

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

---

## GT Metodologia

Representação dos Patamares de Carga na  
cadeia de modelos computacionais do  
setor elétrico

# JULHO/2018

## Sumário

1) Introdução.....	4
2) Metodologia.....	7
2.1) Conceitos Básicos sobre Análise de Agrupamentos.....	9
2.1.1) Método <i>Ward</i> [5].....	10
2.1.2) Método <i>K-Means</i> [5,6] .....	11
2.1.3) Definição do Número Adequado de Agrupamentos.....	12
2.2) Agrupamentos Estatísticos das Curvas dos subsistemas Sudeste/ Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte .....	14
2.2.1) Tratamento dos Dados .....	14
2.2.2) Definição do Número Adequado de Agrupamentos.....	17
<i>Dendrogramas Obtidos</i> .....	18
<i>Percentual da Inércia entre as Classes (BSS) na Inércia Total dos Dados (TSS)</i> .....	20
2.2.3) Agregação com o Programa .....	21
2.3) Definição dos Perfis Típicos Diários de Carga dos Subsistemas para cada Mês do Ano 28	
2.3.1) Algoritmo para o Pós-Processamento.....	30
2.3.2) Perfis Típicos Diários de Carga de Energia Obtidos.....	32
2.3.3) Determinação das Profundidades e Durações dos Patamares de Carga de Energia associados aos Perfis Típicos Diários Obtidos .....	45
2.3.4) Análise da Consideração dos Sábados junto aos Dias Úteis ou aos Domingos e Feriados .....	49
2.3.5) Representação dos Perfis Típicos Diários de Carga de Energia Obtidos por Mapas Coropléticos.....	52
2.3.5.1) Três Perfis Típicos para o Ano .....	52
2.4) Consideração dos limites de intercâmbio para as novas durações de patamares .	53
2.5) Método de cálculo dos p.u. de profundidade e duração dos patamares para os modelos computacionais.....	54
3) Resultados.....	55
3.1) PDE .....	56
3.2) Garantia Física .....	61

3.3) PLD – março/2018 .....	64
3.4) Resultados do DECOMP – março/2018.....	72
3.5) PLD – junho/2017 .....	74
3.6) Resultados do DECOMP – junho/2017.....	80
3.7) PMO – setembro/2017.....	82
3.8) Resultados do DECOMP – setembro/2017 .....	101
4) Conclusão .....	104
5) Recomendações .....	107
6) Referências.....	108
APÊNDICE I – Análise dos Impactos Comerciais, Operacionais e Regulatórios.....	111
A) Análise dos Impactos Comerciais .....	111
B) Análise dos Impactos Operacionais .....	116
C) Análise dos Impactos Regulatórios .....	117
ANEXO A – Resultados – 12 Perfis de Carga.....	119
A.1) PDE .....	119
A.2) Garantia Física .....	123
A.3) PLD – março/2018.....	125
A.4) Resultados do DECOMP – março/2018 .....	131
A.5) PLD – junho/2017.....	133
A.6) Resultados do DECOMP – junho/2017 .....	138

## 1) Introdução

O comportamento horário da carga tem se modificado devido a fatores econômicos e ambientais, resultando em alterações significativas, tais como a redução da carga no horário correspondente ao atual patamar de carga pesada; a elevação da carga dentro do período correspondente ao patamar de carga média; etc.

Atualmente, o planejamento, a operação e a formação de preço representam as curvas mensais de duração de carga em três níveis (patamares) associados a faixas fixas de horários, determinados de acordo com o dia da semana, definidas no módulo 5.6 dos Procedimentos de Rede, reproduzida abaixo.

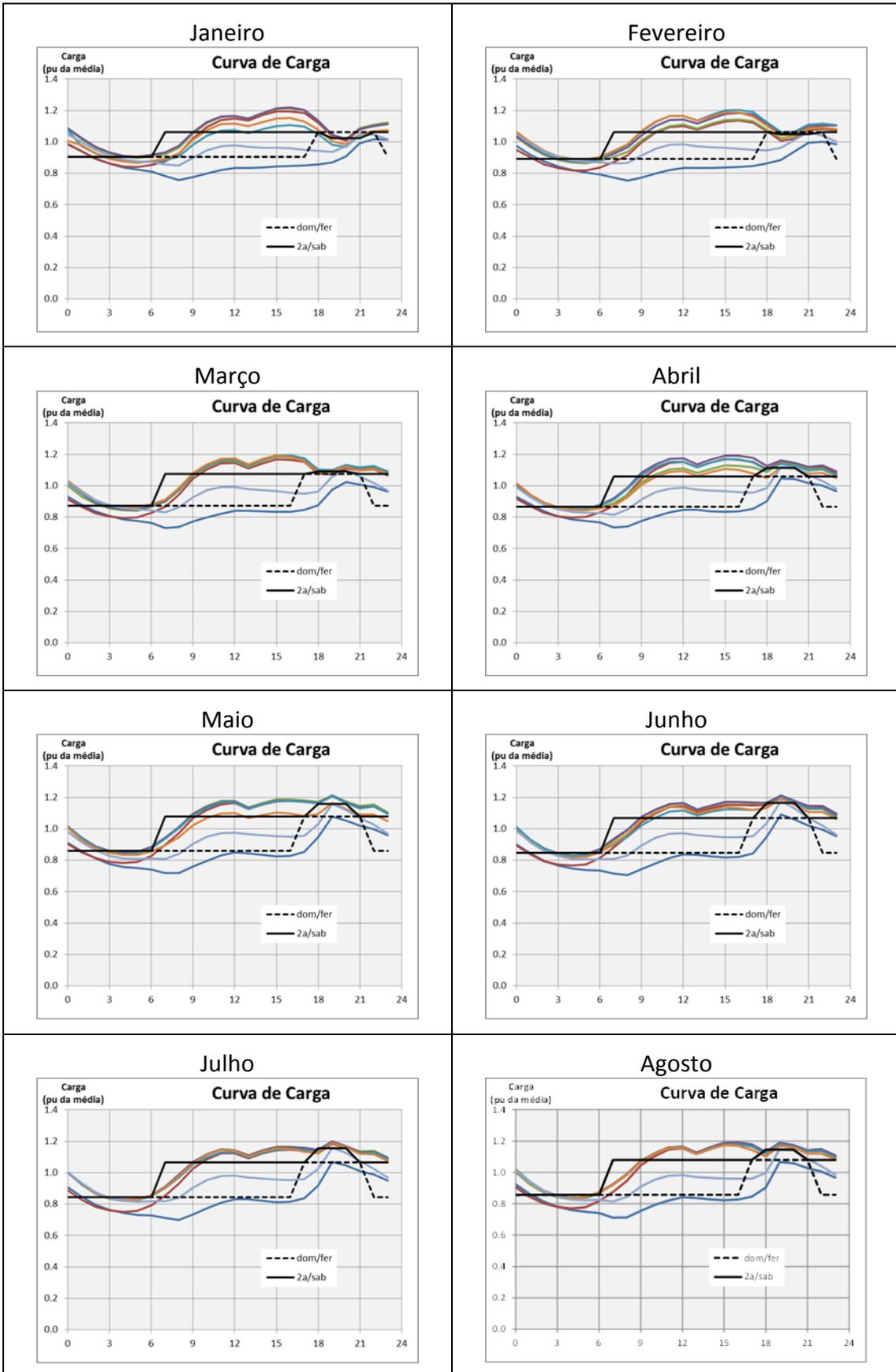
	Horário Normal		Horário de Verão	
	2a a sab.	dom. e fer.	2a a sab.	dom. e fer.
Leve	0:00 às 6:59	0:00 às 16:59	0:00 às 6:59	0:00 às 17:59
		22:00 às 23:59		23:00 às 23:59
Média	7:00 às 17:59	17:00 às 21:59	7:00 às 18:59	18:00 às 22:59
	21:00 às 23:59		22:00 às 23:59	
Pesada	18:00 às 20:59	-	19:00 às 21:59	-

Tabela 1– Patamares de Carga - vigente.

A curva de carga tem sofrido alterações, com os picos de demanda ocorrendo no meio do período vespertino, sobretudo no verão, e também por ações de gerenciamento de demanda, que reduz a demanda exatamente no horário de “carga pesada” prevista na representação atual.

A figura 1 mostra os gráficos das curvas de carga diária em cada mês de 2015 para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e as linhas correspondentes aos patamares de carga.

Estes gráficos evidenciam o descolamento entre a curva de carga e os patamares de carga adotados atualmente, sobretudo no horário vespertino onde ocorrem as maiores demandas.



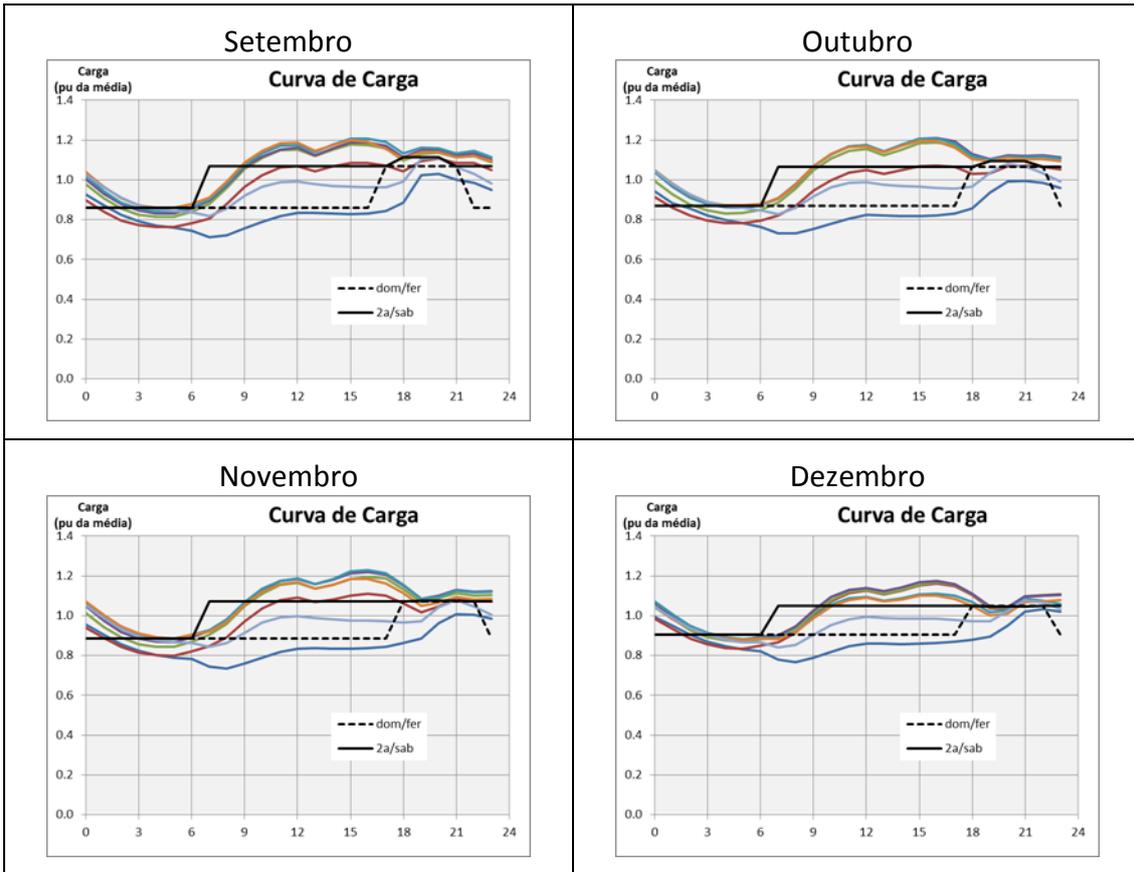


Figura 1 – Curvas de Carga x Patamares de Carga – SIN – 2015

O descolamento entre a curva de carga e a sua representação em patamares implica em distorções no planeamento da expansão e no da operação, na formação do preço da energia, na contratação da geração e na valoração dos postos tarifários.

Este estudo reavalia a discretização da curva de carga em patamares e também analisa os impactos no planeamento, operação, preço e alguns aspectos operacionais, comerciais da implantação das alternativas propostas.

## 2) Metodologia

Para auxiliar a obtenção de um modelo de carga agregado, foi desenvolvido pelo CEPEL, no início da década de 90, o Programa MODCAR [2-4], que se baseia em técnicas estatísticas de agrupamento [5-6]. Desde então, este modelo vem sendo utilizado em estudos de confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados, como por exemplo, no modelo CONFINT [7,8], e em estudos de confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão, como por exemplo, no modelo NH2 [3]. Mais recentemente [9], o Programa MODCAR foi estendido para incorporar a técnica de Análise Exploratória de Dados (Exploratory Data Analysis – EDA) [6].

A partir de uma curva de carga cronológica, com qualquer discretização temporal, o programa MODCAR permite efetuar a sua agregação em um número especificado ou em diversos números de agrupamentos (níveis, classes ou patamares), e apresenta os resultados para um número de classes pré-determinado pelo usuário. Para isso, utiliza, separadamente ou em sequência, um algoritmo hierárquico aglomerativo – o método de Ward, e um método não-hierárquico, o K-Means [5,6]. Dentre os métodos hierárquicos, o método de Ward é aquele que tem apresentado o melhor desempenho em diversas aplicações, possivelmente por ser baseado na minimização da perda de informação decorrente da fusão de dois clusters, ao passo que o algoritmo K-Means é o que tem mais se destacado entre os métodos não-hierárquicos, por permitir a avaliação de reagrupamentos durante o seu processo iterativo, resultando na maximização da variabilidade entre os agrupamentos [10-11].

Além de prover uma curva de carga cronológica e agregada, o programa MODCAR fornece outros parâmetros, inclusive aqueles necessários para estudos de confiabilidade pelo método da frequência e duração [12-14]. Entre estes parâmetros, estão incluídos:

- valor em p.u. do patamar agregado;

- probabilidade de ocorrência de cada patamar de carga, isto é, tempo de residência (duração) em cada patamar de carga;
- diagrama de transição (diagrama de Markov) da curva de carga, representada pelas taxas de transição entre os diversos patamares de carga.

Devido a estas características, o programa MODCAR também é útil para realizar a agregação da curva de carga no formato utilizado nos modelos de planejamento da expansão e operação, isto é, modelos NEWAVE [15-18] e DECOMP [15, 19].

Ressalta-se, entretanto, que a utilização do programa MODCAR deve ser precedida de uma análise dos dados da curva de carga que se deseja agregar, principalmente com relação a existência de tendência na série, e também de dados espúrios, lacunas e valores extremos, situações em que técnicas de filtragem podem ser necessárias [20].

Assim, o primeiro objetivo deste relatório é descrever a metodologia proposta para agregação de curvas de carga, fornecidas com qualquer discretização temporal (i.e., horária), e para definição de perfis típicos diários de carga.

A metodologia proposta se baseia na combinação de técnicas estatísticas de análise de agrupamentos e na análise exploratória de dados (EDA), e compreende os seguintes passos:

- (i) análise prévia dos dados de carga e emprego de técnicas de filtragem e de avaliação de tendência;
- (ii) agregação estatística da curva de carga utilizando o método Ward e determinação de números adequados de agrupamentos, por meio da utilização de métricas específicas;
- (iii) refinamento da agregação da curva de carga, quando o número de agrupamentos for selecionado, empregando o método K-Means;
- (iv) determinação de perfis típicos diários de carga, a partir do pós-processamento do Programa MODCAR, por meio de técnicas EDA e de construção de curvas denominadas loadplots, as quais consistem no

mapeamento, em uma mesma curva, de boxplots para cada hora do dia em conjunto com os níveis agregados da curva de carga;

- (v) determinação das durações e profundidades (p.u.) associadas aos perfis típicos diários; e
- (vi) representação dos perfis típicos diários de carga de energia obtidos por Mapas Coropléticos.

Os perfis típicos diários de carga de energia, juntamente com os respectivos intervalos horários dos patamares e durações e profundidades associadas, obtidos pela metodologia proposta, são, então, utilizados em conjunto com as informações das variáveis de calendário (número de dias úteis/sábados e número de feriados/domingos) do período de estudo. Dessa forma, verifica-se quantos dias de cada mês estarão nos perfis Tipo 1 (dias úteis e Sábados) e Tipo 2 (Domingos e feriados), no caso do Modelo NEWAVE, ou quantos dias de cada semana estarão nos perfis Tipo 1 ou 2, no caso do Modelo DECOMP, para a obtenção final da curva de carga de energia, para cada mês do ano, a ser efetivamente utilizada.

## 2.1) Conceitos Básicos sobre Análise de Agrupamentos

A análise de agrupamentos (*cluster analysis*) é uma técnica estatística útil na segmentação de um conjunto de N objetos, caracterizados por p atributos, em subconjuntos mutuamente exclusivos, denominados conglomerados ou clusters, de tal forma que os objetos em um mesmo subconjunto sejam semelhantes entre si, mas ao mesmo tempo diferentes dos objetos pertencentes aos outros subconjuntos.

Os algoritmos de análise de agrupamentos baseiam-se em uma medida de dissimilaridade ou distância entre os objetos. Em [5,6] podem ser encontradas diversas medidas de distância, e a escolha da medida adequada depende da natureza qualitativa ou quantitativa dos atributos que caracterizam os objetos. Por exemplo, quando os atributos são quantitativos é comum empregar a

distância euclidiana. Sejam  $x$  e  $y$  dois objetos caracterizados por  $p$  atributos quantitativos, a distância euclidiana entre estes dois objetos é definida como:

$$d_{x,y} = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + \dots + (x_p - y_p)^2} \quad (1)$$

Todas as distâncias entre dois objetos de um conjunto podem ser organizadas na forma de uma matriz, conhecida como matriz de distâncias, uma matriz simétrica, de ordem igual ao número de objetos,  $N$ , onde o elemento  $d_{ij}$  é a medida de distância entre os objetos  $i$  e  $j$ . Os métodos de análise de agrupamentos podem ser classificados em dois tipos [5,6]:

- Métodos hierárquicos: segmentam o conjunto de objetos sequencialmente em 1,2,3,4 até  $N$  clusters, obtendo no final uma estrutura em árvore, (dendrograma) semelhante às classificações zoológicas (espécies, gêneros, famílias, ordem, etc.). Os métodos de encadeamento (*linkage*) e o método de Ward são exemplos de métodos hierárquicos.
- Métodos não-hierárquicos: segmentam o conjunto de objetos em um número fixado de  $k$  clusters definido a priori. O método não hierárquico mais difundido é o K-Means.

Dentre os métodos hierárquicos, o método de Ward é aquele que tem apresentado o melhor desempenho em diversas aplicações, possivelmente por ser baseado na minimização da perda de informação decorrente da fusão de dois clusters, ao passo que o algoritmo K-Means é o que tem mais se destacado entre os métodos não-hierárquicos, por permitir a avaliação de reagrupamentos durante o seu processo iterativo, resultando na maximização da variabilidade entre os agrupamentos [10-11]. Ambos os métodos Ward e K-Means estão implementados no Programa MODCAR.

### 2.1.1) Método *Ward* [5]

Trata-se de um método hierárquico aglomerativo (*bottom-up*), isto é, no início cada objeto forma um cluster que sucessivamente sofre uma série de fusões com outros clusters até que no final todos os objetos estejam em um único

agrupamento. O algoritmo do método de Ward compreende os seguintes passos:

- 1) Inicie com  $N$  clusters, cada um contendo apenas um objeto e construa a matriz de distâncias de ordem  $N$ . A distância entre dois clusters é a metade do quadrado da distância Euclideana entre eles;
- 2) Identifique o menor elemento da matriz de distâncias para encontrar o par de clusters mais similares;
- 3) Reúna os dois clusters identificados na etapa 2 em um único cluster e atualize a matriz de distâncias, retirando as linhas e colunas relativas aos dois clusters identificados em 2 e incluindo a linha e coluna com as distâncias entre os demais clusters e o novo cluster formado. Visando agrupar o par de clusters que resulta no menor incremento da variabilidade interna dos agrupamentos a cada iteração, adota-se a seguinte medida de similaridade:

$$d_{ij} = \frac{p_i p_j}{p_i + p_j} d^2(c_i, c_j) \quad (2)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  denotam as quantidades de objetos nos clusters  $i$  e  $j$  respectivamente e  $d^2(c_i, c_j)$  representa o quadrado da distância Euclidiana entre os centroides dos agrupamentos  $i$  e  $j$ .

- 4) Repita os passos 2 e 3 até que reste apenas dois clusters.

### 2.1.2) Método *K-Means* [5,6]

O método *K-Means* classifica o conjunto de objetos em um número de clusters especificado a priori. O critério utilizado pelo método *K-Means* na classificação dos objetos em  $K$  clusters consiste em minimizar a variabilidade dentro dos agrupamentos, expressa pela soma dos quadrados dos desvios entre as observações e o centroide do cluster no qual as observações foram alocadas (*Within Sum of Squares - WSS*):

$$WSS = \sum_{j=1}^K \left( \sum_{i, x_i \in C_j} \|x_i - c_j\|^2 \right) \quad (3)$$

onde  $x_i$ ,  $i=1,N$ , é o  $i$ -ésimo objeto,  $C_j$  é o  $j$ -ésimo cluster,  $c_j$  é o centroide do  $j$ -ésimo cluster e  $N$  é o número de objetos a serem classificados.

Cada objeto pertence a apenas um dos  $K$  clusters, portanto, a classificação dos  $n$  objetos pode ser representada por uma matriz binária  $U$  de dimensões  $n \times k$ , onde  $u_{ij} = 1$  se o  $i$ -ésimo objeto pertence ao  $j$ -ésimo cluster e  $u_{ij} = 0$ , caso contrário.

O método K-Means pode ser implementado segundo o algoritmo [6] a seguir, onde a matriz  $U$  e os centroides dos clusters são obtidos de forma iterativa:

- 1) Inicialize os centroides dos clusters pelo sorteio de  $K$  objetos entre os  $N$  a serem classificados.
- 2) Determine a matriz  $U$  de acordo com o critério do centroide mais próximo, ou seja, aloque cada objeto ao cluster com o centroide mais próximo.
- 3) Calcule o valor da função objetivo WSS em (3). Pare se o valor da função estiver abaixo de uma tolerância pré-especificada, se a melhoria em relação à iteração anterior for desprezível ou se o número máximo de iterações for alcançado.
- 4) Atualize os centroides dos clusters e volte para o passo 2.

Este algoritmo é computacionalmente eficiente e produz bons resultados se os clusters são compactos, esféricos e bem separados no espaço [21]. Entretanto, o algoritmo não garante a convergência para uma solução ótima e o seu desempenho depende dos centroides iniciais escolhidos no passo 1. Por outro lado, por permitir a avaliação de reagrupamentos durante o seu processo iterativo, o algoritmo K-Means oferece uma maior estabilidade dos resultados para diferentes períodos de observação dos dados.

### **2.1.3) Definição do Número Adequado de Agrupamentos**

A definição do número adequado de agrupamentos depende, evidentemente, dos objetivos pretendidos, assim como da existência, ou não, de condições de contorno. No entanto, pode-se utilizar métricas para se aferir o desempenho da agregação, como por exemplo, o dendrograma do processo de agrupamento

(quando se utiliza um algoritmo hierárquico aglomerativo) e o percentual da inércia entre as classes (*Between Sum of Squares - BSS*) na inércia total dos dados (*Total Sum of Squares - TSS*).

O dendrograma é um gráfico especial que mostra a sequência de aglomeração dos clusters, uma informação útil na identificação do número de agrupamentos presentes em um conjunto de dados. O dendrograma oferece soluções para diferentes níveis de agregação dos objetos, sendo que os comprimentos dos ramos expressam o grau de dissimilaridade entre dois agrupamentos.

A variabilidade total de um conjunto de  $N$  objetos multivariados  $x_i, i=1, \dots, N$  pode ser quantificada pela inércia total (TSS) definida como a soma dos quadrados dos desvios de cada objeto em relação ao centro de gravidade (média) do conjunto de dados:

$$TSS = \sum_{i=1}^N \|x_i - \bar{X}\|^2 \quad (4)$$

em que  $\|x_i - \bar{X}\|^2$  denota o quadrado da distância euclidiana entre o objeto  $x_i$  e a média do conjunto de dados.

Ao segmentar o conjunto de  $N$  objetos em  $K$  clusters, a inércia total TSS pode ser expressa como a soma de duas parcelas: a inércia dentro dos clusters, WSS em (3) e a inércia entre clusters (BSS):

$$TSS = WSS + BSS \quad (5)$$

A inércia total é uma característica dos dados, logo é invariável com relação ao número de agrupamentos. Contudo, a decomposição da inércia total em inércia dentro dos clusters e inércia entre clusters depende do número  $K$  de agrupamentos e a soma das duas parcelas é sempre constante e igual a inércia total. O WSS é uma medida de variabilidade interna dos agrupamentos, quanto menor a inércia dentro dos clusters mais homogêneos são os agrupamentos. Dado que TSS é invariável, a redução de WSS vem sempre acompanhada do aumento de BSS.

Inicialmente, cada objeto forma um cluster e, portanto, a variabilidade dentro dos clusters é nula e a inércia dentro dos clusters é igual a zero. Neste caso toda

a variabilidade deve-se a variação entre os clusters. No outro extremo, quando todos os objetos estão agrupados em um único conjunto, não há variabilidade entre os clusters e toda variação é interna ao agrupamento. Na análise de agrupamentos busca-se um número de clusters  $K$  diferente das duas soluções triviais ( $K$  deve ser maior que 1 e bem menor que  $M$ ), de tal forma que na partição do conjunto de dados a inércia entre os clusters seja preponderante (mais de 80% da inércia total) e consequentemente apenas uma parcela menor da variabilidade total dos dados esteja contida dentro dos agrupamentos.

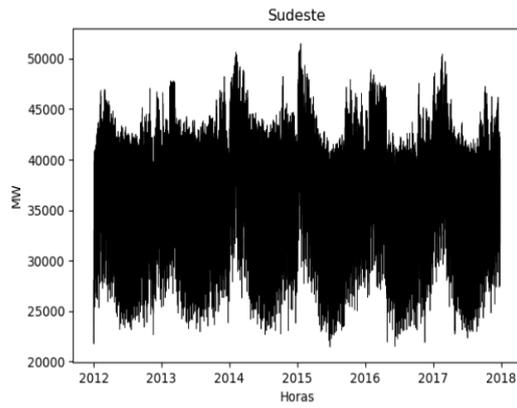
## **2.2) Agrupamentos Estatísticos das Curvas dos subsistemas Sudeste/ Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte**

Os dados utilizados neste trabalho são oriundos do histórico de carga dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (doravante referido apenas como Sudeste), Sul, Nordeste e Norte no horizonte de 01/01/2012 a 31/12/2017, em base horária, disponibilizado pelo ONS à CPAMP.

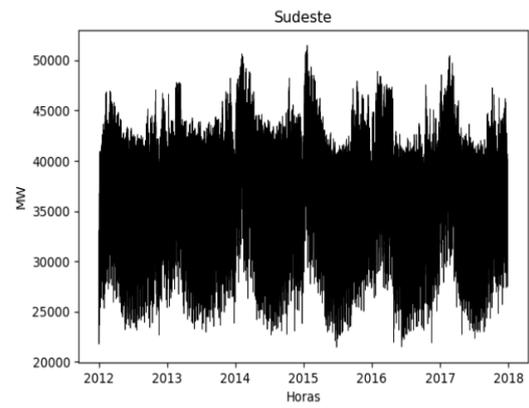
Para realizar a análise de agrupamentos foi necessário fazer o tratamento dos dados. Assim, foi realizada uma filtragem de dados para a identificação e correção de dados espúrios, lacunas e valores extremos [20] e, também, a retirada da tendência da série de dados, através da divisão de cada dado pela demanda média do mês ao qual o dado pertence. Os resultados do tratamento de dados são apresentados na seção 2.2.1.

### **2.2.1) Tratamento dos Dados**

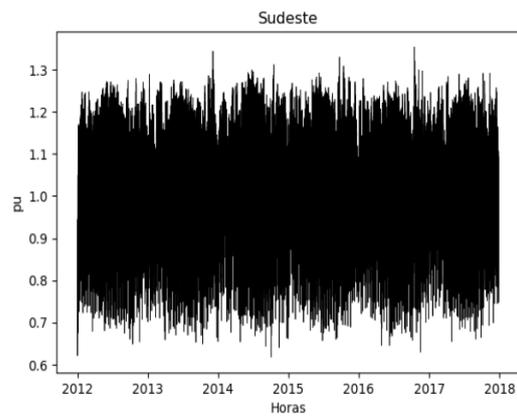
Nas Figuras 2 a 5 são apresentados os dados originais, filtrados e sem tendência e as séries de demanda máxima e média para cada subsistema. Para isso, foram empregadas técnicas de filtragem e de avaliação de tendência [20].



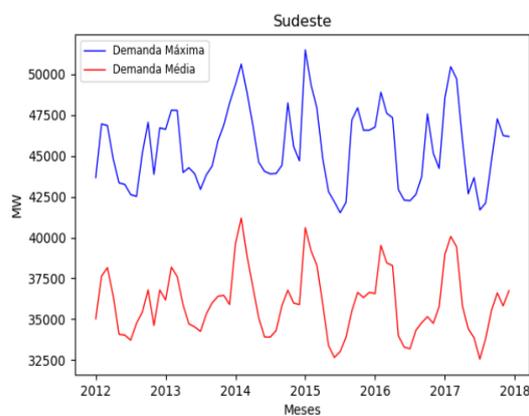
(a)



(b)

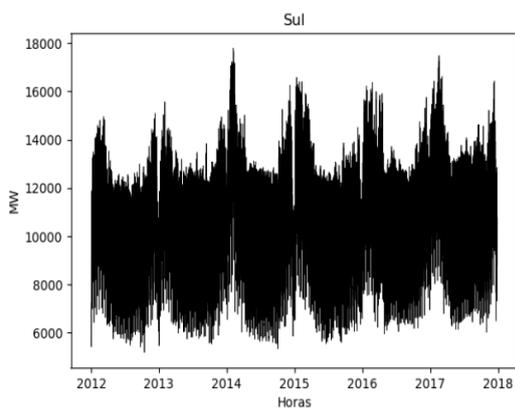


(c)

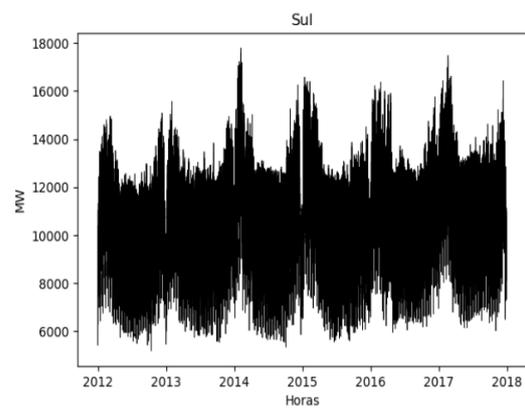


(d)

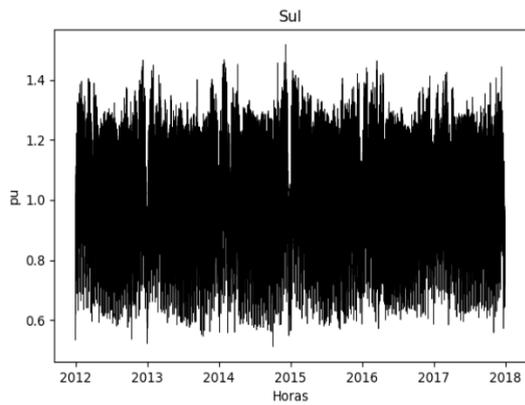
Figura 2– Dados de carga do subsistema Sudeste: (a) dados originais; (b) dados filtrados; (c) dados sem tendência; (d) séries de demanda máxima e demanda média.



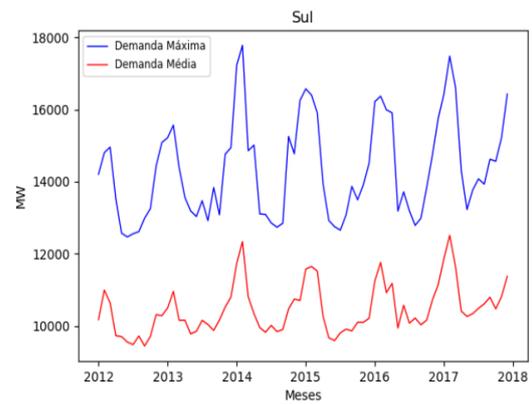
(a)



(b)

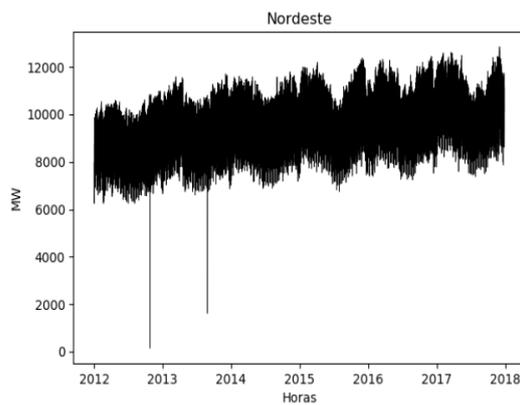


(c)

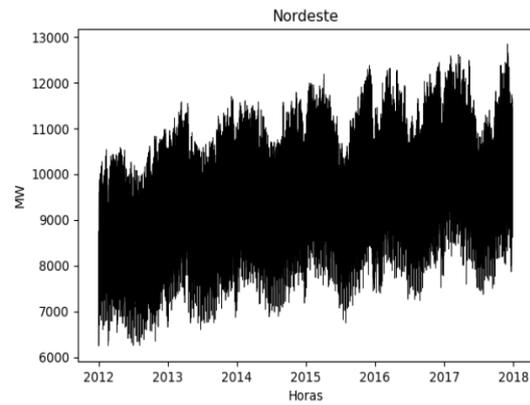


(d)

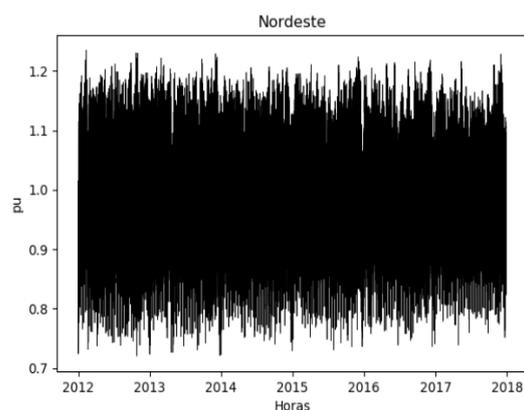
Figura 3 – Dados de carga do subsistema Sul: (a) dados originais; (b) dados filtrados; (c) dados sem tendência; (d) séries de demanda máxima e demanda média.



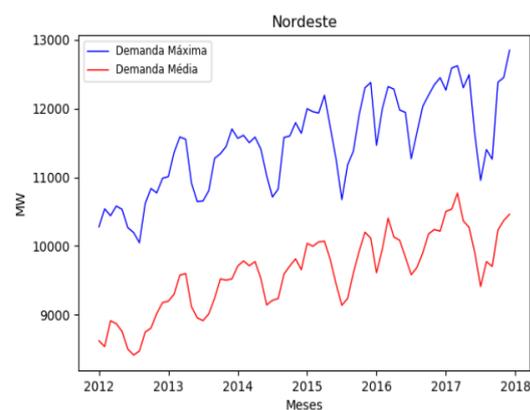
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4 – Dados de carga do subsistema Nordeste: (a) dados originais; (b) dados filtrados; (c) dados sem tendência; (d) séries de demanda máxima e demanda média.

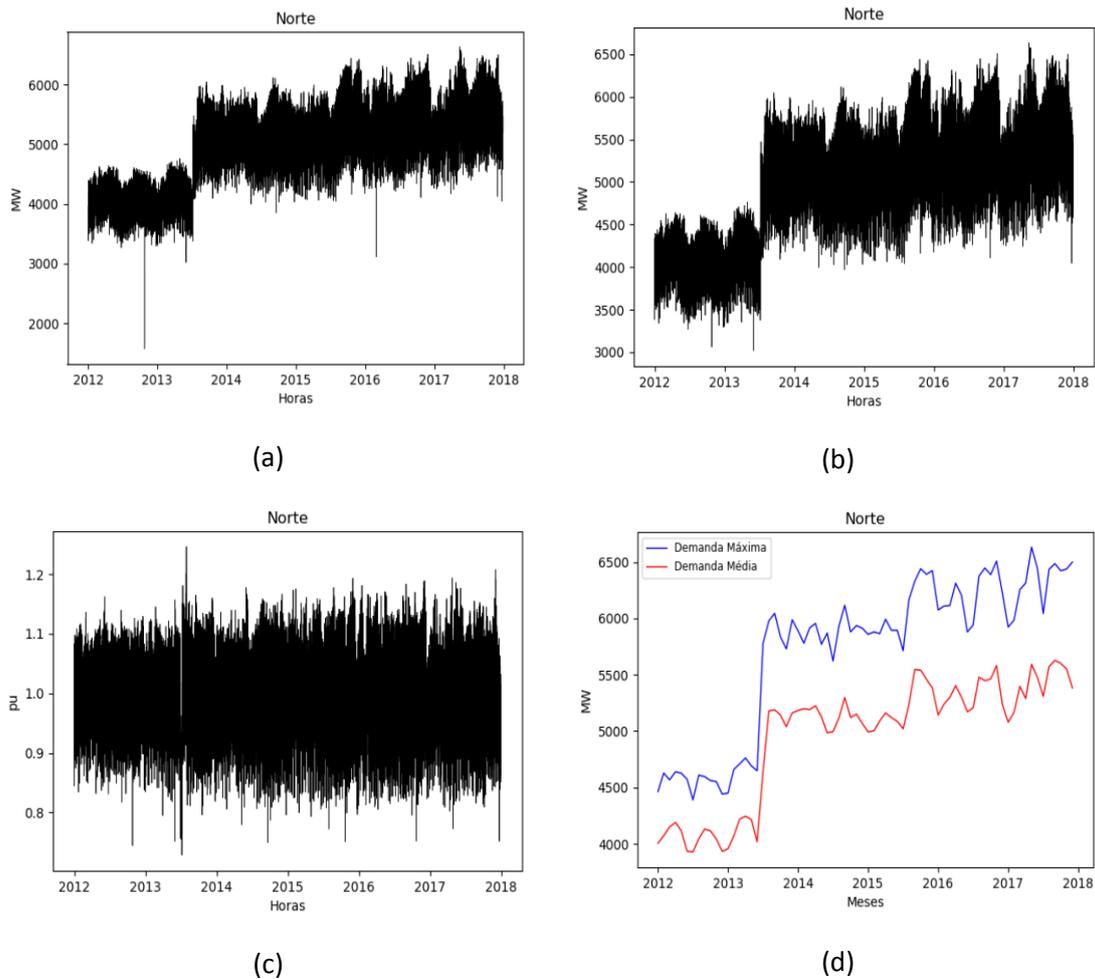


Figura 5– Dados de carga do subsistema Norte: (a) dados originais; (b) dados filtrados; (c) dados sem tendência; (d) séries de demanda máxima e demanda média.

## 2.2.2) Definição do Número Adequado de Agrupamentos

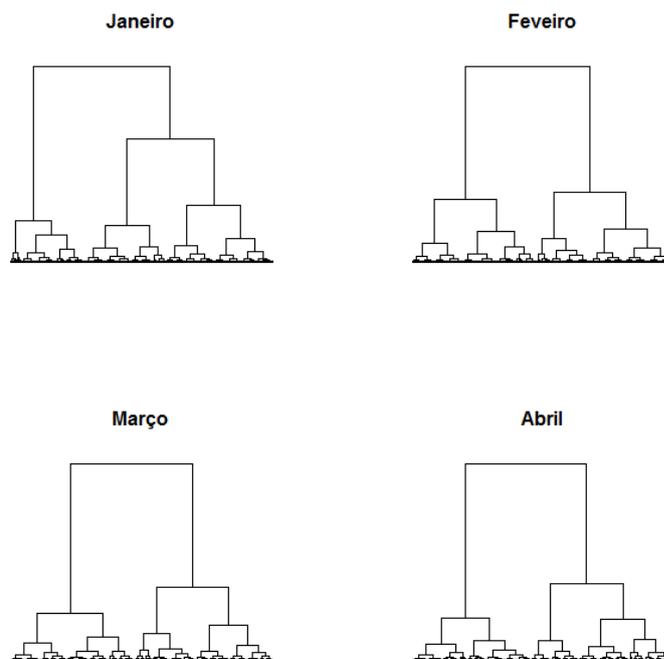
Conforme discutido anteriormente, a definição do número adequado de agrupamentos depende dos objetivos pretendidos e da existência, ou não, de condições de contorno.

No entanto, pode-se utilizar métricas para se aferir o desempenho da agregação. Entre as principais métricas destacam-se o Dendrograma do processo de agrupamento, quando se utiliza um algoritmo hierárquico aglomerativo, e o percentual da inércia entre as classes (BSS) na inércia total dos dados (TSS), que podem ser calculados tanto por métodos hierárquicos como por métodos não-hierárquicos.

As informações sobre os patamares de carga são fornecidas aos modelos NEWAVE e DECOMP em valores mensais, o que captura a sazonalidade inerente. Por esta razão, as análises de agrupamentos também foram realizadas para cada mês do ano, a partir de curvas de cargas mensais relativas ao período 2012 a 2017.

### **Dendrogramas Obtidos**

O Programa MODCAR foi executado com a opção Ward e considerando a agregação em até dois *clusters*, a fim de se obter os dendrogramas do processo de agregação. Os dendrogramas para cada curva de carga mensal, em base horária e compreendendo 6 anos (2012 a 2017) são ilustrados na Figura 6.



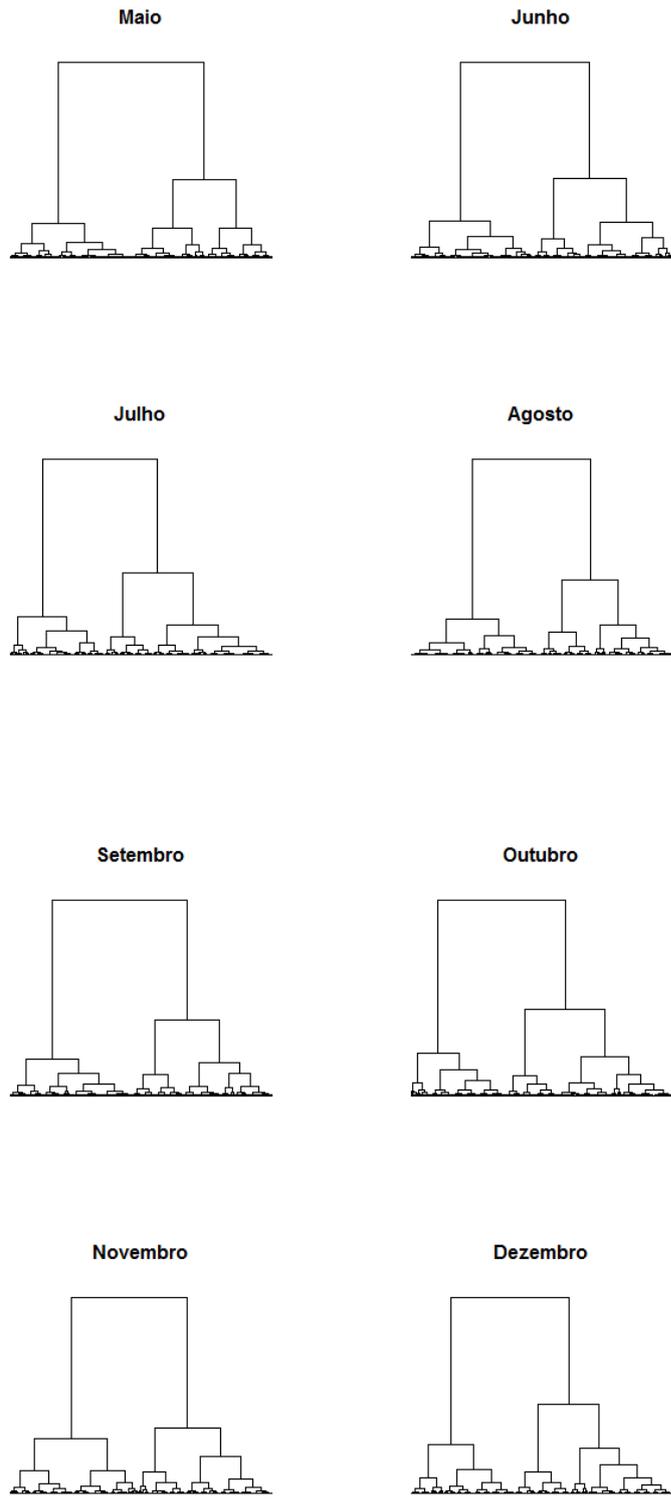


Figura 6 – Dendrogramas para as curvas de carga de 6 anos (2012 a 2017) de janeiro a dezembro.

A análise dos dendrogramas indica que um número adequado de agrupamentos para representar os dados analisados, em cada mês, se situa entre 3 e 5, e é razoável utilizar o mesmo número de agrupamentos para todos os meses do ano.

### Percentual da Inércia entre as Classes (BSS) na Inércia Total dos Dados (TSS)

Ainda utilizando o método Ward, foram calculados os valores da relação BSS/TSS para os diferentes níveis de agrupamento. As Figuras 7 a 9 ilustram esta métrica, para os meses de janeiro, maio e dezembro, respectivamente.

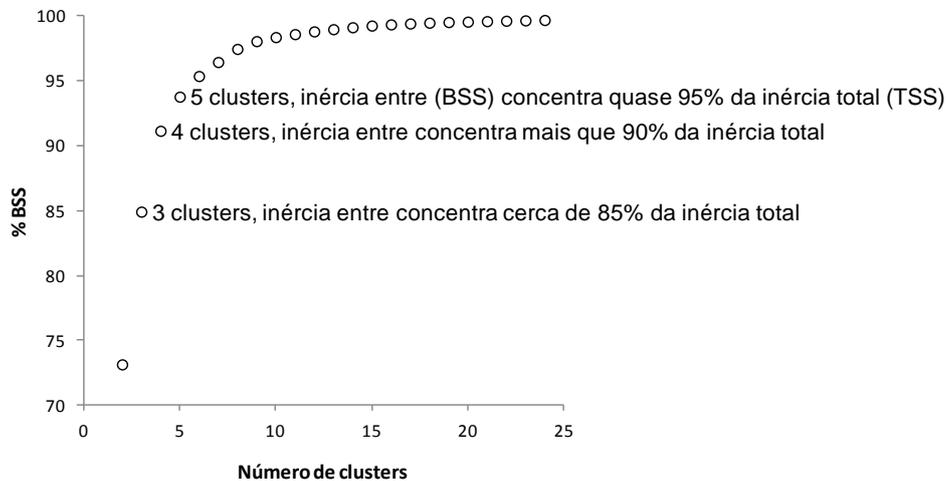


Figura 7 – Métrica BSS/TSS para a curva de carga de janeiro de 6 anos (2012 a 2017).

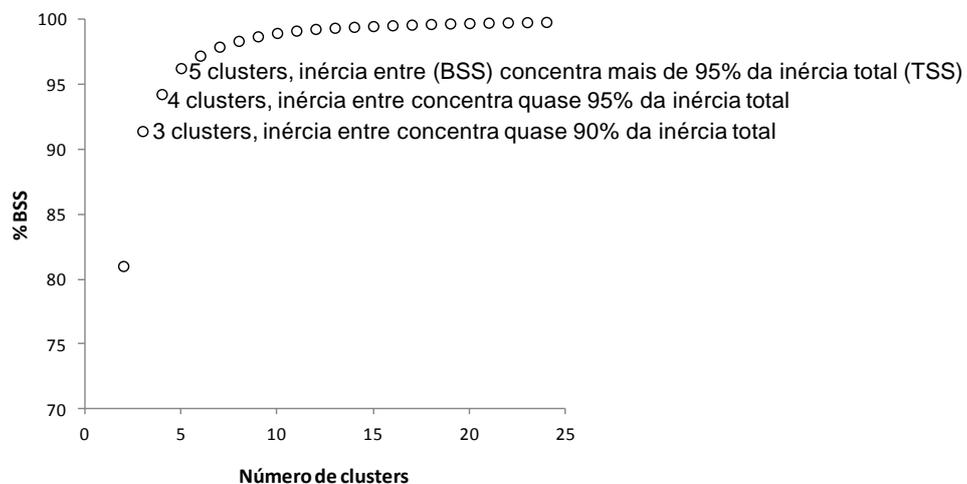


Figura 8 – Métrica BSS/TSS para a curva de carga de maio de 6 anos (2012 a 2017).

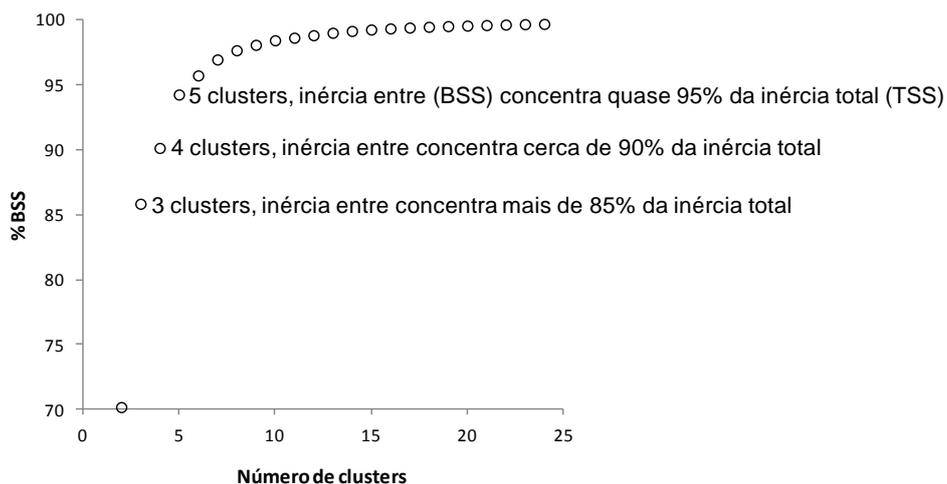


Figura 9 – Métrica BSS/TSS para a curva de carga de dezembro de 6 anos (2012 a 2017).

A métrica BSS/TSS ratificou o resultado obtido com a análise dos dendrogramas: um número adequado de agrupamentos para representar os dados analisados, em cada mês, se situa entre 3 e 5, e é razoável utilizar o mesmo número de agrupamentos para todos os meses do ano.

Assim, os agrupamentos das curvas mensais de carga de energia em 3, 4 ou 5 patamares, calculadas pelo método Ward, se constituem em agregações razoáveis dos dados analisados, já submetidos ao processo de filtragem.

Vale ressaltar que com apenas três clusters a métrica BSS/TSS alcançou mais de 80%, logo a maior parte da variabilidade dos dados pode ser explicada por três agrupamentos. Portanto, a representação da curva de carga em 3 patamares seria satisfatória.

### 2.2.3) Agregação com o Programa

As informações sobre os patamares de carga são fornecidas aos modelos NEWAVE e DECOMP em valores mensais, o que captura a sazonalidade inerente. Assim, os agrupamentos também foram obtidos para cada mês do ano, a partir de curvas de cargas mensais relativas ao período 2012 a 2017.

Ressalta-se que os atuais procedimentos operacionais do ONS e de contabilização da CCEE são baseados na discretização da carga em três patamares, e que a análise dos agrupamentos apresentada na Seção 2.2.2 indicou que agrupamentos das curvas mensais de carga de energia em 3, 4 ou 5 patamares são adequados. Diante disso, a CPAMP optou, nesse momento, em adotar os agrupamentos das curvas mensais de carga de energia em 3 patamares.

Dado que o número de patamares está pré-definido, a agregação final será realizada pelo método não-hierárquico K-Means, também implementado no Programa MODCAR. A vantagem deste método, neste caso, conforme mencionado anteriormente, consiste em permitir a avaliação de reagrupamentos durante o seu processo iterativo, o que resulta na maximização da variabilidade entre os agrupamentos e em uma maior estabilidade dos resultados para diferentes períodos de observação dos dados.

Considerando que as durações dos patamares de carga são iguais para todos os subsistemas, foi utilizada a curva de carga do SIN para realizar o agrupamento. Para cada mês do ano, a curva de carga do SIN foi agrupada em 3 patamares, utilizando o método K-Means e, em seguida, desagregada para cada subsistema.

A seguir, são apresentados os resultados obtidos da agregação, assim como os valores dos patamares constantes no *deck* de dados do Modelo NEWAVE, relativos ao PMO de janeiro/2017. Os valores em p.u. estão referenciados à carga média de cada subsistema. As durações estão expressas como a probabilidade de permanência em cada patamar.

