

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

GT Metodologia

Representação explícita das perdas nos modelos
NEWAVE, SUIISHI e DECOMP

Sumário

| | |
|--|----|
| 1) Apresentação | 3 |
| 2) Introdução | 4 |
| 3) Diagnóstico | 7 |
| 4) Estudos | 9 |
| 5) Metodologia | 10 |
| A) Estudos elétricos | 10 |
| B) Processo das atividades envolvidas | 18 |
| 6) Sensibilidades | 23 |
| 6.1) PDE 2024 – Caso estático, ano 2017 | 23 |
| 6.2) PDE 2024 - Caso dinâmico | 32 |
| 6.3) PLD Janeiro/ 2017 – Caso Estático com um ano de estudo - 2017 | 49 |
| 6.4) PLD Janeiro/2017 - Caso dinâmico | 51 |
| 7) Conclusão | 62 |
| 8) Recomendações | 63 |

1) Apresentação

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 1, de 2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47, de Fevereiro de 2008, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e a CCEE.

O Grupo de Metodologia da CPAMP é coordenado pela EPE (representada pela Assessoria da Presidência e Superintendência de Planejamento da Geração – SGE) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Assessoria Econômica - Assec), da ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG), do ONS (representado pelas Gerências de Modelos e Cargas – GMC e de Planejamento da Operação – GPO) e da CCEE (representada pela Gerência de Preços). O grupo conta com a assessoria técnica do CEPEL (representado pelo Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente).

Este tema foi elencado como prioritário em reunião plenária da CPAMP realizada em 29/03/2017. O objetivo apresentado foi a avaliação da melhor forma de representação explícita das perdas e avaliação da funcionalidade “loss” do NEWAVE e correspondente no Decomp e o produto esperado naquele momento era a apresentação resultados quanto à melhor modelagem das perdas nos modelos NEWAVE e Decomp para os distintos estudos de planejamento, operação e formação de preço.

Os estudos apresentados neste relatório foram desenvolvidos ao longo do segundo trimestre de 2017 pelo Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP.

2) Introdução

O consumo de energia considerado pela EPE, ONS e CCEE nos estudos de planejamento da expansão, da operação e na formação do preço é uma parcela do “requisito energético” que o sistema de geração deve suprir no despacho econômico. Este requisito é formado pela soma entre o consumo de energia (por intermédio da rede elétrica – não contempla, portanto, parcela suprida por autoprodução) e a parcela referente às perdas elétricas no sistema e parcelas referentes a demais diferenças na representação física no sistema. Este requisito total é conhecido como carga global, conforme ilustrado na figura abaixo.¹

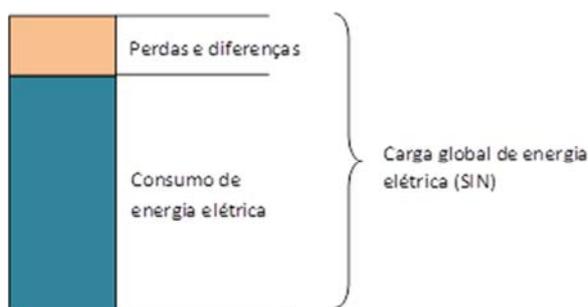


Figura 1. Carga Global do Sistema Interligado Nacional

Fonte: Nota Técnica ONS-148/2016 CCEE-0023/2016 EPE-035/2016.

Com relação ao histórico, a parcela de “perdas e diferenças” no Sistema Interligado Nacional é calculada a partir da diferença entre o valor da carga global de energia apurada pelo ONS e CCEE, e o valor de consumo na rede (SIN) obtido pela EPE a partir dos dados declarados pelas concessionárias de energia elétrica e consumidores livres.

Por sua vez, a carga global constitui uma base para as projeções futuras dos requisitos energéticos do SIN. Esta projeção, de forma simplificada, é feita da seguinte forma:

¹ Para mais detalhes sobre a metodologia de apuração do consumo e da carga, ver Nota Técnica ONS-148/2016 CCEE-0023/2016 EPE-035/2016.

- (i) a projeção do consumo de energia elétrica, feita pela EPE, é realizada através de modelos matemáticos desenvolvidos pela EPE que correlacionam consumo ao crescimento econômico e condicionantes específicos em cada classe de consumo (residencial, comercial, industrial e outros);
- (ii) é realizada estimativa (acordada entre EPE, ONS e CCEE, no que se refere aos primeiros 5 anos do horizonte) para evolução da parcela de “perdas e diferenças”, que, somada às projeções de consumo, compõe a projeção da carga global.

Em resumo, a EPE, nas suas projeções de consumo de energia elétrica, é indiferente à parcela de “perdas e diferenças” que se soma ao consumo para a composição da carga global. Dito de outro modo, esta parcela é representada juntamente com a carga nos estudos de planejamento da expansão, sem que seja considerada explicitamente a influência de fatores como o mercado (evolução da economia), o “mix” de geração/oferta, a topologia da rede, dentre outros.

Sabe-se, no entanto, que a parcela de “perdas e diferenças” pode ser estratificada em, pelo menos, outras duas parcelas (conceitos ANEEL):

- a) Perdas na Rede Básica (ou Rede de Transmissão): ocorrem entre a geração de energia elétrica até o limite dos sistemas de distribuição ou conexão de ponto consumidor. São apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme dados de medição de geração e a energia entregue às redes de distribuição ou consumo. A diferença entre elas resulta no valor de Perdas na Rede Básica, que é rateado em 50% para geração e 50% para o consumo.

- b) Perdas na Distribuição: ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição, podendo ser subdividas em dois grupos, conforme sua natureza:

- b.1) Perdas Técnicas: inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à dissipação da energia nos condutores pelo efeito joule, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc.

b.2) Perdas Não Técnicas: correspondem à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, contemplando todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Esta natureza de perda está diretamente associada à gestão comercial da distribuidora sendo, por este motivo, também conhecidas como Perdas Comerciais.

Visando avaliar da melhor forma a representação explícita das perdas na rede de transmissão (Rede Básica) e avaliação da funcionalidade “loss” do NEWAVE e correspondente no DECOMP, este relatório consolida os estudos realizados de modo a compor uma possível proposta de aprimoramento da representação das perdas elétricas nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP, ou seja, possibilitar a representação explícita de ao menos uma parcela das perdas (ex: perdas nas interligações), avalia os impactos na política operativa dos modelos através da comparação de resultados de geração térmica, hidráulica, custos, armazenamento e outros para o SIN e para cada subsistema, considerando a metodologia atual e a proposta.

3) Diagnóstico

Este item apresenta um panorama da atual representação das perdas elétricas nos modelos NEWAVE/SUIISHI/DECOMP:

- a. Analisar a metodologia atualmente empregada para considerar as perdas na carga, objetivando identificar os condicionantes relacionados a cada parcela que compõe as perdas globais da carga (perdas na Rede Básica, Perdas na Distribuição – Técnicas e Não Técnicas e Ajustes/Diferenças), à luz dos dados existentes, conforme brevemente apresentado no item 4 “Contextualização”.

- b. Avaliar entrada de dados nos modelos NEWAVE/SUIISHI/DECOMP, com foco no nível de detalhamento das informações, buscando entender se são adequadas para garantir uma boa representação das perdas. Destaca-se que o modelo SUIISHI lê os dados de entrada utilizados no NEWAVE, dessa forma, a avaliação para o NEWAVE é extensível para o modelo SUIISHI.

Hoje, na versão 23 do modelo Newave, o arquivo de perdas permite informar fatores mensais por usina hidrelétrica, usina termelétrica ou linha de transmissão (interconexões entre subsistemas/submercado) para cada patamar de carga.

Se a opção for considerar as perdas por usina hidrelétrica o Newave calcula um fator de perdas controlável e fio d’água agregando a geração das usinas do subsistema, conforme as expressões abaixo:

$$FPERDAS_{controlável} = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^{NUSI_{reservatório}} (1 - FP_i) PINST_i (1 - teifh_i) (1 - iph_i)}{\sum_{i=1}^{NUSI_{reservatório}} PINST_i (1 - teifh_i) (1 - iph_i)} \right] \quad (3.42)$$

$$FPERDAS_{fio\ d'\ água} = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^{NUSI_{fio\ d'\ água}} (1 - FP_i) PINST_i (1 - teifh_i) (1 - iph_i)}{\sum_{i=1}^{NUSI_{fio\ d'\ água}} PINST_i (1 - teifh_i) (1 - iph_i)} \right] \quad (3.43)$$

onde:

$teifh_i$ taxa média de indisponibilidade forçada da usina hidroelétrica i ;

iph_i taxa média de indisponibilidade programada da usina i ;

$PINST_i$ potência instalada na usina i ;

FP_i fator de perdas na geração da usina i ;

$FPERDAS_{controlável}$

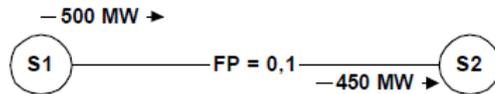
fator de perdas de um subsistema referente à geração de usinas com reservatório;

$FPERDAS_{fio\ d'\ água}$

fator de perdas de um subsistema referente à geração de usinas fio d'água.

Fonte: Manual de Referência do NEWAVE

Ao modelar perdas na linha de transmissão o NEWAVE faz o cálculo de forma linear utilizando o fator mensal (FP) e a energia importada, conforme exemplificado abaixo:



Representação do Fator de Perdas entre Dois Subsistemas

Fonte: Manual de Referência do NEWAVE

4) Estudos

- a. Avaliar metodologia para desagregação das perdas na Rede Básica em perdas nas interligações e perdas nos submercados/subsistemas, considerando a evolução da topologia da rede de transmissão e da matriz eletro-energética, de modo a possibilitar a projeção das perdas na Rede Básica de forma mais aderente com a realidade.

Cabe ressaltar que as perdas são variáveis de acordo com os cenários hidrológicos e podem variar ao longo dos meses, sendo necessária a realização de estudos elétricos com simulações de diferentes pontos de operação do sistema para melhor capturar esse efeito. Além disso, como a rede de transmissão deverá ser representada de forma simplificada nos modelos, torna-se necessária a definição de uma rede equivalente, com a adequada representação dos troncos de transmissão responsáveis pelas interligações entre subsistemas.

- b. Estudos que envolvem transferência de dados entre as instituições:
- Análise do histórico de carga global para desagregação das perdas na transmissão (Rede Básica) e na Distribuição (Técnicas e Não Técnicas) no SIN e por subsistemas.
 - Identificação da parcela das perdas na Rede Básica ou somente daquela que se refere às interligações, avaliar forma de “abater” esse montante da carga global de cada subsistema, para o caso de dessas parcelas passarem a ser representadas explicitamente nos modelos energéticos.
- c. Avaliação da adequabilidade do arquivo de entrada de dados hoje implementado nos modelos energéticos às informações disponíveis em termos de representação da rede de transmissão.

5) Metodologia

A) Estudos elétricos

Com o intuito de capturar as perdas elétricas nas interligações, foi estabelecido um critério para seleção das linhas de transmissão que tem o papel de interligar submercados. A delimitação do início e fim de um tronco de interligação respeitou a seguinte regra: a partir dos pontos de medição de intercâmbio, buscou-se, nas duas direções, carga ou geração que fosse superior a 10% do fluxo médio da linha de transmissão. Adicionalmente, foram monitorados alguns troncos de transmissão que não necessariamente interligam submercados, mas que podem influenciar na decisão de despacho, como por exemplo: elos CCAT Madeira, sistema de 500 kV para escoamento das usinas hidrelétricas do Teles Pires e elos CCAT Itaipu.

Deste modo, obteve-se a relação das linhas de transmissão para cada interligação, indicadas nas Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3.

Tabela 1 – Linhas de transmissão para monitoramento de perdas de interligação – 1/3.

| | |
|--------------------|---|
| AC/RO-SE | 230 kV - P.Velho-Samuel |
| | 230 kV - Samuel-Ariquemes |
| | 230 kV - Ariquemes-Jauru |
| | 230 kV - Ariquemes-Jiparaná |
| | 230 kV - Jiparaná-P.Bueno |
| | 230 kV - P.Bueno-Vilhena |
| | 230 kV - Vilhena-Jauru |
| Madeira-Sudeste | Bipolos Madeira |
| Xingu – Norte | 500 kV Xingu-Tuc2 |
| Xingu-Manaus | 500 kV Xingu-Lechuga |
| Xingu-Imperatriz | 500 kV Xingu-Parauapebas-Miracema |
| | 500 kV Parauapebas-Itacaiunas |
| Norte-Imperatriz | 500 kV Tucuruí-Marabá-Imperatriz |
| | 500 kV Marabá-Itacaiúnas-Colinas |
| Xingu-Sudeste | Bipolos Xingu-Estreito e Xingu-T.Rio |
| Imperatriz-Sudeste | 500 kV Imperatriz-Serra da Mesa |
| | 500 kV Miracema-Gilbués-Barreiras-R.Éguas |

Tabela 2 – Linhas de transmissão para monitoramento de perdas de interligação – 2/3.

| | |
|---------------------|---------------------------------------|
| Imperatriz-Nordeste | 500 kV Bacabeiras-Acaraú |
| | 500 kV Imperatriz-Açailândia |
| | 500 kV Açailândia-P.Dutra |
| | 500 kV Imperatriz-P.Dutra-Teresina |
| | 500 kV Colinas-R.Gonçalves-S.J.Piauí |
| | 500 kV Gilbués-Buritirama-Queimada N. |
| | 500 kV Gilbués-S.J.Piauí |
| | 500 kV Buritirama-G.Ouro |
| Nordeste-Sudeste* | 500 kV R. Éguas-Arinos-Pirapora |
| | 500 kV B.J.Lapa-Janaúba |
| | 500 kV Igarorã-Janaúba |
| | 500 kV - Janaúba-Pirapora |
| | 500 kV - Janaúba-P.Juscelino |
| | 500 kV Ibicoara-Poções |
| | 500 kV Sapeçu-Poções |
| | 500 kV Poções-P.Paraíso-G.Valadares |
| Sul-Sudeste | 500 kV Ibiúna-Bateias |
| | 500 kV Itatiba-Bateias |
| | 500 kV Assis-Londrina |
| | 230 kV Chavantes - Figueira |
| | 230 kV Igra - Guaira |
| | 230 kV Assis - Londrina ESUL |
| | 230 kV Jaguariaiva - Itarare |
| | 230 kV Assis - Andirá |
| | 230 kV Andirá - S.Grande |
| | 138 kV Eldorado – Guaira |
| | 230 kV Assis - Londrina |
| | 230 kV S. Grande - Chavantes |
| Ivaiporã-Sudeste | 765 kV Ivaiporã-Itaberá |
| | 765 kV Itaberá-Tijuco Preto |
| Foz-Ivaiporã | 765 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã |
| Foz-Cascavel Oeste | 500 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste |
| Ivaiporã-Sul | |
| Itaipu-Sudeste | Bipolos Itaipu |

* No ano 2017 a interligação Nordeste-Sudeste foi monitorada somente pela LT 500 kV R. Éguas-B. J. Lapa.

Tabela 3 – Linhas de transmissão para monitoramento de perdas de interligação – 3/3.

| | |
|---------------------|------------------------------------|
| Teles Pires-Sudeste | 500 kV - Teles Pires-Paranaíta |
| | 500 kV - São Manoel-Paranaíta |
| | 500 kV - Paranaíta-Claudia |
| | 500 kV - Sinop-Claudia |
| | 500 kV - Colider-Claudia |
| | 500 kV - Claudia-Paranatinga |
| | 500 kV - Paranatinga-Ribeirãozinho |
| | 500 kV - Torixoreu-Ribeirãozinho |
| | 500 kV - Agua Limpa-Ribeirãozinho |
| | 500 kV - Ribeirãozinho-Rio Verde |

Tendo definido quais seriam as linhas de transmissão a serem monitoradas para cálculo das perdas de interligação, foram construídos dez cenários de carga e geração, nos quais seria possível identificar diferentes carregamentos para compor curvas de fatores de perdas elétricas para cada interligação.

Sabendo-se que a topologia da rede influencia nas perdas elétricas, foram escolhidos os anos 2017 e 2023, em que a rede de transmissão evoluiu significativamente, tornando mais simples a análise dos resultados.

Na Tabela 4 estão listados os dez cenários que foram utilizados para o ano 2017 e 2023, resultando em vinte casos de fluxo de potência.

Tabela 4 – Cenários utilizados para cálculo de perdas nas interligações em cada ano.

| CARGA | PERÍODO | INTERCÂMBIO |
|-------|-------------|-------------------------|
| MÉDIA | NORTE ÚMIDO | NNE_EXPORTADOR_MODERADO |
| MÉDIA | NORTE ÚMIDO | NNE_EXPORTADOR_MÁX |
| MÉDIA | NORTE SECO | NNE_EXPORTADOR_MODERADO |
| MÉDIA | NORTE SECO | NNE_EXPORTADOR_MÁX |
| LEVE | NORTE ÚMIDO | NNE_EXPORTADOR_MODERADO |
| LEVE | NORTE ÚMIDO | NNE_EXPORTADOR_MÁX |
| LEVE | NORTE SECO | NNE_EXPORTADOR_MODERADO |
| LEVE | NORTE SECO | NNE_EXPORTADOR_MÁX |
| MEDIA | NORTE ÚMIDO | SUL_IMPORTADOR |
| LEVE | NORTE SECO | SUL_EXPORTADOR |

A partir dos resultados das simulações de fluxos de potência de cada cenário, foram construídas curvas com os fluxos de potência ativa e as respectivas perdas elétricas associadas aos troncos de transmissão que compõem cada interligação. Cumpre notar que as perdas calculadas no NEWAVE variam linearmente com o fluxo, no entanto, as perdas elétricas são proporcionais ao quadrado da corrente e, conseqüentemente, ao fluxo da linha. Assim, para melhor representar esse comportamento nas simulações do NEWAVE, foram calculadas regressões lineares, com cruzamento na origem, de forma a estimar um valor médio de fator de perdas que seja representativo aos diversos cenários das simulações elétricas.

As curvas de fatores de perdas dos anos 2017 e 2023 estão apresentadas na Figura 1 a Figura 6. O coeficiente angular da reta de regressão linear em cada curva representa o fator de perda citado acima.

Figura 1 - Fatores de perdas de interligação – ano 2017 – 1/3.

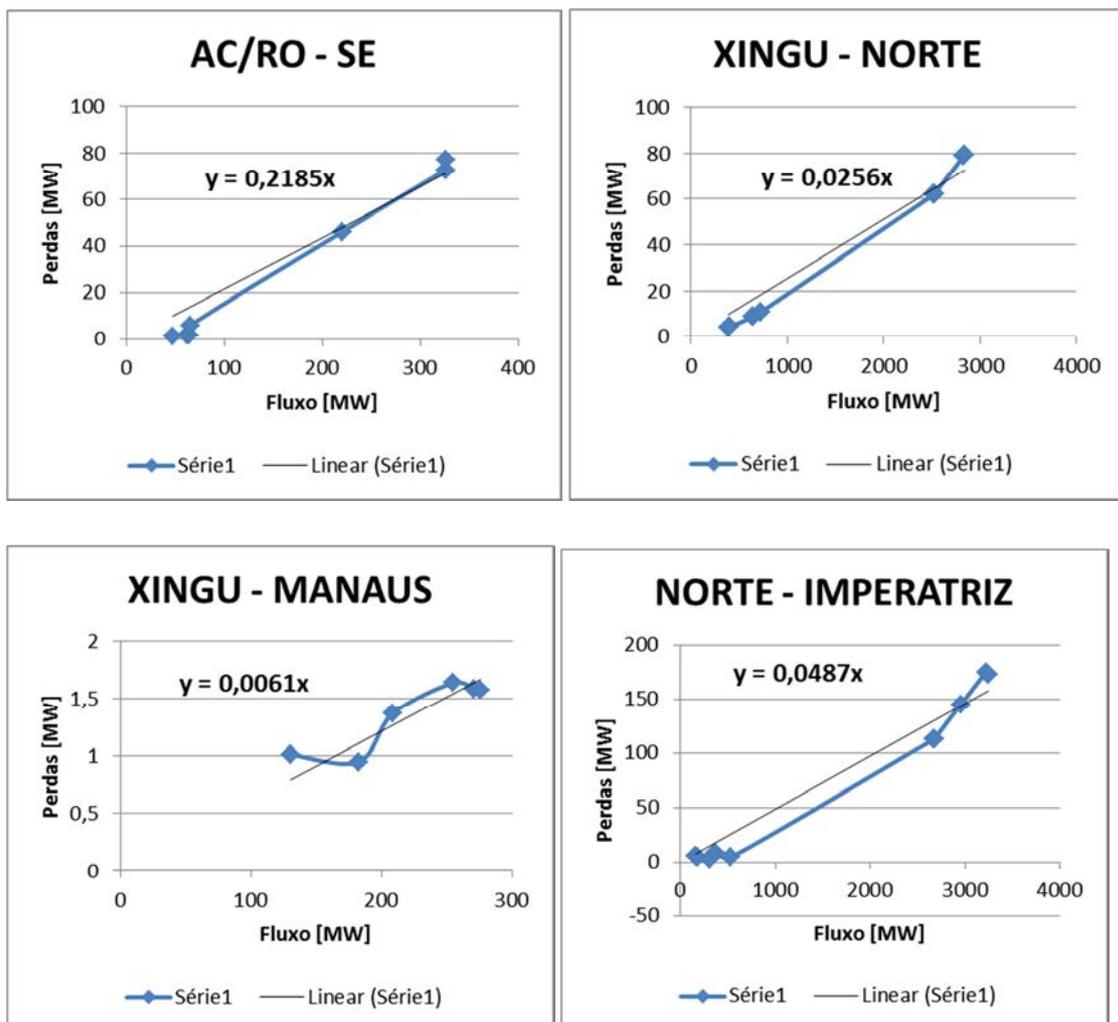


Figura 2 - Fatores de perdas de interligação – ano 2017 – 2/3.

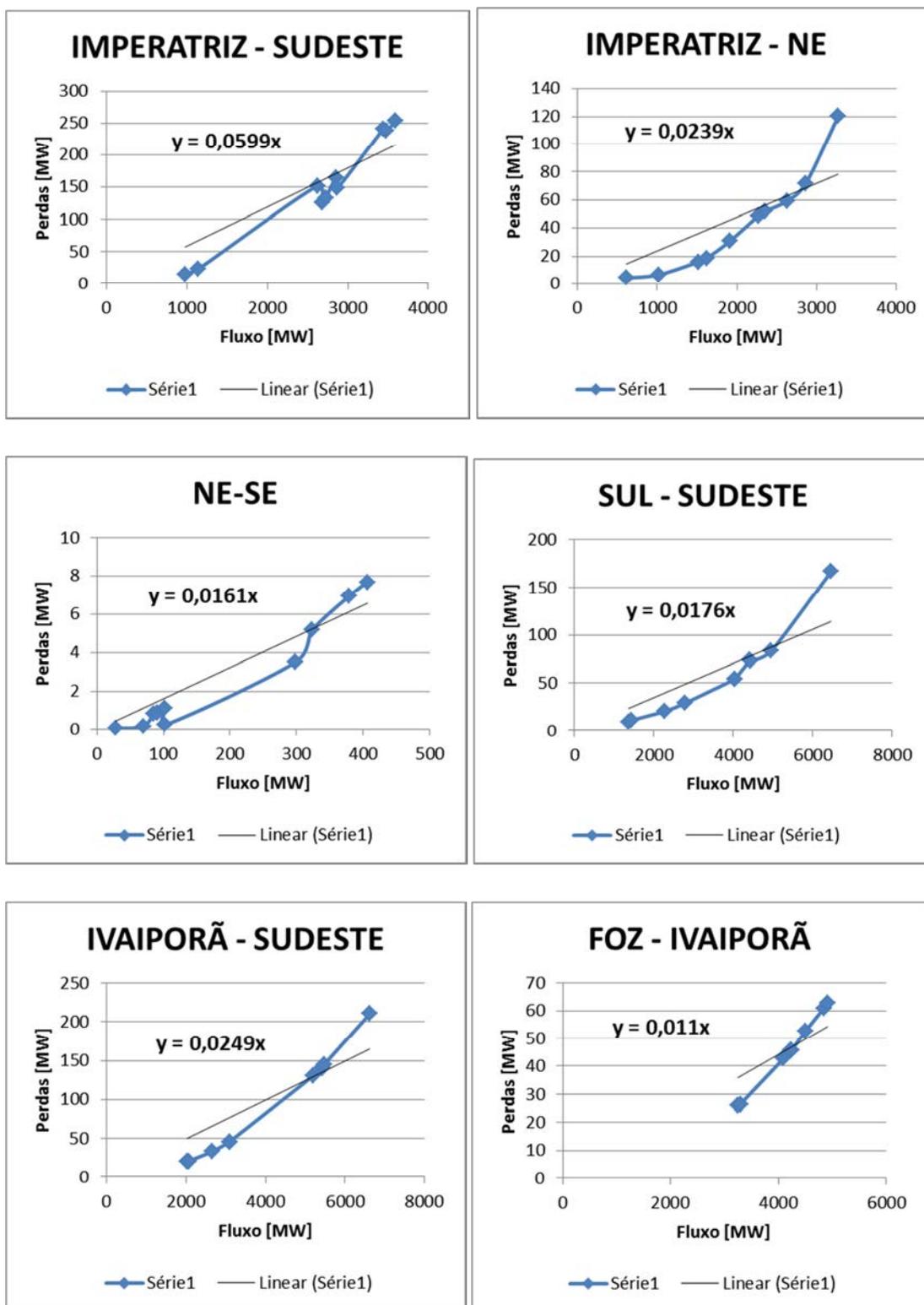


Figura 3 - Fatores de perdas de interligação – ano 2017 – 3/3.

