

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

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

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

PLD – 1ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de maio de 2024.

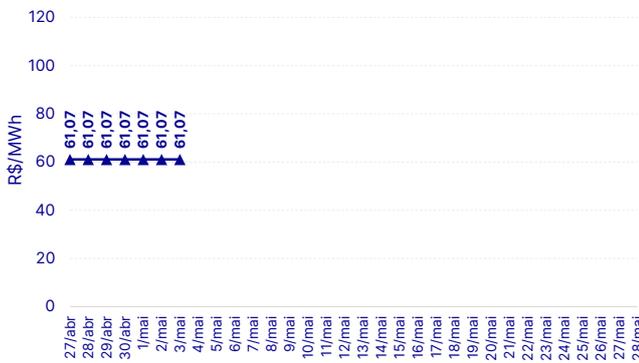


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de abril a 3 de maio de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

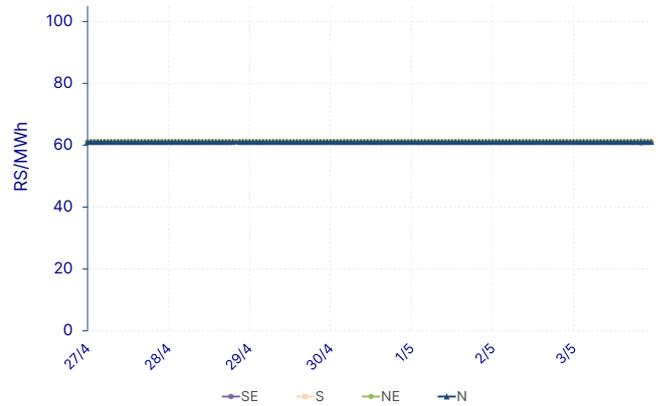


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a primeira semana operativa de maio (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	80.610	3.363	3.946	11.313	3.287	50.596	3.527	4.576
%	100%	4%	5%	14%	4%	63%	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 27 de abril a 3 de maio de 2024.

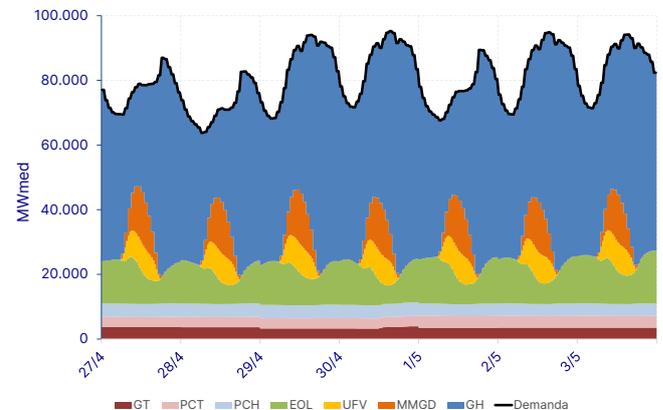


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

Na Tabela 3 são apresentados os níveis de contingência seguidos para a convergência do modelo DESSEM durante a primeira 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

	27/abr	28/abr	29/abr	30/abr	01/mai	02/mai	03/mai
ONS	-	-	2º Nível	1º Nível	-	-	-
CCEE	-	-	2º Nível	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. Já o 2º nível de contingência estabelece, além da configuração indicada no 1º nível, a execução do modelo DESSEM desabilitando o unit commitment das unidades geradoras térmicas.

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 de maio 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	0,37	0,37	0,00	0,00
Média	0,35	0,35	0,00	0,00
Leve	0,33	0,33	0,00	0,00
Média semanal	0,34	0,34	0,00	0,00

A Tabela 5 traz a comparação entre a FCF média da primeira e da segunda semana de maio.

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - mai	2ª sem - mai	Variação %
SE/CO	0,00	0,34	-
S	0,00	0,34	-
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 4 a 10 de maio, apresentaram variações nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 0,34/MWh. Não houve variação em relação à semana anterior nos submercados Nordeste e Norte, permanecendo em R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a atualização nos dados das usinas não simuladas individualmente frente a nova FCF do NEWAVE divulgada na segunda semana operativa.

Para maio de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 93% da MLT para o sistema, sendo 65% no Sudeste; 226% no Sul; 43% no Nordeste e 109% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.413 MWh médios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A

estimativa apresentou variação de 2.413 MWh médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Os demais submercados não apresentaram variação frente a estimativa anterior.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -19 MWh médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.027 MWh médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 839 MWh médios no submercado Sul, 311 MWh médios no submercado Nordeste, -142 MWh médios 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.

