

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 – 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 fevereiro de 2023.

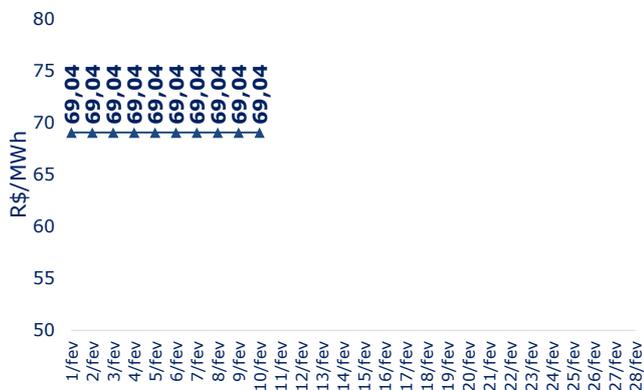


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 de fevereiro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

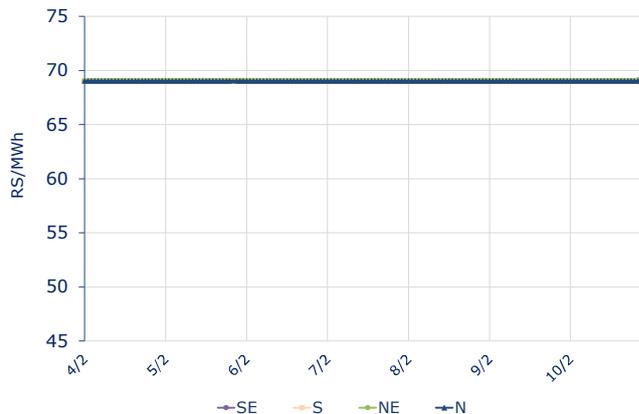


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 fevereiro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>	<b>69,04</b>

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, 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
<b>MWmed</b>	<b>75.008</b>	<b>1.622</b>	<b>3.974</b>	<b>8.421</b>	<b>1.713</b>	<b>55.932</b>	<b>3.347</b>
<b>%</b>	<b>100%</b>	<b>2%</b>	<b>5%</b>	<b>11%</b>	<b>2%</b>	<b>75%</b>	<b>4%</b>

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 4 a 10 de fevereiro de 2023.

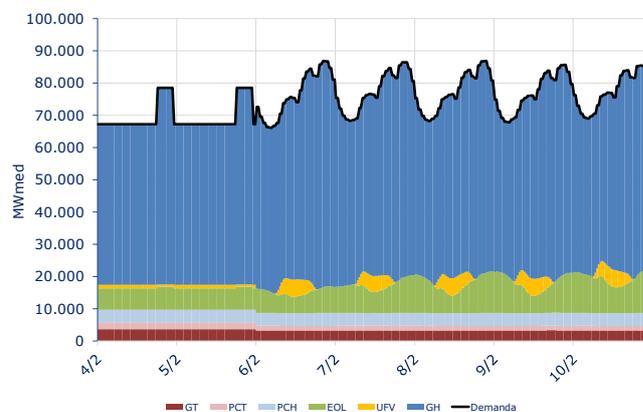


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

### Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de fevereiro de 2023. 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
<b>Pesada</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Média</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Leve</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Média semanal</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - fev	3ª sem - fev	Variação %
<b>SE/CO</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-
<b>S</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-
<b>NE</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-
<b>N</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 11 a 17 de fevereiro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para fevereiro de 2023, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 106% da MLT para o sistema, sendo 106% no Sudeste; 90% no Sul; 97% no Nordeste e 114% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 423 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 423 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Os demais submercado não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.018 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -206 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -143 MWmédios no submercado Sul, 259 MWmédios no submercado Nordeste, -928 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para o ano de 2022 e 2023 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

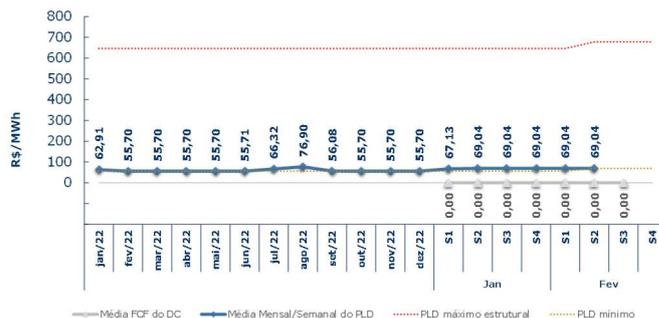


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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.

