

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 março de 2025.

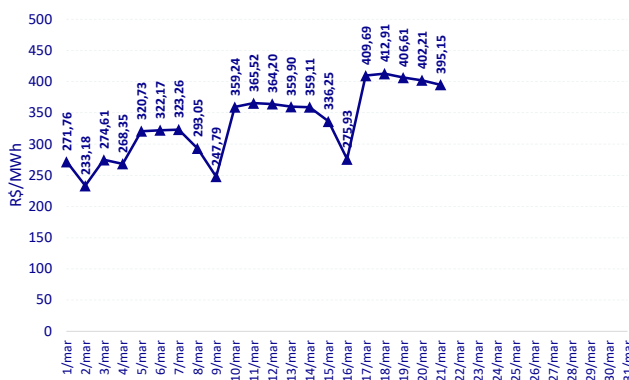


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 15 a 21 de março de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

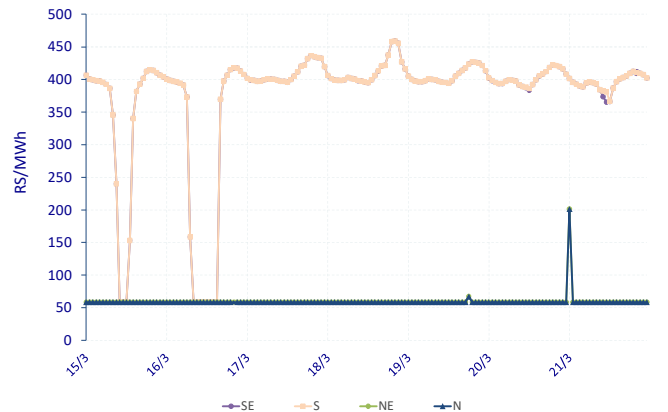


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 março (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
376,96	377,16	59,50	59,50

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
MWméd	86.740	1.485	2.903	10.356	4.596	55.558	4.747	7.095
%	100%	2%	3%	12%	5%	64%	5%	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 15 a 21 de março de 2025.

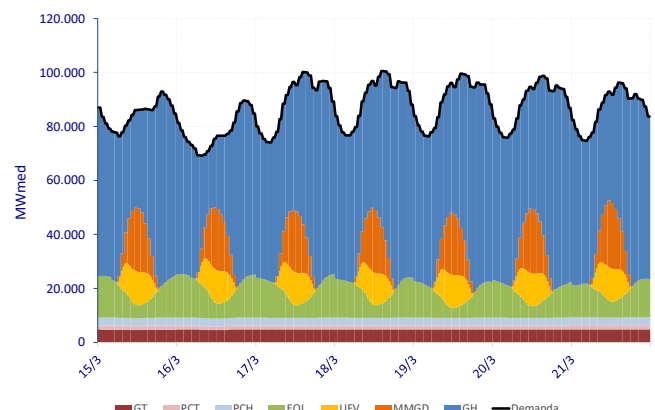


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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 22 a 28 de março 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	395,11	395,11	0,00	0,00
Média	386,00	386,00	0,00	0,00
Leve	373,13	373,13	0,00	0,00
Média semanal	382,88	382,88	0,00	0,00

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

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

Submercado	3ª sem - mar	4ª sem - mar	Variação %
SE/CO	402,38	382,88	-4,8%
S	402,38	382,88	-4,8%
NE	0,00	0,00	N/A
N	0,00	0,00	N/A

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 22 a 28 de março, apresentaram variações de: -4,8% nos submercado Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 382,88/MWh. Nos submercados Nordeste e Norte, não houve variações.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas vazões esperadas para o mês de março e diminuição na expectativa de carga.

Para março de 2025, espera-se que as aflúências fechem em torno de 63% da MLT para o sistema, sendo 58% no Sudeste; 47% no Sul; 25% no Nordeste e 101% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 398 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação -398 MWmédios no submercado Sul.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.047 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, 123 MWmédios no submercado Sul, -104 MWmédios no submercado Nordeste, -244 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.

