

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 outubro de 2024.

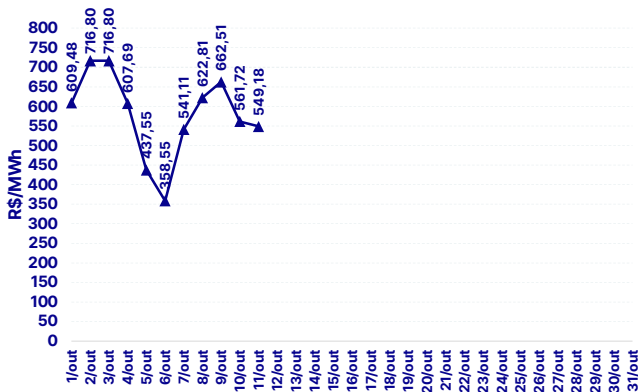


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 5 a 11 de outubro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

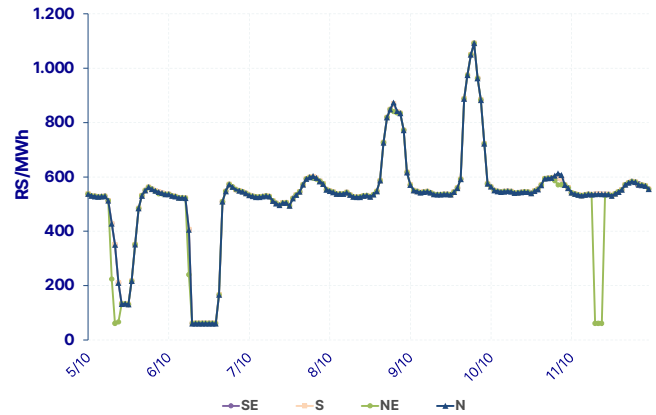


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
533,35	533,32	519,34	533,65

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	81.730	4.275	2.079	15.331	4.436	37.529	12.182	5.898
%	100%	5%	3%	19%	5%	46%	15%	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 5 a 11 de outubro de 2024.

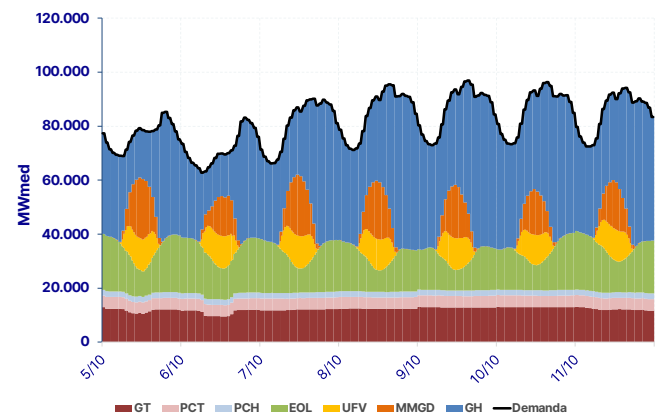


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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 12 a 18 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	583,42	583,42	583,42	583,42
Média	569,94	569,94	569,94	569,94
Leve	547,73	547,73	547,73	547,73
Média semanal	562,57	562,57	562,57	562,57

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - out	3ª sem - out	Variação %
SE/CO	545,36	562,57	3,2%
S	545,36	562,57	3,2%
NE	545,36	562,57	3,2%
N	545,36	562,57	3,2%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 12 a 18 de outubro, apresentaram variações de: 3,2%, fechando a R\$ 562,57/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 outubro e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para outubro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 57% da MLT para o sistema, sendo 45% no Sudeste; 86% no Sul; 34% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 286 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -694 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 158 MWmédios no submercado Sul, 394 MWmédios no submercado Nordeste e -145 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -996 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.438 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 613 MWmédios no submercado Sul, -155 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.

