

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

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

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

PLD – 1ª semana operativa

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

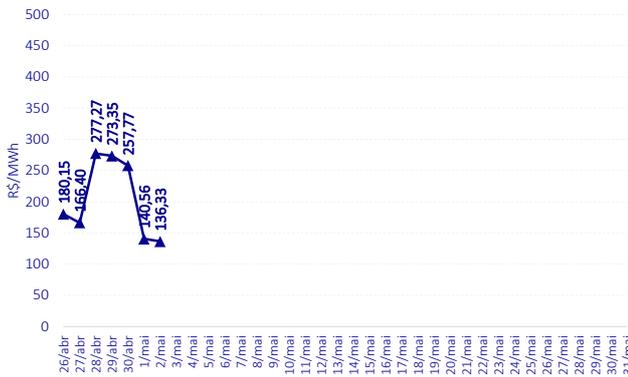


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

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

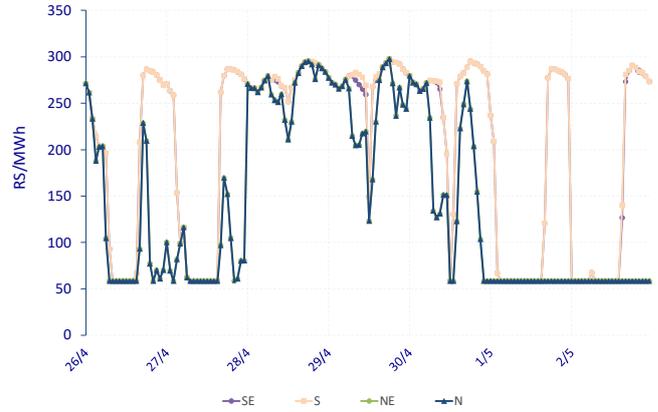


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
204,55	205,06	144,72	144,72

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	78.089	2.787	3.507	9.951	4.244	46.867	4.353	6.379
%	100%	4%	4%	13%	5%	60%	6%	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 26 de abril a 2 de maio de 2025.

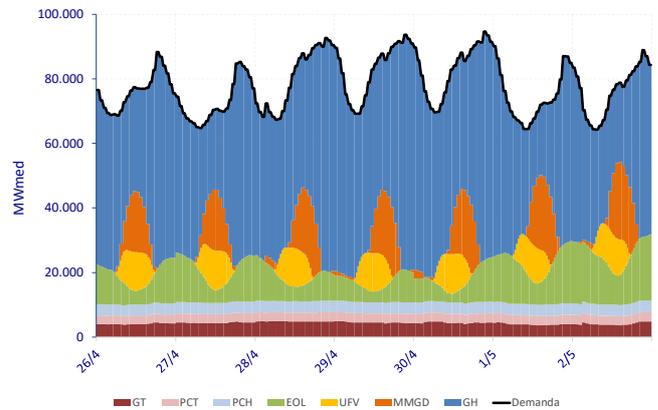


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 3 a 9 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	279,56	279,56	0,00	0,00
Média	267,21	276,78	0,00	0,00
Leve	261,36	261,36	0,00	0,00
Média semanal	266,33	270,03	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - mai	2ª sem - mai	Variação %
SE/CO	193,77	266,33	37,4%
S	205,47	270,03	31,4%
NE	128,16	0,00	-100,0%
N	128,16	0,00	-100,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 3 a 9 de maio, apresentaram variações de: 37,4% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 266,33/MWh; 31,4% no submercado Sul, fechando a R\$ 270,03/MWh; -100,0% no submercado Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi elevação das vazões previstas e uma redução nos níveis de armazenamento esperados para o mês de maio.

Para maio de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 86% no Sudeste; 49% no Sul; 39% no Nordeste e 70% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 240 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -186 MWmédios no submercado Sul, 312 MWmédios no submercado Nordeste e 114 MWmédios no submercado Norte. O submercado Sudeste/Centro-Oeste não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -723 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -822 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -389 MWmédios no submercado Sul, 207 MWmédios no submercado Nordeste, 281 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.

