

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 – 5ª 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.

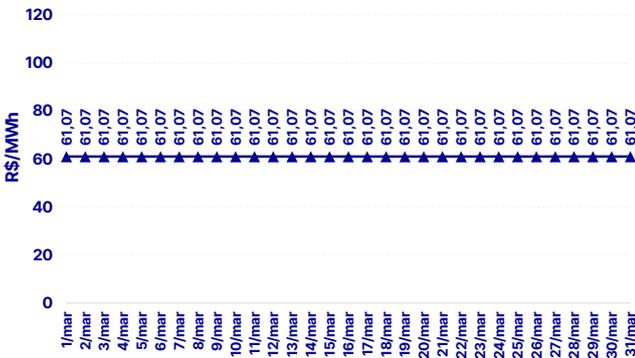


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 23 a 29 de março de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

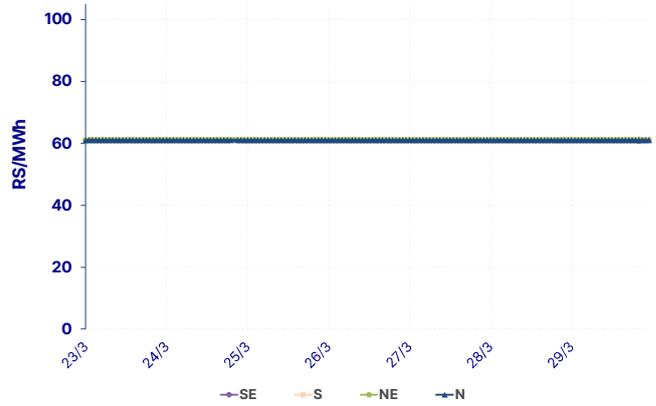


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quinta 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 | 77.431 | 1.832 | 3.923 | 8.197 | 3.060 | 52.629 | 4.000 | 3.792 |
| % | 100% | 2% | 5% | 11% | 4% | 68% | 5% | 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 23 a 29 de março de 2024.

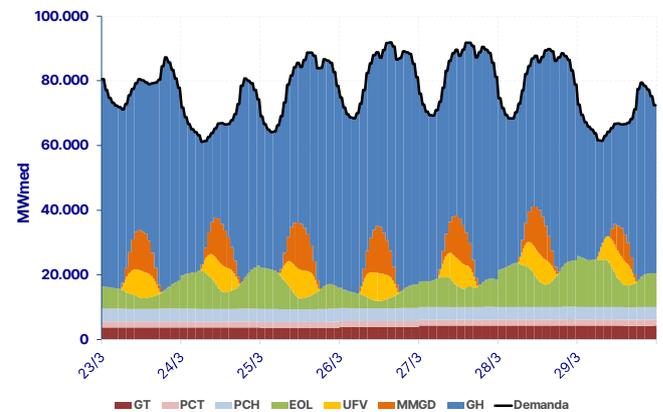


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

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

| | 23/mar | 24/mar | 25/mar | 26/mar | 27/mar | 28/mar | 29/mar |
|------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ONS | 1º Nível | - | - | - | - | - | - |
| 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.

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 30 de março a 5 de abril 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 | 23,74 | 23,74 | 0,00 | 0,00 |
| Média | 23,19 | 23,19 | 0,00 | 0,00 |
| Leve | 22,61 | 22,61 | 0,00 | 0,00 |
| Média semanal | 23,05 | 23,05 | 0,00 | 0,00 |

A Tabela 5 traz a comparação entre a FCF média da quinta semana de março e da primeira semana de abril.

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

| Submercado | FCF | | |
|------------|--------------|--------------|------------|
| | 5ª sem - mar | 1ª sem - abr | Variação % |
| SE/CO | 0,02 | 23,05 | 115.150% |
| S | 0,02 | 23,05 | 115.150% |
| NE | 0,02 | 0,00 | -100,0% |
| N | 0,02 | 0,00 | -100,0% |

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 30 de março a 5 de abril, apresentaram variações de: 115.150,0% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 23,05/MWh e -100,0% no submercado Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF dos modelos foram a piora nas aflúncias esperadas para o mês de abril, menor nível de armazenamento e atualizações na oferta térmica.

Para março de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 66% no Sudeste; 137% no Sul; 62% no Nordeste e 70% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de abril de 2024 fechem em torno de 77% da MLT para o sistema, sendo 73% no Sudeste; 67% no Sul; 50% no Nordeste e 98% no Norte.

Para a próxima semana, não se espera alteração na carga do SIN em relação a previsão anterior do modelo DECOMP. A estimativa não apresentou variação significativa para nenhum submercado.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -684 MWh médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.233 MWh médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 61 MWh médios no submercado Sul, 672 MWh médios no submercado Nordeste, -184 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.

