

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 3ª semana operativa

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

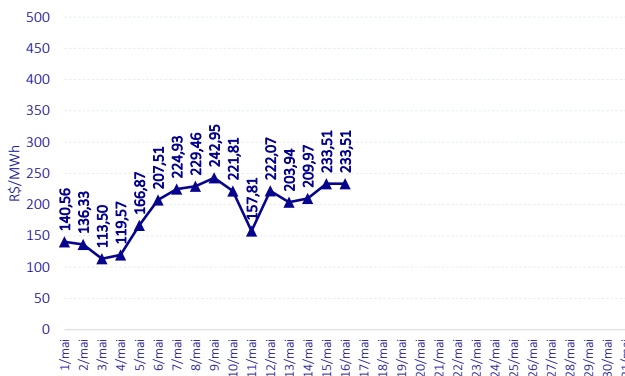


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 de maio de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

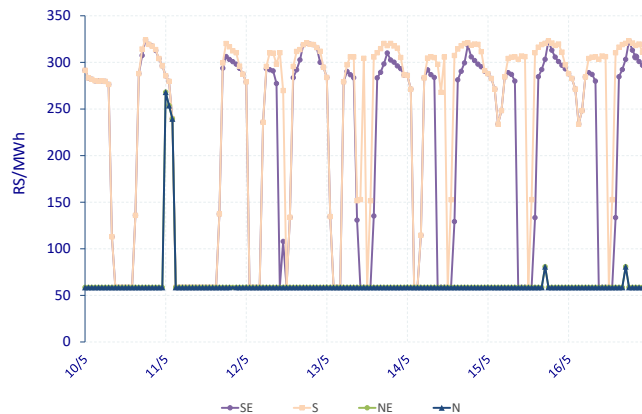


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 maio (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
211,80	241,57	62,35	62,35

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

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

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	77.920	3.182	3.041	16.219	4.356	42.004	2.841	6.277
%	100%	4%	4%	21%	6%	54%	3%	8%

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 10 a 16 de maio de 2025.

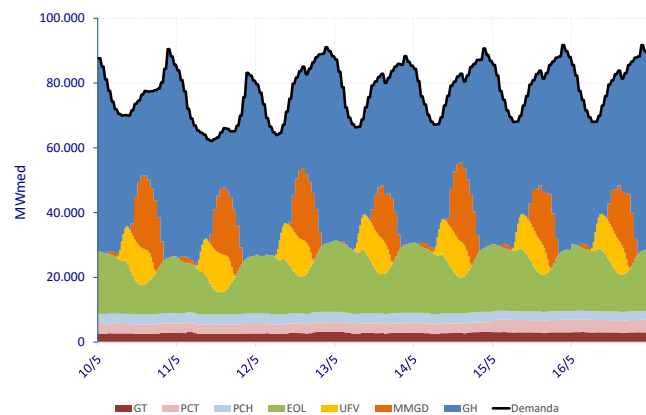


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Na Tabela 3 são apresentados os níveis de contingência seguidos para a convergência do modelo DESSEM durante a terceira semana operativa.

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

Tabela 3 – Níveis de contingência adotados para convergência do modelo DESSEM

	10/mai	11/mai	12/mai	13/mai	14/mai	15/mai	16/mai
ONS	-	-	-	-	-	-	3º Nível
CCEE	-	-	-	-	-	-	3º Nível

O acionamento dos níveis de contingência ocorre devido a impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM, de acordo com o Submódulo 1.4 dos Procedimentos de Comercialização e Submódulo 4.5 dos Procedimentos de Rede.

Como exposto nos Planos de Contingência, o 3º nível de contingência considera que o PLD será o PLD do dia anterior (D-1), no caso de D e D-1 serem dias úteis.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 17 a 23 de maio 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 4 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	296,72	361,14	289,28	289,28
Média	284,33	361,14	284,33	284,33
Leve	282,06	282,06	282,06	282,06
Média semanal	285,12	324,42	284,01	284,01

A Tabela 5 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de maio.