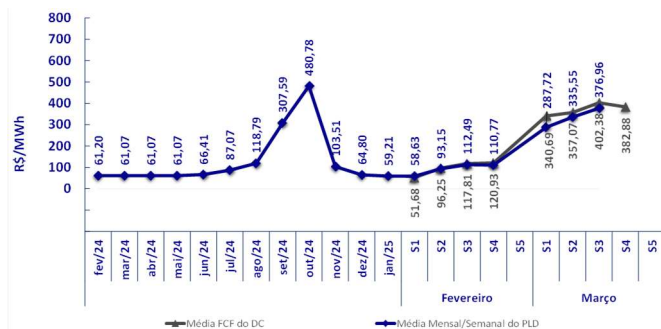


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

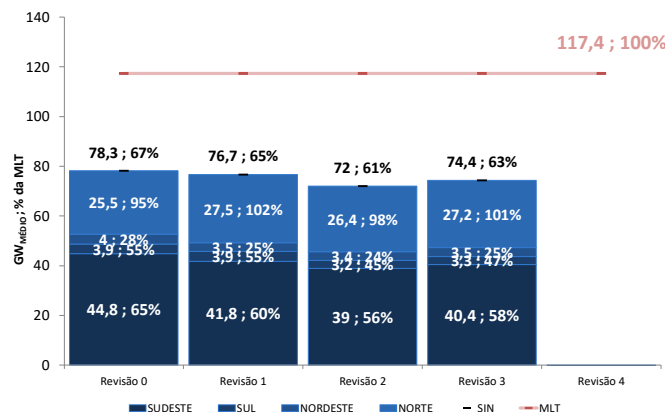


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

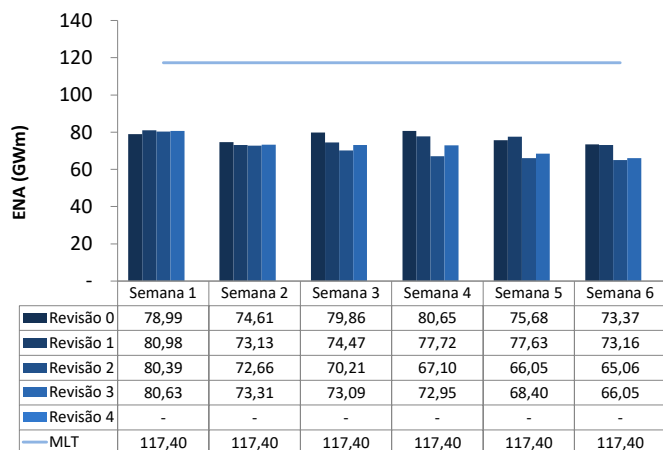


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde fevereiro de 2025. Para fevereiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 98.000 MWmédios. Já para março, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 72.100 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 74.000 MWmédios.