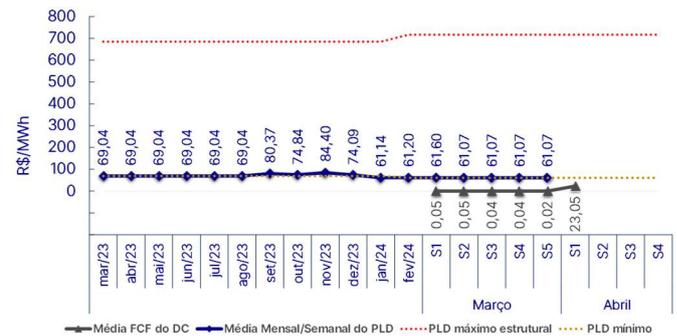


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

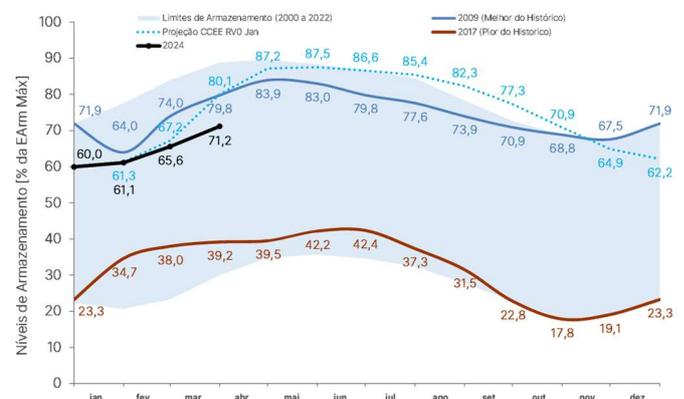


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2024.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 31 de março de 2024, com os verificados no final de fevereiro de 2024, observamos as seguintes variações: 4,9% para o Sudeste, -0,3% para o Sul, 7,6% para o Nordeste e 16,6% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 31 de março de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -13,7% no Sudeste, -15,7% no Sul, -18,4% no Nordeste e -3,1% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 6 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de março e abril de 2024, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 6 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em março e abril de 2024 (em %) – por submercado

| Mês | SE/CO | S | NE | N |
|------------|-------|-------|-------|-------|
| mar/23 | 63,2% | 70,0% | 62,9% | 70,2% |
| abr/23 | 66,9% | 66,7% | 72,4% | 94,9% |
| Diferenças | 3,7% | -3,3% | 9,5% | 24,7% |

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 7 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a abril, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para abril, está igual ou acima da MLT para os REEs Sul e Iguaçu gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média, com exceção do REE de Itaipu que apresentou cenário anual acima da média, porém, com cenário futuro abaixo da MLT.

Tabela 7 – ENAs passadas (em % da MLT)

| REE | ANUAL | SET | OUT | DEZ | JAN | FEV | MAR | Ordem | Previsão Abril % da MLT |
|-------------|----------|-----|-----|----------|--------|----------|----------|-------|-------------------------|
| Sudeste | 77 (20) | | | | | | 80 (80) | 1 | 81 |
| Madeira | 79 (-2) | | | | | | 82 (86) | 1 | 83 |
| Teles Pires | 72 (10) | | | 32 (-21) | 44 (8) | 68 (8) | 68 (51) | 4 | 77 |
| Itaipu | 115 (87) | | | | | | 65 (43) | 1 | 96 |
| Parana | 70 (22) | | | | | | 59 (78) | 1 | 66 |
| Parapanema | 85 (31) | | | | | | 42 (88) | 1 | 56 |
| Sul | 197 (13) | | | | | 106 (41) | 172 (46) | 2 | 147 |
| Iguaçu | 152 (22) | | | | | | 110 (78) | 1 | 120 |
| Nordeste | 51 (19) | | | | | 68 (-21) | 62 (58) | 2 | 65 |
| Norte | 73 (-2) | | | | | | 77 (88) | 1 | 84 |
| Belo Monte | 77 (25) | | | | | | 67 (75) | 1 | 92 |
| Mauaus | 82 (8) | | | | | | 65 (84) | 1 | 78 |

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs, e o índice entre parênteses indica o peso das afluências passadas de cada um dos meses na determinação da tendência hidrológica.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas

² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

– UFV; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, não sofreu alteração em relação ao PMO passado.

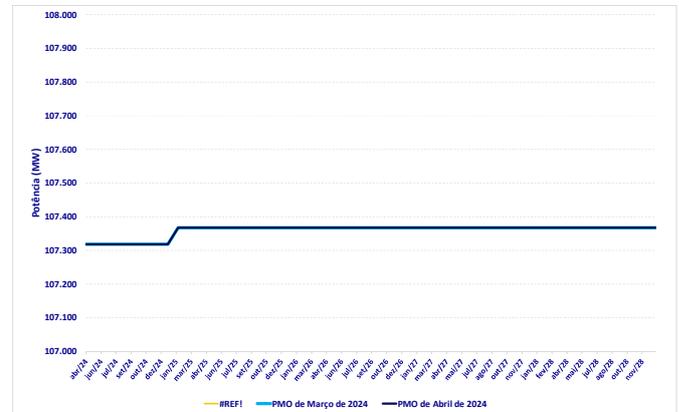


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação da UTE Camaçari Muricy II e da UG2 da UTE Pecém II em 2024, e da UTE Portocém I em 2027.

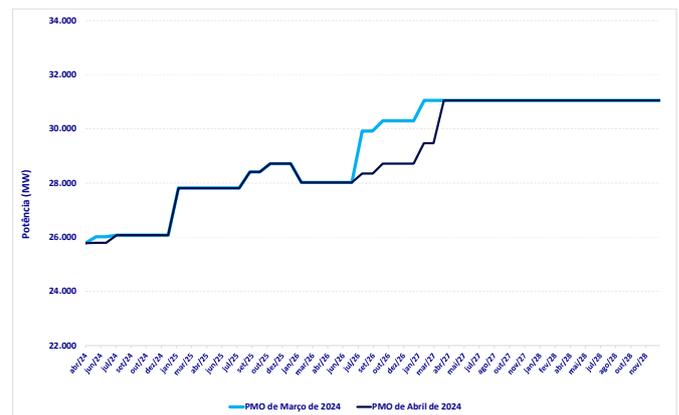


Gráfico 7 – Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de março e abril é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 2195 MWmédios para o primeiro mês, e 2166 MWmédios no segundo mês.

