

# InfoPLD

Junho de 2017

# Destaques do InfoPLD junho/2017



- Audiência Pública nº 25/2017 - Obter subsídios para o aprimoramento da revisão da Resolução Normativa nº 568/2013, que estabelece condições e prazos para que a CCEE republique o PLD.
- Despacho ANEEL nº 1.456, de 26 de maio de 2017
  - Fixa a bandeira tarifária verde com vigência no mês de junho de 2017.
- Recálculo do PLD de maio de 2017 – Reajuste do CVU estrutural das UTEs vencedoras 20º LEN em diante -> Aumento de R\$ 3/MWh a R\$ 8/MWh
- Carga do SIN
  - Mai/17: realizou 465 MWmed abaixo (- 0,72%) do previsto pelo PMO de mai/17
- ENA (mai → jun):
  - SE/CO: 101% → 103% (tendência de ficar próximo da MLT)
  - Sul: 133% → 116% (tendência de ficar próximo da MLT)
  - NE: 22% → 42% (tendência de ficar bem abaixo da MLT)
  - N: 61% → 69% (tendência de ficar pouco abaixo da MLT)
- EArm em 28/mai/2017: SE/CO: 43,3 % (+1,5%), Sul: 63,6 % (+20,6%), NE: 19,9 % (-1,8%) e N: 65,4 % (-0,5%)
- PLD:

Preços médios de Maio de 2017 (R\$/MWh)				Preços médios da 1ª semana de Junho de 2017 (R\$/MWh)			
Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
407,02	407,02	413,73	170,85	118,77	118,77	157,33	118,77
- Projeção do PLD:
  - PLD médio anual do SE/CO: R\$ 263/MWh;
  - Tendência do PLD ficar na faixa de R\$ 200/MWh a R\$ 300/MWh até dezembro/2017, com elevação prevista em janeiro/2018 e tendência de queda a partir de fevereiro, chegando em torno de R\$ 150/MWh em junho;
  - Sensibilidade: Aprimoramento da representação das usinas não simuladas individualmente: redução de R\$ 30/MWh nos demais meses de 2017.
- Ajuste do MRE em 2017: 85,2%
  - Ajuste do MRE → mai/17: 78,8%; jun/17: 82,9%
  - Ajuste do MRE para Repactuação → mai/17: 78,7%; jun/17: 83,7%
  - Impacto previsto em R\$ 20,9 Bi para 2017 (ACR: R\$ 14,2 Bi / ACL: R\$ 6,7 Bi)
- ESS → mai/17: R\$ 41 MM e jun/17: R\$ 47 MM

- 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 568/2013);
- 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.

- As apresentações realizadas no encontro são disponibilizadas com antecedência no site da CCEE (até às 14h30min do dia do InfoPLD);
- O objetivo é que os agentes que assistem ao InfoPLD por meio da transmissão ao vivo possam acompanhar todos os detalhes das apresentações.

- Os agentes que acompanham o InfoPLD por meio da transmissão ao vivo poderão encaminhar suas dúvidas através do e-mail: [preco@ccee.org.br](mailto: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](mailto:atendimento@ccee.org.br) ou pelo telefone 0800-10-00-08)

### Resolução Normativa nº 568/2013

#### **Estabelece condições e prazos para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE republique o Preço de Liquidação das Diferenças PLD**

- O recálculo e a consequente republicação do valor do PLD pela CCEE deverá ser efetuado na hipótese de ocorrer a identificação dos seguintes erros:
  - i. Na inserção de dados;
  - ii. No código fonte em qualquer programa da cadeia de modelos;
  - iii. Na representação de qualquer componente do sistema.



### Resolução Normativa nº 568/2013

- A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados da cadeia de programas.
- A reunião deverá ser realizada antes da data de divulgação do resultado do aporte de garantias financeiras de cada mês 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.
- Caso seja identificado algum erro durante ou em decorrência da reunião de que trata o caput, a CCEE terá o prazo de até 24 (vinte e quatro) horas para informá-lo à ANEEL.

### Resolução Normativa nº 568/2013

- Os agentes terão até às 18h do dia seguinte à realização do InfoPLD para validar a adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados relacionados ao PLD – **18h de 30/05/2017**.
- As eventuais inadequabilidades deverão ser encaminhadas para o e-mail:

[preco@ccee.org.br](mailto:preco@ccee.org.br)

- i. Audiência Pública nº 25/2017
- ii. Recálculo do PLD de maio de 2017
- iii. Análise das Condições Energéticas do SIN
  - ✓ Acompanhamento da Energia Natural Afluente, Energia Armazenada e Balanço Energético
- iv. Estimativa do Fator de ajuste do MRE
- v. Previsão de encargos e custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD
- vi. Maio de 2017
  - ✓ Comportamento do PLD em maio de 2017
- vii. Junho de 2017
  - ✓ PLD da primeira semana
  - ✓ Análise do Newave: Armazenamento inicial, Tendência hidrológica, Cronograma de Oferta (DMSE), Defluência mínima do São Francisco
  - ✓ Análise do Decomp: CVU, Armazenamento inicial, Decomposição da variação do PLD, Carga e Curva de Oferta e Demanda
- viii. Projeção do PLD

# Despacho ANEEL nº 1.456, de 26 de maio de 2017

Fixa a bandeira tarifária verde com vigência no mês de junho de 2017

## Resolve fixar a bandeira tarifária verde com vigência no mês de junho de 2017

- Observação: A bandeira é definida com base no Custo Variável Unitário – CVU da última usina térmica despachada (em junho de 2017, o custo da última térmica despachada é o da UTE J. Lacerda C, CVU de R\$ 155,85/MWh):

**VERDE**

**CVU até R\$ 211,28/MWh**

**AMARELA**

**CVU até R\$ 422,56/MWh**

**VERMELHA** patamar I

**CVU até R\$ 610,00/MWh**

**VERMELHA** patamar II

**CVU a partir de R\$ 610,00/MWh**

# Audiência Pública nº 25

## Revisão da REN nº 568/2013

**Objetivo:**

Obter subsídios para o aprimoramento da revisão da Resolução Normativa nº 568/2013, que estabelece condições e prazos para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE republique o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

**Período de contribuição:**

de 18/05/2017 a 03/07/2017

**Observação:****NT nº 048/2017-SRG-SEM/ANEEL:**

- A ANEEL analisa os pontos dos agentes (ABRACEEL, COGEN, ÚNICA e Fase);
- A ANEEL conclui que não foram apresentados pelos agentes novos argumentos em relação àqueles já apresentados nas APs que resultaram na REN nº 568/2013;
- Reconhece que há espaço para melhorias:
  - Alterar de 10% para 30% do valor do PLD mínimo a diferença para republicação;
  - Medidas preventivas: Regulamentação do procedimento para disponibilização do deck preliminar do PMO;
  - Implantação de plataforma virtual com o objetivo de dirimir dúvidas quando aos dados de entrada considerados no PMO.

# AP 25/2017 – Minuta de Resolução



## RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE xx DE xxxx DE 2017

Altera a Resolução Normativa nº 568, de 23 de julho de 2013, que estabelece condições e prazos para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE republique o Preço de Liquidação das Diferenças

Art. 1º Alterar o § 3º do art. 2º da Resolução Normativa nº 568, de 23 de julho de 2013, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.2º .....

.....

§ 3º A republicação do PLD ocorrerá apenas nos casos em que a diferença, em módulo, entre o PLD recalculado e o seu valor original for superior a **30%** (trinta por cento) do valor do PLD mínimo vigente.”

Art. 2º Incluir os artigos 5º-A e 5º-B na Resolução Normativa nº 568, de 23 de julho de 2013:

“Art. 5º-A O arquivo de dados preliminares do PMO deverá ser disponibilizado até o 3º (terceiro) dia útil que antecede a reunião do Programa Mensal da Operação – PMO.

Art. 5º-B O ONS, com o apoio da CCEE, deverá implantar plataforma virtual relacionada ao PMO e suas revisões, da qual poderão participar os membros associados do ONS, da CCEE, além da ANEEL, Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE, com o objetivo de dirimir dúvidas quanto aos dados de entrada a serem considerados nos modelos de curto e médio prazo.”

# Recálculo do PLD de maio de 2017

# Recálculo do PLD de maio de 2017



CT-CCEE - 0864/2017, de 26 de maio de 2017

## RECÁLCULO DOS PLDs DE MAIO DE 2017 – CORREÇÃO DO CVU ESTRUTURAL DAS USINAS TERMELÉTRICAS DO 20º LEILÃO DE ENERGIA NOVA EM DIANTE

- Para os LEN e LEE realizados a partir de 2011, o CVU Estrutural pode ser dividido nas parcelas combustível e O&M, sendo que a atualização da parcela combustível não implica em alteração do valor em relação ao dado de leilão e a parcela O&M é reajustada anualmente no mês de novembro, considerando a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.
- O cálculo da atualização do CVU Estrutural é realizado pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (CLIQCCEE) conforme ANEXO VI do caderno de Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR das Regras de Comercialização. Dessa forma, a aplicação das regras para reajuste do CVU está condicionada ao cadastramento das respectivas usinas na CCEE, o que, de acordo com os Procedimentos de Comercialização, deve ocorrer quando da entrada em operação de teste do empreendimento.
- Após análise, concluímos que o reajuste do CVU Estrutural não está condicionado à entrada em operação da usina e deve ser realizado para todos os empreendimentos cuja previsão de início de operação comercial encontra-se dentro do horizonte de estudo do NEWAVE.

# Recálculo do PLD de maio de 2017



CT-CCEE - 0864/2017, de 26 de maio de 2017

## RECÁLCULO DOS PLDs DE MAIO DE 2017 – CORREÇÃO DO CVU ESTRUTURAL DAS USINAS TERMELÉTRICAS DO 20º LEILÃO DE ENERGIA NOVA EM DIANTE

- Dessa forma, entendemos que o reajuste do CVU Estrutural para algumas usinas termelétricas vencedoras nos 20º, 21º, 22º e 23º LEN não foi realizado conforme estabelecido na regulação. A CCEE já adequou seus procedimentos operacionais para realização correta dos futuros reajustes.

Empreendimento	Leilão	CVU Leilão (R\$/MWh)	CVU Estrutural Atualizado (R\$/MWh)	Diferença R\$/MWh
ACRE	20º LEN	90,00	92,85	2,85
COSTA RICA I	20º LEN	90,00	92,85	2,85
PAMPA SUL	20º LEN	50,00	52,18	2,18
MAUÁ 3	20º LEN	61,50	65,41	3,91
SANTA VITÓRIA	21º LEN	90,00	90,00	0,00
TERMOIRAPÉ	21º LEN	125,00	126,35	1,35
PORTO DE SERGIPE I	21º LEN	198,80	203,48	4,68
PROSPERIDADE I	22º LEN	122,68	144,74	22,06
SÃO SEPÉ	22º LEN	65,00	70,71	5,71
OESTE DE CANOAS 1	23º LEN	264,01	268,23	4,22
ONÇA PINTADA	23º LEN	89,70	90,65	0,95
PREDILECTA	23º LEN	126,77	127,82	1,05

# Recálculo do PLD de maio de 2017 – Semana 1



	Patamar de carga	PLD Original (R\$/MWh)	PLD Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD Original e PLD Recalculado (R\$/MWh)
Sudeste	pesada	457,01	460,14	3,13
	média	457,01	460,14	3,13
	leve	437,61	440,86	3,25
	PLD médio semanal	448,58	451,76	3,18
Sul	pesada	457,01	460,14	3,13
	média	457,01	460,14	3,13
	leve	437,61	440,86	3,25
	PLD médio semanal	448,58	451,76	3,18
Nordeste	pesada	457,01	460,14	3,13
	média	457,01	460,14	3,13
	leve	437,61	440,86	3,25
	PLD médio semanal	448,58	451,76	3,18
Norte	pesada	33,68	33,68	0,00
	média	33,68	33,68	0,00
	leve	33,68	33,68	0,00
	PLD médio semanal	33,68	33,68	0,00

## Recálculo do PLD de maio de 2017 – Semana 2



	Patamar de carga	PLD Original (R\$/MWh)	PLD Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD Original e PLD Recalculado (R\$/MWh)
Sudeste	pesada	468,39	474,08	5,69
	média	468,39	474,08	5,69
	leve	440,11	445,46	5,35
	PLD médio semanal	458,12	463,69	5,57
Sul	pesada	468,39	474,08	5,69
	média	468,39	474,08	5,69
	leve	440,11	445,46	5,35
	PLD médio semanal	458,12	463,69	5,57
Nordeste	pesada	468,39	474,08	5,69
	média	468,39	474,08	5,69
	leve	440,11	445,46	5,35
	PLD médio semanal	458,12	463,69	5,57
Norte	pesada	33,68	33,68	0,00
	média	33,68	33,68	0,00
	leve	33,68	33,68	0,00
	PLD médio semanal	33,68	33,68	0,00

## Recálculo do PLD de maio de 2017 – Semana 3



	Patamar de carga	PLD Original (R\$/MWh)	PLD Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD Original e PLD Recalculado (R\$/MWh)
Sudeste	pesada	480,67	488,22	7,55
	média	480,67	488,22	7,55
	leve	451,60	458,70	7,10
	PLD médio semanal	470,11	477,50	7,39
Sul	pesada	480,67	488,22	7,55
	média	480,67	488,22	7,55
	leve	451,60	458,70	7,10
	PLD médio semanal	470,11	477,50	7,39
Nordeste	pesada	480,67	488,22	7,55
	média	480,67	488,22	7,55
	leve	451,60	458,70	7,10
	PLD médio semanal	470,11	477,50	7,39
Norte	pesada	145,62	145,62	0,00
	média	145,62	145,62	0,00
	leve	145,62	145,62	0,00
	PLD médio semanal	145,62	145,62	0,00

## Recálculo do PLD de maio de 2017 – Semana 4



	Patamar de carga	PLD Original (R\$/MWh)	PLD Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD Original e PLD Recalculado (R\$/MWh)
Sudeste	pesada	478,11	486,24	8,13
	média	478,11	486,24	8,13
	leve	458,98	463,56	4,58
	PLD médio semanal	471,16	478,00	6,84
Sul	pesada	478,11	486,24	8,13
	média	478,11	486,24	8,13
	leve	458,98	463,56	4,58
	PLD médio semanal	471,16	478,00	6,84
Nordeste	pesada	478,11	486,24	8,13
	média	478,11	486,24	8,13
	leve	458,98	463,56	4,58
	PLD médio semanal	471,16	478,00	6,84
Norte	pesada	478,11	484,28	6,17
	média	478,11	482,87	4,76
	leve	458,98	463,56	4,58
	PLD médio semanal	471,16	476,01	4,85

# Disponibilização do deck preliminar do NEWAVE

# Disponibilização do deck preliminar do NEWAVE

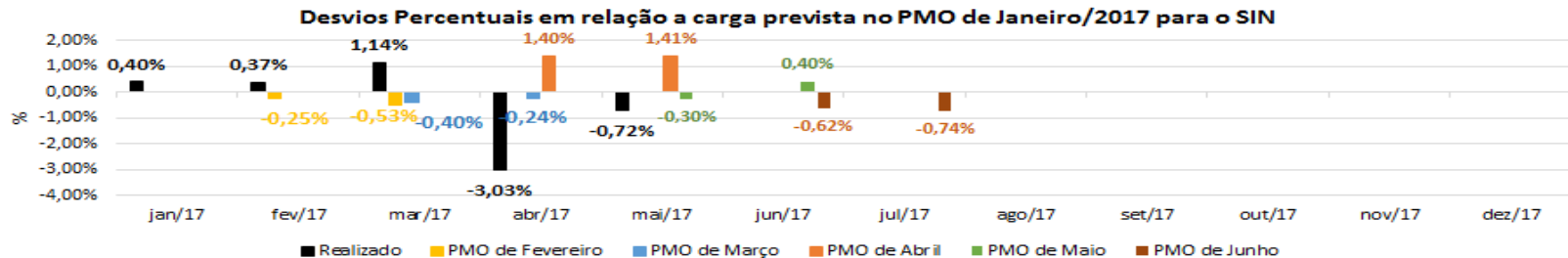
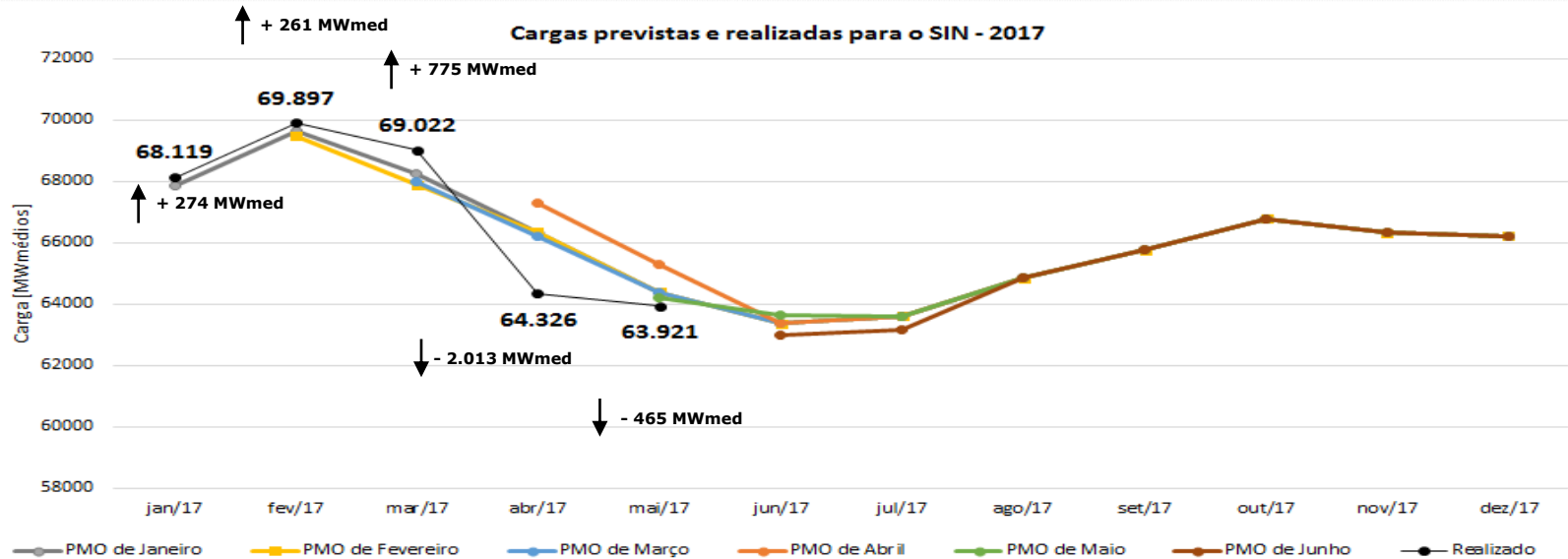


1. Com o objetivo de:
  - dar mais previsibilidade às informações consideradas para o cálculo do PLD;
  - mitigar possíveis inconsistências do cálculo (uma vez que tanto a CCEE quanto o mercado, poderão analisar os dados antecipadamente);
  - aumentar a transparência na divulgação das informações;
2. O deck preliminar é disponibilizado pelo ONS e pela CCEE na segunda-feira que antecede o Programa Mensal de Operação Energética - PMO e considera as premissas adotadas para o PMO (as restrições elétricas estão contempladas neste deck);
3. **O deck é preliminar e as informações podem sofrer alterações.**

# Análise das condições energéticas

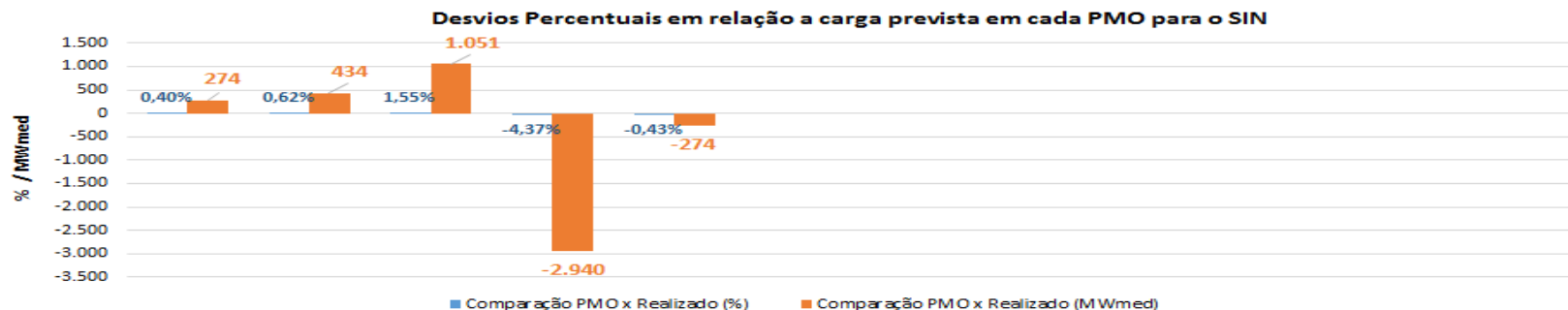
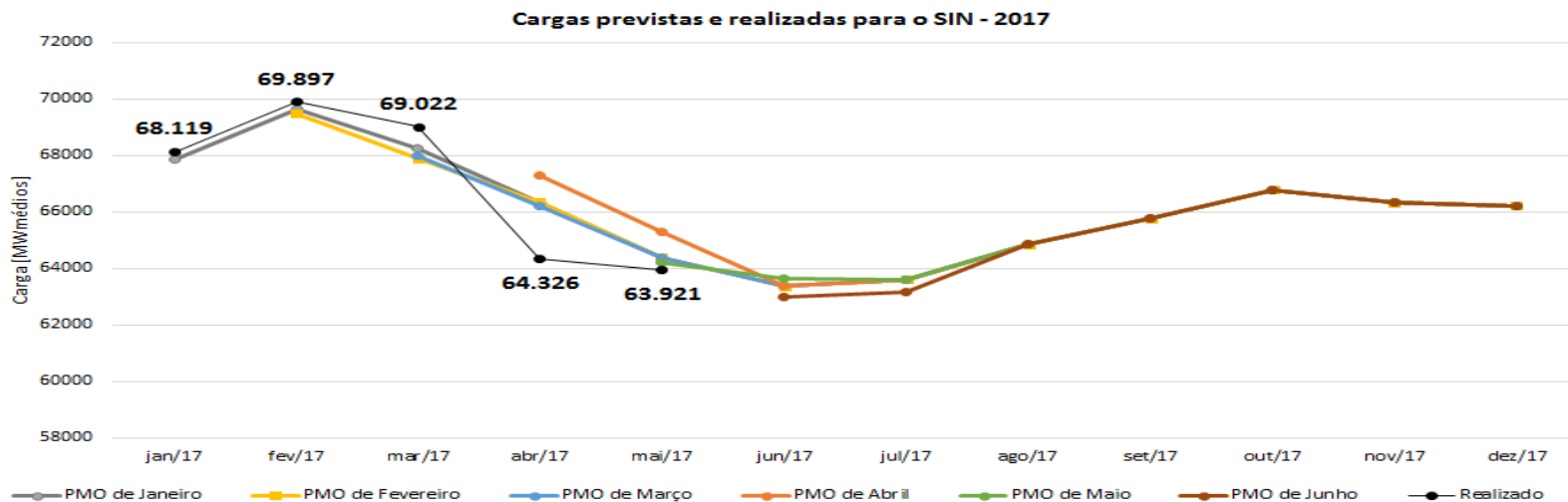
# Carga do SIN para cálculo do PLD

## Comparações com o previsto no PMO de janeiro de 2017

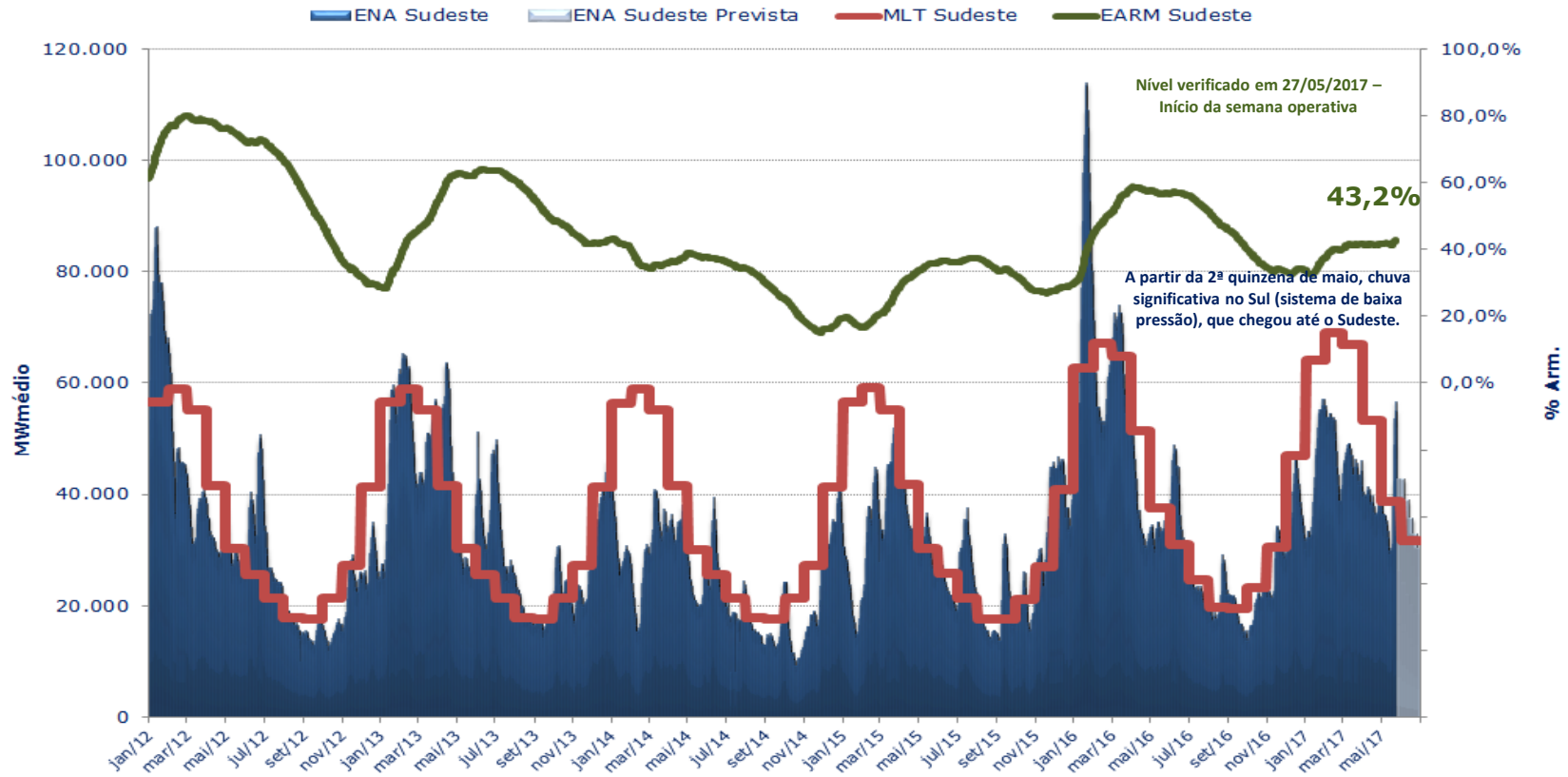


# Carga do SIN para cálculo do PLD

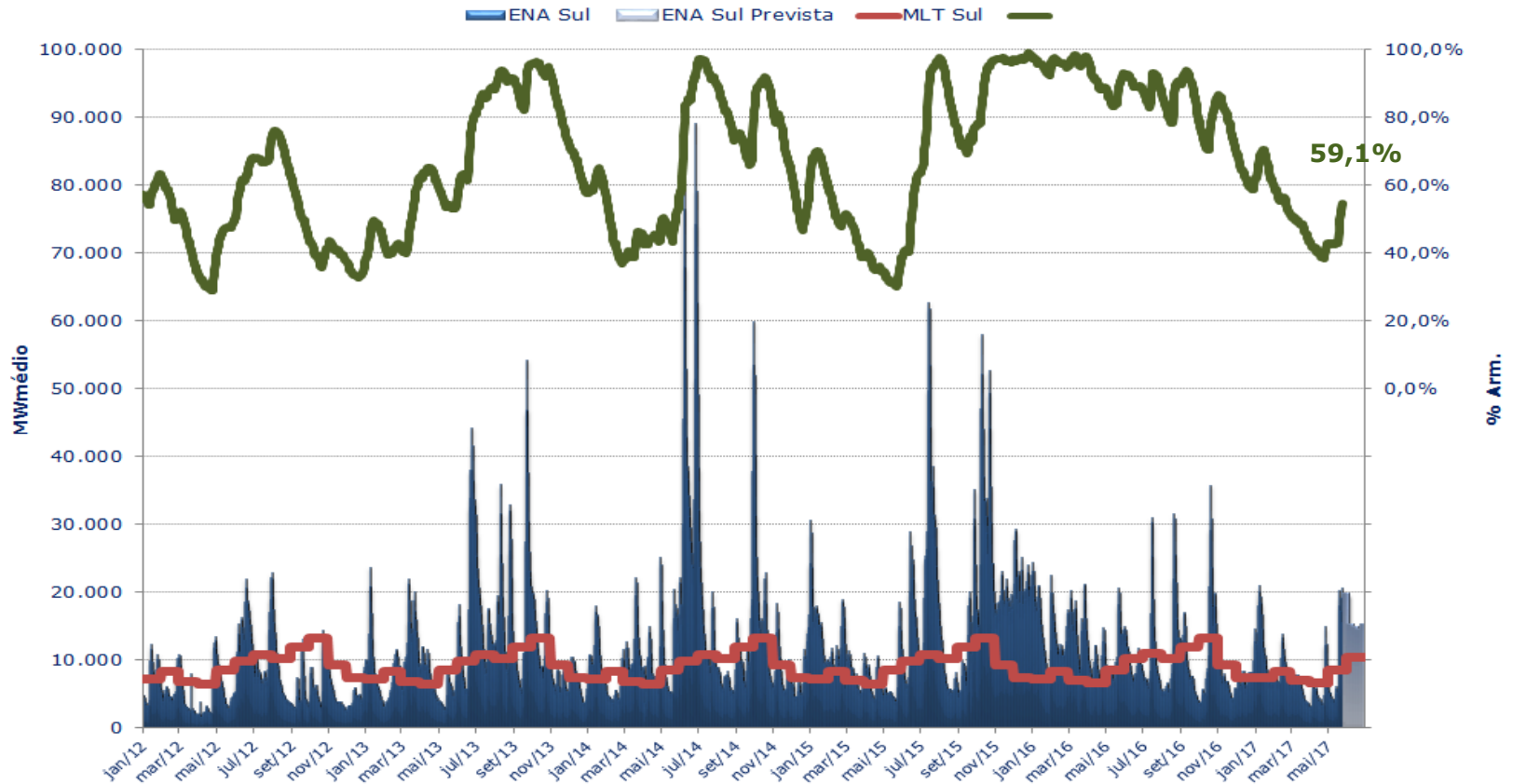
## Comparações com o previsto no respectivo PMO



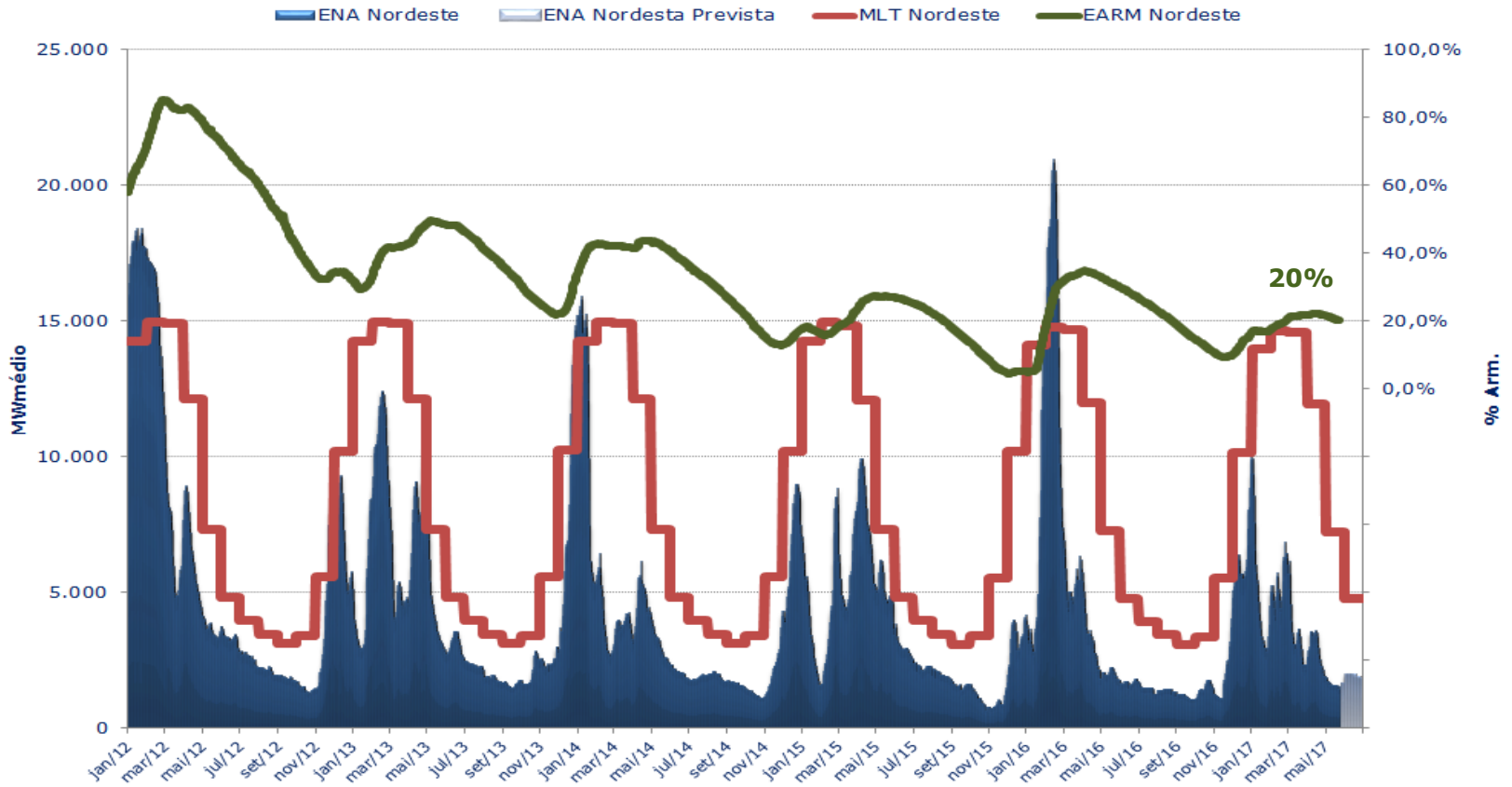
# Energia Natural Afluente e Armazenamento – Sudeste/Centro-Oeste



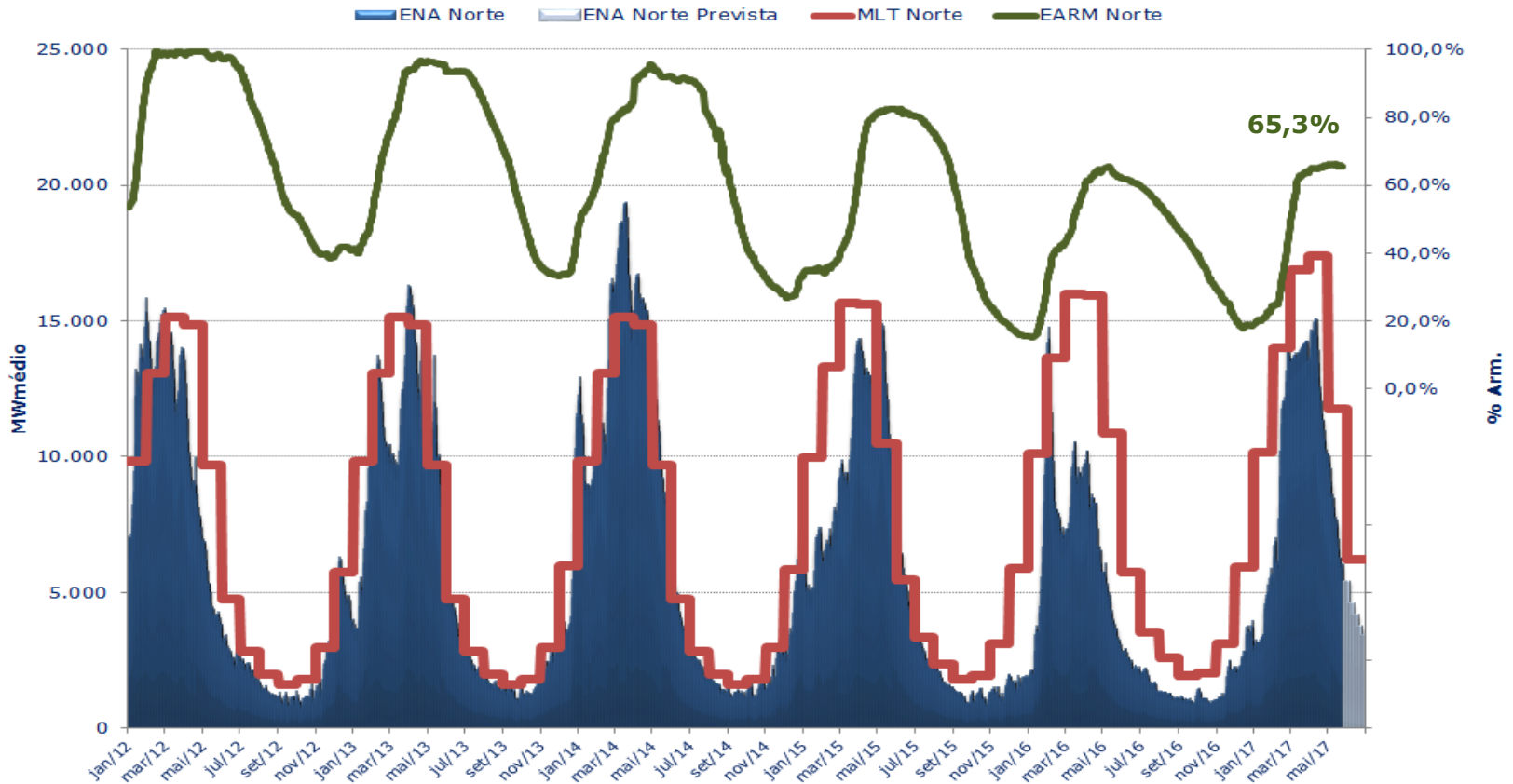
# Energia Natural Afluente e Armazenamento – Sul



# Energia Natural Afluente e Armazenamento – Nordeste



# Energia Natural Afluente e Armazenamento – Norte



# Histórico de ENA

HISTÓRICO DE ENA – % MLT verificado																	
	JAN/16	FEV/16	MAR/16	ABR/16	MAI/16	JUN/16	JUL/16	AGO/16	SET/16	OUT/16	NOV/16	DEZ/16	JAN/17	FEV/17	MAR/17	ABR/17	MAI/17
<b>SE</b>	127%	89%	99%	72%	89%	119%	91%	104%	95%	82%	89%	79%	69%	73%	68%	72%	101%
<b>S</b>	205%	154%	195%	148%	113%	96%	97%	116%	74%	95%	76%	94%	161%	103%	85%	79%	133%
<b>NE</b>	44%	91%	32%	23%	44%	30%	33%	35%	33%	38%	35%	53%	31%	30%	24%	24%	23%
<b>N</b>	47%	69%	56%	50%	51%	43%	50%	45%	53%	53%	55%	52%	43%	76%	84%	74%	61%

HISTÓRICO DE ENA – Melhores de um Histórico de 85 anos																	
	JAN/16	FEV/16	MAR/16	ABR/16	MAI/16	JUN/16	JUL/16	AGO/16	SET/16	OUT/16	NOV/16	DEZ/16	JAN/17	FEV/17	MAR/17	ABR/17	MAI/17
<b>SE</b>	12°	58°	43°	80°	64°	14°	54°	33°	41°	61°	60°	71°	77°	77°	81°	83°	37°
<b>S</b>	7°	13°	5°	14°	30°	36°	35°	25°	47°	39°	53°	40°	13°	35°	48°	48°	28°
<b>NE</b>	82°	52°	85°	86°	86°	86°	86°	86°	86°	85°	84°	75°	86°	85°	87°	86°	87°
<b>N</b>	85°	72°	83°	86°	86°	86°	86°	86°	86°	86°	80°	80°	86°	65°	60°	76°	83°

Fonte: ONS

# Representação Fasorial da Energia Natural Afluente – ENA: Amplitude e Ângulo de Fase

A série temporal da ENA pode ser interpretada como um Sinal Discreto.

Com a Transformada de Hilbert (Marple Jr., 1999) é possível obter o Sinal Analítico da ENA (Sacchi, 2009).

O Sinal Analítico  $z[n]$  pode ser expresso pela representação Fasorial:

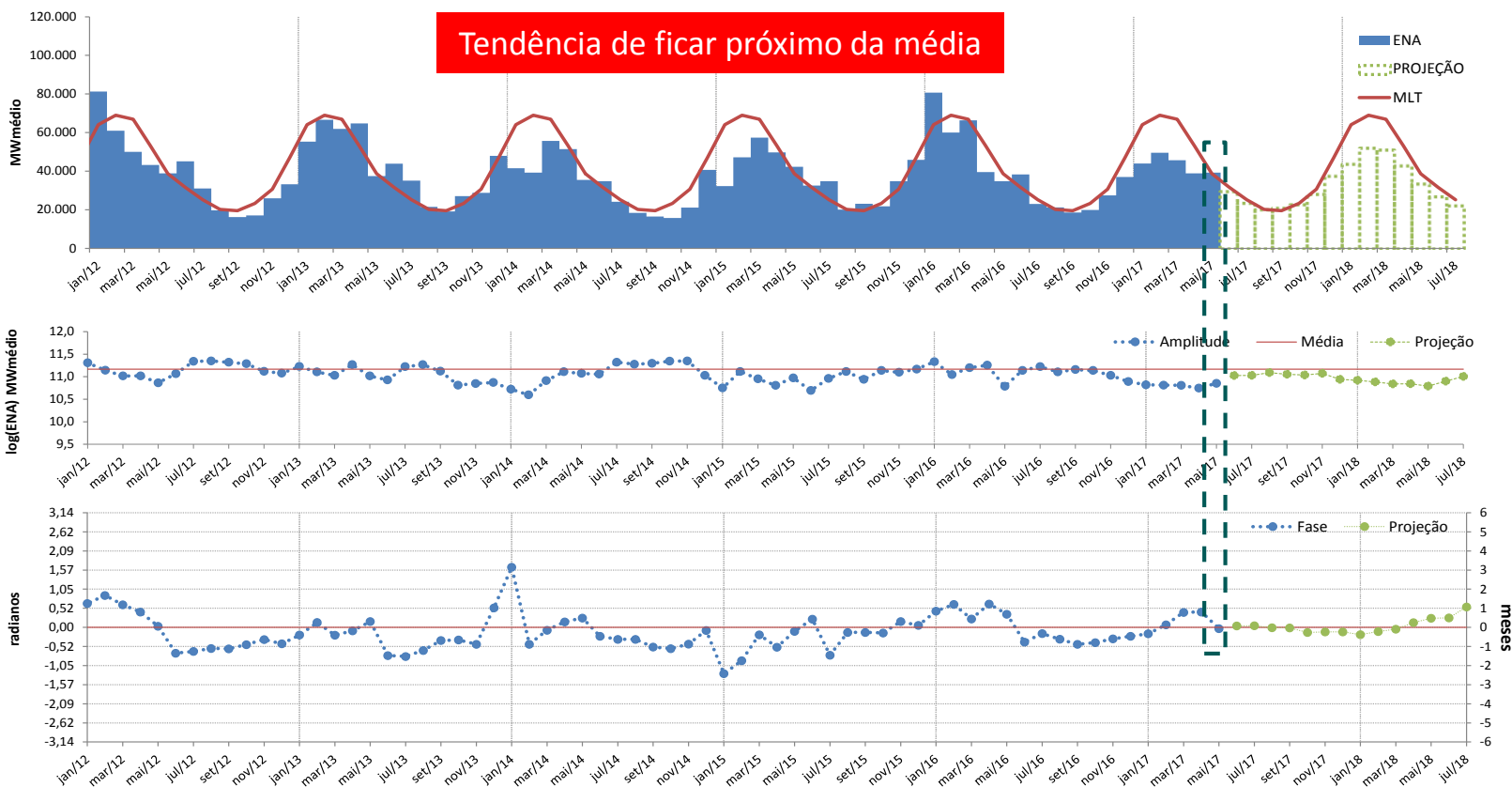
$$z[n] = A[n] \cdot e^{j\phi[n]}$$

onde:

- $A[n]$  é a Amplitude instantânea do Fator  $z[n]$ , o que corresponde ao Envelope do sinal original  $x[n]$
- $\phi[n]$  é o Ângulo de Fase instantâneo de  $z[n]$

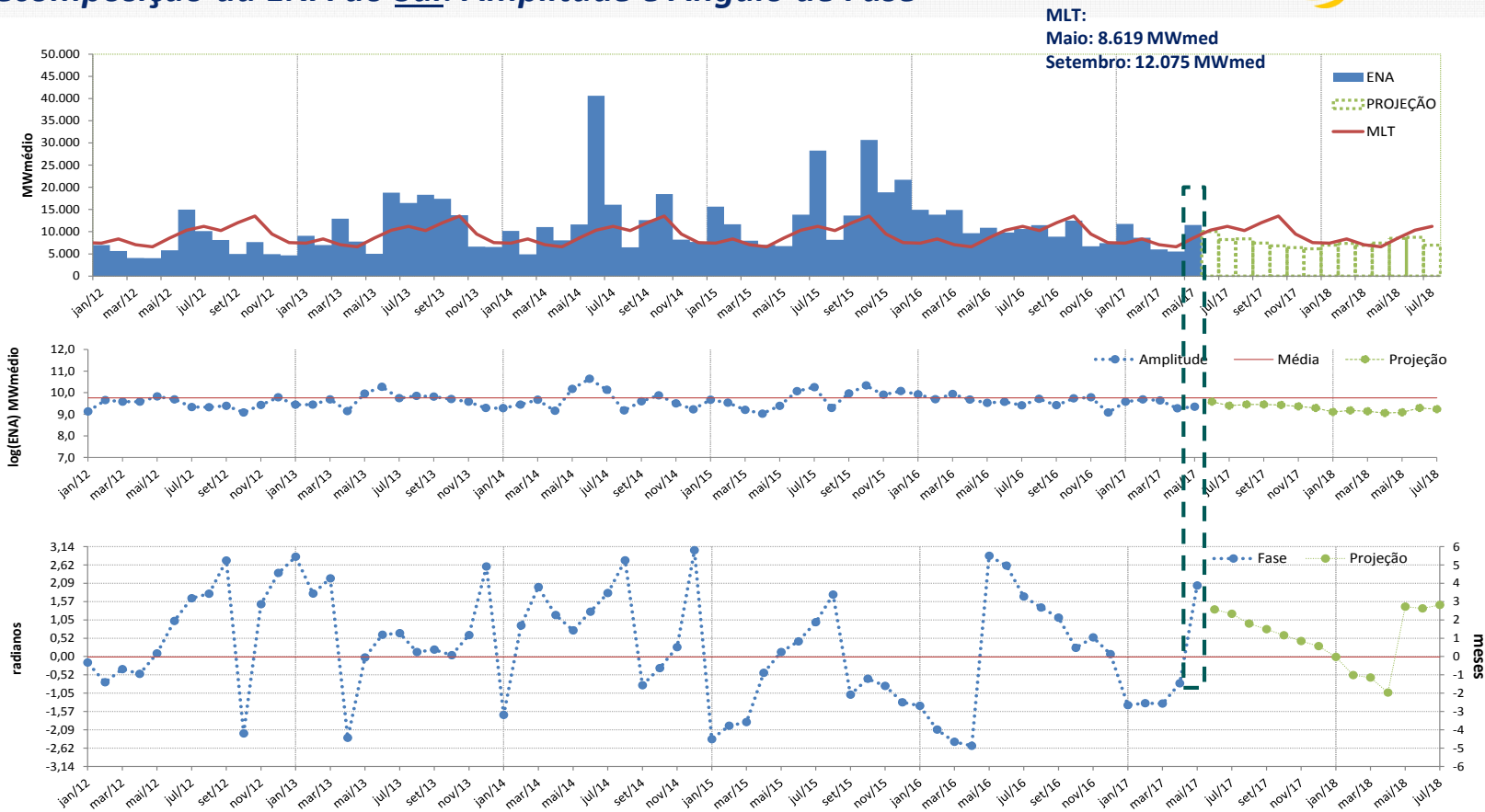
# Transformada de Hilbert – Sinal Analítico

## Decomposição da ENA do Sudeste/Centro-Oeste: Amplitude e Ângulo de Fase



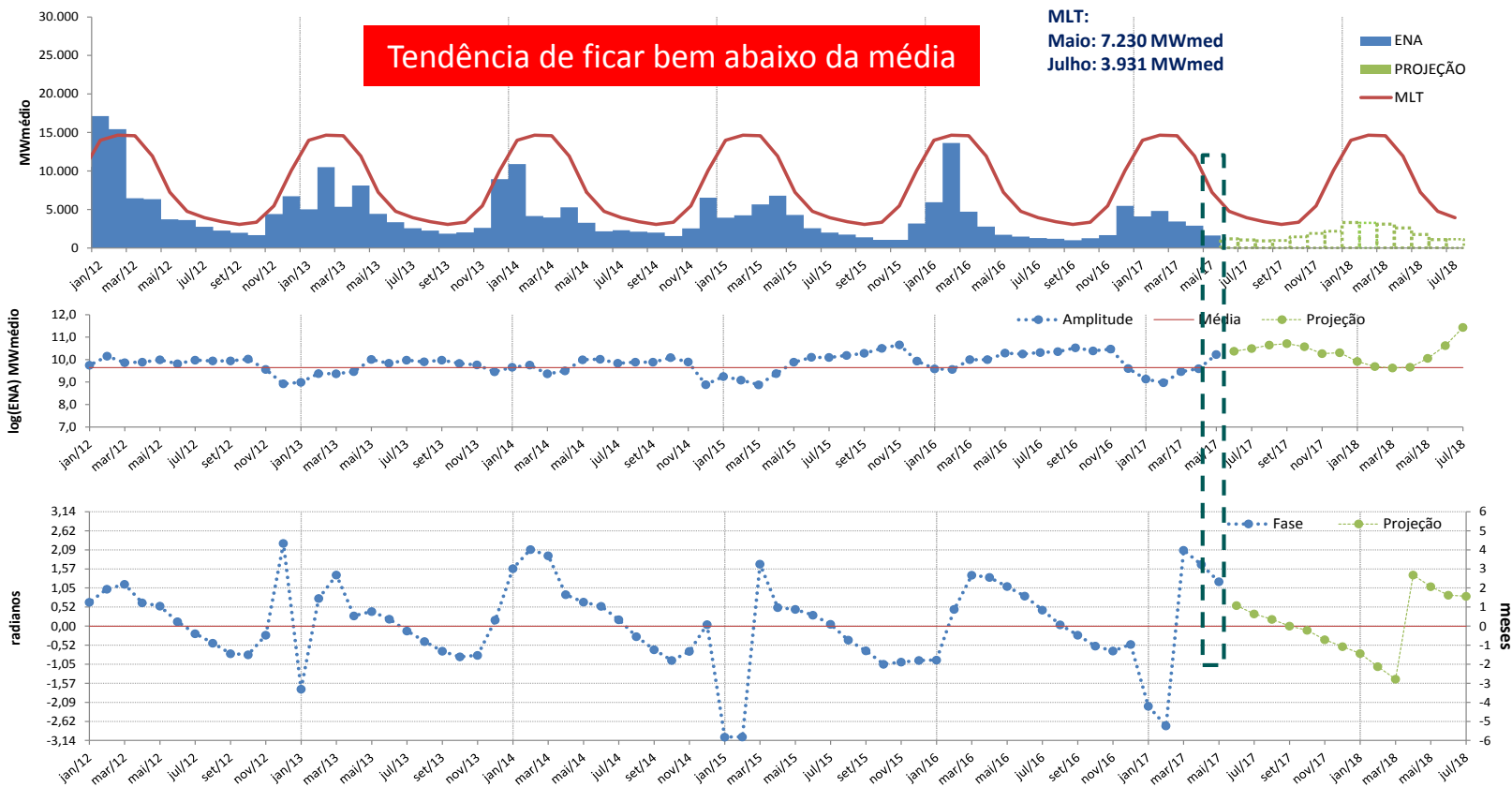
# Transformada de Hilbert – Sinal Analítico

## Decomposição da ENA do Sul: Amplitude e Ângulo de Fase



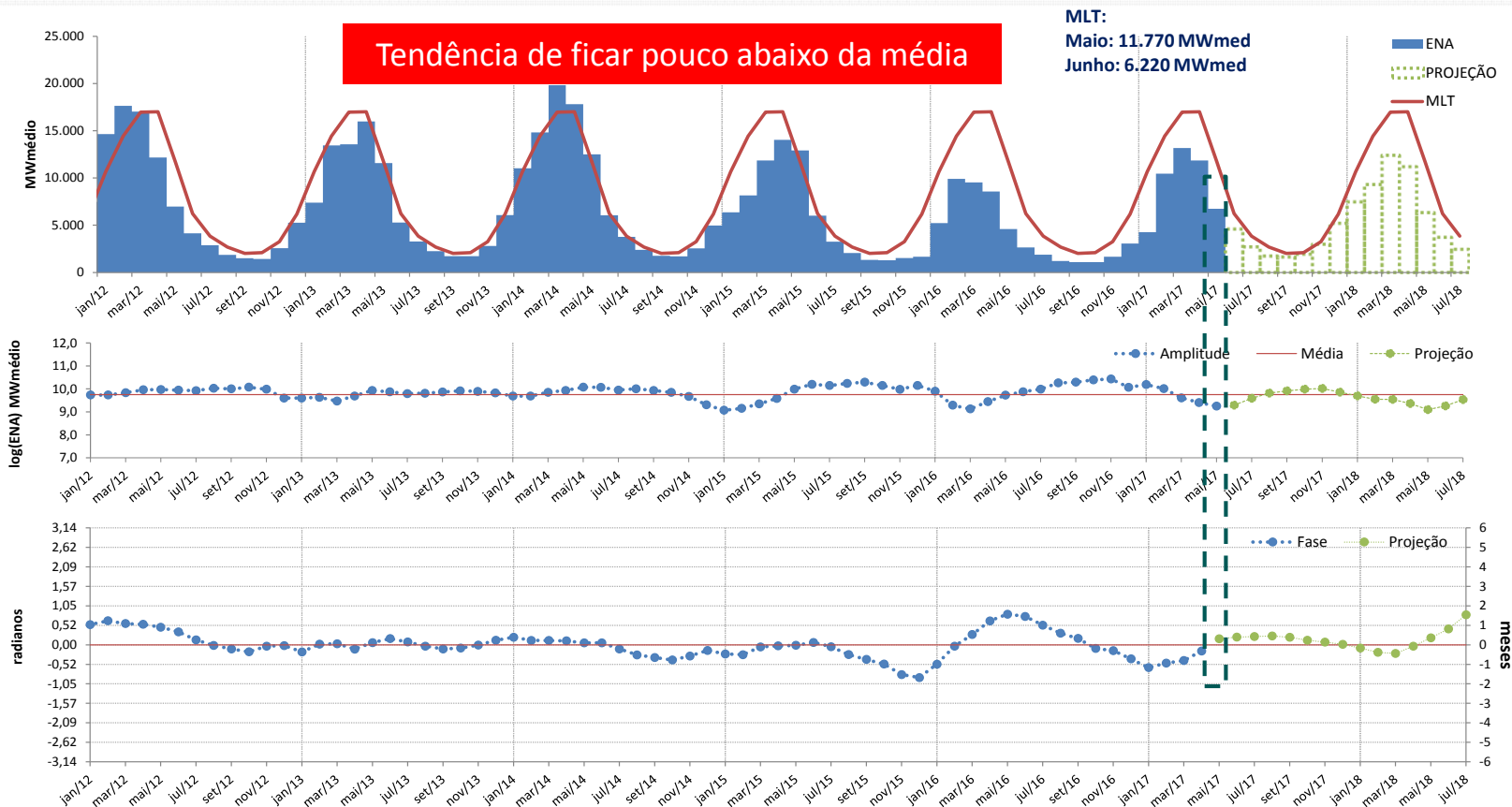
# Transformada de Hilbert – Sinal Analítico

