



Preparado para:



Relatório Executivo DESSEM

São Paulo, 23 de Outubro de 2019

Conteúdo



1. Modelo DESSEM	03
2. Resultados PLD horário sombra	12

1. Modelo DESSEM



O modelo DESSEM é um indicativo do modo de operação. O despacho real terá uma etapa de pós modelo para sua adequação à operação.

- O modelo DESSEM ganhou mais força em abril/18, com o início do processo de validação, e, desde então, o modelo vem passando por constantes atualizações. Os avanços em mais de 50 atualizações não garantem a segurança necessária para o despacho real.

Data	Versão	Funcionalidade
abr/18	12.0	<ul style="list-style-type: none"> • Rede Elétrica • Unit Commitment Térmico
ago/18	14.0	<ul style="list-style-type: none"> • Reserva de Potência • Restrições Elétricas de Segurança • Trajetória de acionamento das térmicas
jan/19	14.7	<ul style="list-style-type: none"> • Restrições de Segurança elétrica
fev/19	15.9	<ul style="list-style-type: none"> • Novas funcionalidades implementadas para estudos SEM REDE
abr/19	16.5	<ul style="list-style-type: none"> • Estratégias para redução do tempo de processamento
jul/19	17.3	<ul style="list-style-type: none"> • Melhoria na montagem das restrições
set/19	17.8	<ul style="list-style-type: none"> • Corte do excesso de geração
Out/19	18.0	<ul style="list-style-type: none"> • Restrição “soft” contra grandes volatilidades • Ajuste do turbinamento máximo • *Titulação do despacho



Aprovação do uso do modelo DESSEM para o uso operacional no ONS em 2020 e comercial na CCEE em 2021.

Assim como os modelos NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM deve continuar a ser atualizado constantemente.

- A Força Tarefa DESSEM entregará um relatório com as atividades e sugerindo a implementação do modelo até o final de outubro/19.
- O relatório deve ser aprovado pela ANEEL e encaminhado aos agentes por meio de uma consulta pública, com prazo de contribuição de até final de Novembro.
- O DESSEM continuara a ser atualizado, sempre que necessário. Foi sugerido na 20ª FT DESSEM que pequenas correções serão feitas no dia a dia - trazer agilidade e eficiência. - Por outro lado, se a correção for de grande porte ou de metodologia, está será encaminhada à FT e aprovada pela CPAMP.
- Algumas implementações do modelo estão em *stand-by* pela falta de dados dos geradores ou falta de poder computacional, como o unit commitment hidráulico.
- A partir do momento que o modelo for aprovado, o modelo será estabilizado, e os decks de 2019 serão republicados com a versão aprovada.



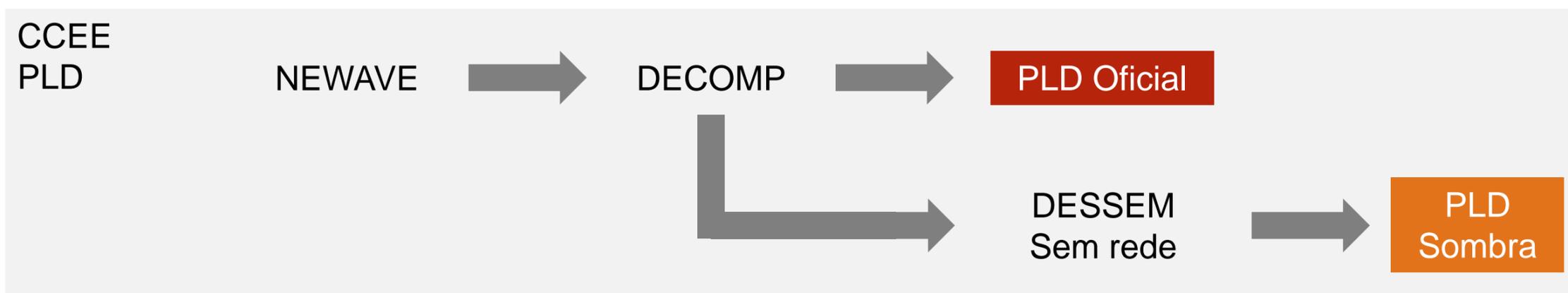
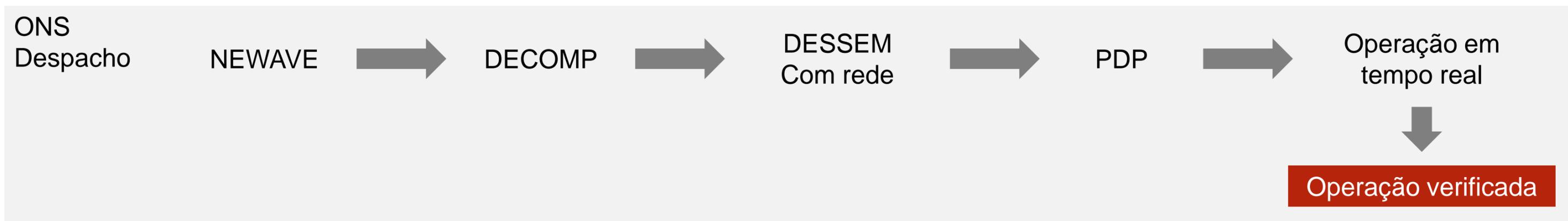
Já há melhorias em planejamento, como o unit commitment hidráulico e a representação da manhã do 2º dia de estudo em meia hora.