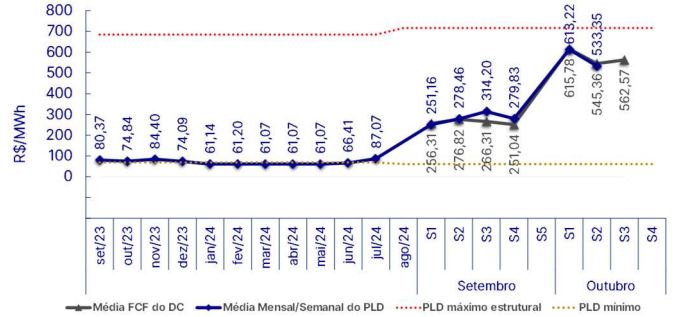


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

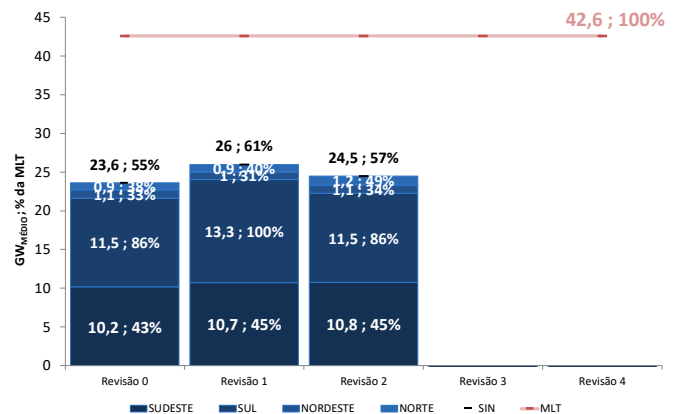


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

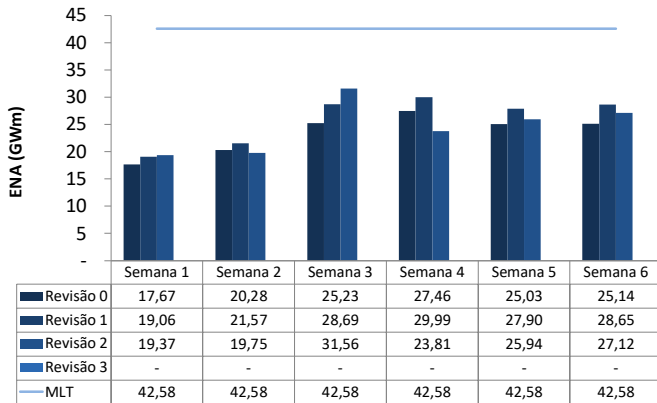


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde setembro de 2024. Para setembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 22.800 MWmédios. Já para outubro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 30.100 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 29.300 MWmédios.

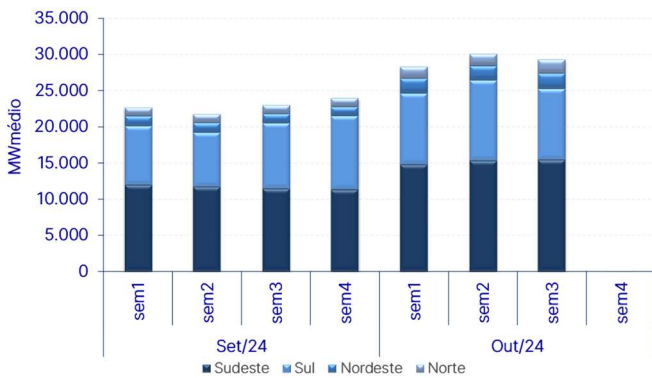


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - setembro e outubro de 2024

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira 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 segunda e a terceira semana de outubro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
114	-1.286	153	247

Armazenamento inicial

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

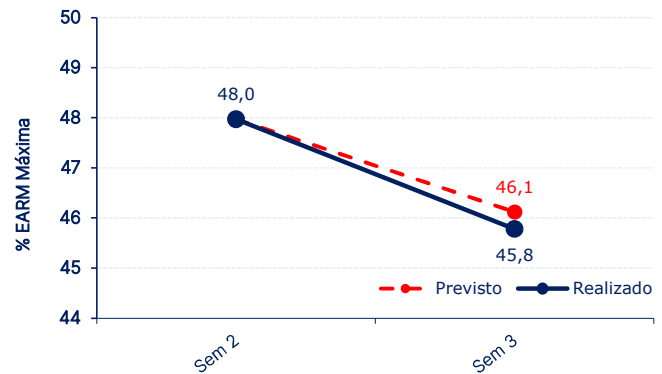


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 46,1% (Energia Armazenada de 135.310 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 45,8% (Energia Armazenada de 134.314 MWmês), o que representou uma queda de -996 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 outubro

