

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 abril de 2025.

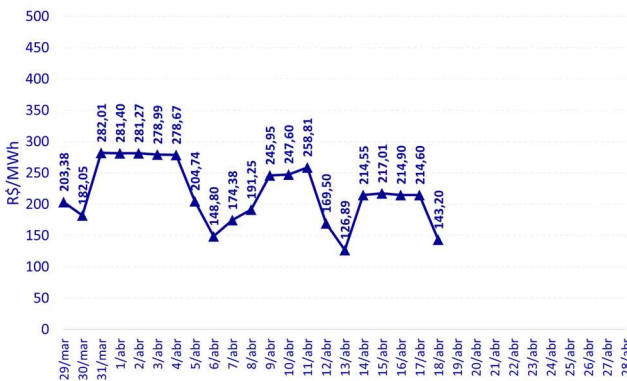


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 12 a 18 de abril de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

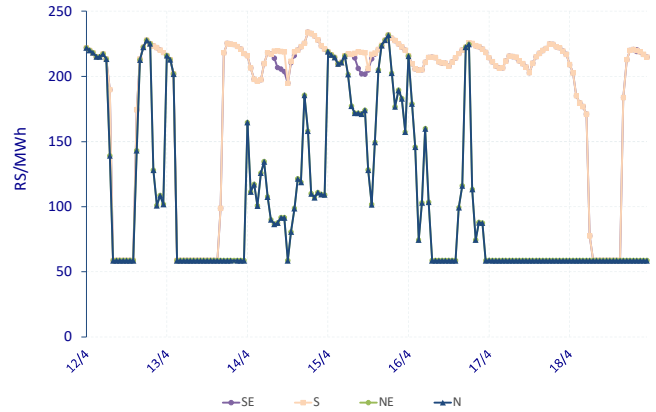


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 abril (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
185,81	186,44	106,88	106,87

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	79.240	2.399	3.279	9.335	4.257	49.256	4.840	5.875
%	100%	3%	4%	12%	5%	62%	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 12 a 18 de abril de 2025.

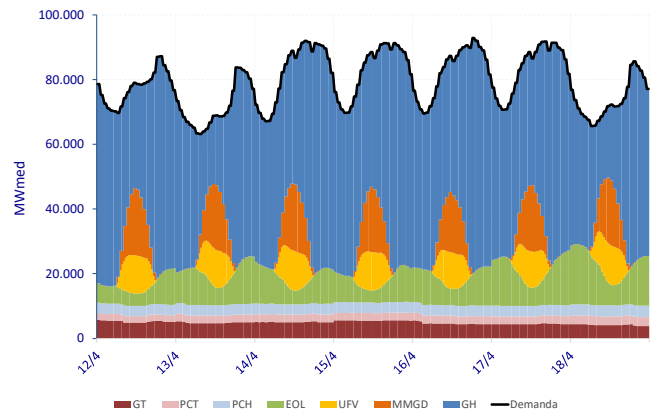


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 19 a 25 de abril 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	183,83	183,83	123,77	123,77
Média	179,39	180,81	120,37	120,37
Leve	171,80	171,80	120,37	120,37
Média semanal	176,56	177,08	120,94	120,94

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - abr	4ª sem - abr	Variação %
SE/CO	174,52	176,56	1,2%
S	182,12	177,08	-2,8%
NE	0,00	120,94	-
N	0,00	120,94	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 19 a 25 de abril, apresentaram variações de: 1,2% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 176,56/MWh; -2,8% no submercado Sul, fechando a R\$ 177,08/MWh; os submercados Nordeste e Norte, fecharam a R\$ 120,94/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram, a diminuição nas gerações das usinas não simuladas individualmente, nos submercados Nordeste e Norte, a piora nas vazões esperadas para o mês de abril, para o submercado SE/CO e uma expectativa de redução na carga em relação à expectativa anterior, no submercado Sul.

