

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 - CMO<sup>1</sup> 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 fevereiro de 2025.

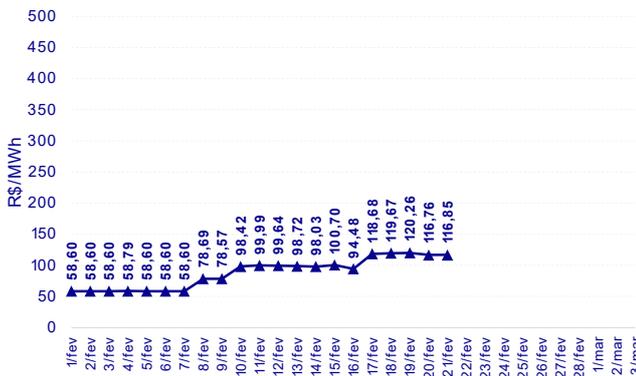


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

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

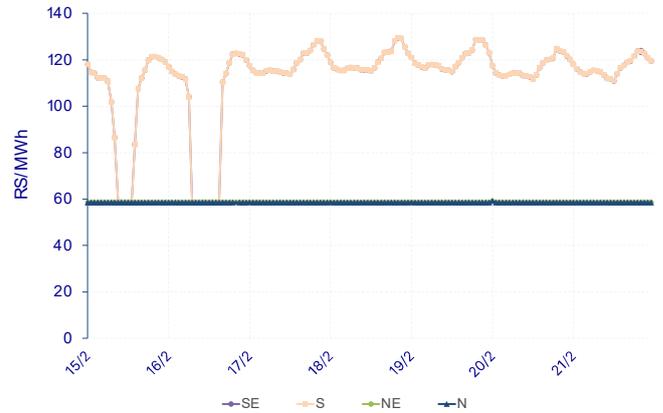


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 fevereiro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
112,49	112,51	58,60	58,60

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	89.865	1.367	3.617	12.890	4.711	56.905	3.988	6.388
%	100%	2%	4%	14%	5%	63%	4%	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 15 a 21 de fevereiro de 2025.

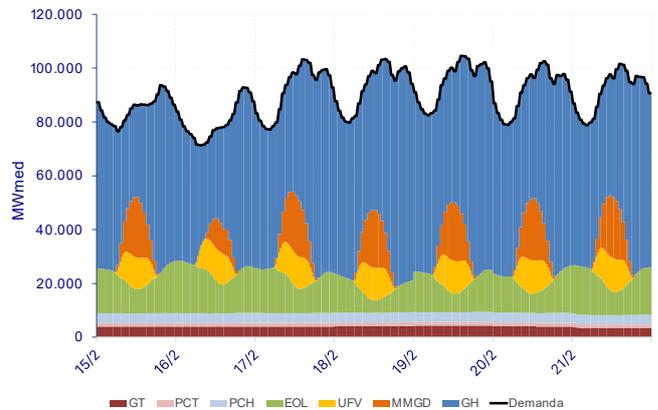


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

<sup>1</sup>Custo 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 fevereiro 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	124,56	124,56	0,00	0,00
Média	123,38	123,38	0,00	0,00
Leve	116,74	116,74	0,00	0,00
Média semanal	120,93	120,93	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - fev	4ª sem - fev	Variação %
SE/CO	117,81	120,93	2,6%
S	117,81	120,93	2,6%
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 22 a 28 de fevereiro, apresentaram variações de: 2,6% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 120,93/MWh. Não houve variação nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram um aumento na carga e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para fevereiro de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 91% da MLT para o sistema, sendo 85% no Sudeste; 85% no Sul; 87% no Nordeste e 112% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.148 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.148 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.002 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.644 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 491 MWmédios no submercado Sul, -155 MWmédios no submercado Nordeste, -694 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.

