

Referências Bibliográficas

- [1] Coopers & Lybrand, “Estudo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Relatório IV-I”, MME/SEN/ELETROBRÁS, Junho 1997.
- [2] A.C.G.Melo, A.M.Oliveira, M.E.P.Maceira, R.P.Caldas, A.Pinhel, L.L.Gomes, D.Jardim, “Avaliação do Impacto do Mecanismo de Realocação de Energia no Risco Financeiro de Projetos Hidroelétricos”, SNPTEE, 2001.
- [3] A.K.David, F.Wen, “Strategic Bidding in Competitive Electricity Markets: A Literature Survey”, IEEE PES 2000 Summer Power Meeting, vol.4, Seattle, USA, July 2000, pp 2168-2173.
- [4] G.Gross, D.J.Finlay, “Optimal Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets”, Proceedings of 12th Power Ssystems Computation Conference, Dresden, August 1996, pp.815-823.
- [5] C.A.Li, A.J.Svoboda, X.H.Guan, H.Singh, “Revenue Adequate Bidding Strategies in Competitive electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.14, n^o2, 1999, pp.492-497.
- [6] X.Guan, Y.Ho, F.Lai, “An Ordinal Optimization Based Bidding Strategy for Electric Power suppliers in the Daily Energy Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, n^o4, November 2001, pp.788-797.
- [7] R.J.Green, D.M.Newbery, “Competition in the British Electricity Market”, Journal of Political Economy, vol.100, n^o5, 1992, pp.929-953.
- [8] M.J.Exelby, N.J.D.Lucas, “Competition in the UK Market for Electricity Generating Capacity – A Game Theory Analysis”, Energy `Police, vol.21, n^o4, 1993, pp.348-354.
- [9] R.W.Ferrero, S.M.Shahidehpour, V.C.Ramesh, “Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.12, n^o3, 1997, pp.1340-1347.
- [10] A.Rudkevich, M.Duckworth, R.Rosen, “Modelling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco”, Energy Journal, vol.19, n^o3, 1998, pp.19-48.

- [11] Z.Younes, M.Ilic, "Generation Strategies for Gaming Transmission Constraints: Will the Deregulated Electric Power Market be an Oligopoly?", *Decision Support Systems*, vol.24, n^o3-4, 1999, pp.207-222.
- [12] J.Y.Wei, Y.Smeers, "Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices", *Operations Research*, vol.47, n^o1, 1999, pp.102-112.
- [13] Z.Yu, F.T.Sparrow, T.L.Morin, G.Nderitu, "A Stackelberg Price Leadership Model with Application to Deregulated Electricity Markets", *Proceedings of IEEE Power Engineering Society 2000 Winter Meeting*, Singapore, January 2000.
- [14] X.Guan, Y.Ho, D.L.Pepyne, "Gaming and Price Spikes in Electric Power Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, n^o3, August 2001, pp.402-408.
- [15] H.Song, C.Liu, J.Lawarrée, "Nash Equilibrium Bidding Strategies in a Bilateral Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, n^o1, February 2002, pp.73-79.
- [16] J.Contreras, O.Candiles, J.I.Fuente, T.Gómez, "A Cobweb Bidding Model for Competitive Electricity Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, n^o1, February 2002, pp.148-153.
- [17] A.K.David, "Competitive Bidding in Electricity Supply", *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, vol.140, n^o5, 1993, pp.421-426.
- [18] P.Visudhiphan, M.D.Ilic, "Dynamic Games-based Modelling of Electricity Markets", *Proceedings of IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting*, vol.1, 1999, pp.274-281.
- [19] G.A.Berry, B.F.Hobbs, W.A.Meroney, R.P.O'Neill, W.R.Stewart, "Analyzing Strategic Bidding Behavior in Transmission Networks", *IEEE Tutorial on Game Theory Applications in Electric Power Markets*, IEEE PES, 1999, pp.7-32.
- [20] H.L.Song, C.C.Liu, J.Lawarree, "Decision Making of an Electricity Suppliers Bid in a Spot Market", *Proceedings of IEEE Power Engineering*

- Society 1999 Summer Meeting, vol.1, 1999, pp.692-696.
- [21] H.L.Song, C.C.Liu, J.Lawarree, R.Dahlgren, “Optimal Electricity Supply Bidding by Markov Decision Process”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, n^o2, May 2000, pp.618-624.
- [22] H.L.Song, C.C. Liu, “Future Aspects of Modern Heuristics Applications to Power Systems”, Proceedings of IEEE Power Engineering Society 2000 Winter Meeting, Singapore, January 2000.
- [23] C.W. Richter, G.B.Sheble, “Genetic Algorithm Evolution of Utility Bidding Strategies for the Competitive Marketplace”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, n^o1, 1998, pp.256-261.
- [24] C.W. Richter, G.B.Sheble, D.Ashlock, “Comprehensive Bidding Strategies with Genetic Programming / Finite State Automata”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.14, n^o4, 1999, pp.1207-1212.
- [25] D.Y.Zhang, Y.J.Wang, P.B.Luh, “Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, n^o3, August 2000, pp.981-986.
- [26] F.Wen, A.K.David, “Optimal Bidding Strategies and Modelling of Imperfect Information Among competitive Generators, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, n^o1, February 2001, pp.15-21.
- [27] “Processo de Estabelecimento do Preço MAE”, Relatório Técnico CEPEL, Novembro de 1999.
- [28] M.V.F.Pereira, N.Campodónico, R.Kelman, “Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models”, EPSON’98, Zurich, 1998.
- [29] M.V.F. Pereira, L.M.V.G.Pinto, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, Mathematical Programming 52, 1991.
- [30] M.V.F. Pereira; “Optimization Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview”, IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brazil, 1985.
- [31] B.Gorestin, N.M. Campodonico, J.P. Costa, M.V.F Pereira, “Stochastic Optimization of a HydroThermal Systems Including Network

