

ALDENDERFER, M.S., BLASHFIELD, R.K., 1984, **Cluster Analysis**, Beverly Hills, Sage Publications.

ANDERBERG, M.R., 1973, **Cluster Analysis for Applications**, New York, Academic Press.

BELLONI, A., LIMA, A L. D. S., MACEIRA, M. E. P., SAGASTIZÁBAL, C., **Bundle Relaxation and Primal Recovery in Unit Commitment Problems. The Brazilian Case**, Annals of Operations Research, Vol. 120, pp. 21 – 44, 2003.

BENDERS, J. F., 1962., **Partitioning Procedures for Solving Mixed Variabels Programming Problems**, Numerische Mathematik, v. 4, pp. 238-252.

BIRGE, J. R., 1985, **Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs**. Operational Resource, vol 33, no. 5, pp. 989-1007.

BRADLEY, J., 1968, **Distribution Free Statistical Tests**, Prentice Hall Inc.

BOUROCHE, J.M., SAPORTA, G., 1980, **Análises de Dados**, Rio de Janeiro, Zahar Editores.

BOX, G.E.P., JENKINS, G.M., 1976, **Time Series Analysis – Forecasting and Control**, San Francisco, Holden – Day.

BUSSAB, W.O., MIAZAKI, E.S., ANDRADE, D.F., 1990, **Introdução à Análise de Agrupamentos**, 9º Simpósio Nacional de Probabilidade e Estatística, São Paulo, Associação Brasileira de Estatística.

CHARBENEAU, R.J., 1978, **Comparison of the Two- and Three-Parameter Log Normal Distributions Used in Streamflow Synthesis**, Water Resources Research, v. 14, n. 1 (feb), pp. 149-150.

CHEN, Z. L.; POWELL, W. B., 1999, **Convergent cutting-plane and partial-sampling algorithm for multistage stochastic linear programs with recourse**. Journal of Optimization Theory and Applications, vol 102, no. 3, pp. 497-524.

COSTA, F.S.; DAMÁZIO, J.M.; MACEIRA, M.E.P.; SOUZA, M.D.S.; GUILHON, L.G. e SILVA, S.B., 2003, **Modelagem Estocástica de Previsão de Vazões Mensais: PREVIVAZM**. 15º Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Curitiba, Associação Brasileira de Recursos Hídricos.

COSTA, J. P., PRADO, S., BINATO, S., 1999, Modelo DECOMP – **Manual de Metodologia**, In: Relatório Técnico CEPEL no. DPP/PEL – 639/99.

COSTA, J.P., 2007, **Árvore reduzida de cenários para o planejamento da operação de médio prazo**, Tese de Doutorado, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

DONOHUE, C. J.; BIRGE, J. R., 2006, **The abridged nested decomposition method for multistage stochastic linear programs with relatively complete recourse**. Algorithmic Oper. Res., vol 1, no. 1, pp. 20-30.

DUPACOVA, J., GROW-KUSKA, N., ROMISCH, W., **Scenario Reduction in Stochastic Programming: An Approach Using Probability Metrics**, Web site: <http://citeseer.nj.nec.com>, acessado em 12/09/01.

DUPACOVA, J., CONSIGLI, G., WALLACE, S.W., 2000, **Scenarios for Multistage Stochastic Programs**, Annals of Operations Research 100, pp 25-53.

DURAN, B.S., ODELL, P.L., 1974, **Cluster Analysis – A Survey**, Berlin, Springer-Verlag.

FARREL, J.L., 1997, **Portfolio Management Theory & Application**, 2ed. Orlando, Mc Graw Hill.

FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F., 1990, **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, Editora da Universidade Federal Fluminense.

FROTA, A. E. F. 2003, **Avaliação de Opções Americanas Tradicionais e Complexas**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil

GEOFFRION, A., 1972, **Generalized Benders decomposition**, Journal of Optimization Theory and Applications, vol. 10, n. 4, pp. 237-260.

GROWE-KUSKA, N., HEISTSCH, H. ROMISCH, W. 2003, **Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems**. In IEEE Bologna Power Tech Proceedings, vol 3, 7pp

HAIR Jr., J.F., ANDERSON, R.E., TATHAN, R.L., BLACK, W.C., 1998, **Multivariate Data Analysis**, New Jersey, Prentice Hall.

HARVEY, A.C., 1981, **Time Series Models**, London, P Allan.

HARTIGAN, J.A., 1975, **Clustering Algorithms**, New York, John Wiley & Sons.

HARTIGAN, J., WONG, M, 1979, **A K-Means Clustering Algorithm**, Applied Statistics, vol.28, no. 1, pp. 100-108.

HEITSH, H., ROMISH, W., 2001, **Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming** In: Proceedings of Humboldt – University Berlin, Institute of Mathematics, 10099 Berlin, Germany.

HINDSBERGER, M.; PHILPOTT, A. B., 2001, **Resa: A method for solving multistage stochastic linear programs**. In: Stochastic Programming '01, Berlin, Germany

IMAN, R.L., CONOVER, W.J., 1982, **A Distribution-free Approach to Inducing Rank Correlation among Input Variables**, Communications in Statistics B 11(3): 311-334.

JARDIM, D.L.D., 2002, **Modelo de geração de séries sintéticas de vazões utilizando técnicas de agregação**, Dissertação de Mestrado, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil

JIRUTITIJAROEN, P., SINGH, C., 2008, **Comparison of Simulation Methods for Power System Reliability Indexes and Their Distributions**, IEEE Transactions on Power Systems, vol 23, no. 2, pp. 486-493.

JOHNSON, R.A., WICHERN, D.W., 1998, **Applied Multivariate Statistical Analysis**, 4 ed. New Jersey, Prentice Hall.

KELMAN, J., PEREIRA, M.V.F., 1977, **Crítérios de Avaliação para Modelos de Séries Hidrológicas**. In: Proceedings of IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Set.

KELMAN, J., OLIVEIRA, G.C., MACEIRA, M.E.P., 1992, **Modelo de Séries Hidrológicas – Manual de Metodologia**. In: Relatório Técnico nº 242-92, CEPEL, Rio de Janeiro.

LATORRE, J.M., CERISOLA, S., RAMOS, A., 2007, **Clustering Algorithms for Scenario Tree Generation: Application to Natural Hydro Inflow**, European Journal of Operational Research 181 pp. 1339-1353.

LIMA, A.L.D.S., 2007, **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/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

MARCATO, A.L.M., 2002, **Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação a médio prazo de sistemas de potencia de grande porte**, Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Brasil.

MACEIRA, M.E.P., 1989, **Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

MACEIRA, M.E.P., 1993, **Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Autorregressivos Periódicos**, Relatório Técnico CEPEL 237-1993.

MACEIRA, M.E.P., CUNHA, S.H.F., 1995, **Simulating the Energy Generation of Interconnect Hydro-Thermal Systems – SUISHI Model**. In: Proceedings of XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Balneário de Camboriú, Brasil, Oct.

MACEIRA, M.E.P., BEZERRA, C.V., 1997, **Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems** In: Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 305-310, Vancouver, Canada, Sep.

MACEIRA, M.E.P., BEZERRA, C.V., GORENSTIN, B.G., CUNHA, S.H.F., SUANNO, C., SACRAMENTO, M.C., KLINGERMAN, A.S., 1998, **Aplicação do Modelo na Avaliação Energética da Interligação dos Sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste Brasileiros** In: Proceedings of VI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Salvador, May.

MACEIRA, M.E.P., COSTA, A.P.C., MARCATO, A.L.M., 1999, **Newave Especificação Funcional**, In: Relatório Técnico DPP/PEL 349/99, CEPEL, Rio de Janeiro.

MACEIRA, M.E.P., JARDIM, D.L.D.D., 2000, **Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – GEVAZP – Manual de Referência**, In: Relatório Técnico DPP/PEL 83/2000, CEPEL, Rio de Janeiro.

MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., DAMÁZIO, J. M., MELO, A. C. G., 2002, **Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price In the Brazilian System**, In: Proceedings of 14th PSCC, Sevilla, Espanha.

MACEIRA, M. E. P.; DUARTE, V. S.; PENNA, D.D.J.; MORAES, L.A. M.; MELO, A.C.G., **Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil description of the NEWAVE**. In: Power Systems Computation Conference, 2008, Glasgow.

McKAY, M.D., BECKMAN, R.J., CONOVER, W.J., 1979, **A Comparision of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output form a Computer Code**, Technometrics 21(2): 239-245.

MOOD, A.M., GRAYBILL, F.A., BOES, D.C., 1974, **Introduction to the Theory of Statistics**, McGraw-Hill Book Company, Third Edition.

MOROKOFF, W.J., CAFLISCH, R.E., 1995, **Quase-Monte Carlo Integration**, Journal of Computation Physics, 122: 218-230.

NOONAN, F., GIGLIO, R.J., 1977, **Planning electrical power generation: a non-linear mixed integer model employing Bender's decomposition**, Management Science, vol. 23, no. 9, pp. 946-956.

OLIVEIRA G, 1992, **Otimização da operação energética de sistemas hidroelétricos com representação individualizada das usinas e afluentes determinísticas**. Tese de Mestrado, FEE, Unicamp, FAPESP

OLIVEIRA, W.L., 2007, **Redução ótima de cenários em programação estocástica. Aplicação às vazões afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos**, Dissertação de Mestrado, IMPA, Rio de Janeiro, Brasil.

OLIVEIRA.W.L., SAGASTIZABAL, C., PENNA, D.D.J., MACEIRA. M.E.P., DAMAZIO, J.M., 2008, **Optimal Scenario Tree Reduction for Stochastic Streamflows in Power Generation Planning Problems**, In Optimization Methods and Software – Special issue – Engopt 2008.

PENNA, D.D.J.; MACEIRA, M.E.P.; DUARTE, V.S.; FRANCISCO, R.N.; 2006, **Aperfeiçoamento da Política de Operação no Planejamento do Sistema Interligado Brasileiro Contemplando Sistemas de Pequeno Porte**, X

Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, Brasil.

PEREIRA, M. V. F., 1989 **Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems**. Electrical Power & Energy Systems, vol 11, no. 3, pp. 161-169.

PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G., 1991, **Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**. Mathematical Programming, v. 52, n. 3 (may), pp. 359-375.

PHILPOTT, A. B.; GUAN, Z., 2007, **On the convergence of sampling-based methods for multi-stage stochastic linear programs**. Electric Power Optimization Centre, EPOC publications.

RIPPL W., 1883, **Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply**. In: Proceedings of Institution of Civil Engineers v. 71.

ROSENTHAL R. E, 1981, **A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system**, Operations Research, v29, n4, pp763-786.

ROTTING, T.A., GJELSVIK, A., 1992, **Stochastic dual dynamic programming for seasonal scheduling in the Norwegian power system**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 1, pp. 273-279.

SALIBY,E.,1997, **Descriptive Sampling: An Improvement Over Latin Hypercube Sampling**, In: Proceedings of the 1997 Winter Simulation Conference, pp. 230-233.

SALIBY,E., PACHECO, F., 2002, **An Empirical Evaluation of Sampling Methods in Risk Analysis Simulation: Quasi-Monte Carlo, Descriptive Sampling, and Latin Hypercube Sampling**, In: Proceedings of the 2002 Winter Simulation Conference, pp. 1606-1610.

SALLABERRY, C.J, HELTON, J.C., HORA, S.C, 2008, **Extensión of Latin Hypercube Samples with Correlated Variables**. Reliability Engineering & System Safety, vol 93, no.7, pp. 1047-1059.

SILVA, E.L., 2001, **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**, Editora Sagra Luzzatto.

STEIN, M., 1987, **Large Sample Properties of Simulations Using Latin Hypercube Sampling**, Technometrics 29(2): 143-151.

STEINBACH, M., KARYPIS, G., KUMAR, V., 2000, **A Comparison of Document Clustering Techniques**. In: Technical Report # 00-034, Department of Computer Science and Engineering, University of Minnesota, Minnesota.

STEPHENS, M.A. 1974, **EDF Statistics for Goodness of Fit and Some Comparisons**, Journal of the American Statistical Association, v.69, n.347 (Sep), pp. 730-737.

SUANNO, C.M., MACEIRA, M.E.P., COSTA, J.P. da, 1995, **Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica**, In: Relatório Técnico CEPEL no. DPP/PEN – 153/95.

SUANNO, C.M., 1995, **Operação Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Produtividade Variável**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

TERRY, L. A., 1980, **Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral**, In: Relatório Técnico CEPEL no. DPP/PEN – 1705/80.

TONG, C., 2006, **Refinement Strategies for Stratified Sampling Methods**, Reliability Engineering & System Safety 91: 1257-1265

VALENTIN, J.L., 2000, **Ecologia Numérica, Uma Introdução à Análise Multivariada de Dados Ecológicos**, Rio de Janeiro, Ed. Interciência.

VAN SLYKE, R., WETS, R. J. B., 1969, **L-shaped linear programs with applications to optimal control and stochastic linear programs**. SIAM Journal on Applied Mathematics, 17, pp.638-663.

VELASQUEZ, R.M.G., PESSANHA, J.F.M., JARDIM, D.L.D.D., MELO, S.L., MELO, A.C.G., 2001, **Técnicas de Classificação para Caracterização da Curva de Carga de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica – Um Estudo Comparativo** In: Proceedings of the V Congresso Brasileiro de Redes Neurais, pp. 133-138, Rio de Janeiro, Apr.

XAVIER, N.R., LIMA, L., DINIZ, A.L. ; COSTA, F.S., MACEIRA, M. E. P. . **Aprimoramento da Modelagem da Função de Produção Energética das Usinas Hidroelétricas do Modelo Decomp: Metodologia e Resultados**. In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba. Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro : CIGRÉ, 2005.

YEH, W. W-G., BECKER, I., HUA, S-Q. et al, 1992, **Optimization of real-time hydrothermal system operation**, **Journal of Water Resources Palnning ana Management**, v. 118, n.6, pp 636-653

YEVJEVICH, V, 1972., **Probability and Statistics in Hydrology**, Fort Collins, Water Resources Publications.

YU, H., CHUNG, C.Y, WONG, K.P., LEE, H.W., ZHANG, J.H., 2009, **Probabilistic Load Flow Evaluation With Hybrid Latin Hypercube Sampling and Cholesky Decomposition**, IEEE Transations on Power Systems, vol 24, no. 2, pp. 661-667.

WISS, G.D., JORGENSEN, K.H., 1998. **A User's Guide to LHS: Sandia's Latin Hypercube Sampling Software**, Sandia National Laboratories.

ZIKMUND, W.G., 1999, **Exploring Marketing Research**, 6 ed. Singapore, Dryden Press.

Apêndice A

Modelo Newave

A.1.

Introdução

No planejamento da operação de médio e longo prazo, o horizonte de 5 a 10 anos com desagregação mensal permite estudar o efeito da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios do sistema brasileiro, assim como o impacto de períodos hidrológicos desfavoráveis de longa duração, como o observado no registro histórico de novembro de 1951 a julho de 1956. Adicionalmente, é importante considerar todas as possíveis evoluções das afluições às usinas hidrelétricas ao longo deste horizonte, bem como, a ocorrência conjunta e a sua distribuição entre as diferentes bacias hidrográficas que compõem o sistema interligado brasileiro.

A política de operação para sistemas hidrotérmicos com predominância da geração hidroelétrica vem sendo calculada através de modelos baseados em programação dinâmica estocástica (PDE) e programação dinâmica dual estocástica (PDDE). Em geral, para qualquer modelo baseado em programação dinâmica, as variáveis que irão representar o estado do sistema devem afetar o custo futuro de operação. Para representar sistemas hidrotérmicos são necessários, ao menos, as seguintes variáveis: nível de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica do sistema, como por exemplo, as vazões afluentes às usinas hidrelétricas no período anterior. Isto significa que a estratégia de operação do sistema deve ser calculada para todas as possíveis combinações entre níveis de armazenamento dos reservatórios e tendência hidrológica. Por exemplo, suponha que o volume armazenado em cada reservatório seja representado por 20 valores discretos e a tendência hidrológica seja representada por apenas uma variável, discretizada também em 20 valores. Se o sistema possui $n=4$ reservatórios, existem $20^{2n}=20^8$ combinações possíveis entre os estados de armazenamento inicial dos reservatórios e tendência hidrológica.

Uma solução para reduzir este crescimento exponencial do número de combinações é usar uma representação agregada do conjunto de reservatórios

que compõe o sistema. Essa representação é dada por um único reservatório e é conhecida como representação por reservatório equivalente. A energia que pode ser produzida com o volume total de água armazenada no sistema depende da forma como está distribuída esta água. Sendo assim, convém representar o estado de armazenamento agregado do sistema, ou seja, o armazenamento do reservatório equivalente, através da energia que pode ser produzida pelo deplecionamento total do sistema de reservatórios, dado o armazenamento de água inicial.

Empregando-se um procedimento similar pode-se obter a energia correspondente às afluições às usinas hidrelétricas. Para tanto, obtém-se a representação do sistema hidrelétrico - dado por um reservatório equivalente de energia - que a cada intervalo de tempo sofre um deplecionamento correspondente à energia total gerada pelo sistema hidroelétrico e um reenchimento, dado pela energia correspondente às afluições no mesmo intervalo de tempo.

Atualmente no âmbito do planejamento da operação, o SIN é subdividido em quatro regiões denominadas: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Além dos vínculos hidráulicos, os subsistemas são interligados eletricamente através de grandes troncos de interligação, constituindo desta forma um sistema interligado.

O modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo do sistema elétrico brasileiro é o modelo NEWAVE que será descrito a seguir.

A.2.

Modelo Newave

No modelo NEWAVE, o problema de planejamento da operação energética de médio prazo é representado por um problema de programação linear multiestágio, cujo objetivo é a minimização do custo total de operação (custo de combustível das unidades térmicas mais a penalidade de atendimento à demanda) ao longo do horizonte de planejamento. O modelo é baseado na técnica de PDDE e considerando uma representação agregada do parque hidrelétrico, o modelo NEWAVE pode considerar vários subsistemas interligados, permite a representação estática ou dinâmica da configuração do sistema, discretização da carga própria em até três patamares (por exemplo, pesada, média e leve), representação dos cortes no suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias afluentes, obtidos através de um modelo autorregressivo

periódico de ordem p , $PAR(p)$ (Maceira & Bezerra, 1997), que modela a afluência de um mês como sendo função das afluências dos p meses anteriores. Através do uso do $PAR(p)$, secas de longa persistência são capazes de serem reproduzidas.

Basicamente, o NEWAVE é composto pelos seguintes módulos:

- Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes – Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento e perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água.
- Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
- Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica – Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos.
- Módulo de simulação da operação – Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais de operação, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

O relacionamento entre os módulos utilizados é apresentado na Figura 176.

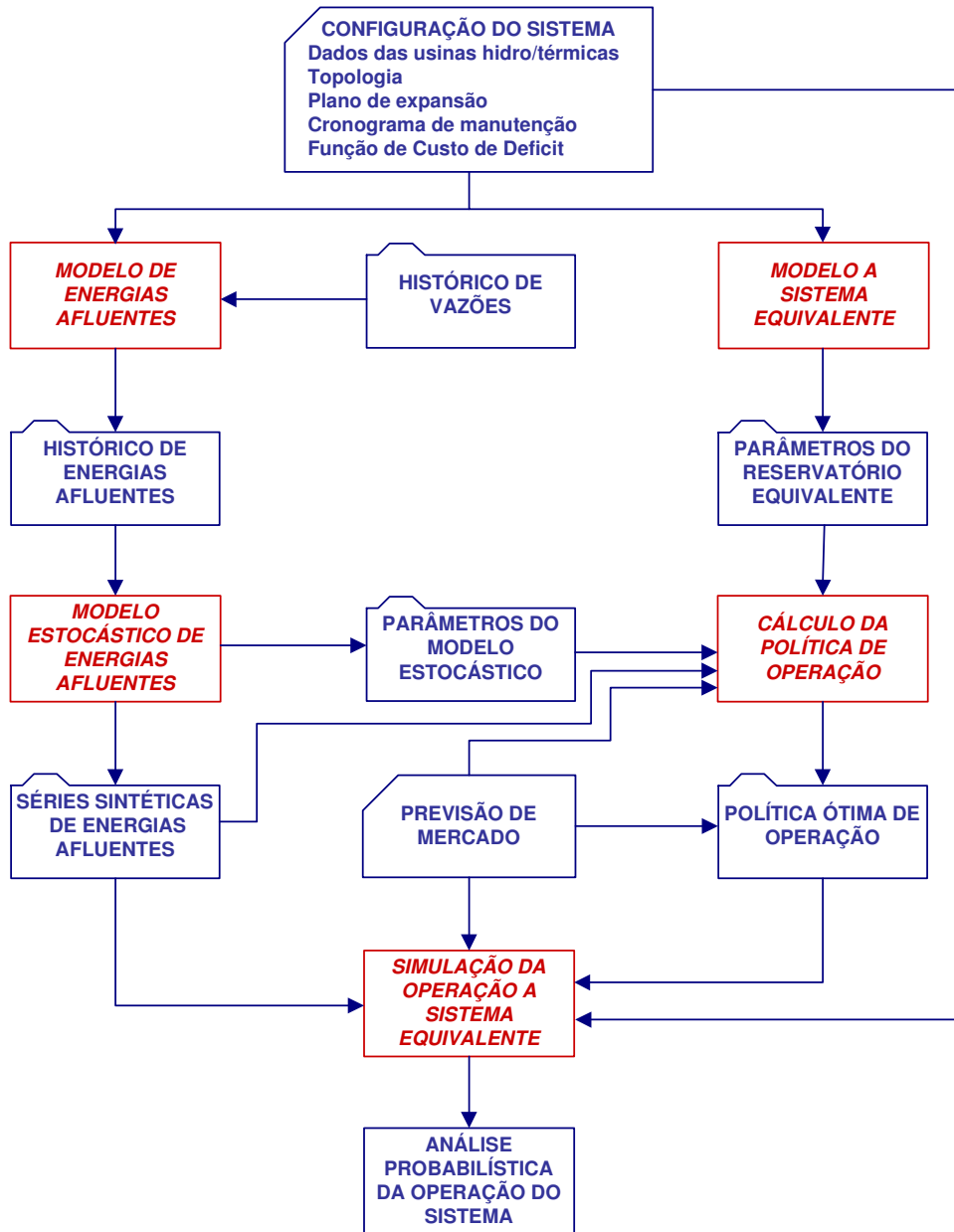


Figura 176: Esquema de relacionamento entre os módulos do programa NEWAVE

A.2.1. Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente

Mesmo com a utilização da PDDE, a estratégia ótima de operação deve ser calculada para diversos cenários hidrológicos. A dimensão do espaço de estados é dado pelo número de reservatórios somado à ordem máxima do modelo PAR(p). No caso do sistema elétrico brasileiro, com mais de 50 reservatórios, faz-se necessário reduzir o número de variáveis de estado através da agregação dos diversos reservatórios de uma mesma região em um

reservatório equivalente de energia, cujos principais parâmetros são descritos a seguir (Terry, 1980):

a) Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima, \overline{EARMf} , representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema e é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. Adota-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume. Sendo assim, a energia armazenada entre dois estados de armazenamento do sistema é definida como sendo a energia gerada ao se deplecionar paralelamente os reservatórios entre os estados inicial e final, sem considerar novas afluências.

b) Energia Controlável

A energia controlável, EC, pode ser obtida a cada mês, a partir da soma da vazão natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório exclusive ou, alternativamente, pode também ser obtida pela soma das vazões incrementais a cada reservatório valorizadas pela produtibilidade equivalente em todas as usinas a jusante do mesmo.

c) Energia a Fio D'Água

A energia a fio d'água, EFIO, corresponde às vazões incrementais às usinas a fio d'água e conseqüentemente não são passíveis de armazenamento. A determinação da vazão incremental é feita em cada usina a partir da afluência natural, da qual são descontadas as vazões naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas.

d) Separação da Energia Controlável da Energia Natural Afluente

As séries sintéticas geradas correspondem ao valor total de energia afluente, isto é, energia controlável mais energia fio d'água bruta, EFIOB. Para obter-se a energia controlável a partir da energia afluente total é necessário ter-se calculado previamente, a partir do histórico, a participação média da energia controlável na energia afluente total.

e) Correção da Energia Controlável

A energia controlável é calculada supondo que os reservatórios do sistema em estudo estejam com seus níveis de armazenamento correspondentes às alturas equivalentes, H_{eq} . Tendo em vista que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento se modificam, o valor da energia controlável inicialmente calculado deve ser corrigido em função dessas variações, uma vez que estas implicam em mudanças no valor do coeficiente de produção utilizado (Suanno et al, 1995), e conseqüentemente, no valor da disponibilidade total de energia controlável ao sistema. Essas variações de altura de queda podem ser traduzidas através de um fator de correção, FC (Suanno, 1995).

f) Energia de Vazão Mínima

A energia de vazão mínima, EVMIN, independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração do sistema. Seu valor máximo é calculado multiplicando-se a descarga mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtibilidade associada à altura equivalente, e as de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

g) Energia Evaporada

O valor máximo da energia evaporada, EVAP, é calculado multiplicando-se o coeficiente de evaporação de cada reservatório pela área correspondente à altura equivalente e pelo produto da produtibilidade, associado também à altura equivalente, de todas as usinas existentes (com reservatório e fio d'água) entre o reservatório e a última usina da cascata.

h) Geração Hidráulica Máxima

A capacidade de geração hidráulica deve levar em conta que, durante a simulação da operação, os níveis de armazenamento se modificam, e, conseqüentemente, implicam em mudanças no valor da disponibilidade de geração hidráulica do sistema. A geração hidráulica máxima, \overline{GH} , independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração e do nível de armazenamento.

Assim, para cada mês do horizonte de estudo, são calculados três valores de geração hidráulica máxima, correspondentes à queda líquida considerando o reservatório no volume mínimo, no volume correspondente a 65% do volume útil

e no volume máximo. A partir destes três pontos, ajusta-se uma parábola de segundo grau, a partir da qual se obtém a geração hidráulica máxima em função da energia armazenada no mês.

A.2.2. Módulo de Cálculo da Política de Operação

O planejamento da operação visa calcular estratégias de operação para as usinas hidrelétricas e termelétricas de forma a minimizar o custo de operação no horizonte de planejamento.

Assim, o problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico consiste em determinar uma estratégia de operação que, a cada estágio do período de planejamento, conhecido o estado do sistema no início do estágio, forneça as metas de geração de cada unidade geradora e intercâmbio de energia entre elas. Desta forma, para cada estágio, deseja-se minimizar o custo presente mais o custo futuro de operação. O primeiro é representado pelos custos dos combustíveis das usinas termelétricas mais o custo associado à interrupção do fornecimento de energia. O segundo representa o impacto futuro de uma decisão presente, ou seja, o custo de operação desde o estágio seguinte até o final do horizonte de estudo.

O estado do sistema é composto por variáveis que podem influir no resultado da operação. No caso do planejamento energético, o nível de armazenamento no início do estágio e as energias afluentes aos estágios anteriores são as variáveis componentes do estado.

O problema de operação hidrotérmica pode ser resolvido por Programação Dinâmica Estocástica, PDE. Contudo, para aplicações envolvendo múltiplos reservatórios, tem-se recorrido à Programação Dinâmica Dual Estocástica, PDDE, apresentada na próxima seção.

A.2.2.1. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Hidrotérmica

Com o objetivo principal de evitar a explosão combinatória decorrente de um algoritmo baseado em Programação Dinâmica Estocástica, a PDDE se apresenta como uma alternativa viável para resolver o problema, com um esforço computacional moderado. Na PDDE, a função de custo futuro é

construída analiticamente através do ‘Princípio de Decomposição de Benders’ (Benders, 1962).

Para demonstrar o processo de construção da função de custo futuro, inicialmente apresenta-se uma versão determinística da PDDE, aqui denominada de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD). Em seguida é feita a extensão para o caso estocástico (Pereira & Pinto, 1991 e Silva, 2001).

A.2.2.1.1. Programação Dinâmica Dual Determinística

Considere o seguinte problema de programação linear de dois estágios:

$$\text{Min } (f) = c_1 x_1 + c_2 x_2 \quad (\text{A.1})$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} A_1 x_1 &\geq b_1 \\ E_1 x_1 + A_2 x_2 &\geq b_2 \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

O problema apresentado em (A.1) e (A.2) pode ser interpretado como um processo de tomada de decisão sequencial de dois estágios:

- 1º estágio: escolhe-se uma decisão viável, x_1^* , tal que $A_1 x_1^* \geq b_1$;
- 2º estágio: com x_1^* fixado, resolve-se o problema de otimização do 2o estágio, dado por (A.3) e (A.4).]

$$\text{Min } c_2 x_2 \quad (\text{A.3})$$

sujeito a:

$$A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1^* \quad (\text{A.4})$$

Como x_1^* é conhecido, passa para o lado direito do conjunto de restrições do problema do 2o estágio.

Os vetores x_1^* e x_2^* , do primeiro e do segundo estágio, respectivamente, são compostos pelas variáveis hidráulicas e térmicas: volumes armazenados ao final do período, volumes turbinados e vertidos, e níveis de geração térmica. Os custos do primeiro estágio são representados por $c_1 x_1$ e as restrições de operação do sistema (balanço hídrico, limites superior e inferior de volumes) são representadas por $A_1 x_1 \geq b_1$. Analogamente, $c_2 x_2$ representa o custo de operação do segundo estágio e $A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1^*$, as respectivas restrições

operativas. O objetivo do problema consiste em minimizar o custo total de operação composto por $c_1x_1 + c_2x_2$.

Desta forma, o problema de decisões seqüenciais (A.1) e (A.2) pode ser resolvido por Programação Dinâmica. As expressões recursivas ficam:

2º estágio:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_1) &= \min c_2x_2 \\ \text{s.a.} \\ A_2x_2 &\geq b_2 - E_1x_1 \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

1º estágio:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_0) &= \min c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \\ \text{s.a.} \\ A_1x_1 &\geq b_1 \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

O valor de x_0 pode ser interpretado como um estado inicial do sistema. A função $\alpha_2(x_1)$ fornece informações sobre as conseqüências nos estágios futuros da decisão x_1 . Caso esta função esteja disponível, o problema dado por (A.1) pode ser resolvido sem a representação explícita das restrições do 2º estágio.

De um modo geral, entretanto, a função de custo futuro, generalizada para qualquer estágio t , $\alpha_{t+1}(x_t)$, não é conhecida. Na recursão usual da Programação Dinâmica esta função é calculada para valores discretos de x_t . A Figura 177 ilustra o cálculo para $\alpha_2(x_1)$. O eixo horizontal x_1 , é discretizado em N pontos $(x_1^j, j = 1, \dots, N)$ e $\alpha_2(x_1)$, sendo caracterizada pelo conjunto $\{\alpha_2(x_1^j), j = 1, \dots, N\}$.

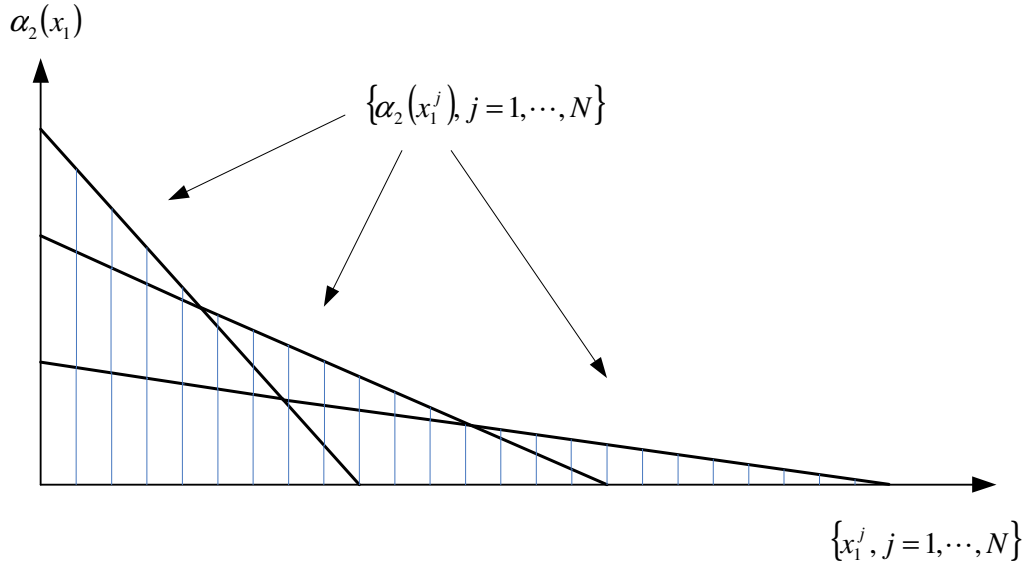


Figura 177: Cálculo da Função de Custo Futuro através da Programação Dinâmica

O princípio de ‘Decomposição de Benders’ é uma técnica que permite construir, iterativamente, aproximações para a função $\alpha_2(x_1)$ do problema dado pela por (A.5), baseada na solução do problema do primeiro estágio (A.6).

Considerando que há um problema dual associado a qualquer problema de Programação Linear, tem-se que o dual do problema (A.5) pode ser representado por:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_1) &= \text{Max } \pi_2(b_2 - E_1x_1) \\ \text{s.a.} \\ A_2\pi_2 &\leq c_2 \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

onde π_2 é o vetor com as variáveis duais associadas ao problema do 2o estágio.

Assim, através da análise dual do problema do segundo estágio, dada pelo conjunto de equações (A.7), a restrição transferida ao problema do 1o estágio pode ser escrita da forma:

$$\alpha_2(x_1) + \pi_2^* E_1 x_1 \geq \omega_2^* + \pi_2^* E_1 x_1^* \quad (\text{A.8})$$

A vantagem deste processo é que não há necessidade da discretização do espaço de estados. A cada iteração, uma nova aproximação da função de custo futuro é gerada em torno do ponto obtido a partir da solução do problema do 1º estágio, x_1^* .

Quanto a escolha dos pontos x_1^* , tem-se um processo baseado em iterações que consistem na seleção de uma série de recursões diretas, denominada *forward*, e inversas, *backward*, para todo o período de estudo.

A Programação Dinâmica Dual é facilmente aplicada à problemas multi-estágios. Considerando que um problema possua T estágios, e sendo k o contador de iterações, inicialmente resolve-se uma seqüência de problemas, percorrendo desde o estágio 1 até o estágio $T-1$. De cada problema, obtém-se o valor ótimo das variáveis, x_t^{*k} , e o custo imediato associado a cada estágio, $c_t x_t^{*k}$. Esta etapa do algoritmo é denominada de processo *forward*.

Ao chegar ao último estágio, começa-se a recursão inversa, denominada processo *backward*, do estágio T até o 2º estágio. Para cada estágio t , obtêm-se os valores de ω_t^{*k} e π_t^{*k} , que em conjunção com o vetor x_{t-1}^{*k} , calculados no processo *forward*, monta-se a seguinte restrição, generalizada para qualquer estágio t :

$$\alpha_t(x_{t-1}) + \pi_t^{*k} E_{t-1} x_{t-1} \geq \omega_t^{*k} + \pi_t^{*k} E_{t-1} x_{t-1}^{*k} \quad (\text{A.9})$$

Essa restrição (Cortes de Benders) é então passada para o estágio anterior.