Com a entrada em operação, novas necessidades devem ser estudadas e implementadas.

Dias não publicados			
Mês	Qtd	Mês	Qtd
Jan	8	Jun	2
Fev	3	Jul	5
Mar	3	Ago	5
Abr	3	Set	12
Mai	5	Out	?

O DESSEM será utilizado apenas para a operação em 2020, o DECOMP continuará referenciando o PLD.

- A aplicação do DESSEM na operação não irá afetar diretamente o preço negociado no mercado, mas afetará os encargos pagos pelo sistema. Devido a maior similaridade entre DESSEM e realidade, espera-se que os encargos pagos caiam.

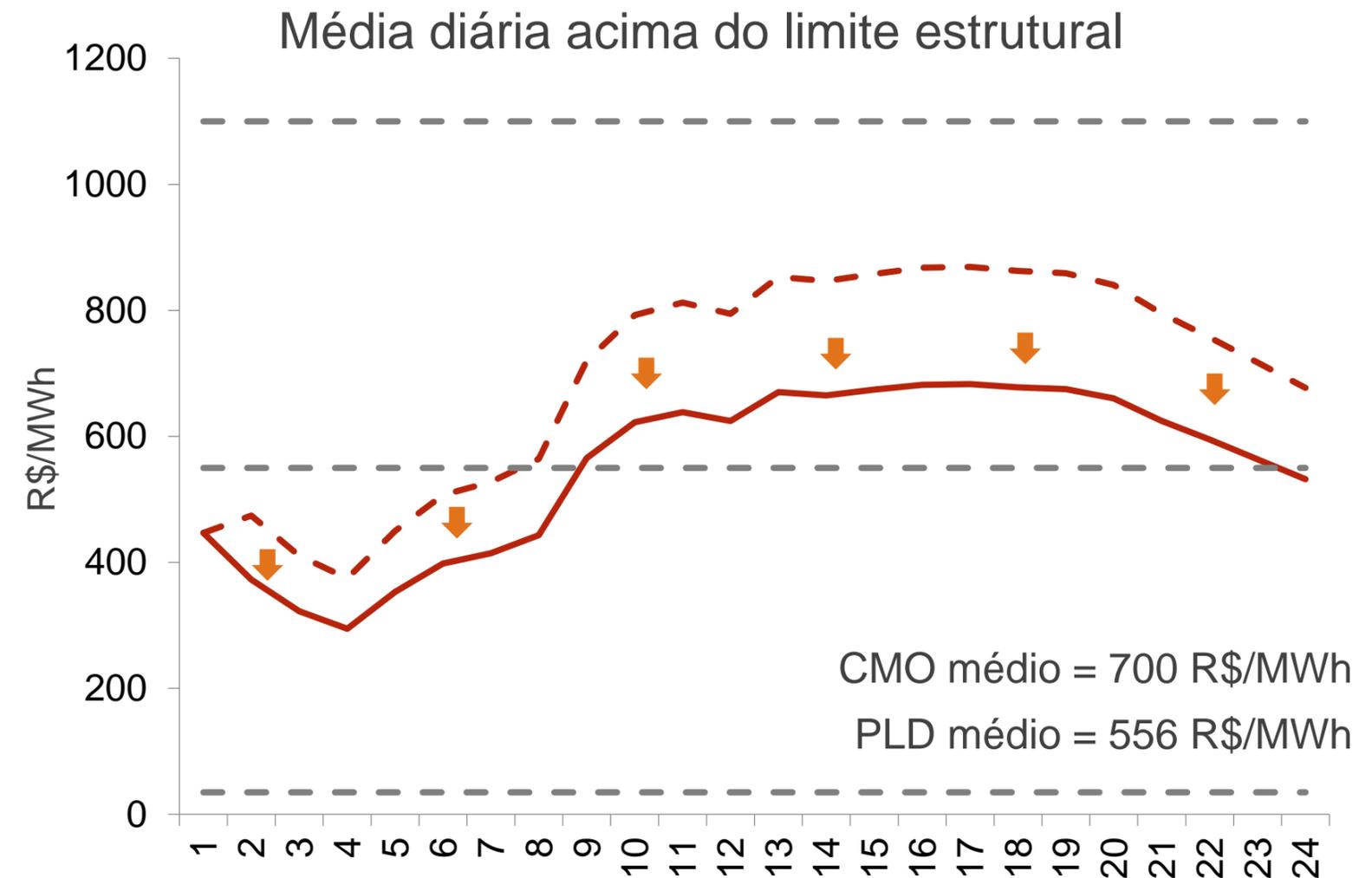
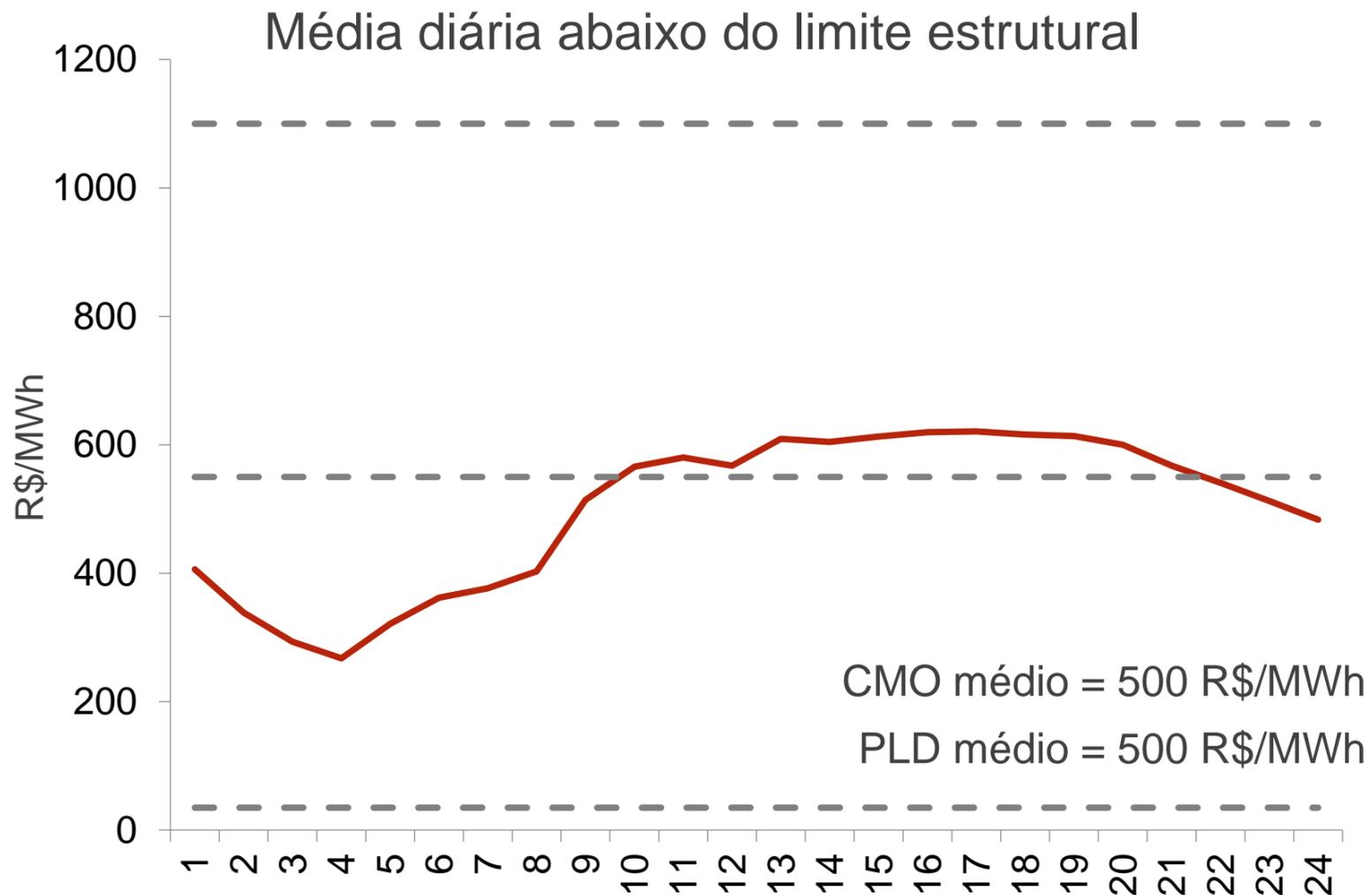


Em 2021 o PLD oficial será saída do DESSEM sem rede

A ANEEL já definiu os novos limites de PLD para 2020 e metodologia para 2021. A partir do PLD horário haverá 2 PLDs tetos.