Tabela 2 - Patamares de carga de janeiro do PMO de janeiro/2017

<b>Patamar de Carga</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>S</b>	<b>SE</b>	<b>Duração</b>
Pesada	1.0617	1.082	1.0243	1.1137	0.1048
Média	1.0205	1.053	1.1166	1.0865	0.5229
Leve	0.9538	0.9024	0.8294	0.8466	0.3723

Tabela 3 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de janeiro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0453	1.0990	1.1905	1.1415	1.1365	0.3685
Média	1.0027	0.9950	0.9778	0.9905	0.9899	0.3264
Leve	0.9392	0.8876	0.7899	0.8403	0.8459	0.3051

Tabela 4 - Patamares de carga de fevereiro do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0578	1.0922	1.0103	1.0923	0.1025
Média	1.0187	1.0537	1.1082	1.0815	0.5171
Leve	0.9591	0.9022	0.8501	0.8644	0.3804

Tabela 5 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de fevereiro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0490	1.1009	1.1755	1.1437	1.1361	0.3650
Média	0.9991	0.9895	0.9819	0.9869	0.9873	0.3174
Leve	0.9400	0.8940	0.8131	0.8496	0.8563	0.3176

Tabela 6- Patamares de carga de março do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0550	1.0882	1.0713	1.1184	0.1089
Média	1.0223	1.0591	1.1074	1.0783	0.5349
Leve	0.9497	0.8844	0.8170	0.8462	0.3562

Tabela 7- Resultado da agregação em 3 patamares - curva de março de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0472	1.0905	1.1804	1.1387	1.1314	0.4274
Média	0.9957	0.9899	0.9667	0.9803	0.9806	0.2469
Leve	0.9384	0.8888	0.7849	0.8343	0.8422	0.3257

Tabela 8- Patamares de carga de abril do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0624	1.0958	1.1565	1.1644	0.0958
Média	1.0287	1.0743	1.1317	1.0947	0.4959
Leve	0.9505	0.8872	0.8034	0.8464	0.4083

Tabela 9 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de abril de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0519	1.0968	1.1943	1.1512	1.1418	0.4132
Média	0.9965	0.9930	0.9714	0.9819	0.9831	0.2516
Leve	0.9368	0.8875	0.7788	0.8280	0.8379	0.3352

Tabela 10 - Patamares de carga de maio do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0798	1.0926	1.1693	1.1980	0.1048
Média	1.0325	1.0666	1.1189	1.0873	0.5229
Leve	0.9319	0.8804	0.7854	0.8216	0.3723

Tabela 11- Resultado da agregação em 3 patamares - curva de maio de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0547	1.0959	1.1907	1.1502	1.1401	0.4453
Média	0.9847	0.9799	0.9621	0.9756	0.9748	0.2307
Leve	0.9333	0.8829	0.7635	0.8115	0.8253	0.3239

Tabela 12 - Patamares de carga de junho do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0770	1.1089	1.1850	1.1939	0.1042
Média	1.0257	1.0628	1.1174	1.0823	0.5208
Leve	0.9428	0.8825	0.7856	0.8318	0.3750

Tabela 13 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de junho de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0549	1.0923	1.1914	1.1502	1.1401	0.4463
Média	0.9776	0.9791	0.9649	0.9741	0.9736	0.2389
Leve	0.9385	0.8855	0.7530	0.8073	0.8214	0.3148

Tabela 14 - Patamares de carga de julho do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0726	1.1112	1.1881	1.2019	0.1048
Média	1.0262	1.0644	1.1248	1.0831	0.5229
Leve	0.9427	0.8783	0.7718	0.8265	0.3723

Tabela 15 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de julho de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0439	1.0899	1.1846	1.1453	1.1348	0.4648
Média	0.9834	0.9779	0.9572	0.9673	0.9686	0.2256
Leve	0.9460	0.8824	0.7522	0.8059	0.8205	0.3096

Tabela 16 - Patamares de carga de agosto do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0619	1.1050	1.1617	1.1818	0.1089
Média	1.0246	1.0636	1.1144	1.0795	0.5349
Leve	0.9442	0.8724	0.7787	0.8250	0.3562

Tabela 17 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de agosto de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0488	1.0939	1.1809	1.1429	1.1335	0.4655
Média	0.9785	0.9747	0.9565	0.9684	0.9682	0.2285
Leve	0.9401	0.8765	0.7556	0.8068	0.8206	0.3060

Tabela 18 - Patamares de carga de setembro do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0622	1.1038	1.1662	1.1684	0.1042
Média	1.0242	1.0678	1.1171	1.0856	0.5208
Leve	0.9490	0.8770	0.7912	0.8343	0.3750

Tabela 19 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de setembro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0543	1.0990	1.1870	1.1491	1.1393	0.4419
Média	0.9847	0.9865	0.9669	0.9765	0.9772	0.2299
Leve	0.9369	0.8779	0.7688	0.8161	0.8284	0.3282

Tabela 20 - Patamares de carga de outubro do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0697	1.1005	1.1317	1.1422	0.1009
Média	1.0243	1.0762	1.1323	1.0923	0.5115
Leve	0.9497	0.8733	0.7911	0.8412	0.3876

Tabela 21 - Resultado da agregação em 3 patamares - curva de outubro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0465	1.0936	1.1846	1.1434	1.1342	0.4366
Média	0.9975	0.9881	0.9638	0.9762	0.9778	0.2498
Leve	0.9379	0.8804	0.7696	0.8196	0.8309	0.3136

Tabela 22 - Patamares de carga de novembro do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0664	1.0916	1.0682	1.1281	0.1000
Média	1.0191	1.0603	1.1274	1.0906	0.5083
Leve	0.9583	0.8984	0.8172	0.8497	0.3917

Tabela 23 - Resultado da agregação em 3 patamares -  
curva de novembro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0452	1.0972	1.1865	1.1452	1.1362	0.4104
Média	0.9911	0.9842	0.9712	0.9823	0.9814	0.2660
Leve	0.9484	0.8904	0.7857	0.8309	0.8425	0.3236

Tabela 24 - Patamares de carga de dezembro do PMO de janeiro/2017

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	Duração
Pesada	1.0689	1.0944	1.0493	1.1007	0.1008
Média	1.0158	1.0499	1.1080	1.0795	0.5108
Leve	0.9614	0.9098	0.8452	0.8693	0.3884

Tabela 25 - Resultado da agregação em 3 patamares -  
curva de dezembro de 6 anos (2012 a 2017)

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0525	1.1050	1.1981	1.1516	1.1442	0.3358
Média	1.0031	1.0087	0.9987	1.0067	1.0053	0.2982
Leve	0.9497	0.8968	0.8164	0.8562	0.8634	0.3660

## 2.3) Definição dos Perfis Típicos Diários de Carga dos Subsistemas para cada Mês do Ano

Também é possível, após a realização da agregação dos dados de carga pelo Programa MODCAR, a obtenção de perfis típicos diários, com os respectivos

horários de ocorrência de cada um dos patamares. Para isso será utilizado um algoritmo desenvolvido para este fim e apresentado na Seção 2.3.1.

Dado que ficou evidenciado que as agregações obtidas na Seção 2.2 são distintas para cada mês do ano, torna-se relevante, ao contrário da prática atual, que estes perfis típicos diários também capturem a sazonalidade intrínseca aos dados e sejam distintos mensalmente.

Tanto o *dendrograma* do processo de agrupamento quanto o percentual da inércia entre as classes (BSS) na inércia total dos dados (TSS) indicaram que um número adequado de agrupamentos para representar os dados analisados, em cada mês, se situa entre 3 e 5 patamares, sendo que a CPAMP decidiu, neste momento, considerar 3 patamares. Assim, o algoritmo desenvolvido para a obtenção dos perfis típicos diários será descrito para o caso de 3 patamares. No entanto, este procedimento para o pós-processamento dos resultados do Programa MODCAR pode ser estendido para quaisquer números de agrupamentos.

Ainda, para efeito de construção de perfis típicos diários, atualmente as cargas de energia relativas aos sábados são agregadas junto aquelas dos dias úteis. Em decorrência, a Seção 2.3.4 descreve a análise realizada com relação a melhor forma de se considerar as cargas de energia relativas aos sábados, isto é, junto às cargas dos dias úteis ou aos dos domingos e feriados, concluindo que os sábados devem ficar junto aos domingos e feriados. Desta forma, a aplicação do algoritmo de pós-processamento desenvolvido considerará esta mudança de alocação das cargas de energia dos sábados, e os perfis típicos diários de carga de energia, para cada subsistema e mês do ano, considerando ainda horário normal e horário de verão, estão apresentados na Seção 2.3.2.

Finalmente, após a definição dos intervalos horários dos patamares de carga de energia, de cada perfil típico diário, torna-se necessário calcular as durações e profundidades (p.u.) associadas. A Seção 2.3.3 descreve o procedimento utilizado e apresenta os seus valores finais.

Os perfis diários de carga de energia, com os respectivos intervalos horários dos patamares, obtidos pelo procedimento de pós-processamento proposto neste relatório, são, então, utilizados em conjunto com as informações das variáveis de calendário (número de dias úteis e número de sábados/domingos/feriados) do período de estudo. Dessa forma, verifica-se quantos dias de cada mês estarão nos perfis Tipo 1 ou 2, no caso do Modelo NEWAVE, ou quantos dias de cada semana estarão nos perfis Tipo 1 ou 2, no caso do Modelo DECOMP, para a obtenção final da curva de carga de energia (durações e profundidades em p.u. da carga média) a ser efetivamente utilizada no estudo.

### 2.3.1) Algoritmo para o Pós-Processamento

Após a realização da agregação dos dados de carga em 3 patamares<sup>1</sup>, o Programa MODCAR também fornece as seguintes informações:

- a curva de carga cronológica original;
- outra curva cronológica com a substituição dos valores originais (em pu) pelos patamares agregados (em pu).

Com base nestas informações e nas variáveis de calendário é possível realizar um pós-processamento para a obtenção dos perfis típicos diários de carga de energia, identificados, agora, como:

- Tipo 1: segunda a sexta-feira
- Tipo 2: sábado, domingos e feriados

Estes perfis são ainda classificados em dois períodos: com e sem horário de verão.

O procedimento de pós-processamento proposto neste relatório emprega duas condições de contorno:

---

<sup>1</sup> A representação da curva de carga se mostrou adequada com 3 patamares, tendo em vista as avaliações apresentadas no item 2.2.2 deste relatório. Portanto, serão mantidos os 3 patamares nos estudos energéticos para operação e formação de preço – pesada, média e leve.

- a duração do patamar de carga pesada deverá respeitar, sempre que possível, a duração indicada pela agregação do Programa MODCAR;
- a duração do patamar de carga pesada deve ser, preferencialmente, unimodal, isto é, as horas de ponta devem ocorrer em um intervalo contínuo.

Inicialmente, para cada hora de cada dia que compõe um determinado perfil diário, são calculadas duas distribuições de frequências:

- dos valores em p.u. da carga de energia; e
- de suas alocações nos patamares agregados fornecidos pelo Programa MODCAR.

A partir destas distribuições de frequências, são calculadas as seguintes estatísticas:

- a *mediana* dos valores em pu da carga de energia; e
- a *moda* de suas alocações nos patamares agregados fornecidos pelo Programa MODCAR.

Em um determinado perfil diário, o patamar de carga pesada, será composto da seguinte forma:

- inicialmente, pelas horas nas quais a *mediana* da carga é maior ou igual ao valor em pu do patamar de carga pesada da agregação resultante;
- em caso de descontinuidade dessas horas de carga, são escolhidas horas intermediárias, desde que a *moda* de suas alocações as posicionem no patamar de carga pesada da agregação;
- caso o número de horas assim obtido seja inferior ao indicado pela agregação para o patamar pesado, selecionam-se horas adjacentes que atendam à condição da *moda*, obedecendo a ordem decrescente de suas *medianas*.

Eventualmente, de acordo com a forma das distribuições de frequências, pode ser razoável considerar também durações para o patamar de carga pesada bi- ou

tri-modais, procurando respeitar ainda a duração indicada pela agregação. Há de se analisar, entretanto, eventuais efeitos tarifários decorrentes antes da tomada de decisão.

Por sua vez, o patamar de carga leve, em um determinado perfil diário, será composto pelas horas nas quais a *mediana* da carga seja inferior ao valor em p.u. do patamar médio da agregação.

Finalmente, em um determinado perfil diário, o patamar de carga média, será composto pelas horas não classificadas anteriormente como pertencentes aos patamares de carga pesada e leve.

Para viabilizar a implementação pragmática do procedimento para obtenção dos perfis típicos diários de carga, descrito anteriormente, é proposto ainda neste relatório a construção de gráficos especiais, denominados *loadplots*. Os *loadplots* permitem combinar técnicas estatísticas para a análise de agrupamento e a análise exploratória de dados (*Exploratory Data Analysis – EDA*) por meio do mapeamento, em um mesmo gráfico, de *boxplots* para cada hora do dia em conjunto com os níveis agregados da curva de carga.

### **2.3.2) Perfis Típicos Diários de Carga de Energia Obtidos**

As Figuras 10 a 23 apresentam, para cada mês do ano, os *loadplots* e os perfis típicos diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares e utilizando a metodologia proposta. As observações classificadas em cada *cluster* são identificadas pelas cores vermelho, verde e azul. Adicionalmente, as Tabelas 26 a 37 apresentam os resultados para os intervalos horários dos patamares de carga de energia de cada perfil típico, para janeiro a dezembro.

Vale ressaltar que, para os meses de fevereiro e outubro, foi necessário realizar o pós-processamento, separadamente, para os dados que constituem o horário normal e o horário de verão.

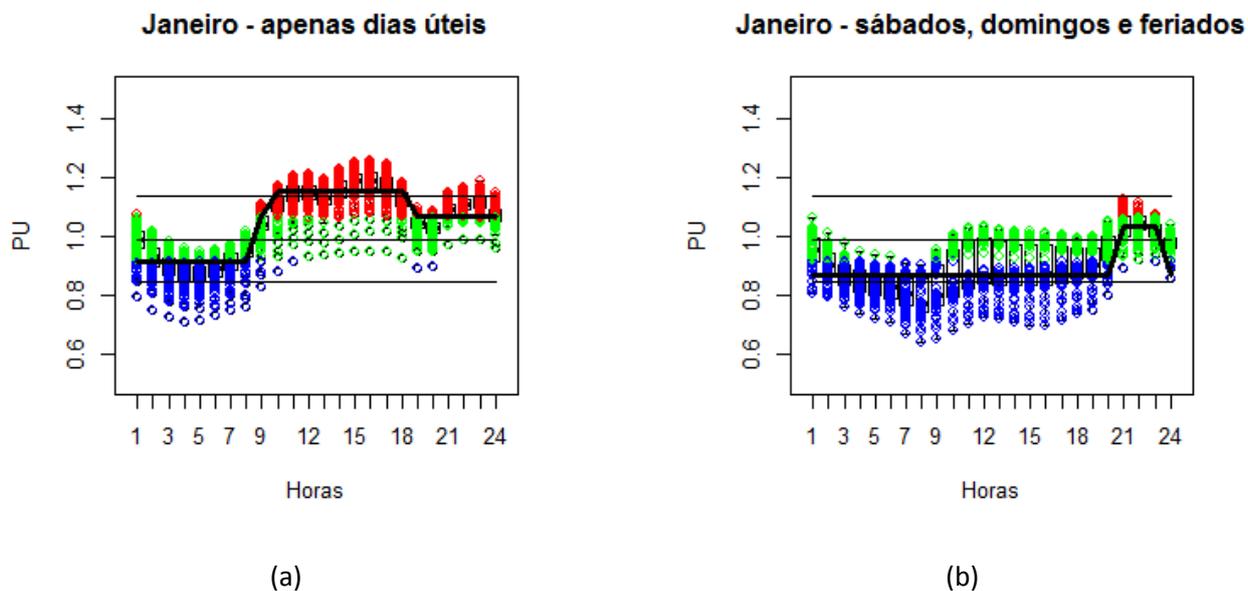
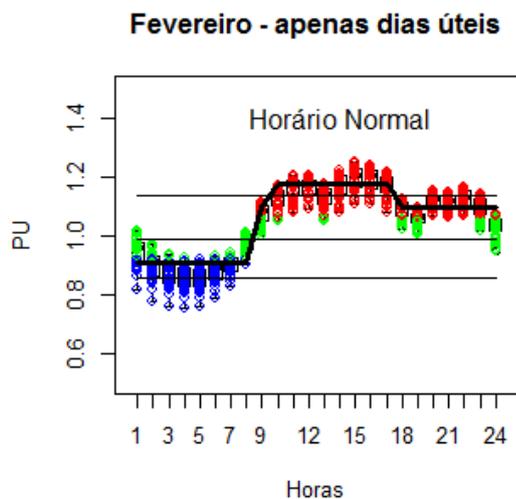


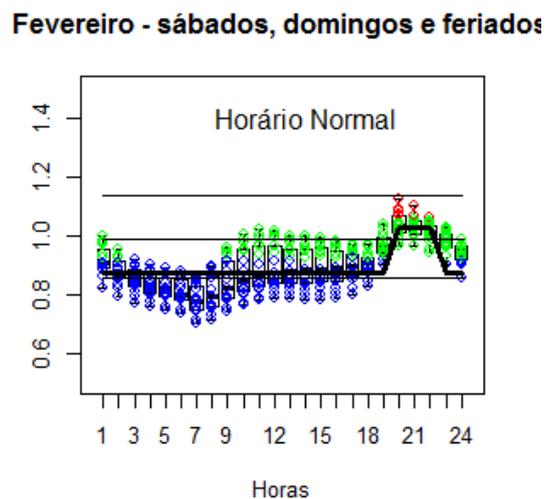
Figura 10 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para janeiro: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 26 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para janeiro.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	-	-	09h00-18h00	-
Média	-	-	08h00-09h00 18h00-24h00	20h00-23h00
Leve	-	-	00h00-08h00	00h00-20h00 23h00-24h00

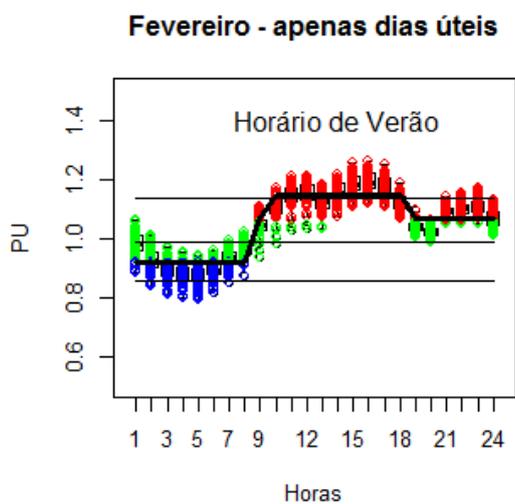


(a)

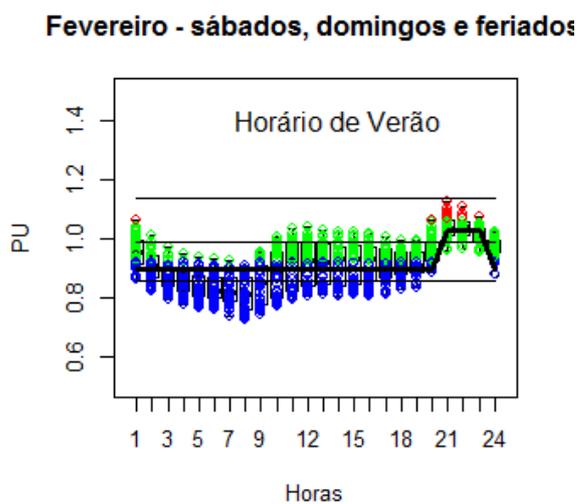


(b)

Figura 11 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para fevereiro no *horário normal*: (a) tipo 1; (b) tipo 2.



(a)



(b)

Figura 12 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para fevereiro no *horário verão*: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 27 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para fevereiro.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	09h00-17h00	-	09h00-18h00	-
Média	08h00-09h00 17h00-24h00	19h00-22h00	08h00-09h00 18h00-24h00	20h00-23h00
Leve	00h00-08h00	00h00-19h00 22h00-24h00	00h00-08h00	00h00-20h00 23h00-24h00

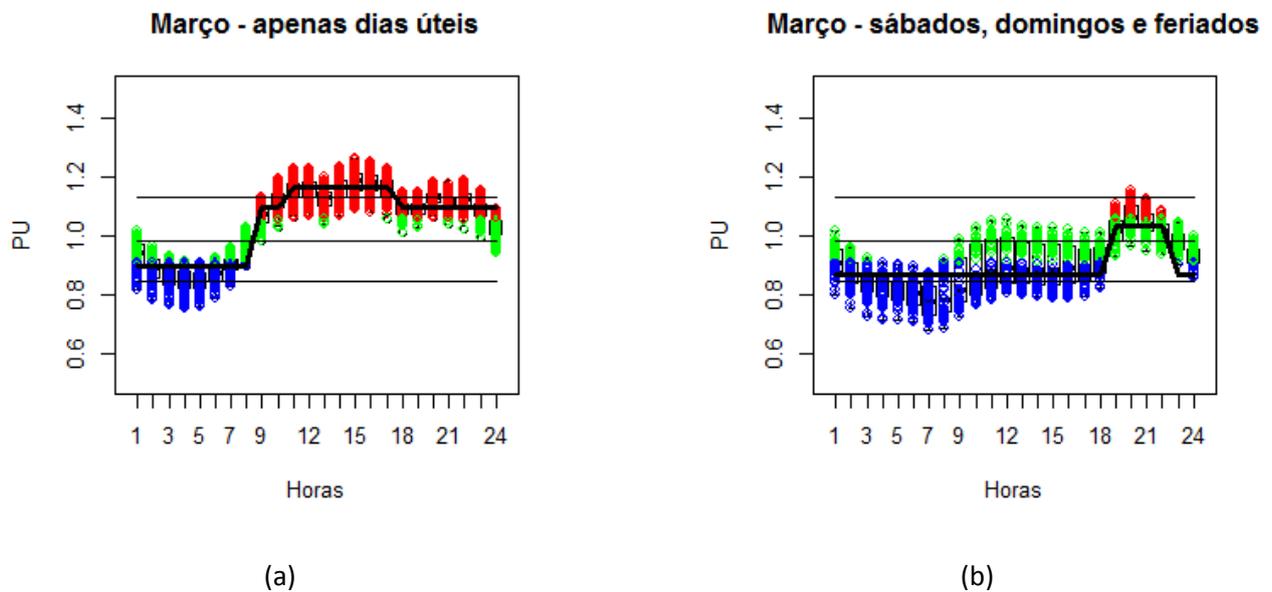


Figura 13 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para março: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 28 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para março.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-17h00	-	-	-

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Média	08h00-10h00 17h00-24h00	18h00-22h00	-	-
Leve	00h00-08h00	00h00-18h00 22h00-24h00	-	-

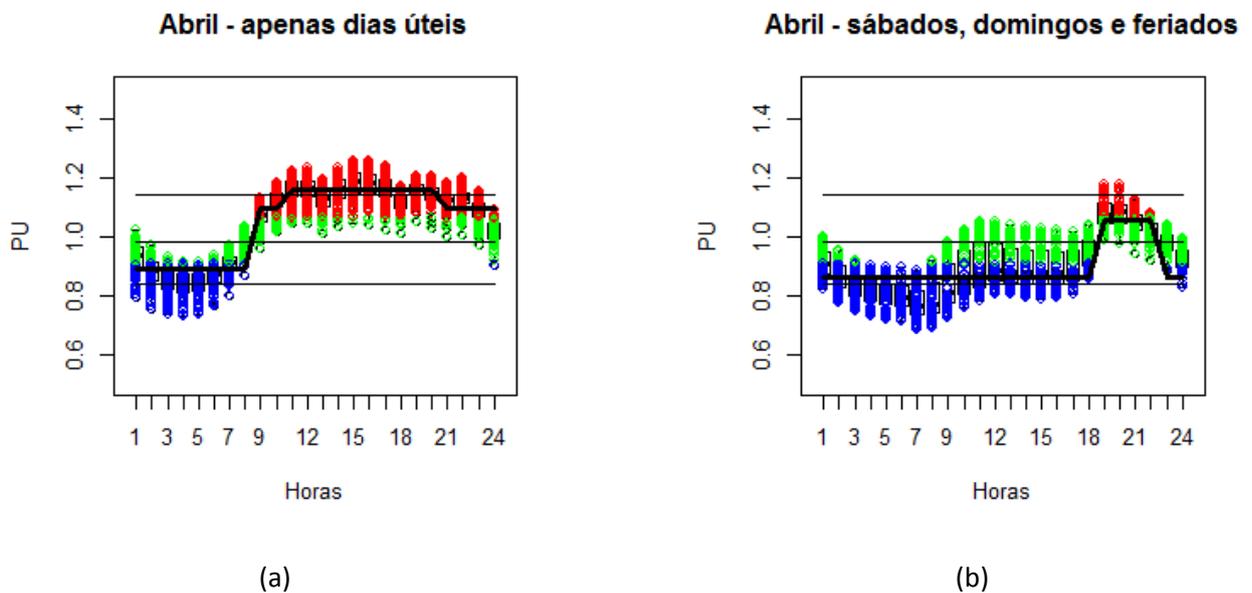


Figura 14 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para abril: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 29 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para abril.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-20h00	-	-	-
Média	08h00-10h00 20h00-24h00	18h00-22h00	-	-
Leve	00h00-08h00	00h00-18h00	-	-

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
		22h00-24h00		

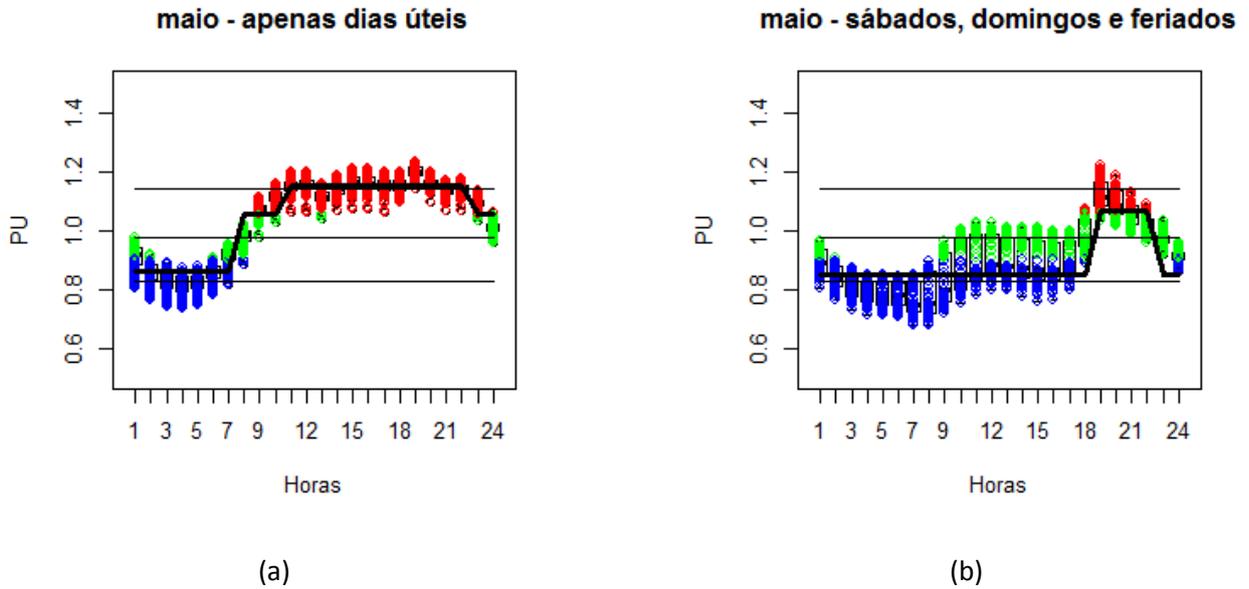


Figura 15 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para maio: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 30 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para maio

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-22h00	-	-	-
Média	07h00-10h00 22h00-24h00	18h00-22h00	-	-
Leve	00h00-07h00	00h00-18h00 22h00-24h00	-	-

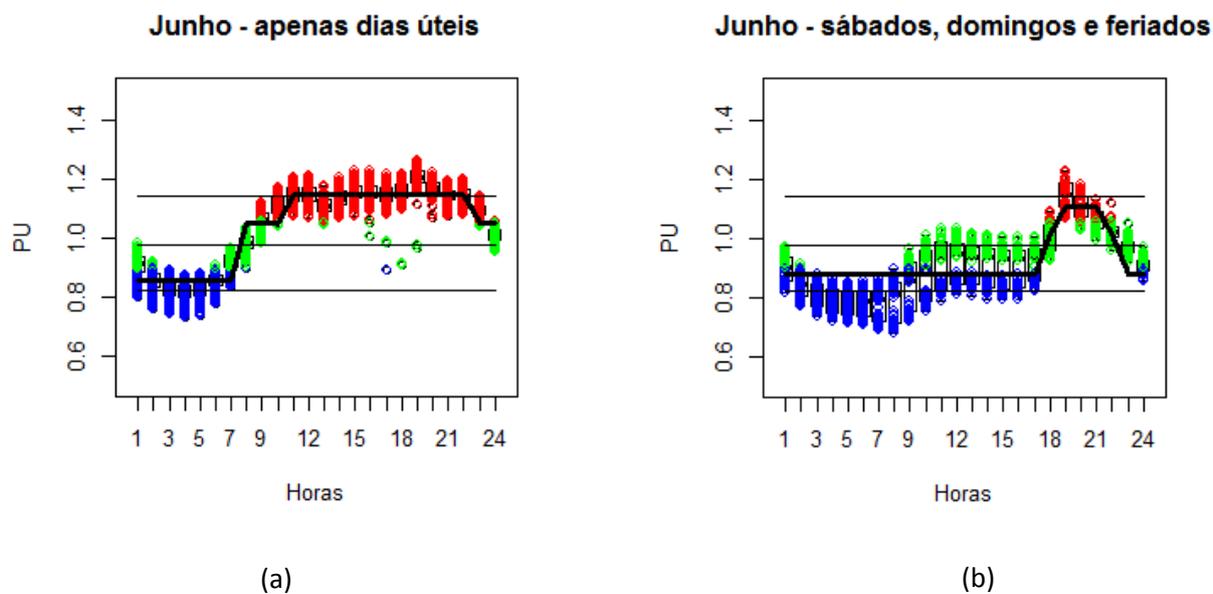


Figura 16 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para junho: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 31 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para junho.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-22h00	-	-	-
Média	07h00-10h00 22h00-24h00	17h00-22h00	-	-
Leve	00h00-07h00	00h00-17h00 22h00-24h00	-	-

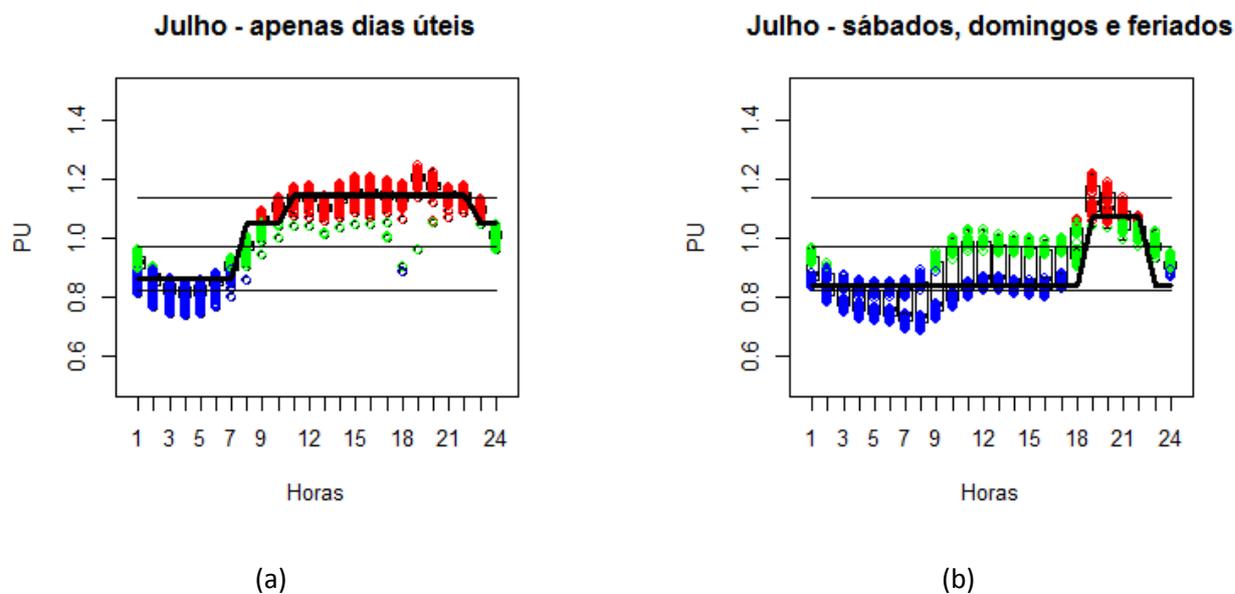


Figura 17 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para julho: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 32 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para julho.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/ Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/ Feriado
Pesada	10h00-22h00	-	-	-
Média	07h00-10h00 22h00-24h00	18h00-22h00	-	-
Leve	00h00-07h00	00h00-18h00 22h00-24h00	-	-

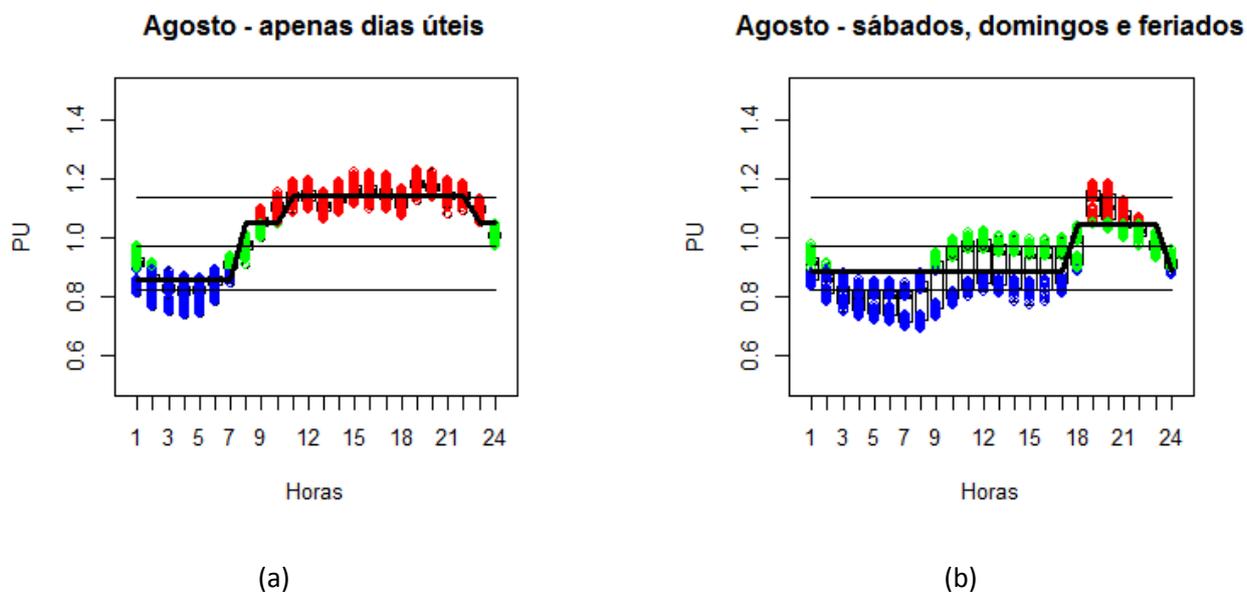


Figura 18 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para agosto: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 33 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para agosto

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/ Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/ Feriado
Pesada	10h00-22h00	-	-	-
Média	07h00-10h00 22h00-24h00h	17h00-23h00	-	-
Leve	00h00-07h00	00h00-17h00 23h00-24h00	-	-

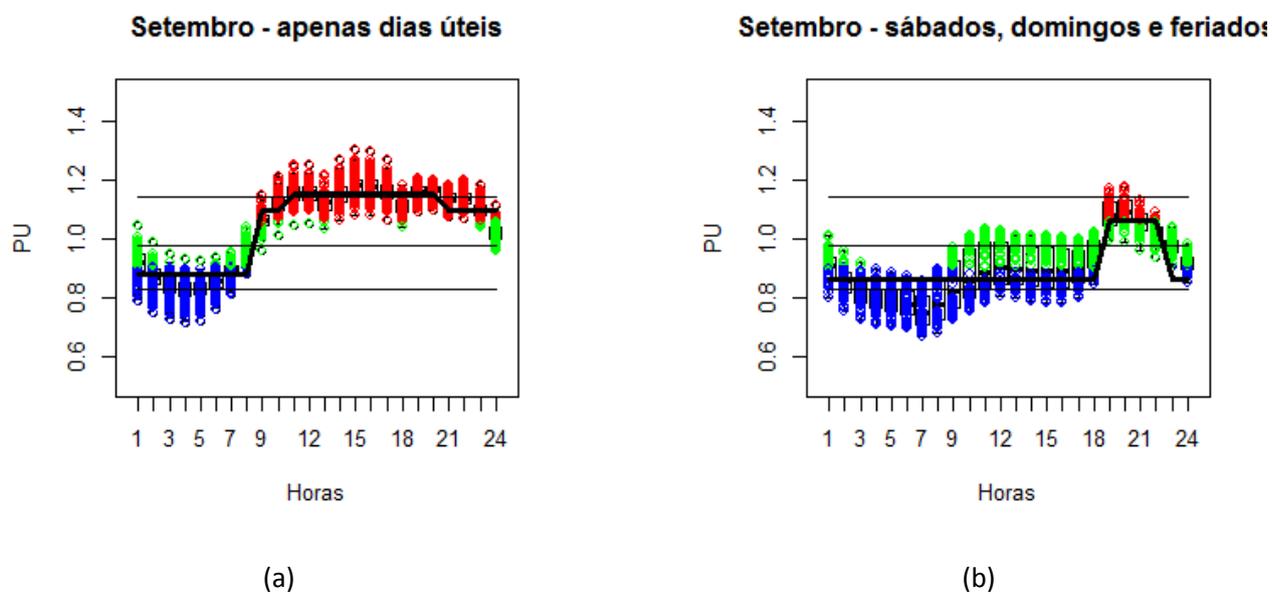
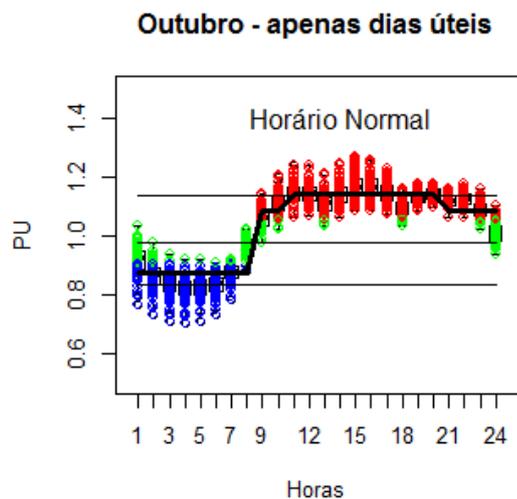


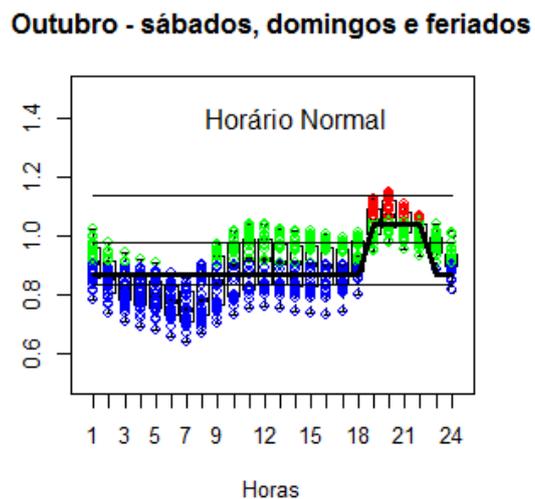
Figura 19 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para setembro: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 34 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para setembro.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-20h00	-	-	-
Média	08h00-10h00 20h00-24h00	18h00-22h00	-	-
Leve	00h00-08h00	00h00-18h00 22h00-24h00	-	-

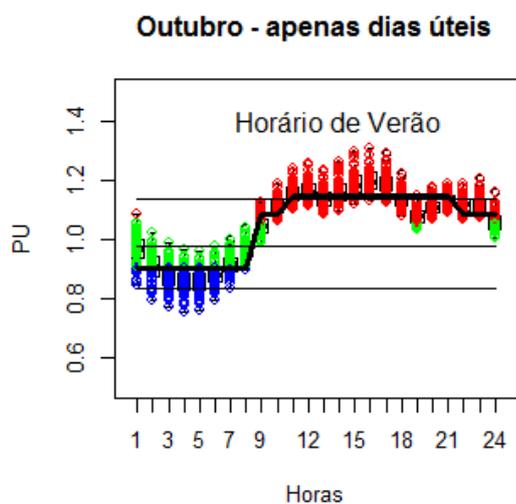


(a)

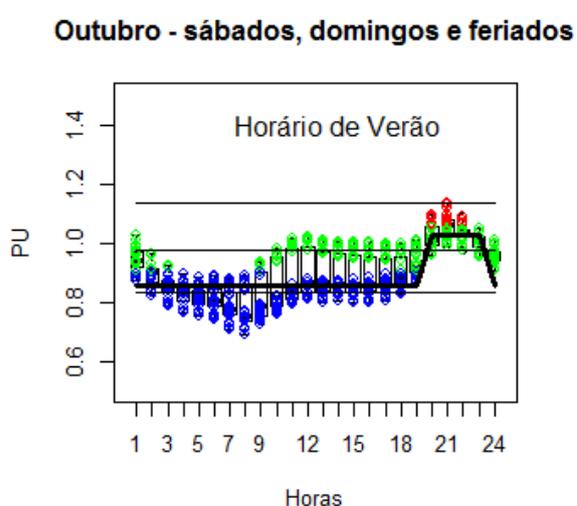


(b)

Figura 20 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para outubro no *horário normal*: (a) tipo 1; (b) tipo 2.



(a)



(b)

Figura 21 – *Loadplots* e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para outubro no *horário de verão*: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 35 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para outubro.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	10h00-20h00	-	10h00-21h00	-
Média	08h00-10h00 20h00-24h00	18h00-22h00	08h00-10h00 21h00-24h00	19h00-23h00
Leve	00h00-08h00	00h00-18h00 22h00-24h00	00h00-08h00	00h00-19h00 23h00-24h00

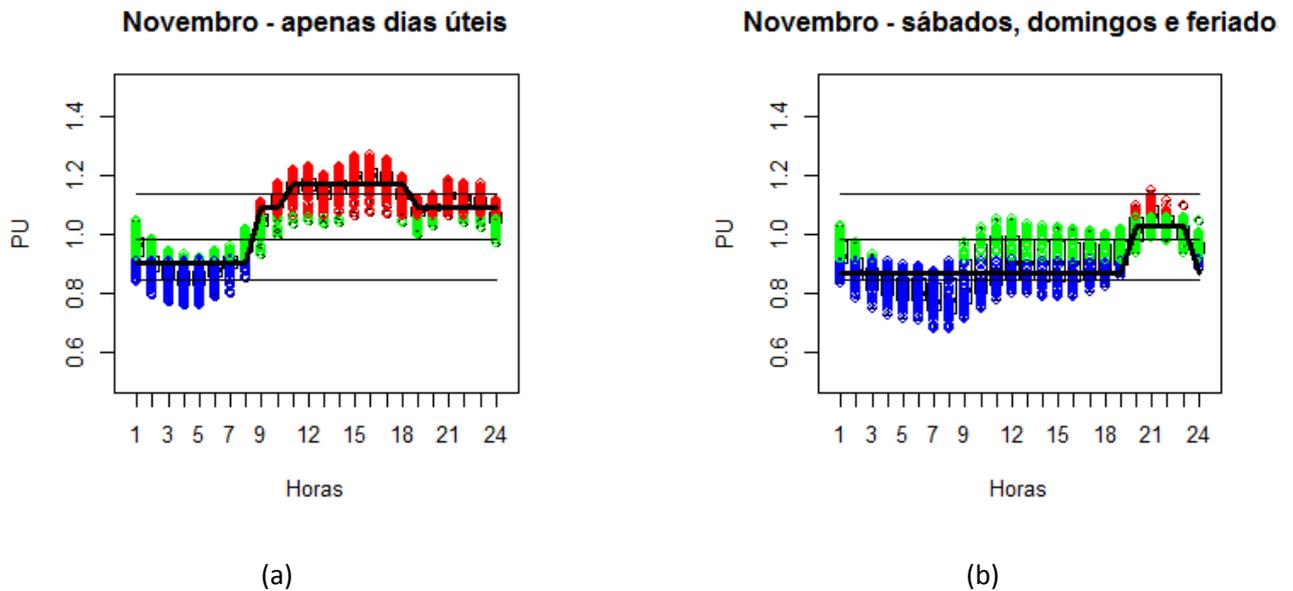
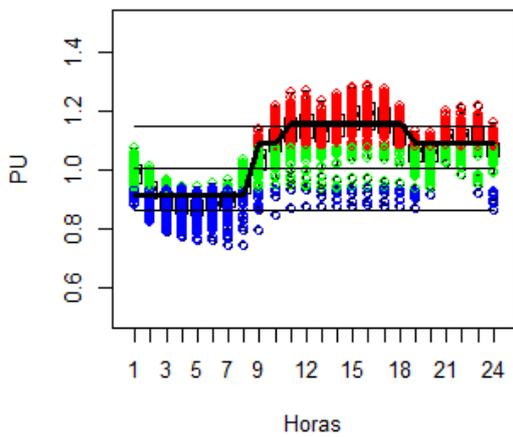


Figura 22 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para novembro: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 36 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para novembro.

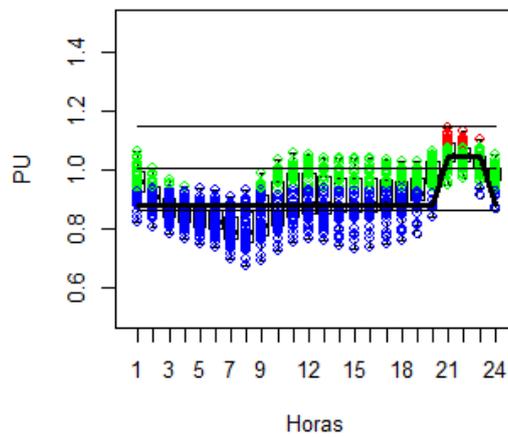
Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	-	-	10h00-18h00	-
Média	-	-	08h00-10h00 18h00-24h00	19h00-23h00
Leve	-	-	00h00-08h00	00h00-19h00 23h00-24h00

Dezembro - apenas dias úteis



(a)

Dezembro - sábados, domingos e feriado



(b)

Figura 23 – Loadplots e Perfis diários de carga obtidos pelo pós-processamento dos resultados da agregação em 3 patamares para dezembro: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

Tabela 37 - Intervalos horários dos patamares de carga obtidos pelo pós-processamento para dezembro.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado/ Domingo/Feriado
Pesada	-	-	10h00-18h00	-
Média	-	-	08h00-10h00 18h00-24h00	20h00-23h00
Leve	-	-	00h00-08h00	00h00-20h00 23h00-24h00

### 2.3.3) Determinação das Profundidades e Durações dos Patamares de Carga de Energia associados aos Perfis Típicos Diários Obtidos

Após a definição dos perfis típicos diários de carga de energia, para cada subsistema e para cada mês do ano, os valores das profundidades e durações associadas podem ser calculados, por exemplo, com base no histórico de dados utilizados nas fases anteriores da metodologia proposta. O seguinte procedimento foi utilizado:

- as *durações* dos patamares foram determinadas identificando-se o número de horas referente à cada patamar de carga (soma das horas dos dias úteis - tipo 1, e dos sábados, domingos e feriados - tipo 2) e dividindo-os pelo total de horas do mês nos anos do histórico considerado;
- as *profundidades* dos patamares foram calculadas, para cada patamar, através das médias das cargas em p.u. nas horas do respectivo patamar nos dias do tipo 1 e do tipo 2.

As Tabelas 38 a 49 apresentam os valores obtidos para as profundidades e durações associadas aos perfis típicos diários de carga de energia, para cada

subsistema e para cada mês do ano, considerando os 6 anos do histórico de carga horária (2012 a 2017).

Tabela 38– Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para janeiro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0423	1.1084	1.2212	1.1478	1.1469	0.2601
Média	1.0357	1.0479	1.0590	1.0708	1.0626	0.2406
Leve	0.9607	0.9205	0.8564	0.8889	0.8933	0.4993

Tabela 39 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para fevereiro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0466	1.1144	1.2234	1.1574	1.1547	0.2377
Média	1.0413	1.0542	1.0570	1.0737	1.0655	0.2441
Leve	0.9592	0.9220	0.8707	0.8931	0.8982	0.5181

Tabela 40 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para março.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0517	1.1139	1.2385	1.1616	1.1590	0.2007
Média	1.0422	1.0635	1.0969	1.0897	1.0833	0.3100
Leve	0.9521	0.9130	0.8407	0.8768	0.8820	0.4892

Tabela 41 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para abril.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0566	1.1022	1.2214	1.1599	1.1528	0.2778

Média	1.0448	1.0704	1.0938	1.0866	1.0819	0.2222
Leve	0.9487	0.9119	0.8353	0.8727	0.8787	0.5000

Tabela 42 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para maio.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0631	1.1007	1.2058	1.1629	1.1516	0.3414
Média	1.0180	1.0472	1.0857	1.0586	1.0579	0.1951
Leve	0.9459	0.9059	0.8124	0.8554	0.8640	0.4635

Tabela 43 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para junho.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0610	1.0929	1.2047	1.1613	1.1494	0.3444
Média	1.0083	1.0440	1.0853	1.0571	1.0558	0.2083
Leve	0.9491	0.9079	0.8026	0.8491	0.8589	0.4472

Tabela 44 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para julho.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0497	1.0927	1.1993	1.1570	1.1450	0.3575
Média	1.0127	1.0450	1.0871	1.0545	1.0551	0.1965
Leve	0.9546	0.9058	0.8018	0.8501	0.8595	0.4460

Tabela 45 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para agosto.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0585	1.0984	1.1956	1.1554	1.1448	0.3575

Média	1.0059	1.0387	1.0637	1.0460	1.0444	0.2202
Leve	0.9474	0.8965	0.8011	0.8445	0.8542	0.4223

Tabela 46 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para setembro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0567	1.1069	1.2119	1.1617	1.1523	0.2870
Média	1.0445	1.0684	1.1068	1.0926	1.0870	0.2241
Leve	0.9463	0.9059	0.8266	0.8626	0.8707	0.4889

Tabela 47 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para outubro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0496	1.1042	1.2060	1.1521	1.1448	0.3047
Média	1.0357	1.0578	1.0953	1.0806	1.0757	0.2115
Leve	0.9532	0.9091	0.8287	0.8690	0.8757	0.4839

Tabela 48 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para novembro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0532	1.1240	1.2405	1.1668	1.1631	0.2222
Média	1.0316	1.0570	1.0929	1.0869	1.0784	0.2778
Leve	0.9588	0.9133	0.8415	0.8776	0.8840	0.5000

Tabela 49 – Profundidades e durações dos patamares de carga atualizadas para dezembro.

Patamar de Carga	N	NE	S	SE	SIN	Duração
Pesada	1.0388	1.1052	1.2038	1.1457	1.1406	0.2276

Média	1.0295	1.0523	1.0822	1.0817	1.0728	0.2672
Leve	0.9669	0.9250	0.8647	0.8911	0.8981	0.5052

### 2.3.4) Análise da Consideração dos Sábados junto aos Dias Úteis ou aos Domingos e Feriados

Conforme já mencionado, atualmente os perfis típicos diários são construídos agregando-se as cargas de energia relativas aos sábados em conjunto com as dos dias úteis. Nesta seção é analisada se, com os dados atuais, esta forma de agregação ainda permanece válida, ou se seria mais adequado considerar os dados dos sábados junto às cargas dos domingos e feriados, redefinindo, em consequência, a composição dos dias da semana nos perfis diários tipos 1 e 2.

Esta análise foi realizada para todos os meses do ano, sendo que nesta seção são apresentados os resultados para o mês de fevereiro, e no Anexo II consta os resultados para os demais meses. Para isso, o algoritmo desenvolvido para a obtenção dos perfis típicos diários descrito na Seção 2.3.1 foi aplicado e foram obtidos quatro *loadplots* distintos: (i) dias úteis e sábados; (ii) domingos e feriados; (iii) dias úteis; e (iv) sábados, domingos e feriados. No caso dos meses de fevereiro (e também de outubro), estes *loadplots* ainda foram obtidos nas condições de horário de verão (Figura 24) e horário normal (Figura 25).

Verifica-se na Figura 24 (a) que, quando as cargas dos sábados são agrupadas junto com as cargas dos dias úteis, surge um hiato entre os valores de carga das horas de ponta, e um número razoável de valores de carga que poderiam até ser classificadas como patamar médio. A razão é que os montantes de carga dos sábados, para estes horários, são inferiores àqueles dos dias úteis, o que sugere a retirada dos sábados do conjunto formado pelos dias úteis; quando isto ocorre, isto é, o tipo 1 passa a conter apenas dias úteis-Figura 24 (c), este hiato desaparece. Por outro lado, quando se compara o tipo 2 nas duas situações, isto é, domingos e feriados com e sem os sábados – Figuras 24 (b) e (d), não há os hiatos relatados nem há valores de carga que deveriam ser classificados como

patamar pesado. Assim, conclui-se que os dados dos sábados deveriam ficar junto aos dos domingos e feriados.

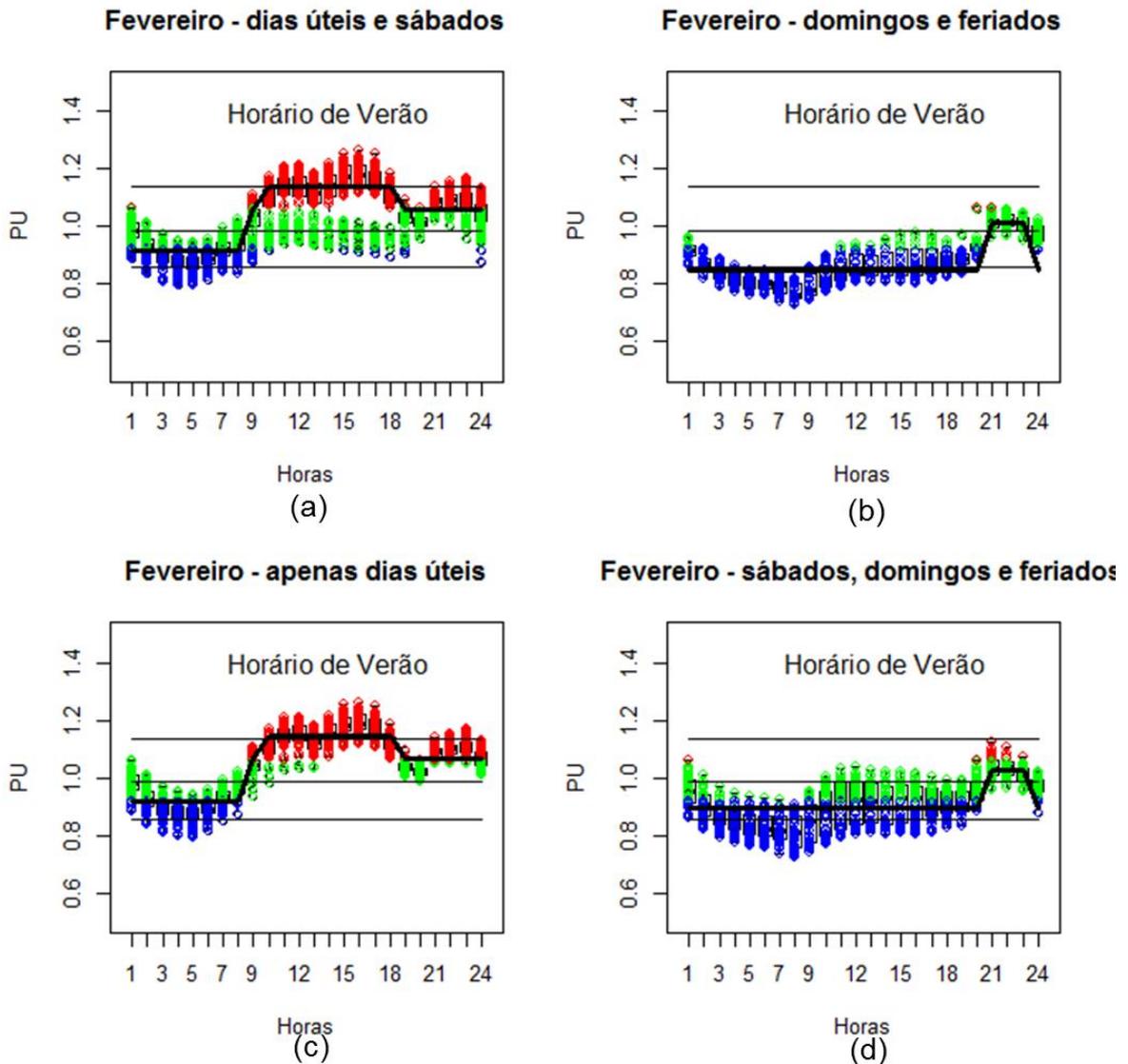


Figura 24 – Análise da alocação dos sábados junto aos dias úteis ou aos domingos e feriados – mês fevereiro – horário de verão

A mesma conclusão é estabelecida quando se analisa o mês de fevereiro na condição de horário normal, e também, em grau maior ou menor, os demais meses do ano. Desta forma, a melhor forma de alocar as cargas horárias de energia dos sábados é junto com as dos domingos e feriados, resultando na redefinição dos tipos 1 e 2 dos perfis típicos diários, que passam a ser dias úteis

(tipo 1) e sábados, domingos e feriados (tipo 2), conforme já considerado nas Seções 2.3.2 e 2.3.3.

