

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 março de 2024.

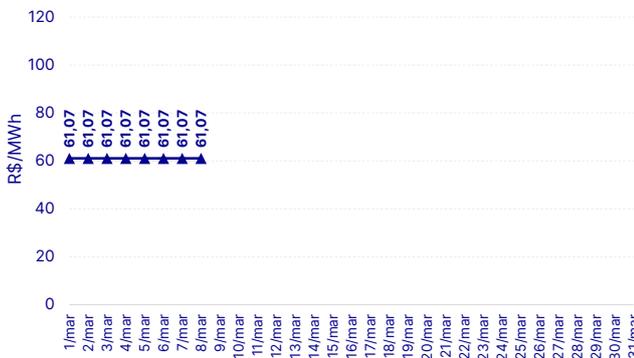


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 2 a 8 de março de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

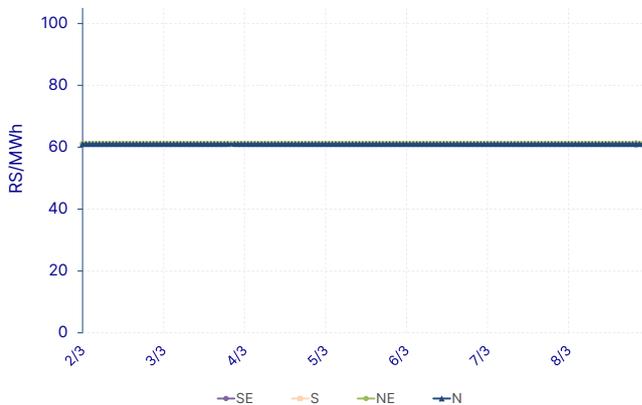


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
61,07	61,07	61,07	61,07

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	MMGD
MWmed	84.944	1.507	3.994	6.627	2.892	60.808	4.110	5.006
%	100%	2%	5%	8%	3%	71%	5%	6%

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 2 a 8 de março de 2024.

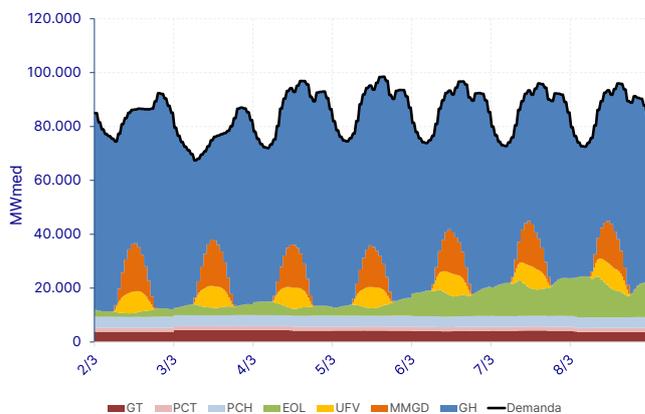


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

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

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

	02/03	03/03	04/03	05/03	06/03	07/03	08/03
ONS	1º Nível	-	-	-	-	-	-
CCEE	1º Nível	-	-	-	-	-	-

O 1º nível de contingência determina a desabilitação do algoritmo de crossover no modelo DESSEM.

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

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de março de 2024. Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial, e destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 4 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	0,04	0,04	0,04	0,04
Média	0,04	0,04	0,04	0,04
Leve	0,04	0,04	0,04	0,04
Média semanal	0,04	0,04	0,04	0,04

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - mar	3ª sem - mar	Variação %
SE/CO	0,05	0,04	-20,0%
S	0,05	0,04	-20,0%
NE	0,05	0,04	-20,0%
N	0,05	0,04	-20,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 9 a 15 de março, não apresentaram variações significativas, fechando a R\$ 0,04/MWh em todos os submercados.

