

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 – 4ª 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.

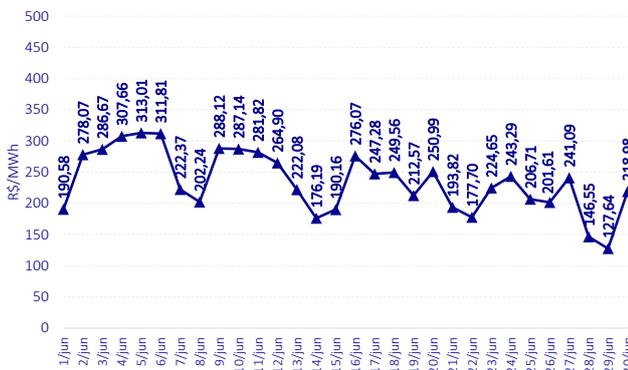


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 21 a 27 de junho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

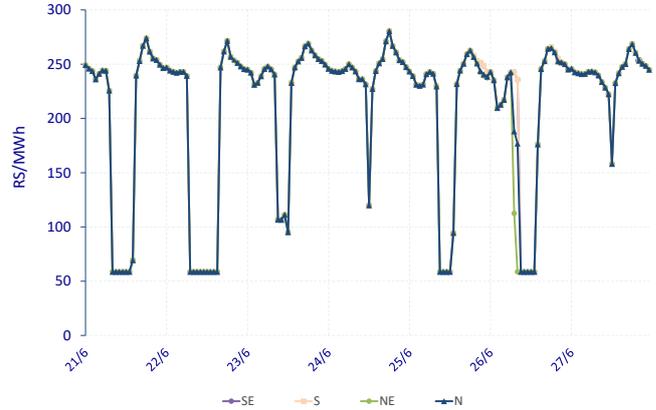


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
212,70	212,70	210,65	211,85

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	74.084	3.739	3.107	14.693	4.241	38.398	4.654	5.252
%	100%	5%	4%	20%	6%	52%	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 21 a 27 de junho de 2025.

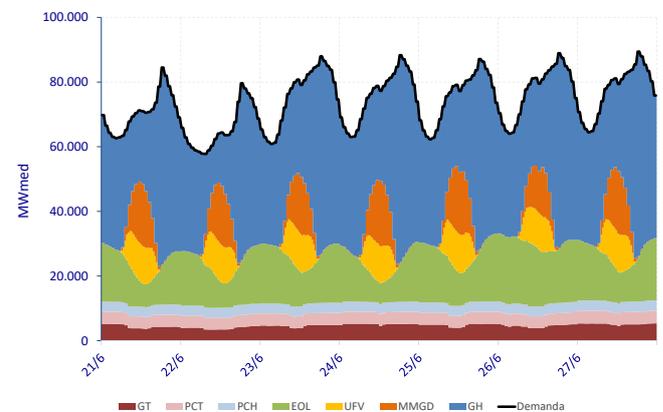


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

Durante a quarta 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 – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de junho a 4 de julho 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	217,33	217,33	217,33	217,33
Média	212,58	212,58	212,58	212,58
Leve	195,88	195,88	195,88	195,88
Média semanal	205,53	205,53	205,53	205,53

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - jun	1ª sem - jul	Variação %
SE/CO	242,94	205,53	-15,4%
S	242,94	205,53	-15,4%
NE	242,94	205,53	-15,4%
N	242,94	205,53	-15,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 28 de junho a 4 de julho, apresentaram variações de: -15,4% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 205,53/MWh em todos os submercados.

Dentre os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP, cita-se a melhora na geração das UNSI esperada para o mês de julho.

Para junho de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 88% da MLT para o sistema, sendo 83% no Sudeste; 155% no Sul; 41% no Nordeste e 60% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de julho de 2025 fechem em torno de 84% da MLT para o sistema, sendo 82% no Sudeste; 113% no Sul; 41% no Nordeste e 66% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 596 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -490 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -363 MWmédios no submercado Sul, 286 MWmédios no submercado Nordeste e -29 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 811 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.028 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 1.862 MWmédios no submercado Sul, -51 MWmédios no submercado Nordeste, 28 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.

