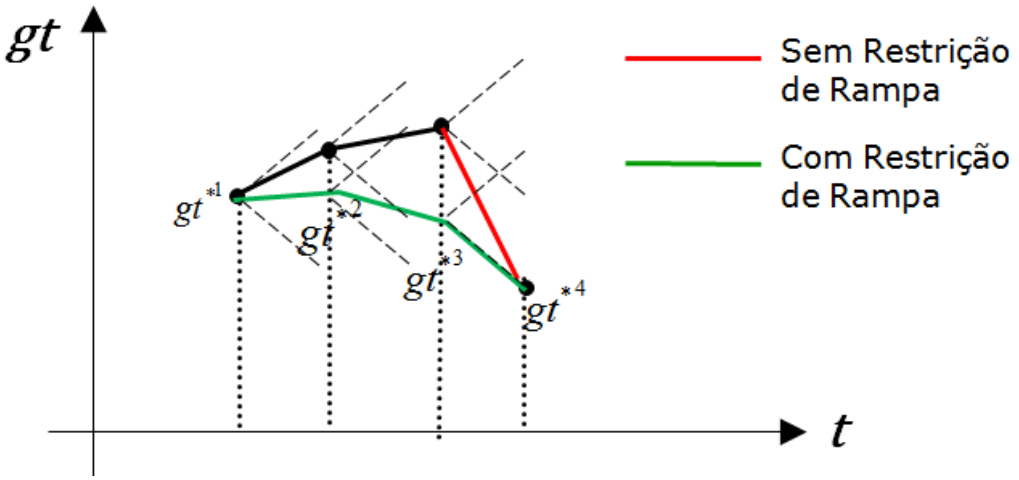


Figura 6.1 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de rampa de geração na operação de uma unidade térmica.

6.1.2 Mínimo tempo ligada e desligada (*up/down times*)

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_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 $Toff_i$ a partir do instante t em que ela é desligada. A formulação matemática dessas restrições é apresentada em (6.3) e (6.4). Nestas equações,

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i} u_i^k \geq Ton_i \cdot \left(u_i^t - u_i^{t-1}\right) \tag{6.3}$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i \cdot} \left(1 - u_i^k\right) \geq Toff_i \cdot \left(u_i^{t-1} - u_i^t\right) \tag{6.4}$$

A Figura 6.2 ilustra o efeito da aplicação de restrições de mínimo tempo ligada e desligada para uma unidade geradora térmica.

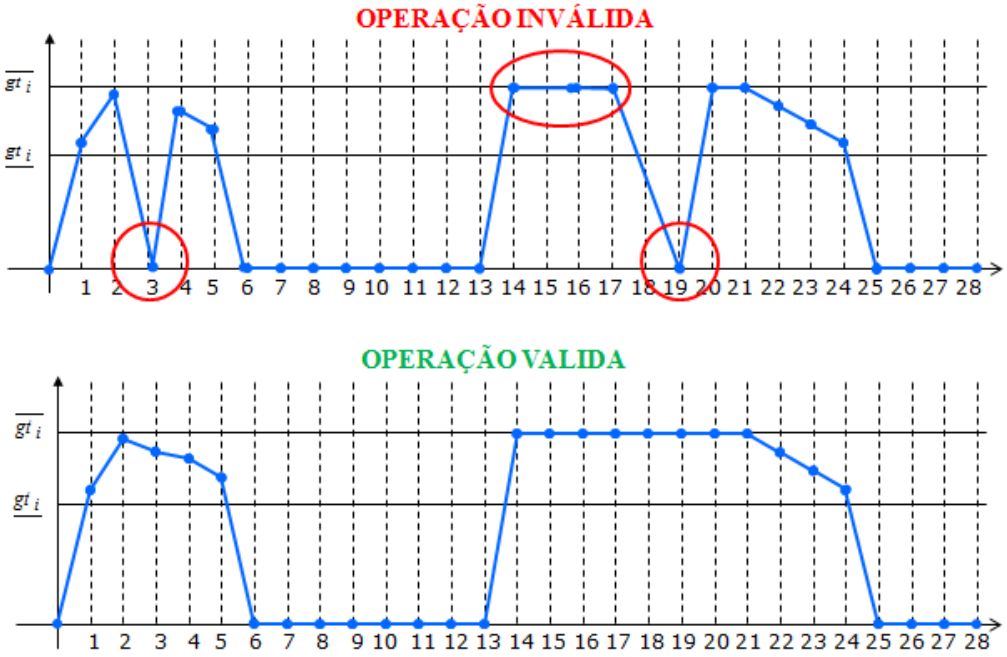


Figura 6.2 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de tempo mínimo ligada/desligada de uma unidade térmica.

6.1.3 Restrição de geração térmica mínima e rampa de acionamento e desligamento das unidades térmicas

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 esteja ligada em algum período de tempo t. Se a unidade estiver em acionamento deverá seguir uma trajetória de acionamento com NUp_i passos, onde a geração de cada passo é definida pelas variáveis $\{TrUp_i^k, k = 1, \dots, NUp_i\}$, até alcançar sua geração mínima $\underline{gt}_i$.

Por outro lado, se a unidade estiver sendo desligada deverá seguir uma trajetória de desligamento com NDn_i passos, onde a geração de cada passo é definida pelas variáveis $\{TrDn_i^k, k = 1, \dots, NDn_i\}$, até anular a sua geração.

Estas trajetórias são definidas pelo par de expressões a seguir:

$$gt_i^t \geq \underline{gt}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad (6.5)$$

$$gt_i^t \leq \overline{gt}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{NUp_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{NDn_i} \check{y}_i^{t+k-1} \right) + \sum_{k=1}^{NUp_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{NDn_i} TrDn_i(NDn_i - k + 1) \cdot \check{y}_i^{t+k-1} \quad (6.6)$$

cujo efeito é ilustrado pela Figura 6.3.

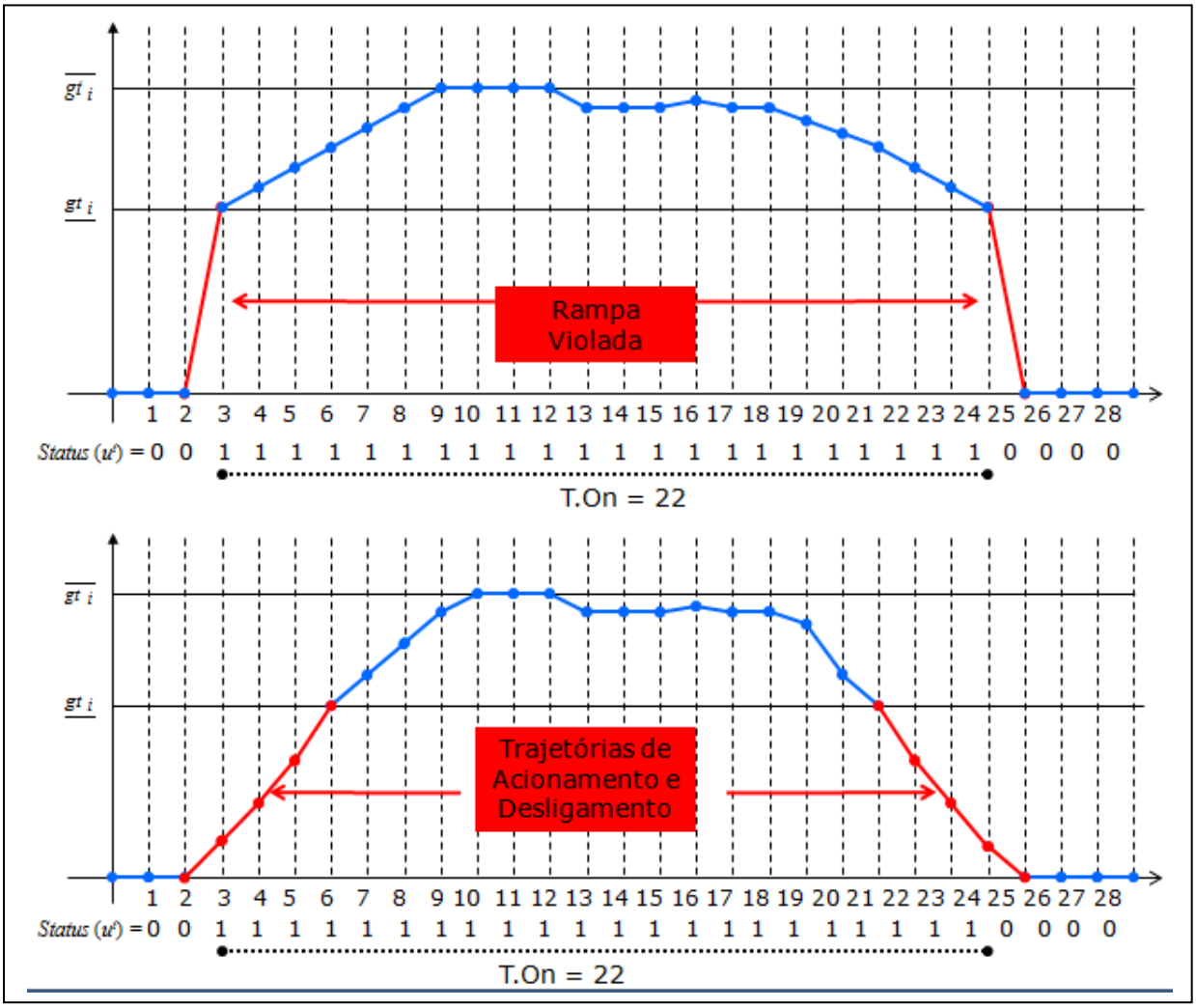


Figura 6.3 - Esquema ilustrativo do efeito das trajetórias de acionamento/desligamento na operação de uma unidade térmica.

6.2 Operação de 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 6.4 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. 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.

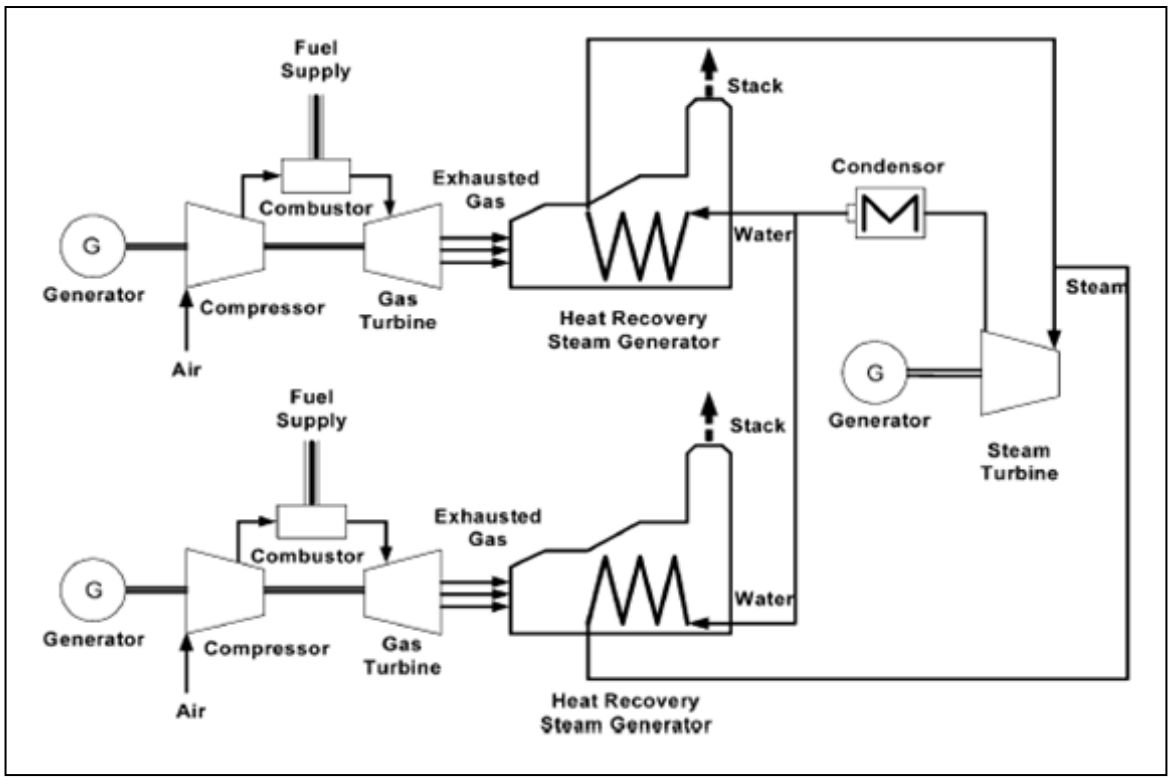


Figura 6.4 - Esquema de uma usina térmica a ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor.

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 ilustra a Figura 6.5.

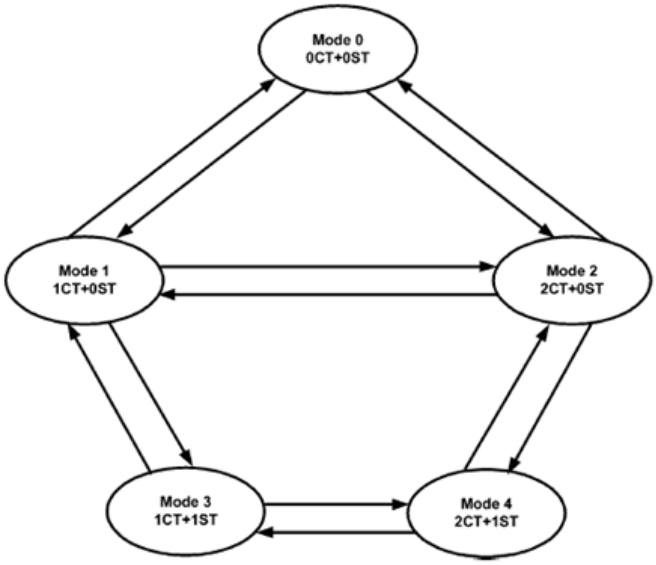


Figura 6.5 - Esquema ilustrativo das possíveis configurações operativas de uma usina térmica a ciclo combinado, e a transição entre elas (Fonte: [48]).

