

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 – 2ª semana operativa

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

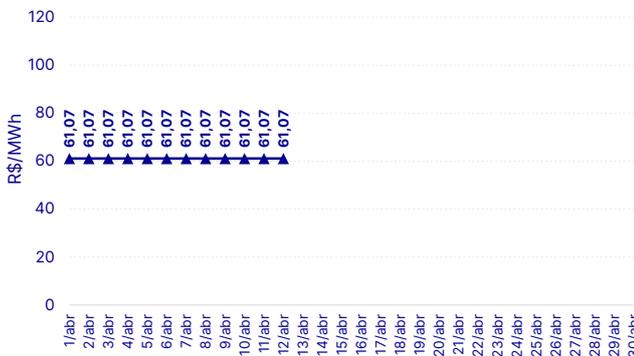


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 6 a 12 de abril de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

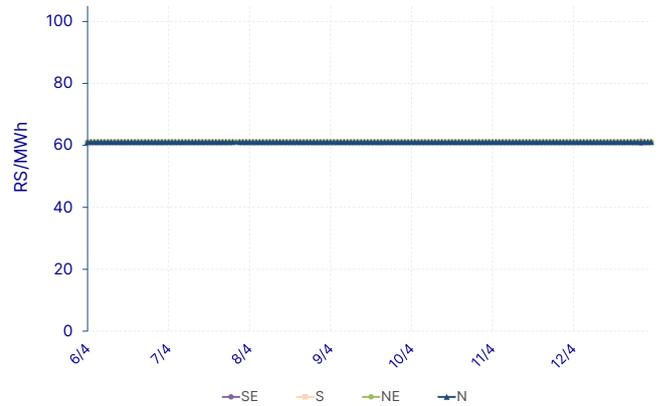


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a segunda semana operativa de abril (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 | 81.580 | 2.002 | 3.845 | 6.876 | 3.092 | 57.480 | 3.698 | 4.586 |
| % | 100% | 2% | 5% | 8% | 4% | 70% | 5% | 6% |

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 6 a 12 de abril de 2024.

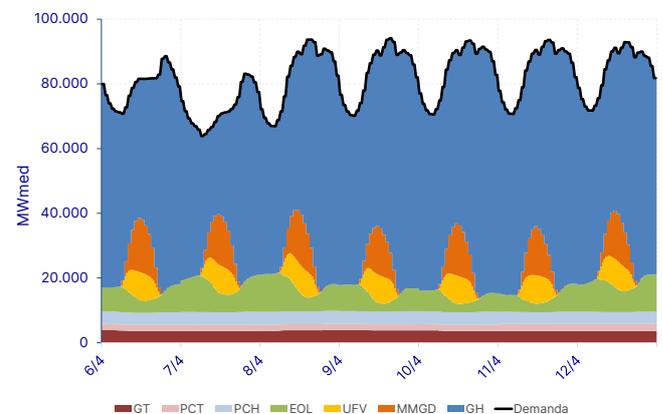


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

Durante a segunda 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 – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 13 a 19 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

| Patamar de carga | SE/CO | S | NE | N |
|------------------|-------|------|------|------|
| Pesada | 5,15 | 5,15 | 4,89 | 4,89 |
| Média | 4,96 | 4,96 | 4,89 | 4,89 |
| Leve | 4,85 | 4,85 | 4,85 | 4,85 |
| Média semanal | 4,95 | 4,95 | 4,87 | 4,87 |

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de abril.

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

| Submercado | FCF | | |
|------------|--------------|--------------|------------|
| | 2ª sem - abr | 3ª sem - abr | Variação % |
| SE/CO | 2,68 | 4,95 | 84,9% |
| S | 2,68 | 4,95 | 84,9% |
| NE | 2,63 | 4,87 | 85,1% |
| N | 2,63 | 4,87 | 85,1% |

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 13 a 19 de abril, apresentaram variações de: 84,9% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 4,95/MWh; e 85,1% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 4,87/MWh.

