

Comissão Permanente para Análise de
Metodologias e Programas
Computacionais do Setor Elétrico
– CPAMP

Questões Metodológicas Associadas aos
Modelos Computacionais de Expansão e
Operação – GT7

Relatório Técnico

*“Avaliação da Representação do
SIN em Reservatórios Equivalentes
de Energia - REE”*

Membros:

MME

CCEE

ONS

EPE

ANEEL

(coordenação) **CEPEL**

Rio de Janeiro, 9 de setembro de 2015

6 Análise do comportamento dos casos com separação do REE Itaipu

Ao representar a topologia do SIN com um número maior de REEs é possível considerar mais detalhadamente as restrições físicas, como por exemplo, as capacidades de turbinamento e armazenamento, além de explicitar a distribuição espacial das aflúências dos REEs de um mesmo SM/SS e permitir que o comportamento hidrológico seja representado de forma mais acurada. Em geral, a questão da representação das restrições físicas e a distribuição espacial das aflúências aumenta o custo total de operação. No entanto, a modelagem do comportamento hidrológico detalhada, em alguns casos específicos, resulta em um custo total de operação menor.

A hipótese do sistema equivalente de energia pressupõe implicitamente que a correlação cruzada entre as aflúências de suas usinas seja perfeita, ou seja, considerada igual a 1. Desta forma, a geração de uma aflúência baixa será replicada para todas as usinas, assim como quando for gerada uma aflúência alta. Assim, não é possível gerar aflúências de níveis distintos para as usinas pertencentes a um mesmo REE.

Esta análise é focada na separação dos REEs Itaipu e Paraná, originalmente representados no REE Sudeste, ou seja, o caso em que o REE SE está dividido em três REEs: Itaipu, Paraná e SE_4x6 (demais usinas). O caso utilizado neste estudo é o PMO de ABR/15 com nível de armazenamento inicial indicado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Nível de partida – PMO ABR/15

		4x4		4x6		
SIST/SUBM	EARMi					REE
	Mwmes	%EARMx	%EARMx	Mwmes		
SE	55981.4	27.6	32.00	20165.50	SE	
			-	-	IT	
			25.60	35815.90	PR	

Na Figura 6.1 é apresentada a média histórica dos REEs Itaipu, Paraná, SE_4x6 e SE_4x4 (Sudeste Completo). Pode-se observar que o REE Itaipu apresenta uma sazonalidade distinta dos demais REEs.

A Figura 6.2 mostra a distribuição da tendência hidrológica para o PMO ABR/15. Ao representar a UHE Itaipu e as usinas da bacia do rio Grande e seus afluentes em REEs distintos, a correlação cruzada entre as aflúências destes dois REEs passa a ser aquela observada no histórico e aproximadamente igual a 0.41. Este comportamento fornece um grau de liberdade à variabilidade dos recursos disponíveis a estes dois REEs. Por exemplo, ao se gerar um período desfavorável para o REE SE_4x4, implica necessariamente em um período também desfavorável para a UHE Itaipu e as demais usinas que compõem o SE completo. Quando estes REEs são representados separadamente, há uma chance do período desfavorável

gerado para o REE Paraná não ser repetido para o REE Itaipu. Esta diferença de comportamento pode ser usada de forma complementar entre os REEs.

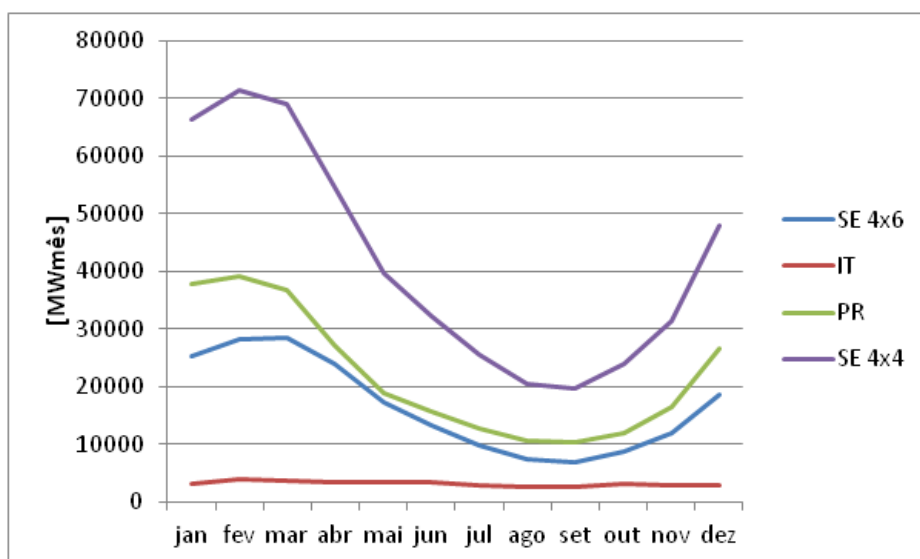


Figura 6.1 – Média Histórica

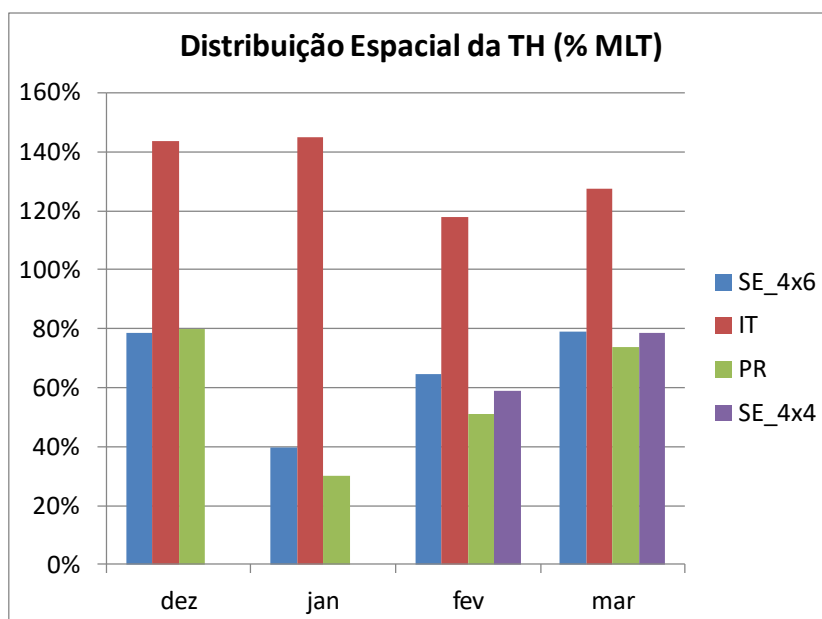


Figura 6.2 – Distribuição espacial TH

Assim como ocorre com a correlação espacial, ao utilizar um único REE a estrutura de correlação temporal é a mesma para todas as usinas pertencentes a este REE. No entanto, ao representar os REEs Itaipu e Paraná de forma diferenciada, a estrutura de correlação é mais aderente àquela observada no histórico de vazões destas usinas. Por exemplo, as correlações lag 1 dos meses de julho a setembro para os REEs SE_4x4, SE_4x6, Itaipu e Paraná são apresentadas na Figura 6.3. Observe que a correlação temporal do REE SE_4x4 é maior do

que a observada para o REE Itaipu e menor que para o REE Paraná. Assim, a persistência para o REE Paraná é mais forte do que para o REE Itaipu, e como consequência, a duração do período seco do REE Paraná tende a ser maior do que o REE Itaipu.

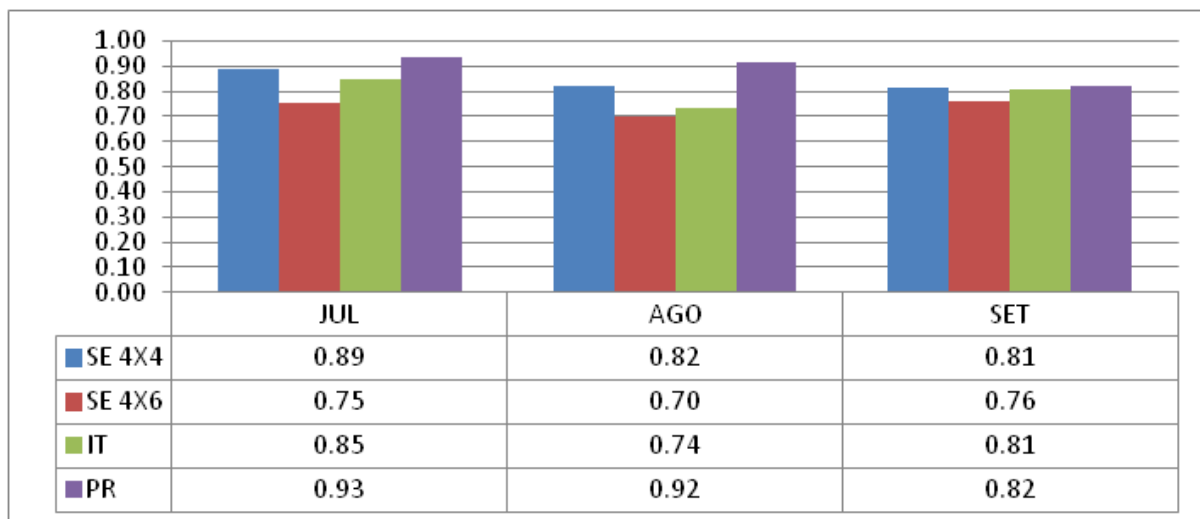


Figura 6.3 – Correlação temporal lag 1

A Tabela 6.2 (a) e Tabela 6.2 (b) apresentam os valores esperados do custo total de operação para o caso estudo original e considerando outros dois níveis de armazenamento inicial do REE Paraná, e a Tabela 6.2 (c) mostra a diferença percentual entre os casos com 4 REEs e 6 REEs (separando os REEs Itaipu e Paraná). Pode-se verificar que o valor esperado do custo total de operação para situações de armazenamento mais favoráveis é maior ou igual quando se considera mais REEs. Nestes casos, predomina a influência da explicitação das limitações físicas do sistema. Quando o nível de armazenamento não está tão favorável, observa-se uma redução do custo, que pode estar associada a dois fatores: (i) a correlação cruzada entre Itaipu e Paraná (igual a 0.41) que permite que sejam gerados cenários complementares, conforme explicado no início deste capítulo, e (ii) a correlação temporal de Itaipu ser menor que a correlação do Paraná e do SE_4x4, o que possibilita a geração de períodos secos com menor permanência. Estes dois fatores em conjunto podem favorecer a redução do valor esperado do custo total de operação.

Tabela 6.2 – Custo de Operação Caso Com TH Original

4x4		TH	(4x6-4x4)/4x4		TH
EARMi	SE e PR	CT original	SE e PR	CT original	
	IT	CT original	IT	CT original	
		25	80669.89	25	-9%
		50	56977.43	50	1%
	80	42078.52	80	10%	

(a)

(c)

4x6		TH	
SE e PR		CT original	
IT		CT original	
EARMi	25	73080.28	
	50	57633.41	
	80	46231.66	

(b)

A seguir são apresentados na Tabela 6.3 três casos considerando níveis distintos de tendência hidrológica para os REEs SE_4x4, SE_4x6, Itaipu e Paraná. Com uma condição desfavorável de TH (30%MLT) o valor esperado do custo total de operação para armazenamentos baixos para o REE Paraná reduz com a separação dos REEs. Já para armazenamentos mais favoráveis, o custo aumenta. Para uma condição favorável de TH (100%MLT), o valor esperado do custo total de operação é igual ou superior para o caso com mais REEs para todos os níveis de armazenamento considerados. Finalmente, para uma tendência hidrológica mais favorável ainda (120%MLT), o ganho da complementaridade hidrológica é superado pelo aumento de custo proporcionado pela representação mais detalhada das restrições físicas.

Tabela 6.3 – Custo de Operação Caso Com TH diversas

4x4		TH		
SE e PR		30	100	120
IT		30	100	120
EARMi	25	196393.6	45319.67	34672.2
	50	111412.7	34121.25	27525.43
	80	69119.79	25795.46	22046.28

(a)

4x6		TH		
SE e PR		30	100	120
IT		30	100	120
EARMi	25	179624.1	46314.6	35986.24
	50	118289.6	37395.94	30102.15
	80	81992.78	30099.51	25325.3

(b)

(4x6-4x4)/4x4		TH		
SE e PR		30	100	120
IT		30	100	120
EARMi	25	-9%	2%	4%
	50	6%	10%	9%
	80	19%	17%	15%

(c)

Para complementar a análise, este estudo foi repetido sem adotar a tendência hidrológica. As Tabelas 6.4(a) e 6.4(b) apresentam os valores esperados do custo total de operação para o caso estudo sem a adoção da tendência hidrológica, e na Tabela 6.4(c) mostra a

diferença percentual entre os casos com 4 REEs e 6 REEs. Observa-se que o custo total de operação do caso com mais REEs é sempre maior ou igual ao custo do caso original (4REEs), conforme inicialmente esperado.

Tabela 6.4 – Custo de Operação Caso Sem TH

4x4		TH	
	SE e PR	ST	
	IT	ST	
EARMi	25	53525.69	
	50	38489.92	
	80	28898.61	

(a)

(4x6-4x4)/4x4		TH	
	SE e PR	ST	
	IT	ST	
EARMi	25	0%	
	50	8%	
	80	15%	

(c)

4x6		TH	
	SE e PR	ST	
	IT	ST	
EARMi	25	53469.92	
	50	41695.74	
	80	33350.46	

(b)

A consideração de um número maior de REEs permite uma melhor representação da distribuição espacial das afluições a estes REEs, bem como uma modelagem do comportamento hidrológico de forma mais acurada.

A hipótese do sistema equivalente de energia pressupõe implicitamente que a correlação cruzada entre as afluições de suas usinas seja perfeita, ou seja, considerada igual a 1. Quando se representa os REEs Itaipu e Paraná, a correlação cruzada entre as afluições destes dois REEs passa a ser aquela observada no histórico. Este comportamento fornece um grau de liberdade à variabilidade dos recursos disponíveis a estes dois REEs. Adicionalmente, ao representar os REEs Itaipu e Paraná de forma diferenciada, a estrutura de correlação também é mais aderente àquela observada no histórico de vazões destas usinas.

Através do estudo conduzido neste capítulo, pode-se verificar que o valor esperado do custo total de operação para situações de armazenamento mais favoráveis é maior ou igual quando se considera mais REEs. Nestes casos, predomina a influência da explicitação das limitações físicas do sistema. Quando o nível de armazenamento não está tão favorável, observa-se uma redução do custo, que pode estar associada a dois fatores: (i) a correlação cruzada entre Itaipu e Paraná que permite que sejam gerados cenários complementares, conforme explicado no início deste capítulo, e (ii) a correlação temporal de Itaipu ser menor que a correlação do Paraná e do SE_4x4, o que possibilita a geração de períodos secos com menor permanência. Estes dois fatores em conjunto podem favorecer a redução do valor esperado do custo total de operação.

7 Desenvolvidos para redução do tempo computacional

Ao aprimorar a representação da diversidade hidrológica das diferentes bacias hidrográficas que compõem o SIN através da criação de novos REEs, surge uma importante questão relacionada ao aumento do tempo computacional. É possível verificar no Capítulo 5 que à medida que o número de REEs aumenta, o tempo computacional também cresce. Isto é esperado uma vez que o problema de despacho ótimo de operação, mostrado no Capítulo 2, e a função de custo futuro (FCF) passam a ter uma dimensão mais elevada.

Com o intuito de não aumentar o tempo computacional gasto atualmente nas aplicações do NEWAVE pelos diversos agentes do setor elétrico, o CEPEL vem desenvolvendo estratégias para o tratamento dos cortes de Benders da FCF de cada período, dentre estas, destaca-se a eliminação de cortes dominados.

Esta estratégia tem o objetivo de eliminar cortes redundantes da FCF, ou seja, que sejam desnecessários por resultarem sempre em um valor para o custo futuro menor do que a de algum outro corte, para todo o domínio das variáveis de estado. Atualmente, o modelo NEWAVE já considera um procedimento mais simples, onde apenas se eliminam cortes que tenham coeficientes iguais (dentro de certa tolerância) a de um outro corte, porém com um valor inferior para o termo independente do corte. Entretanto, este processo, em geral, resulta na eliminação de apenas um número muito reduzido de cortes. Portanto, vislumbrou-se a necessidade de utilizar um procedimento mais sofisticado.

A estratégia que está sendo investigada é baseada no trabalho [21], na qual, a partir de um conjunto de N cortes para a FCF, resolve-se uma série de problemas de otimização, com uma função objetivo qualquer e todos os cortes da FCF, porém invertendo-se o sentido da inequação de um dos cortes da função. Caso o problema de otimização seja inviável, o corte invertido é detectado como dominado e pode ser removido da FCF. Este problema é resolvido N vezes, um para cada corte.

O CEPEL analisou duas alternativas para o procedimento de eliminação de cortes no contexto de utilização do processamento paralelo, e optou por uma estratégia na qual todos os processadores são utilizados simultaneamente no processo de paralelização, após o final de uma iteração backward do processo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Devido ao tempo excessivo que este processo de eliminação pode resultar, está sendo investigado qual o número de iterações inicial da PDDE, a partir do qual o processo de eliminação deve ser realizado, assim como o passo entre eliminações, ou seja, o número adicional de iterações após o qual o processo de eliminação deve ser realizado novamente. O objetivo é avaliar a relação de compromisso entre o tempo adicional de processamento devido à utilização do processo de eliminação de cortes e a redução no tempo de resolução de cada problema de despacho de operação, devido à utilização de um número menor de cortes.

8 Conclusões

Este relatório teve como objetivo avaliar a representação da diversidade hidrológica das bacias hidrográficas do SIN por meio da utilização de reservatórios equivalentes de energia (REEs). Foram apresentadas alternativas para composição dos REEs, fornecendo assim subsídios para a escolha e recomendação da topologia adequada para representação do SIN a ser empregada em conjunto com a formulação do programa NEWAVE que considera uma representação diferenciada para os REEs e submercados/subsistemas (SM/SSs), no problema de planejamento da expansão e da operação de médio/longo prazo.

A princípio, a representação de um número maior de REEs eleva o valor esperado do custo total de operação, uma vez que a representação da distribuição espacial da tendência hidrológica é vista com detalhes, assim como a explicitação das capacidades de turbinamento e de armazenamento que torna a operação do sistema mais restrita. Vale ressaltar, que a representação de um número maior REEs possibilita uma modelagem do comportamento hidrológico mais aderente ao observado no histórico de cada bacia hidrográfica.

De forma geral, espera-se que quanto mais agregada for a topologia, sua operação tende a ser mais otimista, uma vez que a capacidade de geração de uma bacia hidrográfica pode ser utilizada para turbinar o excesso de energia afluente de outras bacias hidrográficas pertencentes ao mesmo REE. Como consequência, à medida que se aumenta o número de REEs, é de se esperar um aumento da energia vertida, com redução da geração hidrelétrica e dos níveis de armazenamento, causando um aumento da geração termelétrica, do custo total de operação (COPER) e do custo marginal de operação (CMO).

Inicialmente foi definido e avaliado um conjunto de propostas de divisão de REEs, apresentado no Anexo C. À medida que o grupo de trabalho se aprofundou na análise da divisão dos REEs estas alternativas foram reformuladas, e ao final das análises de divisão de REEs, foram propostas nove novas alternativas de topologia, listadas abaixo. Os resultados e análises dos impactos destas topologias no planejamento da expansão e da operação do sistema foram apresentados no Capítulo 5.

CASO	REEs
Base	Sudeste, Sul, Nordeste, Norte
A	Sudeste, Madeira, Sul, Nordeste, Norte
B	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Sul, Nordeste, Norte
C	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Nordeste, Norte
D1	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Paranapanema, Sul, Nordeste, Norte
D2	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte
D3	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Nordeste, Norte, Belo Monte
E	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Nordeste, Norte, Belo Monte, Amazonas

F	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte, Belo Monte, Amazonas
G	Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Paranapanema, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte, Belo Monte, Amazonas

Os casos de Garantia Física de Energia se diferenciam dos casos de PMO e PLD por serem estáticos (com mercado e oferta constantes ao longo do período de estudo), apresentarem 10 anos de período pré-estudo e não considerarem tendência hidrológica, o que faz com que a energia natural afluyente e o armazenamento no início do estudo tenham pouca variação. Nesse sentido, os estudos realizados considerando as diferentes topologias propostas, tomando como referência o caso base do LEN A-3/2014, apresentaram resultados de acordo com os esperados, ou seja, mostrando que quanto maior a desagregação em REEs, maior é o custo total de operação do SIN e maior é o custo marginal de operação de cada submercado/subsistema. Portanto, a adoção de um maior número de REEs torna a representação do SIN mais próxima da realidade, sendo assim menos otimista.

Apesar de terem sido realizados testes com o PDE 2023, não foram avaliadas todas as topologias, dado que já são considerados como subsistemas em separado muitos dos REEs propostos neste Relatório.

De acordo com os casos de PMO e cálculo do PLD avaliados, detalhados no Capítulo 5, com o aumento do número de REEs, como esperado, foi verificada uma redução gradual dos valores de energia armazenada, bem como um aumento no valor da energia vertida, explicado pela impossibilidade de turbinar o excesso de energia afluyente de uma bacia hidrográfica pertencente a um REE em outra bacia hidrográfica que passou a pertencer a outro REE.

Porém, esses mesmos casos não apresentaram uma tendência clara de redução da geração hidrelétrica e o conseqüente aumento da geração termelétrica, do CMO e do COPER, com o aumento de REEs. Por exemplo, as topologias A e B, que representam os REEs Madeira e Madeira em conjunto com Teles Pires, respectivamente, apresentaram um aumento do CMO e do COPER, em relação ao Caso Base, resultado do aumento da geração termelétrica para compensar a redução no montante de geração hidrelétrica. Por outro lado, a topologia C, que representa os REEs Itaipu e Paraná, bem como as topologias que contam com a representação do REE Paranapanema, topologias D1 e G, apresentaram uma redução do CMO e do COPER, em relação as topologias A e B. A redução observada no CMO e COPER pode ser atribuída a melhor representação da complementariedade hidrológica entre os REEs Itaipu, Paranapanema e a bacia do Paraná, combinada com um estado de armazenamento do sistema desfavorável. Observa-se, como foi mostrado no Capítulo 6, que essa redução não é verificada quando o sistema encontra-se em um estado de armazenamento mais favorável.

Embora nos resultados do Capítulo 5, para os casos onde a UHE Itaipu é considerada como REE, o COPER e o CMO tenham diminuído nos casos de PMO e PLD, é importante ressaltar

que este comportamento não pode ser generalizado como foi analisado com detalhes no Capítulo 6, onde se mostrou que em outras situações o valor esperado do custo total de operação aumenta com a representação de Itaipu e Paraná como REEs.

Ao longo deste trabalho também foi realizada uma análise exaustiva da geração de cenários sintéticos de energia natural afluyente. Foram avaliados diversos parâmetros envolvidos no processo de geração de cenários e verificou-se que os parâmetros em uso são adequados para a geração de cenários multivariados de energia com dimensão superior aos quatro REEs atualmente utilizados nas atividades do PMO, PLD e no cálculo de Garantia Física de Energia.

Observou-se elevação do tempo de processamento à medida que mais REEs são criados. Propostas com o intuito de reduzir o tempo computacional estão sendo desenvolvidas pelo CEPTEL e foram abordadas no Capítulo 7 deste Relatório. Os avanços tecnológicos de hardware possibilitam tempos de execução da ordem de grandeza daqueles obtidos atualmente no Caso Base com 4 REEs, conforme mostrado nos itens 5.1.1 e 5.2.1.

Embora as nove topologias selecionadas respeitem uma evolução na divisão do SIN, e possam ser adotadas gradativamente, não é necessário passar por todas as topologias propostas. No Capítulo 9 serão apresentadas as recomendações do grupo GT7 em relação à evolução da adoção dos REEs para representação do SIN.

9 Recomendações

As nove alternativas de topologias estudadas neste Relatório para divisão do SIN em REEs apresentam avanços na representação da diversidade hidrológica em relação aquela que utiliza quatro REEs, um REE para cada SM/SS (Caso Base). Embora as nove topologias selecionadas respeitem uma evolução na divisão do SIN, e possam ser adotadas gradativamente, não é necessário passar por todas as topologias propostas. Assim este grupo recomenda, para o uso no PMO e PLD, três alternativas de topologias descritas a seguir.

A topologia G, que representa Sudeste, Madeira, Teles Pires, Paraná, Itaipu, Paranapanema, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte, Belo Monte e Amazonas é aquela que melhor representa a diversidade hidrológica entre as diferentes bacias hidrográficas pertencentes ao SIN. Entretanto, é também a topologia que apresenta o maior custo computacional. Recomenda-se, portanto, que esta seja adotada após os aperfeiçoamentos propostos para redução do tempo computacional, descritos no Capítulo 7 deste Relatório. Esta alternativa de topologia também pode se tornar viável computacionalmente com os avanços tecnológicos de *hardware* que possibilitam tempos de execução da ordem de grandeza daqueles apresentados nos itens 5.1.1 e 5.2.1.

A topologia D3, que representa os REEs Sudeste, Madeira, Teles Pires, Paraná, Itaipu, Sul, Nordeste, Norte e Belo Monte, apresenta um ganho significativo na representação hidrológica do sistema sem comprometer o tempo computacional, em comparação com a atual aplicação do programa NEWAVE nas atividades do Programa Mensal da Operação (PMO), na determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e no cálculo da Garantia Física de Energia. Sua adoção, bem como das demais topologias a partir da topologia C, que representa os REEs Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Sul, Nordeste e Norte, necessita da validação dos dois novos aperfeiçoamentos na modelagem de acoplamento hidráulico que, embora disponíveis na atual versão, foram introduzidos após a metodologia de acoplamento hidráulico validada em abril de 2002.

Os aprimoramentos na modelagem de acoplamento hidráulico se referem à consideração das parcelas de desestoque do sistema de montante diretamente nas restrições relativas à geração a fio d'água do sistema de jusante e um aprimoramento na modelagem do desvio de água controlável. Desta forma, como as análises são restritas apenas aos impactos do acoplamento hidráulico do REE Itaipu, estima-se que a validação destes dois aperfeiçoamentos seja concluída até o final de 2015. Um estudo apontando os impactos destes aperfeiçoamentos na operação do sistema é apresentado no Anexo B.

