

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 – 2ª 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.

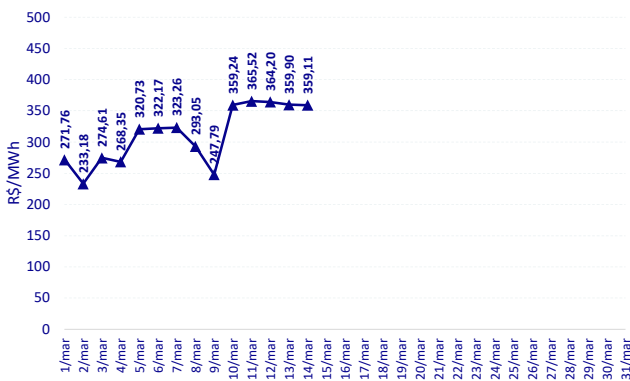


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 8 a 14 de março de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
335,55	343,24	58,63	58,63

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	89.146	1.474	3.307	13.198	4.708	55.376	4.430	6.653
%	100%	2%	4%	15%	5%	62%	5%	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 8 a 14 de março de 2025.

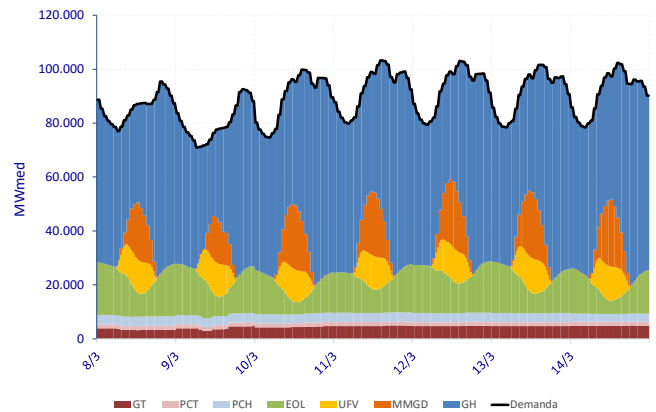


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

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

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

	08/mar	09/mar	10/mar	11/mar	12/mar	13/mar	14/mar
ONS	-	Nível 2	-	-	-	-	-
CCEE	-	Nível 2	-	-	-	-	-

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

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 15 a 21 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 4 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	412,02	412,02	0,00	0,00
Média	405,63	405,63	0,00	0,00
Leve	394,01	394,01	0,00	0,00
Média semanal	402,38	402,38	0,00	0,00

A Tabela 5 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de março.

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - mar	3ª sem - mar	Variação %
SE/CO	357,07	402,38	12,7%
S	357,07	402,38	12,7%
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 15 a 21 de março, apresentaram variações de: 12,7% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 402,38/MWh; 0% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a piora nas aflúncias esperadas para o mês março no SIN.

Para março de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 61% da MLT para o sistema, sendo 56% no Sudeste; 45% no Sul; 24% no Nordeste e 98% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 872 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 375 MWmédios no submercado Sul, 343 MWmédios no submercado Nordeste e 154 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.617 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -2.261 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -82 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste, -274 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.