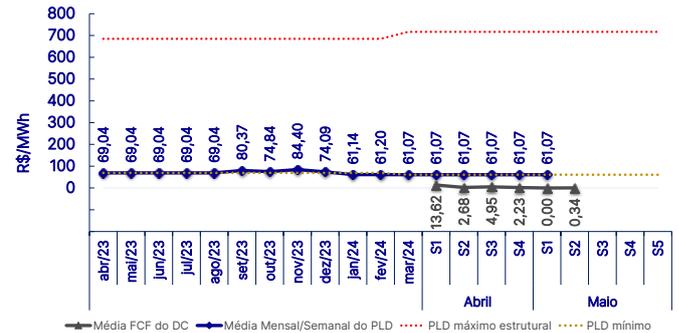


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluente - ENA

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

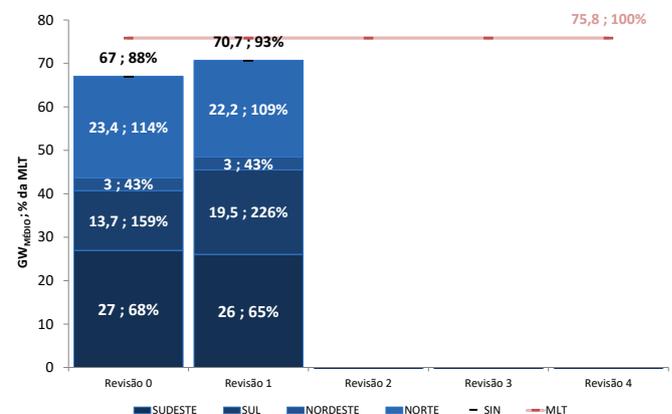


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

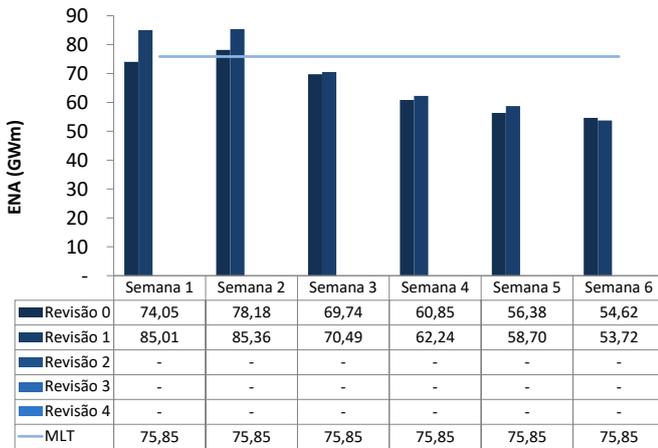


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde abril de 2024. Para abril, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 72.700 MWmédios. Já para maio, os valores de afliências ficaram próximos aos 58.900 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 61.500 MWmédios.