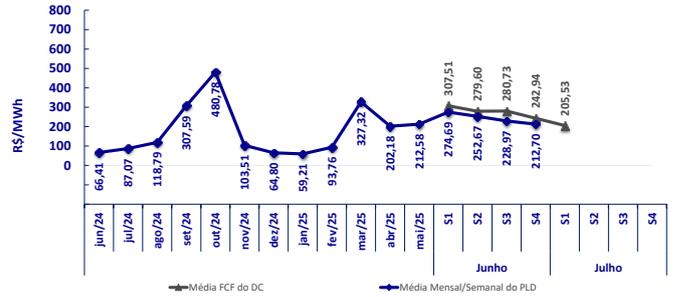


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN – RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

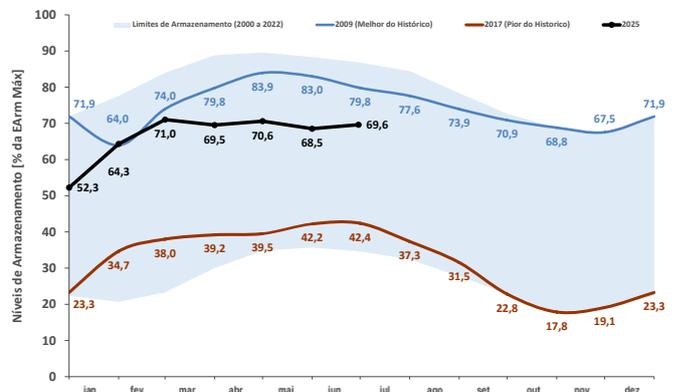


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2025, mantendo-se estáveis desde então.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 29 de junho de 2025, com os verificados no final de maio de 2025, observamos as seguintes variações: -2,0% para o Sudeste, 45,6% para o Sul, -4,5% para o Nordeste e -1,0% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 29 de junho de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -1,0% no Sudeste, -7,5% no Sul, -0,3% no Nordeste e 5,5% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de junho e julho de 2025, e suas respectivas

diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em junho e julho de 2025 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
jun/23	68,6%	35,6%	73,8%	98,3%
jul/23	66,8%	67,3%	69,4%	96,9%
Diferenças	-1,8%	31,7%	-4,4%	-1,4%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a julho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Apesar da entrada do NEWAVE Híbrido, com representação individualizada das hidrelétricas no primeiro ano, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos por REE.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	DEZ	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	Ordem	Previsão Julho % da MLT
Sudeste	77 (17)					72 (27)	70 (57)	2	73
Madeira	99 (3)					116 (-22)	124 (75)	2	127
Teles Pires	91 (6)					104 (-23)	87 (72)	2	81
Itaipu	76 (22)						87 (78)	1	85
Parana	78 (19)				71 (12)	72 (22)	70 (51)	3	74
Parapanama	69 (-7)	93 (23)	44 (-9)	59 (3)	52 (-9)	77 (52)	5	92	
Sul	93 (6)		43 (25)	59 (-20)	38 (31)	201 (118)	4	87	
Iguaçu	101 (12)		61 (22)	71 (-19)	41 (19)	130 (32)	4	88	
Nordeste	57 (32)					41 (68)	1	51	
Norte	78 (10)				64 (8)	61 (-29)	60 (58)	3	68
Belo Monte	98 (34)				108 (-39)	75 (35)	59 (-2)	3	74
Manaus	91 (21)						88 (78)	1	90

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs, e o índice entre parênteses indica o peso das influências passadas de cada um dos meses na determinação da tendência hidrológica.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas – UHE; termelétricas – UTE; fotovoltaicas – UFV; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, considerou a entrada adiantada da UHE Estrela para janeiro de 2028.

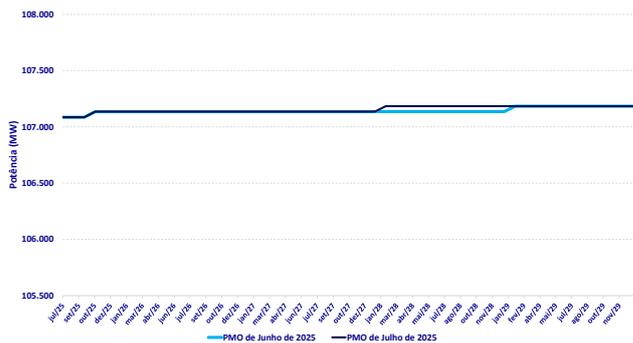


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou o adiantamento da operação comercial da UTE GNA II, para o mês de julho.

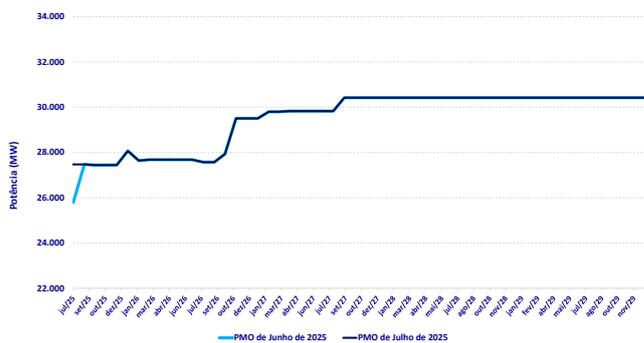


Gráfico 7 – Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de junho e julho é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -1324 MWmédios para o primeiro mês, e -2705 MWmédios no segundo mês.