## Decomposição da ENA do Nordeste: Amplitude e Ângulo de Fase



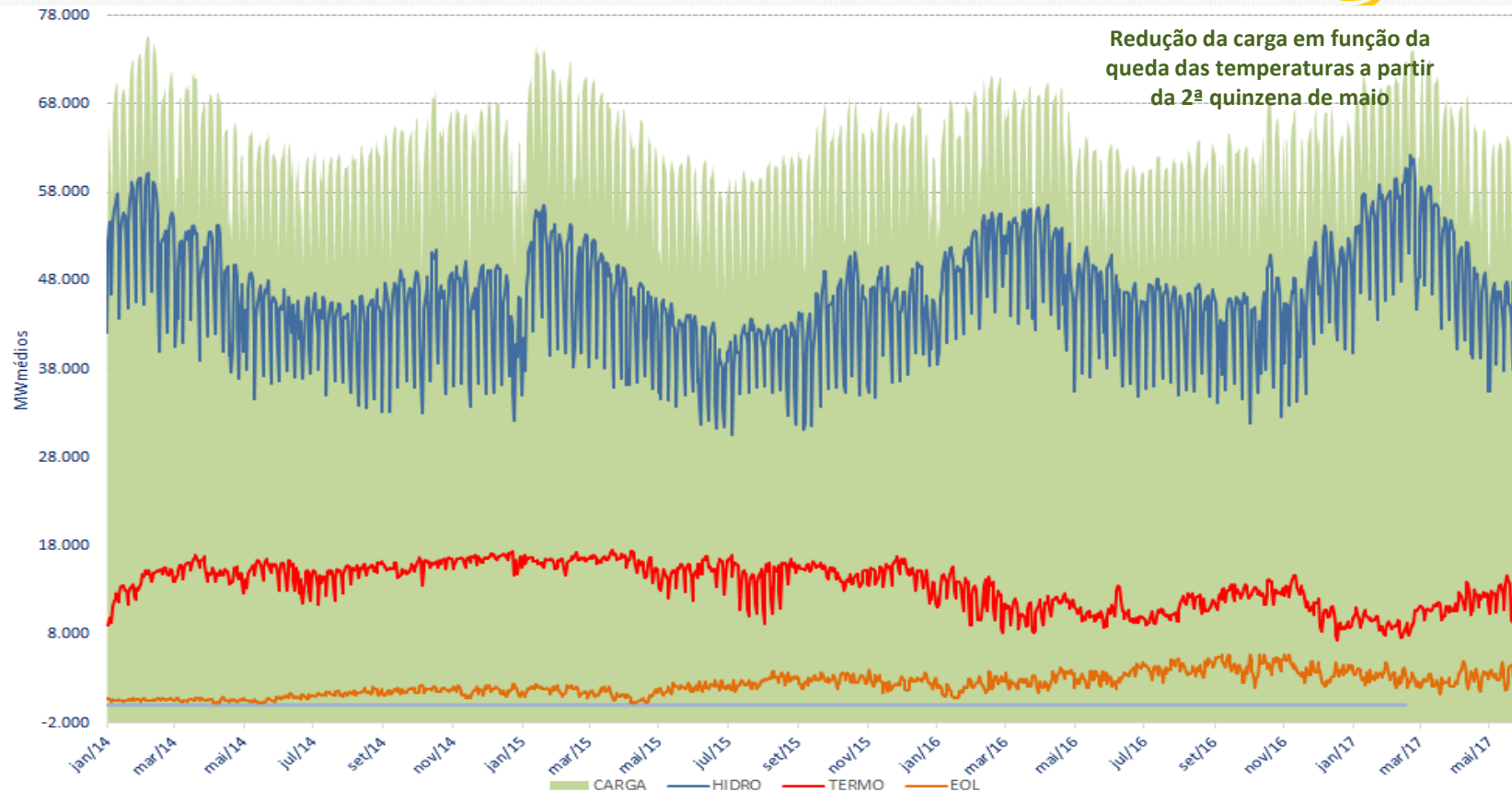
# Transformada de Hilbert – Sinal Analítico

## Decomposição da ENA do Norte: Amplitude e Ângulo de Fase

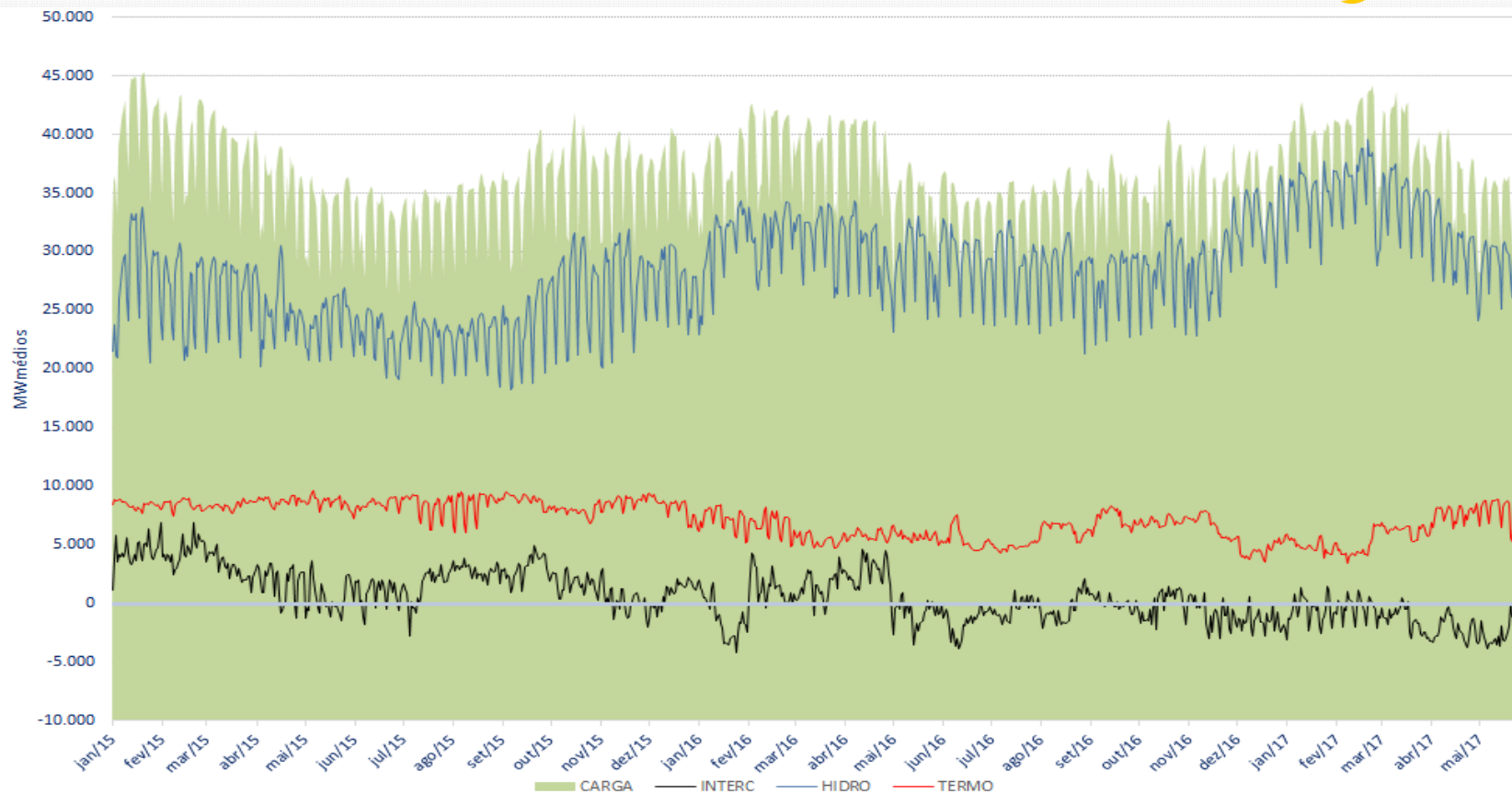


# Balanço energético

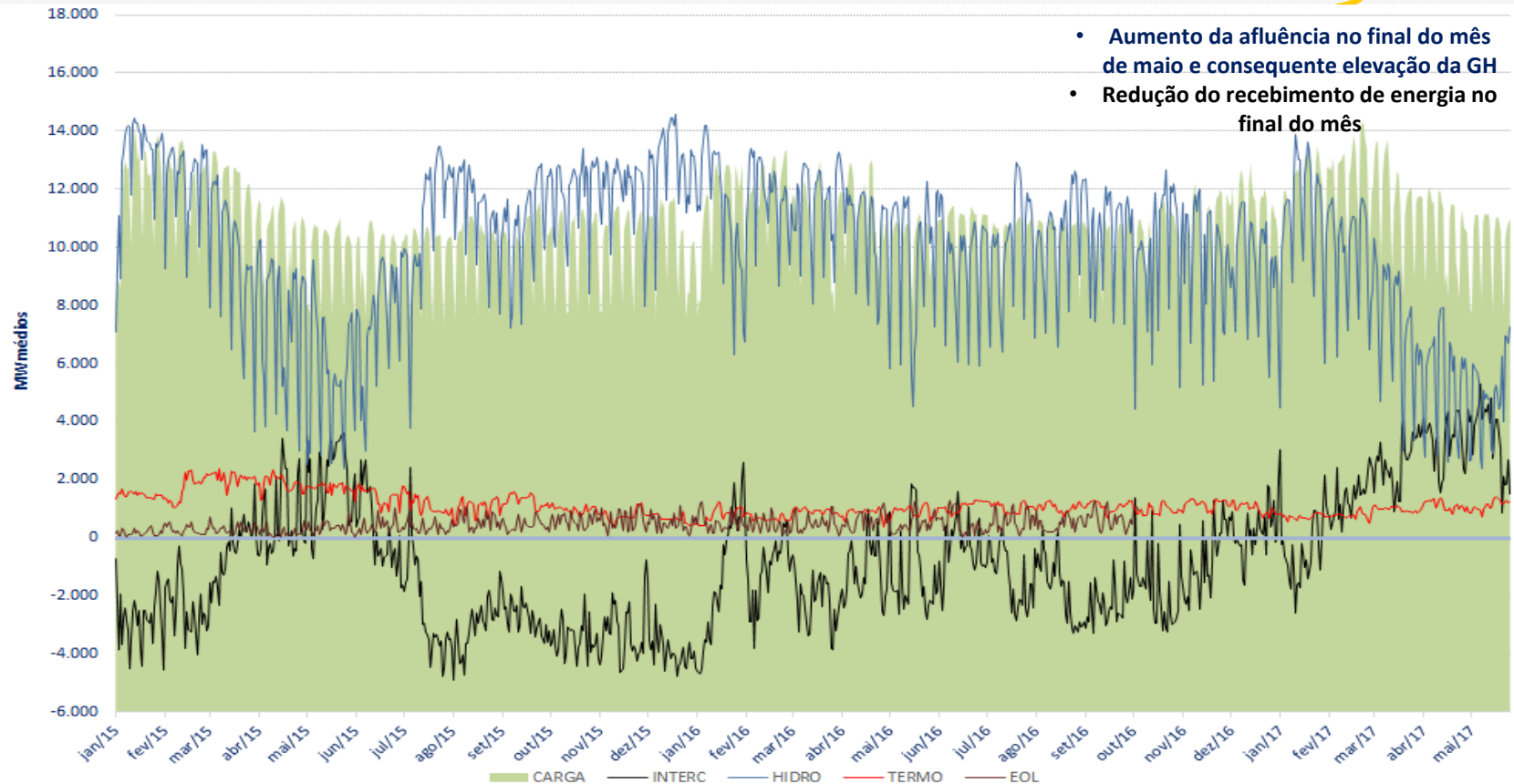
# Balço Energético – SIN



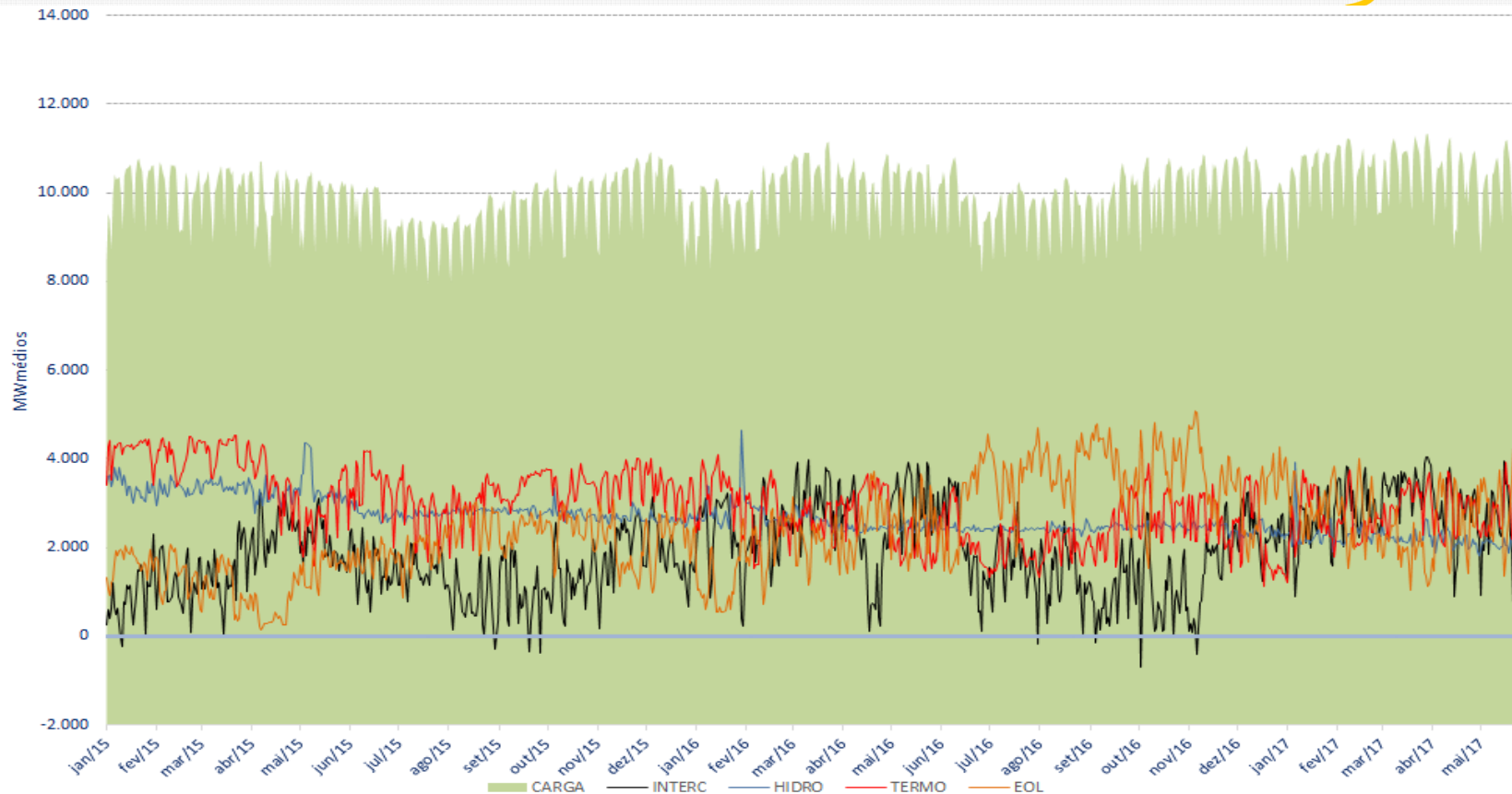
# Balço Energético – Sudeste/Centro-Oeste



# Balço Energético – Sul

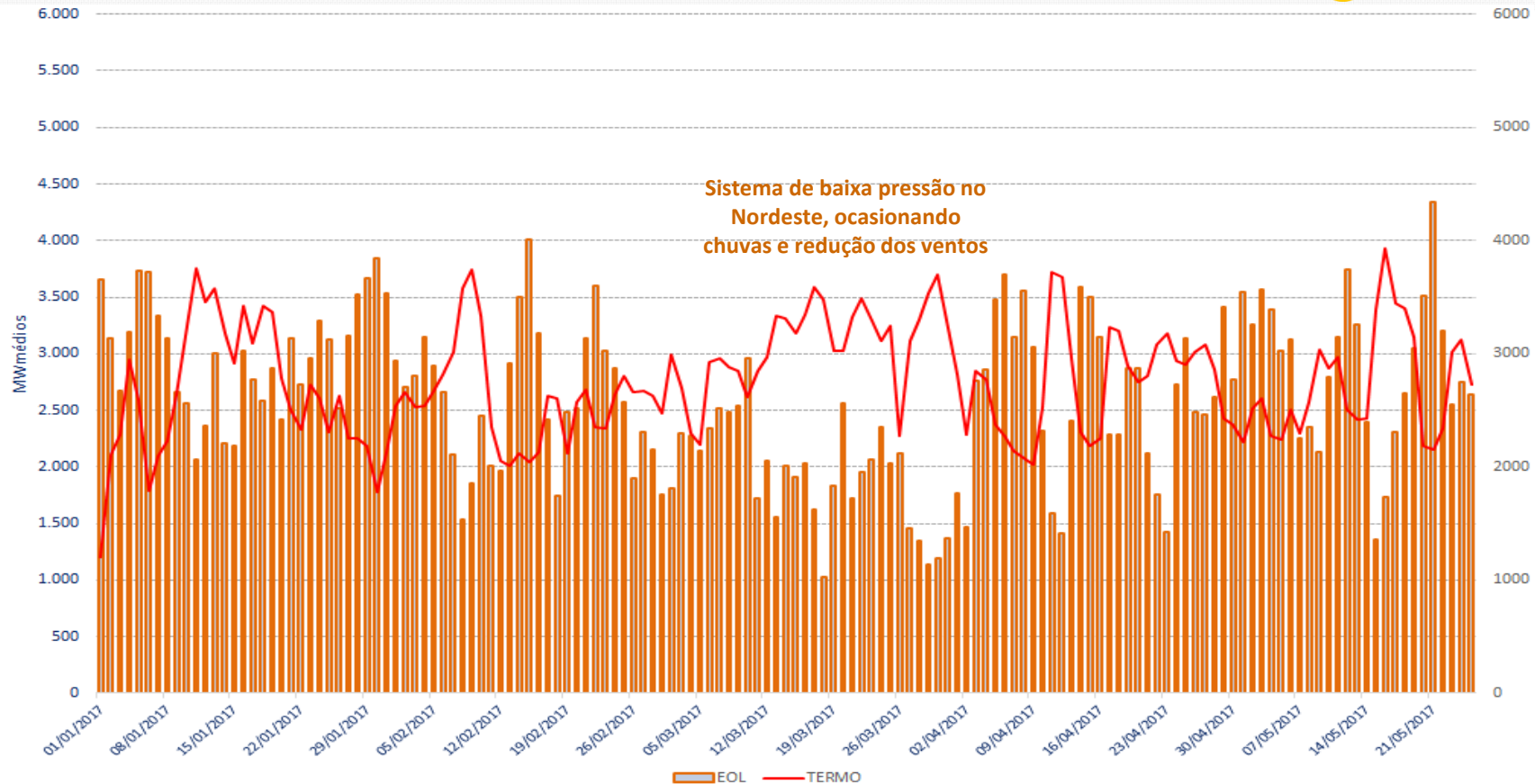


# Balço Energético – Nordeste

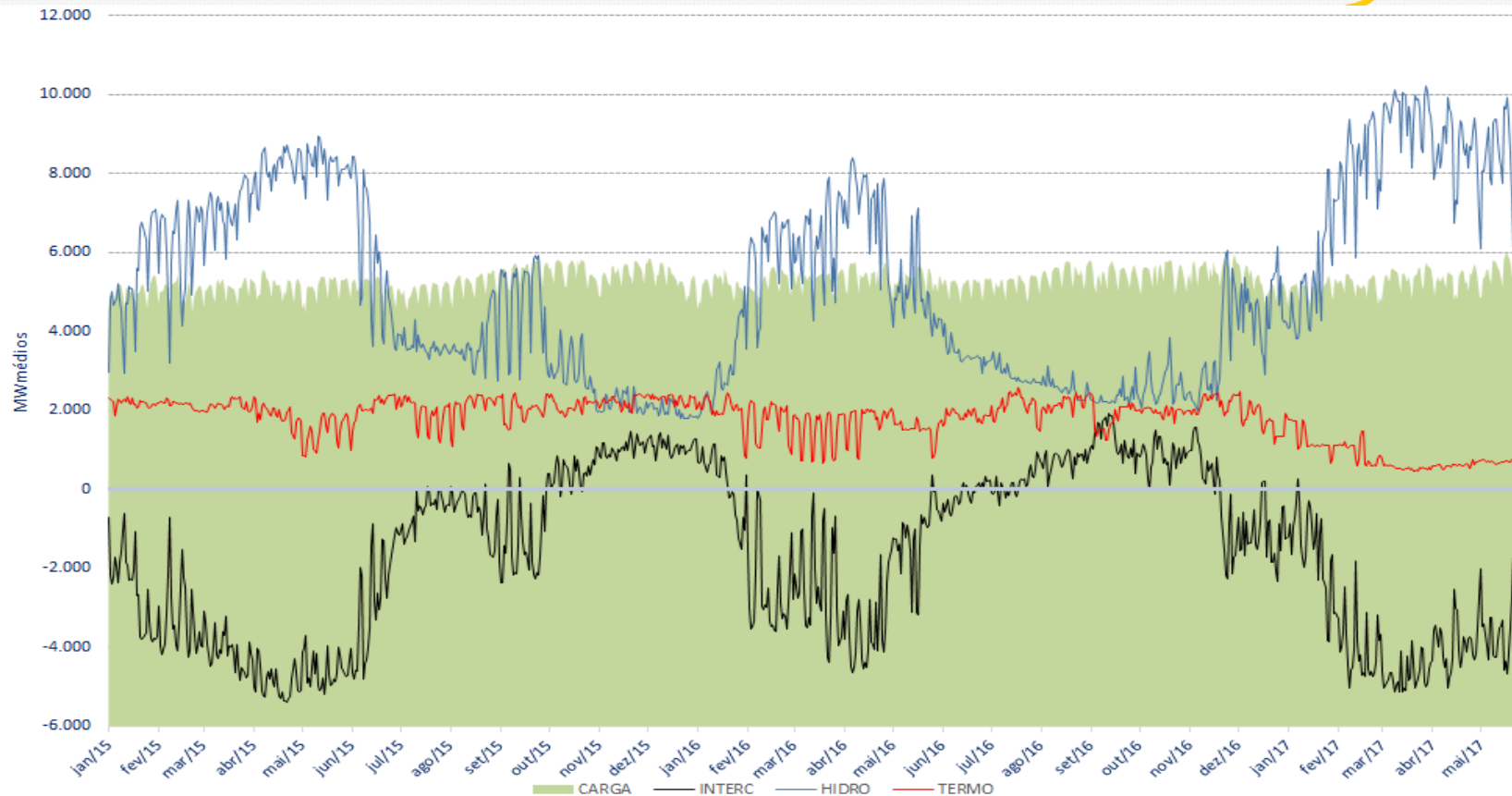


# Balanço Energético – Nordeste

## Geração térmica x eólica

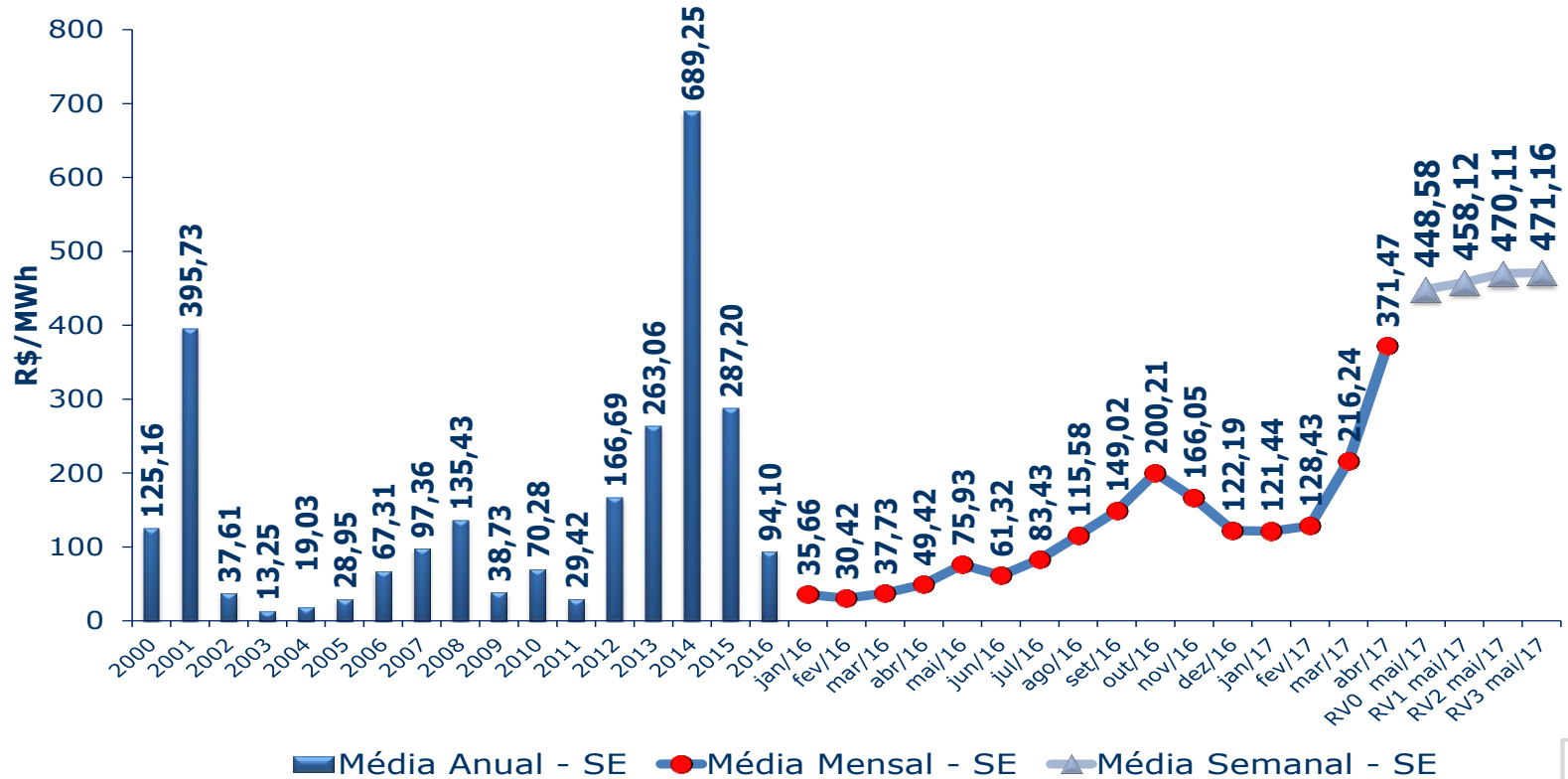


# Balço Energético – Norte

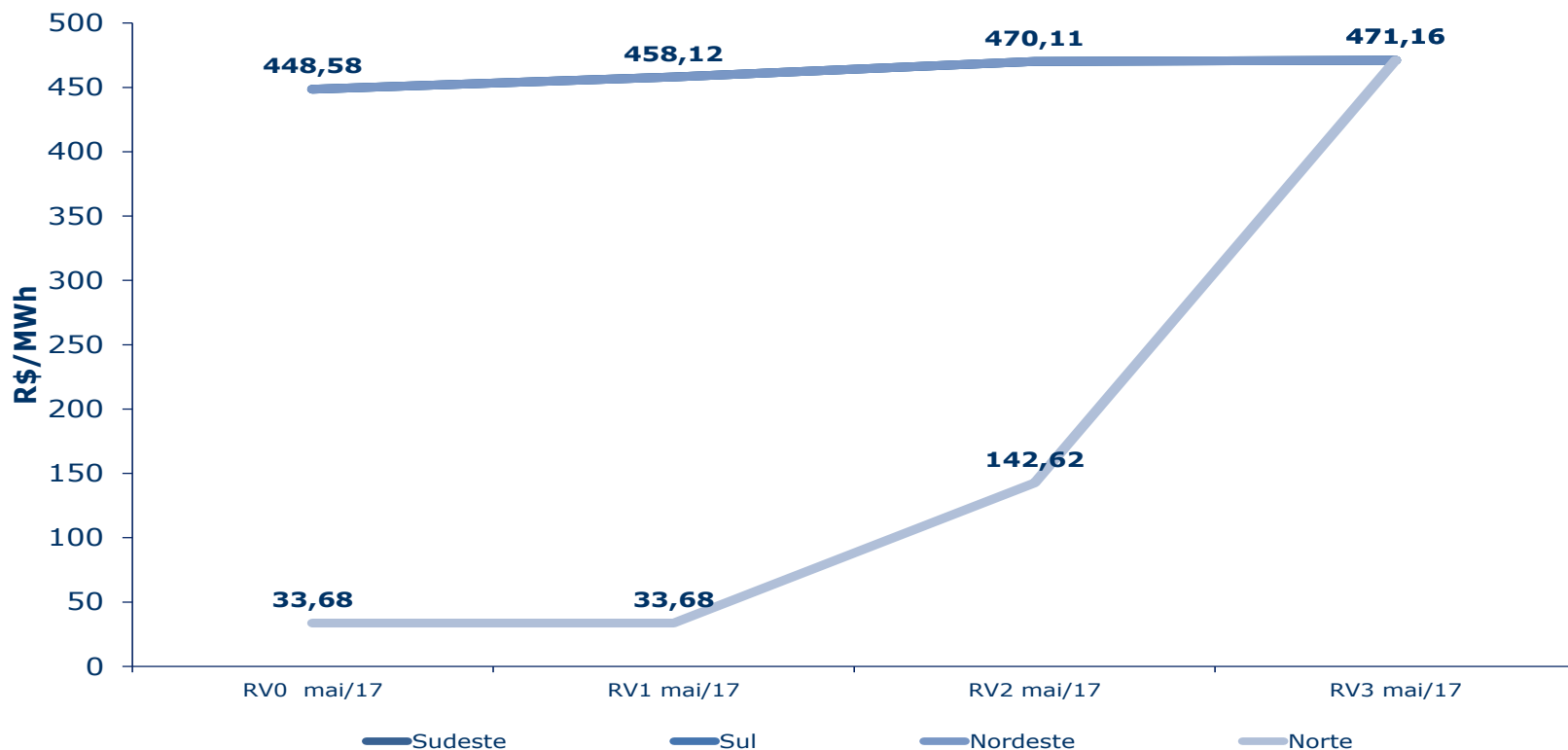


# Histórico do PLD

# Comportamento do PLD de Maio – Sudeste

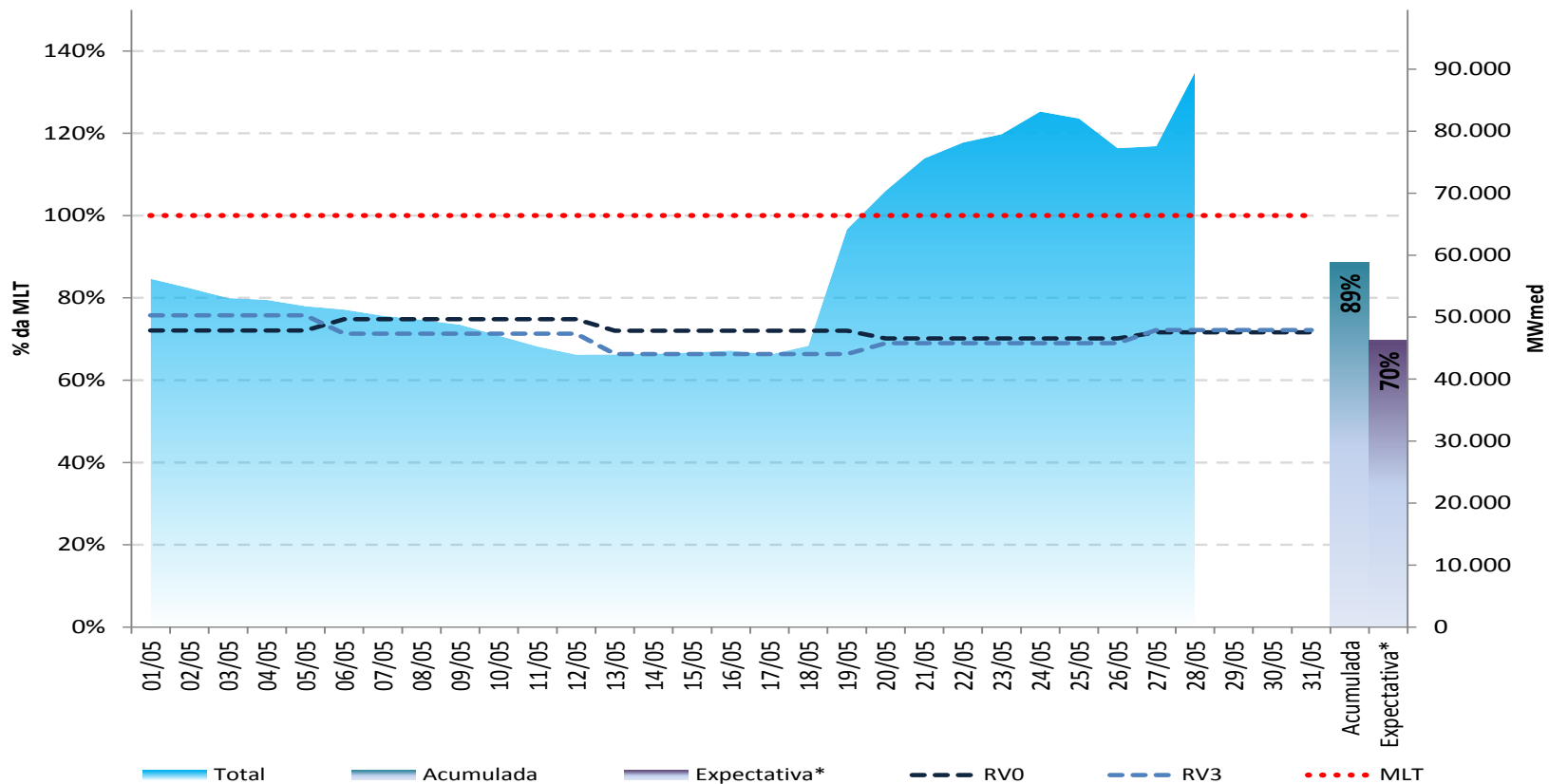


## Comportamento semanal do PLD de Maio de 2017



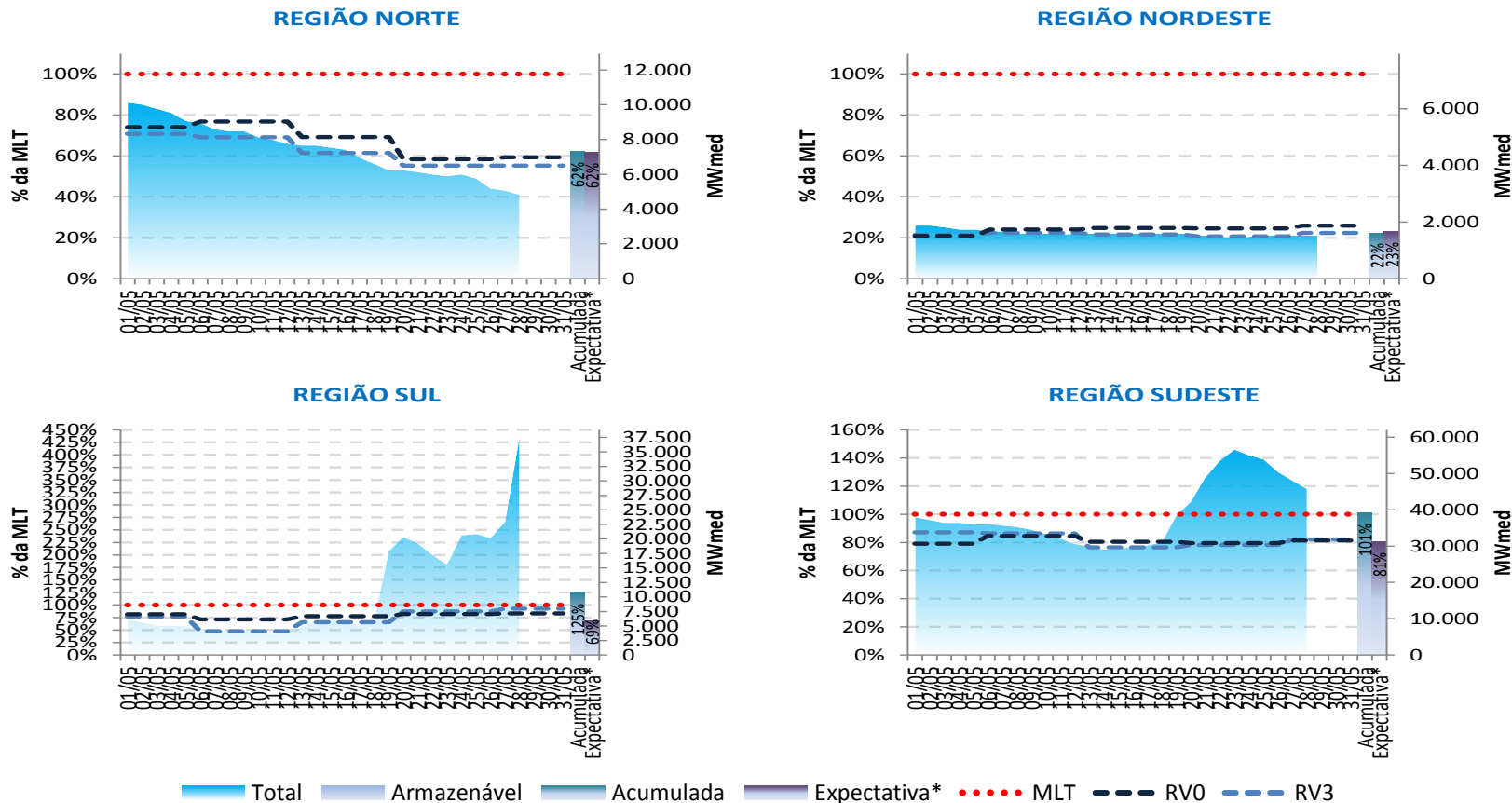
# Comportamento da ENA Maio de 2017

## SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL



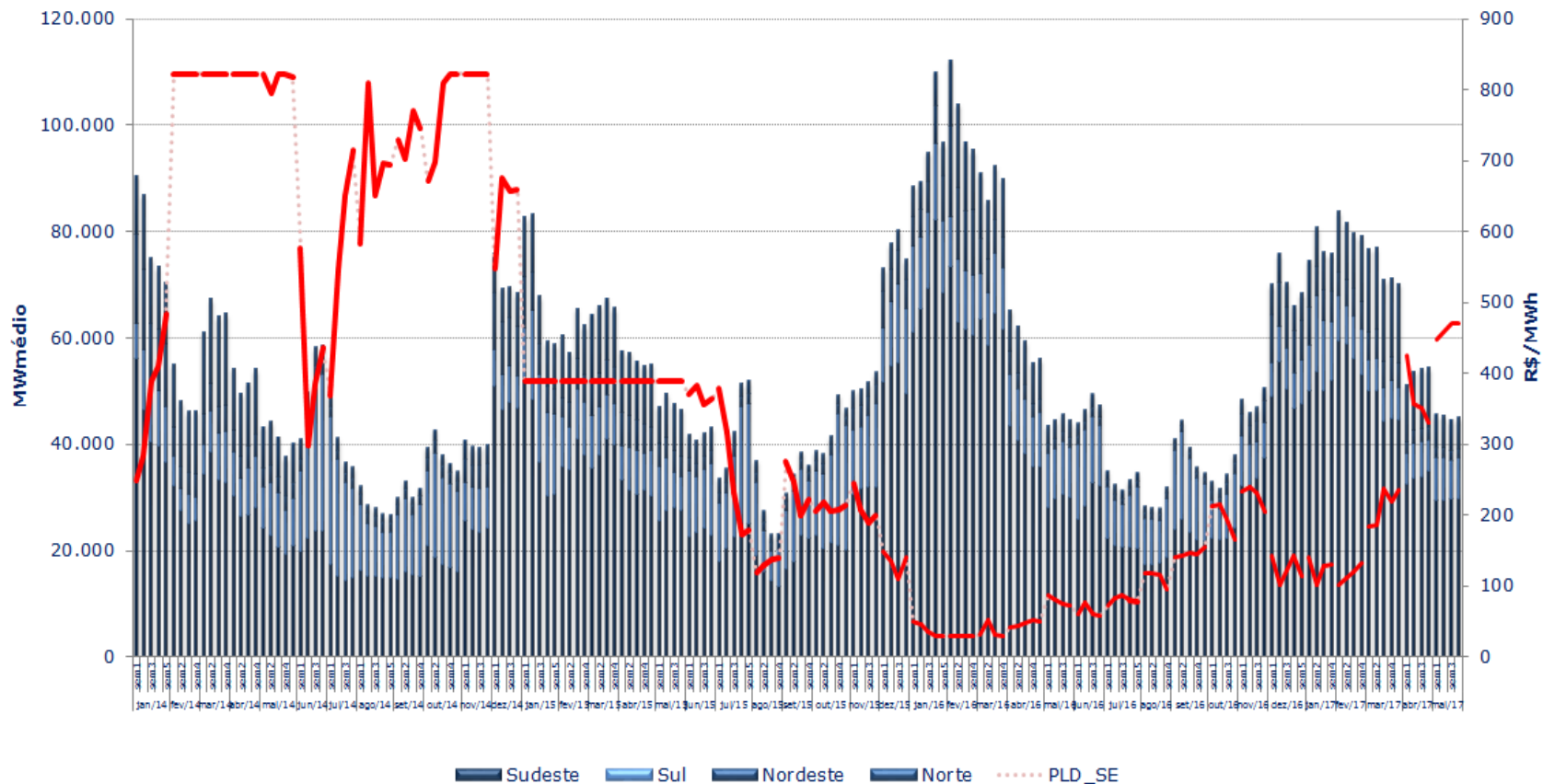
\*Expectativa de ENA para o mês de acordo com a atual revisão do PMO (ONS), atualizada semanalmente

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



\*Expectativa de ENA para o mês de acordo com a atual revisão do PMO (ONS), atualizada semanalmente

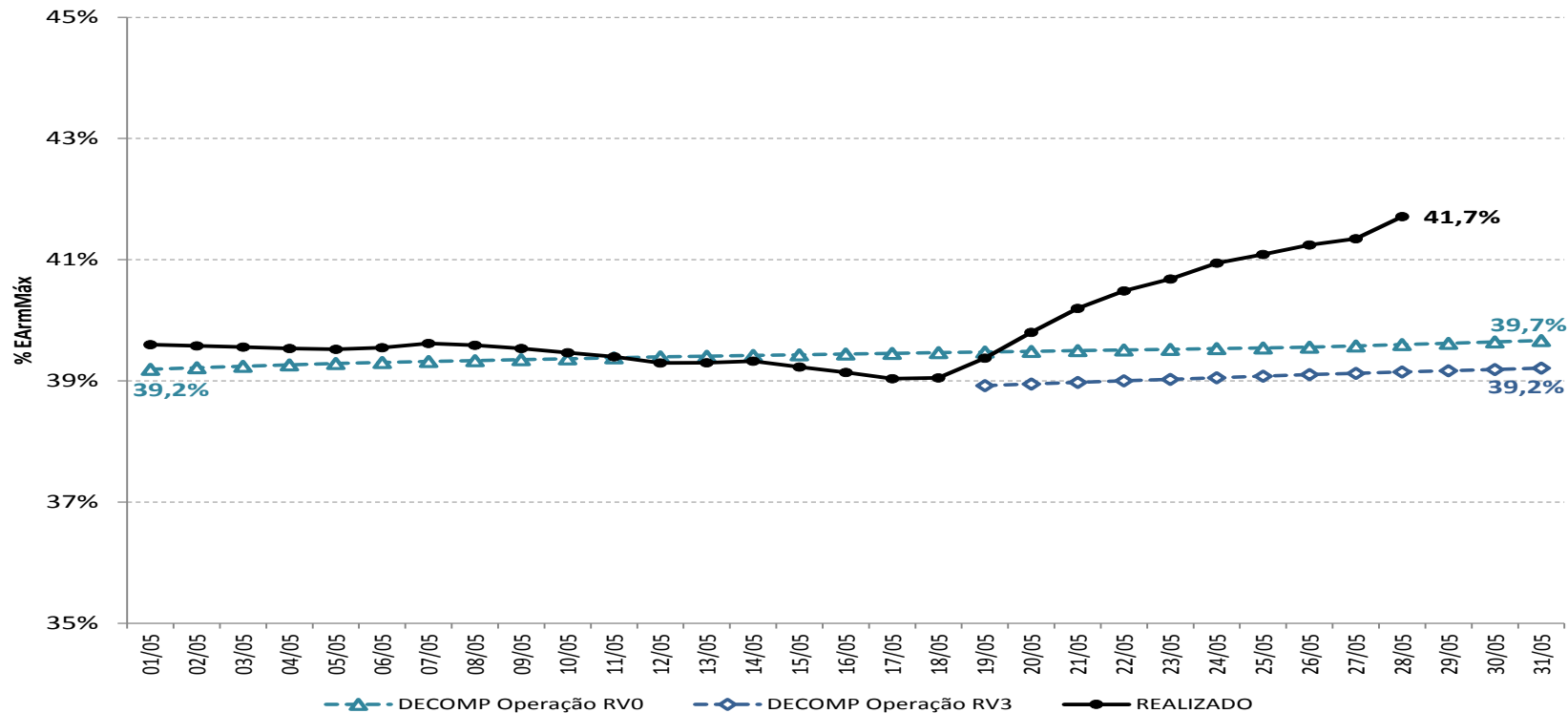
# Comportamento do PLD (Sudeste) x ENA de acoplamento



# Comportamento do armazenamento Maio de 2017

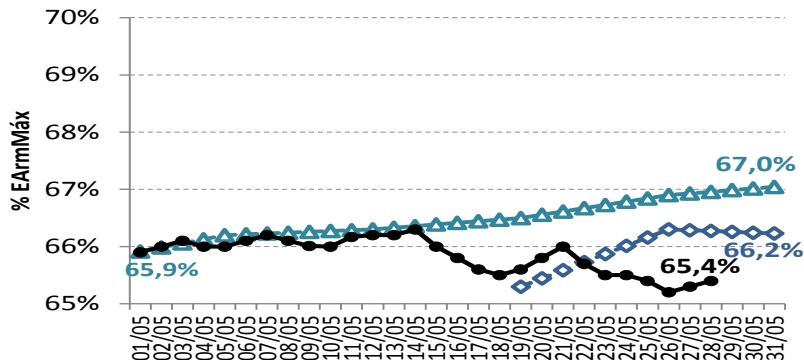
Fonte: ADO e IPDO/ONS e DECOMP/CCEE

## SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

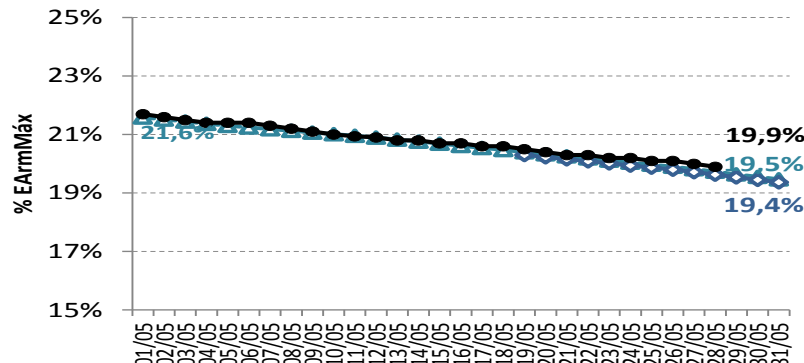


# Energia Armazenada – por submercado

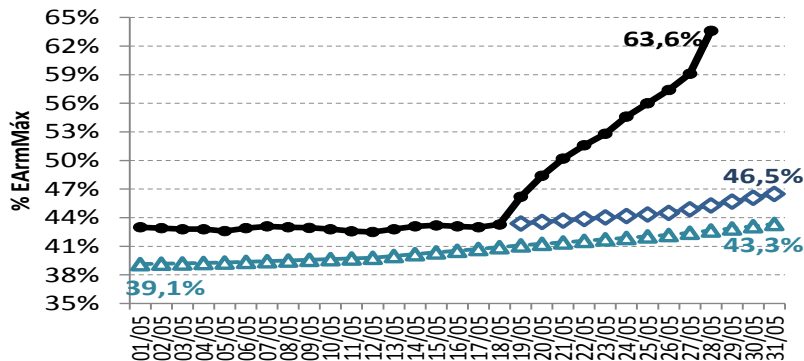
### REGIÃO NORTE



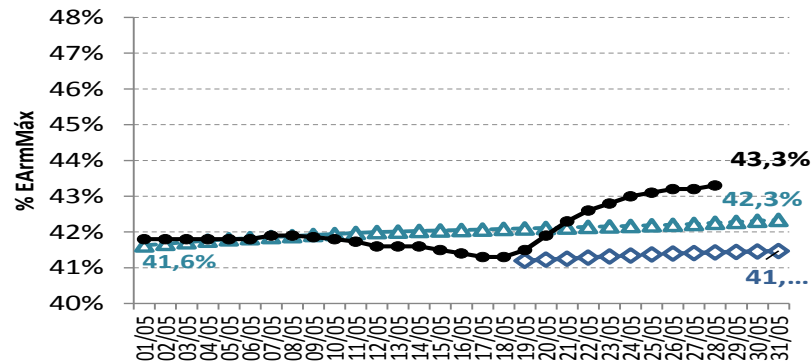
### REGIÃO NORDESTE



### REGIÃO SUL



### REGIÃO SUDESTE



● REALIZADO

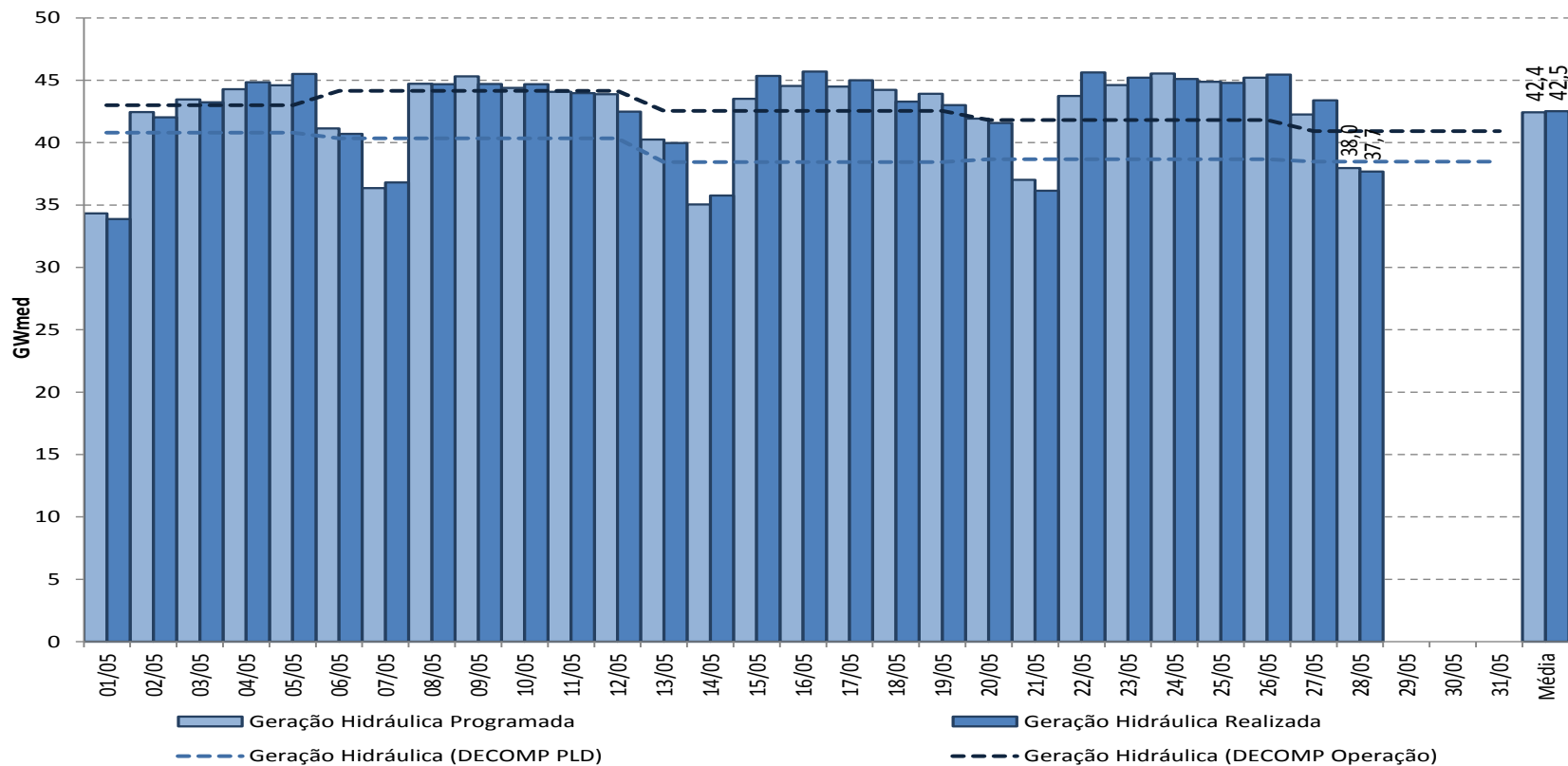
—▲— DECOMP Operação RVO

—◇— DECOMP Operação RV3

# Comportamento da geração hidráulica Maio de 2017

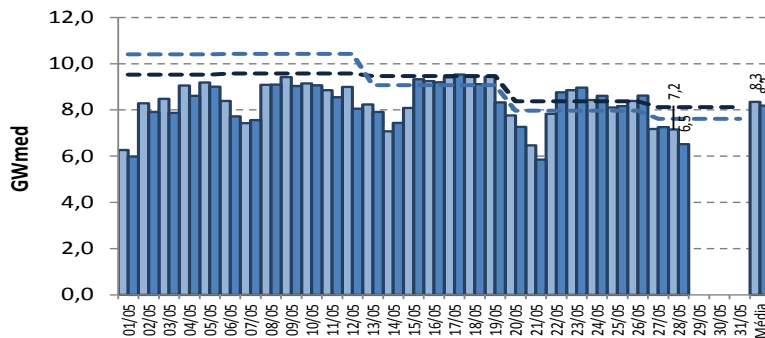
# Acompanhamento da Geração Hidráulica - SIN

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

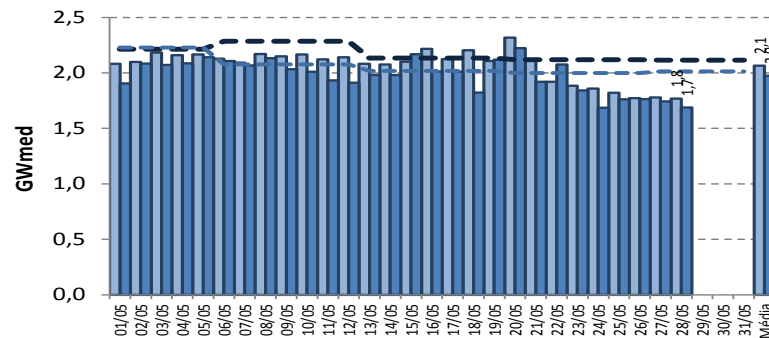


# Acompanhamento da Geração Hidráulica – Por submercado

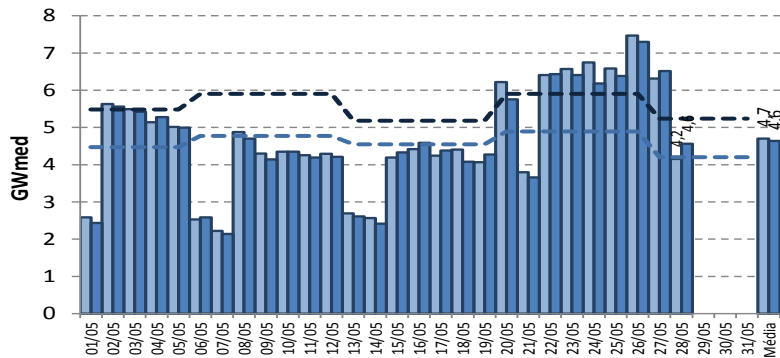
REGIÃO NORTE



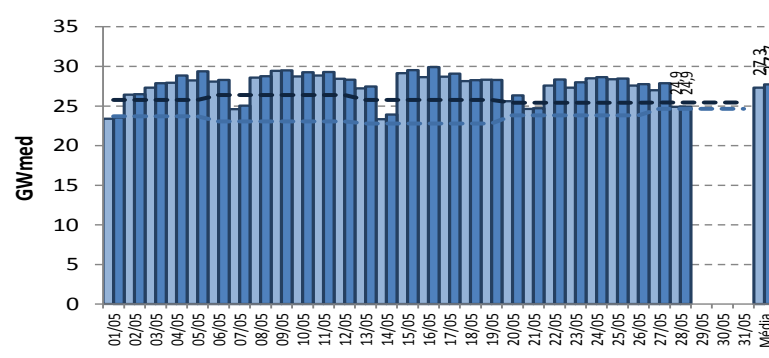
REGIÃO NORDESTE



REGIÃO SUL



REGIÃO SUDESTE



■ Geração Hidráulica Programada

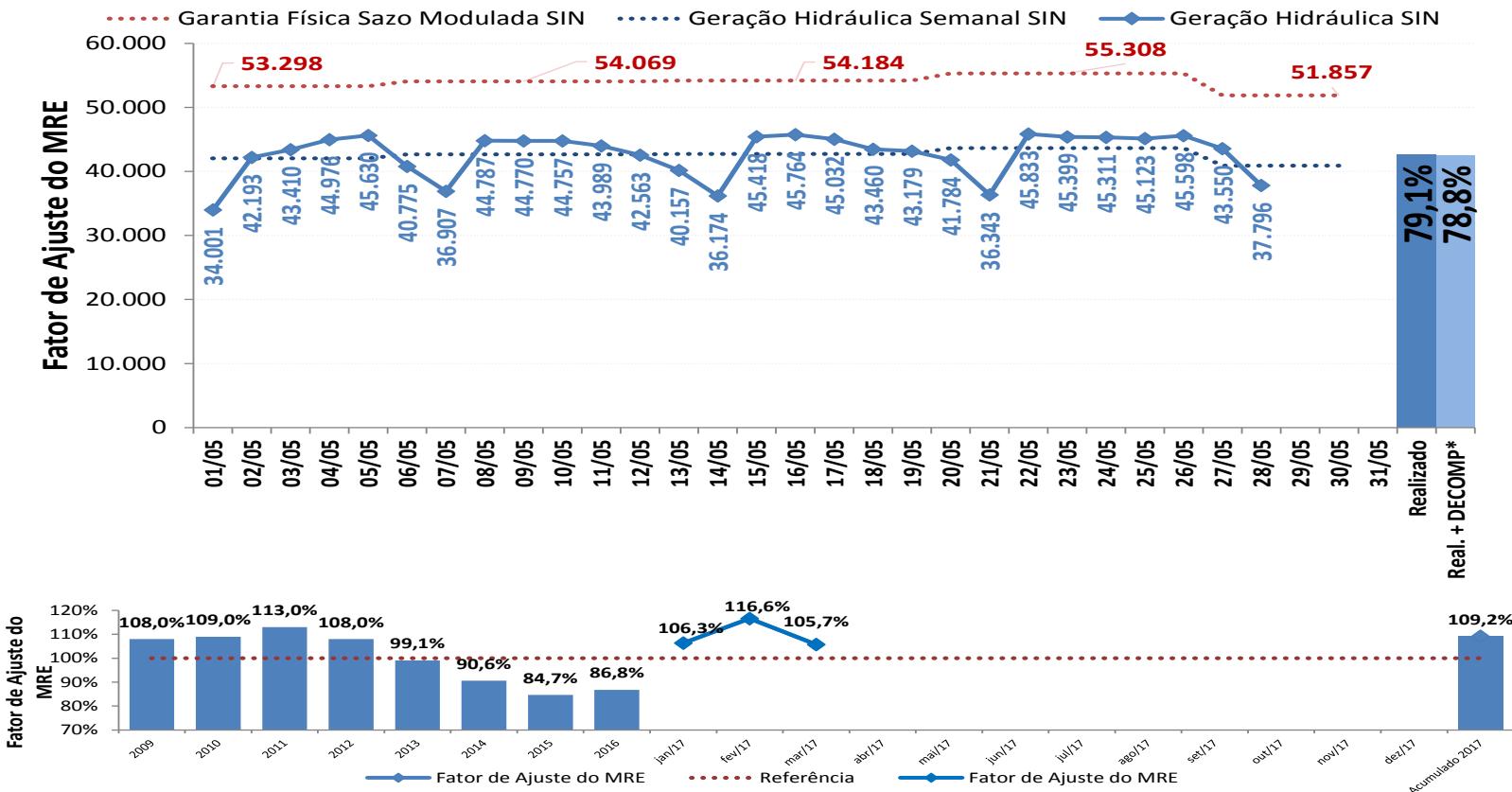
--- Geração Hidráulica (DECOMP PLD)

