

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 setembro de 2024.

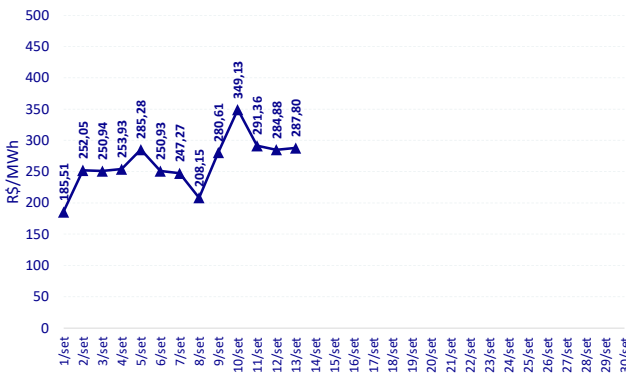


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 de setembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

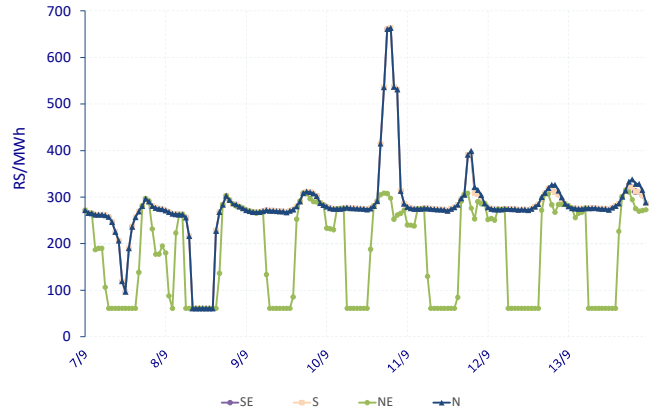


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 setembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
278,46	278,48	185,82	279,40

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, 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	80.888	4.262	1.871	19.520	4.201	36.580	9.877	4.576
%	100%	5%	2%	24%	5%	45%	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 7 a 13 de setembro de 2024.

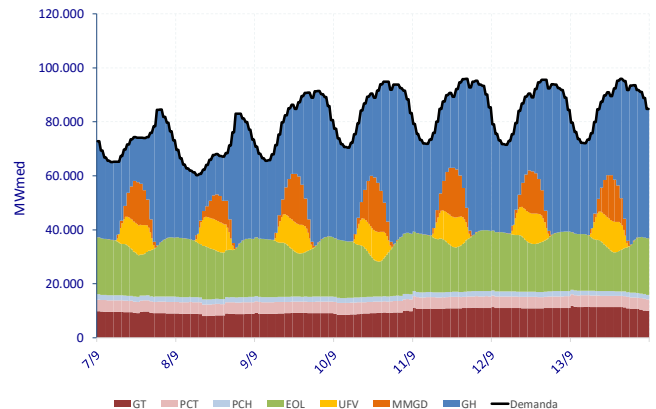


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

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

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 14 a 20 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	271,91	271,91	271,91	271,91
Média	266,73	266,73	266,73	266,73
Leve	263,26	263,26	263,26	263,26
Média semanal	266,31	266,31	266,31	266,31

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - set	3ª sem - set	Variação %
SE/CO	276,82	266,31	-3,8%
S	276,82	266,31	-3,8%
NE	276,82	266,31	-3,8%
N	276,82	266,31	-3,8%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 14 a 20 de setembro, apresentaram variações de -3,8%, fechando a R\$ 266,31/MWh em todos os submercados.

Para setembro de 2024, espera-se que as aflúncias 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 1.448 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.264 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 158 MWmédios no submercado Sul, -266 MWmédios no submercado Nordeste e 292 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.424 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, -430 MWmédios no submercado Sul, -362 MWmédios no submercado Nordeste, -16 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.

