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 1° 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 - CMO[1] 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 junho de 2025.

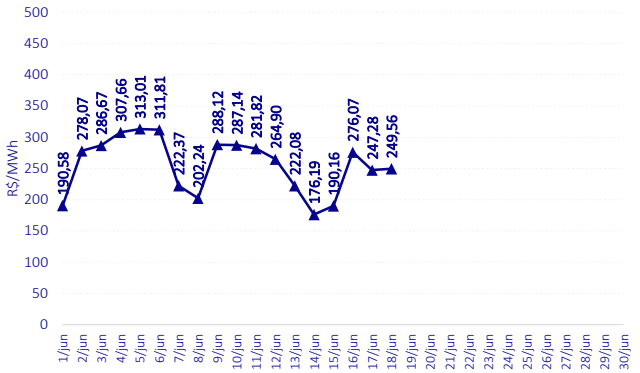


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de junho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

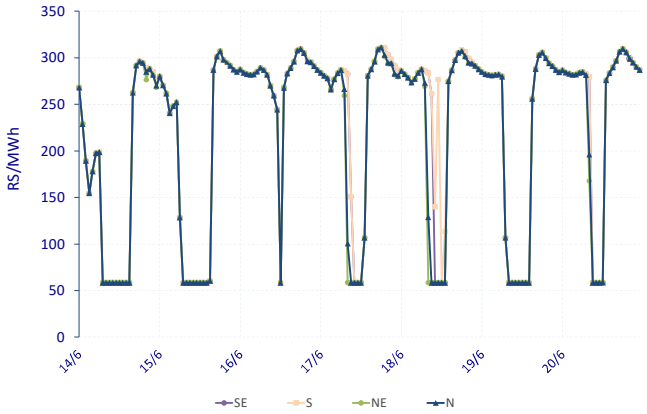


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 junho (em R$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
228,97	231,09	223,10	224,15

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	73.846	3.738	3.091	17.380	4.213	36.140	4.454	4.829
%	100%	5%	4%	24%	6%	49%	6%	7%

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 14 a 20 de junho de 2025.

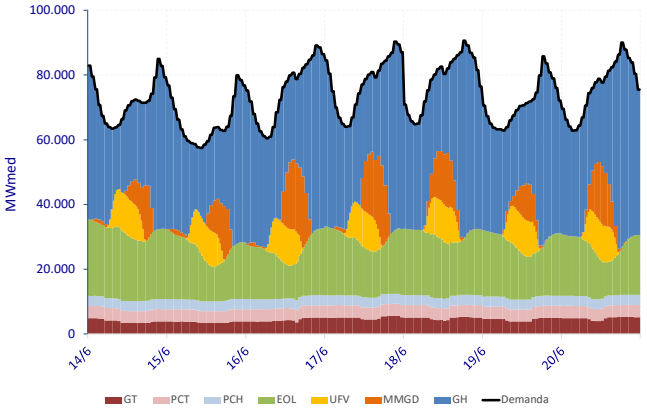


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

[1] **Custo 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 21 a 27 de junho 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	249,26	249,26	249,26	249,26
Média	243,77	243,77	243,77	243,77
Leve	240,22	240,22	240,22	240,22
Média semanal	242,94	242,94	242,94	242,94

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - jun	4ª sem - jun	Variação %
SE/CO	280,73	242,94	-13,5%
S	280,73	242,94	-13,5%
NE	280,69	242,94	-13,4%
N	280,73	242,94	-13,5%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 21 a 27 de junho, apresentaram variações de: -13,5% nos submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte fechando a R$ 242,94/MWh. No submercado Nordeste -13,4%, fechando a R$ 242,94/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afluências esperadas para o mês de junho.

Para junho de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 81% da MLT para o sistema, sendo 82% no Sudeste; 118% no Sul; 40% no Nordeste e 61% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 758 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -424 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -138 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste e -196 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.797 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.234 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -246 MWmédios no submercado Sul, -103 MWmédios no submercado Nordeste, -214 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.

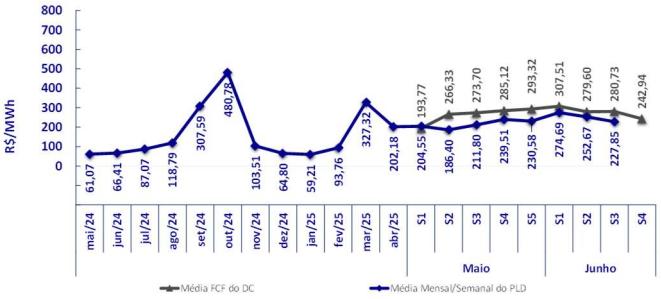


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

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.