O processo iterativo termina quando, a cada estágio t , o custo previsto no estágio $t-1$ para o estágio t , iguala-se ao custo efetivo do estágio t , ω_t^{*k} . Com isso, tem-se que o custo total do 1º estágio, ω_1^* , iguala-se ao valor da soma composta por $c_1 x_1^* + c_2 x_2^* + \dots + c_T x_T^*$. Ou seja, a soma dos custos efetivos de todos os estágios em uma iteração define o limite superior do problema, sendo que o limite inferior é obtido no 1º estágio, ω_1^* . Desta forma, o problema converge quando a diferença entre o limite inferior e o superior é menor do que uma tolerância especificada.

A.2.2.1.2 Programação Dinâmica Dual Estocástica

A extensão do algoritmo de Programação Dinâmica Dual para problemas estocásticos com multi-estágios segue o mesmo princípio descrito anteriormente, onde $\alpha_{t+1}(x_t)$ é agora expresso como o valor esperado das derivadas dos

custos futuros da decisão x_t tomada sobre todos os m possíveis cenários dos estágios subsequentes. Assim, a nova expressão para o Corte de Benders relativo ao caso estocástico, em um estágio t qualquer, fica da seguinte forma:

$$\overline{\alpha}_t(x_{t-1}) + \overline{\pi}_t^* E_{t-1} x_{t-1} \geq \overline{\omega}_t^* + \overline{\pi}_t^* E_{t-1} x_{t-1}^* \quad , \quad (\text{A.10})$$

onde

$\overline{\alpha}_t(x_{t-1})$: é o valor esperado das aproximações da função de custo futuro relacionadas com os m cenários;

$\overline{\omega}_t^*$: é o valor esperado dos custos de operação para todos os m cenários utilizados;

$\overline{\pi}_t^*$: é o valor esperado dos multiplicadores simplex pra todos os m cenários utilizados.

A cada iteração é possível obter um limite superior para o valor esperado do custo futuro dado por (A.11):

$$\overline{z} = E \left\{ \sum_{i=1}^T c_i x_i \right\} \quad , \quad (\text{A.11})$$

e um limite inferior, dado pelo custo esperado total aproximado do 1º estágio $\alpha_1(x_0)$.

A.2.2.2 Despacho de Operação Hidrotérmica em Sistemas Equivalentes de Energia

O problema de minimização de um estágio que descreve o cálculo da política ótima de operação hidrotérmica em sistemas equivalentes de energia é dado por :

- Função Objetivo:

$$z_t = \min \left[\sum_{NSIS} \sum_{NPMC} \left[\sum_{TCLISIS} \psi_T g_T + \sum_{NPDF} \psi_D def \right] + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right] \quad (\text{A.12})$$

sujeito a:

- Equações de Balanço Hídrico – EBH (uma equação para cada subsistema):

$$earmf_t + \sum^{NPMC} g_H + evert = EARMf_{t-1} + FC(EARMf_{t-1}) \cdot \gamma \cdot EAF_t - \\ - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1}) - EVAP(EARMf_{t-1}) - EMORTO \quad (A.13)$$

- Equações de Atendimento à Carga Própria – EAD (uma equação para cada subsistema e para cada patamar):

$$g_H + \sum^{TCLISIS} g_T + \sum^{NPDP} def + \sum i_{recebido} - \sum i_{exportado} - exc = \\ [DEMLIQ - (1 - \gamma)EAF_t - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1})]FPENG \quad (A.14)$$

- Restrições que representam a Função de Custo Futuro – ECOR (tantos quantos forem os Cortes de Benders (BENDERS, 1962):

$$\alpha_{t+1} \geq z_t + \sum_{isis=1}^{NSIS} \left(\pi_V^{isis} (earmf_t^{isis} - EARMf_t^{* isis}) + \right. \\ \left. + \pi_{A1}^{isis} (EAF_{t-1}^{isis} - EAF_{t-1}^{* isis}) + \pi_{A2}^{isis} (EAF_{t-2}^{isis} - EAF_{t-2}^{* isis}) + \right. \\ \left. + \dots + \right. \\ \left. + \pi_{Ap}^{isis} (EAF_{t-p}^{isis} - EAF_{t-p}^{* isis}) \right) \quad (A.15)$$

onde

(*) : estado da série em questão no período t.

Seja

$$W = z_t - \sum_{isis=1}^{NSIS} \left(\pi_V^{isis} EARMf_t^{* isis} + \pi_{A1}^{isis} EAF_{t-1}^{* isis} + \pi_{A2}^{isis} EAF_{t-2}^{* isis} + \dots + \pi_{Ap}^{isis} EAF_{t-p}^{* isis} \right) \quad (A.16)$$

então a equação do corte construído no período t pode ser escrita da forma:

$$\alpha_{t+1} \geq W + \sum_{isis=1}^{NSIS} \left(\pi_V^{isis} earmf_t^{isis} + \pi_{A1}^{isis} EAF_{t-1}^{isis} + \pi_{A2}^{isis} EAF_{t-2}^{isis} + \dots + \pi_{Ap}^{isis} EAF_{t-p}^{isis} \right) \quad (A.17)$$

- Restrições de Geração Hidráulica Máxima Controlável – EEH (para cada subsistema e para cada patamar):

$$g_H \leq [\overline{GH}(EARMf_{t-1}) - (1 - \gamma)EAF_t - M_{EVMIN}(EARMf_{t-1})]FPENG \quad (A.18)$$

- Equações de Nó – EFIC (para cada nó fictício, para cada patamar de carga):

$$\sum_{\forall j \neq k} i_{j,k} - \sum_{\forall j \neq k} i_{k,j} = 0 \quad (A.19)$$

- Limites:

$$0 \leq i_{i,k} \leq \overline{i_{i,k}} \quad (A.20)$$

$$0 \leq g_T \leq \overline{g_T} \quad (\text{A.21})$$

$$\underline{earmf_t} \leq earmf_t \leq \overline{earmf_t} \quad (\text{A.22})$$

Na equação (A.19), chama-se de nó fictício aquele nó que não tem carga, armazenamento ou geração.

Na função objetivo (A.12) α_{t+1} é o valor esperado do custo de operação do estágio $(t+1)$ até o final do horizonte de estudo.

A energia afluyente, EAF_t , presente em (A.13) e (A.14) é composta da energia controlável, afluyente às usinas hidrelétricas com reservatório, e da energia a fio d'água, afluyente às usinas a fio d'água.

Na equação (A.13), o fator de separação, γ , é aplicado à energia afluyente para a obtenção da energia controlável. De acordo com o modelo PAR(p), a energia afluyente de um estágio t é função de p energias afluyentes passadas, onde p é a ordem do modelo, mais uma parte aleatória:

$$EAF_t = \phi_1^t EAF_{t-1} + \phi_2^t EAF_{t-2} + \dots + \phi_p^t EAF_{t-p} + a_t \quad (\text{A.23})$$

Na parcela da energia afluyente correspondente à energia controlável está contabilizada a energia de vazão mínima, logo em (A.13) essa parcela é abatida na equação do balanço hídrico.

Como a energia de vazão mínima é uma geração hidráulica da qual não se tem controle, ela é abatida diretamente da demanda (A.14), assim como a geração a fio d'água.

O conjunto de equações (A.17) representa a função de custo futuro, que no caso da programação dinâmica dual estocástica, PDDE, é representada por uma função linear por partes e construída iterativamente pelos cortes de Benders.

Em cada estágio t e para cada estado, os coeficientes do corte de Benders associados à energia armazenada no início do estágio, π_v , e às energias afluyentes passadas, $\pi_{Ai}, i=1, \dots, p$, são obtidos por (A.24) e (A.25), durante as recursões *backward* do algoritmo de PDDE.

$$\begin{aligned} \pi_v^{isis} = & \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EBH + \sum^{NPMC} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EAD + \\ & + \sum^{NPMC} \eta_{EH} \frac{\partial}{\partial EARMf_{t-1}} EEH \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

$$\begin{aligned} \pi_{Ai}^{isis} = & \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EBH + \sum^{NPMC} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EAD + \\ & + \sum^{NCOR} \eta_{COR} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} ECOR + \sum^{NPMC} \eta_{EH} \frac{\partial}{\partial EAF_{t-i}} EEH \end{aligned} \quad (A.25)$$

Sejam as equações abaixo que representam as parábolas do fator de correção da energia controlável, da meta de energia de vazão mínima, energia evaporada e geração hidráulica máxima, em função da energia armazenada inicial no estágio t ($EARMf_{t-1}$):

$$FC(EARMf_{t-1}) = a_{EC} EARMf_{t-1}^2 + b_{EC} EARMf_{t-1} + c_{EC} \quad (A.26)$$

$$M_{EVMIN}(EARMf_{t-1}) = a_{EZ} EARMf_{t-1}^2 + b_{EZ} EARMf_{t-1} + c_{EZ} \quad (A.27)$$

$$EVAP(EARMf_{t-1}) = a_{EV} EARMf_{t-1}^2 + b_{EV} EARMf_{t-1} + c_{EV} \quad (A.28)$$

$$\overline{GH}(EARMf_{t-1}) = a_{EH} EARMf_{t-1}^2 + b_{EH} EARMf_{t-1} + c_{EH} \quad (A.18)$$

Das equações (A.24) e (A.25), os coeficientes dos cortes de Benders (MACEIRA *et al*, 1999) associados ao armazenamento inicial e às p energias afluentes passadas no estágio t são dados por (A.30) e (A.31), respectivamente:

$$\begin{aligned} \pi_V^{isis} = & \eta_{BH} \left[(1 + \gamma) EAF_t (2a_{EC} EARMf_{t-1} + b_{EC}) - (2a_{EV} EARMf_{t-1} + b_E \right. \\ & \left. - (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ}) \right. \\ & \left. - \eta_{AD} (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ}) + \right. \\ & \left. + \eta_{EH} [(2a_{EH} EARMf_{t-1} + b_{EH}) - (2a_{EZ} EARMf_{t-1} + b_{EZ})] \right] \end{aligned} \quad (A.30)$$

$$\begin{aligned} \pi_{Ai}^{isis, t} = & \eta_{BH} [(a_{EC} EARMf_{t-1}^2 + b_{EC} EARMf_{t-1} + c_{EC}) \gamma \phi_i^t] - \\ & - \eta_{AD} [(1 - \gamma) \phi_i^t] + \\ & + \eta_{COR} \left(\sum^{NCOR} \pi_{Ai}^{isis, t-1} \right) - \\ & - \eta_{EH} [(1 - \gamma) \phi_i^t] \end{aligned} \quad (A.31)$$

Dessa forma, o módulo de cálculo da política de operação é responsável pela construção iterativa da função de custo futuro através do algoritmo de PDDE.

O critério de convergência do modelo NEWAVE é alcançado quando a função de custo esperado futuro real estiver bem representada através da função linear por partes definida pelos cortes de Benders.

Dado que o processo de otimização da política convergiu, podem ser obtidos indicadores estatísticos da operação futura do sistema através do módulo de simulação da operação descrito na próxima seção.

A.2.3. Módulo de Simulação da Operação

Neste módulo é realizada a simulação da operação do sistema para diversos cenários de energias naturais afluentes, gerados pelo modelo PAR(p), ou para a série histórica. Nesta simulação são usadas as funções de custo futuro que foram calculadas previamente no módulo de cálculo da política de operação. Com as soluções obtidas para cada cenário e período do horizonte de estudo, é possível calcular os riscos de não atendimento à carga própria, valor esperado do custo de operação, gerações hidráulicas e térmicas de cada subsistema, armazenamentos, intercâmbios, vertimentos entre outros parâmetros.

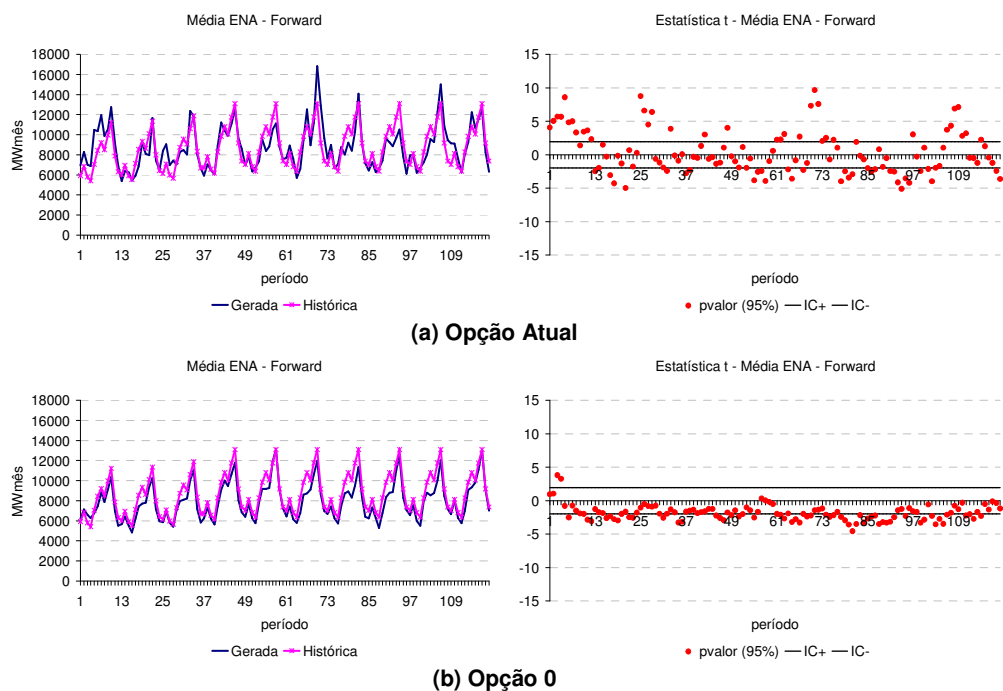
Apêndice B

Análise dos Cenários Gerados de Energia Natural Afluente (Complementação)

B.1 Análise dos Cenários Gerados para Passo Forward

B.1.1 Média dos Cenários

A avaliação da média dos cenários utilizados nos passo forward para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte é apresentada na Figura 178, Figura 179 e Figura 180, respectivamente.



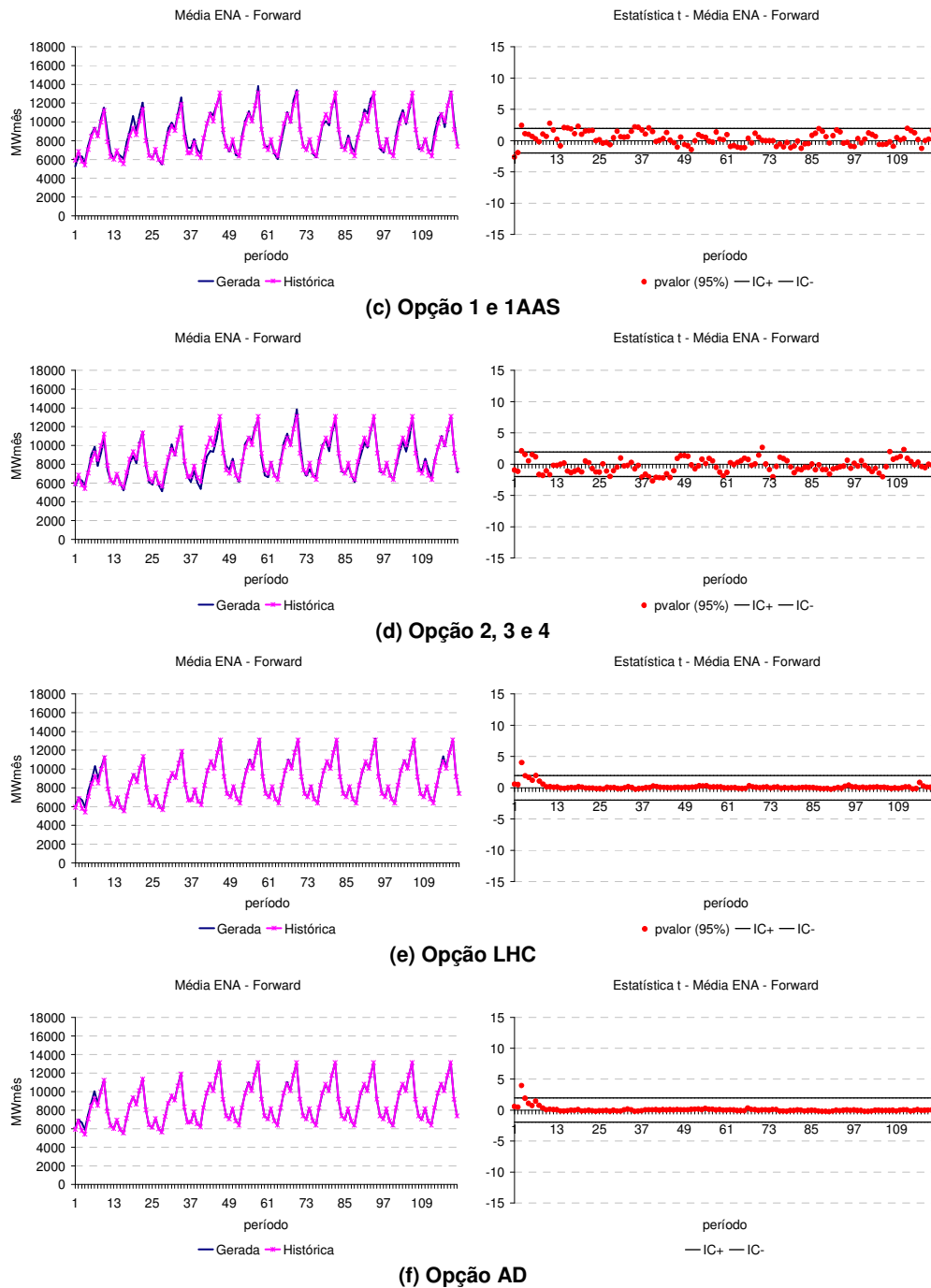
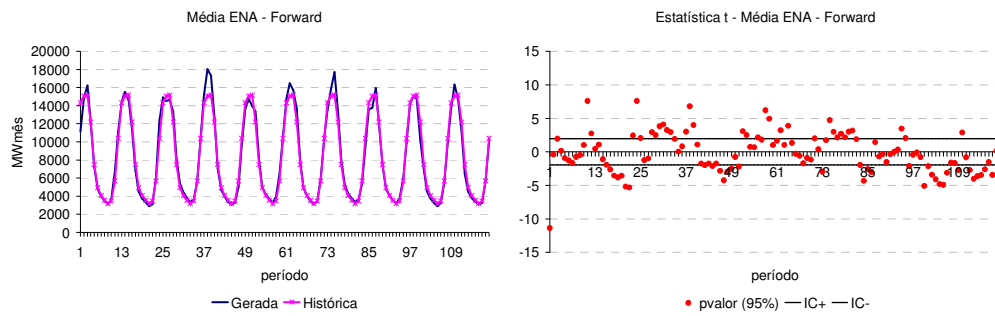
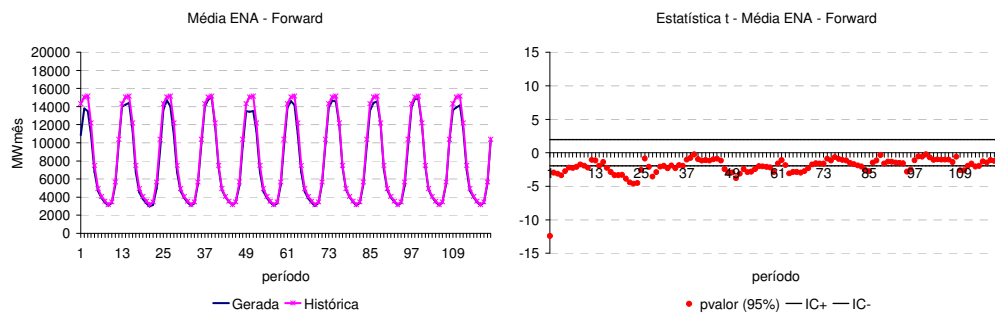


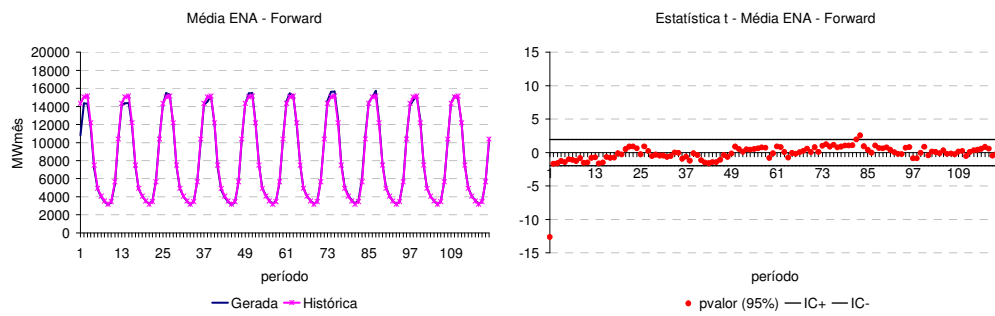
Figura 178: Média Cenários Forward – Sul



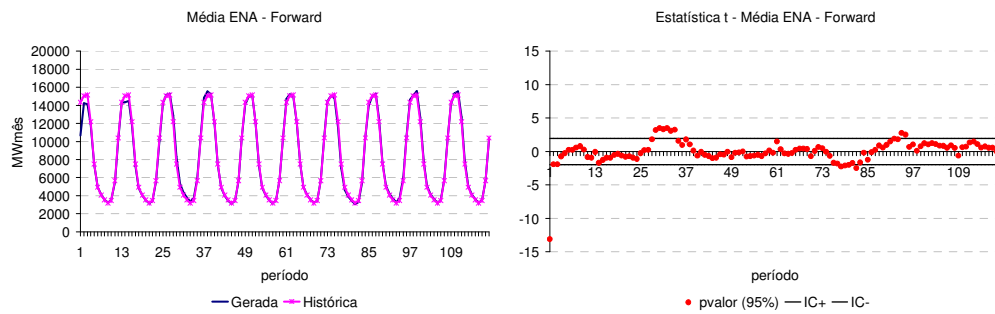
(a) Opção Atual



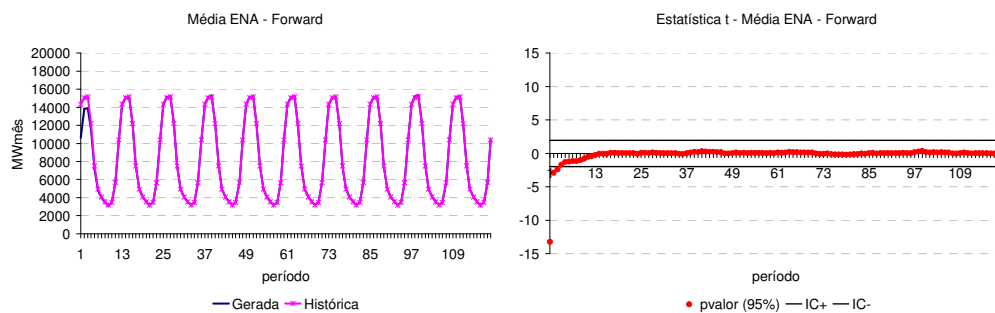
(b) Opção 0



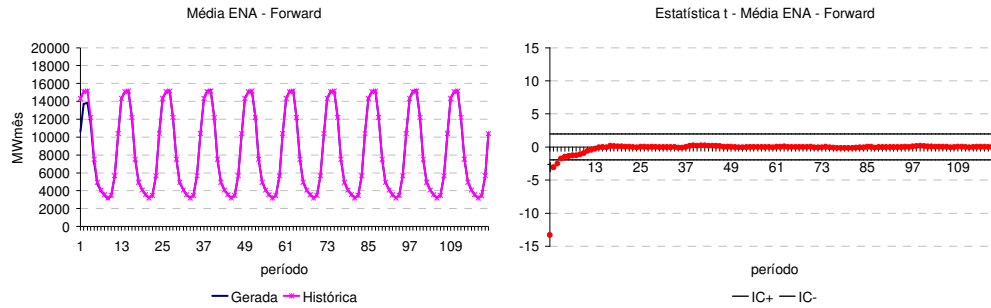
(c) Opção 1 e 1AAS



(d) Opção 2, 3 e 4

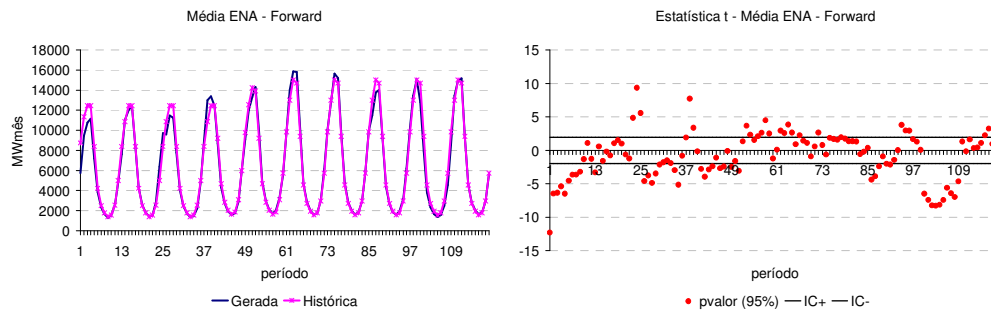


(e) Opção LHC

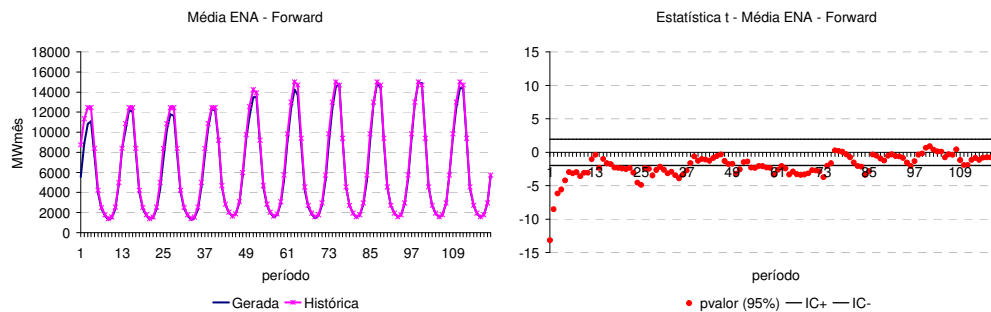


(f) Opção AD

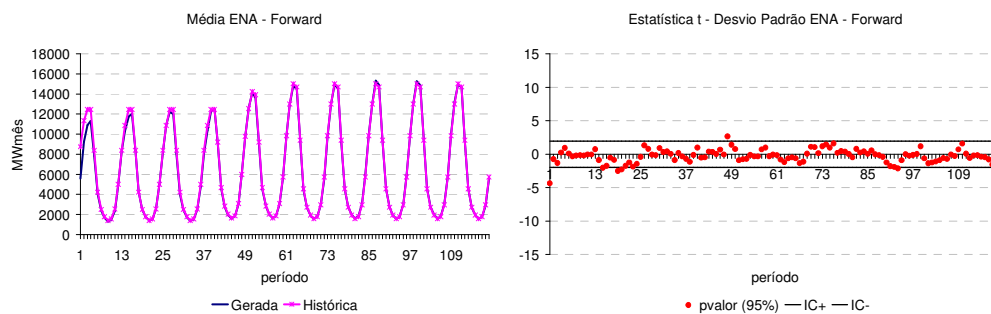
Figura 179: Média Cenários Forward – Nordeste



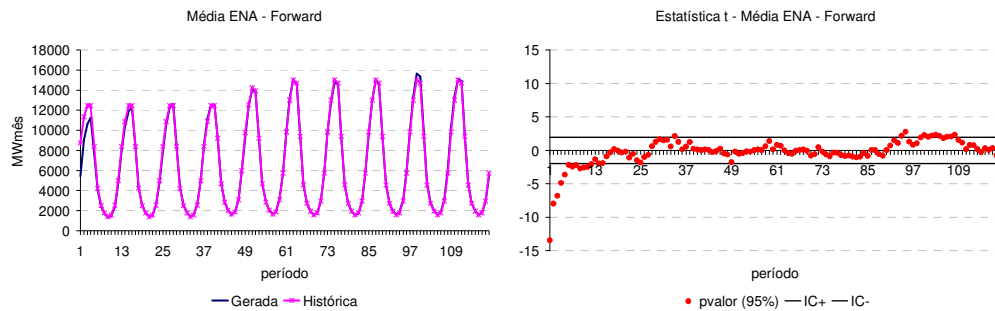
(a) Opção Atual



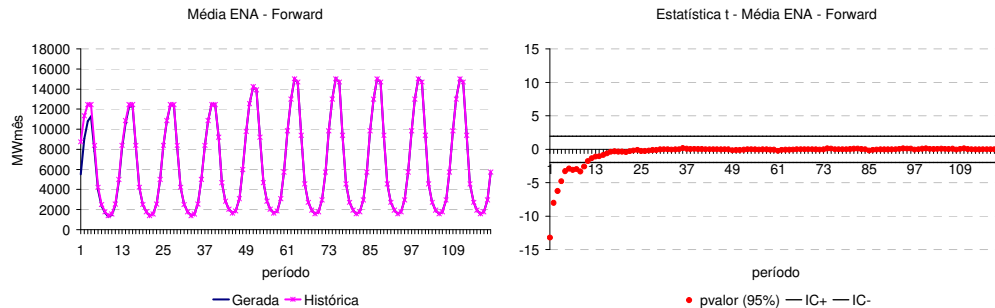
(b) Opção 0



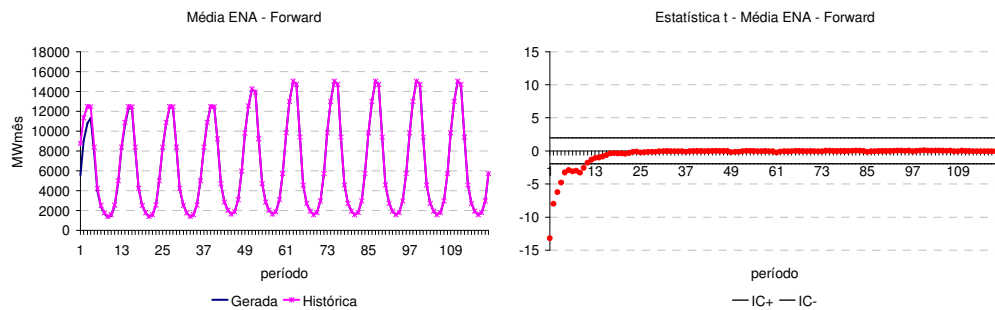
(c) Opção 1 e 1AAS



(d) Opção 2, 3 e 4



(e) Opção LHC

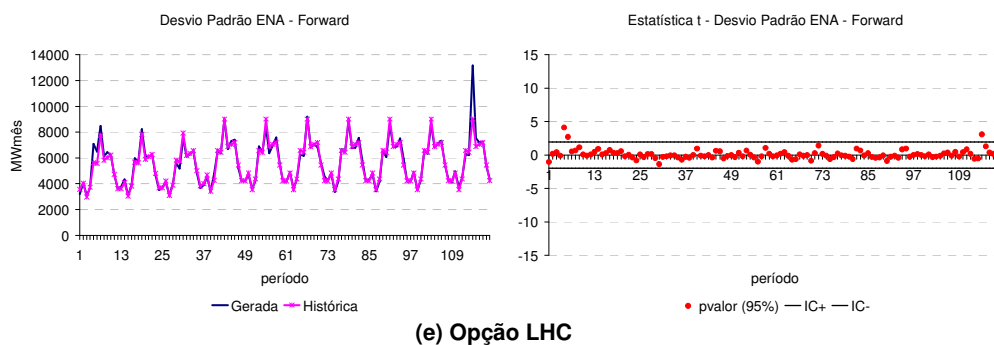
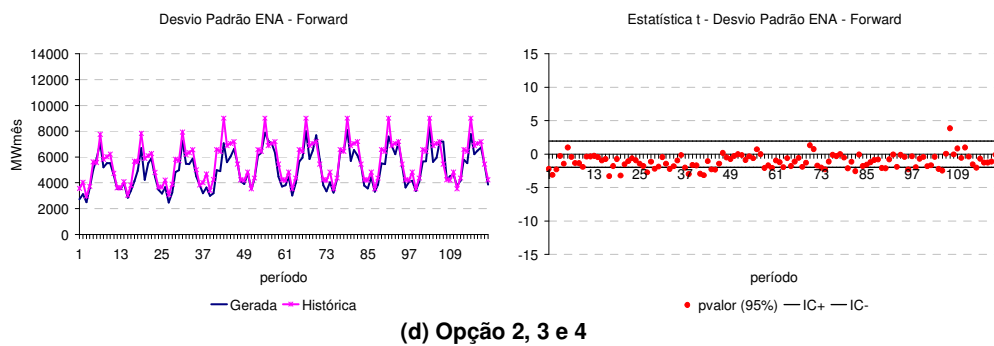
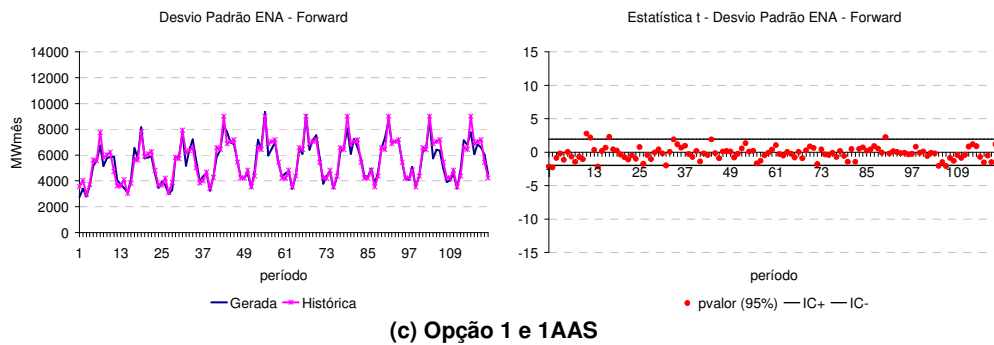
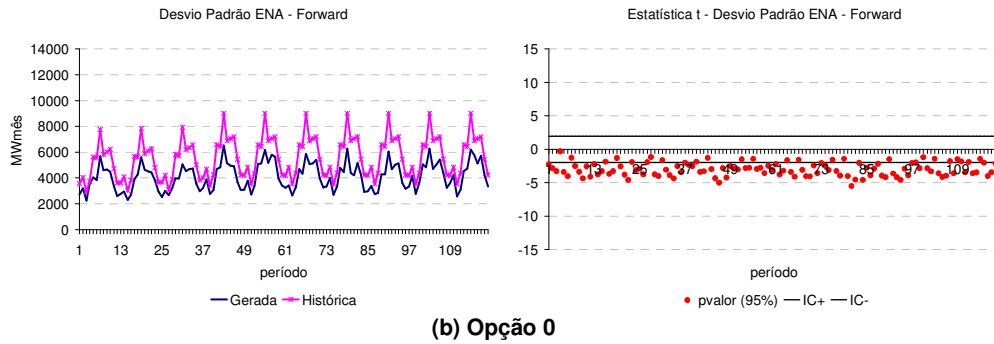
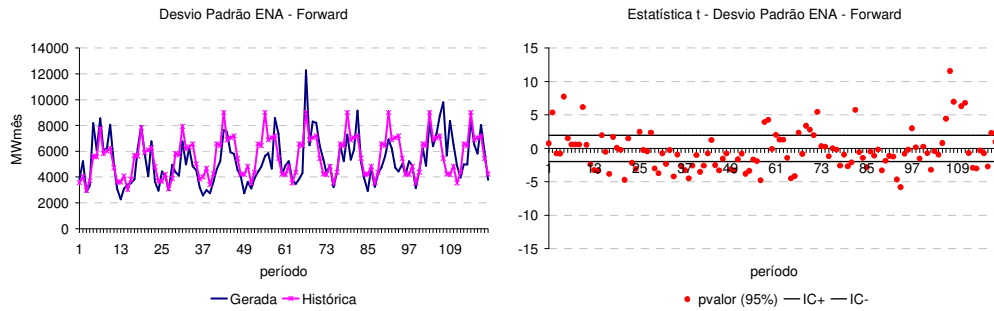


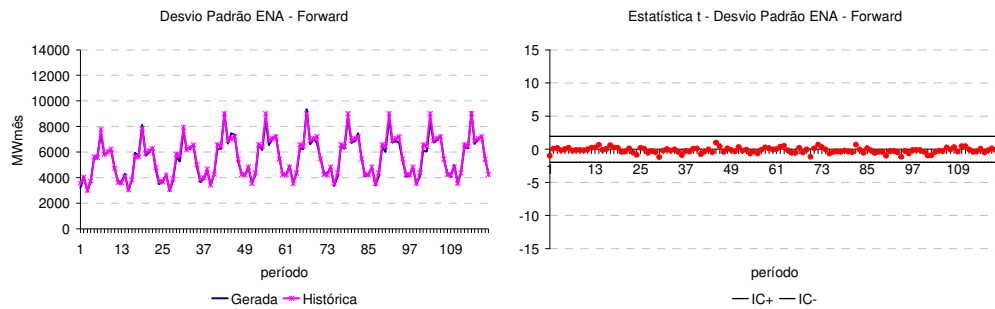
(f) Opção AD

Figura 180: Média Cenários Forward – Norte

B.1.2 Desvio-padrão dos Cenários

Na Figura 181 são apresentados os resultados obtidos para o subsistema Sul. As mesmas observações feitas para o subsistema Sudeste se aplicam neste caso. Novamente as opções Atual e 0 não conseguem representar de forma adequada a estimativa do desvio padrão.

