

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

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

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

PLD – 3ª semana operativa

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

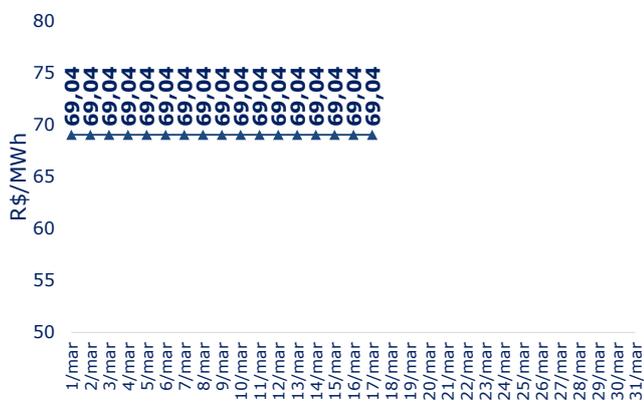


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de março de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
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	73.959	1.377	4.017	6.953	1.805	57.331	2.477
%	100%	2%	5%	9%	2%	78%	3%

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 11 a 17 de março de 2023.

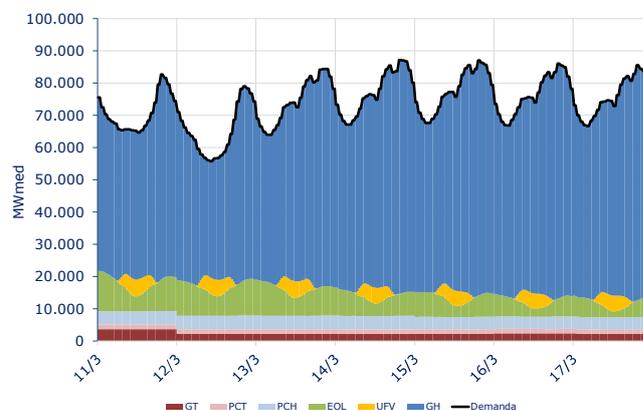


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de março 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 terceira e da quarta semana de março.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - mar	4ª sem - mar	Variação %
SE/CO	0,00	0,00	-
S	0,00	0,00	-
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 18 a 24 de março, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para março de 2023, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 103% da MLT para o sistema, sendo 108% no Sudeste; 111% no Sul; 49% no Nordeste e 113% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 564 MW médios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.011 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 568 MW médios no submercado Sul, -120 MW médios no submercado Nordeste. O submercado Norte não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.095 MW médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -617 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -327 MW médios no submercado Sul, 52 MW médios no submercado Nordeste, -203 MW médios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos 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.