Tabela 5 – Comparação entre a FCF da terceira e da quarta semana de maio (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	3ª sem - mai	4ª sem - mai	Variação %
SE/CO	273,70	285,12	4,2%
S	297,40	324,42	9,1%
NE	216,13	284,01	31,4%
N	216,13	284,01	31,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 17 a 23 de maio, apresentaram variações de: 4,2% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 285,12/MWh; 9,1% no submercado Sul, fechando a R\$ 324,42/MWh; e 31,4% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 284,01/MWh.

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

Para maio de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 70% da MLT para o sistema, sendo 84% no Sudeste; 31% no Sul; 45% no Nordeste e 68% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.126 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.553 MWmédios no submercado

Sudeste/Centro-Oeste, -349 MWmédios no submercado Sul e -224 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.852 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -2.467 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -348 MWmédios no submercado Sul, -52 MWmédios no submercado Nordeste, 15 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.

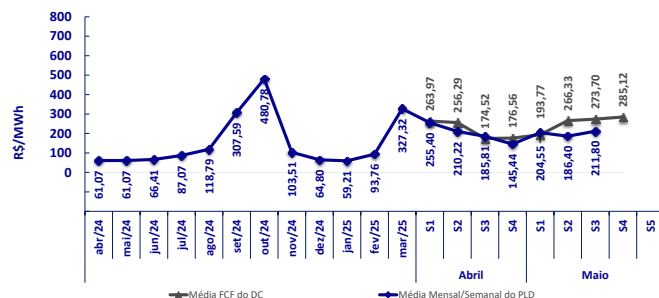


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

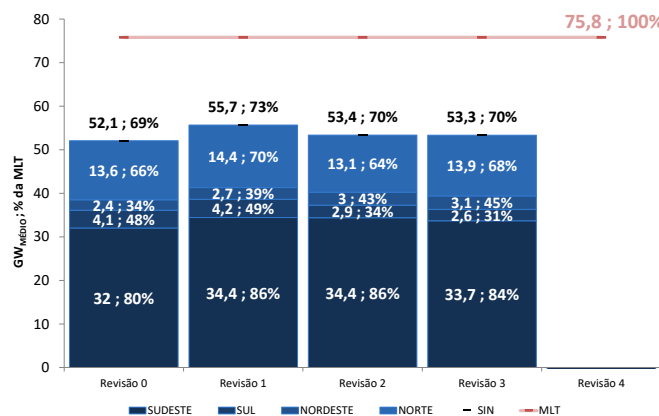


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

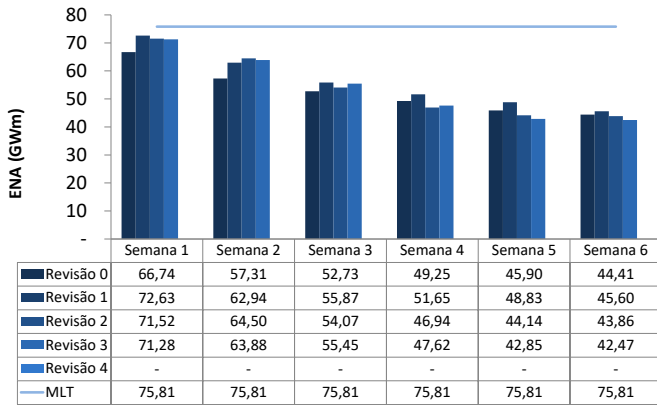


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde abril de 2025. Para abril, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 63.000 MWmédios. Já para maio, os valores de afliências ficaram próximos aos 48.600 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.400 MWmédios.