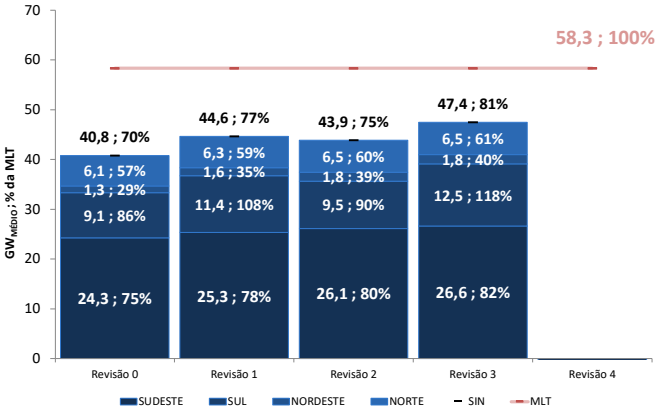
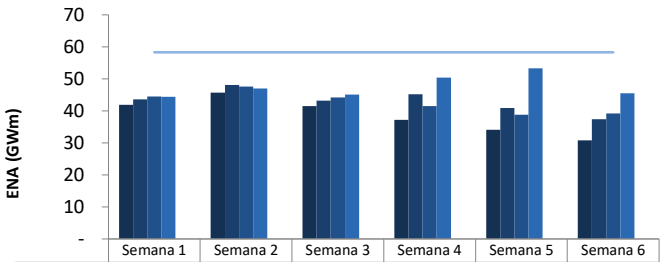


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Revisão 0	41,83	45,70	41,48	37,21	34,10	30,80
Revisão 1	43,60	48,05	43,16	45,15	40,94	37,37
Revisão 2	44,45	47,61	44,22	41,44	38,79	39,14
Revisão 3	44,36	47,00	45,05	50,41	53,26	45,53
Revisão 4	-	-	-	-	-	-
MLT	58,32	58,32	58,32	58,32	58,32	58,32

Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde maio de 2025. Para maio, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 48.700 MWmédios. Já para junho, os valores de afluências ficaram próximos aos 39.700 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 43.100 MWmédios.

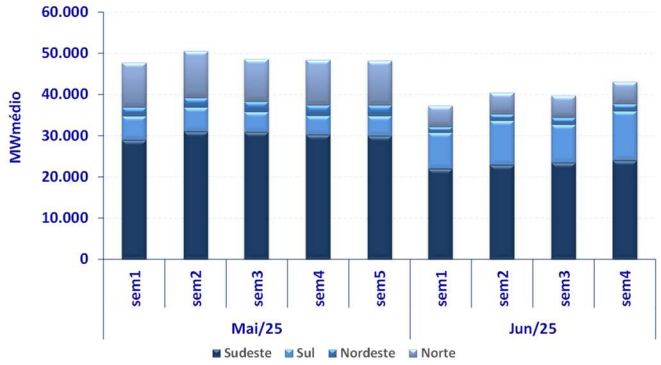


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – maio e junho de 2025

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

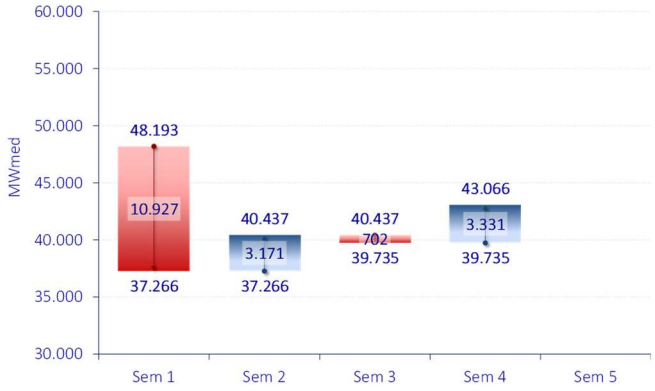


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 junho considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
546	2.730	28	28