Para março de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 69% da MLT para o sistema, sendo 59% no Sudeste; 115% no Sul; 56% no Nordeste e 89% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 478 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 478 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Os demais submercados não apresentaram variações.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -616 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.027 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 982 MWmédios no submercado Sul, -571 MWmédios no submercado Norte. O submercado Nordeste não apresentou variação.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

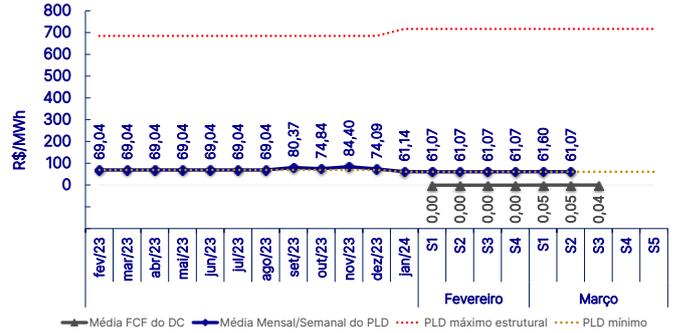


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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 Afluente - ENA

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

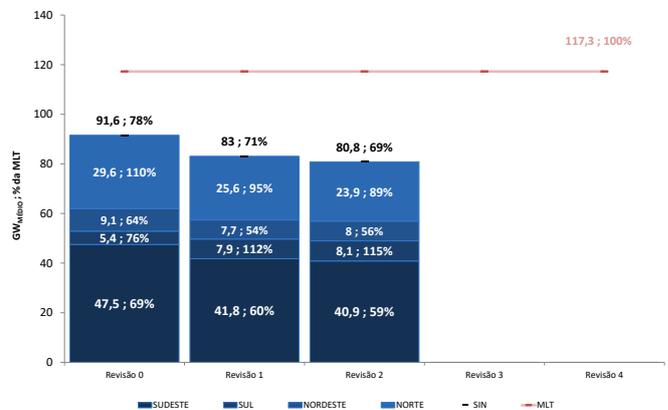


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

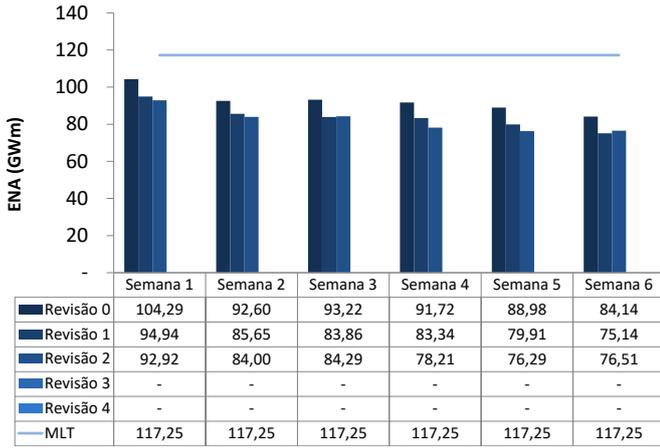


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde fevereiro de 2024. Para fevereiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 91.900 MWmédios. Já para março, os valores de afluências ficaram próximos aos 78.800 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 77.400 MWmédios.