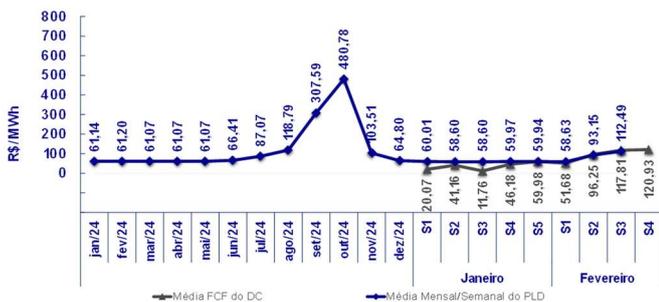


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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.

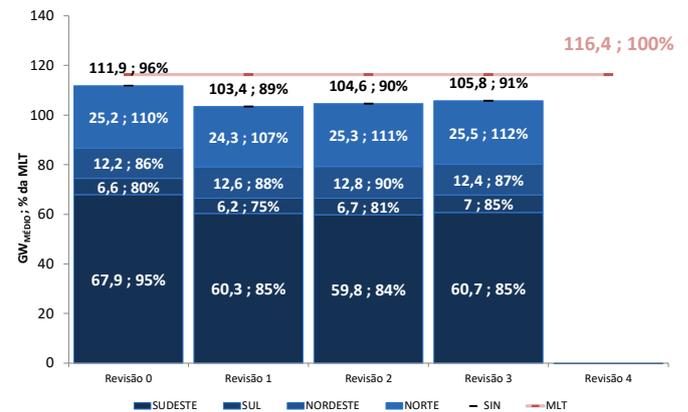


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

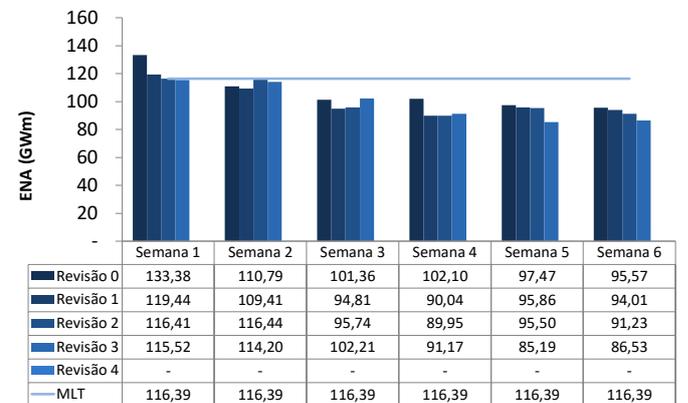


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde janeiro de 2025. Para janeiro, os valores de ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 107.600 MWmédios. Já para fevereiro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 96.400 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 96.700 MWmédios.