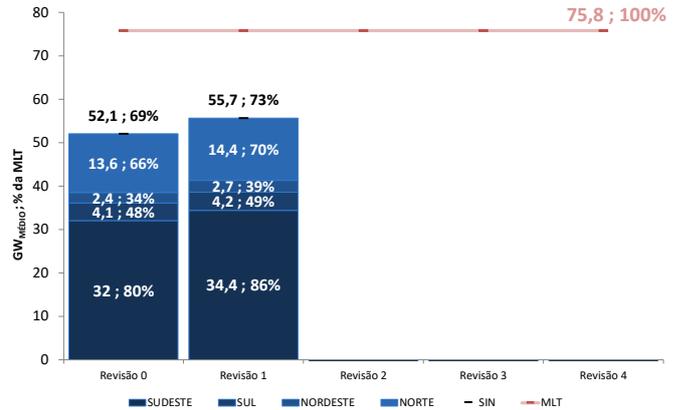


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

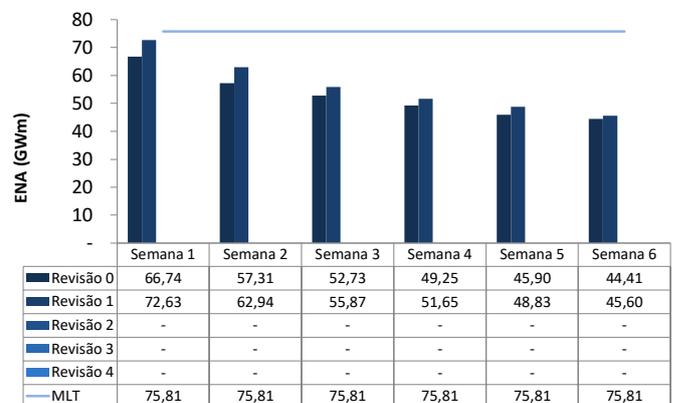


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 afluências ficaram próximos aos 47.700 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 50.500 MWmédios.

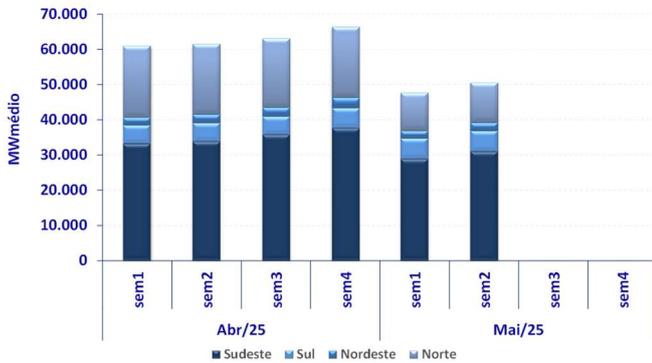


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - abril e maio de 2025

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



Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
2.094	30	186	539

Armazenamento inicial

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

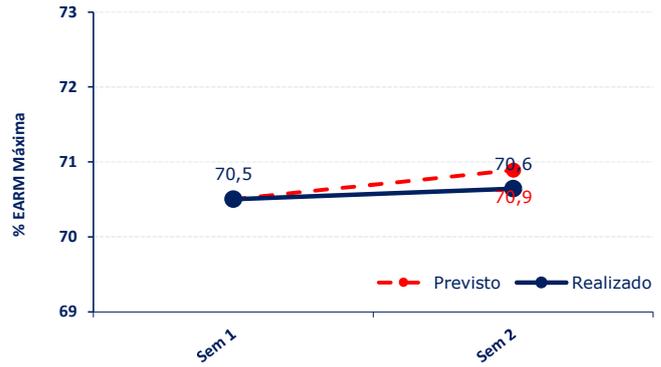


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,9% (Energia Armazenada de 207.385 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,6% (Energia Armazenada de 206.662 MWmês), o que representou uma queda de -723 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de maio

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	70,6%	145.134	70,2%	144.312	-0,4%	-822
S	42,4%	8.675	40,5%	8.286	-1,9%	-389
NE	76,3%	39.461	76,7%	39.668	0,4%	207
N	95,4%	14.115	97,3%	14.396	1,9%	281
SIN	70,9%	207.385	70,6%	206.662	-0,2%	-723

