

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 – 11ª 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 agosto de 2024.

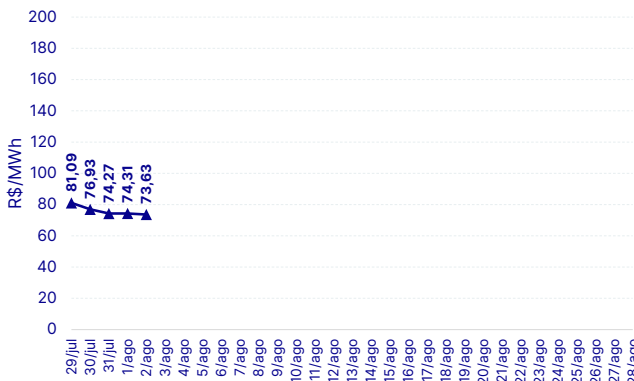


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

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

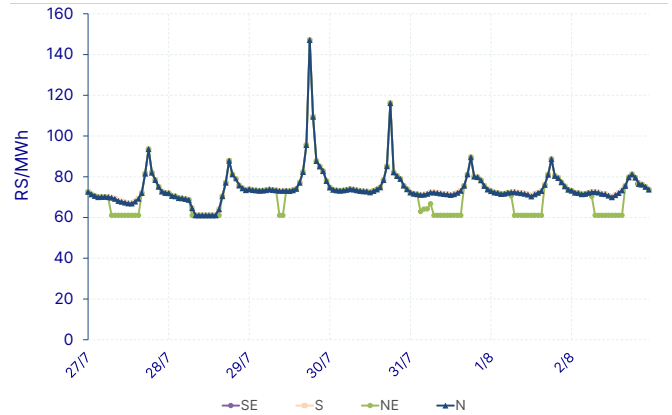


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a primeira semana operativa de agosto (em R\$/MWh)

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|-------|-------|-------|
| 74,56 | 74,53 | 72,07 | 74,57 |

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 | 75.357 | 4.179 | 2.962 | 17.150 | 3.623 | 39.635 | 3.624 | 4.184 |
| % | 100% | 6% | 4% | 23% | 5% | 53% | 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 27 de julho a 2 de agosto de 2024.

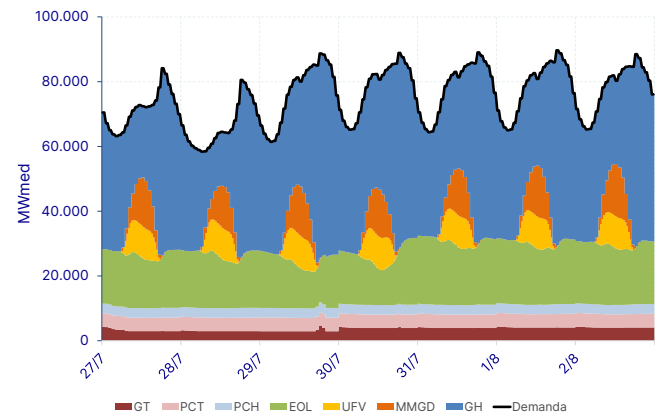


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

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

Tabela 3 – Níveis de contingência adotados para convergência do modelo DESSEM

| | 27/07 | 28/07 | 29/07 | 30/07 | 31/07 | 01/08 | 02/08 |
|------|-------|-------|----------|-------|-------|-------|-------|
| ONS | - | - | 2º Nível | - | - | - | - |
| CCEE | - | - | 2º 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 2º nível de contingência estabelece a execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover e unit commitment, no dia em questão, nos casos NOS e CCEE.

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 3 a 9 de agosto 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 | 105,84 | 105,84 | 105,84 | 105,84 |
| Média | 103,13 | 103,13 | 103,13 | 103,13 |
| Leve | 102,25 | 102,25 | 102,25 | 102,25 |
| Média semanal | 103,19 | 103,19 | 103,19 | 103,19 |

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

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

| Submercado | FCF | | |
|------------|--------------|--------------|------------|
| | 1ª sem - ago | 2ª sem - ago | Variação % |
| SE/CO | 75,35 | 103,19 | + 37,0% |
| S | 75,35 | 103,19 | + 37,0% |
| NE | 75,35 | 103,19 | + 37,0% |
| N | 75,35 | 103,19 | + 37,0% |

Os valores médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 3 a 9 de agosto, apresentaram variações de + 37,0%, fechando a R\$ 103,19/MWh em todos os submercados.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a piora nas afluências esperadas para o mês de agosto.

