

InfoPLD

Setembro de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Destaques do InfoPLD Setembro/2019

- ENA ago → set (DECOMP)
  - SE/CO: 79% → 74%
  - Sul: 29% → 55%
  - NE: 46% → 43%
  - N: 76% → 69%
- Carga do SIN: Agosto/19: realizou -2.466 MWmed abaixo do previsto pelo PMO de Agosto/19
- EArm em 31/ago/2019: SE/CO: 39,3% (-5,6%), Sul: 53,8% (-22,0%), NE: 48,6% (-4,0%) e N: 64,5% (-7,2%)
- PLD:

Preços médios de Agosto de 2019 (R$/MWh)			
Sudeste	**Sul**	**Nordeste**	**Norte**
237,29	**237,29**	**211,33**	**211,33**

Preço da 1ª semana de Setembro de 2019 (R$/MWh)			
Sudeste	**Sul**	**Nordeste**	**Norte**
200,69	**200,69**	**200,34**	**200,34**

- Projeção do PLD: - PLD médio anual do SE/CO: 2019: R$ 194,84/MWh (R$ 175,93/MWh);
- Ajuste do MRE em 2019: 82,3%
  - Ajuste do MRE → ago/19: 49,8%; set/19: 54,6%
  - Ajuste do MRE para Repactuação → ago/19: 65,5%; set/19: 71,3%
  - Impacto previsto em R$ 14 Bi para 2019 (ACR: R$ 10 Bi / ACL: R$ 4 Bi) (*O Impacto Financeiro refere-se a diferença entre a Energia Alocada do MRE (equivalente ao Total de Energia Gerada do MRE) e Total de Garantia Física do MRE, valorada pelo PLD. O Impacto Financeiro individual depende do montante contratado de cada Agente do MRE.)*
- Bandeira Tarifária Vermelho 1 para Setembro de 2019
- ESS:
  - Ago/19: R$ 350 mil (R$ 350 mil RE)
  - Set/19: R$ 0 milhões (R$ 0 milhões RE)
- Previsão de retomada no dia 18/set do **Evento Quinzenal InfoPLD** para acompanhamento das atividades do Preço Horário Sombra

Objetivo do encontro

- Discutir tecnicamente as informações relacionadas ao PLD e publicadas no boletim;
- Tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados da cadeia de programas (Resolução ANEEL nº 843/2019);
- Estreitar o relacionamento com os agentes;
- Abrir espaço para recebimento de sugestões para o aperfeiçoamento do InfoPLD;
- Apoiar os agentes em suas análises de mercado, reforçando a transparência e a simetria na divulgação das informações publicadas pela CCEE.

Dúvidas durante a transmissão ao vivo do InfoPLD

- Os agentes que acompanham o InfoPLD por meio da transmissão ao vivo poderão encaminhar suas dúvidas através do e-mail: **preco@ccee.org.br**
- O e-mail estará disponível apenas durante a transmissão e serão respondidas somente dúvidas referentes aos assuntos tratados no evento. Outros temas e questões enviadas após o término do InfoPLD deverão ser encaminhadas para a Central de Atendimento da CCEE (pelo e-mail: atendimento@ccee.org.br ou pelo telefone 0800-10-00-08)

Adequabilidade dos dados do PLD

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 843, DE 02 DE ABRIL DE 2019 *

Estabelece critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

Capítulo 4 - DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS – PLD

Art. 21. A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados dos modelos de otimização.

Parágrafo único. A reunião de que trata o caput deverá ser realizada após a reunião do PMO, e tratará, no mínimo, dos seguintes temas:

I – apresentação das principais modificações nos arquivos de entrada dos modelos de formação de preço;

II – análise dos principais fatores que influenciam na formação do PLD; e

III – validação, pelos agentes, da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados.

* Revoga a Resolução Normativa nº 799, de 19 de dezembro de 2017.

Agenda

i. Bandeira Tarifária:
    i. Setembro de 2019
ii. Pontos de destaque:
    i. FTs: NEWAVE, DECOMP, DESSEM e GEVAZP
iii. Cenário Hidrometeorológico
iv. Análise e acompanhamento da Carga
v. Análise das Condições Energéticas do SIN
    i. Acompanhamento da Energia Natural Afluente, Energia Armazenada, PLD e Balanço Energético
vi. Estimativa do Fator de ajuste do MRE
vii. Previsão de encargos e custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD
viii. Operação Sombra do Preço Semanal - Aprimoramento CPAMP 2019
ix. Setembro de 2019
    i. PLD da primeira semana
    ii. Análise do Newave: Armazenamento inicial, Tendência hidrológica, Cronograma de Oferta (DMSE)
    iii. Análise do Decomp: CVU, Armazenamento inicial, Decomposição da variação do PLD, Carga e Curva de Oferta e Demanda
x. Projeção do PLD (RNA e Percentis)

Bandeira Tarifária

Setembro de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Bandeira Tarifária – Setembro de 2019

Sistemática de síntese de acionamento

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$PLD_{min} <= PLD_{gatilho} <= PLD_{limsup_verde}$
Amarela	$PLD_{liminf_amarela} < PLD_{gatilho} <= PLD_{limsup_amarela}$
Vermelho 1	$PLD_{liminf_vermelho1} < PLD_{gatilho} <= PLD_{limsup_vermelho1}$
Vermelho 2	$PLD_{liminf_vermelho2} < PLD_{gatilho} <= PLD_{max}$

Cálculo do $PLDliminf_pat$ e $PLDlimsup_pat$:

$$PLD_{liminf_pat} = \min\left[PLD_{max}, \max\left[PLD_{min}, \frac{LimInfPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)}\right]\right]$$

$$PLD_{limsup_pat} = \min\left[PLD_{max}, \max\left[PLD_{min}, \frac{LimSupPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)}\right]\right]$$

Bandeira Tarifária – Setembro de 2019

1. Valor das variáveis:

Variável	Valor
$PLD_{max}\ (R\$/MWh)$	***513,89***
$PLD_{min}\ (R\$/MWh)$	***42,35***
$GH_{band}\ (MWmed)$	***39.875***
$GF_{band}\ (MWmed)$	***55.045***
$GSF_{band}\ (MWmed)$	***0,72***

2. Limites de Acionamento das Bandeiras:

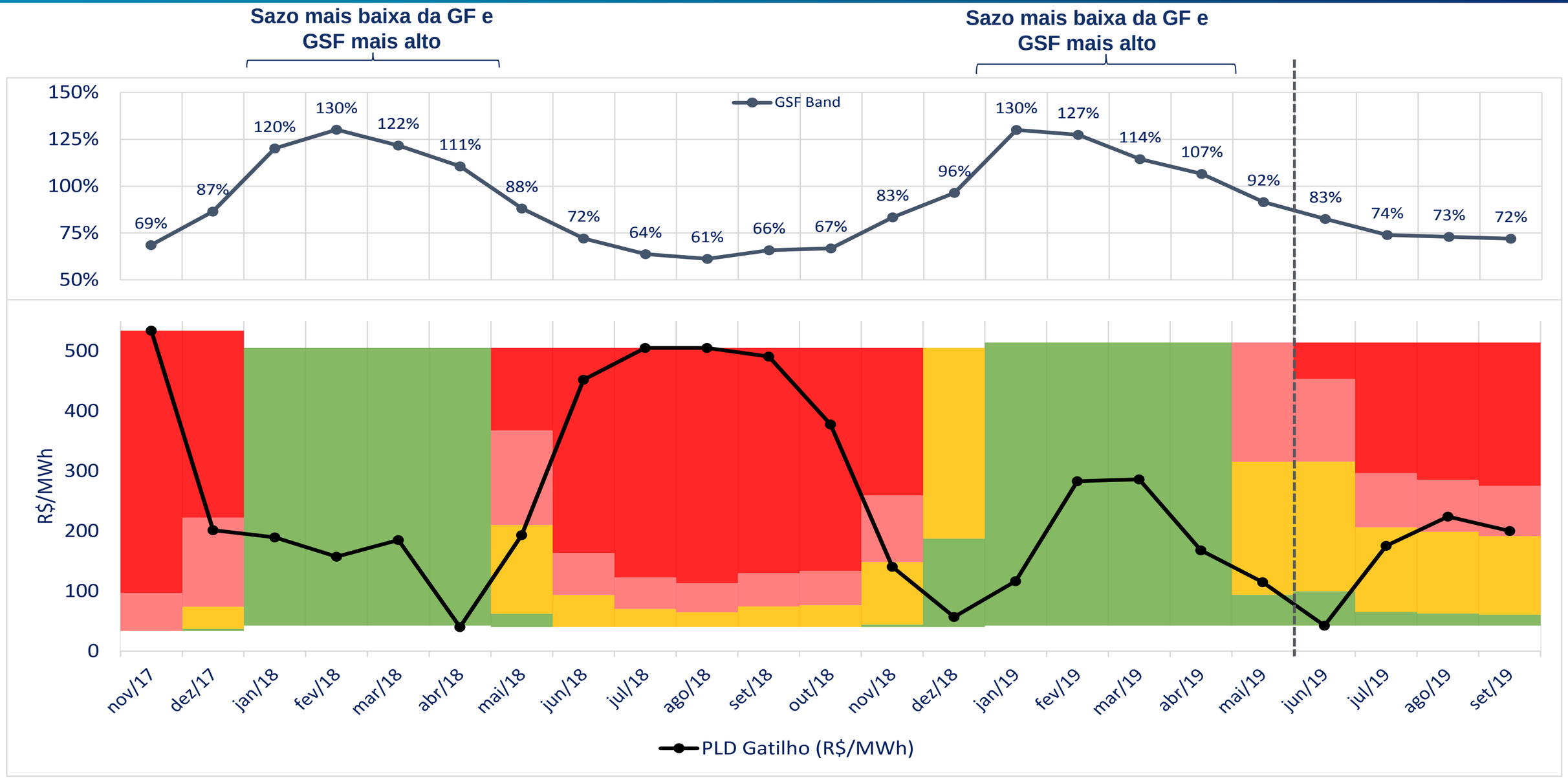
Cor da Bandeira	Valor (R$/MWh)	Gatilho
Verde	0,00	R$ 42,35/MWh ≤ PLD ≤ R$ 60,50/MWh
Amarela	15,00	R$ 60,51/MWh ≤ PLD ≤ R$ 191,50/MWh
Vermelho 1	40,00	R$ 191,51/MWh ≤ PLD ≤ R$ 275,18/MWh
Vermelho 2	60,00	R$ 287,19/MWh ≤ PLD ≤ R$ 513,89/MWh



3. PLD gatilho:

Variável	Valor
$PLD_{gatilho}\ (R\$/MWh)$	***200,18***

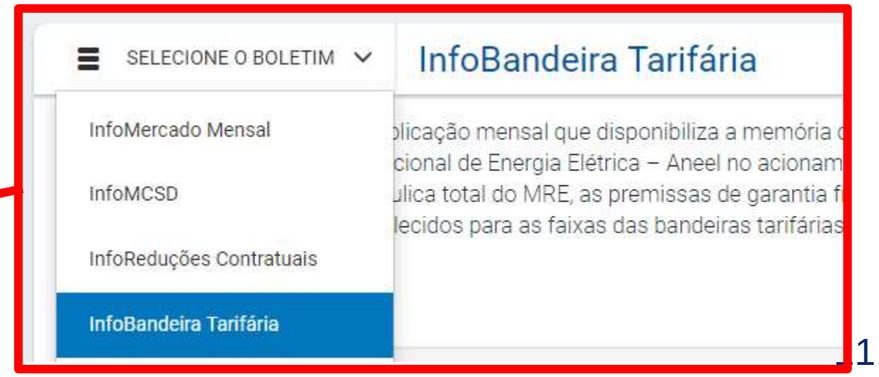
Bandeira Tarifária – Histórico



InfoBandeiras Tarifárias

- Disponibilizado até o 5º d.u. do mês de referência;
- Demonstra:
  - Informações e a memória de cálculo que subsidiaram a Aneel na definição da bandeira tarifária do mês, considerando a nova metodologia estabelecida a partir de novembro de 2017.
  - O boletim traz:
    - dados de previsão de geração hidráulica total do MRE;
    - garantia física sazonalizada pelos agentes;
    - previsão do Preço de Liquidação das Diferenças médio mensal;
    - faixas para acionamento das bandeiras tarifárias.
  - Disponível no site da CCEE:
    - O que fazemos\ Informações ao Mercado\ Selecione o Boletim \ InfoBandeira Tarifária





- **Forças Tarefas:**

  NEWAVE, DECOMP, DESSEM e GEVAZP

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Forças Tarefa

Calendário – FT NEWAVE

28/08/2019

94ª FT NEWAVE

- Apresentação do Cepel sobre os correções decorrentes dos testes apresentados nas reuniões anteriores da FT-NEWAVE
- Apresentação dos resultados dos testes relativos ao VMinOP e VMinP.

Previsão: 12/09/2019

95ª FT NEWAVE

- Apresentação do CEPEL dos aprimoramentos incorporados na versão 25.7 do modelo NEWAVE:
  - Previsão de entrega: 03/09/2019
- Apresentação dos testes com a versão 25.6.1 do modelo NEWAVE

Forças Tarefa

Calendário – FT DECOMP

30/08/2019

82ª FT DECOMP

- Apresentação dos testes distribuídos na 81ª reunião;
- Distribuição dos testes referentes à implementação: restrições elétricas com carga e capacidade.

Previsão: 27/09/2019

83ª FT DECOMP

- Apresentação dos demais testes não apresentados na 82ª reunião;
- Análise do Relatório de Validação da nova versão do Decomp.

Forças Tarefa

Calendário – FT DESSEM

09/08/2019

18ª FT DESSEM

- Informativo sobre atividades do SGOP/CPAMP;
- Apresentação da representação de segurança elétrica associada ao intercâmbio do submercado Norte e da Reserva de Potência Operativa de importação do submercado Nordeste;
- Apresentação do processo de elaboração das execuções diárias do DESSEM, com rede elétrica, no ONS;
- Apresentação e distribuição dos testes das funcionalidades de rampa de fluxo, reserva de potência elétrica e RE considerando demandas especiais.

Previsão: 25/09/2019

19ª FT DESSEM

- Informativo sobre atividades do SGOP/CPAMP;
- Distribuição dos testes para validação de última versão disponível para reprocessamento de todos os testes realizados pela FT DESSEM

Forças Tarefa

Calendário – FT GEVAZP

30/08/2019

- Reunião de apresentação dos resultados dos testes

09/2019

- Elaboração do relatório de validação
- Contribuições dos agentes ao relatório de validação

10/2019

- Análise das contribuições dos agentes
- Envio dos relatórios e documentos para a ANEEL

Cenário Hidrometeorológico

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Precipitação observada

Climatologia, acumulada e anomalia – Agosto/2019

Fonte: CPC/NCEP

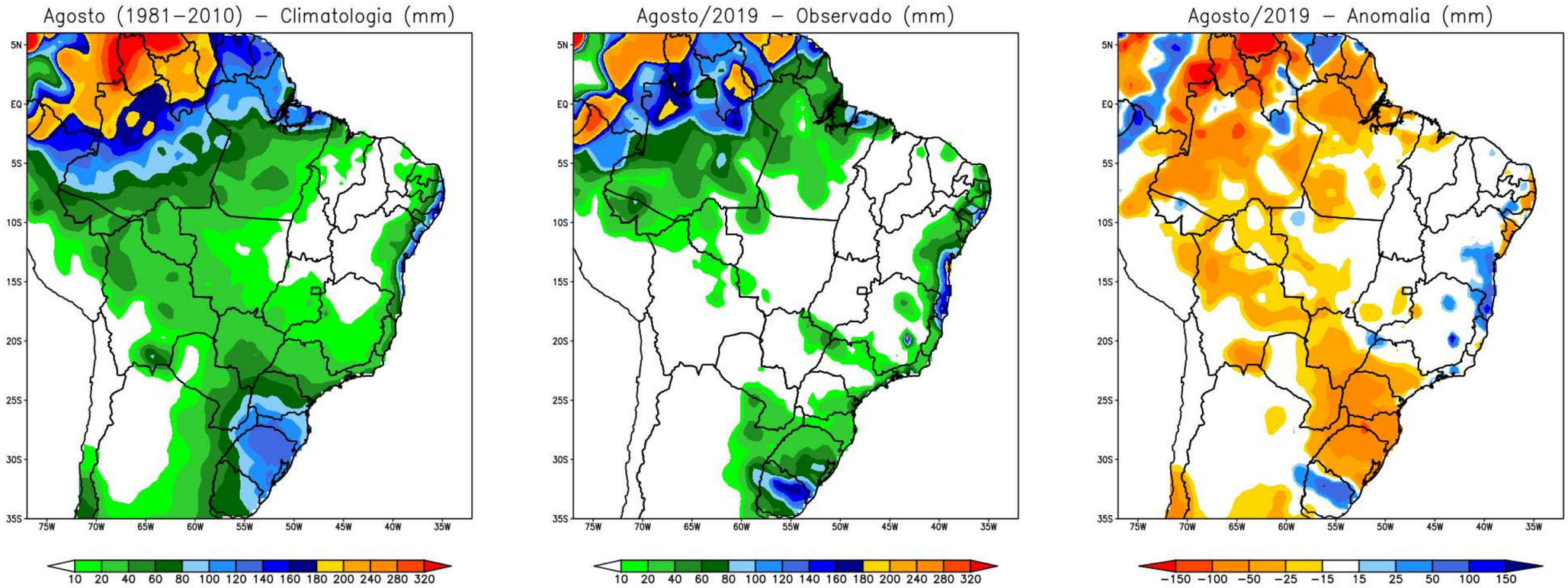


Figura – Precipitação em agosto: climatologia, acumulado e anomalia observada em 2019.

Precipitação observada

Anomalia: Agosto 2010 – 2019 (10 anos)

Fonte: CPC/NCEP

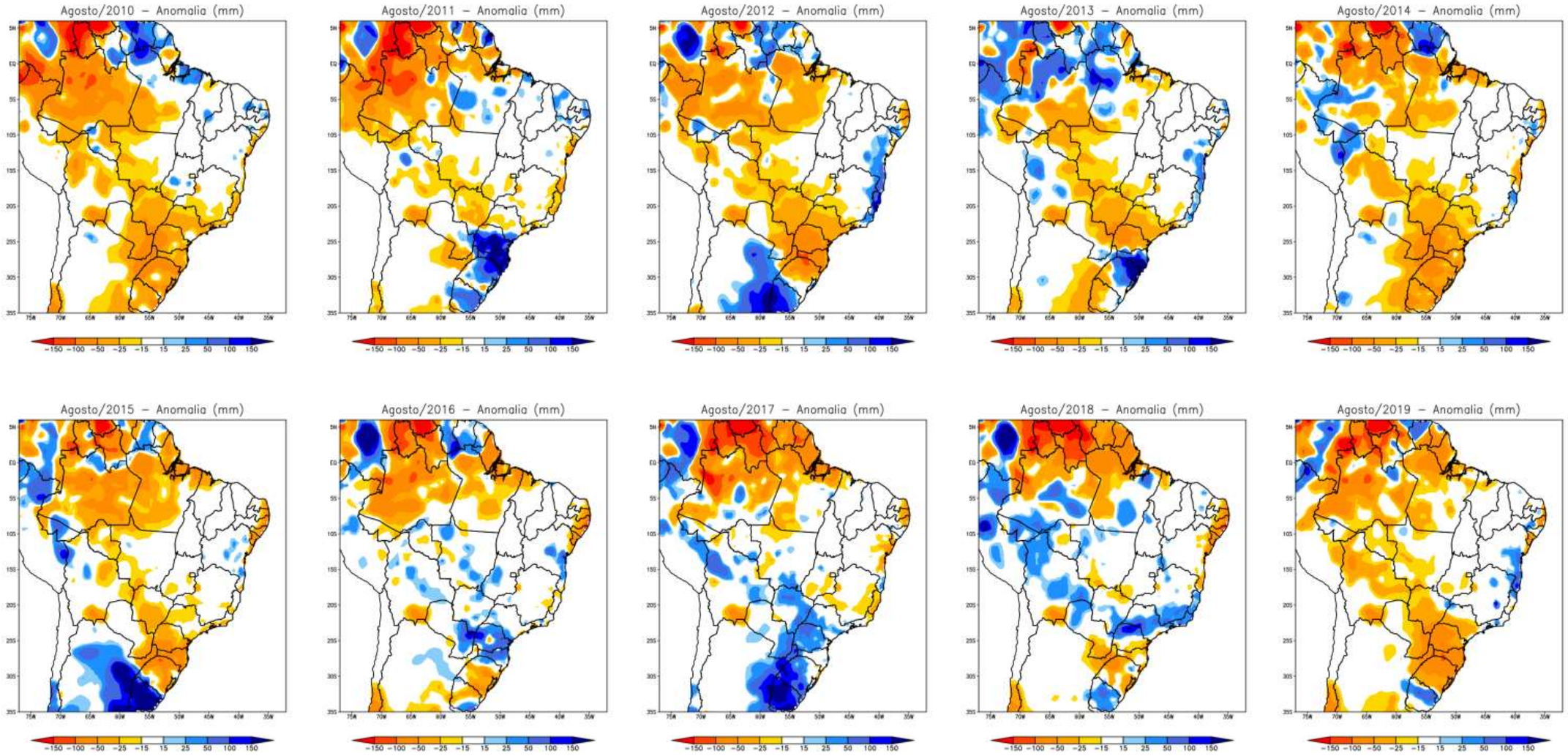


Figura – Anomalia da precipitação observada em agosto: 2010 a 2019.

Precipitação observada
Anomalia: Outubro/2018 – Agosto/2019

Fonte: CPC/NCEP

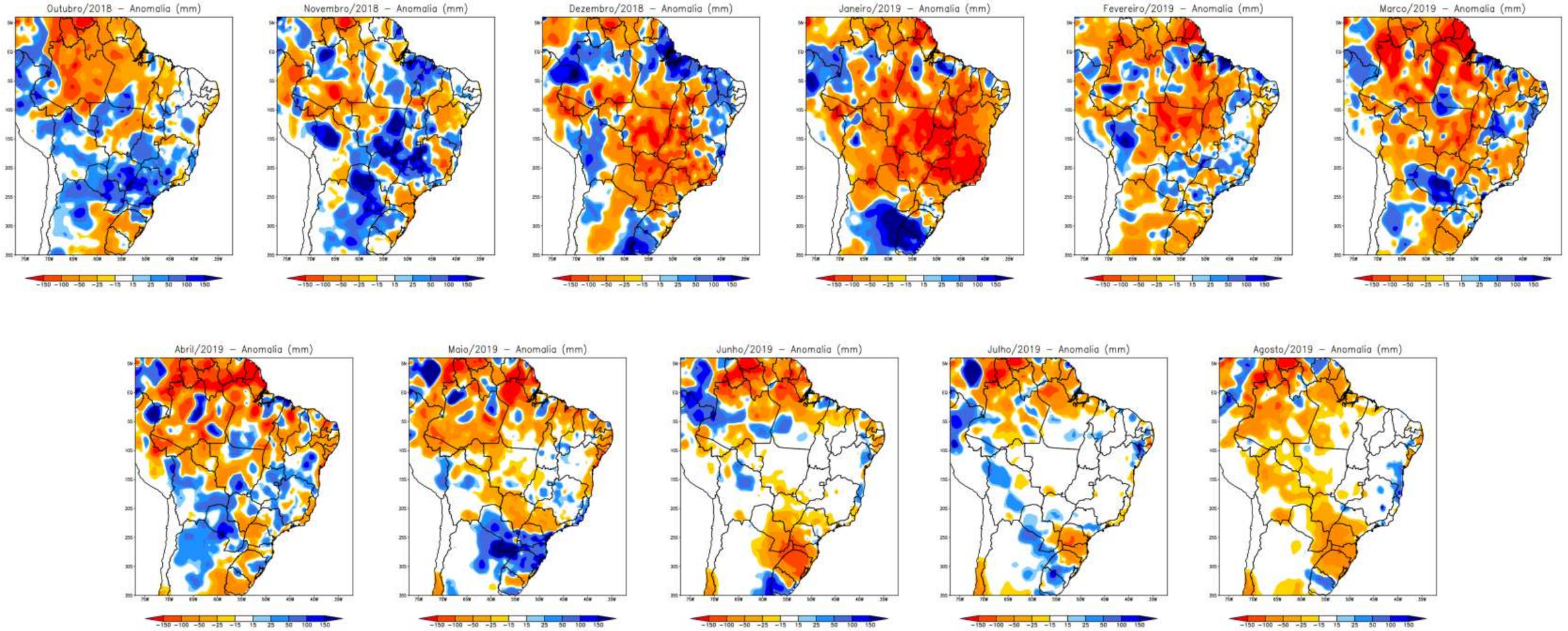


Figura – Anomalia da precipitação observada entre outubro de 2018 e agosto de 2019.

Precipitação observada

Acumulado e anomalias observadas por semanas operativas (agosto/19)

Fonte: CPC/NCEP

Semana 01	Semana 02	Semana 03	Semana 04	Semana 05

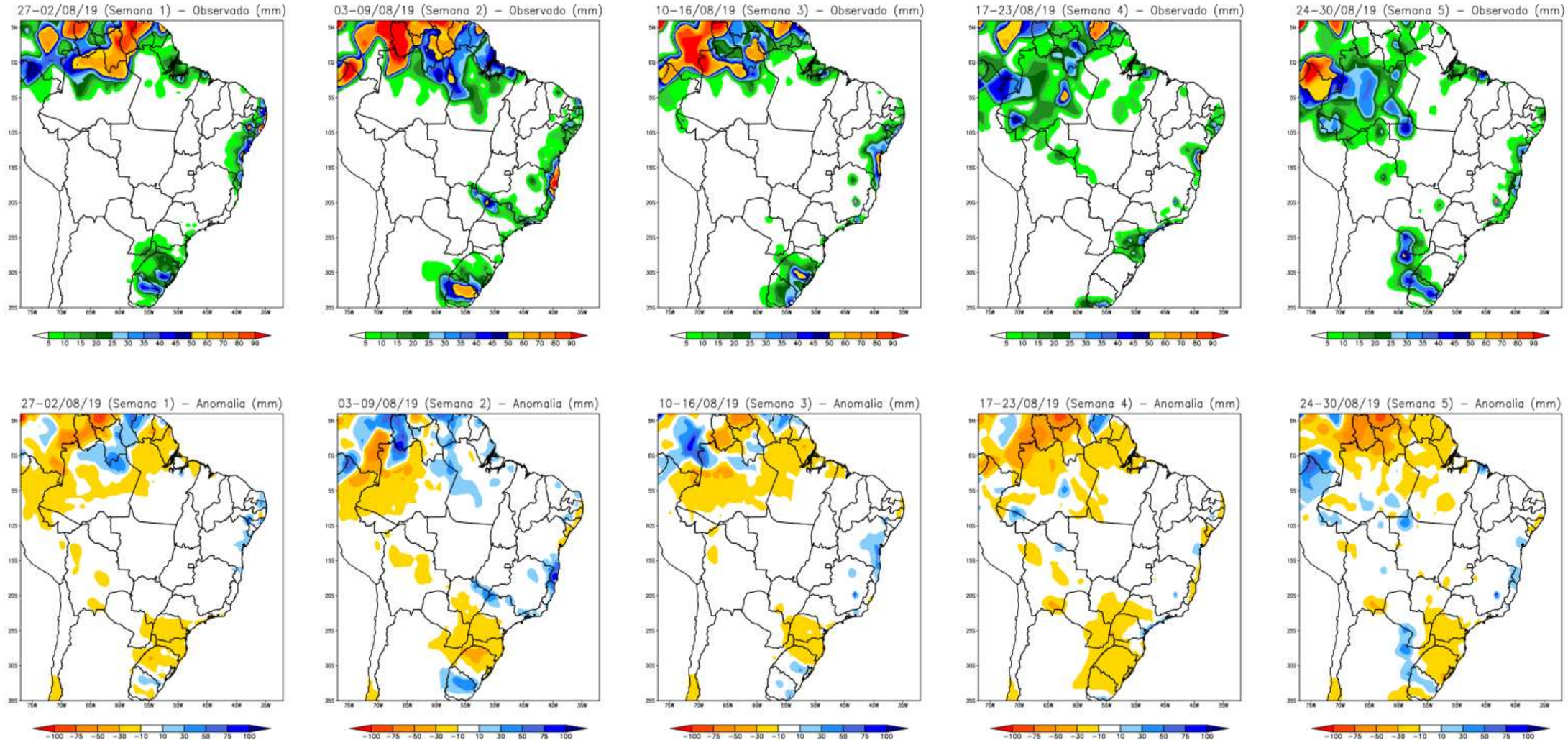
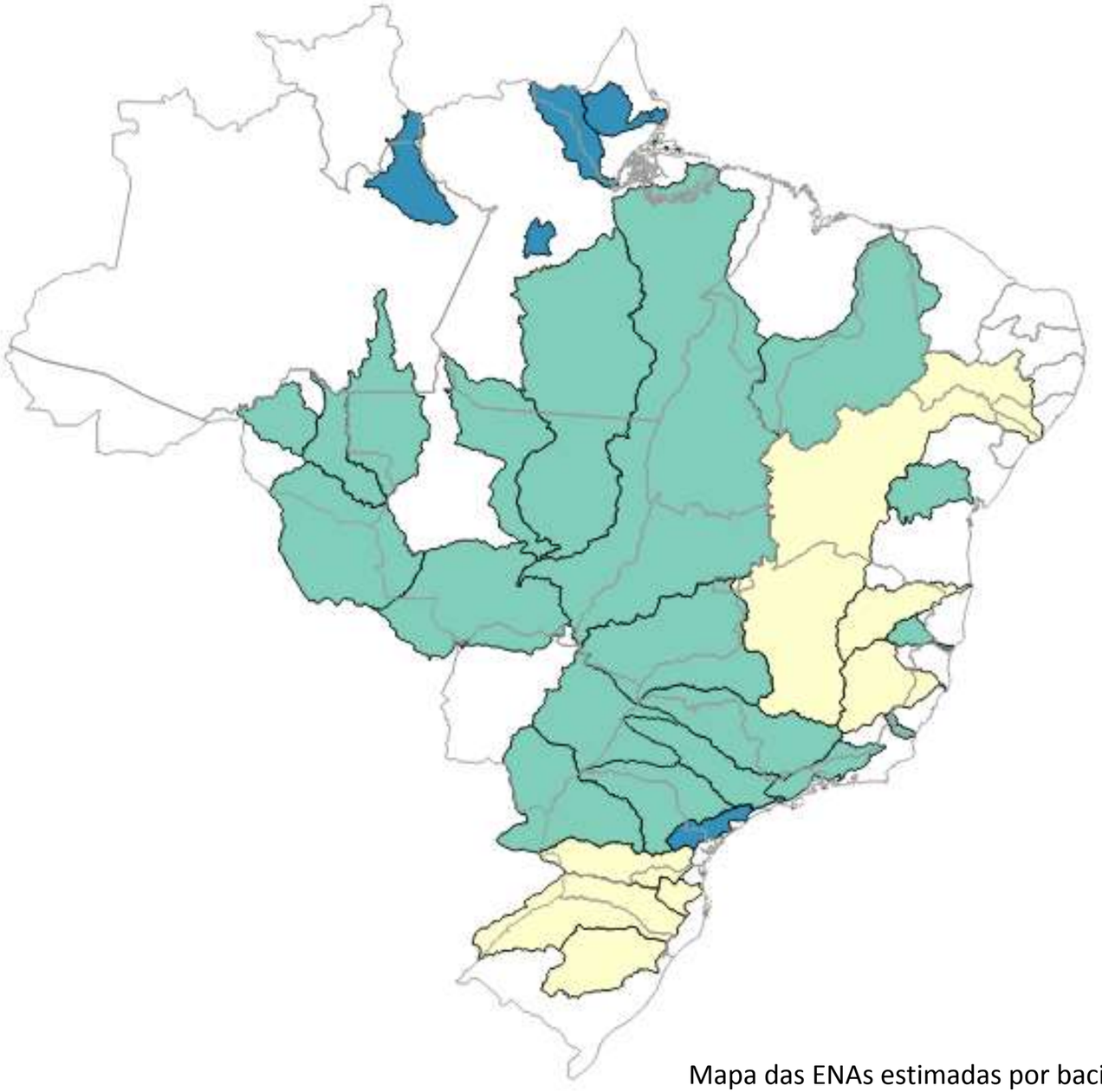


Figura – Precipitação acumulada e anomalias observadas por semanas operativas de agosto de 2019.

Energia Natural Afluente
Estimativa para Agosto/2019

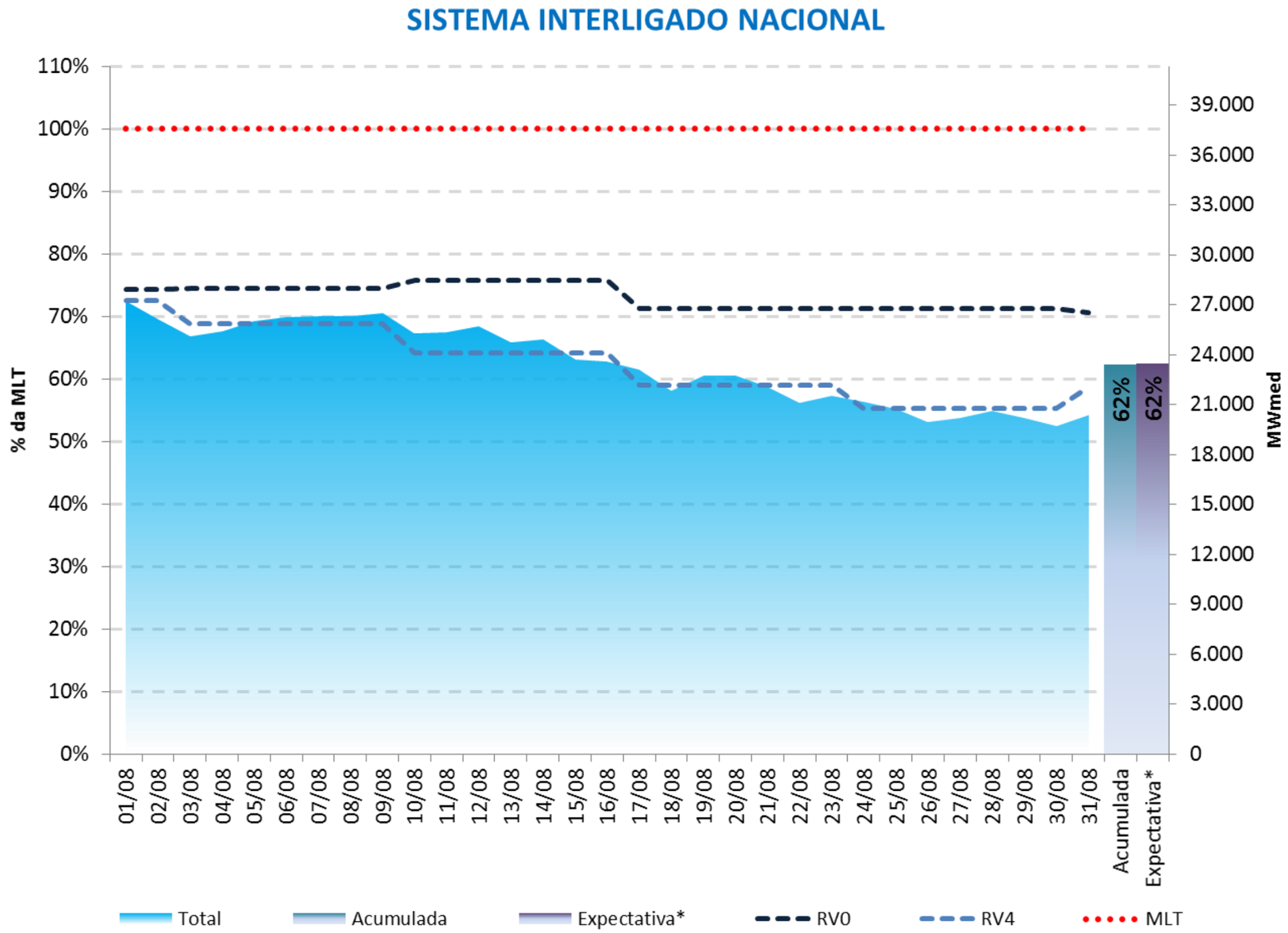


SUBMERCADO	ENA Prevista PMO Ago/2019	ENA Estimada PMO Set/2019*	
	% MLT	MWmed	% MLT
SUDESTE	80%	16.179	79%
SUL	63%	3.013	29%
NORDESTE	46%	1.568	46%
NORTE	88%	2.458	77%

*Média entre a ENA verificada até 28/08 e estimada até o final do mês.

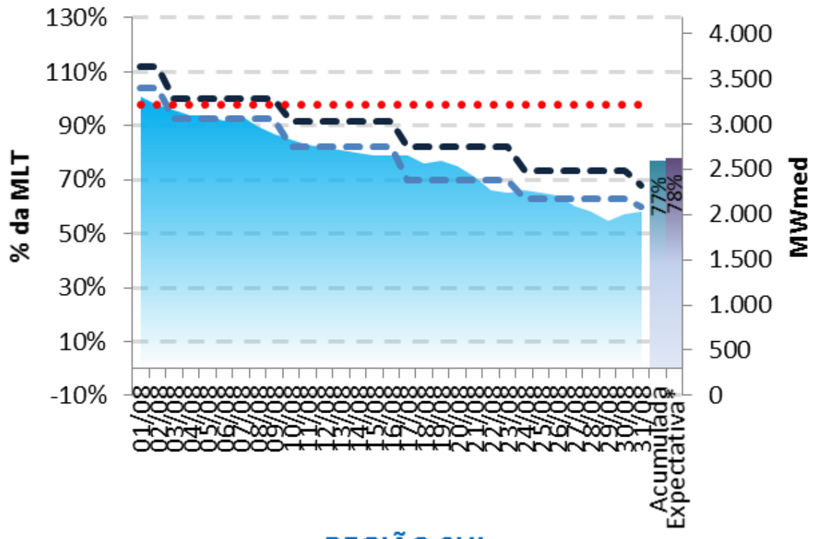
Mapa das ENAs estimadas por bacia no PMO de Setembro/2019 (%MLT)

Energia Natural Afluente
Verificada em Julho/2019

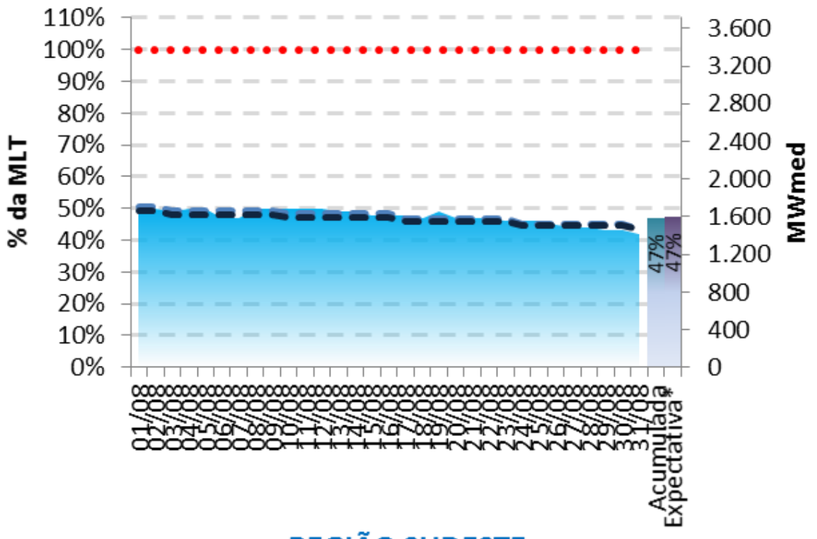


Energia Natural Afluente
Verificada em Junho/2019

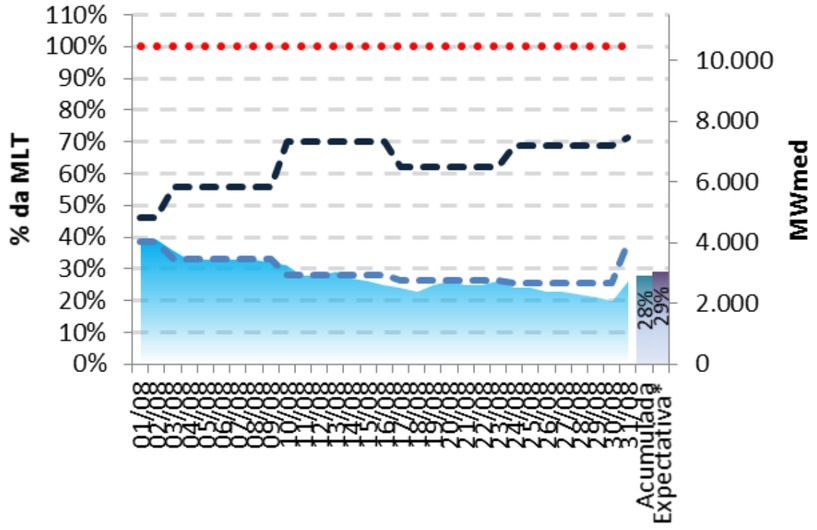
REGIÃO NORTE



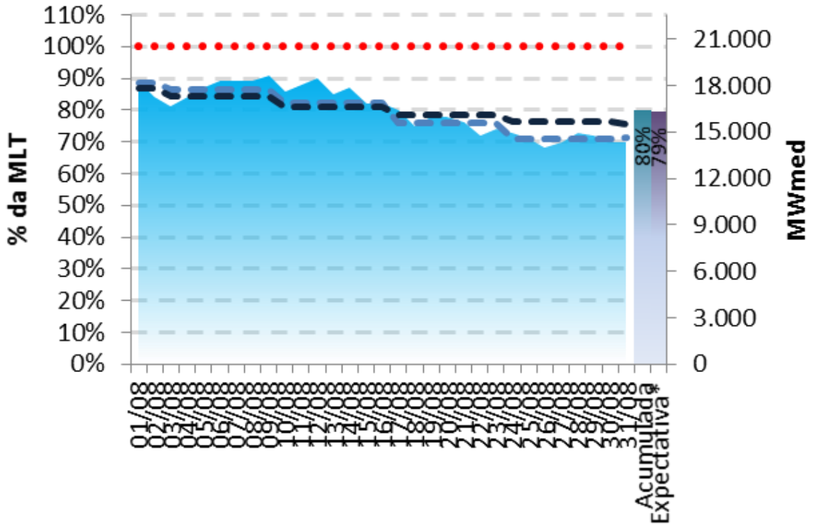
REGIÃO NORDESTE



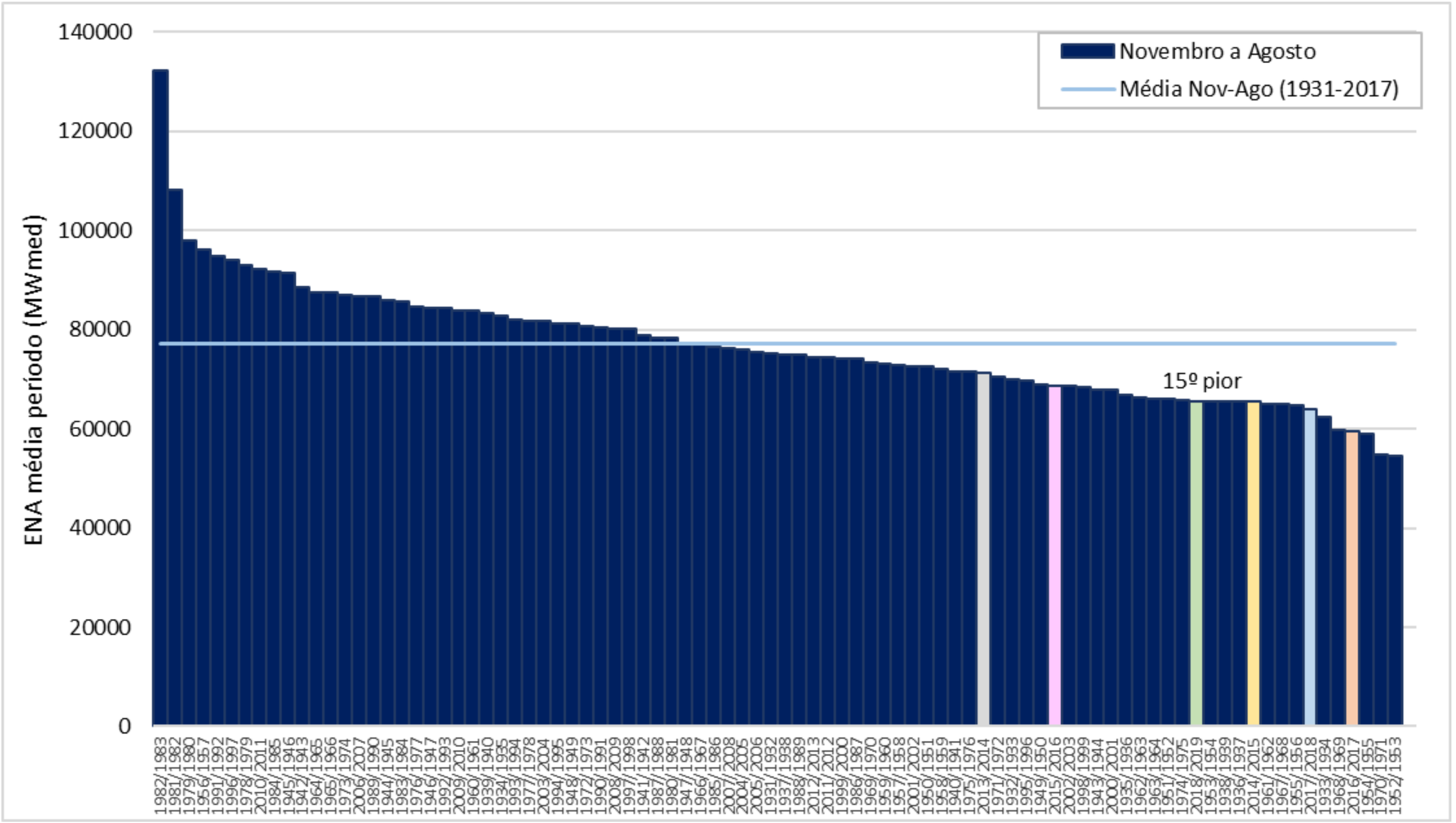
REGIÃO SUL



REGIÃO SUDESTE



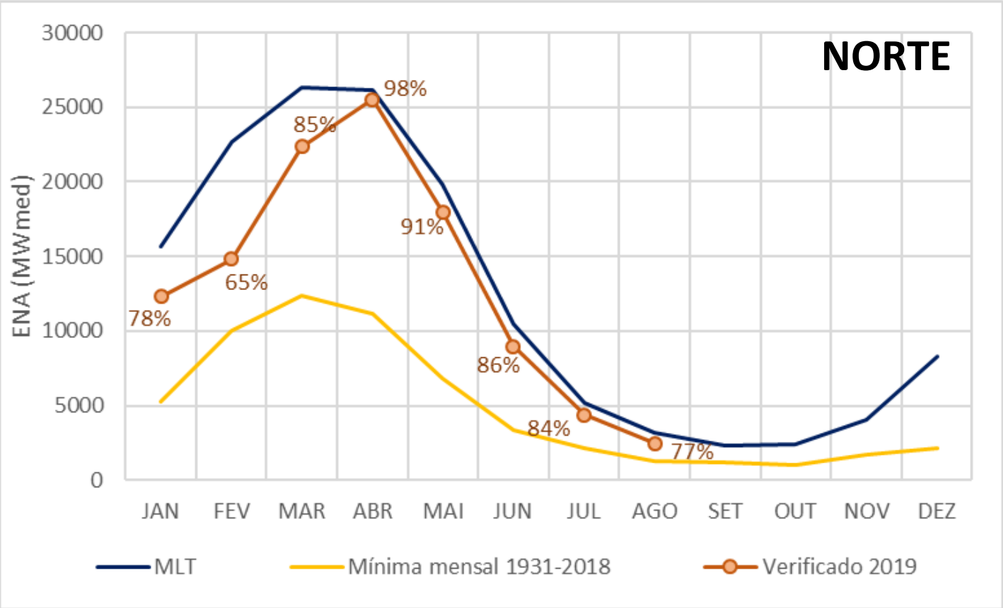
Classificação da ENA no SIN no histórico
Novembro a Agosto/2019

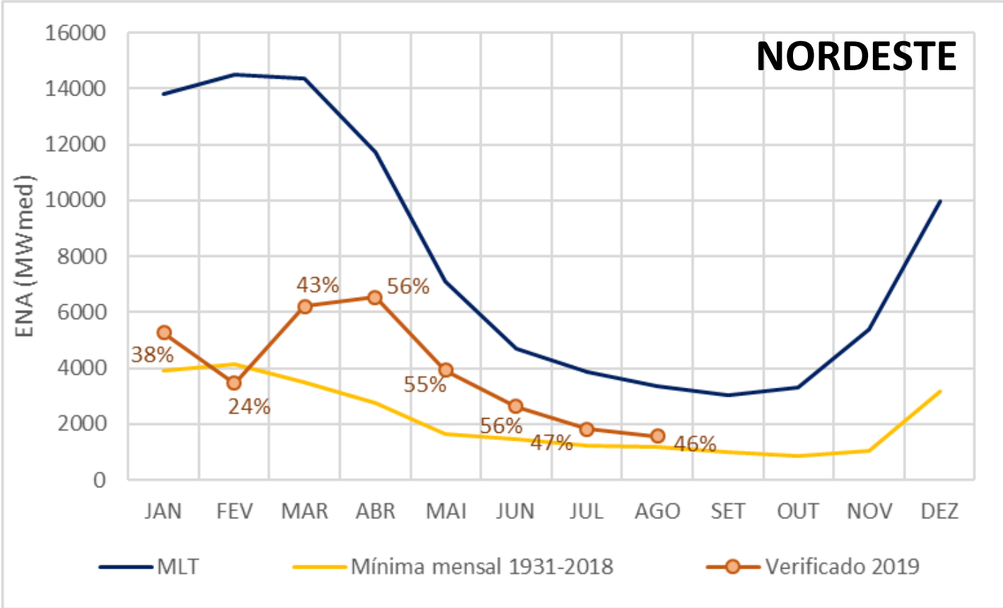


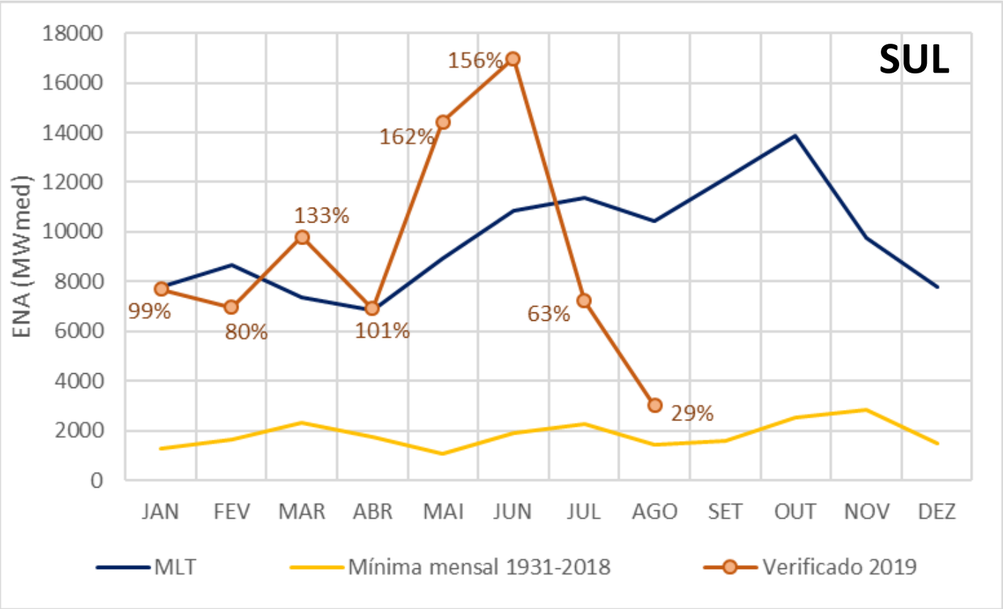
Nov-Jul: 18º pior

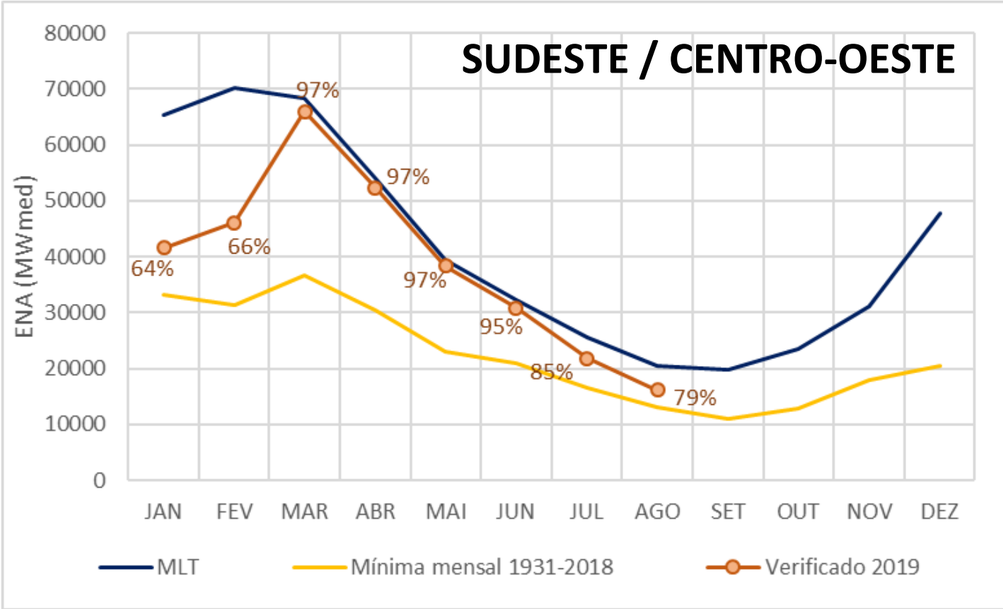
Energia Natural Afluente por submercado

Janeiro a Agosto/2019









Precipitação prevista
Acumulado diário (03 a 17/set)

Fonte: GEFS/NCEP

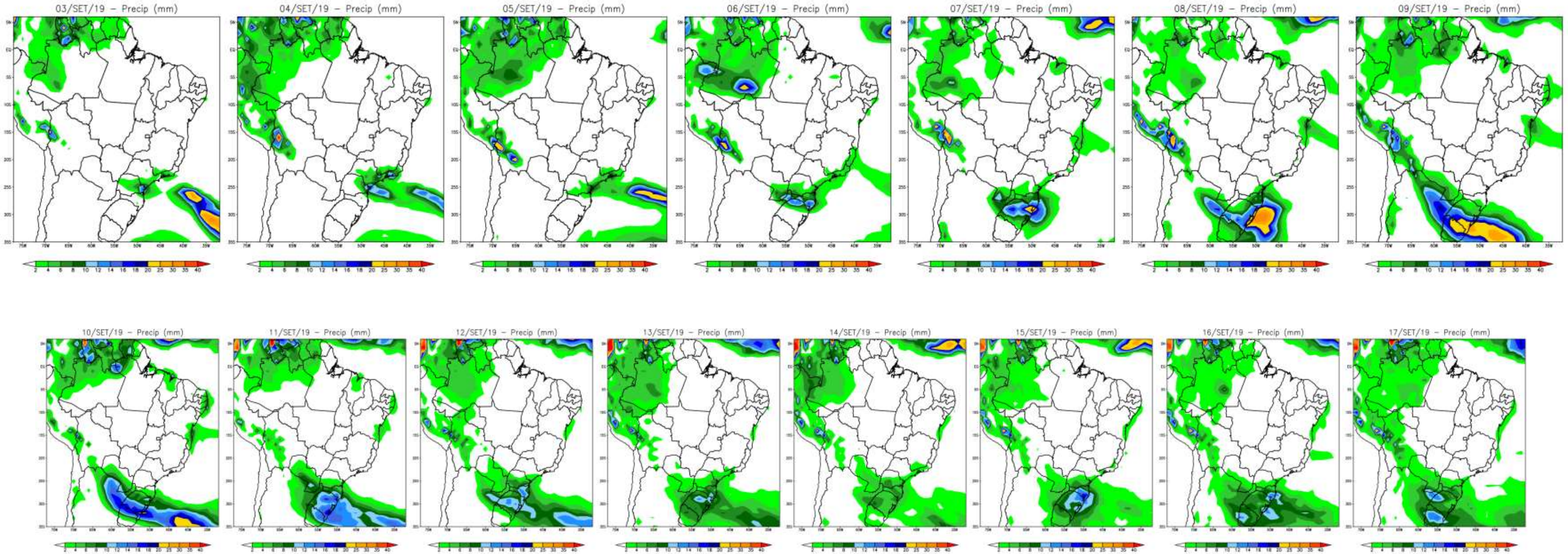


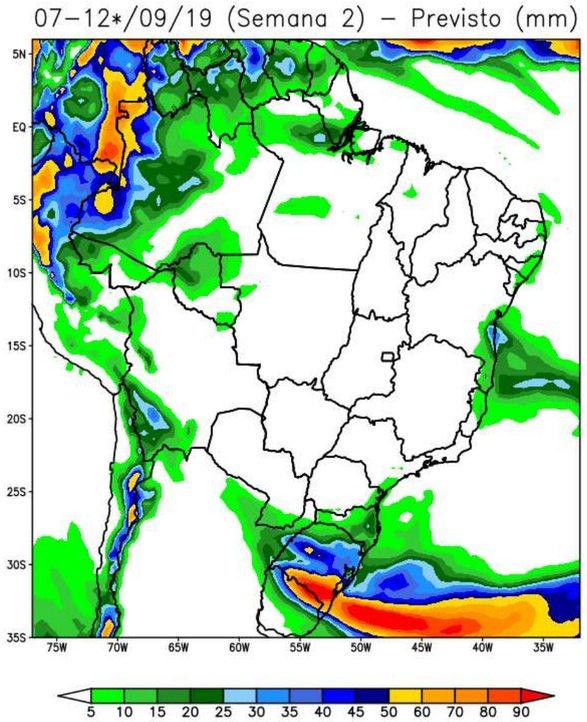
Figura – Precipitação acumulada diária prevista pelo modelo GEFS (média dos 21 cenários). **Previsão do dia 02/09/2019 (00UTC).**

Precipitação prevista

Semana operativa 02 – Segunda semana op. de setembro (07 a 13/set)

Fonte: Eta40/CPTEC/INPE
GEFS/NCEP

Eta40



GEFS

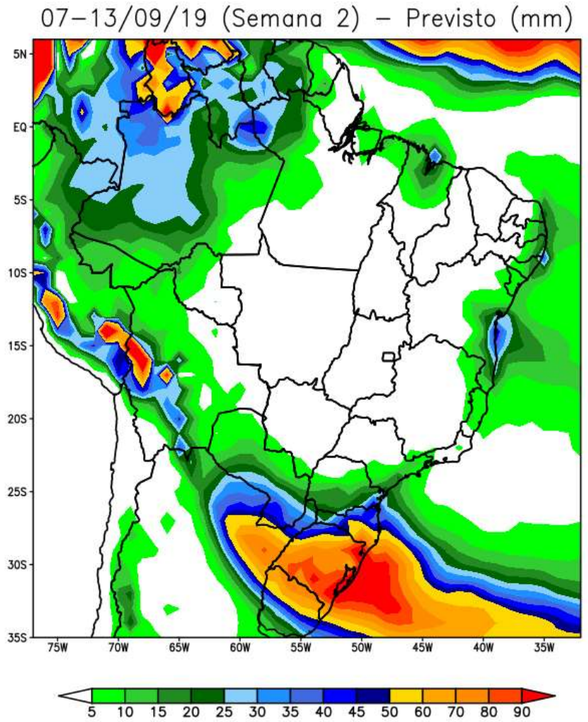


Figura – Precipitação acumulada prevista para a segunda sema operativa de setembro de 2019: Eta40 e GEFS (média dos 21 cenários). **Análise: 02/09/2019 (00UTC).**

Tabela – Precipitação prevista por conjunto (Eta40 + GEFS) e com remoção de viés.

