

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

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

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

PLD – 1ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de fevereiro de 2023.

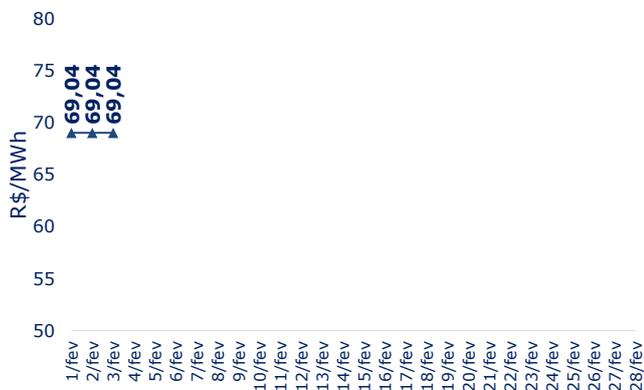


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de janeiro a 3 de fevereiro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

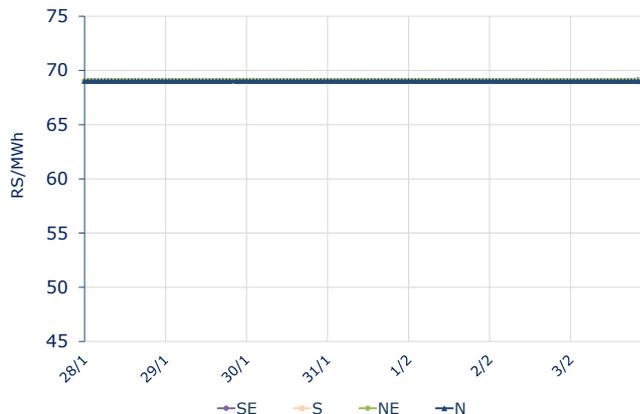


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
69,04	69,04	69,04	69,04

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
MWmed	74.660	1.518	3.951	9.460	1.851	54.531	3.350
%	100%	2%	5%	13%	2%	73%	4%

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 28 de janeiro a 3 de fevereiro de 2023.

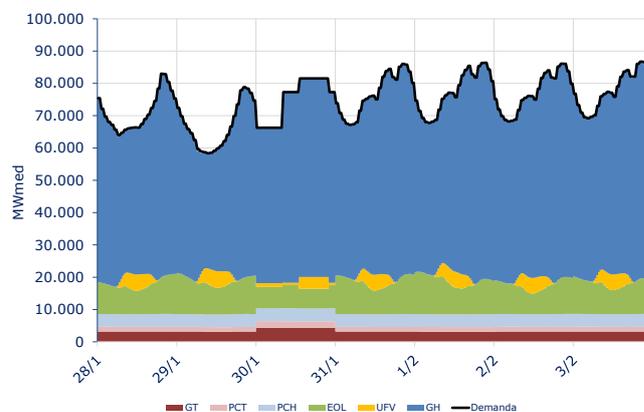


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 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
Pesada	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	0,00	0,00	0,00	0,00
Leve	0,00	0,00	0,00	0,00
Média semanal	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - fev	2ª sem - fev	Varição %
SE/CO	0,00	0,00	N/A
S	0,00	0,00	N/A
NE	0,00	0,00	N/A
N	0,00	0,00	N/A

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 4 a 10 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 105% no Sudeste; 67% no Sul; 100% no Nordeste e 124% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 795 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 352 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 943 MWmédios no submercado Sul, -200 MWmédios no submercado Nordeste e -300 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -348 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 616 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 1.146 MWmédios no submercado Sul, -931 MWmédios no submercado Nordeste, -1.179 MWmédios no submercado Norte.