- Constraints”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No 2, Maio, 1992.
- [32] M.V.F. Pereira, “Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, No 3, pages 161-169, July, 1989.
- [33] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, “Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach”, Water Resources Research, Vol. 21, No 6, pages 779-792, June, 1985.
- [34] J.F. Benders, “Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems”, Numerische Mathematik, v.4, pp. 238-252, 1962.
- [35] M.S. Bazaraa, J.J.Jarvis, H.D. Sherali, “Linear Programming and Network Flows”, John Wiley & Sons, 1990.
- [36] M.E.P. Maceira, C.B. Mercio, B.G. Gorenstin, S.H.F. Cunha, C. Suanno, M.C. Sacramento, A. Kligerman, “Application of the NEWAVE Model in the Energy Evaluation of the Brazilian North/Northeast and South/Southeast Interconnected Systems”, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning”, Salvador, Brasil, Maio de 1998.
- [37] S.H.F.Cunha, J.P.Costa, S.Prado, “Modelo DECOMP – Manual de Referência”, Relatório Técnico CEPEL, Setembro de 1999.
- [38] “Especificação Funcional do Modelo de Coordenação de despacho Horário para a Programação da Operação Eletro-Energética de Sistemas Hidrotérmicos Interligados – DESSEM”, Relatório Técnico CEPEL, 1999.
- [39] A.C.G. Melo, J.C.O. Mello, A.M. Oliveira, C.R.R. Dornellas, S. Granville, J.O. Soto, R.M. Azevedo, G.C. Oliveira, S.P. Romero, R. Fontoura Filho, “Probabilistic Analysis In Power System Performance Evaluation - New Developments in the NH2 Model”, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning”, Salvador, Brasil, Maio de 1998.
- [40] “Regras do MAE - Versão 2.2b”, MAE - Mercado Atacadista de Energia

Elétrica, Junho de 2002, (<http://mae.com.br>).

- [41] B.A.Murtagh, “Advanced Linear Programming”, McGraw-Hill, 1981.
- [42] X.Vieira F., M.V.F. Pereira, B.G.Gorenstin, A.C.G.Melo, J.C.O.Mello, S.Granville, “Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts”, CIGRÉ Paris Meeting, September 1998.
- [43] Resolução ANEEL nº 249 de 11 de agosto de 1998.
- [44] Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, “Formação de Preço por Oferta”, Relatório de Progresso nº 2, Documento de Apoio F, Fevereiro de 2002.
- [45] J.Von Neumann, O.Morgenstern, “Theory of Games and Economic Behavior”, 1944.
- [46] H.Kuhn, “Classics in Game Theory”, Princeton University Press, New Jersey, USA, 1997.
- [47] X.Vives, “Oligopoly Pricing – Old Ideas and New Tools”, Massachusetts Institute of Technology Press, London, England, 1999.
- [48] S.Stoft, “Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks”, Federal Energy Regulatory Commission, USA, July 1998.
- [49] S.Oren, “Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation”, The Energy Journal, vol.18, nº1, pp.63-83, 1997.
- [50] S.Stoft, “How Financial Transmission Rights Can Curb Market Power”, The Energy Journal, 1998.
- [51] L.C.Cunningham, R.Baldick, M.L.Baughman, “An Empirical Study of Applied Game Theory: Transmission Constrained Cournot Behavior”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, nº1, February 2002, pp.166-172.
- [52] C.A.J.Schmidt, M.A. Lima, “Índices de Concentração”, SEAE/MF Documento de Trabalho nº 13, Março de 2002.
- [53] R.Kelman, “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico”, Tese de Mestrado,

COPPE/UFRJ, Agosto de 1999.

- [54] I.Otero-Novas, C.Meseguer, “A Simulation Model for a Competitive Generation Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, nº1, February, 2001.
- [55] J.Aertsens, S.Proost, D.V.Regemorter, “Optimum Investment Under Uncertainty in the Belgium Electricity Market”, Belgian Federal Office for Scientific, Technical and Cultural Affairs, January 1999.
- [56] D.Reichelt, “Portfolio and Risk Management for Power Producers and Traders in an Open Market, Technical Report Cigré, Task Force 38.05.12, December 2001.
- [57] J.P.C. Kleijnen, “Statistical Techniques in Simulation”, Marcel Dekker, New York, 1974.
- [58] G.Quadrelli, “Modelos Comparativos de Previsão de Carga de Curto Prazo”, Tese de Mestrado, DEE/PUC-RJ, 1998.
- [59] A.C.G.Melo, X.Vieira F^o, M.E.P.Maceira, E.N. Mesquita, R.P.Caldas, A.Pinhel, L.L. Gomes, A.M. Oliveira, R.Torres, D.Jardim, “Valuating Back-up Contracts of Gas Thermal Plants in Hydrothermal Systems, Cigré Symposium- Gas and Electricity Networks: Complementarity or Competition ?, Brasília, DF, Brasil, Maio de 2002.
- [60] M.E. El-Hawary, “Electric Power Applications of Fuzzy Systems”, IEEE Press, 1998.
- [61] A.J. Abebe, V.Guinot, D.P.Solomatine, “Fuzzy Alpha-cut vs. Monte Carlo Techniques in Assessing Uncertainty in Model Parameters”, International Conference on Hydroinformatics, Iowa City, USA, July 2000.
- [62] Página da Internet do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: (<http://www.ons.com.br>).
- [63] B.A. Murtagh, M.A.Saunders, “MINUS 5.1 User’s Guide”, Technical Report SOL83-20R, Stanford University, USA, December 1987.

APÊNDICE A

OUTRAS CARACTERÍSTICAS DO PROGRAMA DESSEM

A.1. INTRODUÇÃO

Esta seção apresenta um resumo da modelagem utilizada para representar algumas outras características importantes do Programa DESSEM, como:

- Representação de Restrições de Transmissão
- Função Produção
- *Unit Commitment* de Unidades Térmicas
- Tempo de Viagem

Maiores informações podem ser obtidas em [38].

A.2. REPRESENTAÇÃO DE RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO

O Programa DESSEM pode representar as restrições de transmissão de duas maneiras: modelando as capacidades de intercâmbio de energia entre subsistemas, como representado no Problema (4.1), e representando a rede de transmissão por um modelo linear.

Como existem áreas no sistema brasileiro que merecem especial atenção, seja por problemas de transmissão ou sobrecarga, foram incluídas também restrições elétricas especiais que traduzem limitações de geração em conjuntos de usinas hidroelétricas/térmicas. Estas restrições específicas de operação são escritas na forma de combinações lineares das gerações das usinas hidrelétricas/termelétricas:

$$LI \leq \sum_{i=1}^{NR} k_i \cdot G_i \leq LS \quad (A.1)$$

onde:

- k_i fator de ponderação
- NR número de usinas hidráulicas/térmicas na restrição
- LI limite inferior

- LS limite superior
- G_i geração da usina hidráulica/térmica i

Com estas restrições é possível representar gerações mínima e/ou máxima de uma usina, gerações mínima e/ou máxima de um conjunto de usinas, restrições de sobrecarga em uma área do subsistema e metas obrigatórias de geração de uma usina.