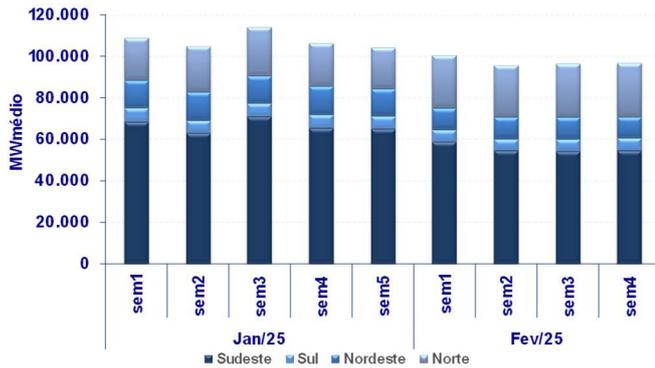


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2025

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

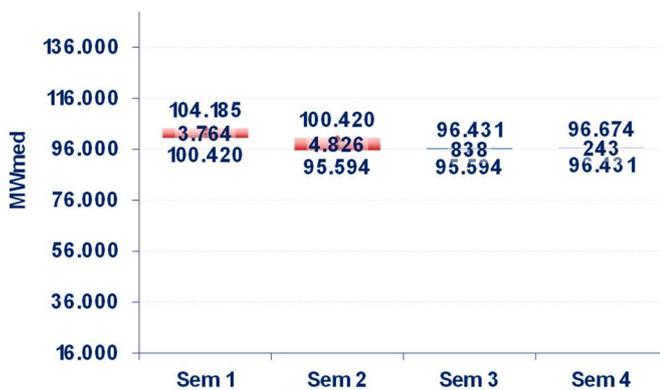


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
374	221	-466	113

## Armazenamento inicial

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

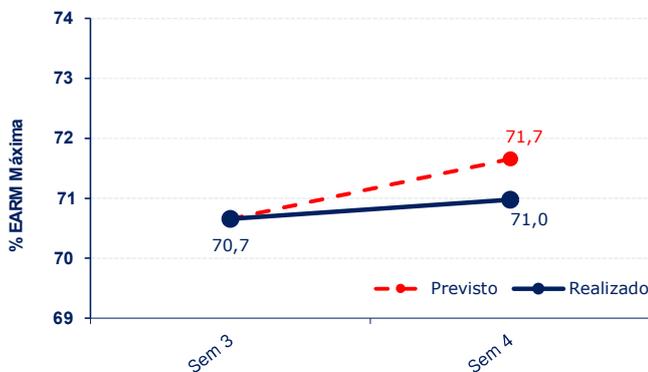


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento da DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 71,7% (Energia Armazenada de 210.310 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 71,0% (Energia Armazenada de 208.308 MWmês), o que representou uma queda de -2.002 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 fevereiro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,3%	142.461	68,5%	140.817	-0,8%	-1.644
S	55,7%	11.396	58,1%	11.887	2,4%	491
NE	80,0%	41.375	79,7%	41.220	-0,3%	-155
N	95,7%	15.078	91,3%	14.384	-4,4%	-694
SIN	71,7%	210.310	71,0%	208.308	-0,7%	-2.002

## Carga - DECOMP

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

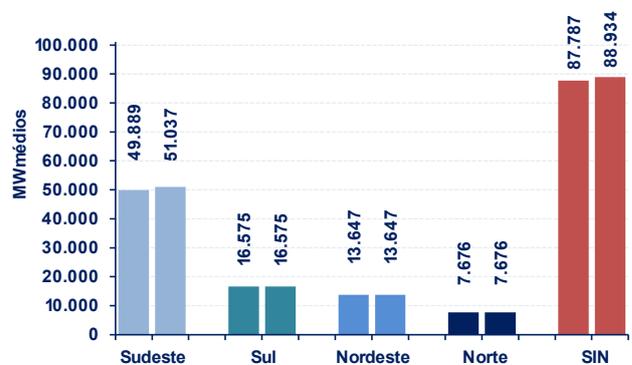


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1.148	00	-	-

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas no varejo caíram 0,9% em janeiro, marcando a maior queda em quase dois anos, com a média móvel trimestral também desacelerando. Esse resultado pode ser atribuído à persistência da inflação elevada, ao alto custo do crédito e ao aumento da inadimplência. A produção industrial, por outro lado, cresceu 0,5% em janeiro, puxada pelo maior consumo de serviços públicos devido às temperaturas mais baixas. Contudo, a produção manufatureira caiu 0,1%, impactada pela queda na fabricação de veículos. A utilização da capacidade industrial ficou em 77,8%. As vendas de novas residências caíram 9,8% em janeiro, após subir quase 16% em dezembro. As construções de residências também diminuíram 8,4%, devido ao clima excepcionalmente frio em todo o país. Os alvarás de construção aumentaram ligeiramente em janeiro, enquanto os alvarás para residências simples permaneceram inalterados. Além disso, o Índice de Confiança do Construtor Residencial caiu 5 pontos, para 42 pontos em fevereiro.

Na Zona do Euro, o PMI Composto da S&P Global registrou 50,2 pontos em fevereiro, situando-se no limite entre expansão e contração. Esse desempenho reflete, entre outros fatores, a crise no setor manufatureiro, a instabilidade política na Alemanha e na França, as incertezas decorrentes da guerra na Ucrânia e as ameaças tarifárias dos EUA. A Alemanha se destacou com o PMI Composto alcançando 51 pontos, ante 50,5. Em contraste, o PMI Composto da França caiu de 47,6 para 44,5 pontos. Ademais, o índice

de expectativas do instituto ZEW da Alemanha subiu para 26 em fevereiro, ante 10,3 em janeiro, influenciado pela possibilidade de mudança no governo.