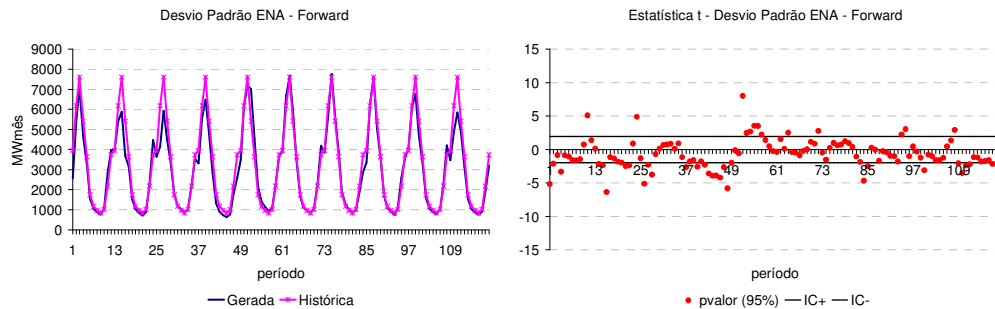




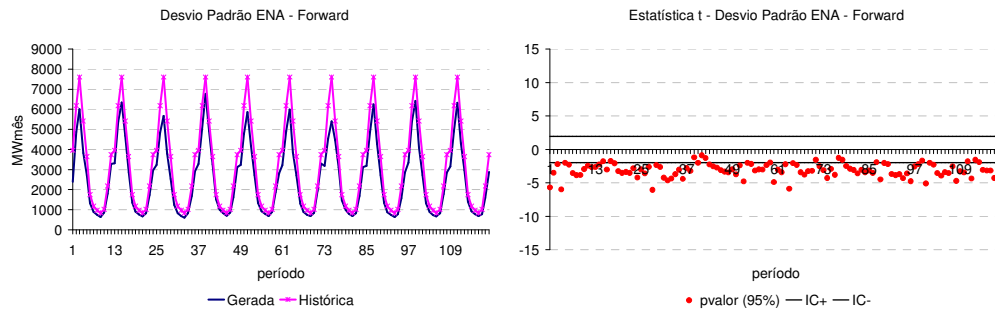
(f) Opção AD

Figura 181: Desvio-Padrão Cenários Forward – Sul

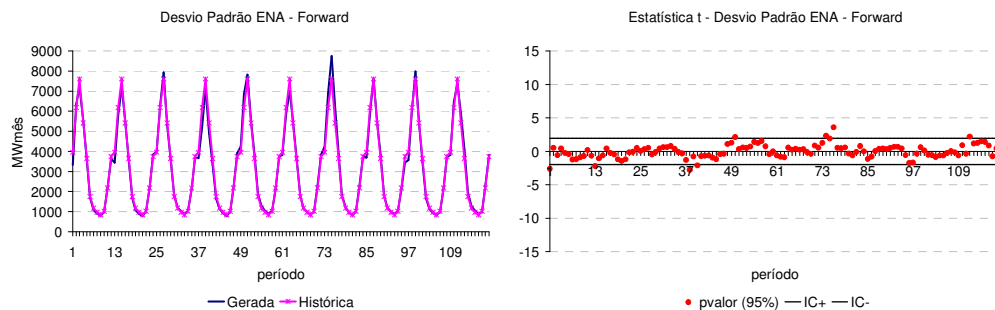
Analisando a Figura 182 e a Figura 183, para o subsistema Nordeste e Norte, respectivamente, pode-se observar o mesmo comportamento descrito para o subsistema Sudeste.



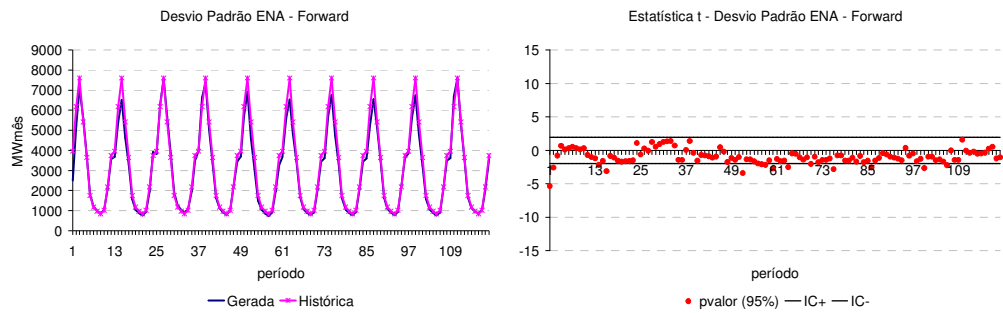
(a) Opção Atual



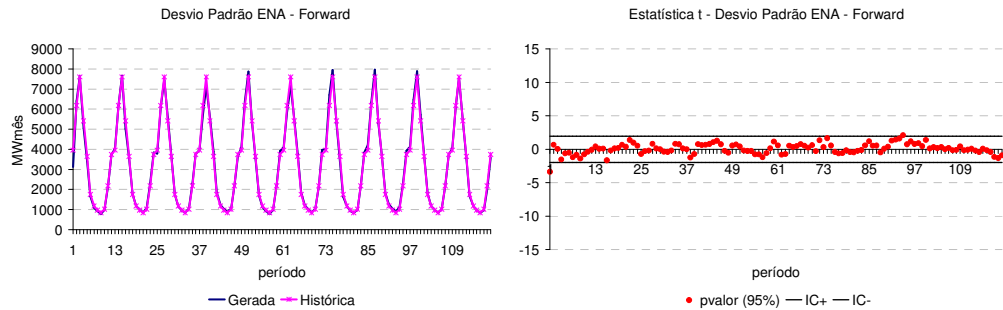
(b) Opção 0



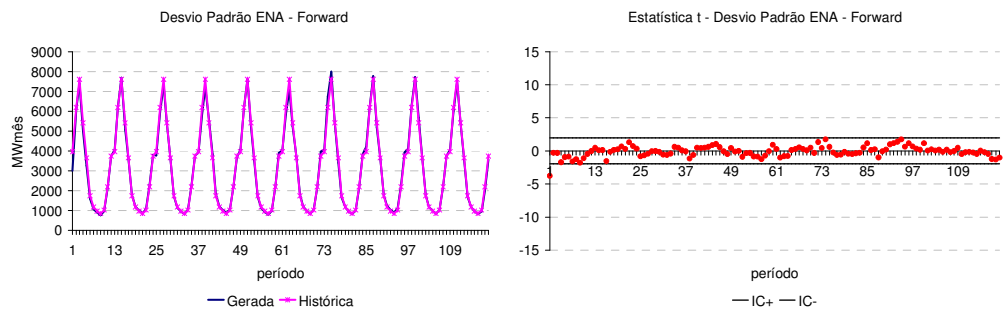
(c) Opção 1 e 1AAS



(d) Opção 2, 3 e 4

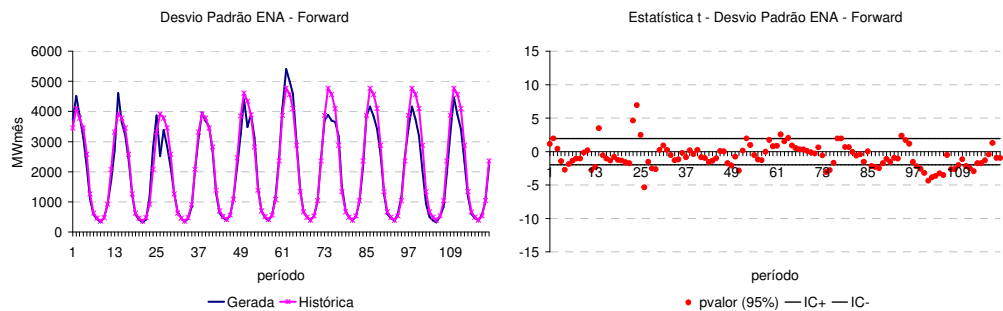


(e) Opção LHC

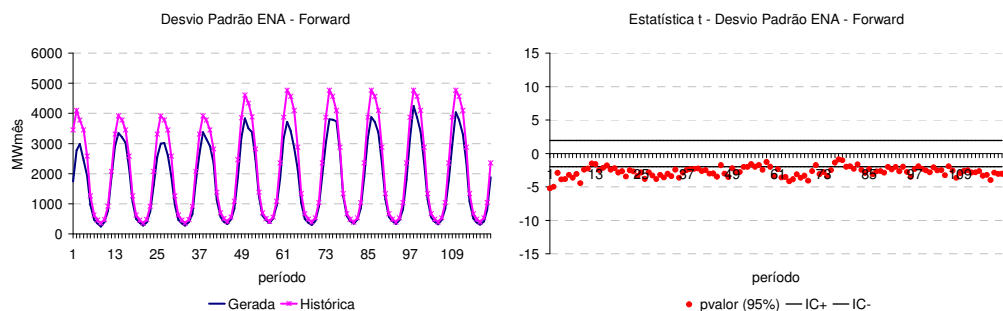


(f) Opção AD

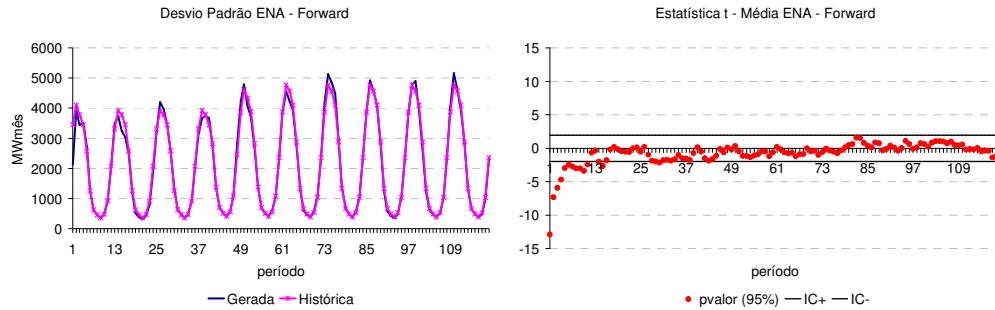
Figura 182: Desvio-Padrão Cenários Forward – Nordeste



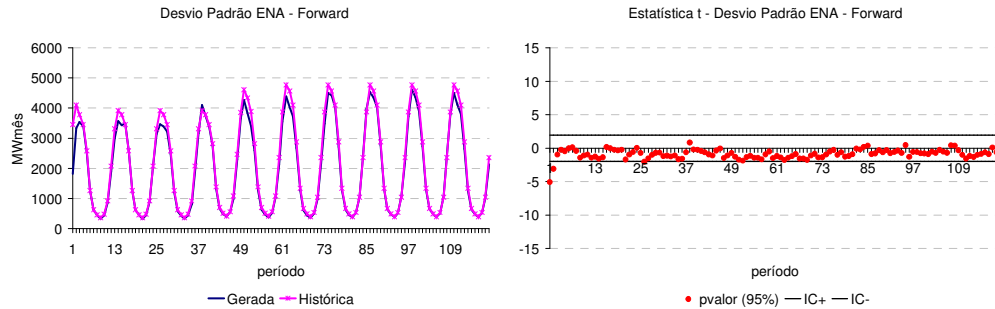
(a) Opção Atual



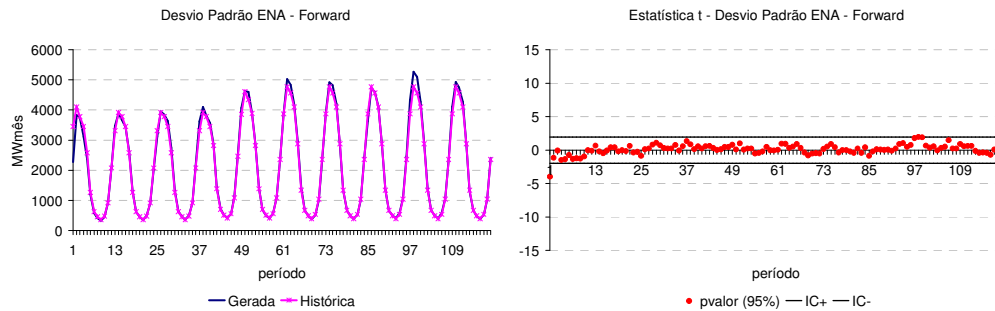
(b) Opção 0



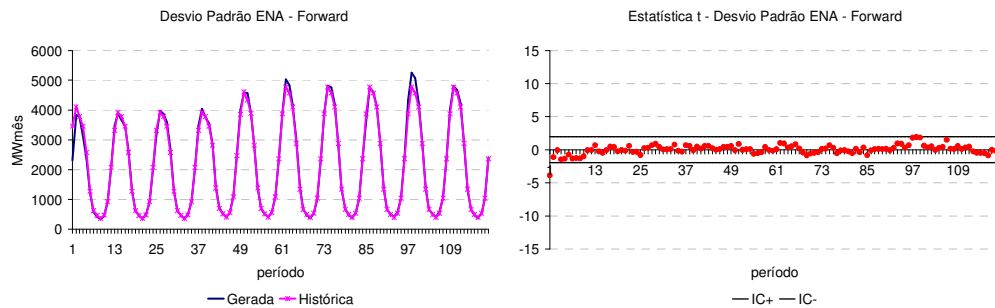
(c) Opção 1 e 1AAS



(d) Opção 2, 3 e 4



(e) Opção LHC



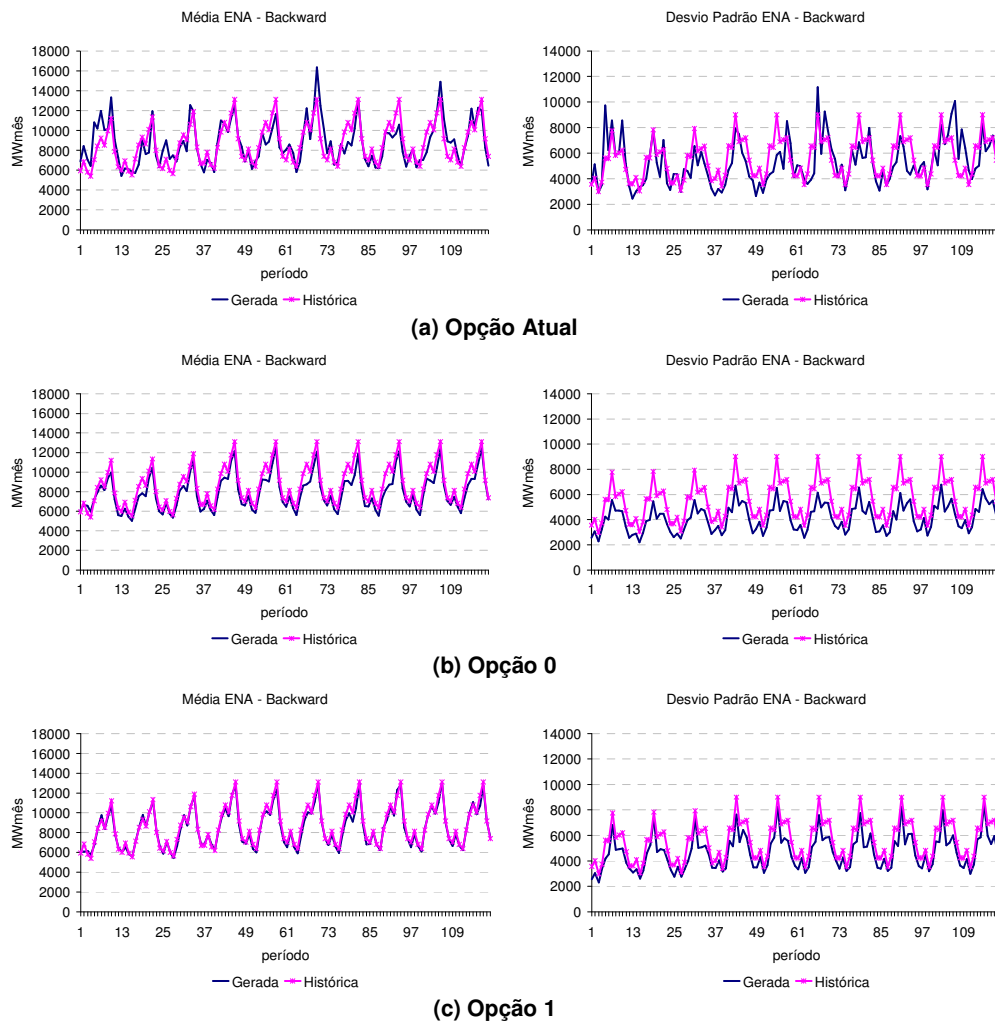
(f) Opção AD

Figura 183: Desvio-Padrão Cenários Forward – Norte

B.2. Análise dos Cenários Gerados para Passo Backward

B.2.2 Testes não Condicionados para Média e Desvio-padrão

A avaliação da média e do desvio-padrão dos cenários utilizados nos passo backward para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte é apresentada na Figura 184, Figura 185 e Figura 186, respectivamente.



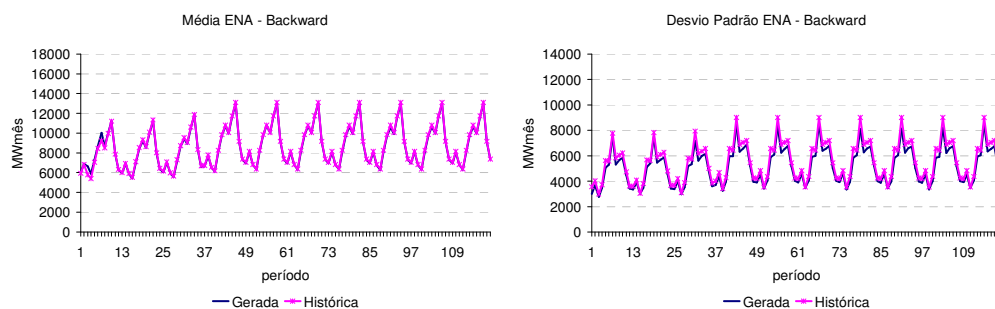
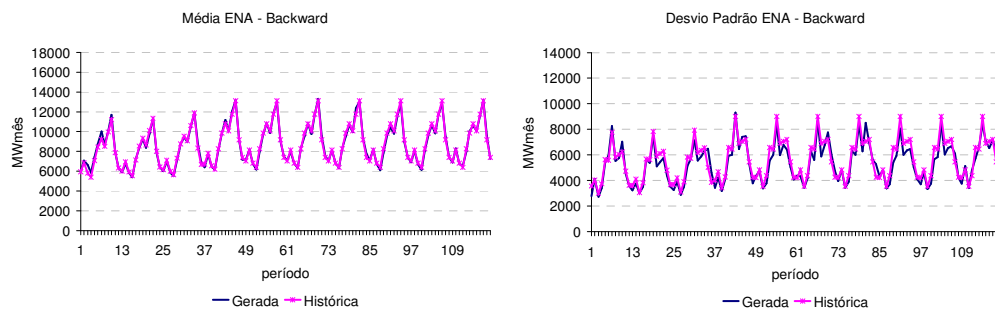
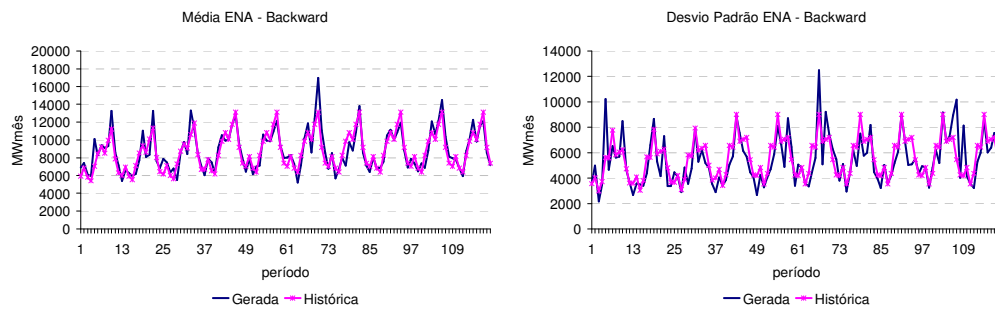
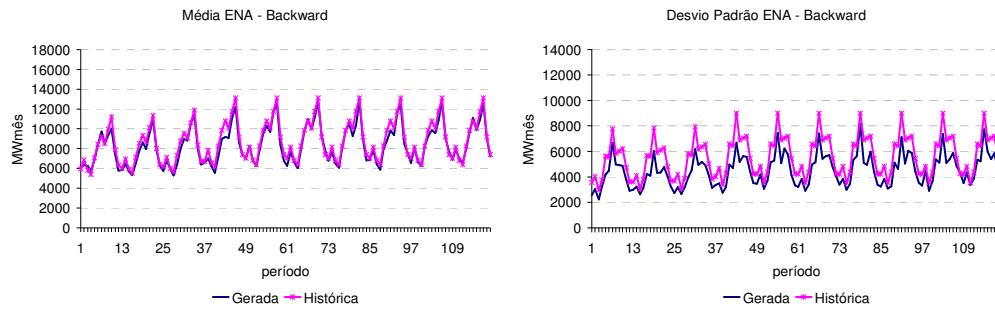
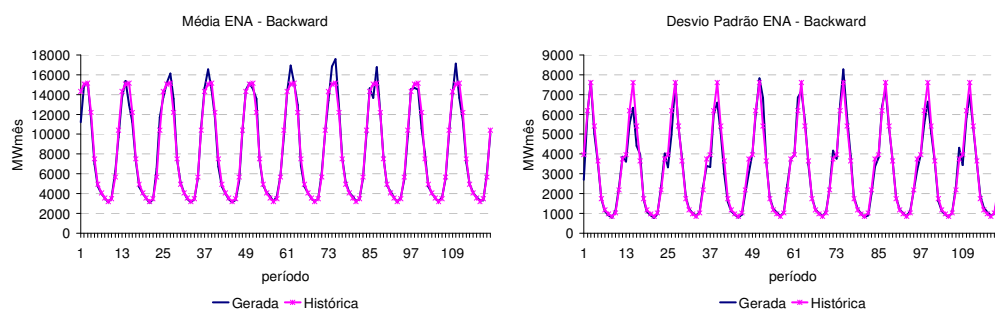
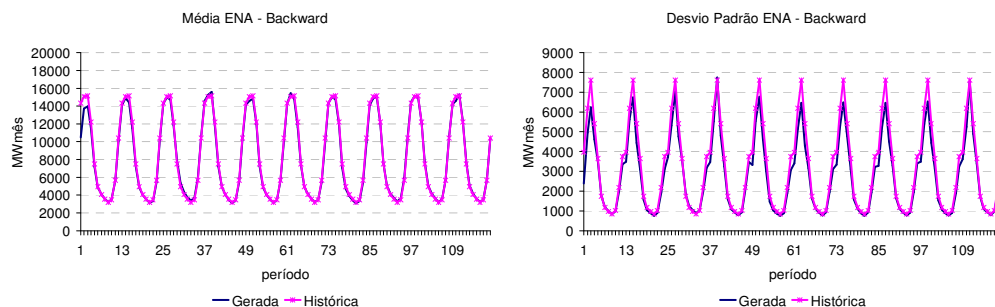
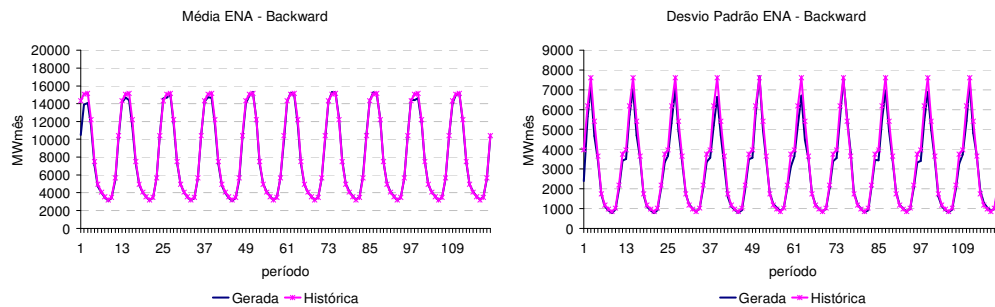
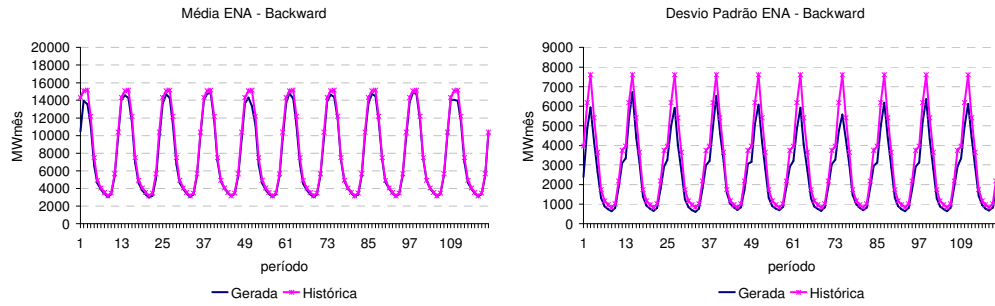
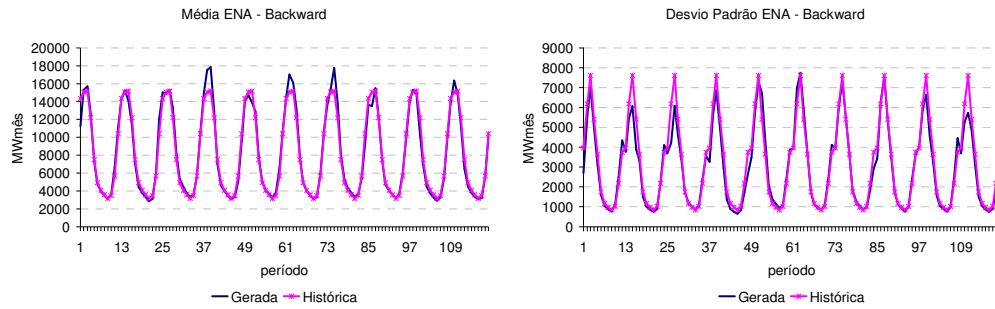
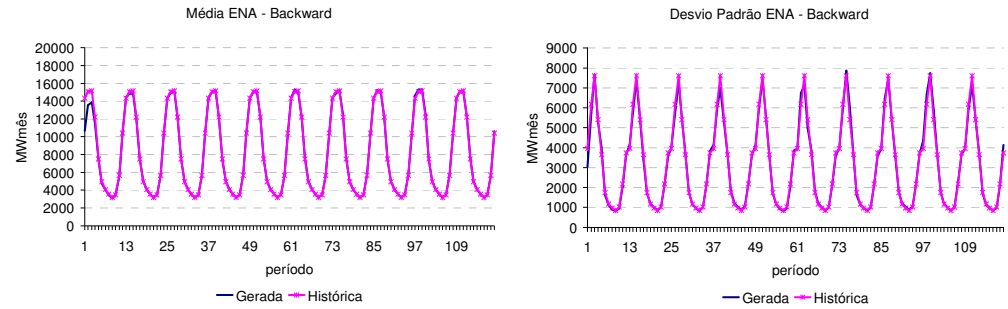
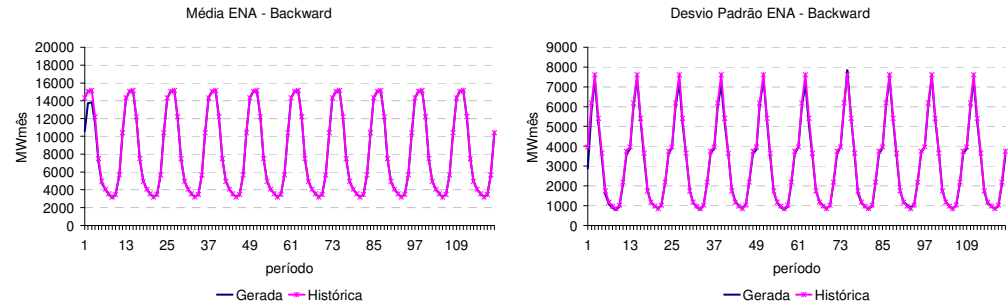


Figura 184: Média Cenários Backward – Sul



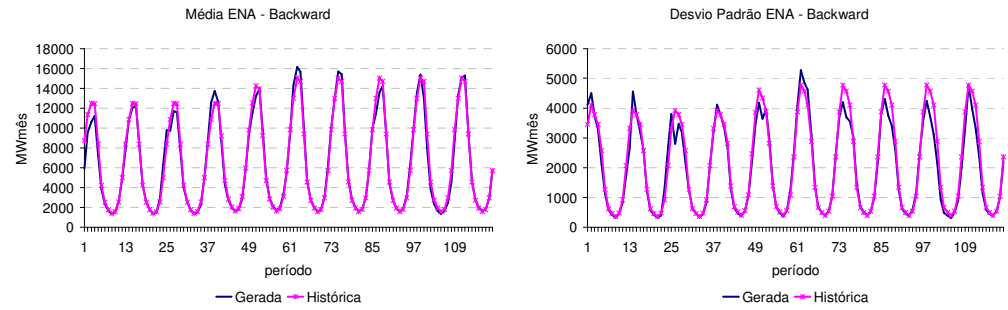


(f) Opção LHC

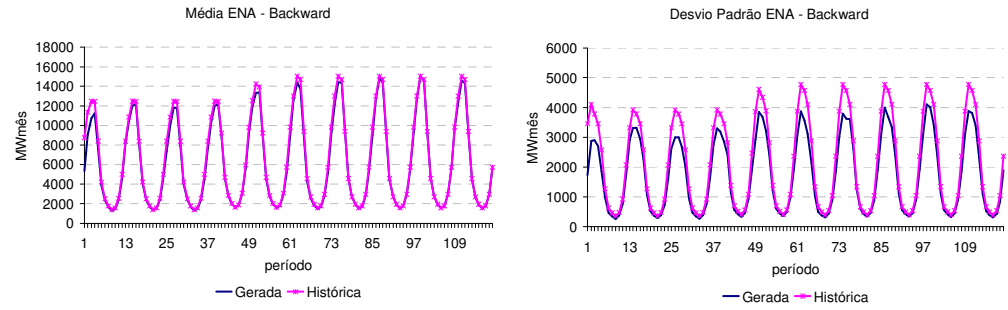


(g) Opção AD

Figura 185: Média Cenários Backward – Nordeste



(a) Opção Atual



(b) Opção 0

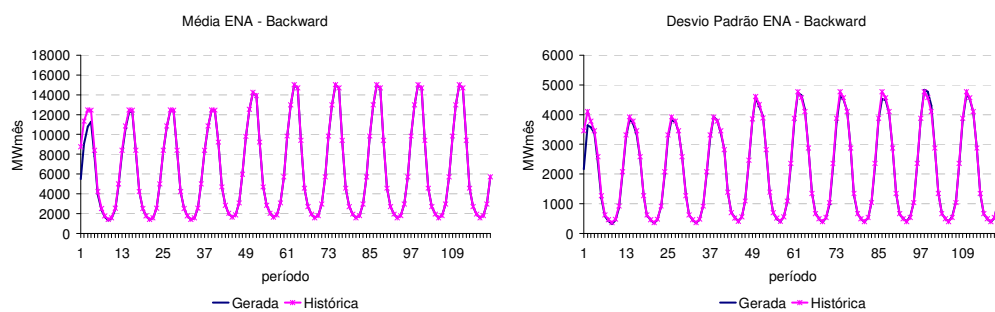
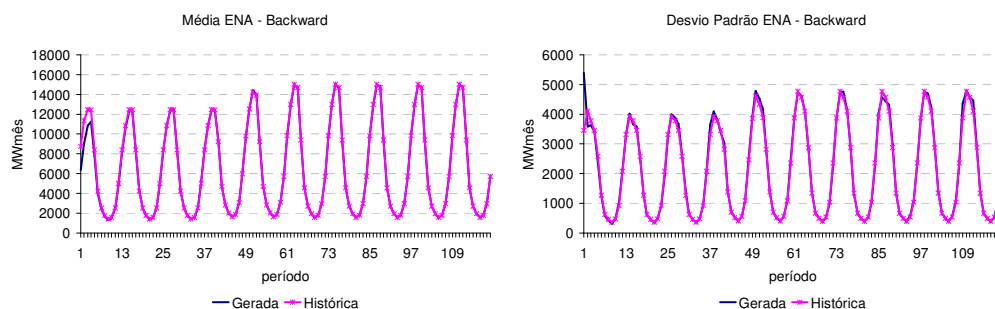
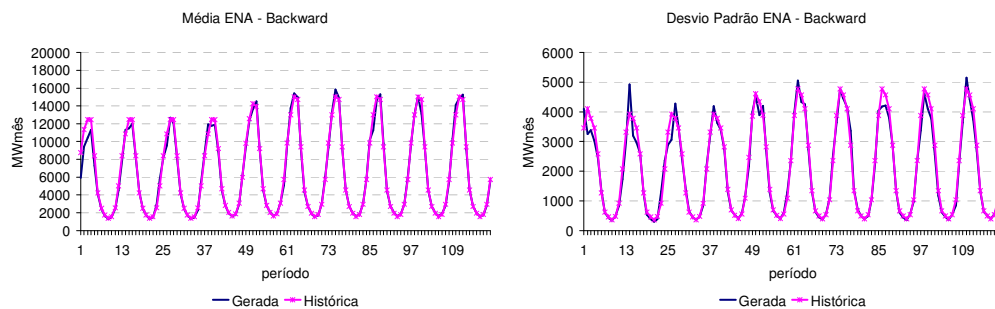
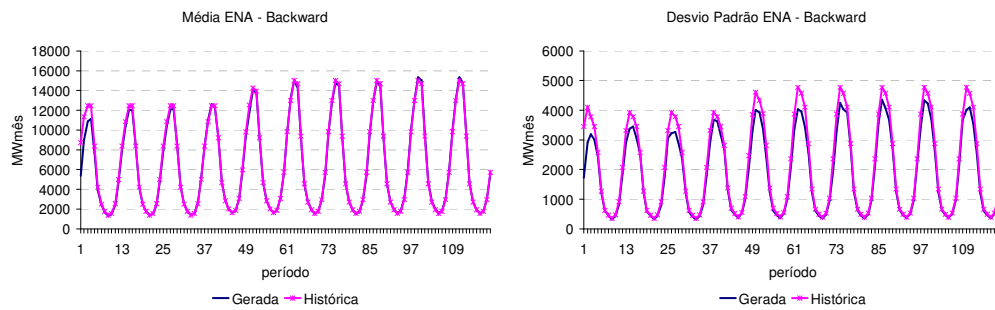
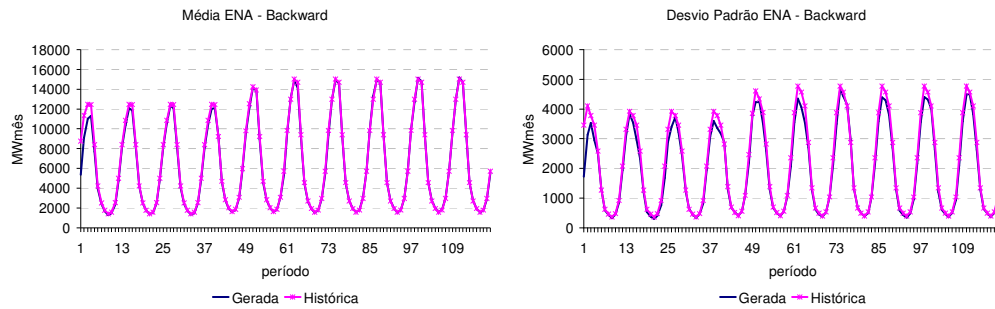
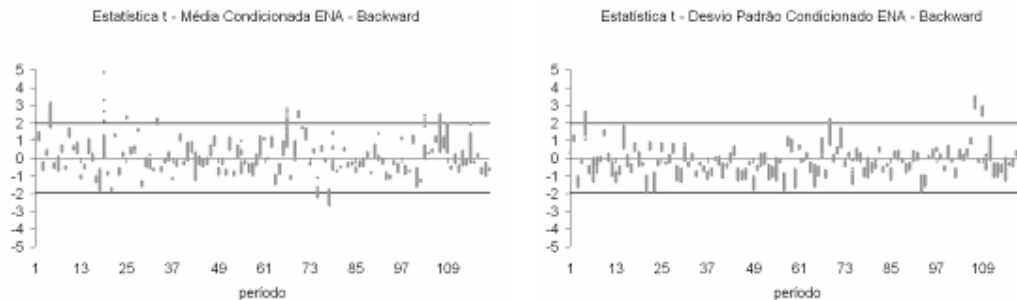