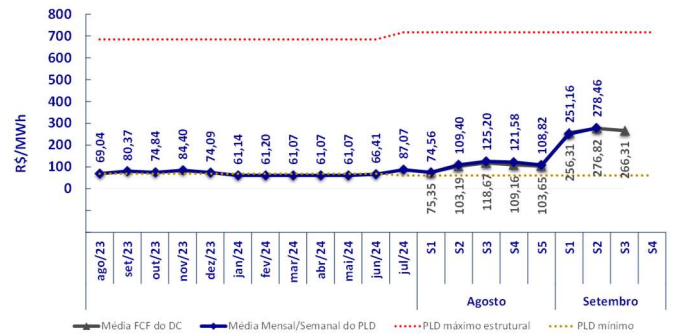


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

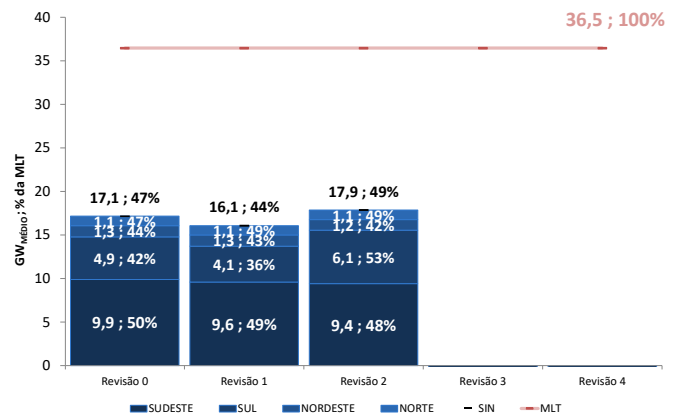


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

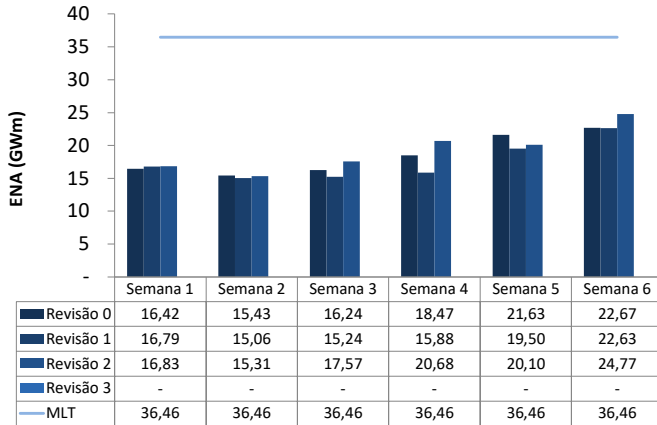


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 21.800 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 23.000 MWmédios.

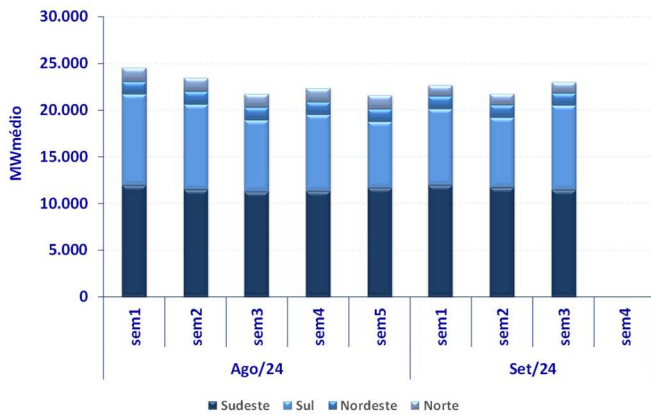


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - agosto e setembro de 2024

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

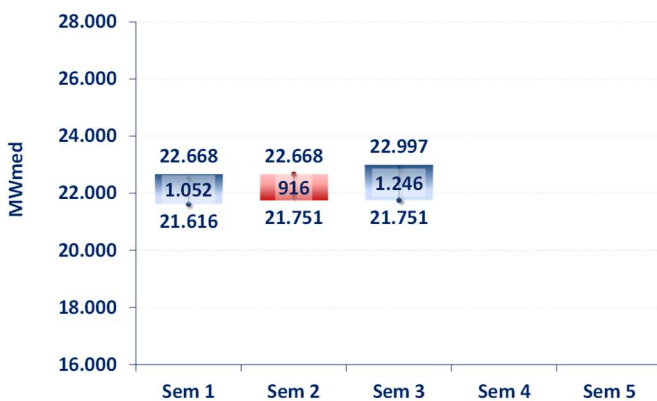


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 setembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-261	1.569	-64	2