No Brasil, o IGP-M registrou alta de 0,92% na segunda prévia de fevereiro, ante 0,17% no mês anterior, impulsionado pela aceleração do IPA-M, que passou de 0,10% em janeiro para 1,03%, especialmente devido à variação de +1,36% dos produtos industriais. O índice IPC-M também se acelerou, passando de 0,13% para 0,67%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu ligeiramente 0,01% na segunda quadrimestre de fevereiro, ante 0,32% no mesmo período de janeiro, com destaque para a alta em Educação (+2,62%) e Transportes (+2,19%), e queda em Habitação (-1,57%). Em relação à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 1,1 bilhões até a segunda semana de fevereiro (-56,6% a/a), com exportações totalizando US\$ 11,55 bilhões (-6,0% a/a) e importações US\$ 10,38 bilhões (+8,2% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 36,73 bilhões (-6,0% a/a) e as importações totalizaram US\$ 33,39 bilhões (+10,5% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 3,34 bilhões (-62,3% a/a). Em relação ao PIB, o Boletim Focus indica um crescimento de +2,01% para 2025.

O Gráfico 11 apresenta a carga de fevereiro de 2025. Em termos mensais, o PMO de fevereiro indicou uma expectativa de carga no valor de 86.400 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 88.670 MW médios. Comparando com os valores verificados em fevereiro de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de +10.384 MW médios (+13,3%) e +5.381 (+6,5%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de fevereiro é de 6.734 MW médios, sendo parte integrante da carga de 88.670 MW médios da 3ª revisão do PMO.

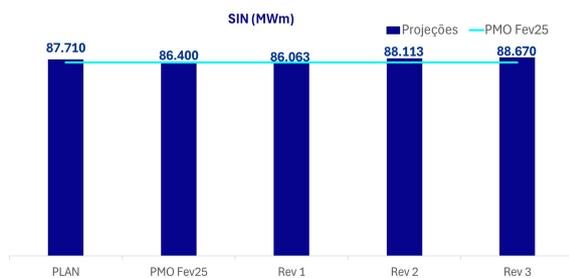


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de fevereiro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de fevereiro 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 fevereiro de 2024, destaca-se o aumento da carga em todos os submercados, especialmente no SE/CO, cuja carga aumentou +7,9%. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução no somatório da carga dos submercados Nordeste e Norte, totalizando -686 MW médios (-3,1%) e, para o submercado Sul e SE/CO, houve aumento de +1.645 MW médios (+2,5%), totalizando um aumento de +960 MW médios (+1,1%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Fevereiro/24	PLAN 2025-2029
SE/CO	+3.724 (+7,9%)	+810 (+1,6%)
S	+1.029 (+6,6%)	+835 (+5,3%)
NE	+374 (+2,8%)	-174 (-1,3%)
N	+254 (+3,5%)	-512 (-6,3%)
SIN	+5.381 (+6,5%)	+960 (+1,1%)

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

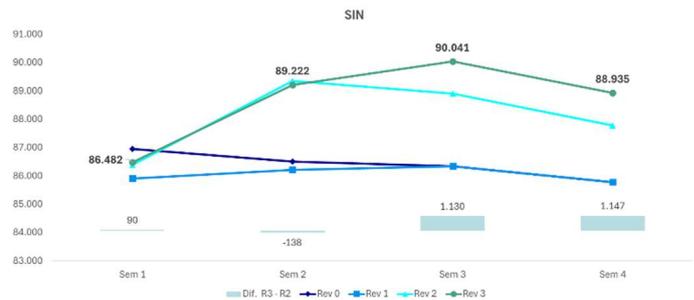


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de fevereiro de 2025.