Carga - DECOMP

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

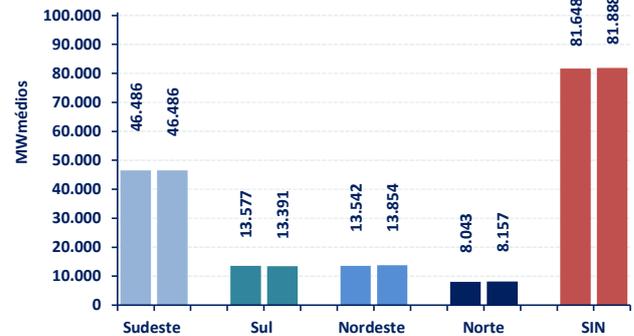


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	-186	312	114

No cenário internacional, nos Estados Unidos, a confiança do consumidor registrou queda em abril, atingindo 86,0 pontos, impulsionada pela diminuição nas expectativas futuras, que caíram para 54,4, o menor nível desde outubro de 2011. Segundo o

relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey), o número de vagas de emprego caiu 288 mil, para 7,19 milhões em março. Os setores de transporte e armazenagem, governo e lazer e hospitalidade são os principais responsáveis pela diminuição. A proporção de vagas para trabalhadores desempregados também recuou para 1,02 em março, ante 1,06 em fevereiro. A taxa de demissões e dispensas diminuiu de 1,1% para 1,0%, enquanto a taxa de demissões voluntárias aumentou para 2,1% em março, ante 2,0% no mês anterior. O esfriamento do mercado de trabalho evidente no relatório de março se deve em grande parte à política comercial e às tentativas de reduzir os custos do governo. O Indicador de Condições do Mercado de Trabalho do FED de Kansas City retornou para 0,4 em março, indicando que o mercado de trabalho está um pouco acima de sua média histórica.

Na Zona do Euro, o PIB registra alta de 0,4%. Alemanha e França expandiram 0,2% e 0,1%, respectivamente, no primeiro trimestre, enquanto a economia da Irlanda, com um crescimento de 3,2%, contribuiu com 0,1 ponto percentual para o crescimento geral da região.

Na China, Os Índices dos Gerentes de Compras (PMI) registraram queda motivada pela guerra comercial com os EUA. A atividade manufatureira caiu para a contração, enquanto a expansão no setor não manufatureiro se desacelerou. O PMI oficial de manufatura caiu para 49,0 em abril, ante 50,5 em março. O PMI da Caixin, mais focado em exportadores, também diminuiu para 50,4, ante 51,2. Os dados detalhados do setor manufatureiro mostraram quedas tanto na oferta quanto na demanda. O subíndice de produção caiu de 52,6 para 49,8 em abril e reduziu o PMI oficial de manufatura em 0,7 pontos percentuais. O componente de novos pedidos foi para 49,2, ante 51,8 em março, com novos pedidos de exportação em queda: para 44,7, ante 49,0 no mês anterior, com uma contribuição de 0,8 ponto percentual para o índice principal. O PMI oficial não manufatureiro foi para 50,4, ante 50,8. A desaceleração foi liderada pela queda na atividade de construção, enquanto a atividade de serviços se enfraqueceu apenas marginalmente. Os serviços de transporte aquático caíram abaixo do limiar de 50, reflexo do impacto das tarifas nas indústrias de transporte marítimo.

No Brasil, O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE caiu 0,4 ponto em abril, registrando 98,0 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,2 ponto, para 98,2 pontos. O Índice Situação Atual (ISA) caiu 0,4 ponto, para 100,1 pontos. O Índice de Expectativas (IE) recuou 0,4 pontos, registrando 96,0 pontos. A demanda externa piorou, especialmente nos bens intermediários, devido à incerteza global e medidas do governo americano. O IGP-M registrou alta de 0,24% em abril, motivado pelo aumento em dois dos seus componentes: IPA-M, com alta de 0,13%, motivada pelos produtos agropecuários (1,57%, ante 1,08% em março); e no INCC-M, com alta de 0,59%, motivada pela mão de obra (0,91%, ante 0,35%). O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE caiu 2,5 pontos em abril, registrando 90,4 pontos, sendo o menor nível desde maio de 2021. Na média móvel trimestral, o índice recuou 0,5 ponto. A queda é motivada principalmente pela piora nas expectativas futuras do setor. A queda do ICS em abril ocorreu nos seus dois componentes: o Índice de Situação Atual (ISA-S) caiu 1,5 ponto, registrando 93,8 pontos, e o Índice de Expectativas (IE-S) recuou 3,6 pontos, registrando 87,2 pontos.