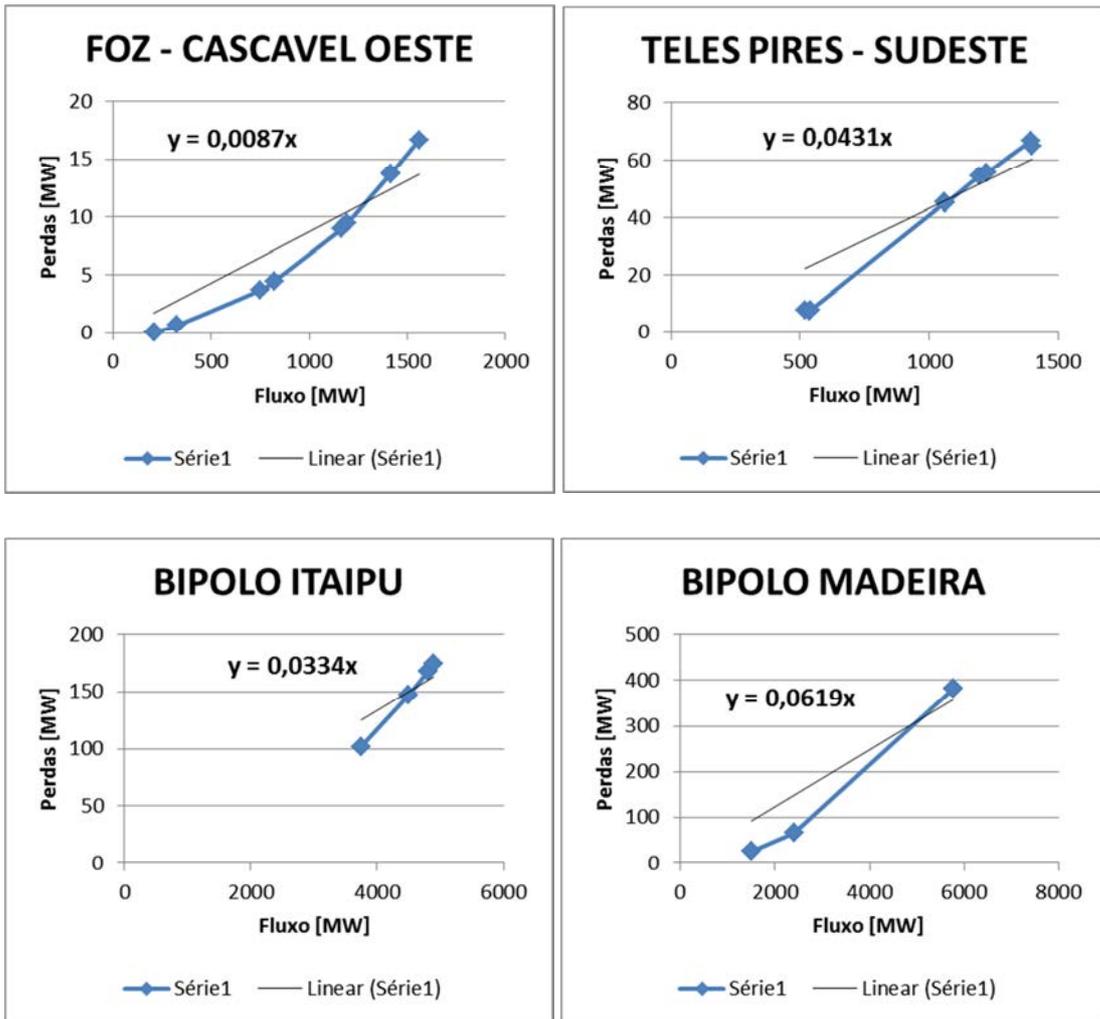


Figura 4 - Fatores de perdas de interligação – ano 2023 – 1/3.

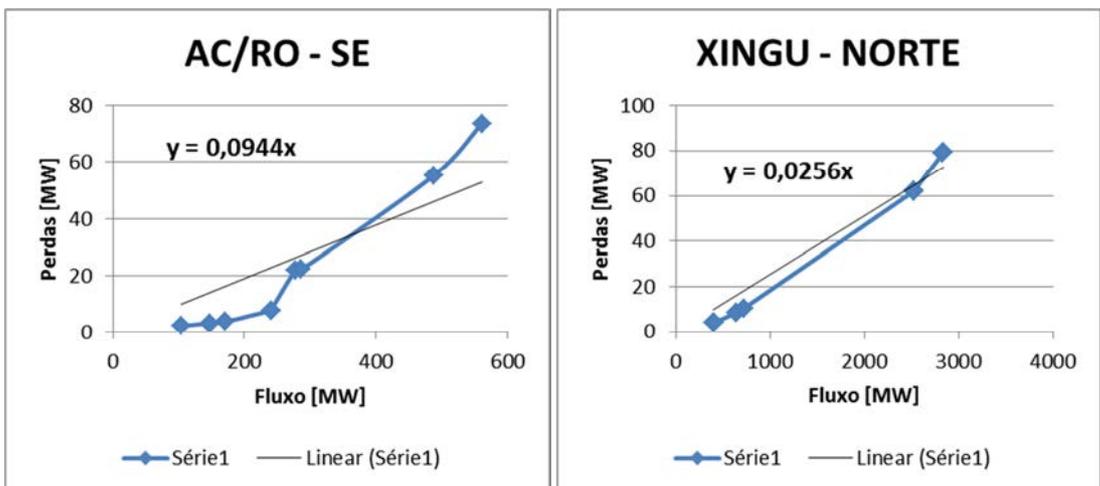


Figura 5 - Fatores de perdas de interligação – ano 2023 – 2/3.

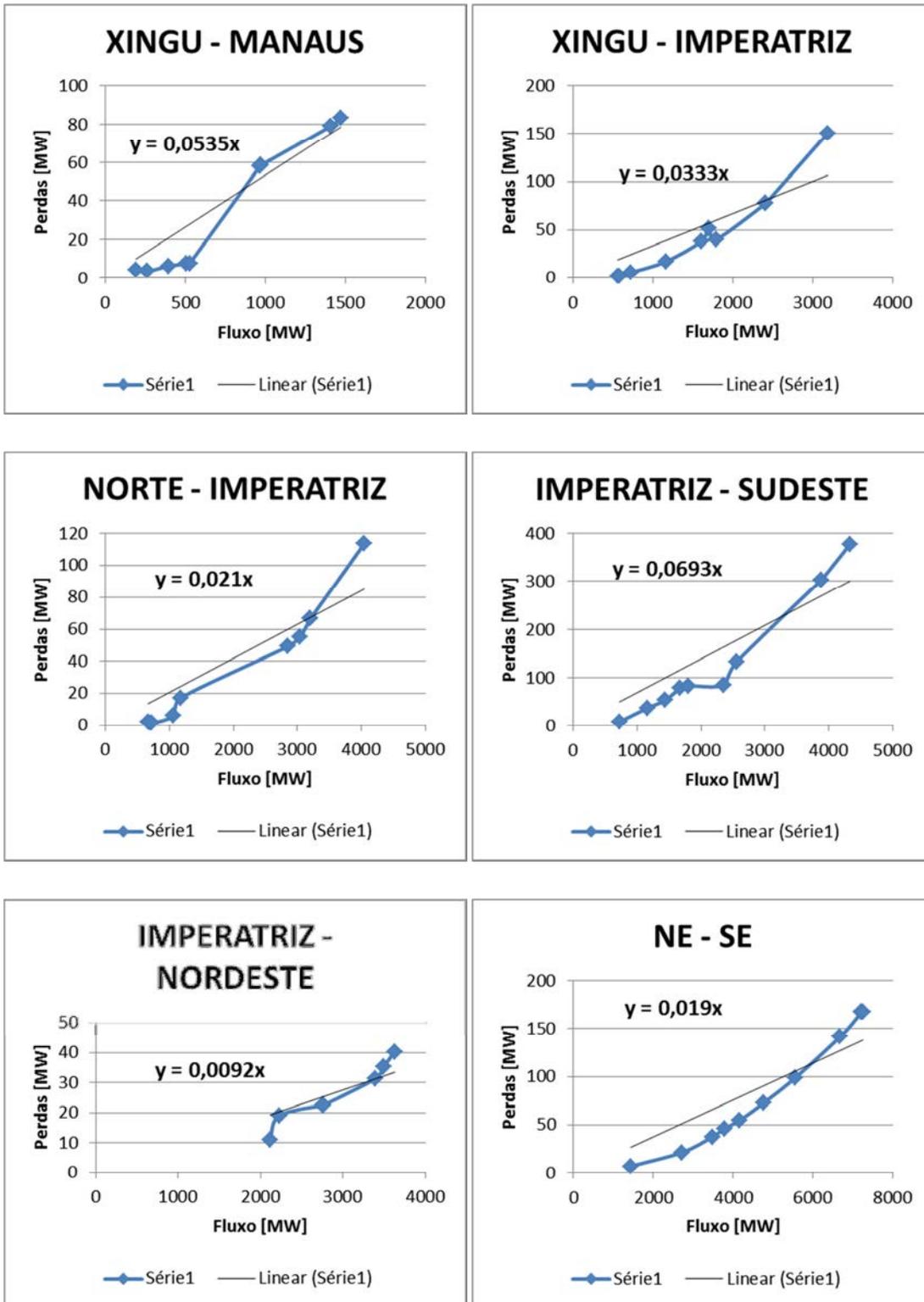
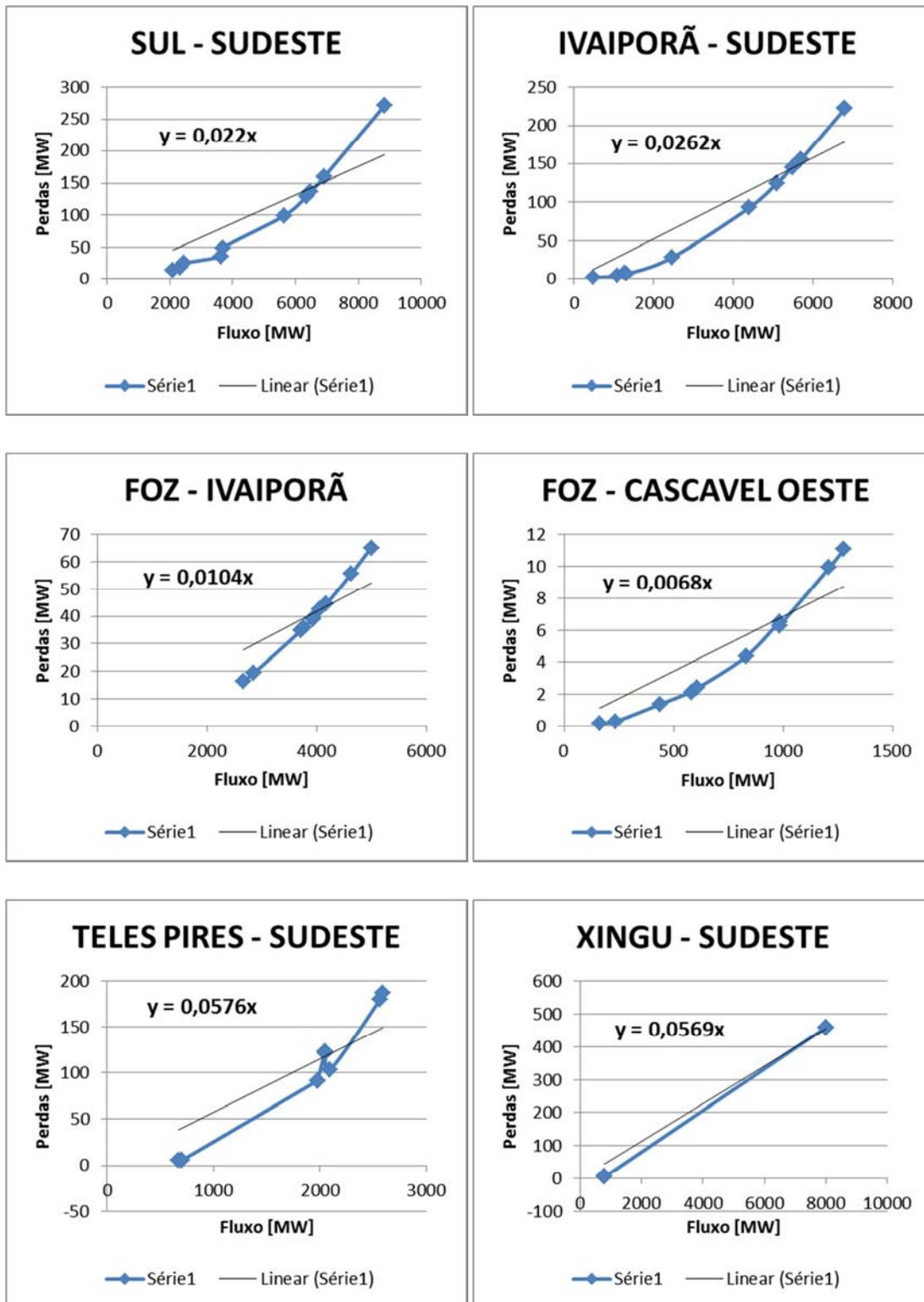


Figura 6 - Fatores de perdas de interligação – ano 2023 – 3/3.



A Tabela 5 apresenta os fatores de perda contidos nas Figura 1 a Figura 6.

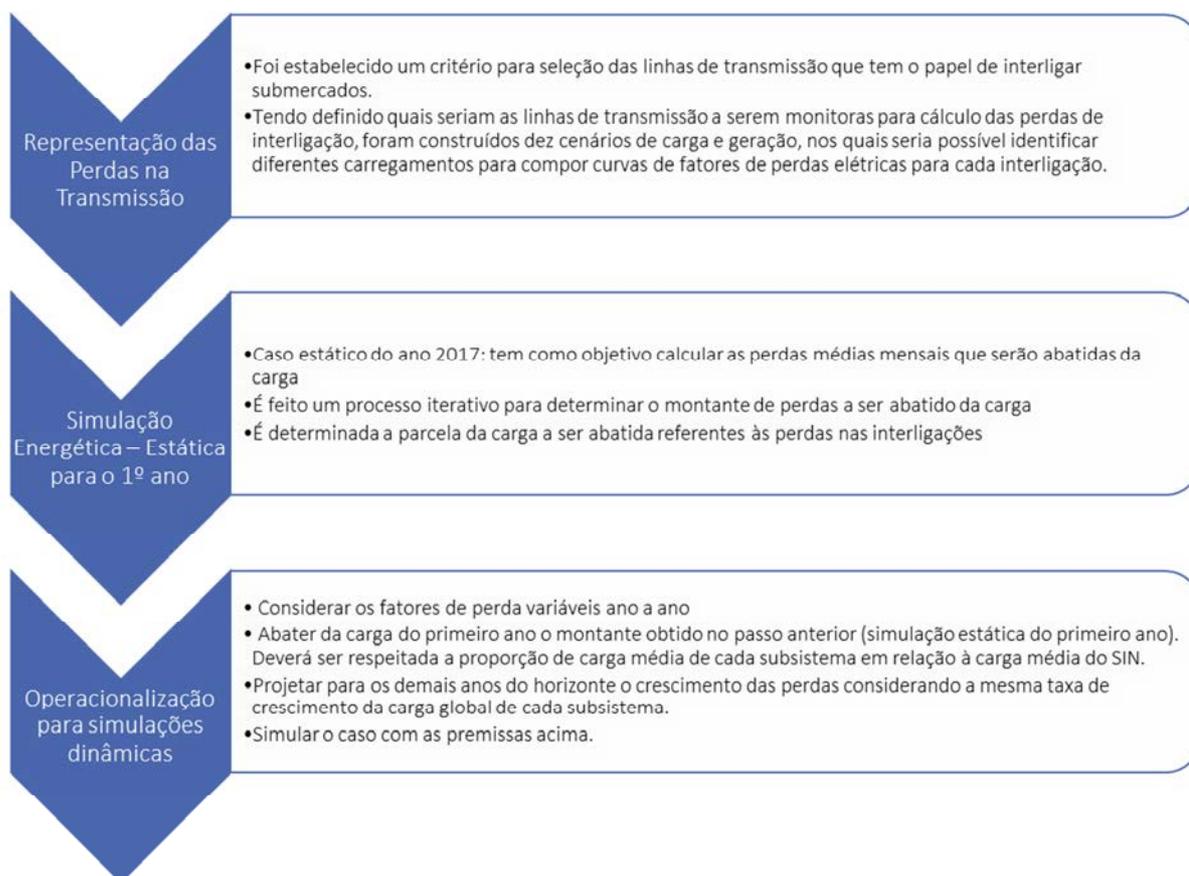
Tabela 5 – Fator de perdas para ano 2017 e 2023.

| FATOR DE PERDAS (LOSS) | | |
|-------------------------------|-------------|-------------|
| INTERLIGAÇÃO | 2017 | 2023 |
| AC/RO – SE | 21,85% | 9,44% |
| Xingu – Norte | 2,56% | 2,56% |
| Xingu-Manaus | 0,61% | 5,35% |
| Xingu-Imperatriz | - | 3,33% |
| Norte-Imperatriz | 4,87% | 2,10% |
| Imperatriz-Sudeste | 5,99% | 6,93% |
| Imperatriz-Nordeste | 2,39% | 0,92% |
| Nordeste-Sudeste | 1,61% | 1,90% |
| Sul-Sudeste | 1,76% | 2,20% |
| Ivaiporã-Sudeste | 2,49% | 2,62% |
| Foz-Ivaiporã | 1,10% | 1,04% |
| Foz-Cascavel Oeste | 0,87% | 0,68% |
| Teles Pires-Sudeste | 4,31% | 5,76% |
| BIPOLos ITAIPU | 3,34% | 3,34% |
| BIPOLos MADEIRA | 6,19% | 6,19% |
| BIPOLos BELO MONTE | - | 5,69% |

B) Processo das atividades envolvidas

A partir dos fatores de perdas elétricas apresentadas no item anterior, são realizadas as simulações dos casos no modelo Newave, seguindo o processo das atividades indicado abaixo.

Figura 7 – Processo das atividades



Vale ressaltar que o processo vigente para consolidação da carga global e sua projeção ao longo do horizonte de planejamento, realizado em conjunto pelo ONS, EPE e CCEE a cada revisão quadrimestral, não considera premissas de crescimento das perdas (que compõe a carga global) de acordo com a variação da topologia do sistema de transmissão. Portanto, dado que não há mudança significativa da topologia do ano de 2017 em relação ao histórico recente, usado na consolidação da carga global, espera-se que as perdas obtidas com base nas simulações elétricas para o ano de 2017 estejam compatíveis com a parcela das perdas nas interligações (que compõe as perdas na Rede Básica) na carga global projetada para o mesmo ano.

Posto isso, para o primeiro ano do estudo pode-se considerar que montante das perdas nas interligações oriundas da simulação com o modelo de otimização – NEWAVE, através da representação explícita dos fatores de perdas médios, é semelhante ao montante dessa parcela de perdas embutida na carga global. Assim, para efeito de simulação onde é preciso conhecer a parcela a ser abatida da carga

global, de modo a não contabilizar as perdas das interligações duas vezes, utiliza-se como critério para o primeiro ano de simulação: Carga Global (caso de referência) = Carga Líquida (abatida das perdas) + Perdas (resultante da simulação com os fatores de perda por interligação).

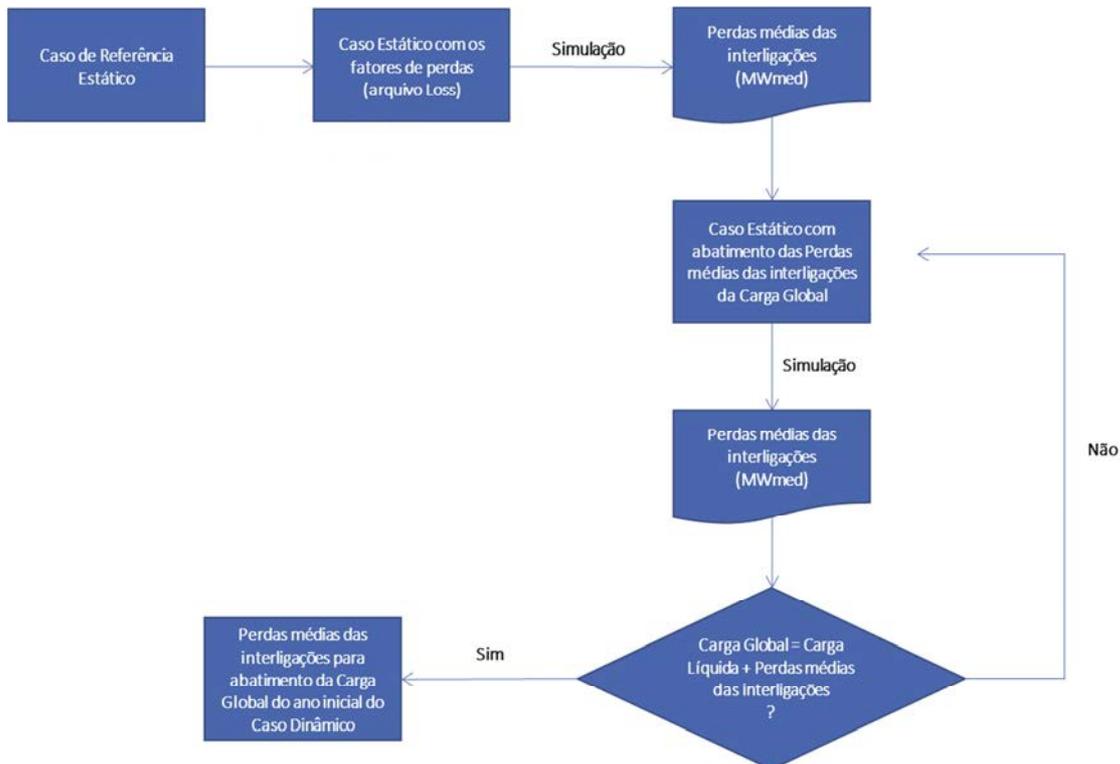
Para os demais anos, considerando a previsão de evolução da topologia do sistema de transmissão, não é mais possível garantir que sejam equivalentes o montante da parcela de perdas das interligações embutida na carga global e o montante resultante da simulação do modelo NEWAVE, obtido com base nos fatores de perdas calculados pelas simulações elétricas considerando a topologia de cada ano. Nesse sentido, a política energética construída pelo modelo de otimização de despacho hidrotérmico para os anos futuros podem sofrer pequenas variações, impactando nos valores de custo marginal de operação, geração térmica, etc.

O processo proposto, que adota o critério exposto acima para convergência de uma simulação energética estática (a) com a finalidade de calcular as perdas médias totais das interligações a serem abatidas da carga global do SIN no primeiro ano da simulação, é apresentado abaixo dividido nas seguintes etapas:

- i. Adicionar o arquivo LOSS no Caso de Referência Estático (10 anos PRÉ, 5 anos PÓS e 1 ano de período de planejamento), considerando os fatores de perdas médio por interligação obtidos pelas simulações elétricas para a configuração do ano de 2017 (regressão linear), conforme apresentado na Tabela 5;
- ii. Simular o caso e calcular a perda média mensal do SIN (somar as perdas de todas as interligações) – Perdas a(ii);
- iii. Simular novo caso abatendo da carga as perdas calculadas no item anterior – Carga Líquida a(iii) – e calcular nova perda média mensal do SIN – Perdas a(iii). Para o abatimento deverá ser respeitada a proporção da carga média de cada subsistema em relação à carga média do SIN e considerada a sazonalidade das perdas do SIN;
- iv. Verificar se a Carga Total (do caso de referência) = Carga Líquida a(iii) + Perdas a(iii) – Processo Iterativo

O fluxograma indicando o procedimento para cálculo da parcela de perdas das interligações a serem abatidas da carga global do SIN é mostrado na Figura 8.

Figura 8 – Fluxograma do abatimento das perdas das interligações



A operacionalização para simulações dinâmicas (b) envolve as etapas descritas a seguir:

- i. Considerar no arquivo LOSS os fatores de perdas por interligação variáveis por ano. Para as sensibilidades que serão apresentadas no relatório, será inicialmente feita uma simplificação, adotando os fatores de perdas constantes entre os anos de 2017 e 2022, dado que não há mudanças na topologia do sistema de transmissão. A partir do ano 2023, como existe mudança da topologia, os fatores de perdas são atualizados;
- ii. Abater da carga do ano de 2017 as Perdas a(ii) (considerar as perdas com valores negativos em blocos separados da carga global, a exemplo

do arquivo C_ADIC no modelo Newave). Para o abatimento deverá ser respeitada a proporção da carga média de cada subsistema em relação à carga média do SIN e considerada a sazonalidade das perdas do SIN simuladas para o ano de 2017;

- iii. Projetar para os demais anos do horizonte o crescimento da parcela das perdas das interligações a serem abatidas da carga global considerando a mesma taxa de crescimento da carga global de cada subsistema;
- iv. Simular o caso dinâmico considerando os itens b(i) e b(ii), abatendo da carga global a partir do segundo ano os montantes calculados em b(iii).

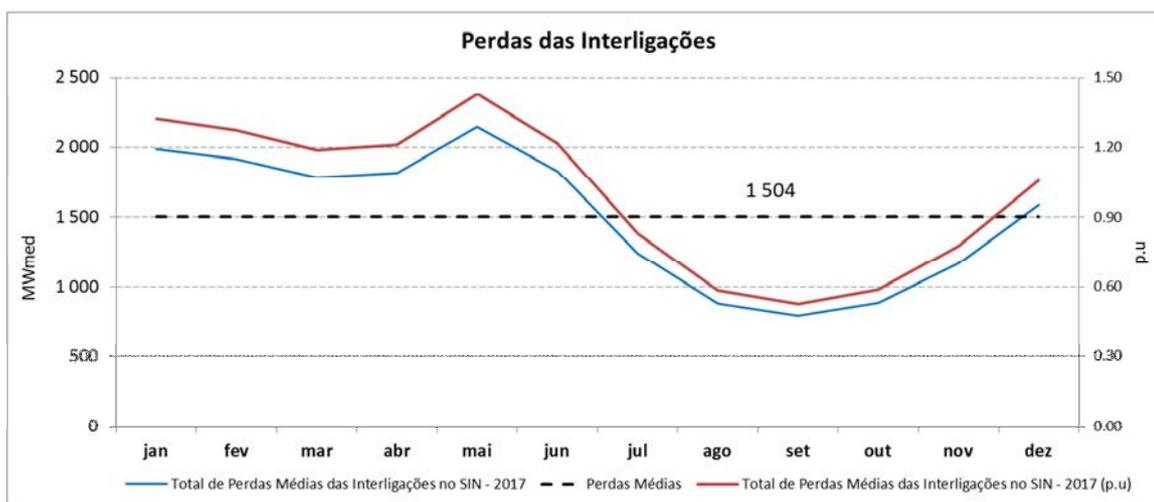
6) Sensibilidades

Os resultados para os casos simulados são apresentados nessa seção.