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 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, para cada usina a ciclo combinado j, o conjunto Ω_{CC_j} de unidades térmicas equivalentes que pertencem à j. O número total de usinas a ciclo combinado é $NTCC$.

6.2.1 Restrição de unicidade de acionamento

Em uma usina térmica j a ciclo combinado com diferentes unidades equivalentes, pertencentes ao conjunto Ω_{CC_j} impõe-se a restrição de que uma única unidade poderá estar acionada em cada instante de tempo t:

$$\sum_{i \in \Omega_{CC_j}} u_i^t \leq 1, \qquad j = 1, \ldots, NTCC. \tag{6.7}$$

6.2.2 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 todos os períodos de tempo t:

$$\left| \sum_{i \in \Omega_{CC_j}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{CC_j}} gt_i^{t-1} \right| \leq RTrans_j, \qquad j = 1, \ldots, NTCC \tag{6.8}$$

6.2.3 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 (6.7) e (6.8) 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 da unidade equivalente i é forçado a ser zero caso alguma unidade real que a compõe esteja em manutenção.

6.3 Usinas termoelétricas a GNL

O despacho de usinas à 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. Desta forma, considera-se, no modelo DECOMP, uma modelagem para a decisão antecipada no despacho das usinas termoelétricas a GNL, na qual a decisão semanal 1 ou 2 meses à frente (conforme o caso) é decidida com base nas informações de custo futuro fornecidas pelo NEWAVE.

Como o horizonte de estudo do DESSEM 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.

7 PARQUES EÓLICOS

As fontes intermitentes, como usinas eólicas, solares, fotovoltaicas, tendem a aproveitar todo o recurso disponível, e sua geração deve ser considerada no problema de otimização, para atender à demanda do submercado a que pertencem e também para avaliar sua influência nos fluxos nas linhas da rede elétrica.

Entretanto, por motivo de inviabilidade, pode ser necessário "cortar" parte dessa geração, como por exemplo, se essa injeção levar a algum fluxo na rede que, combinado com o status de geração de outros geradores, comprometa alguma restrição de segurança do sistema. Este corte na geração eólica pode até mesmo ser vantajoso por motivos econômicos, ao 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*. Estudos referentes a isso são mostrados em [45].

Pelos motivos mostrados acima, o valor previsto de geração destas fontes em cada usina eólica i e período de tempo t ($\overline{G_{eol_i}^{\,t}}$) deve ser considerado explicitamente no problema de otimização como um limite para a geração dessas fontes, e o modelo pode decidir despachar qualquer valor entre zero e esse montante de geração, conforme mostra a expressão a seguir.

$$G_{eol_i}^{\,t} \leq \overline{G_{eol_i}^{\,t}}, \qquad i = 1, \dots, NEOL, \;\; t = 1, \dots, T \tag{7.1}$$

onde o número de usinas eólicas no sistema é denominado de $NEOL$. Ressalta-se que, como o custo da geração eólica é nulo, o modelo irá procurar gerar o máximo possível desta fonte.

Detalhes desta modelagem podem ser consultados na referência [45].R

8 GERAÇÕES NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE

No modelo DESSEM, as pequenas usinas correspondem a qualquer fonte de geração cujo despacho não é decidido de forma centralizada. Desta forma, a geração dessas fontes deve ser informada pelo usuário e abatida pelo modelo da carga do submercado ao qual pertence, exceto em situações especiais que serão descritas mais à frente neste capítulo. As gerações deste tipo consideradas pelo modelo são descritas a seguir:

8.1 Pequenas usinas

Estas são as gerações fixas consideradas tradicionalmente nos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Sua geração ${G_{PQ}}_i^t$ é abatida diretamente da carga do submercado ao qual a usina pertence, e o número total de pequenas usinas é denotado por NPQ. Ressalta-se que cada usina possui um número identificador próprio nos registros PQ de entrada de dados. Assim, embora seja prática comum somar a geração de todas as pequenas usinas em um único registro PQ por submercado, recomenda-se que sejam fornecidos registros individuais por usina, quando isto for conveniente, para que os dados e resultados fiquem mais explícitos e intuitivos para o usuário.

8.2 Usinas fotovoltaicas

O modelo DESSEM considera também a geração das fontes de energia fotovoltaicas (vide Figura 8.1) no problema de programação diária da operação. Entretanto, diferentemente do tratamento dado às usinas eólicas, a geração de energia dessas fontes não pode ser “cortada”. A única variável associada a essas usinas é a sua geração ${G_{solar}}_i^t$, para cada usina solar i e período de tempo t, sendo $NSOLAR$ o número de usinas eólicas no sistema.

Fonte: https://www.ecycle.com.br/component/content/article/8-tecnologia-a-favor/5444-com-muitas-baterias-tesla-consegue-armazenar-energia-solar-e-evitar-fontes-a-gas.html

Figura 8.1 – Exemplo de um componente de geração de energia fotovoltaica.

9

9 UNIDADES DE ARMAZENAMENTO

O modelo DESSEM também permite a inclusão de unidades de armazenamento de energia (vide Figura 9.1) no problema de programação diária da operação, como baterias. Esses elementos se situam em determinado submercado (estudos ou períodos sem rede) ou em determinada barra do sistema, e são capazes de armazenar energia proveniente do sistema, como se fosse uma carga. Esta energia pode ser descarregada posteriormente, atuando como uma injeção de geração no sistema ou barra, conforme o caso.

Fonte: https://www.ecycle.com.br/component/content/article/8-tecnologia-a-favor/5444-com-muitas-baterias-tesla-consegue-armazenar-energia-solar-e-evitar-fontes-a-gas.html

Figura 9.1 – Esquema ilustrativo de um sistema de armazenamento de energia por bateria.

Desta forma, o consumo/injeção de potência nas baterias são considerados no balanço de carga do submercado, ilha elétrica ou barra da rede elétrica onde se situa o dispositivo (vide seções 12.1, 13.1 e 13.2, respectivamente), assim como em todas as restrições de fluxo de potência e limites na rede elétrica (vide seções 13.3 a 13.8). As restrições específicas associadas a esses elementos são descritas a seguir.

9.1 Limites mínimo e máximo de armazenamento

Existem limites mínimo e máximo de armazenamento na bateria, em cada instante de tempo:

9.2 Limites para a carga/descarga da bateria

O montante de energia que pode ser carregado/descarregado por unidade de tempo (MW) é limitado pelas características físicas desses componentes, e expresso matematicamente pela seguintes expressões:

9.3 Balanço de carga da bateria, com perdas

Finalmente, assim como as restrições de balanço hídrico representam a variação do volume de água nos reservatórios ao longo do tempo (vide seção 5.5), existem restrições que expressam a variação do armazenamento ao longo do tempo, considerando as perdas de energia ao longo dos processos de carga, armazenamento e descarga da bateria, as quais são contabilizadas quando da descarga da bateria:

10 REDE ELÉTRICA

Nesta seção descreve-se a representação da rede elétrica.

10.1 Área de Controle

São definidas nos arquivos da rede elétrica diversas áreas de controle, para as quais podem ser definidas restrições específicas de reserva de potência, ou definir tolerâncias diferentes para eventuais violações nos limites de fluxo da rede, de acordo com o nível de tensão.

10.2 Componentes da rede

A configuração da rede elétrica compreende uma série de componentes, tais como:

- Barras: consistem nos nós da rede, que correspondem fisicamente às subestações da rede elétrica.
- Linhas de transmissão e transformadores: consistem nos arcos da rede, que correspondem fisicamente às linhas de transmissão e aos transformadores da rede elétrica.
- Transformadores defasadores: considera-se também a existência de transformadores defasadores no sistema, cuja modelagem é distinta dos transformadores tradicionais.

10.3 Fluxo de potência DC

O modelo linearizado em potência ativa, ou fluxo DC, fornece uma aproximação da distribuição dos fluxos de potência ativa no sistema, no qual se despreza o efeito da tensão/potência reativa. O fluxo DC é baseado no forte acoplamento entre a potência ativa e o ângulo das tensões e apresenta resultados tanto melhores quanto maior for o nível de tensão do sistema representado. Este modelo aproximado permite o cálculo dos fluxos ativos com razoável precisão e com baixo custo computacional.

O modelo DC é obtido através da linearização das equações de fluxo de potência ativa na rede. Desprezando-se as perdas, a equação de fluxo de potência ativa f_i em um circuito i entre duas barras k e m é dada por:

$$f_i = -v_k v_m b_i sen\theta_{km} \qquad (10.1)$$

onde v_k e v_m representam as tensões das barras k e m, b_i é a susceptância do circuito i e θ_{km} a diferença angular $(\theta_k - \theta_m)$ entre as barras k e m, sendo θ_i o ângulo de tensão na barra i.

Considerando as aproximações $v_k \cong v_m \cong 1$ p.u., $sen\theta_{km} \cong \theta_{km}$ e $b_i \cong -1/x_i$, obtém-se:

$$f_i = -b_i\left(\theta_{fr(i)} - \theta_{to(i)}\right) = \frac{\theta_{to(i)} - \theta_{fr(i)}}{x_i} \qquad (10.2)$$

onde x_i é a reatância do circuito l. Pelas definições $fr(i)$ e $to(i)$ para as barras de origem e destino da linha i , tem-se que, quando o ângulo da barra de destino é maior do que a da barra de origem, o fluxo é positivo, ou seja, no sentido $fr(i) \rightarrow to(i)$. Valores negativos indicam fluxo no sentido contrário.

Como a injeção de potência ativa em cada barra é igual à soma dos fluxos que saem da barra, chega-se a uma formulação matricial do tipo:

$$p = B\theta \tag{10.3}$$

onde p é o vetor de injeções de potência ativa (geração menos carga) por barra, q é o vetor de ângulos das tensões nodais e B a matriz de susceptâncias da rede.

Conhecendo p e B pode-se calcular, definida uma barra de referência para o sistema, os ângulos de tensão q em cada barra. Posteriormente, avaliam-se os fluxos nos circuitos pela equação do limite de fluxo, que é descrita na seção 13.3. A modelagem do fluxo DC no modelo DESSEM é descrita em [6],[46].

10.4 Modelagem das perdas nas linhas

A consideração das perdas pode ser feita de diversas formas pelo usuário no modelo DESSEM. A estratégia mais simples é incorporar, nos dados de carga das barras, as perdas estimadas na rede, porém essas perdas não ficam em função do despacho que de fato é decidido pelo modelo, pois essa informação não é conhecida a *priori*. Desta forma, o DESSEM oferece a possibilidade de representar as perdas na rede segundo a modelagem DC, que é descrita nas seções seguintes.

10.4.1 Expressão teórica

Segundo a modelagem AC da rede elétrica, o fluxo de potência ativa f_l em uma linha que conecta as barras k e m é dado por:

$$f_i^{k \rightarrow m} = -v_k^2 g_i - v_k v_m g_i cos\theta_{km} - v_k v_m b_i sen\theta_{km} \tag{10.4}$$

onde g_i é a condutância série do circuito i. De maneira análoga tem-se:

$$f_i^{m \rightarrow k} = -v_m^2 g_i - v_m v_k g_i cos\theta_{mk} - v_m v_k b_i sen\theta_{mk} \tag{10.5}$$

Sabendo-se que $cos\theta_{mk} = cos\theta_{km}$ e $sen\theta_{mk} = -sen\theta_{km}$ as perdas de transmissão l_i na linha i serão dadas por:

$$l_i = f_i^{k \rightarrow m} + f_i^{m \rightarrow k} = g_i(v_m^2 + v_k^2 - 2v_m v_k cos\theta_{km}) \tag{10.6}$$

Além das aproximações já mencionadas anteriormente para os valores de v e v, introduz-se também a seguinte aproximação:

$$cos\theta_{km} \cong \frac{1-\theta_{km}^2}{2}, \qquad (10.7)$$

obtendo-se então a seguinte expressão para as perdas no circuito i:

$$l_i = g_i(\Delta\theta_i)^2, \qquad (10.8)$$

onde $\Delta\theta_i$é a diferença angular na barra i, que equivale a θ_{km} na notação adotada anteriormente. O gráfico da função de perdas é mostrado na Figura 10.1.

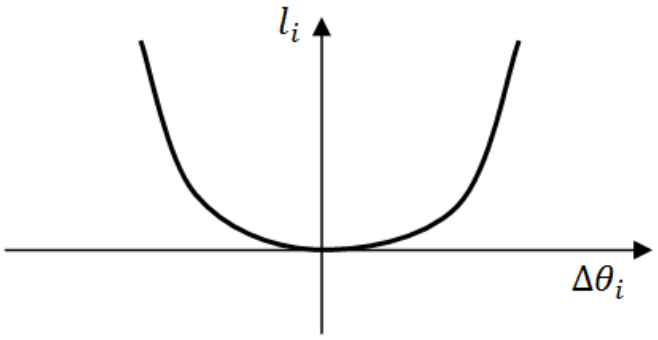


Figura 10.1 - Perdas em um circuito como função quadrática da diferença angular entre suas barras extremas, segundo a modelagem DC com perdas

10.4.2 Aproximação linear por partes para as perdas

A incorporação das perdas pode ser feita substituindo-se a equação não linear por um modelo linear por partes, cujos cortes tangenciam a função por baixo, conforme mostra a Figura 10.2.

