

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

**Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com  
Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração  
da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM**

**MANUAL DE METODOLOGIA**

Abril/2019

## ÍNDICE

<b>PARTE I – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>18</b>
<b>1 O MODELO DESSEM.....</b>	<b>19</b>
1.1 Problema de programação diária da operação .....	21
1.2 Planejamento da operação hidrotérmica.....	22
1.2.1 Critérios para o Planejamento .....	24
1.2.2 Custo de Operação.....	25
1.2.3 Valor da água .....	25
1.3 Objetivo e Aplicações do DESSEM .....	26
<b>PARTE II - REPRESENTAÇÃO TEMPORAL .....</b>	<b>27</b>
<b>2 HORIZONTE DE ESTUDO E DISCRETIZAÇÃO TEMPORAL.....</b>	<b>28</b>
2.1 Patamares cronológicos.....	29
2.2 Horário de verão .....	30
2.3 Ano Bissexto.....	30
2.4 Representação de cenários .....	30
<b>3 ACOPLAMENTO COM O PLANEJAMENTO A CURTO/MÉDIO PRAZOS .....</b>	<b>31</b>
3.1 Etapas de planejamento da Operação no Brasil .....	31
3.2 Integração do DESSEM com os modelos DECOMP e NEWAVE .....	33
3.2.1 Acoplamento via função de custo futuro .....	33
3.2.2 Acoplamento por metas .....	34
<b>PARTE III - MODELAGEM DOS COMPONENTES .....</b>	<b>35</b>
<b>4 SUBMERCADOS .....</b>	<b>36</b>
4.1 Submercados / Subsistemas .....	36
4.2 Intercâmbios energéticos entre submercados.....	37
4.2.2 Uso de nós fictícios .....	37
4.2.3 Restrição de transporte entre Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas SU/SE.....	37
4.3 Importações / exportações com outros sistemas .....	38

---

<b>5</b>	<b>PARQUE HIDROELÉTRICO.....</b>	<b>39</b>
5.1	Dados de Cadastro de Usinas hidroelétricas .....	39
5.2	Usinas Hidroelétricas .....	40
5.3	Reservatórios .....	41
5.3.1	Cálculo da cota de montante do reservatório .....	42
5.3.2	Cálculo da área do espelho d'água .....	43
5.4	Modelagem dos vertedouros e desvios .....	44
5.5	Topologia hidráulica e Equações de Balanço Hídrico .....	44
5.6	Desvios de água .....	46
5.7	Estações de bombeamento .....	47
5.7.1	Usinas elevatórias entre dois rios diferentes .....	47
5.7.2	Usinas hidroelétricas reversíveis .....	48
5.8	Canais entre reservatórios.....	49
5.9	Evaporação .....	50
5.9.1	Cálculo exato da evaporação .....	50
5.9.2	Aproximação linear para a evaporação .....	51
5.10	Seções de Rio.....	52
5.11	Tempo de viagem da água .....	52
5.11.1	Tempo de viagem da água por translação simples;.....	53
5.11.2	Curva de propagação da água.....	53
5.11.3	Acoplamento com o final do horizonte de estudo .....	55
5.12	Função de produção hidroelétrica .....	57
5.12.1	Função de Produção Exata.....	57
5.12.2	Modelagem da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA).....	59
<b>6</b>	<b>PARQUE TERMOELÉTRICO .....</b>	<b>62</b>
6.1	Unit commitment das usinas e unidades termoeletricas convencionais .....	62
6.1.1	Rampa para tomada/alívio de carga.....	62
6.1.2	Mínimo tempo ligada e desligada ( <i>up/down times</i> ).....	63
6.1.3	Restrição de geração térmica mínima e Rampa de Acionamento e desligamento das unidades térmicas.....	64
6.2	Operação de usinas térmicas a ciclo combinado (UTCC) .....	65
6.2.1	Restrição de unicidade de acionamento.....	67

---

6.2.2	Transição entre unidades equivalentes .....	68
6.2.3	Manutenção de unidades "reais" .....	68
6.3	Usinas termoeletricas a GNL.....	68
<b>7</b>	<b>GERAÇÕES NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE.....</b>	<b>69</b>
7.1	Pequenas usinas .....	69
7.2	Usinas Eólicas.....	69
7.3	Usinas fotovoltaicas .....	69
<b>8</b>	<b>REDE ELÉTRICA .....</b>	<b>70</b>
8.1	Área de Controle.....	70
8.2	Componentes da rede .....	70
8.3	Fluxo de potência DC .....	70
8.4	Modelagem das perdas nas linhas .....	71
8.4.1	Expressão teórica .....	71
8.4.2	Aproximação linear por partes para as perdas.....	72
	<b>PARTE IV – CUSTOS E RESTRIÇÕES OPERATIVAS .....</b>	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>CUSTOS DO PROBLEMA DE PDO .....</b>	<b>75</b>
9.1	Custos de operação .....	75
9.1.1	Custo de geração termoeletrica .....	75
9.1.2	Custos de partida/parada de unidades térmicas.....	75
9.1.3	Custo de energia importada/exportada .....	76
9.2	Custo de déficit .....	76
9.3	Custo Futuro .....	77
9.4	Custos de violação de restrições .....	79
9.4.1	Hierarquização entre os custos de violação das restrições .....	79
9.5	Custos de Penalização para variáveis .....	80
9.5.1	Penalidades de vertimento / turbinamento .....	80
9.5.2	Penalidades de intercâmbio .....	80
<b>10</b>	<b>RESTRIÇÕES OPERATIVAS SISTÊMICAS.....</b>	<b>81</b>
10.1	Atendimento à demanda por submercado.....	81
10.2	Reserva de potência .....	82

10.2.1	Reserva de potência individual, por usina hidroelétrica ou térmica;.....	82
10.2.2	Reserva de potência por área de controle.....	82
10.3	Restrições elétricas especiais.....	82
10.4	Restrições de meta de geração térmica ou intercâmbio.....	83
<b>11</b>	<b>RESTRIÇÕES OPERATIVAS DA REDE ELÉTRICA.....</b>	<b>84</b>
11.1	Restrições de limites de fluxo nas linhas.....	84
11.2	Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas (restrições de segurança).....	84
11.3	Restrições de segurança elétrica ou restrições elétricas especiais por tabela.....	85
11.4	Restrições de segurança lineares por partes (LPP).....	86
11.5	Restrições de reserva de potência para as inequações de fluxo.....	86
11.6	Rampa para variação nos fluxos dos circuitos.....	87
<b>12</b>	<b>RESTRIÇÕES OPERATIVAS PARA AS USINAS HIDROELÉTRICAS.....</b>	<b>88</b>
12.1	Retiradas de água para outros usos.....	88
12.2	Enchimento de volume morto.....	88
12.3	Restrições de controle de nível em seções de rio (ex: Régua 11).....	88
12.4	Volumes de espera para controle de cheias.....	90
12.5	Restrições de vazão máxima no canal.....	90
12.6	Manutenção de unidades geradoras hidroelétricas.....	91
12.7	Manutenção de estações de bombeamento.....	91
12.8	Restrições operativas de Limite.....	91
12.9	Restrições operativas de Variação.....	92
	<b>PARTE V - ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO.....</b>	<b>93</b>
<b>13</b>	<b>PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA-MISTA (MILP).....</b>	<b>94</b>
13.1	Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "0".....	94
13.2	Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "2".....	95
13.3	Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "3".....	95
13.4	- Verificação de Inviabilidades.....	96
<b>14</b>	<b>CÁLCULO DO CMO.....</b>	<b>97</b>
14.1	Cálculo do custo marginal em cada barra (CMB).....	97
14.2	Cálculo do custo marginal do submercado (CMO).....	97

## NOMENCLATURA

### Dimensões

<i>NAC</i> :	Número de áreas de controle para fins de reserva de potência;
<i>NCI</i> :	número de contratos de importação definidos nos registros CI;
<i>NCE</i> :	número de contratos de exportação definidos nos registros CE;
<i>ncj<sub>i</sub></i> :	número de conjuntos de máquinas da usina hidroelétrica <i>i</i> ;
<i>NEB</i> :	número de estações de bombeamento;
NEOL:	número de usinas eólicas no sistema;
<i>NH</i> :	número de usinas hidroelétricas;
<i>nh<sub>i</sub></i> :	número de unidades geradoras da usina hidroelétrica <i>i</i> ;
<i>nmq<sub>i,j</sub></i> :	número de máquinas no conjunto <i>j</i> da usina hidroelétrica <i>i</i> ;
<i>NINT</i> :	número de intercâmbios entre submercados;
NSOLAR:	número de usinas solares no sistema;
<i>NT</i> :	número de usinas térmicas;
<i>nt<sub>i</sub></i> :	número de unidades geradoras da usina termoelétrica <i>i</i> ;
<i>NTCC</i> :	número de usinas térmicas a ciclo combinado;
<i>NPQ</i> :	número de pequenas usinas, definidas nos registros PQ;
<i>NS</i> :	número de submercados, definidos nos registros SIST;
<i>T</i> :	número de períodos de tempo.
<i>NRE</i> :	número de restrições elétricas especiais;
<i>NSC</i> :	número de restrições de somatório de fluxos (restrições de segurança).

### Conjuntos

<i>ACH<sub>i</sub></i> :	Conjunto de usinas hidroelétricas na área de controle <i>i</i> ;
<i>ACT<sub>i</sub></i> :	Conjunto de usinas térmicas na área de controle <i>i</i> ;
<i>ACI<sub>i</sub></i> :	Conjunto de intercâmbios que contribuem para a reserva na área de controle <i>i</i> ;

---

$Ch_i$ :	conjunto de reservatórios de usinas que se conectam à usina $i$ por meio de um canal;
$J_{eb_i}$ :	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 tem 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 $i$ ;
$\Omega_{BCE_i}$ :	Conjunto de contratos de exportação conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BCI_i}$ :	Conjunto de contratos de importação conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BEB_i}$ :	Conjunto de usinas de bombeamento conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BEOL_k}$ :	Conjunto de usinas eólicas conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BH_i}$ :	Conjunto de usinas hidroelétricas conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BPQ_i}$ :	Conjunto de pequenas usinas conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BSOL_k}$ :	Conjunto de usinas solares conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{BT_i}$ :	Conjunto de usinas térmicas conectados à barra $i$ ;
$\Omega_{CC_j}$ :	conjunto de unidades geradoras térmicas (equivalentes) que pertencem à usina térmica a ciclo combinado $i$ ;
$\Omega_{SB_i}$ :	Conjunto de barras pertencentes ao submercado $i$ ;
$\Omega_{SCE_i}$ :	Conjunto de contratos de exportação do submercado $i$ ;
$\Omega_{SCI_i}$ :	Conjunto de contratos de importação do submercado $i$ ;
$\Omega_{SEB_i}$ :	Conjunto de usinas de bombeamento do submercado $i$ ;
$\Omega_{SEOL_k}$ :	Conjunto de usinas eólicas do submercado $i$ ;
$\Omega_{SH_i}$ :	Conjunto de usinas hidroelétricas do submercado $i$ ;
$\Omega_{SI_i}$ :	Conjunto de submercados diretamente conectados ao submercado $i$ ;

---

$\Omega_{SPQ_i}$ :	Conjunto de pequenas usinas do submercado $i$ ;
$\Omega_{SSOL_k}$ :	Conjunto de usinas solares do submercado $i$ ;
$\Omega_{ST_i}$ :	Conjunto de usinas térmicas do submercado $i$ ;
$REH_i$ :	conjunto de usinas hidroelétricas 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**

$a_{acj_i}$ :	coeficiente de ordem $j$ do polinômio área-cota da usina hidroelétrica $i$ ;
$a_{cvj_i}$ :	coeficiente de ordem $j$ do polinômio cota-volume da usina hidroelétrica $i$ ;
$Afl_i^t$ :	restrição operativa de limite inferior de afluência, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$Afl_i^t$ :	restrição operativa de limite superior de afluência, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$b_i$ :	susceptância da linha $i$ ;
$B$ :	matriz de susceptância da rede elétrica;
$\beta_{tdesc}$ :	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 $t$ ;
$c_{evij}$ :	coeficiente de evaporação (mm/mês) no mês civil $j$ , para a usina hidroelétrica $i$ ;
$ce_i^t$ :	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 $t$ ;
$\Delta_t$ :	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 <sup>3</sup> /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 hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$Defl_i^t$ :	restrição operativa de limite superior de defluência, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$\overline{\Delta Afl}^{+t}$ :	variação máxima horária positiva para a afluência à usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta Afl}^{-t}$	variação máxima horária negativa para afluência à usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta Defl}^{+t}$ :	variação máxima horária positiva para a defluência à usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta Defl}^{-t}$	variação máxima horária negativa para a defluência à usina hidroelétrica $i$ , período $t$ ;
$\overline{\Delta GH}^{+t}$ :	variação máxima horária positiva para a geração da usina hidroelétrica $i$ , no período $t$
$\overline{\Delta GH}^{-t}$	variação máxima horária negativa para a geração d da usina hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta h}^{-t}$	variação máxima horária negativa para a cota de montante da usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;

---

$\overline{\Delta Q^{+t}}$ :	variação máxima horária positiva para o turbinamento da usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta Q^{-t}}$ :	variação máxima horária negativa para o turbinamento da usina hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , período $t$ ;
$\overline{\Delta S^{-t}}$ :	variação máxima horária negativa para o vertimento da usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta V^{+t}}$ :	variação máxima horária positiva para o volume da usina hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\overline{\Delta V^{-t}}$ :	variação máxima horária negativa para o volume da usina hidroelétrica $i$ , 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 $t$ ;
$\overline{\Delta SC_i^t}$ :	rampa máxima de decréscimo no valor da restrição de segurança $i$ , para o período $t$ ;
$\overline{Eci_i^t}$ :	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 $t$ ;
$\overline{Ece_i^t}$ :	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 hidroelétrica $i$ ;
$\overline{GH_i^t}$ :	geração máxima da usina hidroelétrica $i$ , calculada em função da capacidade e disponibilidade de suas unidades geradoras;
$G_{PQ_i}^t$ :	geração da pequena usina $i$ , no período $t$ ;
$G_{solar_i}^t$ :	geração da usina solar $i$ , 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 $i$ ;
$\overline{GH_i^t}$ :	geração máxima da usina térmica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , período $t$ ;
$GH_{sup_i}^t$ :	restrição operativa de limite superior de geração, para a usina hidroelétrica $i$ , período $t$ ;
$GT_{inf_i}^t$ :	restrição operativa de limite inferior de geração, para a usina térmica $i$ e período $t$ ;
$GT_{sup_i}^t$ :	restrição operativa de limite superior de geração, para a usina térmica $i$ e período $t$ ;
$h_{inf_i}^t$ :	restrição operativa de limite inferior de cota de montante, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$h_{sup_i}^t$ :	restrição operativa de limite superior de cota de montante, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$h_{perdas_i}$ :	perdas na altura de queda da usina hidroelétrica $i$ , quando dada em metros;
$I_i^t$ :	vazão natural afluente incremental à usina hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica à jusante da estação elevatória $i$ ;
$\kappa_{MSR_i}^j$ :	fator da defluência da usina hidroelétrica imediatamente à montante $j$ na vazão da seção de rio $i$ ;
$k_{perdas_i}$ :	perdas na altura de queda da usina hidroelétrica $i$ , quando dada por um fator, em p.u., da altura de queda bruta;

---

$\kappa_{RE,H_i^j}$ :	coeficiente associado à usina hidroelétrica $j$ na restrição elétrica $i$ ;
$\kappa_{RE,T_i^j}$ :	coeficiente associado à usina térmica $j$ na restrição elétrica $i$ ;
$\kappa_{RE,I_i^j}$ :	coeficiente associado ao intercâmbio $j$ na restrição elétrica $i$ ;
$\kappa_{RE,CI_i^j}$ :	coeficiente associado ao contrato de importação $j$ na restrição elétrica $i$ ;
$\kappa_{RE,CE_i^j}$ :	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 $i$ ;
$\kappa_{SCLPP_{0_i}^k}$ :	termo independente do $k$ -ésimo corte da restrição de segurança linear por partes $i$ ;
$\kappa_{SCLPP_{P_i}^k}$ :	termo associado ao parâmetro controlador do $k$ -ésimo corte da restrição de segurança linear por partes $i$ ;
$M_{EB_i}$ :	índice da usina hidroelétrica 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 hidroelétrica $i$ ;
$\overline{Q}_i$ :	Turbinamento máximo da usina hidroelétrica $i$ , calculado em função do turbinamento máximo de suas unidades geradoras;
$Q_{inf_i}^t$ :	restrição operativa de limite inferior de turbinamento, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$Q_{sup_i}^t$ :	restrição operativa de limite superior de turbinamento, para a usina hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$\overline{Q}_b$ :	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 $i$ e período $t$ ;
$Q_{b_{sup}_i}^t$ :	restrição operativa de limite superior de bombeamento, para a estação de bombeamento $i$ e 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 hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$RH_i^t$ :	reserva de potência para a usina hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ e período $t$ ;
$S_{sup}_i^t$ :	restrição operativa de limite superior de vertimento, para a usina hidroelétrica $i$ e 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 $i$ ;
$\tau_{ij}$ :	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 hidroelétrica $i$ ;
$\overline{V}_i$ :	volume máximo da usina hidroelétrica $i$ ;
$Vsol_{dv_i}$ :	volume associado à soleira de desvio da usina hidroelétrica $i$ (quando aplicável);
$Vsol_{vt_i}$ :	volume associado à soleira do vertedouro da usina hidroelétrica $i$ ;
$V_{VE_i}^t$ :	volume de espera para o reservatório da usina hidroelétrica $i$ , 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;
$f_{evap_i}(\cdot)$ :	evaporação da usina hidroelétrica $j$ , calculada para o mês associado ao período em questão;
$\gamma_0^k$ :	termo independente para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;
$\gamma_V^k$ :	termo referente ao volume armazenado $V$ para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;
$\gamma_Q^k$ :	termo referente ao turbinamento $Q$ para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;

---

$\gamma_{S_i}^k$ :	termo referente ao turbinamento $Q$ para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;
$h_{mon}$ :	cota de montante das usinas hidroelétricas;
$h_{jus}$ :	cota de jusante das usinas hidroelétricas;
$\kappa_{B_i}^j$ :	fator de participação da barra $i$ no fluxo da linha $j$ ;
$k_{evap_i}$ :	coeficiente do modelo linear para evaporação da usina $i$ ;
$\kappa_{SR_0_i}^h$ :	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 $\overline{\Delta h_{SR_i}^h}$ ;
$\kappa_{SR_1_i}^h$ :	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 $\overline{\Delta h_{SR_i}^h}$ ;
$\kappa_{SR_0_i}^d$ :	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 $\overline{\Delta h_{SR_i}^d}$ ;
$\kappa_{SR_1_i}^d$ :	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 defluída 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 hidroelétrica $i$ ;
$\pi_{FCF,0}^k$ :	termo independente do $k$ -ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP;
$\pi_{FCF,V_i}^k$ :	termo referente ao volume armazenado da usina hidroelétrica $i$ , para o $k$ -ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo modelo DECOMP;
$\overline{Q}_{ch_{ij}}(\dots)$ :	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;
- $\zeta^t$ : fator de conversão de vazão (m<sup>3</sup>/s) para volume (hm<sup>3</sup>) para o período  $t$  ( $= 0,0036 \times \Delta_t$ ).

#### **Variáveis de decisão e resultados do modelo**

- $\alpha_{FCF}$ : valor esperado do custo futuro (após o período  $T$ ), em função do vetor  $\{V_i^T, i = 1, \dots, NH\}$  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 hidroelétrica  $i$ , no período  $t$ ;
- $gt_i^t$ : geração da unidade térmica  $i$ , no período  $t$ ;
- $GH_i^t$ : geração da usina hidroelétrica  $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ para a usina hidroelétrica $j$ , 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 hidroelétrica $i$ , no período $t$ ;
$\pi_D^t$ :	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 $t$ ;
$\theta_i^t$ :	ângulo de tensão da barra $i$ , no período $t$ ;
$R_i^T$ :	água retida na calha do rio imediatamente à montante da usina hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , 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 hidroelétrica $i$ , 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. Atualmente, o modelo está em fase final de validação para ser utilizado a partir de janeiro de 2020 para a determinação do despacho da operação semi-horário e o preço de energia horário para o dia seguinte, atuando de forma coordenada com os modelos DECOMP [2] e NEWAVE [3],[4] já utilizados desde 2000 para 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.