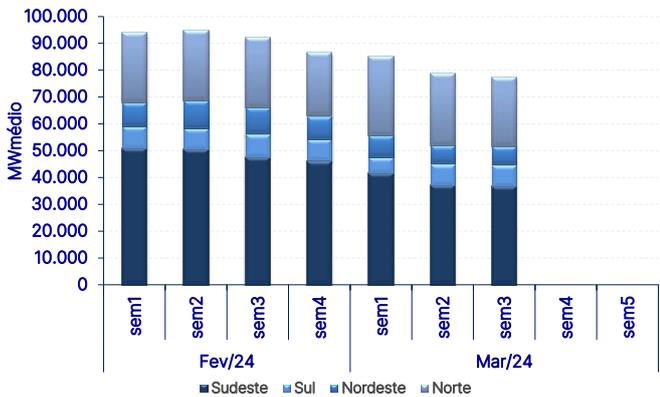


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2024

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

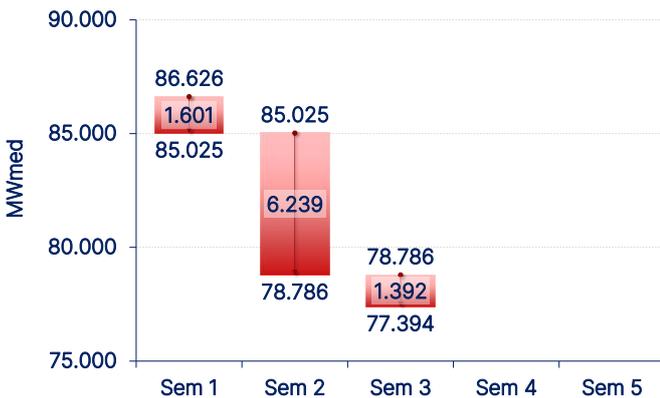


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-517	164	145	-1.184

### Armazenamento inicial

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

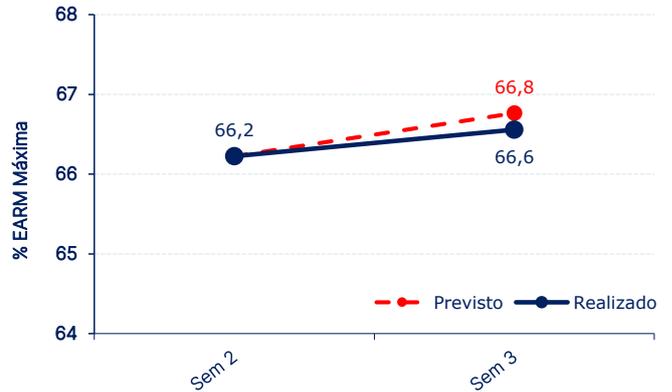


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 66,8% (Energia Armazenada de 195.963 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 66,6% (Energia Armazenada de 195.347 MWmês), o que representou uma queda de -616 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	64,9%	133.345	64,4%	132.318	-0,5%	-1.027
S	62,4%	12.767	67,2%	13.749	4,8%	982
NE	68,2%	35.272	68,2%	35.272	-	-
N	91,9%	14.579	88,3%	14.008	-3,6%	-571
SIN	66,8%	195.963	66,6%	195.347	-0,2%	-616

### Carga - DECOMP

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

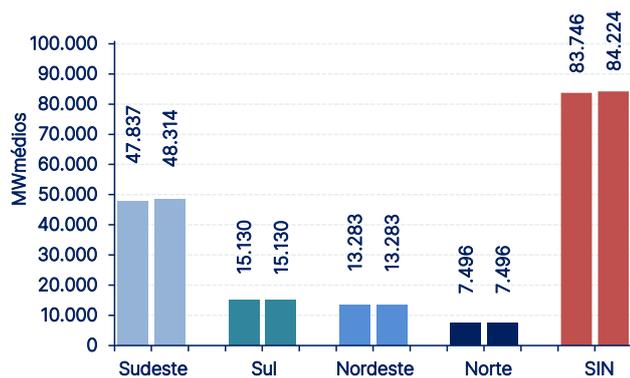


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de março na RV1 de março (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de março (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de março.