A topologia B, que representa os REEs Madeira e Teles Pires, além de melhorar a representação hidrológica em relação ao Caso Base, permite a representação de restrições temporárias de escoamento de energia, assim como nas topologias D3 e G. A adoção desta topologia nas atividades do PMO e da determinação do PLD pode ser imediata. Do ponto de vista de impacto para o planejamento da operação e comportamento do PLD, com base nos

casos avaliados, essa topologia pode apresentar aumento do despacho termelétrico por ordem de mérito, o que implica em aumento do valor esperado do custo total de operação e do PLD, comportamento contrário ao observado para as topologias D3 e G, considerando o estado atual de nível de armazenamento e tendência hidrológica do SIN. O que poderia trazer sobressaltos para o mercado, com o aumento temporário do PLD, caso a topologia B fosse adotada de imediato e seguida pela topologia D3 ou G.

Recomenda-se que a avaliação do acoplamento hidráulico entre REEs com reservatório seja incluída nos próximos trabalhos do GT7 referente ao modelo NEWAVE, para que, no futuro, possam ser estudadas novas topologias para o SIN, considerando REEs com este tipo de acoplamento.

10 Referências

- [1] CEPEL, “Consideração de restrições elétricas internas aos reservatórios equivalentes”, Nota Técnica nº 69 – Projeto NEWAVE – Jul 2015.
- [1a] CEPEL, “Consideração de restrições elétricas internas aos reservatórios equivalentes”, Nota Técnica nº 69-rev1 – Projeto NEWAVE – Ago 2015.
- [2]D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, J. M. Damazio, “Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão para o Planejamento da Operação Energética”, In: Proceedings of XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Nov 2005.
- [3]D. D. J. Penna, J.M. Damázio, M. E. P. Maceira, R. C. Souza, “Aplicação de Amostragem Seletiva na Construção da Árvore de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo”, XI SEPOPE, Belém, Mai 2009.
- [4]D.D.J.Penna, Definição da árvore de cenário de afluência para o planejamento da operação energética de médio prazo. Tese (doutorado) – DEE, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Jul 2009.
- [5]D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, J. M. Damazio, "Streamflow Scenario Tree: Selective Sampling in the Long-Term Generation Planning", In: Proceedings of 10th Symposium on Stochastic Hydraulics and 5th International Conference on Water Resources and Environment Research, Quebec City, Canada, Jul 2010.
- [6]D. D. J. Penna, M. E. P. Maceira, J. M. Damazio, "Definition of the Streamflow Scenario Tree for Long-term Operation Planning Studies of Hydrothermal Power Generation System", In: Proceedings of STAHY 2010, Taormina, Italy, May 2010.
- [7] J.D.Salas, J.W.Delleur, V.Yevjevich, W.L.Lane, Applied Modeling of Hydroelectric Series, Water Resources Publications, 1980.
- [8]J. Hartigan, M. Wong, "A K-Means Clustering Algorithm", Applied Statistics, vol.28, no. 1, pp. 100-108, 1979.
- [9]J.M. Damázio, M. E. P. Maceira, F.S. Costa, D.D.J. Penna, “Representação da Correlação Cruzada na Geração de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo”, XI SEPOPE, Belém, Mai 2009.
- [10]K.W. Hipel, A.I McLeod, Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems, Developments in Water Science nº45, Elsevier, 1994.
- [11]M. A. Stephens, “EDF Statistics for Goodness of Fit and Some Comparisons”, Journal of the American Statistical Association, v.69, n.347 (Sep), pp. 730-737, 1974.
- [12]M.E.P. Maceira, C.V. Bezerra, "Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems", In Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, pp. 305-310, Vancouver, Canada, 1997.
- [13]M. E. P. Maceira , D. D. J. Penna, “Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – GEVAZP – Manual de Referência”, In: Relatório Técnico DPP/PEN 649/2002, CEPEL, Rio de Janeiro, 2002.
- [14]M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damázio, A.C.G. Melo, "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian

System", In Proceedings of 14th Power Systems Computation Conference, Seville, Spain, 2002.

[15]M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, "Ten Years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil – description of the NEWAVE program", In Proceedings of 16th Power Systems Computation Conference, 2008.

[16]M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, M.P.Tcheou, "An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning", In Proceedings of 17th Power Systems Computation Conference, 2011.

[17]M.I.Ennes, D.D.J.Penna, M.E.P.Maceira, A.L.Diniz, C.V.Vasconcellos, "Representação De Subsistemas E Submercados De Forma Diferenciada No Planejamento Da Operação Hidrotérmica", XXII SNPTEE, Brasília, Out 2013.

[18]R.A. Johnson, D.W. Wichern, Applied Multivariate Statistical Analysis, New Jersey: Prentice Hall, 1998.

[19] ONS, "Relatório de validação do Modelo NEWAVE - Versão 10", Rio de Janeiro, Abr 2002.

[20] ONS, "Relatório de Validação do Modelo NEWAVE - Versão 15.5.4", Rio de Janeiro, Ago 2002.

[21]W.Tekaya, A.Shapiro, M.P.Soures, J.P.Costa, "Worst-case-expectation approach to optimization under uncertainty", Operations Research, v.61, n.6, pp. 1435-1449, 2012.

Anexo A – Formulação Matemática do Problema de Planejamento da Operação Considerando Acoplamento Hidráulico entre REEs

O programa NEWAVE resolve o problema de planejamento da operação hidrotérmica representando a configuração hidráulica através de reservatórios equivalentes de energia [15]. A formulação matemática de um estágio do problema de planejamento da operação hidrotérmica, considerando acoplamento hidráulico entre REEs, empregada no programa NEWAVE é dada de acordo com as equações (A.1) a (A.10).

$$FO_t = \min \sum_{isbm=1}^{nsbm} \sum_{ipat=1}^{npat} \left(\sum_{T=1}^{TCLISIS^{isbm}} CT^T \cdot GT_{t,ipat}^T + CDEF \cdot DEF_{t,ipat}^{isbm} \right) + CF_{t+1} \quad (A.1)$$

s.a.

Balanço hídrico controlável (REE montante)

$$EARM_{t+1}^{iree} + \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{t,ipat}^{iree} + EVERT_t^{iree} + DSVC_t^{iree} = EARM_t^{iree} + FC_t^{iree} \times \gamma_t^{iree} \times EAF_t^{iree} - EVAP_t^{iree} \quad (A.2a)$$

Balanço hídrico controlável (REE jusante)

$$EARM_{t+1}^{jree} + \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{t,ipat}^{jree} - B_t^{iree,jree} * \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{t,ipat}^{iree} + EVERT_t^{jree} - \sum_{iree=1}^{MONT^{jree}} B_t^{iree,jree} * EVERT_t^{iree} + DSVC_t^{jree} = EARM_t^{iree} + FC_t^{iree} \times \gamma_t^{iree} \times EAF_t^{iree} - EVAP_t^{iree} \quad (A.2b)$$

Atendimento a demanda

$$\sum_{iree \in isbm} \left[A_t^{iree,jree} GH_{t,ipat}^{iree} + GFIOI_t^{iree} * fp_{ipat} \right] + \sum_{T=1}^{TCLISIS^{isbm}} GT_{t,ipat}^T + DEF_{t,ipat}^{isbm} \pm INT_{t,ipat}^{isbm} - EXC_{t,ipat}^{isbm} = \left[(MERC_{t,ipat}^{isbm} + CADIC_{t,ipat}^{isbm}) - PEQUISI_t^{isbm} - \sum_{is \in isbm} SUBMOT_t^{iree} - \sum_{T=1}^{TCLISIS^{isbm}} GTMIN_{t,ipat}^T \right] * fp_{ipat} \quad (A.3)$$

Geração hidráulica máxima

$$A_t^{iree,jree} GH_{t,ipat}^{iree} + GFIOI_t^{iree} * fp_{ipat} \leq GHMAX_t^{iree} * fp_{ipat} \quad (A.4)$$

Vertimento a fio d'água (REE montante)

$$PERDF_t^{iree} + am_t^{iree,imars} Ddsvf_t^{iree} * DSVF_t^{iree} \geq am_t^{iree,imars} \left[(1 - \gamma_t^{iree}) EAF_t^{iree} \right] + bm_t^{iree,imars} \quad (A.5a)$$

Vertimento a fio d'água (REE jusante)

$$\begin{aligned}
& PERDF_t^{jree} + am_t^{jree,imars} (DSVF_t^{jree} + Edsvf_t^{iree,jree} * DSVF_t^{iree} - \sum_{iree=1}^{MONT^{jree}} C_t^{iree,jree} * \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{t,ipat}^{iree} \\
& - \sum_{iree=1}^{MONT^{jree}} C_t^{iree,jree} * EVERT_t^{iree}) \geq am_t^{iree,imars} [(1 - \gamma_t^{iree}) EAF_t^{iree}] + bm_t^{iree,imars}
\end{aligned} \tag{A.5b}$$

Balanco hídrico fio d'Água (REE montante)

$$GFIOI_t^{iree} + PERDF_t^{iree} + Ddsvf_t^{iree} * DSVF_t^{iree} = (1 - \gamma_t^{iree}) EAF_t^{iree} \tag{A.6a}$$

Balanco hídrico fio d'Água (REE jusante)

$$\begin{aligned}
& GFIOI_t^{jree} + PERDF_t^{jree} + DSVF_t^{jree} + Edsvf_t^{iree,jree} * DSVF_t^{iree} - \\
& \sum_{iree=1}^{MONT^{jree}} C_t^{iree,jree} * \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{t,ipat}^{iree} - \sum_{iree=1}^{MONT^{jree}} C_t^{iree,jree} * EVERT_t^{iree} = (1 - \gamma_t^{jree}) EAF_t^{jree}
\end{aligned} \tag{A.6b}$$

Atendimento a Meta de Vazão Mínima

$$GH_t^{iree} + EVERT_t^{iree} + \delta ev \min_t^{iree} \geq MEVMIN_t^{iree} \tag{A.7}$$

Atendimento a Meta Desvio Controlável

$$DSVC_t^{iree} + \delta dsv c_t^{iree} = MDSVC_t^{iree} \tag{A.8}$$

Atendimento a Meta Desvio Fio D'água

$$DSVF_t^{iree} + \delta dsv f_t^{iree} = MDSVF_t^{iree} \tag{A.9}$$

Cortes

$$CF_{t+1} - \sum_{iree=1}^{nree} \pi_{V,t+1}^{iree,icor} EARM_{t+1}^{iree} \geq RHS_{t+1}^{icor} + \sum_{iree=1}^{nree} \sum_{j=1}^p \pi_{Aj,t+1}^{iree,icor} EAF_{t+1-j}^{iree} \tag{A.10}$$

Onde:

$nsbm$	Número de subsistemas/submercados
$npat$	Número de patamares de carga
$iree$	Reservatório equivalente de energia
$isbm$	Subsistema/submercado
$ipat$	Patamar de deficit
t	Estágio t do problema de planejamento da operação hidrotérmica
$TCLISIS^{isbm}$	Número de classes térmicas no subsistema/submercado isbm
$A_t^{iree,jree}$	Fração da energia armazenada no REE iree, correspondente à parcela própria, no estágio t
$B_t^{iree,jree}$	Fração do desestoque do REE iree que é transformada em afluência controlável no REE a jusante jree no estágio t

$C_t^{iree,jree}$	Fração do desestoque do REE iree que é transformada em afluência a fio d'água no REE a jusante jree no estágio t
$Ddsv_t^{iiree}$	Fração do desvio fio d'água do REE iree, correspondente à parcela própria, no estágio t
$E_dsv_t^{iiree,jree}$	Fração do desvio fio d'água do REE iree que é abatida da afluência a fio d'água no REE a jusante jree no estágio t
CT^T	Custo de operação associado a classe térmica T
$GT_{t,ipat}^T$	Geração térmica da classe térmica T no patamar de carga ipat e estágio t
$CDEF$	Custo de déficit para um corte de carga no subsistema/submercado isbm
$DEF_{t,ipat}^{isbm}$	Déficit no subsistema/submercado isbm, no patamar de carga ipat, no estágio t
CF_{t+1}	Custo futuro calculado considerando uma composição entre o valor esperado de todos os cenários e o custo médio dos α piores cenários [$\lambda E(.) + (1-\lambda)CVAR_{\alpha}(.)$]
$EARM_t^{iiree}$	Energia armazenada no REE iree no início do estágio t
$GH_{t,ipat}^{iiree}$	Geração hidráulica controlável do REE iree, no patamar ipat e estágio t
$EVERT_t^{iiree}$	Energia vertida pelo REE iree no estágio t
FC_t^{iiree}	Fator de correção da energia controlável do REE iree e estágio t, associado à produtividade máxima
γ_t^{iiree}	Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do REE iree, no estágio t
EAF_t^{iiree}	Energia afluyente ao REE iree no estágio t
$EVA_P_t^{iiree}$	Energia evaporada do REE iree no estágio t
$GFIOI_t^{iiree}$	Geração hidráulica fio d'água do REE iree no estágio t
$f_{p_{ipat}}$	Duração do patamar de carga c no período t
$INT_{t,ipat}^{isbm}$	Intercâmbio do subsistema/submercado isbm no patamar de carga ipat e estágio t
$EXC_{t,ipat}^{isbm}$	Excesso de energia no subsistema/submercado isbm no patamar de carga ipat e estágio t
$MERC_{t,ipat}^{isbm}$	Mercado a ser atendido no subsistema/submercado isbm patamar de carga ipat e estágio t
$GTMIN_{t,ipat}^T$	Geração mínima na classe térmica T no estágio t
$CADIC_{t,ipat}^{isbm}$	Cargas adicionais ao subsistema/submercado isbm no patamar de carga ipat do estágio t
$PEQUSI_t^{isbm}$	Geração proveniente das Pequenas Centrais Hidroelétricas no subsistema/submercado isbm, estágio t
$SUBMOT_t^{iiree}$	Geração proveniente das usinas submotorizadas no subsistema/submercado isbm e estágio t
$PERDE_t^{iiree}$	Perda de energia a fio d'água do REE iree no estágio t
$am_t^{iiree,imars}$	Coeficiente A da equação do MARS imars para o REE iree no estágio t
$bm_t^{iiree,imars}$	Coeficiente B da equação do MARS imars para o REE iree no estágio t

$\delta v \min_t^{iree}$	Variável de folga da equação de meta vazão mínima a ser atendida pelo REE iree no estágio t
$MEVMIN_{1t}^{iree}$	Meta de vazão mínima a ser atendida pelo REE iree no estágio t
δdsv_c^{iree}	Variável de folga da equação de meta desvio controlável a ser atendida pelo REE iree no estágio t
$MDSVC_t^{iree}$	Meta de desvio controlável a ser atendida pelo REE iree no estágio t
δdsv_f^{iree}	Variável de folga da equação de meta desvio fio d'água a ser atendida pelo REE iree no estágio t
$MDSVF_t^{iree}$	Meta de desvio fio d'água a ser atendida pelo REE iree no estágio t
$\pi_{V,t}^{iree,icor}$	Coefficiente do corte icor construído no estágio t associado ao armazenamento REE iree
RHS_t^{icor}	Temo independente do corte de Benders icor construído no estágio t
$\pi_{A_j,t}^{iree,icor}$	Coefficiente do corte icor construído no estágio t associado a j-ésima afluência passada do REE iree
$DSVC_t^{iree}$	Energia controlável desviada do REE iree no início do estágio t
$DSVF_t^{iree}$	Energia a fio d'água desviada do REE iree no início do estágio t
$GHMAX_t^{iree}$	geração hidráulica máxima obtida pela parábola de correção de GHMAX do REE iree
EA_t^{iree}	energia armazenada no REE iree

Detalhes sobre a formulação do acoplamento hidráulico e do cálculo das parcelas relativas ao acoplamento podem ser consultados em [16].

Anexo B – Avaliação do Impacto dos Aprimoramentos na Formulação Problema de Planejamento da Operação Considerando Acoplamento Hidráulico

A metodologia de acoplamento hidráulico com REE a jusante fio d'água foi validada em abril de 2002. Posteriormente a esse processo de validação, os trabalhos do grupo GT7-CPAMP resultaram, entre outros, em dois novos aperfeiçoamentos na modelagem de acoplamento hidráulico ainda sem validação oficial, a saber:

- (1) Consideração das parcelas de desestoque de montante que se torna energia fio d'água no sistema de jusante (parcela C) diretamente nas restrições relativas à energia fio d'água líquida. Disponibilizada em 03/07/2014 na versão 19.2;
- (2) Aperfeiçoamento na formulação de desvio d'água para acoplamento hidráulico. Disponibilizada em 09/04/2015 na versão 19.6.

O grupo de trabalho GT7-CPAMP está utilizando em seus trabalhos, inclusive nos resultados desse relatório, a versão 20.2 do modelo NEWAVE que contém as duas modificações citadas acima na modelagem de acoplamento hidráulico.

Com o objetivo de analisarmos os impactos desses dois aperfeiçoamentos, foram criadas as versões 20.2PARC e 20.2DESV ambas baseadas na versão 20.2, de onde foram removidos o aprimoramento (1) e (2), respectivamente. Foi utilizado o Caso C, com acoplamento entre os REEs Itaipu e Paraná, para avaliar os aperfeiçoamentos na metodologia de acoplamento hidráulico.

Ao analisarmos o valor esperado do custo total de operação na Figura B.1, observa-se que os aprimoramentos não trouxeram impactos significativos no custo, apesar de modelarem de forma mais acurada a representação dos sistemas acoplados hidráulicamente.

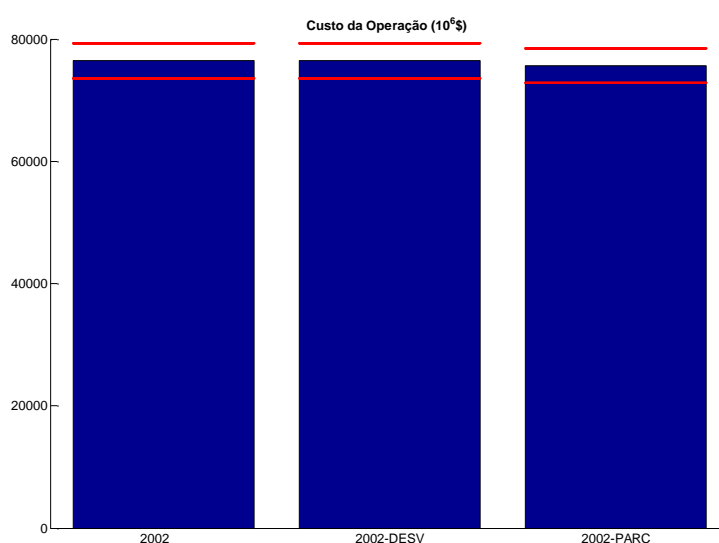


Figura B.1 – Valor Esperado do Custo Total de Operação

A convergência do processo iterativo para cálculo da política ótima de operação dos casos acima é apresentada na Figura B.2. Novamente, pode-se verificar que não há mudança significativa nos resultados obtidos com a incorporação destes aprimoramentos.

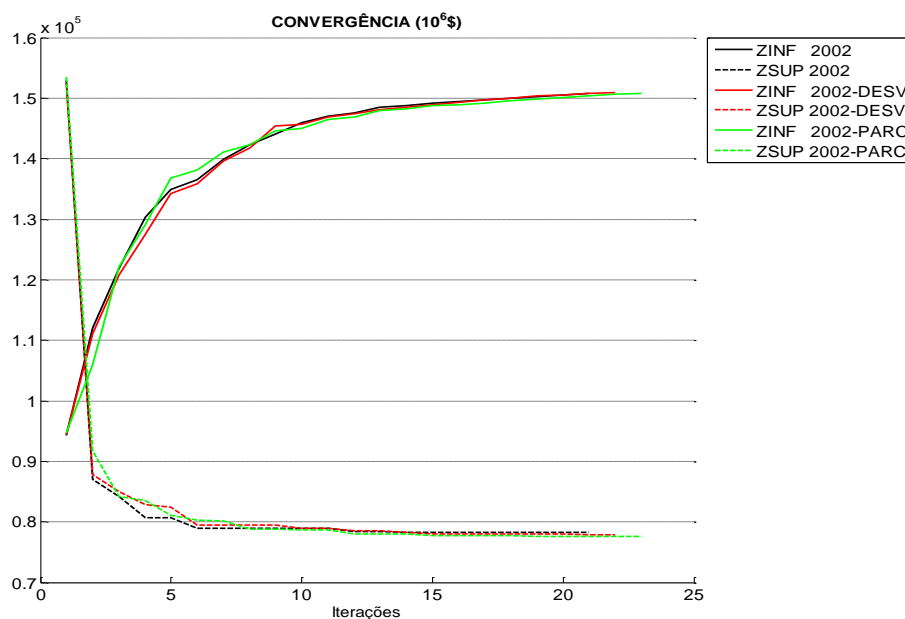


Figura B.2 - Convergência

Para completar essa análise, seguem nas figuras abaixo os demais resultados relativos à operação do sistema. Pode-se observar que o comportamento de todas as variáveis analisadas quase não sofre alteração com a inclusão dos aperfeiçoamentos na modelagem do acoplamento hidráulico.