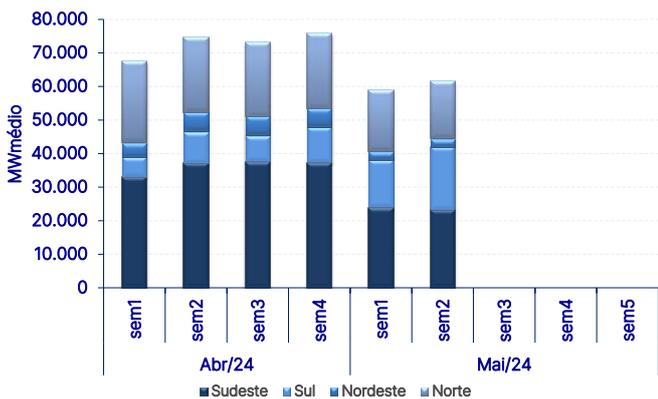


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2024

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

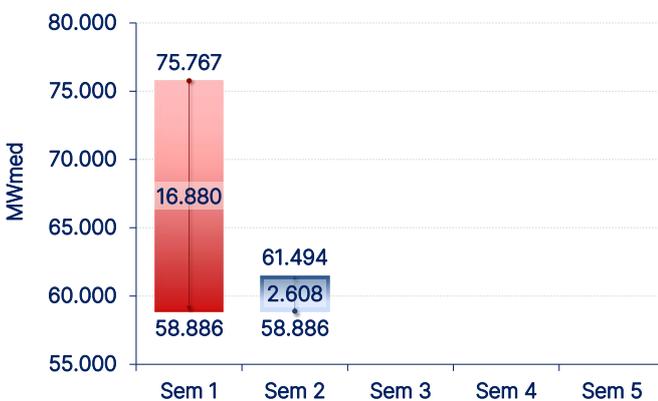


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-702	4.410	6	-1.106

Armazenamento inicial

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

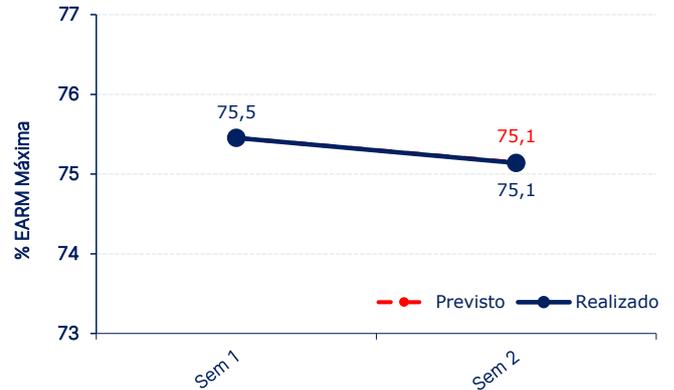


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 75,1% (Energia Armazenada de 220.489 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 75,1% (Energia Armazenada de 220.470 MWmês), o que representou uma queda de -19 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 segunda semana operativa de maio

Submercado	RV1 – previsto		RV1 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	73,3%	150.604	72,8%	149.577	-0,5%	-1.027
S	70,6%	14.444	74,7%	15.283	4,1%	839
NE	77,7%	40.185	78,3%	40.496	0,6%	311
N	96,7%	15.256	95,8%	15.114	-0,9%	-142
SIN	75,1%	220.489	75,1%	220.470	0,0%	-19

Carga - DECOMP

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

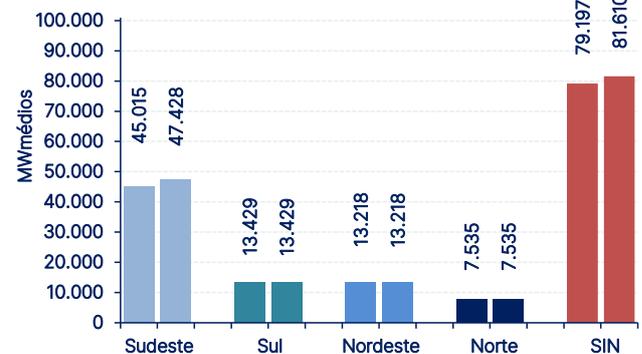


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 segunda semana operativa de maio na RVO de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de maio (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de maio.

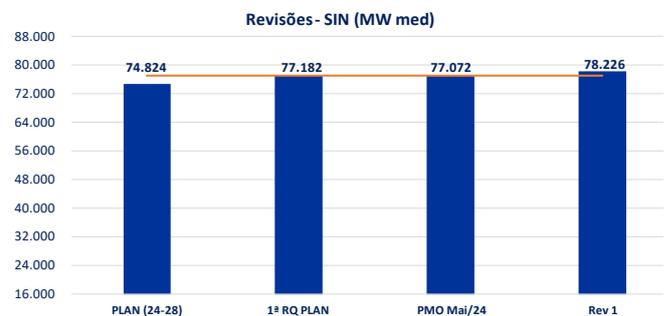
Tabela 8 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
2.413	-	-	-

