

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

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

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

PLD – 3ª semana operativa

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

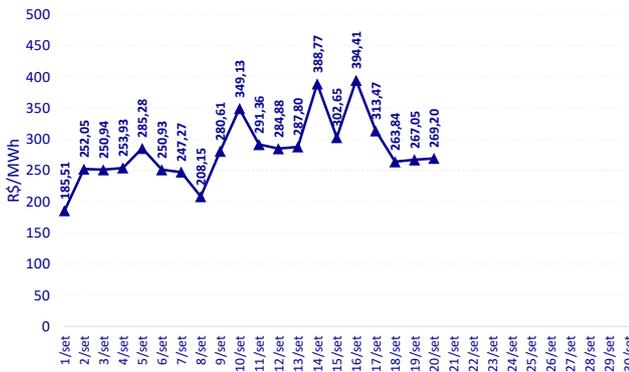


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de setembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

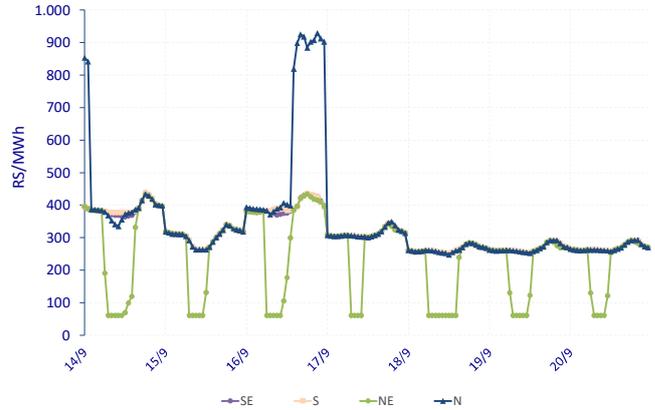


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
314,20	314,99	247,97	349,08

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	79.795	4.182	1.732	18.384	4.279	36.886	9.510	4.822
%	100%	5%	2%	23%	5%	46%	12%	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 14 a 20 de setembro de 2024.

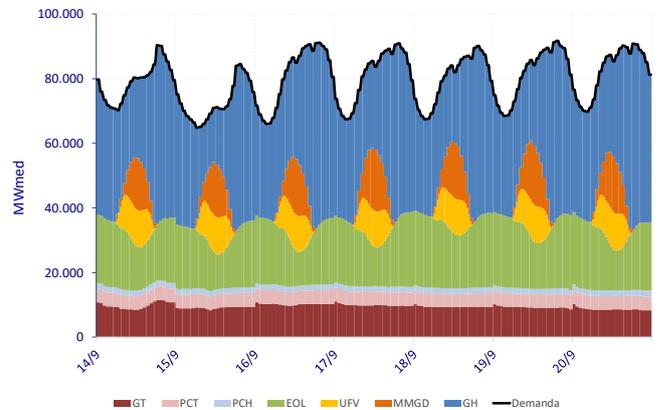


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

	14/set	15/set	16/set	17/set	18/set	19/set	20/set
ONS	2º Nível	2º Nível	-	-	-	-	-
CCEE	4º Nível	2º Nível	4º 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.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 4 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 21 a 27 de setembro 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	258,13	258,13	258,13	258,13
Média	251,72	251,72	251,72	251,72
Leve	247,09	247,09	247,09	247,09
Média semanal	251,04	251,04	251,04	251,04

A Tabela 5 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de setembro.

Tabela 5 – Comparação entre a FCF da terceira e da quarta semana de setembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	3ª sem - set	4ª sem - set	Variação %
SE/CO	266,31	251,04	-5,7%
S	266,31	251,04	-5,7%
NE	266,31	251,04	-5,7%
N	266,31	251,04	-5,7%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 21 a 27 de setembro, apresentaram variações de: -5,7% nos quatro submercados, fechando a R\$ 251,04/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afluições esperadas para o mês de setembro.