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 [5], [6], incluindo-se restrições de segurança [7]. Representam-se também as restrições de *unit commitment* das usinas termoelétricas [8] e a operação das usinas térmicas a ciclo combinado [9]. A variação da produtividade das usinas hidroelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes [10] e representa-se de forma acurada o balanço de água nos reservatórios e ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação [11]. 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.

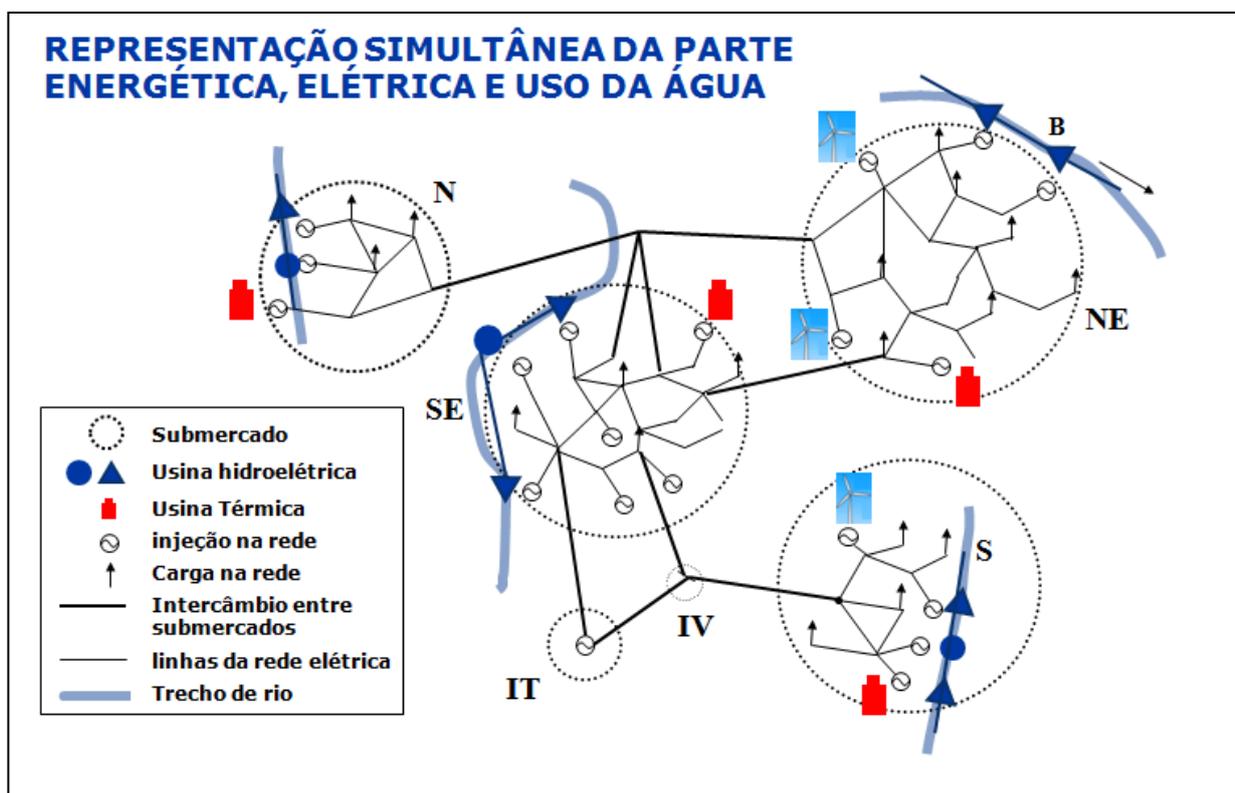


Figura 1.1 – Representação conjunta da rede elétrica, usinas geradoras (hidroelétricas, termoelétricas, fontes intermitentes), e trechos de rio no modelo DESSEM.

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 hidroelétricas (vazões mínimas, volumes de espera, limites inferiores 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. 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.

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 [5], [12], [13]. Caso não sejam consideradas pelo usuário restrições de *unit commitment*, o problema pode ser resolvido também por meio de decomposição de Benders multi-estágio [14], [15]. Pelo fato de resolver um problema de otimização inteiro-misto, essa versão requer uma licença de uso do pacote de otimização CPLEX.

Os principais resultados do modelo DESSEM são: o despacho de cada unidade geradora para o próximo dia, de meia em meia hora, com ou sem a rede elétrica; os custos marginais de energia em base de meia hora, por barra ou submercado; a operação horária dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária; os fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, além do status de todas as 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 [16], e um programa de conversão de dados (DECODESS) [17] entre os modelos DECOMP e DESSEM.

A documentação do modelo DESSEM consiste, além desse Manual de Metodologia, do Manual do Usuário do Modelo [18]. Para questões mais específicas, entre em contato com a Equipe DESSEM pelo endereço [dessem@cepel.br](mailto:dessem@cepel.br) e, para informações de caráter mais geral sobre os modelos energéticos do CEPEL, pelo endereço [dea@cepel.br](mailto:dea@cepel.br).

### 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*. Descrições conceituais desses tipos de problemas podem ser encontradas em [19]-[21] e revisões bibliográficas sobre trabalhos relacionados ao assunto são apresentadas em [22]-[28].

Para um sistema hidrotérmico, em particular, o problema de PDO consiste em determinar o despacho horário de geração das usinas hidroelétricas, termoelétricas<sup>1</sup> 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.

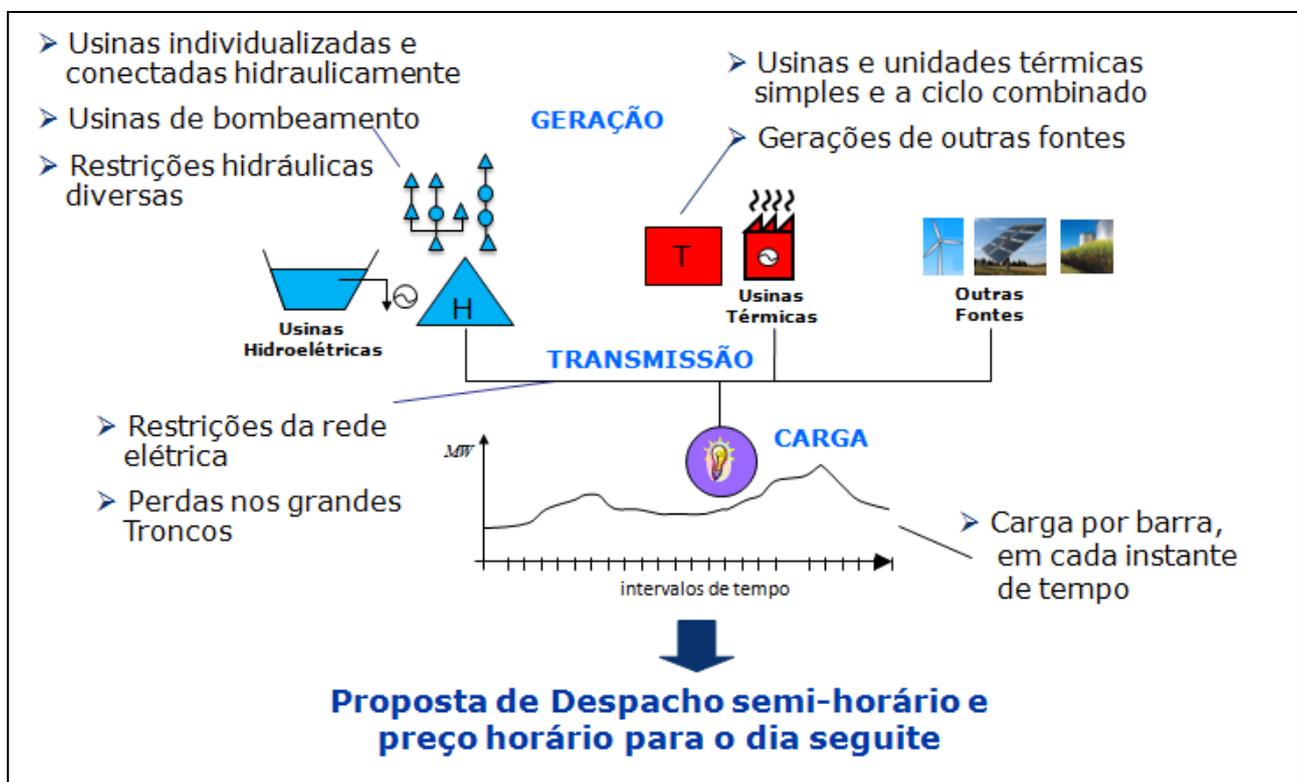


Figura 1.2 - Representação esquemática do problema de programação diária da operação (PDO).

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

- pela existência de interligação elétrica entre as diferentes fontes de geração;
- presença de diversas usinas hidroelétricas 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* das unidades termoelétricas

<sup>1</sup> 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”.

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 hidroelétricas 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 hidroelétricas e térmicas, uma boa aproximação pode ser obtida utilizando-se uma modelagem linear da rede elétrica<sup>2</sup>, considerando os limites de fluxos nos circuitos e as perdas na transmissão [29].

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 hidroelétricas. 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) 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 [30], também de técnicas de otimização robusta [31]. No caso do Brasil, a penetração da geração eólica em 2019 situa-se em torno de 8%, 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 [32].

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 [33], 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. 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 determinação de metas de geração para cada usina hidroelétrica e termoelétrica ao longo do tempo, de forma a atender a carga e segundo um determinado critério.

---

<sup>2</sup> Esta modelagem também é denominada neste texto e na literatura em geral como modelagem DC.

Outro objetivo relacionado ao planejamento é fornecer preços para o mercado de curto prazo de energia, que estão relacionados aos custos marginais de operação [34]. 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 hidroelétrica 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 hidroelétrica para atender o mercado hoje e no futuro ocorrer uma seca, pode vir a ser necessário utilizar geração termoeletrica de custo elevado ou, mesmo, interromper o fornecimento de energia. Por outro lado, se optarmos por fazer uso mais intensivo de geração termoeletrica, 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. Esta situação está ilustrada na Figura 1.3, que expressa o clássico “dilema do decisor” na literatura de planejamento hidrotérmico.

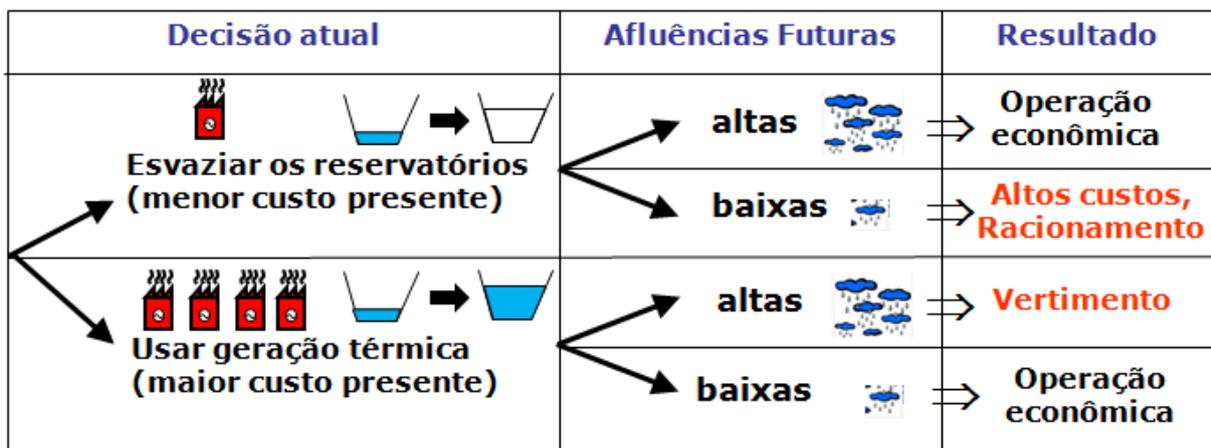


Figura 1.3 - “Dilema do decisor” para o problema de planejamento hidrotérmico.

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 hidroelétricas e termoeletricas 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 afluições futuras às usinas hidroelétricas;
- ser um problema **não linear**, devido por exemplo à variação da produtividade das usinas hidroelétricas com a altura de queda no reservatório;
- é um problema de **grande porte**: o sistema hidrotérmico brasileiro apresenta atualmente cerca de 160 usinas hidroelétricas e 140 usinas termoelétricas despachadas de forma centralizada<sup>3</sup> 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<sup>4</sup>. Finalmente, o número de restrições elétricas, hidroelétricas 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<sup>5</sup>, 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 distintas, 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 hidroelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. 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), 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 [35]. Ressalta-se que outros critérios podem estar presentes, como o ambiental ou de outros usos da água, que muitas vezes torna-se prioritário pela adição, em todas as etapas do planejamento, de uma série de

<sup>3</sup> Segundo dados do Programa Mensal da Operação, realizado pelo ONS em março de 2019.

<sup>4</sup> Um reservatório de regularização pluri-anual leva alguns anos para esvaziar ou encher completamente, como por exemplo a usina de Furnas, na bacia do Rio Grande.

<sup>5</sup> 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.

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 hidroelétrica, 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 hidroelétrica 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 este conceito, pode-se entender uma usina hidroelétrica como sendo uma térmica cujo “custo marginal de geração” (CMG) é variável, em função do valor da água ( $\$/\text{hm}^3$ ), que depende do nível do reservatório, e da produtividade da usina ( $\text{hm}^3/\text{MWh}$ ), 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 hidroelétricas. 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 hidroelétrica, 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 hidroelétricas, 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. Esta análise pode ser útil para alimentar estudos de custo-benefício de medidas corretivas para eliminar algumas destas 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 afluições às usinas hidroelétricas.

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 o despacho hidrotérmico seja inviável em relação ao conjunto de restrições inseridas no problema. Neste último caso, a operação obtida é a que resulta em um menor número de violações às restrições do problema (inviabilidades), uma vez que 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**

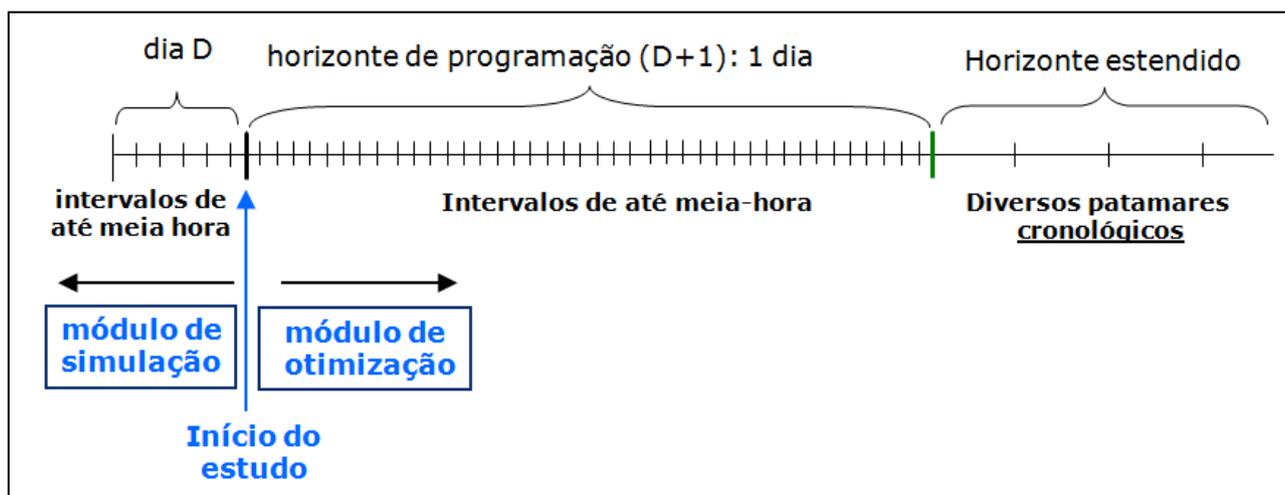
## 2 HORIZONTE DE ESTUDO E DISCRETIZAÇÃO TEMPORAL

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  $\Delta_t$ .

Nesta 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 [16].

## 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.

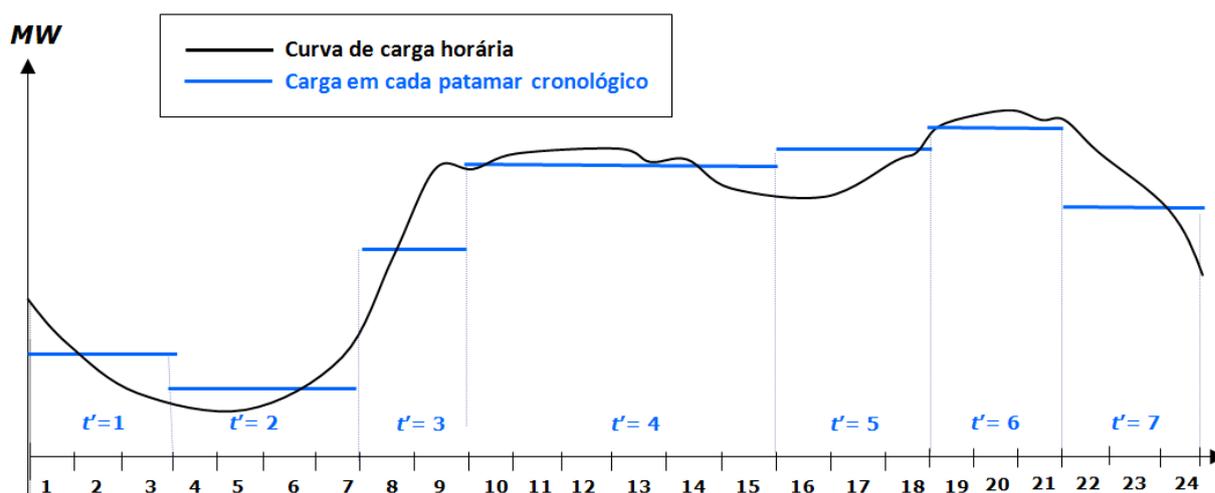


Figura 2.2 - Representação temporal por patamares cronológicos no horizonte estendido do DESSEM.

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 sejam fortemente guiados pela curva de carga, a utilização de patamares de carga não é equivalente, em termos de modelagem, à representação de patamares de carga adotada nos modelos DECOMP e NEWAVE. A representação por patamares de carga não possuem 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 hidroelétricas para os próximos dias, que pode ser obtida com os modelos PREVIVAZ ou PREVIVAZH [36], [37], além de uma previsão da geração eólica, que pode ser obtida de forma probabilística com o modelo VENTOS desenvolvido pelo CEPEL [32]. Ressalta-se que, nos processos oficiais do ONS, tem 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. A introdução da incerteza explicitamente no modelo DESSEM está em curso e deve ser disponibilizada até o ano de 2021.

### 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 [38], 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.

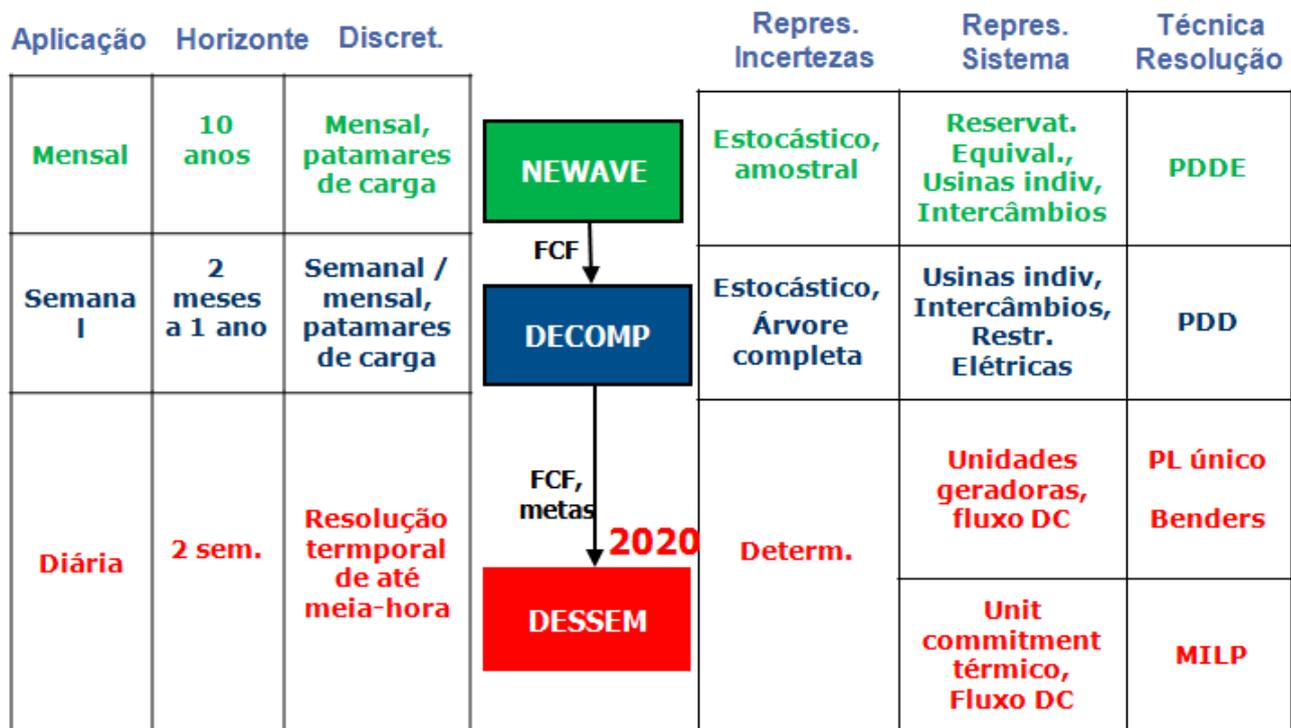


Figura 3.1 - Processo de planejamento da operação e estabelecimento do preço no mercado de curto prazo para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) utilizando os modelos desenvolvidos pelo CEPEL. O modelo DESSEM está previsto para ser utilizado a partir de janeiro de 2020, para se obter, para 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 hidroelétricas, 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 hidroelétricas, termoelétricas e da rede elétrica, a partir da FCF obtida pelo modelo DECOMP. O acoplamento do

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.

