

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 – 3ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de outubro de 2025.

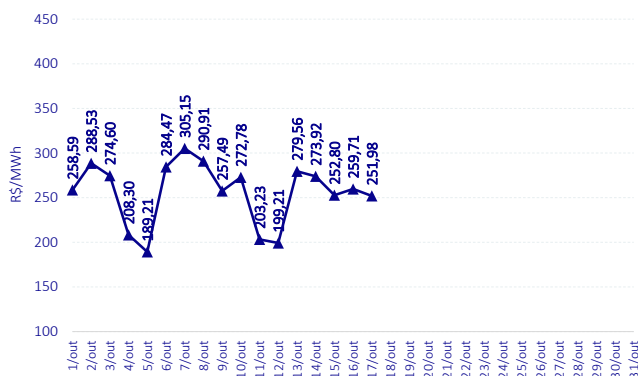


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de outubro de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

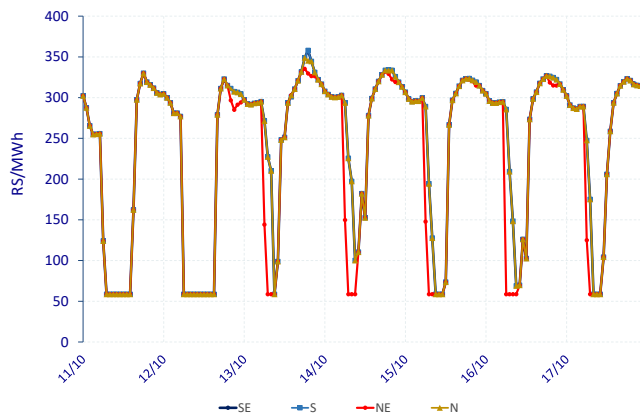


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da terceira semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a terceira semana operativa de outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
245,77	245,75	232,76	245,69

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	81.743	4.403	2.530	17.988	5.227	32.918	10.717	7.960
%	100%	5%	3%	22%	6%	40%	13%	10%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 11 a 17 de outubro de 2025.

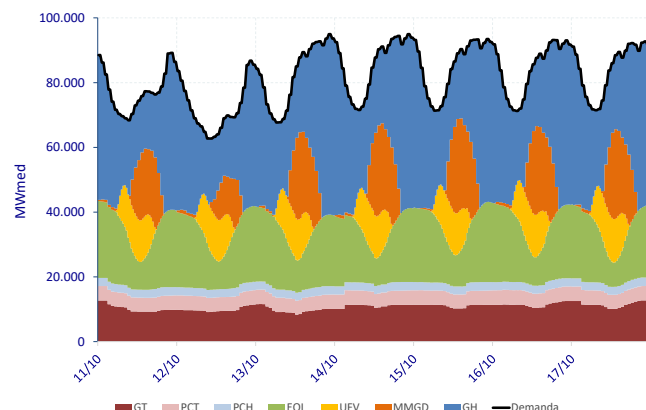


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Durante a terceira semana operativa não foi necessário acionamento dos níveis de contingência para convergência do modelo DESSEM nos casos ONS e CCEE.

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de outubro de 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	304,10	304,10	301,78	304,10
Média	295,22	295,22	295,22	295,22
Leve	287,51	287,51	287,51	287,51
Média semanal	293,90	293,90	293,42	293,90

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de outubro.

Tabela 4 – Comparação entre a FCF da terceira e da quarta semana de outubro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	3ª sem - out	4ª sem - out	Variação %
SE/CO	293,41	293,90	0,2%
S	293,41	293,90	0,2%
NE	293,41	293,42	0,0%
N	293,41	293,90	0,2%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 18 a 24 de outubro, apresentaram variações de 0,2% nos submercados SE/CO, Sul e Norte, fechando a R\$ 293,90/MWh; e de 0,0% no submercado Nordeste, fechando a R\$ 293,42/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afliências e menor carga esperada para o mês de outubro.

