

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 outubro de 2024.

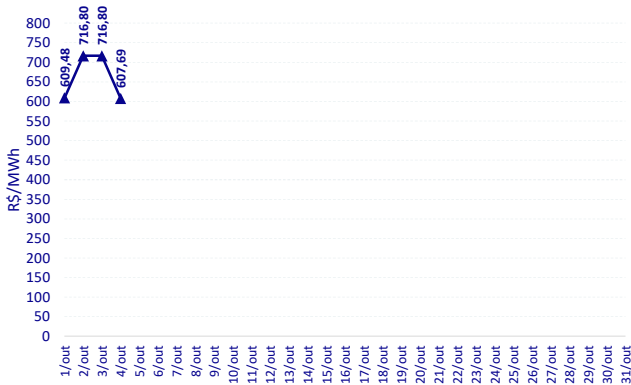


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de setembro a 4 de outubro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

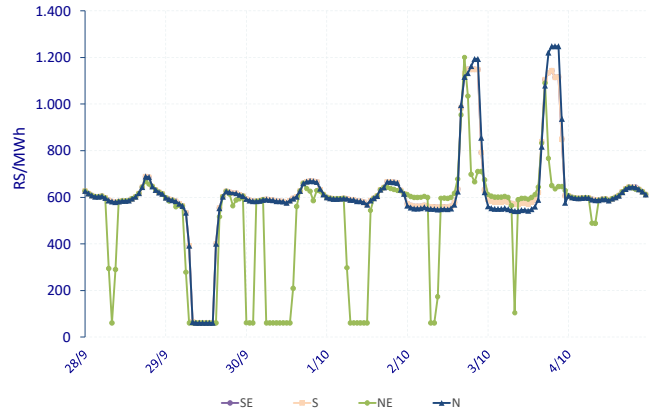


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
613,22	613,21	512,01	613,29

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	83.553	4.234	2.162	17.339	4.373	37.780	11.694	5.972
%	100%	5%	3%	21%	5%	45%	14%	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 28 de setembro a 4 de outubro de 2024.

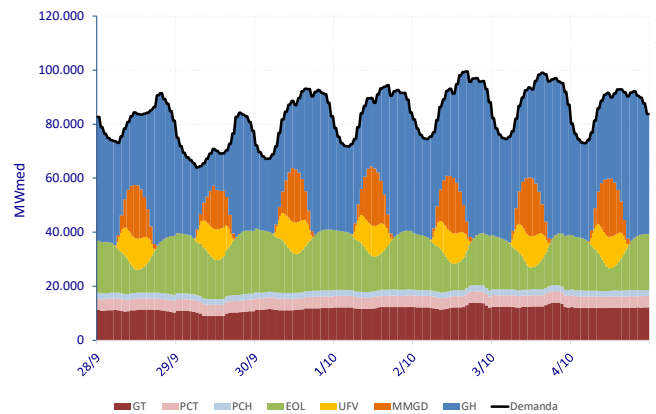


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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 5 a 11 de outubro 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	565,26	565,26	565,26	565,26
Média	551,35	551,35	551,35	551,35
Leve	531,82	531,82	531,82	531,82
Média semanal	545,36	545,36	545,36	545,36

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - out	2ª sem - out	Variação %
SE/CO	615,78	545,36	-11,4%
S	615,78	545,36	-11,4%
NE	615,78	545,36	-11,4%
N	615,78	545,36	-11,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 5 a 11 de outubro, apresentaram variações de: -11,4%, em todos os submercados fechando a R\$ 545,36/MWh.

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

Para outubro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 61% da MLT para o sistema, sendo 45% no Sudeste; 100% no Sul; 31% no Nordeste e 40% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.073 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.376 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 276 MWmédios no submercado Sul, 27 MWmédios no submercado Nordeste e no submercado Norte não houve variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -945 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -822 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 266 MWmédios no submercado Sul, -311 MWmédios no submercado Nordeste, -78 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.