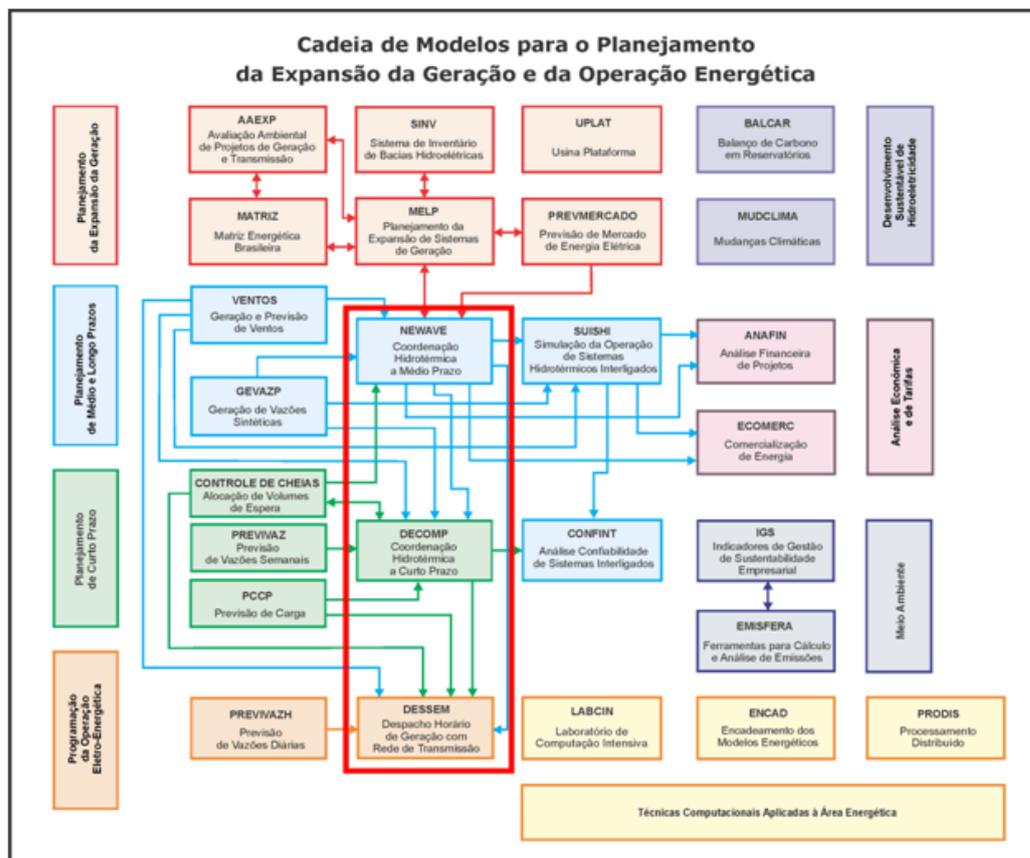


Figura 3.2 - Integração dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM com outros modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o Planejamento da Operação hidrotérmica.

### 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.

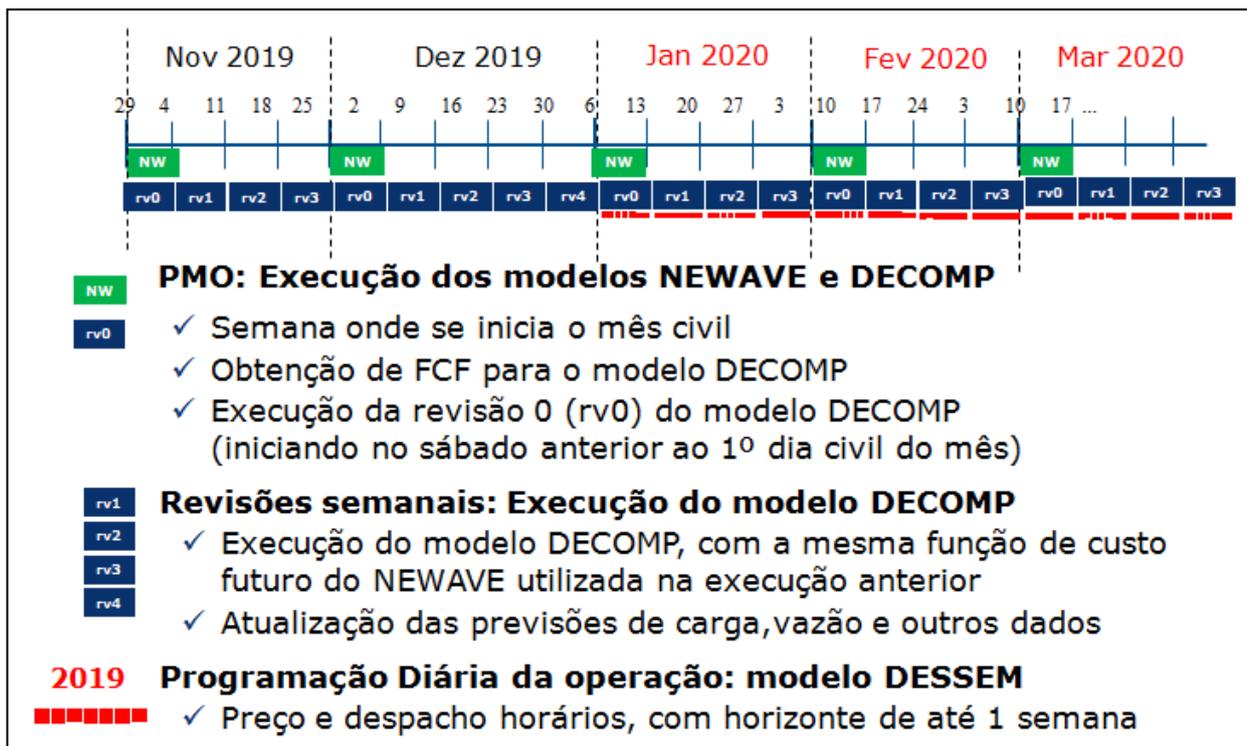


Figura 3.3 – Utilização integrada dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM em estratégia de horizonte rolante (perspectiva para Janeiro de 2020).

#### 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 hidroelétricas, 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 hidroelétrica 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 pode ser utilizada de forma complementar com o uso de uma FCF, consiste em se definir para a PDO metas operativas para as usinas hidroelétricas (por exemplo, de geração ou de volume final), metas de geração para as usinas térmicas, ou metas de intercâmbios entre subsistemas [39].

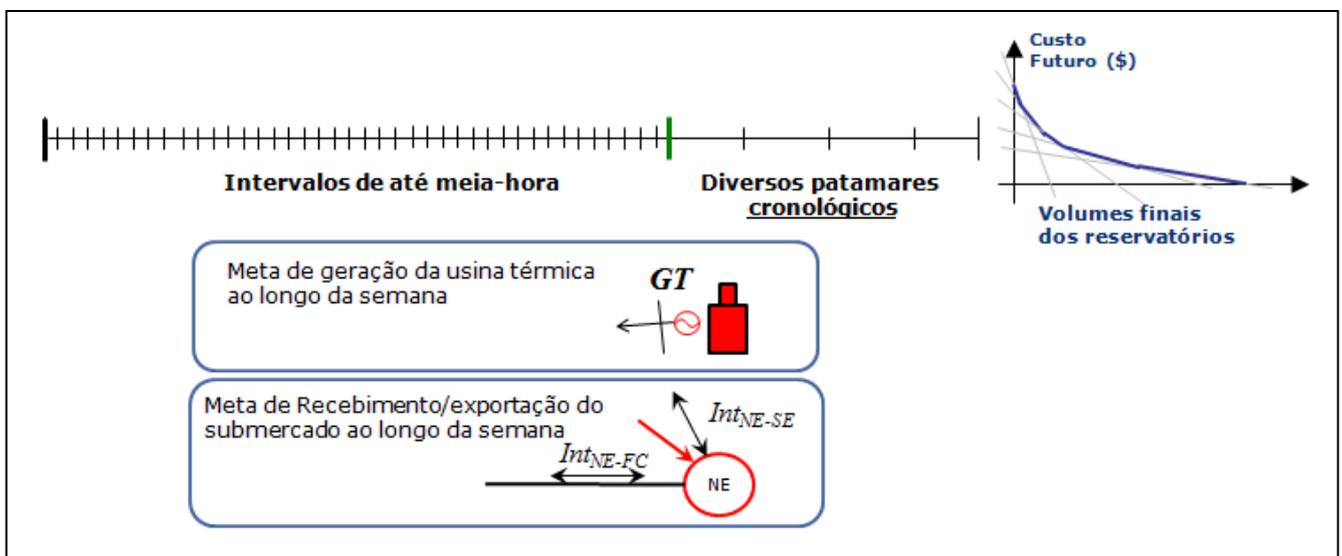


Figura 3.4 - Acoplamento do modelo DESSEM com o DECOMP, por meio de uma função de custo futuro e/ou pelo estabelecimento de metas semanais de geração térmica e intercâmbios entre submercados.

## **PARTE III - MODELAGEM DOS COMPONENTES**

## 4 SUBMERCADOS

O modelo DESSEM considera um sistema elétrico contendo um parque gerador é composto de usinas hidroelétricas, usinas elevatórias (ou de bombeamento), usinas termoelétricas, assim como fontes adicionais de geração, como usinas eólica, solares, 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 hidroelétricas 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 hidroelétricas e termoelétricas, além da localização de outras fontes de energia.

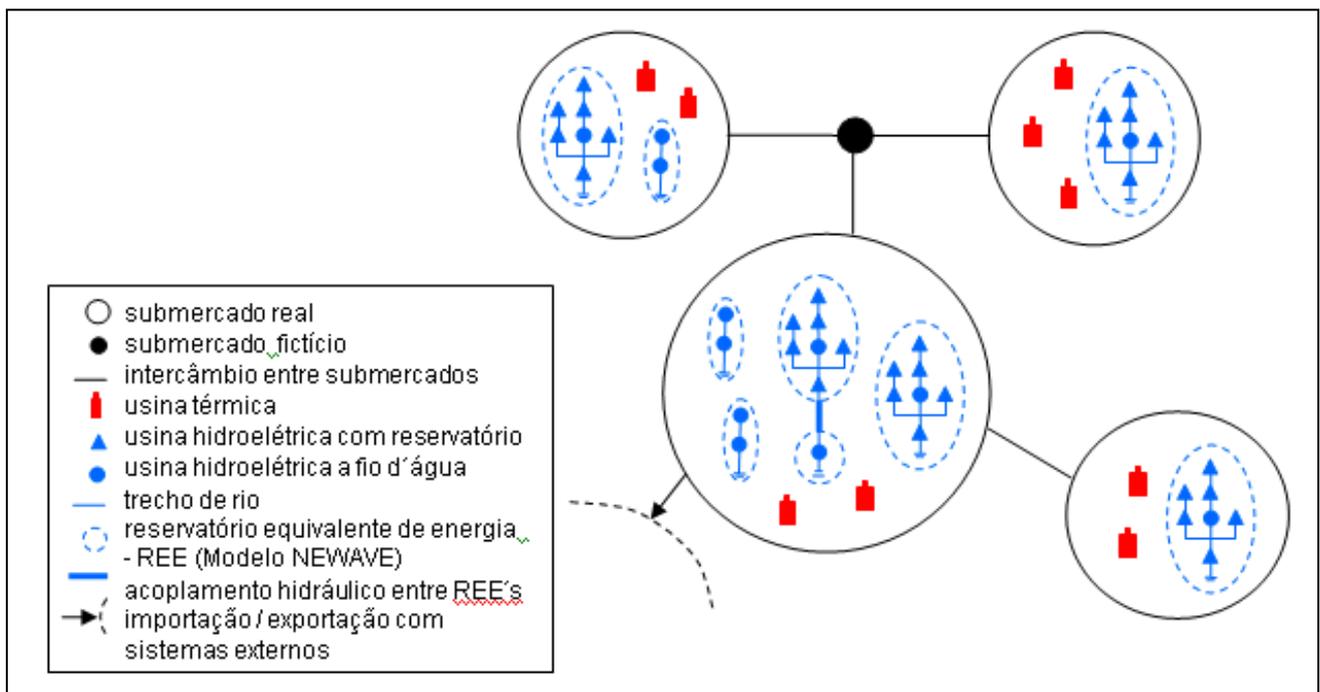


Figura 4.1 - Representação esquemática da disposição das usinas e intercâmbios energéticos entre submercados.

### 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 hidroelétricas, 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 nesse 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  $\overline{Int}_{ji}^t$ , 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  $\Omega_{S_i}$ .

$$Int_{ij}^t \leq \overline{Int}_{ij}^t; \quad Int_{ji}^t \leq \overline{Int}_{ji}^t; \quad \forall j \in \Omega_{S_i} \quad (4.1)$$

Nos estudos com rede, embora esta representação seja desnecessária (pois os próprios circuitos que compõem a interligação estarão sendo 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  $i$ .

### 4.2.2 Uso de nós fictícios

. A existência de nós (bifurcações / ramificações) no sistema de transmissão pode ser feita definindo-se submercados fictício, que não possuem geração nem carga. Podem ser utilizados para modelar a restrição de transporte entre as gerações 50Hz e 60 Hz de Itaipu e os submercados SU/SE (nó de Ivaiporã).

### 4.2.3 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.

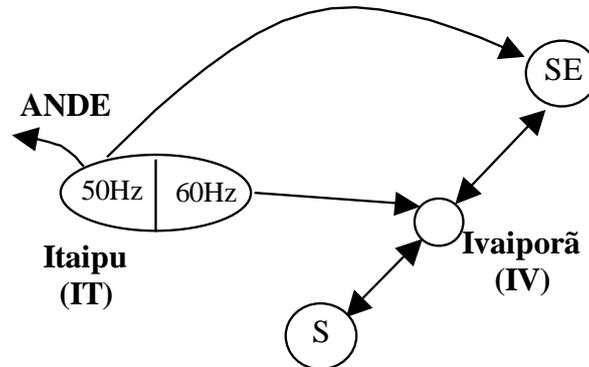


Figura 5.2 – Representação da interligação de Itaipu

### 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, cuja quantidade é denotada por  $NCI$  e  $NCE$ , respectivamente.

$$\underline{Eci}_i^t \leq Eci_i^t \leq \overline{Eci}_i^t ; \quad i = 1, \dots, NCI \quad (4.2)$$

$$\underline{Ece}_i^t \leq Ece_i^t \leq \overline{Ece}_i^t ; \quad i = 1, \dots, NCE. \quad (4.3)$$

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 aceita 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 9.1.3.

## 5 PARQUE HIDROELÉTRICO

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

### 5.1 Dados de Cadastro de Usinas hidroelétricas

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 hidroelétricas. A seguir relacionam-se os dados de cada usina  $i$  que são utilizados na modelagem das usinas hidroelétricas, que será descrita ao longo desse 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  $\times$  volume do reservatório;
- coeficientes  $\{a_{ac_i}, i = 0, \dots, 4\}$  do polinômio área  $\times$  cota do reservatório;
- coeficientes  $\{a_{cf_i}, i = 0, \dots, 4\}$  do polinômio cota  $\times$  vazão, que define a cota do canal de fuga em função da vazão defluente;
- identificador se o vertimento da usina impacta a cota do canal de fuga, para fins de aplicação do polinômio cota  $\times$  vazão;
- coeficientes médios  $\{c_{ev_{i,j}}, i = 1, \dots, 12\}$  de evaporação ( $mm/mês$ ;) para cada mês  $j$ ;
- volume  $V_{sol_{vt_i}}$  associado à soleira do vertedouro da usina hidroelétrica  $i$ ;
- volume  $V_{sol_{dv_i}}$  associado à soleira de desvio (quando aplicável) da usina hidroelétrica  $i$ ;

#### Para a casa de força:

Cada usina hidroelétrica 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 como conjunto de máquinas ao qual pertence;
- produtividade específica  $\rho_{esp_i}$ , 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;

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

## 5.2 Usinas Hidroelétricas

As usinas hidroelétricas 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 hidroelétrica 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 definidas por conjunto.

A Figura 5.1--Representação esquemática de uma usina hidroelétrica e suas principais variáveis operativas. ilustra um esquema de uma usina hidroelétrica e as principais variáveis associadas à sua operação.

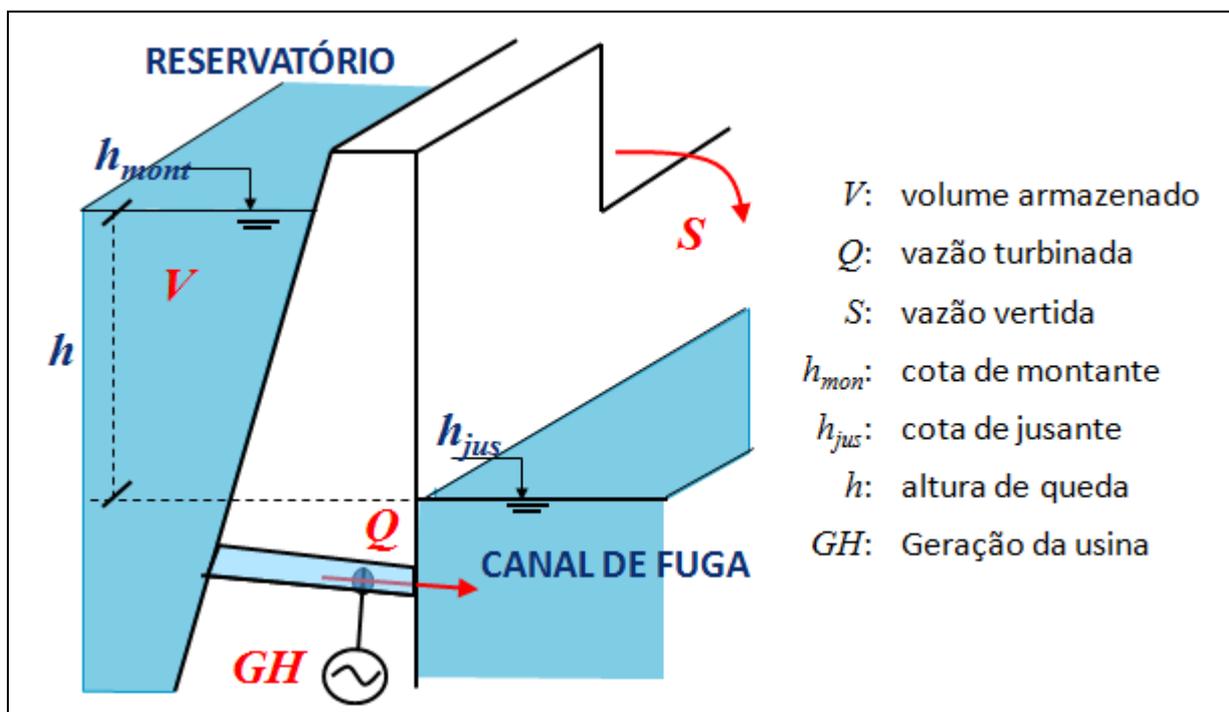


Figura 5.1--Representação esquemática de uma usina hidroelétrica e suas principais variáveis operativas.