O Gráfico 11 apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, o PMO de maio indicou uma expectativa de carga no valor de 80.394 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 80.541 MW médios (+0,2%). Comparando com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 7.523 MW médios (+10,3%) e 1.527 MW médios (+1,9%) respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de maio é de 5.746 MW médios, sendo parte integrante da carga de 80.541 MW médios da 1ª revisão do PMO.

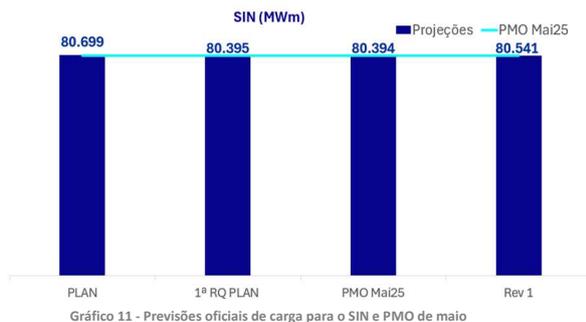


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª 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 1ª revisão do PMO com os valores verificados em maio de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+5,3%), seguido do Sul (+4,1%), o que totalizou 1.527 MW médios (+1,9%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, apenas o Sul apresentou redução da carga (-0,3%), totalizando um aumento de 146 MW médios (+0,2%) na carga do SIN.

Tabela 8 – 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	+118 (+0,3%)	+66 (+0,1%)
S	+529 (+4,1%)	-42 (-0,3%)
NE	+473 (+3,6%)	+90 (+0,7%)
N	+408 (+5,3%)	+32 (+0,4%)
SIN	+1.527 (+1,9%)	+146 (+0,2%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO ajustou para cima a projeção de carga para as duas primeiras semanas operativas.



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

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de maio com a projeção do PMO, nota-se um aumento na carga de todos os submercados, que totalizou 1.420 MW médios (+1,8%). Para a 2ª semana operativa, o submercado SE/CO não sofreu ajuste, e o Sul foi o único que sofreu redução (-1,4%), totalizando um ajuste de 239 MW médios (+0,3%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 81.889 MW médios (vide **Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

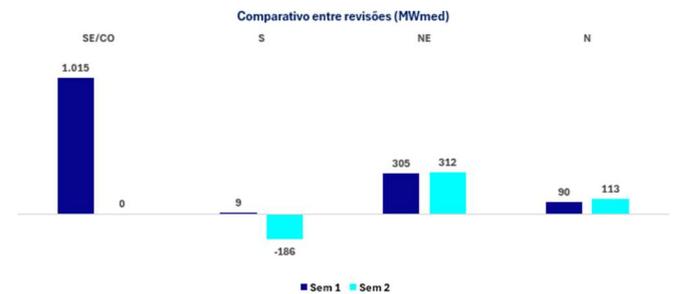


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de 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

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.