Para agosto de 2024, espera-se que as afluências fechem em torno de 62% da MLT para o sistema, sendo 57% no Sudeste; 84% no Sul; 44% no Nordeste e 48% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.051 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 863 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 188 MWmédios no submercado.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -617 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -225 MWmédios no submercado Sul, -156 MWmédios no submercado Nordeste, -236 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.

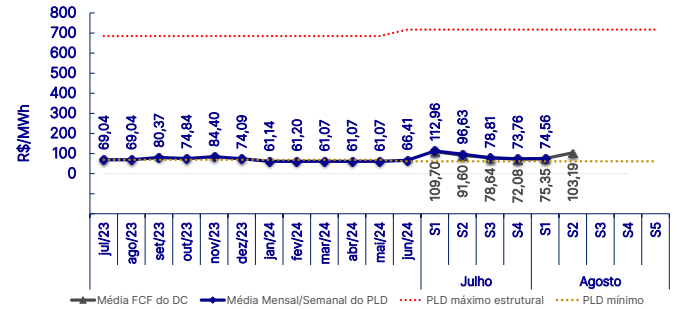


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluenta - ENA

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

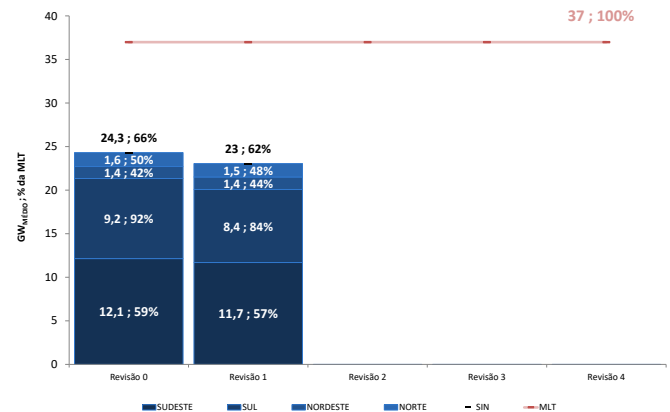


Gráfico 55 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

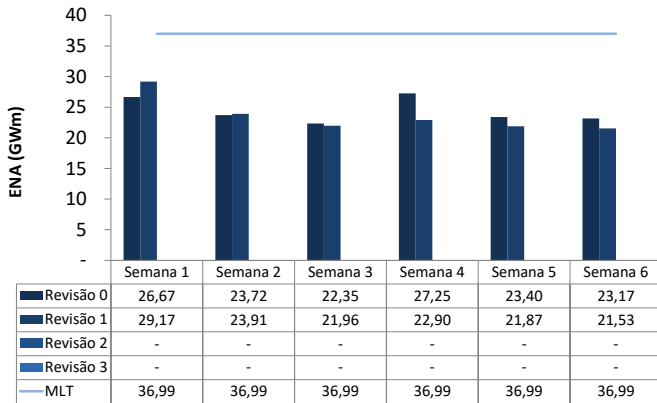


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde julho de 2024. Para julho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 31.400 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluências ficaram próximos aos 24.500 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 23.500 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluências ficaram próximos aos 24.500 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 23.500 MWmédios.

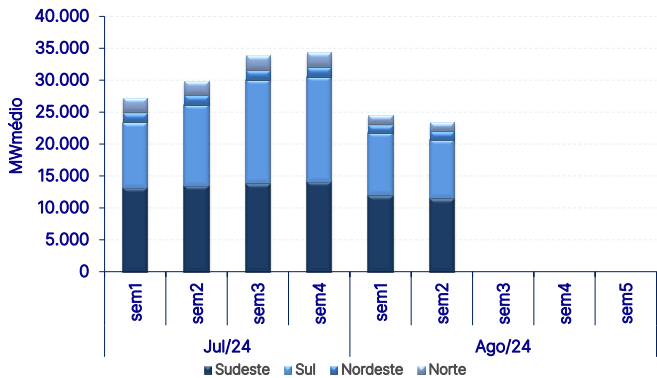


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - julho e agosto de 2024

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

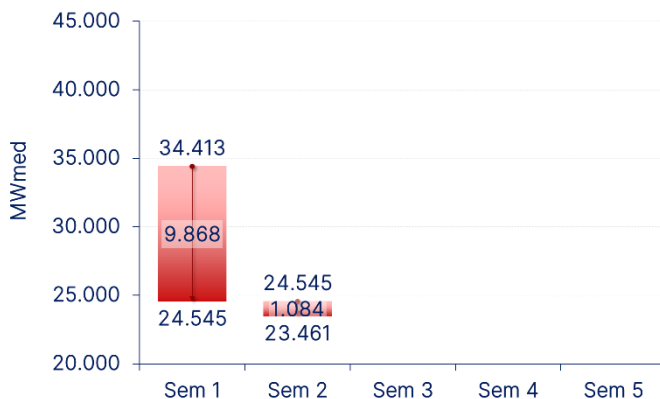


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|------|----|-----|
| -458 | -638 | 46 | -34 |

