

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 maio de 2024.

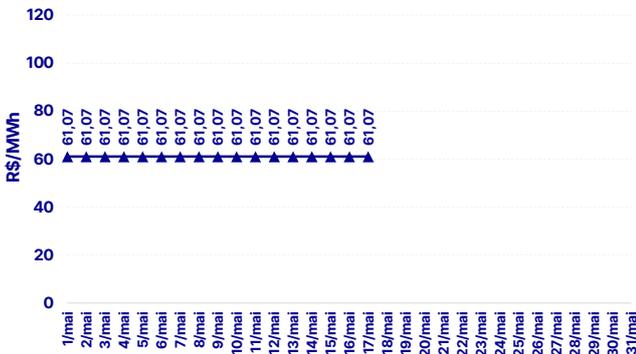


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de maio de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

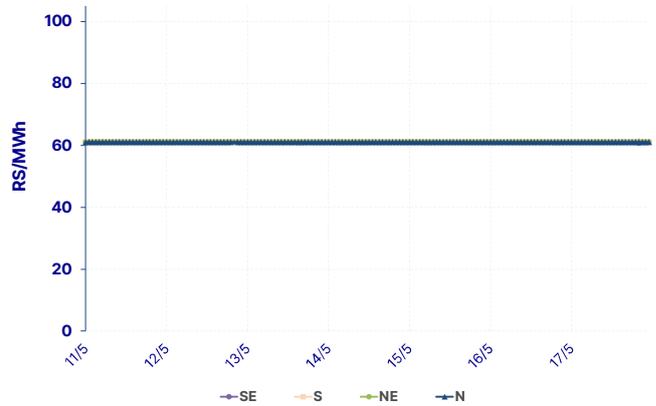


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 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	79.111	3.767	3.499	10.419	3.382	50.466	3.392	4.186
%	100%	5%	5%	13%	4%	64%	4%	5%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 11 a 17 de maio de 2024.

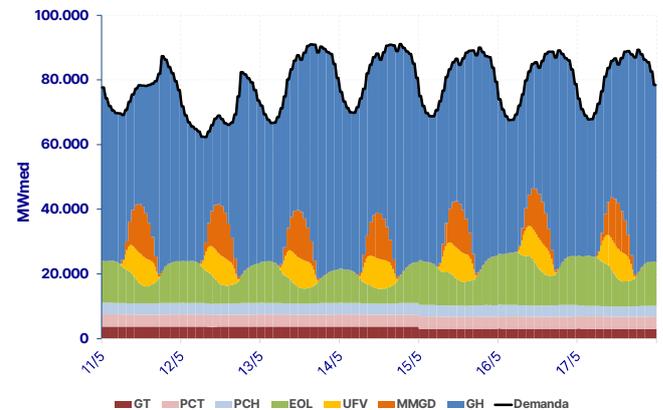


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Durante a terceira semana operativa não foi necessário acionamento dos níveis de contingência para convergência do modelo DESSEM nos casos ONS e CCEE

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	1,08	1,08	1,08	1,08
Média	1,04	1,04	1,04	1,04
Leve	1,03	1,03	1,03	1,03
Média semanal	1,04	1,04	1,04	1,04

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de maio.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - mai	4ª sem - mai	Variação %
SE/CO	0,22	1,04	367,9%
S	0,22	1,04	367,9%
NE	0,00	1,04	-
N	0,00	1,04	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 18 a 24 de maio, apresentaram variações de: 367,9% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 1,04/MWh; e elevação nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 1,04/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês de maio e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para maio de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 89% da MLT para o sistema, sendo 59% no Sudeste; 285% no Sul; 43% no Nordeste e 82% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.157 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.327 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -251 MWmédios no submercado Sul e 82 MWmédios no submercado Norte. Não ocorreu variação no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.696 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -822 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -552 MWmédios no submercado Sul, -259 MWmédios no submercado Nordeste, -63 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.