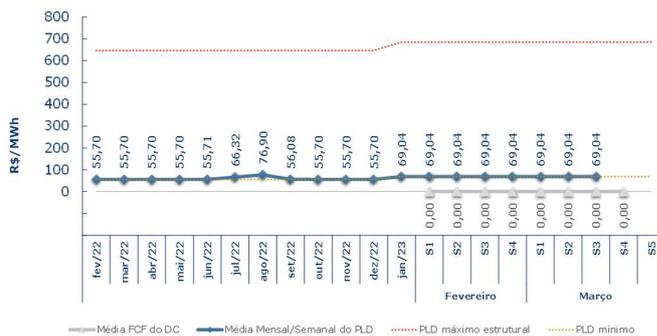


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

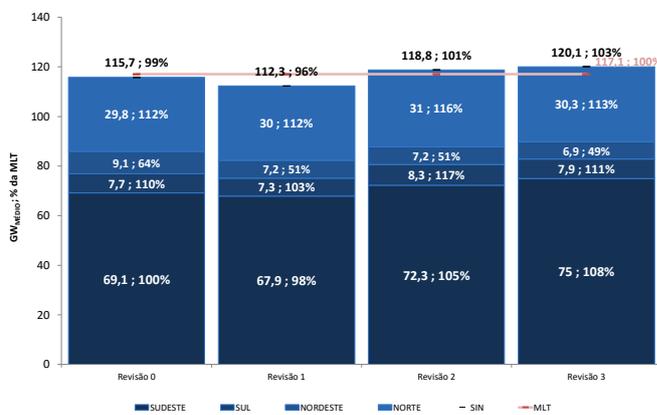


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

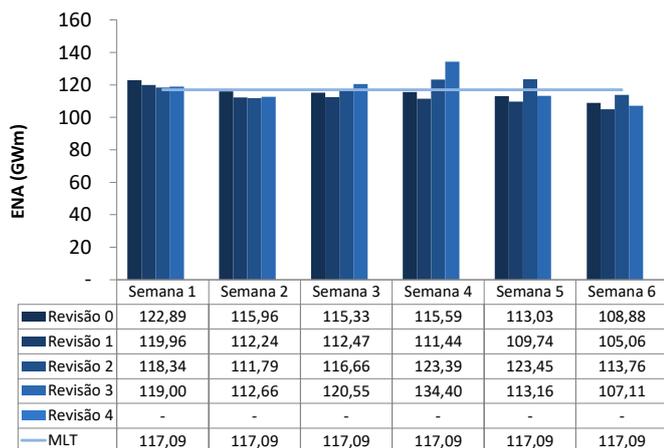


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde fevereiro de 2023. Para fevereiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 118.700 MWmédios. Já para março, os valores de afluições ficaram próximos aos 105.100 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 106.100 MWmédios.

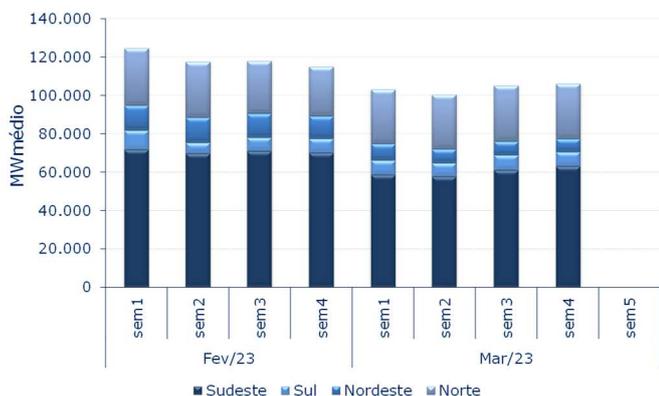


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2023

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



Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
1.951	-308	-261	-356

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 84,1% (Energia Armazenada de 245.860 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 83,8% (Energia Armazenada de 244.765 MWmês), o que representou uma queda de -1.095 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de março

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	81,9%	168.274	81,6%	167.657	-0,3%	-617
S	85,8%	17.554	84,2%	17.227	-1,6%	-327
NE	88,1%	45.564	88,2%	45.616	0,1%	52
N	99,4%	14.468	98,0%	14.265	-1,4%	-203
SIN	84,1%	245.860	83,8%	244.765	-0,4%	-1.095

Carga - DECOMP

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

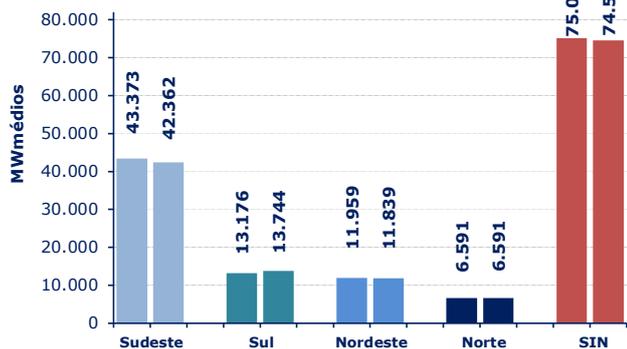


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de março na RV2 de março (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de março (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de março.

Tabela 7 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.011	568	-120	0

No âmbito internacional, houve elevação por parte do Banco Central Europeu – BCE da taxa de juros da Zona do Euro em 0,5 pontos percentuais, reforçando seu compromisso na redução da inflação na região. A produção industrial em janeiro cresceu +0,7% m/m após queda de -1,3% em dezembro. O relatório mensal de emprego americano de fevereiro indicou avanço no custo da hora trabalhada em +0,2% na margem e +4,6% a.a. e alta na taxa de desemprego de +3,4% para +3,6%. A inflação do consumidor e do produtor, de fevereiro, apresentaram avanço e recuo na margem, de +0,4% e -0,1%, respectivamente. Em taxas anuais, a inflação americana em fevereiro é de +6,0% a.a. e +4,6% a.a., respectivamente. Dados da atividade econômica chinesa de fevereiro indicam que sua produção industrial avançou +2,4% a.a., com destaque para o setor manufatureiro e de serviços. As vendas no varejo voltaram para terreno expansionista, apresentando taxa de +3,5% a.a. Os investimentos fixos avançaram +5,5% a.a. e os do setor de imóveis residenciais recuou -5,7% a.a. No contexto doméstico, a PNAD Contínua indica que, em janeiro, a taxa de desemprego se manteve estável em +8,7% (com ajuste sazonal), a população ocupada e a força de trabalho apresentaram recuo marginal (-0,1%) e tanto o rendimento médio real efetivo e habitual tiveram avanços na margem. A expedição de papel ondulado, em fevereiro, apresentou queda de -0,6% na margem e avanço de +0,1% na análise interanual. Quanto a inflação de março, o IGP-10 aponta alta da inflação de +0,05% m/m contra +0,02% m/m em fevereiro, merecendo destaque a aceleração dos preços agropecuários (+0,57%) e aumento do ímpeto deflacionário dos preços industriais (-0,32%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +0,87%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de março de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 75.421 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 74.319 MW médios, correspondendo a uma redução de -1.102 MW médios (-1,5%). Com relação a expectativa de carga da 2ª revisão, houve uma redução de -354 MW médios (-0,5%). Comparando com os valores verificados em março de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +1.574 MW