Armazenamento inicial

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

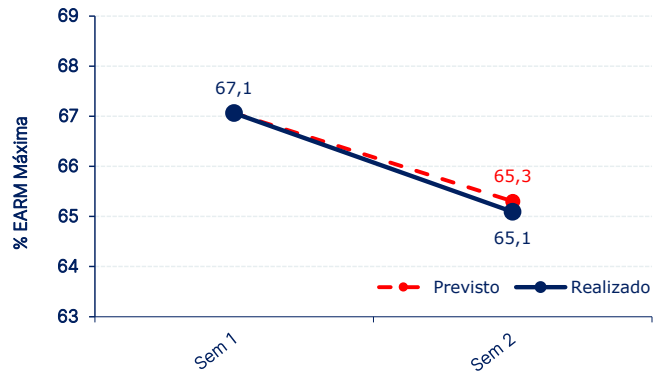


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 65,3% (Energia Armazenada de 191.563 MWmês) no SIN para o início desta semana, o que representou uma queda de -617 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de agosto

| Submercado | RV11 - previsto | | RV11 - realizado | | Diferença | |
|------------|-----------------|---------|------------------|---------|-----------|-------|
| | % | MWmês | % | MWmês | % | MWmês |
| SE/CO | 61,9% | 127.181 | 61,9% | 127.181 | 0,0% | 00 |
| S | 90,6% | 18.536 | 89,5% | 18.311 | -1,1% | -225 |
| NE | 62,7% | 32.428 | 62,4% | 32.272 | -0,3% | -156 |
| N | 85,4% | 13.418 | 83,9% | 13.182 | -1,5% | -236 |
| SIN | 65,3% | 191.563 | 65,1% | 190.946 | -0,2% | -617 |

Carga - DECOMP

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

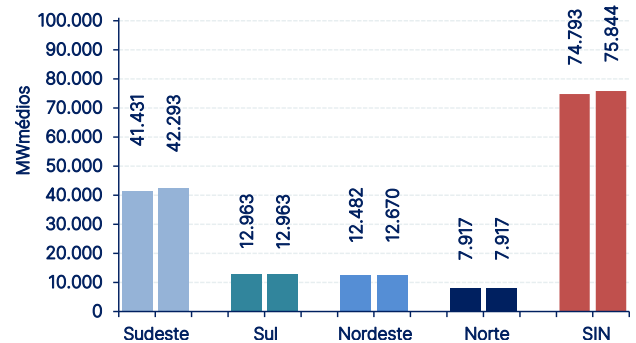


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de agosto na RVO de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de agosto (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de agosto.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

