

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 agosto de 2025.

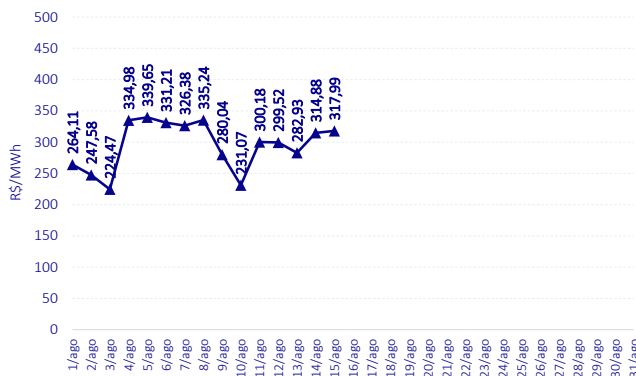


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de agosto de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

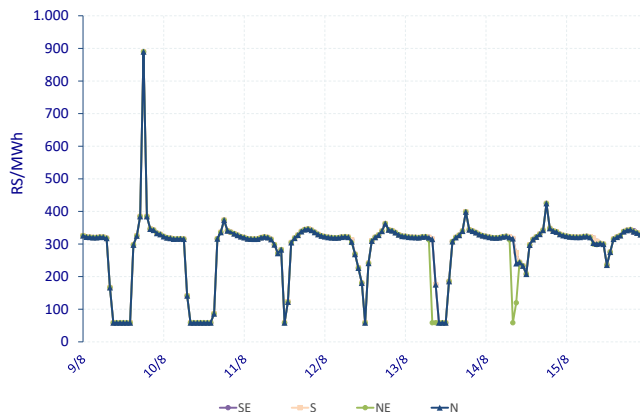


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 agosto (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
289,52	289,52	284,50	289,12

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, 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
MW med	74.328	4.062	2.473	14.983	4.621	31.350	9.269	7.570
%	100%	6%	3%	20%	6%	42%	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 9 a 15 de agosto de 2025.

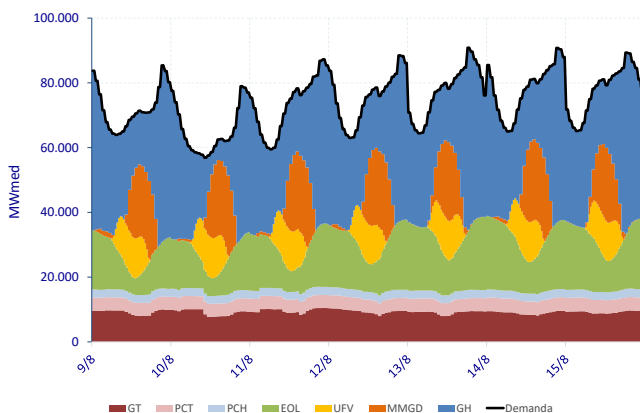


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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 16 a 22 de agosto 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	336,14	336,14	336,14	336,14
Média	326,97	326,97	326,97	326,97
Leve	318,47	318,47	318,47	318,47
Média semanal	324,39	324,39	324,39	324,39

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - ago	4ª sem - ago	Variação %
SE/CO	323,11	324,39	0,4%
S	323,11	324,39	0,4%
NE	323,11	324,39	0,4%
N	323,11	324,39	0,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 16 a 22 de agosto, apresentaram variações de: 0,4% em todos os submercados, fechando a R\$ 324,39/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram uma expectativa de redução na geração de usinas hidrelétricas (UHE).

Para agosto de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 70% no Sudeste; 78% no Sul; 49% no Nordeste e 71% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 75 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 75 MWmédios no submercado Nordeste. Não houve variação nos demais submercados.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -630 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 245 MWmédios no submercado Sul, -258 MWmédios no submercado Nordeste, -206 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.