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

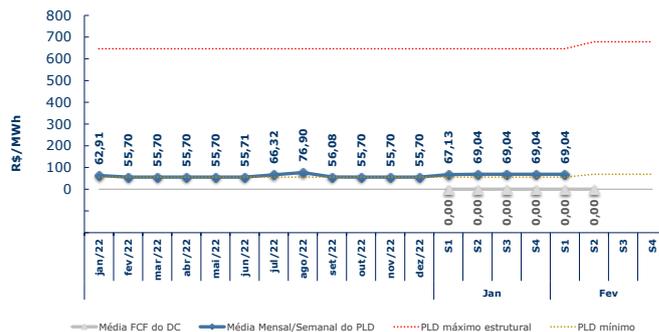


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

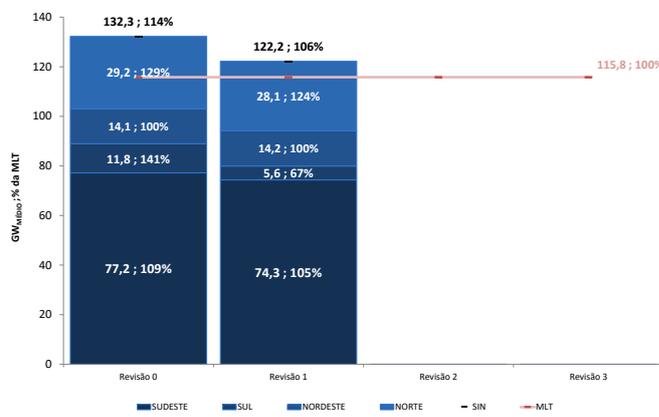


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

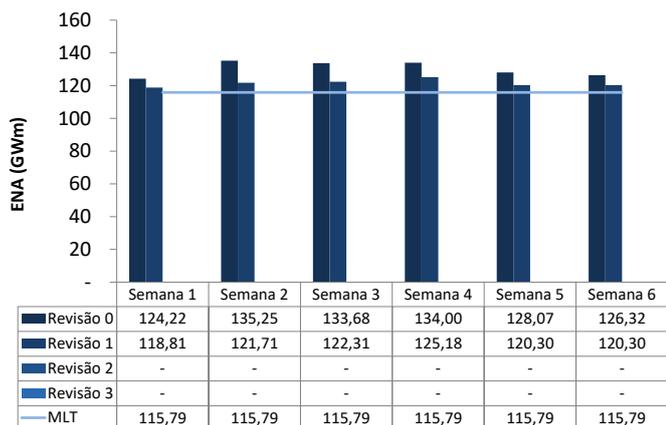


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 MWh. Já para fevereiro, os valores de afliências ficaram próximos aos 124.600 MWh na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 117.500 MWh.

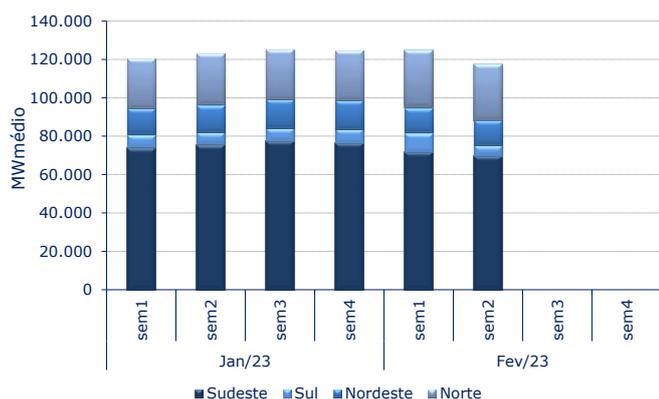


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2023

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

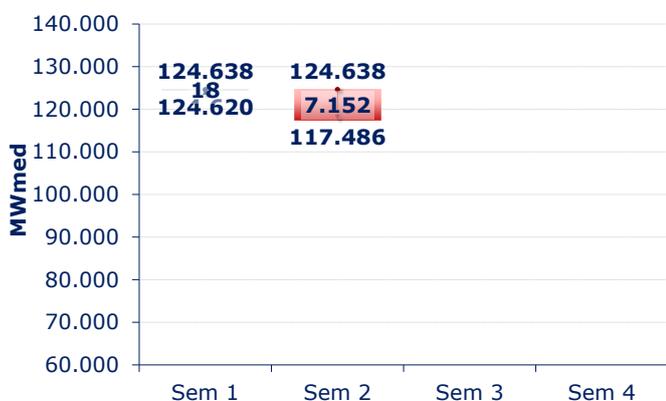


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

Tabela 5 - ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
-1.945	-4.475	43	-774

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 73,9% (Energia Armazenada de 215.917 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 73,7% (Energia Armazenada de 215.569 MWh), o que representou uma queda de -348 MWh em relação à expectativa da semana anterior.