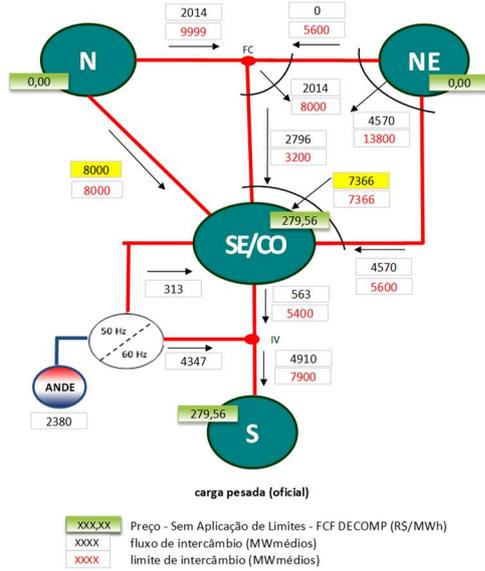


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

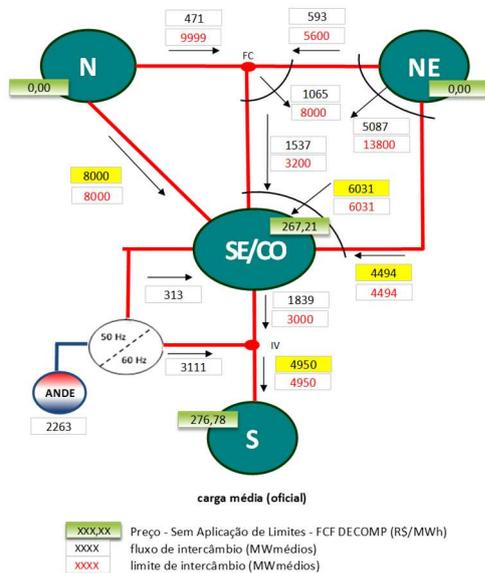


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

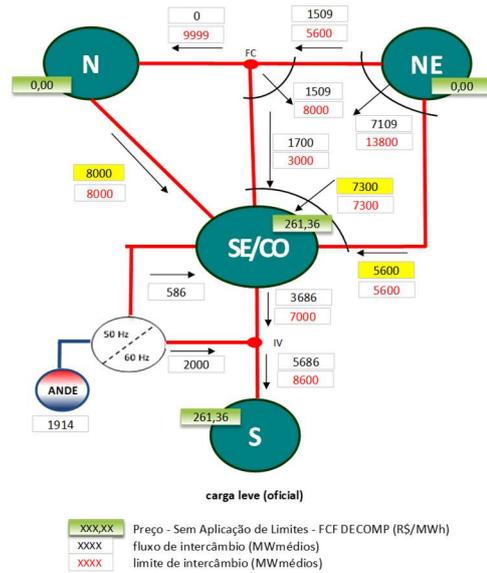


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 10 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de maio de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	842,51	1.124,34

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 segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 10/MWh. Além disso, uma leve diminuição no armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 9/MWh.



Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sul

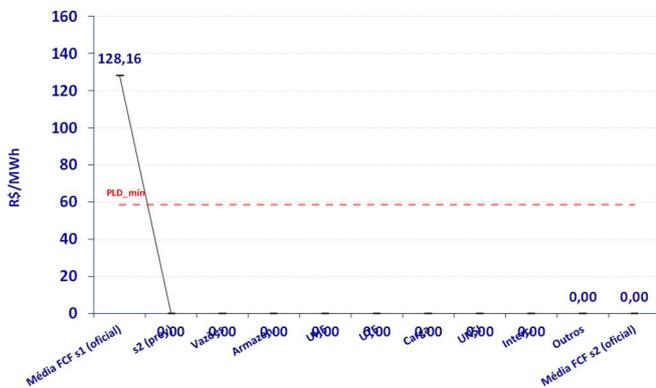


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF, foi semelhante as apresentadas no submercado Sudeste. Portanto, um aumento nas vazões impactou em diminuição de R\$ 10/MWh e a atualização dos níveis de armazenamento aumentaram a FCF em aproximadamente R\$ 10/MWh.

Em relação aos submercados Nordeste e Norte, uma melhora na geração de usinas não simuladas individualmente levou a FCF para zero, com uma diminuição de R\$ 128/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.

