

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação – CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 2ª semana operativa

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 13 a 19 de dezembro/2025. Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial, e destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 1 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	279,68	279,68	279,68	279,68
Média	277,39	277,39	277,39	277,39
Leve	273,51	273,51	273,51	273,51
Média semanal	276,34	276,34	276,34	276,34

A Tabela 2 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de dezembro.

Tabela 2 – Comparação entre a FCF da segunda e da terceira semana de dezembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	22ª sem - dezdez	33ª sem - dezdez	Variação %
SE/CO	294,44	276,34	-6,1%
S	294,44	276,34	-6,1%
NE	294,44	276,34	-6,1%
N	294,44	276,34	-6,1%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 13 a 19 de dezembro 13 a 19 de dezembro, apresentaram variações de -6,1% em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a redução na geração das UNSI e melhora nos níveis dos reservatórios do SIN.

Para dezembro de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 75% da MLT para o sistema, sendo 81% no Sudeste; 82% no Sul; 41% no Nordeste e 79% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 817 MWMédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP.

O Gráfico 1 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.



Gráfico 1 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluyente - ENA

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'Energia Natural Afluyente' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Armazenamento inicial

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'Armazenamento Inicial' pode ser

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Carga - DECOMP

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

O Gráfico 2 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de dezembro.

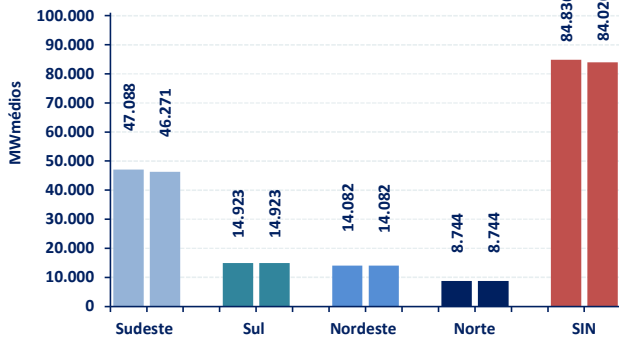


Gráfico 2 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 2 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de dezembro na RV11 de dezembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV22 de dezembro (2ª coluna). A Tabela 3 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de dezembro.

Tabela 3 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-817	-	-	-

No cenário internacional, a inflação de setembro nos Estados Unidos, medida pelo índice de preços dos gastos com consumo pessoal (PCE), permaneceu estável em 0,3% na comparação mensal e subiu 2,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. O núcleo do índice, que exclui itens voláteis como alimentos e energia, cresceu 0,2% no mês e 2,8% na comparação anual. Segundo o relatório JOLTS (*Job Openings and Labor Turnover Survey*), o número de vagas de emprego nos EUA cresceu levemente, totalizando 7,67 milhões em setembro. Além disso, o relatório mostrou que o número de vagas por trabalhador desempregado subiu de 0,98 para 1,01, e a taxa de desistência (*"quit rate"*) caiu para 1,8%. As taxas de contratação e de desligamentos permaneceram relativamente estáveis. O Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan preliminar subiu para 53,3 em dezembro, ante 51,0 em novembro, refletindo a redução das preocupações com preços e o fim da paralisação do governo. Quanto à política monetária, o FED decidiu a taxa básica em 25 pontos-base, variando entre 3,5% e 3,75% ao ano.

Na China, a inflação ao consumidor, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor (IPC), registrou alta de 0,7% a/a em novembro, impulsionada pelo aumento dos preços dos alimentos e de joias de ouro, que subiram 58,4%. O núcleo do índice permaneceu estável em 1,2%, enquanto o Índice de Preços ao Produtor (IPP) apresentou retração de 2,2% a/a.