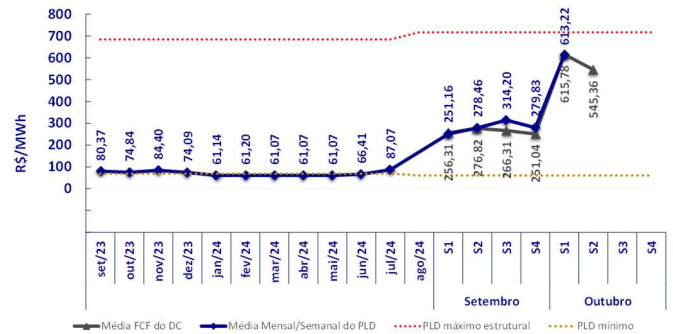


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

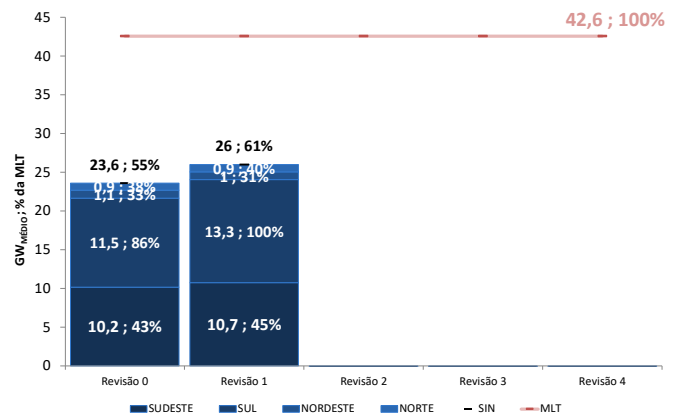


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

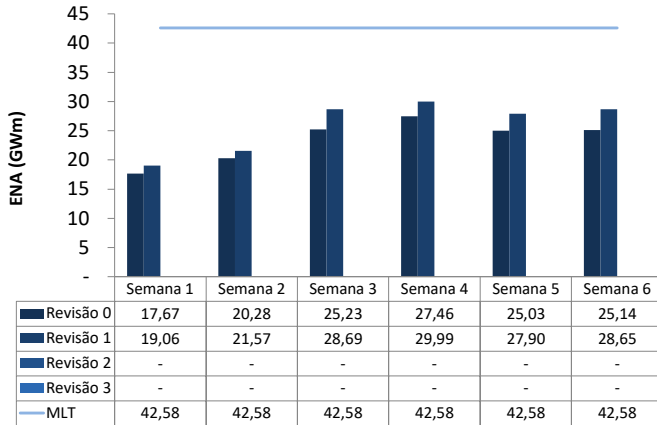


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde setembro de 2024. Para setembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 22.800 MWh. Já para outubro, os valores de afluências ficaram próximos aos 28.300 MWh na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 30.100 MWh.

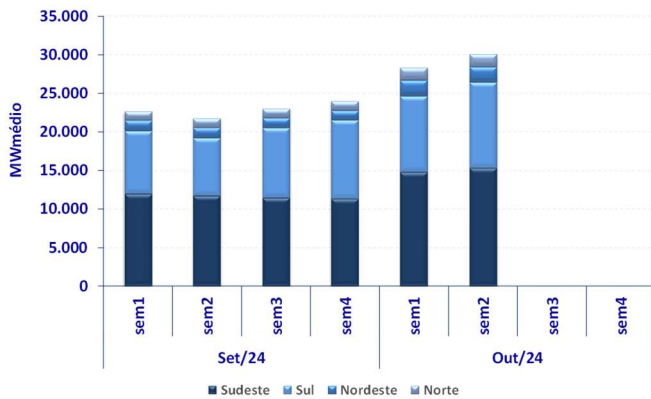


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - setembro e outubro de 2024