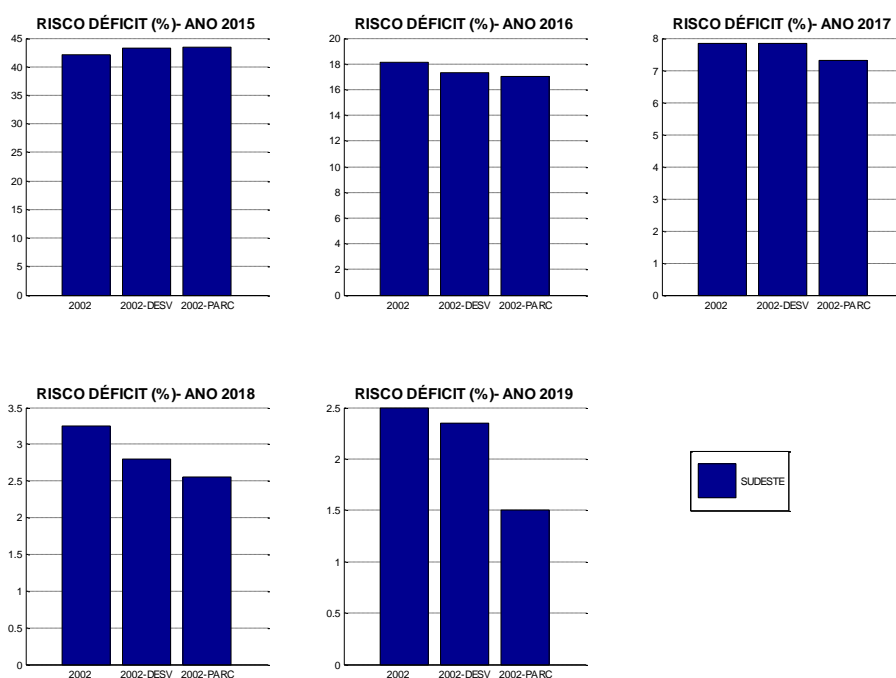


Figura B.3 – Risco anual de qualquer déficit - Sudeste

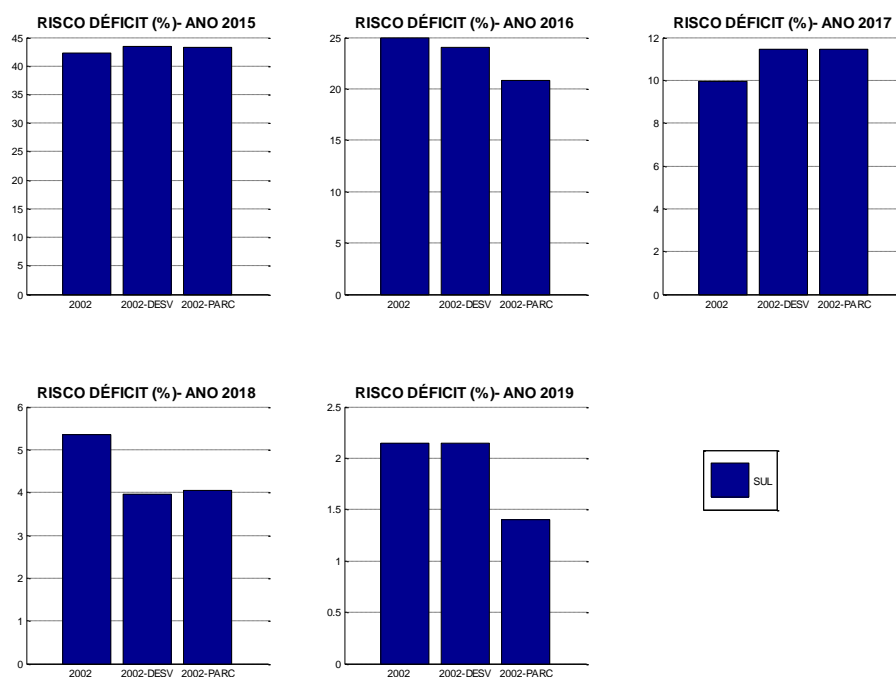


Figura B.4 – Risco anual de qualquer déficit - Sul

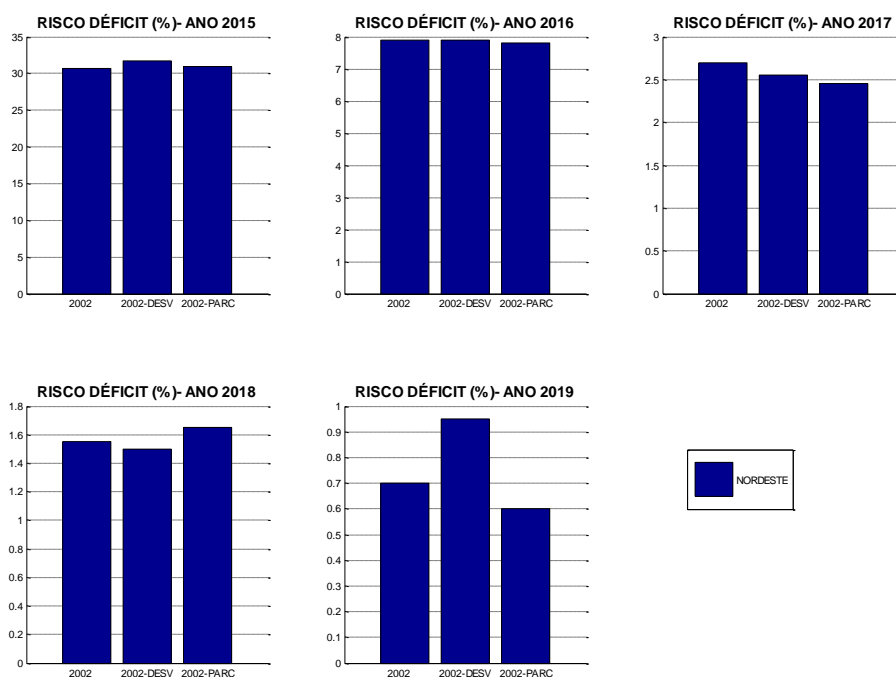


Figura B.5 – Risco anual de qualquer déficit - Nordeste

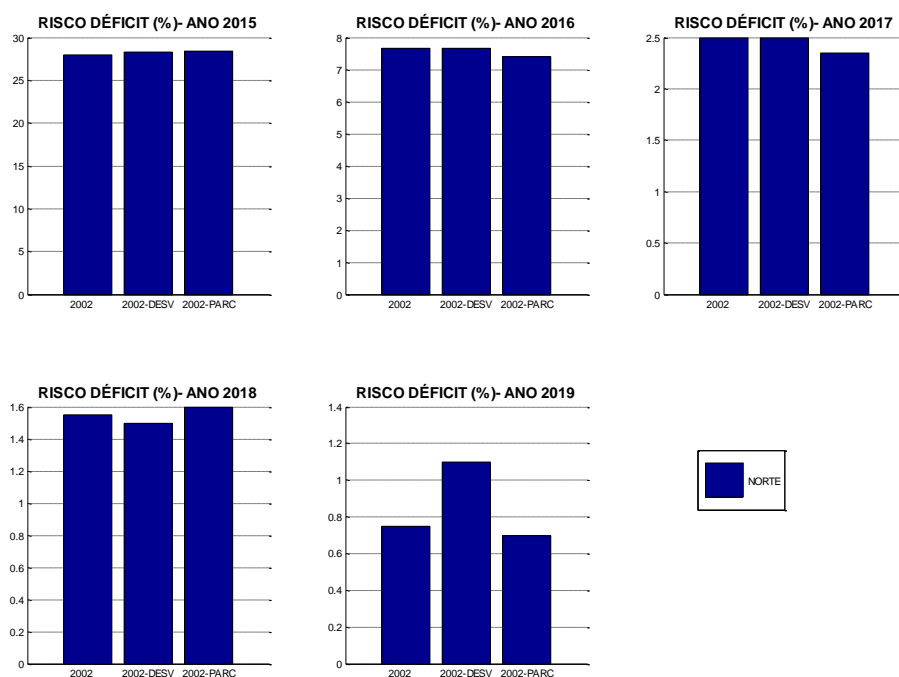


Figura B.6 – Risco anual de qualquer déficit – Norte

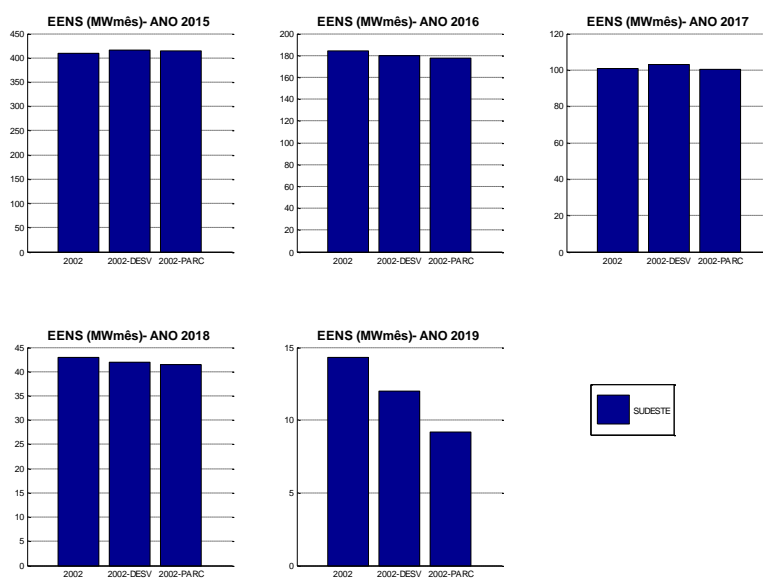


Figura B.7 – Valor esperado da energia não suprida - Sudeste

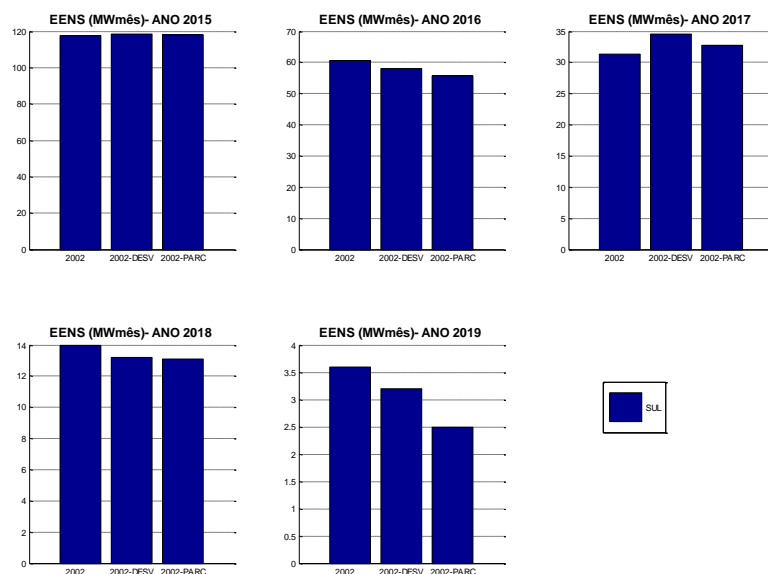


Figura B.8 – Valor esperado da energia não suprida - Sul

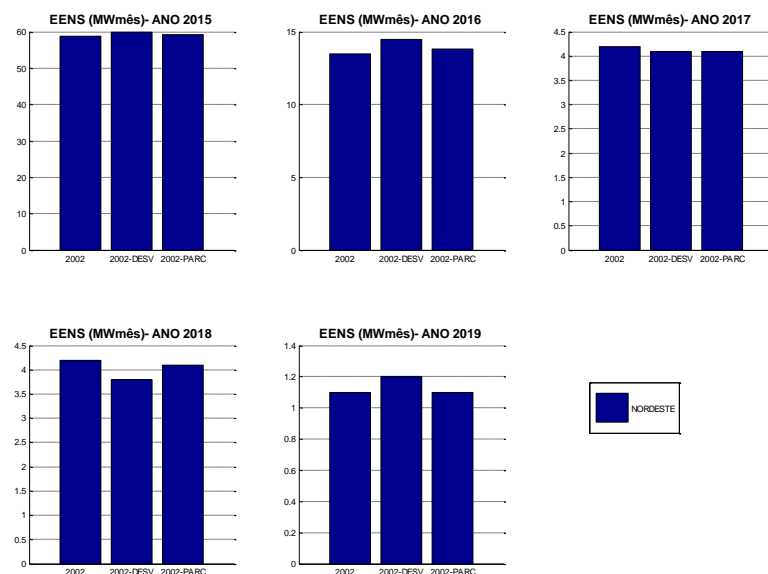


Figura B.9 – Valor esperado da energia não suprida - Nordeste

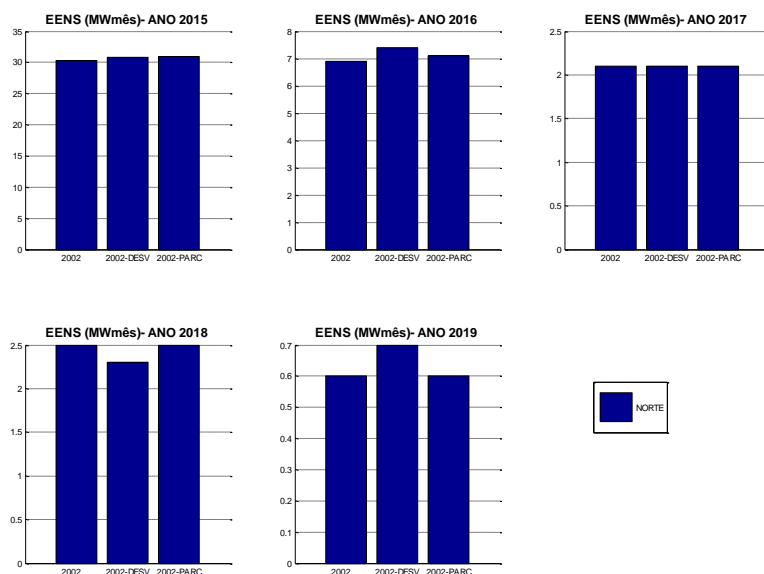


Figura B.10 – Valor esperado da energia não suprida - Norte

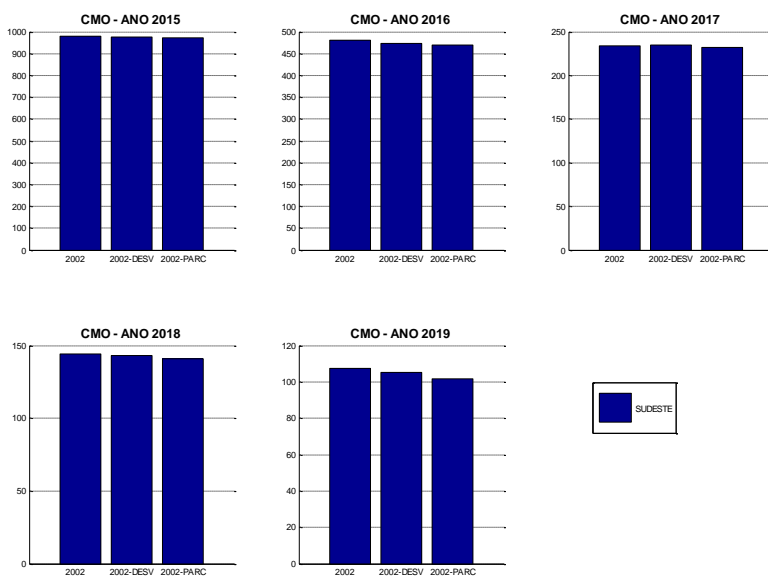


Figura B.11 – Custo marginal de operação médio anual - Sudeste

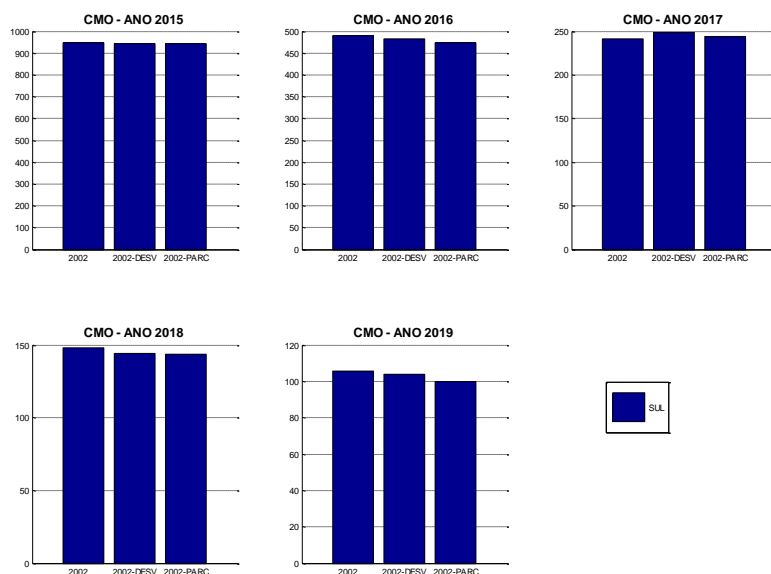


Figura B.12 – Custo marginal de operação médio anual - Sul

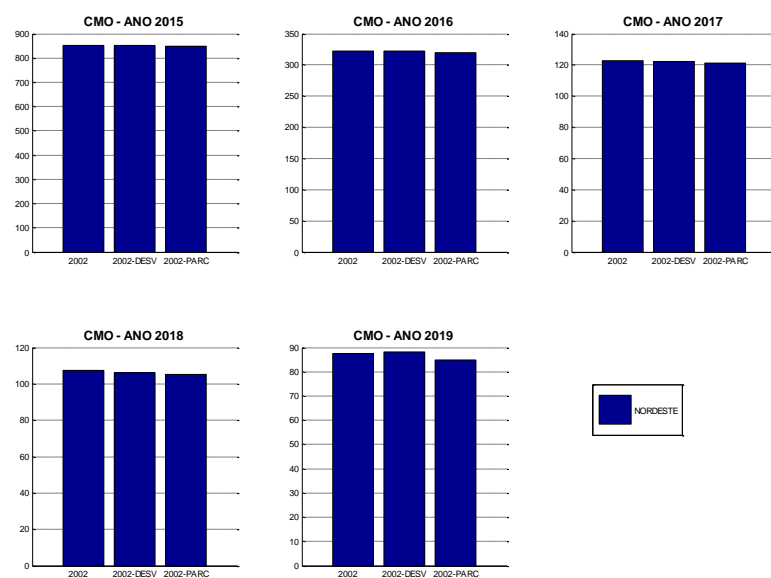


Figura B.13 – Custo marginal de operação médio anual - Nordeste

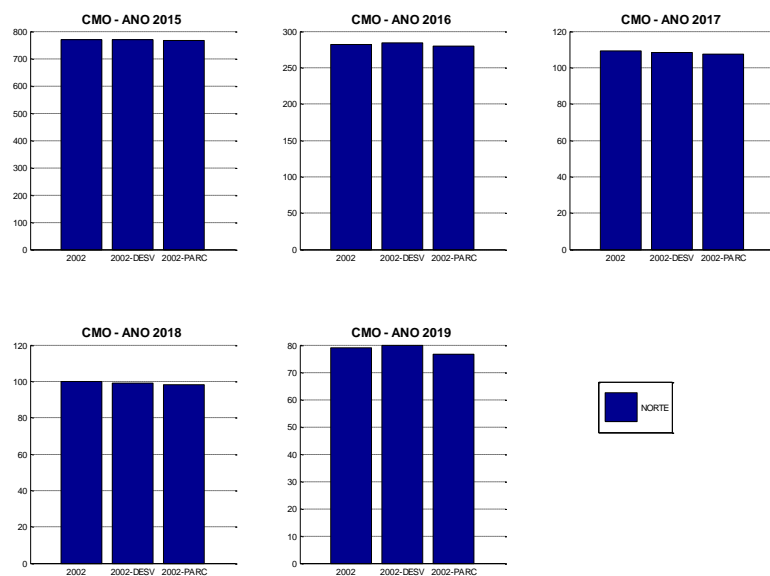


Figura B.14 – Custo marginal de operação médio anual – Norte

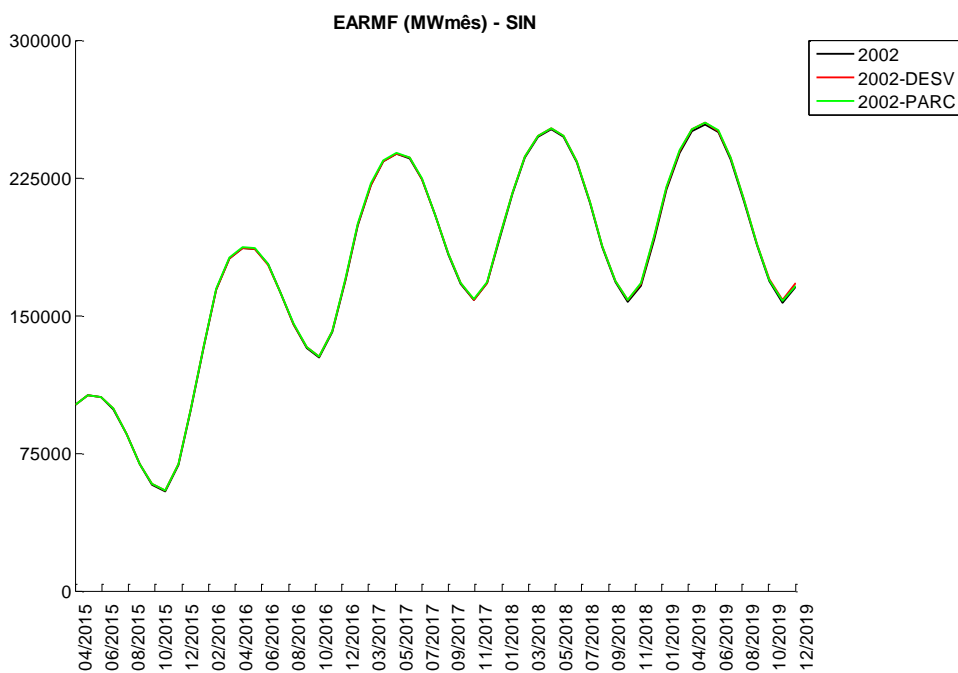


Figura B.15 – Energia Armazenada Final – SIN

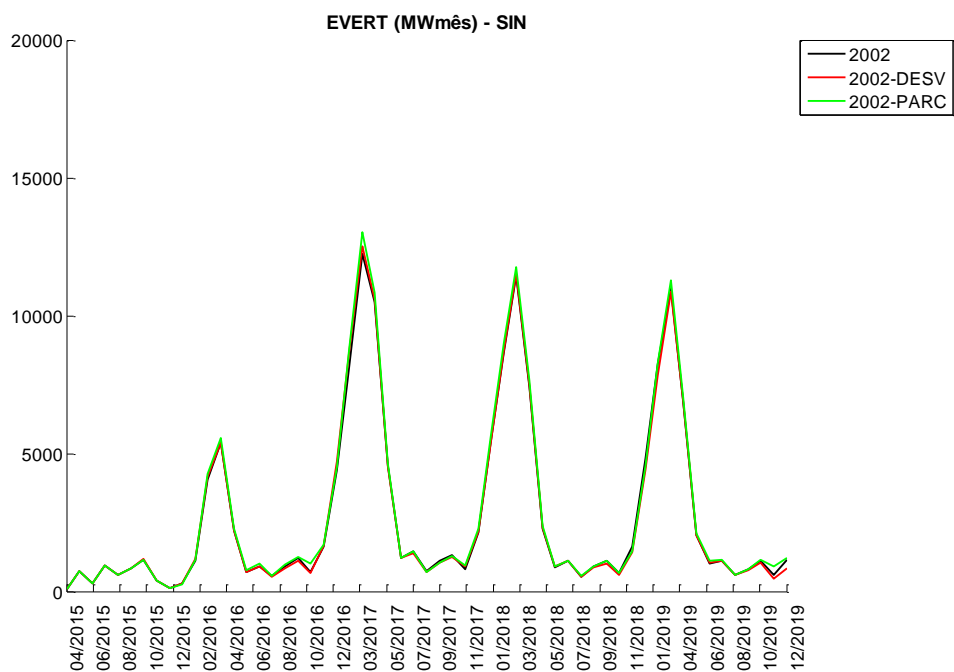


Figura B.16 – Energia Vertida - SIN

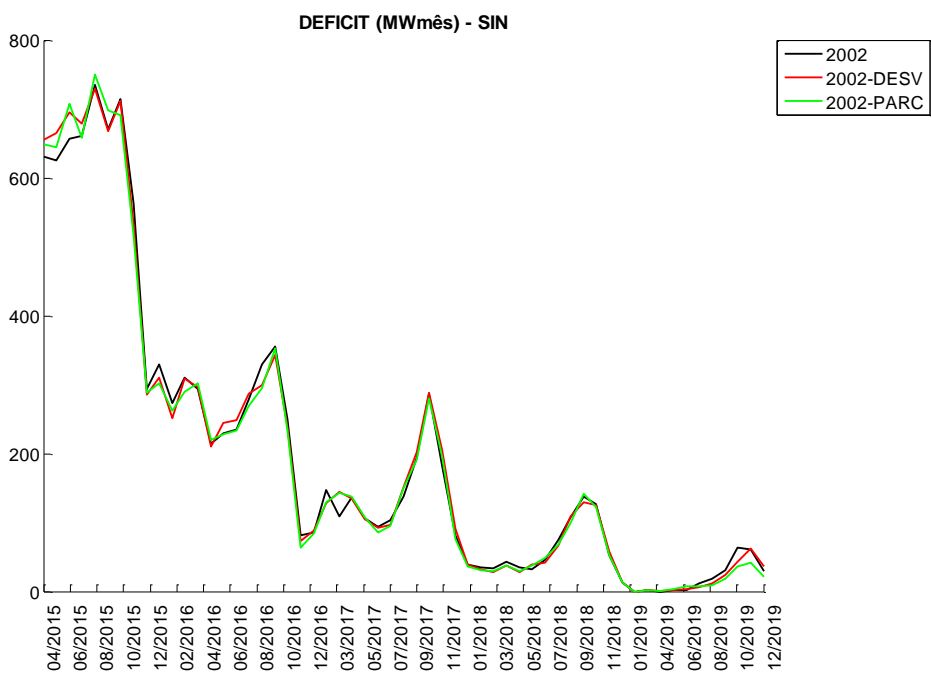


Figura B.17 – Déficit de energia - SIN

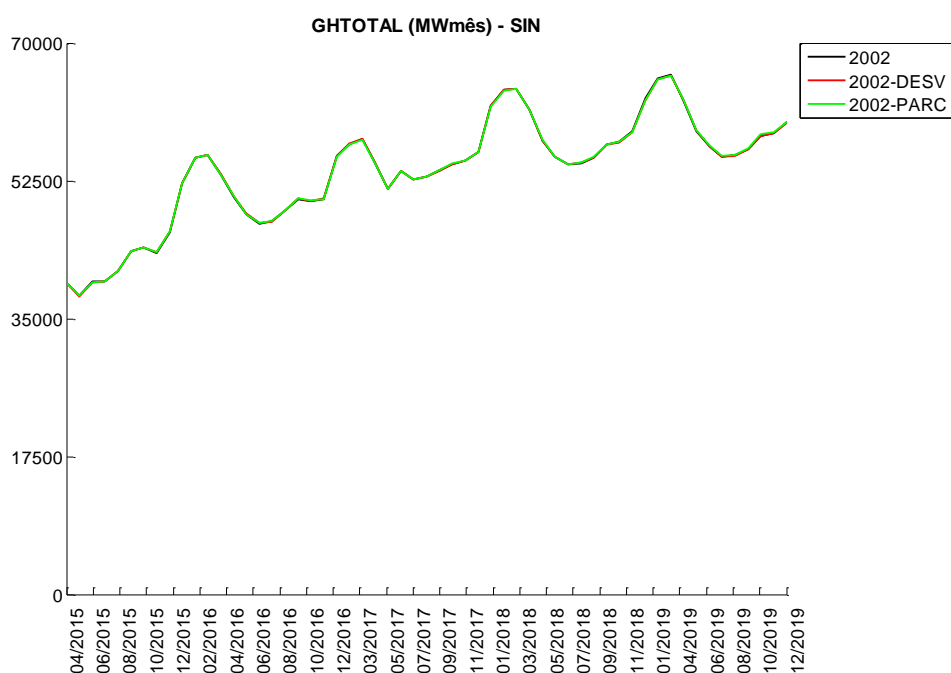


Figura B.18 – Geração hidráulica total - SIN

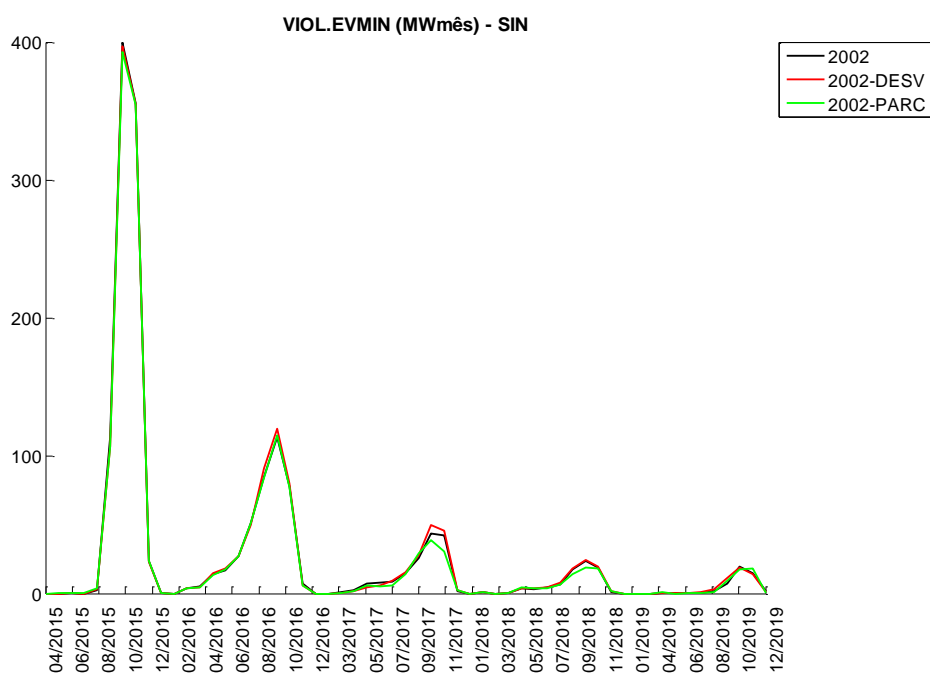


Figura B.19 – Violação de vazão mínima - SIN

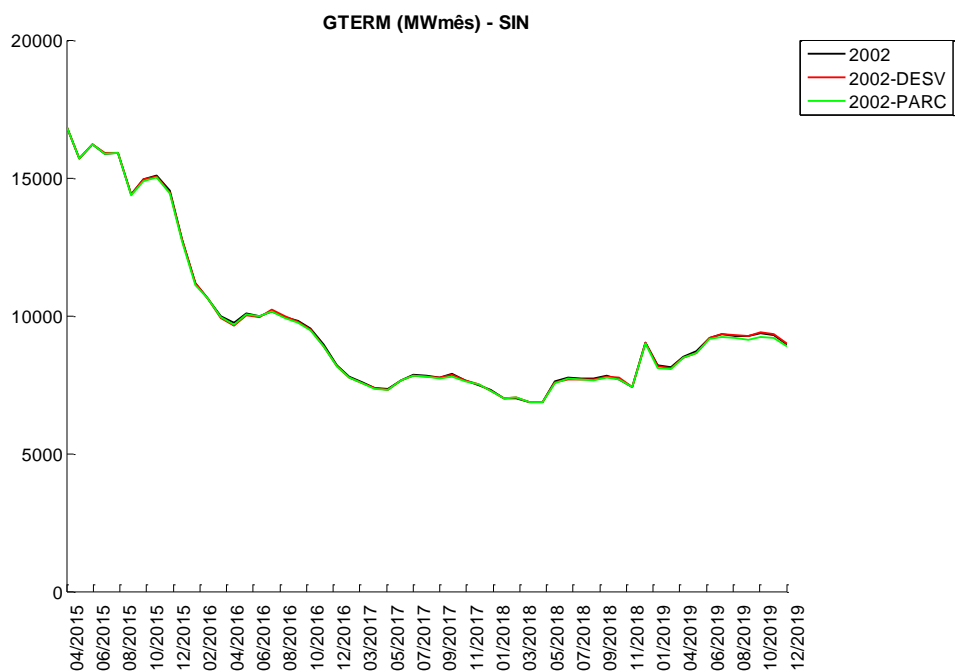


Figura B.20 – Geração térmica - SIN

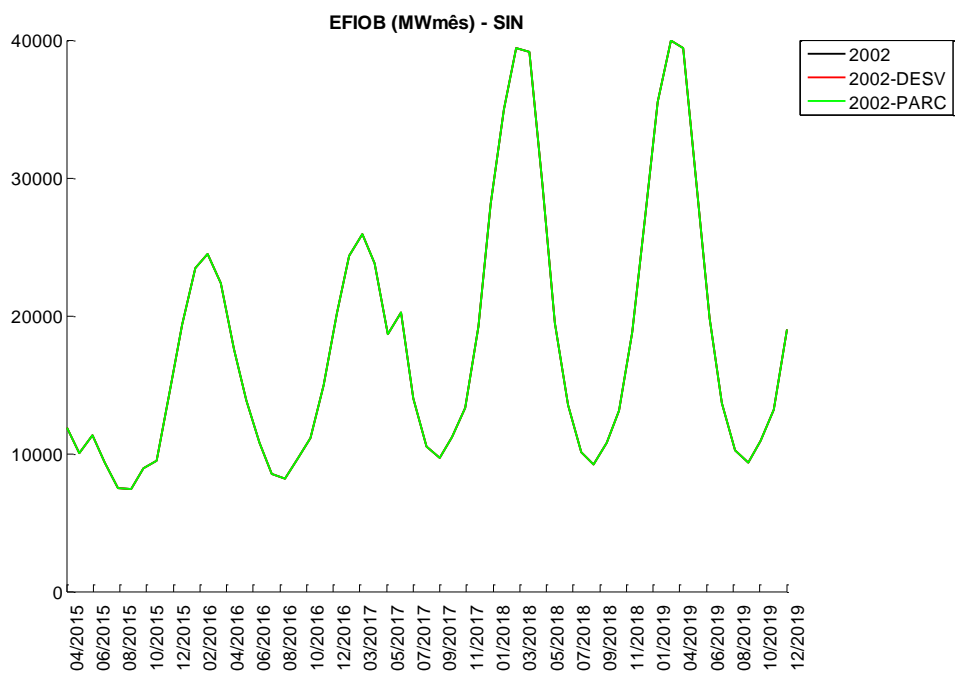


Figura B.21 – Energia a fio d'água bruta - SIN

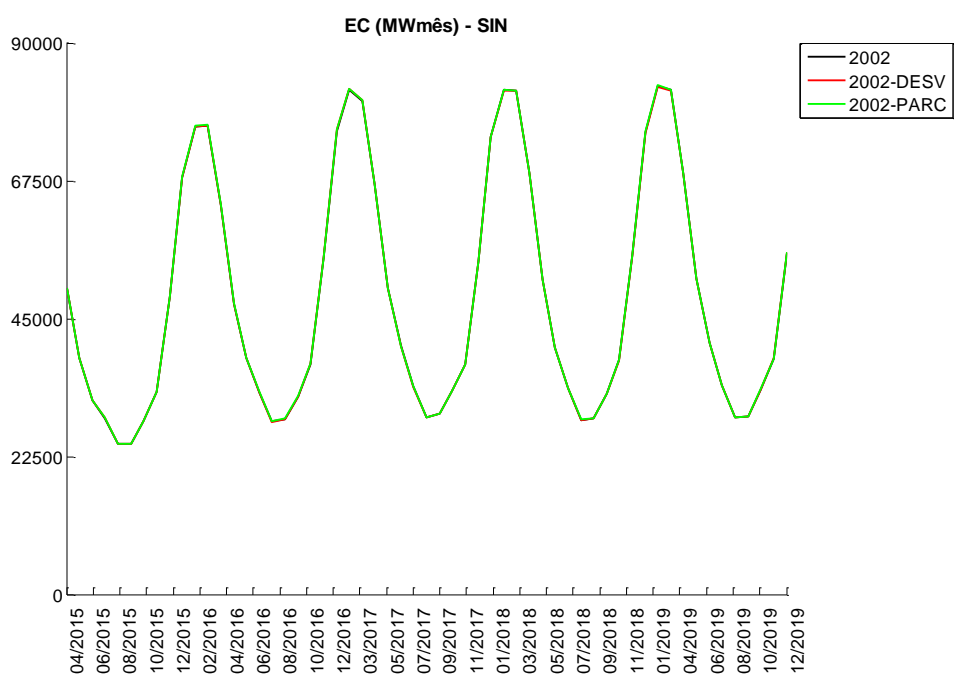


Figura B.22 – Energia controlável – SIN

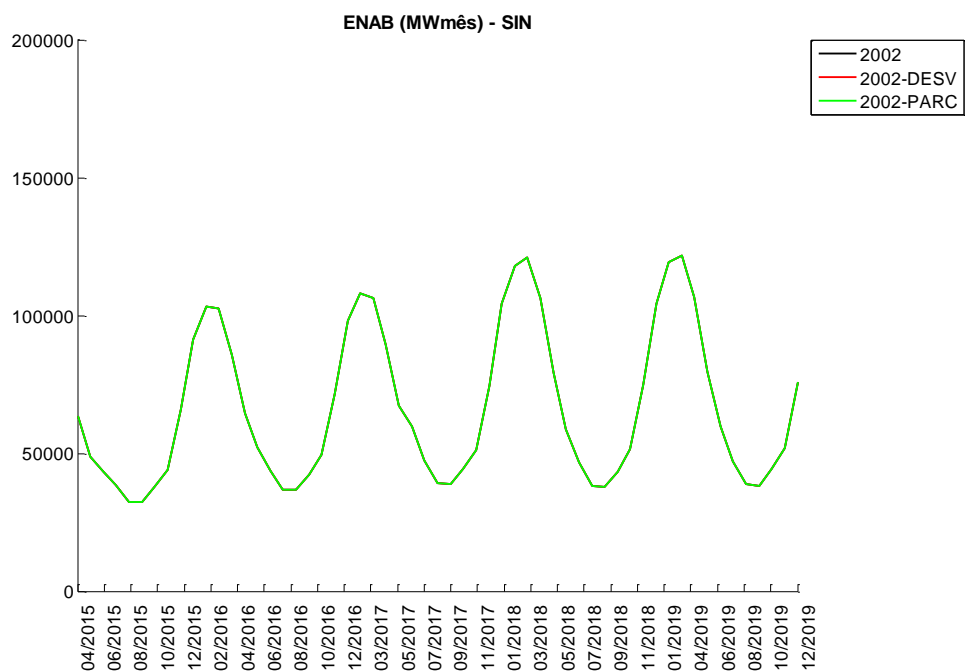


Figura B.23 – Energia natural afluyente bruta – SIN

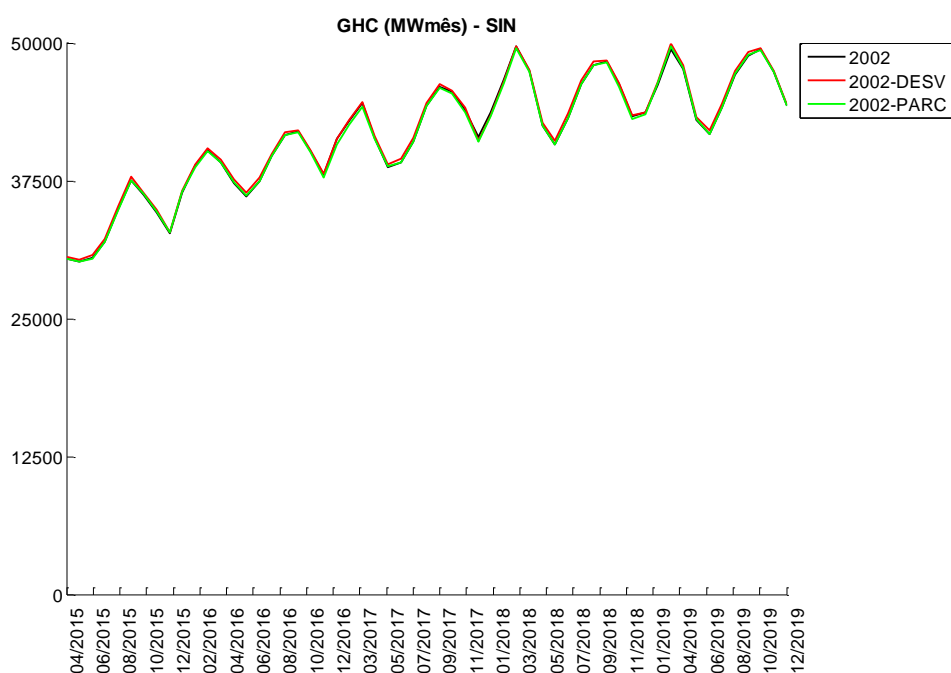


Figura B.24 – Geração hidráulica controlável - SIN

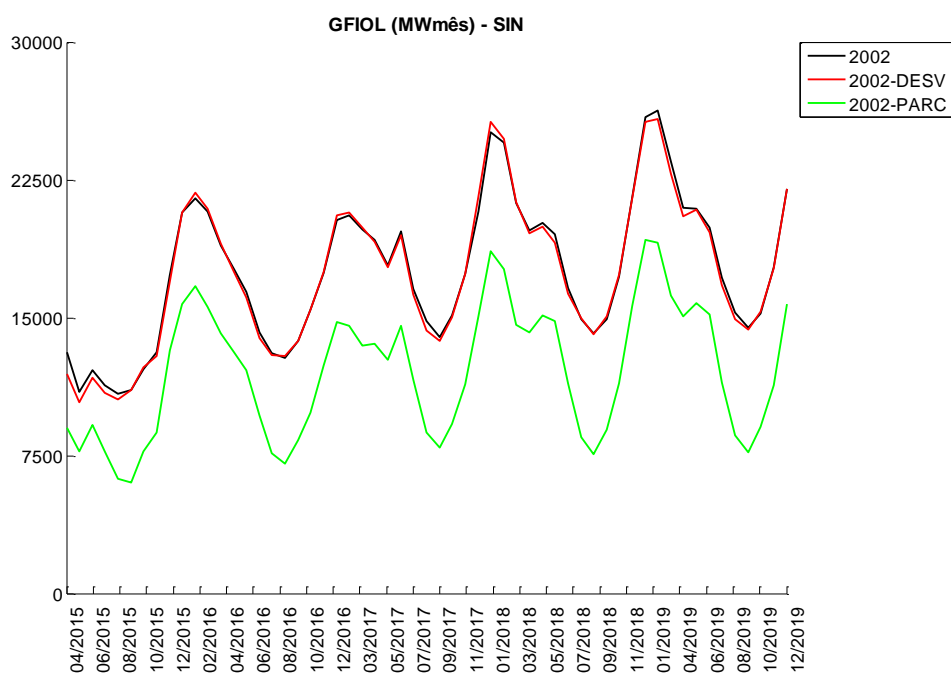


Figura B.25 – Geração fio d'água líquida - SIN

Os valores de geração a fio d'água líquida para versão 2002-Parc, não contém os valores referente ao desestoque do subsistema de montante que é considerado como energia a fio

d'água líquida no subsistema de jusante, pois nesta versão este valor é abatido diretamente da demanda de energia.