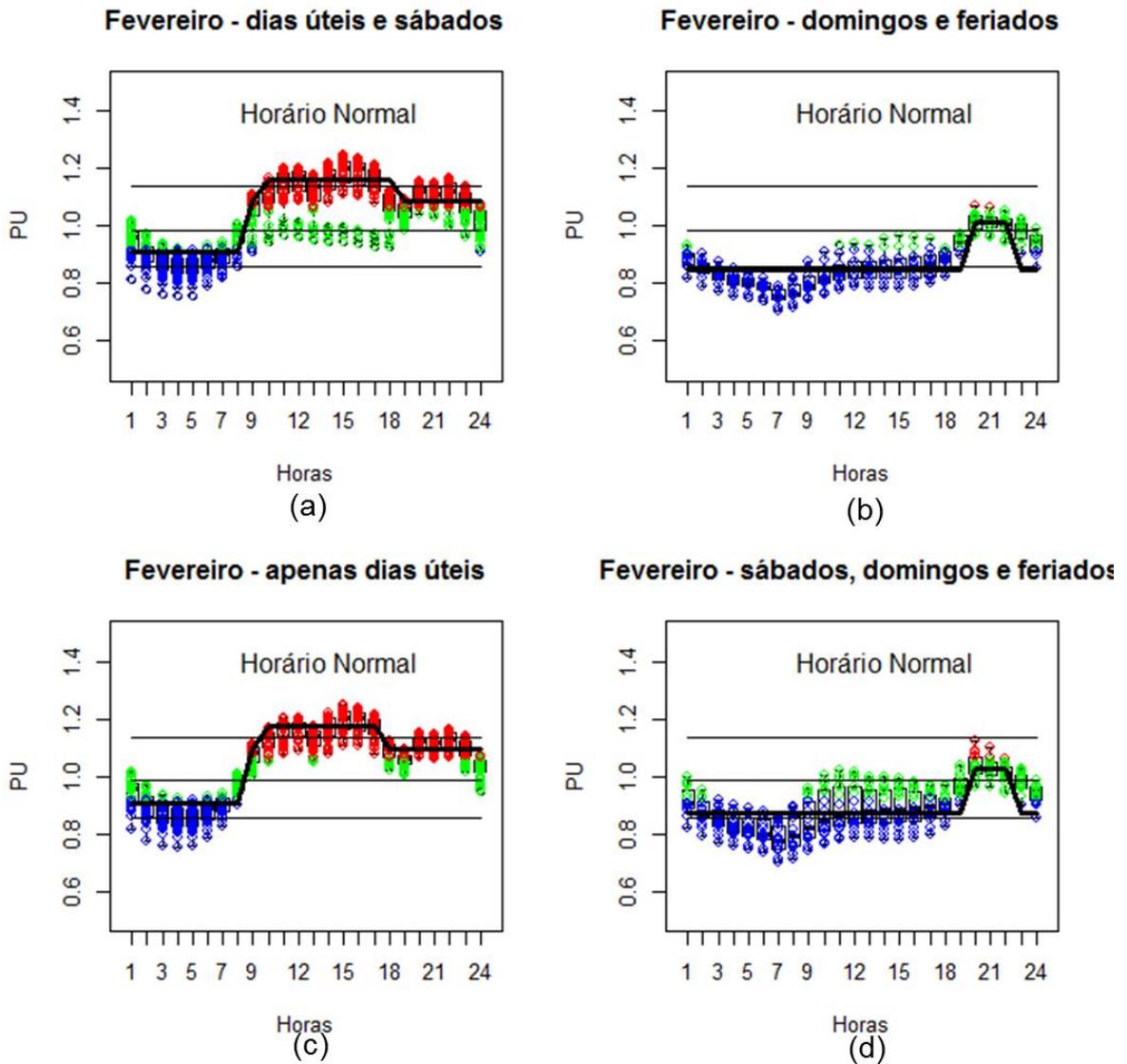


Figura 25 – Análise da alocação dos sábados junto aos dias úteis ou aos domingos e feriados – mês fevereiro – horário normal

## 2.3.5) Representação dos Perfis Típicos Diários de Carga de Energia Obtidos por Mapas Coropléticos

### 2.3.5.1) Três Perfis Típicos para o Ano

Uma forma atraente de visualizar os perfis típicos diários de carga de energia obtidos para cada mês do ano consiste na utilização de mapas coropléticos<sup>2</sup>, conforme ilustrado na Figura 26, para os perfis Tipo 1 e Tipo 2.

A análise desses mapas indica que há pelo menos três períodos sazonais com durações bem definidas para o patamar pesado em cada período: 12 horas para Sazonal 1 – “Inverno” (de Maio até Agosto), 10 horas para Sazonal 2 – “Intermediário” (Abril, Setembro e Outubro) e 8 horas para o Sazonal 3 – “Verão” (de Novembro até Março).

Assim, caso não seja factível a implantação de perfis típicos de carga de energia distintos para cada mês do ano, o que permitiria a consideração plena da sazonalidade inerente aos dados de carga, dever-se-ia adotar um número mínimo de três perfis típicos, propiciando uma transição mais harmoniosa das durações do patamar pesado ao longo do ano. Neste caso, os intervalos horários correspondentes estão apresentados na Tabela 50.

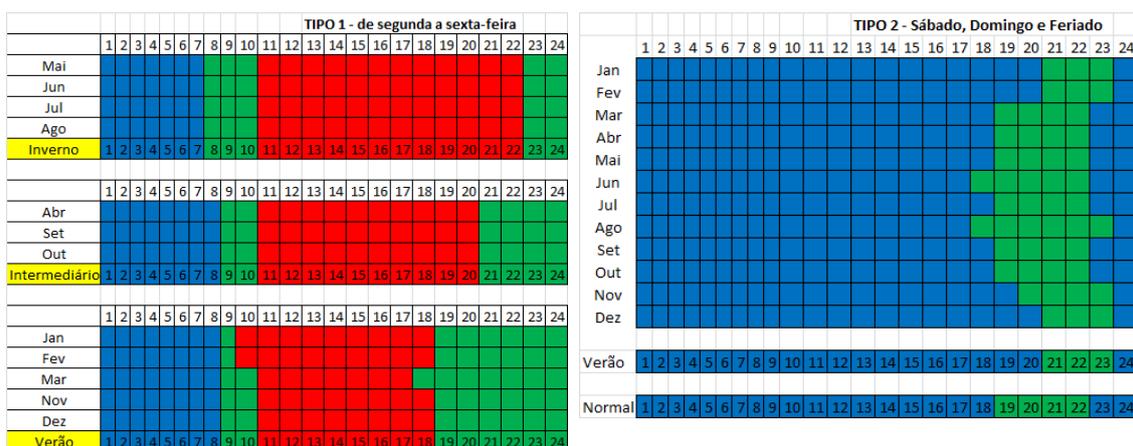


Figura 26 – Mapas Coropléticos dos Perfis Típicos Diários de Carga de Energia

<sup>2</sup> Nos mapas coropléticos, a 1ª hora correspondente ao intervalo entre 0h e 1h, a 2ª hora ao intervalo entre 1h e 2h, e assim por diante.

Tabela 50 – Intervalos horários dos patamares de carga considerando 3 Perfis Típicos para o Ano.

Patamar de Carga	Inverno		Intermediário		Verão	
	2ª a 6ª feira	Sábado, Domingo e Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, Domingo e Feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, Domingo e Feriado
Pesada	10h00 - 22h00		10h00 - 20h00		10h00 - 18h00	
Média	07h00 - 10h00 22h00 - 24h00	18h00 - 22h00	08h00 - 10h00 20h00 - 24h00	18h00 - 22h00	08h00 - 10h00 18h00 - 24h00	20h00 - 23h00
Leve	00h00 - 07h00	00h:00 - 18h00 22h00 - 24h00	00h00 - 08h00	00h:00 - 18h00 22h00 - 24h00	00h00 - 08h00	00h:00 - 20h00 23h00 - 24h00

## 2.4) Consideração dos limites de intercâmbio para as novas durações de patamares

Os limites de intercâmbio, em MW, são calculados para três condições de carga. Entretanto, ressalta-se que o desempenho do sistema é inalterado na ponta de carga pesada ou média, visto que a diferença entre essas pontas é muito pequena frente à variação diária da carga do SIN. Cabe ressaltar que os limites são fortemente impactados pela configuração do sistema, pelo desempenho dos sistemas especiais de proteção e, em menor grau, pela carga, que é refletida no número de máquinas sincronizadas na rede elétrica. Atualmente, nos diversos estudos realizados por esse Operador, não se observa alterações de limites para variações de carga em montantes inferiores a 10.000 MW no SIN.

A planilha da Figura 27 mostra os valores dos limites de intercâmbio, em MW, calculados para o PAR/PEL 2019/2013 para todas as configurações do quinquênio. Conforme mencionado, os limites de intercâmbio são os mesmos para os patamares de carga média e pesada. Adicionalmente, observa-se que em algumas interligações, dependendo da topologia da rede esses números são inalterados inclusive na carga leve, onde observa-se variações que podem chegar 30.000 MW.

Dessa forma, entende-se que a mudança metodológica de definição dos patamares de carga não impactou nos valores limites de intercâmbio.

Período	Carga	Inteligências diretas entre os Subsistemas										Restrições de Soma										Imp Norte	Principal Obra
		No de Imp	Gurupi	Nó Xingu	Nó Xingu	Nó Xingu	Nó Xingu	FME		FSENE		FNS + Nó Xingu Imp → SE → → SE	SE → N Imp → SE → Nó Xingu	Recabimento NE		Exportação do Nordeste	Cenário Norte Exportador	Cenário Sudeste Exportador					
								SE	Nó Imp	SE	Nó Imp			N EXP	SE EXP				NE - It + NE - SE	Exportação Total do Norte	Imp + SE → N Imp + SE - N		
HOJE	p	4.000	4.100	2.500	3.200	4.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	6.600	5.400	4.800	3.800	5.500	9.200	7.800				
a	M	4.000	4.100	1.900	3.200	4.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	6.200	5.400	4.800	3.800	5.500	9.200	7.800				
nov-19	L	4.000	4.100	1.100	3.200	4.000	1.800	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	5.500	5.200	3.700	3.700	5.300	8.000	7.800				
dez-19	p	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	11.000	5.400	5.400	4.500	5.500	14.000	8.000				
a	M	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	11.000	5.400	5.400	4.500	5.500	14.000	8.000				
jan-20	L	4.000	4.100		3.200	8.000	1.800	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	10.700	5.200	4.000	4.000	5.300	13.300	8.000				
jul-20	p	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	2.000	11.000	5.400	5.500	4.800	5.500	14.000	8.200			
a	M	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	2.000	11.000	5.400	5.500	4.800	5.500	14.000	8.200			
mai-21	L	4.000	4.100		3.200	8.000	1.800	4.000	2.800	4.600	4.800	1.500	2.000	10.700	5.200	4.500	4.500	5.300	13.300	8.500			
jan-21	p	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	4.600	6.500	1.500	2.000	11.000	5.400	6.500	5.500	5.800	14.000	9.000			
a	M	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	6.500	6.500	1.500	2.000	11.000	5.400	6.500	5.500	5.800	14.000	9.000			
fev-22	L	4.000	4.100		3.200	8.000	1.800	4.000	2.800	6.500	6.500	1.500	2.000	10.700	5.200	4.800	4.800	5.800	13.300	9.400			
mar-22	p	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	6.500	6.500	4.000	6.000	11.100	5.400	7.800	7.100	9.000	15.400	11.200			
a	M	4.000	4.100		3.200	8.000	2.300	4.000	2.800	6.500	6.500	4.000	6.000	11.100	5.400	7.800	7.100	9.000	15.400	11.200			
dez-22	L	4.000	4.100		3.200	8.000	1.800	4.000	2.800	6.500	6.500	4.000	6.000	11.100	5.200	6.600	6.600	9.000	14.800	9.500			

Figura 27 – Limites de intercâmbio PAR/PEL 2019/2023

## 2.5) Método de cálculo dos p.u. de profundidade e duração dos patamares para os modelos computacionais

De posse da curva de carga de referência, discretizada em base horária, para cada mês, é calculada a média aritmética por patamar de todas as informações de acordo com o seu intervalo horário, considerando a quantidade de dias típicos de cada mês (dias úteis, sábados, domingos e feriados). Faz-se a conversão para p.u. da relação entre a média aritmética de cada patamar com a média aritmética de todos os valores.

Paralelamente, calcula-se o p.u. de duração de cada patamar como sendo a quantidade de horas de cada patamar de acordo com a quantidade de dias típicos de cada mês, dividido pelo número total de horas do mês.

### 3) Resultados

Objetivando ilustrar o ganho da representação da curva carga de energia elétrica nos modelos energéticos com a consideração da proposição apresentada neste relatório, são ilustrados no gráfico abaixo:

- (i) a curva de permanência da carga para os meses de março considerando os dados horários verificados entre os anos de 2012 e 2017;
- (ii) os valores vigentes de duração e profundidade dos patamares de carga utilizados nos estudos de operação e formação de preço (referência: PMO de março/18);
- (iii) os valores de duração e profundidade dos patamares de carga adotados pela EPE, no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2027<sup>3</sup>; e
- (iv) os valores propostos pela CPAMP.

Verifica-se, nos valores propostos pela CPAMP, uma maior aderência com a curva real de carga. Portanto, o ganho da representação da carga nas simulações energéticas para otimização do despacho hidrotérmico irá refletir no ganho na estimativa dos resultados, mais próximos à realidade operativa.

---

<sup>3</sup> A EPE, reconhecendo que a curva de carga representada nos modelos energéticos atualmente já não está mais aderente à realidade, passou a adotar novos valores de profundidade dos patamares de carga, mantendo a duração dos patamares, de forma que os horários de maior demanda fiquem contidos no patamar de carga pesada. Esse ajuste foi feito no PDE 2026.

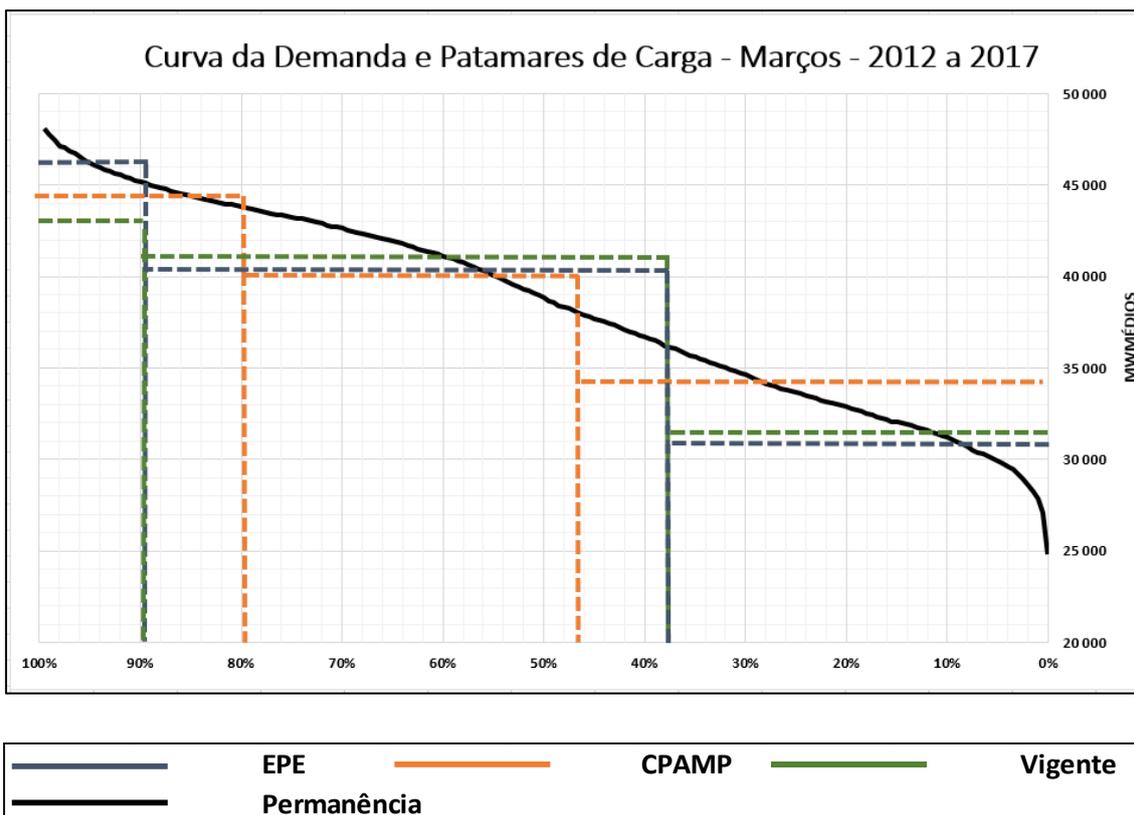


Figura 28 – Curva de demanda e patamares de carga

Vale ressaltar que os resultados apresentados a seguir, oriundos de simulações com os modelos NEWAVE e DECOMP, consideraram como dado de entrada os valores de duração e profundidade dos patamares de carga (em p.u.) para os doze perfis anuais (um para cada mês), resultantes da metodologia aplicada, com a representação da carga em 3 perfis típicos anuais.

### 3.1) PDE

Para o PDE foram simulados dois casos para avaliação dos efeitos da introdução de novos patamares de carga: (i) caso do PDE com valores de duração e profundidade de carga originais do PDE 2027; (ii) Caso do PDE com valores propostos pela CPAMP.

Os custos de operação dos dois casos analisados – total e cada uma das suas parcelas, listados abaixo, apresentaram pouca variação entre os mesmos. Apesar

de terem sido verificados custos inferiores para o caso com os valores propostos pela CPAMP, podem ser considerados estaticamente equivalentes.

PARCELA	Original	CPAMP
GERACAO TERMICA	101 822	101 886
DEFICIT	3 345	3 198
VERTIMENTO	2	2
EXCESSO ENERGIA	0	0
VIOLACAO MAR	0	0
VIOL. OUTROS USOS	8 035	7 954
VIOLACAO EVMIN	5 416	5 205
INTERCAMBIO	15	15
VIOL. INTERC. MIN.	0	0
VERT. FIO N. TURB.	3	3
VIOLACAO GHMIN	1 960	1 755
<b>TOTAL</b>	<b>120 597</b>	<b>120 018</b>

Figura 29 – Parcela do custo total de simulação

A primeira variável analisada foi a geração hidrelétrica por subsistema para os patamares 1 (Figura 30) e 2 (Figura 31). Observa-se grande variação ao longo do horizonte de estudo, principalmente nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste. A região Norte mantém o mesmo padrão de comportamento.

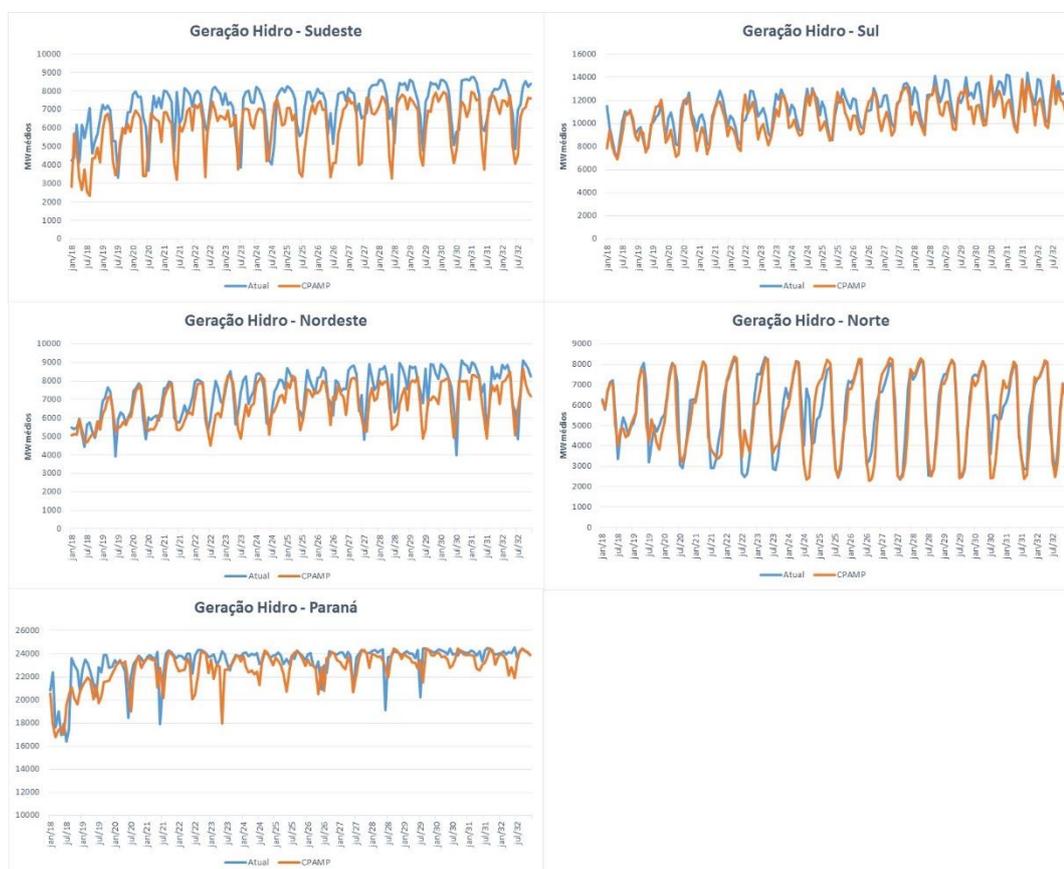


Figura 30 – Geração Hidrelétrica – Patamar 1

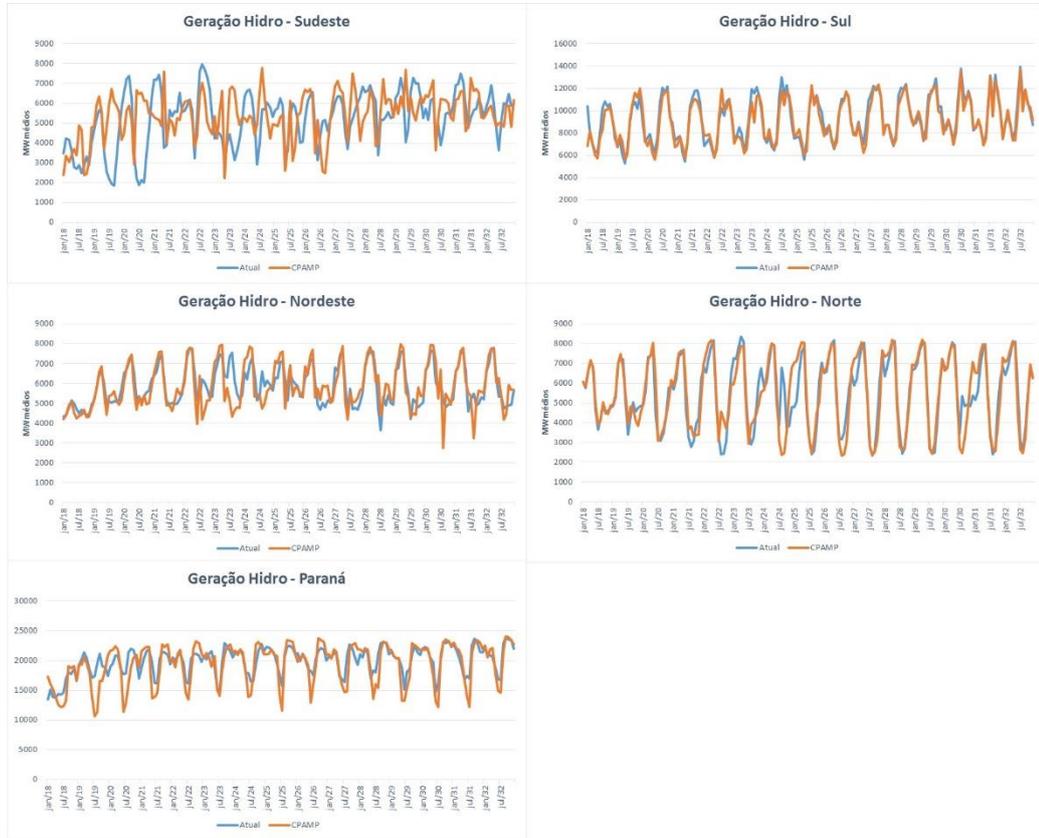


Figura 31 – Geração Hidrelétrica – Patamar 2

Em relação à geração hidrelétrica total do SIN, como pode ser visto na figura abaixo, os casos mantêm o mesmo comportamento, sem alterações significativas.

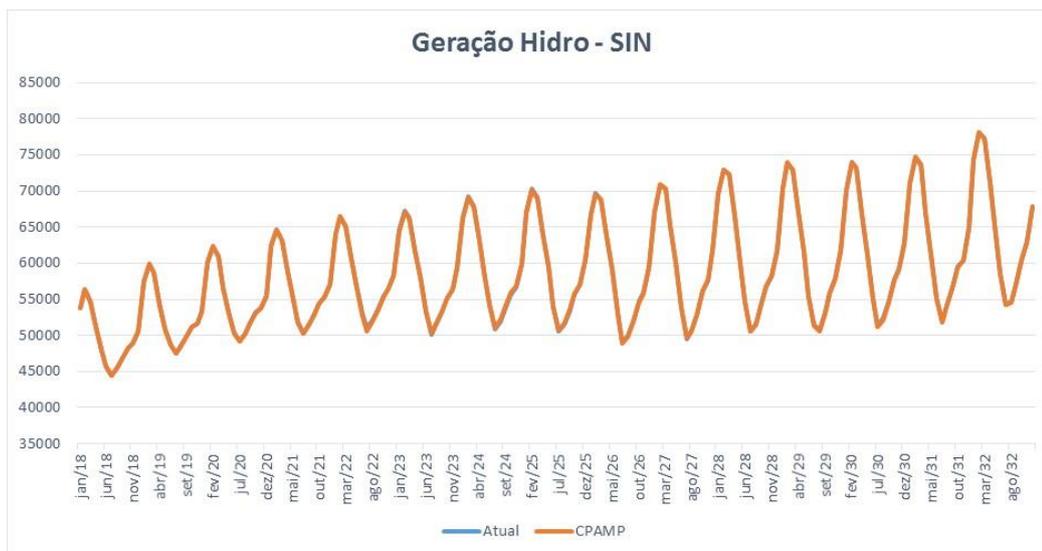


Figura 32 – Geração Hidrelétrica – Total

Dando enfoque à geração térmica do SIN nos casos analisados, fica claro no gráfico a seguir que não há alteração significativa na geração térmica, com apenas algumas variações, principalmente no período úmido.

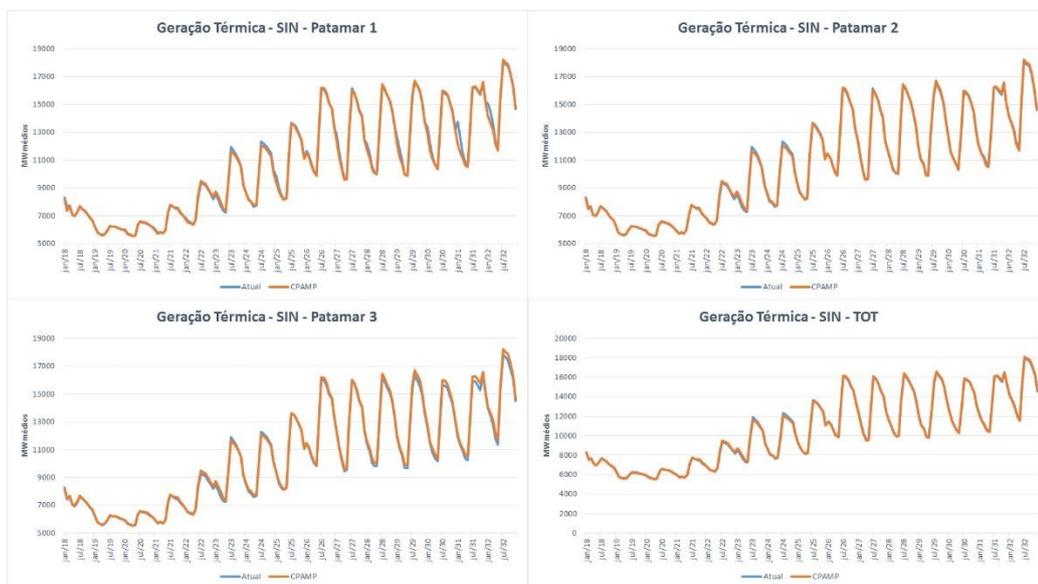


Figura 33 – Geração térmica total por patamar

O Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema, mostrado na Figura 34, também não é afetado em grande proporção nos casos analisados. O subsistema Sul, diferentemente dos outros subsistemas, possui diferenças de valores principalmente no início e no fim do estudo.

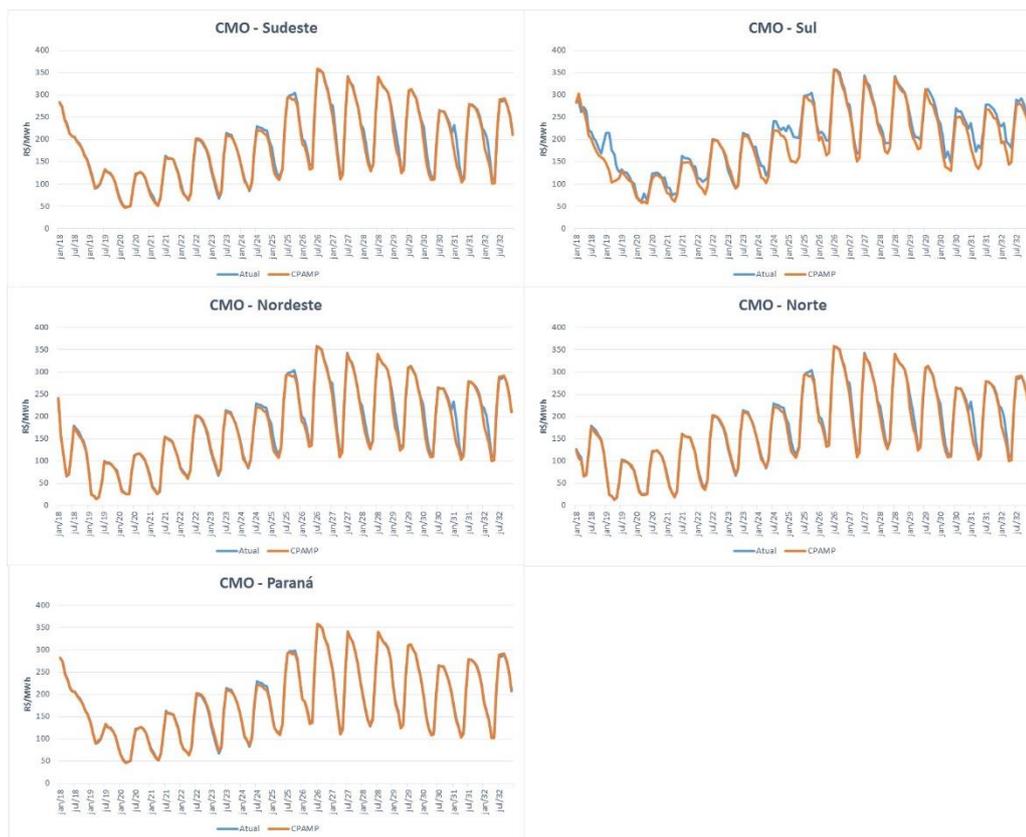


Figura 34 – Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema

O armazenamento final (variável EARMF) dos subsistemas tem comportamento apresentado na Figura 35. Os subsistemas Sul e Sudeste possuem variações mais fortes no início de estudo e os subsistemas Paraná, Nordeste e Norte têm diferenças pontuais, principalmente nos finais dos períodos úmidos. Esses resultados são coerentes com os de geração hidráulica apresentados acima, evidenciando que o modelo encontrou soluções de mesmo custo apresentando diferentes alternativas para otimização do uso do recurso hidráulico entre os reservatórios equivalentes de energia.

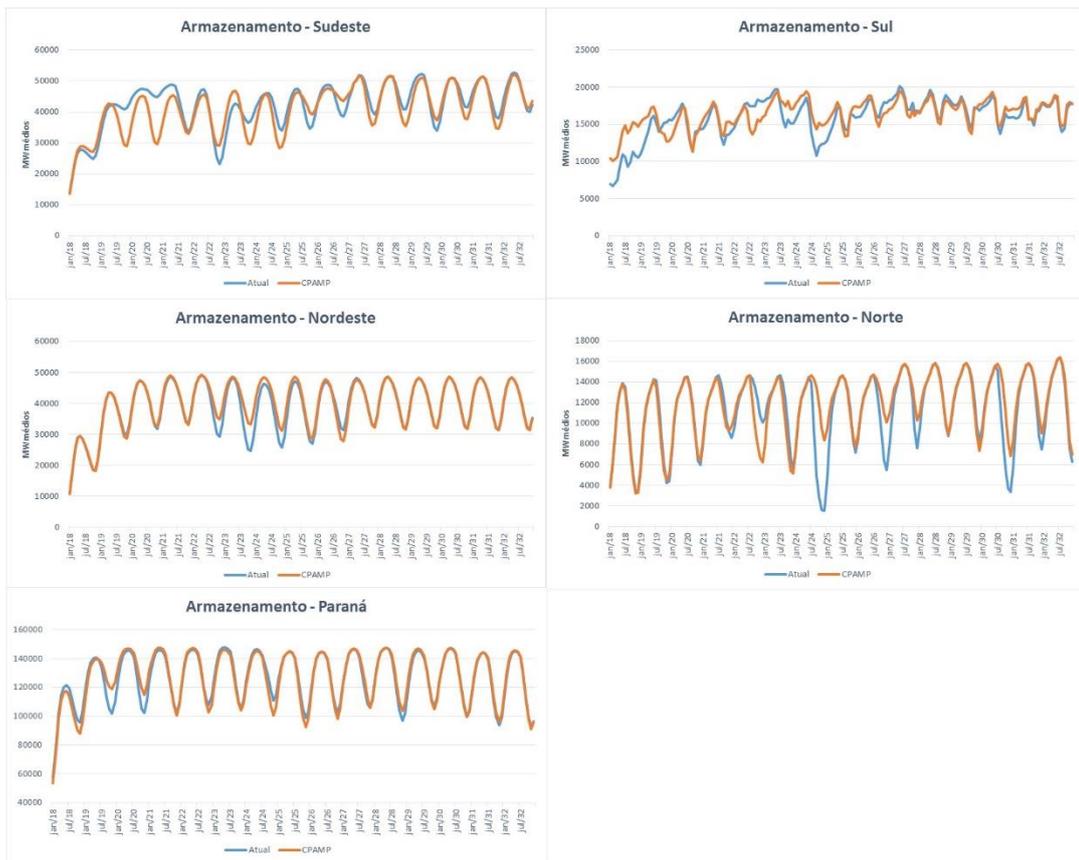


Figura 35 – Armazenamento final por subsistema

### 3.2) Garantia Física

A análise dos efeitos da mudança nos patamares de carga também foi avaliada para os casos de garantia física. Para tal foi utilizado o Caso Base de Leilão A-4 de 2018 modificado com os três perfis típicos anuais, e os propostos pela CPAMP. Nesses casos foram analisadas as variáveis dos custos de operação, geração hidráulica, geração térmica e CMO. A figura abaixo demonstra os custos de operação convergidos para a mesma carga crítica:

	3 Patamares CPAMP	3 Patamares Atual	Diferença
CMO (R\$/MWh)	215.18	217.23	-0.95%
GERAÇÃO TÉRMICA	123809.84	123790.37	0.02%
DEFICIT	1970.39	2043.55	-3.71%
VERTIMENTO	2.05	2	2.44%
EXCESSO ENERGIA	0	0	-
VIOLAÇÃO MAR	0	0	-
VIOL. OUTROS USOS	3648.54	3463.29	5.08%
VIOLAÇÃO EVMIN	1400.95	1330.42	5.03%
INTERCÂMBIO	4.11	4.07	0.97%
VIOL. INTERC. MIN.	0	0	-
VERT. FIO N. TURB.	2.65	2.69	-1.51%
VIOLAÇÃO GHMIN	0	0	-
CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$)	132395.25	130636.39	1.33%

Figura 36 – Custos de Operação – Caso Base LEN A-4 2018

Da análise da Figura 37 verifica-se que para uma mesma carga crítica a variação do CMO de convergência (R\$ 217,00/MWh  $\pm$  R\$ 2,00) para o caso foi permaneceu dentro do critério de convergência, enquanto o custo de operação total apresentou pouca variação. A Figura 37 apresenta os resultados de CMO médio dos quatro subsistemas para os patamares de carga do PMO e os propostos pela CPAMP:

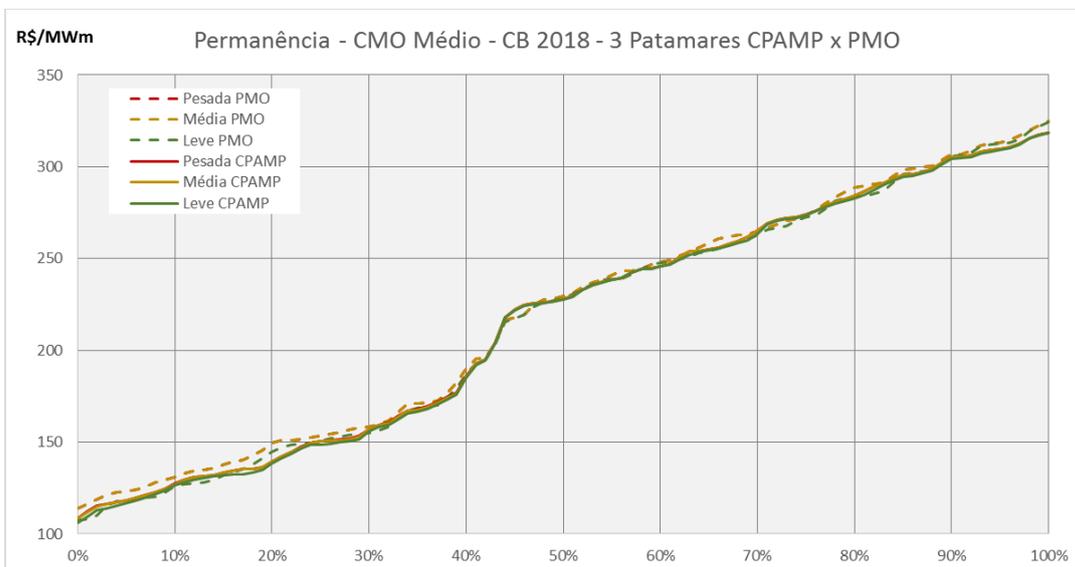


Figura 37 – Permanência do CMO – Valor Médio - Caso Base LEN A-4 2018

Verifica-se da análise da Figura 37 que o CMO médio para todos os casos, independente do patamar de carga, não apresenta variação substancial. As

maiores diferenças podem ser encontradas nos extremos dos percentis, com uma tendência de maiores valores de CMO para os três patamares de carga do PMO em percentis de menor custo, enquanto para os percentis com maiores custos ocorre uma inversão dessa tendência. A Figura 38 apresenta os resultados da geração hidráulica para os três patamares:

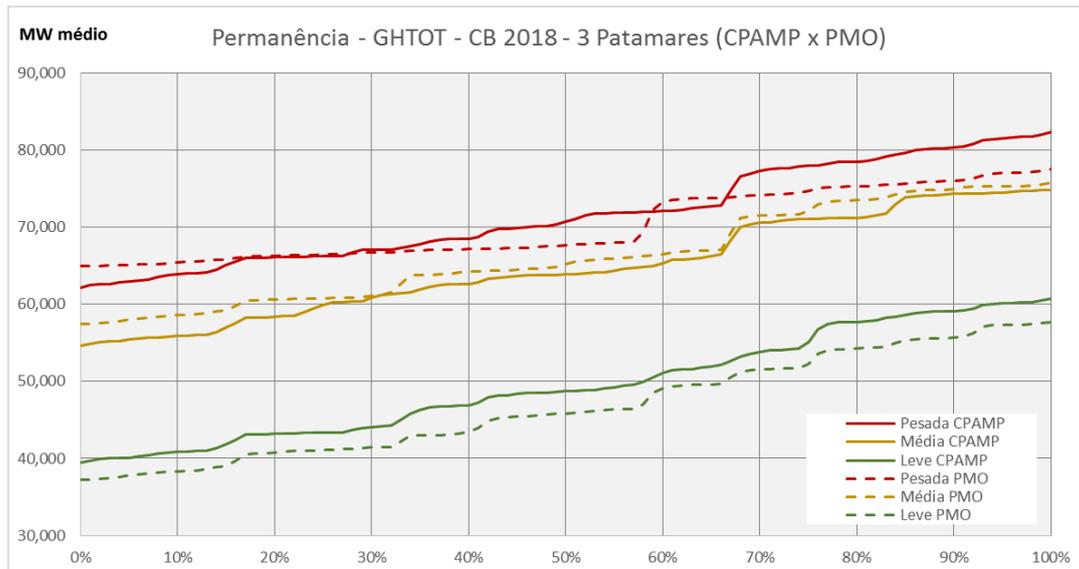


Figura 38 – Geração Hidráulica - Caso Base LEN A-4 2018

A Figura 38 demonstra que a alteração das permanências entre os patamares afeta diretamente na geração hidráulica. A consideração dos patamares propostos pela CPAMP leva a um aumento da geração hidráulica no patamar de carga pesada nos momentos de maior demanda e uma redução da geração nos demais patamares. Ademais, a alteração das curvas de geração hidráulica não causa impactos substanciais na geração térmica, conforme demonstrado na Figura 39:

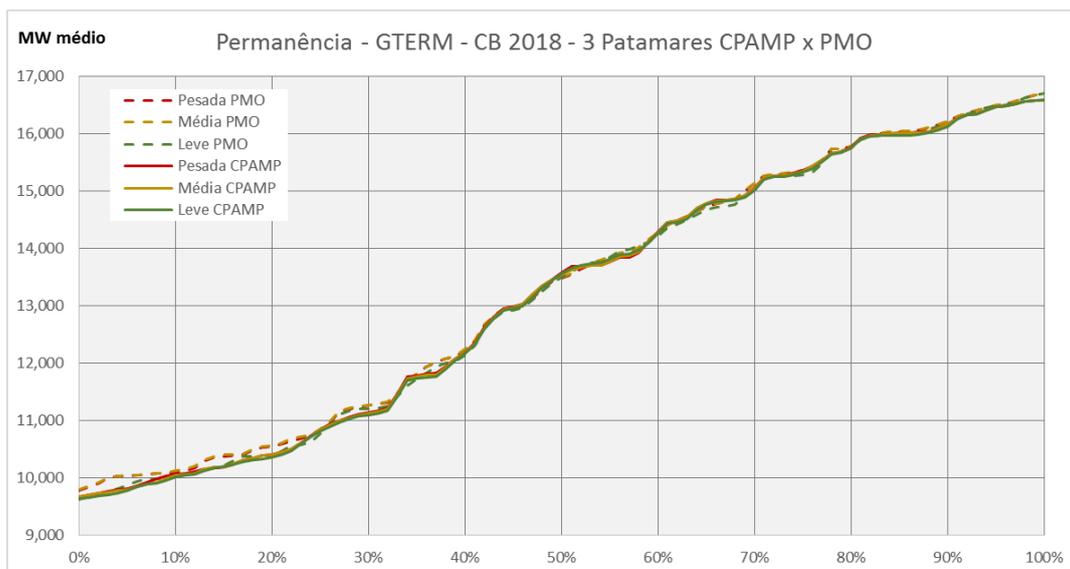


Figura 39 – Geração Térmica - Caso Base LEN A-4 2018

Os gráficos de permanência de geração térmica demonstram que a alteração na duração e profundidade dos patamares de carga influencia pouco na decisão de despacho do modelo para os casos de garantia física. Adicionalmente os resultados apresentados para todas as variáveis analisadas permitem discorrer que o impacto na garantia física é ínfimo.

### 3.3) PLD – março/2018

Todos os resultados desta seção foram obtidos através de simulações com o *deck* de dados do Newave utilizado pela CCEE para o cálculo do PLD, para o mês de março de 2018.

Da Figura 40 até a Figura 43 são apresentados os resultados das curvas de evolução temporal dos custos marginais de operação (CMO) ao longo do horizonte de planejamento por patamar de carga para os submercados Sudeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente.

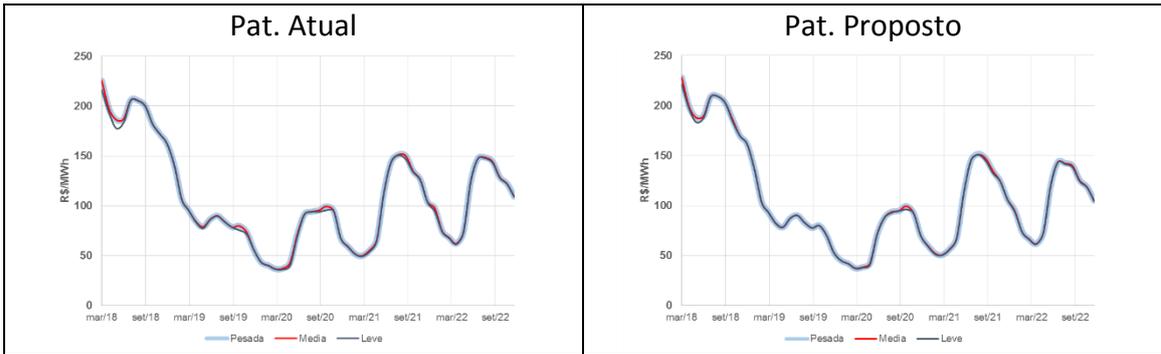


Figura 40- Evolução temporal do CMO do Sudeste – PLD março/2018

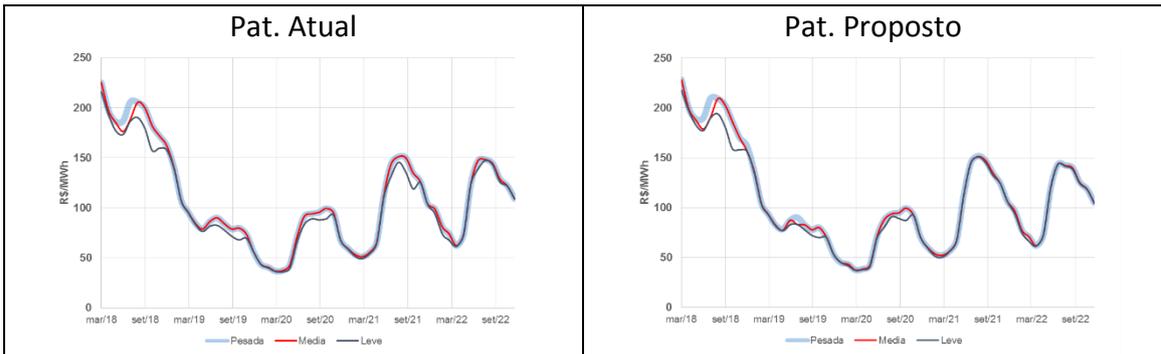


Figura 41- Evolução temporal do CMO do Sul – PLD março/2018

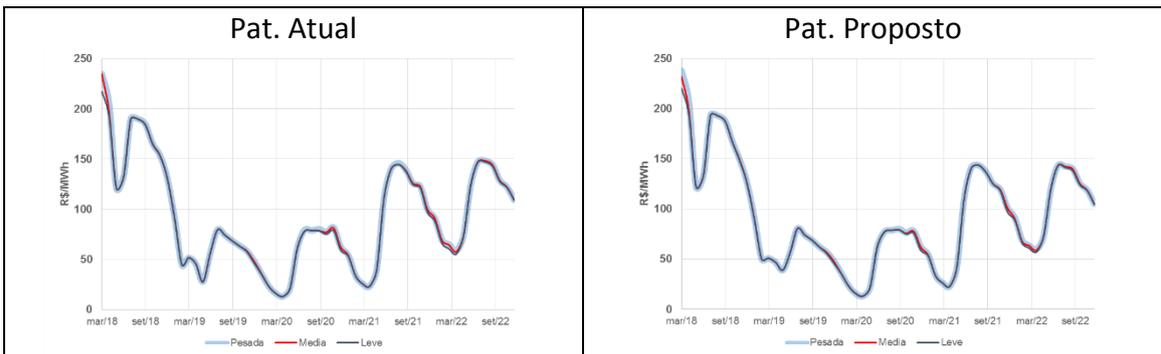


Figura 42 - Evolução temporal do CMO do Nordeste – PLD março/2018

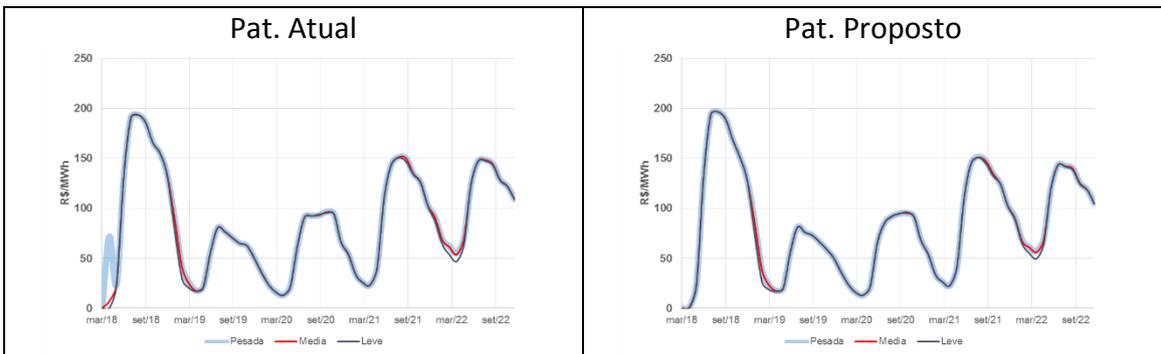


Figura 43 - Evolução temporal do CMO do Norte – PLD março/2018

Para os submercados Sudeste e Nordeste, a mudança dos patamares não causou variações significativas nos valores de CMO. Já para os submercados Sul e Norte, é possível observar que:

- Para o Sul, a curva do CMO na carga leve é mais próxima às demais curvas quando se utiliza os novos valores de patamares;
- Para o Norte, se observa que o “salto” no valor do CMO no início do período presente no gráfico à esquerda desaparece ao realizar a mudança na duração dos patamares. Ademais, também vale ressaltar que os valores do CMO para as cargas pesada e média permanecem praticamente inalterados, mas que a distância entre a curva da carga leve e demais curvas aumenta devido às novas durações de patamares;

Adicionalmente à análise do comportamento do CMO, também foi estudado o impacto da mudança dos patamares nos níveis de energia armazenada, gerações hidráulica e térmica.

## Carga

A seguir apresentam-se os gráficos que comparam a carga por submercado entre os patamares de carga atual e os propostos. Observa-se que a proposta introduz uma maior diferenciação entre os patamares de carga média e pesada para os meses de verão, com uma representação mais aderente da curva de carga.