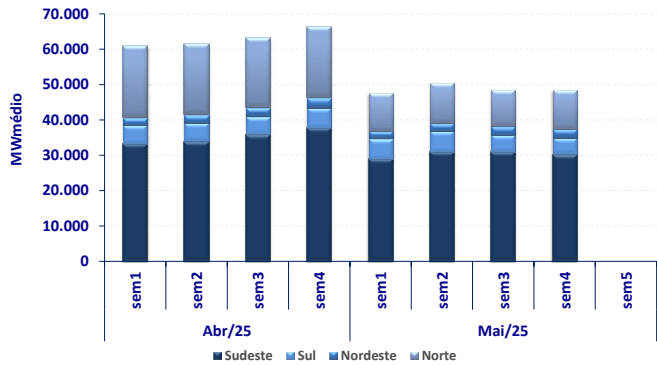


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2025

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

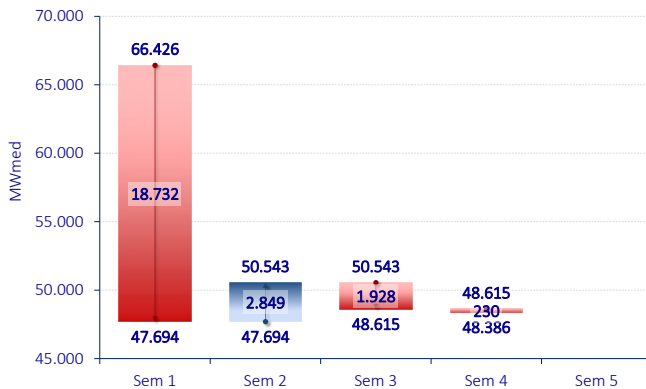


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 6 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira e a quarta semana de maio considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 6 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-658	-267	67	629

Armazenamento inicial

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

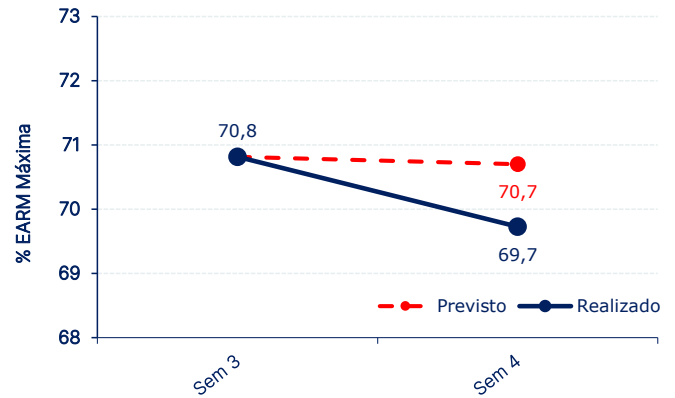


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,7% (Energia Armazenada de 206.837 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,7% (Energia Armazenada de 203.985 MWmês), o que representou uma queda de -2.852 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de maio

Submercado	RV3 – previsto		RV3 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	70,9%	145.751	69,7%	143.284	-1,2%	-2.467
S	36,7%	7.509	35,0%	7.161	-1,7%	-348
NE	75,7%	39.151	75,6%	39.099	-0,1%	-52
N	97,5%	14.426	97,6%	14.441	0,1%	15
SIN	70,7%	206.837	69,7%	203.985	-1,0%	-2.852

Carga - DECOMP

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

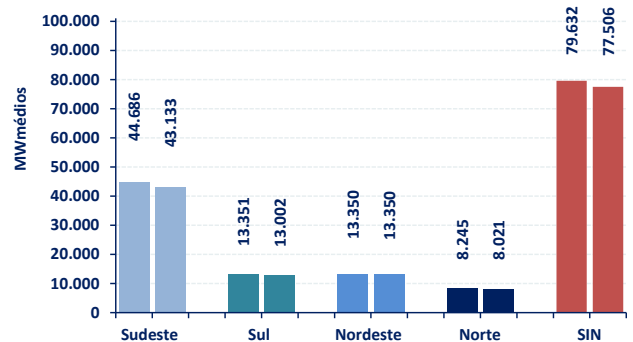


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 maio na RV2 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de maio (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de maio.

