

Encontro com Mercado Financeiro: comportamento do PLD e seus aprimoramentos

02/04/2024

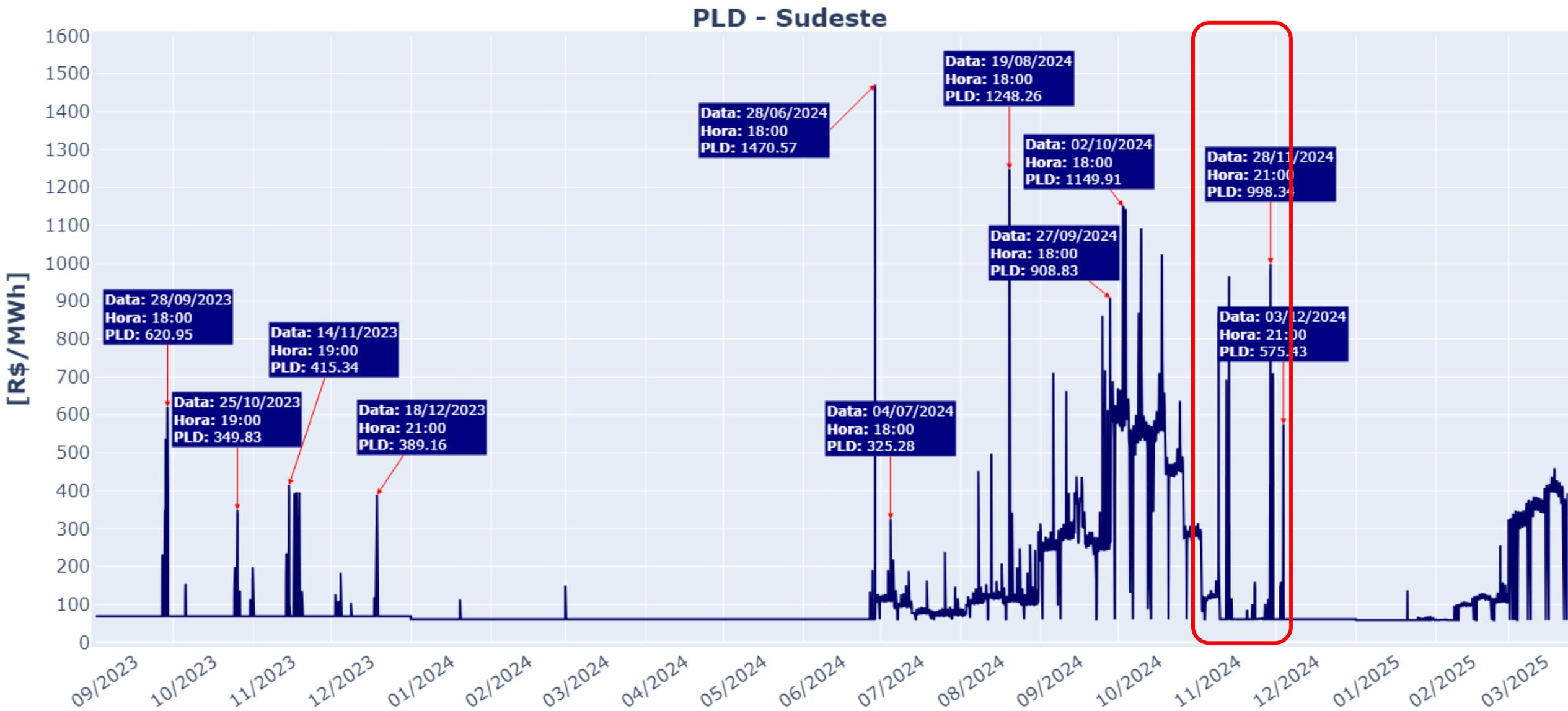
ccee



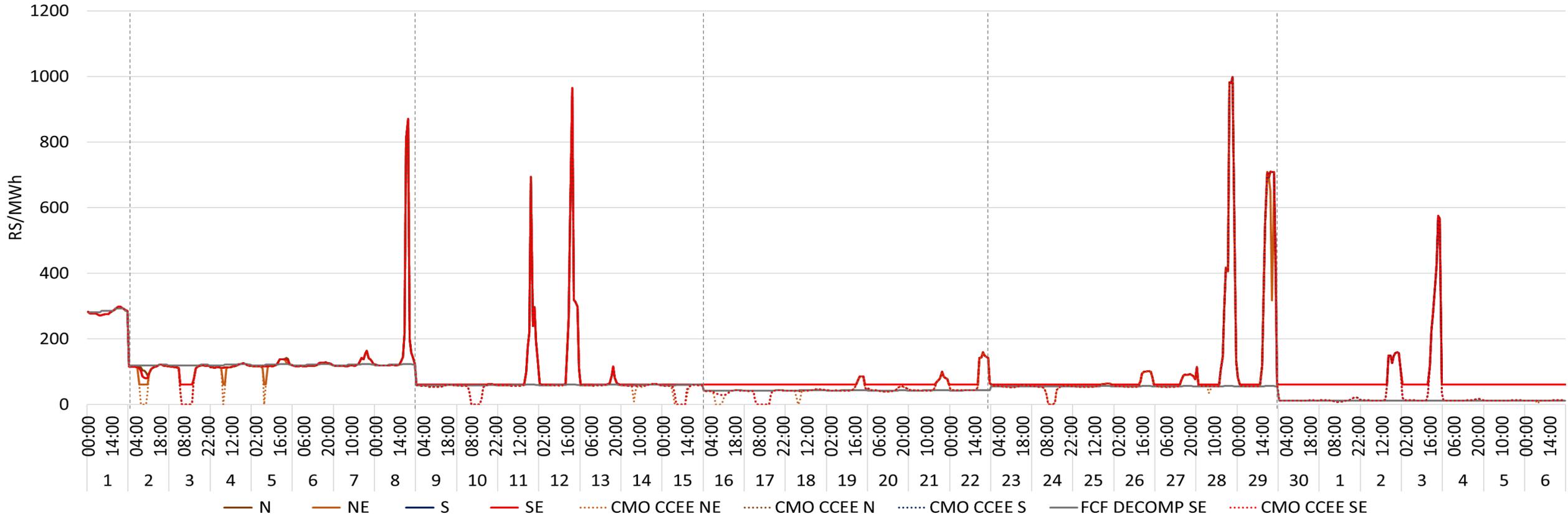
- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

PLD horário – sudeste/centro-oeste

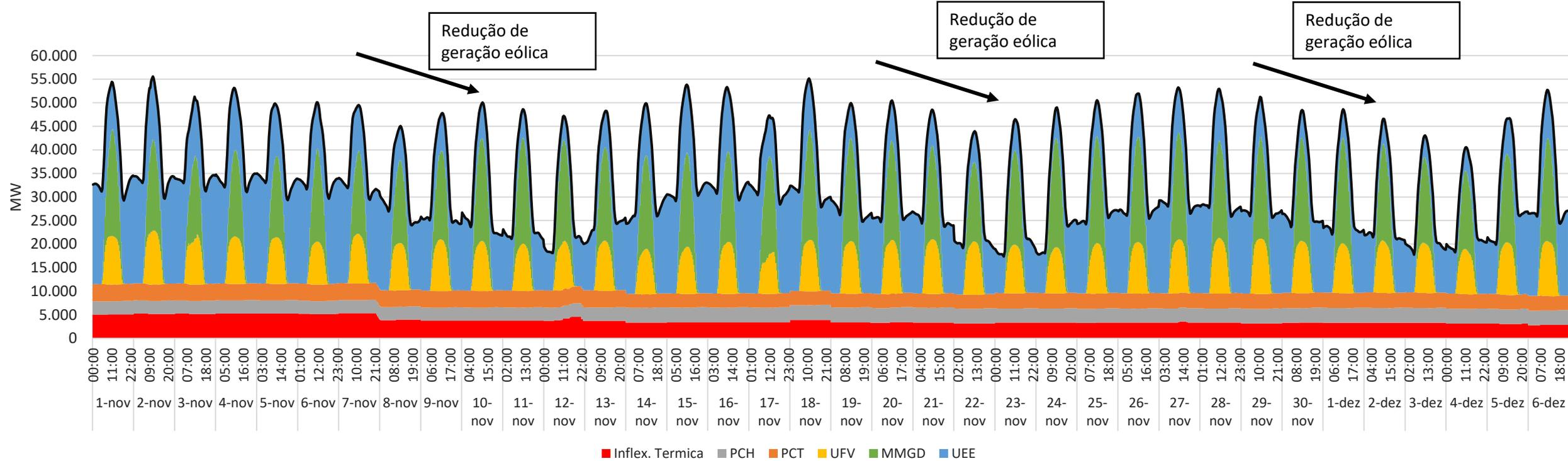


PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



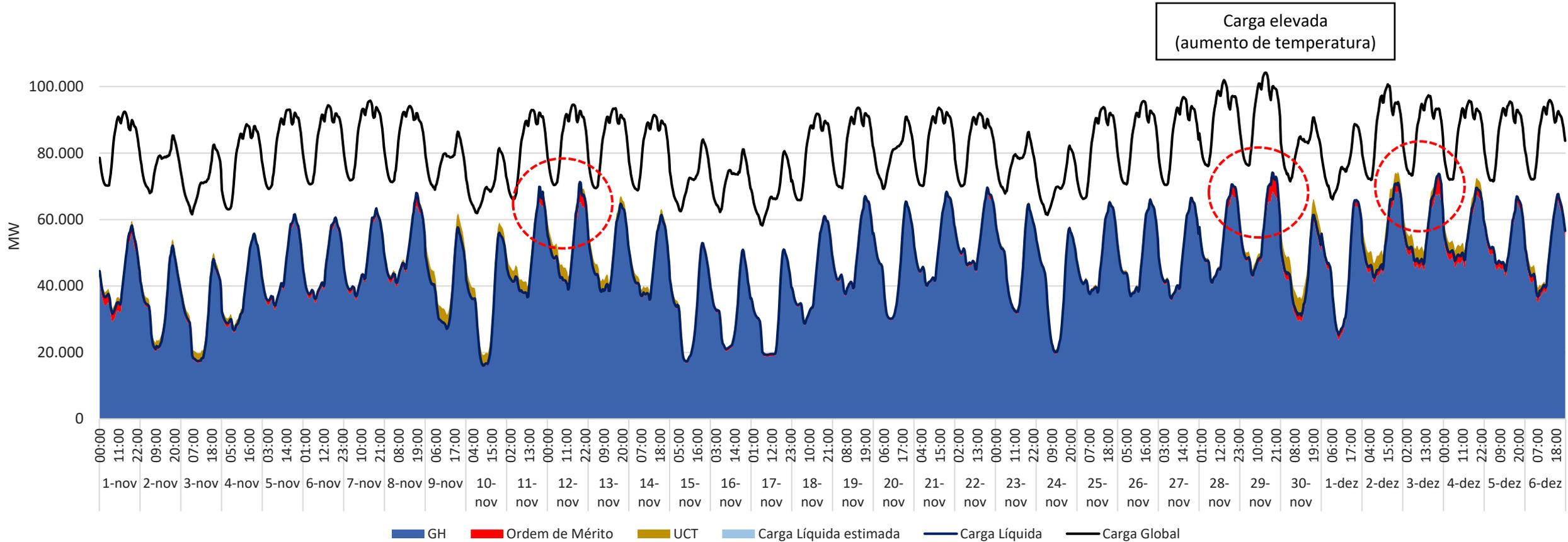
SE/CO	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE	64,37	84,44	99,65	998,34	61,07
S	64,37	84,44	99,65	998,34	61,07
NE	64,37	82,29	98,50	998,30	61,07
N	64,37	84,60	99,77	998,34	61,07

geração de UNSI + MMGD + Inflexibilidade Termelétrica do SIN



Geração de UNSI + MMGD [MWmed]						
PCH	PCT	UFV	UEE	MMGD	INFLEX UTE	Total
2.995	3.272	3.942	13.668	6.382	3.769	34.027
9%	10%	12%	40%	19%	11%	

carga líquida do SIN

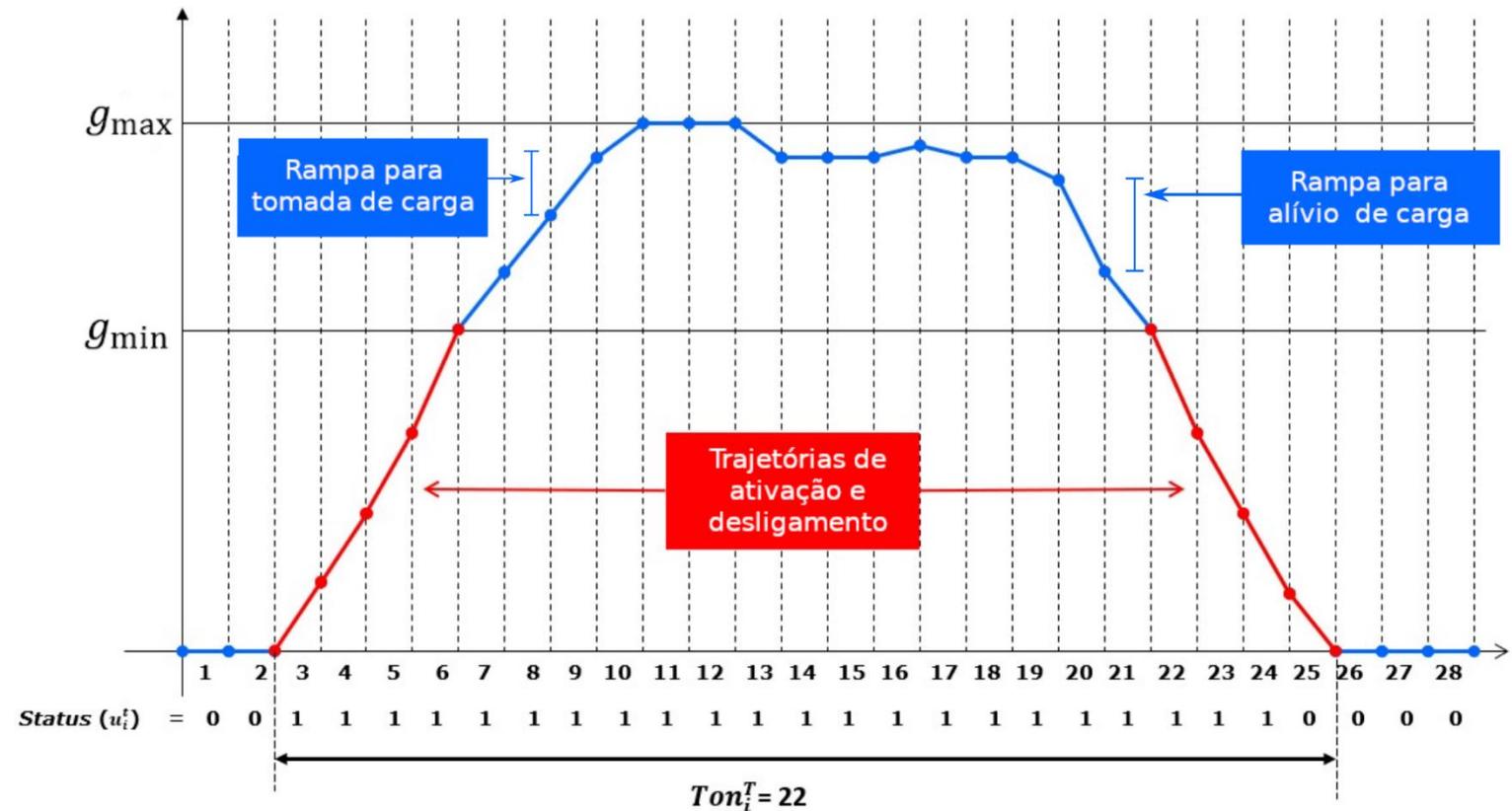


Geração Térmica MW (DESSEM)	
Inflexibilidade	3.769
UCT	1.295
Ordem de Mérito	1.233
Total	6.297

- Trajetórias de **ativação** e **desligamento**
- Geração mínima e máxima (g_{\min} e g_{\max})
- **Rampas** para tomada e alívio de carga
- Tempo mínimo ligada e desligada (T_{on}/T_{off})

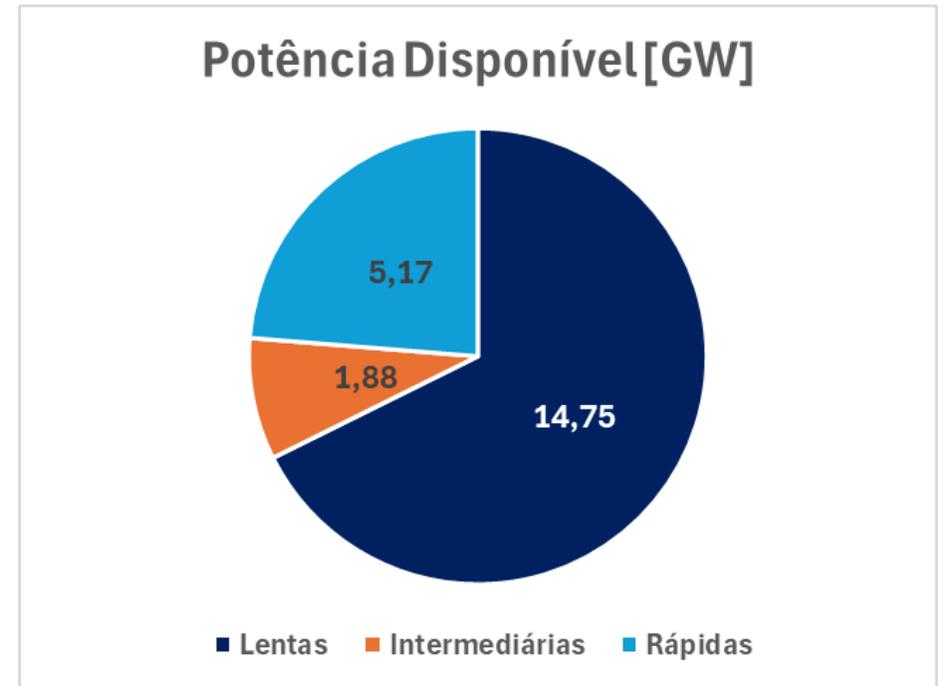
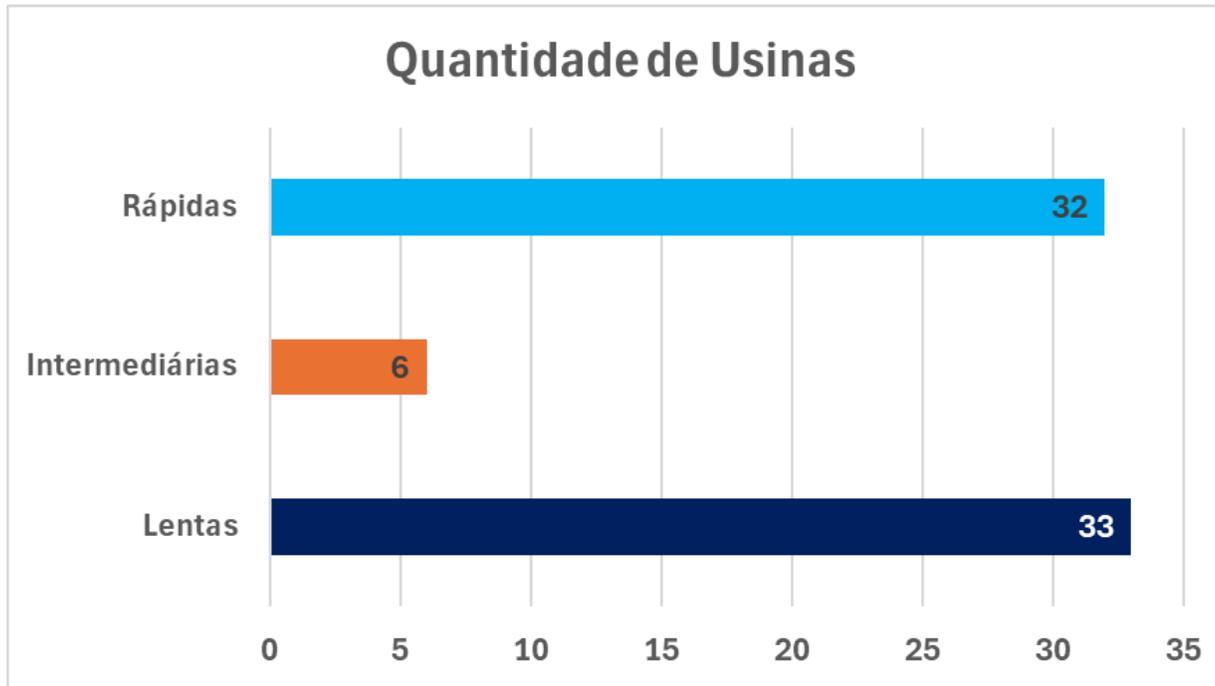
Exemplo: Trajetórias de **ativação** e **desligamento**: uma unidade térmica precisa seguir uma trajetória preestabelecida quando ela é ligada ou desligada.