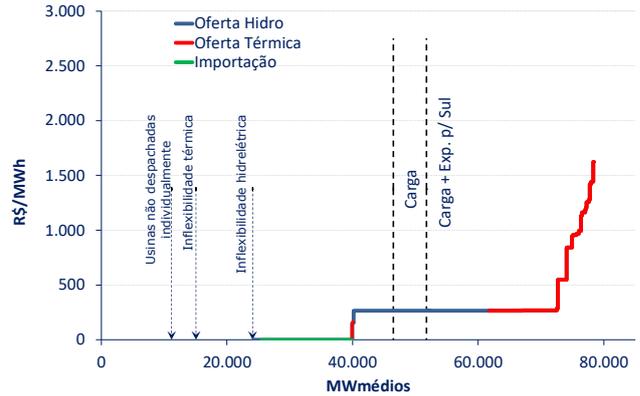


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste

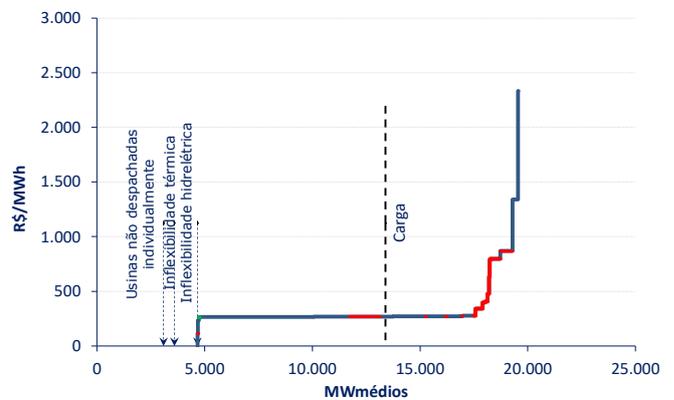


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sul

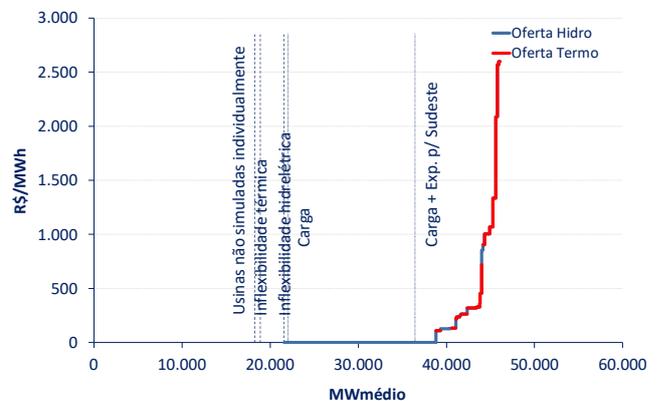


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril e maio de 2025

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

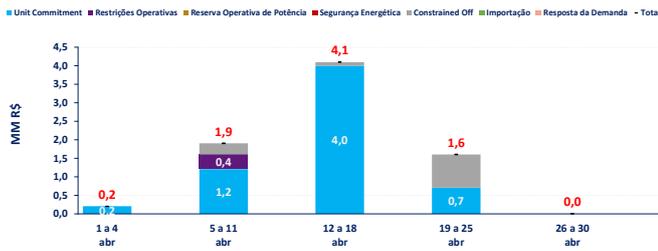


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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	0,05	0,04	-	-	0,10
Total	0,00	0,41	0,05	0,04	0,00	0,00	0,50
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,02	0,06	0,70	0,07	0,02	-	0,87
Sul	-	0,31	0,29	0,32	0,07	-	0,99
Norte	0,13	0,81	2,98	0,33	0,17	-	4,42
Total	0,15	1,18	3,97	0,72	0,26	0,00	6,28
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	-	0,01	-	-	0,01
Norte	-	0,32	0,14	0,93	0,02	-	1,41
Total	0,00	0,32	0,14	0,94	0,02	0,00	1,42
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00						
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00						

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 8,20 milhões, sendo R\$ 6,28 milhões por *unit commitment*, R\$ 1,42 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 0,50 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 24 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2025.



Gráfico 24 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

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

O total dos valores apresentados no Gráfico 24 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de abril a 1 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de maio são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 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 1 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; e 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 25.

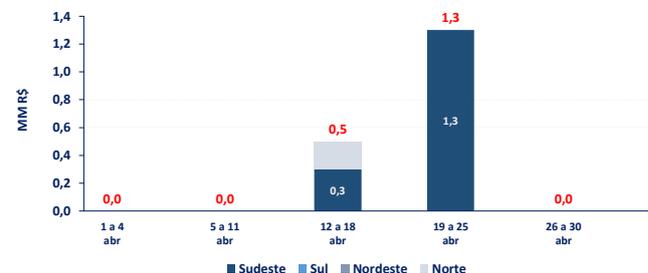


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 1,80 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no Gráfico 26.

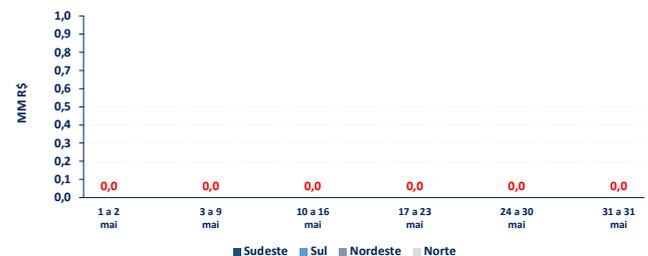


Gráfico 26 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 26 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 de abril a 1 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de maio são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 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 1 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 27 e no Gráfico 28 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 ambos os meses.