Tabela 8 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-1.553	-349	-	-224

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) subiu 0,2% em abril (ante -0,1% no mês anterior), enquanto o núcleo avançou 0,2% (ante +0,1%). No acumulado de 12 meses, o índice geral aumentou +2,3% (ante +2,4%), e o núcleo manteve-se estável em +2,8%. O Índice de Preços ao Produtor (PPI) recuou 0,5% m/m em abril. Na comparação anual, o índice avançou 2,4%. O núcleo do PPI, que exclui itens voláteis, caiu 0,4% m/m e avançou 3,1% a/a. As vendas do grupo de controle — que excluem automóveis, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção — caíram 0,2% em abril, ante aumento de 0,5% no mês anterior. A produção industrial ficou estável em abril, mas houve queda de 0,4% na produção manufatureira — depois de seis meses de alta — a produção de bens de consumo recuou pelo segundo mês consecutivo e a produção de equipamentos empresariais aumentou.

Na China, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) recuou 0,1% a/a em abril, impactada, principalmente, pela queda de 0,3% a/a dos bens de consumo. Já o núcleo do IPC, sem alimentos e energia, aumentou 0,5% a/a. O Índice de Preços ao Produtor (IPP) recuou 2,7% a/a em abril, ante variação de -2,5% a/a no mês anterior. Essa queda foi impulsionada pela redução de 1,6% a/a dos bens de consumo, puxada pela queda de 3,7% dos bens duráveis.

Na Zona do Euro, o Índice de Expectativas do Instituto ZEW na Alemanha subiu para 25,2 em maio, ante -14 no mês anterior, devido à diminuição do choque inicial das tarifas dos EUA e à expectativa de aumento dos gastos públicos pelo novo governo. A produção industrial avançou 2,6% em março em relação a fevereiro, influenciada pela expansão na maioria dos setores, com destaque para bens de capital (+3,2% m/m) e bens de consumo duráveis (+3,1% m/m).

No Brasil, a inflação apresentou alta de 0,43% em abril (ante +0,56% no mês anterior), pressionada pelo grupo Saúde e Cuidados Pessoais (+1,18%) e Alimentação (+0,82%). O IGP-M registrou variação de +0,18% na primeira prévia de maio, ante -0,05% em igual período do mês anterior. Essa alta foi motivada pelo aumento do IPA-M, de -0,07% para 0,08%, e do IPC-M, de 0,28% para 0,42%. A receita real do setor de serviços avançou 0,3% em março, e cresceu 1,9% na comparação com o mesmo mês do ano anterior. Houve desaceleração em relação a fevereiro devido à quantidade menor de dias úteis em março. O avanço foi puxado por Serviços Prestados às Famílias (+1,5% m/m) e Transportes, Serviços Auxiliares aos Transportes e Correio (+1,7% m/m). No entanto, na análise trimestral, houve uma queda de 0,2% na receita real, após sete altas consecutivas. Entre fevereiro e março, o varejo restrito avançou 0,8% e o varejo ampliado subiu 1,9%, considerando a série ajustada. Já na comparação trimestral, a receita do comércio varejista restrito cresceu 0,9%, enquanto o varejo ampliado subiu 1,8%. Em termos de variação mensal, destacou-se o aumento no grupo de atividades que comercializam bens essenciais (+0,6%). Por outro lado, o setor de veículos e motos, partes e peças caiu 2,2% a/a, ante alta de 9,8% a/a registrada no mês passado. Segundo a ABCR, considerando o ajuste sazonal, o fluxo pedagiado de veículos pesados variou 0,1% m/m em abril. Na média móvel trimestral, o fluxo passou de +1,5% m/m para +0,4% m/m. Em relação à balança comercial de maio, o saldo foi de US\$ 2,81 bilhões até a segunda semana (+18,5% a/a), com exportações totalizando US\$ 9,94 bilhões (+15,2% a/a) e importações US\$ 7,12 bilhões (+13,9% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 117,2 bilhões (+1,4% a/a) e as importações totalizaram US\$ 96,7 bilhões (+12,2% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 20,5 bilhões (-30,3% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,00%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão de abril indicou uma expectativa de carga no valor de 78.761 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 77.738 MW médios (%). Comparando com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.720 MW médios (+6,5%) e uma redução de 1.275 MW médios (-1,6%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na

carga de maio é de 5.865 MW médios, sendo parte integrante da carga de 77.738 MW médios da 3ª revisão do PMO.