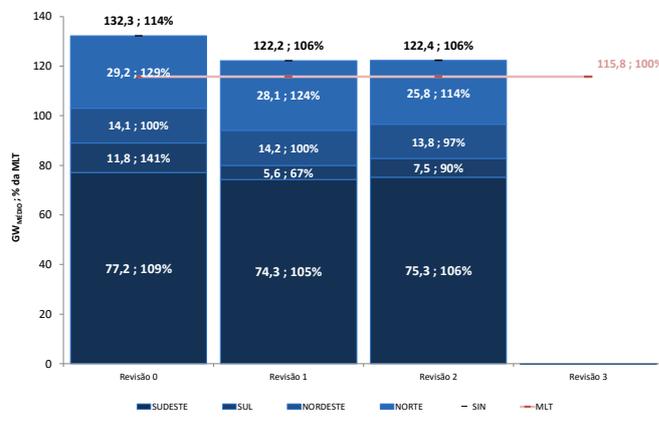


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

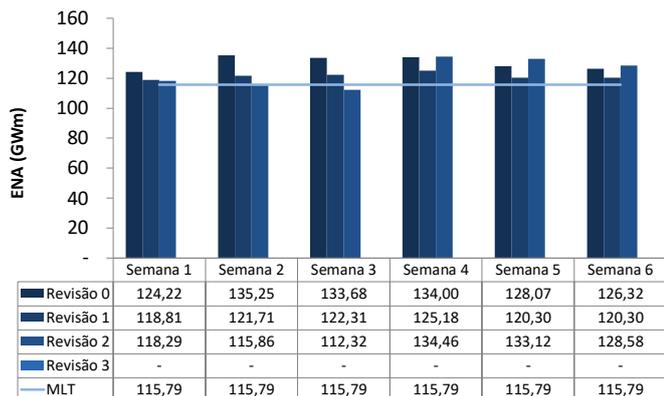


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde janeiro de 2022. Para janeiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 123.500 MWMédios. Já para fevereiro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 117.500 MWMédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 117.800 MWMédios.

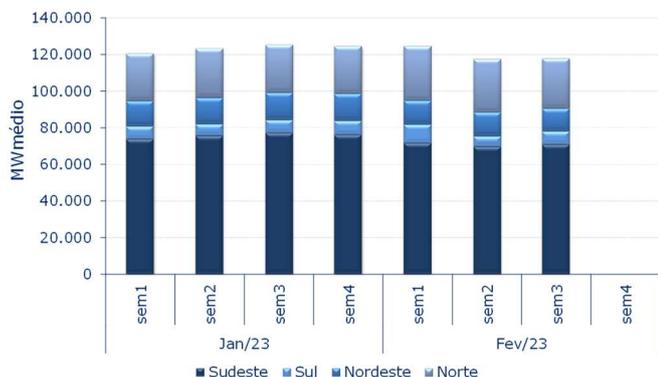


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2023

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira 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 segunda e a terceira semana de fevereiro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
1.201	1.461	-604	-1.695