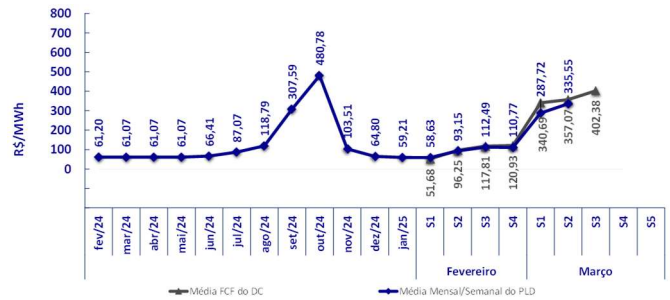


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluenta - ENA

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

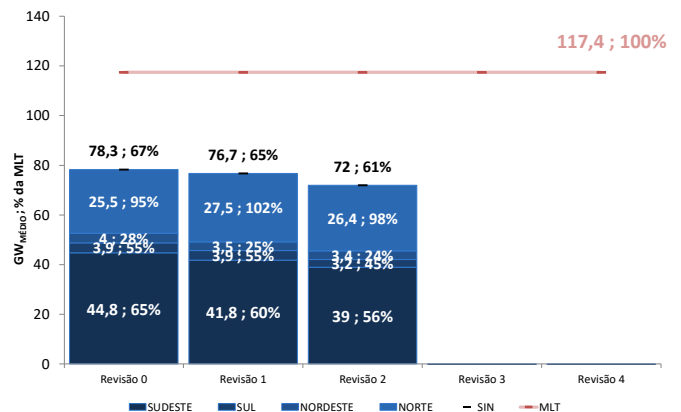


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

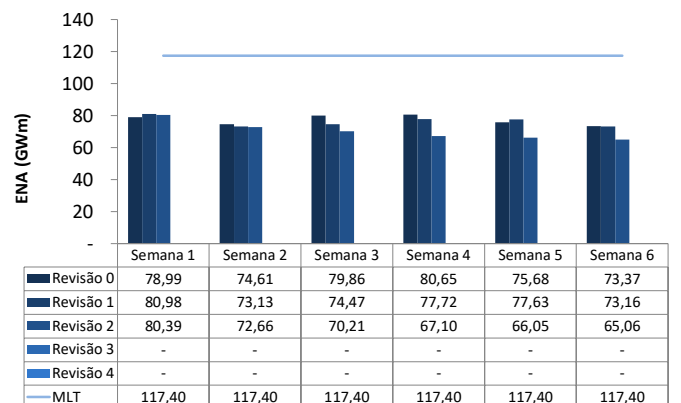


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 afliências ficaram próximos aos 76.400 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 72.100 MWmédios.

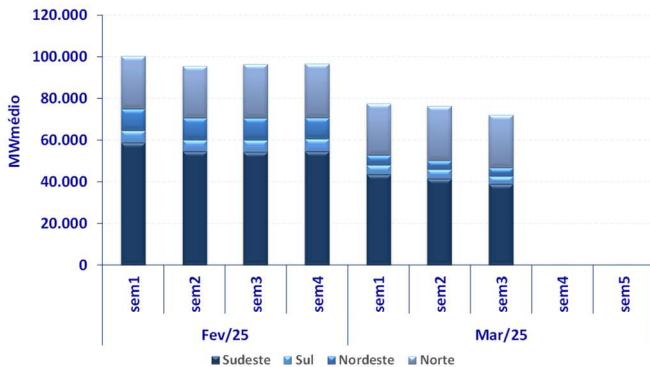


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2025

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

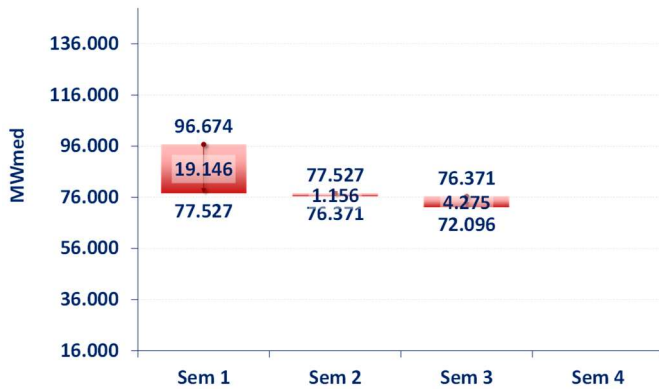


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-2.611	-659	-136	-869

Armazenamento inicial

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

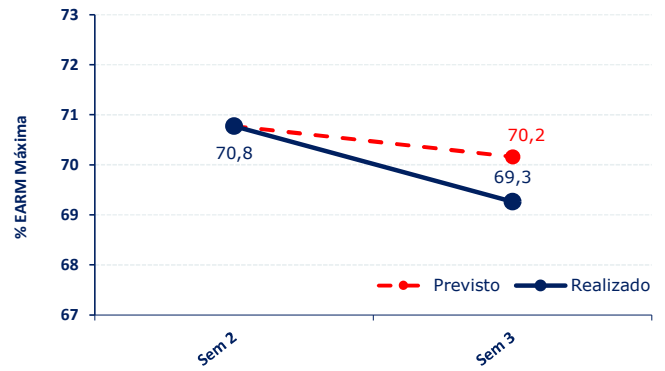


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,2% (Energia Armazenada de 204.957 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,3% (Energia Armazenada de 202.340 MWmês), o que representou uma queda de -2.617 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de março

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	68,5%	140.817	67,4%	138.556	-1,1%	-2.261
S	46,1%	9.432	45,7%	9.350	-0,4%	-82
NE	79,2%	40.961	79,2%	40.961	0,0%	-
N	95,6%	13.747	93,7%	13.473	-1,9%	-274
SIN	70,2%	204.957	69,3%	202.340	-0,9%	-2.617