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

Para abril de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 84% da MLT para o sistema, sendo 85% no Sudeste; 96% no Sul; 67% no Nordeste e 84% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 387 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 200 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 317 MWmédios no submercado Sul, -80 MWmédios no submercado Nordeste e -50 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.875 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.643 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -839 MWmédios no submercado Sul, -155 MWmédios no submercado Nordeste, -238 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.

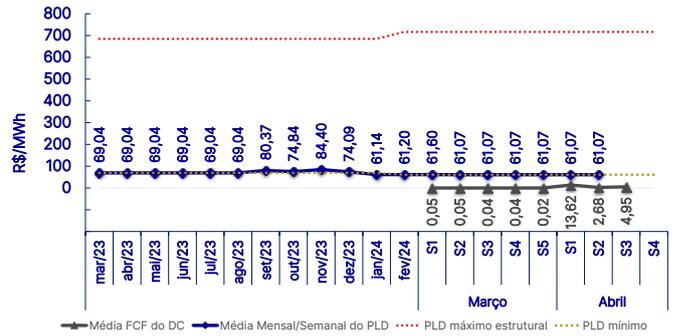


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

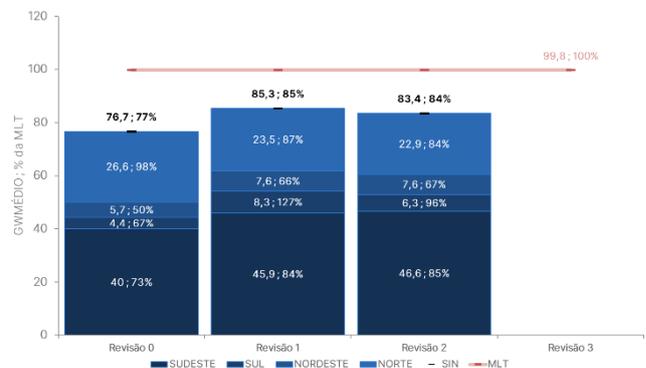


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

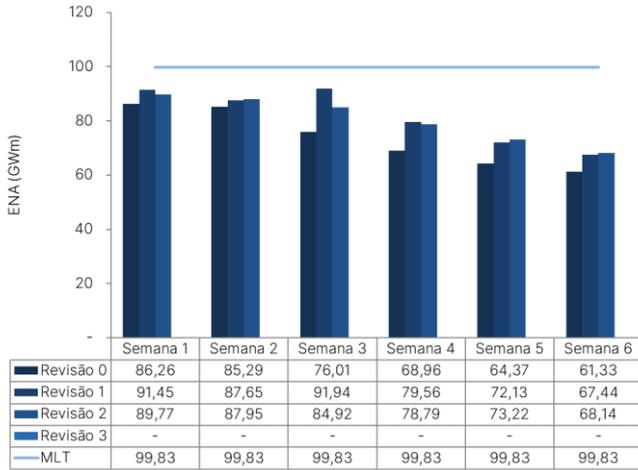


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde março de 2024. Para março, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 80.800 MWmédios. Já para abril, os valores de afluências ficaram próximos aos 74.600 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 73.100 MWmédios.

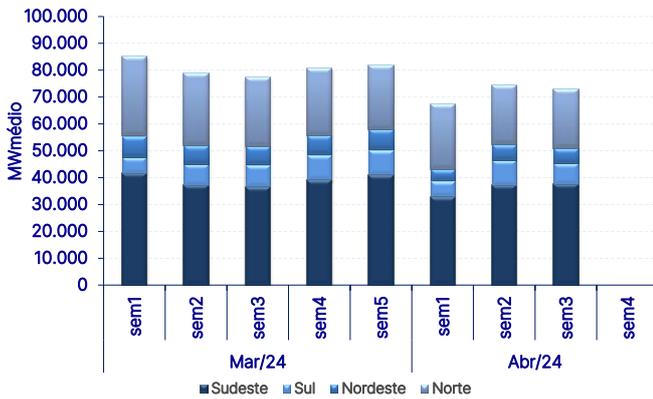


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – março e abril de 2024

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



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 segunda e a terceira semana de abril considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|--------|-----|------|
| 535 | -1.788 | -75 | -154 |