6.1) PDE 2024 – Caso estático, ano 2017

A simulação com o modelo NEWAVE do caso de referência estático com um ano de estudo considerando a configuração do ano de 2017 (SEM abatimento das perdas totais das interligações na carga global), porém com os fatores de perdas das interligações sendo consideradas (no arquivo LOSS), resultou nas perdas totais médias mensais do SIN, de acordo com o Gráfico 9.

Gráfico 9 – Sazonalidade das perdas totais das interligações no SIN



O processo iterativo para abatimento das perdas totais das interligações da carga total do SIN, que considera a sazonalidade das perdas do SIN apresentada acima e respeita a proporção da carga média de cada subsistema em relação à carga média do SIN, convergiu na 1ª iteração, uma vez que a diferença verificada entre a carga global (caso de referência) e a carga líquida somada às perdas das interligações foi de apenas 0.06% - Tabela 10.

Tabela 10 – Resumo do processo iterativo

| CASO | ITERAÇÃO | CARGA SIN [MWmed] | PERDAS MÉDIAS INTERLIGAÇÕES SIN [MWmed] | SOMA: CARGA + PERDAS MÉDIAS INTERLIGAÇÕES SIN [MWmed] | Diferença (%) em relação à Carga Global |
|--|----------|-------------------|---|---|---|
| Caso de Referência Estático | 0 | 70 173 | 1 504 | 71 677 | -2.14% |
| Caso Estático após abatimento das perdas médias das interligações da carga | 1 | 68 668 | 1 461 | 70 130 | 0.06% |

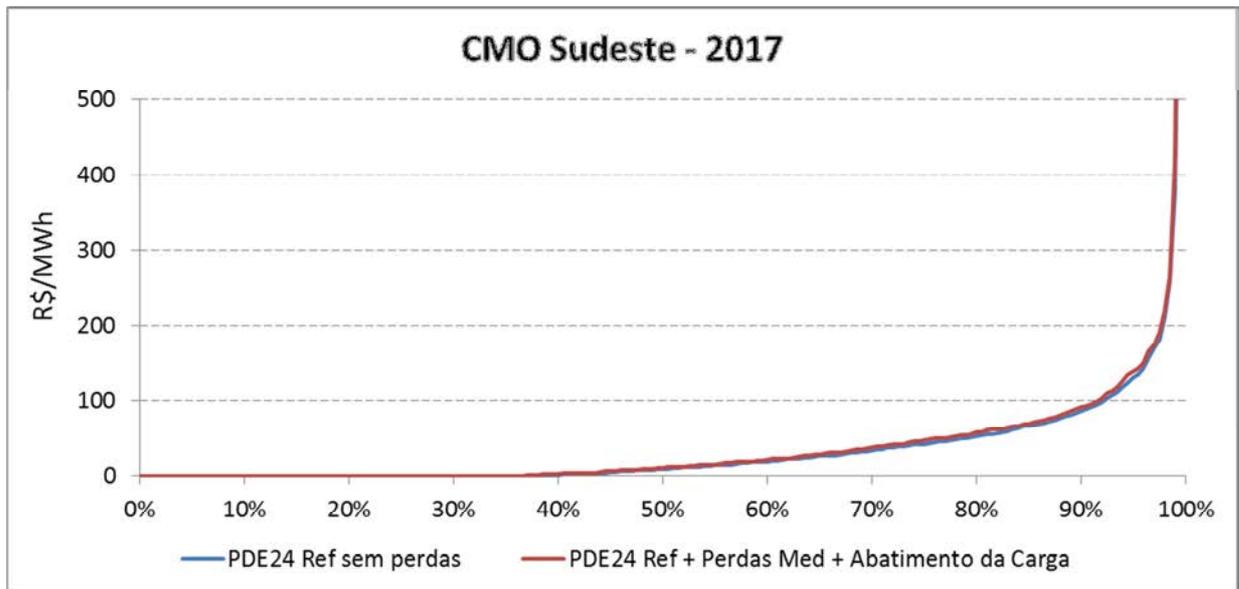
Na sequência são apresentados os resultados das principais variáveis que refletem as diferentes políticas operativas simuladas no modelo Newave: custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, geração hidráulica total SIN, geração térmica total SIN, energia armazenada final do SIN e fluxos nas interligações mais representativas do SIN.

Conforme o esperado, observa-se a seguir que a consideração dos fatores de perdas nas interligações de forma explícita no modelo de simulação não afeta significativamente a política operativa, uma vez que as soluções em termos de custo total de operação - CTO mostraram-se equivalentes (caso SEM representação explícita das perdas das interligações apresentou um CTO de 1812 ± 65 milhões de R\$, enquanto que no caso COM representação explícita das perdas o CTO foi de 1844 ± 68 milhões de R\$). Contudo, a distribuição dos fluxos entre as interligações é impactada pela consideração das perdas explicitamente na simulação.

A) CMO: Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que os custos marginais de operação são compatíveis.

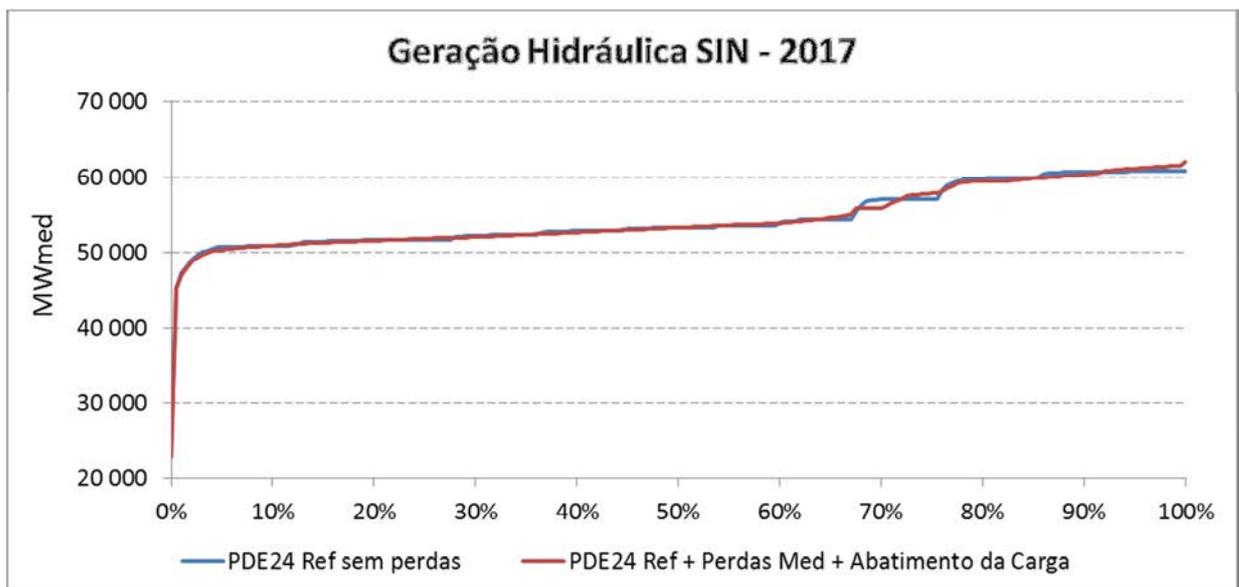
Gráfico 11 – CMO Sudeste/Centro-Oeste



B) GHTOT: Geração Hidráulica Total do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as gerações hidráulicas totais são compatíveis.

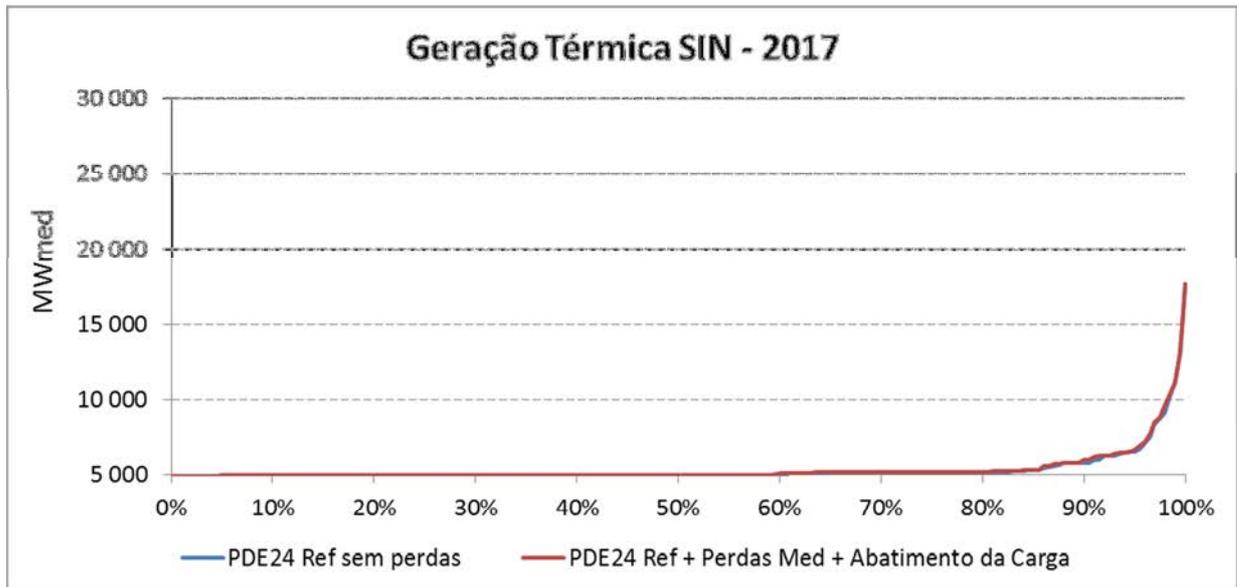
Gráfico 12 – GHTOT do SIN



C) GTTOT: Geração Térmica Total do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as gerações térmicas totais são compatíveis.

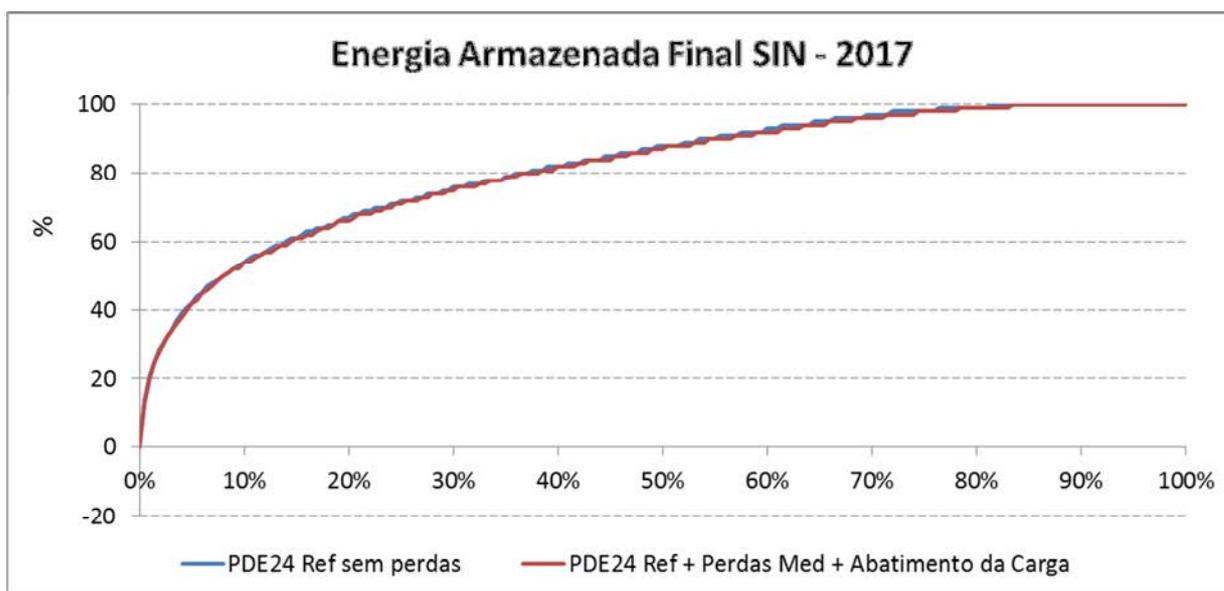
Gráfico 13 – GTTOT do SIN



D) EARMF: Energia Armazenada Final do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as energias armazenadas finais são compatíveis.

Gráfico 14 – EARMF do SIN



E) Fluxos nas interligações com o subsistema Nordeste

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), como apresentado anteriormente, verifica-se que os casos tem políticas operativas equivalentes, no entanto, nota-se a diferença de utilização dos intercâmbios como reflexo da adoção de distintos fatores de perdas para cada uma das interligações constituintes do SIN. O modelo simula um maior carregamento do intercâmbio NE-SE quando considerado o fator de perdas na modelagem, de acordo com os gráficos 15 e 16.

Gráfico 15 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-SE

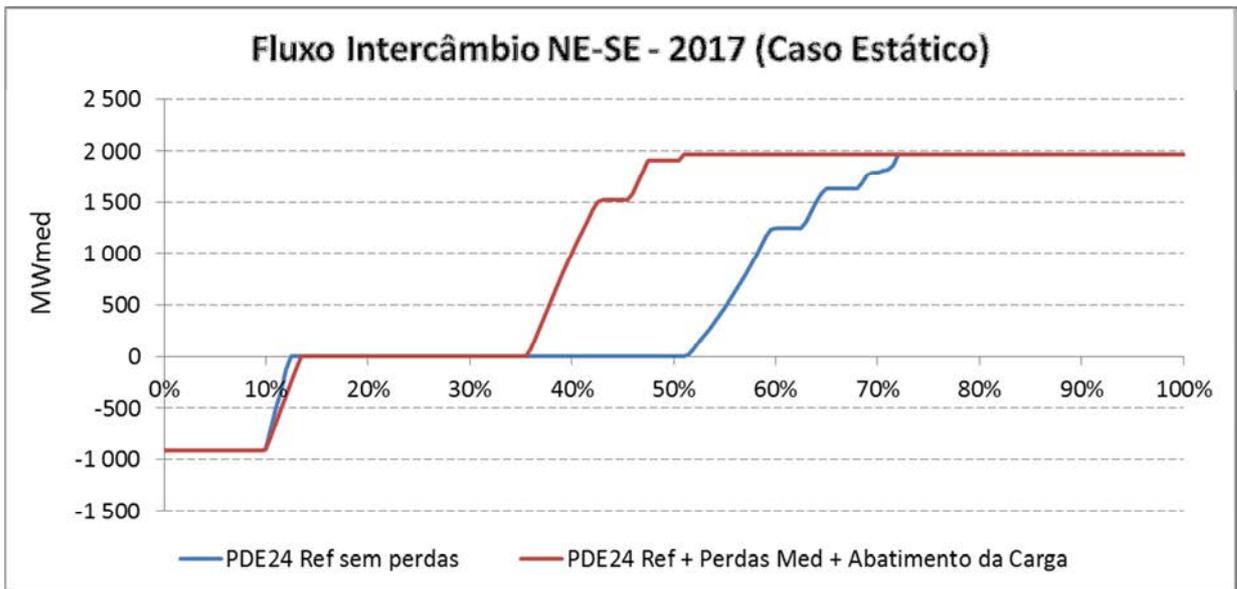
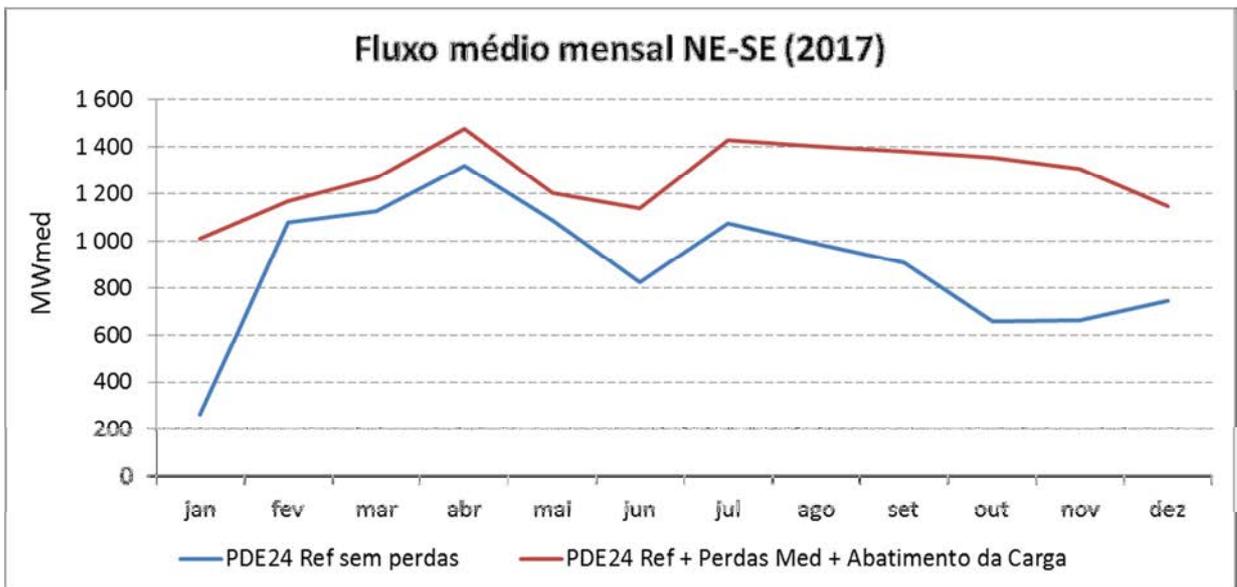


Gráfico 16 – Fluxo médio no Intercâmbio NE-SE



A simulação através do modelo Newave evidencia um menor carregamento do intercâmbio NE-IMP quando considerado o fator de perdas na modelagem na maior parte dos cenários simulados, de acordo com os gráficos 17 e 18. As duas interligações que representam a conexão do subsistema Nordeste são: NE-SE e NE-IMP. Como apresentado nos gráficos 15 e 16, o carregamento do intercâmbio NE-SE aumentou com a incorporação dos fatores de perdas nas simulações e, complementarmente, o carregamento do intercâmbio NE-IMP foi reduzido, indicando a utilização preferencial

da linha NE-SE para a transferência de energia entre a região Nordeste e os outros subsistemas.

Gráfico 17 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-IMP

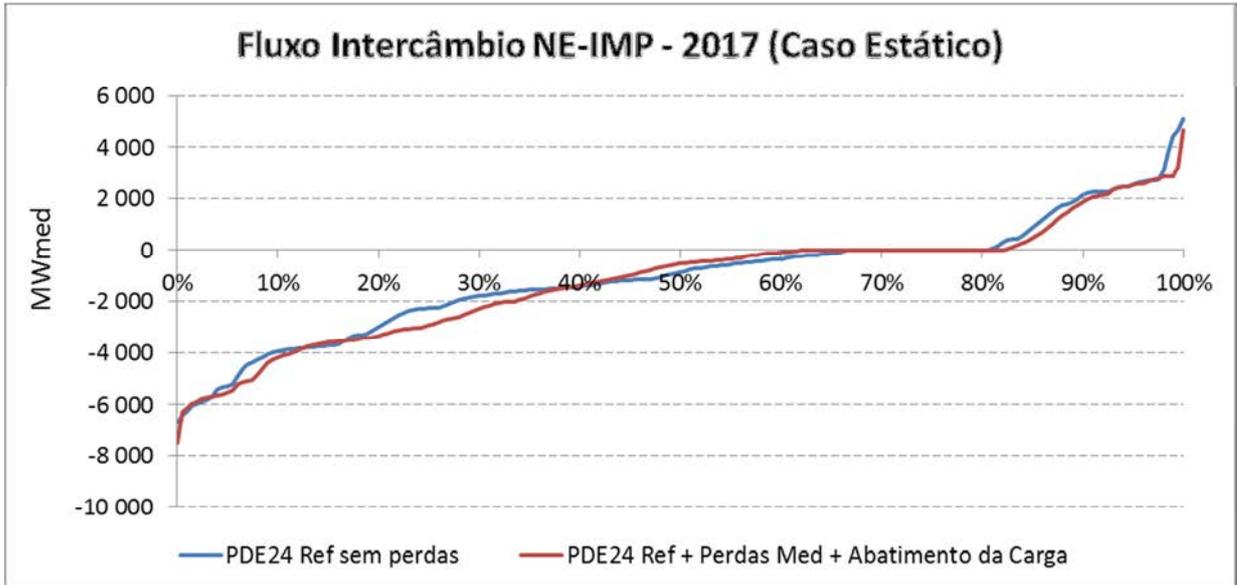


Gráfico 18 – Fluxo médio no Intercâmbio NE-IMP

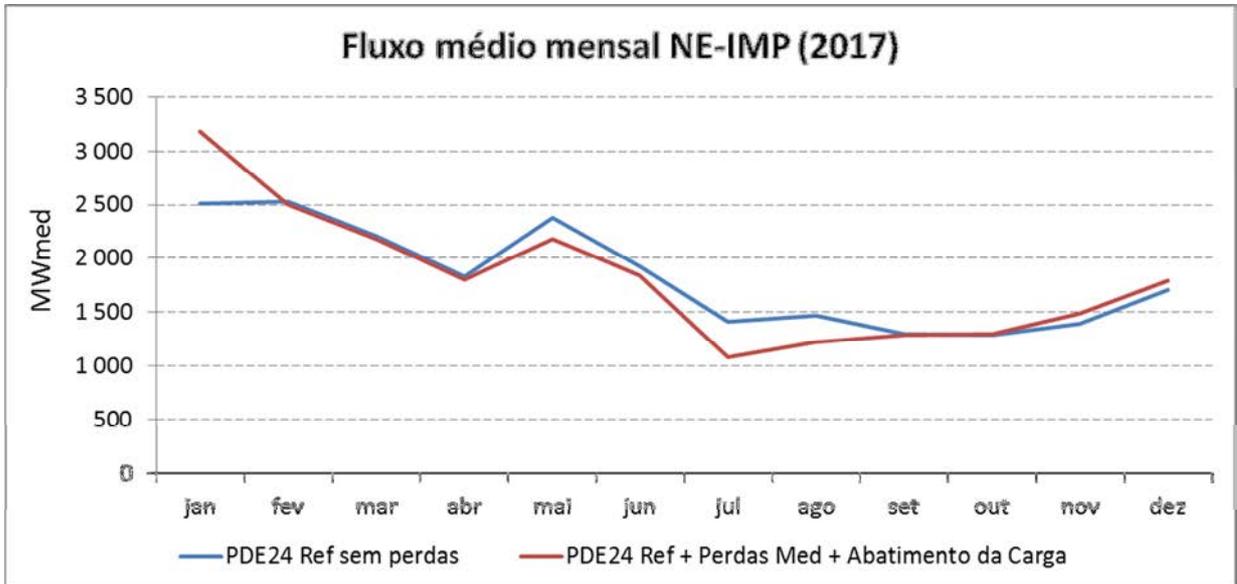
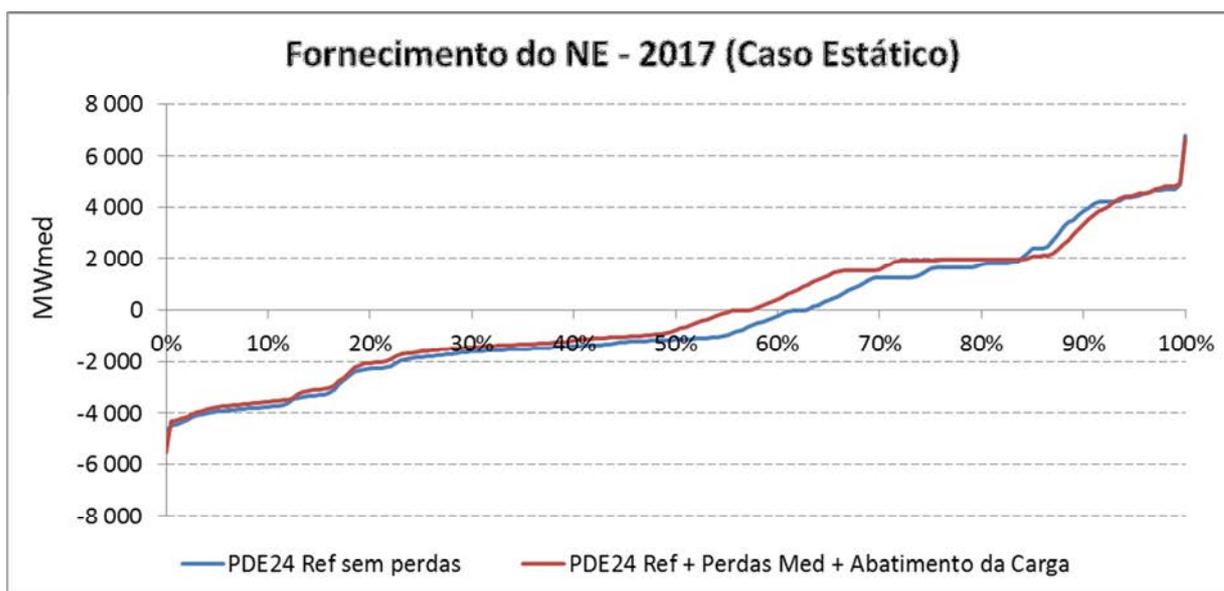


Gráfico 19 – Permanência do Fornecimento do NE



F) Fluxos nas interligações entre o subsistema Sudeste e os subsistemas Norte e Nordeste

Comportamento análogo pode ser observado para as demais interligações ao considerar os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), notando-se a diferença de utilização dos intercâmbios como reflexo da adoção de diferentes fatores de perdas para cada uma das interligações constituintes do SIN.

O modelo simula um menor carregamento do intercâmbio IMP-SE quando considerado o fator de perdas na modelagem, de acordo com os gráficos 20 e 21 listados anteriormente.

O recebimento do Sudeste via Norte e Nordeste permaneceu praticamente o mesmo - gráfico 22. Como a interligação NE-SE foi mais utilizada e, tendo o recebimento do SE via N/NE sido pouco alterado, o fluxo da interligação IMP-SE foi reduzido, sobretudo no segundo semestre (período seco), de acordo com os gráficos 20 e 21.