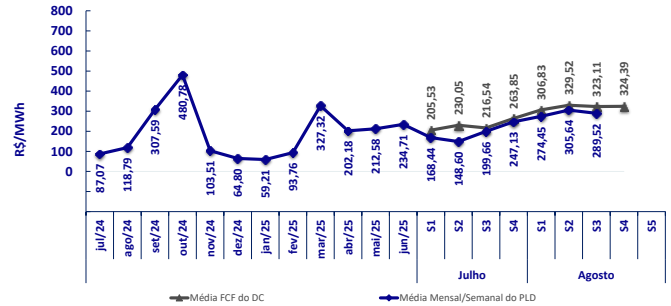


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

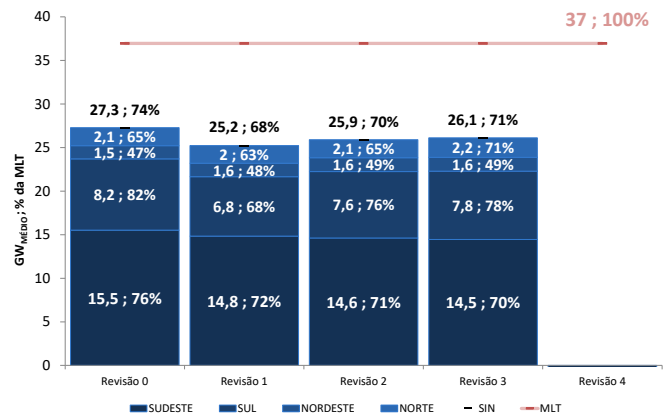


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 6 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

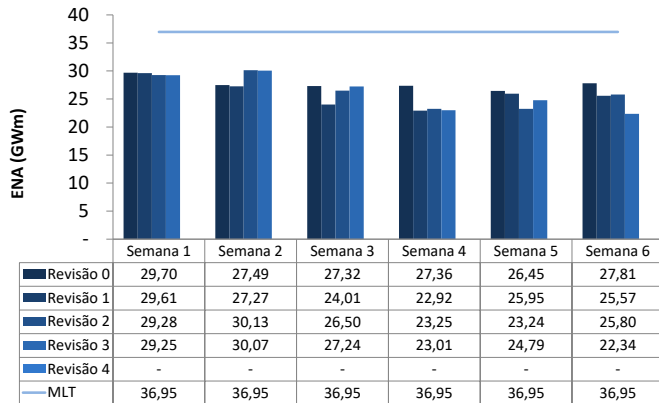


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde julho de 2025. Para julho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 33.900 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluências ficaram próximos aos 25.700 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 25.400 MWmédios.

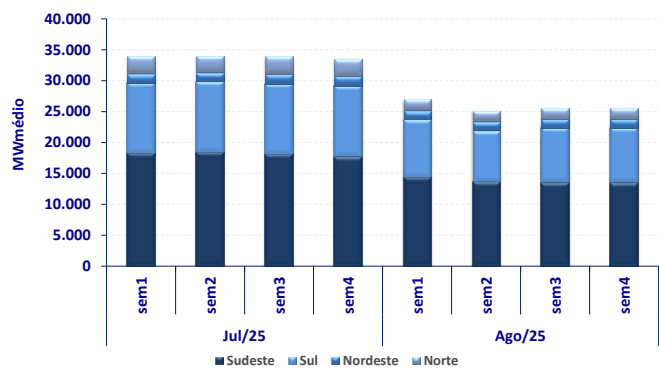


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2025

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta semana operativa de agosto.