A seguir será descrita a metodologia utilizada para incorporação de restrições de transmissão ao Problema (4.1). É utilizado um modelo linearizado de fluxo de potência, com o qual podem ser detectados os principais problemas de sobrecargas de potência ativa nos componentes da rede de transmissão.

O modelo linearizado em potência ativa, ou fluxo DC, fornece uma aproximação da distribuição dos fluxos ativos no sistema, no qual é desprezado 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. A representação matricial é dada por:

$$\begin{aligned}
 P &= B' \Theta \\
 B'_{km} &= b_{km} \\
 B'_{kk} &= - \sum_{m \in \Omega_k} b_{km} \\
 \theta_s &= 0 \\
 P_s &= - \sum_{k \neq s} P_k
 \end{aligned} \tag{A.2}$$

onde:

- b_{km} susceptância do circuito entre as barras k - m
- Ω_k conjunto de barras adjacentes à barra k
- P vetor com as injeções de potência ativa por barra

- Θ vetor com os ângulos das tensões nodais
- B' matriz de susceptâncias
- θ_s ângulo da barra de referência
- P_s injeção de potência ativa na barra de referência

As restrições correspondentes aos fluxos de potência ativa nos circuitos, a serem incorporadas ao problema de despacho ótimo, são calculadas da seguinte forma:

$$W_{km} = b_{km} A B'^{-1} \quad (A.3)$$

onde:

- W_{km} vetor de coeficientes da restrição de fluxo no circuito k-m em relação às gerações nodais (igual às derivadas do fluxo em relação às gerações nodais)
- A matriz incidência nó-ramo (cada linha da matriz corresponde a um circuito e possui apenas dois elementos não nulos, a saber: -1 na coluna correspondente à barra “de” do circuito e +1 na coluna correspondente à barra “para” do circuito)
- B'^{-1} inversa da matriz de susceptâncias do modelo de fluxo de potência linearizado

As restrições relativas aos fluxos de potência ativa dos circuitos devem ser então incorporadas ao Problema (4.1). Porém o número de restrições de fluxos em circuitos é muito grande, pois para cada circuito da rede de transmissão são necessárias duas restrições (uma para cada possível sentido de fluxo). Assim sendo, o número total de restrições de transmissão em um sistema de grande porte pode atingir vários milhares.

Para contornar este problema, é adotado um esquema de relaxação das restrições, no qual inicialmente é criado um “subconjunto monitorado” composto das restrições violadas de fluxo em circuito. Apenas as restrições correspondentes aos circuitos do subconjunto monitorado são incorporadas ao problema.

Após a eliminação de todas as violações do subconjunto monitorado, é feita uma nova monitoração em todos os circuitos do sistema em busca de novas violações, sendo criado assim um novo problema de programação linear (PL) com o novo subconjunto monitorado, repetindo-se o processo até que não haja mais nenhuma violação de fluxo em circuito. De um PL para outro, é aproveitada a base simplex ótima do problema anterior, o que torna a solução dos PLs subseqüentes muito mais rápida que a solução do primeiro PL, para cada intervalo de tempo considerado.

Este esquema apresenta as seguintes vantagens: diminui o tamanho do PL a ser resolvido e só é necessário calcular os coeficientes das restrições de transmissão correspondentes às restrições violadas dos subconjuntos monitorados, o que é uma pequena fração do total de restrições do problema completo.

A.3. FUNÇÃO PRODUÇÃO

A quantidade de energia que pode ser produzida em uma usina hidrelétrica ao longo de um período é uma função complexa dos volumes armazenados no início e no fim do período, dos volumes afluente, defluente e evaporado ao longo do período, bem como, das diversas limitações e perdas no conjunto turbina-gerador. Além de complexa, ela também não possui nenhuma propriedade matemática conveniente, a não ser sua continuidade, sendo, portanto, de difícil representação nos modelos de otimização usados no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. No Programa DESSEM é utilizada a modelagem apresentada a seguir.

A equação de conservação da água, correspondente à operação de um aproveitamento hidrelétrico durante um período Δt , pode ser expressa por:

$$v_f = v_i + (a - q - s) \cdot \Delta t \quad [\text{Hm}^3] \quad (\text{A.4})$$

onde:

v_f volume armazenado no reservatório ao final do período Δt

v_i volume armazenado no reservatório no início do período Δt

a vazão afluente média no período Δt

q vazão turbinada média no período Δt

s vazão vertida média no período Δt

A potência disponível média associada à energia produzida no aproveitamento pode ser expressa por:

$$P = k \cdot r_{\text{med}} \cdot hl \cdot q \text{ [MW]} \quad (\text{A.5})$$

onde:

k constante = $9,81 \times 10^{-3}$

r_{med} rendimento médio do conjunto turbina-gerador

hl altura de queda líquida

q vazão turbinada

Normalmente, nos estudos de longo e médio prazo, o rendimento do grupo turbina-gerador é considerado constante e igual ao seu valor médio. Desta forma, pode-se definir um fator produtividade específica:

$$\rho_{\text{esp}} = 9.81 \times 10^{-3} \cdot r_{\text{med}} \text{ [MW/m}^4\text{/s]} \quad (\text{A.6})$$

A expressão (4.7) pode então ser reescrita como:

$$P = \rho_{\text{esp}} \cdot hl \cdot q \text{ [MW]} \quad (\text{A.7})$$

Assim, a potência elétrica disponível pode ser expressa como uma função do produto das variáveis: altura de queda líquida e vazão turbinada, onde a altura de queda líquida é calculada por:

$$hl = (h_{\text{mon}} - h_{\text{jus}}) \cdot k_{\text{phd}} \text{ [m]} \quad (\text{A.8})$$

onde:

h_{mon} cota de montante

h_{jus} cota de jusante

k_{phd} perdas hidráulicas do aproveitamento (em p.u.)