Para setembro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 49% da MLT para o sistema, sendo 48% no Sudeste; 53% no Sul; 42% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.834 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.623 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 211 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -76 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -616 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 859 MWmédios no submercado Sul, -

413 MWmédios no submercado Nordeste, 94 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.

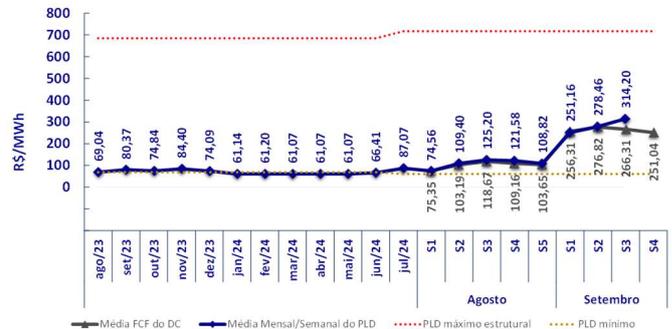


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

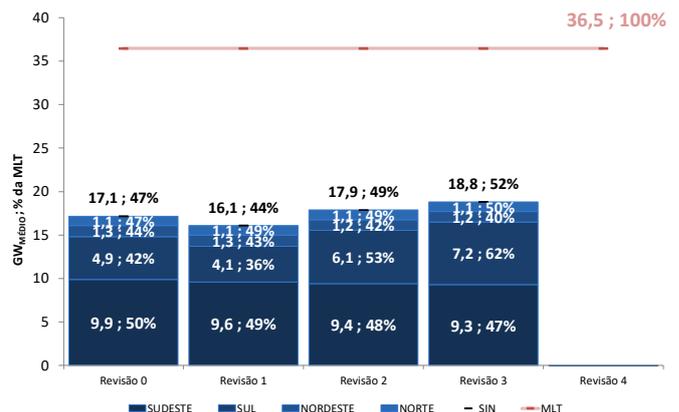


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

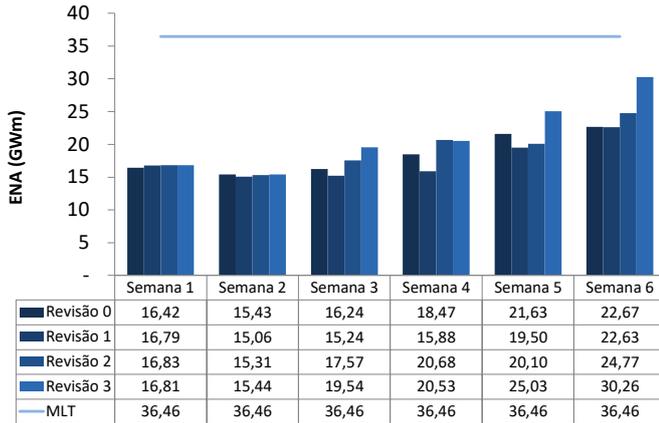


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde agosto de 2024. Para agosto, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 22.700 MWmédios. Já para setembro, os valores de afluências ficaram próximos aos 23.000 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 24.000 MWmédios.