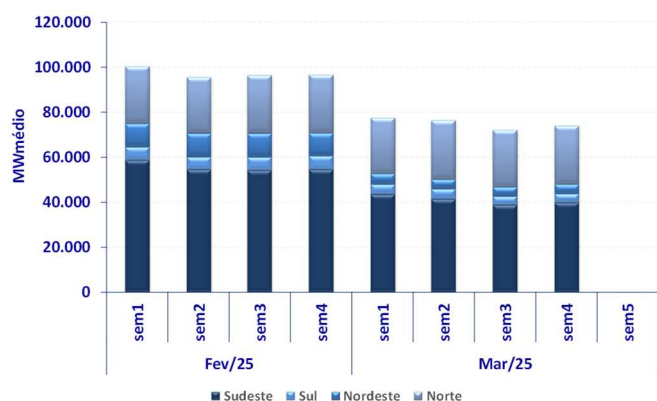


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2025

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

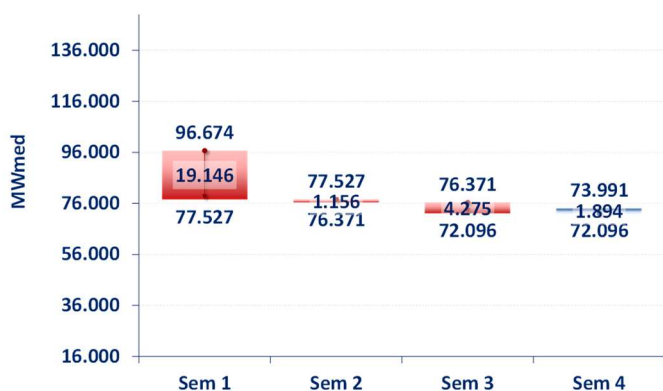


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
1.059	78	77	680

Armazenamento inicial

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

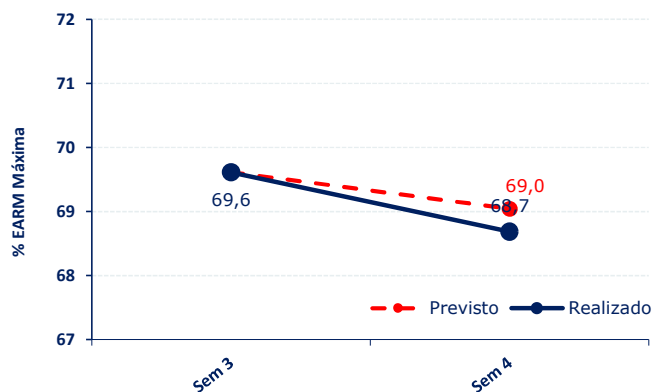


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,0% (Energia Armazenada de 201.696 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,7% (Energia Armazenada de 200.649 MWmês), o que representou uma queda de -1.047 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 março

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	67,5%	138.761	67,1%	137.939	-0,4%	-822
S	41,8%	8.552	42,4%	8.675	0,6%	123
NE	78,6%	40.651	78,4%	40.547	-0,2%	-104
N	95,5%	13.732	93,8%	13.488	-1,7%	-244
SIN	69,0%	201.696	68,7%	200.649	-0,4%	-1.047

Carga - DECOMP

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

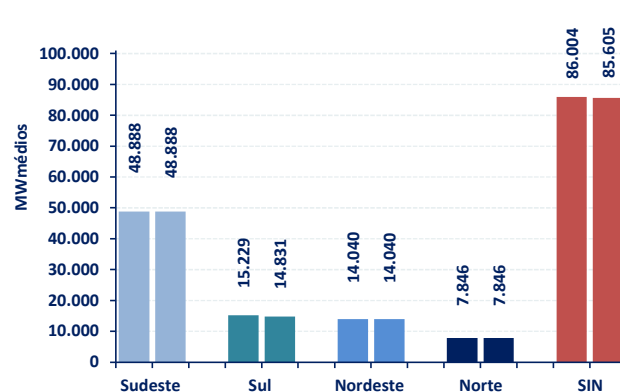


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	-398	0	0

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas no varejo cresceram 0,2% em fevereiro, ante queda revisada de 1,2% em janeiro. Já as vendas no varejo excluindo automóveis, gasolina, materiais de construção e serviços de alimentação aumentaram 1,0% em fevereiro, ante -1,0% revisado em janeiro. Na análise trimestral, a média móvel desacelerou para +2,6% ao ano. A produção industrial do setor manufatureiro cresceu +0,9% em fevereiro, puxado pelo crescimento na fabricação de veículos automotores (+8,5%). Mas esse aumento pode ser uma resposta antecipada aos aumentos de tarifas de importação do México e Canadá. Sem considerar o setor automotivo, a produção manufatureira avançou 0,3% no mês e a produção total da indústria foi de 0,7% m/m, terceiro mês consecutivo de alta. No âmbito imobiliário, o volume de construções residenciais cresceu 11,2% em fevereiro em relação a janeiro, com avanço tanto das moradias unifamiliares quanto multifamiliares. Contudo, as perspectivas são desfavoráveis, uma vez que as licenças para futuras construções caíram 1,2% em fevereiro e a confiança dos construtores recuou em março, impactada pelas ameaças tarifárias e incertezas sobre custos. As vendas de residências usadas aumentaram inesperadamente 4,2% em fevereiro, para uma taxa anualizada de 4,26 milhões de unidades. Esse aumento foi impulsionado pela maior oferta de imóveis e melhoria no clima. As regiões Oeste e Sul, que foram afetadas por incêndios florestais em Los Angeles e tempestades de inverno severas, apresentaram o maior crescimento. Em relação à política monetária, o FED decidiu manter as taxas de juros americanas no patamar atual, entre 4,25% e 4,50%.