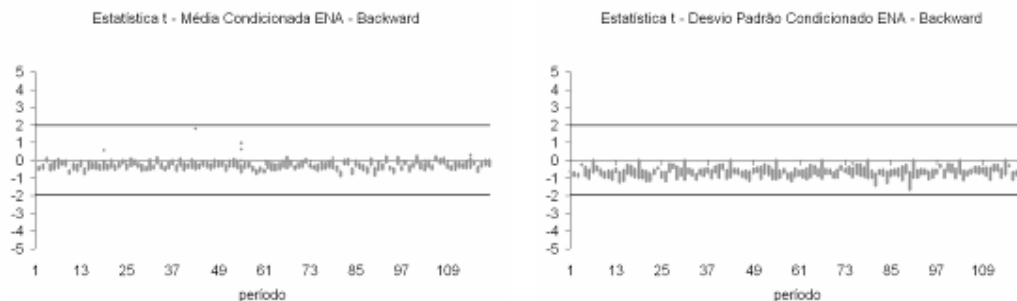
Figura 186: Média Cenários Backward – Norte

B.2.2 Testes Condicionados para Média e Desvio-padrão

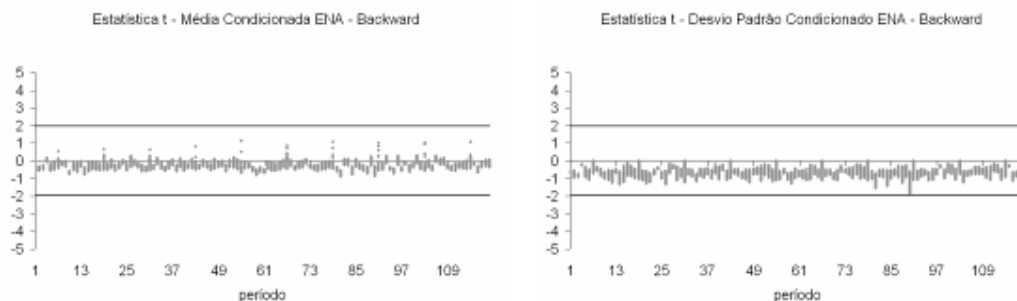
A avaliação da média e do desvio-padrão dos cenários utilizados nos passo backward para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte é apresentada na Figura 187, Figura 188 e Figura 189, respectivamente.



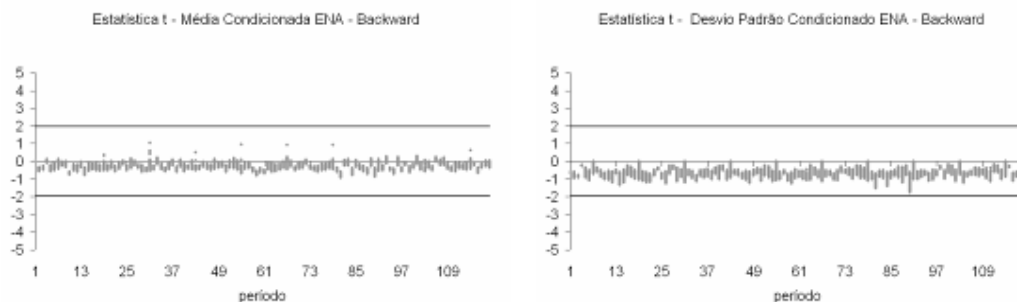
(a) Opção Atual



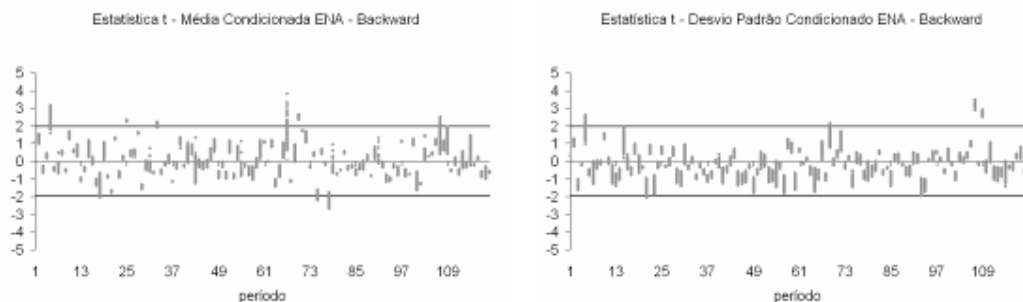
(b) Opção 0



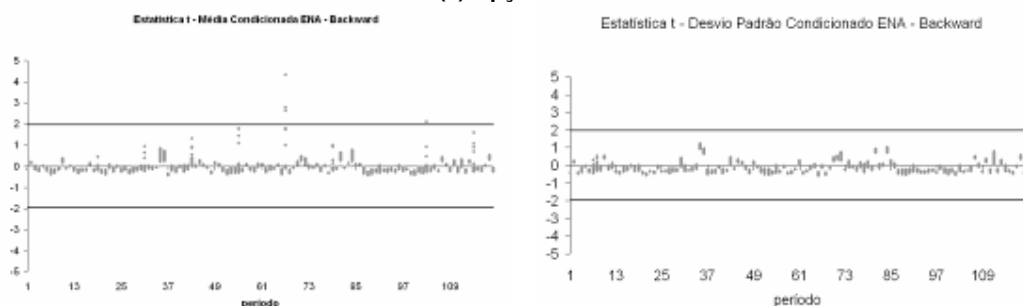
(c) Opção 1



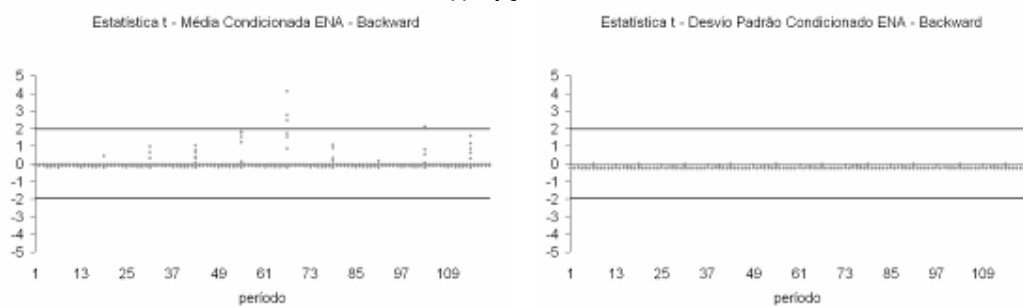
(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS

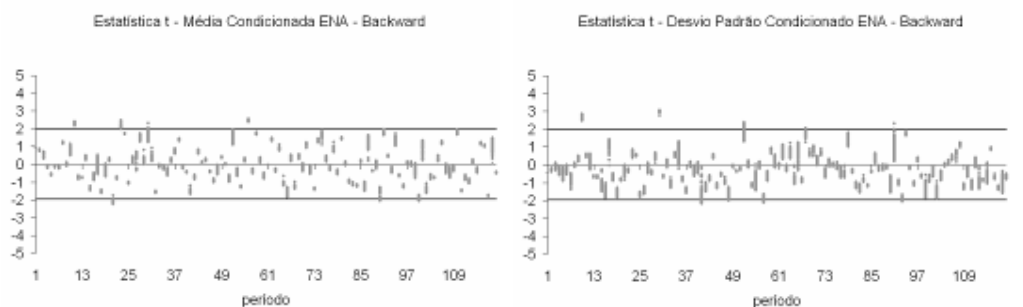


(f) Opção LHC

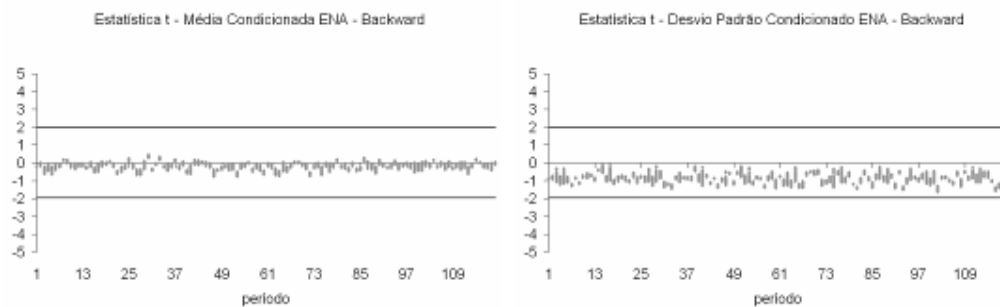


(g) Opção AD

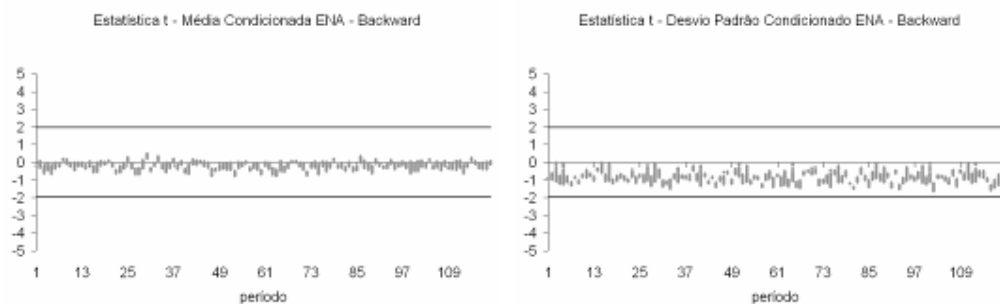
Figura 187: Estatística t Média e Desvio-Padrão – Cenários Backward – Sul



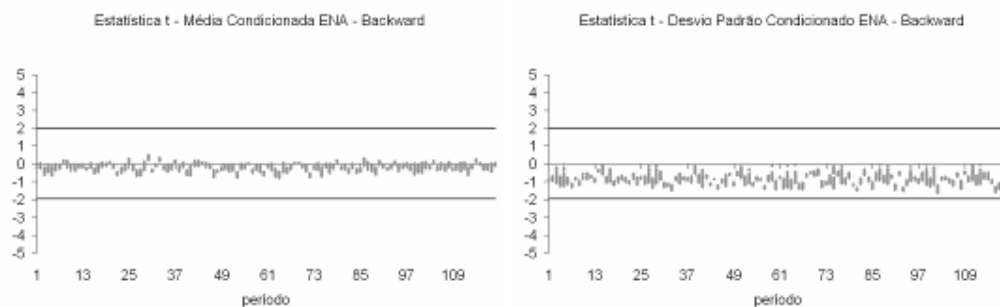
(a) Opção Atual



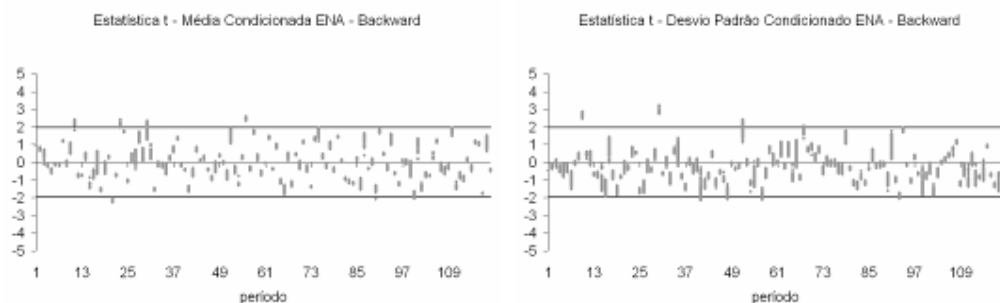
(b) Opção 0



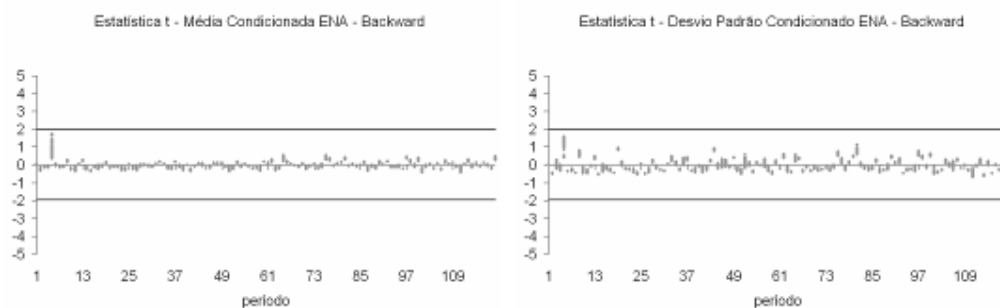
(c) Opção 1



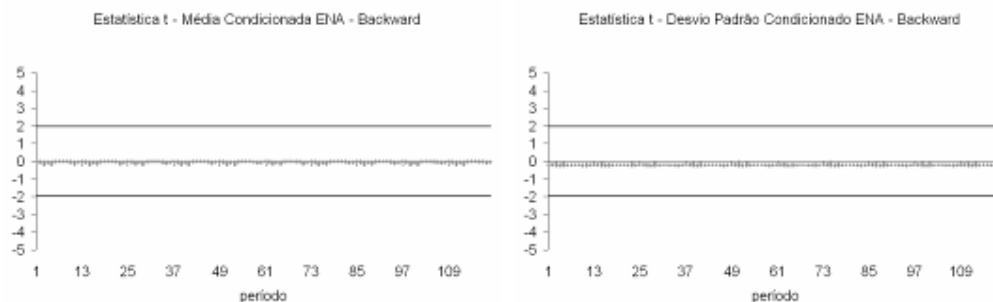
(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS

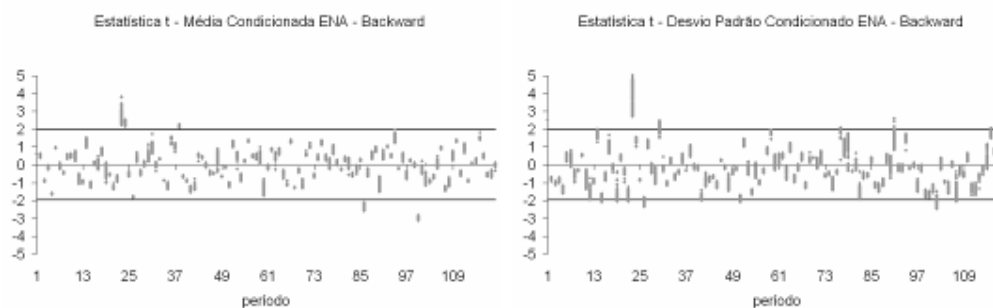


(f) Opção LHC

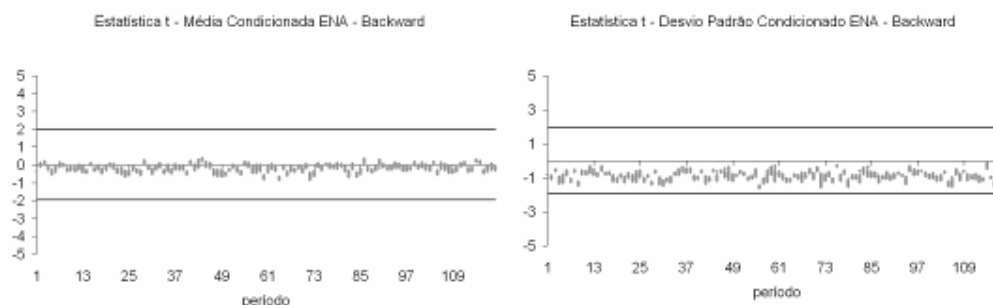


(g) Opção AD

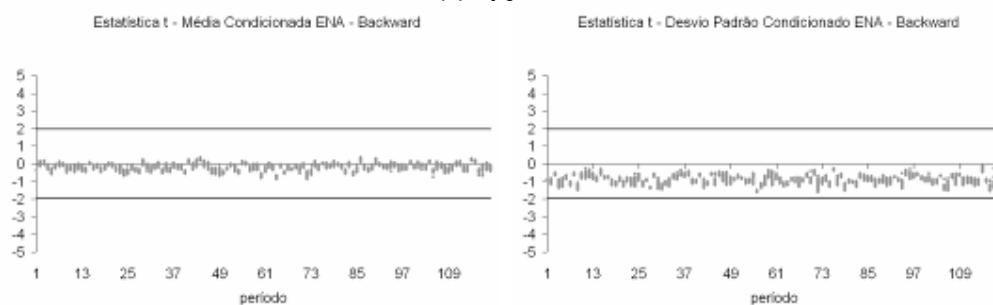
Figura 188: Estatística t Média e Desvio-Padrão – Cenários Backward - Nordeste



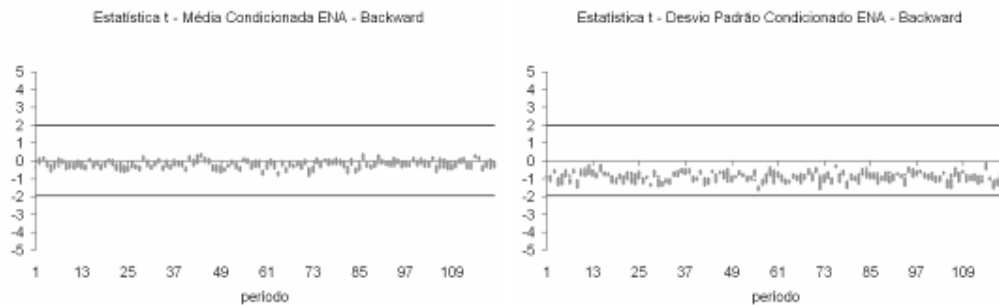
(a) Opção Atual



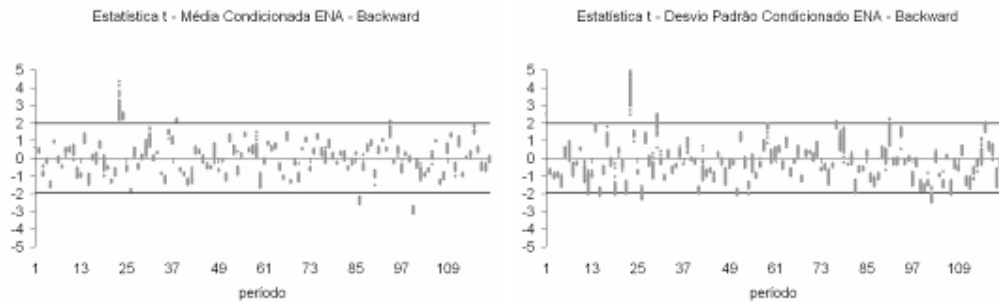
(b) Opção 0



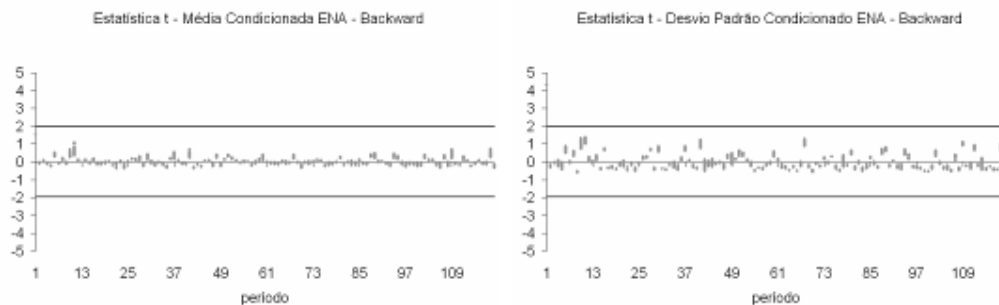
(c) Opção 1



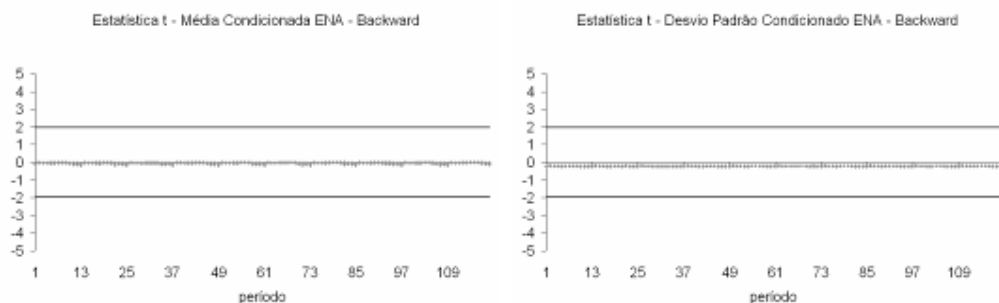
(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS



(f) Opção LHC



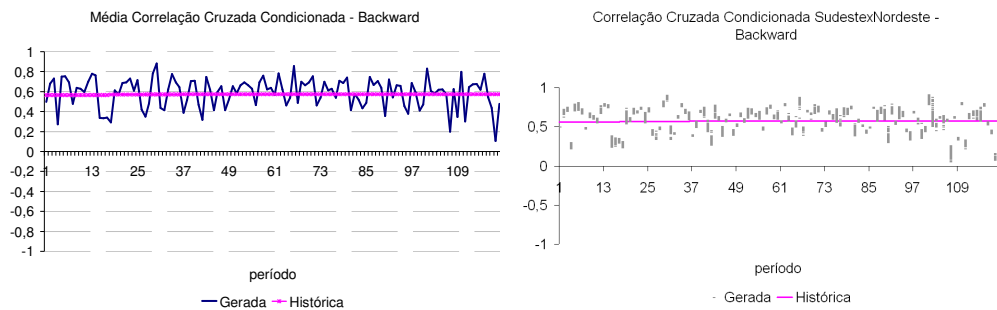
(g) Opção AD

Figura 189: Estatística t Média e Desvio-Padrão – Cenários Backward - Norte

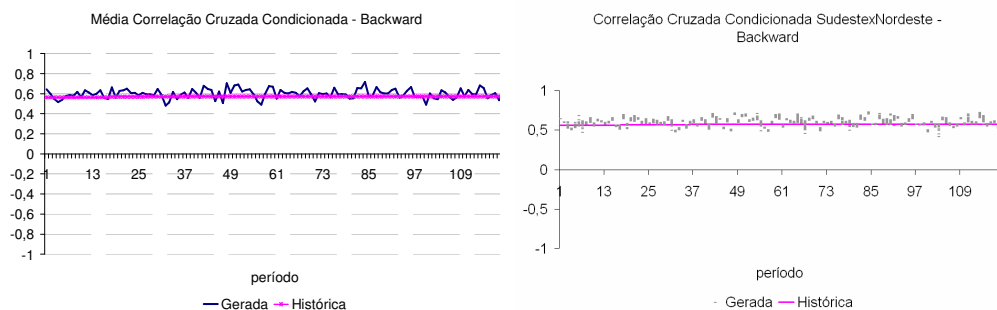
B.2.3 Testes Condicionados para Correlação Cruzada

Da Figura 190a até a Figura 190g pode-se analisar o comportamento da correlação cruzada entre os subsistemas Sudeste e Nordeste. As correlações cruzadas obtidas com as opções LHC e AD continuam, em geral, abaixo do valor histórico, porém as diferenças relação ao histórico são bem menores. Conforme

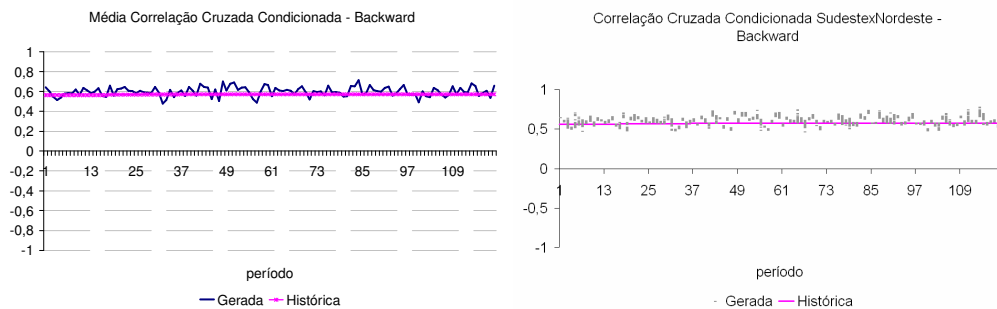
observado anteriormente, a opção Atual apresenta uma variabilidade acentuada em relação ao valor histórico.



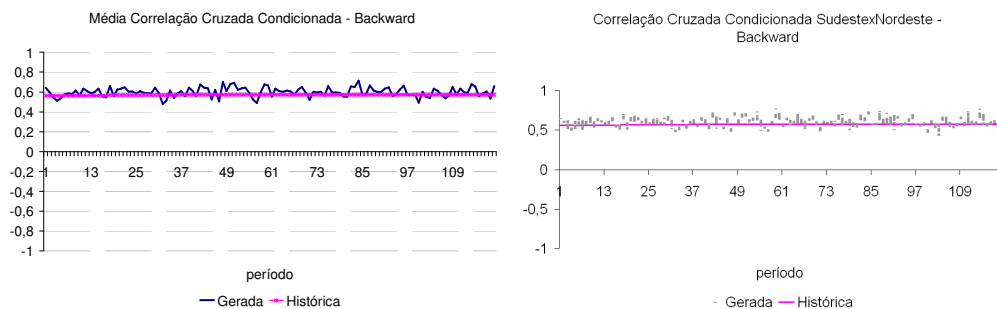
(a) Opção Atual



(b) Opção 0



(c) Opção 1



(d) Opção 4

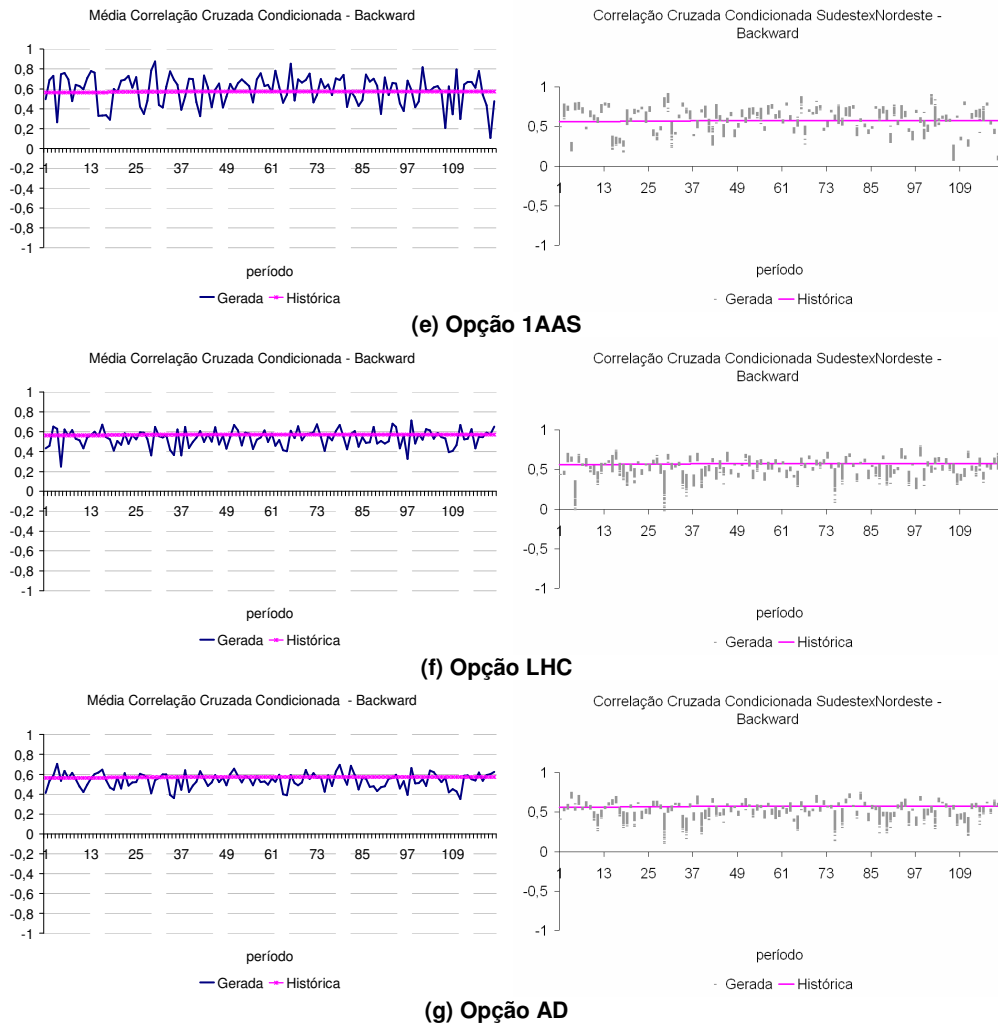
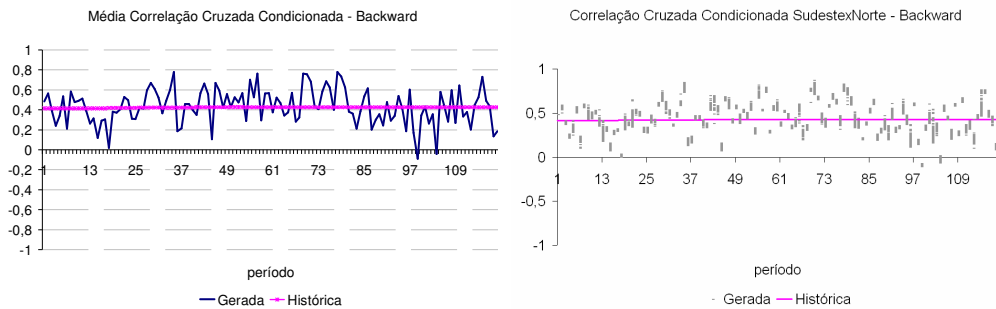
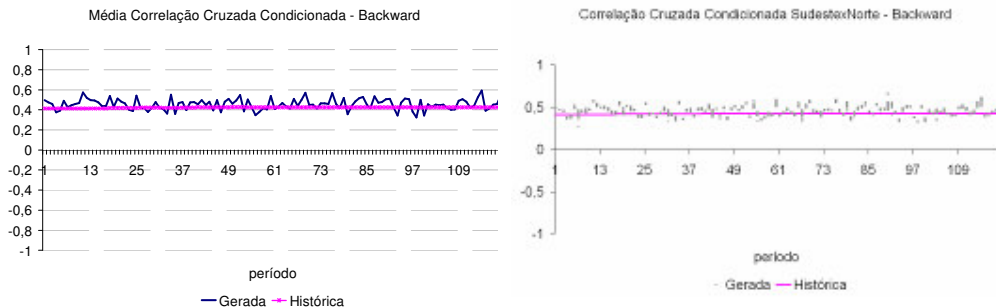


Figura 190: Correlação Cruzada Cenários Backward – Sudeste x Nordeste

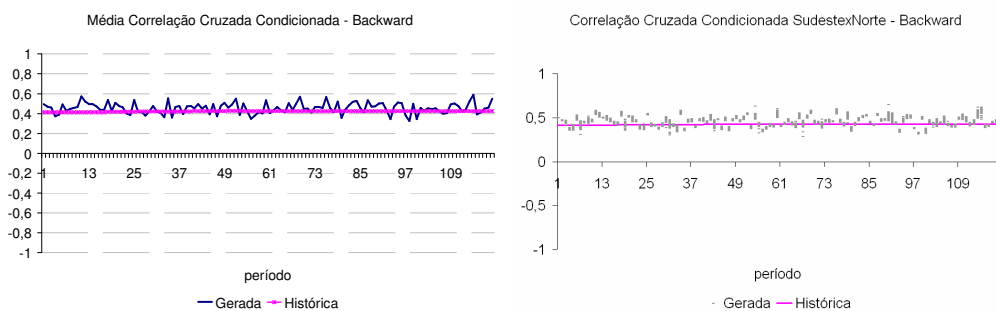
Da Figura 191a até a Figura 191g é apresentada a evolução temporal da correlação cruzada entre os subsistemas Sudeste e Norte. Conforme observado anteriormente, a opção Atual apresenta uma variabilidade acentuada em relação ao valor histórico. A correlação cruzada dos cenários gerados com a opção 0 fica um pouco mais dispersa em relação ao valor histórico. As correlações cruzadas obtidas com as demais opções se aproximam razoavelmente do valor observado no histórico.