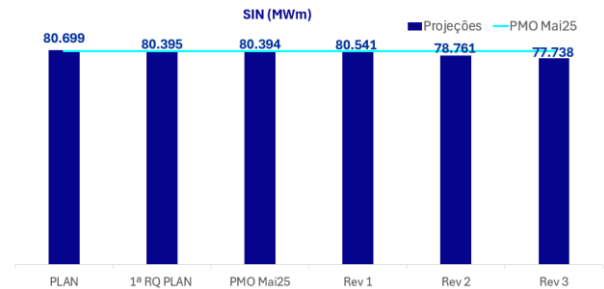


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de maio 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 maio de 2024, observa-se redução apenas no submercado SE/CO, de 2.185 MW médios (-4,8%), que impactou na redução de 1.275 MW médios (-1,6%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, o SIN reduziu 2.657 MW médios (-3,3%), com destaque para a redução nos submercados SE/CO e Sul, de 2.237 MW médios (-4,9%) e 514 MW médios (-3,8%), respectivamente.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-2.185 (-4,8%)	-2.237 (-4,9%)
S	+57 (+0,4%)	-514 (-3,8%)
NE	+434 (+3,3%)	+51 (+0,4%)
N	+419 (+5,5%)	+43 (+0,5%)
SIN	-1.275 (-1,6%)	-2.657 (-3,3%)

O Erro! Fonte de referência não encontrada. 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 todas as semanas.

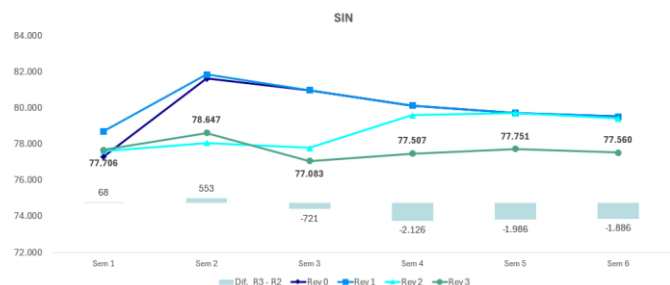


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de maio de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 12, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de maio com a projeção da 2ª revisão, nota-se uma redução na carga de todos os submercados, exceto o SE/CO, que totalizou -721 MW médios (-0,9%) no SIN. Para a 4ª semana operativa, o submercado Nordeste não sofreu ajuste, enquanto todos os outros sofreram redução, totalizando um ajuste de -2.126 MW médios (-2,7%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 77.507 MW médios (vide Gráfico 12).

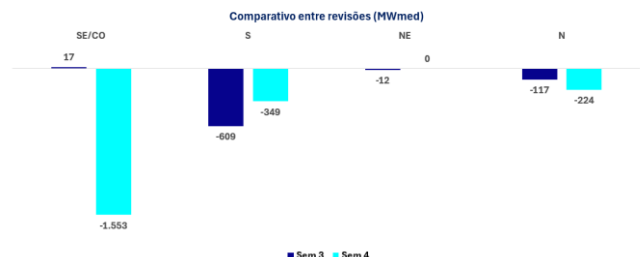


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

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

Tabela 10 – Carga prevista para o mês de maio de 2025

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	77.325	81.650	81.010	80.154	79.763	79.548
RV1	78.745	81.889	81.010	80.154	79.763	79.548
RV2	77.639	78.094	77.804	79.633	79.737	79.446
RV3	77.706	78.647	77.083	77.507	77.751	77.560

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

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.