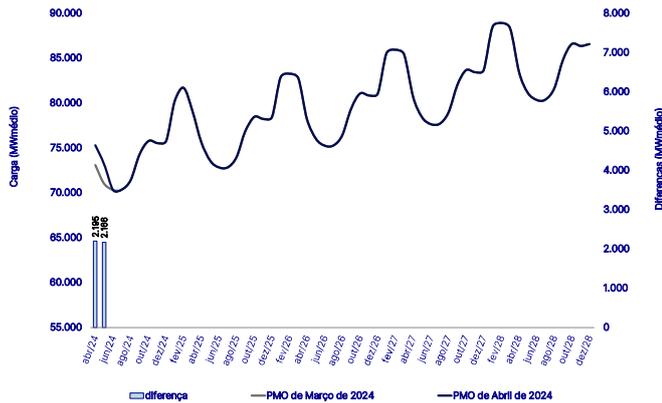


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

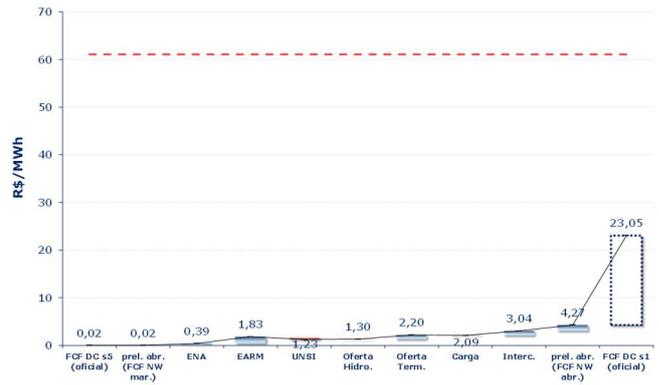


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de março e abril é ilustrada no Gráfico 9.

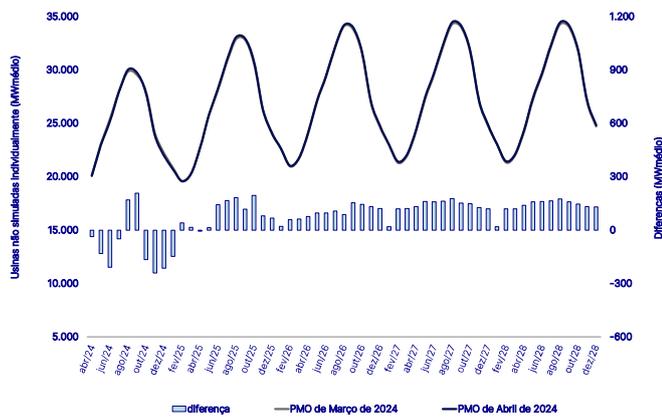


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 81 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -242 MWmédios em novembro/2024.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de abril de 2024 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 0,02/MWh. O nível dos armazenamentos teve impacto de R\$ 1,43/MWh, enquanto a atualização da oferta térmica teve elevação R\$ 0,90/MWh e os limites de intercâmbio elevaram a FCF em R\$ 0,95/MWh.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

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.

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

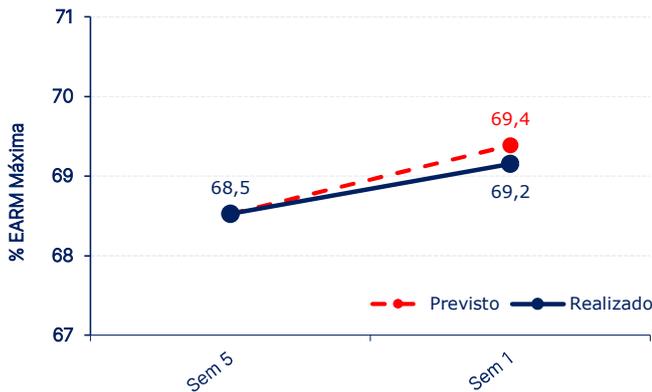


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,4% (Energia Armazenada de 203.626 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,2% (Energia Armazenada de 202.942 MWmês), o que representou uma queda de -684 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 8 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 8 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de abril

| Submercado | RVO – previsto | | RVO – realizado | | Diferença | |
|------------|----------------|---------|-----------------|---------|-----------|--------|
| | % | MWmês | % | MWmês | % | MWmês |
| SE/CO | 67,2% | 138.071 | 66,6% | 136.838 | -0,6% | -1.233 |
| S | 66,4% | 13.585 | 66,7% | 13.646 | 0,3% | 61 |
| NE | 71,1% | 36.772 | 72,4% | 37.444 | 1,3% | 672 |
| N | 95,8% | 15.198 | 94,9% | 15.014 | -1,2% | -184 |
| SIN | 69,4% | 203.626 | 69,2% | 202.942 | -0,2% | -684 |

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de abril.

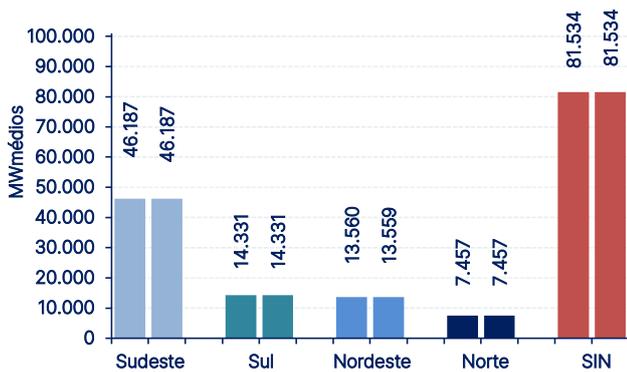


Gráfico 12 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de abril na RV4 de março (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de abril (2ª coluna). A Tabela 9 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de abril.

