

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 2024.

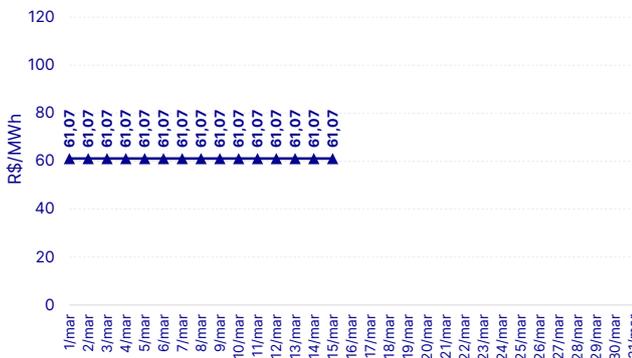


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de março de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

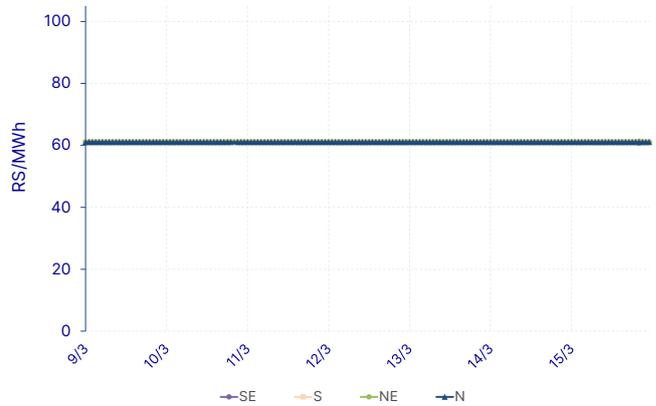


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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
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	85.334	1.483	3.966	6.567	3.031	61.304	3.705	5.278
%	100%	2%	5%	8%	3%	72%	4%	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 9 a 15 de março de 2024.

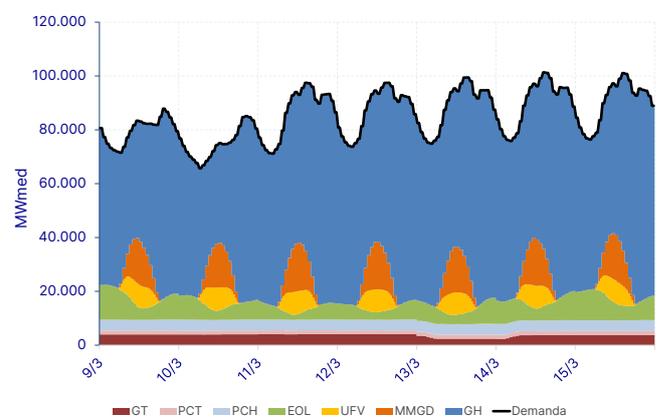


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

¹Custo 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

	09/03	10/03	11/03	12/03	13/03	14/03	15/03
ONS	-	-	-	-	-	-	-
CCEE	1º Nível	-	-	-	-	-	-

O acionamento dos níveis de contingência ocorre devido a impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM, de acordo com o Submódulo 1.4 dos Procedimentos de Comercialização e Submódulo 4.5 dos Procedimentos de Rede.

Como exposto nos Planos de Contingência, o 1º nível de contingência estabelece a execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover, no dia em questão, apenas no caso CCEE.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 16 a 22 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 </td <td>0,04</td> <td>0,04</td>	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 terceira e da quarta semana de março.

Tabela 5 – 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	0,04	0,04	-
S	0,04	0,04	-
NE	0,04	0,04	-
N	0,04	0,04	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 16 a 22 de março, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,04/MWh todos os submercados.

Para março de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 64% no Sudeste; 142% no Sul; 58% no Nordeste e 85% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 3.107 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.911 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 624 MWmédios no submercado Sul, 461 MWmédios no submercado Nordeste e 112 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -25 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 205 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 676 MWmédios no submercado Sul, -

620 MWmédios no submercado Nordeste, -286 MWmédios no submercado Norte.

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.