Gráfico 20 – Permanência do fluxo no Intercâmbio IMP-SE

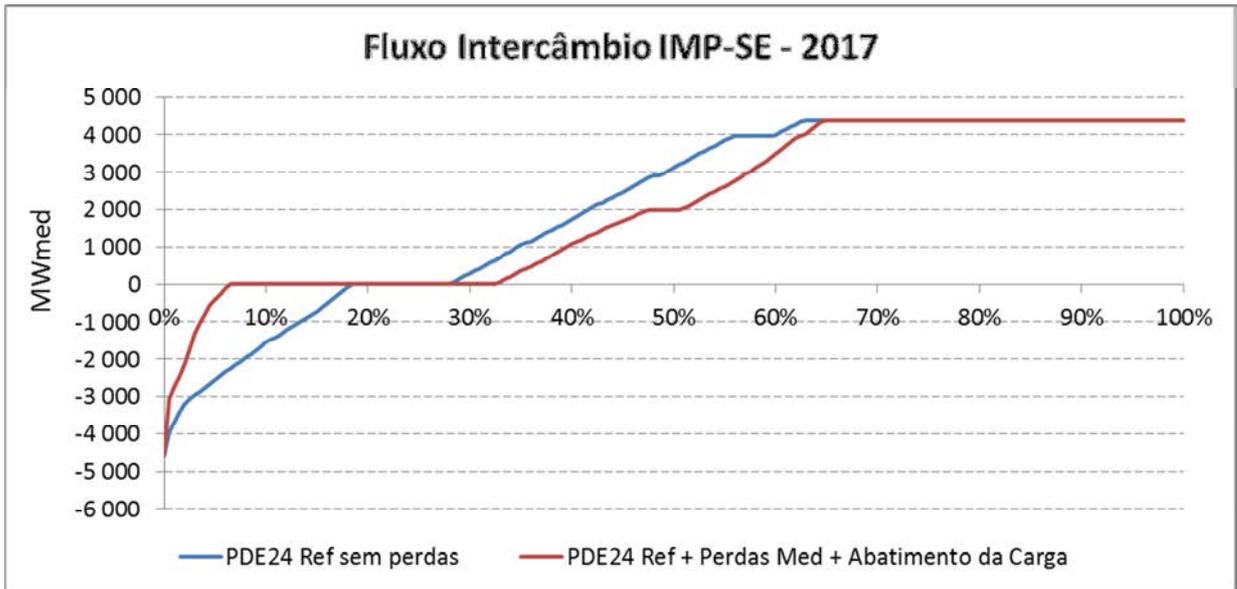


Gráfico 21 – Fluxo médio no Intercâmbio IMP-SE

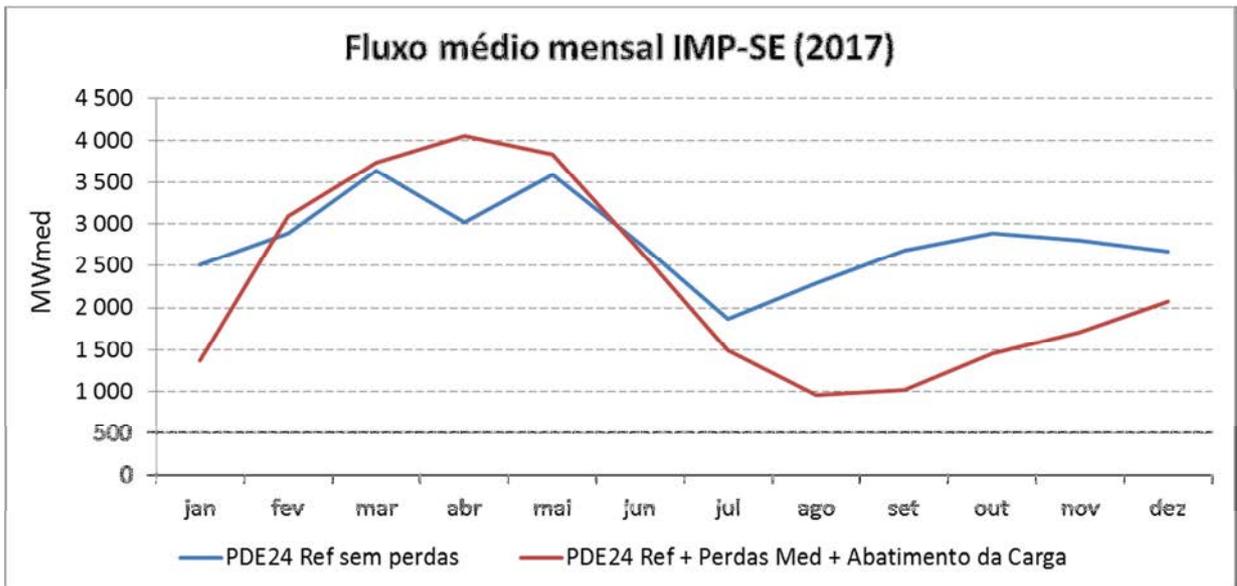
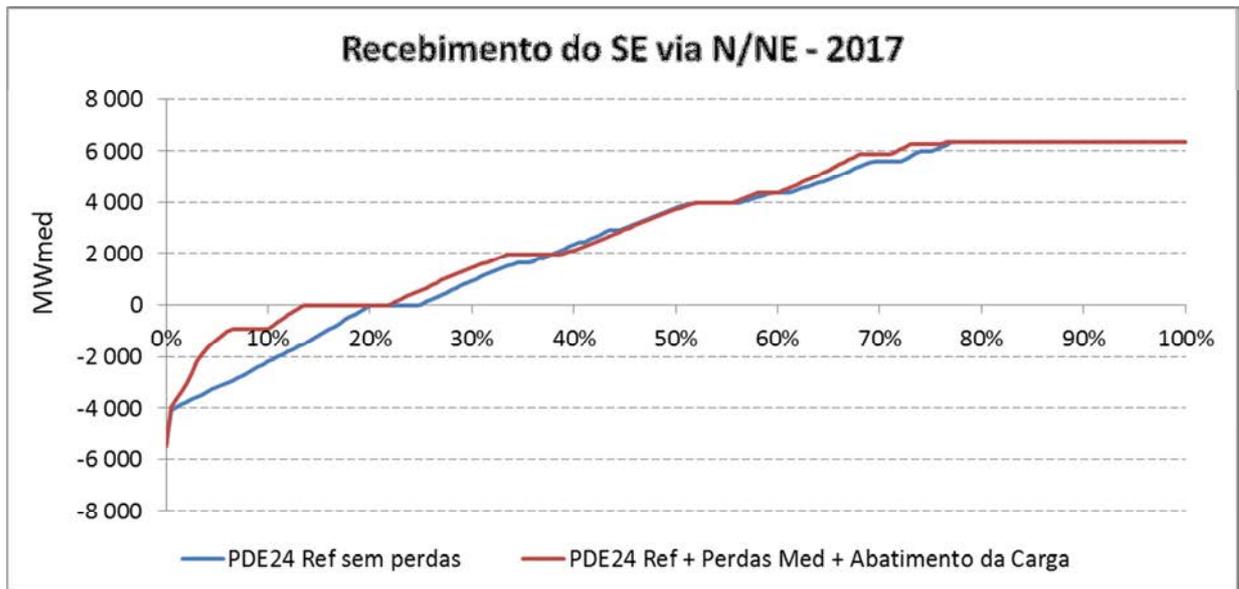


Gráfico 22 – Permanência do recebimento do SE via N/NE



6.2) PDE 2024 - Caso dinâmico

Da mesma forma avaliada para o caso estático 2017, na sequência são apresentados os resultados das principais variáveis que refletem as diferentes políticas operativas simuladas no modelo Newave: custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, geração hidráulica total SIN, geração térmica total SIN, energia armazenada final do SIN e fluxos nas interligações mais representativas do SIN. Para esta sensibilidade associada ao caso dinâmico, são feitas duas observações: (a) em 2023 devido à mudança na configuração da rede de transmissão, os fatores de perdas das interligações obtidos com base nas simulações elétricas (apresentadas no item 4) são atualizados a partir desta data e, (b) as perdas médias totais das interligações do SIN são calculadas na simulação do caso estático para o ano de 2017, assim para a projeção do valor de perdas médias totais a ser abatido da carga global do SIN nos demais anos do horizonte de simulação, deve ser considerada a mesma taxa de crescimento da carga global de cada subsistema, bem como respeitada a proporcionalidade da carga de cada subsistema em relação à carga global do SIN. Os resultados são apresentados para os anos de 2019 e 2024.

A) CMO: Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro Oeste

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que os custos marginais de operação são compatíveis, apesar da leve tendência no ano de 2024 que o CMO seja inferior no caso COM representação explícita das perdas. No entanto, conforme explicado no item 4 deste relatório, esse comportamento é esperado dado que pequenas variações na política operativa podem ser verificadas em função da mudança da topologia no sistema de transmissão principalmente no ano de 2023.

Gráfico 23 – CMO Sudeste/Centro-Oeste

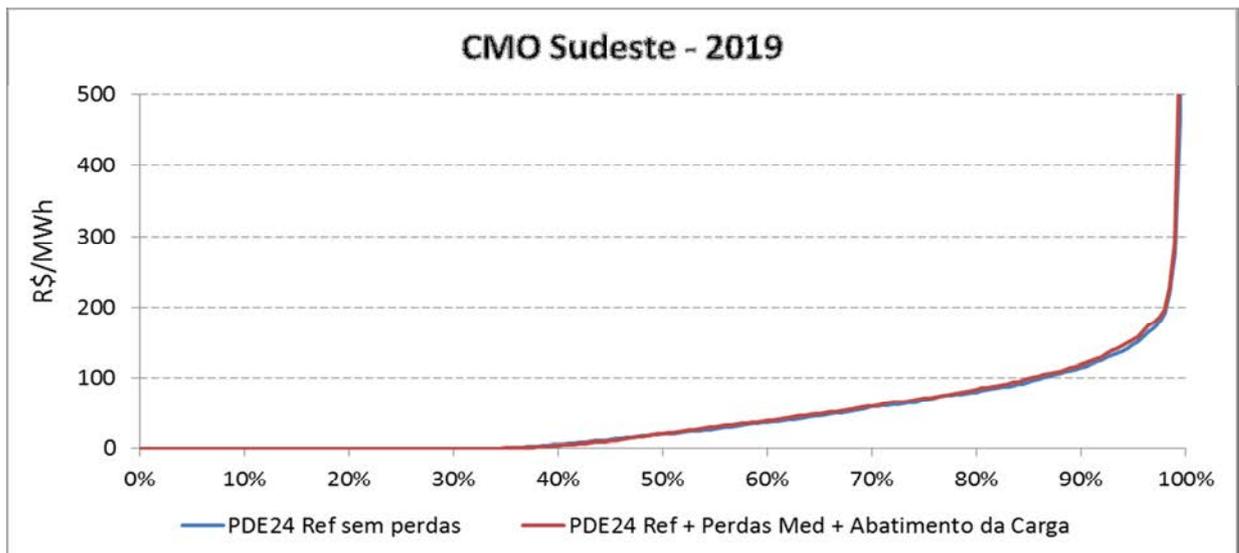
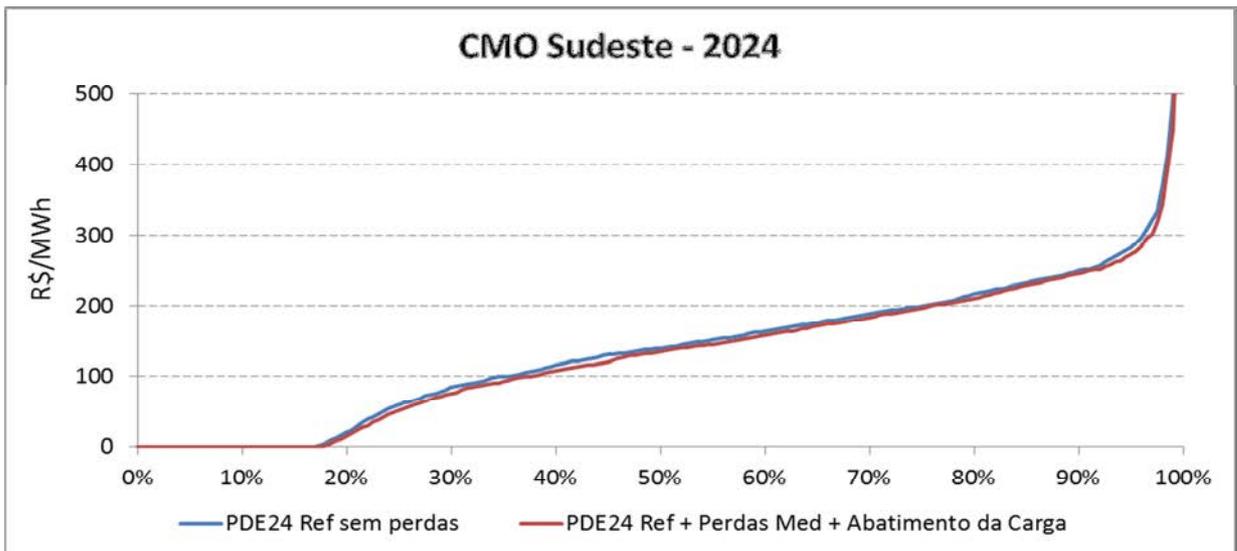


Gráfico 24 – CMO Sudeste/Centro-Oeste



B) GHTOT: Geração Hidráulica Total do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as gerações hidráulicas totais são compatíveis.

Gráfico 25 – GHTOT do SIN

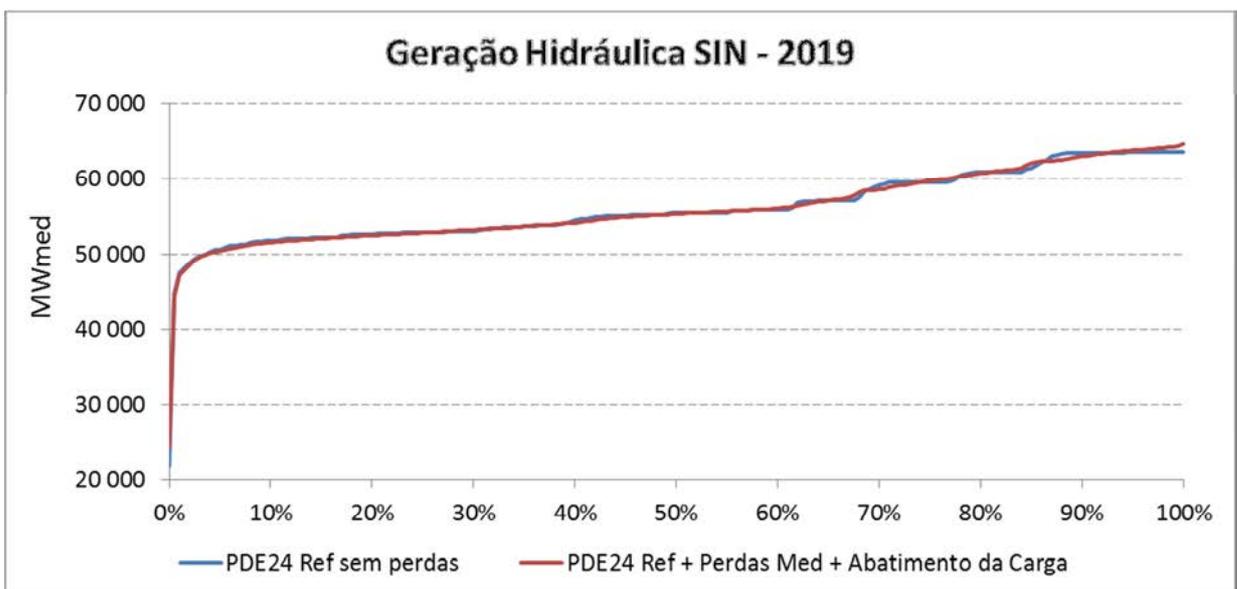
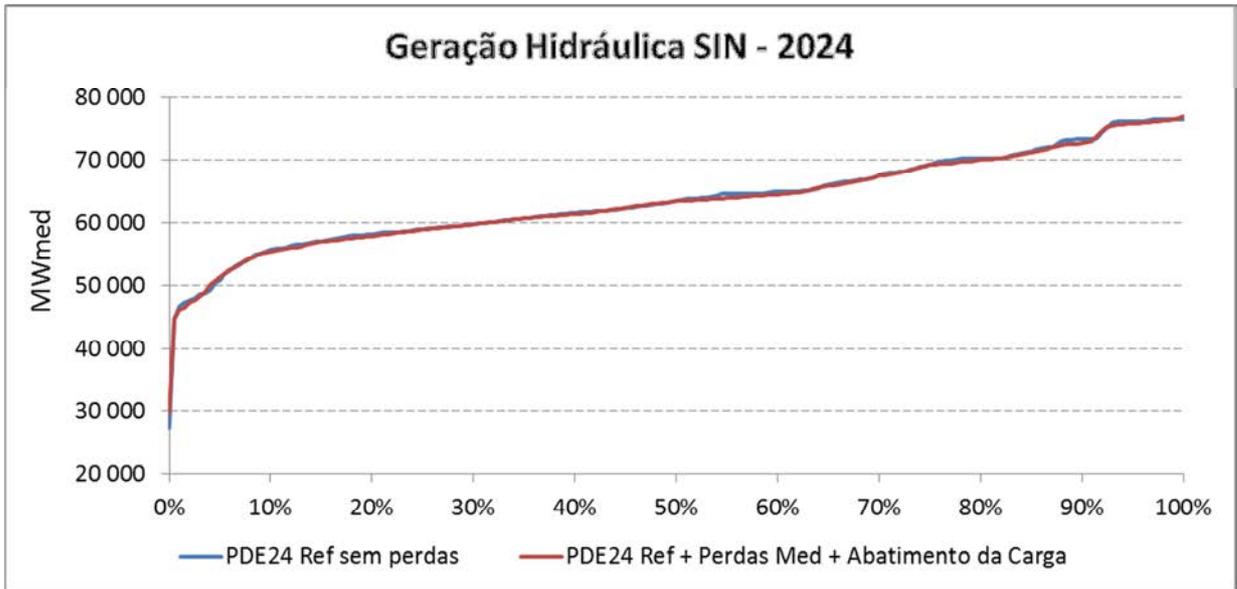


Gráfico 26 – GHTOT do SIN



C) GTTOT: Geração Térmica Total do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as gerações térmicas totais são compatíveis, apesar da leve tendência no ano de 2024 que a geração térmica seja inferior no caso COM representação explícita das perdas, assim como observado para os valores de CMO. No entanto, conforme explicado no item 4 deste relatório, esse comportamento é esperado dado que pequenas variações na política operativa podem ocorrer em função da mudança da topologia no sistema de transmissão principalmente no ano de 2023.

Gráfico 27 – GTTOT do SIN

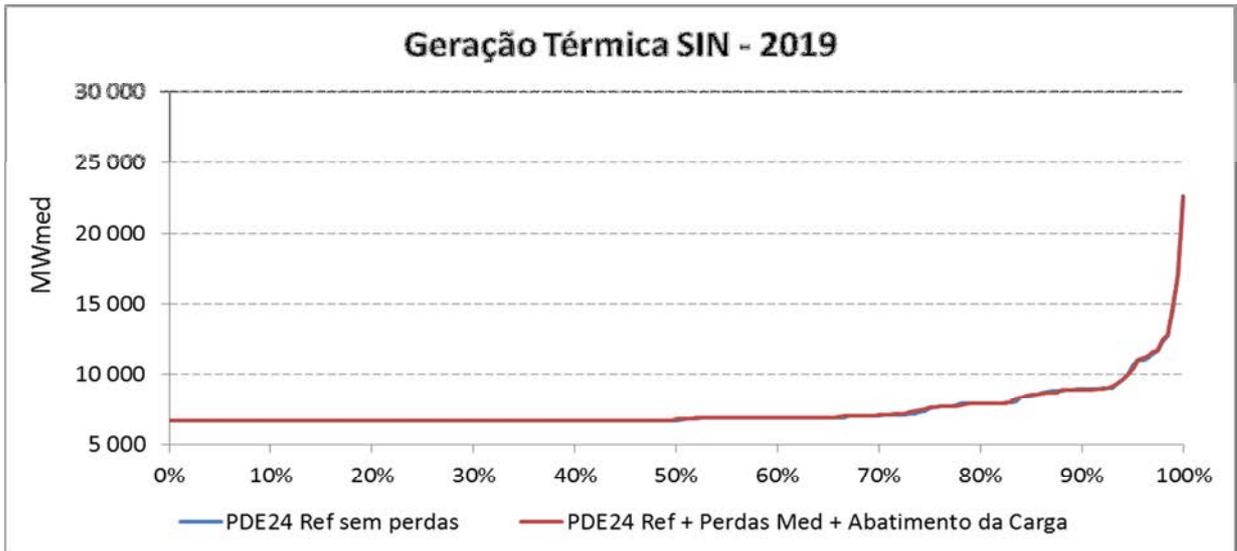
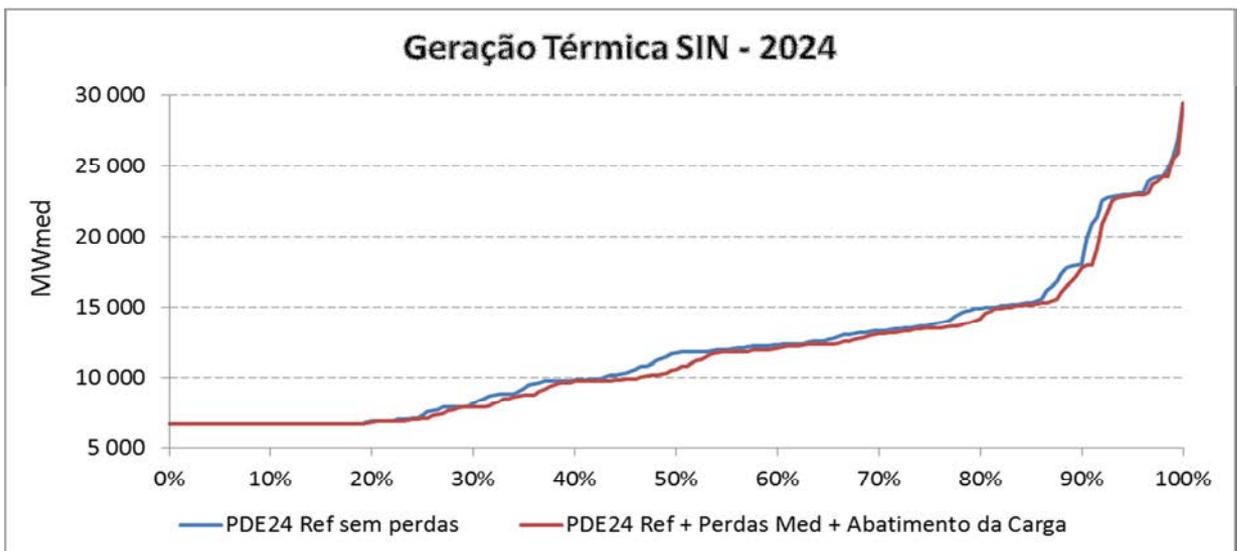


Gráfico 28 – GTTOT do SIN



D) EARMF: Energia Armazenada Final do SIN

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), verifica-se que as energias armazenadas finais são compatíveis.

Gráfico 29 – EARMF do SIN

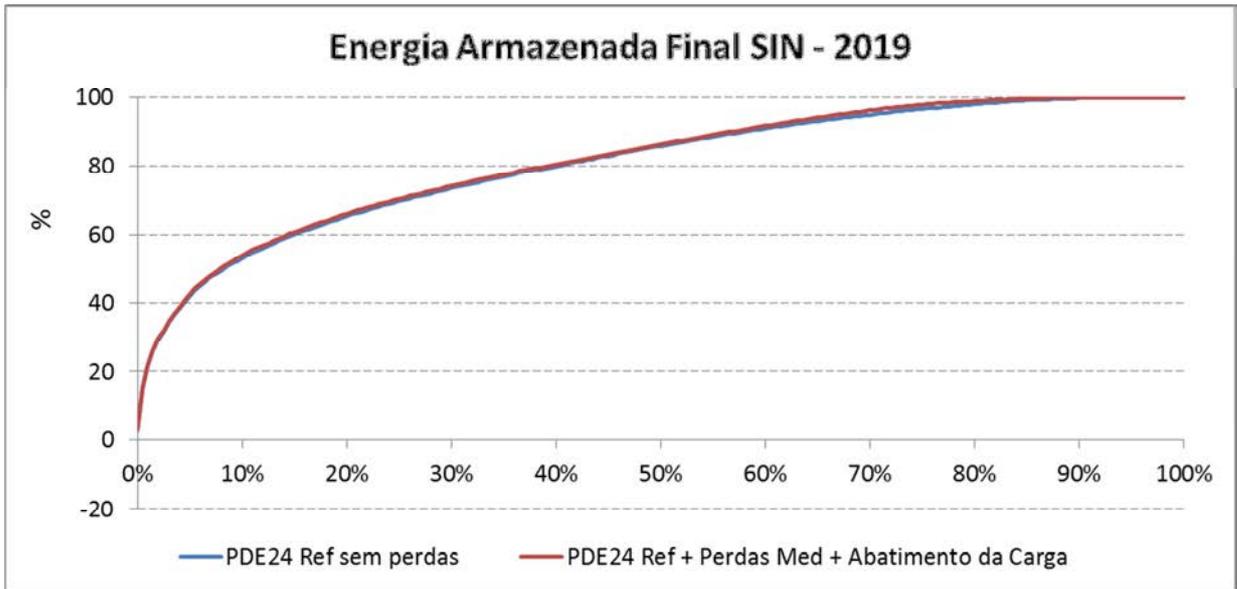
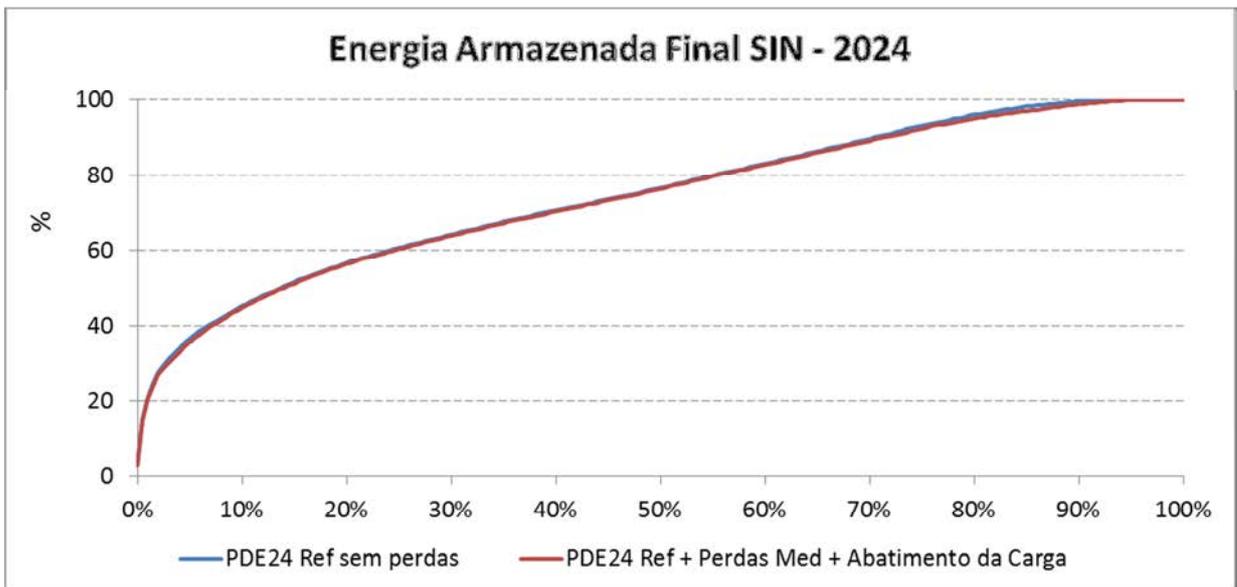


Gráfico 30 – EARMF do SIN



E) Fluxos nas interligações entre o subsistema Sudeste/Centro Oeste e os subsistemas Norte e Nordeste

Considerando os casos **SEM** representação explícita das perdas das interligações (PDE24 Ref sem perdas) e aquele **COM** representação explícita das perdas (PDE24 + Perdas Med + Abatimento da Carga), como apresentado nas variáveis anteriores (CMO-SE, GHTOT, GTTOT e EARMF), os casos são compatíveis, no entanto, notamos a diferença de utilização dos intercâmbios como reflexo da adoção de diferentes fatores de perdas para cada uma das interligações constituintes do SIN.