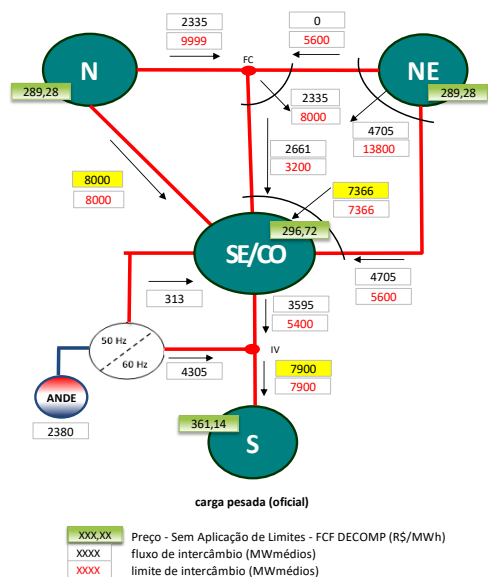


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

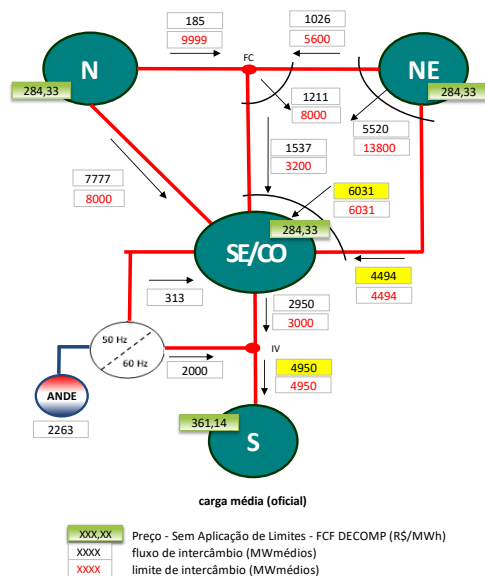


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

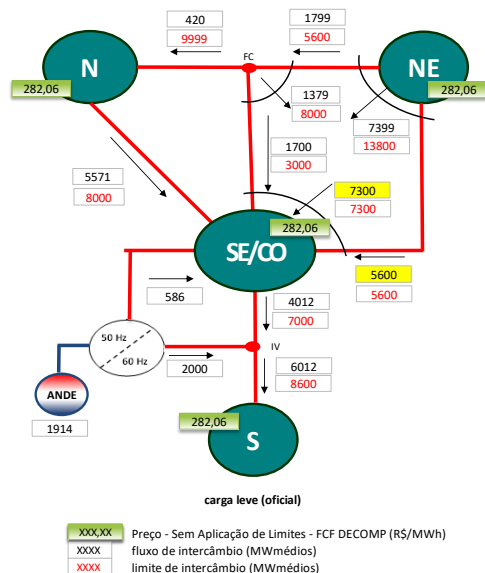


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

Para a quarta semana operativa de maio não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

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.

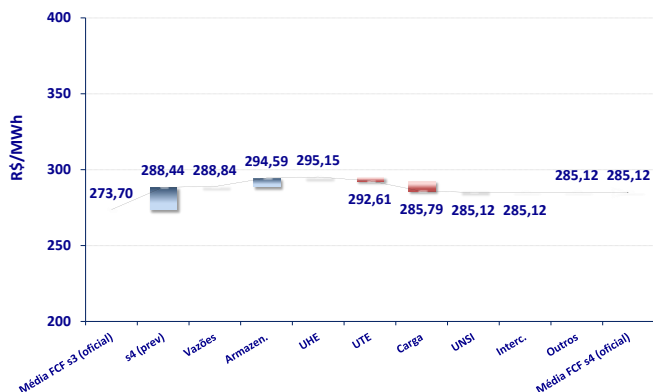


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste

Para a quarta semana operativa, o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 6/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 3/MWh de redução. Por fim, uma diminuição na expectativa de carga, contribuiu com a redução R\$ 7/MWh da FCF.