No âmbito internacional, nos EUA, a pesquisa Jolts mostrou um esfriamento do mercado de trabalho em março, com o recuo do estoque de vagas em aberto para +8,488 milhões de vagas. Na redução da de vagas, destaque para a redução da procura por mão de obra dos setores de construção (-180 mil) e finanças e seguros (-158 mil). A relação entre vagas em aberto e o total de desempregados recuou para +1,32. A queda da quit rate para +2,1%, também mostra o esfriamento do mercado de trabalho. Esta taxa mede o número de trabalhadores que pediram demissão em relação ao total de empregados. Em relação à criação de vagas, em abril, houve criação de +192 mil vagas ante o avanço de +208 mil em março. As empresas dos setores de recreação e hospedagem foram os destaques. Em relação à indústria, houve contração em abril, como mostra o Índice dos Gerentes de Compras (PMI) do setor, que registrou +49,2 pontos. A queda decorreu do recuo dos índices relacionados com a demanda como os componentes de novos pedidos, novos pedidos de exportação, volume de pedidos em atraso e os estoques dos clientes e das empresas. Sobre a confiança do consumidor, em abril, o indicador do Conference Board atingiu a marca de +97 pontos, a mais baixa desde meados de 2022. O principal motivo da queda no mês passado foi a significativa deterioração do índice de expectativas (com queda de -10,3% m/m, totalizando +66,4 pontos). Na Zona do Euro, a inflação em abril ficou em linha com as expectativas. O Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor aumentou +2,4% ao ano, mantendo-se em moderada desaceleração de -2,7% ao ano. Em relação ao PIB, houve crescimento de +0,3% no primeiro trimestre. O crescimento foi generalizado nas principais economias da Zona do Euro, que registraram variações acima do esperado. O destaque foi o avanço de +0,7% do PIB espanhol. França e Alemanha cresceram +0,2%. A demanda externa foi um dos principais fatores deste desempenho positivo. Na China, os PMIs da indústria e do setor não manufatureiro recuaram para +50,4 e +51,2 pontos, em abril. Na indústria, embora a produção continuasse em expansão, o recuo no indicador de pedidos foi o destaque negativo. Já no setor não manufatureiro, a atividade fraca nos serviços foi o principal motivo para a queda do PMI. Especificamente, o PMI dos serviços caiu para +50,3 pontos, em comparação com +52,4 pontos em março. O PMI do setor da construção apresentou um avanço mais significativo, ao atingir +56,3 pontos em abril, em comparação com os +56,2 pontos de março. No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial, observou-se um superávit de +US\$ 1,1 bilhão, com exportações de +US\$ 6,0 bilhões e importações de +US\$ 4,9 bilhões, na 4ª semana de abril. No mês, o saldo acumulado é de +US\$8,6 bilhões. Soja, petróleo, minério de ferro e combustíveis lideraram as vendas no mês. Combustíveis, fertilizantes e componentes eletrônicos foram as principais compras. Com relação à confiança, o Índice de Confiança do Comércio (ICOM) com ajuste sazonal, subiu +5,6% m/m, atingindo +95,5 pontos. Em médias móveis trimestrais tem-se +1,8%. O Índice de Confiança de Serviços (ICS), com ajuste sazonal, caiu -1,0 % m/m para chegar aos +94,8 pontos. Na análise das médias móveis trimestrais, registra-se -0,3%. Sobre o mercado de trabalho, a taxa de desemprego do trimestre encerrado em março de 2024 foi de +7,9%, uma redução de -0,9 ponto percentual em relação ao mesmo período de 2023. Na série com ajuste sazonal, a taxa de desemprego recuou -0,2 ponto percentual para +7,4% na passagem do trimestre findo em fevereiro de 2024 para o trimestre findo em março de 2024. Nessa métrica, houve altas de +0,3% da População Ocupada e de +0,2% da Força de Trabalho. A taxa de participação na força de trabalho caiu para +62% e está +0,9 ponto. O Novo Caged registrou forte criação líquida de empregos formais, +263,6 mil vagas em março, com destaque para a área de Serviços, em especial transportes. Sobre a economia, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), cresceu +2,6% m/m, atingindo +106,5

pontos, em abril. Em médias móveis trimestrais tem-se redução, de -0,8%. Os componentes andaram em direções opostas em abril. Mídia subiu +4,0% m/m e atingiu os +109,8 pontos, para contribuir positivamente com +3,7 pontos na variação do índice principal. Por outro lado, expectativa, apresentou baixa -4,5% m/m, chegando a +90,8 pontos e assim contribuir com -1,0 ponto na variação do IIE-Br. Com relação à indústria, houve crescimento em abril conforme indica o PMI do setor que atingiu a marca de +55,9 pontos. Sobre o PIB, segundo o Relatório Focus, as perspectivas para 2024 são de um crescimento em torno de +2,02%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de maio de 2024. Em termos mensais, o PMO de maio indicou uma expectativa de carga no valor de 77.072 MW médios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 78.226 MW médios (+1,5%). Ao comparar com o PMO, observa-se aumento de +1.154 MW médios (+1,5%) no somatório da carga estimada de todos os submercados. Comparando com os valores verificados em maio de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.584 MW médios (+12,3%) e +5.189 (+7,1%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de maio é de 4.261 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 78.226 MW médios da 1ª revisão do PMO e da carga de 77.182 MW médios da 1ª RQ do PLAN.


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

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de maio de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em abril de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +5.189 MW médios e um aumento de +7,1%). O submercado SE/CO foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+8,0%), seguido do Sul (+6,5%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de maio/24 e a carga observada em maio/23 e a projeção da 1ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Maio/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+3.305 (+8,0%)	+1.008 (+2,3%)
Sul	+797 (+6,5%)	+107 (+0,8%)
Nordeste	+727 (+5,9%)	+22 (+0,2%)
Norte	+359 (+5,0%)	-93 (-1,2%)
SIN	+5.189 (+7,1%)	+1.044 (+1,4%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste (totalizando +1.137 MW médios e um aumento de +1,6%). No submercado Norte, houve uma redução -93 MW médios (-1,2%).