| SE/CO | S | NE | N |
|-------|---|-----|---|
| 863 | - | 188 | - |

No âmbito internacional, nos EUA, o deflator do consumo (PCE deflator) cresceu +2,5% na comparação interanual e +0,1% na comparação mensal em junho, seguindo a tendência de desaceleração. O núcleo também acompanhou essa tendência, avançando +2,6% nos últimos 12 meses. Em junho, o número total de vagas de emprego em aberto caiu para 8,18 milhões (contra 8,23 milhões em maio), com as reduções mais acentuadas no setor de produtor de duráveis (-88 mil vagas) e de assistência médica e social (-62 mil vagas). Também houve uma redução na proporção de vagas de emprego para trabalhadores desempregados, de 1,24 para 1,20. Em julho, o Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board subiu para +100,3, impulsionado pelas expectativas de curto prazo para os negócios. Já o Índice de Gerentes de Compra (PMI) da indústria recuou para +46,8 em julho (contra +48,5 em junho), impactado pela queda nos novos pedidos, que passou de +49,3 para +47,4. Com relação à taxa básica de juros, o FED decidiu mantê-la no intervalo de +5,25% a +5,5% ao ano. Na Zona do Euro, a inflação cresceu +2,6% em julho em relação ao mesmo período do ano anterior e o núcleo da inflação aumentou +2,9% a/a. França e Espanha registraram aumentos no PIB de +0,3% e +0,8%, respectivamente, na comparação trimestral. Por outro lado, a Alemanha e a Itália apresentaram reduções de -0,1% e -0,2%, respectivamente, em relação ao trimestre anterior. Na China, o PMI oficial de manufatura registrou queda, atingindo +49,4 pontos em julho (contra +49,5 do mês anterior). O PMI de não manufatura também caiu para +50,2 pontos (contra +50,5 do mês anterior). Os principais subíndices do PMI de manufatura sofreram redução, principalmente devido à fraca demanda doméstica. No Brasil, em maio, considerando o ajuste sazonal, houve um aumento de +2,2% nas admissões e de +2,0% no número de desligamentos, resultando na criação de 127,3 mil vagas (contra 119,8 mil em maio). O Rio Grande do Sul foi o único Estado com saldo negativo, registrando uma perda líquida de 8.659 postos formais. Ainda sobre o mercado de trabalho, a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD-c) apontou que o mercado está aquecido. De acordo com a pesquisa, no segundo trimestre, a taxa de desemprego no país foi de +6,9% (contra +8% no segundo trimestre de 2023). Em julho, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br) da FGV reduziu -0,3 pontos, atingindo +110,3 pontos. Considerando o ajuste sazonal, o Índice de Confiança do Comércio (ICOM) da FGV aumentou +0,7% m/m, alcançando +90,9 pontos (contra -1,3% no mês anterior), o Índice de Confiança de Serviços (ICS) da FGV variou +0,2 % m/m e chegou a +94,2 pontos (contra -0,2% no mês anterior), o Índice de Confiança da Indústria (ICI) cresceu +3,4% m/m e atingiu +101,7 pontos, e o Índice de Confiança da Construção (ICST) cresceu +0,9% m/m, atingindo +97,3 pontos. Além disso, o Índice de Gerentes de Compras (PMI) de Manufatura do Brasil, da S&P Global, aumentou para +54 pontos (contra +52,5 do mês anterior) e o IGP-M subiu +0,61% em julho. Quanto à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 1,5 bilhão na quarta semana de julho, com exportações totalizando US\$ 6,7 bilhões e importações US\$ 5,2 bilhões. O saldo do mês é de US\$6,7 bilhões e no ano é de US\$49,1 bilhões. Em julho, a média diária de exportação foi de US\$ 1,36 bilhão/dia, um aumento de +1,2% m/m, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,02 bilhão/dia, uma queda de -9,6% m/m, liderada por combustíveis, fertilizantes e motores. Nesta semana, o Comitê de Política Monetária (Copom) decidiu manter a taxa básica de juros Selic em 10,5% ao ano. De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de +2,19%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de agosto de 2024. Em termos mensais, o PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 75.432 MW médios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 75.864 MW médios (+0,6%). Ao comparar com o PMO, observa-se aumento de +432 MW médios (+0,6%) no somatório da carga estimada de todos os submercados. Comparando com os valores verificados em agosto de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.339 MW médios (+7,6%) e +2.787 (+3,8%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de agosto é de 5.229 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 75.864 MW médios da 1ª revisão do PMO e da carga de 75.432 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

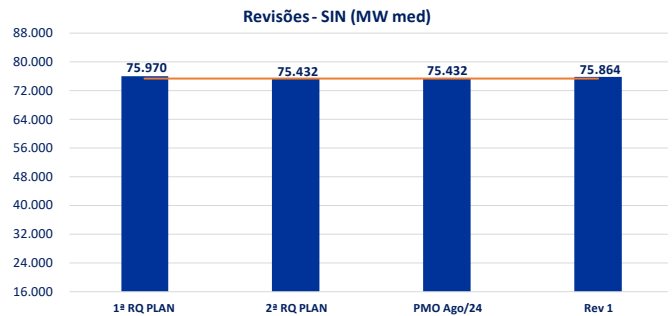


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Agosto.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de agosto de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +2.787 MW médios e um aumento de +3,8%). O submercado Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+7,2%), seguido do Nordeste (+7,1%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Agosto/24 e a carga observada em Agosto/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

| Submercado | Variação, em MW médios (%) ante | |
|------------|---------------------------------|--------------------|
| | Agosto/23 | 2ª RQ PLAN (24-28) |
| SECO | +744 (+1,8%) | +255 (+0,6%) |
| Sul | +658 (+5,3%) | +8 (+0,1%) |
| Nordeste | +841 (+7,1%) | +161 (+1,3%) |
| Norte | +544 (+7,2%) | +8 (+0,1%) |
| SIN | +2.787 (+3,8%) | +432 (+0,6%) |

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento da carga para todos os submercados (totalizando +432 MW médios e um aumento de +0,6%).