Submercado	RV2 – previsto		RV2 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	43,2%	88.760	42,5%	87.322	-0,7%	-1.438
S	53,7%	10.987	56,7%	11.600	3,0%	613
NE	47,5%	24.566	47,2%	24.411	-0,3%	-155
N	69,8%	10.997	69,7%	10.981	-0,1%	-16
SIN	46,1%	135.310	45,8%	134.314	-0,3%	-996

Carga - DECOMP

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

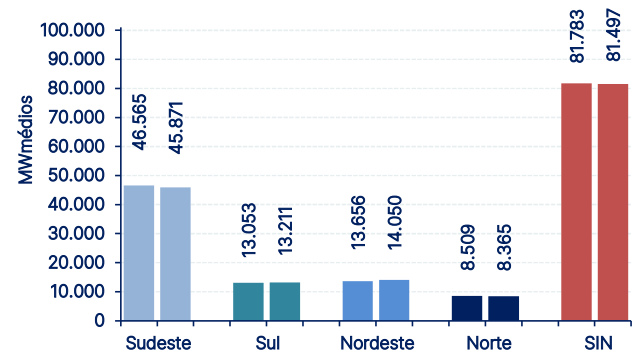


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-694	158	394	-145

No âmbito internacional, nos EUA, os indicadores do mercado de trabalho surpreenderam. A taxa de desemprego caiu para +4,1% em setembro (contra +4,2% em agosto). O número de pessoas ocupadas subiu +0,3% em setembro em relação a agosto, enquanto o número de desocupados diminuiu -3,9%. Por outro lado, a força de trabalho permaneceu praticamente estável. A taxa de participação manteve-se inalterada desde julho, em 62,7%, mas a participação dos prime-age (pessoas entre 25 e 54 anos) caiu de 83,9% para 83,8%. Segundo a Folha de Pagamento Não Agrícola (NFP), em setembro, foram criadas 254 mil novas vagas, ante 159 mil em agosto. O rendimento médio por hora continuou acelerando, subindo +0,4% m/m e + 4,0% a/a. Em relação à inflação, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) de setembro foi de +0,2% m/m, enquanto o núcleo variou +0,3% m/m. Na análise anual, o CPI subiu +2,4% e o núcleo +3,3% (contra +2,5% e +3,2% em agosto, respectivamente). Houve um aumento na solicitação de auxílio desemprego na semana encerrada em 5 de outubro, com 258 mil, ante 225 mil na semana passada, sendo parte desse aumento atribuída aos impactos do furacão Helene. Na Zona do Euro, as vendas no varejo aumentaram +0,2% em agosto, com as vendas no varejo na Alemanha subindo +1,6% m/m e +2,4% a/a. Nesse país, o número de pedidos à indústria caiu -5,8% em agosto em comparação ao mês anterior e -3,9% em relação a agosto de 2023, com destaque para a redução de -12,2% a/a dos pedidos da indústria de bens de consumo. No entanto, a produção industrial alemã, incluindo energia e construção, subiu +2,9% em agosto na comparação mensal, mas teve uma queda de -2,7% em relação ao mesmo período de 2023. Esse aumento foi influenciado pela alta de +6,9% na produção de bens de capital. Por fim, o CPI da Alemanha permaneceu estável em setembro e subiu +1,6% no comparativo interanual. No âmbito nacional, o IGP-DI registrou alta de +1,03% em setembro (contra +0,12% de agosto), impulsionado pela elevação de +3,55% dos produtos agrícolas, que contribuiu para um IPA de +1,20%. O IPCA também teve alta, registrando +0,44% em setembro (contra -0,02% em agosto), impulsionado pela alta nos grupos de Habitação (+1,80%) e Alimentação e bebidas (+0,50%). No grupo de Habitação, a alta foi principalmente influenciada pela energia elétrica, que passou de -2,77% para +5,36% em setembro, devido à vigência da bandeira vermelha patamar 1. Já no grupo de Alimentação e bebidas, destacou-se o aumento da alimentação em domicílio (+0,56%) e os altos preços do mamão (+10,34%), laranja-pera (+10,02%) e café moído (+4,02%). Nos últimos 12 meses, o IPCA acumula alta de +4,42%. Em agosto, o comércio varejista restrito no Brasil cresceu +5,1% em comparação ao mesmo mês de 2023, enquanto o varejo ampliado desacelerou, registrando um aumento de +3,1%. Na análise sazonal, o varejo restrito teve queda de -0,3% m/m em agosto, enquanto o varejo ampliado cresceu +0,8% m/m. O segmento sensível à renda avançou +1,1% no comparativo interanual, mas as atividades mais sensíveis ao crédito apresentaram queda no comparativo mensal, como vestuário e calçados (-0,4%), móveis e eletrodomésticos (-1,6%) e veículos e peças (-5,2%). Destaca-se que o potencial aumento da taxa Selic e os efeitos da seca na região Norte, que afetam a logística da Zona Franca de Manaus, são fatores de risco para o comércio nos próximos meses. Em relação à balança comercial, setembro apresentou superávit comercial de US\$ 5,3 bilhões, com exportações totalizando US\$ 28,8 bilhões e importações US\$ 23,4 bilhões. A média diária de exportação foi de US\$ 1,37 bilhão/dia, uma queda de -4,5% a/a, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,12 bilhão/dia, uma alta de +14,2% a/a, liderada por fertilizantes, combustíveis e partes de automóveis. No acumulado do ano, o saldo está em US\$ 59,1 bilhões, ante US\$ 71,6 bilhões no mesmo período de 2023. O Índice de Commodities (IC-Br) registrou uma alta de +1,6% m/m no encerramento do terceiro trimestre de 2024 (3T24), com destaque para a agropecuária (+3,0% m/m) e os metais (+2,3% m/m). 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 2ª revisão para 81.952 MW médios (-0,2%).