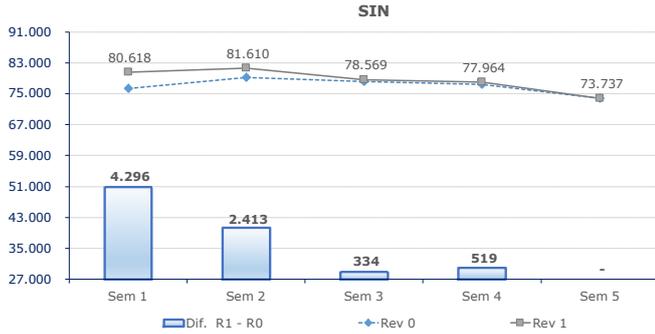


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de maio de 2024

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de maio com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento do somatório da carga verificada de todos os submercados, totalizando +4.296 MW médios (+5,6%). Para a 2ª semana operativa, a carga prevista para o submercado SE/CO aumentou +2.413 MW médios (+5,4%), enquanto a carga dos demais submercados foi mantida. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +81.610 MW médios (vide Gráfico 13).

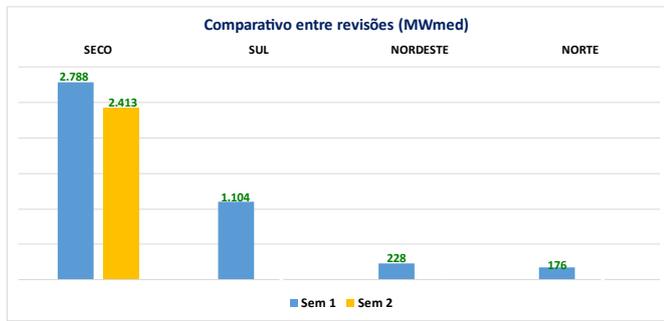


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das revisões 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior em todas as semanas operativas exceto para a semana 5, que manteve a projeção. Isso pode ser observado na Tabela 10, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

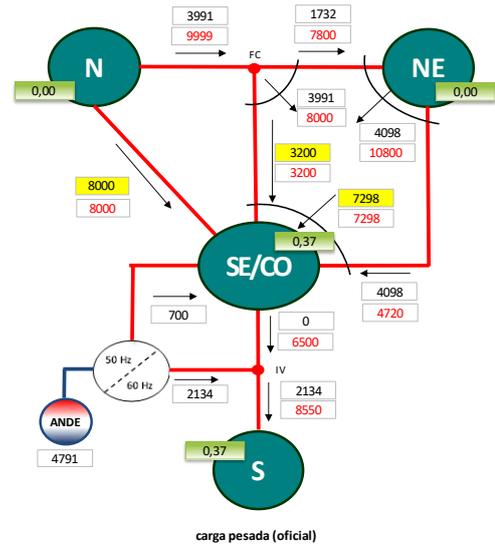
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de maio de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	76.322	79.197	78.235	77.444	73.737
RV1	80.618	81.610	78.569	77.964	73.737

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

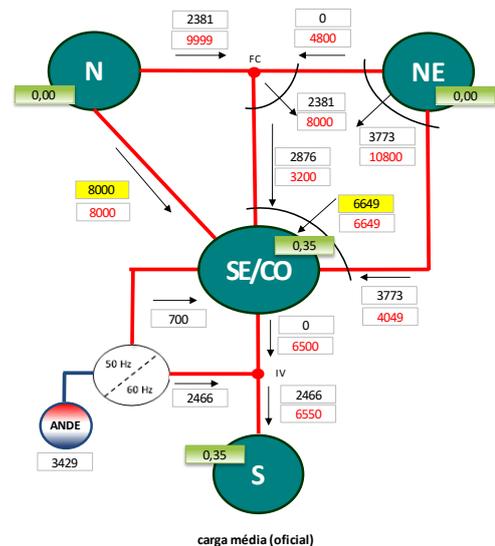
Intercâmbio entre submercados

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.



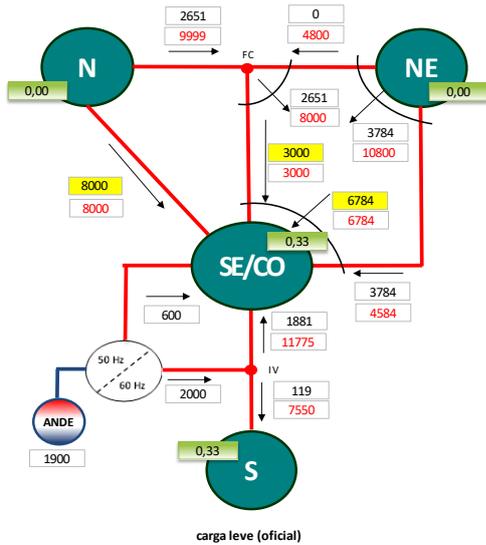
xxx,xx Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
 xxxx fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 xxxx limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



xxx,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



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

Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

FCF do NEWAVE, elevou em aproximadamente R\$ 0,30/MWh a FCF do DECOMP referente a segunda semana operativa.