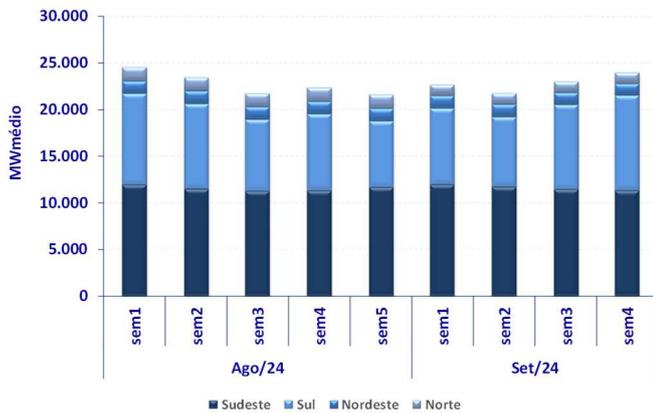


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - agosto e setembro de 2024

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

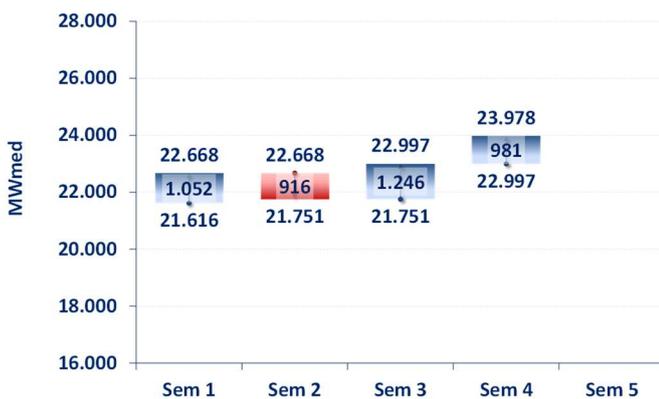


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-125	1.128	-31	8

Armazenamento inicial

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

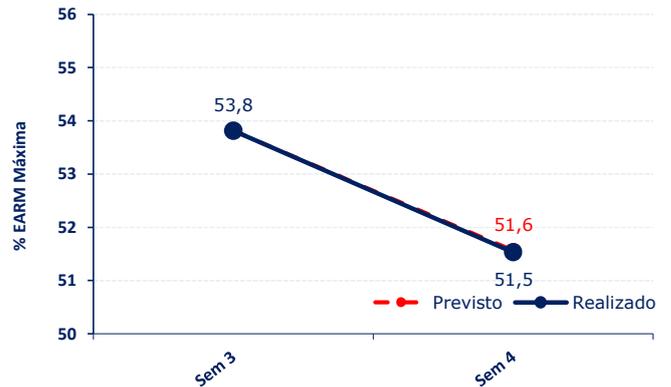


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 51,6% (Energia Armazenada de 151.261 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 51,5% (Energia Armazenada de 151.185 MWmês), o que representou uma queda de -76 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 quarta semana operativa de setembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	49,5%	101.704	49,2%	101.088	-0,3%	-616
S	52,0%	10.639	56,2%	11.498	4,2%	859
NE	52,1%	26.945	51,3%	26.532	-0,8%	-413
N	76,1%	11.973	76,7%	12.067	0,6%	94
SIN	51,6%	151.261	51,5%	151.185	0,0%	-76

Carga - DECOMP

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

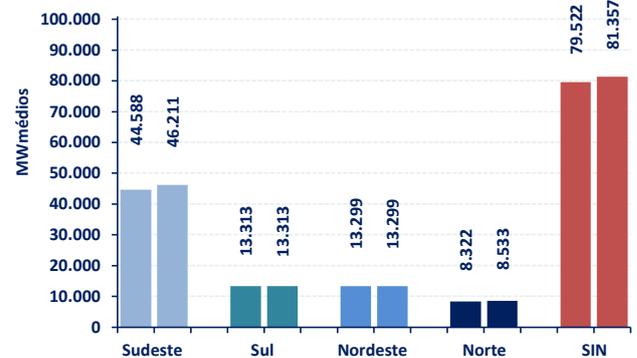


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de setembro na RV2 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de setembro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de setembro.

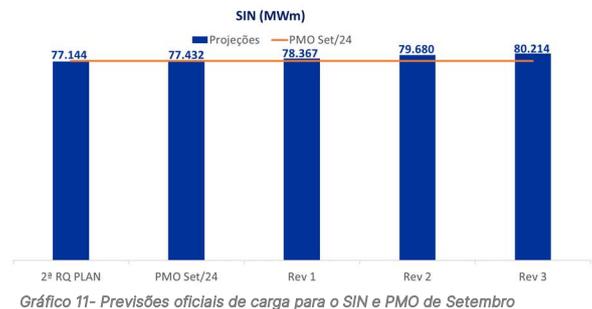
Tabela 8 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.623	-	-	211