Rampas: a variação de geração entre dois períodos consecutivos é limitada.



Composição do Parque Termelétrico*

- Classificação do parque termelétrico com base na resposta de acionamento das usinas:
 - Rápidas: $TON \leq 8$ Horas
 - Intermediárias: $8 < TON \leq 24$ horas
 - Lentas: $TON > 24$ Horas

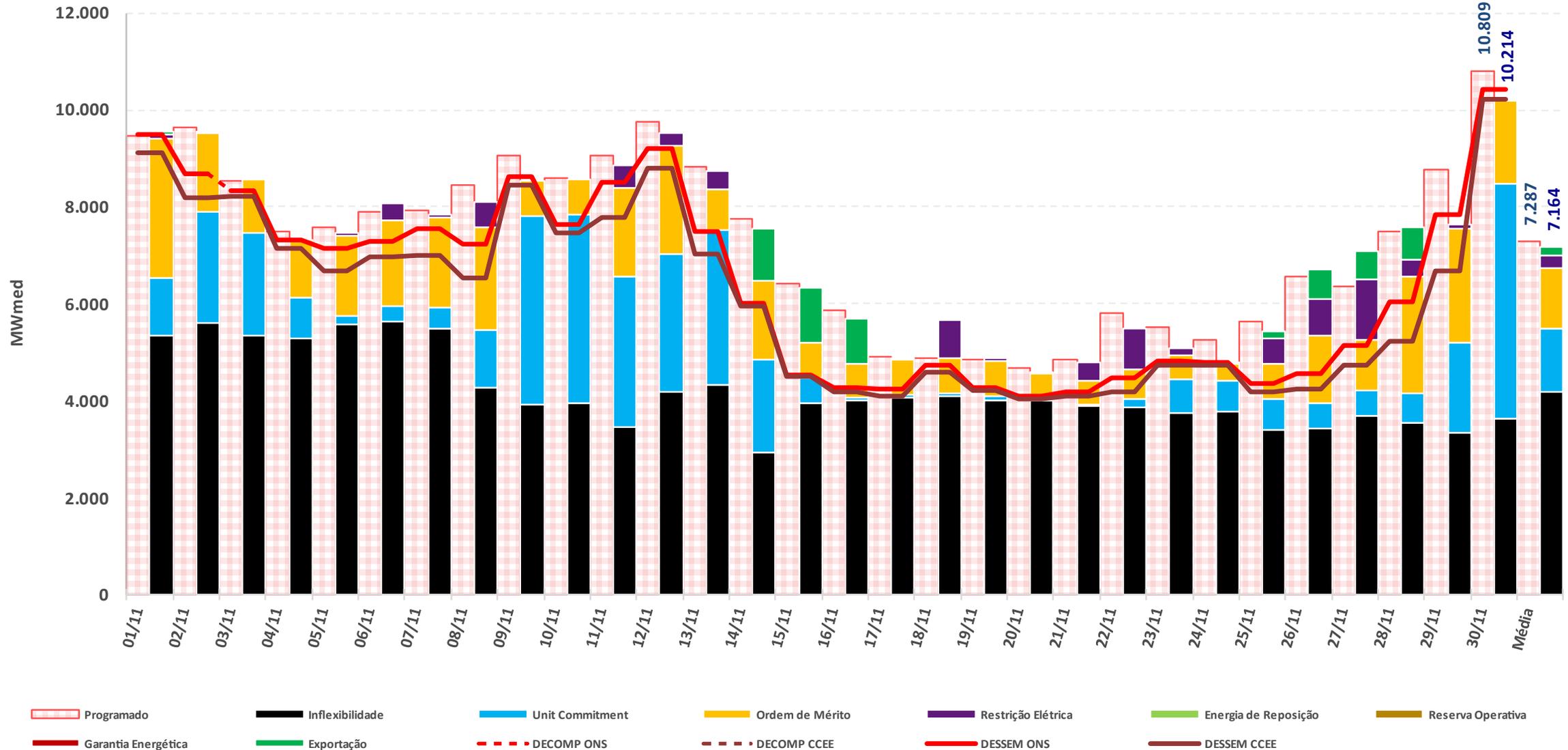


CVU Médio (R\$/MWh)		
Lentas	Intermediárias	Rápidas
519,68	345,78	1201,64

*Dados retirados do deck do modelo dessem do dia 31/03/2025

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

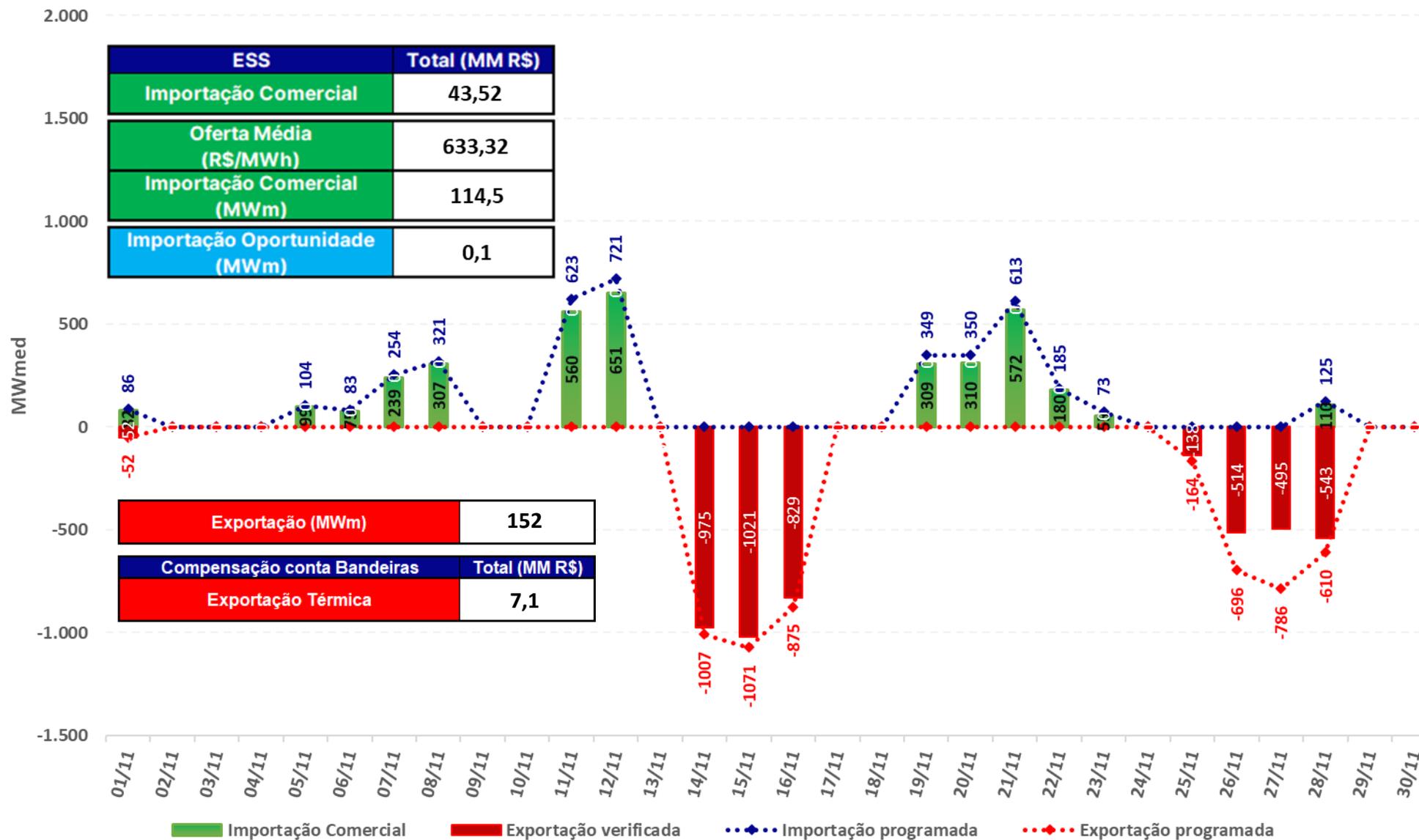
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL



* Geração Térmica das UTEs tipo I e II-A

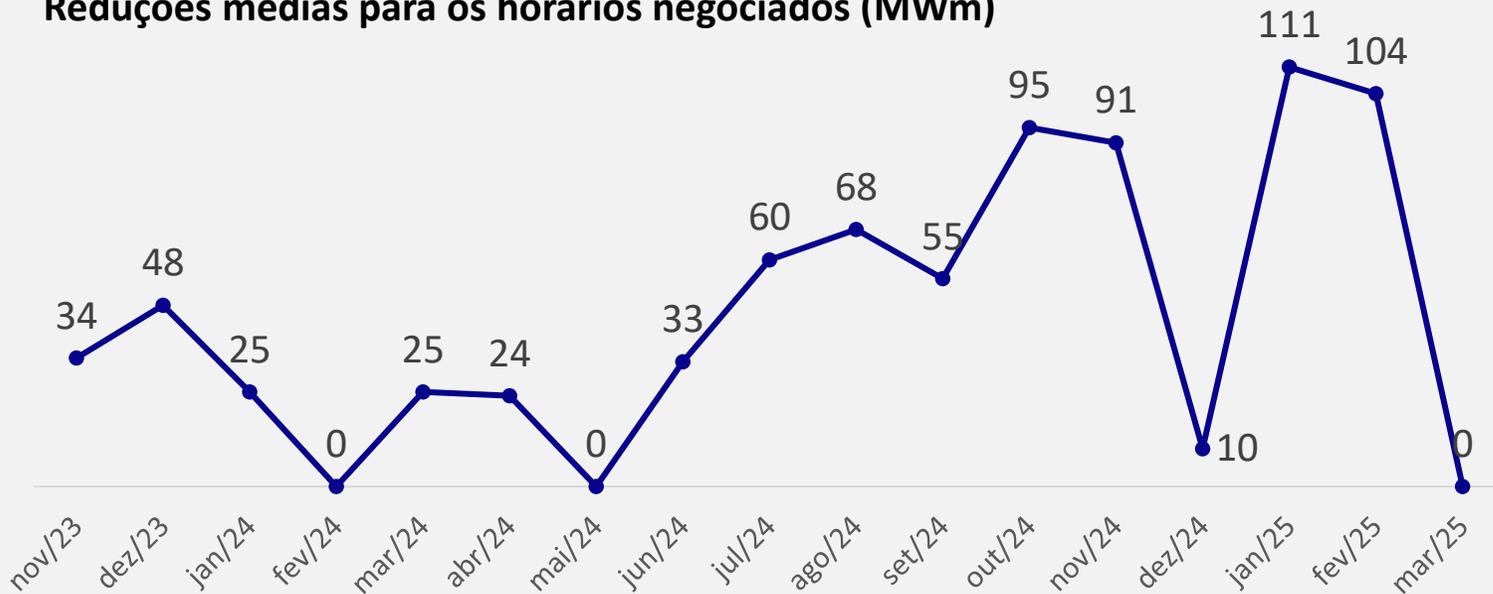
Fontes: BDO/IPDO (ONS), DECOMP e DESSEM (CCEE/ONS)

IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO INTERNACIONAL POR TIPO



Resposta da Demanda

Reduções médias para os horários negociados (MWh)



65.805 MWh reduzidos

R\$ **645**/MWh | preço médio de negociação*

37 agentes participantes

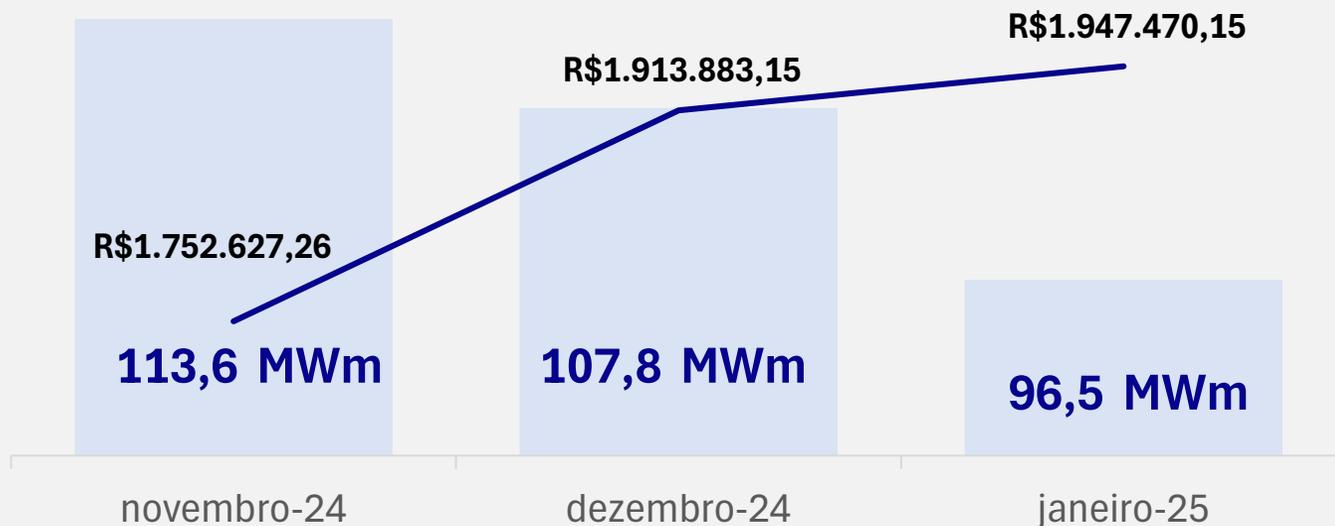
R\$ **26,04** milhões | cobrança de ESS

*Preços apresentados por média ponderada: em cada produto de cada mês podem ocorrer diferentes preços



Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade

■ Redução nos horários de ponta (MWm)
— Receita Fixa aos consumidores participantes



4 unidades
consumidoras
participantes

4 dias
(07, 12, 19, 21)

Preço Médio
R\$ 964,18/MWh

4 unidades
consumidoras
participantes

4 dias
(03, 01, 09 e 17/12)

Preço Médio
R\$ 1.109,98/MWh

4 unidades
consumidoras
participantes

4 dias
(20, 21, 22 e 24/01)

Preço Médio
R\$ 1.261,26/MWh

**Modelo Sandbox
vigente por 3
meses**

Portaria MME 88/2024 | Operação em condições diferenciadas das UTEs para atendimento da ponta

➤ Objetivo

- Estabelecer diretrizes para operação diferenciada de usinas termoeletricas para atender ao Sistema Interligado Nacional (SIN), visando garantir a segurança e o suprimento energético, observando a minimização do custo total de operação do SIN.

➤ UTEs elegíveis

- Aplica-se a usinas termoeletricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), exceto as que já atendem a Contratos de Potência de Reserva de Capacidade.
- Inclui usinas sem contratos de comercialização vigentes.

➤ Operação Diferenciada

- Definição de **parâmetros técnicos mais flexíveis para operação**, diferentes dos padrões declarados anualmente para Programação Diária da Operação (PDO).
- Voltada para otimização sistêmica e segurança energética.

➤ Ofertas de Preço e Potência

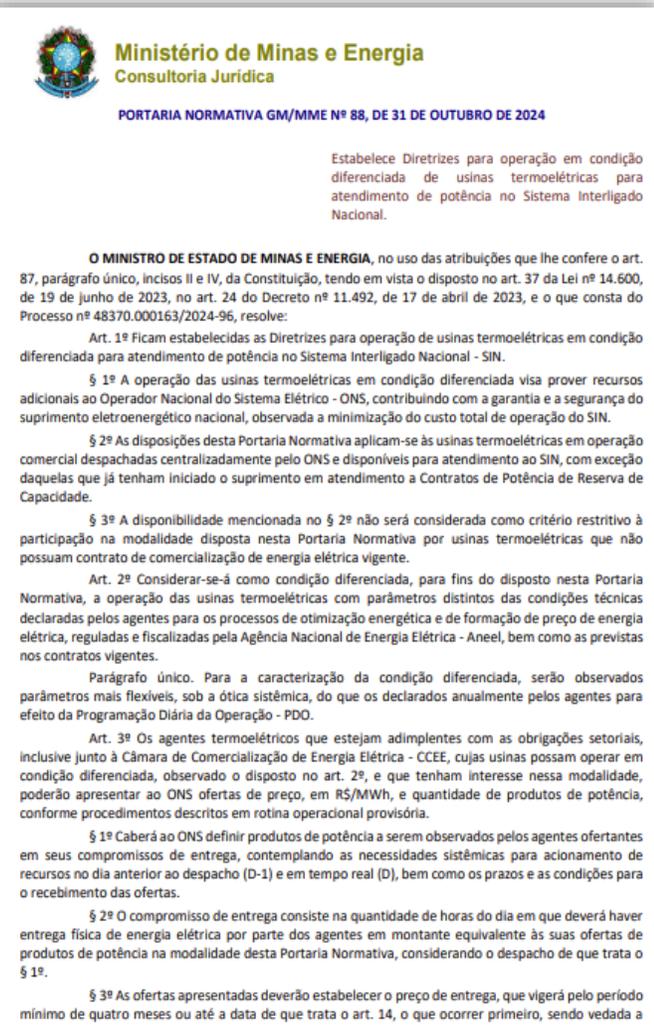
- Usinas interessadas poderão apresentar ofertas de preço (R\$/MWh) e quantidade de potência ao ONS.
 - P1 – Oferta em D-1 com geração no período de 15h às 23h e o despacho na programação diária até as 23h
 - P2 – Oferta em D-1 com geração no período de 16h às 22h e o despacho na programação diária até as 23h
 - P3 – Oferta em D0 com geração no período de 17h às 23h e o despacho definido em tempo real até as 14h
 - P4 – Oferta em D0 com geração no período de 17h às 23h e o despacho definido em tempo real até as 16h
- Preço válido por no mínimo 4 meses ou até 31 de março de 2025 (**prorrogado até 30 de setembro de 2025, conforme Portaria MME 105/2025**).

➤ Critérios de Aceite

- O aceite e a programação diários das ofertas deverão ser realizados pelo ONS de forma competitiva, considerando a necessidade sistêmica, a minimização do custo total do SIN e os recursos disponíveis, sem compromissos de despacho além do período de permanência ligado.

➤ Abrangência

- A etapa de programação deverá ser efetuada pelo ONS após o processamento do modelo de curtíssimo prazo e divulgada no PDO, não devendo ser considerada nos processos de Planejamento da Operação, Programação Mensal de Operação e na formação do PLD.