Tabela 8 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
478	-	-	-

No âmbito internacional, em fevereiro, o PMI da indústria americana, calculado pelo ISM, recuou, atingindo +47,8 pontos (contra +49,1 pontos em janeiro). Os componentes relacionados com a produção e novos pedidos, foram os principais destaques desse recuo, atingindo, respectivamente, +48,4 pontos (contra +50,4 pontos em janeiro) e +49,2 pontos (contra +52,5 pontos em janeiro). O PMI do setor de serviços também apresentou recuo, atingindo +52,6 pontos (contra +53,4 pontos em janeiro). Destaque para o recuo dos indicadores de emprego, atingindo +48,0 pontos (contra +50,5 pontos em janeiro) e de tempo de entrega dos fornecedores, atingindo +48,9 pontos (contra +52,4 pontos em janeiro). O Índice de Sentimento do consumidor recuou, atingindo +76,9 pontos em fevereiro (contra +79,6 pontos em janeiro). O consumidor piorou sua avaliação tanto da situação corrente, como do cenário econômico. Com relação a empregos, o volume de vagas em aberto foi de 8,863 milhões, em janeiro. Por setores, se observou elevação da demanda por mão de obra por parte dos setores de recreação, hospedagem, serviços profissionais e de saúde. Por outro lado, comércio varejista e transportes reduziram sua demanda. Esse volume de vagas corresponde a 1,4 vezes o contingente de desempregados. O Quits rate, que mede o percentual de trabalhadores, que pedem voluntariamente demissão, voltou a recuar, para 2,1% em janeiro, o que indica uma menor confiança dos trabalhadores na força do mercado de trabalho. Na Zona do Euro, o PMI de fevereiro, mostra avanço no setor de serviços, atingindo +50,2 pontos, e recuo na indústria, atingindo +46,5 pontos. O PMI composto mostra avanço, atingindo +49,2 pontos. Destaque para o recuo do PMI, tanto do setor de serviços quanto da indústria, na Alemanha, para +48,3 pontos (contra +49,3 pontos em janeiro) e +42,5 pontos (contra +45,5 pontos em janeiro), respectivamente. Na Espanha, França e Itália, observa-se avanço na indústria, atingindo +51,5 pontos, +47,1 pontos e +48,7 pontos (contra +49,2 pontos, +43,1 pontos e +48,5 pontos, em janeiro), respectivamente, e avanço no setor de serviços, atingindo +54,7 pontos, +48,4 pontos e +52,2 pontos (contra +52,1 pontos, +45,4 pontos e +51,2 pontos, em janeiro), respectivamente. Na China, o governo definiu meta de 5,0% para o crescimento econômico, enquanto a meta de inflação continuou em 3,0%, para 2024. No âmbito nacional, o PMI do setor de serviços atingiu a marca de +54,6 pontos em fevereiro, a mais alta desde julho de 2022. O componente de novos pedidos teve forte alta, com destaque para as empresas de serviços ao consumidor. Os preços cobrados também subiram fortemente em resposta às maiores pressões de custos enfrentadas pelo setor. O PMI composto apresenta avanço, atingindo +55,1 pontos. Com relação à indústria, a PIM-PF avançou 3,6% em relação a janeiro do ano

passado. Na série com ajuste sazonal, a indústria recuou 1,6% na passagem de dezembro para janeiro, o que fez a média móvel de três meses desacelerar para +0,2%. Dentre as categorias de uso, na comparação com dezembro de 2023, Bens Intermediários (-2,4%) e Bens de Consumo Semi e Não Duráveis (-1,0%) lideraram as perdas. Por outro lado, Bens de Consumo Duráveis (1,4%) e Bens de Capital (5,2%) registraram avanços. O Índice de Commodities, IC-Br, teve alta de 4,3% m/m, em fevereiro. O desempenho do índice agregado foi puxado, principalmente, por Agropecuária, que subiu 6,3% m/m e 7,5% no acumulado, metal, com +0,6% m/m, enquanto energia teve baixa de 0,5% m/m. Por outro lado, a análise interanual, ainda aponta retração de 3,9% para o índice composto. Os três grupos seguem com valores negativos nesta comparação, com destaques para o energético (-12,1%) e o metálico (-12,0%), enquanto o agropecuário está próximo da neutralidade (-0,1%). O Indicador de Antecedente de Emprego - IAEmp apresentou alta de +0,4% m/m, atingindo +78,5 pontos, em fevereiro. Na média móvel de três meses, observa-se um avanço de +1,5%. Quanto a inflação, o IGP-DI de fevereiro indica deflação de -0,41% (contra deflação de -0,27% em janeiro), ancorada na deflação dos preços agropecuários (-1,02%) e dos preços industriais (-0,66%). No acumulado do ano, o IGP-DI é de -0,67%. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,77%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de março de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 82.438 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 82.716 MW médios (+0,3%). Ao comparar com a 1ª Revisão do PMO, observa-se aumento de +34 MW médios (+0,3%) para o submercado Nordeste e redução de -199 MW médios (-0,3%) no somatório da carga estimada nos submercados SE/CO, Sul e Norte. Com relação aos valores verificados em março de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.588 MW médios (+7,2%) e de +3.318 MW médios (+4,2%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de março é de 4.520 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 82.716 MW médios da 2ª revisão do PMO e da carga de 82.272 MW médios do PLAN.