Os limites físicos das variáveis das usinas hidroelétricas são definidas 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 hidroelétricas,  $\overline{Q}_i$  e  $\overline{GH}_i$  correspondem ao turbinamento e geração máximos 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<sup>6</sup>. Não se considera um vertimento máximo físico para as usinas hidroelétricas, em virtude da ausência dessa informação.

Ressalta-se que, caso não sejam definidas conjuntos de máquinas para determinada usina hidroelétrica  $i$ , 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.

<sup>6</sup> ressalta-se que os dados cadastrais das unidades geradoras são fornecidos no cadastro por conjunto de unidades..

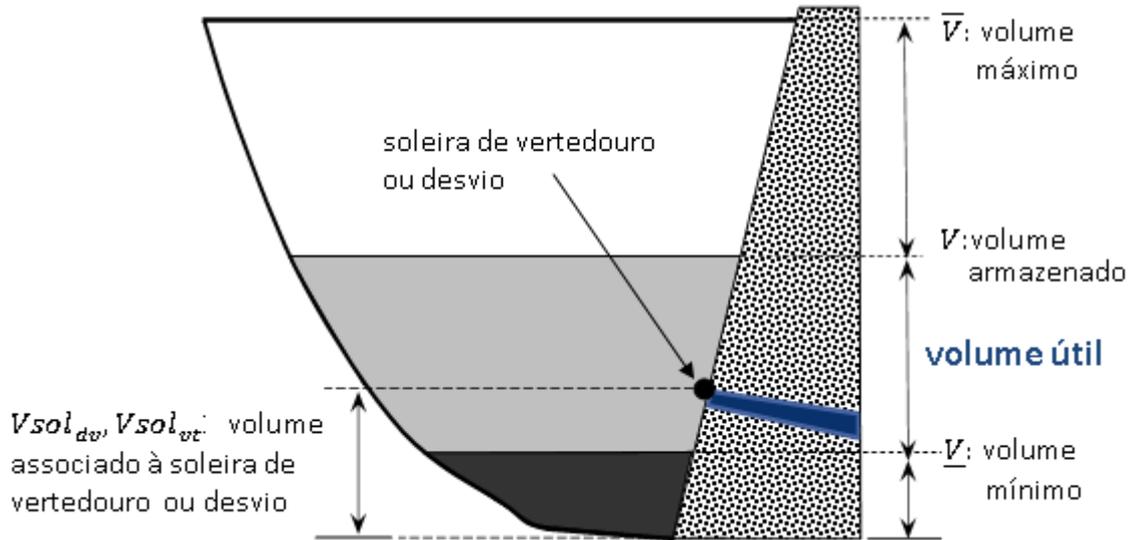


Figura 5.2 - Esquema ilustrativo de um reservatório.

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:

$$h_{mon}(V) = a_{cv_0} + a_{cv_1} V + a_{cv_2} V^2 + a_{cv_3} V^3 + a_{cv_4} V^4 \quad (5.5)$$

onde  $a_{cvi}$  corresponde ao termo de ordem  $i$  no polinômio cota-volume. Cada usina hidroelétrica possui o seu próprio polinômio, que consta no arquivo de cadastro das usinas hidroelétricas. 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:

$$V(hm^3) = \underline{V} + V_{util}(hm^3), \quad \text{ou} \quad V(hm^3) = \underline{V} + \frac{V_{util}(\%)}{100} (\bar{V} - \underline{V}), \quad (5.6)$$

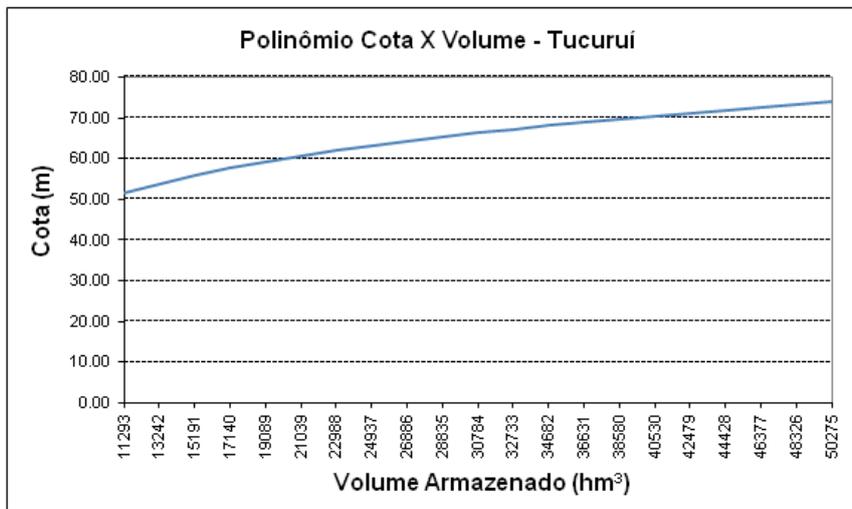


Figura 5.3 - Exemplo do polinômio cota-volume da usina de Tucuruí.

### 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. Esta área é sempre crescente com o 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  $km^2$ . Os dados desses polinômios também constam do cadastro de usinas hidroelétricas, e um exemplo dessa função para a usina de Sobradinho é mostrada na Figura 5.4.

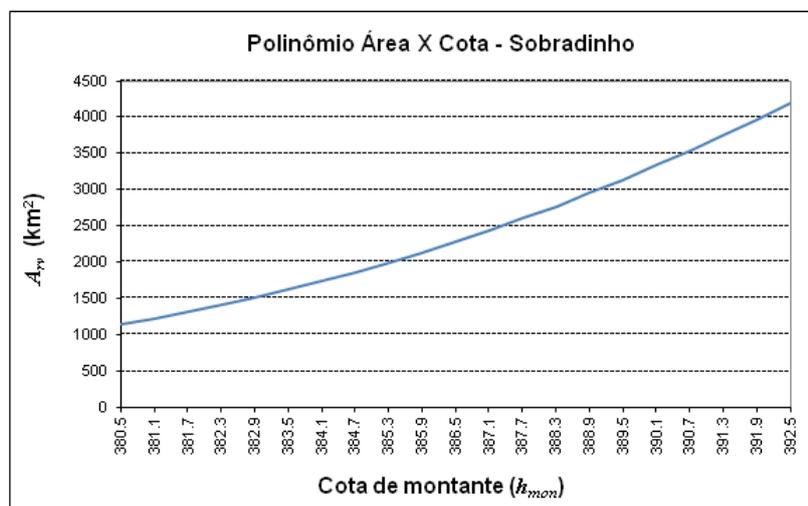
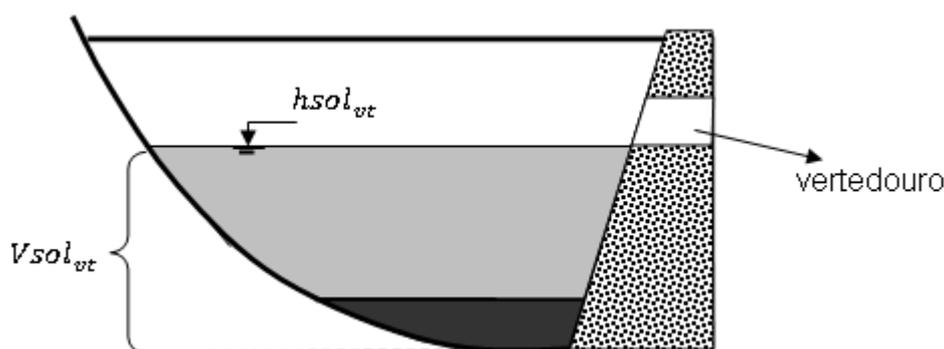


Figura 5.4 - Exemplo do polinômio cota-área da usina de Sobradinho

## 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 hidroelétrica.**

Para uma usina a fio d'água, que não possui capacidade de regularização, em todo instante tem-se  $V_i^t = \underline{V}_i = \bar{V}_i$  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  $Vsol_{dvi}$ . Este volume corresponde ao armazenamento mínimo no reservatório para que possa haver desvio de água, o qual que 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  $V_i^t > Vsol_{dvi}$ .

Uma descrição mais detalhada da modelagem dos vertedouros é apresentada em [40].

## 5.5 Topologia hidráulica e Equações de Balanço Hídrico

Topologicamente, as usinas hidroelétricas 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 hidroelétrica de jusante para fins de desvio<sup>7</sup>. A Figura 5.6 ilustra uma cascata de usinas hidroelétricas contendo usinas de jusante, usinas de desvio e usina de jusante com tempo de viagem da água.

<sup>7</sup> Ressalta-se que a grande maioria das usinas não apresenta desvio de água.

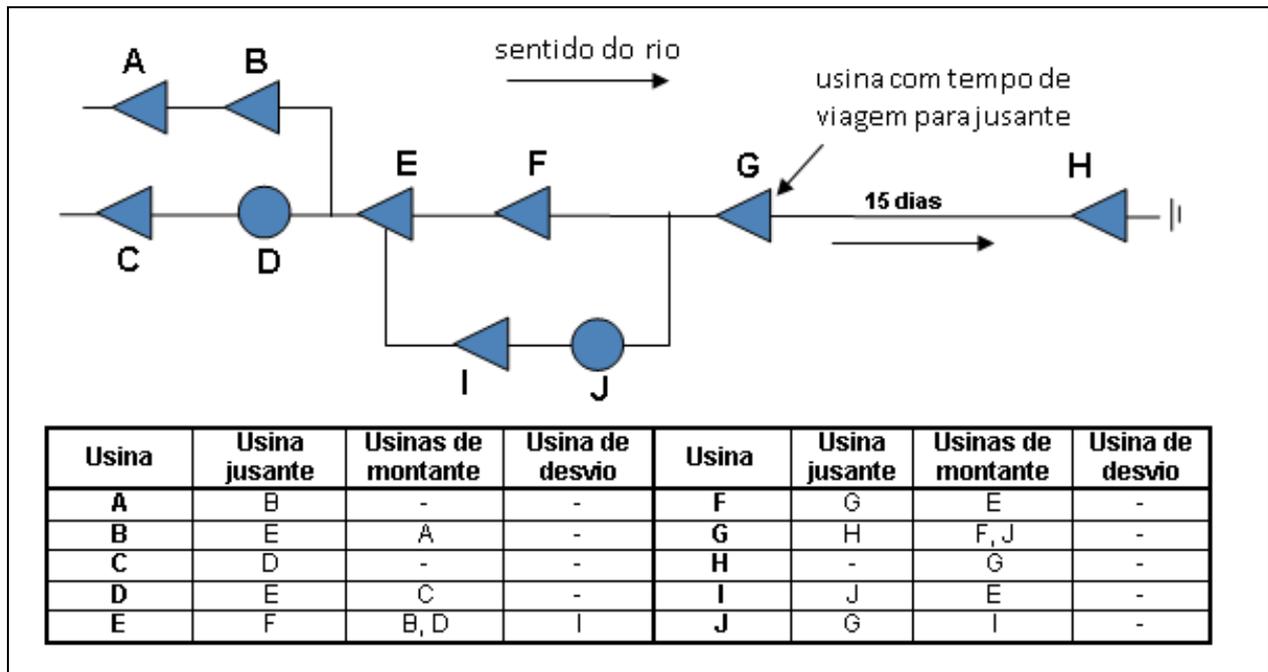


Figura 5.6 - Exemplo ilustrativo de uma cascata de usinas hidrelétricas contendo usinas de jusante, usinas de desvio e usina de jusante com tempo de viagem da água.

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 defluida 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.

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  $M_i$ ,  $M_{tvi}$  e  $M_{dvi}$  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 desse 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:

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

onde os termos  $V_i^t$ ,  $Q_j^t + S_j^t$ ,  $Q_{dv_j}^t$  já foram definidos anteriormente, assim como os conjuntos  $M_i$ ,  $M_{tv_i}$  e  $M_{dv_i}$ ;  $I_i^t$  indica a vazão natural afluyente incremental à usina  $i$ ,  $tv_j$  é o tempo de viagem da usina  $j$  até a próxima usina imediatamente à jusante, e  $\zeta^t$  é um fator de conversão de unidades de vazão (m<sup>3</sup>/s) para volume (hm<sup>3</sup>) considerando a duração do período  $t$ .

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

## 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  $Q_{dv_i}^t$ . O desvio de água a partir de uma usina A está ilustrada na Figura 5.7.

Desta forma, uma usina hidroelétrica 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.

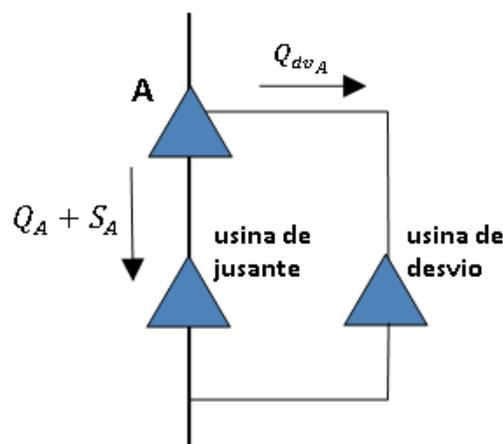


Figura 5.7 - Exemplo ilustrativo de uma usina de desvio.

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 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-se o conjunto  $M_{dvi}$  das usinas que desviam água para a usina  $i$ .

### 5.7 Estações de bombeamento

Uma estação de bombeamento, também chamada de usina de bombeamento ou usina elevatória, é capaz de bombear água de um reservatório a uma cota inferior (reservatório de jusante) para outro (reservatório de montante). Dois tipos de estação de bombeamento podem ser consideradas 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:

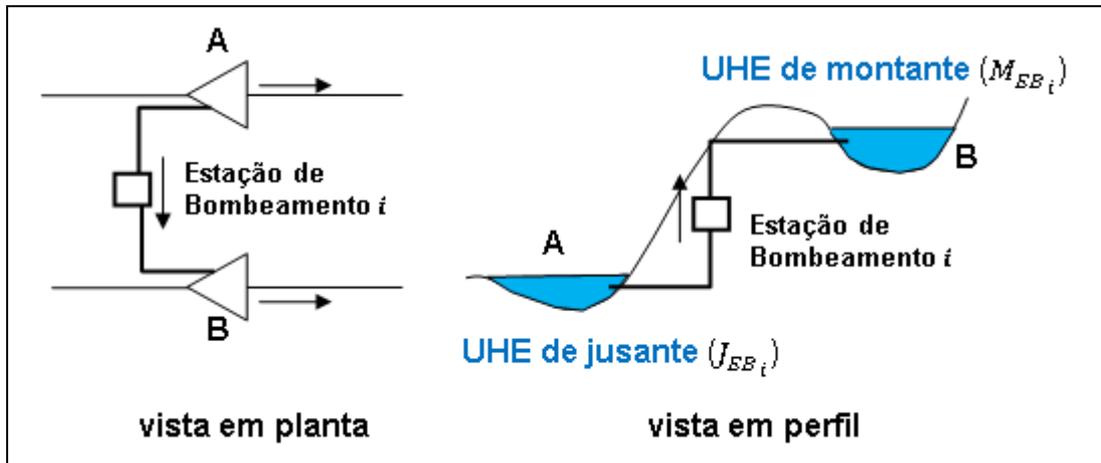
- vazão máxima  $\overline{Q}_{bi}$  que pode ser bombeada;
- Consumo específico  $Cons_{EBi}$  da estação de bombeamento (MW/(m<sup>3</sup>/s)), que é um valor constante que relaciona a potência consumida  $Eb_i^t$  com a vazão bombeada  $Qb_i^t$  em cada estação de bombeamento  $i$  e período  $t$ .

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

$$Q_{bi}^t \leq \overline{Q}_{bi} \quad (5.9)$$

$$Eb_i^t = Cons_{EBi} Qb_i^t \quad (5.10)$$

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. Nestas restrições, o volume bombeado em uma determinada estação de bombeamento no período  $t$  é acrescido ao volume afluyente 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.

$$V_A^t = V_A^{t-1} + \zeta^t (I_A^t - Q_A^t - S_A^t - Q_{b_i}^t) \quad (5.11)$$

$$V_B^t = V_B^{t-1} + \zeta^t (I_B^t - Q_B^t - S_B^t + Q_{b_i}^t). \quad (5.12)$$

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 tem 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 10.1.

### 5.7.2 Usinas hidroelétricas reversíveis

Usinas hidroelétricas 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 hidroelétrica como sendo puramente de reservatório (sem geração), que corresponderá ao armazenamento de jusante da usina reversível;
- definir uma usina elevatória cujas usina de montante será a usina hidroelétrica geradora, e a usina de jusante será o reservatório definido artificialmente.

### 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 hidroelétricas de Ilha Solteira e Três Irmãos, e ilustrado na Figura 5.9.

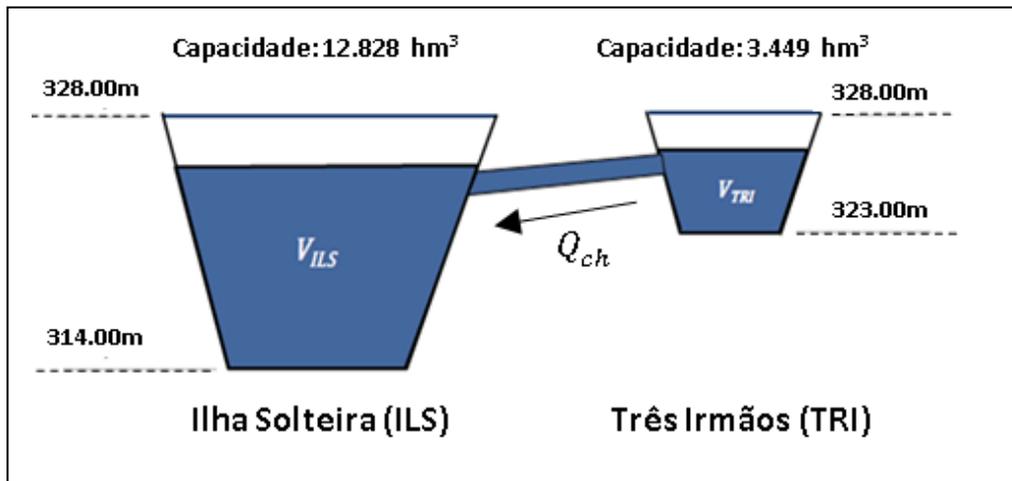


Figura 5.9 - Esquema ilustrativo de um Canal entre usinas hidroelétricas.

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 obtida por consulta a uma tabela, que fornece valores de vazão para o 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 de um 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 <sup>3</sup> /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	1.170
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

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 hidroelétricas) e da área do espelho d'água (km<sup>2</sup>). Aplicando-se ainda um fator de conversão de unidades, a fim de expressar a evaporação em m<sup>3</sup>/s, obtêm-se a seguinte expressão para a função de evaporação exata  $f_{ev_i}(\cdot)$  para a usina  $i$ , em função do seu volume armazenado  $V_i$ :

$$f_{evap_i}(V_i) = \frac{1}{3.6NH_{mes_j}} c_{ev_i,j} (A_{rv_i}(h_{mon_i}(V_i))) \quad (5.13)$$

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 <sup>2</sup> )	$c_{ev_i,j}$ (mm/mês)	$Q_{ev_i}^t$ (m <sup>3</sup> /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 período  $t$ , em torno de um valor de referência  $V_{ref,ev_i}$ , como mostra a expressão (5.14):

$$\begin{aligned}
 Q_{ev_i}^t &= f_{evap_i}(V_{ref,ev_i}) + k_{evap_i}(V_i^t - V_{ref,ev_i}) = \\
 &= [f_{evap_i}(V_{ref,ev_i}) - k_{evap_i}V_{ref,ev_i}] + k_{evap_i}V_i^t
 \end{aligned}
 \tag{5.14}$$

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 [41].