Armazenamento inicial

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

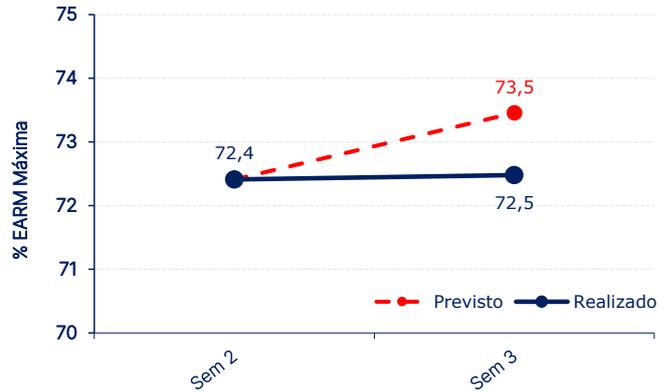


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 73,5% (Energia Armazenada de 215.571 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 72,5% (Energia Armazenada de 212.696 MWmês), o que representou uma queda de -2.875 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de abril

| Submercado | RV2 - previsto | | RV2 - realizado | | Diferença | |
|------------|----------------|---------|-----------------|---------|-----------|--------|
| | % | MWmês | % | MWmês | % | MWmês |
| SE/CO | 72,1% | 148.138 | 71,3% | 146.495 | -0,8% | -1.643 |
| S | 61,9% | 12.664 | 57,8% | 11.825 | -4,1% | -839 |
| NE | 76,5% | 39.565 | 76,2% | 39.410 | -0,3% | -155 |
| N | 96,1% | 15.204 | 94,6% | 14.966 | -1,5% | -238 |
| SIN | 73,5% | 215.571 | 72,5% | 212.696 | -1,0% | -2.875 |

Carga - DECOMP

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

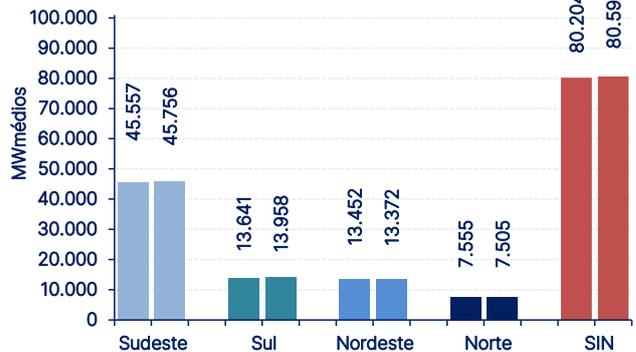


Gráfico 10 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de abril na RV1 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de abril (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de abril.

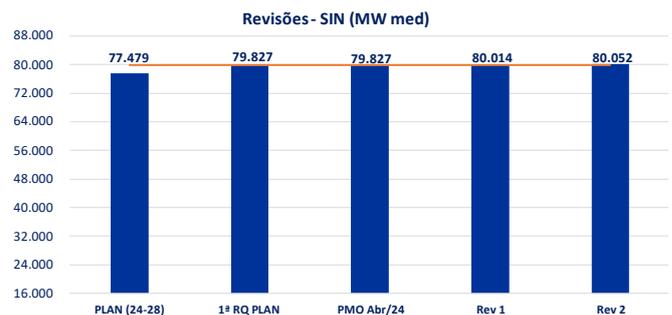
Tabela 7 – Carga (MW médios)

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|-----|-----|-----|
| 200 | 317 | -80 | -50 |