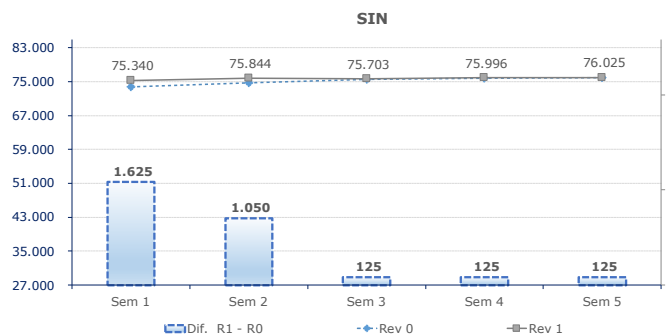


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de Agosto.

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de agosto com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados de +1.625 MW médios (+2,2%).

Para a 2ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados SE/CO e Nordeste aumentou +1.050 MW médios (+1,9%). Os demais submercados não apresentaram ajustes. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +75.844 MW médios (vide Gráfico 13).

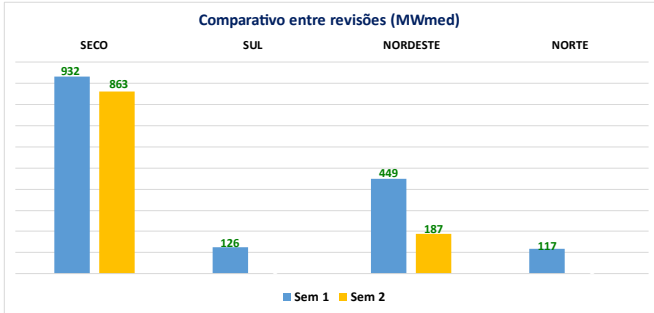


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior para todas as semanas.

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

| SIN | Sem1 | Sem2 | Sem3 | Sem4 | Sem5 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| RV0 | 73.832 | 73.189 | 73.525 | 73.537 | 73.610 |
| RV1 | 75.340 | 75.844 | 75.703 | 75.996 | 76.025 |

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.

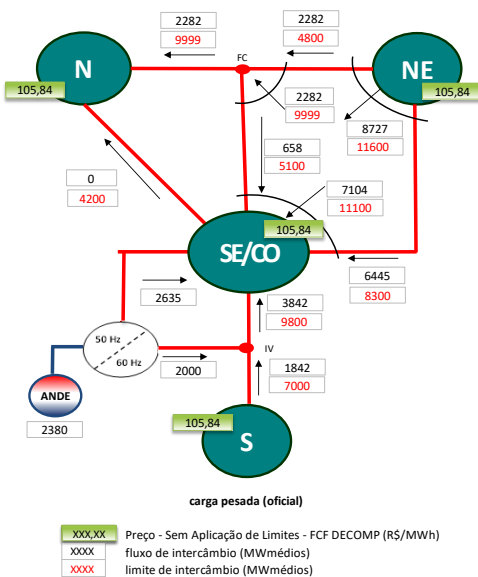


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

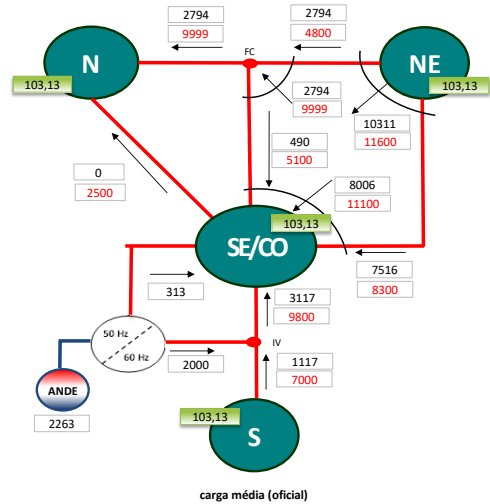


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

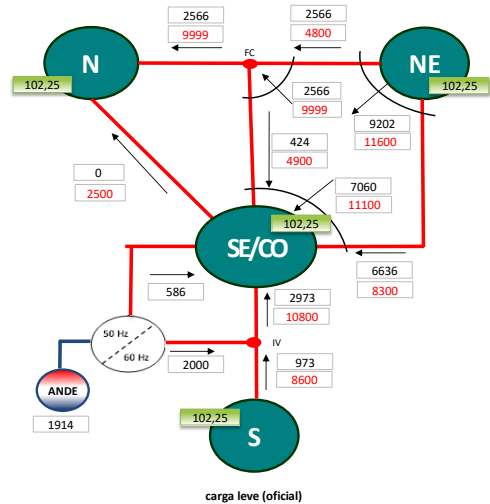


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 segunda semana operativa de agosto não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF.