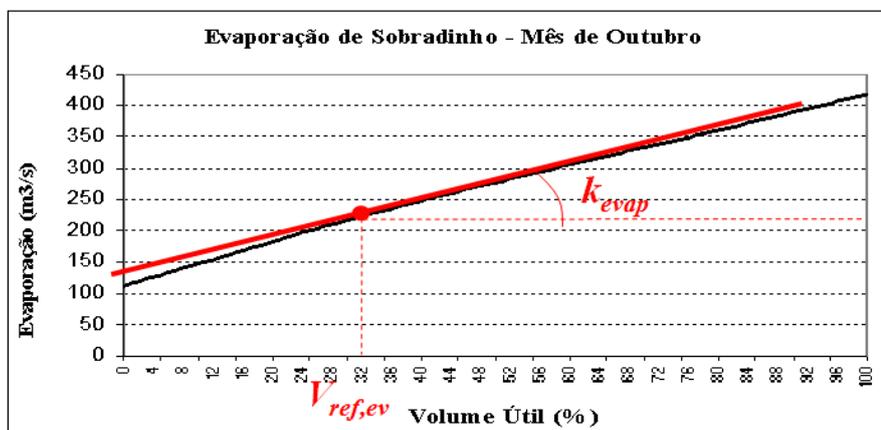


Figura 5.11 - Exemplo de modelo linear para a evaporação no reservatório de Sobradinho.

### 5.10 Seções de Rio

Uma seção de rio  $S$  em uma cascata é definida de acordo com sua posição em relação às usinas hidroelétricas. 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  $P$ .

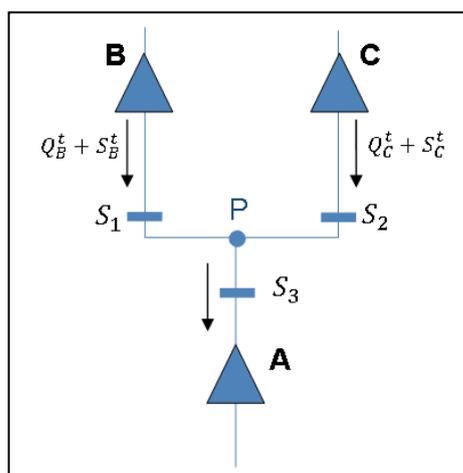


Figura 5.12 - Exemplo de três seções de rio  $S_1$ ,  $S_2$  e  $S_3$  em uma cascata.

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 hidroelétricas, 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. Estes tempos de viagem são considerados nas restrições de balanço hídrico das usinas hidroelétricas.

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 [11] e no relatório técnico [42] 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 defluído por uma usina de montante  $i$  em um determinado instante de tempo  $t$  chegará à usina de jusante  $j$  no instante de tempo  $(t + \tau_{ij})$ , onde  $\tau_{ij}$  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 hídrica está indicada na equação (5.8).

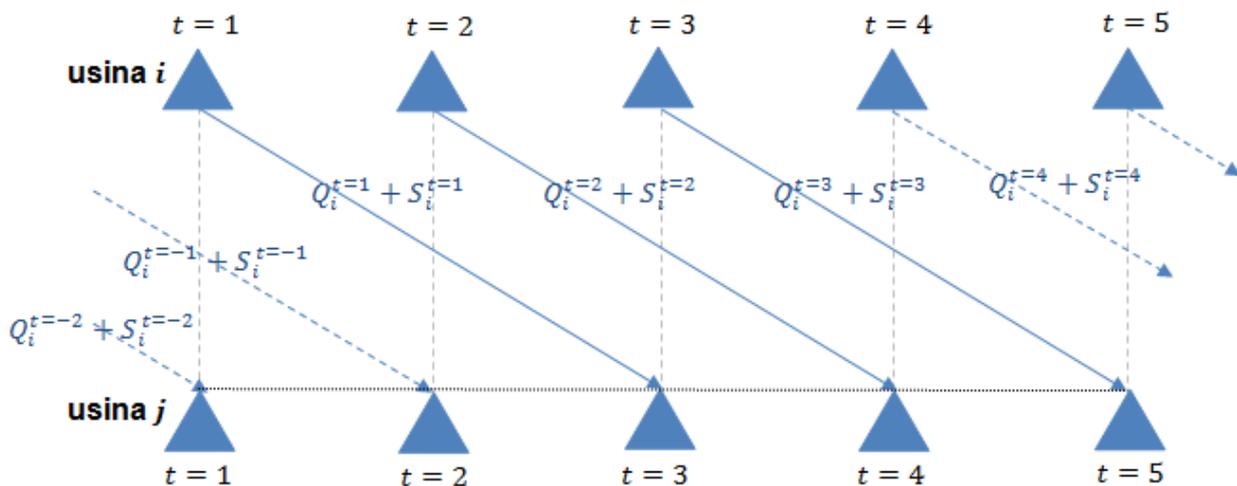


Figura 5.13 - Exemplo da modelagem por translação do tempo de viagem entre as usinas  $i$  e  $j$ , para um tempo de viagem de 2 horas.

**5.11.2 Curva de propagação da água**

Um aperfeiçoamento em relação à modelagem descrita no item anterior é considerar que a vazão defluída pela usina de montante  $i$  no instante  $t$  chega ao ponto de jusante  $j$  de forma parcelada, entre os instantes  $(t + \tau_{ij_{min}})$  até  $(t + \tau_{ij_{max}})$ . Os parâmetros  $\tau_{ij_{min}}$  e  $\tau_{ij_{max}}$  representam os tempos de viagem mínimo e máximo entre  $i$  e  $j$ , que se referem, respectivamente, a primeiras e últimas parcelas da água defluída por  $i$  que chegam à usina  $j$ .

Nesta forma de representação, devem ser fornecidos os percentuais da vazão defluída por  $i$  que chegam a cada instante de tempo entre  $\tau_{ij_{min}}$  e  $\tau_{ij_{max}}$ . A curva que mostra esses percentuais de forma acumulada é denominada neste documento de **curva de propagação da água**, exemplificada na Figura 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 defluída da usina de montante.

A partir da curva exata de propagação, é possível calcular as parcelas do montante de água defluído pela usina de montante  $i$  que chegam a cada instante de tempo entre  $\tau_{ij_{min}}$  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 defluídas 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 adaptadas para representar todas as parcelas da modelagem de tempo de viagem por propagação, como descrito na expressão (5.15) a seguir.

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

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

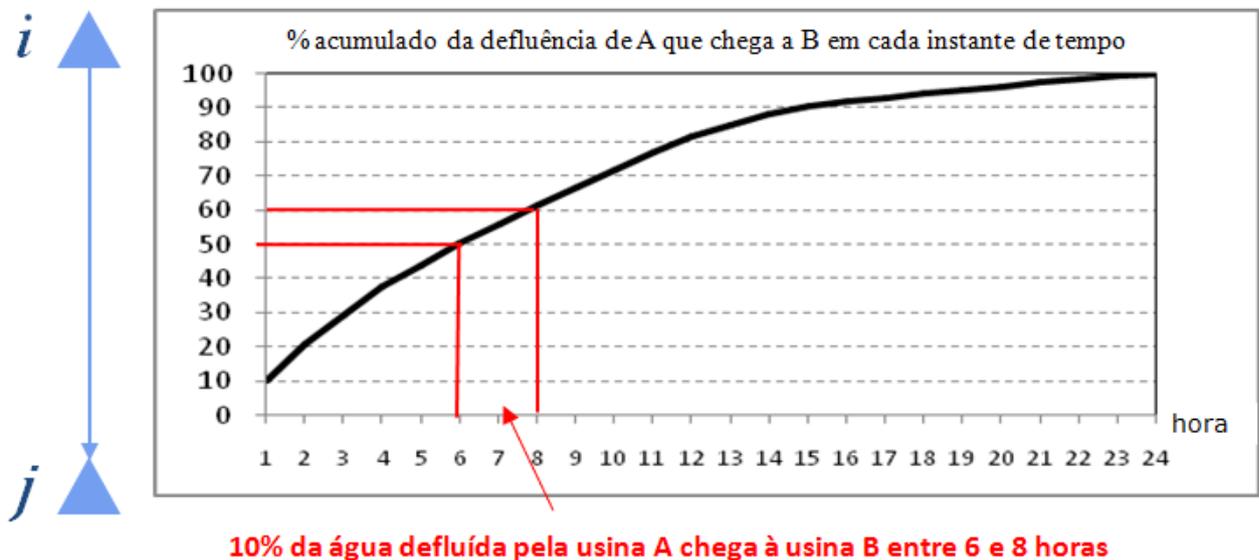


Figura 5.14 - Exemplo de uma curva de propagação de tempo de viagem da usina de montante  $i$  até a usina de jusante  $j$

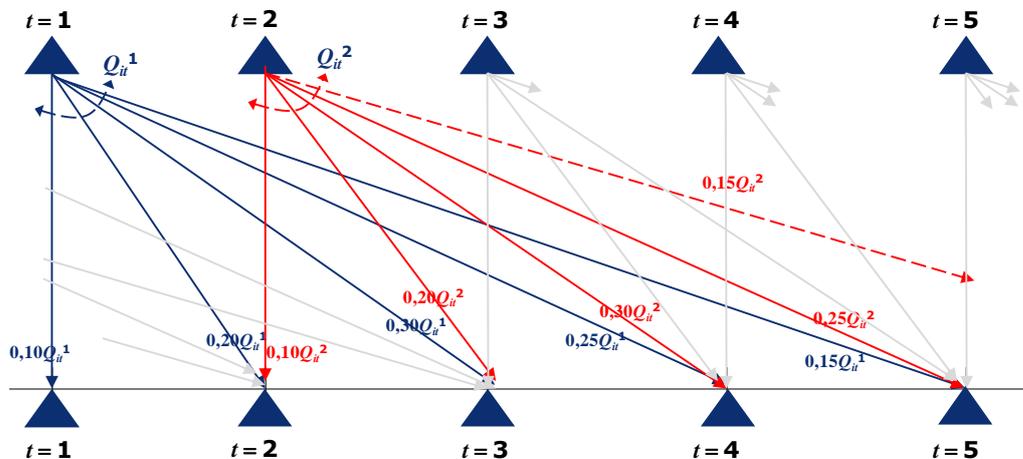


Figura 5.15 - Esquema de saída da usina de montante e chegada na usina de jusante para a modelagem de tempo de viagem por curva de propagação.

### 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 hidroelétrica 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

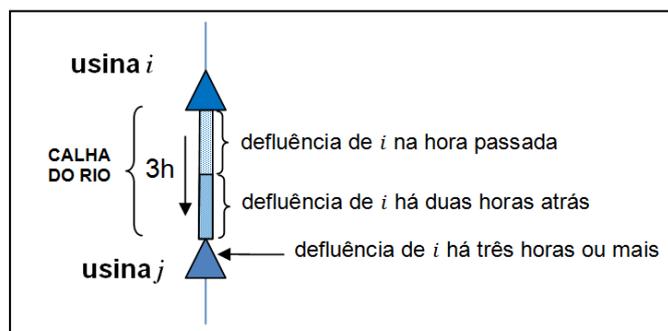


Figura 5.16 - Esquema ilustrativo da água retida na calha do rio para usinas com tempo de viagem da água

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  $\alpha^T$  é o custo futuro,  $\pi_{FCF,0}^k$  e  $\pi_{FCF,V_i}^k$  são o termo independente e coeficiente da usina hidroelétrica  $i$  para o  $k$ -ésimo corte da função de custo futuro fornecida pelo DECOMP, 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.

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

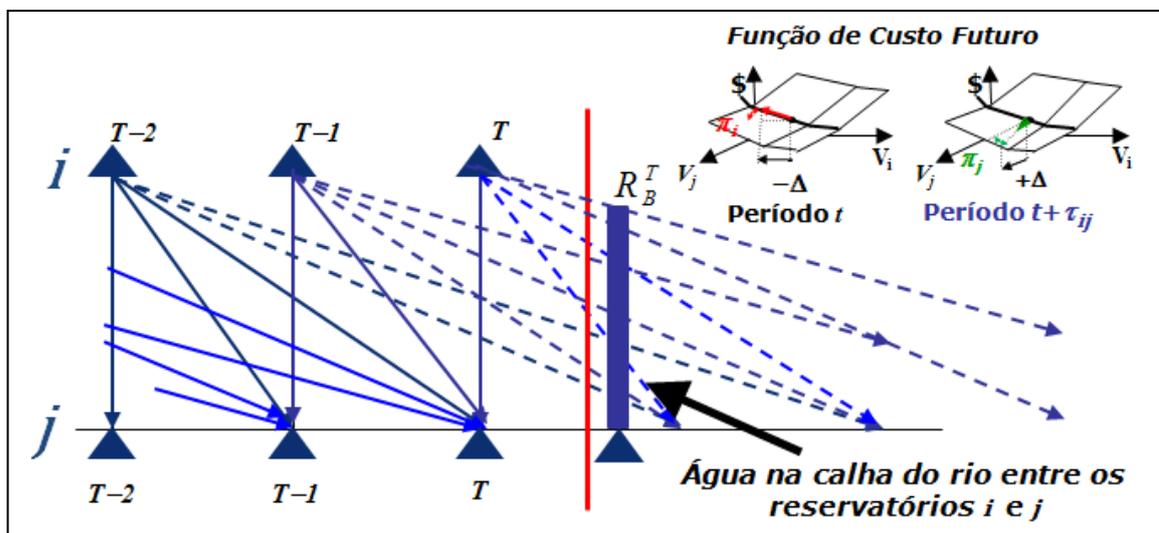


Figura 5.17 - Esquema ilustrativo do acoplamento, com a FCF, das defluências das usinas de montante que ficam na calha do rio ao final do horizonte de estudo.

## 5.12 Função de produção hidroelétrica

A Função de produção das usinas hidroelétrica 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 hidroelétrica 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 líquida à qual a unidade está submetida ( $h$ ), e das características de projeto da unidade, representadas pelos fatores de eficiência da turbina ( $\eta_t$ ) e do gerador ( $\eta_g$ ), segundo a equação abaixo, onde se suprimiram os índices da unidade e do período de tempo:

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

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:

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

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:

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

Nos casos de usinas hidroelétricas muito próximas, essa cota pode ainda ser influenciada ainda pelo nível 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 hidroelétricas<sup>8</sup>, 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-gerador, obtem-

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

se uma produtividade específica  $\rho_i$ , 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

$$\begin{aligned}
 FPH_i(V, Q, S) &= \sum_{j=1}^{nh_i} gh_j(q_j, V, Q, S) \\
 &= \sum_{j=1}^{nh_i} \rho_i \cdot q_j \left[ h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q, S) - h_{perdas_i} \right] = \\
 &= \rho_i Q \left[ h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q, S) - h_{perdas_i} \right],
 \end{aligned}
 \tag{5.21)a}$$

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

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

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 vertimentos 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 hidroelétrica é apresentada em [43].

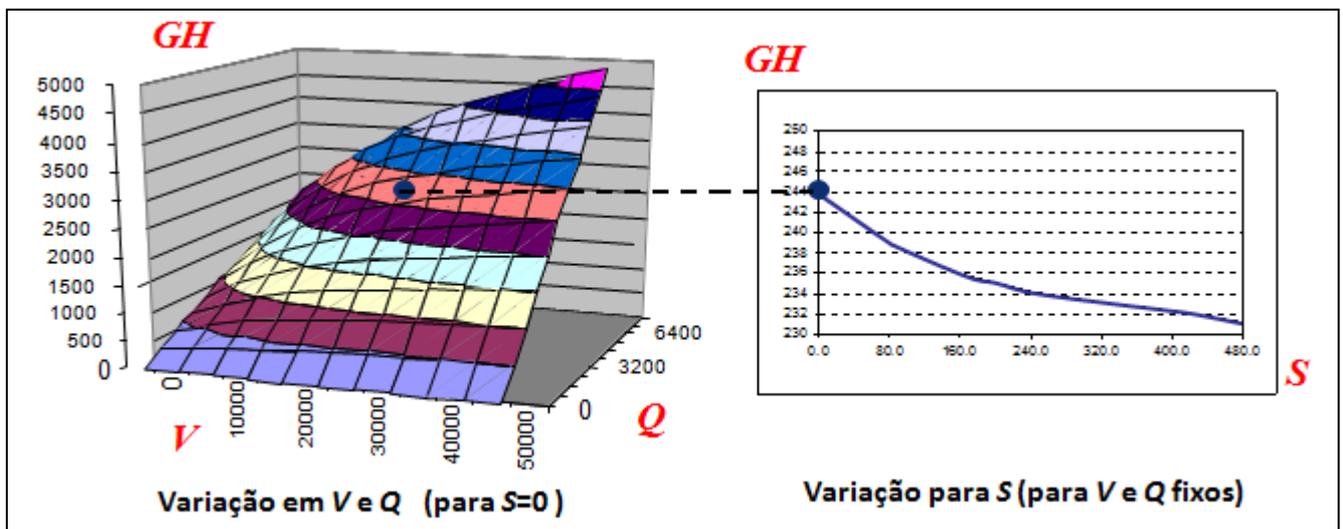


Figura 5.18 - Gráfico da função de produção exata (FPH) de uma usina hidroelétrica.

Como a expressão 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 hidrolétrica 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 o volume, que corresponde a um intervalo ( $V_0 - \Delta V_{FPHA}$ ,  $V_0 + \Delta V_{FPHA}$ ) 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<sup>9</sup>.

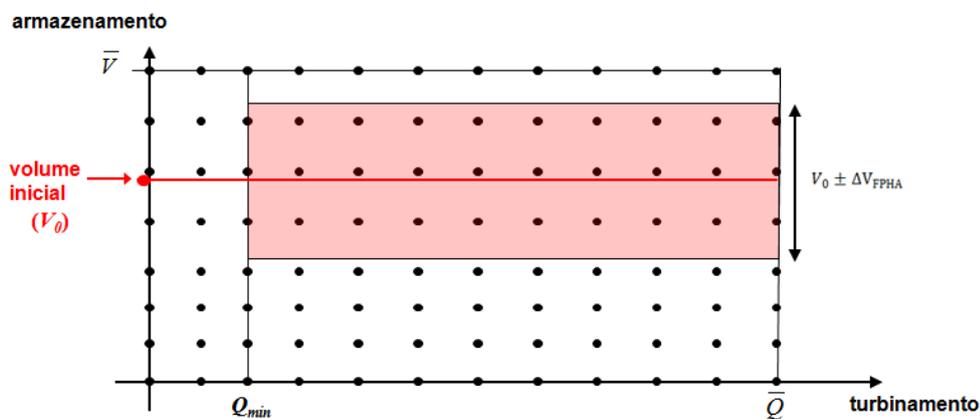


Figura 5.19 - Exemplo de janela de discretização para modelagem da FPHA.

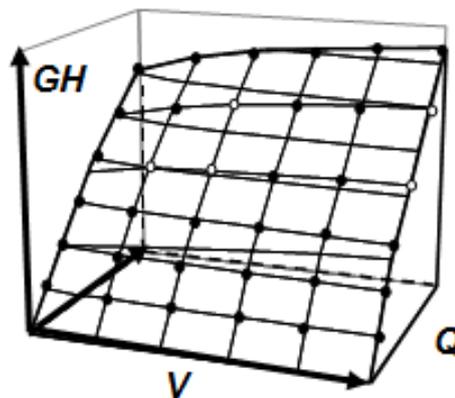
#### Passo 2. Cálculo dos pontos

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

<sup>9</sup> 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 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 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  $\alpha_{FPHA}$ , 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).

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

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 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.

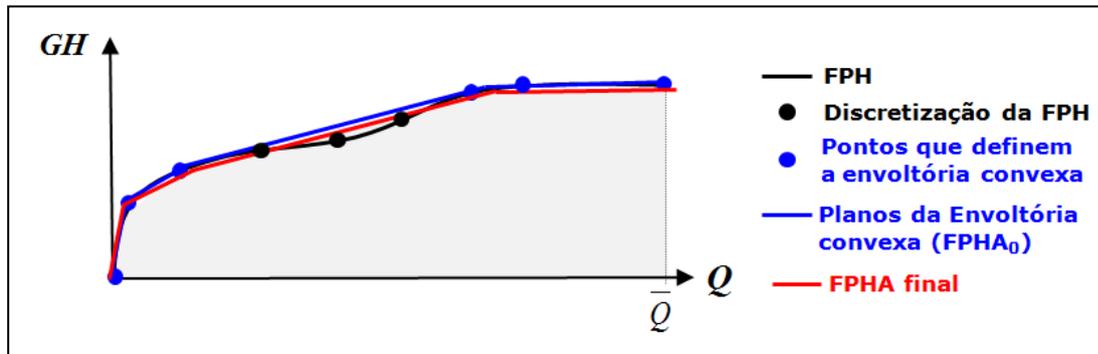


Figura 5.21 - Esquema ilustrativo da regressão feita para minimizar os desvios entre a FPH e a FPFA, após construção da envoltória convexa no plano  $(V, Q)$ .

