



**INFORME**

# Setor Elétrico

NOVEMBRO/2025



**ESCRITÓRIO**

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro | RJ, CEP: 22231-000  
Tel: (21) 3799-6100 | [www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia) | [fgvenergia@fgv.br](mailto:fgvenergia@fgv.br)

**PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR**

Luiz Simões Lopes

**PRESIDENTE**

Carlos Ivan Simonsen Leal

**VICE-PRESIDENTES**

Clovis José Daudt Darrigue de Faro e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**SUPERINTENDÊNCIA**

Simone C. Lecques de Magalhães

**SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA**

Felipe Gonçalves  
Marcio Lago Couto

**COORDENAÇÃO DE PESQUISA DO SETOR ELÉTRICO**

Luiz Roberto Bezerra

**PESQUISADORES**

Acacio Barreto Neto  
Alex Almeida Sousa  
Ana Beatriz Soares Aguiar  
Antônio Quartin Baptista Migliora  
Clarissa Brandão  
Felipe Pompeu  
Jéssica Germano  
João Henrique de Azevedo  
João Victor Marques Cardoso  
Lucas Aragão  
Luiza Gomes Guitarrari  
Nikolas Maciel Carneiro  
Paulo César Fernandes da Cunha  
Rafaela Garcia Araújo  
Ricardo Cavalcante  
Thalita Barbosa

**ASSISTENTES ADMINISTRATIVAS**

Cristiane Parreira de Castro  
Ester Nascimento

**ANALISTA DE PLANEJAMENTO**

Julia Ximenes

**AUXILIAR DE COMUNICAÇÃO**

Lucas Fernandes de Sousa

**ESTAGIÁRIOS**

Bianca Djelberian  
Thais Mesquita

A ANÁLISE CLIMATOLÓGICA NÃO FOI APRESENTADA NESTA EDIÇÃO EM RAZÃO DA INDISPONIBILIDADE TEMPORÁRIA DOS DADOS, DECORRENTE DA SUSPENSÃO DO ACESSO ÀS INFORMAÇÕES NO SITE OFICIAL DE REFERÊNCIA. A AUSÊNCIA DESSE BASES IMPOSSIBILITOU A CONSOLIDAÇÃO E A VALIDAÇÃO DOS INDICADORES NECESSÁRIOS PARA A ELABORAÇÃO DO CONTEÚDO, DE MODO A PRESERVAR A CONSISTÊNCIA TÉCNICA E A CONFIABILIDADE DAS ANÁLISES.

# DESTAQUES

## (SENADO NOTÍCIA)

Foi sancionada a Lei nº 15.269/2025, que institui um novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, resultante da conversão da MP nº 1.304/2025, com o objetivo de modernizar as regras do setor, reduzir tarifas de energia e reforçar a segurança energética. A norma estabelece diretrizes para a regulamentação do armazenamento de energia elétrica e para a ampliação da competitividade na comercialização do gás natural, tendo sido sancionada com 16 vetos que visaram preservar o interesse público, evitar insegurança jurídica, conter a criação de despesas sem previsão orçamentária e impedir a transferência de custos adicionais aos consumidores, como no caso do resarcimento por cortes de geração (curtailment). A lei prevê ainda vigência escalonada de seus dispositivos, permitindo uma transição gradual para o novo arranjo regulatório do setor.

## (GOV)

O ministro do Trabalho e Emprego reuniu-se com representantes da Confederação Nacional dos Urbanitários para tratar das condições de trabalho no setor elétrico, com ênfase no fortalecimento da fiscalização, na mediação das relações trabalhistas e na atuação do Estado diante das transformações recentes do setor. A reunião abordou desafios estruturais relacionados à organização do trabalho, à evolução das concessões e às mudanças regulatórias, bem como a necessidade de garantir a proteção das trabalhadoras e dos trabalhadores em um contexto de reestruturações e novas pressões produtivas. Também foram discutidas estratégias para assegurar padrões mínimos de segurança, transparéncia e respeito aos direitos laborais em toda a cadeia produtiva, destacando-se a importância do diálogo institucional contínuo entre o Ministério do Trabalho e Emprego e as entidades representativas para prevenir retrocessos e promover condições de trabalho compatíveis com a complexidade e a relevância estratégica do setor elétrico.

## (MEGAWHAT)

A modernização da estrutura tarifária do setor elétrico é considerada um fator relevante para a ampliação da eficiência do sistema, ao promover maior aderência entre preços e custos de fornecimento e reduzir distorções que afetam o equilíbrio econômico do setor. O modelo vigente concentra subsídios elevados, estimados em aproximadamente R\$

52 bilhões no ano, que impactam as tarifas finais e limitam a transparéncia dos sinais de preço. A adoção de uma estrutura tarifária mais racional tende a favorecer o uso eficiente da energia, aprimorar a alocação de investimentos, reduzir a dependência de subsídios cruzados e contribuir para a sustentabilidade financeira do setor elétrico, com reflexos positivos sobre a previsibilidade regulatória e o ambiente econômico.

## (EIXOS)

A Light projeta que a instalação de data centers pode dobrar o consumo de energia elétrica em sua área de concessão nos próximos cinco anos, elevando a demanda média de 3 GW para cerca de 6 GW. O interesse de investidores é atribuído, principalmente, à criação do regime especial para o setor (Redata) e a iniciativas locais voltadas à atração desses empreendimentos, como o projeto Rio AI City, na região de Jacarepaguá. O aumento esperado da demanda ocorre em paralelo ao processo de renovação da concessão da distribuidora por mais 30 anos, atualmente em análise pelo Ministério de Minas e Energia, e à expectativa de ampliação dos investimentos na rede, em meio à reestruturação financeira da companhia.

## (MEGAWHAT)

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou um plano emergencial proposto pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico que estabelece procedimentos para o corte coordenado de geração em usinas do tipo III, conectadas às redes de distribuição, com o objetivo de reforçar a segurança eletroenergética em situações de excesso de geração distribuída durante períodos de baixa carga. A medida responde a alertas operacionais emitidos pelo ONS em maio e agosto de 2025, quando foram identificados riscos à estabilidade do sistema, e define um mecanismo excepcional de operação estruturado em quatro etapas, que incluem a antecipação de cenários de esgotamento da redução da geração centralizada, a comunicação prévia às distribuidoras para preparação operacional e a implementação coordenada dos cortes. O plano também estabelece prazos para que as distribuidoras publiquem critérios objetivos e transparentes para a aplicação dessas restrições, buscando assegurar previsibilidade, isonomia e mitigação de riscos sistêmicos em contextos de elevada penetração de geração distribuída.

## ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

Em novembro/2025,

- **SE/CO:** A Energia Natural Afluente do subsistema ficou em 23.595,56 MWmed, equivalente a 77,3% da MLT, indicando condições hidrológicas desfavoráveis. Em comparação com 2024, quando a ENA atingiu 35.062,95 MWmed, observa-se uma queda de 32,7%, evidenciando a piora do cenário hidrológico no período.
- **S:** O subsistema Sul totalizou 9.721,22 MWmed, valor correspondente a 104,2% da Média de Longo Término, superando o nível de referência em 394,70 MWmed.
- **NE:** No subsistema Nordeste, a ENA estimada no mês referente foi 1.449,35 MWmed, o que corresponde a aproximadamente 27,2% da MLT, registrada em 5.322,08 MWmed. Em relação a 2024

a ENA observada foi de 3.792,86 MWmed, indicando uma redução expressiva em relação ao padrão histórico.

- **N:** No subsistema Norte, a ENA alcançou 1.710,11 MWmed, o que corresponde a aproximadamente 44,5% da Média de Longo Término, estimada em 3.846,16 MWmed.

De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS, foram informados os seguintes valores de previsão para o final do mês de novembro em relação à MLT (%):

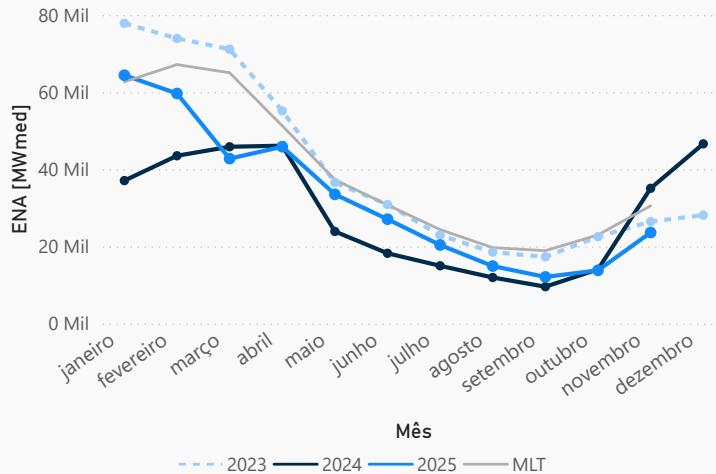
- **SE/CO** 81%
- **S** 93%
- **NE** 29%
- **N** 58%

1. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (29/11 a 05/12/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29\\_11%20a%2005\\_12.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_11%20a%2005_12.pdf)  
 2. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (22/11 a 28/11/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22\\_11%20a%2028\\_11.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_11%20a%2028_11.pdf)

# GRÁFICOS

## ENA

GRÁFICO 2 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUDESTE/CENTRO-OESTE (SE/CO)



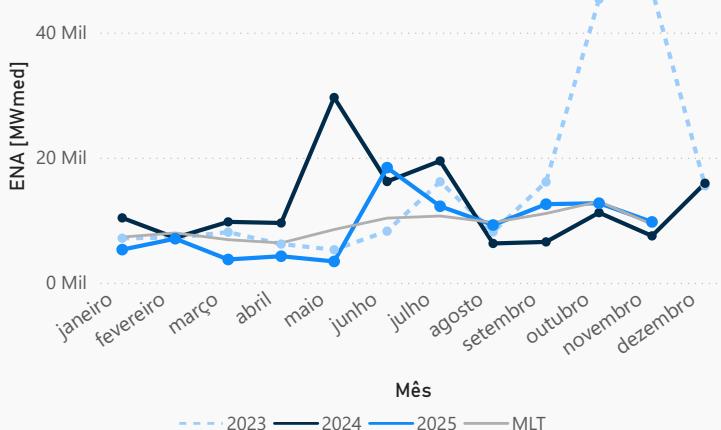
**Fonte:** Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 1 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE (SE/CO)

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
%MLT	102,7%	88,8%	65,8%	89,4%	89,8%	88,0%	83,6%	78,1%	78,1%	64,0%	58,6%	77,3%	
RANKING	52º	31º	7º	29º	36º	34º	25º	16º	79º	72º	88º		

**Fonte:** Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 3 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUL (S)



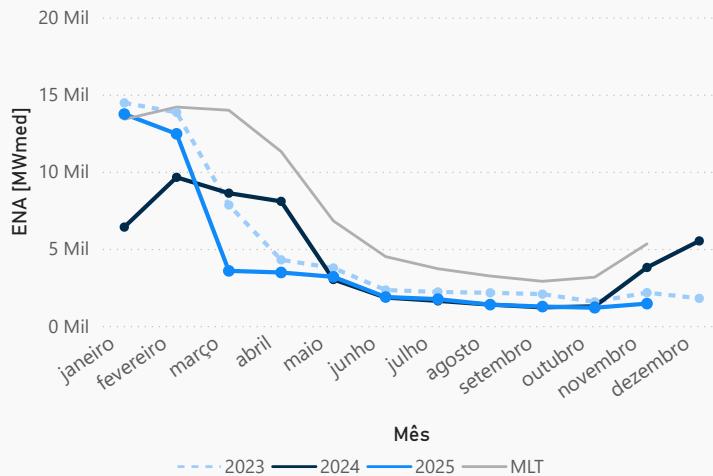
**Fonte:** Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 2 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO SUL (S)

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
%MLT	72,51%	88,45%	54,02%	66,65%	40,06%	178,12%	114,66%	82,58%	113,40%	101,56%	108,32%		
RANKING	40º	48º	22º	36º	29º	84º	67º	51º	90º	72º	88º		

**Fonte:** Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 4 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE NORDESTE (NE)



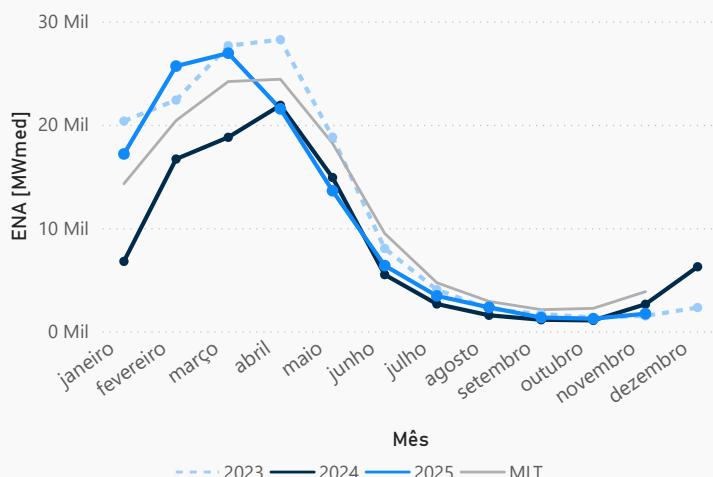
**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 3 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO NORDESTE (NE)

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
%MLT	102,52%	87,76%	25,55%	30,66%	46,74%	41,79%	46,87%	41,56%	43,43%	38,14%	22,15%		
RANKING	49º	37º	2º	3º	8º	6º	6º	4º	33º	24º	13º		

**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 5 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE NORTE (N)



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 4 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO NORTE (N)

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
%MLT	120,14%	125,83%	111,37%	88,23%	74,78%	67,19%	72,95%	84,96%	63,86%	54,57%	42,73%		
RANKING	69º	71º	59º	31º	21º	22º	21º	26º	73º	56º	35º		

**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

Disclaimer: Nos quadros referentes aos rankings de performance ascendente de precipitação estão representadas as posições, começando da pior para a melhor, da performance da precipitação em porcentagem da MLT (Média de Longo Prazo) de cada mês do ano para cada submercado, comparadas aos dados dos anos anteriores, desde 1931.