Portaria MME 88/2024 | Operação em condições diferenciadas das UTEs para atendimento da ponta



➤ Ofertas de Preço e Potência

- Usinas interessadas poderão apresentar ofertas de preço (R\$/MWh) e quantidade de potência ao ONS.
 - P1 – Oferta em D-1 com geração no período de 15h às 23h e o despacho na programação diária até as 23h
 - P2 – Oferta em D-1 com geração no período de 16h às 22h e o despacho na programação diária até as 23h
 - P3 – Oferta em D0 com geração no período de 17h às 23h e o despacho definido em tempo real até as 14h
 - P4 – Oferta em D0 com geração no período de 17h às 23h e o despacho definido em tempo real até as 16h
- Preço válido por no mínimo 4 meses ou até 31 de março de 2025 (**prorrogado até 30 de setembro de 2025, conforme Portaria MME 105/2025**).

USINA	COMBUSTÍVEL			Região/Estado/Município (OD ou OC)	OFERTA DE PREÇO	DATA DA OFERTA
	PRODUTO	Opção	Produto (OD ou OC)			
MC2 Nova Venécia 2	P1 e P2	Gás Natural			1038,33	03/12/2024
Maranhão IV		Gás Natural			1038,33	
Maranhão V		Gás Natural			1038,33	
Parnaíba IV		Gás Natural			1038,33	
Ibirité "IBT"	P1	Gás Natural			1041,95	05/12/2024
Ibirité "IBT"	P2	Gás Natural			1171,47	
Três Lagoas "TLG"	P1	Gás Natural			1238,54	
Três Lagoas "TLG"	P2	Gás Natural			1405,09	
Porto Pecém I	P1	CMI			1198,50	05/12/2024
Norte Fluminense	P1 e P2	Gás Natural			2236,28	13/12/2024
Araucaria	P1	Gás Natural			1947,81	19/12/2024
Uruguaiana	P1	Gás Natural			2140,22	21/12/2024
Termonordeste "TERMONE"	P1		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	25/03/2025
Termonordeste "TERMONE"	P2		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termonordeste "TERMONE"	P3		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termonordeste "TERMONE"	P4		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termoparaíba "TERMOPB"	P1		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termoparaíba "TERMOPB"	P2		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termoparaíba "TERMOPB"	P3		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	
Termoparaíba "TERMOPB"	P4		OCB1	Nordeste - Pernambuco - Ipojuca	538,16	



Ministério de Minas e Energia
Consultoria Jurídica

PORTARIA NORMATIVA GM/MME Nº 88, DE 31 DE OUTUBRO DE 2024

Estabelece Diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 37 da Lei nº 14.600, de 19 de junho de 2023, no art. 24 do Decreto nº 11.492, de 17 de abril de 2023, e o que consta do Processo nº 48370.000163/2024-96, resolve:

Art. 1º Ficam estabelecidas as Diretrizes para operação de usinas termoeletricas em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN.

§ 1º A operação das usinas termoeletricas em condição diferenciada visa prover recursos adicionais ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo com a garantia e a segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo total de operação do SIN.

§ 2º As disposições desta Portaria Normativa aplicam-se às usinas termoeletricas em operação comercial despachadas centralizadamente pelo ONS e disponíveis para atendimento ao SIN, com exceção daquelas que já tenham iniciado o suprimento em atendimento a Contratos de Potência de Reserva de Capacidade.

§ 3º A disponibilidade mencionada no § 2º não será considerada como critério restritivo à participação na modalidade disposta nesta Portaria Normativa por usinas termoeletricas que não possuam contrato de comercialização de energia elétrica vigente.

Art. 2º Considerar-se-á como condição diferenciada, para fins do disposto nesta Portaria Normativa, a operação das usinas termoeletricas com parâmetros distintos das condições técnicas declaradas pelos agentes para os processos de otimização energética e de formação de preço de energia elétrica, reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, bem como as previstas nos contratos vigentes.

Parágrafo único. Para a caracterização da condição diferenciada, serão observados parâmetros mais flexíveis, sob a ótica sistêmica, do que os declarados anualmente pelos agentes para efeito da Programação Diária da Operação - PDO.

Art. 3º Os agentes termoeletricos que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, cujas usinas possam operar em condição diferenciada, observado o disposto no art. 2º, e que tenham interesse nessa modalidade, poderão apresentar ao ONS ofertas de preço, em R\$/MWh, e quantidade de produtos de potência, conforme procedimentos descritos em rotina operacional provisória.

§ 1º Caberá ao ONS definir produtos de potência a serem observados pelos agentes ofertantes em seus compromissos de entrega, contemplando as necessidades sistêmicas para acionamento de recursos no dia anterior ao despacho (D-1) e em tempo real (D), bem como os prazos e as condições para o recebimento das ofertas.

§ 2º O compromisso de entrega consiste na quantidade de horas do dia em que deverá haver entrega física de energia elétrica por parte dos agentes em montante equivalente às suas ofertas de produtos de potência na modalidade desta Portaria Normativa, considerando o despacho de que trata o § 1º.

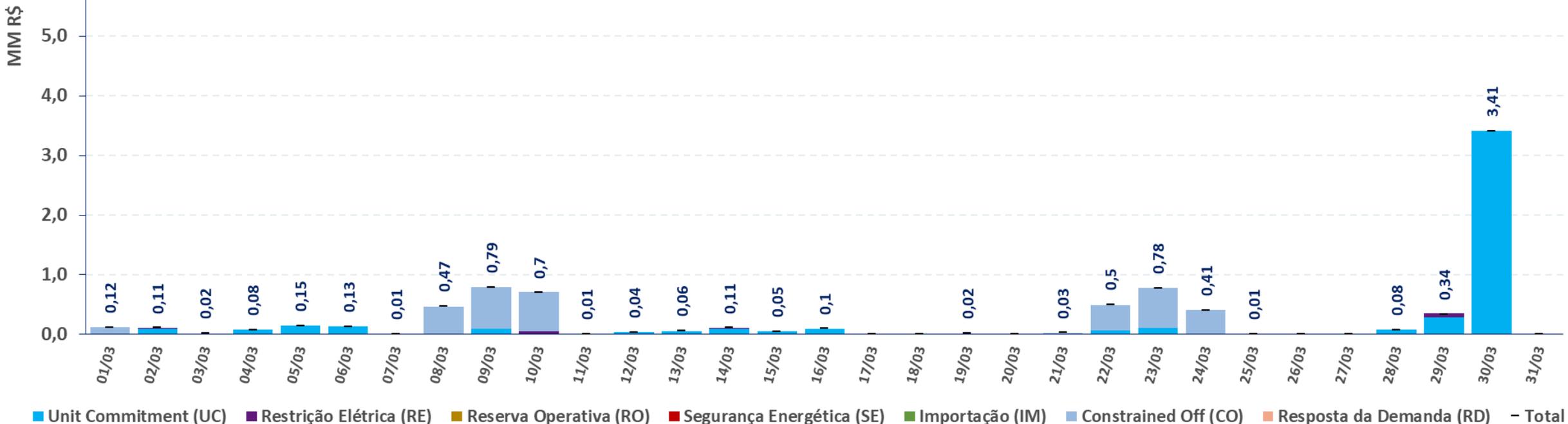
§ 3º As ofertas apresentadas deverão estabelecer o preço de entrega, que vigorará pelo período mínimo de quatro meses ou até a data de que trata o art. 14, o que ocorrer primeiro, sendo vedada a

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

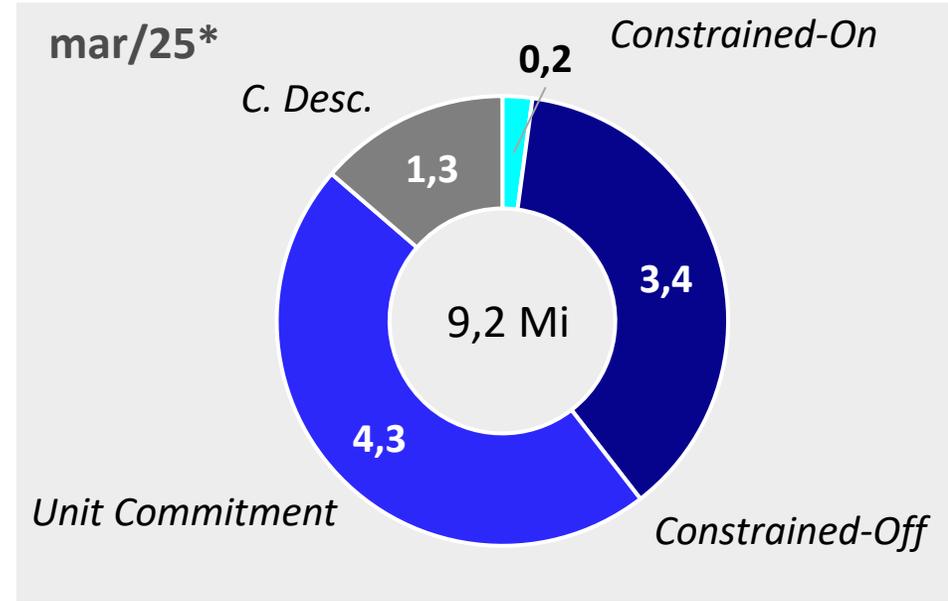
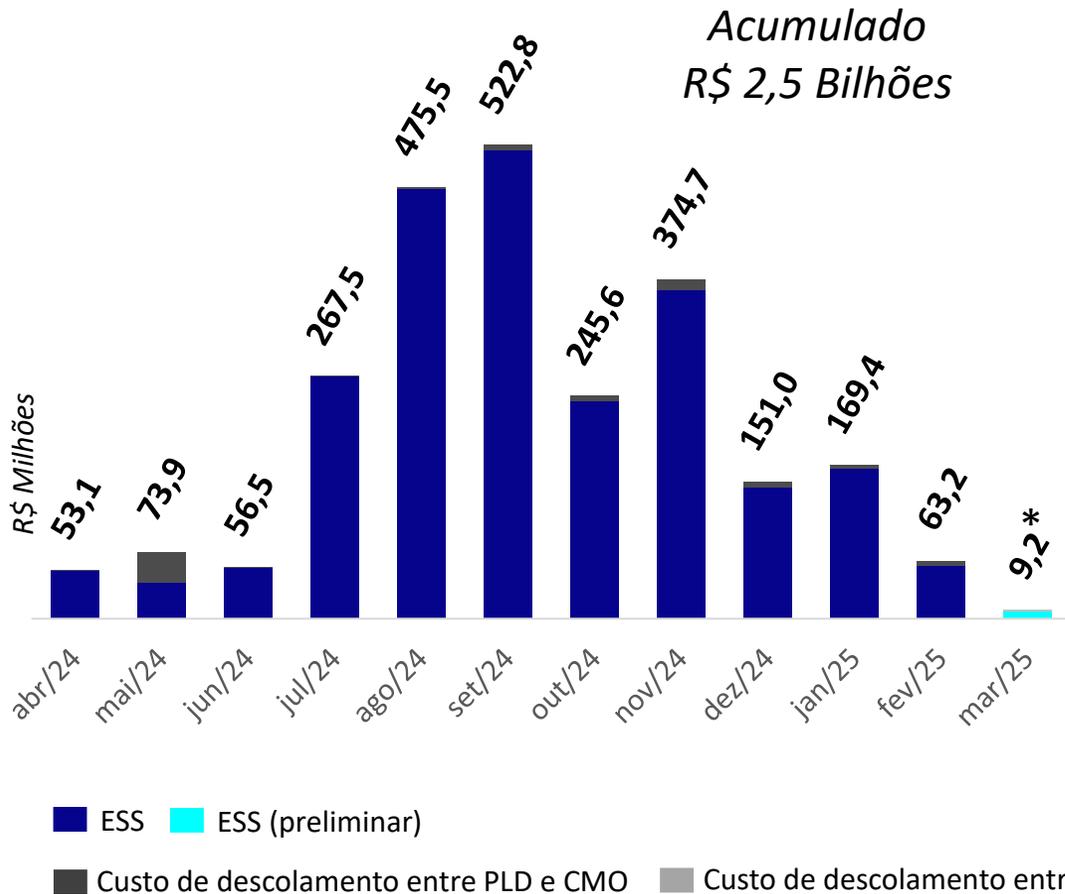
estimativa preliminar de encargos de serviço do sistema – ESS – março de 2025



ESS	Total (MM R\$)
Restrição Elétrica (RE)	0,2
Unit Commitment (UC)	4,9
Resp. Demanda (RD)	0,0
Constrained-Off (CO)	3,4
Importação (IM)	0,0
Total	8,5
Descolamento	2,9



O ESS observado tem apresentado redução, principalmente pela maior disponibilidade hidrelétrica para atendimento da ponta de carga líquida, não sendo necessário o acionamento de termelétricas rápidas e caras nesses horários.



Impactos estimados (mar/25)

ESS equivalente a

R\$ 0,15
por MWh

Estimativa de custo adicional de



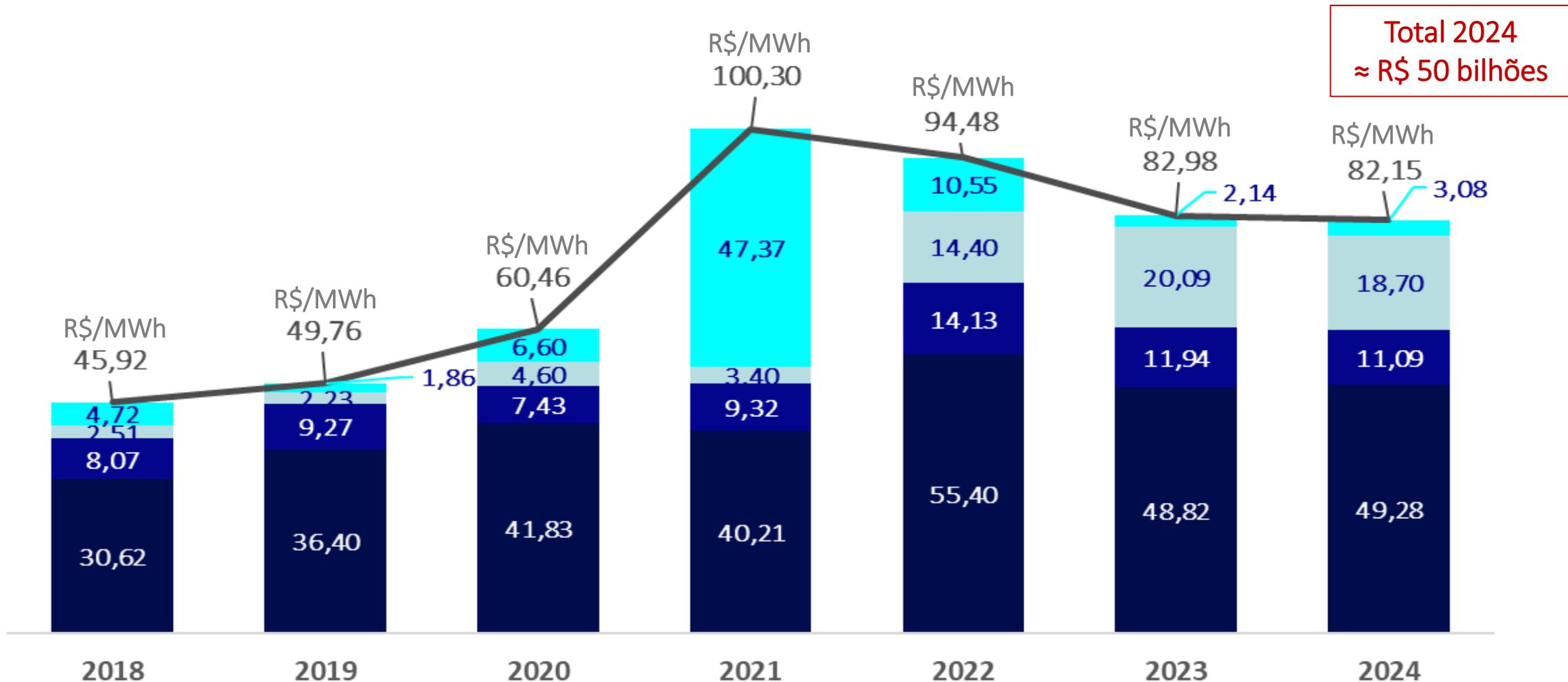
0,04% a 0,05%
ao preço da energia no ACL

Estimativa⁽²⁾ de aumento de

0,51%
na tarifa do ACR

Total Encargos AT (S/SE/CO) - R\$/MWh

■ CDE (S/SE/CO) - AT
 ■ PROINFA
 ■ EER
 ■ ESS
 — TOTAL (S/SE/CO) - AT



- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - **NEWAVE Híbrido**
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

- **Motivação:** a representação agregada das usinas hidrelétricas leva uma operação otimista frente a realidade operativa do SIN, uma vez que há perda de precisão em tais aproximações.

Período de Individualização: 12 primeiros meses de estudo.

- **Implementações:**

- ✓ representação das restrições hidráulicas – turbinamento mínimo e máximo;
- ✓ funções de produção individual;

Por consequência representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa, consideração das limitações de geração e armazenamento individuais e a consideração de vertimentos localizados, resultando na melhoria da FCF para o modelo DECOMP.

- **Aprimoramentos para redução de tempo de execução:**

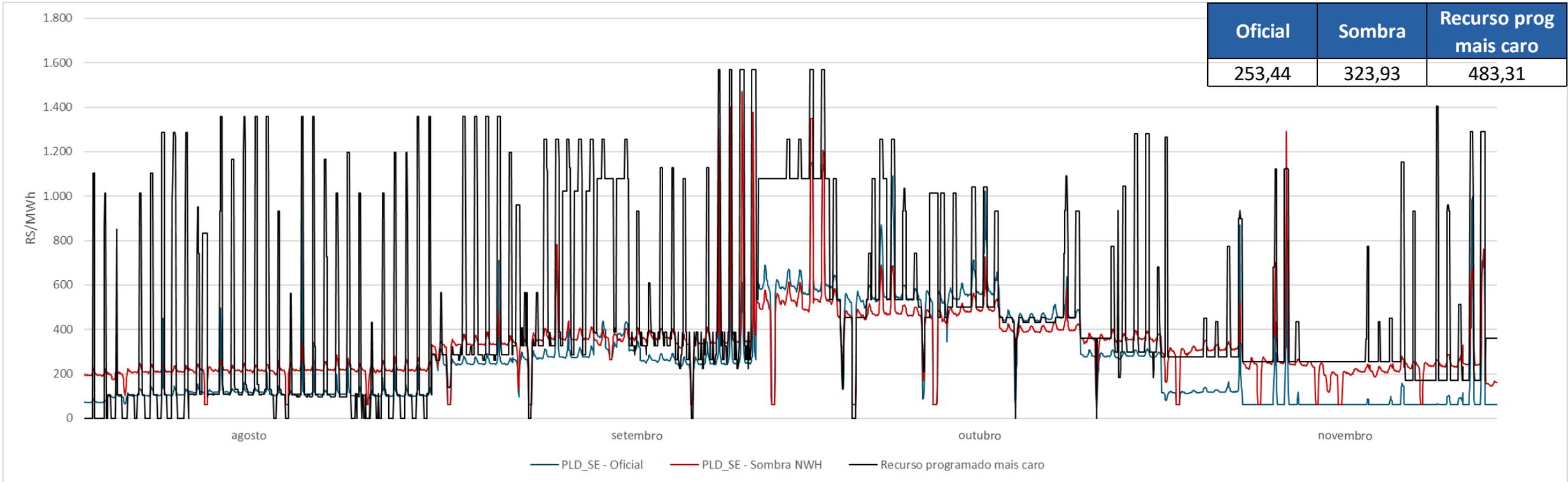
- ✓ seleção de cortes;
- ✓ reaproveitamento de bases;
- ✓ gerenciamento paralelo.