**Passo 5. Aproximação secante na dimensão do vertimento**

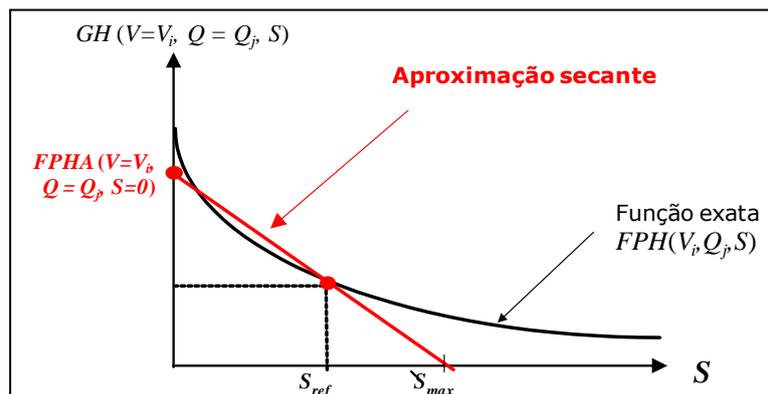


Figura 5.22 - Esquema ilustrativo da regressão feita para minimizar os desvios entre a FPH e a FPFA, após construção da envoltória convexa no plano  $(V, Q)$ .

A expressão final da função de produção hidroelétrica aproximada da usina  $i$ , denotada por  $FPFA_i(\cdot)$  é dada por:

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

onde  $\gamma_{0_i}^k$ ,  $\gamma_{V_i}^k$ ,  $\gamma_{Q_i}^k$  e  $\gamma_{S_i}^k$  correspondem, respectivamente, ao termo independente e 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 [10] e [43].

## 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, 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 9.

### 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 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/decrécimo 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 encontra-se 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, pelo sua natureza de acoplamento temporal, tais restrições impactam não só a geração no período que violaria essa restrição, mas também os períodos adjacentes.

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

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

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).

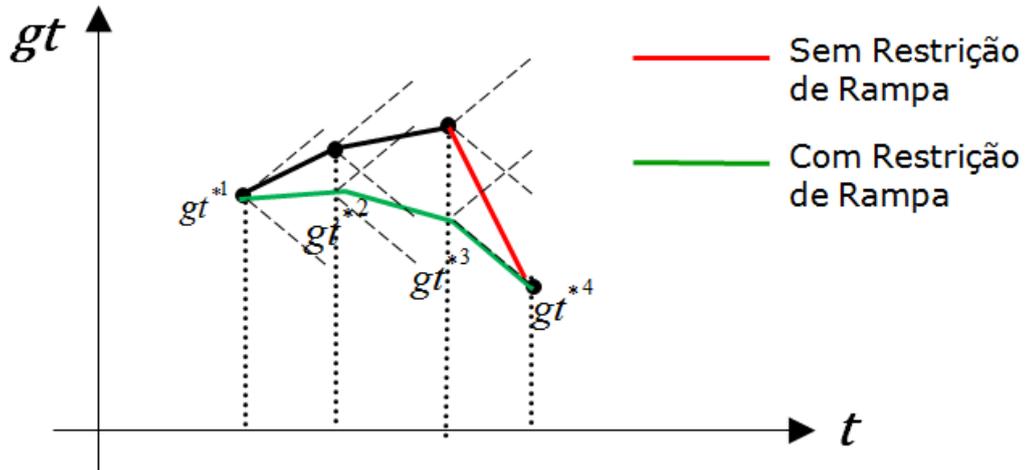


Figura 6.1 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de rampa de geração na operação de uma unidade térmica.

### 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,

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

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

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

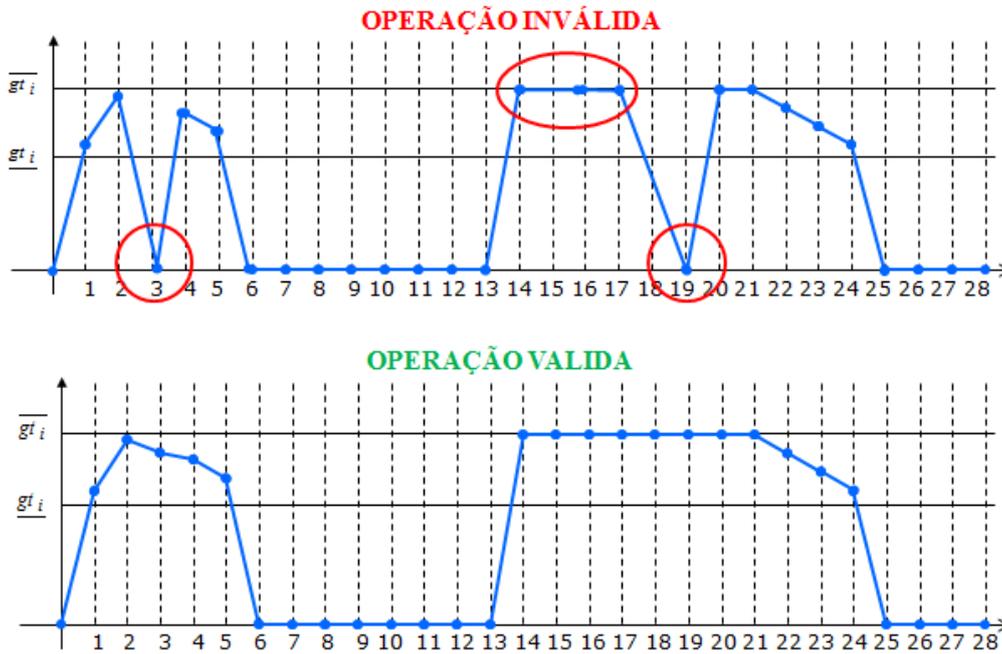


Figura 6.2 - Esquema ilustrativo do efeito das restrições de tempo mínimo ligada/desligada de uma unidade térmica.

### 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:

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

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

cujo efeito é ilustrado pela Figura 6.3.

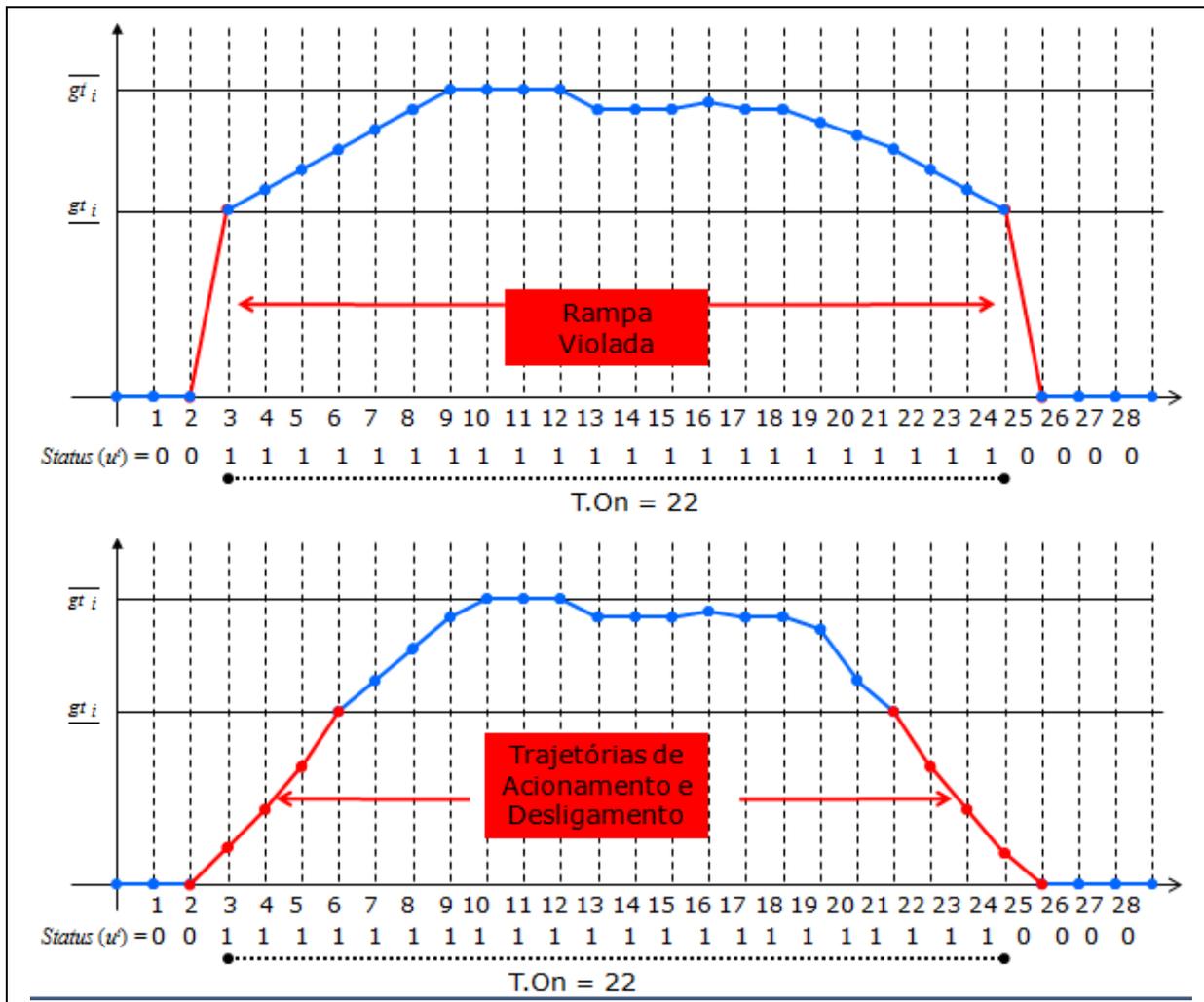


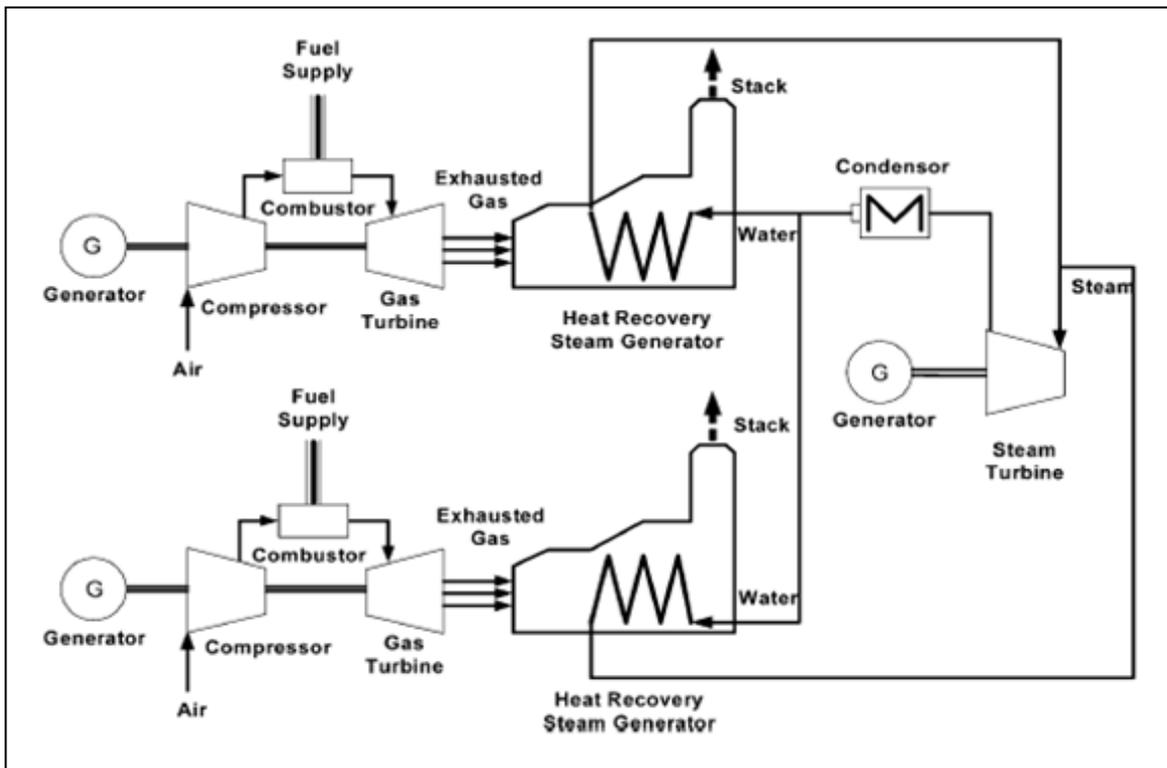
Figura 6.3 - Esquema ilustrativo do efeito das trajetórias de acionamento/desligamento na operação de uma unidade térmica.

## 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.

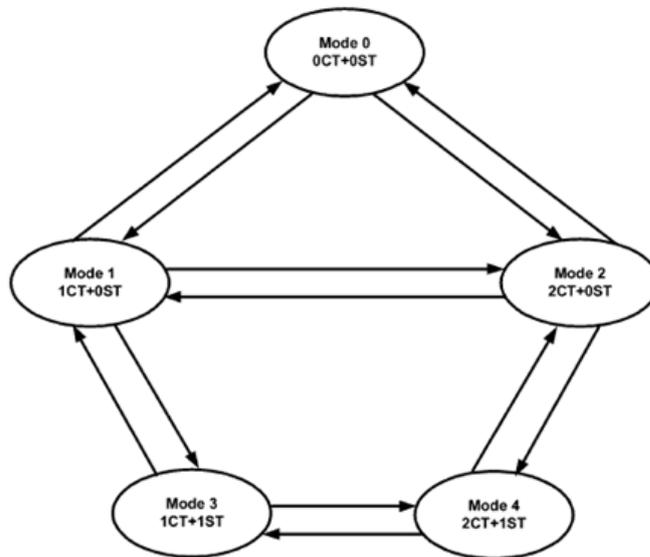


**Figura 6.4 - Esquema de uma usina térmica a ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor.**

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 2 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 unidade a gás (2 CT)
- duas unidades a gás e uma unidade a vapor (2 CT + 1 ST)
- duas unidades a gás e duas unidades a vapor (2 CT + 2 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: [46]) .**

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  $\Omega_{CCj}$  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  $\Omega_{CCj}$  impõe-se a restrição de que uma única unidade poderá estar acionada em cada instante de tempo  $t$ :

$$\sum_{i \in \Omega_{CCj}} u_i^t \leq 1, \quad j = 1, \dots, NTCC. \quad (6.7)$$

### 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  $t$ :

$$\left| \sum_{i \in \Omega_{CCj}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{CCj}} gt_i^{t-1} \right| \leq RTrans_j, \quad j = 1, \dots, NTCC \quad (6.8)$$

### 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 estiver 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 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:

### 7.1 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.

### 7.2 Usinas Eólicas

As fontes intermitentes, como usinas eólicas, solares, fotovoltaicas, não envolvem um processo decisório para a geração, já que tendem a aproveitar todo o recurso disponível. No entanto, a geração dessas usinas deve ser considerada no problema de otimização, para atender a demanda do submercado a que pertencem.

Atualmente, o modelo DESSEM ainda não incorpora a incerteza nessas fontes, portanto elas são consideradas como abatimento de mercado. Assim, a única variável associada a essas usinas é a sua geração  $G_{eol}_i^t$ , para cada usina eólica  $i$  e período de tempo  $t$ , sendo  $NEOL$  o número de usinas eólicas no sistema.

### 7.3 Usinas fotovoltaicas

Da mesma forma como as usinas eólicas, o modelo DESSEM ainda não incorpora a incerteza nessas fontes, que portanto são consideradas como abatimento de mercado. Assim, 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.

## 8 REDE ELÉTRICA

Nesta seção descreve-se a representação da rede elétrica

### 8.1 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.

### 8.2 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.

### 8.3 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 :

$$f_i = -v_k v_m b_i \text{sen} \theta_{km} \quad (8.1)$$

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

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

$$f_i = -b_i (\theta_{fr(i)} - \theta_{to(i)}) = -\frac{\theta_{fr(i)} - \theta_{to(i)}}{x_i} \quad (8.2)$$

onde  $x_i$  é a reatância do circuito  $l$ .

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:

$$p = B\theta \quad (8.3)$$

onde  $p$  é o vetor de injeções de potência ativa (geração menos carga) por barra,  $\theta$  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  $\theta$  em cada barra. Posteriormente, avaliam-se os fluxos nos circuitos pela equação do limite de fluxo, que é descrita na seção 11.1. A modelagem do fluxo DC no modelo DESSEM é descrita em [5],[44].

## 8.4 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.

### 8.4.1 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:

$$f_i^{k \rightarrow m} = -v_k^2 g_i - v_k v_m g_i \cos \theta_{km} - v_k v_m b_i \sin \theta_{km} \quad (8.4)$$

onde  $g_l$  é a condutância série do circuito  $l$ . De maneira análoga tem-se:

$$f_i^{m \rightarrow k} = -v_m^2 g_i - v_m v_k g_i \cos \theta_{mk} - v_m v_k b_i \sin \theta_{mk} \quad (8.5)$$

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

$$l_i = f_i^{k \rightarrow m} + f_i^{m \rightarrow k} = g_i (v_m^2 + v_k^2 - 2v_m v_k \cos \theta_{km}) \quad (8.6)$$

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

$$\cos \theta_{km} \cong \frac{1 - \theta_{km}^2}{2}, \quad (8.7)$$

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

$$l_i = g_i(\Delta\theta_i)^2, \quad (8.8)$$

onde  $\Delta\theta_i$  é a diferença angular na barra  $i$ , que equivale a  $\theta_{km}$  na notação adotada anteriormente. O gráfico da função de perdas é mostrado na Figura 8.1.

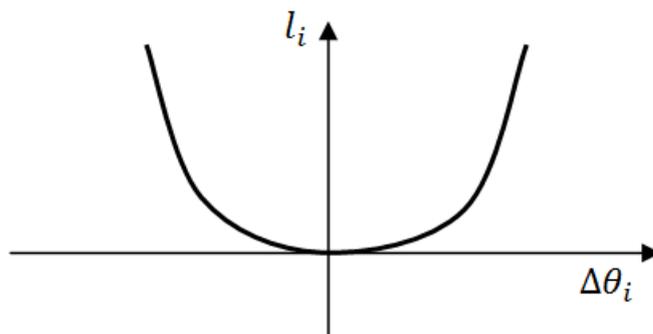


Figura 8.1 - Perdas em um circuito como função quadrática da diferença angular entre suas barras extremas, segundo a modelagem DC com perdas

#### 8.4.2 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 8.2.

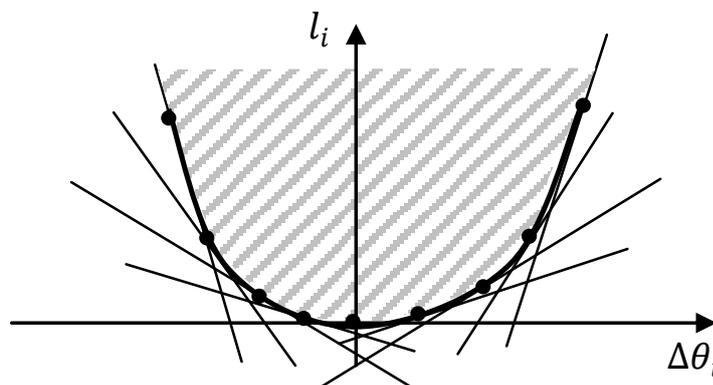


Figura 8.2 - Exemplo de uma aproximação linear por partes para as perdas de transmissão em uma linha  $i$ .

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 8.2. 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, conseqüentemente, 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 [5].

## **PARTE IV – CUSTOS E RESTRIÇÕES OPERATIVAS**

## 9 CUSTOS DO PROBLEMA DE PDO

### 9.1 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.

#### 9.1.1 Custo de geração termoelétrica

O custo de geração termoelétrica é considerado por uma função linear. Funções lineares por partes<sup>10</sup> 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:

$$Z = \dots + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} ct_i^t gt_i^t + \dots \quad (9.1)$$

#### 9.1.2 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. 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 (9.2)

$$cst_i^t \geq C_i^{cold} \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}), \quad (9.2)$$

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 ( $t - 1$ ):

$$cst_i^t \geq C_i^{shut} \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (9.3)$$

<sup>10</sup> Esse tipo de modelagem também pode ser adotada para aproximar funções quadráticas.