## ENERGIA ARMAZENADA - EAR

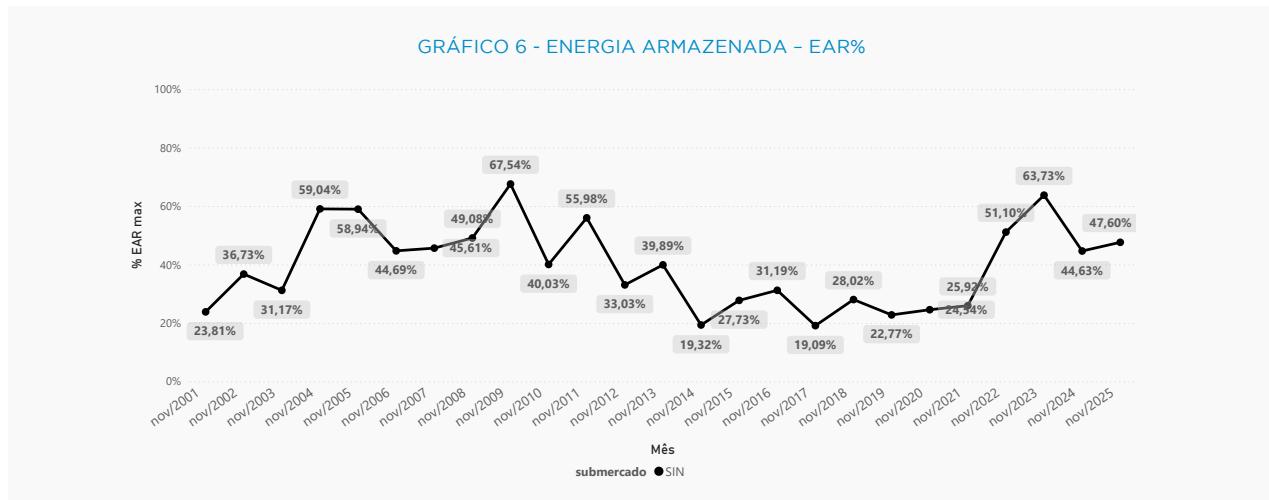
Em novembro de 2025, o nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional alcançou 47,60% da Energia Armazenada Máxima (EAR). Esse resultado representa uma elevação em relação a novembro de 2024, quando o percentual registrado foi de 44,63%, diferença que pode ser atribuída, principalmente, a condições hidrológicas mais favoráveis ao longo de 2025, com maior afluência natural aos reservatórios.

Na análise mensal, observa-se igualmente um incremento em relação a outubro de 2025, período em que a Energia Armazenada apresentava 44,63%, o

que indica uma melhoria gradual das condições de armazenamento ao longo dos meses.

De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS da última semana operativa de novembro (semana de 22/11/2025 a 28/11/2025) e da primeira semana operativa de novembro (29/11/2025 a 05/12/2025), com relação aos submercados, as projeções para o final do mês de novembro ficaram em:

• SE/CO	45,7%	• NE	48,5%
• SUL	65,3%	• N	54,6%



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

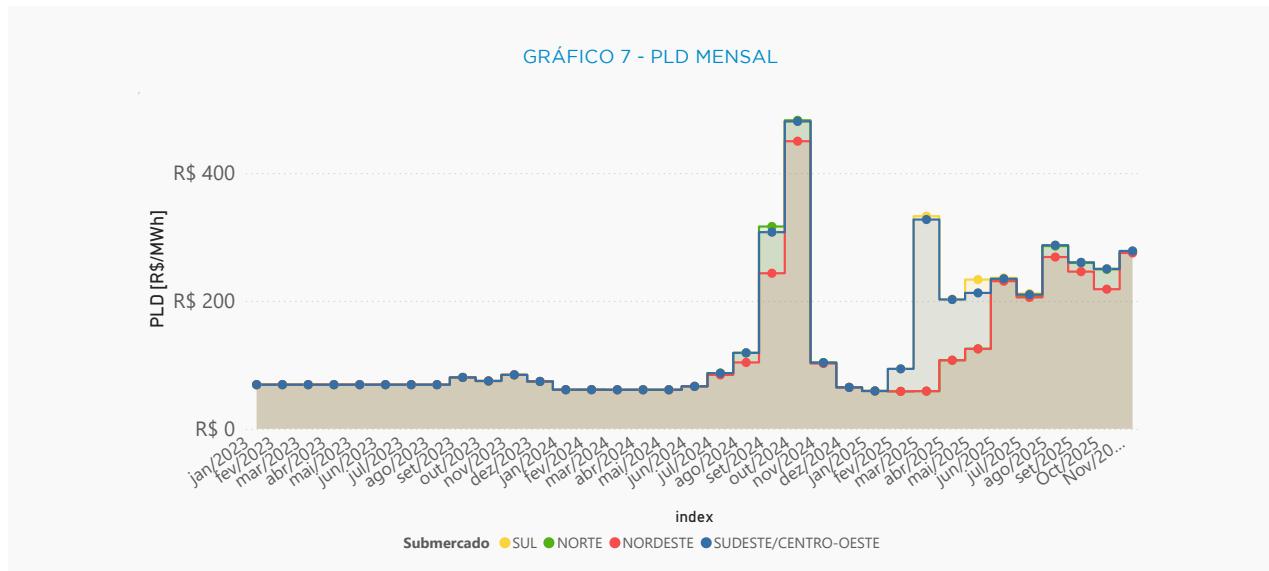
3. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (29/11 a 05/12/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29\\_11%20a%2005\\_12.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_11%20a%2005_12.pdf)

4. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (22/11 a 28/11/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22\\_11%20a%2028\\_11.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_11%20a%2028_11.pdf)

## PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS – PLD

Em novembro de 2025, os preços da energia elétrica no mercado de curto prazo apresentaram elevação em todos os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) permaneceram bastante próximos entre si, refletindo um cenário de convergência entre os submercados. O Sudeste/Centro-Oeste registrou o maior valor do mês, com R\$ 278,18/MWh, seguido pelo Sul, com R\$ 278,02/MWh. No Norte, o PLD médio foi de R\$ 276,62/MWh, enquanto o Nordeste apresentou o menor preço, ainda assim em patamar elevado, de R\$ 275,04/MWh.

De acordo com os resultados observados, o comportamento dos preços da energia elétrica indica um cenário de maior pressão sobre as condições operativas do SIN, refletindo restrições na disponibilidade de recursos hídricos e maior dependência do despacho térmico. A convergência dos valores do PLD entre os submercados sugere uma atuação sistêmica mais integrada, com custos de geração elevados de forma relativamente homogênea, evidenciando um contexto de equilíbrio operacional sob condições menos favoráveis, quando comparado aos meses anteriores.