Para abril de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 78% no Sudeste; 66% no Sul; 31% no Nordeste e 82% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.127 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.356 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -589 MWmédios no submercado Sul, -182 MWmédios no submercado Nordeste e 0 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -624 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, 266 MWmédios no submercado Sul, 259 MWmédios no submercado Nordeste, 85 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

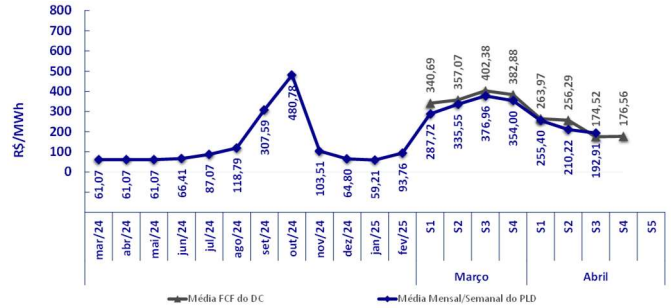


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

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

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

Energia Natural Afluente - ENA

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

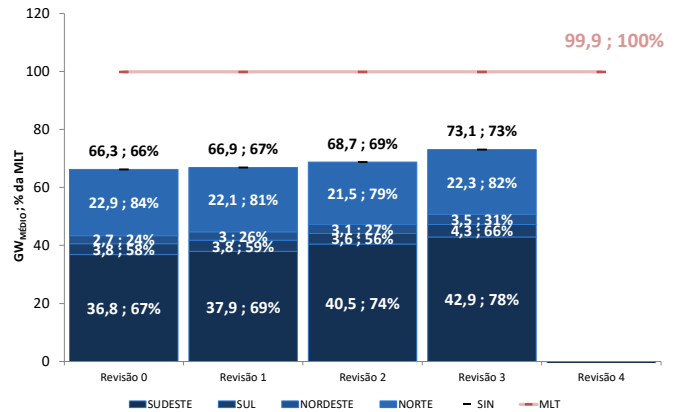


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

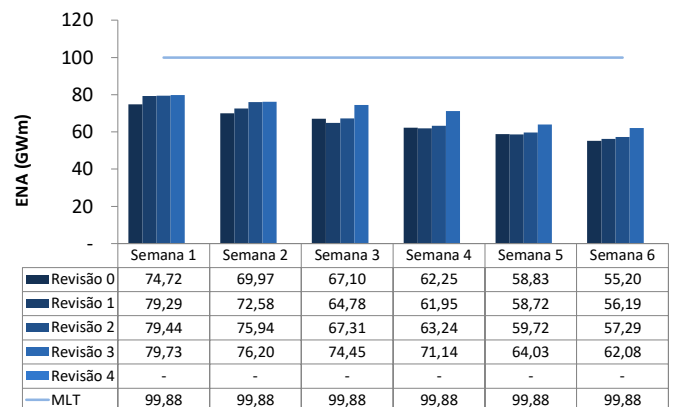


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde março de 2025. Para março, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 75.000 MWmédios. Já para abril, os valores de afliências ficaram próximos aos 63.100 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 66.400 MWmédios.