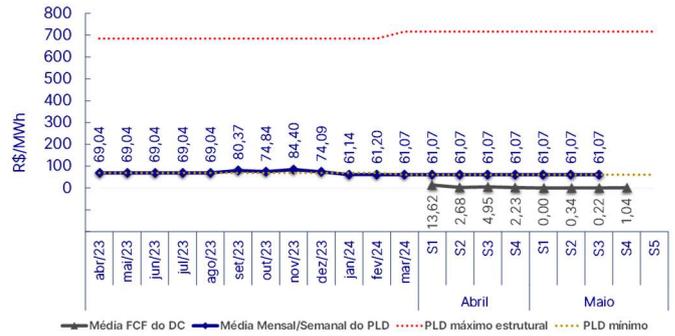


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluente - ENA

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

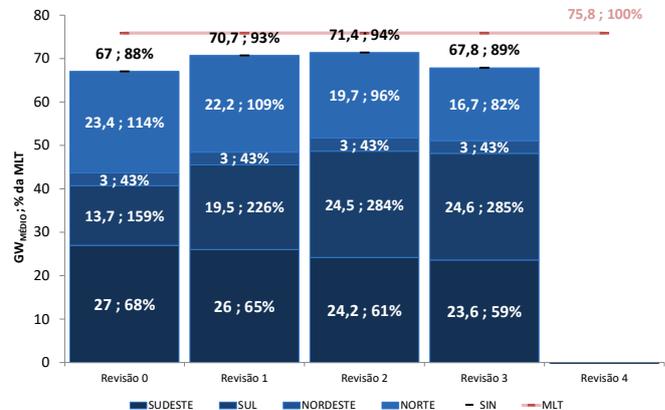


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

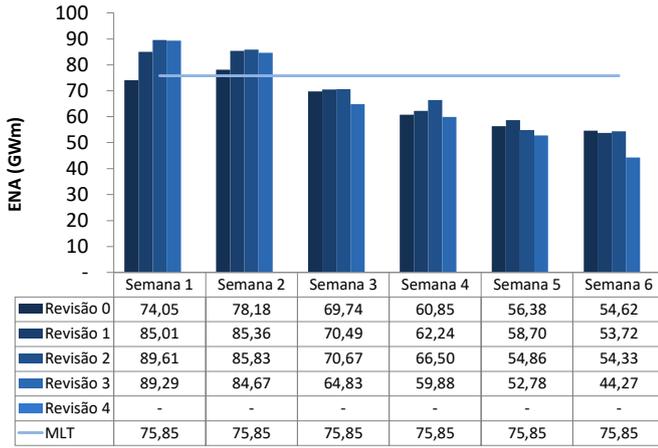


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 MWh médios. Já para maio, os valores de afliências ficaram próximos aos 62.100 MWh médios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 59.300 MWh médios.