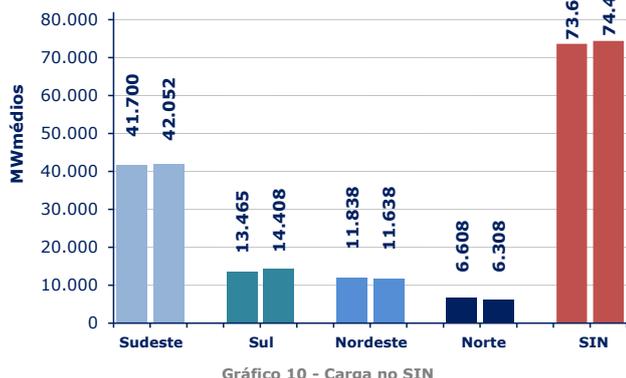
A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWh) prevista e realizada para a segunda semana operativa de fevereiro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	70,6%	145.057	70,9%	145.673	0,3%	616
S	80,6%	16.490	86,2%	17.636	5,6%	1.146
NE	77,1%	39.875	75,3%	38.944	-1,8%	-931
N	98,4%	14.495	90,4%	13.316	-8,0%	-1.179
SIN	73,9%	215.917	73,7%	215.569	-0,1%	-348

Carga - DECOMP

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



Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de fevereiro na RV0 de fevereiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de fevereiro (2ª coluna).

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

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
352	943	-200	-300

No âmbito internacional, houve um ajuste nas taxas de juros praticadas nos Estados Unidos e na Zona do Euro. O FED, apesar de reduzir o ritmo de elevação da taxa de juros, efetuou um aumento de +0,25 pontos percentuais na FED Fund Rate. Na Zona do Euro, a taxa de juros também sofreu aumento, sendo o mesmo de 0,5%, mantendo assim o ritmo de elevação da taxa. Ainda com relação ao Estados Unidos, temos a indústria mantendo tendência contracionista, com o resultado do PMI do mês de janeiro atingindo +47,4 pontos. Dados de inflação de janeiro se mantiveram estáveis, variando na margem +0,1% m/m, com destaque para a queda de -0,7% m/m em janeiro nos preços de bens contra -0,4% em dezembro. A manutenção da tendência de desaceleração também é observada na análise interanual, apresentando alta de +5,0%. Na Zona do Euro, a taxa de desemprego se manteve estável em dezembro, sendo a mesma de +6,6%. O PMI da indústria em janeiro teve a terceira alta consecutiva, atingindo +48,4 pontos, tendo comportamento análogo em praticamente todas grandes economias europeias. O PMI do setor de serviços teve a segunda alta consecutiva, atingindo +50,8 pontos, tendo destaque o crescimento apresentado por países como Espanha (de +51,6 pontos em dezembro para +52,7 pontos em janeiro), Alemanha (de +49,9 pontos em dezembro para +51,2 pontos em janeiro) e Itália (de +46,1 pontos em dezembro para +50,7 pontos em janeiro). Na China, o PMI da indústria apresentou alta, atingindo +50,1 pontos contra +47,0 pontos em dezembro. No contexto doméstico, temos alta de +0,5% m/m no índice de incerteza econômica (IIE-Br), atingindo +113,3 pontos, alta semelhante a observada no mês anterior. A média móvel trimestral apresentou alta de +0,4%. Os índices de confiança do comércio e dos serviços recuaram, na margem, -5,0% e -2,9% m/m, atingindo +82,8 pontos e +89,5 pontos. A demanda desses setores tem sido fortemente impactada pela alta inadimplência e pelo quadro inflacionário, enquanto o nível de incerteza econômica também sofre impacto da condição da política econômica. Dados de emprego (CAGED) para o 4º trimestre de 2022 indicam a destruição de -137,5 mil postos formais contra criação de +273,1 mil postos no trimestre anterior. Em 2022, houve ao todo a criação de +2,03 milhões de vagas contra +2,77 milhões em 2021. Na margem, houve desaceleração, passando da geração de +128 mil vagas em novembro para 104,6 mil