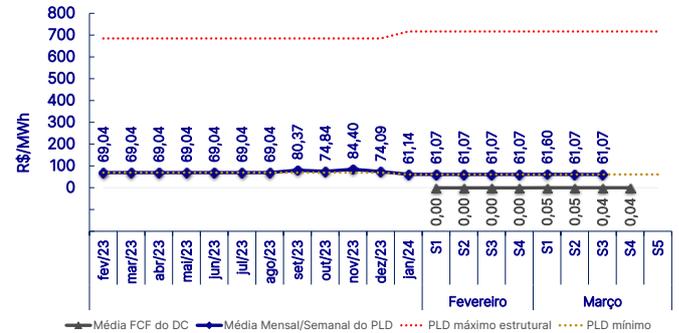


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

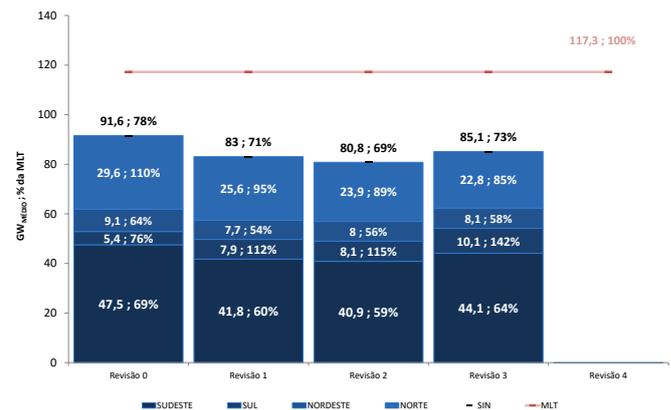


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

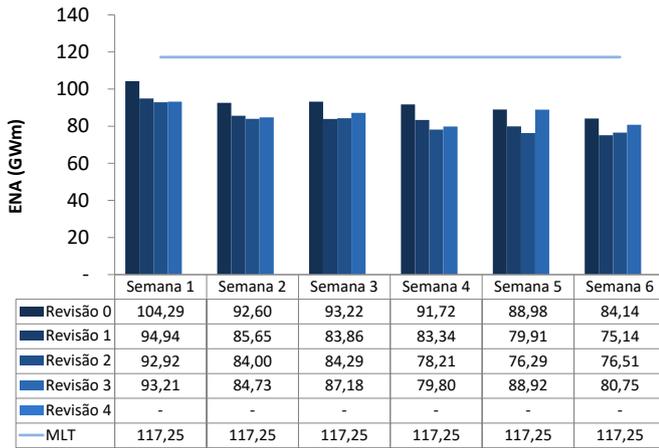


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde fevereiro de 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 77.400 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 80.800 MWmédios.