Na Zona do Euro, a inflação desacelerou para +2,3% em fevereiro, em comparação ao valor inicialmente estimado de +2,4%, enquanto o núcleo do IPC avançou +2,6% a/a. Na Alemanha, o índice de expectativas do instituto ZEW subiu para 51,6 em março, ante 26 em fevereiro. Já na China, a produção industrial cresceu 5,9% em termos anuais em janeiro e fevereiro deste ano, ante o avanço de 6,2% em dezembro. Na comparação mensal, o crescimento foi de 0,35% em janeiro e fevereiro, ante 0,5% no quarto trimestre de 2024. O setor de alta tecnologia se destacou com alta de 9,1% em relação ao ano anterior (ante +7,9% a/a em dezembro).

No âmbito doméstico, o IGP-M registrou queda de 0,28% na segunda prévia de março, frente a um aumento de 0,92% em igual período do mês anterior. Essa retração foi impulsionada pela queda no IPA-M, que passou de 1,03% para -0,63%, especialmente devido ao desempenho negativo do IPA Industrial (-1,13% ante 1,36%). As quedas de petróleo e gás natural, minerais metálicos e produtos derivados de petróleo e biocombustíveis foram responsáveis por essa redução. No setor do comércio, em janeiro, o varejo restrito recuou 0,1%, marcando a terceira queda consecutiva, enquanto o varejo ampliado subiu 2,3%, considerando a série ajustada. Na comparação anual, a receita do comércio varejista restrito avançou 3,1%, enquanto o varejo ampliado subiu 2,2%. Em termos de variação mensal, destacou-se o aumento em equipamentos e materiais para escritório, informática e comunicação (+5,3% m/m) e, negativamente, artigos farmacêuticos, médicos, ortopédicos, de perfumaria e cosméticos (-3,4% m/m). Quanto à atividade econômica, o IBC-Br de janeiro cresceu 0,88% em relação ao mês anterior, sinalizando que a atividade econômica continua aquecida, mas em ritmo menor desde o último trimestre do ano passado. No comércio exterior, o saldo comercial atingiu US\$ 4,83 bilhões até a segunda semana de março (+68,3% a/a), com exportações totalizando US\$ 14,49 bilhões (+31,0% a/a) e importações US\$ 9,66 bilhões (+17,9% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 62,7 bilhões (-1,5% a/a) e as importações totalizaram US\$ 55,9 bilhões (+15,3% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 6,8 bilhões (-55,4% a/a). Em termos de variações interanuais, os principais destaques positivos nas exportações foram óleos combustíveis de petróleo, café e celulose, enquanto as maiores variações nas importações ocorreram em motores e medicamentos. Em relação à política monetária, nesta semana, o Copom decidiu elevar a taxa Selic em 100 pontos-base, para 14,25% ao ano. Por fim, de acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 1,99%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de março de 2025. Em termos mensais, o PMO de março indicou uma expectativa de carga no valor de 86.414 MW médios para o SIN, ajustada

na 3ª revisão para 86.637 MW médios. Comparando com os valores verificados em março de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de +7.243 MW médios (+9,1%) e +3.148 (+3,8%) MW médios, respectivamente. O bloco de MIMGD apurado na carga de março é de 7.092 MW médios, sendo parte integrante da carga de 86.637 MW médios da 3ª revisão do PMO.