### Armazenamento inicial

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

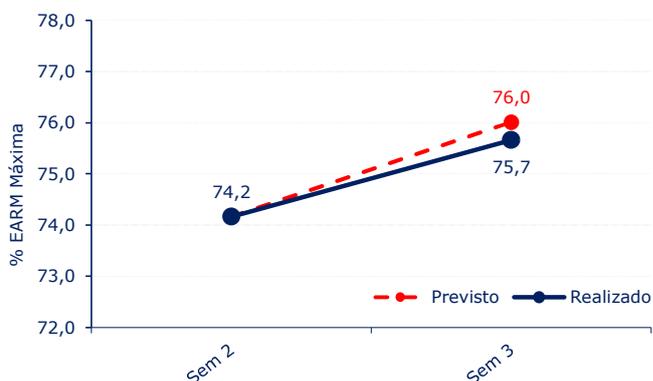


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 76,0% (Energia Armazenada de 222.225 MWMês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 75,7% (Energia Armazenada de 221.207 MWMês), o que representou uma queda de -1.018 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 terceira semana operativa de fevereiro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
SE/CO	73,0%	149.988	72,9%	149.782	-0,1%	-206
S	86,9%	17.779	86,2%	17.636	-0,7%	-143
NE	77,3%	39.978	77,8%	40.237	0,5%	259
N	98,3%	14.480	92,0%	13.552	-6,3%	-928
SIN	76,0%	222.225	75,7%	221.207	-0,4%	-1.018

### Carga - DECOMP

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

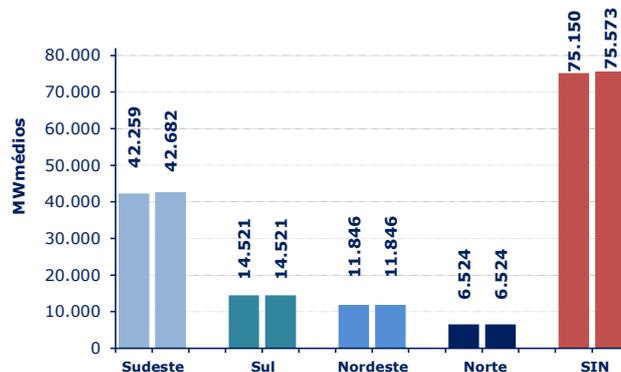


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de fevereiro na RV1 de fevereiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de fevereiro (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de fevereiro.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
423	0	0	0

No âmbito internacional, o Global Supply Chain Pressure Index de janeiro indica melhoria do fluxo das cadeias de suprimentos com recuo de -0,93% m/m nesse indicador, devido a redução do tempo de entrega dos fornecedores da Coreia do Sul e China. O Relatório do Mercado de Trabalho americano de dezembro sinalizou manutenção no aquecimento do mercado de trabalho, com o aumento do número de pessoas empregadas, da folha de pagamento e do salário por hora trabalhada (ainda que a taxas decrescentes). A taxa de desemprego apresentou redução marginal, passado de +3,5% em novembro para +3,4% em dezembro. O PMI do setor de serviços avançou em janeiro +1,2% m/m, atingindo +55 pontos. Na Zona do Euro, houve, em dezembro de 2022, alta de +3,25% m/m dos pedidos da indústria e recuo de -2,7% m/m nas vendas do varejo (contra alta de +1,7% m/m em novembro). A inflação ao consumidor chinesa avançou +0,80% m/m em janeiro após apresentar estabilidade em janeiro. No ano, a inflação ao consumidor tem alta de +2,1% a.a. em janeiro, sendo reflexo das altas nos alimentos. Em contrapartida, a inflação ao produtor apresentou deflação de -0,80% a.a. em janeiro, com destaque para a redução de preços das matérias-primas. Na Alemanha, a produção industrial recuou -3,1% m/m em dezembro, avançando no acumulado do ano de 2022 em +0,6%. No contexto doméstico, temos queda de -1,1% m/m no Indicador de Antecedente de Emprego – IAEmp de janeiro (contra alta de +2,2% m/m em dezembro), atingindo +73,9 pontos. As vendas no varejo restrito, em dezembro, recuaram -2,6% na margem, -0,4% com relação ao mesmo mês do ano anterior e avançou +1,0% em 2022. As vendas do comércio varejista ampliado avançaram +0,4% na margem em dezembro, recuaram -0,6% com relação ao mesmo mês do ano anterior e no acumulado do ano. Com relação ao setor de serviços, houve, em dezembro, crescimento de +3,1% na margem, de +6,0% com relação ao mesmo mês do ano anterior e +8,3% no acumulado do ano. Merece destaque o avanço do item serviços prestados a família em 2022 (+24%) e dos transportes (+13,3%). A desaceleração apresentada no último trimestre no setor de serviços (devido a dissipação dos ganhos oriundos do retorno da mobilidade urbana) é corroborada pelo PMI do setor de serviços que, em janeiro está mantendo a tendência de desaceleração e atingindo +50,7 pontos (corresponde ao terceiro mês consecutivo de queda). Quanto a inflação de janeiro, o IGP-DI aponta desaceleração atingindo +0,06% contra +0,31% em dezembro, com destaque para a deflação dos preços industriais e agropecuários. O IPCA de janeiro apresentou desaceleração mais suave, atingindo +0,53% m/m em janeiro contra +0,62% em dezembro. Merece destaque, em 2022, a deflação do item vestuário (-0,27%) e a inflação do item comunicação (2,09%). Quanto a 1ª prévia do IGP-M de fevereiro, observa-se deflação de -0,23% contra inflação de +0,32% em janeiro, com destaque para a deflação do IPA-M. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2022 estão em torno de +3%, mesmo com a desaceleração esperada para o 4º trimestre de 2022. Para 2023, o Relatório Focus espera um crescimento do PIB em torno de +0,80%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de fevereiro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 73.221 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 74.411 MW médios, correspondendo a um aumento de +1.190 MW médios (+1,6%). Comparando com os valores verificados em fevereiro de