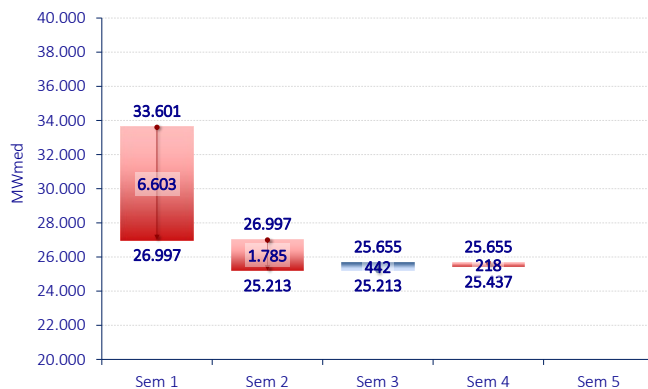


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira e a quarta semana de agosto considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-209	-139	-11	141

Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

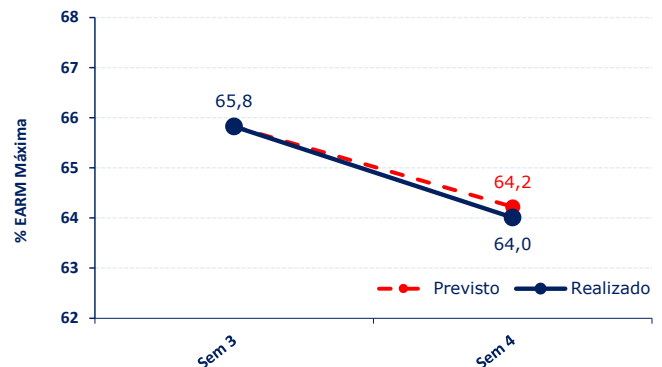


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 64,2% (Energia Armazenada de 188.438 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 64,0% (Energia Armazenada de 187.808 MWmês), o que representou uma queda de -630 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de agosto

Submercado	RV3 – previsto		RV3 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	61,0%	125.290	60,8%	124.879	-0,2%	-411
S	79,9%	16.347	81,1%	16.592	1,2%	245
NE	62,8%	32.479	62,3%	32.221	-0,5%	-258
N	90,4%	14.322	89,1%	14.116	-1,3%	-206
SIN	64,2%	188.438	64,0%	187.808	-0,2%	-630

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de agosto.

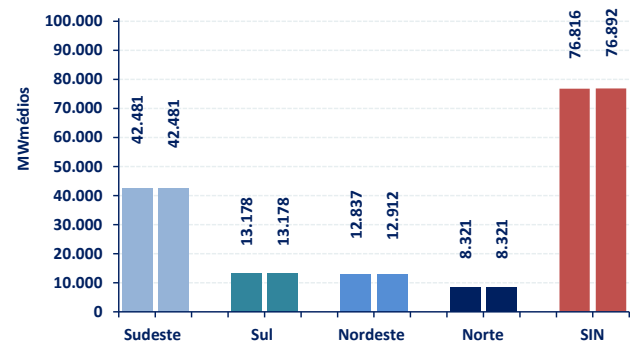


Gráfico 10 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de agosto na RV2 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de agosto (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de agosto.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-	-	75	-

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) subiu 0,20% em julho (ante 0,29% no mês anterior), enquanto o núcleo avançou 0,32% (ante 0,23%). No acumulado de 12 meses, o índice geral manteve-se em 2,7%, e o núcleo subiu para 3,1% (ante 2,9%).

Na China, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) permaneceu estável em julho em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já o índice de preços ao produtor (PPI, na sigla em inglês) recuou 3,6% a/a novamente, 34ª queda consecutiva. Na comparação mensal, houve recuo de 0,4%, repetindo o desempenho de abril e maio. Além disso, em julho, a produção industrial cresceu 5,7% em relação ao mesmo mês do ano anterior, ante 6,8% em junho e abaixo das previsões do mercado. No mês, houve avanço 0,38%. Essa desaceleração foi impulsionada pela menor demanda, crise imobiliária e preocupações com a capacidade produtiva.