A cota média de montante é aproximada por uma função não-linear do volume disponível no reservatório e a cota média de jusante é aproximada por uma função não-linear da vazão defluente. Na prática, cada uma destas cotas é obtida por meio de uma função polinomial (polinômios cota-volume e cota-vazão). Os coeficientes destes polinômios estão disponíveis nos dados de cadastro

dos aproveitamentos, bem como o valor médio das perdas hidráulicas nas tubulações, k_{phd} .

No cálculo de uma operação mensal da usina, a cota de montante pode ser aproximada pela cota correspondente ao volume médio armazenado no reservatório e a cota de jusante obtida a partir da vazão média defluente. Logo a expressão (A.8) corresponde a:

$$hl = [f_1(v_{med}) - f_2(q+s)] \cdot k_{phd} \text{ [m]} \quad (A.9)$$

onde:

$$f_1(v_{med}) = a_0 + a_1 \cdot v_{med} + a_2 \cdot v_{med}^2 + a_3 \cdot v_{med}^3 + a_4 \cdot v_{med}^4 \quad (A.9.1)$$

$$f_2(q+s) = b_0 + b_1 \cdot (q+s) + b_2 \cdot (q+s)^2 + b_3 \cdot (q+s)^3 + b_4 \cdot (q+s)^4 \quad (A.9.2)$$

O volume médio referente ao período de operação é:

$$v_{med} = (v_i + v_f) / 2 \quad (A.10)$$

A geração exata de cada usina é determinada pela expressão:

$$GH = \rho_{esp} \cdot q \cdot hl \text{ [MW]} \quad (A.11)$$

GH pode ser calculada após ser resolvido o PL do estágio, quando conhecemos q , s e v_{med} . No entanto, esta fórmula não pode ser implementada diretamente no modelo, pela não linearidade das funções $f_1(v_{med})$ e $f_2(q+s)$ utilizadas na determinação de hl .

São incluídas então, no PL, uma série de restrições para aproximação da função de produção das usinas. Esta geração aproximada será denotada por GH, e as equações para sua definição são desenvolvidas considerando a convexidade da função de produção em relação à v_{med} e q , e linearizando a função em relação a s .

O espaço gerado pelas variáveis (v_{med} e q) é discretizado em (NPTV * NPTQ) pontos, onde NPTV é o número de pontos de discretização para v_{med} (entre 0 e v_{max} para a usina) e NPTQ é o número de pontos de discretização para q (entre 0 e q_{max} para a usina).

O valor de q_{max} pode ser determinado, em cada estágio, pela expressão:

$$q_{max} = [(P_{inst}) / (\rho_{t-1})] \cdot f_{manut} \text{ [m}^3/\text{s]} \quad (A.12)$$

onde:

- P_{inst} potência instalada na usina (MW)
- ρ_{t-1} fator de produtividade específica do estágio anterior [MW/(m³/s)], dado pela fórmula: $\rho_{t-1} = (GH_{t-1}/q_{t-1})$, sendo GH a produção exata da usina (calculada em (A.11)) e q_{t-1} a vazão vertida no estágio anterior
- f_{manut} fator de manutenção para a usina no estágio

Antes de se iniciar as iterações do programa calcula-se, para cada ponto da grade de discretização, valores necessários para, a partir deste ponto, traçar hiperplanos que permitirão aproximar a função de produção para todos os pontos do espaço. A construção destes hiperplanos é feita através de um série de Taylor de 1ª ordem e, para tal, basta obter para cada um dos pontos da malha de discretização os valores de GH, $(\partial GH/\partial v_{med})$, $(\partial GH/\partial q)$ e $(\partial GH/\partial s)$, sendo que a aproximação em relação a s também considera a variação de GH (v_{med0}, q_0, s_0) e $GH'(v_{med0}, q_0, s_{ref})$, para $s_0 = 0$ e s_{ref} = valor de referência utilizado para cada usina.

A.4. UNIT COMMITMENT DE UNIDADES TÉRMICAS

Com relação o problema de *unit commitment* de unidades térmicas, o Programa DESSEM representa restrições de acoplamento e restrições locais.

As restrições de acoplamento refletem as necessidades de despacho do sistema global:

(a) A soma da geração de todas as unidades deve atender a demanda, incluindo-se as perdas de transmissão.

$$\sum_{i=1}^n p_i^t = c^t, \quad t = 1, \dots, T \quad (A.13)$$

onde

- p_i^t geração da unidade térmica i no estágio t
- c_i^t demanda no estágio t

(b) No caso de falha de uma unidade ou sobrecarga não prevista, deve ser possível obter a geração adicional das unidades já pré-despachadas. Esta geração adicional é conhecida como reserva girante.

$$\sum_{i=1}^n u_i^t (p_i^{\max} - p_i^t) \geq R^t, \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{A.14})$$

onde

u_i^t estado da unidade térmica i no estágio t (0 indica que a unidade está desligada e 1 indica que a unidade está em operação)

p_i^{\max} geração máxima da unidade térmica i no estágio t

R^t reserva girante no estágio t

As restrições locais tratam das restrições de cada unidade térmica:

(a) Se a unidade está pré-despachada sua geração deve estar entre limites.

$$u_i^t \cdot p_i^{\min} \leq p_i^t \leq u_i^t \cdot p_i^{\max}, \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{A.15})$$

(b) Custos de combustível em função da geração. Por exemplo, uma função linear é frequentemente utilizada:

$$\alpha_i + \beta_i p_i^t \quad (\text{A.16})$$

(c) Custos de partida. Estes custos são função do tempo em que a unidade está desligada. Quanto maior este tempo, mais fria ela estará e mais cara será o seu aquecimento. A seguinte expressão é usada:

$$\gamma_i (1 - e^{-\frac{\tau}{\tau_i}}) + \delta_i \quad (\text{A.17})$$

onde

τ há quanto tempo a unidade está desligada

τ_i velocidade de resfriamento/aquecimento da unidade

γ_i custo de combustível durante a partida quando a unidade está fria

δ_i custos operacionais associados à partida e custos de manutenção (é a parcela proporcional ao número de partidas)

Finalmente, o problema de *unit commitment* de unidades térmicas considerado no Programa DESSEM é formulado como se segue:

$$\text{Min} \sum_{t=li=1}^T \sum_{n=1}^n \left\{ (\alpha_i + \beta_i p_i^t) u_i^t + \left[\gamma_i (1 - e^{-\frac{\tau}{\tau_i}}) + \delta_i \right] u_i^t (1 - u_i^{t-1}) \right\} \quad (\text{A.18})$$

Este problema é adicionado ao problema de cálculo da política de operação.