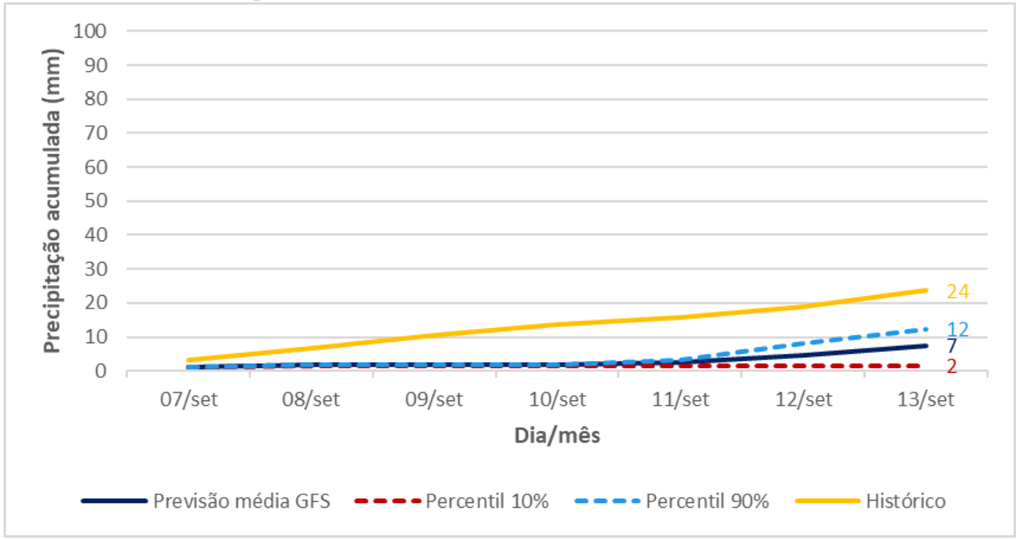
Bacia	31/ago a 06/set	07 a 13/set
Serra da Mesa	3 mm	2 mm
Três Marias	1 mm	1 mm
Paranaíba	1 mm	0 mm
Grande	5 mm	2 mm
Tietê	8 mm	3 mm
Paranapanema	26 mm	11 mm
Itaipu	20 mm	6 mm
Iguaçu	52 mm	22 mm
Uruguai	52 mm	23 mm

Precipitação prevista

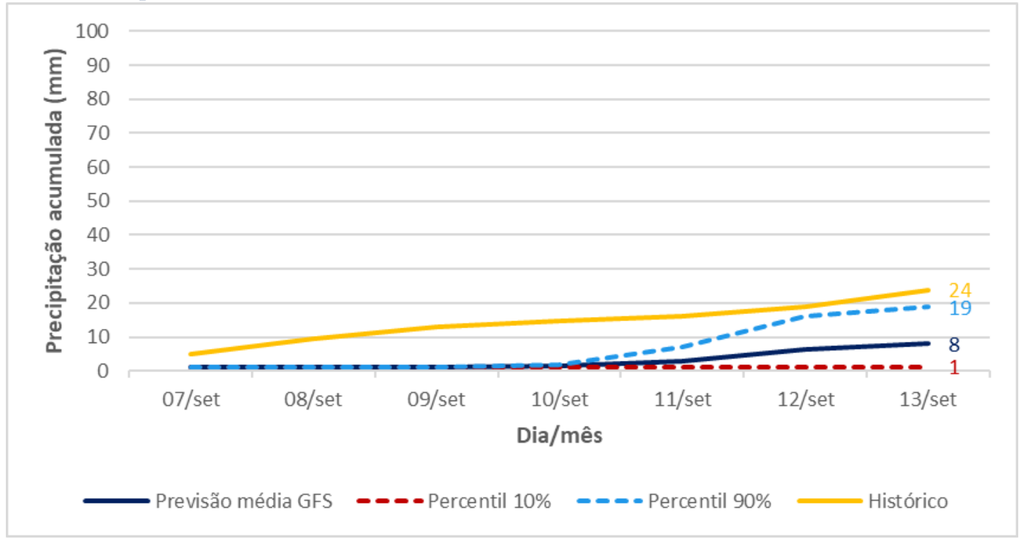
Cenários GEFS – Segunda semana op. de setembro (07 a 13/set)

Fonte: GEFS/NCEP
Inicialização em 02/09/2019 – 00UTC

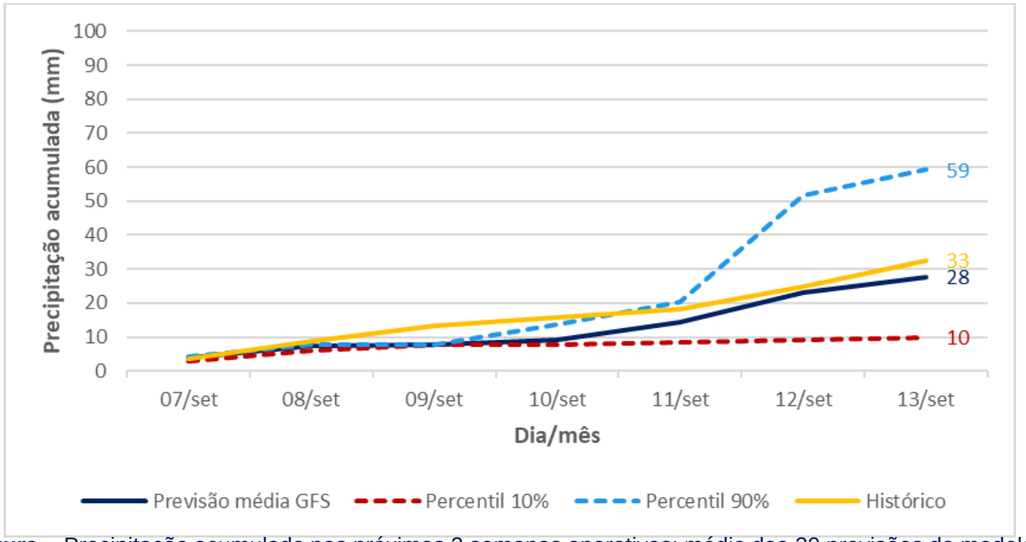
Paranapanema



Itaipu



Iguaçu



Uruguai

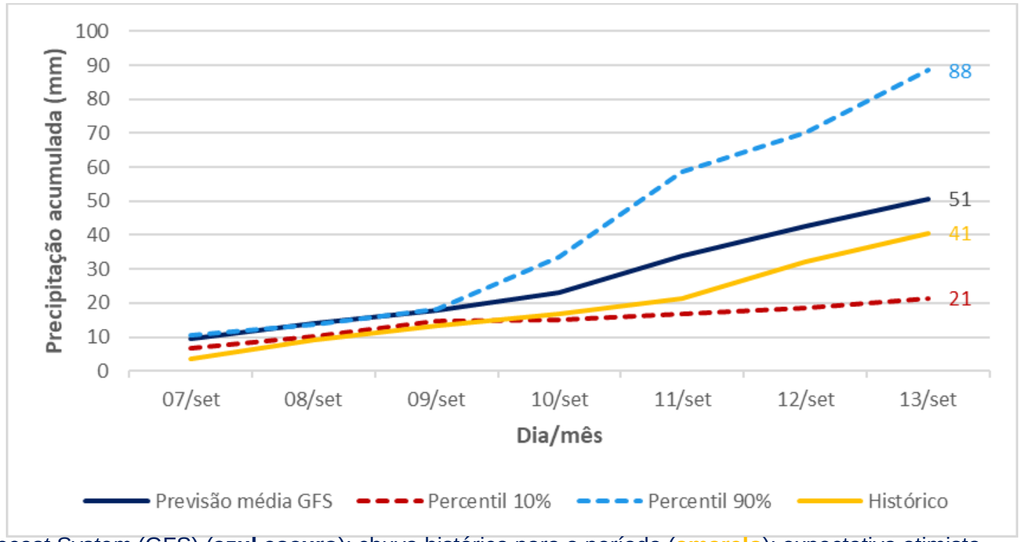


Figura – Precipitação acumulada nas próximas 2 semanas operativas: média das 20 previsões do modelo *Global Forecast System* (GFS) (**azul escuro**); chuva histórica para o período (**amarelo**); expectativa otimista (Percentil 90 – **azul claro pontilhado**) e pessimista (Percentil 10 – **vermelho pontilhado**) dos cenários de precipitação prevista.

Precipitação prevista

Climatologia e anomalia (CFS v2) prevista para setembro de 2019

Fonte: CPC/NCEP
CFS/NCEP

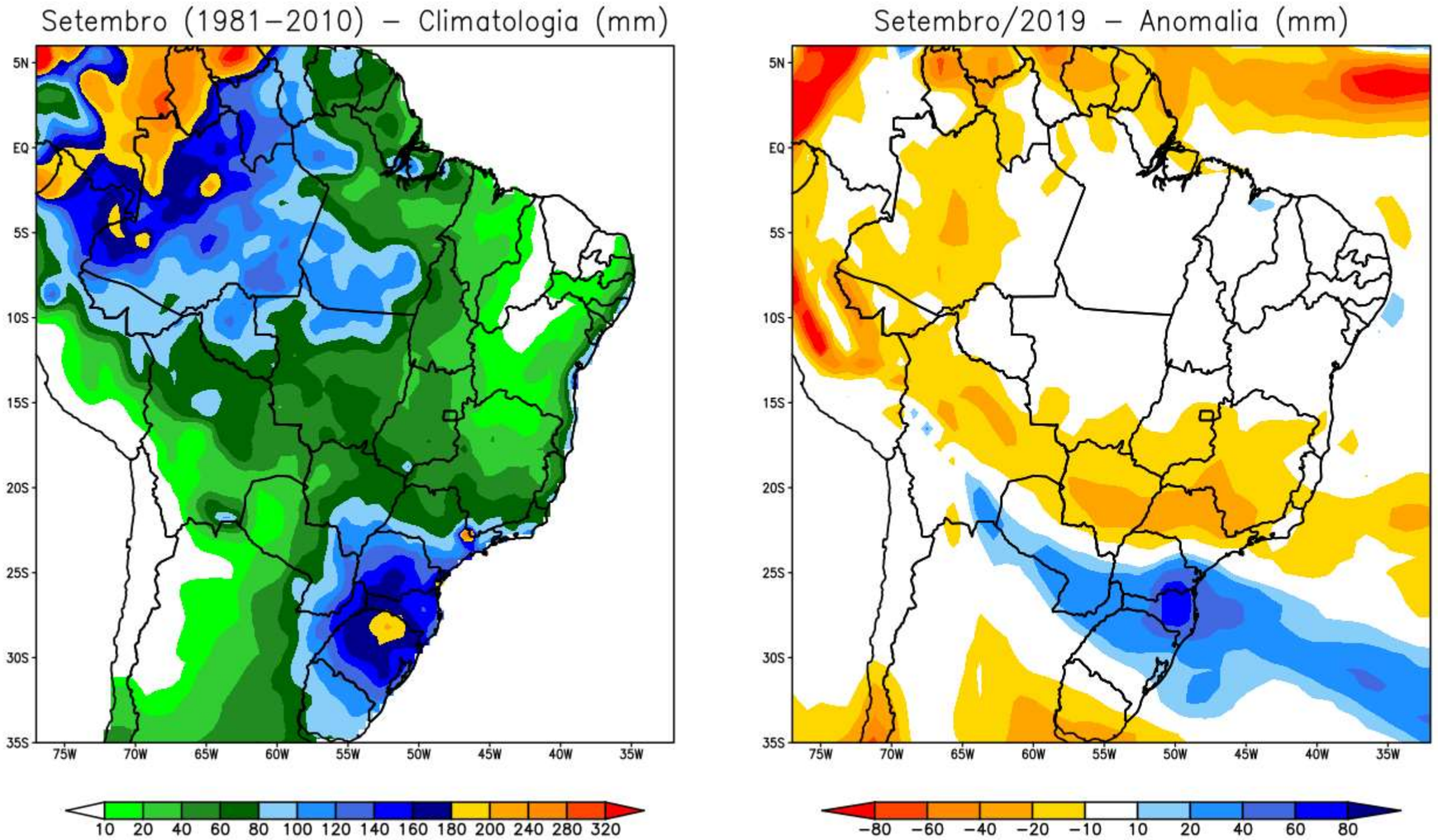
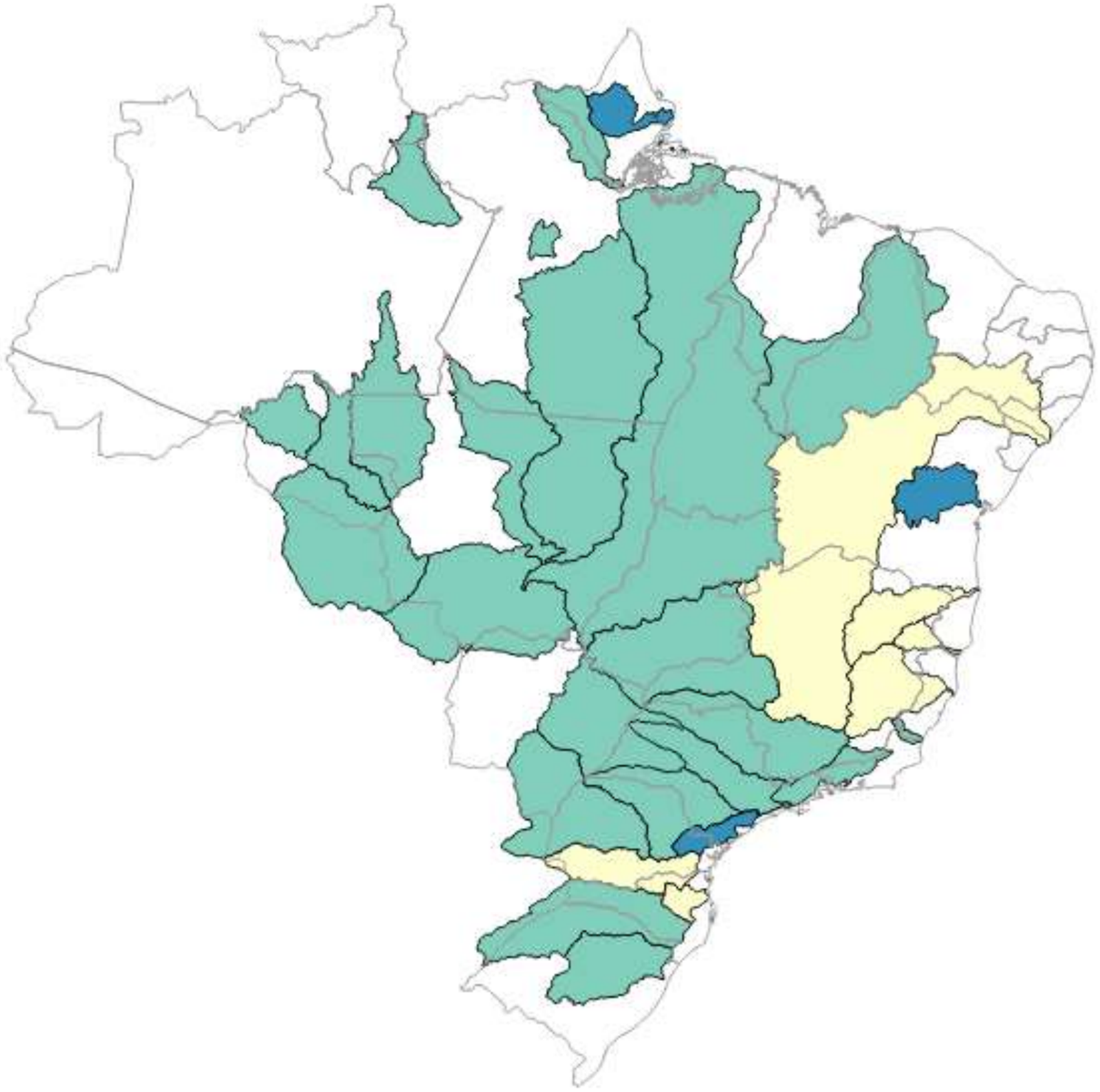


Figura – Climatologia a anomalia da precipitação prevista para o mês de setembro de 2019.

Energia Natural Afluente
Previsão para Setembro/2019

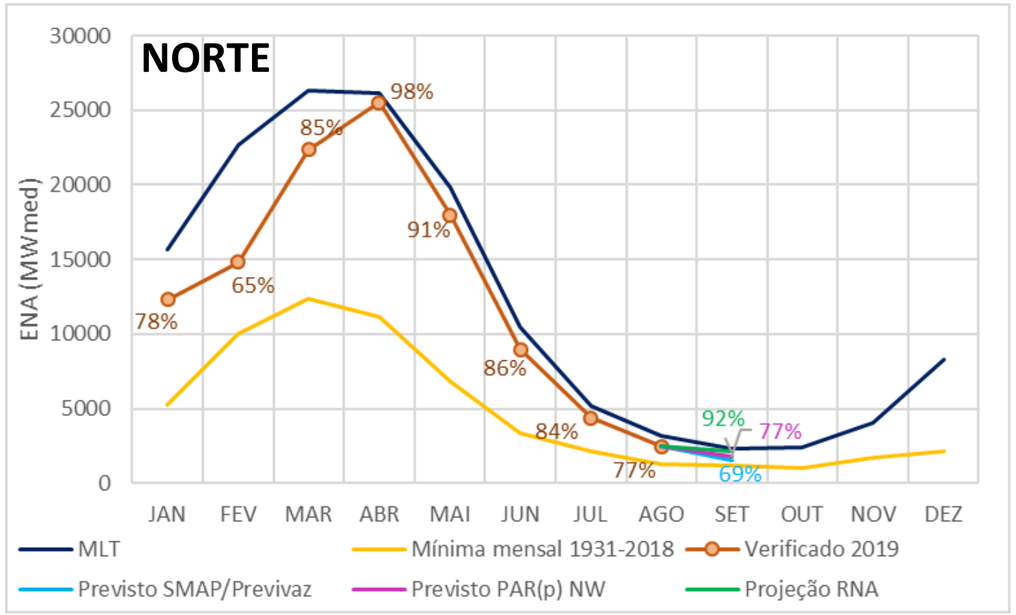


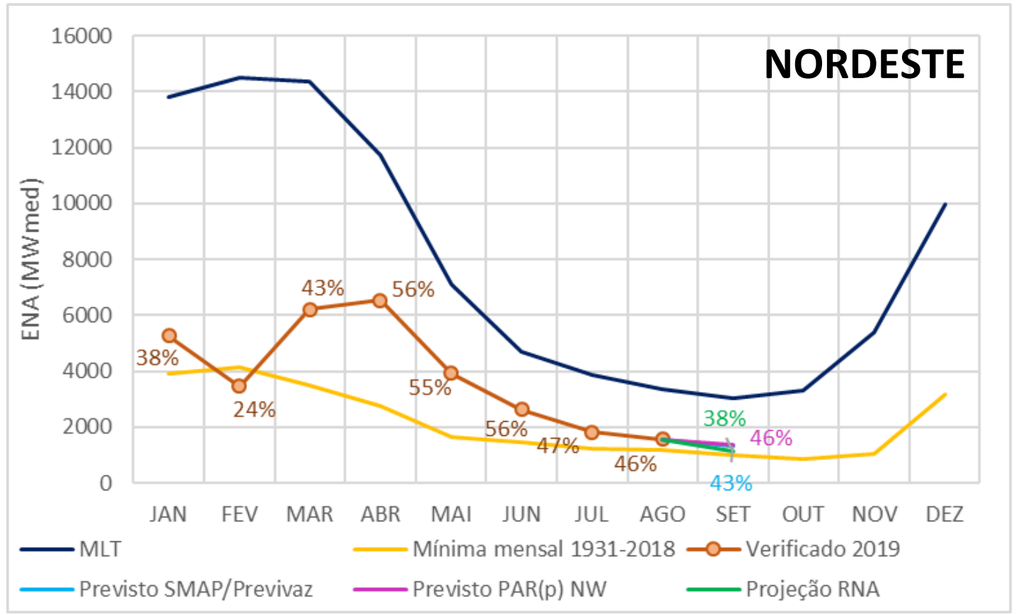
ENA média mensal estimada e prevista no PMO de Setembro/2019 (MWmed)

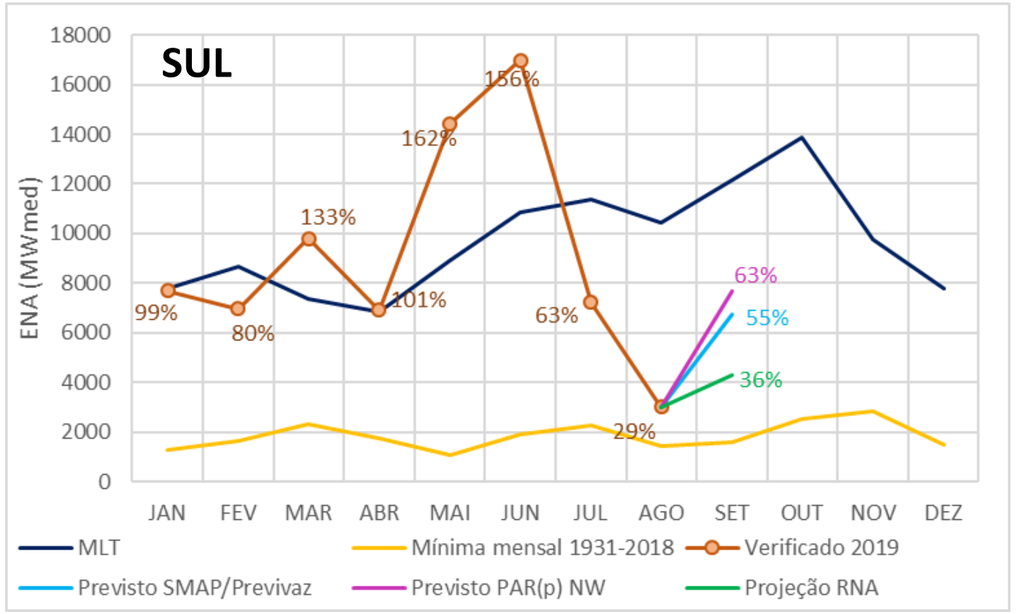
Submercado	Ago/19	Set/19
Sudeste	16.179	14.631
Sul	3.013	6.733
Nordeste	1.568	1.306
Norte	2.458	1.575

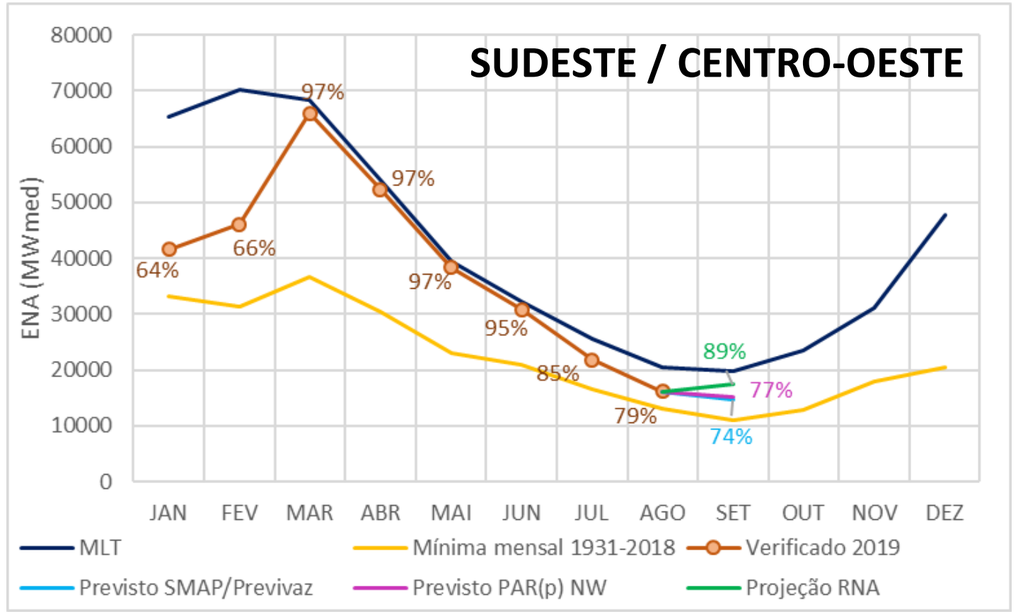
Energia Natural Afluente por submercado

Janeiro a Setembro/2019









Geração eólica no Nordeste
Observada em agosto/2019 e estimativa para setembro/2019

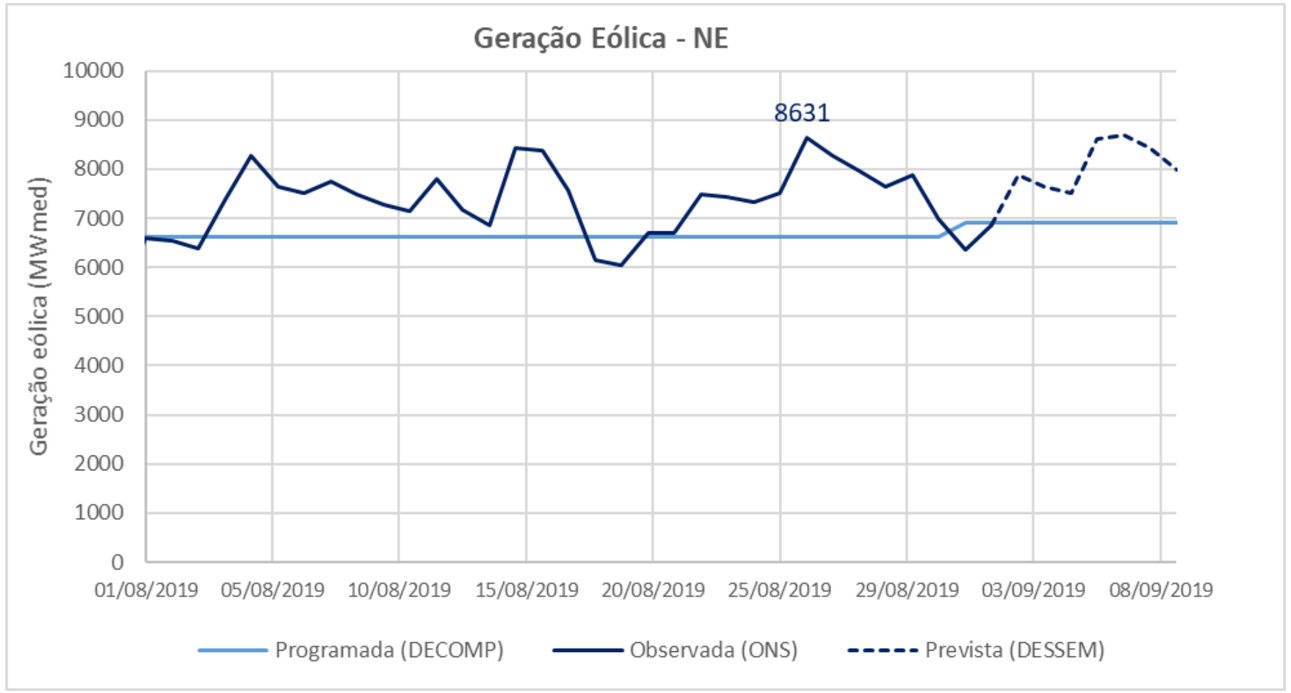
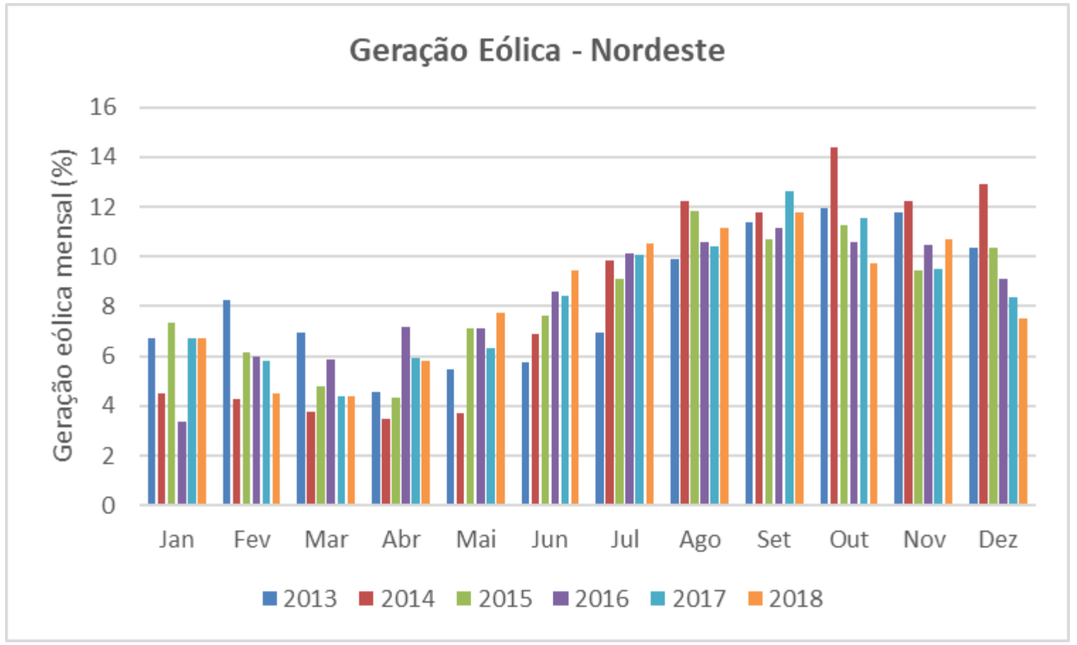


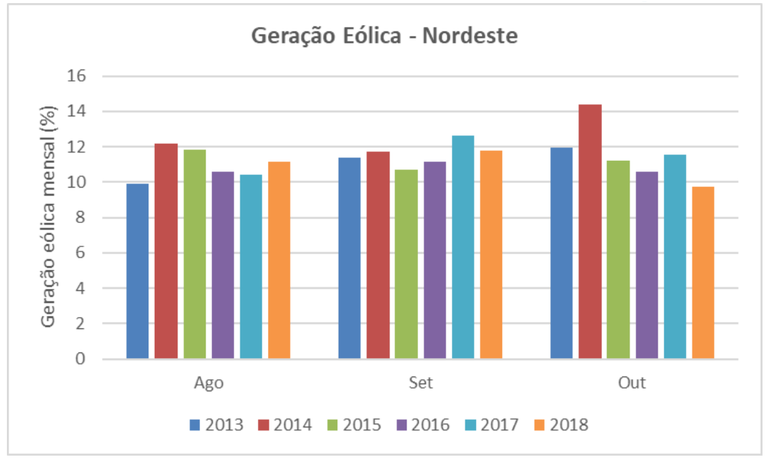
Figura – Geração eólica programada (DECOMP), observada (BDO/ONS) em julho de 2019 e prevista (modelo de previsão eólica ONS/DESSEM) na primeira semana de agosto de 2019.

- Junho/19: 6.155 MWmed
- Julho/19: 5.812 MWmed (-6%)
- Agosto/19: 7.385 MWmed (+27%)
- Setembro/19: ≥ 7.385 MWmed

Fonte: ONS

Figura – Percentual da geração eólica mensal observada (BDO/ONS) entre 2013 e 2018.

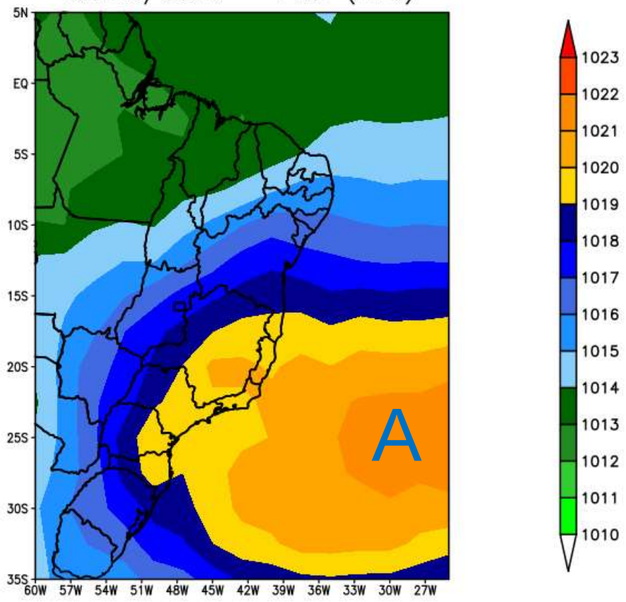




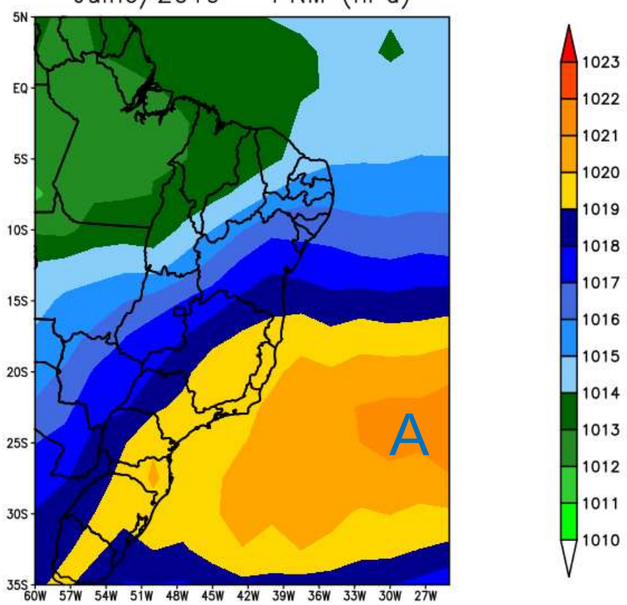
Geração eólica no Nordeste

Observada em agosto/2019 e estimativa para setembro/2019

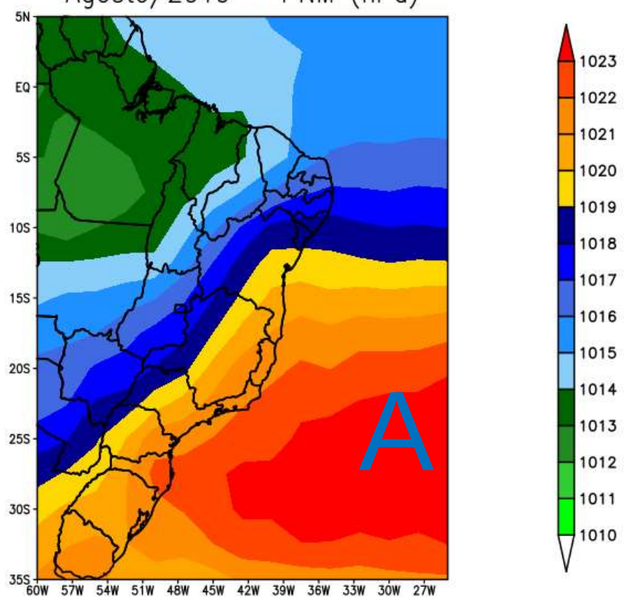
Junho/2019 – PNM (hPa)



Julho/2019 – PNM (hPa)

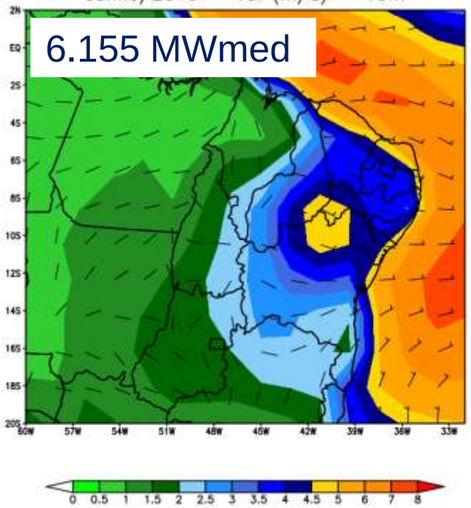


Agosto/2019 – PNM (hPa)

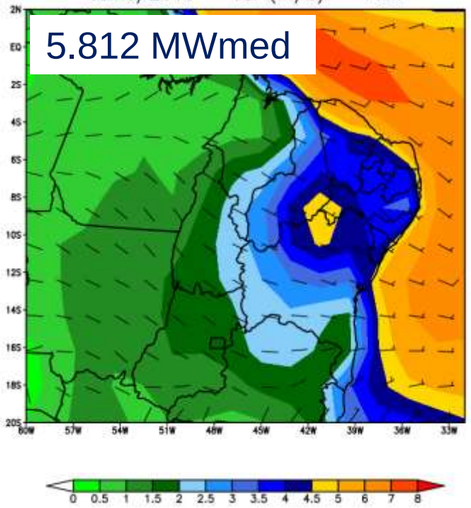


Fonte: Reanalise 1/NCEP

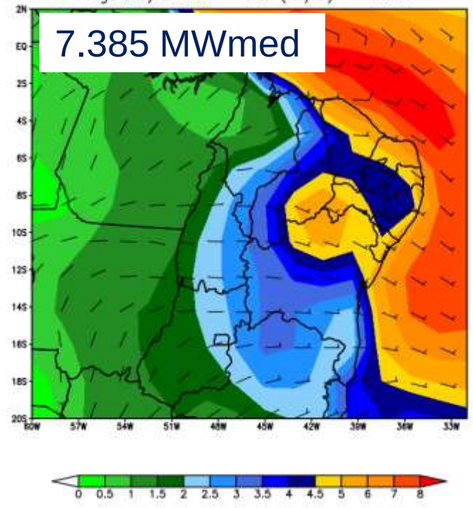
Junho/2019 – Vel (m/s) – 10m



Julho/2019 – Vel (m/s) – 10m



Agosto/2019 – Vel (m/s) – 10m



Temperatura observada

Anomalia das temperaturas mínimas e máximas observadas em agosto/19

Fonte: CPC/NCEP

Temperatura: Agosto/19

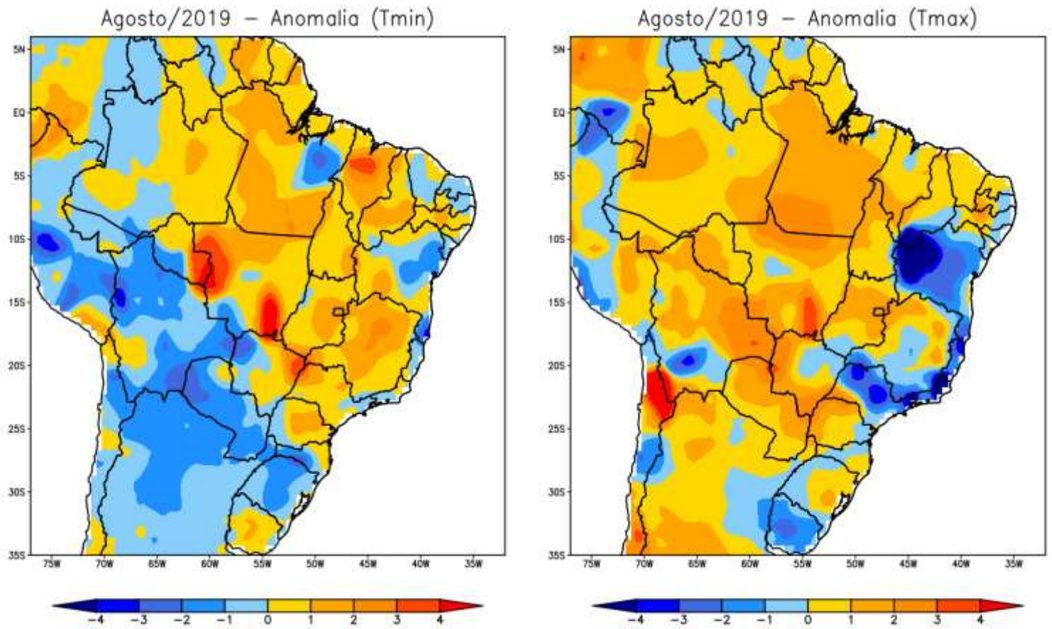


Figura – Anomalia das temperaturas mínimas (esquerda) e máximas (direita) observadas em agosto de 2019.

Temperatura: Agosto (2019 - 2018)

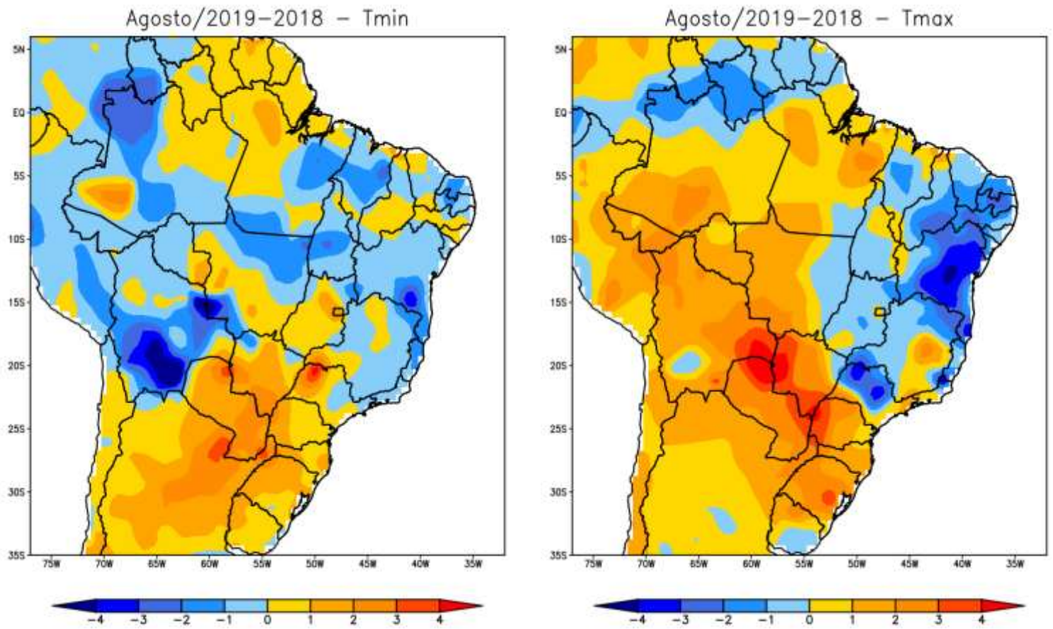


Figura – Diferença entre temperaturas mínimas (esquerda) e máximas (direita) observadas em agosto de 2018 e 2019: 2019-2018.

Temperatura observada

Anomalia das temperaturas mínimas e máximas observadas por semanas operativas

Fonte: CPC/NCEP

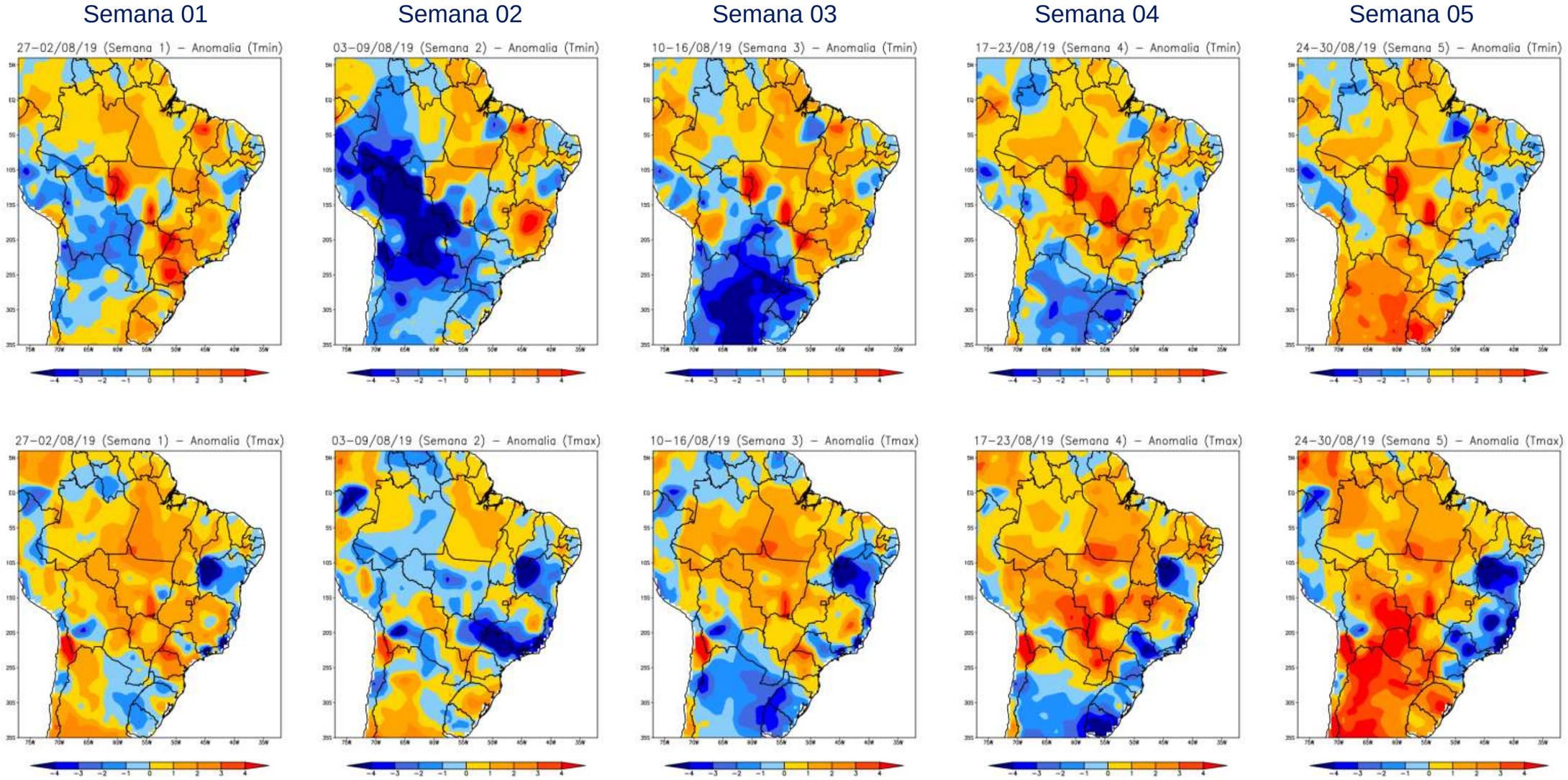


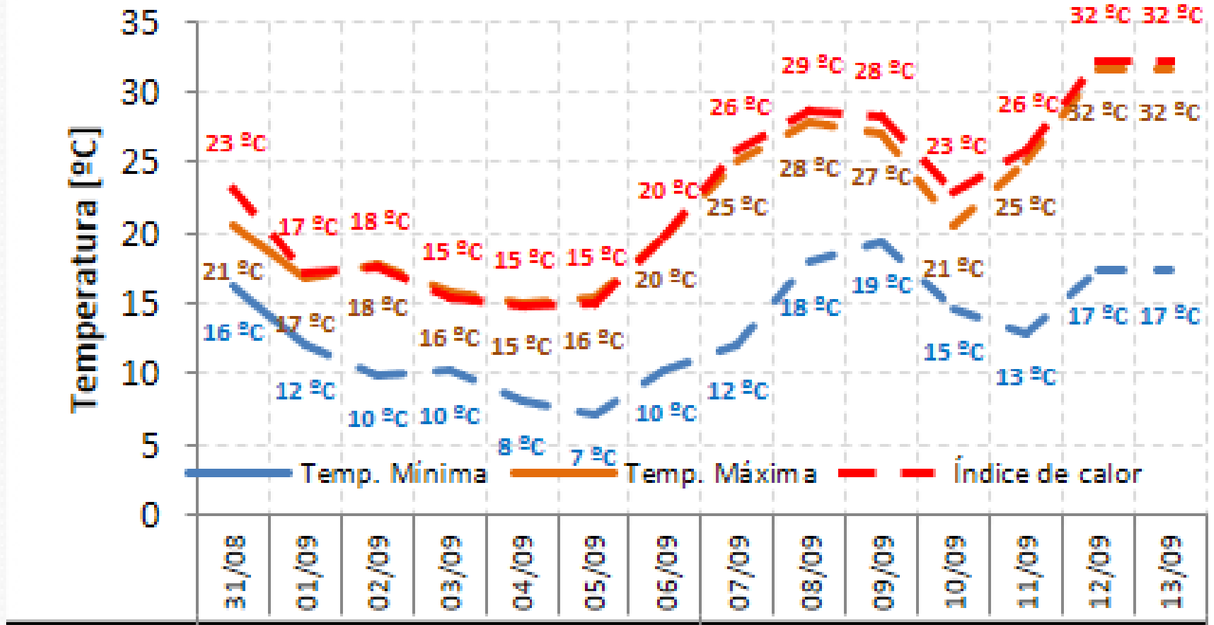
Figura – Anomalia das temperaturas mínimas (acima) e máximas (abaixo) observadas por semanas operativas de agosto de 2019.

Temperatura prevista

Temperaturas mínimas e máximas previstas para São Paulo e Porto Alegre

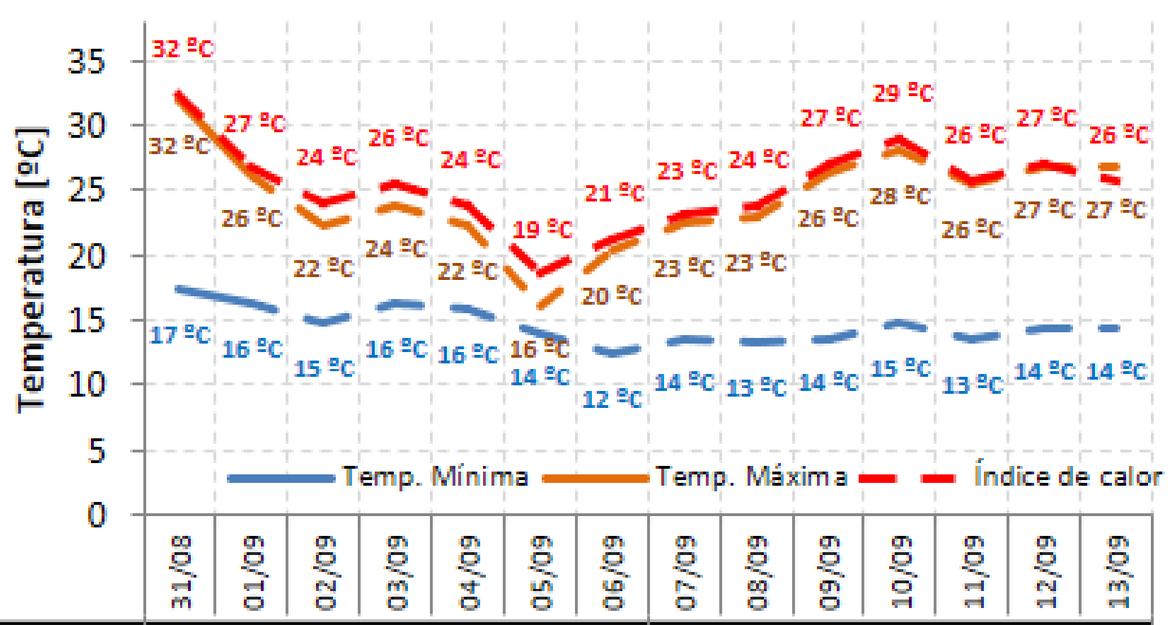
Fonte: BAM/CPTEC

PORTO ALEGRE



Temp. Média	Semana Operativa		Próx. Semana Operativa	
Máx	17 ºC	10 ºC ↑	27 ºC	
Min	11 ºC	5 ºC ↑	16 ºC	

SÃO PAULO



Temp. Média	Semana Operativa		Próx. Semana Operativa	
Máx	23 ºC	3 ºC ↑	26 ºC	
Min	15 ºC	-1 ºC ↓	14 ºC	

Análise e acompanhamento da Carga

Agosto e Setembro de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Carga Observada Ago/2019

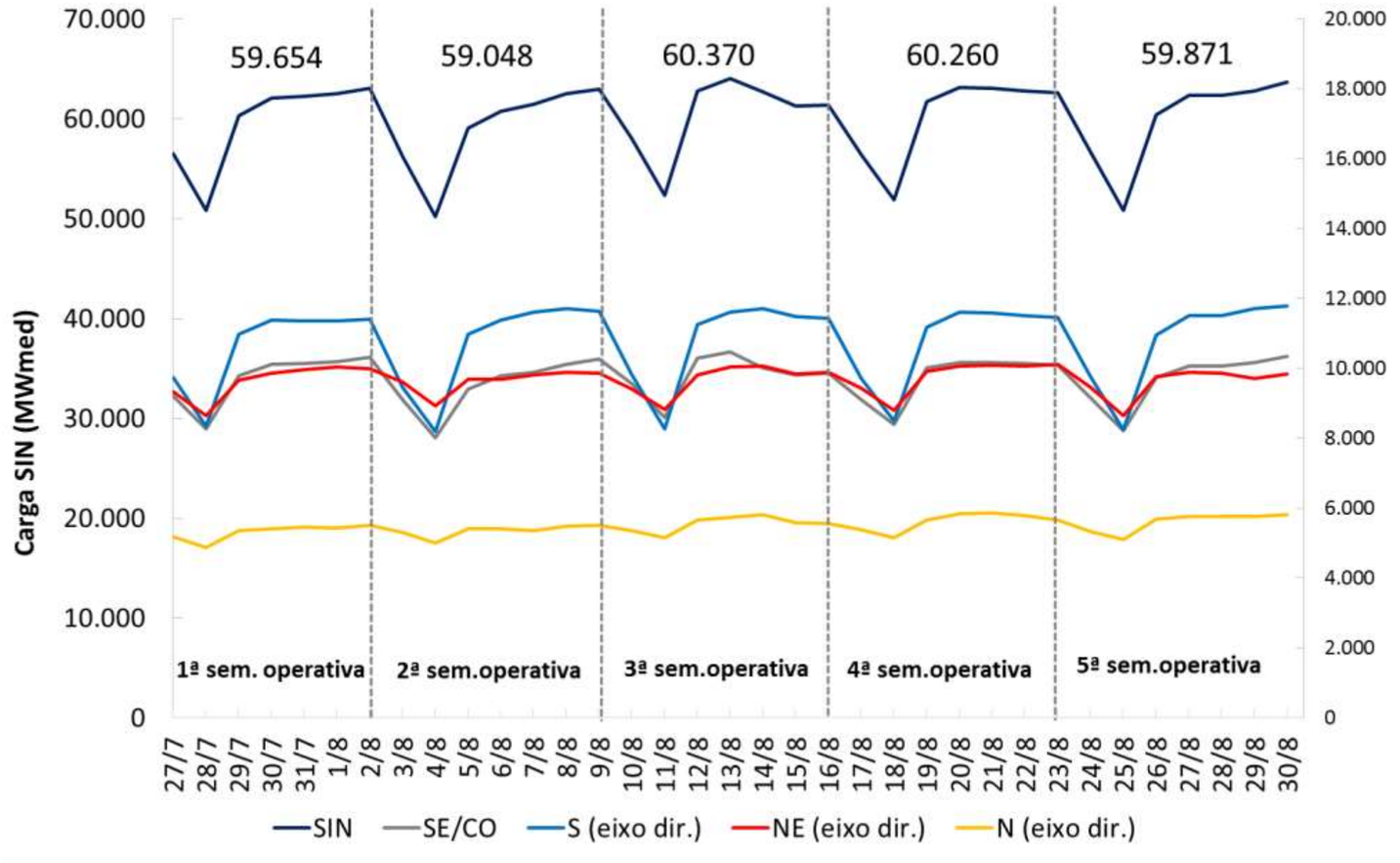


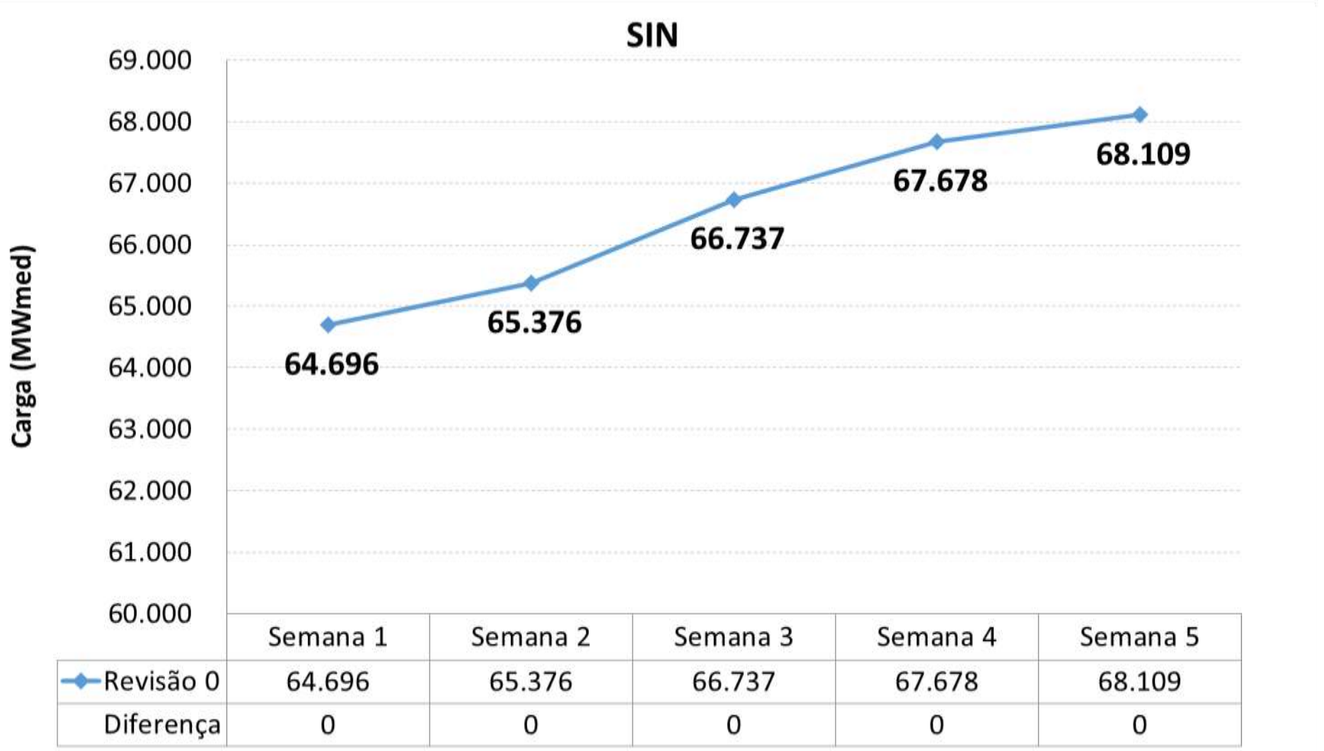
Figura 1 – Carga diária observada, por submercado em Ago/19.

Fonte: IPDO/ONS

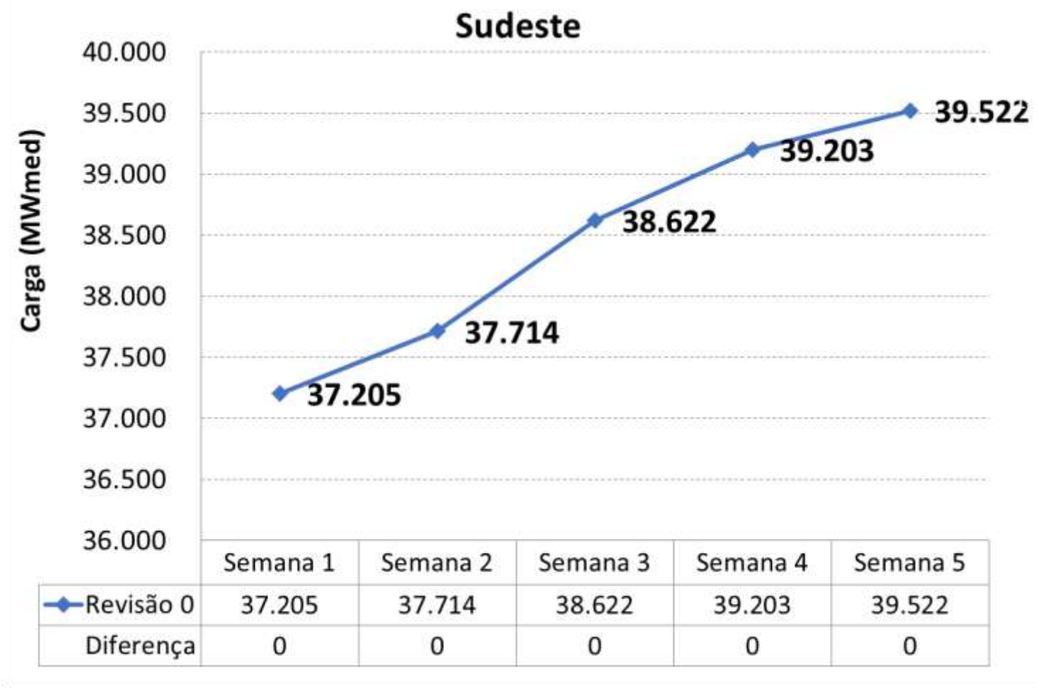
Destaques da carga PMO Set/2019 - SIN

Revisões (MWmed)	Carga Set/2019	Variação ante PEN	Carga Set/2018	Δ % (2019 x 2018)
PMO Set/19	**66.368**		**65.240**	**1,7%**
PEN (2019-23) - 2ª Rev.	68.292	2,9%	65.240	4,7%

Set/19: **+1.128** MW med (ante Set/18)

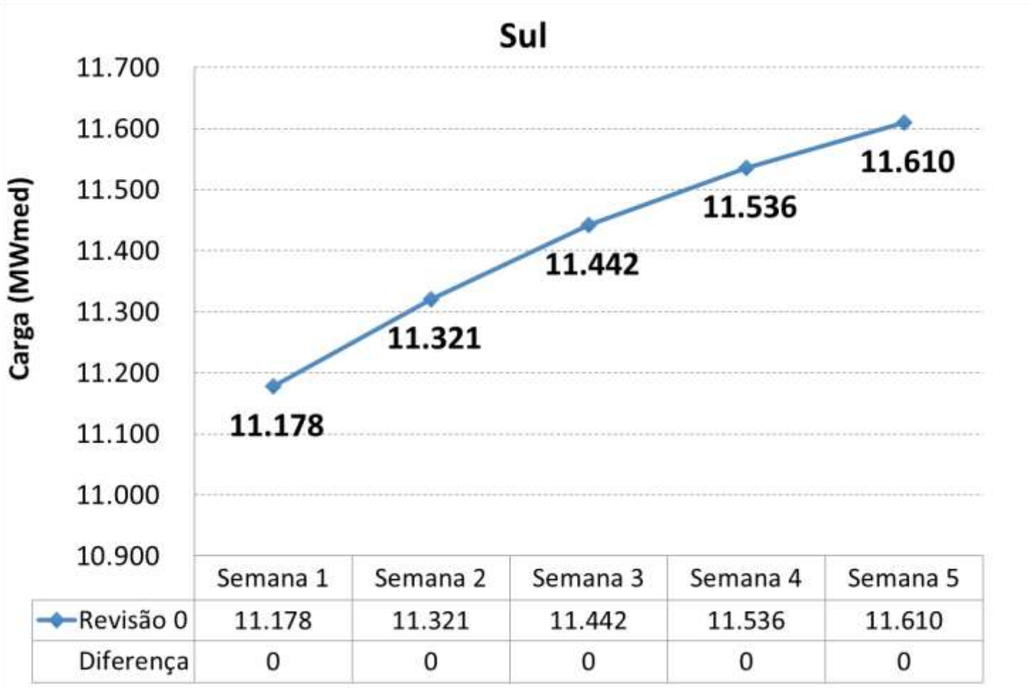


Destaques da carga PMO Set/2019 - Submercados



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5
Revisão 0	37.205	37.714	38.622	39.203	39.522
Diferença	0	0	0	0	0

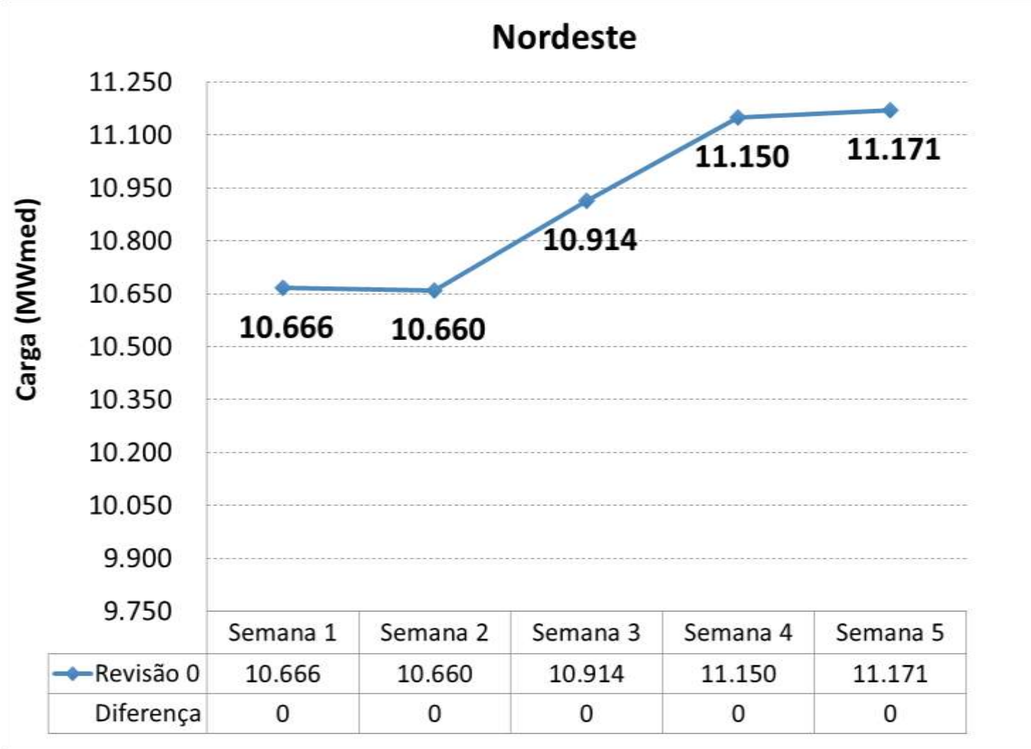
Set/19: **+234** MW med (**+0,6%** ante Set/18)



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5
Revisão 0	11.178	11.321	11.442	11.536	11.610
Diferença	0	0	0	0	0

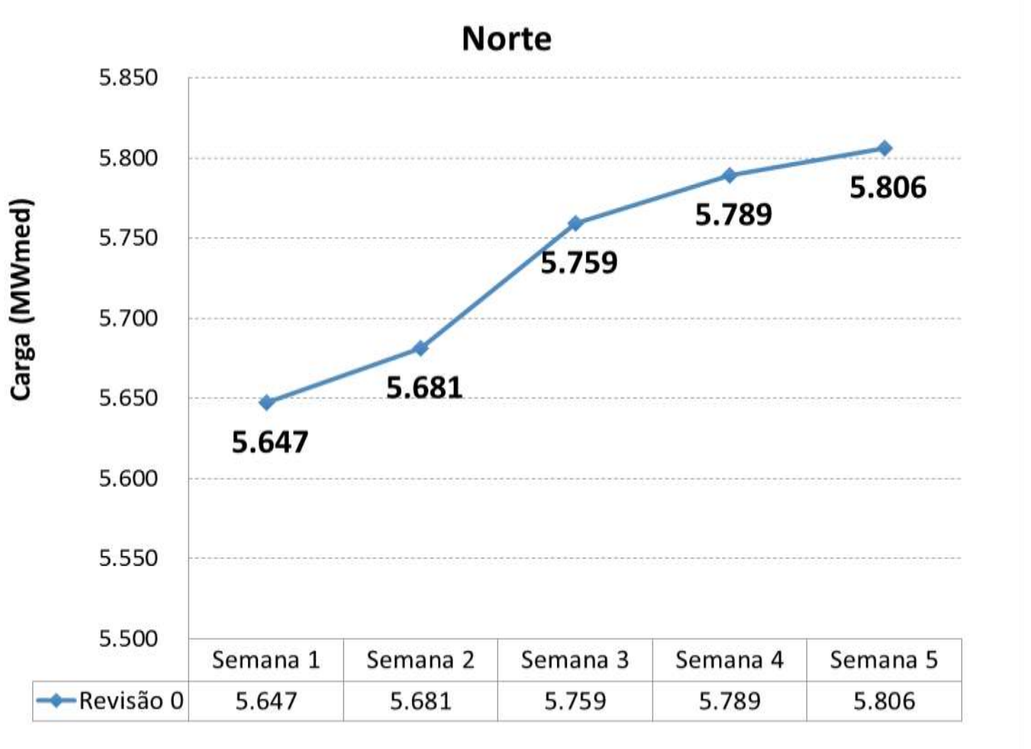
Set/19: **+590** MWmed (**+5,5%** ante Set/18)

Destaques da carga PMO Set/2019 - Submercados



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5
Revisão 0	10.666	10.660	10.914	11.150	11.171
Diferença	0	0	0	0	0

Set/19: **+44** MWmed (**+0,4%** ante Set/18)



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5
Revisão 0	5.647	5.681	5.759	5.789	5.806

Set/19: **+260** MWmed (**+4,8%** ante Set/18)

Mercado internacional se mantém agitado: disputas entre EUA e China e Europa aguardando uma possível flexibilização monetária do BCE

- **Mercado internacional:** se mantém agitado por conta das disputas entre EUA e China
- **Na economia americana, os indicadores referentes à economia doméstica seguem em crescimento**. Contudo, há indícios claros de desaquecimento das atividades industriais, sobretudo ligadas ao investimento não-residencial (Gráfico 1). O esfriamento do comércio mundial (Gráfico 2), em boa medida atribuído à escalada da guerra comercial – que aparentemente já vinha prejudicando a atividade econômica chinesa e europeia, agora parece começar influenciar também a economia dos EUA.
- **Europa:** o Banco Central Europeu parece inclinado a promover um afrouxamento das condições monetárias, uma vez que o continente vem registrando esfriamento econômico, com sinais de ampliação significativa do risco de recessão na Alemanha (gr.3) .