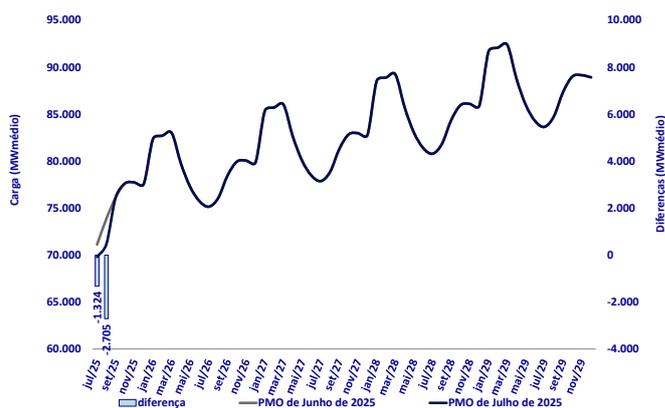


Gráfico 8 – Carga no NEWAVE – SIN

² Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – coordenadora da reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de junho e julho é ilustrada no Gráfico 9.

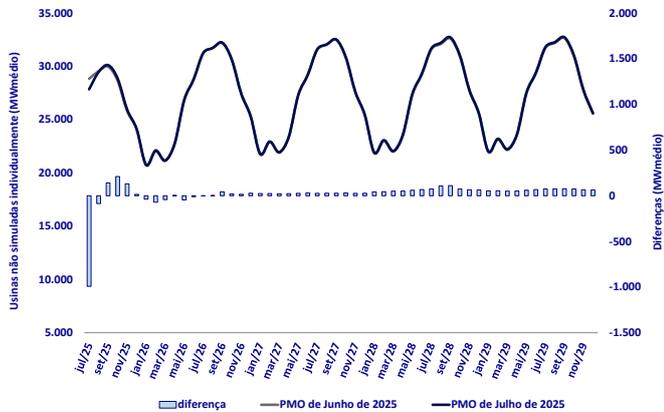


Gráfico 9 – Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 22 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -991 MWmédios em julho/2025.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de julho de 2025 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

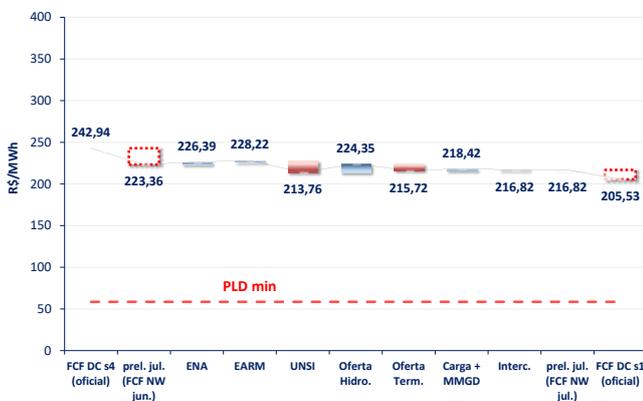


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo NEWAVE apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 223/MWh, e respectivamente uma expectativa de redução de cerca de R\$ 18/MWh. Uma expectativa de maior geração por UNSI resultou na redução de aproximadamente R\$ 14/MWh na FCF do modelo NEWAVE.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

DECOMP

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

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

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

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

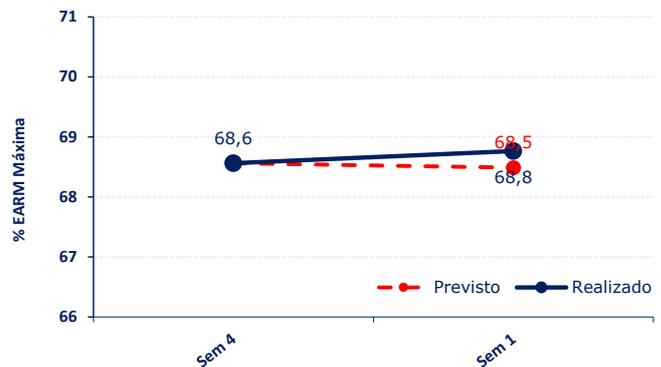


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 68,5% (Energia Armazenada de 200.965 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,8% (Energia Armazenada de 201.776 MWh), o que representou um aumento de 811 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWh) prevista e realizada para a primeira semana operativa de julho

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	67,1%	137.939	66,6%	136.911	-0,5%	-1.028
S	58,2%	11.907	67,3%	13.769	9,1%	1.862
NE	69,5%	35.944	69,4%	35.893	-0,1%	-51
N	99,2%	15.175	96,9%	15.203	0,2%	28
SIN	68,5%	200.965	68,8%	201.776	0,3%	811

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de julho.