No âmbito internacional, nos EUA, a folha de pagamento do setor não rural avançou, em março, com o crescimento de +303 mil vagas. Além disso, os resultados de janeiro e fevereiro foram revistos para cima em +22 mil vagas e, assim, a média móvel trimestral da série se encontra em +276 mil. Na pesquisa junto às famílias, a taxa de desemprego teve pequena queda, atingindo +3,8%. O volume de empregados cresceu em +498 trabalhadores, após dois meses de quedas. Novamente, a oferta de trabalho cresceu, +469 mil vagas em março ante +150 mil em fevereiro, o que elevou a taxa de participação para +62,7%. Ainda nos EUA, o crédito ao consumidor avançou, na margem, +3,4% ao ano, em fevereiro. Destaque para a expansão das operações com cartões de crédito de +10,2% ao ano, na margem. Na comparação interanual, o crédito ao consumidor cresceu +2,6%. Em relação à confiança dos empresários de empresas de pequeno porte, observou-se recuo em março, atingindo +88,5 pontos. O Índice de Preços ao Produtor (PPI) subiu +2,1% em março, em comparação ao mesmo período do ano anterior. Parte da aceleração na passagem de fevereiro para março decorreu do efeito base, pois o PPI registrou queda de -0,4% em março de 2023. Sua medida de núcleo também se acelerou, para +2,4%. Na margem, tanto o PPI como seu núcleo subiram +0,2%. Quanto à inflação, em março, houve variações na margem e em doze do Índice de Preços ao Consumidor (CPI). O núcleo e o headline do CPI voltaram a subir +0,4% m/m para estes dois indicadores. A gasolina subiu +1,7% m/m e contribuiu com +8 pontos base para a variação mensal do CPI. Na Zona do Euro, a produção industrial alemã cresceu +2,1% m/m, em fevereiro. O destaque foi o setor de construção, cuja produção cresceu +7,9% m/m. A média da produção industrial no primeiro bimestre está +1,0% acima da média do 4º trimestre de 2023. Na China, a inflação desacelerou em março, com o CPI subindo apenas +0,1%, na análise interanual, puxado pelas quedas de alimentos, transportes e comunicações. Sua medida de núcleo, que exclui alimentos e energia, também se elevou modestamente, +0,6%, com a desaceleração dos preços de serviços (+0,8%). Na margem, o CPI recuou -1,0%. Alimentos foram o destaque de baixa. Além disso, os preços dos serviços moderaram sua alta sem a demanda forte do feriado do ano lunar. No trimestre, a inflação registrou leve avanço (+0,3%), após a queda no fim do ano passado. O Índice de preço ao produtor registrou queda de -2,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. No âmbito nacional, o saldo comercial apresentou um superávit de US\$ +2,9 bilhões, com exportações de US\$ +7,7 bilhões e importações de US\$ +4,8 bilhões, na 1ª semana de abril. No ano, o saldo acumulado é de quase US\$ +22 bilhões. A média das exportações no mês é de US\$ +1,5 bilhão/dia (-0,5% m/m e +2,1% 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\$ 0,96 bilhão/dia (-6,5% m/m e +9,6% em relação ao mesmo período no ano anterior). Combustíveis, componentes eletrônicos e partes de automóveis foram as principais compras. Em relação a Commodities, o IC-Br teve alta de +2,6% m/m em março. O desempenho altista do índice agregado foi disseminado pelos três grupos. Agropecuária avançou +1,2% m/m, Metal avançou +4,2% m/m e Energia foi o grande destaque com a alta de +6,6% m/m. Sobre as vendas no varejo, na série com ajuste sazonal, o varejo restrito cresceu +1,0% entre janeiro e fevereiro. Já o varejo ampliado teve alta na margem de +1,2%. Sobre a produção nacional de autoveículos, foi registrado queda de -0,5% m/m em março. Já para o trimestre, houve avanço da produção de +7,4% com destaque para caminhões (+8,2% m/m). Quanto à inflação, a 1ª prévia do IGP-M de abril indica deflação de -0,25% (contra -0,54% em março), com inflação dos preços agropecuários de +1,78% (contra +0,23% em março) e deflação dos preços industriais de -1,18% (contra -1,26 em março). Segundo

o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,90%.

O Gráfico 11 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, ajustados na 2ª revisão para 80.052 MW médios (+0,3%). Ao comparar com a 1ª revisão do PMO, observa-se aumento de +250 MW médios (+0,4%) no somatório da carga estimada para os submercados SE/CO e Sul e uma redução de -212 MW médios (-1,0%) no somatório da carga estimada nos submercados Nordeste e Norte. Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +7.341 MW médios (+10,1%) e +6.037 (+8,2%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de abril é de 4.537 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 80.052 MW médios da 2ª revisão do PMO e da carga de 77.479 MW médios do PLAN.