**Nota:** Valores limites de PLD mensal – Teto: R\$ 751,73/MWh e Piso: R\$ 58,60/MWh.

**Fonte:** Dados do CCEE| Elaboração: FGV Energia

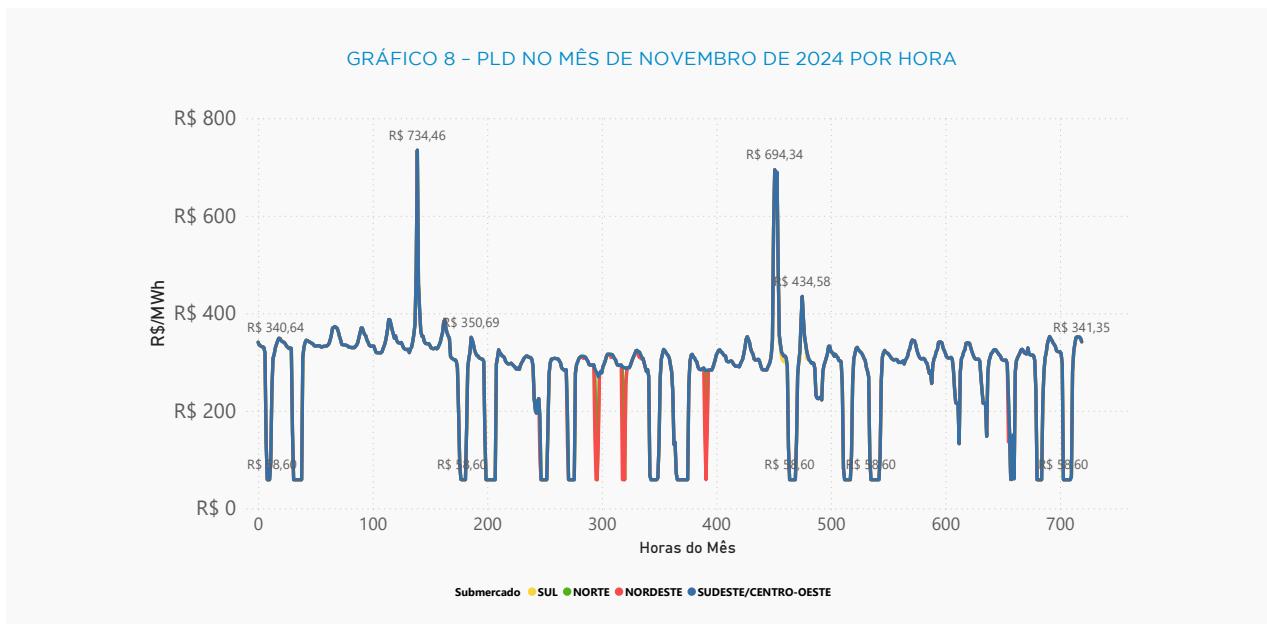
# PLD HORÁRIO

Em novembro de 2025, o PLD horário apresentou elevada volatilidade ao longo do mês, com oscilações recorrentes entre o piso regulatório de R\$ 58,60/MWh e patamares significativamente elevados em determinados períodos. Destacam-se picos expressivos de preço, que atingiram valores próximos a R\$ 734,46/MWh e R\$ 694,34/MWh, indicando momentos pontuais de maior restrição operativa do sistema.

A dinâmica intradiária evidencia que os maiores valores do PLD ocorreram, de forma concentrada, em janelas específicas, associadas a períodos de maior demanda e menor flexibilidade da geração.

enquanto em diversos momentos observou-se o retorno ao piso regulatório, refletindo a alternância entre condições mais favoráveis e situações de maior estresse operacional.

De maneira geral, os preços horários mantiveram-se majoritariamente na faixa intermediária, entre aproximadamente R\$ 250/MWh e R\$ 350/MWh, ainda que interrompidos por episódios extremos. Esse comportamento sugere um cenário de equilíbrio instável, no qual a operação do Sistema Interligado Nacional permaneceu sensível a variações na carga, à disponibilidade de geração e às limitações operativas, exigindo ajustes frequentes ao longo do mês.



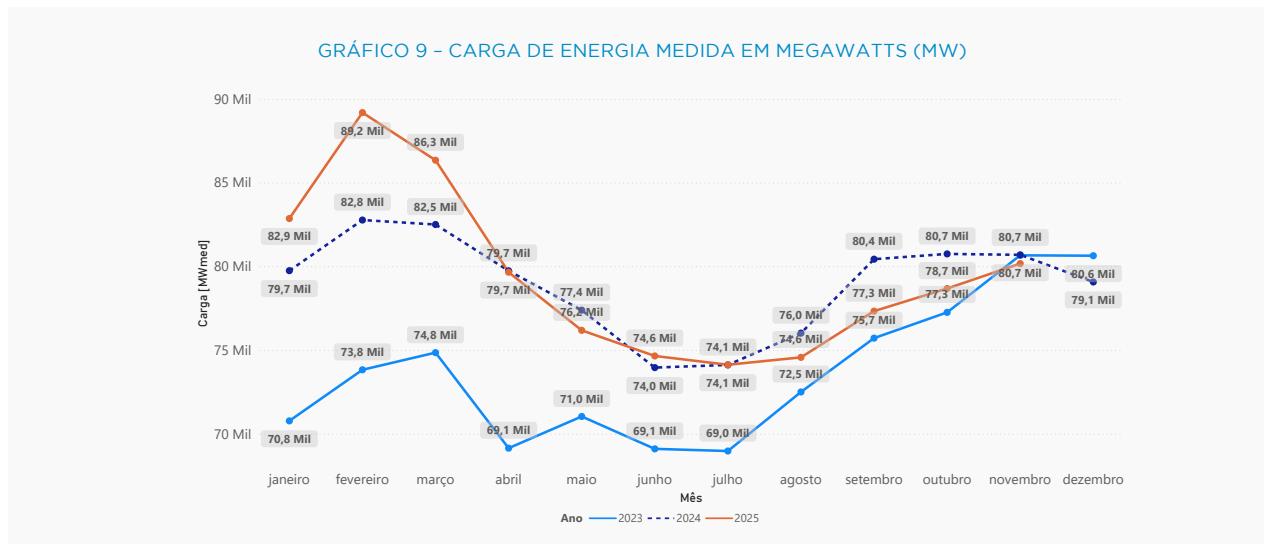
**Nota:** Valores limites de PLD horário - Teto: R\$ 1.542,23/MWh e Piso: R\$ 58,60/MWh.

**Fonte:** Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

## CARGA DE ENERGIA

Em novembro de 2025, a demanda de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi estimada em 80.707,00 MWmed, registrando um aumento em relação a outubro de 2025, quando a carga de energia foi de 78.677,00 MWmed. Esse comportamento indica a continuidade da trajetória de crescimento da carga observada ao longo do segundo semestre.