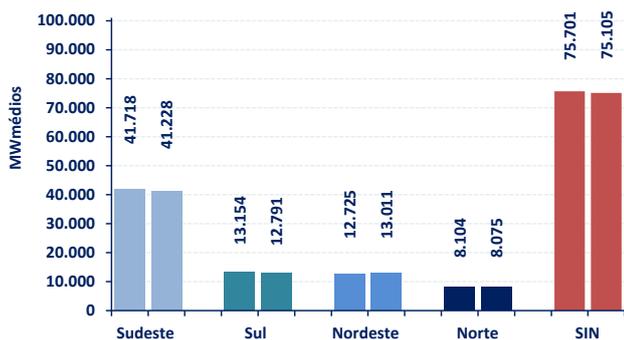


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de julho na RV3 de junho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de julho (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de julho.

Tabela 8 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-490	-363	286	-29

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas de residências novas recuaram 13,7% em maio, para uma taxa anualizada de 623 mil de unidades. A queda nas vendas ocorreu nas regiões Oeste, Sul e Meio-Oeste do país. Já as vendas de residências usadas subiram 0,8% em maio, para uma taxa anualizada de 4,03 milhões de unidades. O Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board caiu para +93 pontos em junho (contra +98,0 pontos revisados no mês anterior), impactado pela queda nas expectativas futuras e na avaliação da situação atual. A confiança segue sensível à dinâmica tarifária.

Na Zona do Euro, o PMI Composto da Zona do Euro registrou 50,2 em junho, inalterado ante maio, indicando estagnação, pelo sexto mês consecutivo. Houve aumento no PMI Composto da Alemanha, atingindo 50,4 pontos, ante 48,5, impulsionado pelos serviços e pela indústria. Em contraste, o PMI Composto da França caiu de 49,3 para 48,5 pontos. Além disso, O índice de expectativas do instituto IFO subiu para 90,7 em junho, de 89,0 no mês anterior.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) caiu 0,10% na terceira quadrissemana de junho, ante 0,38% 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%. Com relação à confiança do consumidor, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, caiu 0,8 ponto em junho, alcançando +85,9 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice subiu 0,5 ponto, para +85,8 pontos. Essa é a primeira queda em 3 meses, impulsionada principalmente pela piora das percepções atuais e revisão das expectativas futuras sobre a situação econômica local. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE recuou 2,1 ponto em junho, para 96,8 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 0,5 ponto, para 97,9 pontos. Essa queda foi motivada pela expectativa geral de desaceleração da economia e aumento da incerteza. No mês, houve recuo da confiança em 12 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. Em relação à balança comercial de maio, o saldo foi de US\$ 4,2 bilhões (-5,7% a/a) até a terceira semana de junho, com exportações totalizando US\$ 20,0 bilhões (-0,6%) e importações US\$ 15,8 bilhões (+0,9%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 156,9 bilhões (+0,5% a/a) e as importações totalizaram US\$ 128,3 bilhões (+9,4% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 28,6 bilhões (-26,4% a/a). De

acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,21%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de junho de 2025. Em termos mensais, o PMO de junho projetou uma carga para o SIN de 77.302 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de julho para o mês de junho foi de 75.400 MW médios (-2,5%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve aumento de 4.032 MW médios (+5,6%) e redução de 309 MW médios (-0,4%), respectivamente, para o SIN.

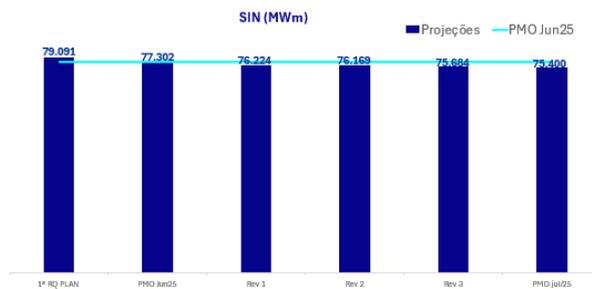


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho.

O Gráfico 14 apresenta a carga de julho de 2025. Em termos mensais, o PMO de julho indicou uma expectativa de carga no valor de 75.926 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em julho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 5.582 MW médios (+7,9%) e 151 MW médios (+0,2%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de julho é de 6.122 MW médios, sendo parte integrante da carga de 75.926 MW médios do PMO.



Gráfico 14 - Previsões de carga para o SIN conforme 1ª RQ PLAN e PMO Jul/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de julho de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em julho de 2024, observa-se redução da carga no SE/CO e no Sul e aumento no Nordeste no Norte.