■ Geração Hidráulica Realizada

--- Geração Hidráulica (DECOMP Operação)

# Estimativa do Fator de Ajuste do MRE

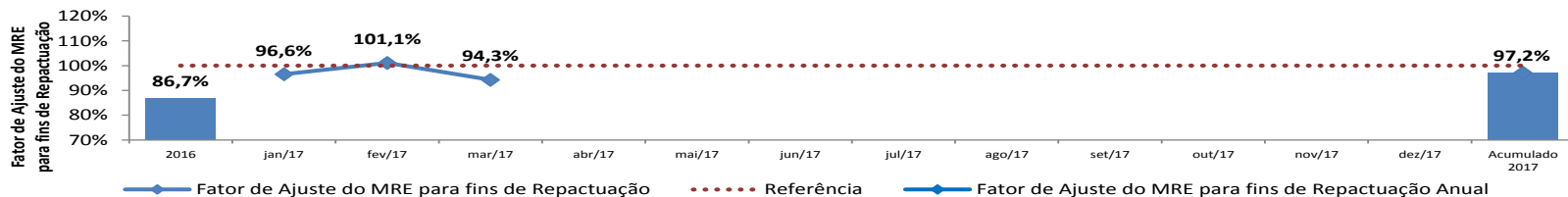
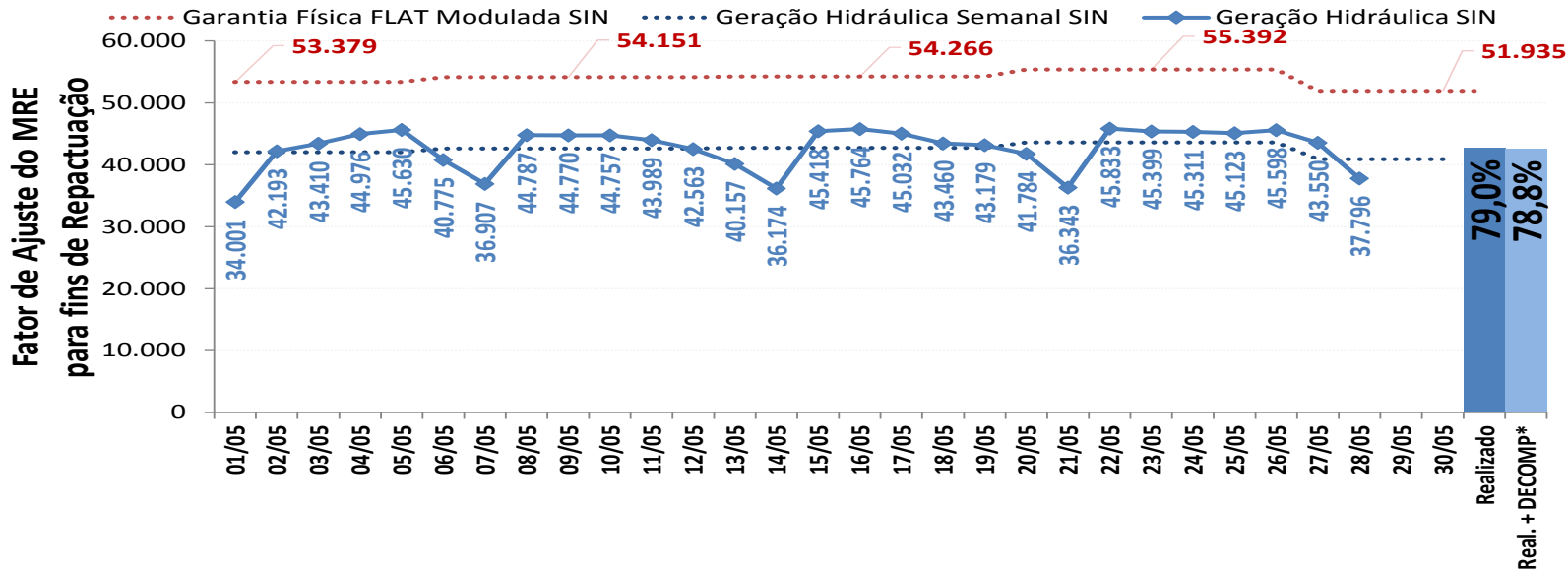
# Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE



\*Expectativa de fator de ajuste para o mês atualizada diariamente de acordo com a geração verificada e prevista

# Acompanhamento do Fator de Ajuste do MRE

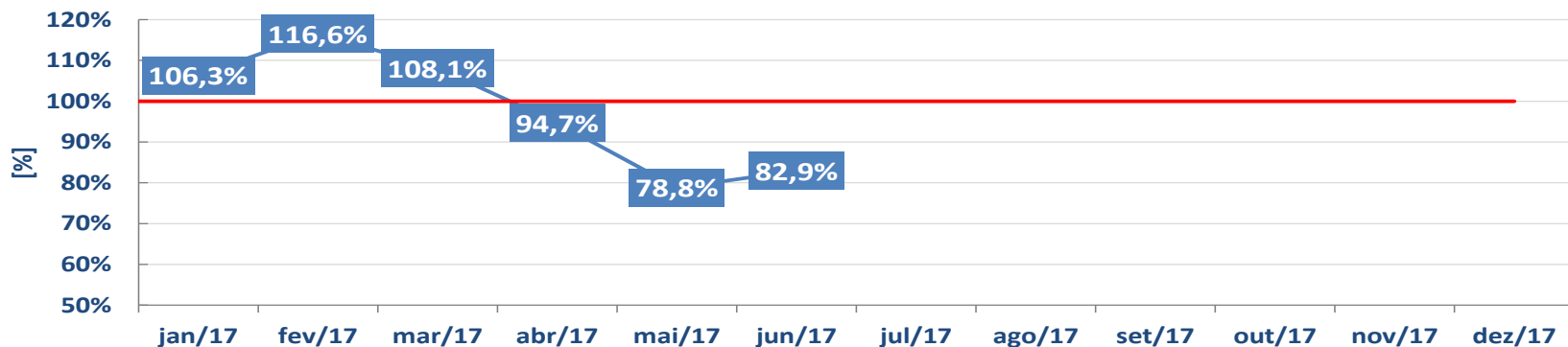
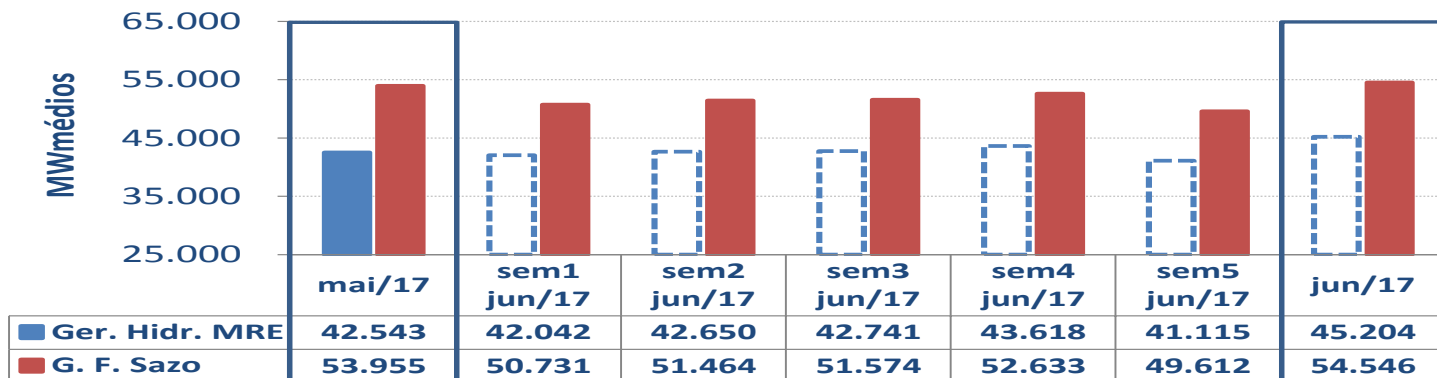
## Fins de Repactuação do Risco Hidrológico



\*Expectativa de fator de ajuste para o mês atualizada diariamente de acordo com a geração verificada e prevista

# Estimativa do Fator de Ajuste do MRE

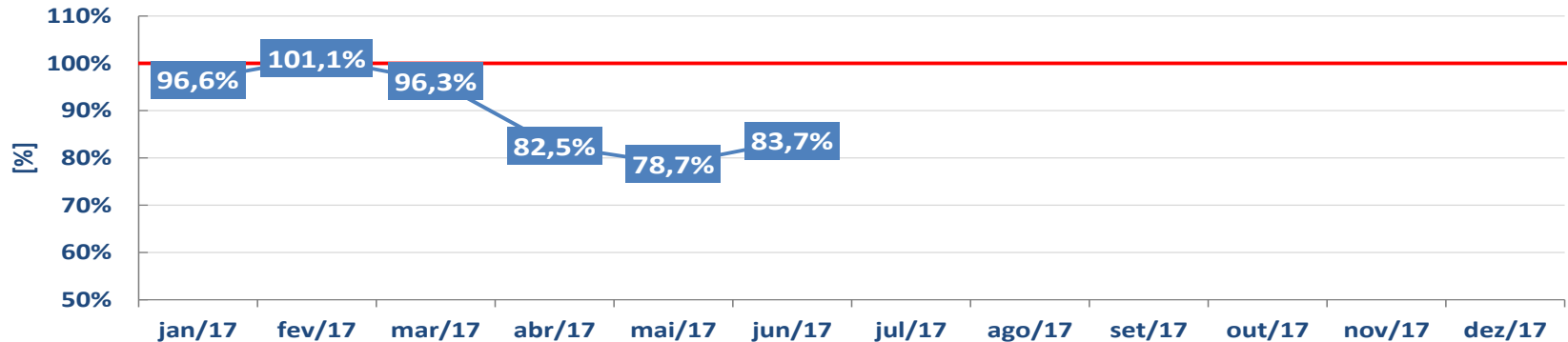
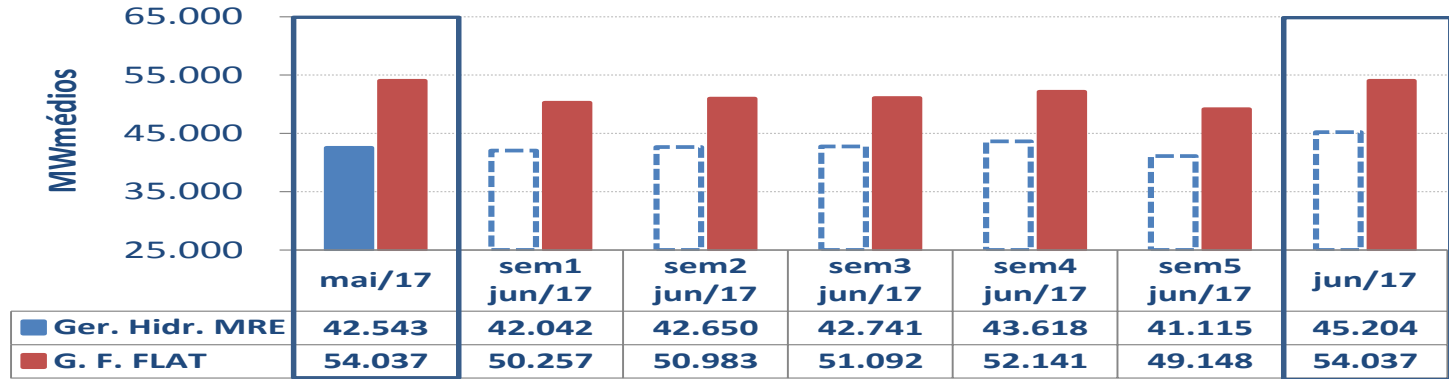
Maio e Junho de 2017



# Estimativa do Fator de Ajuste do MRE

## Maio e Junho de 2017 – Sazo FLAT

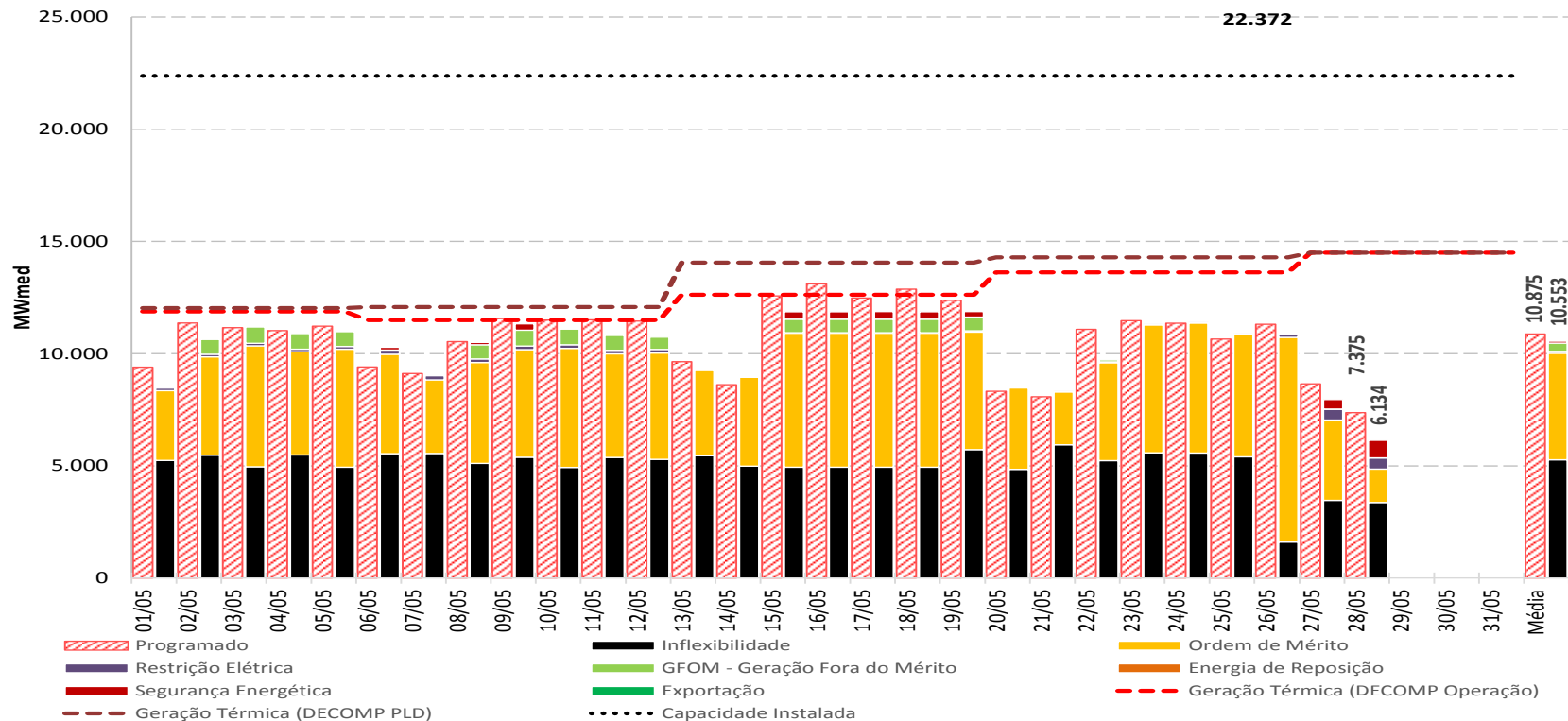
(Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme (“flat”))



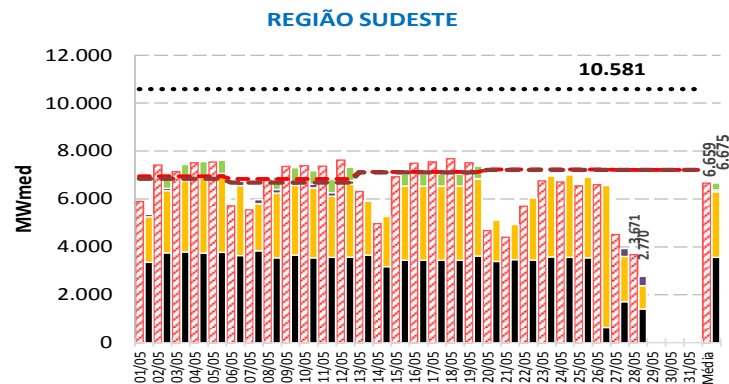
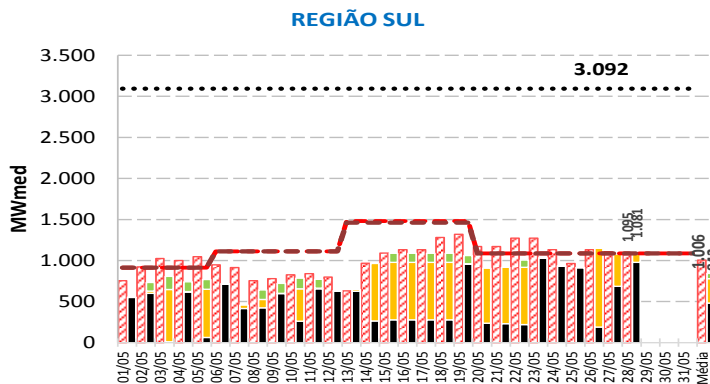
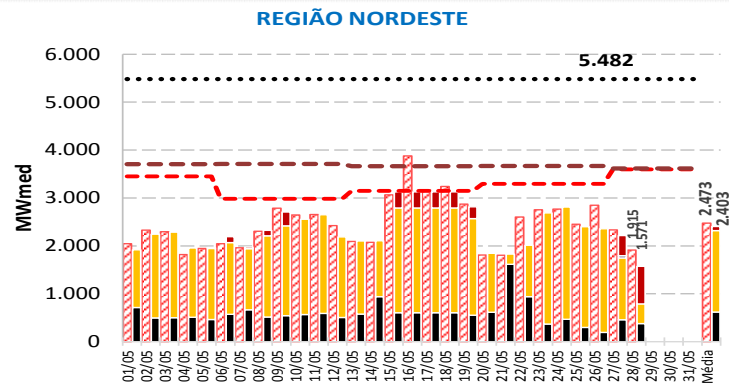
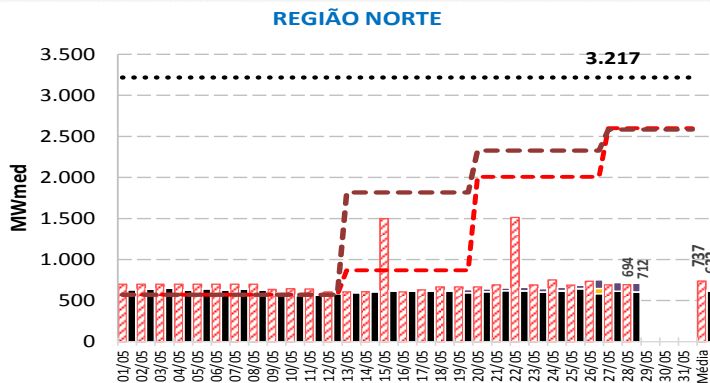
# Comportamento da geração térmica Maio de 2017

# Acompanhamento do Despacho Térmico (MWmed)

## SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL



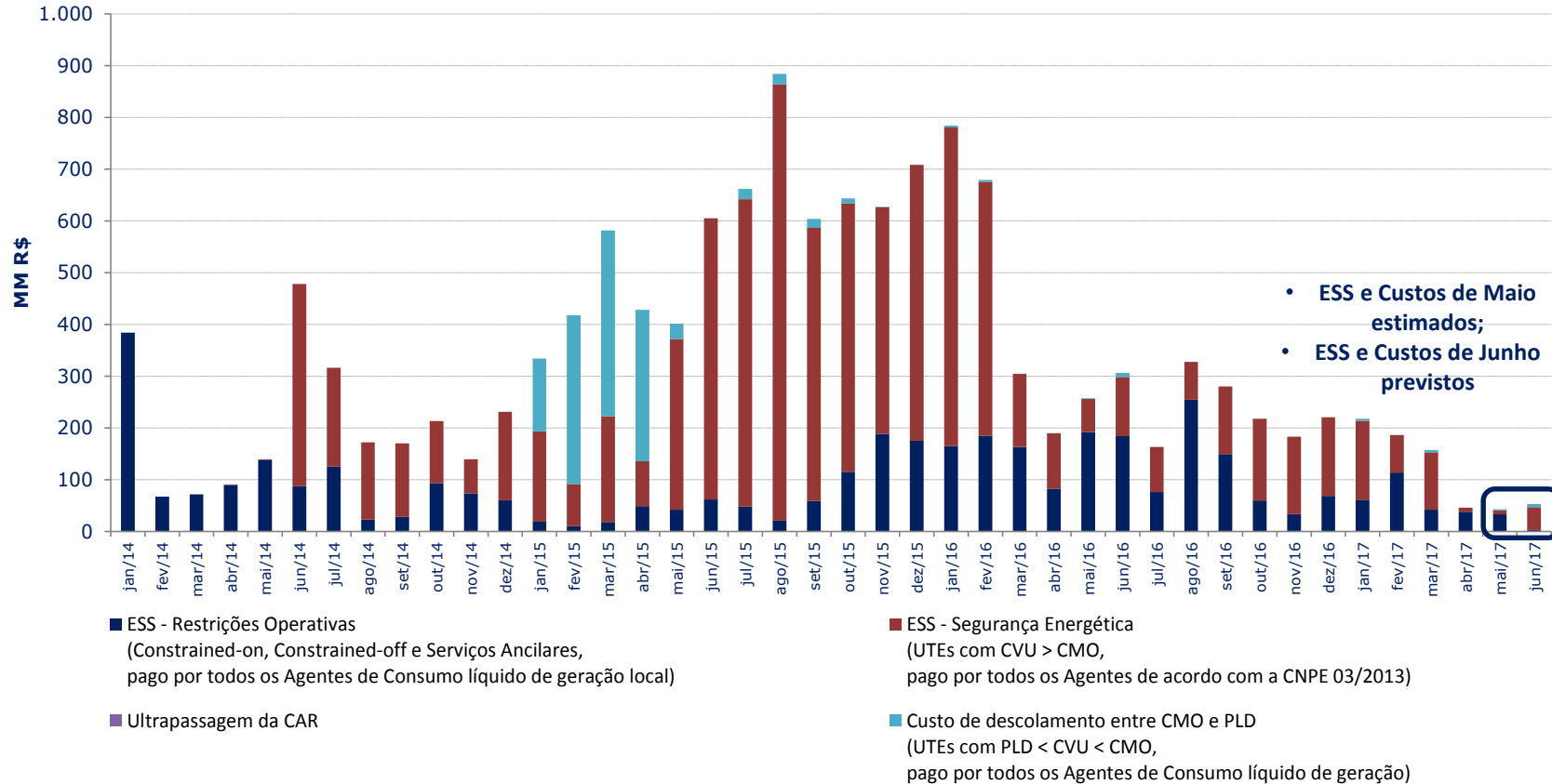
# Acompanhamento do Despacho Térmico (MWmed)



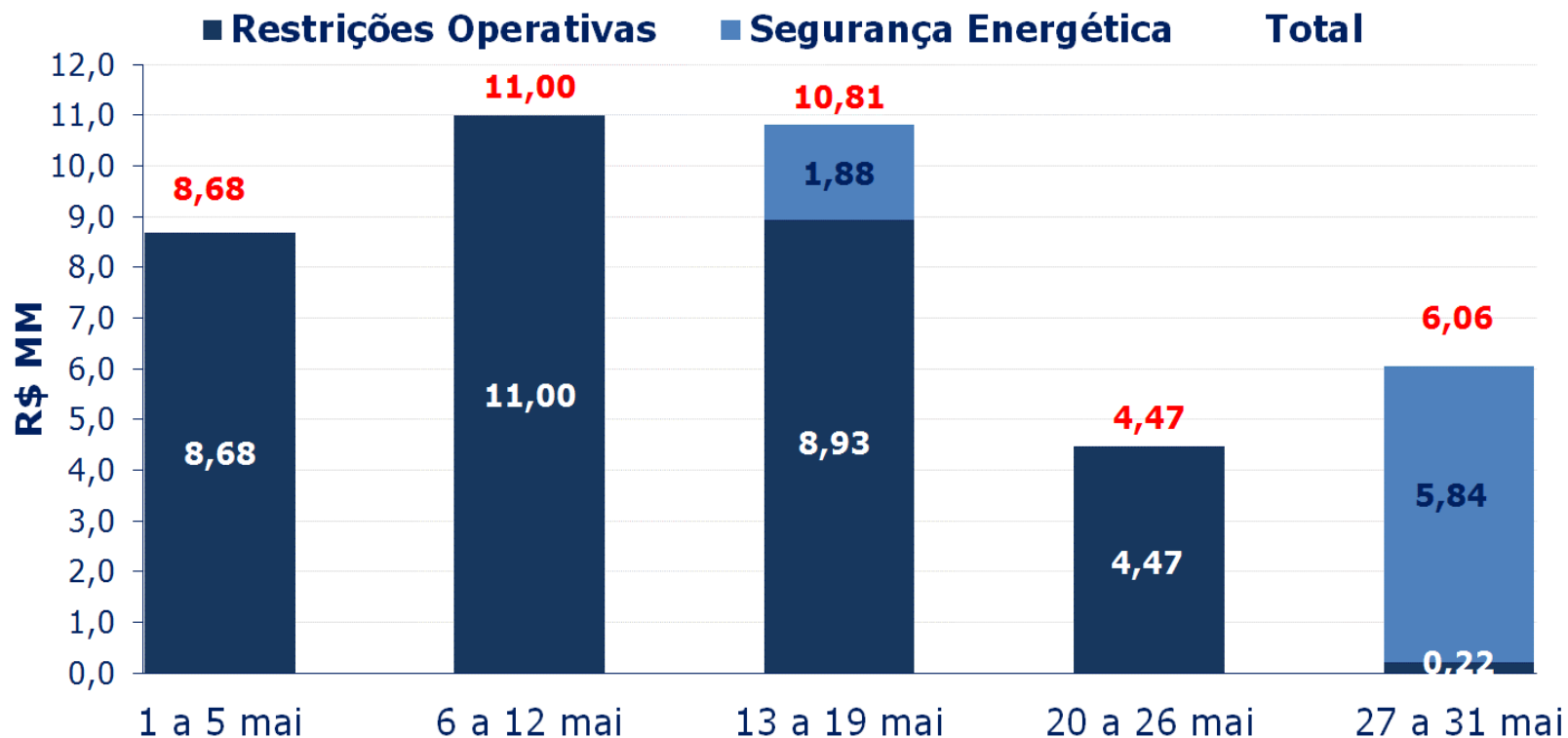
- Programado
- Verificado
- Ordem de Mérito
- Restrição Elétrica
- Energia de Reposição
- Segurança Energética
- Geração Térmica (DECOMP Operação)
- Geração Térmica (DECOMP PLD)
- Inflexibilidade
- GFOM - Geração Fora do Mérito
- Exportação
- Capacidade Instalada

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

# Histórico de ESS – 2014/2015/2016



## Estimativa de ESS – Maio de 2017



Encargos estimados para o mês de Maio de 2017 - TOTAL R\$ 41 milhões

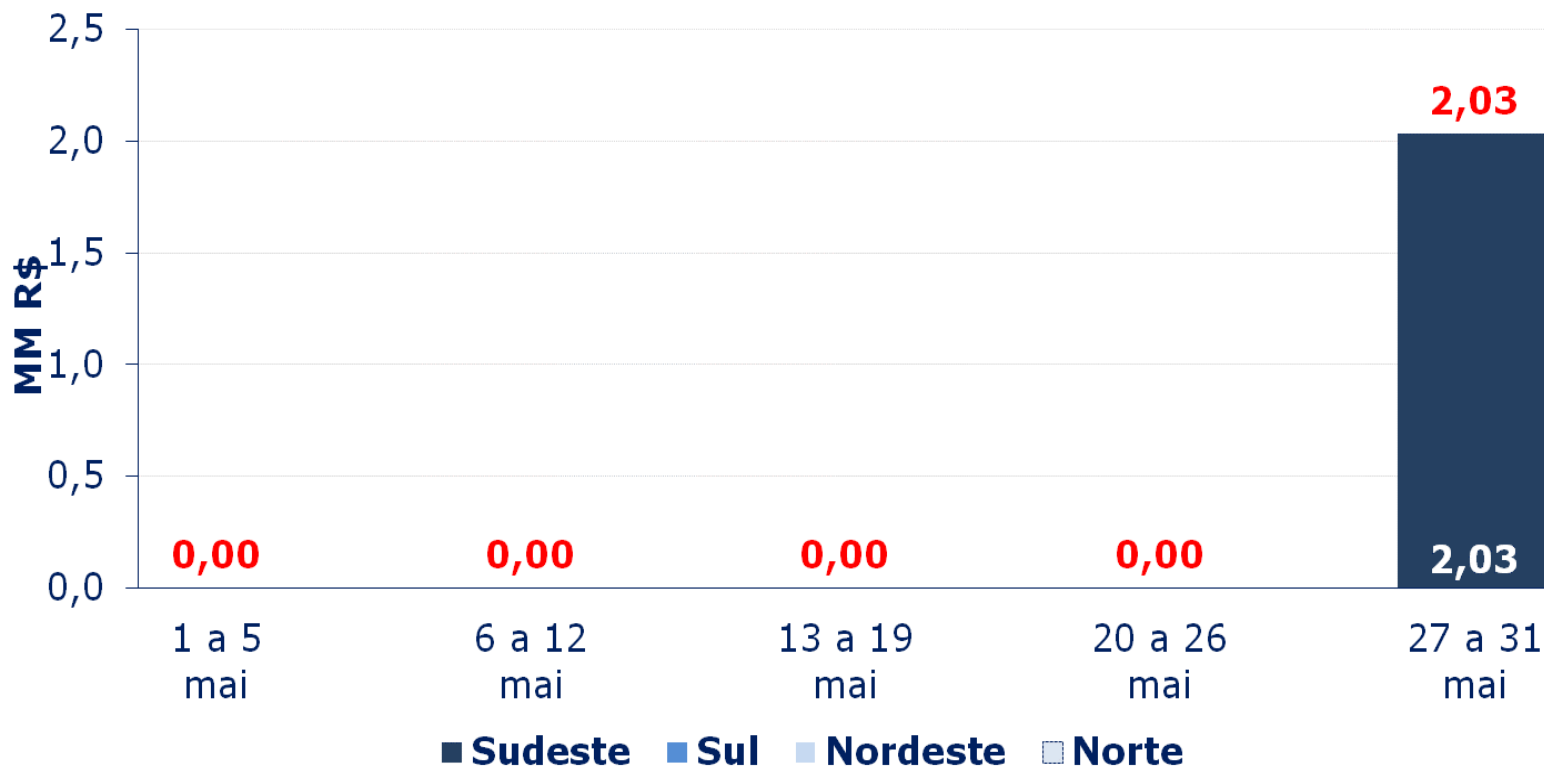
Restrição Operativa – R\$ 33 milhões

Segurança Energética – R\$ 8 milhões

Observação – Dados do ADO e IPDO

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
<b>Sudeste</b>	-	<b>0,70</b>	<b>0,06</b>	-	<b>0,22</b>	<b>0,99</b>
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	<b>8,68</b>	<b>10,30</b>	<b>8,87</b>	<b>4,47</b>	-	<b>32,32</b>
<b>Total</b>	<b>8,68</b>	<b>11,00</b>	<b>8,93</b>	<b>4,47</b>	<b>0,22</b>	<b>33,31</b>
<b>Subm. Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
<b>Sudeste</b>	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	<b>0,00</b>	<b>1,88</b>	-	<b>5,84</b>	<b>7,71</b>
Norte	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,88</b>	<b>0,00</b>	<b>5,84</b>	<b>7,71</b>

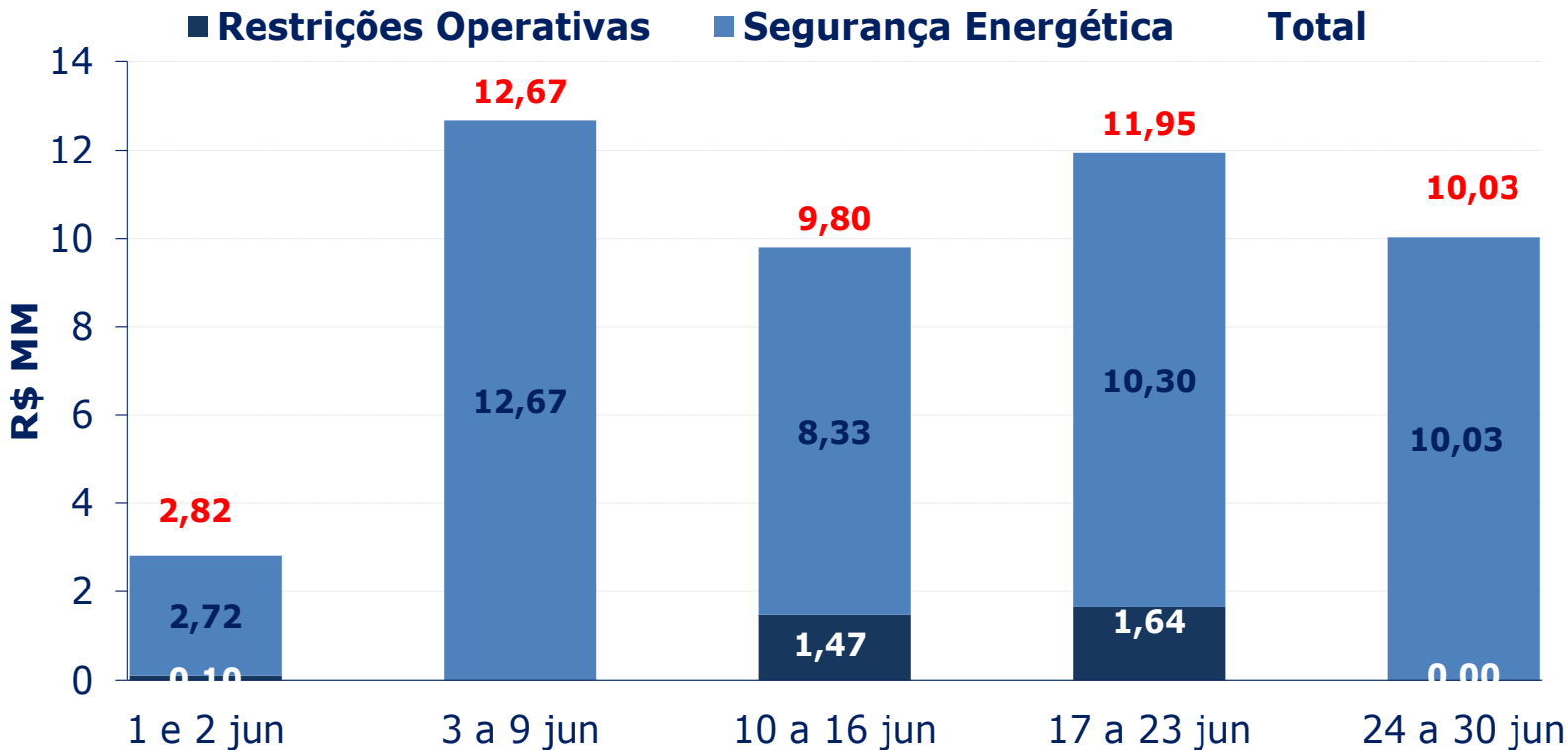
## Estimativa de Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD – Mai/17



Custos estimados para o mês de Maio de 2017 - TOTAL R\$ 2,03 milhões

Observação – Dados do ADO e IPDO

## Estimativa de ESS – Junho de 2017



Encargos estimados para o mês de Junho de 2017 - TOTAL R\$ 47 milhões

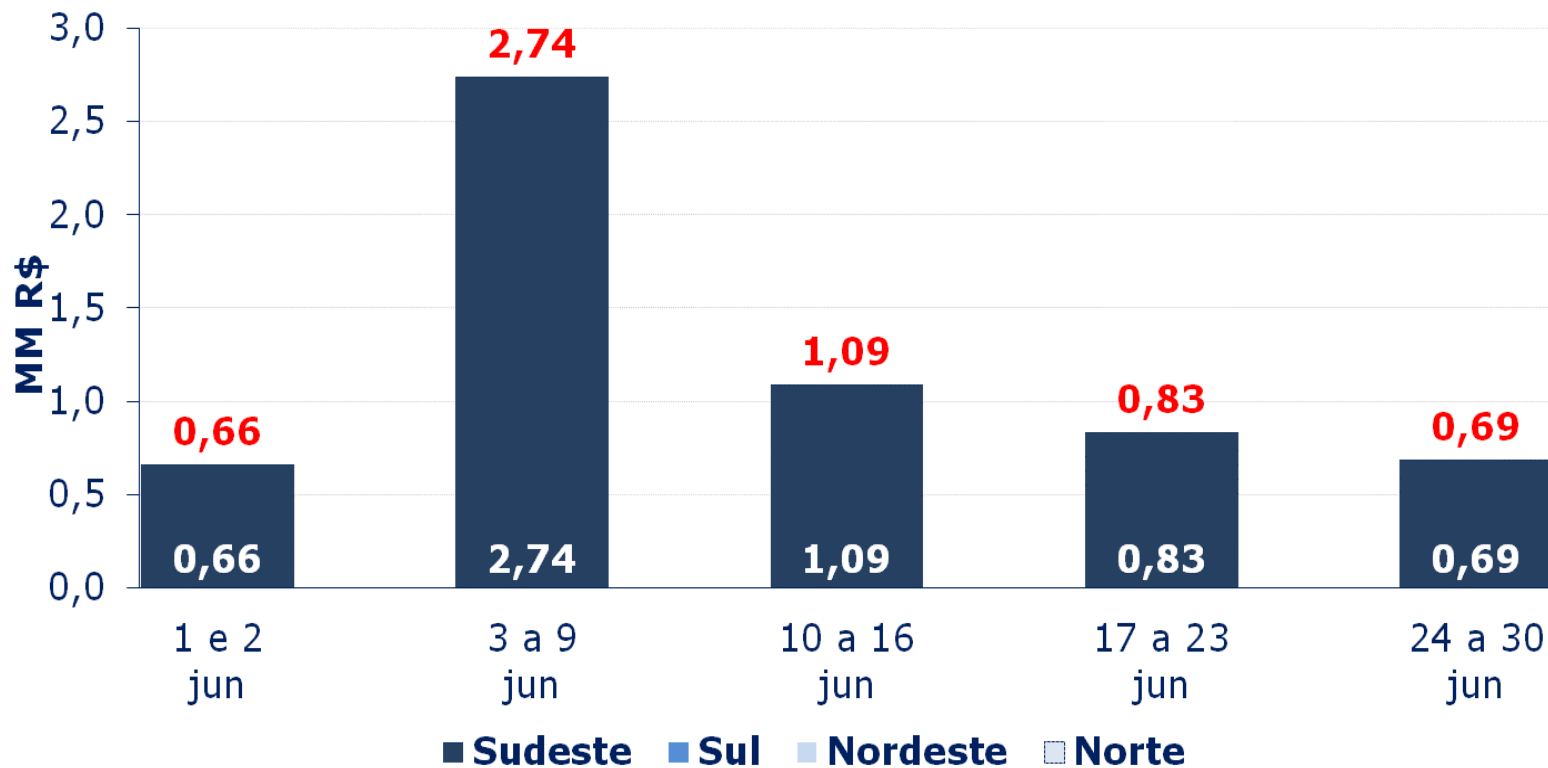
Restrição Operativa – R\$ 3 milhões

Segurança Energética – R\$ 44 milhões

Observação – Dados do BDO e IPDO

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
<b>Sudeste</b>	<b>0,10</b>	-	-	-	-	<b>0,10</b>
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	1,47	1,64	-	3,12
<b>Total</b>	<b>0,10</b>	<b>0,00</b>	<b>1,47</b>	<b>1,64</b>	<b>0,00</b>	<b>3,22</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
<b>Sudeste</b>	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	2,72	12,67	8,33	10,30	10,03	44,05
Norte	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2,72</b>	<b>12,67</b>	<b>8,33</b>	<b>10,30</b>	<b>10,03</b>	<b>44,05</b>

## Estimativa de Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD – Jun/17



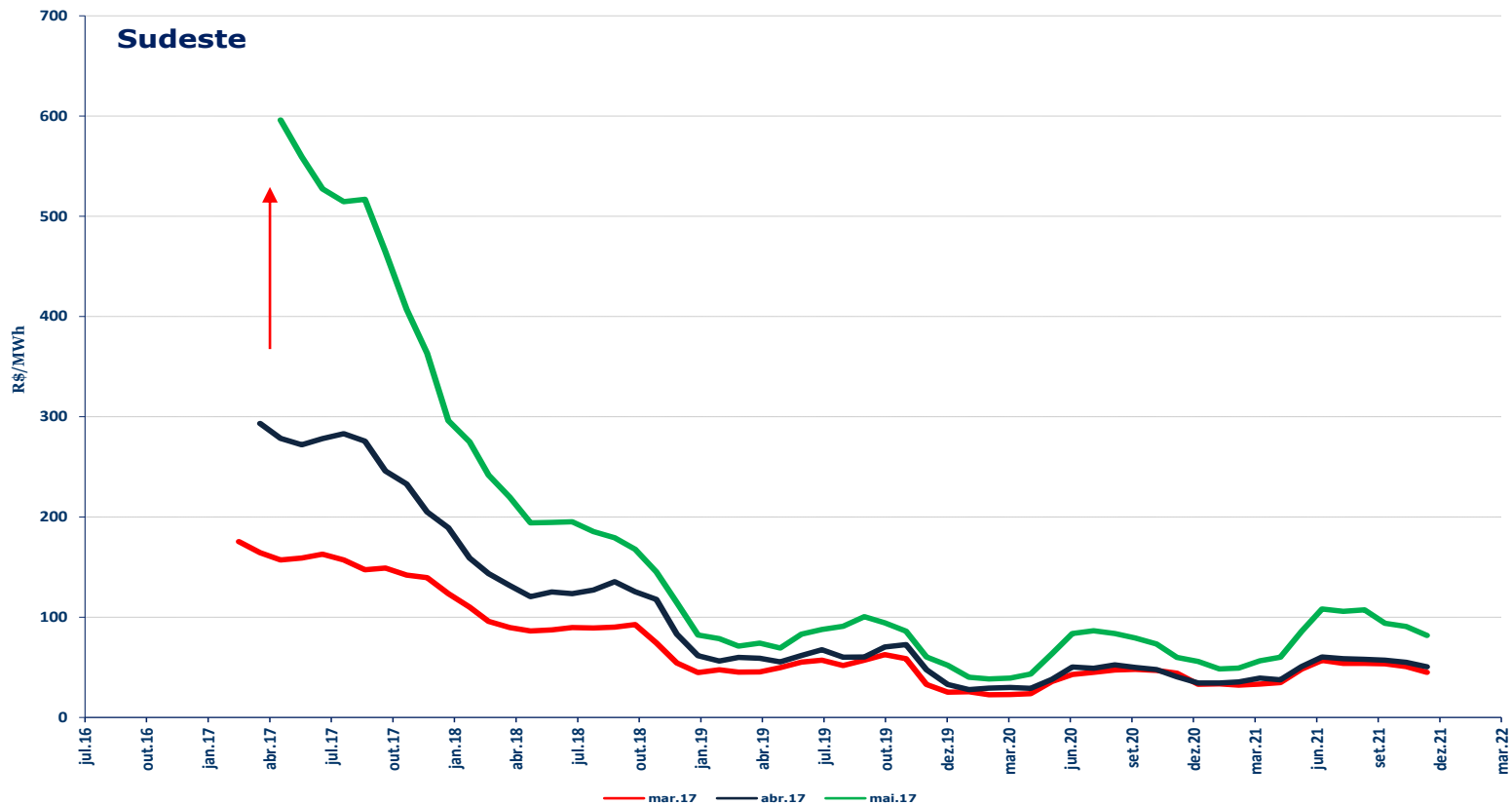
Custos estimados para o mês de Junho de 2017 - TOTAL R\$ 6,02 milhões

Observação – Dados do ADO e IPDO

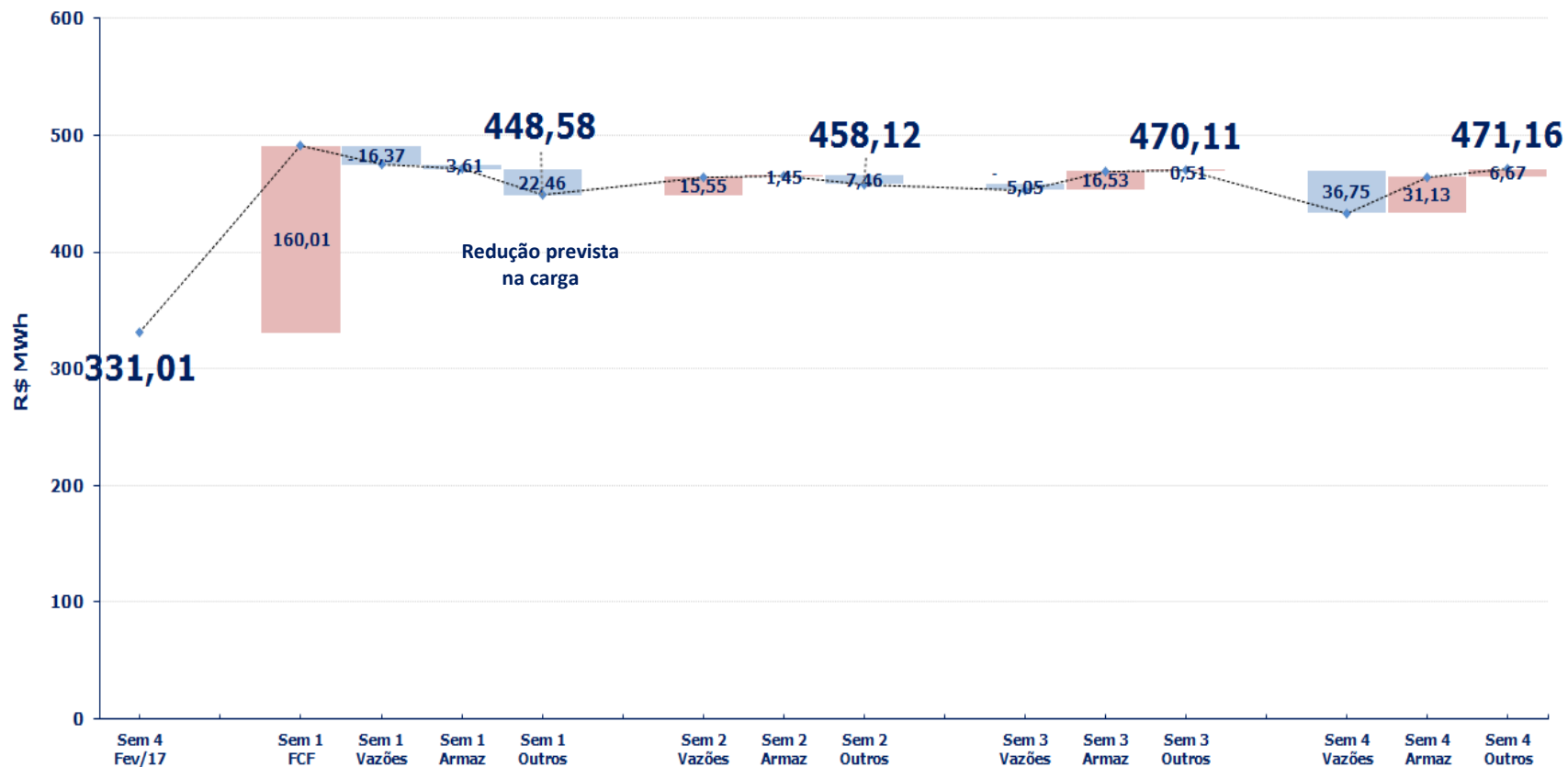
# Comportamento do PLD

## Maio de 2017

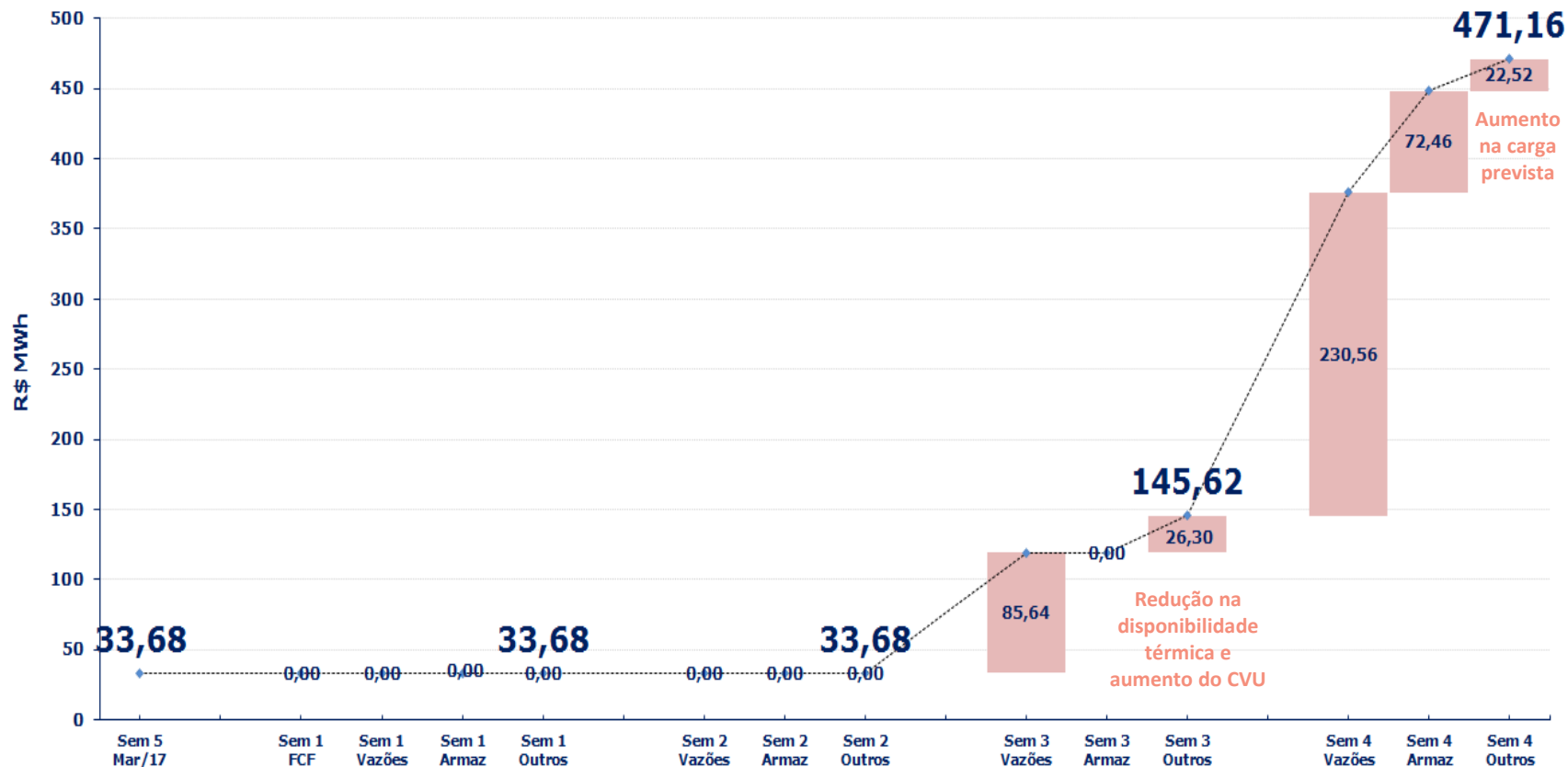
# Média das 2000 séries - Sudeste



# Comportamento do Preço – Mai/17 – Sudeste/Sul/Nordeste



# Comportamento do Preço – Mai/17 – Norte

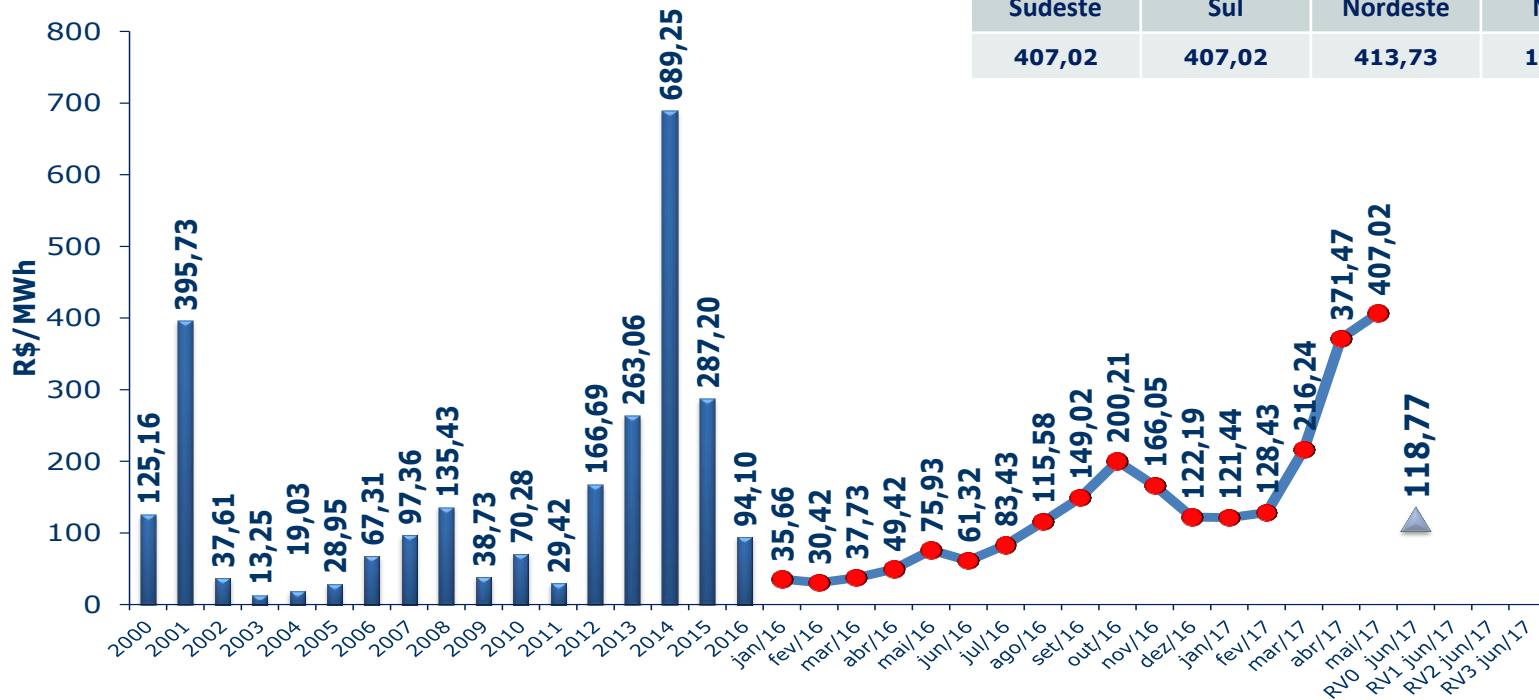


# Junho de 2017

# Comportamento do Preço – Junho de 2017

PLD SE/CO

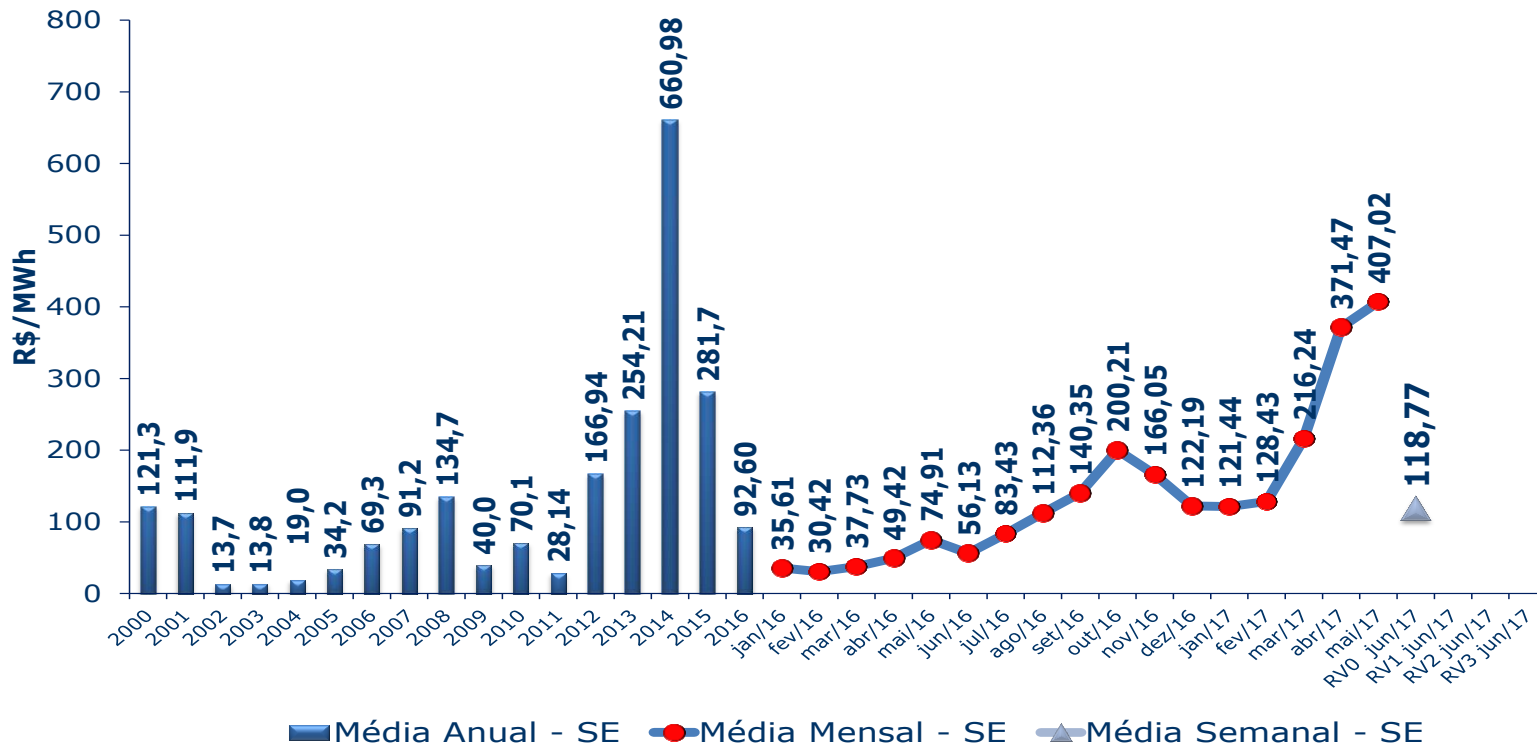
Preços médios de Maio de 2017 (R\$/MWh)			
Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
407,02	407,02	413,73	170,85