Carga - DECOMP

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

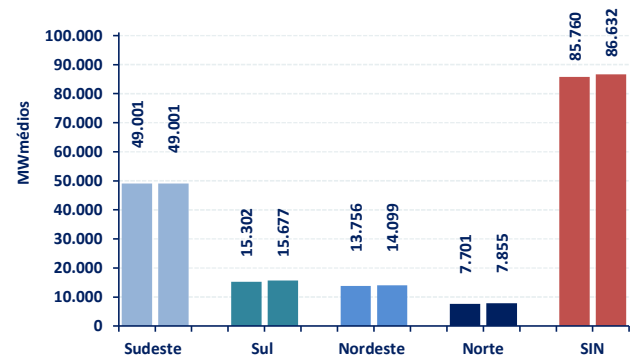


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de março na RV1 de março (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de março (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de março.

Tabela 8 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-	375	343	154

No cenário internacional, segundo o relatório JOLTS (*Job Openings and Labor Turnover Survey*) de janeiro, o número de vagas de emprego nos EUA aumentou em 232 mil, para 7,74 milhões. Os setores de comércio varejista, atividades financeiras, e saúde e

assistência social apresentaram os maiores aumentos, enquanto as vagas no setor de serviços profissionais e empresariais diminuíram. Em fevereiro, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) permaneceu estável em relação ao mês anterior e caiu 0,5 ponto percentual, ficando em 3,2%, no acumulado de 12 meses. O núcleo do PPI, que exclui itens voláteis, caiu 0,1% em relação ao mês anterior e avançou 3,4% em termos anuais. Por outro lado, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) subiu 0,2% em fevereiro (ante +0,5% no mês anterior), enquanto o núcleo cresceu 0,2% (ante +0,4%). No acumulado de 12 meses, o índice geral aumentou +2,8%, e o núcleo avançou +3,1%. Na Zona do Euro, a produção industrial cresceu 0,8% em janeiro, em comparação com dezembro.

No âmbito doméstico, o IPCA de fevereiro registrou alta de 1,31%, ante 0,16% em janeiro. O grupo Educação apresentou a maior variação, com +4,70%, seguido de Habitação (+4,44%). Nos últimos 12 meses, o índice subiu 5,06%. O IGP-M também registrou aumento, alcançando 0,29% na primeira prévia de março, ante 0,39% no mês anterior, impulsionado pela aceleração do IPC-M1, que passou de 0,22% em fevereiro para 0,77%. Em relação ao setor industrial e serviços, em janeiro, a produção industrial permaneceu estável, mas cresceu 1,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Entre as categorias que mais cresceram, tem-se Bens de Capital (+4,5%) e Bens de Consumo Duráveis (+4,4%). Na análise trimestral, a média móvel recuou 0,3%, na série com ajuste sazonal. Já a receita real do setor de serviços recuou 0,2% na margem, porém cresceu 1,6% na comparação com o mesmo mês do ano anterior. Essa queda foi puxada por Serviços Prestados às Famílias (-2,4% m/m), e Transportes, Serviços Auxiliares aos Transportes e Correio (-1,8% m/m). Na análise trimestral, a média móvel recuou 0,4%. Quanto aos preços das commodities, o Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) recuou 4,45% em fevereiro, com queda em todos os setores. A energia apresentou variação de -5,74%, a agropecuária de -5,11% e o metal de -0,41%. No entanto, na análise interanual, o índice está crescendo +28,0% a/a, com destaque para o metal, que cresceu 40,5% a/a. Em relação à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 3,2 bilhões até a primeira semana de março (+193,6% a/a), com exportações totalizando US\$ 7,03 bilhões (+69,6% a/a) e importações US\$ 3,9 bilhões (+26,2% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 55,3 bilhões (-3,6% a/a) e as importações totalizaram US\$ 50,2 bilhões (+14,9% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 5,1 bilhões (-62,7% a/a). Em termos de variações interanuais, os principais destaques positivos nas exportações foram Celulose, Café e Óleos combustíveis de petróleo, enquanto as maiores variações nas importações ocorreram em Partes de automóveis, Motores e Aduos. Por fim, de acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,01%.

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 2ª revisão para 86.994 MW médios. Comparando com os valores verificados em março de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de +7.599 MW médios (+9,6%) e +3.505 (+4,2%) MW médios, respectivamente. O bloco de MGGD apurado na carga de março é de 6.815 MW médios, sendo parte integrante da carga de 86.994 MW médios da 2ª revisão do PMO.