Gráfico 1



Gráfico 2

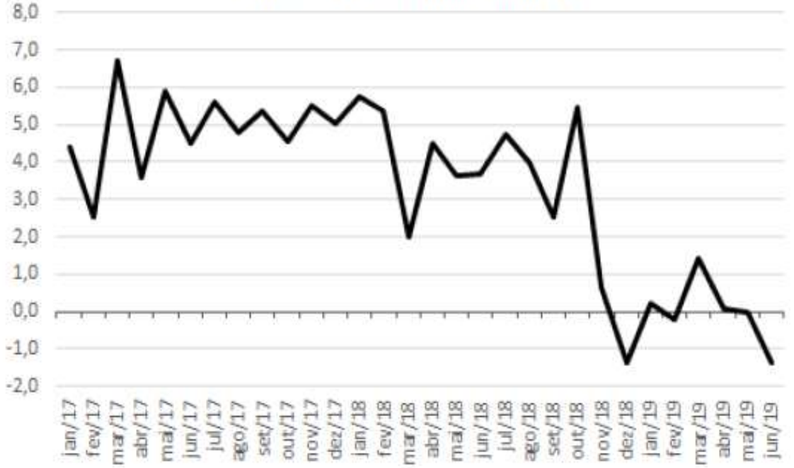


Gráfico 3



- **Em resumo:** espera-se que até as eleições dos EUA (nov/20), o cenário externo permanecerá carregado de incertezas. Contudo, no curto prazo poderá haver um refluxo parcial de tensões (EUA e China) e uma aceleração do processo de flexibilização monetária nas principais economias.

PIB surpreende positivamente no 2T/19, porém ritmo de expansão ainda é modesto

- **PIB 2T/19: alta de 1,0% ante o mesmo tri de 2018. Em termos dessazonalizados, isso correspondeu a uma variação de +0,4**.
- **Demanda:** destaque positivo para **Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF),** com variações de +5,2% YoY e +3,2% na margem. Este aumento foi impulsionado pelo crescimento da importação, de bens de capital e construção. O Consumo das Famílias assinalou variações de +1,6% YoY e +0,3% QoQ.
- **Oferta:** destaque para o **PIB da Construção Civil**, que cresceu 2,0% YoY e encerrou uma sequência negativa de 20 trimestres consecutivos de queda. Na comparação na margem, anotou +1,9%, o que aliado aos recentes dados positivos de crédito, pode indicar o início de uma recuperação para o setor.

Gráfico 1

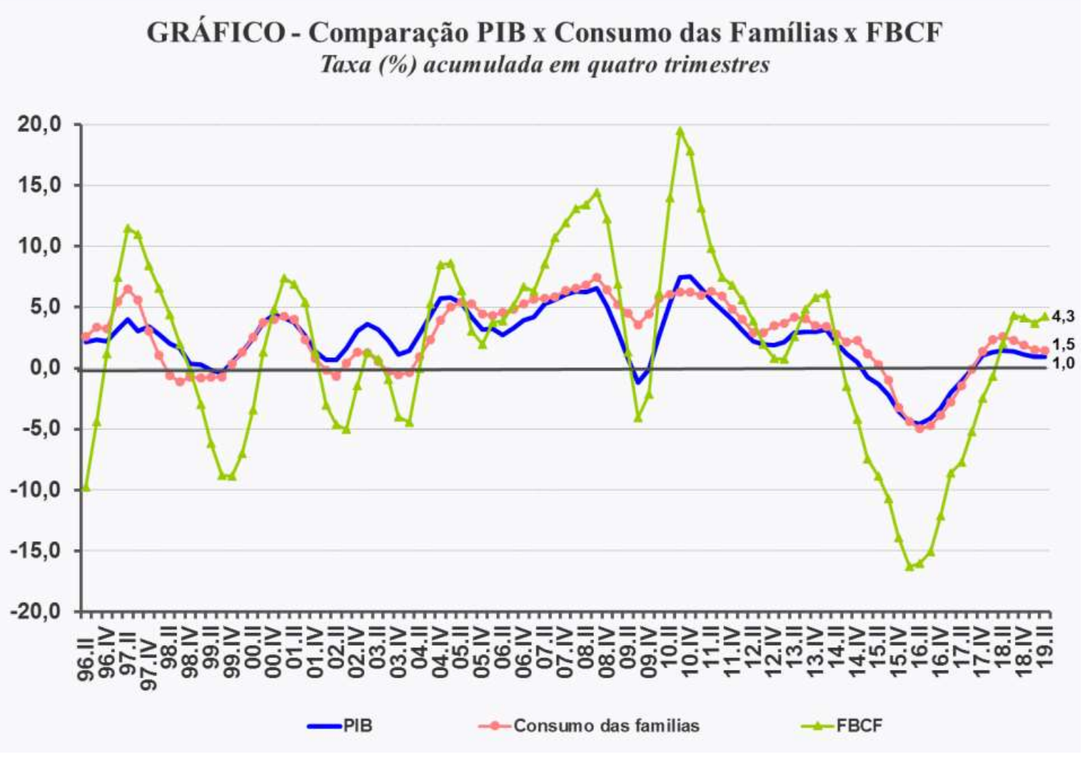
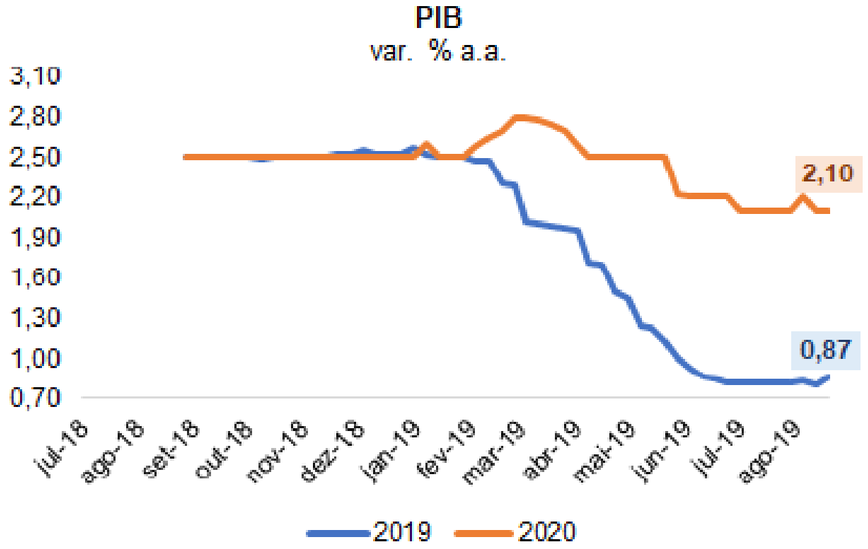


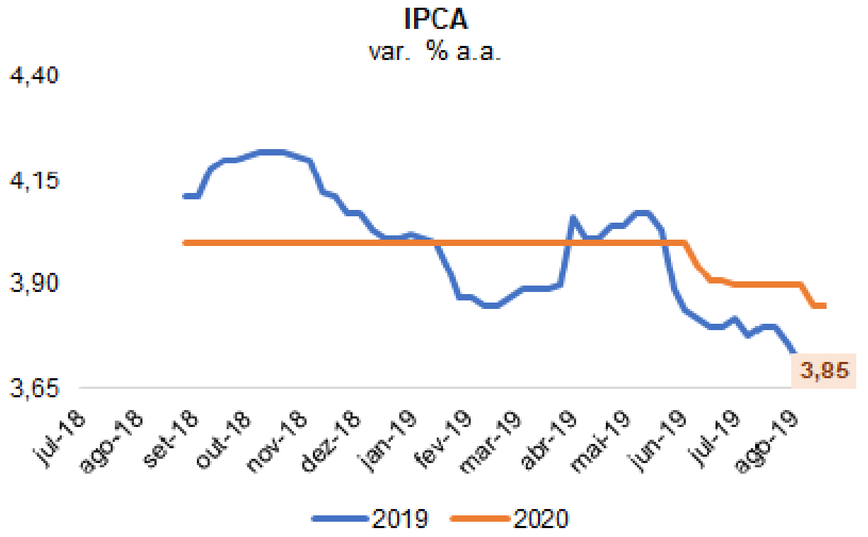
Gráfico 2



FOCUS: mercado eleva expectativas para o PIB de 2019

Mediana	Unidade	2019			2020			LCA**	
		23/8/19	30/8/19		23/8/19	30/8/19		2019	2020
PIB	% ao ano	+0,80	+0,87	↑	+2,10	+2,10	→	+1,0	+2,5
Produção industrial	% ao ano	+0,08	+0,08	→	+2,50	+2,50	→	+0,3	+3,4
Câmbio (fim de período)	R$/US$	3,80	3,85	↑	3,81	3,82	↑	3,80	3,78
Balança Comercial (saldo)	US$ Bilhões	+52,9	+52,4	↓	+49,0	+48,7	↓	+53,8	+53,8
Selic (fim de período)	% ao ano	5,00	5,00	→	5,25	5,25	→	5,25	5,25
IPCA	% ao ano	3,65	3,59	↓	3,85	3,85	→	3,6	3,7
IGP-M	% ao ano	5,71	5,45	↓	4,08	4,07	↓	5,5	4,6
Preços Administrados	% ao ano	4,60	4,60	→	4,30	4,30	→	4,0	4,1
Preços Livres*	% ao ano	3,32	3,24	↓	3,69	3,69	→	3,5	3,5





- O destaque do relatório FOCUS diz respeito à elevação das expectativas para o PIB de 2019. Para 2020 as previsões mantiveram-se inalteradas.
- O mercado espera um crescimento da atividade econômica de +0,87% este ano. Na última quinta-feira (29/08) foi divulgado o PIB do 2º trimestre, cujo resultado foi acima do esperado, o que certamente influenciou a revisão das projeções.
- Já as expectativas para a inflação em 2019 foram revistas para baixo pela 4ª semana seguida. A mediana das projeções para o IPCA caiu de 3,65% para 3,59%.

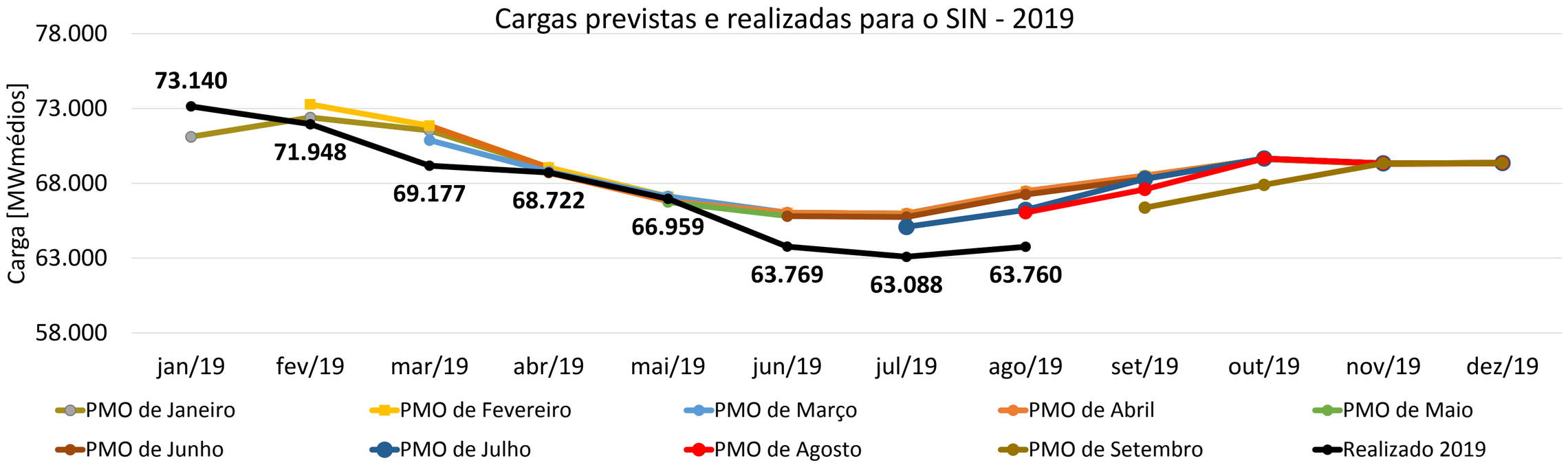
Análise das condições energéticas e impacto no PLD

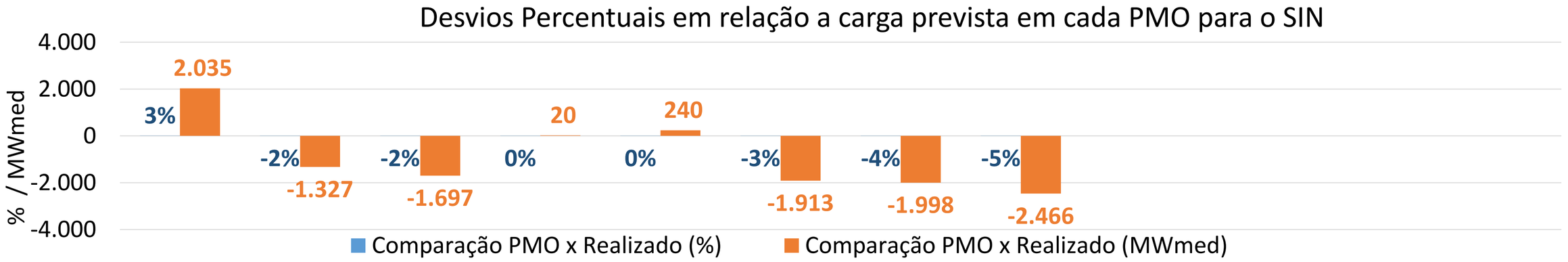
20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

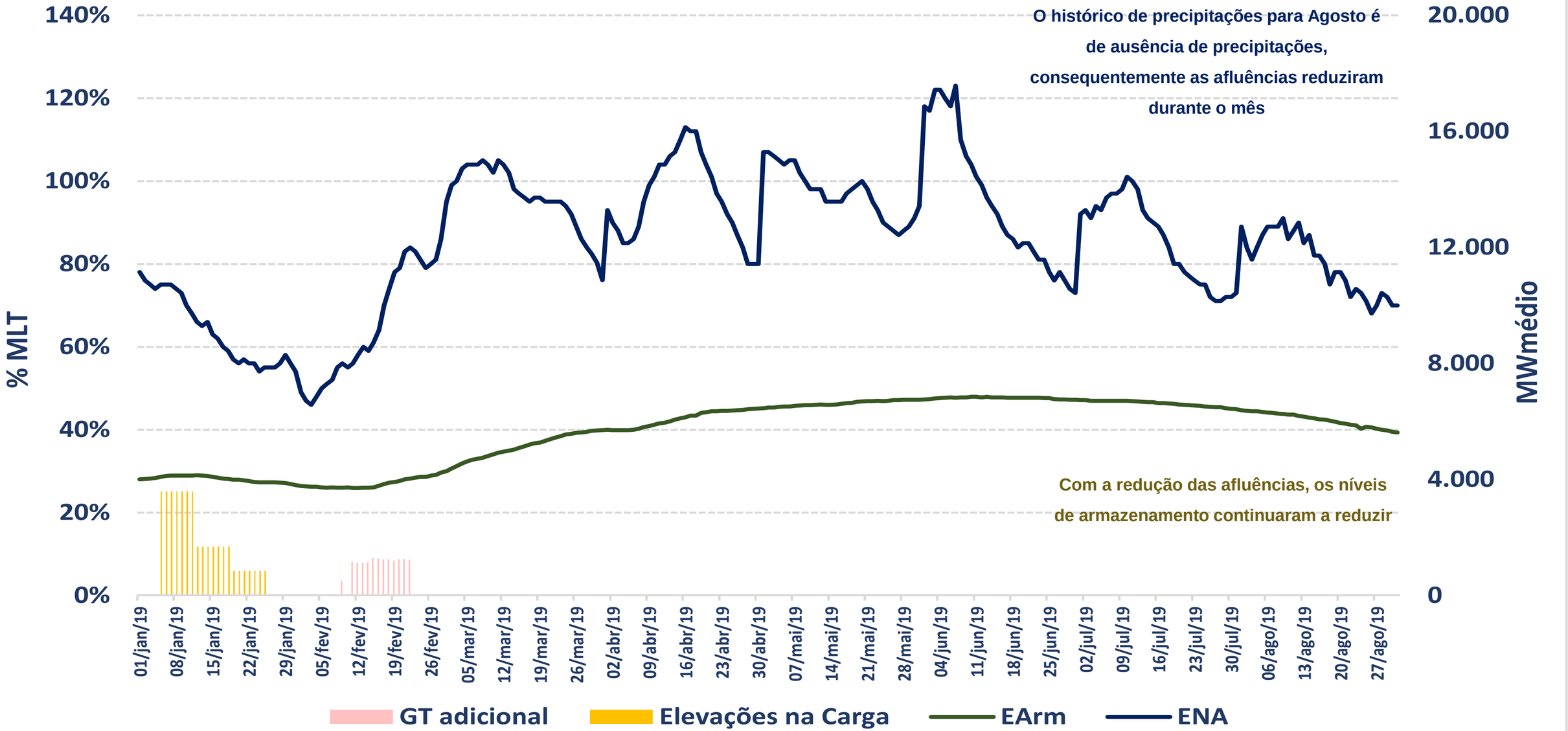
Carga do SIN para cálculo do PLD

Comparações com o previsto no PMO

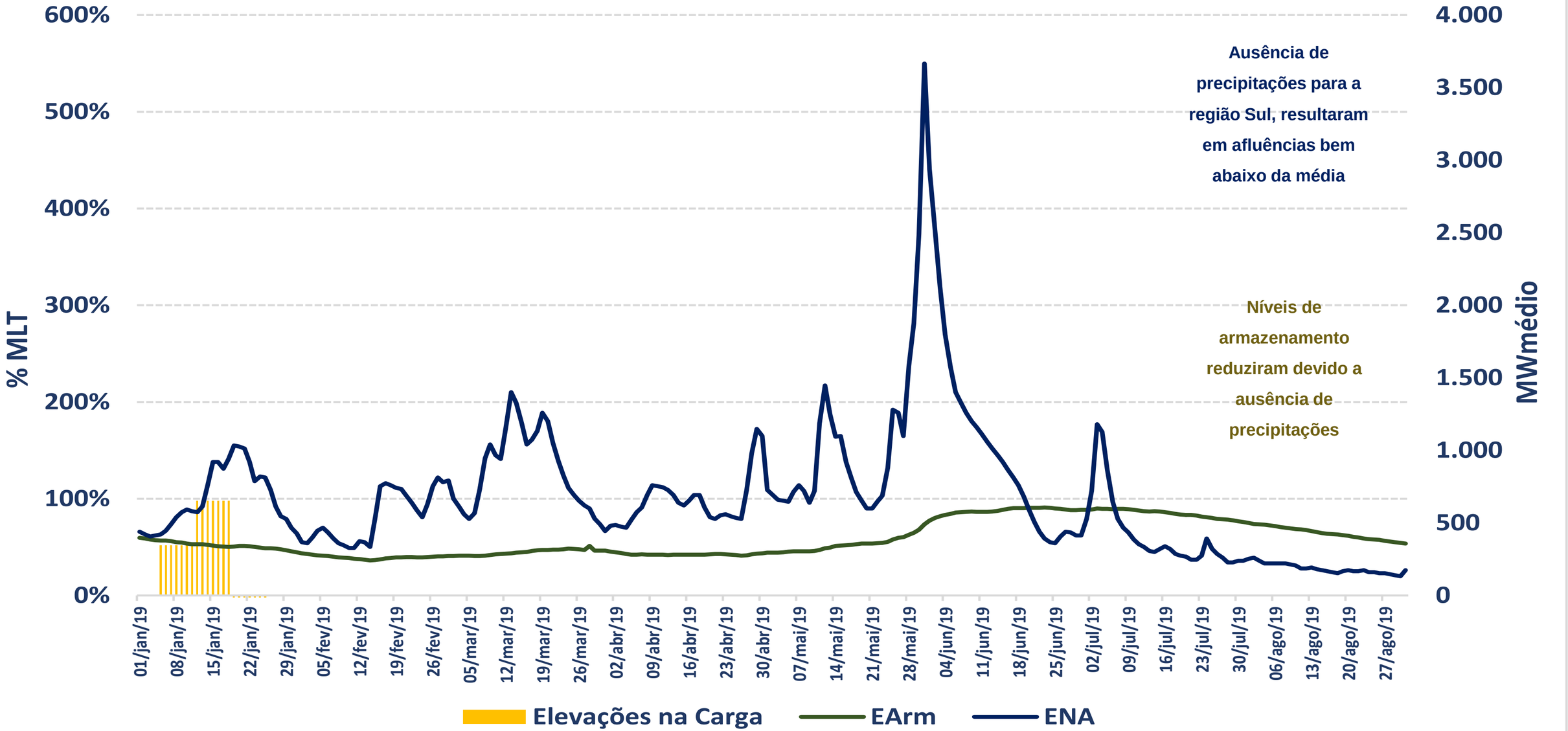




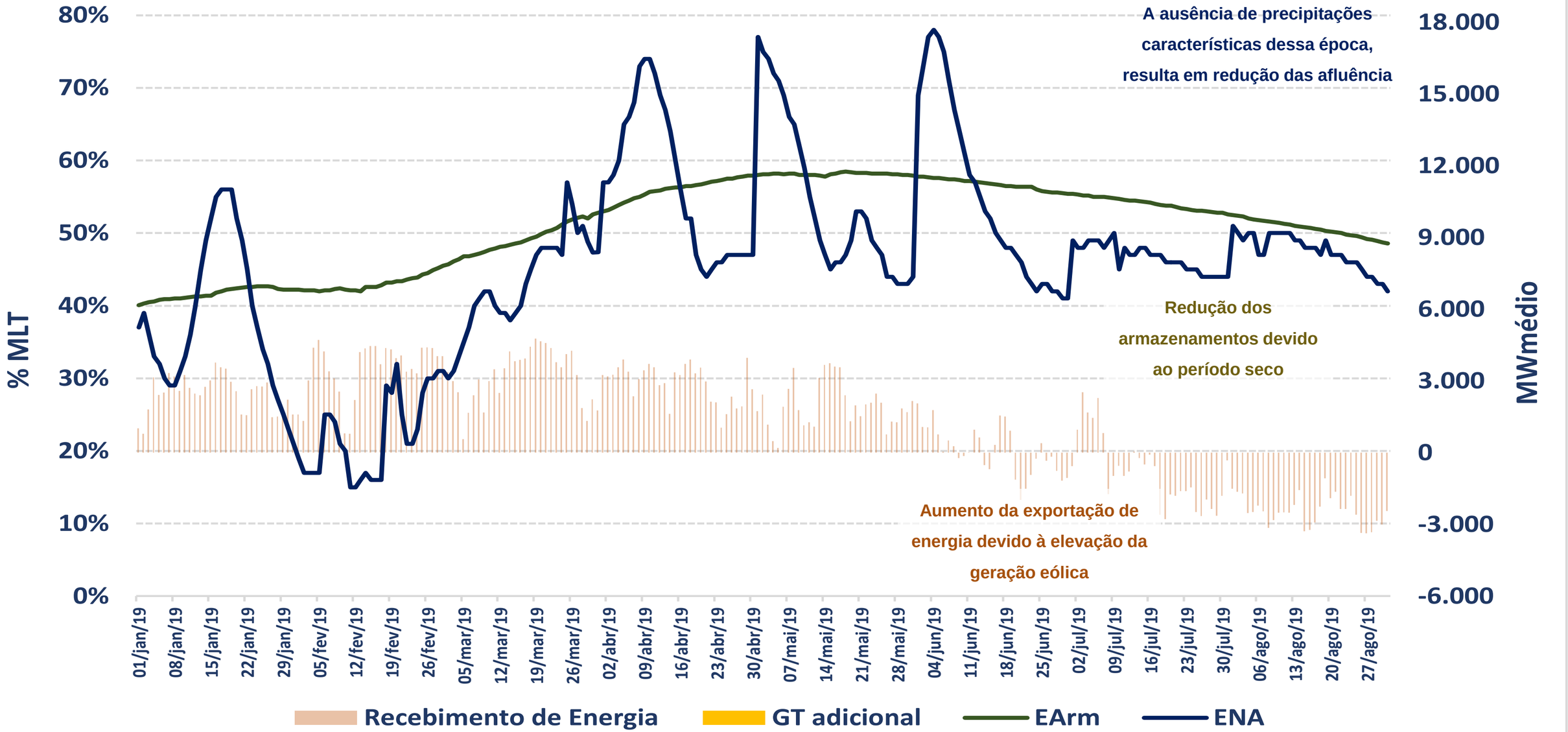
Sudeste


O histórico de precipitações para Agosto é de ausência de precipitações, consequentemente as afluências reduziram durante o mês
Com a redução das afluências, os níveis de armazenamento continuaram a reduzir
% MLT
MWmédio
140%
120%
100%
80%
60%
40%
20%
0%
20.000
16.000
12.000
8.000
4.000
0
01/jan/19
08/jan/19
15/jan/19
22/jan/19
29/jan/19
05/fev/19
12/fev/19
19/fev/19
26/fev/19
05/mar/19
12/mar/19
19/mar/19
26/mar/19
02/abr/19
09/abr/19
16/abr/19
23/abr/19
30/abr/19
07/mai/19
14/mai/19
21/mai/19
28/mai/19
04/jun/19
11/jun/19
18/jun/19
25/jun/19
02/jul/19
09/jul/19
16/jul/19
23/jul/19
30/jul/19
06/ago/19
13/ago/19
20/ago/19
27/ago/19
GT adicional
Elevações na Carga
EArm
ENA

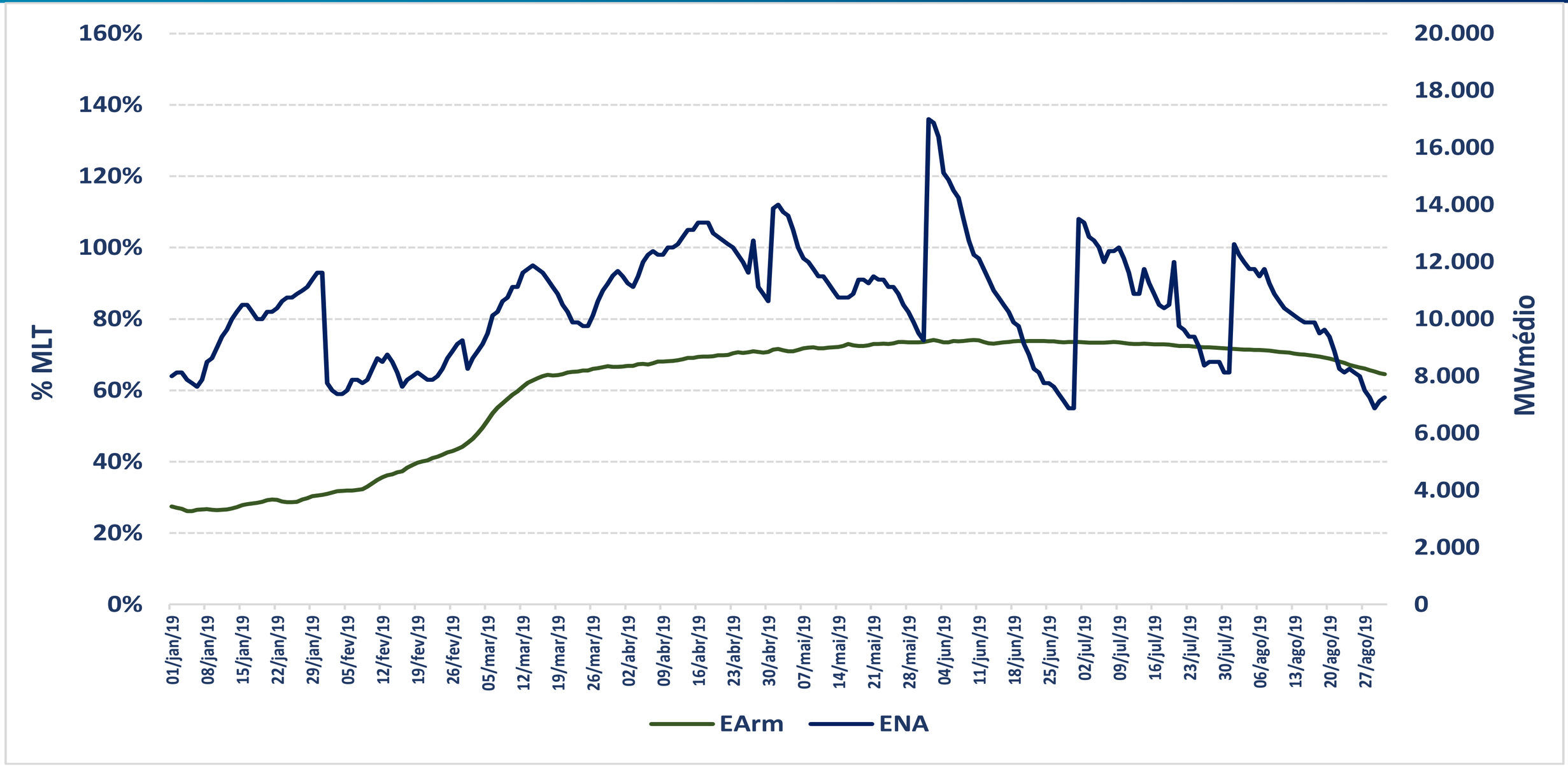
Sul


600%
500%
400%
300%
200%
100%
0%
% MLT
4.000
3.500
3.000
2.500
2.000
1.500
1.000
500
0
MWmédio
Ausência de precipitações para a região Sul, resultaram em afluências bem abaixo da média
Níveis de armazenamento reduziram devido a ausência de precipitações
01/jan/19
08/jan/19
15/jan/19
22/jan/19
29/jan/19
05/fev/19
12/fev/19
19/fev/19
26/fev/19
05/mar/19
12/mar/19
19/mar/19
26/mar/19
02/abr/19
09/abr/19
16/abr/19
23/abr/19
30/abr/19
07/mai/19
14/mai/19
21/mai/19
28/mai/19
04/jun/19
11/jun/19
18/jun/19
25/jun/19
02/jul/19
09/jul/19
16/jul/19
23/jul/19
30/jul/19
06/ago/19
13/ago/19
20/ago/19
27/ago/19
Elevações na Carga
EArm
ENA

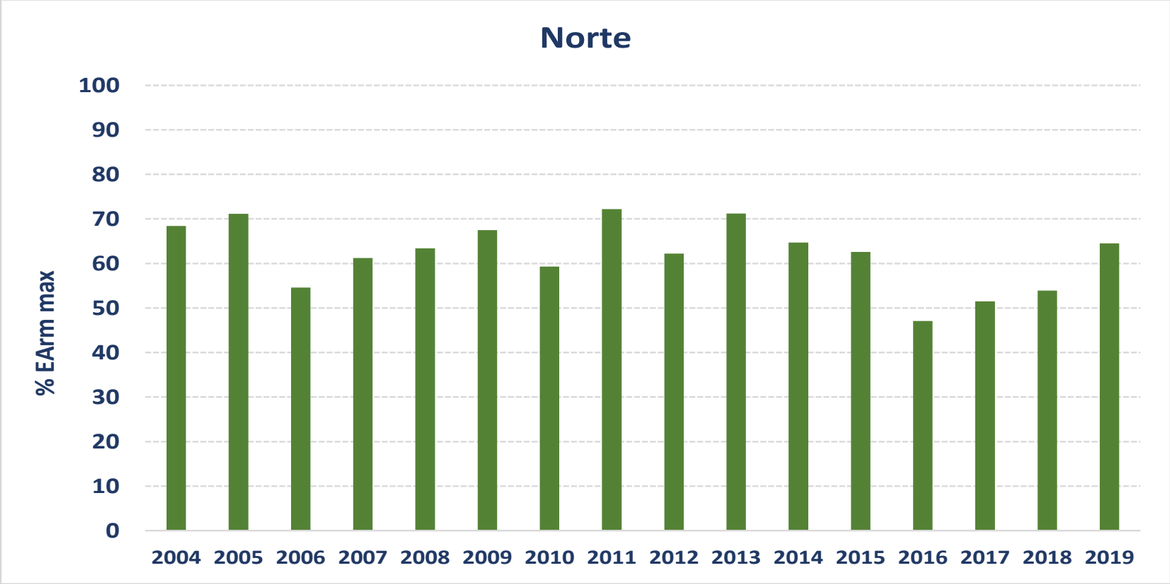
Nordeste

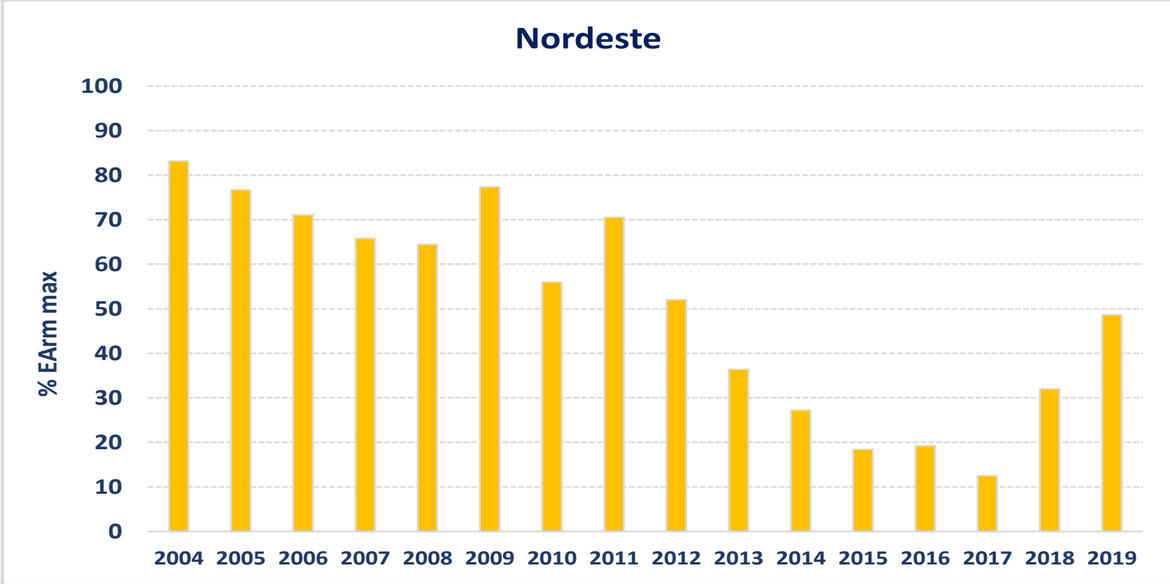

A ausência de precipitações características dessa época, resulta em redução das afluência
Redução dos armazenamentos devido ao período seco
Aumento da exportação de energia devido à elevação da geração eólica
% MLT
MWmédio
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
18.000
15.000
12.000
9.000
6.000
3.000
0
-3.000
-6.000
01/jan/19
08/jan/19
15/jan/19
22/jan/19
29/jan/19
05/fev/19
12/fev/19
19/fev/19
26/fev/19
05/mar/19
12/mar/19
19/mar/19
26/mar/19
02/abr/19
09/abr/19
16/abr/19
23/abr/19
30/abr/19
07/mai/19
14/mai/19
21/mai/19
28/mai/19
04/jun/19
11/jun/19
18/jun/19
25/jun/19
02/jul/19
09/jul/19
16/jul/19
23/jul/19
30/jul/19
06/ago/19
13/ago/19
20/ago/19
27/ago/19
Recebimento de Energia
GT adicional
EArm
ENA

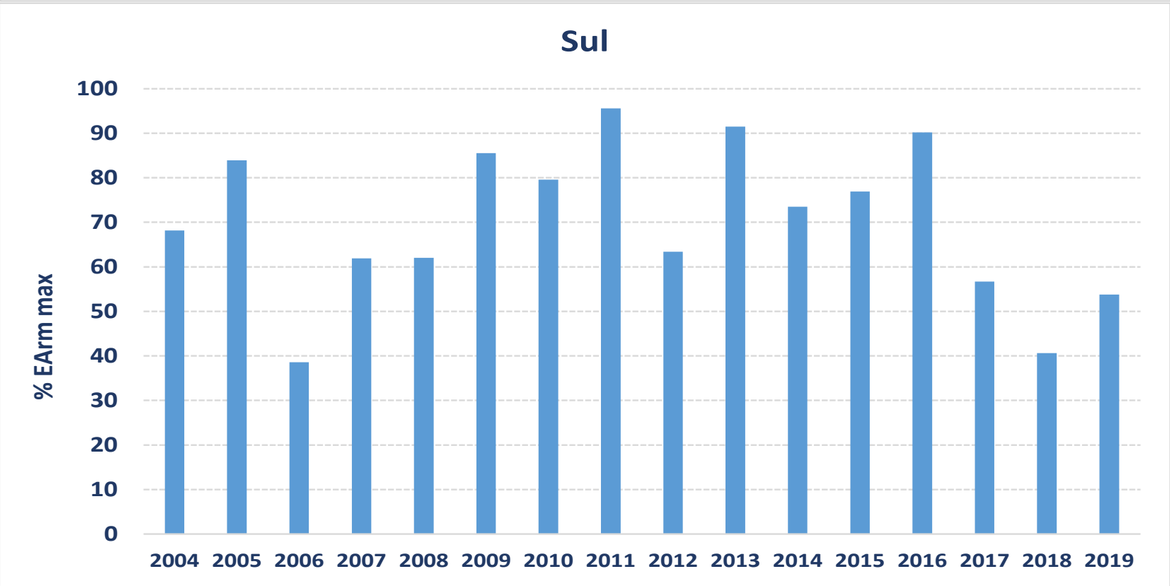
Norte

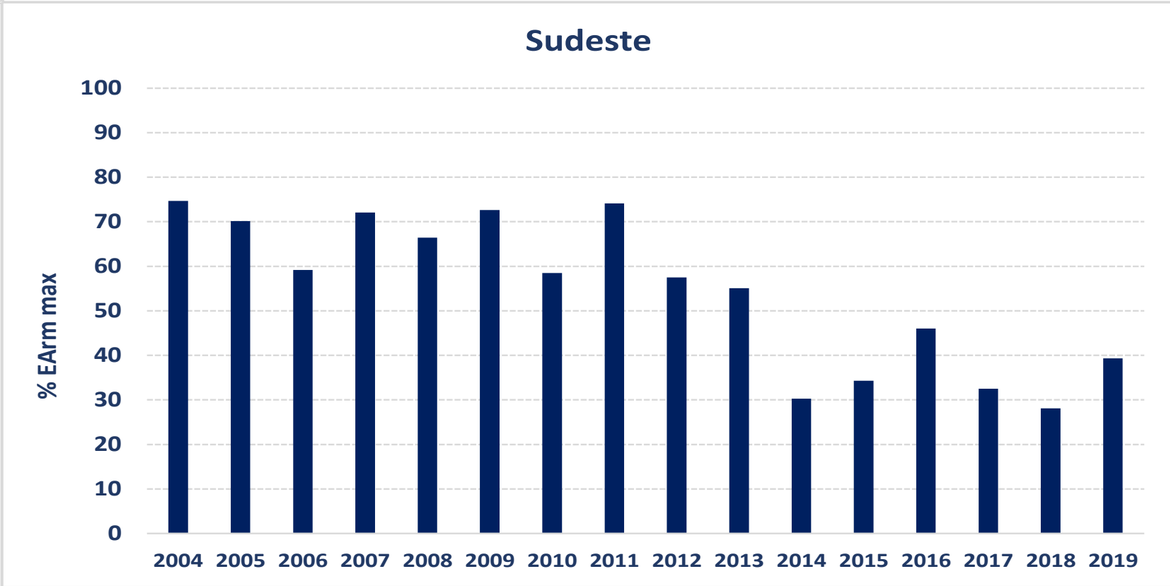

160%
140%
120%
100%
80%
60%
40%
20%
0%
% MLT
20.000
18.000
16.000
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
MWmédio
01/jan/19
08/jan/19
15/jan/19
22/jan/19
29/jan/19
05/fev/19
12/fev/19
19/fev/19
26/fev/19
05/mar/19
12/mar/19
19/mar/19
26/mar/19
02/abr/19
09/abr/19
16/abr/19
23/abr/19
30/abr/19
07/mai/19
14/mai/19
21/mai/19
28/mai/19
04/jun/19
11/jun/19
18/jun/19
25/jun/19
02/jul/19
09/jul/19
16/jul/19
23/jul/19
30/jul/19
06/ago/19
13/ago/19
20/ago/19
27/ago/19
EArm
ENA

Níveis de Armazenamento em 28 de julho

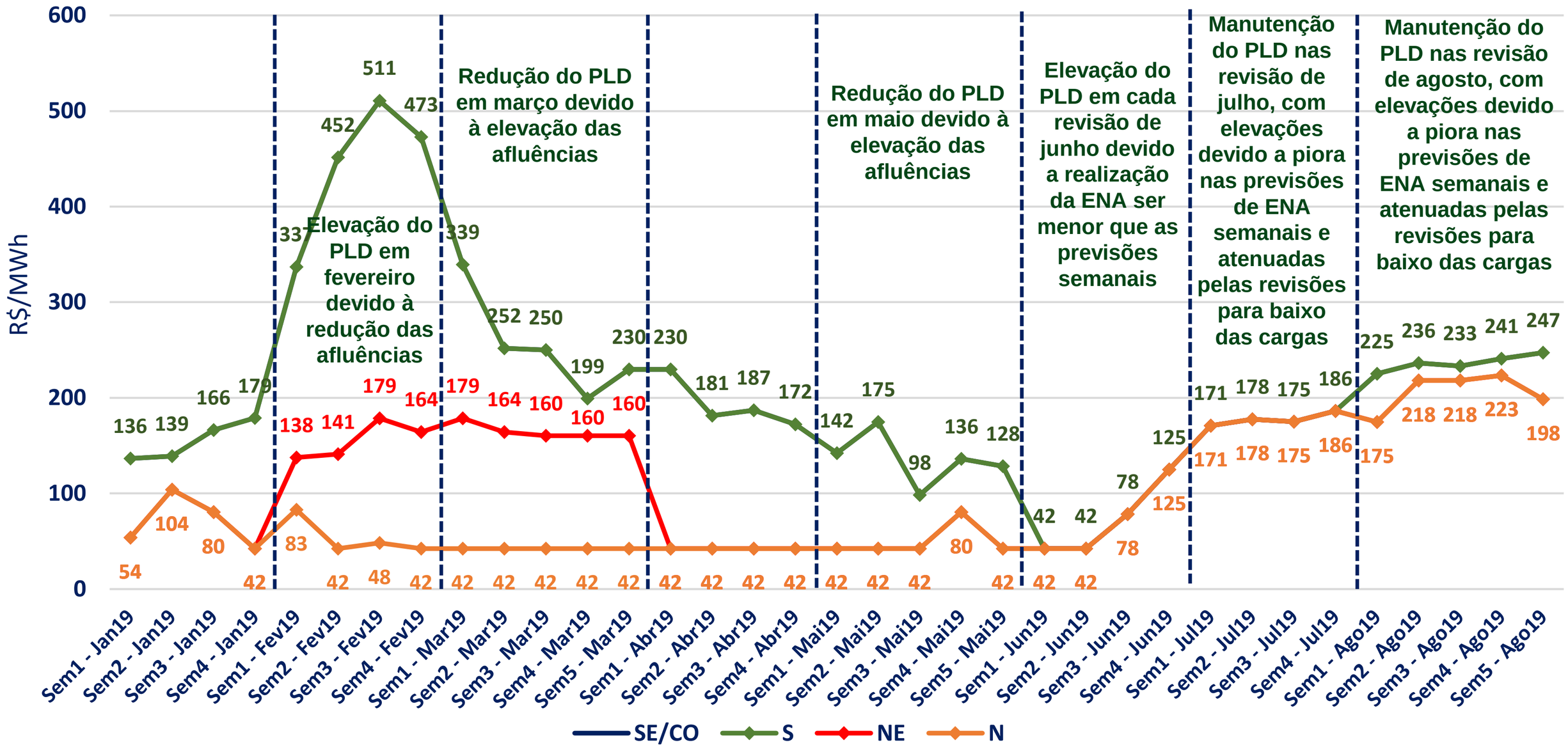








PLD - 2019


600
500
400
300
200
100
0
R$/MWh
Elevação do PLD em fevereiro devido à redução das afluências
Redução do PLD em março devido à elevação das afluências
Redução do PLD em maio devido à elevação das afluências
Elevação do PLD em cada revisão de junho devido a realização da ENA ser menor que as previsões semanais
Manutenção do PLD nas revisão de julho, com elevações devido a piora nas previsões de ENA semanais e atenuadas pelas revisões para baixo das cargas
Manutenção do PLD nas revisão de agosto, com elevações devido a piora nas previsões de ENA semanais e atenuadas pelas revisões para baixo das cargas
136 139 166 179 337 452 511 473 339 252 250 199 230 230 181 187 172 142 175 98 136 128 42 42 78 125 171 178 175 186 225 236 233 241 247
54 104 80 42 83 42 48 42 42 42 42 42 42 42 42 42 42 42 42 80 42 42 42 78 125 171 178 175 186 175 218 218 223 198
138 141 179 164 179 164 160 160 160
Sem1 - Jan19
Sem2 - Jan19
Sem3 - Jan19
Sem4 - Jan19
Sem1 - Fev19
Sem2 - Fev19
Sem3 - Fev19
Sem4 - Fev19
Sem1 - Mar19
Sem2 - Mar19
Sem3 - Mar19
Sem4 - Mar19
Sem5 - Mar19
Sem1 - Abr19
Sem2 - Abr19
Sem3 - Abr19
Sem4 - Abr19
Sem1 - Mai19
Sem2 - Mai19
Sem3 - Mai19
Sem4 - Mai19
Sem5 - Mai19
Sem1 - Jun19
Sem2 - Jun19
Sem3 - Jun19
Sem4 - Jun19
Sem1 - Jul19
Sem2 - Jul19
Sem3 - Jul19
Sem4 - Jul19
Sem1 - Ago19
Sem2 - Ago19
Sem3 - Ago19
Sem4 - Ago19
Sem5 - Ago19
SE/CO
S
NE
N

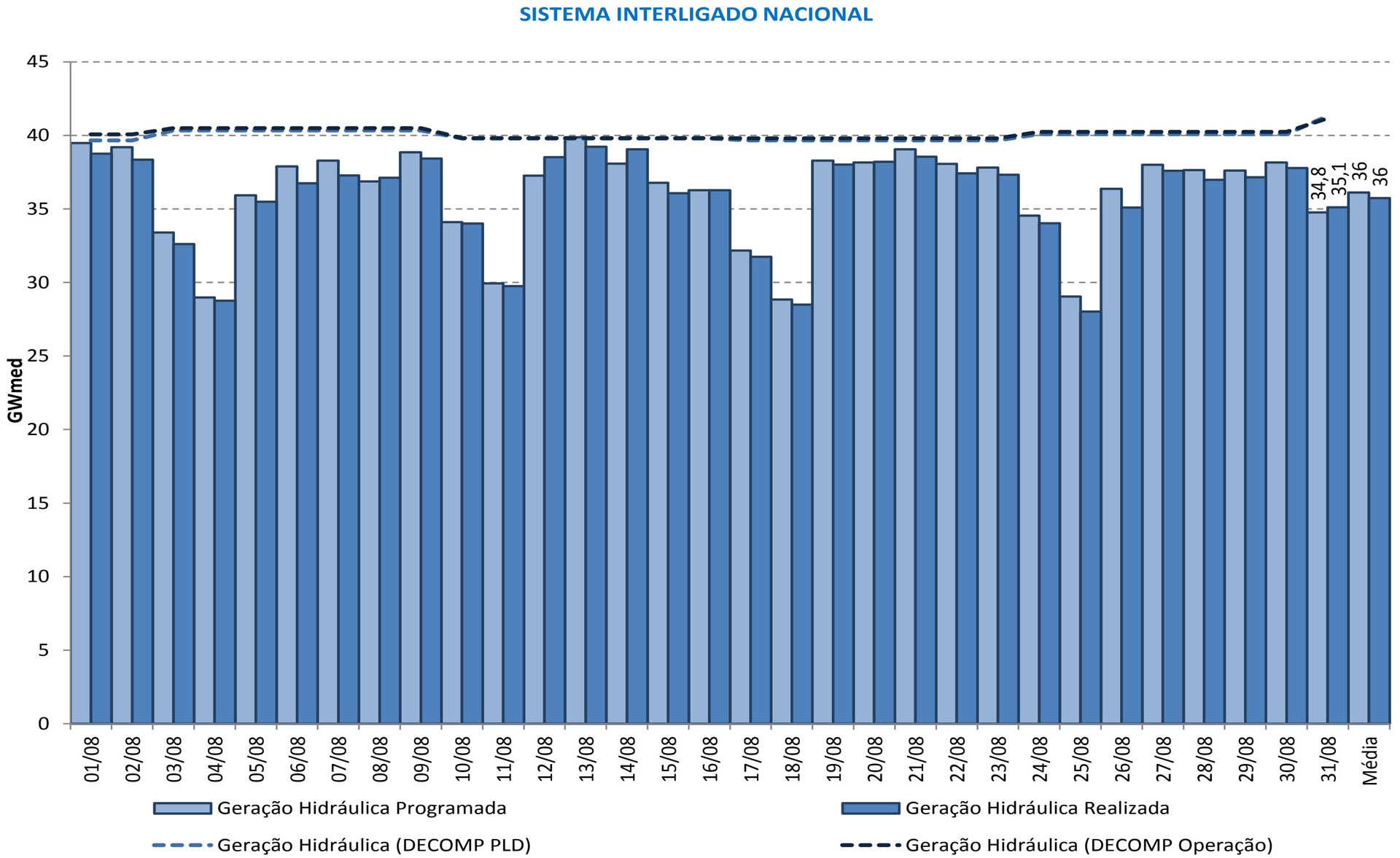
Acompanhamento das condições do SIN

Agosto de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

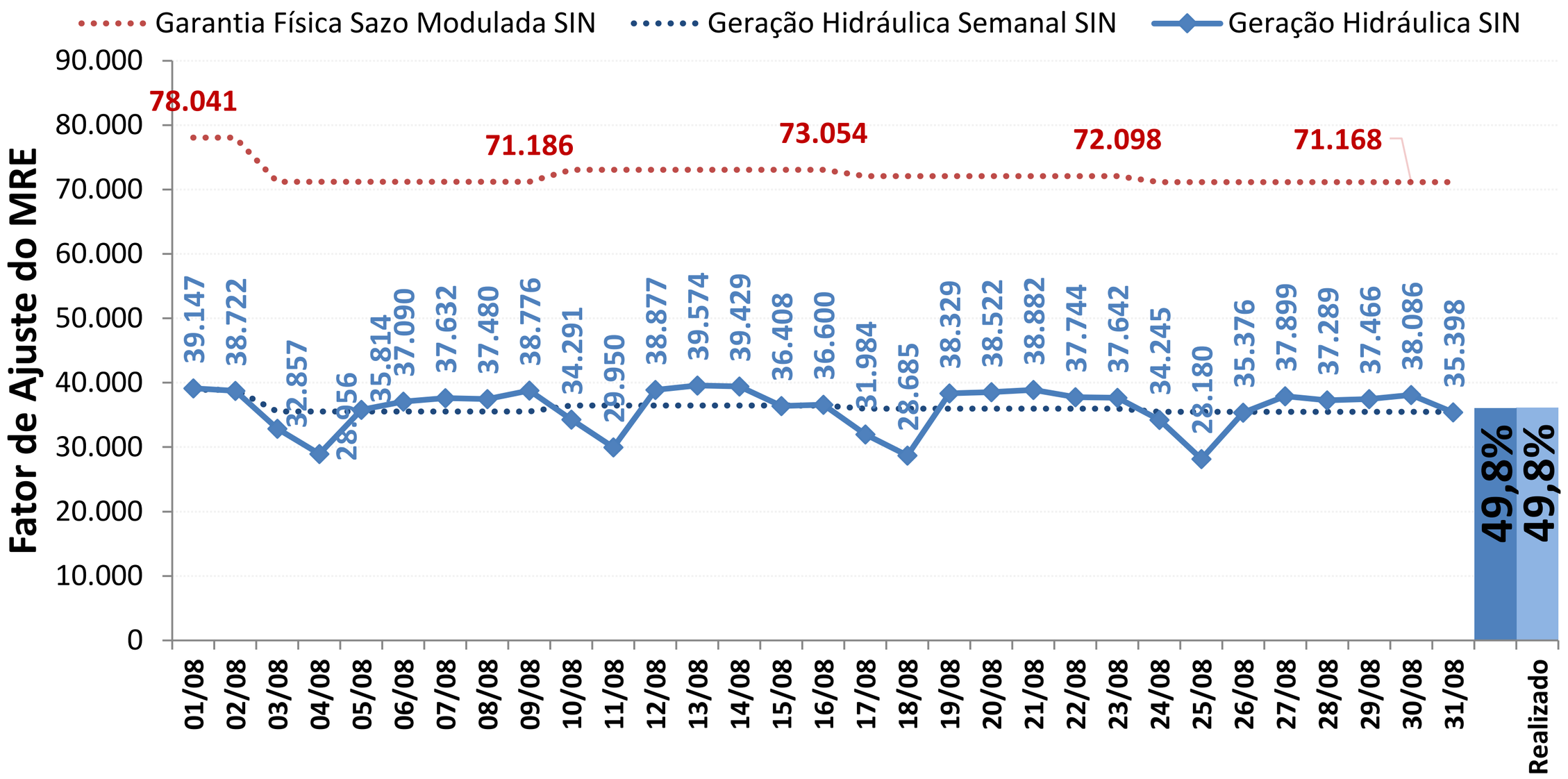
Acompanhamento da Geração Hidráulica - SIN



Geração Hidráulica das UHEs tipo I

Fontes: ADO/IPDO (ONS) e DECOMP (CCEE)

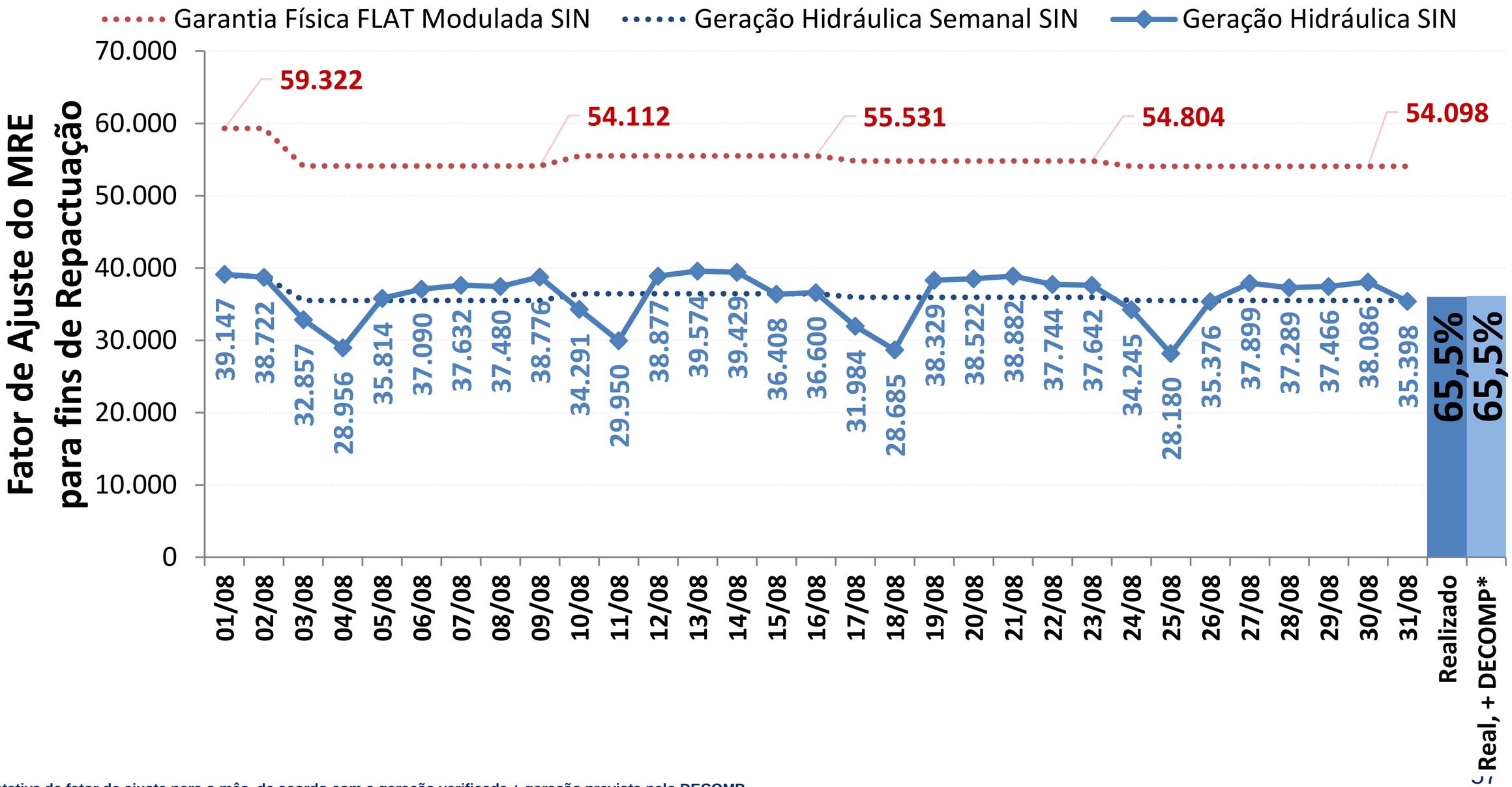
Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE



*Expectativa de fator de ajuste para o mês, de acordo com a geração verificada + geração prevista pelo DECOMP

***Fonte**: CCEE*

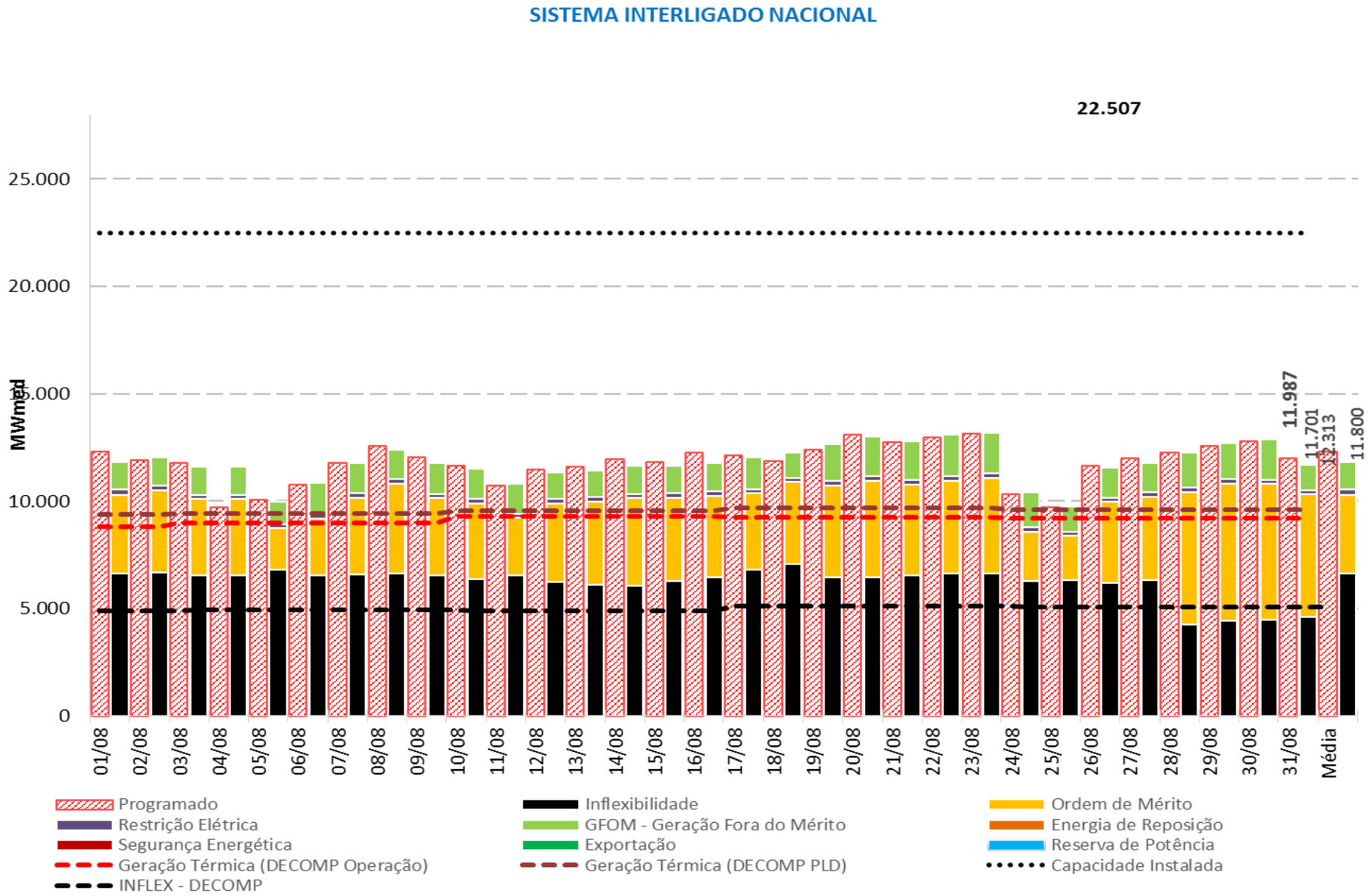
Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico



*Expectativa de fator de ajuste para o mês, de acordo com a geração verificada + geração prevista pelo DECOMP

Fonte: CCEE

Acompanhamento do Despacho Térmico (MWmed)

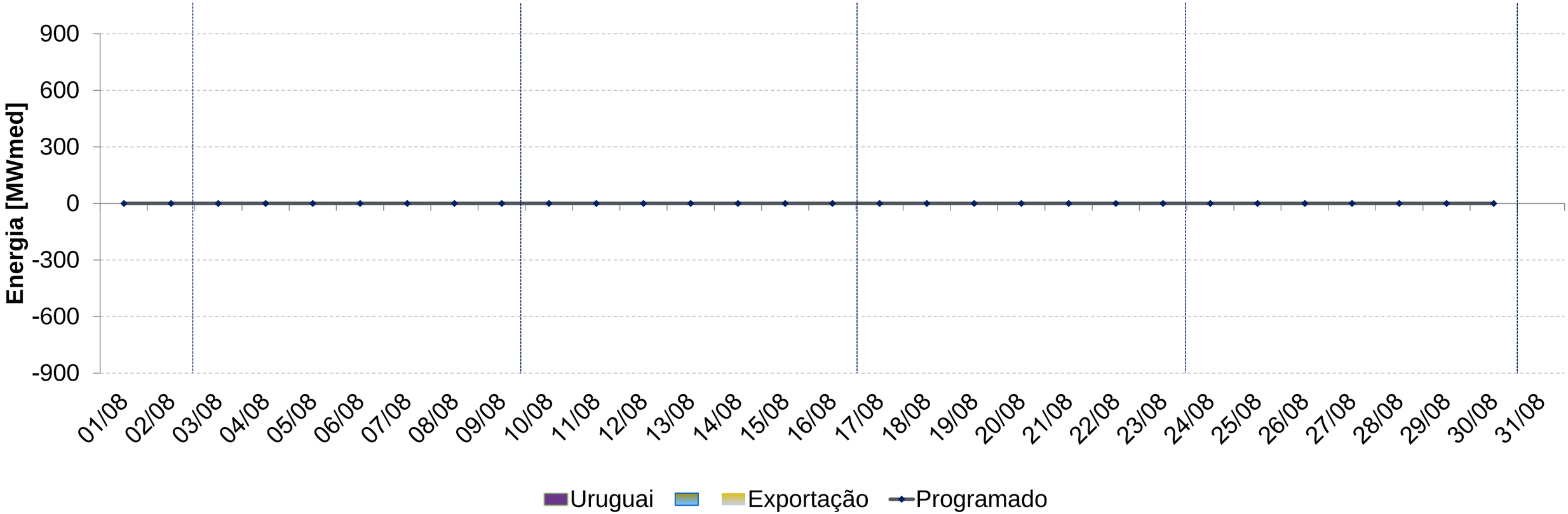


Geração Térmica das UTEs tipo I e II-A

Fontes: ADO/IPDO (ONS) e DECOMP (CCEE)

Acompanhamento da Importação (MWmed)

Obs: Portaria nº 399/2018 Os montantes e preços ofertados para importação não serão considerados nos processos de PMO e PLD; Os montantes de importação deverão substituir o despacho flexível de térmicas do SE/S no mérito com custo mais alto (mas seguindo decisão do CMSE em reunião de 08/02, esta geração será adicional .