NEWAVE Híbrido

PLD SE/CO [R\$/MWh]

Valores médios do período em R\$/MWh

Oficial	Sombra	Recurso prog mais caro
253,44	323,93	483,31



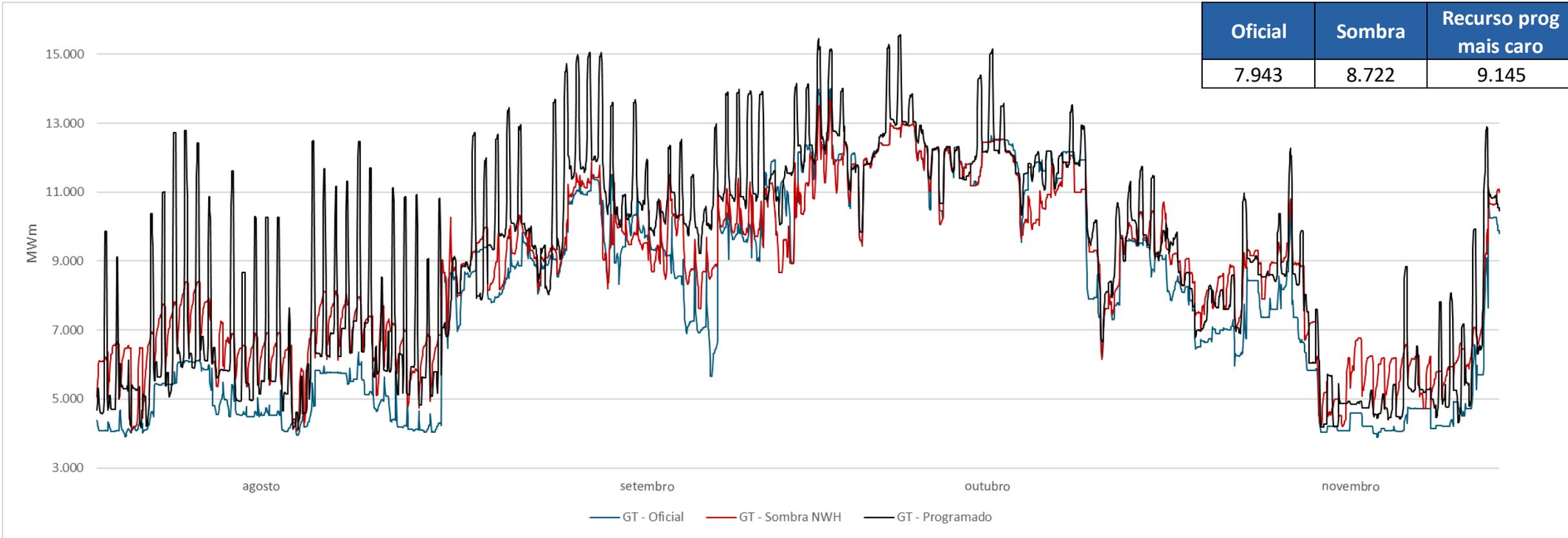
Durante todo o período, em média o PLD SE com o Newave Híbrido ficou maior que o oficial em aproximadamente 70 R\$/MWh, se aproximando da média do recurso programado mais caro. Outro aspecto relevante foi a diminuição da volatilidade dos preços, que com o modelo oficial ficou em torno de 17% e o modelo híbrido em 15%.

NEWAVE Híbrido

Geração Térmica [MWm]

Valores médios do período em MWm

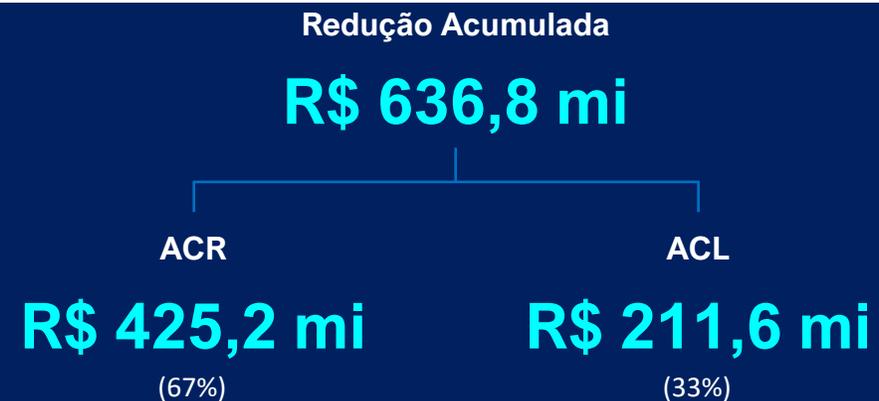
Oficial	Sombra	Recurso prog mais caro
7.943	8.722	9.145



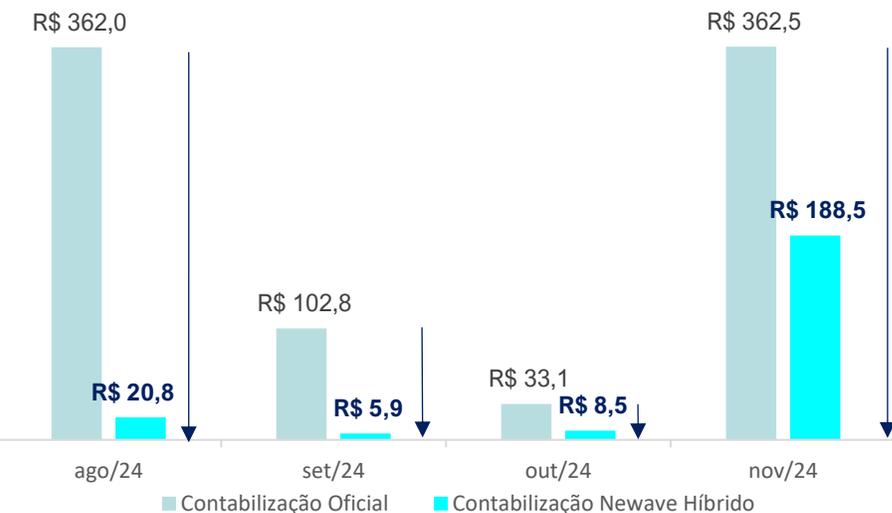
Durante todo o período, em média a geração térmica com o Newave Híbrido ficou maior que o oficial em aproximadamente 779 MWm, se aproximando da média do recurso programado mais caro.

NEWAVE Híbrido

A aplicação do *modelo Newave híbrido* nas contabilizações de agosto a novembro de 2024, geraria uma **economia de cerca de R\$ 636,8 milhões** ao consumidor brasileiro no pagamento de ESS



Pagamento de encargos (R\$ milhões)



Aumento nos recursos disponíveis para:

- Abatimento de ESS
- Alívio retroativo de encargos (em set/24 e out/24)
- Conta de excedente financeiro

A simulação ainda apresentou um aumento dos recursos financeiros alocados na Conta de Energia de Reserva (CONER):

R\$ 556 mi *

*valor acumulado

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

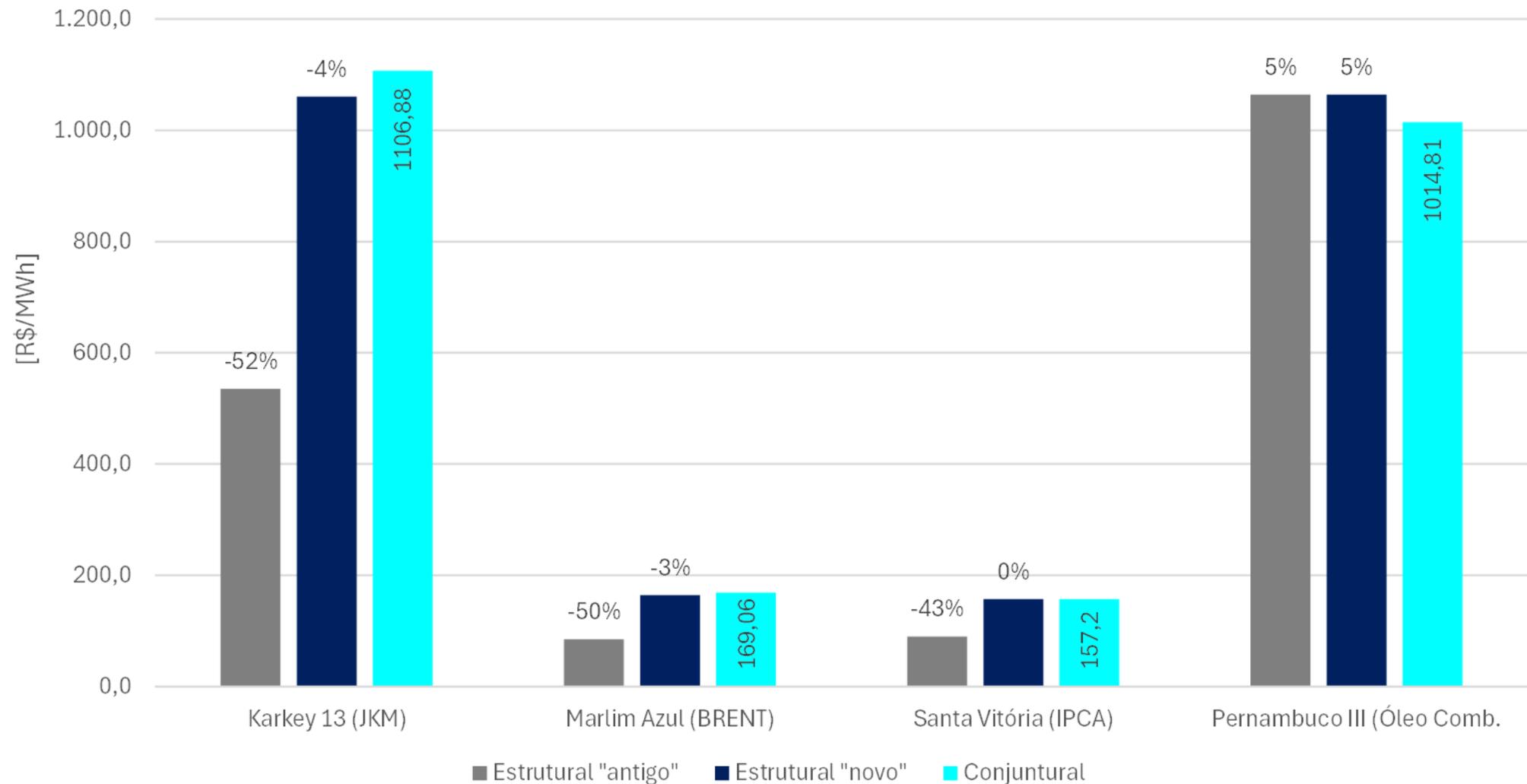
- Uma das ações do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR) do CNPE, endereçadas ao CT PMO/PLD, foi a consideração da evolução do CVU no PMO e PLD. Tal motivação se deu em razão do CVU Estrutural das usinas vendedoras em leilões realizados de 2011 em diante possuírem a parcela combustível estática ao longo do tempo, sendo incapaz de representar o custo no horizonte estrutural (do 3º mês em diante) em momentos de choque no preço dos combustíveis
- O **Grupo Técnico CVU Estrutural** foi aberto no âmbito do CT PMO/PLD, com coordenação de CCEE e ONS, em **dezembro/2022**. Foram realizadas 5 reuniões com os agentes de mercado e participação da EPE, tratando pontos como: “Avaliação de metodologias”, “Análise de impacto no PLD”, e “Avaliação de impactos e proposta de adequações regulatórias”
- Dado que o CVU Estrutural encontrava-se em Caderno de Regras, sua proposta metodológica foi encaminhada à ANEEL em 22 de julho de 2024 junto ao demais Cadernos, para **Consulta Pública nº 25/2024, com período de contribuição entre 9 de outubro e 7 de novembro de 2024**, instituída a colher subsídios para o aprimoramento das Regras de Comercialização – versão 2025
- Conforme acordado durante as atividades do GT, foi realizada disponibilização do **CVU Estrutural “sombra” desde outubro/2024 até a entrada em operação** (conforme citado a seguir, janeiro/2025)
- A **Resolução Normativa ANEEL 1.108/2024, de 3 de dezembro de 2024**, aprovou as Regras de Comercialização de Energia Elétrica a partir de janeiro de 2025, e determinou a adoção da metodologia de cálculo aprovada a partir do PMO de fevereiro/2025

- A proposta de metodologia considerou como base a adoção de dados de preços de contratos futuros, para combustível negociados em bolsa de valores, enquanto para os não negociados são considerados os dados provenientes de projeção de custos dos combustíveis por instituição pública (U.S. EIA):

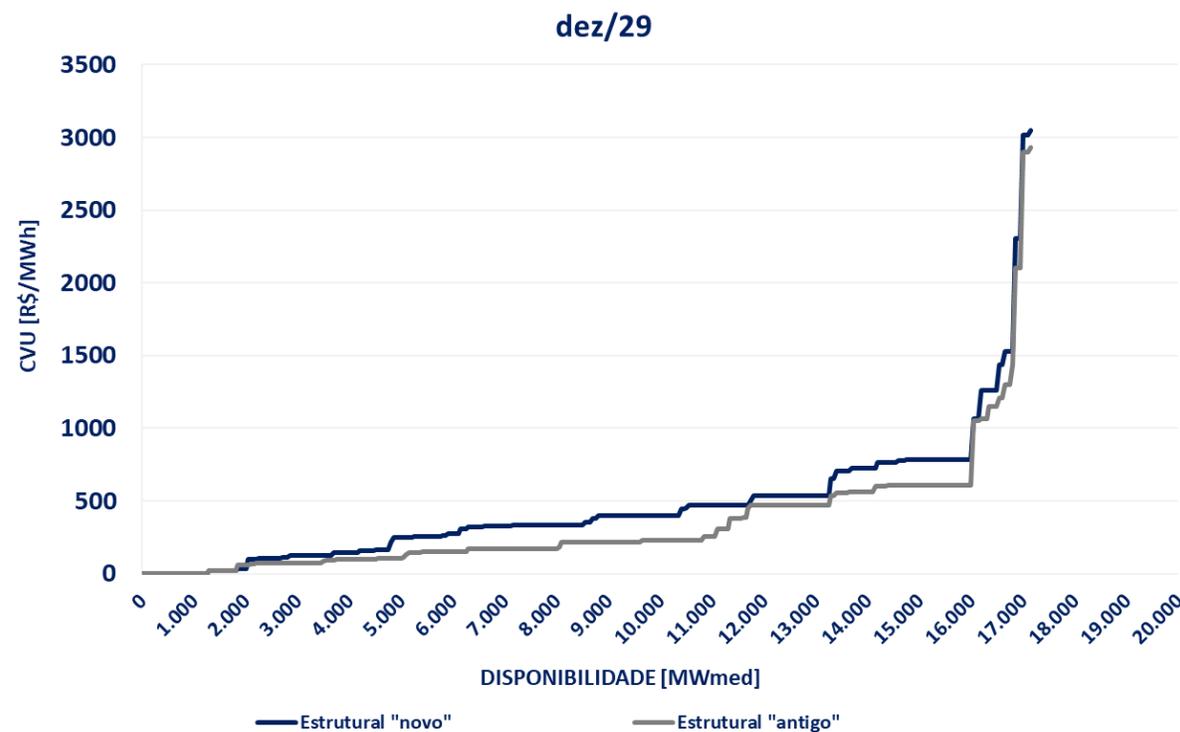
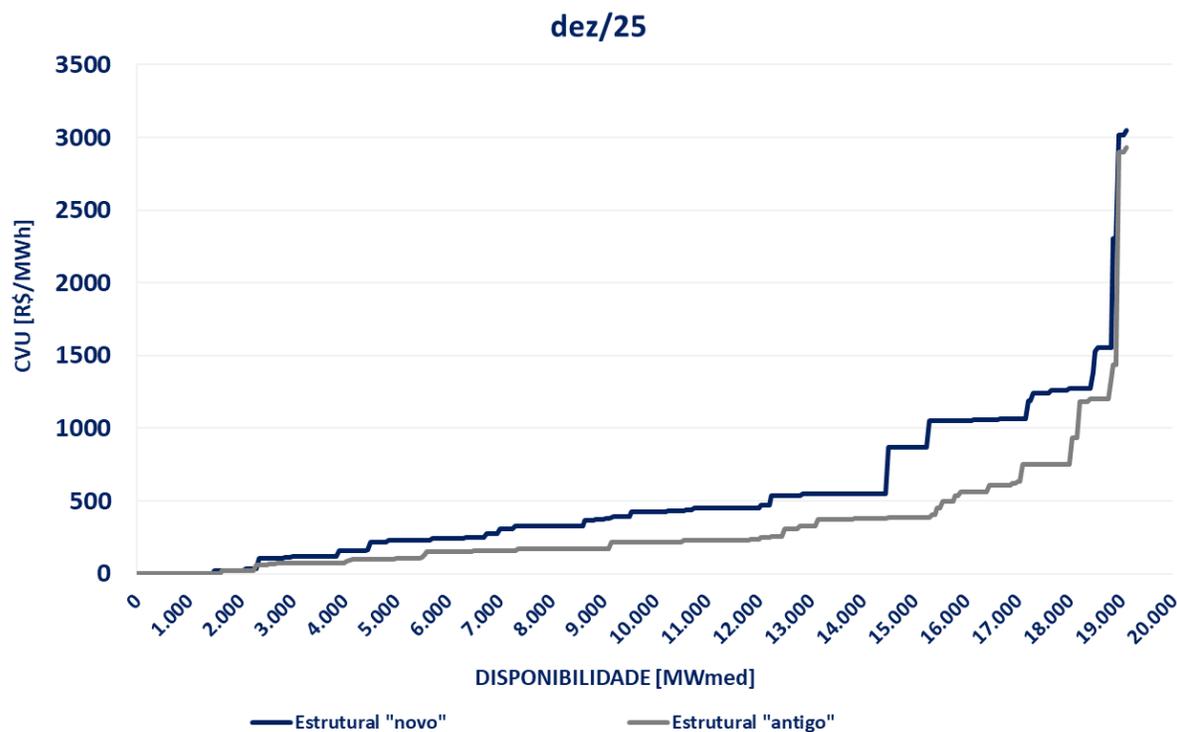
$$CVU = e * i * Pcomb_FUT + CO\&M * VP_IPCA$$

- i = Dado cadastral
- $CO\&M$ = Dado cadastral
- e = Dólar médio do último mês com atualização mensal
- VP_IPCA = Atualização anual parcial em novembro (IPCA setembro) e definitiva em dezembro (IPCA outubro)
- Se usina possui opção combustível com contratos futuros negociados em bolsa de valores:
 - **$Pcomb_FUT$ é o preço médio anual dos contratos futuros do combustível, atualizado quadrimestralmente**
- Caso contrário:
 - Primeiro ano é a média dos últimos 12 meses da cotação conjuntural, atualizado mensalmente
 - Demais anos é a expectativa de preço futuro pelo AEO da U. S. EIA, aplicado um fator de correlação e aversão a volatilidade, atualizado anualmente

➤ Diferença entre CVUs conjuntural, estrutural “antigo” e estrutural da “nova” metodologia, no PMO de fevereiro/2025