No Brasil, o IPCA de novembro avançou 0,18%, ante 0,09% em outubro. Esse resultado foi influenciado, principalmente, pelos grupos Despesas Pessoais (+0,77%), Habitação (+0,52%) e Vestuário (+0,49%). No ano, o IPCA acumula alta de 3,92% e nos últimos 12 meses, 4,46%. Em relação a dezembro, o IPC-S registrou aumento de 0,26% na primeira quadrissemana do mês, ante 0,23% no mesmo período de novembro. A principal contribuição veio do grupo Habitação (+0,36% ante -0,12%) e Educação, leitura e recreação (+2,21% ante 0,1%). O IGP-M desacelerou para 0,15% na primeira prévia de

dezembro, ante variação de 0,48% no mês anterior. O IPA-M desacelerou para 0,15% (ante +0,60%), o IPC-M recuou para 0,07% (ante +0,17%) e o INCC-M variou +0,29% (ante +0,27%). Sobre a atividade do comércio, em outubro o varejo restrito cresceu 0,5% m/m, enquanto o ampliado avançou 1,1% m/m, registrando o quarto resultado positivo consecutivo. Na comparação anual, o volume de vendas do comércio varejista restrito avançou 1,1% e a do varejo ampliado recuou 0,3%. Em termos de variação mensal, sete das oito atividades do comércio varejista apresentaram taxas positivas, destacando-se Equipamentos e material para escritório, informática e comunicação (3,2%), Combustíveis e lubrificantes (1,4%) e Móveis e eletrodomésticos (1,0%). Já no varejo ampliado, a categoria Veículos e motos, partes e peças teve o maior crescimento (3,0%). Em novembro, segundo a Anfavea (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores), a produção veicular caiu 11,5% em relação ao mês passado. No acumulado de janeiro a novembro, a produção de veículos totalizou 2,4 milhões de unidades, crescimento de 4,1% em comparação com o mesmo período de 2024. Na balança comercial, o saldo atingiu US\$ 1,9 bilhão (+74,3% a/a) até a primeira semana de dezembro, com exportações totalizando US\$ 7,4 bilhões (+25,4%) e importações US\$ 5,5 bilhões (+14,3%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 325,2 bilhões (+3,9% a/a) e as importações totalizaram US\$ 265,5 bilhões (+8,8% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 59,8 bilhões (-13,2% a/a). Por fim, de acordo com o Relatório Focus, a projeção para o PIB de 2025 subiu para 2,25%.

O Gráfico 3 apresenta a carga de dezembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de dezembro indicou uma expectativa de carga no valor de 82.225 MW médios para o SIN, ajustada na 2ª revisão para 83.206 MW médios (+1,2%). Comparando com os valores verificados em dezembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 2.804 MW médios (+3,5%) e 3.174 MW médios (+4,0%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de dezembro é de 7.708 MW médios, sendo parte integrante da carga de 83.206 MW médios da 2ª revisão do PMO.

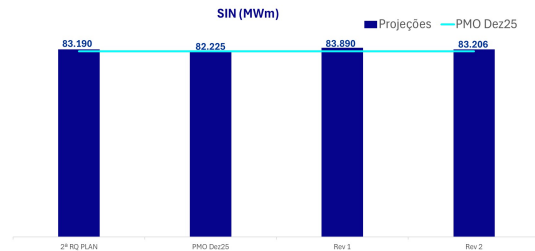


Gráfico 3 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de dezembro.

A Tabela 4 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de dezembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em dezembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, com destaque para o Norte e para o Sul, que apresentaram aumentos de 872 MW médios (+11,1%) e 1.202 (+9,0%), respectivamente, o que totalizou 3.174 MW médios (+4,0%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se o aumento no Norte (+609 MW médios), totalizando um aumento de 15 MW médios (+0,0%) na carga do SIN.

Tabela 4 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de dez/25, a carga observada em dez/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	dez/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+668 (+1,5%)	-737 (-1,6%)
S	+1.202 (+9,0%)	+47 (+0,3%)
NE	+431 (+3,2%)	+96 (+0,7%)
N	+872 (+11,1%)	+609 (+7,5%)
SIN	+3.174 (+4,0%)	+15 (+0,0%)

O Gráfico 4 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 2ª revisão do PMO reduziu a carga da semana 3 em 817 MW médios.