### Sudeste

Patamar atual

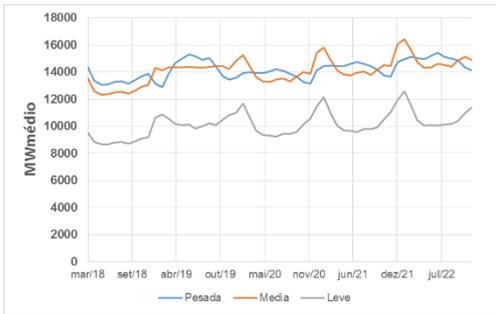


Patamar proposto

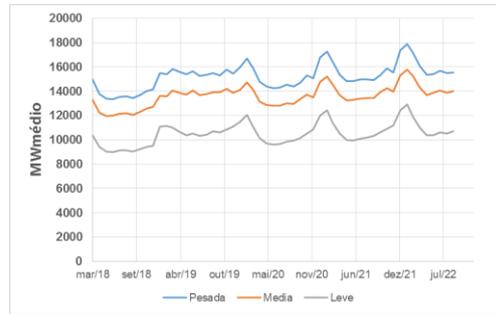


## Sul

### Patamar atual

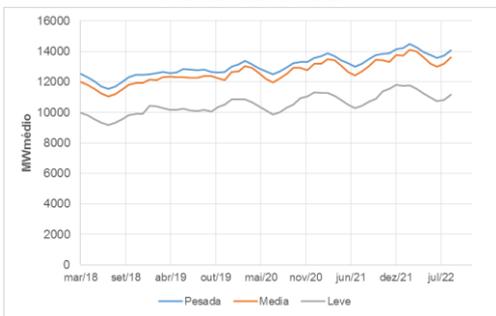


### Patamar proposto

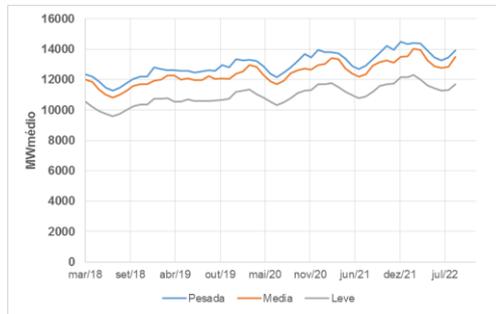


## Nordeste

### Patamar atual

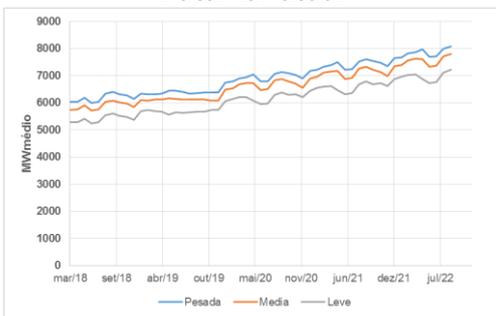


### Patamar proposto

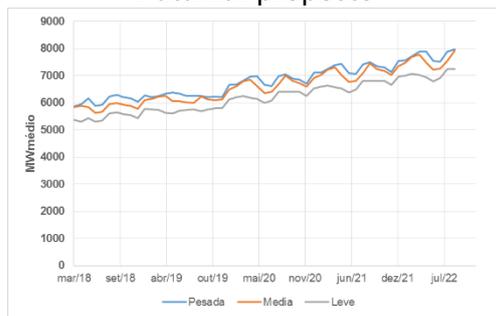


## Norte

### Patamar atual



### Patamar proposto



## Energia Armazenada Final por REE

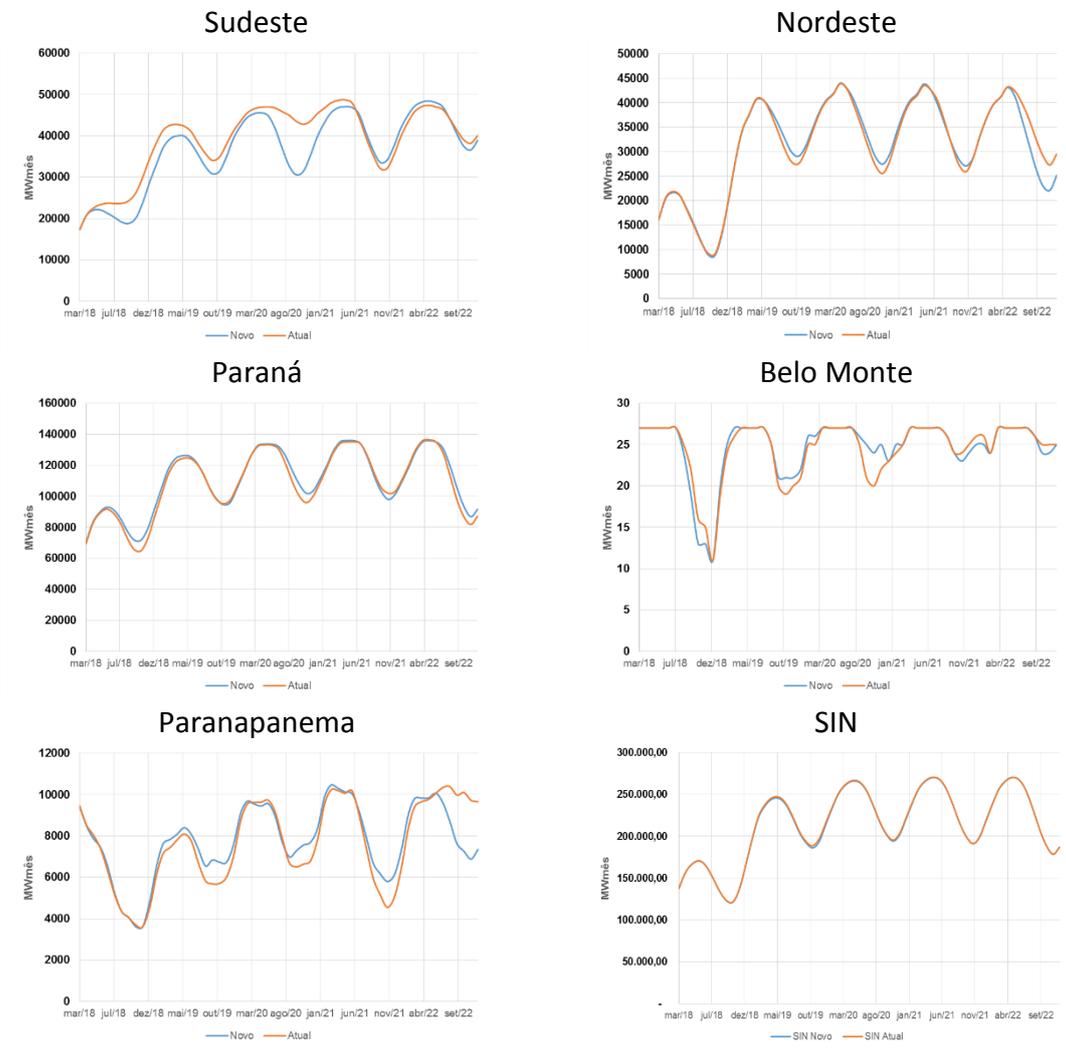


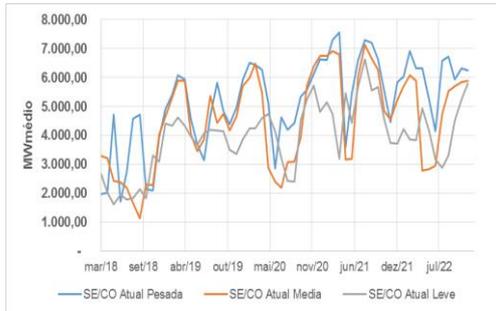
Figura 44 - Evolução temporal da energia armazenada final dos REE's selecionados – PLD março/2018

De acordo com a figura acima, observa-se que a mudança dos patamares de carga resulta em pequenas alterações nos níveis de armazenamento dos diferentes REE's. No entanto, mantem-se o perfil do nível de armazenamento do SIN.

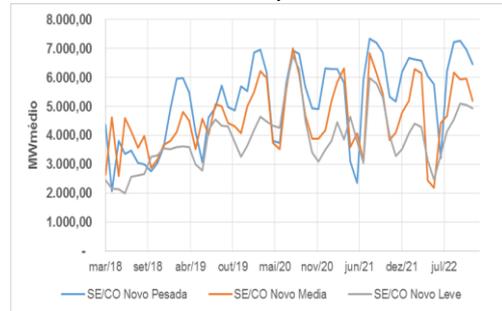
# Geração Hidráulica Total por REE

## Sudeste

### Pat. Atual

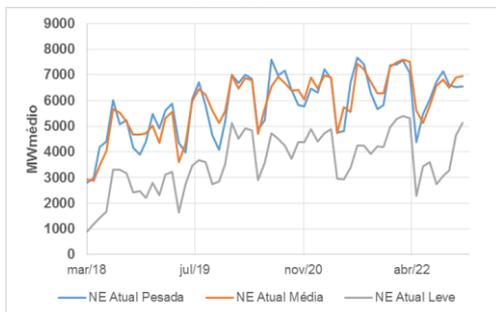


### Pat. Proposto

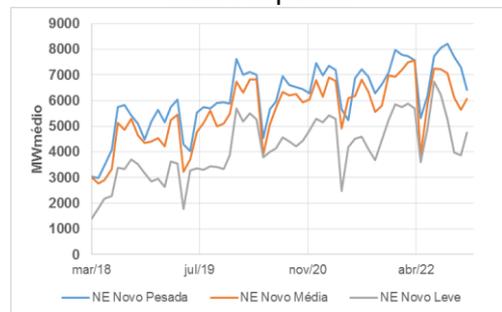


## Nordeste

### Pat. Atual

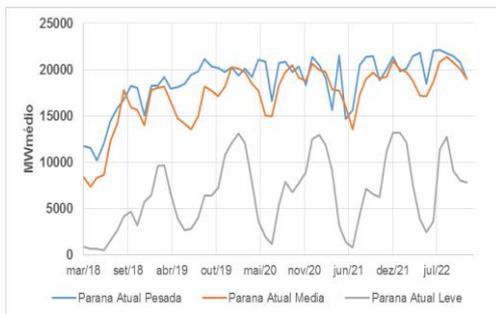


### Pat. Proposto

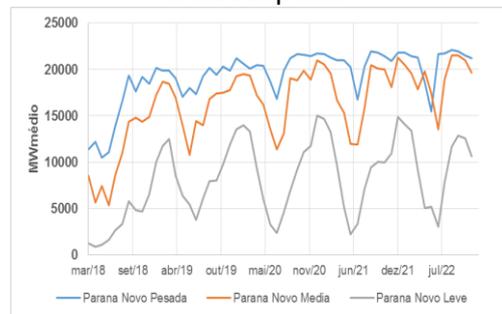


## Paraná

### Pat. Atual

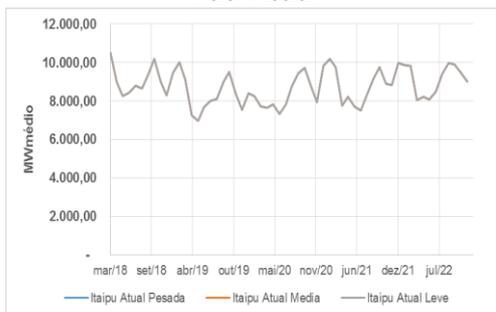


### Pat. Proposto

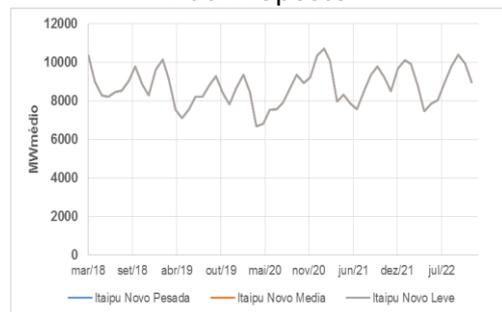


## Itaipu

### Pat. Atual



### Pat. Proposto



## Belo Monte

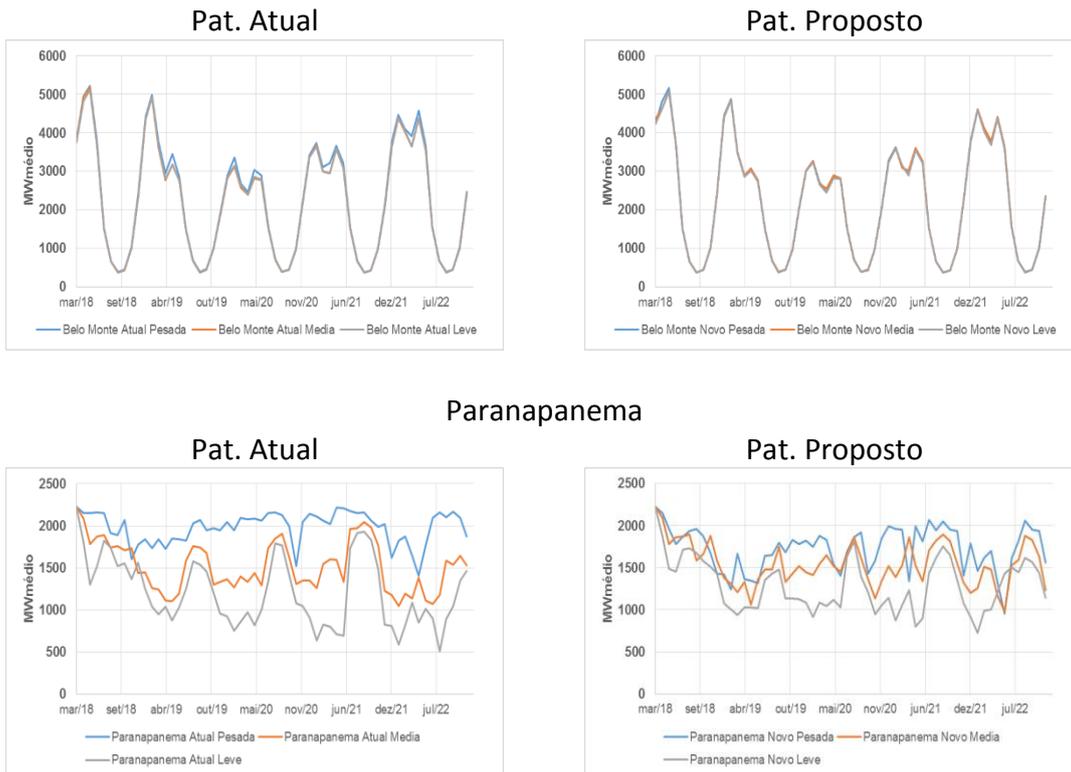
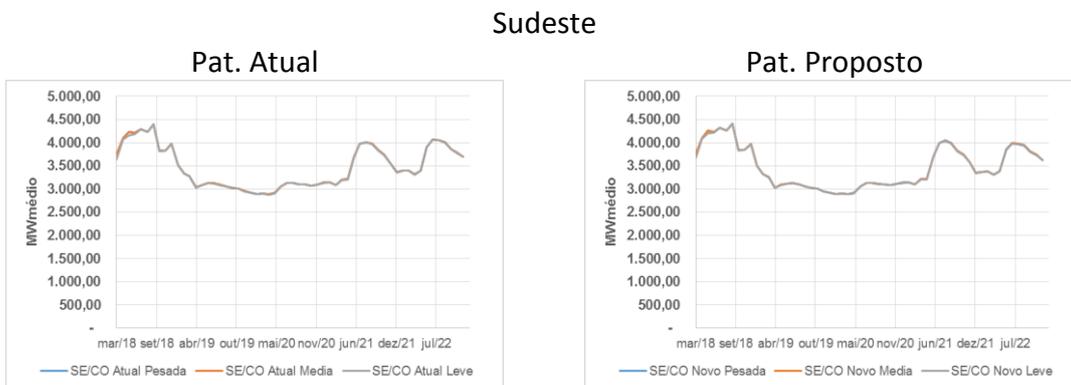


Figura 45 - Evolução temporal da geração hidráulica total final dos REE's selecionados – PLD março/2018

Quanto ao comportamento da geração hidráulica, observa-se que com os novos patamares de carga a geração hidráulica diminui nos horários de carga média e aumenta durante os horários de carga pesada e leve, em comparação com a situação em que os patamares de carga atuais são empregados.

### Geração térmica total por submercado



Sul

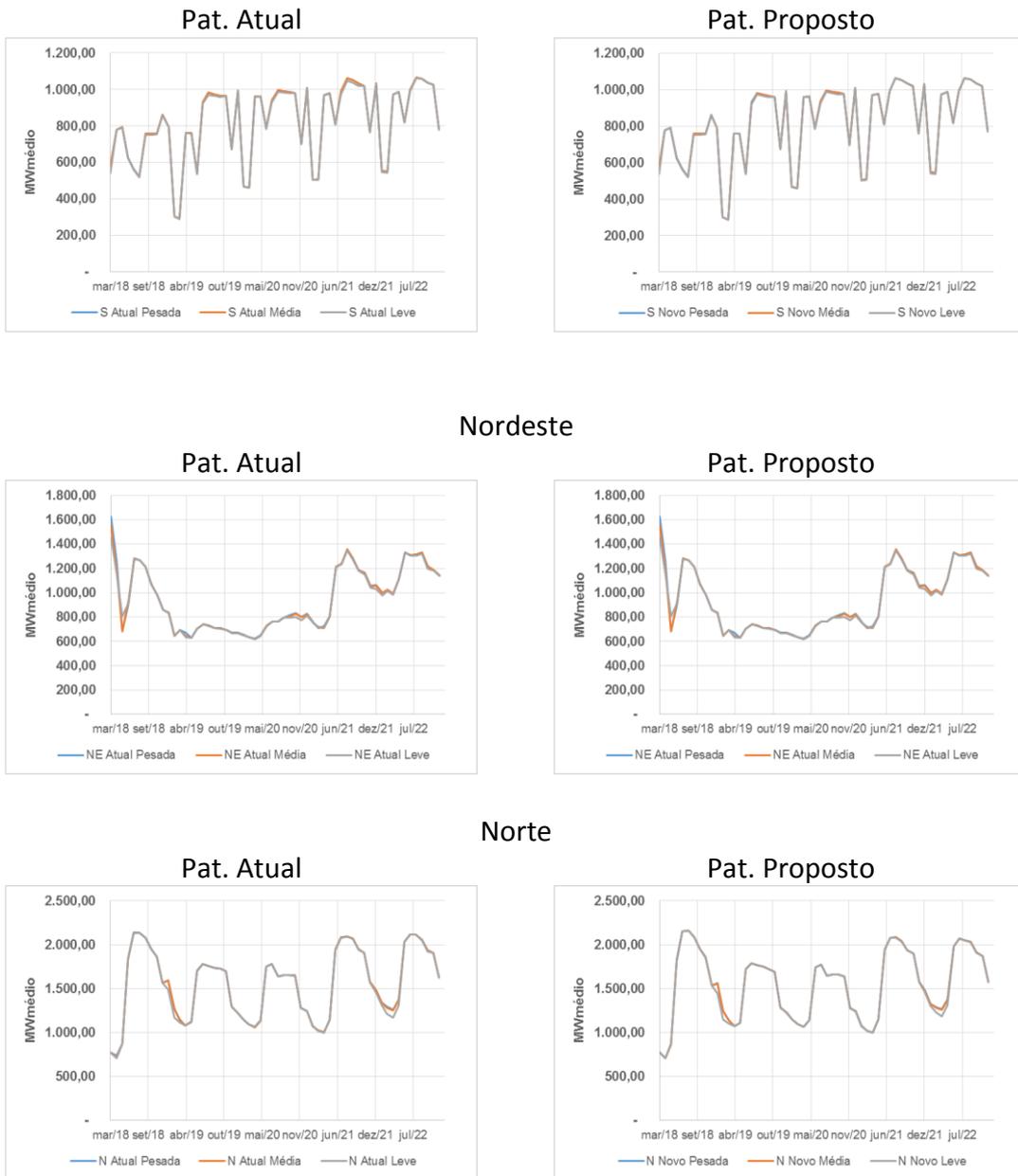


Figura 46- Evolução temporal da geração térmica total final por submercado – PLD março/2018

Ao analisar os gráficos de geração térmica (MW médio), por submercado, observa-se que não houveram mudanças significativas no despacho térmico entre os patamares atuais e os propostos.

### 3.4) Resultados do DECOMP – março/2018

Todos os resultados desta seção foram obtidos através de simulações com o *deck* de dados do Decomp utilizado pela CCEE para o cálculo do PLD, para o mês de março de 2018.

A Figura 47 apresenta os resultados obtidos pelas simulações com os patamares propostos para cada uma das revisões associadas a simulação do cálculo do PLD de março/2018 para o submercado Sudeste. Os resultados apresentados indicam um aumento no valor do PLD, nos 3 patamares de carga, em torno de 5%.

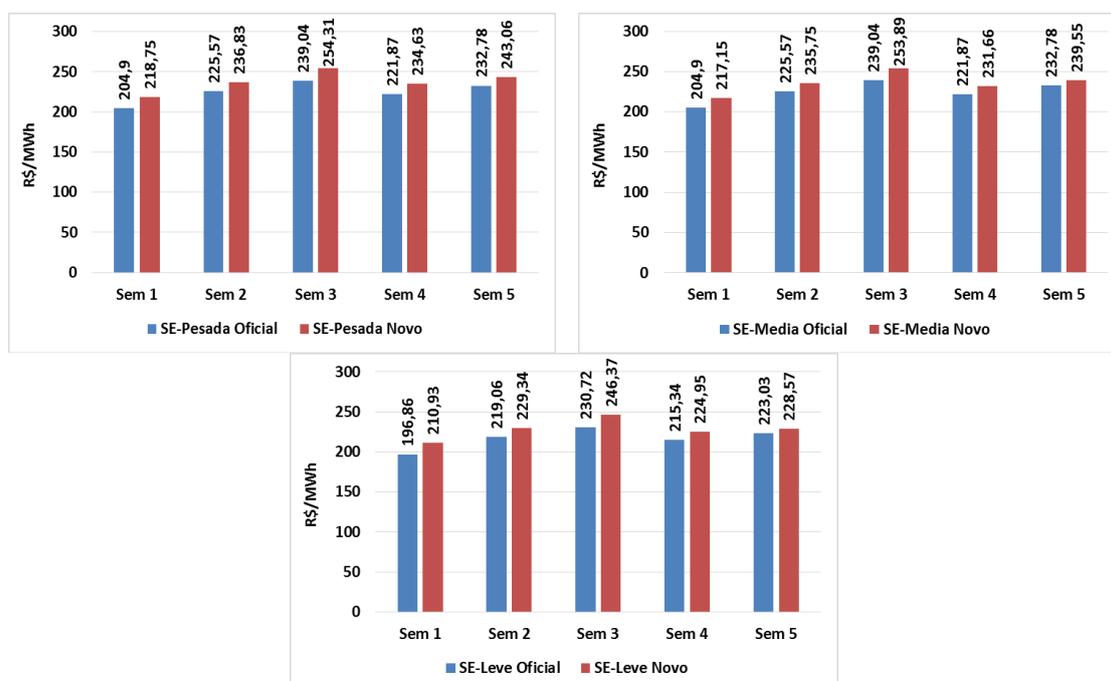


Figura 47 – PLD Mar/2018 – Sudeste

A Figura 48 apresenta os resultados obtidos pelas simulações do modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas a simulação do PLD de março/2018 para o submercado Nordeste. Os resultados apresentados indicam uma redução de 2% no valor do PLD da primeira semana operativa nos patamares de carga pesada e média. Para as demais semanas operativas e patamares de carga tem-se um aumento do PLD em torno de 4%.

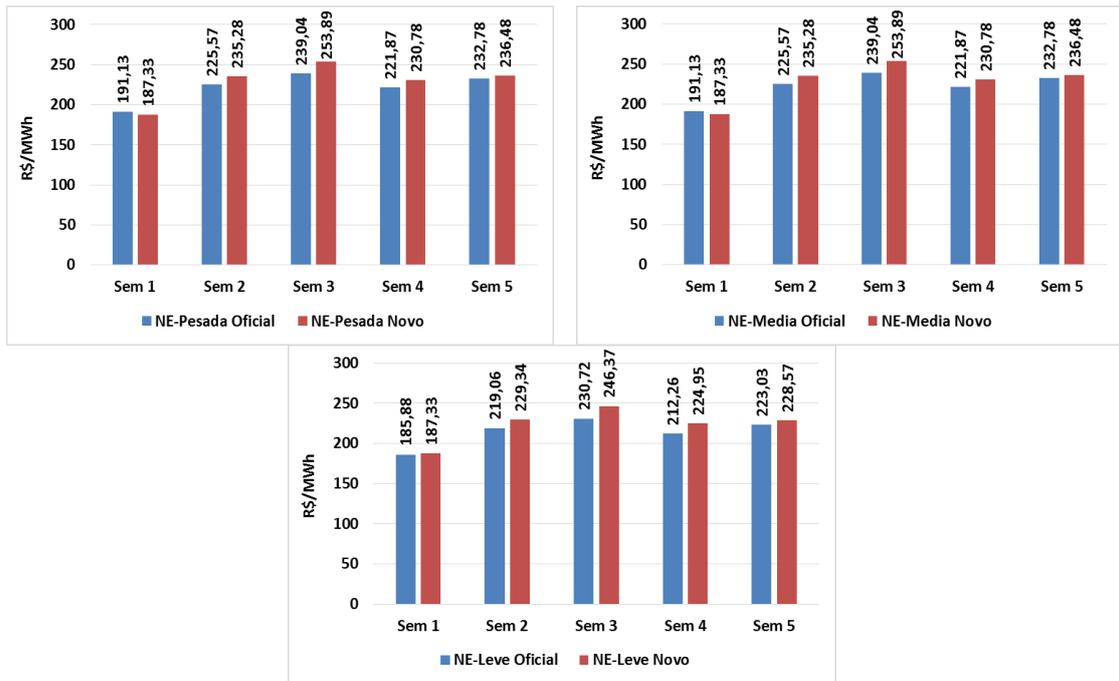


Figura 48 - PLD Mar/2018 – Nordeste

A Figura 49 compara os preços obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de março/2018 para o submercado Sudeste.

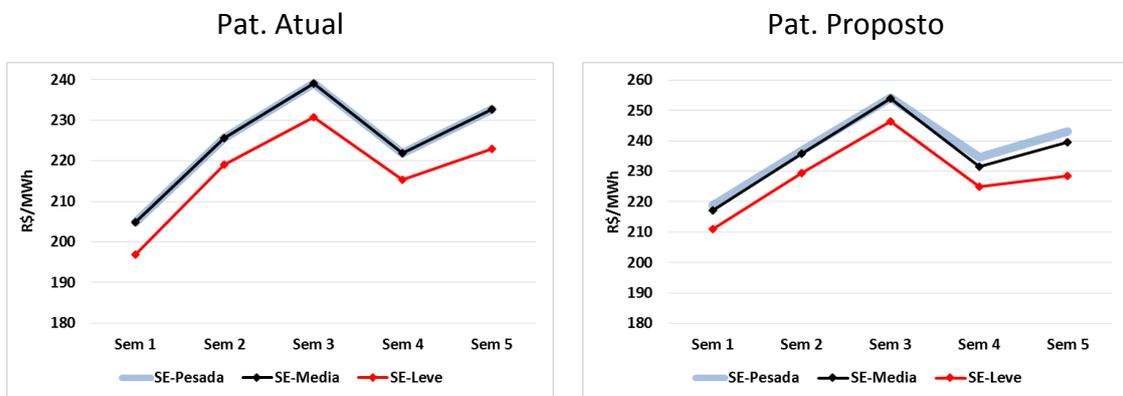


Figura 49 - Comparação PLD Sudeste – março/2018

A Figura 50 compara os preços obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de março/2018 para o submercado Nordeste.

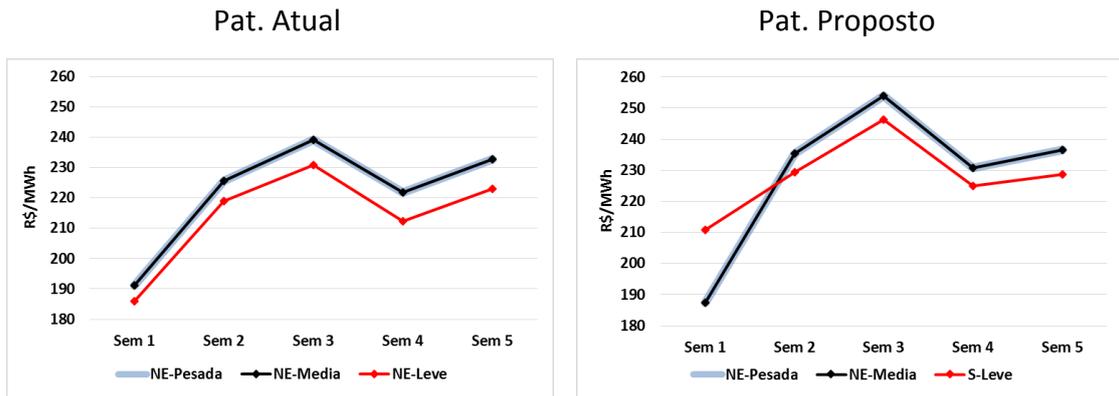


Figura 50 - Comparação PLD Nordeste – março/2018

### 3.5) PLD – junho/2017

Todos os resultados desta seção foram obtidos através de simulações com o *deck* de dados do Newwave utilizado pela CCEE para o cálculo do PLD, para o mês de junho de 2017.

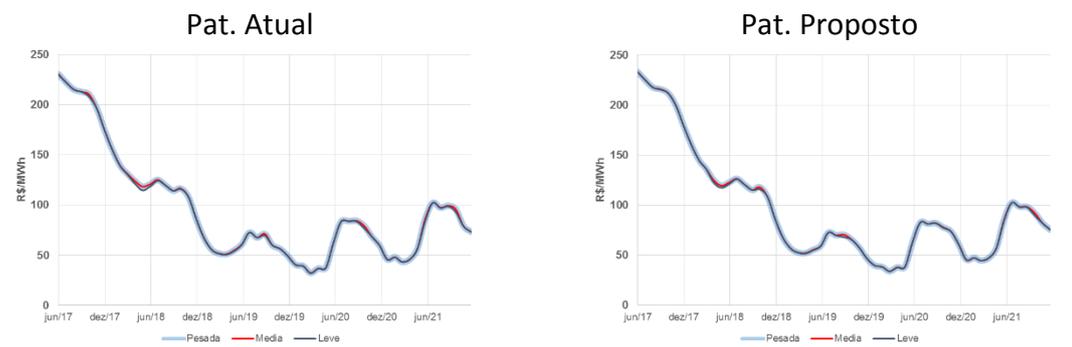


Figura 51 - Evolução temporal do CMO do Sudeste – PLD junho/2017

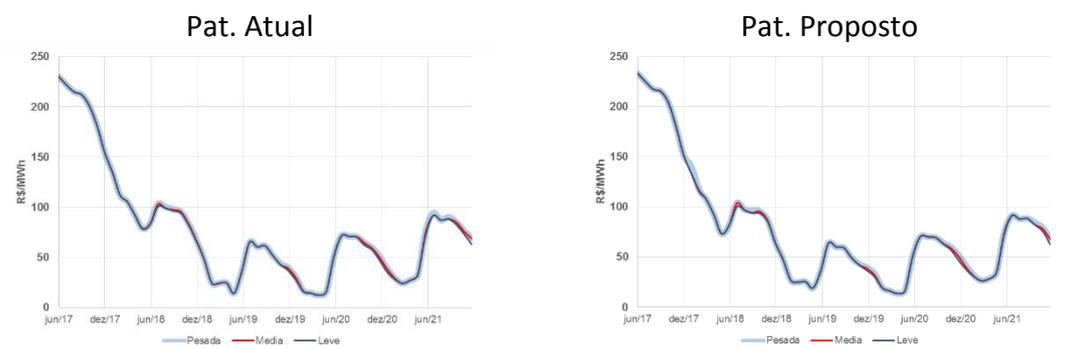


Figura 52- Evolução temporal do CMO do Nordeste – PLD junho/2017

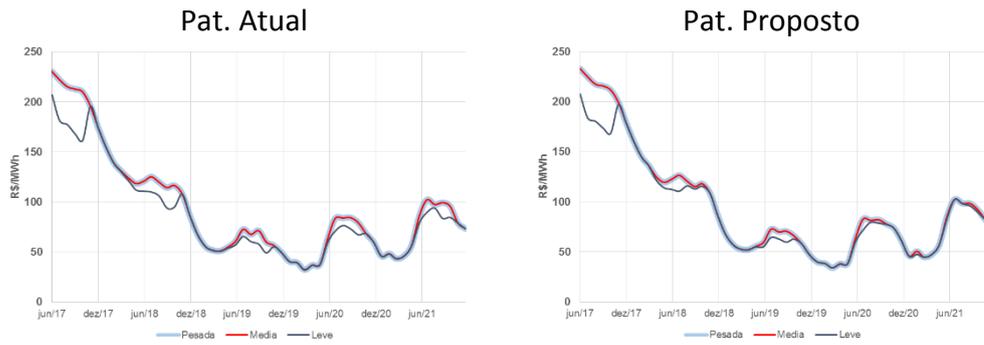


Figura 53- Evolução temporal do CMO do Sul – PLD junho/2017

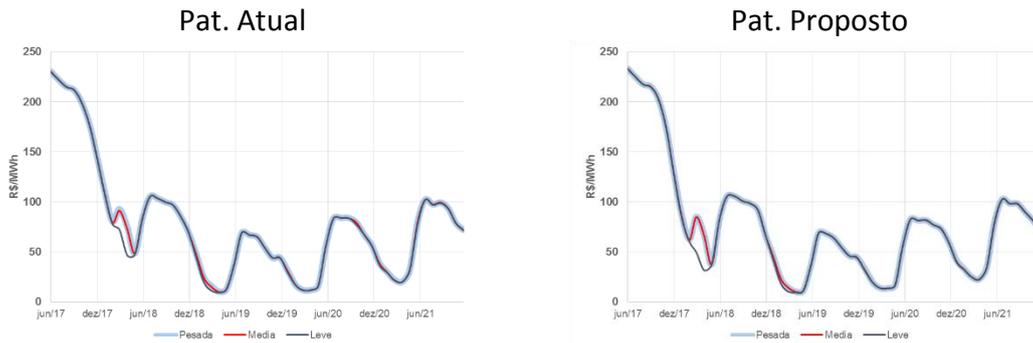


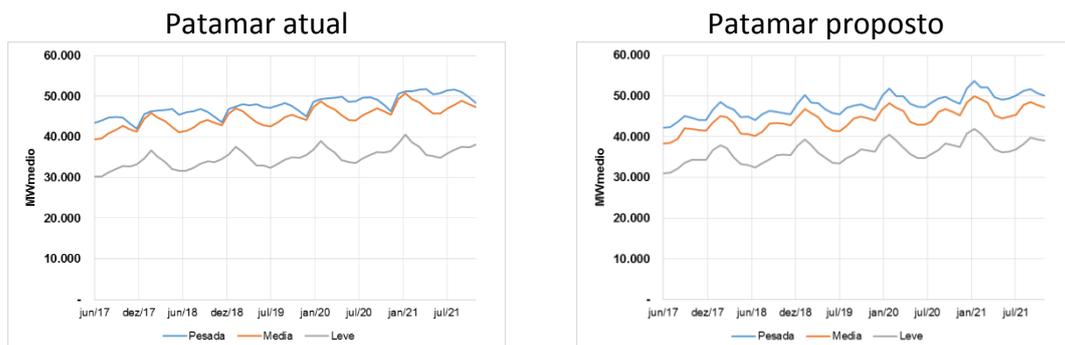
Figura 54- Evolução temporal do CMO do Norte – PLD junho/2017

Analisando a Figura 54, se observa que a mudança na duração dos patamares não provocou mudanças significativas nos resultados, pois o comportamento das séries permanece o mesmo.

### Carga

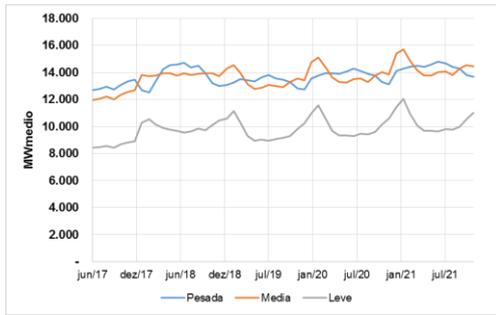
A seguir apresentam-se os gráficos que comparam a carga por submercado entre os patamares de carga atual e os propostos. Observa-se que a proposta introduz uma maior diferenciação entre os patamares de carga média e pesada para os meses de verão, com uma representação mais aderente da curva de carga.

### Sudeste

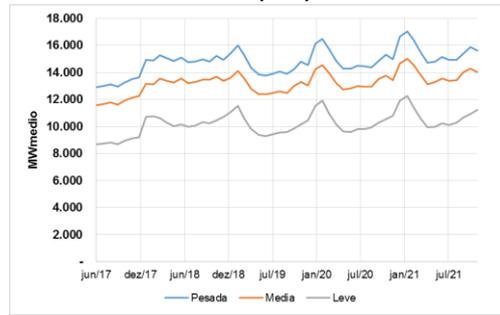


## Sul

### Patamar atual

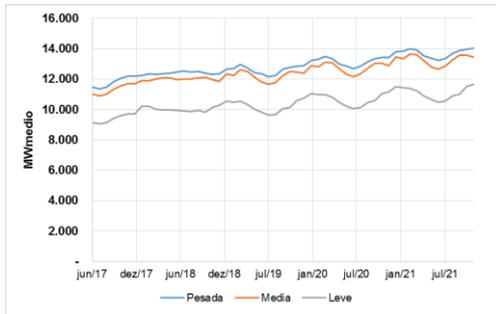


### Patamar proposto



## Nordeste

### Patamar atual

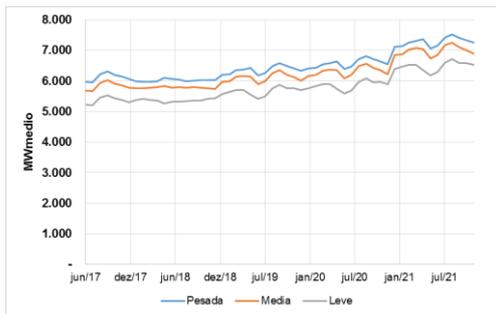


### Patamar proposto

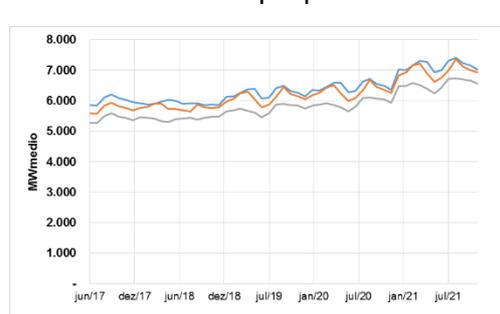


## Norte

### Patamar atual



### Patamar proposto



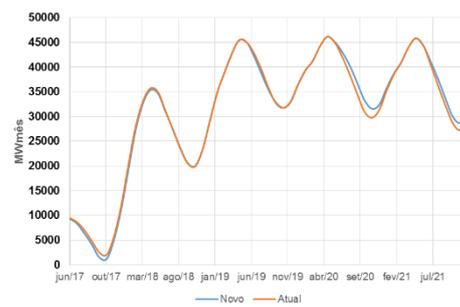
## Energia Armazenada Final por REE

### Sudeste



### Paraná

### Nordeste



### Belo Monte

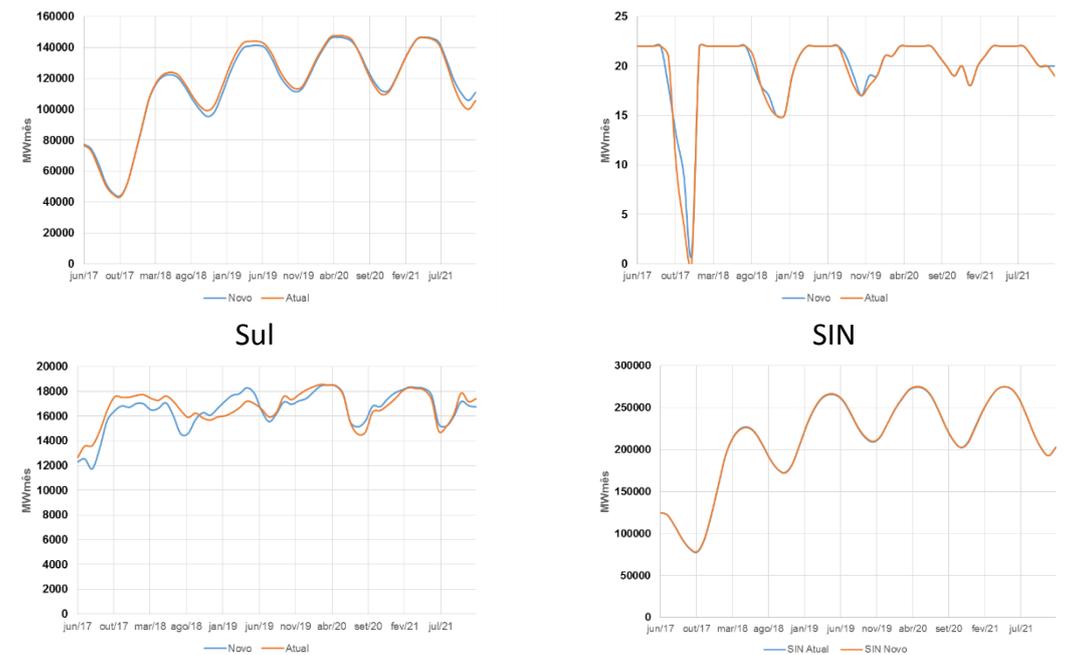
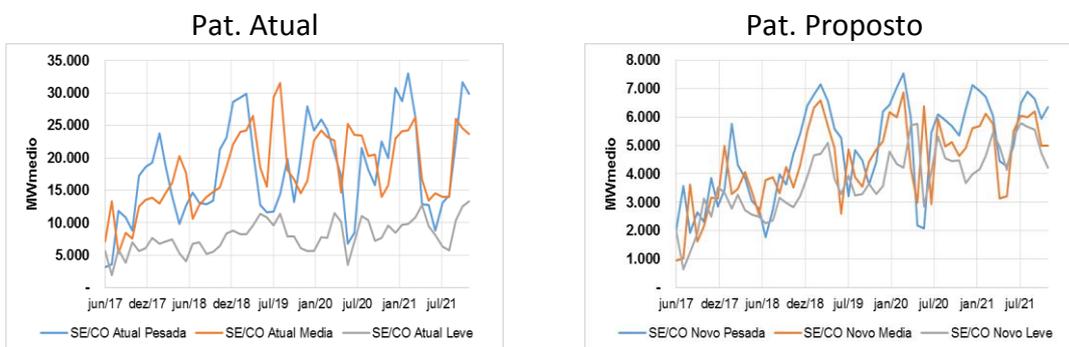


Figura 55- Evolução temporal da energia armazenada final dos REE's selecionados – PLD junho/2017

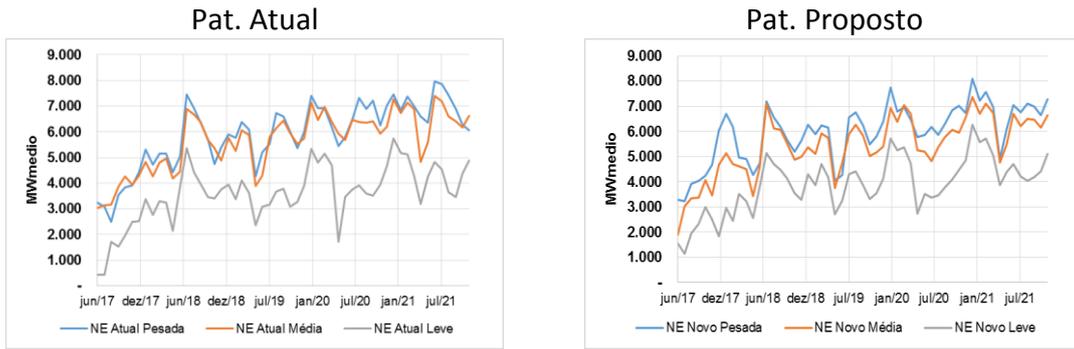
De acordo com a figura acima, observa-se que a mudança dos patamares de carga resulta em pequenas alterações nos níveis de armazenamento dos diferentes REE's. No entanto, mantem-se o perfil do nível de armazenamento do SIN.

### Geração Hidráulica Total por REE

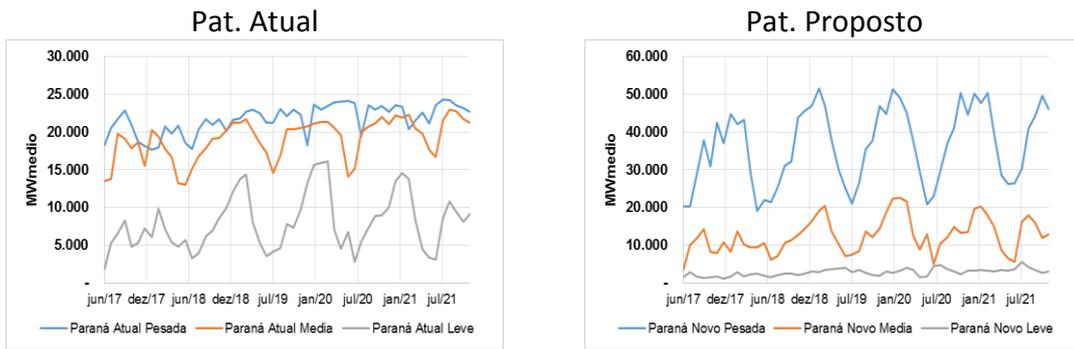
#### Sudeste



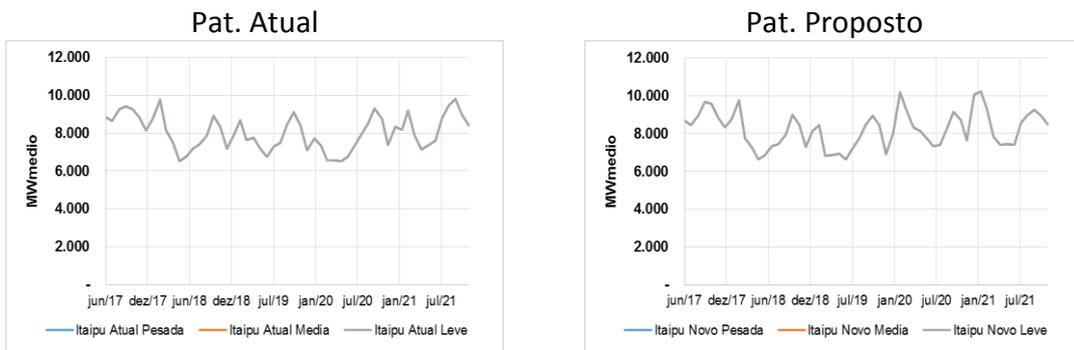
## Nordeste



## Paraná



## Itaipu



## Belo Monte

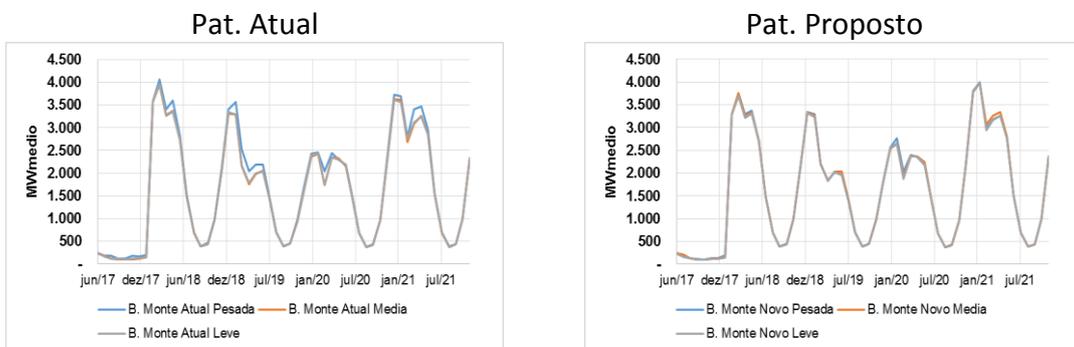
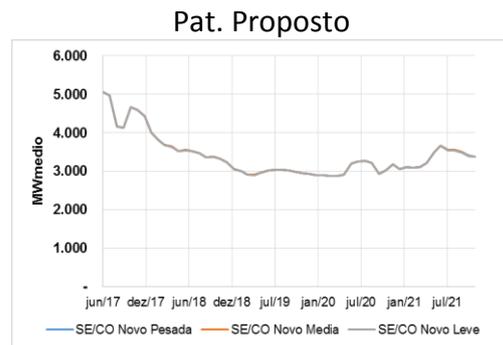
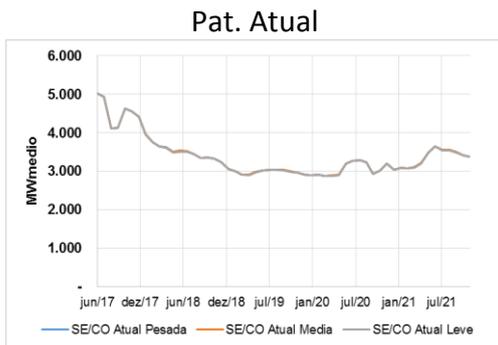


Figura 56- Evolução temporal da geração hidráulica total final dos REE's selecionados – PLD junho/2017

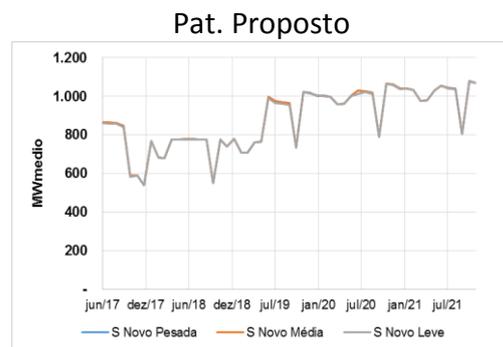
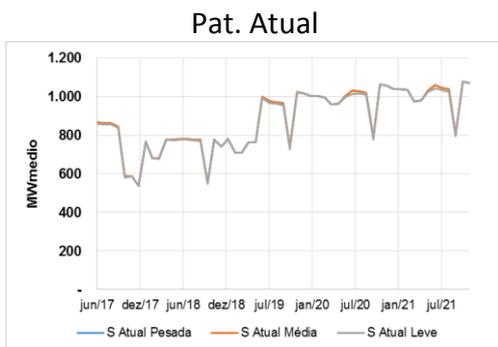
Quanto à geração hidráulica, os valores utilizando os novos patamares passariam a ser menores durante os horários de carga média e maiores durante os horários de carga pesada e leve, em comparação com a situação em que os patamares de carga atuais são empregados.

### Geração térmica total por submercado

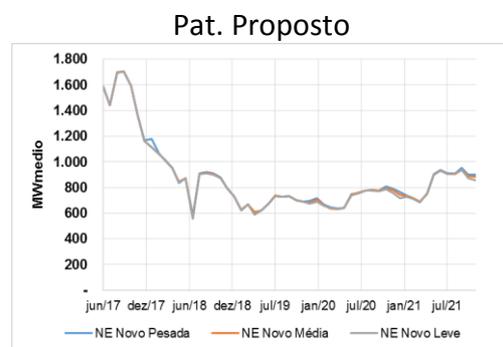
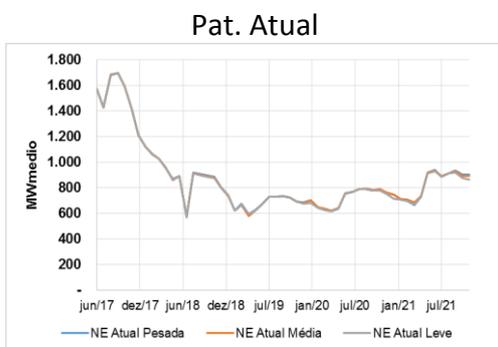
#### Sudeste



#### Sul



#### Nordeste



## Norte

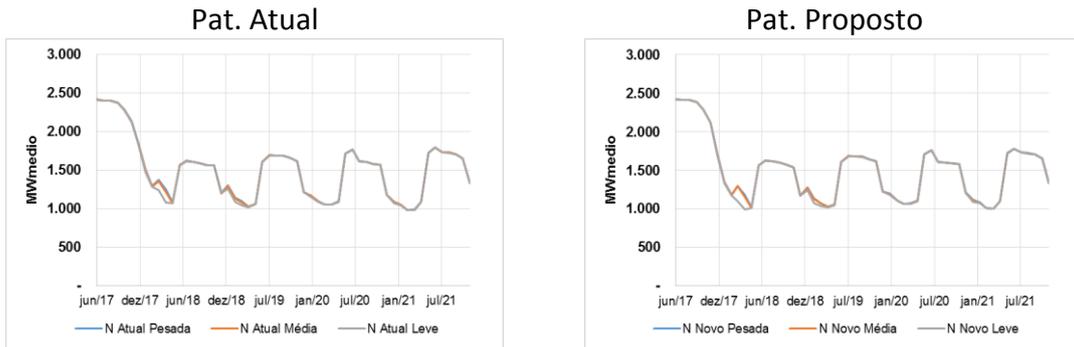


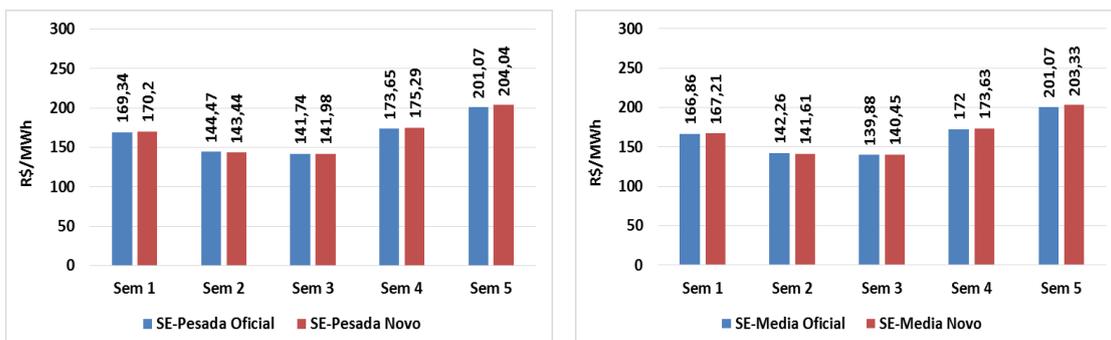
Figura 57- Evolução temporal da geração térmica total final por submercado – PLD junho/2017

Ao analisar os gráficos de geração térmica (MWmédio), por submercado, observa-se que não houveram mudanças significativas no despacho térmico entre os patamares atuais e os propostos.

### 3.6) Resultados do DECOMP – junho/2017

Todos os resultados desta seção foram obtidos através de simulações com o *deck* de dados do Decomp utilizado pela CCEE para o cálculo do PLD, para o mês de junho de 2017.

A Figura 58 apresenta os resultados obtidos pelas simulações com os patamares propostos para cada uma das revisões do PLD de junho/2017 no submercado Sudeste. Os resultados apresentados indicam uma elevação de aproximadamente 0,7% no valor do PLD nos patamares de carga pesada e média. As maiores alterações foram observadas no patamar de carga leve, onde observa-se uma elevação do PLD de 38% (em média), sendo que as maiores alterações ocorreram na primeira e na última semana operativa.



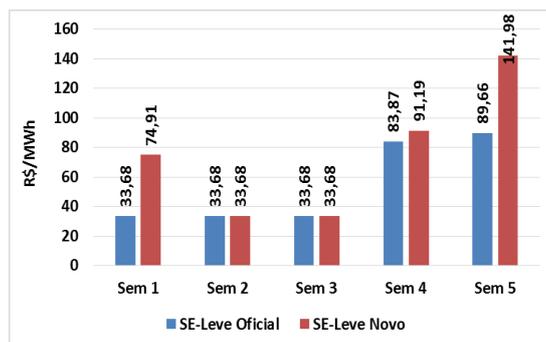


Figura 58- PLD Jun/2017 – Sudeste

A Figura 59 apresenta os resultados obtidos pelas simulações do modelo DECOMP para cada uma das revisões do PLD de junho/2017 no submercado Nordeste. Os resultados apresentados indicam uma elevação de 1% no valor do PLD nos patamares de carga pesado e médio, e um aumento no valor do PLD de 30% (em média) no patamar de carga leve.

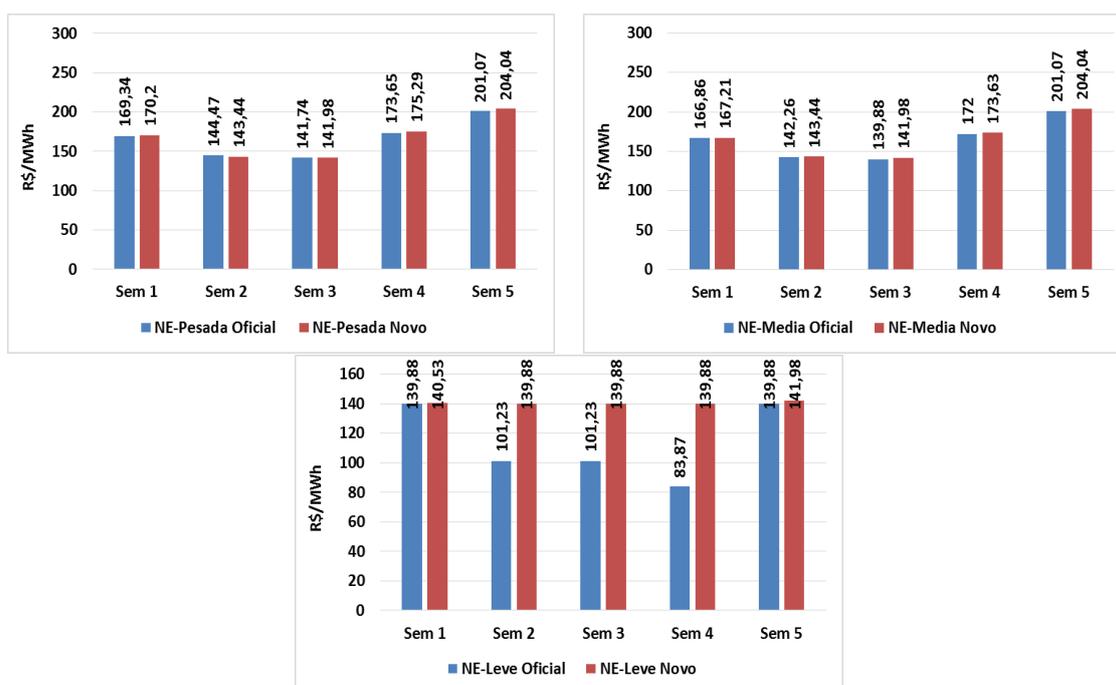


Figura 59- PLD Jun/2017 – Nordeste

A Figura 60 compara os preços obtidos pelas simulações do modelo DECOMP para cada uma das revisões do PLD de junho/2017 para o submercado Sudeste.

