

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 – 1ª 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.

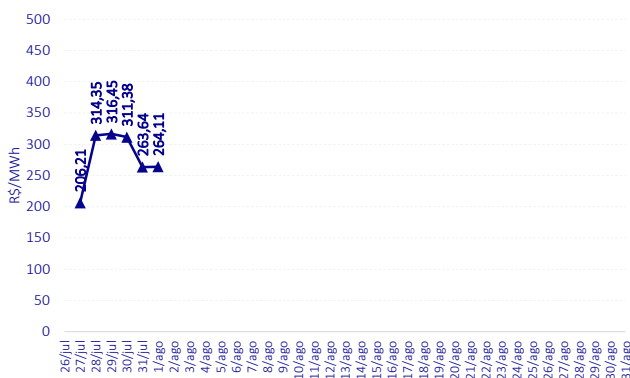


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 26 de julho a 1 de agosto de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

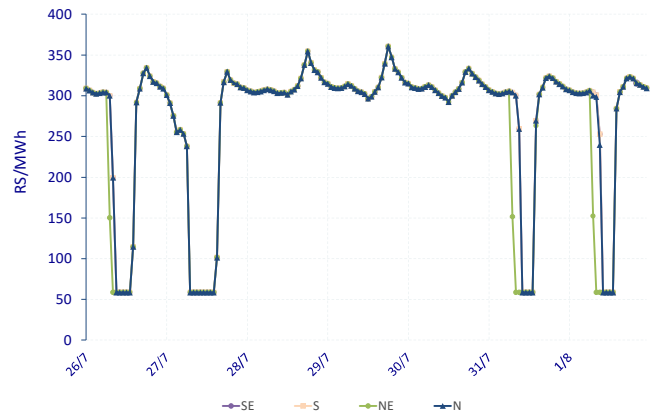


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
274,45	274,45	265,64	274,34

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	75.233	4.215	2.449	16.677	4.449	33.234	7.628	6.580
%	100%	6%	3%	22%	6%	44%	10%	9%

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 26 de julho a 1 de agosto de 2025.

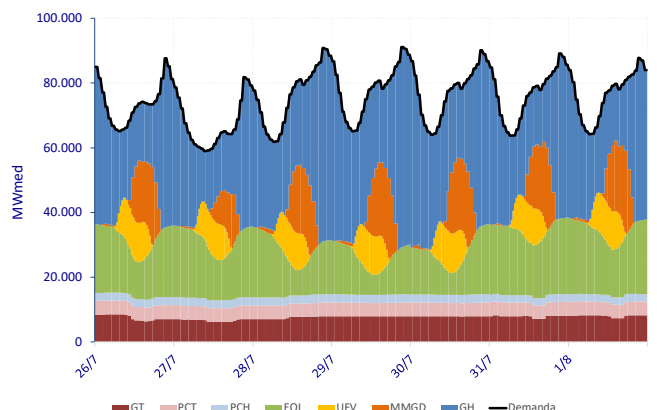


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

Durante a primeira 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 – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 2 a 8 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	337,92	337,92	337,92	337,92
Média	331,04	331,04	331,04	331,04
Leve	325,57	325,57	325,57	325,57
Média semanal	329,52	329,52	329,52	329,52

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da primeira e da segunda semana de agosto.

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - ago	2ª sem - ago	Variação %
SE/CO	306,83	329,52	7,4%
S	306,83	329,52	7,4%
NE	306,83	329,52	7,4%
N	306,83	329,52	7,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 2 a 8 de agosto, apresentaram variações de: 7,4% fechando a R\$ 329,52/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas vazões esperadas para o mês de agosto e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para agosto de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 68% da MLT para o sistema, sendo 72% no Sudeste; 68% no Sul; 48% no Nordeste e 63% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 521 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de - 214 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -360 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste e 53 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.340 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, -696 MWmédios no submercado Sul, 52 MWmédios no submercado Nordeste, - 285 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.