em dezembro. A produção industrial se manteve estável em dezembro, com destaque para alta da produção de bens semi e não duráveis (+1,5%) e queda do consumo de bens de capital e intermediários (+0,4%). Quanto a inflação de janeiro, o IGP-M aponta desaceleração atingindo +0,21% contra +0,45% em dezembro, com destaque para a desaceleração dos preços industriais (de +0,92% em dezembro para +0,12% em janeiro). Importante também destacar a manutenção da taxa Selic em 13,75% na última reunião do COPOM. 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 1ª revisão para 74.218 MW médios, correspondendo a um aumento de +997 MW médios (+1,4%). Comparando com os valores verificados em fevereiro de 2021 e 2022 houve para o SIN, em 2021, um aumento de +1.247 MW médios (+1,7%) e em 2022, uma redução marginal de -116 MW médios (-0,2%).

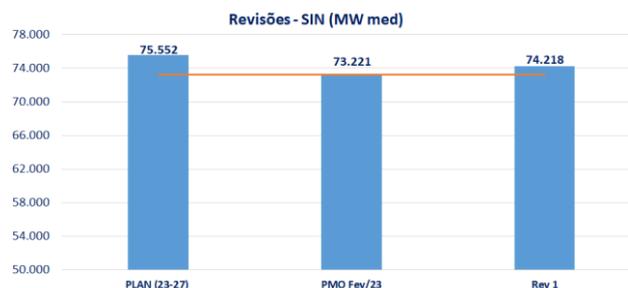


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de fevereiro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª 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 +1.114 MW médios (+5,7%) na carga dos submercados Sul e Norte, e uma redução de -1.239 MW médios (-2,3%) na carga dos submercados SE/CO e Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,3%).

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	-1.092 (-2,5%)	-1.507 (-3,5%)
Sul	+570 (+4,1%)	+671 (+4,9%)
Nordeste	-147 (-1,2%)	-130 (-1,1%)
Norte	+544 (+9,3%)	-368 (-5,4%)
SIN	-116 (-0,2%)	-1.334 (-1,8%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, os submercados SE/CO, Sul e Nordeste apresentaram redução de -2.004 MW médios (-3,2%) enquanto o submercado Sul apresentou aumento de +671 MW médios (+4,9%). Com isso, diferença com relação a carga projetada pelo PLAN para o SIN é de -1.334 MW médios (-1,8%).

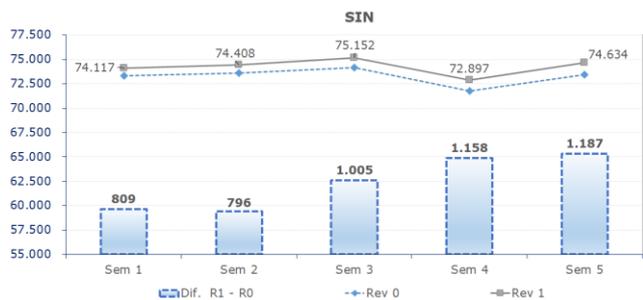


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de fevereiro de 2023

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de fevereiro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento de +1.460 MW médios (+2,7%) no total da carga verificada nos submercados SE/CO e Sul e, uma redução de -651 MW médios (-3,6%) no total da carga verificada dos submercados Nordeste e Norte. Para a 2ª semana operativa, houve um aumento de +1.295 MW médios (+2,3%) no total da carga projetada nos submercados SE/CO e Sul e, uma redução de -499 MW médios (-2,7%) no total da carga projetada dos submercados Nordeste e Norte. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +74.408 MW médios (vide Gráfico 13).

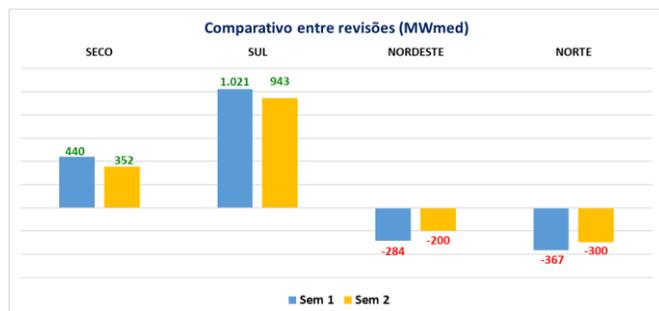


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das revisões 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a maior para as demais semanas operativas do mês de fevereiro. 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

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.