No âmbito internacional, nos EUA, o Federal Reserve (FED) decidiu reduzir a taxa de juros em 50 pontos-base, para 4,75% a 5% ao ano, tendo em vista a desaceleração do crescimento do emprego e o progresso na desinflação. Segundo o FED de Atlanta, os salários subiram +4,6% em agosto em relação ao mesmo período do ano anterior. Este valor está abaixo do crescimento verificado a dois anos, que era de +6 a +7% ao ano. Em agosto, as vendas no varejo subiram +0,1%. Já as vendas do grupo de controle — que não considera veículos, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção — tiveram um crescimento de +0,3%. Oito das 14 categorias acompanhadas apresentaram queda, especialmente as vendas em postos de gasolina (-1,2%). Já a produção industrial cresceu +0,8% (contra +0,9% em julho), impactada principalmente pela recuperação na produção de automóveis e peças, que avançou +9,8% (contra -8,9% no mês anterior). A produção manufatureira subiu +0,9%, influenciada pela maior utilização da capacidade (NUCI), que subiu para +78% (contra +77,4% em julho). Por fim, o sentimento do consumidor subiu de +67,9 pontos em agosto para +69 pontos na leitura preliminar de setembro, impulsionado pelas melhores condições de compra de bens percebidas pelos consumidores. Na Zona do Euro, o Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor (IHPC) reduziu para +2,2% em agosto (contra +2,6% do mês anterior), sendo o setor de energia o item que mais contribuiu para essa redução. A inflação anual do núcleo foi de +2,8% em agosto, ante +2,9% em julho. Na Alemanha, houve piora do índice de expectativas de crescimento econômico, que caiu de +19,2 em agosto para +3,6 em setembro. Na China, a produção industrial desacelerou +4,5% no comparativo interanual em agosto, ante +5,1% em julho. O setor de veículos manteve um crescimento forte, especialmente a produção de veículos elétricos, que teve crescimento de +30,5% em relação ao ano anterior em agosto. Mas a maioria dos outros setores industriais desacelerou. O investimento em ativos fixos também diminuiu, registrando um crescimento de +3,4% em relação ao ano anterior no acumulado até agosto (contra +3,6% no acumulado até julho). Quanto ao comércio, as vendas no varejo aumentaram +2,1% em agosto em comparação ao ano anterior (contra +2,7% em julho), impulsionado, em parte, pelo programa de incentivo do governo para a troca de eletrodomésticos. Sobre o mercado de trabalho, a taxa de desemprego aumentou para +5,3% em agosto (contra +5,2% em julho). Segundo o relatório de crédito de agosto da China, os cortes nas taxas de juros realizados em julho ainda não conseguiram impulsionar os empréstimos. Tanto os empréstimos corporativos de longo prazo quanto os empréstimos hipotecários para famílias apresentaram queda. No âmbito nacional, o Comitê de Política Monetária (COPOM) decidiu elevar a taxa Selic de +10,50% para +10,75%, motivado, segundo a instituição, pelo cenário “marcado por resiliência na atividade, pressões no mercado de trabalho, hiato do produto positivo, elevação das projeções de inflação e expectativas desancoradas”. Em julho, o IBC-Br subiu +5,3% em comparação com o mesmo mês do ano anterior, mas em relação ao mês passado teve queda de -0,4%, influenciado, principalmente, pela indústria geral e pelo setor agropecuário. Na média móvel de três meses, o índice continuou positivo, sinalizando uma tendência de crescimento. O setor de serviço se destacou por apresentar um crescimento de +15,4% acima do nível pré-pandemia. O IGP-M ficou em +0,47% na segunda prévia de setembro, impulsionado pela aceleração dos produtos agropecuários (+1,35% contra +0,69%) e desaceleração dos produtos industriais (+0,22% contra +0,46%) em relação a agosto. O IGP-10 registrou alta de +0,18% em setembro (contra +0,72% do mês anterior), com destaque para a desaceleração dos produtos agropecuários, de +0,95% para +0,88%, e dos produtos industriais, de +0,79% para -0,14%. Com relação ao comércio exterior, o saldo comercial foi de US\$ 1,3 bilhão na segunda semana de

setembro, com exportações totalizando US\$ 6,7 bilhões e importações US\$ 5,3 bilhões. O saldo do mês é de US\$3,3 bilhões e no ano é de US\$57,4 bilhões. No mês, a média diária de exportação foi de US\$ 1,42 bilhão/dia, uma queda de -1,4% a/a, com destaque para a soja, minério de ferro e petróleo. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,08 bilhão/dia, um aumento de +10,7% a/a, liderada por fertilizantes, combustíveis e componentes eletrônicos. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de 2,96%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de setembro de 2024. Em termos mensais, o PMO de setembro indicou uma expectativa de carga no valor de 77.432 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 80.214 MW médios (+3,6%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +9.126 MW médios (+12,8%) e +3.017 (+3,9%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.518 MW médios, sendo parte integrante da carga de 80.214 MW médios da 3ª revisão do PMO.