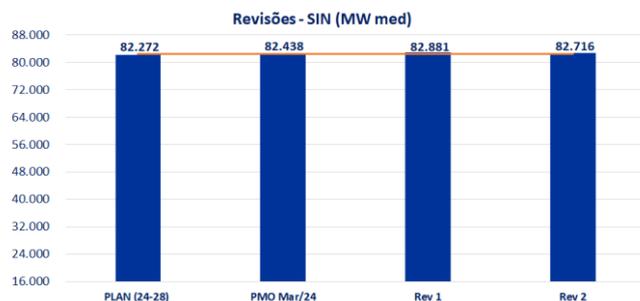


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª revisão do PMO de março de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em março de 2023, observa-se aumento da carga em todos os submercados (totalizando +3.329 MW médios e um aumento de +5,1%), exceto o submercado Nordeste, onde houve uma redução marginal de -11 MW médios (-0,07%). O submercado Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+7,8%), seguido do Nordeste (+6,1%).

Tabela 9 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Mar/24 e a carga observada em Mar/23 e a projeção do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Março/23	PLAN (24-28)
SE/CO	+2.038 (+4,5%)	+406 (+0,9%)
Sul	-11 (-0,1%)	+339 (+2,4%)
Nordeste	+755 (+6,1%)	-126 (-0,9%)
Norte	+536 (+7,8%)	-175 (-2,3%)
SIN	+3.318 (+4,2%)	+444 (+0,5%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução no somatório da carga estimada no submercado Nordeste e Norte, sendo a redução de -301 MW médios (-1,4%) e, aumento do somatório da carga estimada no submercado SE/CO e Sul em +745 MW médios (+1,2%).

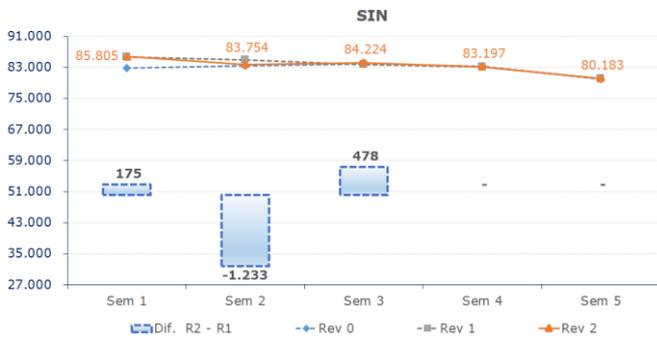


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de março de 2024

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de março com as projeções da 1ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se um aumento da carga verificada para o submercado Nordeste de +140 MW médios (+1,1%) e, uma redução de -1.373 MW médios (-1,9%) no somatório da carga verificada nos submercados SE/CO, Sul e Norte. Para a 3ª semana operativa, a carga prevista para o submercado SE/CO é de +478 MW médios (+1,0%), enquanto a carga dos demais submercados se manteve. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +84.224 MW médios (vide Gráfico 12).

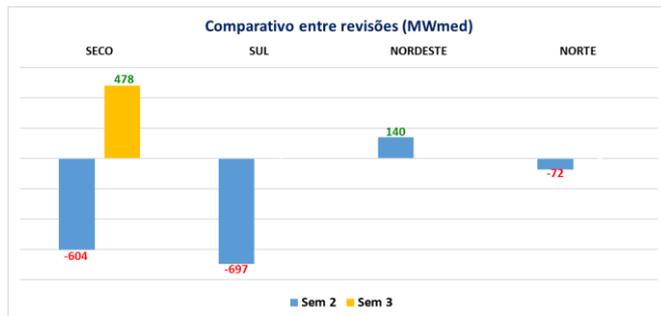


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a maior na 3ª semana operativa e mantidas para as demais semanas operativas do mês de março.