- No último dia 01/10, foi definido pela ANEEL os novos valores limites para o PLD. Pela nova metodologia, haverá dois PLDs tetos, sendo um estruturante e outro horário.
- O PLD teto estrutural seguirá próximo aos limites já vigente, 556,58 R\$/MWh (atual é 515,89 R\$/MWh). A nova metodologia prevê a proteção de 95% do risco hidrológico com base nos últimos anos.
- Já o PLD teto horário é calculado pela média das térmicas a óleo nos decks oficiais, chegando assim ao valor de 1.141,85 R\$/MWh. Este entrará em vigor apenas em 2021, quando da entrada do PLD horário pela CCEE.
- O PLD máximo permanecerá no teto horário caso a média do PLD do dia não for maior do que o teto estrutural, neste caso a curva de PLD será ajustada para atingir a média diária de 556,58 R\$/MWh (respeitando o limite mínimo). Esse mecanismo possui o objetivo de limitar o impacto nos agentes.
- No outro limite, o PLD piso será o maior valor entre o custo de despacho de Itaipu e o custo das demais usinas do MRE. A alteração na regra se dá pela retirada das usinas cotistas do cálculo do limite. Hoje o valor seria 35,97 R\$/MWh.

A limitação do PLD estrutural manterá o mesmo perfil de curva do PLD original, limitando-se ao limite mínimo.



O PrevCarga também será apenas um indicador, não sendo necessariamente o dado de entrada no modelo.

- Apesar de definirem os resultados do modelo de previsão de carga PrevCarga como bons, e por vezes até sendo melhor do que a heurística utilizada atualmente, o ONS não garante que usará o modelo como dado de entrada no modelo DESSEM. A heurística continuará a ser utilizada até que haja seguro dos valores.
- O uso da heurística representa um problema para a previsibilidade dos agentes. Espera-se que o PrevCarga e a heurística fiquem próximos, mas não há garantias.

Região/SS	MAPE* (%)	
	Heurística	PrevCarga
SE	2.0%	2.8%
S	3.3%	4.0%
NE	1.9%	2.5%
N	2.4%	2.2%
SP	3.0%	3.2%
RJ	4.7%	5.1%
MG	2.6%	2.6%
ES	5.7%	5.6%
DF	3.3%	3.4%
GO	4.6%	4.1%
MS	5.6%	4.8%
MT	4.4%	4.0%
AC	9.2%	8.3%
RO	7.2%	6.2%

- O programa será disponibilizado em código R. Os dados de entrada estão publicados no SINtegre.



O mesmo problema de se vale do compartilhamento de dados dos geradores e ONS aos demais agentes de mercado. Ainda não padronização e velocidade na publicação de todos os dados.

*MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) é uma medida estatística para avaliação de acertos em modelos de previsão

A ANEEL recomendou que fosse acrescentando ao PrevCarga um componente de ajuste das diferenças entre os modelos.

- Segundo informado pela CCEE a definição da metodologia a ser utilizada para previsão da carga (via PrevCarga Dessem e não via heurística do ONS) para fins de formação de preços, a fim de garantir a reprodutibilidade, já teria sido aprovada em reunião da CPAMP no dia 24/07/2019, respeitando-se dessa forma os prazos previstos no Art. 2º da Resolução CNPE nº 7/2016 (definição da metodologia até 31 de julho).
- Entretanto, como a heurística do ONS é mais aderente à carga verificada, a ANEEL recomendou na ata da reunião da CPAMP que fosse acrescentando ao PrevCarga Dessem um componente de ajuste que reflita as diferenças entre os modelos, com o compromisso de se buscar a convergência desses modelos até o final do ano de 2020, com redução do componente de ajuste.
- A SEE também sugeriu que fossem avaliados modelos alternativos para a previsão de carga, com o intuito de se ter a melhor informação sobre a evolução da carga na etapa de Programação Diária.
- O ONS se comprometeu em divulgar, diariamente, o resultado do PrevCargaDESSEM (CEPEL), e o ajuste pelo Método Heurístico, o que dará as bases necessárias para que os agentes possam realizar seus estudos e previsões.
- A CCEE se manifestou em ata que como tal implementação não trará efeitos para a liquidação até o ano de 2021 haverá tempo suficiente para que os agentes setoriais possam se ajustar à sistemática proposta.