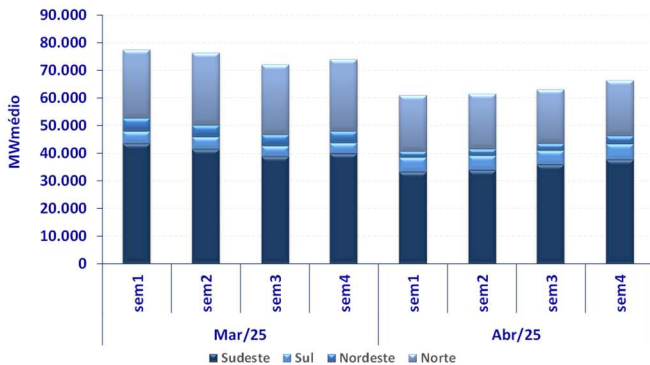


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - março e abril de 2025

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

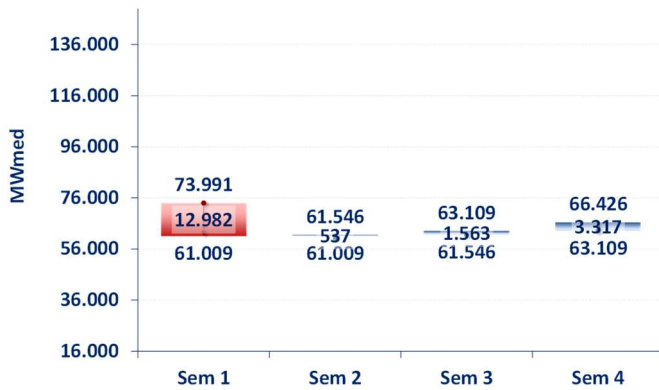


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
1.829	559	401	529

Armazenamento inicial

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

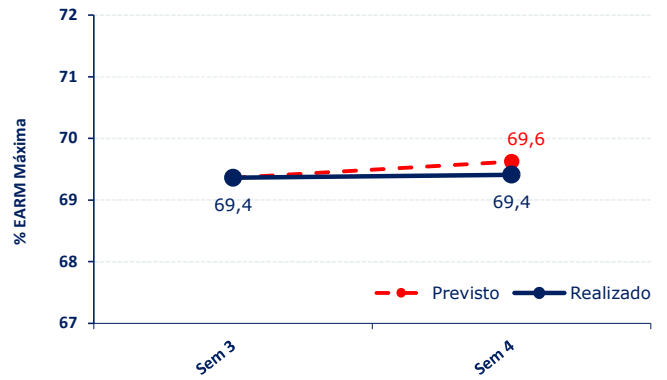


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,6% (Energia Armazenada de 203.240 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,4% (Energia Armazenada de 202.616 MWmês), o que representou uma queda de -624 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 abril

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,0%	141.845	68,4%	140.611	-0,6%	-1.234
S	40,2%	8.225	41,5%	8.491	1,3%	266
NE	76,6%	39.616	77,1%	39.875	0,5%	259
N	95,7%	13.554	96,3%	13.639	0,6%	85
SIN	69,6%	203.240	69,4%	202.616	-0,2%	-624

Carga - DECOMP

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

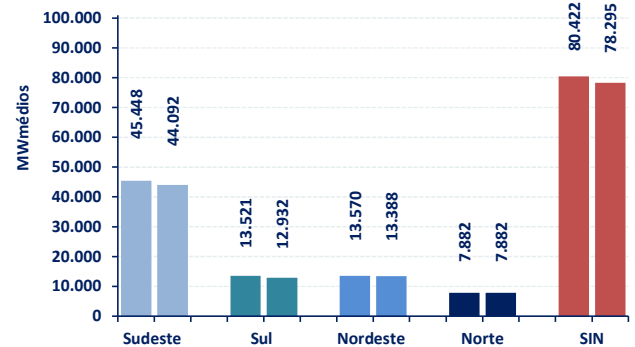


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.356	-589	-182	0

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) recuou 0,4% em março em relação ao mês anterior. Na comparação anual, o índice avançou 2,7%. O núcleo do PPI, que exclui itens voláteis, caiu 0,1% m/m e avançou 3,3% a/a. As vendas no varejo avançaram 1,4%, em março, impulsionadas principalmente pelas vendas de carros, serviços de alimentação e bebidas, e materiais de construção. O aumento significativo nas vendas de carros e materiais de construção foi motivado pelo risco de alta desses produtos frente às novas tarifas de importação. 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 3,5% a/a. A produção industrial recuou 0,3% em março. A produção manufatureira cresceu 5,1% no primeiro trimestre, registrando o maior avanço desde o fim de 2021, impulsionada por encomendas antecipadas aos aumentos tarifários. O Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan recuou para 50,8 em abril, ante o consenso de 53,8, com piora no índice das condições econômicas atuais e expectativas para o futuro. Esse pessimismo é um reflexo das mudanças nas políticas públicas, em especial, as novas tarifas de importação.