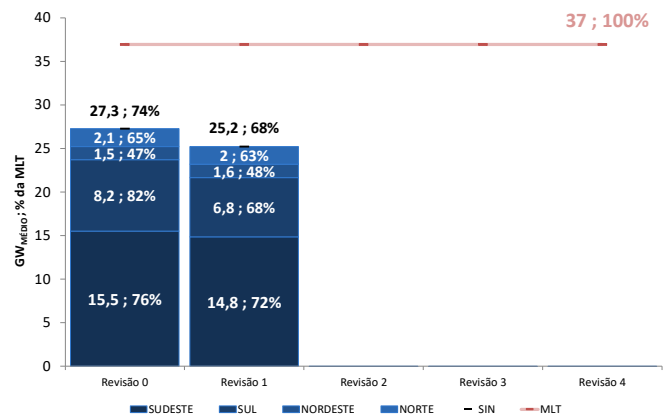


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

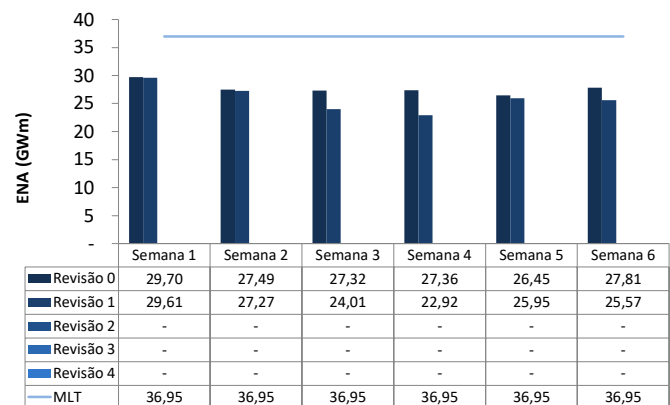


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 afliências ficaram próximos aos 27.000 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 25.200 MWmédios.

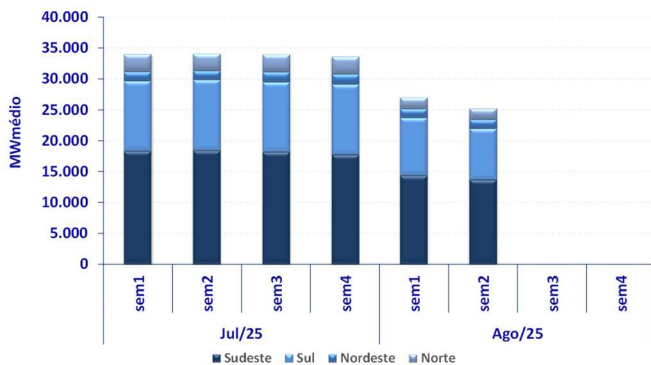


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - julho e agosto de 2025

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na segunda 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 primeira e a segunda semana de agosto considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-683	-1.089	23	-36

Armazenamento inicial

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

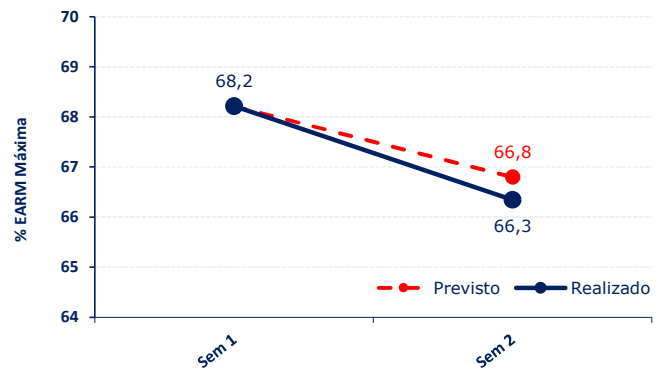


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 66,8% (Energia Armazenada de 195.997 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 66,3% (Energia Armazenada de 194.657 MWmês), o que representou uma queda de -1.340 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 segunda semana operativa de agosto

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	63,2%	129.809	63,0%	129.398	-0,2%	-411
S	87,5%	17.902	84,1%	17.206	-3,4%	-696
NE	64,6%	33.410	64,7%	33.462	0,1%	52
N	93,9%	14.876	92,1%	14.591	-1,8%	-285
SIN	66,8%	195.997	66,3%	194.657	-0,5%	-1.340

Carga - DECOMP

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

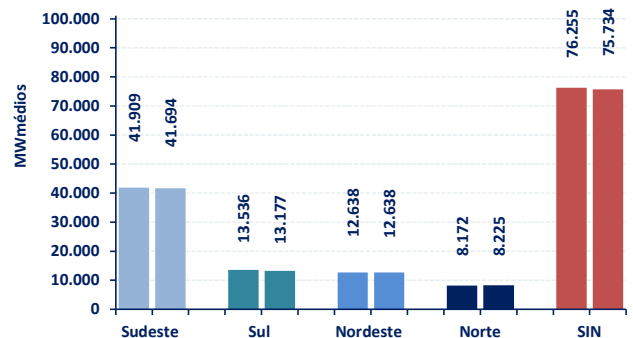


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 segunda semana operativa de agosto na RV0 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de agosto (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de agosto.