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

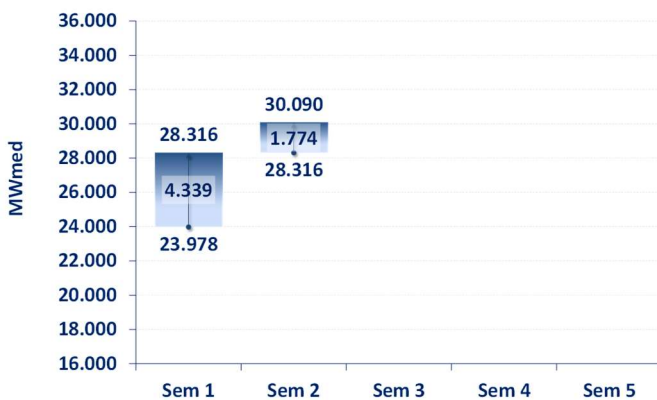


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 outubro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
539	1.265	-78	48

Armazenamento inicial

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

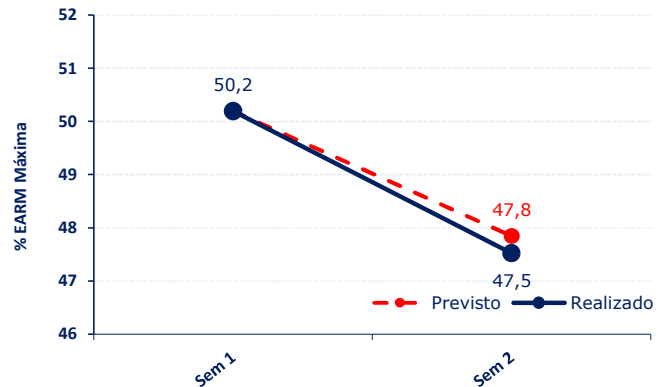


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 47,8% (Energia Armazenada de 140.376 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 47,5% (Energia Armazenada de 139.431 MWh), o que representou uma queda de -945 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWh) prevista e realizada para a segunda semana operativa de outubro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	45,2%	92.869	44,8%	92.047	-0,4%	-822
S	52,0%	10.639	53,3%	10.905	1,3%	266
NE	49,2%	25.446	48,6%	25.135	-0,6%	-311
N	72,5%	11.422	72,0%	11.344	-0,5%	-78
SIN	47,8%	140.376	47,5%	139.431	-0,3%	-945

Carga - DECOMP

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

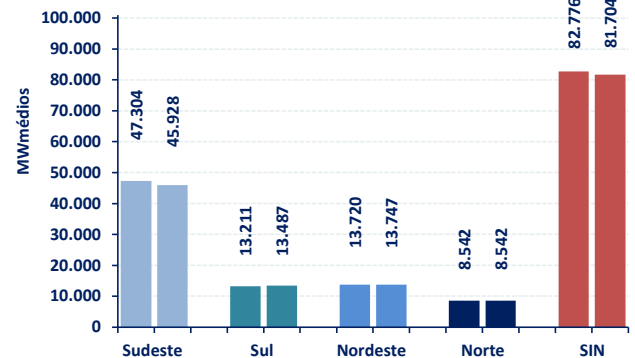


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.376	276	27	0

No âmbito internacional, nos EUA, segundo a JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey), em agosto, o número de vagas de emprego subiu para 8,04 milhões, com destaque para as vagas no setor de construção e nos governos estadual e local. No entanto, a média móvel trimestral continuou a cair. A taxa de contratação ficou em 3,4%, com as maiores quedas nos setores de varejo e transporte. A taxa de demissão permaneceu em 1,1%, e de desligamentos voluntários em 1,9%, o nível mais baixo desde 2020. Além disso, o número de vagas por trabalhador desempregado aumentou para 1,13, mas continua abaixo do nível pré-pandemia. Ao avaliar a oferta e a demanda por mão de obra, observa-se que o mercado está equilibrado. Segundo o ADP, as contratações no setor privado aumentaram para 143 mil vagas em setembro, embora tenham apresentado uma diminuição de 119 mil na média trimestral. Os setores de lazer, hospitalidade e construção lideraram o aumento de vagas. Houve desaceleração no crescimento salarial. Em relação à atividade industrial, o PMI industrial do ISM manteve-se inalterado em relação a agosto, em +47,2 pontos, sinalizando contração no setor. No entanto, o PMI de serviços subiu de +51,5 em agosto para +54,9 pontos em setembro. Na Zona do Euro, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) teve alta de +0,6% em agosto em comparação com o mês anterior. Na comparação anual, a variação foi de -2,3%. A inflação diminuiu para +1,8% a/a em setembro (contra +2,2% no mês anterior) e o núcleo recuou -0,1 ponto, para +2,7%. Por fim, o PMI de serviços aumentou para +51,4 pontos (contra +50,5 pontos anterior) em setembro, enquanto o PMI composto subiu para 49,6 pontos (contra +48,9 pontos anterior). No âmbito nacional, a indústria cresceu +0,1% na margem em agosto, considerando o ajuste sazonal. As categorias de uso semiduráveis e intermediários cresceram +0,4% m/m e +0,3% m/m, respectivamente. Por outro lado, os bens de capital e duráveis apresentaram quedas de -4,0% m/m e -1,3% m/m, respectivamente. O PMI Industrial subiu para +53,2 pontos, ante +50,4 em agosto. O IPC-Fipe subiu +0,18% em setembro, mantendo a variação do mês anterior. Essa aceleração foi impulsionada pelos setores de saúde (+0,75%) e alimentação (+0,39%). Em setembro, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br) permaneceu estável em 107,8 pontos, o que representa um patamar de incerteza moderada. O Índice de Preços ao Consumidor - Semanal (IPC-S), que mede quadrissemanalmente a variação do custo de vida para famílias com renda entre 1 e 33 salários mínimos mensais, subiu +0,63% em setembro (contra +0,16% em agosto). Sete das oito classes que compõem esse índice tiveram crescimento em suas taxas, dentre as que mais cresceram estão: Habitação (+1,72% contra -0,40% em agosto), Educação, Leitura e Recreação (+1,51% contra -0,60% em agosto) e Alimentação (+0,04% contra -1,03% em agosto). O Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp) da FGV caiu 1,4 ponto em setembro, registrando +81,7 pontos, impactado principalmente pelo setor industrial. Apesar da queda, este é o segundo maior valor desde setembro de 2022. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +3,0%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de outubro de 2024. Em termos mensais, o PMO de outubro indicou uma expectativa de carga no valor de 82.095 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 81.808 MW médios (-0,3%). Comparando com os valores verificados em outubro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.884 MW médios (+12,2%) e +3.329 (+4,2%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.497 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.808 MW médios da 1ª revisão do PMO.

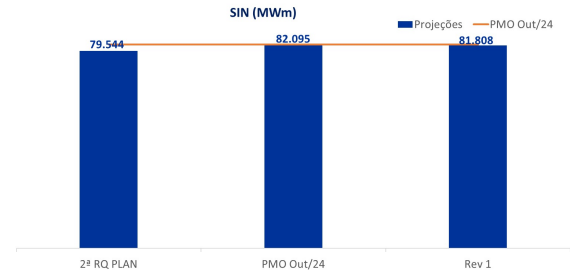


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 1ª revisão do PMO de outubro 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 outubro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +3.329 MW médios (+4,2%). Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +2.264 MW médios (+2,8%) na carga do SIN, com destaque para a carga do Norte, que aumentou +4,8%.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 1ª revisão do PMO de Outubro/24 e a carga observada em Outubro/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Outubro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SECO	+1.661 (+3,7%)	+1.520 (+3,4%)
Sul	+514 (+4,0%)	+143 (+1,1%)
Nordeste	+410 (+3,1%)	+209 (+1,6%)
Norte	+742 (+9,6%)	+392 (+4,8%)
SIN	+3.329 (+4,2%)	+2.264 (+2,8%)

O Gráfico abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 1ª revisão manteve as projeções de carga para as semanas 3, 4 e 5, mas ajustou para baixo a carga das duas primeiras semanas operativas do mês.

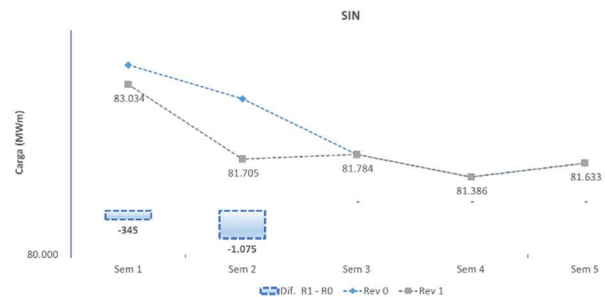


Gráfico 12- Projeção da carga do PMO de outubro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de outubro com o PMO, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sul e Nordeste, totalizando +882 MW médios (+3,3%), e uma redução de -1.227 MW médios (-2,2%) no Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Para a 2ª semana operativa, a carga prevista para os submercados Sul e Nordeste aumentou +303 MW médios (+1,1%), enquanto a carga do Sudeste/Centro-Oeste reduziu -1.378 MW médios (-2,9%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 2ª semana é de 81.705 MW médios (vide Gráfico 12).

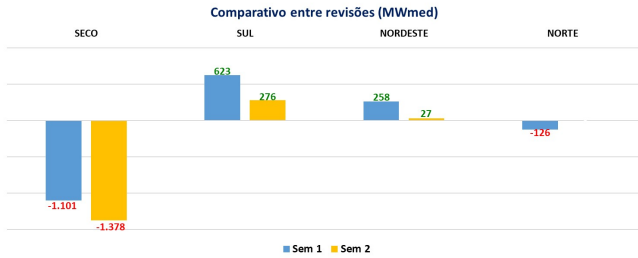


Gráfico 13- Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

A Tabela 9 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	83.379	82.779	81.784	81.386	81.633
RV1	83.034	81.705	81.784	81.386	81.633

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.

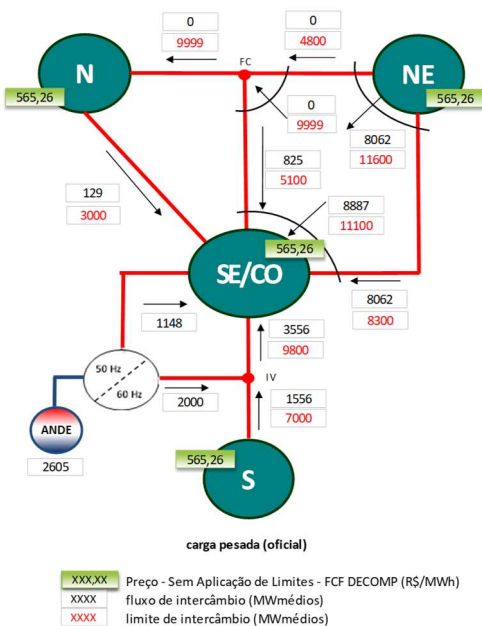


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

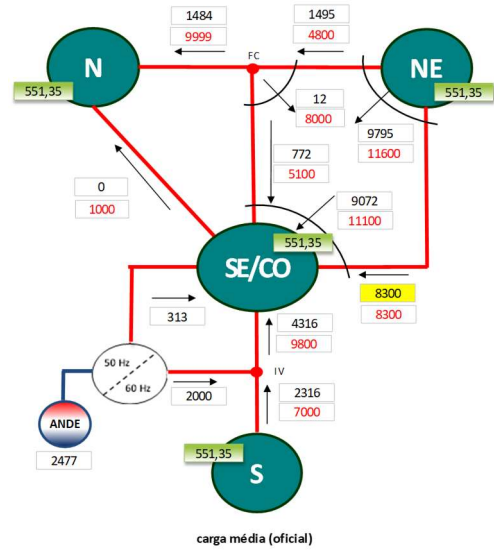


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

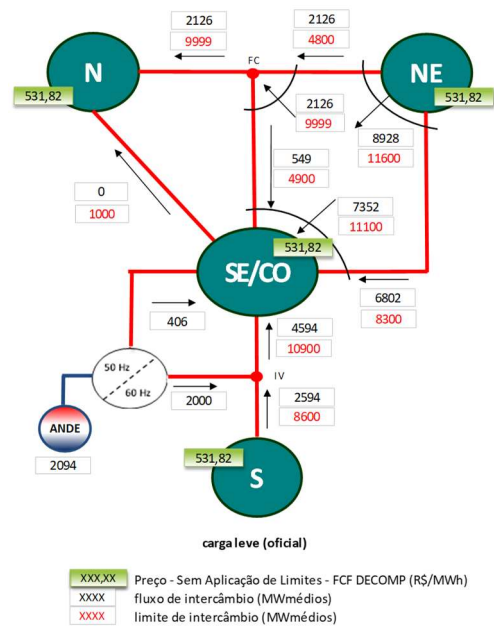


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 outubro 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 todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 67/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 10/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.

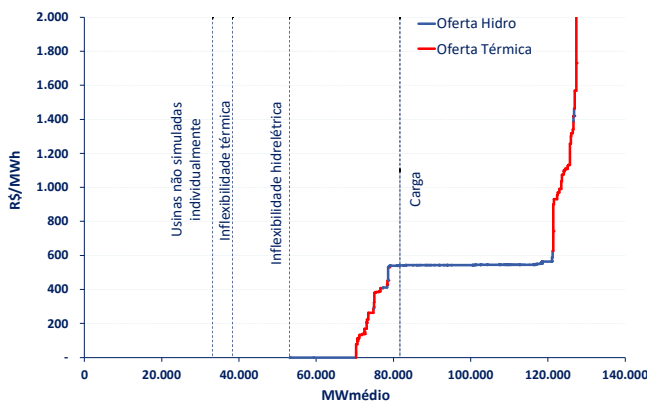


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – set. e outubro de 2024

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

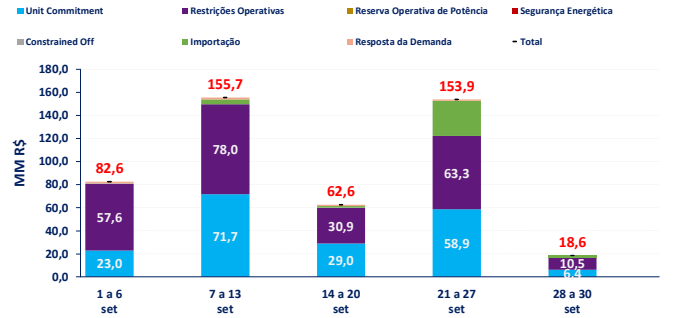


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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	51,88	16,29	48,83	5,03	-	160,35
Sul	0,31	2,63	0,56	0,47	-	-	3,97
Nordeste	10,86	15,59	9,27	13,89	5,49	-	54,90
Norte	8,27	7,88	4,77	0,12	-	-	21,04
Total	57,56	77,98	30,89	63,31	10,52	0,00	240,26
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	9,81	35,48	1,60	-	98,13
Sul	1,51	19,45	2,63	4,02	0,01	-	27,62
Nordeste	2,91	15,16	15,39	19,40	4,77	-	57,63
Norte	1,82	2,66	1,13	0,04	0,05	-	5,70
Total	23,02	71,73	28,96	58,94	6,43	0,00	189,08
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	0,06	0,11	0,28	-	-	-	0,45
Nordeste	0,46	0,01	0,02	-	-	-	0,49
Norte	0,18	-	-	0,03	-	-	0,21
Total	0,70	0,12	0,30	0,03	0,00	0,00	1,15
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	4,20	1,40	30,80	1,70	0,00	38,10
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	1,33	1,67	0,97	0,95	0,05	0,00	4,97

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 473,56 milhões, sendo R\$ 189,08 milhões por unit commitment, R\$ 38,08 milhões devido a importação, R\$ 1,15 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 240,26 milhões devido a restrições operativas e R\$ 4,97 milhões por resposta da demanda.

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

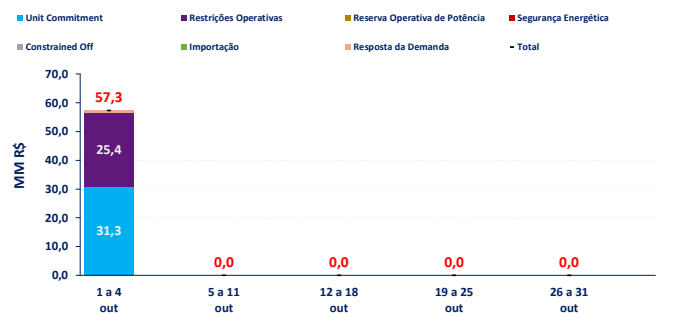


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição Operativa (R\$ MM)							
Sudeste	17,59	-	-	-	-	-	17,59
Sul	0,13	-	-	-	-	-	0,13
Nordeste	7,70	-	-	-	-	-	7,70
Total	25,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,42
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	19,13	-	-	-	-	-	19,13
Sul	6,99	-	-	-	-	-	6,99
Nordeste	5,07	-	-	-	-	-	5,07
Norte	0,14	-	-	-	-	-	0,14
Total	31,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,33
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	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 57,32 milhões, sendo R\$ 31,33 milhões por unit commitment, R\$ 25,42 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,57 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º de setembro a 3 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 4 de outubro são idênticos aos do dia 3.

A expectativa para o período de 5 a 31 de outubro 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 outubro de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, 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 21.

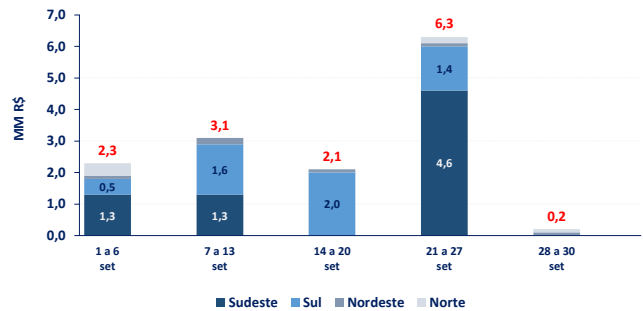


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 14,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para setembro.

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

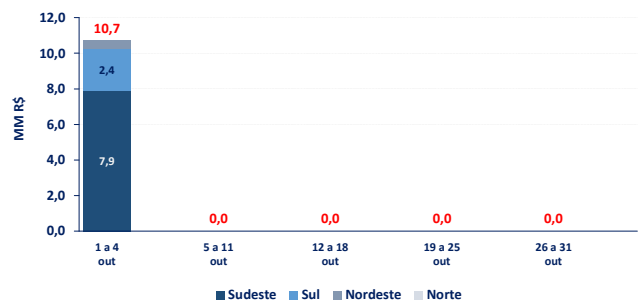


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 10,70 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para outubro.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 23 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para outubro de 2024.

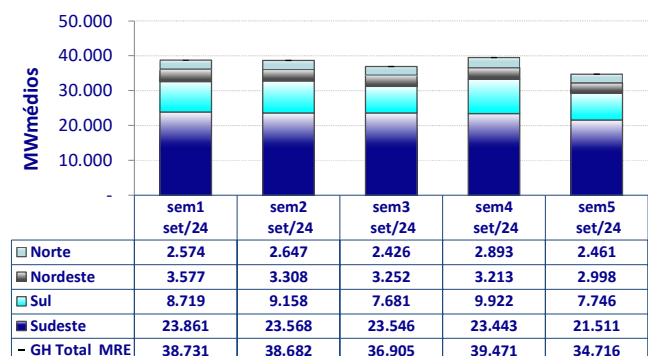


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro 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 de setembro a 3 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 4 de outubro são idênticos aos do dia 3.

A expectativa para o período de 5 a 31 de outubro 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 outubro 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 setembro de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

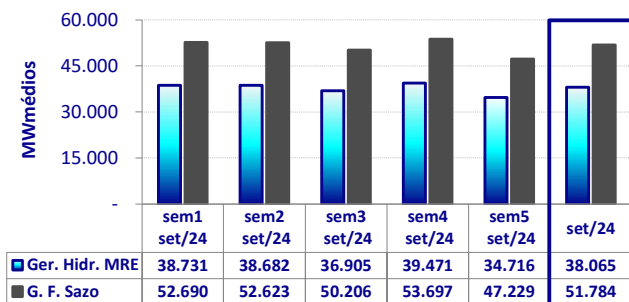


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2024

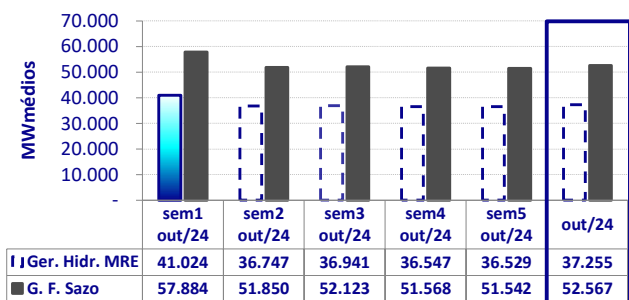


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2024

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

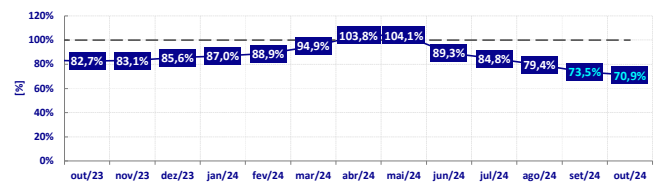


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 e no Gráfico 28 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 setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

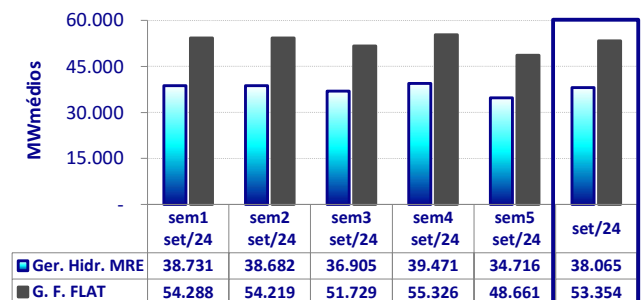


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro de 2024

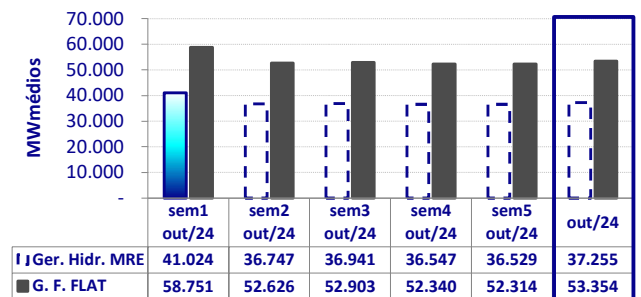


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2024

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme (“flat”), bem como a estimativa do mês de setembro e outubro de 2024 (ainda não contabilizados).

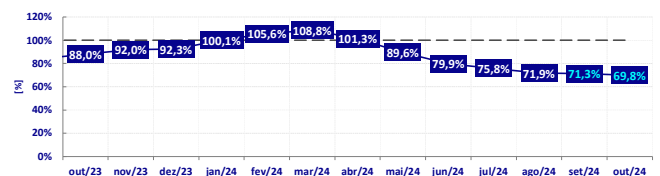


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

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

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 outubro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Belo Monte:
 - Restrição:** Vazão Turbinada mínima
 - Valores CCEE:** 300 m³/s
 - Valores ONS:** 100 m³/s
 - Modelos afetados:** DESSEM
 - Documento:** FSARH 6751
 - Consideração no PLD:** PMO de novembro de 2024
- UHE Caconde:
 - Restrição:** Defluência Mínima
 - Valores CCEE:** 32 m³/s
 - Valores ONS:** 20 m³/s
 - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 6788
 - Consideração no PLD:** PMO de novembro de 2024

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **Despacho ANEEL 2.941/2024:** liberação para OC das UG1 a UG321 da UTE Pecém II a partir de 01/10;
- **Despacho ANEEL 2.955/2024:** liberação para OC das UG1 a UG321 da UTE Camaçari Muricy II a partir de 02/10;
- **Despacho ANEEL 2.969/2024:** restabelecimento da OC das UG1 a UG3 da UTE TermoPE até 30/06/2026;
- **Despacho ANEEL 2.978/2024:** restabelecimento da OC da UG1 da UTE Candiota 3.

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.