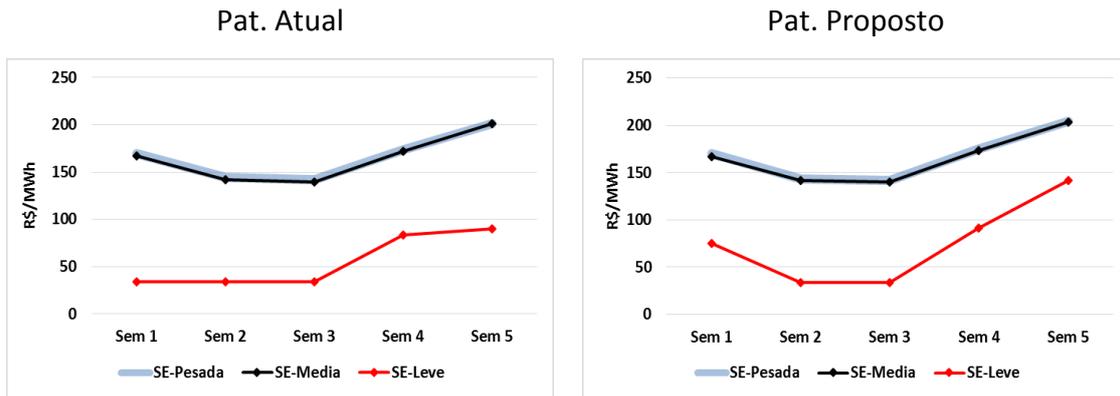


Figura 60 - Comparação PLD Sudeste – junho/2017

A Figura 61 compara os preços obtidos pelas simulações do modelo DECOMP para cada uma das revisões do PLD de junho/2017 para o submercado Nordeste.

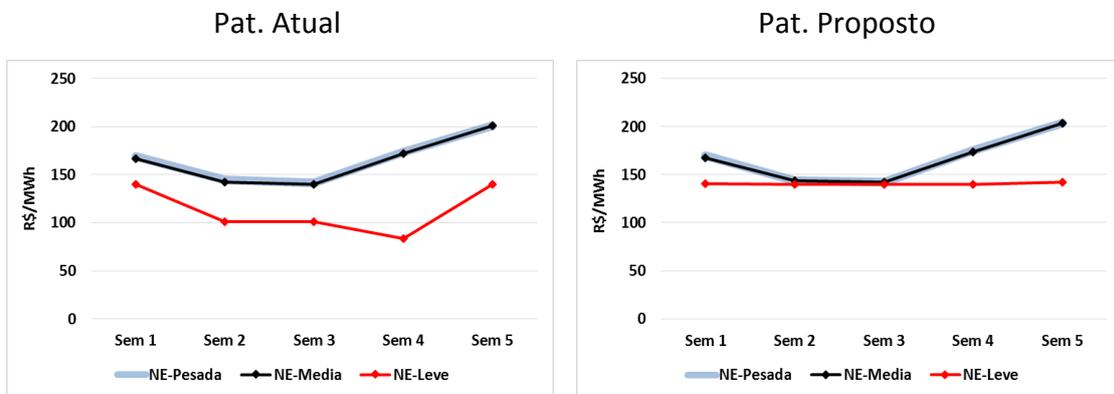


Figura 61 - Comparação PLD Nordeste – junho/2017

### 3.7) PMO – setembro/2017

Esta seção apresenta os resultados para o PMO setembro/2017 obtidos a partir de simulações com o modelo NEWAVE. A Figura 62 apresenta a evolução temporal do custo marginal de operação (CMO) para os submercados Sudeste, Sul, Nordeste e Norte para caso oficial do PMO e para o caso com novos patamares calculados através da metodologia descrita na seção 2. Observa-se que não há diferenças significativas entre os CMOs obtidos nos dois casos. Este mesmo comportamento pode ser observado para os CMOs calculados para cada patamar de carga.

As Figura 62 a Figura 69 apresentam as curvas de permanência dos CMOs do segundo mês de estudo para os submercados Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Verifica-se que as diferenças entre os CMOs obtidos para os casos oficial e com novos patamares também são muito pequenas. Sendo que a maior diferença ocorre para os CMOs do Sul na média e para o patamar de carga leve (3º patamar).

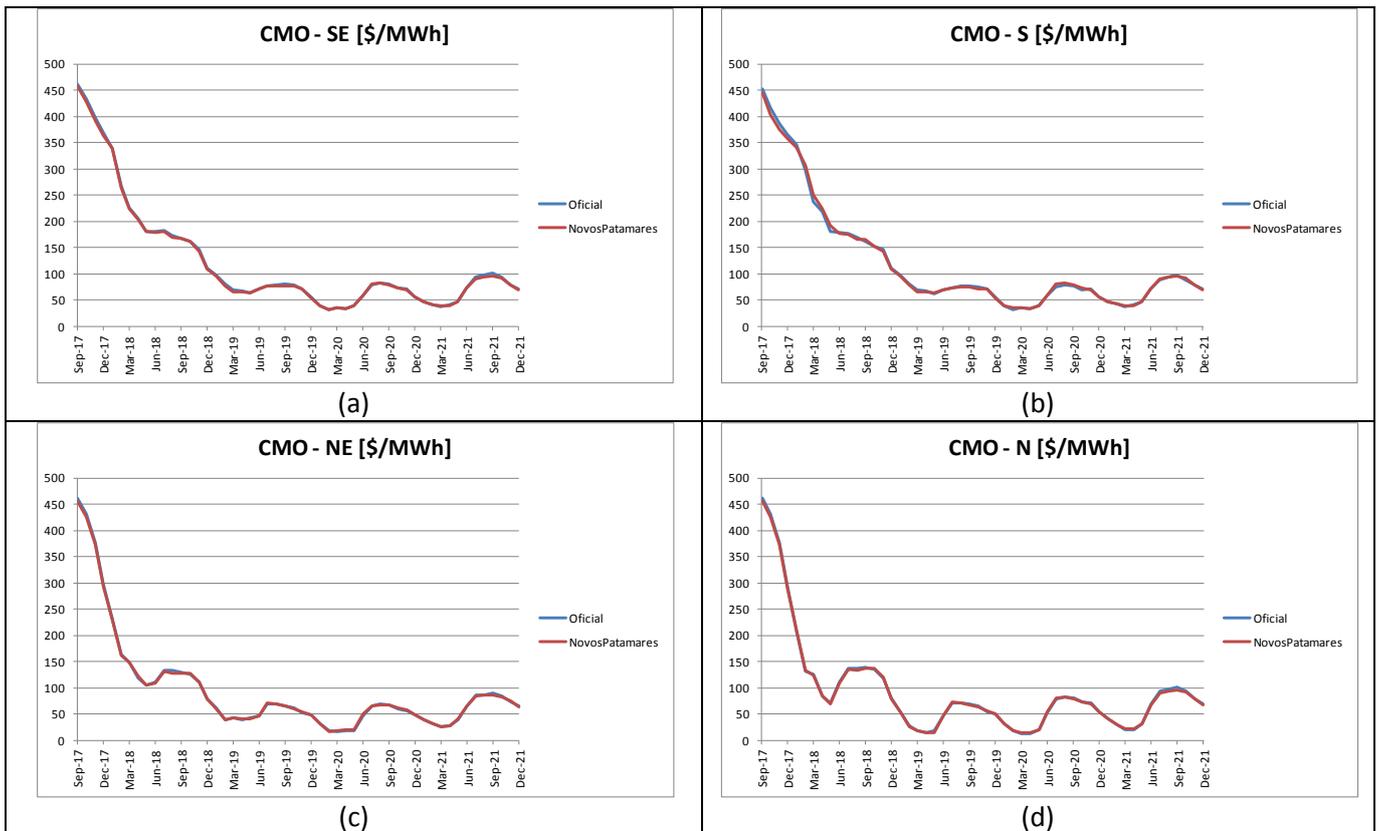
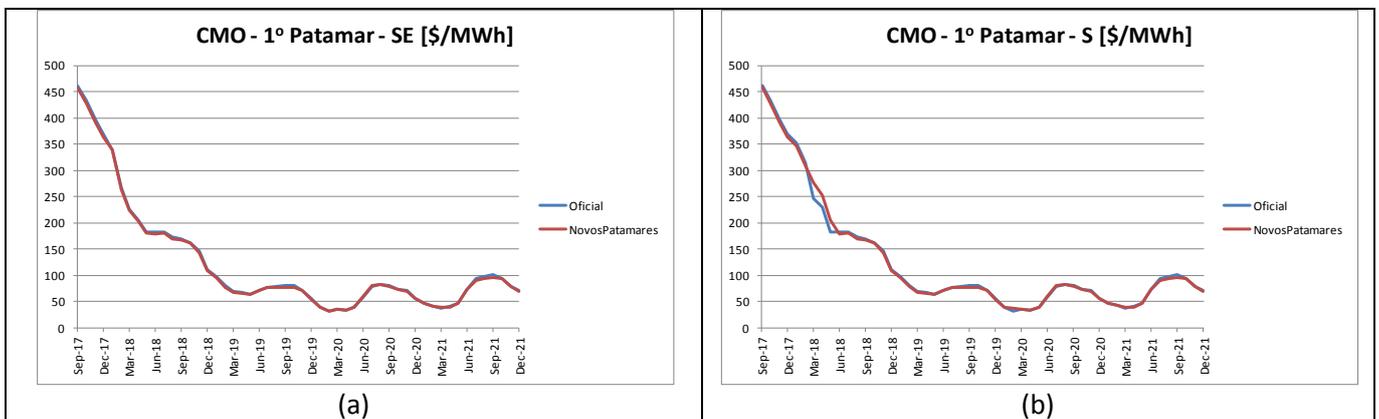


Figura 62 – Evolução temporal do CMO dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017



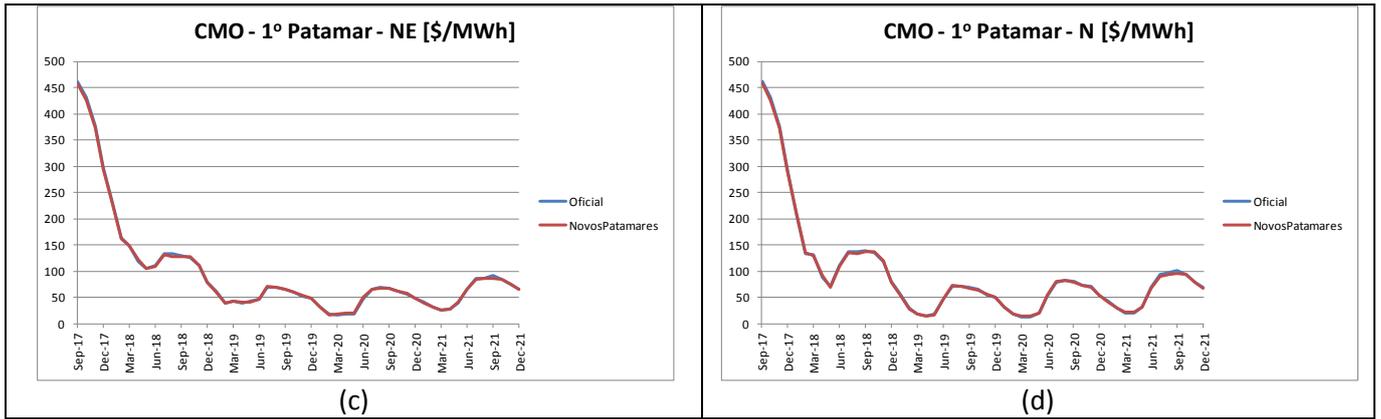


Figura 63– Evolução temporal do CMO do patamar de carga pesada dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

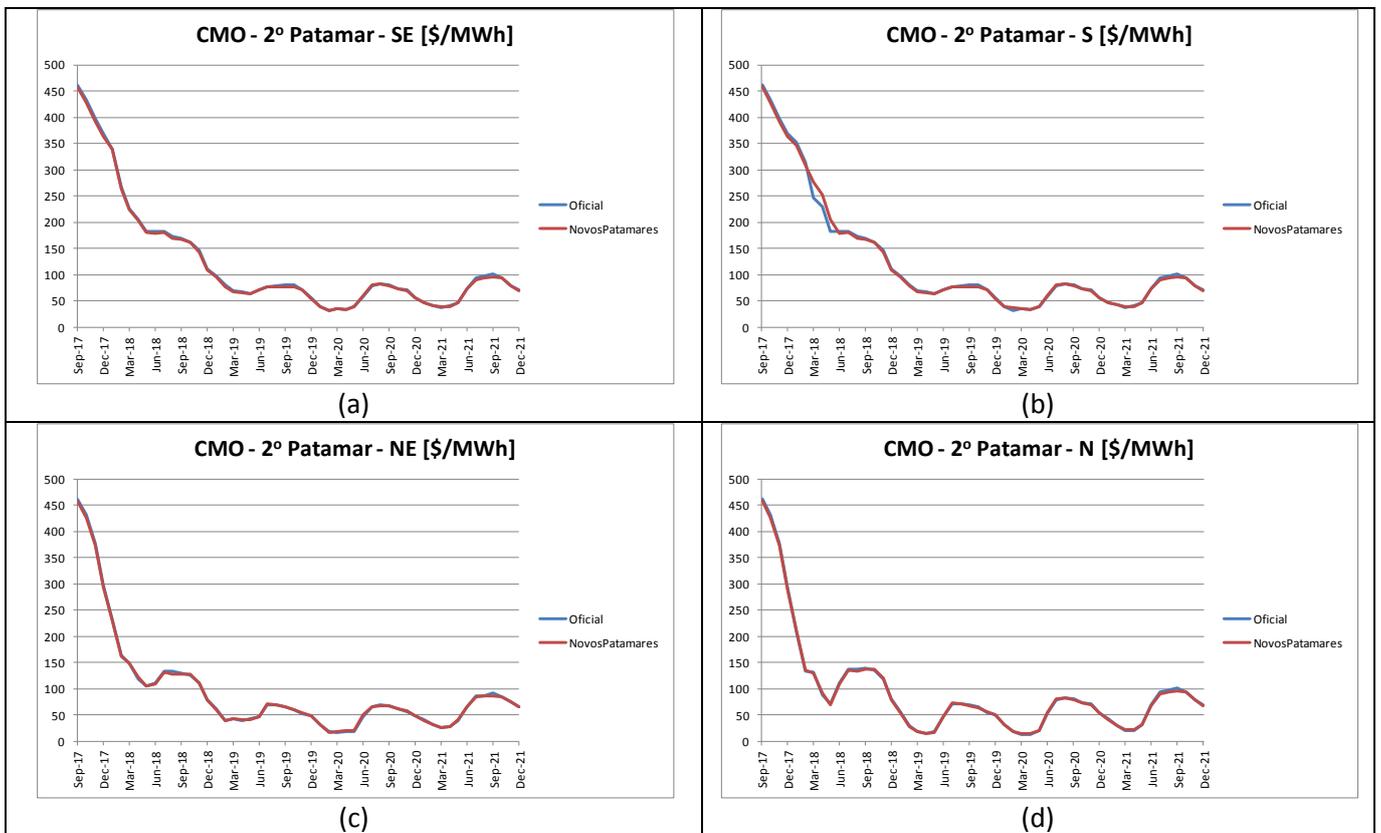
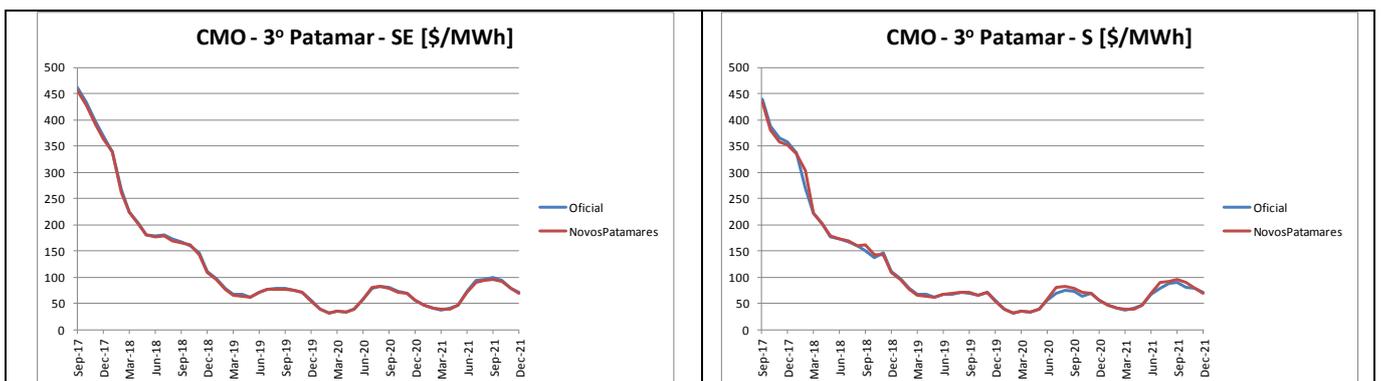


Figura 64 – Evolução temporal do CMO do patamar de carga média dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017



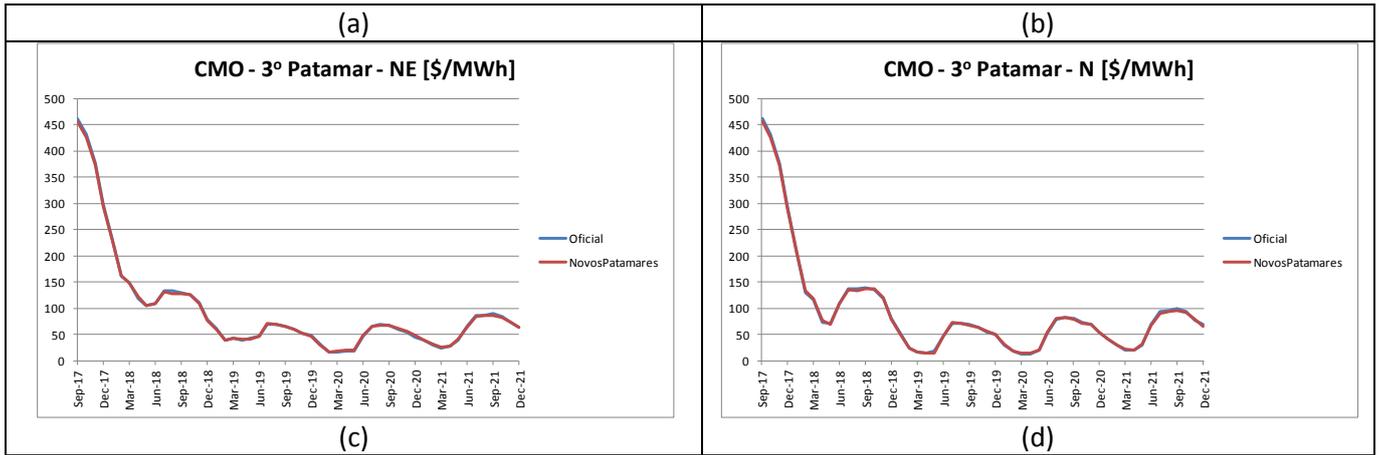


Figura 65 – Evolução temporal do CMO do patamar de carga leve dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

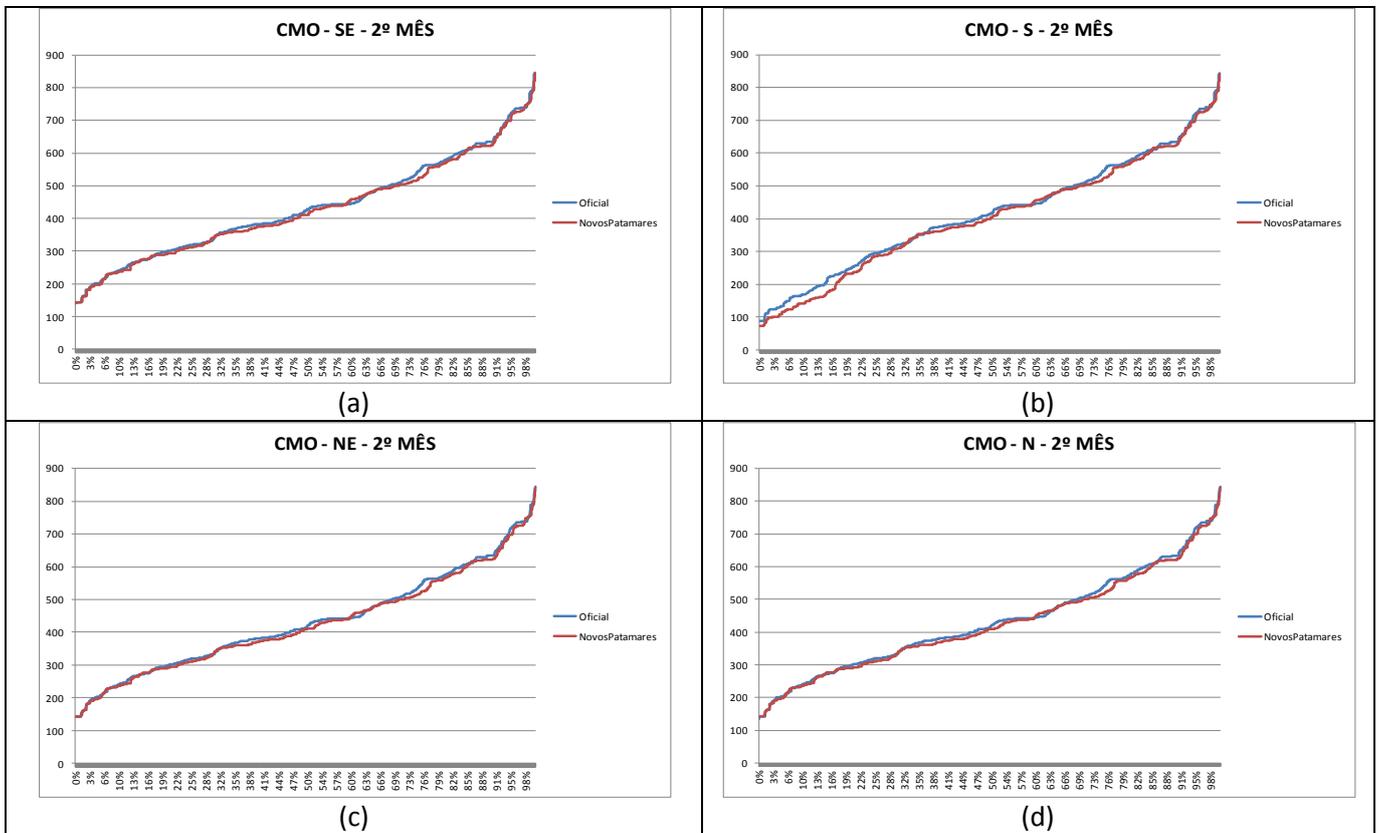


Figura 66 – Curva de permanência do CMO dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

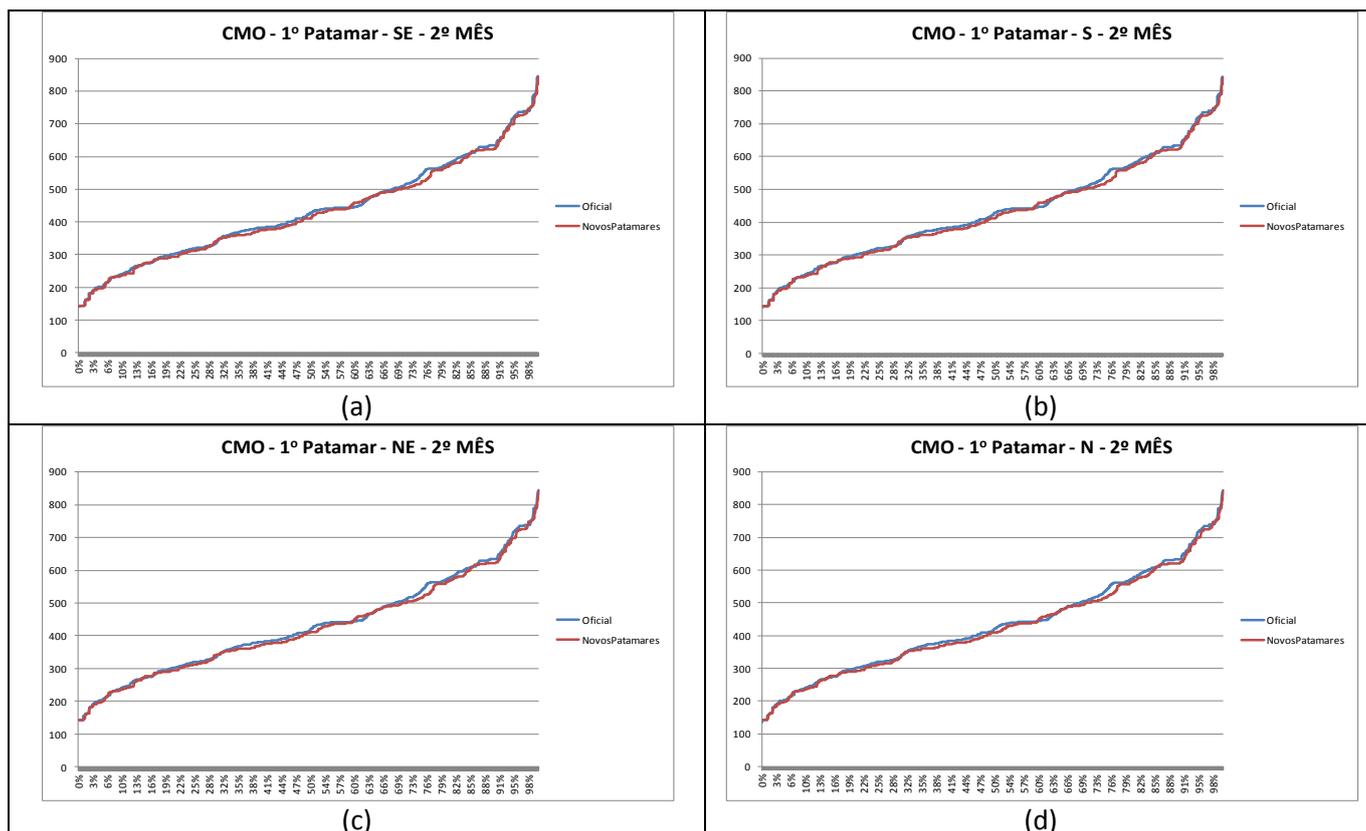


Figura 67 – Curva de permanência do CMO do patamar de carga pesada dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

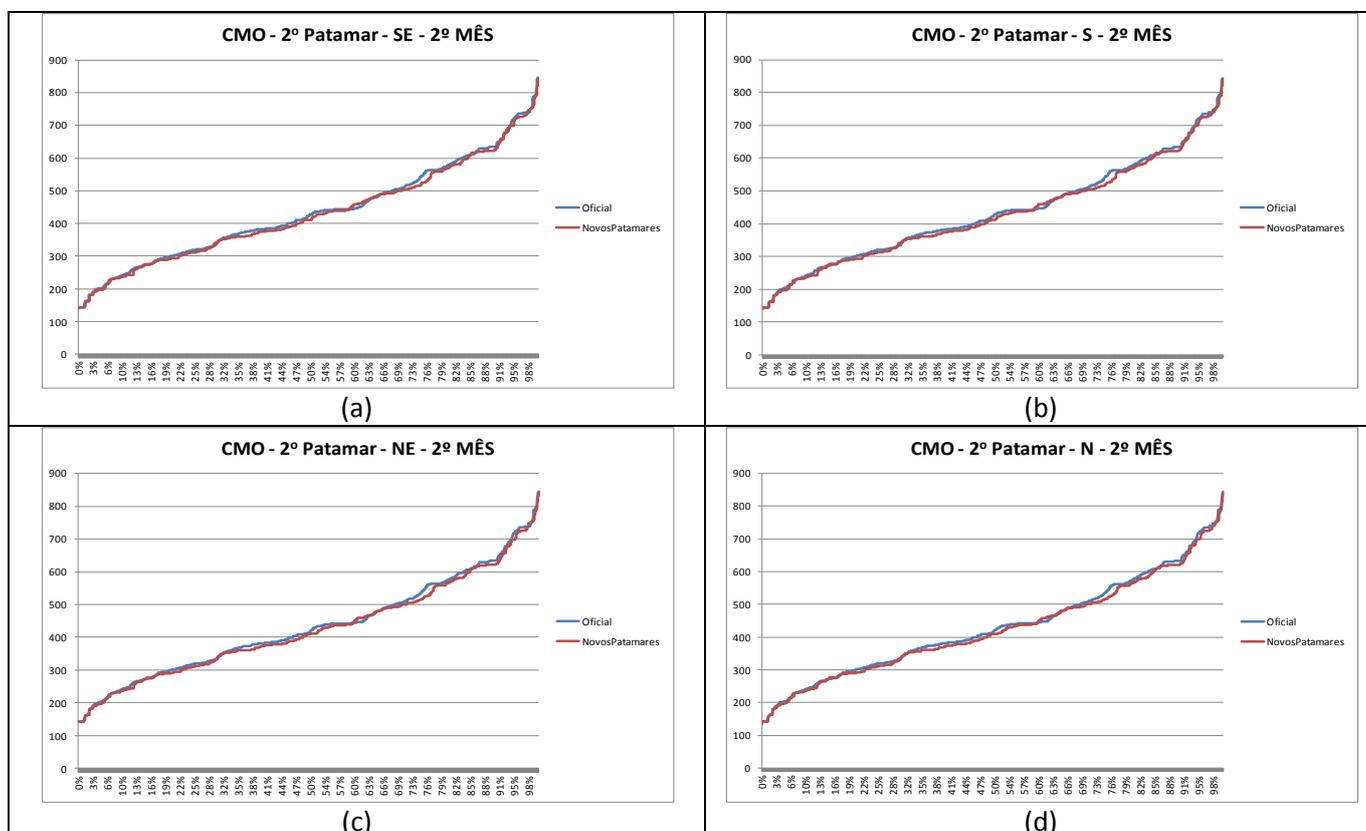


Figura 68 – Curva de permanência do CMO do patamar de carga média dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

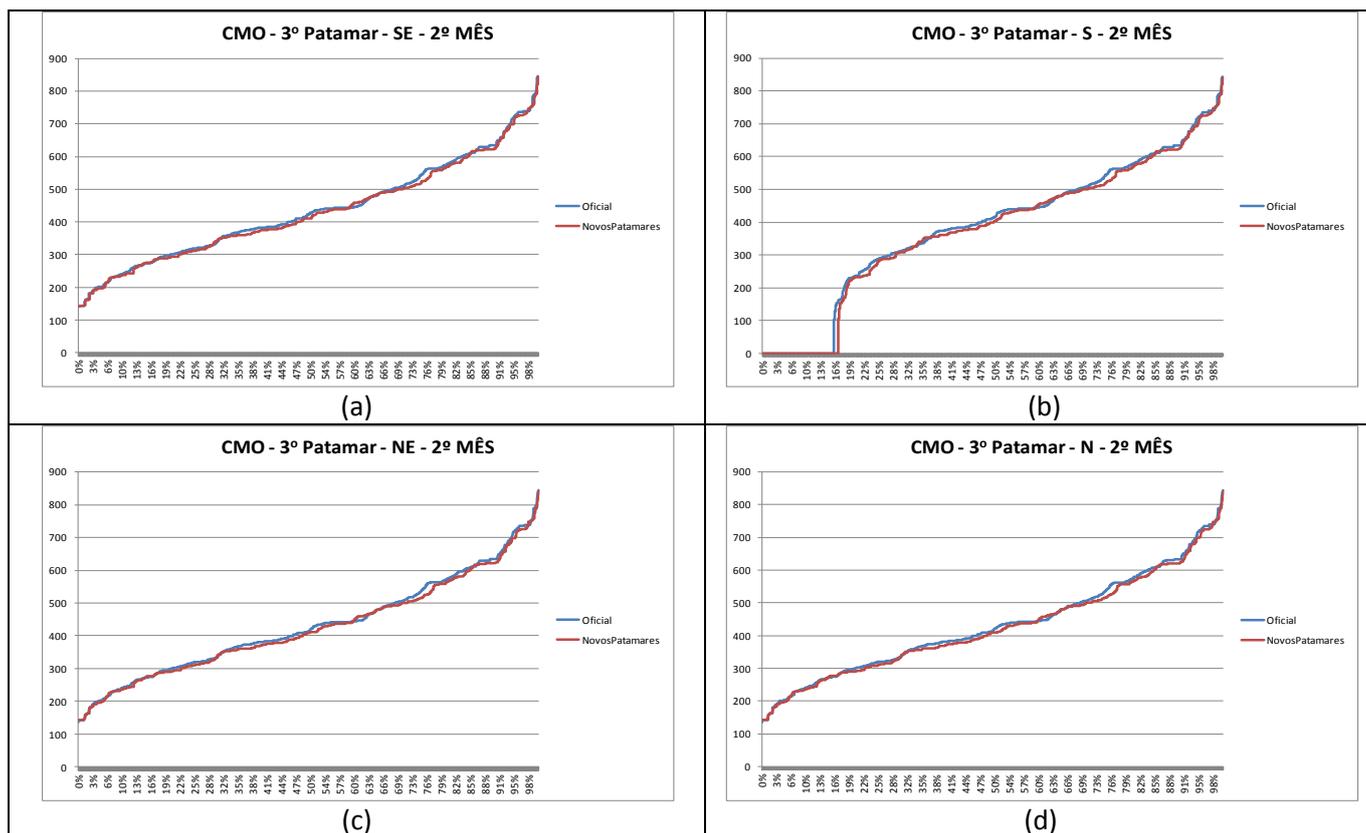


Figura 69 – Curva de permanência do CMO do patamar de carga leve dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

As Figura 70 a Figura 74 apresentam a evolução temporal da geração térmica por submercado e SIN e por patamar de carga. Nota-se que, em termos médios, a geração térmica para o caso oficial e o caso com novos patamares são, praticamente, iguais. Entretanto, os valores de geração térmica para os dois casos são bem distintos para cada patamar de carga, sendo que para os patamares de carga pesada (1º patamar) e leve (3º patamar) a geração térmica é maior no caso com novos patamares, enquanto que para o patamar de carga média (2º patamar) o caso oficial possui maior geração térmica. Isto ocorre porque as durações dos patamares de carga pesada e leve são maiores no caso com novos patamares levando a um valor de geração térmica maior.

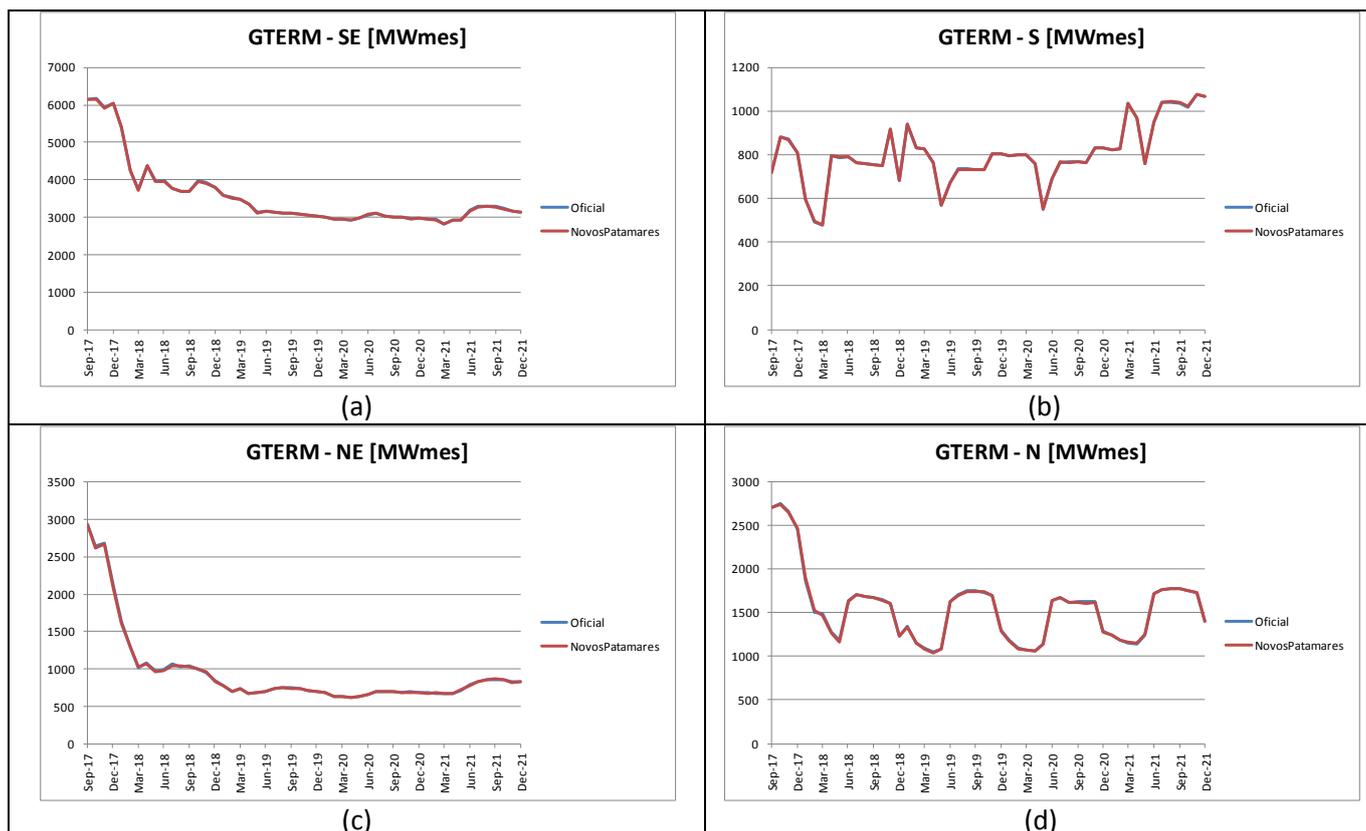


Figura 70 – Evolução temporal da geração térmica dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

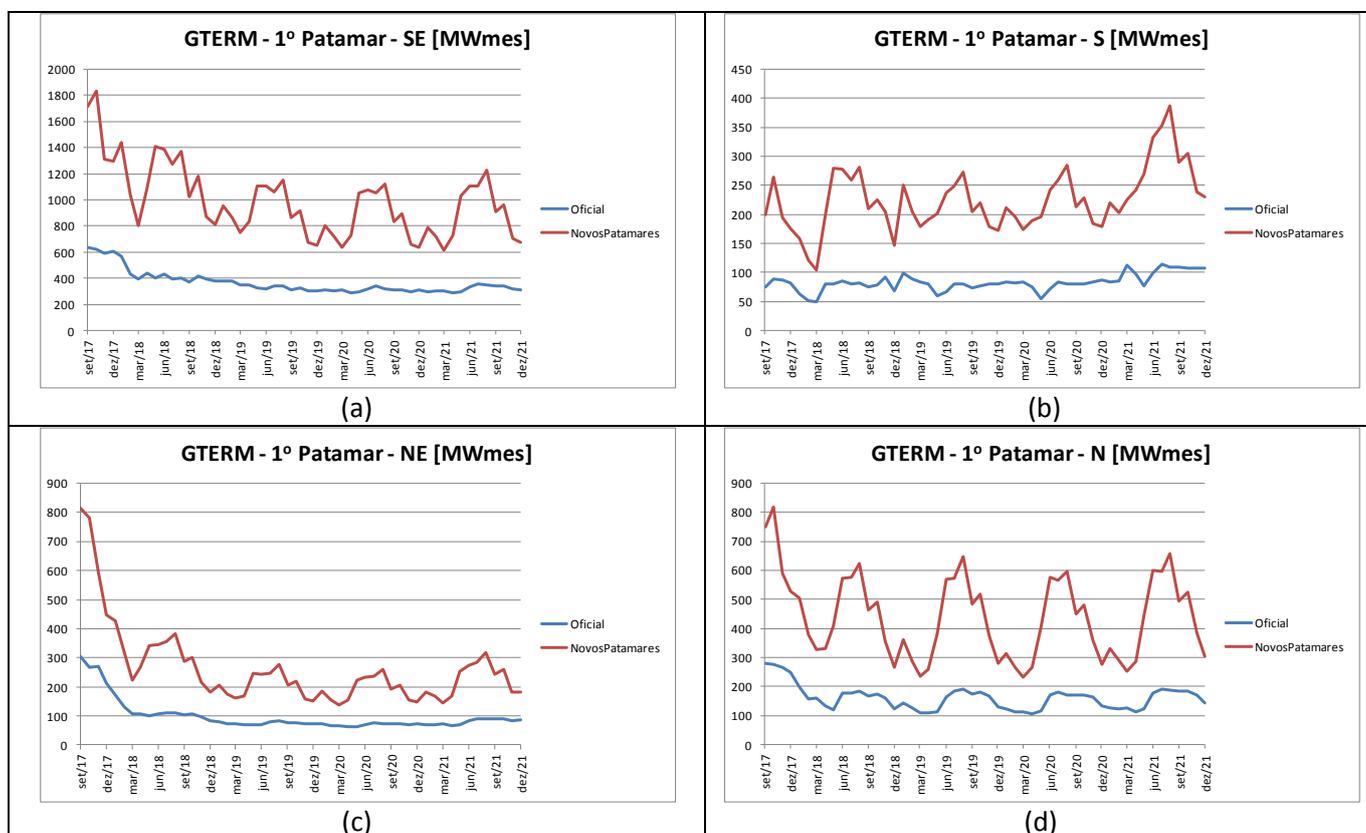


Figura 71 – Evolução temporal da geração térmica para o patamar de carga pesada dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

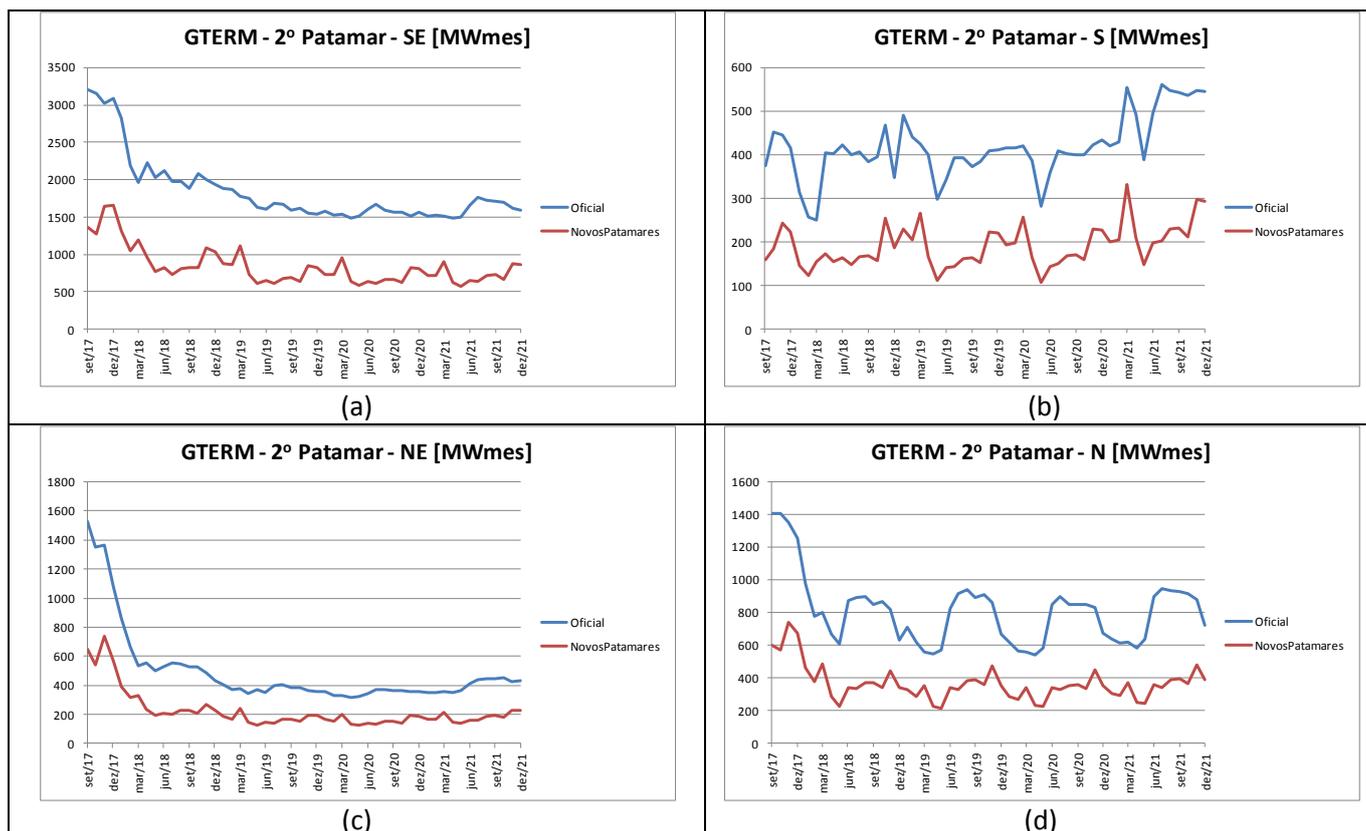


Figura 72 – Evolução temporal da geração térmica para o patamar de carga média dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

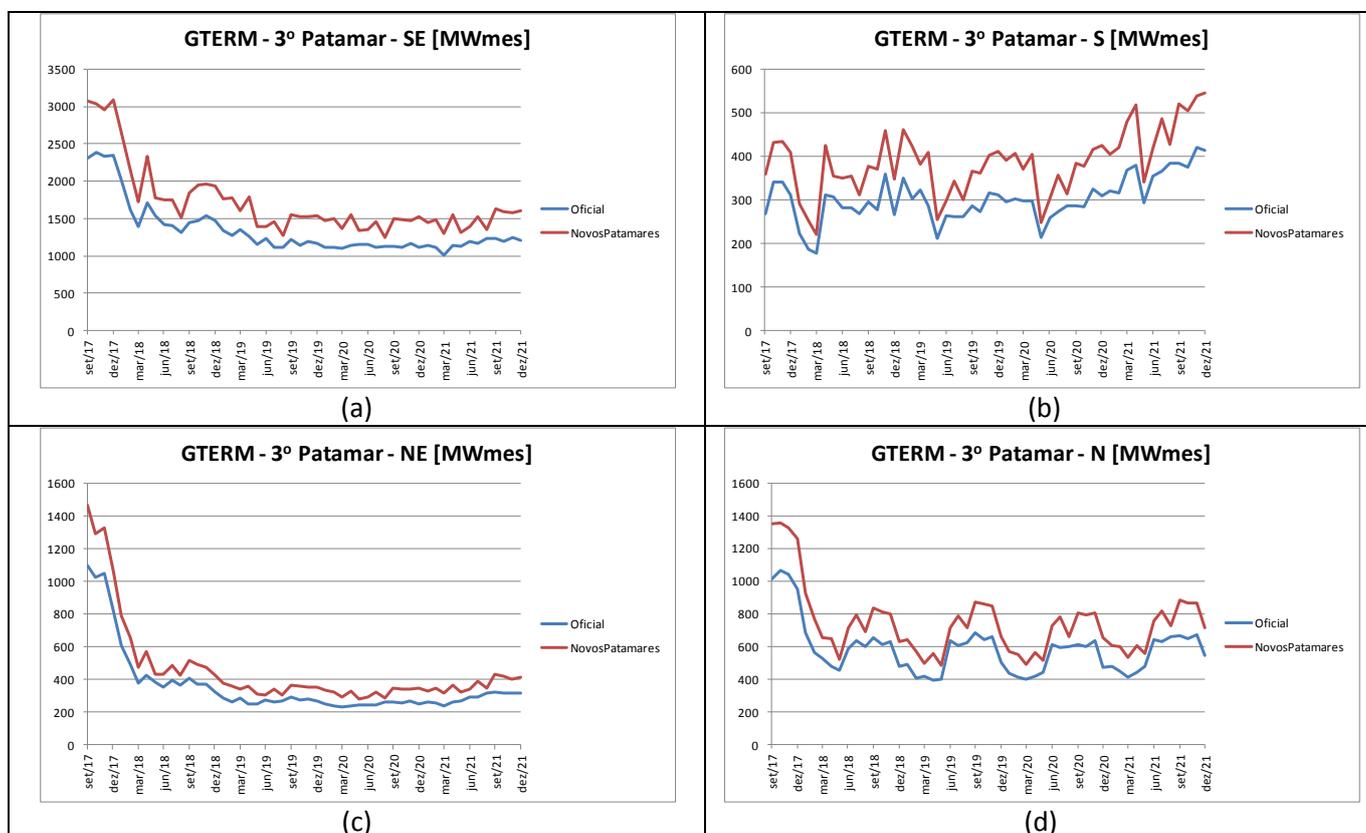


Figura 73 – Evolução temporal da geração térmica para o patamar de carga leve dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

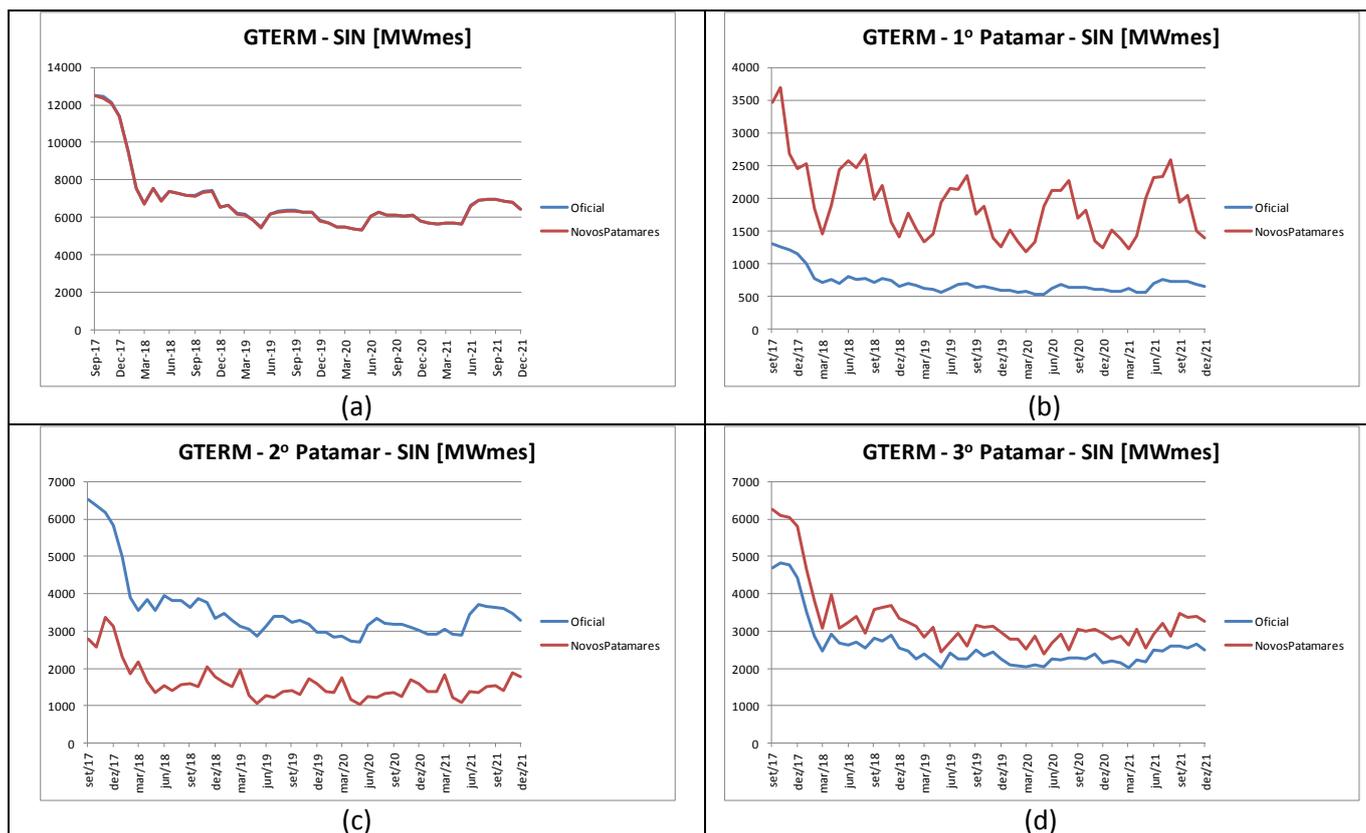


Figura 74 – Evolução temporal da geração térmica do SIN: (a) média; (b) patamar de carga pesada; (c) patamar de carga média; e (d) patamar de carga leve – PMO Set/2017

A Figura 75 apresenta a evolução temporal da energia armazenada final por reservatório equivalente (REE) e para o SIN. Observa-se que, para cada REE, há uma inversão no instante em que o modelo NEWAVE decidiu armazenar energia, ou seja, em um determinado período a energia armazenada pelo caso oficial é maior que aquela armazenada pelo caso com novos patamares, em outros o caso oficial apresenta menor energia armazenada. No entanto, a energia armazenada do SIN é igual para os dois casos, o que caracteriza que os valores de energia armazenada representam soluções de mesmo custo. Isto também pode ser verificado a partir das curvas de permanência da energia armazenada no mês de novembro/2017 (final do período seco). Nesta Figura, para os REEs Sudeste, Sul e Norte, a energia armazenada pelo caso com novos patamares é maior que a do caso oficial. Para os demais REEs, a energia armazenada pelo caso oficial é maior.