O modelo simula um maior carregamento do intercâmbio NE-SE quando considerado o fator de perdas na modelagem, de acordo com os gráficos 31, 32 e 33.

Gráfico 31 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-SE

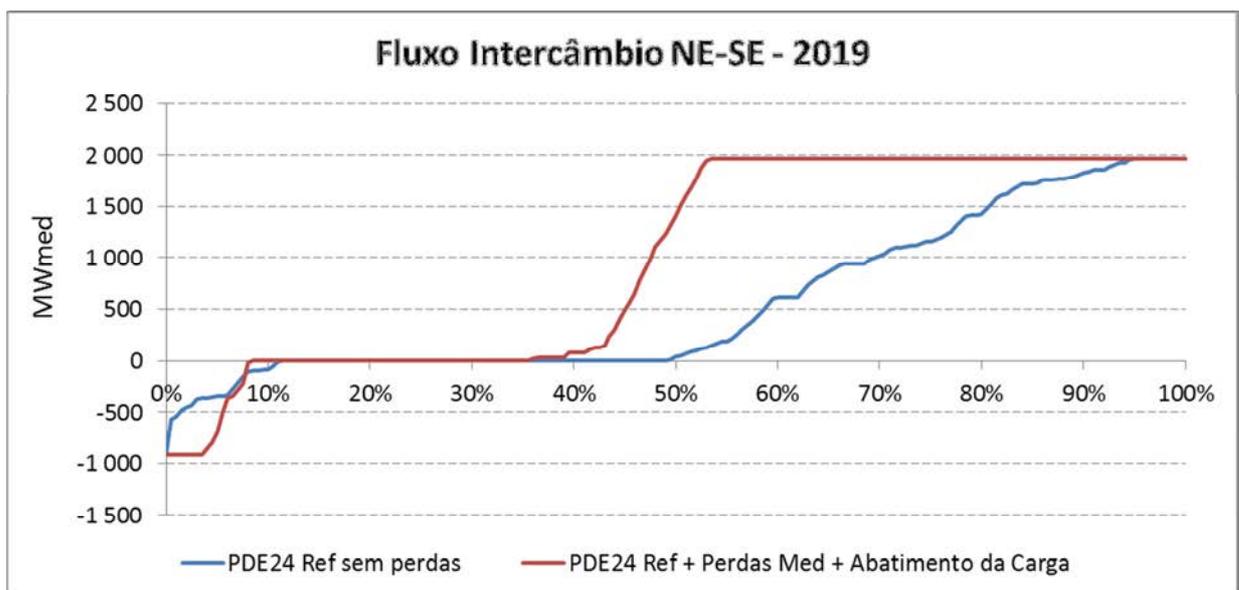


Gráfico 32 – Fluxo médio no Intercâmbio NE-SE

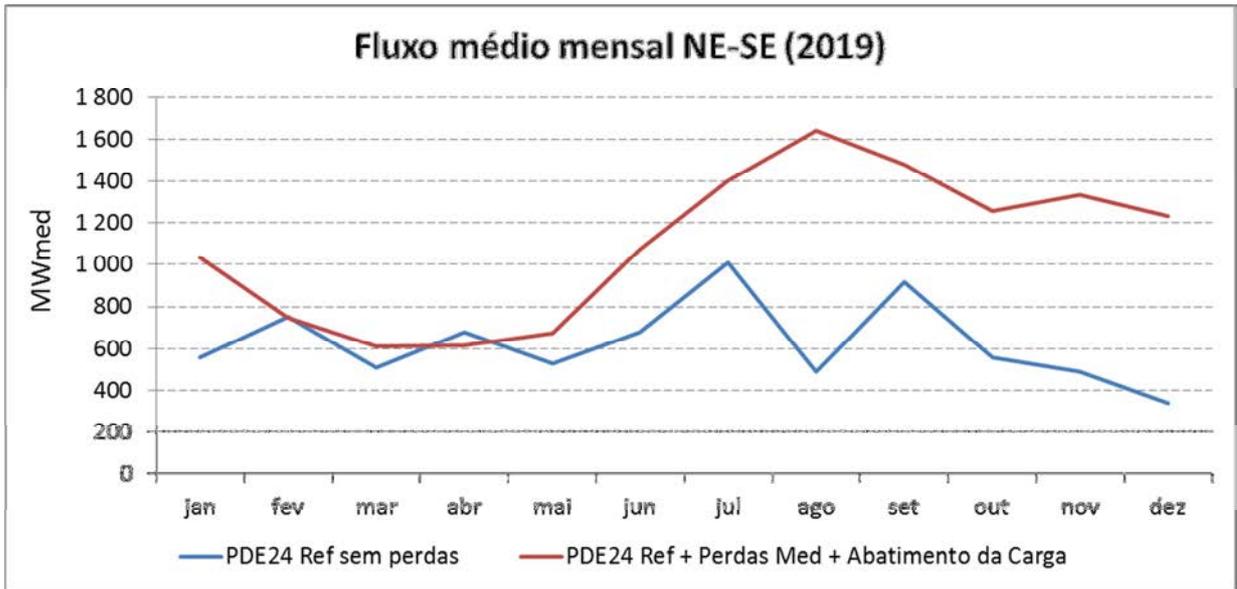


Gráfico 33 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-SE

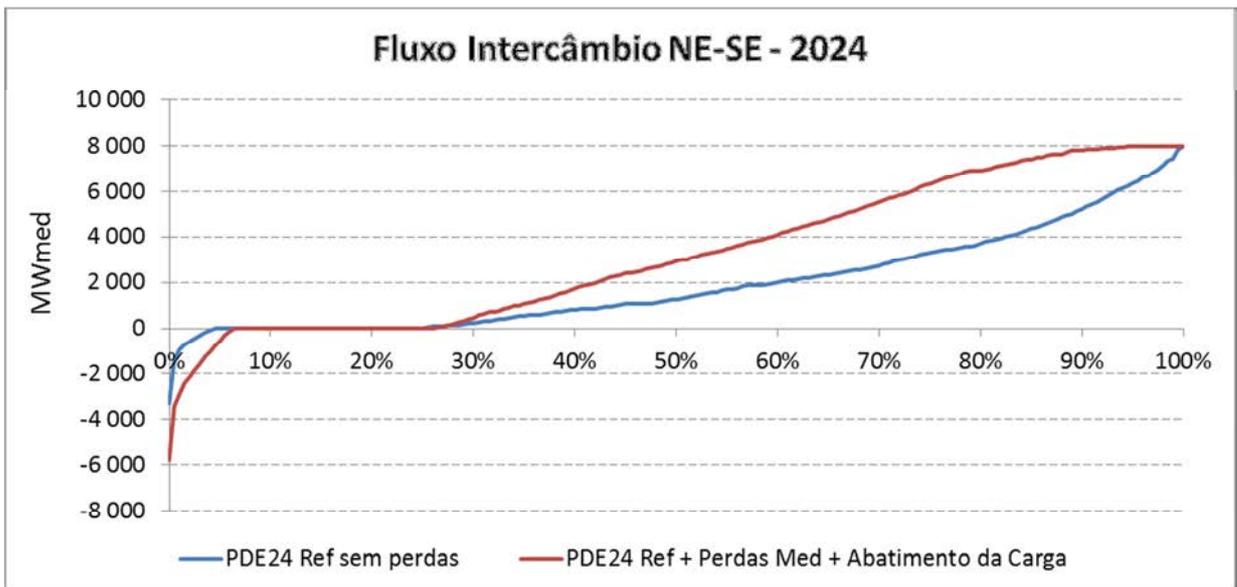


Gráfico 34 – Média do fluxo no Intercâmbio NE-SE

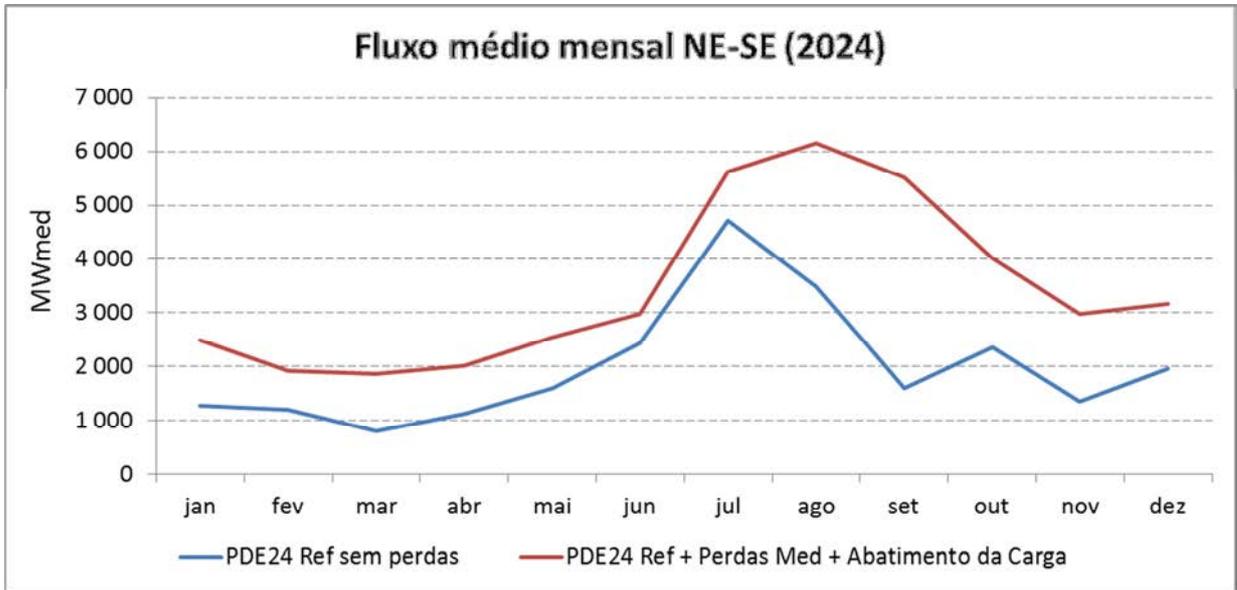


Gráfico 35 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-IMP

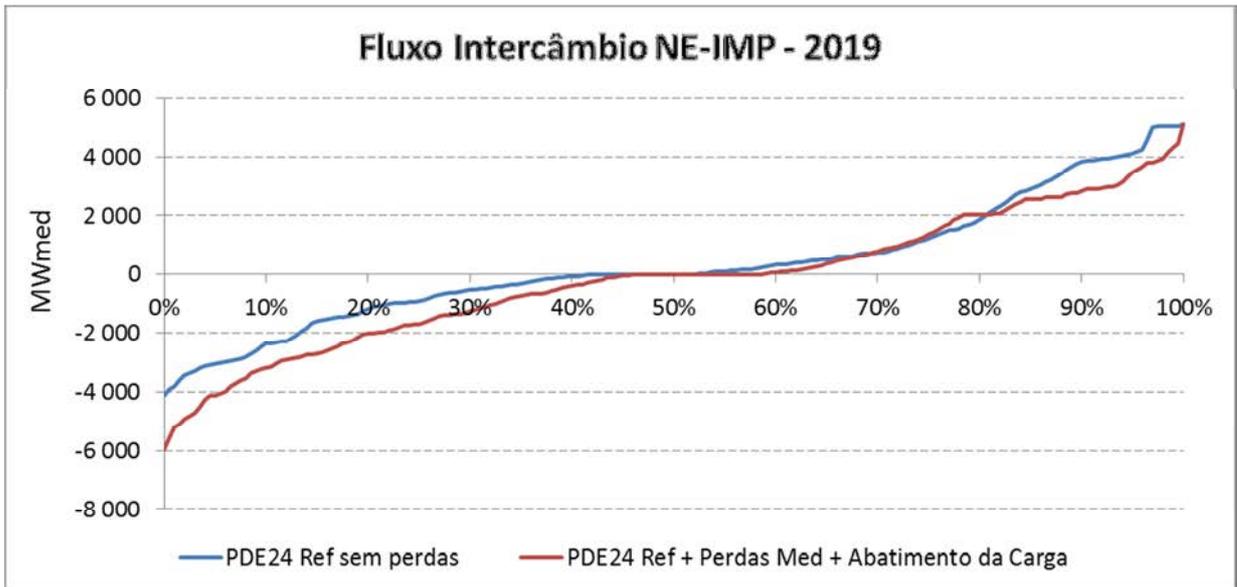
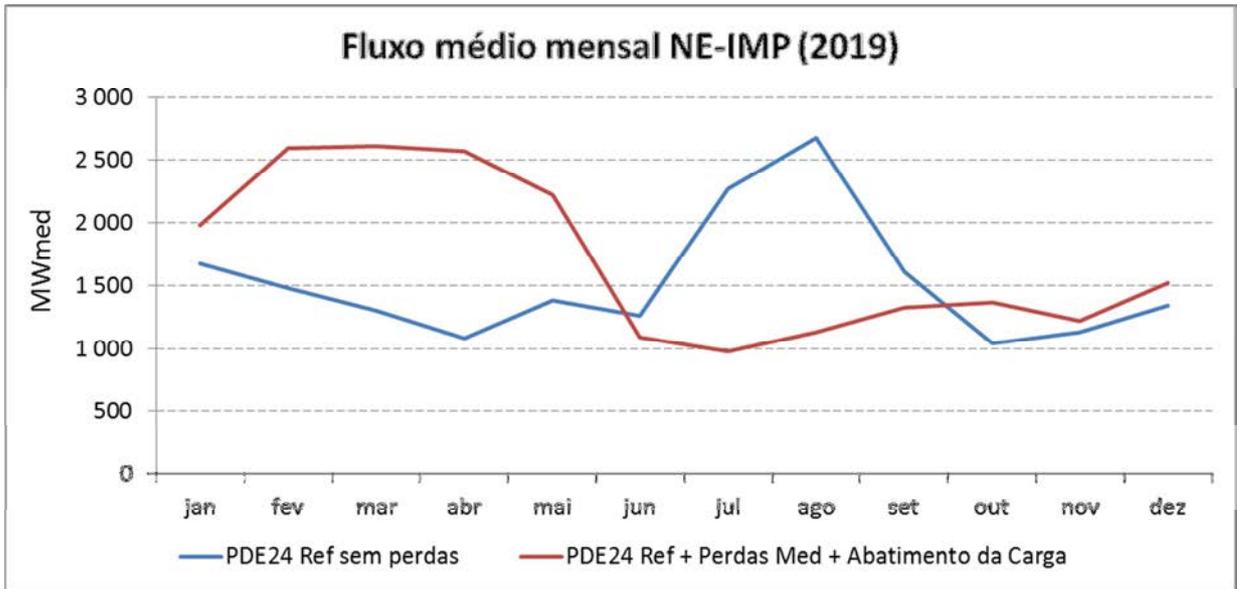


Gráfico 36 – Fluxo médio no Intercâmbio NE-IMP



A simulação através do modelo NEWAVE evidencia um maior carregamento do intercâmbio NE-IMP no período úmido, janeiro a maio e outubro a dezembro, quando considerado o fator de perdas na modelagem, de acordo com o gráfico 35. Neste mesmo gráfico, evidencia-se o menor uso desta interligação nos meses do período seco do Nordeste, entre junho a setembro.

Gráfico 37 – Permanência do fluxo no Intercâmbio NE-IMP

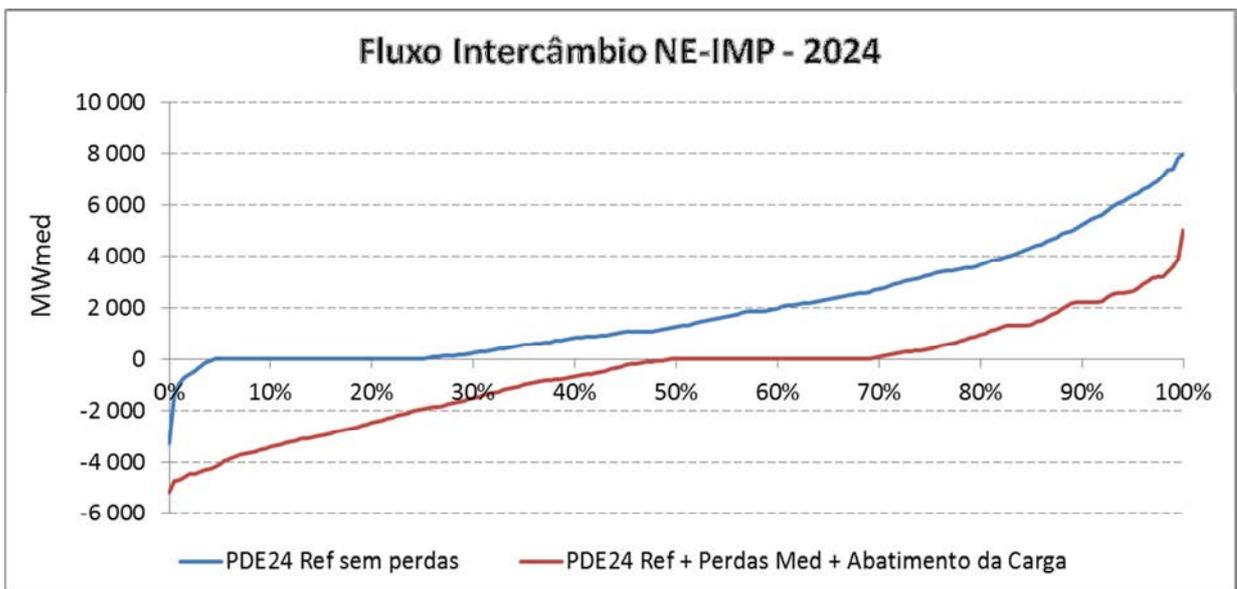
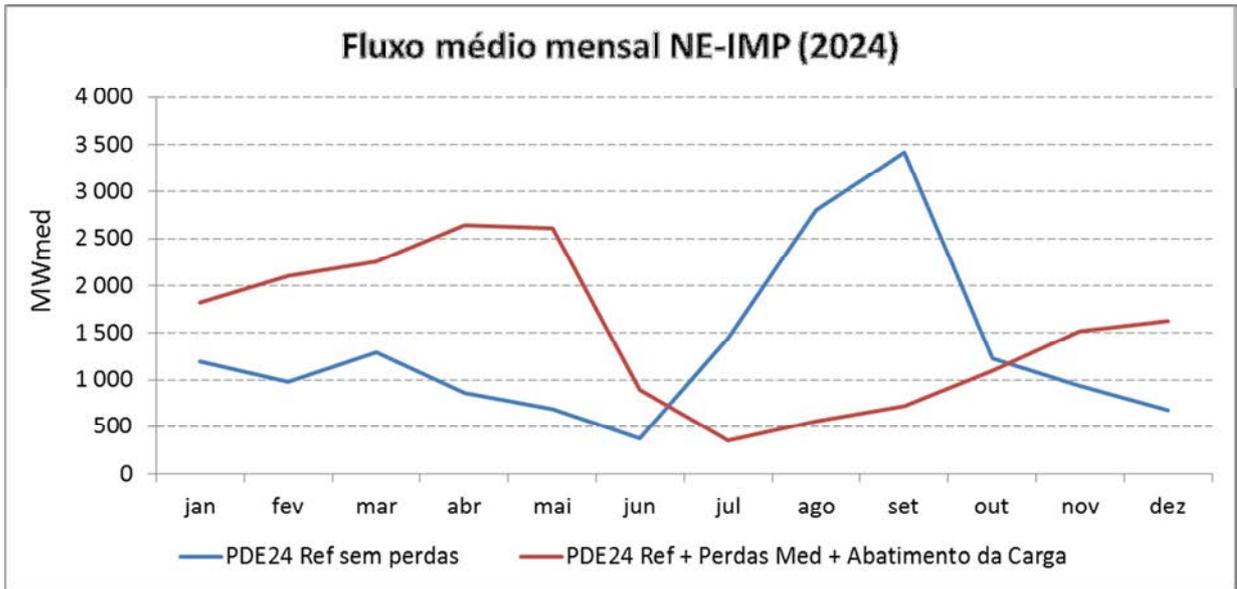


Gráfico 38 – Média do fluxo no Intercâmbio NE-IMP



As duas interligações que representam a conexão do subsistema Nordeste são: NE-SE e NE-IMP. Como apresentado nos gráficos 15 e 16, o carregamento do intercâmbio NE-SE aumentou com a incorporação dos fatores de perdas nas simulações e, complementarmente, o carregamento do intercâmbio NE-IMP foi reduzido, indicando a utilização preferencial da linha NE-SE para a transferência de energia entre a região Nordeste e os outros subsistemas.