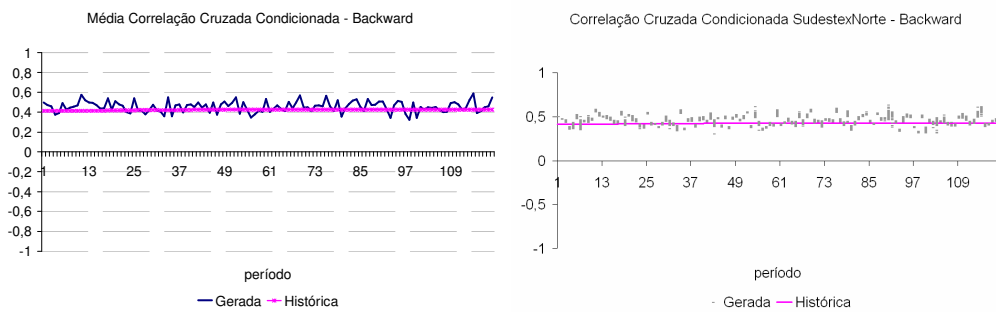
(a) Opção Atual



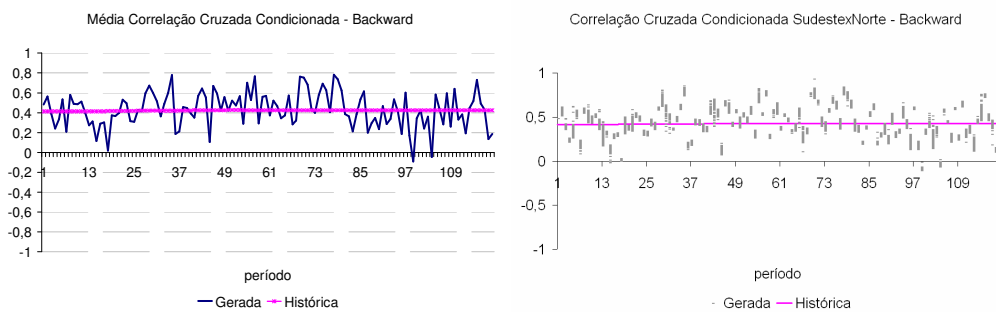
(b) Opção 0



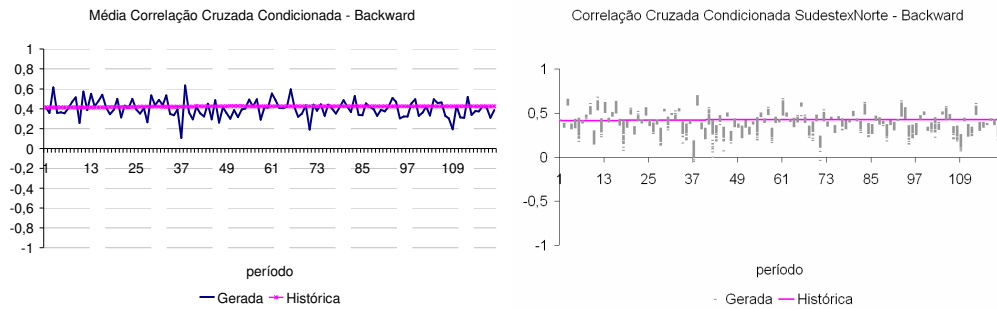
(c) Opção 1



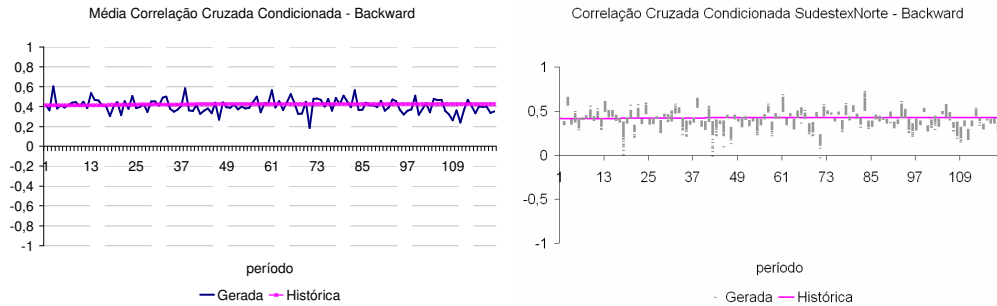
(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS



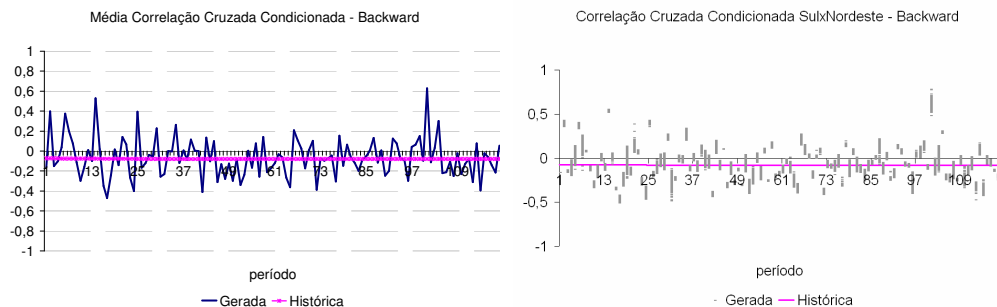
(f) Opção LHC



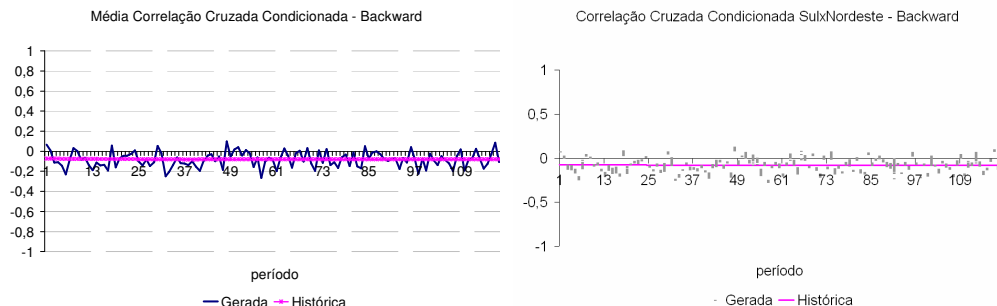
(g) Opção AD

Figura 191: Correlação Cruzada Cenários Backward – Sudeste x Norte

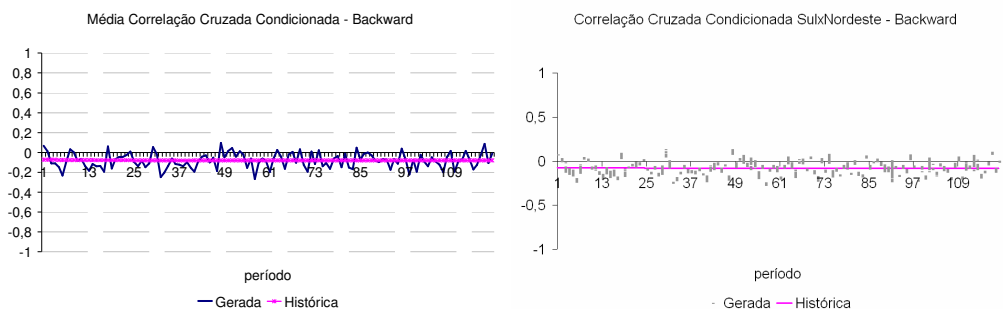
Da Figura 192a até a Figura 192g pode-se analisar o comportamento da correlação cruzada entre os subsistemas Sul e Nordeste. As correlações cruzadas obtidas com as opções LHC e AD continuam, em geral, abaixo do valor histórico em valores absolutos. Conforme observado anteriormente, a opção Atual apresenta uma variabilidade acentuada em relação ao valor histórico.



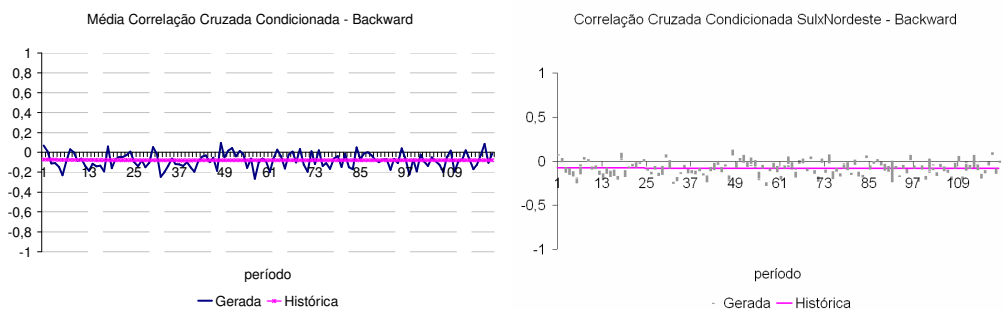
(a) Opção Atual



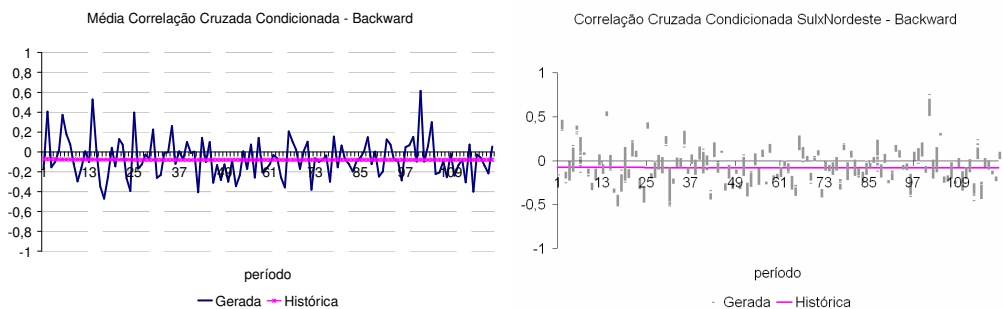
(b) Opção 0



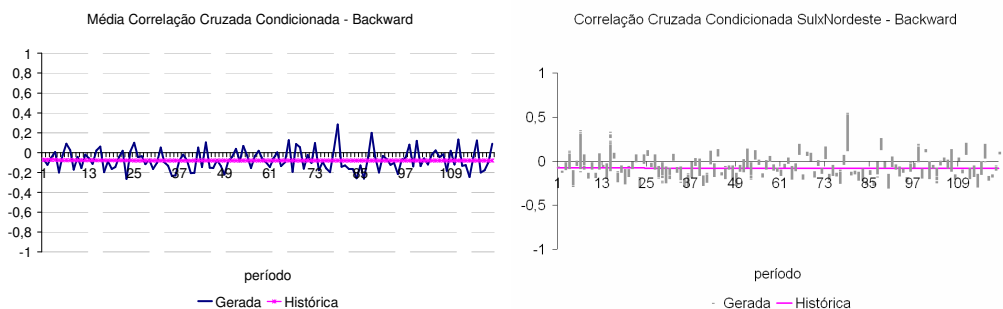
(c) Opção 1



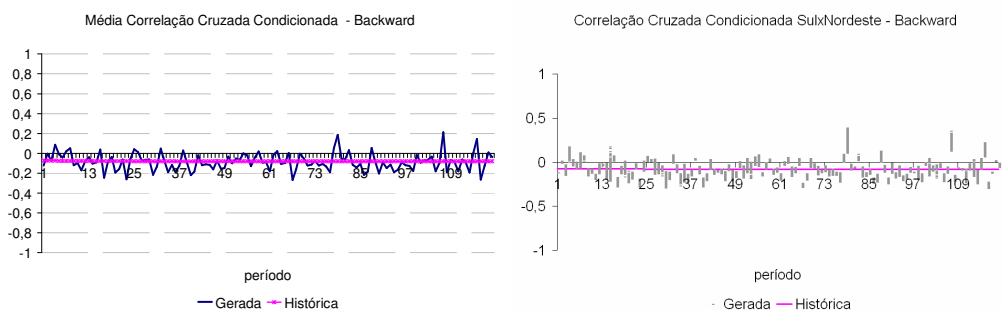
(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS



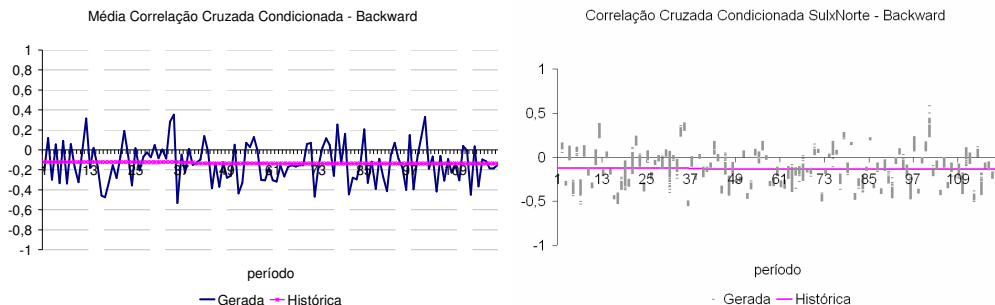
(f) Opção LHC



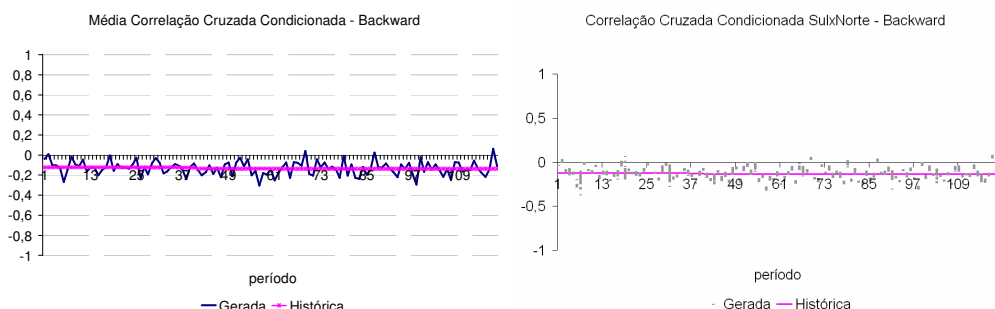
(g) Opção AD

Figura 192: Correlação Cruzada Cenários Backward – Sul x Nordeste

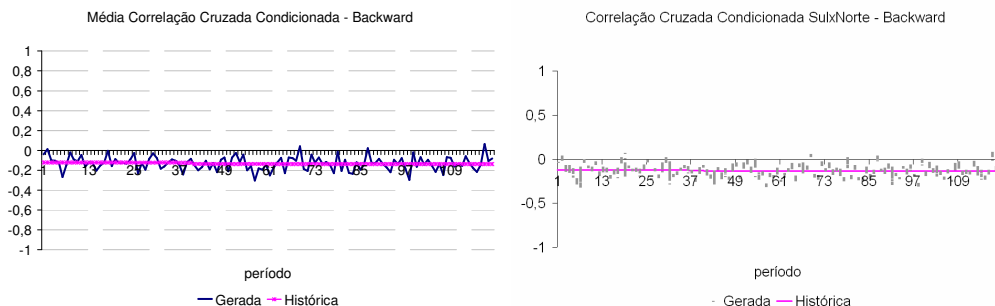
As mesmas observações feitas na análise da correlação cruzada entre Sul e Nordeste valem para a correlação cruzada entre Sul e Norte, Figura 193a até Figura 193g.



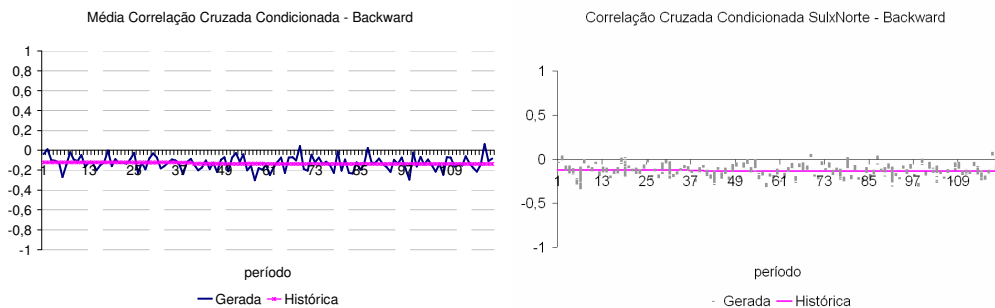
(a) Opção Atual



(b) Opção 0



(c) Opção 1



(d) Opção 4

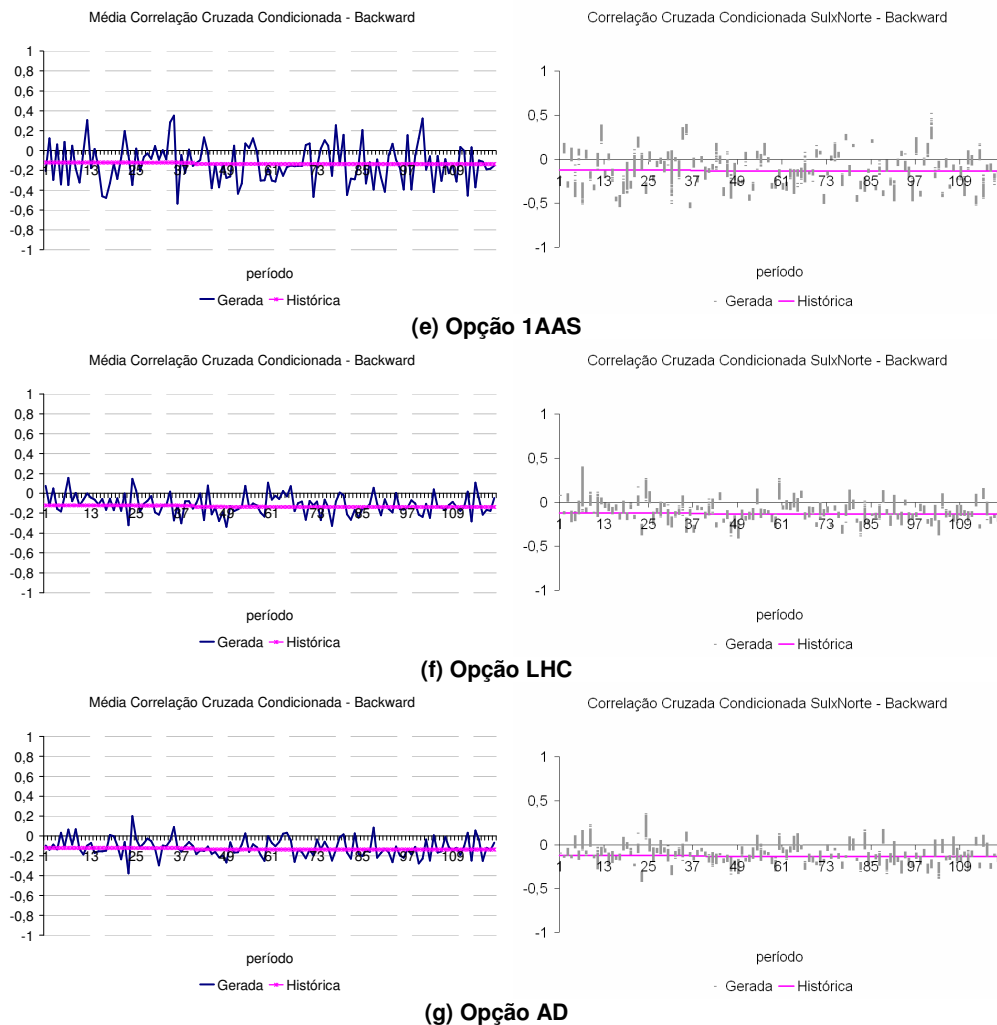
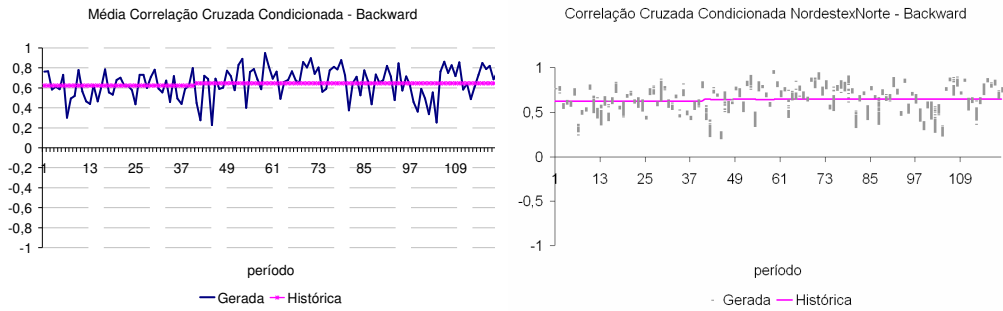
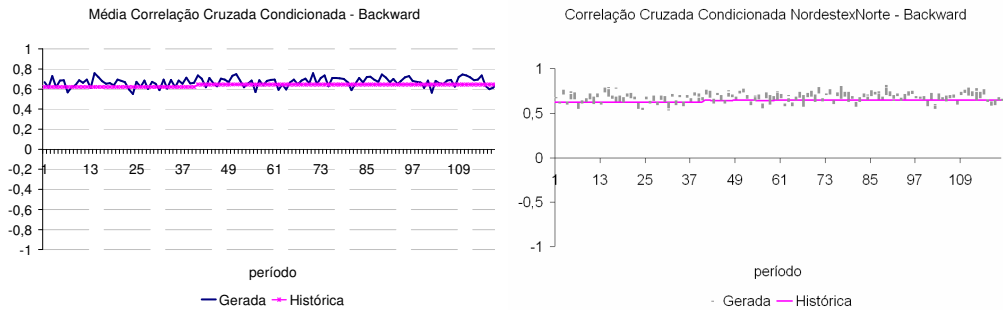


Figura 193: Correlação Cruzada Cenários Backward –Sul x Norte

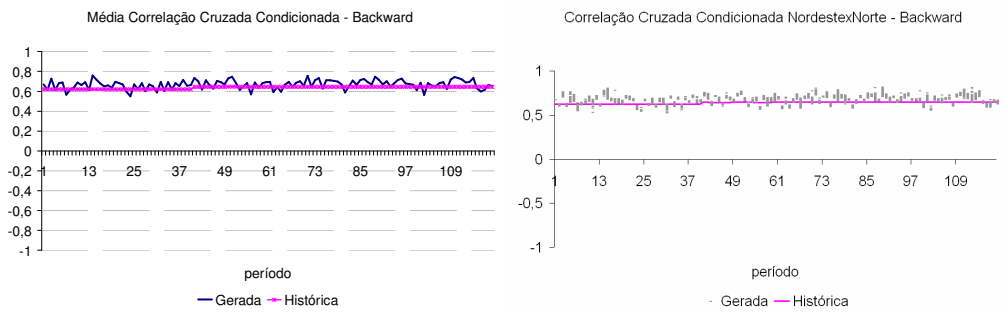
Da Figura 194a até a Figura 194g é comparada evolução da correlação cruzada entre os subsistemas Nordeste e Norte com o valor observado no histórico. As correlações cruzadas obtidas com as opções LHC e AD permanecem, em geral, abaixo do valor histórico, porém as diferenças relação ao histórico são bem menores. Novamente, a opção Atual apresenta uma variabilidade acentuada em relação ao valor histórico.



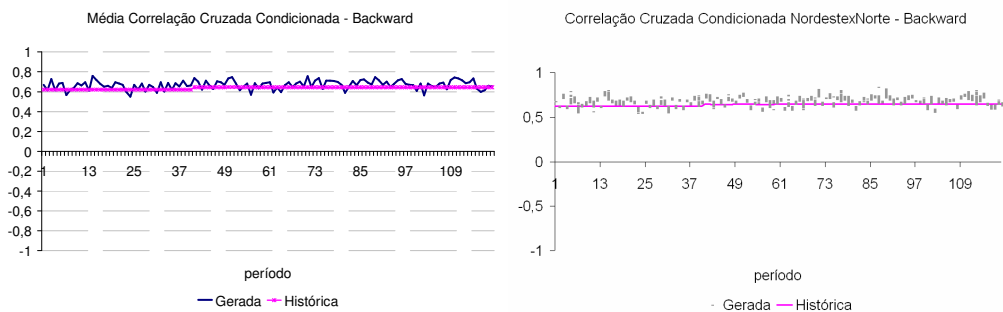
(a) Opção Atual



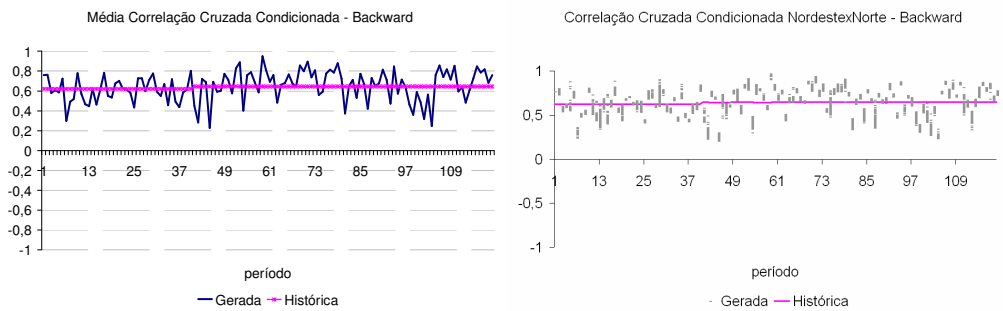
(b) Opção 0



(c) Opção 1



(d) Opção 4



(e) Opção 1AAS

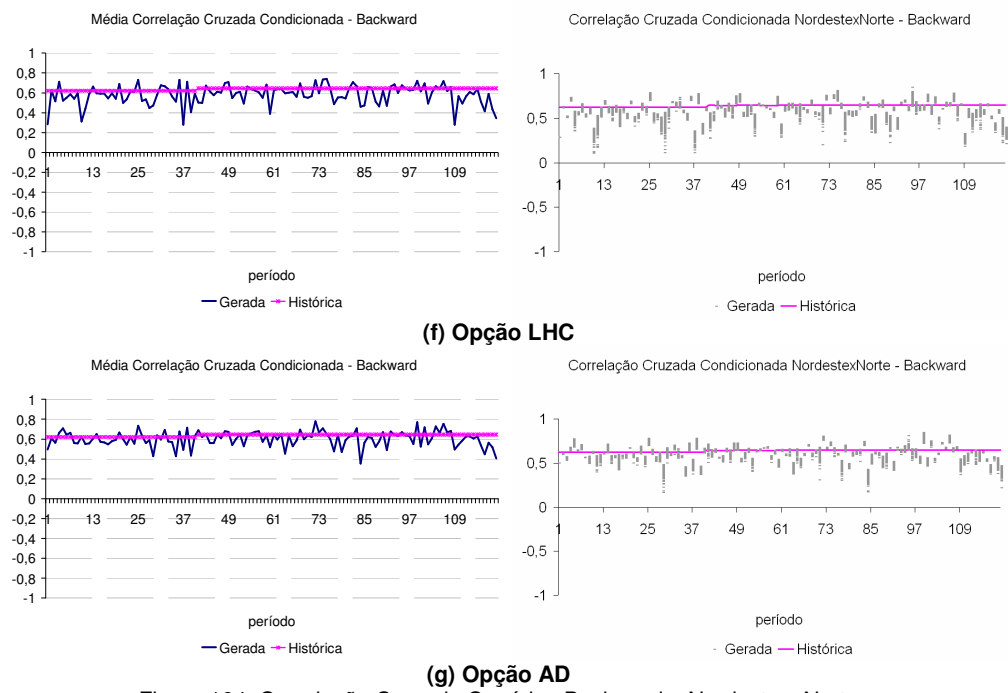


Figura 194: Correlação Cruzada Cenários Backward – Nordeste x Norte

Apêndice C

Avaliação dos Resultados do Problema de Planejamento da Operação (Complementação)

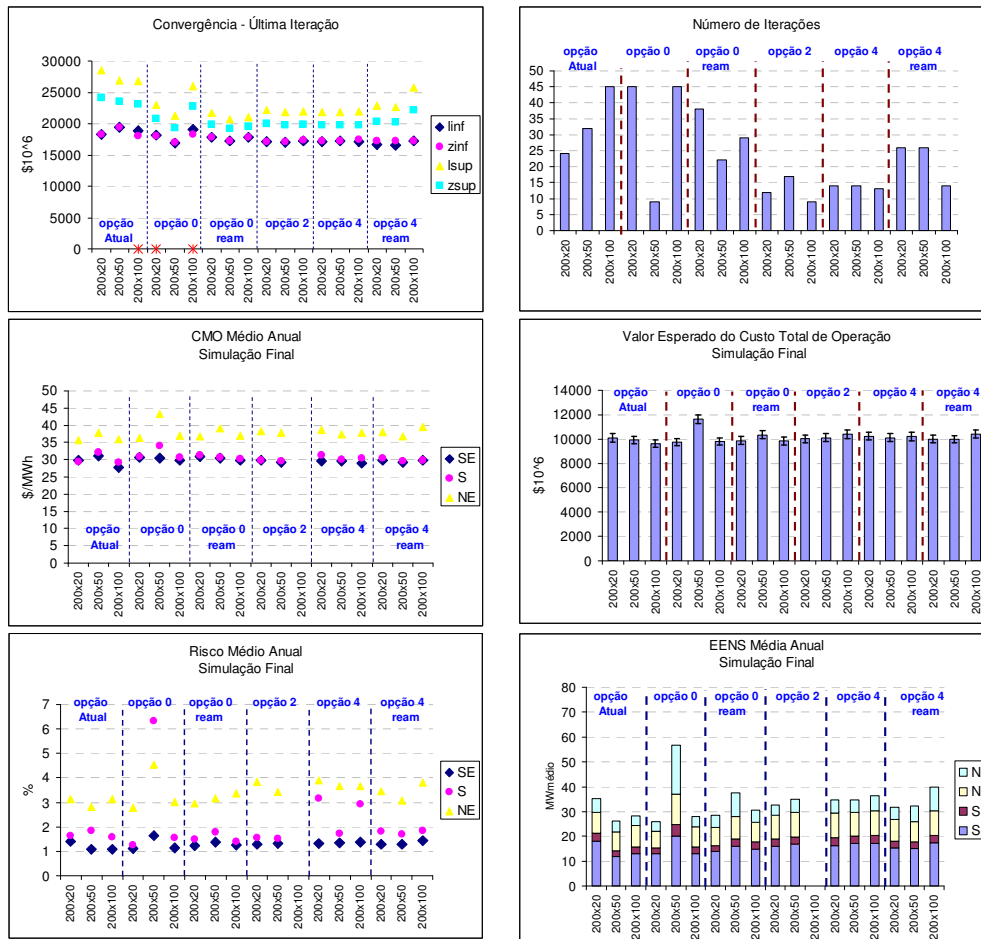
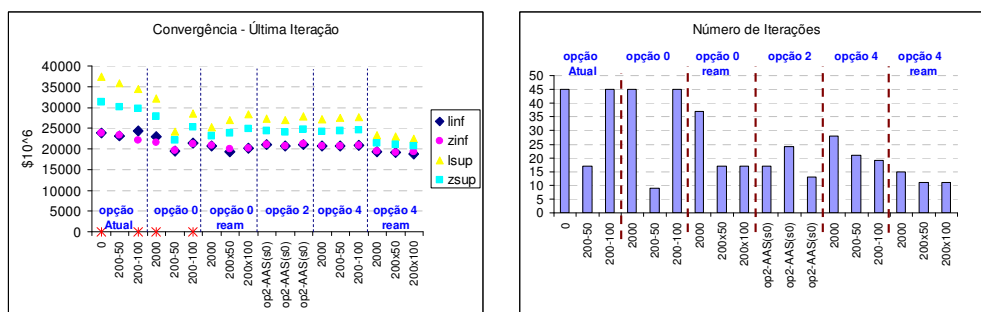