Tabela 9 – Carga (MWmédios)

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|---|----|---|
| - | - | - | - |

No âmbito internacional, nos EUA, a confiança do consumidor recuou marginalmente para +104,7 pontos em março (contra +104,8 pontos em fevereiro). Destaque para a piora do índice de expectativas que recuou -3,3% m/m atingindo +73,8 pontos (contra +76,3 em fevereiro). O índice de condições econômicas correntes avançou para +151,0 pontos (contra 147,6 pontos em fevereiro). Em relação ao setor imobiliário, em fevereiro, as vendas de residências novas ficaram estáveis em +662 mil unidades. Na Zona do Euro, a confiança na economia tem leve alta em março, atingindo +96,3 pontos (contra +95,5 pontos em fevereiro). Observou-se altas em praticamente todos os setores da economia em comparação com o mês anterior. No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial na 4ª semana de março, observou-se um superávit de US\$ 2,1 bilhões, com exportações de US\$ 7,0 bilhões e importações de US\$ 4,9 bilhões. No mês, o saldo acumulado é de +US\$ 5,5 bilhões, versus US\$ 8,0 bilhões no mesmo período em março de 2023. A média das exportações no mês é de US\$ 1,4 bilhão/dia (-1,3% m/m e -4,0% em relação ao mesmo período no ano anterior). Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. As importações no mês registraram uma média de US\$ 1,0 bilhão/dia (+8,4% m/m e +6,6% em relação ao mesmo período no ano anterior). Combustíveis, petróleo e componentes eletrônicos foram as principais compras. O índice de confiança do consumidor, de março, teve alta de +1,8% m/m, apresentando alta em todas as faixas de renda, atingindo assim +91,3 pontos. Por outro lado, na comparação entre 1º trimestre de 2024 e o 4º trimestre de 2023, observou-se variação negativa de -2,3%. O índice de confiança da construção teve queda de -1,0% m/m, atingindo +96,6 pontos. Na análise do 1º trimestre de 2024 contra o 4º trimestre de 2023, por outro lado, observa-se alta de +0,9%. O índice de confiança da indústria teve queda de -0,9% m/m, atingindo +96,5 pontos. Na análise do 1º trimestre de 2024 contra o 4º trimestre de 2023, por outro lado, observa-se alta de +4,2%. O índice de confiança do comércio teve alta de +1,0% m/m, atingindo +90,4 pontos. Na análise do 1º trimestre de 2024 contra o 4º trimestre de 2023, observa-se alta de +2,1%. A confiança dos empresários do setor de serviços teve alta de 1,7% m/m, atingindo +95,8 pontos. Na análise trimestral, tem-se expansão de 1,1% contra o 4º trimestre de 2023. Segundo a PNAD Contínua, a taxa de desemprego do trimestre encerrado em fevereiro avançou para +7,8%. Analisando os dados com ajuste sazonal, a taxa de desemprego recuou 0,05 ponto percentual na passagem do trimestre findo em janeiro de 2024 para o trimestre findo em fevereiro de 2024, situando-se em +7,7%, com avanço da população ocupada e da força de trabalho (+0,2%). Com relação aos rendimentos, observa-se que o rendimento real efetivo avançou +0,5% na margem e +4,5% com relação ao mesmo período do ano anterior, enquanto o rendimento real habitual avançou +0,5% na margem e +4,3% na análise interanual. De acordo com os dados do Novo CAGED, houve, em fevereiro, a criação líquida de +306,1 mil vagas formais. Na série com ajuste sazonal, a criação líquida foi de 180,5 mil vagas em fevereiro. As admissões cresceram +2,5% e os desligamentos tiveram alta de +5,0%, em comparação com a divulgação anterior. Houve alta de +2,5% m/m no salário médio real de admissão (+R\$2.083) e alta de +0,1% m/m no salário médio real de desligamento (R\$ 2.161). Quanto à inflação, o IPCA-15, de março, indica uma inflação de +0,36% (contra inflação de +0,78% em fevereiro). Seis dos nove grupos desaceleraram. Destaque para a desaceleração dos itens educação (+0,14% contra +5,07% em fevereiro) e comunicação (-0,04% contra +1,67% em fevereiro). O IGP-M de março indica deflação de -0,47% (contra deflação de -0,52% em fevereiro), ancorada na inflação dos preços agropecuários (+0,62% contra -2,19% em fevereiro) e deflação dos preços industriais (-1,26% contra -0,43% em fevereiro). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,85%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de março de 2024. Em termos mensais, o PMO de março projetou uma carga para o SIN no valor de 82.438 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de abril para o mês de março foi de 84.114 MW médios (+2,0%). Ao comparar com a 4ª revisão, observa-se que o somatório da carga de todos os submercados reduziu em -576 MW médios (-0,7%). Comparando com os valores verificados em fevereiro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de 6.986 MW médios (+9,1%) e 4.716 MW médios (+5,9%), respectivamente.

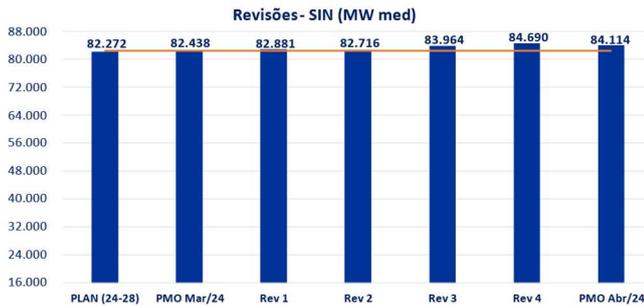


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de março/24 e abril/24

O Gráfico 14 apresenta a carga de abril de 2024. Em termos mensais, o PMO de abril indicou uma expectativa de carga no valor de 79.827 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +2.699 MW médios (+3,5%) e +429 (+0,5%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de abril é de 4.537 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 79.827 MW médios do PMO e da carga de 77.479 MW médios do PLAN.

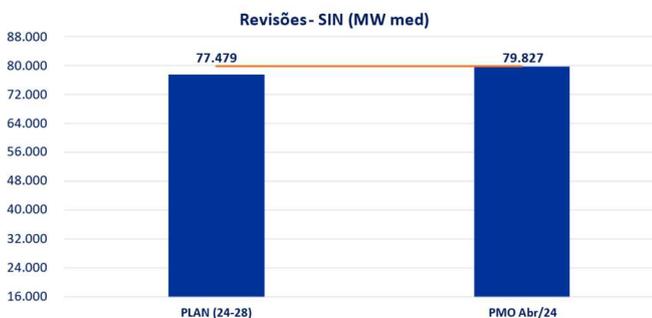


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril

A Tabela 10 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de abril de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em abril de 2023, observa-se aumento do somatório da carga nos submercados Nordeste e Norte (totalizando +1.495 MW médios e um aumento de +7,7%) e redução no somatório da carga dos submercados SE/CO e Sul (totalizando -1.066 MW médios e uma redução de -1,8%). O submercado Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,0%), seguido do Nordeste (+7,0%).