Na Zona do Euro, a inflação desacelerou em março. O Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) caiu 0,1 ponto percentual, para +2,2%, enquanto o núcleo passou de +2,6% em fevereiro para +2,4% em março. Na Alemanha, o índice de expectativas do instituto ZEW caiu para -14 em abril, ante 51,6 no mês anterior, devido à incerteza causada pelas tarifas impostadas pelo governo americano.

No primeiro trimestre desse ano, o PIB da China superou as expectativas com um crescimento de 5,4% a/a e de 1,2% na margem. A indústria secundária, incluindo mineração, manufatura, construção e produção de energia, cresceu 5,9% a/a, ante 5,2% no 4T24, enquanto a indústria terciária, composta principalmente pelo setor de serviços, cresceu 5,3%, ante 5,8% no 4T24. A indústria primária também se desacelerou para 3,5%, ante 3,7% no trimestre anterior. Tanto a produção industrial quanto as vendas no varejo apresentaram forte crescimento. A produção industrial cresceu 7,7% a/a em março, ante 5,9% no período de janeiro a fevereiro. Já as vendas no varejo aumentaram em 5,9% a/a em março, ante 4,0% nos primeiros dois meses de 2025. O investimento em ativos fixos cresceu 4,2% ano a ano no 1T25, contra 4,1% no primeiro bimestre. Por outro lado, o investimento imobiliário caiu 9,9%, ante -9,8% em janeiro a fevereiro. Por fim, as exportações cresceram no primeiro trimestre visto que algumas compras foram antecipadas devido ao risco das tarifas elevadas impostas pelo governo americano.

No Brasil, o IGP-M registrou queda de 0,04% na segunda prévia de abril, ante -0,28% em igual período do mês anterior. O IPA-M caiu 0,21%, influenciado pela queda de 0,76% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M subiram 0,28% e 0,54%, respectivamente. O IGP-10 recuou 0,22% em abril, ante +0,04% no mês anterior. O IPA-10 caiu 0,47%, puxado pela queda de 1,14% dos produtos industriais. Por outro lado, o IPC-10 variou +0,42% e o INCC-10 subiu 0,45%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,25% na segunda quadrissemana de abril, ante 1,08% no mesmo período de março. O grupo que mais contribuiu para esse aumento foi Alimentação, que variou +0,91%, enquanto Despesas Pessoais amenizou a alta, ao variar -0,66%. Em relação à balança comercial de abril, o saldo foi de US\$ 3,2 bilhões até a segunda semana (-7,5% a/a), com exportações totalizando US\$ 12,9 bilhões (+3,7% a/a) e importações US\$ 9,7 bilhões (+8,0% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 90,2 bilhões (-1,0% a/a) e as importações totalizaram US\$ 77 bilhões (+12,6% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$13,2 bilhões (-42% a/a). O IBC-Br subiu +0,44% em fevereiro em relação ao mês anterior, impulsionado pelo crescimento mensal de +5,6% da atividade agropecuária. Por fim, o Relatório Focus indicou crescimento de 2,00% para o PIB em 2025.

O gráfico 11, apresenta a carga de abril de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão de abril indicou uma expectativa de carga no valor de 80.336 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 79.919 MW médios. Comparando com os valores verificados em abril de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 5.925 MW médios (+8,0%) e redução de 1.718 (-2,1%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de abril é de 6.212 MW médios, sendo parte integrante da carga de 79.919 MW médios da 3ª revisão do PMO.

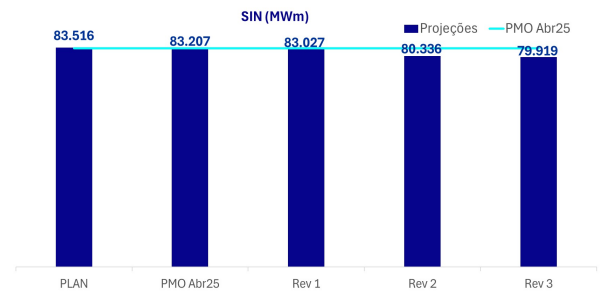


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril.