Na comparação com novembro de 2024, quando a demanda registrou aproximadamente 80.707,00 MWmed, observa-se que a carga de energia permaneceu em patamar praticamente estável, sem variações significativas no comparativo anual. Os valores a partir de maio de 2023 consideram a inclusão do atendimento à carga da micro e minigeração distribuída (MMGD).



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

5. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (29/11 a 05/12/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29\\_11%20a%2005\\_12.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_11%20a%2005_12.pdf)
6. ONS. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (29/11 a 05/12/2025). Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29\\_11%20a%2005\\_12.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_11%20a%2005_12.pdf)

## ATENDIMENTO À CARGA

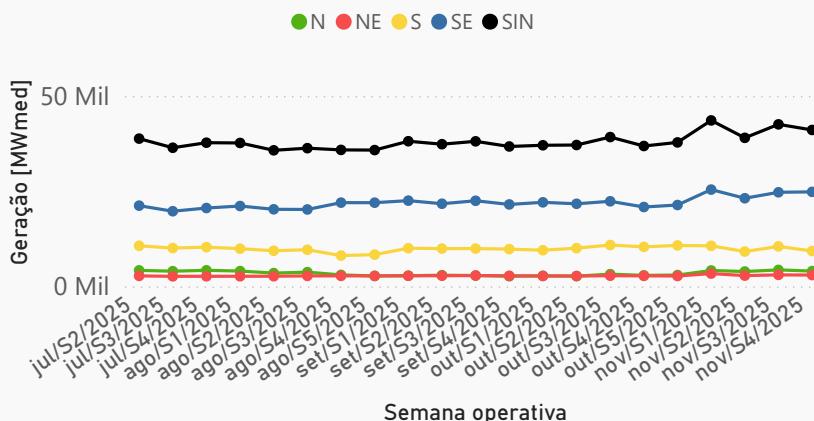
Em novembro/2025, as seguintes observações puderam ser feitas a partir da geração no SIN:

- Geração Hidrelétrica:** Ao longo do mês, a geração hidrelétrica apresentou leve redução, com variações moderadas entre as semanas operativas, passando de 43.572,68 MWmed na primeira semana para 41.068,02 MWmed ao final do período, indicando condições hidrológicas ainda restritivas.
- Geração Térmica e Nuclear:** A geração térmica e nuclear manteve-se em patamar elevado ao longo do mês, sustentando a segurança do sistema diante das restrições hidrológicas. Em novembro, os valores oscilaram de 14.661,52 MWmed no início para 14.308,82 MWmed ao final do período, indicando leve redução nas semanas finais.
- Geração Eólica:** A geração eólica manteve-se relativamente estável ao longo de novembro, com oscilações semanais compatíveis com a variabilidade dos regimes de vento, iniciando o mês em 11.363,11 MWmed e encerrando em 13.614,76 MWmed, indicando leve elevação ao final do período.

**Geração Solar:** A geração solar apresentou crescimento gradual ao longo do mês, com aumento progressivo entre as semanas operativas, iniciando em 12.137,93 MWmed e encerrando o período em 12.841,96 MWmed, reforçando sua contribuição para a matriz elétrica, apesar da intermitência característica da fonte.

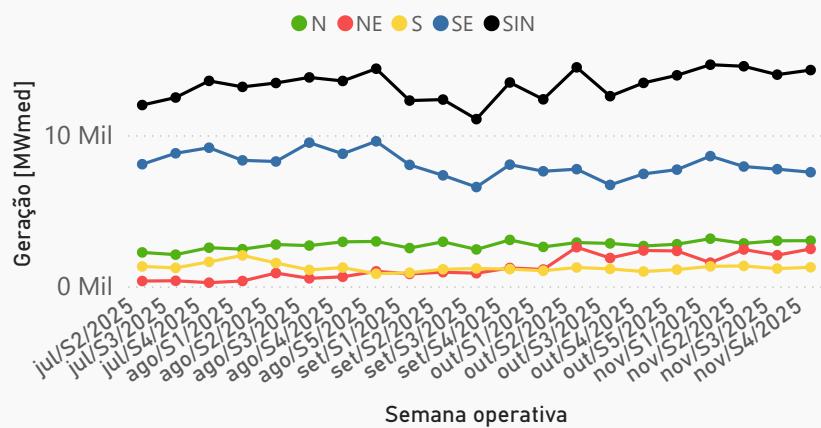
No mês de novembro, a geração hidrelétrica apresentou leve redução ao longo das semanas operativas, refletindo condições hidrológicas ainda restritivas, o que manteve a necessidade de elevado despacho das fontes térmica e nuclear para garantir a segurança do atendimento à carga. Paralelamente, as fontes renováveis variáveis, eólica e solar, registraram desempenho positivo, com crescimento gradual ao longo do mês, especialmente nas semanas finais, contribuindo de forma relevante para a complementação da oferta de energia e auxiliando na mitigação parcial da dependência do despacho térmico, ainda que sua participação permaneça condicionada à intermitência característica dessas fontes.

GRÁFICO 10 – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR SUBMERCADO



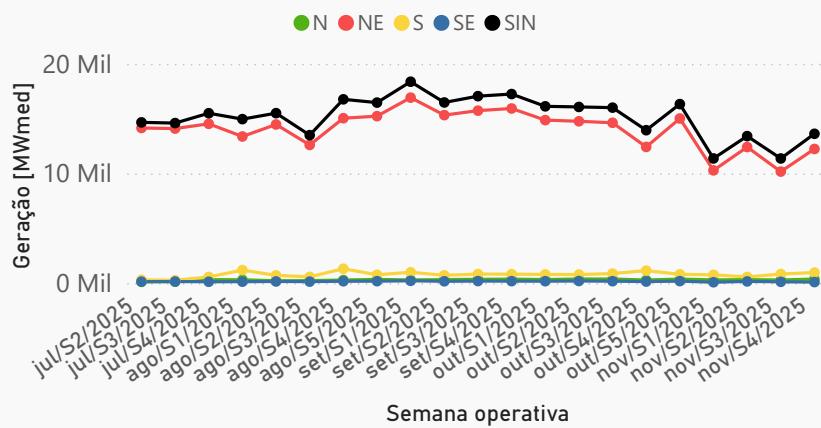
**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 11 - GERAÇÃO TÉRMICA E NUCLEAR POR SUBMERCADO