Tabela 10 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Abr/24 e a carga observada em Abr/23 e a projeção do PLAN (24-28)

| Submercado | Variação, em MW médios (%) ante | |
|------------|---------------------------------|----------------|
| | Abr/23 | PLAN (24-28) |
| SE/CO | -52 (-0,1%) | +1.118 (+2,5%) |
| Sul | -1.014 (-6,9%) | +511 (+3,9%) |
| Nordeste | +872 (+7,0%) | +718 (+5,7%) |
| Norte | +623 (+9,0%) | +0 (+0,0%) |
| SIN | +429 (+0,5%) | +2.348 (+3,0%) |

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste (totalizando +2.348 MW médios e um aumento de +3,4%). No submercado Norte, a projeção do PLAN foi mantida.

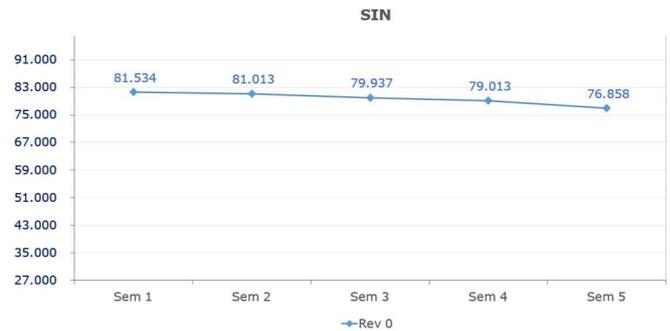


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de abril de 2024.

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de abril são apresentados no Gráfico 16, onde a carga prevista para o SIN é de 81.534 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 56,43% da carga (vide Gráfico 16).

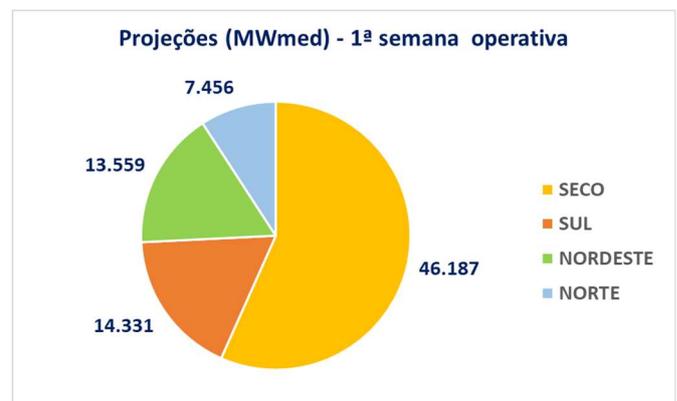


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de abril por submercado

A Tabela 11 ilustra os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

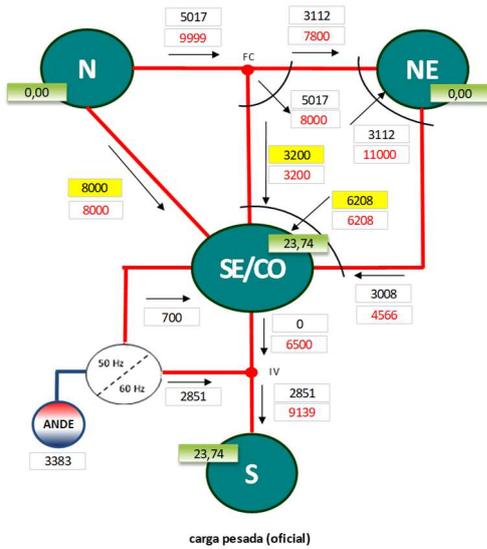
Tabela 11 - Carga prevista para o mês de abril de 2024.

| SIN | Sem1 | Sem2 | Sem3 | Sem4 | Sem5 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| RV0 | 81.534 | 81.013 | 79.937 | 79.013 | 76.858 |

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

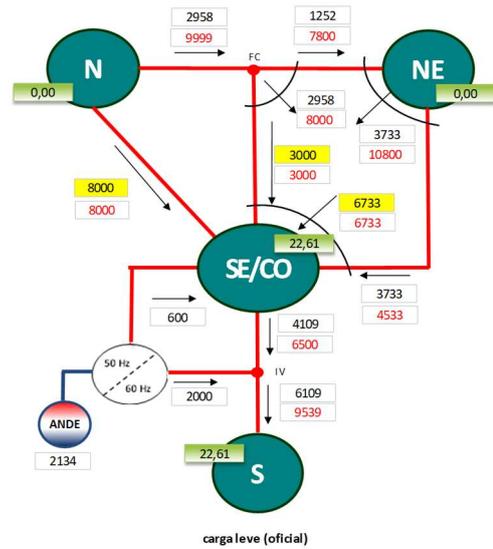
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.



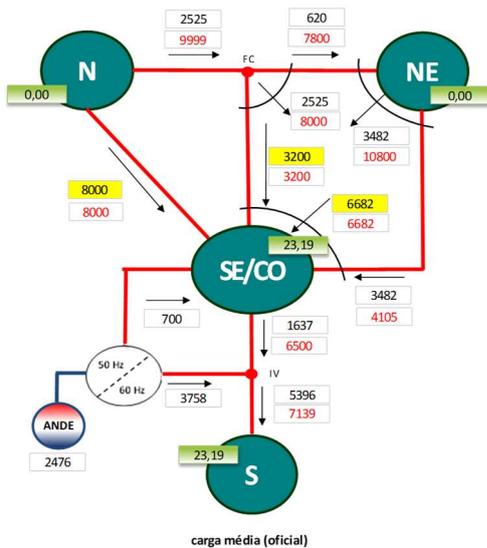
XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve



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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

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 primeira semana operativa de abril 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 20 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 12,15/MWh.