Figura 195: Resultados- Variação Backward - PMO Mai/04



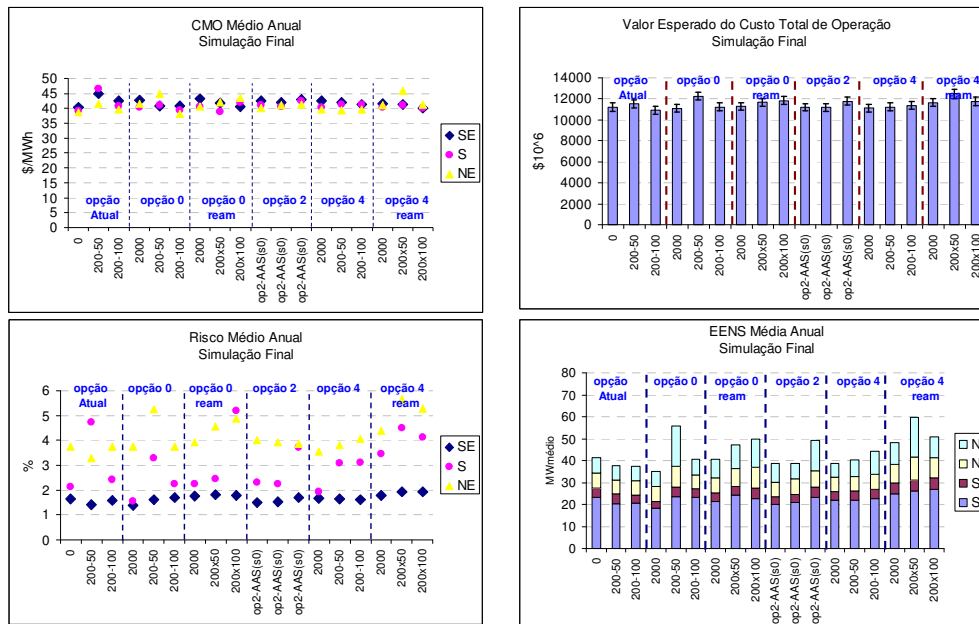


Figura 196: Resultados– Variação Backward - PMO Set/04

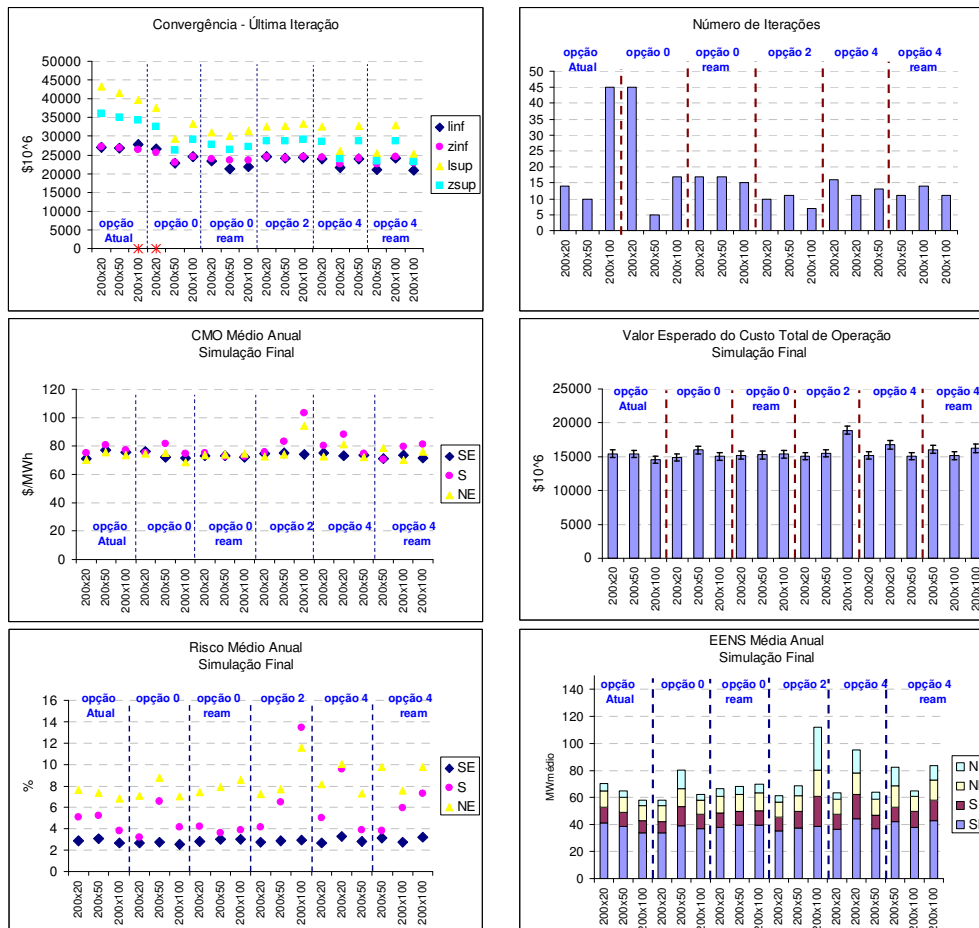


Figura 197: Resultados– Variação Backward - PMO Set/09

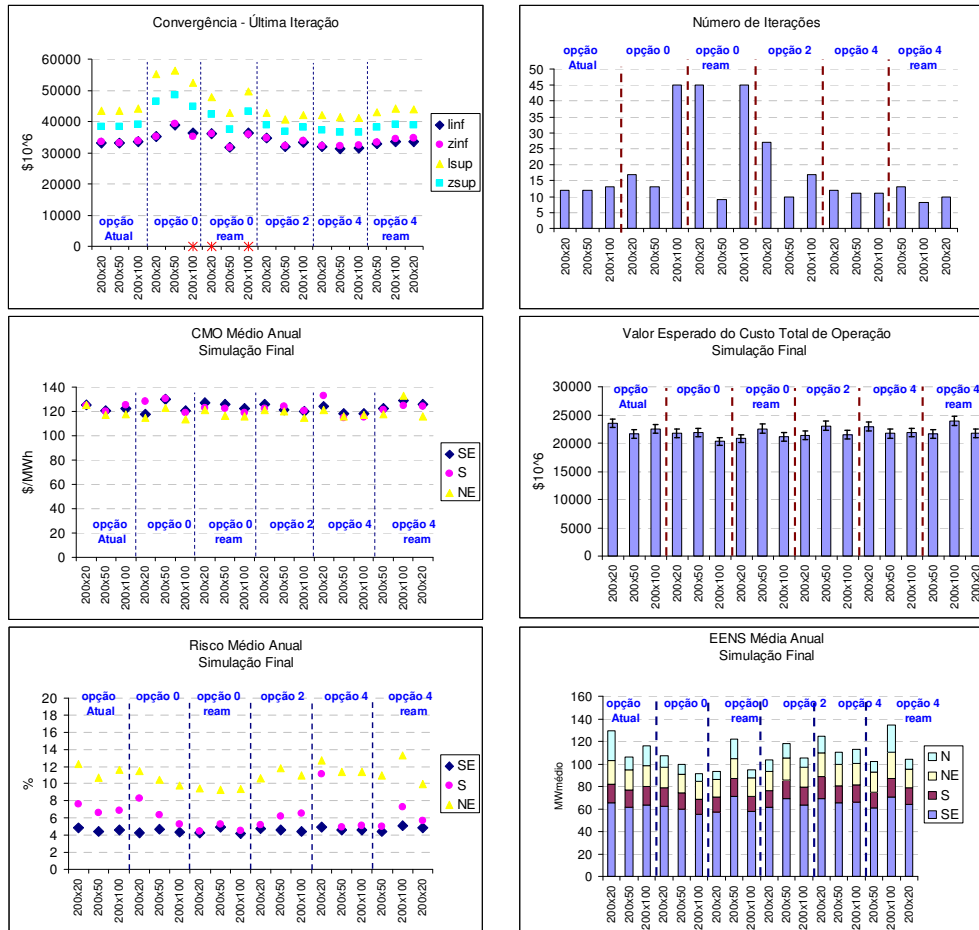
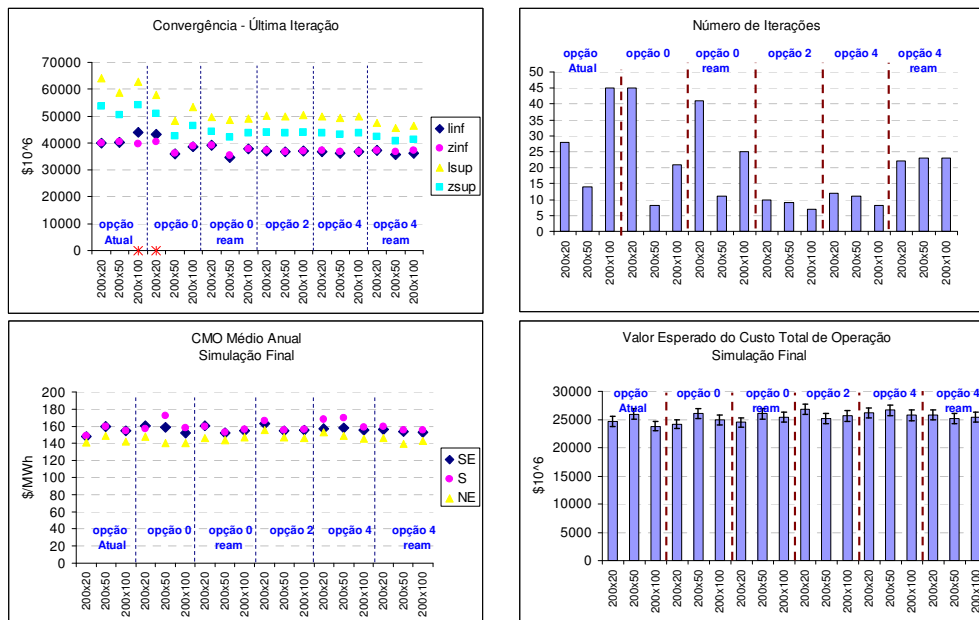
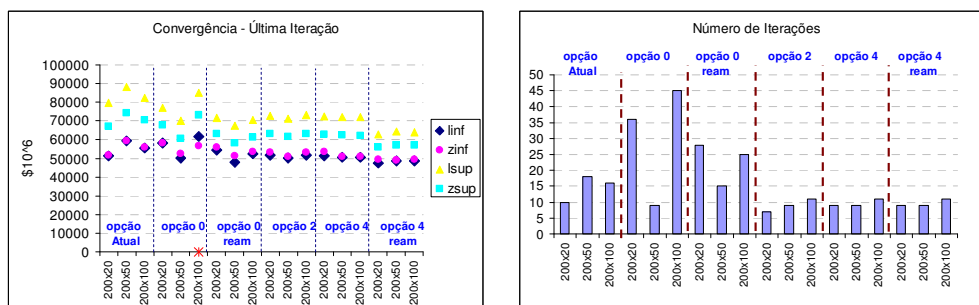
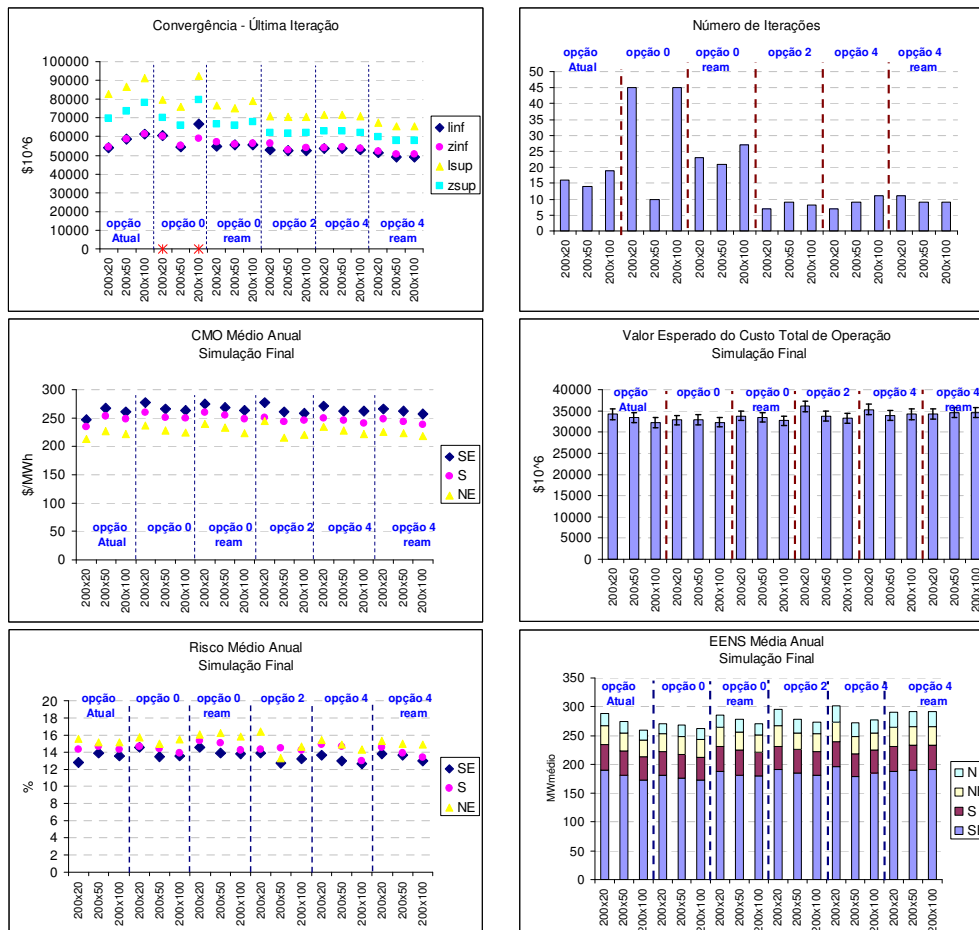
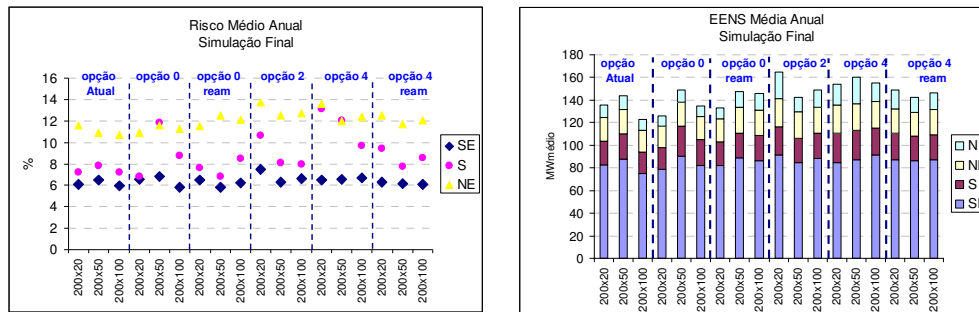


Figura 198: Resultados- Variação Backward - PMO Jun/06





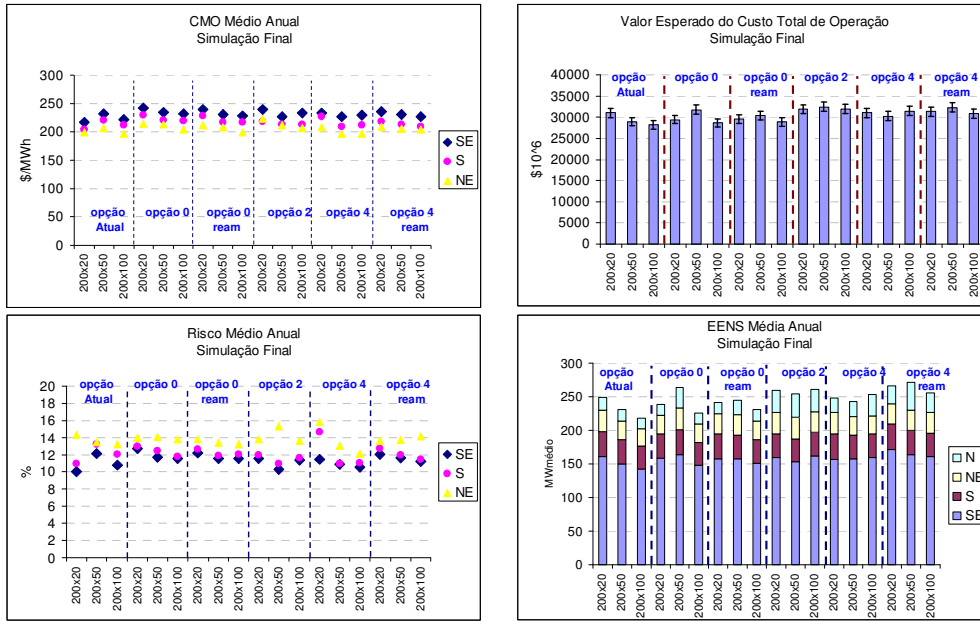


Figura 201: Resultados– Variação Backward - PMO Fev/07

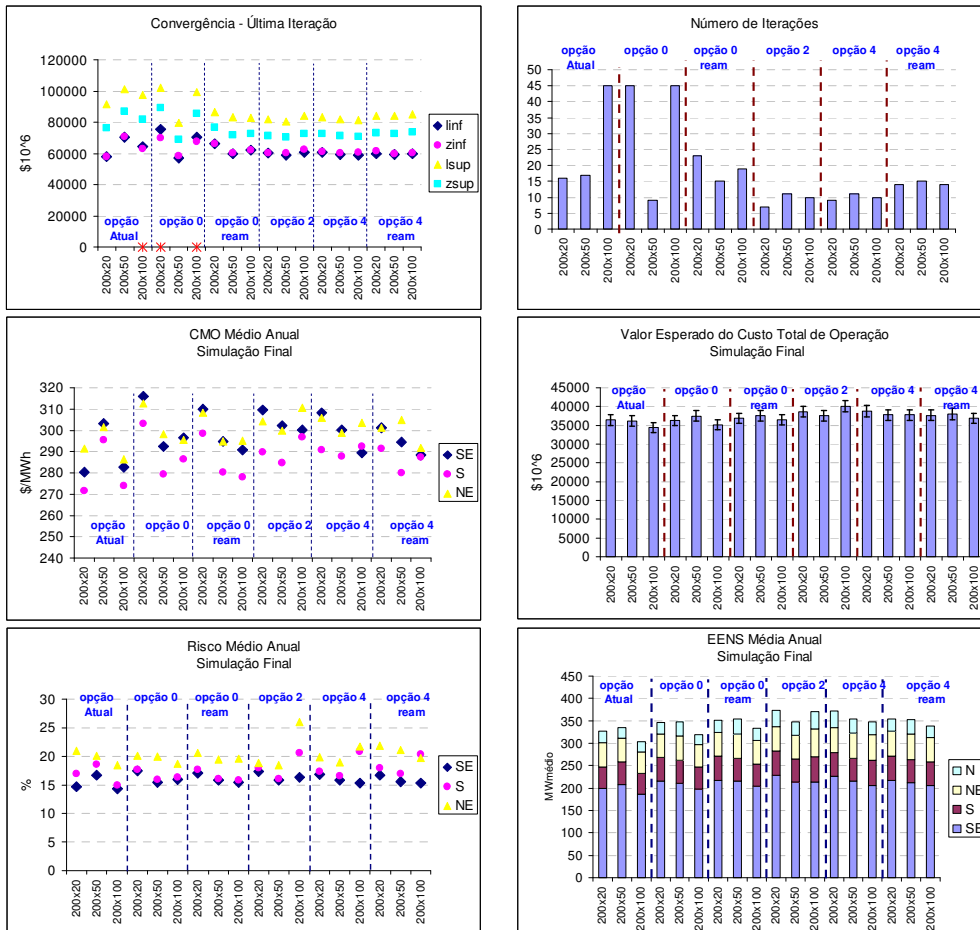


Figura 202: Resultados– Variação Backward - PMO Mai/07

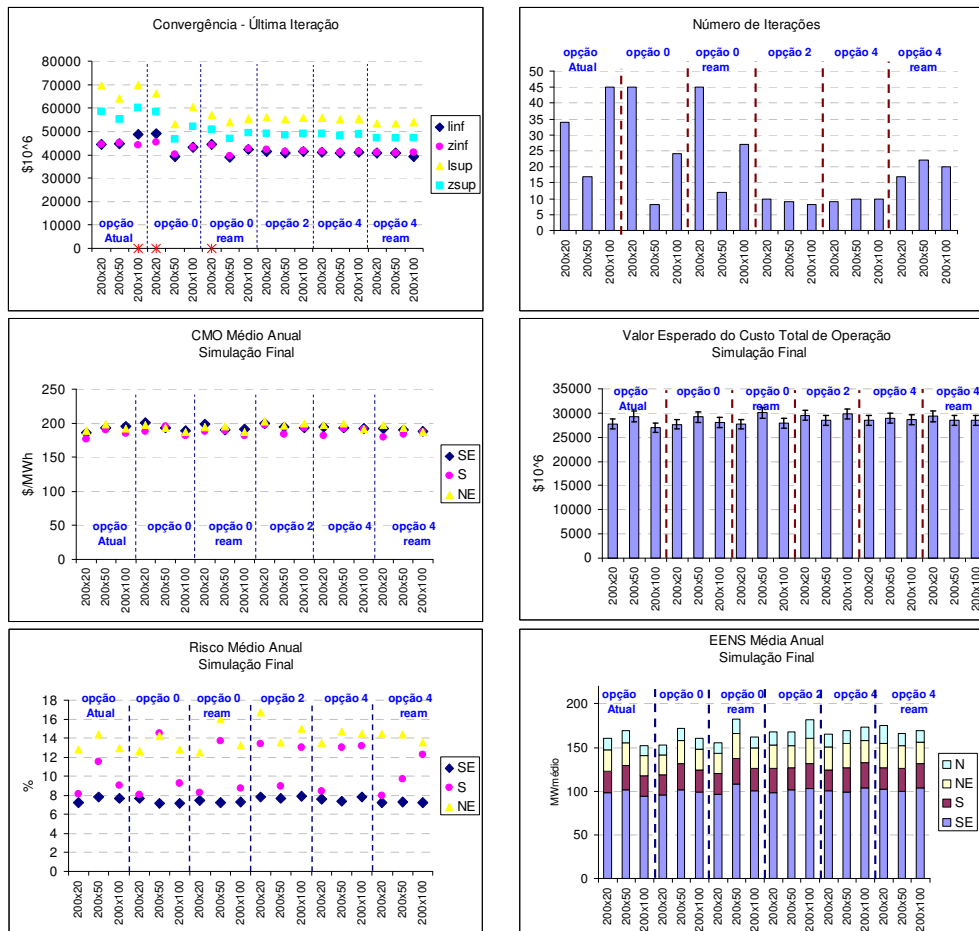
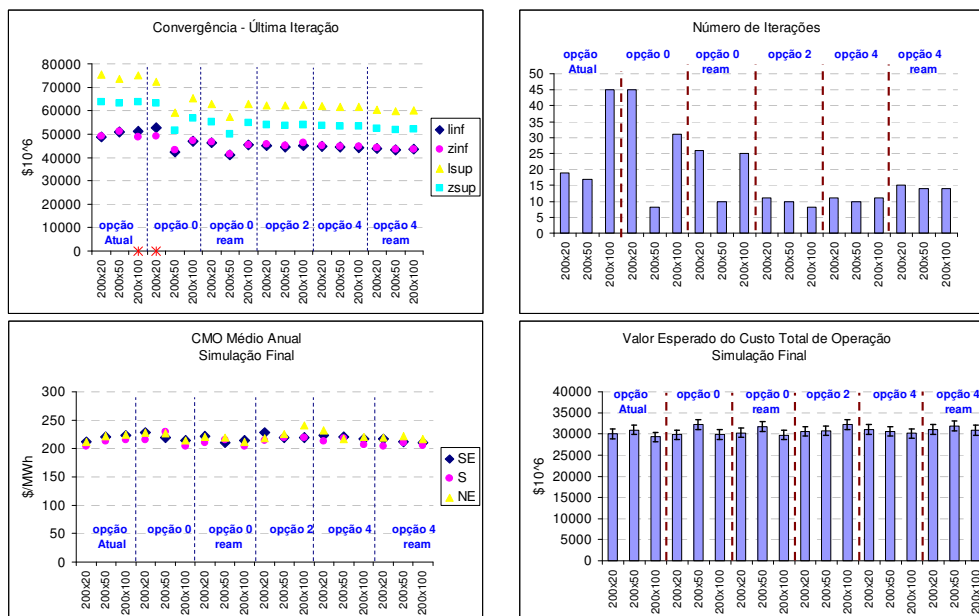
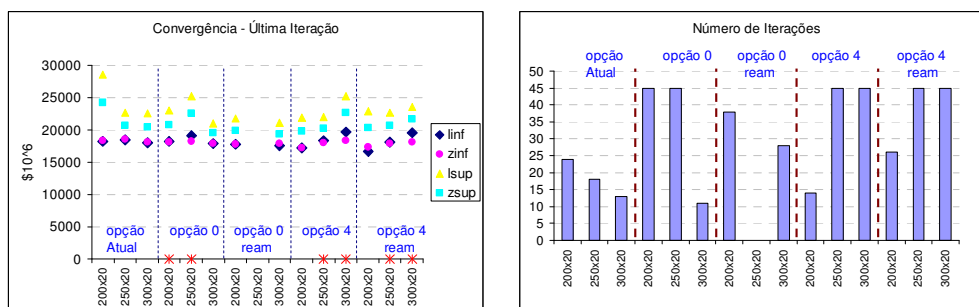
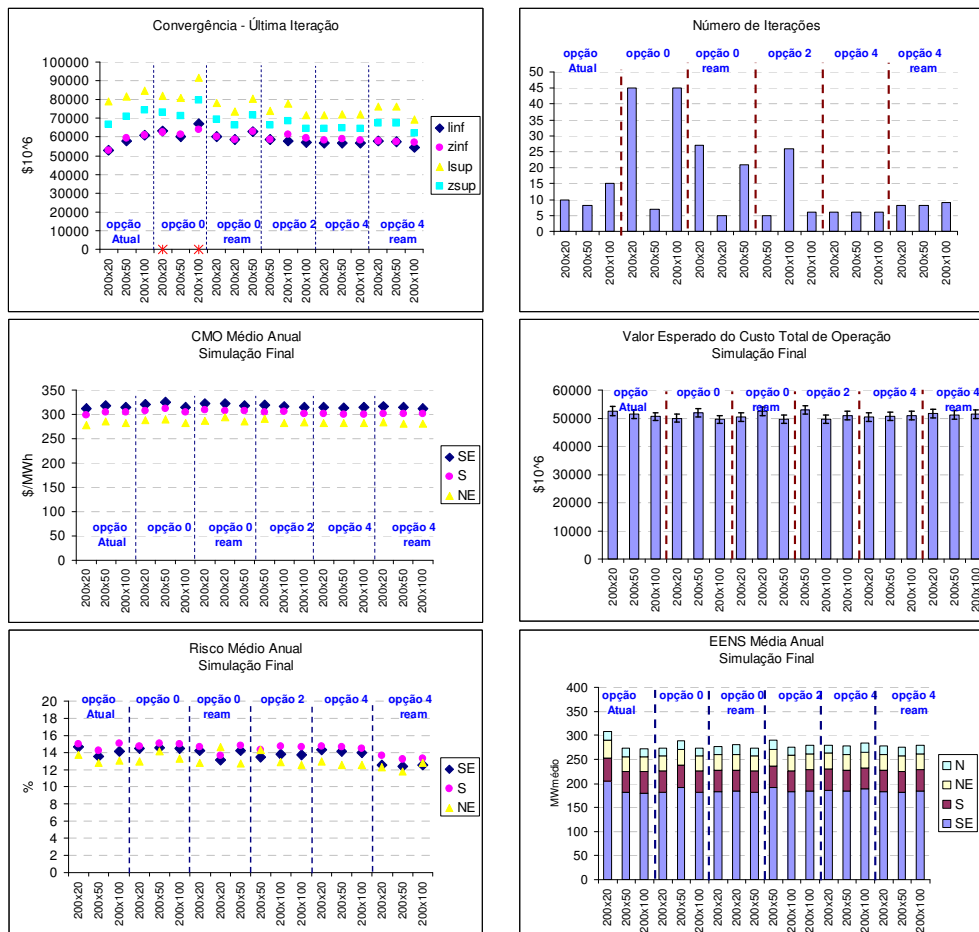
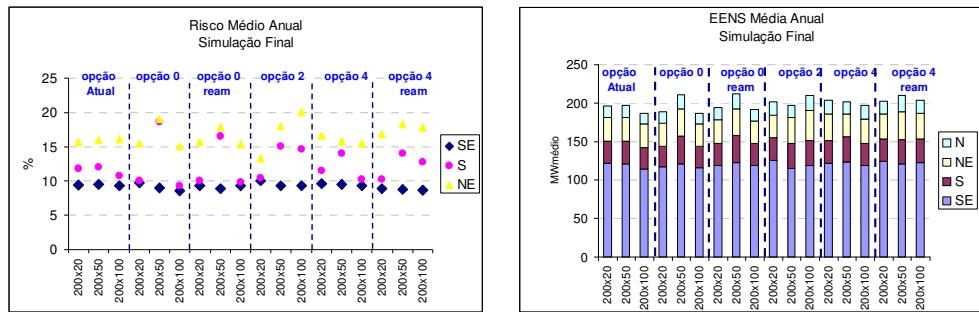