Para outubro de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 55% no Sudeste; 115% no Sul; 35% no Nordeste e 65% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.812 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de - 2.547 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -402 MWmédios no submercado Sul, 137 MWmédios no submercado Nordeste e 0 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 469 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 1.027 MWmédios no submercado Sul, -52 MWmédios no submercado Nordeste, -95 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 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.

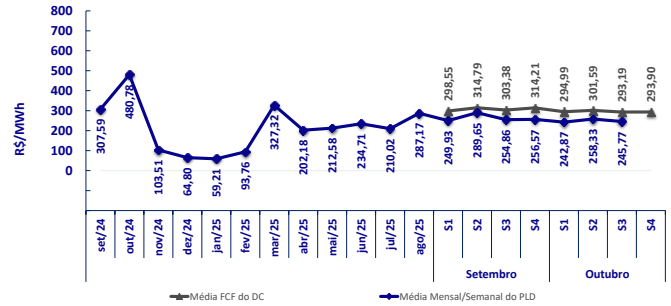


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

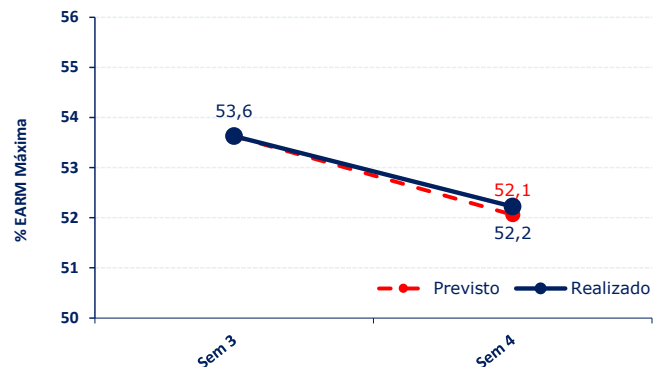


Gráfico 5 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 52,1% (Energia Armazenada de 152.283 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 52,2% (Energia Armazenada de 152.752 MWmês), o que representou um aumento de 469 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 5 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de outubro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	46,9%	96.413	46,7%	96.002	-0,2%	-411
S	87,0%	16.854	92,3%	17.881	5,3%	1.027
NE	51,3%	26.532	51,2%	26.480	-0,1%	-52
N	78,8%	12.484	78,2%	12.389	-0,6%	-95
SIN	52,1%	152.283	52,2%	152.752	0,2%	469

Carga - DECOMP

O Gráfico 6 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de outubro.

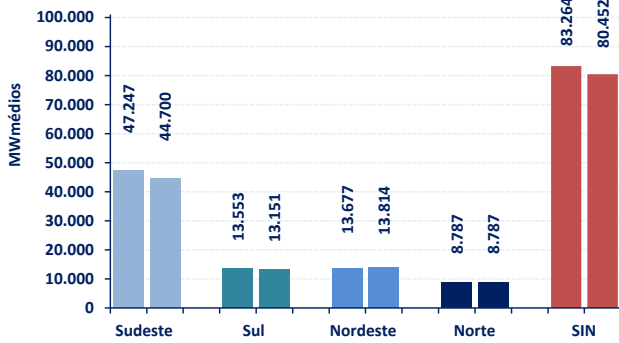


Gráfico 6 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 6 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de outubro na RV2 de outubro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de outubro (2ª coluna). A Tabela 6 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de outubro.

Tabela 6 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-2.547	-402	137	-

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan caiu levemente para 55,0 em outubro, ante 55,1 em setembro, influenciado pela queda nas expectativas financeiras futuras e pelas condições de compra de bens duráveis. Além disso, as expectativas de inflação recuaram para 4,6%.

Na Zona do Euro, a inflação anual atingiu 2,2% em setembro, ante 2,0% em agosto. O núcleo da inflação avançou levemente para 2,4%, frente a 2,3% no mês anterior.