médios (+2,2%) em 2021 e, uma redução de -760 MW médios (-1,0%) em 2022.

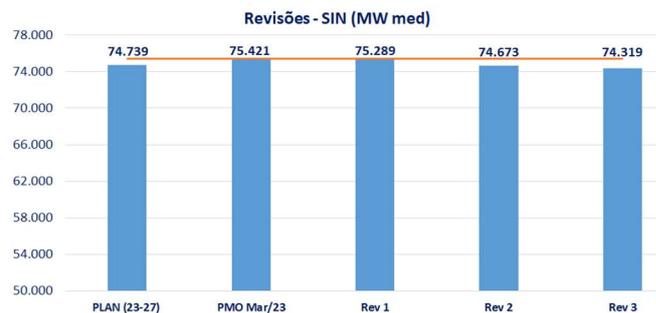


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Março.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de março 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2023-2027. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em março de 2022, observa-se uma redução de -2.164 MW médios (-4,8%) na carga do submercado SE/CO e, um aumento de +1.404 MW médios (+4,6%) na carga dos submercados Sul, Nordeste e Norte. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+14,8%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mar/22	PLAN (23-27)
SE/CO	-2.164 (-4,8%)	-489 (-1,1%)
Sul	+333 (+2,5%)	+385 (+3,0%)
Nordeste	+222 (+1,9%)	+9 (+0,1%)
Norte	+849 (+14,8%)	-325 (-4,7%)
SIN	-760 (-1,0%)	-420 (-0,6%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, os submercados SE/CO e Norte apresentaram redução na carga projetada de -814 MW médios (-1,6%) enquanto o submercado Sul e Nordeste apresentou aumento de +394 MW médios (+1,6%). Com isso, diferença com relação a carga projetada pelo PLAN para o SIN é de -420 MW médios (-0,6%).

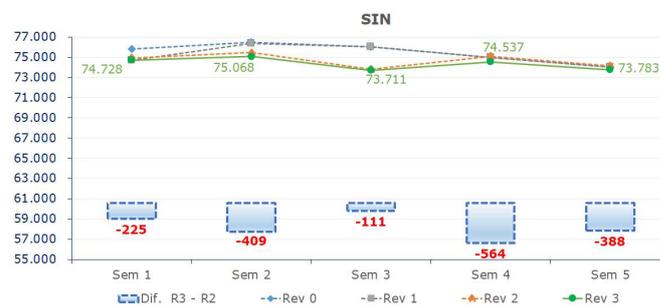


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de Março de 2023.

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de março com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução de -1.519 MW médios (-2,5%) no somatório da carga verificada nos submercados SE/CO, Nordeste e Norte, um aumento de +733 MW médios (+5,7%) na carga verificada no submercado Sul. Para a 4ª semana operativa, houve uma redução de -1.132 MW médios (-2,0%) no somatório da carga projetada nos submercados SE/CO e Nordeste e, um aumento de +568 MW médios (+5,7%) na carga projetada no

Sul. A carga do submercado Norte se manteve. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +74.537 MW médios (vide Gráfico 13).

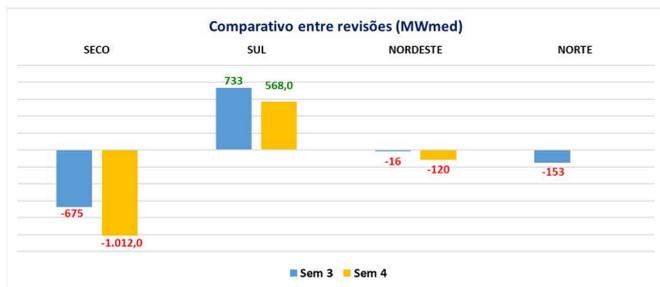


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de março. 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 Março de 2023.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	75.818	76.461	76.063	74.961	74.032
RV1	74.683	76.361	76.063	74.961	74.031
RV2	74.953	75.477	73.822	75.101	74.171
RV3	74.728	75.068	73.711	74.537	73.783