Tabela 9 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Jul/25 e a carga observada em Jul/24 e a 1ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Jul/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-554 (-1,3%)	-2.235 (-5,1%)
S	-266 (-2,0%)	-454 (-3,3%)
NE	+620 (+5,0%)	0 (0,0%)
N	+351 (+4,5%)	-150 (-1,8%)
SIN	+151 (+0,2%)	-2.839 (-3,6%)

Em comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, houve redução em todos os submercados, exceto o Nordeste que se manteve igual, totalizando no SIN uma diminuição de 2.839 MW médios (-3,6%).

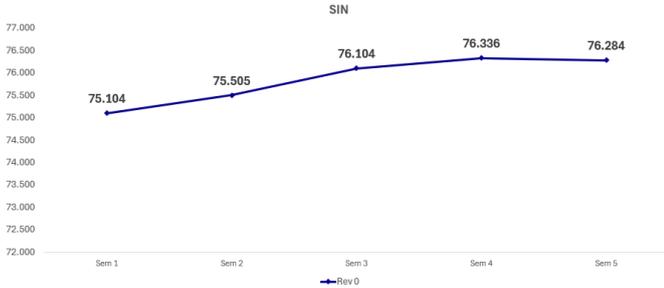


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de julho de 2025

O Gráfico 15 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 75.104 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 54,9% do total, conforme apresentado no Gráfico 16.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

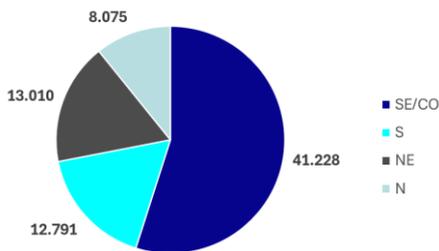


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de julho/25 por submercado.

A

Tabela 10 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

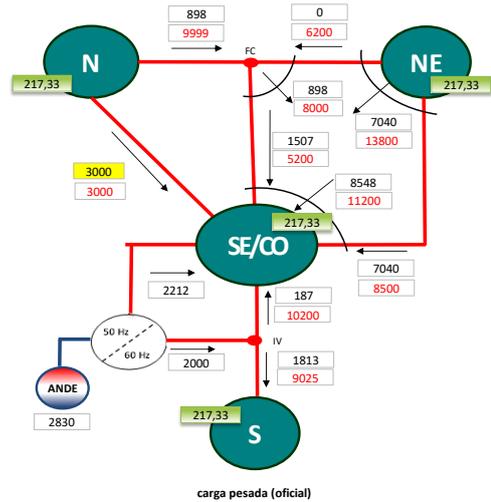
Tabela 10 - Carga prevista para o mês de julho de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	75.104	75.505	76.104	76.336	76.284

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

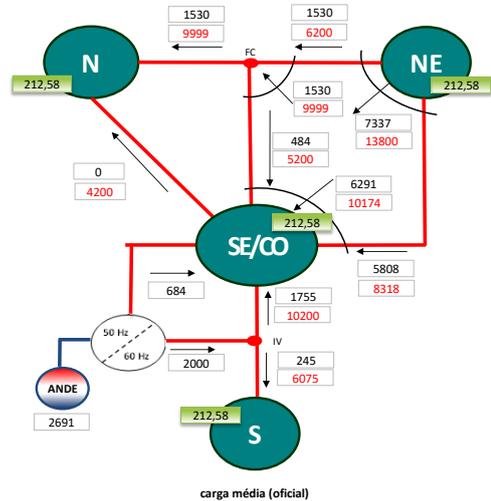
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 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.



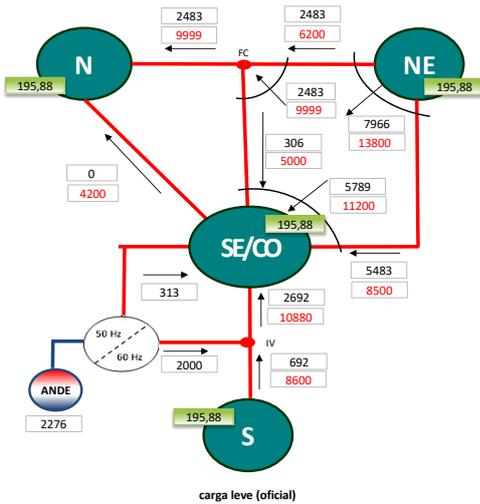
XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio



XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
 XXXX fluxo de intercâmbio (MWMédios)
 XXXX limite de intercâmbio (MWMédios)

Gráfico 19 - 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 11 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de julho de 2025.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de julho

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 20 ilustra os principais impactos na FCF.