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:

$$Z = \dots + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} cst_i^t + \dots \quad (9.4)$$

### 9.1.3 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:

$$Z = \dots + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eci_i^t - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Ece_i^t + \dots \quad (9.5)$$

## 9.2 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 9.1 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  $t$ .

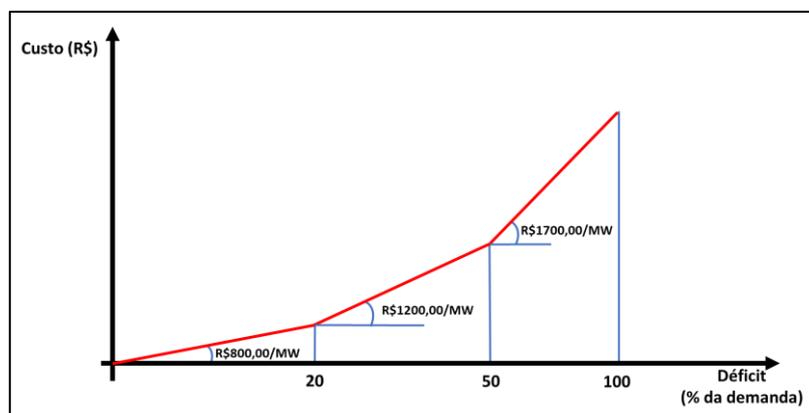


Figura 9.1 - Exemplo de uma curva linear por partes para o custo de déficit de energia.

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

$$Z = \dots + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} cdefc_{i,k}^t Defc_{i,k}^t + \dots \quad (9.6)$$

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 10.1.

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.

### 9.3 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 9.2 mostra um esboço do comportamento de seu gráfico, analisando-se a dimensão para um reservatório específico  $i$ .

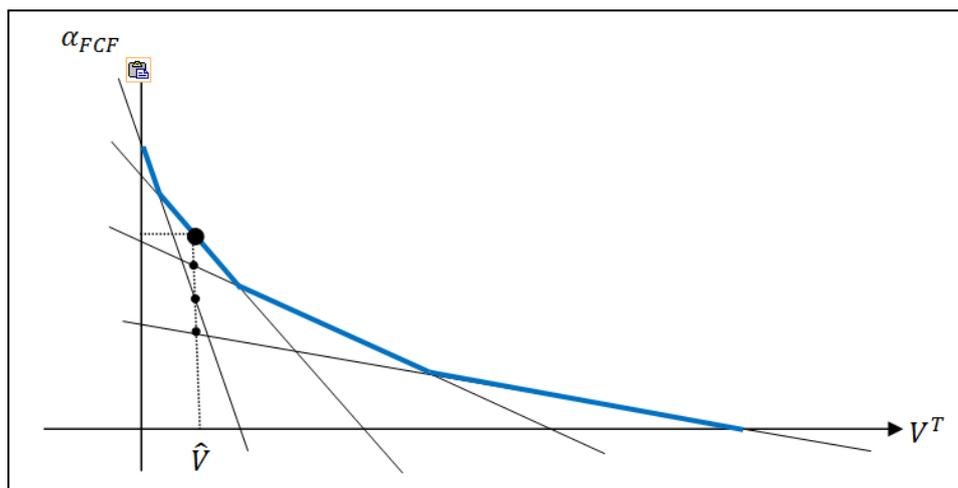


Figura 9.2 - Exemplo ilustrativo da função de custo futuro. A abscissa representa o vetor de armazenamentos  $V^T$  nos reservatórios ao final do período de estudo, considerando fixos os armazenamentos dos outros reservatórios.

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<sup>11</sup> 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:

$$Z = \dots + \frac{\alpha_{FCF}}{(1+\beta_{tdesc})} \quad (9.7)$$

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

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0}^k + \sum_{i=1}^{NH} \pi_{FCF,V_i}^k \cdot V_i^T, \quad k = 1, NCUT_{FCF}, \quad (9.8)$$

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 hidroelétrica  $i$ . O termo  $\beta_{tdesc}$  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.

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<sup>3</sup>, 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 hidroelétrica, expressa em (MWh/hm<sup>3</sup>), 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 hidroelétrica, o cálculo de seu "custo marginal" de geração, mostrado na Figura 9.3, 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)

<sup>11</sup> 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  $\mathfrak{R}^{NH+1}$ .

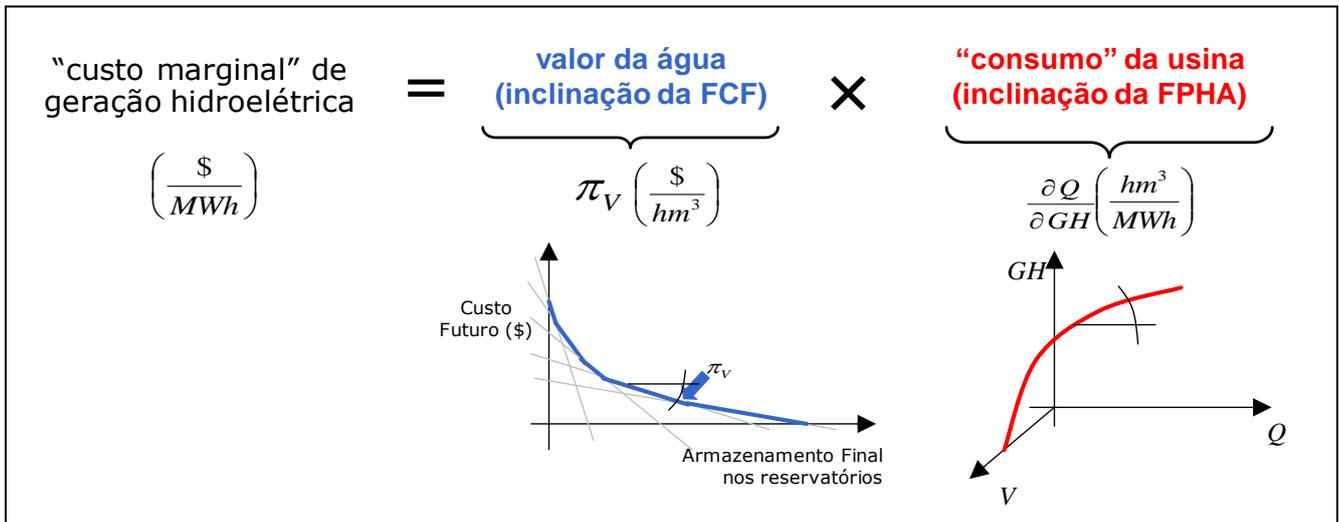


Figura 9.3 - Cálculo implícito do "custo marginal" de geração hidrolétrica, que é realizado implicitamente pelo modelo de coordenação hidrotérmica.

A diferença fundamental entre o custo de uma usina térmica e o de uma usina hidrolétrica é que o custo unitário de uma termoelétrica é fixo, independente do montante gerado. Já para as usinas hidrolétricas, 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.

### 9.4 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. Ressalta-se que, no processo oficial de elaboração do PMO e estabelecimento do PLD, realizado atualmente pelo ONS e CCEE, os casos são ajustados de forma a não resultar em inviabilidades na operação final.

#### 9.4.1 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 8 (ex: balanço hídrico, função de produção hidrolétrica, 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 10 à 12. 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.

### 9.5 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.

#### 9.5.1 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 hidroelétricas [43].

#### 9.5.2 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, conseqüentemente, reduzir os vertimentos, que são penalizados.

## 10 RESTRIÇÕES OPERATIVAS SISTÊMICAS

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

### 10.1 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 8.3). 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 13.

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:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SPQ_k}} G_{PQ_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eci_i^t \\
 & - \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Ece_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SEOL_k}} G_{eol_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SSOL_k}} G_{solar_i}^t \\
 & + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{kj}^t) + \sum_{i=1,ndc_k^t} Defc_{i,k}^t = D_k^t,
 \end{aligned} \tag{10.1}$$

onde

$$D_k^t = \sum_{i \in \Omega_{SB_k}} d_i^t, \tag{10.2}$$

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  $\Omega_{SB_k}$  de barras que pertencem ao submercado  $k$ . Os conjuntos  $\Omega_{SH_k}$ ,  $\Omega_{ST_k}$ ,  $\Omega_{SEB_k}$ ,  $\Omega_{SPQ_k}$ ,  $\Omega_{SCI_k}$ ,  $\Omega_{SCE_k}$ ,  $\Omega_{SEOL_k}$ ,  $\Omega_{SSOL_k}$  correspondem ao conjunto de usinas hidroelétricas, 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  $\Omega_{SI_k}$  indica o conjunto de submercados que estão diretamente associados ao submercado  $k$ .

## 10.2 Reserva de potência

A reserva operativa do sistema, em cada intervalo de tempo, pode ser alocada das seguintes formas:

### 10.2.1 Reserva de potência individual, por usina hidroelétrica ou térmica;

Neste caso, para cada usina hidroelétrica (expressão (10.3)) ou usina termoeletrica (expressão (10.4))  $i$  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:

$$\overline{GH}_i^t - GH_i^t \geq RH_i^t, \quad i = 1, \dots, NH; t = 1, \dots, T \quad (10.3)$$

$$\overline{GT}_i^t - \sum_{j=1, \dots, nt_i} gt_{i,j}^t \geq RT_i^t, \quad i = 1, \dots, NT; t = 1, \dots, T \quad (10.4)$$

### 10.2.2 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 hidroelétricas, termoeletricas e intercambios que contribuem para essa área, e que são identificadas pelos conjuntos  $ACH_k$ ,  $ACT_k$  e  $ACI_k$ , respectivamente. A expressão (10.5) formula matematicamente essa restrição:

$$\sum_{i \in ACH_k} (\overline{GH}_i^t - GH_i^t) + \sum_{i \in ACT_k} \left( \overline{GT}_i^t - \sum_{j=1, \dots, nt_i} gt_{i,j}^t \right) + \sum_{i \in ACI_k} (\overline{Int}_{i,j}^t - Int_{i,j}^t) \geq RAC_k^t, \quad k = 1, \dots, NAC; t = 1, \dots, T, \quad (10.5)$$

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

## 10.3 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 estas 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.

Estas restrições são representadas por limites inferiores e superiores, em cada intervalo, para a soma ponderada das injeções de potências de um subconjunto de usinas hidroelétricas, usinas térmicas, contratos de importação/exportação, e intercambios 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:

$$\begin{aligned} \underline{RE}_i^t \leq & \sum_{j \in REH_i} \kappa_{RE,H_i^j} GH_j^t + \sum_{j \in RET_i} \kappa_{RE,T_i^j} GT_j^t + \sum_{j \in REI_i} \kappa_{RE,I_i^j} Int_{sfr(j),sto(j)}^t \\ & + \sum_{j \in RECI_i} \kappa_{RE,CI_i^j} ECI_j^t + \sum_{j \in RECE_i} \kappa_{RE,CE_i^j} ECE_j^t \leq \overline{RE}_i^t, \end{aligned} \quad (10.6)$$

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

onde  $NRE$  é o número de restrições elétricas especiais;  $\kappa_{RE,H_i^j}$ ,  $\kappa_{RE,T_i^j}$ ,  $\kappa_{RE,I_i^j}$ ,  $\kappa_{RE,CI_i^j}$  e  $\kappa_{RE,CE_i^j}$ , são os fatores associados a cada usina hidroelétrica, 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 de cada restrição  $k$  em cada período  $t$  são dados por  $\underline{RE}_i^t$  e  $\overline{RE}_i^t$ .

#### 10.4 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 (10.7)) ou recebimentos líquidos médios para cada submercado (expressão (10.8)). Essas restrições são formuladas como segue:

$$\sum_{t=1}^T GT_i^t + \Delta META_{T,inf_i} - \Delta META_{T,sup_i} = META_{T_i}, \quad (10.7)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{S_i}} (Int_{s,i}^t - Int_{i,s}^t) + \Delta META_{I,inf_i} - \Delta META_{I,sup_i} = META_{S_i}. \quad (10.8)$$

## 11 RESTRIÇÕES OPERATIVAS DA REDE ELÉTRICA

Além da modelagem em si da rede elétrica, descrita no capítulo 8, uma série de restrições devem ser consideradas, conforme descrito a seguir.

### 11.1 Restrições de limites de fluxo nas linhas

A injeção  $p_i^t$  em cada barra  $i$  e período  $t$ , presente nas equações de balanço do sistema (8.3), corresponde à soma das gerações hidroelétricas, termoeletricas, energias importada e exportada, consumo nas estações de bombeamento, e gerações de pequenas usinas, geradores eólicos e geradores solares conectados à barra  $i$ . Colocando os ângulos  $\theta^t$  das barras em função das 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 [45], [12]. 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:

$$\begin{aligned}
 -\bar{f}_l \leq & \sum_{i=1}^{NB} \kappa_{B_i}^l \left[ -d_i^t \sum_{j \in \Omega_{BH_i}} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BT_i}} gt_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BEB_i}} Cons_{EB_j} Eb_j^t \right. \\
 & + \sum_{j \in \Omega_{BPQ_i}} G_{PQ_j}^t + \sum_{j \in \Omega_{BCI_i}} Eci_j^t - \sum_{j \in \Omega_{BCE_i}} Ece_j^t + \sum_{j \in \Omega_{BEOL_i}} G_{eol_j}^t \\
 & \left. + \sum_{j \in \Omega_{BSOL_i}} G_{solar_j}^t \right] \leq \bar{f}_l
 \end{aligned} \tag{11.1}$$

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

### 11.2 Restrições de limites no somatório de fluxo nas linhas (restrições de segurança)

Além das restrições de limite de fluxo, podem ser consideradas restrições de somatório de fluxos ("restrições DREF", "inequações" ou "security constraints (SC)") nos circuitos e/ou injeções nas barras da rede, como segue:

$$\underline{SC}_i^t \leq \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \leq \overline{SC}_i^t \tag{11.2}$$

para  $i = 1, \dots, NSC, t = 1, \dots, T$ , 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  $t$ .

### 11.3 Restrições de segurança elétrica ou restrições elétricas especiais por tabela

As restrições de segurança elétrica por tabela são 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. Estes limites são obtidos através de tabelas e são incluídos no problema de forma iterativa como ilustrado no fluxograma da Figura 11.1

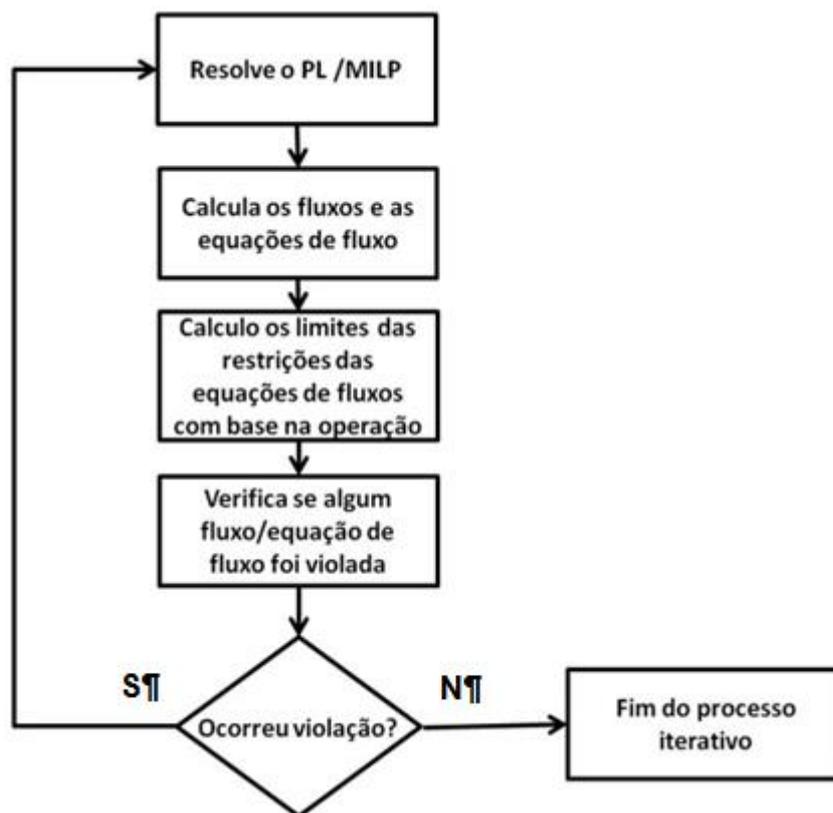


Figura 11.1 - Fluxograma para considerar limites das Restrições de Segurança Elétrica definidos por Tabelas.

Conceitualmente, a formulação das restrições é idêntica a das restrições de segurança definidas em (11.2), 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.

### 11.4 Restrições de segurança lineares por partes (LPP)

Outra forma de representar as Restrições de Segurança Elétrica é através de Funções Lineares por Parte (LPP). Nesta opção os limites das equações de somatório de fluxo (11.2) são variáveis do problema, sendo necessárias as seguintes adaptações na formulação dessas restrições:

$$SC_i^t = \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCB_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \quad (11.3)$$

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP_i}^t} \quad (11.4)$$

$$\overline{SC_{LPP_i}^t} \leq \kappa_{SCLPP_{0_i}^k} + \kappa_{SCLPP_{P_i}^k} VP_{SCLPP_i}^t, \quad (11.5)$$

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 (11.3) define a expressão da restrição de segurança que será controlada (definida da mesma forma que as restrições na seção 11.2, a inequação (11.4) define o limite do fluxo (que passa a ser uma variável de decisão do modelo) e o último conjunto de inequações (11.5) são as aproximações lineares por partes que relacionam o limite da restrição com o valor  $VP_i^t$  do parâmetro controlador.

Este 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.

### 11.5 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 (11.2), de forma a manter uma margem de resguardo para situações de emergência. Neste caso, adiciona-se ao problema uma restrição do tipo:

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP_i}^t} - RPE_i^t \quad (11.6)$$

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

## 11.6 Rampa para variação nos fluxos dos circuitos

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

$$-\overline{\Delta SC_i^t} \leq SC_i^t - SC_i^{t-1} \leq \overline{\Delta SC_i^t} \quad (11.7)$$

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  $t$ .

## 12 RESTRIÇÕES OPERATIVAS PARA AS USINAS HIDROELÉTRICAS

Correspondem a restrições operativas diversas para as usinas hidroelétricas, estações de bombeamento e seções de rio, que podem variar com o período de tempo.

### 12.1 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 hidroelétrica  $i$ , 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).

### 12.2 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.

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

$$\begin{aligned}
 Q_{ench_i}^t + Q_{desc_i}^t &= \\
 &= \varsigma^t \left[ \left( I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tvi}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \sum_{j \in M_{ebi}} Q_{bj}^t + \sum_{j \in M_{dvi}} Q_{dvj}^t + \sum_{j \in Ch_i} Q_{ch_{ji}}^t \right) \left( \sum_{j \in J_{ebi}} Q_{bj}^t \right) \right] \quad (12.1)
 \end{aligned}$$

onde a 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 [41].

### 12.3 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 considerada: 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 hidroelétrica imediatamente a jusante de Itaipu. A Figura 12.1 apresenta o esquema desta região de confluência.

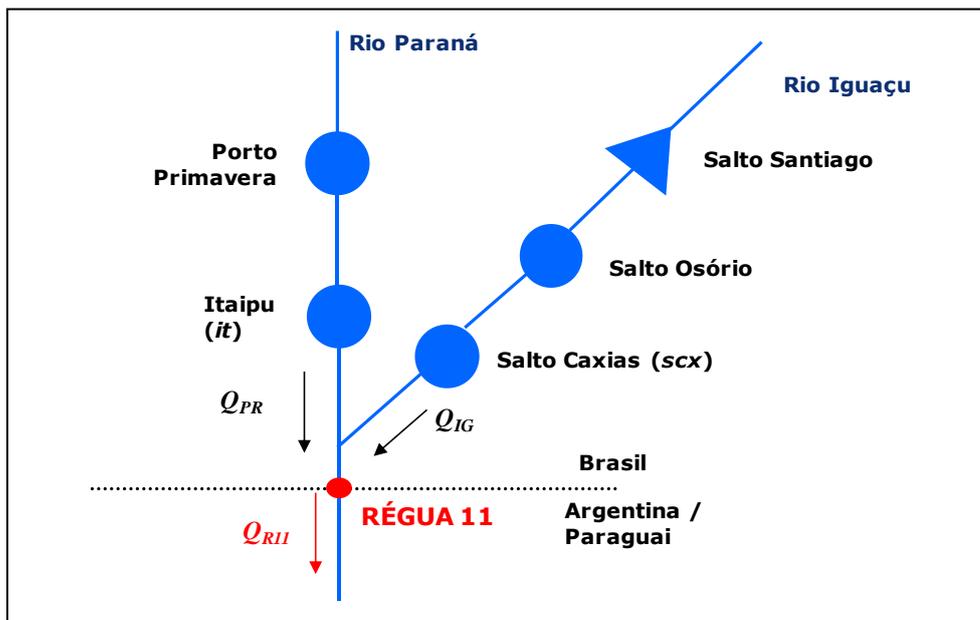


Figura 12.1 - Topologia da cascata à montante da seção da Régua 11.