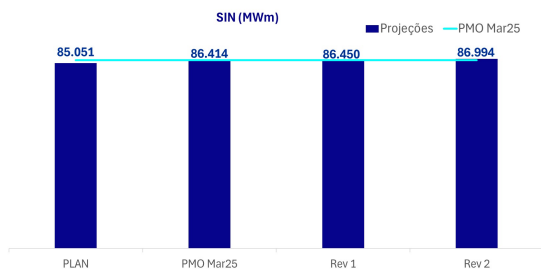


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª revisão do PMO de março de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 2ª 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 +7,8%. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução da carga do submercado Norte, totalizando -350 MW médios (-4,3%) e, para os demais submercados, houve aumento de +2.293 MW médios (+3,0%), totalizando um aumento de +1.943 MW médios (+2,3%) na carga do SIN.

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para a 2ª 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	+1.704 (+3,6%)	+969 (+2,0%)
S	+1.141 (+7,8%)	+1.167 (+8,0%)
NE	+262 (+1,9%)	+156 (+1,1%)
N	+398 (+5,4%)	-350 (-4,3%)
SIN	+3.505 (+4,2%)	+1.943 (+2,3%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 2ª revisão do PMO ajustou para cima a projeção de carga para as próximas semanas operativas.

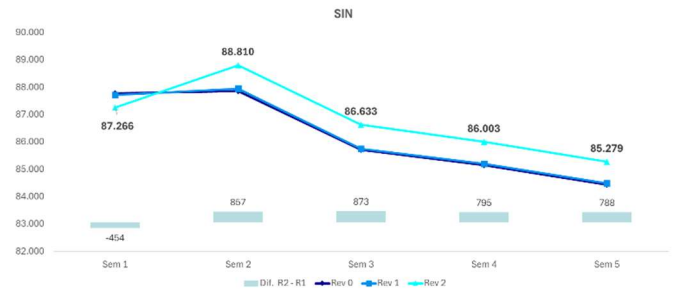


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de março de 2025.

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de março com a projeção da 1ª revisão, nota-se uma redução na carga do submercado Sul, que totalizou 491 MW médios (-3,1%). Por outro lado, os demais submercados apresentaram um aumento de 1.347 MW médios (+1,9%). Para a 3ª semana operativa, os submercados Sul, Nordeste e Norte tiveram ajuste positivo na carga, que totalizou 873 MW médios (+2,4%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 3ª semana operativa é de 86.633 MW médios (vide Gráfico 12).

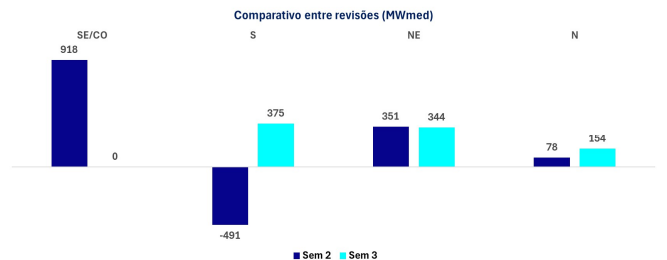


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

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

Tabela 10 – 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

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráficos 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 DECOM.