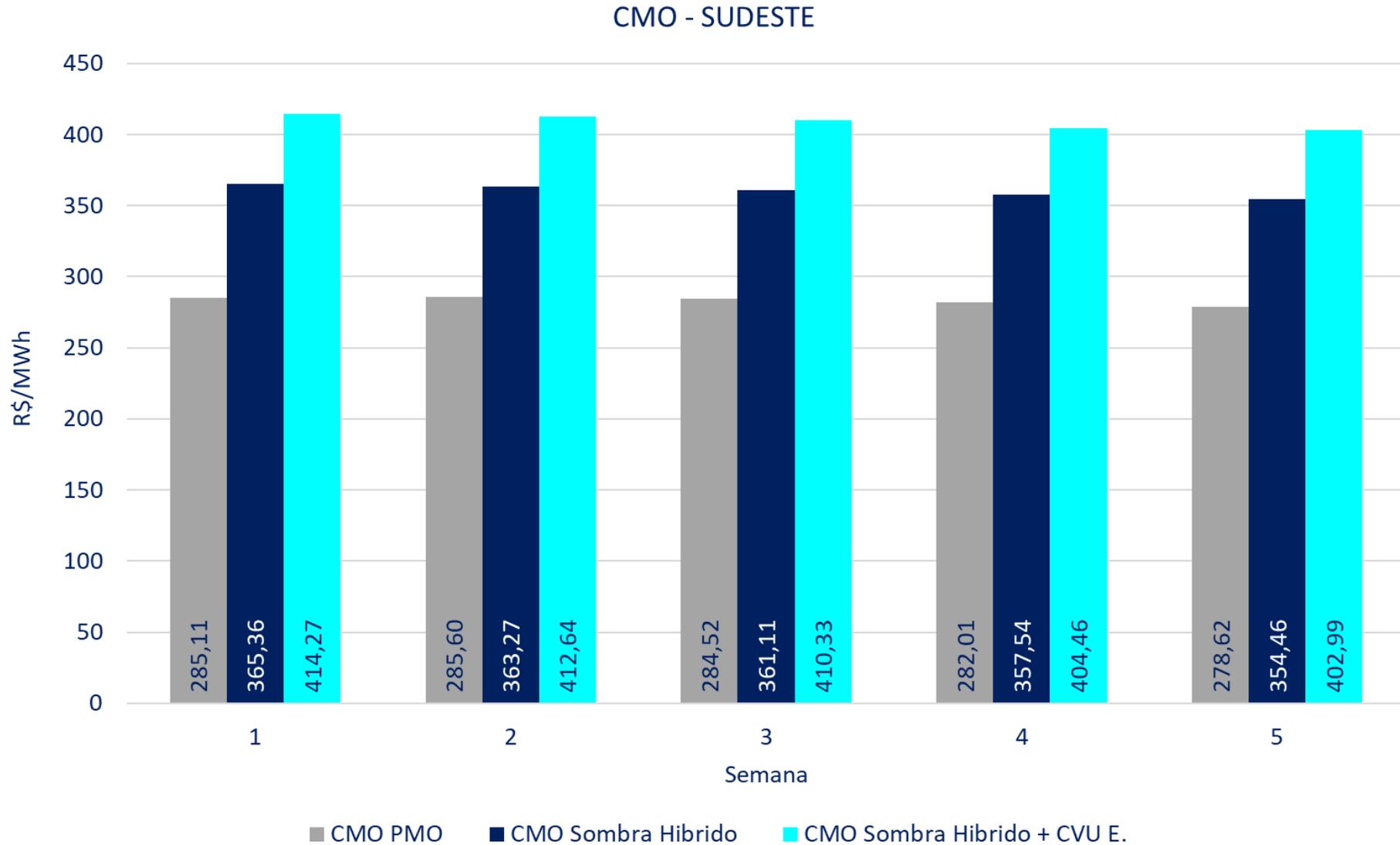


- Pilha térmica para o fim do primeiro ano do CVU Estrutural (2025), e para o fim do último ano com CVU Estrutural (2029), no PMO de fevereiro/2025 considerando metodologias “antiga” e “nova”



CVU Médio [R\$/MWh]	Dez/25	Dez/26	Dez/27	Dez/28	Dez/29
Estrutural “antigo”	337,37	370,75	351,84	356,45	352,37
Estrutural “novo”	549,14	575,50	521,87	493,89	479,41

- Análise de resultados do PMO de novembro/24 entre a rodada do PMO (metodologia vigente à época) e a rodada “sombra” com as novas metodologias

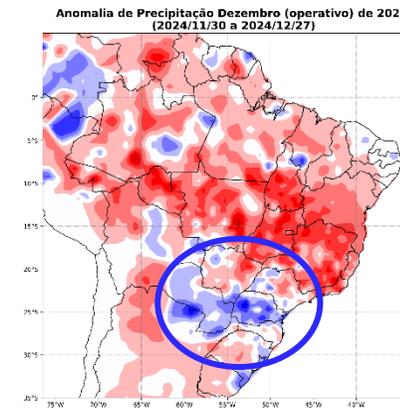
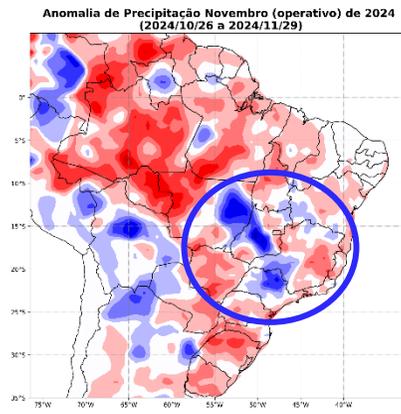
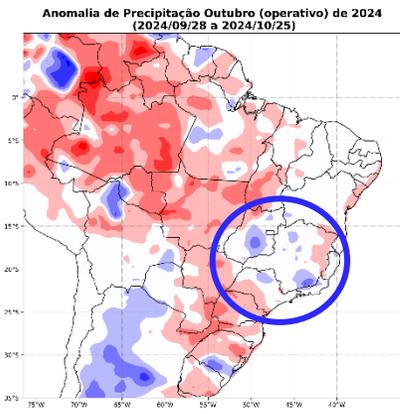


- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - **condição hidrológica**
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

Outubro/2024

Novembro/2024

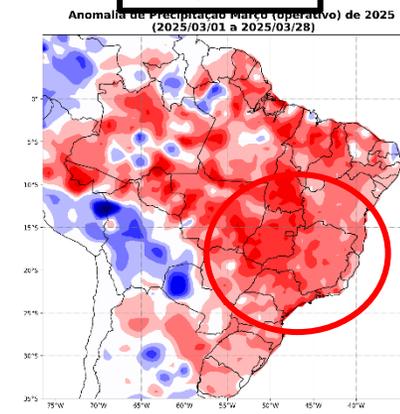
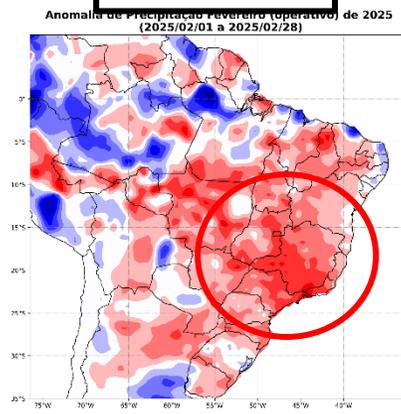
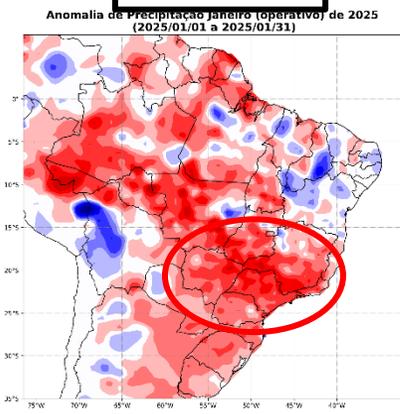
Dezembro/2024



Janeiro/2025

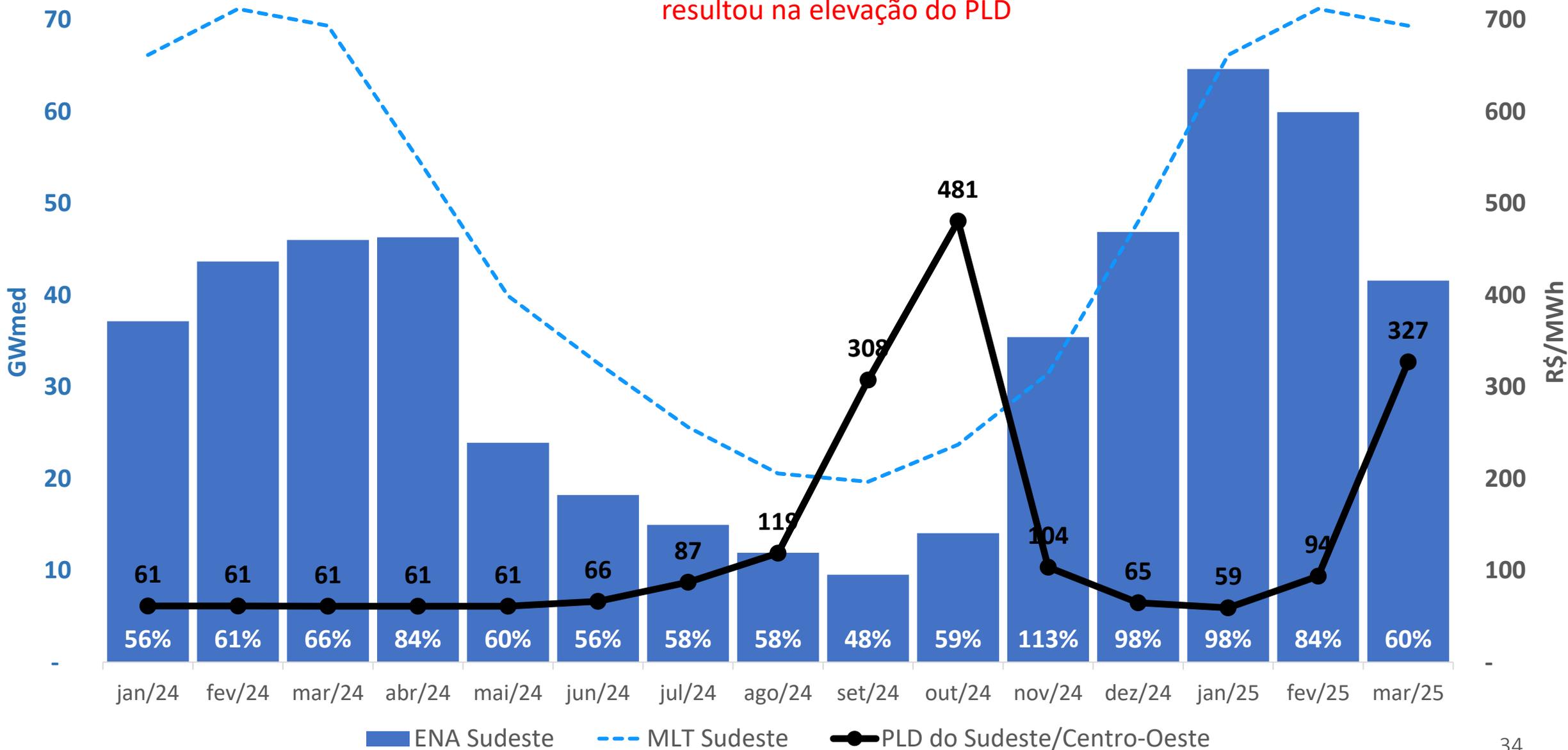
Fevereiro/2025

Março/2025



- Após o início do período úmido, foram verificadas precipitações em importantes bacias do SIN;
- No trimestre Out/Nov/Dez de 2024 foram verificadas precipitações acima da média nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Serra da Mesa (TO) e Inc. Itaipu, beneficiando o submercado Sudeste/Centro-Oeste;
- Em dezembro de 2024 a ENA no SIN chegou a 73.5 GWm (102% da MLT).
- No primeiro bimestre de 2025 as precipitações passaram a beneficiar a metade norte do país, sendo verificadas anomalias positivas nas bacias dos rios Xingu e Tocantins;
- Entre o final de janeiro e início de março, sob a atuação de um sistema de alta pressão, foi verificado um bloqueio persistente que impediu o avanço de sistemas frontais sob o país e oceano adjacente. Diante desse cenário foi verificado um aumento expressivo de temperatura e déficits de precipitação nas principais bacias do Sul, Sudeste e Nordeste.
- Esse cenário contribuiu para o término antecipado do período úmido do Sudeste, impactando negativamente no cenário hidrológico dos meses seguintes.

Final antecipado do período úmido em meados de fev/2025 resultou na elevação do PLD



UTES com potência disponível para atendimento da carga

DESSEM 18/03/2024
(SUDESTE/CENTRO-OESTE + SUL)

- Inflexibilidade total: **3.045 MW**
- Ordem de Mérito total: **1.044 MW**
- Geração termelétrica total: **4.089 MW**

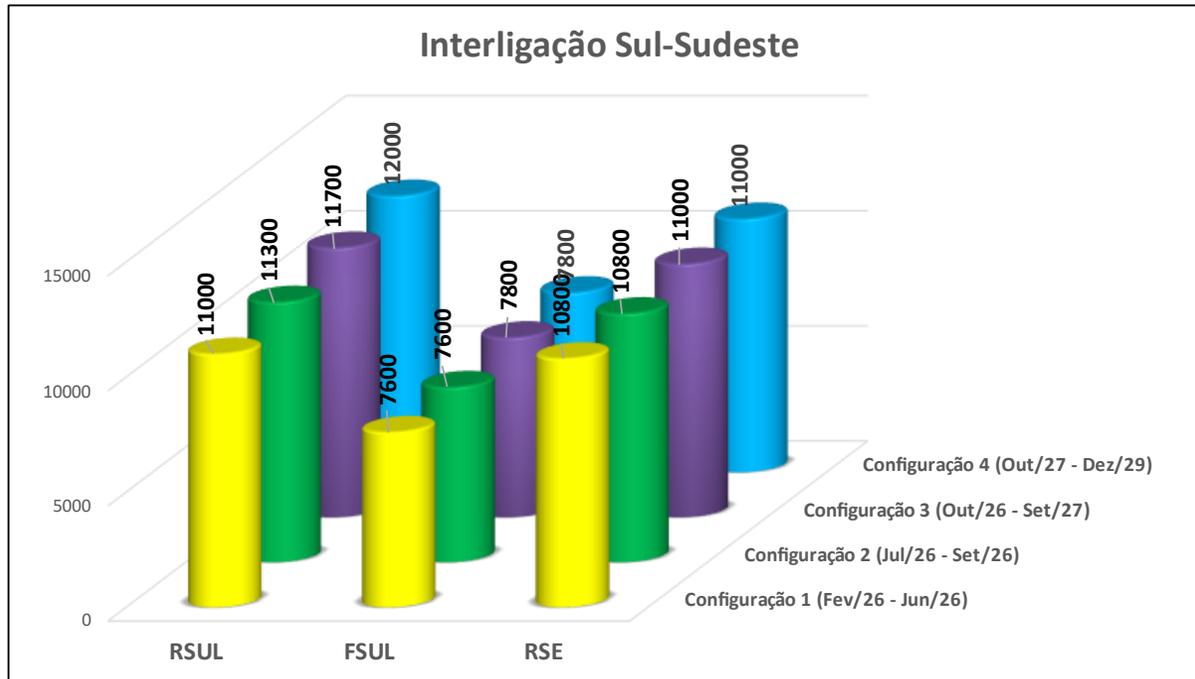
UTE	CVU (R\$/MWh)	TON (h)	INFLEXIBILIDADE (MW)	DISPONIBILIDADE (MW)	GERAÇÃO MÉRITO PICO (MW)	GERAÇÃO TOTAL (MW)
PAMPA SUL	101,20	168	0	345	345	345
ONCA PINTADA	145,52	408	0	50	50	50
STA VITORIA	157,20	24	0	38,5	38,5	38,5
MARLIM AZUL	162,49	240	475	565	90	565
BAIXADA FLU	278,48	168	0	520	520	520
J.LACERDA A1	475,13	216	0	80	0	0
CUBATAO	540,30	84	0	216	0	0
GNA	544,35	178	0	1338,3	0	0
B. BONITA I	778,35	0	0	9	0	0
ARAUCARIA	883,16	72	0	484	0	0
NORTEFLU	954,00	304	0	826	0	0
TERMOMACAE	954,73	7	0	900	0	0
IBIRITE	991,80	83	0	235	0	0
TERMORIO	1078,52	82	0	989	0	0
KARKEY 013	1095,50	1	30	256	0	30
KARKEY 019	1095,50	1	0	116	0	0
TRES LAGOAS	1187,29	81	0	270	0	0
PORSUD II	1269,47	1	0	78	0	0
PORSUD I	1272,68	1	0	116	0	0
CUIABA G CC	1323,04	72	0	490	0	0
CANOAS	1368,47	80	0	248,57	0	0
VIANA	1432,61	6	0	175	0	0
JUIZ DE FORA	1433,15	5	0	84	0	0
PALMEIRAS GO	1436,97	5	0	70	0	0
SEROPEDICA	1449,89	5	0	360	0	0
LINHARES PCS	1610,77	2	0	36	0	0
POVOACAO 1	1610,77	2	0	74,96	0	0
VIANA 1	1610,77	2	0	37	0	0
N.PIRATININ	1733,83	8	0	386	0	0

Última despachada por ordem de mérito

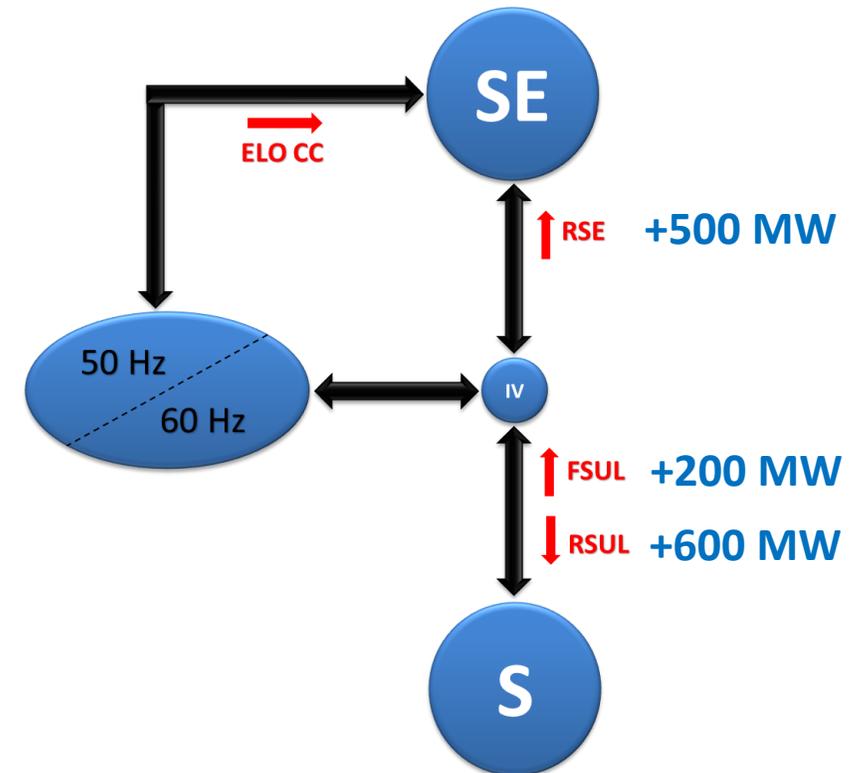
Próxima térmica a ser despachada por O.M. para atendimento da ponta (rápida)

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

➤ Limites médio prazo (MWmed)



➤ Ganho médio ao final do horizonte (2029)



REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE JANEIRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

➤ Configuração 1 :

- ✓ **Fevereiro/2026 a Junho/2026.**
- ✓ LT 525 kV Areia – Joinville Sul – Itajaí 2 – Biguaçu
- ✓ Seccionamento da LT 525 kV Blumenau – Curitiba e da LT 525 kV Blumenau – Curitiba Leste na SE Joinville Sul

➤ Configuração 2.