O modelo PrevCarga pode ser atualizado até um mês antes da operação para a formação de preço na CCEE.

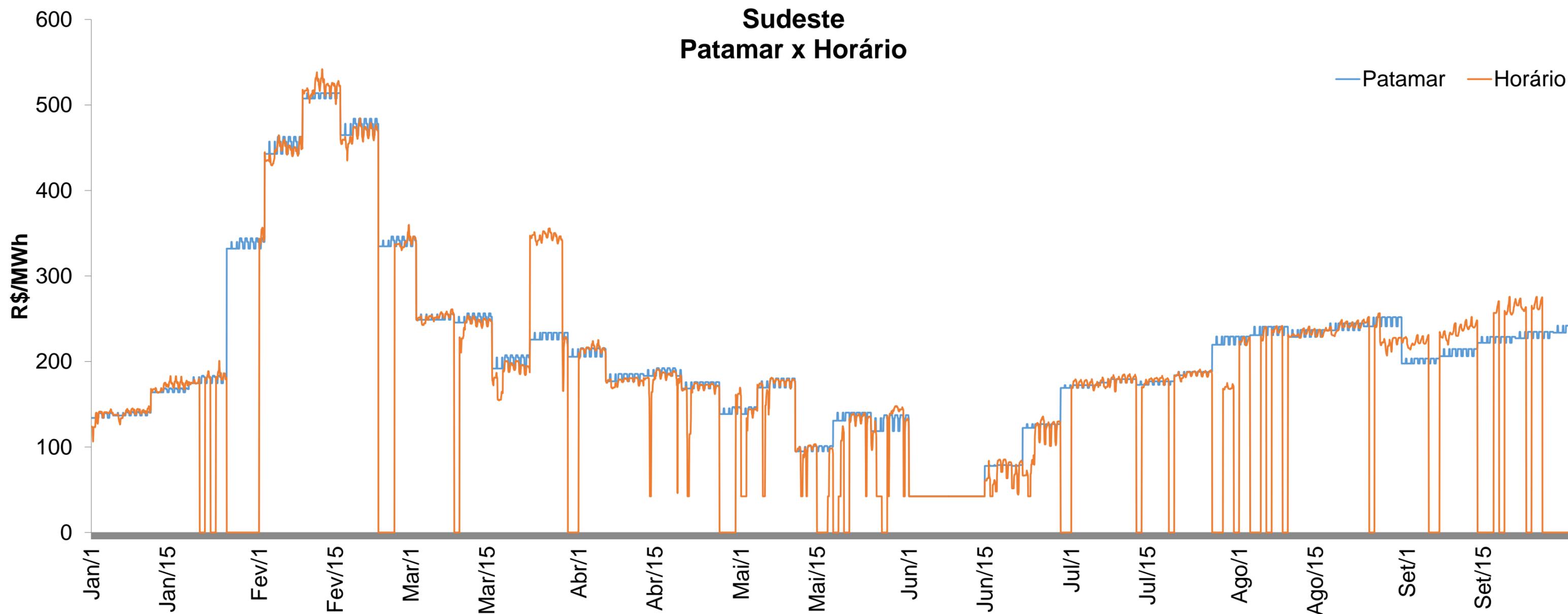
- Segundo a CCEE, no entendimento interno da CPAMP (não explícito) estes eventuais ajustes, por se tratarem de modelos satélites se enquadrariam no Art. 3º da Resolução CNPE nº 7/2016, podendo ser alterados no PMO.

Art. 3º Cabe à ANEEL regular e fiscalizar a gestão dos dados de entrada, dos parâmetros e da alteração de algoritmos dos modelos computacionais, conforme arts. 1º, 2º e 9º, do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e arts. 1º e 2º, do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