1ª semana de Ago:
CMO_{med} = R$218,91/MWh
Uruguai (Eletrobrás):
1) CVU = R$ 192,45/MWh
Uruguai (Enel):
1) CVU = R$ 192,30/MWh

2ª semana de Ago:
CMO_{med} = R$228,08/MWh
Uruguai (Eletrobrás):
1) CVU = R$ 216,18/MWh
Uruguai (Enel):
1) CVU = R$ 214,04/MWh

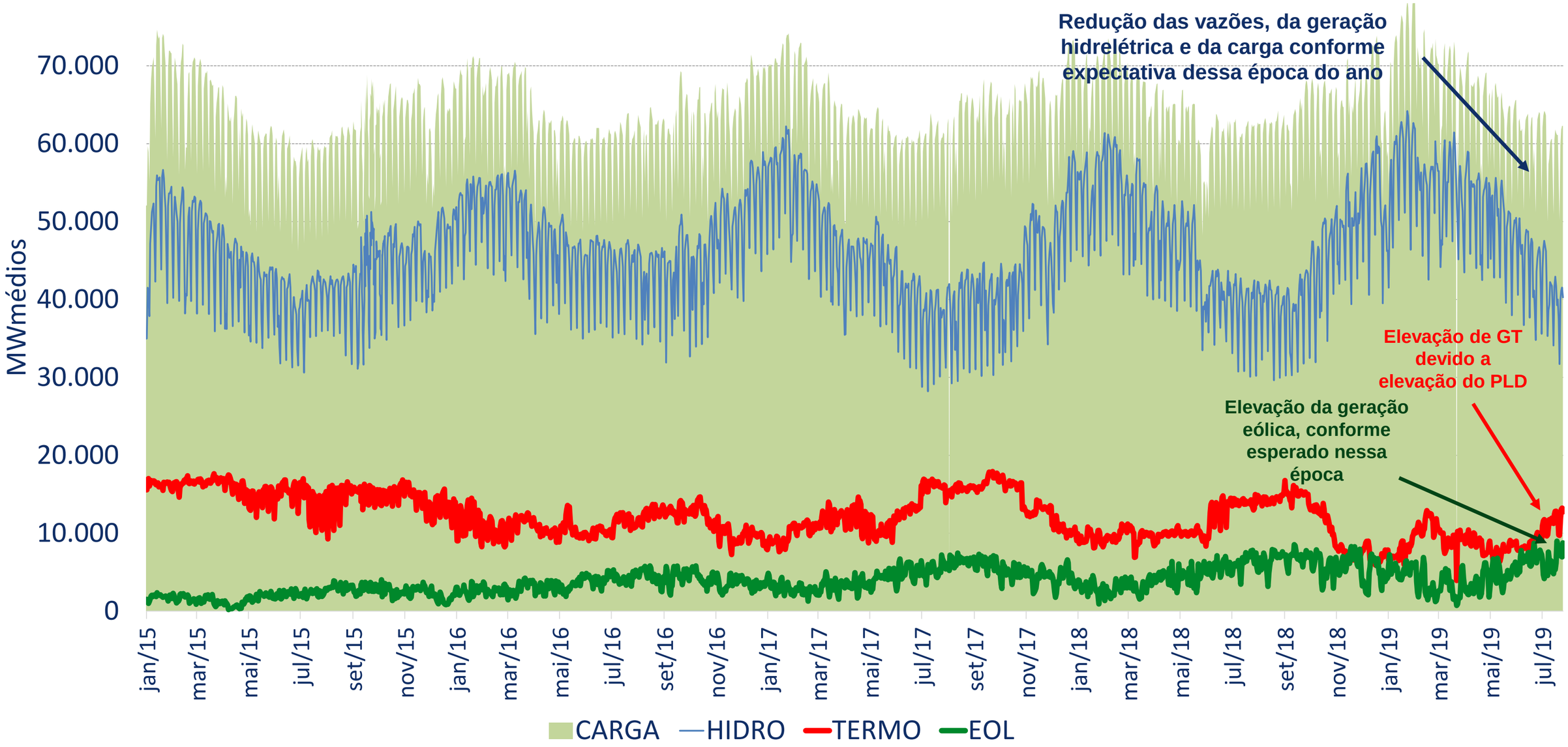
3ª semana de Ago:
CMO_{med} = R$224,92/MWh
Uruguai (Eletrobrás):
1) CVU = R$ 216,18/MWh
Uruguai (Enel):
1) CVU = R$ 215,95/MWh

4ª semana de Ago:
CMO_{med} = R$231,36/MWh
Uruguai (Eletrobrás):
1) CVU = R$ 216,18/MWh
Uruguai (Enel):
1) CVU = R$ 216,11/MWh

5ª semana de Ago:
CMO_{med} = R$238,27/MWh
Uruguai (Eletrobrás):
1) CVU = R$ 226,83/MWh
Uruguai (Enel):
1) CVU = R$ 227,47/MWh

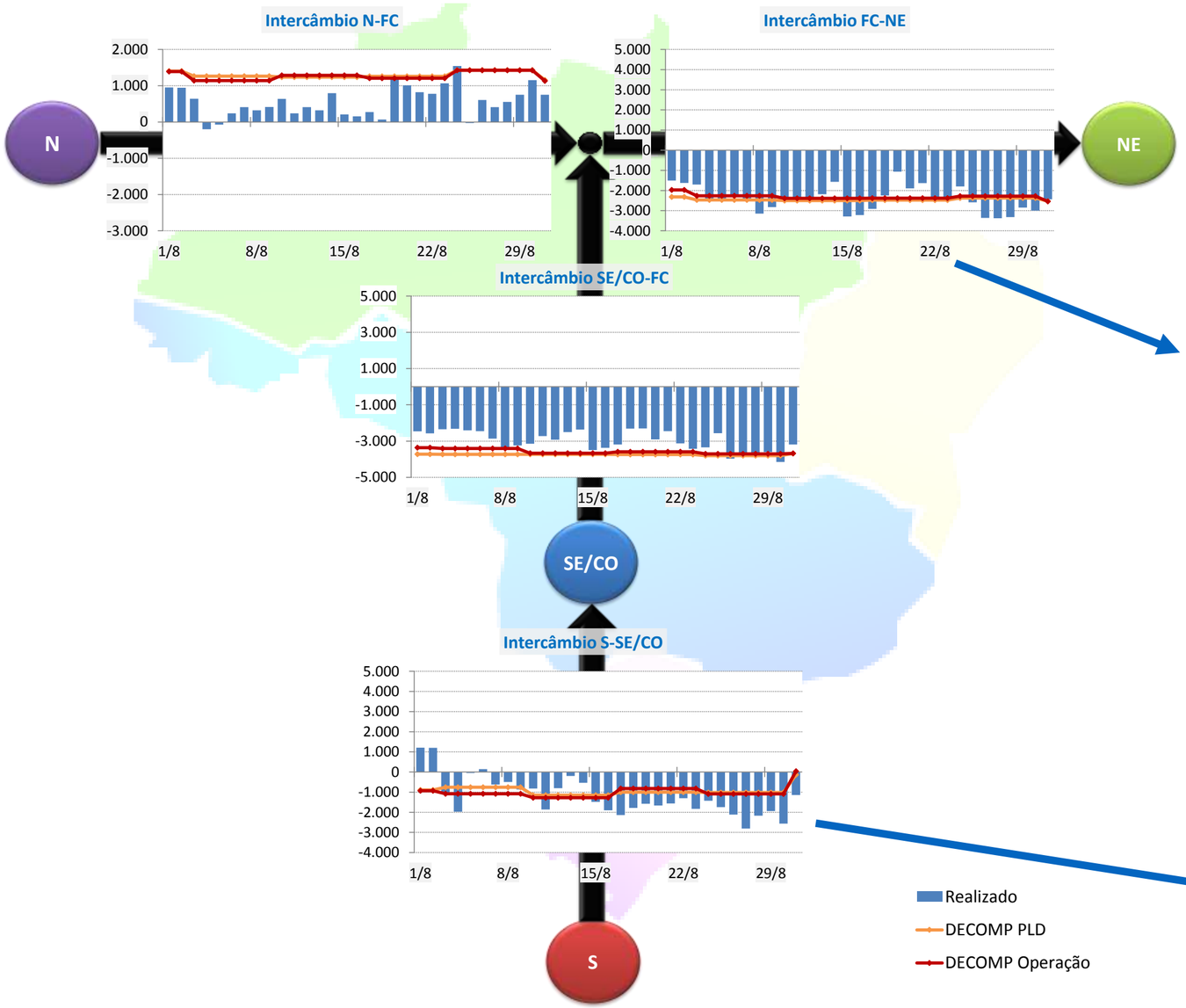
Sinal positivo representa importação e sinal negativo representa exportação

Balanço Energético – SIN

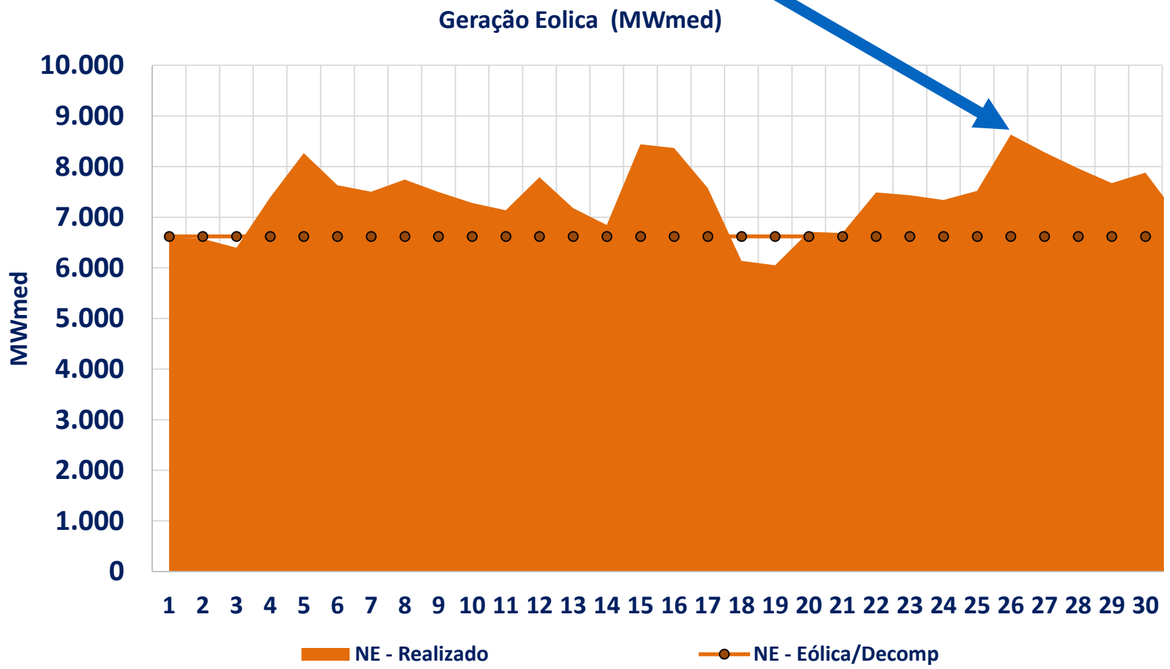


Fonte: Diário/ONS

Acompanhamento do Intercâmbio entre Subsistemas



Dia 26/08/2019: Recorde de Geração Eólica 8.650 MWmed na região Nordeste



As pioras nas afluências do Sul fizeram com que este submercado fosse o mês inteiro **importador**

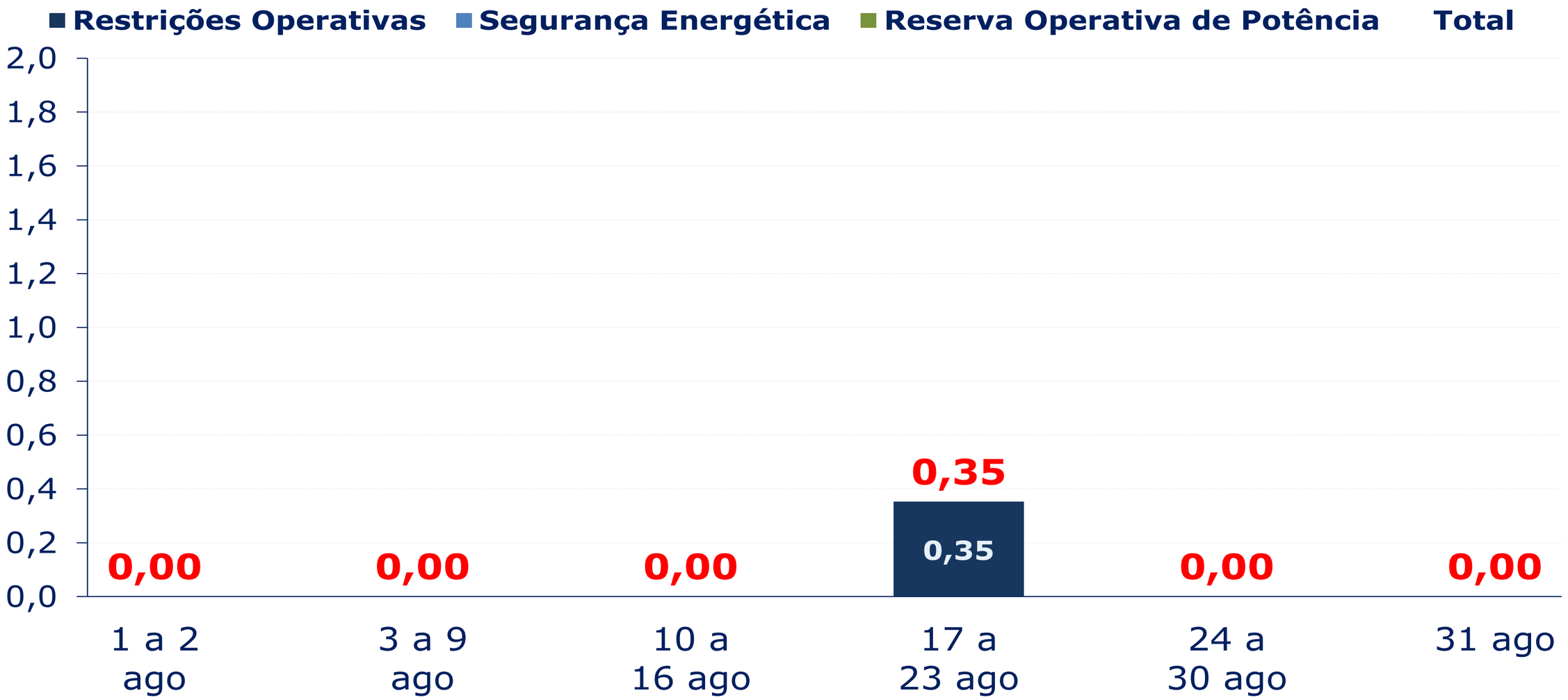
Estimativa dos ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

Agosto de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Estimativa de ESS – Agosto de 2019



Encargos estimados para o mês de Agosto de 2019 - TOTAL R$ 350 mil

Restrição Operativa – R$ 350 mil

Reserva Operativa de Potência – R$ 0 milhões

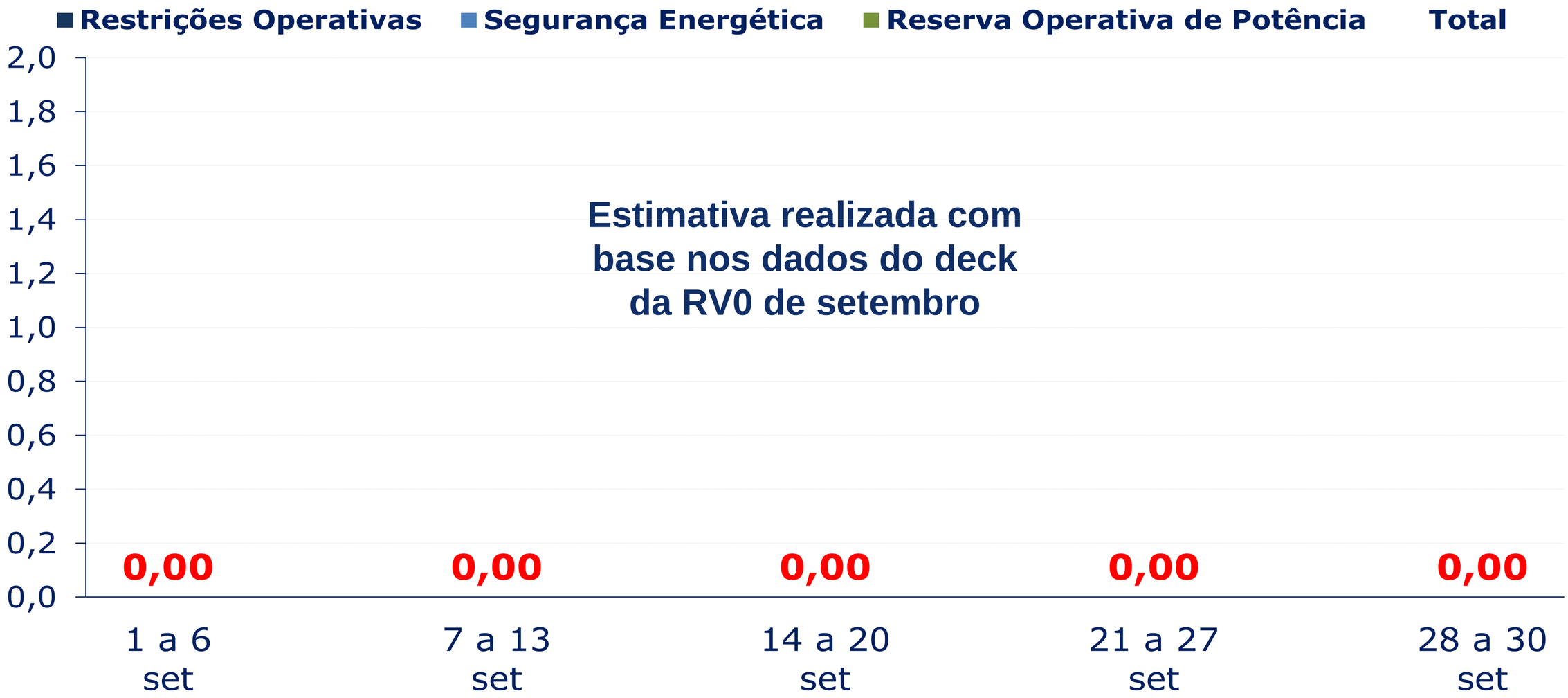
Segurança Energética – R$ 0 milhões

Custo de descolamento – R$ 0 milhões

Observação – Dados do BDO e IPDO

Estimativa apenas de ESS por Constrained-On

Estimativa de ESS – Setembro de 2019



Encargos estimados para o mês de Agosto de 2019 - TOTAL R$ 0 milhões

Restrição Operativa – R$ 0 milhões

Reserva Operativa de Potência – R$ 0 milhões

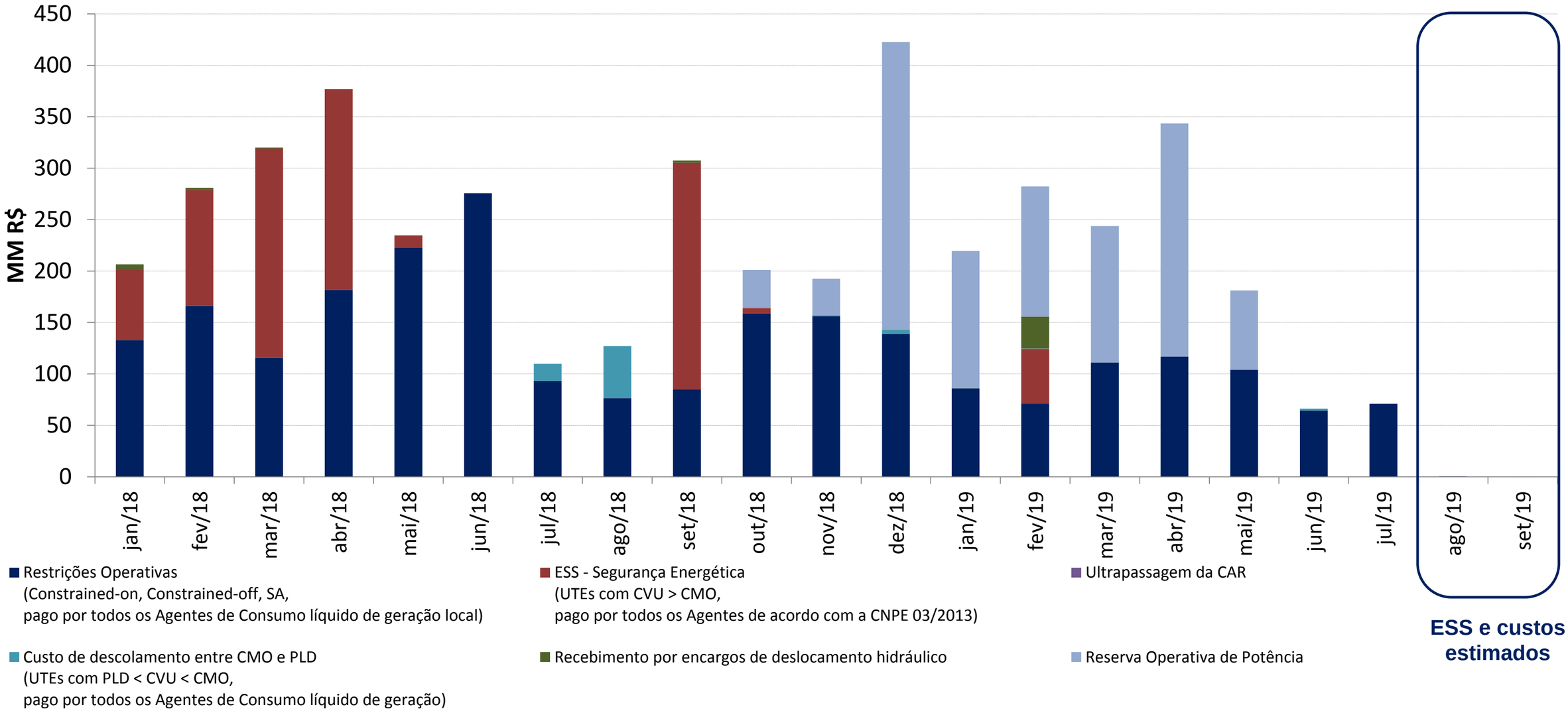
Segurança Energética – R$ 0 milhões

Custo de descolamento – R$ 0 milhões

Observação – Dados do BDO e IPDO

Estimativa apenas de ESS por Constrained-On

Histórico de ESS



* Os valores contabilizados de Reserva Operativa de Potência não consideram os valores declarados de CVU pelos agentes, no qual o CVU da usina pode alcançar valores até 30% maiores que o CVU da UTE.

Operação Sombra do Preço Semanal

Aprimoramento CPAMP 2019

Agosto de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Preço Semanal “Sombra”

- De acordo com a Portaria MME n° 300, de 31 de julho de 2019, paralelamente ao cálculo oficial do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD em base semanal, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE realizará, de agosto a dezembro de 2019, a “Operação Sombra” considerando os aprimoramentos supracitados.
- Os aprimoramentos listados abaixo serão incorporados nos modelos oficiais da cadeia de planejamento da operação e de formação de preço a partir da primeira semana operativa de 2020.
  - Reamostragem da forward;
  - Utilização do centroide como representante na agregação dos ruídos;
  - Volume Mínimo Operativo (VminOp);
  - Correlação espacial de base mensal;
  - Novos parâmetros do CVaR (50,35).
- Comunicado 513/2019 (14/08): Disponibilização dos dados de entrada e saída do Preço Semanal Sombra – CPAMP 2019
- Comunicado 537/2019 (26/08): CCEE divulga Preço Semanal sombra com aprimoramentos para 2020

Preço Semanal “Sombra”



INÍCIO | QUEM SOMOS | O QUE FAZEMOS | ONDE ATUAMOS | QUEM PARTICIPA | COMO PARTICIPAR | COMUNI

Nossos projetos, relatórios e boletins

PROJETOS E INICIATIVAS

RESPOSTA DA DEMANDA

CONTA DE ENERGIA DE RESERVA (CONER)

CERTIFICAÇÃO DE OPERADORES

CONTABILIZAÇÃO

PREÇOS

PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

ontribuição

Veja também

- Metodologia
- Deck de Preços
- PLD final
- PLDx
- Preço horário sombra
- Preço semanal sombra - Patamar de carga
- Preço semanal sombra - CPAMP 2019

Preço semanal sombra - CPAMP 2019

De acordo com decisão da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, serão incorporados nos modelos oficiais da cadeia de planejamento da operação e de formação de preço, a partir da primeira semana operativa de 2020, os seguintes aprimoramentos:

I – Reamostragem da forward;

II – Utilização do centroide como representante na agregação dos ruídos;

III – Volume Mínimo Operativo (VminOp);

IV – Correlação espacial de base mensal;

V – Novos parâmetros do CVaR (50,35).

A comissão aprovou a utilização dos aprimoramentos propostos após realização da Consulta Pública MME nº 74, em reunião realizada em 26 de julho de 2019 no Ministério de Minas e Energia (MME).

Conforme definido pela Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019, paralelamente ao cálculo oficial do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD em base semanal, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE realizará a divulgação do Preço Semanal sombra de agosto e a dezembro de 2019, considerando os aprimoramentos supracitados

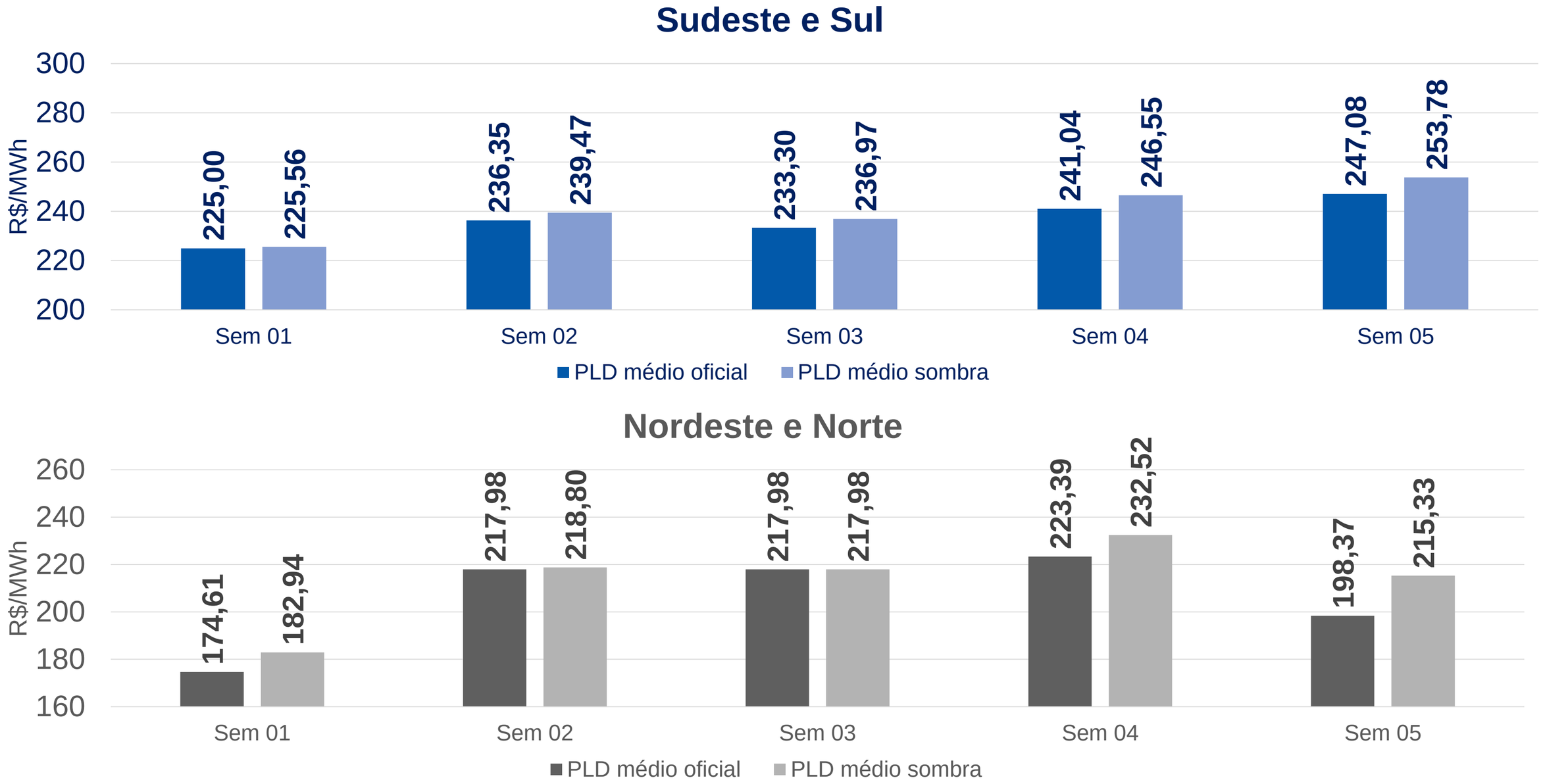
Com o objetivo de sinalizar antecipadamente os eventuais impactos da adoção destes aprimoramentos no preço, a CCEE divulgará o PLD Semanal sombra com os alterações que ocorrerão a partir de 2020, bem como os dados de entrada e de saída dos modelos computacionais Newave e Decomp.

Ressaltamos que os valores divulgados na operação sombra não estão vigentes, devendo ser utilizados apenas nas análises dos impactos na comercialização para sua implementação, que ocorrerá na primeira semana operativa de janeiro de 2020.

Mês	Revisão	RV0			RV1			RV2			RV3			RV4		
	Patamar	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve	Pesada	Média	Leve
Agosto 2019	SE/CO	230,30	230,29	219,69	243,61	243,59	234,34	240,26	240,26	232,89	250,08	250,08	242,17	258,52	257,79	248,22
	S	230,29	230,29	219,69	243,61	243,59	234,34	240,26	240,26	232,89	250,08	250,08	242,17	258,51	257,79	248,22
	NE	182,94	182,94	182,94	218,80	218,80	218,80	217,98	217,98	217,98	232,52	232,52	232,52	215,33	215,33	215,33
	N	182,94	182,94	182,94	218,80	218,80	218,80	217,98	217,98	217,98	232,52	232,52	232,52	215,33	215,33	215,33

Preços semanais “sombra”

Preço Semanal “Sombra”



Setembro de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Comportamento do Preço – Agosto de 2019

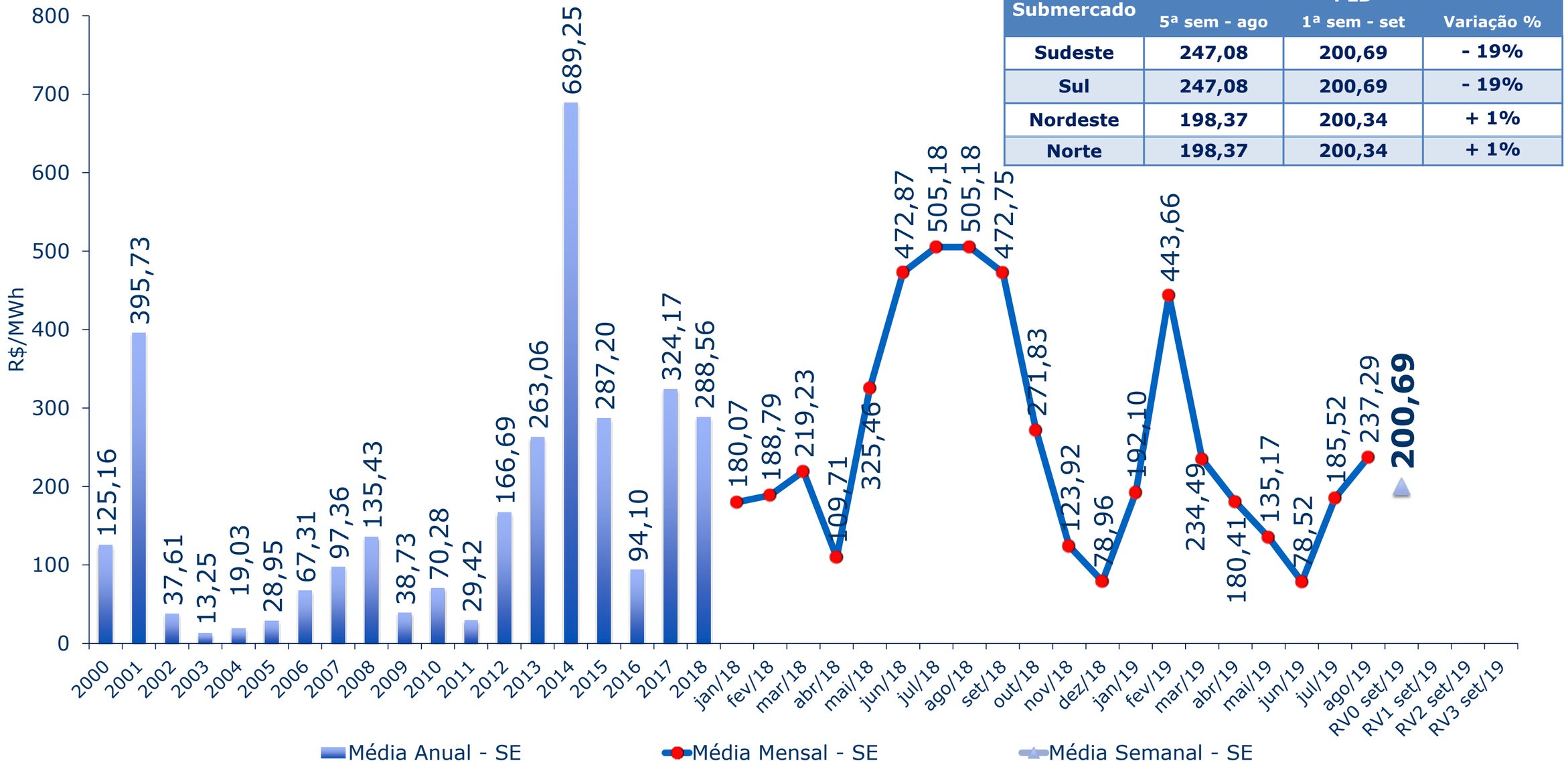
Patamar de carga	PLD SE/CO	S	NE	N
Pesada	203,48	203,48	203,48	203,48
Media	203,48	203,48	203,48	203,48
Leve	197,63	197,63	196,88	196,88
Média Semanal	200,69	200,69	200,34	200,34

Submercado	PLD		
	5ª sem – ago	1ª sem - set	Variação %
Sudeste	247,08	200,69	- 19%
Sul	247,08	200,69	- 19%
Nordeste	198,37	200,34	+ 1%
Norte	198,37	200,34	+ 1%

Comportamento do Preço – Agosto de 2019

PLD SE/CO

Submercado	PLD		
	5ª sem - ago	1ª sem - set	Variação %
Sudeste	247,08	200,69	- 19%
Sul	247,08	200,69	- 19%
Nordeste	198,37	200,34	+ 1%
Norte	198,37	200,34	+ 1%



Setembro de 2019

Restrições elétricas

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Restrição na geração da UHE Colíder

- O limite para geração na UHE Colíder é definido pelo desempenho dinâmico do sistema do Mato Grosso quando de ocorrência de perdas duplas nos trechos entre as SEs 500 kV de Paranaíta até Ribeirãozinho. Se faz necessária a limitação até que seja possível a adequação do SEP já instalado, que deve ocorrer quando da entrada em operação da primeira unidade da UHE Sinop, prevista para outubro de 2019.

- **Restrição elétrica interna ao submercado, que não impacta os limites de intercâmbio, e portanto, desconsiderada do cálculo do PLD.**

NEWAVE (RE.DAT)

ONS

```
RES MM/AAAA MM/AAAA P       RESTRICAO
XXX XX XXXX XX XXXX X XXXXXXXXXXXXXXX
  6  9 2019 11 2019 0  867.68          XINGO
  7  9 2019 11 2019 0  193.55          TRES MARIAS
  8  9 2019  9 2019 0  140.00          COLIDER
999
```

CCEE

```
RES MM/AAAA MM/AAAA P       RESTRICAO
XXX XX XXXX XX XXXX X XXXXXXXXXXXXXXX
  6  9 2019 11 2019 0  867.68          XINGO
  7  9 2019 11 2019 0  193.55          TRES MARIAS
999
```

DECOMP (DADGER.DAT)

ONS

```
&********************************** COPEL ***************************************
&              |--- PATAMAR 1 ----||--- PATAMAR 2 ----||--- PATAMAR 3 ----|
&   RE   EST    GMIN       GMAX        GMIN       GMAX        GMIN       GMAX
&   xx   XX    xxxxxxxxxxXXXXXXXXXXxxxxxxxxxxXXXXXXXXXXxxxxxxxxxxXXXXXXXXXX
&-228- COLIDER
& Informacao do Agente
& Problemas na usina em caso perda dupla da LT Paranaita-Claudia
RE  276   1     5
LU  276   1                      140                 140                 140
FU  276   1   228            1
```

CCEE

```
&********************************** COPEL ***************************************
&              |--- PATAMAR 1 ----||--- PATAMAR 2 ----||--- PATAMAR 3 ----|
&   RE   EST    GMIN       GMAX        GMIN       GMAX        GMIN       GMAX
&   xx   XX    xxxxxxxxxxXXXXXXXXXXxxxxxxxxxxXXXXXXXXXXxxxxxxxxxxXXXXXXXXXX
&-228- COLIDER
& Informacao do Agente
& Problemas na usina em caso perda dupla da LT Paranaita-Claudia
&RE  276   1     5
&LU  276   1                      140                 140                 140
&FU  276   1   228            1
```

Restrição na geração da UTE Pampa Sul

- A UTE Pampa Sul está compartilhando temporariamente o mesmo sistema de transmissão que pertence a Eletrosul e que é utilizado para importar energia do Uruguai. Como o rede elétrica é controlada pela Eletrosul, a importação tem prioridade de geração;
  - A utilização do sistema de transmissão pela UTE Pampa Sul consiste num acordo bilateral, com o intuito deste acordo ter o menor impacto possível no preço, a ANEEL orientou a CCEE a desconsiderar esta restrição elétrica e a consideração dessa restrição apenas pelo ONS.

ONS

NEWAVE (EXPT.DAT)

```
NUM    TIPO    MODIF   MI ANOI MF ANOF
XXXX XXXXX XXXXXXXX XX XXXX XX XXXX
 107 POTEF    345.00   9 2019           PAMPA SUL
 107 FCMAX     80.00   9 2019  9 2019
 107 FCMAX    100.00 10 2019
```

DECOMP (DADGER.DAT)

```
&-107- PAMPA SUL
& Prioridade de importacao de energia do Uruguai via conversora de Melo
&
RE  272   1    1
LU  272   1                    0.0                0.0                0.0
FT  272   1   107  2            1
```

CCEE

Não há necessidade de modelar, pois o FCMAX padrão é 100.00

```
&-107- PAMPA SUL
& Prioridade de importacao de energia do Uruguai via conversora de Melo
&
&RE  272   1    1
&LU  272   1                    0.0                0.0                0.0
&FT  272   1   107  2            1
```

Comportamento do Preço

Restrição na geração da UHE Belo Monte

Até o mês de julho a restrição de geração da UHE Belo Monte era modelada apenas na restrição elétrica (RE) 654, a qual considera uma restrição imposta a geração máxima da UHE Belo Monte, e era considerada na formação de preço quando a manutenção ocorria no que é considerado a rede interna a usina, pois a medição da CCEE para fins contábeis ocorre na SE Xingu.

A partir de agosto, com solicitação da CCEE, o ONS passou a modelar 2 restrições elétricas (RE) 654 e 655, sendo **a RE 655 sempre considerada na formação de preço**, considerando apenas manutenções de natureza interna a usina.

Deck CCEE:

```
&******************** REPRESENTACAO DAS RESTRICOES DA UHE BELO MONTE **********************
&
& SB 500 kV BELO MONTE (SGI 33520-19/ 33521-19/ 33523-19/ 33524-19/ 33528-19)
&
&RE  654   1    1
&LU  654   1                8555.5              8555.5              8238.5
&FU  654   1   288          1
&
& Restricao interna a UHE
& SB 500 kV BELO MONTE (SGI 33520-19/ 33521-19/ 33523-19/ 33524-19/ 33528-19)
&
RE  655   1    1
LU  655   1                8555.5              8555.5              8238.5
FU  655   1   288          1
```

RE 654: manutenção de qualquer natureza (não considerada na formação de preço)

RE 655: manutenção de natureza interna a usina (considerada na formação de preço)

NEWAVE

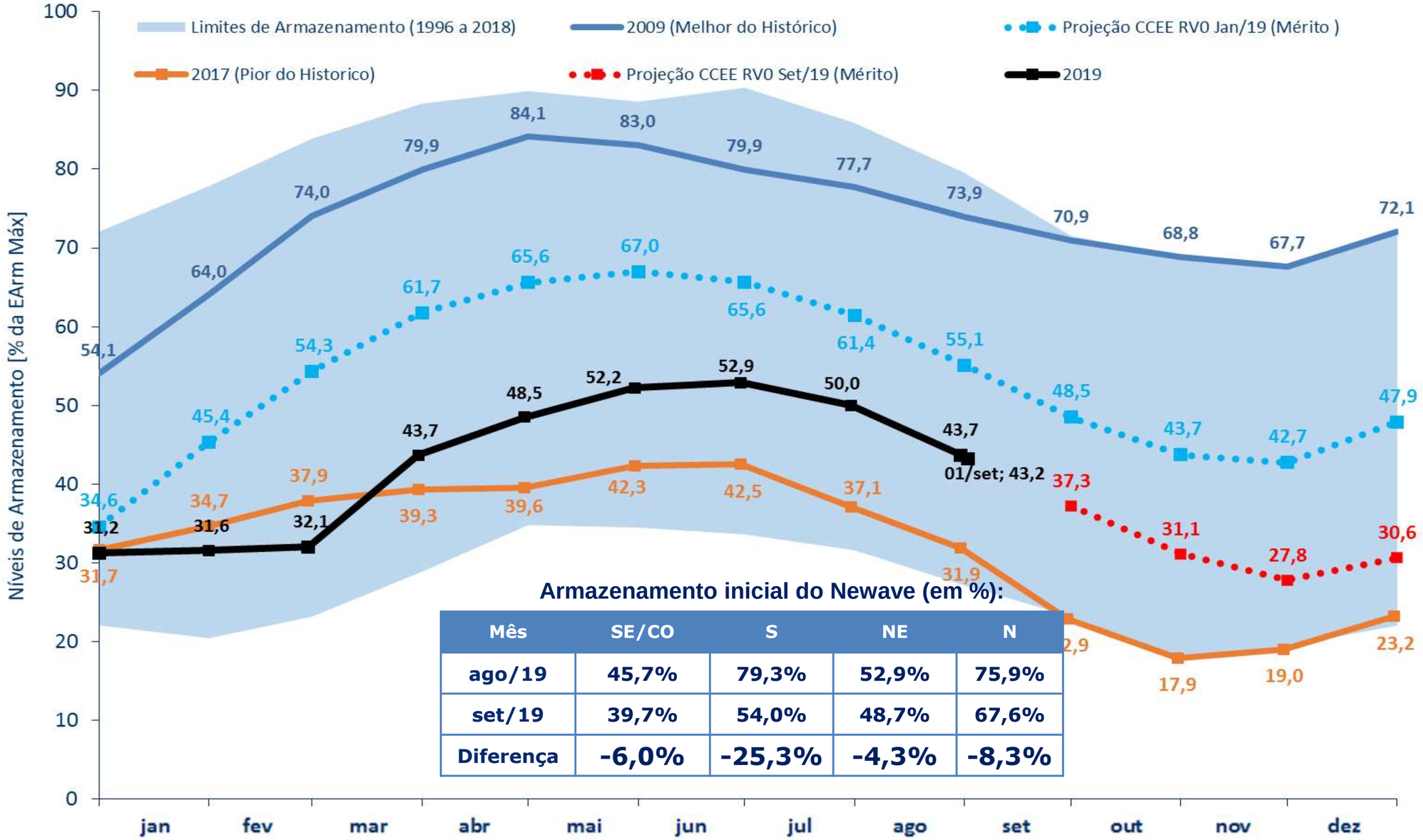
20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

NEWAVE Preliminar

- Na segunda-feira que precede o PMO o deck preliminar do NEWAVE é divulgado (26/08).
- O deck é divulgado no site do ONS e no site da CCEE.
- Por premissa, uma vez que as restrições elétricas são recebidas pela CCEE junto com o deck definitivo, o deck publicado no site da CCEE é exatamente o mesmo deck do ONS.
- Esta premissa é adotada, para evitar tratamento equivocado nas restrições elétricas.

Armazenamento (SIN)



Armazenamento inicial do Newave (em %):

Mês	SE/CO	S	NE	N
ago/19	45,7%	79,3%	52,9%	75,9%
set/19	39,7%	54,0%	48,7%	67,6%
Diferença	-6,0%	-25,3%	-4,3%	-8,3%

*** O critério para escolha do melhor e do pior ano do histórico foi o nível de armazenamento ao final de novembro de cada ano (final do período seco)**

Fontes: ONS e CCEE (projeção)

Destaques do Newave: ENAs Passadas

Submercado	Jul	Previsão Ago % da MLT
SE/CO	85%	87%
S	62%	85%
NE	47%	50%
N	86%	87%
SIN	76%	83%

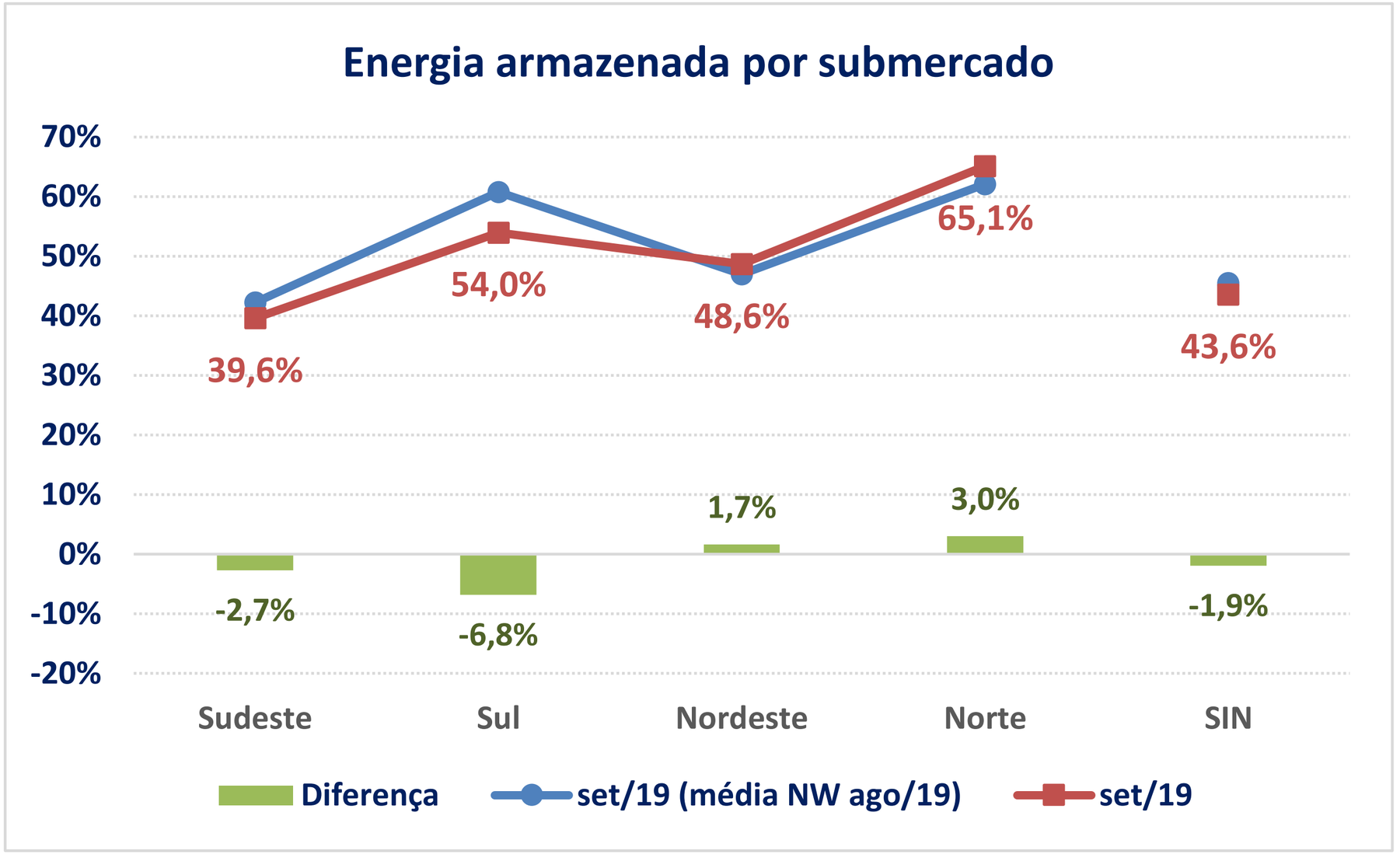
Submercado	Ago	Previsão Set % da MLT
SE/CO	79%	77%
S	29%	63%
NE	46%	46%
N	76%	75%
SIN	62%	70%

Tendência Hidrológica – REE (% Média de Longo Termo - MLT)

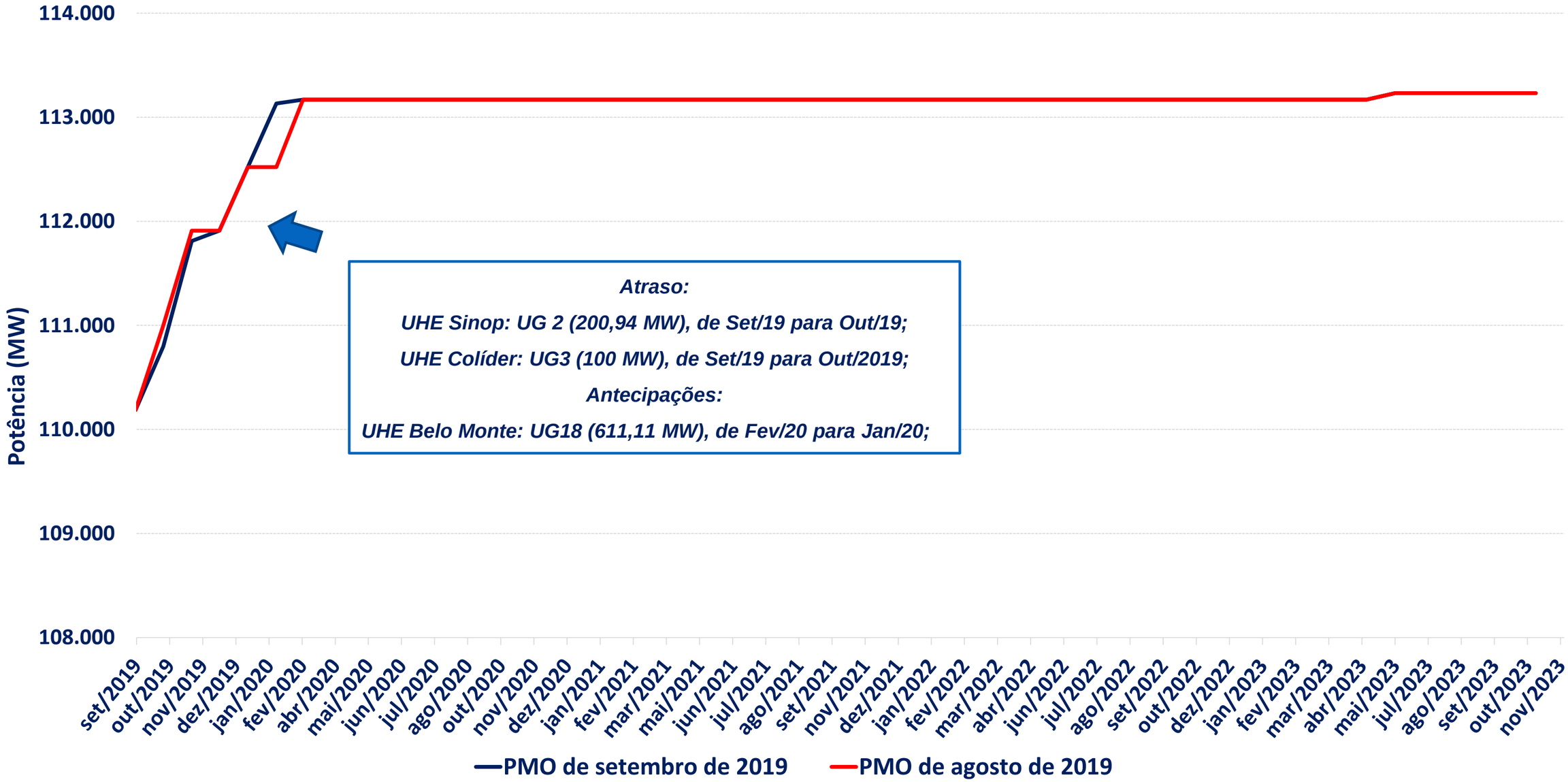
REE	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ordem	Previsão Agosto % da MLT
Sudeste						74	1	76
Madeira						99	1	99
Teles Pires					90	84	2	81
Itaipu			124	134	137	105	4	115
Parana						80	1	82
Paranapanema				72	131	77	3	76
Sul						71	1	88
Iguaçu						52	1	81
Nordeste						47	1	50
Norte					71	69	2	68
Belo Monte						103	1	103
Manaus	138	74	88	135	109	103	6	115