A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de setembro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +3.017 MW médios (+3,9%). Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +3.071 MW médios (+4,0%) na carga do SIN, com destaque para a carga do Sudeste/Centro-Oeste, que aumentou +6,0%.

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para a 3ª revisão do PMO de Setembro/24 e a carga observada em Setembro/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Setembro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SECO	+1.341 (+3,0%)	+2.575 (+6,0%)
Sul	+387 (+3,1%)	-31 (-0,2%)
Nordeste	+474 (+3,7%)	+168 (+1,3%)
Norte	+816 (+10,6%)	+359 (+4,4%)
SIN	+3.017 (+3,9%)	+3.071 (+4,0%)

O Gráfico abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa. Nota-se que a 3ª revisão elevou as cargas das semanas 4 e 5.



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

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de setembro com a 2ª revisão, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, totalizando +874 MW médios (+1,3%), e uma redução de -944 MW médios (-7,1%) no Sul. Para a 4ª semana operativa, a carga prevista para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte aumentou +1.835 MW médios (+3,5%), enquanto a carga dos demais submercados manteve-se inalterada. Com isso, a carga projetada no SIN para a 4ª semana é de +81.357 MW médios (vide Gráfico 12).

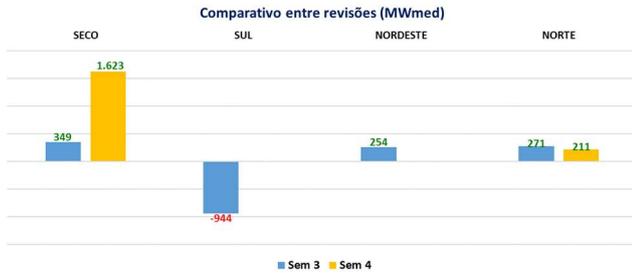


Gráfico 13- Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

A Tabela 10 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

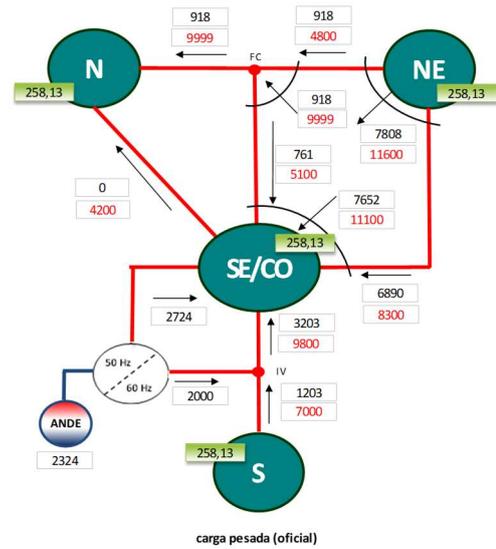
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de setembro de 2024.

SIN	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Rev 0	77.331	76.570	77.512	77.874	78.417
Rev 1	78.655	78.238	78.008	78.373	78.920
Rev 2	78.127	81.293	79.456	79.522	79.912
Rev 3	78.122	81.357	79.386	81.357	81.000

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

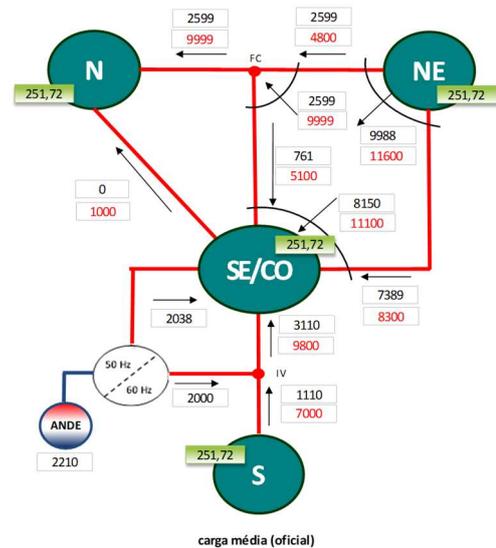
Intercâmbio entre submercados

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.