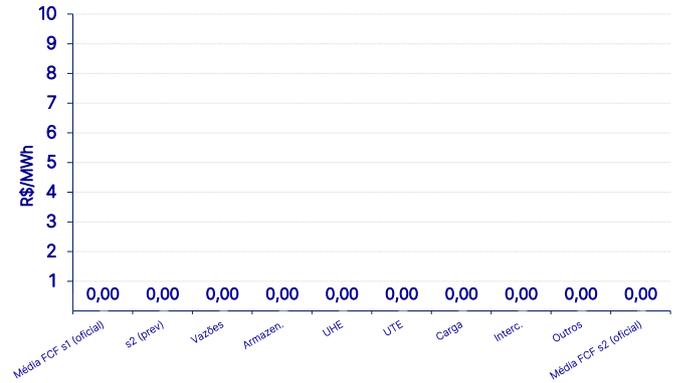


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte não ocorreu variação da FCF frente aos resultados das semanas anteriores.

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 segunda semana operativa de maio 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.

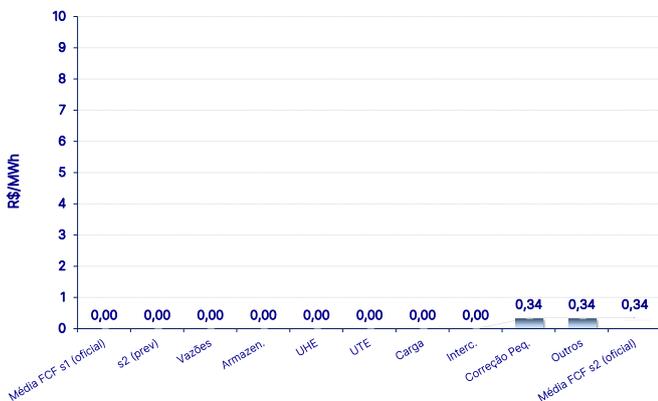


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a segunda semana operativa, observou-se que a atualização dos parâmetros das usinas não simuladas individualmente, juntamente com nova

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.

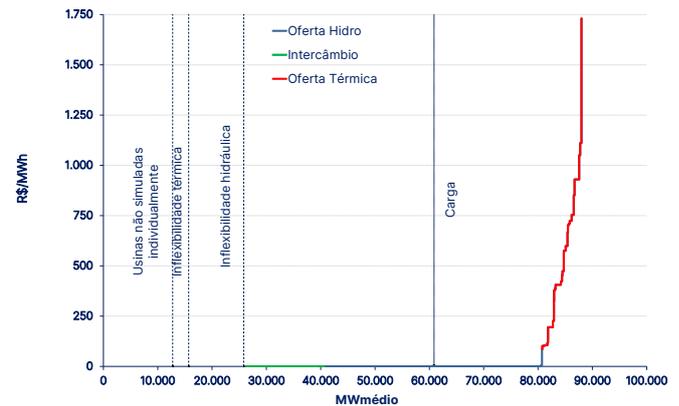


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

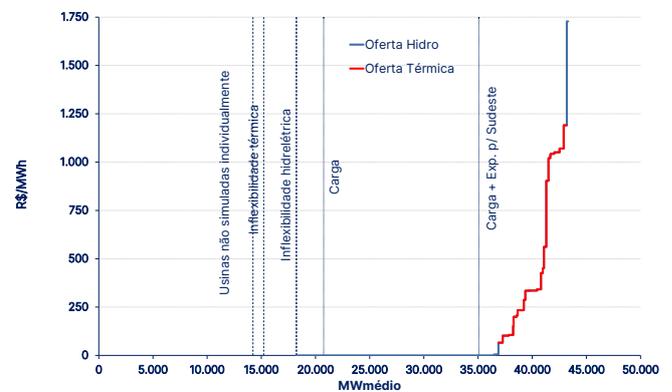


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril e maio de 2024

O Gráfico 21 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de abril de 2024.