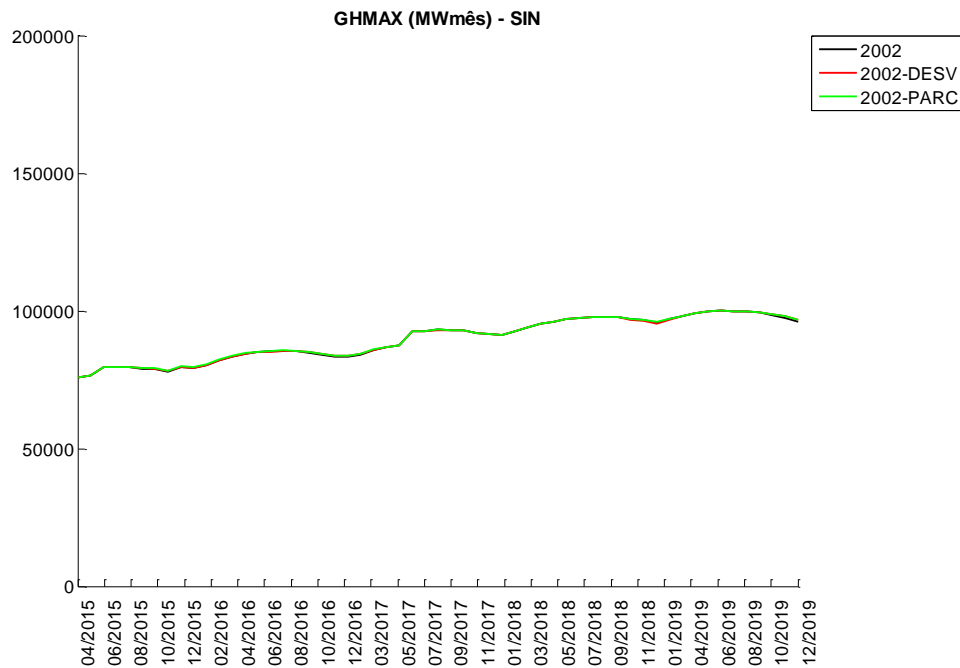


Figura B.26 – Geração hidráulica máxima – SIN

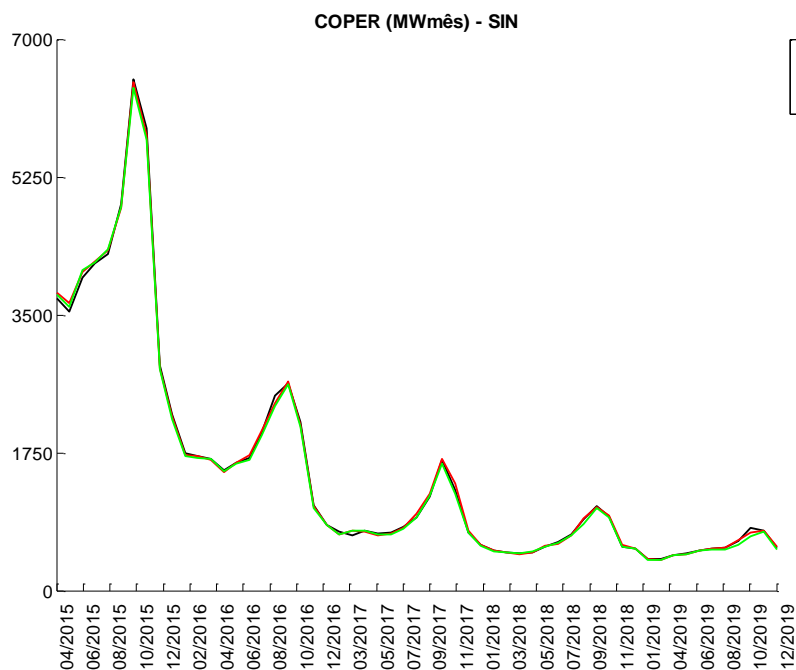


Figura B.27 – Custo de operação - SIN

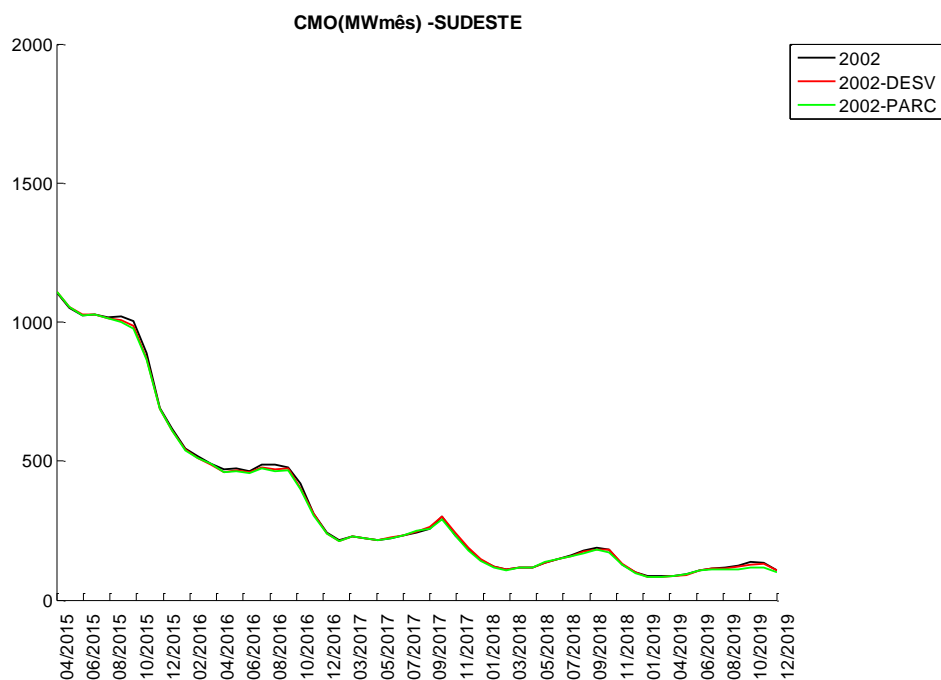


Figura B.28 – Custo marginal de operação - Sudeste

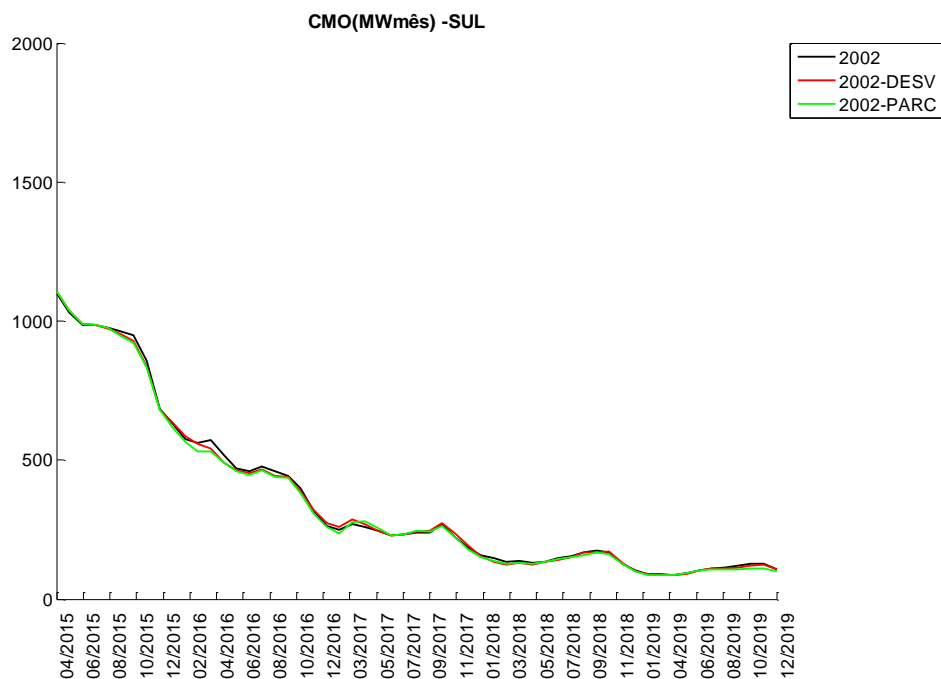


Figura B.29 – Custo marginal de operação - Sul

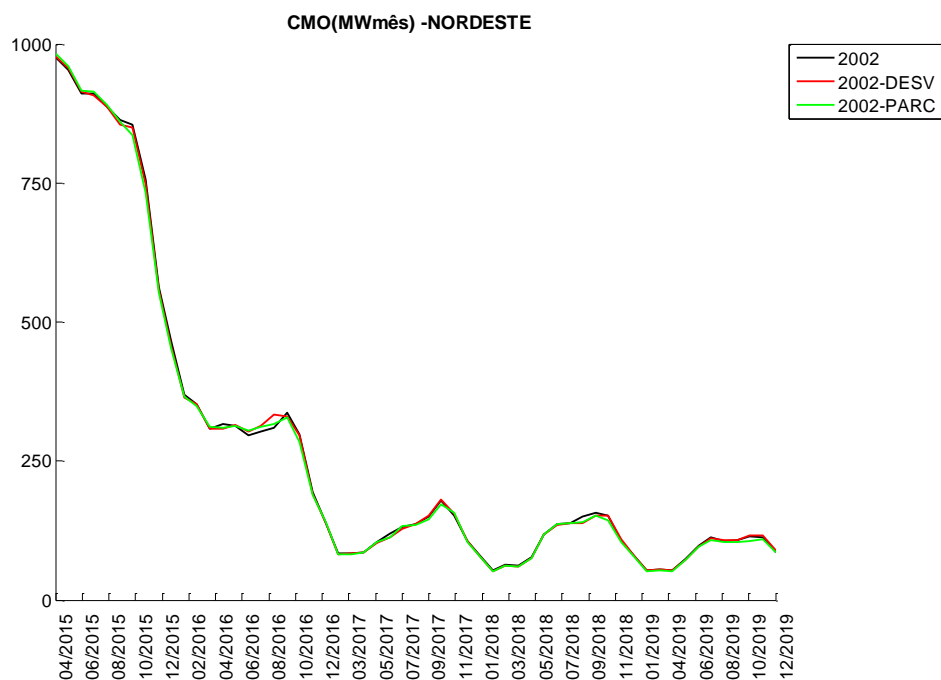


Figura B.30 – Custo marginal de operação - Nordeste

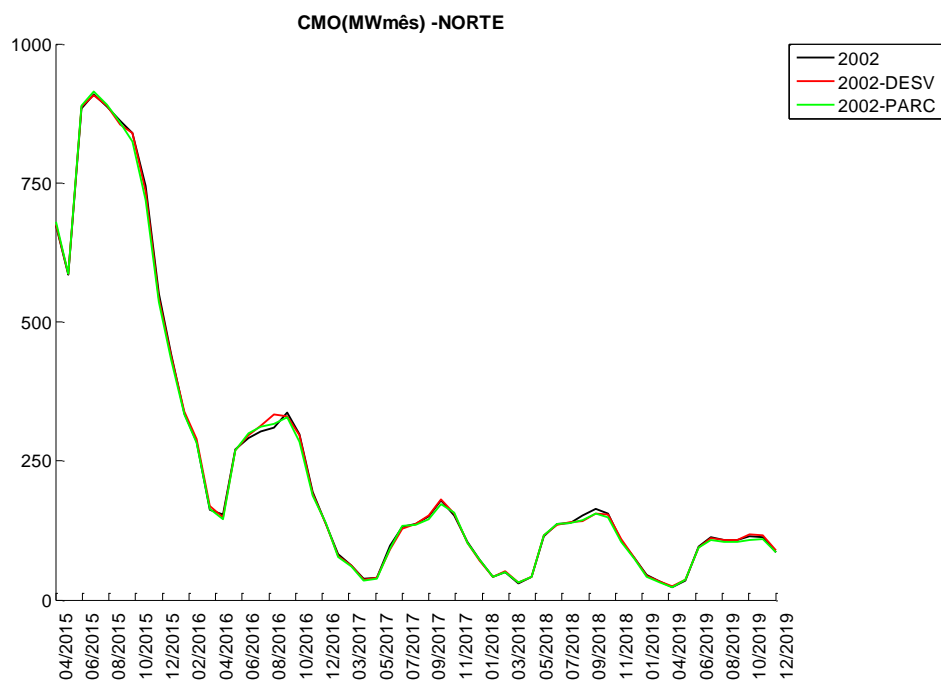


Figura B.31 – Custo marginal de operação - Norte

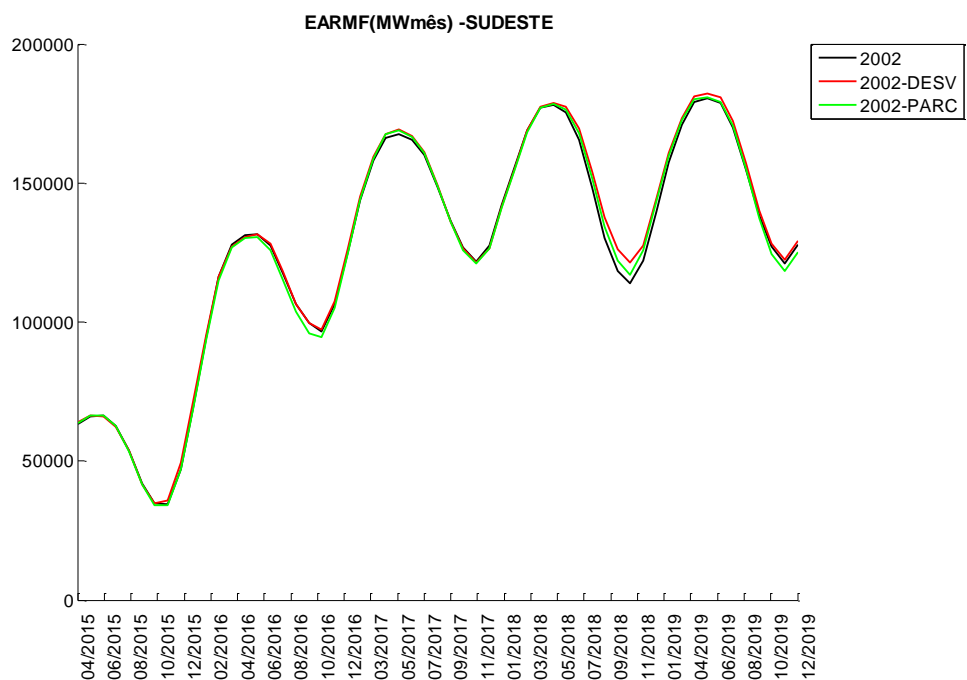


Figura B.32 – Energia Armazenada Final - Sudeste

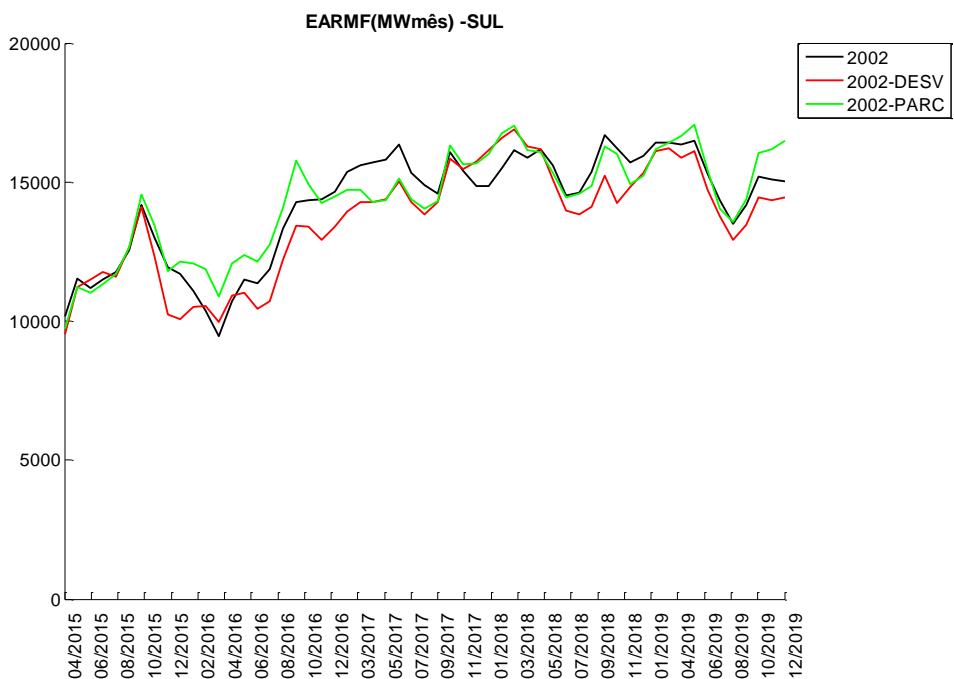


Figura B.33 – Energia Armazenada Final - Sul

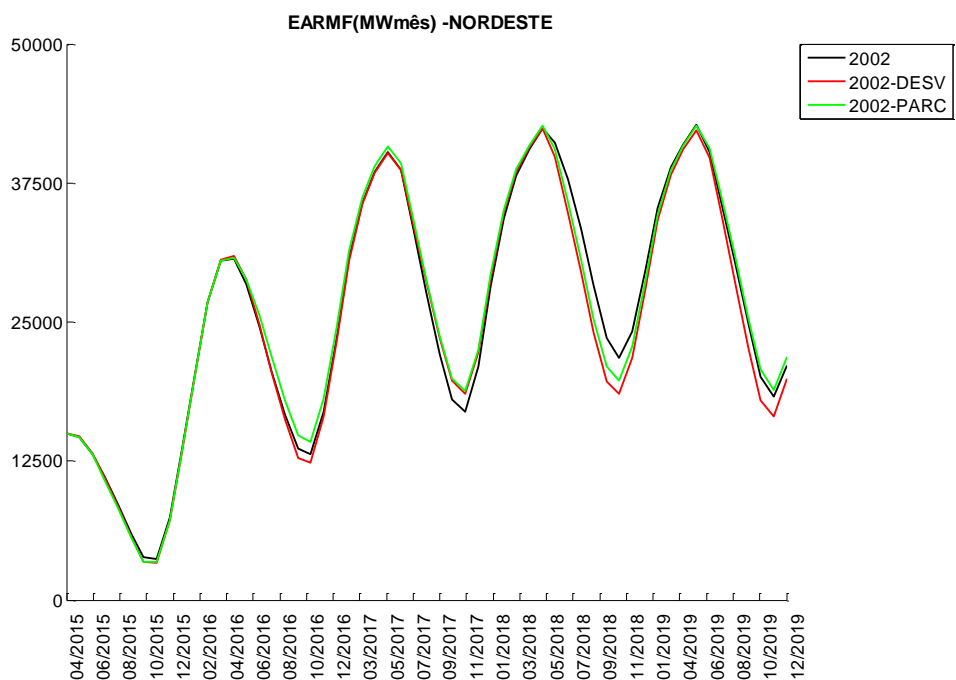


Figura B.34 – Energia Armazenada Final - Nordeste

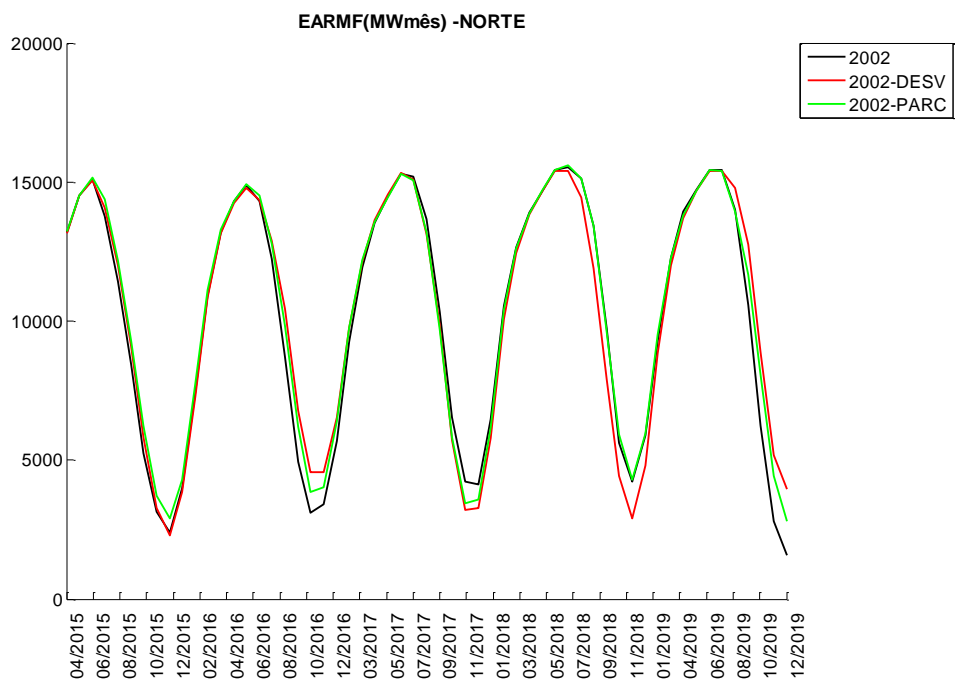


Figura B.35 – Energia Armazenada Final - Norte

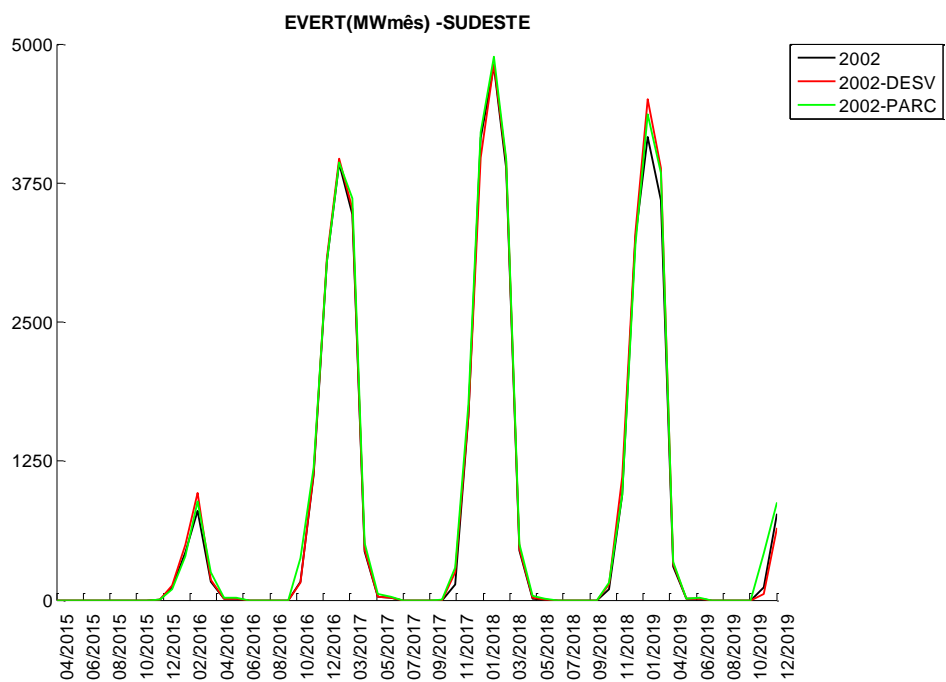


Figura B.36 – Energia Vertida - Sudeste

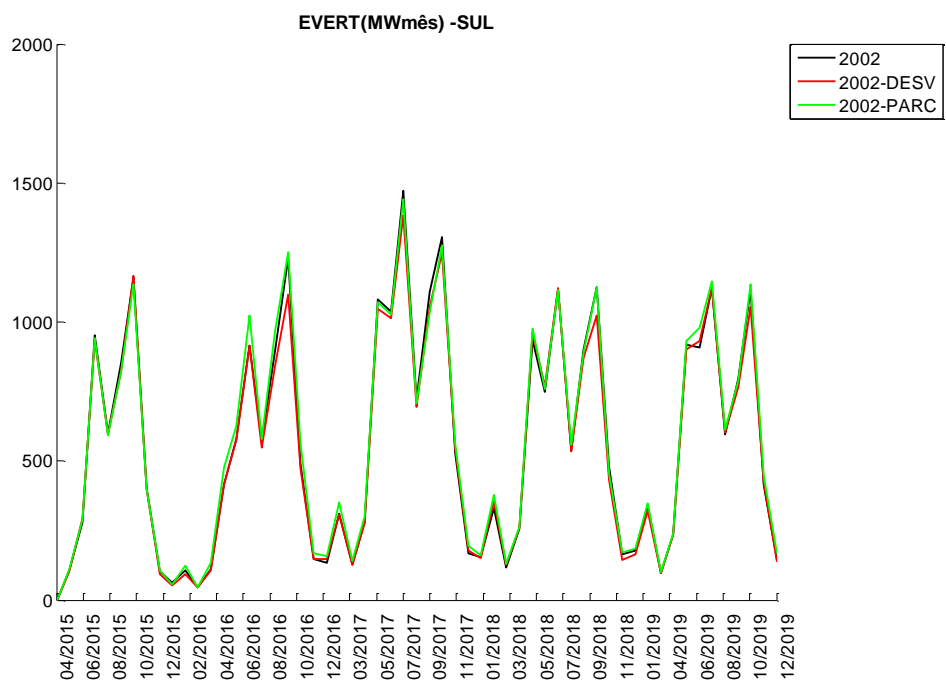


Figura B.37 – Energia Vertida - Sul

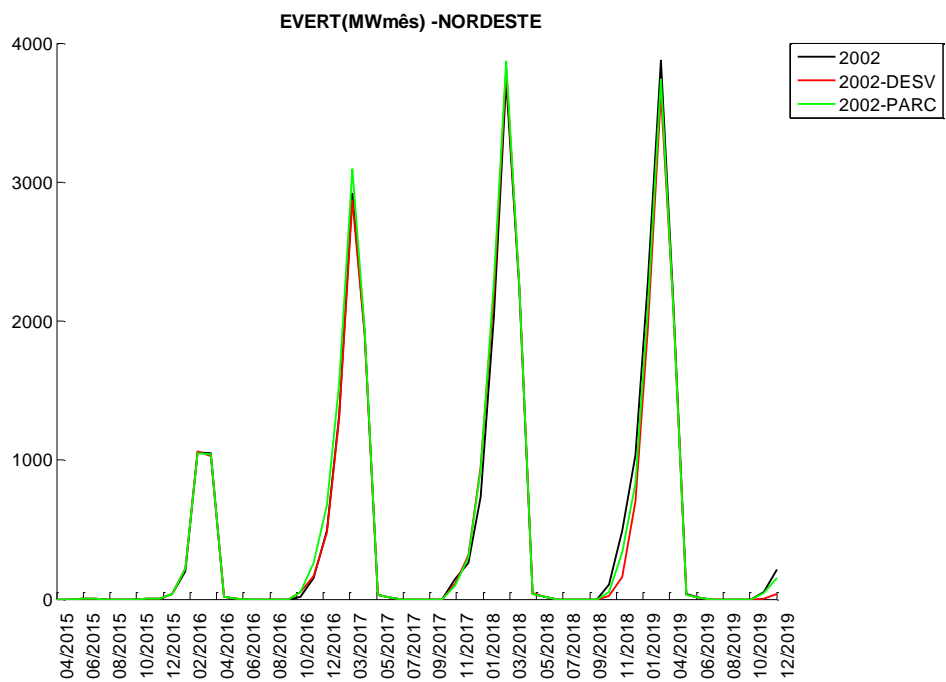