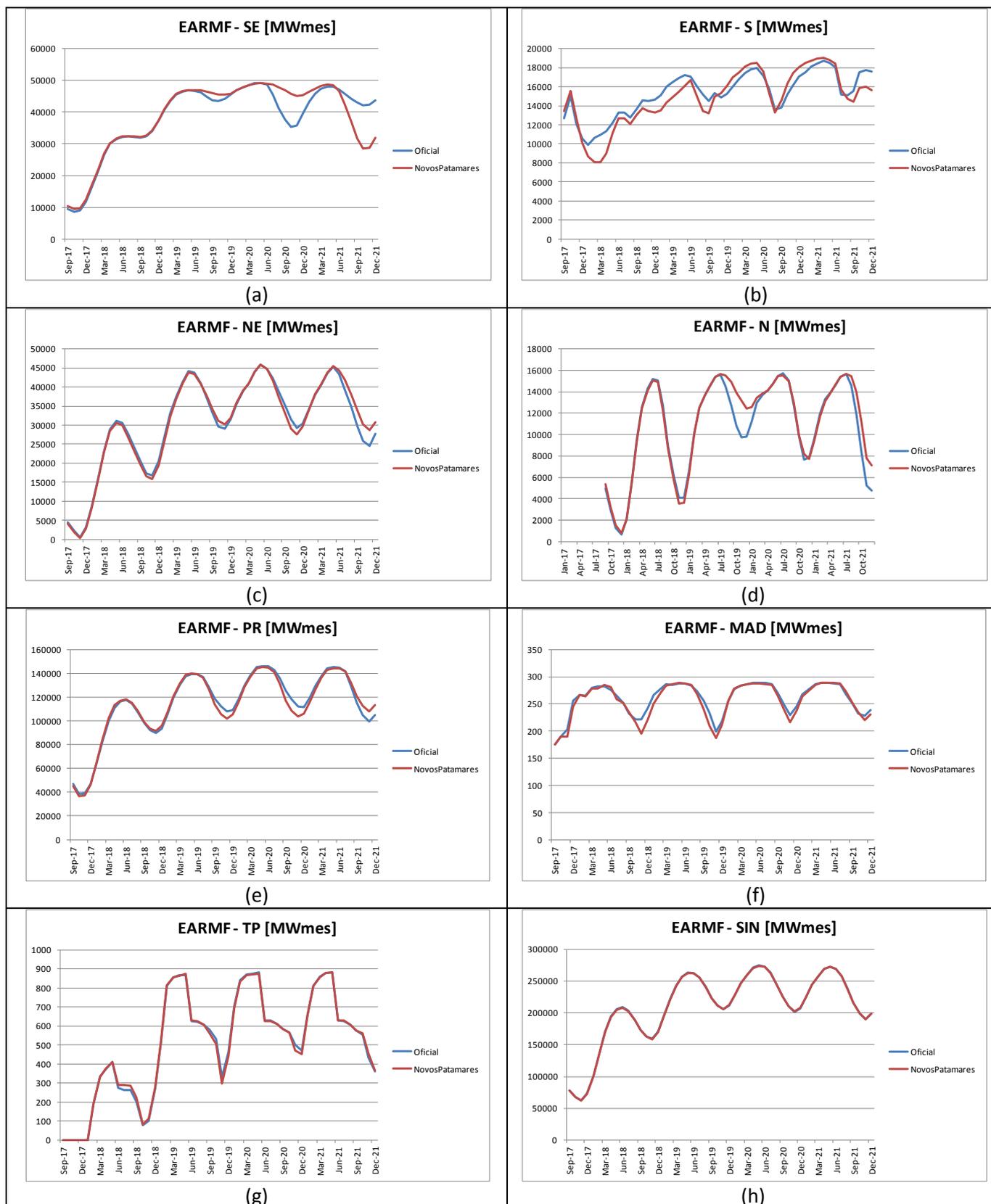


Figura 75 – Evolução temporal da energia armazenada final dos REEs do SIN: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; (f) Madeira; (g) Teles Pires; e (h) SIN – PMO Set/2017

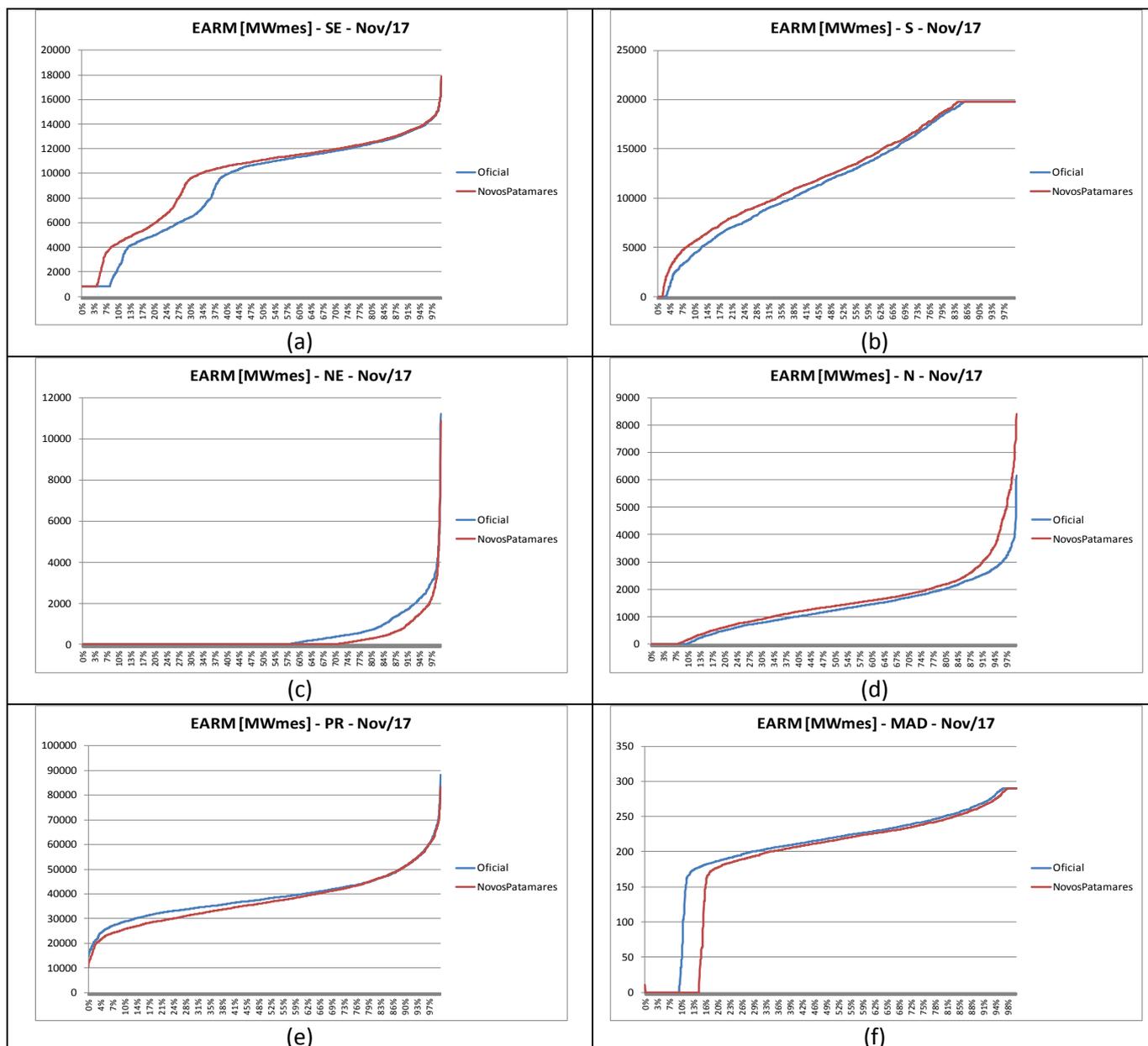


Figura 76 – Curva de permanência da energia armazenada final dos REEs em Novembro/2017:  
 (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; e (f) Madeira – PMO Set/2017

As Figura 77 a Figura 84 apresentam a evolução temporal da geração hidráulica total por reservatório equivalente e SIN e por patamar de carga. Assim como a energia armazenada final, observa-se que, para cada REE, há uma inversão no instante em que o modelo NEWAVE decidiu gerar energia através das usinas hidrelétricas, ou seja, em um determinado período a geração hidráulica do caso oficial é maior que a geração hidráulica do caso com novos patamares, em outros períodos o caso oficial apresenta menor geração hidráulica. No entanto, a

geração hidráulica do SIN é igual para os dois casos, o que caracteriza que eles apresentam soluções de mesmo custo.

Adicionalmente, nota-se que os valores de geração hidráulica para os dois casos são bem distintos para cada patamar de carga, sendo que para os patamares de carga pesada e leve a geração hidráulica é maior no caso com novos patamares, enquanto que para o patamar de carga média o caso oficial possui maior geração hidráulica. Isto ocorre porque as durações dos patamares de carga pesada e leve são maiores no caso com novos patamares levando a um valor de geração maior.

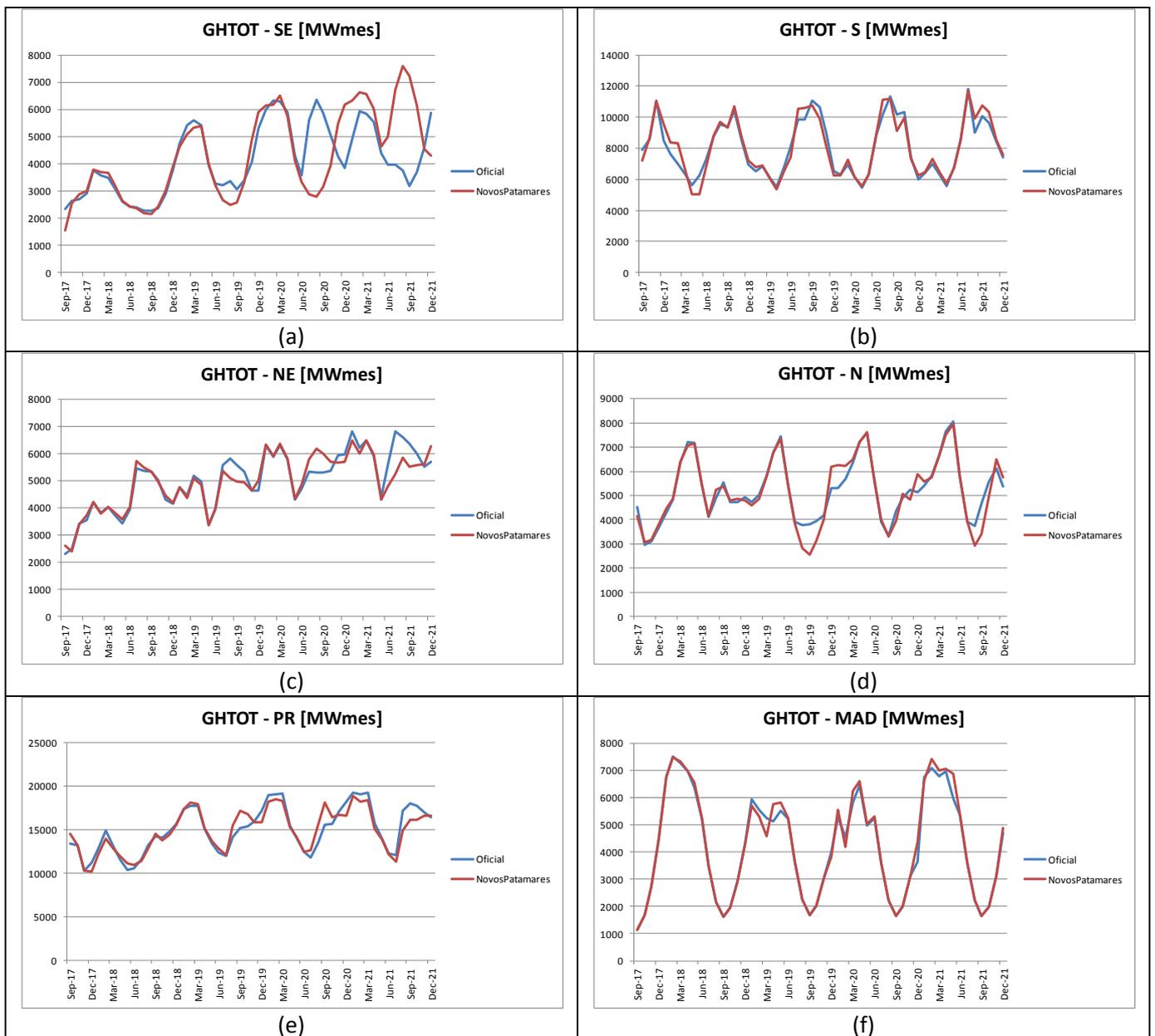


Figura 77 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; e (f) Madeira – PMO Set/2017

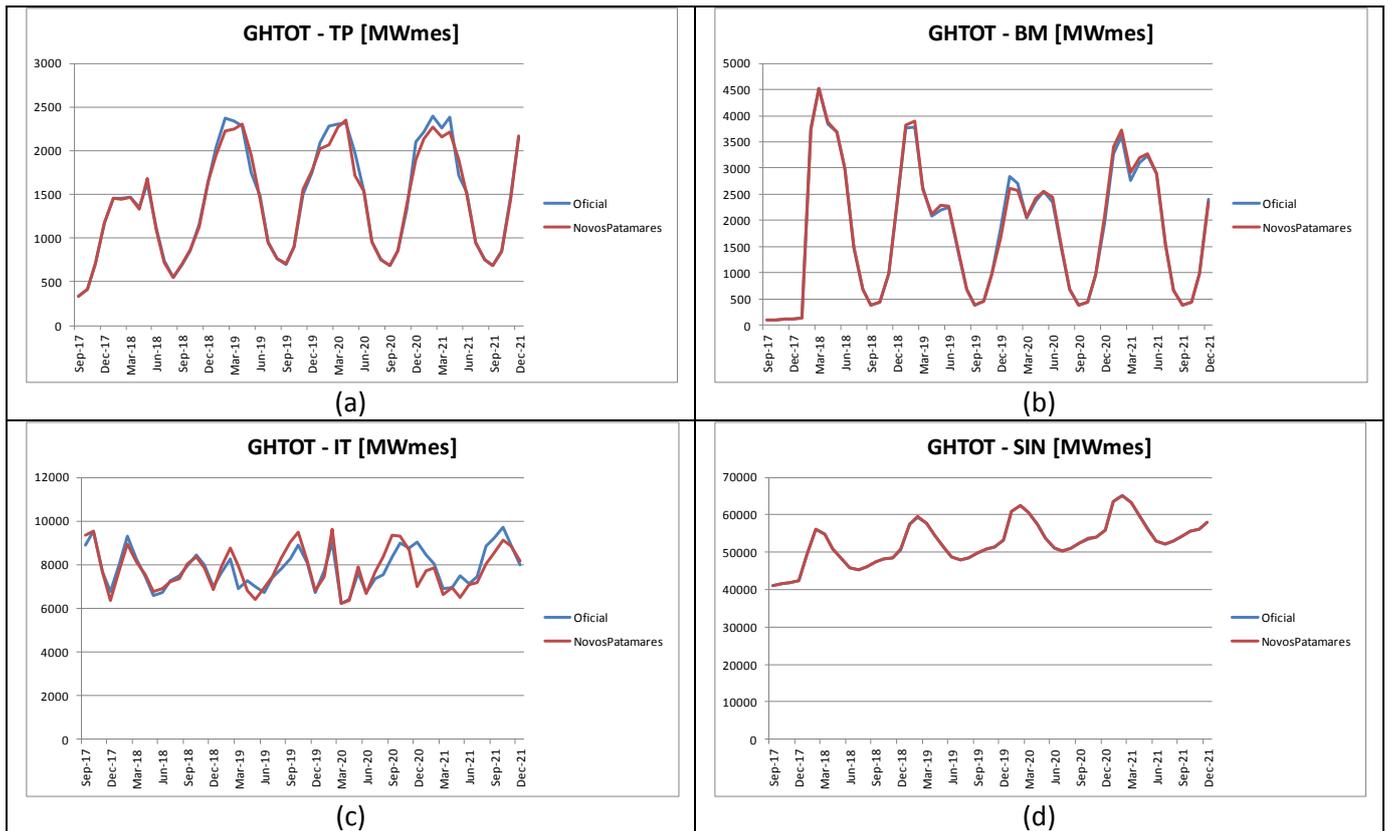
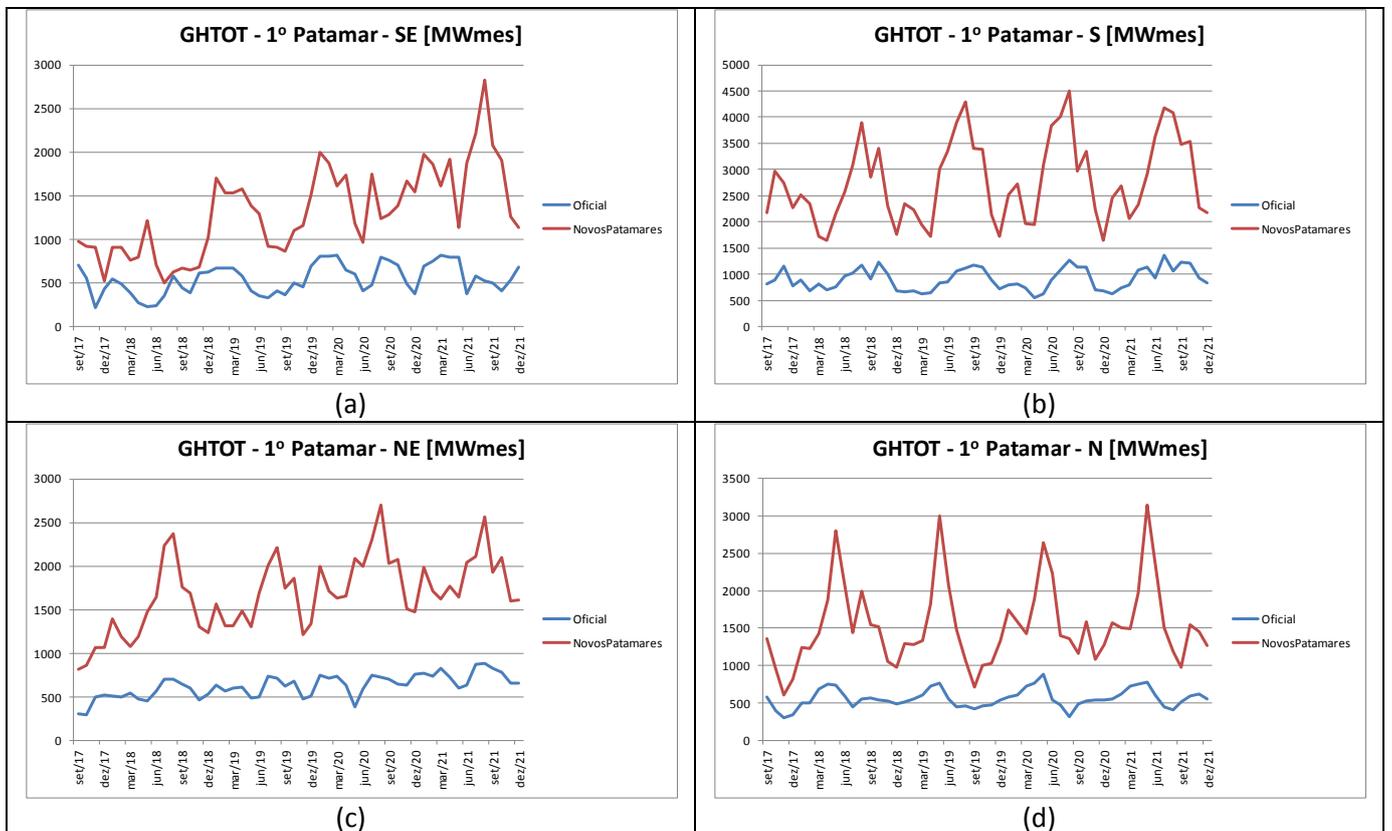


Figura 78 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs e do SIN: (a) Teles Pires; (b) Belo Monte; (c) Itaipu; e (d) SIN – PMO Set/2017



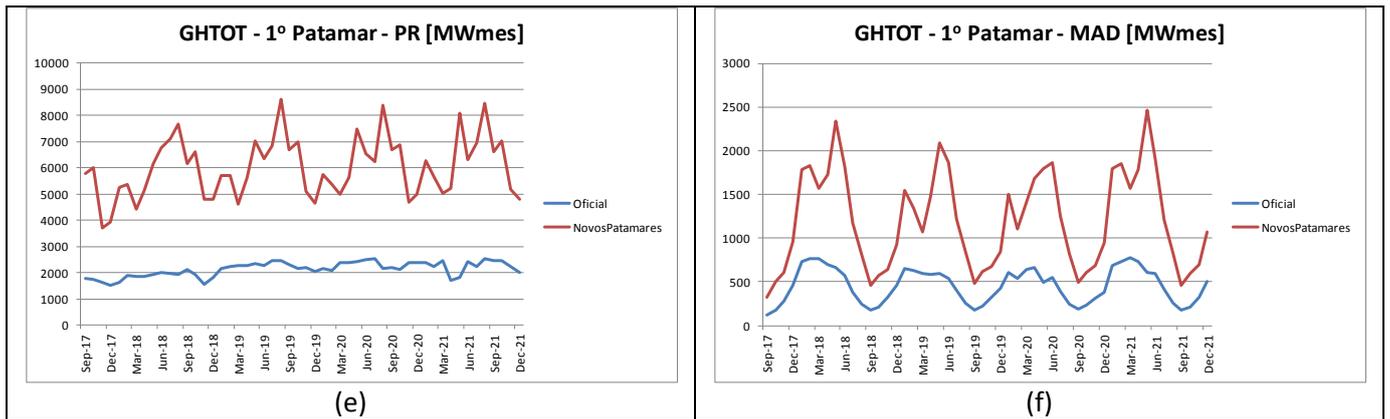


Figura 79 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs para o patamar de carga pesada: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; e (f) Madeira – PMO Set/2017

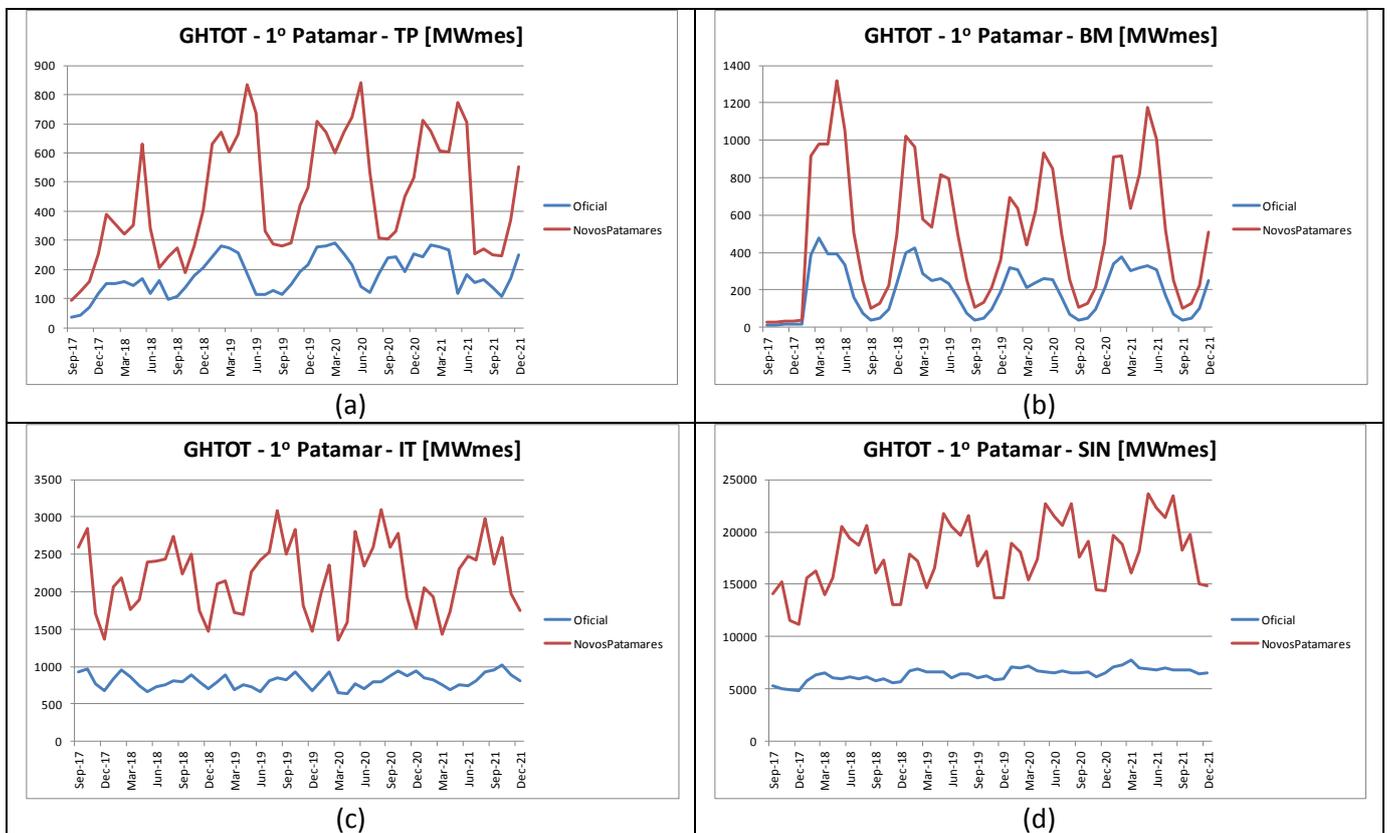


Figura 80 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs e do SIN para o patamar de carga pesada: (a) Teles Pires; (b) Belo Monte; (c) Itaipu; e (d) SIN – PMO Set/2017

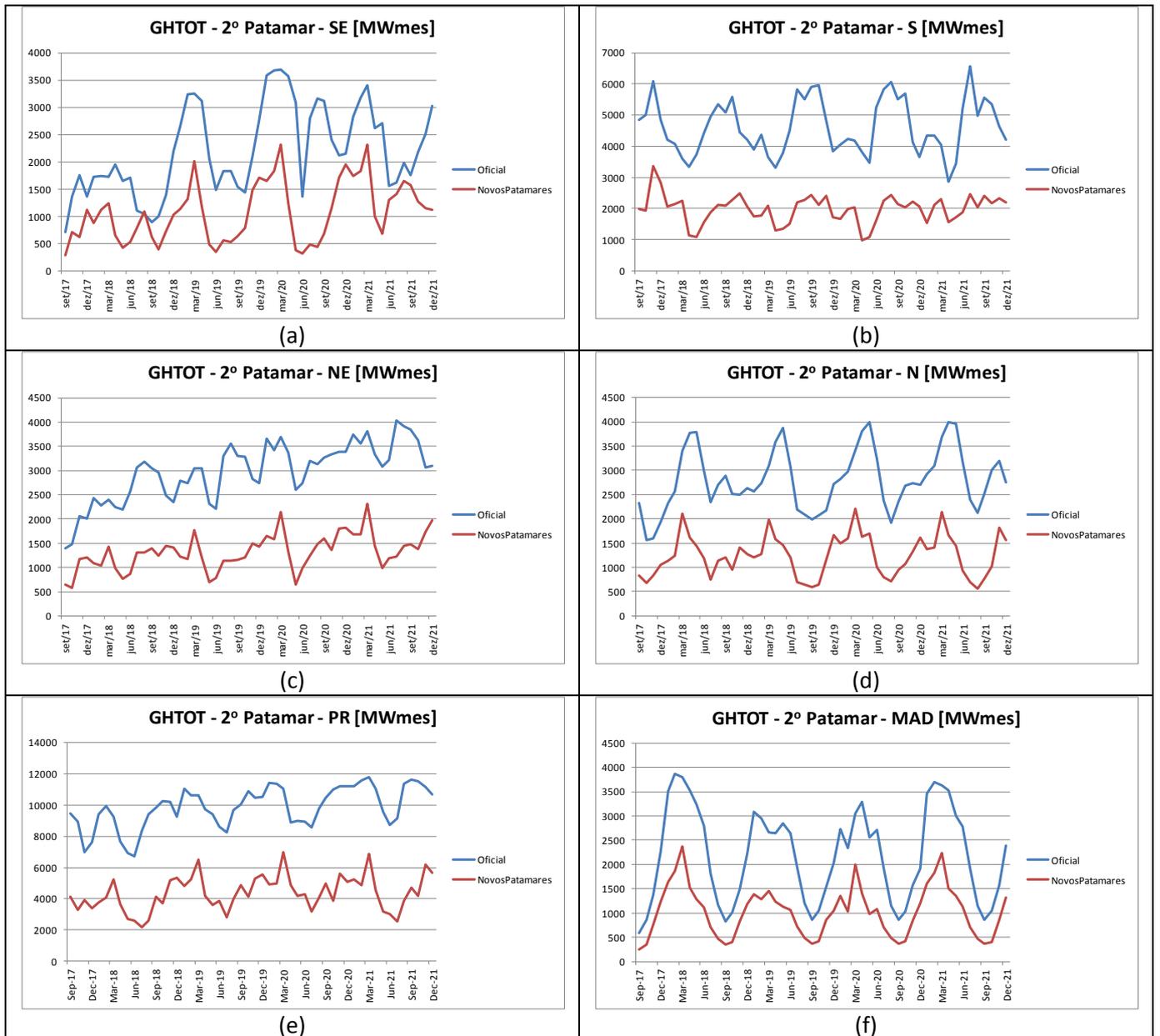
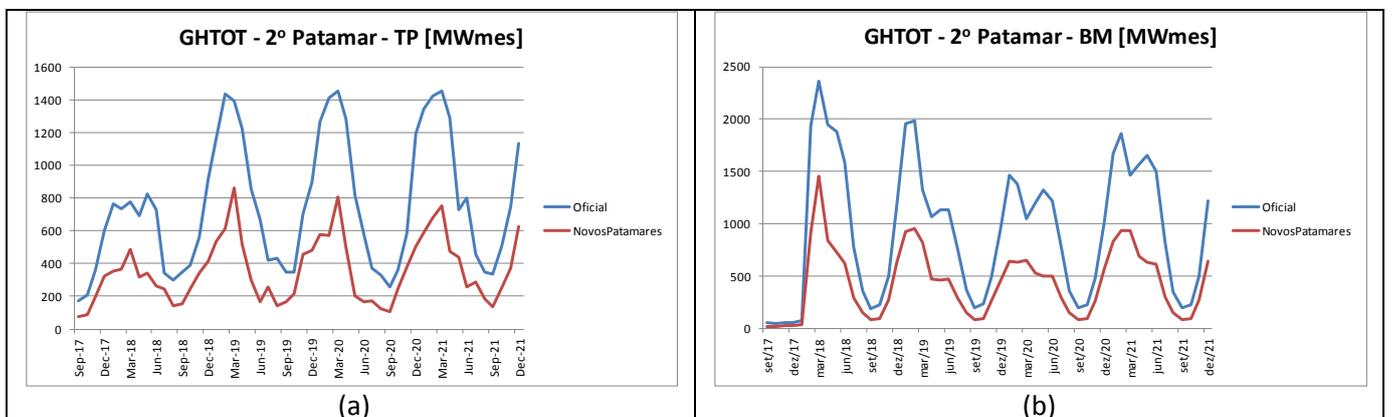


Figura 81 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs para o patamar de carga média: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; e (f) Madeira – PMO Set/2017



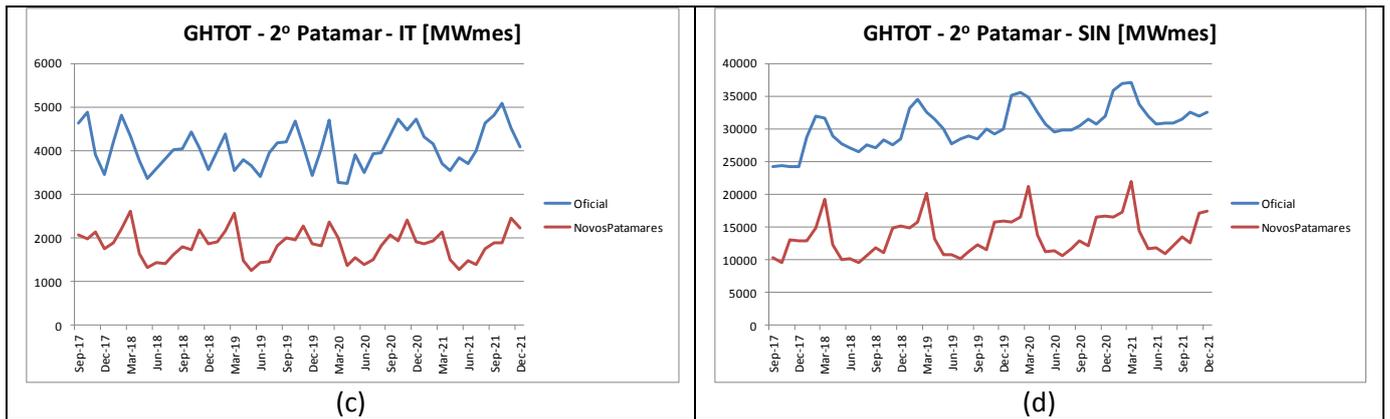


Figura 82 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs e do SIN para o patamar de carga média: (a) Teles Pires; (b) Belo Monte; (c) Itaipu; e (d) SIN – PMO Set/2017

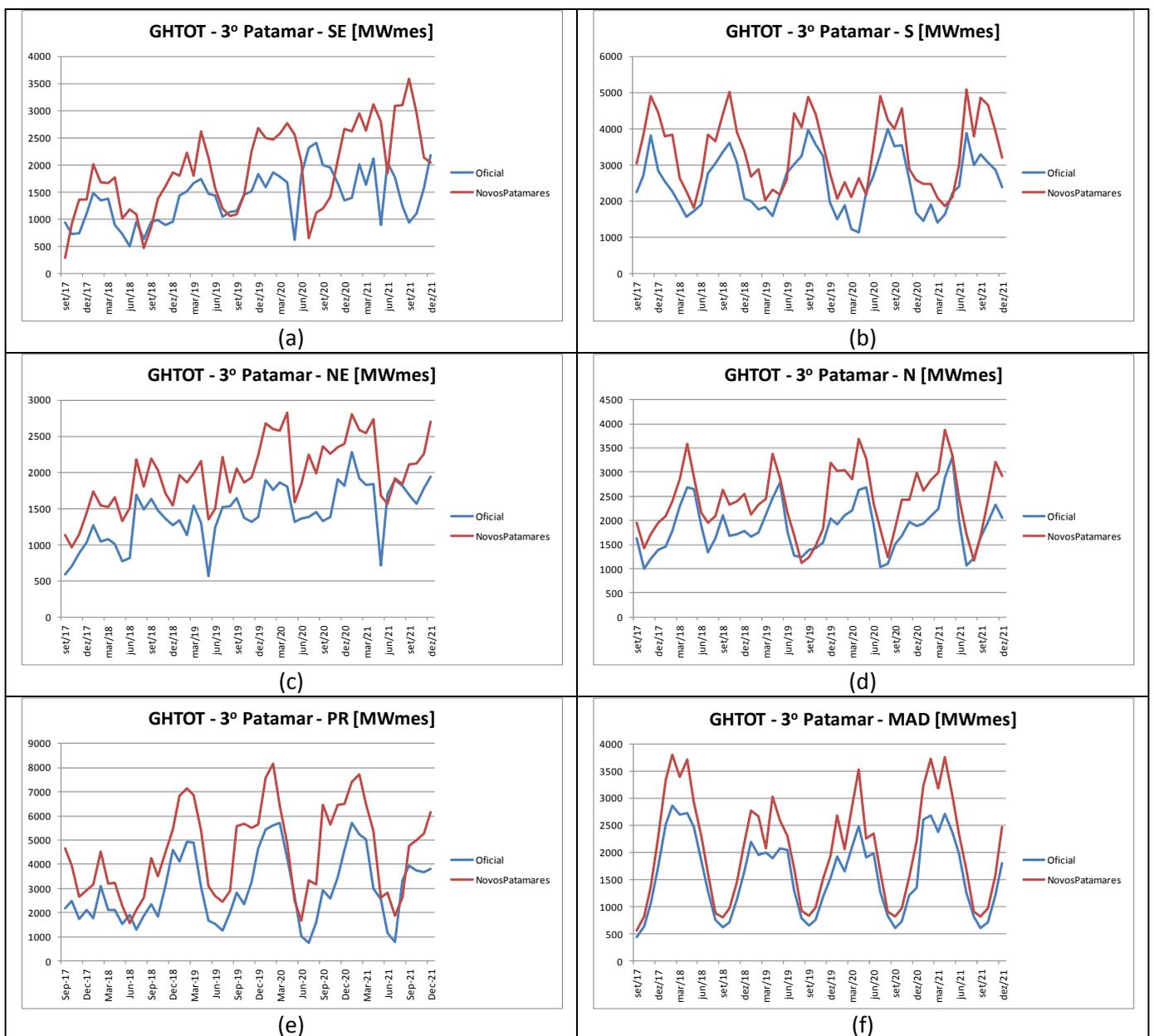


Figura 83 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs para o patamar de carga leve: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; e (f) Madeira – PMO Set/2017

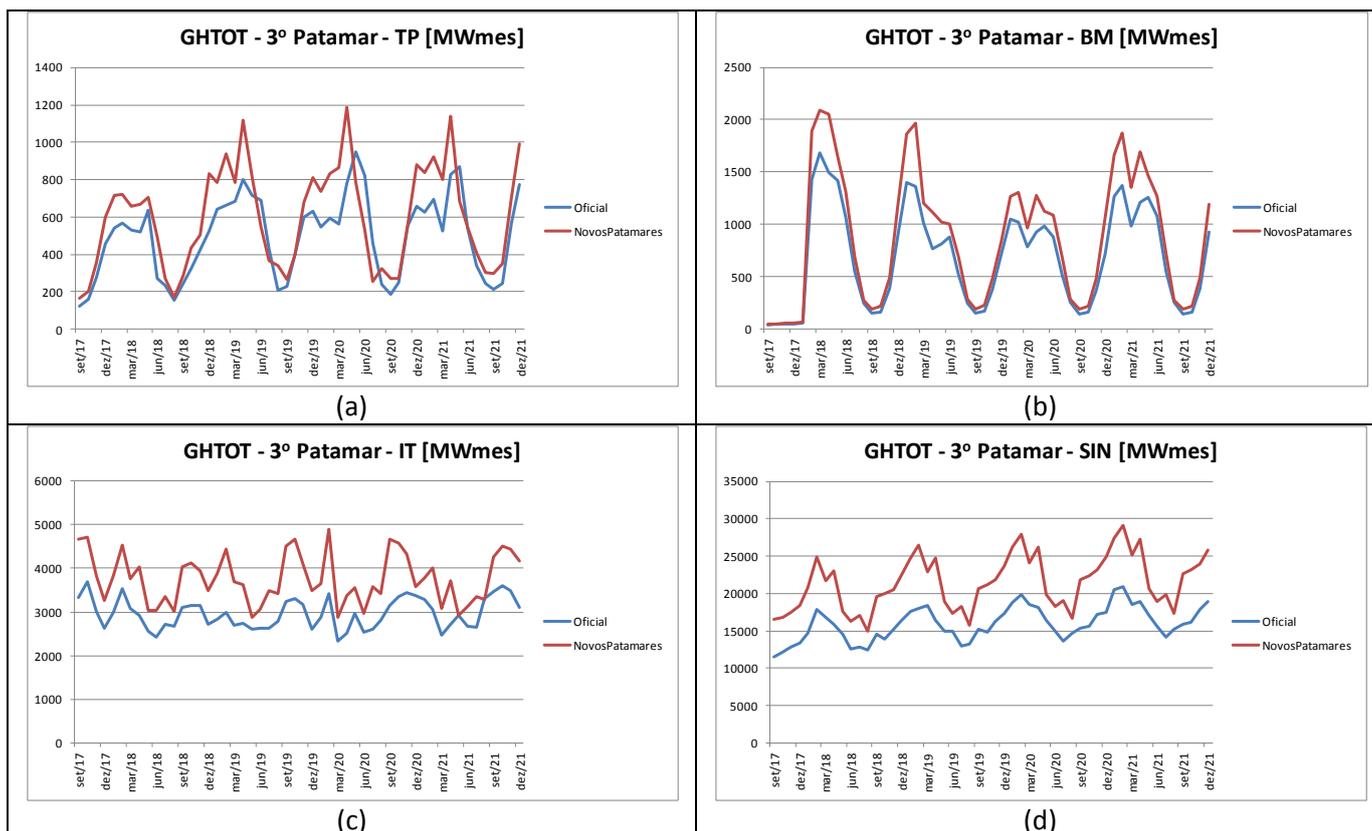


Figura 84 – Evolução temporal da geração hidráulica total dos REEs e do SIN para o patamar de carga leve: (a) Teles Pires; (b) Belo Monte; (c) Itaipu; e (d) SIN – PMO Set/2017

A Figura 85 apresenta a evolução temporal da energia vertida por reservatório equivalente para o caso oficial e para o caso com novos patamares. Observa-se que para o REE Sudeste os valores de energia vertida obtidos para os dois casos são próximos em quase todo o período de estudo, com exceção do final de 2020/início de 2021 onde a energia vertida do caso com novos patamares é maior que a calculada para o caso oficial. A maior diferença está em torno de 1500 MWmedios e ocorreu em janeiro/2021. Neste mesmo mês, os valores de energia vertida dos REEs Paraná e Madeira no caso oficial foram maiores que os do caso com novos patamares. Este comportamento é semelhante ao da energia armazenada e da geração hidráulica. Por outro lado, as energias vertidas dos demais REEs e do SIN nos dois casos não apresentaram diferenças significativas.

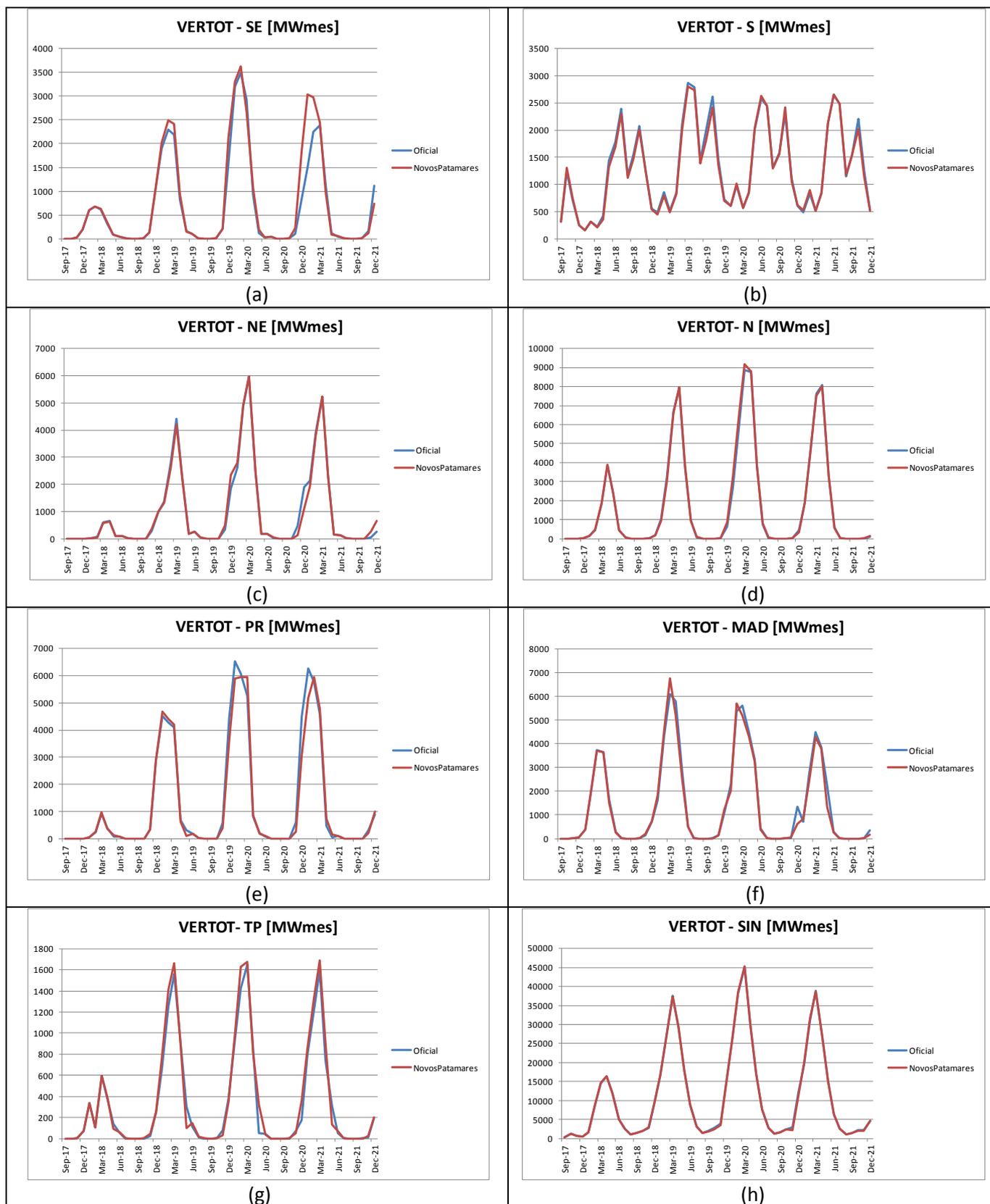


Figura 85 – Evolução temporal da energia vertida dos REEs do SIN: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; (d) Norte; (e) Paraná; (f) Madeira; (g) Teles Pires; e (h) SIN – PMO Set/2017

A Figura 86 apresenta os riscos de déficit de energia para os submercados Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Observa-se que, em sua maioria, os riscos são inferiores a 1% e as diferenças entre os riscos calculados para o caso oficial e para o caso com novos patamares são pequenas. A única exceção é o risco do Sul no ano de 2018, cujos valores estão entre 2 e 3%, e a diferença entre os riscos calculados para o caso oficial e o caso com novos patamares está em torno de 0,5%.

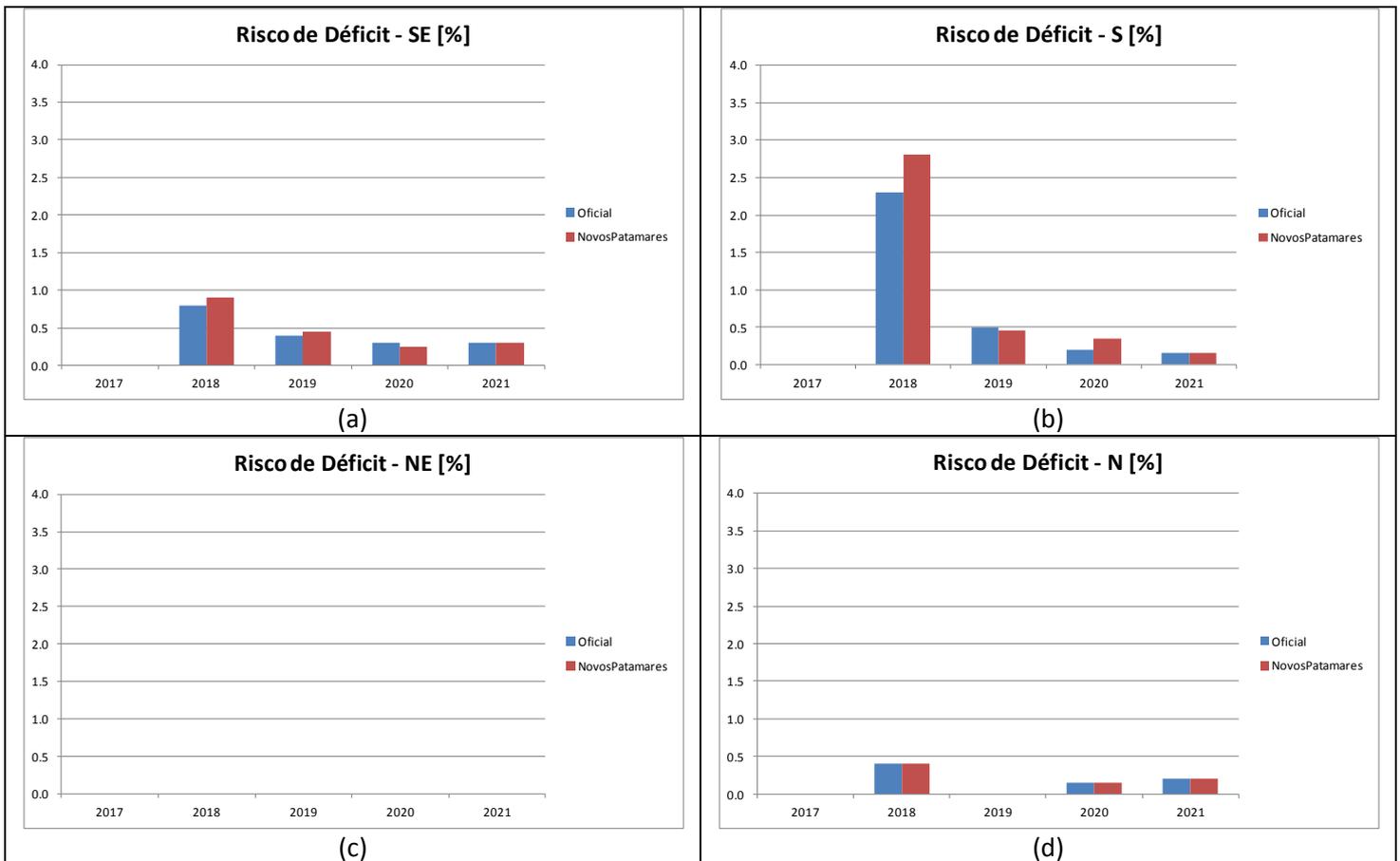


Figura 86 – Risco de déficit de energia dos submercados: (a) Sudeste; (b) Sul; (c) Nordeste; e (d) Norte – PMO Set/2017

### 3.8) Resultados do DECOMP – setembro/2017

O modelo DECOMP foi executado para o caso oficial e para o caso com novos patamares de carga com as suas respectivas funções de custo futuro calculadas pelo modelo NEWAVE. No resultado do despacho do modelo para a primeira semana do estudo foi observado um impacto na geração térmica e hidráulica do submercado Sudeste, onde a mudança nas durações dos patamares provocou uma diminuição da geração térmica e consequente aumento na geração hidráulica do submercado. Como consequência direta deste despacho, observou-se uma diminuição do CMO médio para o submercado, que se mostrou mais evidente nos patamares de carga pesada e média.

Ressalta-se que a diferença entre os CMOs obtidos para o caso oficial e para o caso com novos patamares ocorreu devido à diminuição da duração do patamar de carga média e aumento da duração do patamar de carga pesada.

Com relação aos intercâmbios, houve variações não sistemáticas e, assim como no caso oficial, os limites do caso com novos patamares não foram atingidos, o que causa a paridade entre os CMOs observada em todos os submercados.