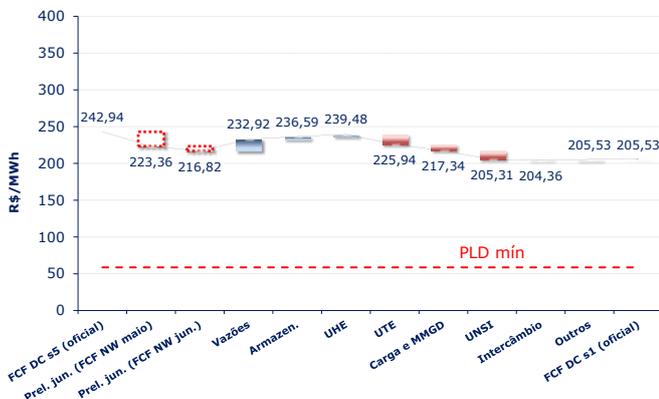


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 16/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, além da entrada em operação comercial da UTE GNA I, impactou em aproximadamente R\$ 14/MWh de redução e uma expectativa de aumento na geração de usinas não simuladas individualmente reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 12/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.

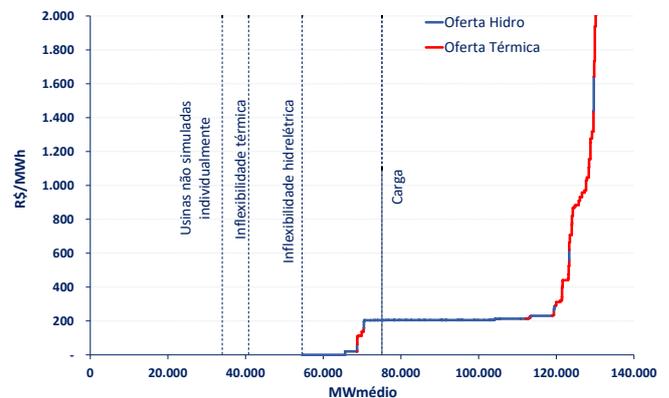


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – junho e julho de 2025

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2025.

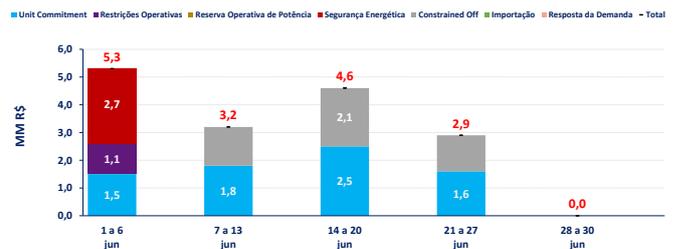


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e 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
Segurança Energética (R\$ MM)							
Sul	2,71	-	-	-	-	-	2,71
Total	2,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,25	0,67	-	0,36	-	-	1,28
Sul	-	-	0,01	-	-	-	0,01
Norte	1,21	1,11	2,53	1,21	-	-	6,06
Total	1,46	1,78	2,54	1,57	0,00	0,00	7,35
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	0,74	0,18	-	-	0,92
Nordeste	0,01	0,01	0,01	0,01	-	-	0,04
Norte	0,01	1,34	1,36	1,07	-	-	3,78
Total	0,02	1,35	2,11	1,26	0,00	0,00	4,74
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 15,85 milhões, sendo R\$ 2,71 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 7,35 milhões por unit commitment, R\$ 4,74 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 1,05 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2025.

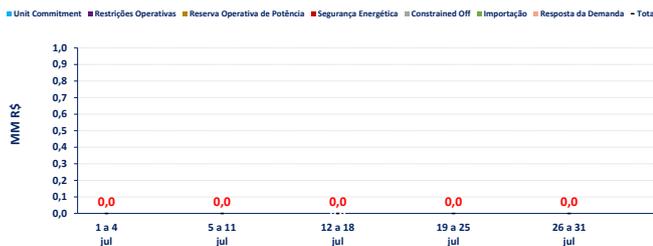


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de julho.

Tabela 13 – 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
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões

O valor estimado de geração para o período de 1º de junho a 26 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 27 a 29 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 30 de junho são idênticos aos do dia 29.

A expectativa para o período de 1 de julho a 31 de julho 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 0 de julho 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/SGR/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 24.

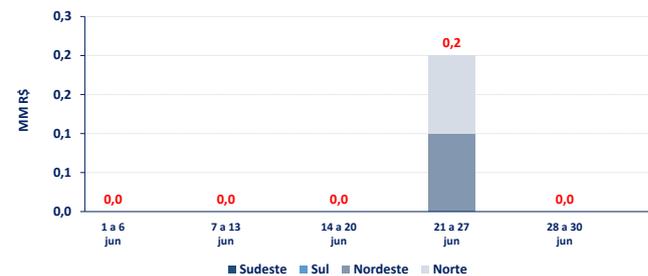


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,20 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para julho é apresentada no Gráfico 25.