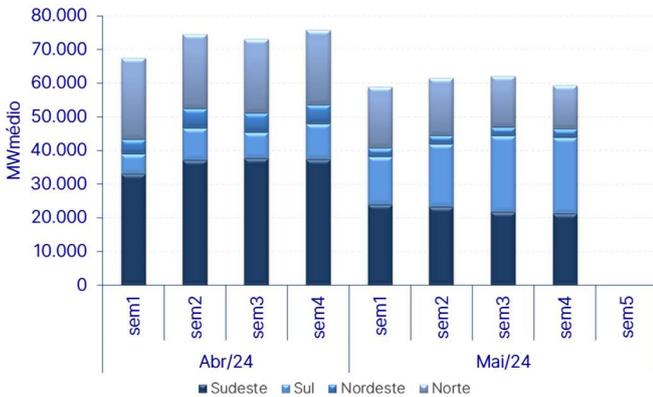


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - abril e maio de 2024

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

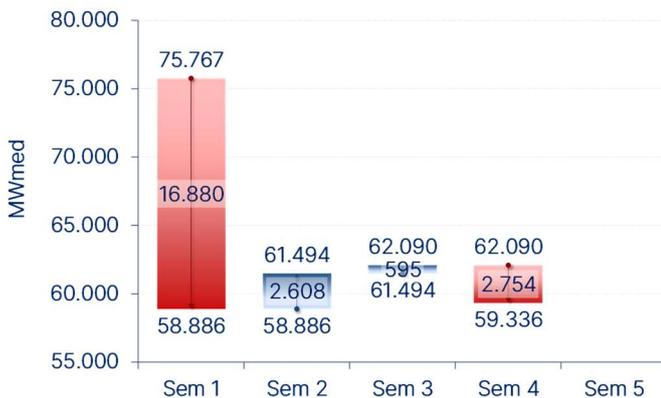


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-456	-33	-20	-2.245

Armazenamento inicial

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

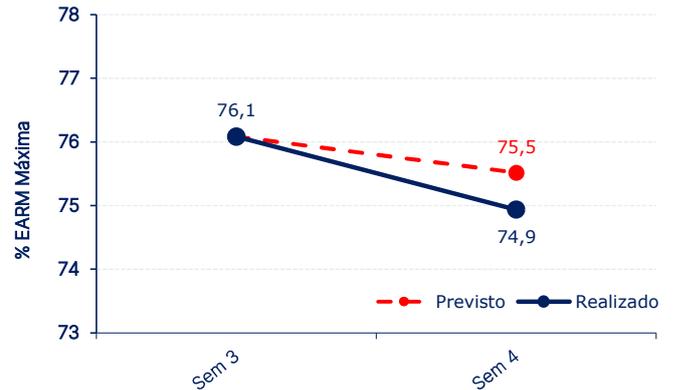


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 75,5% (Energia Armazenada de 221.579 MWhês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 74,9% (Energia Armazenada de 219.883 MWhês), o que representou uma queda de -1.696 MWhês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWhês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de maio

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWhês	%	MWhês	%	MWhês
SE/CO	72,4%	148.755	72,0%	147.933	-0,4%	-822
S	88,4%	18.086	85,7%	17.534	-2,7%	-552
NE	76,4%	39.513	75,9%	39.254	-0,5%	-259
N	96,5%	15.225	96,1%	15.162	-0,4%	-63
SIN	75,5%	221.579	74,9%	219.883	-0,6%	-1.696

Carga - DECOMP

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

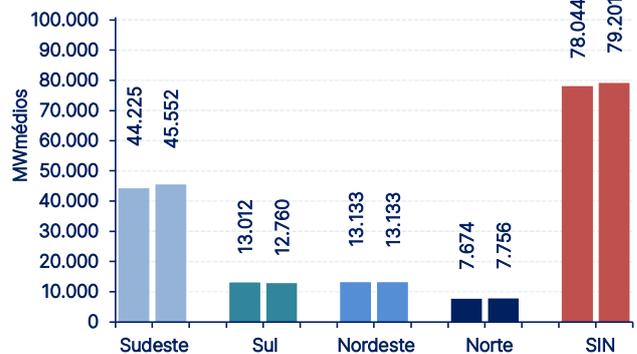


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 quarta semana operativa de maio na RV2 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de maio (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de maio.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.327	-251	-	82