Figura 203: Resultados- Variação Backward - PMO Jul/07





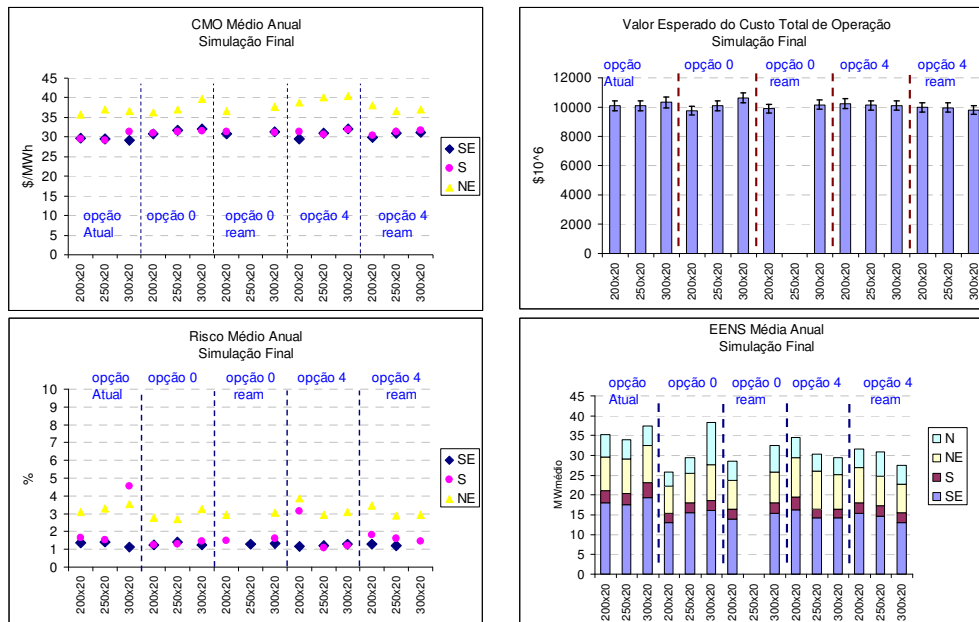


Figura 206: Resultados– Variação Forward - PMO Mai/04

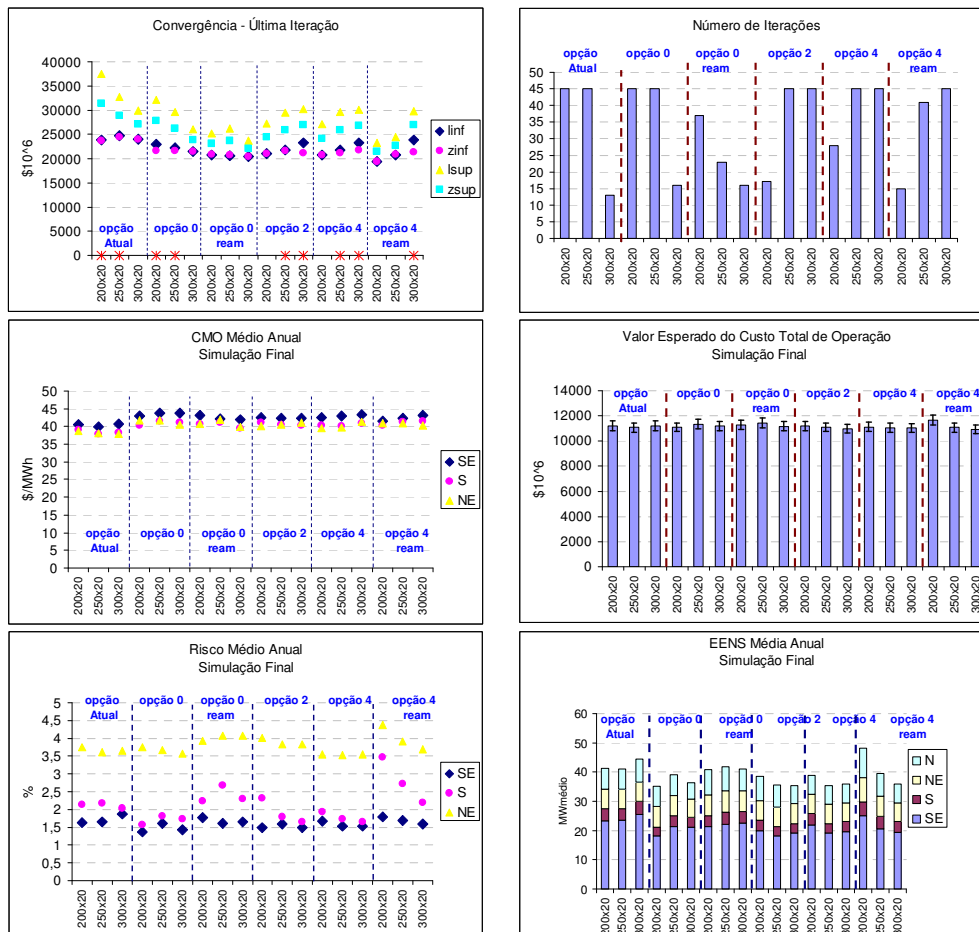


Figura 207: Resultados– Variação Forward - PMO Set/04

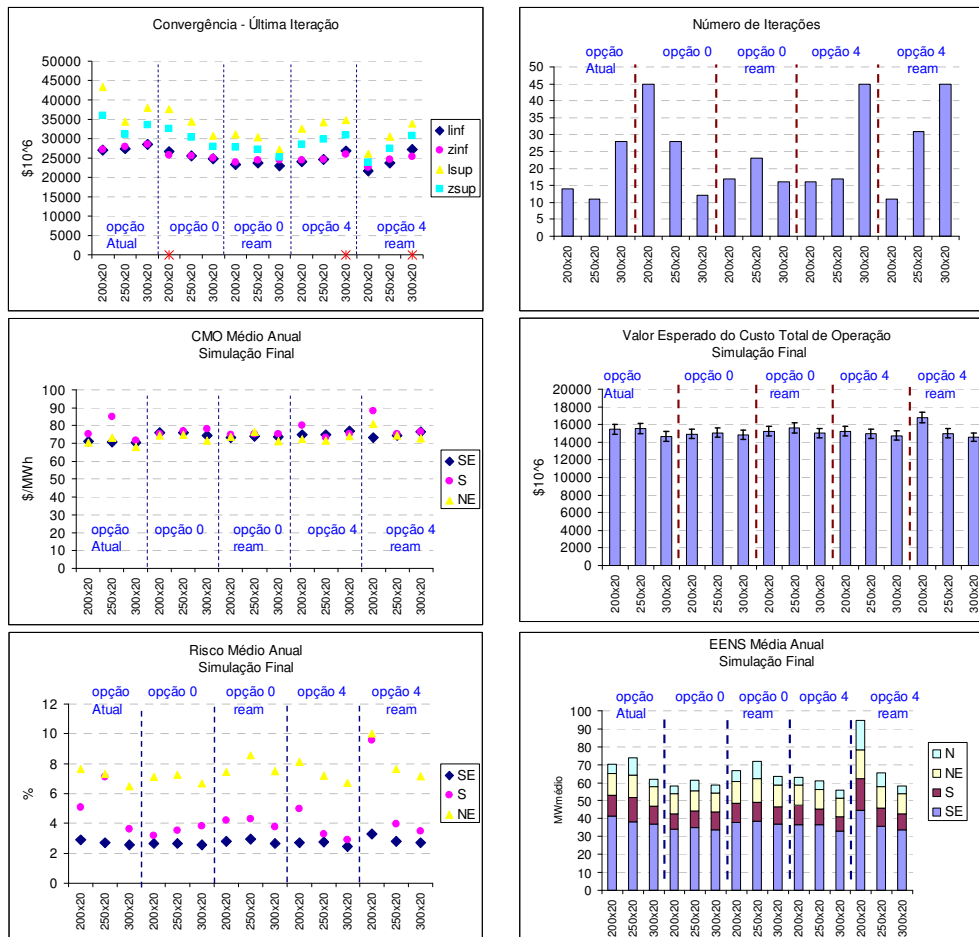
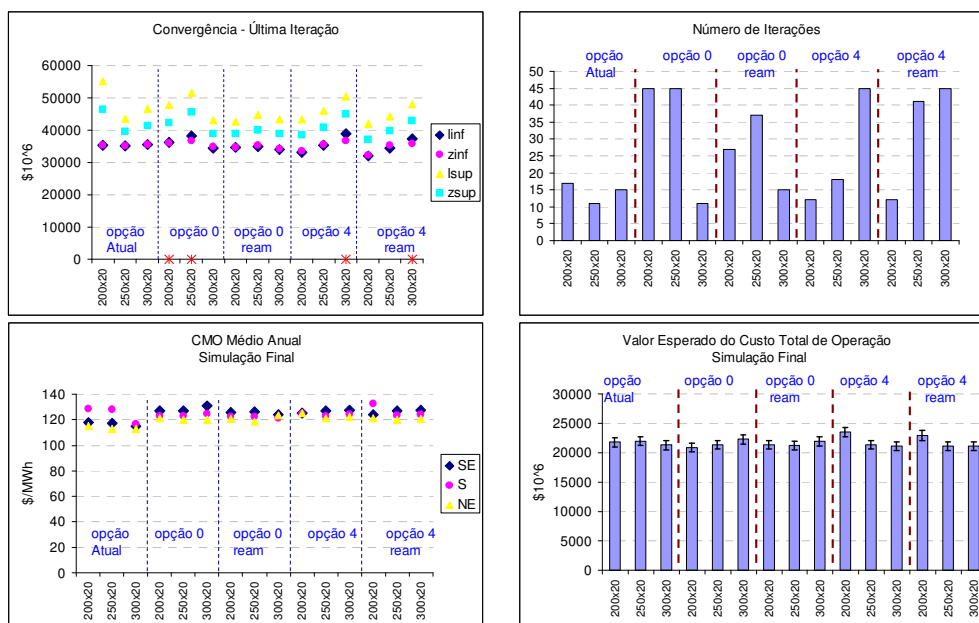
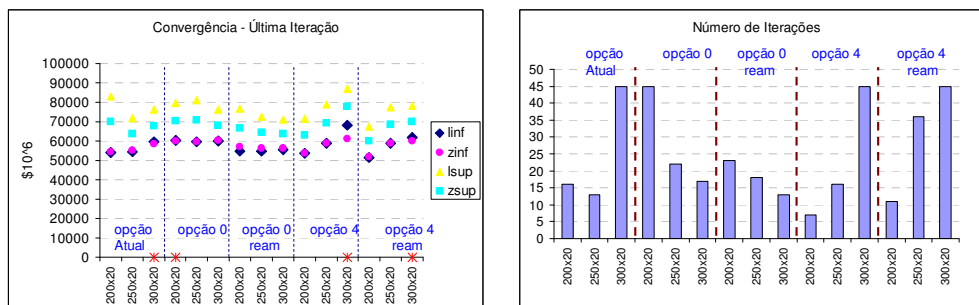
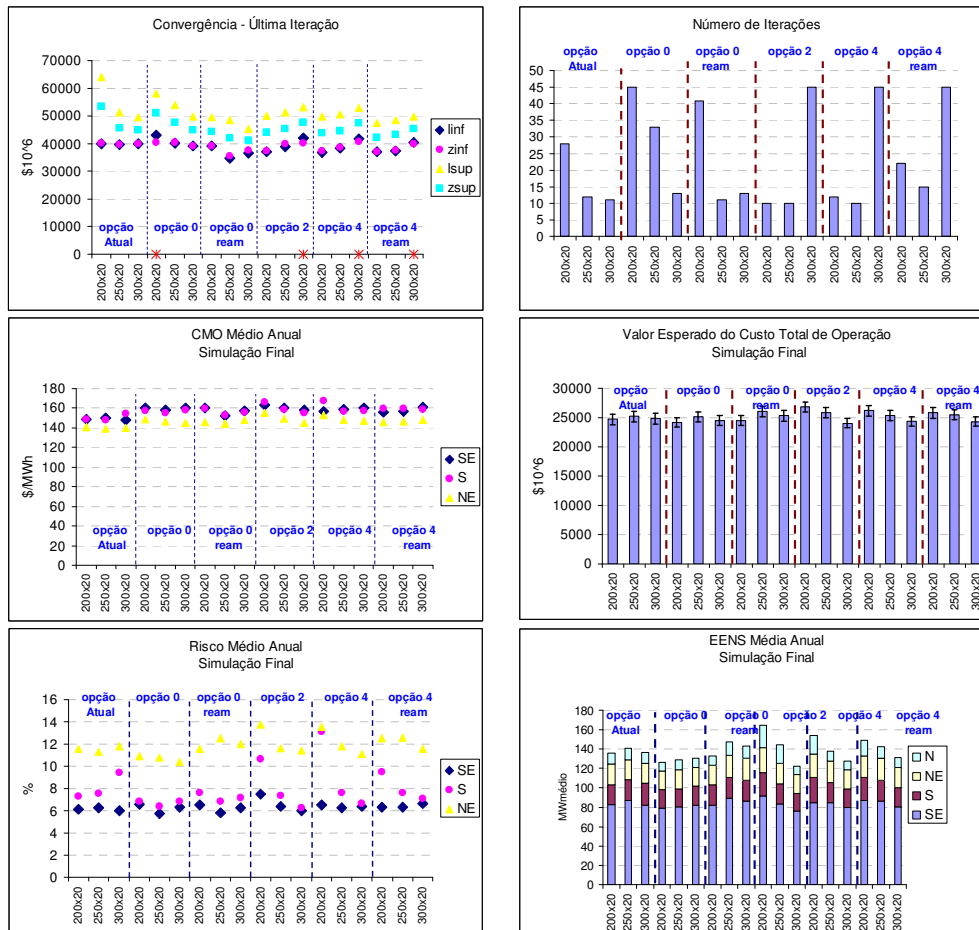
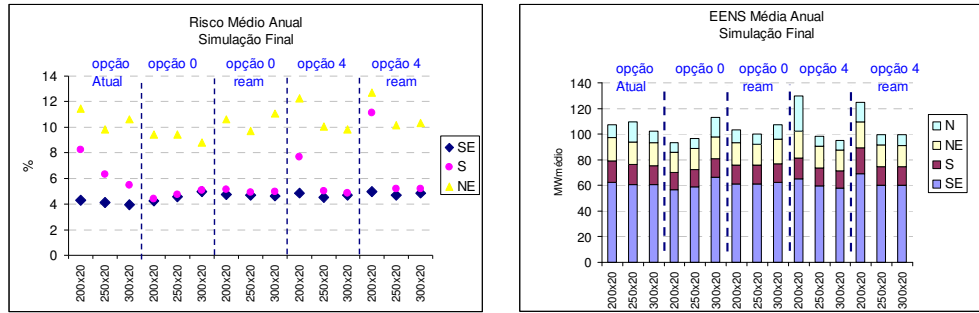


Figura 208: Resultados- Variação Forward - PMO Set/09





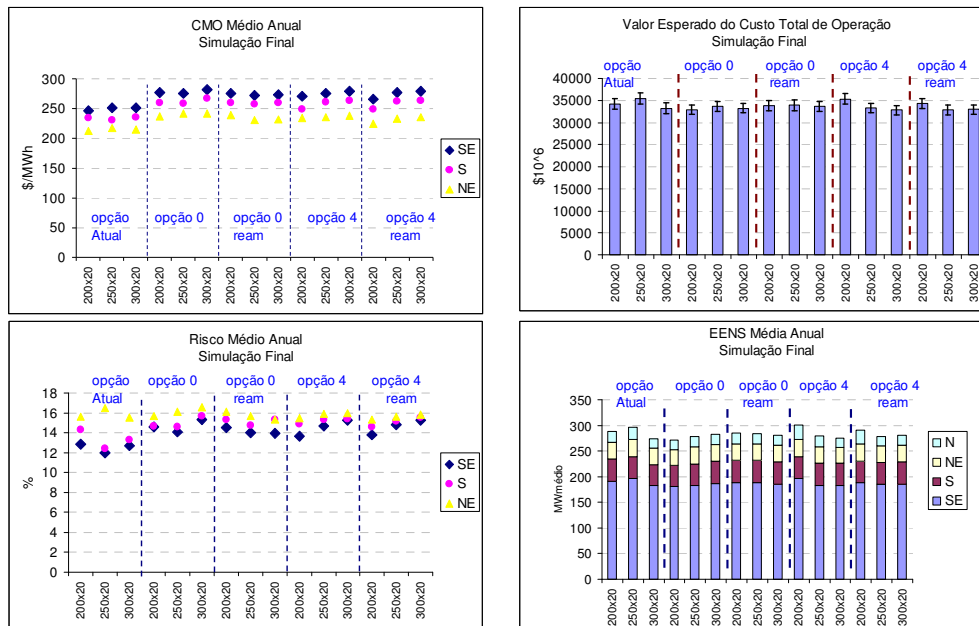


Figura 211: Resultados– Variação Forward - PMO Jan/07

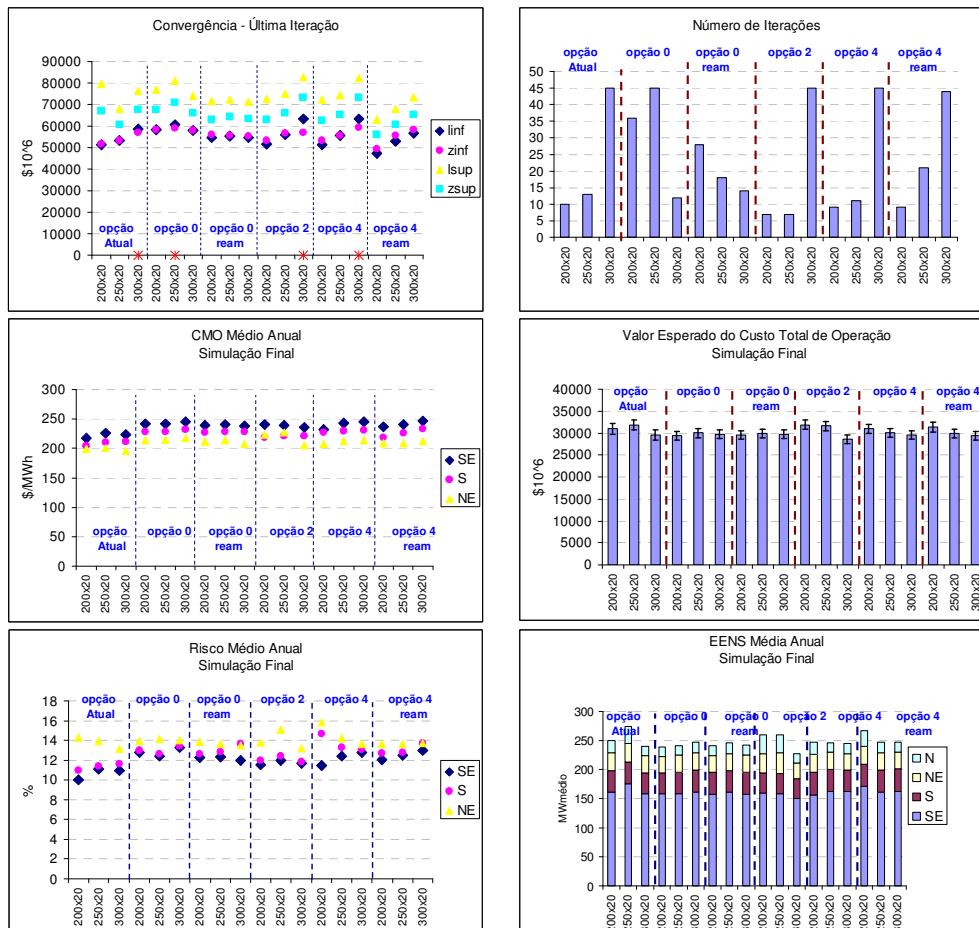


Figura 212: Resultados– Variação Forward - PMO Feb/07

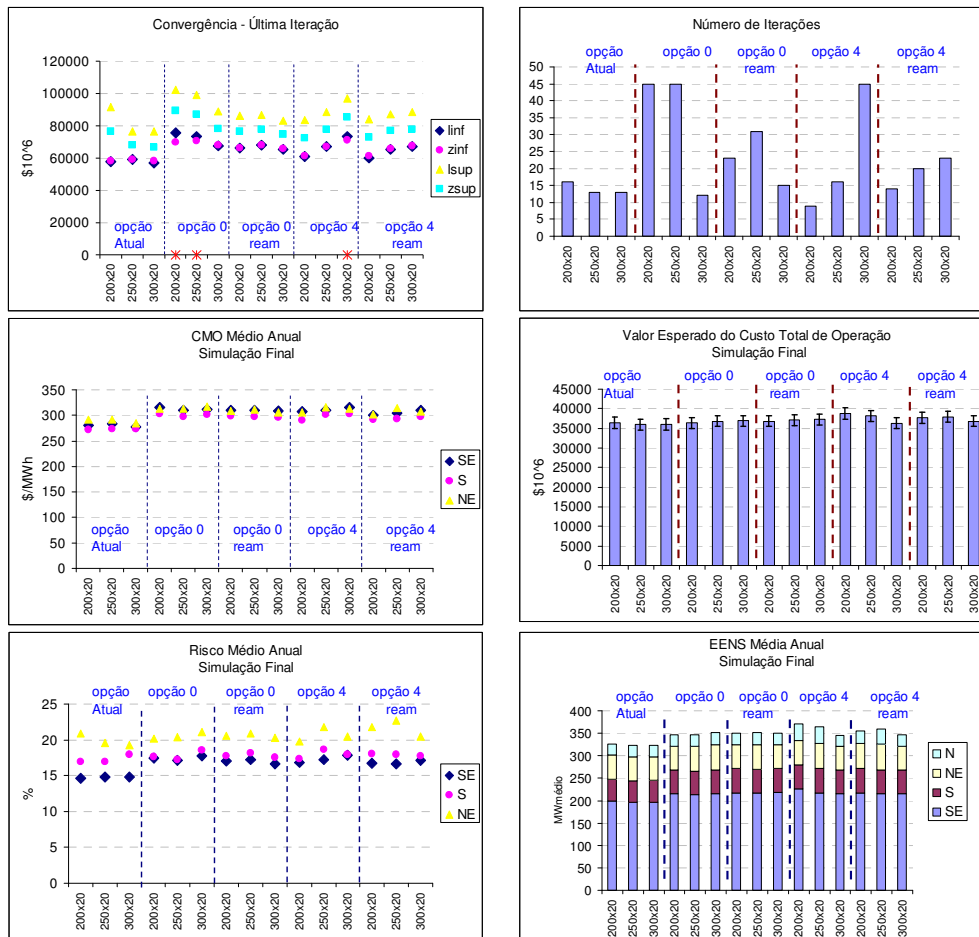
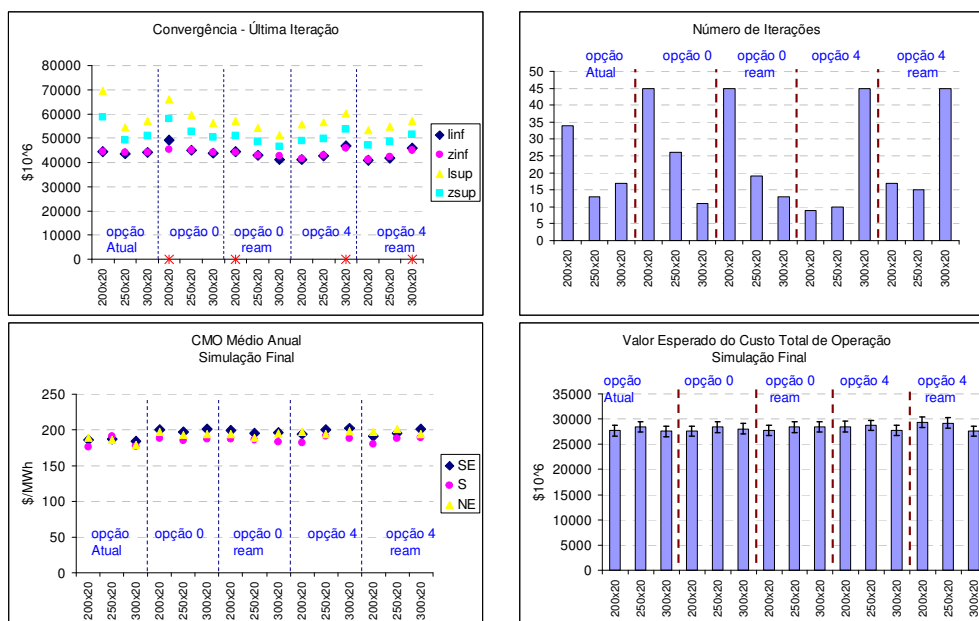
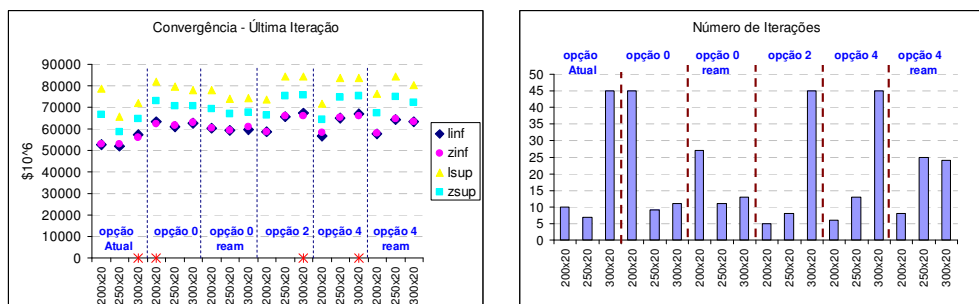
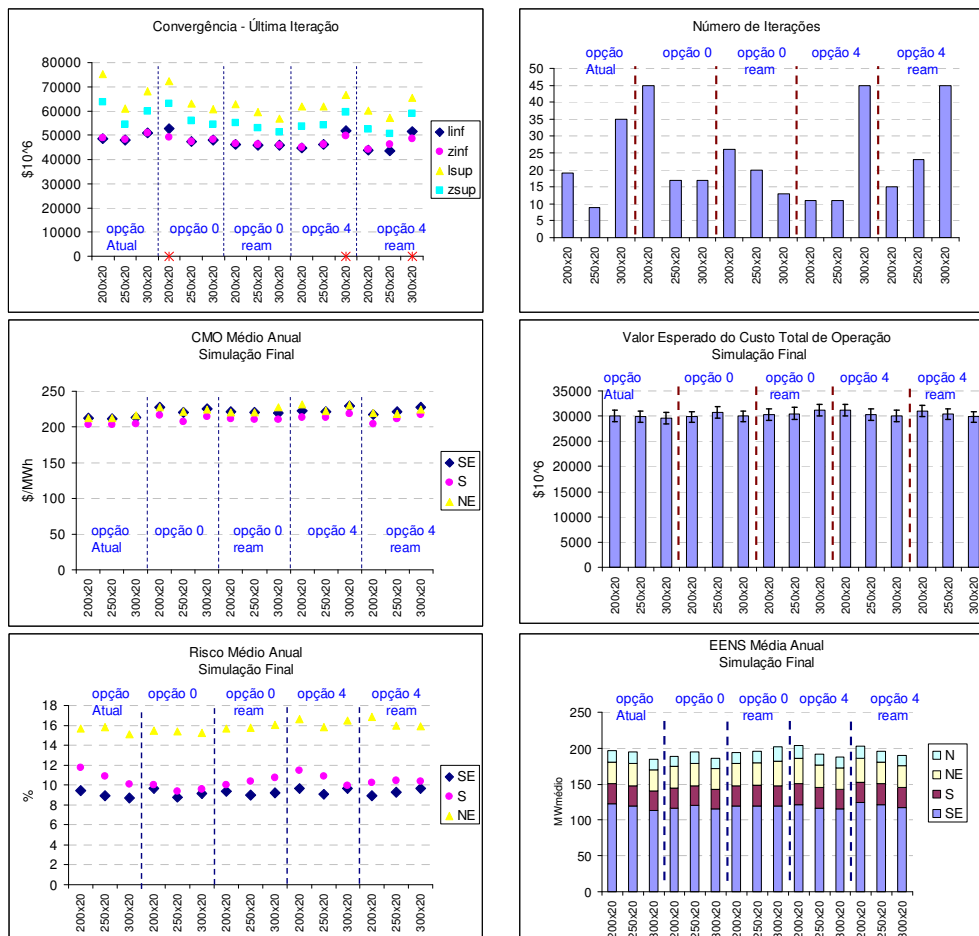
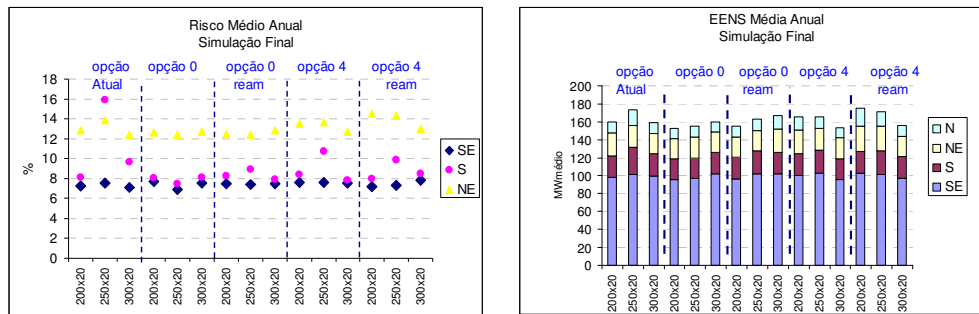


Figura 213: Resultados- Variação Forward - PMO Mai/07





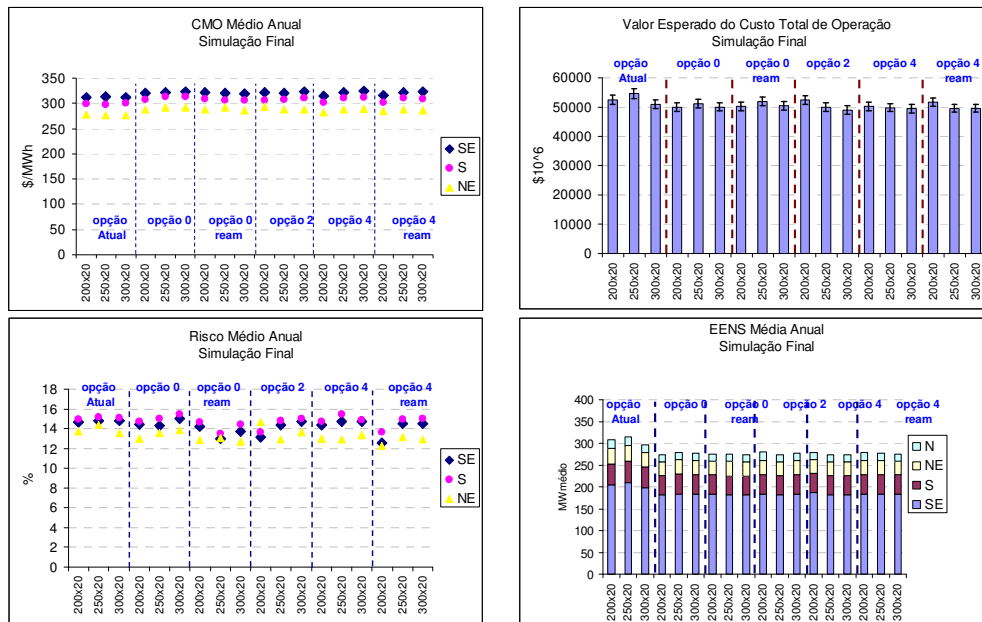


Figura 216: Resultados– Variação Forward - PMO Jan/08



Figura 217: Resultados– Variação Semente – Opção 4 - PMO Set/05

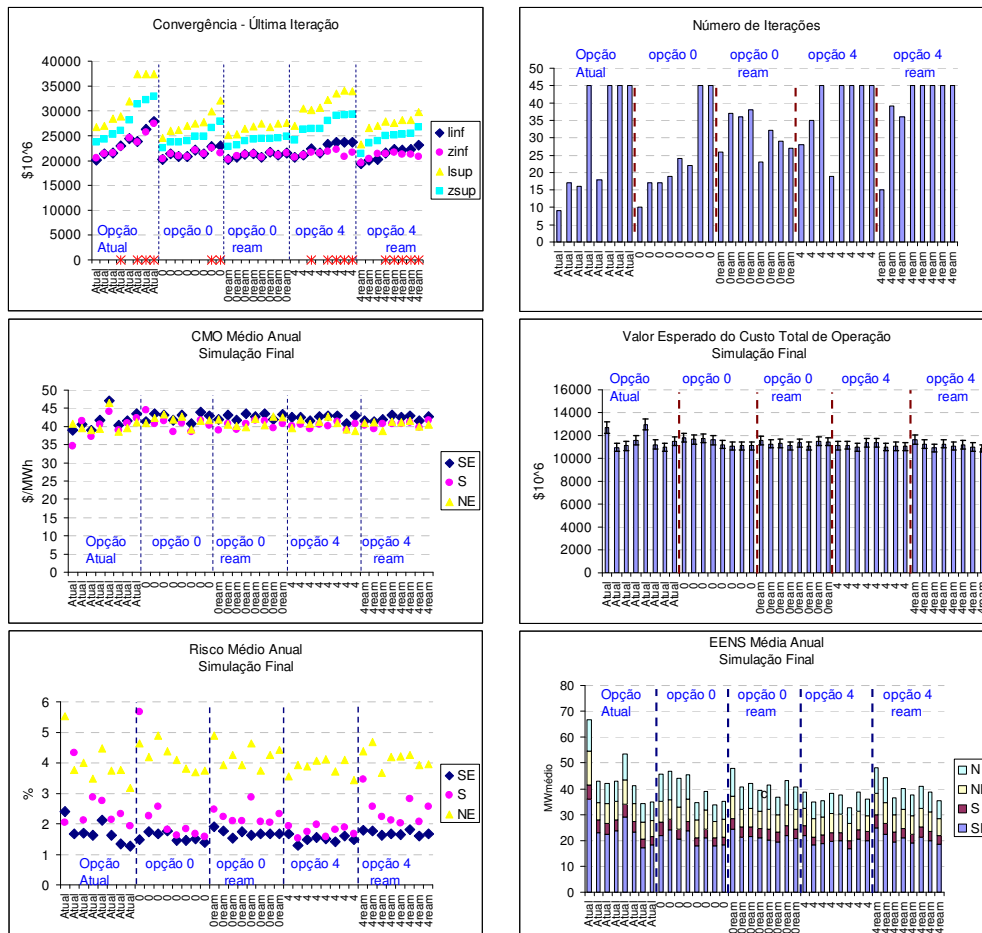
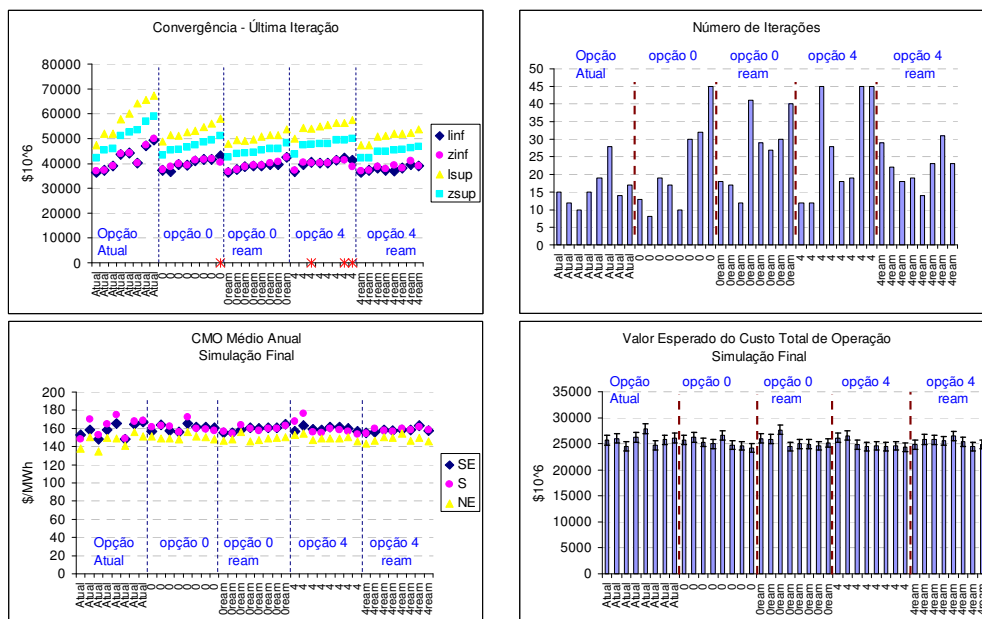
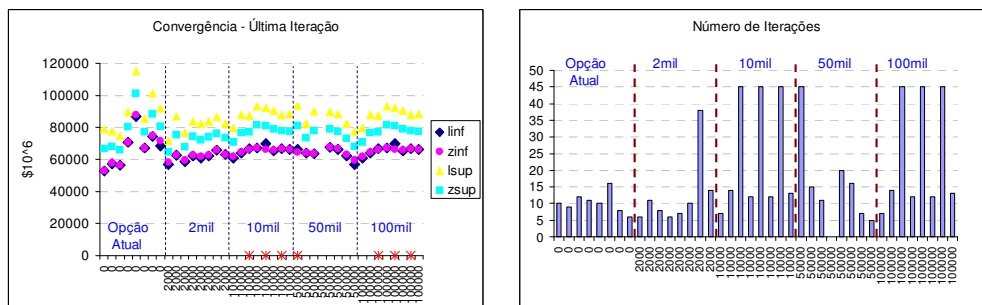
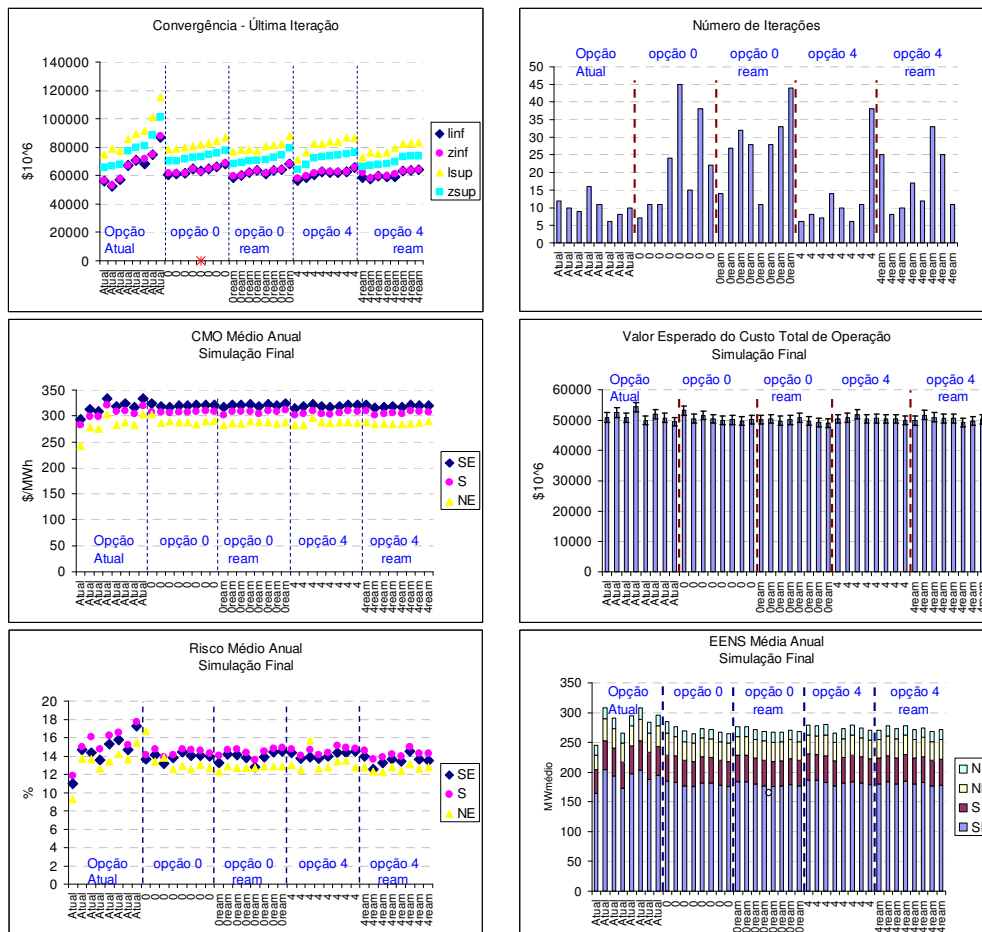
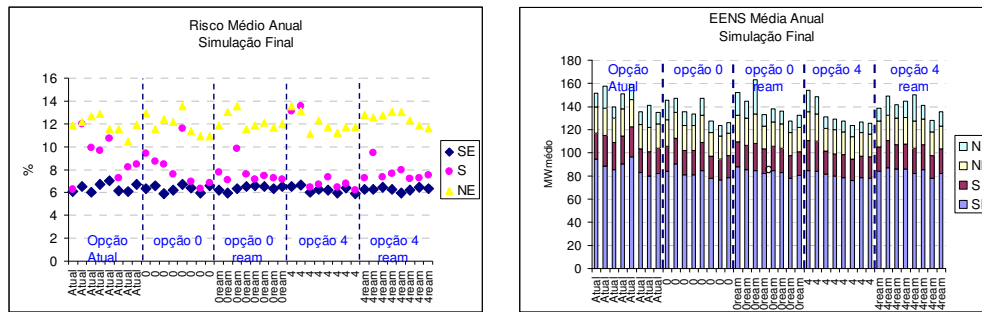