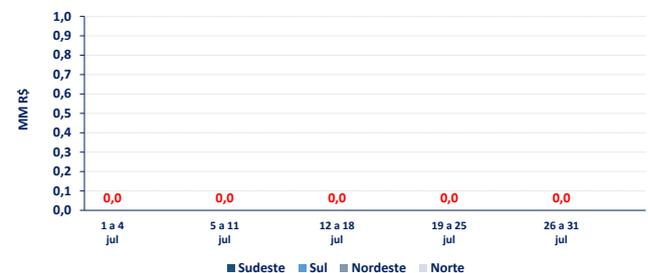


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

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 junho a 26 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 27 a 29 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 30 de junho são idênticos aos do dia 29.

A expectativa para o período de 1 de julho a 31 de julho 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 0 de julho 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 junho de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 26 e no Gráfico 27 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para junho e julho de 2025. Além dos valores mensais para junho e julho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

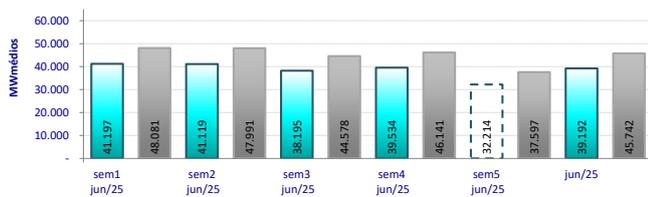


Gráfico 26 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2025

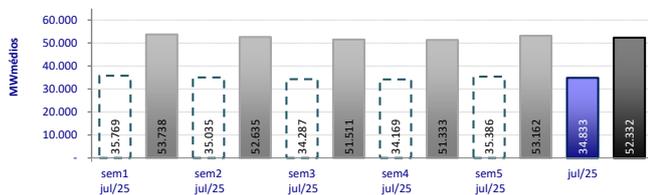


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2025

O Gráfico 28 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de junho e julho de 2025 (ainda não contabilizados).

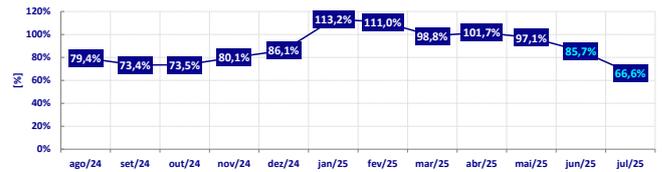


Gráfico 28 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 29 e no Gráfico 30 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 junho e julho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

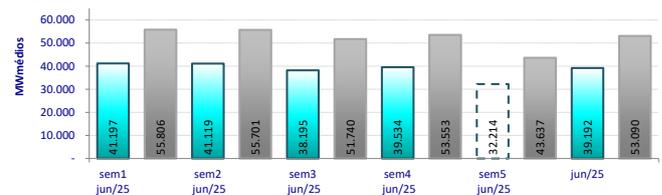


Gráfico 29 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2025

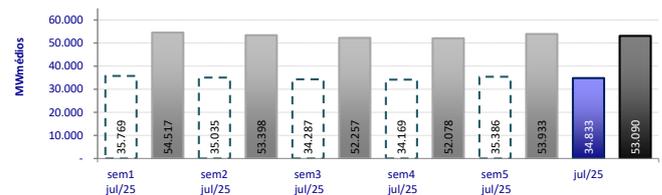


Gráfico 30 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2025

O Gráfico 31 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 junho e julho de 2025 (ainda não contabilizados).

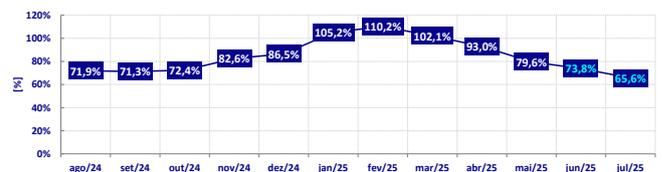


Gráfico 31 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 32 até o Gráfico 35 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de julho de 2025 a agosto de 2026.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: SMAP 2021 e 2017.

