

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

PROJETO DESSEM

Nota Técnica

**COMPARAÇÃO ENTRE AS ESTRATÉGIAS "0" E "2" DE RESOLUÇÃO  
DO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO COM O  
MODELO DESSEM**

Revisão 1: 20/05/2019

Maio/2019

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>introdução.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MODELO DESSEM.....</b>	<b>4</b>
2.1	Função Objetivo.....	4
2.2	Restrições para os submercados.....	4
2.3	Restrições para as usinas hidroelétricas.....	6
2.4	Restrições para as usinas térmicas (sem unit commitment).....	9
2.5	Restrições da rede elétrica.....	9
2.6	Restrições de unit commitment térmico:.....	10
<b>3</b>	<b>Estratégia de solução por PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA-MISTA (MILP).....</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>- Avaliação comparativa das estratégias de solução "0" e "2".....</b>	<b>16</b>
4.1	Detecção de inviabilidade no caso.....	16
4.2	Tempo de processamento.....	17
4.3	Custo da solução.....	17
4.4	Custo Marginal de Operação.....	18
4.5	Resultado da Operação.....	20
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>21</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, encontra-se em validação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) o modelo DESSEM, com o objetivo de ser utilizado para determinar o despacho do sistema de meia em meia hora e o preço horário de energia a partir de Janeiro/2020, atuando em conjunto com os modelos DECOMP e NEWAVE. O programa DESSEM fornece uma proposta para Programação Diária da Operação (PDO) de Sistemas Hidrotérmicos, com um horizonte de estudo de até 2 semanas e discretizado em intervalos de até meia-hora, podendo-se também adotar patamares cronológicos de maior duração. Além de diversas funcionalidades que já são representadas pelo modelo DECOMP, o modelo DESSEM considera uma série de aspectos essenciais para a PDO, tais como a operação de unidades geradoras, a modelagem DC da rede elétrica, com representação de limites de fluxo e perdas nas linhas de transmissão, restrições de unit commitment para as unidades térmicas, propagação da água entre usinas hidroelétricas em cascata, restrições de rampa tanto para geração como para variáveis associadas à operação hidráulica, entre outros.

O problema é resolvido como um problema de programação inteira mista, por meio do pacote de otimização CPLEX. Entretanto, ao longo do processo de validação do modelo em 2018, verificou-se um elevado tempo de operação quando se consideram todas as restrições de *unit commitment* e as restrições da rede elétrica, e resolve-se o problema de forma "exata" (opção 0). Desta forma, o CEPEL estudou alternativas de resolução do problema de maneira mais rápida, porém com o cuidado de preservar a qualidade da solução. Esta estratégia alternativa, denominada de "2", é comparada com a opção 0 neste relatório, com o objetivo de mostrar que é uma alternativa adequada para resolução do problema, por promover reduções significativas de tempo sem perda sensível na qualidade da solução.

## 2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MODELO DESSEM

Para que se tenha uma compreensão do problema resolvido no modelo DESSEM, apresenta-se nesta seção sua formulação matemática, como um problema de programação linear inteira mista. A nomenclatura no final desse documento descreve todas as variáveis, e uma explicação metodológica mais completa das variáveis e restrições do problema pode ser encontrada no manual do usuário do modelo [1].

### 2.1 Função Objetivo

$$Z = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} ct_i^t gt_i^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} cst_i^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCl} ci_i^t Eci_i^t -$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Ece_i^t + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \sum_{k=1}^{ndc_i^t} cdefc_{i,k}^t Defc_{i,k}^t + \frac{\alpha_{FCF}}{(1 + \beta_{tdesc})}$$

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

### 2.2 Restrições para os submercados

Atendimento à demanda por submercado:

$$\sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEB_k}} Cons_{EB_i} Eb_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SPQ_k}} G_{PQ_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eci_i^t$$

$$- \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Ece_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SEOL_k}} G_{eol_i}^t + \sum_{i \in \Omega_{SSOL_k}} G_{solar_i}^t$$

$$+ \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{kj}^t) + \sum_{i=1, ndc_k^t} Defc_{i,k}^t = D_k^t,$$

para  $i = 1, \dots, NS, t=1, \dots, T$ , onde

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

Reserva de potência por área de controle ou individualmente por usina:

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

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

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

Restrições elétricas especiais:

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

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

Metas de geração térmica ou intercâmbio:

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

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

Intercâmbios de energia:

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

Contratos de importação/exportação de energia:

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

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

### 2.3 Restrições para as usinas hidroelétricas

Equações de balanço hídrico (conservação de água nos reservatórios)

$$V_i^t = V_i^{t-1} + \zeta^t \left[ \left( I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} \sum_{\tau=\tau_{ij_{min}}^{\tau_{ij_{max}}}} \kappa_{tv_{ji}^\tau} (Q_j^{t-\tau} + S_j^{t-\tau}) + \sum_{j \in M_{dvi}} Q_{dvj}^t \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{j \in M_{ebi}} Q_{bj}^t + \sum_{j \in Ch_i} Q_{chji}^t \right) - \left( Q_i^t + S_i^t + Q_{dvi}^t + Q_{evi}^t + Q_{outi}^t + \sum_{j \in J_{ebi}} Q_{bj}^t \right) \right]; \quad (2.13)$$

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

$$R_i^T = \sum_{j=1}^{M_i} \sum_{k=1}^{\tau_{ji_{max}}} (Q_j^{T-k} + S_j^{T-k}) , \quad i = 1, \dots, NH,$$

Evaporação nos reservatórios:

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

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

Enchimento de volume morto:

$$Q_{ench_i}^t + Q_{desc_i}^t = \\ = \zeta^t \left[ \left( I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{j \in M_{ebi}} Q_{bj}^t + \sum_{j \in M_{dvi}} Q_{dvj}^t + \sum_{j \in Ch_i} Q_{chji}^t \right) \left( \sum_{j \in J_{ebi}} Q_{bj}^t \right) \right]$$

Função de produção hidroelétrica

$$GH_i^t \leq \gamma_{0_i}^k + \gamma_{V_i}^k V_i^t + \gamma_{Q_i}^k Q_i^t + \gamma_{S_i}^k S_i^t, \quad t = 1, \dots, T, k = 1, \dots, NPF_i$$

Estações de bombeamento:

$$Q_{b_i}^t \leq \overline{Q_{b_i}} \quad i = 1, \dots, NEB, t = 1, \dots, T, \quad Eb_i^t =$$

$$Cons_{EB_i} Q_{b_i}^t \quad i = 1, \dots, NEB, t = 1, \dots, T,$$

Controle de cheias:

$$V_i^t \leq V_{VE_i}^t \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$

Vazões máximas em canais:

$$Q_{ch_{ij}}^t \leq \overline{Q_{ch_{ij}}}(V_i^t, V_j^t, ) \quad i = 1, \dots, N_{CANAL}, t = 1, \dots, T$$