O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 4/MWh. Por fim, a atualização da expectativa de carga impactou em aproximadamente R\$ 6,60/MWh de aumento.

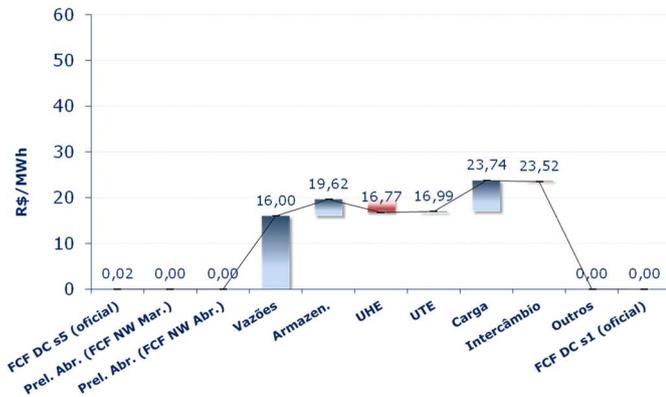


Gráfico 21 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

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

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.

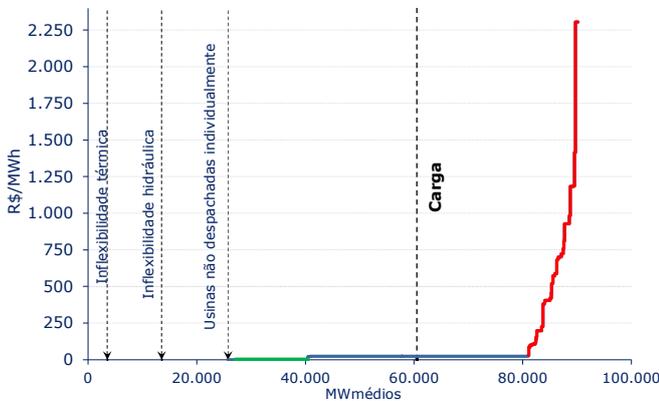


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

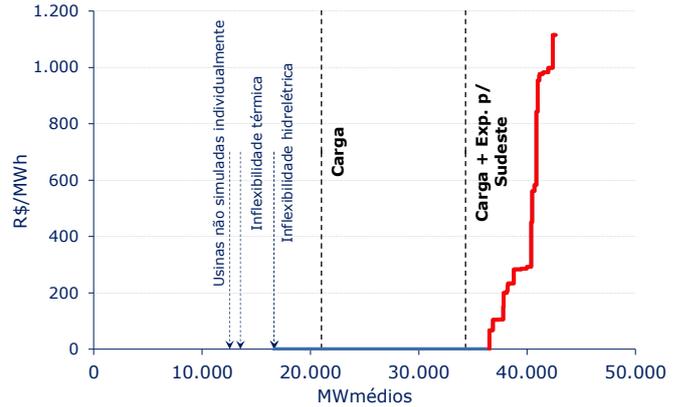


Gráfico 23 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – março e abril de 2024

O Gráfico 24 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de março de 2024.

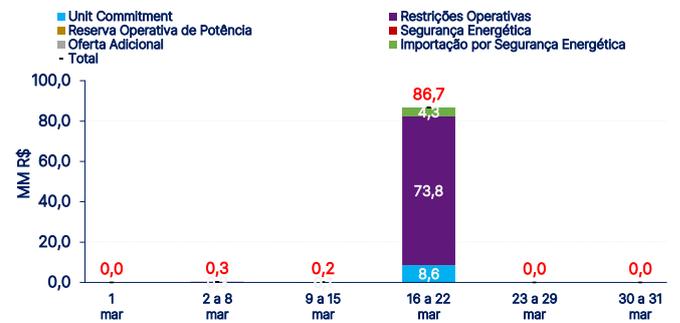


Gráfico 24 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

Tabela 12 - 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) | | | | | | | |
| Sudeste | - | - | - | 48,25 | - | - | 48,25 |
| Sul | - | - | - | 0,08 | - | - | 0,08 |
| Nordeste | - | - | - | 19,88 | - | - | 19,88 |
| Norte | 0,05 | 0,32 | 0,08 | 5,57 | 0,03 | - | 6,05 |
| Total | 0,05 | 0,32 | 0,08 | 73,78 | 0,03 | 0,00 | 74,26 |
| 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 | - | - | - | 4,73 | - | - | 4,73 |
| Nordeste | - | - | - | 3,52 | - | - | 3,52 |
| Norte | - | 0,02 | 0,07 | 0,36 | 0,01 | - | 0,46 |
| Total | 0,00 | 0,02 | 0,07 | 8,61 | 0,01 | 0,00 | 8,71 |
| 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 | 4,30 | 0,00 | 0,00 | 4,30 |

O total dos valores apresentados no Gráfico 24 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 87,27 milhões, sendo R\$ 8,71 milhões por unit commitment, R\$ 4,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 74,26 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 25 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de abril de 2024.

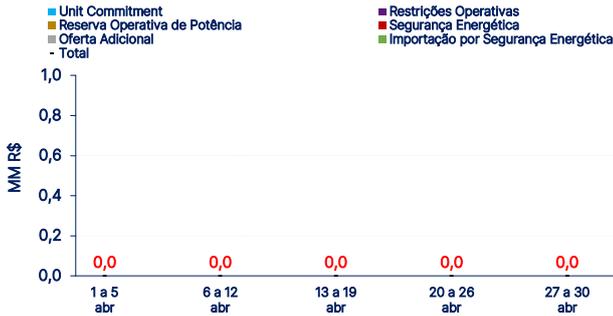


Gráfico 25 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de abril.