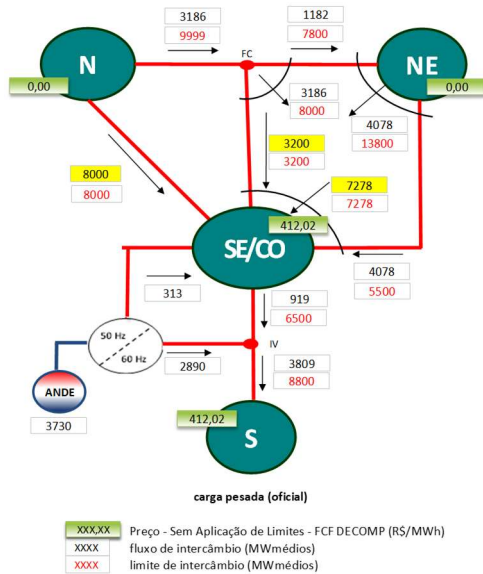


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

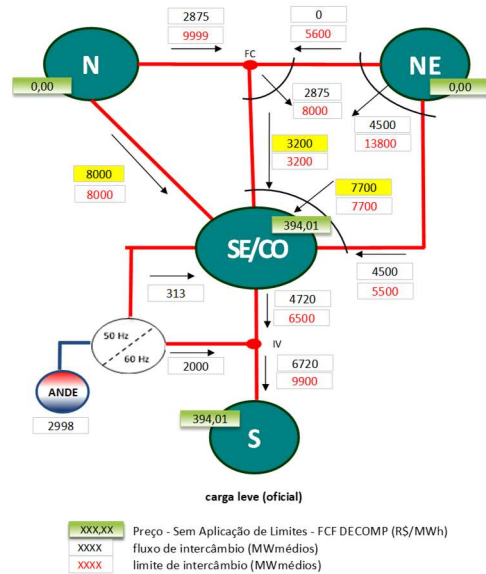


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

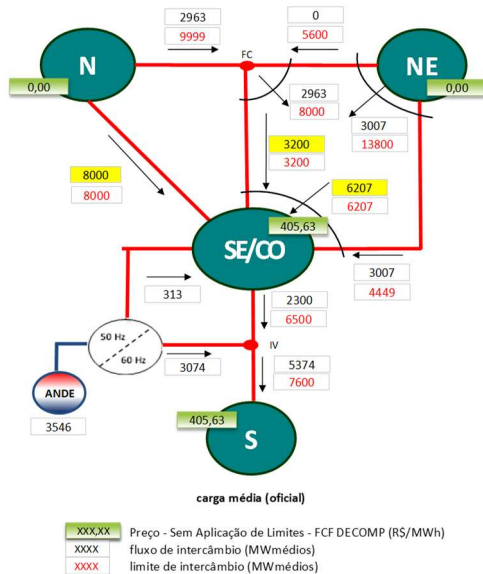


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 11 as declarações de CVU para a terceira semana operativa de março de 2025.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a terceira semana operativa de

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	954,00	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 terceira semana operativa, observa-se que o maior impacto vem de uma expectativa de redução nas afluências, o que elevou a FCF em aproximadamente R\$ 37/MWh. Em menor escala, o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 6/MWh, somado a um aumento na expectativa da carga para a próxima semana operativa, elevando a FCF em aproximadamente R\$ 5/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

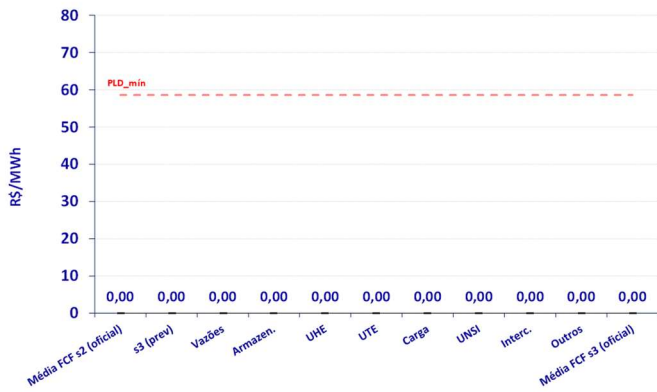


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

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

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.

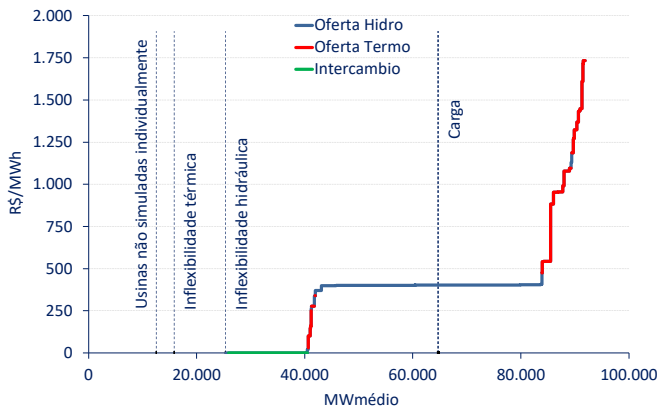


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

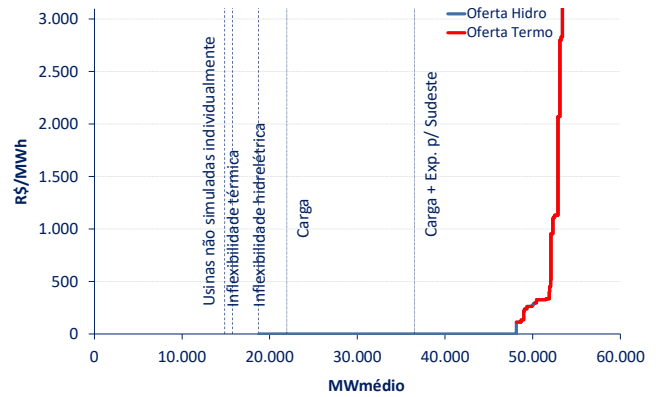


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

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.