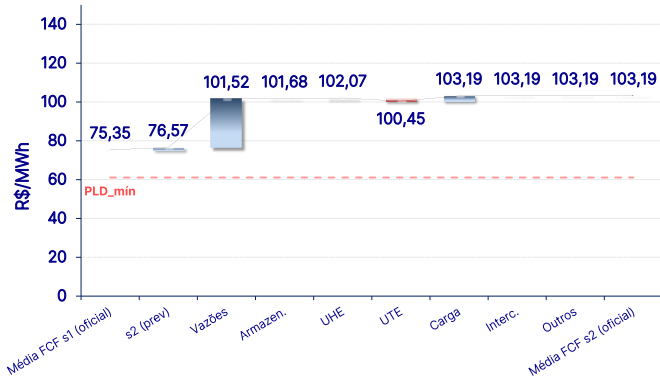


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que a expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 25/MWh, além disso, o impacto da elevação da carga foi de cerca de R\$ 3/MWh. As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para todos os submercados é apresentada no Gráfico 18. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

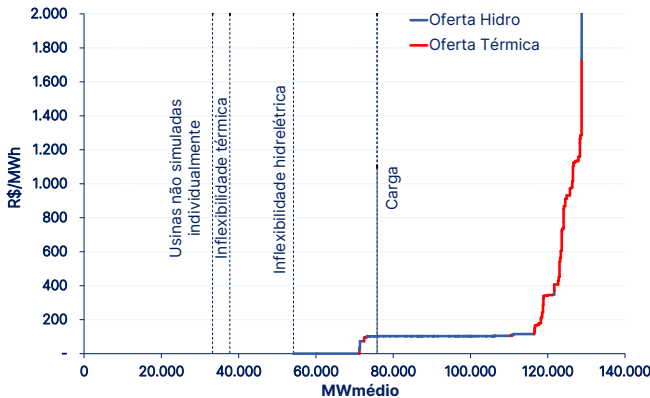


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – julho e agosto de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2024.

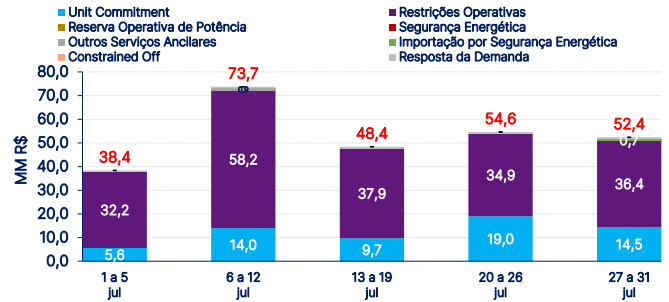


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

Tabela 11 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de julho

| Subm. | Sem 1 | Sem 2 | Sem 3 | Sem 4 | Sem 5 | Sem 6 | Total |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Restrição operativa (R\$ MM) | | | | | | | |
| Sudeste | 20,93 | 48,61 | 27,47 | 23,79 | 25,85 | - | 146,45 |
| Sul | 1,78 | 3,71 | 2,98 | 2,88 | 2,60 | - | 13,95 |
| Nordeste | 8,25 | 3,25 | 4,97 | 4,38 | 5,32 | - | 26,17 |
| Norte | 1,19 | 2,67 | 2,46 | 3,83 | 2,87 | - | 13,02 |
| Total | 32,15 | 58,24 | 37,88 | 34,88 | 36,44 | 0,00 | 199,59 |
| Segurança Energética (R\$ MM) | | | | | | | |
| Subm. | 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 |
| Unit Commitment (R\$ MM) | | | | | | | |
| Sudeste | 2,88 | 12,74 | 6,30 | 14,94 | 9,58 | - | 46,42 |
| Sul | - | 0,23 | 0,27 | 0,90 | 0,60 | - | 2,00 |
| Nordeste | 2,70 | 0,84 | 2,01 | 1,70 | 3,25 | - | 10,50 |
| Norte | - | 0,24 | 1,13 | 1,46 | 1,04 | - | 3,87 |
| Total | 5,58 | 14,05 | 9,71 | 19,00 | 14,45 | 0,00 | 62,79 |
| Constrained Off Térmico (R\$ MM) | | | | | | | |
| Subm. | 0,43 | 0,05 | 0,00 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,57 |
| Resposta da Demanda (R\$ MM) | | | | | | | |
| Subm. | 0,17 | 0,62 | 0,80 | 0,63 | 0,79 | 0,00 | 3,01 |
| Outros Serviços Ancilares (R\$ MM) | | | | | | | |
| Subm. | 0,00 | 0,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,87 |
| Importação por Segurança Energética (R\$ MM) | | | | | | | |
| Subm. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,70 | 0,00 | 0,70 |

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 267,6 milhões, sendo R\$ 199,6 milhões devido a restrições operativas, R\$ 62,8 milhões por unit commitment, R\$ 3,0 milhões por resposta da demanda, R\$ 0,9 milhão por outros serviços ancilares (devido ao despacho ANEEL 1.923/2024), R\$ 0,7 milhão devido a importação comercial e R\$ 0,6 milhão devido a constrained off termelétrico.