⬇

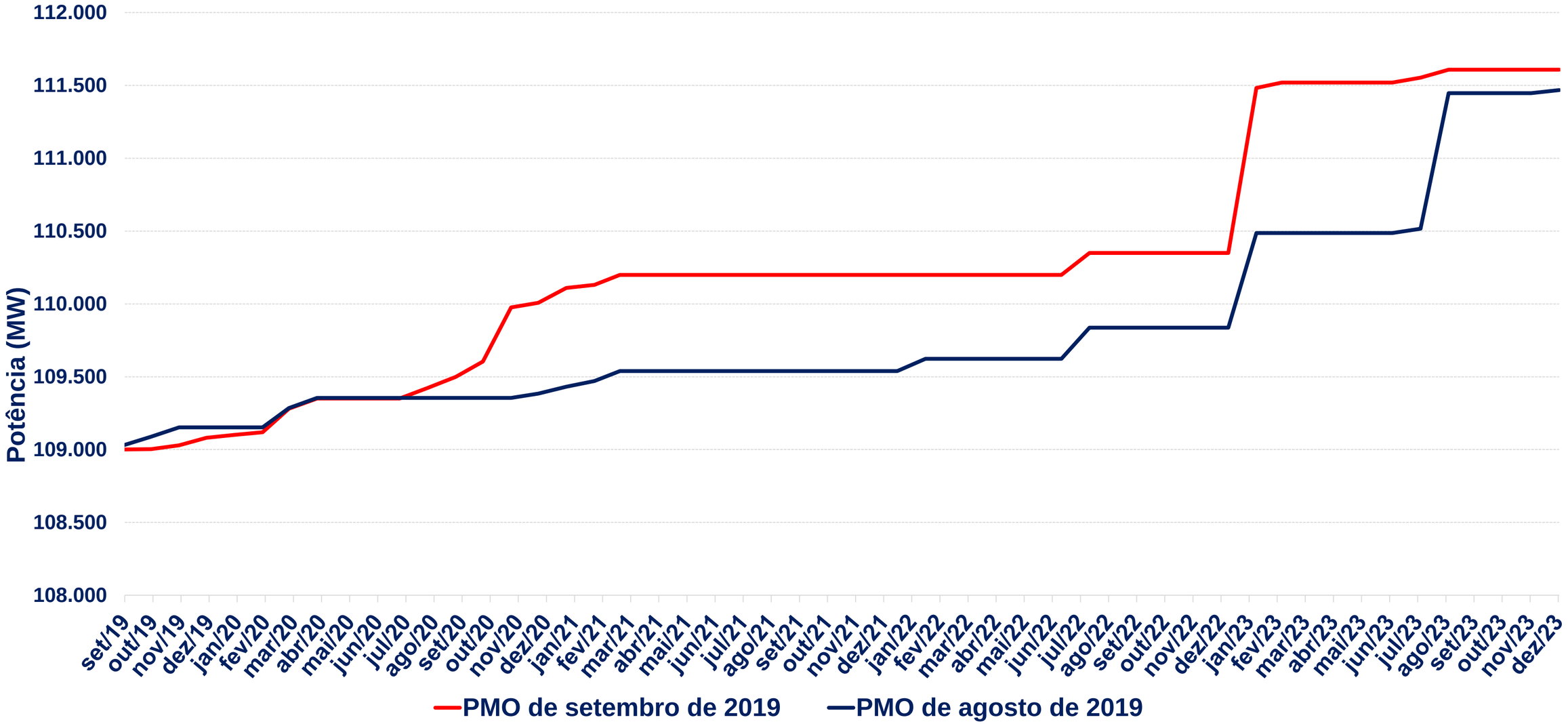
REE	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Ordem	Previsão Agosto % da MLT
Sudeste				71	75	69	3	70
Madeira					97	88	2	85
Teles Pires			106	89	83	80	4	86
Itaipu						98	1	98
Parana						78	1	73
Paranapanema					78	61	2	65
Sul						28	1	73
Iguaçu						31	1	50
Nordeste				56	47	46	3	46
Norte					68	61	2	62
Belo Monte						83	1	84
Manaus						113	1	112


Energia armazenada por submercado
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
-20%
39,6%
54,0%
48,6%
65,1%
43,6%
-2,7%
-6,8%
1,7%
3,0%
-1,9%
Sudeste
Sul
Nordeste
Norte
SIN
Diferença
set/19 (média NW ago/19)
set/19

Cronograma de Expansão (DMSE G) – Oferta Hidrelétrica

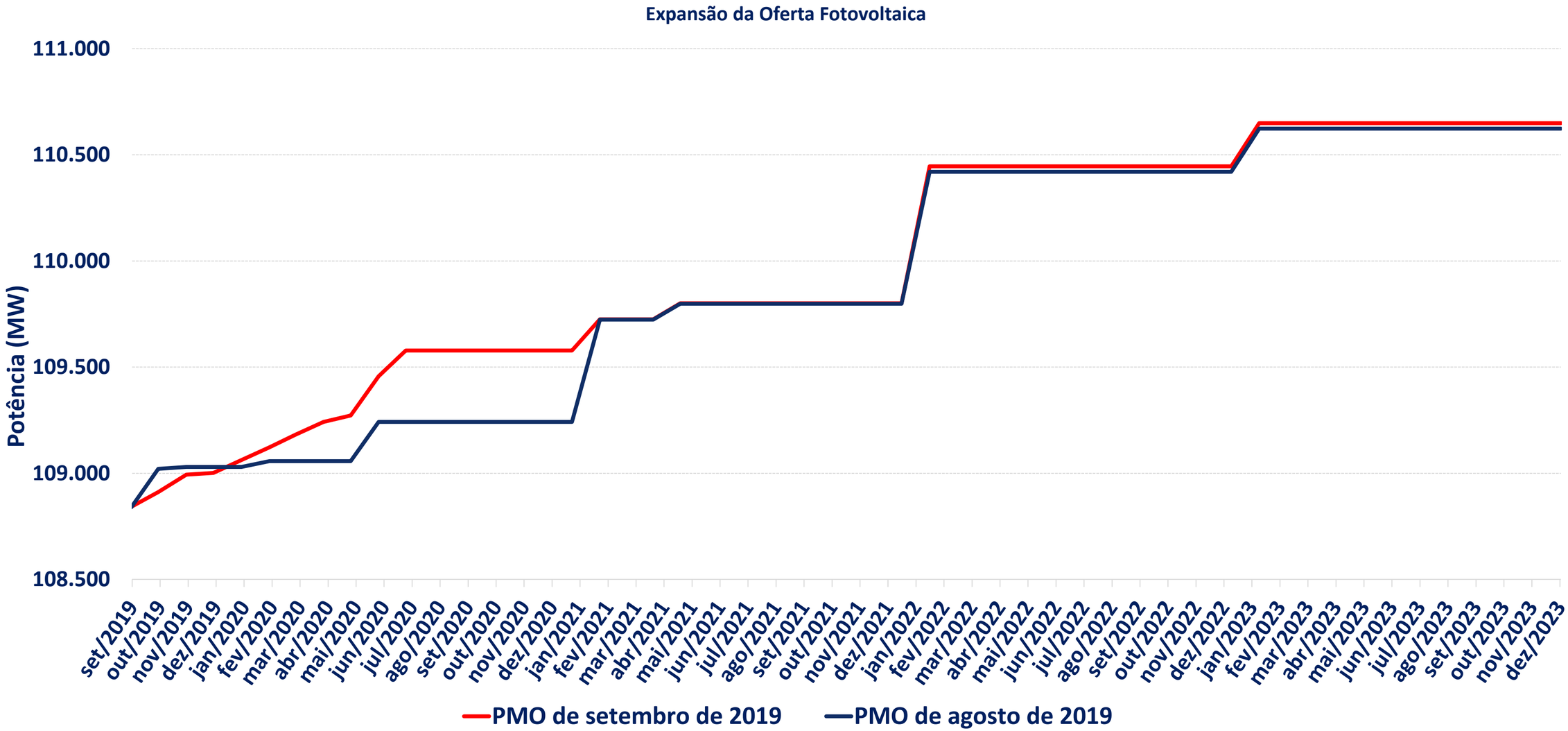


Cronograma de Expansão (DMSE G) – Oferta Eólica



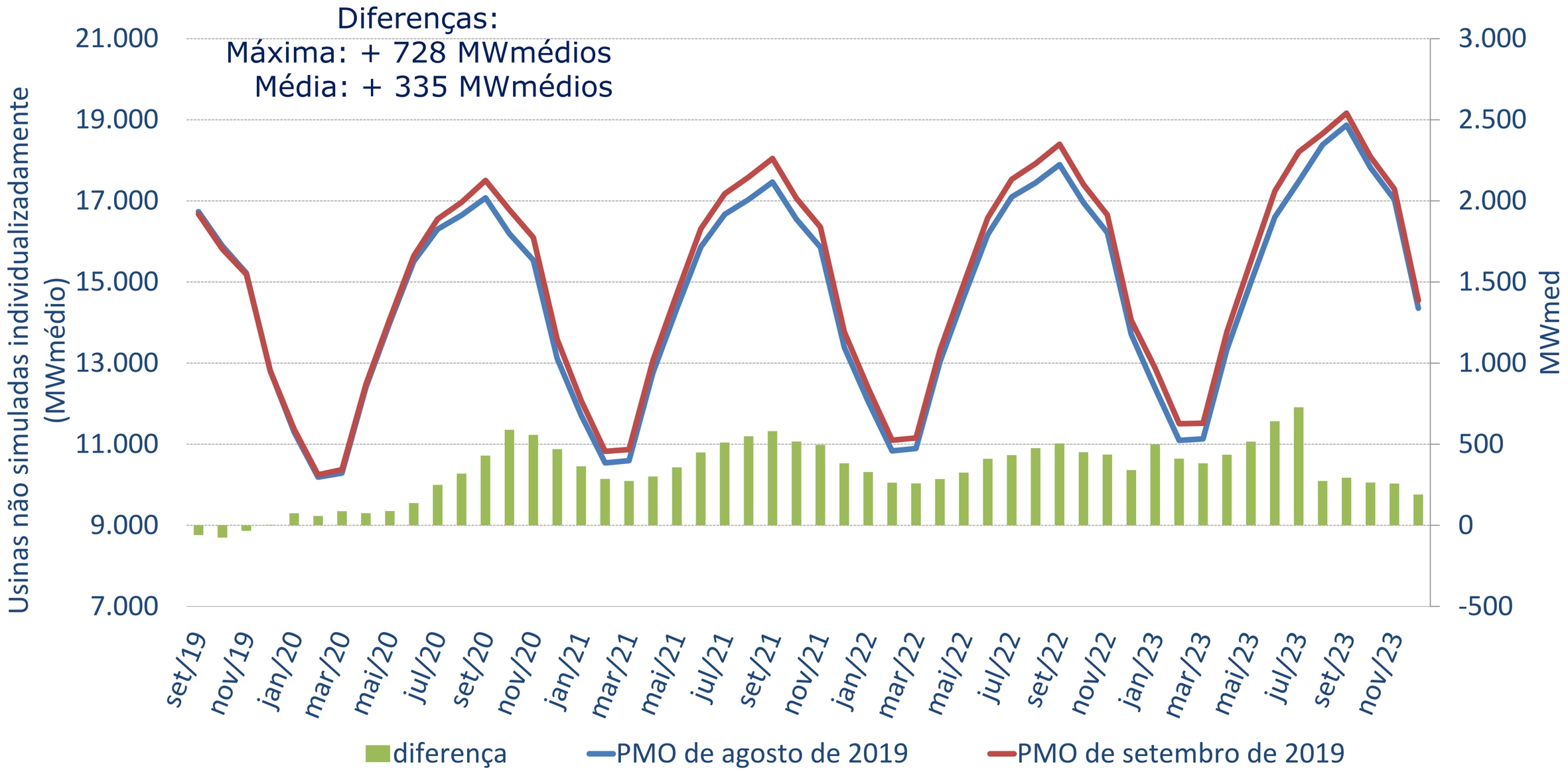
Os principais impactos na oferta se devem à repotenciação de UFVs vencedoras do 27° LEN e EOLs do 13°, 26° e 28° LENs, bem como, as antecipações significativas de UFVs vencedoras do 25° LEN e EOLs do 26°, 27° e 28° LENs.

Cronograma de Expansão (DMSE G) – Oferta Fotovoltaíca

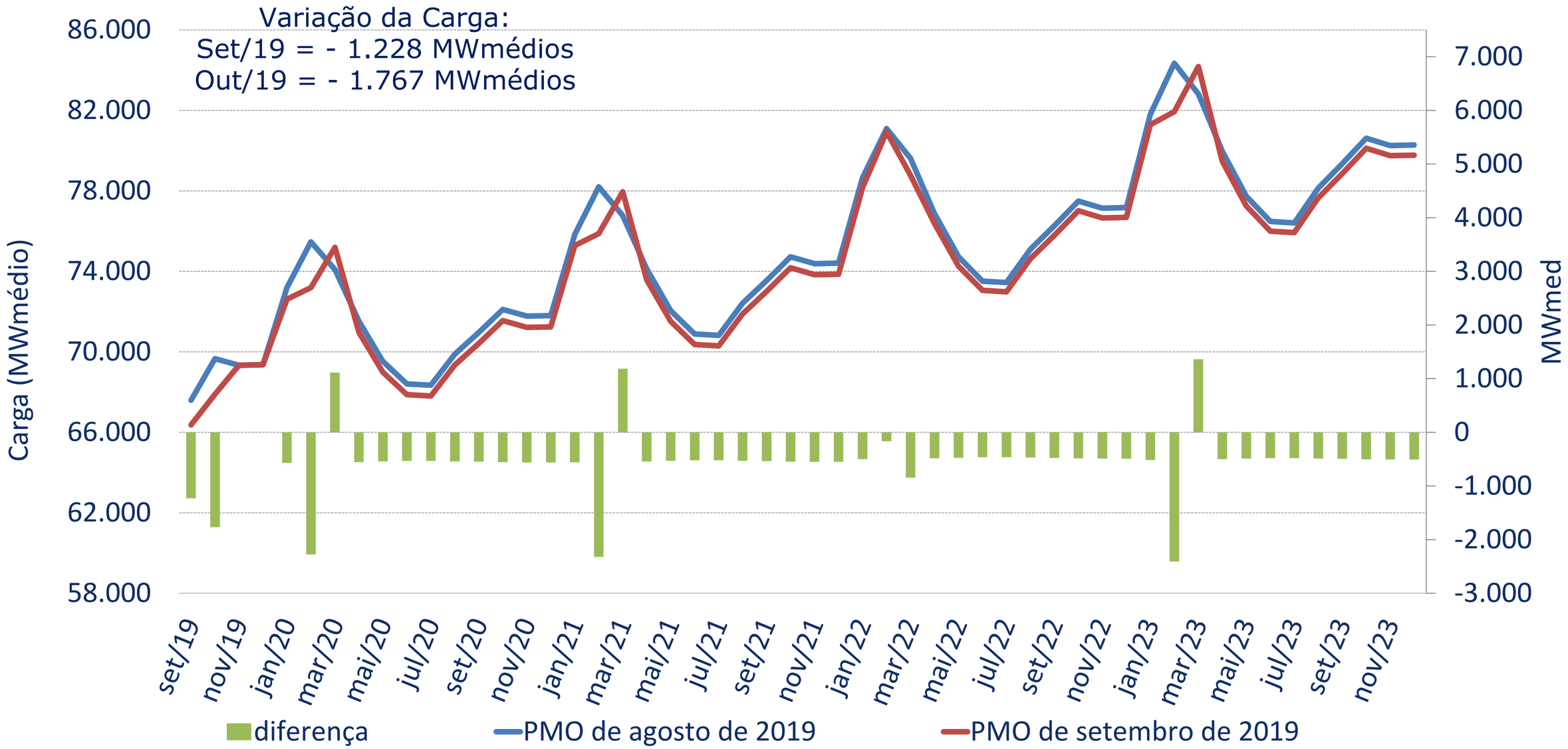


Os principais impactos na oferta se devem à repotenciação de UFVs vencedoras do 27° LEN e EOLs do 13°, 26° e 28° LENs, bem como, as antecipações significativas de UFVs vencedoras do 25° LEN e EOLs do 26°, 27° e 28° LENs.

Usinas não simuladas individualizadamente - SIN



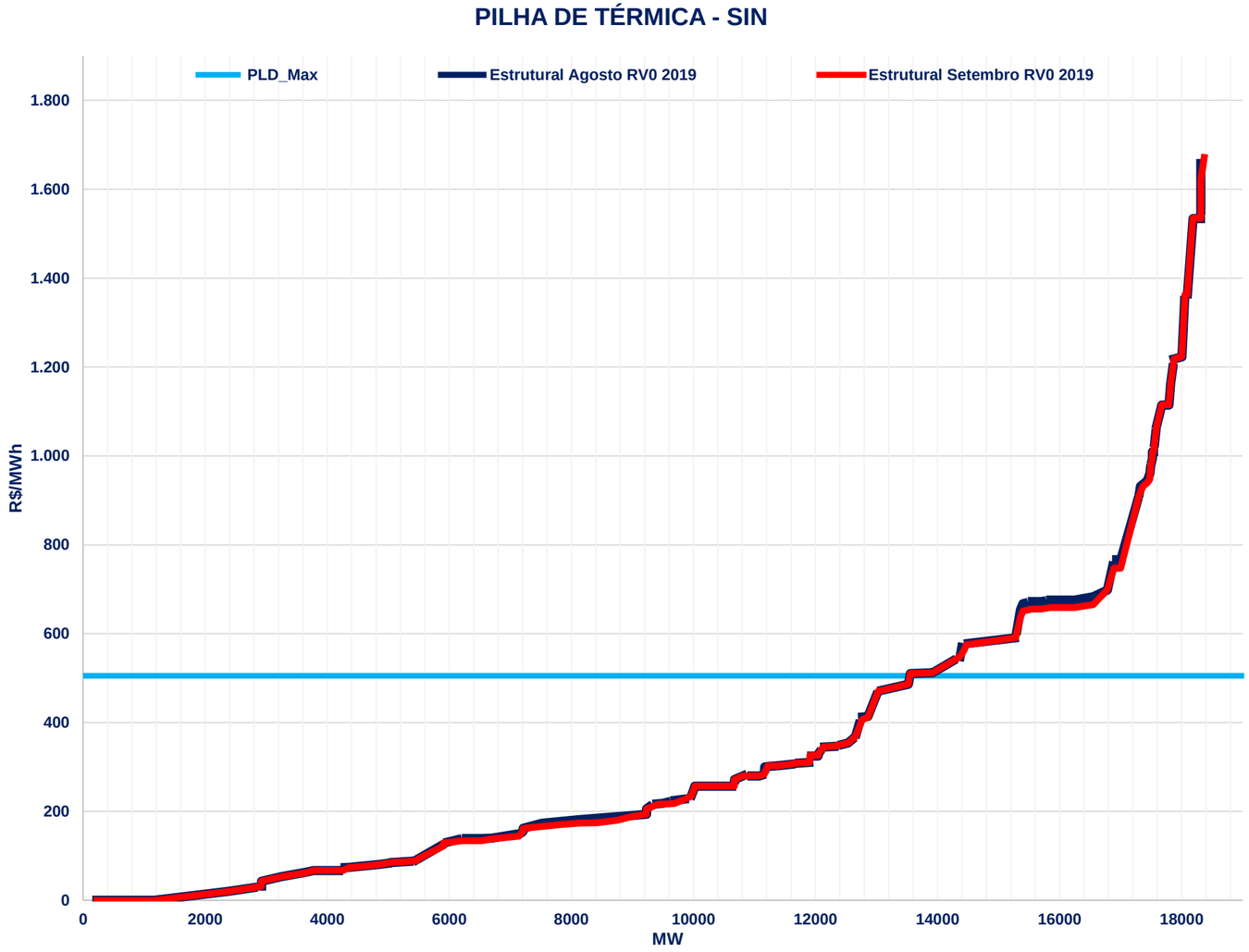
Carga


Variação da Carga:
Set/19 = - 1.228 MWmédios
Out/19 = - 1.767 MWmédios
Carga (MWmédio)
MWmed
86.000
82.000
78.000
74.000
70.000
66.000
62.000
58.000
7.000
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
-1.000
-2.000
-3.000
set/19
nov/19
jan/20
mar/20
mai/20
jul/20
set/20
nov/20
jan/21
mar/21
mai/21
jul/21
set/21
nov/21
jan/22
mar/22
mai/22
jul/22
set/22
nov/22
jan/23
mar/23
mai/23
jul/23
set/23
nov/23
diferença
PMO de agosto de 2019
PMO de setembro de 2019

Atualização do CVU para o PMO de 2019

CVU Estrutural

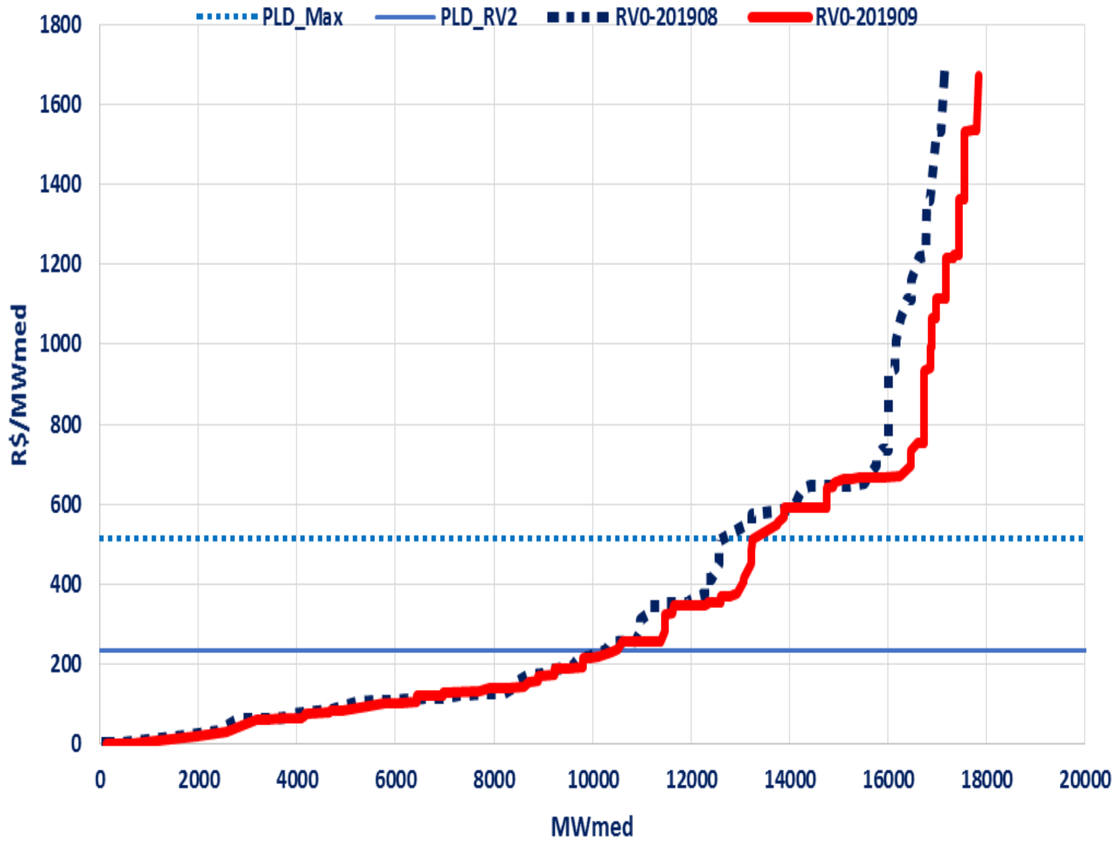
ID	SUBMERCADO	UTE	COMB	Ago RV0 CVE [R$/MWh]	Set RV0 CVE [R$/MWh]	DIF
174	1	NORTEFLU 4	Residuos I	452,02	402,74	-10,90%
96	3	TERMOPE	Gas	123,12	117,57	-4,51%
173	1	NORTEFLU 3	Gas	150,18	148,12	-1,37%
171	1	NORTEFLU 1	Gas	67,7	67,02	-1,00%
172	1	NORTEFLU 2	Gas	78,72	78,04	-0,86%
183	1	ATLANTICO	Oleo	179,56	180,37	0,45%
156	2	CANDIOTA_3	Oleo	80,59	81,07	0,60%
219	1	EROCHA_L1	Oleo	311,01	312,87	0,60%
21	4	MARANHAO V	Oleo	131,58	132,82	0,94%
36	4	MARANHAOIV	Diesel	131,58	132,82	0,94%
86	1	SANTA CRUZ	Oleo	141,66	143,04	0,97%
15	1	LUIZORMELO	Diesel	212,82	215,02	1,03%
169	2	MADEIRA	Gas	287,31	290,38	1,07%
163	3	P.PECEM2	Diesel	203,87	209,35	2,69%
176	4	P. ITAQUI	Gas	198,52	203,98	2,75%
167	3	P.PECEM1	Gas	196,32	202,11	2,95%
67	3	TERMONE	Oleo	563,68	590,55	4,77%
69	3	TERMOPB	Residuos I	563,68	590,55	4,77%
53	3	GLOBAL I	Oleo	641,69	672,65	4,82%
55	3	GLOBAL II	Gas	641,69	672,65	4,82%
152	3	TERMOCABO	Gas	558,62	585,69	4,85%
52	3	CAMPINA_GR	Gas	565,38	592,8	4,85%
49	1	VIANA	Oleo	565,37	592,79	4,85%
70	4	GERAMAR2	Diesel	565,36	592,78	4,85%
73	4	GERAMAR1	Diesel	565,36	592,78	4,85%
57	3	MARACANAU	Diesel	545,57	572,69	4,97%
98	3	PERNAMBU_3	Diesel	480,38	504,74	5,07%
170	3	SUAPE II	Diesel	567,55	596,66	5,13%
9	1	CAMPOS	Diesel	773,24	863,07	11,62%
2	1	IGARAPE	Diesel	689,98	939,55	36,17%



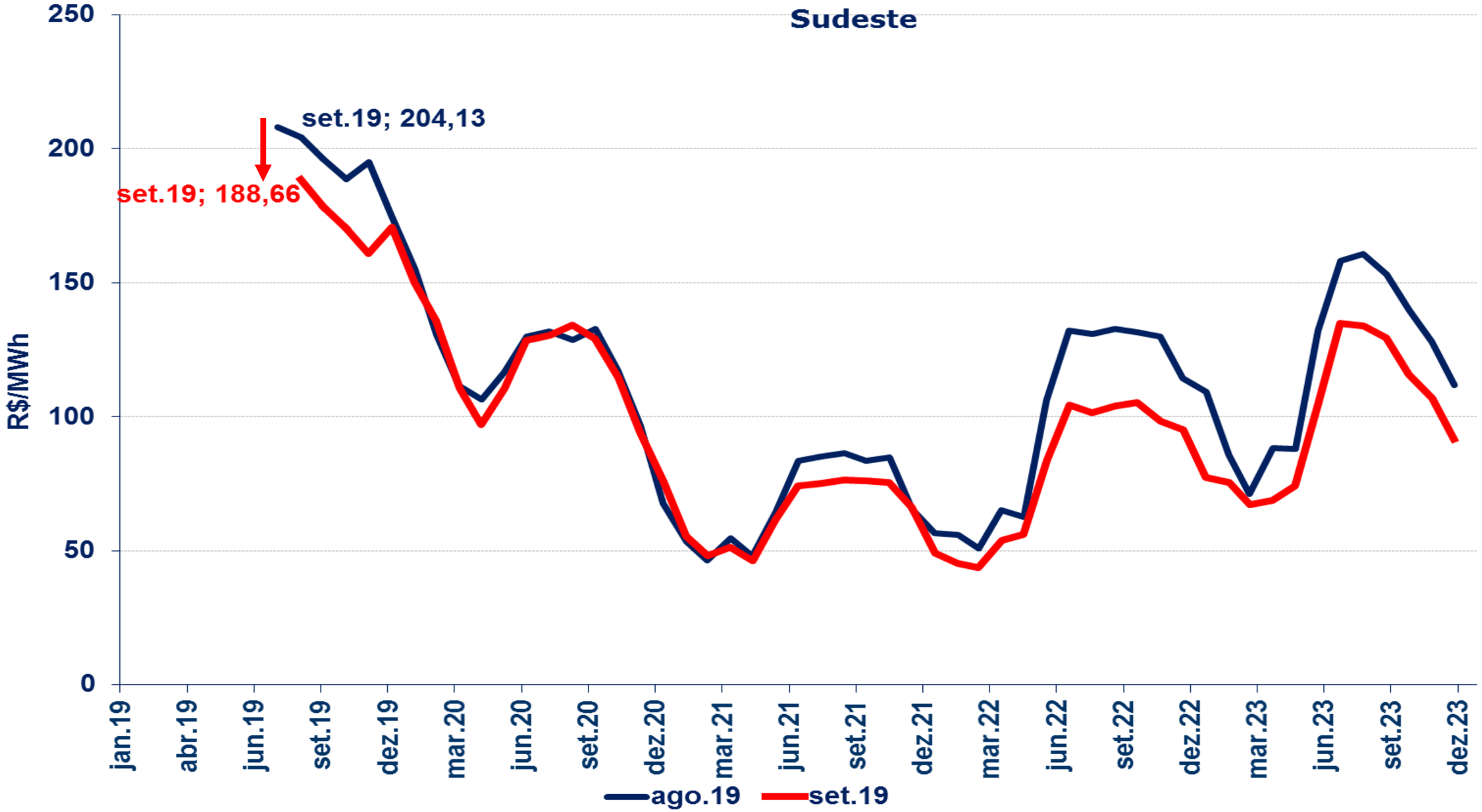
Atualização do CVU para o PMO de 2019

CVU Conjuntural

ID	SUBMERCADO	UTE	COMB	INFL	DISP	Agosto RV0 CVU [R$/MWh]	Setembro RV0 CVU [R$/MWh]	DIF
15	1	LUIZORMELO	GNL	0	204	171,26	157,07	-8,29%
211	1	BAIXADA FL	Gas	0	530	102,6	94,72	-7,68%
86	1	SANTA CRUZ	GNL	0	350	115,96	107,06	-7,68%
21	4	MARANHAO V	Gas	0	325	108,59	100,56	-7,39%
36	4	MARANHAOIV	Gas	0	325	108,59	100,56	-7,39%
140	4	UTE MAUA 3	Gas	264	590,8	63,24	59,86	-5,34%
201	4	APARECIDA	Gas	75	160	63,24	59,86	-5,34%
96	3	TERMOPE	Gas	532	532,7	125,99	122,28	-2,94%
220	1	EUZEBI_L13	Gas	24	51,8	352,53	345,06	-2,12%
218	1	LCPRES_L13	Gas	0	215,5	353,37	346,04	-2,07%
216	1	GLBRIZ_L13	Gas	26	143,1	355,02	347,97	-1,99%
214	1	BLSOBR_L13	Gas	0	65,3	355,86	348,95	-1,94%
174	1	NORTEFLU 4	Gas	0	126	413,63	406,29	-1,77%
171	1	NORTEFLU 1	Gas	400	400	63,19	62,17	-1,61%
318	4	FLORES LT1	Diesel	0	0	945,14	932,08	-1,38%
172	1	NORTEFLU 2	Gas	100	100	73,82	72,8	-1,38%
317	4	IRANDUBA	Oleo	0	0	931,87	919,05	-1,38%
319	4	FLORES LT2	Diesel	0	0	960,51	947,36	-1,37%
173	1	NORTEFLU 3	Gas	200	200	140,05	138,18	-1,34%
67	3	TERMONE	Oleo	0	148,5	644,6	661,71	2,65%
69	3	TERMOPB	Oleo	0	156	644,6	661,71	2,65%
53	3	GLOBAL I	Oleo	0	130	734,56	754,28	2,68%
55	3	GLOBAL II	Oleo	0	130	734,56	754,28	2,68%
152	3	TERMOCABO	Oleo	0	49,7	639,72	656,95	2,69%
70	4	GERAMAR2	Oleo	0	159,2	647,49	664,95	2,70%
73	4	GERAMAR1	Oleo	0	159,2	647,49	664,95	2,70%
52	3	CAMPINA_GR	Oleo	0	143,7	647,51	664,98	2,70%
49	1	VIANA	Oleo	0	175	647,5	664,97	2,70%
57	3	MARACANAU	Oleo	0	120	626,17	643,44	2,76%
98	3	PERNAMBU_3	Oleo	0	131	552,34	567,86	2,81%
170	3	SUAPE II	Oleo	0	358,4	653,23	671,77	2,84%
163	3	P.PECEM2	Carvao	0	365	126,62	143,72	13,50%
176	4	P. ITAQUI	Carvao	0	360,1	121,47	138,48	14,00%
167	3	P.PECEM1	Carvao	0	720	113,86	131,93	15,87%

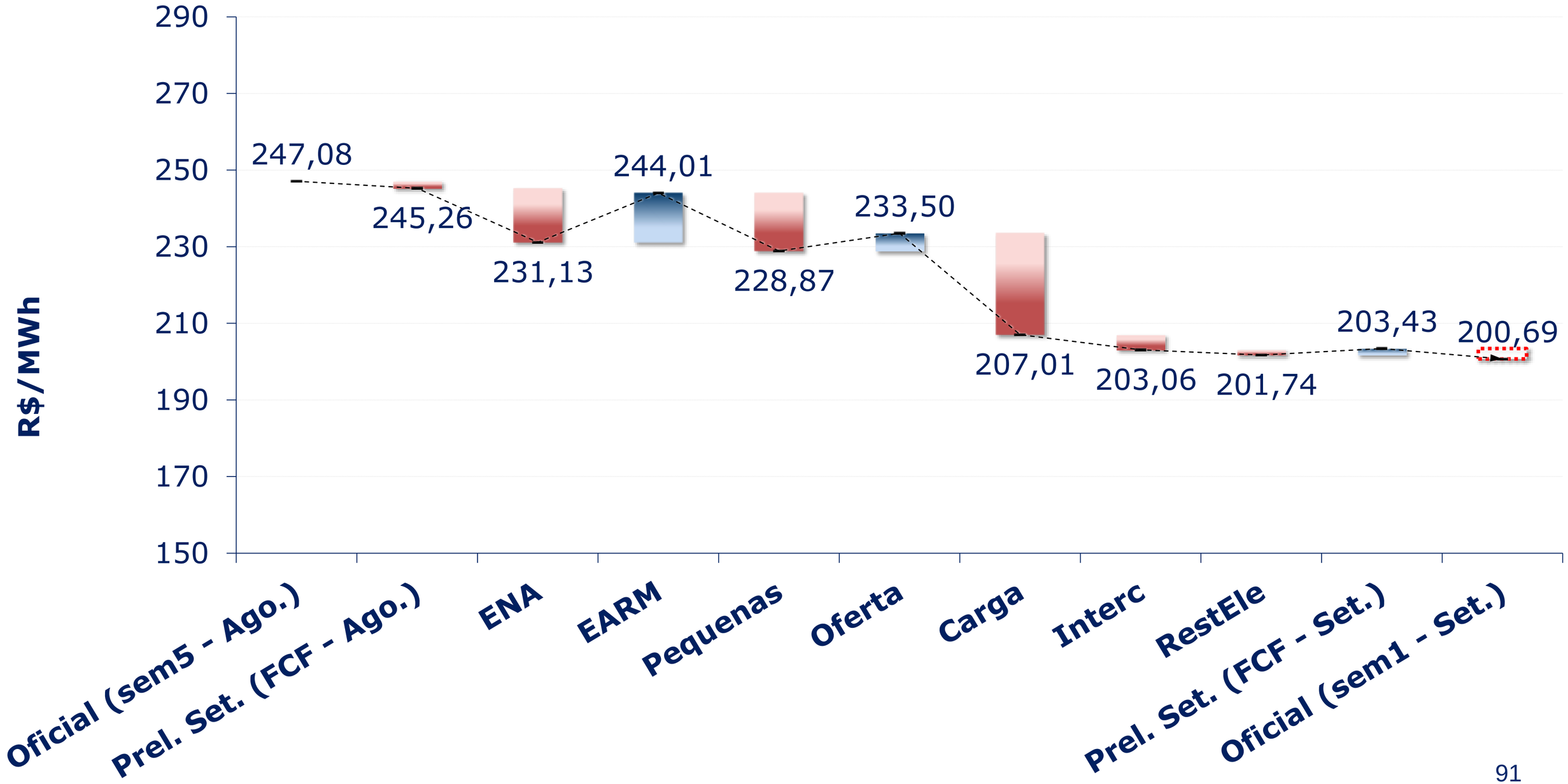


Média das 2.000 séries de CMO – Setembro de 2019



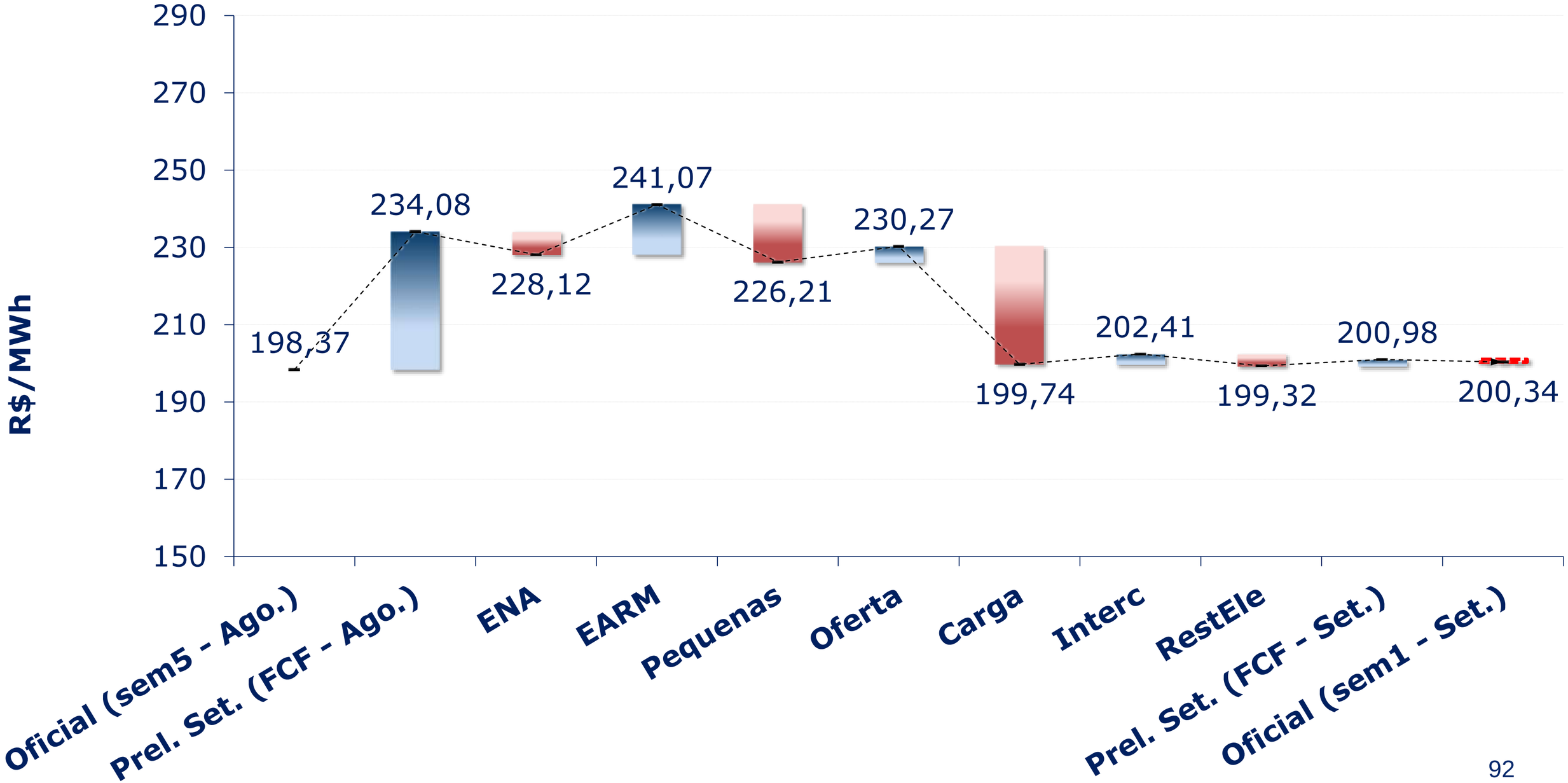
Comportamento do Preço – Setembro de 2019

Decomposição do PLD – NEWAVE – Sudeste e Sul



Comportamento do Preço – Setembro de 2019

Decomposição do PLD – NEWAVE – Nordeste e Norte



DECOMP

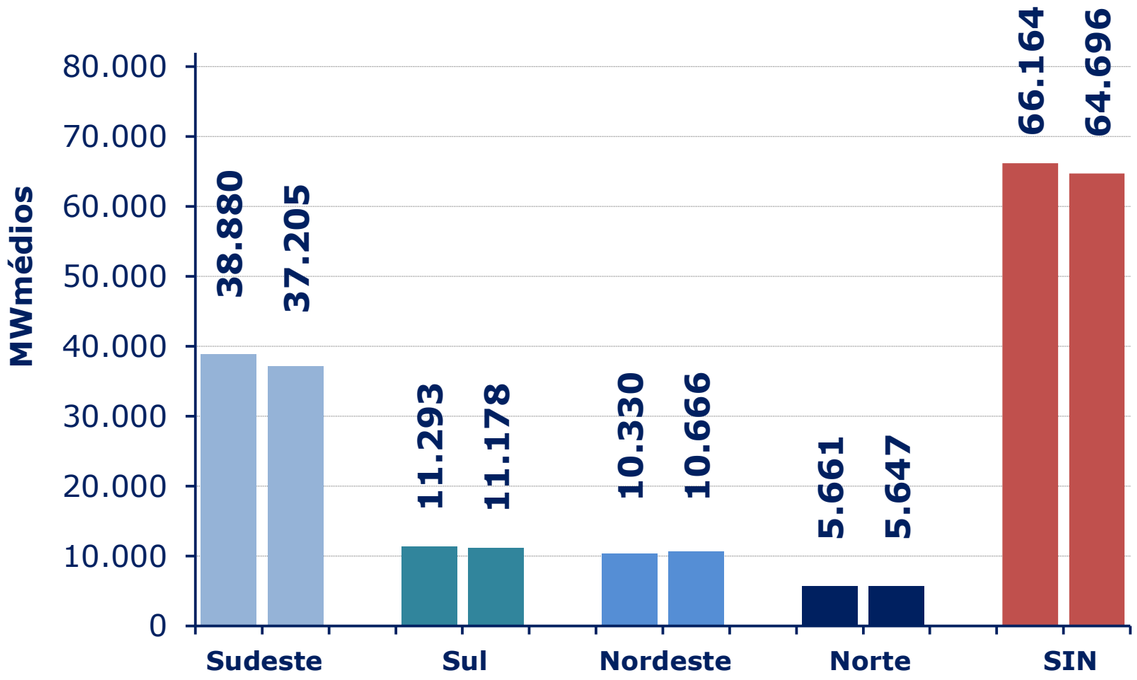
20 ANOS
COM ENERGIA
PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

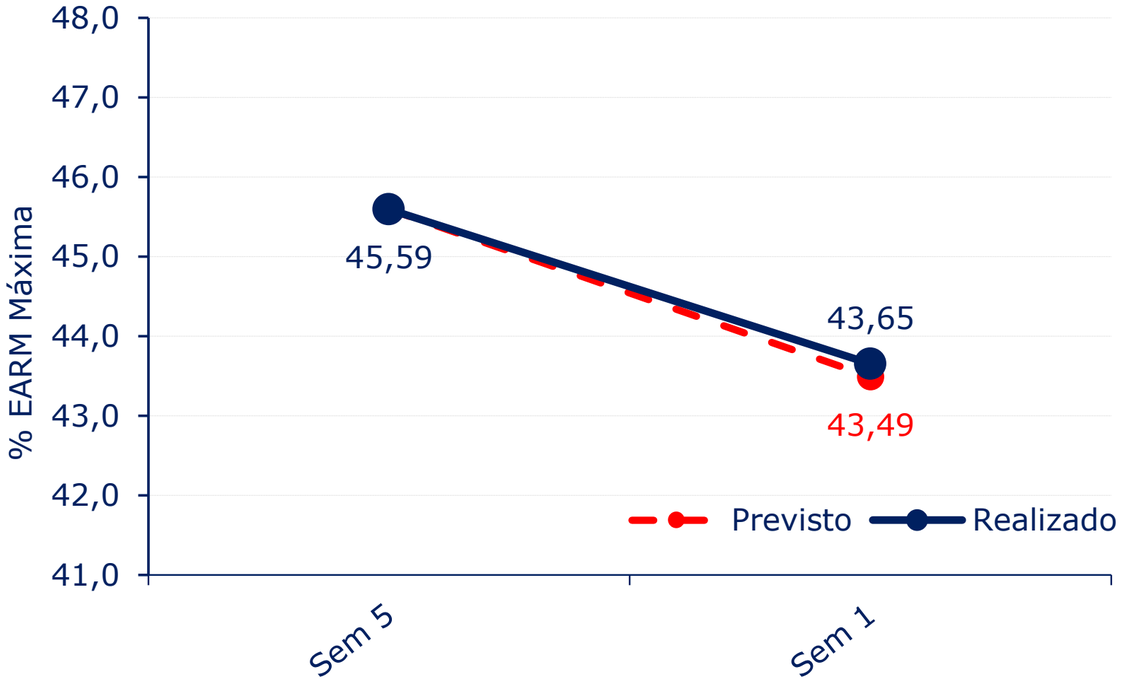
Variação da Carga

1ª semana:



SE/CO	S	NE	N	SIN
-1.675	-115	+336	-14	-1.468

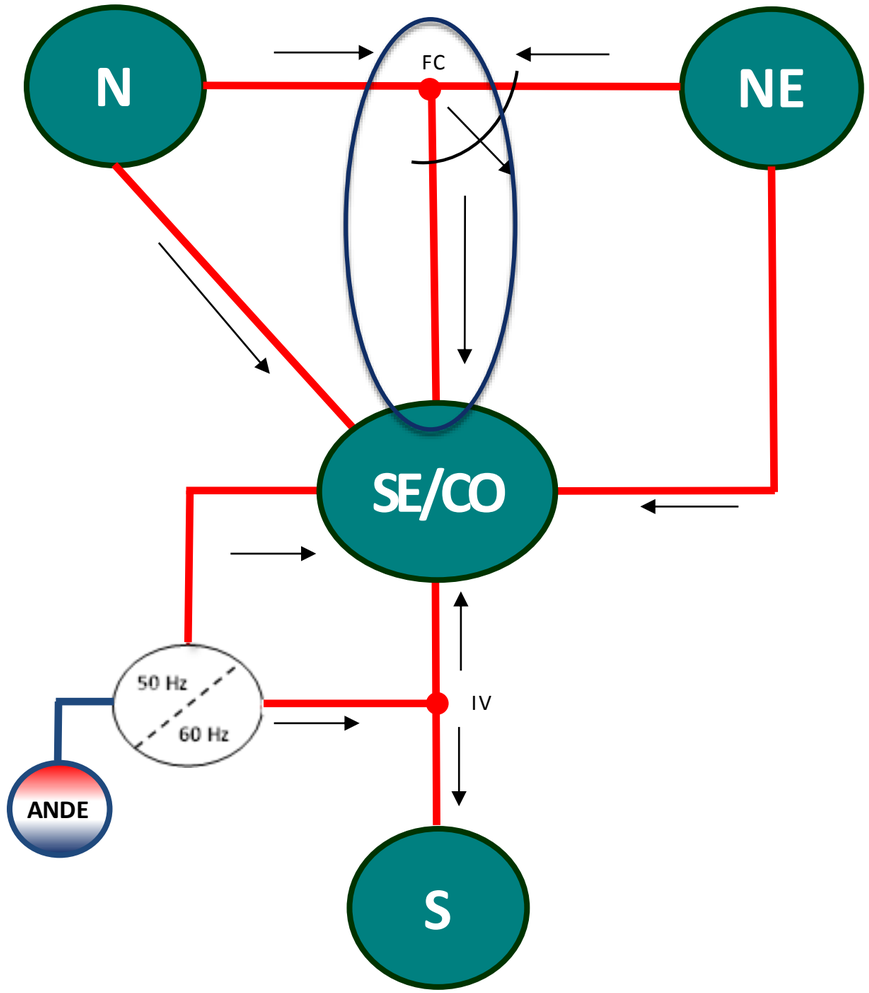
Nível inicial de armazenamento – Previsto x Verificado



SE/CO	S	NE	N	SIN
479	-164	52	112	479

Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Limite do FNS

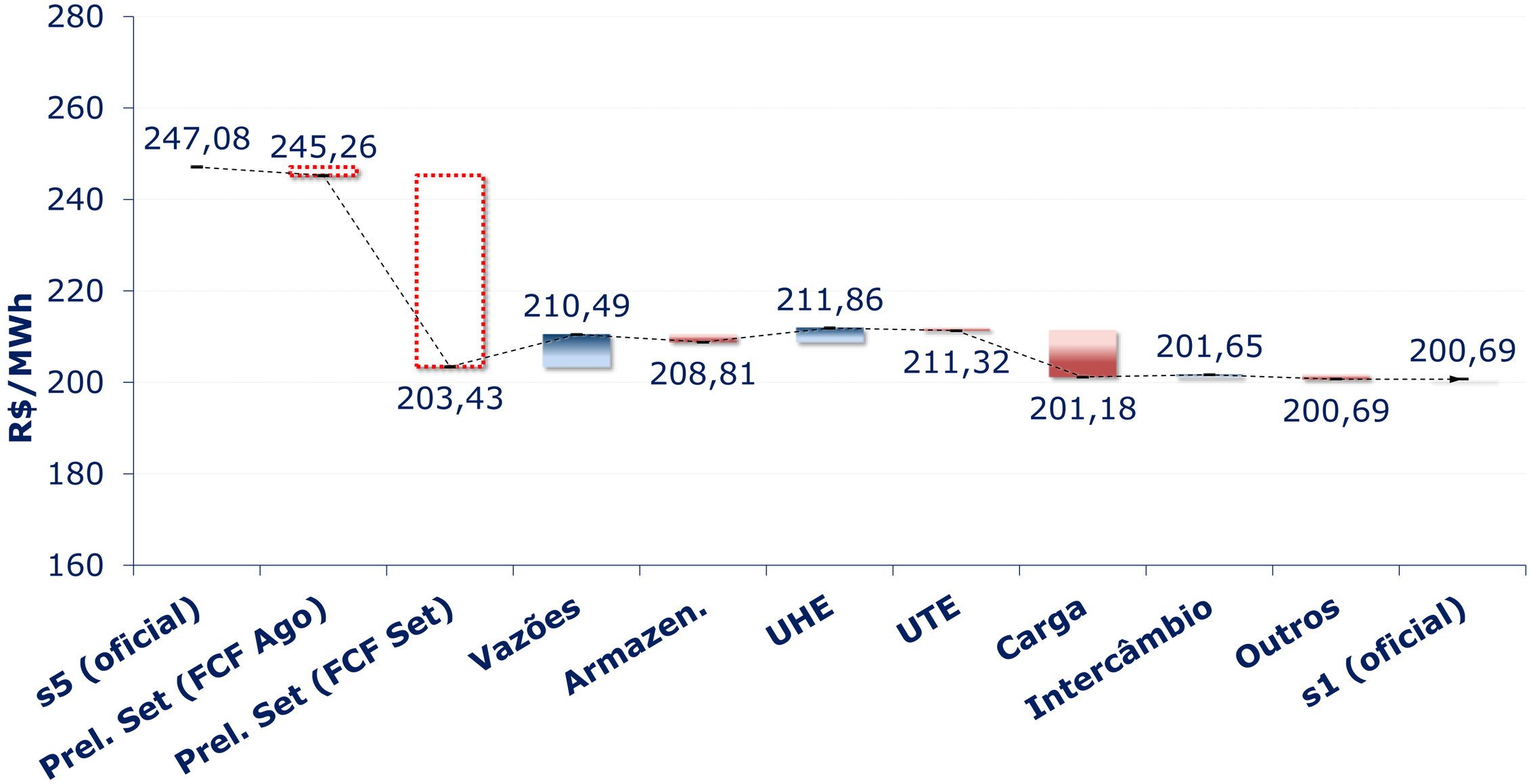


- Recapacitação de 04 Bancos de Capacitores Série 500 KV nas Subestações Miracema, Gurupi e Serra da Mesa (TO/GO)
  - **Duração até 25/10/2019**

- Resolução ANEEL nº 843/2019 – Estabelece critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.
- Capítulo 4 – DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS – PLD
  - 2º Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:
    - I – cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou
    - **II – que a previsão de recomposição seja superior a um mês.**
  - § 3º A alteração de que trata o inciso II do § 2º deve ser feita sempre na elaboração do PMO.

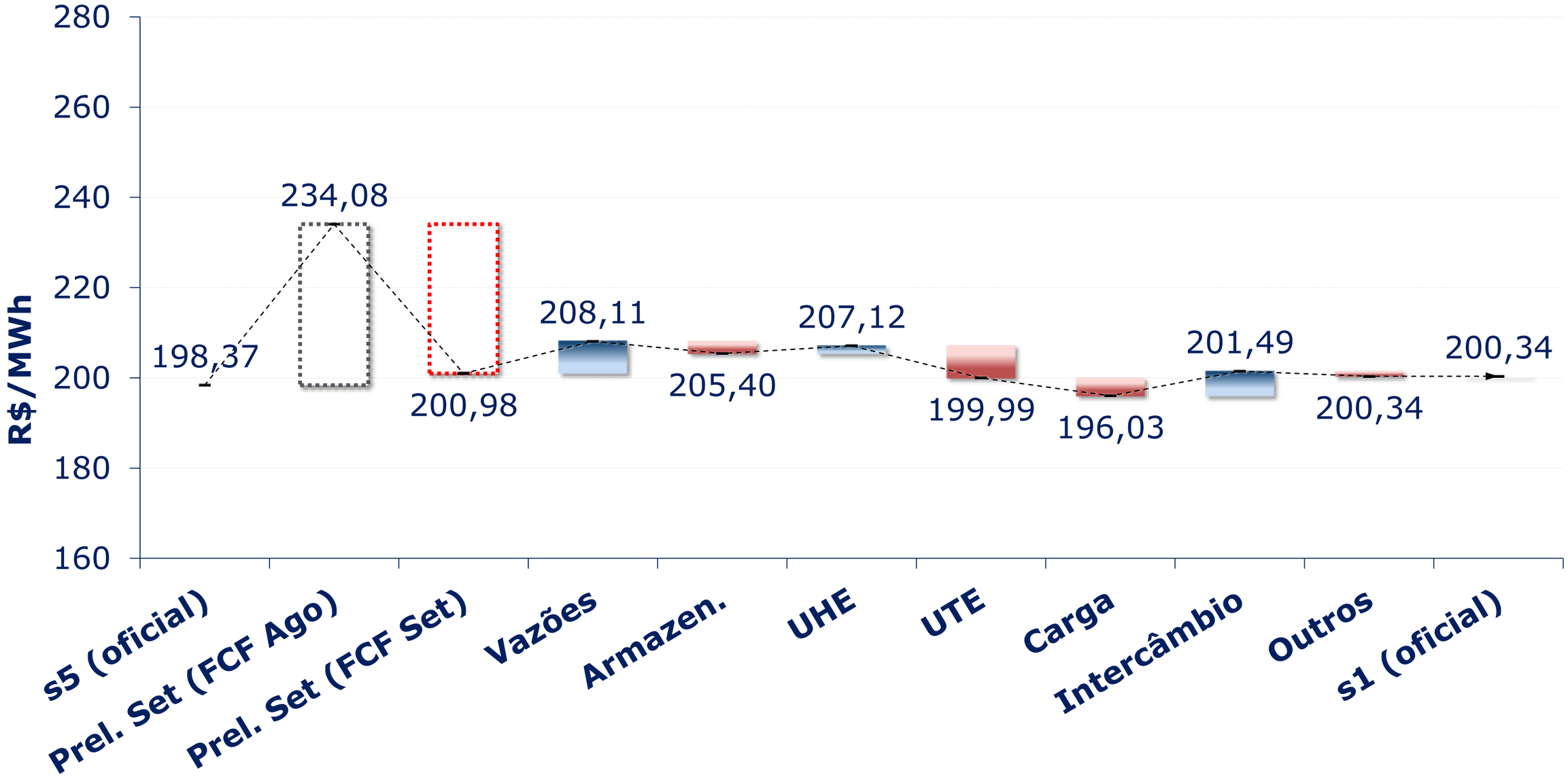
Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Decomposição do PLD – DECOMP – Sudeste e Sul



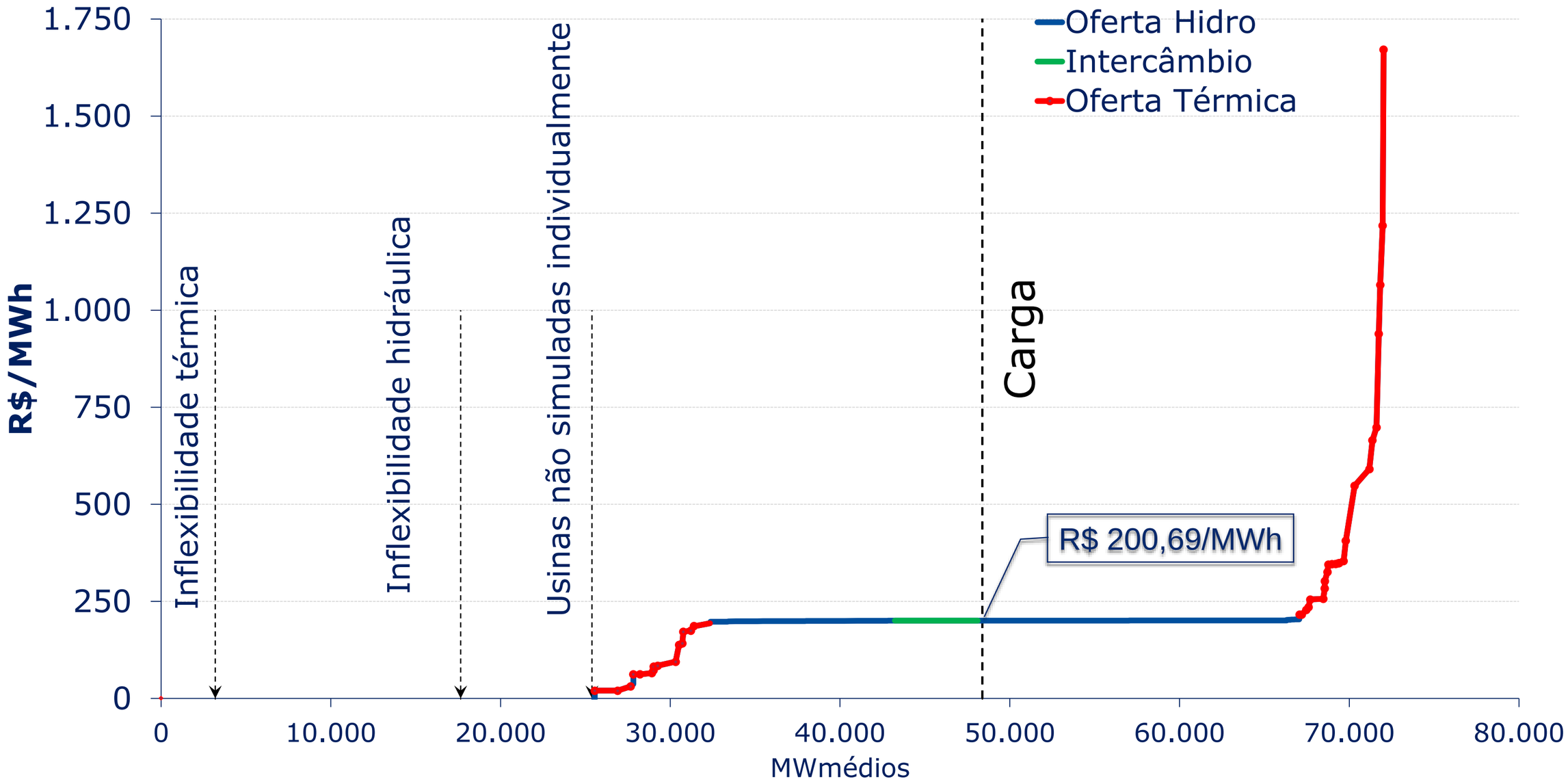
Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Decomposição do PLD – DECOMP – Nordeste e Norte



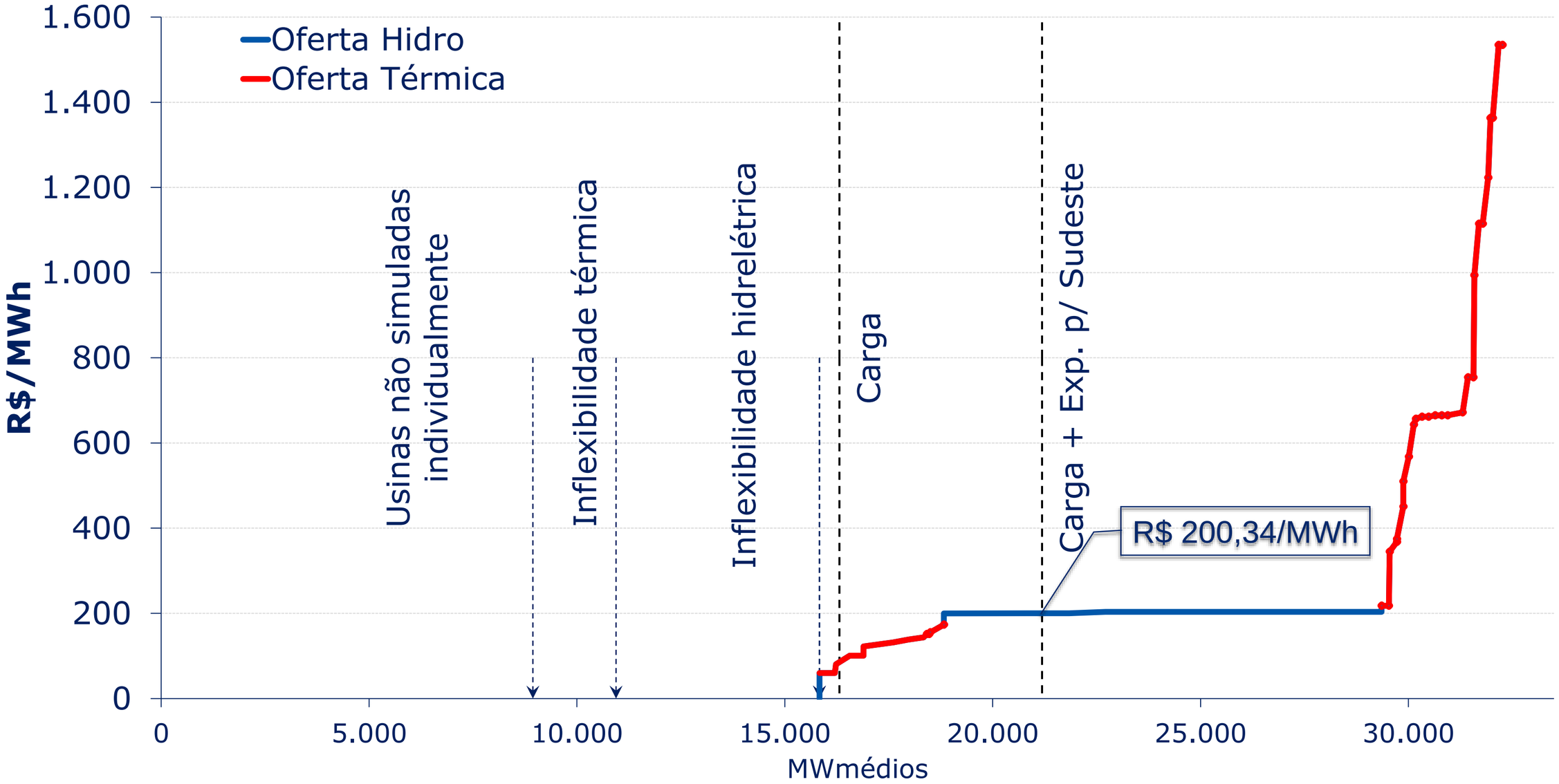
Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Curva de Oferta e Demanda – Sudeste e Sul



Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

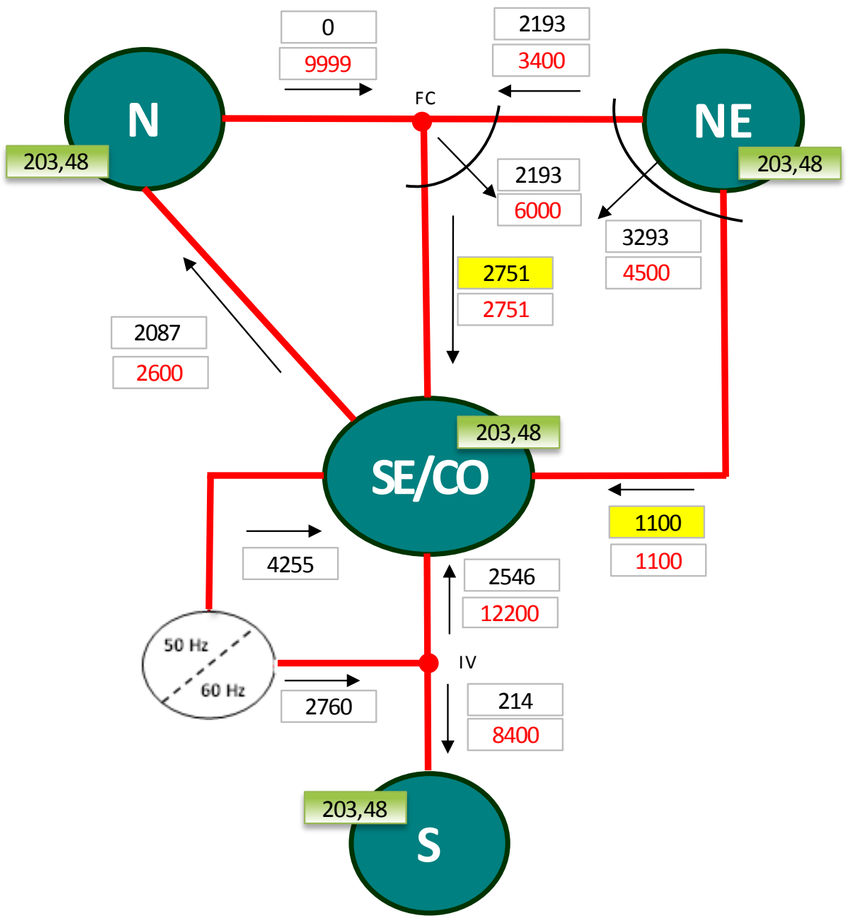
Curva de Oferta e Demanda – Nordeste e Norte



Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Fluxo de Intercâmbio

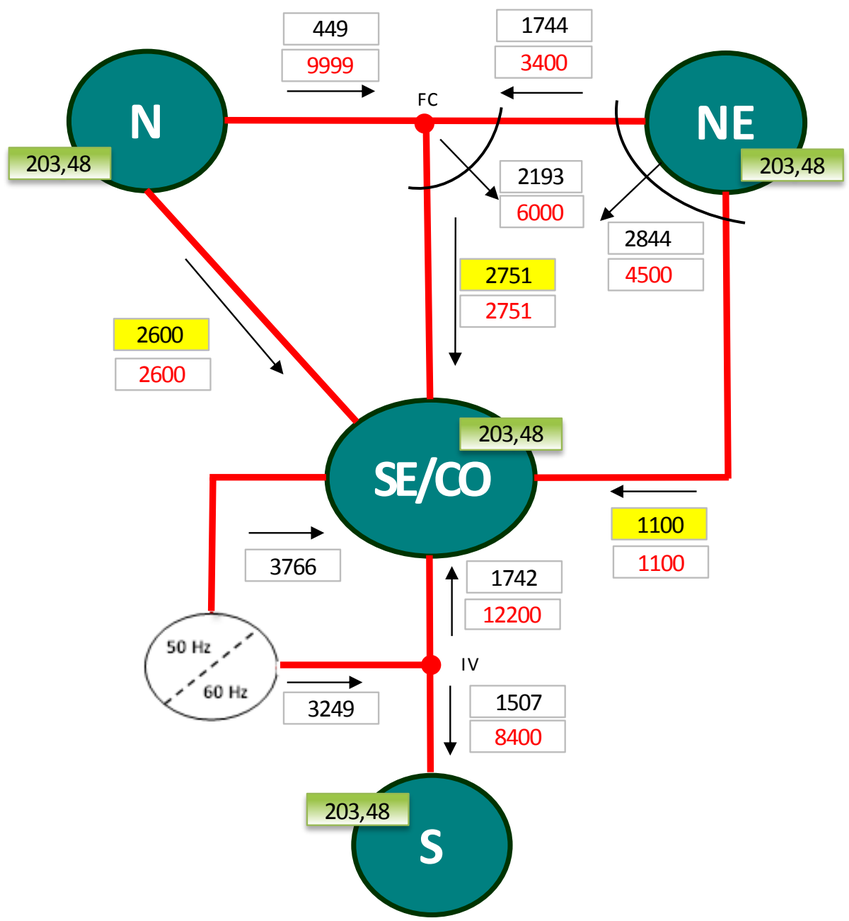
Pesado



carga pesada (oficial)

XXX,XX CMO (R$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

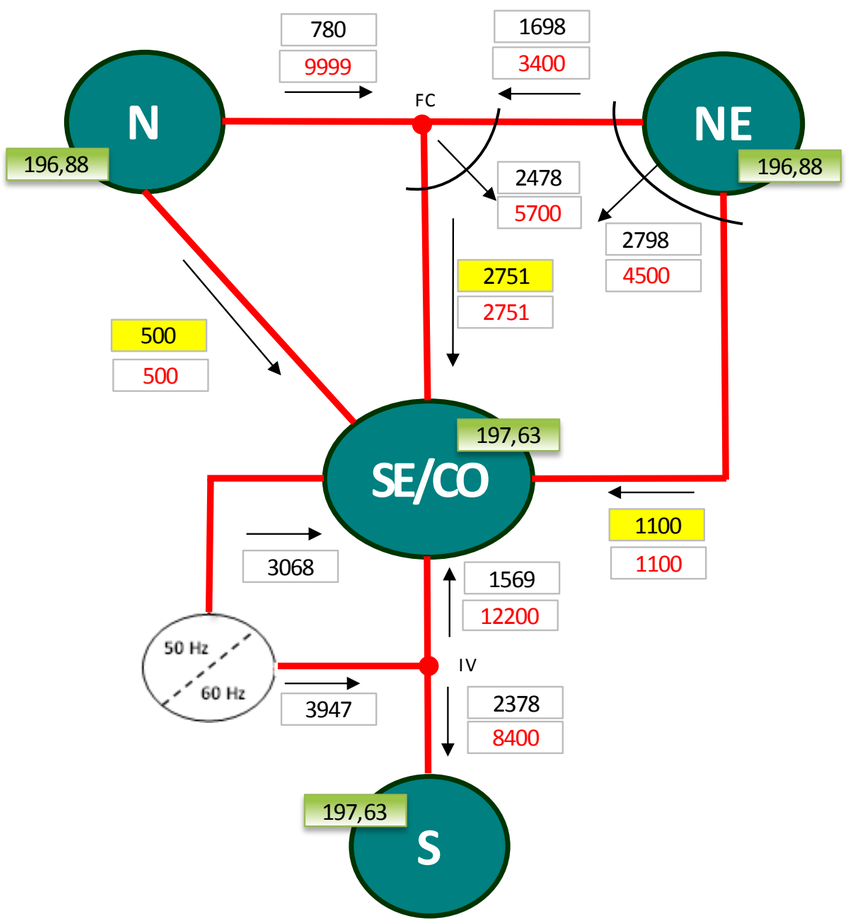
Médio



carga média (oficial)

XXX,XX CMO (R$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Leve

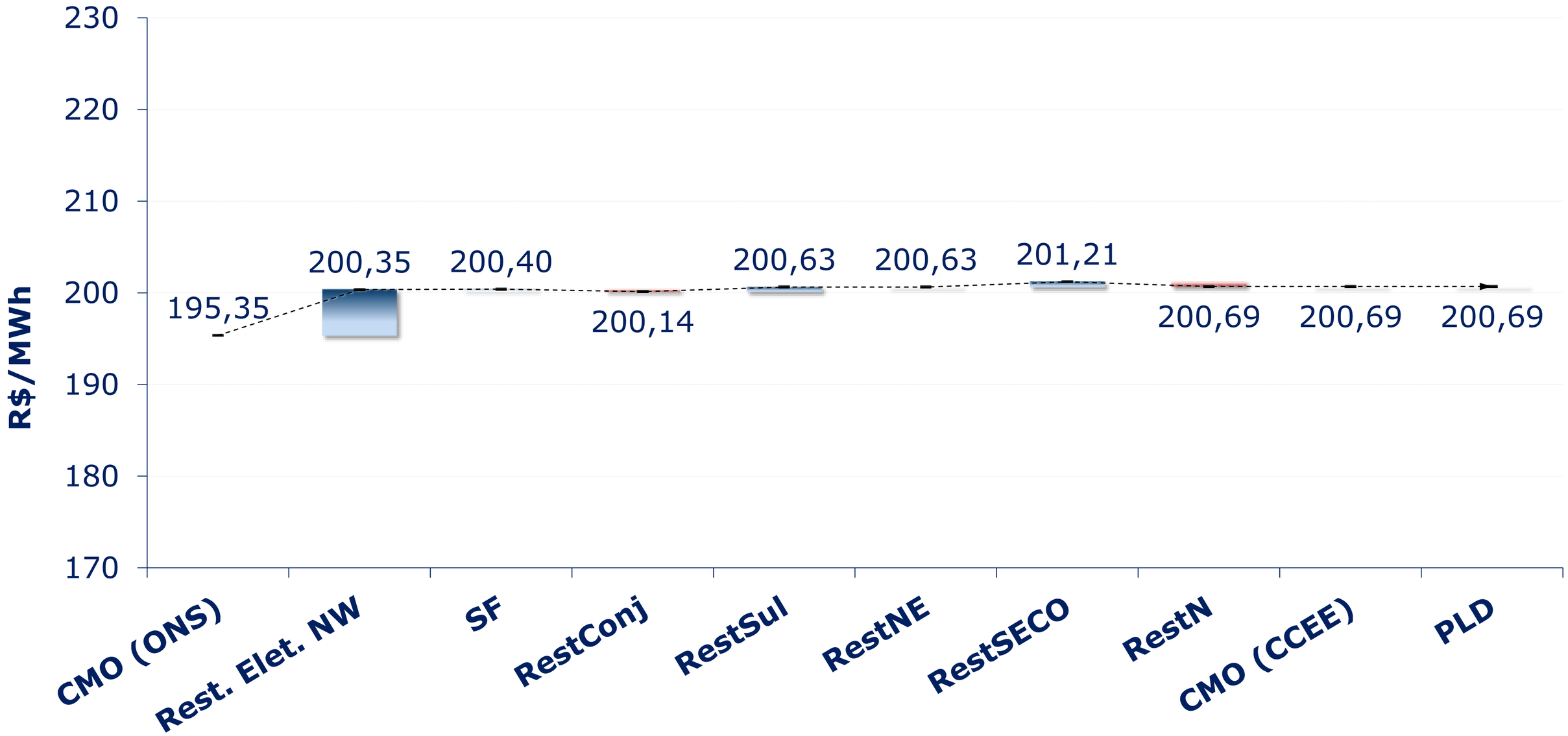


carga leve (oficial)

XXX,XX CMO (R$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

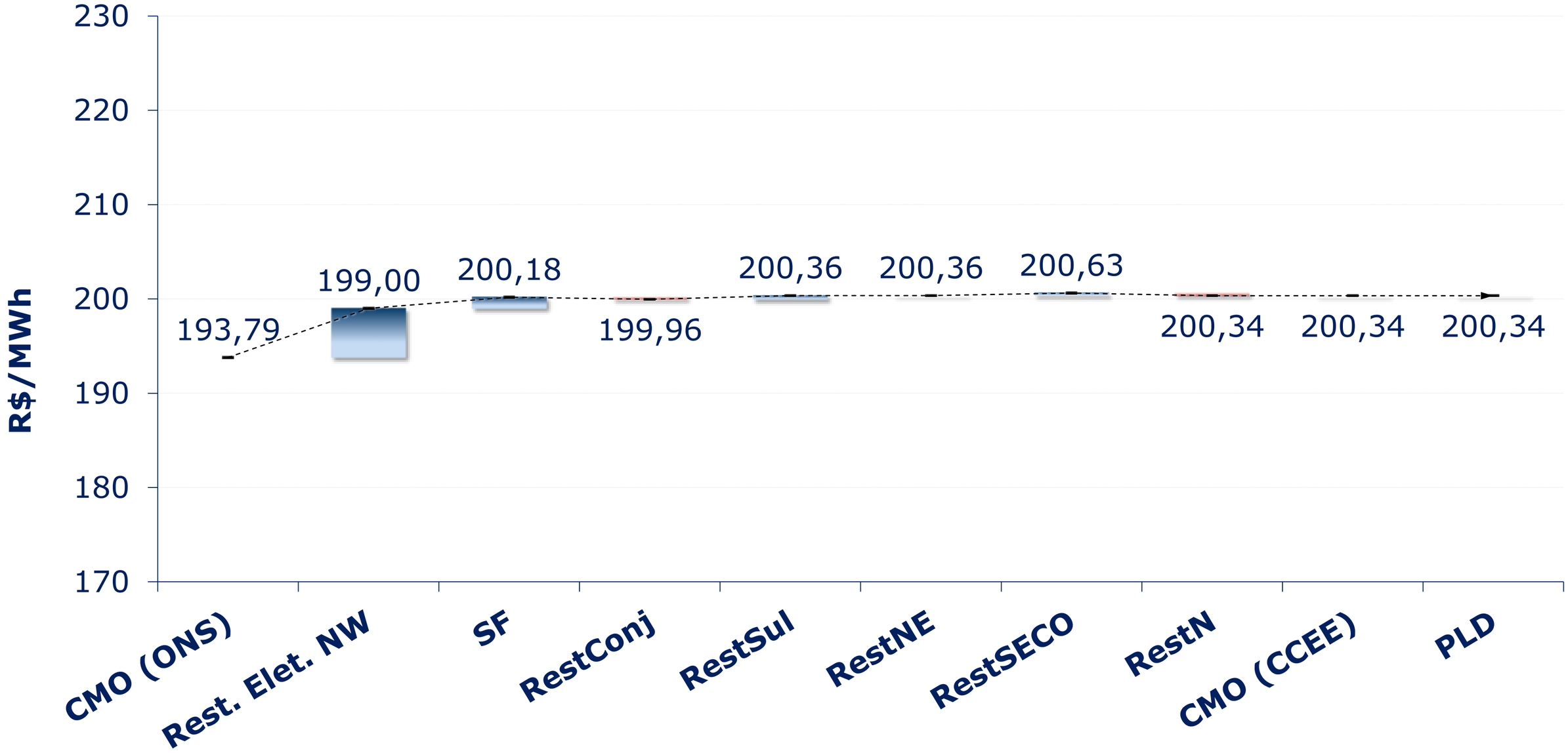
Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Diferença CMO x PLD – Sudeste e Sul



Comportamento do Preço – Setembro de 2019 – Semana 1

Diferença CMO x PLD – Nordeste e Norte





Projeção do PLD

Revisão 0 de Setembro de 2019

ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

Disclaimer

A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, **não cabe atribuir a CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema**. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Metodologias de Projeção do PLD

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

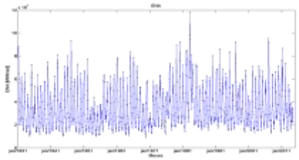
ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Metodologias

- Metodologias de Projeção de ENA:
  - Projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais
    - Transformação Logarítmica
  - Média dos últimos 5 anos (2014 – 2018)

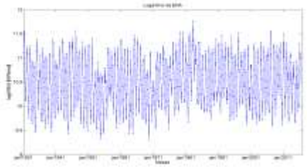
- Metodologia de Simulação:
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP

Transformação Logarítmica



ENA

Transformação Logarítmica do sinal da ENA



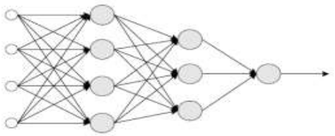
AMI τ

FNN d_E

$t = 1, 2, \dots,$ último mês

$ENA(t+1) = ENA(t, t-\tau, t-2\tau, \dots, t-d_E\tau)$

Dados de Entrada Para Treinamento da RNA



Treinamento da RNA

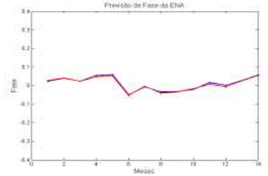
RNA Treinada

Dados de Entrada para Previsão da ENA

$ENA(t+1) = ENA(t, t-\tau, t-2\tau, \dots, t-d_E\tau)$

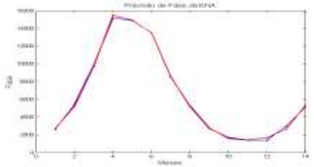
$t = mês\ atual, \dots,$ mês atual + 13

Resultado da Projeção do log da ENA



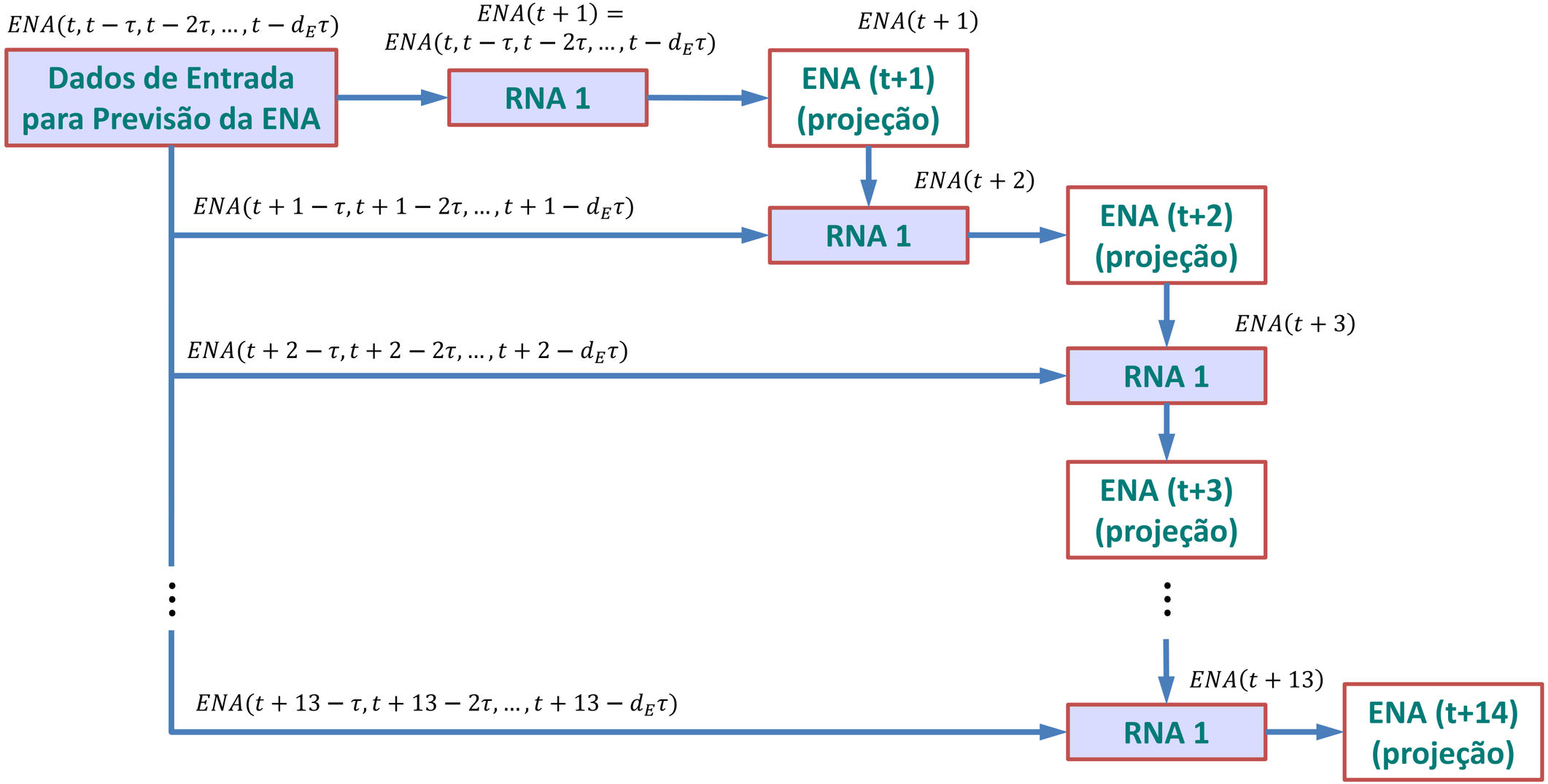
Recuperação do sinal

ENA (projeção)



Projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais

Encadeamento da Rede Neural Artificial



Projeção de ENA: Média dos últimos 5 anos

- Uma nova sensibilidade foi realizada considerando que as ENAs dos próximos meses seriam iguais à média das ENAs dos últimos cinco anos;

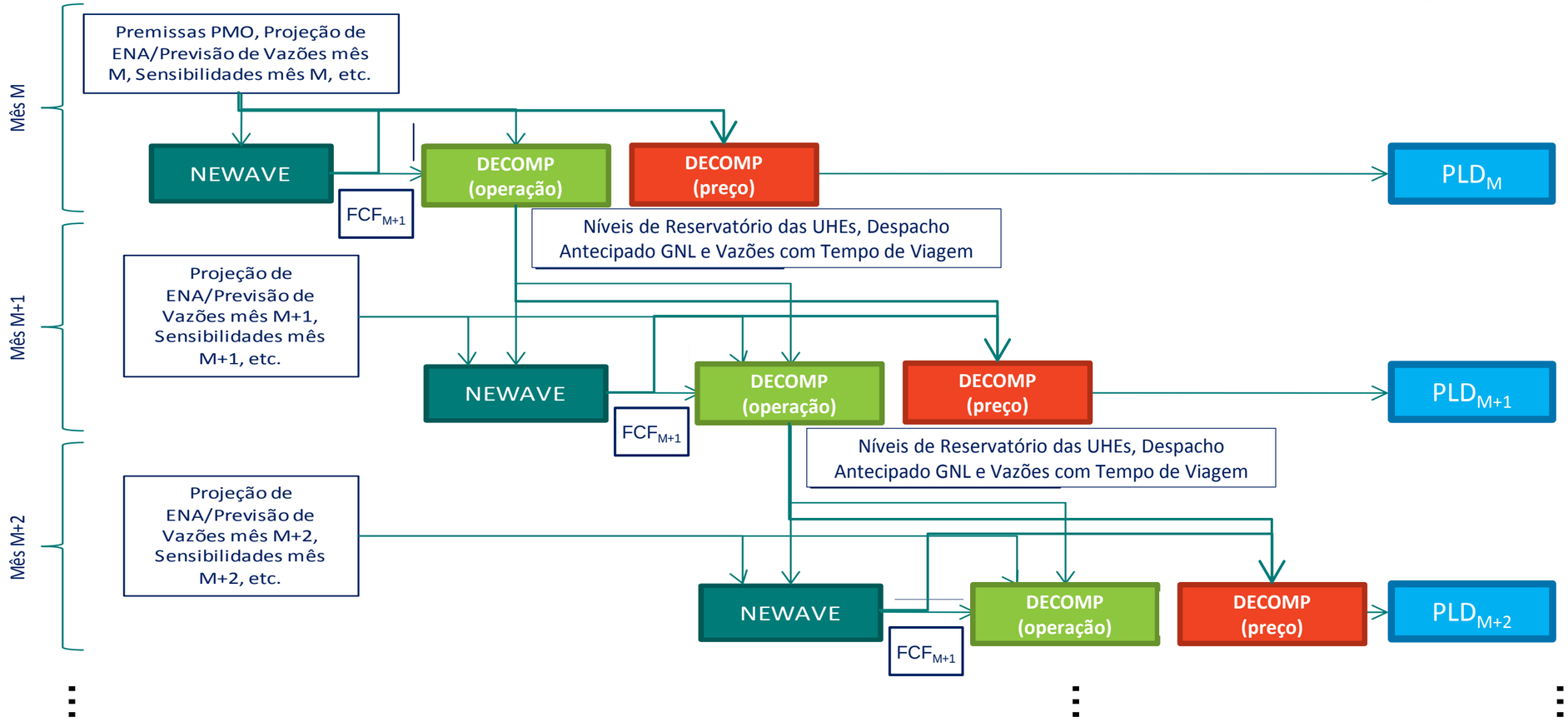
- Por exemplo: a ENA de Setembro de 2019 foi considerada como sendo igual à média dos últimos cinco meses de Setembro, isto é:

$$ENA_{Setembro/2019} = \frac{ENA_{Setembro/2014} + ENA_{Setembro/2015} + ENA_{Setembro/2016} + ENA_{Setembro/2017} + ENA_{Setembro/2018}}{5}$$

- Este mesmo procedimento foi adotado para os demais meses considerados na projeção;

Projeção do PLD: Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP

Descrição: Com o objetivo de melhor emular o procedimento de cálculo do PLD, para cada mês que se deseja projetar o PLD são processados um NEWAVE e dois DECOMPs (um de operação, com premissas de geração térmica por segurança energética, e um de preço) de forma sequencial, encadeando o processo para todo o horizonte de projeção.



São processados vários NEWAVE e DECOMP que consultam várias Funções de Custo Futuro atualizadas!

Resultados da Projeção do PLD

Revisão 0 de Setembro de 2019

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Premissas

- **<u>Projeção do PLD:</u>** Projeção de ENA por Redes Neurais (log da ENA):
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito

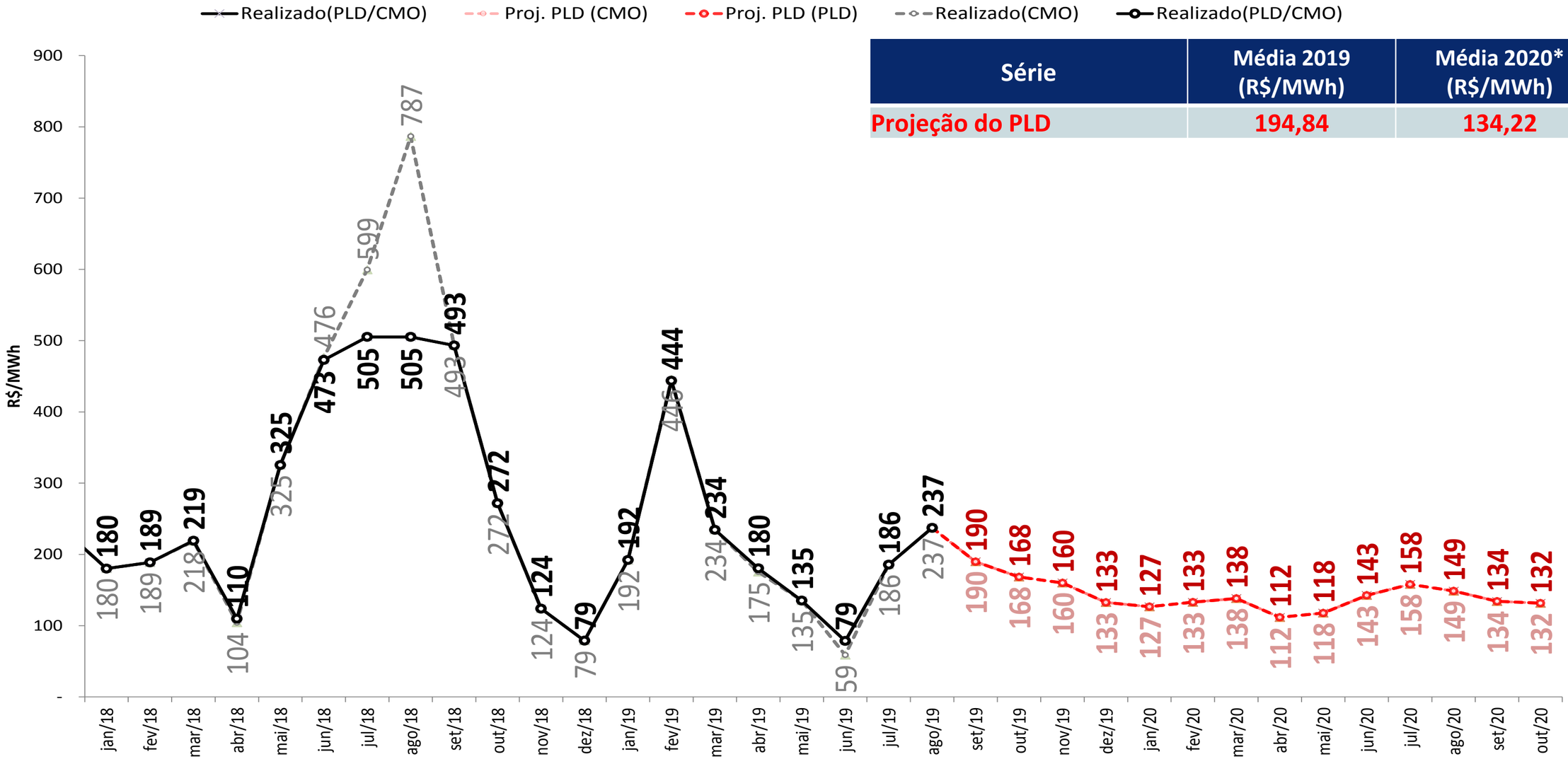
- **<u>Sensibilidade 1:</u>** Projeção de ENA por Redes Neurais (log da ENA) e aprimoramentos da CPAMP a partir de Jan/2020:
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito

- **<u>Sensibilidade 2:</u>** Média da ENA por REE dos anos de 2014 a 2018 e aprimoramentos da CPAMP a partir de Jan/2020:
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito

***Os casos considerando os aprimoramentos aprovados pela CPAMP utilizaram a versão 25.6.1 do NEWAVE e versão 7.2 do GEVAZP**

Projeção do PLD – SE/CO

Projeção do PLD



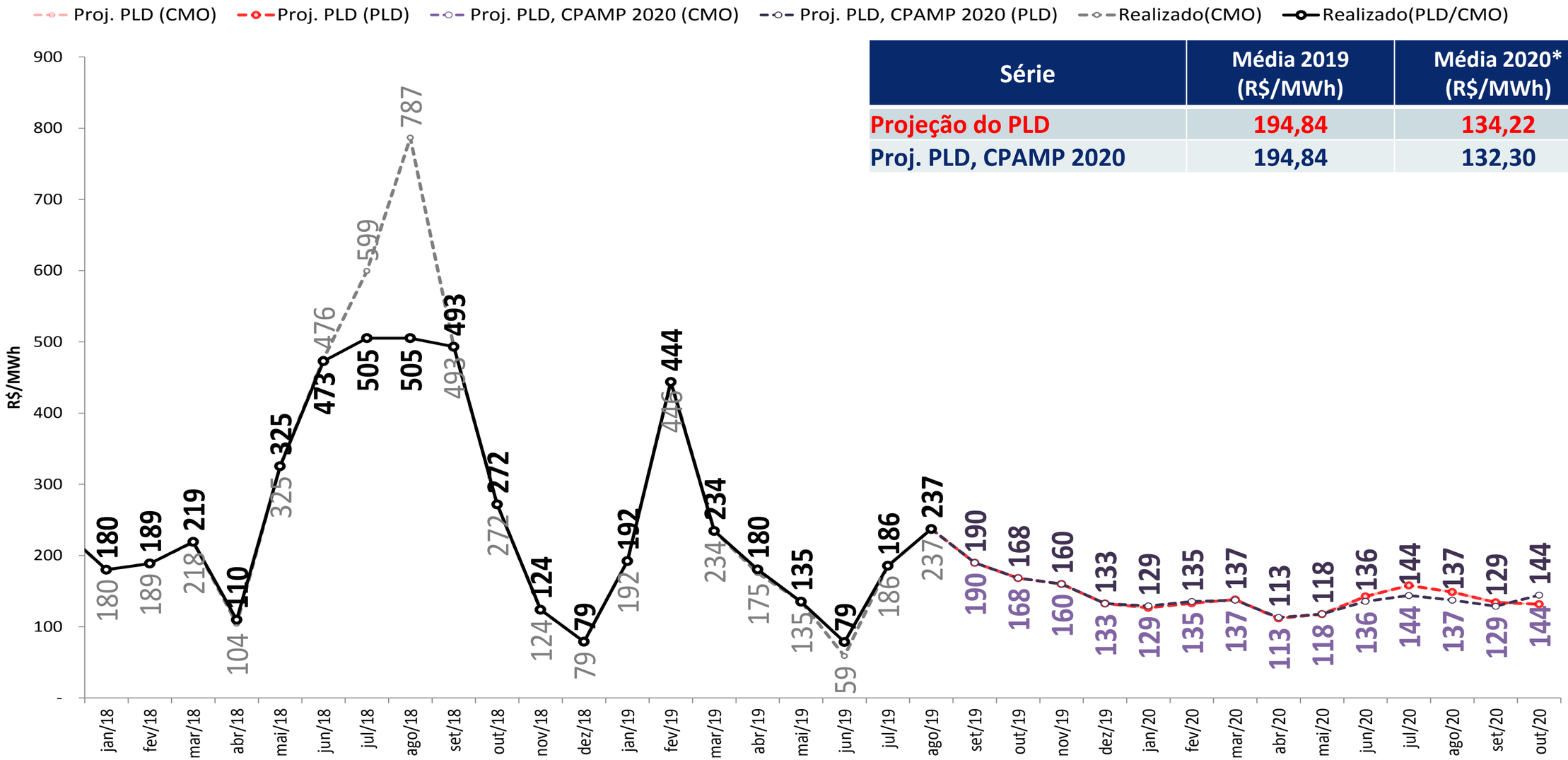
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – SE/CO

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



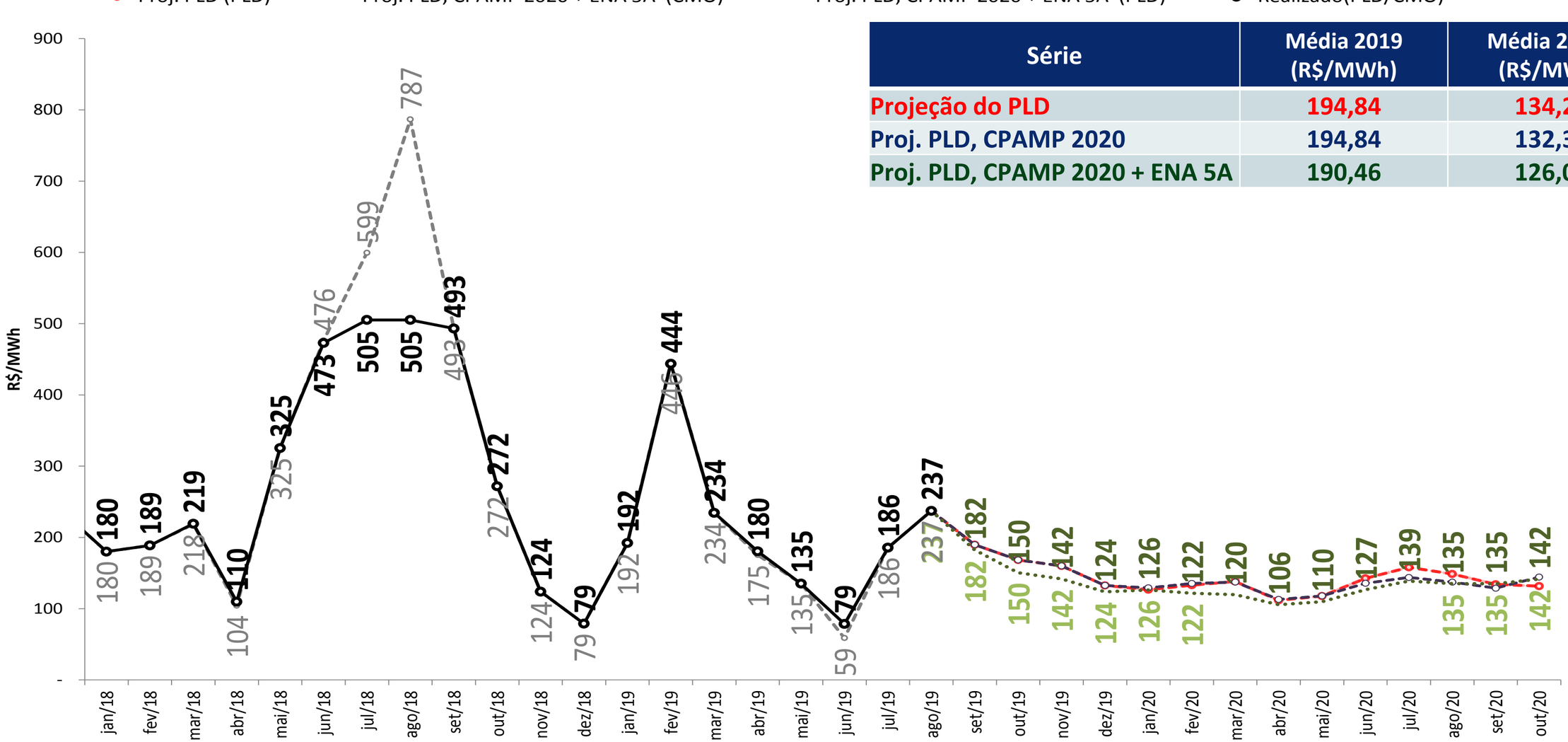
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22
Proj. PLD, CPAMP 2020	194,84	132,30

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – SE/CO

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



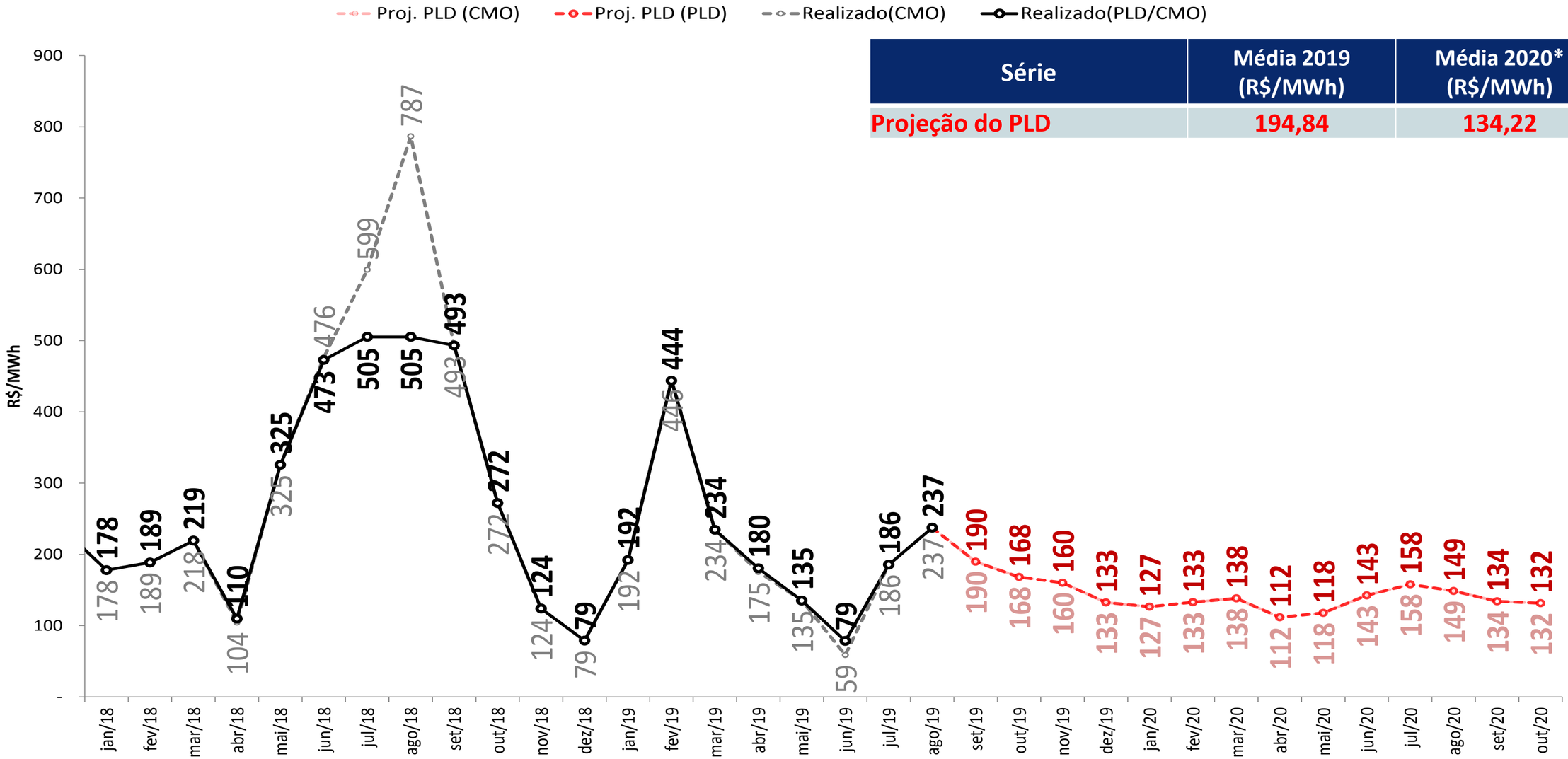
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22
Proj. PLD, CPAMP 2020	194,84	132,30
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	190,46	126,01

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – S

Projeção do PLD



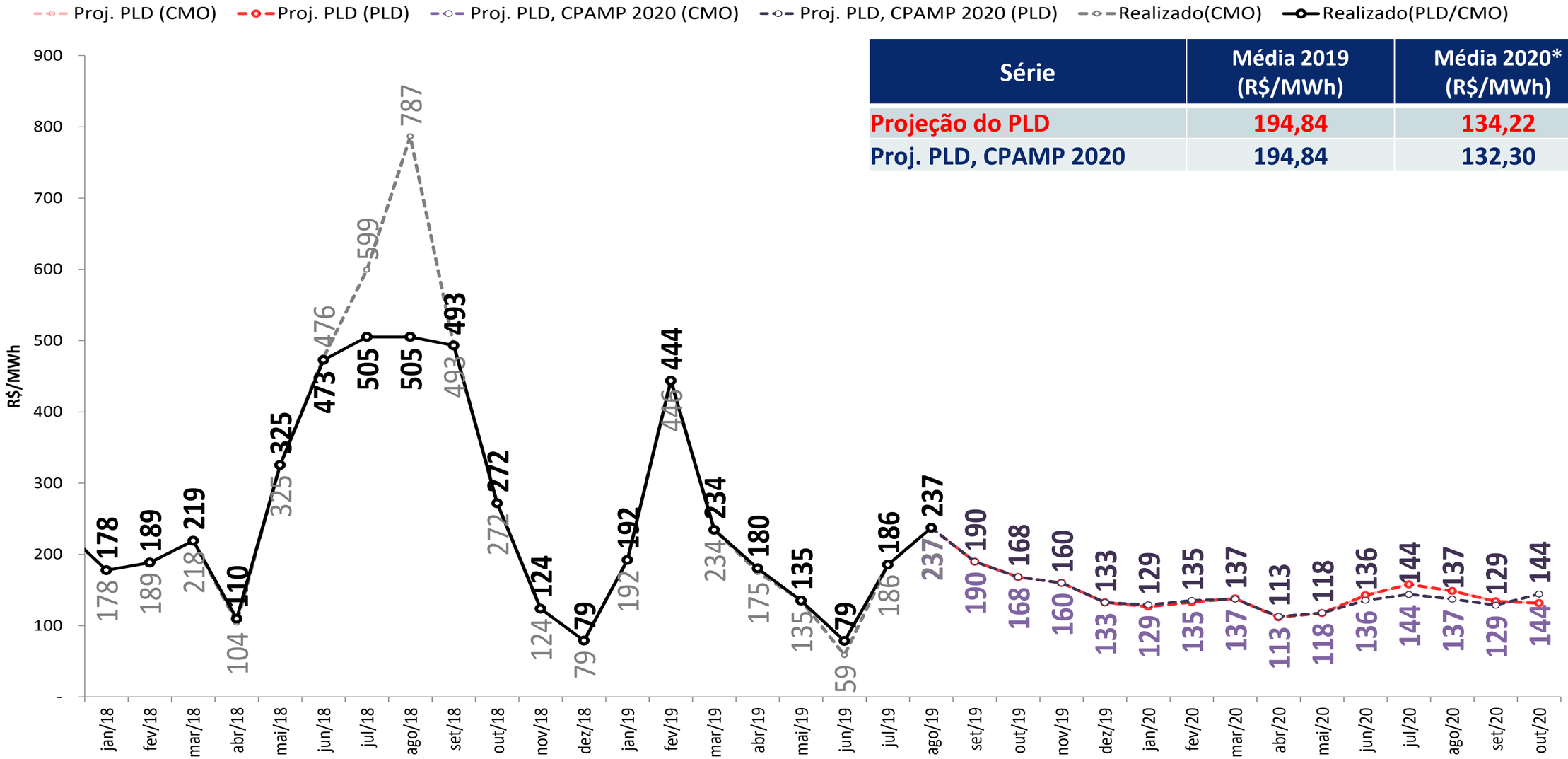
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – S

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



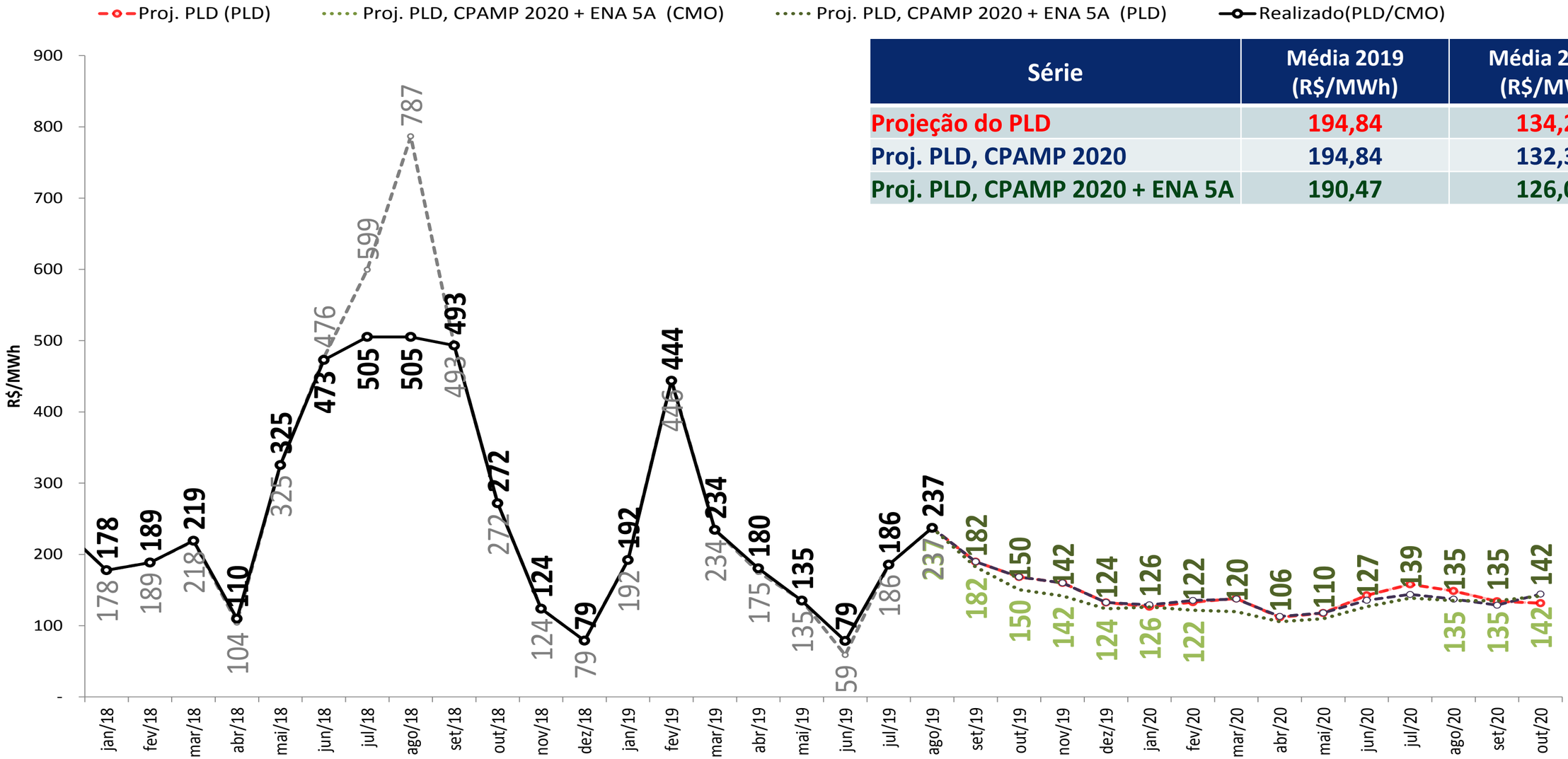
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22
Proj. PLD, CPAMP 2020	194,84	132,30

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – S

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



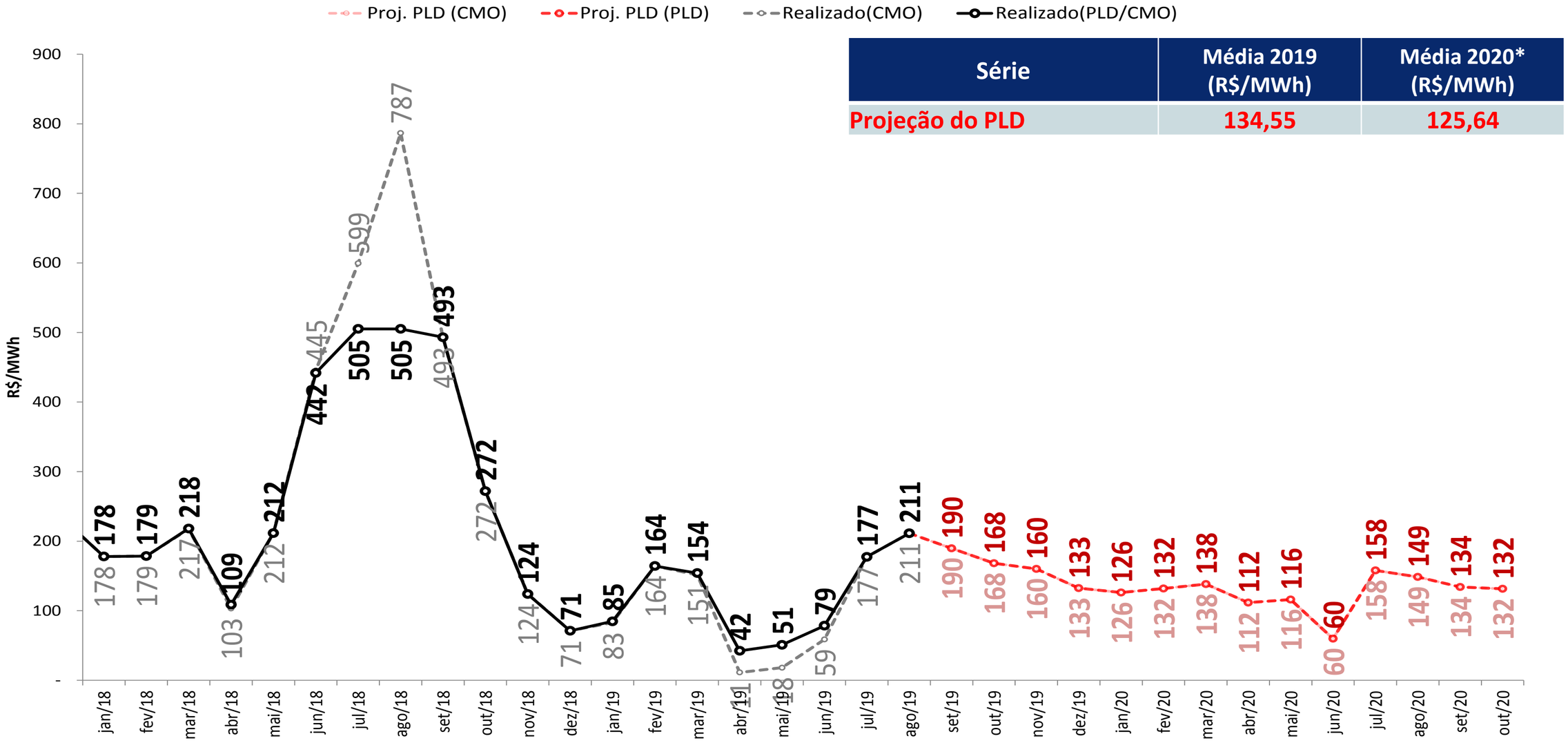
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	194,84	134,22
Proj. PLD, CPAMP 2020	194,84	132,30
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	190,47	126,01

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – NE

Projeção do PLD



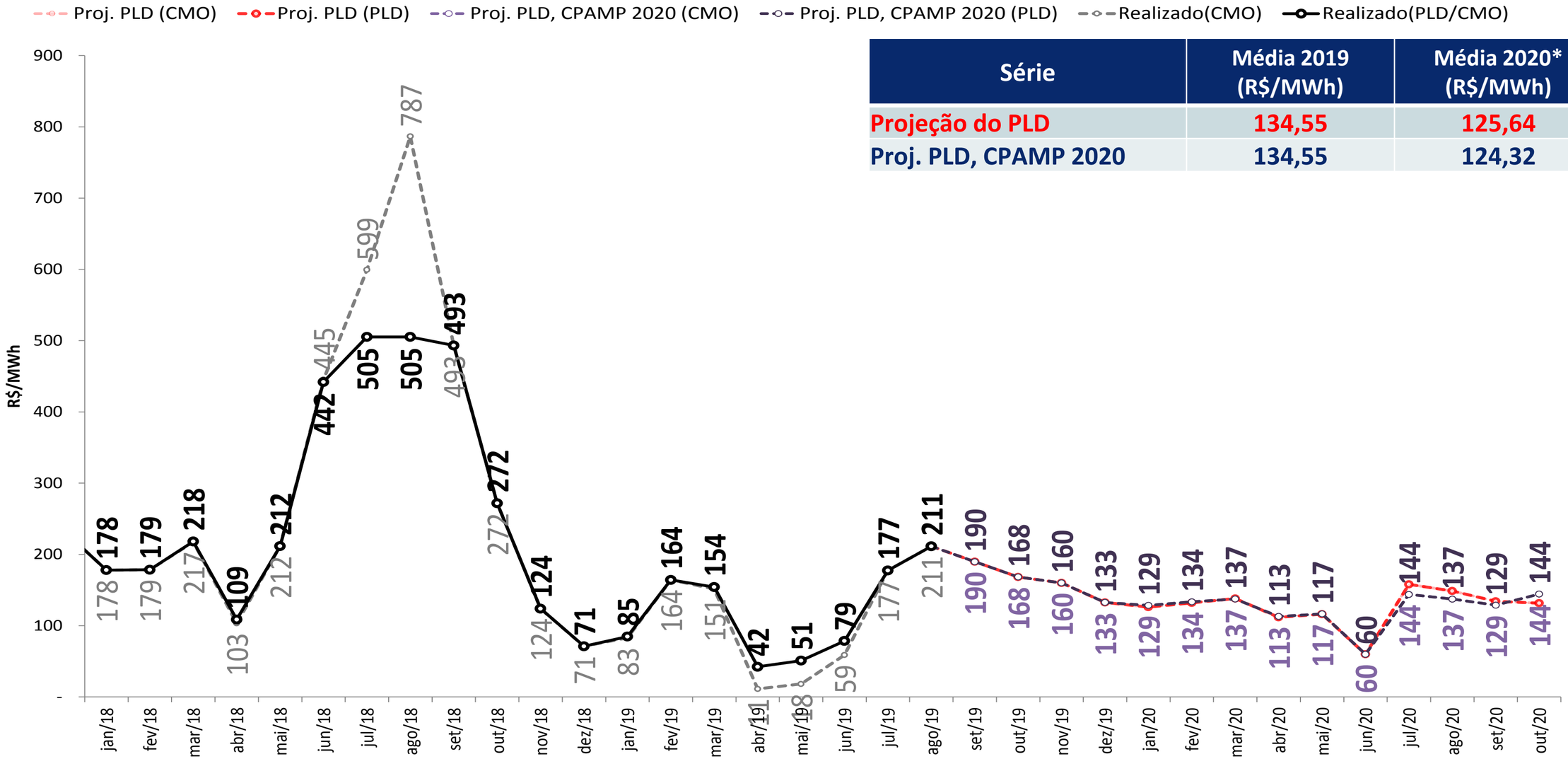
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	134,55	125,64

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – NE

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



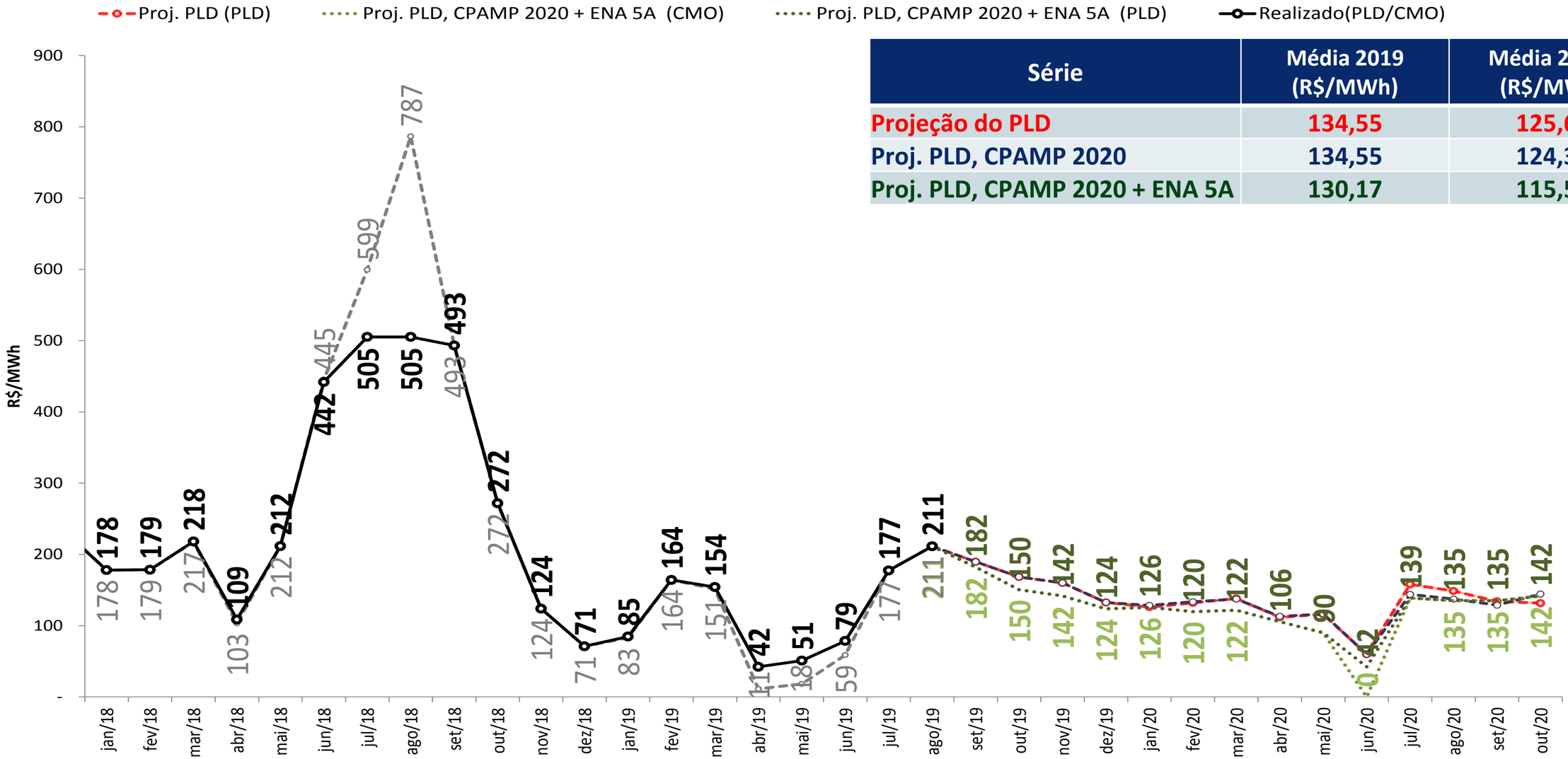
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	134,55	125,64
Proj. PLD, CPAMP 2020	134,55	124,32