Controle de nível em seções de rio:

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

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

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

$$i = 1, \dots, N_{SECRIO}, t = 1, \dots, T$$

Restrições operativas de limite:

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

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

$$Q_{inf_i}^t \leq Q_i^t \leq Q_{sup_i}^t$$

$$S_{inf_i}^t \leq S_i^t \leq S_{sup_i}^t$$

$$Dv_{inf_i}^t \leq Q_{Dv_i}^t \leq Dv_{sup_i}^t$$

$$Afl_{inf_i}^t \leq Afl_i^t \leq Defl_{sup_i}^t$$

$$Defl_{inf_i}^t \leq Defl_i^t \leq Defl_{sup_i}^t$$

$$Q_{b_{inf_i}}^t \leq Q_{b_i}^t \leq Q_{b_{sup_i}}^t$$

$$GH_{inf_i}^t \leq GH_i^t \leq GH_{sup_i}^t$$

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

$$Defl_j^t = Q_j^t + S_j^t$$

Restrições operativas de variação:

$$\overline{\Delta h^-} \leq h_{mon_i}^t - h_{mon_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta h^+}$$

$$\overline{\Delta Q^-} \leq Q_i^t - Q_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Q^+}$$

$$\overline{\Delta S^-} \leq S_i^t - S_i^{t-1} \leq \overline{\Delta S^+}$$

$$\overline{\Delta Dv^-} \leq Q_{Dv_i}^t - Q_{Dv_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta Dv^+}$$

$$\overline{\Delta Afl^-} \leq Afl_i^t - Afl_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Afl^+}$$

$$\overline{\Delta Defl^-} \leq Defl_i^t - Defl_i^{t-1} \leq \overline{\Delta Defl^+}$$

$$\overline{\Delta Q_b^-} \leq Q_{b_i}^t - Q_{b_i}^{t-1} \leq \overline{\Delta Q_b^+}$$

$$\overline{\Delta GH^-} \leq GH_i^t - GH_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GH^+}$$

Limites de variáveis:

$$\underline{V_i} \leq V_i^t \leq \overline{V_i} \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq Q_i^t \leq \overline{Q_i} = \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{q_{i,j}} \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq S_i^t, \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$

$$0 \leq GH_i^t \leq \sum_{j=1}^{nh_i} \overline{gh_{i,j}}, \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$



## 2.4 Restrições para as usinas térmicas (sem unit commitment)

Restrições operativas de limite:

$$GT_{inf_i}^t \leq GT_i^t \leq GT_{sup_i}^t$$

Restrições operativas de variação

$$\overline{\Delta GT^-} \leq GT_i^t - GT_i^{t-1} \leq \overline{\Delta GT^+}$$

## 2.5 Restrições da rede elétrica

Restrições de limite de fluxo nas linhas e de somatório de fluxo (restrições de segurança), segundo uma modelagem DC:

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

$$\overline{SC_i^t} \leq \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \leq \overline{SC_i^t}, \quad i = 1, \dots, NSC, t = 1, \dots, T$$

Restrições de segurança lineares por partes:

$$SC_i^t = \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t, \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T$$

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP_i}^t}$$

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

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

Reserva de potência para inequações de fluxo:

$$SC_i^t \leq \overline{SC_{LPP}_i^t} - RPE_i^t, i = 1, \dots, NSC, t = 1, \dots, T$$

Rampa para variações de fluxos em circuitos:

$$-\underline{\Delta SC}_i^t \leq SC_i^t - SC_i^{t-1} \leq \overline{\Delta SC}_i^t, \quad i = 1, \dots, NSC, t = 1, \dots, T$$

## 2.6 Restrições de unit commitment térmico:

Rampa para tomada/alívio de carga e curva de acionamento/desligamento

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

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

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

Tempo mínimo ligada/desligada:

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

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

Trajetória de acionamento/desligamento:

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

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

Operação de usinas a ciclo combinado:

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

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

Como se pode perceber, a modelagem das restrições de unit commitment térmico leva à introdução de variáveis binárias  $u_i^t$  que indicam o status de cada unidade  $i$  em cada instante de tempo  $t$ , além de outras variáveis binárias para representar algumas características operativas. Em conjunto com o grande número de restrições elétricas, isto traz uma grande complexidade para a resolução do problema, acarretando elevados tempos computacionais em alguns casos.

### 3 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO POR 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. Desta forma, essa estratégia de solução é adotada no modelo DESSEM.

Entretanto, devido ao elevado custo computacional da resolução de problemas de programação inteira, aplicam-se procedimentos mais espertos para resolução do problema, como descrito a seguir

#### 3.1 Variantes para os problemas a serem resolvidos

Tipicamente, resolver o problema "de uma só vez" demanda uma quantidade de tempo elevada, notadamente pela presença de restrições de unit commitment térmico. Assim, podem ser consideradas algumas variantes para o problema, dependendo da natureza de suas variáveis e o tipo de tratamento dado para essas restrições de unit commitment térmico.

<b>PL</b>	<b>PL sem restrições de unit commitment (UCT)</b>
<b>PL-UCT [0,1]</b>	<b>PL com restrições de UCT, variáveis de status contínuas (qualquer valor entre 0 e 1) e COM variáveis de folgas para violação de restrições operativas</b>
<b>PL 0-1 fixo</b>	<b>PL com variáveis de status das unidades fixadas</b>
<b>MILP</b>	<b>MILP com restrições de UCT e variáveis inteiras</b>

Figura 1 - Tipos de problema que podem ser resolvidos no DESSEM, dependendo das características de suas variáveis

Os símbolos à esquerda indicam onde cada variante de formulação surge, na estratégia geral de resolução do problema.

#### 3.2 Processo iterativo para restrições da rede elétrica

Para cada uma das variantes de formulação descritas na seção anterior, pode-se realizar um processo iterativo para a inclusão das restrições da rede elétrica, quando necessário, já que a incorporação *a priori* de todas as restrições elevaria bastante a dimensão do problema e tornaria sua resolução bastante custosa.