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de fevereiro com a projeção da 2ª revisão do PMO, nota-se um aumento na carga dos submercados SE/CO e Nordeste, que totalizou +2.474 MW médios (+3,9%). Por outro lado, o Sul e o Norte apresentaram uma redução de 1.345 MW médios (-5,5%). Para a 4ª semana operativa, a carga prevista para os submercados SE/CO aumentou +1.147 MW médios (+2,3%), enquanto os demais submercados não tiveram alteração na carga. Com isso, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 88.935 MW médios (vide Gráfico 12).

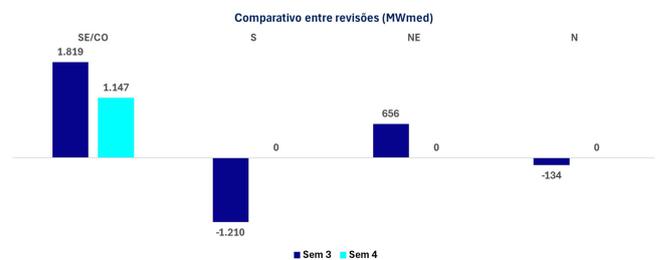


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4
RV0	86.961	86.517	86.343	85.779
RV1	85.918	86.213	86.343	85.779
RV2	86.392	89.360	88.911	87.787
RV3	86.482	89.222	90.041	88.935

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 DECOMP.

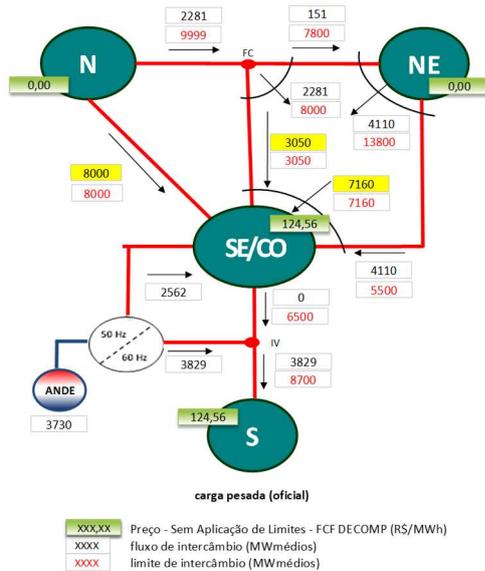


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

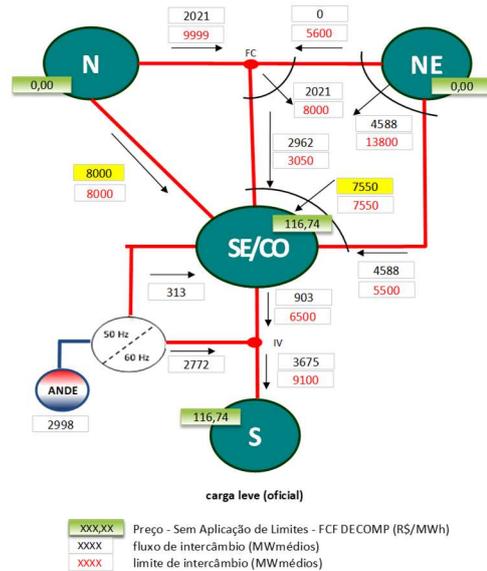


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

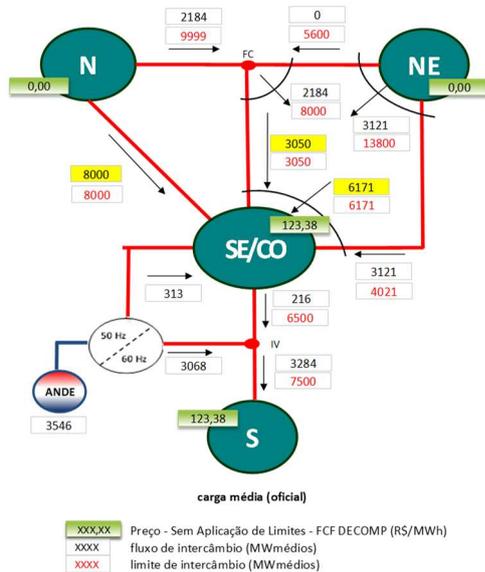


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

### 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 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de fevereiro de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	954,00	1.355,36

### 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 na carga elevou a FCF em aproximadamente R\$4/MWh. Um menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 3/MWh. Por outro lado, uma expectativa de aumento nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 3/MWh.