Figura 218: Resultados- Variação Semente – PMO Set/04





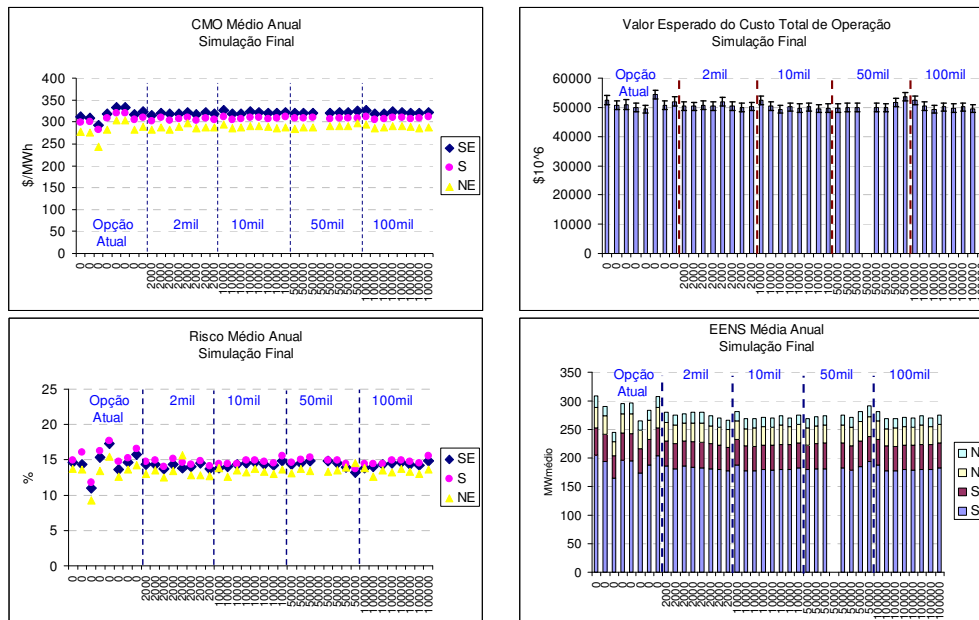


Figura 221: Resultados– Variação Amostra & Semente – Opção 4 - PMO Jan/08

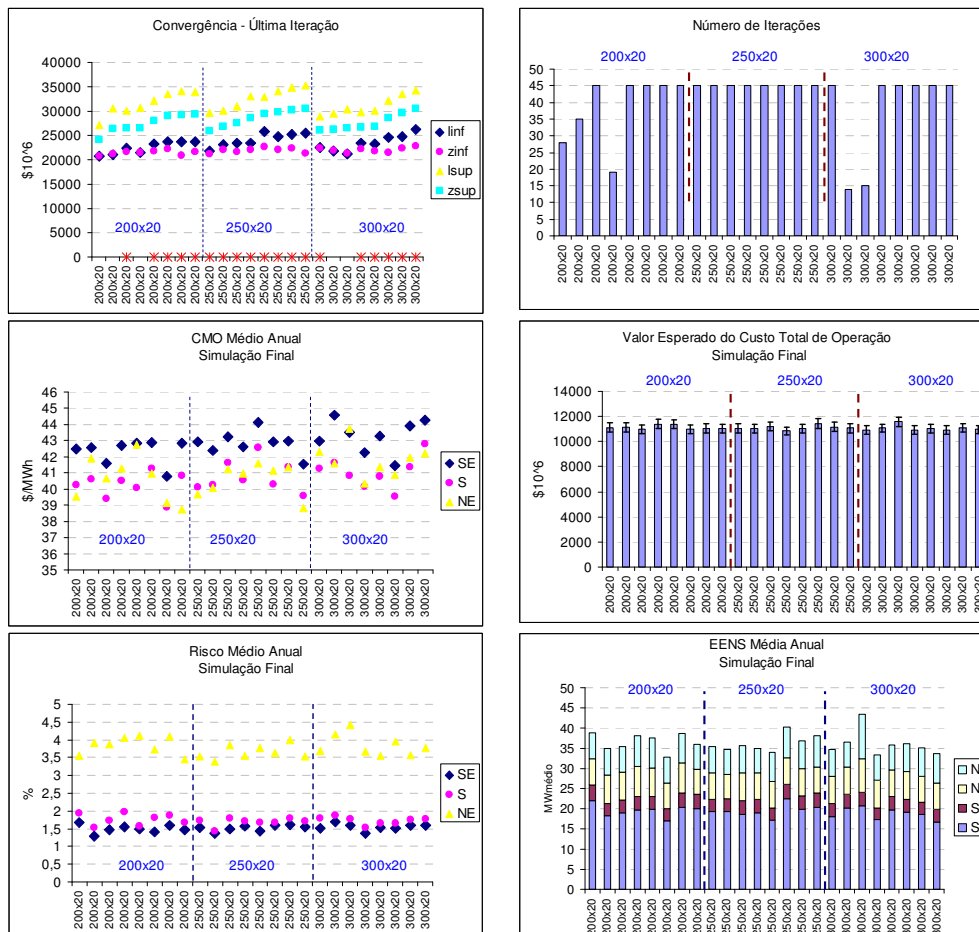


Figura 222: Resultados– Variação Forward & Semente – Opção 4 - PMO Set/04

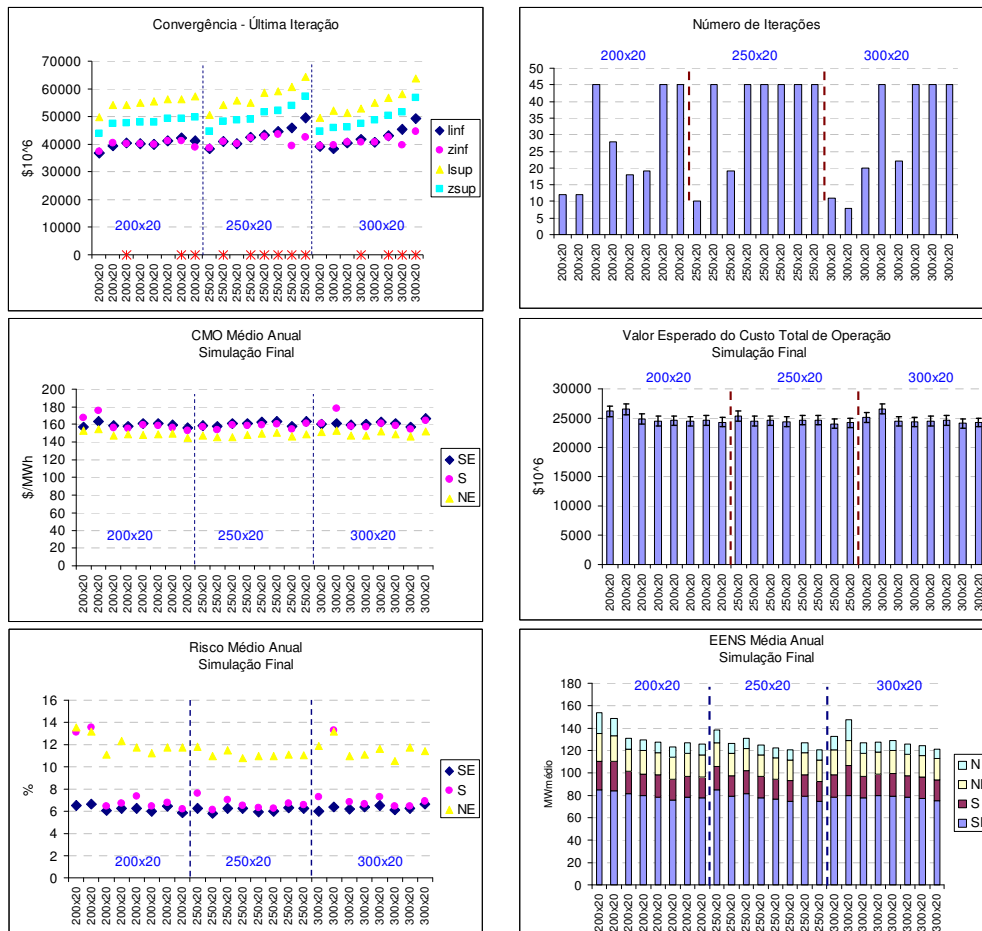
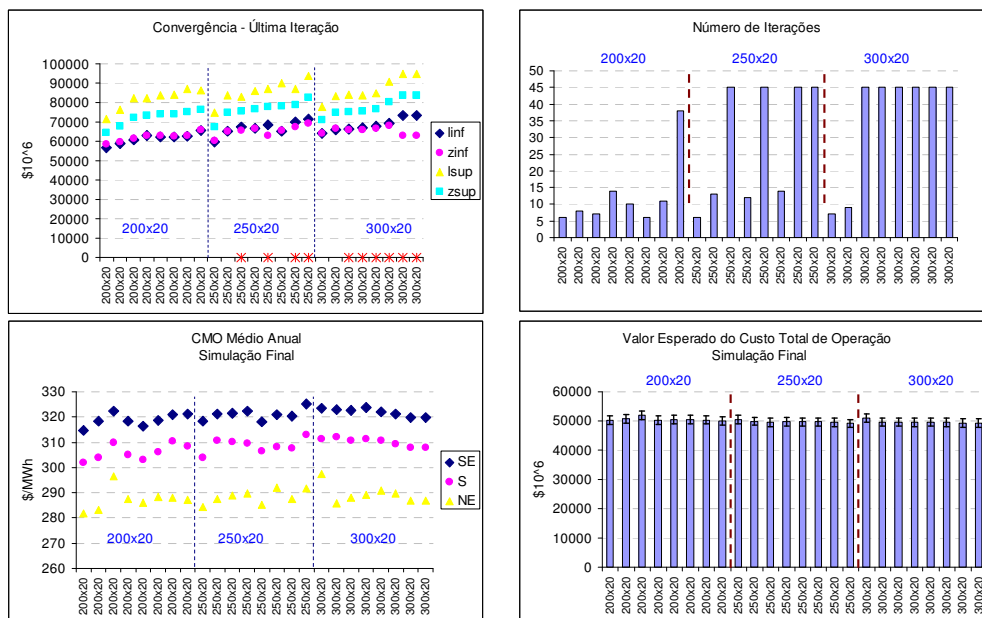
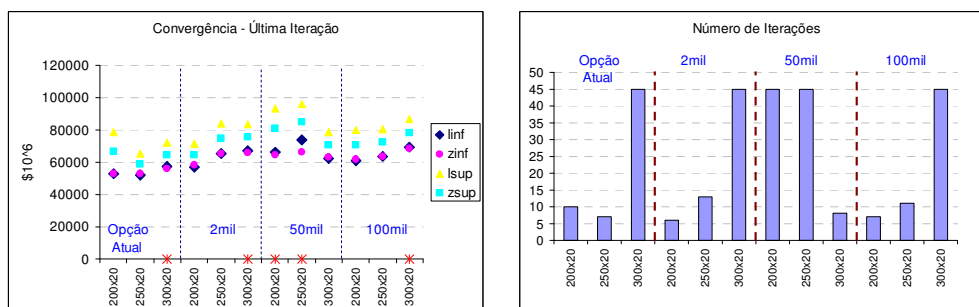
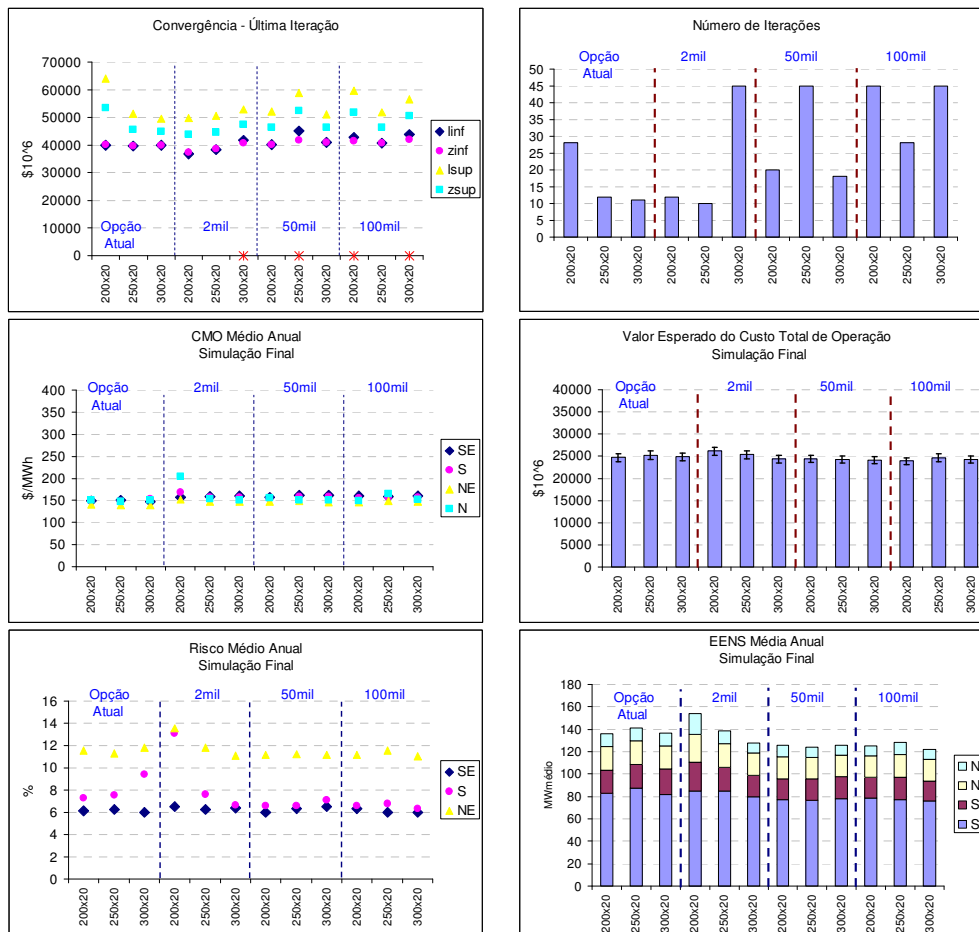
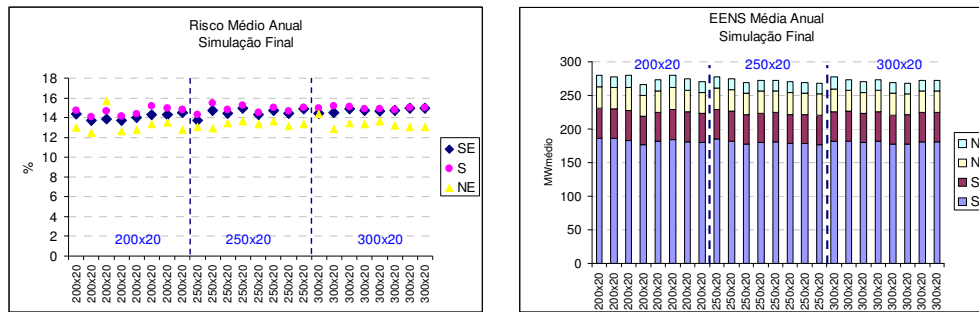


Figura 223: Resultados– Variação Forward & Semente – Opção 4 - PMO Jul/07





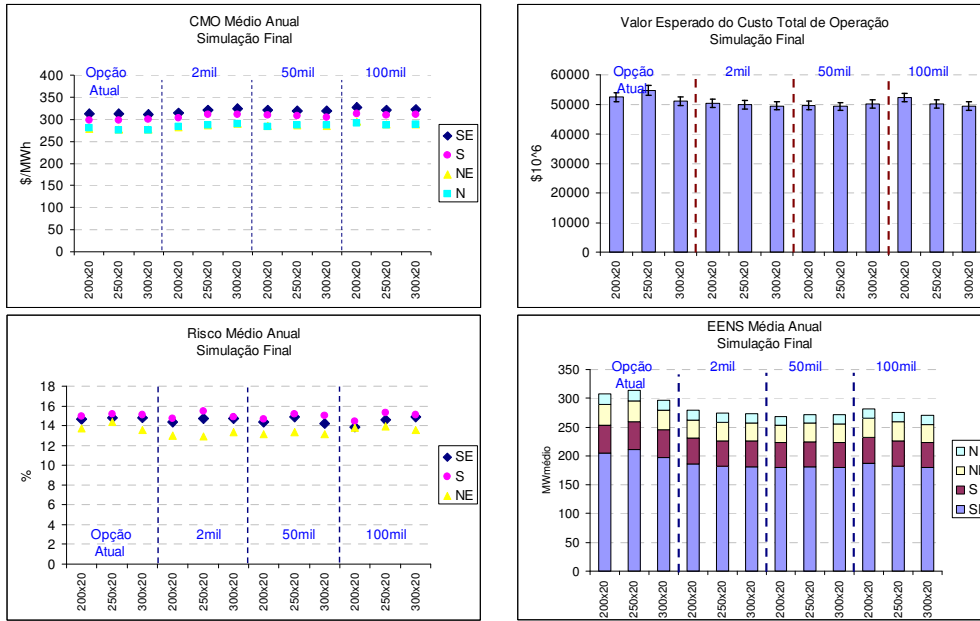


Figura 226: Resultados – Variação Forward & Amostra – Opção 4 - PMO Jan/08

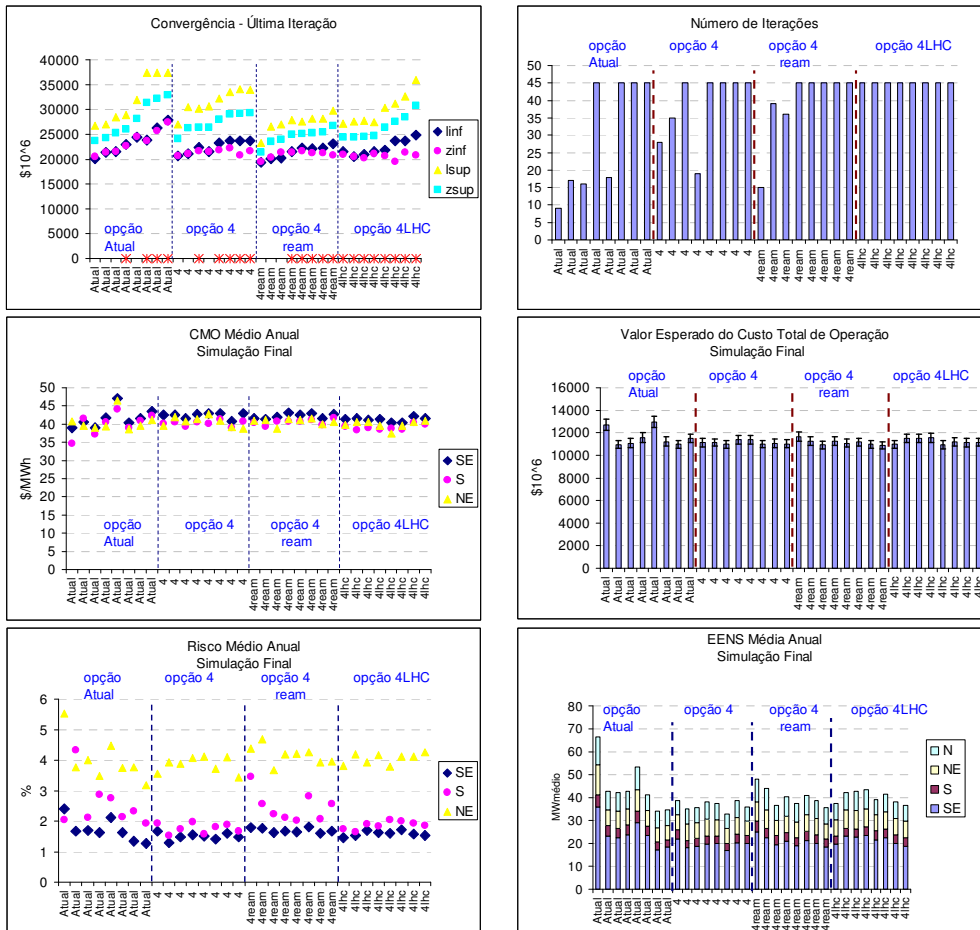


Figura 227: Resultados – Variação Semente – Opção 4 & Variantes - PMO Set/04

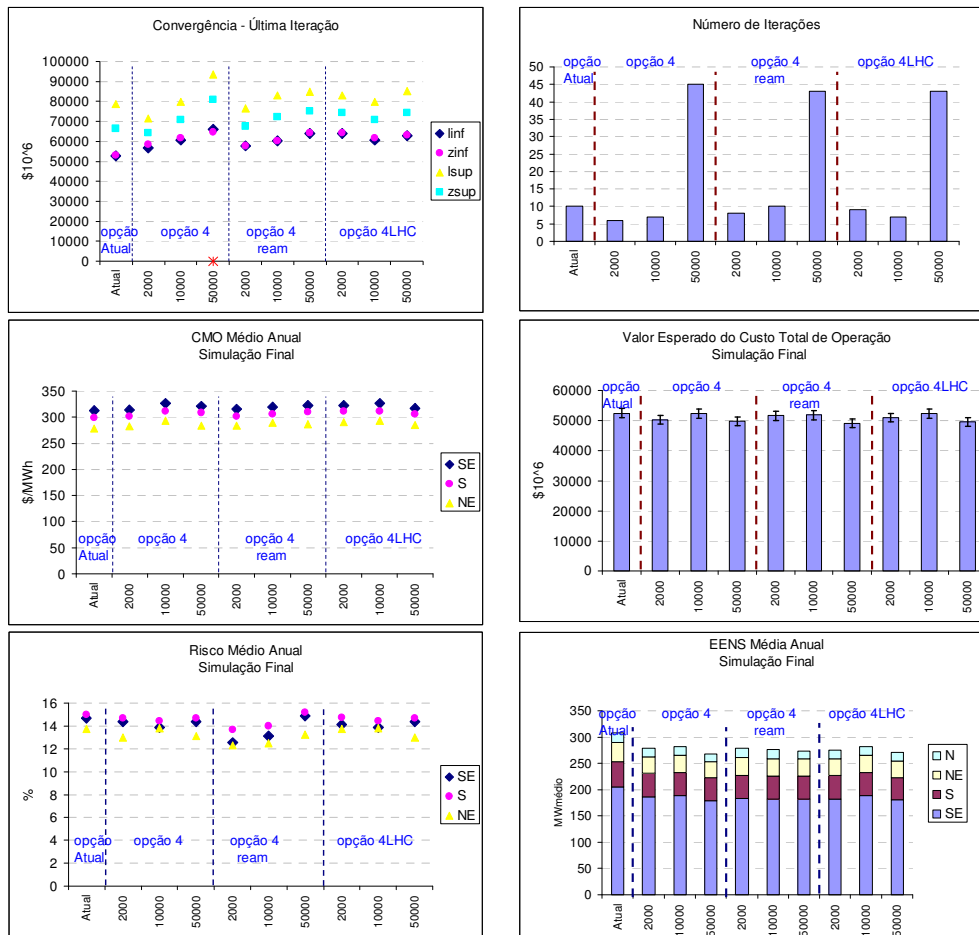
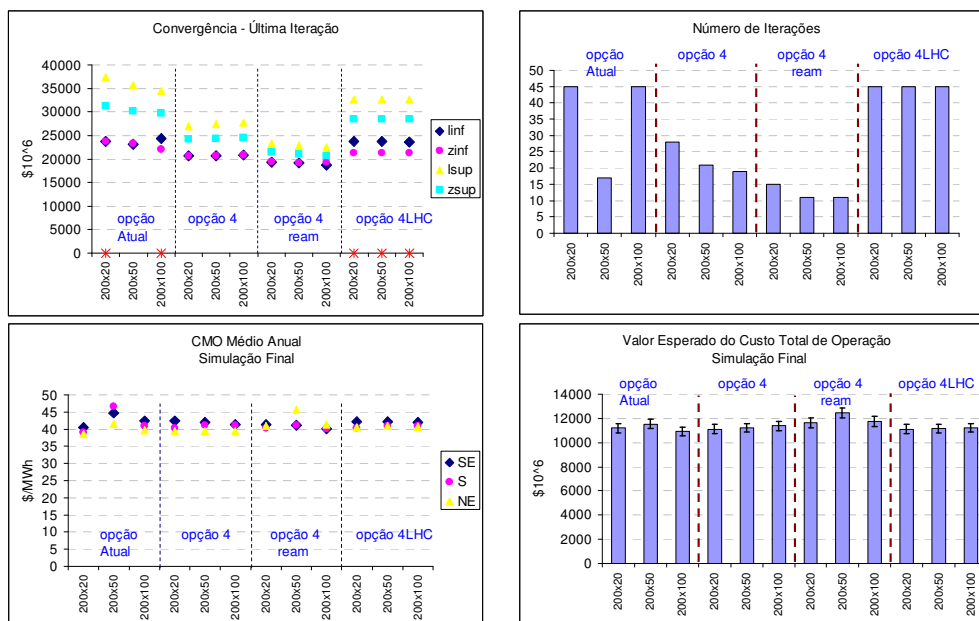
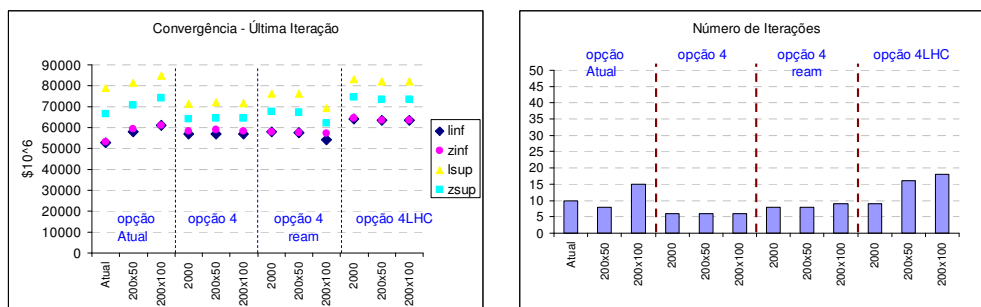
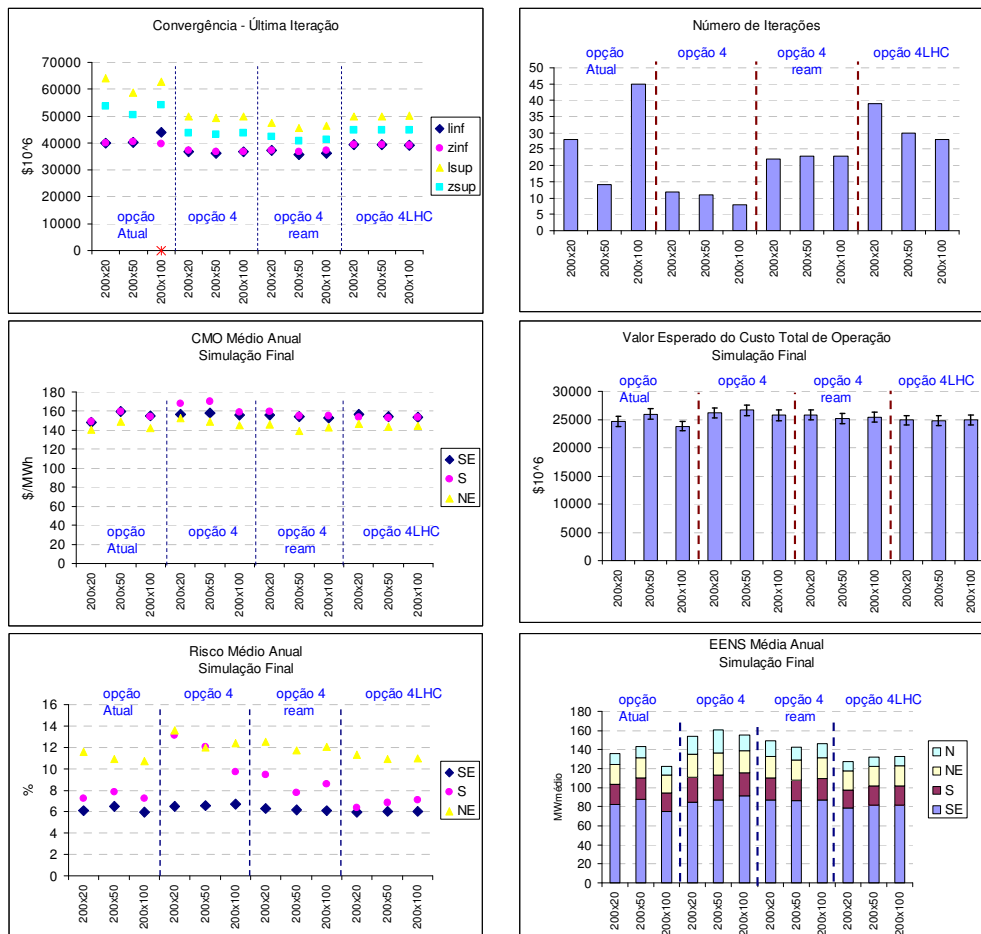
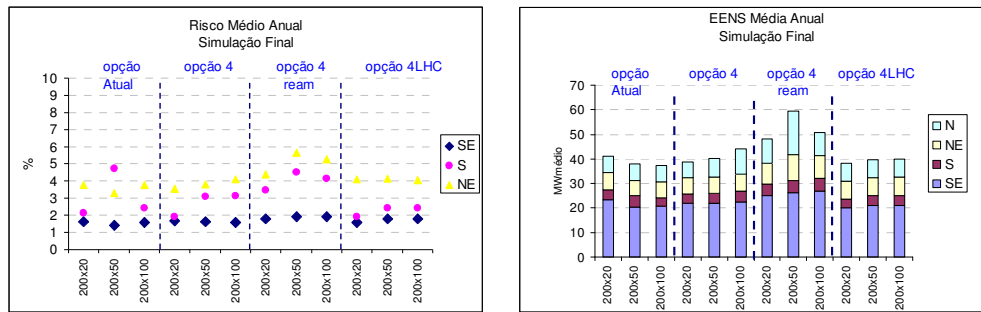


Figura 228: Resultados- Variação Amostra – Opção 4 & Variantes - PMO Jan/08





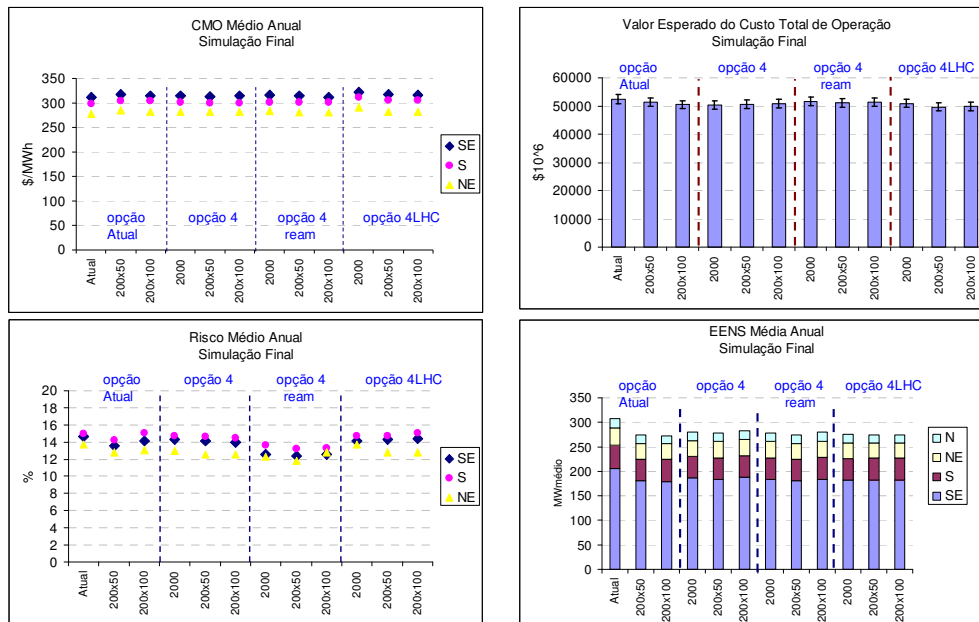


Figura 231: Resultados- Variação Backward – Opção 4 & Variantes - PMO Jan/08



Figura 232: Resultados- Variação Forward – Opção 4 & Variantes - PMO Set/04

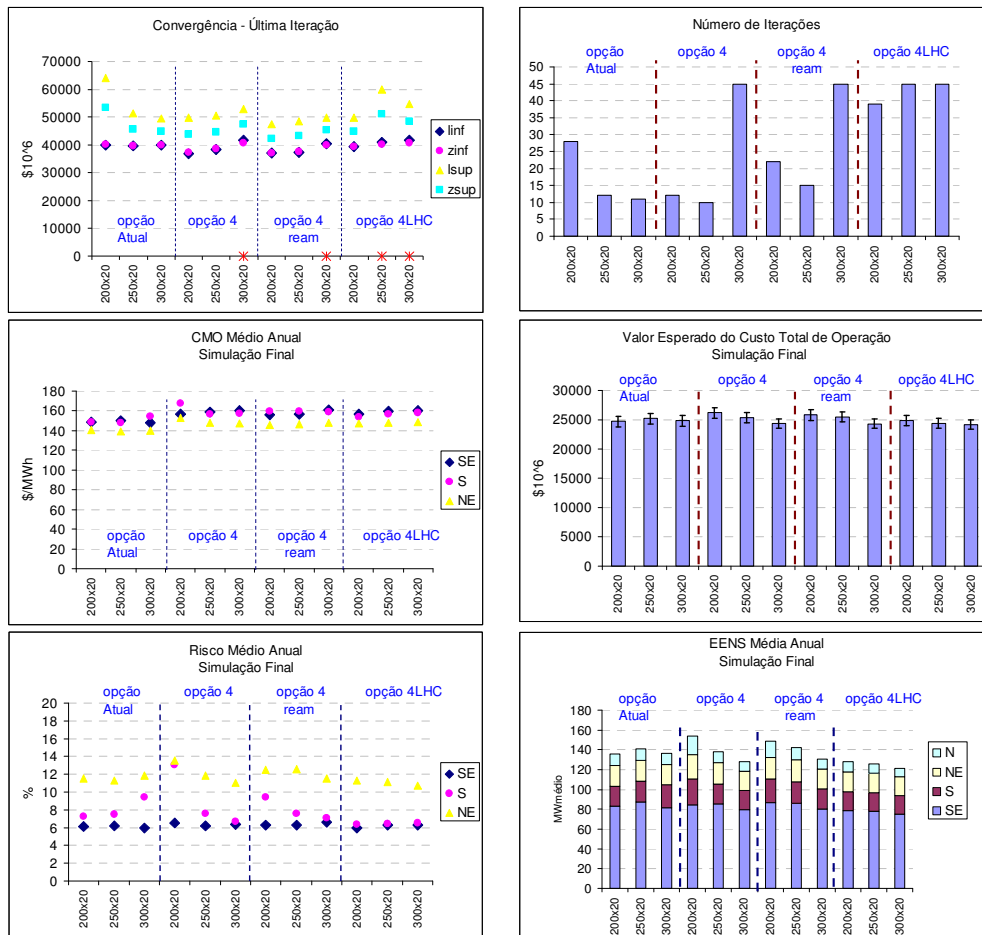
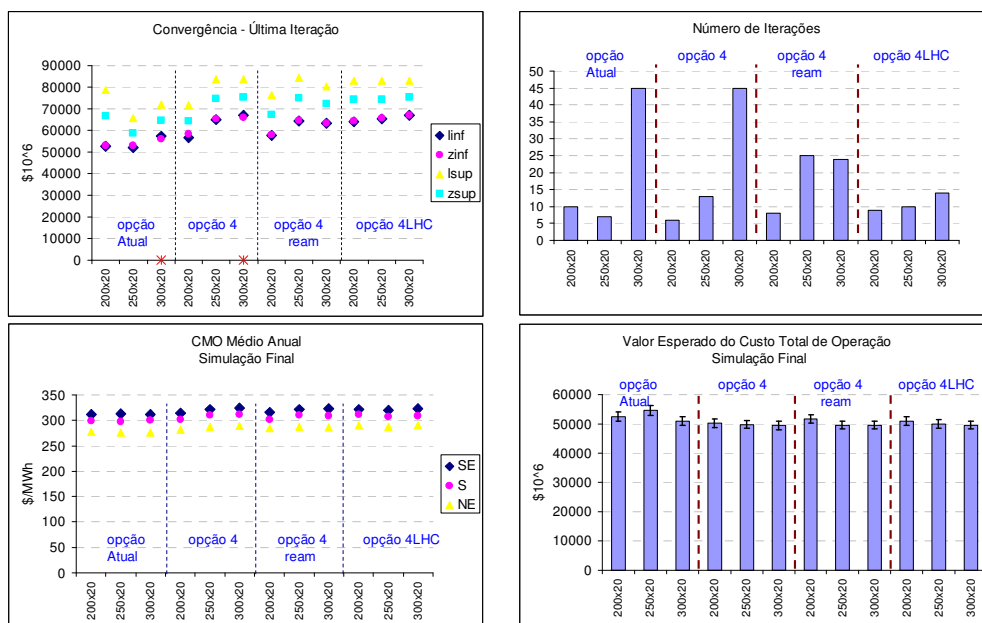


Figura 233: Resultados– Variação Forward – Opção 4 & Variantes - PMO Jul/06



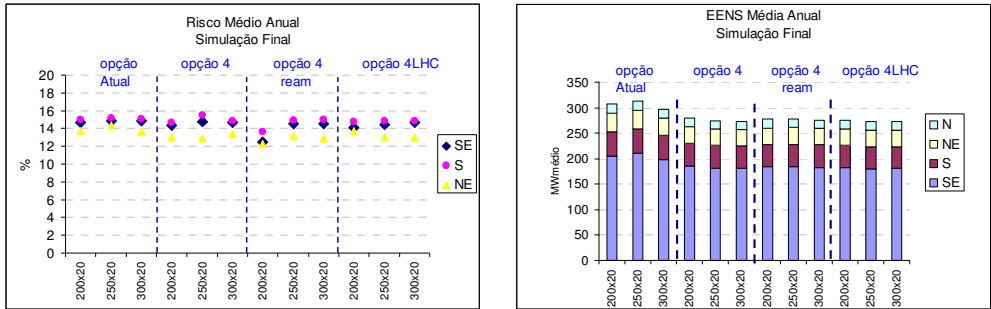


Figura 234: Resultados – Variação Forward – Opção 4 & Variantes - PMO Jan/08