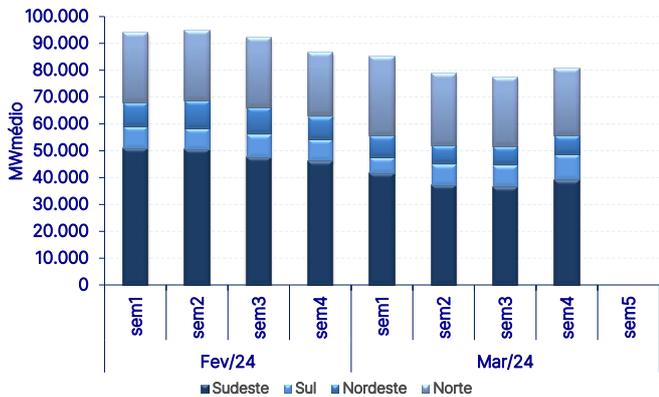


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2024

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

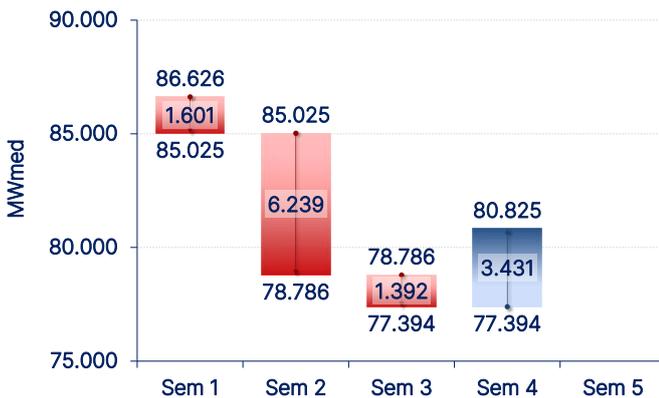


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
2.533	1.297	123	-521

Armazenamento inicial

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

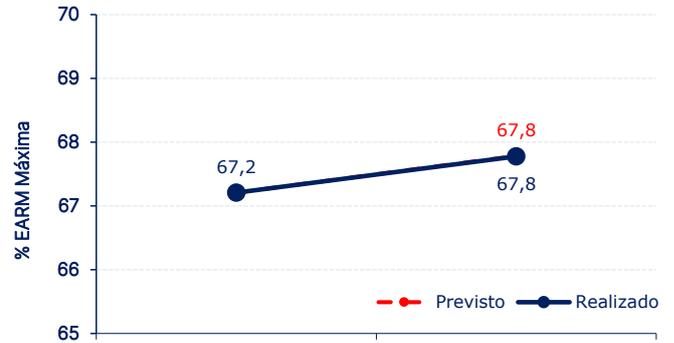


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 67,8% (Energia Armazenada de 198.952 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 67,8% (Energia Armazenada de 198.927 MWmês), o que representou uma queda de -25 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 quarta semana operativa de março

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	65,0%	133.551	65,1%	133.756	0,1%	205
S	66,7%	13.646	70,0%	14.322	3,3%	676
NE	70,9%	36.668	69,7%	36.048	-1,2%	-620
N	95,1%	15.087	93,3%	14.801	-1,8%	-286
SIN	67,8%	198.952	67,8%	198.927	-	-25

Carga - DECOMP

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

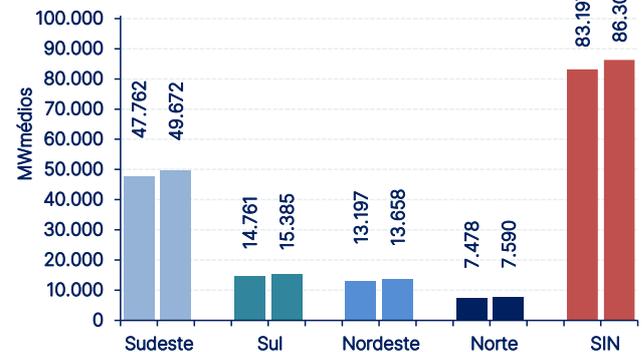


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 8 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de março.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1.911	624	461	112