Tabela 7 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-214	-360	0	53

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board subiu para 97,2 pontos em julho (ante 95,2 pontos revisados no mês

anterior), impactado pelo avanço nas expectativas futuras, enquanto a avaliação da situação atual caiu. Segundo o relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey) de junho, o número de vagas de emprego nos EUA caiu 275 mil, totalizando 7,44 milhões de vagas. Além disso, o relatório mostrou que a taxa de contratações recuou para 3,3%, enquanto a taxa de desligamentos manteve-se estável em 1,0%. O PIB cresceu a uma taxa anualizada de 3,0% no segundo trimestre de 2025, e o FED decidiu manter as taxas de juros americanas no patamar atual, entre 4,25% e 4,50% ao ano.

Na Zona do Euro, o PIB teve alta de 0,1% t/t e 1,4% a/a no segundo trimestre de 2025. Espanha e França registraram aumento de 0,7% t/t e 0,3% t/t, respectivamente, enquanto Alemanha e Itália recuaram 0,1% t/t.

Na China, o PMI da indústria caiu para 49,5 em julho, ante 50,4 em junho, impulsionado desaceleração no crescimento de novos pedidos.

No Brasil, o IPCA-15 registrou alta de 0,33% em julho, ante 0,26% em junho. O grupo Habitação apresentou a maior variação, com 0,98% e maior impacto no índice (0,15 ponto percentual). No ano, o IPCA-15 acumula alta de 3,40% e nos últimos 12 meses, 5,30%, acima dos 5,27% registrado em junho. Já o IGP-M registrou queda de 0,77% em julho, ante -1,67% no mês anterior. O IPA-M caiu 1,29%, influenciado pelas quedas de 3,79% dos produtos agropecuários e 0,40% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M subiram 0,27% e 0,91%, respectivamente. Além disso, o Copom decidiu manter a taxa Selic em 15,00% ao ano e sinalizou continuidade na pausa do ciclo de alta. Em relação à confiança, o Índice de Confiança da Construção (ICST) recuou 1,3 ponto em julho, para 92,7 pontos, o menor nível desde junho de 2021 (92,3). Na média móvel trimestral, o índice recuou 0,3 ponto. Esse resultado foi influenciado exclusivamente da piora das expectativas para os próximos meses. O NUCI da Construção caiu para 78,2%. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE recuou 2,0 pontos em julho, para 94,8 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 1,1 ponto, para 96,8 pontos. Essa foi a quinta queda do ano, motivada pela combinação entre a contração da política monetária e o aumento da incerteza, além das novas taxações sobre produtos brasileiros. No mês, houve recuo da confiança em 12 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE recuou 2,2 pontos em julho, para 87,1 pontos. Essa foi a primeira queda depois de três altas consecutivas, motivada por ambas as suas componentes: o Índice de Expectativas (IE-COM) caiu 1,8 ponto, para 86,7 pontos e o Índice de Situação Atual (ISA-COM) caiu 2,4 pontos, para 88,2 pontos. Esse resultado foi motivado pela baixa confiança disseminada entre todos os tipos de consumo. Por fim, o Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE recuou 1,0 ponto em julho, para 89,7 pontos. Na média móvel trimestral, o índice caiu 0,2 ponto. A queda ocorreu nos seus dois componentes: o Índice de Situação Atual (ISA-S) caiu 0,4 ponto, para 92,3 pontos (menor nível desde fevereiro de 2022), e o Índice de Expectativas (IE-S) caiu 1,6 ponto, para 87,2 pontos. Esse resultado foi motivado pelas avaliações negativas sobre situação atual dos negócios e nas expectativas futuras do setor. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 4,7 bilhões (-23,2% a/a) até a quarta semana de julho, com exportações totalizando US\$ 26,2 bilhões (+3,0% a/a) e importações US\$ 21,4 bilhões (+11,5% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 192,1 bilhões (+1,3% a/a) e as importações totalizaram US\$ 157,2 bilhões (+10,2% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 34,9 bilhões (-25,9% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,23%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de agosto de 2025. Em termos mensais, o PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 76.809 MW médios para o SIN, mantida na 1ª revisão em 76.809 MW médios (+0,0%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 3.743 MW médios (+5,1%) e redução de 475 MW médios (-0,6%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de agosto é de 7.062 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.809 MW médios da 1ª 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 1ª 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 1ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 1.169 MW médios (-2,7%), o que totalizou 475 MW médios (-0,6%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.572 MW médios no SE/CO (-5,7%), totalizando uma redução de 3.596 MW médios (-4,5%) 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	-1.169 (-2,7%)	-2.572 (-5,7%)
S	+458 (+3,5%)	-128 (-0,9%)
NE	+44 (+0,3%)	-568 (-4,3%)
N	+192 (+2,4%)	-328 (-3,8%)
SIN	-475 (-0,6%)	-3.596 (-4,5%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga da primeira e da segunda semana operativa e aumentou em todas as outras.