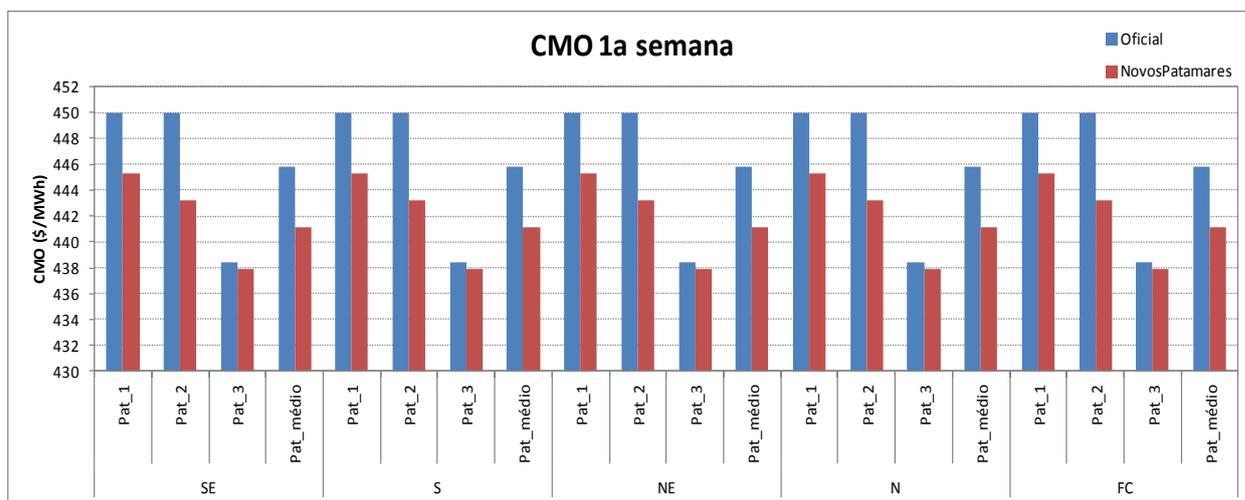


Figura 87 – CMO da 1ª semana por submercados e patamar de carga – PMO Set/2017

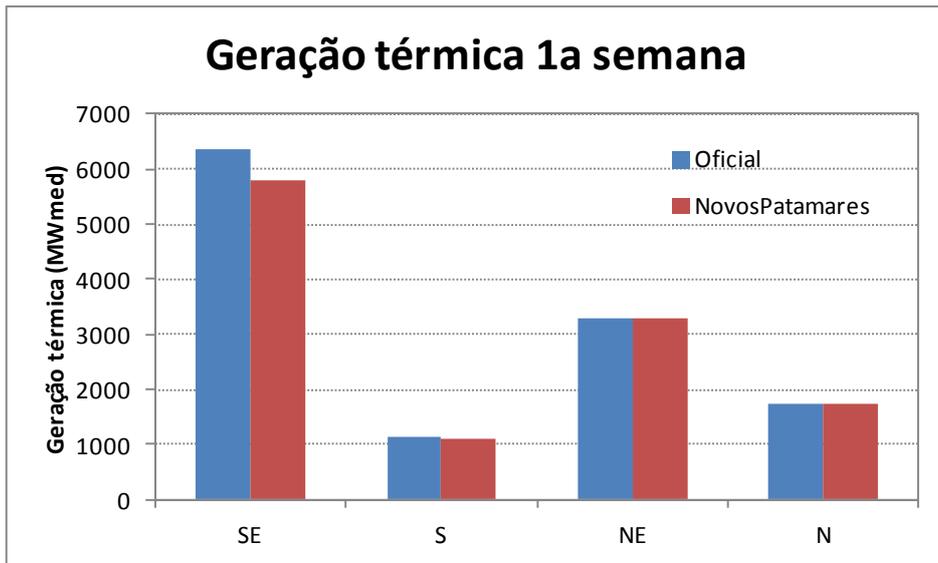


Figura 88 – Geração térmica da 1ª semana por submercados – PMO Set/2017

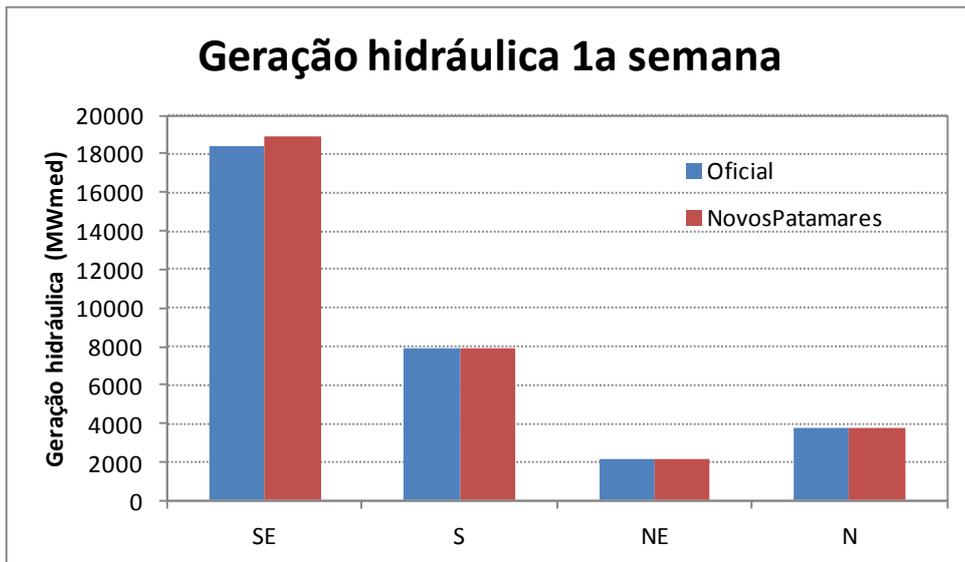


Figura 89 – Geração hidráulica da 1ª semana por submercados – PMO Set/2017

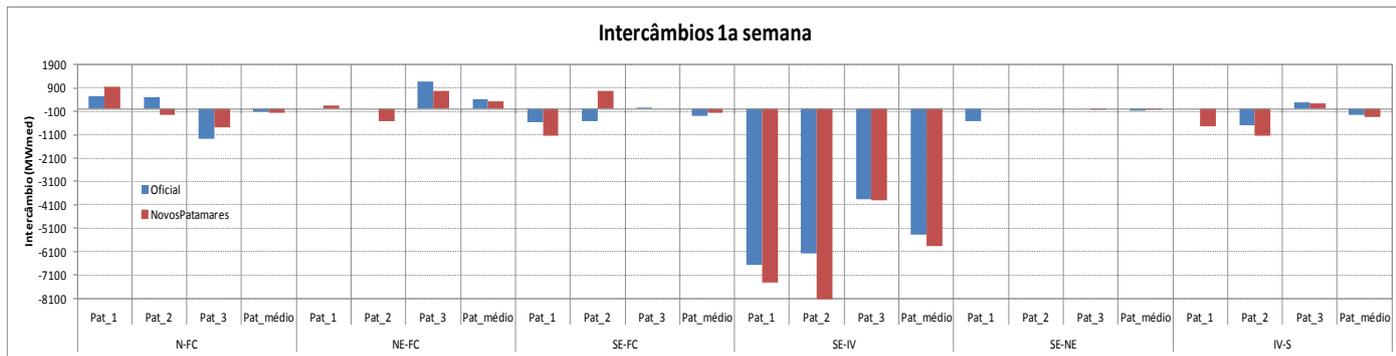


Figura 90 – Intercâmbio da 1ª semana por patamar de carga – PMO Set/2017

## 4) Conclusão

- A metodologia proposta define patamares mais aderentes às curvas de carga reais do que a metodologia atual;
- As análises apresentadas mostraram que representatividade da curva de carga em três patamares já pode ser considerada adequada. No entanto, a dispersão da curva de carga é bastante significativa, o que indica a necessidade em se avançar futuramente para consideração de um número maior de patamares de carga e/ou talvez de um patamar extra para a representação da demanda máxima do sistema;
- Tendo em vista a recomendação do grupo por manter a representação da curva de carga em 3 patamares, a metodologia de clusterização K-means se mostra mais promissora pois permite reagrupamentos ao longo do processo iterativo para formar os clusters, o que promove uma melhor otimização e agrega maior estabilidade;
- Os resultados apresentados foram obtidos aplicando o modelo MODCAR desenvolvido pelo CEPEL, adotando como referência a base de dados horários verificados com o histórico de 2012 a 2017, fornecida pelo ONS em 2018. Para o cálculo da duração dos patamares pelo modelo, será considerada a carga horária do SIN;
- O patamar de carga pesada calculado pela metodologia proposta é significativamente mais longo do que o determinado pela metodologia atual, passando das atuais 3 horas para 8 a 12 horas de duração com a metodologia atual (variando de acordo com o perfil do ano), enquanto há uma redução na duração do patamar de carga média;
- O expressivo aumento da duração do patamar de carga pesada pode levar futuramente a um impacto na tarifação, o que, por sua vez, pode levar a uma mudança da resposta da demanda naquele horário, alterando novamente a curva de carga;
- Embora a metodologia proposta represente a curva de carga de forma mais aderente que a metodologia atual, o reagrupamento dos dados em dias típicos reduz a flexibilidade da discretização, sobretudo quando este

reagrupamento incluía todos os dias úteis e sábados. Verificou-se que o perfil de carga do sábado se aproxima mais ao perfil dos domingos e feriados, porém com profundidades (em p.u.) mais elevadas tanto para os patamares de carga leve quanto média. Sugere-se, então, manter dois perfis semanais de carga, porém que o reagrupamento seja feito separando os sábados dos dias úteis, agregando-o ao perfil dos domingos e feriados (Tipo 1- dias úteis e Tipo 2 – sábados, domingos e feriados);

- Os resultados indicam variações das durações e das profundidades dos patamares ao longo dos meses, logo para representar a curva de carga da forma mais fiel a realidade possível seguindo a metodologia apresentada no item 2, deveriam ser considerados 12 perfis ao longo do ano considerando as especificidades de cada mês. Contudo, como proposta alternativa, é sugerido e recomendado pela CPAMP uma representação em 3 perfis ao longo do ano visando a uniformização dos dados e maior facilidade para adaptação do mercado;
- Análises comparativas resultantes de simulações com os modelos NEWAVE e DECOMP, considerando os dados de duração dos patamares e profundidades dos patamares de carga por subsistema apresentados no relatório, mostraram de forma geral pouca diferença no custo total de operação e nos valores de CMO e geração térmica. No entanto, observou-se mudanças na alocação da energia armazenada entre os REE e, conseqüentemente, da geração hidráulica, representando soluções de mesmo custo;
- Ajustes nos valores obtidos de duração e profundidade dos patamares de carga com a aplicação da metodologia apresentada neste relatório ainda se fazem necessários nos anos futuros das simulações de acordo com o número de dias úteis de cada ano. Esses ajustes deverão ser realizados pelo ONS utilizando procedimento interno já adotado pelo Operador, conforme apresentado no item 2.5 deste relatório;
- A proposta apresentada no relatório prevê uma atualização periódica dos valores de duração e profundidade dos patamares de carga, a cada ano,

podendo ser considerada uma janela móvel de 5 anos do histórico de dados horários de carga de energia elétrica.

## 5) Recomendações

- Os atuais patamares de carga já não mais representam adequadamente o comportamento da curva de carga, sugerindo que sejam alterados pelos patamares resultantes da aplicação da metodologia proposta nesse relatório a partir da primeira semana operativa do mês de janeiro de 2019;
- Esta alteração tem implicações operacionais (Apêndice I.B) e comerciais (Apêndice I.A) ao afetar a duração e os intervalos horários dos patamares de carga, o que não trará desdobramentos que resultem em modificação a curto prazo no processo tarifário (Apêndice I.C). Entretanto, no longo prazo, a promoção de alterações relevantes nas durações e intervalos dos patamares poderá demandar discussões futuras associadas à definição dos postos tarifários;
- A representação da curva de carga em mais de três patamares de carga pode ser promissora, sobretudo dada a variabilidade observada, que poderá ser ainda mais ampliada com a expansão da geração distribuída, além de possibilitar representar de forma mais acurada a demanda máxima do sistema. Portanto sugere-se que este estudo seja continuado para análise da inclusão de um número maior de patamares de carga e da tipificação dos dias da semana. Contudo, deve-se observar que tais alterações podem levar a impactos importantes nos procedimentos operacionais, comerciais e tarifários;
- Também se sugere que seja analisada a possibilidade dos patamares serem definidos sobre a curva de demanda líquida, obtida pelo abatimento da geração não controlada que possui modulação intra-diária, como a geração eólica e a solar, uma vez que tais recursos energéticos têm presença significativa e crescente na Matriz Energética Brasileira.

## 6) Referências

- 1) CEPEL, Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, “Metodologia e Determinação de Perfis Típicos Diários de Carga através da Combinação de Técnicas Estatísticas de Análise de Agrupamentos e na Análise Exploratória de Dados”, Relatório Técnico, Junho/2018.
- 2) A.C.G. Melo, A.M. Leite da Silva, S.H.F. Cunha, "Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração de Sistemas Hidrotérmicos através do Método de Frequência e Duração" - Artigo Convidado, Revista Brasileira de Engenharia, Caderno de Engenharia Elétrica. Vol. 1, No 1, 1987.
- 3) A.C.G. Melo, J.C.O. Mello, S.P. Romero, G.C. Oliveira, "Manual de Metodologia do Programa NH2 - Versão 2.0", Relatório Técnico CEPEL, abril de 1992.
- 4) A.C.G. Melo, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, "Sistema CONFGER - Manual do Usuário", Relatório Técnico CEPEL para GCOI/GTMC/SGCONF”, outubro de 1992.
- 5) Johnson, R.A. and Wichern, D.W.; Applied Multivariate Analysis, Forth Edition, Prentice Hall, New Jersey, 1998.
- 6) Hair, J.F., Andersen, R.E., Tatham, R.L., Black, W.C., Multivariate Data Analysis, fifth edition, Prentice Hall, 1998.
- 7) A.C.G. Melo, G.C. Oliveira, S.H.F. Cunha, M.V.F. Pereira, "Analytically Based Frequency and Duration Calculations for Multi-Area Reliability Evaluation", XI Power Systems Computation Conference - PSCC, Avignon, France, Aug 30 - Sep 3, 1993.
- 8) T.C. Justino, L.G.B. Marzano, A.C.G. Melo, M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, “Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load”, XIX Power Systems Computation Conference - PSCC, Genoa, Italy, 2016.
- 9) J. F. M. Pessanha, A. C. G. Melo, T. C. Justino, M. E. P. Maceira, “Combining Statistical Clustering Techniques and Exploratory Data Analysis to Compute Typical Daily Load Profiles – Application to the Expansion and Operational Planning in

Brazil, IEEE Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS, Boise, Idaho, USA, June 2018.

- 10) J.F.M. Pessanha, R.M.G Velasques, R. Passos Jr., A.C.G. Melo, R.P. Caldas, J.E.P.S. Tanure, P.E.S. Santos, “Metodologia e Aplicação do Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição”, Latin America Power & Gas 2001, Rio de Janeiro/RJ, agosto 2001.
- 11) J. F. M. Pessanha, R M G Velasquez, A C G Melo, R. P. Caldas, “Técnicas de *Cluster Analysis* na Construção de Tipologias de Curvas de Carga”, XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, 2002.
- 12) A.M. Leite da Silva, A.C.G. Melo, S.H.F. Cunha, "Generation Capacity Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Systems IEE Proceedings, Part C, Vol. 138, No 1, January 1991.
- 13) A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", 1991 IEEE PES Summer Meeting, San Diego, California, USA, July/August 1991 (Também publicado no IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No 2, May 1992).
- 14) A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", 1992 IEEE PES Winter Meeting, Seattle, USA, July 12-16,1992 (Também publicado no IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No 1, Jan 1993).
- 15) M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damazio, A.C.G. Melo, “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System”, 14th PSCC – Power Systems Computation conference, Sevilla, Spain, 2002.
- 16) 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”, 16th PSCC – Power Systems Computation conference, Glasgow, 2008.

- 17) M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, M.P. Zimmermann, "Application of Stochastic Programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System", XIX Power Systems Computation Conference - PSCC, Genoa, Italy, 2016.
- 18) M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos e C.B. Cruz, "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model", 20th Power System Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- 19) L.N. Xavier, A.L. Diniz, F.S. Costa et al, "Aprimoramento da Modelagem da Função de Produção Energética das Usinas Hidroelétricas no Modelo Decomp: Metodologia e Resultados", XVIII SNPTEEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Outubro 2005.
- 20) J. F. M. Pessanha, T.C. Justino, M.E.P. Maceira, "Metodologia para Filtragem de Registros de Carga, XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Rio de Janeiro 2012.
- 21) A.K. Jain, R.P. W. Duin, J. Mao, "Statistical Pattern Recognition: A Review", IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligent, v. 22, n. 1, January, 2000.
- 22) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010.
- 23) CEPEL, Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, "Agrupamentos Estatísticos de Curvas de Carga por meio do Programa MODCAR para Utilização nos Modelos NEWAVE e DECOMP", Relatório Técnico nº 13166/2017, Junho/2017.

# APÊNDICE I – Análise dos Impactos Comerciais, Operacionais e Regulatórios

## A) Análise dos Impactos Comerciais

Foram realizadas análises do impacto da alteração dos patamares no ambiente comercial, dentre eles os Encargos de Serviço do Sistema – ESS e a contabilização no Mercado de Curto Prazo – MCP. Os resultados aqui apresentados foram obtidos com simulações do PLD que consideraram os 12 perfis de patamares ao longo do ano.

A alteração dos patamares causa variação nos PLDs, o que pode ocasionar alteração nos despachos térmicos. Assim, para o mês de junho de 2017, foi analisada a eventual alteração nos motivos dos despachos das usinas termelétricas. A mudança no motivo do despacho resulta da alteração do PLD/CMO, e consequente despacho por ordem de mérito.

Para as três primeiras semanas do mês analisado, o PLD ficou mais alto em todos os patamares e para todos os submercados. Na primeira semana, não ocorreu alteração no despacho. Já na segunda e terceira semanas, se observou variação no montante despachado de algumas usinas que já se encontravam despachadas, e a alteração do motivo do despacho de outras. Algumas usinas que originalmente estavam gerando fora da ordem de mérito, por segurança energética, passaram a ser despachadas por ordem de mérito, resultando assim na redução do montante de Encargos de Serviço do Sistema.

A Figura 91 abaixo, ilustra por exemplo, os PLDs do patamar de carga pesada no Nordeste, onde se observa a elevação dos mesmos. Para a segunda semana, uma usina térmica com custo de R\$ 150,58/MWh, que originalmente estaria fora da ordem de mérito (custo acima da linha laranja), e gerando por segurança energética, passaria para o mérito (custo abaixo da linha cinza) e reduziria assim os ESS.



Figura 91 – PLDs do Nordeste no patamar de carga pesada – Junho de 2017

A Figura 92 ilustra a comparação entre os ESS originais, e os que se realizariam caso os preços fossem calculados com a nova duração dos patamares. Os novos ESS seriam R\$ 9,2 milhões mais baixos que os originais, sendo R\$ 2,6 milhões referentes às restrições operativas e R\$ 6,5 milhões referentes à segurança energética. A redução nos ESS decorre de dois fatores. O primeiro é a alteração no motivo do despacho, uma vez que usinas que originalmente geravam ESS, passaram a gerar por ordem de mérito e ser remuneradas pelo PLD. O segundo fator é a elevação do PLD simulado, uma vez que o ESS é calculado pela diferença entre o PLD e o custo da usina, e essa diferença ficou menor com a elevação do preço.

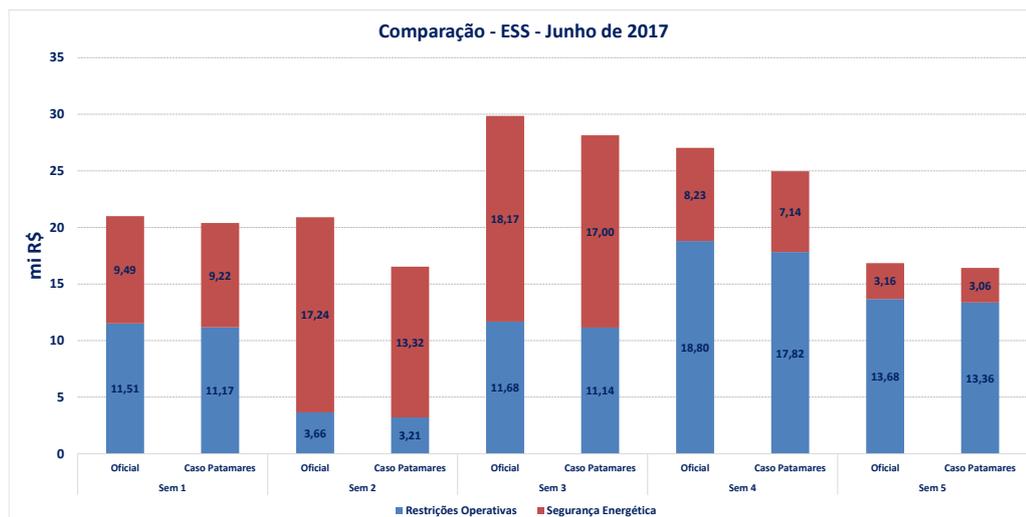


Figura 92 – Comparação de ESS

Ressalta-se que a análise em questão considerou o impacto para um mês específico. A alteração da duração dos patamares também pode resultar na redução do PLD, e usinas que originalmente estavam na ordem de mérito, podem sair do mesmo.

Adicionalmente, e também para o mês de junho de 2017, foram realizadas análises do impacto da alteração da duração dos patamares na contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP. Foram analisados os impactos nos módulos do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e Balanço Energético das Regras de Comercialização, sempre considerando os dados efetivamente contabilizados, inclusive os de geração (eventuais alterações de despacho não foram consideradas nesta simulação). Os principais impactos foram percebidos nos dados de fator de ajuste do MRE (GSF), pagamento e recebimento do MRE e MCP.

Em relação ao GSF, se observa na Figura 93, nos patamares de carga pesada, a manutenção de um fator mais baixo. Considerando que a geração hidráulica nos patamares de carga pesada é mais baixa, e que a duração destes patamares passa a ser maior, passa a existir maior disponibilidade de geração hidráulica nos outros patamares. Como consequência, a geração hidráulica nos patamares de carga média e pesada aumenta, assim como o GSF.

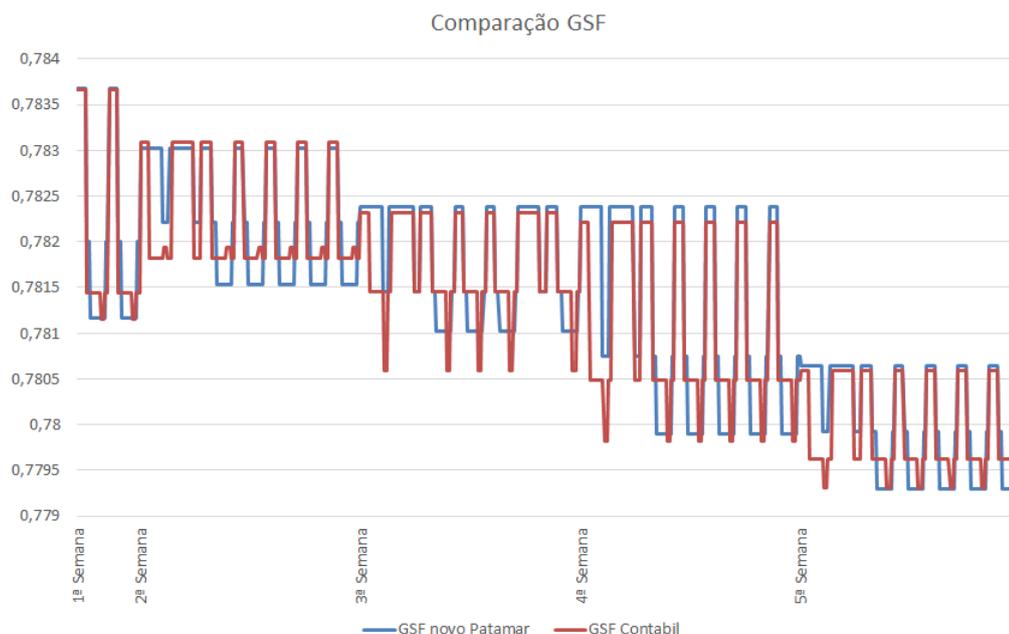


Figura 93 – Comparação GSF

Analisando o impacto dos novos fatores no fluxo financeiro do MRE, não se observa variação considerável. Para o mês de junho de 2017, a variação não chegou à 1%, se alterando apenas R\$0,28 milhões, num fluxo financeiro total de aproximadamente R\$ 145 milhões. Em termos de energia, essa diferença não alcança 35 MW médios.

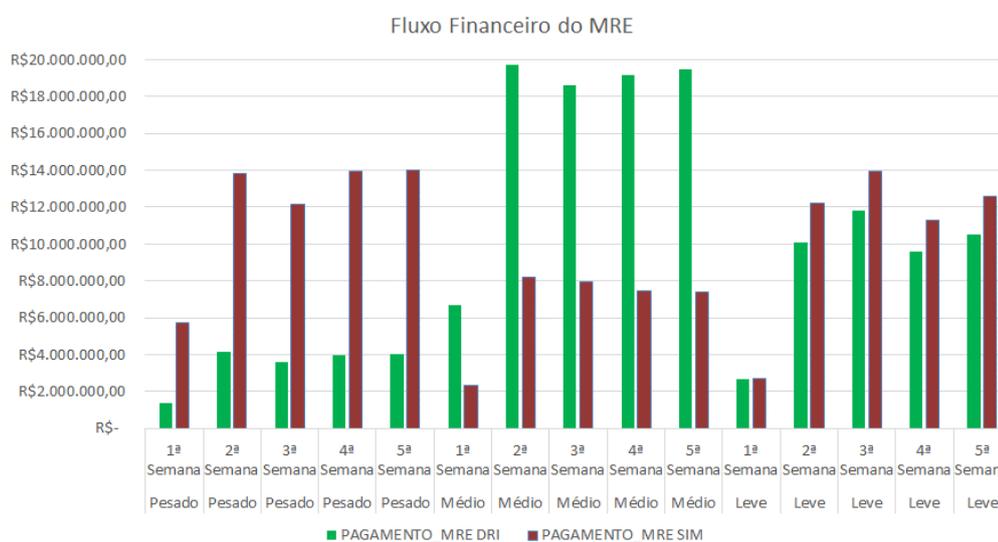


Figura 94 – Comparação do Fluxo Financeiro do MRE

O maior impacto é observado no montante financeiro liquidado do MCP, em torno de R\$ 80 milhões, uma vez que o preço é mais alto no patamar de carga

pesada e este patamar passa a ter uma duração maior. A diferença entre os montantes financeiros de venda e compra no MCP decorre da diferença de preços entre submercados.

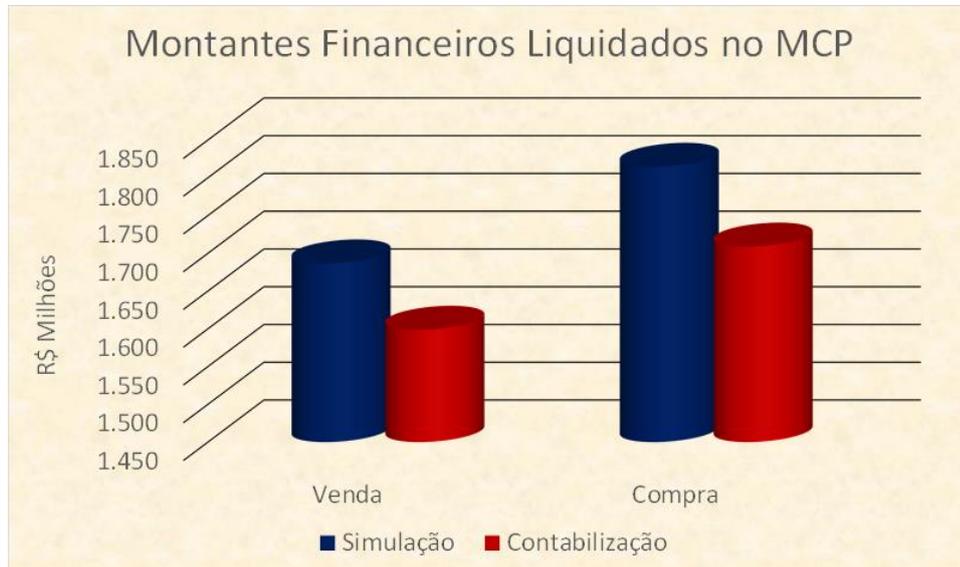


Figura 95 – Montantes liquidados no MCP

É importante ressaltar que eventual benefício ou malefício causado pela variação do preço em decorrência da alteração na duração dos patamares, depende da posição de cada agente no mês em referência. Em consonância com o demonstrado no item anterior, sobre eventual alteração de despacho com a nova duração dos patamares, a alteração dos patamares pode mudar o despacho, e conseqüentemente, alterar montantes liquidados no MCP.

Especificamente para o mês de junho de 2017, se observou aumento no montante liquidado no MCP e redução dos ESS, ressaltando que a redução dos ESS foi menor do que o aumento no MCP. Porém, para meses em que se observa redução do PLD com a nova duração dos patamares se observaria o efeito contrário, sejam elas a redução no MCP e o aumento nos ESS.

Ressalta-se ainda que a análise contida neste relatório considera apenas o MCP e os ESS, contratações bilaterais tem apenas seus montantes registrados na CCEE, assim, os impactos financeiros da alteração na duração dos patamares neste tipo de contratação devem ser aprofundados com contribuições dos agentes.

## B) Análise dos Impactos Operacionais

De acordo com a utilização dos dados de carga por patamares na Gerência de Previsão de Carga do ONS, os parâmetros referentes aos dados de carga desagregados por patamares (intervalos diários) são obtidos em três sistemas internos do ONS. As alterações nos patamares, portanto, ensejarão atualização ou substituição nestes sistemas:

- DESAGCARGA

- SA55

- HORAS

- SCPC - Sistema de Consolidação da Previsão de Carga para o PMO e da Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética

O DESAGCARGA utiliza as informações de carga verificada obtidas do sistema SAGIC, fazendo o cálculo do p.u. de profundidade por patamar em cada mês e para cada semana, de acordo com a quantidade de horas de dias típicos do passado. Estes p.u. históricos são fornecidos para o sistema SA55 e SCPC. O SA55 calcula, para o modelo NEWAVE, os p.u. de profundidade com base nos p.u. de duração calculados pelo sistema HORAS para os meses do período de planejamento do NEWAVE. O mesmo é feito pelo SCPC para o modelo DECOMP. Ressalta-se que os sistemas são antigos e operados manualmente, não estando integrados.

Além disso, terão que ser revistos os submódulos 5.1, 5.5 e 5.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

## C) Análise dos Impactos Regulatórios

O modelo tarifário vigente para a distribuição considera tarifas horárias para os consumidores do grupo A e para a modalidade Branca do grupo B, que se encontra em fase inicial de implantação desde janeiro de 2018.

A atual forma de construção das tarifas aplicáveis aos consumidores cativos não guarda relação com os patamares de carga do Sistema Interligado nem com os preços do mercado de curto prazo associados a esses patamares.

Os postos tarifários – ponta, fora ponta e intermediário – são propostos pela distribuidora em sua revisão tarifária, a cada 4 ou 5 anos em média. A ANEEL homologa os postos baseados nos perfis de carga e relatórios apresentados pelas distribuidoras, tendo como enfoque o carregamento do sistema de distribuição. Pressupõe-se nesta definição eventual deslocamento durante a vigência da hora de verão.

Cabe destacar que essa definição de postos tarifários por área de concessão também é aplicada aos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão – CUST, das distribuidoras e das unidades consumidoras conectadas diretamente à Rede Básica.

É definida uma relação na Tarifa de Uso - TUSD nos componentes Transporte (custos da rede de transmissão e distribuição) específica para cada distribuidora. Na Tarifa de Energia (TE), componente energia para revenda, é definida uma relação de 72% entre os postos ponta e fora ponta. Para o posto intermediário, adota-se o valor do posto fora ponta. Já para as permissionárias, este sinal na Tarifa de Energia deixou de ser aplicado, adotando-se a tarifa ponta igual a fora ponta.

Em suma, os valores considerados na formação do custo de aquisição de energia pelas distribuidoras baseado nos contratos do ambiente regulado levam em conta um valor médio de compra, que é repassado para os consumidores cativos considerando somente a diferenciação de 72% entre as tarifas ponta e fora ponta para os consumidores com tarifas horárias. Observa-se, portanto, que a

maior parte do mercado da distribuidora, o mercado do grupo B residencial, não guarda qualquer relação com os patamares de carga do SIN.

Assim, a proposta de alteração dos patamares de carga não terá desdobramentos a curto prazo que resultem em modificação no processo tarifário vigente. Não obstante, ao dissociarmos sobremaneira a definição de patamares de carga considerados na precificação da energia com a definição dos postos tarifários ponta e fora ponta, considerados na contratação do Uso, poderão insurgir discussões associadas à relação entre estes sinais, bem como a necessidade de mapear seus reflexos em toda a cadeia de formação da tarifa.

## ANEXO A – Resultados – 12 Perfis de Carga

Como afirmado na versão anterior deste relatório, simulações adicionais com a representação da carga em 3 perfis típicos anuais, recomendada neste relatório, seriam incluídas no material divulgado na Consulta Pública. Estes resultados são apresentados na seção 3. Neste ANEXO A são apresentados os resultados das simulações para doze perfis de carga.

### A.1) PDE

Para o PDE foram simulados dois casos para avaliação dos efeitos da introdução de novos patamares de carga: (i) caso do PDE com valores de duração e profundidade de carga originais do PDE 2027; (ii) Caso do PDE com valores propostos pela CPAMP.

Nas figuras abaixo seguem as análises realizadas:

PARCELA	Original	CPAMP
GERACAO TERMICA	101 822	101 605
DEFICIT	3 345	3 245
VERTIMENTO	2	2
EXCESSO ENERGIA	0	0
VIOLACAO MAR	0	0
VIOL. OUTROS USOS	8 035	7 936
VIOLACAO EVMIN	5 416	5 299
INTERCAMBIO	15	15
VIOL. INTERC. MIN.	0	0
VERT. FIO N. TURB.	3	3
VIOLACAO GHMIN	1 960	1 697
<b>TOTAL</b>	<b>120 597</b>	<b>119 801</b>

Figura 96 – Parcela do custo total de simulação

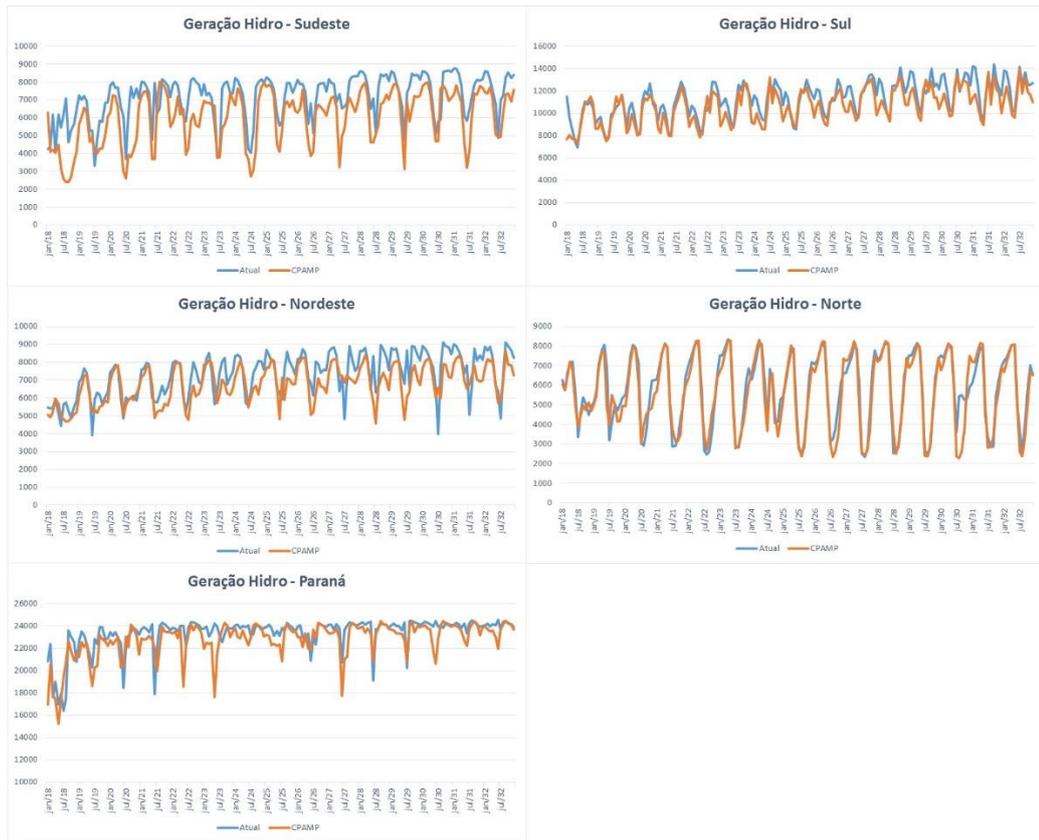


Figura 97 – Geração Hidrelétrica – Patamar 1

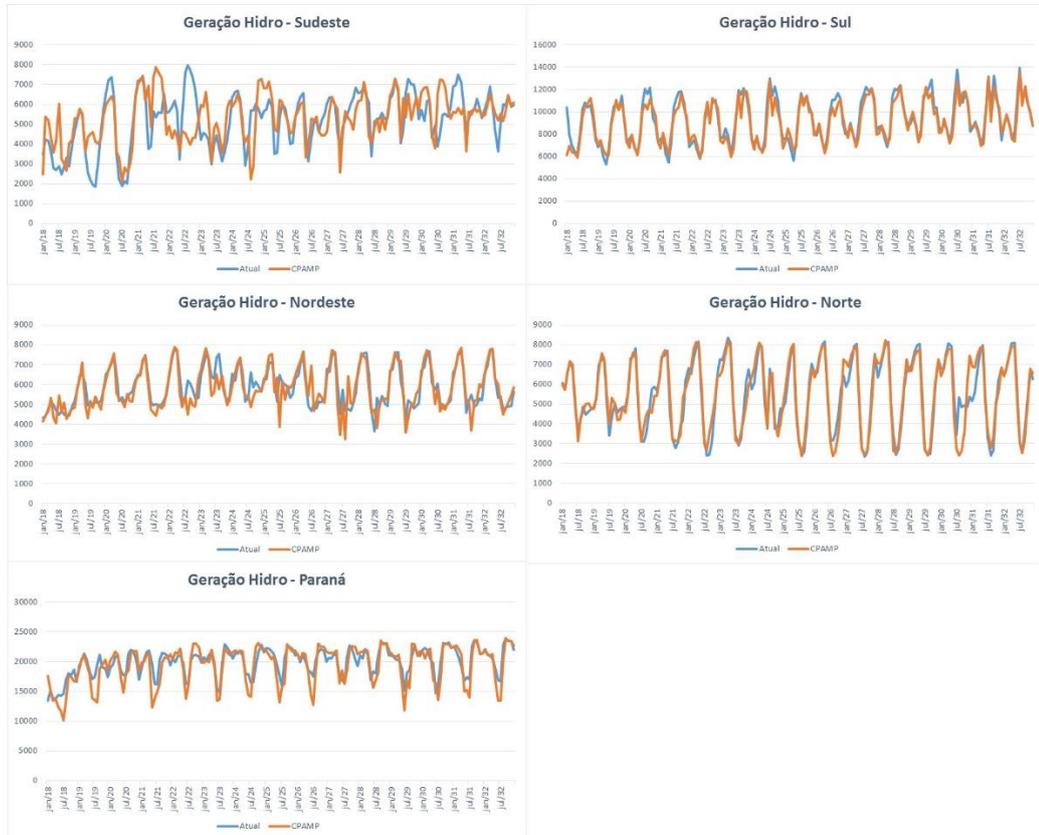


Figura 98 – Geração Hidrelétrica – Patamar 2

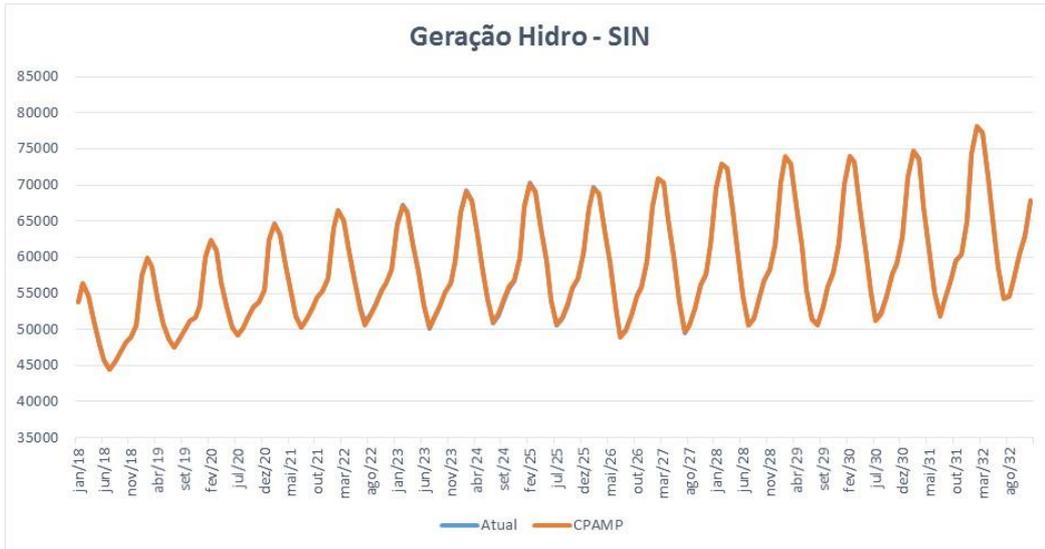


Figura 99 – Geração Hidrelétrica – Total

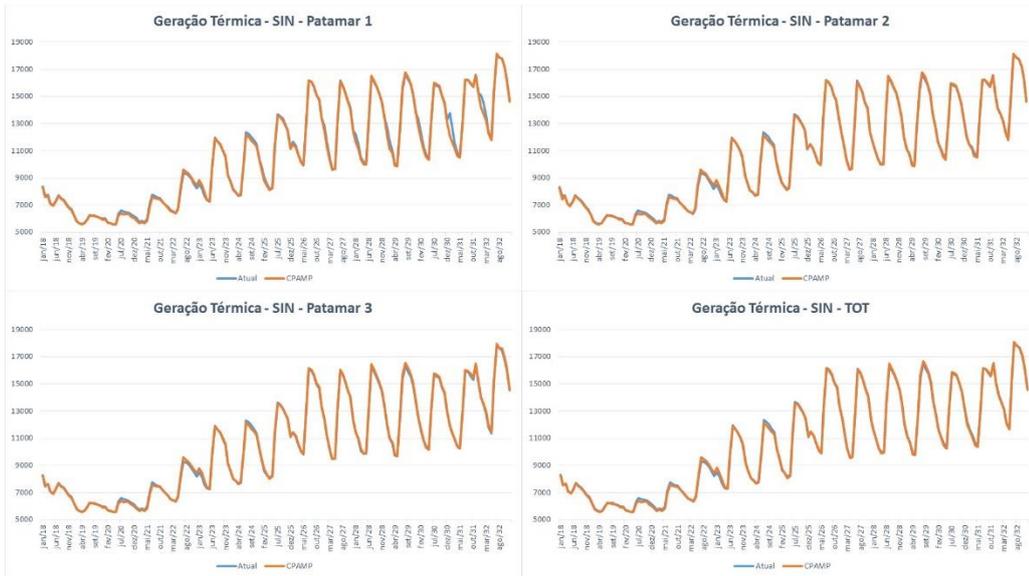


Figura 100 – Geração térmica total por patamar

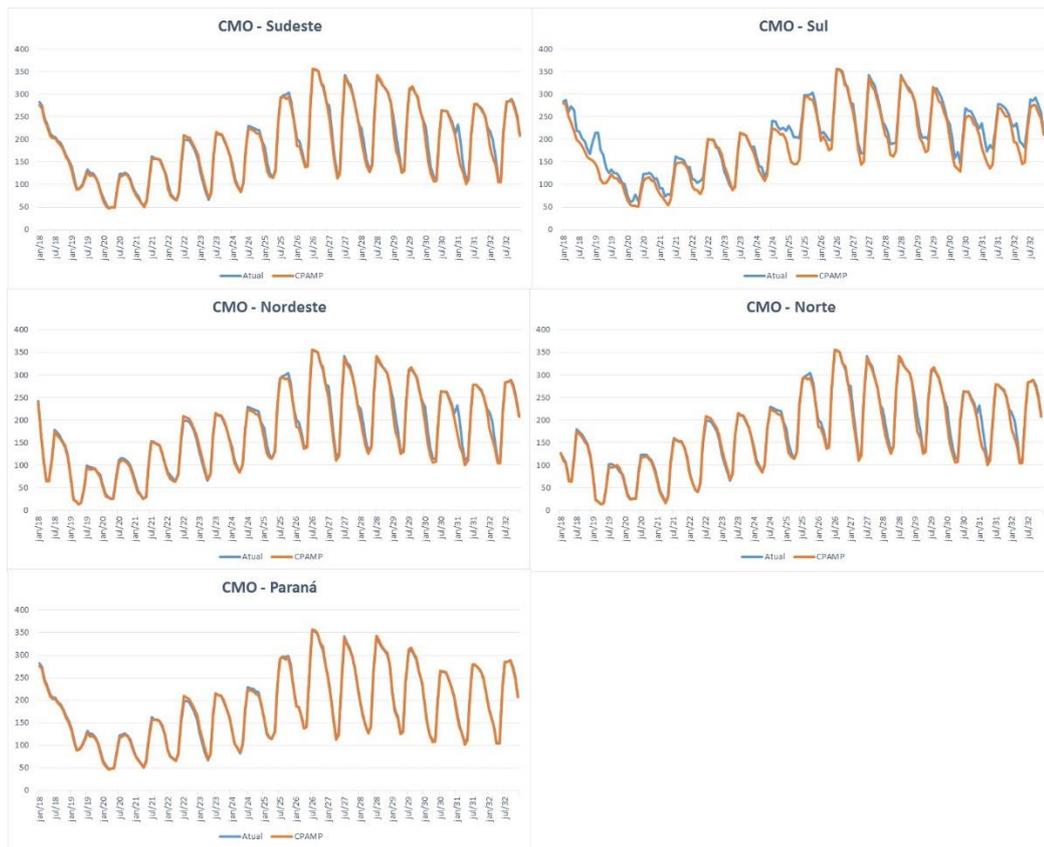


Figura 101 – Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema

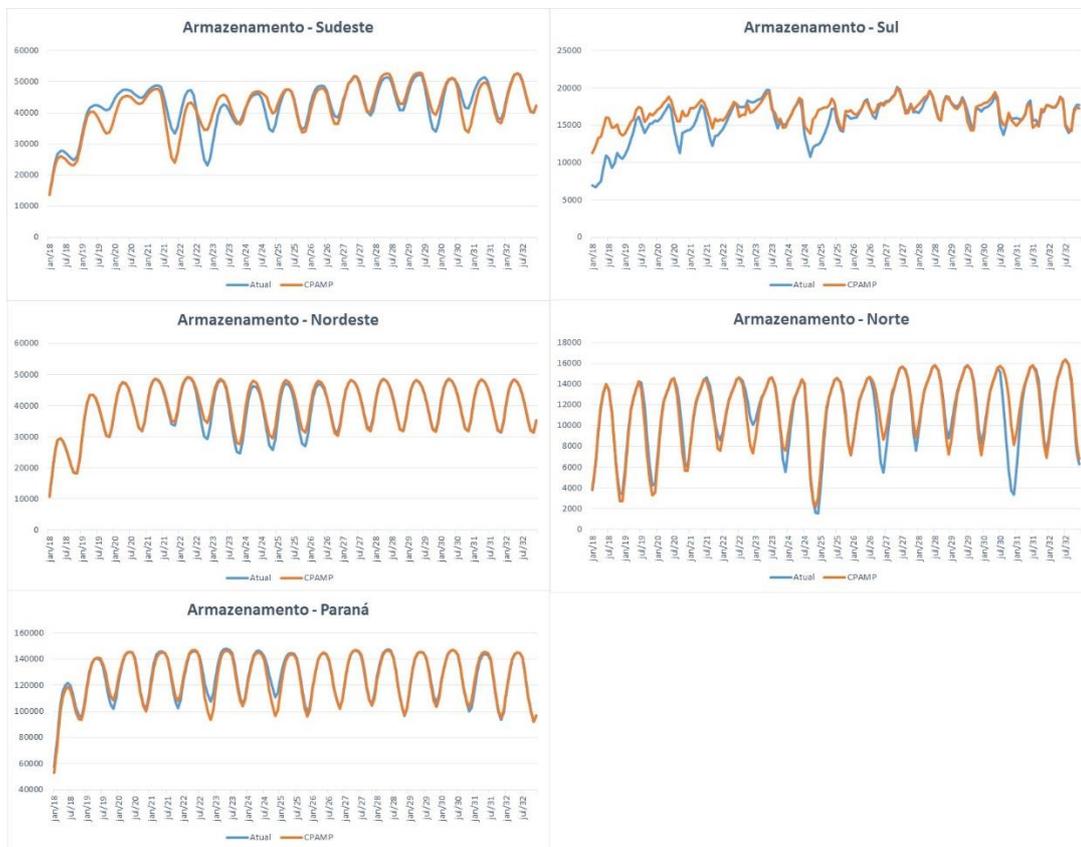


Figura 102 – Armazenamento final por subsistema

## A.2) Garantia Física

A análise dos efeitos da mudança nos patamares de carga também foi avaliada para os casos de garantia física. Para tal foi utilizado o Caso Base de Leilão A-4 de 2018 modificado com os 3 patamares vigentes, utilizados nos estudos de operação e formação de preço, e os propostos pela CPAMP. Nesses casos foram analisadas as variáveis dos custos de operação, geração hidráulica, geração térmica e CMO.

	3 Patamares CPAMP	3 Patamares PMO	Diferença
CMO (R\$/MWh)	216.89	217.23	-0.16%
GERAÇÃO TÉRMICA	125108.04	123790.37	1.05%
DEFICIT	2004.9	2043.55	-1.93%
VERTIMENTO	2.08	2	3.85%
EXCESSO ENERGIA	0	0	-
VIOLAÇÃO MAR	0	0	-
VIOL. OUTROS USOS	3649.88	3463.29	5.11%
VIOLAÇÃO EVMIN	1623.56	1330.42	18.06%
INTERCÂMBIO	4.15	4.07	1.93%
VIOL. INTERC. MIN.	0	0	-
VERT. FIO N. TURB.	2.64	2.69	-1.89%
VIOLAÇÃO GHMIN	0	0	-
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$)</b>	<b>132395.25</b>	<b>130636.39</b>	<b>1.33%</b>

Figura 103 – Custos de Operação – Caso Base LEN A-4 2018

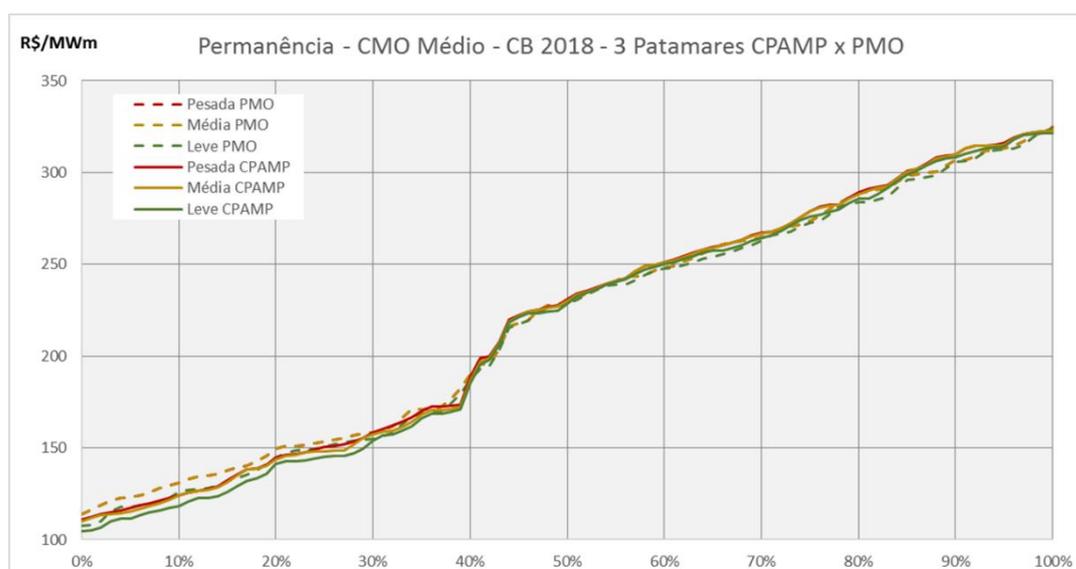


Figura 104 – Permanência do CMO – Valor Médio - Caso Base LEN A-4 2018

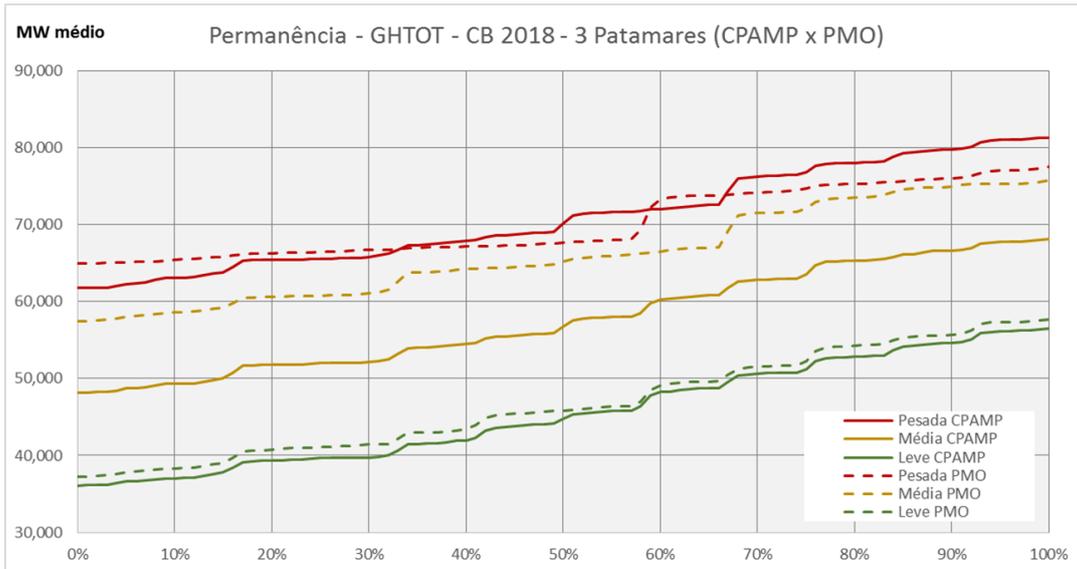


Figura 105 – Geração Hidráulica - Caso Base LEN A-4 2018

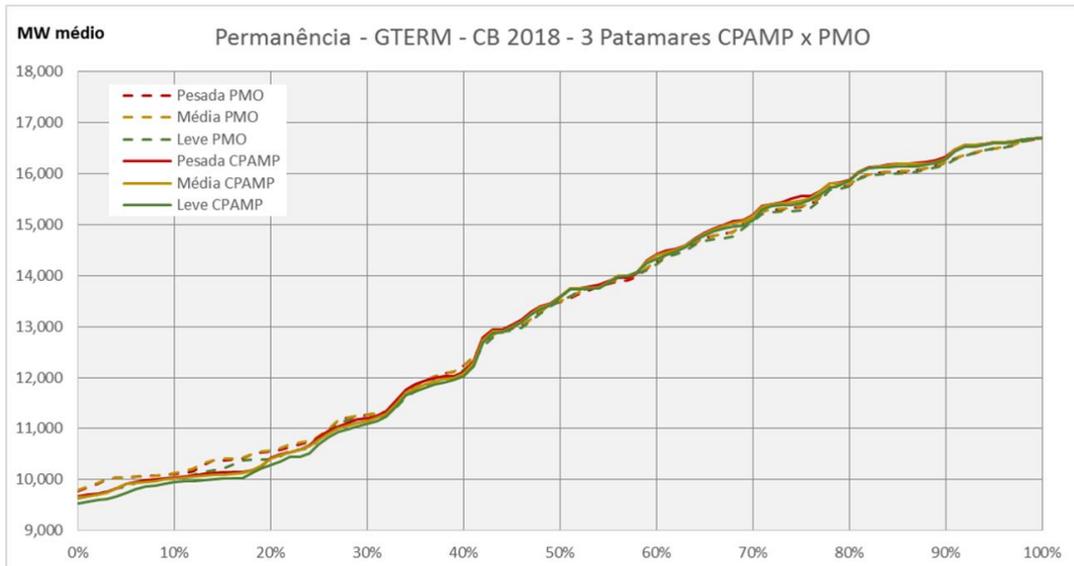


Figura 106 – Geração Térmica - Caso Base LEN A-4 2018

### A.3) PLD – março/2018

As figuras a seguir apresentam os resultados das curvas de evolução temporal dos custos marginais de operação (CMO) ao longo do horizonte de planejamento por patamar de carga para os submercados Sudeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente.