Armazenamento inicial

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

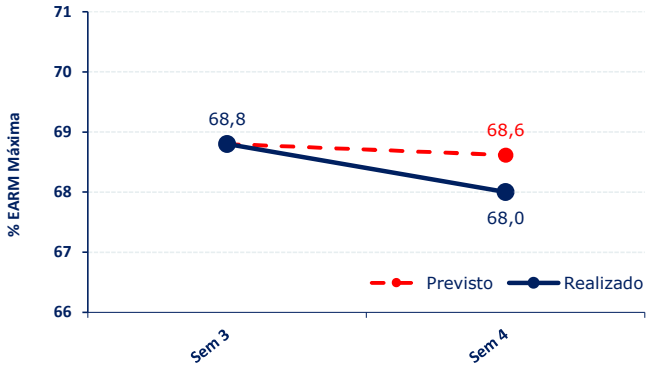


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 68,6% (Energia Armazenada de 201.071 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,0% (Energia Armazenada de 199.274 MWmês), o que representou uma queda de -1.797 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 junho

Submercado	RV3 - previsto		RV3 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	67,8%	139.378	67,2%	138.144	-0,6%	-1.234
S	48,5%	9.923	47,3%	9.677	-1,2%	-246
NE	70,7%	36.565	70,5%	36.462	-0,2%	-103
N	99,4%	15.205	98,0%	14.991	-1,4%	-214
SIN	68,6%	201.071	68,0%	199.274	-0,6%	-1.797

Carga - DECOMP

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

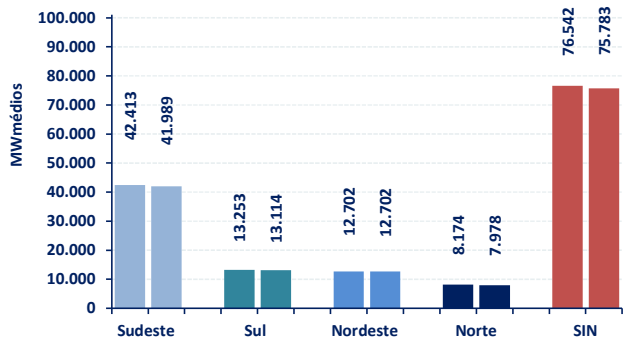


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 junho na RV2 de junho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de junho (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de junho.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-424	-138	0	-196

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas no varejo recuaram 0,9%, em maio, impulsionadas principalmente por veículos e peças (-3,5%), materiais de construção (-2,7%) e postos de gasolina (-2,0%). Houve recuperação nas vendas de bens

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

diversos (2,9%), artigos esportivos (1,3%), móveis (1,2%), comércio eletrônico (0,9%) e vestuário (0,8%). As vendas no grupo de controle, que exclui carros, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção, aumentaram 0,4%. A média móvel trimestral anualizada cresceu 4,1% a/a. A produção industrial recuou 0,2% em abril, primeira retração em seis meses, e a produção manufatureira recuou 0,4%. Essas retrações ocorreram após um primeiro trimestre forte, impulsionado pelos pedidos antecipados feitos antes da entrada das tarifas do governo Trump.

Na Zona do Euro, na Alemanha, o índice de expectativas do instituto ZEW subiu para 47,5 em junho, ante 25,2 no mês anterior, devido ao aumento iminente nos gastos públicos.

No Brasil, o IGP-M registrou queda de 0,97% na segunda prévia de junho, ante -0,32% em igual período do mês anterior. O IPA-M caiu 1,58%, influenciado pelas quedas de 4,01% dos produtos agropecuários e 0,69% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M subiram 0,23% e 1,08%, respectivamente. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,08% na segunda quadrissemana de junho, ante 0,39% no mesmo período de maio. Os grupos com maior contribuição para essa desaceleração foram Alimentação, que passou para -0,26% em maio, ante 0,78%, e Transportes, que registrou -0,22%, ante 0,50%. Em abril, o varejo restrito recuou 0,4%, após três meses de alta, e o varejo ampliado sofreu retração de 1,9%. Já na comparação anual, a receita do comércio varejista restrito avançou 4,8%, enquanto o varejo ampliado subiu de 0,8%. Em termos de variação mensal, destaca-se as maiores quedas nas atividades combustíveis e lubrificantes (-1,7%), equipamentos e material para escritório, informática e comunicação (-1,3%), hiper, supermercados, produtos alimentícios, bebidas e fumo (-0,8%). O IBC-Br subiu +0,2% m/m em abril e +2,5% a/a. Esse resultado é o quarto crescimento consecutivo, impulsionado pelo setor de serviços, mas mostra enfraquecimento ante a alta de +0,8 m/m em março. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US$ 3,11 bilhões (-1,8% a/a) até a segunda semana de junho, com exportações totalizando US$ 14,52 bilhões (+1,1%) e importações US$ 11,42 bilhões (+1,9%). No acumulado do ano, as exportações somaram US$ 151,45 bilhões (+0,4% a/a) e as importações totalizaram US$ 123,91 bilhões (+9,4% a/a), resultando em um saldo comercial de US$ 27,54 bilhões (-26,6% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,20%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de junho de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão de junho indicou uma expectativa de carga no valor de 76.169 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 75.684 MW médios (-0,6%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.316 MW médios (+6,0%) e redução de 25 MW médios (0,0%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de junho é de 5.648 MW médios, sendo parte integrante da carga de 75.684 MW médios da 3ª revisão do PMO.