Na China, em setembro, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) apresentou queda de 0,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior. O Índice de Preços ao Produtor (PPI, na sigla em inglês) também recuou, com variação anual de -2,3%. Na comparação mensal, ambos permaneceram estáveis pelo segundo mês consecutivo.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,56% na segunda quadrisssemana de outubro, ante alta de 0,28% no mesmo período de setembro. Os grupos com maior contribuição para esse resultado foram Alimentação (0,18%, ante -0,49%) e Transportes (0,90%, ante -0,56%). O IPC-S registrou alta de 0,45% na segunda quadrisssemana de outubro, após aumento de 0,06% no mesmo período de setembro. Com exceção de Saúde e Cuidados Pessoais (0,03%, ante 0,07%), todos os grupos contribuíram positivamente para o resultado. O IBC-Br avançou 0,4% m/m em agosto, na série dessazonalizada, e 0,1% a/a na série sem ajuste, impulsionado principalmente pela indústria, que registrou alta de 0,8% m/m. No mesmo mês, o varejo restrito cresceu 0,2% m/m, enquanto o ampliado avançou 0,9% m/m. Na comparação anual, o volume de vendas do comércio varejista restrito aumentou 0,4%, e o do varejo ampliado recuou 2,1%. Em termos de variação mensal, 5 dos 8 setores do varejo restrito apresentaram taxas positivas, com destaque para Equipamentos e Material para Escritório, Informática e Comunicação (4,9%). A receita real do setor de serviços avançou 7,0% em agosto, na comparação com o mesmo mês do ano anterior, e 0,6% frente a junho, registrando o sétimo resultado positivo consecutivo, impulsionado pelo segmento de Serviços Profissionais, Administrativos e Complementares (+0,4%). Na balança comercial, o saldo foi de US\$ 2,5 bilhões (+68,0% a/a) até a segunda semana de outubro, com exportações totalizando US\$ 11,6 bilhões (+8,6%) e importações somando US\$ 9,1 bilhões (-1,0%). No acumulado do ano, as exportações alcançaram US\$ 269,4 bilhões (+2,5% a/a) e as importações totalizaram US\$ 221,4 bilhões (+8,1% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 47,98 bilhões (-17,8% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 permaneceram em 2,16%.

O Gráfico 7 apresenta a carga de outubro de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão do PMO de outubro indicou uma expectativa de carga no valor de 82.324 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 81.193 MW médios (-1,4%). Comparando com os valores verificados em outubro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumento de 2.740 MW médios (+3,5%) e diminuição de 553 MW médios (-0,7%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de outubro é de 7.503 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.193 MW médios da 3ª revisão do PMO.

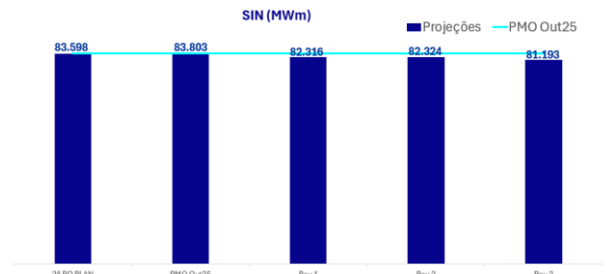


Gráfico 7 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de outubro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em outubro de 2024, observa-se redução da carga nos submercados SE/CO e Sul, e aumento no Nordeste e no Norte, o que totalizou uma redução de 553 MW médios (-0,7%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destacam-se as reduções no SE/CO, Sul e Nordeste, totalizando uma redução de 2.406 MW médios (-2,9%) na carga do SIN.

Tabela 7 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de out/25, a carga observada em out/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	out/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	-774 (-1,7%)	-1.601 (-3,4%)
S	-381 (-2,8%)	-632 (-4,6%)
NE	+59 (+0,4%)	-386 (-2,7%)
N	+543 (+6,6%)	+214 (+2,5%)
SIN	-553 (-0,7%)	-2.406 (-2,9%)

O Gráfico 8 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga das próximas semanas operativas.