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

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de agosto com a projeção do PMO, nota-se uma redução no SE/CO e no Sul, que totalizou 1.883 MW médios (-3,4%), e aumento no Nordeste e Norte, que totalizou 580 MW médios (+2,8%). Para a 2ª semana operativa, houve redução nos submercados SE/CO e Sul, e aumento no Norte, enquanto o Nordeste permaneceu estável, totalizando uma redução de 521 MW médios (-0,7%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 75.732 MW médios (vide Gráfico 12).

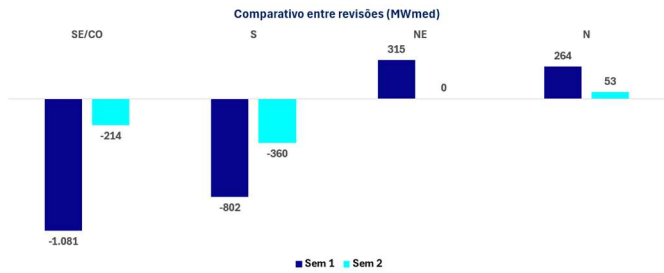


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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

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.

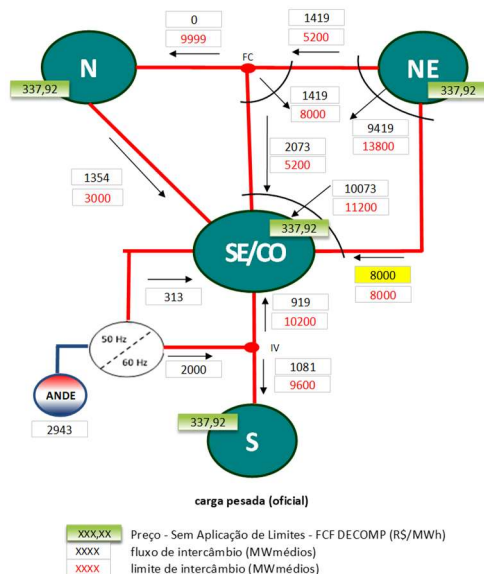


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

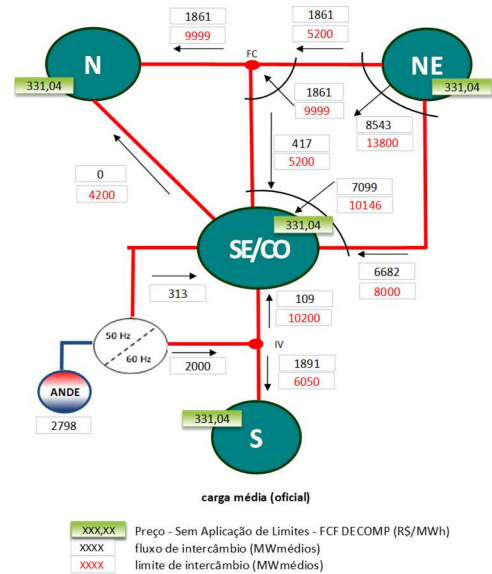


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

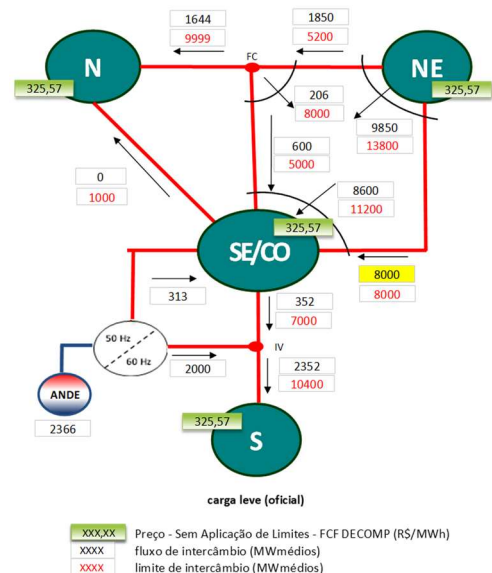


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 segunda semana operativa de agosto de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	967,49	1.225,21

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.