Figura B.38 – Energia Vertida - Nordeste

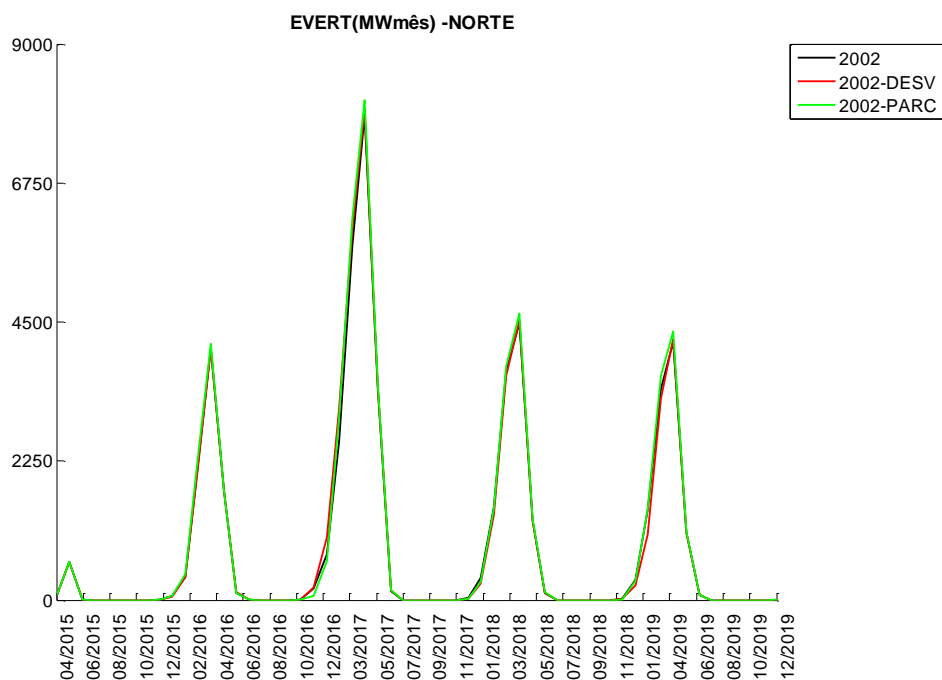


Figura B.39 – Energia Vertida - Norte

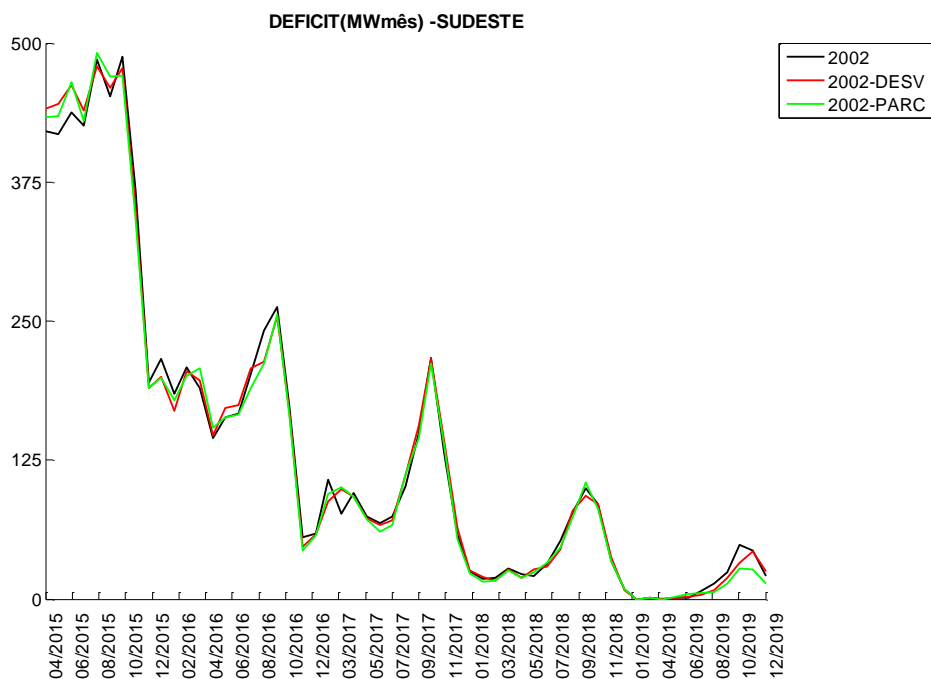


Figura B.40 – Déficit de energia - Sudeste

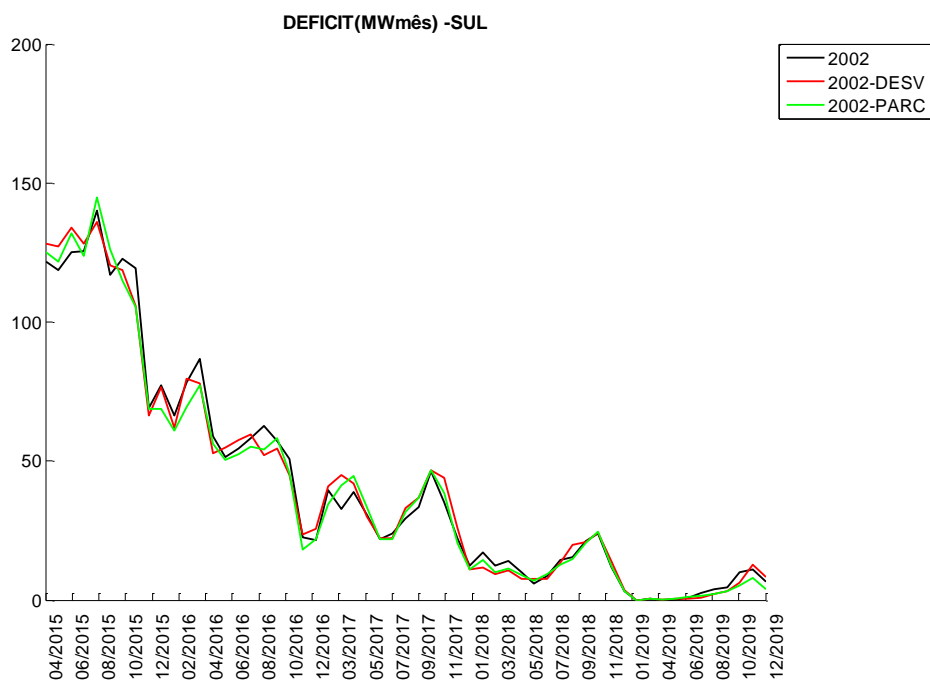


Figura B.41 – Déficit de energia - Sul

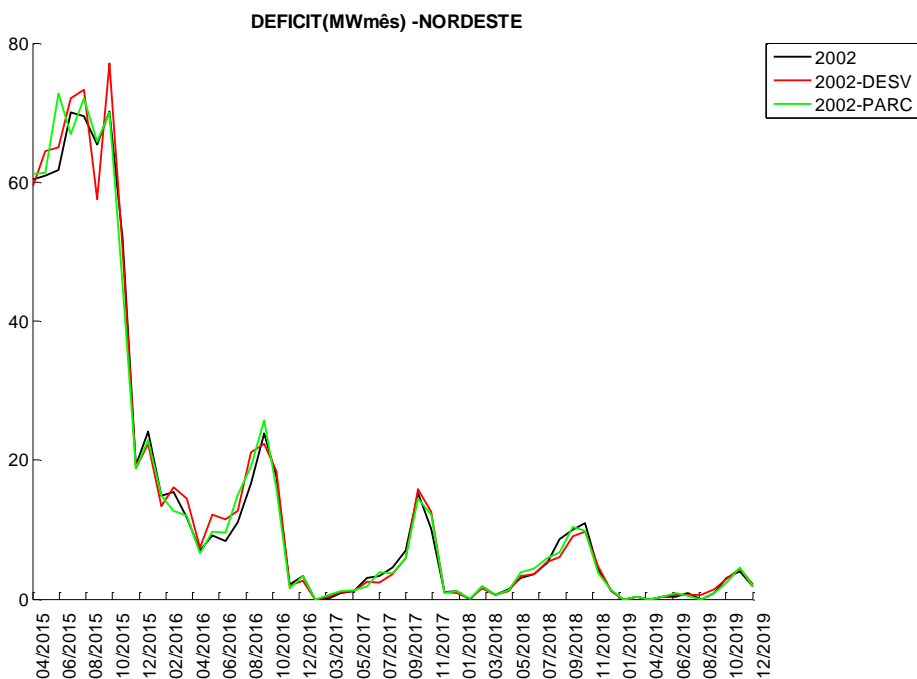


Figura B.42 – Déficit de energia - Nordeste

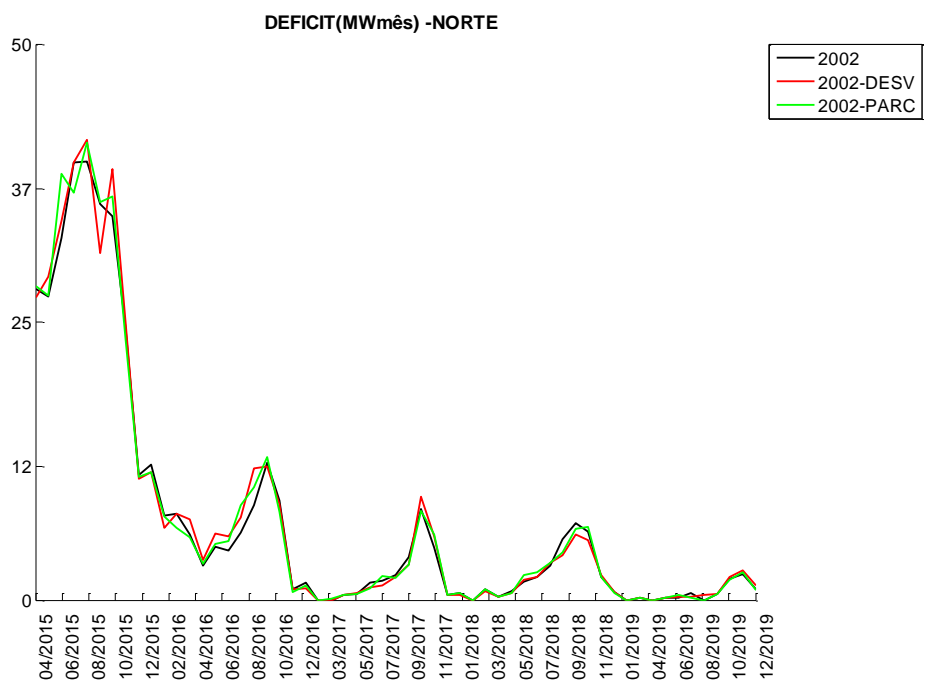


Figura B.43 – Déficit de energia - Norte

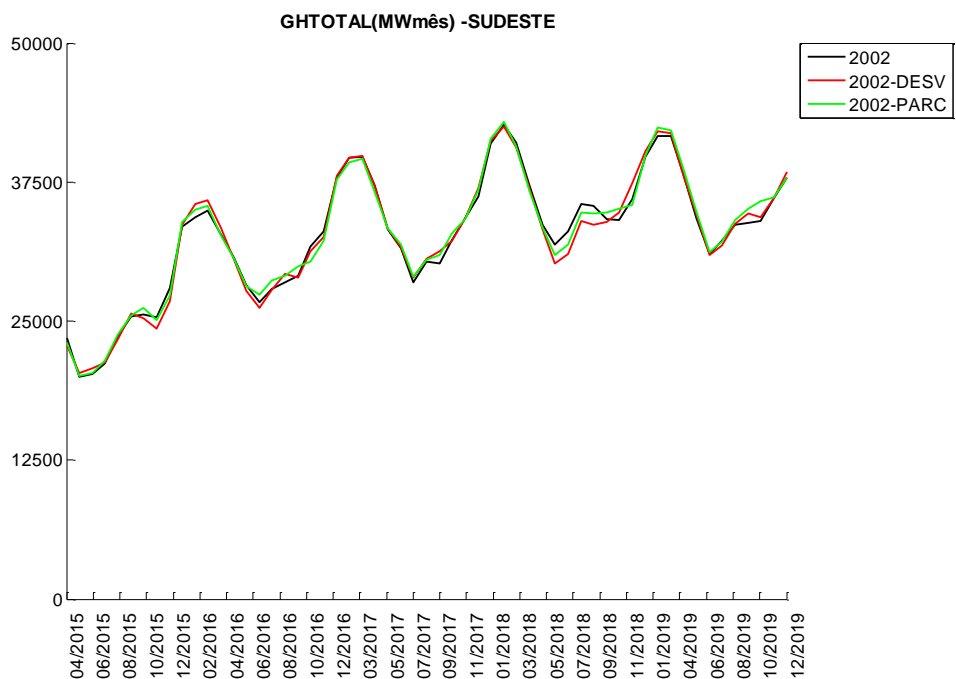


Figura B.44 – Geração hidráulica total - Sudeste

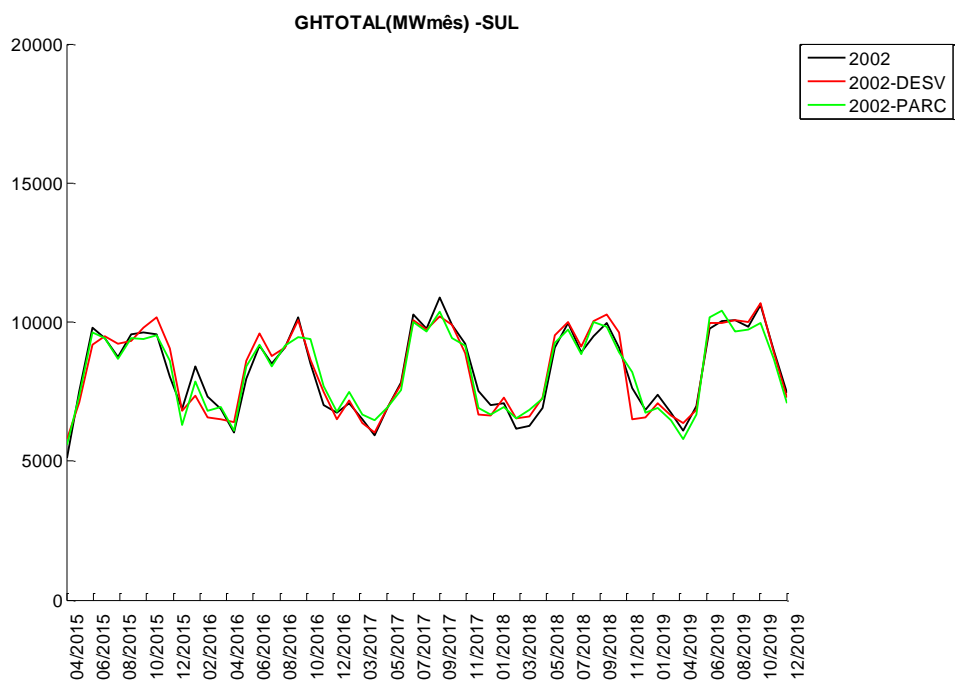


Figura B.45 – Geração hidráulica total - Sul

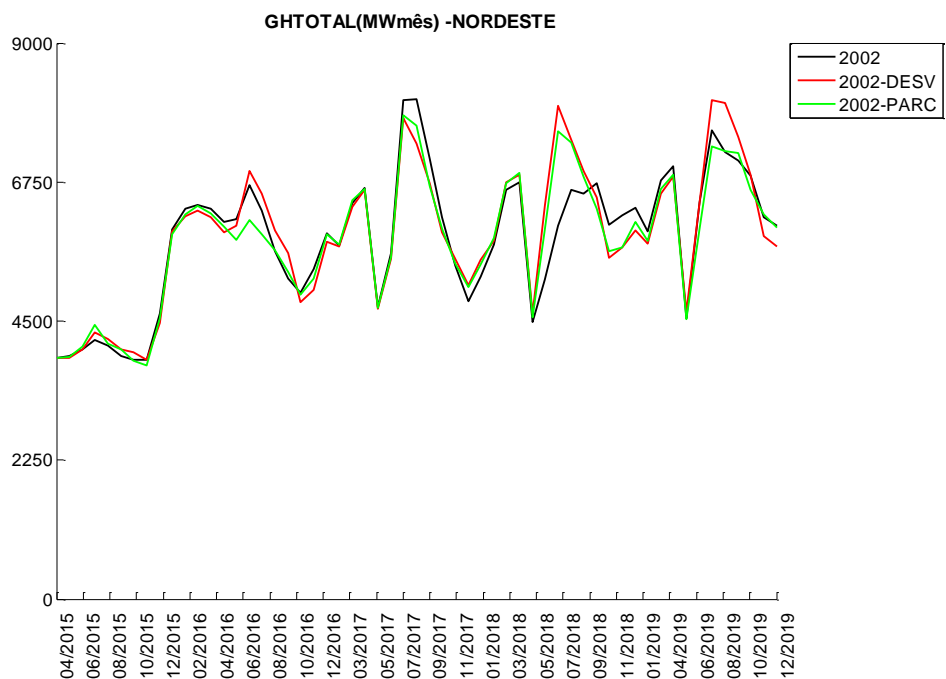


Figura B.46 – Geração hidráulica total - Nordeste

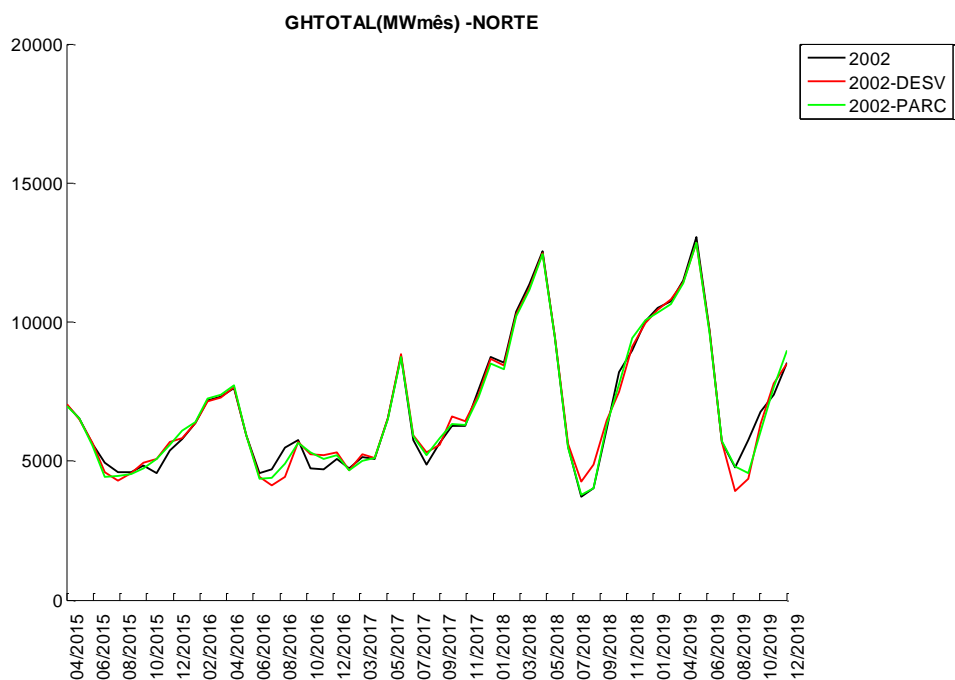


Figura B.47 – Geração hidráulica total - Norte

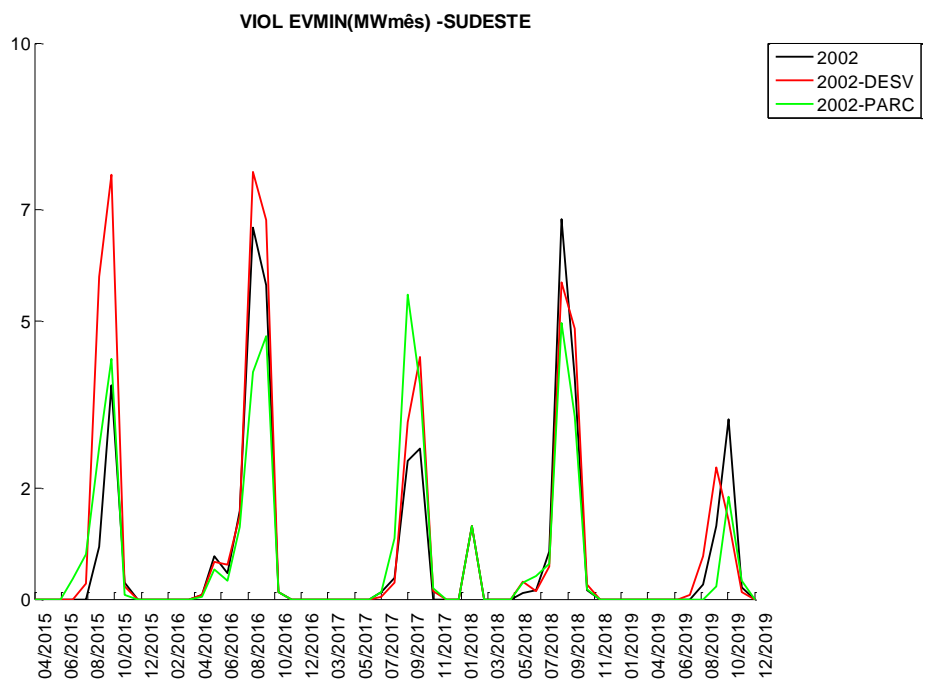


Figura B.48 – Violação de vazão mínima - Sudeste

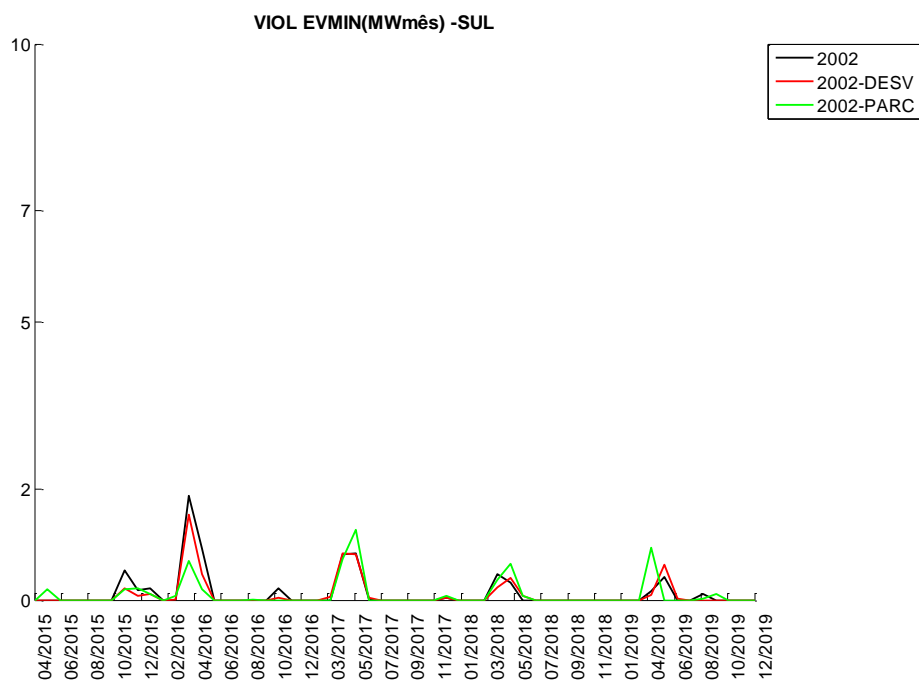


Figura B.49 – Violação de vazão mínima - Sul

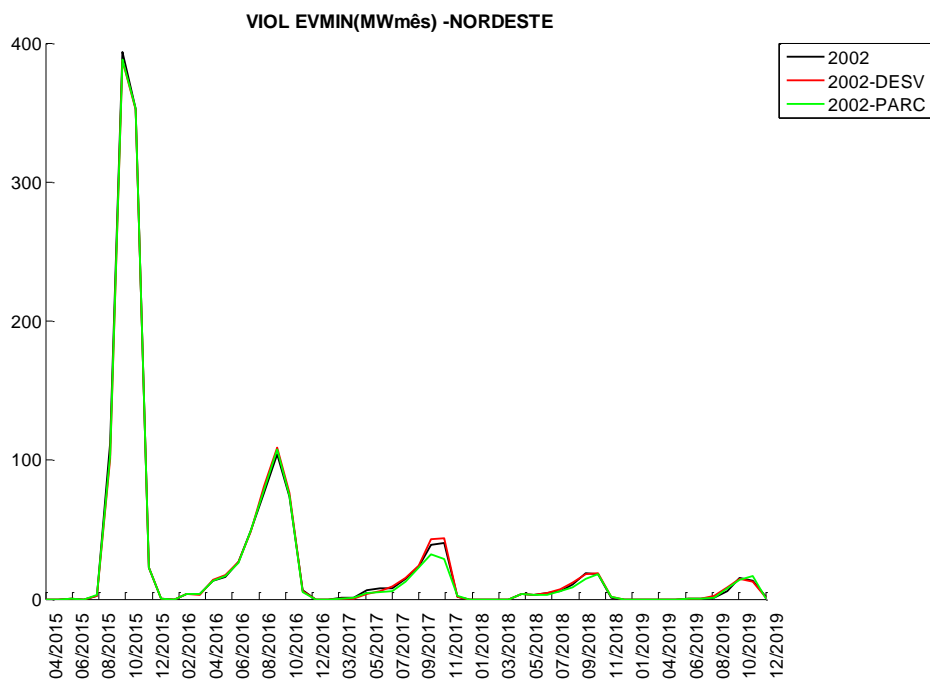


Figura B.50 – Violação de vazão mínima - Nordeste

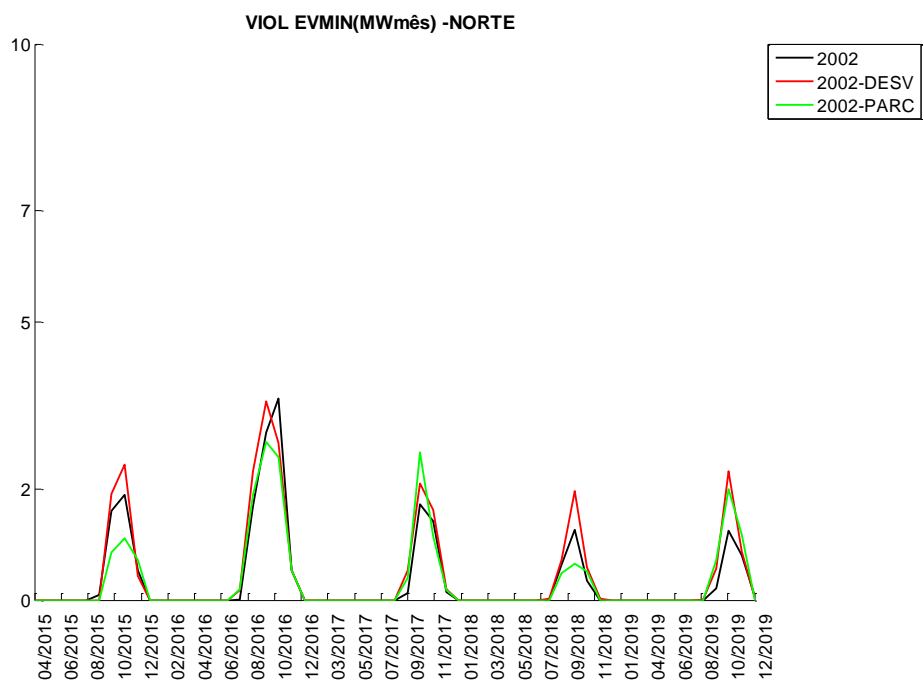