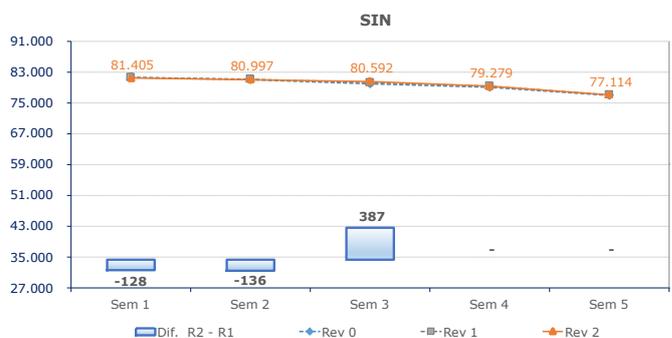

Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de abril de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em abril de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +6.037 MW médios e um aumento de +8,2%). O submercado Sul apresentou a maior variação percentual absoluta (+10,2%), seguido do Nordeste (+9,0%).

Tabela 8 – 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 | +3.230 (+7,7%) | +1.078 (+2,4%) |
| Sul | +1.287 (+10,2%) | +822 (+6,3%) |
| Nordeste | +1.092 (+9,0%) | +725 (+5,8%) |
| Norte | +429 (+6,1%) | -53 (-0,7%) |
| SIN | +6.037 (+8,2%) | +2.572 (+3,3%) |

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste (totalizando +2.625 MW médios e um aumento de +3,8%). No submercado Norte, houve uma redução marginal de -53,0 MW médios (-0,7%).


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

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de abril com as projeções da 1ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se um aumento do somatório da carga verificada dos submercados SE/CO e Sul, totalizando +460 MW médios (+0,8%) e uma redução de -596 MW médios (-2,8%) no somatório da carga verificada nos submercados Nordeste e Norte. Para a 3ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados SE/CO e Sul aumentou +517 MW médios (+0,9%), enquanto o somatório da carga dos submercados Nordeste e Norte reduziu -130 MW médios (-0,6%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +80.592 MW médios (vide Gráfico 13).

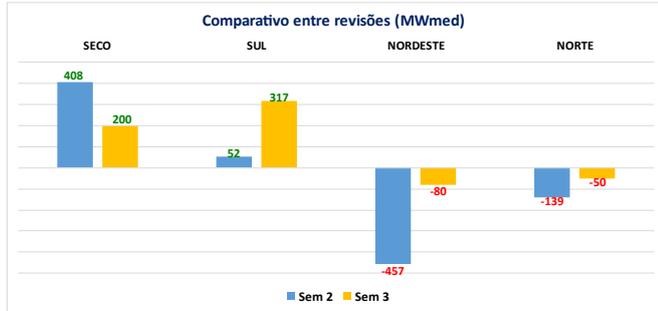


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior na semana operativa 3 e mantidas para as demais semanas. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

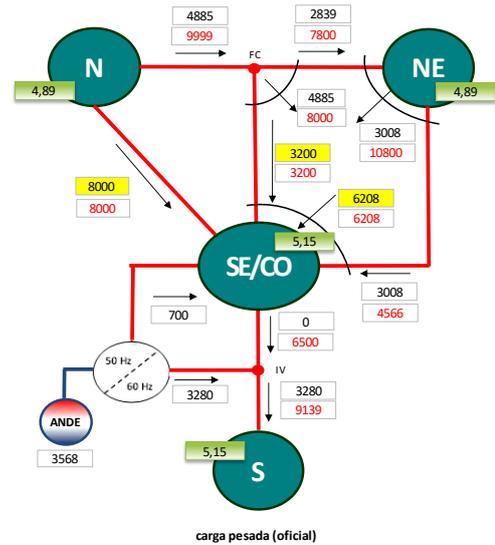
Tabela 9 – Carga prevista para o mês de abril de 2024

| SIN | Sem1 | Sem2 | Sem3 | Sem4 | Sem5 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| RV0 | 81.534 | 81.013 | 79.937 | 79.013 | 76.858 |
| RV1 | 81.532 | 81.133 | 80.205 | 79.279 | 77.114 |
| RV2 | 81.405 | 80.997 | 80.592 | 79.279 | 77.114 |