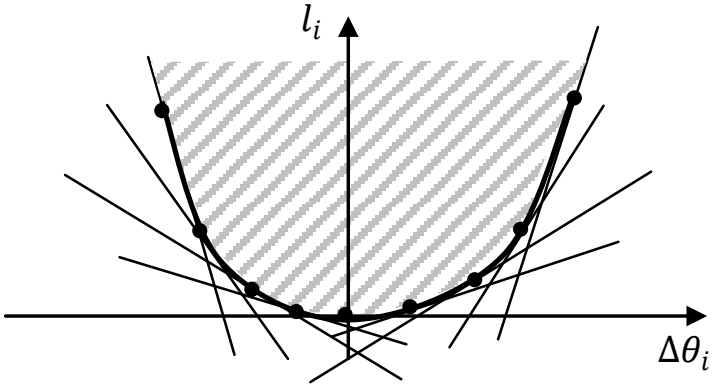


Figura 10.2 - Exemplo de uma aproximação linear por partes para as perdas de transmissão em uma linha i.

Os cortes correspondem a inequações no problema de programação linear, as quais definem como região viável para o problema todos os pontos situados acima da curva de perdas, representados pela região hachurada na Figura 10.2. Nesta aproximação, supõe-se que o modelo irá sempre preferir se situar exatamente sobre a curva linear por partes, já que os pontos acima dessa curva levariam a perdas maiores para o sistema e, em consequência, a um maior custo de operação.

Entretanto, não é razoável incluir, no problema de otimização, todos os cortes do modelo linear por partes para as perdas em todas as linhas da rede elétrica, por dois motivos:

- o número de restrições para o problema de programação linear (PPL) ou inteira (MILP) pode se tornar muito grande, uma vez que se deve inserir várias inequações para cada linha;
- o método SIMPLEX, utilizado para resolver o problema de otimização, tende a encontrar como solução ótima um dos vértices do poliedro que define a região viável do problema. Desta forma, o estabelecimento *a priori* de um modelo linear por partes para as perdas pode levar a uma discretização dos valores "candidatos" para as diferenças angulares e, consequentemente, para os fluxos nas linhas.

De forma a contornar os inconvenientes apontados acima, desenvolveu-se um modelo linear por partes dinâmico para aproximar a expressão quadrática de perdas nos circuitos da rede elétrica, conforme descrito na referência [6].

–

PARTE IV – CUSTOS E RESTRIÇÕES OPERATIVAS

11 CUSTOS DO PROBLEMA DE PDO

11.1 Custos de operação

O objetivo principal do problema de programação da operação é a minimização do custo de operação, tendo como prioridade o atendimento de todas as restrições operativas energéticas e elétricas. O custo de operação é composto pelas parcelas descritas a seguir.

11.1.1 Custo de geração termoelétrica

O custo de geração termoelétrica é considerado por uma função linear. Funções lineares por partes[10] podem ser representadas através de ajustes apropriados nos dados de entrada, dividindo-se a capacidade da usina em vários segmentos, cada um com determinado limite e custo de operação. Com isso, pode-se representar CVUs variáveis com a disponibilidade da usina. O custo incremental (linear) para cada unidade geradora i e período t é denotado por ct_i^t, e a função objetivo Z do problema de otimização recebe a seguinte parcela:

$$\mathrm{Z} = \cdots + \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{nt} ct_i^t \, gt_i^t + \cdots \tag{11.1}$$

11.1.2 Custos de partida/parada de unidades térmicas

O custo de partida/parada das unidades geradoras termoelétricas é importante para a modelagem do *Unit Commitment Térmico*. Podem ser considerados dois tipos de custo para a partida das unidades: custo constante, por partida, ou um custo variável, de acordo com o tempo em que a unidade estava desligada, pois unidades que já estão desligadas há mais tempo estão mais “frias” e, portanto, exigem maior calor (e, consequentemente custo) para acionamento. Já para o custo de desligamento, considera-se um valor constante, como é usual na literatura.

Atualmente, no uso oficial do modelo DESSEM, considera-se sempre um custo constante de acionamento. Estas restrições, definidas para todas as unidades térmicas e em todos os períodos de tempo, impõem um custo C_i^{cold} de ligar uma unidade i, no período t, dado que a mesma unidade estava desligada no período anterior $(t-1)$, como mostra a expressão (11.2)

$$cst_i^t \geq C_i^{cold} \cdot \left(u_i^t - u_i^{t-1}\right), \tag{11.2}$$

onde cst_i^t é uma variável de decisão que indica o custo de mudança de status da unidade térmica i no período t, seja por acionamento ou desligamento. Já o custo de parada é definido pelas restrições, para todas as unidades e períodos de decisão, que computam o custo de desligar uma unidade i, no período t, dado que a mesma unidade estava ligada no período anterior $(t-1)$:

[10] Esse tipo de modelagem também pode ser adotado para aproximar funções quadráticas.

$$cst_i^t \geq C_i^{shut} \cdot \left(u_i^{t-1} - u_i^t\right) \tag{11.3}$$

onde C_i^{shut} é o custo fixo de desligamento da unidade geradora i.

Com esses termos, a função objetivo Z do problema de otimização recebe a seguinte parcela:

$$\mathrm{Z} = \cdots + \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{nt} cst_i^t + \cdots \tag{11.4}$$

11.1.3 Custo de energia importada/exportada

O pagamento (remuneração) referente à energia importada (exportada) é representada através de um preço linear, denotado por ci_i^t e ce_i^t, respectivamente para cada contrato de importação (exportação) i e período t. Uma modelagem linear por partes pode ser utilizada definindo-se vários contratos associados à mesma fonte, com preços e limites de importação/exportação diferentes.

Este custo contribui com as seguintes parcelas na função objetivo do problema:

$$\mathrm{Z} = \cdots + \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eci_i^t - \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Ece_i^t + \cdots \tag{11.5}$$

11.2 Custo de déficit

De forma a evitar cortes de maior profundidade, considera-se uma curva linear por partes para a função de custo de não atendimento à carga (déficit de energia). A Figura 11.1 mostra um exemplo dessa curva com 3 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.

Como pode ser aplicada uma curva diferente para cada submercado e intervalo de tempo, o custo de déficit é denotado por $cdefc_{i,k}^t$, para o submercado i, segmento k e período t, sendo ndc_i^t o número de segmentos da curva para o submercado i e período t.

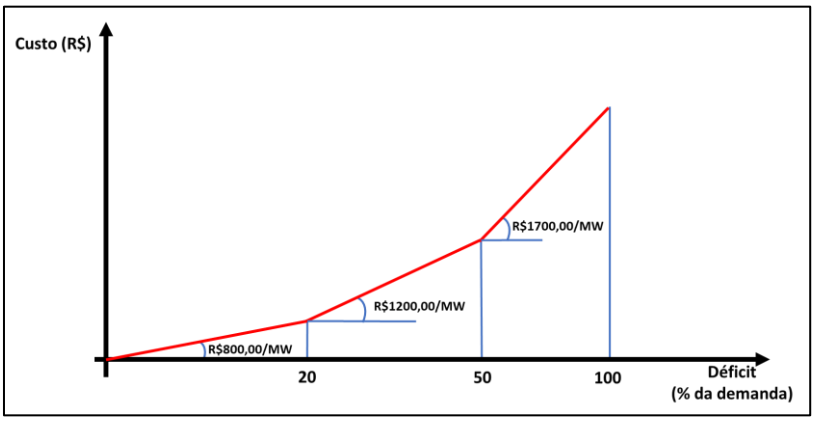


Figura 11.1 - Exemplo de uma curva linear por partes para o custo de déficit de energia.

A influência do custo de déficit na função objetivo é representada pela seguinte parcela na função objetivo do problema:

$$\mathrm{Z} = \cdots + \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} cdefc_{i,k}^t Defc_{i,k}^t + \cdots \tag{11.6}$$

onde $Defc_{i,k}^t$ é o déficit efetivamente incorrido no submercado i, segmento k e período t. Nota-se que, pela natureza crescente dos custos incrementais de déficit para cada segmento, um segmento só será ativado se o anterior tiver sido plenamente utilizado. A participação do déficit na equação de atendimento à demanda do submercado correspondente é descrita na seção 12.1.

Finalmente, esclarece-se que, para os estudos sem rede, o modelo não permite corte de carga, pois teria que ser necessária a definição, pelo usuário, dos critérios para corte de carga entre as diferentes barras de um mesmo submercado.

11.3 Custo Futuro

O custo futuro corresponde ao valor esperado (valor médio) do custo de operação após o horizonte de estudo do modelo DESSEM, sendo obtido a partir da chamada Função de Custo Futuro (FCF) fornecida pelo modelo DECOMP (vide seção 3.1). Essa função, que é um dado de entrada para o modelo, relaciona o custo futuro com o estado do sistema, dado pelo vetor V^T de volumes armazenados nos reservatórios no final do horizonte de estudo do DESSEM. Como há um grande número de reservatórios, essa FCF é multidimensional. A Figura 11.2 mostra um esboço do comportamento de seu gráfico, analisando-se a dimensão para um reservatório específico i.

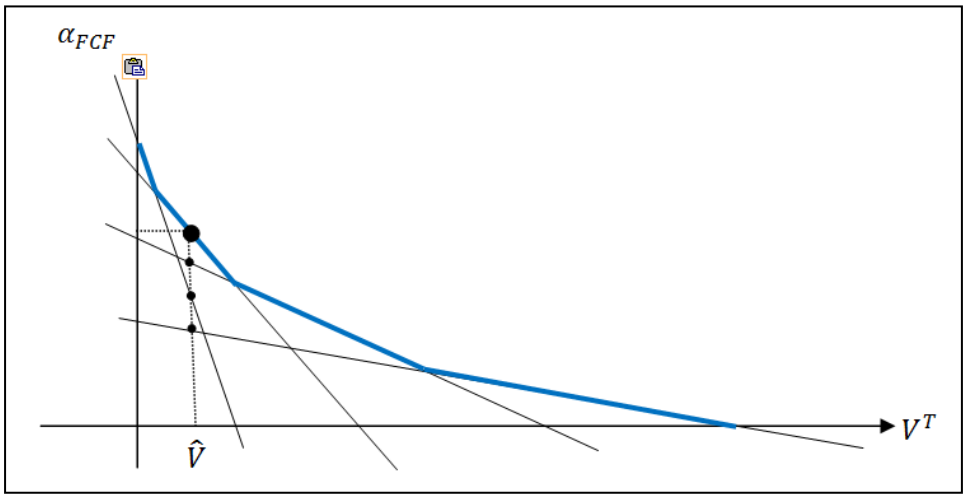


Figura 11.2 - Exemplo ilustrativo da função de custo futuro. A abscissa representa o vetor de armazenamentos V^T nos reservatórios ao final do período de estudo, considerando fixos os armazenamentos dos outros reservatórios.

Como a FCF é linear por partes, na formulação matemática deve-se representar todos os cortes que a definem e, para um dado vetor de armazenamentos $\hat{V}^T$, o valor da função deve corresponder ao menor valor que seja igual ou superior ao valor que todos os segmentos[11] que compõem a função assumem ao cruzar o ponto $\hat{V}^T$. A contribuição da função de custo futuro na formulação do problema é expressa por:

$$\mathrm{Z} = \cdots + \frac{\alpha_{FCF}}{(1+\beta_{tdesc})} \tag{11.7}$$

e o valor máximo de todos os cortes, para cada ponto de volume, é obtido introduzindo-se as seguintes inequações nas restrições do problema:

$$\alpha_{FCF} \geq {\pi_{FCF}}_0^k + \sum_{i=1}^{NH} {\pi_{FCF,\mathrm{V_i}}}^k . V_i^T \,, \qquad k = 1, NCUT_{FCF}, \tag{11.8}$$

onde $NCUT_{FCF}$ é o número de cortes da função de custo futuro e, para cada corte k, ${\pi_{FCF}}_0^k$ é o termo independente e cada termo ${\pi_{FCF,V}}_i^k$ é o coeficiente associado a determinada usina hidrelétrica i. O termo β_{tdesc} corresponde à taxa de desconto, fornecida pelo usuário. Devido ao curto intervalo de tempo entre os períodos do DESSEM, essa taxa é aplicada apenas na função de custo, de forma a trazer o custo futuro a valor presente.

[11] Para o desenho mostrado, cada segmento é uma reta. No entanto, na formulação geral da função para NH reservatórios, cada segmento é um hiperplano definido no espaço $\Re^{NH+1}$.

Observa-se que, em condições normais, a função é sempre decrescente com o aumento de *V*, indicando que deixar um montante maior de água armazenado no sistema ao final do estudo leva a uma redução no valor esperado do custo futuro de operação. Já a inclinação da função mostra a magnitude do aumento do custo futuro com o decréscimo de armazenamento, permitindo obter-se uma relação entre o custo de operação (neste caso, o custo futuro) e o turbinamento da usina, pois cada unidade de água turbinada corresponde a um decréscimo de uma unidade no volume de água do reservatório ao final do horizonte. Este custo encontra-se em R$/hm^3, e, para transformá-lo em um custo comparável ao das térmicas (cuja unidade está em R$/MWh), o modelo implicitamente o multiplica pelo inverso da produtividade da usina hidrelétrica, expressa em (MWh/hm^3), e que corresponde ao montante de energia que se consegue gerar com cada unidade de água turbinada pela usina. Essa produtividade também é obtida de forma implícita pelo modelo, consultando-se a função de produção de cada usina (vide seção 5.12.2).

Em resumo, implicitamente o modelo de coordenação hidrotérmica realiza, para cada usina hidrelétrica, o cálculo de seu "custo marginal" de geração, mostrado na Figura 11.3, comparando com os custos unitários de geração térmica (dado do problema) para decidir em quais usinas se deve gerar. A produtividade de cada usina é calculada em função das características da usina (dado de entrada do modelo) e do volume armazenado (estado do sistema).