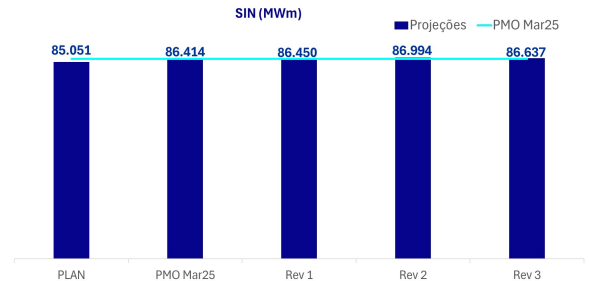


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de março 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 março de 2024, destaca-se o aumento da carga em todos os submercados, especialmente no Sul, cuja carga aumentou +5,9%. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução da carga do submercado Norte, totalizando -338 MW médios (-4,1%) e, para os demais submercados, houve aumento de +1.924 MW médios (+2,5%), totalizando um aumento de +1.586 MW médios (+1,9%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 3ª revisão do PMO de março/25 e a carga observada em março/24 e a projeção do PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Março/24	PLAN 2025-2029
SE/CO	+1.690 (+3,5%)	+955 (+2,0%)
S	+861 (+5,9%)	+887 (+6,1%)
NE	+187 (+1,4%)	+81 (+0,6%)
N	+410 (+5,5%)	-338 (-4,1%)
SIN	+3.148 (+3,8%)	+1.586 (+1,9%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO ajustou para baixo a projeção de carga para a quarta semana operativa.

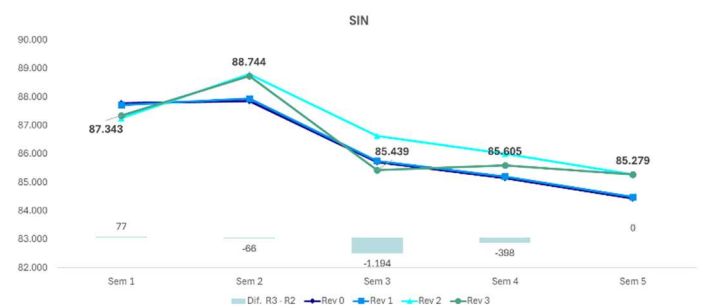


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de março de 2025.

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de março com a projeção da 2ª revisão, nota-se uma redução na carga de todos os submercados, exceto no Norte, que totalizou 1.230 MW médios (-1,6%). Para a 4ª semana operativa, apenas o submercado Sul teve ajuste, com redução da carga em 398 MW médios (-2,6%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 85.605 MW médios (vide Gráfico 12).

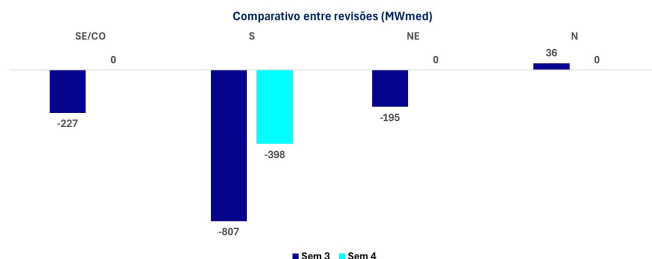


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	87.782	87.853	85.710	85.158	84.441
RV1	87.720	87.953	85.760	85.208	84.491
RV2	87.266	88.810	86.633	86.003	85.279
RV3	87.343	88.744	85.439	85.605	85.279

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.