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 Salto Caxias, cada uma com um fator  $\kappa_{MSR_i}^j(Q_j^t + S_j^t)$  para impacto da vazão defluente na seção do rio, como mostra a equação

$$Q_{SR_i}^t = \sum_{j \in M_{SR_i}} \kappa_{MSR_i}^j (Q_j^t + S_j^t) \quad (12.2)$$

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:

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^h} \leq \Delta h_{SR_i}^h = h_{SR_i}^t - h_{SR_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^h} \quad (12.3)$$

$$-\overline{\Delta h_{SR_i}^d} \leq \Delta h_{SR_i}^d = h_{SR_i}^t - h_{SR_i}^{t-24} \leq \overline{\Delta h_{SR_i}^d} \quad (12.4)$$

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 [47]:

$$\overline{\Delta Q_{SR_i}^h} = \kappa_{SR_{0_i}}^h + \kappa_{SR_{1_i}}^h Q_{SR_i} \quad (12.5)$$

$$\overline{\Delta Q_{SR_i}^d} = \kappa_{SR_{0_i}}^d + \kappa_{SR_{1_i}}^d Q_{SR_i} \quad (12.6)$$

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:

$$Q_{SR_i}^t - Q_{SR_i}^{t-1} \leq \kappa_{SR_{0_i}}^h + \kappa_{SR_{1_i}}^h (Q_{SR_i}^t + Q_{SR_i}^{t-1})/2 \quad (12.7)$$

$$Q_{SR_i}^t - Q_{SR_i}^{t-24} \leq \kappa_{SR_{0_i}}^d + \kappa_{SR_{1_i}}^d (Q_{SR_i}^t + Q_{SR_i}^{t-1})/2 \quad (12.8)$$

## 12.4 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, que impõem as seguintes restrições no problema de otimização:

$$V_i^t \leq V_{VE_i}^t, \quad t = 1, \dots, T \quad (12.9)$$

## 12.5 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:

$$Q_{ch_{ij}}^t \leq \overline{Q_{ch_{ij}}}(V_i^t, V_j^t, \dots) \quad (12.10)$$

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.

## 12.6 Manutenção de unidades geradoras hidroelétricas

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

## 12.7 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.

## 12.8 Restrições operativas de Limite

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

$$h_{inf_i}^t \leq h_{mon_i}^t \leq h_{sup_i}^t \quad (12.11)$$

$$V_{inf_i}^t \leq V_i^t \leq V_{sup_i}^t \quad (12.12)$$

$$Q_{inf_i}^t \leq Q_i^t \leq Q_{sup_i}^t \quad (12.13)$$

$$S_{inf_i}^t \leq S_i^t \leq S_{sup_i}^t \quad (12.14)$$

$$Dv_{inf_i}^t \leq Q_{Dv_i}^t \leq Dv_{sup_i}^t \quad (12.15)$$

$$Afl_{inf_i}^t \leq Afl_i^t \leq Afl_{sup_i}^t \quad (12.16)$$

$$Defl_{inf_i}^t \leq Defl_i^t \leq Defl_{sup_i}^t \quad (12.17)$$

$$Q_{b_{inf_i}}^t \leq Q_{b_i}^t \leq Q_{b_{sup_i}}^t \quad (12.18)$$

$$GH_{inf_i}^t \leq GH_i^t \leq GH_{sup_i}^t \quad (12.19)$$

para as usinas hidroelétricas  $i$  e período  $t$ , além de:

$$GT_{inf_i}^t \leq GT_i^t \leq GT_{sup_i}^t \quad (12.20)$$

para as usinas térmicas  $i$  e período  $t$ ,

onde afluência  $Afl_j^t$  e defluência  $Defl_j^t$  de uma usina hidráulica  $j$  são definidas por:

$$Afl_j^t = I_j^t + \sum_{k \in M_i} (Q_k^t + S_k^t) + \sum_{k \in M_{tvi}} (Q_k^{t-\tau_{kj}} + S_k^{t-\tau_{kj}}) + \sum_{k \in M_{dvi}} Q_{dv_k}^t \quad (12.21)$$

$$Def_j^t = Q_j^t + S_j^t \quad (12.22)$$

## 12.9 Restrições operativas de Variação

Consistem em restrições operativas que estabelecem limites máximos de variação horária para os valores das variáveis diversas do problema:

$$\overline{\Delta h^-} \leq h_{mon_i}^t - h_{mon_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h^+} \quad (12.23)$$

$$\overline{\Delta Q^-} \leq Q_i^t - Q_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Q^+} \quad (12.24)$$

$$\overline{\Delta S^-} \leq S_i^t - S_i^{t-1} \leq \overline{\Delta S^+} \quad (12.25)$$

$$\overline{\Delta Dv^-} \leq Q_{Dv_i}^t - Q_{Dv_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta V^+} \quad (12.26)$$

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

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

$$\overline{\Delta Q_b^-} \leq Q_{b_i}^t - Q_{b_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta Q_b^+} \quad (12.29)$$

$$\overline{\Delta GH^-} \leq GH_i^t - GH_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GH^+} \quad (12.30)$$

para as usinas hidroelétricas  $i$  e período  $t$ , além de:

$$\overline{\Delta GT^-} \leq GT_i^t - GT_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GT^+} \quad (12.31)$$

para as usinas térmicas  $i$  e período  $t$ .

## **PARTE V - ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO**

### 13 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 [48].

Devido ao alto número de restrições, que representam a rede elétrica, não serem ativas, 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 na seções seguintes.

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

#### 13.1 Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "0"

Nesta opção a rede elétrica é incorporada utilizando sempre MILP, como ilustrado na Figura 13.1.

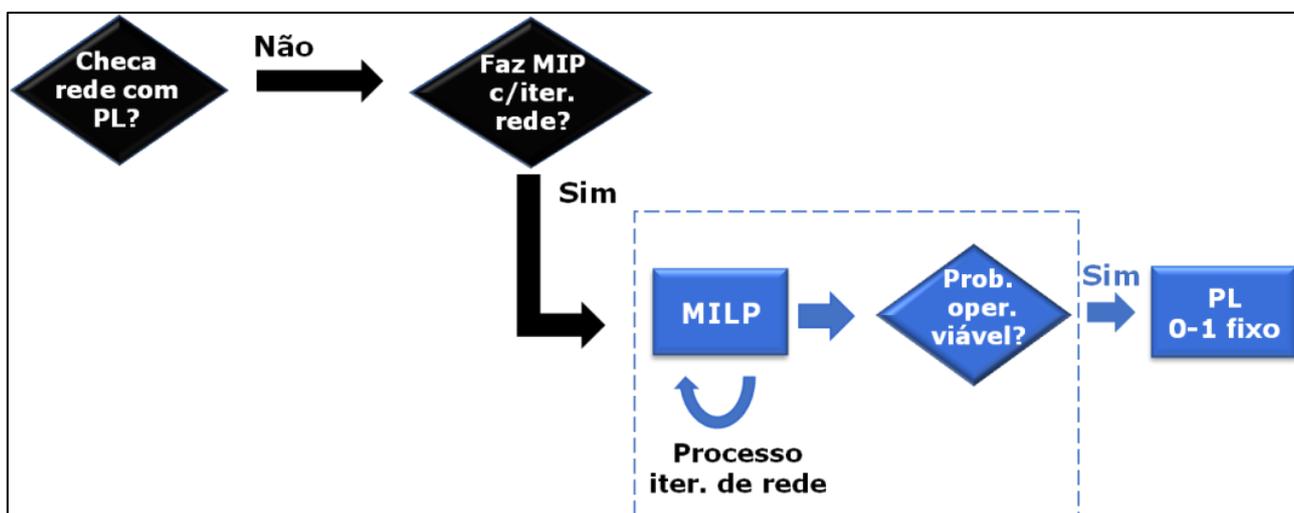


Figura 13.1 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 0".

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.

### 13.2 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 a rede, novas restrições de rede são incluídas utilizando PL-UCT-Fixo, como ilustra a Figura 13.2.

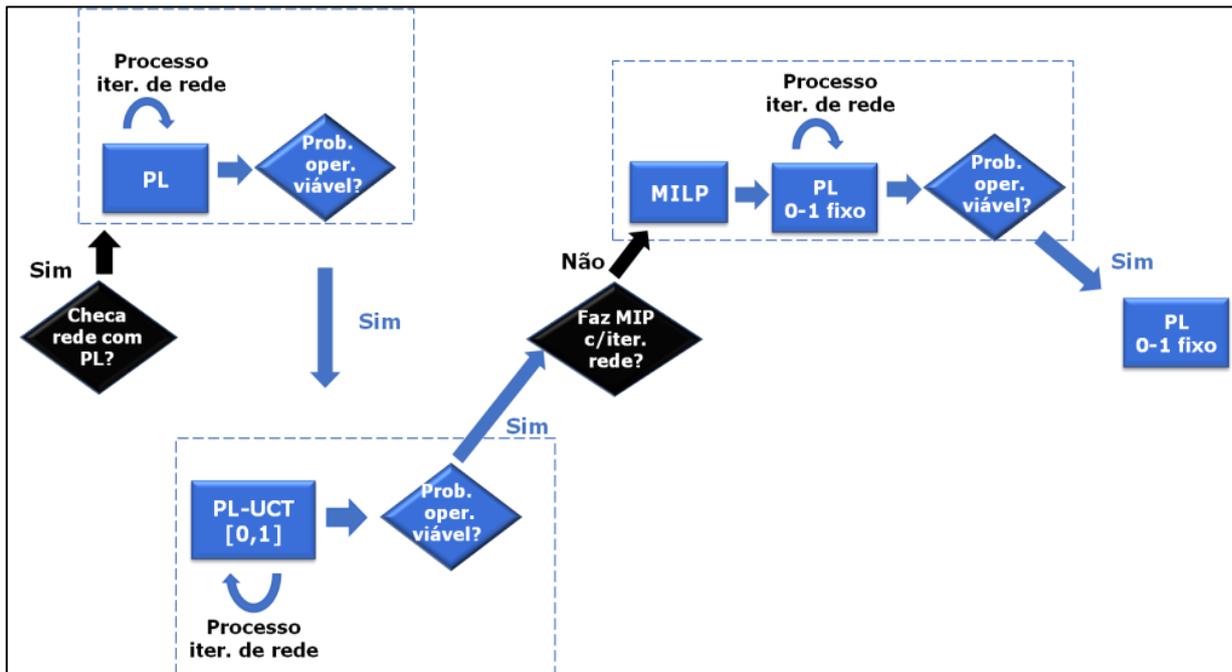


Figura 13.2 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 2".

Reporta rapidamente inviabilidades na rede elétrica, agilizando o processo de retirada de restrições. Como após resolver o MILP, pode ser inserido restrições de rede com as variáveis inteiras fixas, pode retornar inviável um caso que seja de fato viável, se as variáveis inteiras fossem flexibilizadas pelo mesmo motivo não garante a solução ótima.

### 13.3 Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "3"

Esta opção é um meio termo entre a opção 0 e 3. Nela as restrições de rede são inseridas por PL, como ilustrado na Figura 13.3. Após esta etapa inicial, resolve-se o MILP e a parte deste ponto, são resolvidos os problemas sempre por MILP, como ilustra a 13.4.

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, irá procurar a solução ótima assim como na opção 0. Se reportar um caso como inviável após a etapa de MILP, o caso é de fato inviável. A desvantagem é que tenderá a ser mais lenta que a opção 2.

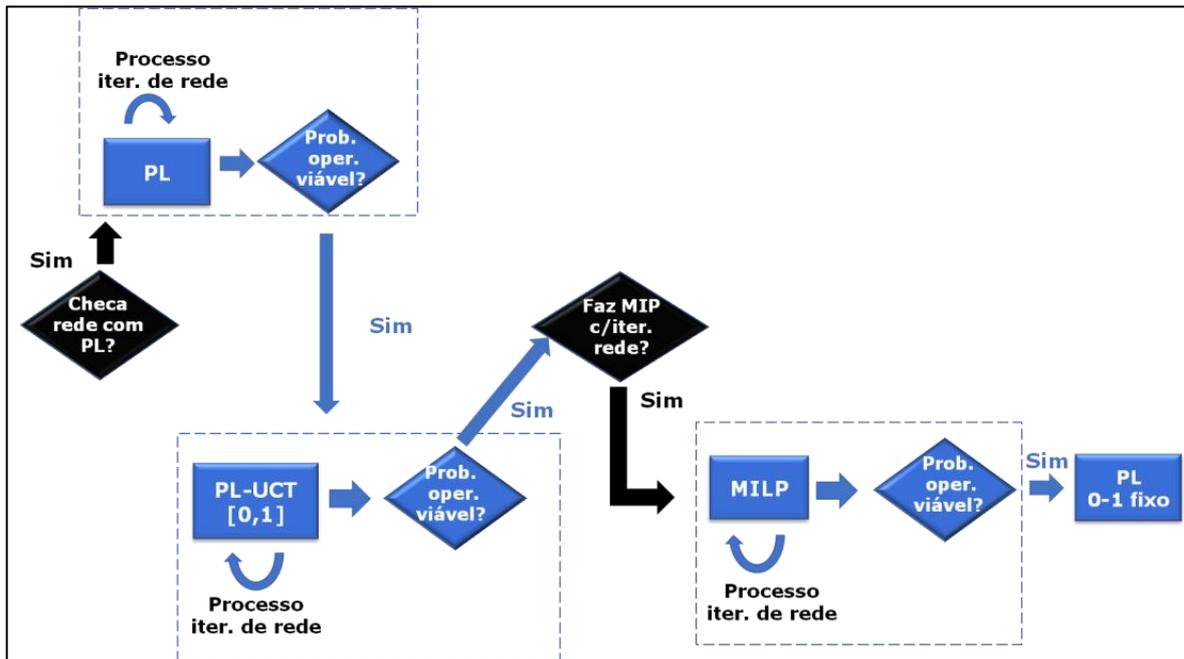


Figura 13.3 - Fluxograma para o processo iterativo com a opção "UCTERM 3".

### 13.4 - 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 9.4) podem acarretam 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 13.4 ilustra o processo para se obter as incompatibilidades encontradas, esse processo é realizado para qualquer que seja o método em uso PL, MILP ou PL-UCT-Fixo, ou seja, para todas as opções e sempre que ser resolve algum problema de otimização.

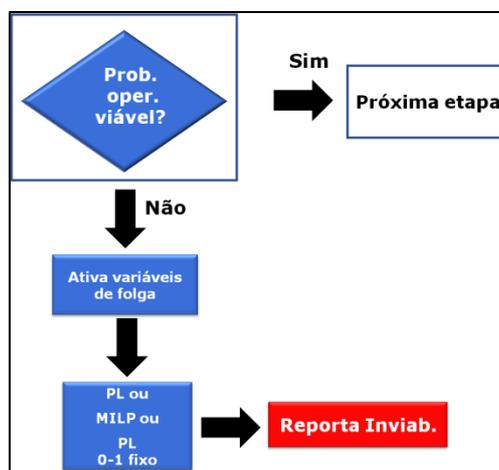


Figura 13.4 - Fluxograma para reportar as inviabilidades do problema.

## 14 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 ao fato da dificuldade em se obter as variáveis de um problema inteiro (MILP) visto que não ser um processo direto como no uso de problemas lineares (PL).

### 14.1 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  $t$ , com base nas variáveis duais referente à equação de demanda  $\pi_{D_{s_{b_i}}}^t$  do submercado  $s_{b_i}$  ao qual pertence a barra  $i$ , das variáveis duais  $\pi_{L_j}^t$  das restrições de limite de fluxos de cada linha  $l$ , e das variáveis duais  $\pi_{SC_j}^t$  de cada restrição de segurança  $j$ , como mostrado na equação (14.1).

$$CMB_i^t = (+1)\pi_{D_{s_{b_i}}}^t + \sum_{l=1}^{NL} (-\kappa_{B_i}^l) + \sum_{j=1}^{NSC} \pi_{SC_j}^t \left( \kappa_{SCB_j}^i + \sum_{l' \in SCL_j} (-\kappa_{B_i}^{l'}) \kappa_{SCL_j}^{l'} \right) \quad (14.1)$$

Em cada um dos termos, as variáveis duais correspondentes  $\pi_D$ ,  $\pi_L$  e  $\pi_{SC}$  estão multiplicando pela participação da carga na restrição, da seguinte forma:

- o primeiro termo se refere à participação da barra  $i$  na equação de atendimento à demanda do submercado  $s_{b_i}$  ao qual pertence à barra, que é unitária;
- o segundo termo se refere à participação da barra  $i$  na restrição de limite de fluxo de cada linha  $l$ , que corresponde a menos o fator de participação  $\kappa_{B_i}^l$  da injeção da barra  $i$  no fluxo da linha  $l$  (uma vez que a carga é uma injeção negativa);
- o terceiro termo possui duas parcelas, para cada restrição de somatório de fluxo (segurança)  $j$ , descrita na seção 11.2 e formulada na expressão (11.2):
  - ✓ a primeira só se aplica se a própria barra  $i$  participa da restrição  $j$ , o que se dá com um coeficiente  $\kappa_{SCB_j}^i$ , (o índice da restrição é o subscrito);
  - ✓ a segunda parcela se aplica a todas as linhas  $l'$  que participam na restrição, com um coeficiente  $\kappa_{SCL_j}^{l'}$ , que multiplica o fator de participação  $\kappa_{B_i}^{l'}$  da injeção da barra  $i$  na linha  $l'$ .

### 14.2 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:

$$CMO_i^t = \frac{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} (CMB_k^t \times d_k^t)}{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} d_k^t} \quad (14.1)$$

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 Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguacu, Brazil, May 2000.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem de restrições de segurança da rede elétrica no modelo DESSEM”, Relatório Técnico, em elaboração.
- [8] 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.
- [9] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem das usinas térmicas a ciclo combinado no modelo DESSEM”, Relatório Técnico, em elaboração.
- [10] 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.
- [11] 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.

- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Manual do Usuário do programa DECODESS – Conversor de dados entre os modelos DECOMP e DESSEM”, 2019.
- [18] 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.
- [19] Kirchmayer, L.K., "Economic Operation of Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1959.
- [20] A. Wood, B. Wolleberg, “Power Generation Operation and Control”, John Wiley and Sons, 3<sup>rd</sup> Edition, New York, 1996.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] G. B. Sheble, G. N. Fahd, “Unit commitment literature synopsis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1, pp. 128-135, Feb. 1994.
- [25] N. P. Padhy, “Unit commitment-a bibliographical survey”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, pp. 1196-1205, May 2004.

- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] J.R. Birge, F. Louveaux, “Introduction to stochastic programming”, Springer series in OR, 1997.
- [31] A. Ben-Tal, L. El-Ghaoui, A. Nemirovski, “Robust optimization”, Princeton Series in Applied Mathematics, 2009.
- [32] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eletrica - Manual do usuário do programa VENTOS, 2018.
- [33] 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.
- [34] E. L. Silva, "Formação de preços em mercados de energia elétrica", 2001, Ed. Sagra Luzatto.
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] 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.

- [39] 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, May2012.
- [40] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem do vertimento e desvio das usinas hidroelétricas nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT”, Relatório Técnico 1004/2011, 2011.
- [41] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Consideração da evaporação nos reservatórios nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT”, Relatório Técnico CEPEL 14040/10, 2010.
- [42] 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.
- [43] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas no modelo DESSEM-PAT”, Relatório Técnico 16533/07, 2007.
- [44] 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.
- [45] A. J. Monticelli, “Fluxo de cargas em redes de energia elétrica”, São Paulo, Edgard Bluther, 1983.
- [46] 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.
- [47] 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.
- [48] C. H. M. de Saboia, A. L. Diniz, " A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty", 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, Jun. 2016.