No âmbito internacional, nos EUA, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) e sua medida de núcleo subiram +0,4% m/m em fevereiro. O Índice de Preços ao Produtor (PPI) subiu +0,6% ante 0,3% em janeiro, por conta da forte alta de +6,8% do preço da gasolina. Já o núcleo do PPI avançou +0,3% ante +0,5% no mês anterior. A Confiança dos empresários das empresas de pequeno porte recuou em fevereiro, atingindo +89,4 pontos. Segundo a BLS, a taxa de desemprego subiu para +3,9% em fevereiro, com estabilidade na taxa de participação, em +62,5%. Os salários cresceram +5,0% y/y, em fevereiro. Esta variação é a mesma observada em janeiro, segundo o Wage Growth Tracker do FED de Atlanta. Para aqueles que mudaram de emprego, os seus salários cresceram +5,3%, ante +5,7% no mês anterior. Já os salários de quem permaneceu em seu emprego, a alta foi de +4,7% y/y. O resultado consolidado do tracker mostra que os salários continuam a crescer num ritmo superior ao observado antes da pandemia e incompatível com a inflação na meta. Na Zona do Euro, a produção industrial recuou -3,2% m/m, em janeiro. O destaque foi a forte queda de -14,5% da produção da indústria de bens de capital. Na China, o IPC subiu +0,7% y/y, em janeiro. O núcleo avançou +1,2% na comparação interanual, enquanto os preços dos serviços cresceram +1,9% y/y desde a eclosão da pandemia. O Índice de Preços ao Produtor recuou -2,7% y/y, em fevereiro. Os preços dos bens de consumo recuaram -0,9%, enquanto os preços dos insumos para outras indústrias recuaram -3,3% y/y. No contexto nacional, observa-se para a 2ª semana de março, que o saldo comercial foi de US\$ 1,5 bilhão, com exportações de US\$ 6,9 bilhões e importações de US\$ 5,4 bilhões. No mês, o saldo acumulado é de US\$ 2,1 bilhões, versus US\$ 2,8 bilhões no mesmo período em março de 2023. A média das exportações no mês é de US\$ 1,4 bilhão/dia (+1,7% m/m e 0,9% y/y). Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. As importações no mês registraram uma média de US\$ 1,1 bilhão/dia (+14,9% m/m e +13,5% y/y). Combustíveis, petróleo e componentes eletrônicos foram as principais compras. Em relação ao comércio em janeiro, na série ajustada para descontar os efeitos sazonais, o varejo restrito cresceu +2,5% m/m com destaque para o crescimento dos itens Tecidos, Vestuários e Calçados (+8,5% m/m), Equipamento e Material para Escritório, Informática e Comunicação (+6,1% m/m) e Outros Artigos de Uso Pessoal e Doméstico (+5,2% m/m), enquanto o varejo ampliado teve alta similar de +2,4% com destaque para o item Veículos, Motos, Partes e Peças (+2,8% m/m). A produção de papel ondulado cresceu +1,5% m/m em fevereiro. Na comparação interanual, sem ajustes sazonais, registra-se o quinto avanço seguido, de +11,1%. Quanto à inflação, a 1ª prévia do IGP-M de março indica deflação de -0,54% (contra -0,44% em fevereiro), ancorada na acentuação da queda dos preços industriais (-1,26% contra -0,09% em janeiro). O IPCA de fevereiro registrou +0,83% (contra +0,42% em janeiro), com destaque para a alta sazonal do item Educação, passando de +0,33% em janeiro para +4,98% em fevereiro, sobretudo por conta dos reajustes em Cursos regulares e Cursos diversos. No acumulado do ano, o IPCA é de +1,25%. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,78%.

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 3ª revisão para 83.964 MW médios (+1,85%). Ao comparar com a 2ª Revisão do PMO, observa-se aumento de +1.248 MW médios (+1,5%) no somatório da carga estimada dos submercados. Com relação aos valores verificados em março de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +6.836 MW médios (+8,9%) e de +4.566 MW médios (+5,8%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de março é

de 4.520 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 83.964 MW médios da 3ª revisão do PMO e da carga de 82.272 MW médios do PLAN.

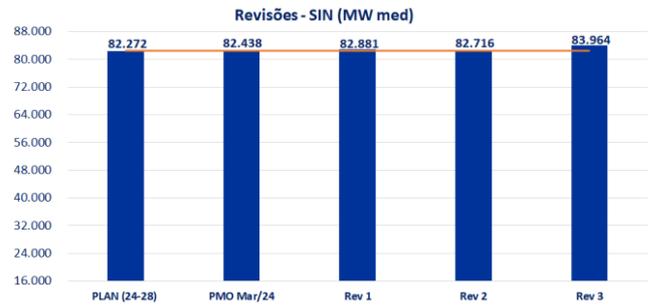


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª 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 3ª revisão do PMO com os valores verificados em março de 2023, observa-se aumento da carga em todos os submercados (totalizando +4.566 MW médios e um aumento de +5,8%). O submercado Nordeste foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+8,9%), seguido do Norte (+8,4%).