Armazenamento inicial

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

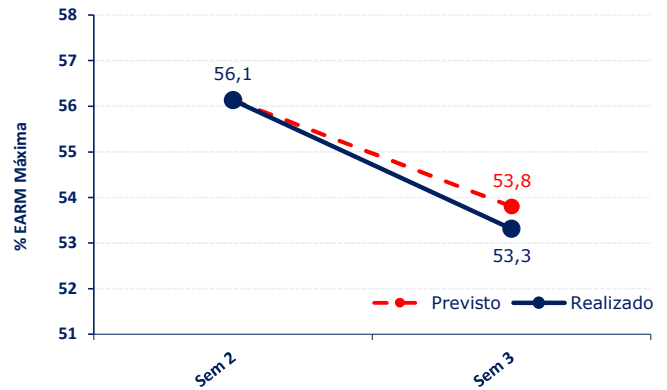


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 53,8% (Energia Armazenada de 157.837 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 53,3% (Energia Armazenada de 156.413 MWmês), o que representou uma queda de -1.424 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 setembro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	51,7%	106.224	51,4%	105.608	-0,3%	-616
S	57,0%	11.662	54,9%	11.232	-2,1%	-430
NE	53,7%	27.773	53,0%	27.411	-0,7%	-362
N	77,4%	12.178	77,3%	12.162	-0,1%	-16
SIN	53,8%	157.837	53,3%	156.413	-0,5%	-1.424

Carga - DECOMP

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

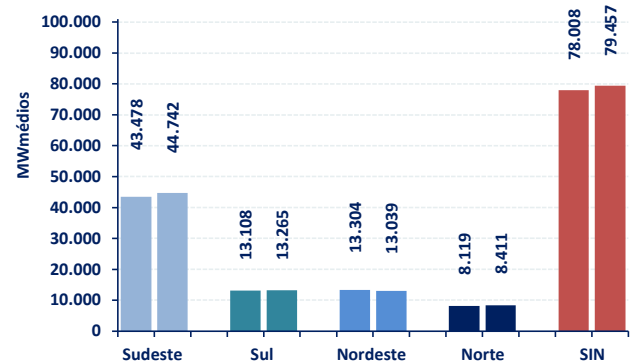


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de setembro na RV1 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de setembro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de setembro.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.264	158	-266	292

No âmbito internacional, nos EUA, o mercado de trabalho não agrícola gerou 142 mil novos postos de trabalho em agosto, ante os 89 mil em julho, cujo número foi revisado para baixo. Os principais aumentos ocorreram no setor de lazer e hospedagem, que acrescentou 46 mil empregos. Além disso, os ganhos médios por hora na Folha de Pagamento Não Agrícola (NFP) aumentaram +0,4% no mês (contra +0,2% em julho) e +3,8% no acumulado de 12 meses. O Índice de Otimismo das Pequenas Empresas da Federação Nacional de Empresas Independentes (NFIB) caiu para +91,2 pontos em agosto (contra +93,7 do mês anterior), destacando-se a queda de 9 pontos nas expectativas de vendas. De acordo com o Federal Reserve (banco central norte-americano), o estoque de crédito dos consumidores cresceu US\$ 25,5 bilhões, o que representa um aumento de +1,9% em julho na comparação anual. O Índice de Preços ao Consumidor (CPI) de agosto subiu +0,19% (contra +0,15% no mês anterior), enquanto o núcleo aumentou +0,28% (contra +0,17% em julho). Na comparação anual, o CPI subiu +2,5% e o núcleo +3,2% (contra +2,9% e +3,2%, respectivamente). Algumas categorias que apresentaram queda foram energia (-0,8%), bens duráveis (-0,36%) e carros usados (-1%). Em contraste, a inflação dos serviços aumentou +0,4%, destacando-se o crescimento dos preços das passagens aéreas (+3,9%) e hospedagem (+1,8%). Em agosto, o índice de preços ao produtor (PPI) subiu +0,2% em relação a julho e +1,7% na comparação anual. Excluindo os itens voláteis como alimentos e energia, o índice apresentou um aumento de +0,3% no mês e de +2,4% no acumulado dos últimos doze meses. Na Zona do Euro, o Banco Central Europeu (BCE) decidiu reduzir a taxa de depósitos em 0,25 ponto percentual, para +3,50%. Em julho, a produção industrial registrou uma queda de -0,3% em relação ao mês anterior, com destaque para a redução da produção de bens de consumo durável (-2,80% m/m), bens de capital (-1,60% m/m) e bens intermediários (-1,30% m/m). Na China, em agosto, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) aumentou +0,6% em comparação com o ano passado (contra +0,5% no mês anterior), impulsionado principalmente pelos preços dos alimentos, que aumentaram +2,8% em relação ao ano passado. Na comparação mensal, o IPC desacelerou para +0,4% (contra +0,5% em julho). Por outro lado, o Índice de Preços ao Produtor (IPP) caiu -1,8% em agosto em relação ao ano anterior (contra -0,8% em julho), refletindo uma desaceleração na inflação dos preços dos alimentos, que recuou -1,3%. Além disso, os preços no setor de manufatura também mostraram uma queda em agosto. No âmbito nacional, o IGP-M desacelerou +0,18% na primeira prévia de setembro, ante +0,33% do mês de agosto. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC Fipe) subiu +0,13% na primeira quadrissemana de setembro, ligeiramente inferior à inflação registrada na primeira quadrissemana de agosto (+0,14%), com destaque para os crescimentos da área de saúde (+0,64%) e despesas pessoais (+0,41%). O fluxo pedagiado de veículos pesados, ajustado sazonalmente, recuou -0,4% em agosto em relação a julho, mas ainda apresenta crescimento de +1,7% em médias móveis trimestrais. O setor de serviços cresceu +4,3% em julho em comparação com o mesmo mês do ano passado, impulsionado principalmente pelos setores de informação e comunicação (+9,8%) e por serviços profissionais, administrativos e complementares (+9,1%). Apesar da recuperação do setor de serviços no Rio Grande do Sul após as enchentes de maio, o crescimento foi abaixo da média nacional, com os serviços prestados às famílias e o setor de transportes sendo os mais impactados. Em nível nacional, em julho, o setor de serviços prestados às famílias variou +0,2% m/m e +1,9% a/a, com destaque para os serviços técnicos-profissionais. A atividade de tecnologia da informação subiu +11,8% a/a e +2,8% m/m, considerando o ajuste sazonal. Por outro lado, o transporte terrestre registrou uma queda de -4,2% no comparativo interanual, influenciado pela menor demanda da indústria