A tabela 8, apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de abril de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em abril de 2024, destaca-se a redução de 1.968 MW médios (-4,2%) no SE/CO e aumento de 494 MW médios (+6,6%) no Norte. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução da carga em todos os submercados, exceto no Nordeste, com destaque para as reduções de 2.450 MW médios (-5,2%) e 876 MW médios (-6,2%) no SE/CO e Sul, respectivamente. No SIN, a redução foi de 3.597 MW médios (-4,3%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de abril/25 e a carga observada em abril/24 e a projeção do PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Abril/24	PLAN (25-29)
SE/CO	-1.968 (-4,2%)	-2.450 (-5,2%)
S	-630 (-4,5%)	-876 (-6,2%)
NE	+386 (+2,9%)	+25 (+0,2%)
N	+494 (+6,6%)	-296 (-3,6%)
SIN	-1.718 (-2,1%)	-3.597 (-4,3%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga para as próximas semanas operativas.

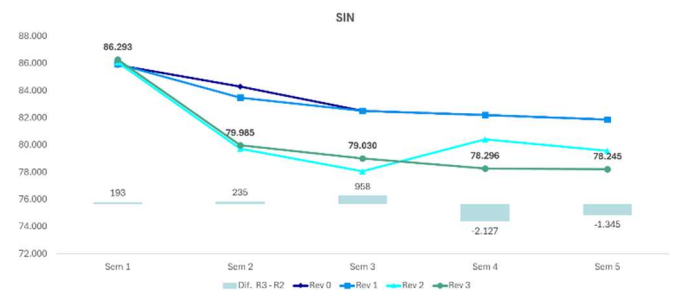


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de abril de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de abril com a projeção da 2ª revisão, nota-se um aumento na carga do SE/CO, Nordeste e Norte, totalizando 1.217 MW médios (+1,9%), e redução de 259 MW médios (-2,0%) no Sul. Para a 4ª semana operativa, nota-se uma redução no SE/CO, Sul e Nordeste, totalizando 2.127 MW médios (-2,9%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 78.296 MW médios (vide Gráfico 12).

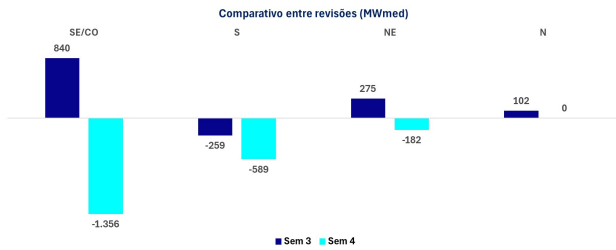


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	85.882	84.308	82.518	82.208	81.888
RV1	85.971	83.485	82.518	82.208	81.888
RV2	86.100	79.750	78.072	80.424	79.590
RV3	86.293	79.985	79.030	78.296	78.245

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 quadros verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