Gráfico 39 – Permanência do Fornecimento do NE

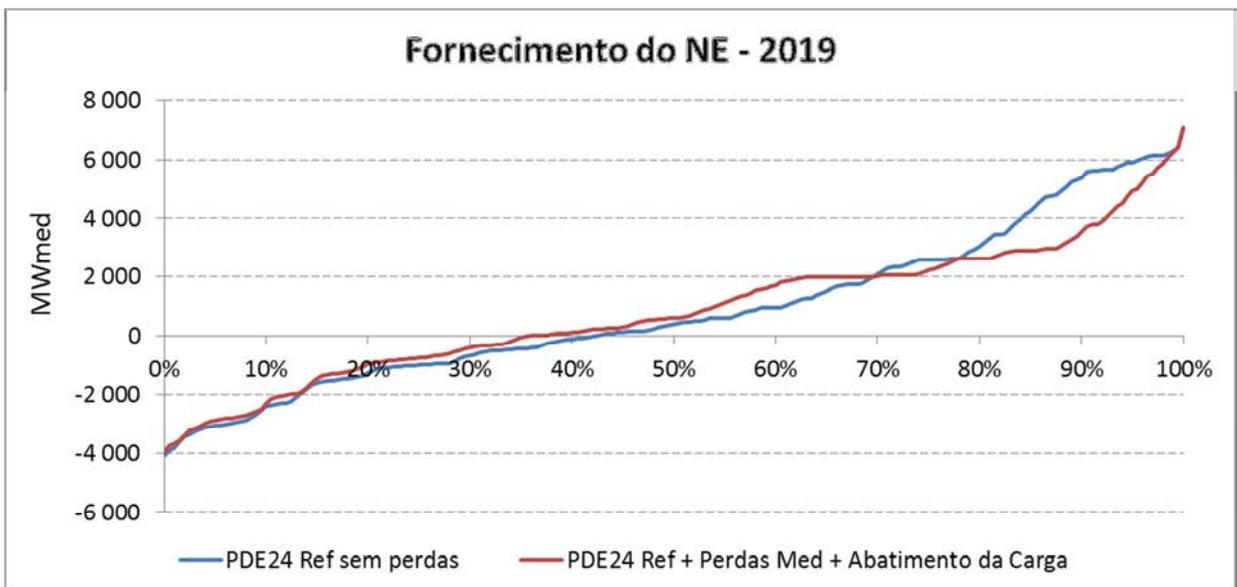


Gráfico 40 – Média do Fornecimento do NE

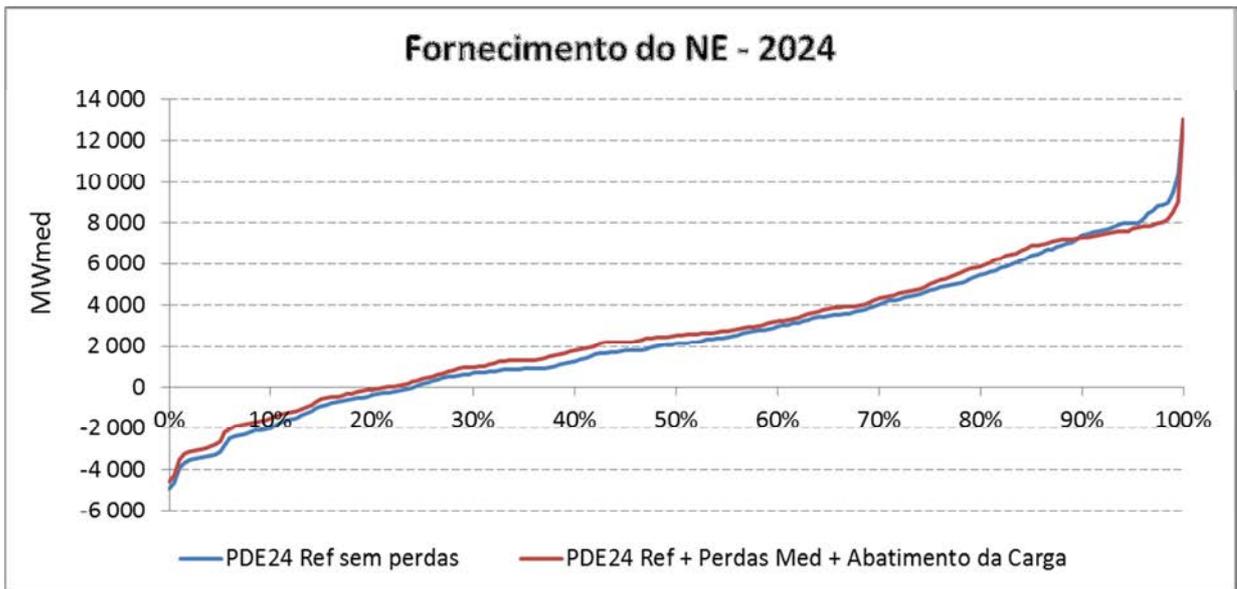


Gráfico 41 – Permanência fluxo Imperatriz Sudeste

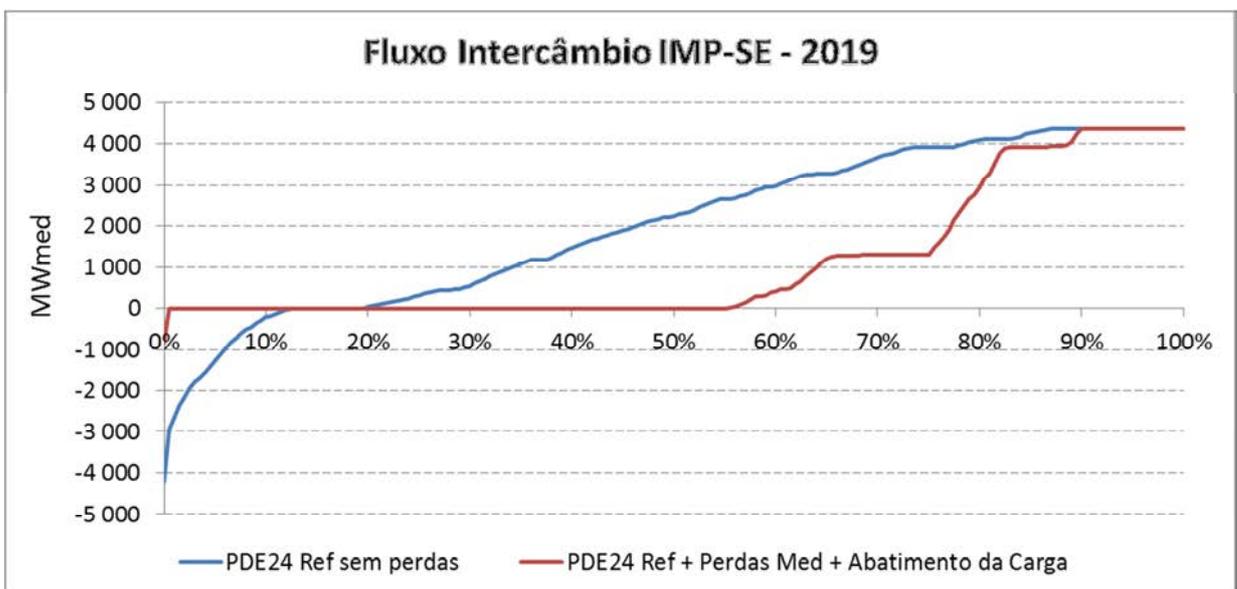


Gráfico 42 – Média fluxo Imperatriz Sudeste

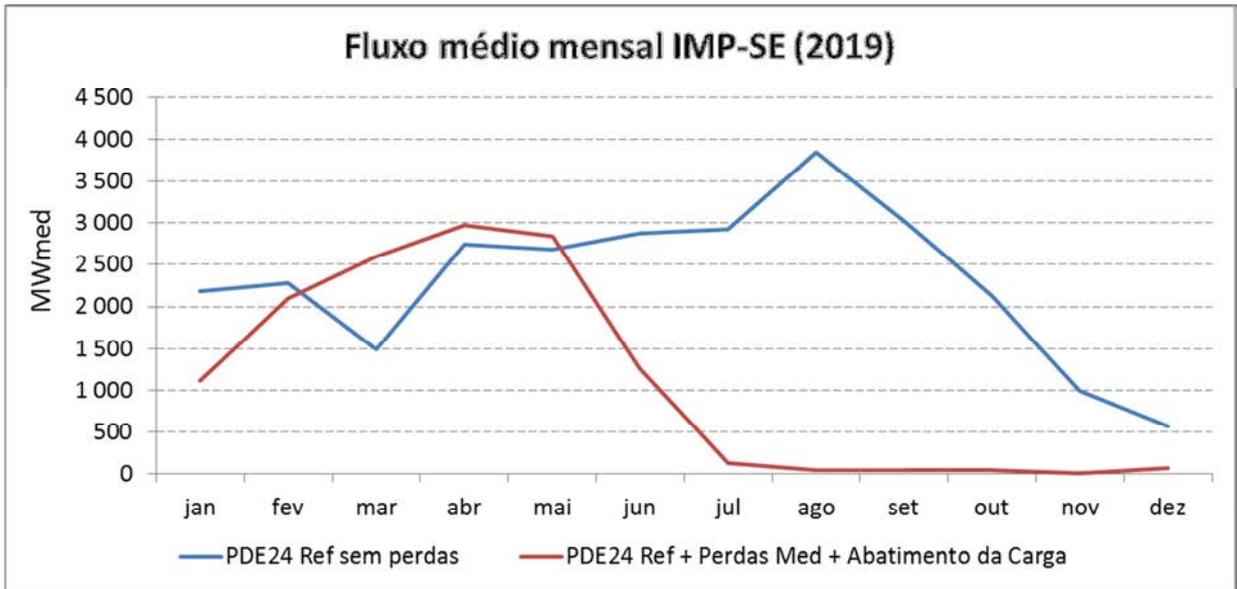


Gráfico 43 –Permanência fluxo Imperatriz Sudeste

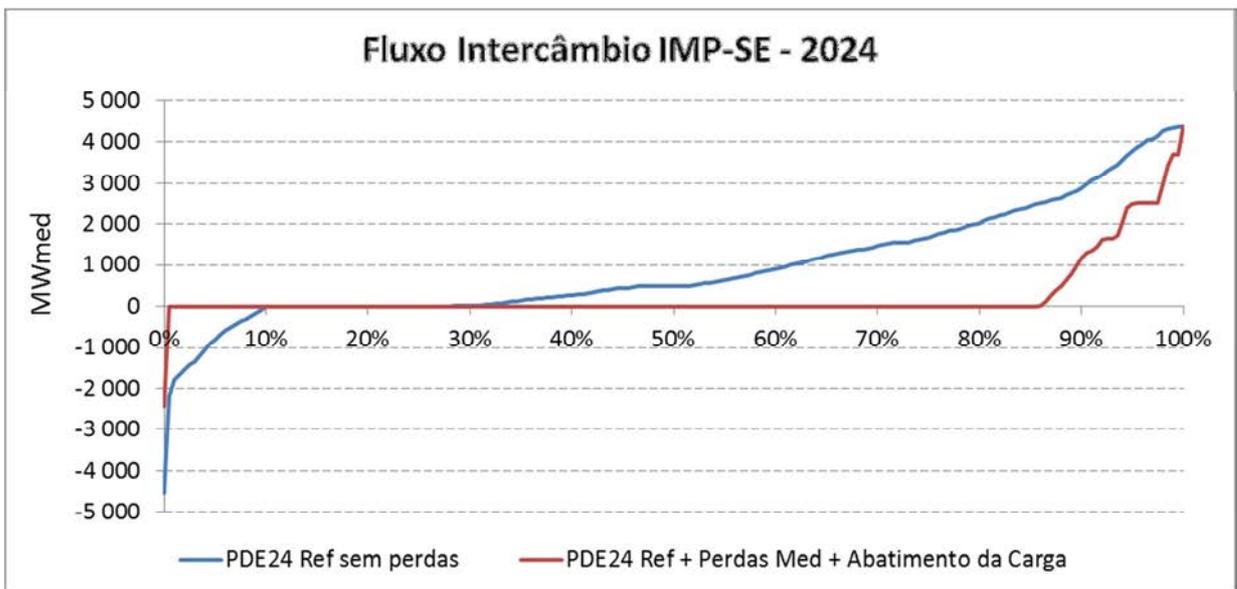


Gráfico 44 – Média fluxo Imperatriz Sudeste

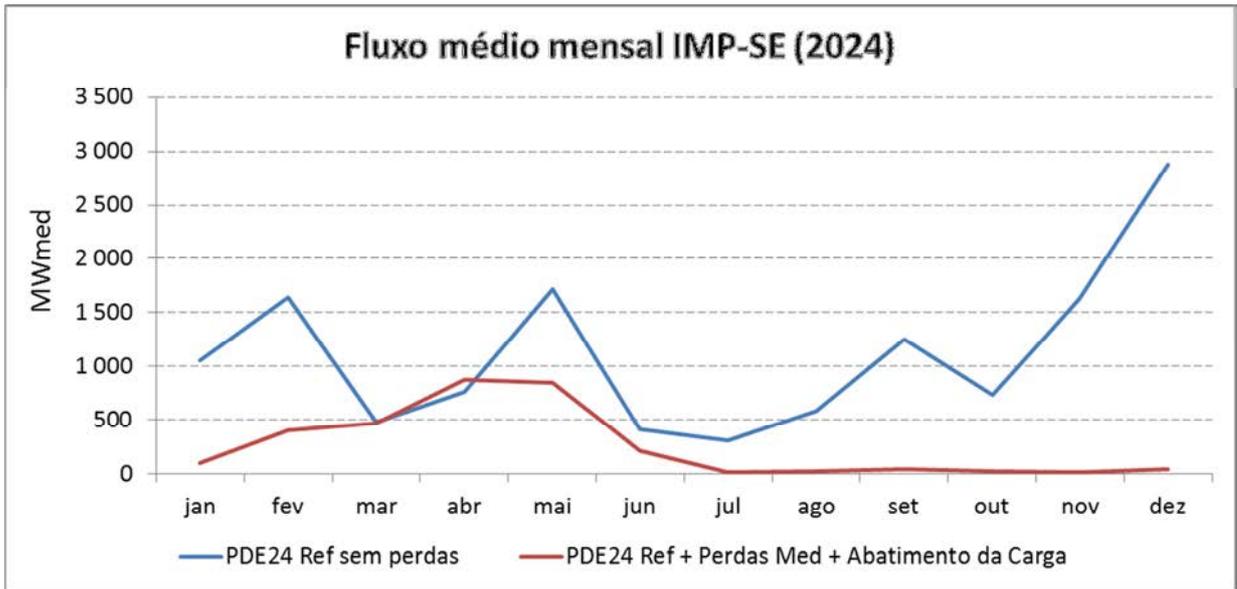


Gráfico 45 – Permanência fluxo Xingu Sudeste

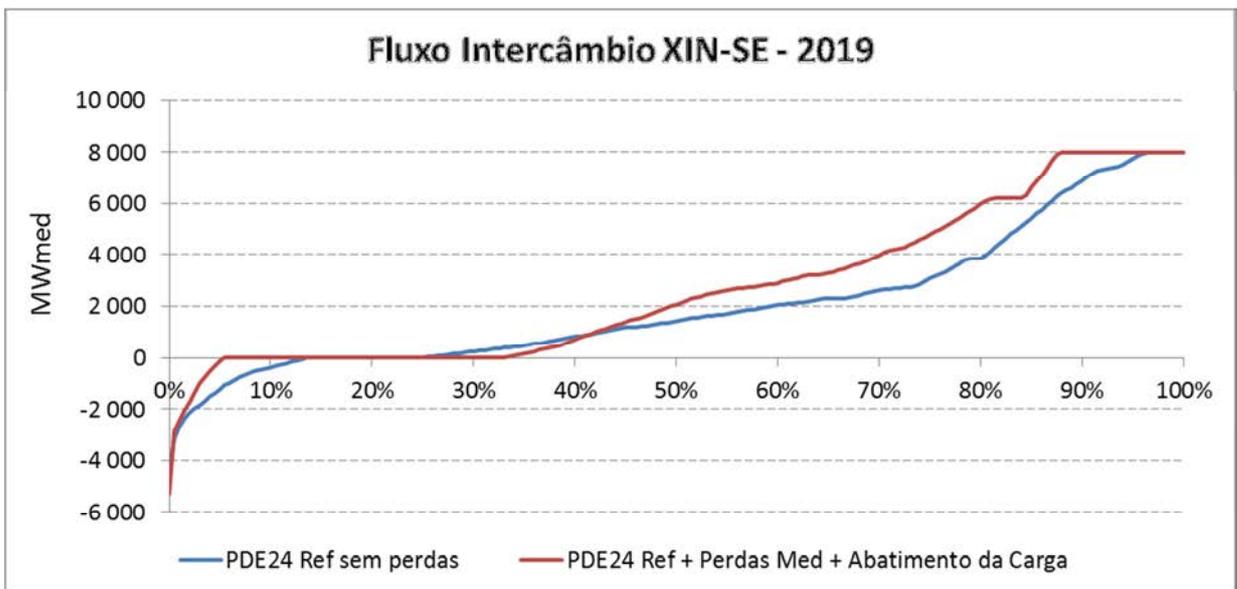


Gráfico 46 – Média fluxo Xingu Sudeste

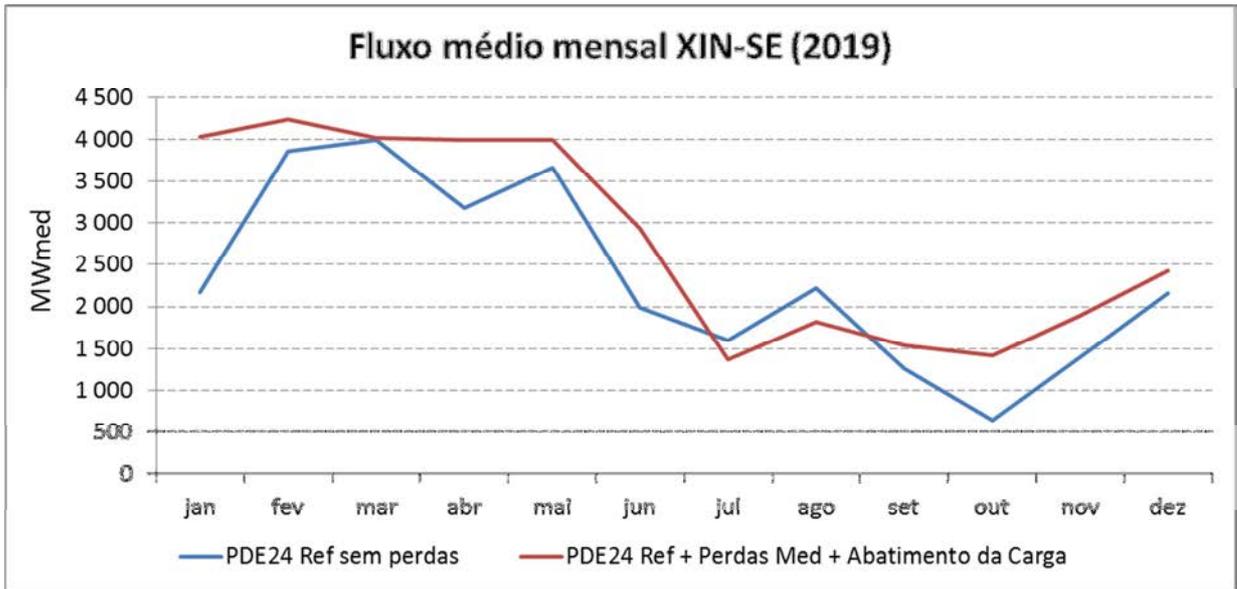


Gráfico 47 – Permanência fluxo Xingu Sudeste

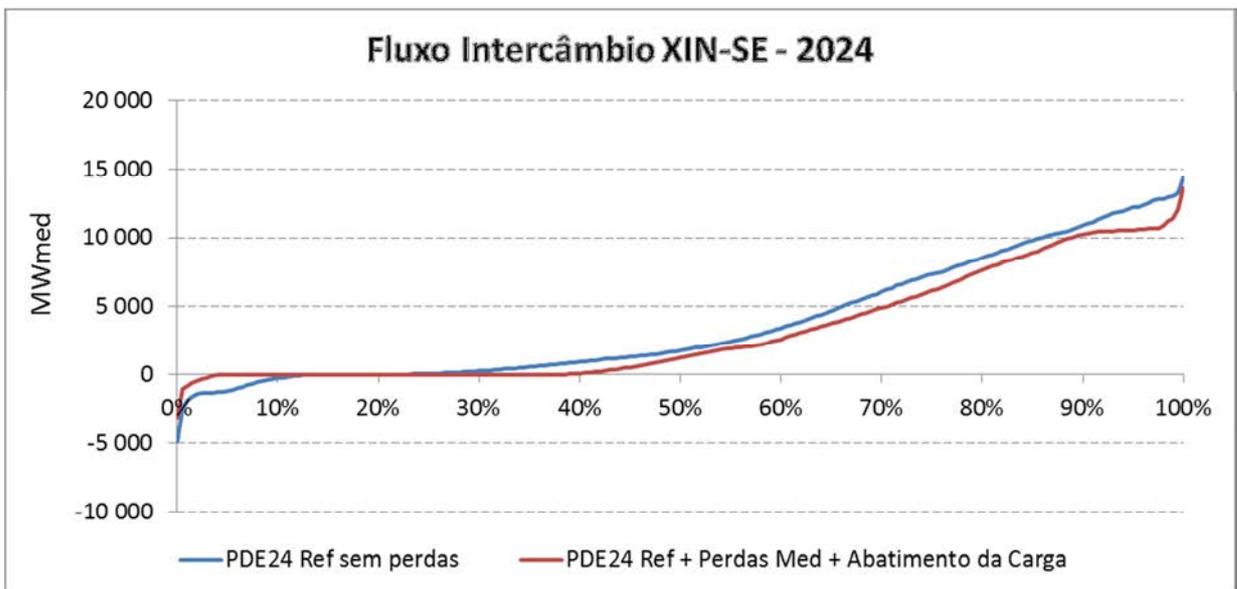


Gráfico 48 – Média fluxo Xingu Sudeste

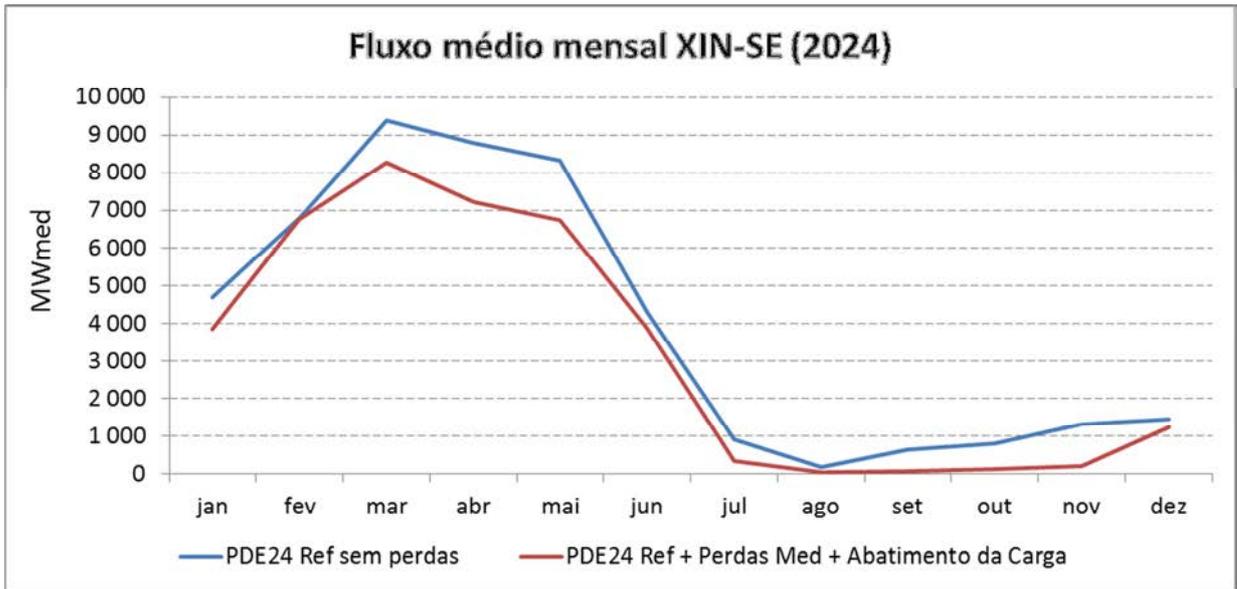


Gráfico 49 – Permanência fluxo Xingu Sudeste

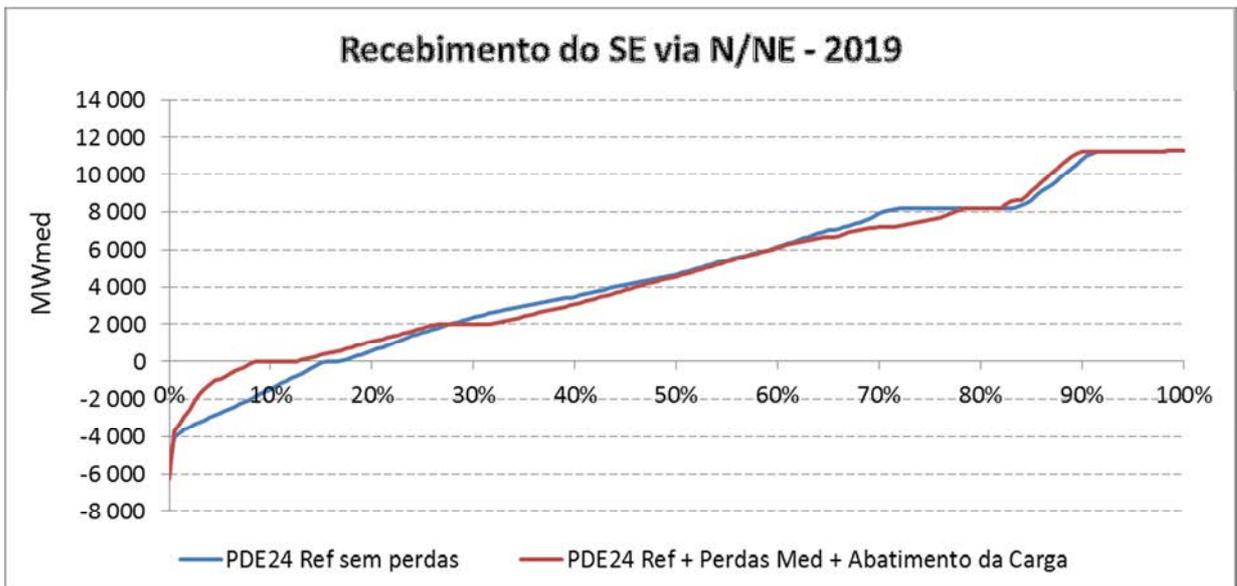
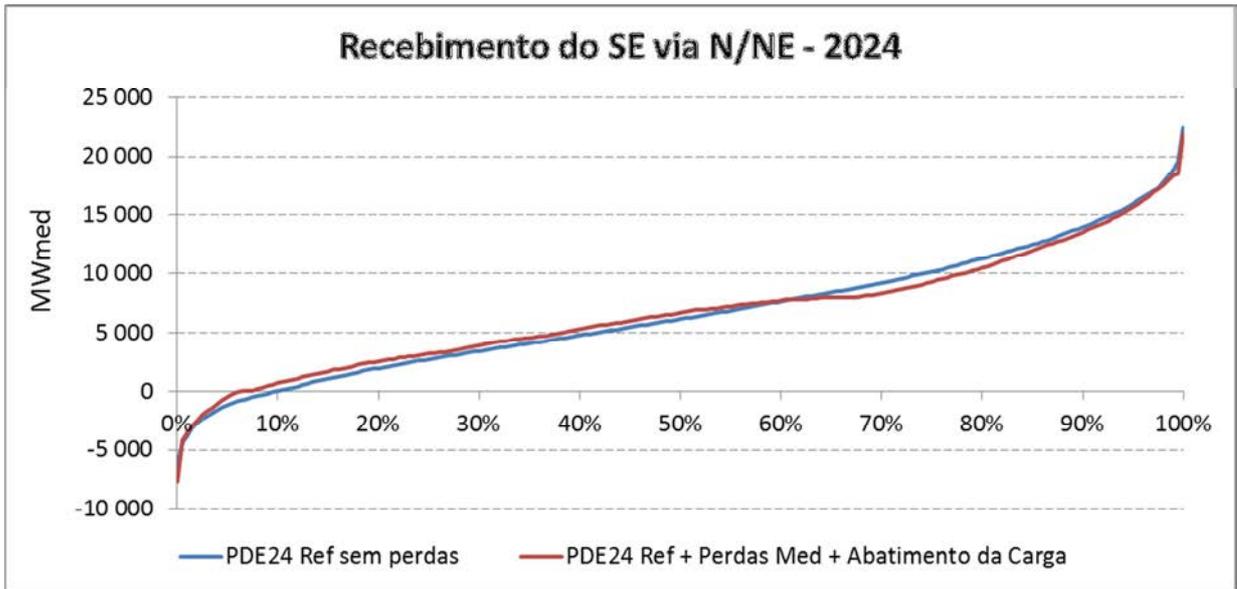


Gráfico 50 – Permanência fluxo Norte Nordeste



Observando de forma simultânea o comportamento dos fluxos nos intercâmbios NE-SE, NE-MP e IMP-SE, nota-se, no caso que utiliza os fatores de perdas, um maior uso da interligação NE-SE, com consequente redução dos fluxos nas interligações NE-IMP e IMP-SE. Tal comportamento reflete de forma mais realista a distribuição dos fluxos entre essas interligações, onde, devido às características elétricas desses troncos de transmissão, a geração excedente do subsistema Nordeste carrega em maior proporção a interligação NE-SE.