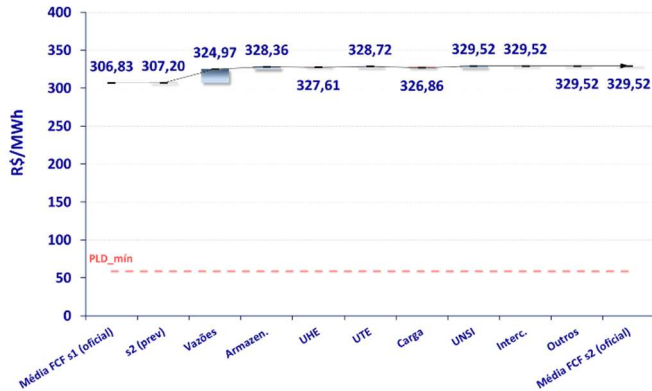


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas vazões elevou a FCF em aproximadamente R\$ 18/MWh e uma redução no nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 4/MWh.

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.

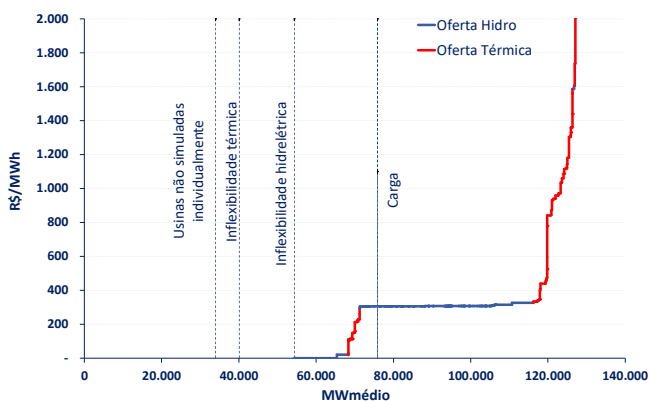


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – julho e agosto de 2025

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

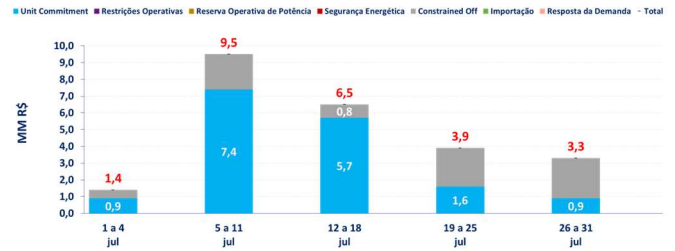


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Restrição operativa (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	0,31	2,35	3,30	0,71	0,56	-	7,23
Norte	0,59	5,09	2,39	0,91	0,38	-	9,36
Total	0,90	7,44	5,69	1,62	0,94	0,00	16,59
Subm.	Constrained Off (R\$ MM)						
Sudeste	-	0,22	0,32	0,74	0,05	-	1,33
Nordeste	-	-	-	0,07	0,13	-	0,20
Norte	0,46	1,84	0,49	1,54	2,23	-	6,56
Total	0,46	2,06	0,81	2,35	2,41	0,00	8,09
Subm.	Importação (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Resposta da Demanda (R\$ MM)						
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\$ 24,68 milhões, R\$ 16,59 milhões por unit commitment e R\$ 8,09 milhões devido ao constrained-off térmico.

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2025.

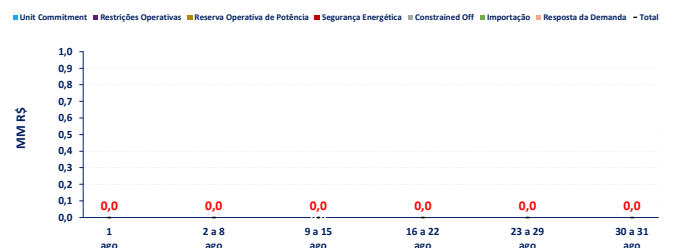


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 12 – 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
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Restrição operativa (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Constrained Off (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Importação (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Resposta da Demanda (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em todas as razões de despacho.