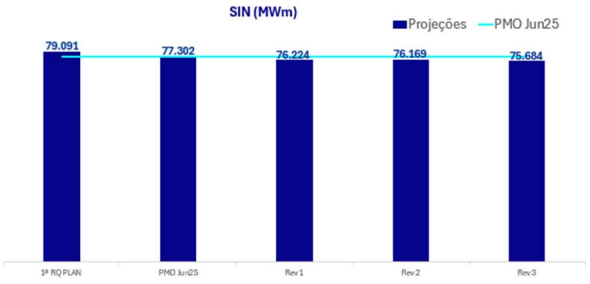


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de junho 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 junho de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 1.136 MW médios (-2,7%), o que totalizou redução de 25 MW médios (0,0%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.683 MW médios no SE/CO (-6,1%), totalizando uma redução de 3.407 MW médios (-4,3%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	jun/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.136 (-2,7%)	-2.683 (-6,1%)
S	+209 (+1,6%)	-513 (-3,8%)
NE	+566 (+4,6%)	+39 (+0,3%)
N	+335 (+4,4%)	-251 (-3,0%)
SIN	-25 (-0,0%)	-3.407 (-4,3%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO ajustou para baixo a projeção de carga para a segunda, terceira e quarta semana, enquanto a quinta permaneceu inalterada.

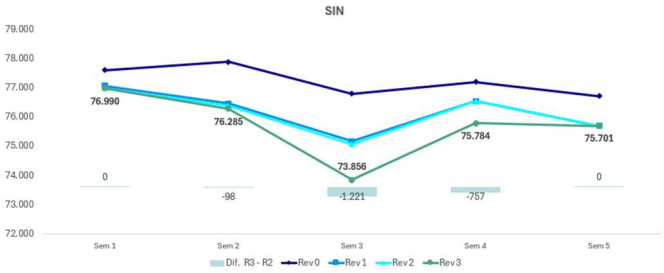


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de junho de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de junho com a projeção da 2ª revisão, nota-se uma redução em todos os submercados, que totalizou 1.221 MW médios (-1,6%). Para a 4ª semana operativa, o submercado Nordeste foi o único sem ajuste, enquanto os outros sofreram redução, totalizando 757 MW médios (-1,0%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 75.784 MW médios (vide Gráfico 12).

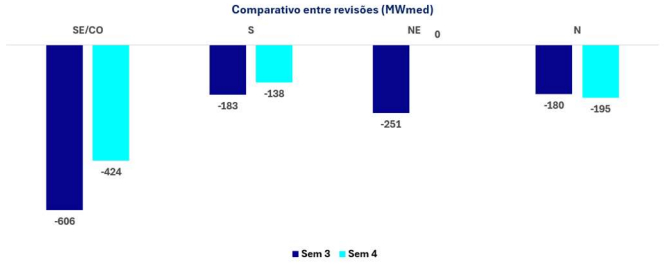


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	77.600	77.885	76.803	77.209	76.722
RV1	77.062	76.464	75.173	76.541	75.701
RV2	76.990	76.383	75.078	76.541	75.701
RV3	76.990	76.285	73.856	75.784	75.701

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 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.