Comparando com os valores verificados em outubro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +9.028 MW médios (+12,4%) e +3.473 (+4,4%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.727 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.952 MW médios da 2ª revisão do PMO.

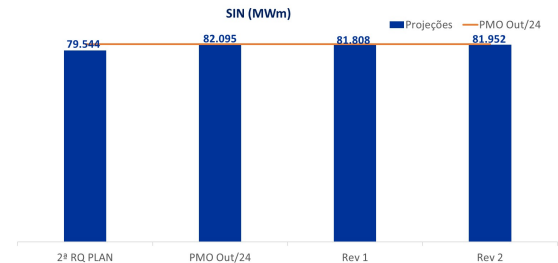


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro .

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª 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 2ª revisão com os valores verificados em outubro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +3.473 MW médios (+4,4%). Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +2.408 MW médios (+3,0%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 2ª 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	+1.583 (+3,5%)	+1.442 (+3,2%)
Sul	+547 (+4,3%)	+176 (+1,3%)
Nordeste	+665 (+5,0%)	+464 (+3,4%)
Norte	+677 (+8,8%)	+326 (+4,0%)
SIN	+3.473 (+4,4%)	+2.408 (+3,0%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 2ª revisão do PMO reduziu a previsão de carga para semana operativa 3, mas aumentou as previsões para as semanas 4 e 5.

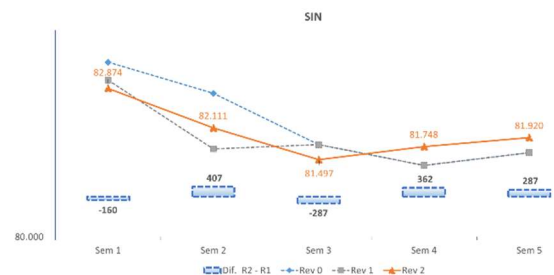


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de outubro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de outubro com a 1ª revisão, nota-se um aumento no somatório da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, totalizando +699 MW médios (+1,2%), e uma redução de -292 MW médios (-1,3%) no Sul e Norte. Para a 3ª semana operativa, a carga prevista para os submercados Sul e Nordeste aumentou +552 MW médios (+2,1%), enquanto a carga do Sudeste/Centro-Oeste e Norte reduziu -839 MW médios (-1,5%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 3ª semana operativa é de 81.497 MW médios (vide Gráfico 12).