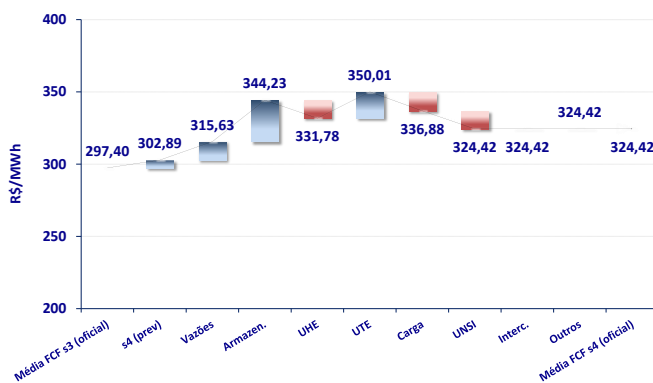


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sul

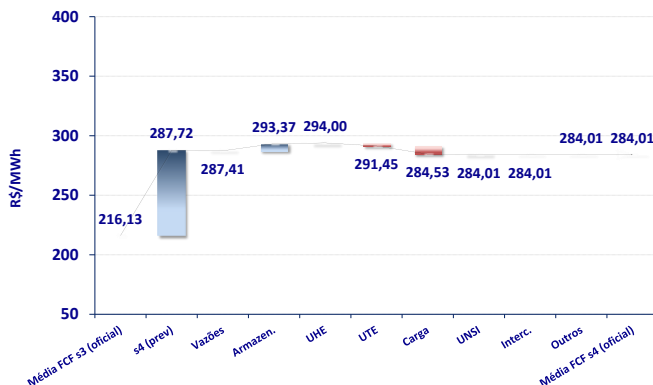


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF impactou em aumento de R\$ 13/MWh devido à redução nas vazões, aumento de aproximadamente R\$ 30/MWh devido a diminuição nos níveis de armazenamento. Além da redução de R\$ 26/MWh, devido a um menor nível de carga prevista e melhora na expectativa de geração das Usinas não simuladas.

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 6/MWh e uma diminuição na expectativa de carga, contribuiu com a redução R\$ 10/MWh da FCF.

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.