A.5. TEMPO DE VIAGEM

Para diversos aproveitamentos hidrelétricos não se pode considerar que todo o volume defluente das usinas de montante durante o estágio t esteja disponível no mesmo estágio. Neste caso, o volume afluente à usina pode ser obtido através da propagação das defluências de montante. Uma maneira simplificada de realizar esta propagação consiste em considerar o tempo de viagem - intervalo de tempo médio que as defluências consomem até alcançar a usina a jusante - empregando um fator de proporcionalidade ao volume defluente. A Figura A.1 abaixo ilustra este conceito para um sistema composto por duas usinas hidrelétricas em cascata.

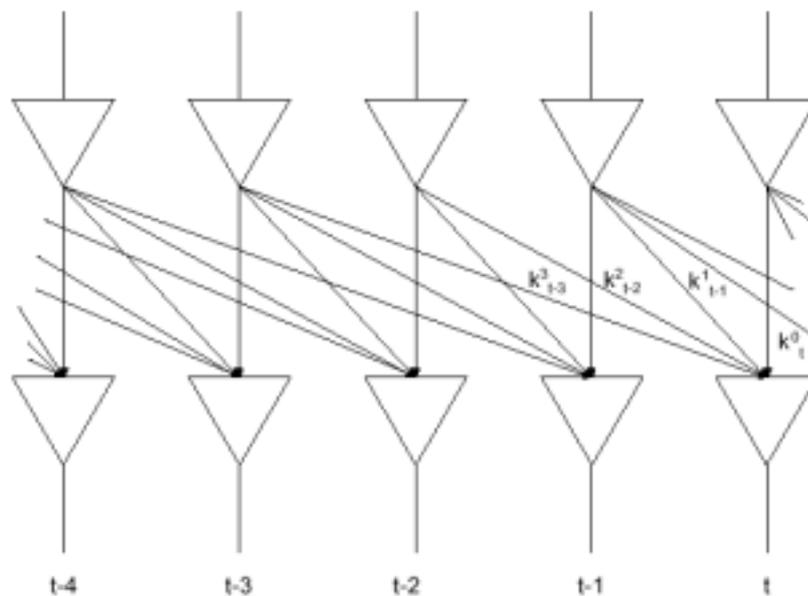


Figura A.1 – Representação de Tempo de Viagem

Pode-se observar neste exemplo que as afluições que alcançam o reservatório de jusante no estágio t foram defluídas do reservatório de montante nos estágios t , $t-1$, $t-2$ e $t-3$, com fatores de proporcionalidade iguais a k_t^0 , k_t^1 , k_t^2 e k_t^3 respectivamente.

Considerar o tempo de viagem como um fator fixo de propagação dos volumes permite que este aspecto seja incorporado ao Programa DESSEM, resultando em uma modelagem mais precisa para aqueles sistemas hidrotérmicos em que o tempo de viagem não pode ser desprezado.

Para considerar estes aspectos, a formulação do modelo deve ser estendida, como é mostrado a seguir. Considere o problema multiestágio abaixo, no qual o estado do sistema está definido apenas em função das variáveis de um estágio:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_Tx_T \\
 & \text{Sujeito a} \\
 & \quad A_1x_1 \geq b_1 \\
 & \quad E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2 \\
 & \quad E_2x_2 + A_3x_3 \geq b_3 \\
 & \quad \vdots \\
 & \quad E_{T-1}x_{T-1} + A_Tx_T \geq b_T
 \end{aligned} \tag{A.19}$$

A solução deste problema pode ser obtida através de um algoritmo de PDD, apresentado no Capítulo 3. Um dos passos fundamentais deste algoritmo consiste no refinamento da aproximação $\hat{\alpha}_t$ da função de custo futuro $\alpha_t(x_t)$. Esta função é dada por:

$$\pi_{t+1}^j (b_{t+1} - E_t x_t) - \hat{\alpha}_t \leq 0, \quad j=1, \dots, J \tag{A.20}$$

ou, equivalentemente,

$$\hat{\alpha}_t \geq w_{t+1}^j + \pi_{t+1}^j E_t (x_t^{j*} - E_t x_t), \quad j=1, \dots, J \tag{A.21}$$

onde w_{t+1}^j é a solução do problema do estágio $(t+1)$ na iteração j e π_{t+1}^j as variáveis duais associadas. Cabe ressaltar que, para cada iteração j , a aproximação da função de custo futuro $\hat{\alpha}_t$ incorpora um novo segmento linear que depende

apenas da solução x_t^{j*} , e que é expressa apenas em função de x_t , vetor que define o estado do sistema no estágio t .

Por outro lado, quando o problema é tal que o vetor de estado no estágio t depende de diversos estágios anteriores, a estrutura do corte de Benders se altera. Por exemplo, considerando-se um problema de 6 estágios no qual o estado depende de três estágios, a formulação fica:

$$\text{Min } c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + c_4x_4 + c_5x_5 + c_6x_6$$

Sujeito a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$E_1^1x_1 + A_2x_2 \geq b_2$$

$$E_1^2x_1 + E_2^1x_2 + A_3x_3 \geq b_3$$

$$E_1^3x_1 + E_2^2x_2 + E_3^1x_3 + A_4x_4 \geq b_4$$

$$E_2^3x_2 + E_3^2x_3 + E_4^1x_4 + A_5x_5 \geq b_5$$

$$E_3^3x_3 + E_4^2x_4 + E_5^1x_5 + A_6x_6 \geq b_6$$

Este problema pode ser decomposto numa sucessão de subproblemas em um único estágio. Para o estágio $t = 6$, temos:

$$w_6 = \text{Min } c_6x_6$$

Sujeito a

$$A_6x_6 \geq b_6 - E_3^3x_3 - E_4^2x_4 - E_5^1x_5$$

Considerando π_6^j o vetor de multiplicadores simplex associados às restrições e w_6^j o valor da solução ótima do problema para x_t^j , $t = 3, 4$ e 5 , podemos escrever:

$$w_6^j = \pi_6^j (b_6 - E_3^3x_3^j - E_4^2x_4^j - E_5^1x_5^j)$$

e, portanto, o corte de Benders para o estágio 5 é:

$$\alpha_5 \geq w_6^j + \pi_6^j [E_3^3(x_3^j - x_3) + E_4^2(x_4^j - x_4) + E_5^1(x_5^j - x_5)]$$