XXXX,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



XXXX,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

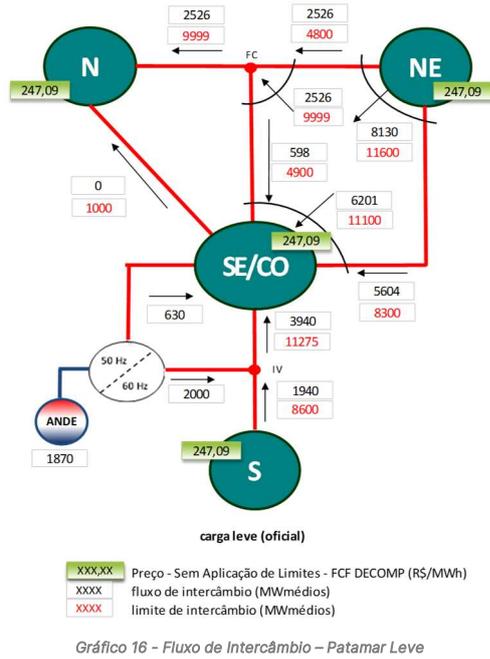


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

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

Para a quarta semana operativa de setembro 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.

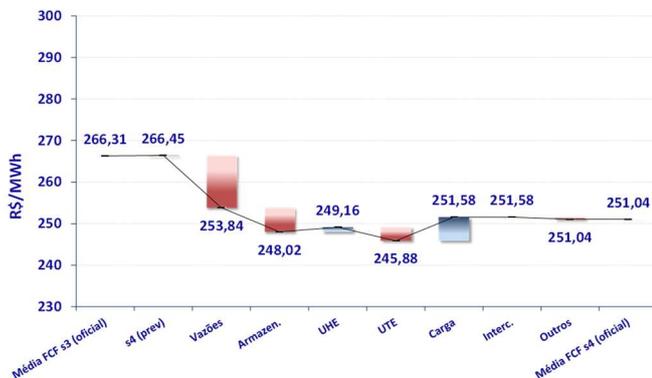


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluições diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 13/MWh. O maior nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior

contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 5/MWh. Já a elevação da carga subiu o valor da FCF em aproximadamente R\$ 6/MWh.

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.