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

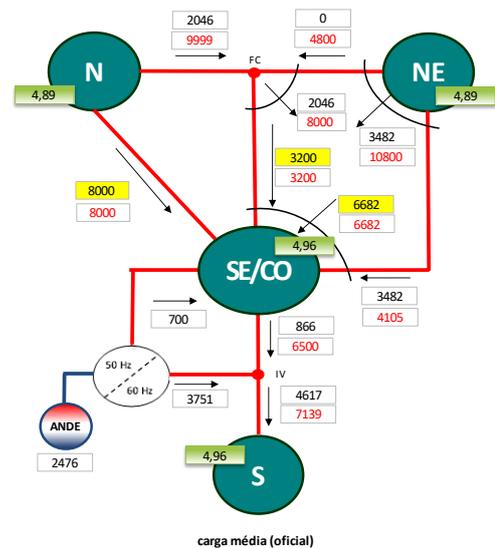
Intercâmbio entre submercados

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.



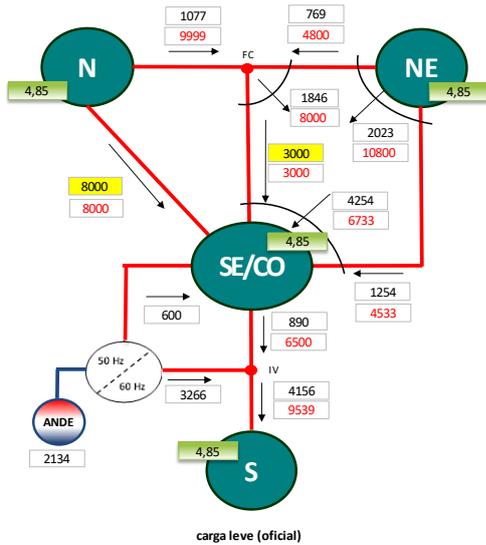
XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

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

o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 0,60/MWh.

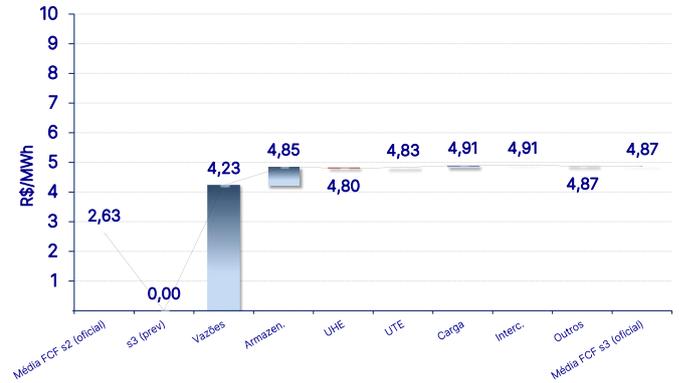


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte observa-se também que uma expectativa de redução nas aflúencias elevou a FCF em aproximadamente R\$ 4,20/MWh, e o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 0,60/MWh.

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

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Para a terceira semana operativa de 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 17 ilustra os principais impactos na FCF.

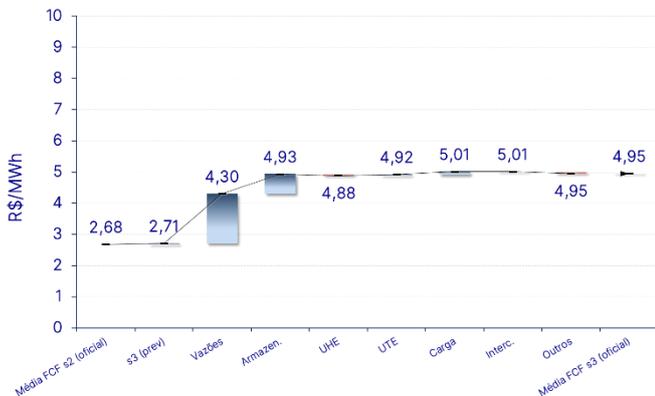


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúencias elevou a FCF em aproximadamente R\$ 1,60/MWh, e

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.