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	+2.669 (+5,9%)	+1.037 (+2,2%)
Sul	+217 (+1,5%)	+567 (+4,0%)
Nordeste	+1.098 (+8,9%)	+217 (+1,6%)
Norte	+583 (+8,4%)	-128 (-1,7%)
SIN	+4.566 (+5,8%)	+1.693 (+2,1%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução da carga estimada no submercado Norte, sendo a redução de -128 MW médios (-1,7%) e, aumento do somatório da carga estimada nos submercados SE/CO Sul e Nordeste em +1.821 MW médios (+2,4%).

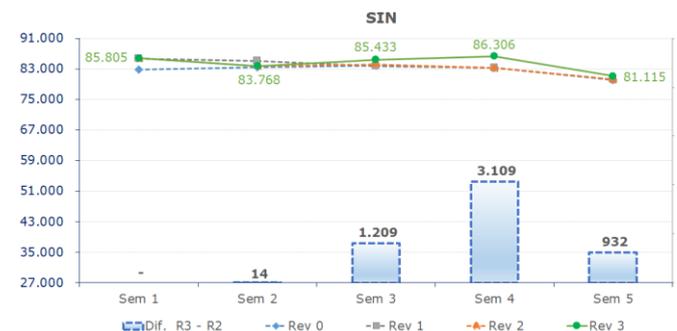


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de março de 2024

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de março com as projeções da 2ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se um aumento da carga verificada para o somatório dos submercados de +1.209 MW médios (+1,4%). Para a 4ª semana operativa, observa-se um aumento da carga verificada para o somatório dos submercados de +3.109 MW médios (+3,7%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +86.306 MW médios (vide Gráfico 12).

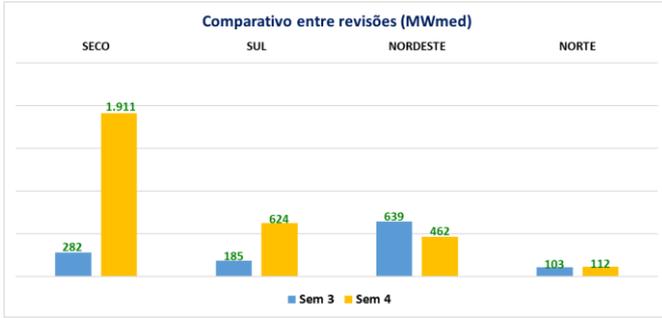


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram ajustadas a maior 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
RV3	85.805	83.768	85.433	86.306	81.115	80.368

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.