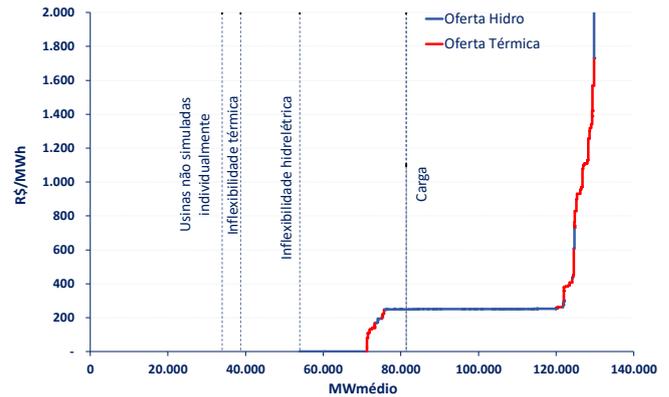


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS - setembro de 2024

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

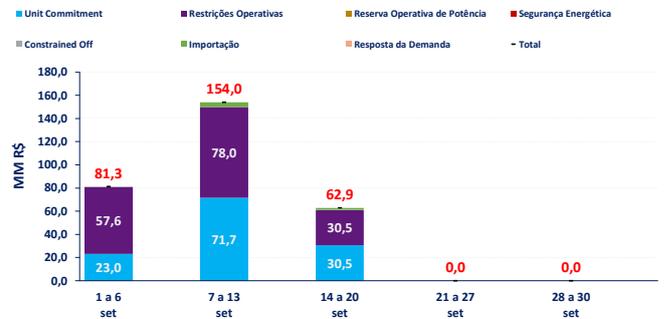


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	38,32	51,88	15,42	-	-	-	105,62
Sul	0,31	2,63	0,57	-	-	-	3,51
Nordeste	10,66	15,59	9,70	-	-	-	35,95
Norte	8,27	7,88	4,76	-	-	-	20,91
Total	57,56	77,98	30,45	0,00	0,00	0,00	165,99
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	16,78	34,46	10,15	-	-	-	61,39
Sul	1,51	19,45	2,63	-	-	-	23,59
Nordeste	2,91	15,16	16,55	-	-	-	34,62
Norte	1,82	2,66	1,13	-	-	-	5,61
Total	23,02	71,73	30,46	0,00	0,00	0,00	125,21
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	0,06	0,11	0,14	-	-	-	0,31
Sul	-	-	-	-	-	-	0,00
Nordeste	0,46	0,01	0,02	-	-	-	0,49
Norte	0,18	-	-	-	-	-	0,18
Total	0,70	0,12	0,16	0,00	0,00	0,00	0,98
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	4,20	1,70	0,00	0,00	0,00	5,90
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 298,10 milhões, sendo R\$ 125,21 milhões por unit commitment, R\$ 5,90 milhões devido a importação, R\$ 0,98 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 165,99 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,02 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 19 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 20 de setembro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 30 de setembro de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 3 de setembro 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

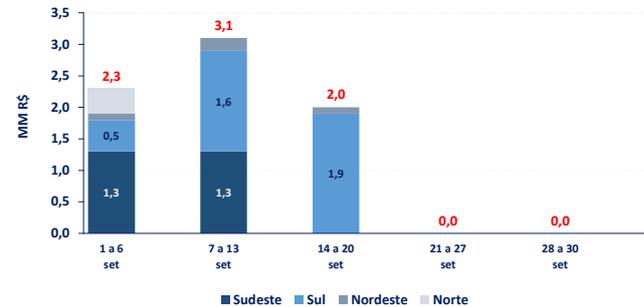
Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas 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 setembro é apresentada no Gráfico 20.

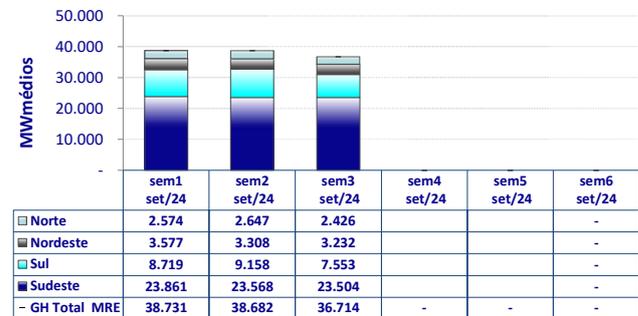

Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 7,60 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para setembro.

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


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para agosto e setembro de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados Abertos” 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 19 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 20 de setembro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 30 de setembro de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 3 de setembro 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 sazonais 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 agosto de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para setembro.

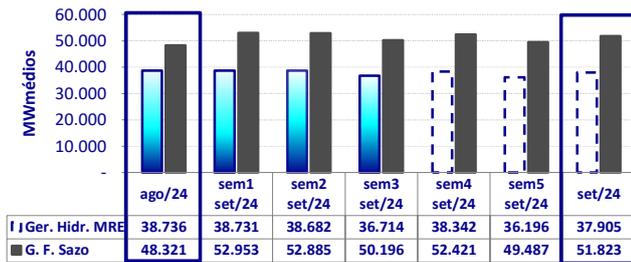


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2024

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

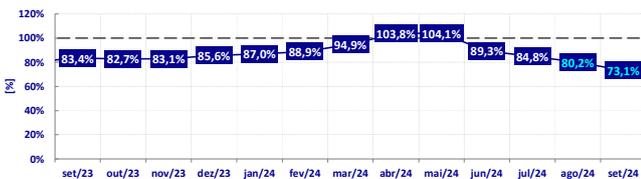


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 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 agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para setembro.