De forma mais específica, isso significa dizer que a impedância elétrica equivalente da interligação Nordeste – Sudeste, devido à menor distância elétrica, é proporcionalmente inferior à impedância elétrica equivalente da interligação Nordeste – Imperatriz – Sudeste, o que justifica o caminho preferencial do fluxo pela interligação Nordeste – Sudeste quando a região Nordeste está exportando preferencialmente para a região Sudeste.

Diante disso, pode-se concluir que o uso dos fatores de perdas das interligações permite maior acurácia nos resultados das simulações do NEWAVE, uma vez que a distribuição dos fluxos entre as interligações melhor se aproxima dos resultados das simulações elétricas com a rede de transmissão modelada em sua configuração completa.

6.3) PLD Janeiro/ 2017 – Caso Estático com um ano de estudo - 2017

A partir dos fatores de perda exibidos na Tabela 5, foram estimados novos fatores adaptados para a formatação com 4 subsistemas utilizados para a Programação Mensal de Operação – PMO e formação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. A Tabela 6 exibe o gráfico com esses fatores.

Tabela 6 – Fatores de perdas

| INTERLIGAÇÃO | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Norte - Imperatriz | 4,87% | 4,87% | 4,87% | 4,87% | 4,87% |
| Imperatriz - Sudeste | 5,99% | 5,99% | 5,99% | 5,99% | 5,99% |
| Imperatriz - Nordeste | 2,39% | 2,39% | 2,39% | 2,39% | 2,39% |
| Nordeste - Sudeste | 1,61% | 1,61% | 1,61% | 1,61% | 1,61% |
| Sul - Sudeste | 1,55% | 1,98% | 1,98% | 1,98% | 1,98% |
| BIPOLos BELO MONTE (N-SE) | - | 5,69% | 5,69% | 5,69% | 5,69% |

Para incorporar as perdas nos intercâmbios estimaram-se os montantes ideais de perdas contidas no mercado de energia do SIN a serem retiradas da carga. Esses montantes serão obtidos posteriormente de forma explícita nos intercâmbios a depender do uso ótimo dos intercâmbios.

Nesse processo, utilizou-se o caso de PLD de Janeiro de 2017 com um ano de horizonte de estudo. Essa simulação visa obter as perdas contidas nos intercâmbios durante o primeiro ano para retirada no mercado de energia do SIN. O Gráfico 51 apresenta os intercâmbios utilizados pelo modelo NEWAVE nessa simulação.

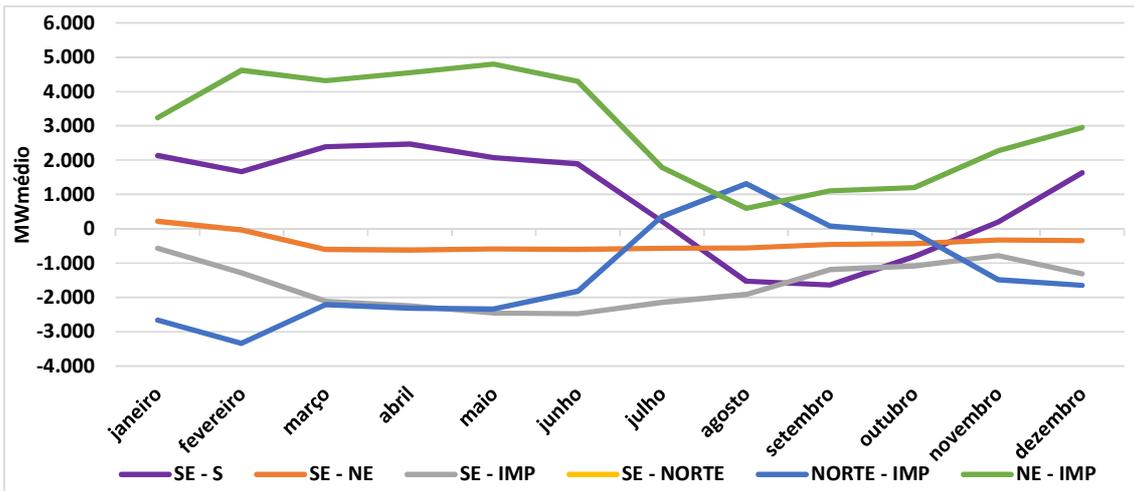


Gráfico 51 - Intercâmbios realizados no caso PLD Jan/17 com um ano de estudo. Média 2.000 séries Newave.

Aplicando-se os fatores associados a cada intercambio tem-se o Gráfico 52, a seguir.

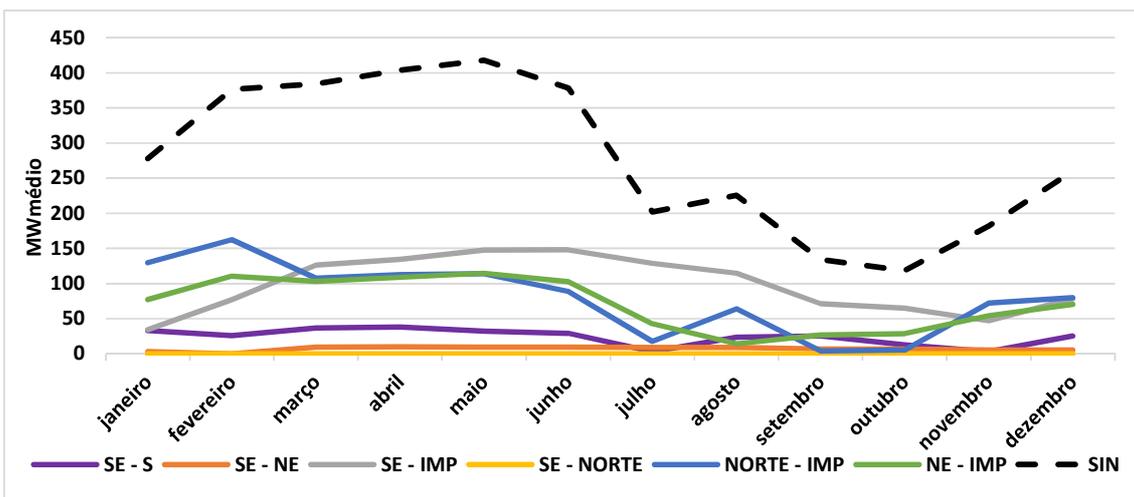


Gráfico 52 - Perdas nos intercâmbios no caso PLD Jan/17 com um ano de estudo. Média 2.000 séries Newave.

O montante de perdas do SIN representa uma média anual de 280,04 MWmédios. Esse valor mensal será retirado da carga no primeiro ano do caso associado ao deck do PLD Janeiro de 2017 com 5 anos de horizonte de estudo. Esses valores de perdas serão abatidos nos demais anos do horizonte de estudo considerando o crescimento anual, proporcional ao crescimento do mercado de energia por subsistema. O Gráfico 53 - Mercado de energia do SIN após estimar as perdas nos intercâmbios adotadas na composição da carga, apresenta a evolução do mercado de energia nas configurações atuais e com a estimativa de retirada das perdas nas interligações.

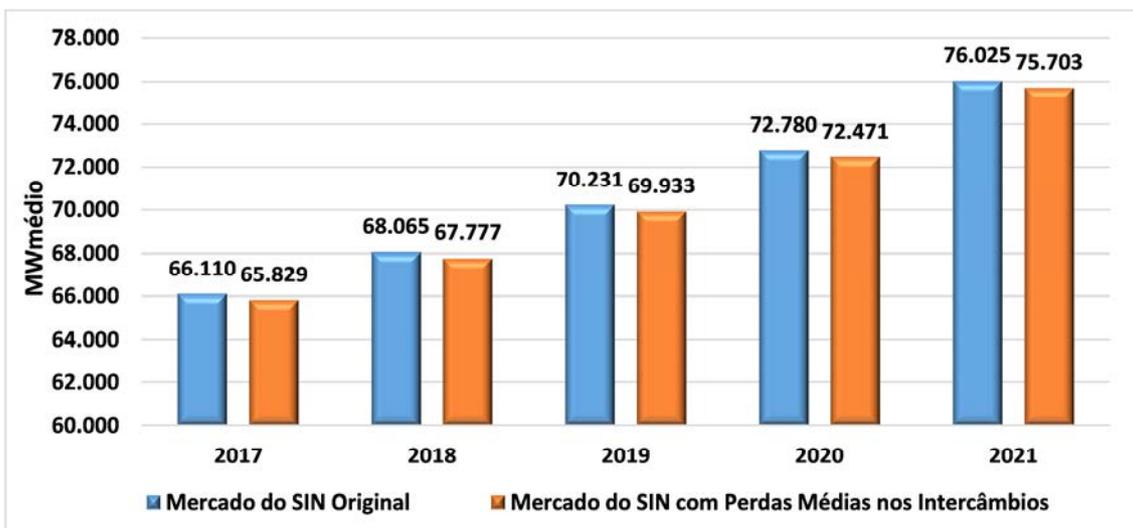


Gráfico 53 - Mercado de energia do SIN após estimar as perdas nos intercâmbios adotadas na composição da carga.

6.4) PLD Janeiro/2017 - Caso dinâmico

Finalmente, o deck do PLD de Janeiro de 2017 é gerado considerando a retirada do montante calculado de perdas no mercado de energia e são explicitadas as perdas com os fatores da Tabela 6. O Gráfico 54 apresenta as perdas obtidas nessa simulação.

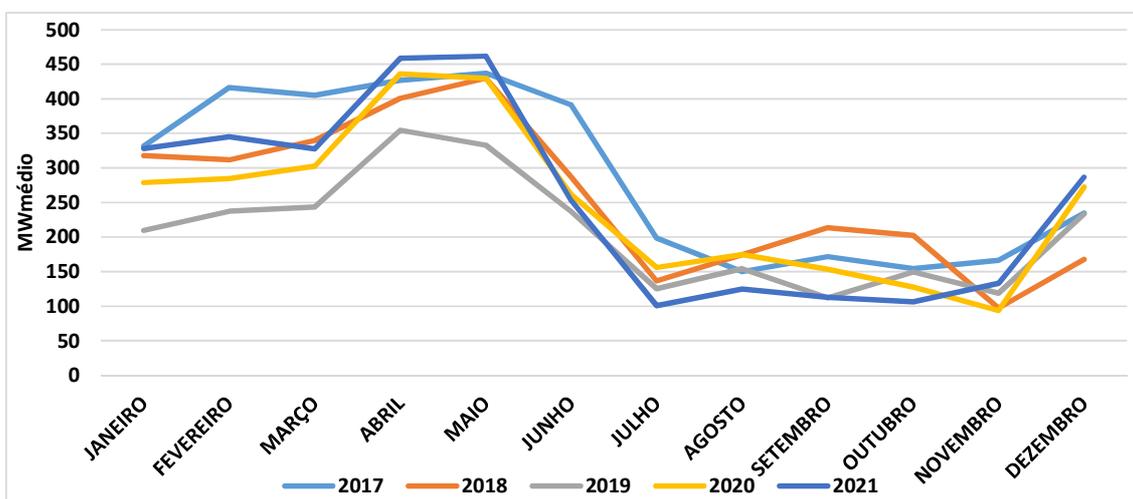


Gráfico 54 - Médias anuais de perdas nos intercâmbios, obtidas pelo caso PLD Jan/17 com carga modificada.

As perdas médias anuais foram 290 MWmédios em 2017, 256 MWmédios em 2018, 209 MWmédios em 2019, 248 MWmédios em 2020 e 253 MWmédios em 2021. Verifica-se que o aumento do abatimento no mercado de energia acompanhando o

aumento do mercado é diferente do comportamento de fluxo de energia nos intercâmbios. Ratifica-se então a importância de se representar explicitamente as perdas nos intercâmbios.

Os resultados a seguir são da comparação entre o caso PLD de Janeiro de 2017 sem a utilização do fator de perdas nas interligações e o caso com 5 anos após o abatimento da perda média das interligações em 2017 da carga total do SIN para o mesmo ano.

Ao analisar o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD obtido com a nova modelagem, houve um aumento significativo de preços no deck com perdas por se tratar de uma configuração conjuntural de elevada utilização dos intercâmbios. O Gráfico 55 apresenta os dados de Custo Marginal de Operação e o Gráfico 56 mostra os intercâmbios, ambos resultados do modelo DECOMP.

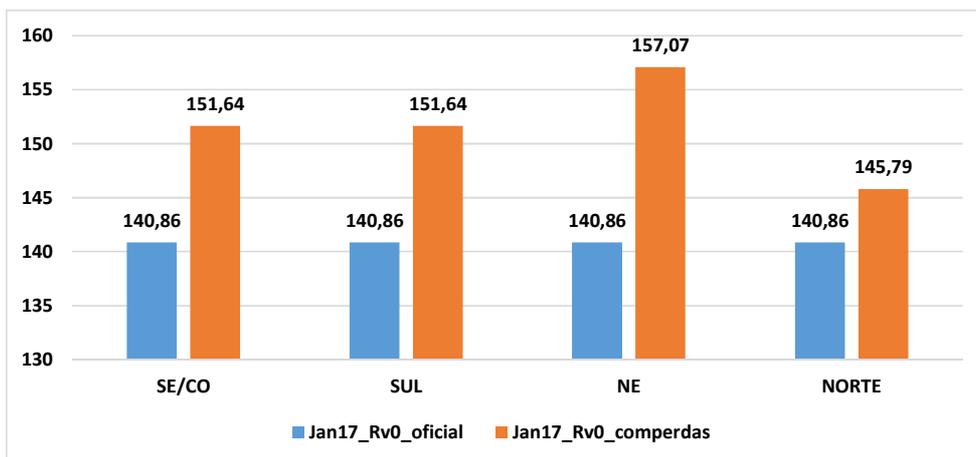


Gráfico 55 – PLDs da Revisão 0 - DECOMP

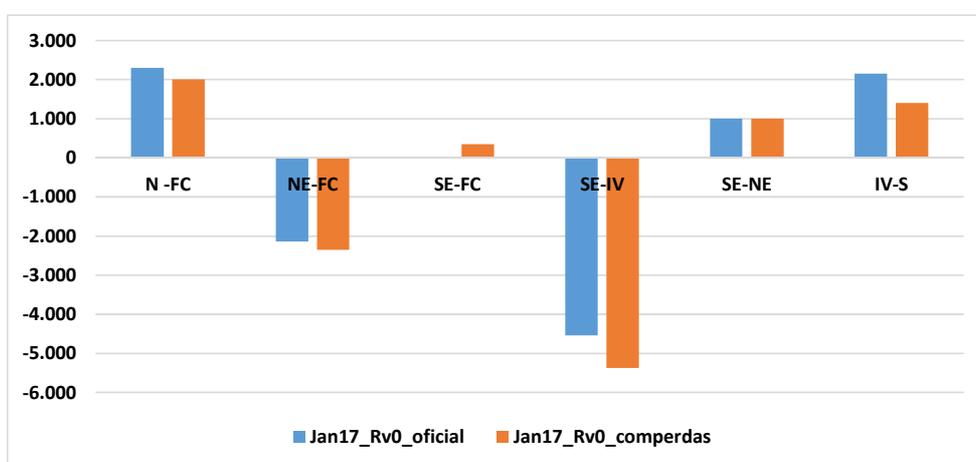


Gráfico 56 - Intercâmbios primeira semana da Revisão 0 DECOMP Jan/17

Em relação aos resultados obtidos pelo modelo NEWAVE, observa-se um ligeiro acréscimo na média dos custos marginais de operação quando são consideradas as perdas nos intercâmbios, como pode ser observado no Gráfico 57 no submercado Sudeste/Centro-Oeste e no Gráfico 58 no submercado Nordeste.

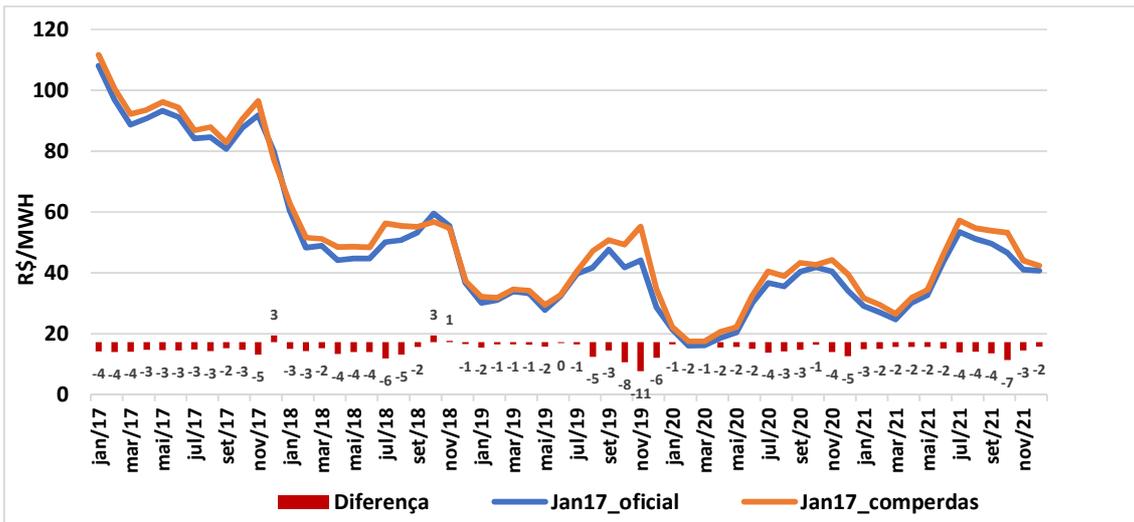


Gráfico 57 - Custo Marginal de Operação, Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Média 2.000 séries NEWAVE.

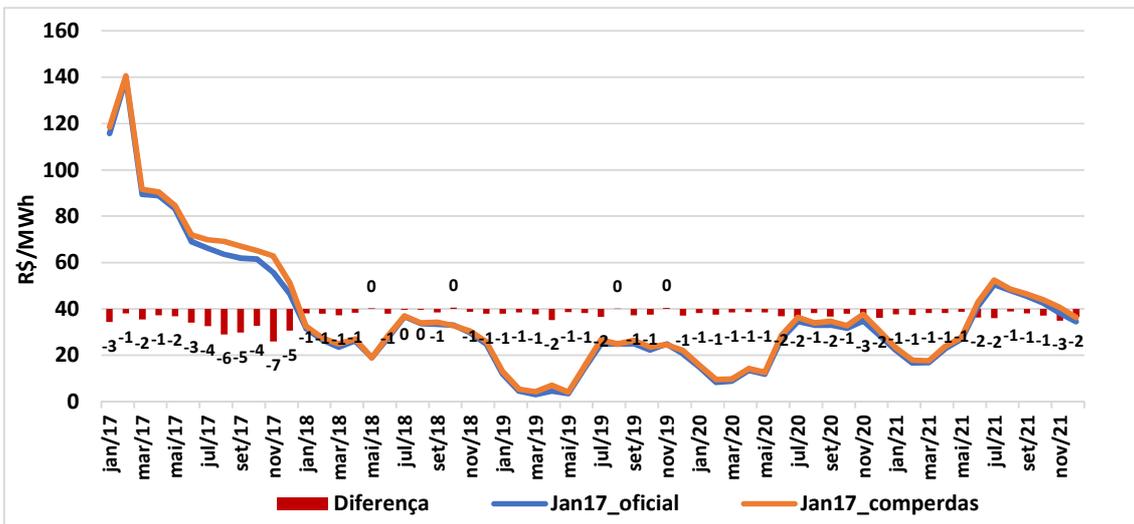


Gráfico 58 - Custo Marginal de Operação, Subsistema Nordeste. Média 2.000 séries NEWAVE.

A geração térmica do SIN foi em média mais alta no caso com perdas nos intercâmbios, indicando a preferência do modelo NEWAVE na geração térmica à utilização dos intercâmbios, em algumas situações. Esse efeito pode ser observado na Gráfico 59.

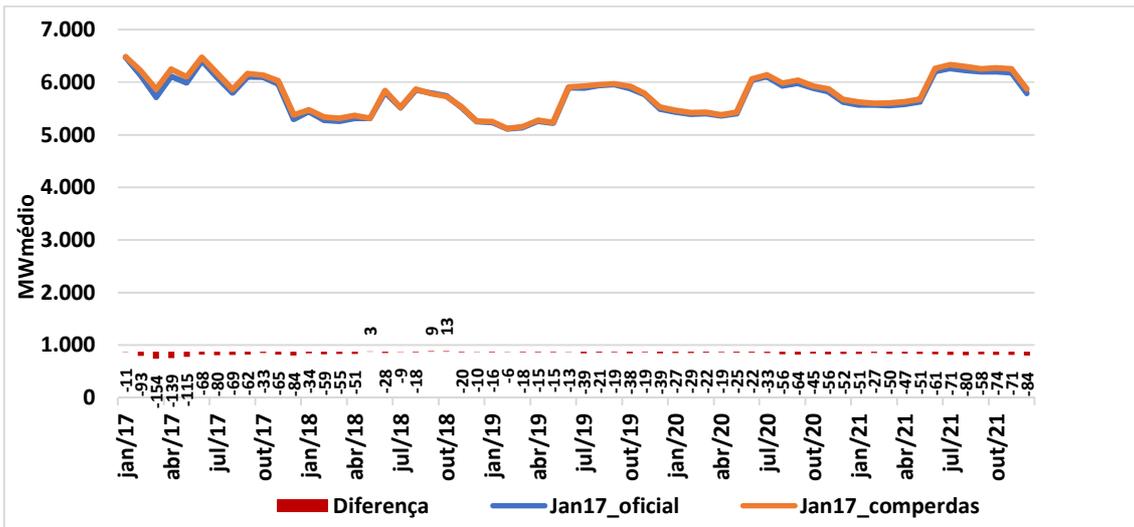


Gráfico 59 - Geração Térmica do SIN. Média 2.000 séries Newave.

O Gráfico 60 apresenta médias de geração hidráulica sem diferenças significativas, apontando uma leve tendência de menor geração hidráulica no caso com a utilização das perdas explícitas.

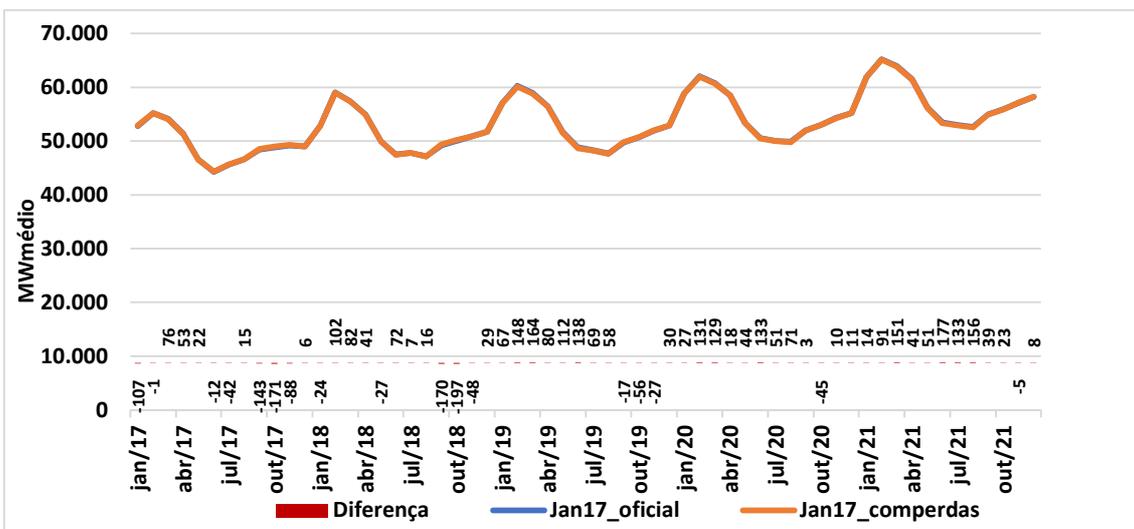


Gráfico 60 - Geração Hidráulica do SIN. Média 2.000 séries NEWAVE.

Os gráficos a seguir apresentam as permanências de geração hidráulica para o primeiro e último ano de estudo respectivamente. Ressalta-se a tendência de se utilizar menos os intercâmbios quando são consideradas as perdas, e ainda, a preferência pelo caminho de menor fator de perdas, ou seja, aquele em que o fluxo apresenta maior ganho. Isso ocorre no intercâmbio entre Sudeste e Nordeste,

analisando a minimização de perdas ao se utilizar intercâmbio Sudeste – Nordeste, em comparação ao caminho Sudeste – Imperatriz com Imperatriz – Nordeste.

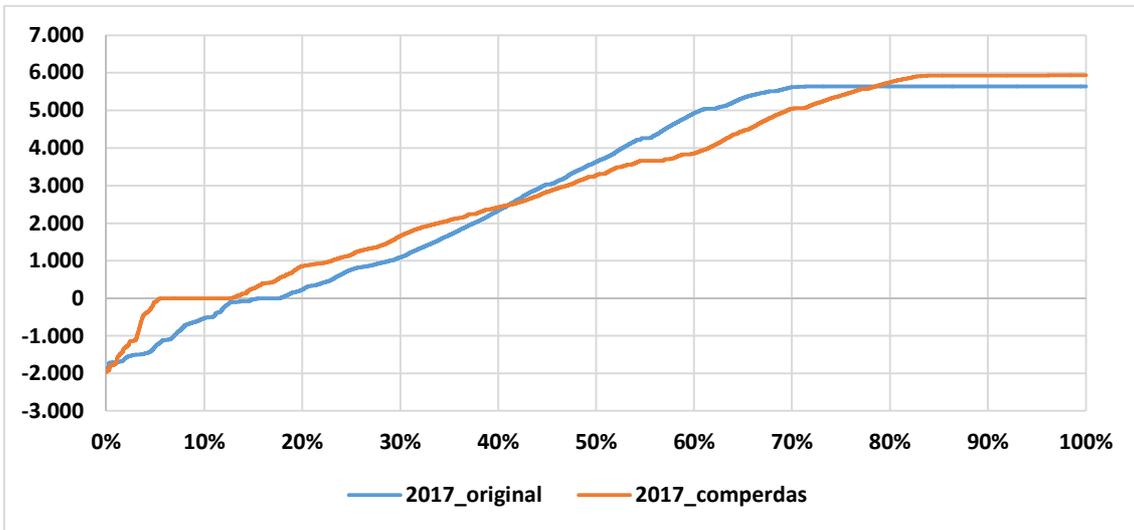


Gráfico 61 - Curva de Permanência do Intercâmbio Norte - Imperatriz do ano de 2017.