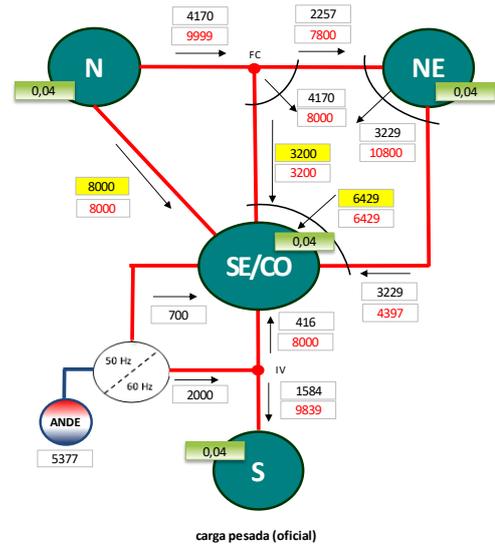
Tabela 10 - Carga prevista para o mês de março de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	82.829	83.463	83.814	83.268	80.045	79.311
RV1	85.630	84.987	83.746	83.197	80.183	79.443
RV2	85.805	83.754	84.224	83.197	80.183	79.443

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

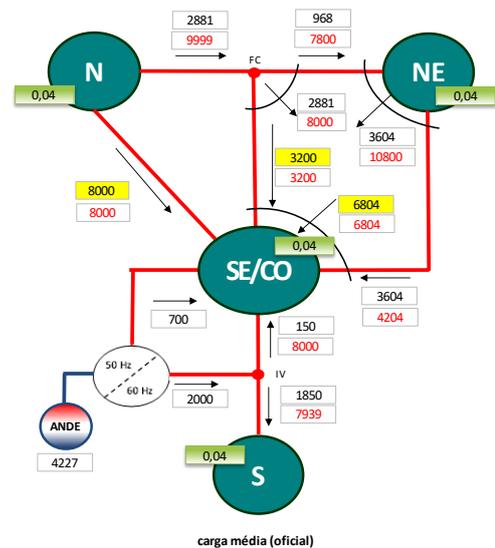
### Intercâmbio entre submercados

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.



XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)  
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)  
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

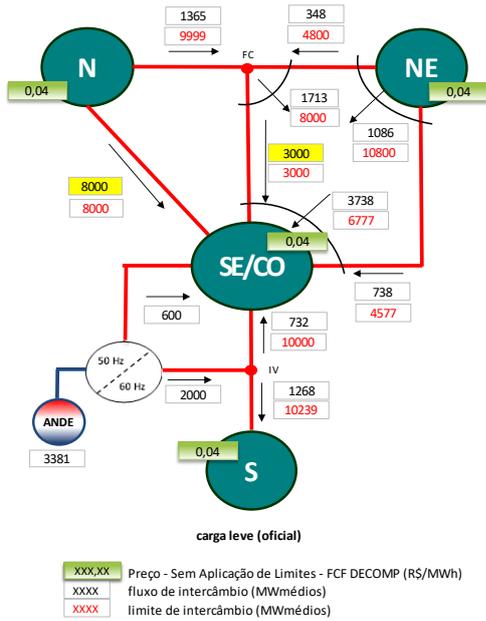


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

### 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.

Para a terceira semana operativa de março não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