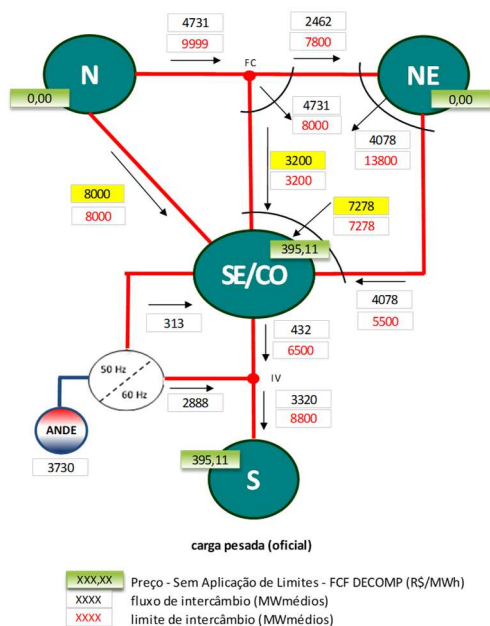


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

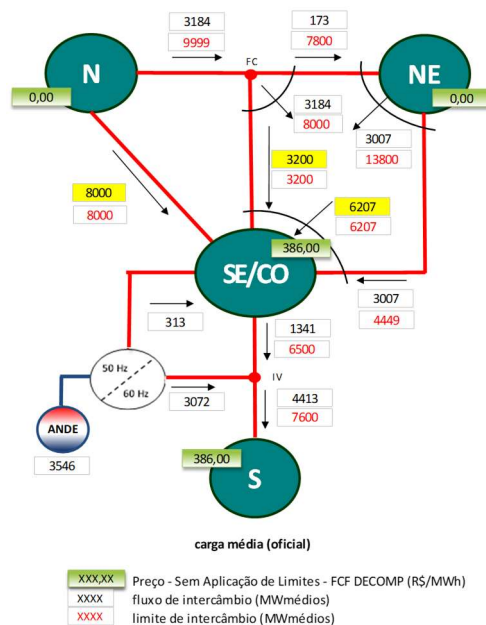


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

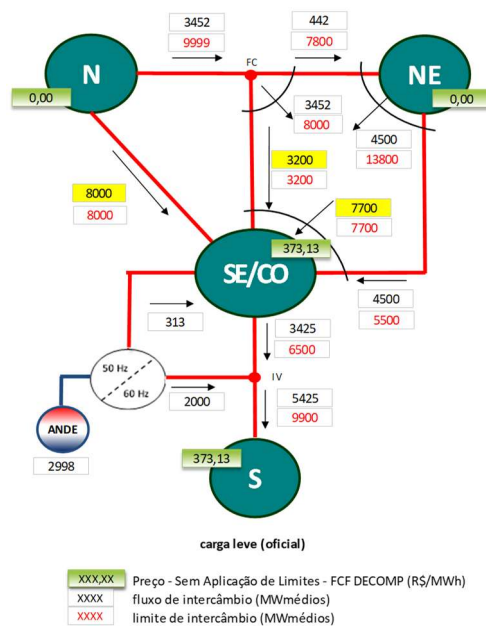


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 quarta semana operativa de março de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	1.120,42	1.364,94

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 e Sul

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 7/MWh. Além disso, uma diminuição na expectativa de carga contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 8/MWh.

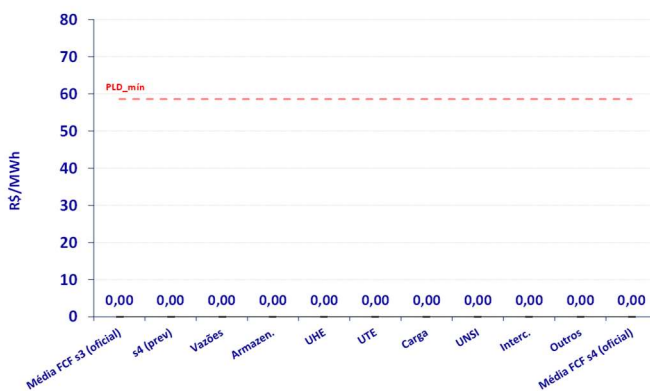


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte não ocorreu variação da FCF frente aos resultados das semanas anteriores.

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.