No Brasil, o IPCA de julho registrou alta de 0,26%, ante 0,24% em junho. O grupo Habitação apresentou a maior variação, com 0,91% e maior impacto no índice (0,14 ponto percentual), impulsionado pela variação de 3,04% na energia elétrica residencial. No ano, o IPCA acumula alta de 3,26% e nos últimos 12 meses, 5,23%. O IGP-M registrou alta de 0,38% na primeira quadrisssemana de agosto, ante -1,04% no mesmo período de julho. Todas as componentes apresentaram alta: o IPA-M subiu 0,39%, influenciado pela alta de 0,98% dos produtos industriais; o IPC-M subiu 0,21% e o INCC-M avançou 0,62%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,29% na primeira quadrisssemana de agosto, ante queda de 0,09% no mesmo período de julho. Os grupos com maior contribuição para esse aumento foram Transportes (0,74%, ante -1,01%) e Despesas Pessoais (0,46%, ante 0,12%). Em relação à produção, o varejo restrito e o varejo ampliado recuaram 0,1% m/m e 2,5% m/m em junho, respectivamente. Já na comparação anual, a receita do comércio varejista restrito avançou 0,3%, enquanto o varejo ampliado caiu 3,0%. Em termos de variação mensal, destacam-se as quedas em Veículos e motos, partes e peças (-1,8%) e em Material de construção (-2,6%). Já a receita real do setor de serviços avançou 2,8% em junho na comparação com o mesmo mês do ano anterior. Houve avanço de 0,3% em relação a maio, quinto resultado positivo consecutivo. O avanço foi puxado pelo setor de Transportes (1,5% m/m e 3,0% a/a). Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 2,2 bilhões (+80,0% a/a) até a segunda semana de agosto, com exportações totalizando US\$ 8,9 bilhões (+13,0% a/a) e importações US\$ 6,6 bilhões (+0,5% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 206,9 bilhões (+2,2% a/a) e as importações totalizaram US\$ 167,7 bilhões (+8,5% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 39,2 bilhões (-18,2% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 caíram para 2,21%.

O Erro! Fonte de referência não encontrada. Gráfico 11 apresenta a carga de agosto de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão do PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 76.023 MW médios para o SIN, mantida na 3ª revisão em 76.023 MW médios (0,0%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 2.957 MW médios (+4,0%) e redução de 1.261 MW médios (-1,6%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de agosto é de 6.790 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.023 MW médios da 3ª revisão do PMO.

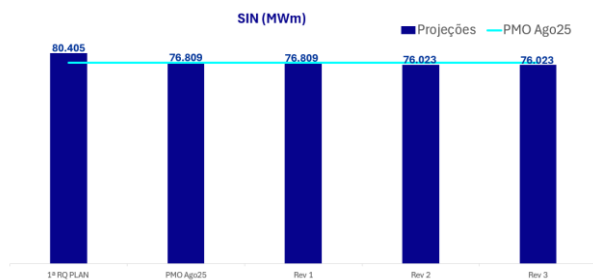


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de agosto.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de agosto de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2024, observa-se aumento da carga nos submercados Nordeste e Norte, e redução nos demais, com destaque para o SE/CO, que apresentou diminuição de 1.537 MW médios (-3,5%), o que totalizou 1.261 MW médios (-1,6%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.940 MW médios no SE/CO (-6,6%), totalizando uma redução de 4.382 MW médios (-5,4%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de ago/25, a carga observada em ago/24 e a 1ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	ago/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.537 (-3,5%)	-2.940 (-6,6%)
S	-122 (-0,9%)	-708 (-5,2%)
NE	+161 (+1,3%)	-451 (-3,4%)
N	+236 (+2,9%)	-284 (-3,3%)
SIN	-1.261 (-1,6%)	-4.382 (-5,4%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga da terceira semana operativa e aumentou a da quarta, enquanto as duas últimas permaneceram sem alterações.