extrativa e pela redução na produção agrícola. No setor de comércio, em julho, o varejo restrito cresceu +4,4% em comparação ao mesmo mês de 2023, enquanto o varejo ampliado avançou +7,2%. Na análise sazonal, o varejo restrito cresceu +0,6% em julho em relação a junho, e o varejo ampliado permaneceu estável. O segmento sensível à renda subiu +3,3% no comparativo interanual, e o comércio mais sensível ao crédito (excluindo veículos e peças) aumentou +8,4% na mesma base de comparação. Destacou-se o crescimento de 20,3% nas vendas de veículos e peças, impulsionado pelo aumento do financiamento de veículos. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de 2,68%.

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 2ª revisão para 79.680 MW médios (+2,9%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.592 MW médios (+12,1%) e +2.483 (+3,2%) MW médios, respectivamente. A carga de MGD é de 5.449 MW médios, sendo parte integrante da carga de 79.680 MW médios da 2ª revisão do PMO.

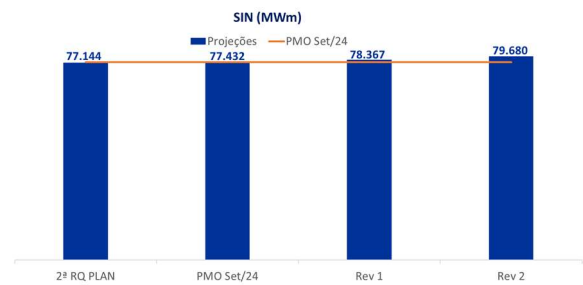


Gráfico 11- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Setembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª 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 2ª revisão com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +2.483 MW médios (+3,2%). Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +2.536 MW médios (+3,3%) na carga do SIN, com destaque para a carga do Sudeste/Centro-Oeste, que aumentou +4,7%.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 2ª 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	+774 (+1,7%)	+2.007 (+4,7%)
Sul	+646 (+5,1%)	+229 (+1,8%)
Nordeste	+383 (+3,0%)	+77 (+0,6%)
Norte	+679 (+8,8%)	+222 (+2,7%)
SIN	+2.483 (+3,2%)	+2.536 (+3,3%)

O Gráfico abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 2ª revisão ajustou a carga para cima em todas as semanas operativas, exceto na semana 1.