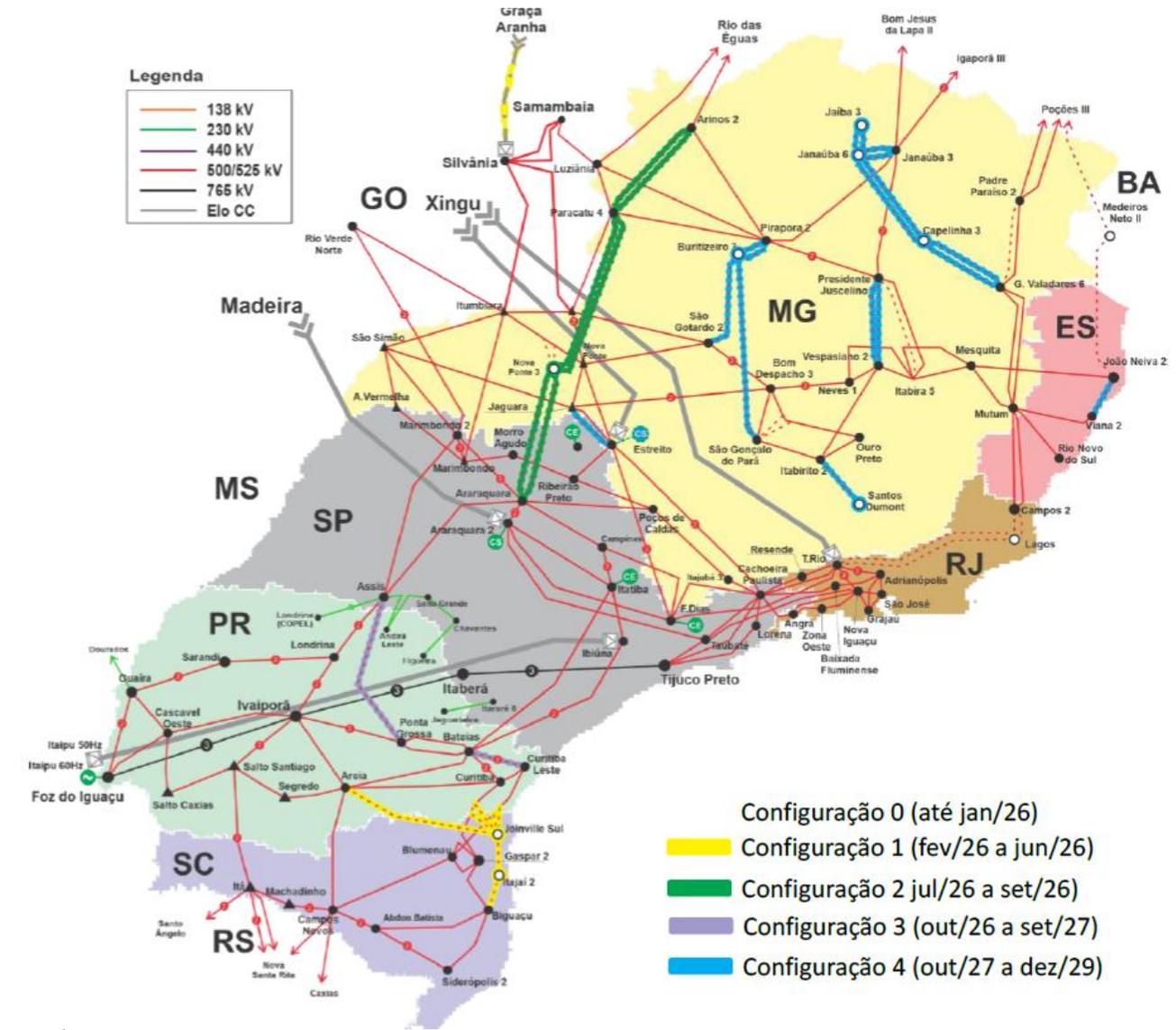
- ✓ **Julho/2026 a Setembro/2026.**
- ✓ SE 500 kV Nova Ponte 3 + LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C1 e C2

➤ Configuração 3:

- ✓ **Outubro/2026 a Setembro/2027.**
- ✓ LT 525 kV Bateias - Curitiba Leste C1 e C2
- ✓ LT 525 kV Assis – Ponta Grossa C1 e C2

➤ Configuração 4:

- ✓ **Outubro/2027 a Dezembro/2029.**
- ✓ SE 500 kV Buritizeiro 3 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – Pirapora C1 e C2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará + LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2 C1 e C2 + LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2
- ✓ SE 500 kV Jaíba, Janaúba 6 e Capelinha 3 + LT 500 kV Jaíba - Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 C1 e C2 + LT 500 kV Janaúba 6 - Janaúba 3 C1 e C2 + LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2



- Configuração 0 (até jan/26)
- █ Configuração 1 (fev/26 a jun/26)
- █ Configuração 2 jul/26 a set/26)
- █ Configuração 3 (out/26 a set/27)
- █ Configuração 4 (out/27 a dez/29)

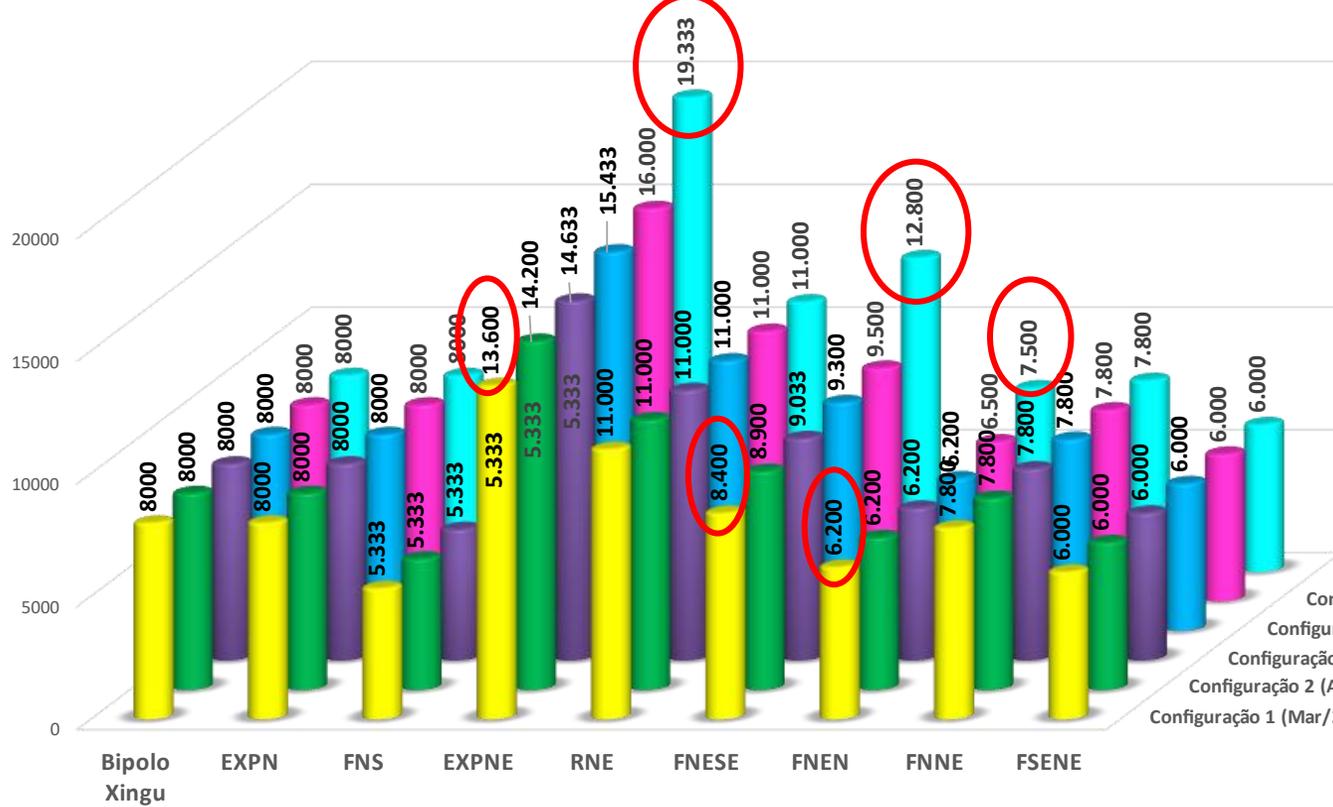
REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE JANEIRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

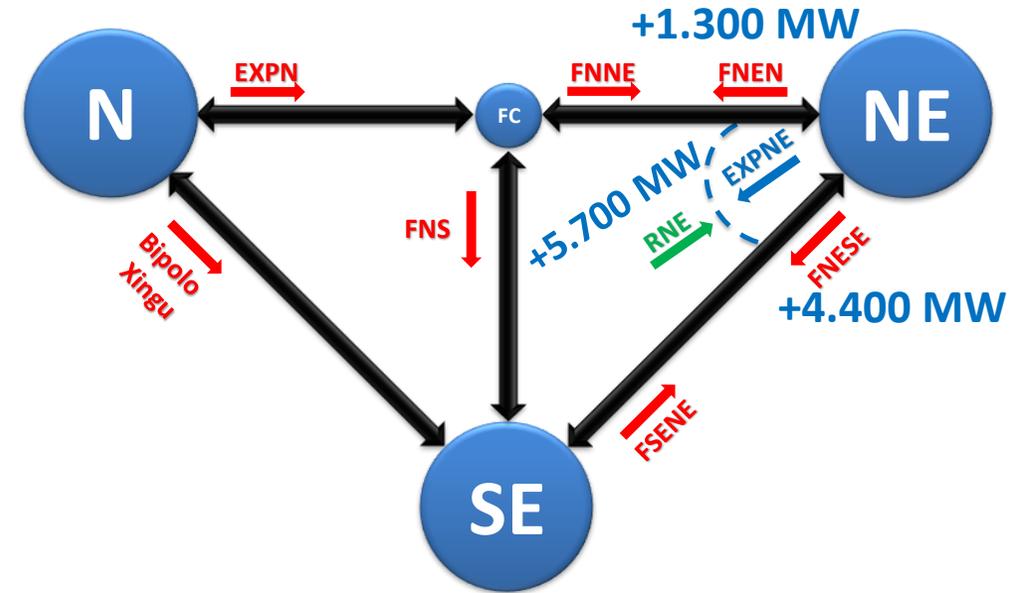
- PMO – Janeiro/2025

➤ Limites médio prazo (MWmed)

Interligação Norte-Nordeste-Sudeste



➤ Ganho médio a partir de out/2029



REFERÊNCIAS:

➤ LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2024 A DEZEMBRO DE 2028.

➤ Configuração 1:

➤ **Março/2025.**

➤ Sistema Atual + SE Medeiros Neto 500/230 kV e LT 500 kV Poções III-Medeiros Neto II.

➤ Configuração 2:

➤ **Abril/2025 a Junho/2025.**

➤ LT 500 kV Medeiros Neto II-João Neiva C1.

➤ Configuração 3:

➤ **Julho/2025 a Setembro/2027.**

➤ SE 500 kV Nova Ponte 3 + LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C1 e C2.

➤ Configuração 4:

➤ **Outubro/2027 a Setembro/2028.**

➤ SE 500 kV Buritizeiro 3 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – Pirapora C1 e C2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C1 + LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2 C1 e C2 + LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2;

➤ SE 500 kV Jaíba, Janaúba 6 e Capelinha 3 + LT 500 kV Jaíba - Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 C1 e C2 + LT 500 kV Janaúba 6 - Janaúba 3 C1 e C2 + LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2.

➤ Configuração 5:

➤ **Outubro/2028 a Setembro/2029.**

➤ LT 500 kV Janaúba 6 – Presidente Juscelino C1;

➤ LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C2;

➤ LT 500 kV Xingó- Camaçari II C1 e C2.

➤ Configuração 6:

➤ **Outubro/2029 a Dezembro/2029.**

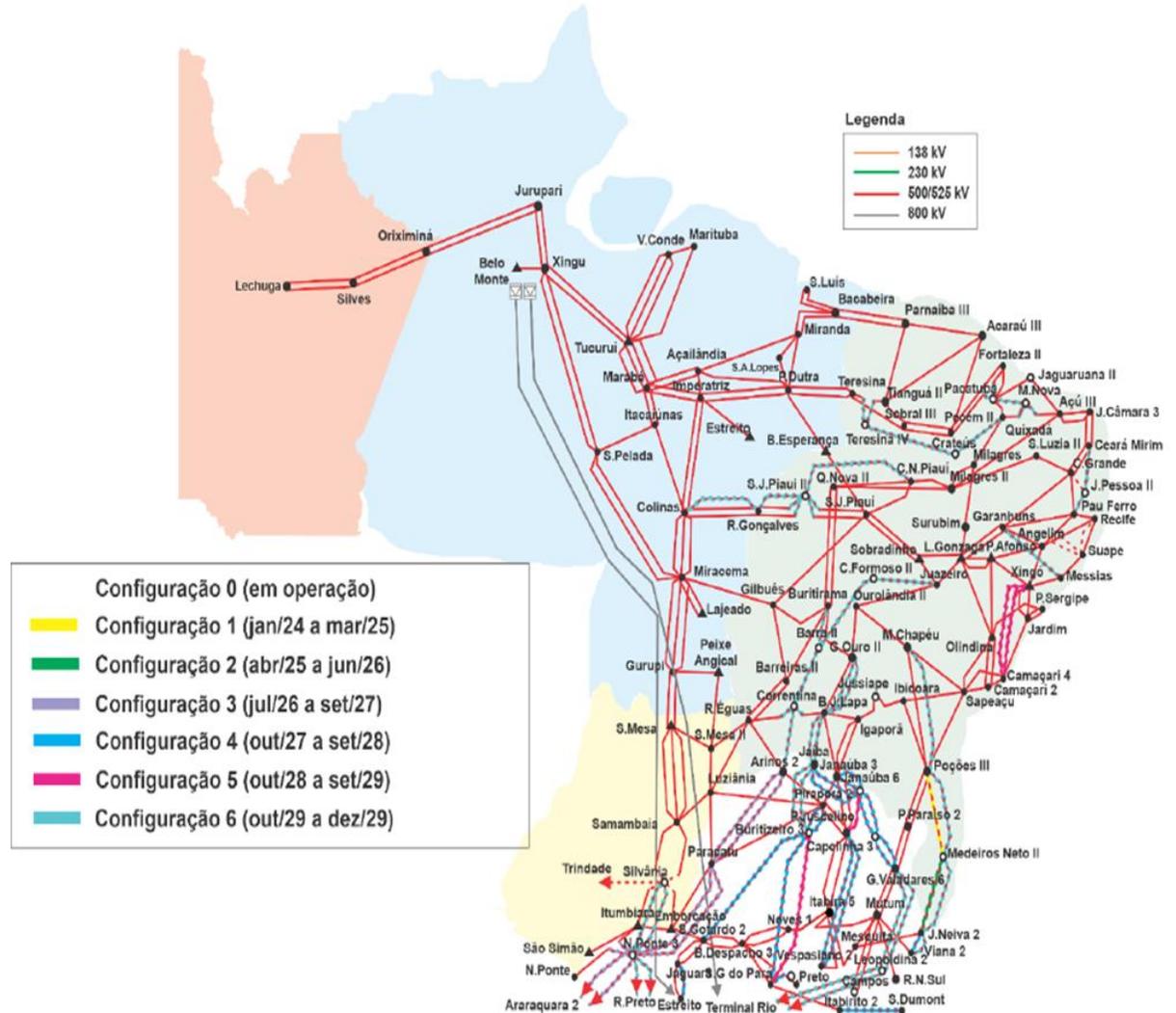
➤ LT 500 kV Marimbondo 2- Campinas;

➤ LT 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II - Barra II -;

➤ LT 500 kV Correntina - Arinos 2 C1;

➤ SE 500 kV Barra II CS (-200 300 Mvar), LT 500 kV Buritirama - Barra II;

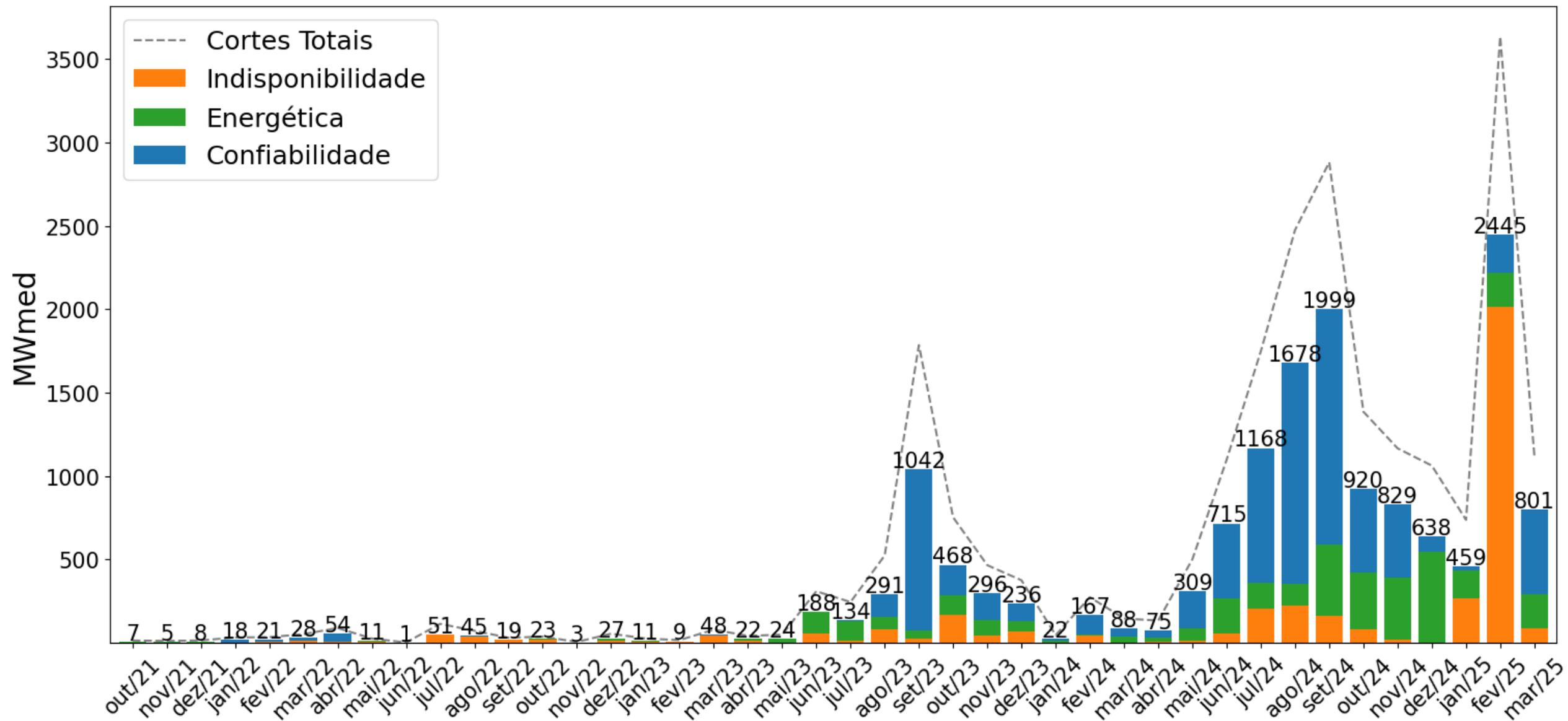
➤ Seccionamento da LT 500 kV Bom.Jesus da Lapa II -Rio das Éguas na SE Correntina, LT 500 kV.