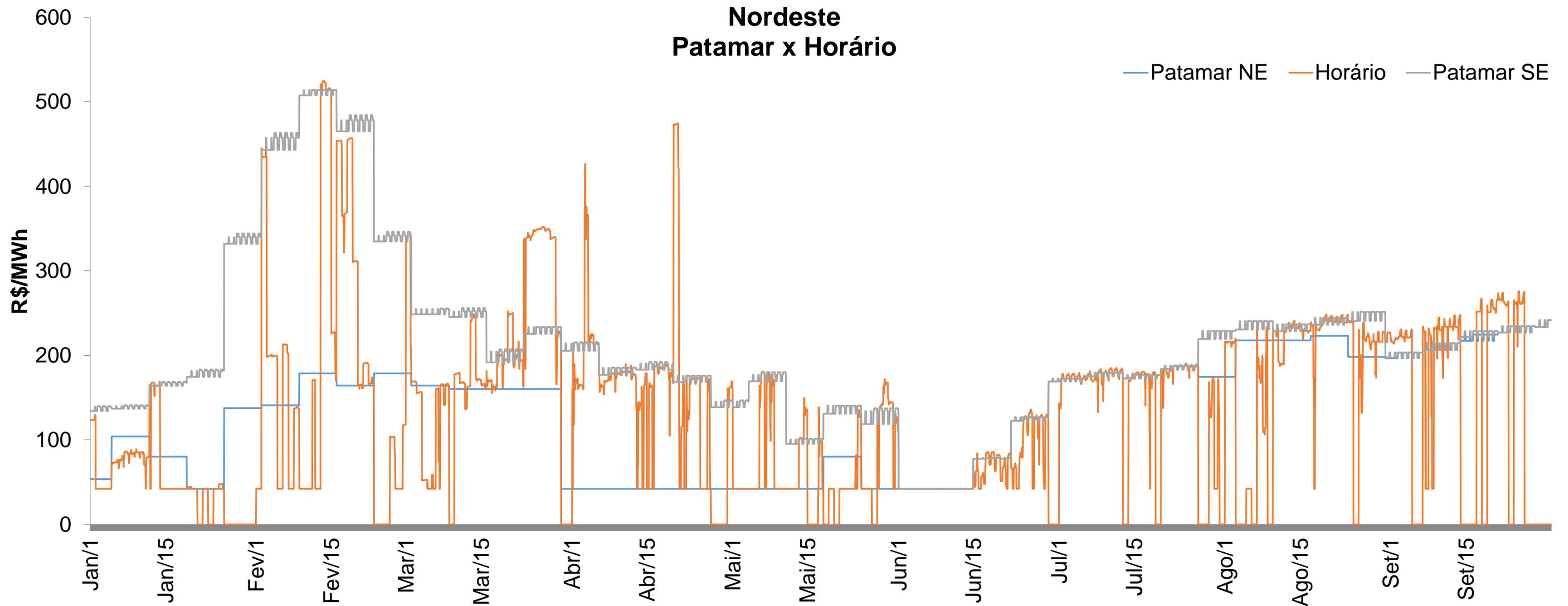
§ 1º Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização periódica com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do Programa Mensal de Operação - PMO em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço e na definição da política operativa.

2. Resultados PLD horário Sombra

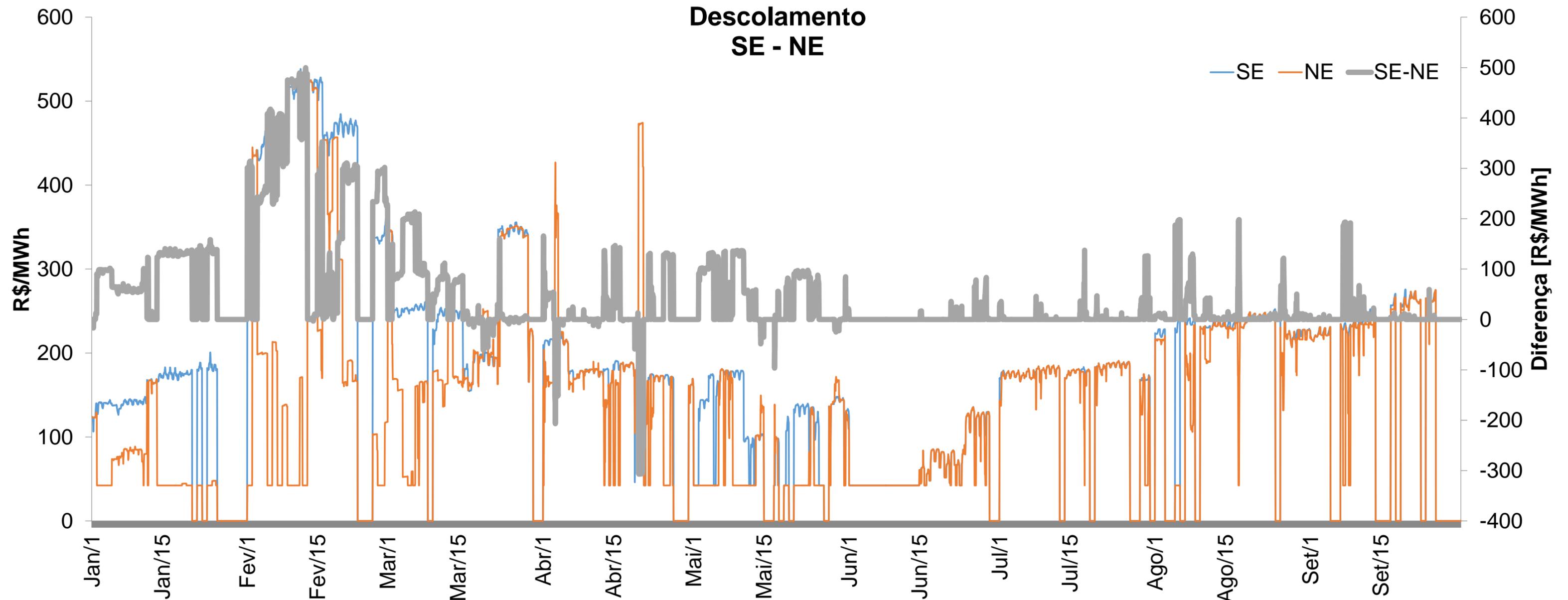
O PLD horário no SE não apresentou grandes diferenças frente ao PLD patamar, a média horária é 2 R\$/MWh mais baixo.