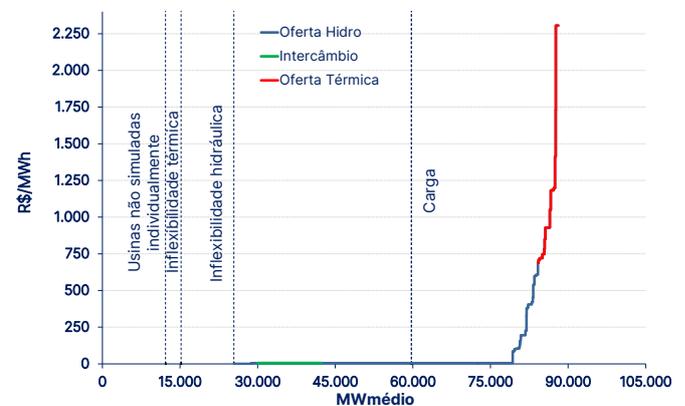


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

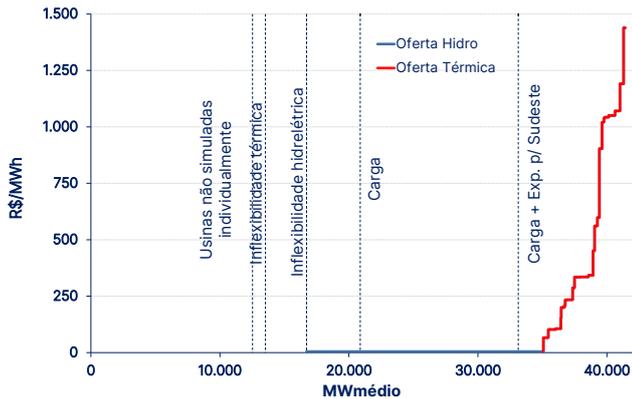


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril de 2024

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

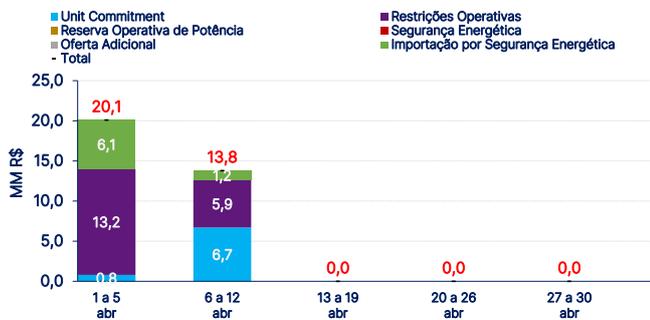


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

Tabela 10 – 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 | 0,03 | - | - | - | - | 0,04 |
| Total | 13,16 | 5,87 | 0,00 | 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 | 0,66 | 3,25 | - | - | - | - | 3,91 |
| Sul | - | 0,04 | - | - | - | - | 0,04 |
| Nordeste | 0,09 | 3,37 | - | - | - | - | 3,46 |
| Norte | 0,03 | - | - | - | - | - | 0,03 |
| Total | 0,78 | 6,66 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,44 |
| 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 10 resulta na expectativa de R\$ 33,77 milhões, sendo R\$ 7,44 milhões por unit commitment, R\$ 7,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 19,03 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 11 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de abril são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 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 2 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 abril é apresentada no Gráfico 22.

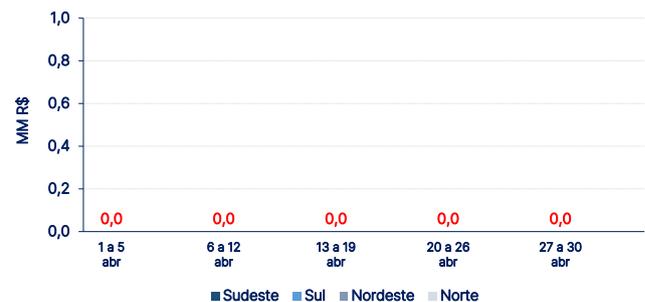


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 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 23 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para abril de 2024.