O processo iterativo da rede elétrica é mostrado na figura a seguir:

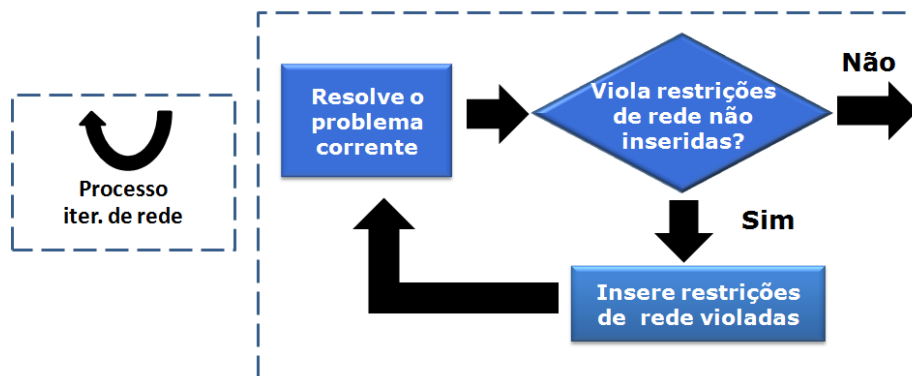


Figura 2 - Processo iterativo para consideração das restrições da rede elétrica.

O símbolo indicado à esquerda nessa figura indica a inserção do processo iterativo da rede elétrica, ao longo do processo mais geral de resolução do problema, descrito nas seções seguintes

### 3.3 Verificação da viabilidade do problema

Sempre que uma variante de um problema é resolvido, verifica-se se houve inviabilidade nas restrições operativas. Isto ocorre quando o problema é detectado inviável pelo solver (caso não se utilizem variáveis de folga para as restrições), ou quando as variáveis de folga para uma ou mais restrições são acionadas. Entretanto, a introdução de variáveis de folga para permitir a violação de restrições operativas, com um custo alto de ativação na função objetivo, pode acarretar aumento sensível do tempo computacional, sobretudo em problemas de programação inteira. Por esse motivo, o modelo DESSEM desativa todas as variáveis de folga, e somente nos casos inviáveis estas variáveis são ativadas para que sejam reportadas as restrições operativas inviáveis. A Figura 3 ilustra o processo para se obter as inviabilidades, o qual é realizado para qualquer que seja o método em uso PL, MILP ou PL-UCT-Fixo.

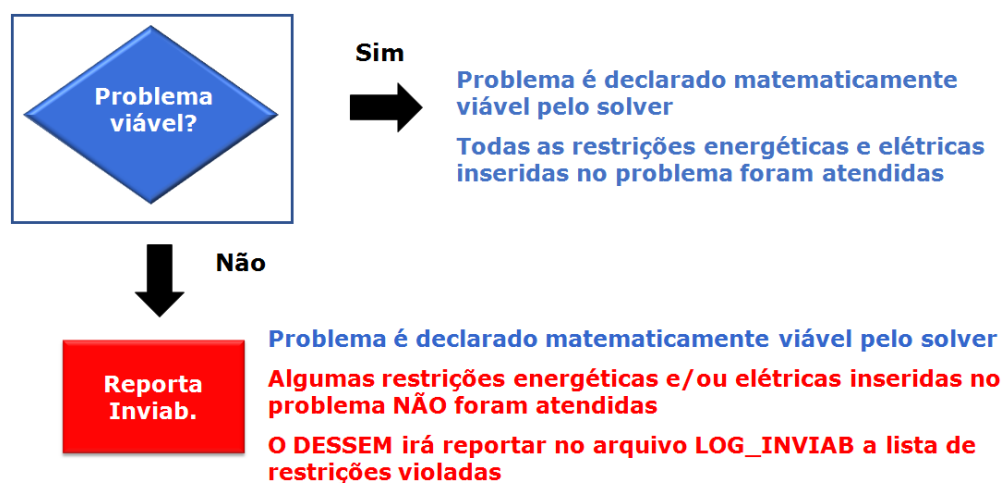


Figura 3 - Processo de verificação se determinada variante de formulação do problema é viável.

### 3.4 Estratégias gerais de resolução do problema-

O modelo DESSEM considera 4 estratégias gerais de resolução do problema, cuja descrição, extraída do manual do usuário do modelo, é a seguinte:

#### III.10.1 Flag para tratamento de Unit Commitment Térmico

Para acionar o tratamento de Unit Commitment para as usinas térmicas (UCTERM) deve-se incluir o seguinte flag UCTERM nas primeiras colunas antes dos blocos INIT e OPER.

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a6	A6	Flag para ativação do processo de Unit Commitment Térmico
	8	I1	Flag para ativar metodologia de solução para inclusão da rede e de UC Térmico. 0 ou branco: Metodologia Tradicional utilizando sempre Programação Mista Inteira linear (MILP); 1: Metodologia Alternativa em que se o problema de UC Térmico relaxado for viável o processamento é interrompido, para que seja utilizada a metodologia Tradicional; 2: Metodologia Alternativa em que o processamento não é interrompido se o UC Térmico for viável e o problema é resolvido por MILP. Caso seja necessário incluir novas restrições de rede o problema será resolvido por PL; 3: Metodologia Alternativa na qual após a inclusão de UC Térmico, se for necessário incluir mais restrições de rede, o problema será resolvido por MILP.

Figura 4 - Descrição das estratégias de resolução "0" e "2" consideradas neste relatório.

### 3.5 Estratégia de solução "0"

Nesta opção a rede elétrica é incorporada utilizando sempre MILP, como ilustrado abaixo:

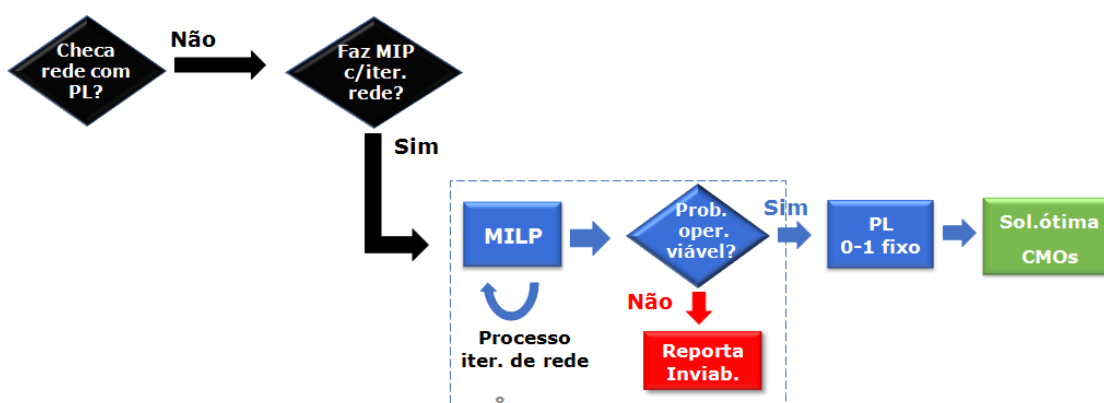


Figura 5 - Processo iterativo da estratégia de solução "0".