No âmbito internacional, nos EUA, a confiança do consumidor teve forte queda em maio, conforme indicado pela prévia do Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan, que registrou +67,4 pontos (-15,1% m/m). Em abril, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) e sua mediada no núcleo avançaram +0,3% m/m e +0,29% m/m, respectivamente. Também em abril, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) apresentou alta de +0,5% m/m. O núcleo, sem alimentos e energia, também teve crescimento de +0,5% m/m. Na comparação interanual, o PPI subiu +2,2% na comparação com abril do ano anterior e seu núcleo cresceu +2,4%. Sobre vendas no varejo, houve fraco desempenho em abril, ficando estáveis na margem, enquanto recuaram -0,3% no Grupo de Controle, que exclui concessionárias de veículos, postos de gasolina, lojas de materiais de construção e serviços de alimentação. Com relação à produção industrial, houve estabilidade em abril, enquanto a sua média móvel trimestral avançou +1,1% ao ano na passagem de março para abril. Na Zona do Euro, a produção industrial subiu +0,6% m/m (ante +1,0% em fevereiro), atingindo +98,1 pontos, em março. No trimestre, houve um recuo de -1,0% na comparação com o 4º trimestre de 2023. Na Alemanha, o índice de expectativas dos investidores do Instituto Zew atingiu a marca de +47,1 pontos, refletindo a maior confiança em setores como de construção, engenharia mecânica e bens de consumo. Quanto à inflação em abril, houve desaceleração atingindo +2,4% na comparação com abril de 2023. Na China, a inflação seguiu baixa em abril. Na comparação com o mesmo período no ano anterior, o índice de Preços ao consumidor avançou +0,3%, após ter registrado +0,1% em março. Na margem, a alta foi de +0,1%, contra +1,1% em março. O núcleo, que exclui alimentos e energia, subiu +0,7% na comparação com abril de 2023. Em relação à indústria, em abril, houve avanço de +6,7% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Do lado da demanda, os números foram mais modestos, como indicados pelos Índice dos Gerentes de Compras (PMI) do setor. As vendas no varejo aumentaram apenas +2,3% na comparação com o mesmo período do ano anterior e, na margem, ficaram estagnadas. No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial na 2ª semana de maio, observou-se um superávit de +US\$ 1,7 bilhões, com exportações de +US\$ 7,2 bilhões e importações de +US\$ 5,5 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, petróleo e produtos farmacêuticos foram as principais compras. Sobre a atividade econômica, o IBC-Br caiu -0,3% em março, na série com ajustes sazonais. No 1º trimestre de 2024, o indicador apresentou variações positivas de +1,0% em relação ao mesmo mês do ano anterior e +1,1% em relação ao trimestre anterior. Em relação ao setor de serviços, a receita real de serviços avançou +0,4% m/m, em março. Com isso, o setor fechou o 1º trimestre com alta de +0,5% frente ao 4º trimestre do ano anterior. Com relação à produção de papel ondulado, a indústria de embalagens teve alta de +0,9% m/m, em abril. Na comparação com o mesmo período em 2023, a produção média em 2024 é +6,3% superior. Quanto à inflação, o IGP-10 indicou inflação de +1,08% em maio (contra -0,33% em abril) com inflação dos preços agropecuários de +0,87% (contra +0,97% em abril) e inflação dos preços industriais de +1,5% (contra -1,12 em abril). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,09%.

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 3ª revisão para +78.685 MW médios (+2,1%). Ao comparar com a 2ª revisão do PMO, observa-se aumento de +283 MW médios (+0,4%) no somatório da carga estimada dos submercados SE/CO, Nordeste e Norte, e redução de -79 MW médios (-0,6%) no submercado Sul. Comparando com os valores verificados em maio de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +9.043 MW médios (+13,0%) e +5.648 (+7,7%)

MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de maio é de 4.261 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 78.685 MW médios da 3ª revisão do PMO e da carga de 77.182 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

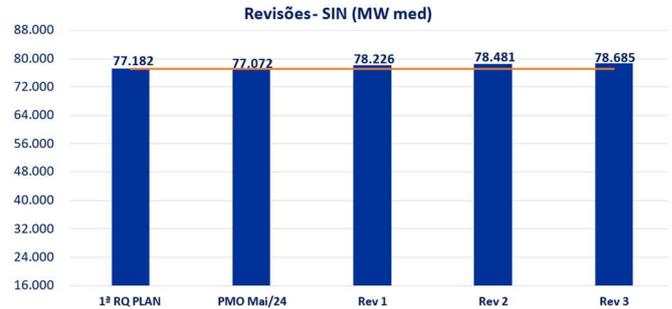


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª 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 3ª revisão do PMO com os valores verificados em maio de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +5.648 MW médios e um aumento de +7,7%). O submercado SE/CO foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,7%), seguido do Norte (+6,3%).