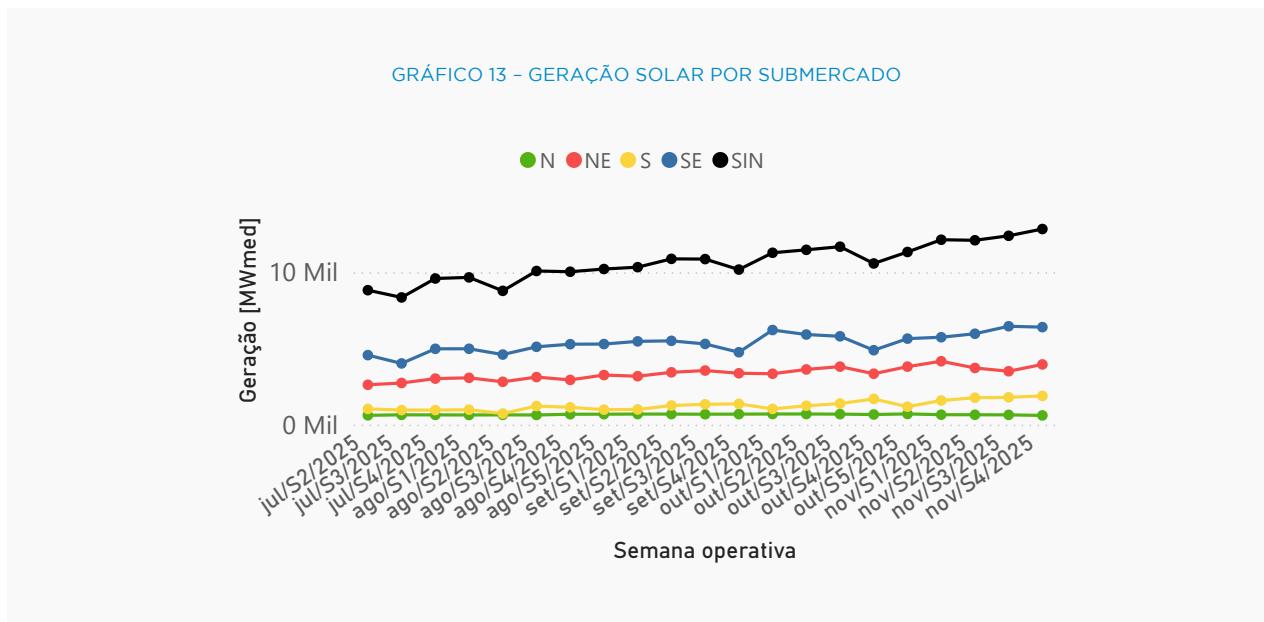


**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

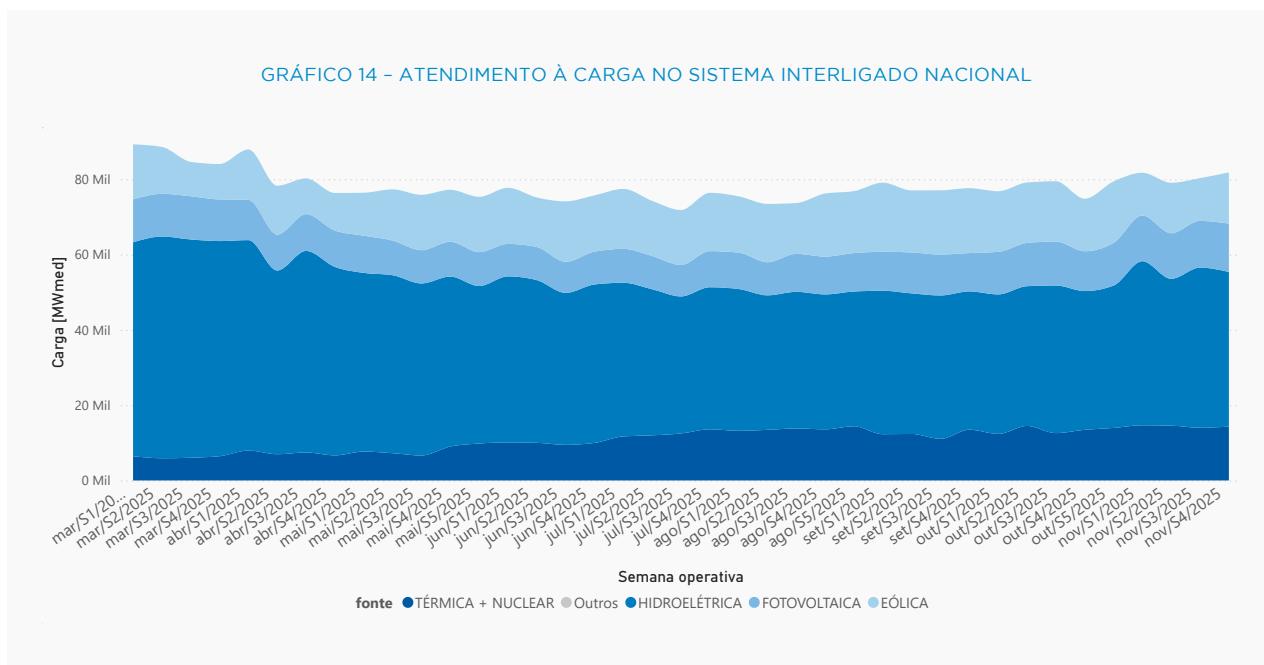
GRÁFICO 12 - GERAÇÃO EÓLICA POR SUBMERCADO



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

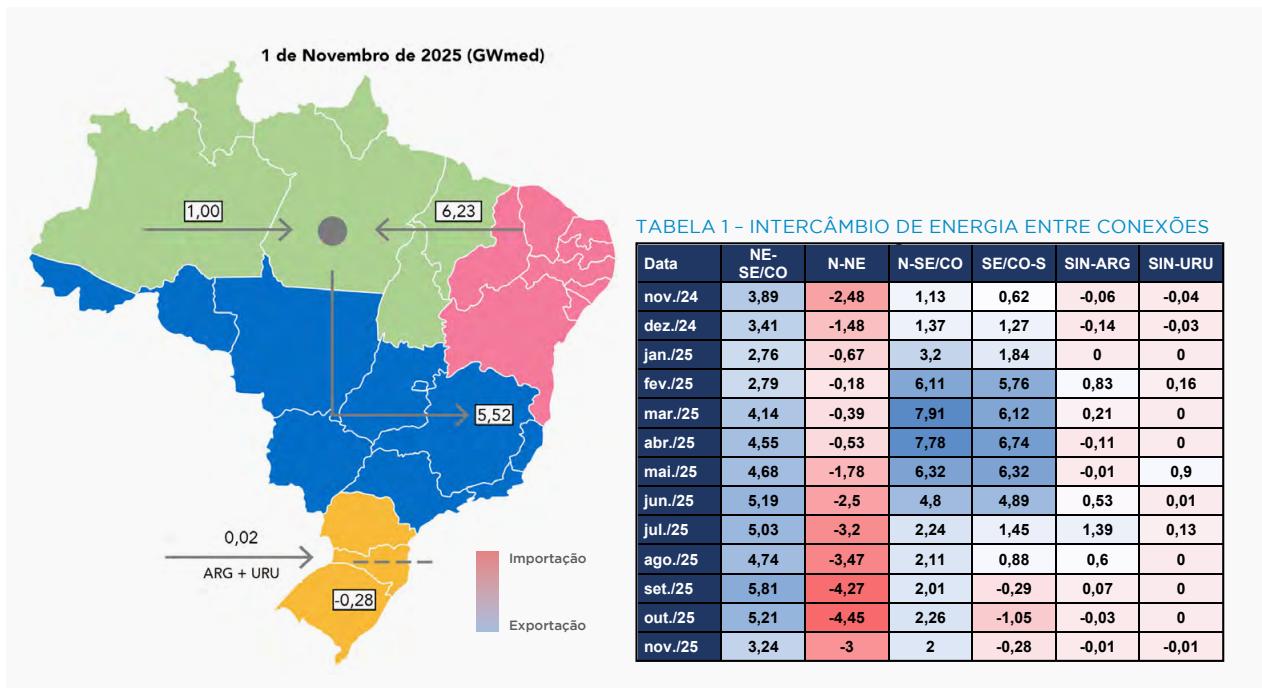


**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

# INTERCÂMBIO DE ENERGIA

Com referência aos intercâmbios de energia elétrica entre os submercados, em novembro/2025, o NE exportou 3,24 GWmed para o SE/CO, concomitantemente o SE/CO importou 0,28 GWmed da região Sul.