Esta opção surgiu naturalmente, por ser uma extensão, para problemas formulados por MILP, do processo iterativo que já se fazia quando se resolvia o problema por PL. Foi a primeira opção introduzida no DESSEM com restrições de UCT e que, por mostrar tempos de resolução elevados, motivou a proposta de alternativas para a realização do processo iterativo de resolução do problema

A vantagem desta opção é que, em teoria, garante obter a solução ótima, se o problema for viável e resolvido até um nível de otimalidade suficientemente pequeno, ou retornar as inviabilidades, caso o problema seja inviável. A desvantagem é o tempo computacional elevado, principalmente para reportar inviabilidades.

### 3.6 Processo iterativo de resolução da rede elétrica- Opção "2"

A inclusão de restrições da rede no MIP (opção 0) é custosa, pois cada vez que se incluem novas restrições, a resolução do problema começa “do zero”. Além de esse processo iterativo ser demorado, pode reportar ainda, ao final, inviabilidades na rede elétrica.

Já quando se resolve o problema iterativamente por PL, pode-se utilizar a base ótima do SIMPLEX da última resolução do problema como um bom “warm start”. Com isso, propôs-se uma primeira etapa de inclusão das restrições de rede ainda com o problema formulado por PL, com dois objetivos:

- Identificar, rapidamente, inviabilidades na rede para reportar ao usuário
- Caso o problema seja viável, acelerar o processo iterativo de MIP ao incluir, de antemão, uma série de restrições de rede que, a priori, já se tornam necessárias

Nesta opção, denominada de opção "2", a rede é, portanto incorporada resolvendo inicialmente PL. Após a inclusão da rede resolve-se o MILP e, caso o resultado deste problema não atenda a rede, novas restrições de rede são incluídas utilizando PL-UCT-Fixo, ou seja, fixando os valores das variáveis inteiras ao ser resolver o problema como um MILP. A figura a seguir ilustra este processo.

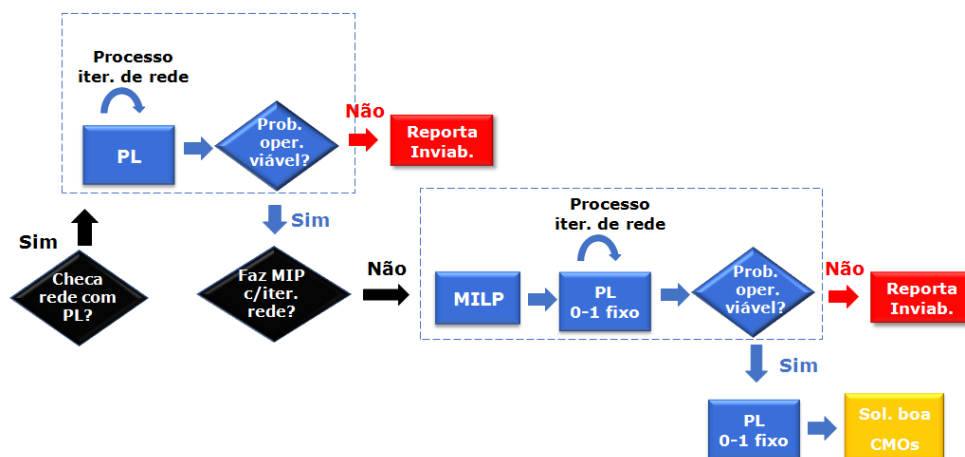


Figura 6 - - Processo iterativo da estratégia de solução "2".

Este processo reporta rapidamente inviabilidades na rede elétrica, agilizando a retirada de inviabilidades pelo ONS, no processo de programação diária da operação. Entretanto, como após a resolução do MILP podem ser inseridas restrições de rede com as variáveis inteiras fixas, é possível que o processo detecte como inviável um caso que seria viável se as variáveis inteiras não tivessem sido fixadas. Outra potencial desvantagem do método é que não garantiria, em teoria, a obtenção da solução ótima. Entretanto, como visto no capítulo de resultados, o grau de otimalidade da solução fornecida por essa opção se mostrou indistinguível ao da opção "0", descrita na seção anterior, para todos os casos de operação *shadow* do DESSEM avaliados no período de Janeiro à Maio de 2019.

#### 4 - AVALIAÇÃO COMPARATIVA DAS ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO "0" E "2"

Neste capítulo, faz-se uma avaliação comparativa dos resultados obtidos com as opções 0 e 2, para 104 casos executados do PLD horário sombra, compreendidos entre 29/12/2018 até 10/04/2019. Alguns casos não foram processados por erro na entrada de dados ou resolução do problema.

##### 4.1 Detecção de inviabilidade no caso

A tabela abaixo mostra a detecção de inviabilidade pelas duas opções, onde se observa que a opção 2 foi capaz de detectar as mesmas inviabilidades que a opção 0, não reportou como inviável nenhum caso que foi considerado viável na opção 0.

Dia	Opção 0	Opção 2	Dia	Opção 0	Opção 2	Dia	Opção 0	Opção 2
29/12/2018	NÃO	NÃO	02/02/2019	NÃO	NÃO	05/03/2019	NÃO	NÃO
30/12/2018	NÃO	NÃO	03/02/2019	NÃO	NÃO	07/03/2019	NÃO	NÃO
31/12/2018	NÃO	NÃO	04/02/2019	NÃO	NÃO	08/03/2019	SIM	SIM
01/01/2019	NÃO	NÃO	05/02/2019	NÃO	NÃO	10/03/2019	NÃO	NÃO
02/01/2019	NÃO	NÃO	06/02/2019	NÃO	NÃO	15/03/2019	SIM	SIM
03/01/2019	NÃO	NÃO	07/02/2019	NÃO	NÃO	16/03/2019	NÃO	NÃO
04/01/2019	SIM	SIM	08/02/2019	NÃO	NÃO	17/03/2019	NÃO	NÃO
05/01/2019	NÃO	NÃO	09/02/2019	NÃO	NÃO	18/03/2019	NÃO	NÃO
06/01/2019	NÃO	NÃO	10/02/2019	NÃO	NÃO	19/03/2019	NÃO	NÃO
07/01/2019	NÃO	NÃO	11/02/2019	NÃO	NÃO	20/03/2019	NÃO	NÃO
08/01/2019	SIM	SIM	12/02/2019	NÃO	NÃO	22/03/2019	NÃO	NÃO
09/01/2019	NÃO	NÃO	13/02/2019	NÃO	NÃO	23/03/2019	NÃO	NÃO
10/01/2019	NÃO	NÃO	14/02/2019	NÃO	NÃO	24/03/2019	NÃO	NÃO
11/01/2019	NÃO	NÃO	15/02/2019	NÃO	NÃO	25/03/2019	NÃO	NÃO
12/01/2019	NÃO	NÃO	16/02/2019	NÃO	NÃO	26/03/2019	NÃO	NÃO
13/01/2019	SIM	SIM	17/02/2019	NÃO	NÃO	28/03/2019	NÃO	NÃO
14/01/2019	NÃO	NÃO	18/02/2019	NÃO	NÃO	29/03/2019	NÃO	NÃO
15/01/2019	NÃO	NÃO	19/02/2019	NÃO	NÃO	30/03/2019	NÃO	NÃO
17/01/2019	NÃO	NÃO	20/02/2019	NÃO	NÃO	31/03/2019	NÃO	NÃO
18/01/2019	NÃO	NÃO	21/02/2019	NÃO	NÃO	01/04/2019	NÃO	NÃO
19/01/2019	NÃO	NÃO	22/02/2019	NÃO	NÃO	02/04/2019	NÃO	NÃO
20/01/2019	NÃO	NÃO	23/02/2019	NÃO	NÃO	03/04/2019	NÃO	NÃO
22/01/2019	NÃO	NÃO	24/02/2019	NÃO	NÃO	04/04/2019	NÃO	NÃO
25/01/2019	NÃO	NÃO	25/02/2019	NÃO	NÃO	06/04/2019	NÃO	NÃO
26/01/2019	NÃO	NÃO	26/02/2019	NÃO	NÃO	08/04/2019	NÃO	NÃO
27/01/2019	NÃO	NÃO	27/02/2019	NÃO	NÃO	09/04/2019	NÃO	NÃO
28/01/2019	NÃO	NÃO	28/02/2019	NÃO	NÃO	10/04/2019	NÃO	NÃO
29/01/2019	NÃO	NÃO	01/03/2019	NÃO	NÃO	11/04/2019	NÃO	NÃO
30/01/2019	NÃO	NÃO	02/03/2019	NÃO	NÃO	12/04/2019	NÃO	NÃO
31/01/2019	SIM	SIM	03/03/2019	NÃO	NÃO			
01/02/2019	NÃO	NÃO	04/03/2019	NÃO	NÃO			