Tabela 8 – 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	
	Mai/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+4.016 (+9,7%)	+1.718 (+3,9%)
Sul	+424 (+3,5%)	-266 (-2,1%)
Nordeste	+755 (+6,1%)	+50 (+0,4%)
Norte	+453 (+6,3%)	+1 (+0,0%)
SIN	+5.648 (+7,7%)	+1.503 (+1,9%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Nordeste e Norte (totalizando +1.769 MW médios e um aumento de +2,8%). Na carga do submercado Sul, houve redução de -266 MW médios (-2,1%).

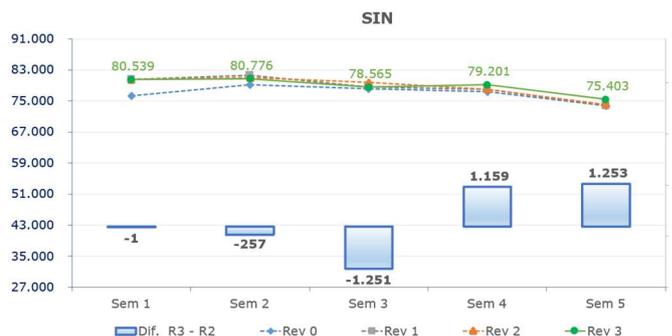


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de maio de 2024

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de maio com as projeções da 2ª Revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma redução no somatório da carga verificada para os submercados SE/CO e Sul, totalizando -1.390 MW médios (-2,4%), e aumento no somatório da carga verificada para os submercados Nordeste e Norte de +139 MW médios (+0,7%). Para a 4ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados SE/CO e Norte aumentou +1.410 MW médios (+2,7%), enquanto a carga prevista para o submercado Sul teve redução de -250 MW médios (-1,9%). A carga prevista para o submercado Nordeste foi mantida.

Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +79.201 MW médios (vide Gráfico 13).

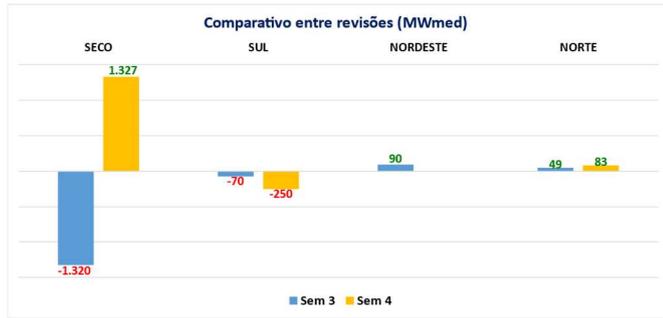


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior nas semanas 4 e 5. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 9 - Carga prevista para o mês de 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
RV2	80.540	81.033	79.816	78.042	74.150
RV3	80.539	80.776	78.565	79.201	75.403

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.