Figura B.51 – Violação de vazão mínima - Norte

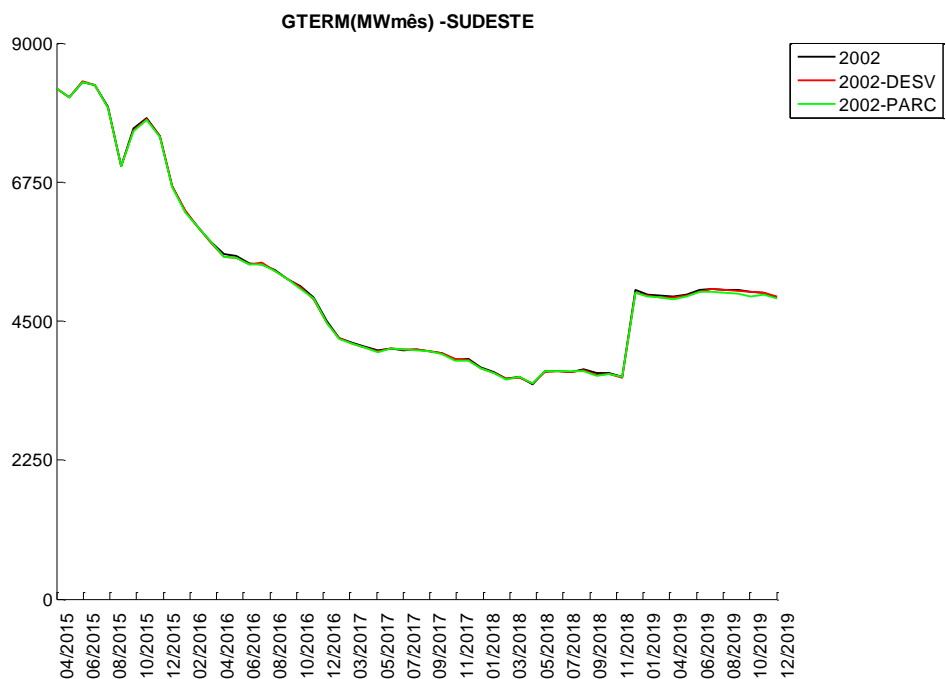


Figura B.52 – Geração térmica - Sudeste

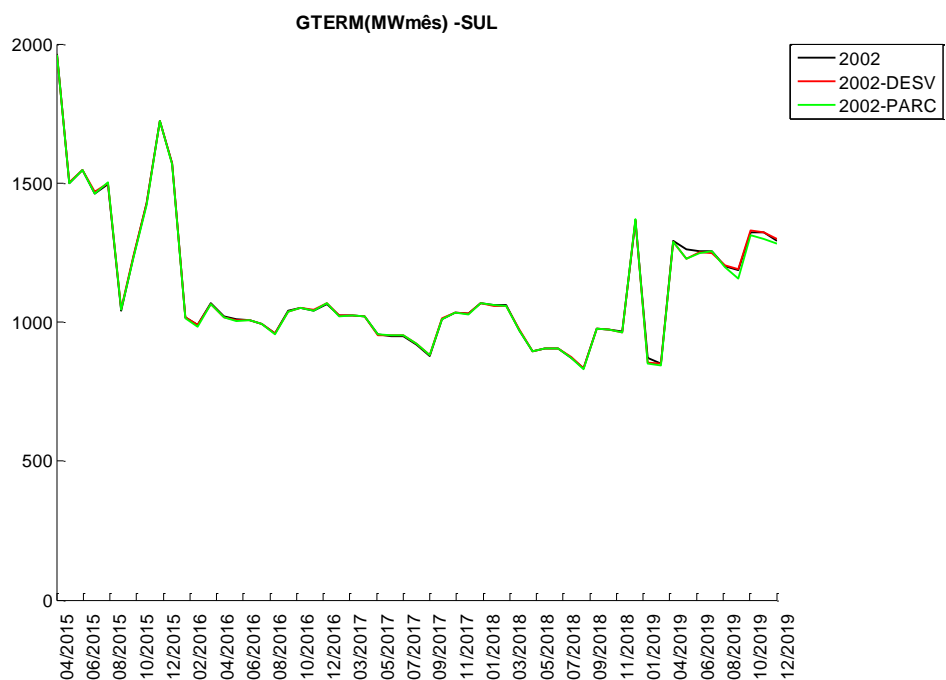


Figura B.53 – Geração térmica - Sul



Figura B.54 – Geração térmica - Nordeste

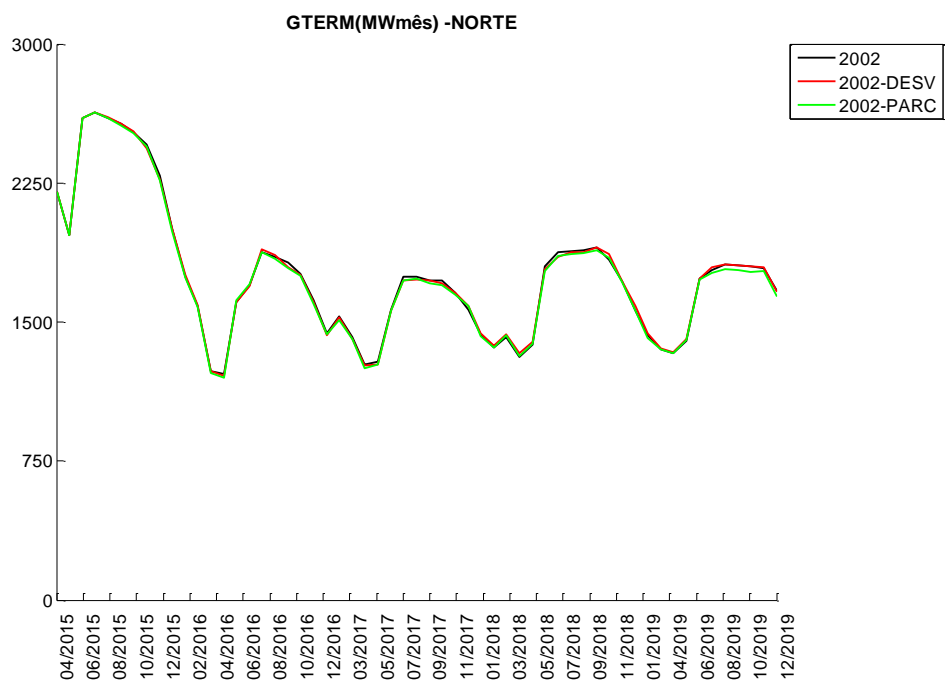


Figura B.55 – Geração térmica - Norte

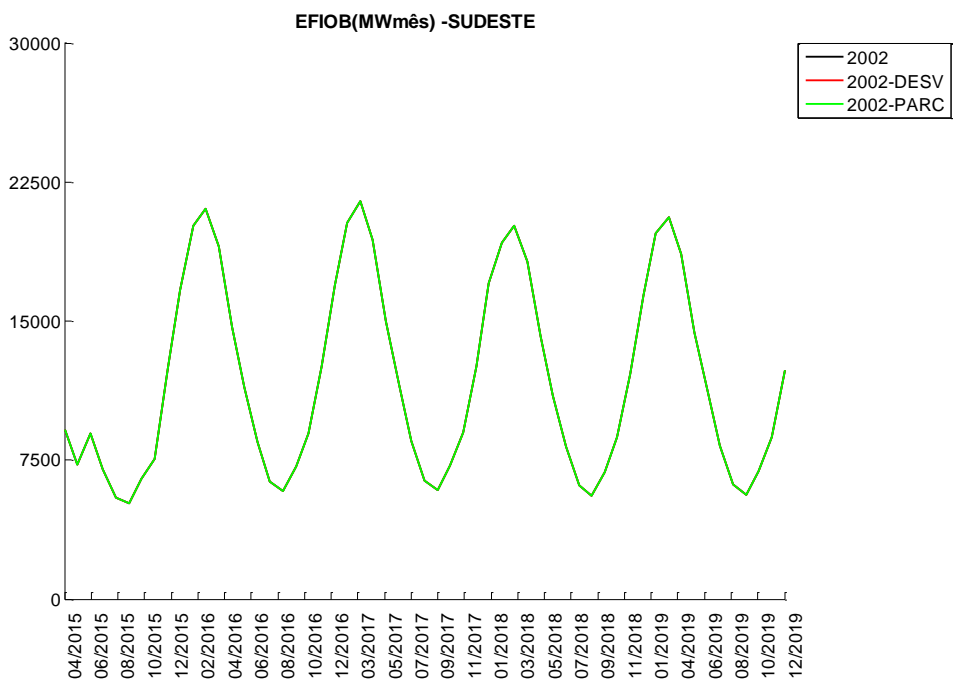


Figura B.56 – Energia a fio d'água bruta - Sudeste

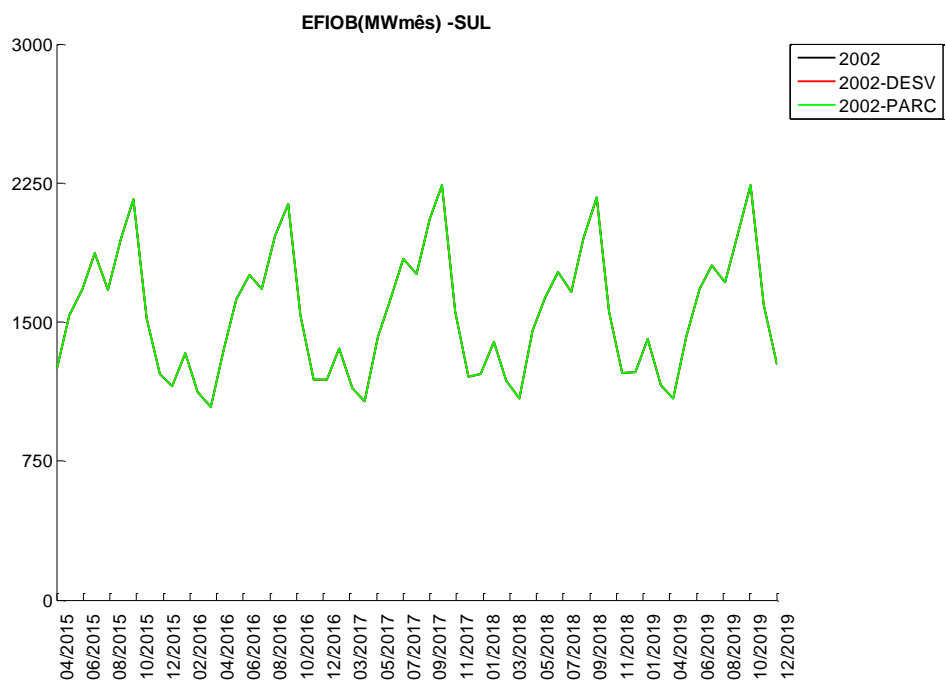


Figura B.57 – Energia a fio d’água bruta - Sul

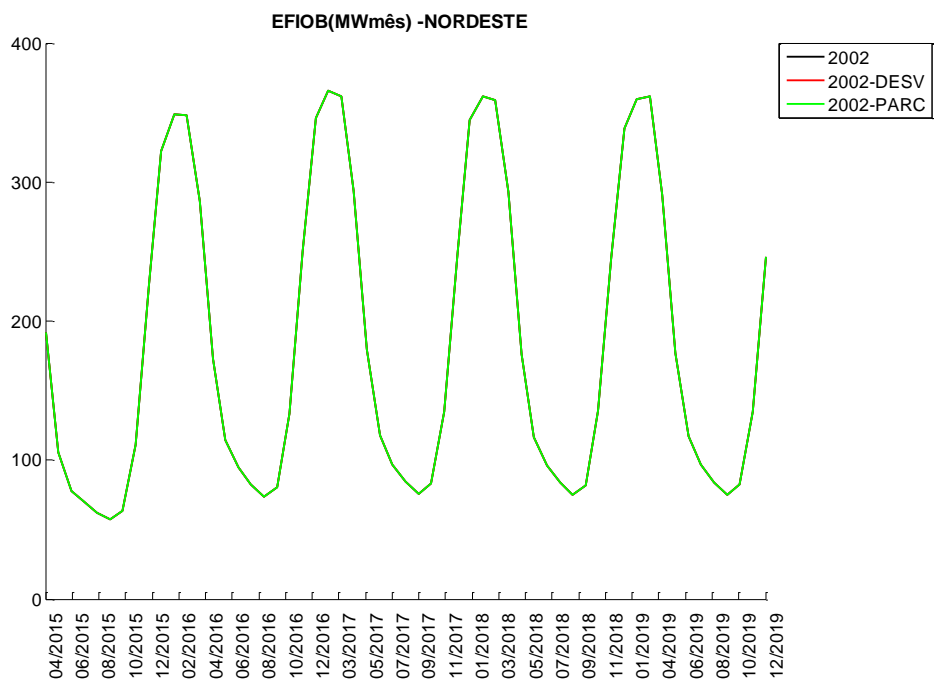


Figura B.58 – Energia a fio d’água bruta - Nordeste

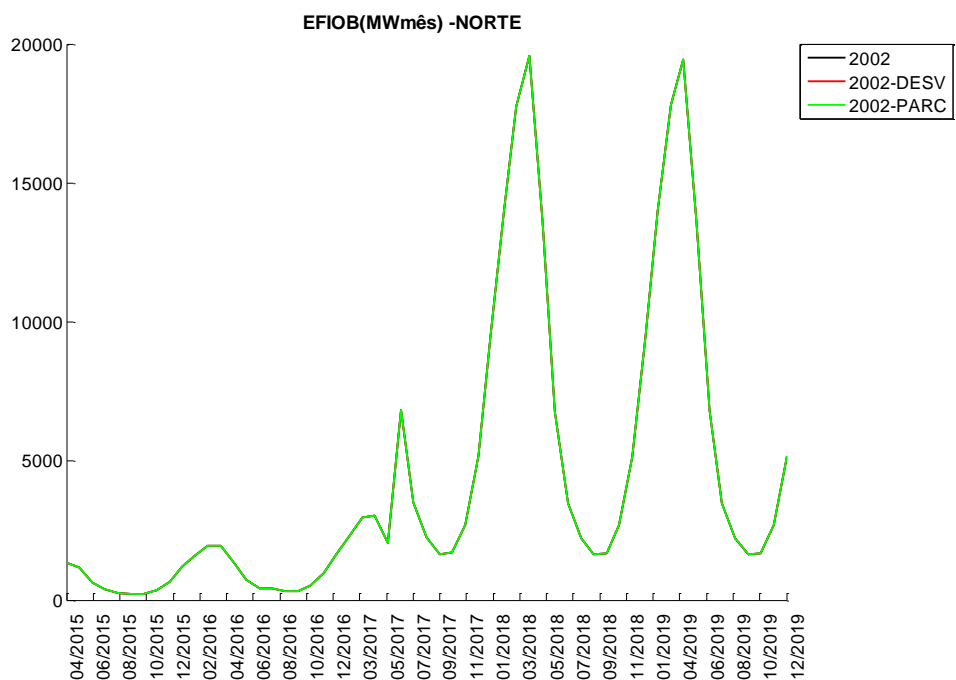


Figura B.59 – Energia a fio d’água bruta - Norte

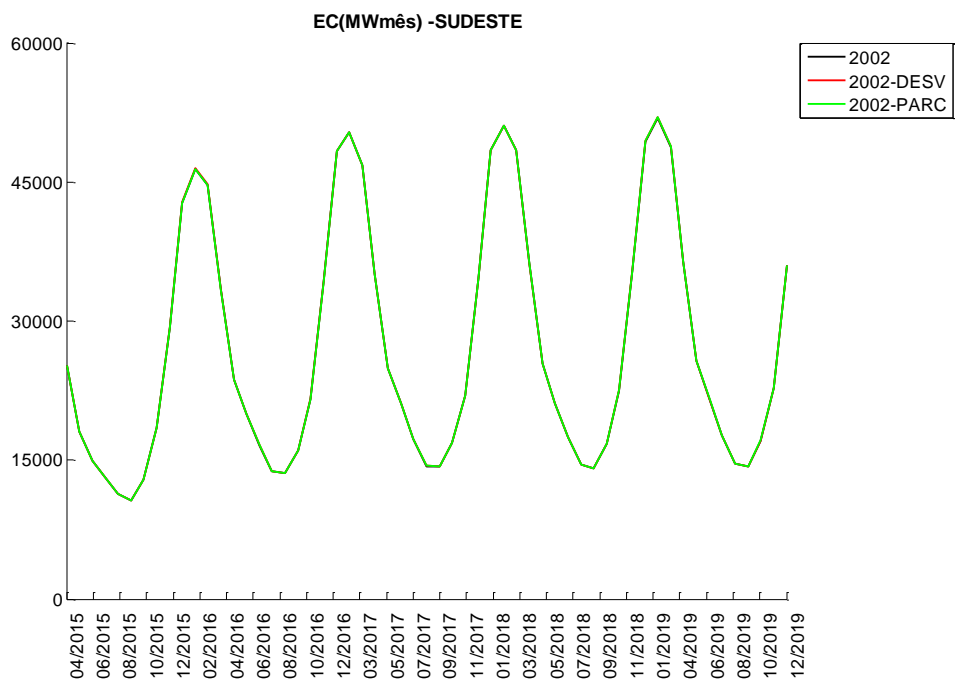


Figura B.60 – Energia controlável - Sudeste

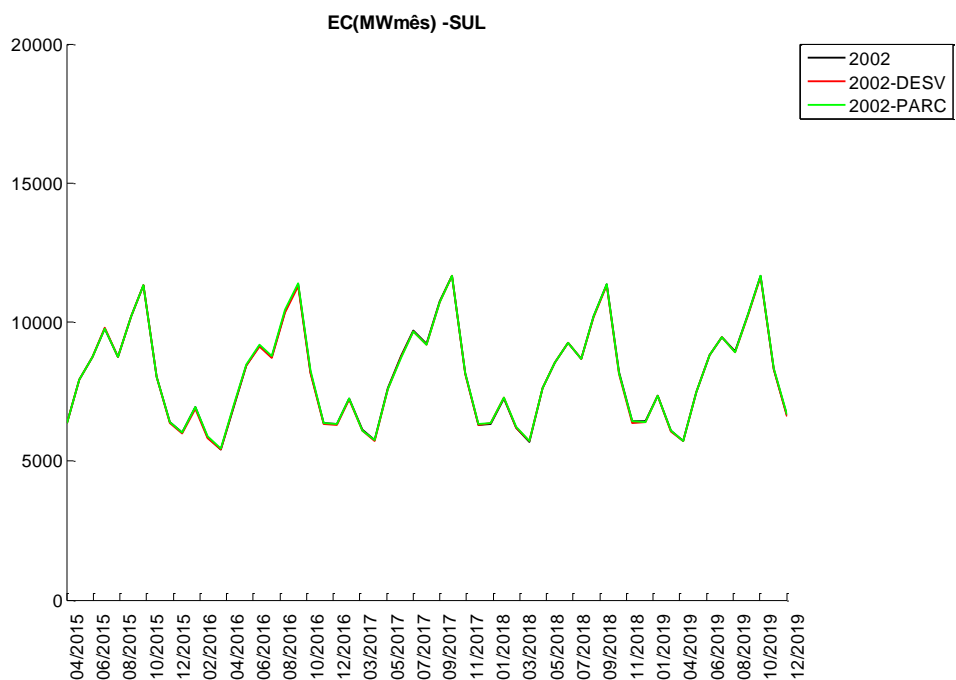


Figura B.61 – Energia controlável - Sul

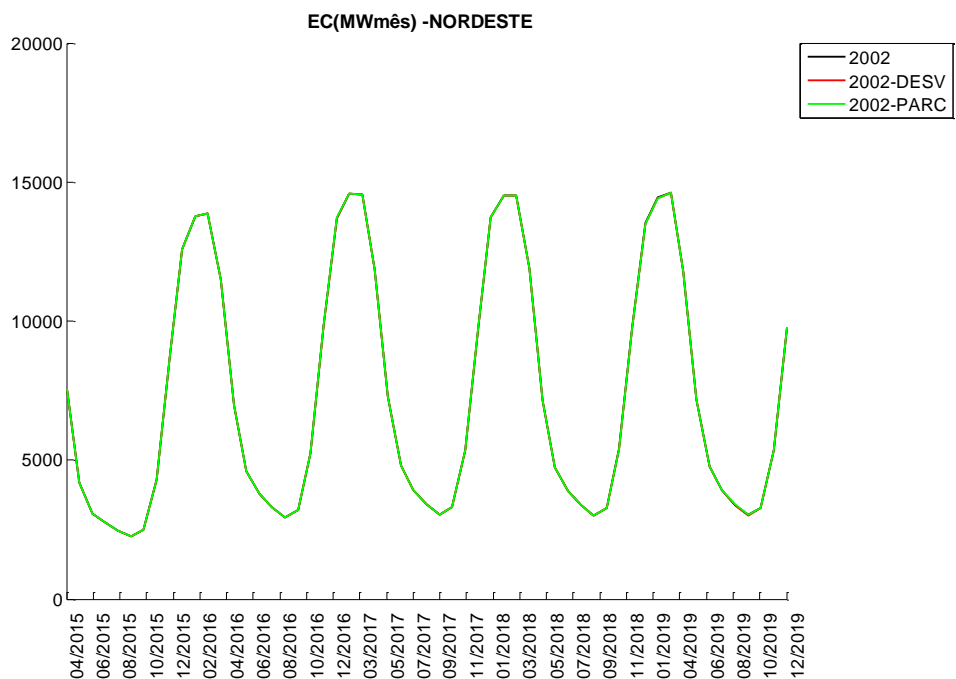


Figura B.62 – Energia controlável - Nordeste

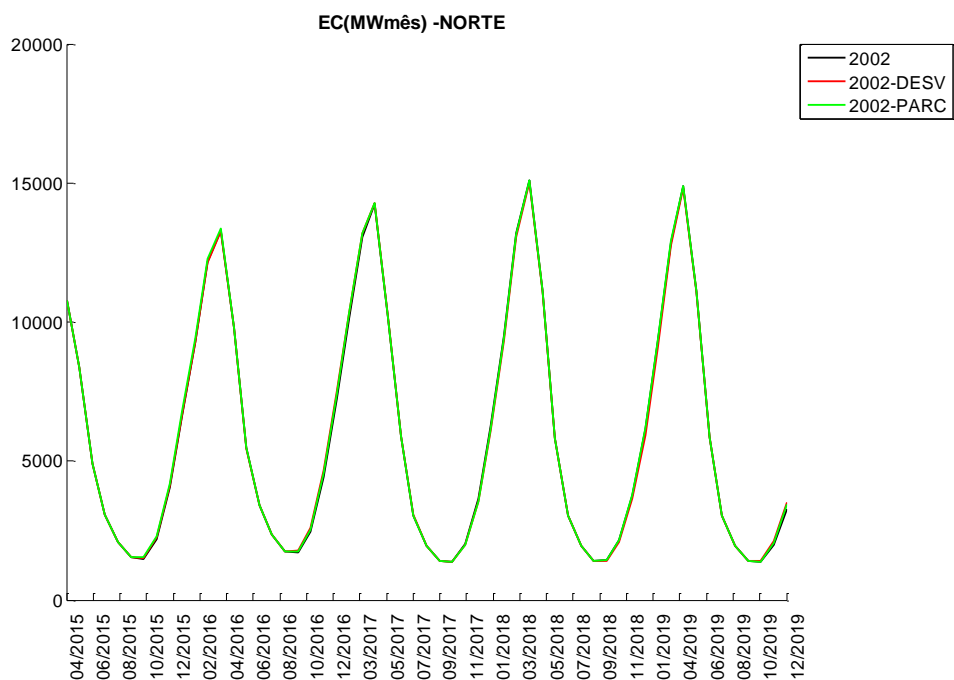


Figura B.63 – Energia controlável - Norte

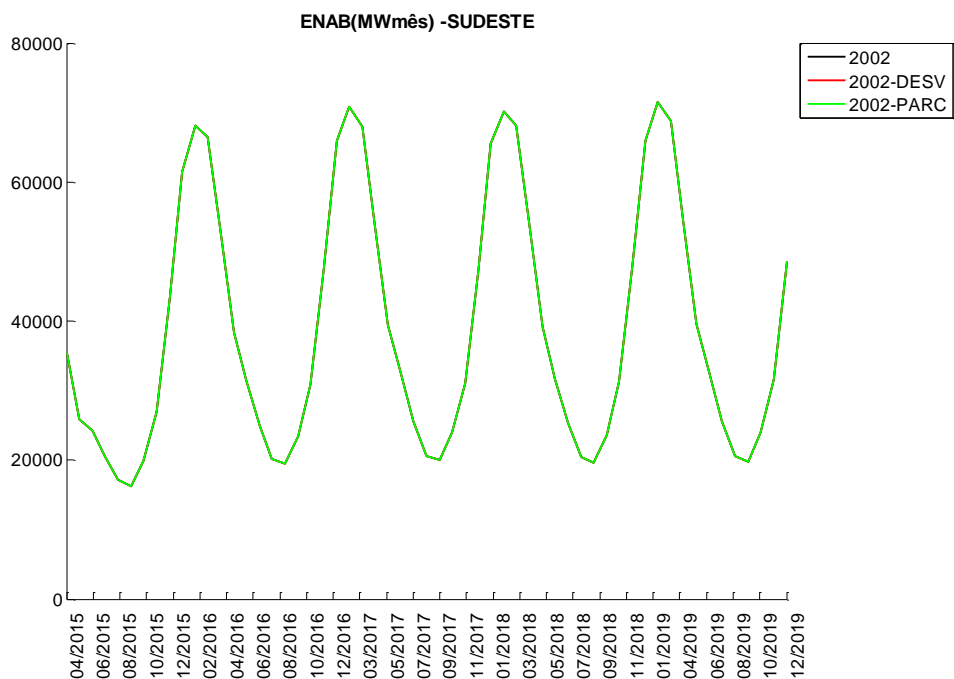