2022 e 2021, houve para o SIN, um aumento marginal de +77 MW médios (+0,1%) e de +1.440 MW médios (+2,0%), respectivamente.

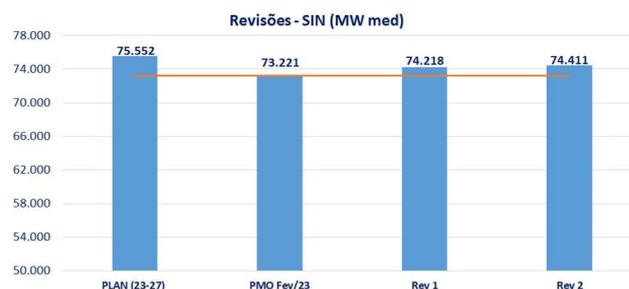


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de fevereiro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de fevereiro 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e o PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em fevereiro de 2022, observa-se um aumento de +1.006 MW médios (+5,1%) na carga dos submercados Sul e Norte e, uma redução de -938 MW médios (-1,7%) na carga dos submercados SE/CO e Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,4%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Fev/23 e a carga observada em Fev/22 e a projeção do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Fev/22	PLAN (23-27)
SE/CO	-854 (-2,0%)	-1.269 (-2,9%)
Sul	+451 (+3,3%)	+552 (+4,0%)
Nordeste	-84 (-0,7%)	-67 (-0,6%)
Norte	+555 (+9,4%)	-357 (-5,3%)
SIN	+77 (+0,1%)	-1.141 (-1,5%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, os submercados SE/CO, Nordeste e Norte apresentaram redução de -1.692 MW médios (-2,7%) enquanto o submercado Sul apresentou aumento de +552 MW médios (+4,0%). Com isso, diferença com relação a carga projetada pelo PLAN para o SIN é de -1.141 MW médios (-1,5%).

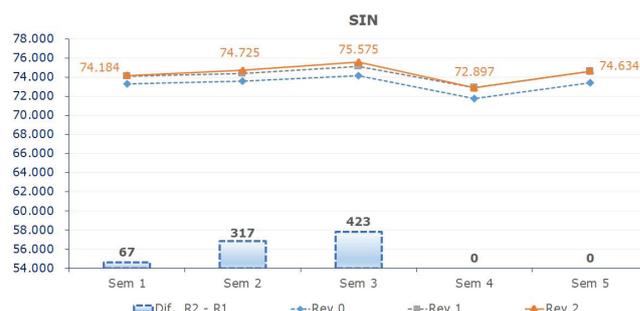


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de fevereiro de 2023.

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de fevereiro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento de +769 MW médios (+1,3%) no total da carga verificada nos submercados SE/CO, Nordeste e Norte e, uma redução de -452 MW médios (-3,1%) na carga verificada do submercado Sul. Para a 3ª semana operativa, houve um aumento de +423 MW médios (+1,0%) na carga projetada no submercado SE/CO, enquanto a carga projetada dos demais submercados se manteve. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +75.575 MW médios (vide Gráfico 13).