O valor estimado de geração para o período de 1º de julho a 31 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 1 de agosto são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 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 1 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/SG/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 julho é apresentada no Gráfico 20.

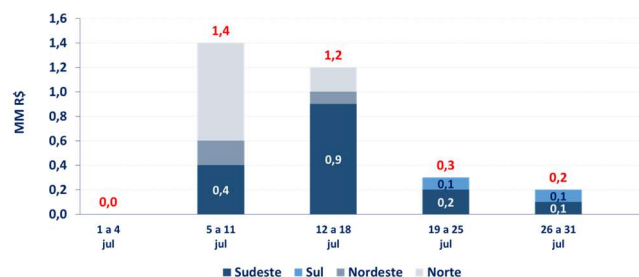


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 3,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para agosto é apresentada no Gráfico 21.

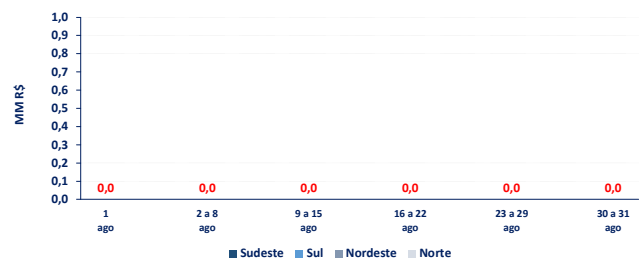


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 de julho a 31 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 1 de agosto são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 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 1 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 22 e no Gráfico 23 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 ambos os meses.

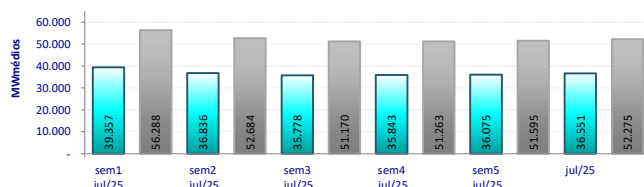


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2025

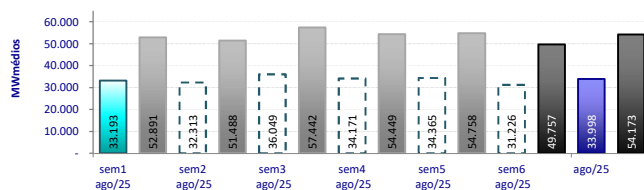


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2025

O Gráfico 24 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

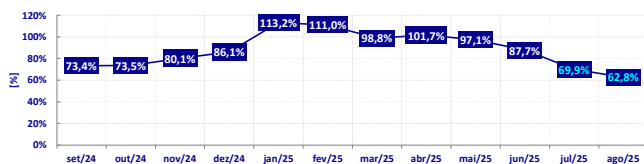


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 25 e no Gráfico 26 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 ambos os meses.

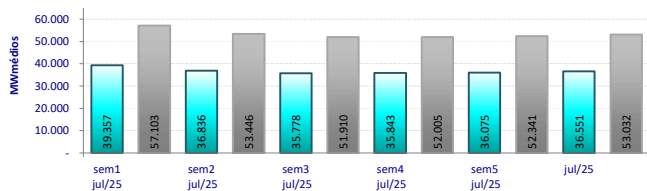


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2025

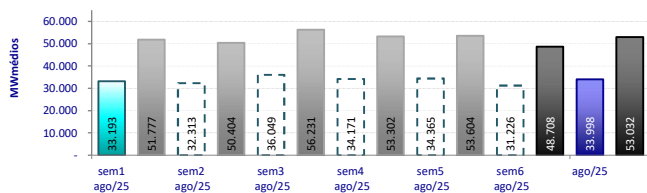


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2025

O Gráfico 27 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).

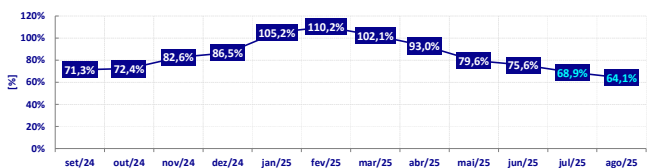


Gráfico 27 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 primeira 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 primeira semana operativa de agosto, não foram consideradas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a primeira semana operativa de agosto, não foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) documentos regulatórios que impactam o PLD.

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