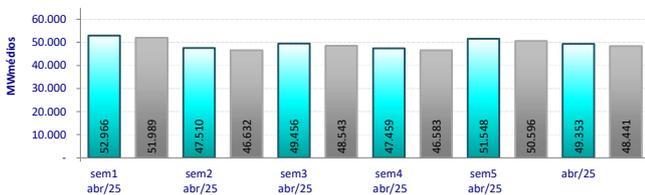


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2025

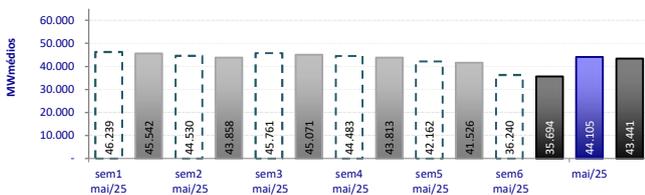


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2025

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).



Gráfico 29 - 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 30 e no Gráfico 31 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 ambos os meses.

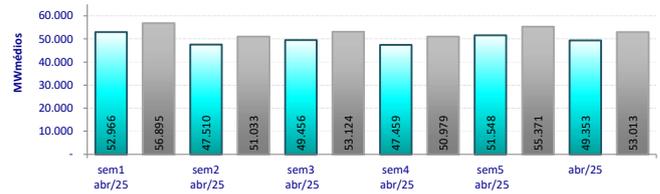


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2025

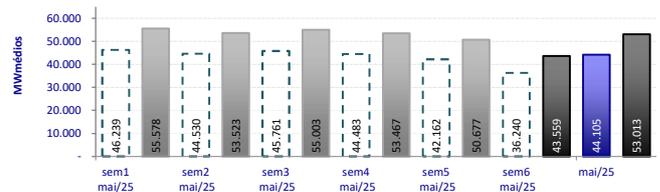


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2025

O Gráfico 32 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).

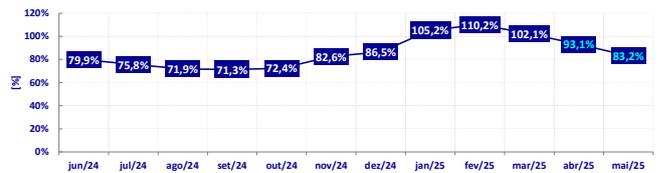


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a primeira semana operativa de maio de 2025 foi identificada a seguinte inconsistência:

Inconsistência no DECK do modelo DESSEM: O FSARH 7829 define que a taxa máxima de deplecionamento para a UHE Itá, a partir do dia 14/04/2025 15h até o dia 26/04/2025 23h59, é de 20 cm a cada 24 horas, de forma a viabilizar a execução das atividades de melhoria relacionadas à abertura de canais com o uso de máquinas, minimizando a formação de lagoas e, consequentemente, mitigando o aprisionamento de peixes. Entretanto, de forma equivocada, essa restrição não foi considerada nos decks do modelo DESSEM nos dias 16/04/2025 e 17/04/2025, no arquivo OPERUH.DAT.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação”.

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a primeira semana operativa de maio, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- 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:** -
- UHE Salto Grande:
 - Restrição:** Vertimento mínimo
 - Valores CCEE:** - m³/s
 - Valores ONS:** - m³/s
 - Modelos afetados:** DESSEM
 - Documento:** FSARH 7768
 - Consideração no PLD:** -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **PRT MME 108/2025:** Autoriza, em caráter excepcional e temporário, a inclusão de custos fixos ao Custo Variável Unitário - CVU para geração de energia elétrica, de Usinas Termelétricas - UTEs despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis, desde que não possuam Contrato de Comercialização de Energia Elétrica vigente (entra em vigor em 02/05/2025);
- **PRT MME 833/2025:** Divulga, para Consulta Pública, a proposta de critérios, ritos e prazos próprios para avaliação e aprovação, pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, de alterações no nível de aversão ao risco a ser adotado nos modelos computacionais do setor elétrico.

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

- **CP ANEEL 20/2025:** obter subsídios para a proposta de Regulamentação do Comitê de Governança Específica, previsto no artigo 3º da Resolução nº 1 do Conselho Nacional de Política Energética. Período de contribuição: e 24/04/2025 a 9/06/2025.

Histórico de Versões

Atualizações dia 05/05/2025 – Atualização do histórico do PLD da 1ª semana operativa de maio.