## 4.2 Tempo de processamento

A figura abaixo compara o tempo de processamento entre as duas estratégias, onde se verifica que a opção 2 é muito mais eficiente do que a opção 0, tendo obtido uma redução de quase metade do tempo, como mostra a tabela após a figura.

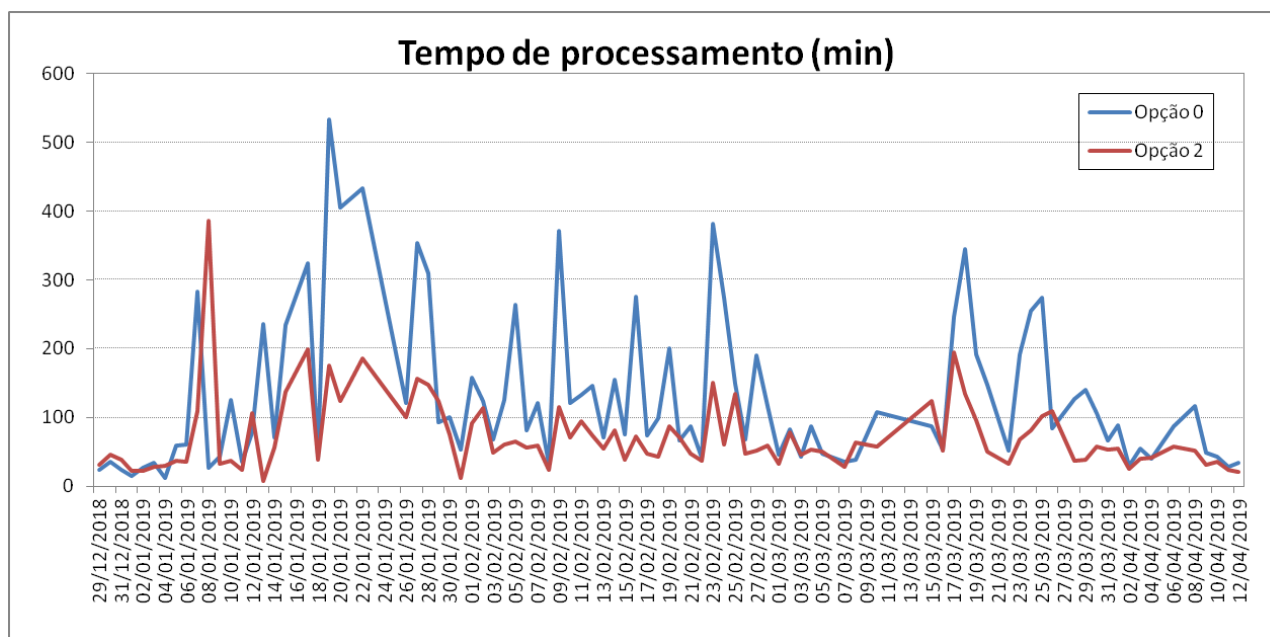


Figura 7 - Comparação entre os tempos computacionais das opções 0 e 2.

	Tempo médio (hr:min)	Tempo máximo (hr:min)
Opção 0	<b>2h 10min</b>	8h56min
Opção 2	<b>1h 12min</b>	6h25min

## 4.3 Custo da solução

É importante avaliar a acurácia da solução obtida com a opção 2, já que em teoria ela não tem a mesma garantia teórica de otimalidade em relação à opção 0. A Figura 8 mostra essa comparação, onde se pode perceber que em apenas 1 caso houve uma diferença de fato superior à otimalidade considerada atualmente para o cálculo no preço do DECOMP, que é de 0,001%. Ainda assim, essa diferença maior é de cerca de 0,002%, que é bem inferior à própria tolerância de otimalidade utilizada no DESSEM (0,05%).

Com isso, verifica-se que a opção 2 atende ao requisito de otimalidade, sendo sua solução indistinguível, em termos de qualidade do valor ótimo, em relação à opção 0, para a tolerância de otimalidade adotada.