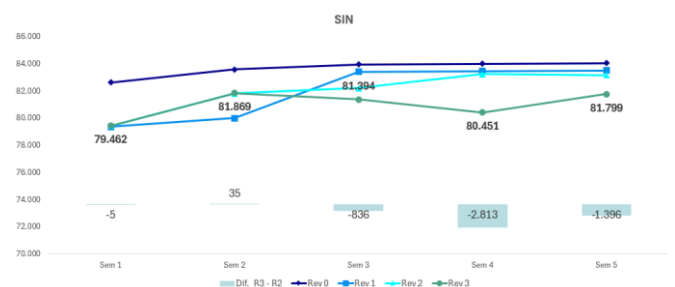


Gráfico 8 - Projeção da carga do PMO de outubro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 9, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de outubro com a projeção da 2ª revisão, nota-se um aumento no Nordeste, que totalizou 285 MW médios (+2,1%), e redução nos demais submercados, que totalizou 1.121 MW médios (-1,6%). Para a 4ª semana operativa, houve redução nos submercados SE/CO e Sul, enquanto Nordeste apresentou aumento e Norte permaneceu estável, totalizando uma redução de 2.949 MW médios (-4,9%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 80.451 MW médios (vide Gráfico 8).

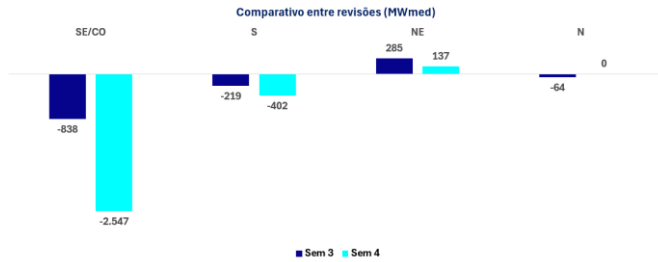


Gráfico 9 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

A Tabela 8 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 8 – Carga prevista para o mês de outubro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	82.657	83.610	83.980	84.029	84.086
RV1	79.376	80.035	83.452	83.502	83.546
RV2	79.466	81.834	82.229	83.264	83.195
RV3	79.462	81.869	81.394	80.451	81.799

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 10, Gráfico 11 e Gráfico 12 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