O problema de um estágio resultante para o estágio 5 fica, então:

$$w_5 = \text{Min } c_5 x_5 + \alpha_5$$

Sujeito a

$$A_5 x_5 \geq b_5 - E_2^3 x_2 - E_3^2 x_3 - E_4^1 x_4$$

$$\alpha_5 \geq w_6^j + \pi_6^j [E_3^3 (x_3^j - x_3) + E_4^2 (x_4^j - x_4) + E_5^1 (x_5^j - x_5)]$$

onde o vetor x_5 é a variável de decisão deste estágio. Podemos escrever, portanto:

$$w_5 = \text{Min } c_5 x_5 + \alpha_5$$

Sujeito a

$$A_5 x_5 \geq b_5 - E_2^3 x_2 - E_3^2 x_3 - E_4^1 x_4 \quad (\text{a})$$

$$\pi_6^j E_5^1 x_5 + \alpha_5 \geq w_6^j + \pi_6^j [E_3^3 (x_3^j - x_3) + E_4^2 (x_4^j - x_4) + E_5^1 x_5^j] \quad (\text{b})$$

Sendo π_5^j e λ_5^j os vetores de multiplicadores simplex associados às restrições (a) e (b) e w_5^j o valor da solução ótima do problema para x_t^j , $t = 2, 3$ e 4, temos:

$$w_5^j = \pi_5^j (b_5 - E_2^3 x_2^j - E_3^2 x_3^j - E_4^1 x_4^j) + \lambda_5^j (w_6^j + \pi_6^j E_5^1 x_5^j)$$

Desta forma, o corte de Benders para o estágio 4 fica:

$$\alpha_4 \geq w_5^j + \pi_5^j [E_2^3 (x_2^j - x_2) + E_3^2 (x_3^j - x_3) + E_4^1 (x_4^j - x_4)] \\ + \lambda_5^j \pi_6^j [E_3^3 (x_3^j - x_3) + E_4^2 (x_4^j - x_4)]$$

Assim, para o estágio 4, a formulação do problema é:

$$w_4 = \text{Min } c_4 x_4 + \alpha_4$$

Sujeito a

$$A_4 x_4 \geq b_4 - E_1^3 x_1 - E_2^2 x_2 - E_3^1 x_3 \quad (\text{a})$$

$$(\pi_5^j E_4^1 + \lambda_5^j \pi_6^j E_4^2) x_4 + \alpha_4 \geq w_5^j \\ + \pi_5^j [E_2^3 (x_2^j - x_2) + E_3^2 (x_3^j - x_3) + E_4^1 x_4^j] \\ + \lambda_5^j \pi_6^j [E_3^3 (x_3^j - x_3) + E_4^2 x_4^j] \quad (\text{b})$$

Sendo π_4^j e λ_4^j os vetores de multiplicadores simplex associados às restrições (a) e (b) e w_4^j o valor da solução ótima do problema para x_t^j , $t = 1, 2$ e 3, temos:

O corte de Benders para o estágio 3 fica:

$$\begin{aligned} \alpha_3 \geq w_4^j + \pi_4^j [E_1^3(x_1^j - x_1) + E_2^2(x_2^j - x_2) + E_3^1(x_3^j - x_3)] \\ + \lambda_4^j \pi_5^j [E_2^3(x_2^j - x_2) + E_3^2(x_3^j - x_3)] \\ + \lambda_4^j \lambda_5^j \pi_6^j [E_3^3(x_3^j - x_3)] \end{aligned}$$

que, como pode ser deduzido, é a formulação geral do corte para este problema em qualquer estágio. É importante observar que a atualização da função de custo futuro leva em conta os efeitos dos estados definidos em estágios anteriores ao estágio corrente, implicando em modificação na fórmula geral de atualização da função de custo futuro.

Desta forma, a formulação geral para o corte de Benders para qualquer estágio para um problema cujo estado é definido por L estágios anteriores é dada por:

$$\begin{aligned} \alpha_t \geq w_{t+1}^j + \pi_{t+1}^j \left\{ \sum_{l=1}^L [E_{t+1-l}^{ll} (x_{t+1-l}^j - x_{t+1-l})] \right\} \\ + \sum_{k=1}^{L-1} \left\{ \left(\prod_{i=1}^k \lambda_{t+1}^j \right) \pi_{t+1+k}^j \left\{ \sum_{l=1}^{L-k} [E_{t+1-l}^{l+k} (x_{t+1-l}^j - x_{t+1-l})] \right\} \right\} \quad (A.22) \end{aligned}$$

APÊNDICE B

GERADOR DE NÚMEROS ALEATÓRIOS COM FUNÇÃO

DENSIDADE DE PROBABILIDADE TRIANGULAR

B.1. INTRODUÇÃO

Este anexo apresenta a formulação matemática do gerador de números aleatórios com função densidade de probabilidade triangular. A densidade triangular é utilizada na modelagem do comportamento probabilístico das ofertas de preços dos agentes competidores na determinação da estratégia de oferta de preços ótima, como apresentado no Capítulo 6.

B.2. FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE TRIANGULAR

Uma densidade de probabilidade triangular apresenta a forma geral ilustrada na Figura B.1.