■ Média Anual - SE    ● Média Mensal - SE    ▲ Média Semanal - SE

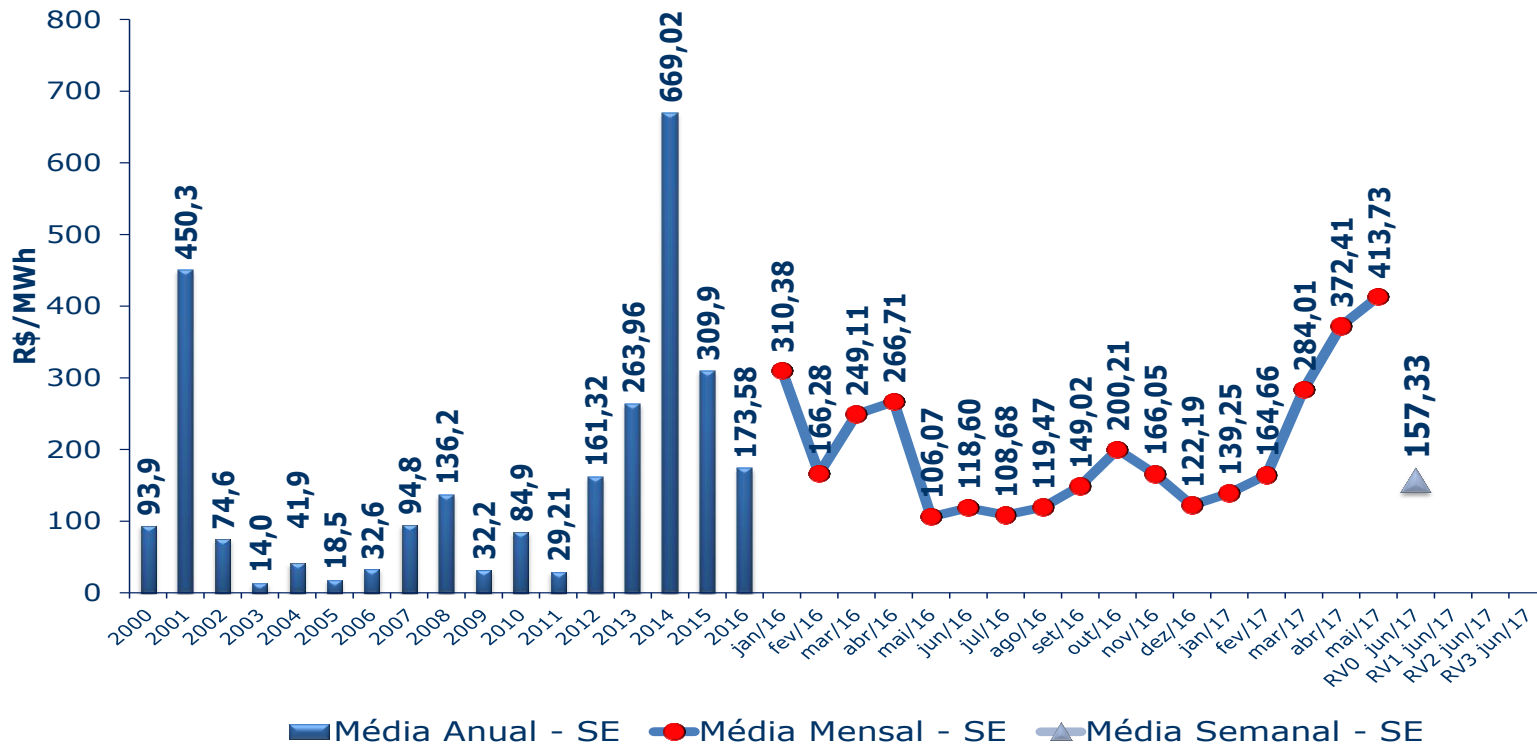
# Comportamento do Preço – Junho de 2017

PLD - Sul



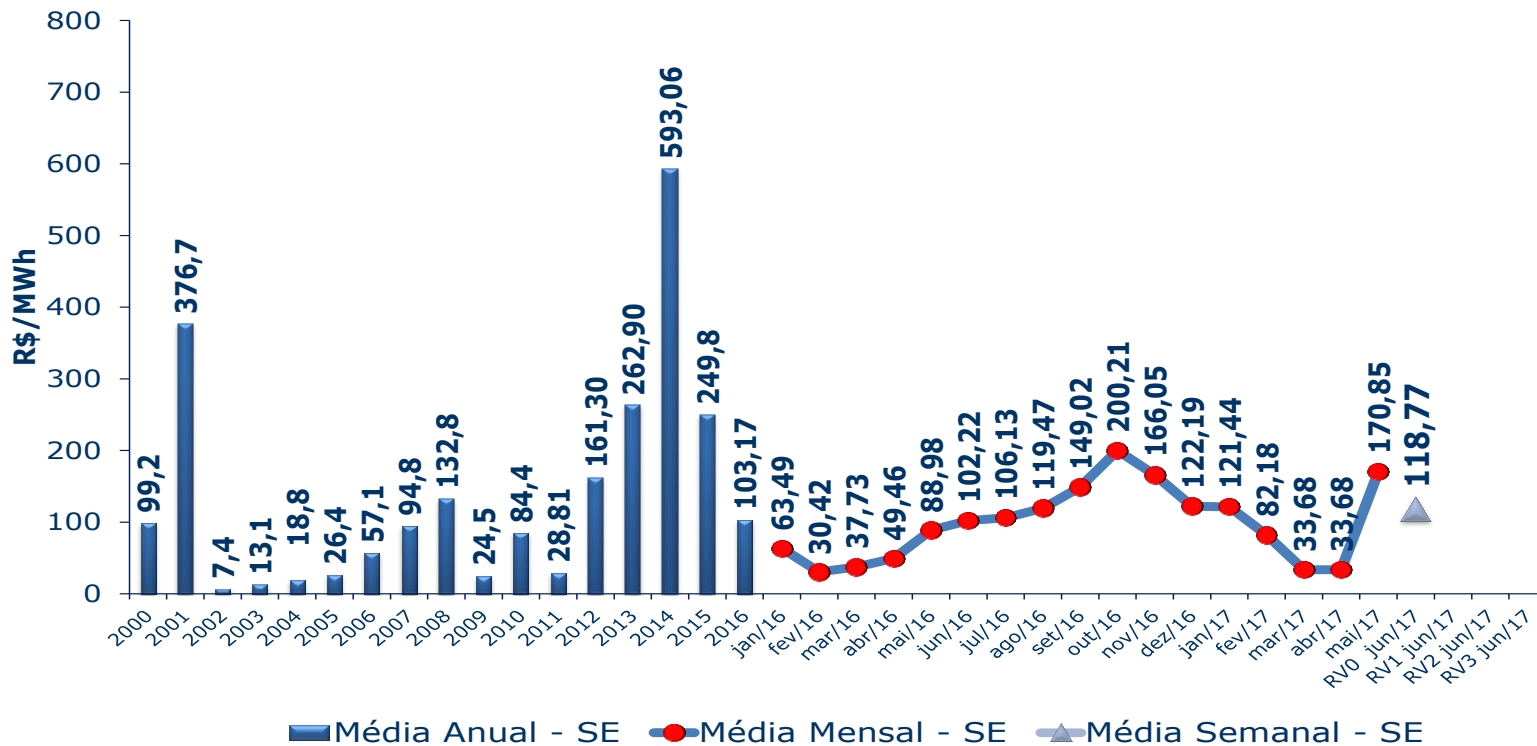
# Comportamento do Preço – Junho de 2017

PLD - Nordeste



# Comportamento do Preço – Junho de 2017

PLD - Norte



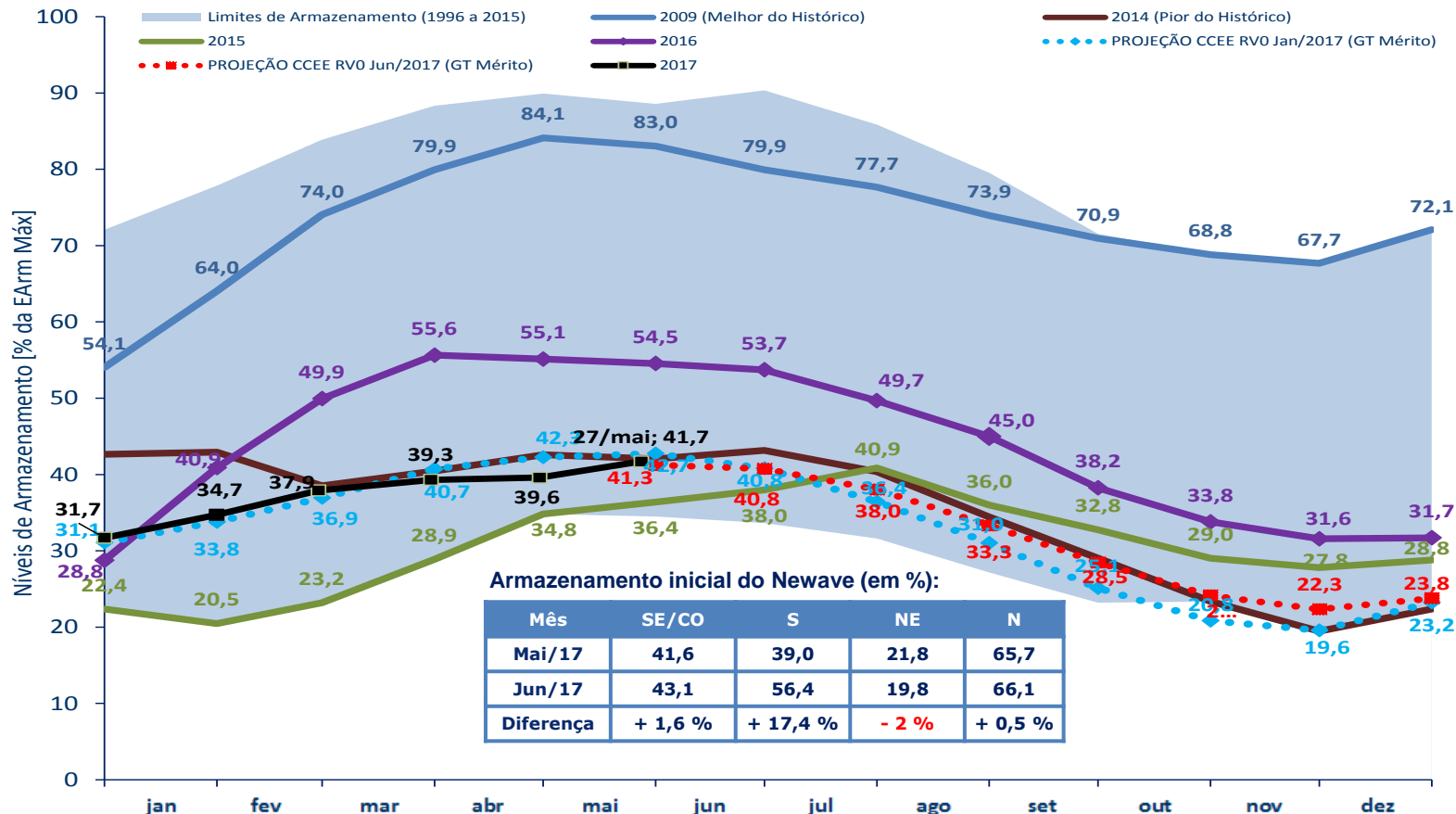
## Comportamento do Preço – Junho de 2017

Patamar de carga	PLD			
	SE/CO	S	NE	N
Pesada	<b>169,34</b>	<b>169,34</b>	<b>169,34</b>	<b>169,34</b>
Media	<b>166,86</b>	<b>166,86</b>	<b>166,86</b>	<b>166,86</b>
Leve	<b>33,68</b>	<b>33,68</b>	<b>139,88</b>	<b>33,68</b>
Média Semanal	<b>118,77</b>	<b>118,77</b>	<b>157,33</b>	<b>118,77</b>

Submercado	PLD		
	4ª sem - mai	1ª sem - jun	Variação %
Sudeste	<b>471,16</b>	<b>118,77</b>	<b>- 75 %</b>
Sul	<b>471,16</b>	<b>118,77</b>	<b>- 75 %</b>
Nordeste	<b>471,16</b>	<b>157,33</b>	<b>- 67 %</b>
Norte	<b>471,16</b>	<b>118,77</b>	<b>- 75 %</b>

# NEWAVE

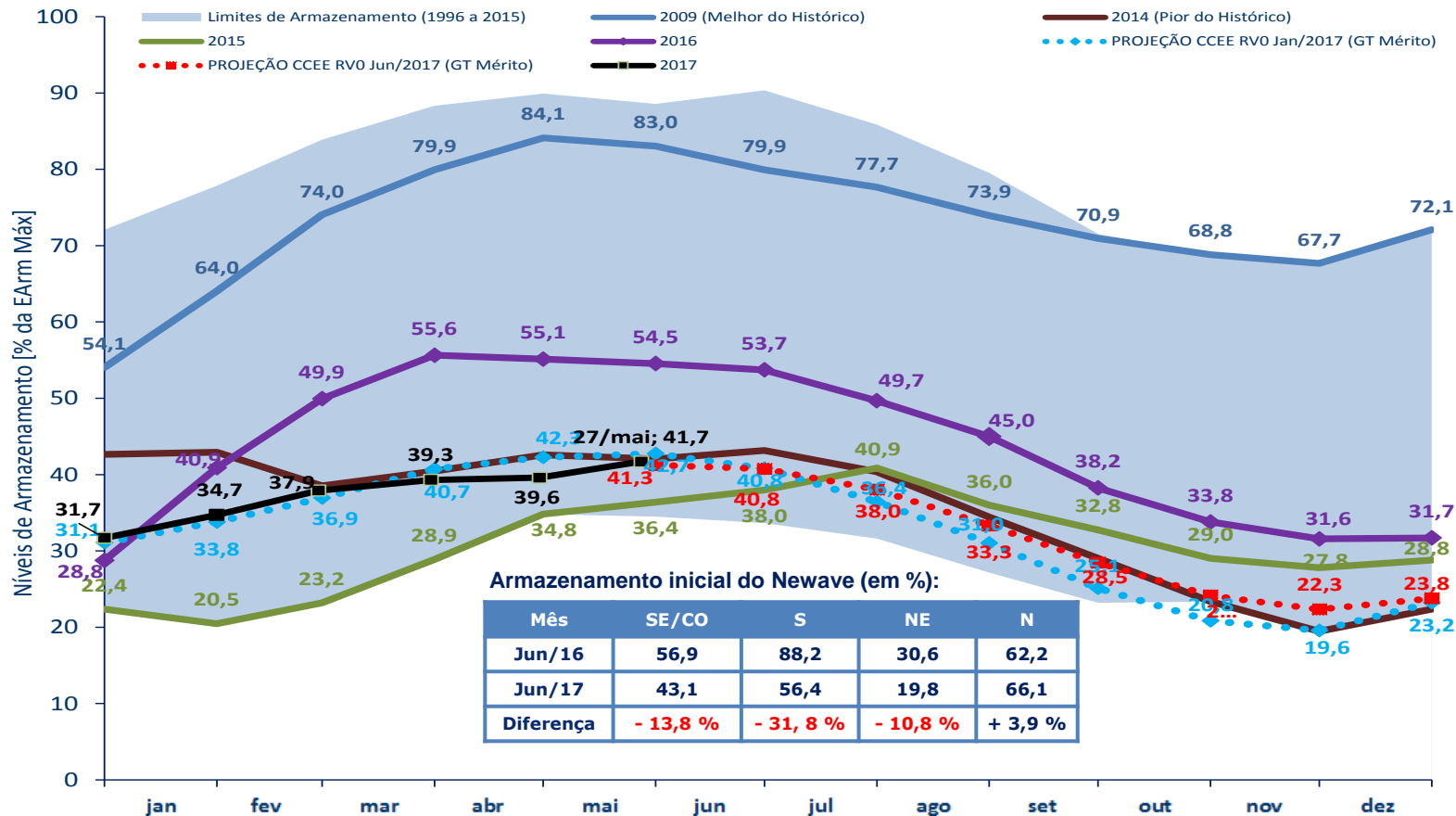
# Armazenamento (SIN)



\* 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)

# Armazenamento (SIN)



\* 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)

## Tendência Hidrológica (% Média de Longo Termo - MLT)

Submercado	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Ordem PAR (p)	Previsão Maio % da MLT
Sudeste						52	1	66
Madeira	60	62	83	80	94	95	6	94
Teles Pires						111	1	109
Itaipu						141	1	131
Parana				64	58	58	3	68
Sul						79	1	87
Nordeste				33	23	24	3	25
Norte					81	73	2	75
Belo Monte						81	1	89



Submercado	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Ordem PAR (p)	Previsão Junho % da MLT
Sudeste						64	1	69
Madeira					96	102	2	105
Teles Pires						101	1	101
Itaipu						167	1	154
Parana						98	1	98
Sul						133	1	116
Nordeste				23	24	22	3	42
Norte						60	1	68
Belo Monte						79	1	100

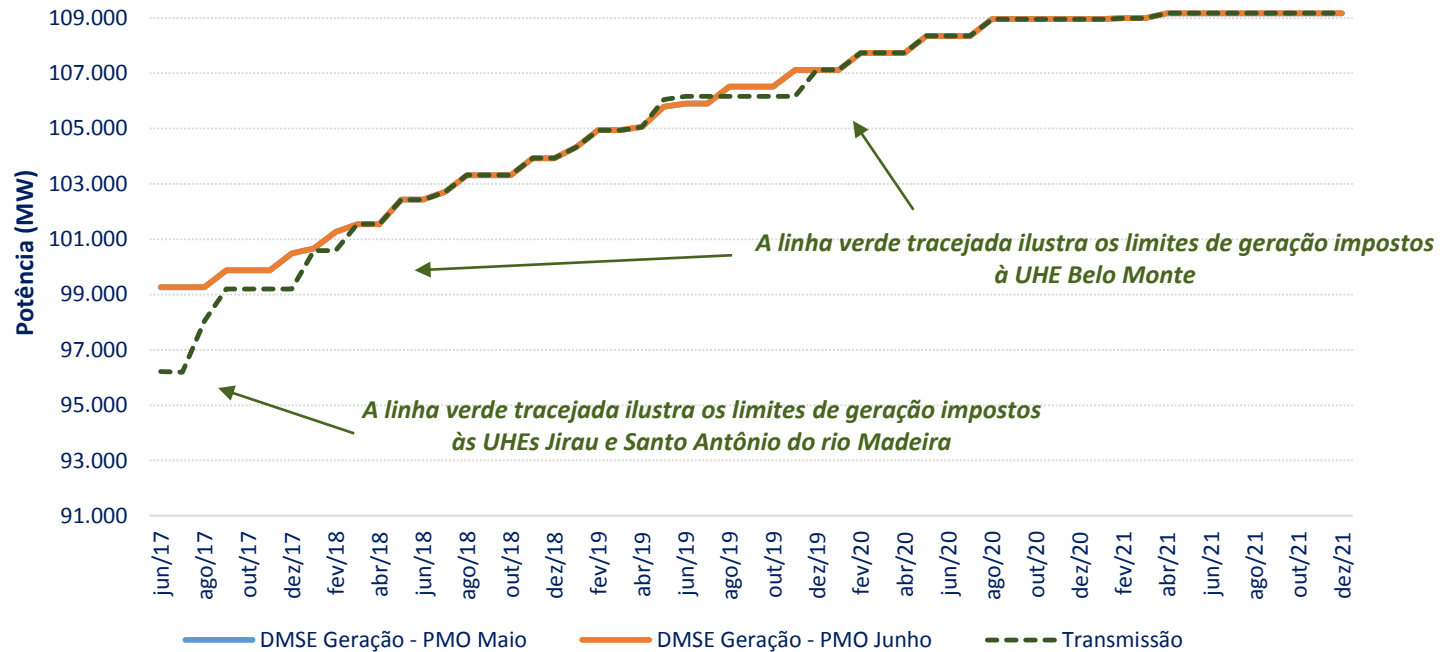
## Tendência Hidrológica (% Média de Longo Termo - MLT)

Submercado	Abr	Previsão Mai % da MLT
SE/CO	72%	80%
S	79%	87%
NE	24%	25%
N	74%	76%

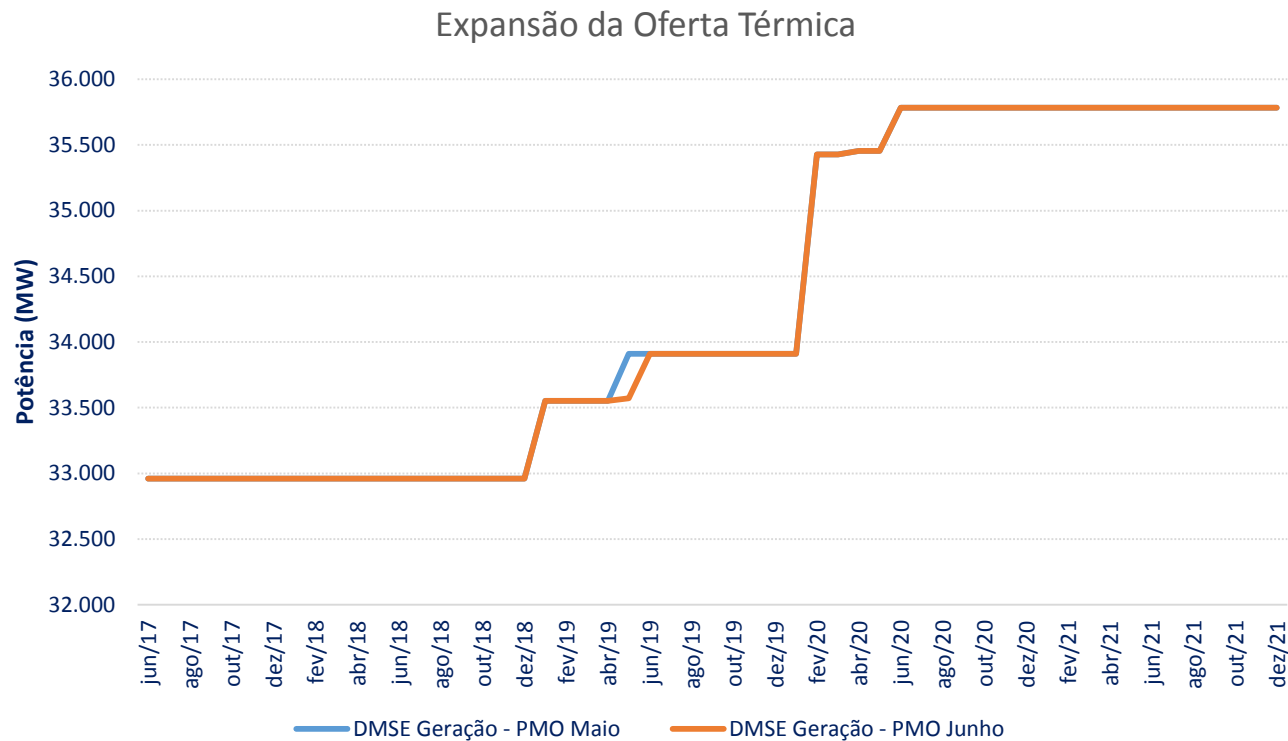


Submercado	Mai	Previsão Jun % da MLT
SE/CO	101%	103%
S	133%	116%
NE	22%	42%
N	61%	69%

## Expansão da Oferta Hidráulica - UHE

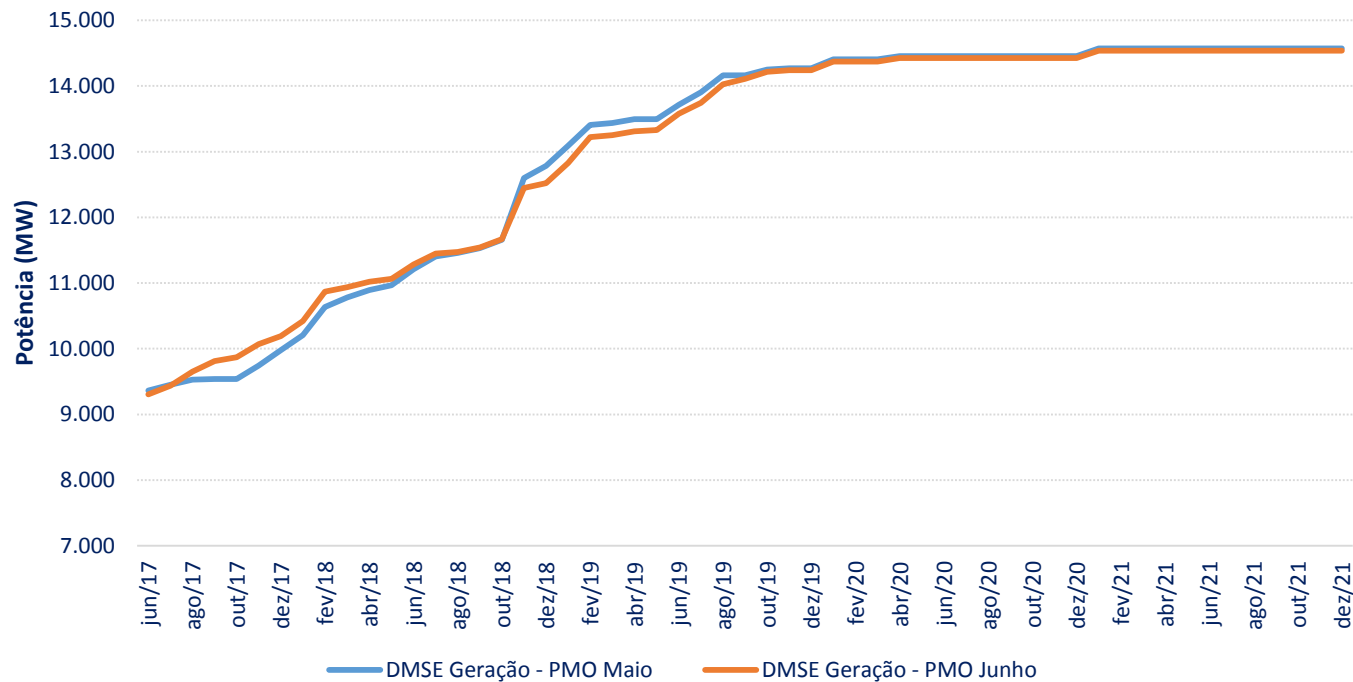


# Cronograma de Expansão (DMSE) – UTEs

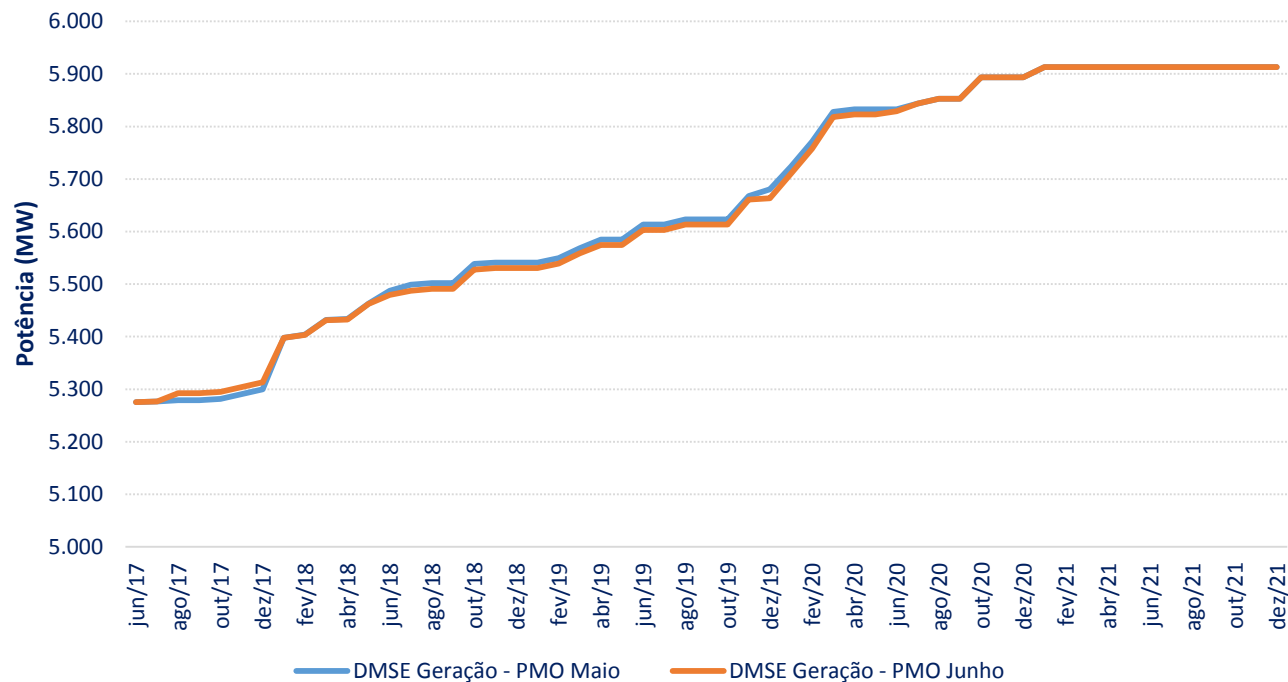


**Atraso: UTE Pampa Sul – 340 MW: Adequação ao sistema de transmissão (SE Candiota 2 - 525/230 kV – com data prevista para mar/2019)**

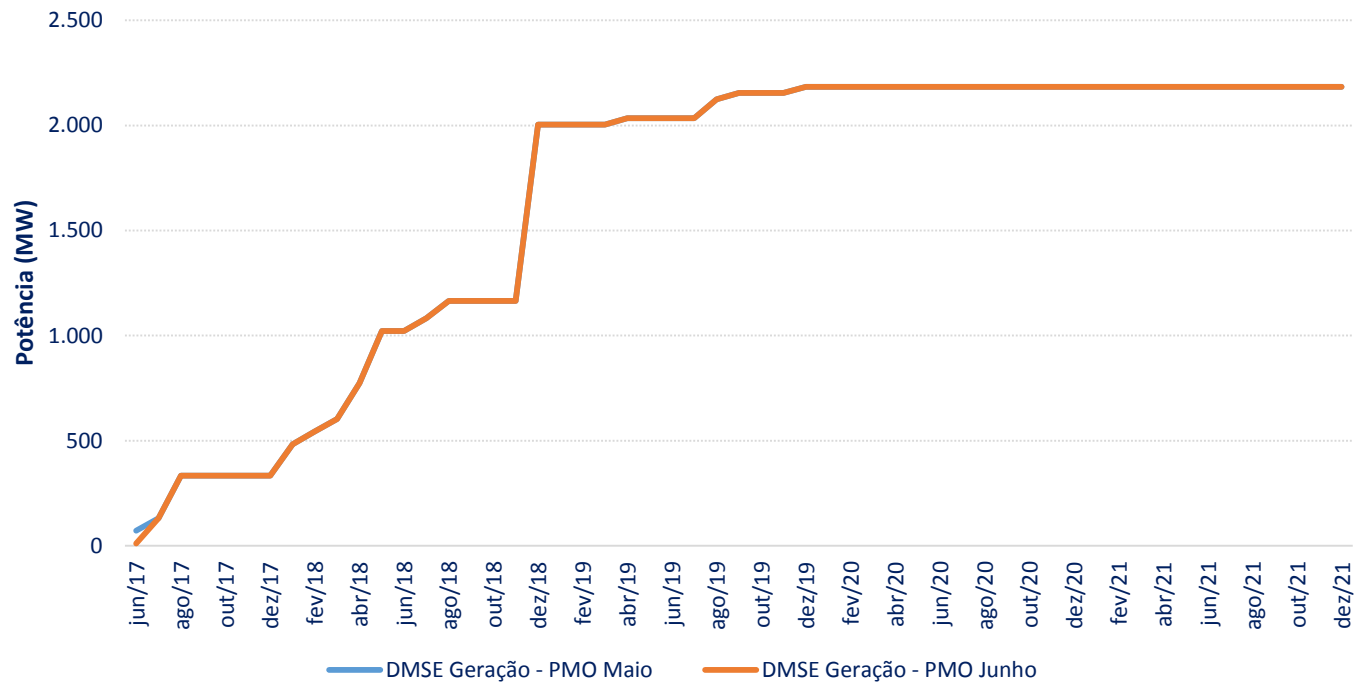
## Expansão da Oferta Eólica



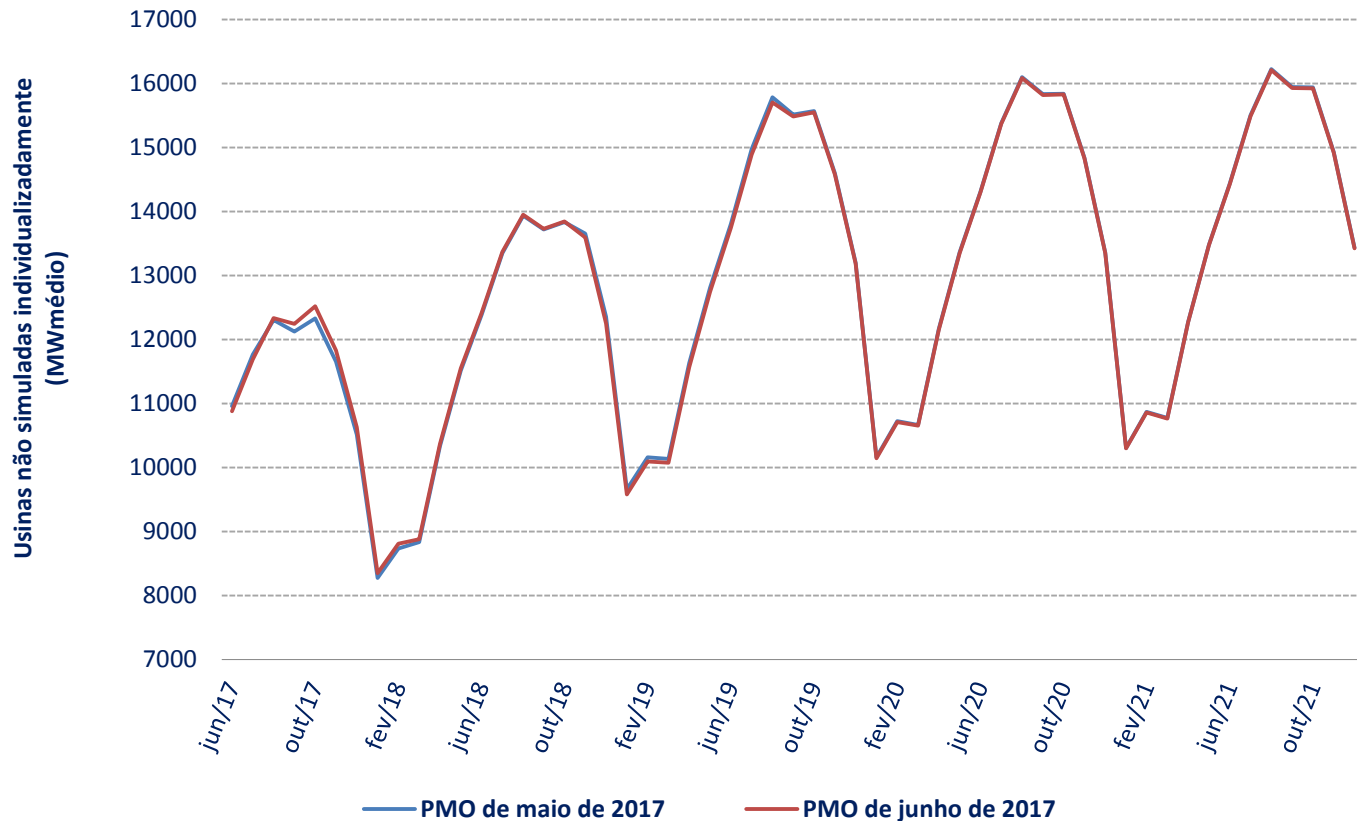
## Expansão da Oferta Hidráulica - PCH e CGH



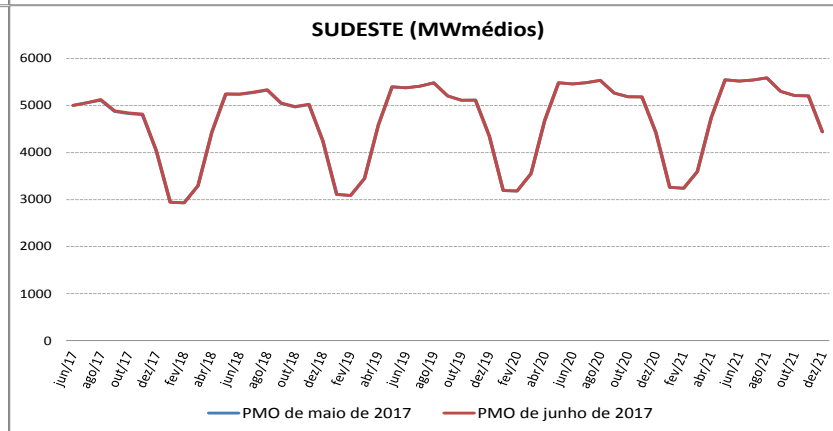
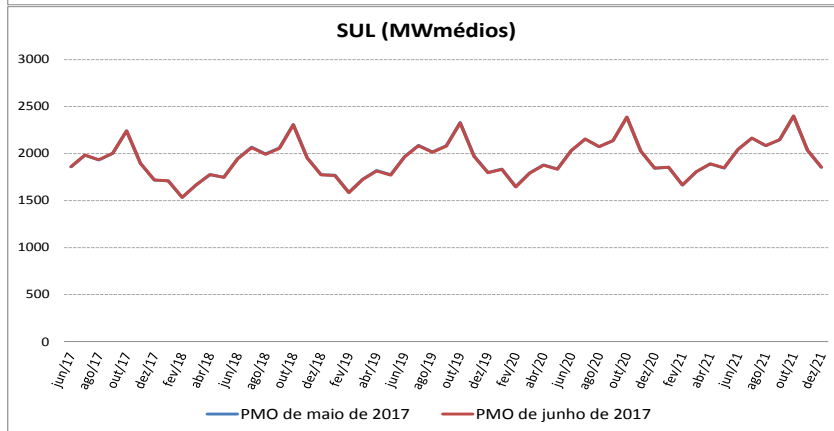
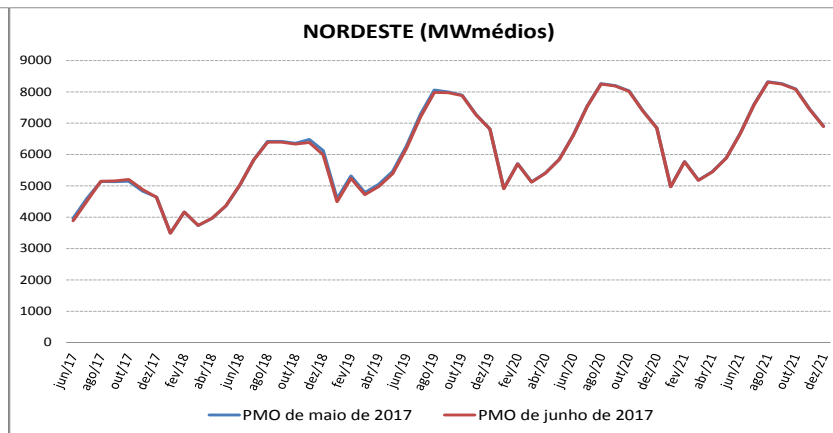
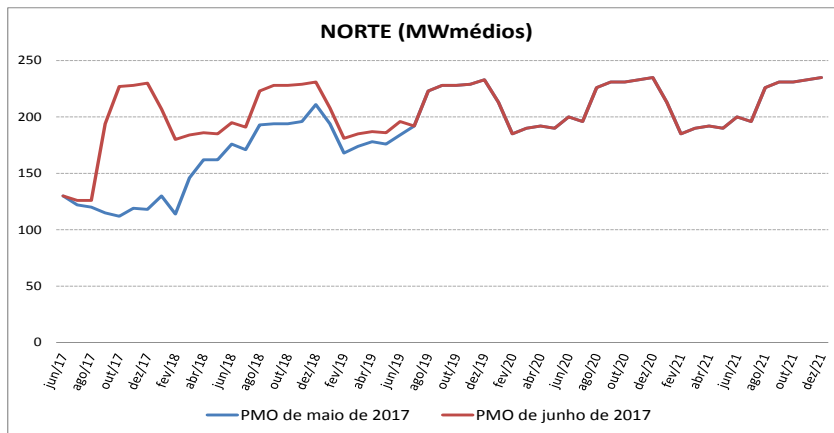
## Expansão da Oferta Fotovoltaica



# Usinas não simuladas individualizadamente - SIN



# ✓ Usinas não simuladas individualizadamente – Por submercado



# ✓ Usinas não simuladas individualizadamente – Aprimoramento

25/04/2017

27/04/2017

10/05/2017

## Carta ONS – 0147/300/2017

1. **Carga Global:** disponibilidade bruta
2. **UNSI:** geração líquida. Para 1.298 usinas, os valores brutos e líquidos são compatíveis, porém, para 8 usinas existe duas informações disponíveis (UTES Veracel, CST, CSP, Caçu I, U-50(RNEST) e Klabin Puma, e UEEs Praia Formosa e Icaraizinho);
4. **Solicita** afim de compatibilizar os dados de entrada, que para o caso citado, a medição a ser usada para a geração destas usinas seja a medição bruta

## Ofício nº 085/2017 – SRG/ANEEL

**Solicita que o ONS esclareça alguns pontos:**

1. Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da oferta (revisão da Resolução Normativa nº 440/2011);
2. Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da carga global;
3. ....

## CT CCEE – 003/2017 e Carta ONS 0816/100/2017

Em relação ao PMO de maio de 2017, pode-se concluir que:

Todos os comandos regulatórios foram seguidos, ou seja, pelo lado da carga os Submódulos 5.1, 5.5 e 5.6, para a composição da Carga Global utilizada na 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, e as Resoluções Normativas ANEEL 440/2011 e 476/2012, para a projeção da Oferta não Simulável Individualmente.

ANEEL informou da intenção de abertura de CP para discussão sobre o tema

### Carta ONS – 0147/300/2017, de 25/04/2017

- 1. Carga Global:** Conforme metodologia apresentada no módulo 5 dos Procedimentos de Rede do ONS, se utiliza a disponibilidade bruta das usinas despachadas e programadas centralizadamente em operação, e a disponibilidade líquida para as usinas não despachadas e não programadas centralizadamente;
- 2. UNSI:** De acordo com as Resoluções ANEEL nº 440/2011 e 476/2012, para as UNSI em operação comercial, deverá ser considerada a média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN.
- 3. Para as UNSI:**
  - Para 1.298 usinas, os valores brutos e líquidos são compatíveis;
  - Porém, para 8 usinas existe duas informações disponíveis (UTES Veracel, CST, CSP, Caçu I, U-50(RNEST) e Klabim Puma, e UEEs Praia Formosa e Icaraizinho);
- 4. Solicitação:** Afim de compatibilizar os dados de entrada, o ONS entende que para o caso citado, a medição a ser usada para a geração destas usinas seja a medição bruta

## ✓ Usinas não simuladas individualizadamente – Aprimoramento

### Ofício nº 085/2017 – SRG/ANEEL - Resposta à Carta ONS – 0147/300/2017, de 25/04/2017

- **Solicita que até 5 de maio, o ONS esclareça alguns pontos:**
  1. Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da oferta (revisão da Resolução Normativa nº 440/2011);
  2. Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da carga global;
  3. Indicar o dispositivo dos Procedimentos de Rede, relacionado ao processo de previsão da carga global, que não permite o ajuste necessário à compatibilização necessária.
  4. Explicar o motivo de a sugestão de aprimoramento da incompatibilidade ter sido encaminhada somente agora, considerando que sua identificação ocorreu em dezembro de 2016.
  5. Explicitar a origem dos dados de medição bruta para cada uma das usinas listadas em sua correspondência

## ✓ Usinas não simuladas individualizadamente – Aprimoramento

**CT CCEE – 003/2017 e Carta ONS 0816/100/2017 - Resposta ao Ofício nº 85/2017 – SRG/ANEEL:**

Em relação ao PMO de maio de 2017, pode-se concluir que:

Todos os comandos regulatórios foram seguidos, ou seja, pelo lado da carga os Submódulos 5.1, 5.5 e 5.6, para a composição da Carga Global utilizada na 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, e as Resoluções Normativas ANEEL 440/2011 e 476/2012, para a projeção da Oferta não Simulável Individualmente.

### CT CCEE – 003/2017 e Carta ONS 0816/100/2017 - Resposta ao Ofício nº 85/2017 – SRG/ANEEL:

- 1) Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da oferta (revisão da Resolução Normativa nº 440/2011);
- 2) Quais as vantagens e desvantagens de realizar a compatibilização dos dados pelo lado da carga global;

As previsões de mercado que balizam a projeção da carga utilizam como referência, principalmente, a relação entre o crescimento de energia e o crescimento de PIB. Assim, a utilização da medição líquida resultaria em uma subestimativa da carga do SIN e consequente sinal econômico inadequado na FCF.

- 3) Indicar o dispositivo dos Procedimentos de Rede, relacionado ao processo de previsão da carga global, que não permite o ajuste necessário à compatibilização necessária.

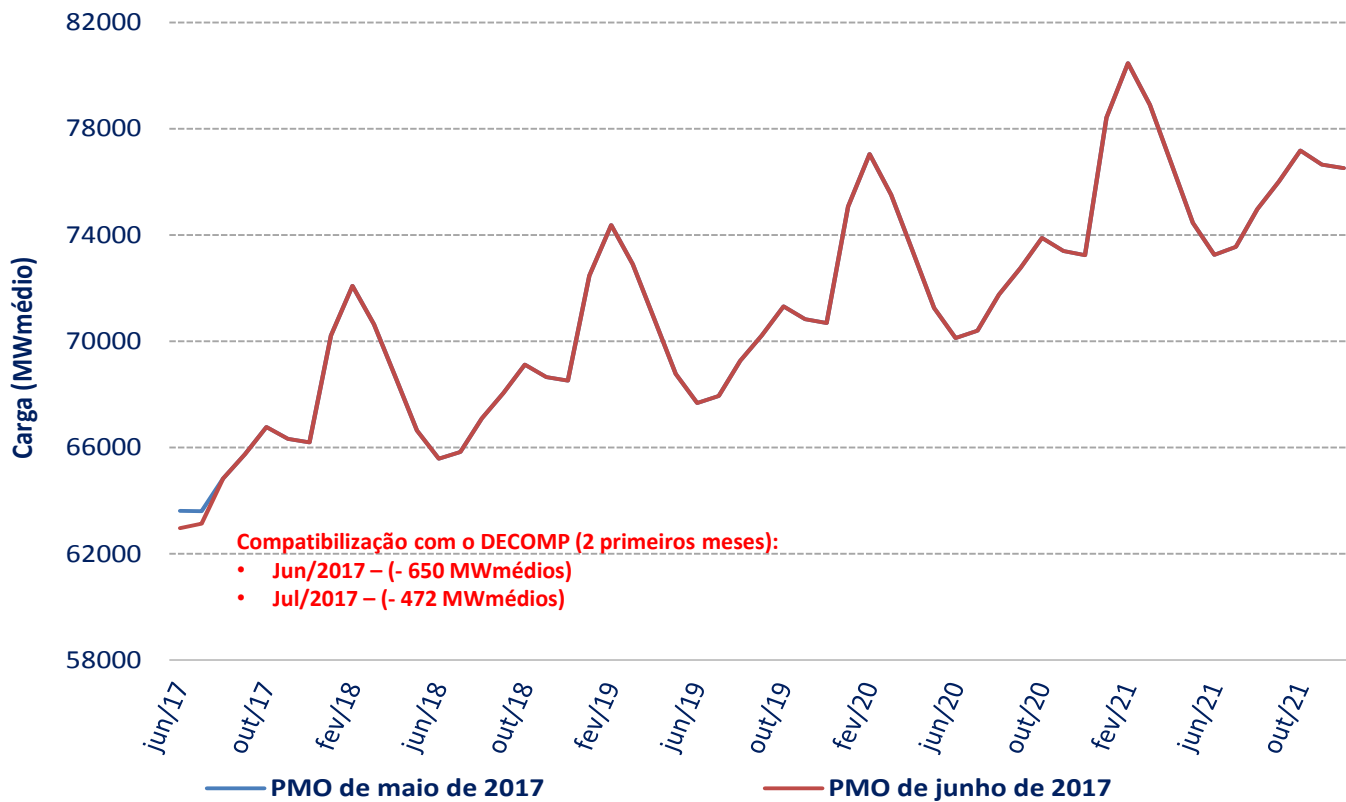
#### Submódulo 5.1 dos Procedimentos de Rede.

- 3) Explicar o motivo de a sugestão de aprimoramento da incompatibilidade ter sido encaminhada somente agora, considerando que sua identificação ocorreu em dezembro de 2016.

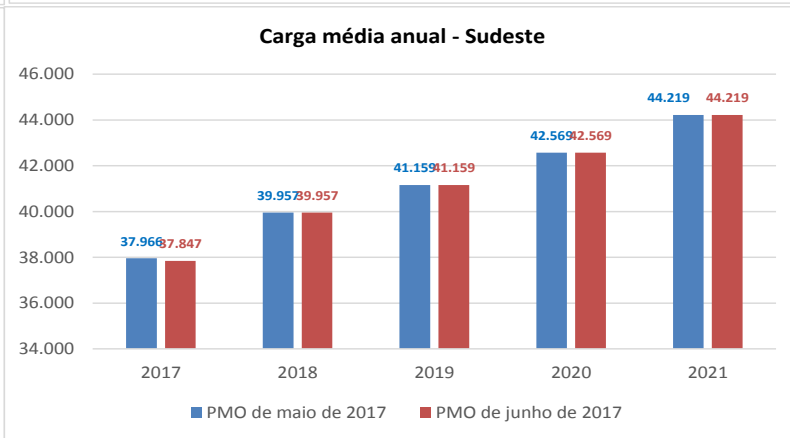
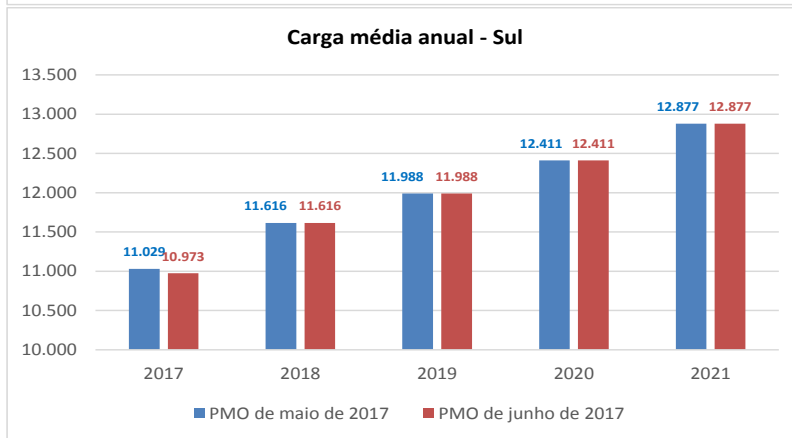
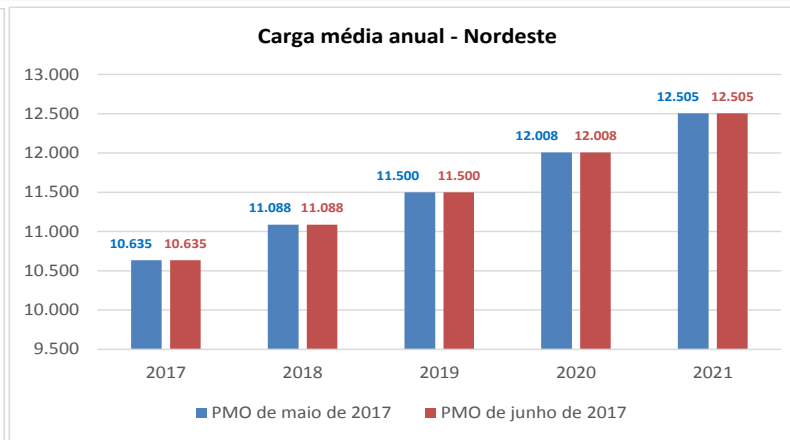
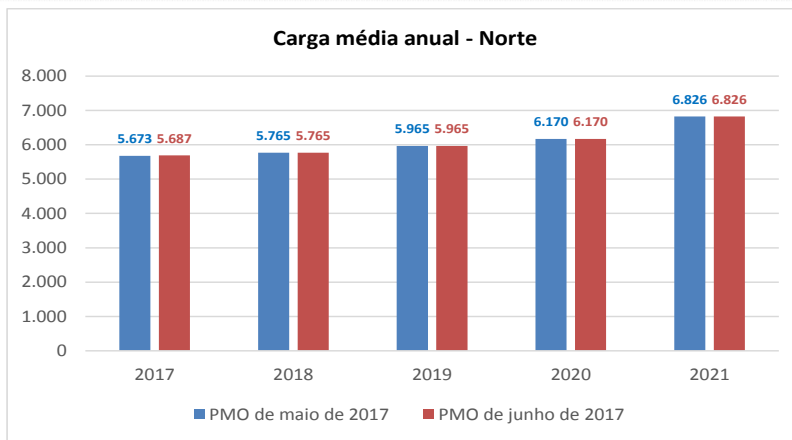
A identificação da incompatibilidade se deu no PMO de maio/17, com a aplicação da REN 440/11, sendo essa a primeira oportunidade que foi possível comparar os dados utilizados para compor a Carga e a Oferta do SIN tendo em vista a unificação das fontes que deram origem a esses dados.

- 4) Explicitar a origem dos dados de medição bruta para cada uma das usinas listadas em sua correspondência.

Sistema de medição para faturamento da CCEE, com exceção das UTE Veracel, UTE CSP (Companhia Siderúrgica do Pecém) e UTE CST (Companhia Siderúrgica Tubarão), cujos dados são da área da pós operação do ONS uma vez que estes ainda não estão disponíveis na CCEE.