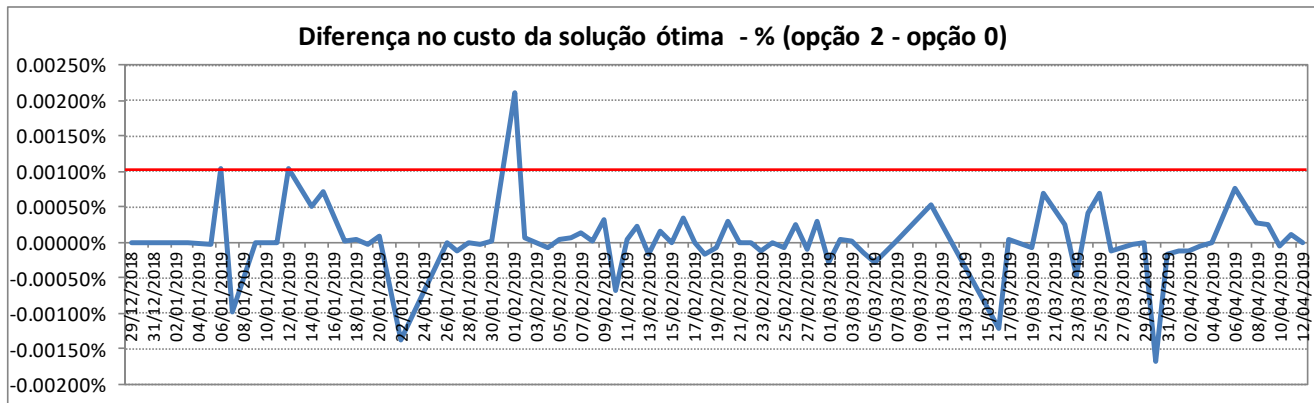


Figura 8 - Diferença entre o valor da solução ótima entre as opções 2 e 0

#### 4.4 Custo Marginal de Operação

Outro aspecto relevante nesta comparação é verifica se os custos marginais de operação ao longo do primeiro dia de cada execução são próximos entre as opções 0 e 2. Esta comparação é mostrada nos gráficos da Figura 9 à Figura 12. As diferenças correspondem aos poucos trechos em que a linha azul (opção 0) pode ser visualizada, já que em todos as demais situações os valores são praticamente idênticos e a linha azul fica "escondida" por trás da vermelha. Ressalta-se ainda que os resultados da opção "0" não devem ser vistos como "referência" em relação aos valores "exatos" já que, como mostrado na seção 4.3, as duas estratégias são equivalentes em termos de custo.

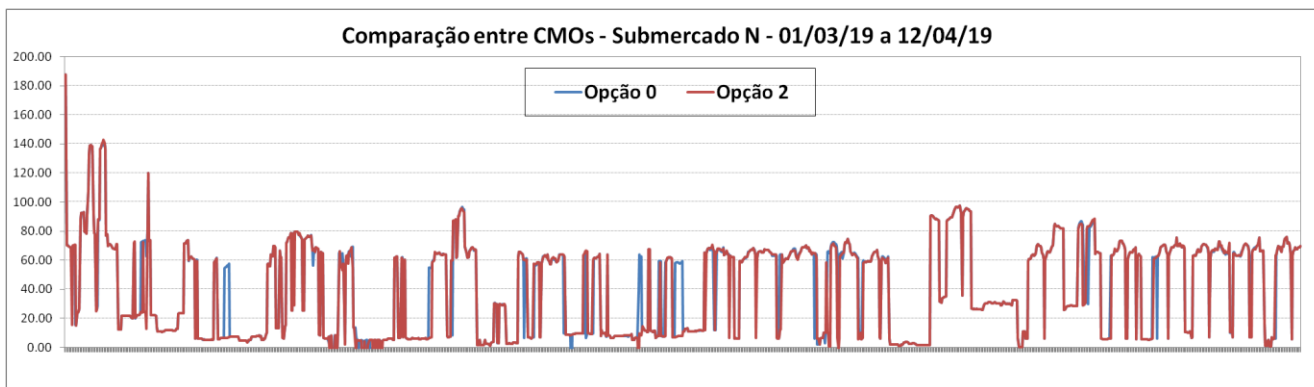
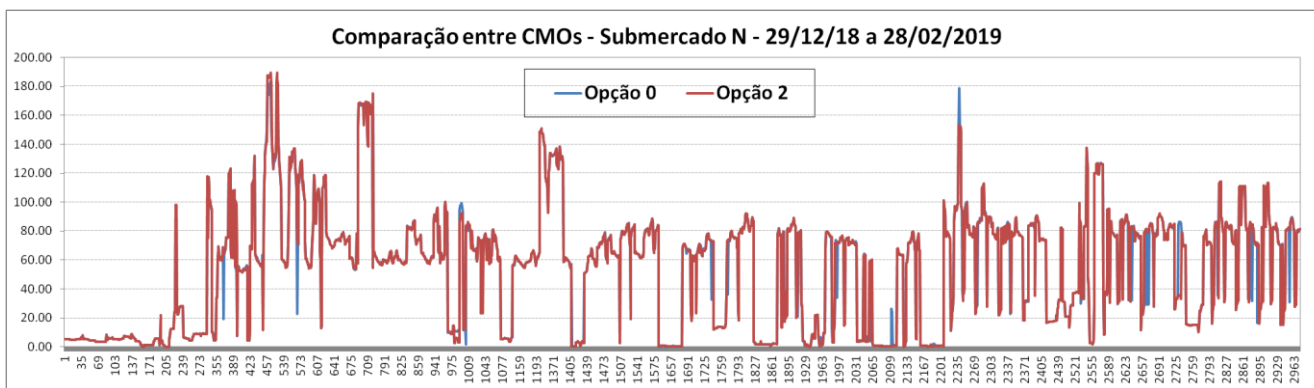