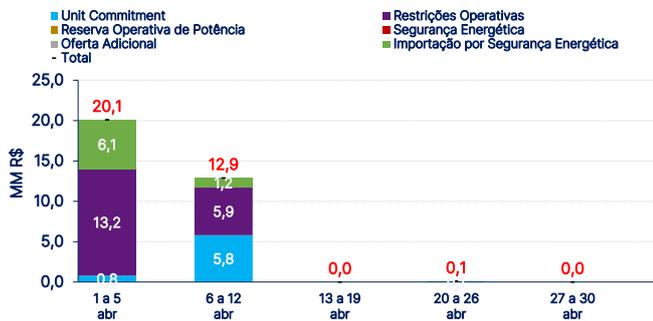


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	9,99	2,99	-	-	-	-	12,98
Sul	0,06	-	-	-	-	-	0,06
Nordeste	3,10	2,85	-	-	-	-	5,95
Norte	0,01	0,02	0,01	-	-	-	0,04
Total	13,16	5,86	0,01	0,00	0,00	0,00	19,03
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)							
Sudeste	0,68	3,17	-	-	-	-	3,83
Sul	-	0,04	-	-	-	-	0,04
Nordeste	0,09	2,58	-	-	-	-	2,67
Norte	0,03	-	0,01	0,06	0,04	-	0,14
Total	0,78	5,79	0,01	0,06	0,04	0,00	6,68
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	6,10	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	7,30

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 33,01 milhões, sendo R\$ 6,68 milhões por unit commitment, R\$ 7,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 19,03 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 22 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2024.

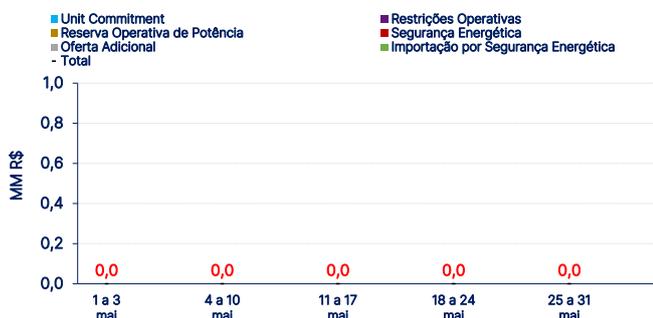


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de maio

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)							
Norte	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Total	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
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 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,01 milhões, sendo R\$ 0,01 milhões por unit commitment.

O valor estimado de geração para o período de 1º de abril a 1 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 2 de maio foram utilizados os valores divulgados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de maio são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 a 31 de maio 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 1 de maio 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 abril é apresentada no Gráfico 23.

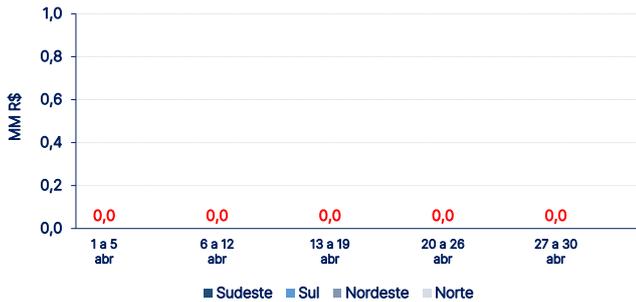


Gráfico 23 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no Gráfico 24.

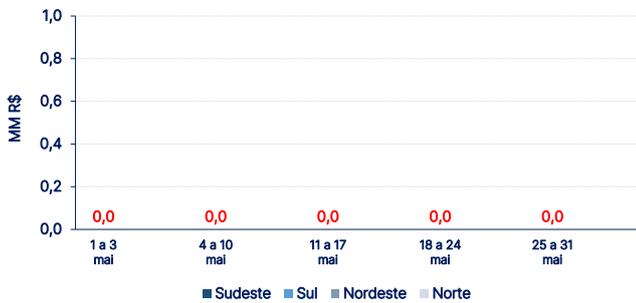


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

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 25 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para maio de 2024.

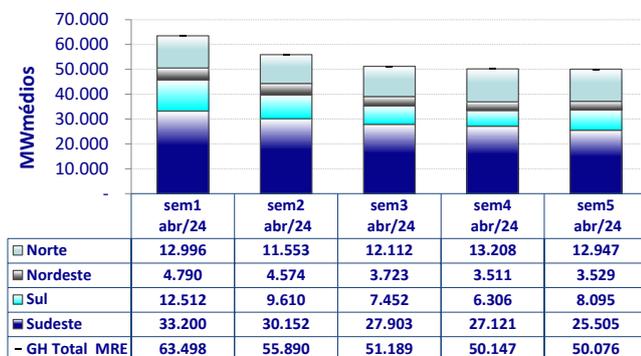


Gráfico 25 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 26 e no Gráfico 27 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para abril e maio de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - fevereiro/2023, publicado em 11 de abril de 2024 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 087/24, de 24 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º de abril a 1 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 2 de maio foram utilizados os valores divulgados no Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de maio são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 a 31 de maio 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 1 de maio 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 abril de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