Além disso, o Norte exportou 2,00 GWmed para o SE/CO e importou 3,00 GWmed do NE. No contexto internacional, o SIN importou 0,01 GWmed da Argentina e importou 0,01 GWmed do Uruguai.



**Fonte:** Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

## BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determinou a manutenção da bandeira tarifária vermelha, patamar 1, para o mês de novembro de 2025, o que implica a aplicação de um adicional de R\$ 4,46 na fatura de energia elétrica para cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos, mantendo-se o mesmo patamar adotado no mês anterior.

De acordo com a ANEEL, a permanência da bandeira vermelha está associada a condições hidrológicas ainda desfavoráveis, caracterizadas por volumes de

chuvas abaixo da média histórica e níveis reduzidos de armazenamento nos reservatórios, fatores que limitam a geração hidrelétrica. Nesse cenário, torna-se necessário o acionamento de usinas termelétricas porque a geração por fontes renováveis intermitentes, como a solar, não assegura suprimento contínuo, especialmente no período noturno e nos horários de maior demanda, reforçando a necessidade do despatch térmico para garantir o atendimento ao consumo de energia no país.

TABELA 2- BANDEIRAS TARIFÁRIAS DOS ÚLTIMOS 7 ANOS

Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
2019	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	15,00	40,00	40,00	15,00	41,69	13,43
2020	13,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	62,43
2021	13,43	13,43	13,43	13,43	41,69	62,43	94,92	94,92	142,00	142,00	142,00	142,00
2022	142,00	142,00	142,00	71,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,85	0,00	44,63	78,77	18,85	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	18,85	44,63	44,63	78,77	78,77	44,63	44,63	44,63



**Nota 1:** Em 2020, no período de junho a novembro, a bandeira verde foi acionada como medida emergencial devido pandemia da Covid-19.

**Nota 2:** Conforme determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), a bandeira tarifária Escassez Hídrica ficou em vigor de setembro de 2021 a meados de abril de 2022.

**Fonte:** Dados da ANEEL | Elaboração: FGV Energia

7. ANEEL. Mantida bandeira tarifária vermelha, patamar 1, para o mês de novembro de 2025. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2025/10/31/aneel-mantem-bandeira-vermelha-1-em-novembro-e-conta-de-luz-segue-com-cobranca-a-mais.shtml>. Acesso em: 23/12/2025.

## ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA - ESS

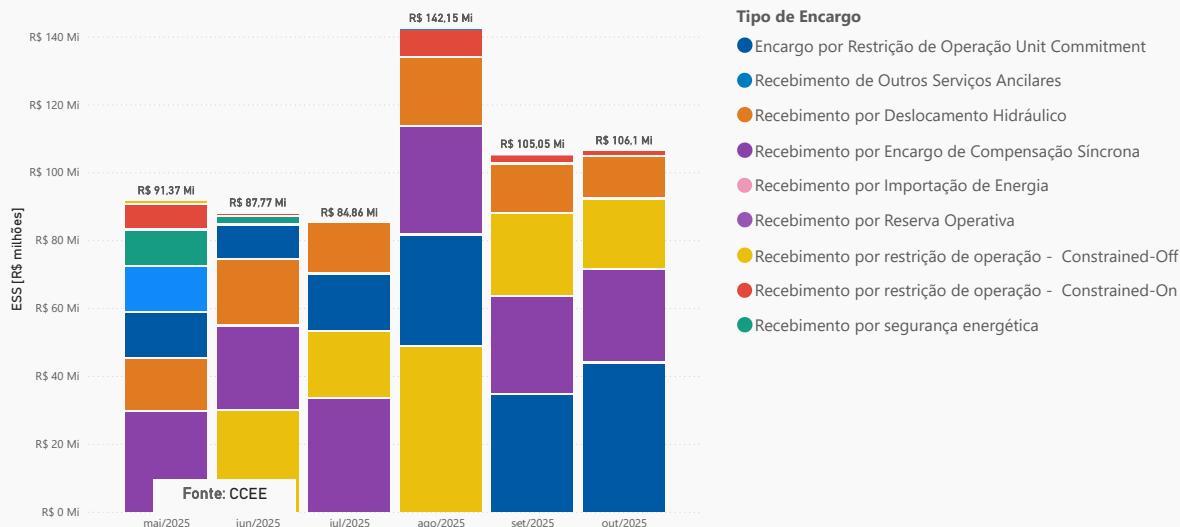
Com base nas informações divulgadas pela CCEE, os Encargos de Serviço do Sistema referentes ao mês de outubro de 2025 totalizaram aproximadamente R\$ 93,6 milhões, em decorrência das condições operativas do sistema elétrico e das restrições verificadas ao longo do período. O Encargo por Restrição de Operação Constrained-on alcançou cerca de R\$ 1,73 milhão, associado à manutenção de usinas em operação por critérios técnicos e de confiabilidade, independentemente do despacho econômico.

O Encargo por Restrição de Operação Constrained-off, relacionado à necessidade de limitação ou desligamento de unidades geradoras por restrições técnicas, somou aproximadamente R\$ 20,83 milhões, representando parcela relevante dos custos do mês. Não foram registrados valores referentes ao Encargo por Razão de Segurança Energética, indicando ausência de acionamentos dessa natureza no período analisado.

O Encargo por Compensação Síncrona totalizou cerca de R\$ 27,45 milhões, refletindo os custos associados ao suporte de reativos e à estabilidade do sistema elétrico. Já o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment atingiu aproximadamente R\$ 43,58 milhões, destinado à remuneração de usinas mantidas disponíveis para despacho por razões operativas, ainda que não acionadas de forma econômica.

Não houve registros de encargos relacionados à importação de energia, o que indica que a geração interna foi suficiente para atender à demanda no período. De forma geral, os encargos apurados em outubro de 2025 evidenciam a relevância desses mecanismos para a garantia da confiabilidade, da segurança operativa e do equilíbrio do Sistema Interligado Nacional.