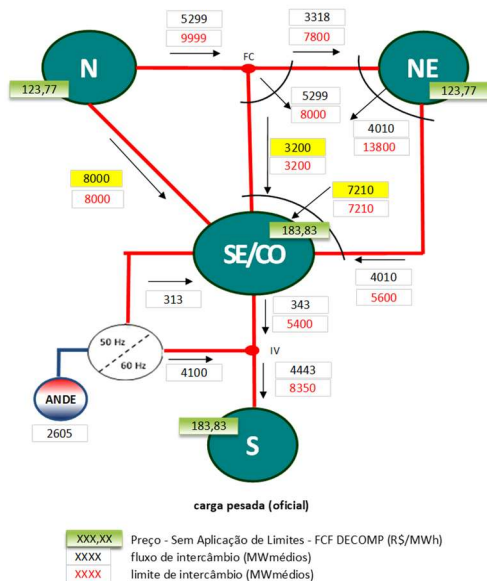


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

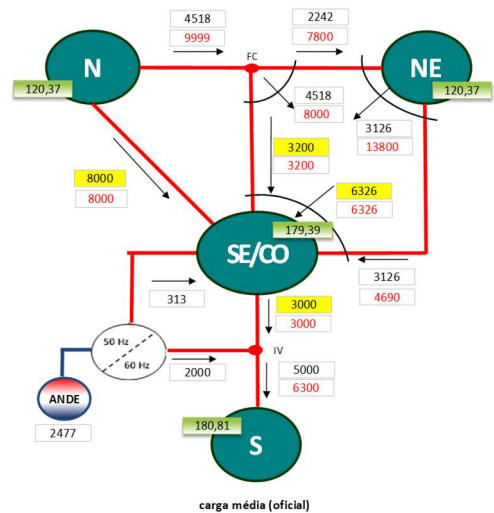


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

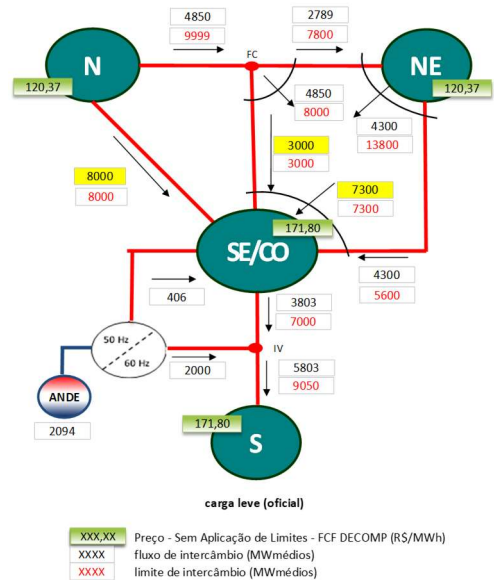


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 abril de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	912,39	1.246,55

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, observa-se que uma expectativa de aumento nas aflúências diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 29/MWh. Além disso, uma expectativa de redução na carga do submercado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 7/MWh.

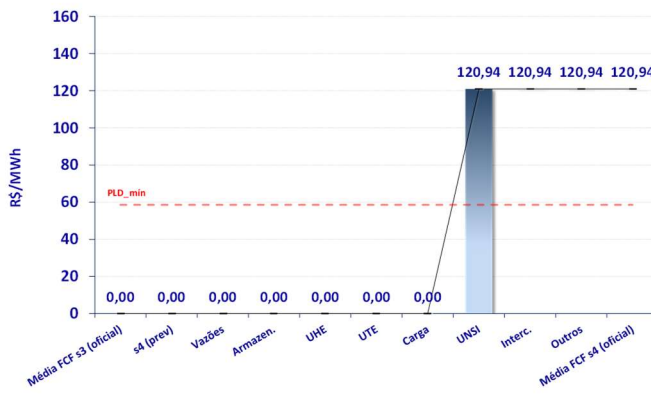


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Para os submercados nordeste e norte, uma redução na geração das usinas não simuladas individualmente elevou a FCF aproximadamente R\$ 120/MWh.

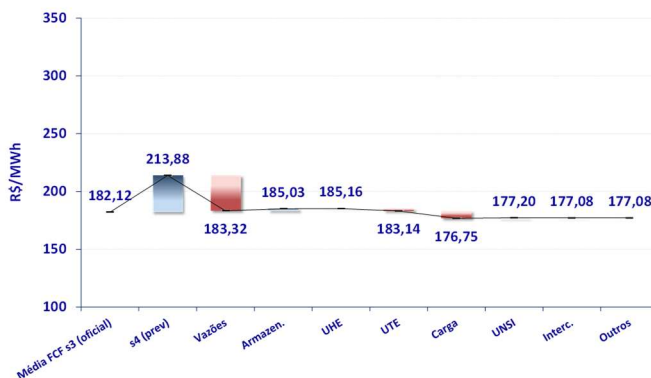


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para os submercado Sul

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF impactou em diminuição de R\$ 30/MWh devido ao aumento nas vazões, diminuição de aproximadamente R\$ 7/MWh devido a uma expectativa de redução na carga em relação à expectativa anterior.