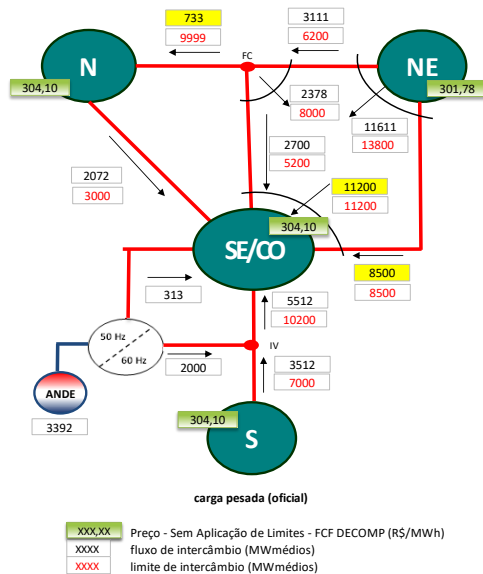


Gráfico 10 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

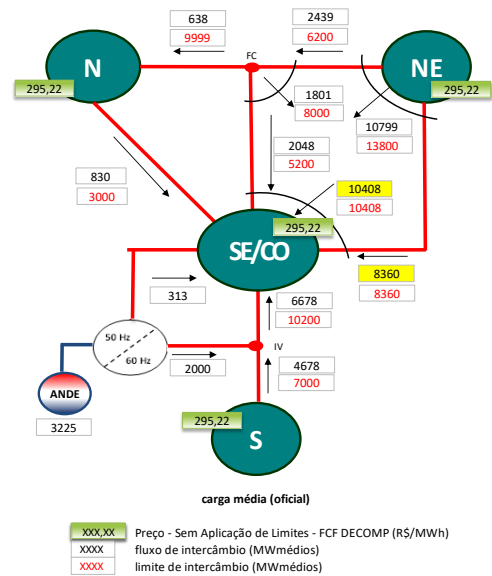


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

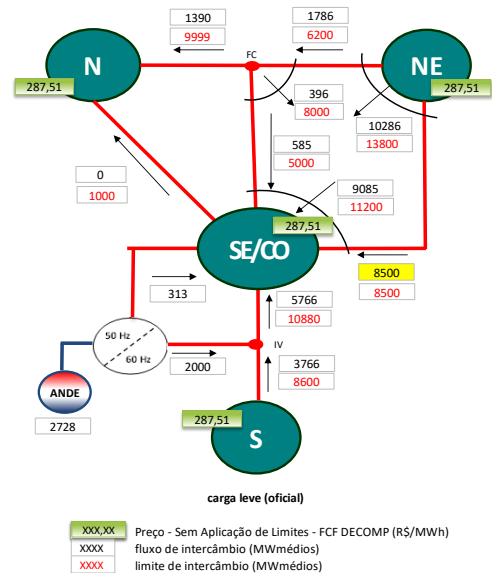


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 9 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de outubro de 2025.

Tabela 9 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de outubro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	976,02	1.090,16
ARAUCARIA	780,00	1.048,61

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 13 ilustra os principais impactos na FCF.

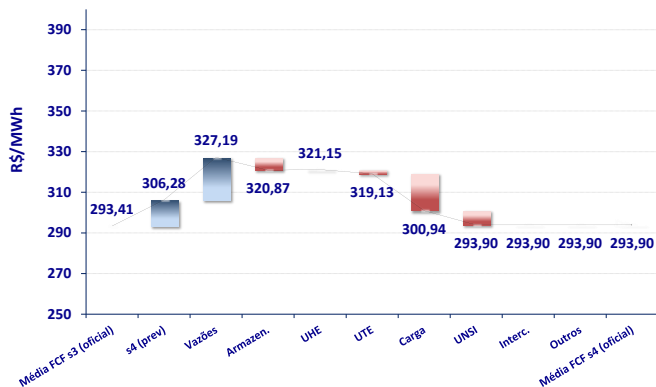


Gráfico 13 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul / todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluições elevou a FCF em aproximadamente R\$ 20/MWh. Uma menor carga que o esperado anteriormente, por outro lado, reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 18/MWh.

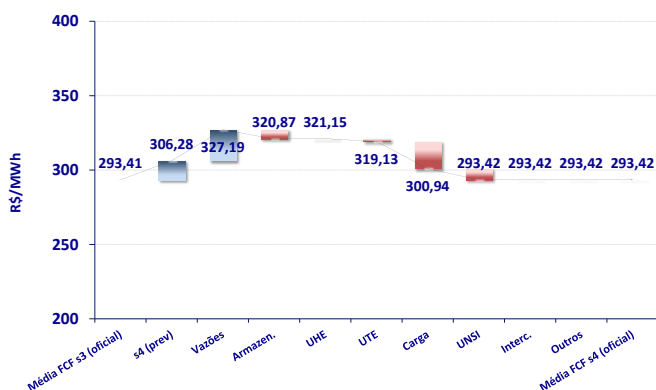


Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Nordeste

No submercado Nordeste, na expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente, houve uma variação de R\$ 0,48/MWh em relação aos outros submercados.

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

Oferta e demanda

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.