# Carga – por submercado



# Limites de intercâmbio

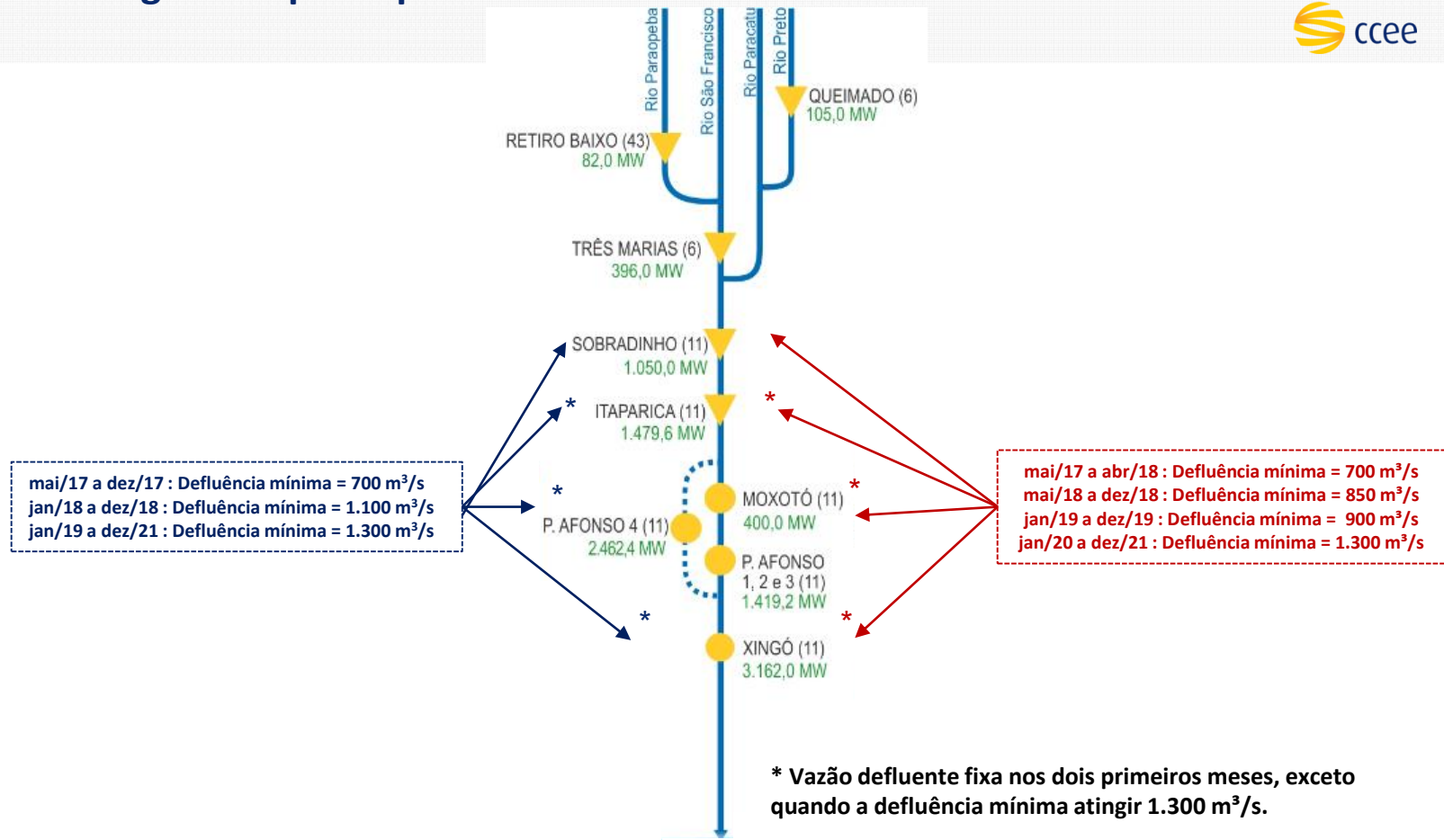
AGRINT



- Compatibilização para os dois primeiros meses com os dados do DECOMP para o recebimento do Nordeste;
- Observação: Os agrupamentos não apresentados não sofreram alterações em relação ao mês anterior.

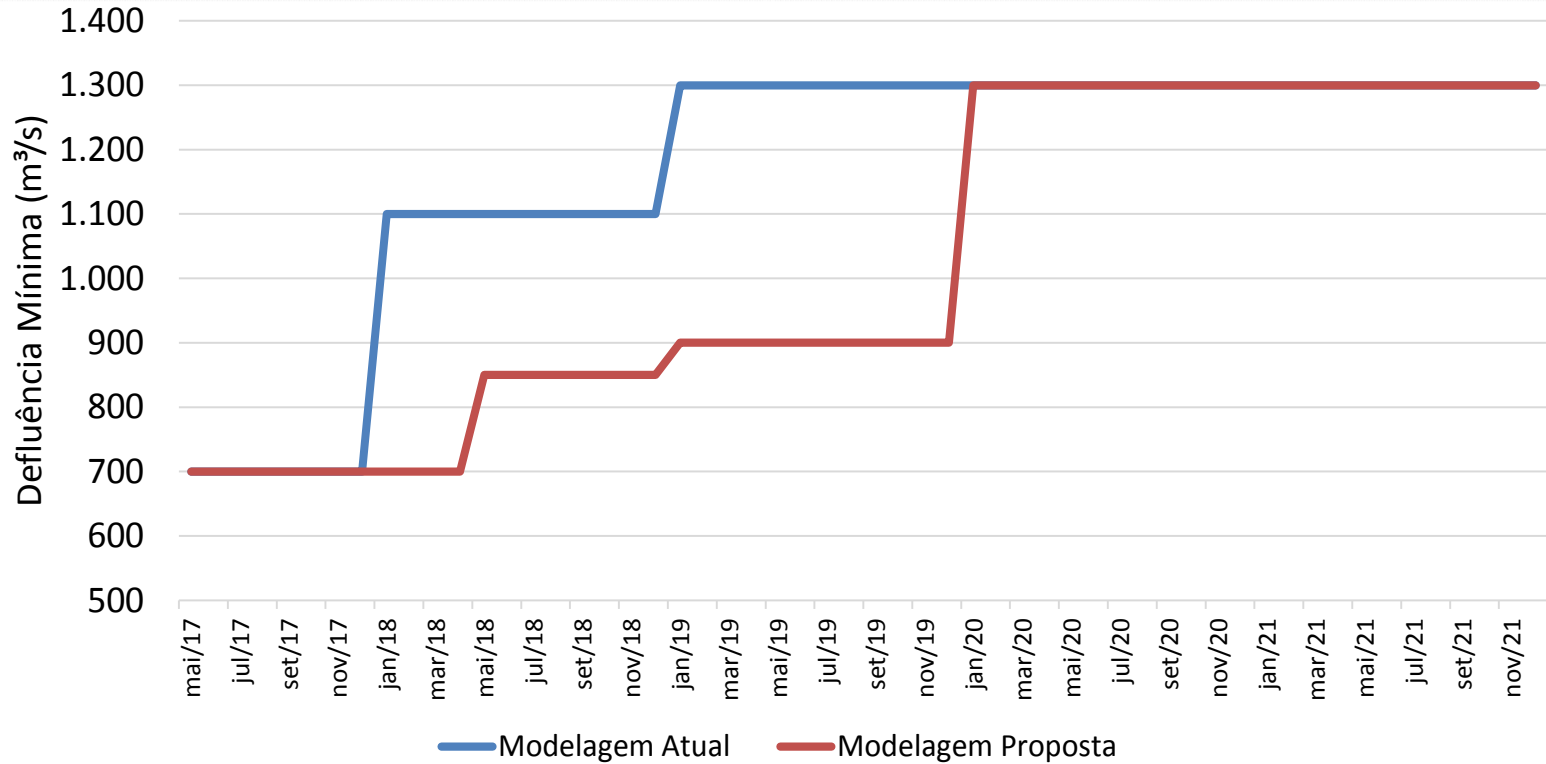
- Carta ONS 0146/300/2017, de 25 de abril de 2017
  - Encaminha a Nota Técnica 038/2017 – “Representação das Defluências das Usinas Hidrelétricas da bacia do rio São Francisco nos Estudos de Planejamento e Programação da Operação, diante do quadro de escassez hídrica – Destaque: Horizonte 2017 – 2019”.
- Nota Técnica 050/2017 – SRG/ANEEL
  - Avalia NT ONS 038/2017 e recomenda anuir as diretrizes a partir do PMO de junho de 2017.
- Despacho ANEEL nº 1.354, de 17 de maio de 2017
  - Anuir às recomendações da Carta ONS 0146/300/2017, de 25 de abril de 2017, relativas à representação da operação hidráulica das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco no horizonte de 2017 a 2019, propostas pelo Operado Nacional do Sistema Elétrico no âmbito dos estudos de planejamento e de programação do Sistema Interligado Nacional, a partir do Programa Mensal da Operação de junho de 2017.

# Modelagem Proposta para Defluência do Rio São Francisco

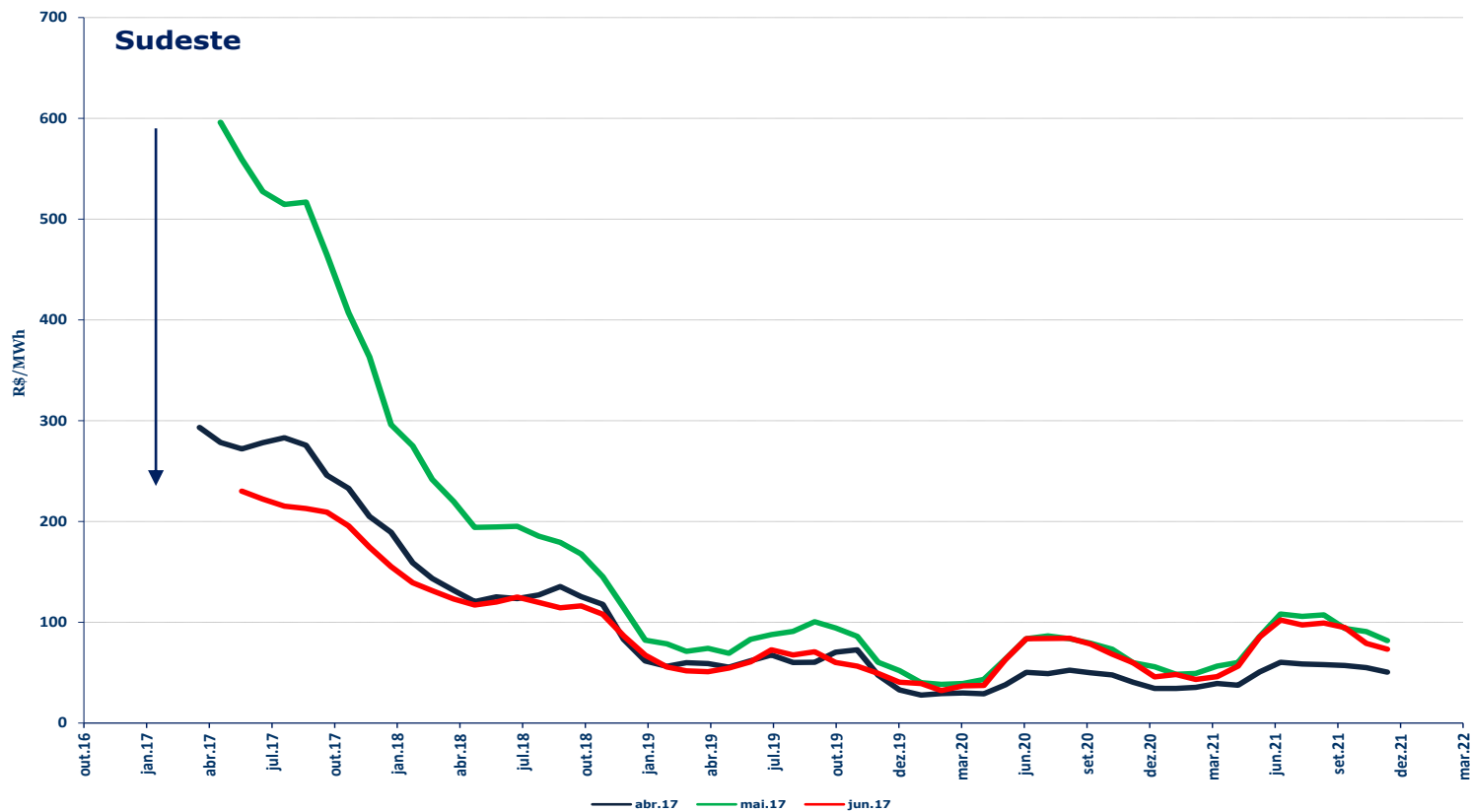


\* Vazão defluente fixa nos dois primeiros meses, exceto quando a defluência mínima atingir 1.300 m<sup>3</sup>/s.

# Modelagem Proposta para Defluência do Rio São Francisco



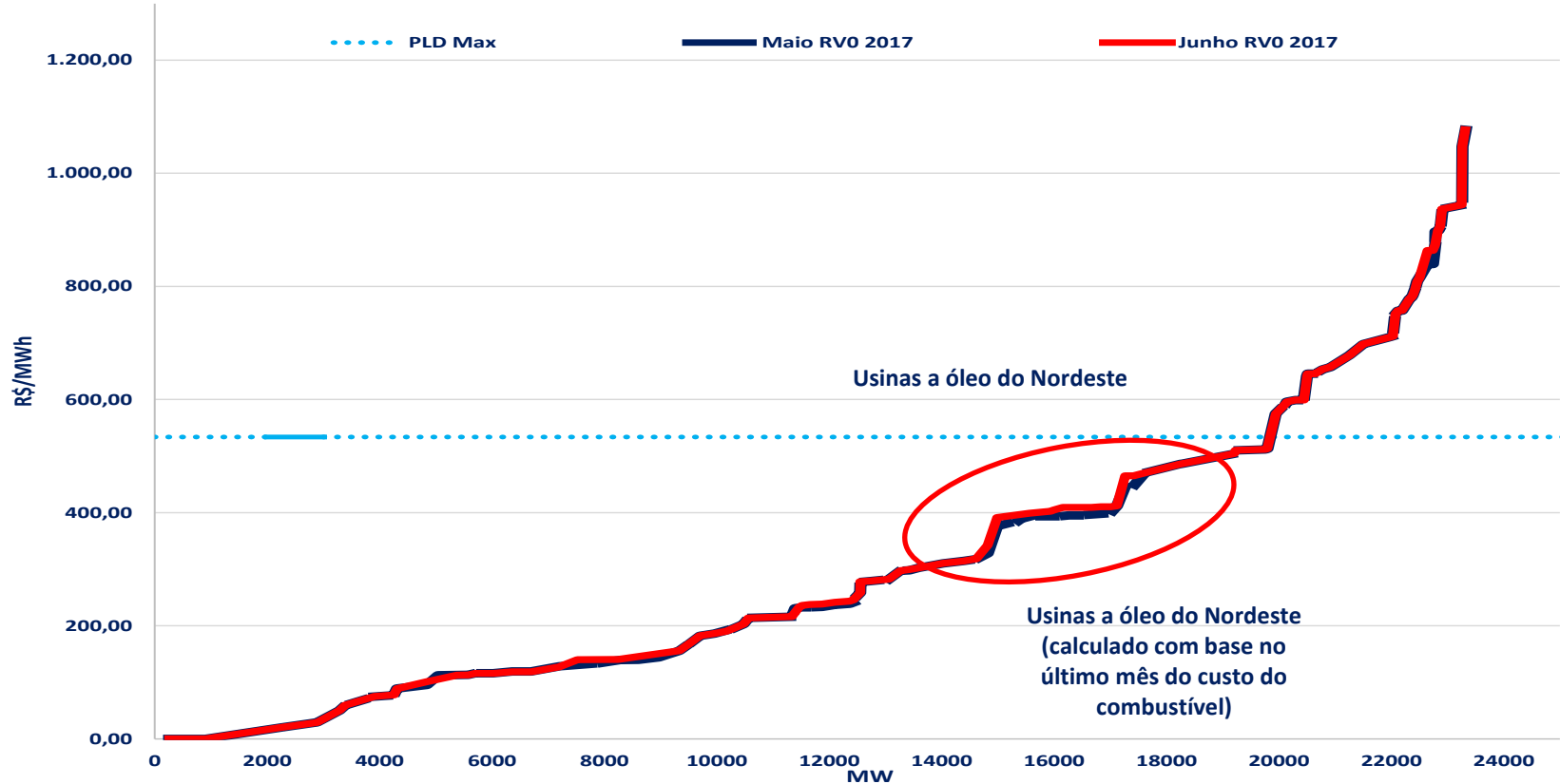
# Média das 2000 séries - Sudeste



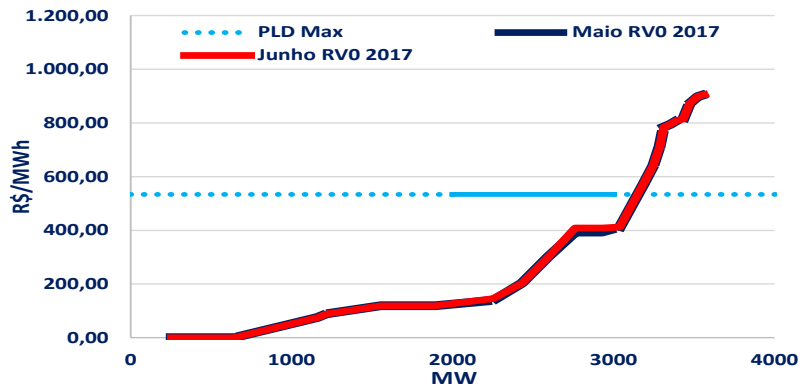


# DECOMP

### PILHA DE TÉRMICA - SIN



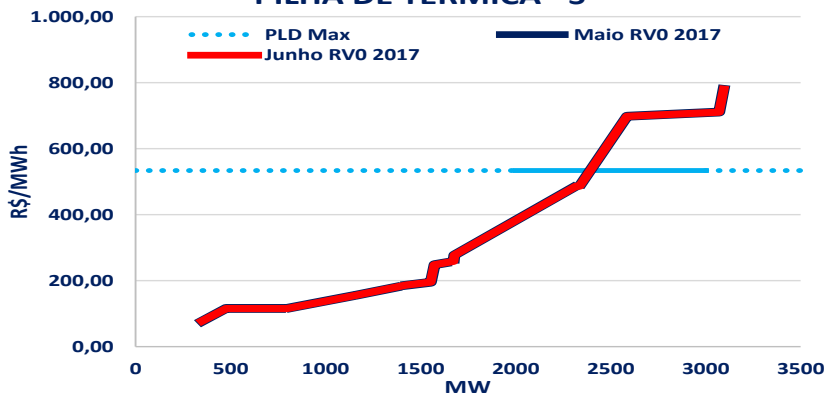
### PILHA DE TÉRMICA - N



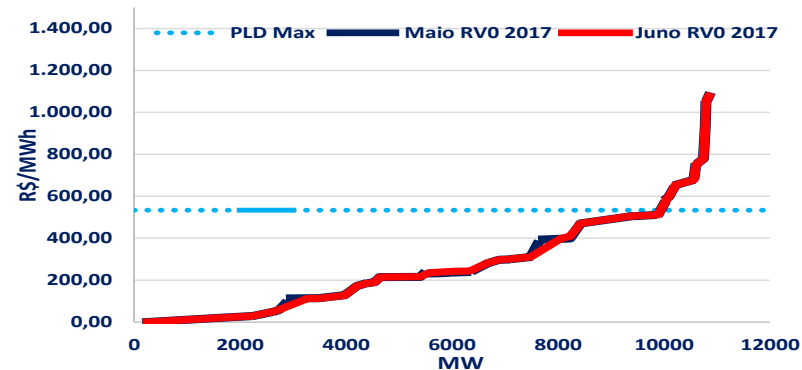
### PILHA DE TÉRMICA - NE

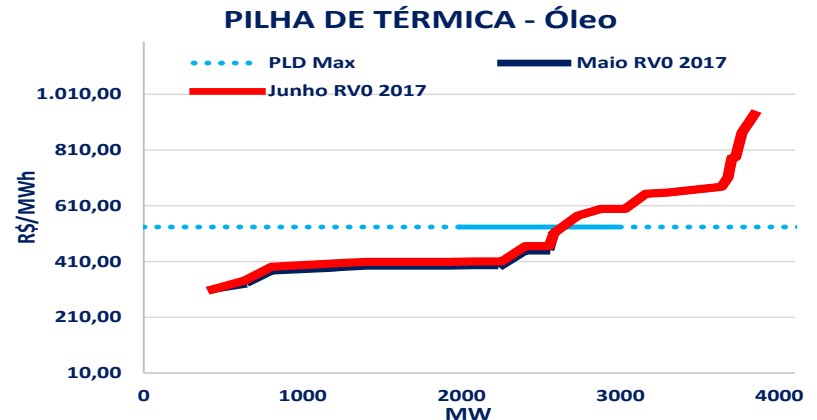
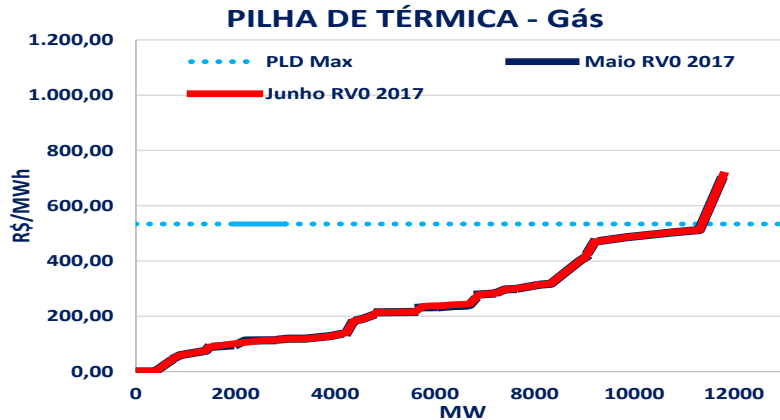
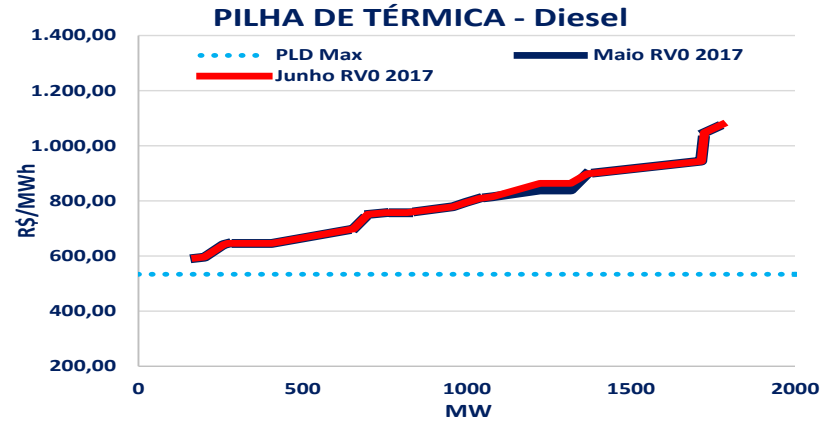
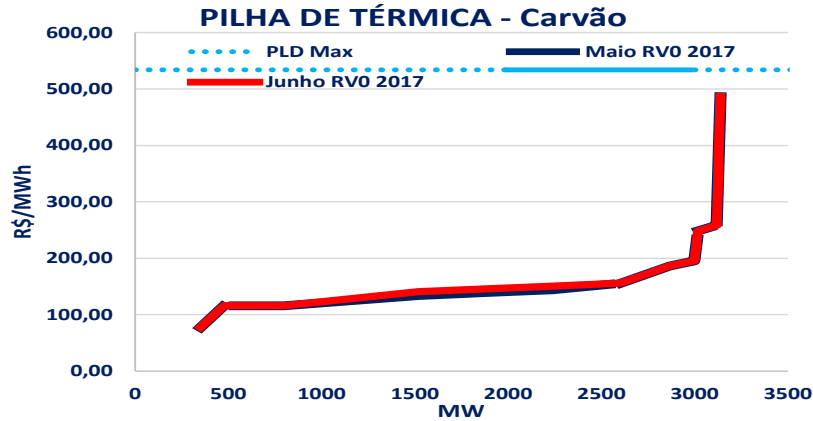


### PILHA DE TÉRMICA - S



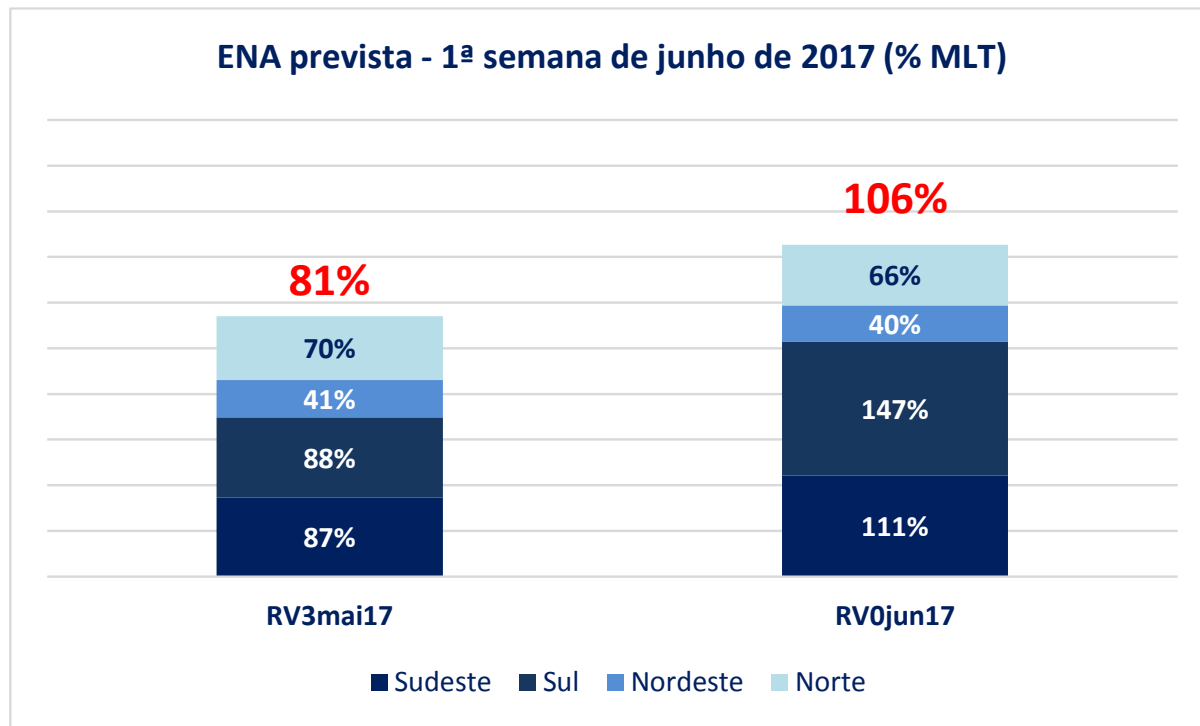
### PILHA DE TÉRMICA - SE





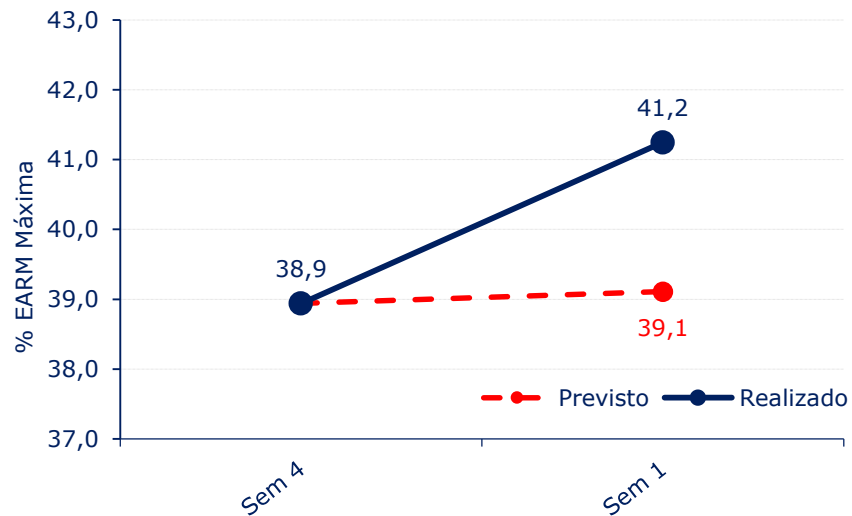
# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Energia Natural Afluyente – Previsto RV3<sub>mai17</sub> x Previsto RV0<sub>jun17</sub>



# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Nível inicial de armazenamento – Previsto x Verificado

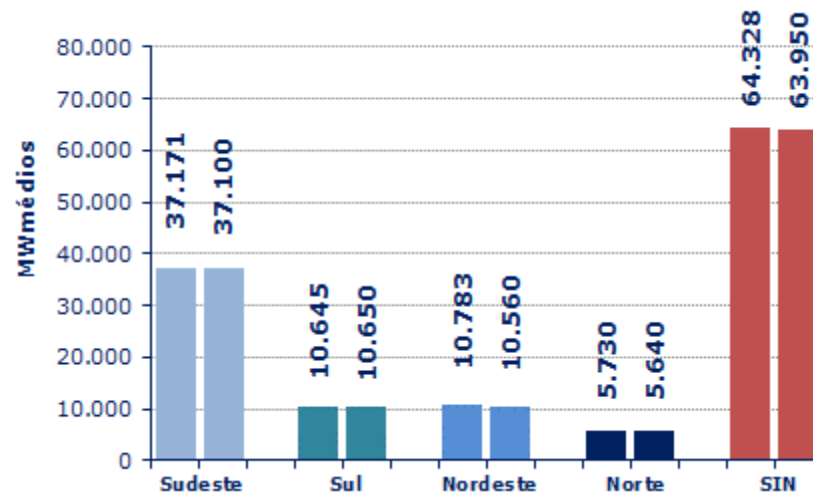


SE/CO	S	NE	N	SIN
3.870	2.231	0	129	6.230

# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

## Varição da Carga

1ª semana:



SE/CO	S	NE	N	SIN
-71	+5	-223	-90	-379

# Modelagem da importação de energia pelo Uruguai



## Portaria MME nº 164/2016

- Art. 1º - Autoriza a Eletrobrás a importar do Uruguai até 70MW de potência por Rivera e até 500 MW por Melo;
- Art. 3º - O montante de energia elétrica importada será estabelecido pelo ONS em base semanal, tendo como referência os Programas Mensais de Operação - PMO e suas revisões, podendo ser ajustado conforme Programação Diária de Operação ou mesmo por necessidades em tempo real.”

& Importacao do Uruguai: disponibilidade & custo na semana de 27/05 a 02/06/2017

&												
CT	501	2	BLOCO 1	1	0.0	0.0	366.53	0.0100.0	366.53	0.0250.0	366.53	
CT	501	2	BLOCO 1	2	0.0	0.0	366.53	0.0 0.0	366.53	0.0 0.0	366.53	
&												
CT	502	2	BLOCO 2	1	0.0	0.0	435.63	0.0 70.0	435.63	0.0 70.0	435.63	
CT	502	2	BLOCO 2	2	0.0	0.0	435.63	0.0 0.0	435.63	0.0 0.0	435.63	
&												
CT	503	2	BLOCO 3	1	0.0	70.0	577.20	0.0 70.0	577.20	0.0 70.0	577.20	
CT	503	2	BLOCO 3	2	0.0	0.0	577.20	0.0 0.0	577.20	0.0 0.0	577.20	
&												
CT	504	2	BLOCO 4	1	0.0	220.0	709.41	0.0220.0	709.41	0.0220.0	709.41	
CT	504	2	BLOCO 4	2	0.0	0.0	709.41	0.0 0.0	709.41	0.0 0.0	709.41	
&												
CT	505	2	BLOCO 5	1	0.0	50.0	757.76	0.0 50.0	757.76	0.0 50.0	757.76	
CT	505	2	BLOCO 5	2	0.0	0.0	757.76	0.0 0.0	757.76	0.0 0.0	757.76	
&												
CT	506	2	BLOCO 6	1	0.0	200.0	824.06	0.0200.0	824.06	0.0200.0	824.06	
CT	506	2	BLOCO 6	2	0.0	0.0	824.06	0.0 0.0	824.06	0.0 0.0	824.06	

## Modelagem da importação de energia pelo Uruguai



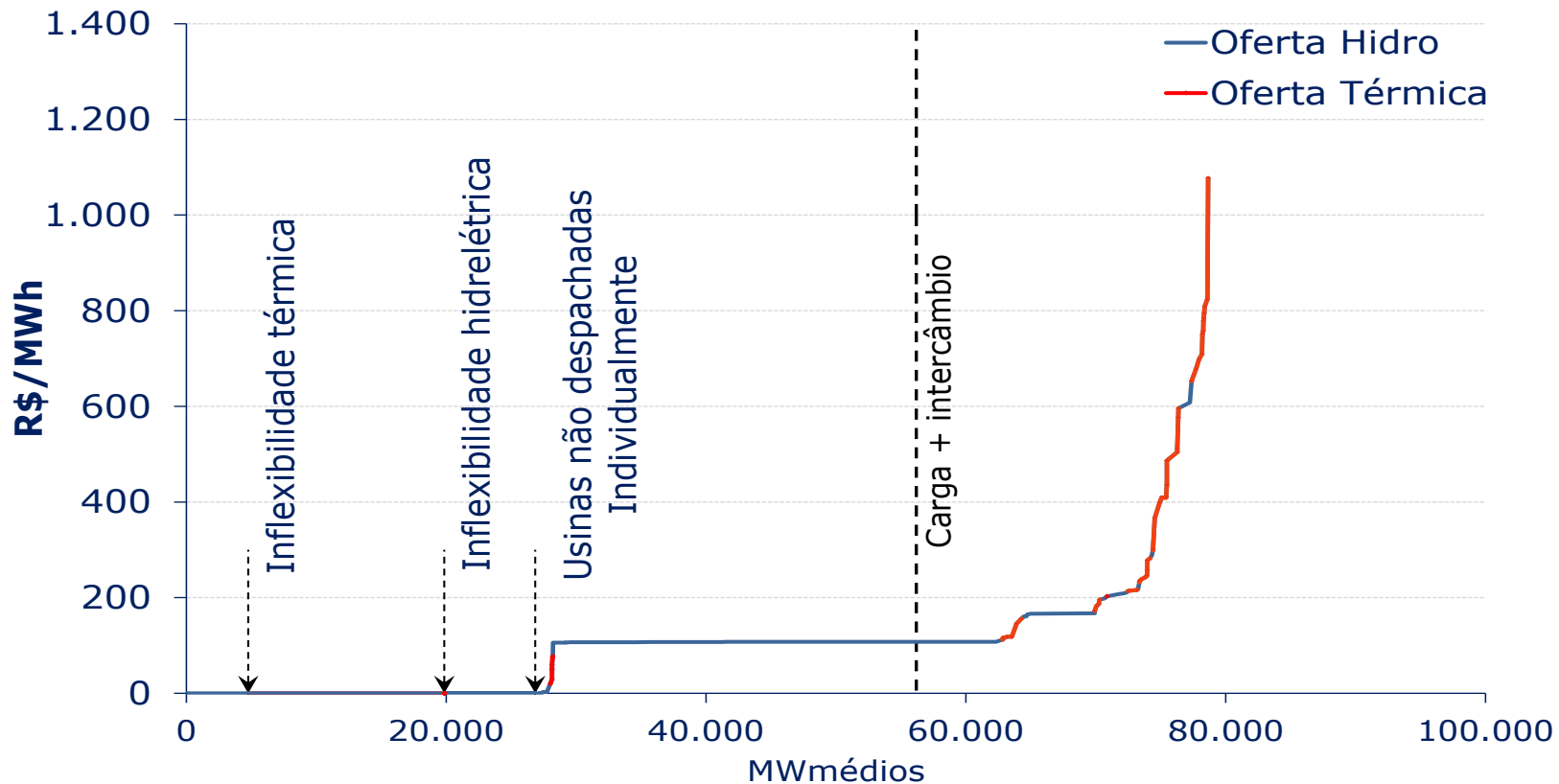
Além das disponibilidades e respectivos CVUs, foi modelada a limitação na potência máxima que pode ser recebida pela região Sul para manutenção dos critérios de confiabilidade;

Limitação de 570 MW pelas conversoras de Rivera e de Melo.

```
&----- REPRESENTAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA DO URUGUAI -----  
& Limite máximo de importação de energia pelas conversoras de Rivera (70 MW) e Melo (500 MW)  
RE 300 1 1  
LU 300 1 570.0 570.0 570.0  
FT 300 1 501 2 1  
FT 300 1 502 2 1  
FT 300 1 503 2 1  
FT 300 1 504 2 1  
FT 300 1 505 2 1  
FT 300 1 506 2 1
```

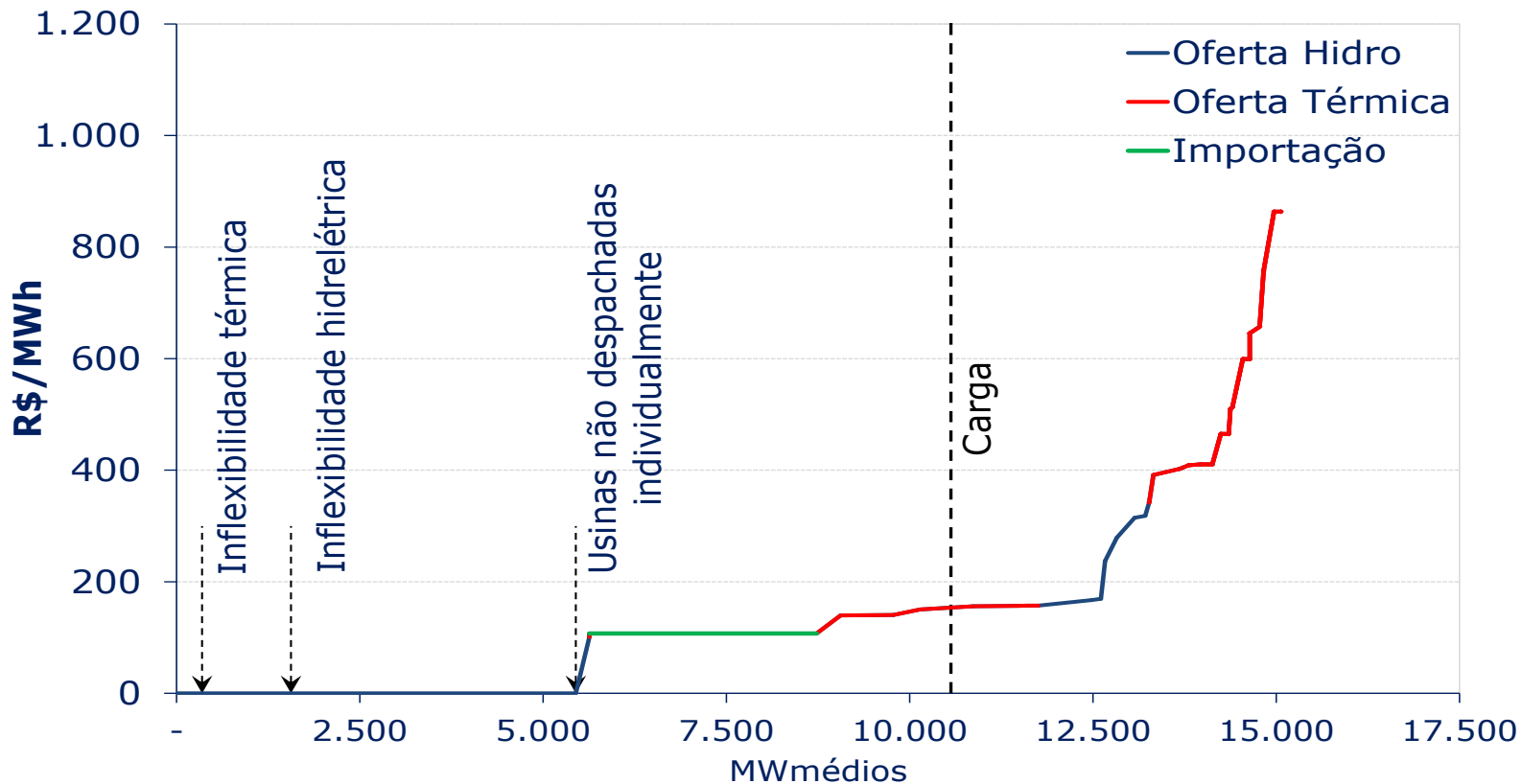
# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Curva de Oferta e Demanda – Sudeste/Sul/Norte



# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

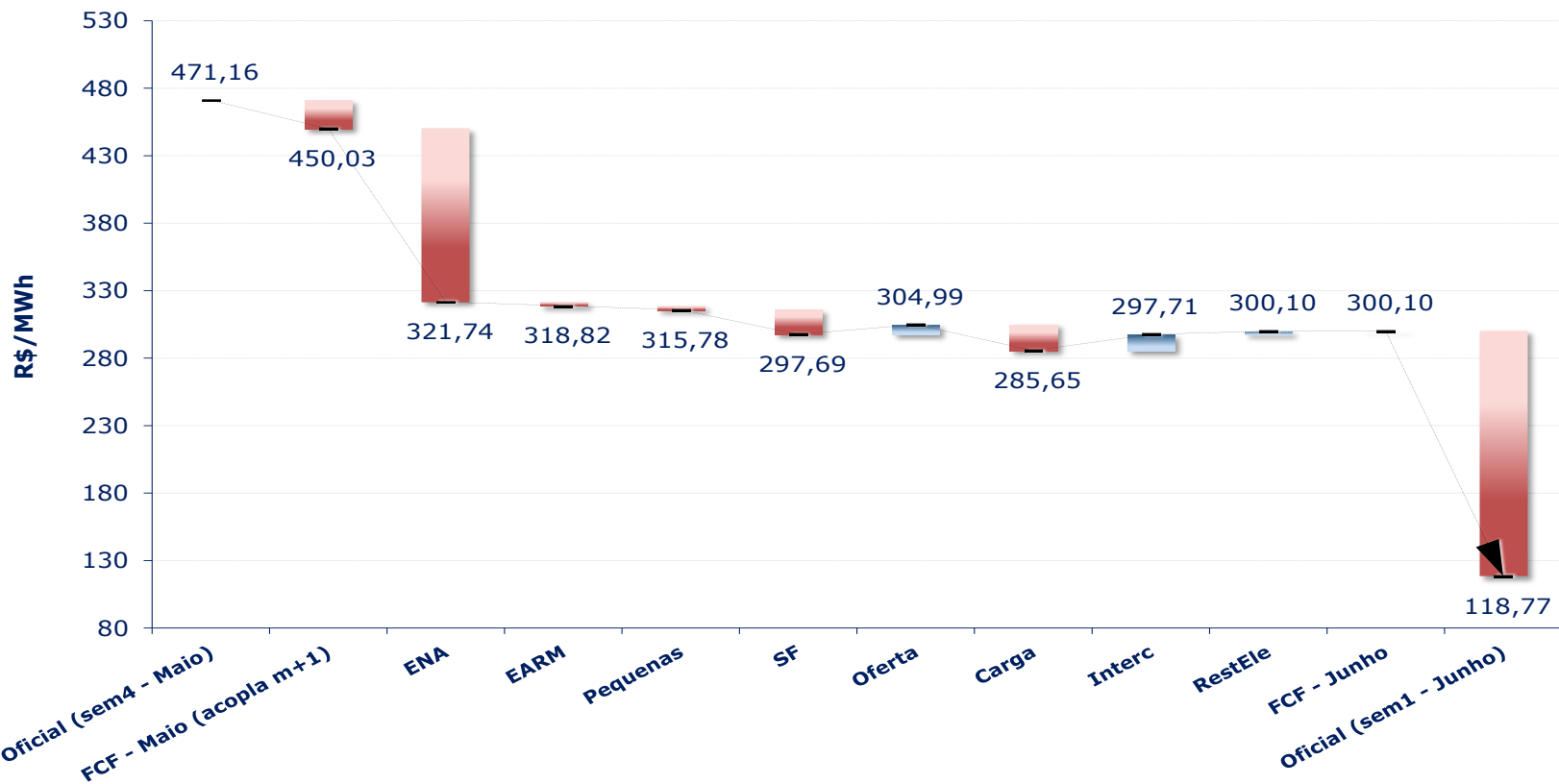
Curva de Oferta e Demanda - Nordeste



# Comportamento do Preço – Junho de 2017

Decomposição do PLD – NEWAVE – Sudeste, Sul e Nordeste

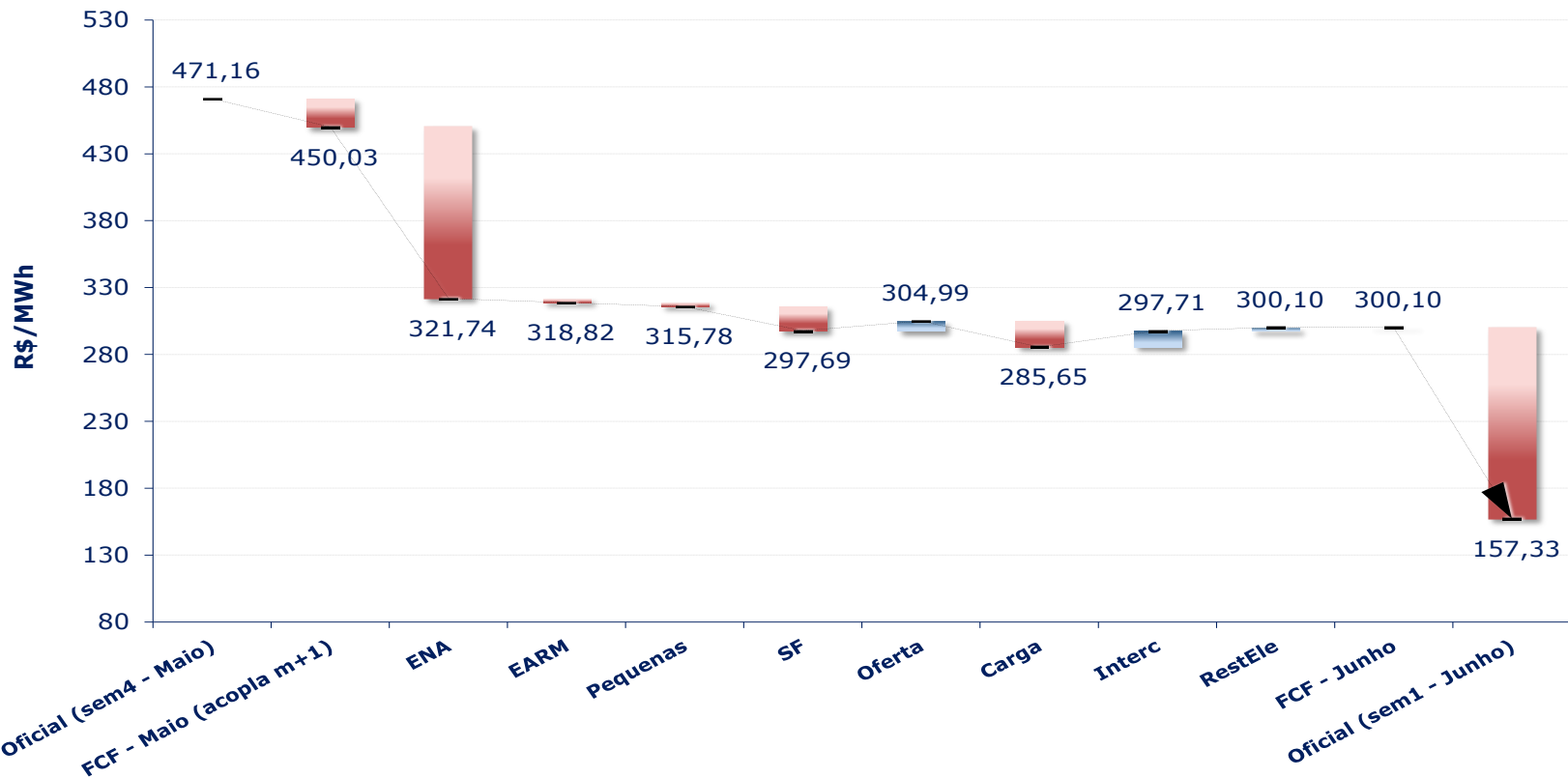
## SUDESTE - SUL - NORTE



# Comportamento do Preço – Junho de 2017

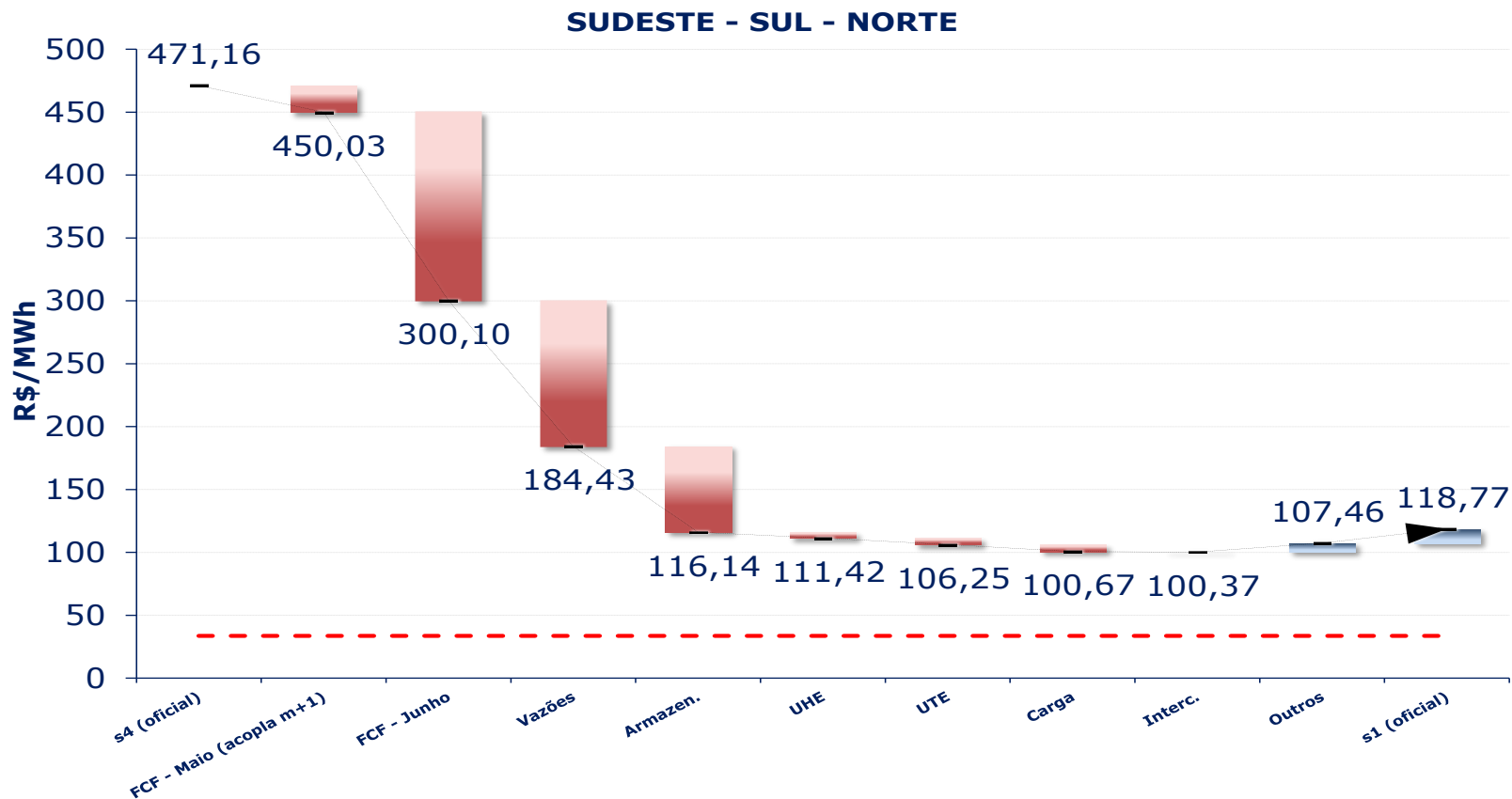
Decomposição do PLD – NEWAVE – Norte

## NORDESTE



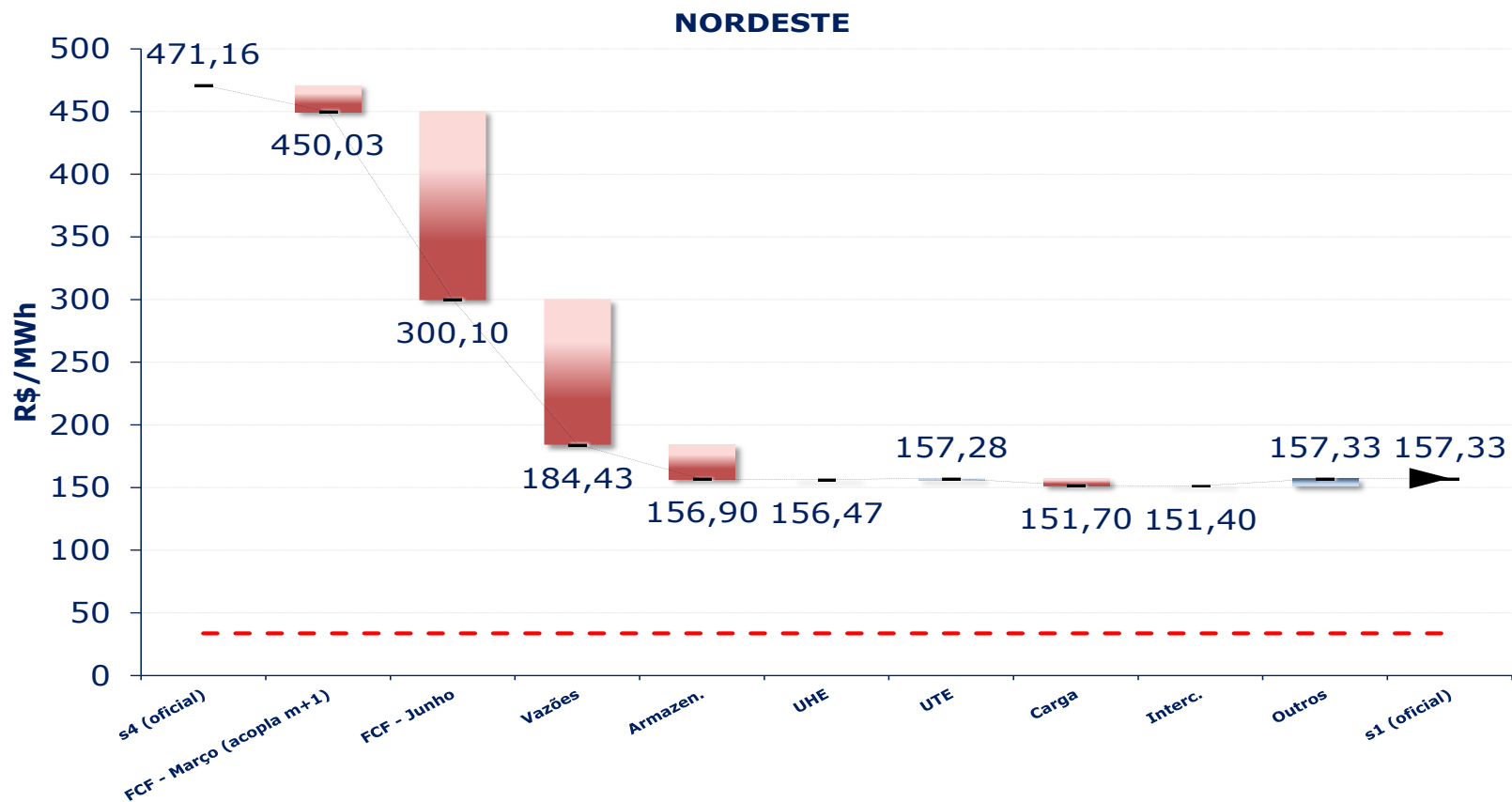
# Comportamento do Preço – Junho de 2017

Decomposição do PLD – DECOMP – Sudeste, Sul e Norte



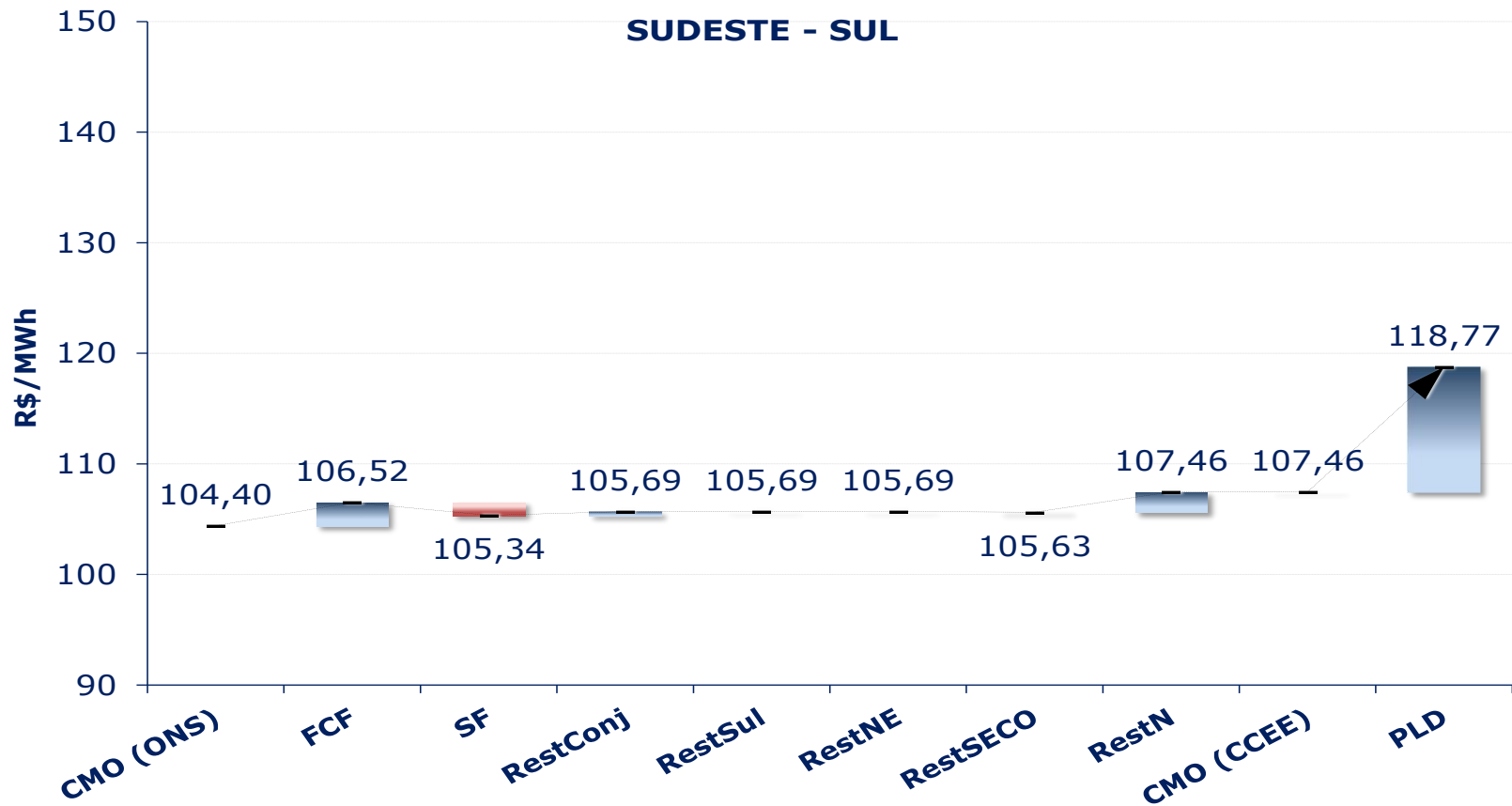
# Comportamento do Preço – Junho de 2017