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

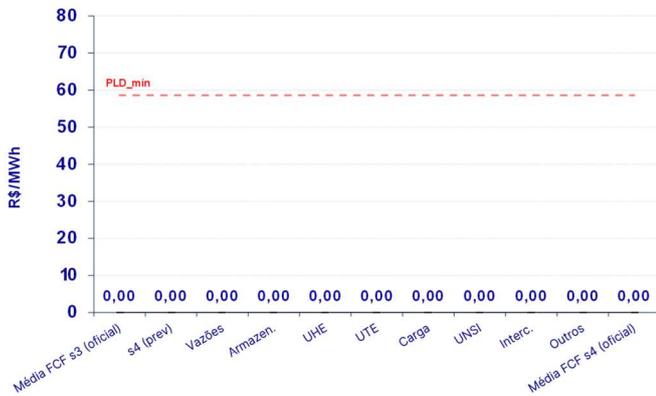


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

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.

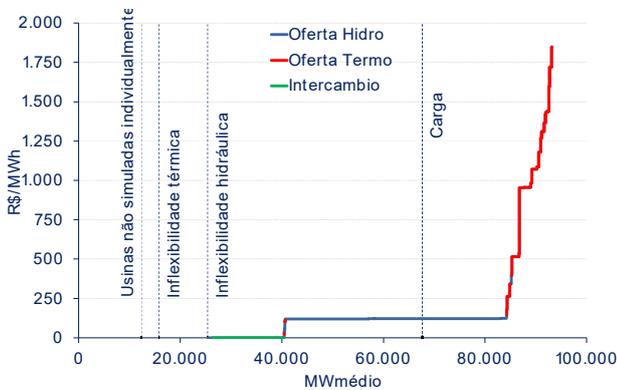


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

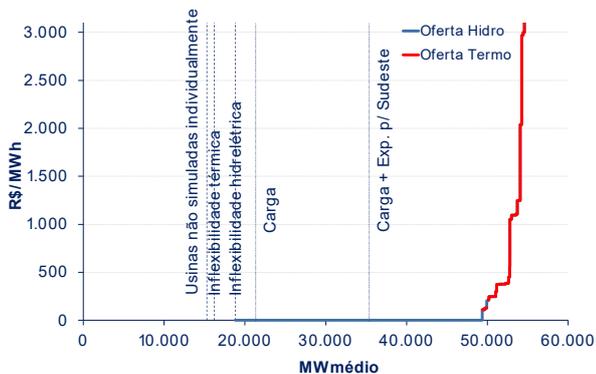


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

### Estimativa preliminar de ESS – fevereiro de 2025

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

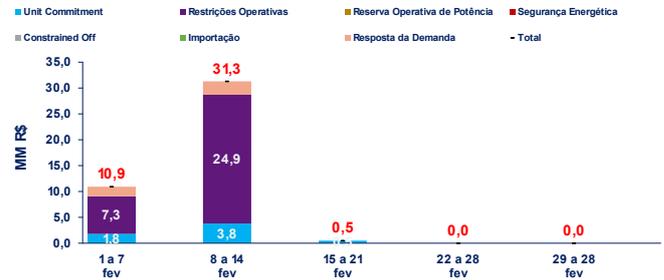


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	6,02	23,34	-	-	-	-	29,36
Sul	1,31	1,55	-	-	-	-	2,86
Norte	-	-	0,03	-	-	-	0,03
<b>Total</b>	<b>7,33</b>	<b>24,89</b>	<b>0,03</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>32,25</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	1,45	3,16	-	-	-	-	4,61
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Norte	0,35	0,62	0,48	-	-	-	1,45
<b>Total</b>	<b>1,81</b>	<b>3,78</b>	<b>0,48</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>6,07</b>
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Resposta da Demanda (R\$ MM)</b>							
Subm.	1,78	2,59	0,00	0,00	0,00	0,00	4,37

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 42,69 milhões, sendo R\$ 6,07 milhões por *unit commitment*, R\$ 32,25 milhões devido a restrições operativas e R\$ 4,37 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º de janeiro a 20 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 21 de fevereiro são idênticos aos do dia 20.