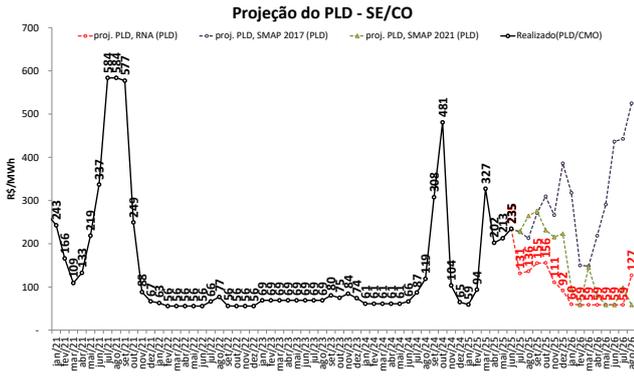


Gráfico 32 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

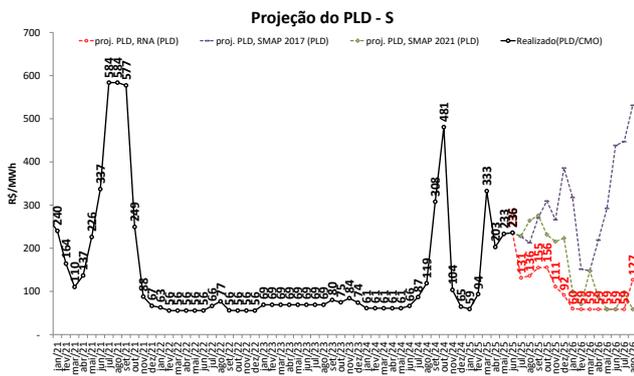


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sul

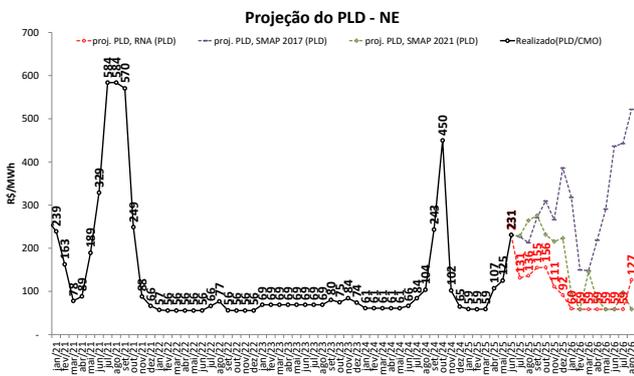


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Nordeste

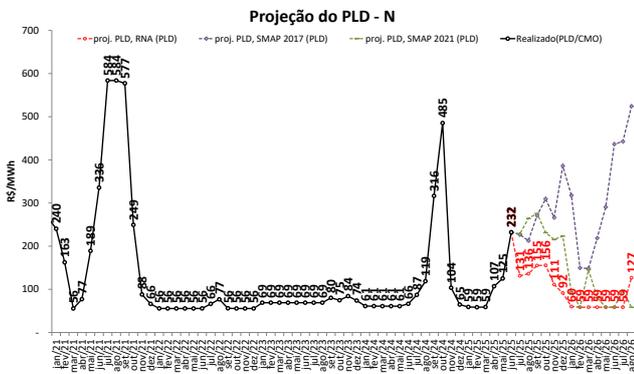


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Norte

SE/CO	jun/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26
proj. PLD, RNA - SE/CO	235	136	155	156	111	92	60	59	59	59	59	59	59	127
proj. PLD, RNA - S	236	136	155	156	111	92	60	59	59	59	59	59	59	127
proj. PLD, RNA - NE	231	136	155	156	111	92	60	59	59	59	59	59	59	127
proj. PLD, RNA - N	232	136	155	156	111	92	60	59	59	59	59	59	59	127
proj. PLD, SMAP 2017 - SE/CO	235	213	271	310	266	386	318	150	148	219	291	437	443	525
proj. PLD, SMAP 2017 - S	236	213	271	310	266	386	318	151	149	219	292	438	447	531
proj. PLD, SMAP 2017 - NE	231	213	271	310	266	386	318	150	148	219	291	437	443	522
proj. PLD, SMAP 2017 - N	232	213	271	310	266	386	318	150	148	219	291	437	443	524
proj. PLD, SMAP 2021 - SE/CO	235	264	276	232	215	223	96	59	145	81	59	59	98	59
proj. PLD, SMAP 2021 - S	236	264	276	232	215	223	100	71	147	86	59	59	98	59
proj. PLD, SMAP 2021 - NE	231	264	276	232	215	223	94	59	145	81	59	59	98	59
proj. PLD, SMAP 2021 - N	232	264	276	232	215	223	94	59	145	81	59	59	98	59

Tabela 14 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado 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 e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

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 quarta 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 quarta semana operativa de junho, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Estreito:
Restrição: Defluência máxima e mínima
Valores CCEE: - m³/s
Valores ONS: 1500 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 8195 e 8196
Consideração no PLD: -
- UHE S. Branca:
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: - m³/s
Valores ONS: 90 m³/s

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de julho de 2025 a agosto de 2026.

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.

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 8241

Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **DSP ANEEL 1.884/2025 (DOU: 25/06):** Homologa para fins de utilização por parte do ONS nos modelos Newave, Dessem e Decomp, conforme pertinência, bem como nos demais processos no âmbito do planejamento, programação da operação e operação em tempo real, os coeficientes relativos ao novo ajuste do Polinômio Vazão x Nível de Jusante (PVNJ) da UHE Itaipu.
- **REA ANEEL 16.264/2025 (DOU: 30/06):** UTE Paulínia Verde. Alteração de características técnicas.

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