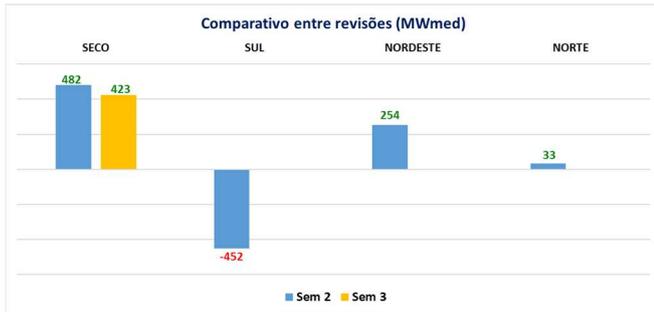


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, somente foram ajustadas as projeções da terceira semana operativa. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de Fevereiro de 2023.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	73.308	73.612	74.147	71.739	73.447
RV1	74.117	74.408	75.152	72.897	74.634
RV2	74.184	74.725	75.575	72.897	74.634

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.

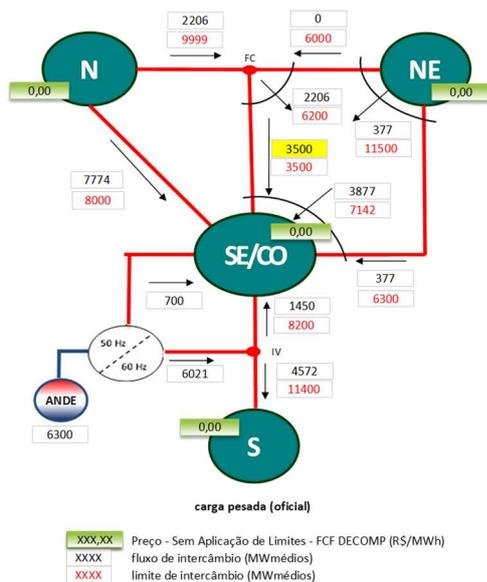


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

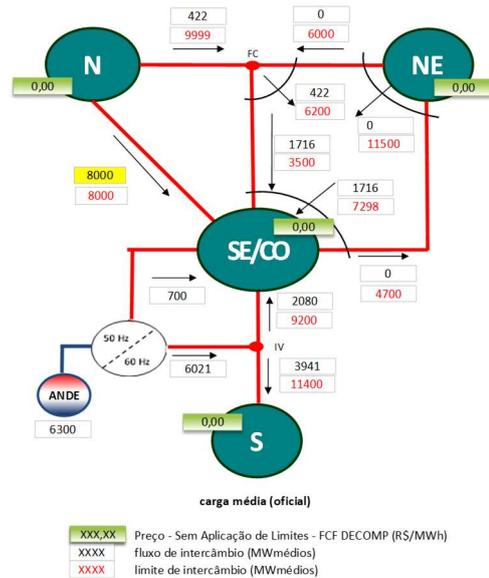


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

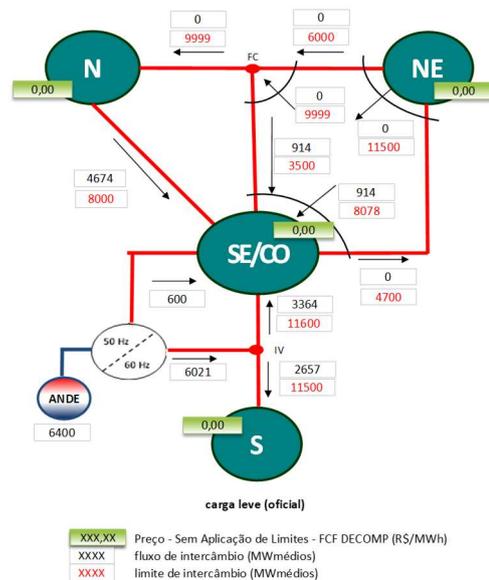


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

### Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, 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 terceira semana operativa de fevereiro de 2023.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a terceira semana operativa de fevereiro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
SAO SEPE	103,39	103,40
B.BONITA I	650,00	708,84