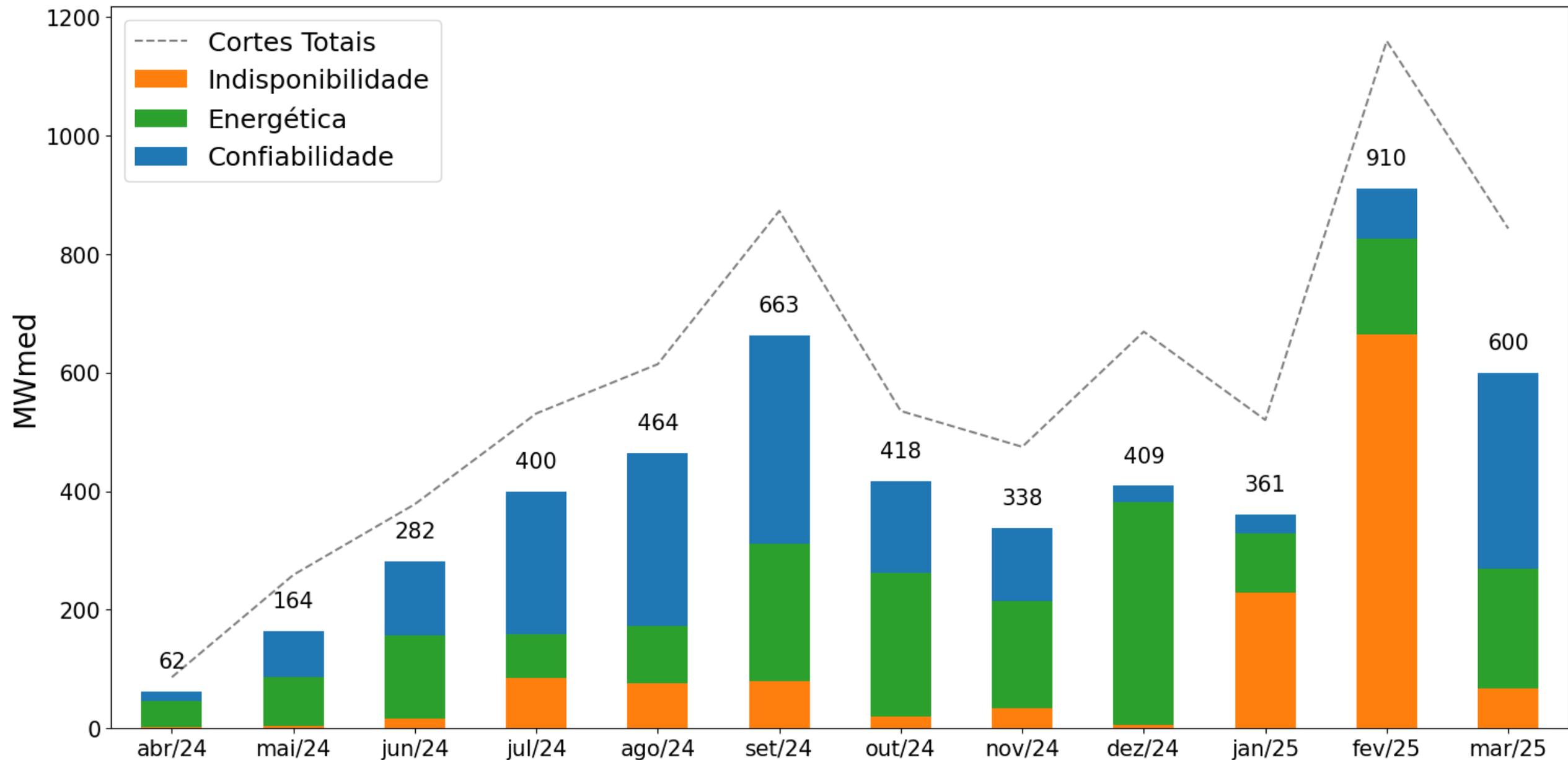
REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2024 A DEZEMBRO DE 2028.

- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- ***constrained-off*** eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária



Constrained-off fotovoltaico (REN 1.030/2022 e 1.073/2023)



Limite exportação Nordeste para SE/CO e Norte

- Antes de 15/08/2023: **13,6 GW**
- 16/08/2023 a 26/09/2023: **8 GW**
- 27/09/2023 a 13/05/2024: **10,8 GW**
- 14/05/2024 a 17/10/2024: **11,6 GW**
- 18/10/2024 a 30/10/2024: **13 GW**
- A partir de 31/10/2024: **13,8 GW**

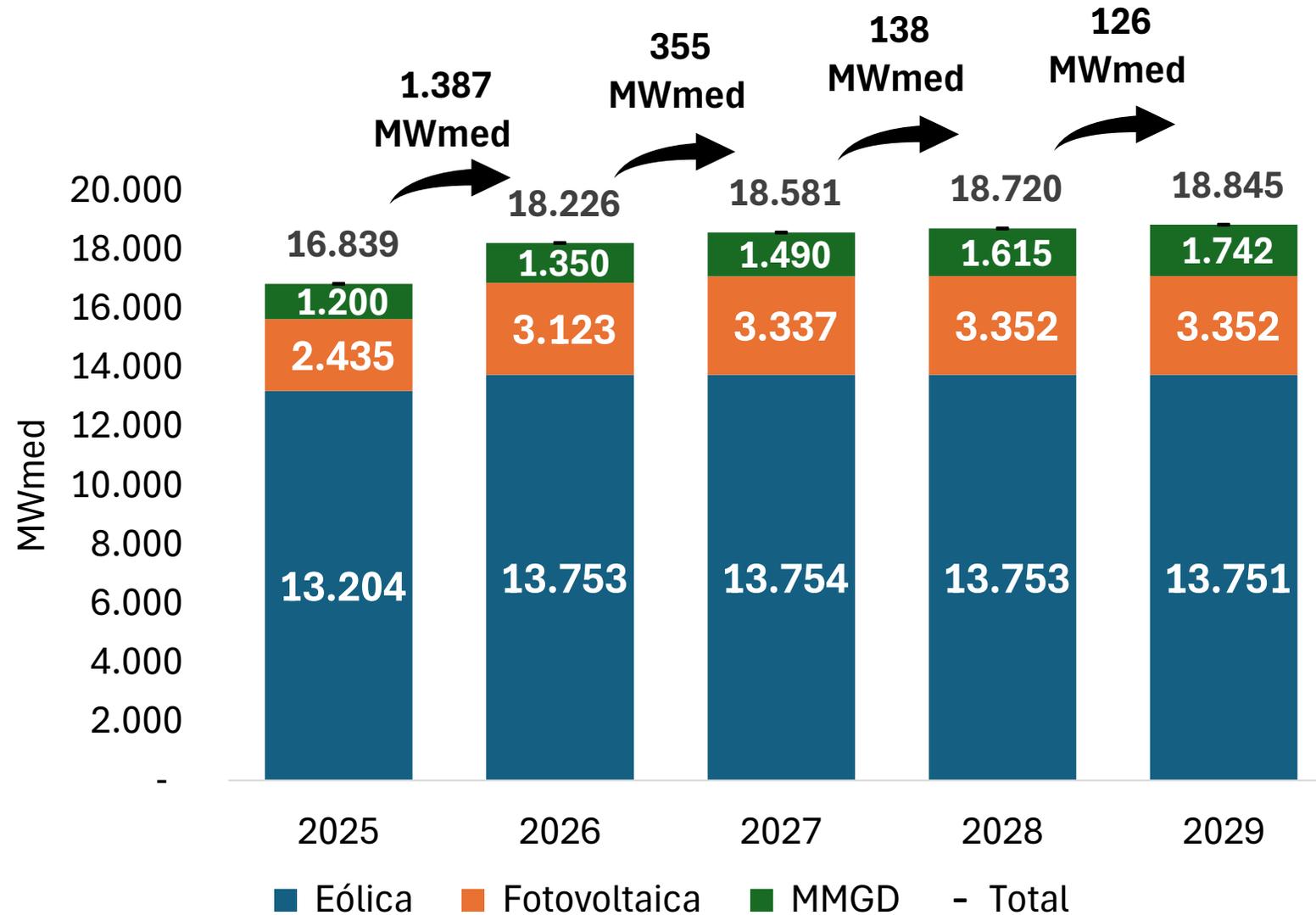
Fonte (Período)	Indisponibilidade Ressarcida R\$ milhões
Eólica (out/2021-2023)	14,3
Eólica (2024-fev/25)	110,4
Fotovoltaica (abr/2024-mar/25)	50,1
Total	174,8

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

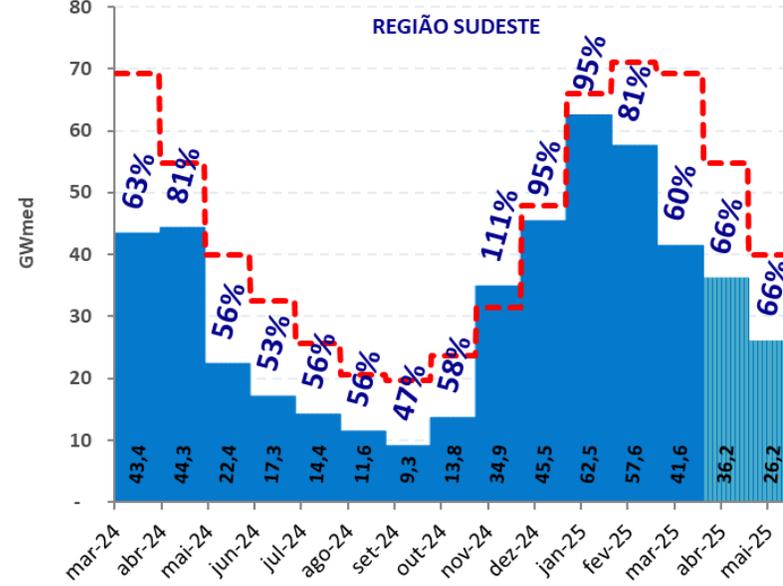
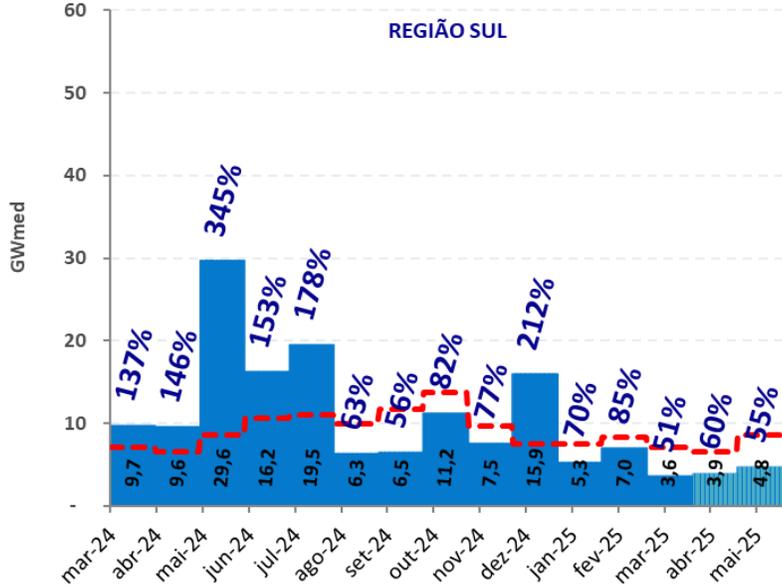
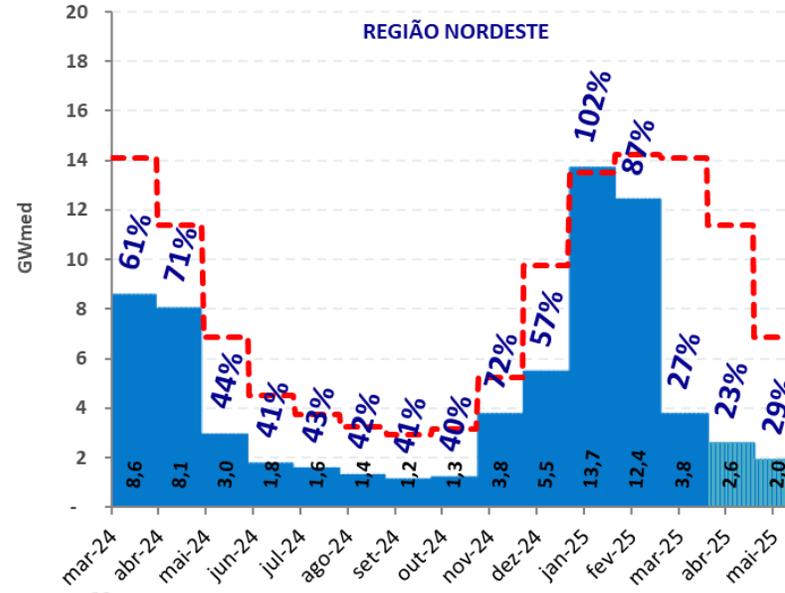
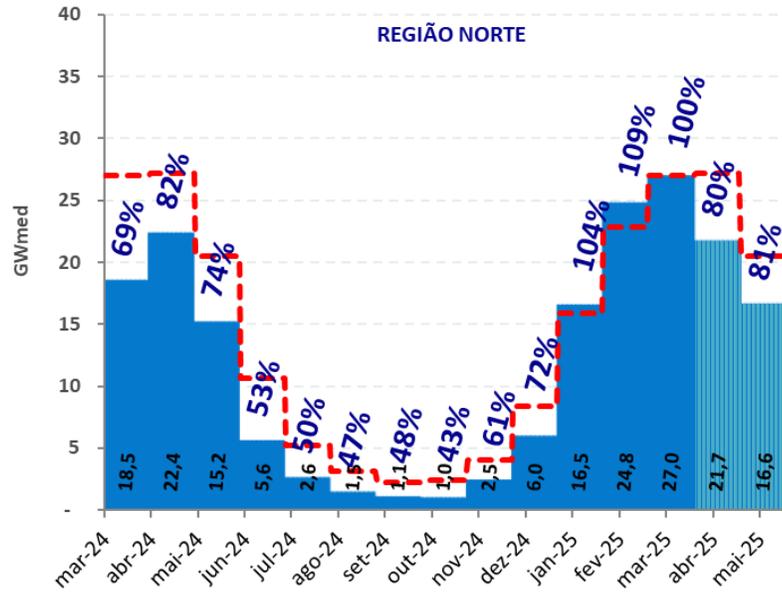
III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Pagamento dos montantes financeiros referentes a eventos de *constrained-off* classificados como razão de indisponibilidade externa (I) por meio de Encargos de Serviço do Sistema (ESS) pela CCEE



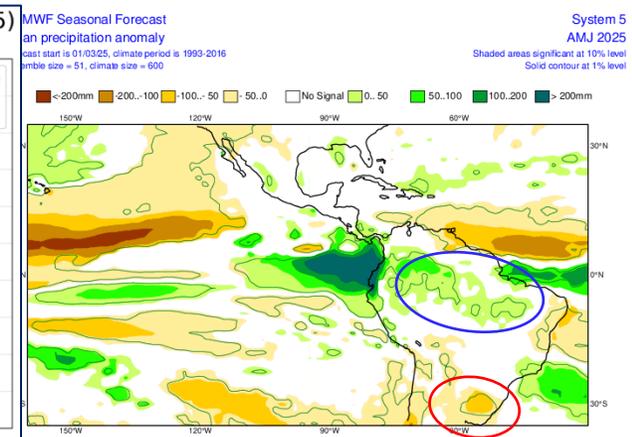
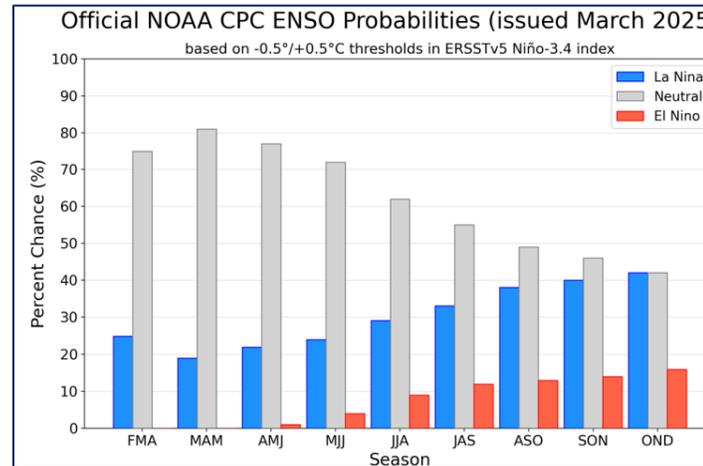
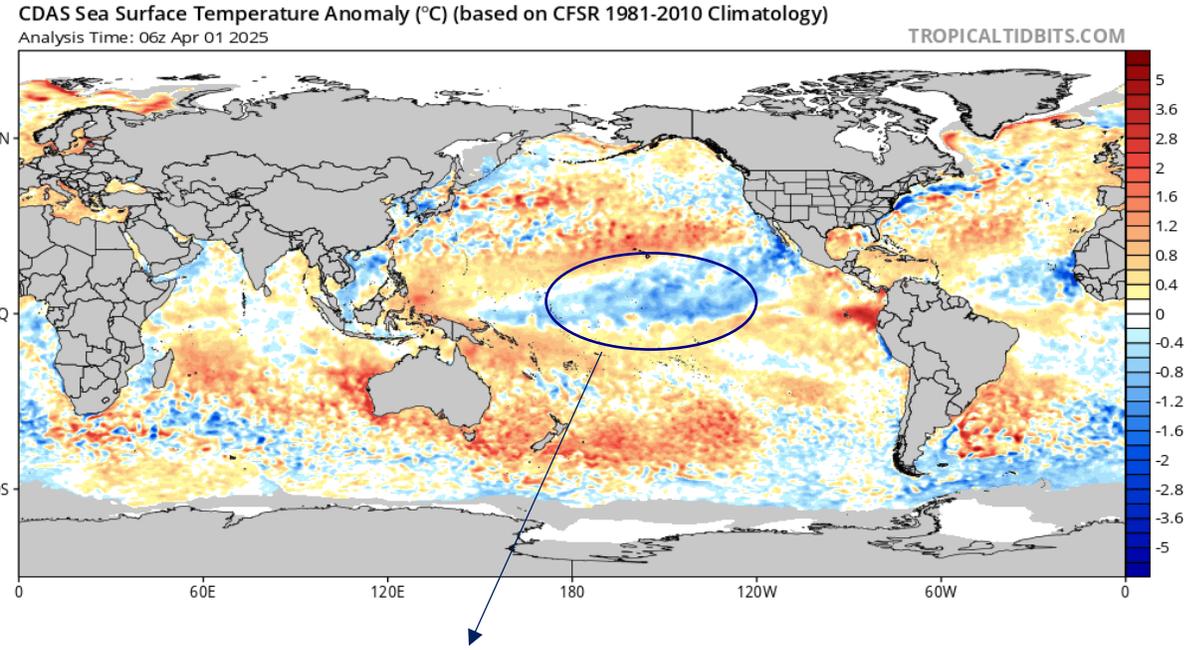
- comportamento do PLD
 - picos do PLD
 - carga global, geração descentralizada e carga líquida
 - *unit commitment* termelétrico
 - instrumentos adicionais para atender a ponta da carga líquida
 - encargos
 - elevação do PLD
 - NEWAVE Híbrido
 - nova metodologia do CVU Estrutural
 - condição hidrológica
 - matriz termelétrica
 - descolamento do PLD entre submercados
 - limites de interligação entre submercados
- *constrained-off* eólico e solar
- visão de futuro
 - cenário hidrometeorológico
 - projeção do PLD e bandeira tarifária

ENA mensal – abril de 2025 (variação por revisão)