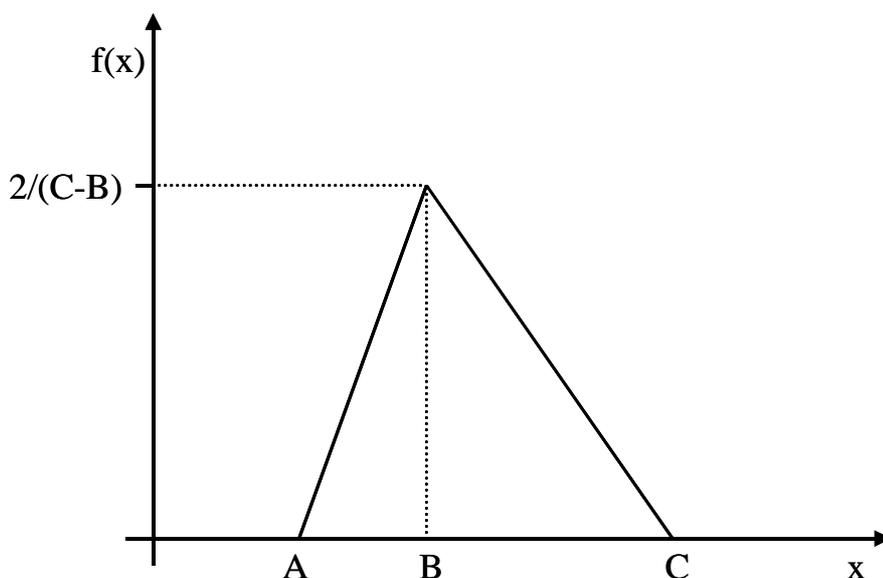


Figura B.1 - Densidade Triangular

A função densidade de probabilidade, $f(x)$, é dada pela seguinte expressão:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2}{(C-A)(B-A)}x - \frac{2A}{(C-A)(B-A)}, & \text{se } A \leq x \leq B \\ \frac{2}{(C-A)(B-C)}x - \frac{2C}{(C-A)(B-C)}, & \text{se } B < x \leq C \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

B.3. FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DE PROBABILIDADE

Por definição a função distribuição acumulada de probabilidade $F(x)$ é dada por:

$$F(x) = \begin{cases} \int_A^x \left(\frac{2}{(C-A)(B-A)} w - \frac{2A}{(C-A)(B-A)} \right) dw, & \text{se } A \leq x \leq B \\ F(B) + \int_B^x \left(\frac{2}{(C-A)(B-C)} w - \frac{2C}{(C-A)(B-C)} \right) dw, & \text{se } B < x \leq C \end{cases} \quad (\text{B.2})$$

Resolvendo as integrais da Expressão (B.2) chega-se a:

$$F(x) = \begin{cases} \frac{x^2 - 2Ax + A^2}{(C-A)(B-A)}, & \text{se } A \leq x \leq B \\ F(B) + \frac{x^2 - 2Cx - B^2 + 2BC}{(C-A)(B-C)}, & \text{se } B < x \leq C \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

onde

$$F(B) = \frac{B^2 - 2AB + A^2}{(C-A)(B-A)}$$

B.4. FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE INVERSA

A função distribuição de probabilidade inversa é obtida resolvendo-se a Expressão (B.3) para x :

$$x = \begin{cases} \frac{2A + \sqrt{(2A)^2 - 4(A^2 - F(x)(C-A)(B-A))}}{2}, & \text{se } 0 \leq F(x) \leq F(B) \\ \frac{2C - \sqrt{(2C)^2 - 4(-B^2 + 2BC - (F(x) - F(B))(C-A)(B-C))}}{2}, & \text{se } F(B) < F(x) \leq 1 \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

Utilizando um gerador de números aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo $[0,1]$ para amostrar $F(x)$ e aplicando a Expressão (B.4) obtém-se uma variável aleatória com densidade triangular.

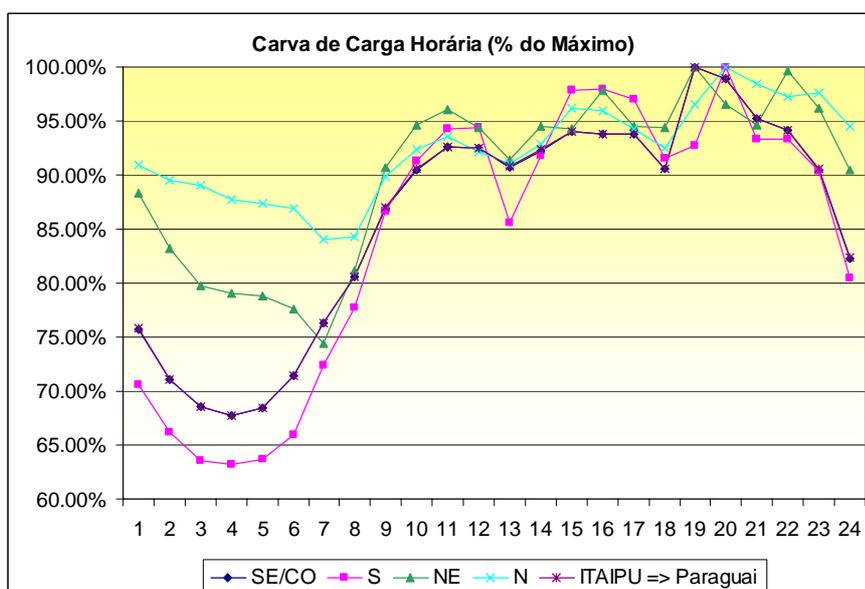
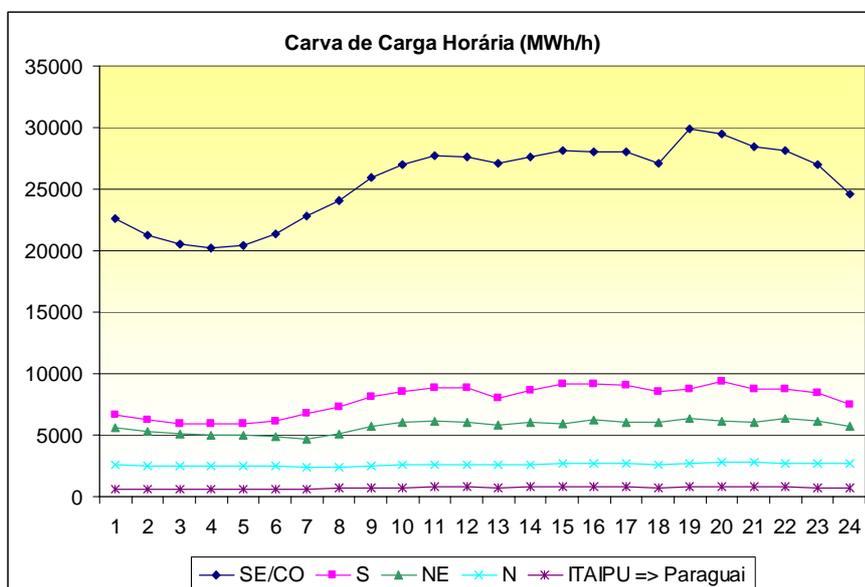
APÊNDICE C

PRINCIPAIS DADOS UTILIZADOS

C.1. INTRODUÇÃO

Este anexo apresenta os principais dados utilizados para a obtenção dos resultados apresentados nos Capítulos 7 e 8. Em todos os casos foi utilizada a configuração do sistema considerada pelo ONS no Planejamento Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002 [62].