GRÁFICO 15 – ENCARGO DE SERVIÇOS DE SISTEMAS EM REAIS (R\$)



**Fonte:** Dados da CCEE | Elaboração: FGV Energia

## PREÇOS DE CONTRATO NO ACL

Na 48<sup>a</sup> semana de 2025, todos os índices trimestrais e de longo prazo registraram avanços tanto na comparação semanal quanto na mensal, tanto para a energia convencional quanto para a incentivada com 50% de desconto na TUSD.

O índice trimestral da fonte convencional, que abrange os meses de dezembro de 2025 a fevereiro de 2026, foi avaliado em R\$ 262,06/MWh, refletindo altas de 8,03% na semana e 5,75% no mês. Em relação ao mesmo intervalo do ano anterior, observou-se um expressivo crescimento de 145,33%. De modo similar, o indicador trimestral da fonte incentivada 50% alcançou R\$ 289,07/MWh, com incrementos de 6,88% na semana e 4,82% no mês, além de uma valorização anual de 108,79%.

No segmento de longo prazo (período de 2027 a

2030), o preço de referência para a energia convencional foi estabelecido em R\$ 190,76/MWh, com avanços de 3,91% na semana e 3,61% no mês. Na comparação com igual período de 2024, verificou-se elevação de 32,46%. Já a fonte incentivada 50% de longo prazo atingiu R\$ 220,41/MWh, apresentando ganhos de 3,61% na semana e 3,14% no mês, além de uma alta anual de 25,11%.

Ao considerar apenas os componentes comuns aos índices de longo prazo desta semana e seus equivalentes do ano anterior, as variações anuais se mostram ainda mais expressivas: 42,20% para a fonte convencional e 33,23% para a incentivada 50%. O preço semanal da função de custo futuro (modelo DECOMP), ponderado pelo Sudeste, ficou em R\$ 296,46/MWh, com leve recuo de 0,60% na semana, mas ainda com ganhos mensal de 0,87% e anual de 385,44%.

GRÁFICO 16 – CURVA FORWARD - MERCADO LIVRE

16.1) Convencional Trimestre



16.2) Convencional Longo Prazo



16.3) Incentivada 50% Trimestre



16.4) Incentivada 50% Longo Prazo



**Fonte:** Dados do DCIDE | Elaboração: FGV Energia

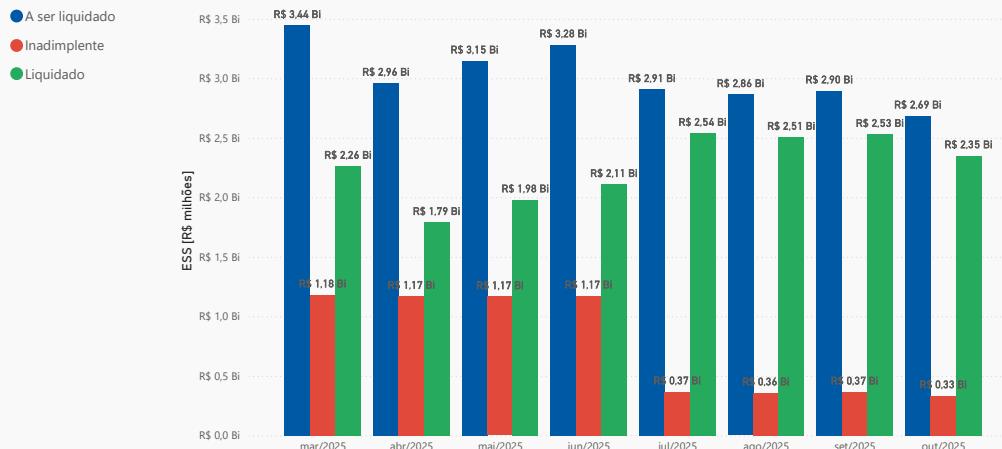
8. DCIDE. Boletim Semanal – Curva Forward (Semana 48 de 2025). Disponível em: [https://mcusercontent.com/5c939186def6ab12abdbff00d/files/81445f8-9019-3265-7957-8293e0a068c2/Boletim\\_S48.25.pdf](https://mcusercontent.com/5c939186def6ab12abdbff00d/files/81445f8-9019-3265-7957-8293e0a068c2/Boletim_S48.25.pdf). Acesso em: 24 de dezembro de 2025.

## LIQUIDAÇÃO NA CCEE

Com base nos dados da CCEE referentes ao mês de novembro de 2025, a liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP) apresentou um volume financeiro total da ordem de R\$ 2,69 bilhões, considerando os valores apurados antes do processo de liquidação. Desse montante, aproximadamente R\$ 2,35 bilhões foram efetivamente liquidados, correspondendo a cerca de 87,5% do total, com os recursos devidamente aportados pelos agentes devedores e repassados aos credores.

Por outro lado, cerca de R\$ 334,4 milhões permaneceram em aberto em função de inadimplência, o que representa aproximadamente 12,5% do valor total movimentado no período. Os resultados indicam a manutenção de um elevado nível de liquidação no MCP, ainda que a inadimplência continue sendo um fator relevante de atenção, reforçando os desafios associados à plena previsibilidade financeira e à estabilidade do ambiente de comercialização.

GRÁFICO 17 – INADIMPLÊNCIA NA CCEE



**Fonte:** Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

# INFORME DO SETOR ELÉTRICO DE NOVEMBRO 2025 - FGV ENERGIA

Em novembro de 2025, o setor elétrico brasileiro operou sob condições mais restritivas, com impactos diretos sobre tarifas, preços de energia e a operação do Sistema Interligado Nacional. A manutenção da bandeira tarifária vermelha, patamar 1, com acréscimo de R\$ 4,46 a cada 100 kWh consumidos, sinalizou que o equilíbrio entre oferta e demanda continuou dependente do despacho de usinas termelétricas, diante de um cenário hidrológico ainda desfavorável e de reservatórios operando em níveis reduzidos.

No mercado de curto prazo, os preços da energia apresentaram elevação em todos os submercados, com o PLD permanecendo em patamares elevados e bastante convergentes, refletindo um sistema mais pressionado e custos de geração elevados de forma generalizada.

Esse movimento reforça a leitura de que as restrições hídricas e a maior dependência térmica seguiram influenciando a formação de preços ao longo do mês.

As condições hidrológicas, medidas pela Energia Natural Afluente (ENA), evidenciam um quadro heterogêneo e ainda desafiador. Enquanto o Sudeste/Centro-Oeste e, principalmente, o Nordeste permaneceram com afluências significativamente abaixo da Média de Longo Término, o Sul apresentou desempenho mais favorável, e o Norte seguiu em patamar intermediário. As projeções do ONS para o fechamento do mês indicaram recuperação limitada em algumas regiões, insuficiente, contudo, para afastar as preocupações quanto à segurança operativa no curto prazo.

**Fontes:** ONS, CCEE e ANEEL.

#SetorElétrico #EnergiaSolar #EnergiaEólica #EnergiaHídrica #Sustentabilidade #FGVEnergia #FGV

**GLOSSÁRIO DE SIGLAS**



**MANTENEDORES**