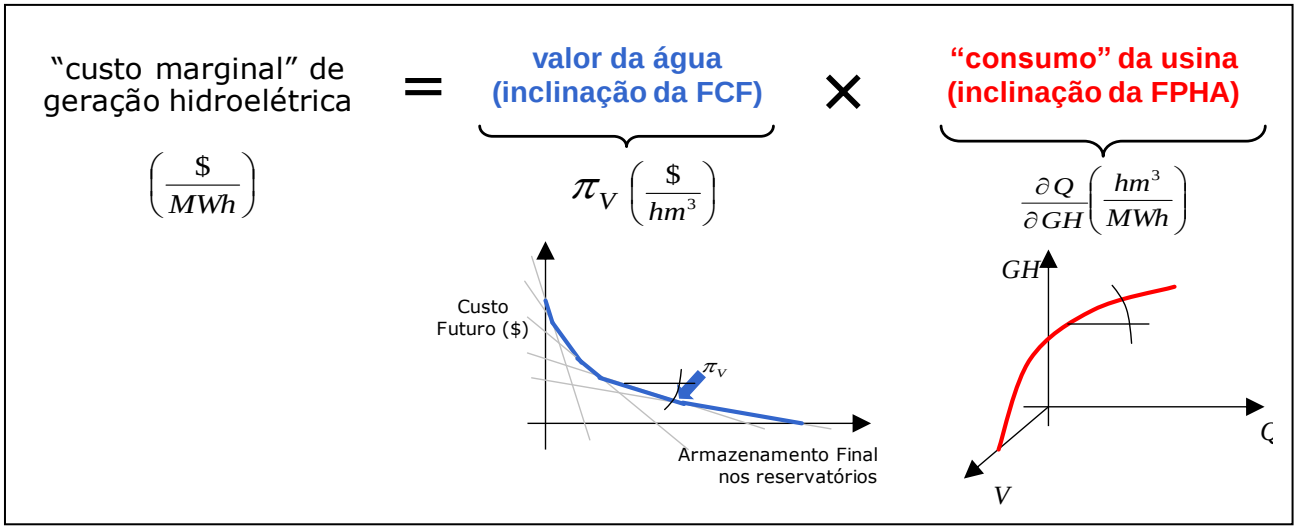


Figura 11.3 - Cálculo implícito do "custo marginal" de geração hidrelétrica, que é realizado implicitamente pelo modelo de coordenação hidrotérmica.

A diferença fundamental entre o custo de uma usina térmica e o de uma usina hidrelétrica é que o custo unitário de uma termoelétrica é fixo, independente do montante gerado. Já para as usinas hidrelétricas, como podem variar tanto as inclinações da FCF (em função dos volumes armazenados nos reservatórios do sistema), como a produtividade da usina (em função de seu turbinamento e seu próprio armazenamento), o custo unitário de geração é variável, aumentando na medida em que se aumenta a vazão turbinada da usina e se diminui o armazenamento do reservatório.

11.4 Custos de violação de restrições

Corresponde ao custo de não atendimento (violação) às restrições operativas, cujo valor é ordens de magnitude superior aos custos reais do problema, de forma a forçar com que o modelo encontre uma operação ótima que seja viável do ponto de vista físico. Em outras palavras, se o problema tiver uma solução viável, o modelo não ativará as variáveis de folga de violação.

Ressalta-se que, caso as restrições impostas pelo usuário sejam impossíveis de serem atendidas em conjunto, o modelo naturalmente irá privilegiar a minimização da ocorrência de inviabilidades. No processo oficial de elaboração do PMO e estabelecimento do PLD, realizado atualmente pelo ONS e pela CCEE, os casos são ajustados de forma a não resultar em inviabilidades na operação final.

11.4.1 Hierarquização entre os custos de violação das restrições

As restrições físicas do sistema, que estão relacionadas à modelagem dos componentes e são descritas ao longo dos capítulos 4 à 10 (ex: balanço hídrico, função de produção hidrelétrica, evaporação, perdas da função de produção) recebem um custo mais elevado de violação, uma vez que tais restrições não deveriam ser violadas. Desta forma, seu atendimento é prioritário em relação às restrições operativas descritas nos capítulos 12 à 14. Essas restrições operativas podem ser de origem hidráulica (medidas em m^3/s ou hm^3) ou energética (medidas em MW ou MWh), portanto, o modelo utiliza internamente um fator de conversão no valor da penalidade em ambos os tipos de restrição, com base em um valor médio de produtividade do sistema.

Recentemente, foi apontada pelo ONS a necessidade de haver uma hierarquização entre os custos de violação de diferentes restrições operativas, para nortear os ajustes dos limites das restrições em busca de viabilidade, durante a montagem de um caso do DESSEM. Desta forma, contempla-se a implementação dessa funcionalidade no futuro.

11.5 Custos de Penalização para variáveis

Apesar de não incorrerem em custo para a operação do sistema, na prática introduzem-se penalidades para algumas das variáveis do problema, descritas a seguir. Os valores adotados são suficientemente pequenos para evitar soluções não desejadas, mas sem afetar as decisões econômicas do ponto de vista de geração térmica.

11.5.1 Penalidades de vertimento / turbinamento

Esta penalidade é aplicada para que, em caso de indiferença econômica entre defluir um volume de água ou mantê-la armazenada no reservatório (quando o valor da água é zero), o modelo decida manter a água no reservatório. Em relação ao turbinamento mais especificamente, a penalidade se deve a questões relacionadas à modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas [44].

_

11.5.2 Penalidades de intercâmbio

Estas penalidades visam evitar que o modelo decida “ir e voltar” com a energia de um submercado para o outro e, nos estudos com perdas na transmissão, utilize os intercâmbios apenas para aumentar a perda de energia e, consequentemente, reduzir os vertimentos, que são penalizados.

12 RESTRIÇÕES OPERATIVAS SISTÊMICAS

As restrições sistêmicas correspondem àquelas que afetam, simultaneamente, mais de um tipo de entidade (usina hidrelétrica, termoelétrica, intercâmbio) do sistema.

12.1 Atendimento à demanda por submercado

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 (vide seção 10.3). No 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 rede, descritas na seção 15.

Para os trechos do horizonte de estudos em que se adotam patamares cronológicos (vide seção 2.1), esta curva é agregada nos intervalos de tempo correspondentes aos patamares cronológicos, assim como todos os demais dados que são informados em escala mais refinada do que o intervalo de duração do período de tempo na discretização temporal adotada.

O atendimento à demanda por submercado é expressa pela seguinte restrição:

$$\begin{aligned}\sum_{i\in\Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i\in\Omega_{ST_k}} gt_i^t - \sum_{i\in\Omega_{SEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i\in\Omega_{SPQ_k}} {G_{PQ}}_i^t + \sum_{i\in\Omega_{SCI_k}} Eci_i^t \\ - \sum_{i\in\Omega_{SCE_k}} Ece_i^t + \sum_{i\in\Omega_{SEOL_k}} {G_{eol}}_i^t + \sum_{i\in\Omega_{SSOL_k}} {G_{solar}}_i^t \\ + \sum_{i\in\Omega_{SI_k}} \left(Int_{ik}^t - Int_{kj}^t\right) + \sum_{i=1,ndc_k^t} Defc_{i,k}^t = D_k^t,\end{aligned} \tag{12.1}$$

onde

$$D_k^t = \sum_{i\in\Omega_{SB_k}} d_i^t, \tag{12.2}$$

sendo D_k^t a demanda do submercado k, no período t, composto pela soma das cargas d_i^t de todas as barras i no conjunto Ω_{SB_k} de barras que pertencem ao submercado k. Os conjuntos Ω_{SH_k}, Ω_{ST_k}, Ω_{SEB_k}, Ω_{SPQ_k}, Ω_{SCI_k}, Ω_{SCE_k}, Ω_{SEOL_k}, Ω_{SSOL_k} correspondem ao conjunto de usinas hidrelétricas, unidades térmicas, estações de bombeamento, pequenas usinas, contratos de importação e contratos de exportação, usinas eólicas e usinas solares associados ao submercado k, respectivamente, e o conjunto Ω_{SI_k} indica o conjunto de submercados que estão diretamente associados ao submercado k.

12.2 Reserva de potência

A reserva de potência corresponde a uma ”folga” que deve ser deixada entre as capacidades de geração de alguns componentes do sistema (usinas térmicas hidrelétricas) e o valor de geração que está sendo efetivamente realizado, de forma a acomodar eventuais necessidades de acréscimo de geração em tempo real. Tais acréscimos podem ocorrer devido a diversos fatores, como a saída inesperada de unidades geradoras, incrementos de carga significativos em relação aos valores previstos, variações grandes nas gerações previstas para as fontes intermitentes (como usinas eólicas), entre outros. A reserva operativa pode ser definida por área de controle ou individualmente para algumas usinas. Na definição da reserva por área, pode ser necessário incluir intercâmbios com submercados vizinhos.

Desta forma, as restrições de reserva operativa do sistema, que podem ser definidas de forma diferente em cada intervalo de tempo, podem ser especificadas das formas descritas a seguir.

12.2.1 Reserva de potência individual, por usina hidrelétrica ou térmica;

Neste caso, para cada usina hidrelétrica (expressão (12.3)) ou usina termoelétrica (expressão (12.4)) i selecionada, deve-se deixar uma folga RH_i^t (respectivamente, RT_i^t) entre a geração máxima disponível no período $\overline{GH_i^t}$ (respectivamente, $\overline{GT_i^t}$) e a geração efetivamente realizada, para acomodar a necessidade de eventuais acréscimos de geração:

$$\overline{GH_i^t} - GH_i^t \geq RH_i^t, \qquad i = 1, \dots, NH; t = 1, \dots, T \tag{12.3}$$

$$\overline{GT_i^t} - \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t \geq RT_i^t, \qquad i = 1, \dots, NT; t = 1, \dots, T \tag{12.4}$$

12.2.2 Reserva de potência por área de controle

Neste caso a reserva RAC_k^t para cada área de controle k e período t, deve ser atendida conjuntamente pelas usinas hidrelétricas, termoelétricas e intercâmbios que contribuem para essa área, e que são identificadas pelos conjuntos ACH_k, ACT_k e ACI_k, respectivamente. A expressão (12.5) formula matematicamente essa restrição:

$$\sum_{i \in ACH_k} \left(\overline{GH_i^t} - GH_i^t\right) + \sum_{i \in ACT_k} \left(\overline{GT_i^t} - \sum_{j=1}^{nt_i} gt_{i,j}^t\right) + \sum_{i \in ACI_k} \left(\overline{Int_{i,j}^t} - Int_{i,j}^t\right) \geq RAC_k^t, \quad k = 1, \dots, NAC; t = 1, \dots, T, \tag{12.5}$$

onde NAC indica o número de áreas de controles para fins de definição da reserva de potência.

12.3 Restrições elétricas especiais

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 estudos/períodos sem rede, 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 especiais.

Essas restrições são representadas por limites inferiores e superiores, em cada intervalo, para a soma ponderada das injeções de potências de um subconjunto de usinas hidrelétricas, usinas térmicas, contratos de importação/exportação, e intercâmbios do sistema. Cada restrição elétrica considera limites inferior e superior de geração para um conjunto de usinas com fatores de participação diferentes. Essas restrições são consideradas por estágio.

A expressão matemática para as restrições elétricas é dada por:

$$\underline{RE_i^t} \leq \sum_{j \in REH_i} \kappa_{RE,H_i^j} GH_j^t + \sum_{j \in RET_i} \kappa_{RE,T_i^j} GT_j^t + \sum_{j \in REI_i} \kappa_{RE,I_i^j} Int_{sfr(j),sto(j)}^t + \sum_{j \in RECI_i} \kappa_{RE,CI_i^j} Eci_j^t + \sum_{j \in RECE_i} \kappa_{RE,CE_i^j} Ece_j^t \leq \overline{RE_i^t}, \quad (12.6)$$

$$i = 1, \dots, NRE, t = 1, \dots, T,$$

onde NRE é o número de restrições elétricas especiais; κ_{RE,H_i^j}, κ_{RE,T_i^j}, κ_{RE,I_i^j} κ_{RE,CI_i^j} e κ_{RE,CE_i^j}, são os fatores associados a cada usina hidrelétrica, térmica, intercâmbio, contrato de importação ou contrato de exportação j pertencente a restrição elétrica; REH_i, RET_i, REI_i, $RECI_i$ e $RECE_i$ definem os conjuntos de elementos de cada um desses tipos, respectivamente, que pertencem à restrição, e os limites inferior e superior de cada restrição k em cada período t são dados por $\underline{RE_i^t}$ e $\overline{RE_i^t}$, respectivamente.

12.4 Restrições de meta de geração térmica ou intercâmbio

Conforme descrito na seção 3.2.2, um acoplamento complementar com o modelo DECOMP pode ser feito estabelecendo-se metas semanais de geração média para as usinas térmicas (expressão (12.7)) ou recebimentos líquidos médios para cada submercado (expressão (12.8)). Essas restrições são formuladas como segue:

$$\sum_{t=1}^{T} GT_i^t + \Delta META_{T,inf_i} - \Delta META_{T,sup_i} = META_{T_i}, \quad (12.7)$$

$$\sum_{t=1}^{T}\sum_{s\in\Omega_{S_i}}\left(Int_{s,i}^{t}-Int_{i,s}^{t}\right)+\Delta META_{I,inf_i}-\Delta META_{I,sup_i}=\ META_{S_i}. \tag{12.8}$$

onde $\Delta META_{T,inf_i}$ e $\Delta META_{T,sup_i}$são os desvios para cima e para baixo ocorridos em relação às metas de geração térmica determinadas, e $\Delta META_{S,inf_i}$, $\Delta META_{S,sup_i}$ são os desvios para cima e para baixo ocorridos em relação às metas de recebimento dos submercados determinadas. Todas essas variáveis são decisões do modelo.