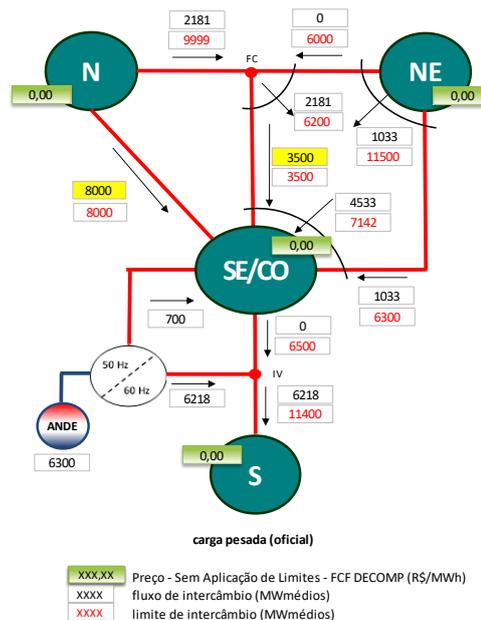


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

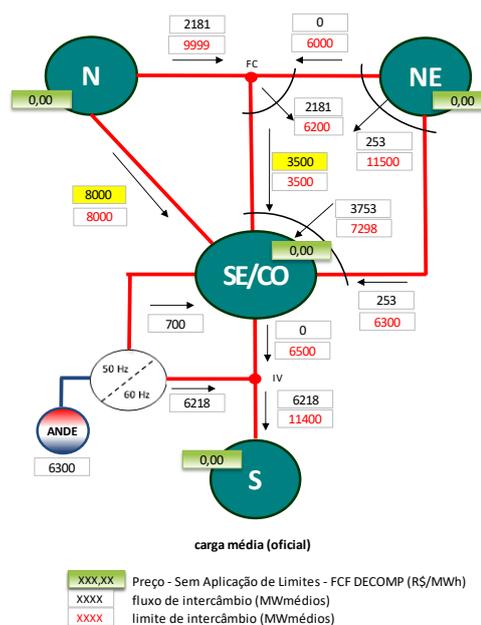


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

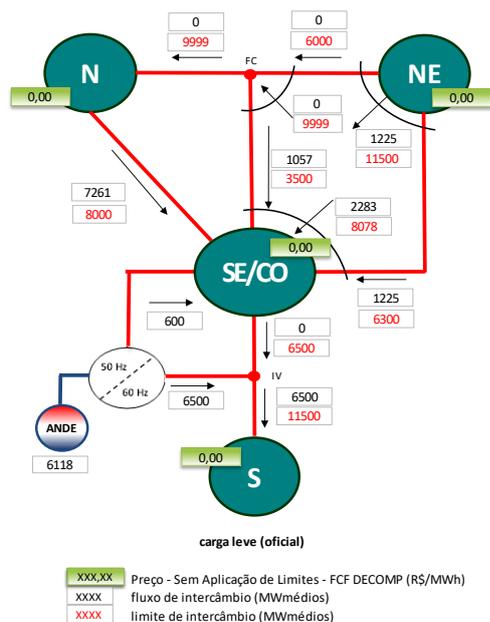


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 segunda semana operativa de fevereiro de 2023.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a segunda 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.

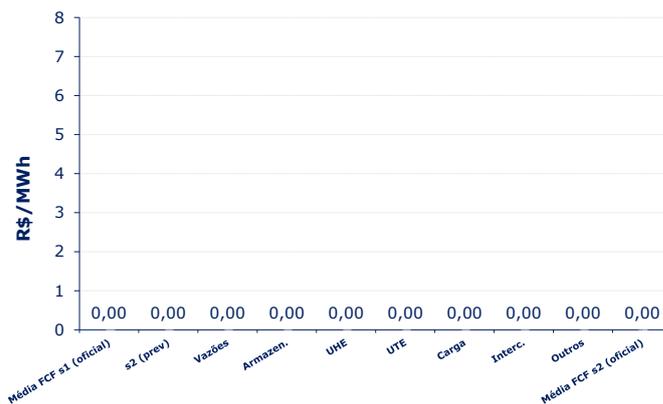


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda 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.