Figura B.64 – Energia natural afluyente bruta - Sudeste

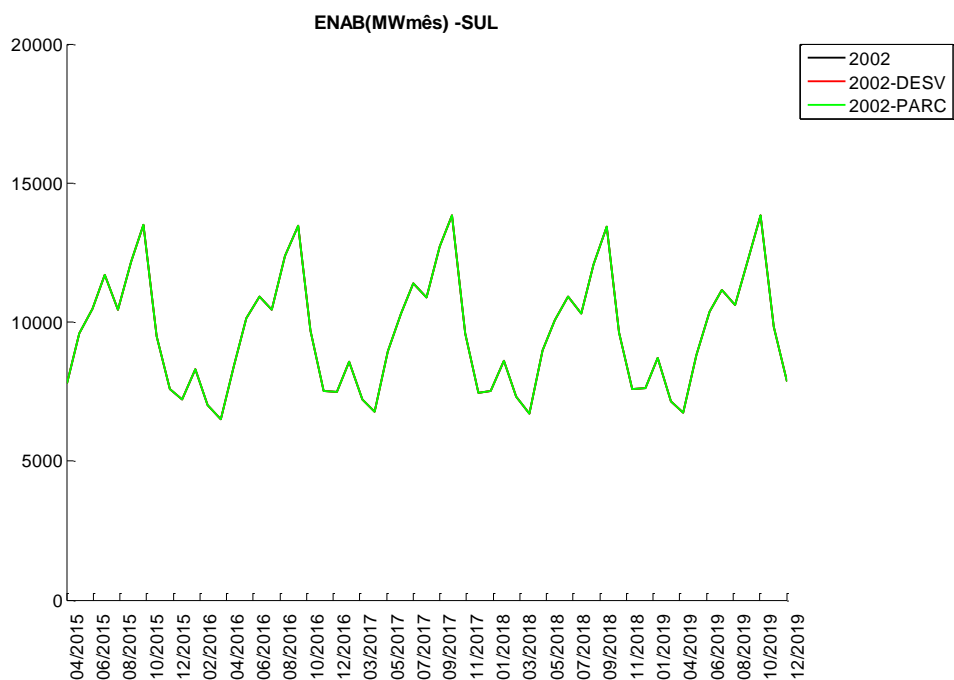


Figura B.65 – Energia natural afluyente bruta - Sul

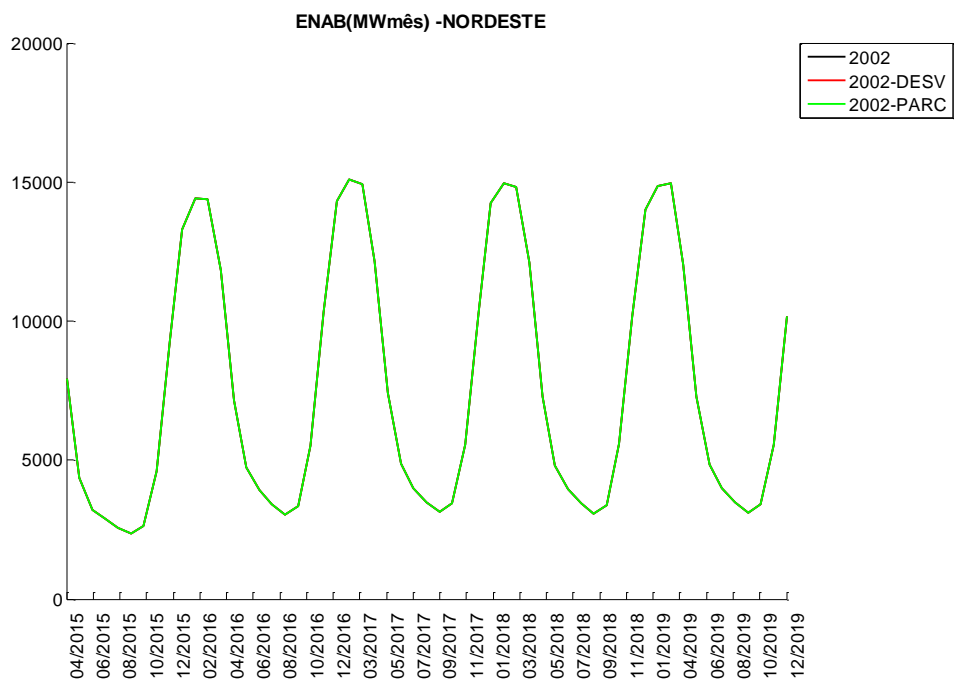


Figura B.66 – Energia natural afluyente bruta - Nordeste

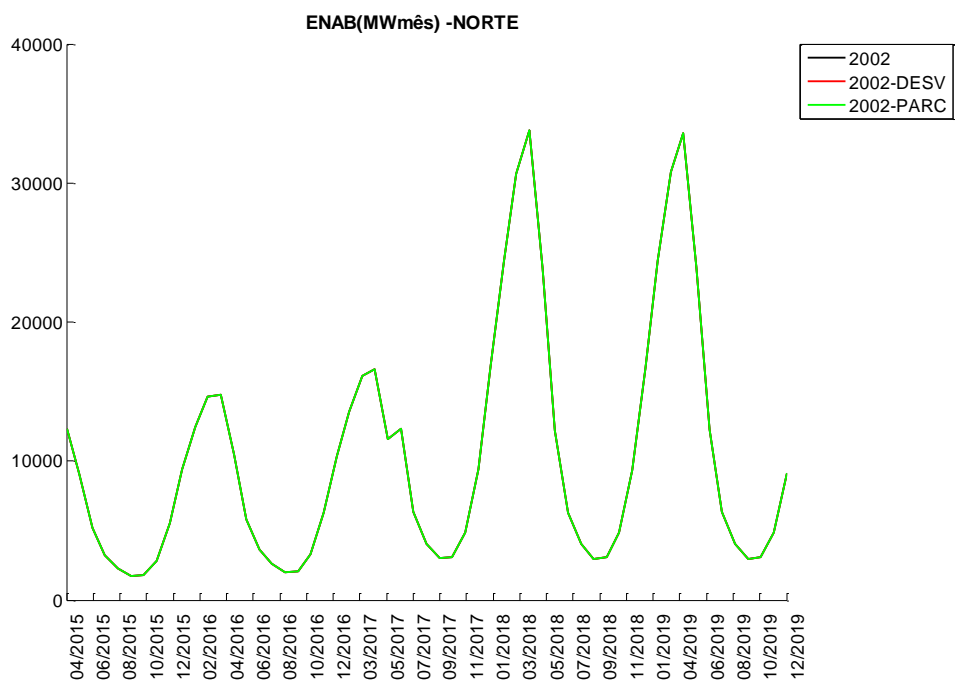


Figura B.67 – Energia natural afluyente bruta - Norte

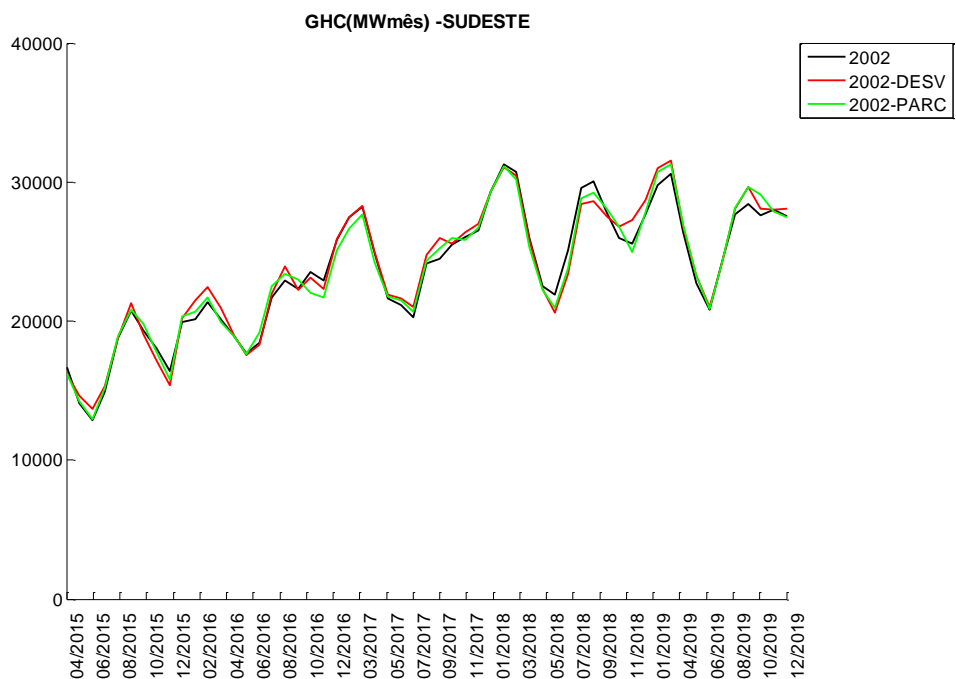


Figura B.68 – Geração hidráulica controlável - Sudeste

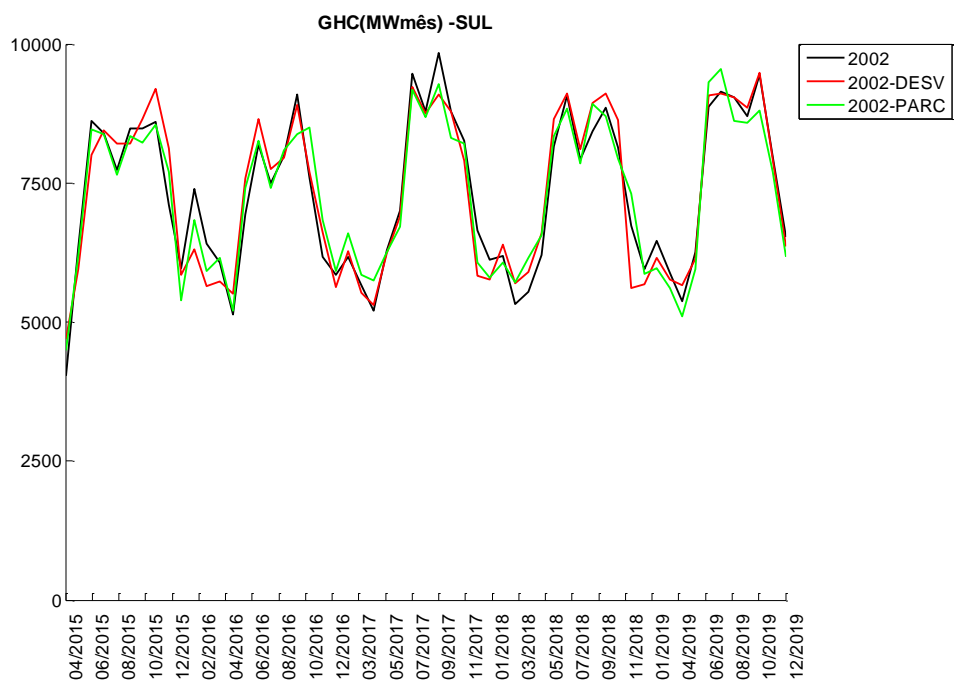


Figura B.69 – Geração hidráulica controlável - Sul

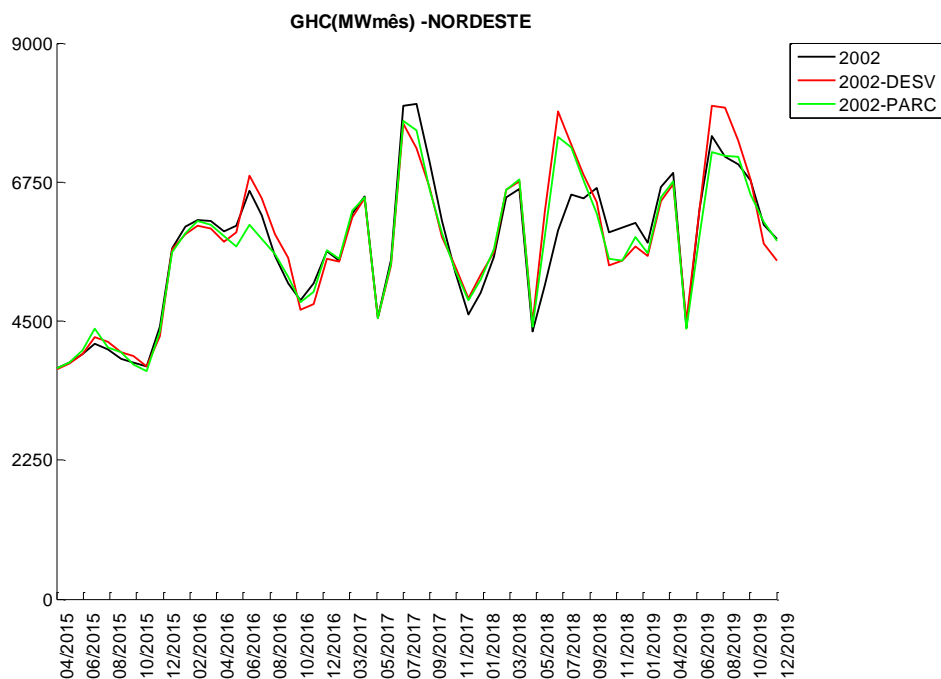


Figura B.70 – Geração hidráulica controlável - Nordeste

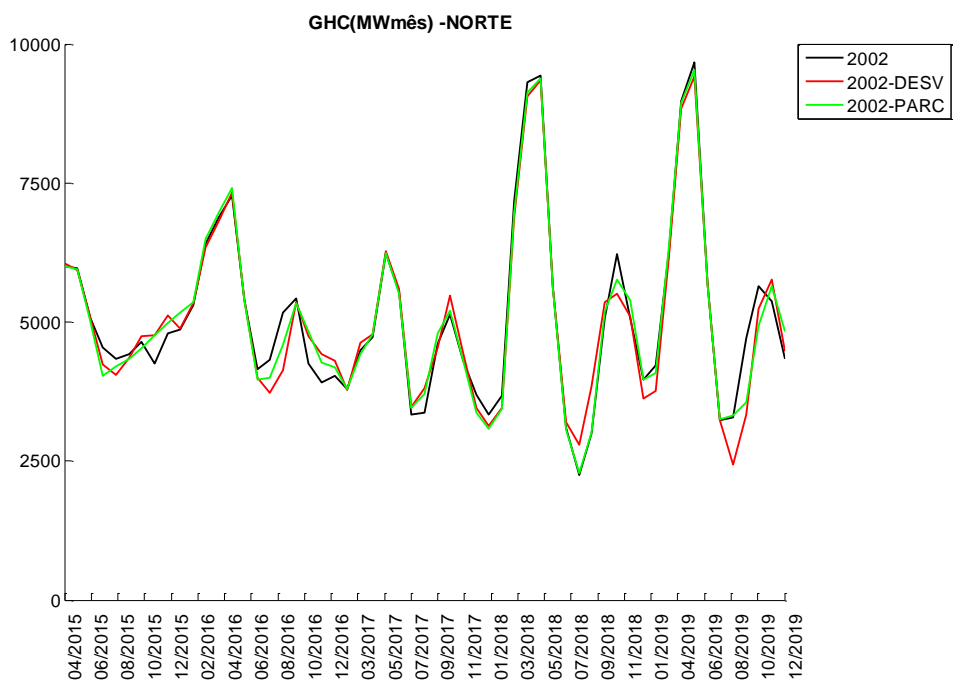


Figura B.71 – Geração hidráulica controlável – Norte

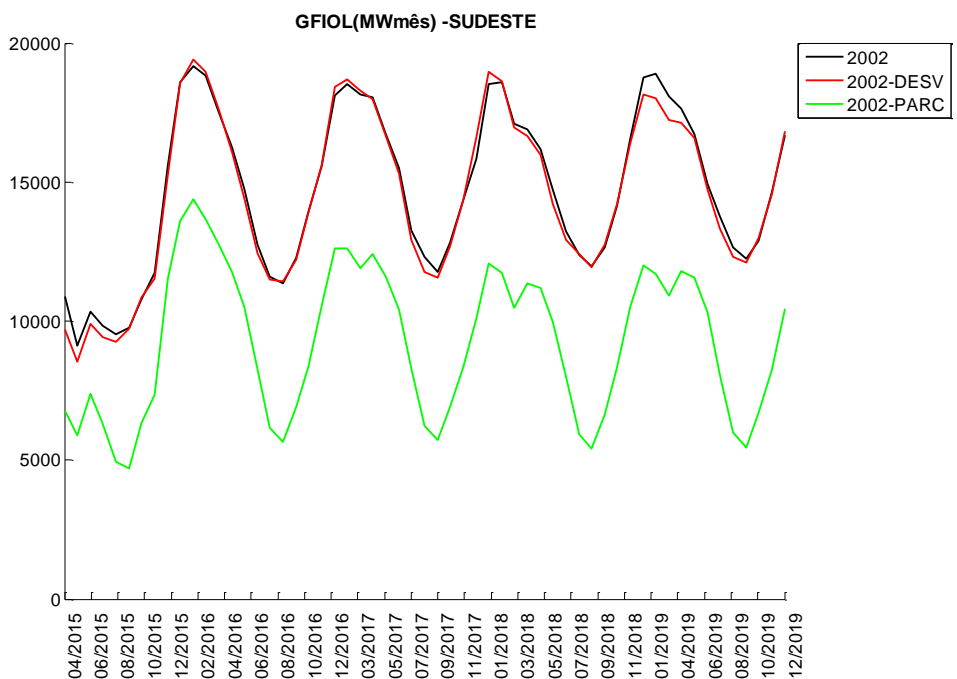


Figura B.72 – Geração fio d’água líquida - Sudeste

Os valores de geração a fio d’água líquida para versão 2002-Parc, não contém os valores referente ao desestoque do subsistema de montante que é considerado como energia a fio

d'água líquida no subsistema de jusante, pois nesta versão este valor é abatido diretamente da demanda de energia.