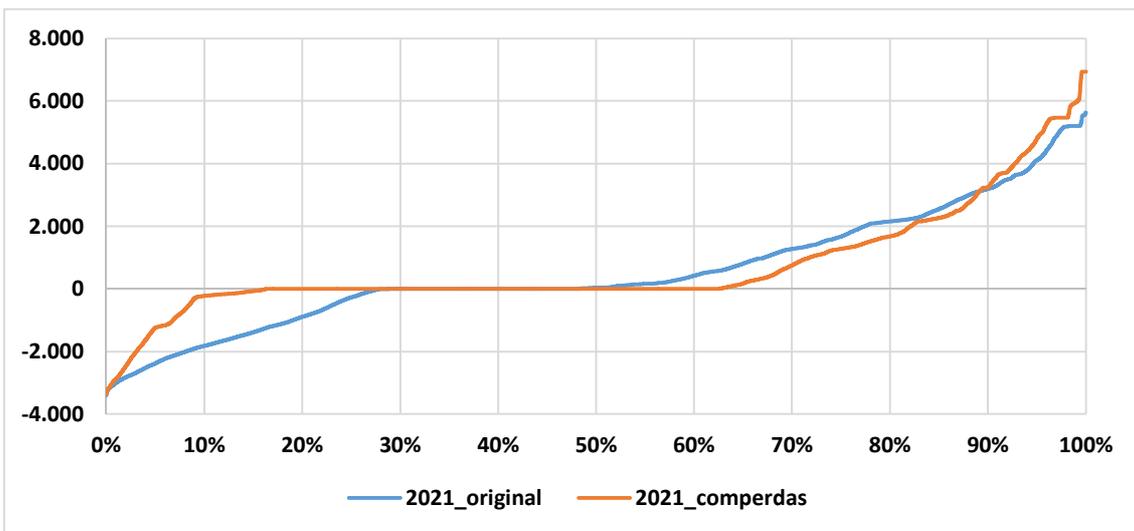


Gráfico 62 – Curva de Permanência do Intercâmbio Norte - Imperatriz do ano de 2021.

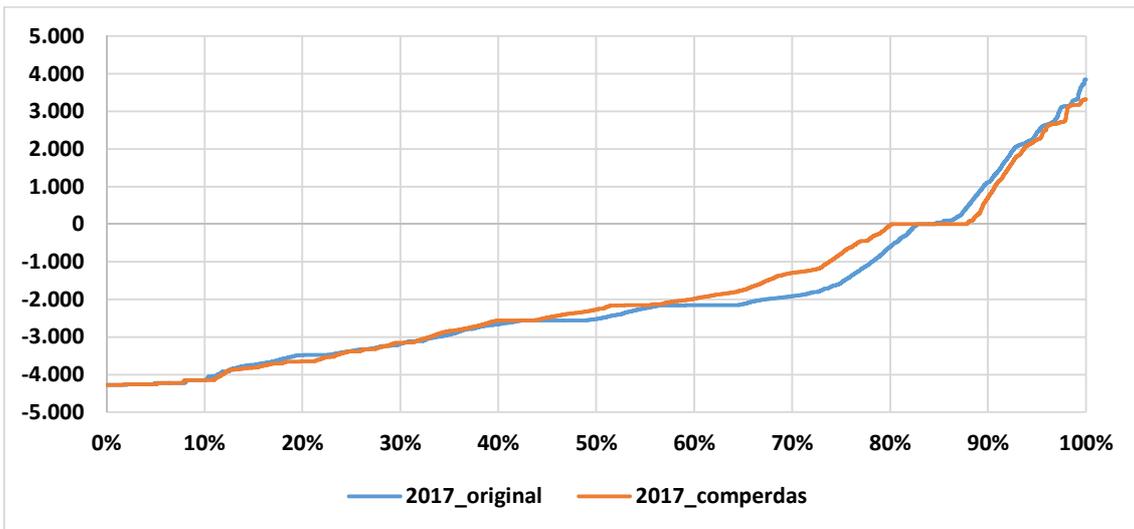


Gráfico 63 – Curva de Permanência do Intercâmbio Nordeste - Imperatriz do ano de 2017.

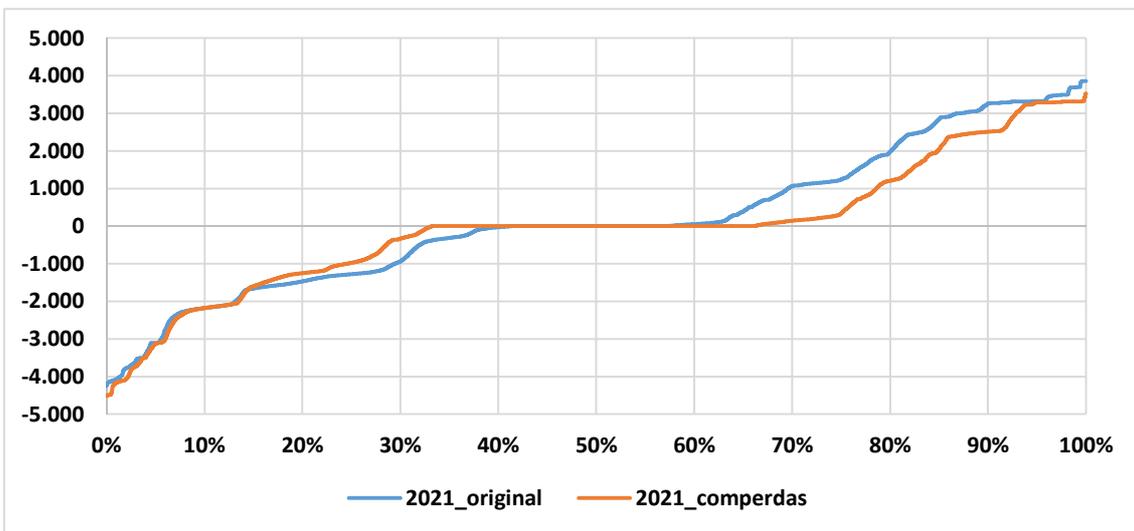


Gráfico 64 - Curva de Permanência do Intercâmbio Nordeste - Imperatriz do ano de 2021.

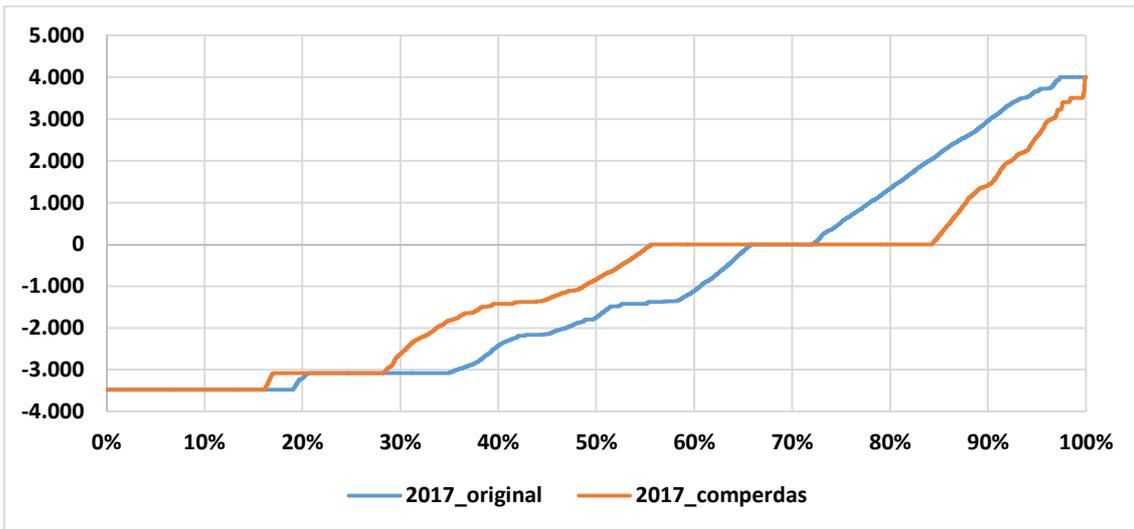


Gráfico 65 - Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Imperatriz do ano de 2017.

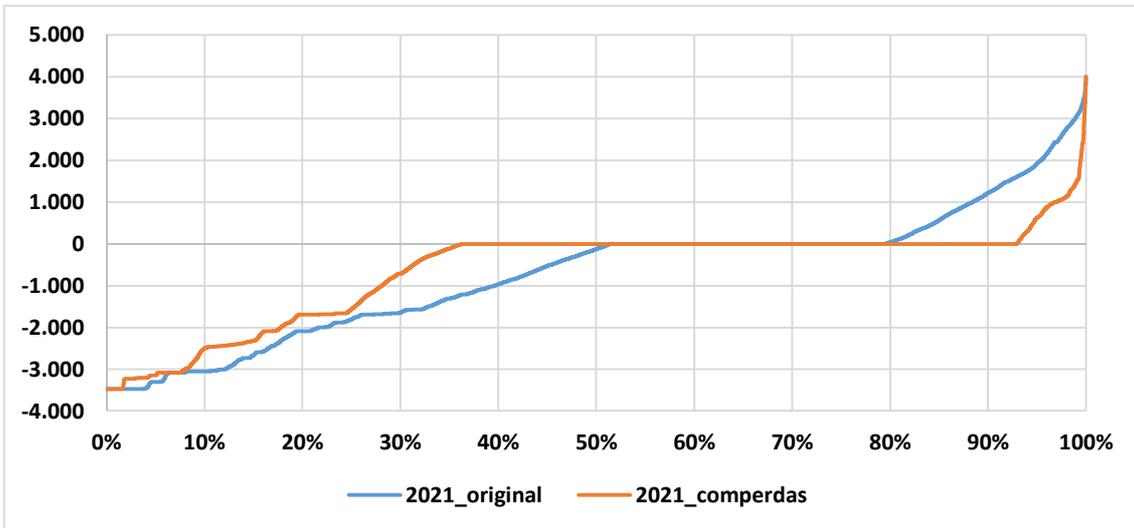


Gráfico 66- Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Imperatriz do ano de 2021.

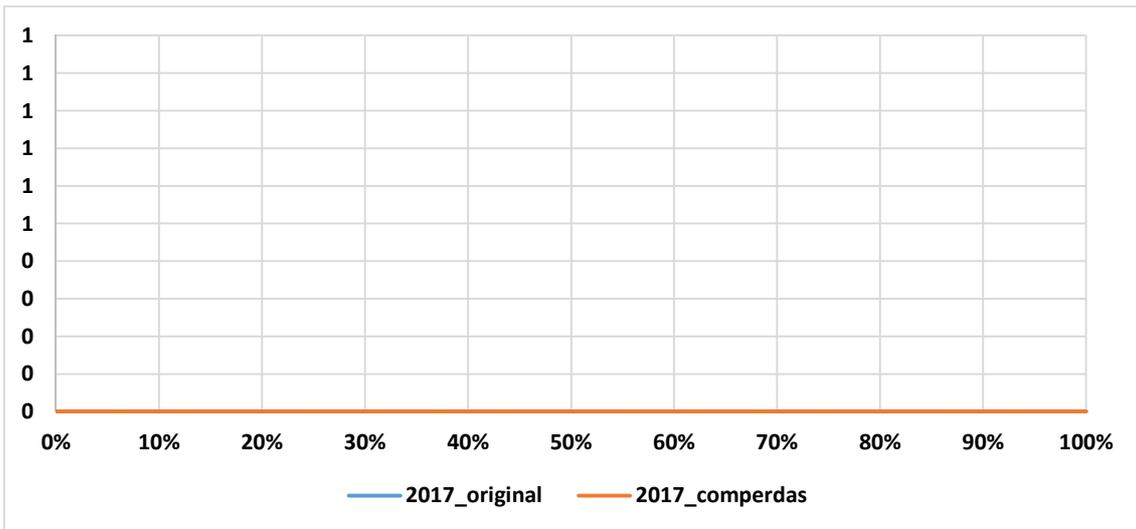


Gráfico 67 - Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Norte do ano de 2017.

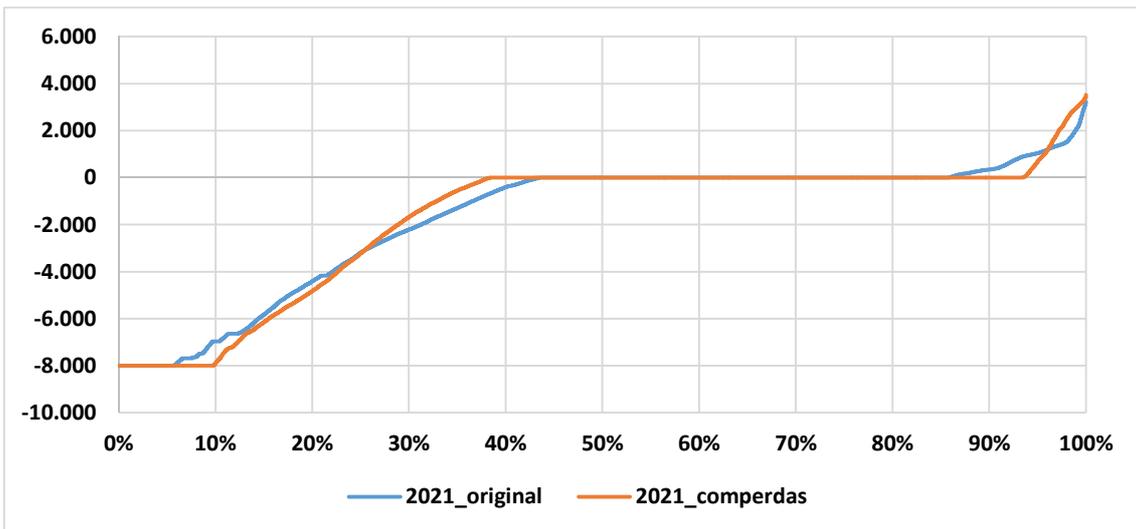


Gráfico 68 - Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Norte do ano de 2021.

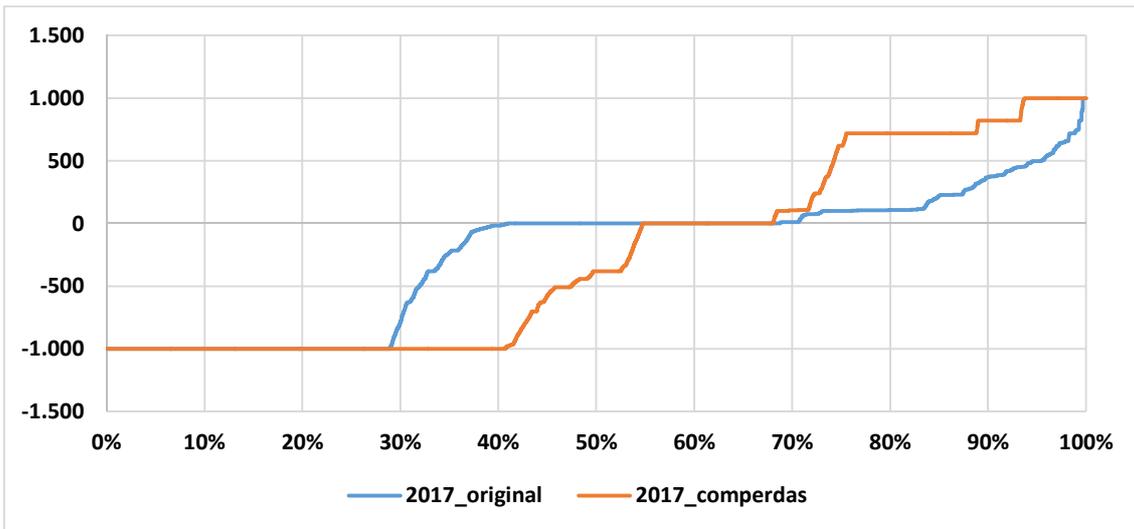


Gráfico 69 – Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste do ano de 2017.

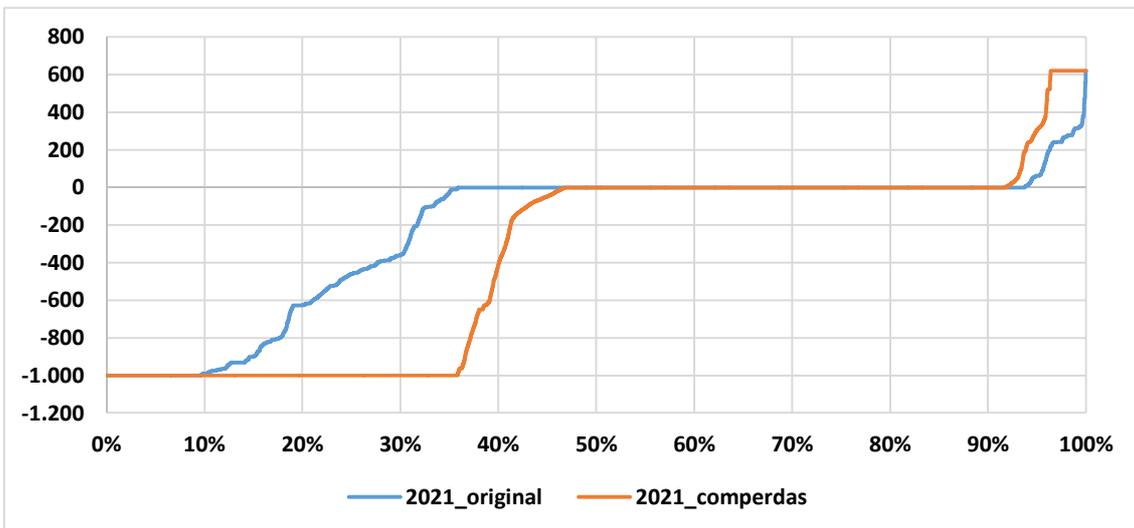


Gráfico 70 – Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste do ano de 2021.

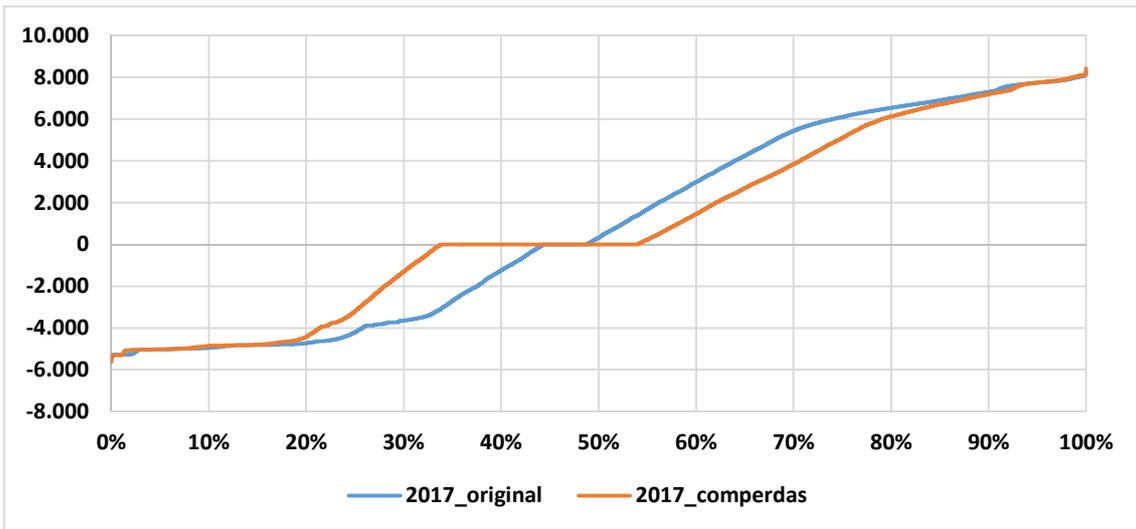


Gráfico 71 – Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Sul do ano de 2017.

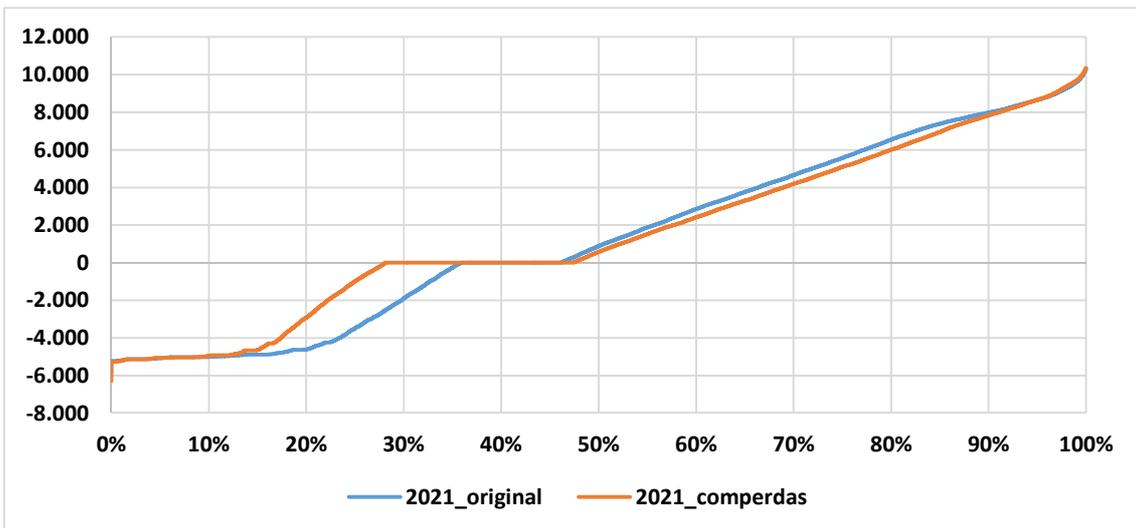


Gráfico 72 - Curva de Permanência do Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste - Sul do ano de 2021.

7) Conclusão

A representação proposta apresenta um benefício com relação à atual na medida em que consegue explicitar distintas perdas nas interligações, permitindo maior aderência entre a simulação elétrica e eletro energética, bem como com relação aos valores verificados. Como consequência, obtém-se uma melhora na construção da política operativa do modelo energético.

Embora neste processo as perdas sejam representadas de forma simplificada (linearmente) quando na prática esta relação é quadrática (como na modelagem da rede DC com perdas no modelo DESSEM), percebe-se um ganho de representação em relação à atual onde as perdas são consideradas dentro da carga global.

Adicionalmente, a representação permite explicitar a parcela de perdas das interligações indo ao encontro do objetivo maior de desagregar as perdas hoje tratadas de forma conjunta na carga global.

A modelagem quando aplicada a uma configuração mais detalhada com maior número de subsistemas e interligações, como a empregada no Plano Decenal de Energia - PDE permite uma melhor representação das perdas e das distintas políticas de operação simuladas pelo modelo, se aproximando da realidade. Como consequência, pôde ser observada uma diferença significativa no valor de perdas médias totais do SIN, quando simuladas com as topologias do PDE e as do PMO/PLD.

Nesta etapa do estudo, foi discutida com os membros do GT Perdas coordenado pelo MME, a compatibilidade entre os números aqui obtidos para as perdas nas interligações e as perdas totais na rede básica, a serem avaliadas pelo GT Perdas. A conclusão é que o montante a ser avaliado pelo GT Perdas contém as perdas aqui tratadas, devendo ser, portanto, consistentemente superiores a estas.

8) Recomendações

Deverão ser observadas as adequações dos Procedimentos de Rede para tratar do abatimento de carga associado às perdas das interligações. Cabe ressaltar a recomendação de modelagem destas perdas de forma explícita (a exemplo do arquivo C_ADIC do modelo NEWAVE com valores negativos, ou os registros PQ e BE do modelo DECOMP), de forma a não interferir no processo vigente de consolidação e projeção da carga global.

Deverá ser prevista a adequação dos Procedimentos de Rede de forma a contemplar a necessária alteração das perdas por mudança na configuração das linhas de transmissão. Estas atualizações das perdas deverão ser observadas nas revisões quadrimestrais (PEL/PAR - estudos elétricos) ou na ocorrência de fatos relevantes. O presente estudo pode servir como subsídio na hipótese de revisão no processo vigente de consolidação e projeção da carga global.

Este estudo permitiu uma avaliação da evolução da topologia do sistema de transmissão, gerando a necessidade de revisão da Resolução ANEEL 402/2001, que trata da fronteira de submercados listando de forma explícita as linhas e demais componentes das interligações existentes à época.

Com base nos resultados obtidos, há a indicação de melhora das políticas de operação caso seja possível uma modelagem mais detalhada das perdas elétricas das interligações internas aos submercados, mantidas as premissas regulatórias dos quatro submercados existentes. Isto pode ser realizado de duas formas: (i) avançando-se na representação do número de subsistemas e interligações, através da implementação, nos modelos NEWAVE e DECOMP, da separação do conceito de submercado e de subsistema, onde subsistema seria físico e submercado comercial; (ii) utilizando a funcionalidade de perdas de geração em relação ao centro de gravidade de cada submercado, com os dados ajustados para representar as perdas em determinadas interligações internas aos submercados.

Na hipótese da variável perdas nas interligações ser mensurada de forma mais precisa no futuro, as premissas aqui adotadas deverão ser revistas.

A metodologia está apta para ser considerada na primeira semana operativa de janeiro de 2018 para os processos da operação e formação de preço. Para tanto, recomenda-se a utilização da versão do modelo NEWAVE contendo aprimoramento no arquivo de entrada LOSS.DAT, de forma a permitir a consideração das perdas nas interligações variáveis ao longo dos anos do horizonte de planejamento. Este relatório deverá subsidiar uma consulta pública sobre o tema.