O PLD horário Nordeste apresentou maior volatilidade, decorrência do descolamento entre os submercados. Horário ficou 23 R\$/MWh mais caro.



A volatilidade pode apresentar riscos grandes para o swap entre os submercados SE e NE. O descolamento médio foi de 53 R\$/MWh.



A implementação do preço horário iria incorrer em desvios de até 150 R\$/WMh no SE e até 430 R\$/MWh no NE entre patamar e horário.

- A maior parte dos desvios entre preço semanal e horário está entre -5 e 5 R\$/MWh, em todos os submercados. Nos meses com descolamento, os submercados NE e N apresentam os maiores desvios.

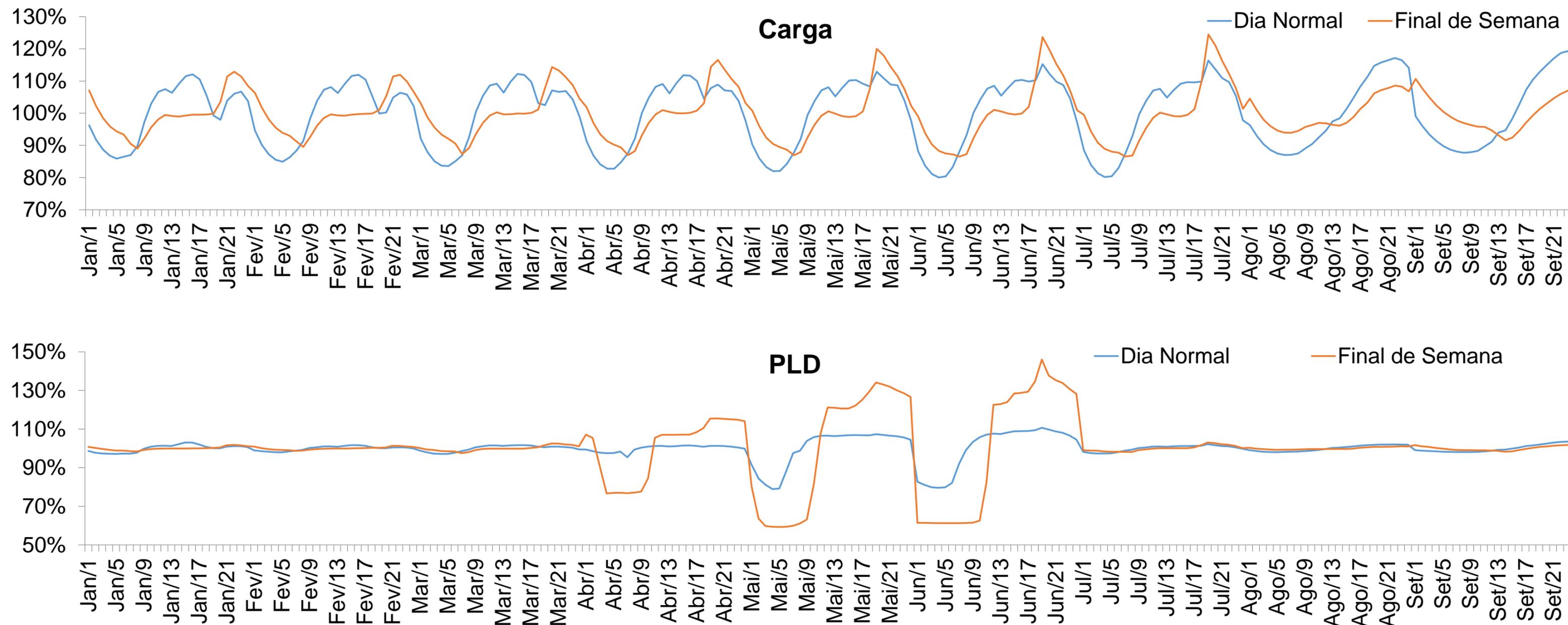
Sudeste	Intervalo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
	-150 <= x < -100	0	0	21	0	0	0	0	0	0
	-100 <= x < -50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-50 <= x < -5	23	29	3	9	10	5	5	7	100
	-5 <= x < 0	61	14	18	18	22	12	55	38	0
	0 <= x < 5	10	19	24	42	36	56	30	26	0
	5 <= x < 25	6	39	29	26	14	14	3	22	0
	25 <= x < 50	0	0	4	1	1	7	0	8	0
	50 <= x < 100	0	0	0	1	14	6	8	0	0
	>= 100	0	0	0	2	2	0	0	0	0