Tabela 13 - 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) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Segurança Energética (R\$ MM) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Reserva Operativa de Potência (R\$ MM) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Unit Commitment (R\$ MM) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Oferta Adicional (R\$ MM) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Importação por Segurança Energética (R\$ MM) | | | | | | | |
| Total | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

O total dos valores apresentados no Gráfico 25 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de março a 27 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 28 a 31 de março são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 1 de abril são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 de abril a 30 de abril 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 0 de abril 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 26.

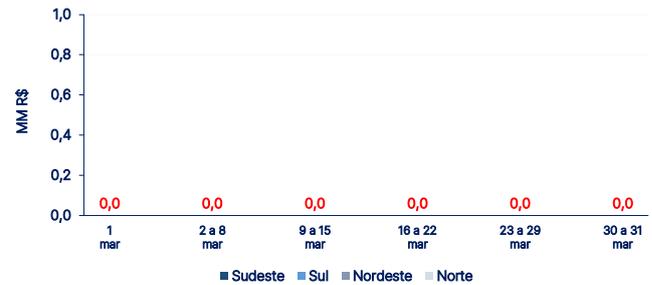


Gráfico 26 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 26 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para março.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para abril é apresentada no Gráfico 27.



Gráfico 27 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 27 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

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

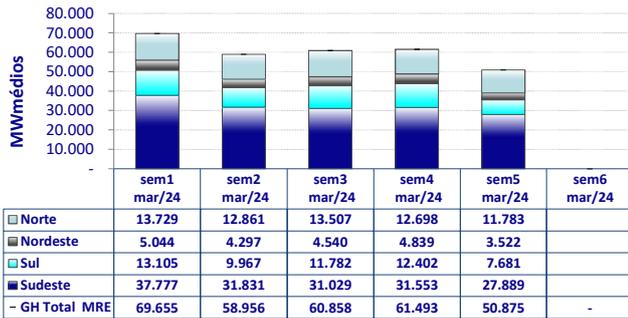


Gráfico 28 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 29 e no Gráfico 30 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para março e abril 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 de março a 27 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 28 a 31 de março são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 1 de abril são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 de abril a 30 de abril 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 0 de abril 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 março de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para março e abril, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

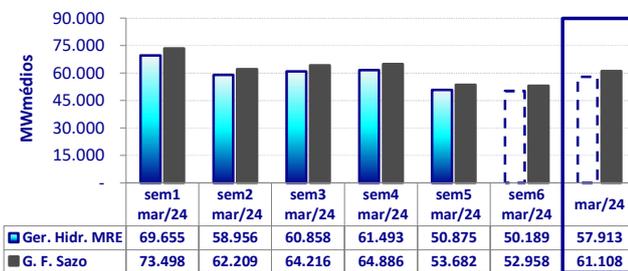


Gráfico 29 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março de 2024

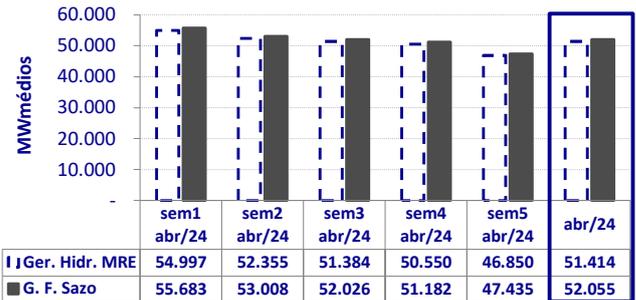


Gráfico 30 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2024

O Gráfico 31 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

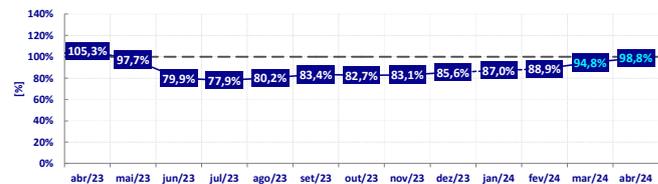


Gráfico 31 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 32 e no Gráfico 33 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 março e abril, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

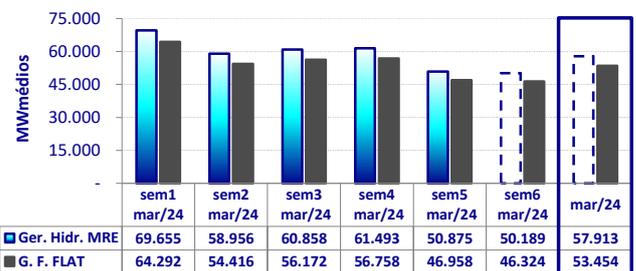


Gráfico 32 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março de 2024

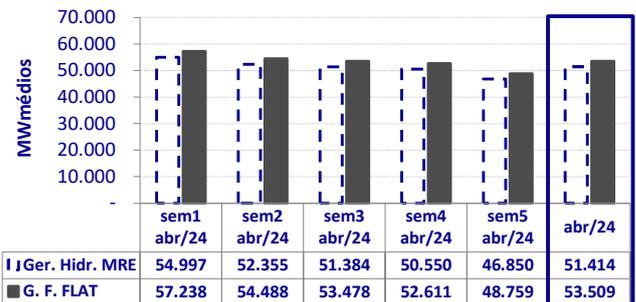


Gráfico 33 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2024

O Gráfico 34 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 março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

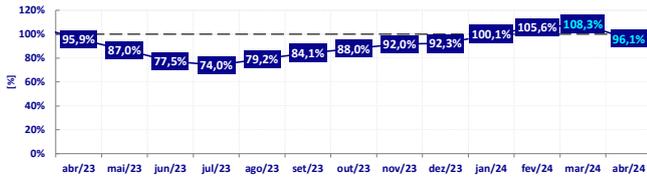


Gráfico 34 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 35 até o Gráfico 38 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de abril de 2024 a maio de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: SMAP 2021 e SMAP 2021 sem previsibilidade.