Figura 9 - Comparação entre CMOs das opções 0 e 2 - submercado N

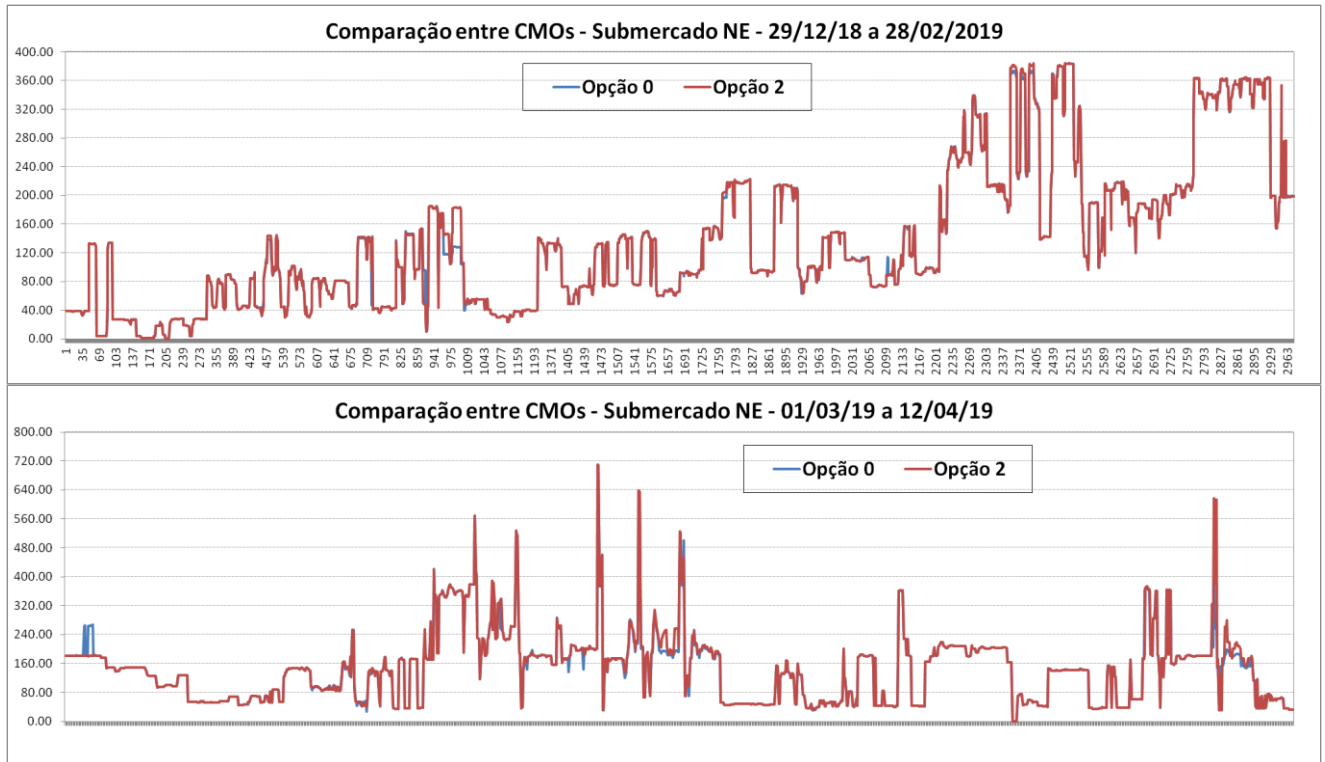


Figura 10 - Comparação entre CMOs das opções 0 e 2 - submercado NE

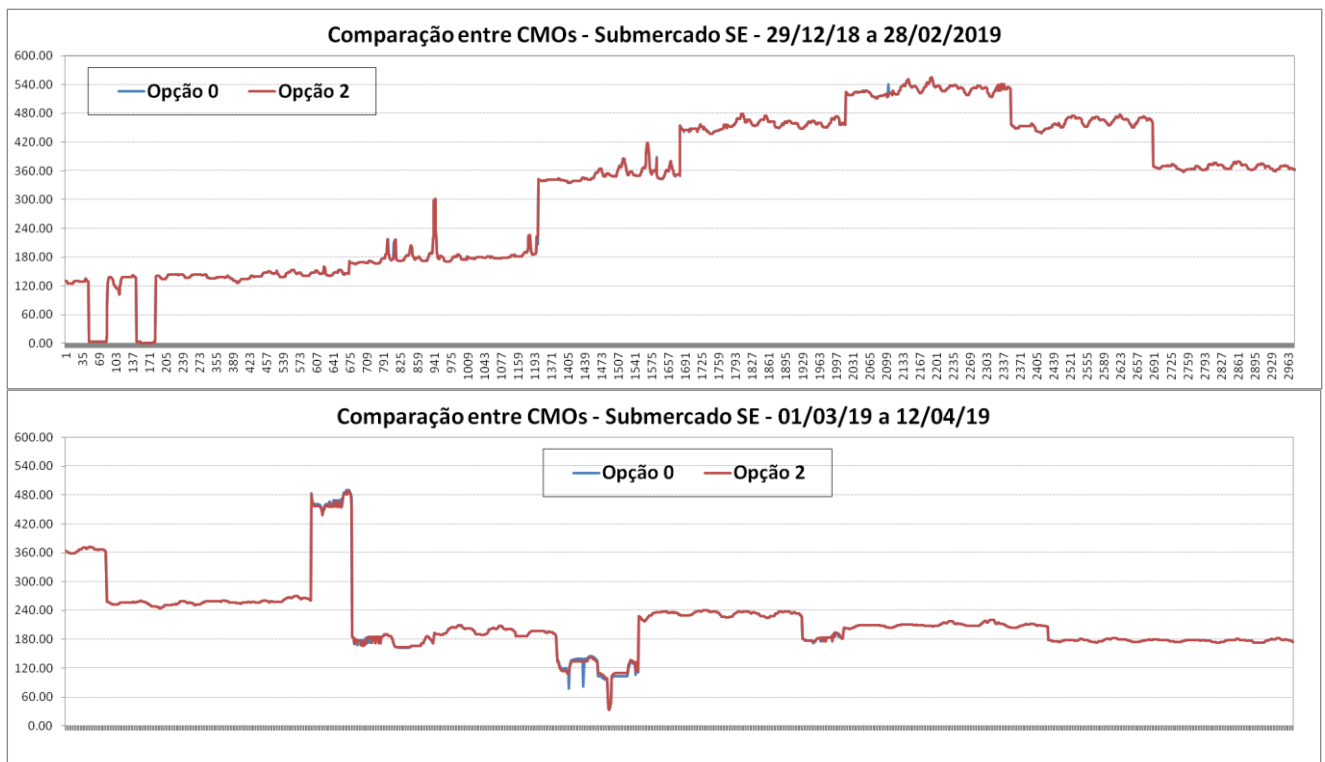


Figura 11 - Comparação entre CMOs das opções 0 e 2 - submercado SE.