A expectativa para o período de 22 de fevereiro a 28 de fevereiro 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 fevereiro de 2025.

Resaltamos 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 fevereiro é apresentada no Gráfico 22.

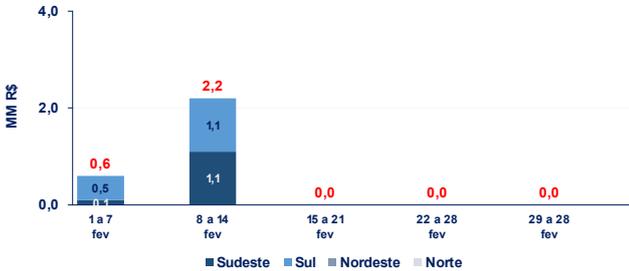


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 2,90 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para fevereiro.

### 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 1° a 20 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 21 de fevereiro são idênticos aos do dia 20.

A expectativa para o período de 22 de fevereiro a 28 de fevereiro 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 fevereiro 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 janeiro 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 janeiro e fevereiro de 2025. Além dos valores mensais para janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para fevereiro.

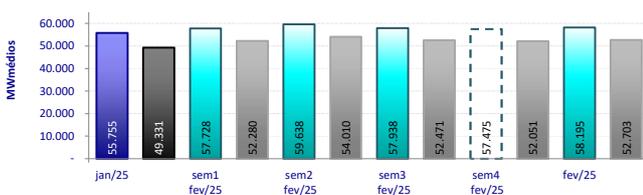


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro e de fevereiro de 2025

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).

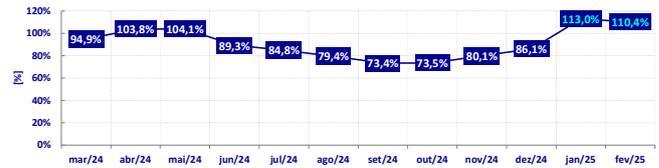


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para fevereiro.

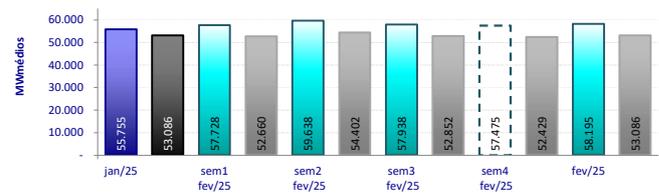


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro e de fevereiro de 2025

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 janeiro e fevereiro de 2025 (ainda não contabilizados).

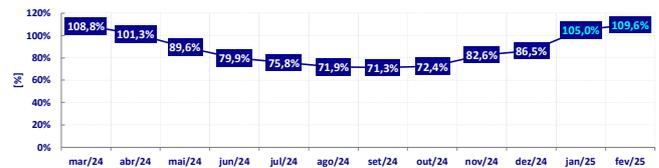


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 terceira semana operativa de fevereiro 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 terceira semana operativa de fevereiro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itapebi:

**Restrição:** Vazão defluente

**Valores CCEE:** 639 m³/s

Valores ONS: 660 m<sup>3</sup>/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 7.390

Consideração no PLD: PMO de março de 2025

- UHs Santo Antônio e Jirau:

Restrição: Dados Cadastrais – Canal de fuga médio (JUSMED)

Modelos afetados: DECOMP

Documento: CO CCEE 088/2025

Consideração no PLD: PMO de março de 2025

- UHE Estreito:

Restrição: Vazão defluente mínima e máxima

Valores CCEE: Não considerada

Valores ONS: Conforme documento

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 7.515, 7.518

Consideração no PLD: -

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 394/2025: CVU Merchant da UTE Viana
- DSP ANEEL 424/2025: CVU Merchant da UTE Geramar I

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