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – NE

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



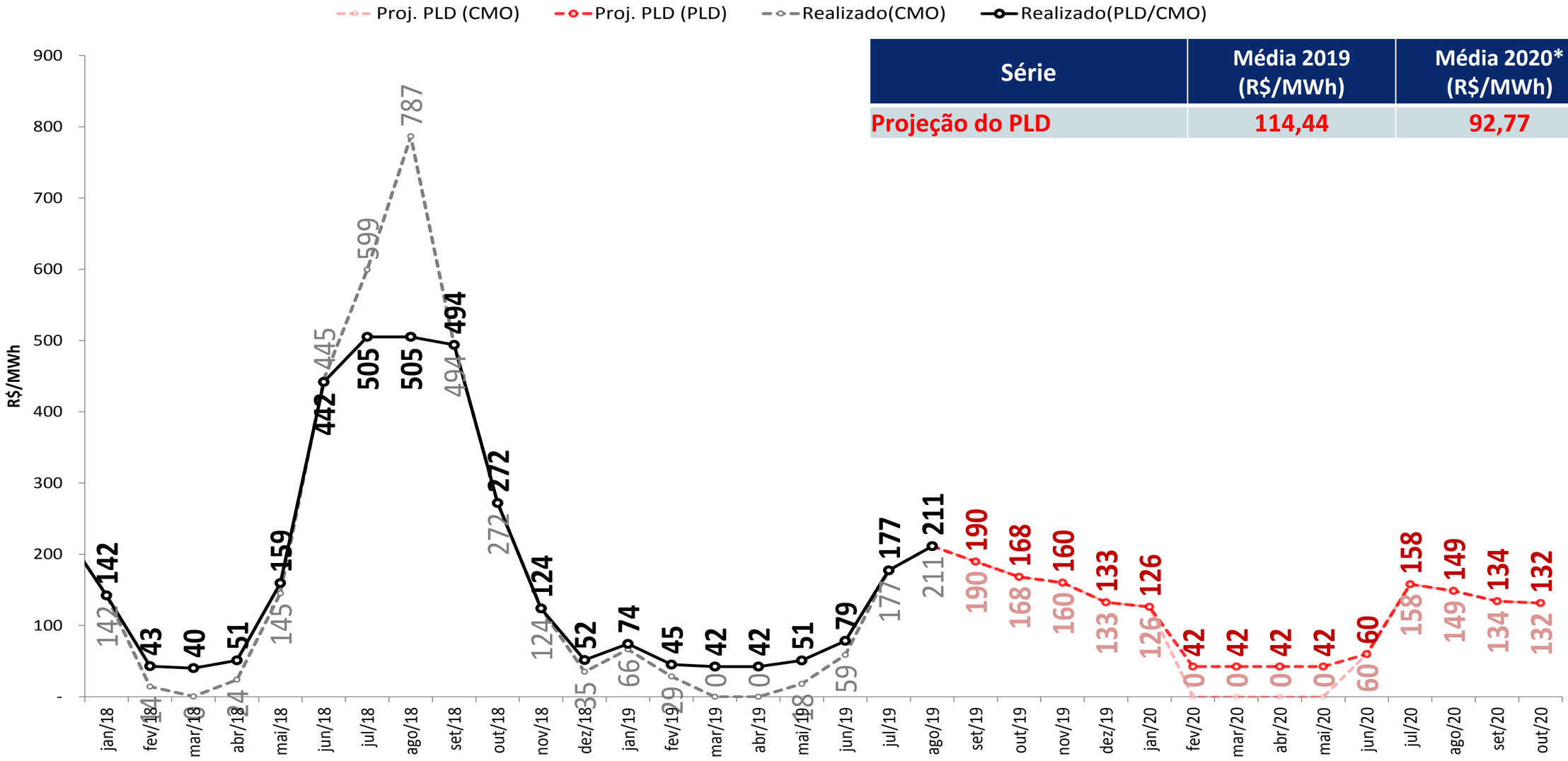
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	134,55	125,64
Proj. PLD, CPAMP 2020	134,55	124,32
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	130,17	115,59

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – N

Projeção do PLD



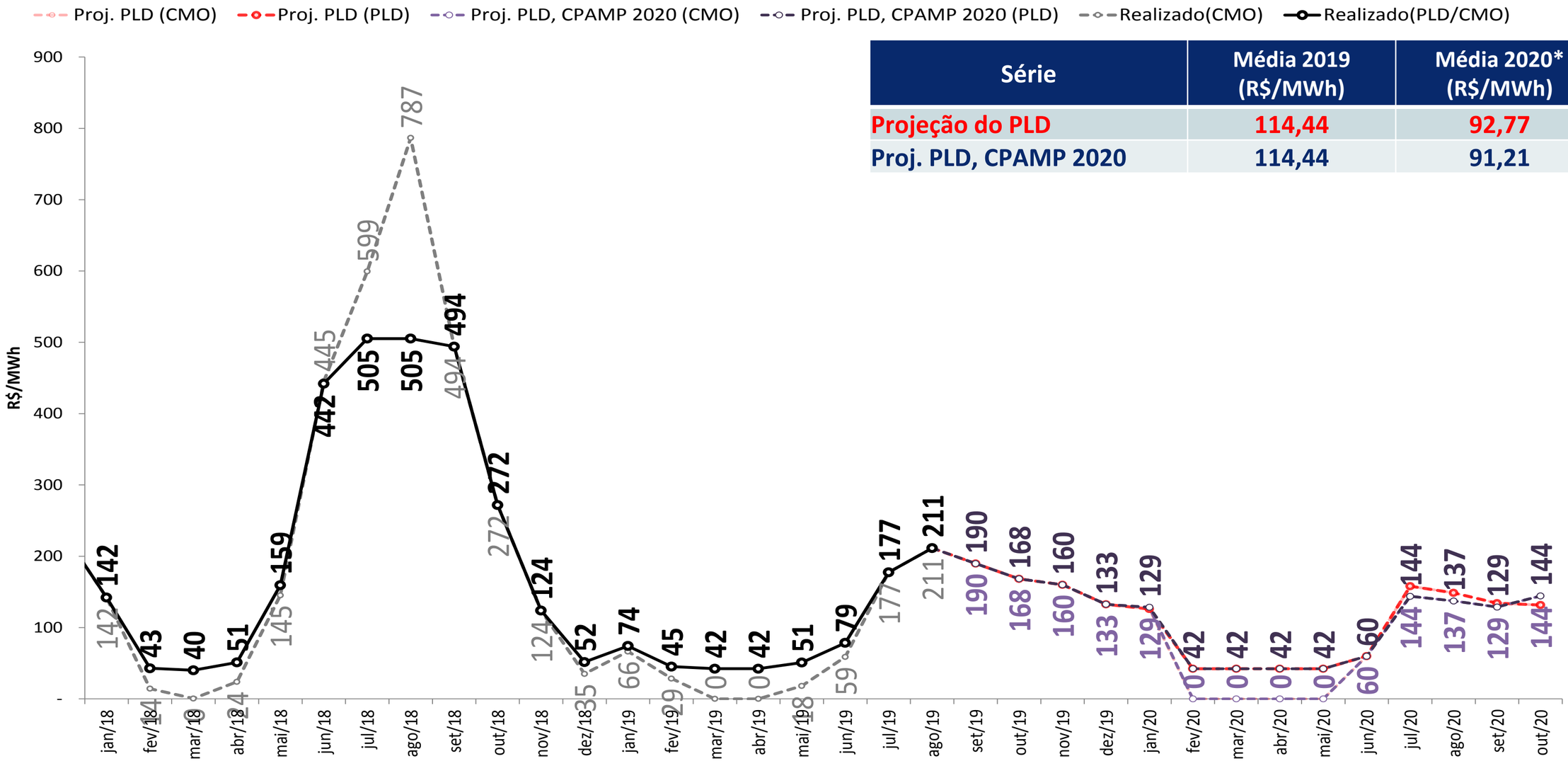
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	114,44	92,77

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – N

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



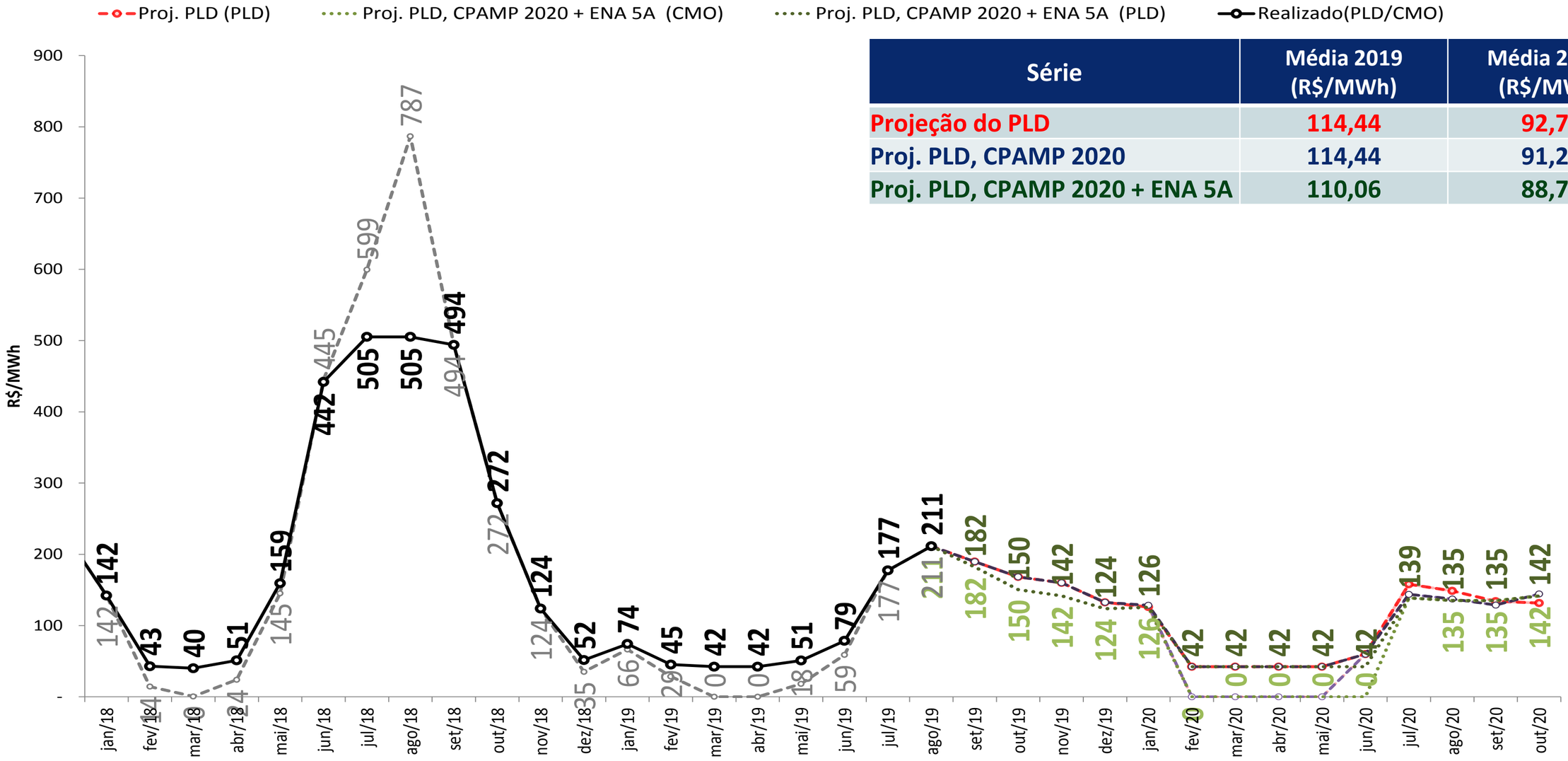
Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	114,44	92,77
Proj. PLD, CPAMP 2020	114,44	91,21

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Projeção do PLD – N

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



Série	Média 2019 (R$/MWh)	Média 2020* (R$/MWh)
Projeção do PLD	114,44	92,77
Proj. PLD, CPAMP 2020	114,44	91,21
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	110,06	88,79

- ***Foram considerados:***
  - ***2019: PLD_{MAX} = R$ 513,89/MWh, PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***
  - ***2020: PLD_{MAX} = R$ 591,01/MWh (CVU reajustado da UTE Mário Lago), PLD_{MIN} = R$ 42,35/MWh***

**** Média 2020: Média dos meses de janeiro a outubro de 2020***

Tabela Resumo da Projeção do PLD

SE/CO	set/19	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20
Proj. PLD	190	168	160	133	127	133	138	112	118	143	158	149	134	132
Proj. PLD, CPAMP 2020	190	168	160	133	129	135	137	113	118	136	144	137	129	144
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	182	150	142	124	126	122	120	106	110	127	139	135	135	142

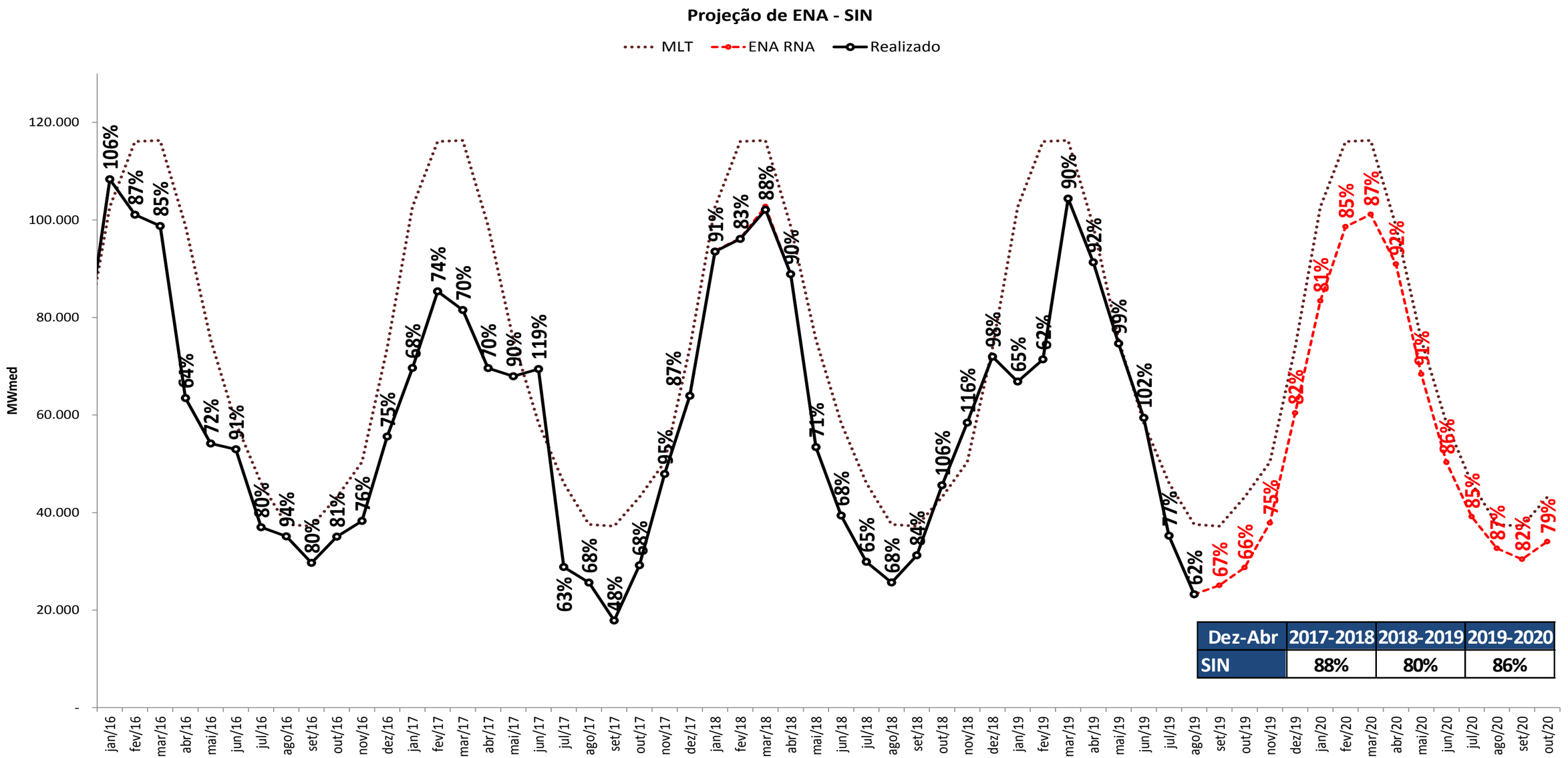
S	set/19	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20
Proj. PLD	190	168	160	133	127	133	138	112	118	143	158	149	134	132
Proj. PLD, CPAMP 2020	190	168	160	133	129	135	137	113	118	136	144	137	129	144
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	182	150	142	124	126	122	120	106	110	127	139	135	135	142

NE	set/19	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20
Proj. PLD	190	168	160	133	126	132	138	112	116	60	158	149	134	132
Proj. PLD, CPAMP 2020	190	168	160	133	129	134	137	113	117	60	144	137	129	144
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	182	150	142	124	126	120	122	106	90	42	139	135	135	142

N	set/19	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20
Proj. PLD	190	168	160	133	126	42	42	42	42	60	158	149	134	132
Proj. PLD, CPAMP 2020	190	168	160	133	129	42	42	42	42	60	144	137	129	144
Proj. PLD, CPAMP 2020 + ENA 5A	182	150	142	124	126	42	42	42	42	42	139	135	135	142

Projeção de Energia Natural Afluente

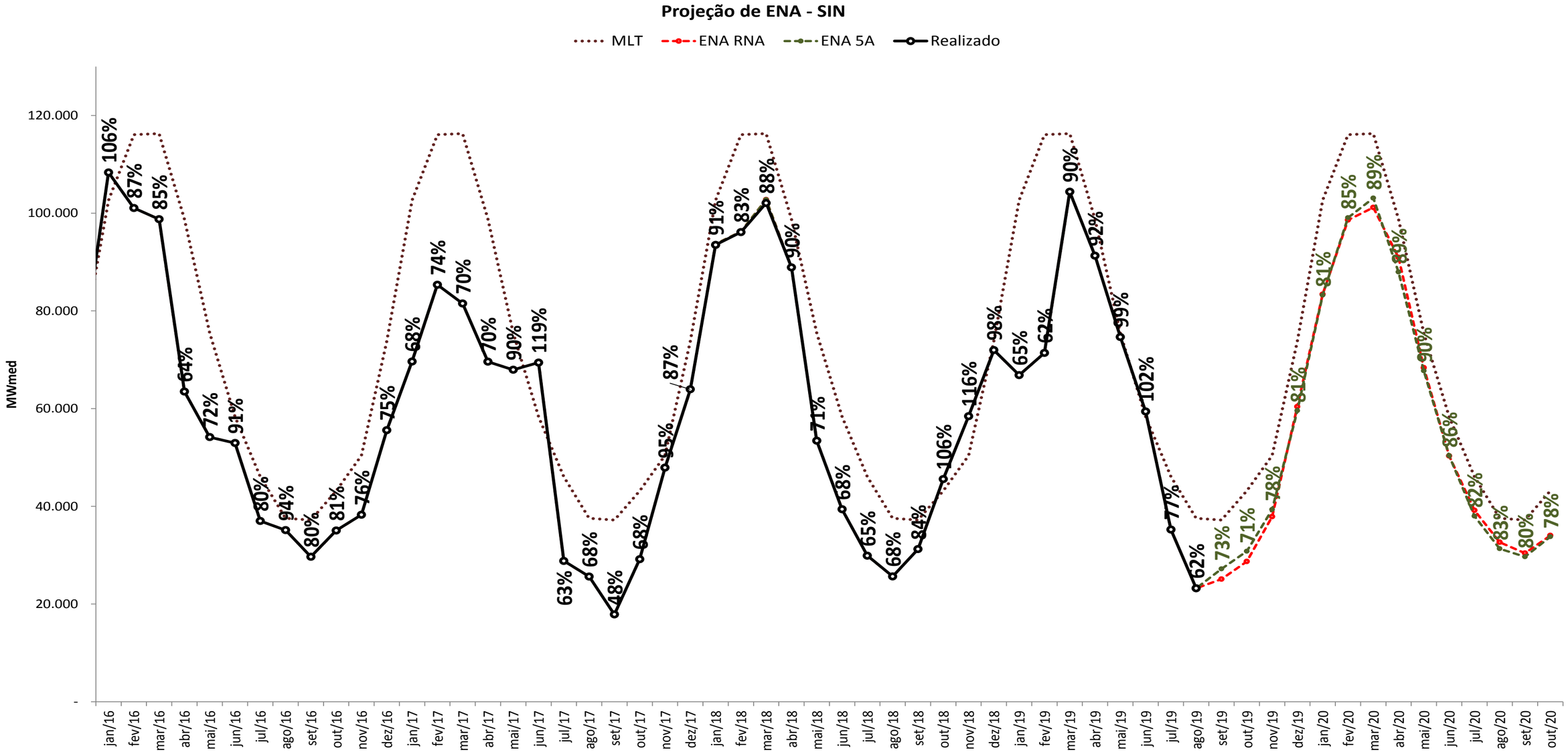
Projeção do PLD



Dez-Abr	2017-2018	2018-2019	2019-2020
SIN	88%	80%	86%

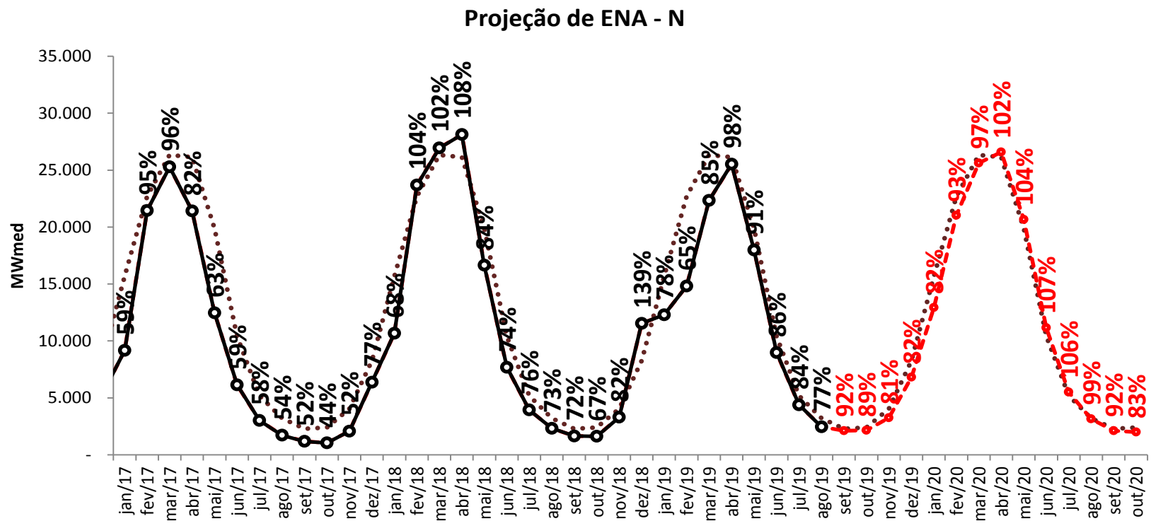
Projeção de Energia Natural Afluente

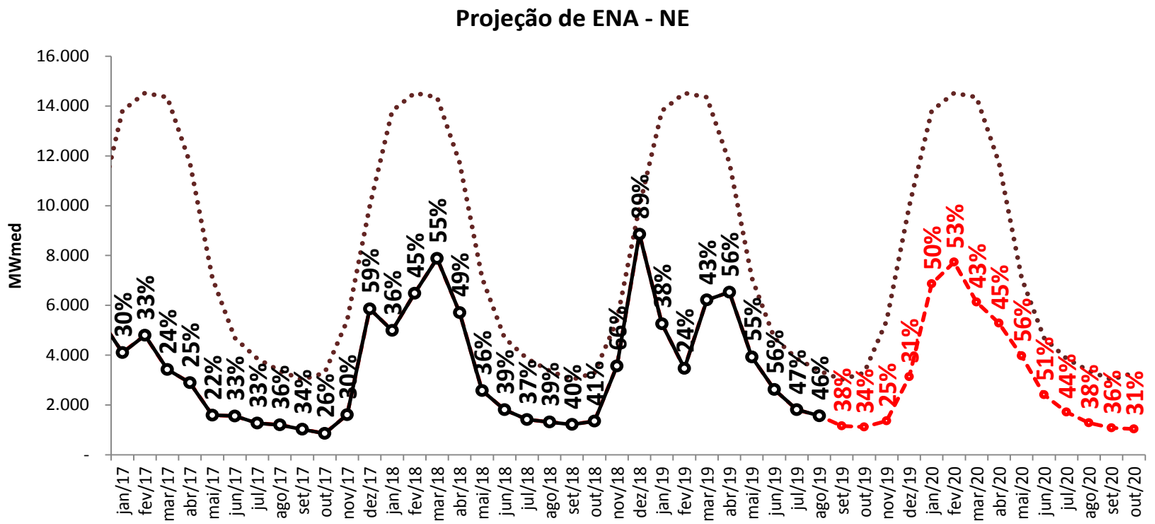
Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos

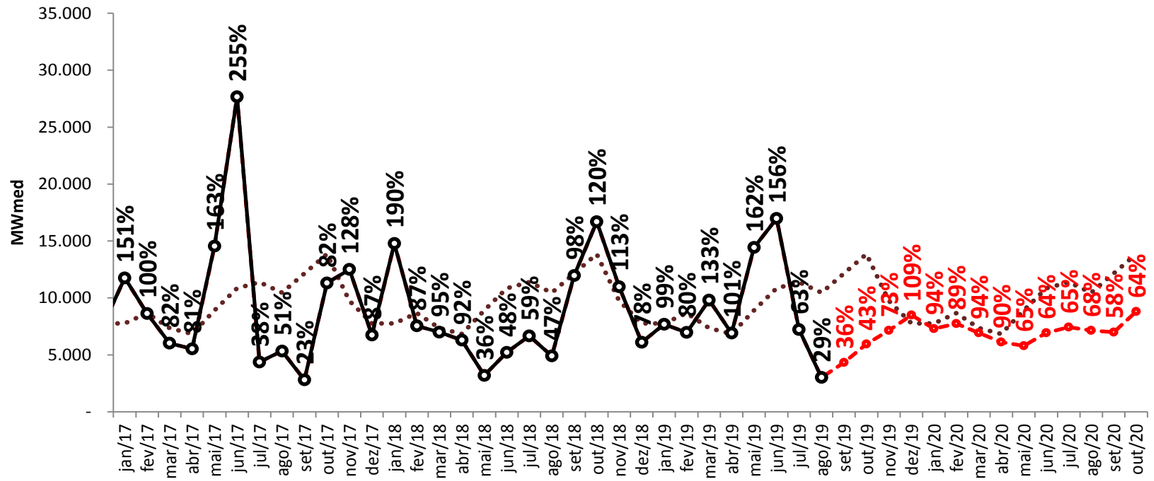


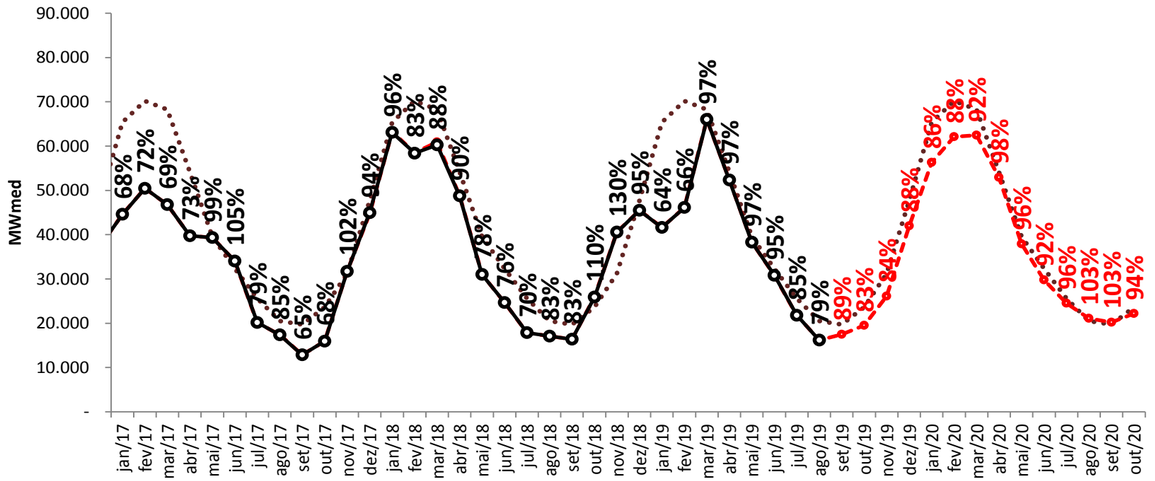
Projeção de Energia Natural Afluente

Projeção do PLD









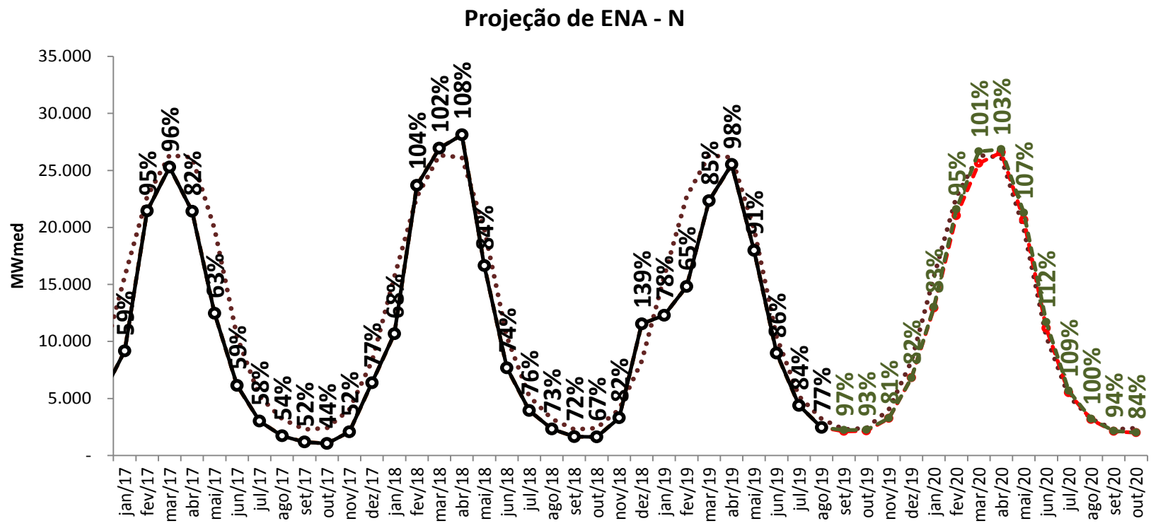
MLT — Projeção RNA — Realizado

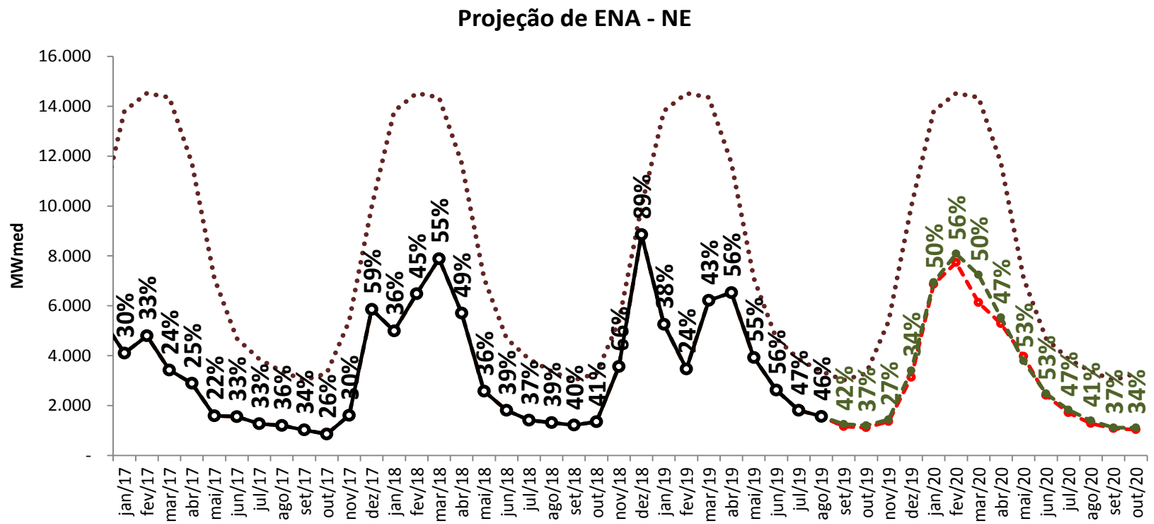
Dez-Abr	2017-2018	2018-2019	2019-2020
N	97%	87%	94%
S	110%	98%	95%

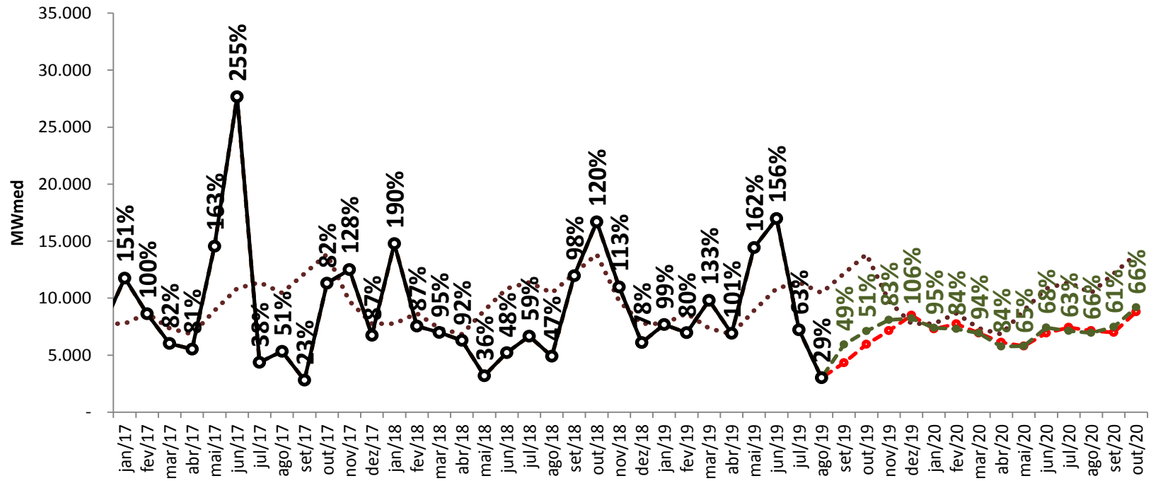
Dez-Abr	2017-2018	2018-2019	2019-2020
NE	48%	47%	45%
SE	90%	82%	90%

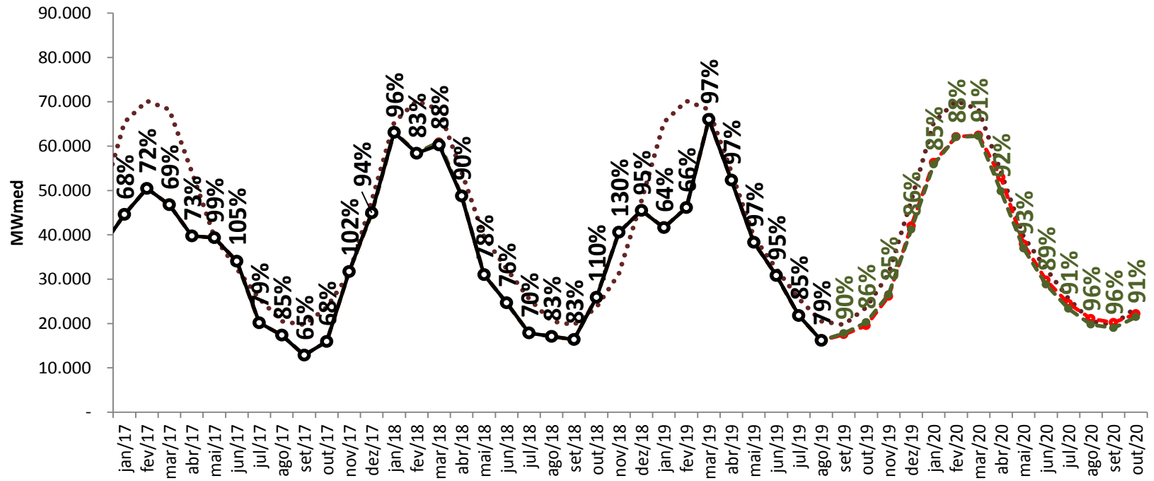
Projeção de Energia Natural Afluente

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos





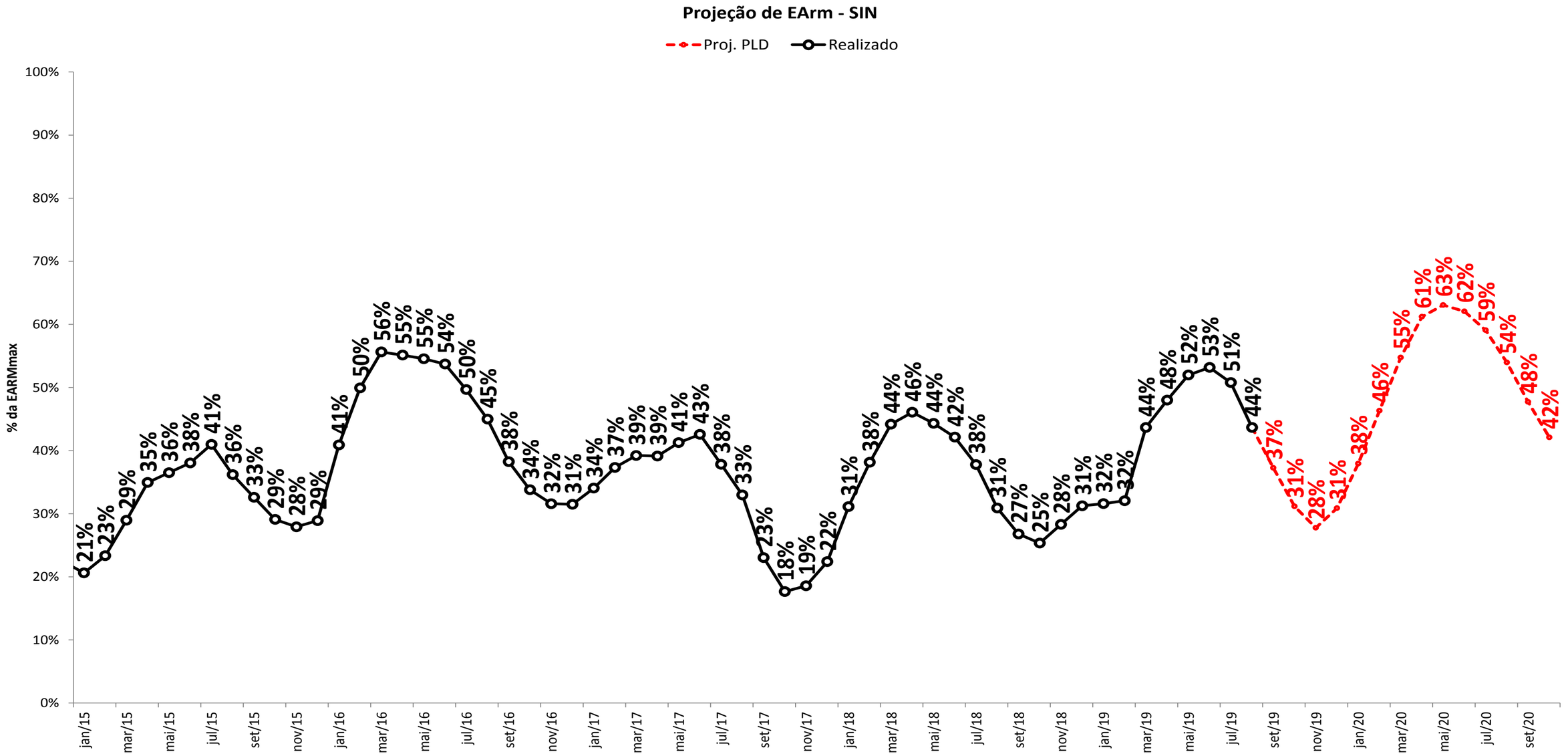




MLT — Projeção RNA — ENA 5A — Realizado

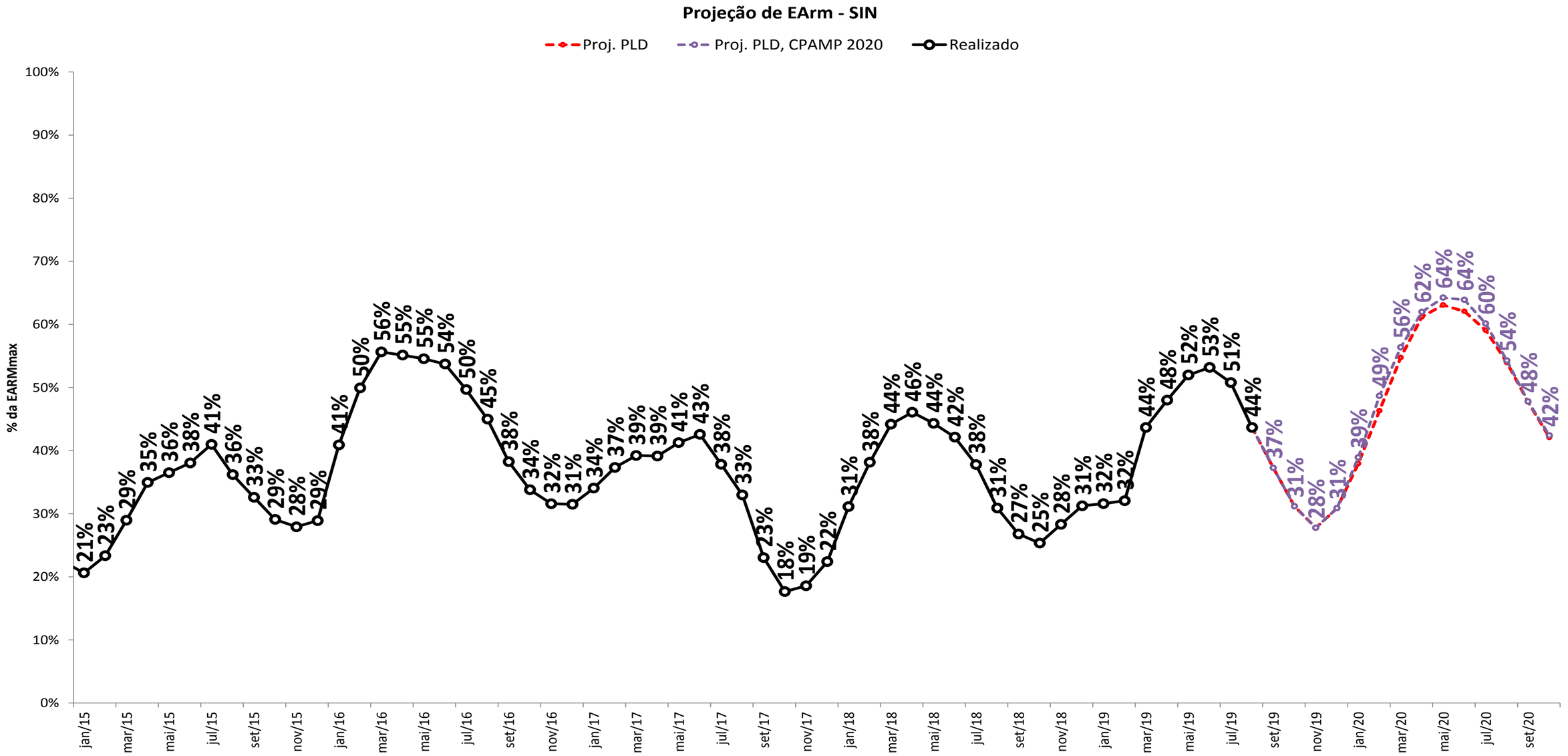
Projeção de Energia Armazenada

Projeção do PLD



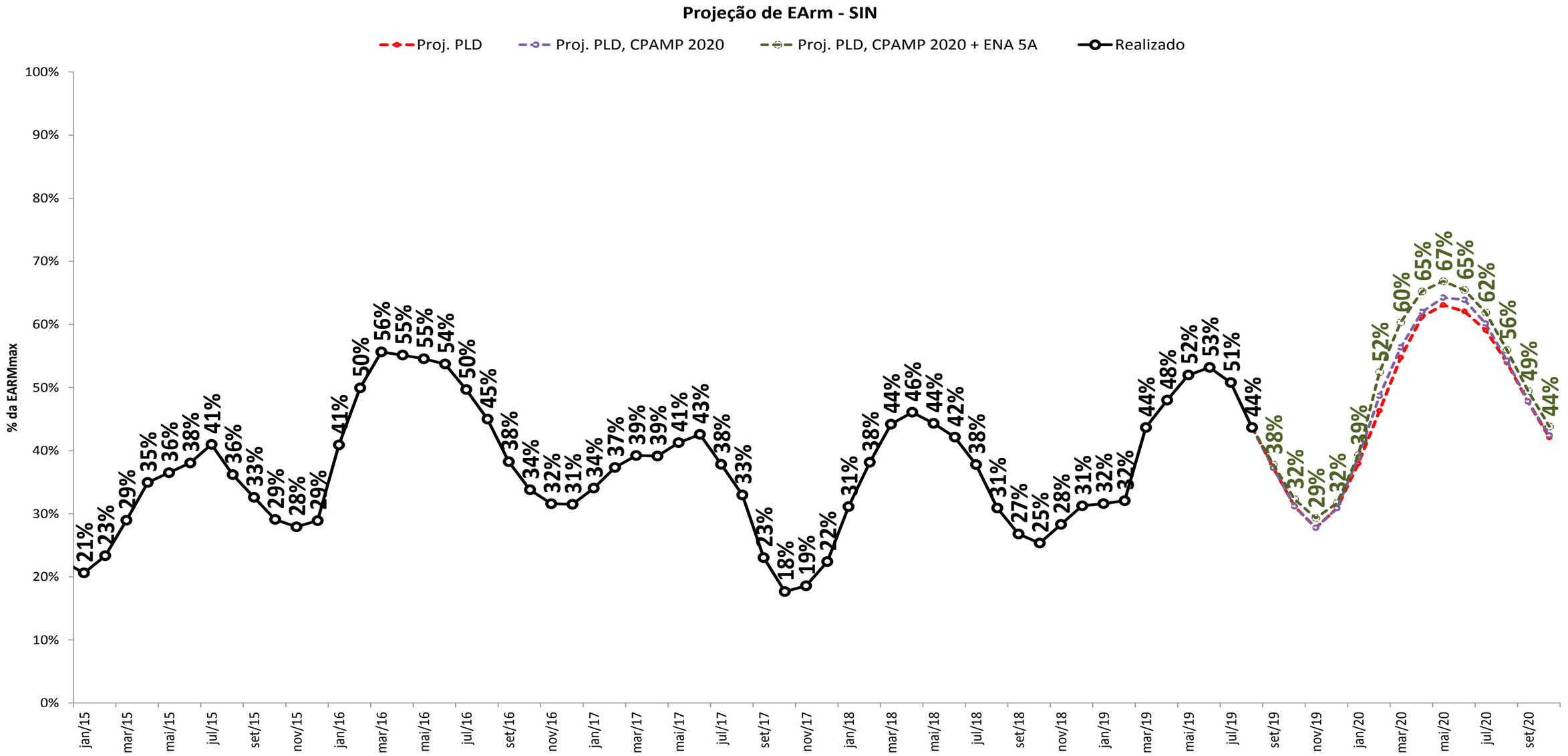
Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



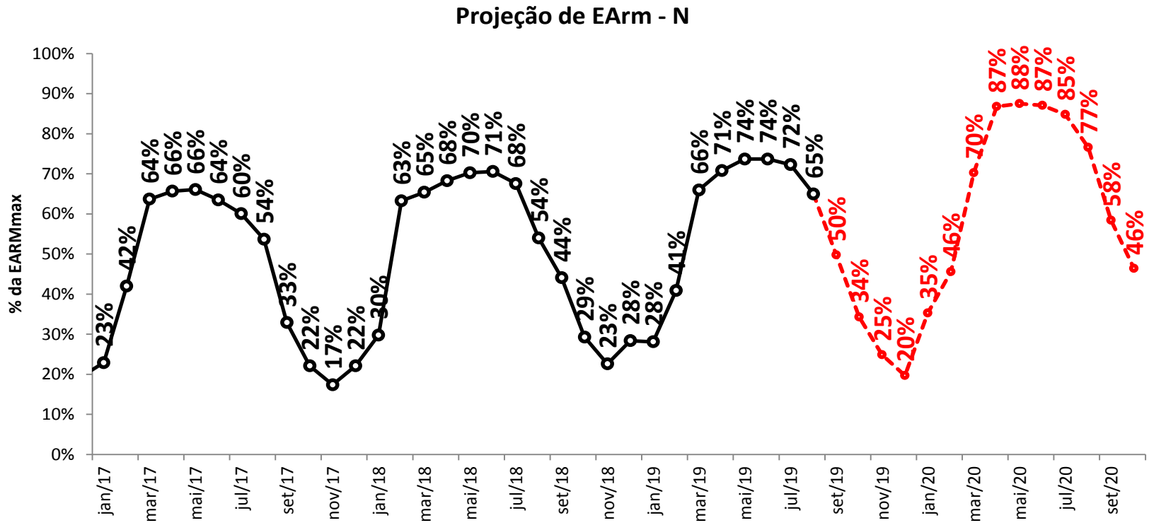
Projeção de Energia Armazenada

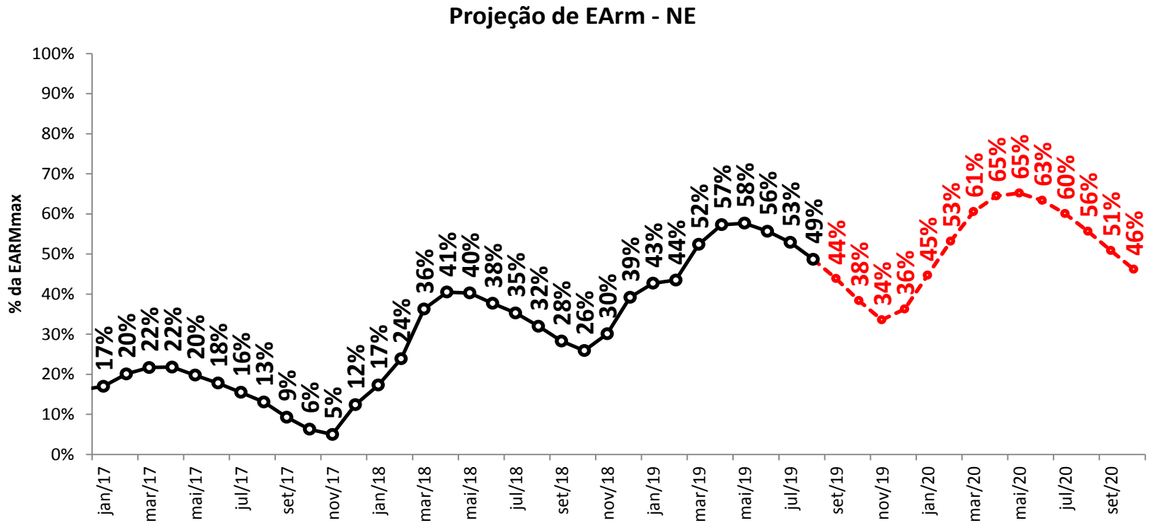
Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos

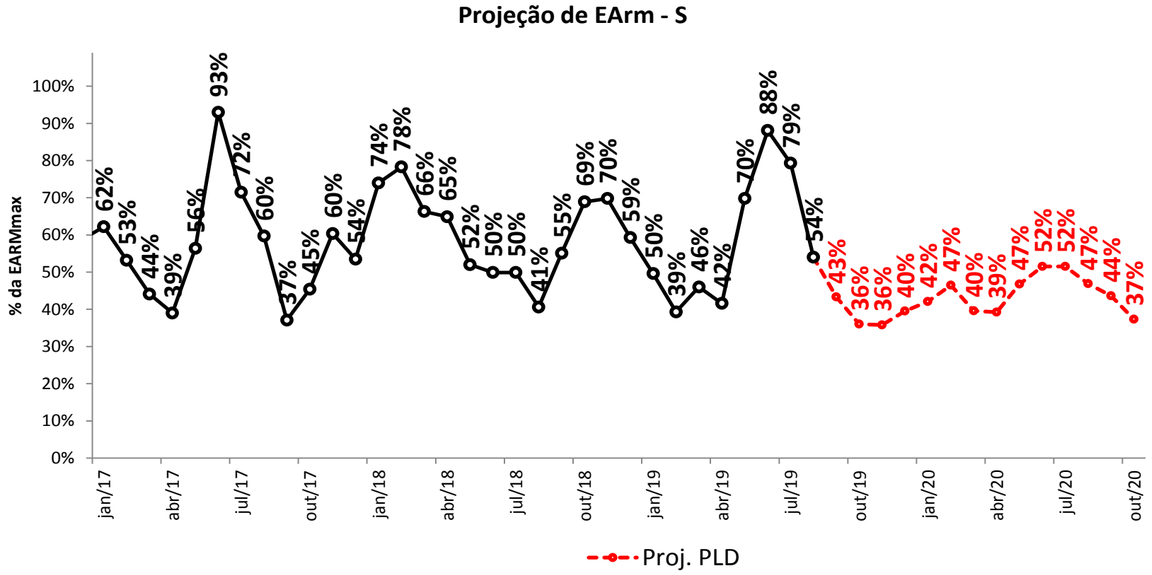


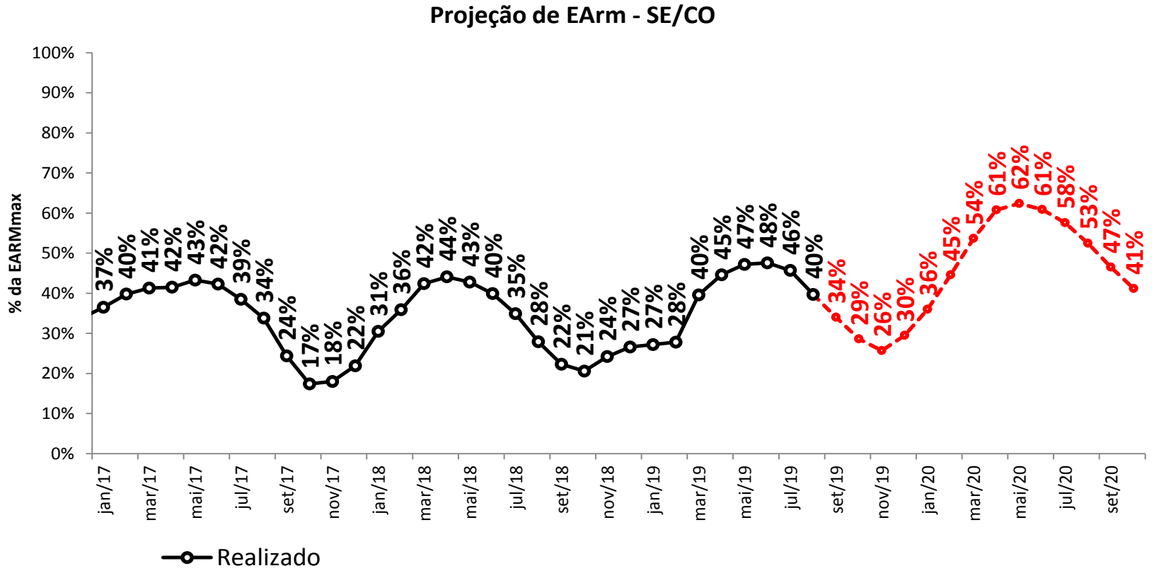
Projeção de Energia Armazenada

Projeção do PLD



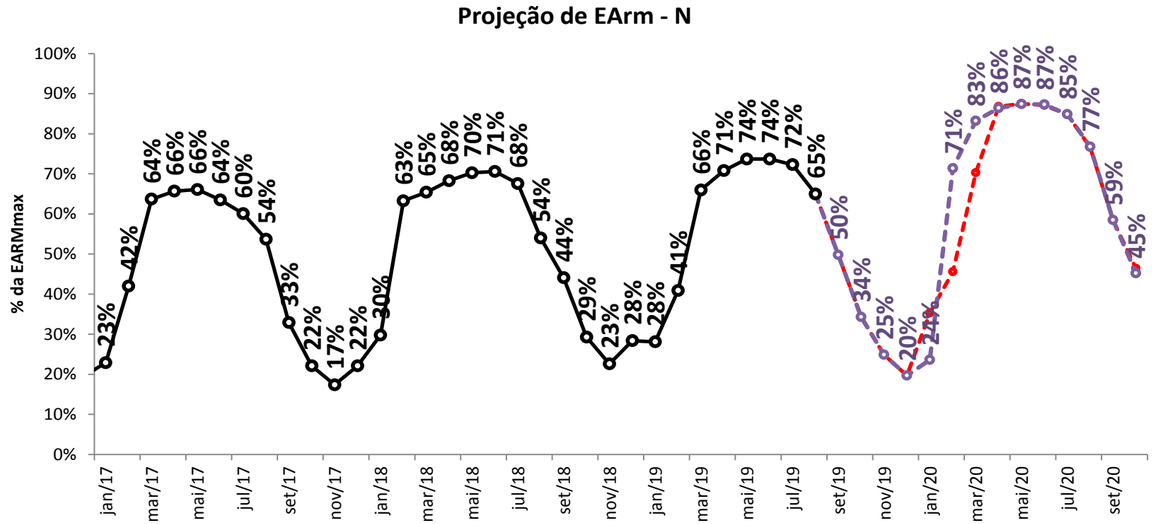


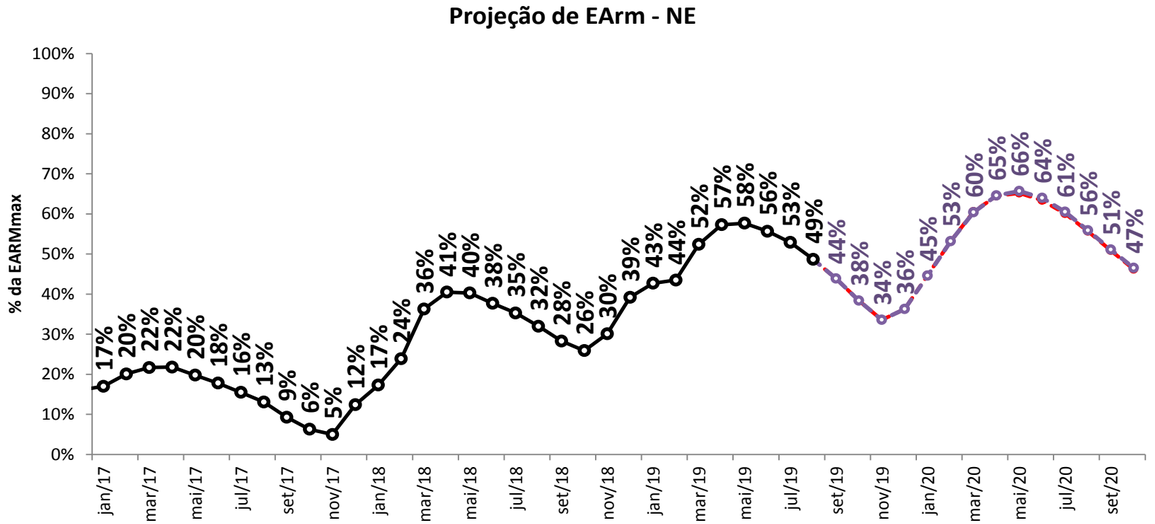


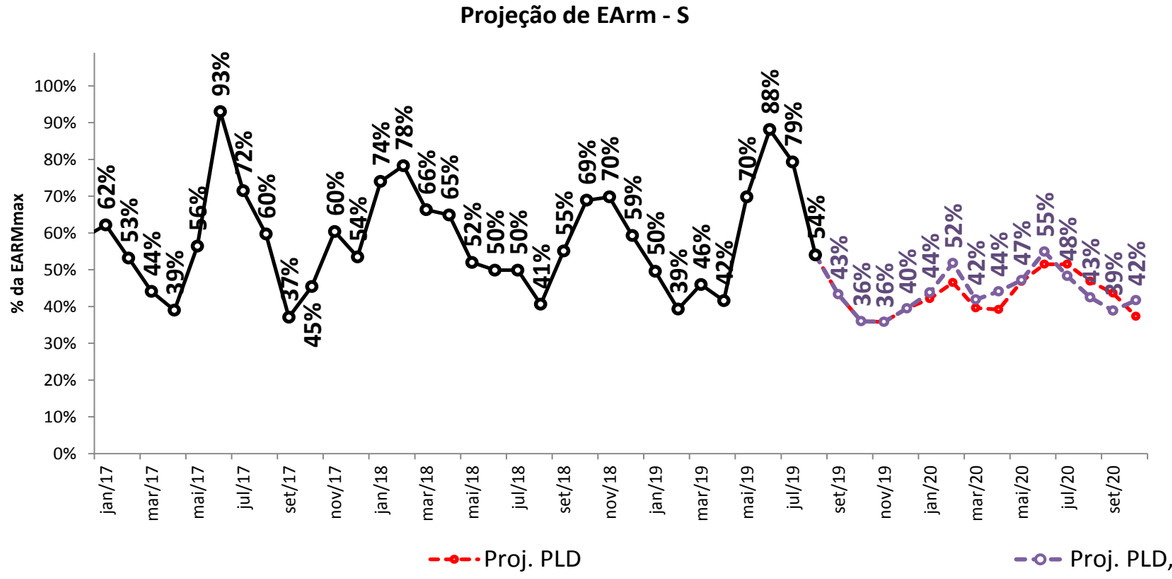


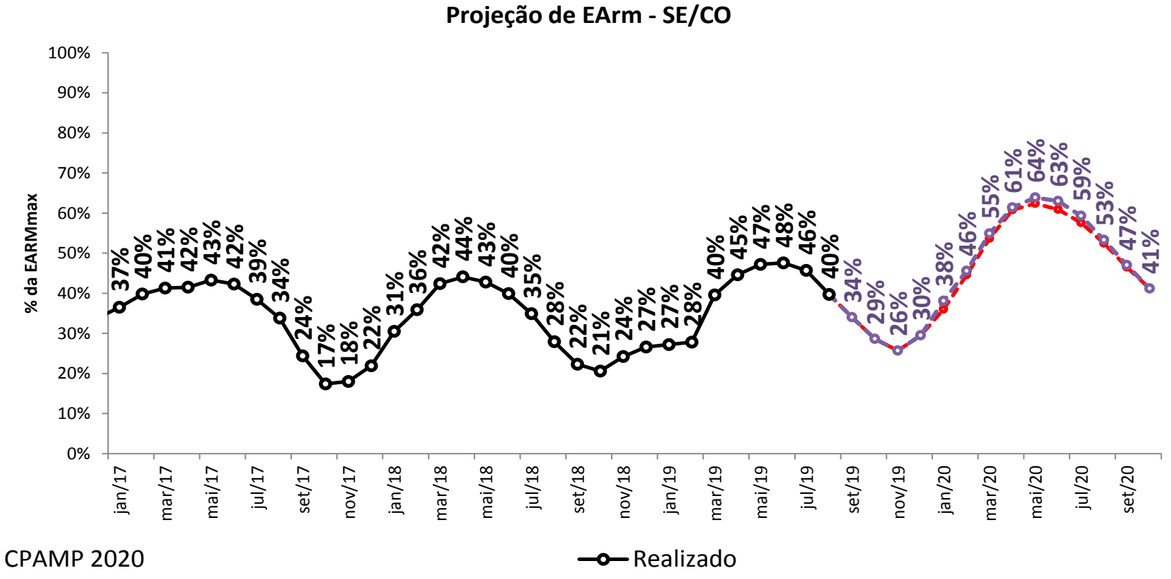
Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020