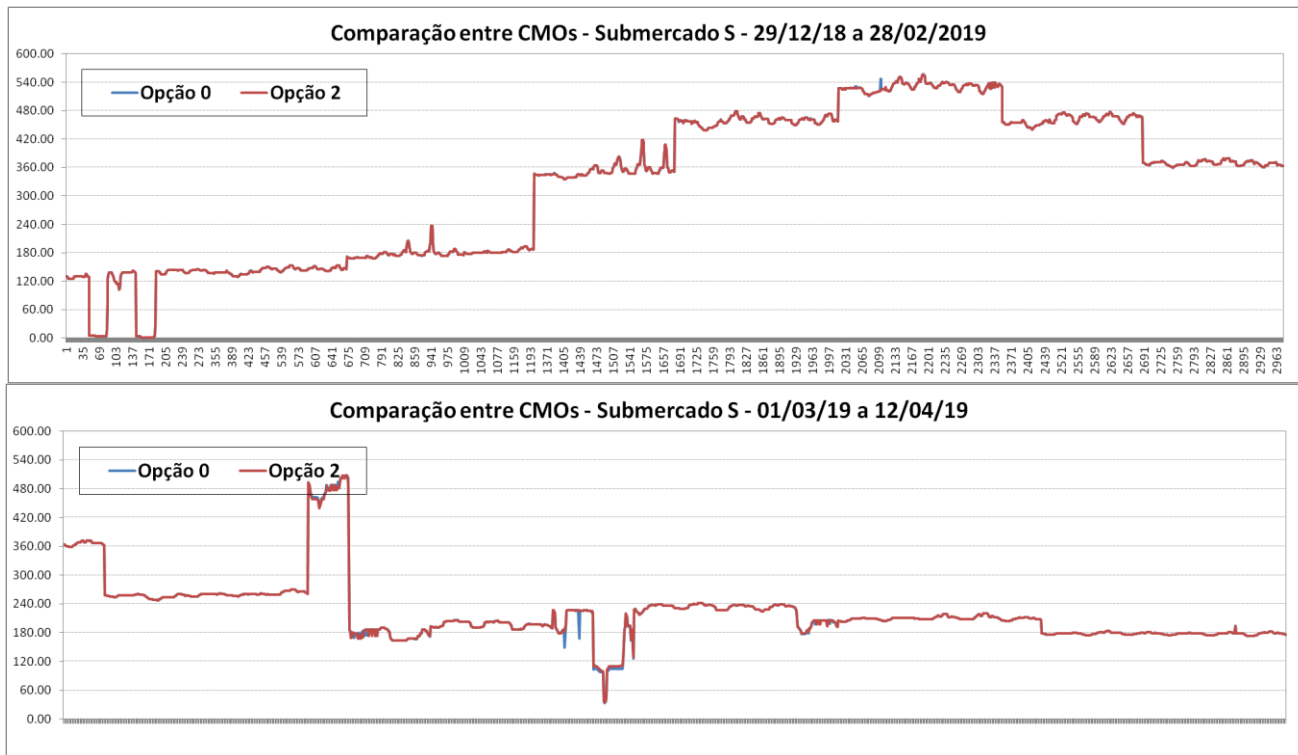


Figura 12 - Comparação entre CMOs das opções 0 e 2 - submercado S.

#### 4.5 Resultado da Operação

Foram verificados também os resultados de operação obtidos com as estratégias 0 e 2. Como a quantidade de variáveis a serem comparadas é muito grande, mostramos apenas a análise de um resultado mais "macro" do sistema, que é o recebimento do submercado NE. Este resultado foi compilado pelo ONS, com o mesmo conjunto de dados das seções anteriores.

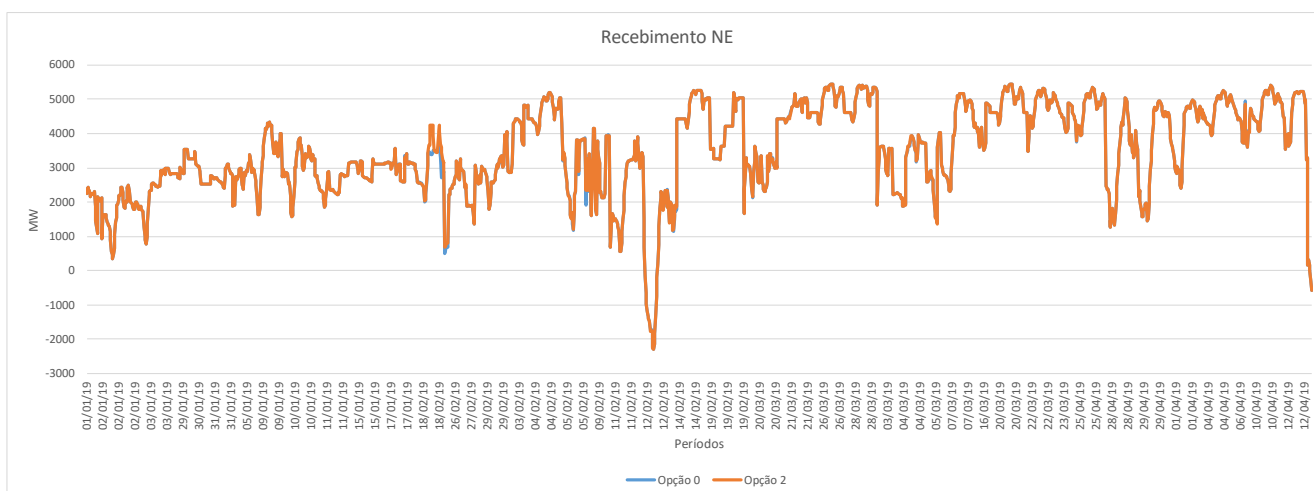


Figura 13 - Comparação do recebimento do NE das opções 0 e 2 (Fonte: ONS)

Pode-se observar que os resultados das opções 0 e 2 estão muito próximos.

## **5 CONCLUSÕES**

Este relatório buscou comparar as estratégias de solução 2 e 0 propostas para resolução do problema de programação diária da operação com o modelo DESSEM, considerando as restrições de "unit commitment" térmico e a modelagem da rede elétrica. Em ambos os casos o problema é resolvido como um problema de programação inteira mista, por meio do pacote de otimização CPLEX., porém na estratégia 2 adota-se um processo iterativo alternativo, com o objetivo de reduzir o tempo de resolução do problema.

Com base em uma análise feita com 104 casos oficiais da operação shadow do preço horário com o modelo DESSEM, o CEPEL recomenda o uso da opção 2 de forma oficial, pelos seguintes motivos:

- Apresenta um tempo muito menor de resolução em comparação com a opção 0;
- Não oferece perda de qualidade sensível no custo da solução ótima;
- Apresenta valores de custo marginais de operação muito próximos aos da opção 0;
- Apresenta uma política de operação bastante aderente com a opção 0;
- Não apresentou, em todos os casos analisados, erro na detecção do status (viável ou inviável) de um caso.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] 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.

## 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>nc<sub>j</sub><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;
<i>NRESTLPP</i> :	número de restrições de segurança lineares por partes
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.

$NRE$ : número de restrições elétricas especiais;

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

### **Conjuntos**

$ACH_i$ : Conjunto de usinas hidroelétricas na área de controle  $i$ ;

$ACT_i$ : Conjunto de usinas térmicas na área de controle  $i$ ;

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

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

$J_{eb_i}$ : conjunto de estações elevatórias que tem a usina  $i$  como 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);
$Cons_{EBi}$ :	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 $t$ ;

---

$Ece_i^t$ :	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 afluyente 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 $t$ ;
$\overline{Q_{b_i}}$ :	vazão máxima que pode ser bombeada pela estação de bombeamento $i$ ;
$Q_{b_{inf_i}}^t$ :	restrição operativa de limite inferior de turbinamento, para a estação de bombeamento $i$ 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;
$\gamma_0_i^k$ :	termo independente para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;

---

$\gamma_{V_i}^k$ :	termo referente ao volume armazenado $V$ para o $k$ -ésimo corte da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina $i$ ;
$\gamma_{Q_i}^k$ :	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 $j$ ;
$\kappa_{evap_i}$ :	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;
- $\overline{Q_{ch_{ij}(\cdot, \cdot)}}$ : 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;

- 
- $\tilde{y}_i^t$ : Variável contínua de mudança de estado, indicativa de desligamento;
- Z: Função objetivo do problema de otimização da programação diária da operação;