13 RESTRIÇÕES OPERATIVAS DA REDE ELÉTRICA

Além da modelagem em si da rede elétrica, descrita no capítulo 10, uma série de restrições devem ser consideradas, conforme descrito a seguir.

13.1 Atendimento à demanda por barra

Ao representar a rede elétrica, cada nó do sistema corresponde à determinada barra da rede. Portanto, ao invés de se ter uma equação de demanda por submercado (vide seção 12.1), em princípio se teria uma equação para cada barra do sistema, de acordo com o sistema abaixo[12]:

$$\begin{bmatrix} \\ p \\ \\ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \\ B \\ \\ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \\ \theta \\ \\ \end{bmatrix} \tag{13.1}$$

onde p e θ são vetores de dimensão NB com a injeção líquida (geração subtraída da carga) e os ângulos em todas as barras, respectivamente, e B é a matriz de susceptâncias da rede, que possui dimensão $NB \times NB$.

Entretanto, para não onerar muito computacionalmente a resolução do problema pelo DESSEM, já que deveriam ser incluídas $NB \times T$ restrições e variáveis adicionais ao problema, são adotados os procedimentos resumidos a seguir, descritos com mais detalhes em [13], [6], na modelagem do problema com rede elétrica, que é resolvido de forma iterativa como mostrado na seção 15:

- mantêm-se as equações de atendimento à demanda (12.1) por submercado, o que garante o balanceamento da carga (i.e., a soma de todos os componentes do vetor p será nula);
- conhecidos os valores do vetor p ao resolver o problema (inicialmente, sem rede), calculam-se os ângulos nas barras resolvendo-se o sistema (13.1) “por fora” do PL ou MILP;
- a partir dos ângulos das barras, calculam-se os fluxos em cada linha, utilizando-se os fatores de participação descritos mais adiante na seção 13.3;

[12] Como o sistema é linearmente dependente, na prática define-se como nulo o ângulo da barra de referência e elimina-se a linha e coluna referente a esta barra do sistema.

–

- incluem-se restrições de limite de fluxo para as linhas cujo limite tenha sido violado, no sentido adequado, como também descrito na seção 13.3, e resolve-se novamente o PL ou MILP correspondente.

13.2 Atendimento à demanda por ilha elétrica

Quando ocorrem desligamentos de alguns circuitos na rede elétrica, pode ocorrer uma situação topológica da rede elétrica onde um ou mais subconjuntos de barras ficam "isoladas" do restante do sistema, configurando o que se costuma chamar de "ilha elétrica". Nesta situação, torna-se necessário incluir, além da restrição de atendimento à demanda por submercado, uma equação de atendimento à demanda por ilha elétrica, como mostrado a seguir.

$$\sum_{i\in\Omega_{IH_k}} GH_i^t + \sum_{i\in\Omega_{IT_k}} gt_i^t - \sum_{i\in\Omega_{IEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i\in\Omega_{IPQ_k}} {G_{PQ}}_i^t + \sum_{i\in\Omega_{ICI_k}} Eci_i^t - \sum_{i\in\Omega_{ICE_k}} Ece_i^t + \sum_{i\in\Omega_{IEOL_k}} {G_{eol}}_i^t + \sum_{i\in\Omega_{ISOL_k}} {G_{solar}}_i^t = {D_I}_k^t, \quad (13.2)$$

onde

$${D_I}_k^t = \sum_{i\in\Omega_{IB_k}} d_i^t, \quad (13.3)$$

sendo ${D_I}_k^t$ a demanda da ilha k, no período t, composto pela soma das cargas d_i^t de todas as barras i no conjunto Ω_{IB_k} de barras que pertencem à ilha k. Os conjuntos Ω_{IH_k}, Ω_{IT_k}, Ω_{IEB_k}, Ω_{IPQ_k}, Ω_{ICI_k}, Ω_{ICE_k}, Ω_{IEOL_k}, Ω_{ISOL_k} correspondem ao conjunto de usinas hidrelétricas, unidades térmicas, estações de bombeamento, pequenas usinas, contratos de importação e contratos de exportação, usinas eólicas e usinas solares associados à ilha k.

13.3 Restrições de limites de fluxo nas linhas

A injeção líquida p_i^t em cada barra i e período t, presente nas equações de balanço do sistema (10.3), corresponde à soma das gerações hidrelétricas, termoelétricas, energias importada e exportada, gerações de pequenas usinas, geradores eólicos e geradores solares conectados à barra i, subtraída da soma do consumo nas estações de bombeamento e cargas conectadas a essa barra. Colocando os ângulos θ^t das barras em função dessas injeções líquidas, obtêm-se fatores de participação $\kappa_{B_i}^l$ para a geração/carga de cada barra i no fluxo da linha l, como descrito em [47], [13] Com isso, os fluxos nas linhas se tornam função direta das variáveis de decisão do problema de otimização, e as restrições de limite de fluxo podem ser inseridas sem a necessidade de inclusão das variáveis associadas aos ângulos das barras, como mostrado a seguir:

$$
\begin{aligned}
&-\overline{f_l} + \sum_{i=1}^{NB} \kappa_{B_i}^{\ l}\, d_i^t \\
&\leq \sum_{i=1}^{NB} \kappa_{B_i}^{\ l} \left[\sum_{j \in \Omega_{BH_i}} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BT_i}} gt_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BEB_i}} Cons_{EB\,j} Eb_j^t \right. \\
&+ \sum_{j \in \Omega_{BPQ_i}} G_{PQ}{}_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BCI_i}} Eci_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BCE_i}} Ece_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BEOL_i}} G_{eol}{}_j^t \\
&\left. + \sum_{j \in \Omega_{BSOL_i}} G_{solar}{}_j^t \right]
\end{aligned}
\tag{13.4}
$$

$$
\leq \overline{f_l} + \sum_{i=1}^{NB} \kappa_{B_i}^{\ l}\, d_i^t
$$

onde, de forma análoga a que foi feito anteriormente para os submercados, os conjuntos Ω_{BH_i}, Ω_{BT_i}, Ω_{BEB_i}, Ω_{BPQ_i}, Ω_{BCI_i}, Ω_{BCE_i}, Ω_{BEOL_i}, Ω_{BSOL_i} correspondem ao conjunto de usinas hidrelétricas, unidades térmicas, estações de bombeamento, pequenas usinas, contratos de importação e contratos de exportação, usinas eólicas e usinas solares conectadas à barra i.

13.4 Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas (restrições de segurança estáticas)

Além das restrições de limite de fluxo, podem ser consideradas restrições de somatório de fluxos nos circuitos e/ou injeções nas barras da rede. Estas restrições são conhecidas como "restrições DREF", "inequações" ou "restrições de segurança estáticas" (security constraints (SC)) do sistema, e procuram representar algumas condições de operação da rede elétrica que precisam ser atendidas, por condições de segurança. A formulação matemática destas restrições é dada por:

$$
\begin{aligned}
&\underline{SC_i^t} + \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^{\ b}\, d_b^t \leq \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^{\ b}\, g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^{\ l} f_l^t \\
&\leq \overline{SC_i^t} + \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^{\ b}\, d_b^t
\end{aligned}
\tag{13.5}
$$

para $i = 1, \ldots, NSC$, $t = 1, \ldots, T$, onde NSC é o número de restrições de segurança, $\kappa_{SCB_i}^{\ b}$ e $\kappa_{SCL_i}^{\ l}$ são os fatores associados, respectivamente à barra ou linha i pertencentes aos conjuntos SCB_i e

–

SCL_i de barras e linhas na restrição, e $\underline{SC_i^t}$ e $\overline{SC_i^t}$ são os limites inferior e superior da restrição de segurança i, no período t.

13.5 Restrições de segurança elétrica ou restrições elétricas especiais dinâmicas por tabela

As restrições de segurança elétrica dinâmica por tabela correspondem a limites dinâmicos, definidos por tabela, impostos a determinadas restrições de somatório de fluxo (restrições de segurança), que visam garantir a estabilidade da rede elétrica do sistema. Estes limites dependem da operação de determinados parâmetros, como por exemplo, fluxos em linhas de transmissão, ou de dados fixos, como por exemplo, a carga em determinadas áreas. Um exemplo de restrição de segurança dinâmica definida por tabela é mostrado na Figura 13.1 a seguir.

LIMITES DE RNE (MW)						
	Carga NE < 10.500		10.500 ≤ Carga NE < 12.000		Carga NE ≥ 12.000	
Faixa de Recebimento / Exportação Norte (RN / Exp_N)	(F) = Somatório do fluxo na transformação 500/230 kV de Igaporã III, no sentido de 230 kV para o 500 kV e do fluxo na LT 230 kV Igaporã II / Bom Jesus da Lapa II, no sentido de Igaporã II para Bom Jesus da Lapa II.					
	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050
Exp_N ≥ 5.000	Limite = 40% da carga NE	Limite = 40% da carga NE	4.400 (1)	4.300 (1)	4.400	4.300
4.000 ≤Exp_N< 5.000			4.300 (1)	4.300 (1)	4.300	4.300
3.000 ≤Exp_N< 4.000		4.200 (1)	4.200 (1)	4.200 (1)	4.200	4.200
2.000 ≤Exp_N< 3.000		4.100 (1)	4.100	4.100	4.100	4.100
1.000 ≤Exp_N< 2.000		3.900 (1)	4.000	3.900	4.000	3.900
0 ≤Exp_N< 1.000	4.100 (1)	3.600 (1)	4.000	3.700	4.000	3.500
0 < RN ≤ 500	3.900 (1)	3.300 (1)	4.000	3.500	4.000	3.500
500 < RN ≤ 1.000	3.600 (1)	3.000 (1)	3.800	3.200	4.000	3.300
1.000 < RN ≤ 1.500	3.200 (1)	2.700 (1)	3.400	2.900	3.600	2.900

Figura 13.1 – Exemplo de uma restrição de segurança dinâmica da rede elétrica definida por tabela.

Estes limites são obtidos através de tabelas e são incluídos no problema de forma iterativa como ilustrado no fluxograma da Figura 13.2

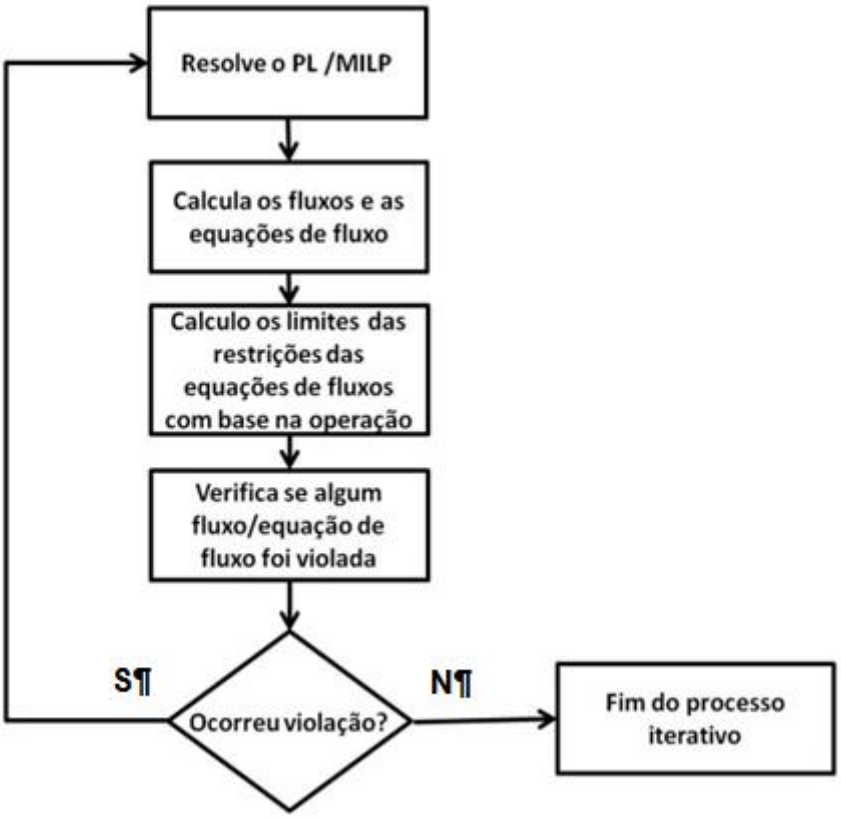


Figura 13.2 - Fluxograma para considerar limites das Restrições de Segurança Elétrica definidos por Tabelas.

Conceitualmente, a formulação das restrições é idêntica a das restrições de segurança definidas em (13.5), com a diferença de que os limites das restrições são obtidos de forma dinâmica. Uma descrição detalhada do conjunto de restrições que são consideradas, assim como os tipos de parâmetros associados a cada uma delas pode ser consultada nos procedimentos de rede do ONS e no Manual do Usuário do modelo DESSEM.