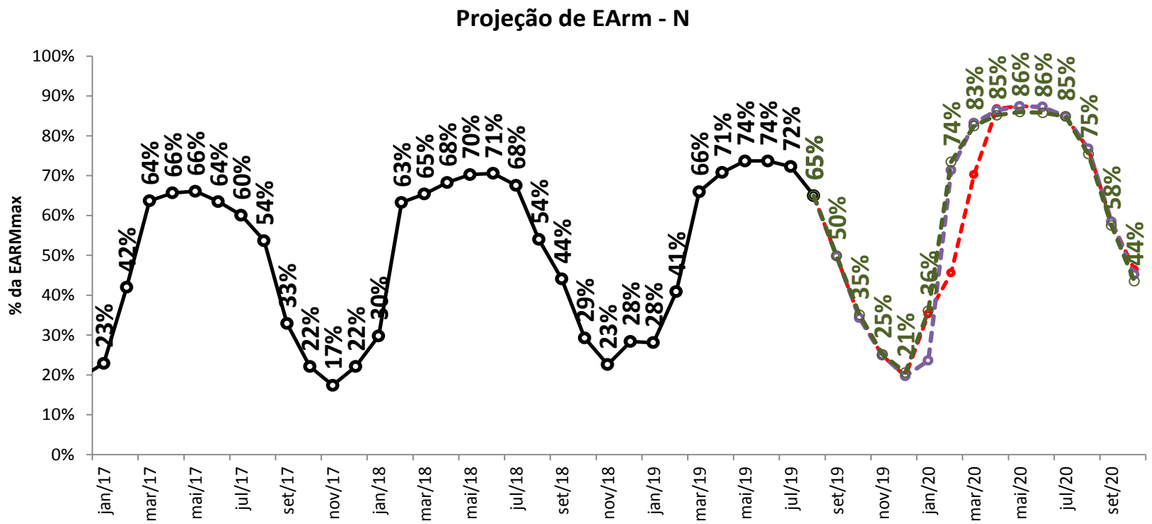


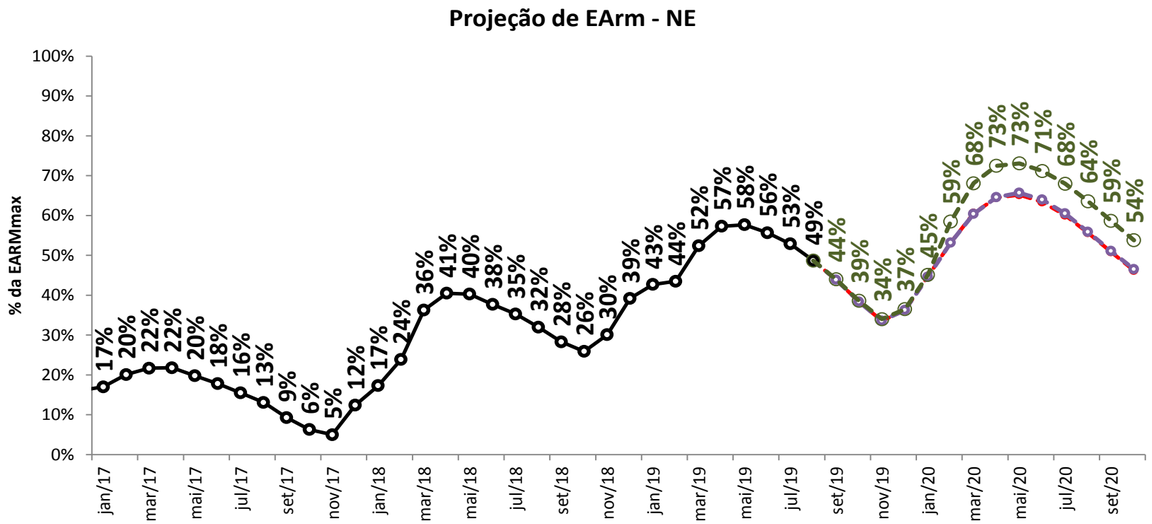


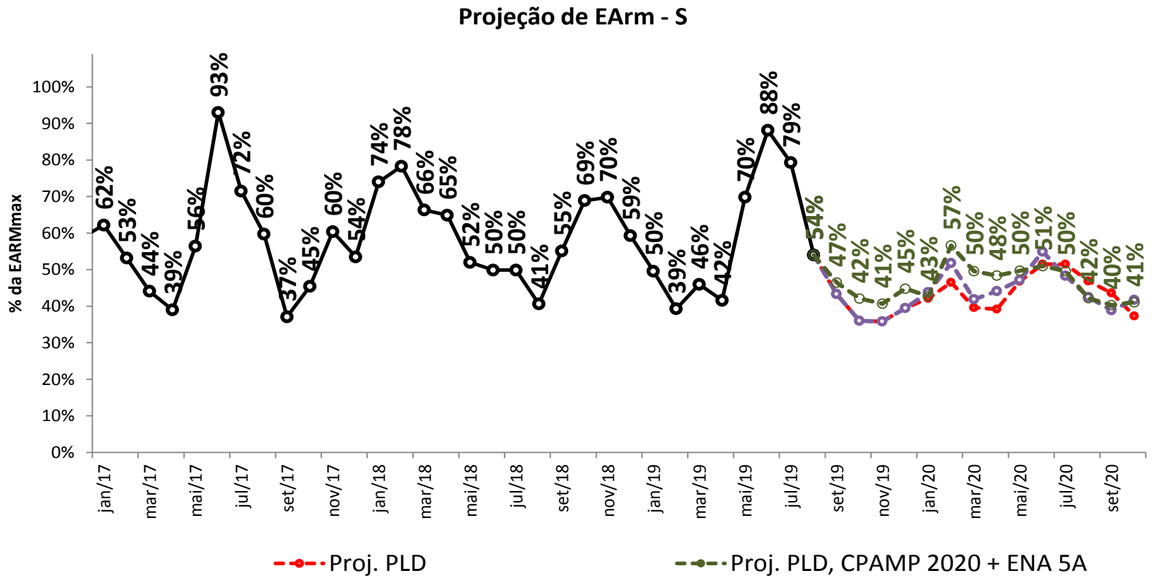
Proj. PLD | Proj. PLD, CPAMP 2020 | Realizado

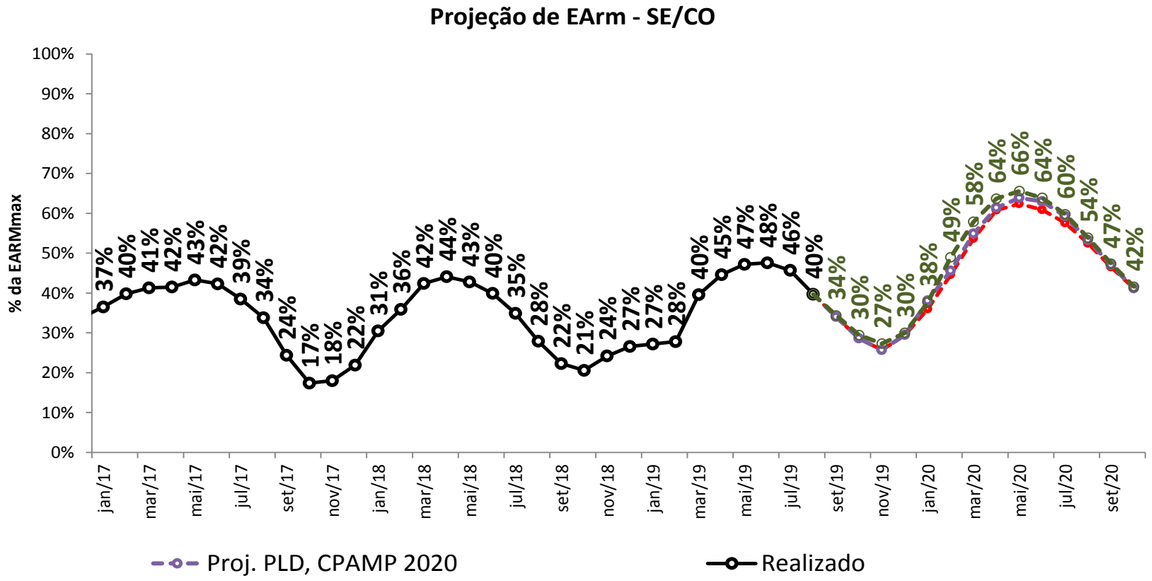
Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



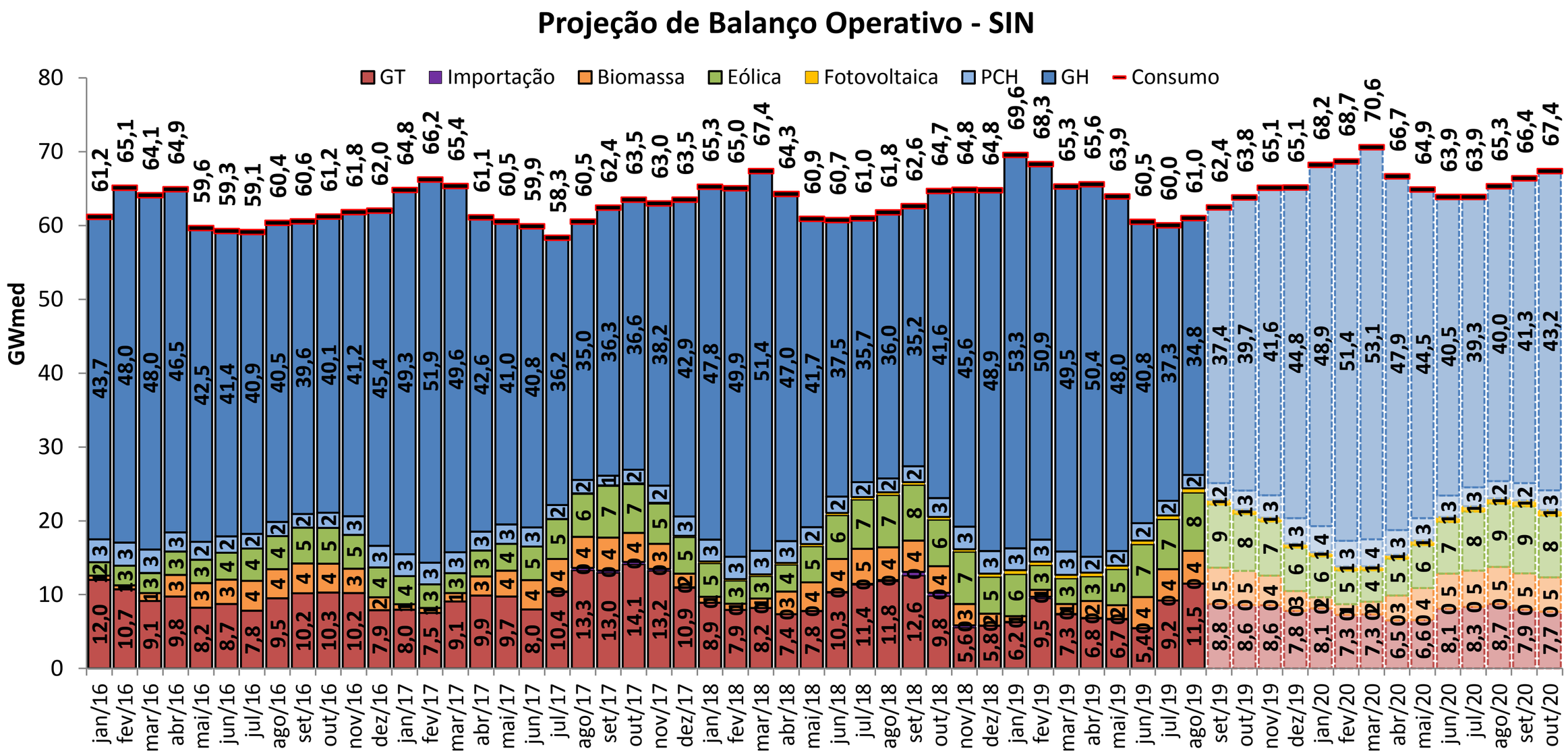






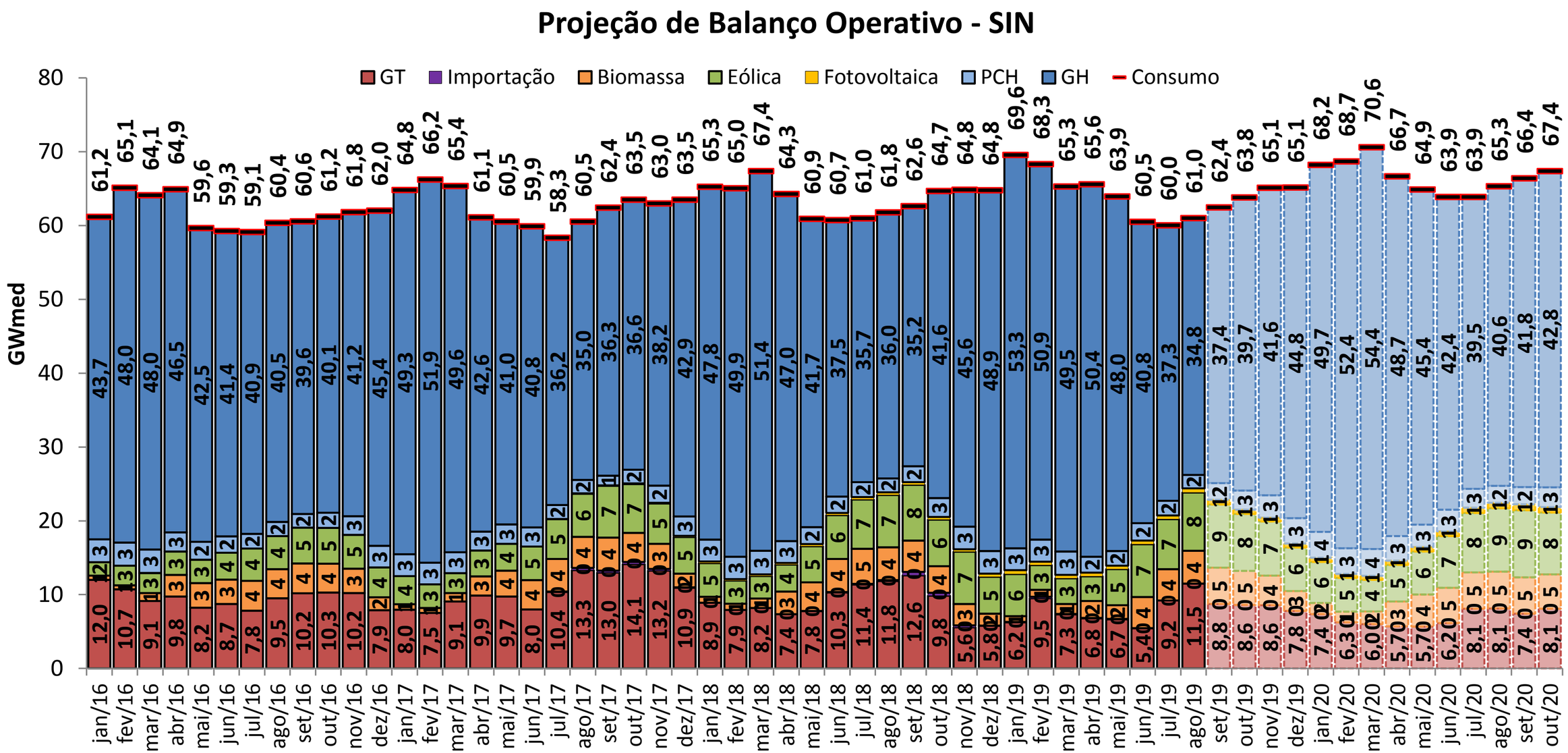
Balanço Operativo

Projeção do PLD



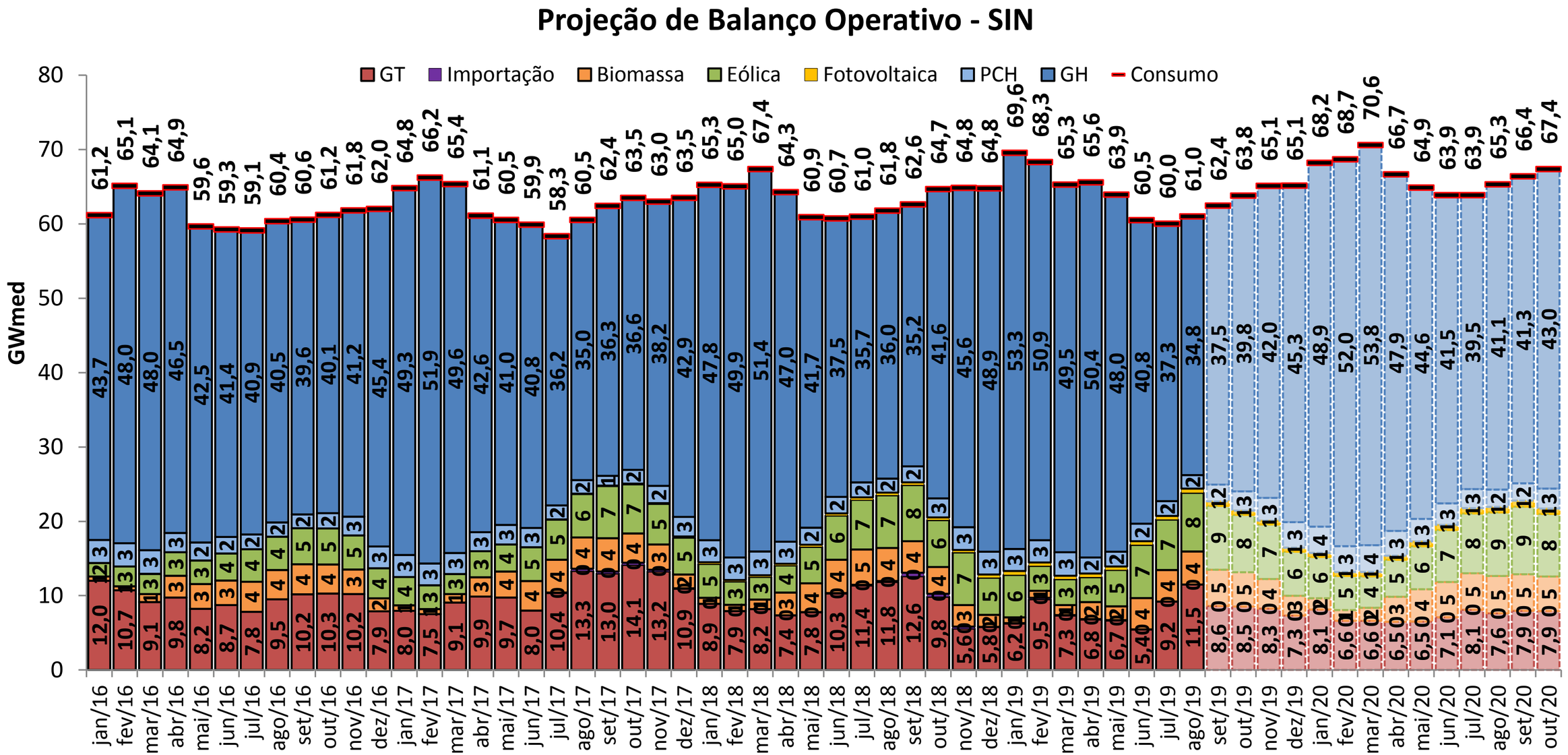
Balanço Operativo

Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



Balanço Operativo

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



Estimativa da Garantia Física Sazonalizada MRE (2019)

GF Sazo - perdas (≈4,154%) (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	20.336	21.606	23.221	26.406	30.460	36.347	40.162	41.164	40.942	39.275	34.966	28.951
Sul	5.026	5.164	5.592	6.148	7.436	7.768	9.316	9.957	9.887	9.658	8.527	7.460
Nordeste	3.631	3.785	3.991	4.631	5.514	6.710	7.441	7.527	7.462	7.157	6.276	5.187
Norte	4.969	4.888	4.843	5.341	7.866	12.227	13.553	13.770	13.596	13.156	11.288	9.161
SIN	**33.962**	**35.443**	**37.646**	**42.526**	**51.276**	**63.053**	**70.472**	**72.418**	**71.887**	**69.246**	**61.056**	**50.758**

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Colíder	Sudeste											30,1	24,9
Sinop	Sudeste										275,1	242,8	201,5

Perfil MRE	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
SIN	62%	65%	69%	77%	93%	114%	127%	132%	131%	126%	111%	92%

Expansão - perdas (≈4,154%) (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	263,7	261,5	217,1
Sul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	263,7	261,5	217,1

GF Sazo Total (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	20.336	21.606	23.221	26.406	30.460	36.347	40.162	41.164	40.942	39.538	35.227	29.168
Sul	5.026	5.164	5.592	6.148	7.436	7.768	9.316	9.957	9.887	9.658	8.527	7.460
Nordeste	3.631	3.785	3.991	4.631	5.514	6.710	7.441	7.527	7.462	7.157	6.276	5.187
Norte	4.969	4.888	4.843	5.341	7.866	12.227	13.553	13.770	13.596	13.156	11.288	9.161
SIN	**33.962**	**35.443**	**37.646**	**42.526**	**51.276**	**63.053**	**70.472**	**72.418**	**71.887**	**69.510**	**61.318**	**50.975**

• ***Estimativa de perdas globais considera o histórico dos últimos 12 meses***

Estimativa da Garantia Física do MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico (2019)

GF FLAT InfoPLD - perdas (≈4,154%) (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	32.901	33.465	33.965	34.194	32.709	31.814	31.594	31.290	31.350	31.220	31.496	31.411
Sul	8.132	7.998	8.179	7.961	7.985	6.800	7.328	7.568	7.571	7.678	7.681	8.094
Nordeste	5.874	5.862	5.837	5.997	5.921	5.873	5.853	5.722	5.714	5.689	5.653	5.628
Norte	8.038	7.571	7.084	6.916	8.447	10.702	10.661	10.467	10.411	10.458	10.168	9.940
SIN	**54.945**	**54.896**	**55.064**	**55.069**	**55.061**	**55.189**	**55.436**	**55.048**	**55.045**	**55.045**	**54.998**	**55.073**

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Colíder	Sudeste											27,5	27,5
Sinop	Sudeste										239,8	239,8	239,8

Expansão - perdas (≈4,154%) (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,8	256,2	256,2
Sul	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordeste	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SIN	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,8	256,2	256,2

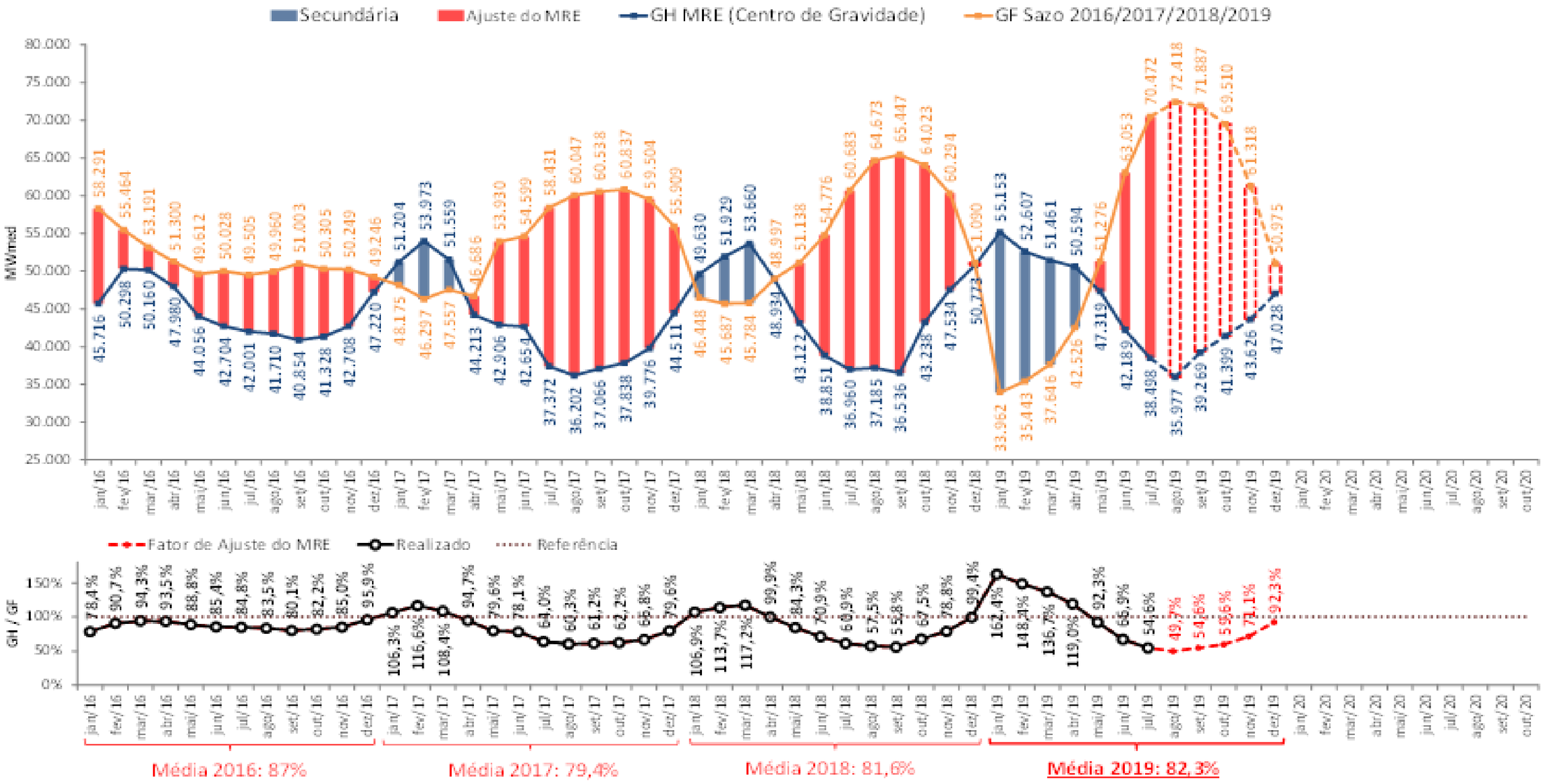
GF FLAT Total (MWmédio)	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Sudeste	32.901	33.465	33.965	34.194	32.709	31.814	31.594	31.290	31.350	31.450	31.753	31.667
Sul	8.132	7.998	8.179	7.961	7.985	6.800	7.328	7.568	7.571	7.678	7.681	8.094
Nordeste	5.874	5.862	5.837	5.997	5.921	5.873	5.853	5.722	5.714	5.689	5.653	5.628
Norte	8.038	7.571	7.084	6.916	8.447	10.702	10.661	10.467	10.411	10.458	10.168	9.940
SIN	**54.945**	**54.896**	**55.064**	**55.069**	**55.061**	**55.189**	**55.436**	**55.048**	**55.045**	**55.275**	**55.254**	**55.329**

- **De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o montante do risco hidrológico a ser transferido aos consumidores utiliza como base a quantidade mensal de garantia física sazonalizada de forma uniforme (“flat”).**

- ***Estimativa de perdas globais considera o histórico dos últimos 12 meses***

Projeção do MRE

Projeção do PLD



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção do MRE

Projeção do PLD

PLD médio (SE/CO)

R$ 195 /MWh

Fator GSF

82%

Impacto Financeiro *(*)*

14 bilhões

ACR

10 bilhões

100% GF do ACL

ACL

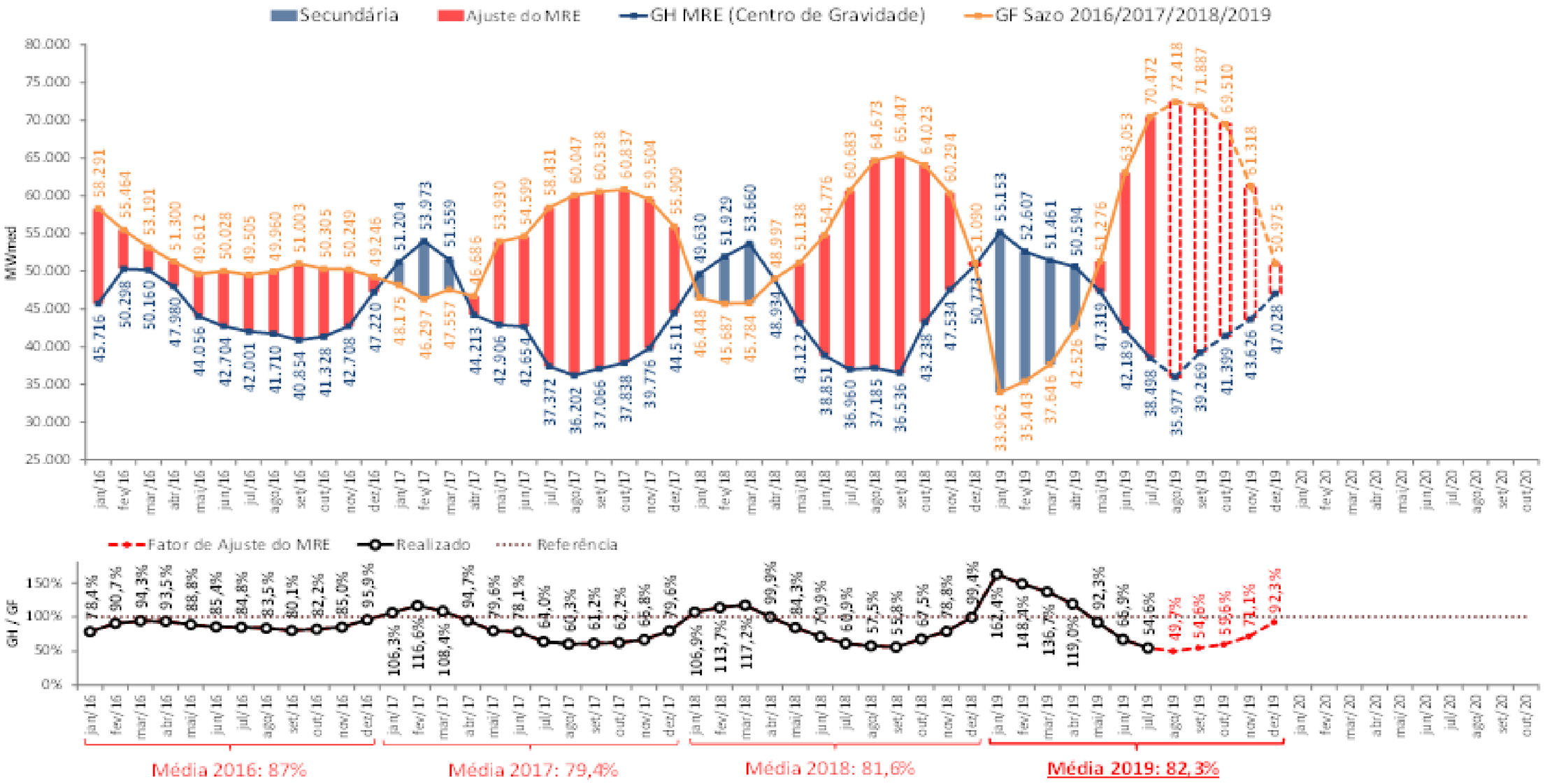
4 bilhões



(*) O Impacto Financeiro refere-se a diferença entre a Energia Alocada do MRE (equivalente ao Total de Energia Gerada do MRE) e Total de Garantia Física do MRE, valorada pelo PLD. O Impacto Financeiro individual depende do montante contratado de cada Agente do MRE.

Projeção do MRE

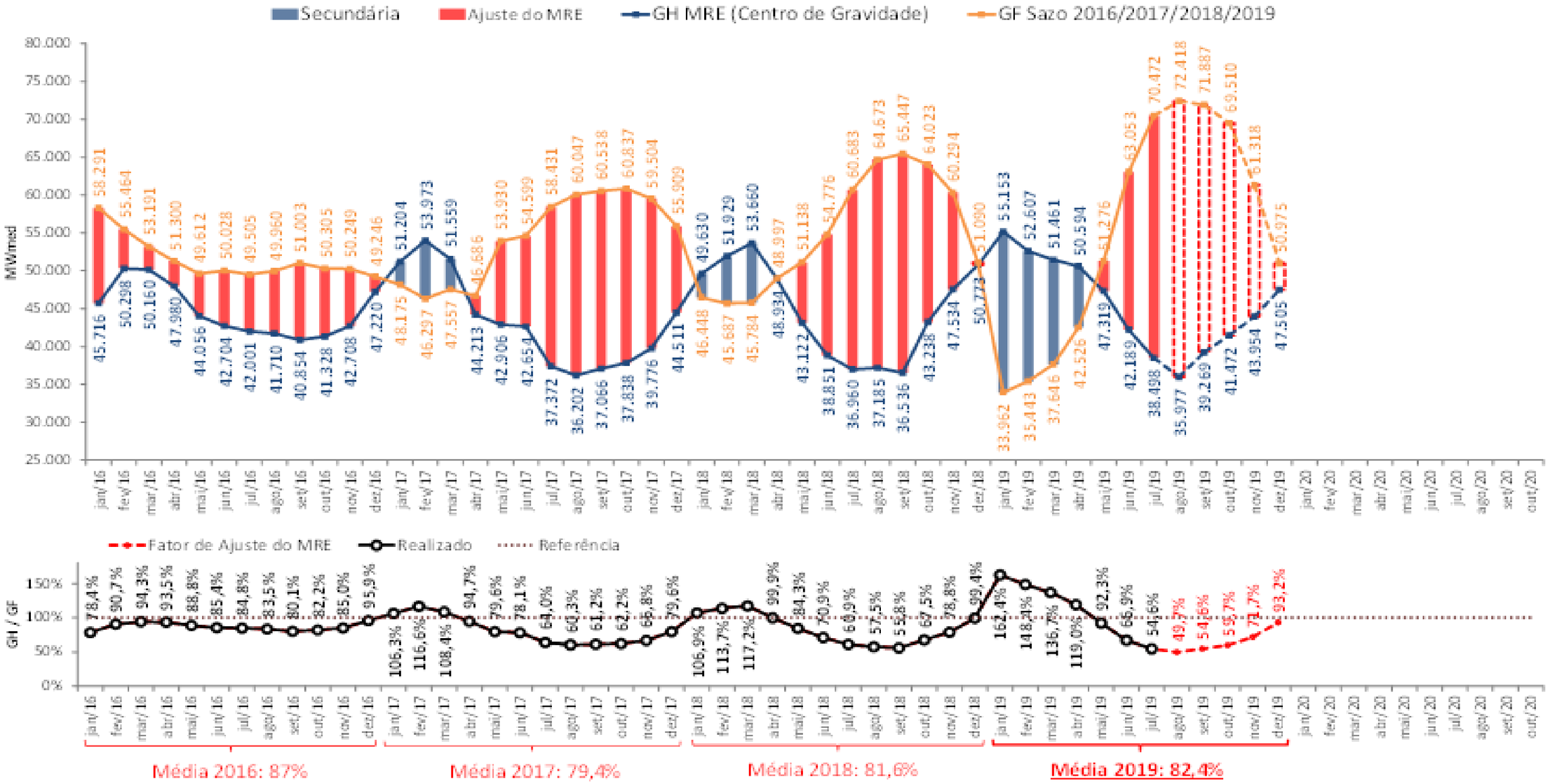
Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção do MRE

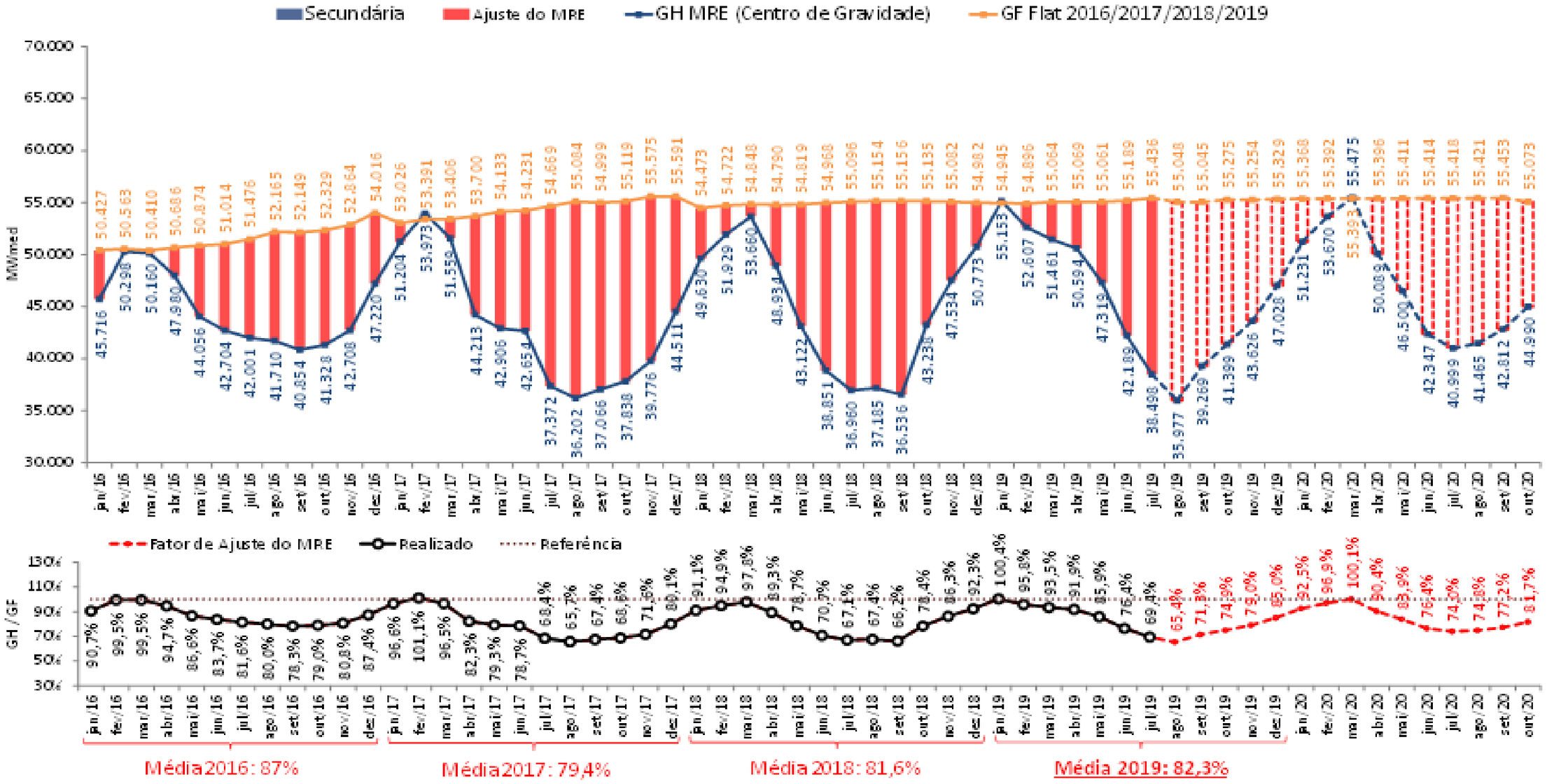
Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção de MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico

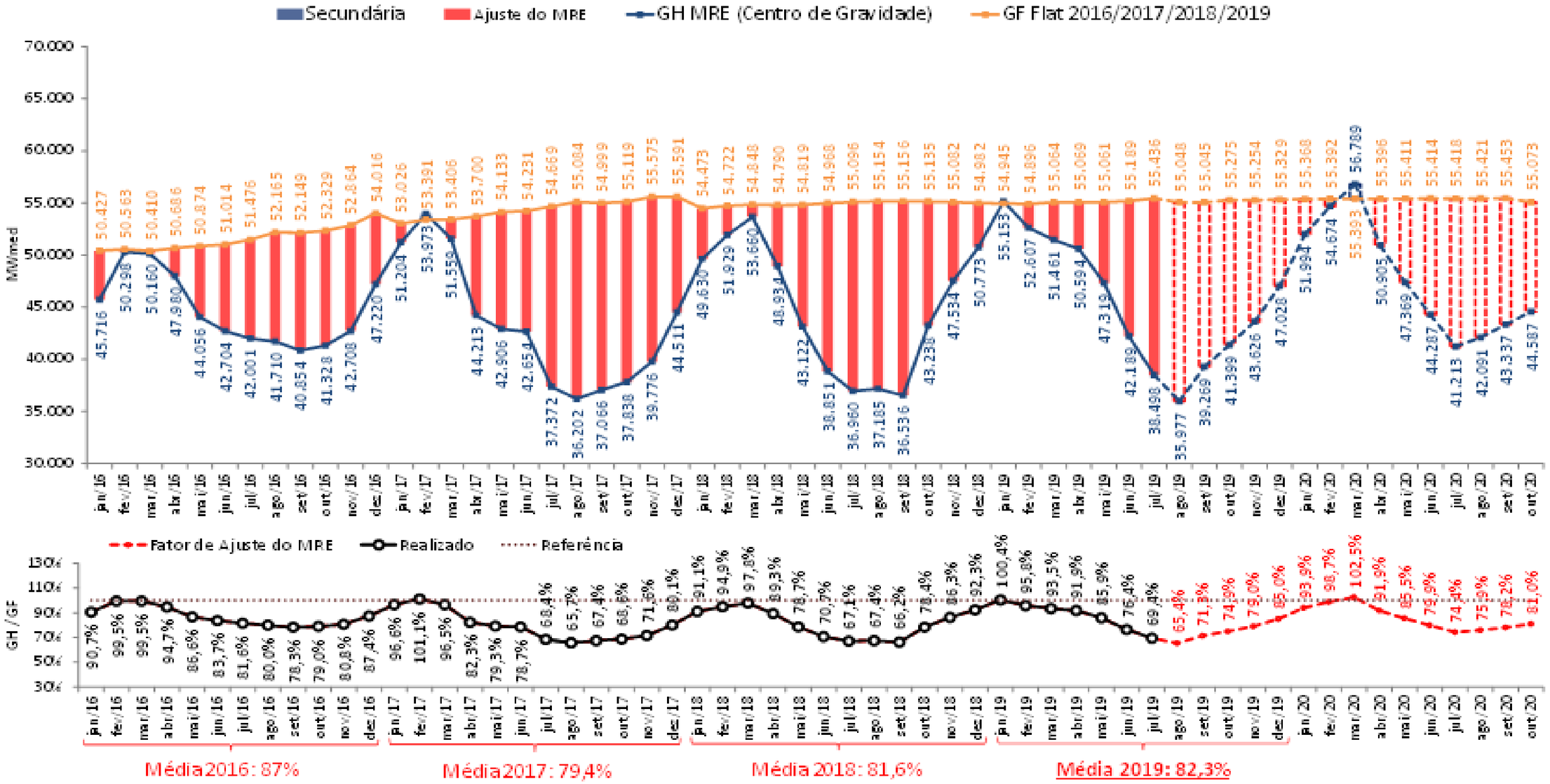
Projeção do PLD



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção de MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico

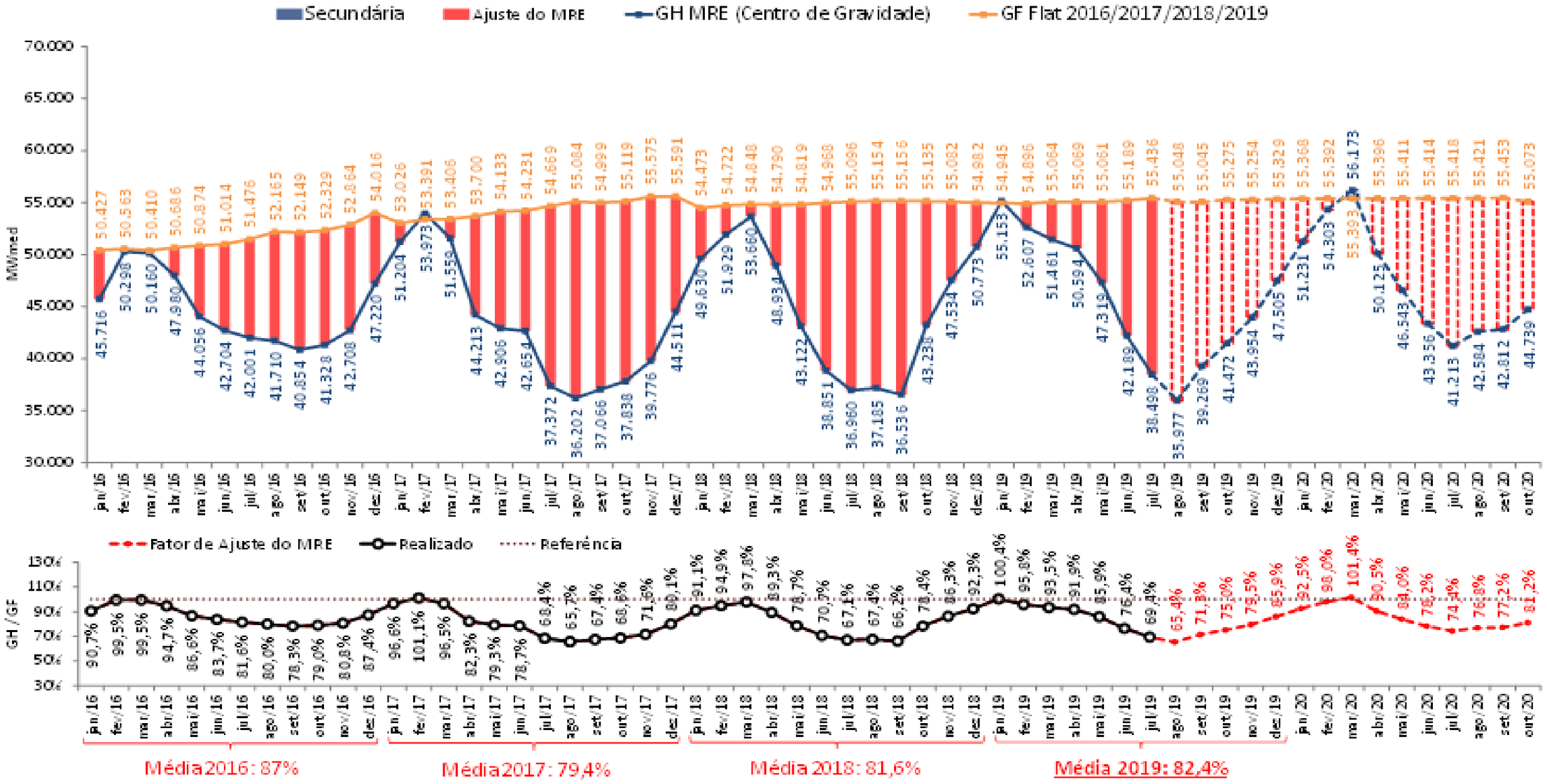
Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção de MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico

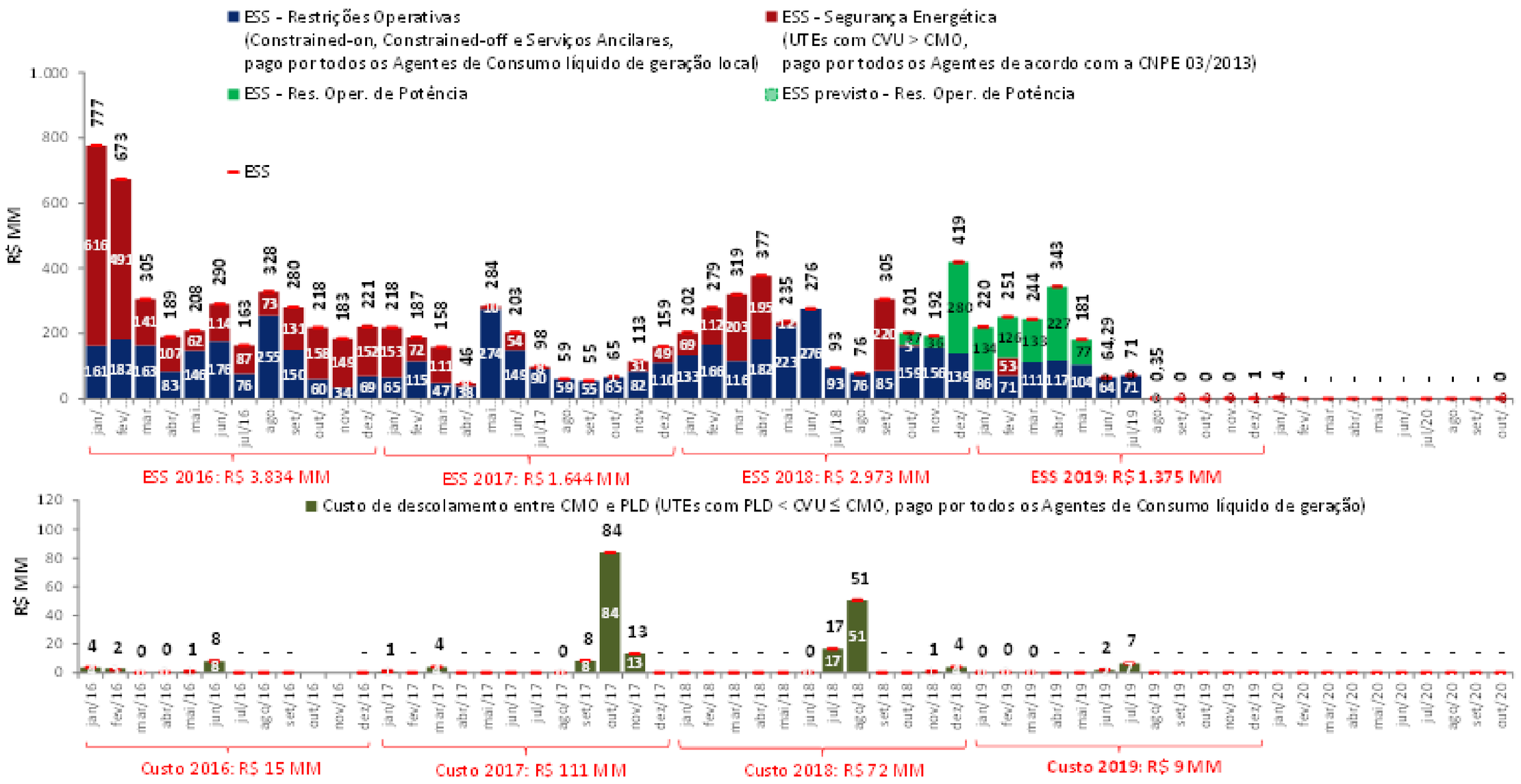
Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



- ***Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana***

Projeção de ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

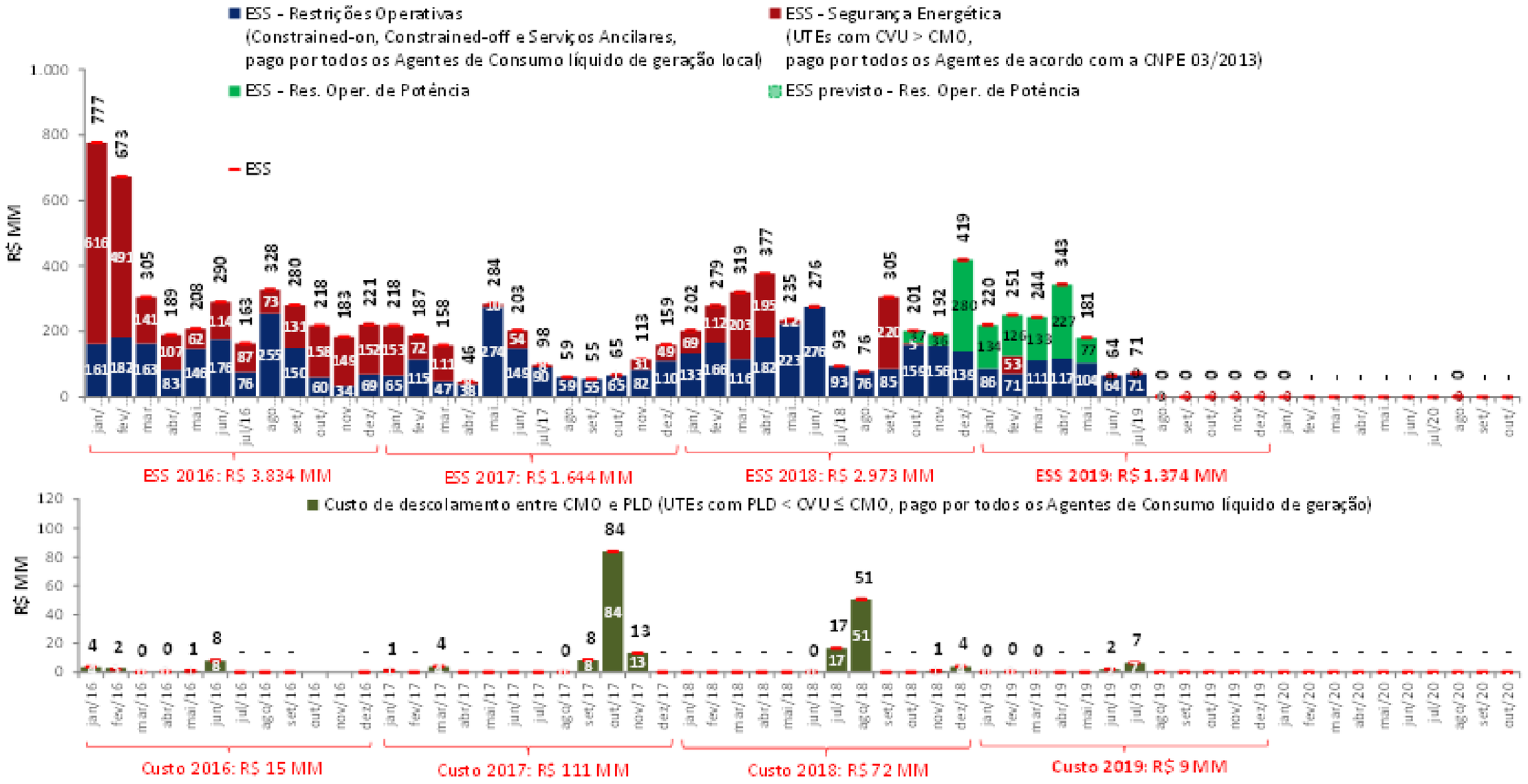
Projeção do PLD



- ***Conforme Resolução Normativa nº 659 de 14 de abril de 2015, a Geração das UTEs de Manaus com CVU maior que PLD estão alocadas como Restrição Operativa.***

Projeção de ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

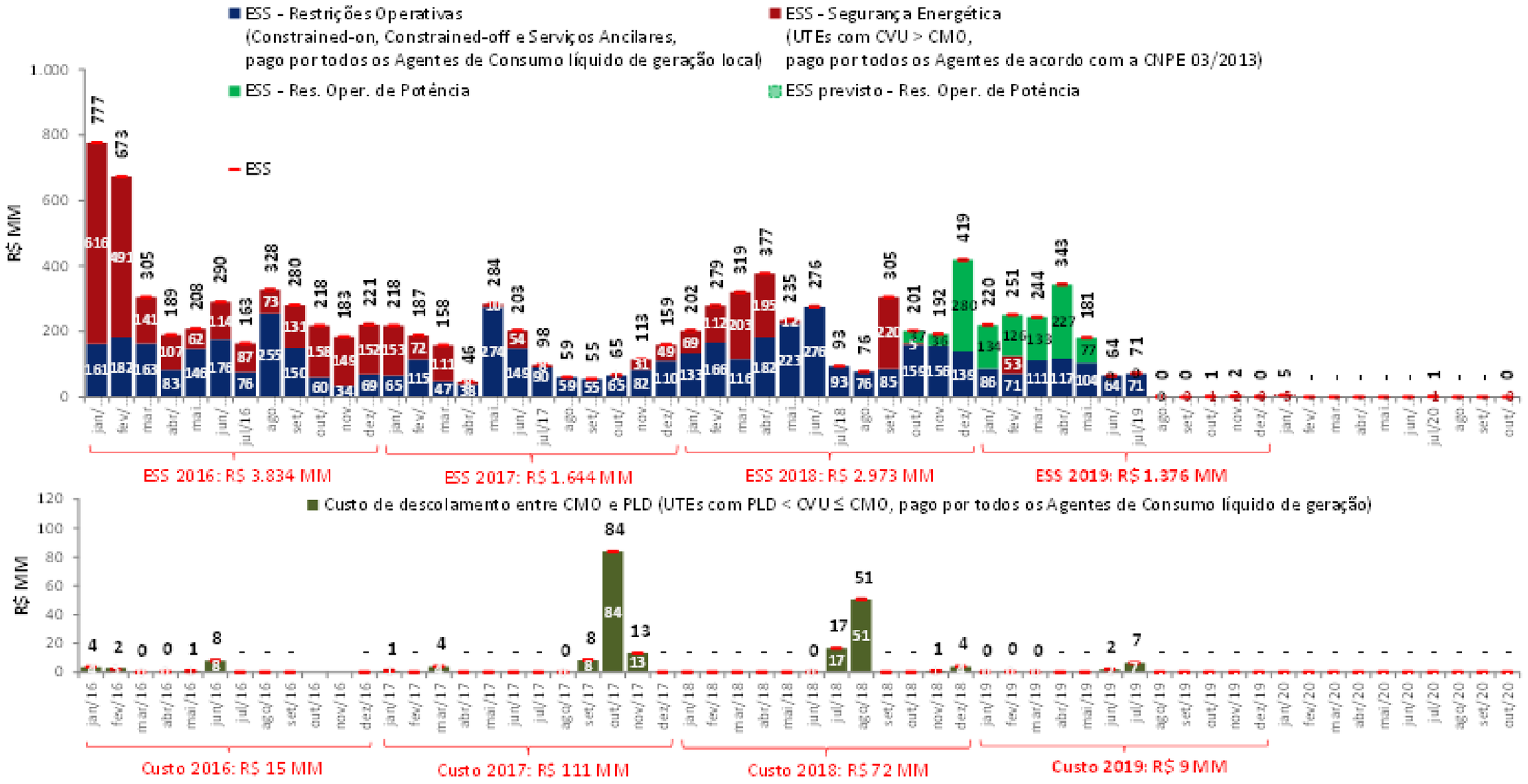
Sensibilidade 1: Aprimoramentos CPAMP 2020



- ***Conforme Resolução Normativa nº 659 de 14 de abril de 2015, a Geração das UTEs de Manaus com CVU maior que PLD estão alocadas como Restrição Operativa.***

Projeção de ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

Sensibilidade 2: Aprimoramentos CPAMP 2020 + ENA Média 5 anos



- ***Conforme Resolução Normativa nº 659 de 14 de abril de 2015, a Geração das UTEs de Manaus com CVU maior que PLD estão alocadas como Restrição Operativa.***

Publicação dos decks e resultados

20 ANOS
COM ENERGIA PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Publicação dos decks utilizados para projeção do PLD

- COMUNICADO 122/15 (4 de março de 2015)

  - A partir de março de 2015 ficarão disponíveis no site da CCEE os dados de entrada e as saídas dos modelos Newave e Decomp utilizados para os estudos de projeção do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD;

  - Os arquivos serão disponibilizados na Biblioteca Virtual do site da CCEE e poderão ser acessados pelo caminho:

    - Home > O que fazemos > Preços > Deck de preços

Publicação dos decks utilizados para projeção do PLD

O deck de preços é o conjunto de arquivos necessários para o processamento dos programas Newave e Decomp.

Deck de preços

O deck de preços é o conjunto de arquivos necessários para o processamento dos programas Newave e Decomp.

Além dos dados de entrada, também estão disponíveis os principais dados de saída do modelo Decomp. Clique aqui e consulte os arquivos na biblioteca virtual.

Modelo SMAP/ONS – Previsão de Vazões

Para permitir que os agentes executem análises e contribuam à Consulta Pública nº 014/2018, a CCEE disponibiliza aos associados o modelo chuva-vazão SMAP/ONS, de autoria do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e documentos relacionados.

Clique aqui para acessá-los.

Os arquivos também podem ser acessados pelos agentes associados ao ONS pelo endereço http://cdre.ons.org.br, no item "Meus Dados Cadastrais", quadro "Relação Profissional", no qual deverá incluir o processo SMAP-ONS.

A Consulta Pública nº 014/2018 foi aberta pela ANEEL em 18/07/2018 e seu prazo de contribuições se estende até 01/08/2018.

Projeção do PLD

A CCEE disponibiliza os arquivos utilizados no processamento dos modelos Newave e Decomp para o estudo de Projeção do PLD.

Clique aqui para saber mais sobre a metodologia utilizada.

Estão disponíveis para download um arquivo contendo os arquivos de entrada para os modelos Newave e Decomp para todos os meses de estudo e um arquivo por mês com todos os arquivos resultantes das simulações dos modelos.

Clique aqui para acessá-los na Biblioteca Virtual.

Veja também

- Preços
- Preços em formato XLS
- Histórico de preços
- Preços médios
- Preços semanais
- Busca de preços
- Info PLD
- PLD final

Decks da Projeção

Relação dos meses de estudo e pastas com os arquivos de entrada dos modelos:

Mês de estudo	Newave	Decomp - Operação	Decomp - Preço
set/19	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_0	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_0	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_0
out/19	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_1	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_1	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_1
nov/19	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_2	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_2	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_2
dez/19	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_3	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_3	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_3
jan/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_4	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_4	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_4
fev/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_5	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_5	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_5
mar/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_6	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_6	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_6
abr/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_7	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_7	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_7
mai/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_8	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_8	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_8
jun/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_9	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_9	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_9
jul/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_10	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_10	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_10
ago/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_11	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_11	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_11
set/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_12	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_12	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_12
out/20	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_n_m_13	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_oper_m_13	09_set19_RV0_CPAMP_logENA_Mer_d_preco_m_13

Nomenclatura adotada:

- “09_set19_RV0_CPAMP”: Nome do estudo – RV0 de setembro de 2019 com aprimoramentos a partir de Janeiro/2020;
- “logENA”: Projeção de ENA a partir do log da ENA por REE;
- “Mer”: Despacho térmico por Ordem de Mérito;
- “n”: Newave;
- “d_oper”: Decomp de operação;
- “d_preco”: Decomp de preço.

Obrigado!

20 ANOS
COM ENERGIA
PARA MAIS 20

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica