

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 – 1ª 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.

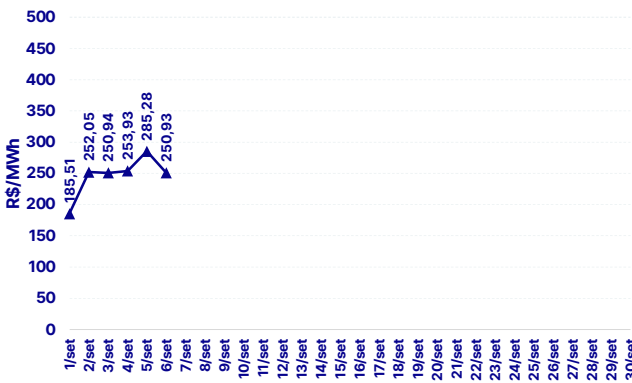


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 31 de agosto a 6 de setembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

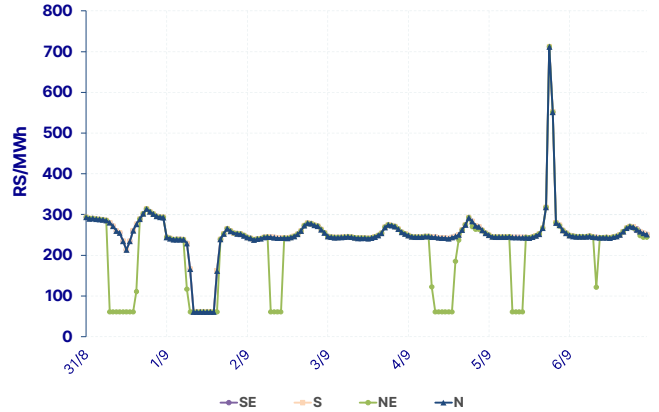


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 setembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
251,16	251,18	221,77	251,17

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	78.036	4.033	1.970	17.117	4.196	37.003	8.457	5.260
%	100%	5%	3%	22%	5%	47%	11%	7%

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 31 de agosto a 6 de setembro de 2024.

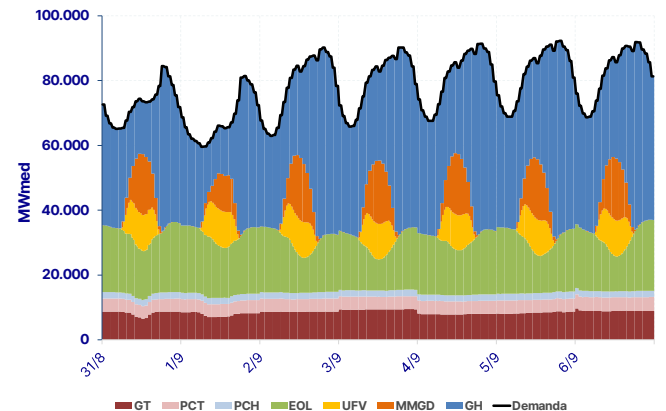


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

Durante a primeira 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 – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 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	281,97	281,97	281,97	281,97
Média	278,17	278,17	278,17	278,17
Leve	273,44	273,44	273,44	273,44
Média semanal	276,82	276,82	276,82	276,82

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - set	2ª sem - set	Variação %
SE/CO	256,31	276,82	8,0%
S	256,31	276,82	8,0%
NE	256,31	276,82	8,0%
N	256,31	276,82	8,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 7 a 13 de setembro, apresentaram variações de: 8,0%, fechando a R\$ 276,82/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês de setembro e um aumento na carga esperada para a seguinte semana operativa.

Para setembro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 44% da MLT para o sistema, sendo 49% no Sudeste; 36% no Sul; 43% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.669 MW médios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.610 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 125 MW médios no submercado Sul, -99 MW médios no submercado Nordeste e 32 MW médios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.121 MW médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -368 MW médios no submercado Sul, -311 MW médios no submercado Nordeste, -31 MW médios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

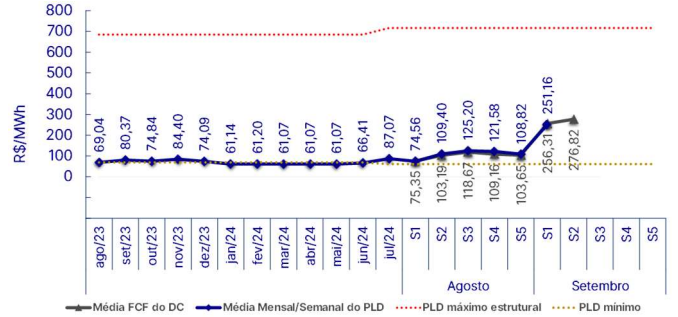


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

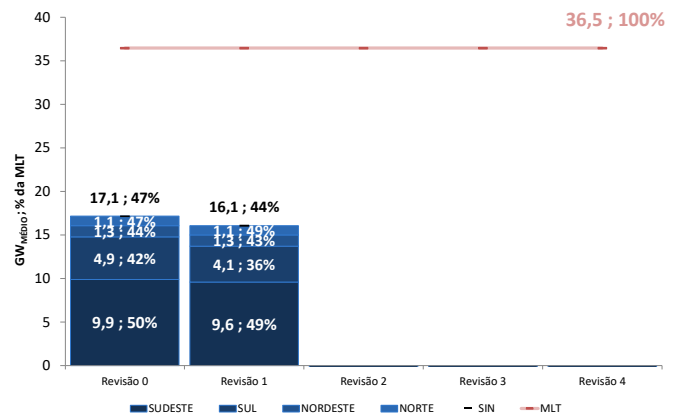


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

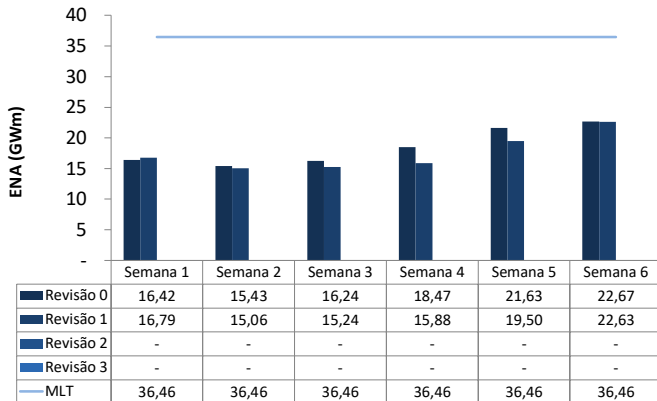


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 22.700 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 21.800 MWmédios.

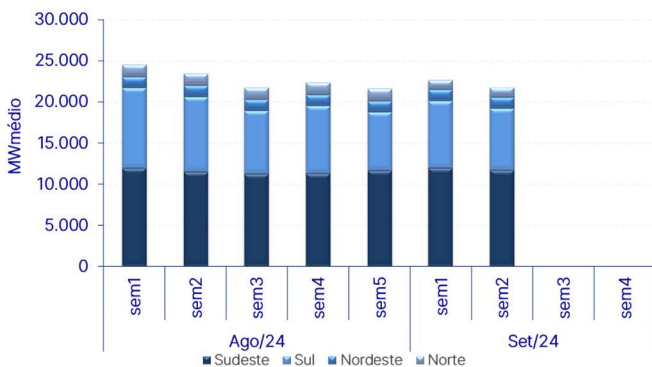


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - agosto e setembro de 2024

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

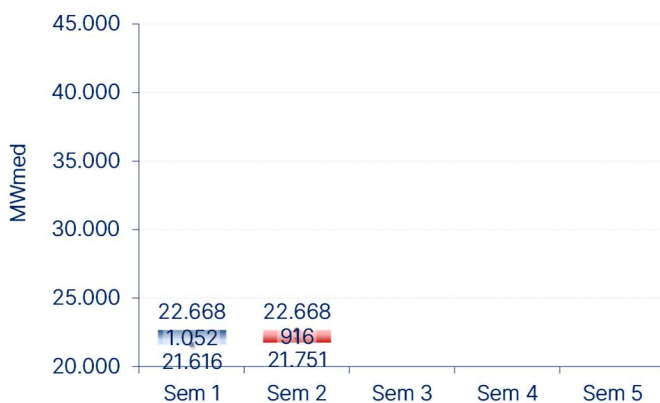


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a primeira e a segunda semana de setembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
	-253	-667	-19
			23