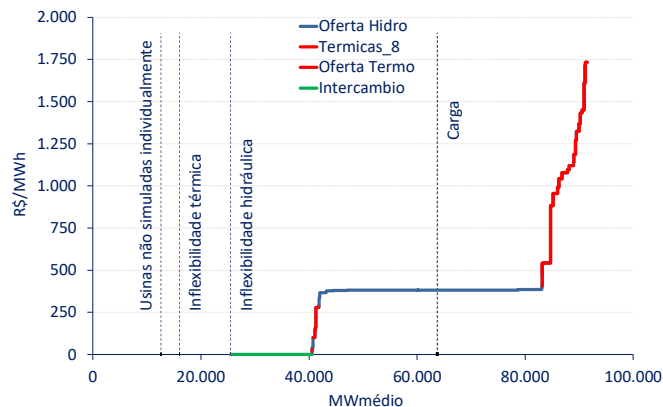


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

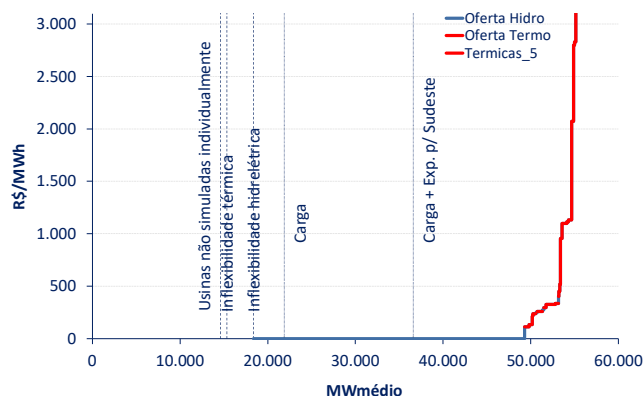


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – março de 2025

O Gráfico 21 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de março de 2025.

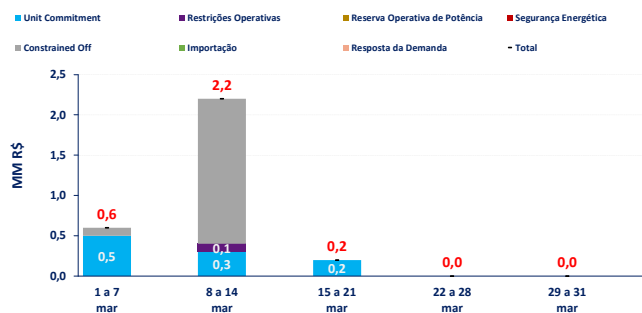


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Norte	0,03	0,07	0,02	-	-	-	0,12
Total	0,03	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00	0,12
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.							
Sudeste	0,06	0,03	0,04	-	-	-	0,13
Sul	0,07	0,07	0,11	-	-	-	0,25
Nordeste	-	-	0,01	-	-	-	0,01
Norte	0,35	0,20	0,01	-	-	-	0,56
Total	0,48	0,30	0,17	0,00	0,00	0,00	0,95
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.							
Sudeste	0,10	1,80	-	-	-	-	1,90
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Total	0,10	1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	1,91
Importação (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 2,98 milhões, sendo R\$ R\$ 0,95 milhões por *unit commitment*, R\$ 1,91 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,12 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de fevereiro a 20 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 18 a 20 de março são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 21 de março são idênticos aos do dia 20.

A expectativa para o período de 22 de março a 31 de março 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 março 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 março é apresentada no Gráfico 22.

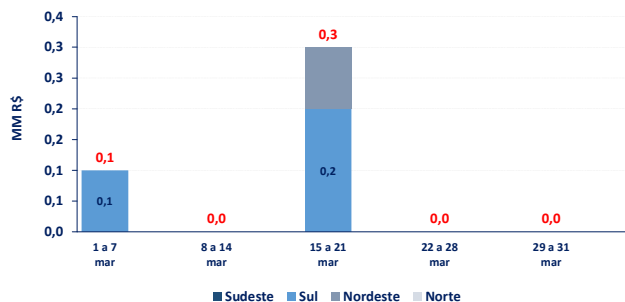


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 0,40 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para março.

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 20 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 18 a 20 de março são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 21 de março são idênticos aos do dia 20.

A expectativa para o período de 22 de março a 31 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 fevereiro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 23 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para fevereiro e março de 2025. Além dos valores mensais para fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para março.