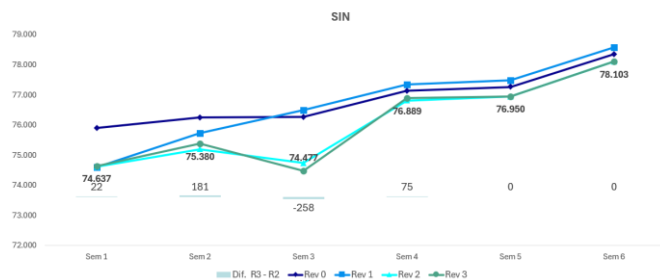
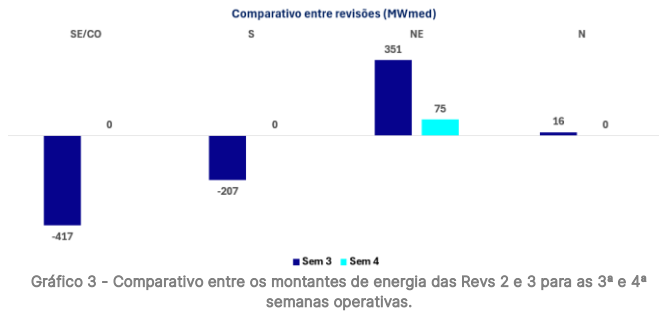


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de agosto de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de agosto com a projeção da 2ª revisão do PMO, nota-se uma redução no SE/CO e no Sul, totalizando 624 MW médios (-1,2%), e aumento no Nordeste, totalizando 366 MW médios (+1,7%). Para a 4ª semana operativa, houve aumento no Nordeste, enquanto todos os outros permaneceram estáveis, totalizando um aumento de 75 MW médios (+0,6%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 76.889 MW médios (vide Gráfico 12).



A Tabela 9 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de agosto de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	75.906	76.253	76.273	77.131	77.266	78.357
RV1	74.602	75.732	76.488	77.346	77.481	78.572
RV2	74.615	75.198	74.734	76.814	76.950	78.103
RV3	74.637	75.380	74.477	76.889	76.950	78.103

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 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.