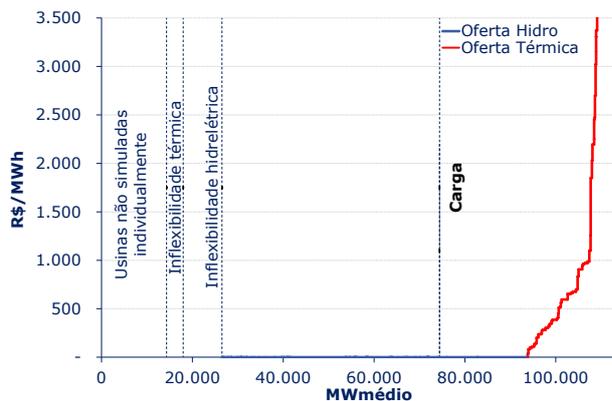


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – janeiro e fevereiro de 2023

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

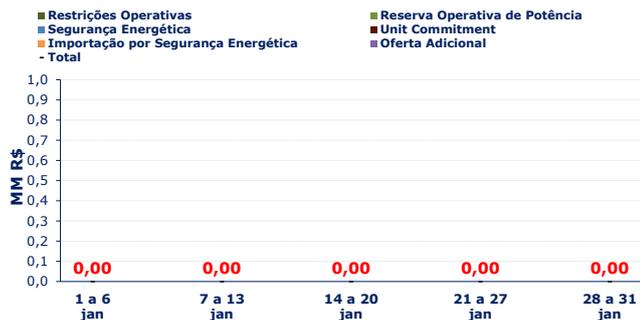


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

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

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

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 Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de fevereiro de 2023.



Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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

Tabela 12 – 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 20 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de janeiro a 2 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de fevereiro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 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 1 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 janeiro é apresentada no Gráfico 21.

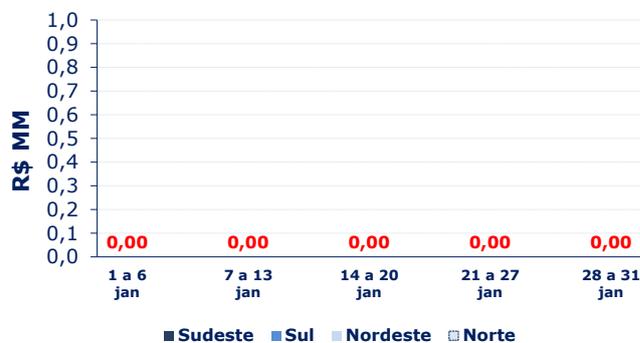


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para janeiro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para fevereiro é apresentada no Gráfico 22.

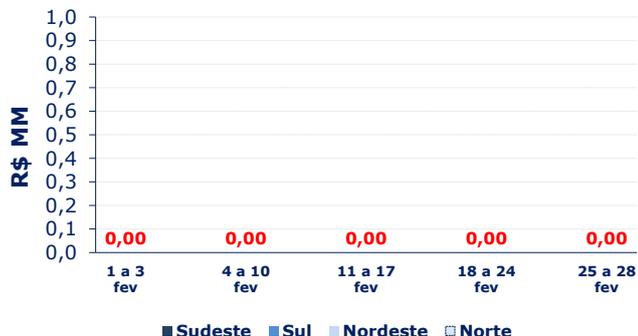


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 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 23 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para fevereiro de 2023.



Gráfico 23 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 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.

O valor estimado de geração para o período de 1º de janeiro a 2 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de fevereiro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 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 1 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 ambos os meses.