Sul	Intervalo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
	-150 <= x < -100	0	0	21	0	0	0	0	0	0
	-100 <= x < -50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-50 <= x < -5	23	29	3	9	13	5	5	7	100
	-5 <= x < 0	61	14	18	18	23	12	55	38	0
	0 <= x < 5	10	19	24	43	36	56	30	26	0
	5 <= x < 25	6	38	29	25	14	14	3	22	0
	25 <= x < 50	0	0	4	1	1	7	0	8	0
	50 <= x < 100	0	0	0	1	11	6	8	0	0
	>= 100	0	0	0	2	2	0	0	0	0

Nordeste	Intervalo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
	-500 <= x < -300	0	8	0	6	0	0	0	0	0
	-300 <= x < -150	0	16	24	8	0	0	0	0	0
	-150 <= x < -5	16	23	41	73	34	5	4	80	91
	-5 <= x < 0	4	7	15	0	0	12	51	2	0
	0 <= x < 5	15	6	4	13	49	56	29	0	0
	5 <= x < 25	32	3	6	0	0	11	7	3	3
	25 <= x < 50	34	0	0	0	16	9	5	6	1
	50 <= x < 100	0	18	1	0	0	8	0	2	0
	>= 100	0	20	9	0	0	0	3	7	5

Norte	Intervalo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
	-500 <= x < -300	0	9	4	0	0	0	0	0	0
	-300 <= x < -150	0	4	13	5	0	0	0	0	0
	-150 <= x < -5	15	54	38	50	12	5	5	84	97
	-5 <= x < 0	3	0	4	0	0	12	53	0	2
	0 <= x < 5	16	16	41	45	72	56	30	0	0
	5 <= x < 25	32	14	0	0	0	12	7	3	1
	25 <= x < 50	34	4	0	0	15	8	4	6	0
	50 <= x < 100	0	0	0	0	0	8	0	0	0
	>= 100	0	0	0	0	0	0	2	6	0

A carga é o principal insumo na precificação horária. Como há 2 perfis de consumo, espera-se que o PLD também tenha 2 modos.





Tel: 3192 9100

Site: www.thymosenergia.com.br

End: Rua Surubim, 577 | 12º andar | 04571-050 | Brooklin | SP



Contato dos responsáveis por este estudo



Alexandre Viana

Sócio-diretor consultoria

alexandre.viana@thymosenergia.com.br

Evelina Neves

Gerente de Desenvolvimento de Mercado & Regulação

Evelina.neves@thymosenergia.com.br

Vinicius David

Analista de Estudos de Mercado

vinicius.david@thymosenergia.com.br

Disclaimer

A short, thick orange horizontal bar.

A informação contida neste material é de natureza técnica e para o propósito contratado pela ABRACEEL. Embora a Thymos Energia procure atuar com precisão e de forma acurada, não é possível assegurar que todas às informações apresentadas estão atualizadas e nem se responsabilizar pela informação provida por terceiros. Recomenda-se que seja realizada consistência de dados e estudos complementares para qualquer decisão técnica, empresarial ou de políticas públicas. Este material é de natureza não exaustiva.