### 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.

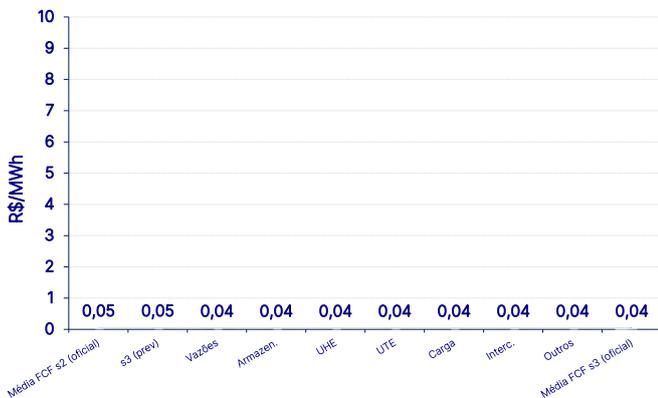


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, não houve variação significativa em relação à expectativa anterior e a FCF ficou em R\$ 0,04/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.

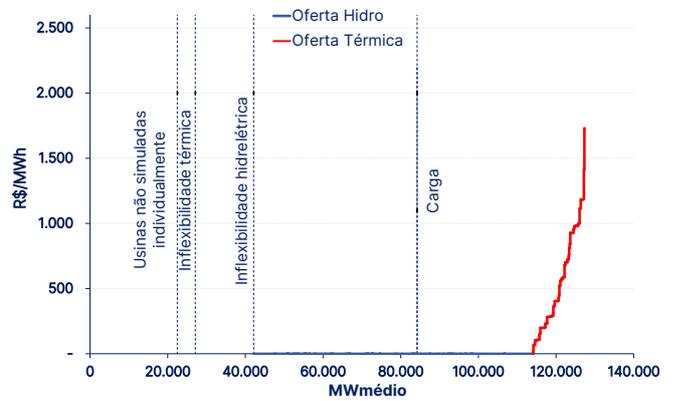


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa preliminar de ESS - março de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de março de 2024.

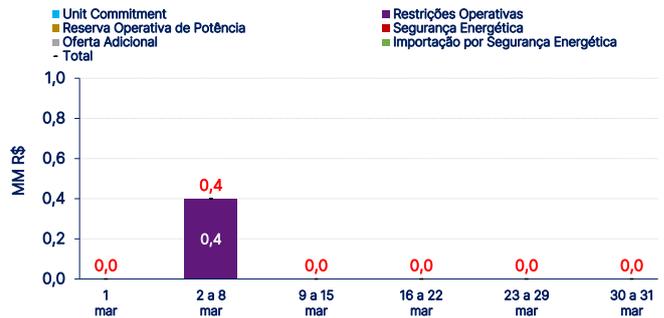


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Norte	0,05	0,39	-	-	-	-	0,44
Total	0,05	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Subm.	-	0,02	-	-	-	-	0,02
Total	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,46 milhões, sendo R\$ 0,02 milhões por unit commitment e R\$ 0,44 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 7 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 8 de março são idênticos aos do dia 7.

A expectativa para o período de 9 a 31 de março de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 2 de março de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Adicionalmente, as estimativas 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.

### Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para março é apresentada no Gráfico 20.

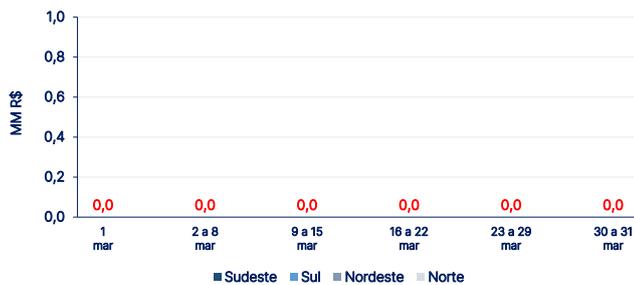


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2024

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 2024.

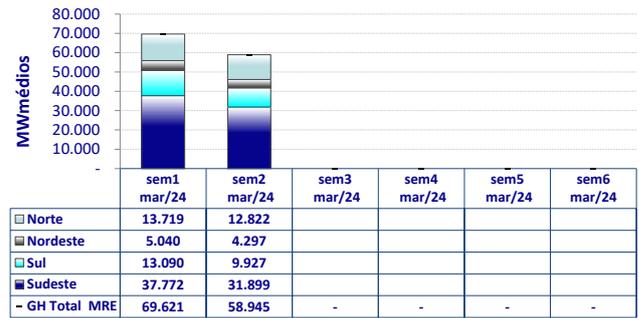


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 2024.