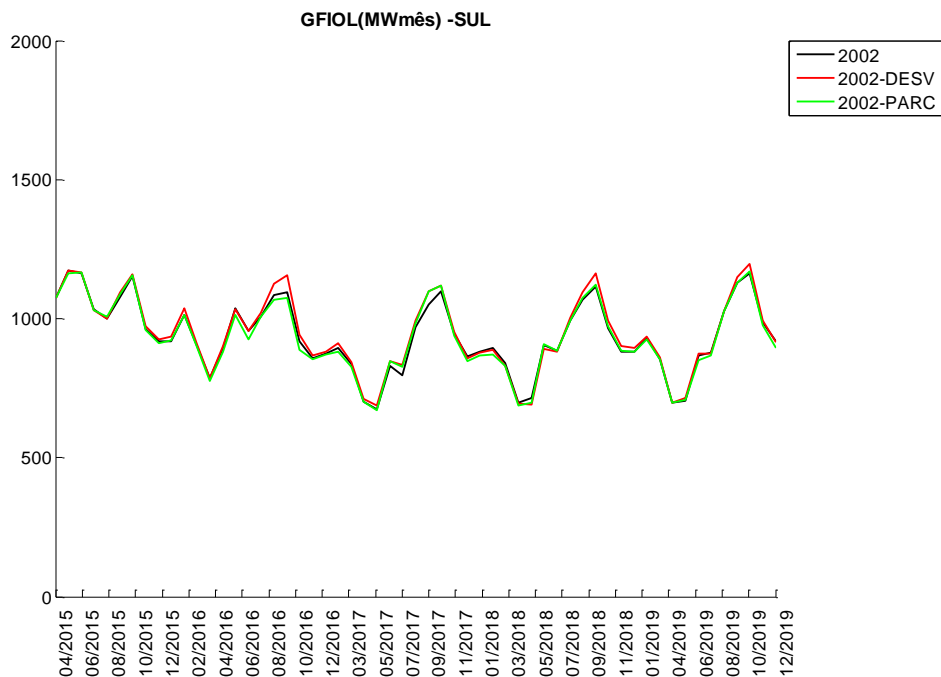


Figura B.73 – Geração fio d'água líquida - Sul

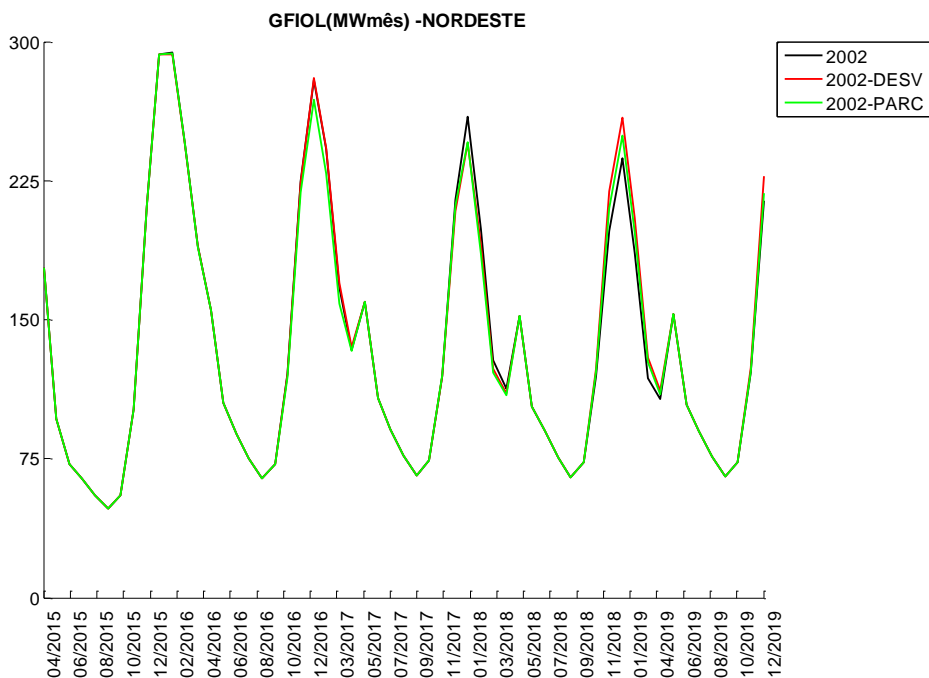


Figura B.74 – Geração fio d'água líquida - Nordeste

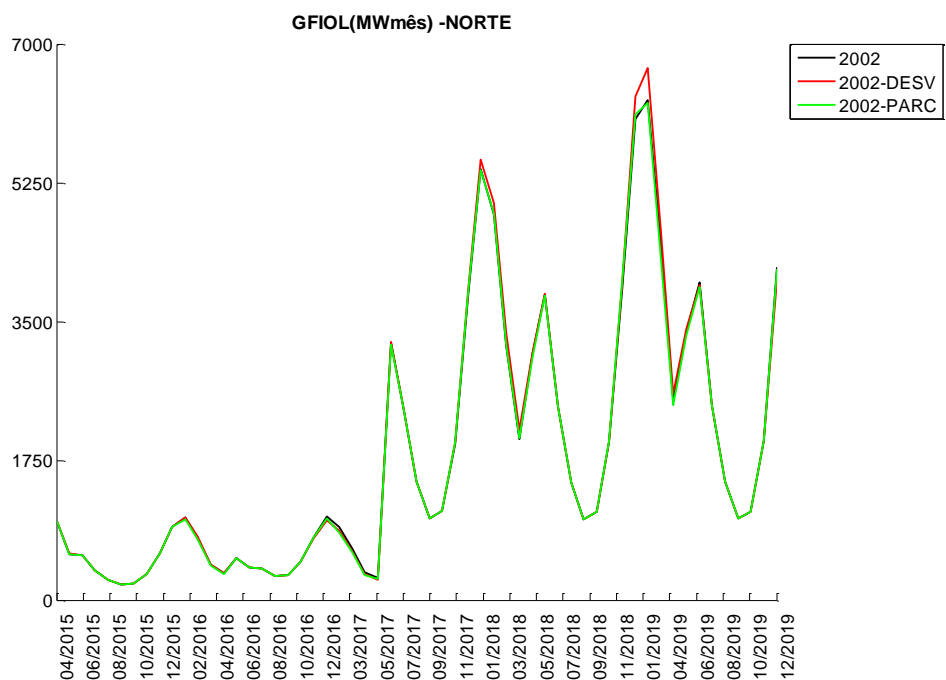


Figura B.75 – Geração fio d’água líquida - Norte

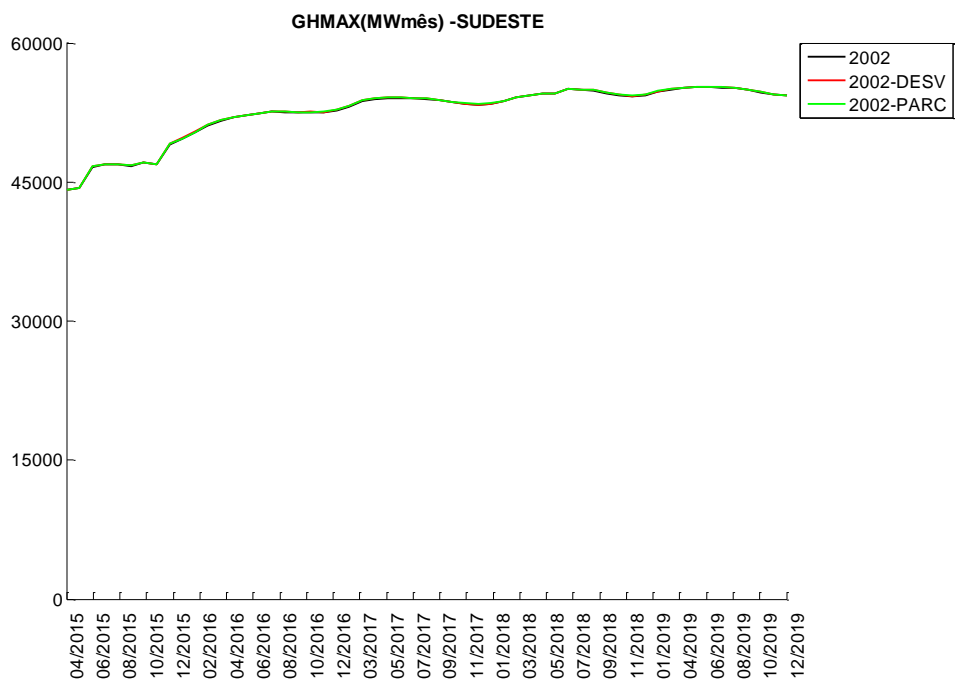


Figura B.76 – Geração hidráulica máxima - Sudeste

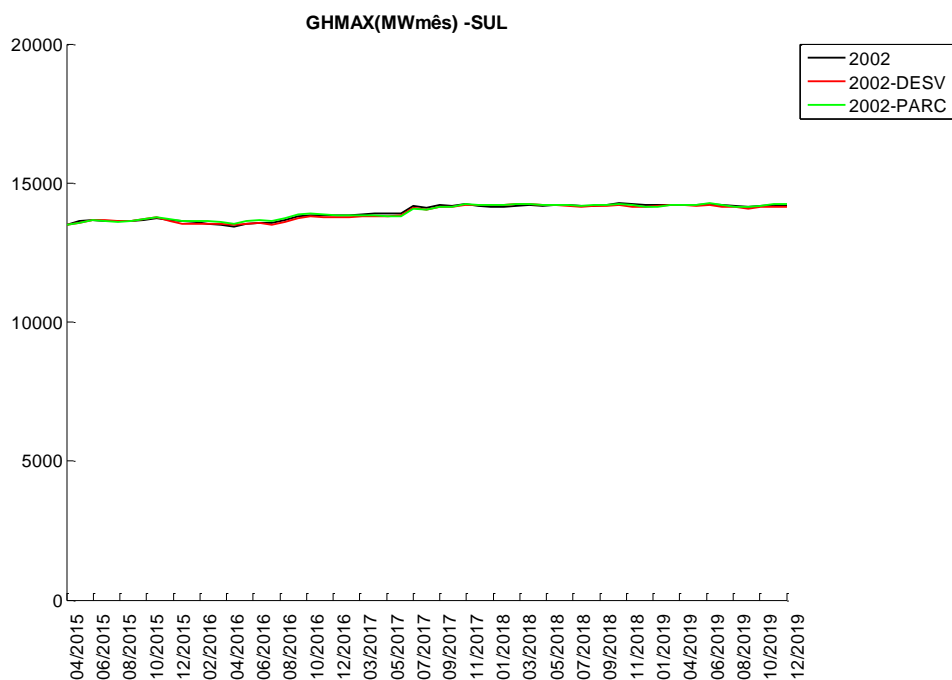


Figura B.77 – Geração hidráulica máxima - Sul

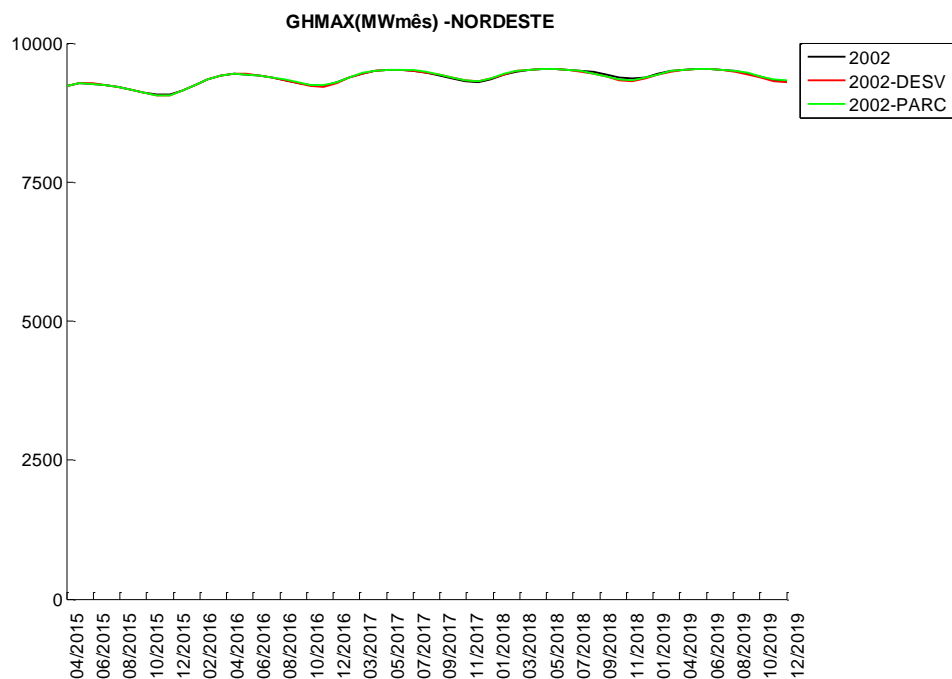


Figura B.78 – Geração hidráulica máxima - Nordeste

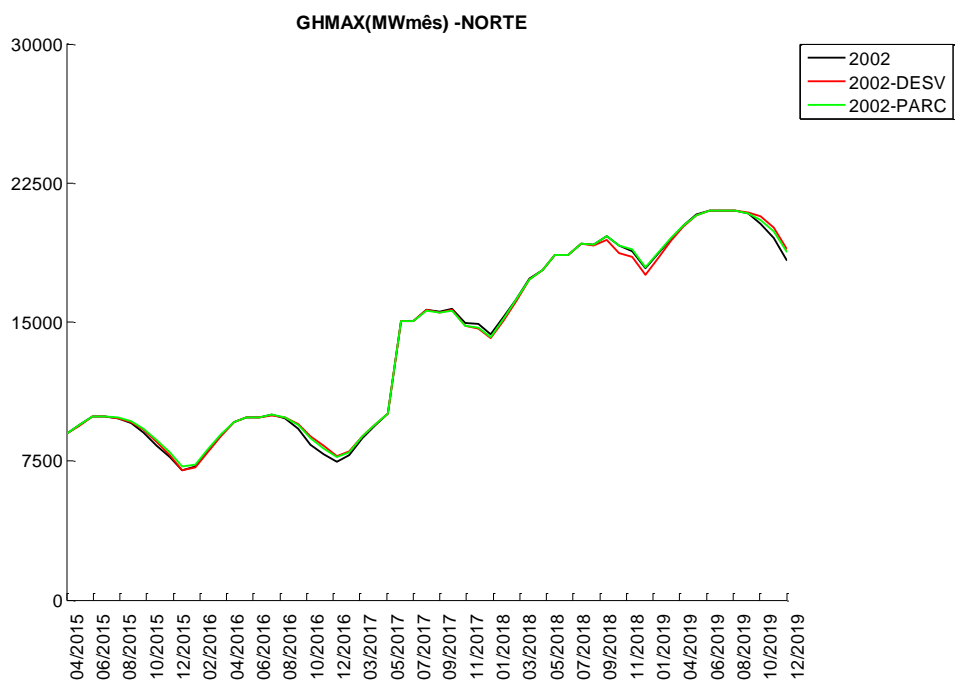


Figura B.79 – Geração hidráulica máxima - Norte

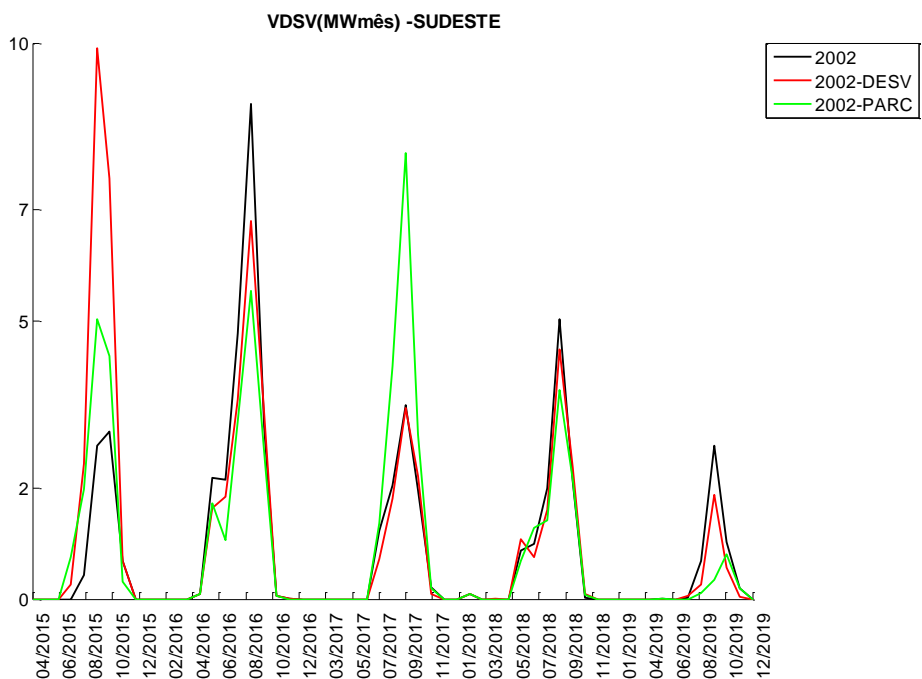


Figura B.80 – Violação de desvio d'água controlável - Sudeste

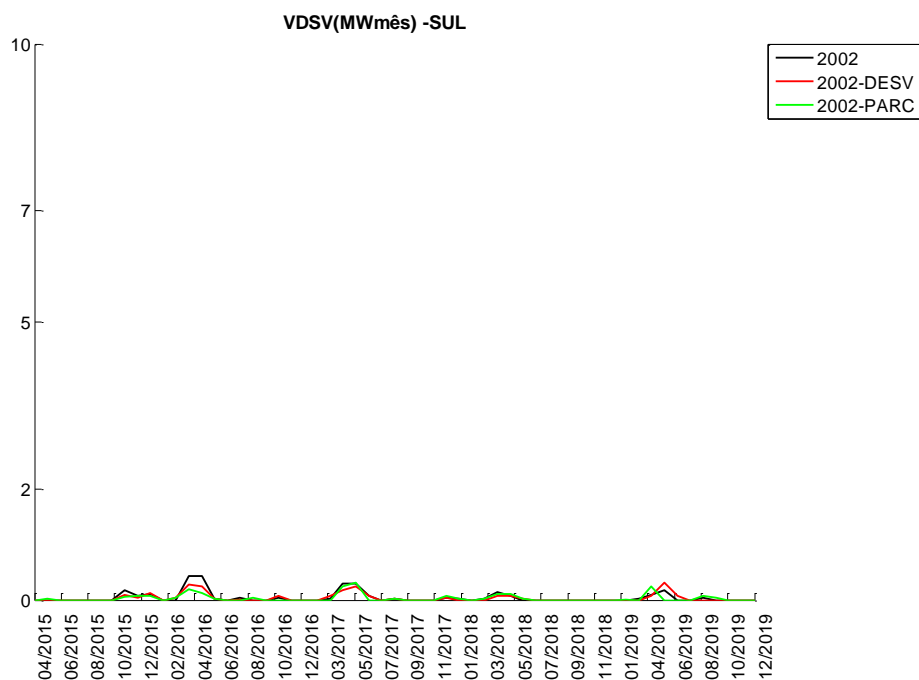


Figura B.81 – Violação de desvio d’água controlável - Sul

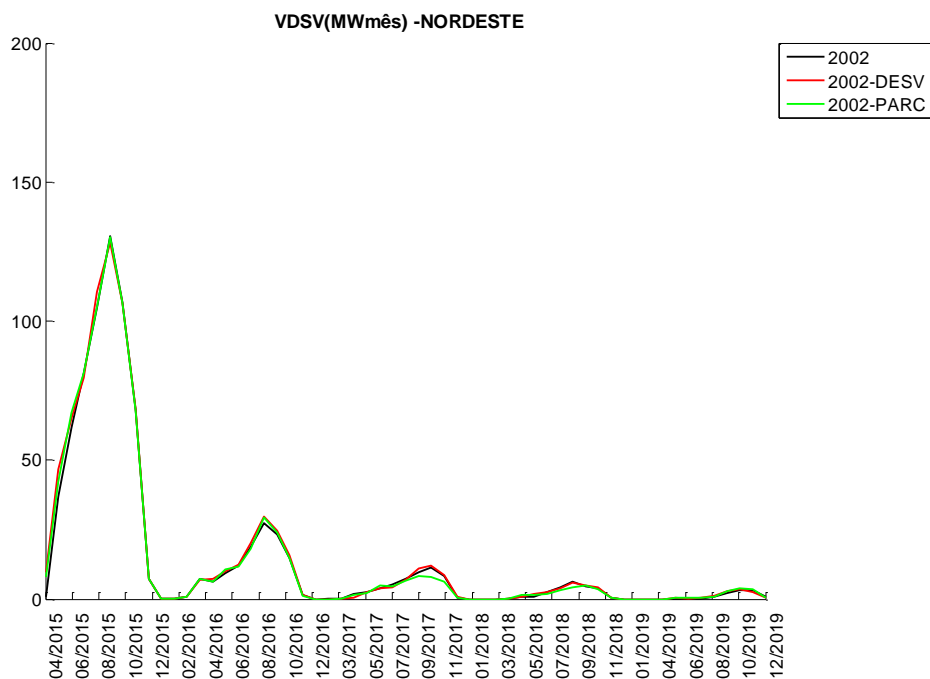


Figura B.82 – Violação de desvio d’água controlável - Nordeste

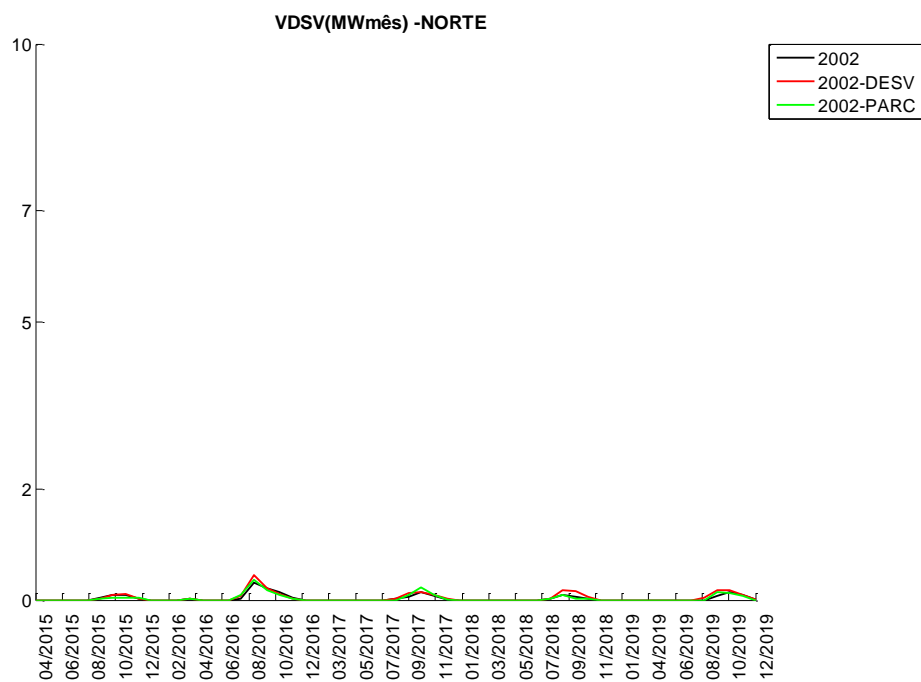


Figura B.83 – Violação de desvio d’água controlável - Norte