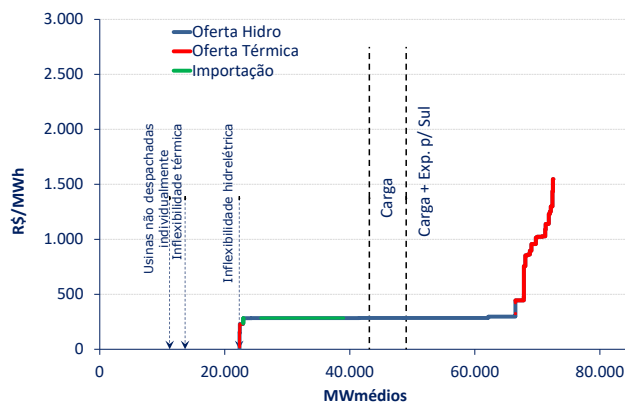


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste

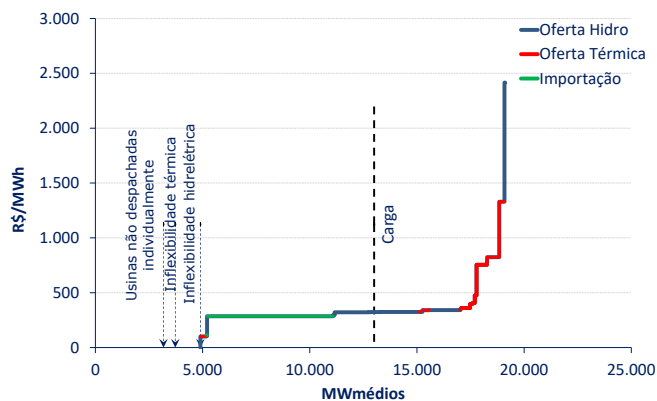


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sul

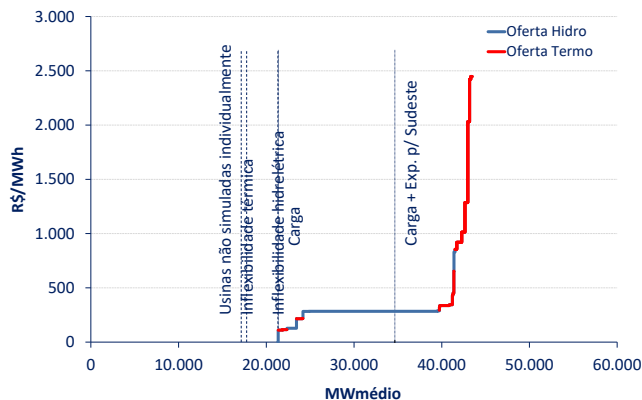


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS –maio de 2025

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

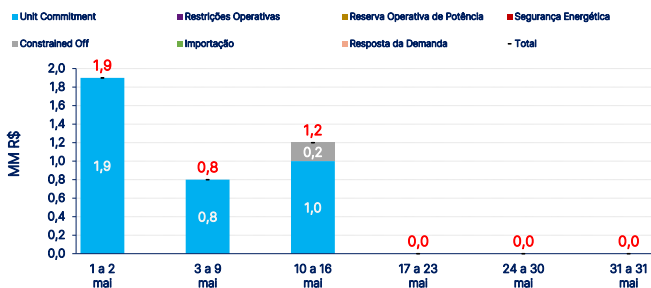


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

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

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)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,85	0,16	0,58	-	-	-	2,57
Norte	0,03	0,69	0,43	-	-	-	1,15
Total	1,88	0,85	1,01	0,00	0,00	0,00	3,74
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	-	-	0,20	-	-	-	0,20
Total	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,20
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 3,94 milhões, R\$ 3,74 milhões por unit commitment e R\$ 0,20 milhões devido ao constrained-off térmico.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de maio são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de maio 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 maio 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 maio é apresentada no Gráfico 24.

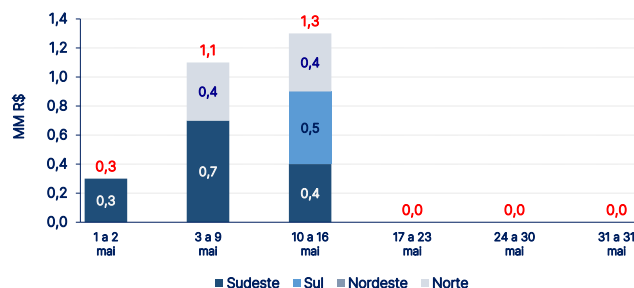


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 2,70 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de maio são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de maio 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 maio 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 abril de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 25 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para abril e maio de 2025. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para maio.

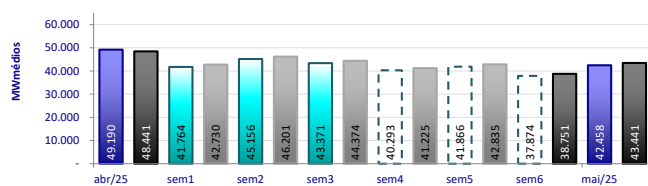


Gráfico 25 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2025

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

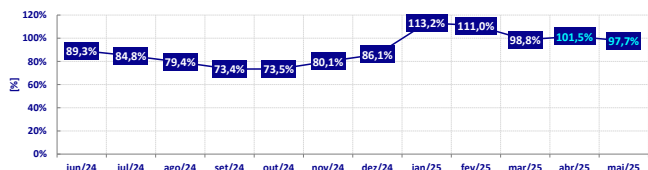


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 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 abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para maio.

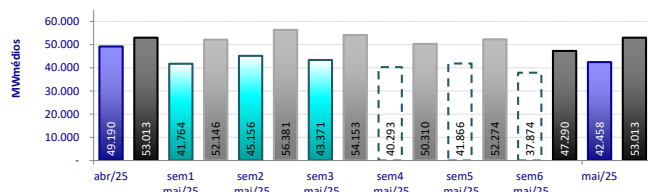


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2025

O Gráfico 28 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 abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

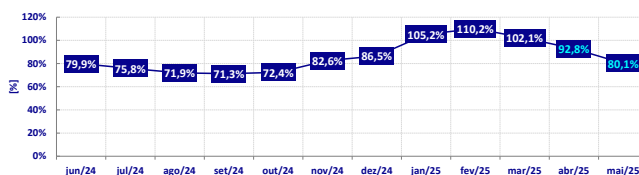


Gráfico 28 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 maio 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 maio, não foram identificadas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

No momento, existe a seguinte Consulta Pública ou Tomada de Subsídio que impactam a formação do PLD:

- CP MME 182/2025: obter subsídios para proposta de procedimentos para alteração no nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico. Período de contribuição: 28/04/2025 até 23/05/2025.