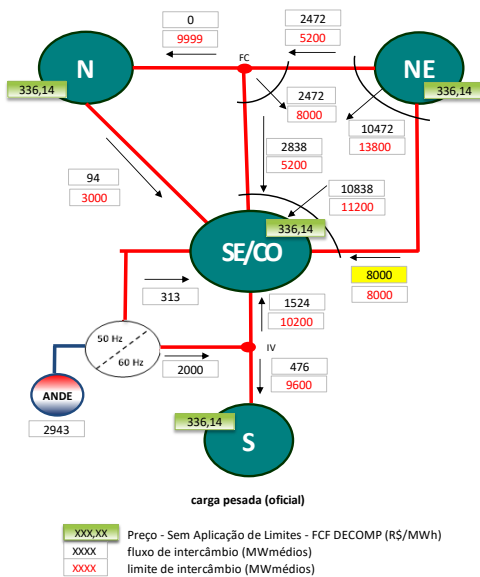


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

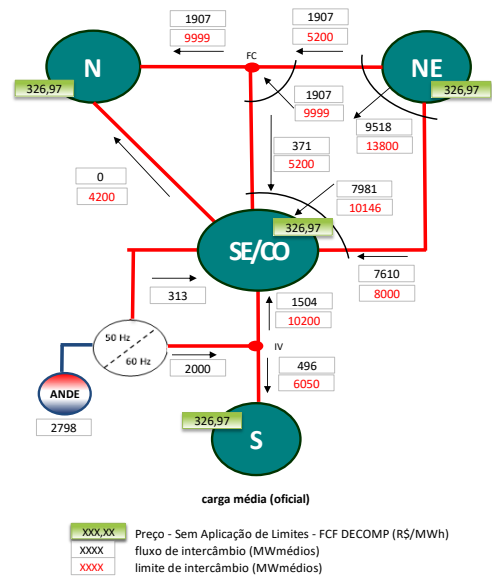


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

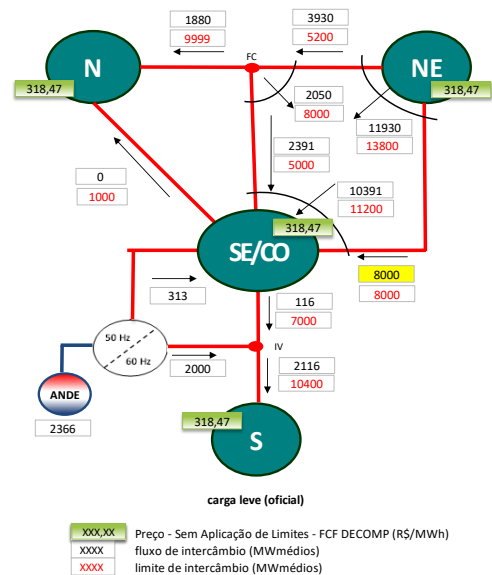


Gráfico 15 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de agosto de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de agosto

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	1.016,40	1.171,22

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 16 ilustra os principais impactos na FCF.

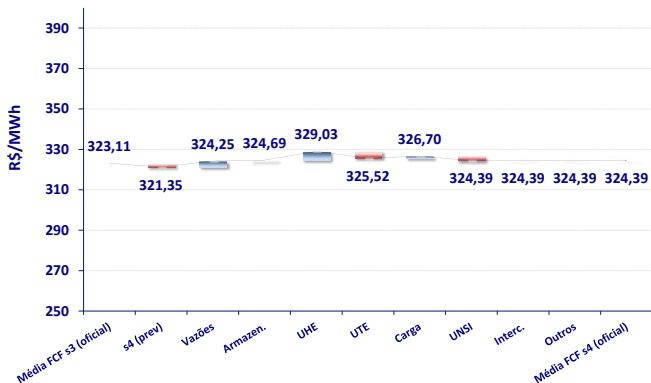


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que a variação nos parâmetros de usinas hidrelétricas (UHE) elevou a FCF em aproximadamente R\$ 6/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, além de uma expectativa de geração otimista das usinas não simuladas diminuiu em R\$ 5/MWh, aproximadamente.

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.

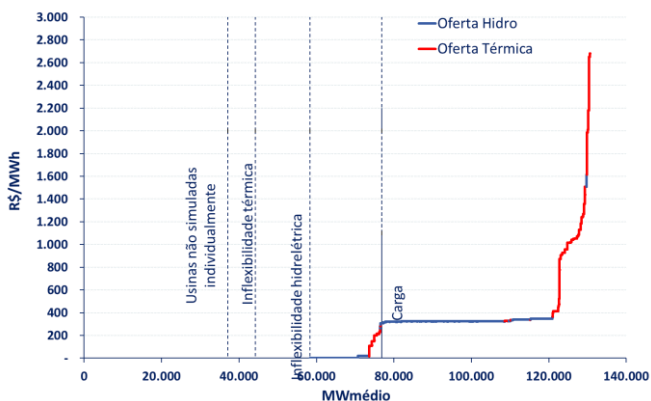


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS –agosto de 2025

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2025.