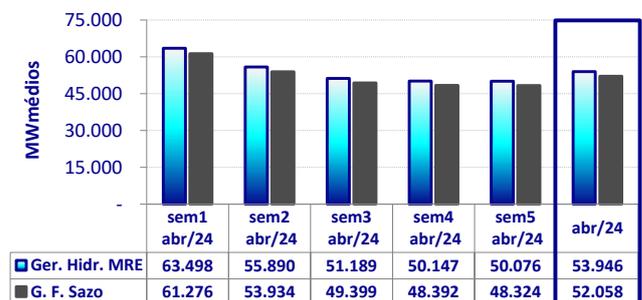


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2024

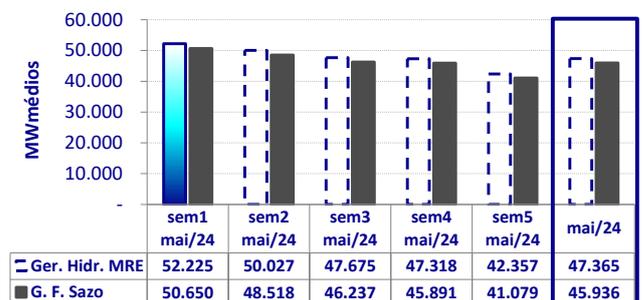


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2024

O Gráfico 28 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2024 (ainda não contabilizados).

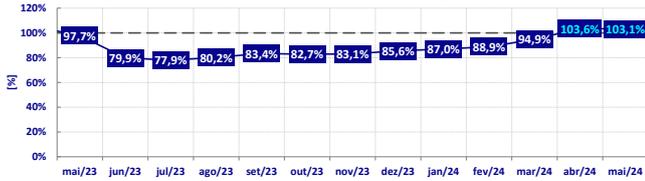


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 29 e no Gráfico 30 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 abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

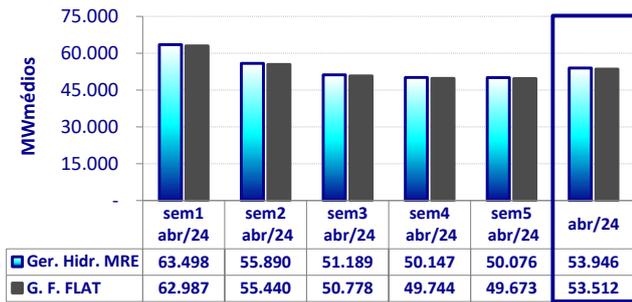


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2024

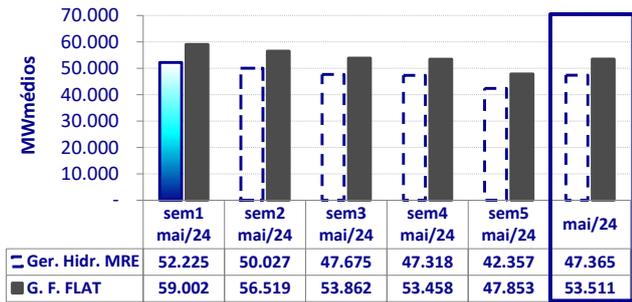


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2024

O Gráfico 31 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 abril e maio de 2024 (ainda não contabilizados).

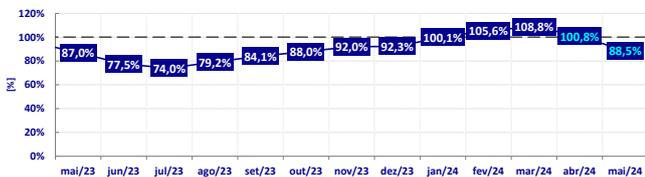


Gráfico 31 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a primeira semana operativa de maio 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 primeira semana operativa de maio, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE P. Primavera e Jupia:

Restrição: Defluência Mínima

Valores CCEE: 3900 e 3300 m³/s

Valores ONS: 4600 e 4000 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM.

Documento: FSARH 5780 e 5777.

Consideração no PLD: PMO de junho de 2024.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- PRT MME 76/2024: Autorizar, em caráter excepcional e temporário, a inclusão de custos fixos ao Custo Variável Unitário para geração de energia elétrica, de Usinas Termelétricas despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis, desde que não possuam Contrato de Comercialização de Energia Elétrica vigente enquanto usufruírem dos termos desta Portaria Normativa.

No momento, se encontram abertas as seguintes Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD:

- Portaria MME 777/2024: divulgação para Consulta Pública a documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024. Período para contribuição: até 17/06/2024.

Histórico de versões

Versão 2 –Gráfico 17 ajustado com a parcela de decomposição das UNSI. O Gráfico 19 e o Gráfico 20 foram ajustados em relação a parcela de intercâmbio e a pilha térmica.