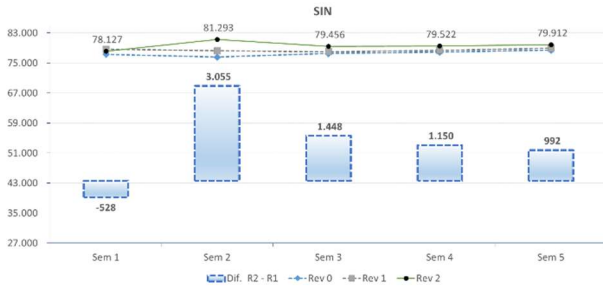


Gráfico 12- Projeção da carga do PMO de setembro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de setembro com a 1ª revisão, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, totalizando +3.127 MW médios (+4,8%), e uma redução de -72 MW médios (-0,6%) no Nordeste. Para a 3ª semana operativa, a carga prevista para o submercado Nordeste reduziu 266 MW médios (-2,0%), enquanto a carga dos demais submercados aumentou +1.715 MW médios (+2,6%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 3ª semana é de +79.456 MW médios (vide Gráfico 12).

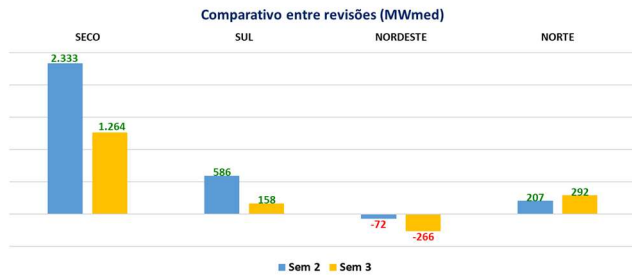


Gráfico 13- Comparativo entre os montantes de energia das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em função do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções a partir da 3ª semana operativa foram ajustadas para cima, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de setembro de 2024.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	77.331	76.570	77.512	77.874	78.417
RV1	78.655	78.238	78.008	78.373	78.920
RV2	78.127	81.293	79.456	79.522	79.912

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.