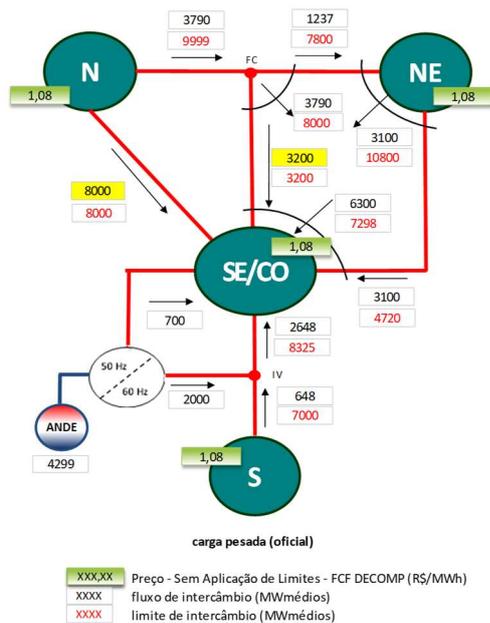


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

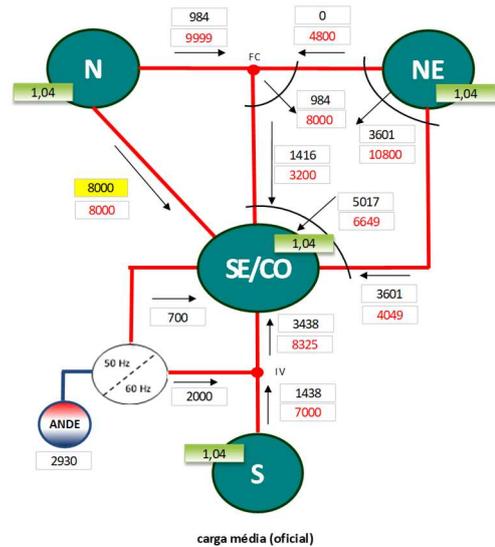


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

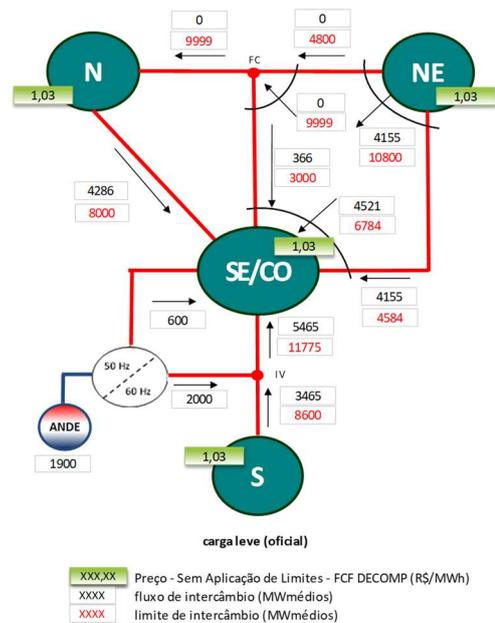


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 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.

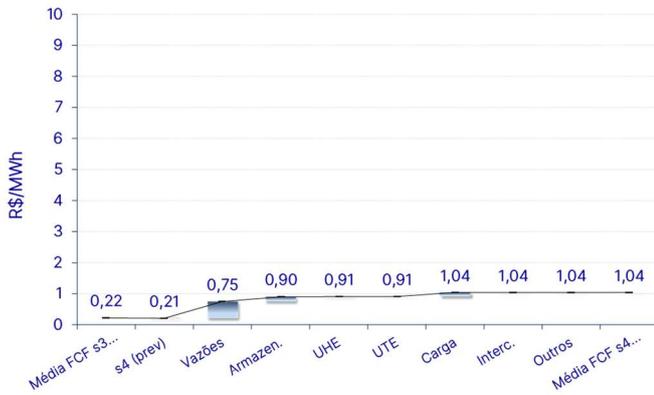


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 0,50/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação de R\$ 0,15/MWh. A atualização dos valores carga impactou em aproximadamente R\$ 0,15/MWh de elevação.

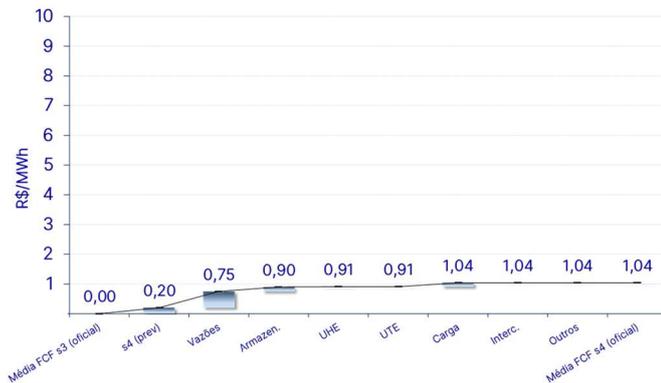


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 0,50/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação de R\$ 0,15/MWh. A atualização dos valores carga impactou em aproximadamente R\$ 0,15/MWh de elevação.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

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.