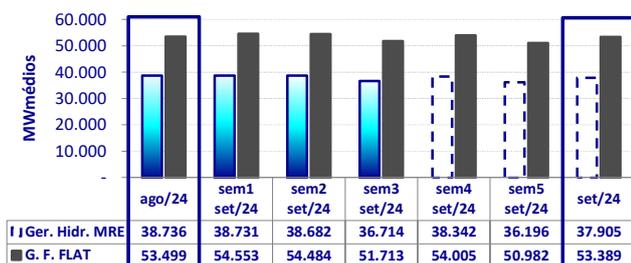


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2024

O Gráfico 25 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 agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

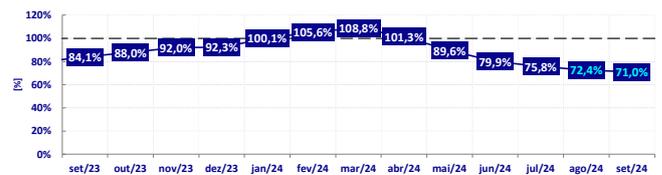


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a terceira semana operativa de setembro de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

1 - Durante o PMO de setembro de 2024, a CCEE está aplicando previsibilidade da Restrição de Turbinamento Máximo da UHE Piraju de 0 m³/s para o cálculo do PLD. No modelo DESSEM, a restrição é representada por meio do FSARH 6664. Por conta da previsibilidade, a defluência máxima da UHE Piraju considerada no deck da CCEE é de 90 m³/s, conforme FSARH 2633.

Conforme indicação do FSARH 2633, há indicação de geração mínima de 20 MW, feita por meio da restrição elétrica especial 280. Entretanto essa restrição, que também é presente no DECOMP, não foi compatibilizada para o modelo DESSEM durante a segunda semana operativa de setembro de 2024 (decks dos dias 7 a 13 de setembro).

2 - No modelo DESSEM, o limite do fluxo do bipolo Xingu-Terminal Rio (Norte - Sudeste) é representado por meio do registro de contrato de exportação/importação. O SGI 48.440-24 indisponibiliza o fluxo das 5h à 17h do dia 15/09/2024.

Por se tratar de uma restrição que impacta a capacidade de intercâmbio entre submercados com previsão de recomposição inferior a um mês, ela não deve ser considerada para o cálculo do PLD. Adicionalmente, alterações de limites de intercâmbio são feitas sempre na elaboração do PMO (REN ANEEL 1.032/2022).

Entretanto, no deck do dia 15/09/2024, essa restrição foi considerada, equivocadamente, no deck da CCEE para o cálculo do PLD.

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 CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação".

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a terceira semana operativa de setembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- **UHE Itapebi:**
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 38 m³/s
Valores ONS: 40 m³/s
Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 6530
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024
- **UHE Itapebi:**
Restrição: Nível Mínimo Operativo e Volume Mínimo
Valores CCEE: 110m / 1.634 hm³
Valores ONS: 109m / 1.565,27 hm³
Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 6530
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024
- **UHE Jupia:**
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 3300 m³/s
Valores ONS: 4000 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 5777
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024
- **UHE Porto Primavera:**
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 3900 m³/s
Valores ONS: 4600 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 5780
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024
- **UHE Jurumirim:**
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 90 m³/s
Valores ONS: 60 m³/s
Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 6659
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024
- **UHE Jurumirim:**
Restrição: Variação Defluência
Valores CCEE: - m³/s
Valores ONS: 10 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 6667
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- **UHE Piraju:**
Restrição: Turbinamento máximo
Valores CCEE: - m³/s
Valores ONS: 0 m³/s
Modelos afetados: DECOMP, DESSEM
Documento: FSARH 6664
Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- Despacho ANEEL 2840/2024: CVU da UTE Norte Fluminense.

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

- Tomada de Subsídio ANEEL 19/2024: obter subsídios para validação das versões 31.27 do modelo Decomp e 29.4.1 do modelo Newave. Período de contribuição: 19/09/2024 a 01/11/2024.