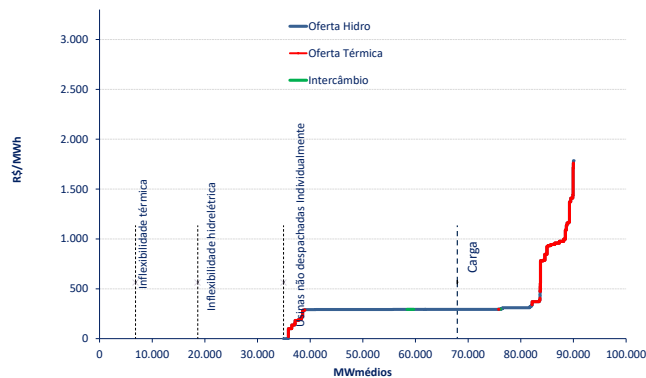


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte

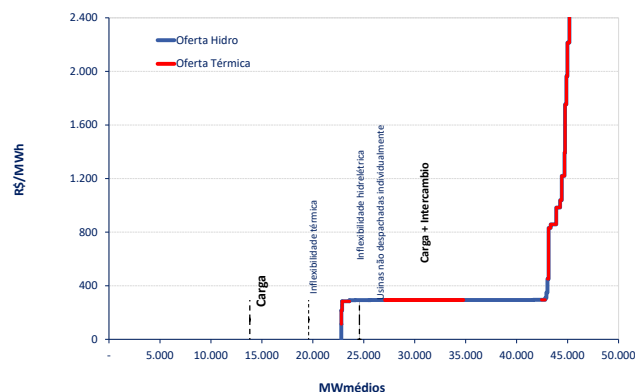


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para o submercado Nordeste

Estimativa preliminar de ESS –outubro de 2025

O Gráfico 17 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2025.

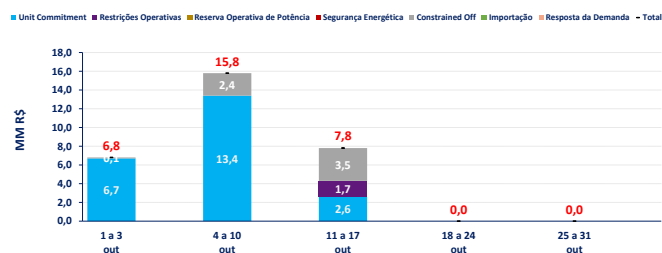


Gráfico 17 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de outubro.

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de outubro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	0,04	-	1,70	-	-	-	1,74
Total	0,04	0,00	1,70	0,00	0,00	0,00	1,74
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,23	2,04	0,67	-	-	-	2,94
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	6,07	8,37	-	-	-	-	14,44
Norte	0,38	3,02	1,89	-	-	-	5,29
Total	6,68	13,44	2,56	0,00	0,00	0,00	22,68
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,01	1,56	-	-	-	1,57
Nordeste	0,03	0,05	1,41	-	-	-	1,49
Norte	0,02	2,30	0,52	-	-	-	2,84
Total	0,05	2,36	3,49	0,00	0,00	0,00	5,90
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 17 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 30,32 milhões, sendo R\$ 0,00 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 22,68 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,00 milhões devido a importação, R\$ 5,90 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 1,74 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,00 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 16 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de outubro são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de outubro 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 3 de outubro 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

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 outubro é apresentada no Gráfico 18.

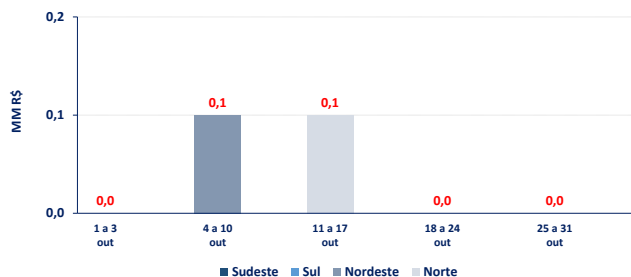


Gráfico 18 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 18 resulta na expectativa de R\$ 0,30 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para outubro.

Fator de Ajuste do MRE

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 16 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de outubro são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de outubro 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 3 de outubro 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 setembro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 19 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro de 2025. Além dos valores mensais para setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para

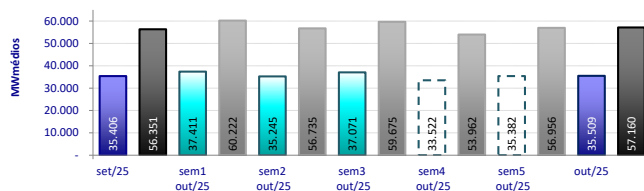


Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2025

O Gráfico 20 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de setembro e outubro de 2025 (ainda não contabilizados).