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

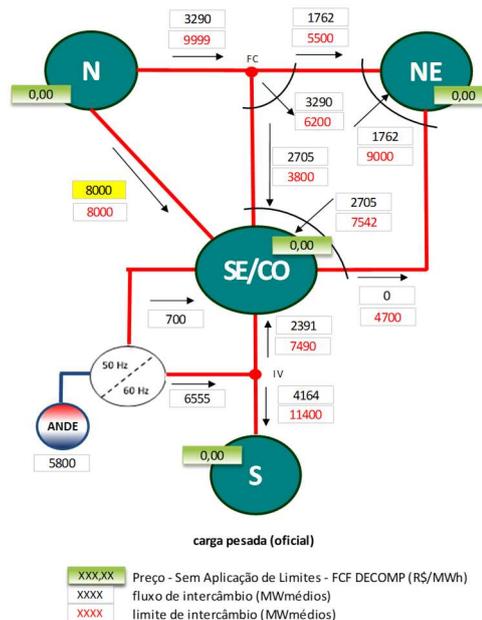


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

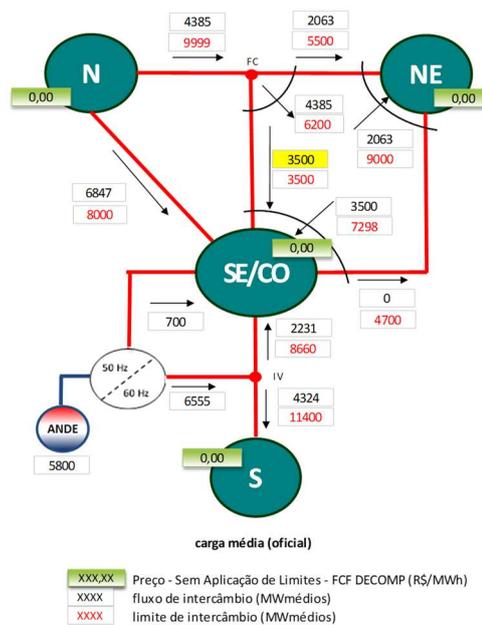


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

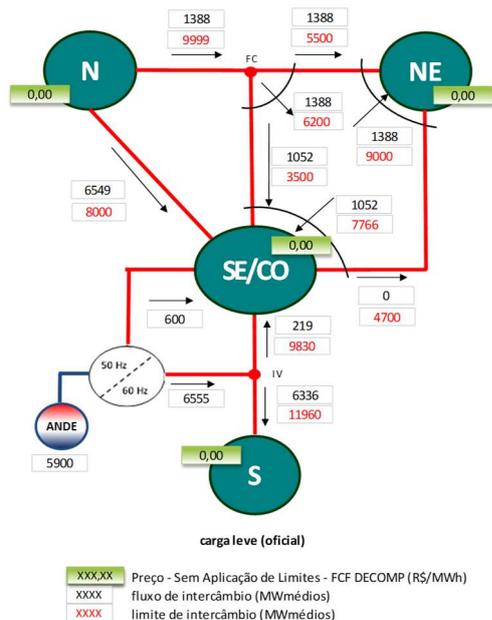


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

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

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de março de 2023.

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

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.

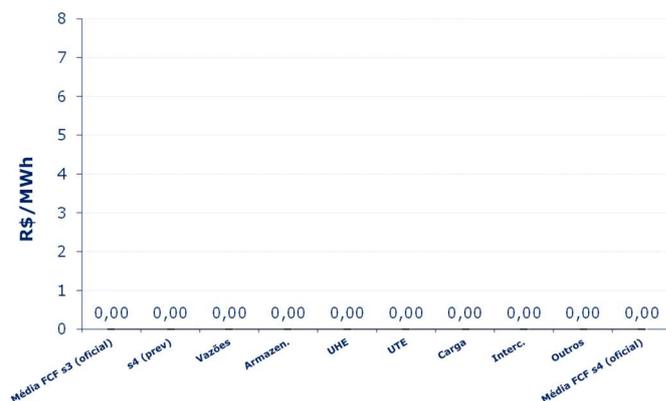


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, não houve variação em relação a expectativa anterior e a FCF permaneceu em R\$ 0,00/MWh.

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.