A garantia física sazonalizada de 2023 e 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – dezembro/2023, publicado em 8 de fevereiro de 2024 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023. Para 2024, considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 7 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 8 de março são idênticos aos do dia 7.

A expectativa para o período de 9 a 31 de março de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 2 de março de 2024.

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 2024, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de fevereiro de 2024. 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.

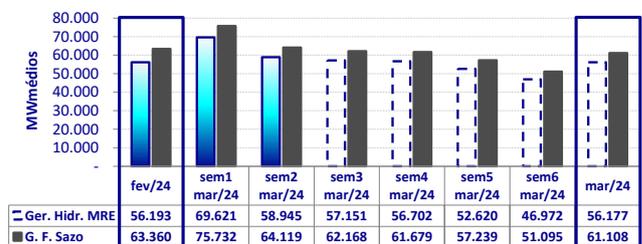


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e de março de 2024

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de fevereiro e março de 2024 (ainda não contabilizados).

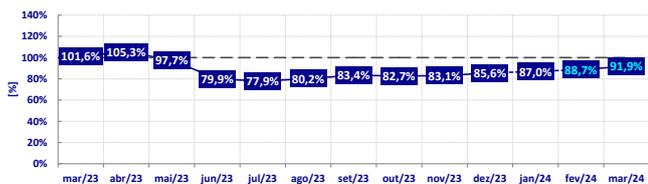


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

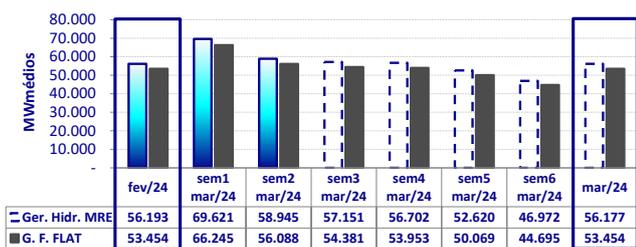


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2024

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 2024 (ainda não contabilizados).

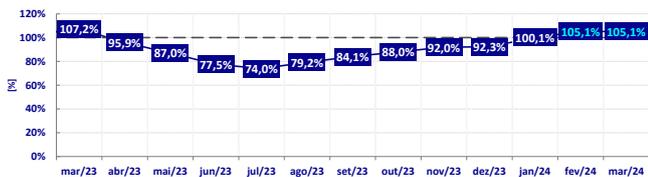


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 março de 2024 não foram identificadas inconsistências.

### Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

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

- UHE Itaparica:  
Restrição: Transposição de água.  
Valores CCEE: 26,4 m³/s.  
Valores ONS:

Tabela 12 – Valores ONS

Mês	Vazão bombeada (m³/s)
mar/24	20,19
abr/24	20,19
mai/24	12,86
jun/24	14,28
jul/24	18,45
ago/24	19,21
set/24	19,21
out/24	19,05
nov/24	19,21
dez/24	19,05
Demais meses	26,4

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Documento: Resolução ANA nº 173/2023.

Consideração no PLD: PMO de abril de 2024.

- UHE Manso:  
Restrição: Defluência Mínima.  
Valores CCEE: 95 m³/s (FSARH 319).  
Valores ONS: 80 m³/s (FSARH 5645).

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Documento: Ofício nº 190596 / CEE / SUIMIS / 2024.

Consideração no PLD: PMO de abril de 2024.

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

Em termos de Consultas Públicas e Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD, têm-se as seguintes abertas:

- Consulta Pública ONS: Revisão dos Submódulos – REN 1.078/2023 (Critérios e Procedimentos para PMO, CMO e PLD) – alteração de prazos. Período para contribuição: 15/02/2024 a 18/03/2024