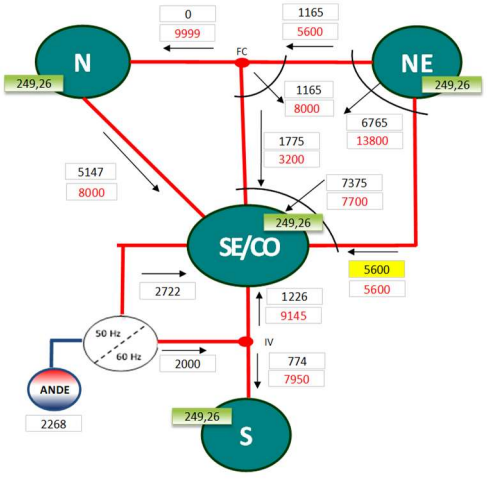


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

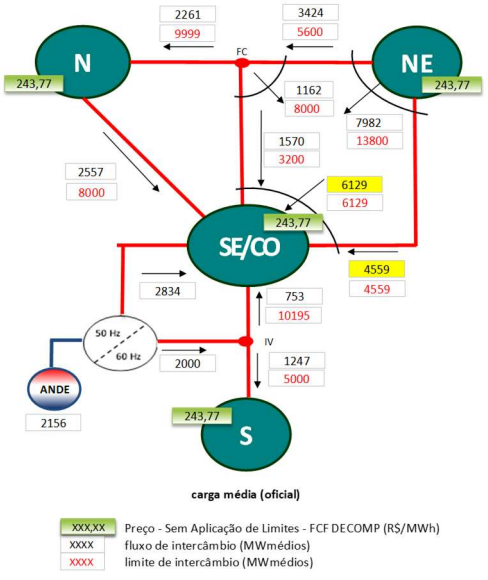


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

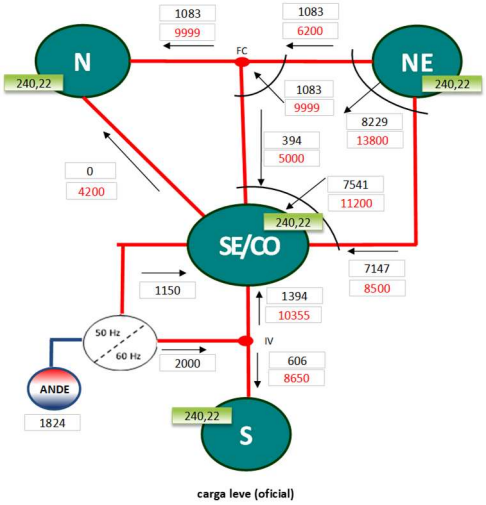


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 junho de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R$/MWh)	CVU Original (R$/MWh)
NORTEFLU	884,63	1.037,11

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 17 ilustra os principais impactos na FCF.

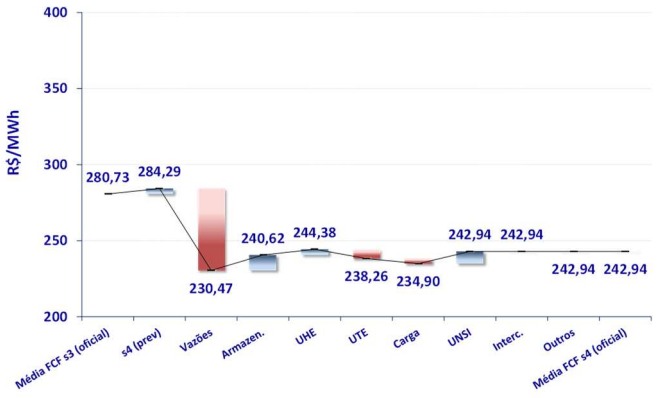


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas afluências diminuiu a FCF em aproximadamente R$ 54/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R$ 10/MWh. Por fim, a diminuição na geração de usinas não simuladas contribuiu com um aumento de R$ 2/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.