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.

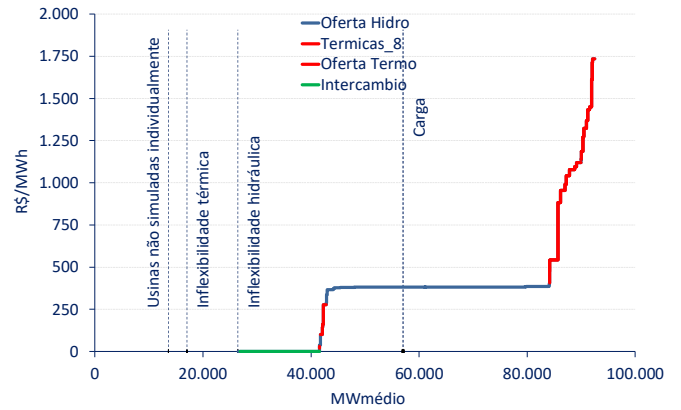


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

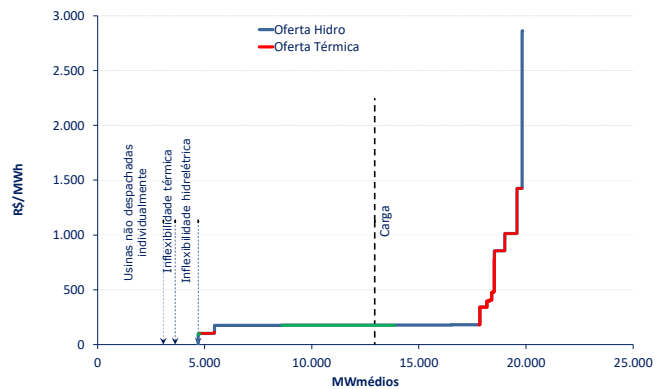


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sul

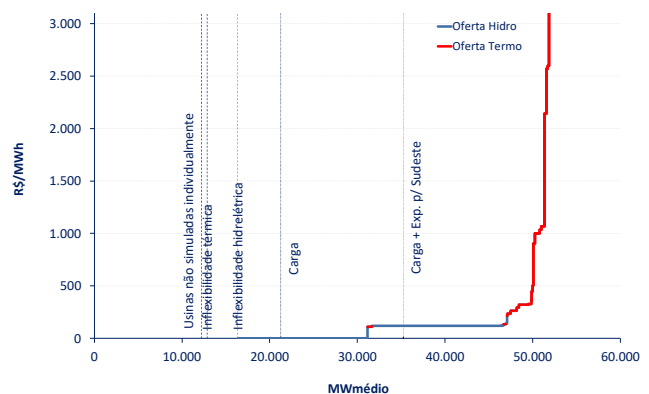


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril de 2025

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

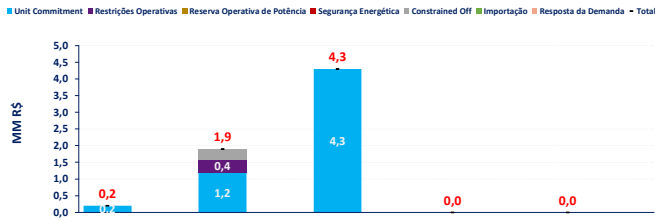


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,40	-	-	-	-	0,40
Norte	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Total	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
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)							
Sudeste	0,02	0,06	0,68	-	-	-	0,76
Sul	-	0,31	0,19	-	-	-	0,50
Norte	0,13	0,81	3,40	-	-	-	4,34
Total	0,15	1,18	4,27	0,00	0,00	0,00	5,60
Constrained Off (R\$ MM)							
Norte	-	0,32	-	-	-	-	0,32
Total	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
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 11 resulta na expectativa de R\$ 6,33 milhões, R\$ 5,60 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,32 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,41 milhões devido a restrições.