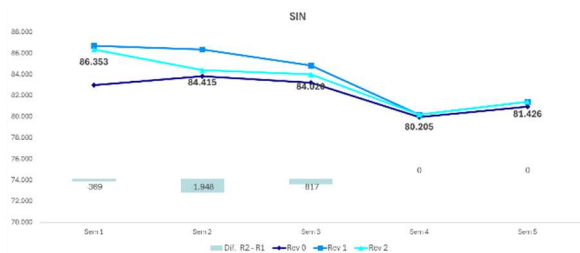


Gráfico 4 - Projeção da carga do PMO de dezembro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 4, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de dezembro com a projeção da 1ª revisão, nota-se redução em todos os submercados, que totalizou 1.948 MW médios (-2,3%). Para a 3ª semana operativa, houve redução apenas no submercado SE/CO de 817 MW médios (-1,7%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 3ª semana operativa é de 84.020 MW médios (vide Gráfico 4).

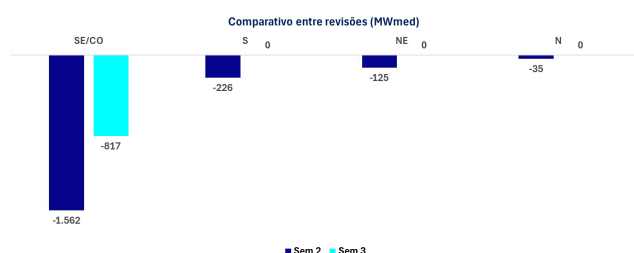


Gráfico 5 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

A Tabela 5 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 5 – Carga prevista para o mês de dezembro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	82.991	83.834	83.234	79.972	80.951
RV1	86.722	86.363	84.837	80.205	81.426
RV2	86.353	84.415	84.020	80.205	81.426

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção ‘Intercâmbio entre submercados’ pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Declaração de CVU

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção ‘Declaração de CVU’ pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Decomposição da FCF do DECOMP

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 5 ilustra os principais impactos na FCF.

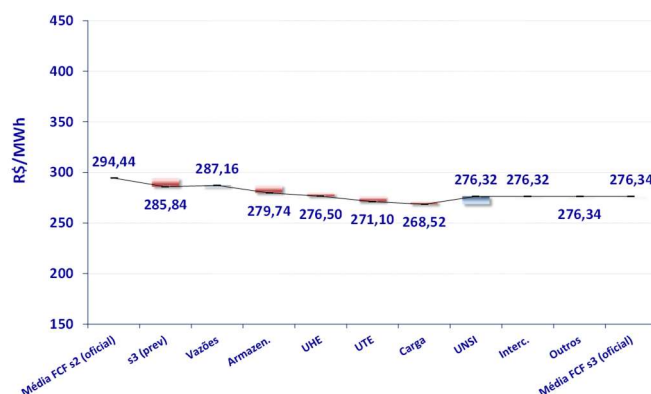


Gráfico 5 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma elevação nos níveis de armazenamento do SIN reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 7/MWh. Por outro lado, uma queda na geração das usinas não simuladas individualmente elevou a FCF em aproximadamente R\$ 8/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

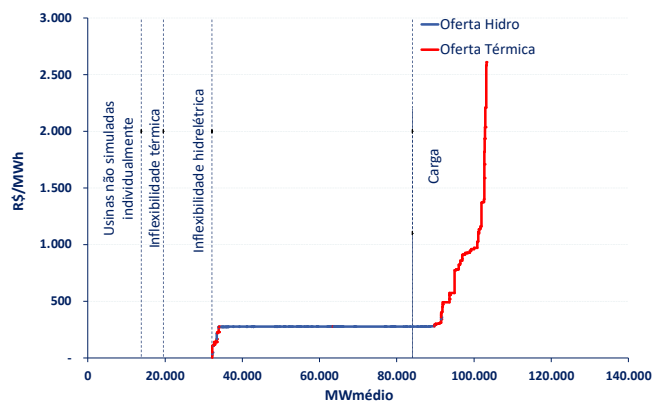


Gráfico 6 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – dezembro de 2025

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

O Gráfico 7 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2025.