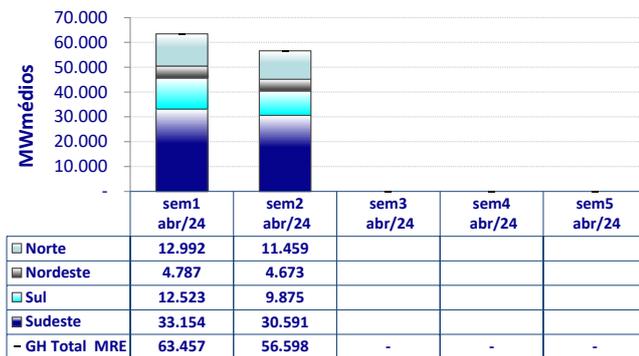


Gráfico 23 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 24 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 a 11 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de abril são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 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 2 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 abril.

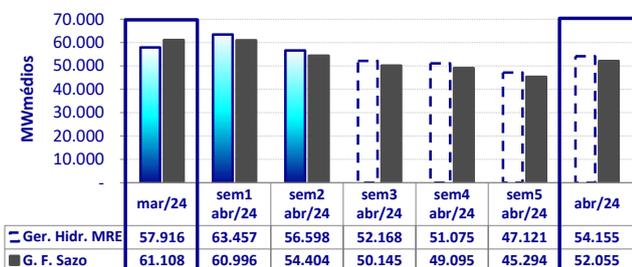


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março e de abril de 2024

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

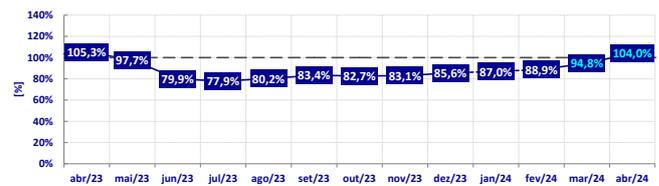


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 26 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 abril.

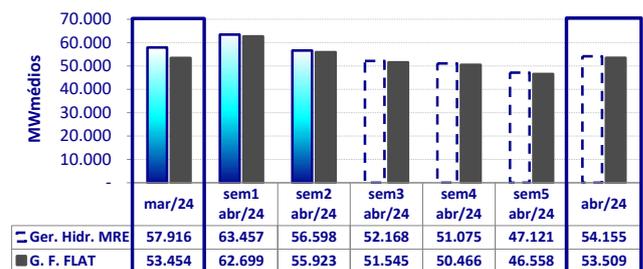


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março e de abril de 2024

O Gráfico 27 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).

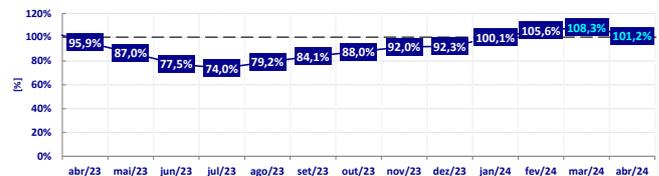


Gráfico 27 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a segunda semana operativa de abril de 2024 não foram identificadas inconsistências.

De forma complementar ao informe realizado no Encontro do PLD do dia 1º de abril de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências durante o mês março de 2024:

- Para o PMO de março de 2023, levou-se em consideração a restrição de segurança que limitava a operação das Usinas Hidrelétricas (UHEs) Belo Monte, Tucuruí e Estreito devido à perda da Usina Termelétrica (UTE) Angra 2. Esta limitação manteve-se necessária até a entrada em operação das Linhas de Transmissão (LT) 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2. Para uma modelagem precisa da restrição de geração do Norte, considerou-se a RE 985, que regula o fluxo Jurupari-Xingu. Uma vez que a LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2 entrou em operação no horizonte do PMO de março de 2023, para o cálculo do PLD, essa restrição deveria finalizar ao término do PMO de março de 2023 (deck referente ao dia 31/03/2023). Entretanto, de forma equivocada, a RE 985 permaneceu sendo aplicada no deck CCEE após essa data.

Ressalta-se que, no levantamento realizado durante o período indicado, a RE 985 não ficou ativa, portanto, não houve impacto no PLD do período de 01/04/2023 a 22/03/2024.

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