Armazenamento inicial

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

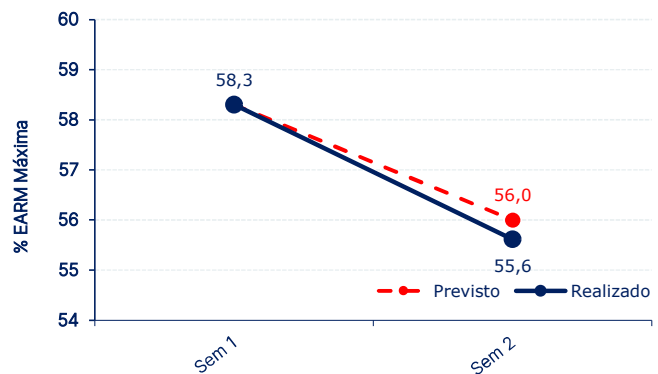


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 56,0% (Energia Armazenada de 164.282 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 55,6% (Energia Armazenada de 163.161 MWmês), o que representou uma queda de -1.121 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 segunda semana operativa de setembro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	53,8%	110.539	53,6%	110.128	-0,2%	-411
S	62,7%	12.828	60,9%	12.460	-1,8%	-368
NE	55,2%	28.549	54,6%	28.238	-0,6%	-311
N	78,6%	12.366	78,4%	12.335	-0,2%	-31
SIN	56,0%	164.282	55,6%	163.161	-0,4%	-1.121

Carga - DECOMP

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

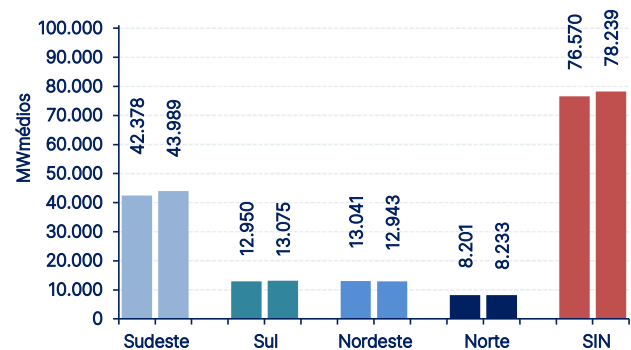


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 segunda semana operativa de setembro na RV0 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de setembro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de setembro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1.610	125	-99	32

No âmbito internacional, nos EUA, o deflator do consumo (PCE deflator) permaneceu em +2,5% na comparação interanual e avançou +0,2% na comparação mensal em julho. A inflação do núcleo também não sofreu alterações e manteve os +2,6%. A renda pessoal cresceu +0,3% e o consumo das famílias cresceu +0,4% em julho. Em média móvel trimestral, o consumo teve alta de 3,8% ao ano. Segundo o relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey) de julho, o número de vagas de emprego nos EUA caiu para 7,67 milhões, ante 7,91 milhões em junho. Os setores de saúde, assistência social, governos estadual e local (excluindo educação), e transporte, armazenamento e serviços públicos sofreram as maiores reduções. O índice de vagas por trabalhador caiu para 1,07 em julho, ante 1,16 em junho, influenciado pelo aumento do desemprego e redução das vagas em aberto. De acordo com o Livro Bege de setembro, a atividade econômica cresceu modestamente em três distritos e aumentou de 5 para 9 o número de distritos que informaram que a atividade está estável ou em declínio. Em agosto, o Índice dos Gerentes de Compras (PMI) da Indústria de Transformação, segundo o ISM, aumentou para +47,2, de +46,8 em julho. No entanto, a demanda continua fraca, com uma queda acentuada nos novos pedidos e nas encomendas para exportação. O PMI do setor de serviços ficou em +51,5 em agosto, o que sinaliza leve expansão da atividade. Na Zona do Euro, em agosto, o Índice dos Gerentes de Compras Composto (PMI Composto) aumentou para +51,0, em comparação com +50,2 no mês anterior, impulsionado principalmente pelo crescimento nas atividades de serviços. Na França, o PMI Composto registrou a maior variação, subindo de +49,1 para +53,1, em parte devido aos Jogos Olímpicos. No entanto, a Espanha destacou-se com o melhor desempenho, alcançando +53,5. Na China, o PMI do setor de manufatura caiu para +49,1 em agosto (contra +49,4 em julho). Por outro lado, o PMI não industrial subiu de +50,2 em julho para +50,3 em agosto, sinalizando uma expansão um pouco mais rápida. O PMI de serviços chegou a +50, o ponto de equilíbrio entre expansão e contração, e o indicador de construção apresentou uma desaceleração. No âmbito nacional, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), calculado pela FGV, caiu para +107,8 pontos, reduzindo -2,3% na margem em agosto. O PIB cresceu +3,3% no segundo trimestre de 2024 na comparação anual e +1,4% em relação ao trimestre anterior, impulsionado pelo crescimento da Indústria (+3,9% a/a e +1,8% m/m) e Serviços (+3,5% a/a e +1,0 m/m). O setor agropecuário apresentou queda devido à baixa produtividade das safras de milho e soja (-2,9% a/a e -2,3% m/m). Também merece destaque o aumento do consumo das famílias e do investimento em capital fixo, influenciado pelos benefícios fiscais e pelo aumento da massa de renda real. Segundo a Fenabreve (Federação Nacional da Distribuição de Veículos Automotores), os emplacamentos de veículos aumentaram +4,3% m/m em agosto, considerando ajuste sazonal e dias úteis. Em média móvel trimestral, o aumento é de +3,7%. A produção industrial brasileira cresceu +6,1% em julho de 2024 em relação ao mesmo período do ano anterior, mas teve queda de -1,4% na margem, na série com ajuste sazonal. Apesar da queda, a média trimestral continuou positiva (+0,4%). Entre as grandes categorias econômicas, o segmento de bens de consumo duráveis foi o que mais contribuiu positivamente, com um crescimento de +9,1% na margem. No acumulado do ano até julho, a produção industrial cresceu +3,2%, destacando-se o crescimento dos Bens de Consumo Duráveis (+8,1%) e Bens de Capital (+6,8%). O Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp) da FGV cresceu +1,8% em agosto em relação a julho, atingindo +83,1 pontos. Esta alta indica que o mercado de trabalho continua aquecido. Com relação às commodities, o IC-Br teve queda de -2,3% m/m em agosto, após duas altas consecutivas. O setor Agropecuário apresentou a maior queda (-2,6% m/m), seguido de Energia (-2,3% m/m) e Metal (-1,5% m/m). Contudo, na análise interanual o índice cresceu +12,7% (contra +18,6% no mês anterior). O PMI do setor de serviços da S&P Global sofreu desaceleração, passando de +56,4 em julho para +54,2 em agosto. Com relação à balança comercial, houve superávit de US\$ 4,8 bilhões em agosto, com exportações totalizando US\$ 29,1 bilhões e importações US\$ 24,3 bilhões. Em agosto, a média diária de exportação foi de US\$ 1,32 bilhão/dia, um aumento de +0,4% m/m, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de

importação foi de US\$ 1,10 bilhão/dia, um aumento de 5,6% m/m, liderada por fertilizantes, combustíveis e componentes eletrônicos. No ano, o saldo acumulado está em US\$ 54,1 bilhões, ante US\$ 62,4 bilhões no mesmo período de 2023. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,46%.

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 1ª revisão para 78.367 MW médios (+1,2%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +7.279 MW médios (+10,2%) e +1.170 (+1,5%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.289 MW médios, sendo parte integrante da carga de 78.367 MW médios da 1ª revisão do PMO.

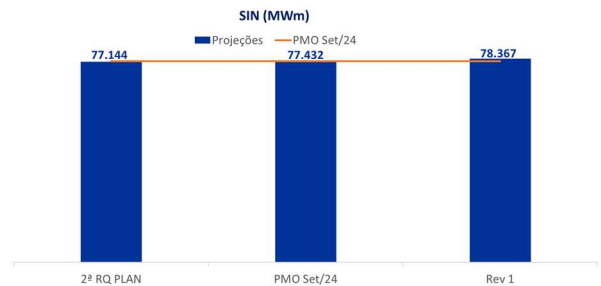


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Setembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 1ª 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 1ª revisão com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, exceto no Nordeste, que apresentou uma redução de -0,7%. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +1.224 MW médios (+1,6%) na carga do SIN, com destaque para a carga do Sudeste/Centro-Oeste, que aumentou +2,2%.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 1ª 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	-289 (-0,7%)	+945 (+2,2%)
Sul	+468 (+3,7%)	+51 (+0,4%)
Nordeste	+504 (+4,0%)	+198 (+1,5%)
Norte	+487 (+6,3%)	+30 (+0,4%)
SIN	+1.170 (+1,5%)	+1.224 (+1,6%)

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

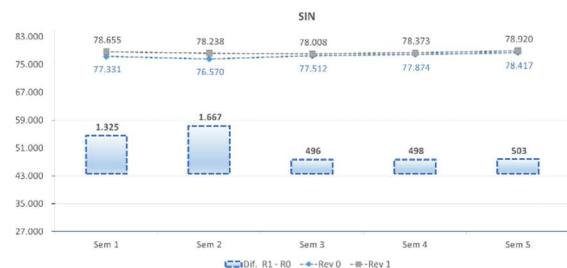


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de setembro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de setembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte, totalizando +1.737 MW médios (+3,4%), e uma redução de -413 MW médios (-1,6%) nos demais submercados. Para a 2ª semana operativa, a carga prevista para o

submercado Nordeste reduziu 100 MW médios (-0,8%), enquanto a carga dos demais submercados aumentou +1.767 MW médios (+2,8%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 2ª semana é de +78.238 MW médios (vide Gráfico 12).

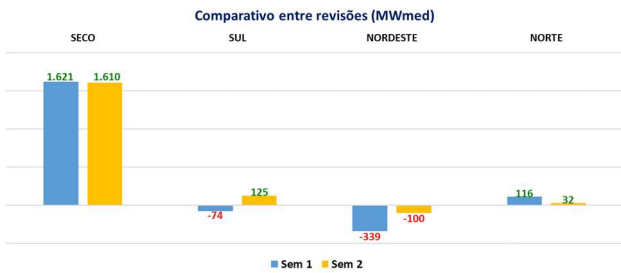


Gráfico 13- Comparativo entre os montantes de energia das Revisões 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

Em função do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções para a 2ª 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

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.

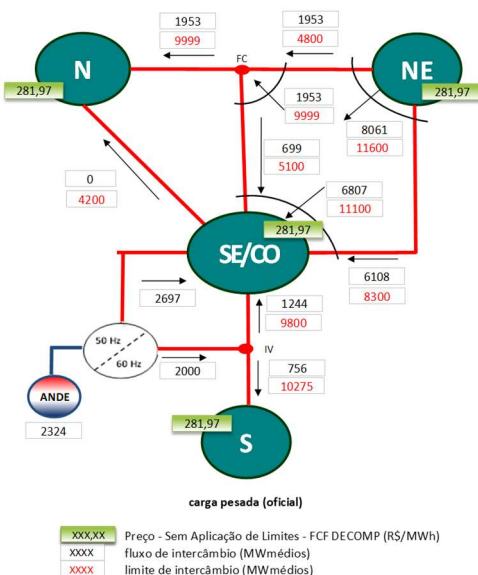


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

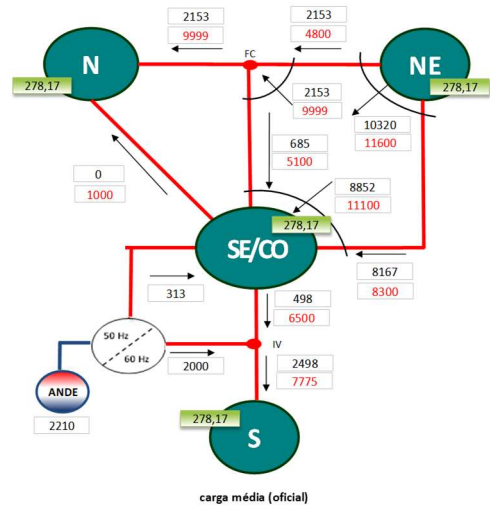


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

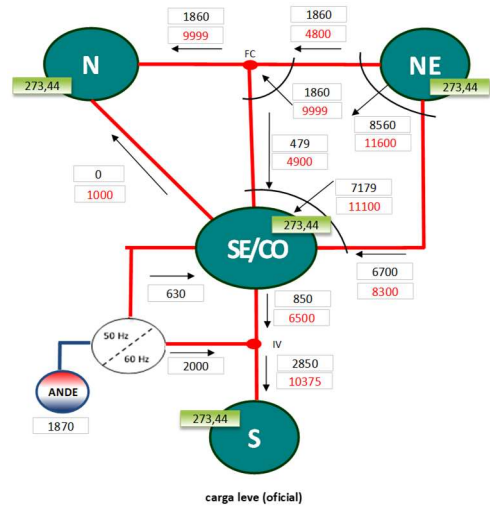


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 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.

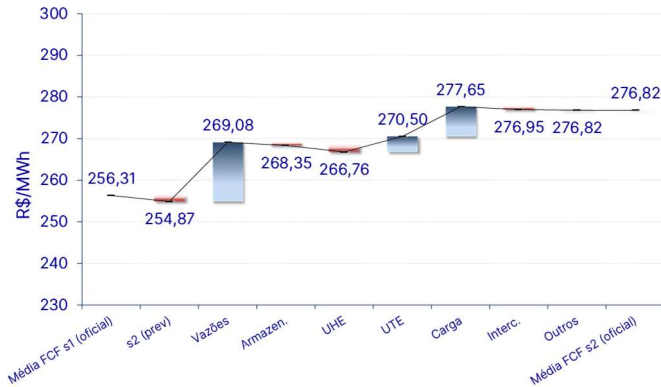


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 14/MWh. Além disso, o aumento na previsão de carga para a segunda semana aumentou em aproximadamente R\$ 7/MWh na FCF.

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.

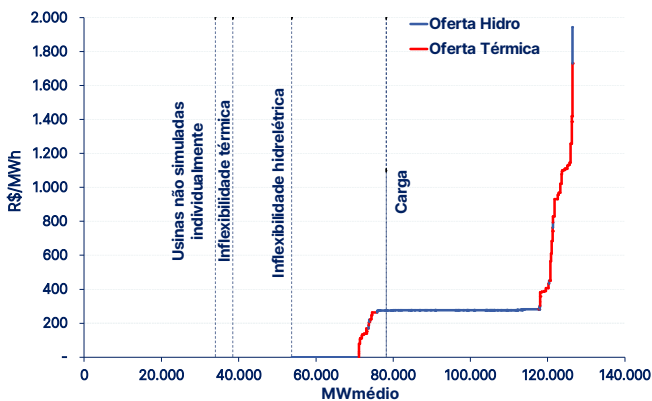


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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.

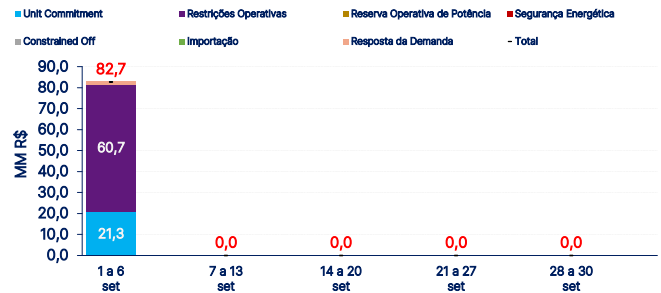


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

A Tabela 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	39,77	-	-	-	-	-	39,77
Sul	0,35	-	-	-	-	-	0,35
Nordeste	12,34	-	-	-	-	-	12,34
Norte	8,28	-	-	-	-	-	8,28
Total	60,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,74
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	15,36	-	-	-	-	-	15,36
Sul	0,52	-	-	-	-	-	0,52
Nordeste	3,81	-	-	-	-	-	3,81
Norte	1,83	-	-	-	-	-	1,83
Total	21,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,32
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 82,76 milhões, sendo R\$ 21,32 milhões por unit commitment, R\$ 60,74 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,7 devido à Resposta da Demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 5 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 6 de setembro são idênticos aos do dia 5.

A expectativa para o período de 7 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 1 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.

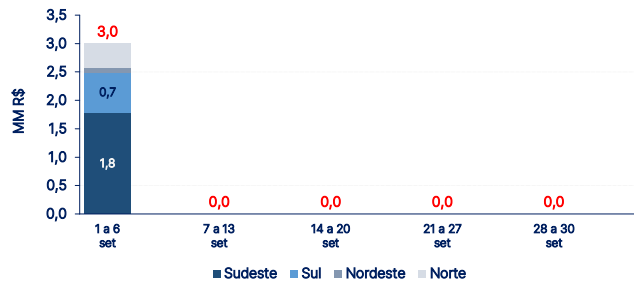


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 3,0 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.

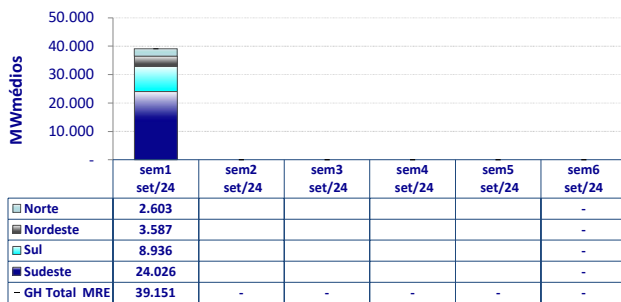


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 5 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 6 de setembro são idênticos aos do dia 5.

A expectativa para o período de 7 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 1 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 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 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.

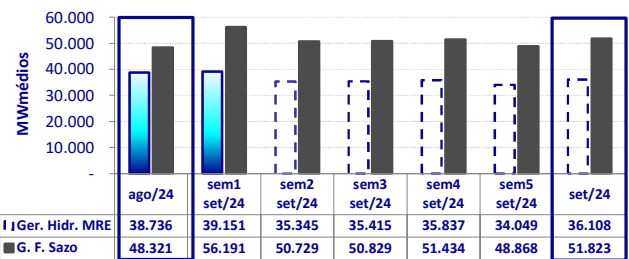


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2024

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).

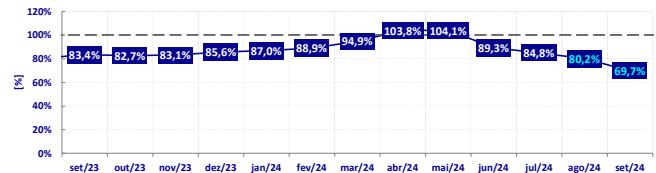


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

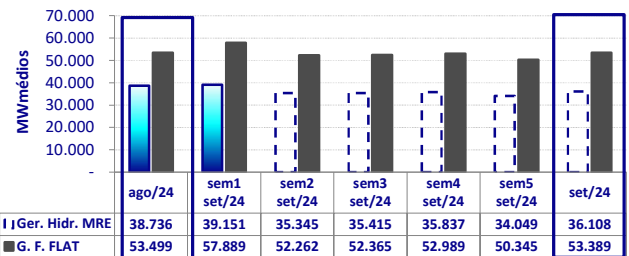


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2024

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).

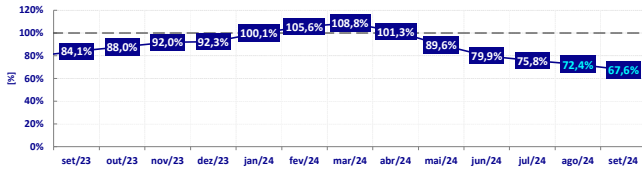


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 primeira semana operativa de setembro de 2024 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

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 primeira semana operativa de setembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itapebí:**

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: 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 primeira semana operativa de setembro, não foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) documentos regulatórios que impactam o PLD

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