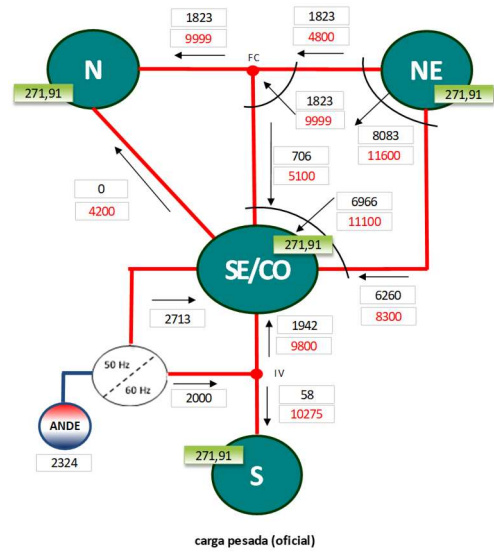


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

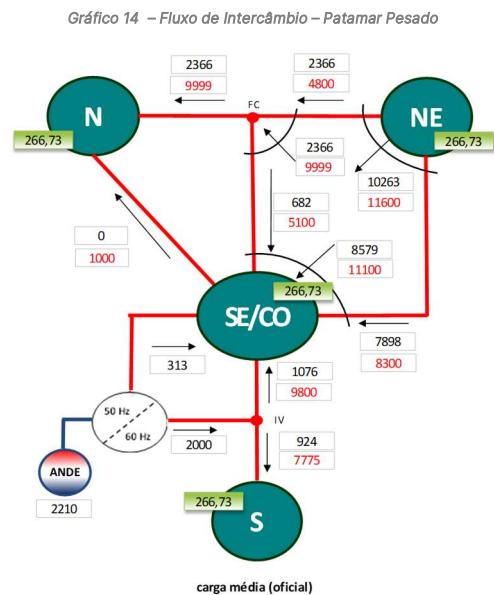


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

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

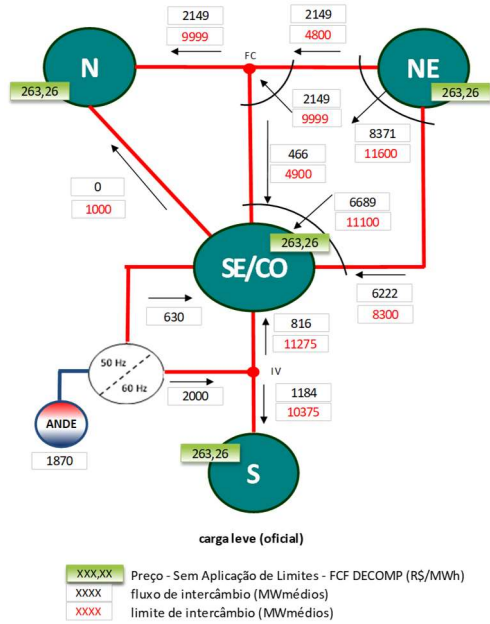


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

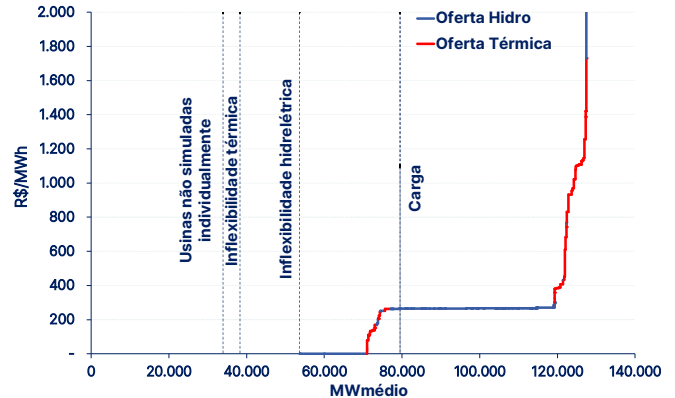


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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 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.

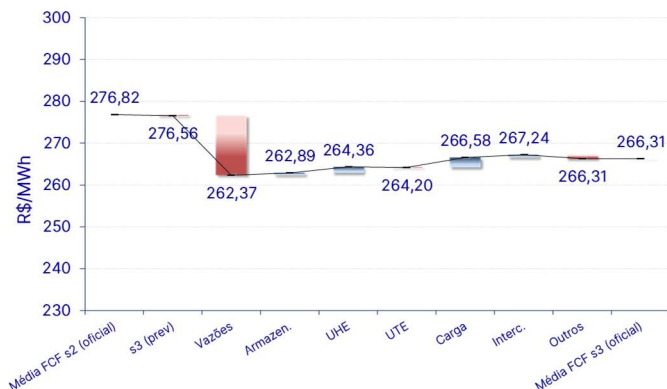


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 14/MWh.

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.

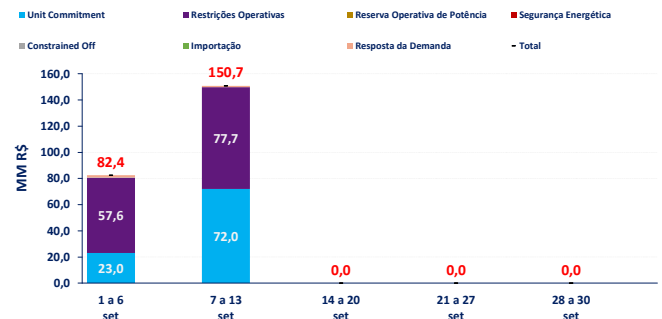


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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

Tabela 10 – 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	51,41	-	-	-	-	89,73
Sul	0,31	1,43	-	-	-	-	1,74
Nordeste	10,86	16,93	-	-	-	-	27,59
Norte	8,27	7,89	-	-	-	-	16,16
Total	57,56	77,66	0,00	0,00	0,00	0,00	135,22
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	35,10	-	-	-	-	51,88
Sul	1,51	20,95	-	-	-	-	22,46
Nordeste	2,91	13,35	-	-	-	-	16,26
Norte	1,82	2,58	-	-	-	-	4,40
Total	23,02	71,98	0,00	0,00	0,00	0,00	95,00
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	0,06	0,06	-	-	-	-	0,12
Sul	0,06	0,06	-	-	-	-	0,12
Nordeste	0,06	0,06	-	-	-	-	0,12
Norte	0,06	0,06	-	-	-	-	0,12
Total	0,24	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	1,48	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	2,27

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 232,97 milhões, sendo R\$ 95,00 milhões por unit commitment, R\$ 0,48 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 135,22 milhões devido a restrições operativas e R\$ 2,27 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 12 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de setembro são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 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 2 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.