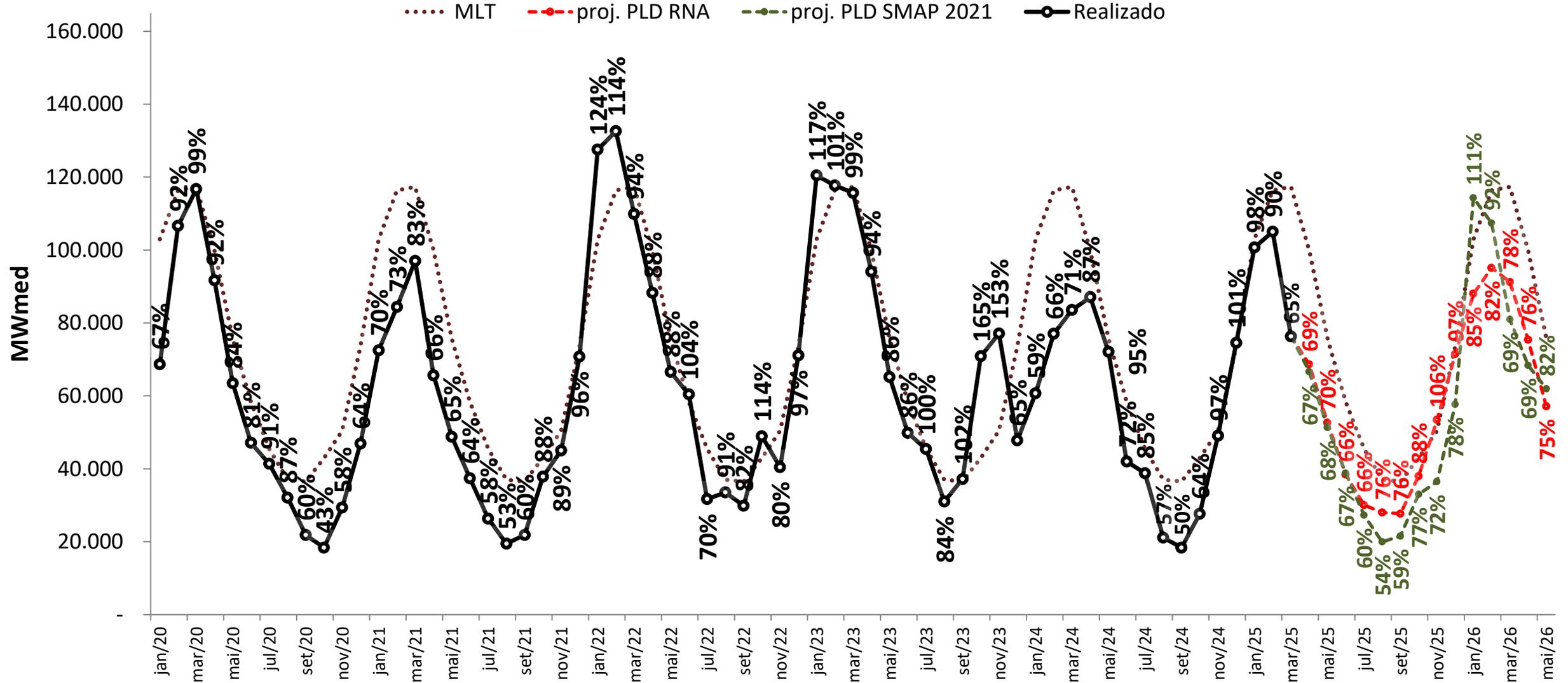


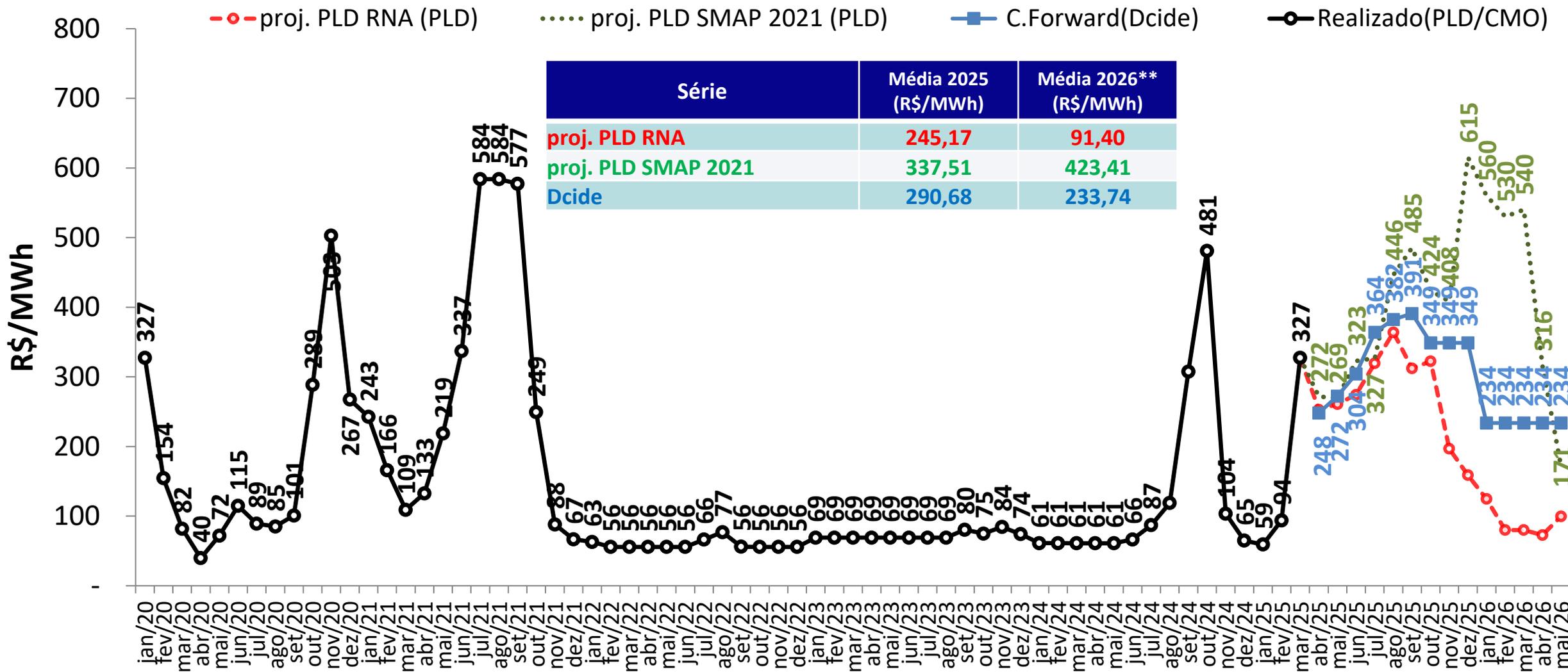
ENA do SIN
 Abr/25: 64% da MLT
 Mai/25: 65% da MLT

- Fenômeno El Niño com status de neutralidade, devendo ter impacto reduzido no cenário meteorológico brasileiro.
- Previsão indica **neutralidade até o trimestre OND/2025, final do horizonte de previsão.**
- A TSM na região do Niño 3.4 segue com viés negativo, as previsões do ECMWF indicam uma ligeira tendência de déficit de precipitação no Sul e anomalias positivas no Norte no próximo trimestre (AMJ/2025).



Projeção de ENA - SIN





• Foram considerados:

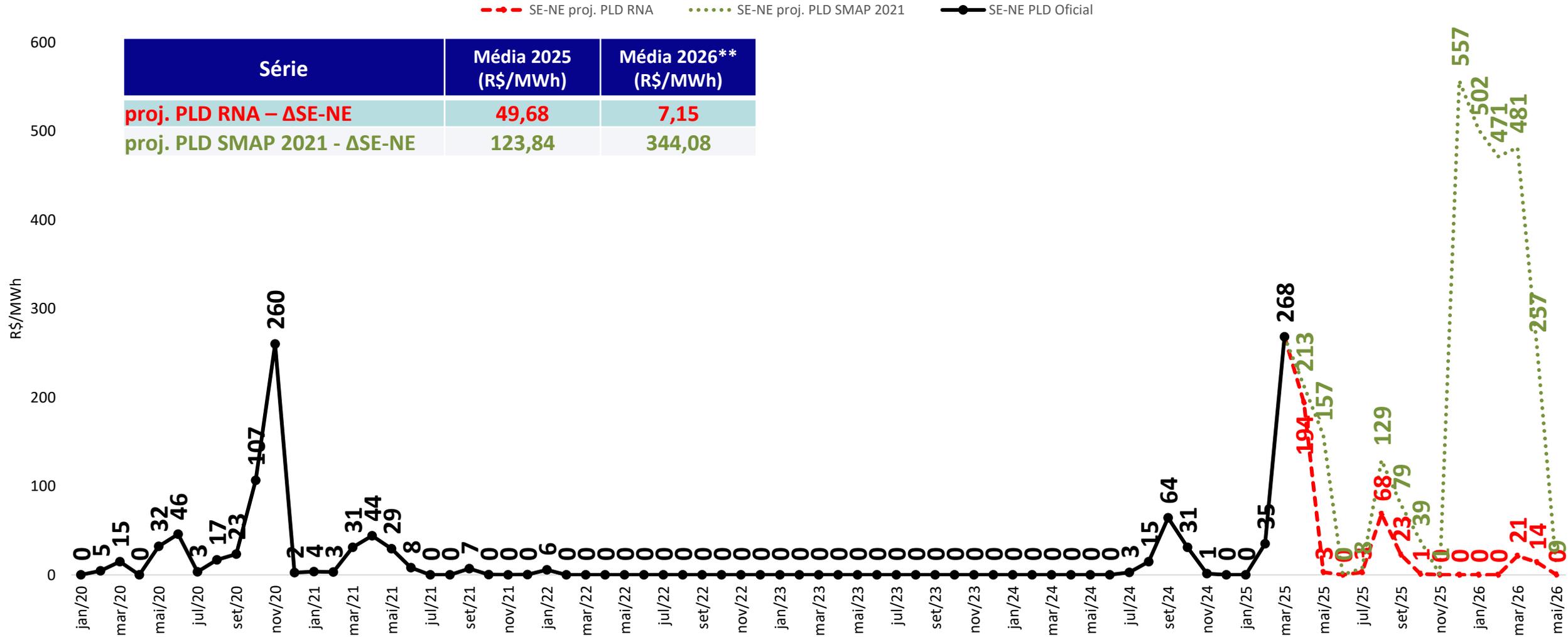
- 2025 e 2026: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

** Média 2026: Média dos meses de janeiro a maio de 2026

projeção do PLD – comparativo SE/CO e NE



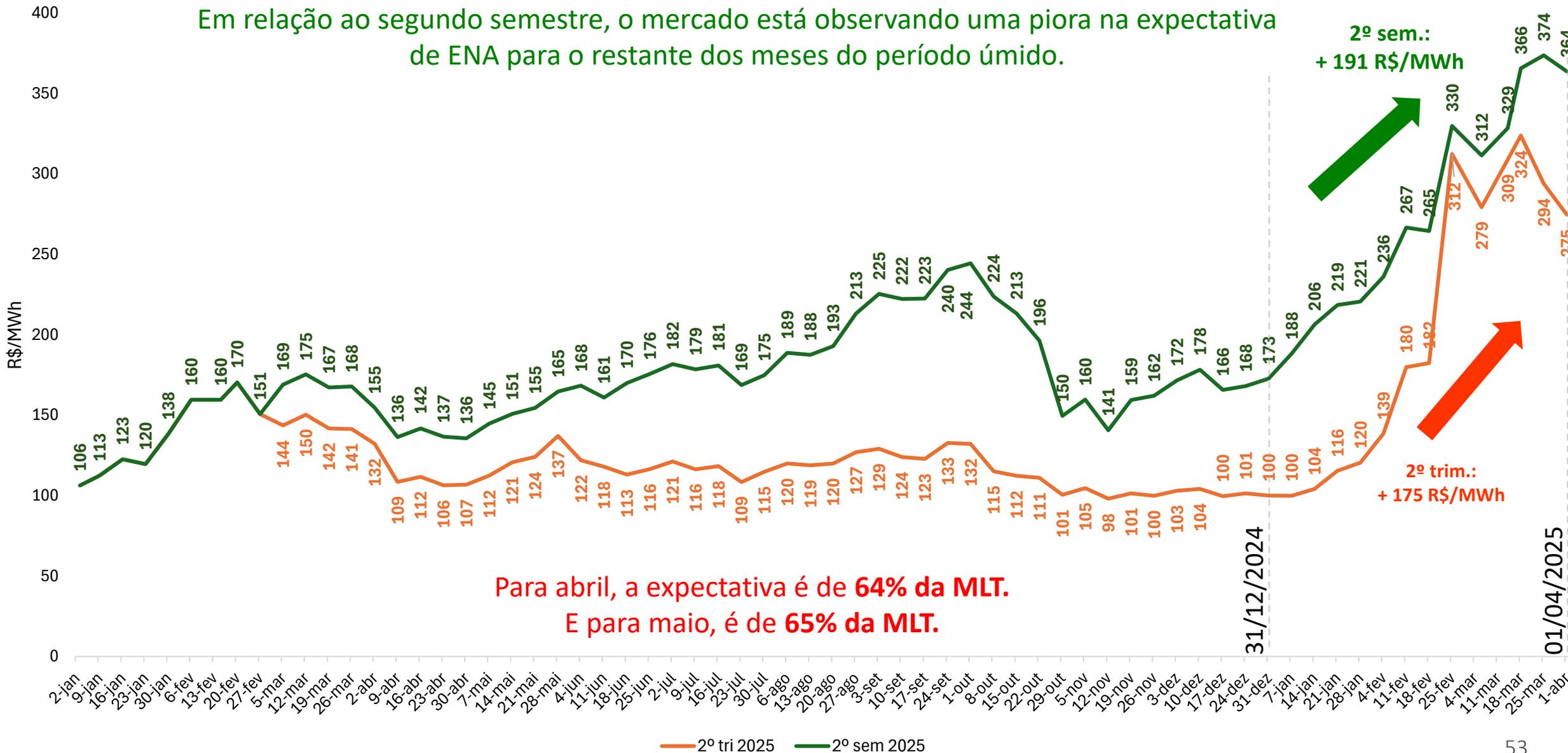
projeção do PLD: RNA e proj. PLD, SMAP - Prec. 2021



- Foram considerados:
 - 2025 e 2026: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 - ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a maio de 2026

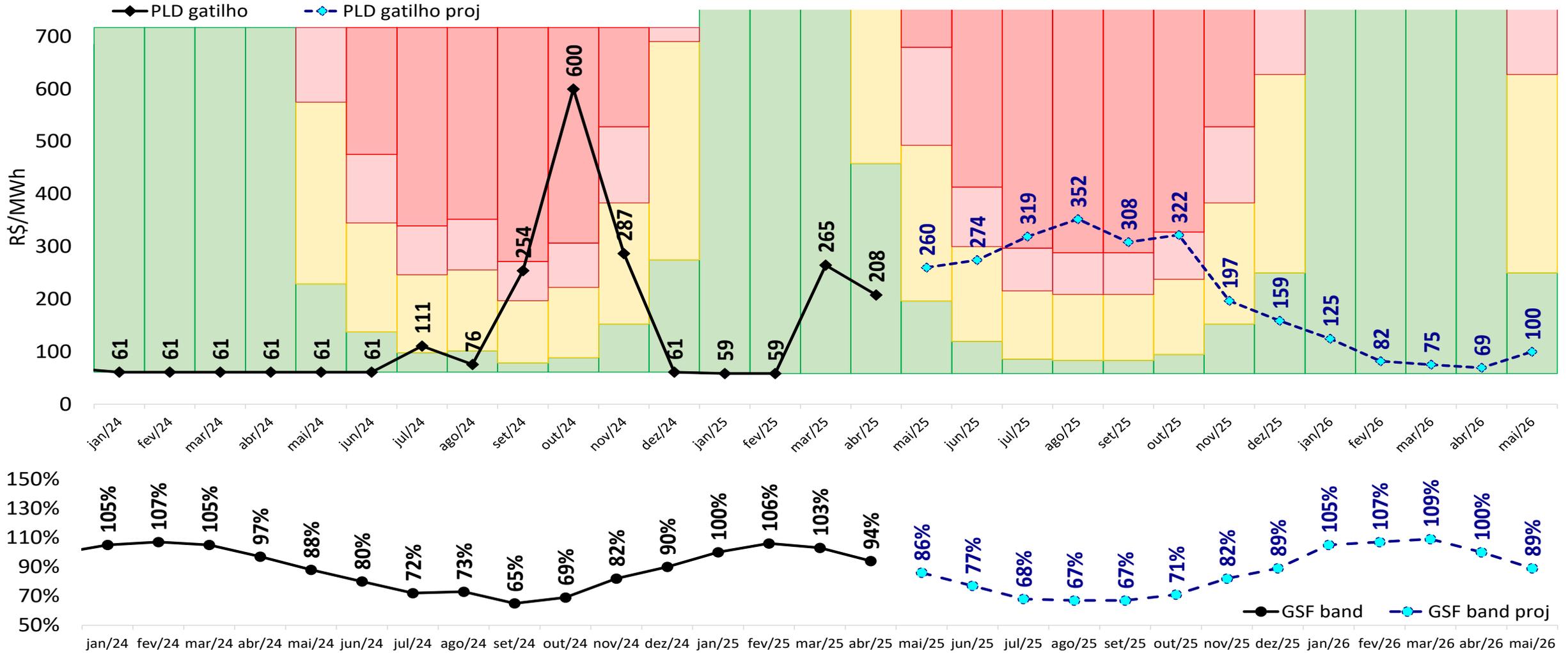
Preço da Energia Convencional SE

Em relação ao segundo semestre, o mercado está observando uma piora na expectativa de ENA para o restante dos meses do período úmido.



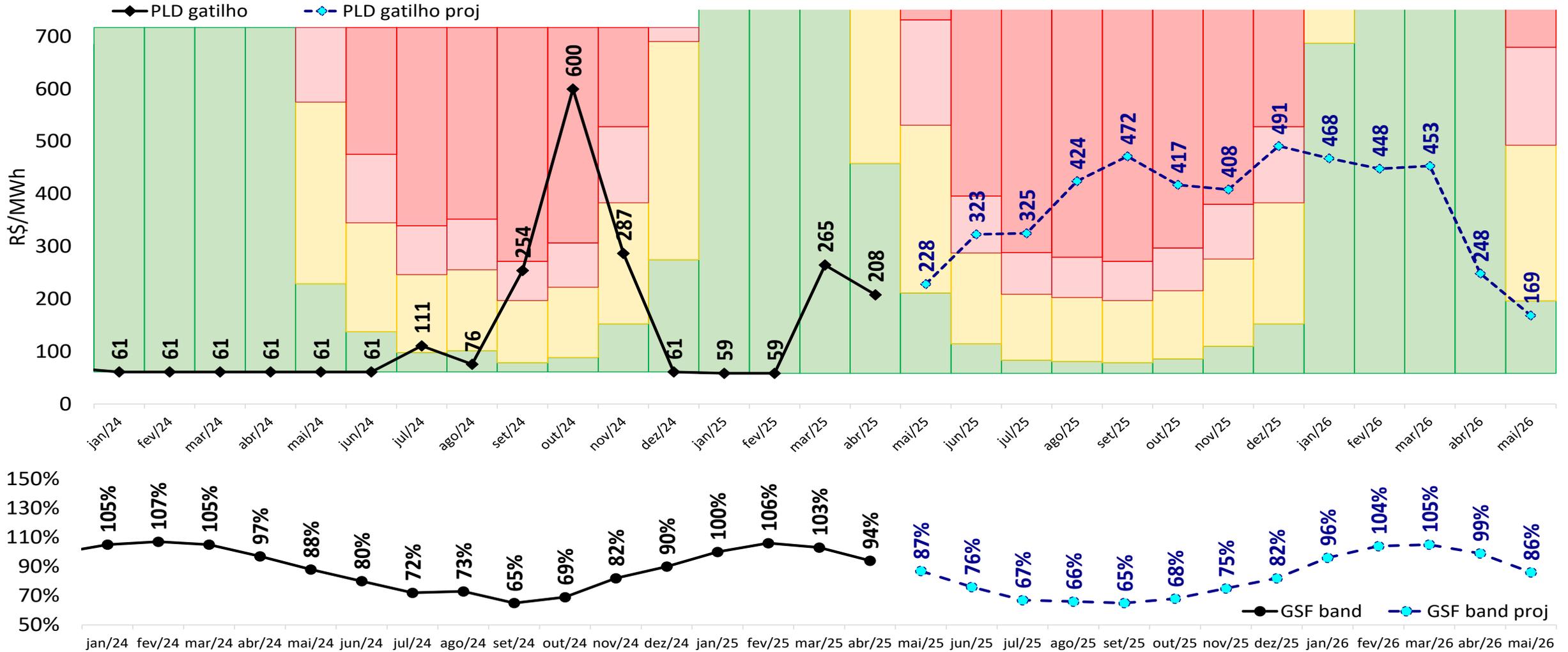
projeção da bandeira tarifária

projeção do PLD, RNA



projeção da bandeira tarifária

proj. PLD SMAP 2021



Obrigado



ccee.org.br



[ccee_oficial](https://www.instagram.com/ccee_oficial)



[CCEE Oficial](https://www.youtube.com/CCEE%20Oficial)



[ccee_oficial](https://twitter.com/ccee_oficial)



<https://www.linkedin.com/company/cc-ee>



<https://www.facebook.com/cceeoficial>



ccee