Decomposição do PLD – DECOMP – Nordeste



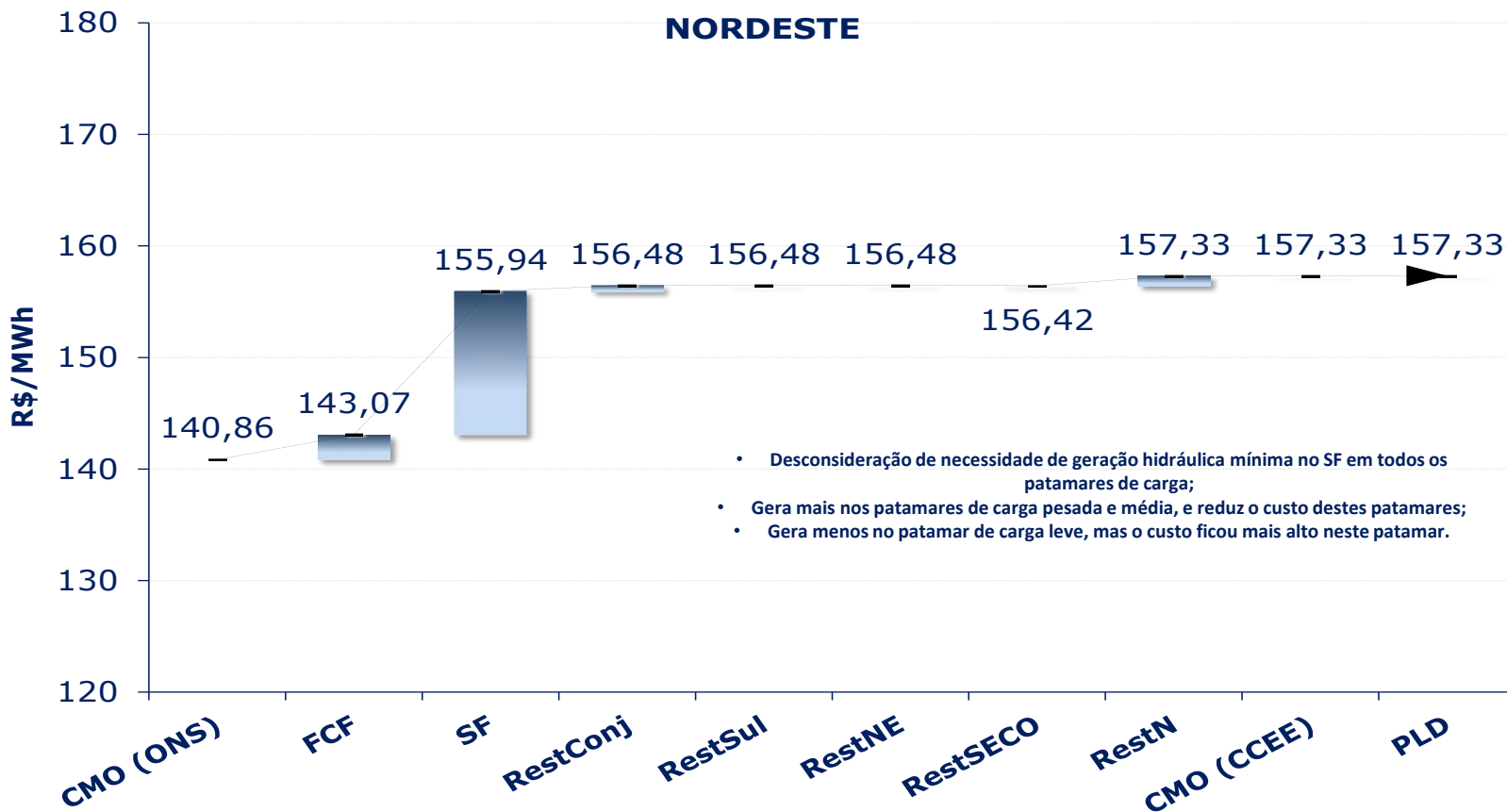
# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Diferença PLD x CMO – Sudeste e Sul



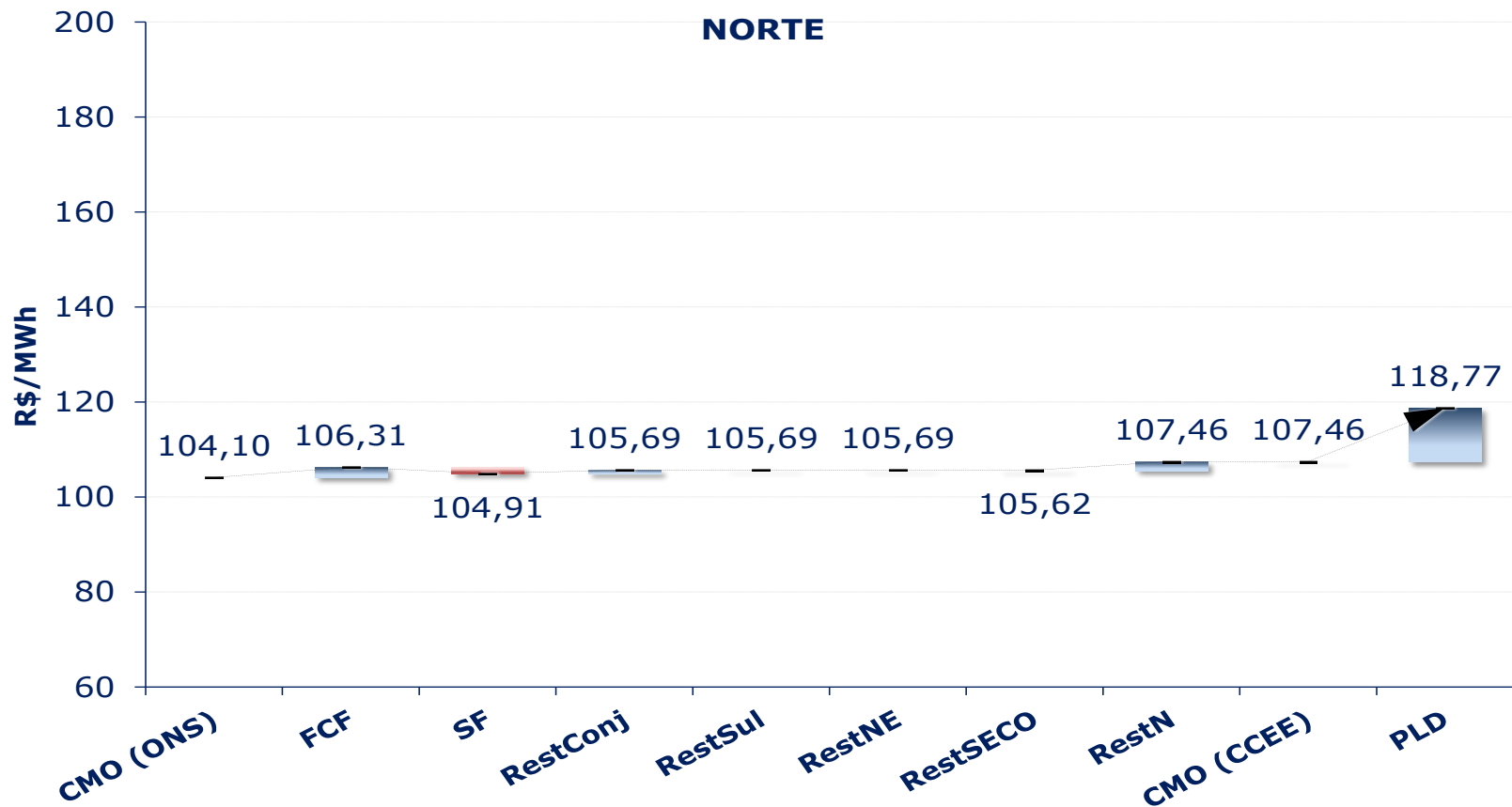
# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Diferença PLD x CMO - Nordeste



# Comportamento do Preço – Junho de 2017 – Semana 1

Diferença PLD x CMO - Norte



# InfoMercado Semanal

O InfoMercado semanal apresenta os resultados preliminares de medições de consumo e geração de energia elétrica no mês corrente e dados da posição contratual líquida atual dos consumidores livres e especiais.

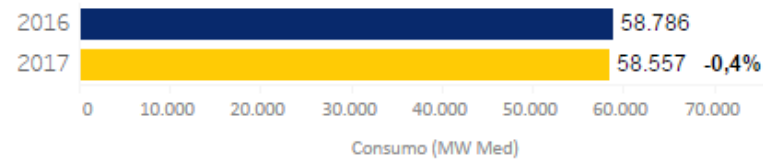
# InfoMercado Semanal – 1 a 23 de maio

## Geração e consumo no SIN

### Geração SIN

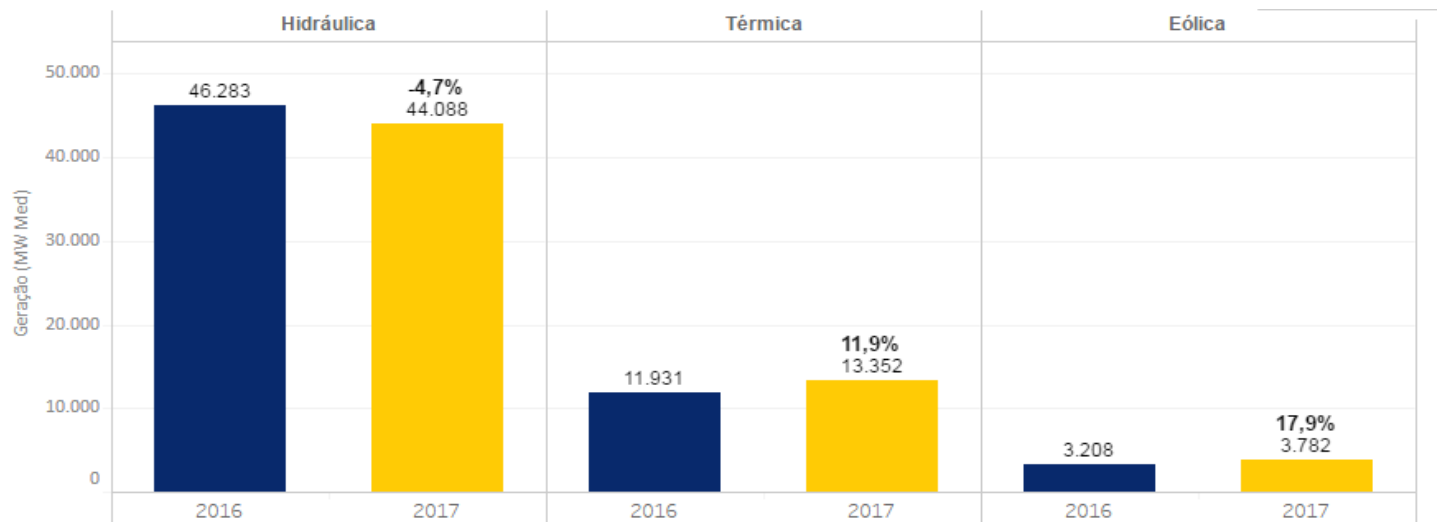


### Consumo SIN



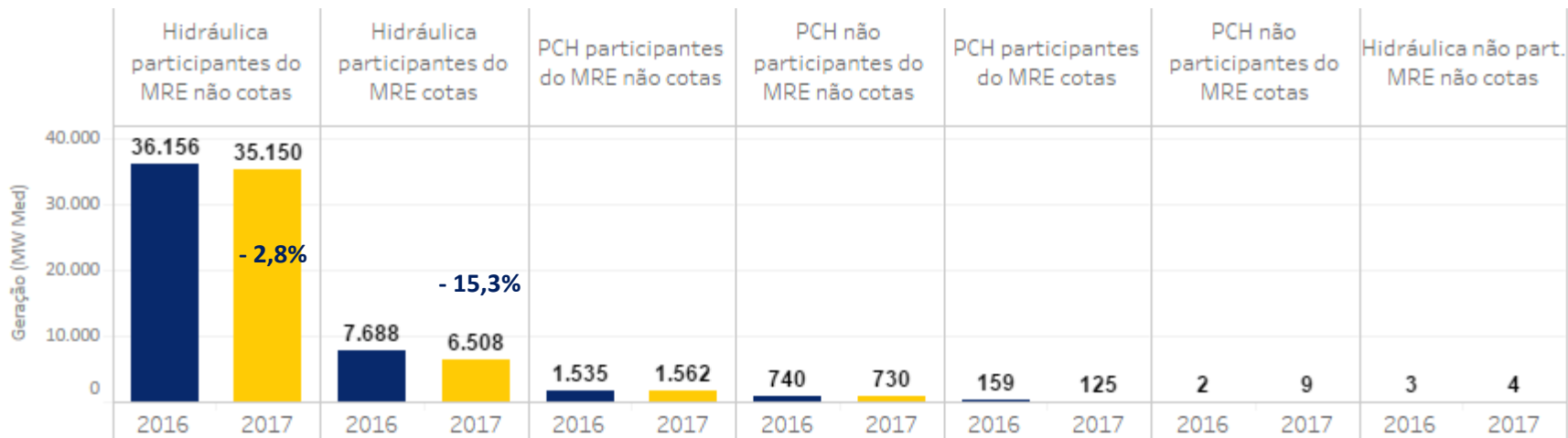
## Representatividade da Geração

### Geração por Fonte



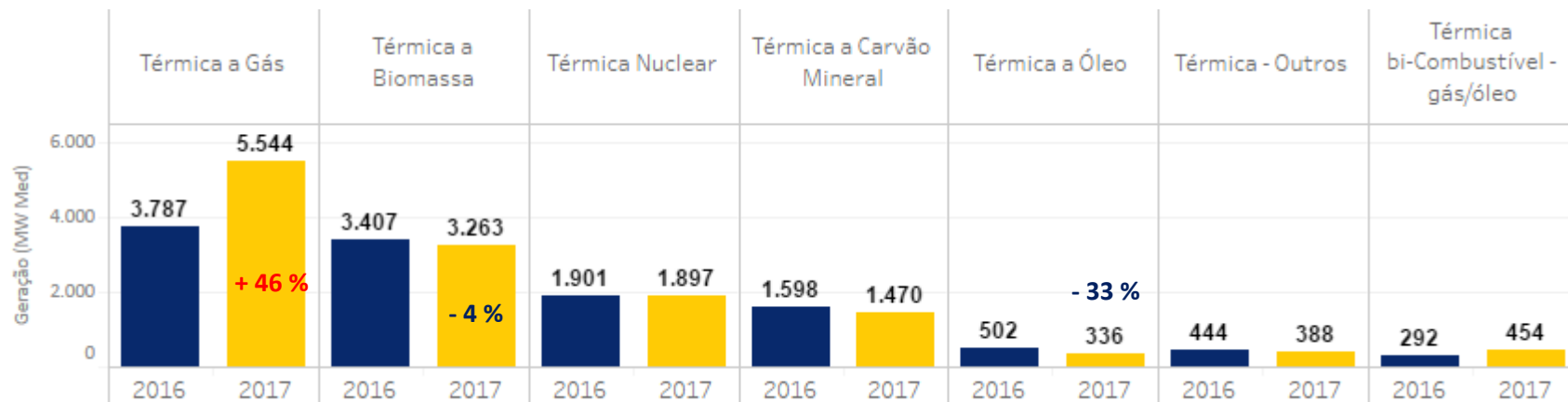
# InfoMercado Semanal – 1 a 23 de maio

## Detalhamento da geração - Hidráulica

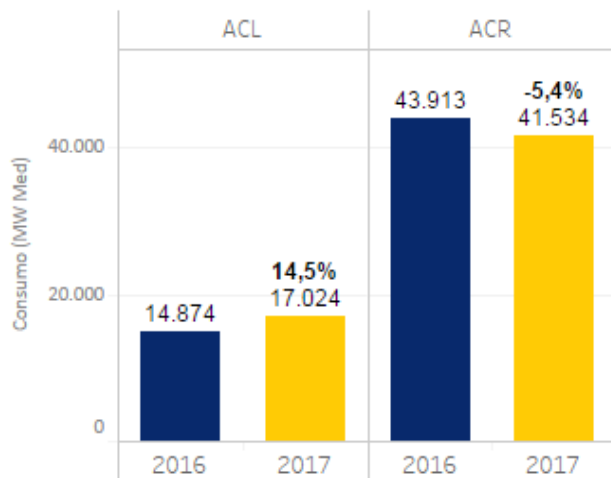


# InfoMercado Semanal – 1 a 23 de maio

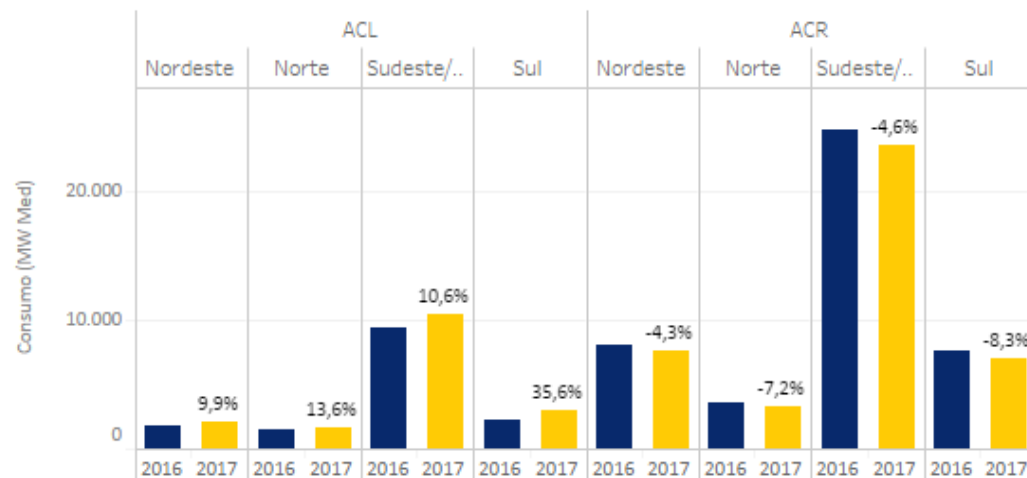
## Detalhamento da geração - Térmica



### Consumo por Ambiente



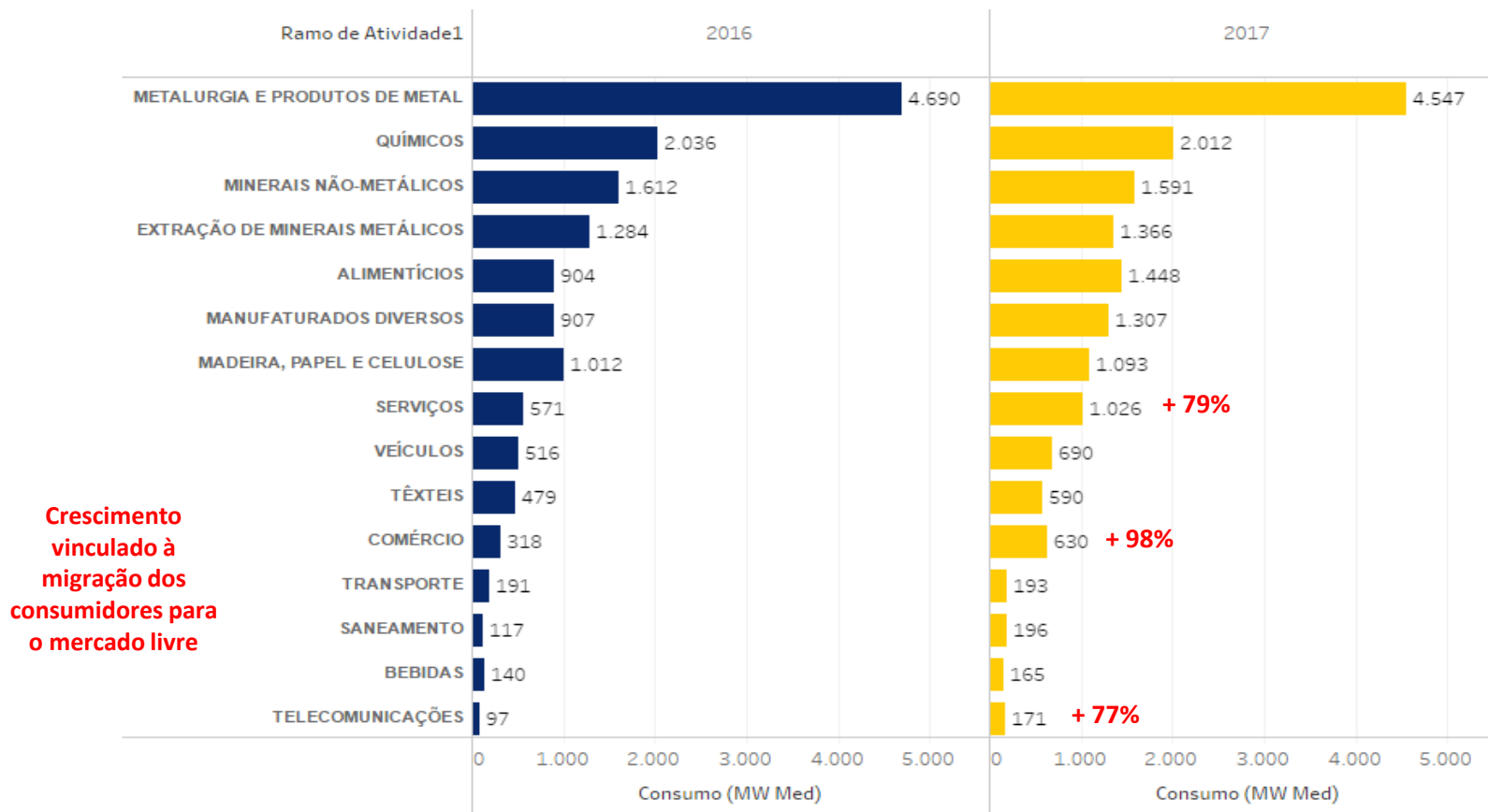
### ACL e ACR por Submercado



- Influência da migração de clientes cativos para o ACL;
- Excluindo o efeito da migração, o ACL apresentaria redução de 4,4%
- Eliminando o impacto da migração do ACR, teria aumento de 1%

# InfoMercado Semanal – 1 a 23 de maio

## Comparativo do consumo no ACL por ramo de atividade



# Projeção do PLD

## Revisão 0 de Junho de 2017

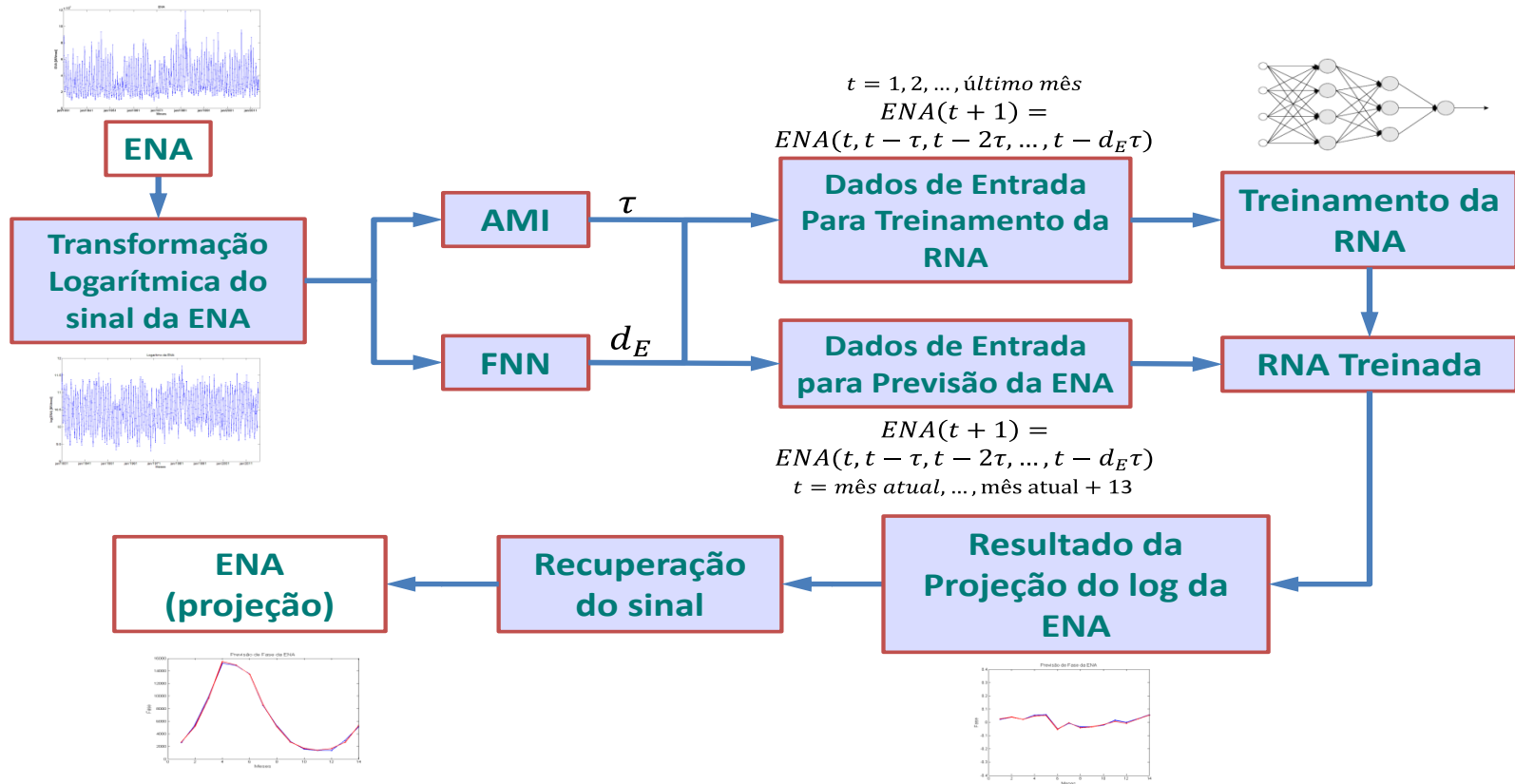
- A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos 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

- Metodologias de Projeção de ENA:
  - Projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais
    - Transformação Logarítmica
  - Pior Série de ENA do SIN
    - Pior Série do Período Seco + Pior Série do Período Úmido
- Metodologia de Simulação:
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP

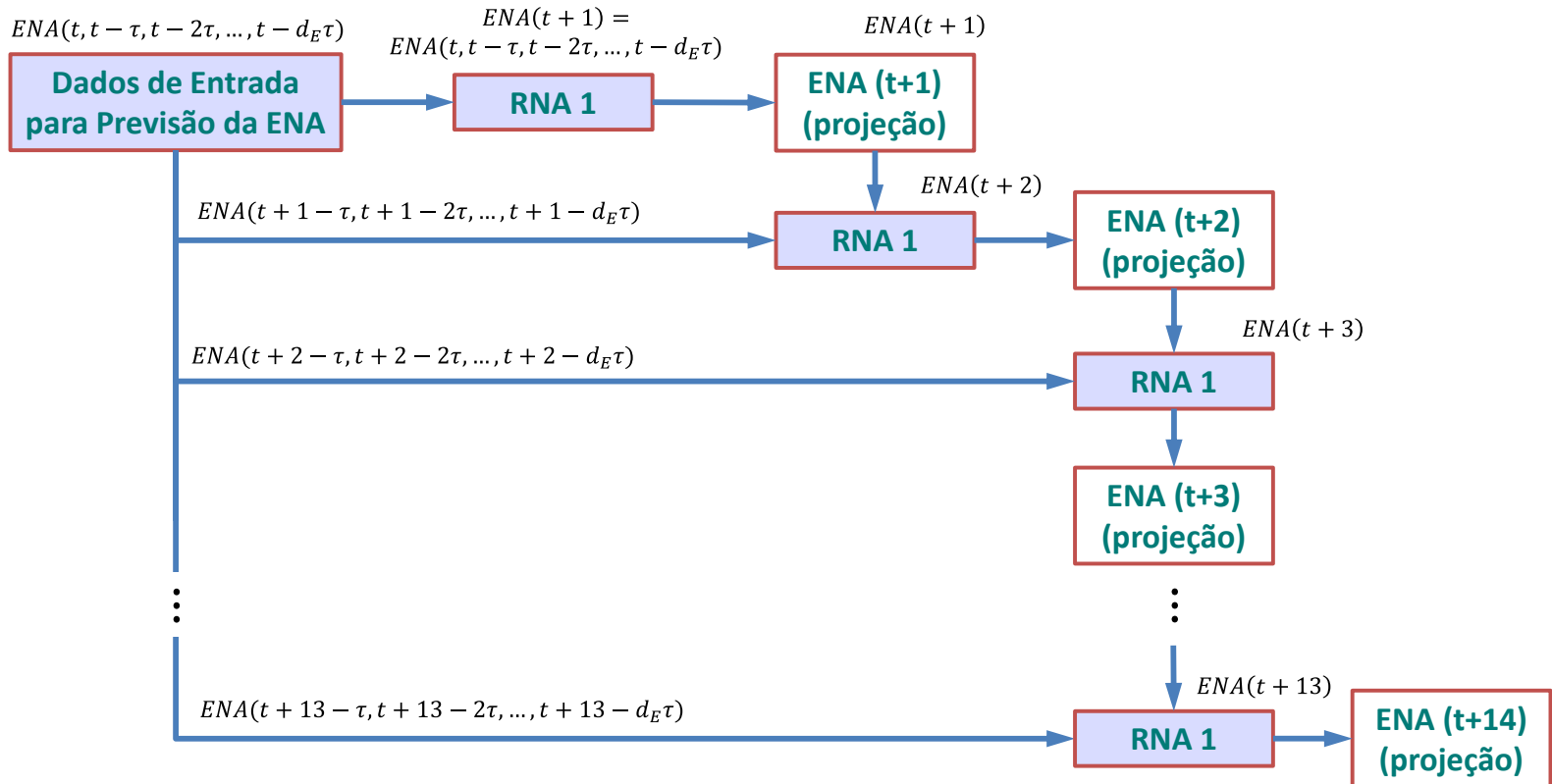
# Projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais:

- Transformação Logarítmica



# Projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais:

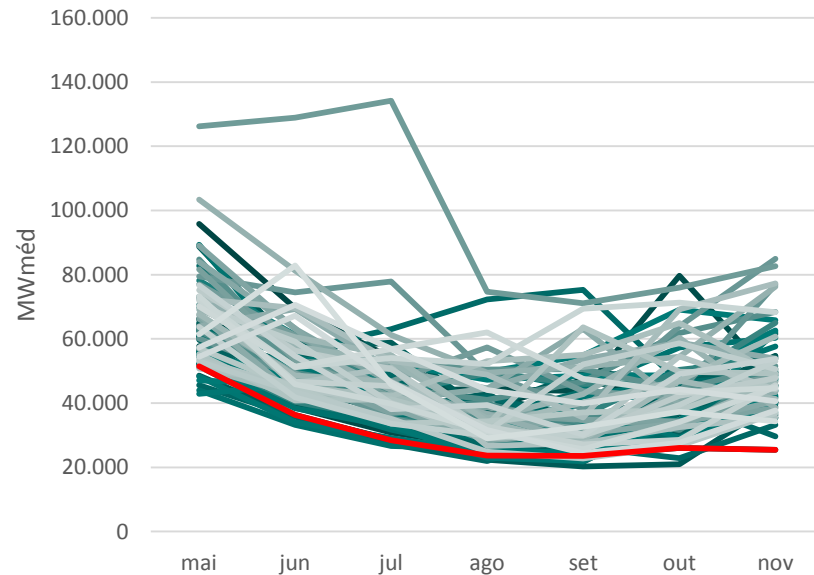
- Encadeamento da Rede Neural Artificial



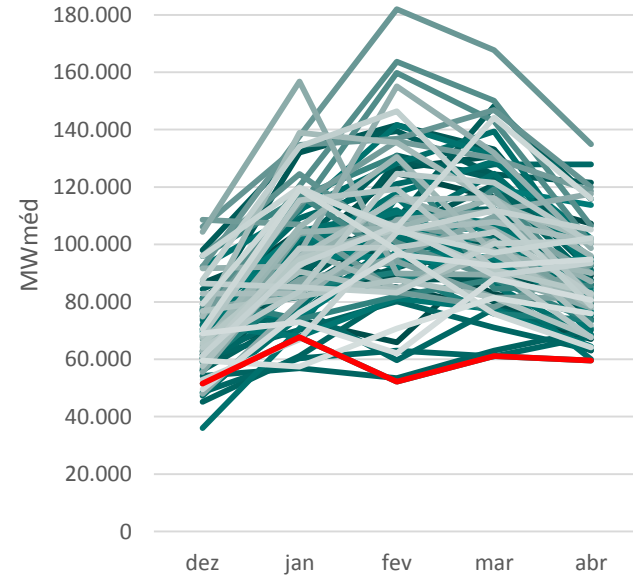
## Projeção da ENA: Pior Série de ENA do SIN

➤ Para o SIN, é feita a avaliação da Pior Série com base no histórico desde 1931:

Para o Período Seco  
(Maio a Novembro)



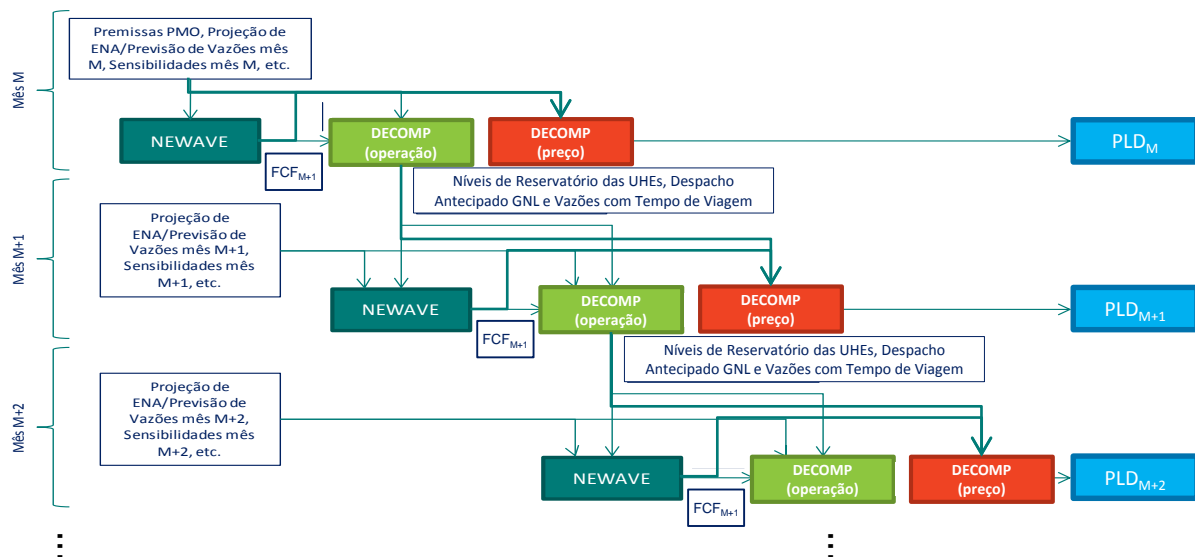
Para o Período Úmido  
(Dezembro a Abril)



- A projeção da Pior Série de ENA do SIN serão as séries resultantes concatenadas

# 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.



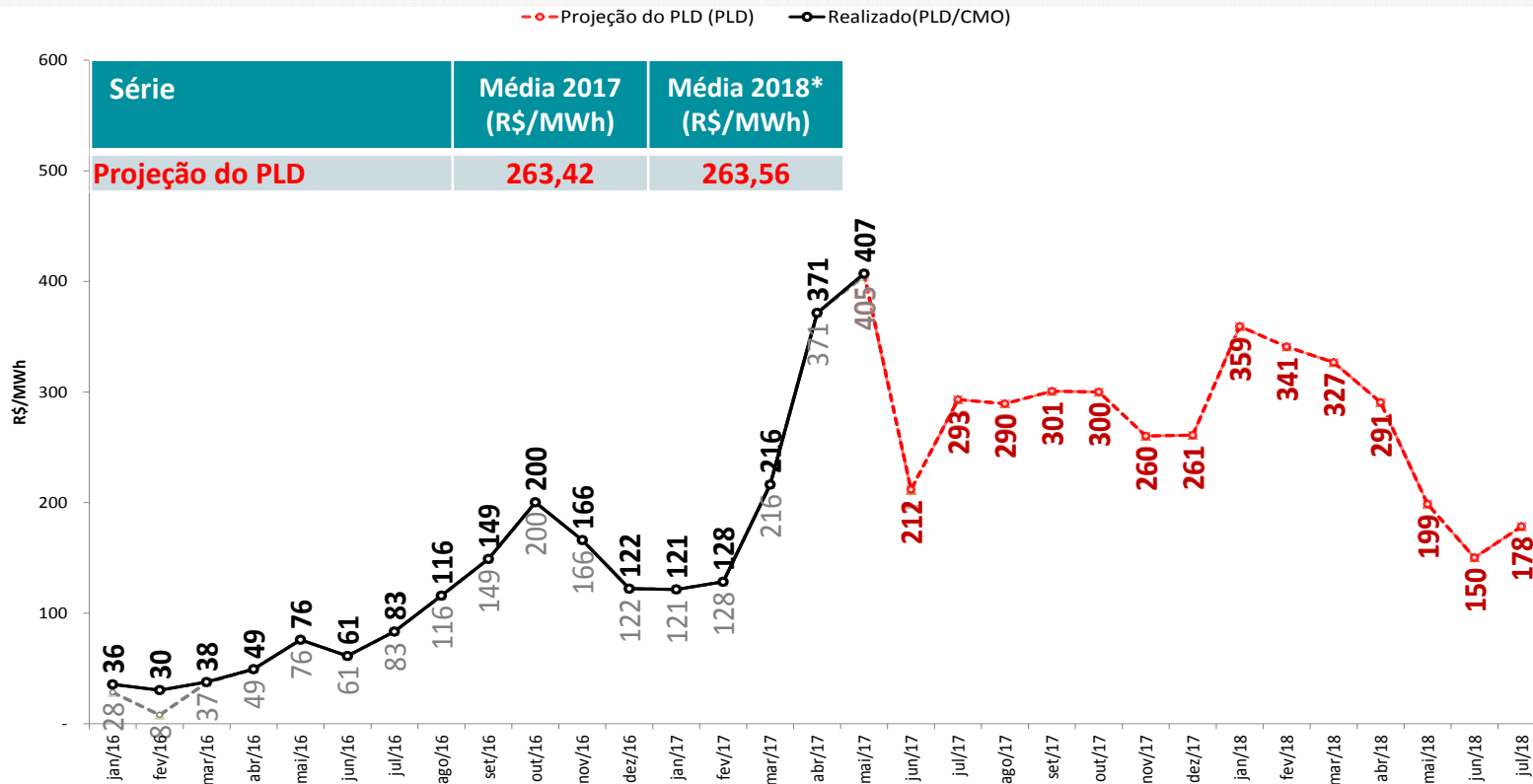
São processados vários NEWAVE e DECOMP que consultam várias Funções de Custo Futuro atualizadas!

# Resultados da Projeção do PLD Revisão 0 de Junho de 2017

- **Projeção do PLD:** Projeção de ENA por Redes Neurais (log da ENA):
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito
  
- **Sensibilidade 1:** Projeção de ENA por Redes Neurais (log da ENA):
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito
  - Proposta de Aprimoramento da Representação das Usinas Não Simuladas Individualmente a partir de julho de 2017
  
- **Sensibilidade 2:** Pior Série de ENA para o SIN (Período Seco: Maio a Novembro de 1934, Período Úmido: Dezembro de 1970 a Abril de 1971)
  - Simulação Encadeada NEWAVE e DECOMP
  - Despacho Térmico por Ordem de Mérito
  - Proposta de Aprimoramento da Representação das Usinas Não Simuladas Individualmente a partir de julho de 2017

# Projeção do PLD – SE/CO

## Projeção do PLD



- Foram considerados:

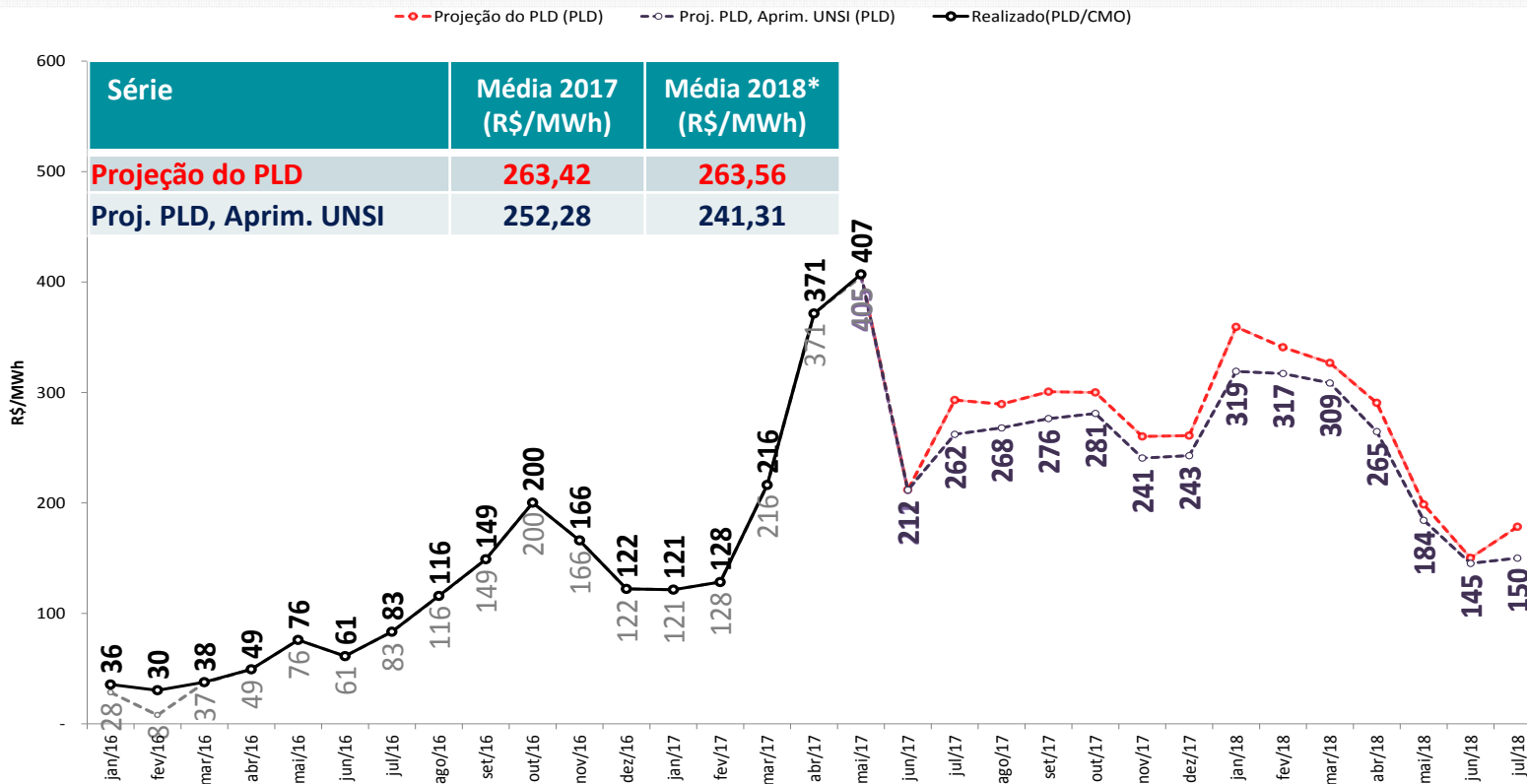
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- \* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – SE/CO

## Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



• **Foram considerados:**

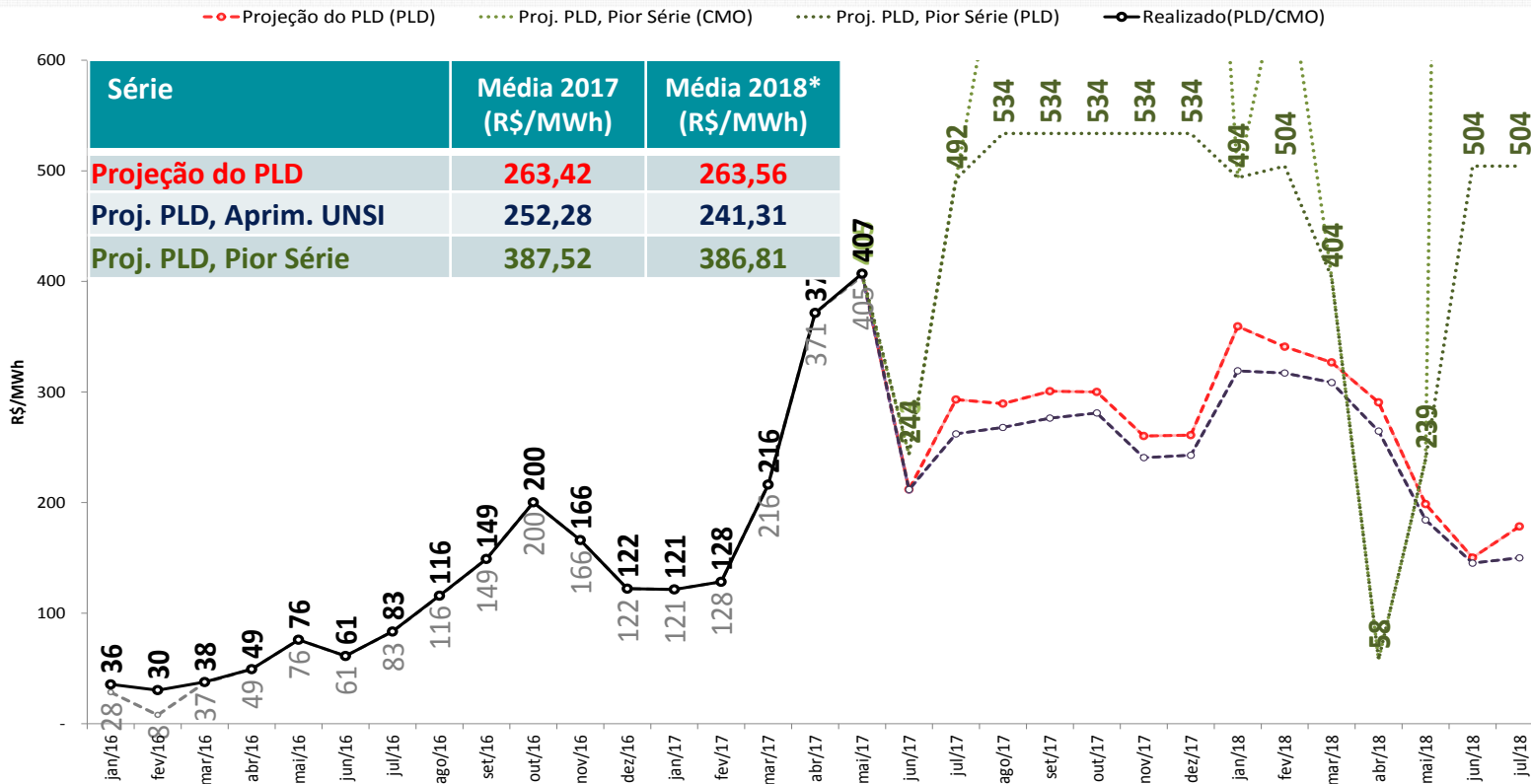
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – SE/CO

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



• Foram considerados:

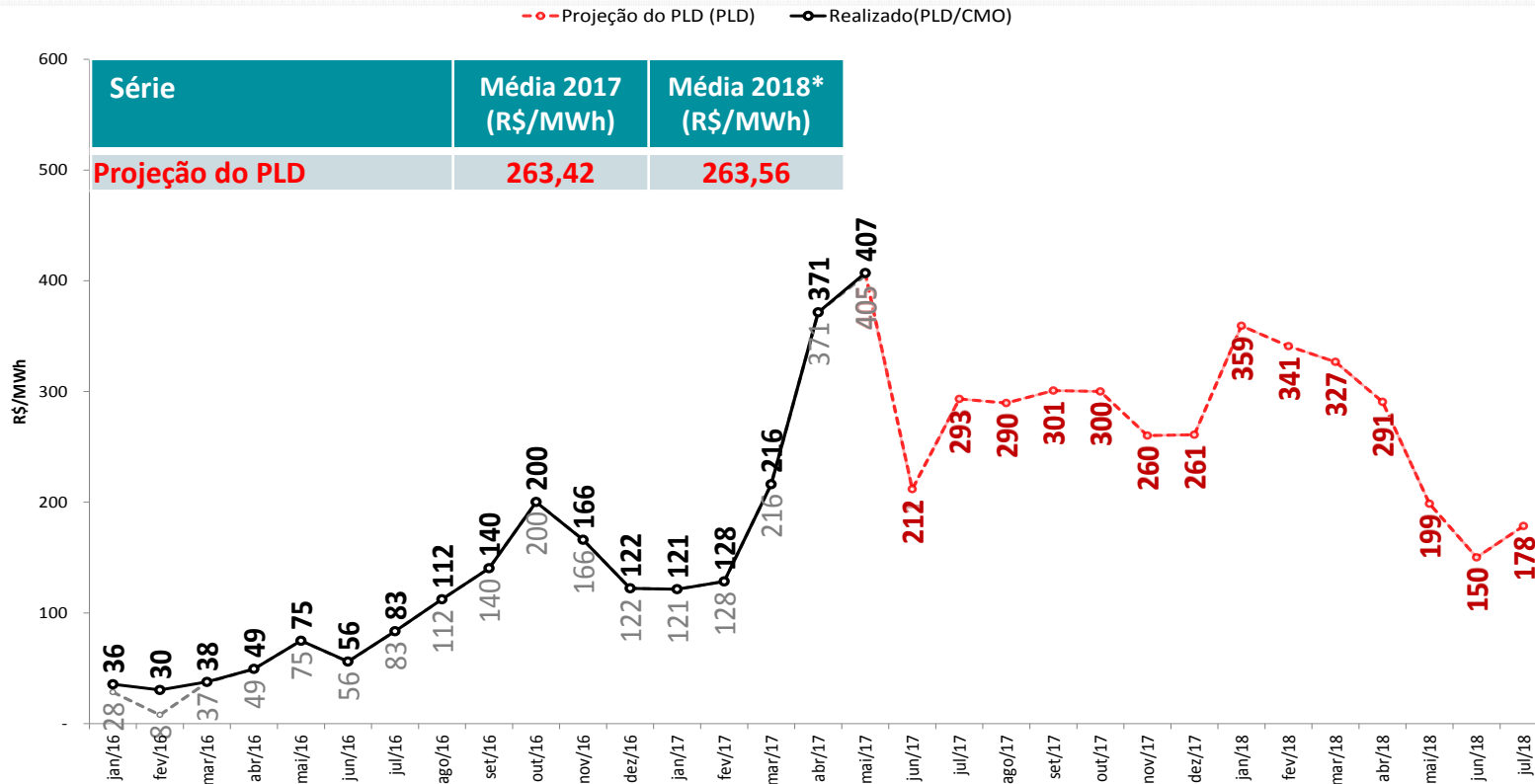
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – S

## Projeção do PLD



• **Foram considerados:**

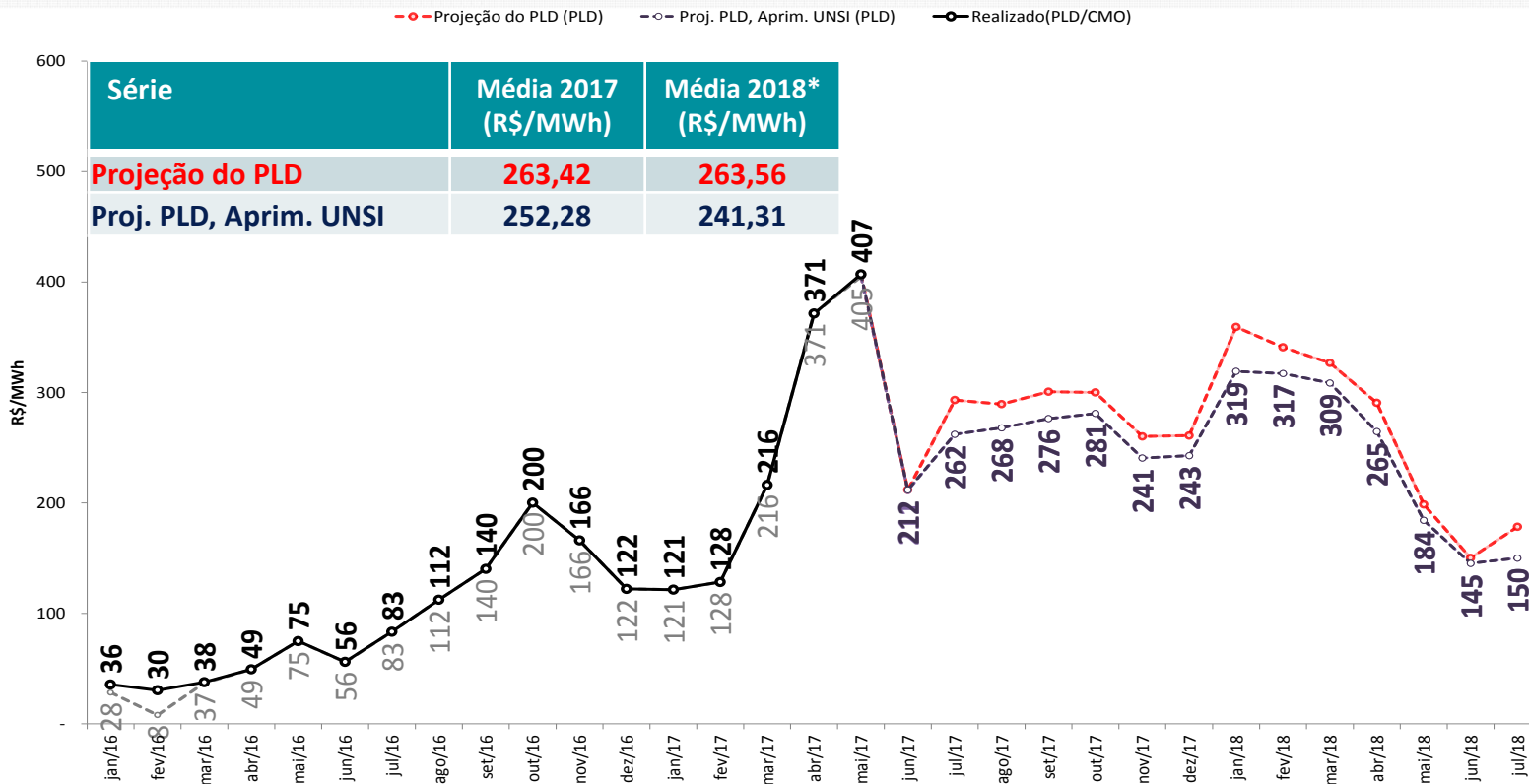
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – S

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



• Foram considerados:

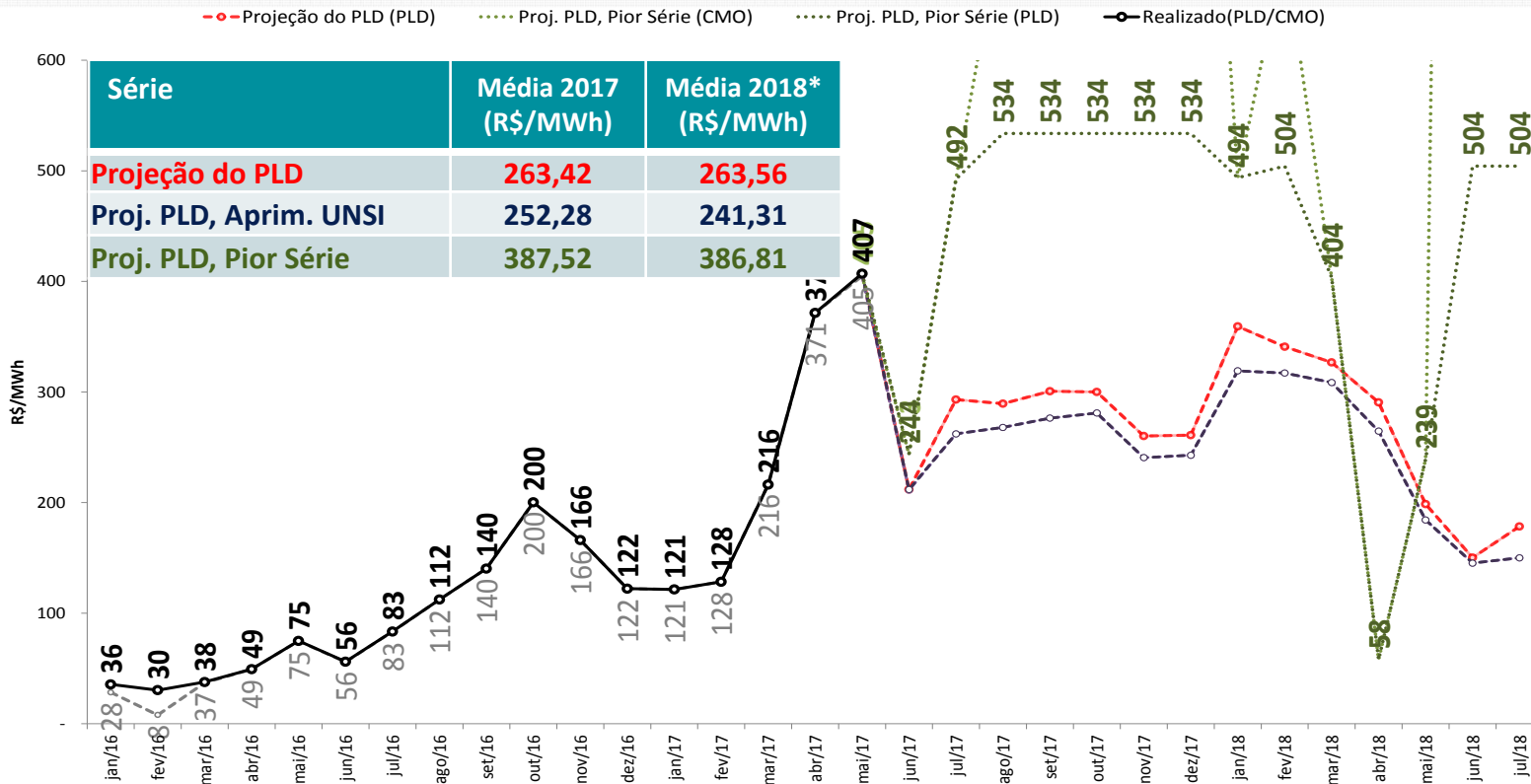
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – S