13.6 Restrições de segurança dinâmicas lineares por partes (LPP)

Dependendo do comportamento dos valores dos limites das restrições dinâmicas em função dos dados de entrada da tabela, é possível aproximar essas restrições por funções lineares por partes (LPP), como mostra a seguir:

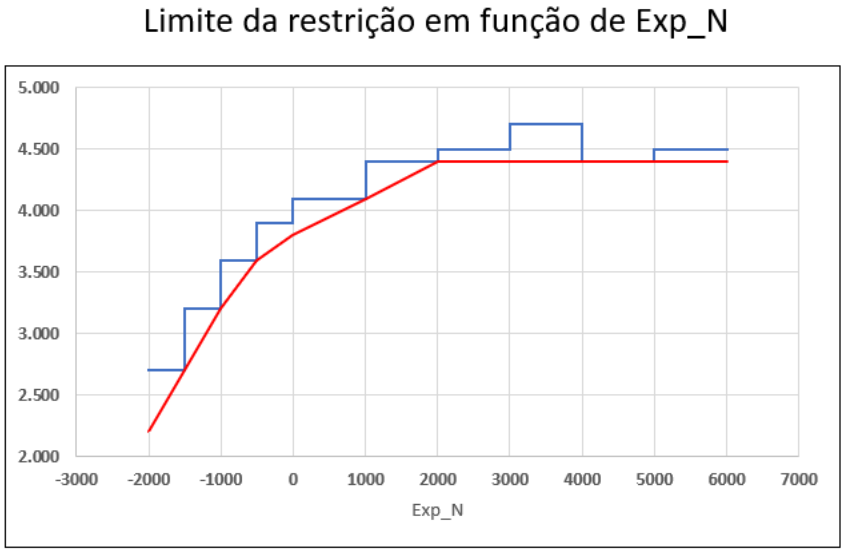


Figura 13.3 - Exemplo de uma restrição de segurança dinâmica da rede elétrica aproximada por uma função linear por partes.

Nesta opção os limites das equações de somatório de fluxo (13.5) são variáveis do problema, sendo necessárias as seguintes adaptações na formulação dessas restrições:

$$SC_i^t = \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB}{}_i^b \, g_b^t + \sum_{l \in SCB_i} \kappa_{SCL}{}_l^i \, f_l^t - \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB}{}_i^b \, d_b^t, \tag{13.6}$$

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP}}_i^t, \tag{13.7}$$

$$\overline{SC_{LPP}}_i^t \leq \kappa_{SCLPP}{}_{0_i}^k + \kappa_{SCLPP}{}_{P_i}^k VP_{SCLPP}{}_i^t, \tag{13.8}$$

para cada restrição de segurança i controlada por parâmetro de forma linear por partes, onde $\overline{SC_{LPP}}_i^t$ é o limite da restrição obtido pelo modelo, para a restrição i e período t, $\kappa_{SCLPP}{}_{0_i}^k$ e $\kappa_{SCLPP}{}_{P_i}^k$ são os termos independente e linear do k-ésimo corte da restrição i, e $VP_{SCLPP}{}_i^t$ é o valor do parâmetro controlador da restrição i, no período t, que também é resultado da otimização.

A equação (13.6) define a expressão da restrição de segurança que será controlada (definida da mesma forma que as restrições na seção 13.4); a inequação (13.7) define o limite do fluxo, que passa a ser uma variável de decisão do modelo; o último conjunto de inequações (13.8) são as aproximações lineares por partes que relacionam o limite da restrição com o valor VP_i^t do parâmetro controlador.

Esse parâmetro controlador pode ser um fluxo no circuito, uma restrição de somatório de fluxos, a carga de um submercado, a carga total do sistema, ou a geração/carga de uma barra. Uma descrição detalhada do conjunto de restrições que são consideradas, assim como os tipos de parâmetros associados a cada uma delas pode ser consultada nos procedimentos de rede do ONS e no Manual do Usuário do modelo DESSEM.

13.7 Restrições de reserva de potência para as inequações de fluxo

A Reserva de Potência Elétrica, também conhecida pelo jargão "Banda Morta", é uma redução no limite das restrições de segurança definidas em (13.5), de forma a manter uma margem de resguardo para situações de emergência. Neste caso, adiciona-se ao problema uma restrição do tipo:

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP}}_i^t - RPE_i^t \qquad (13.9)$$

onde RPE_i^t é a reserva de potência elétrica estabelecida para a restrição de segurança i no período t.

13.8 Rampa para variação nos fluxos dos circuitos

Esta funcionalidade limita a variação entre períodos de uma restrição de segurança, segundo a expressão:

$$-\underline{\Delta SC_i^t} \leq SC_i^t - SC_i^{t-1} \leq \overline{\Delta SC_i^t} \qquad (13.10)$$

onde $\overline{\Delta SC_i^t}$ e $\underline{\Delta SC_i^t}$ são os valores máximos permitidos de rampa de acréscimo e decréscimo horários, respectivamente, na restrição de segurança i, para o período t.

14 RESTRIÇÕES OPERATIVAS PARA AS USINAS HIDRELÉTRICAS

Correspondem a restrições operativas diversas para as usinas hidrelétricas, estações de bombeamento e seções de rio, que podem variar com o período de tempo. Ressalta-se que restrições adicionais às usinas hidrelétricas podem ser consideradas, utilizando as restrições operativas genéricas descritas no capítulo 14.

14.1 Retiradas de água para outros usos

Consiste em representar retiradas de água à montante dos reservatórios para outros usos da água (irrigação, abastecimento etc.). Essas restrições podem ser definidas para cada usina hidrelétrica i, com valores diferentes de retirada ${Q_{out}}_i^t$ em cada período de tempo t. A representação da retirada de água na equação de balanço hídrico é apresentada na expressão (5.8).

14.2 Enchimento de volume morto

O enchimento de volume morto é representado através de uma vazão mínima ${Q_{ench}}_i^t$ que deve ser armazenada, em cada intervalo de tempo, para todas as usinas que estejam enchendo o volume morto. A partir desta vazão, o modelo calcula volumes meta mínimos de modo que o volume armazenado no reservatório da usina em cada intervalo seja, no mínimo, igual a estes valores. Também pode ser imposta uma vazão ${Q_{desc}}_i^t$ de descarga de fundo para a usina, em cada período de tempo, para evitar que haja interrupção completa do fluxo de água no rio imediatamente a jusante da usina que está enchendo volume morto.

A equação de balanço hídrico para uma usina enchendo volume morto é expressa por:

$$\begin{aligned} {Q_{ench}}_i^t + {Q_{desc}}_i^t = \\ = \varsigma^t \left[\left(I_i^t + \sum_{j \in M_i} \left(Q_j^t + S_j^t \right) + \sum_{j \in M_{tv_i}} \left(Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}} \right) \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{j \in M_{eb_i}} {Q_b}_j^t + \sum_{j \in M_{dv_i}} {Q_{dv}}_j^t + \sum_{j \in Ch_i} {Q_{ch}}_{ji}^t \right) - \left(\sum_{j \in J_{eb_i}} {Q_b}_j^t \right) \right] \end{aligned} \tag{14.1}$$

onde na esquerda tem-se a vazão líquida total que deve afluir ao reservatório para atender ao seu enchimento e à descarga de fundo, e na direita tem-se os termos de (5.8), com exceção do turbinamento, vertimento e desvio (pois a usina não está operando ainda) e da evaporação, já que o polinômio volume cota não está calibrado para valores de armazenamento inferiores ao volume mínimo $\underline{V_i}$, conforme descrito em [42].

14.3 Restrições de controle de nível em seções de rio (ex: Régua 11)

Essas restrições consistem em controlar o nível em algumas seções de rio importantes ao longo da cascata. Dois tipos de restrições podem ser considerados: de limite de cota e de variação.

A área de confluência dos rios Paraná, Iguaçu, Acaray e Monday, junto à seção R-11 (Régua 11), por representar a área fronteiriça do Brasil, Paraguai e Argentina, está sujeita à restrições impostas por acordos internacionais, como o Acordo Tripartite. Existem também restrições devido à ocupação desordenada nas margens do rio Paraná e da existência de uma usina hidrelétrica imediatamente a jusante de Itaipu. A Figura 14.1 apresenta o esquema desta região de confluência.

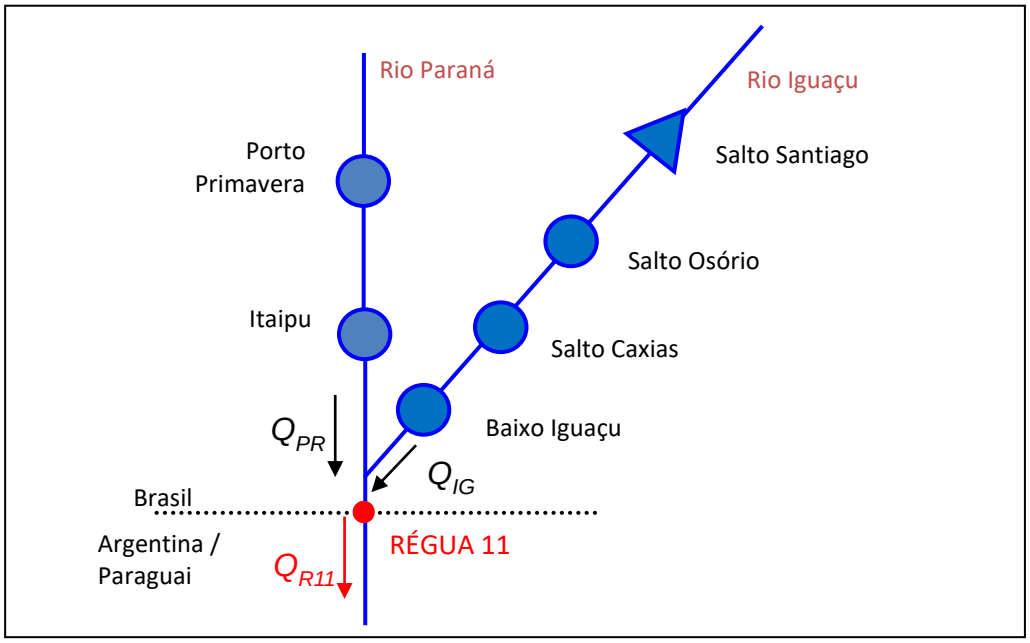


Figura 14.1 - Topologia da cascata à montante da seção da Régua 11.

As restrições associadas à Régua 11 são consideradas através da inclusão das restrições de variação horária e/ou diária no nível da Régua 11. Por exemplo, no caso de uma restrição de variação horária, o nível na Régua 11 pode variar no máximo meio metro ao longo do período de uma hora. Já no caso de uma restrição de variação diária, o nível na Régua 11 pode variar no máximo dois metros ao longo de qualquer intervalo igual ou inferior a 24 horas compreendido no período de estudo.

A formulação dessas restrições é feita definindo-se a régua 11 como uma dada seção de rio i, que tem um conjunto M_{sr_i} de usinas imediatamente à montante composto pelas usinas de Itaipu e Baixo Iguaçu. Cada usina j à montante desta seção i contribui com um fator $\kappa_{MSR_i}^{\ j}$ para a vazão defluente na seção do rio, como mostra a equação a seguir:

$$Q_{SR_i}^{\ t} = \sum_{j \in M_{sri}} \kappa_{MSR_i}^{\ j} \left(Q_j^t + S_j^t \right) \tag{14.2}$$

As restrições de variação horária $\Delta h_{SR_i}^{\ h}$ e diária $\Delta h_{SR_i}^{\ d}$ na cota da seção são formuladas conceitualmente como:

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^{\ h}} \leq \Delta h_{SR_i}^{\ h} = h_{SR_i}^{\ t} - h_{SR_i}^{\ t-1} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^{\ h}} \tag{14.3}$$

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^{\ d}} \leq \Delta h_{SR_i}^{\ d} = h_{SR_i}^{\ t} - h_{SR_i}^{\ t-24} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^{\ d}} \tag{14.4}$$

Uma vez que a cota na seção não é uma variável explícita no problema de otimização, constrói-se, por meio de regressão linear, funções que relacionam, para cada valor de vazão $Q_{SR_i}^{\ t}$, as variações máxima horária e diária permitidas na vazão da seção para que as variações máximas respectivas de nível $\overline{\Delta h_{SR_i}^{\ h}}$ e $\overline{\Delta h_{SR_i}^{\ d}}$ não sejam violadas, conforme descrito em [49]:

$$\overline{\Delta Q_{SR_i}^{\ h}} = \kappa_{SR_{0_i}}^{\ h} + \kappa_{SR_{1_i}}^{\ h} Q_{SR_i} \tag{14.5}$$

$$\overline{\Delta Q_{SR_i}^{\ d}} = \kappa_{SR_{0_i}}^{\ d} + \kappa_{SR_{1_i}}^{\ d} Q_{SR_i} \tag{14.6}$$

e, finalmente, restringe-se as variações de vazão na seção a esse limite, tomando-se a vazão média no período como referência para a função:

$$Q_{SR_i}^{\ t} - Q_{SR_i}^{\ t-1} \leq \kappa_{SR_{0_i}}^{\ h} + \kappa_{SR_{1_i}}^{\ h} \left(Q_{SR_i}^{\ t} + Q_{SR_i}^{\ t-1} \right)/2 \tag{14.7}$$

$$Q_{SR_i}^{\ t} - Q_{SR_i}^{\ t-24} \leq \kappa_{SR_{0_i}}^{\ h} + \kappa_{SR_{1_i}}^{\ h} \left(Q_{SR_i}^{\ t} + Q_{SR_i}^{\ t-1} \right)/2 \tag{14.8}$$

14.4 Volumes de espera para controle de cheias

Consistem em volumes máximos $V_{VE_i}^{\ t}$ para os reservatórios, variáveis por período, 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 ilustra a Figura 14.2 a seguir:

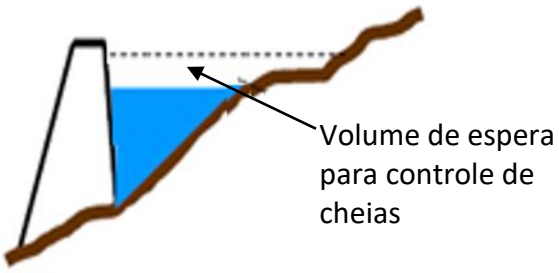


Figura 14.2 – Exemplo de volume de espera em um reservatório, para controle de cheias.

Estes volumes de espera impõem as seguintes restrições no problema de otimização:

$$V_i^t \leq V_{VE_i}^t \qquad , t = 1, \ldots, T \tag{14.9}$$

14.5 Restrições de vazão máxima no canal

É a restrição que limita a vazão no canal i de forma a atender os limites de segurança estabelecidos pela tabela mostrada na Figura 5.10:

$$Q_{ch_{ij}}^t \leq \overline{Q_{ch_{ij}}}(V_i^t, V_j^t,) \tag{14.10}$$

onde $\overline{Q_{ch_{ij}}}(.,.)$ representa a função, dada por uma tabela, que relaciona a vazão máxima no canal em função dos volumes V_i^t e V_j^t nos reservatórios i e j conectados pelo canal.

14.6 Manutenção de unidades geradoras hidrelétricas

Considera-se um cronograma de manutenção das unidades geradoras, que impactará o montante de geração que pode ser realizada em cada período de tempo.

14.7 Manutenção de estações de bombeamento

Considera-se a possibilidade de manutenção das unidades elevatórias, que impactará o montante de vazão que pode ser bombeada em cada período de tempo.

14.8 Restrições operativas de Limite

Consistem em restrições operativas que estabelecem limites mínimo e máximo para diversas grandezas relacionadas à operação dos componentes do sistema:

$$h_{inf_i}^t \leq h_{mon_i}^t \leq h_{sup_i}^t \tag{14.11}$$

$$V_{inf_i}^t \leq V_i^t \leq V_{sup_i}^t \tag{14.12}$$

$$Q_{inf_i}^t \leq Q_i^t \leq Q_{sup_i}^t \quad (14.13)$$

$$S_{inf_i}^t \leq S_i^t \leq S_{sup_i}^t \quad (14.14)$$

$$Dv_{inf_i}^t \leq Q_{Dv_i}^t \leq Dv_{sup_i}^t \quad (14.15)$$

$$Afl_{inf_i}^t \leq Afl_i^t \leq Afl_{sup_i}^t \quad (14.16)$$

$$Defl_{inf_i}^t \leq Defl_i^t \leq Defl_{sup_i}^t \quad (14.17)$$

$$Q_{binf_i}^t \leq Q_{bi}^t \leq Q_{bsup_i}^t \quad (14.18)$$

$$GH_{inf_i}^t \leq GH_i^t \leq GH_{sup_i}^t \quad (14.19)$$

para as usinas hidrelétricas i e período t, além de:

$$GT_{inf_i}^t \leq GT_i^t \leq GT_{sup_i}^t \quad (14.20)$$

para as usinas térmicas i e período t, onde afluência Afl_j^t e defluência Def_j^t de uma usina hidráulica j são definidas por:

$$Afl_j^t = I_j^t + \sum_{k \in M_i} (Q_k^t + S_k^t) + \sum_{k \in M_{tv_i}} \left(Q_k^{t-\tau_{kj}} + S_k^{t-\tau_{kj}}\right) + \sum_{k \in M_{dv_i}} Q_{dv_k}^t \quad (14.21)$$

$$Def_j^t = Q_j^t + S_j^t \quad (14.22)$$

14.9 Restrições operativas de Variação

Consistem em restrições operativas que estabelecem limites máximos de variação horária para os valores das variáveis diversas do problema. Estas restrições são particulares para um modelo de programação diária da operação, visto que variações bruscas em algumas variáveis podem causar situações indesejáveis. Por exemplo, variações bruscas de defluência em uma usina podem causar "ondas" indesejáveis nos trechos de rio, e variações bruscas de níveis em alguns reservatórios podem causar transtornos em algumas atividades recreativas realizadas à montante do reservatório.

A formulação matemática dessas restrições é dada por:

$$\overline{\Delta h^-} \leq h_{mon_i}^t - h_{mon_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h^+} \quad (14.23)$$

$$\overline{\Delta Q^-} \leq Q_i^t - Q_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Q^+} \quad (14.24)$$

–

$$\overline{\Delta S^-} \leq S_i^t - S_i^{t-1} \leq \overline{\Delta S^+} \quad (14.25)$$

$$\overline{\Delta Dv^-} \leq {Q_{Dv}}_i^t - {Q_{Dv}}_i^{t-1} \leq \overline{\Delta V^+} \quad (14.26)$$

$$\overline{\Delta Afl^-} \leq Afl_i^t - Afll_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Afl^+} \quad (13.14)$$

$$\overline{\Delta Defl^-} \leq Defl_i^t - Defl_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Defl^+} \quad (13.14)$$

$$\overline{\Delta {Q_b}^-} \leq {Q_b}_i^t - {Q_b}_i^{t-1} \leq \overline{\Delta {Q_b}^+} \quad (14.29)$$

$$\overline{\Delta GH^-} \leq GH_i^t - GH_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GH^+} \quad (14.30)$$

para as usinas hidrelétricas i e período t, além de:

$$\overline{\Delta GT^-} \leq GT_i^t - GT_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GT^+} \quad (14.31)$$

para as usinas térmicas i e período t.

_

PARTE V - ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

15 PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA-MISTA (MILP)

A programação inteira mista é aplicada para a resolução de problemas que envolvem variáveis inteiras. No contexto do planejamento da operação, isto ocorre fundamentalmente na programação diária, devido às restrições de *Unit Commitment Térmico*, descritas na seção 6.1. Desta forma, essa estratégia de solução será adotada no modelo DESSEM, podendo utilizar técnicas avançadas para acelerar a convergência, conforme apresentado em [50].

Devido a ao fato de que um alto número de restrições da rede elétrica não estarem "ativas" na solução do problema, o modelo DESSEM inclui de forma iterativa os limites das linhas e as equações de somatório de fluxo e gerações nas barras. Este processo possui três vertentes, utilizando Programação Mista Inteira Linear (MILP), Programação Linear (PL) e Programação Linear com variáveis inteiras fixas (PL-UCT-Fixo) descritas nas seções seguintes.

O pacote utilizado para resolver os problemas de programação linear inteira e mista é o CPLEX, desenvolvido pela IBM.

15.1 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "0"

Nesta opção a rede elétrica é incorporada utilizando sempre MILP, como ilustrado na Figura 15.1.

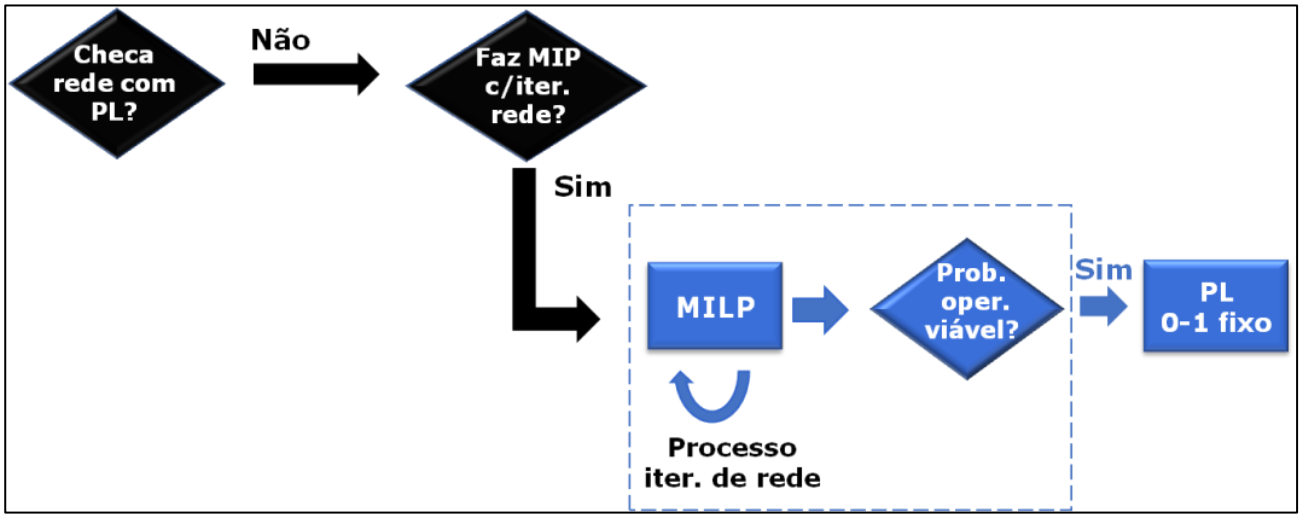


Figura 15.1 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 0".

A vantagem desta opção é que se garante sempre obter a solução ótima, se o problema for viável, ou retornar as inviabilidades, caso o problema seja inviável. A resolução é com o problema sempre completo. A desvantagem é o tempo computacional elevado, principalmente para reportar inviabilidades.

15.2 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "2"

Nesta opção a rede é incorporada resolvendo inicialmente PL. Após a inclusão da rede resolve-se o MILP. Caso o resultado deste problema não atenda à rede, novas restrições de rede são incluídas, utilizando PL-UCT-Fixo, como ilustra a Figura 15.2.

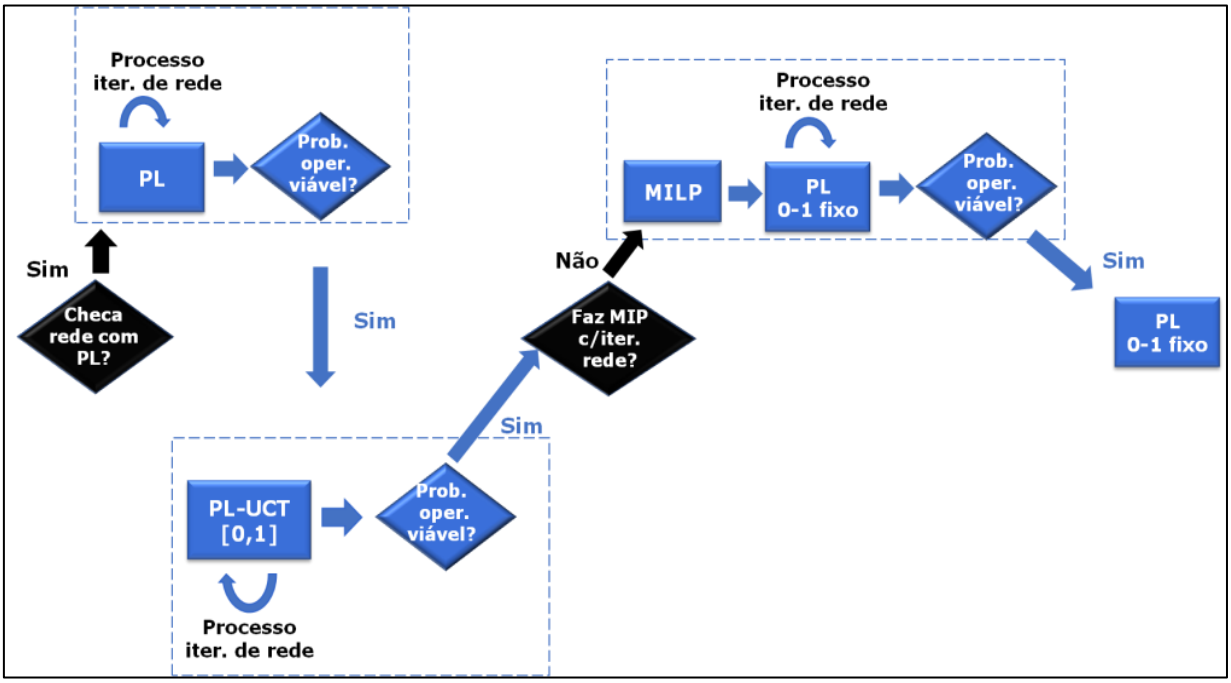


Figura 15.2 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 2".

Desta forma, reporta-se rapidamente inviabilidades na rede elétrica, agilizando o processo de retirada de restrições pelo ONS, para tornar o caso viável. Ressalta-se que, após resolver o MILP, podem ser inseridas restrições de rede com as variáveis inteiras fixas que tornem inviável um caso que, originalmente seja viável. Portanto, essa estratégia de solução não garante que será encontrada uma solução viável, caso ela exista, embora essa situação ocorra com uma frequência muito baixa.

15.3 Processo iterativo de resolução da rede elétrica - Opção "3"

Esta opção é um meio termo entre as opções 0 e 2. Nela as restrições de rede são inseridas por PL, como ilustrado na Figura 15.3. Após esta etapa inicial, resolve-se o MILP e, a partir deste ponto, são resolvidos os problemas sempre por MILP, como ilustra a 15.4.

Nesta opção, como na opção 2, reporta-se rapidamente as inviabilidades na rede elétrica, agilizando o processo de retirada de restrições. Se o caso for viável, o modelo irá procurar a solução ótima, assim como na opção 0. Entretanto, se o modelo reportar um caso como inviável após a etapa de MILP, o caso é de fato inviável. A desvantagem desta opção é que tenderá a ser mais lenta do que a opção 2.