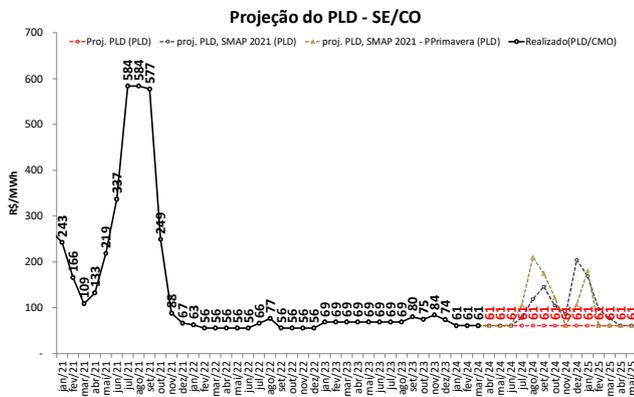


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

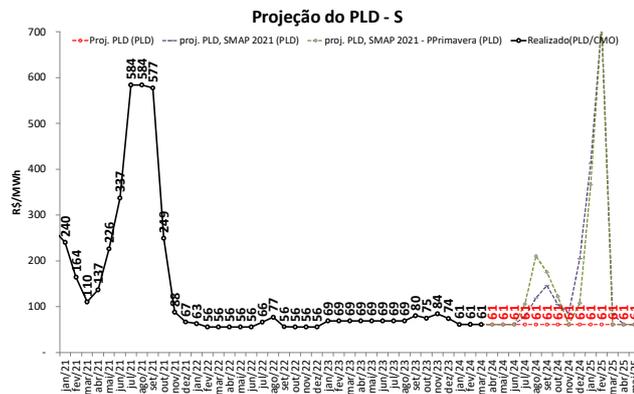


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Sul

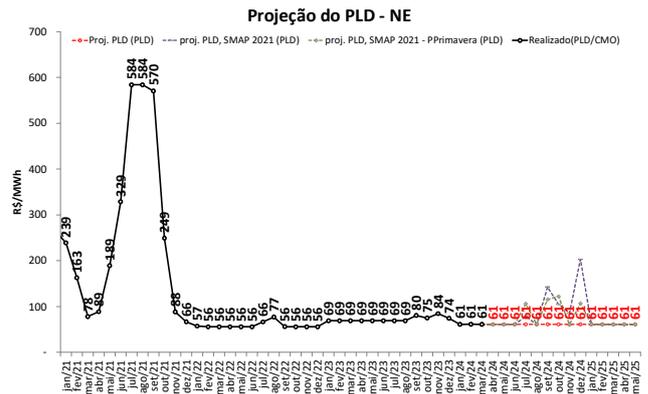


Gráfico 37 - Projeção do PLD do Nordeste

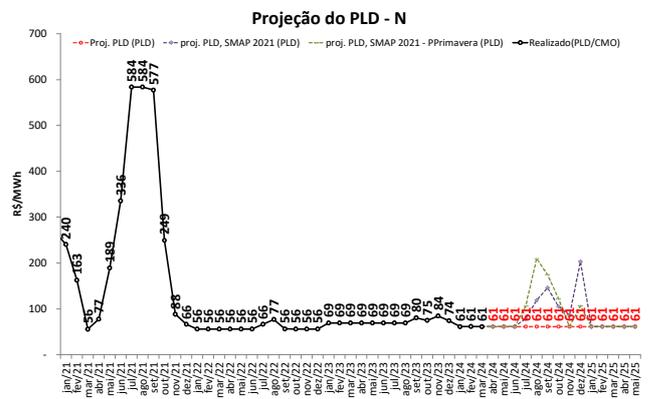


Gráfico 38 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de abril de 2024 a maio de 2025.

| | SE/CO | | S | | NE | | N | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | mar/24 | abr/24 | maio/24 | jun/24 | jul/24 | ago/24 | set/24 | out/24 | nov/24 | dez/24 | jan/25 | fev/25 | mar/25 | maio/25 |
| Proj. PLD | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 | 01 | 01 | 01 | 01 | 79 | 110 | 140 | 105 | 86 | 205 | 169 | 87 | 77 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 - PPrimavera | 01 | 01 | 01 | 01 | 106 | 210 | 175 | 122 | 81 | 107 | 181 | 01 | 01 | 01 |
| S | | | | | | | | | | | | | | |
| Proj. PLD | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 | 01 | 01 | 01 | 01 | 79 | 110 | 140 | 105 | 86 | 205 | 169 | 87 | 77 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 - PPrimavera | 01 | 01 | 01 | 01 | 106 | 210 | 175 | 122 | 81 | 107 | 181 | 01 | 01 | 01 |
| NE | | | | | | | | | | | | | | |
| Proj. PLD | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 | 01 | 01 | 01 | 01 | 79 | 110 | 140 | 105 | 86 | 205 | 169 | 87 | 77 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 - PPrimavera | 01 | 01 | 01 | 01 | 106 | 210 | 175 | 122 | 81 | 107 | 181 | 01 | 01 | 01 |
| N | | | | | | | | | | | | | | |
| Proj. PLD | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 | 01 | 01 | 01 | 01 | 79 | 110 | 140 | 105 | 86 | 205 | 169 | 87 | 77 | 01 |
| proj. PLD, SMAP 2021 - PPrimavera | 01 | 01 | 01 | 01 | 106 | 210 | 175 | 122 | 81 | 107 | 181 | 01 | 01 | 01 |

Tabela 14 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

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 quinta 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 quinta semana operativa de março, 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 quinta semana operativa de março, não foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) documentos regulatórios que impactam o PLD. No momento, não existem Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.