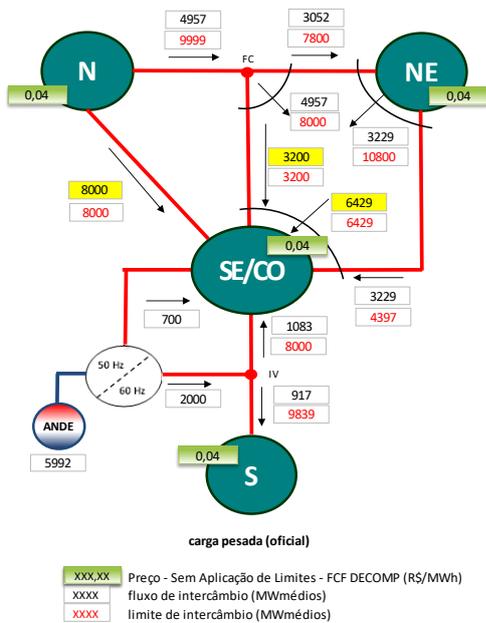


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

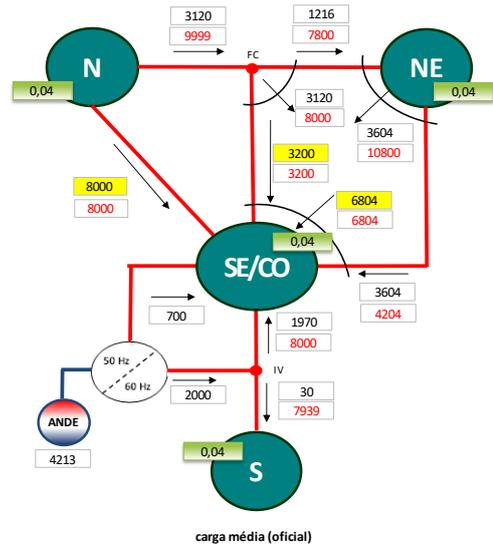


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

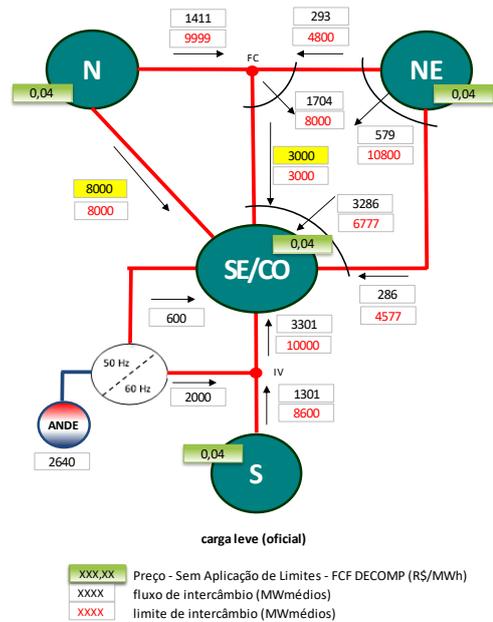


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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.

Para a quarta 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.

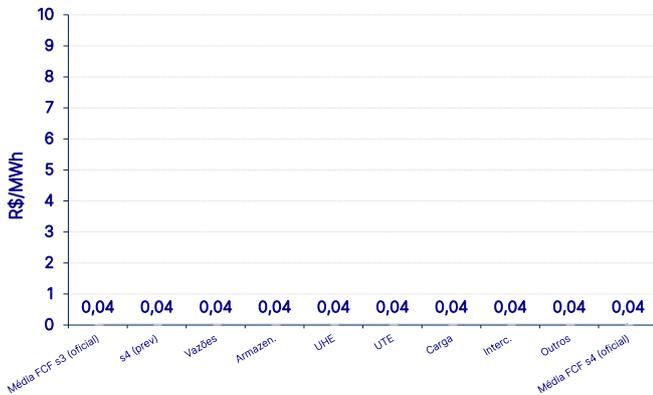


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, não houve variação em relação à expectativa anterior e a FCF permaneceu 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.

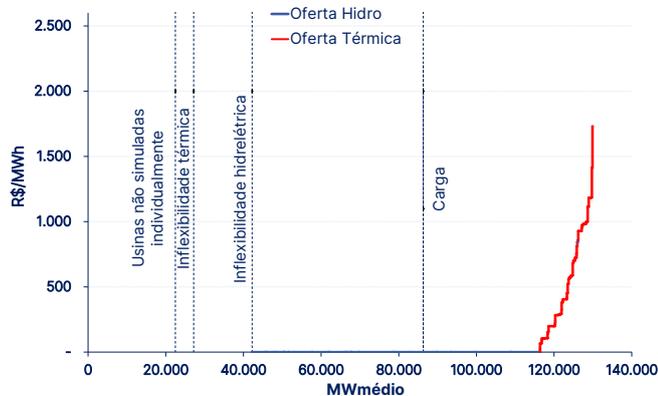


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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.

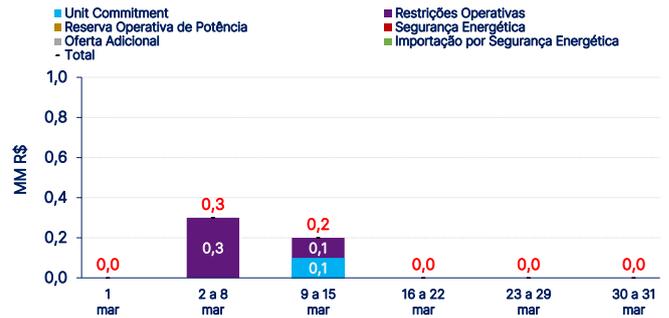


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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
Restrição operativa (R\$ MM)							
Norte	0,05	0,32	0,08	-	-	-	0,43
Total	0,05	0,32	0,08	0,00	0,00	0,00	0,43
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)							
Norte	-	0,02	0,08	-	-	-	0,10
Total	0,00	0,02	0,08	0,00	0,00	0,00	0,10
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

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,53 milhões, sendo R\$ 0,10 milhões por unit commitment e R\$ 0,43 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 14 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de março são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 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 3 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.