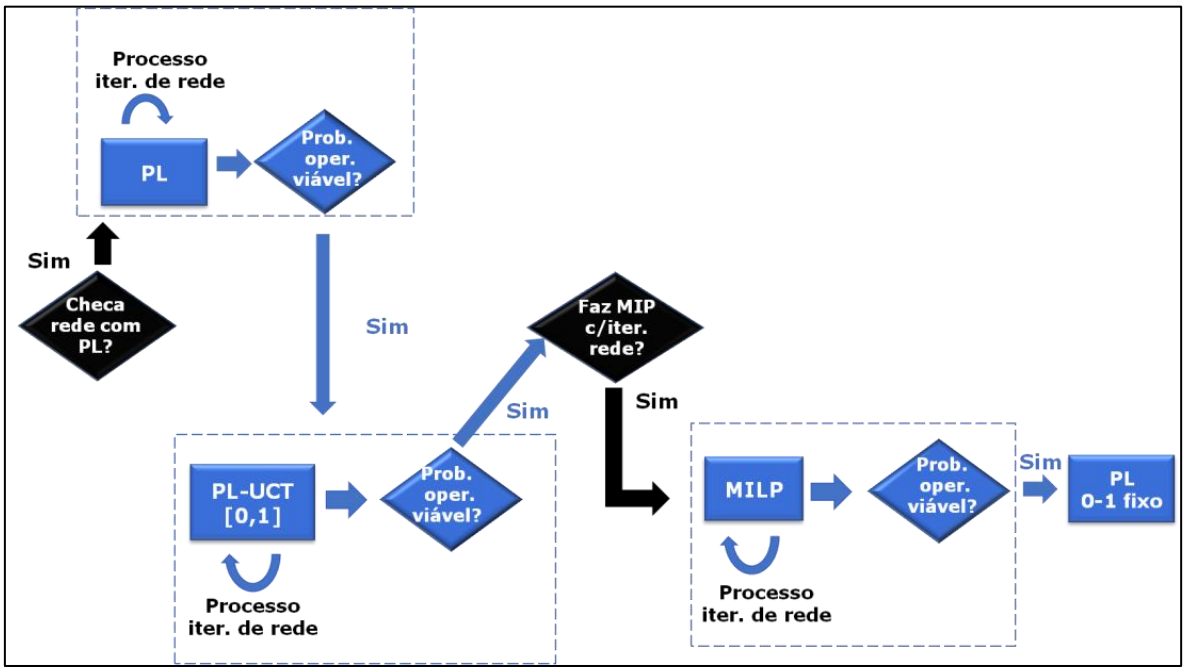


Figura 15.3 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 3".

15.4 - Verificação de Inviabilidades

A introdução de variáveis de folga para permitir a violação de restrições operativas, com um custo alto de ativação na função objetivo (vide seção 11.4) podem acarretar aumento sensível do tempo computacional, sobretudo em problemas de programação inteira. Por esse motivo, o modelo DESSEM desativa todas as variáveis de folga, e somente nos casos inviáveis estas variáveis são ativadas para que sejam reportadas as restrições operativas inviáveis. A Figura 15.4 ilustra o processo para se obter as incompatibilidades encontradas, que é realizado qualquer que seja o método em uso (PL, MILP ou PL-UCT-Fixo), ou seja, para todas as opções e sempre que se resolve algum problema de otimização.

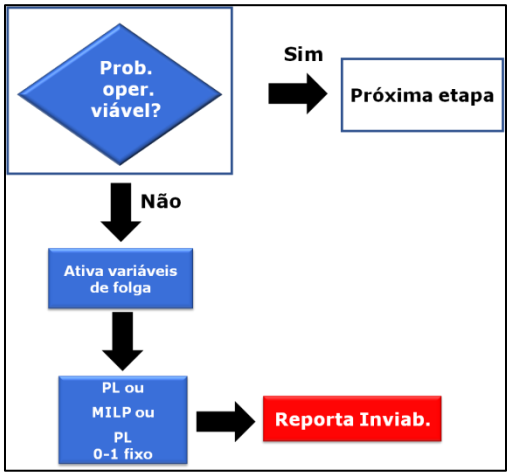


Figura 15.4 - Fluxograma para reportar as inviabilidades do problema.

16 CÁLCULO DO CMO

Após a resolução do problema, ou seja, resolver o MILP a ter a rede atendida, é preciso mais uma resolução de PL-UCT-Fixo para se obter os valores das variáveis duais necessárias para o cálculo do custo marginal de Operação (CMO). Este procedimento é devido à dificuldade de se obter as variáveis duais de um problema linear-inteiro misto (MILP).

16.1 Cálculo do custo marginal em cada barra (CMB)

Com os valores das variáveis duais, obtidos após a resolução do PL com as variáveis inteiras fixas, obtêm-se os Custos Marginais das Barras CMB_i^t, para cada barra i e período t, utilizando-se as variáveis duais (multiplicadores) de todas as restrições onde a carga da barra participa no lado direito ("RHS") do problema de otimização:

- Multiplicador ${\lambda_{DS_{s_{b_i}}}}^t$ da equação de atendimento à demanda do submercado s_{b_i} ao qual pertence à barra, com fator "+1" (vide equação (12.1));
- Multiplicador ${\lambda_{DI_{IB_k}}}^t$ da equação de atendimento à demanda da ilha s_{b_i} ao qual pertence à barra, com fator "+1" (vide equação (12.1));
- Multiplicador ${\lambda_{L_l}}^t$ da restrição de limite de fluxo de cada linha l, com fator "${\kappa_{B_i}}^l$" (vide expressão (13.4)
- Multiplicador ${\lambda_{SC_j}}^t$ de cada restrição de somatório de fluxo (segurança) j, descrita na seção 13.4 e formulada nas expressões (13.5) (restrição comum) ou (13.6) (lineares por partes). Este multiplicador é composto de duas parcelas:
  - ✓ a primeira só se aplica se a própria barra i participa da restrição j, com um fator ${\kappa_{SCB_j}}^i$;
  - ✓ a segunda parcela se aplica a todas as linhas l' que participam na restrição, com um fator ${\kappa_{SCL_j}}^{l'}$ multiplicado pelo fator de participação ${\kappa_{B_i}}^{l'}$ da injeção da barra i na linha l'.

Aplicando-se todos esses termos, o custo marginal CMB_i^t de cada barra é dado por:

$$CMB_i^t = (+1){\lambda_{DS_{s_{b_i}}}}^t + (+1){\lambda_{DI_{IB_i}}}^t + \sum_{l=1}^{NL}(-{\kappa_{B_i}}^l){\lambda_{L_l}}^t + \sum_{j=1}^{NSC}\left({\kappa_{SCB_j}}^i + \sum_{l' \in SCL_j}(-{\kappa_{B_i}}^{l'}){\kappa_{SCL_j}}^{l'}\right){\lambda_{SC_j}}^t \quad (16.1)$$

16.2 Cálculo do custo marginal do submercado (CMO)

O CMO do submercado é calculado como a média ponderada dos CMBs nas barras que pertencem a cada submercado, ponderados pelas respectivas cargas:

$$CMO_i^t = \sum_{k \in \Omega_{SB_i}} (CMB_k^t \,.\, d_k^t) \Big/ \sum_{k \in \Omega_{SB_i}} d_k^t \qquad (16.2)$$

considerando, por hipótese, que um aumento de carga no submercado se dá de maneira uniforme nas barras que a ele pertencem.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[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. Vilasboas, R. Vilanova, "Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas", VII SEPOPE –Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguacu, Brazil, May 2000.

[2] T. N. Santos, A. L. Diniz, C H. Saboia, R.N. Cabral, L.F. Cerqueira, "Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the DESSEM model", *Electric Power Systems Research*, v.189, 106709, 2020.

[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", 20th 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, 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", 20th PSCC - Power Syst. Comp. Conf., Dublin, Ireland, June, 2018.

[5] M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, L. Moraes, 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", 16th PSCC, Glasgow, July 2008.

[6] T. N. Santos, A. L. Diniz, "A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.26, n.2, pp. 508-519, May 2011.

[7] T. N. Santos, A. L. Diniz, "Alternative Approaches to Consider DC–Power Flow with Losses in a Linear Program for Short Term Hydrothermal Scheduling" IEEE T&D Conference and Exposition Latin America, Montevideo, Uruguai, Sep. 2012.

[8] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Modelagem de restrições de segurança da rede elétrica no modelo DESSEM", Relatório Técnico, em elaboração.

[9] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Consideração das restrições de unit commitment no modelo DESSEM por programação linear inteira-mista (MILP), com representação de trajetórias de partida e parada", Relatório Técnico, em elaboração.

[10] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Modelagem das usinas térmicas a ciclo combinado no modelo DESSEM", Relatório Técnico, em elaboração.

[11] A. L. Diniz, M.E.P. Maceira, "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects", *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.

[12] A. L. Diniz, T. M. Souza, "Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems,* v.29, n.5, pp. 2427 – 2435, Sep. 2014.

[13] A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, M. E. P. Maceira, S. P. Romero, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal, A. Belloni, "Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética – DESSEM", VIII SEPOPE –Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasilia, Brazil, May 2002.

[14] A. L. Diniz, T. N. Santos, M. E. P. Maceira, "Short term security constrained hydrothermal scheduling for large scale systems considering transmission losses", IEEE/PES Transm. Distr. Conf. Expos. Latin America, Caracas, Venezuela, Jun. 2006.

[15] T. N. Santos, A. L. Diniz, "A New Multiperiod Stage Definition for the Multistage Benders Decomposition Approach Applied to Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v. 24, n.3, pp. 1383-1392, Aug. 2009.

[16] T. N. Santos, A. L. Diniz, "Feasibility and optimality cuts for the multi-stage Benders decomposition approach: application to the network constrained hydrothermal scheduling", Proceedings of the 2009 IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, 2009.

[17] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Estratégia de decomposição do problema de simulação hidráulica (modelo SIMHIDR) por bacias", Relatório Técnico DP/DEA -15008, 2010.

[18] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Manual do Usuário do programa DECODESS – Conversor de dados entre os modelos DECOMP e DESSEM", 2019.

[19] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Manual do Usuário do modelo DESSEM - Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança", Abril 2019.

[20] Kirchmayer, L.K.,"Economic Operation of Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1959.

[21] A. Wood, B. Wollemberg, "Power Generation Operation and Control", John Wiley and Sons, 3rd Edition, New York, 1996.

[22] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O´Neil, H. Chao (Eds), "The next generation of electric power unit commitment models", Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, 2001.

[23] F. Noakes, A. Arismunandar, "Bibliography on optimum operation of power systems: 1919-1959", *AIEE Transactions, pt III (Power Apparatus and Systems)*, v. 81, pp. 864-871, Feb. 1963.

[24] A. I. Cohen, V. R. Sherkat, "Optimization-based methods for operations scheduling", *Proceedings of the IEEE*, v. 75, n. 12, pp. 1574-1590, Dec. 1987.

[25] G. B. Sheble, G. N. Fahd, "Unit commitment literature synopsis", *IEEE Transactions on Power Systems,* v. 9, n. 1, pp. 128-135, Feb. 1994.

[26] N. P. Padhy, “Unit commitment-a bibliographical survey”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, pp. 1196-1205, May 2004.

[27] A, L. Diniz, “Uma estratégia de decomposição por relaxação lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro”, Tese de Doutorado, COPPE – Programa de Engenharia de Sistemas, Jan. 2007.

[28] Taktak, R.,D´Ambrosio, C.,"An overview on mathematical programming approaches for the deterministic unit commitment problem in hydro valleys", Energy Systems, v.8, n.1, p. 57-79, Feb. 2017.

[29] W. van Ackooij, I. D. Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra, M. Tahanan,“Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey”, *Annals of Operations Research*, v.271, n.1, pp. 11-85, 2018.

[30] L. M. P. Costa, A. L. Diniz, T. N. Santos,“Sensitivity analysis on different types of electrical network modeling for the network constrained hydrothermal scheduling problem”, IEEE/PES Transm. Distr. Conf. Expos. Latin America, Bogotá, Colômbia, Jul 2008.

[31] J.R. Birge, F. Louveaux, “Introduction to stochastic programming”, Springer series in OR, 1997.

[32] A. Ben-Tal, L. El-Ghaouli, A. Nemirovski, “Robust optimization”, Princeton Series in Applied Mathematics, 2009.

[33] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eléetrica - Manual do usuário do programa VENTOS, 2018.

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

[35] E. L. Silva, "Formação de preços em mercados de energia elétrica", 2001, Ed. Sagra Luzatto.

[36] M.E.P. Maceira, L.G.B. Marzano, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, T.C. Justino, "Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v.72, pp. 126-135. Nov. 2015.

[37] S.A., Souza, F.S. Costa, L.N.R. Xavier, M.E.P.Maceira, J.M. Damázio. "PREVIVAZ – Improving Weekly Streamflow Time Series Forecasts with the Current Hydrologic State of the River Basin", Anais do Advances in Statistical Hydrology International Workshop, Taormina, Itália, 2010.

[38] J. P. Colonese, J., 2016. Uso de dados de precipitação em modelos de previsão de vazões diárias utilizados no planejamento da operação do sistema interligado nacional. Dissertação de Mestrado. Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

[39] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J. M. Damazio, A C. G. Melo, “Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system”, Proceedings of the Power System Computation Conference - PSCC’02, Sevilla, Spain, June 2002.

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

[41] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem do vertimento e desvio das usinas hidrelétricas nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT”, Relatório Técnico 1004/2011, 2011.

[42] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Consideração da evaporação nos reservatórios nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT”, Relatório Técnico CEPEL 14040/10, 2010.

[43] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Consideração do tempo de viagem da água nos modelos SIMHIDR e DESSEM-PAT", Relatório Técnico CEPEL 1006/2011, 2011.

[44] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas no modelo DESSEM-PAT”, Relatório Técnico 16533/07, 2007.

[45] B. P. Cotia, C. L. T. Borges, 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, v. 113, pp. 539-548, Dec. 2019.

[46] A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, M. E. P. Maceira, S. P. Romero, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal, A. Belloni, “Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética – DESSEM”, *VIII SEPOPE –Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning,* Brasilia, Brazil, May 2002.

[47] A. J. Monticelli, “Fluxo de cargas em redes de energia elétrica”, São Paulo, Edgard Bluther, 1983.

[48] C. Liu, S. M. Shahidehpour, Z. Li, M. Fotuhi-Firuzabad, "Component and mode models for the short-term scheduling of combined-cycle units", IEEE Transactions on Power Systems, v.24, n.2, pp.976-990, 2009.

[49] A. L. Diniz, T. N. Santos, “Consideração das Restrições de Controle de Nível na Estação Fluviométrica da Régua 11 na Programação da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro”, XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, São Paulo, Oct. 2007.

[50] C. H. M. de Saboia, A. L. Diniz, "A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty",

[51] 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, Jun. 2016.