C.2. CURVA DE CARGA



C.3. CONFIGURAÇÃO HIDRELÉTRICA

USINA	SUBSISTEMA	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
ITAIPU	ITAIPU	12600
CAMARGOS	SE/CO	46
ITUTINGA	SE/CO	52
FURNAS	SE/CO	1312
M.MORAES	SE/CO	478
ESTREITO	SE/CO	1104
JAGUARA	SE/CO	424
IGARAPAVA	SE/CO	210
VOLTA.GRANDE	SE/CO	380
P.COLOMBIA	SE/CO	328
CACONDE	SE/CO	80
EUC.CUNHA	SE/CO	108
A.S.OLIVEIRA	SE/CO	32
MARIMBONDO	SE/CO	1488
A.VERMELHA	SE/CO	1396
EMBORCACAO	SE/CO	1192
NOVA.PONTE	SE/CO	510
MIRANDA	SE/CO	408
CORUMBAI	SE/CO	375
ITUMBIARA	SE/CO	2280
C.DOURADA	SE/CO	658
SAO.SIMAO	SE/CO	1710
B.BONITA	SE/CO	140
A.S.LIMA	SE/CO	144
IBITINGA	SE/CO	131
PROMISSAO	SE/CO	264
NAVANHANDEVA	SE/CO	347
I.SOLT.EQV.	SE/CO	4251
JUPIA	SE/CO	1551
P.PRIMAVERA	SE/CO	1320
A.A.LAYDNER	SE/CO	97
CHAVANTES	SE/CO	414
L.N.GARCEZ	SE/CO	72
CANOASII	SE/CO	72
CANOASI	SE/CO	82
CAPIVARA	SE/CO	640
TAQUARUCU	SE/CO	554
ROSANA	SE/CO	372
H.BORDEN	SE/CO	888
JAGUARI	SE/CO	27
PARAIBUNA	SE/CO	85
SANTA.BRANCA	SE/CO	58
FUNIL	SE/CO	222
SOBRAGI	SE/CO	60
I.DOS.POMBOS	SE/CO	182
N.PECANHA	SE/CO	380
FONTES	SE/CO	132
P.PASSOS	SE/CO	100

SALTO.GRANDE	SE/CO	102
P.ESTRELA	SE/CO	112
MASCARENHAS	SE/CO	131
TRES.MARIAS	SE/CO	396
GUILMAN	SE/CO	140
SA.CARVALHO	SE/CO	78
ROSAL	SE/CO	55
SERRA.MESA	SE/CO	1275
LAJEADO	SE/CO	361
MANSO	SE/CO	210
SANTA.CLARA	SE/CO	20
FOZ.DO.AREIA	S	1676
SEGREDO	S	1260
SLT.SANTIAGO	S	1420
SALTO.OSORIO	S	1078
SALTO.CAXIAS	S	1240
PASSO.FUNDO	S	226
MACHADINHO	S	380
ITA	S	1450
PASSO.REAL	S	158
JACUI	S	180
ITAUBA	S	500
D.FRANCISCA	S	125
G.P.SOUZA	S	260
SOBRADINHO	NE	1050
ITAPARICA	NE	1500
COMP.PAF-MOX	NE	4285
XINGO	NE	3000
B.ESPERANCA	NE	225
TUCURUI	N	4240
CURUA-UNA	N	30

C.4. CONFIGURAÇÃO TÉRMICA

USINA	SUBSISTEMA	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)	TIPO DE COMBUSTÍVEL
ANGRA1	SE/CO	657	8,5	NUCLEAR
IGARAPE	SE/CO	131	77,32	OLEO
ST.CRUIZ12	SE/CO	168	96,8	OLEO
ST.CRUIZ34	SE/CO	440	96,8	OLEO
PIRATINING34	SE/CO	272	119,52	OLEO
CARIOBA	SE/CO	36	134,76	OLEO
R.SILVEIRA	SE/CO	32	88,77	GÁS
CUIABA.CC	SE/CO	480	4,47	GÁS
ANGRA2	SE/CO	1309	8,5	NUCLEAR
UTE.BRASILIA	SE/CO	10	386,76	OLEO
W.ARJONA	SE/CO	120	114,57	GÁS
PIRAT.12	SE/CO	200	123,17	OLEO
ELETROBOLT	SE/CO	376	97,12	GÁS
MACAE.MERCHA	SE/CO	870	104	GAS

JUIZ.DE.FORA	SE/CO	57.4	80	GAS
P.MEDICIA	S	126	30,93	CARVÃO
P.MEDICIB	S	320	30,93	CARVÃO
J.LACERDAC	S	363	49,3	CARVÃO
J.LACERDAB	S	262	59,75	CARVÃO
J.LACERDAA1	S	100	62,5	CARVÃO
J.LACERDAA2	S	132	62,5	CARVÃO
FIGUEIRA	S	20	108,16	CARVÃO
CHARQUEADAS	S	72	64,04	CARVÃO
NUTEPA	S	24	193,72	OLEO
ALEGRETE	S	66	125,79	OLEO
S.JERONIMO	S	20	94,5	CARVÃO
URUGUAIANA	S	600	79,84	GÁS
ARGENTINAI	S	1018	36,91	GÁS
CAMACARI	NE	290	319,41	DIESEL
FAFEN	NE	64	71,26	GÁS

C.5. LIMITES DE INTERCÂMBIO

Considerando a configuração ilustrada na Figure 4.3, os limites de intercambio utilizados são apresentados na tabela abaixo:

Subsistema A	Subsistema B	Limite de Intercâmbio (MW)
Itaipu	SE/CO	6300
Itaipu	Fictício 1	6300
S	Fictício 1	2549
Fictício 1	SE/CO	5330
S	SE/CW	500
SE/CO	Fictício 2	1000
N	Fictício 2	1330
Fictício 2	NE	1330

Estes limites foram considerados para os intercâmbios em ambos os sentidos de fluxo.