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



• Foram considerados:

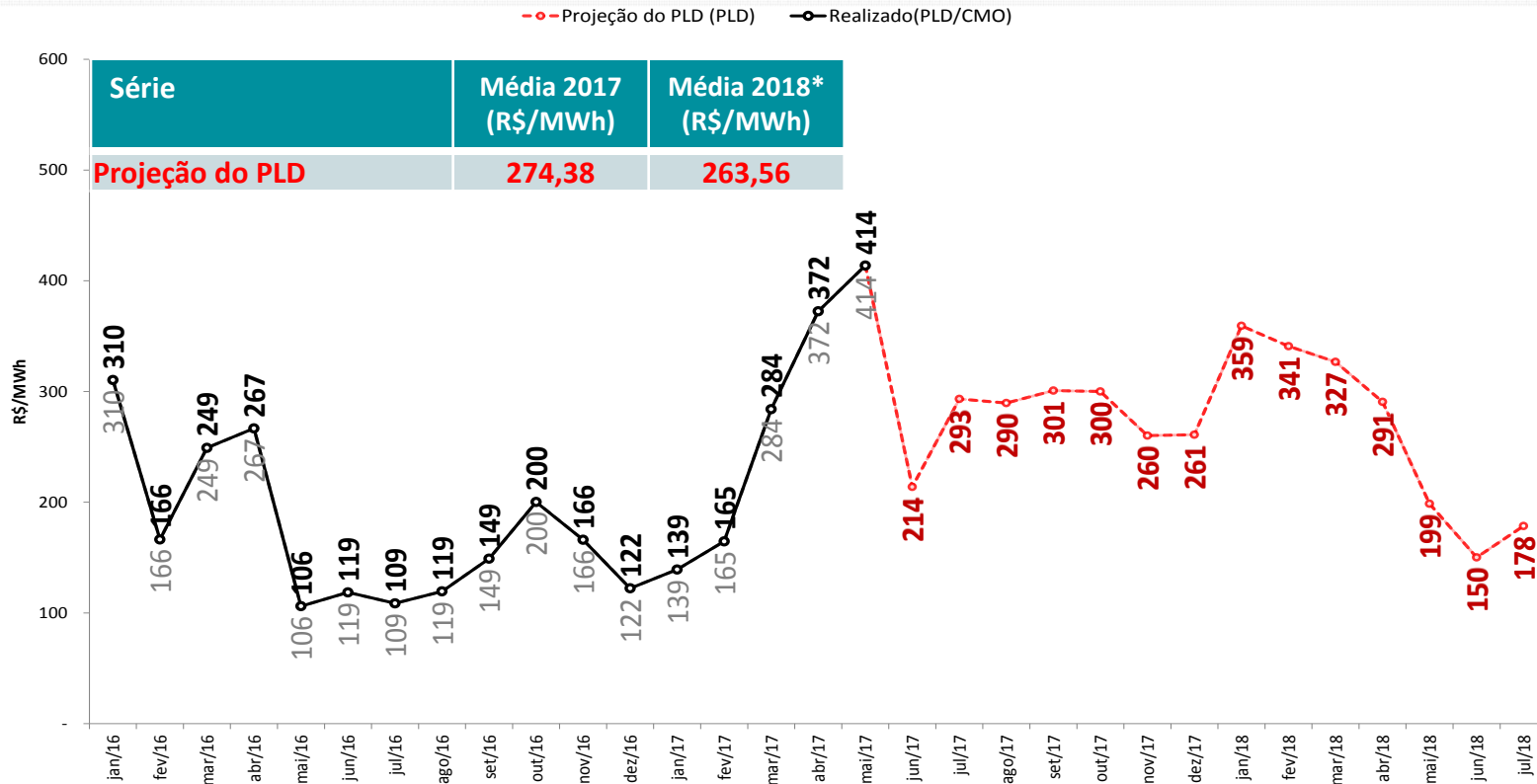
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – NE

## Projeção do PLD



• **Foram considerados:**

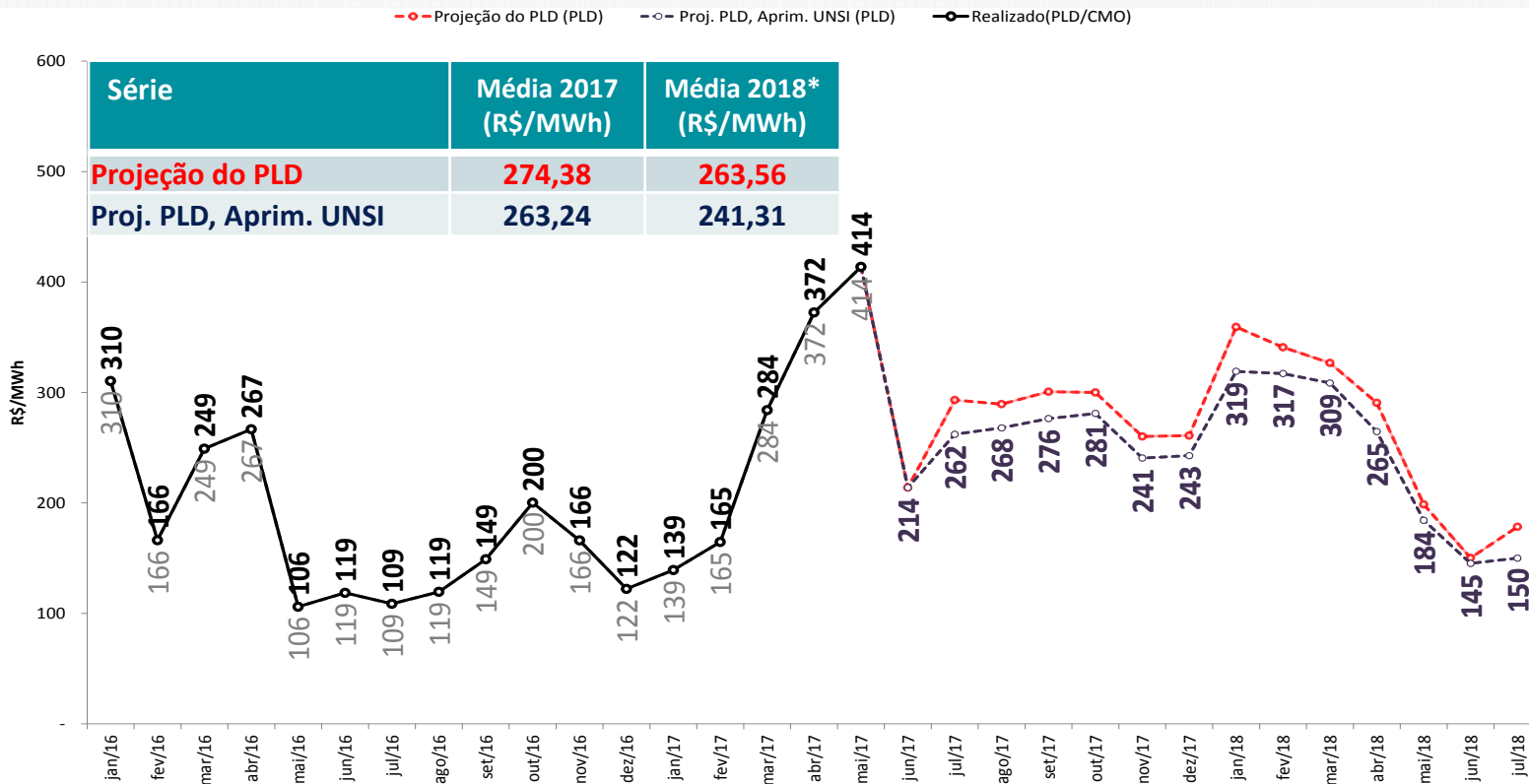
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – NE

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



• **Foram considerados:**

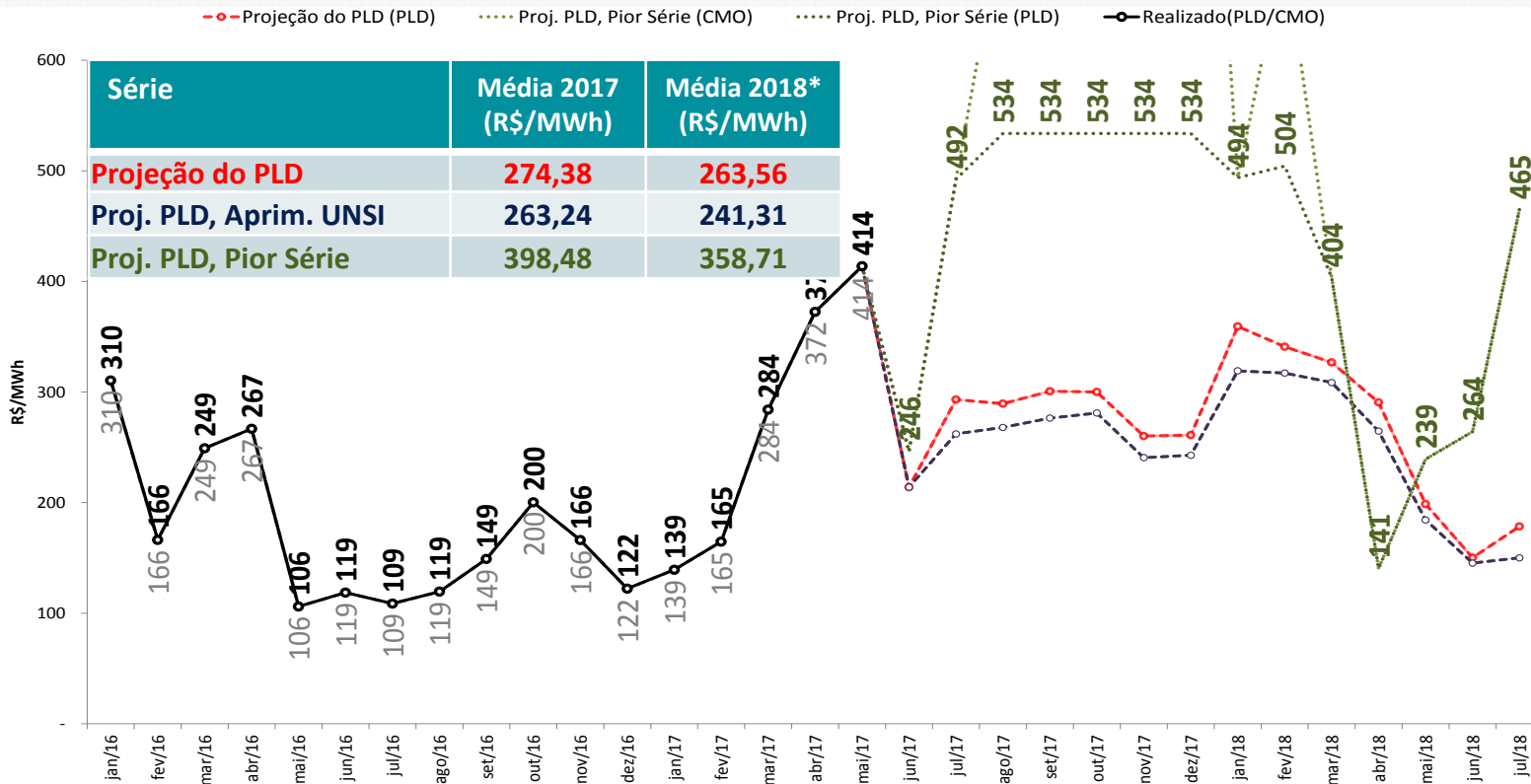
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – NE

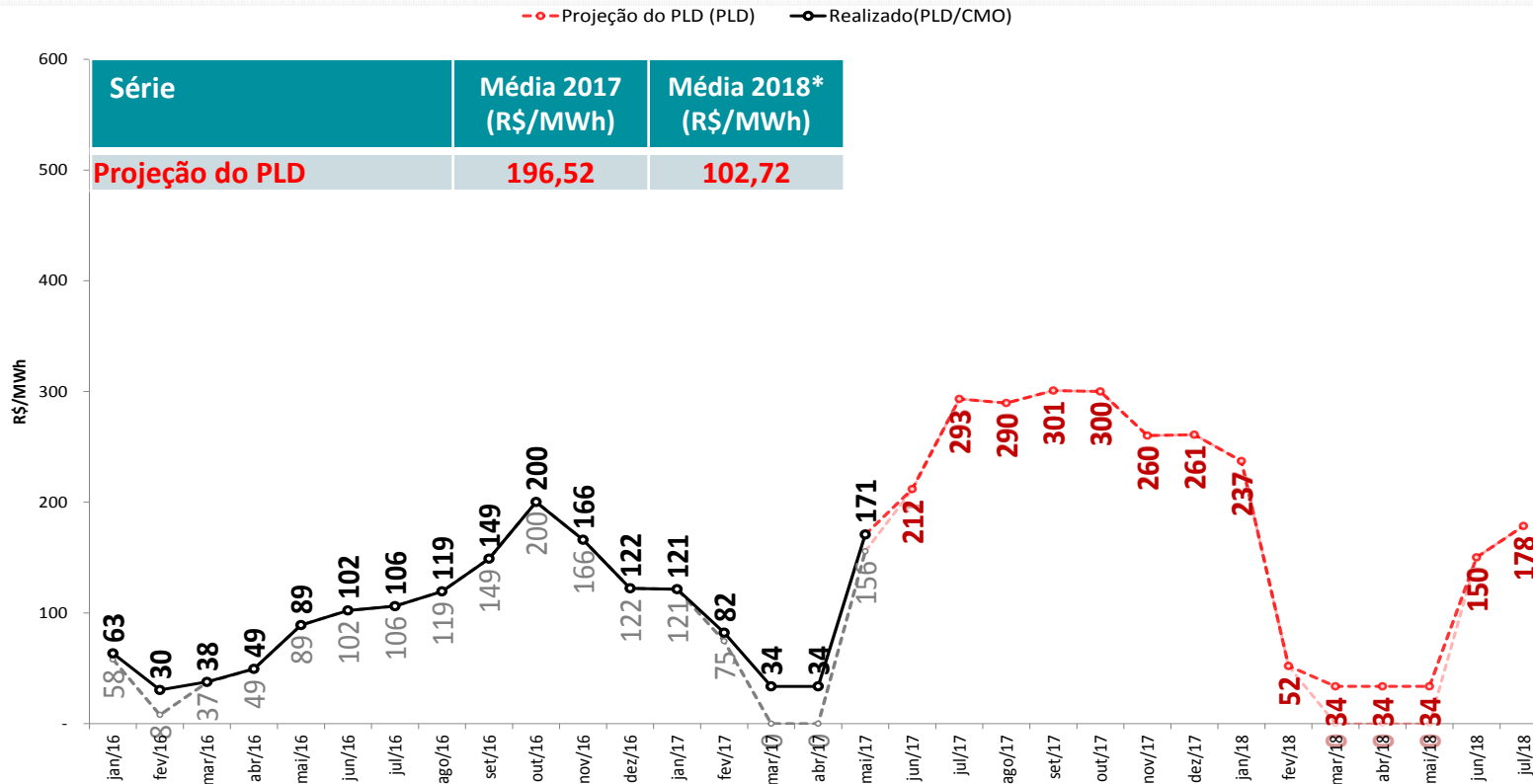
Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



- Foram considerados:
  - 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$
  - 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$
- \* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – N

## Projeção do PLD



• **Foram considerados:**

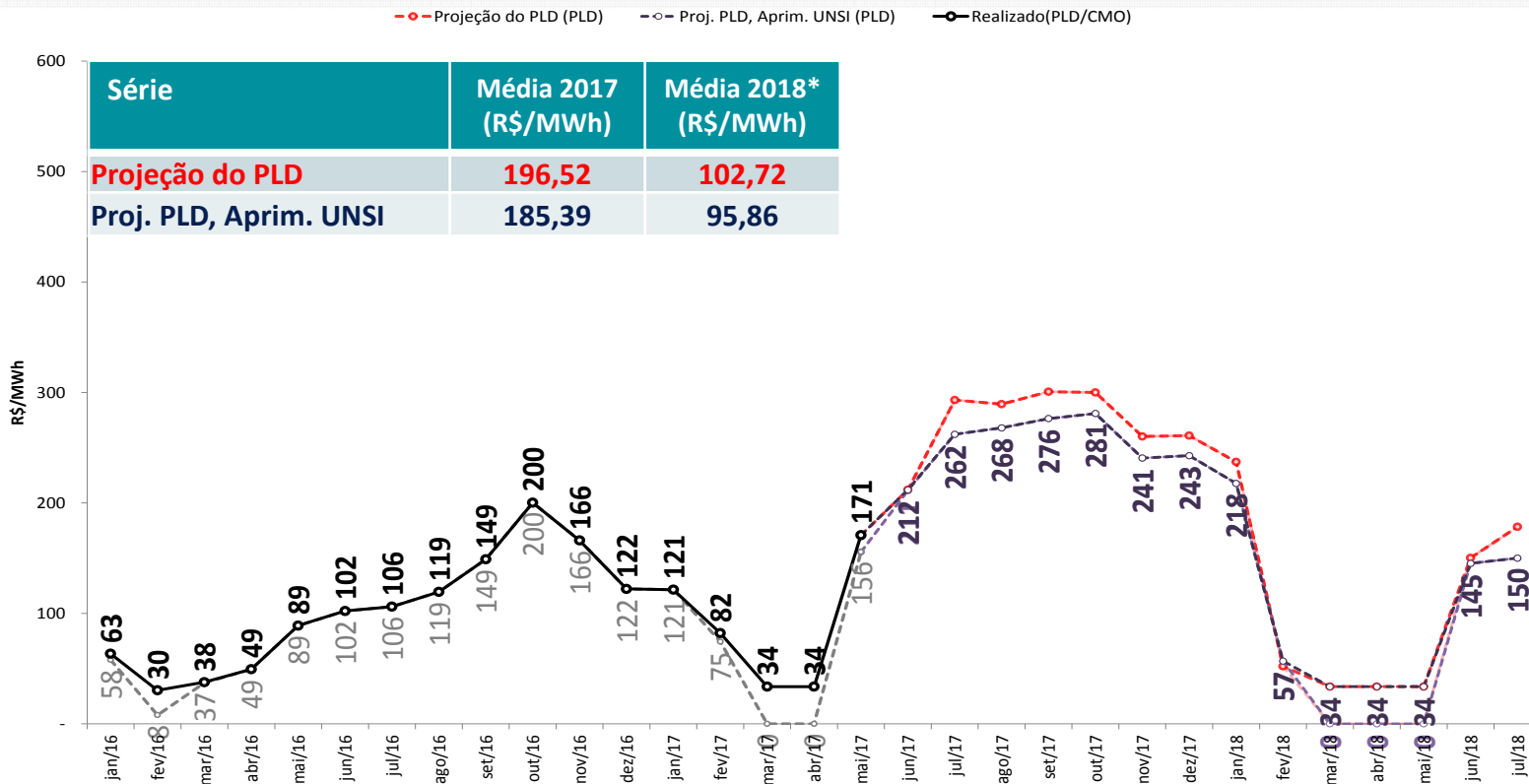
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – N

## Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



• **Foram considerados:**

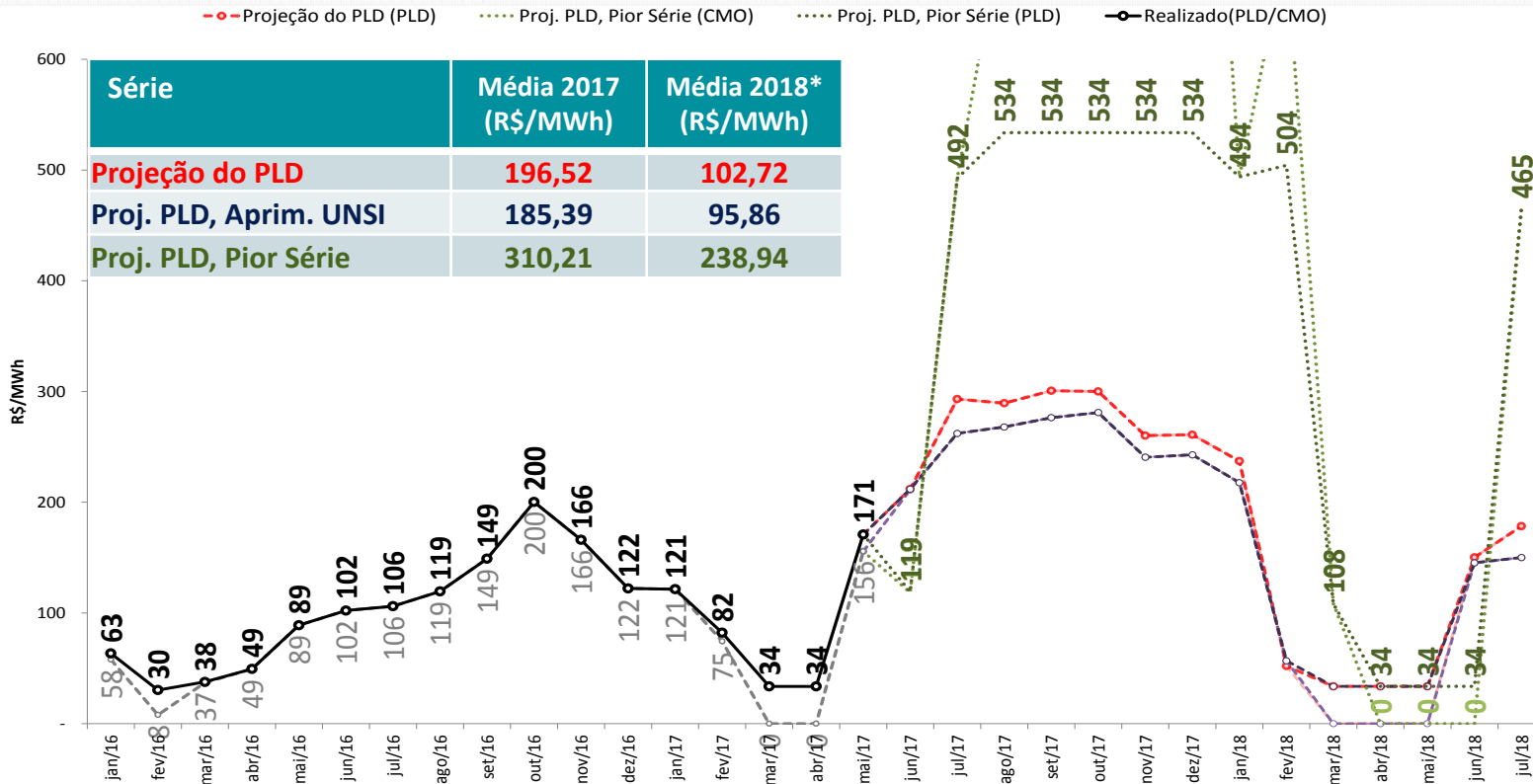
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Projeção do PLD – N

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



• Foram considerados:

- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* Média 2018: Média dos meses de janeiro a julho de 2018

# Tabela Resumo da Projeção do PLD

SE/CO	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18
Projeção do PLD	212*	293	290	301	300	260	261	359	341	327	291	199	150	178
Proj. PLD, Aprim. UNSI	212*	262	268	276	281	241	243	319	317	309	265	184	145	150
Proj. PLD, Pior Série	244*	492	534	534	534	534	534	494	504	404	58	239	504	504

S	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18
Projeção do PLD	212*	293	290	301	300	260	261	359	341	327	291	199	150	178
Proj. PLD, Aprim. UNSI	212*	262	268	276	281	241	243	319	317	309	265	184	145	150
Proj. PLD, Pior Série	244*	492	534	534	534	534	534	494	504	404	58	239	504	504

NE	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18
Projeção do PLD	214*	293	290	301	300	260	261	359	341	327	291	199	150	178
Proj. PLD, Aprim. UNSI	214*	262	268	276	281	241	243	319	317	309	265	184	145	150
Proj. PLD, Pior Série	246*	492	534	534	534	534	534	494	504	404	141	239	264	465

N	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18
Projeção do PLD	212*	293	290	301	300	260	261	237	52	34	34	34	150	178
Proj. PLD, Aprim. UNSI	212*	262	268	276	281	241	243	218	57	34	34	34	145	150
Proj. PLD, Pior Série	119*	492	534	534	534	534	534	494	504	108	34	34	34	465

• **Foram considerados:**

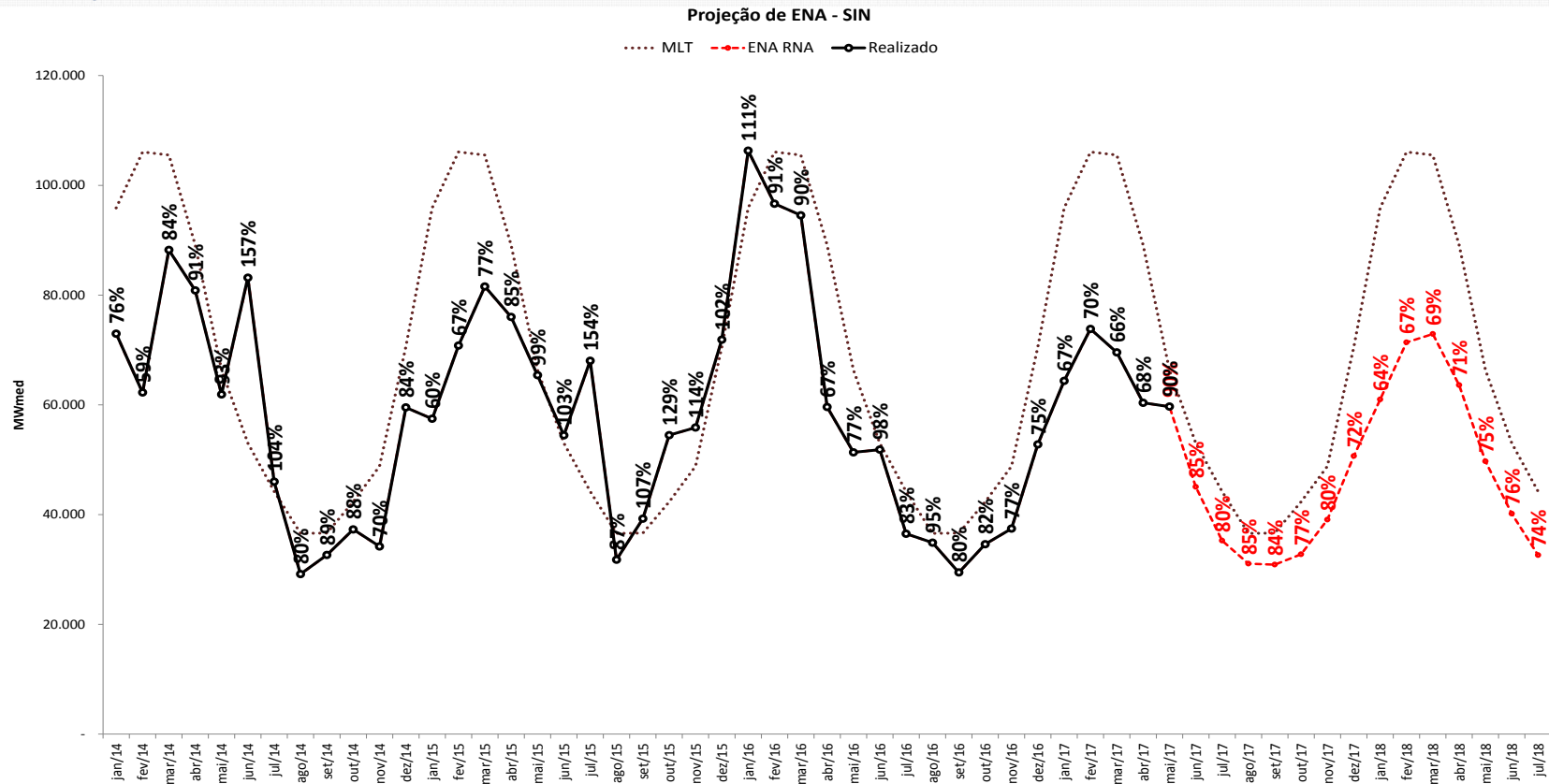
- 2017:  $PLD_{MAX} = R\$ 533,82/MWh$ ,  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

- 2018:  $PLD_{MAX} = R\$ 504,21/MWh$  (CVU reajustado da UTE Mário Lago),  $PLD_{MIN} = R\$ 33,68/MWh$

\* O PLD da projeção de junho de 2017 já considera o PLD publicado da primeira semana de junho de 2017.

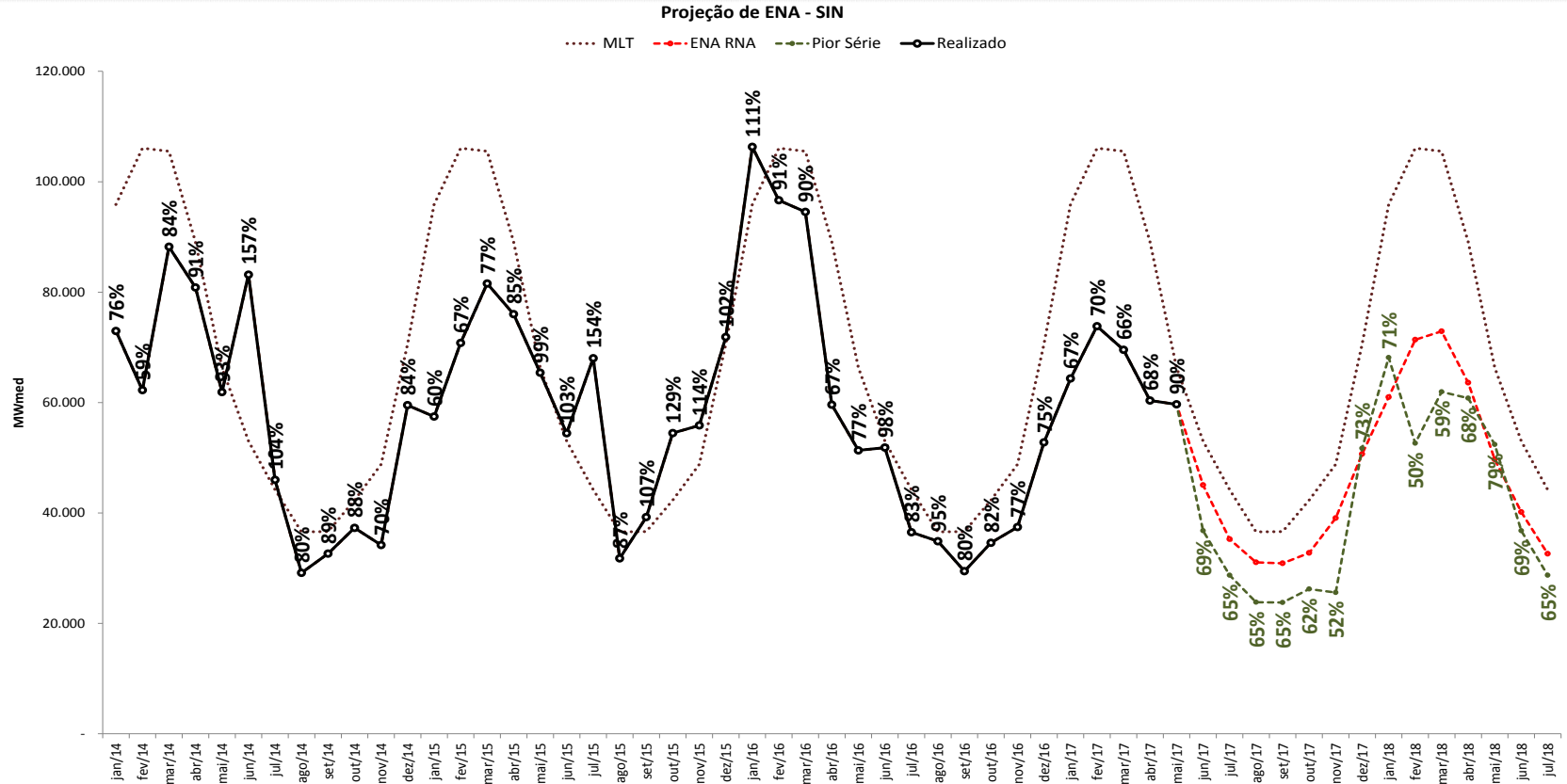
# Projeção de Energia Natural Afluyente

## Projeção do PLD



# Projeção de Energia Natural Afluyente

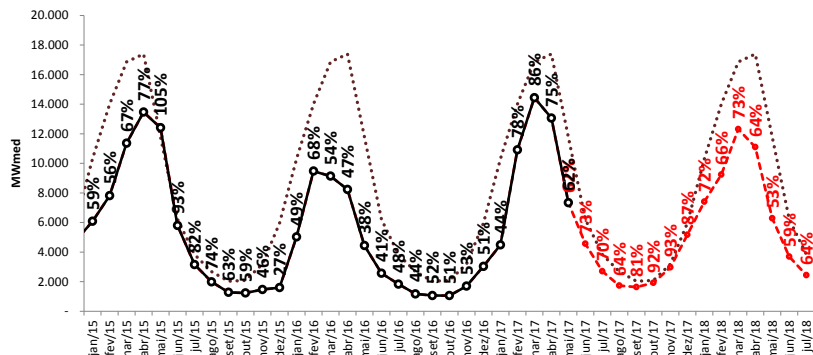
Pior Série de ENA



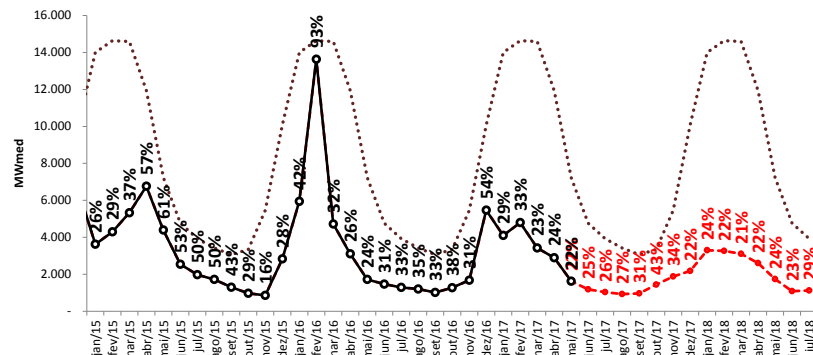
# Projeção de Energia Natural Afluyente

## Projeção do PLD

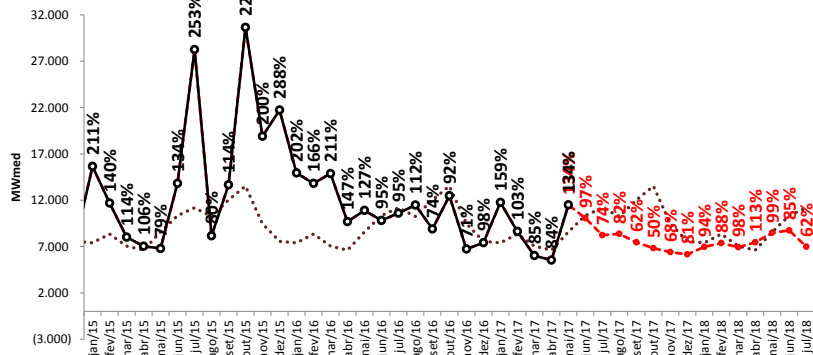
Projeção de ENA - N



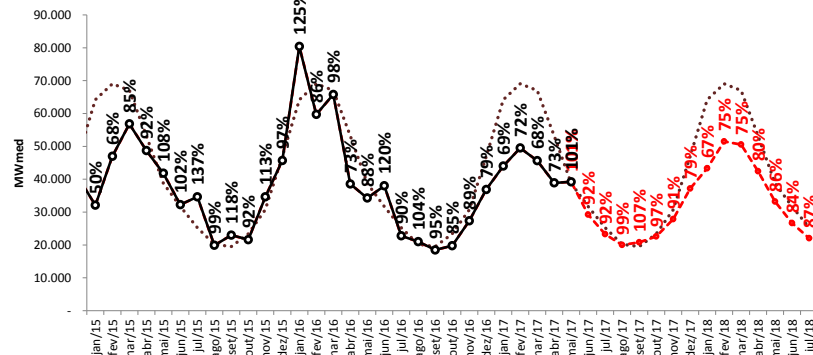
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



..... MLT

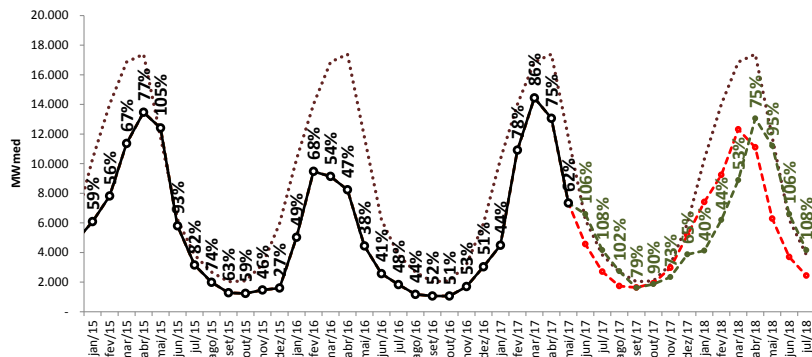
--- Projeção RNA

— Realizado

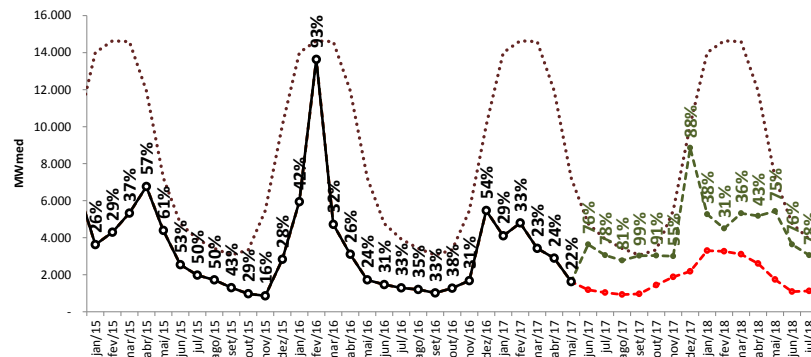
# Projeção de Energia Natural Afluente

Pior Série de ENA

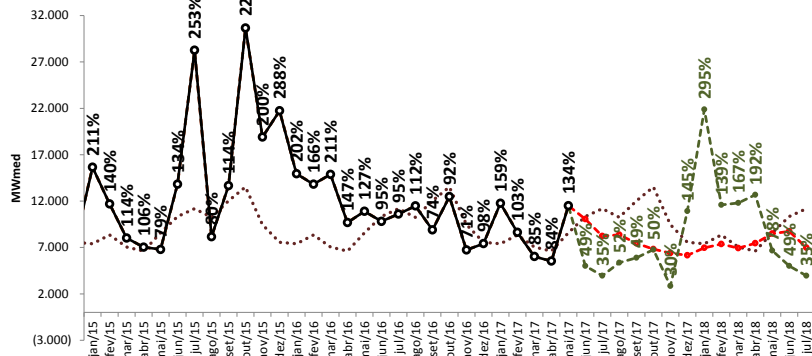
Projeção de ENA - N



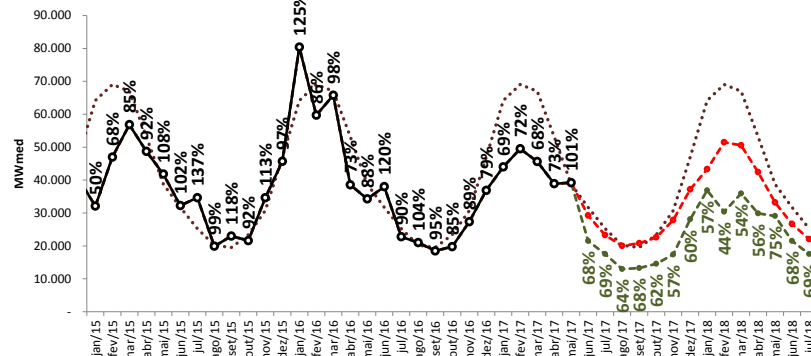
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



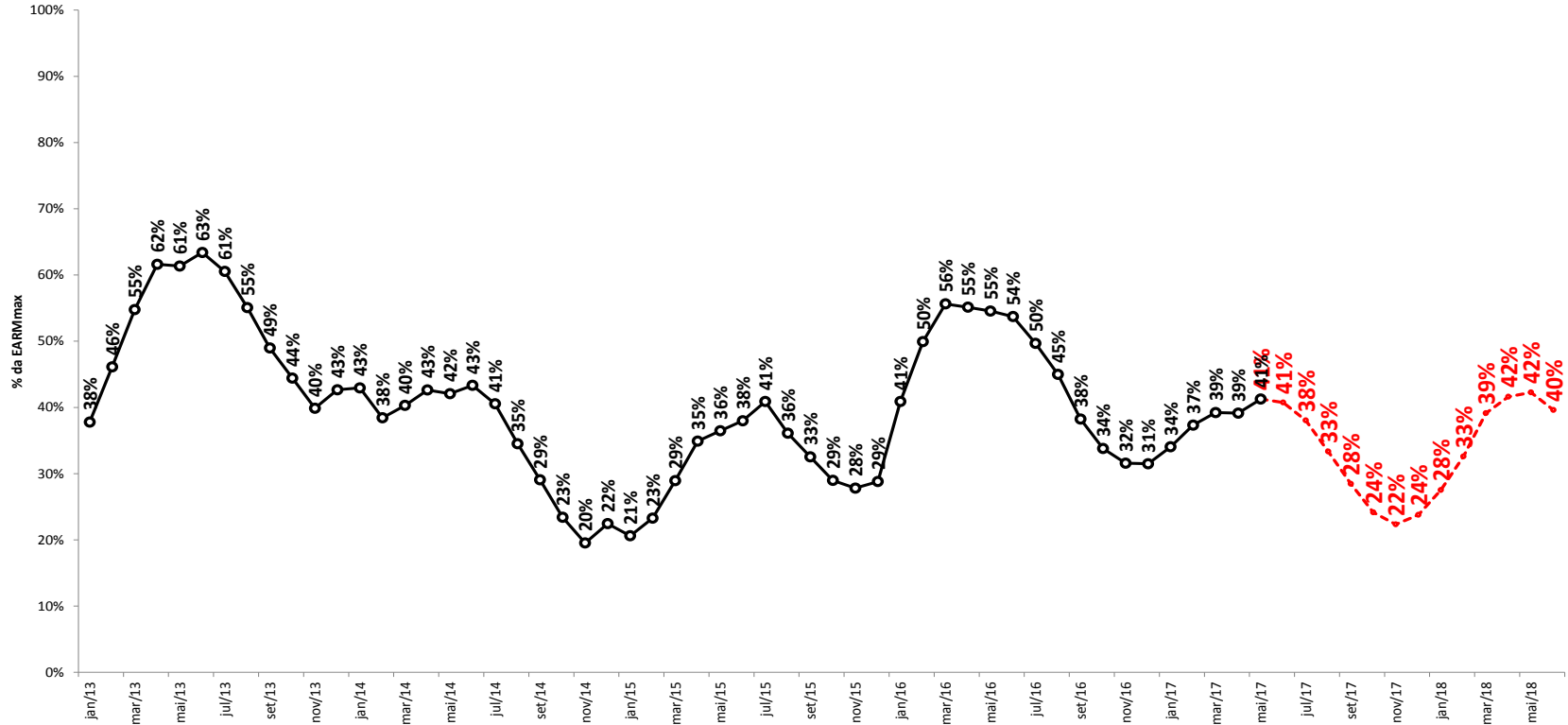
..... MLT    - - - - Projeção RNA    - - - - Pior Série    - - - - RNA Lim. Inf.    - - - - Realizado

# Projeção de Energia Armazenada

## Projeção do PLD

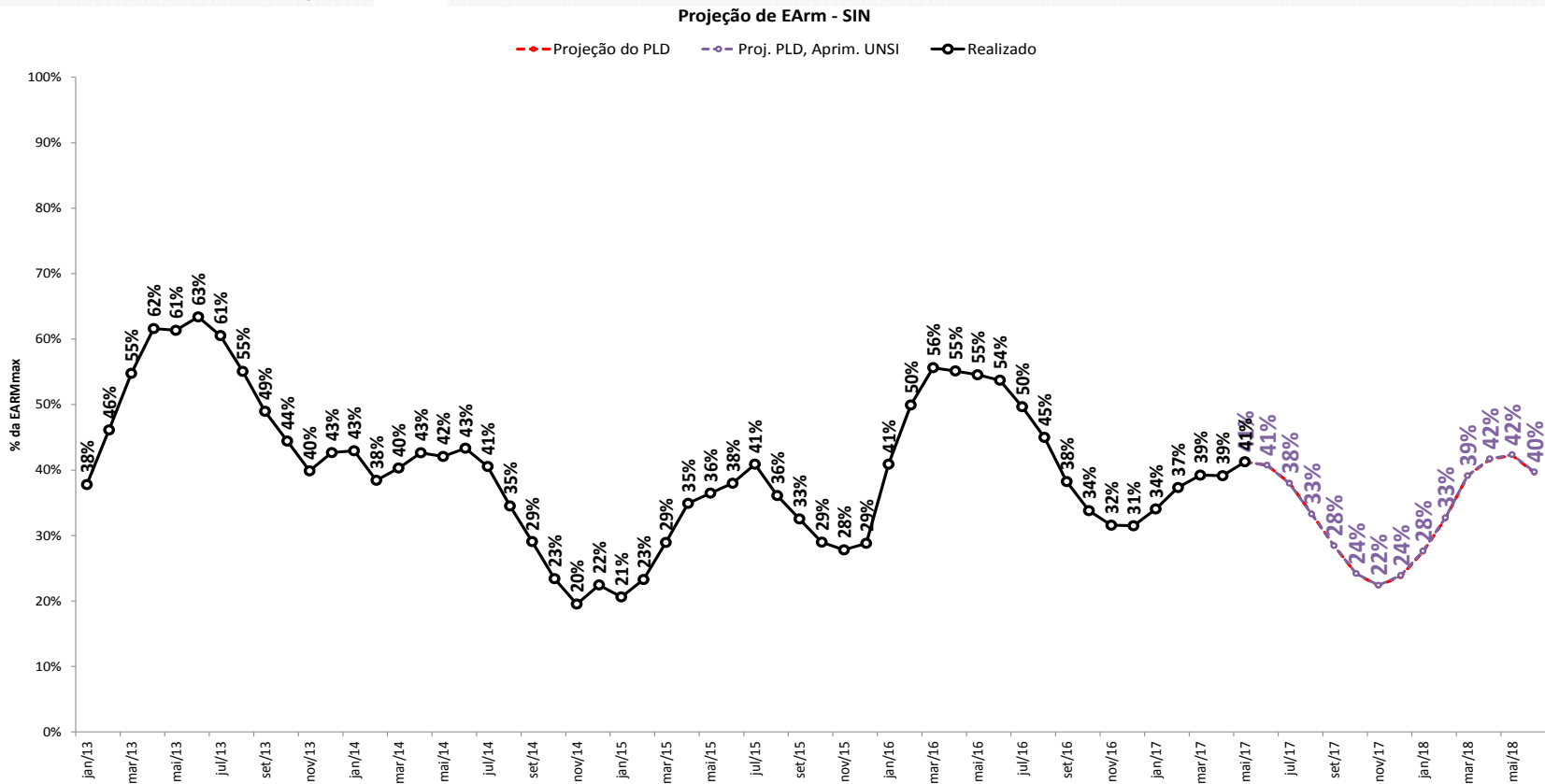
### Projeção de EArm - SIN

—●— Realizado    - - - - - Projeção do PLD



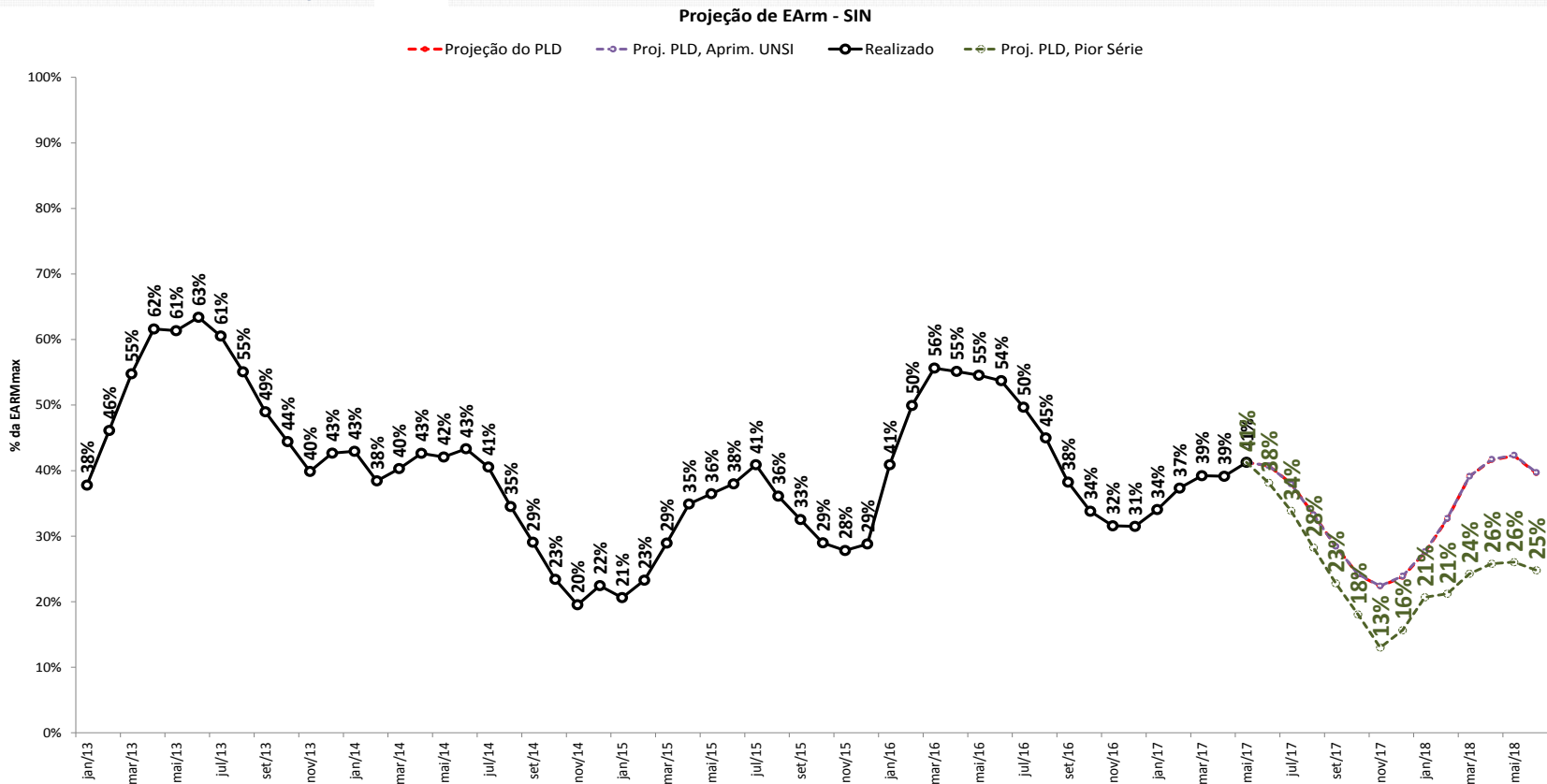
# Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



# Projeção de Energia Armazenada

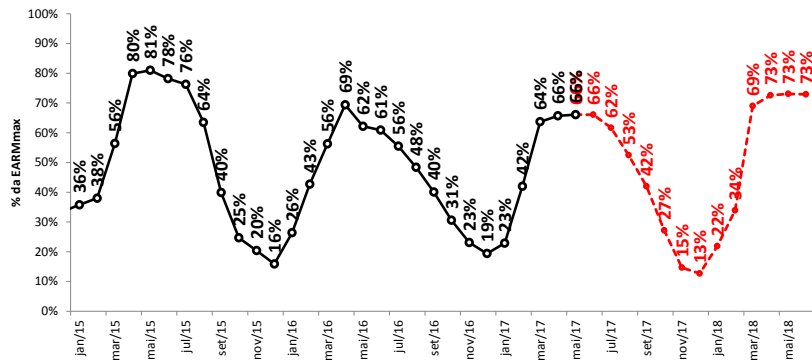
Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



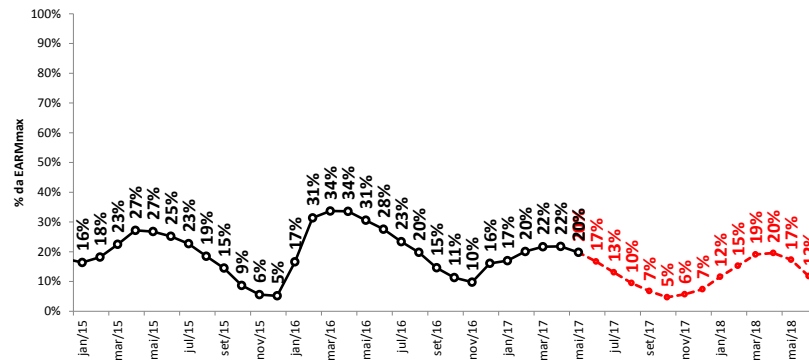
# Projeção de Energia Armazenada

## Projeção do PLD

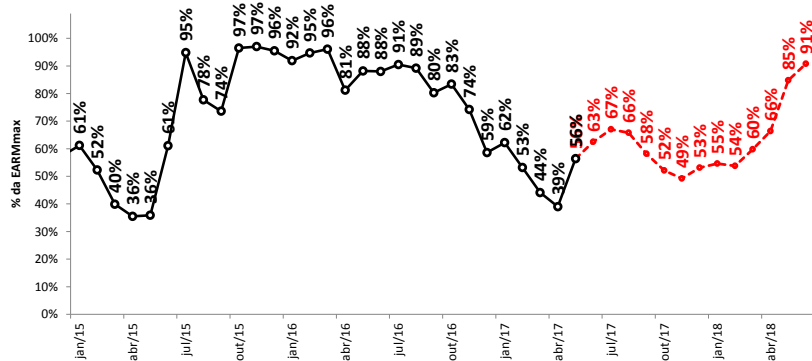
Projeção de EArm - N



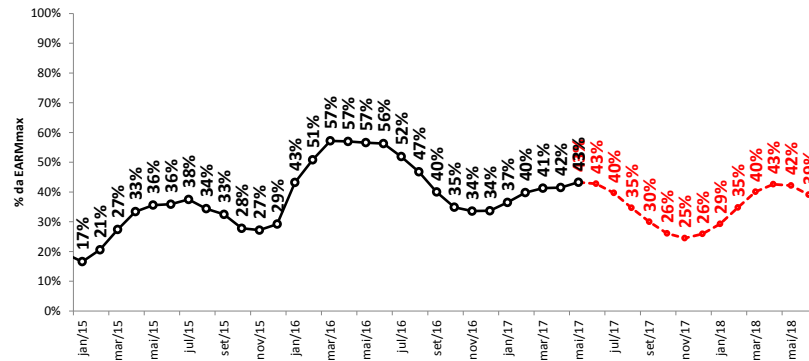
Projeção de EArm - NE



Projeção de EArm - S



Projeção de EArm - SE/CO



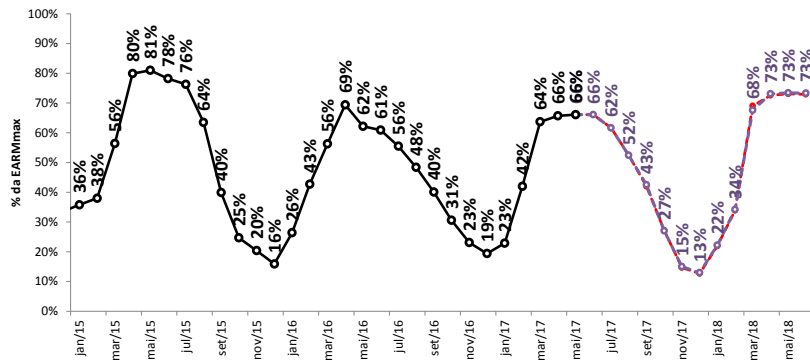
---●--- Projeção do PLD

—●— Realizado

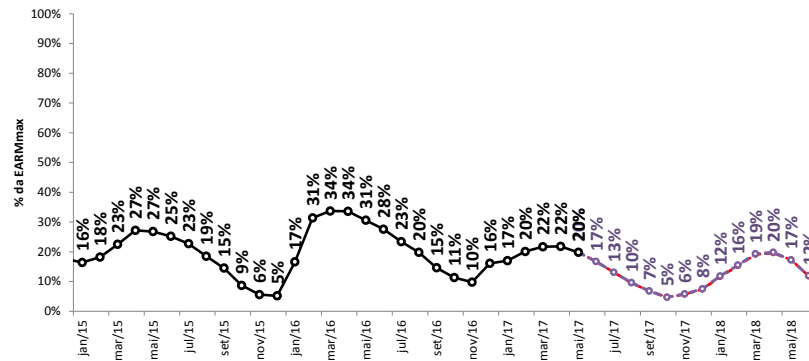
# Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI

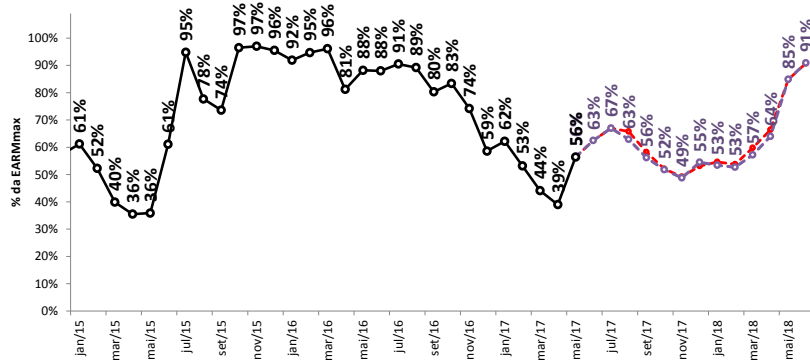
Projeção de EArm - N



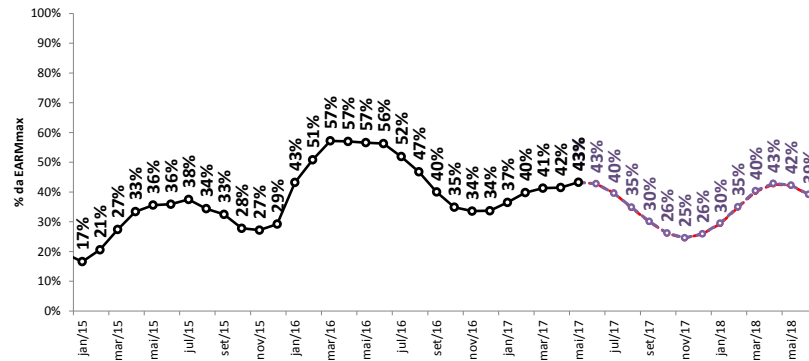
Projeção de EArm - NE



Projeção de EArm - S



Projeção de EArm - SE/CO



--- Proj. do PLD

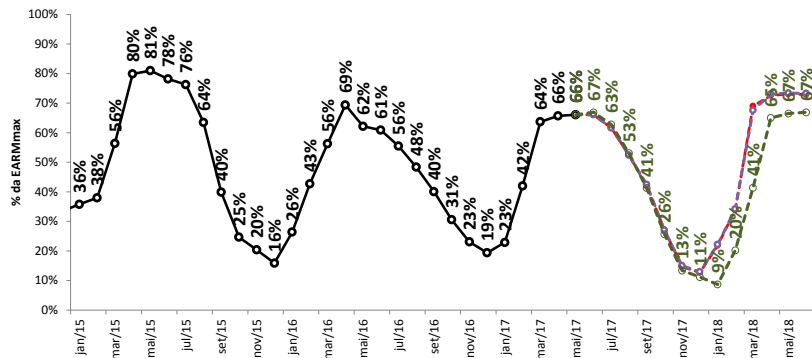
--- Proj. PLD, Aprim. UNSI

--- Realizado

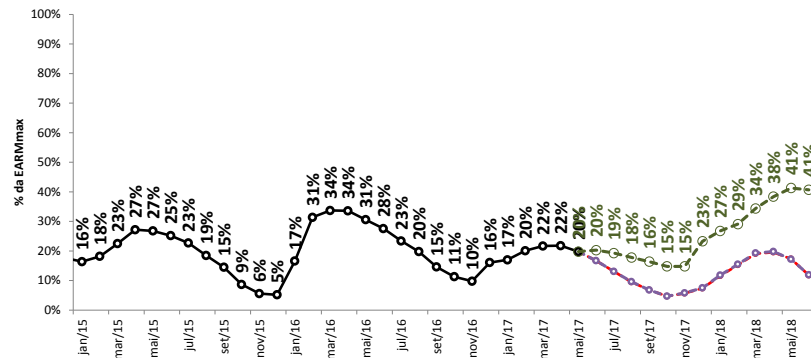
# Projeção de Energia Armazenada

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)

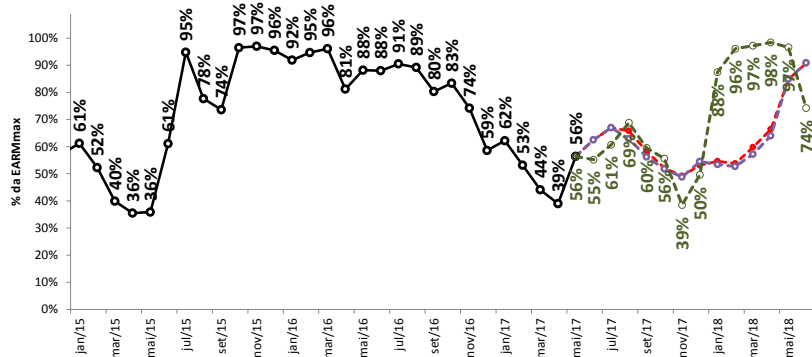
Projeção de EArm - N



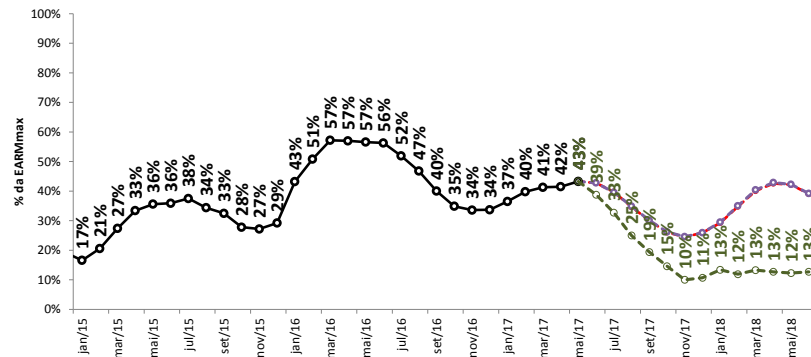
Projeção de EArm - NE



Projeção de EArm - S



Projeção de EArm - SE/CO



Proj. PLD

Proj. PLD, Pior Série

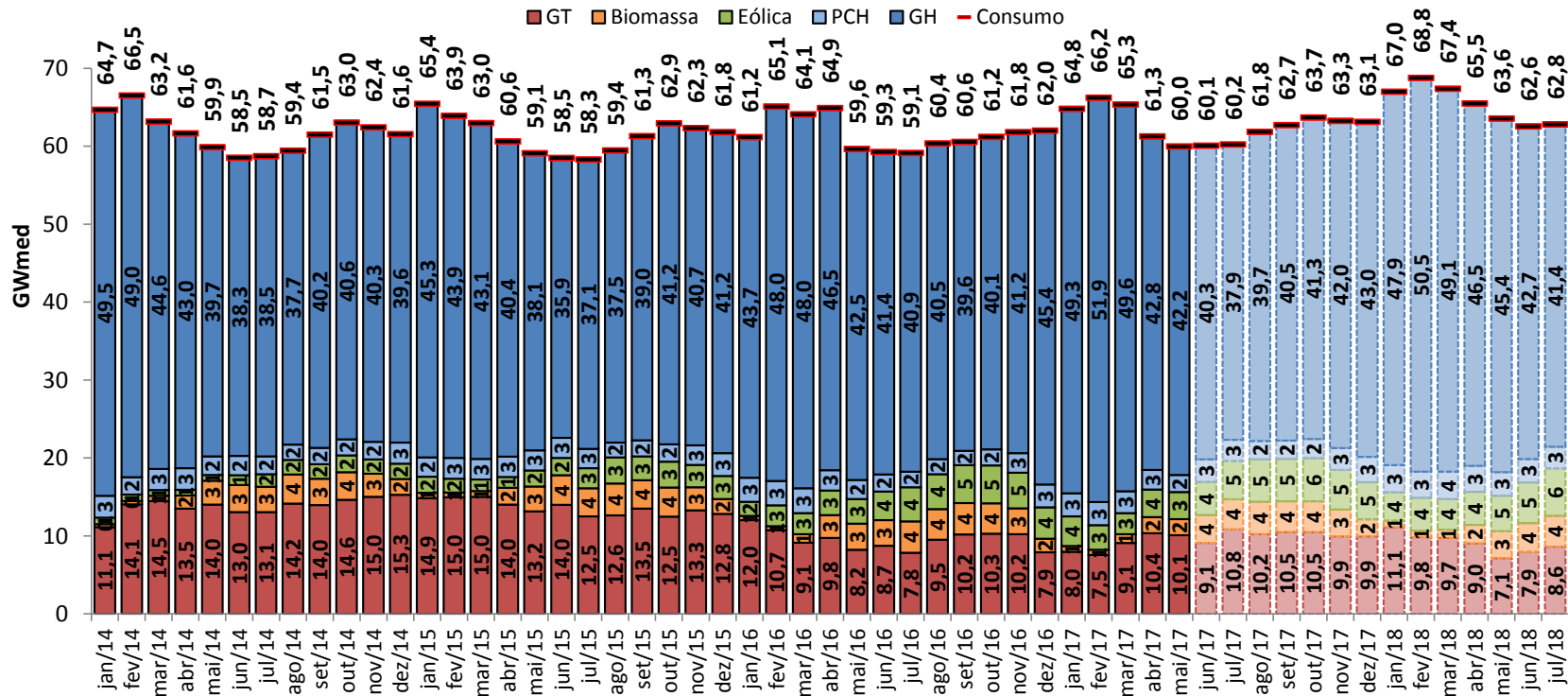
Proj. PLD, Aprim. UNSI

Realizado

# Balanco Operativo

Projeção do PLD

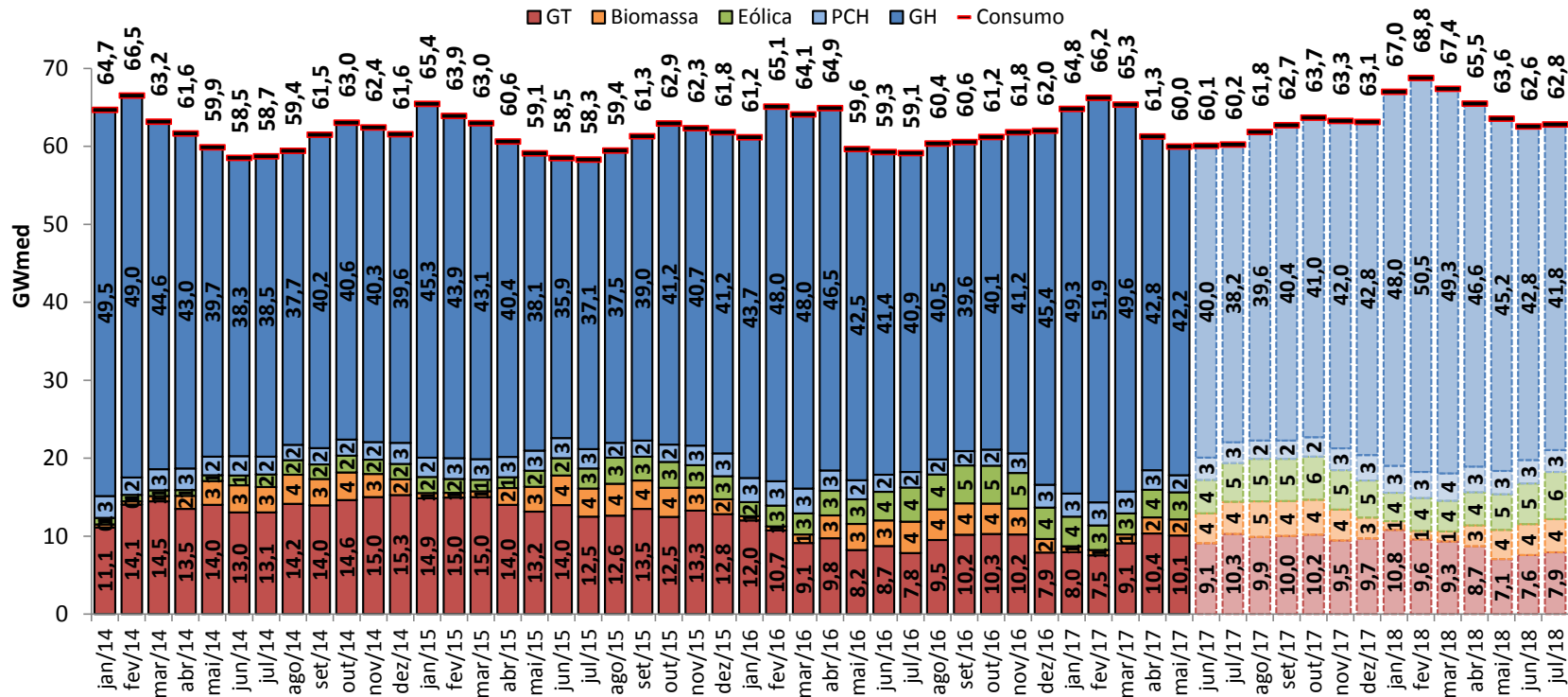
## Projeção de Balanco Operativo - SIN



# Balanco Operativo

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI

## Projeção de Balanco Operativo - SIN

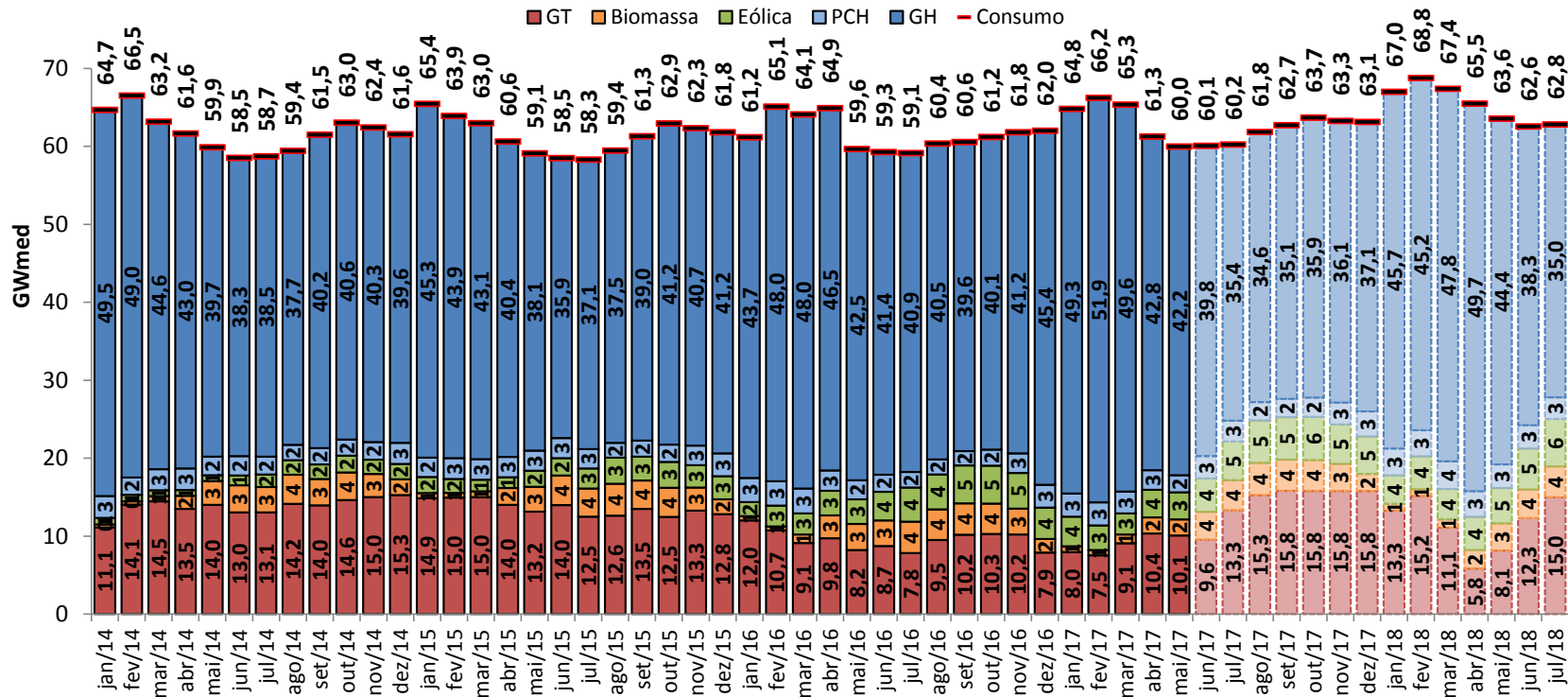


# Balanco Operativo

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



## Projeção de Balanco Operativo - SIN



# Estimativa da Garantia Física Sazonalizada MRE (2017)



GF Sazo - perdas (≈4,577%) (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	28.619	28.052	28.885	28.772	32.640	32.646	34.032	34.713	35.524	35.659	34.549	32.881
Sul	6.699	6.453	6.587	6.522	7.949	7.669	7.975	8.137	7.975	8.353	8.277	7.701
Nordeste	5.746	5.449	5.721	5.604	6.129	5.959	6.235	6.332	6.333	6.393	6.355	5.990
Norte	7.111	6.344	6.364	5.686	6.667	7.696	9.044	9.269	9.204	8.790	8.256	7.670
<b>SIN</b>	<b>48.175</b>	<b>46.297</b>	<b>47.557</b>	<b>46.583</b>	<b>53.385</b>	<b>53.970</b>	<b>57.286</b>	<b>58.451</b>	<b>59.036</b>	<b>59.194</b>	<b>57.437</b>	<b>54.242</b>

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Belo Monte	Norte	-	-	-	182,43	570,17	576,42	612,46	624,94	1.240,55	1.243,87	1.206,99	1.733,26

Perfil MRE	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
SIN	91%	87%	89%	87%	100%	101%	107%	109%	110%	111%	107%	101%

Expansão (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nordeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte	0,00	0,00	0,00	182,43	570,17	576,42	612,46	624,94	1.240,55	1.243,87	1.206,99	1.733,26
<b>SIN</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>182,43</b>	<b>570,17</b>	<b>576,42</b>	<b>612,46</b>	<b>624,94</b>	<b>1.240,55</b>	<b>1.243,87</b>	<b>1.206,99</b>	<b>1.733,26</b>

GF Sazo Total (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	28.619	28.052	28.885	28.772	32.640	32.646	34.032	34.713	35.524	35.659	34.549	32.881
Sul	6.699	6.453	6.587	6.522	7.949	7.669	7.975	8.137	7.975	8.353	8.277	7.701
Nordeste	5.746	5.449	5.721	5.604	6.129	5.959	6.235	6.332	6.333	6.393	6.355	5.990
Norte	7.111	6.344	6.364	5.869	7.237	8.272	9.657	9.894	10.444	10.034	9.463	9.403
<b>SIN</b>	<b>48.175</b>	<b>46.297</b>	<b>47.557</b>	<b>46.766</b>	<b>53.955</b>	<b>54.546</b>	<b>57.898</b>	<b>59.076</b>	<b>60.277</b>	<b>60.438</b>	<b>58.644</b>	<b>55.975</b>

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

# Estimativa da Garantia Física do MRE para fins de Repactuação do Risco Hidrológico (2017)



GF FLAT InfoPLD -perdas (≈4,758%) (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	31.500	32.350	32.437	33.009	32.675	32.328	31.750	31.739	32.159	32.194	32.147	32.397
Sul	7.373	7.442	7.397	7.482	7.958	7.594	7.440	7.440	7.220	7.541	7.702	7.588
Nordeste	6.325	6.284	6.425	6.429	6.136	5.901	5.816	5.790	5.733	5.772	5.913	5.902
Norte	7.827	7.316	7.147	6.523	6.674	7.621	8.438	8.475	8.332	7.936	7.682	7.557
<b>SIN</b>	<b>53.026</b>	<b>53.391</b>	<b>53.406</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>	<b>53.443</b>

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Belo Monte	Norte	-	-	-	217,54	593,30	593,30	593,30	593,30	1.186,60	1.186,60	1.186,60	1.779,90
Belo Monte Complementar	Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

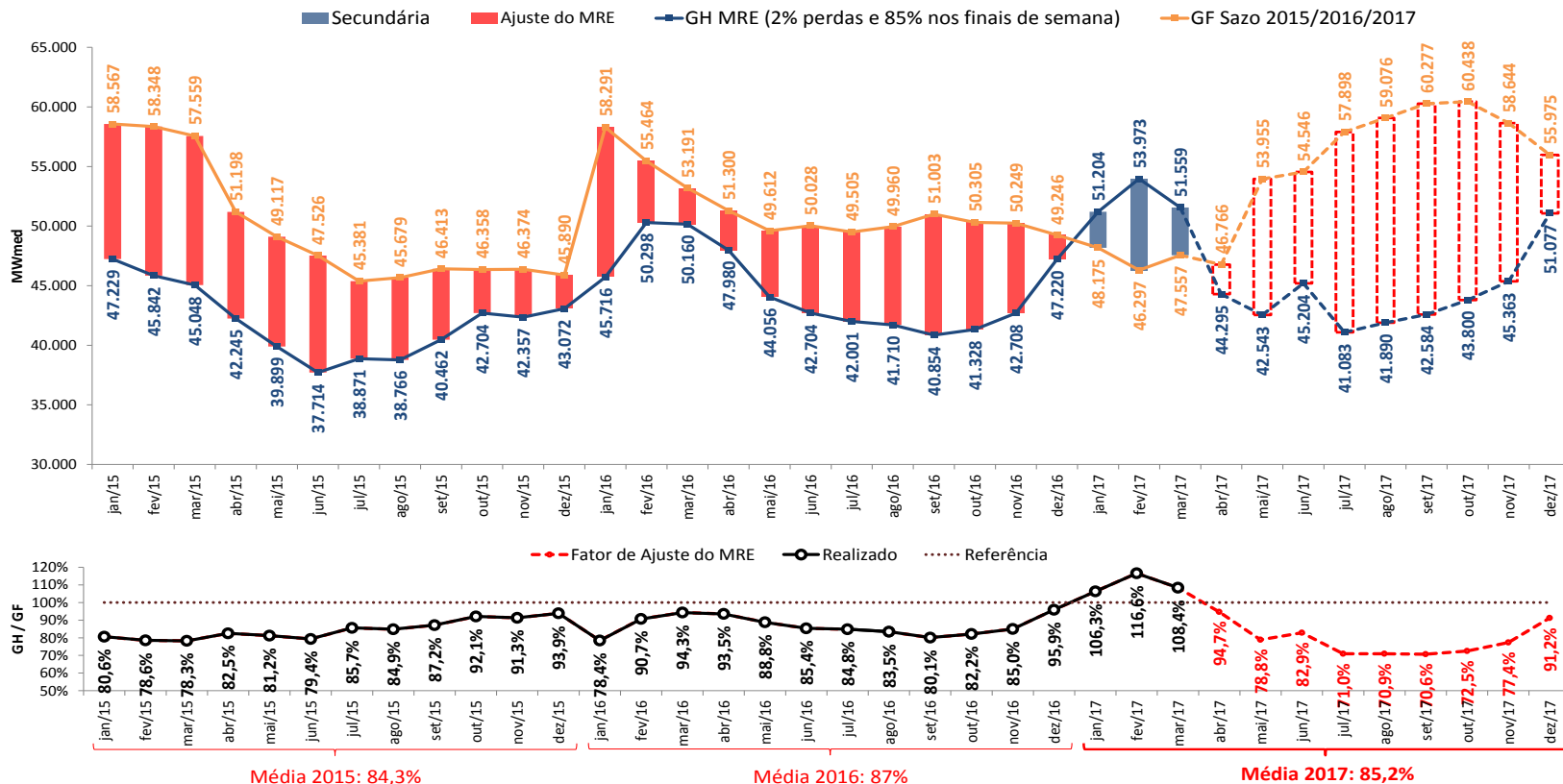
Expansão (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nordeste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norte	0,00	0,00	0,00	217,54	593,30	593,30	593,30	593,30	1.186,60	1.186,60	1.186,60	1.779,90
<b>SIN</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>217,54</b>	<b>593,30</b>	<b>593,30</b>	<b>593,30</b>	<b>593,30</b>	<b>1.186,60</b>	<b>1.186,60</b>	<b>1.186,60</b>	<b>1.779,90</b>

GF FLAT Total (MWmédio)	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Sudeste	31.500	32.350	32.437	33.009	32.675	32.328	31.750	31.739	32.159	32.194	32.147	32.397
Sul	7.373	7.442	7.397	7.482	7.958	7.594	7.440	7.440	7.220	7.541	7.702	7.588
Nordeste	6.325	6.284	6.425	6.429	6.136	5.901	5.816	5.790	5.733	5.772	5.913	5.902
Norte	7.827	7.316	7.147	6.741	7.267	8.214	9.031	9.068	9.518	9.122	8.868	9.337
<b>SIN</b>	<b>53.026</b>	<b>53.391</b>	<b>53.406</b>	<b>53.661</b>	<b>54.037</b>	<b>54.037</b>	<b>54.037</b>	<b>54.037</b>	<b>54.630</b>	<b>54.630</b>	<b>54.630</b>	<b>55.223</b>

- 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

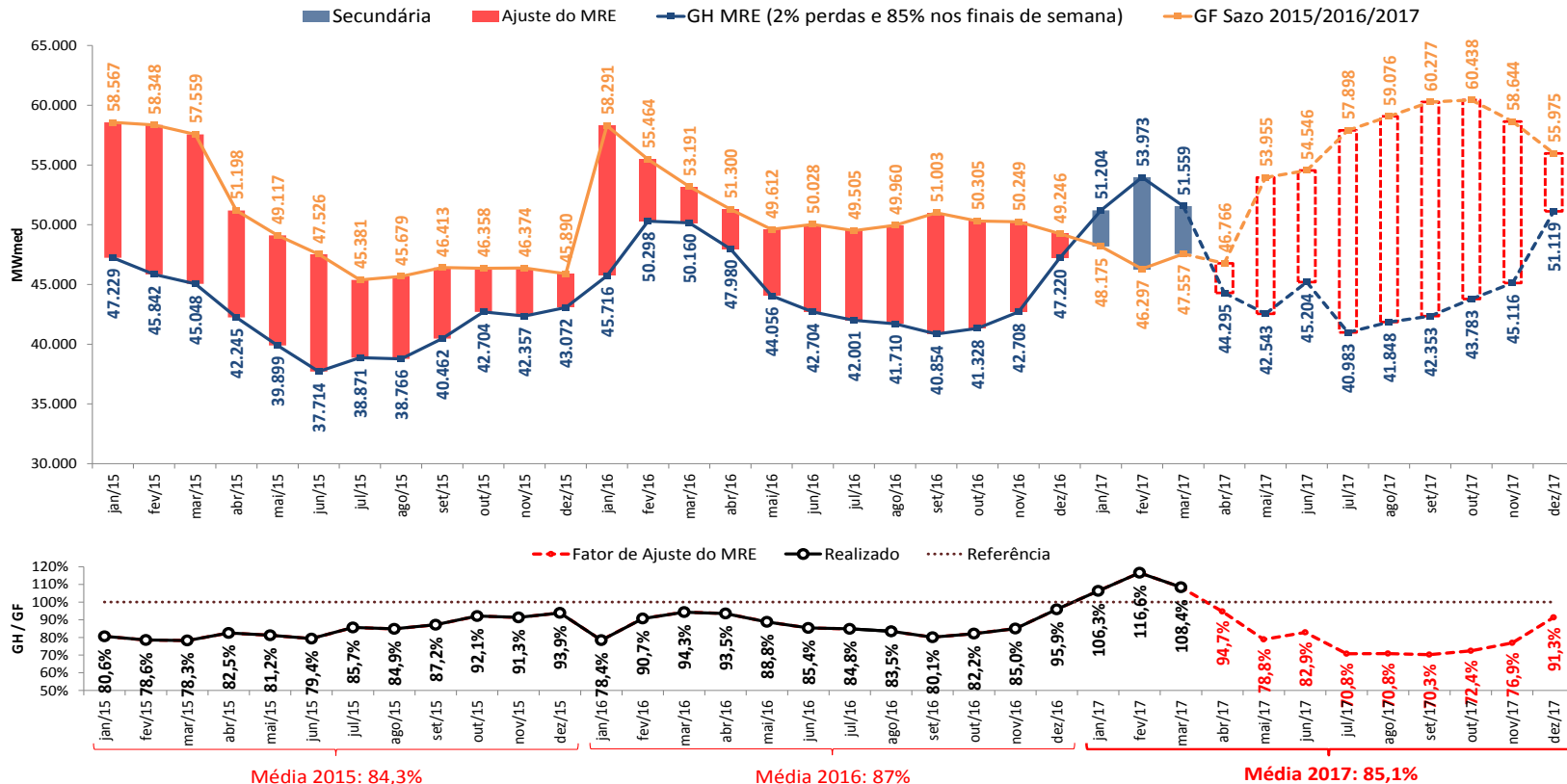
Projeção do PLD



(\*) 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

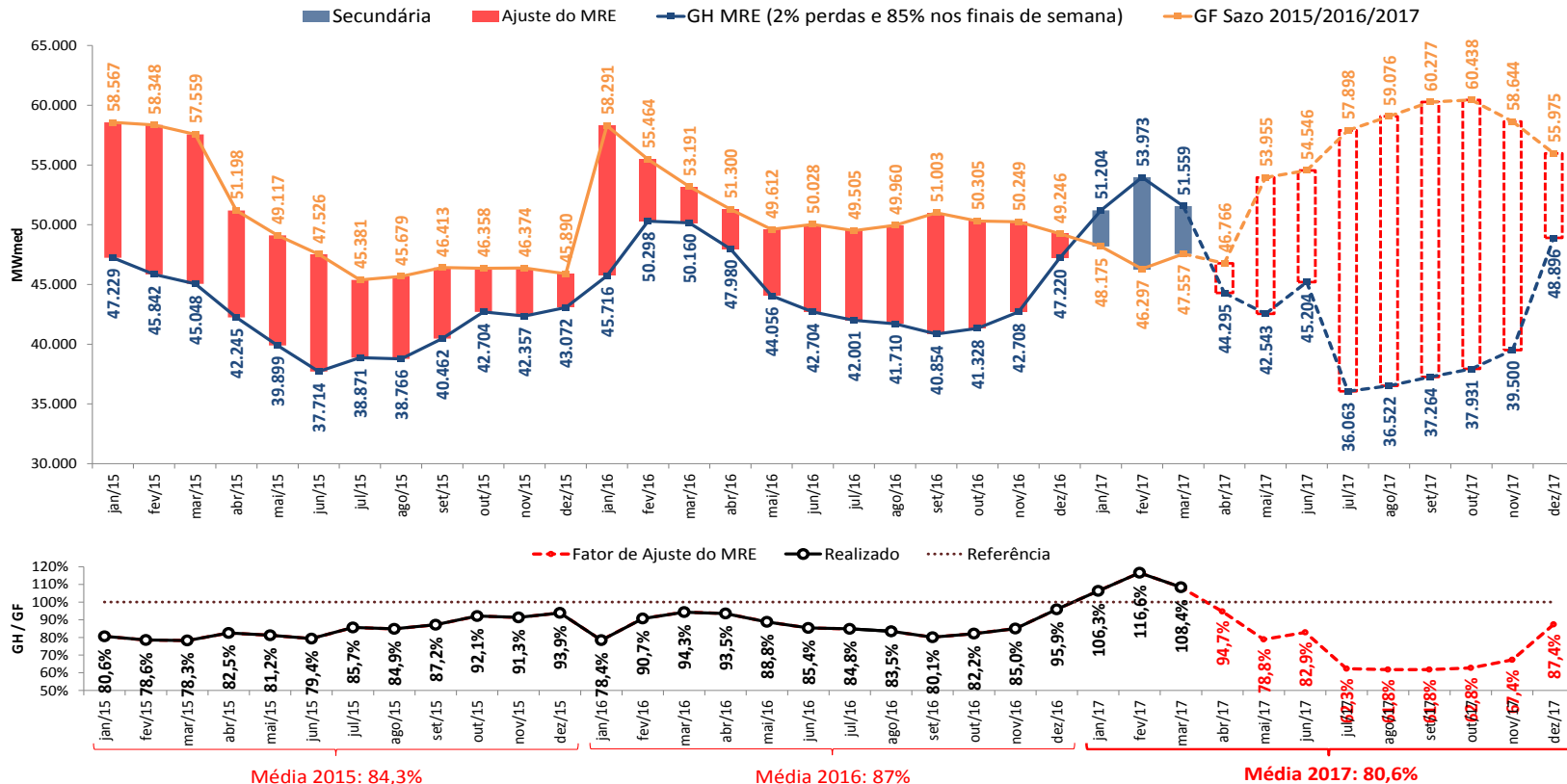
Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



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

# Projeção do MRE

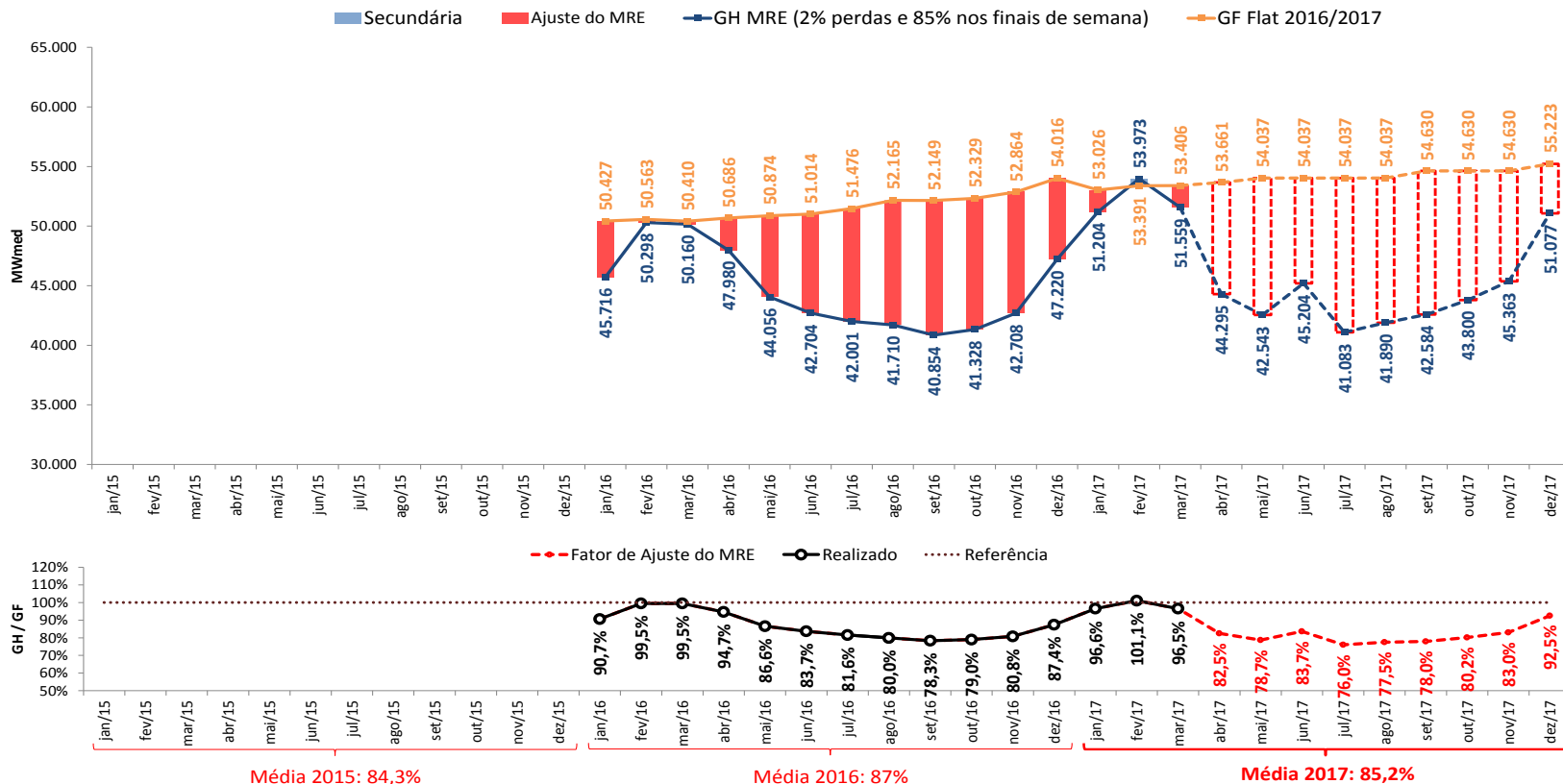
Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)



- 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

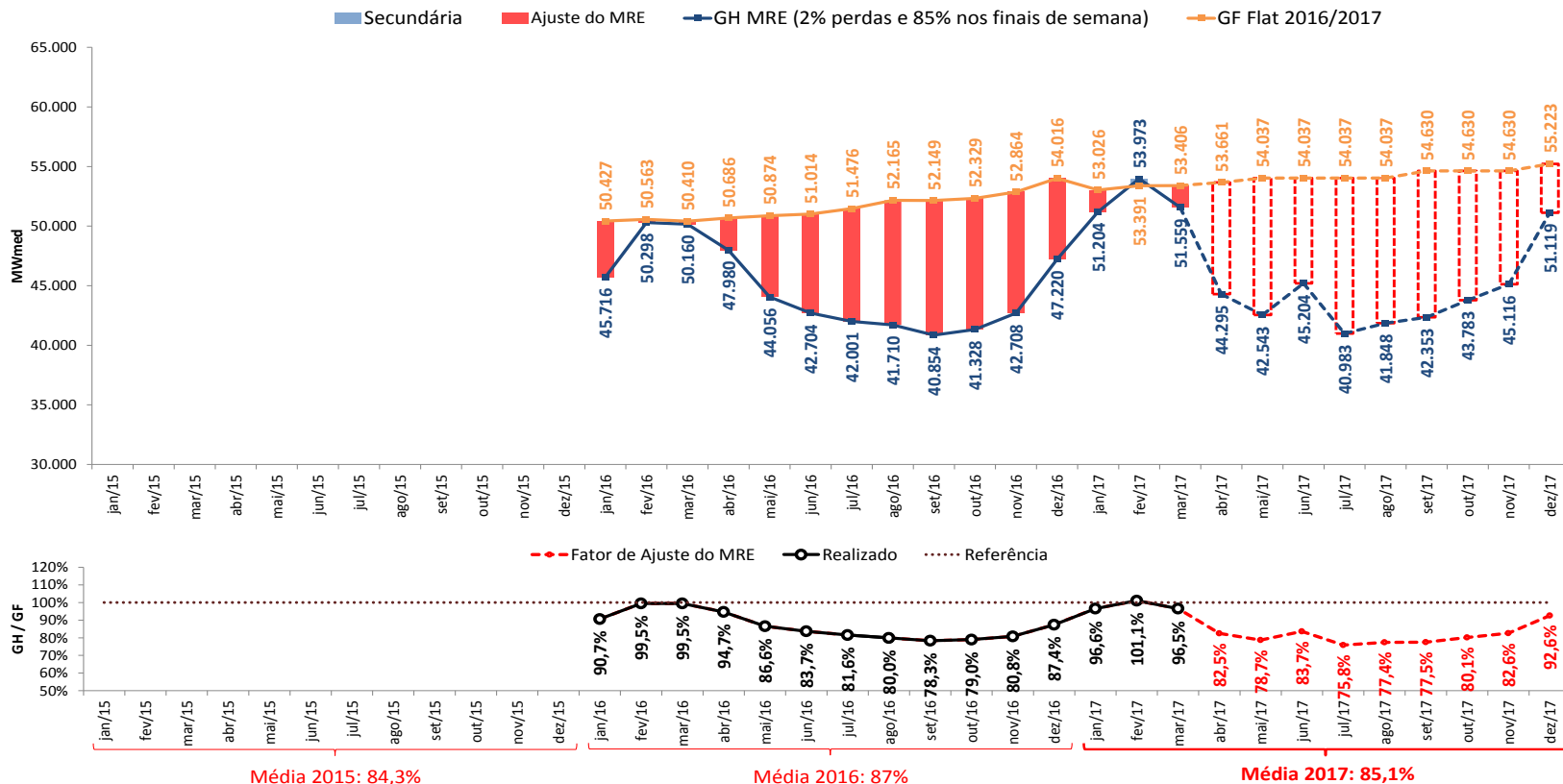
Projeção do PLD



- **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

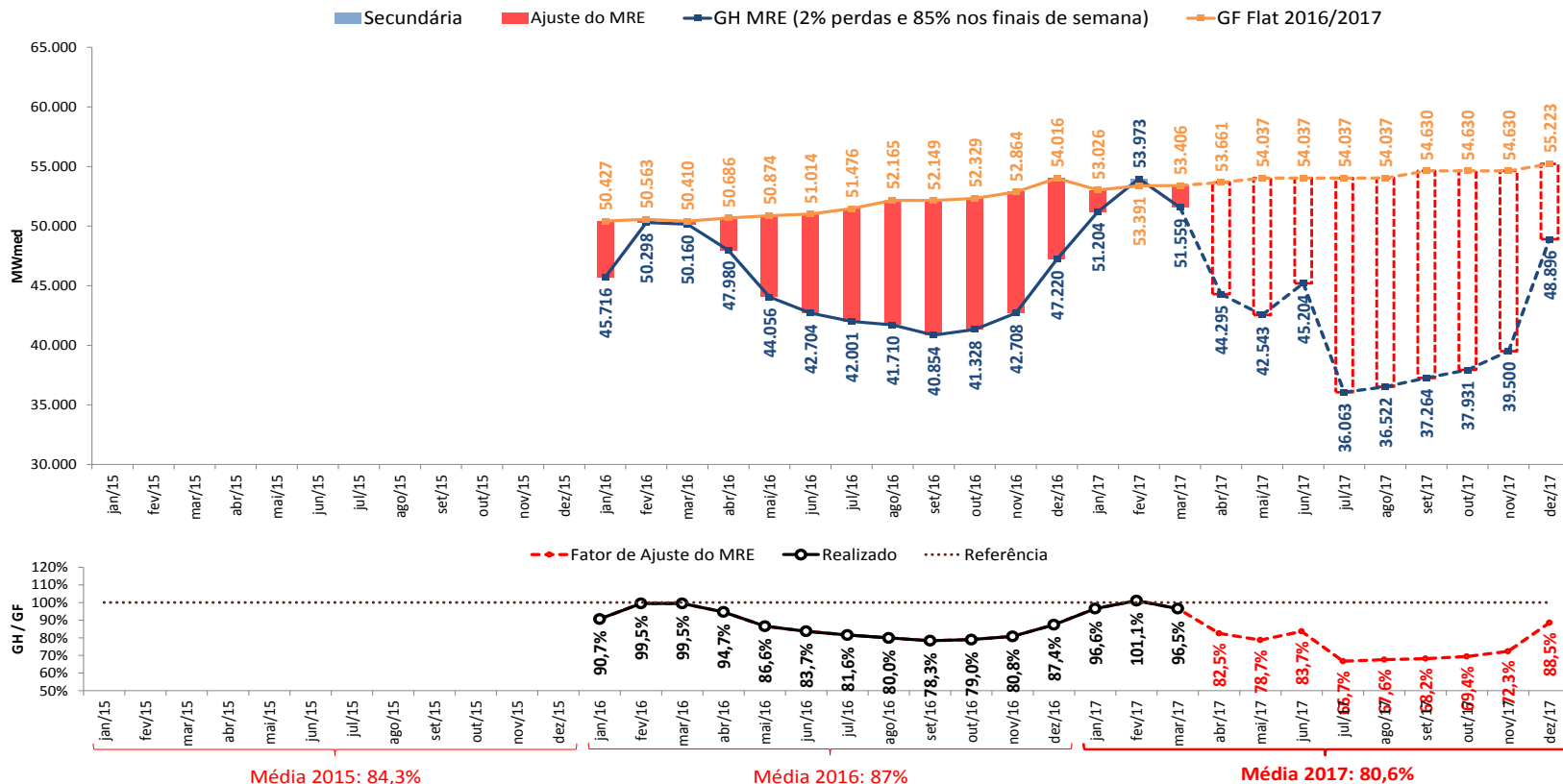
Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI



- 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: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)

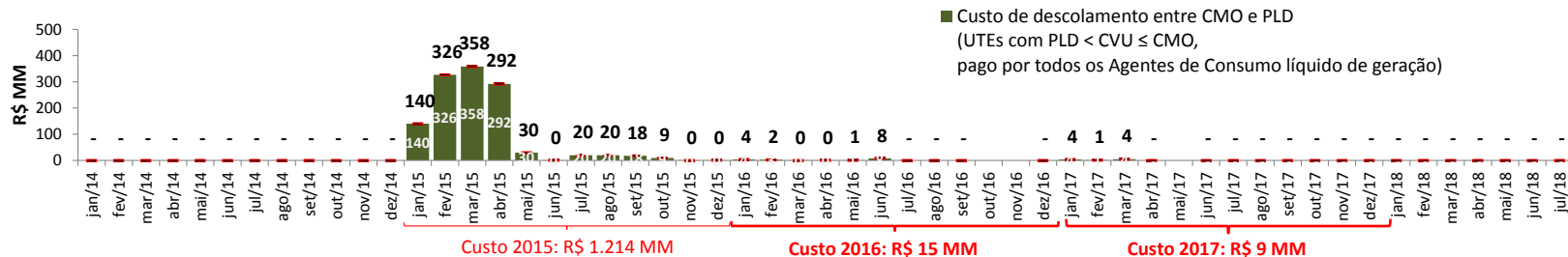
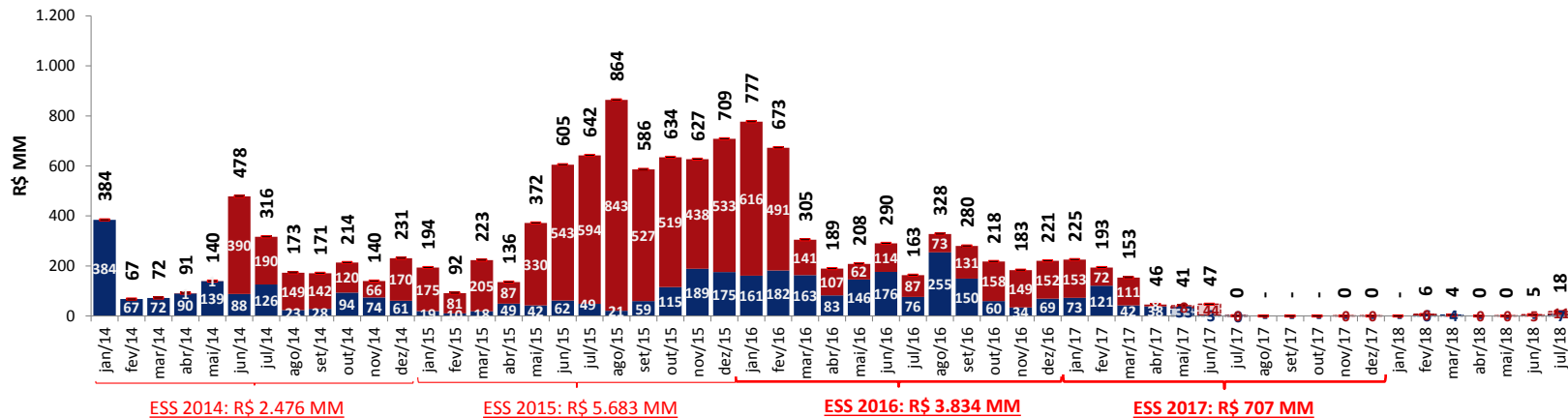


- Premissas: Despacho por Ordem de Mérito; Considera Modulação da Carga e Geração Hidráulica nos Finais de Semana

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

## Projeção do PLD

- ESS - Restrições Operativas  
(Constrained-on, Constrained-off e Serviços Ancilares,  
pago por todos os Agentes de Consumo líquido de geração local)
- ESS - Segurança Energética  
(UTES com CVU > CMO,  
pago por todos os Agentes de acordo com a CNPE 03/2013)
- ESS

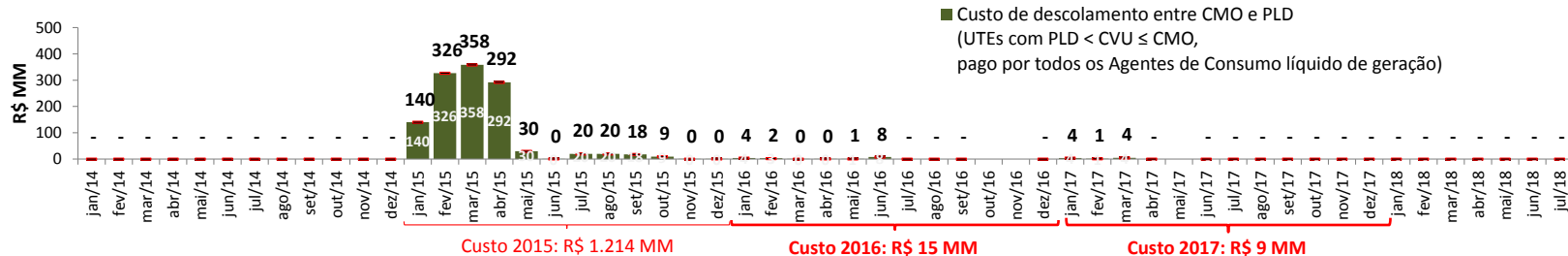
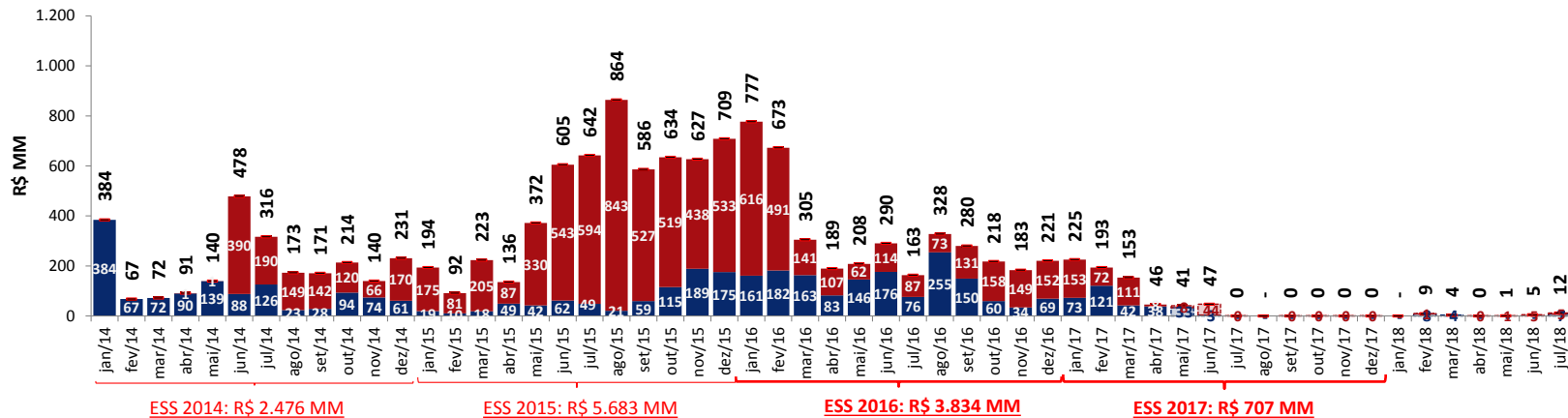


- **Conforme Resolução Normativa nº 659 de 14 de abril de 2015, a Geração das UTEs de Manaus com CVU maior que PLD estão alocadas como Restrição Operativa.**

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

Sensibilidade 1: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI

■ ESS - Restrições Operativas (Constrained-on, Constrained-off e Serviços Ancilares, pago por todos os Agentes de Consumo líquido de geração local)  
■ ESS - Segurança Energética (UTES com CVU > CMO, pago por todos os Agentes de acordo com a CNPE 03/2013)  
- ESS

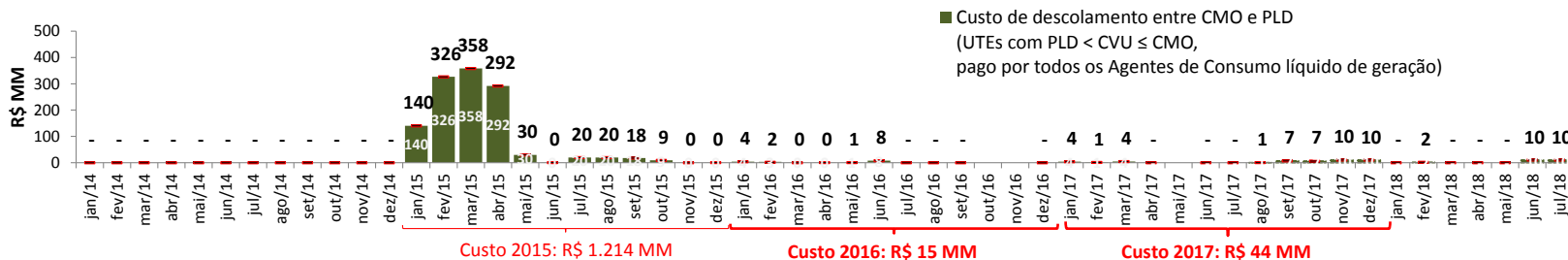
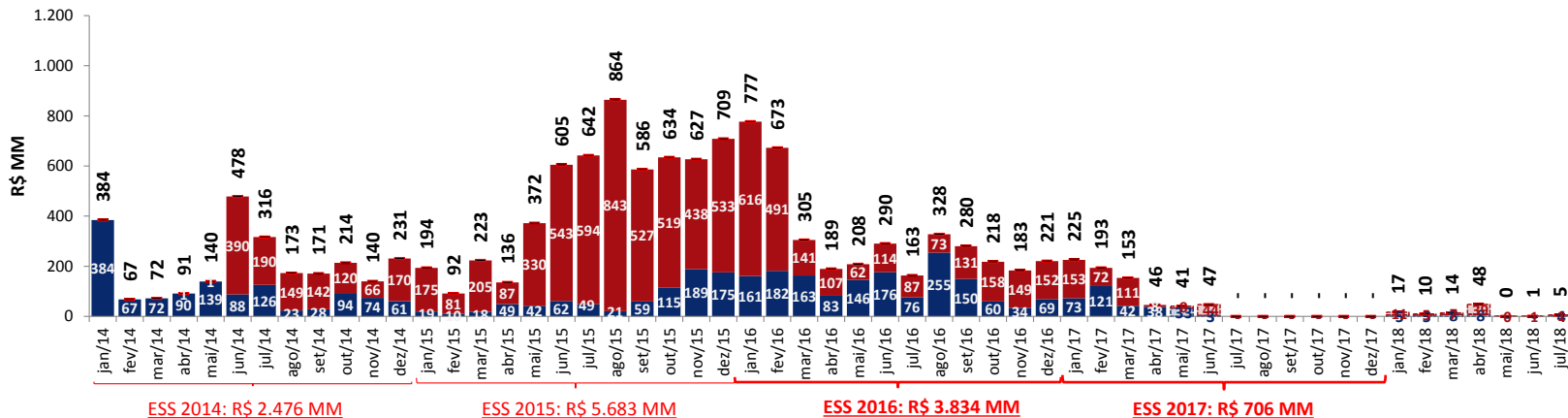


- Conforme Resolução Normativa nº 659 de 14 de abril de 2015, a Geração das UTEs de Manaus com CVU maior que PLD estão alocadas como Restrição Operativa.

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

Sensibilidade 2: Projeção do PLD com Proposta de Aprimoramento das UNSI (Pior Série de ENA)

■ ESS - Restrições Operativas (Constrained-on, Constrained-off e Serviços Ancilares, pago por todos os Agentes de Consumo líquido de geração local)  
■ ESS - Segurança Energética (UTES com CVU > CMO, pago por todos os Agentes de acordo com a CNPE 03/2013)  
- ESS



- 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

- 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

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.](#)

## 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 CSV
- Histórico de preços
- Preços médios
- Preços semanais
- Busca de preços
- Info PLD
- PLD final

## Hydroedit e Vazedit - apoio à leitura de arquivos

Os arquivos de entrada HIDR.DAT (Newave e Decomp) e VAZOES.DAT (Newave) são binários. Para facilitar a leitura dos arquivos citados, a CCEE disponibiliza os arquivos executáveis desenvolvidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) - hydroedit.exe e vazedit.exe.

Para utilizar os arquivos, basta clicar no executável e selecionar o arquivo a ser lido:

Vazedit  
Hydroedit

# 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
jun/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_0	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_0	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_0
jul/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_1	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_1	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_1
ago/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_2	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_2	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_2
set/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_3	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_3	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_3
out/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_4	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_4	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_4
nov/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_5	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_5	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_5
dez/17	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_6	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_6	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_6
jan/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_7	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_7	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_7
fev/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_8	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_8	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_8
mar/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_9	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_9	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_9
abr/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_10	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_10	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_10
mai/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_11	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_11	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_11
jun/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_12	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_12	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_12
jul/18	06_jun17_RV0_logENA_Mer_n_m_13	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_13	06_jun17_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_13

*Nomenclatura adotada:*

- “06\_jun17\_RV0”: Nome do estudo – RV0 de junho de 2017;
- “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.

\* Os decks disponibilizados são referentes ao Caso Projeção do PLD, não considerando o aprimoramento das UNSI e a Pior Série de ENA

# Obrigado!