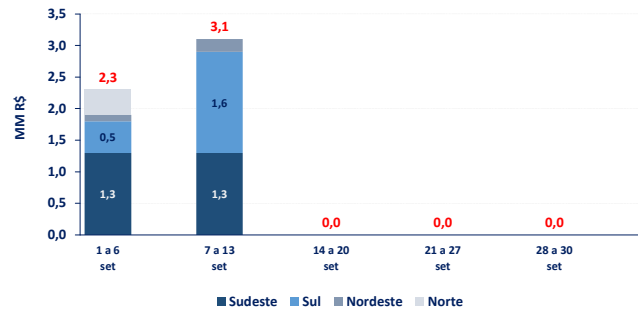


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 5,40 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.

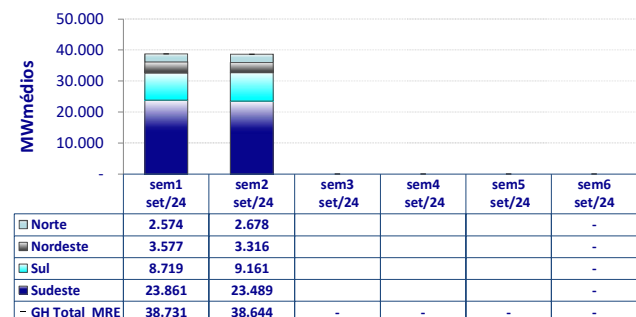


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 12 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de setembro são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 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 2 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.

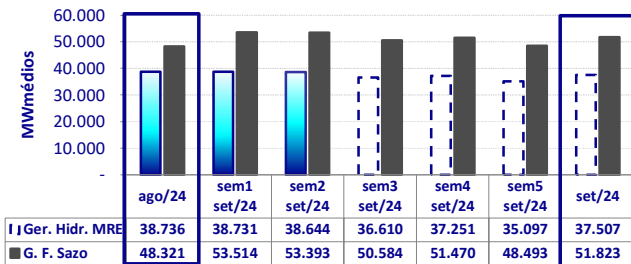


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2024

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).

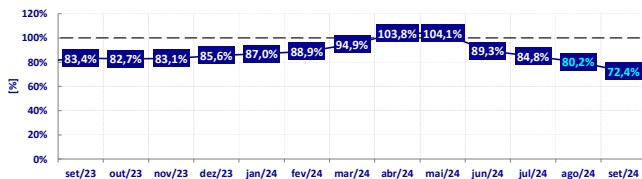


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

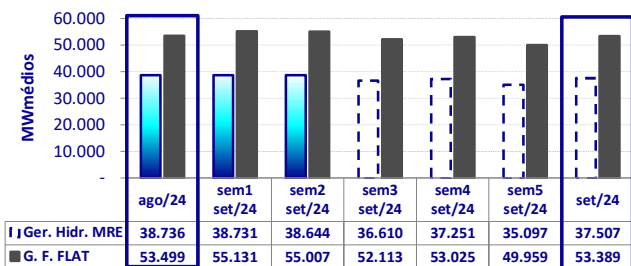


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2024

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).

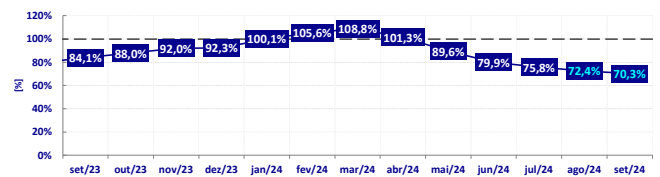


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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

1 - Para a modelagem sem rede de transmissão do modelo DESSEM, o Fluxo Norte para Xingu (FNXG) é representado através do registro de Restrições Elétricas Especiais (RE) 903, 909 e 910, enquanto o Fluxo Xingu para Jurupari (FXGJP) e o Fluxo Jurupari para Oriximiná (FJPOR) são representados através das REs 919 e 921, respectivamente. De acordo com o relatório "Restrições Elétricas Para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação - 3º Quadrimestre 2024", para a representação desses fluxos é considerada, dentre outros fatores, a geração das usinas térmicas do subsistema Norte. No entanto, equivocadamente, desde a entrada em operação comercial da UTE Parnaíba V, conforme Despacho nº 3.269/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a usina não foi incluída nos registros FT (que definem a participação das usinas térmicas) dessas restrições.

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 segunda 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 Itapebí:

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

- DSP 2752/2024: CVU da UTE Canoas
- DSP 2760/2024: CVU da UTE Ibirité
- DSP 2762/2024: CVU da UTE Nova Piratininga
- DSP 2743/2024: CVU da UTE Juiz de Fora
- DSP 2763/2024: CVU da UTE Seropédica

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