### 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.

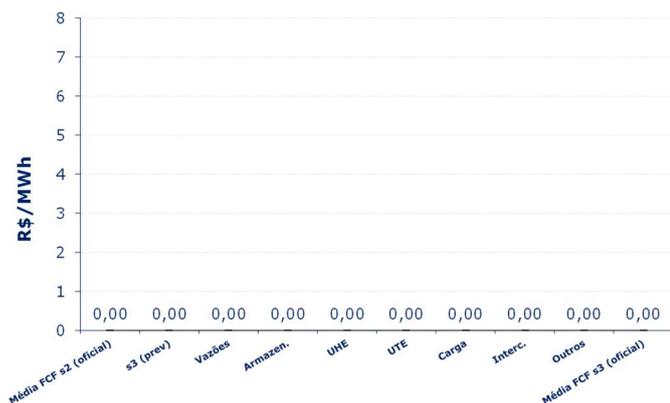


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, não foram observadas variações na FCF.

### 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.

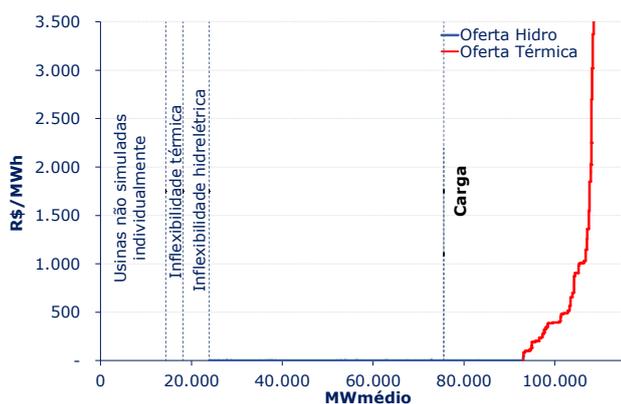


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa de ESS – fevereiro de 2023

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de fevereiro de 2023.

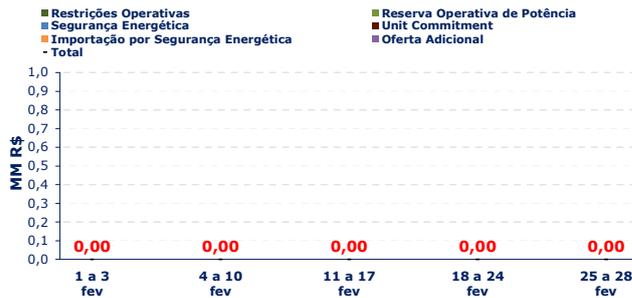


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de fevereiro são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 28 de fevereiro de 2023 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 fevereiro de 2023.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

### Custo devido ao 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.

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 20.

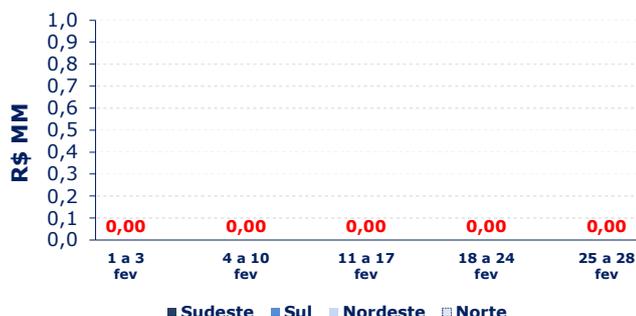


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para fevereiro de 2023.

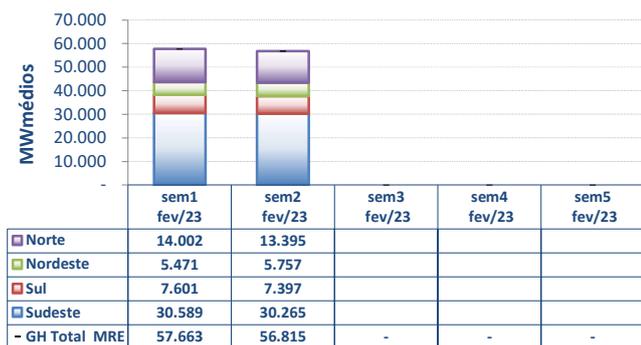


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para janeiro e fevereiro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais Preliminar - dezembro/2022", publicado em 8 de fevereiro de 2022 e considera o

fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de fevereiro são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 28 de fevereiro de 2023 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 fevereiro de 2023.