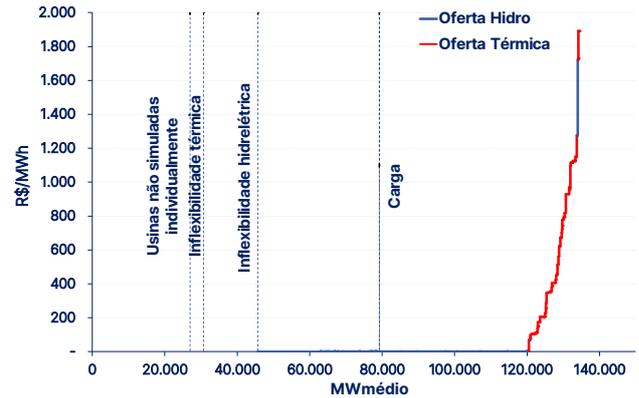


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – maio de 2024

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2024.

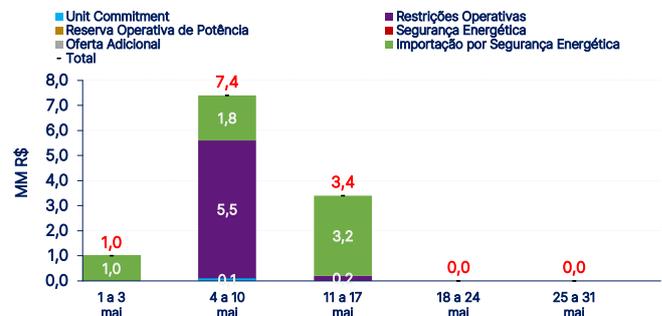


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de maio.

Tabela 10 - 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)							
Sul	0,03	5,47	0,22	-	-	-	5,72
Total	0,03	5,47	0,22	0,00	0,00	0,00	5,72
Segurança Energética (R\$ MM)							
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
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
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
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sul	-	0,01	0,01	-	-	-	0,02
Norte	0,03	0,04	-	-	-	-	0,07
Total	0,03	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,09
Oferta Adicional (R\$ MM)							
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
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	1,00	1,80	3,20	0,00	0,00	0,00	6,00
Total	1,00	1,80	3,20	0,00	0,00	0,00	6,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 11,81 milhões, sendo R\$ 0,09 milhões por unit commitment, R\$ 6,00 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 5,72 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 16 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de maio são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 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 3 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 maio é apresentada no Gráfico 21.

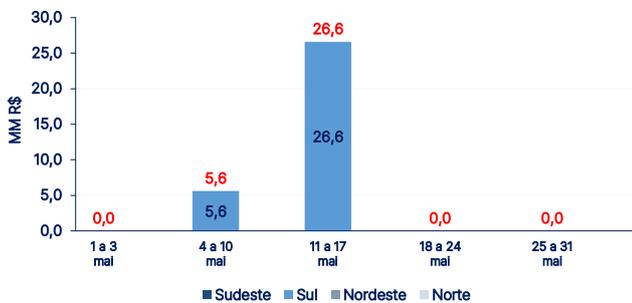


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 32,20 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 22 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para maio de 2024.

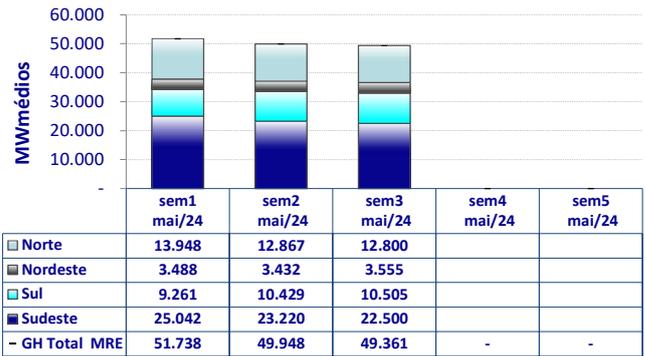


Gráfico 22 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 23 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 – março/2023, publicado em 9 de maio 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 16 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de maio são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 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 3 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 maio.