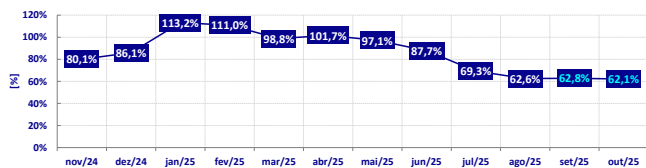


Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 21 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 setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para

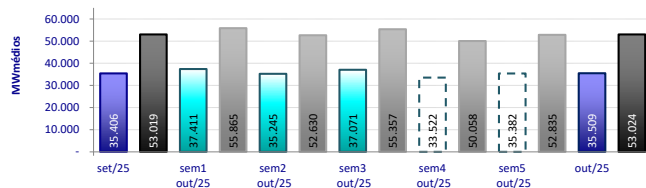


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2025

O Gráfico 22 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 setembro e outubro de 2025 (ainda não contabilizados).

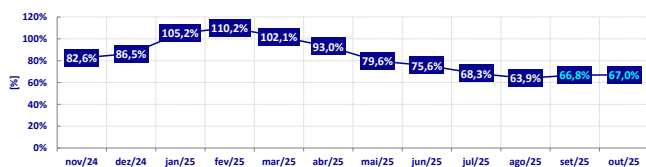


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a terceira semana operativa de outubro de 2025 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1- A geração térmica das usinas GNL são comandadas com antecipação de 60 dias, sendo sinalizada pelo modelo DECOMP. Por se tratar de uma informação de geração que está além do horizonte do modelo DESSEM, ela deve ser indicada no arquivo INFOFCF.DAT, adequando o acoplamento entre os modelos. O resultado da primeira execução do modelo DECOMP da CCEE da terceira semana operativa de outubro de 2025 sinalizou despacho antecipado médio mensal de 955,80 MW no patamar de carga pesada para a Usina Termelétrica (UTE) Porto de Sergipe. A informação foi compatibilizada corretamente no deck de DESSEM do dia 11/10/2025. No entanto, após a identificação de uma inconsistência nos dados de volumes de espera de aproveitamentos da bacia do rio Paraná (CO CCEE 748/25), o modelo NEWAVE e DECOMP foram reexecutados para produzir efeito no DESSEM a partir do dia 12/10/2025. A nova execução do DECOMP sinalizou despacho antecipado de Porto de Sergipe no valor de 955,80 MW também no patamar de carga média. No entanto, essa informação não foi compatibilizada no arquivo INFOFCF.DAT do deck de DESSEM dos dias 12 e 13/10/2025.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: "Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE

deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação".

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a terceira semana operativa de outubro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: 147 m³/s

Valores ONS: 90 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 8874

Consideração no PLD: PMO de dezembro de 2025

- UHE Estreito:

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: 744 m³/s

Valores ONS: 1.000 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 8867

Consideração no PLD: -

- UHE Estreito:

Restrição: Defluência máxima

Valores CCEE: -

Valores ONS: 1.000 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 8883

Consideração no PLD: -

- UHE Passo Real:

Restrição: Defluência máxima

Valores CCEE: -

Valores ONS: 0 m³/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 8955

Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a terceira semana operativa de outubro, foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que impactam o PLD:

- **DSP ANEEL 2.806/2025 (DOU: 13/10):** homologar, para fins de utilização por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS nos modelos da cadeia de otimização energética (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), conforme pertinência, bem como nos demais processos no âmbito do planejamento, programação da operação e operação em tempo real, os parâmetros em Anexo, relativos à UHE Belo Monte.

No momento, existem as seguintes Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.

- **CP 31/2025:** Aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2026. Período para envio: 16/10/2025 a 17/11/2025.