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.

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 2023, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de janeiro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para fevereiro.

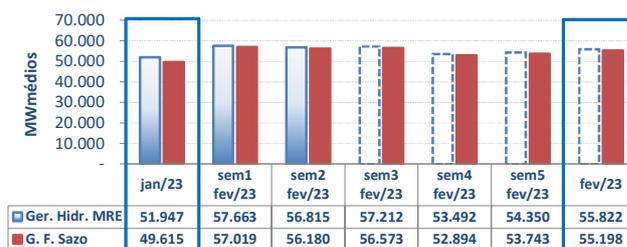


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro e de fevereiro de 2023

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de janeiro e fevereiro de 2023 (ainda não contabilizados).

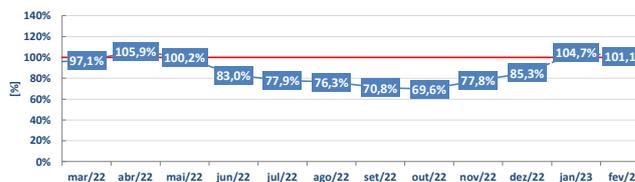


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 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.

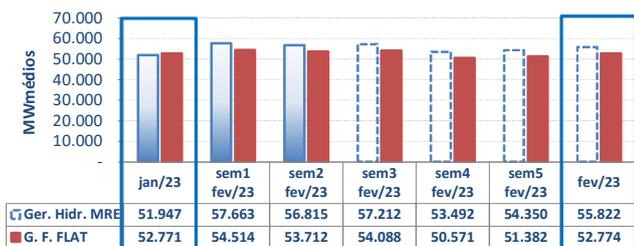


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro e de fevereiro de 2023

O Gráfico 25 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 2023 (ainda não contabilizados).

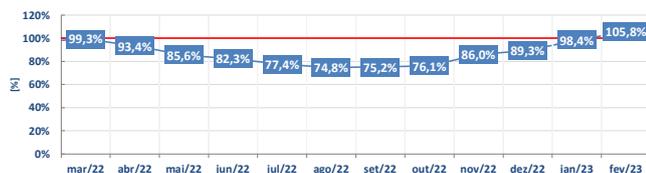


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 fevereiro de 2023 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – O Despacho Nº 93/2023 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 13 de janeiro de 2023, estabelece que o ONS, para fins de planejamento e programação da operação eletroenergética do SIN, e que a CCEE, para fins de contabilização da geração verificada no referido período, aplique os valores de Custo Unitário Variável (CVU) à UTE Araucária que constam no referido documento a partir da data de publicação deste até o dia 31 de janeiro de 2023. Desta forma, a UTE Araucária só tem CVU valido até o dia 31 de janeiro de 2023. Entretanto, nos decks do modelo DESSEM publicados entre os dias 28/01 e 03/02 foi considerado, equivocadamente, para o período de 01/02 a 03/02 o CVU de R\$ 2.401,25/MWh, constante no despacho descrito.
- 2 – O FSARH 3882 de Taxa de Variação Máxima de Redução de Defluência da UHE Piraju tem por finalidade garantir a preservação da ictiofauna na UHE Paranapanema, localizada a jusante de Piraju. Destaca-se que Piraju é considerada fio d’água e que é necessário a aplicação da regra na vazão defluente da UHE Jurumirim, localizada a montante de Piraju. Este FSARH teve início no deck do dia 01/02 e é modelado, simplificado, a partir da restrição 99220 no arquivo operuh.dat. Desta forma, se a vazão defluente de Jurumirim estiver entre 150 m³/s e 230 m³/s, o valor considerado na restrição é a própria vazão defluente, visto que modulações neste intervalo devem ser avisadas com 48 horas de antecedência. De outra forma, se a vazão defluente de Jurumirim estiver acima de 230 m³/s, o valor a ser considerado na restrição é de 230 m³/s. No deck do dia 02/02, o valor da vazão defluente de Jurumirim foi de 176,3 m³/s e o valor considerado,