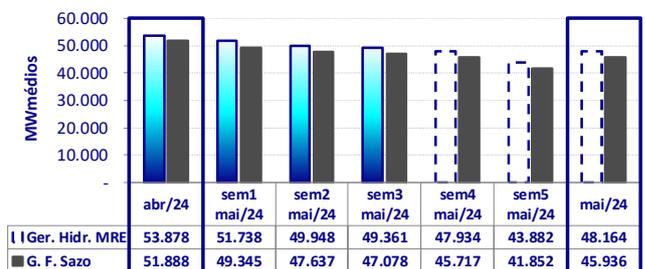


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2024

O Gráfico 24 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2024 (ainda não contabilizado).

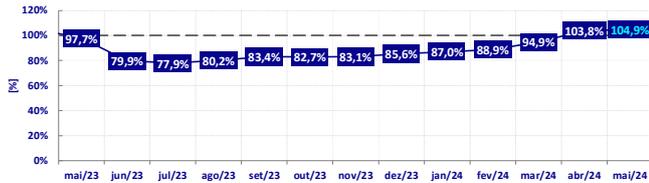


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 25 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 maio.

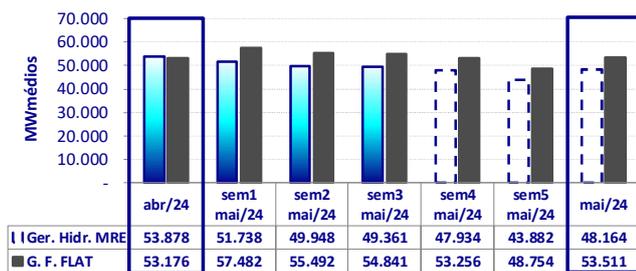


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2024

O Gráfico 26 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 contabilizado).

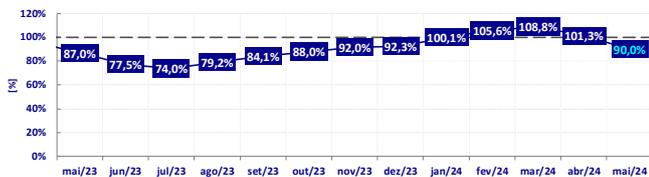


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 maio de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- Conforme indica o SGI 25.578-24, por conta da inundação completa (pátio e casa de controle) da subestação Nova Santa, diversos equipamentos desta subestação foram desligados em caráter de emergência, a fim de evitar riscos à segurança do sistema, da instalação, de equipamentos e das pessoas. Durante a indisponibilidade da subestação, foi necessário manter a geração da Usina Termelétrica (UTE) Canoas ao menos em 135 MW, a fim de evitar sobrecargas inadmissíveis e colapso de tensão na região metropolitana de Porto Alegre em caso de contingência simples. A restrição foi considerada no deck do ONS por meio da restrição elétrica especial 613 do arquivo ENTADADOS.DAT a partir do deck do dia 11/05/2024. Por se tratar de uma restrição elétrica interna ao submercado que não impacta a capacidade de intercâmbio entre submercados, a restrição de geração mínima da UTE Canoas não deve ser considerada para o cálculo do PLD. Entretanto, nos decks de DESSEM dos dias 11/05/2024 a 16/05/2024 a restrição foi, equivocadamente, considerada no deck da CCEE.

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

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 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.
- UHE Jaguari:
 - Restrição:** Taxa de irrigação
 - Valores CCEE:** 5,2 m³/s
 - Valores ONS:** 7,6 m³/s
 - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento:** Ofício OA 008/2024
 - Consideração no PLD:** PMO de julho de 2024.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- RES ANA 193/2024: Dispõe sobre condições de operação para os reservatórios dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Furnas, Marechal Mascarenhas de Moraes (Peixoto), Marimbondo e Água Vermelha, integrantes do Sistema Hídrico do Rio Grande.
- RES ANA 194/2024: Dispõe sobre condições de operação para os reservatórios dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Theodomiro Carneiro Santiago (Emborcação), Itumbiara e São Simão, integrantes do Sistema Hídrico do Rio Paranaíba.
- DSP ANEEL 1.485/2024: CVU da UTE Uruguaiana
- DSP ANEEL 1.461/2024: retorno, a partir da data de publicação do presente DSP, a OC da UG3 da UHE G. B. Munhoz

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.