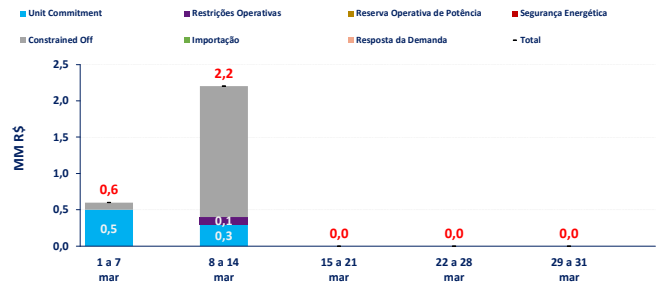


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

Tabela 12 – 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	0,06	-	-	-	-	0,09
Total	0,03	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,06	0,03	-	-	-	-	0,09
Sul	0,07	0,07	-	-	-	-	0,14
Norte	0,35	0,17	-	-	-	-	0,52
Total	0,48	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75
Constrained Off (R\$ MM)							
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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 2,75 milhões, sendo R\$ 0,75 milhões por *unit commitment*, R\$ 1,91 milhões devido ao *constrained-off* térmico e R\$ 0,09 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 13 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 14 de março são idênticos aos do dia 13.

A expectativa para o período de 15 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 2 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.

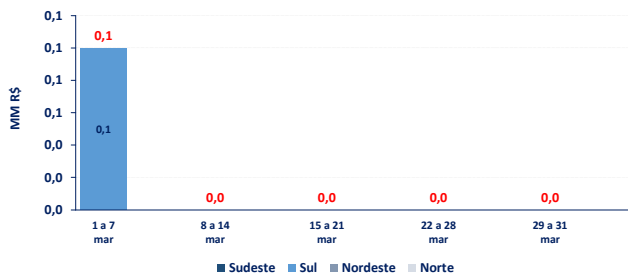


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 0,10 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 13 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 14 de março são idênticos aos do dia 13.

A expectativa para o período de 15 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 2 de março 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.

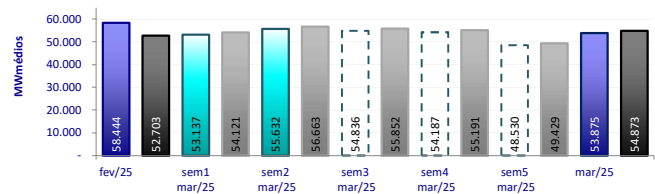


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro e de fevereiro de 2025

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

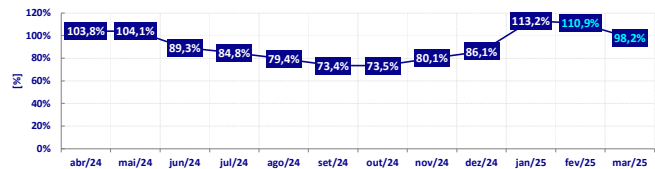


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

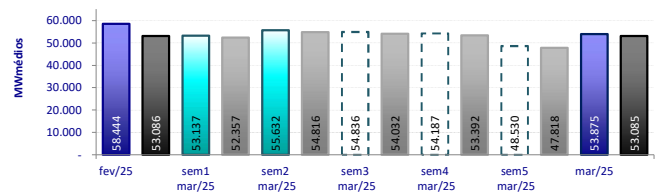


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2025

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).

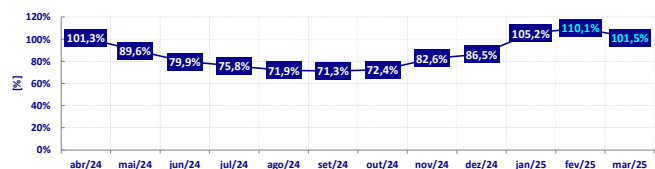


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a segunda semana operativa de março de 2025 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD.

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 segunda semana operativa de março, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Salto Caxias:
Restrição: Cota máxima, Vazão máxima, Vertimento máximo
Valores CCEE: Desconsiderar restrição
Valores ONS: 323.9 m, 0 m³/s, 0 m³/s,
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 7.589, 7.590, 7.591
Consideração no PLD: -
- UHE Baixo Iguaçu:
Restrição: Nível Mínimo
Valores CCEE: Desconsiderar restrição
Valores ONS: 259.0 m
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 7.602
Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

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