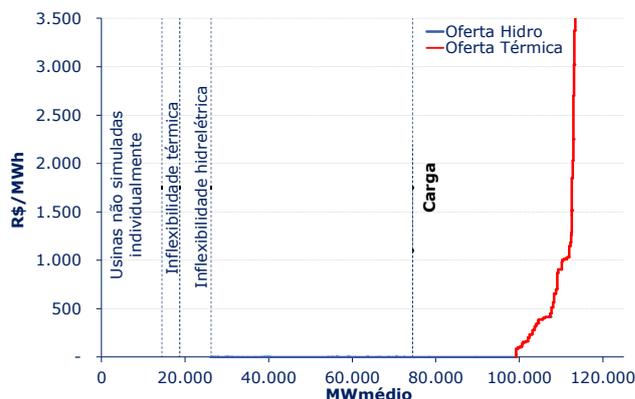


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS –março de 2023

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



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

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
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
Oferta Adicional (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 15 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 foram obtidos através do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, disponível no site do ONS. Já as informações do dia 17 de março são idênticas aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de março 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 3 de março 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 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 março é apresentada no Gráfico 20.

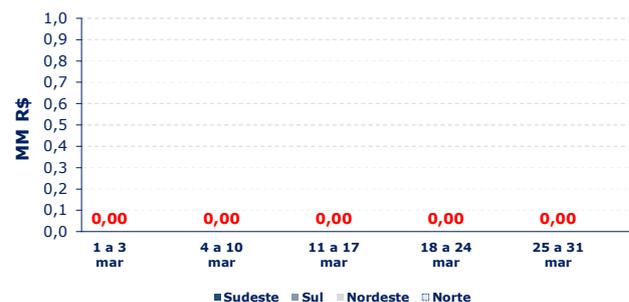


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2023

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 março.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para março de 2023.

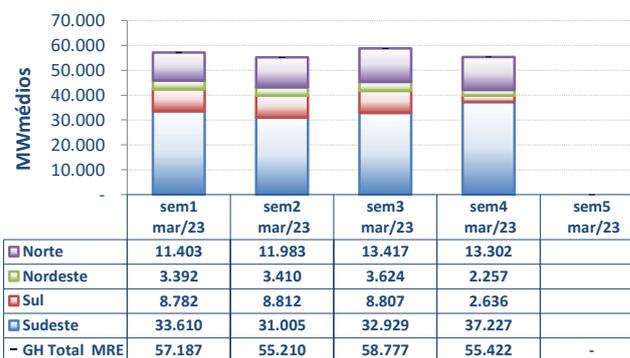


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais Preliminar - janeiro/2023", publicado em 13 de março de 2023 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 15 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 foram obtidos através do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponível no site do ONS. Já as informações do dia 17 de março são idênticas aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de março 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 3 de março 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 fevereiro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para março.

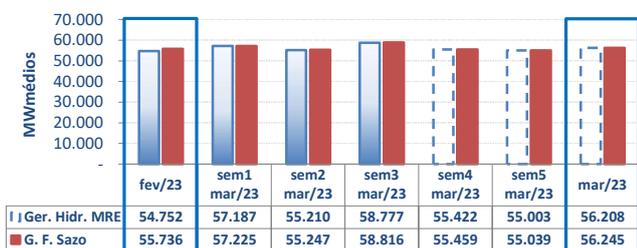


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e de março de 2023

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

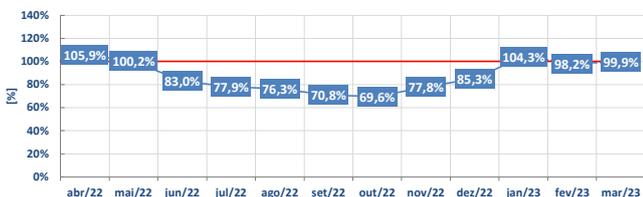


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

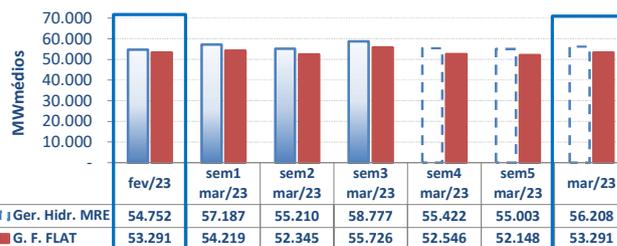


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2023

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 fevereiro e março de 2023 (ainda não contabilizados).

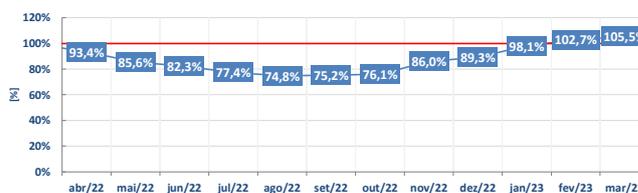


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 terceira semana operativa de março de 2023 não foram identificadas inconsistências.