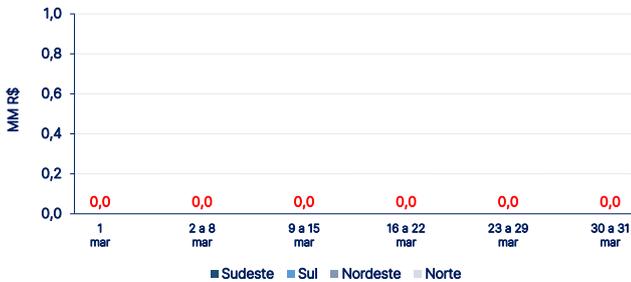


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2024

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.

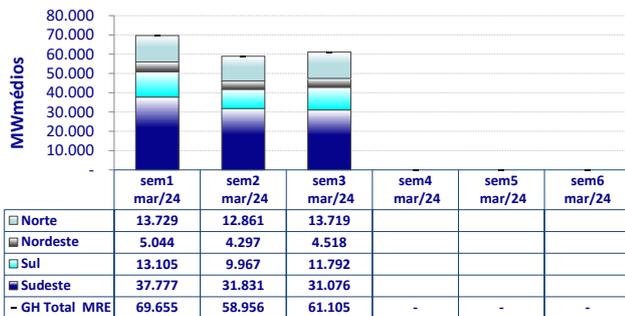


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - janeiro/2023, publicado em 14 de março de 2024 e 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 14 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de março são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 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 3 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.

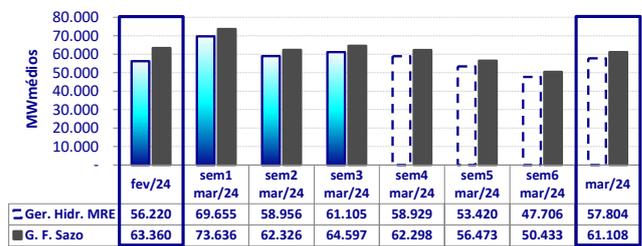


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e de março de 2024

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).

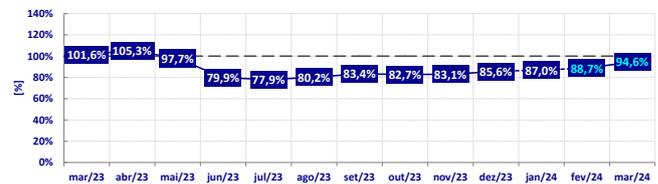


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

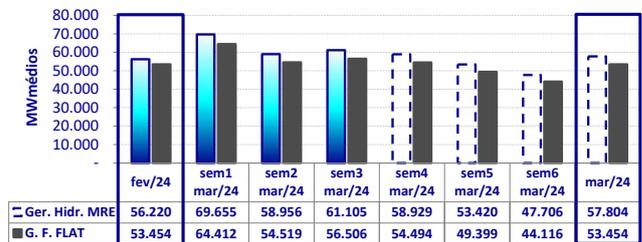


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2024

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).

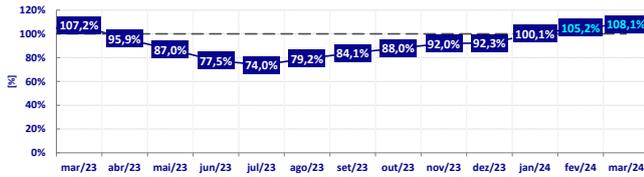


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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

- DSP ANEEL 739/2024 (DOU: 13/03/2024): aprovar os Custos Variáveis Unitários - CVU do complexo termelétrico Jorge Lacerda, para operação em carga plena e em carga reduzida.

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