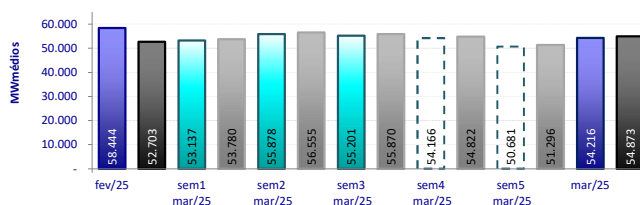


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e de 2025

O Gráfico 24 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de fevereiro e março de 2025 (ainda não contabilizados).

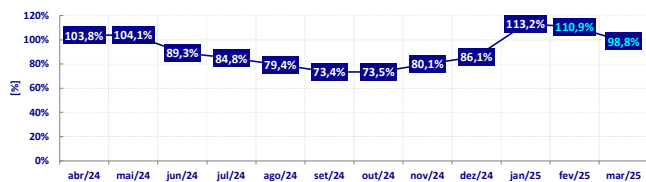


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 25 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 fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para março.

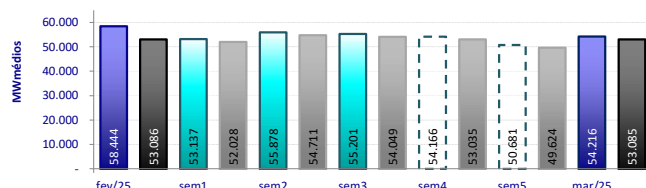


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2025

O Gráfico 26 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 fevereiro e março de 2025 (ainda não contabilizados).

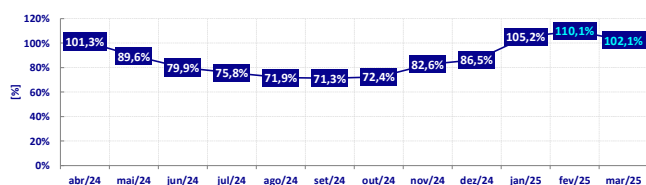


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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.

Durante a terceira semana operativa de março de 2025, foram identificadas as seguintes inconsistências que impactaram o cálculo do PLD:

- A inconsistência foi identificada nos dados de entrada do modelo DECOMP das primeiras duas semanas operativas de março de 2025, relacionada às taxas de indisponibilidade forçada e programada da UHE Paranapanema, que foram atualizadas no modelo NEWAVE a partir do PMO de março de 2025. Assim, o fator de disponibilidade (mnemônico FD) dessa usina para o segundo mês foi corrigido no modelo de curto prazo DECOMP.
- A inconsistência foi identificada no arquivo INFOFCF.DAT, onde são fornecidas informações sobre as variáveis de estado dessa função, cujos valores não são decididos pelo modelo DESSEM. No registro FCFIX e mnemônico USIT são informados os valores de geração térmica GNL comandada para os meses além do horizonte de estudo do modelo DESSEM quando do acoplamento com a FCF do DECOMP. Visto isso, durante a Revisão 1 do PMO de março de 2025, o valor de 400 MWmed no patamar de carga pesada de geração antecipada da UTE Santa Cruz Nova para o mês de maio/2025 não foi rebatido no arquivo INFOFCF.DAT. (Não houve impacto no PLD).

As atualizações atendem à Resolução Normativa Aneel nº 1.032/2022, que determina a correção imediata de erros no processo de formação do CMO e PLD, com efeitos a partir do dia seguinte 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 terceira semana operativa de março, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:
 - Restrição:** Defluência máxima
 - Valores CCEE:** Sem restrição
 - Valores ONS:** 90 m³/s
 - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 7660
 - Consideração no PLD:** -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 680/2025 (DOU: 20/03): prorrogação por tempo determinado a OC da UTE Uruguiana até 31/12/2025.

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

Histórico de Versões

Atualização dia 25/04/2025 – Inclusão da inconsistência identificada no arquivo INFOFCF.DAT (Revisão 1 do PMO de março 2025).