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

A expectativa para o período de 19 de abril a 30 de abril 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 abril 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 abril é apresentada no Gráfico 24.

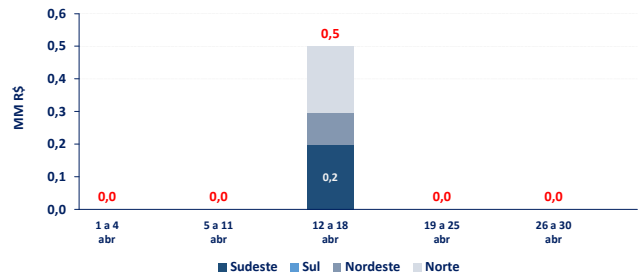


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,50 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

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 março a 17 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 15 a 17 de abril são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 18 de abril são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 de abril a 30 de abril 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 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 março 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 março e abril de 2025. Além dos valores mensais para março e abril, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para abril.

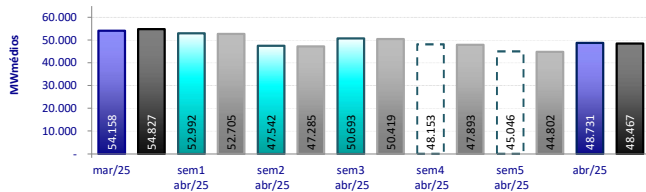


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março e de 2025

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

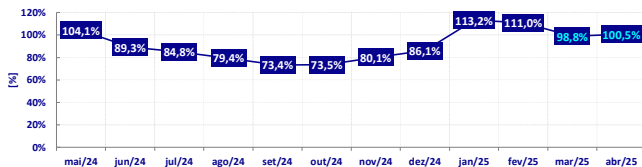


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 março e abril, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses. abril.

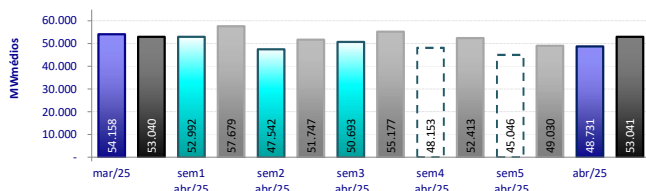


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março e de abril de 2025

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 março e abril de 2025 (ainda não contabilizados).

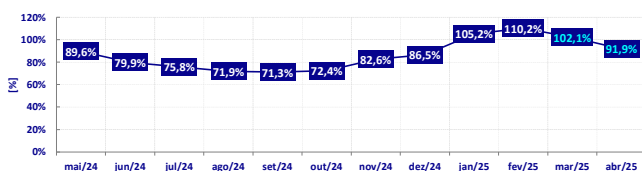


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 abril 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 abril, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itaparica:**

Restrição: Vazão bombeada

Valores CCEE: Resolução ANA nº 226

Valores ONS: Resolução ANA nº 246

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Resolução ANA nº 246

Consideração no PLD: PMO de maio de 2025
- UHE Jurumirim:**

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7806 e 7807

Consideração no PLD: -
- UHE Paranapanema:**

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7820 e 7821

Consideração no PLD: -
- UHE Piraju:**

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7822 e 7823

Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 1.130/2025 (DOU: 17/04):** prorrogar o término do período de suprimento dos CCEARS:

 - UTE Maranhão IV: 50 dias;
 - UTE Maranhão V: 87 dias;
 - UTE N.Venécia 2: 295 dias.

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

Histórico de Versões

Atualizações dia 22/04/2025 – Atualização do histórico do PLD da 3ª semana operativa, análise da carga do DECOMP e Fator do ajuste MRE (GSF).