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

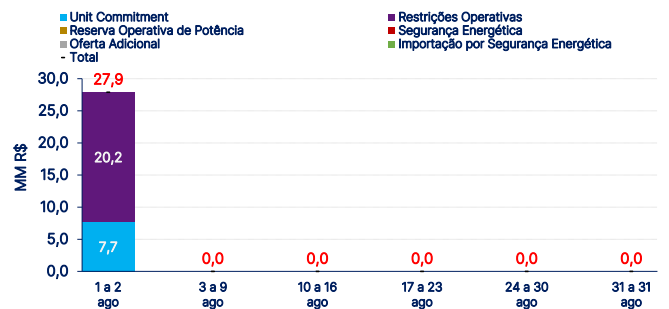


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

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

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

| Subm. | Sem 1 | Sem 2 | Sem 3 | Sem 4 | Sem 5 | Sem 6 | Total |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Restrição Operativa (R\$ MM) | | | | | | | |
| Sudeste | 16,66 | - | - | - | - | - | 16,66 |
| Sul | 0,77 | - | - | - | - | - | 0,77 |
| Nordeste | 1,53 | - | - | - | - | - | 1,53 |
| Norte | 1,24 | - | - | - | - | - | 1,24 |
| Total | 20,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 20,20 |
| 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 | 6,94 | - | - | - | - | - | 6,94 |
| Sul | 0,24 | - | - | - | - | - | 0,24 |
| Nordeste | 0,57 | - | - | - | - | - | 0,57 |
| Total | 7,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,75 |
| 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 20 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 27,95 milhões, R\$ 20,20 milhões devido a restrições operativas e R\$ 7,75 milhões por unit commitment.

O valor estimado de geração para o período de 1º de julho a 1º de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de agosto são idênticos aos do dia 1º de agosto.

A expectativa para o período de 3 a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico indicado pelo modelo DECOMP relativa à revisão 1 de agosto de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. 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 julho é apresentada no Gráfico 21.

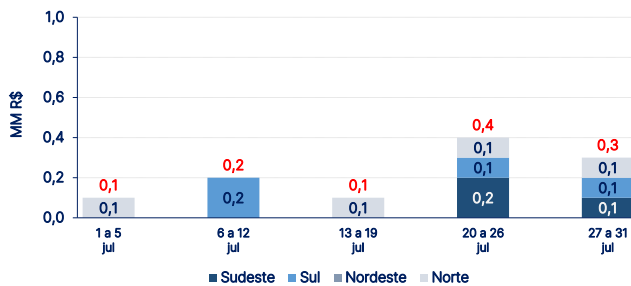


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 1,1 milhão em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para agosto é apresentada no Gráfico 22.

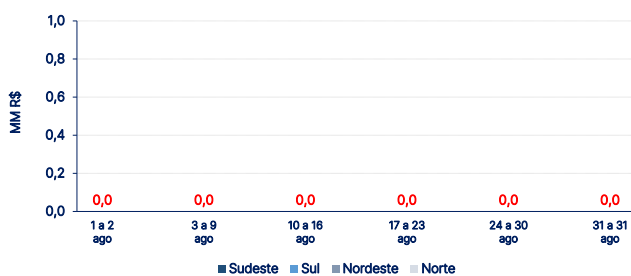


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2024

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 agosto.

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 julho de 2024.

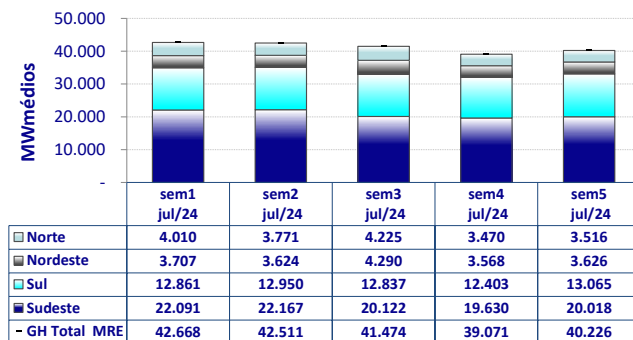


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – maio/2024, publicado em 11

de julho 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 julho a 1º de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de agosto são idênticos aos do dia 1º.