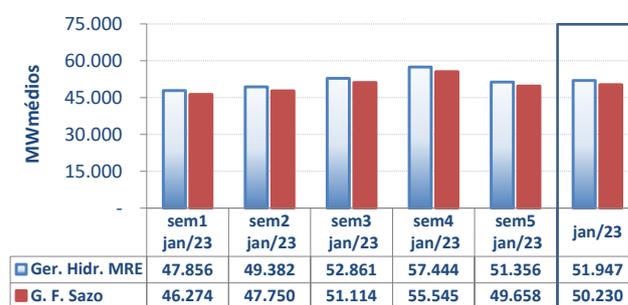


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro de 2023

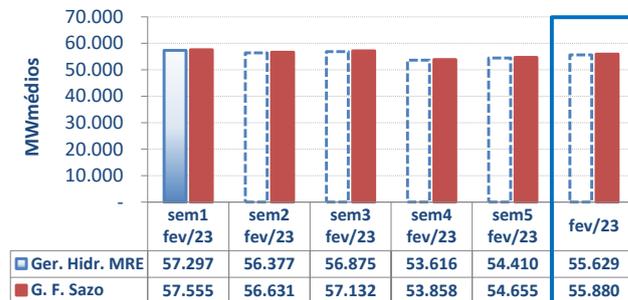


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro de 2023

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de janeiro e fevereiro de 2023 (ainda não contabilizados).

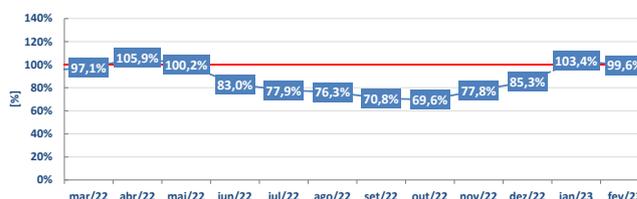


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 e no Gráfico 28 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 ambos os meses.

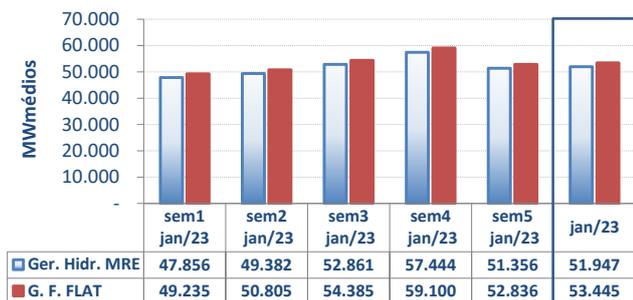


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro de 2023

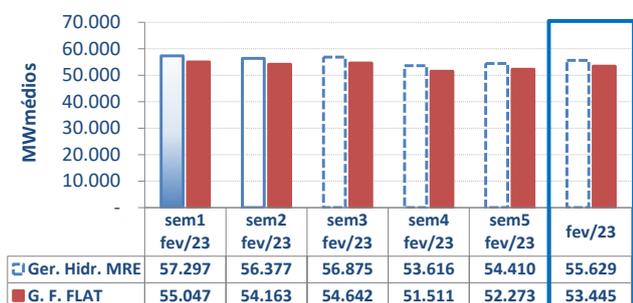


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro de 2023

O Gráfico 29 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 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a primeira semana operativa de fevereiro de 2023 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 - De acordo com o Art. 5º da outorga 1815 de 2020, tem-se que as condições de operação do reservatório da usina hidrelétrica de Pimental serão definidas e fiscalizadas pela ANA, em articulação com o ONS, conforme disposição do Art. 4º, inciso XII e §3º, da Lei nº 9.984, de 2000, devendo respeitar as condições de vazões médias mensais a serem mantidas no trecho de vazão reduzida (TVR). Esta condição é considerada através do FSARH 3571 de

vazão defluente mínima para a UHE Pimental e o seu valor é ajustado mensalmente em conformidade com o hidrograma B, vigente para 2023. Dessa forma, o valor definido para o mês de fevereiro é de 1.600 m³/s. Contudo, nos decks publicados entre os dias 28/01 e 02/02, foi considerado equivocadamente para os dias 01/02 a 03/02 o valor de 1.100 m³/s, referente ao mês de janeiro. Todavia, o ajuste descrito foi considerado no modelo DESSEM a partir do deck do dia 03/02/2023.

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