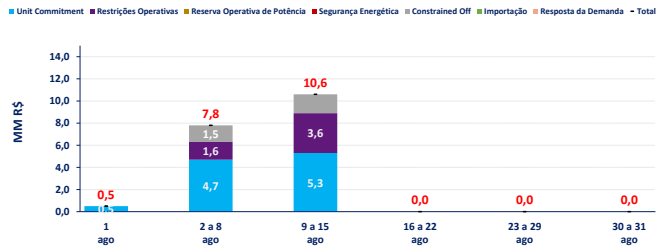


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 11 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,38	3,58	-	-	-	3,96
Nordeste	-	1,19	-	-	-	-	1,19
Total	0,00	1,57	3,58	0,00	0,00	0,00	5,15
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Sudeste	0,18	0,63	0,71	-	-	-	1,50
Sul	-	0,19	-	-	-	-	0,19
Nordeste	-	2,55	2,03	-	-	-	4,58
Norte	0,38	1,37	2,53	-	-	-	4,28
Total	0,54	4,74	5,27	0,00	0,00	0,00	10,55
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Sudeste	-	0,69	0,32	-	-	-	1,01
Nordeste	-	0,05	0,19	-	-	-	0,24
Norte	-	0,74	1,18	-	-	-	1,90
Total	0,00	1,48	1,67	0,00	0,00	0,00	3,15
Importação (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 18 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 18,85 milhões, R\$ 10,55 milhões por unit commitment, R\$ 3,15 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 5,15 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 14 de agosto de 2025 pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de agosto são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 31 de agosto 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 agosto 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 agosto é apresentada no Gráfico 19.

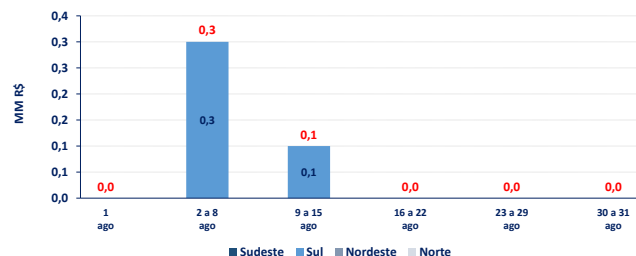


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 0,40 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

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 1º a 14 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de agosto são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 31 de agosto de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrica por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 3 de agosto 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 julho de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 20 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2025. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para agosto.

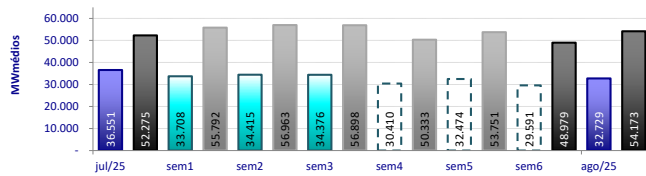


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho e de agosto de 2025

O Gráfico 21 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

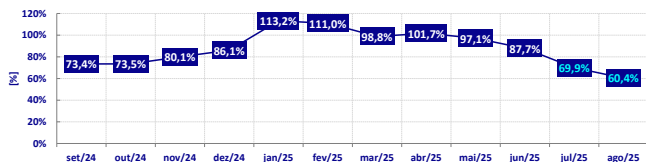


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 22 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 julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para agosto.

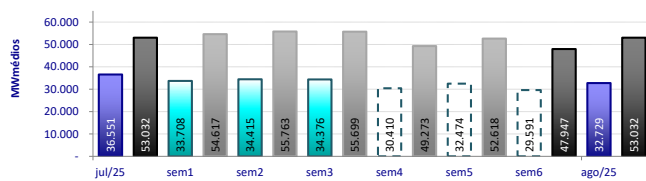


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho e de agosto de 2025

O Gráfico 23 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 julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

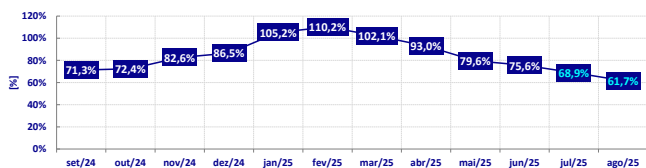


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 agosto de 2025 não foram identificadas inconsistências

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 agosto não foram consideradas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a terceira semana operativa de agosto, foi publicado no Diário Oficial da União (D.O.U.) o seguinte documento regulatório que impacta o PLD:

- Despacho ANEEL 2.412/2025 (DOU: 13/08): suspensão da OC da UG5 (32,696 MW) da UTE William Arjona a partir da data de publicação do referido despacho.

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