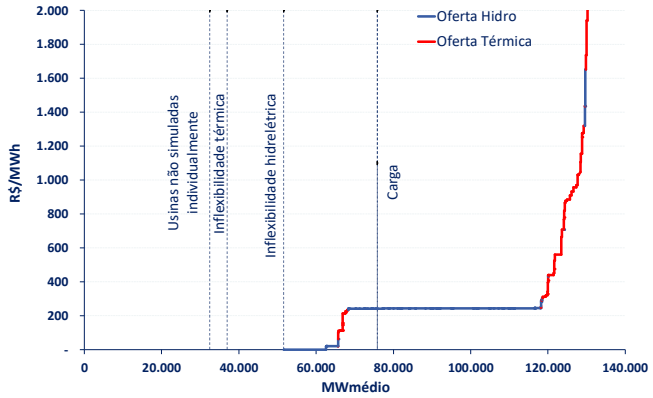


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – junho de 2025

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

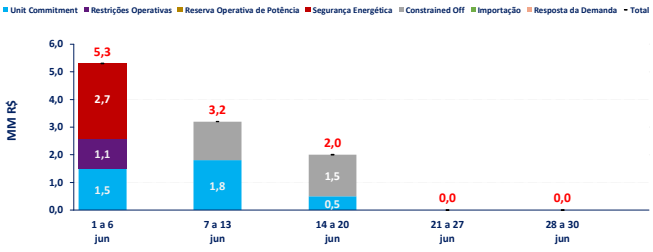


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R$ MM)							
Sudeste	1,05	-	-	-	-	-	1,05
Total	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Sul	2,71	-	-	-	-	-	2,71
Total	2,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71
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	0,25	0,67	-	-	-	-	0,92
Norte	1,21	1,11	0,54	-	-	-	2,86
Total	1,46	1,78	0,54	0,00	0,00	0,00	3,78
Subm.	Constrained Off (R$ MM)						
Sudeste	-	-	0,55	-	-	-	0,55
Nordeste	0,01	0,01	0,01	-	-	-	0,03
Norte	0,01	1,34	0,97	-	-	-	2,32
Total	0,02	1,35	1,53	0,00	0,00	0,00	2,90
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

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

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R$ 10,44 milhões, sendo R$ 2,71 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R$ 3,78 milhões por *unit commitment*, R$ 2,90 milhões devido ao constrained-off térmico, R$ 1,05 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 17 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de junho são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 a 30 de junho 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 junho 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 junho é apresentada no Gráfico 20.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

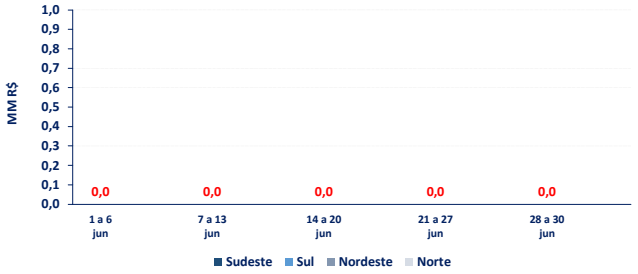


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R$ 0,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

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 19 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 20 de junho são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 30 de junho 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 junho 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 maio de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 21 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para maio e junho de 2025. Além dos valores mensais para maio e junho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para junho.

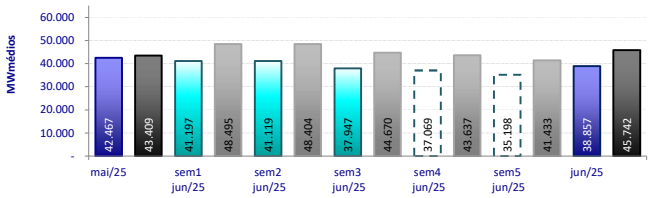


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio e de junho de 2025

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

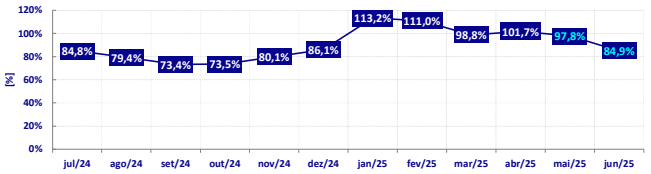


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 23 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 maio e junho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para junho.

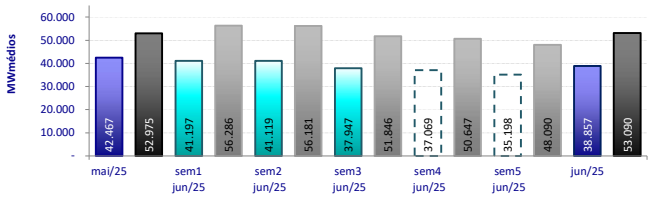


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio e de junho de 2025

O Gráfico 24 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 maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

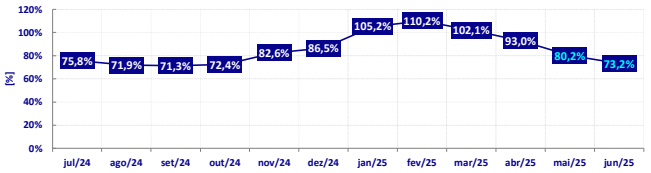


Gráfico 24 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 junho 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 junho, não foram identificadas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

- DSP ANEEL 1.787/2025 (DOU: 16/06): UTE Parnaíba IV;
- DSP ANEEL 1.788/2025 (DOU: 16/06): UTE Geramar I;
- DSP ANEEL 1.789/2025 (DOU: 16/06): UTE Viana;
- DSP ANEEL 1.792/2025 (DOU: 16/06): UTE Geramar II;

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

Histórico de Versões

Atualizações dia 23/06/2025 - Atualização do histórico do PLD da 3ª semana operativa de junho e o fator de ajuste do MRE (GSF).

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.