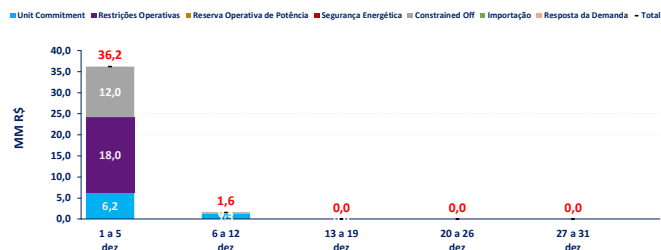


Gráfico 7 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 6 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro.

Tabela 6 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	13,39	-	-	-	-	-	13,39
Sul	0,08	-	-	-	-	-	0,08
Nordeste	4,54	-	-	-	-	-	4,54
Total	18,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,01
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	5,10	0,32	-	-	-	-	5,42
Nordeste	1,12	0,01	-	-	-	-	1,13
Total	6,22	1,32	0,00	0,00	0,00	0,00	7,54
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	11,97	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	12,29
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,25

O total dos valores apresentados no Gráfico 7 e na Tabela 6 resulta na expectativa de R\$ 44,090 milhões, sendo R\$ 7,54 milhões por *unit commitment*, R\$ 12,29 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 18,01 milhões devido a restrições operativas e R\$ 6,25 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 11 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de dezembro são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 a 31 de dezembro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 2 de dezembro de 2025.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld).

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro é apresentada no Gráfico 8.

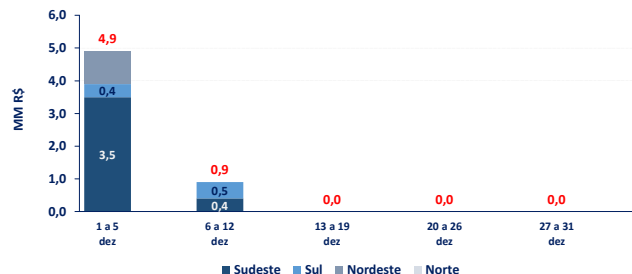


Gráfico 8 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 8 resulta na expectativa de R\$ 5,80 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

Fator de Ajuste do MRE

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo será disponibilizado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld).

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 11 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de dezembro são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 a 31 de dezembro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 2 de dezembro de 2025.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico a fim de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

A garantia física sazonalizada de 2025 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados Abertos” e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 071/25, de 24 de janeiro de 2025.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2025, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 9 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2025. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para dezembro.

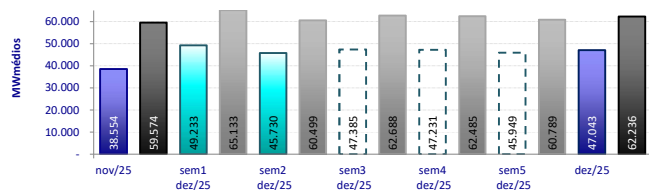


Gráfico 9 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e de dezembro de 2025

O Gráfico 10 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2025 (ainda não contabilizados).

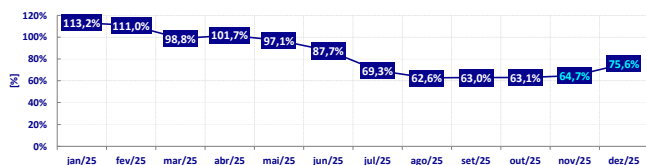


Gráfico 10 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 11 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

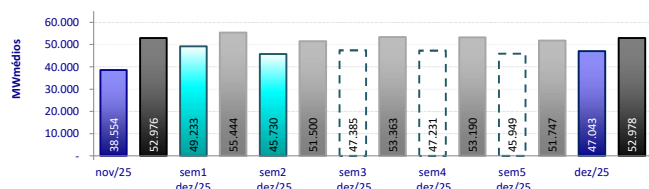


Gráfico 11 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro e de dezembro de 2025

O Gráfico 12 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de novembro e dezembro de 2025 (ainda não contabilizados).

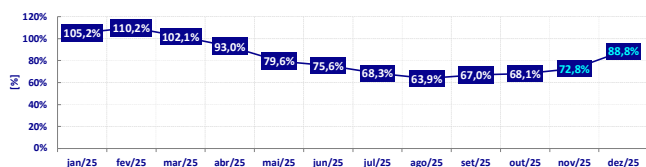


Gráfico 12 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'Inconsistências identificadas no cálculo do PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).