A expectativa para o período de 3 a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação da expectativa de geração hidráulica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 1 de agosto 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 julho de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para julho e agosto.

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 são apresentadas as previsões da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2024, respectivamente.

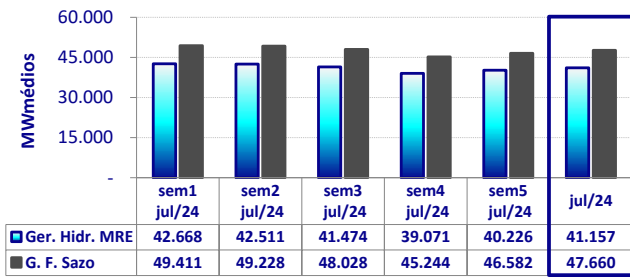


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2024

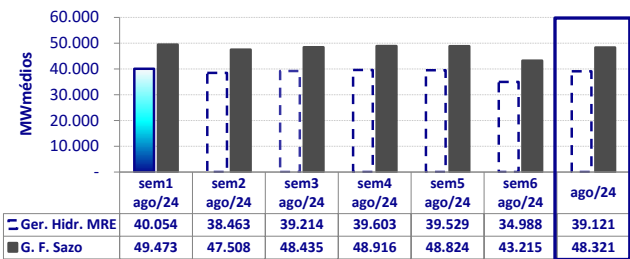


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2024

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2024 (ainda não contabilizados).

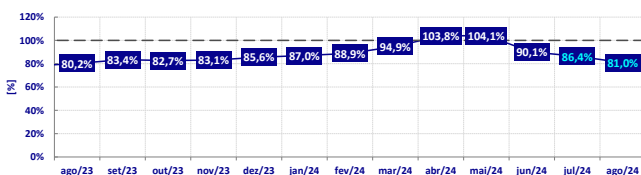


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 e no Gráfico 28 são apresentadas as estimativas 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 julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para julho e agosto, respectivamente.

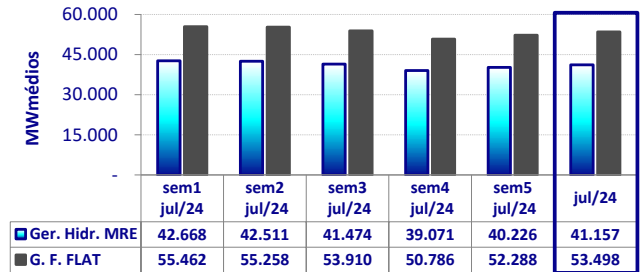


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2024

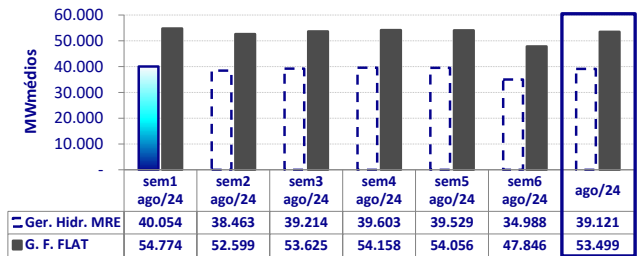


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2024

O Gráfico 29 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 julho e agosto de 2024 (ainda não contabilizados).

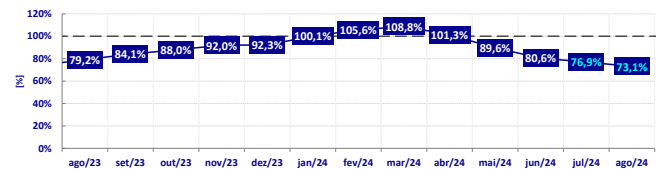


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a primeira semana operativa de agosto de 2024 não foram identificadas inconsistências.

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 01, de 12 de março de 2024, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com

calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a primeira semana operativa de agosto, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Passo Fundo:

Restrição: Nível Máximo

Valores CCEE: não considera

Valores ONS: 597 m

Modelos afetados: DESSEM

Documento: Ofício PM nº 098/2024, FSARH 6.337

Consideração no PLD: Não será considerado no PLD devido ao horizonte da restrição (12 a 31/07/2024) e o momento da divulgação.

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a primeira semana operativa de agosto, foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que tem relação com o cálculo do PLD:

- RES ANA 202/2024: Declara situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos no rio Madeira, até 30 de novembro de 2024.

No momento, não existem novas Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.