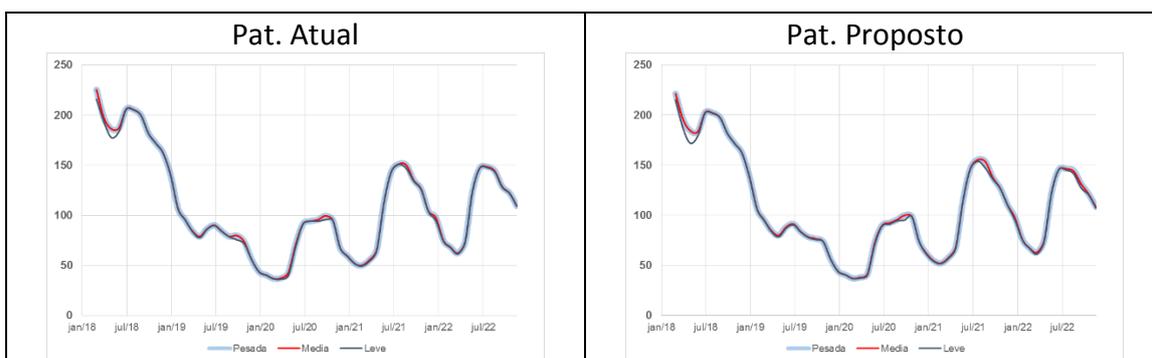


Figura 107- Evolução temporal do CMO do Sudeste – PLD março/2018

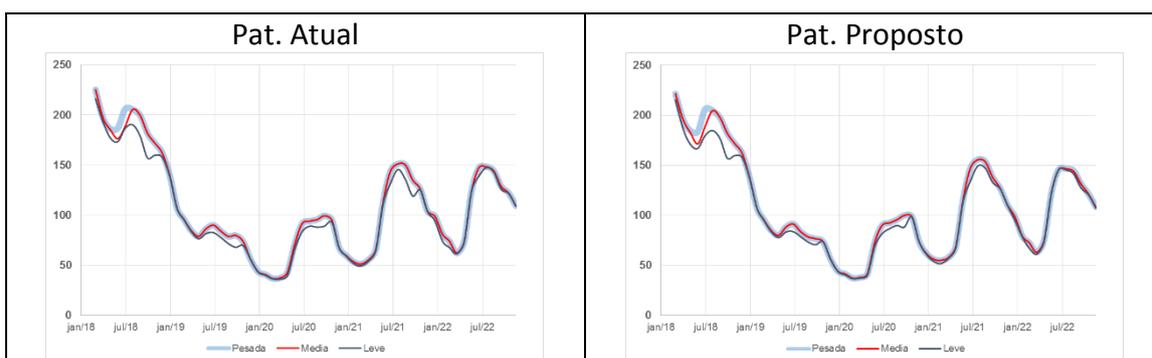


Figura 108- Evolução temporal do CMO do Sul – PLD março/2018

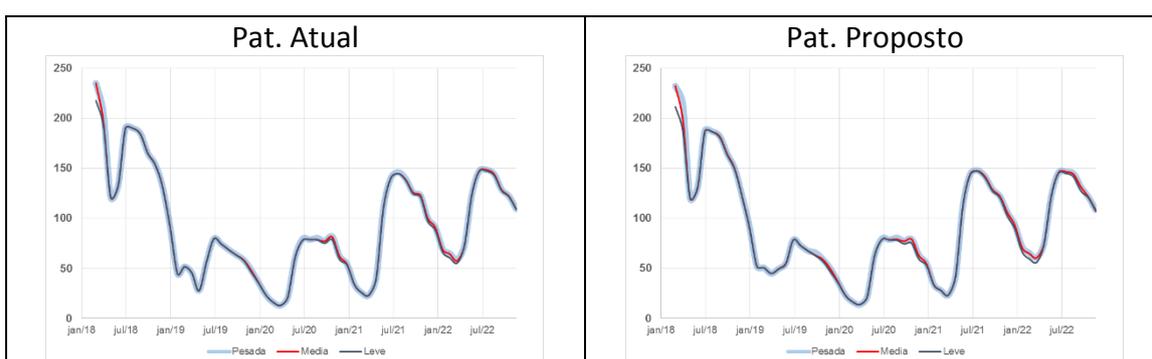


Figura 109 - Evolução temporal do CMO do Nordeste – PLD março/2018

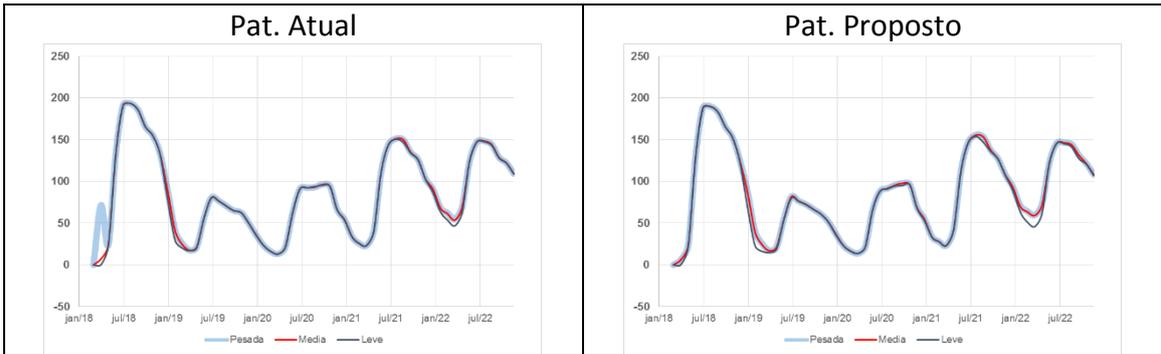


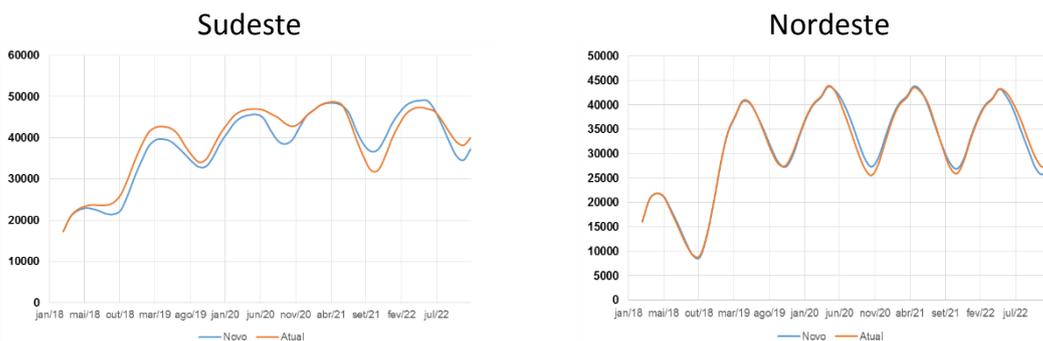
Figura 110 - Evolução temporal do CMO do Norte – PLD março/2018

Para os submercados Sudeste e Nordeste, a mudança dos patamares não causou variações significativas nos valores de CMO. Já para os submercados Sul e Norte, é possível observar que:

- Para o Sul, a curva do CMO na carga leve é mais próxima às demais curvas quando se utiliza os novos valores de patamares;
- Para o Norte, se observa que o “salto” no valor do CMO no início do período presente no gráfico à esquerda desaparece ao realizar a mudança na duração dos patamares. Ademais, também vale ressaltar que os valores do CMO para as cargas pesada e média permanecem praticamente inalterados, mas que a distância entre a curva da carga leve e demais curvas aumenta devido às novas durações de patamares;

Adicionalmente a análise do comportamento do CMO, também foi estudado o impacto da mudança dos patamares nos níveis de energia armazenada, gerações hidráulica e térmica.

### Energia Armazenada Final



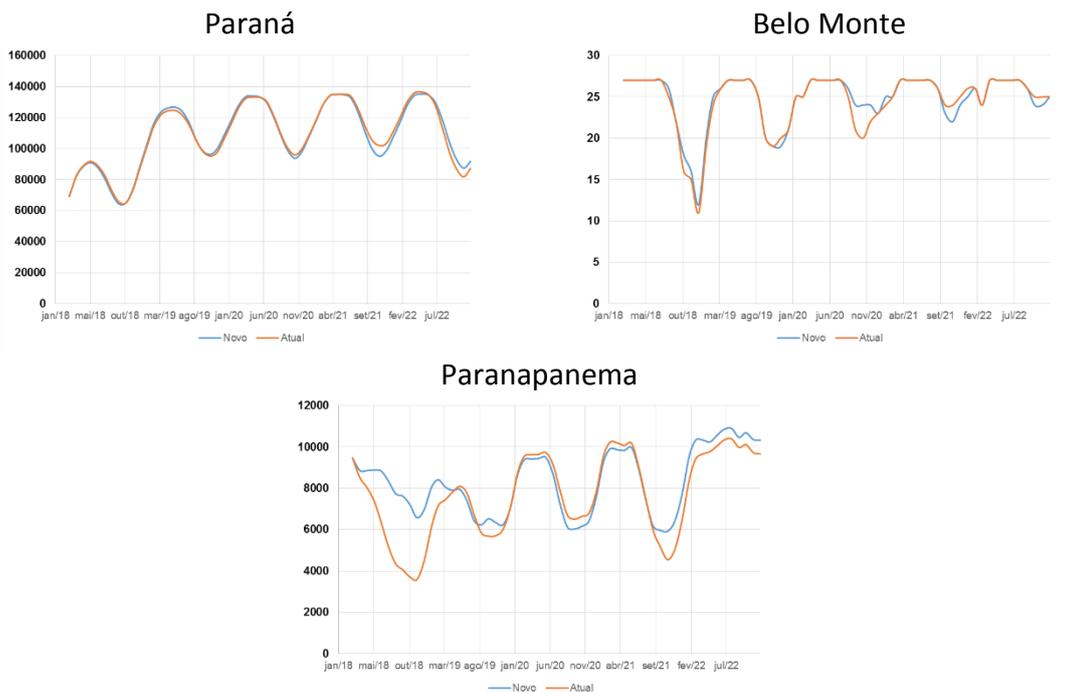


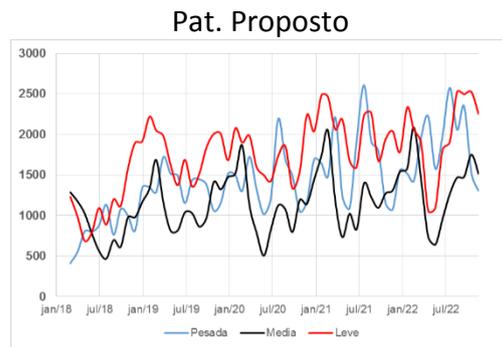
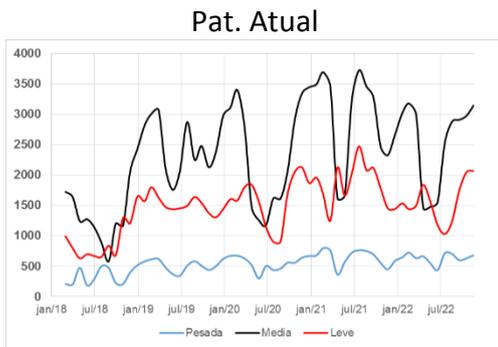
Figura 111 - Evolução temporal da energia armazenada final dos REE's selecionados – PLD março/2018

Destacasse na Figura 111 que a mudança dos patamares, em geral, fez com que o nível de armazenamento do REE Sudeste diminuísse, e que o nível do REE Paranapanema aumentasse ao longo do período de planejamento. Nos momentos em que isto não ocorreu, o nível do REE Paraná diminuiu para compensar a recuperação dos REEs Sudeste e Paranapanema.

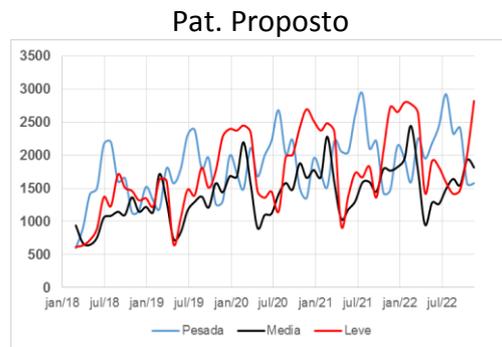
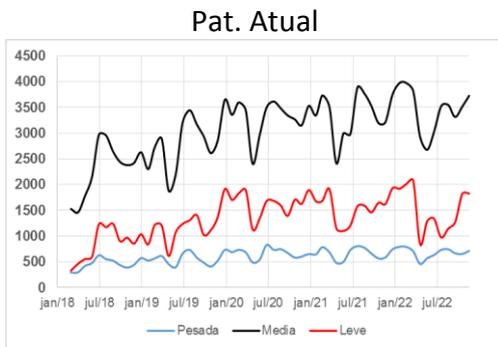
Para o REE Nordeste, se observa que durante a maior parte do horizonte, seu nível não varia a medida que as durações dos períodos de carga são alterados, sendo que em alguns meses o nível é mais elevado, e apenas no final do horizonte o nível com os novos valores de duração fica abaixo do nível utilizando os valores originais. No REE Belo Monte, fica destacado que durante o período úmido, que vai de Novembro de 2020 até Abril de 2021, o nível do reservatório fica mais elevado. Já no período que antecede o início do novo período úmido (Novembro de 2021), o nível é reduzido.

# Geração Hidráulica Total em MWmês

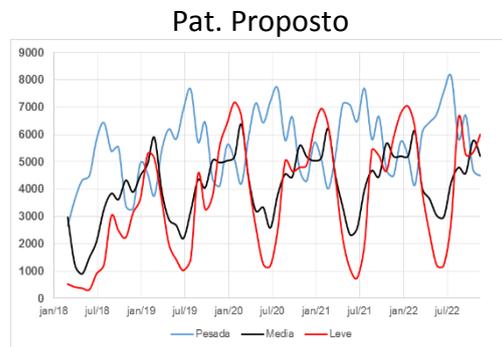
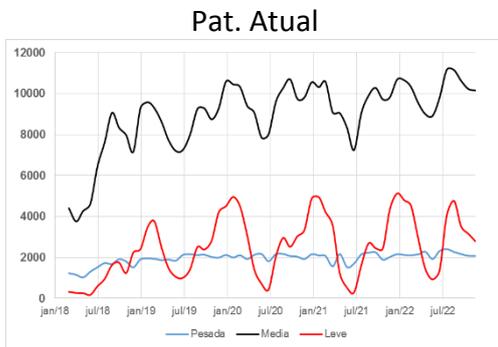
## Sudeste



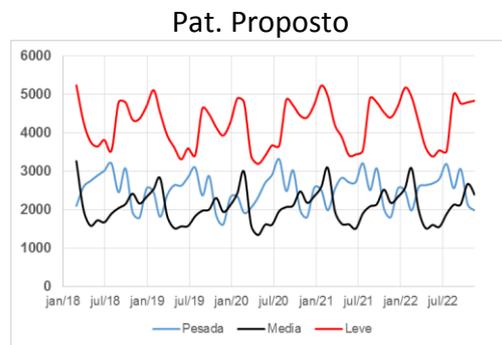
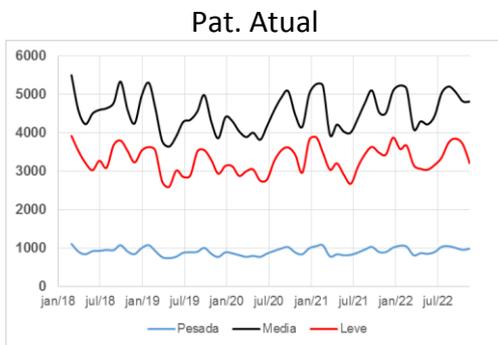
## Nordeste



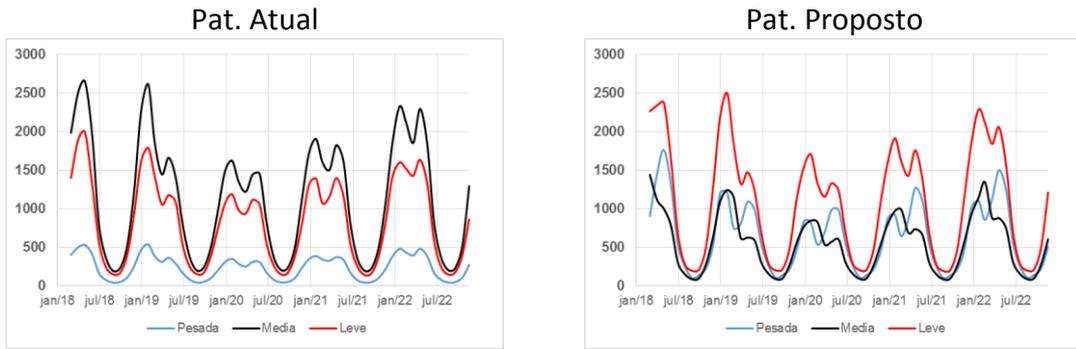
## Paraná



## Itaipu



### Belo Monte



### Paranapanema

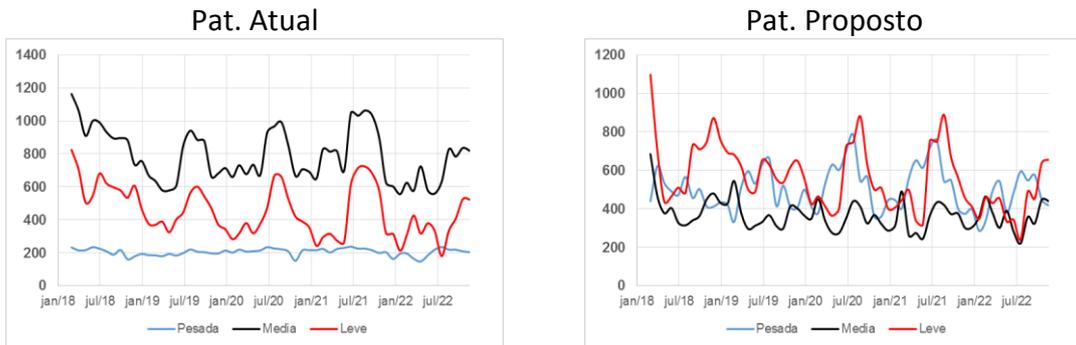


Figura 112 - Evolução temporal da geração hidráulica total final dos REE's selecionados – PLD março/2018

Com relação à geração hidráulica, se observa a redução nos horários de carga média e elevação nos demais patamares.

### Geração térmica total em MWmês

#### Sudeste

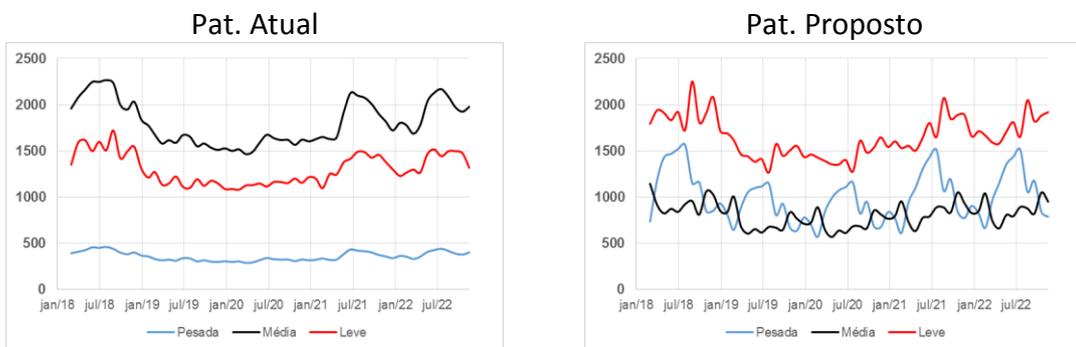




Figura 113- Evolução temporal da geração térmica total final por submercado – PLD março/2018

Assim como se observou com a geração hidráulica, e de acordo com o ilustrado nas Figuras SE, S, NE e N, a mudança da duração dos patamares de carga reduziu a geração térmica nos patamares de carga média, e redistribuiu essa geração nos patamares de carga pesada e leve. Tal alteração é justificada pelo aumento da duração do período em que a carga é considerada pesada ou leve, e pela redução do período em que a carga é média.

Adicionalmente, comparando os resultados de geração hidráulica e geração térmica utilizando as novas durações, é possível afirmar que a geração térmica é

mais utilizada para atender a carga leve, enquanto que a geração hidráulica é mais utilizada para atender às cargas pesada e média.

## A.4) Resultados do DECOMP – março/2018

A Figura 114 apresenta os resultados obtidos com as simulações com os patamares propostos para cada uma das revisões associadas a simulação de cálculo do PLD de março/2018 para o submercado Sudeste. Os resultados apresentados indicam uma redução no valor do PLD, nos 3 patamares de carga, em torno de 2%.

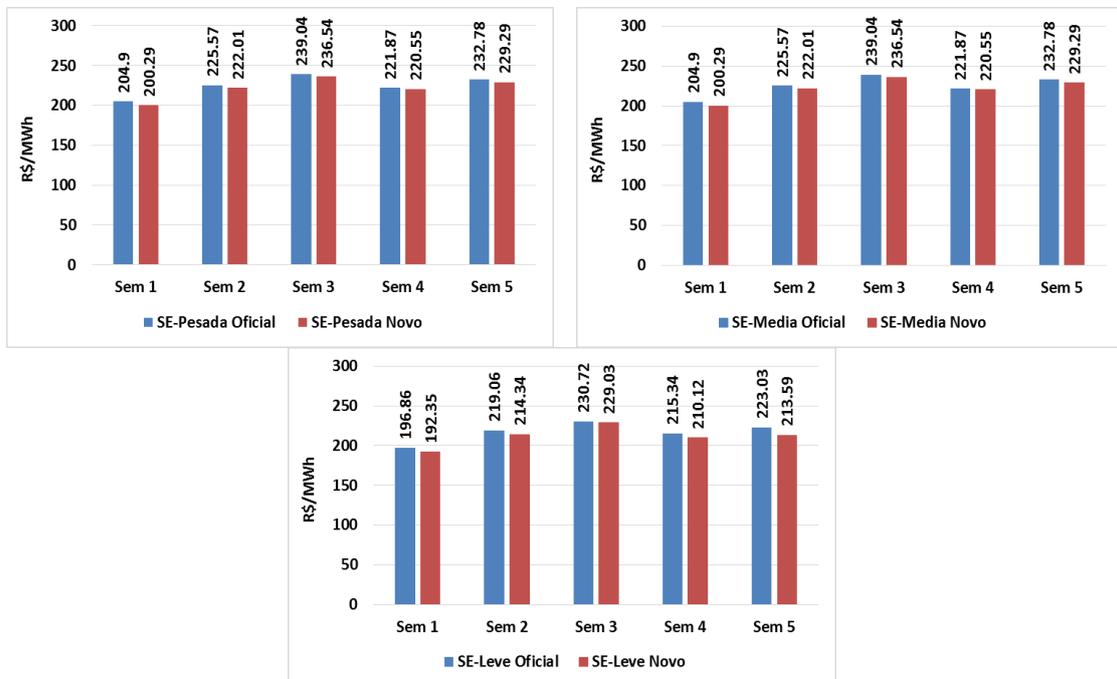


Figura 114 – PLD Mar/2018 RVO – Sudeste

A Figura 115 apresenta os resultados obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas a simulação do PLD de março/2018 para o submercado Nordeste. Os resultados apresentados indicam uma redução no valor do PLD, nos 3 patamares de carga, em torno de 2%.

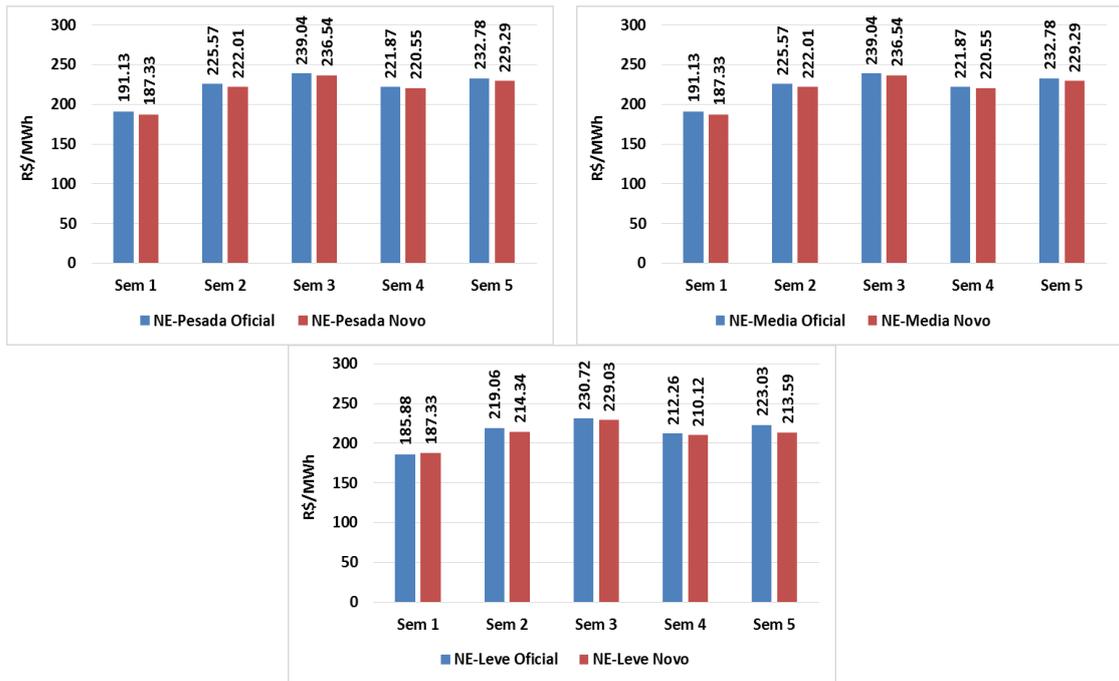


Figura 115 - PLD Mar/2018 RVO – Nordeste

A Figura 116 compara os preços obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de março/2018 para o submercado Sudeste.

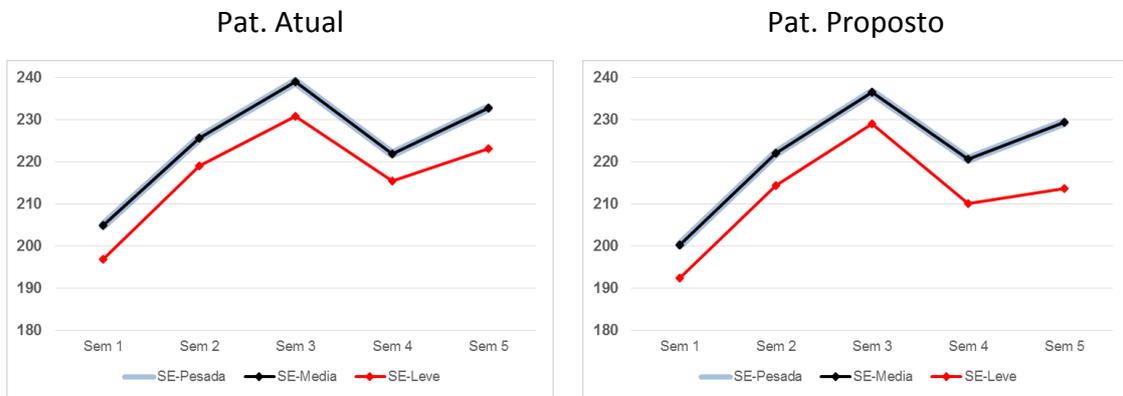


Figura 116 - Comparação PLD Sudeste – março/2018

A Figura 117 compara os preços obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de março/2018 para o submercado Nordeste.

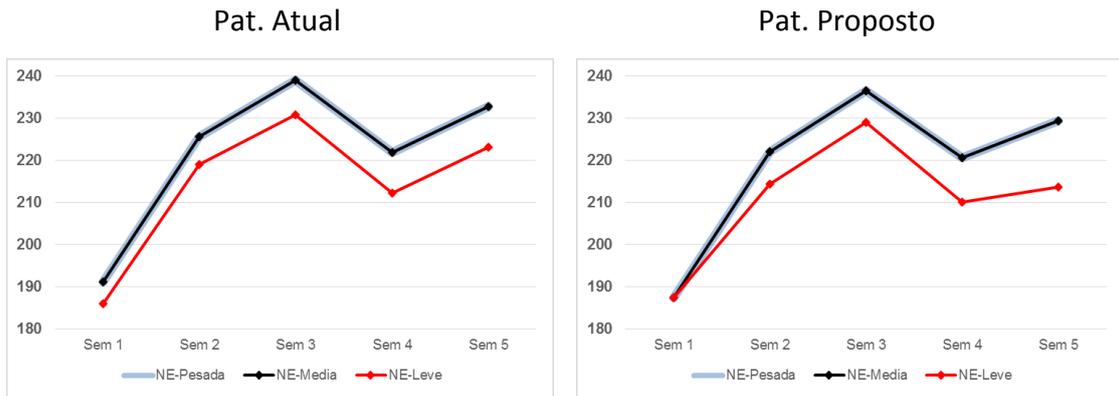


Figura 117 - Comparação PLD Nordeste – março/2018

## A.5) PLD – junho/2017

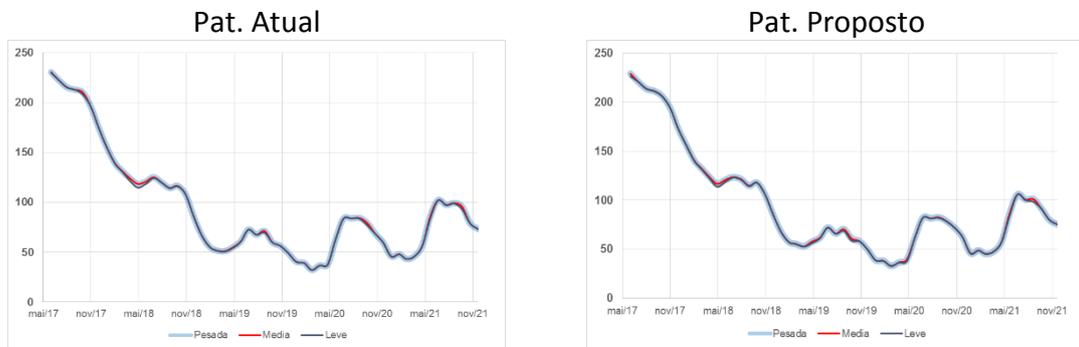


Figura 118 - Evolução temporal do CMO do Sudeste – PLD junho/2017

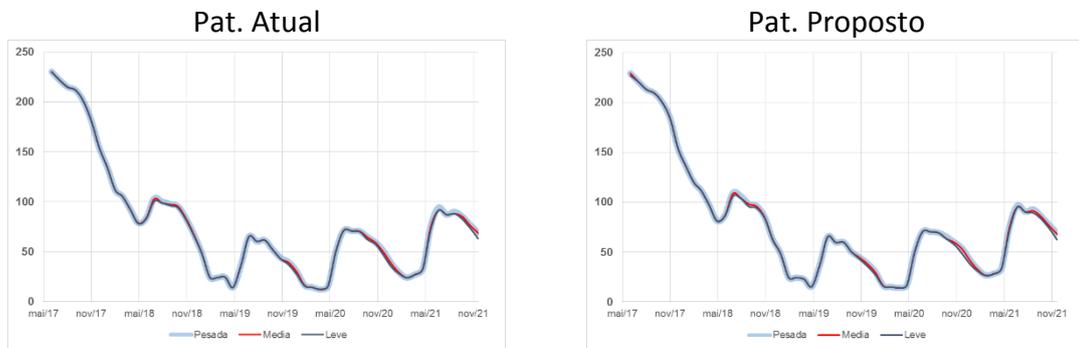


Figura 119- Evolução temporal do CMO do Nordeste – PLD junho/2017

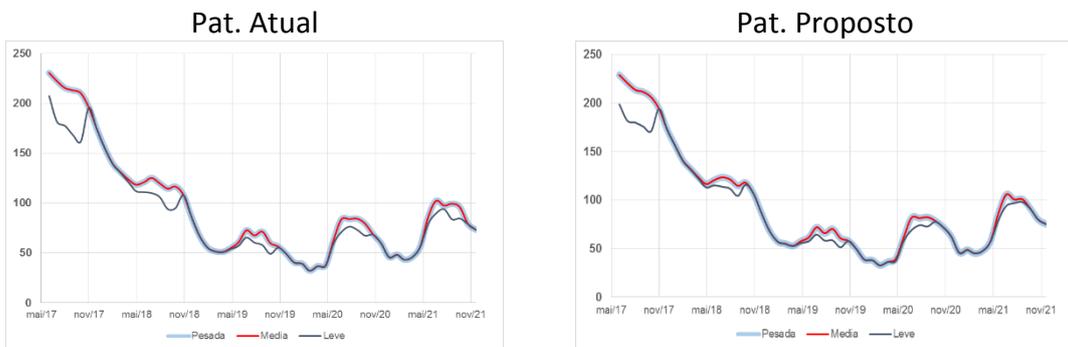


Figura 120- Evolução temporal do CMO do Sul – PLD junho/2017

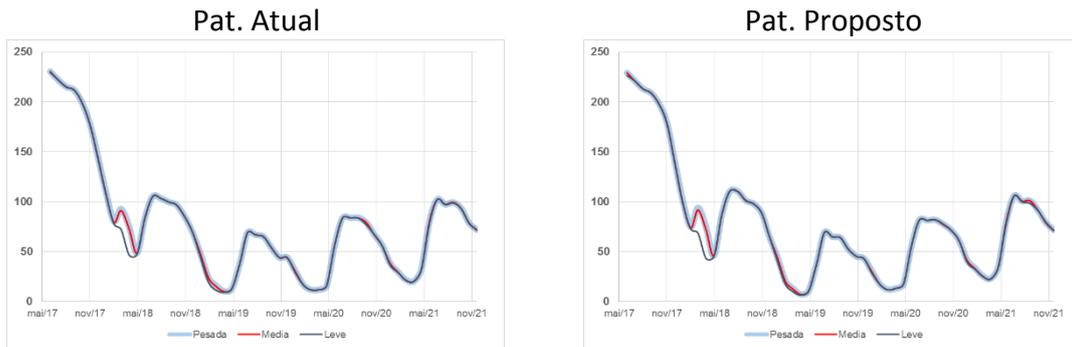
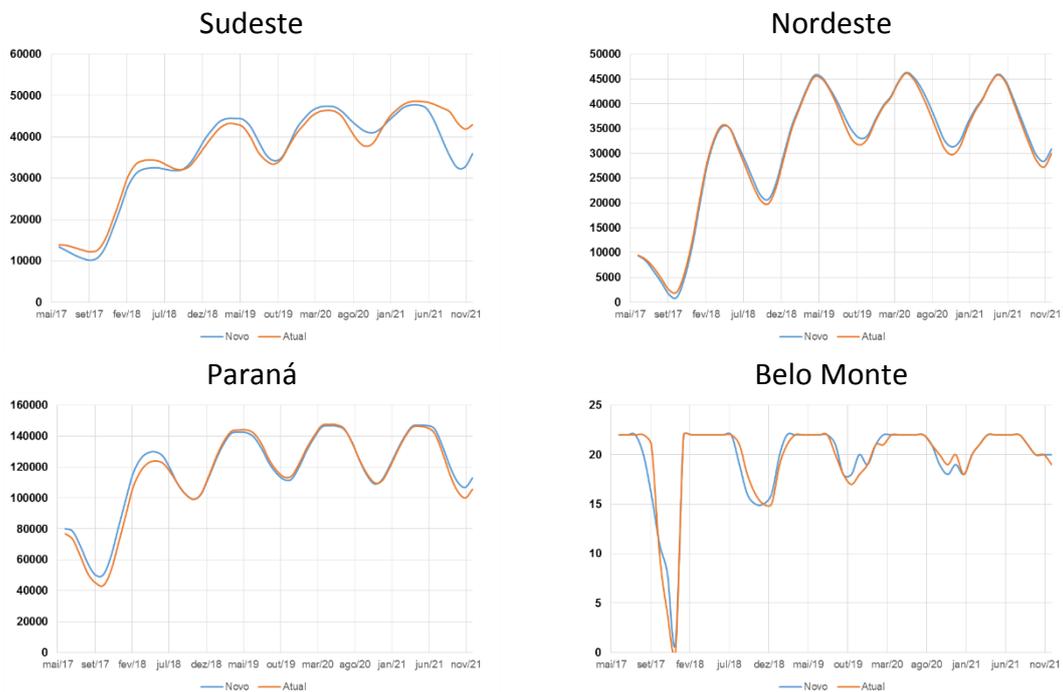


Figura 121- Evolução temporal do CMO do Sul – PLD junho/2017

Analisando os gráficos com o CMO, se observa que a mudança na duração dos patamares não provocou mudanças significativas nos resultados, pois o comportamento das séries permanece o mesmo.

### Energia Armazenada Final



Sul



Figura 122- Evolução temporal da energia armazenada final dos REE’s selecionados – PLD junho/2017

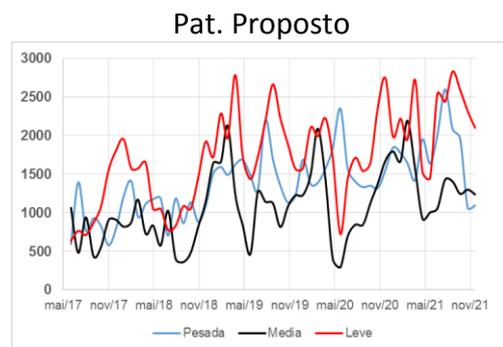
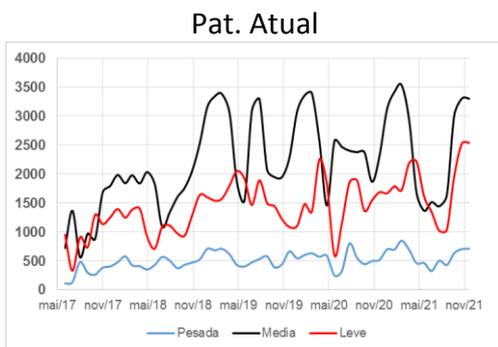
Para o PLD de Junho/2017, o caso com a nova duração dos patamares reduz o nível da energia armazenada no REE Sul. A partir de Maio de 2019, os níveis se equiparam aos calculados com os patamares atuais.

O REE Sudeste apresenta comportamento similar ao REE Sul, mas a diferença entre os valores obtidos com cada patamar é menor. Por outro lado, o REE Paraná possui níveis de armazenamento mais elevados, indicando que o modelo preserva este REE enquanto faz uso dos REE’s Sudeste e Sul.

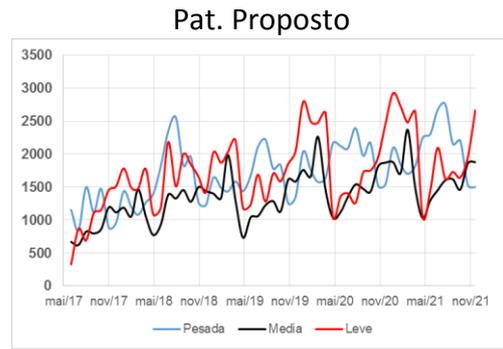
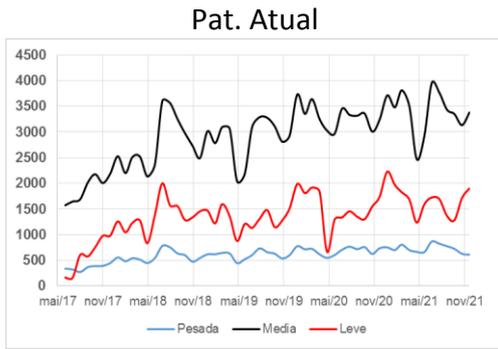
Finalmente, os níveis dos REE’s Nordeste e Belo Monte não apresentaram diferenças significativas.

### Geração Hidráulica Total em MWmês

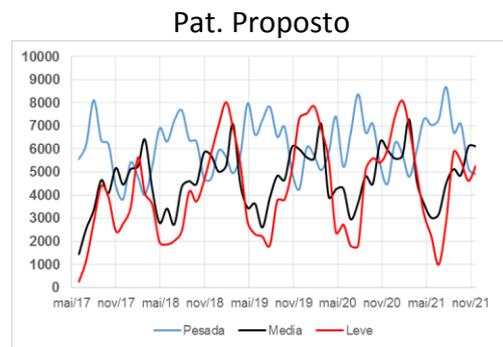
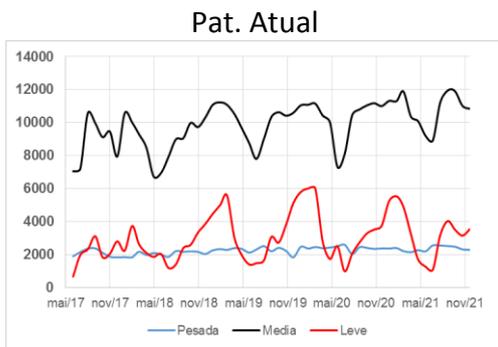
#### Sudeste



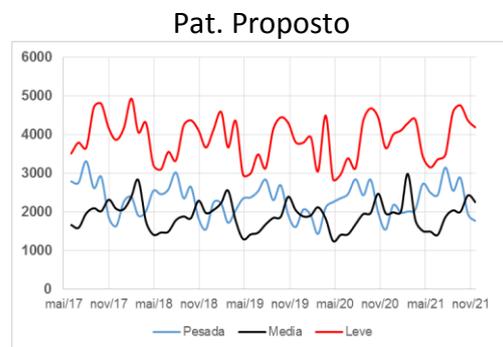
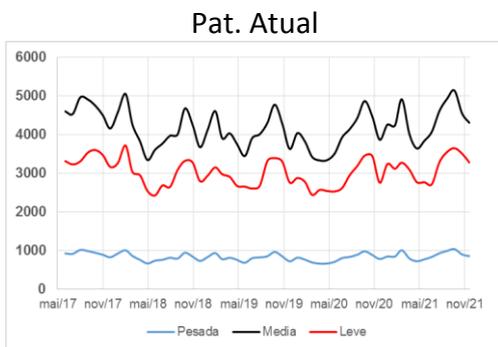
### Nordeste



### Paraná



### Itaipu



### Belo Monte

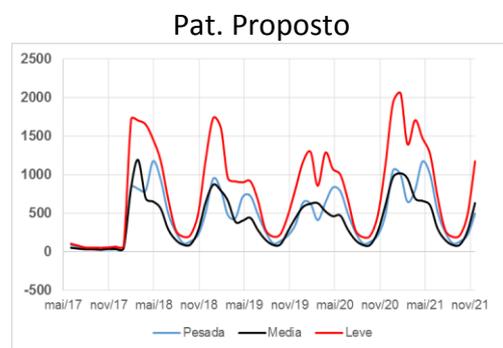
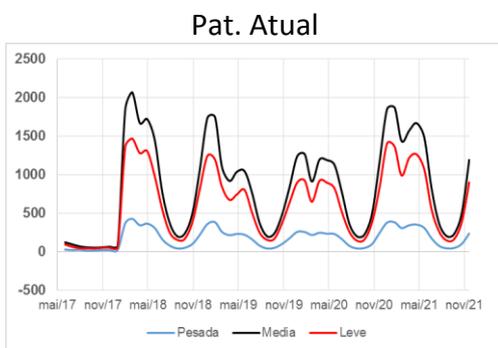
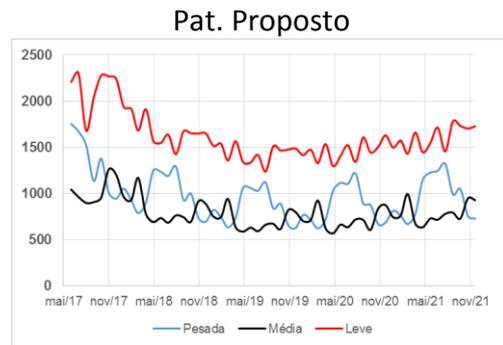
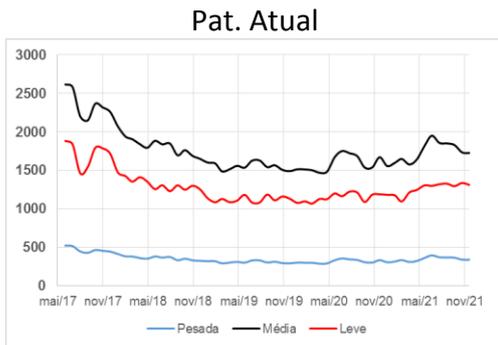


Figura 123- Evolução temporal da geração hidráulica total final dos REE's selecionados – PLD junho/2017

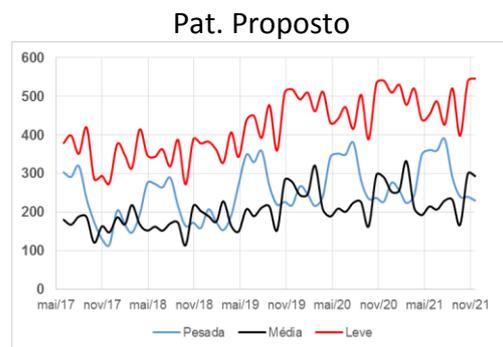
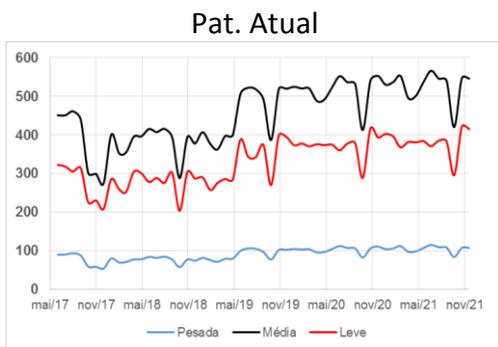
Quanto à geração hidráulica, os valores utilizando os novos patamares passariam a ser menores durante os horários de carga média, e maiores durante os horários de carga pesada e leve. Tal resultado faz sentido já que há um maior número de horas em que a carga é ou pesada, ou leve.

### Geração térmica total em MWmês

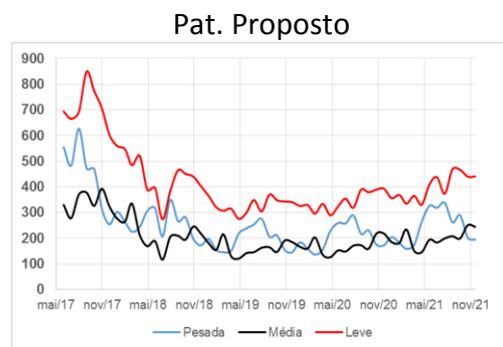
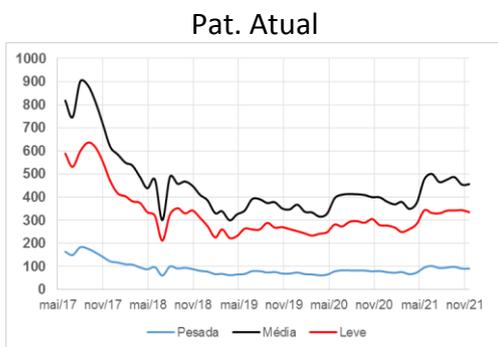
#### Sudeste



#### Sul



#### Nordeste



#### Norte

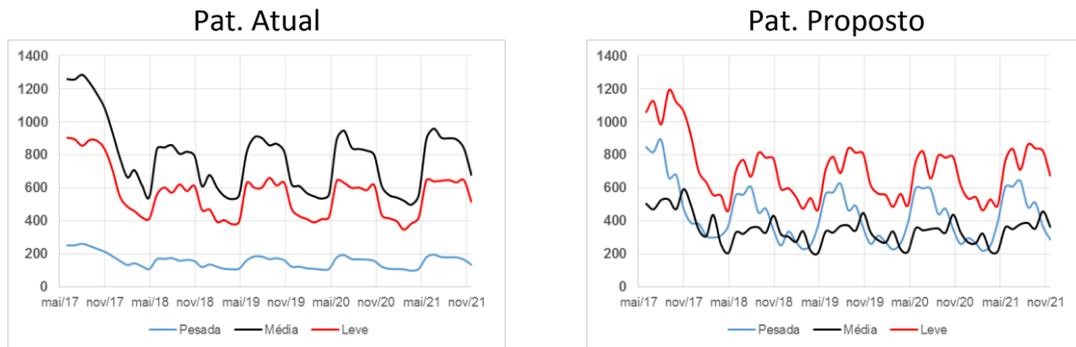
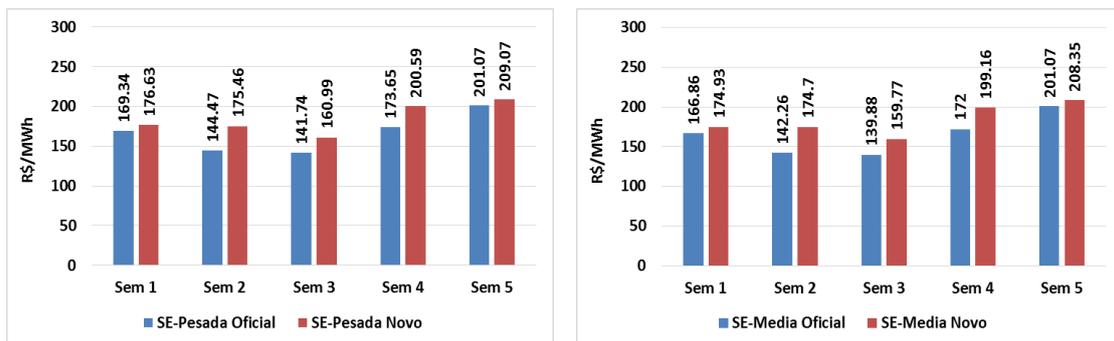


Figura 124- Evolução temporal da geração térmica total final por submercado – PLD junho/2017

Similar ao PMO de Março/2018, a mudança nos patamares faz com que a geração térmica total seja maior durante os horários em que a carga é leve ou pesada em todos os submercados. Já nos patamares de carga média, os novos valores de patamar fazem com que a geração térmica seja reduzida.

## A.6) Resultados do DECOMP – junho/2017

A Figura 125 apresenta os resultados obtidos com as simulações com os patamares propostos para cada uma das revisões associadas a simulação de cálculo do PLD de junho/2017 para o submercado Sudeste. Os resultados apresentados indicam uma elevação no valor do PLD, nos patamares de carga pesada e média, em torno de 4,8%, e nenhuma alteração no patamar de carga leve.



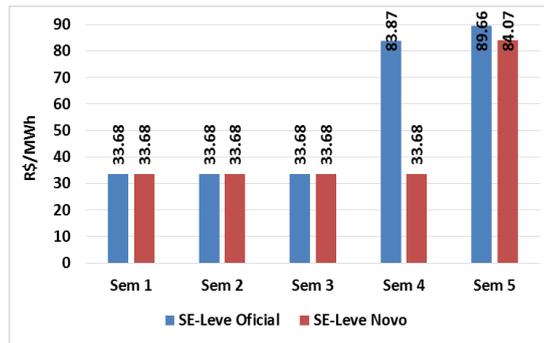


Figura 125- PLD Jun/2017 RVO – Sudeste

A Figura 126 apresenta os resultados obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas a simulação do PLD de junho/2017 para o submercado Nordeste. Os resultados apresentados indicam uma elevação de 4,8% no valor do PLD nos patamares de carga pesado e médio, e nenhuma alteração no valor do PLD no patamar de carga leve.

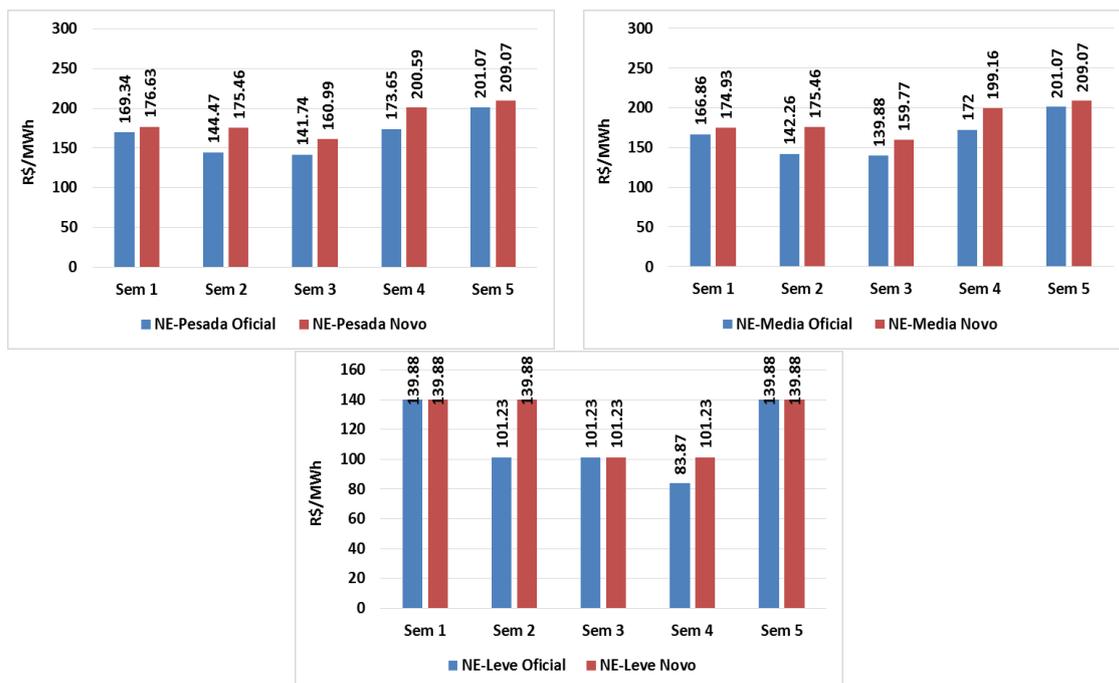


Figura 126- PLD Jun/2017 RVO – Nordeste

A Figura 127 compara os preços obtidos os resultados obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de junho/2017 para o submercado Sudeste.

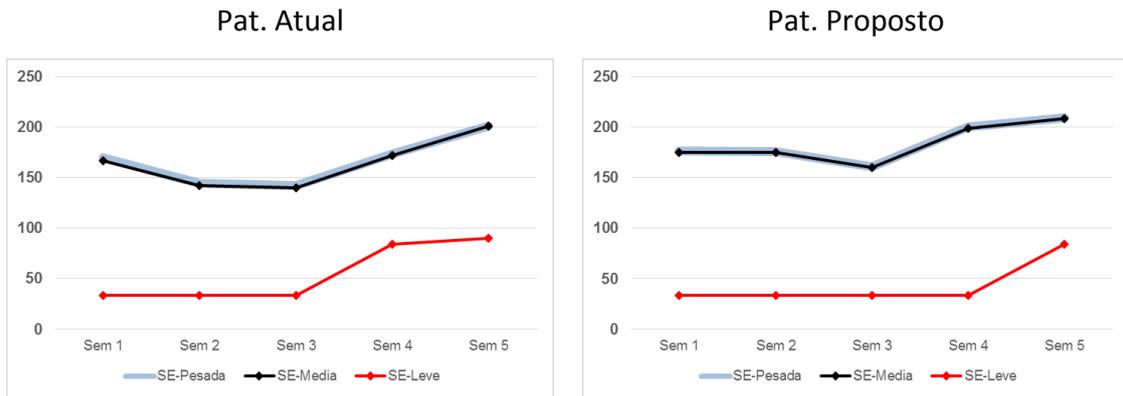


Figura 127 - Comparação PLD Sudeste – junho/2017

A Figura 128 compara os preços obtidos os resultados obtidos com as simulações no modelo DECOMP para cada uma das revisões associadas ao PLD de junho/2017 para o submercado Nordeste.

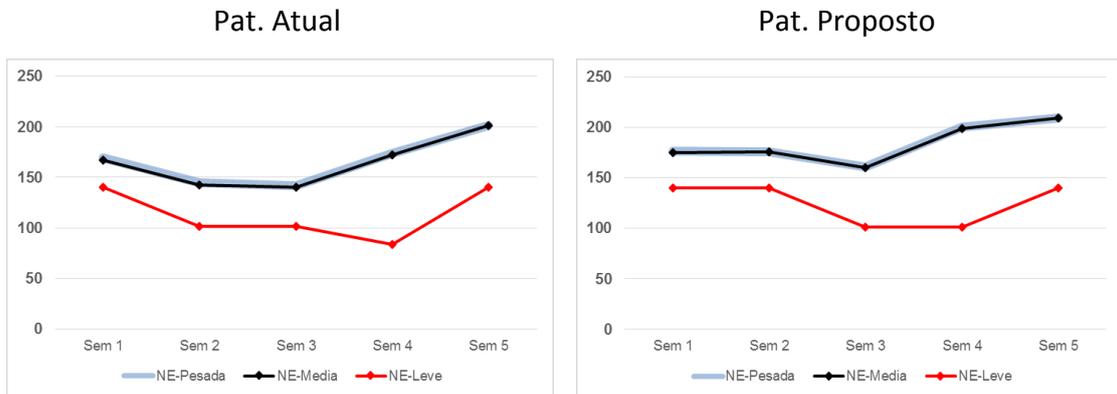


Figura 128 - Comparação PLD Nordeste – junho/2017