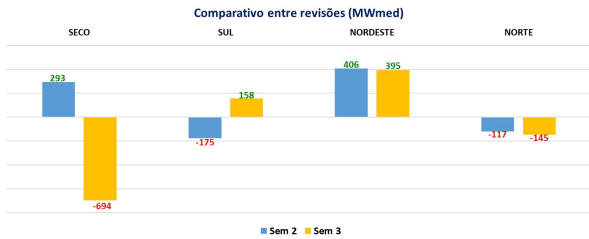


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

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
RV2	82.874	82.111	81.497	81.748	81.920

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.

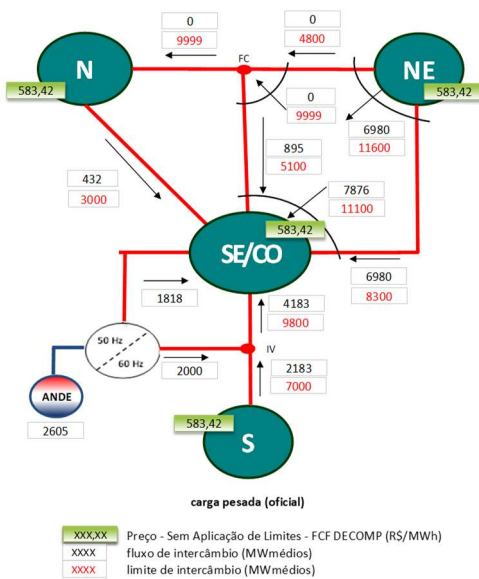
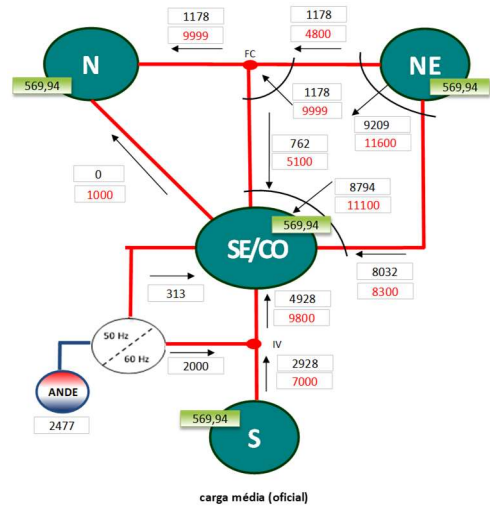
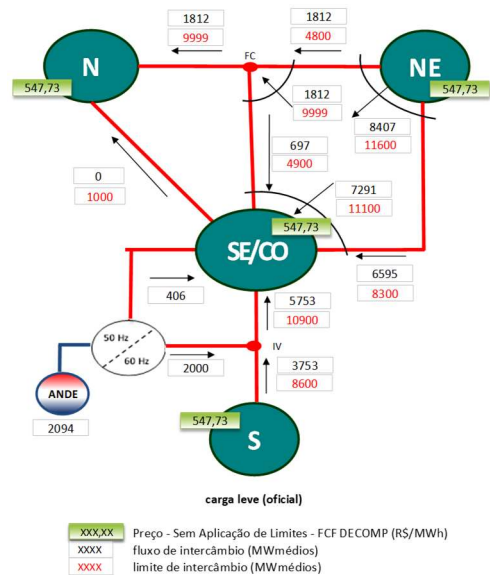


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXXXXX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio



XXXXXX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

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 terceira 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.

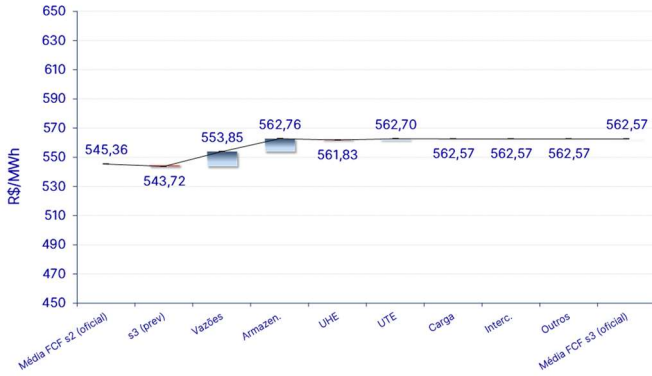


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúencias e a frustração dos níveis dos reservatórios do SIN elevaram a FCF em aproximadamente R\$ 10/MWh e R\$ 9/MWh, respectivamente.

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.

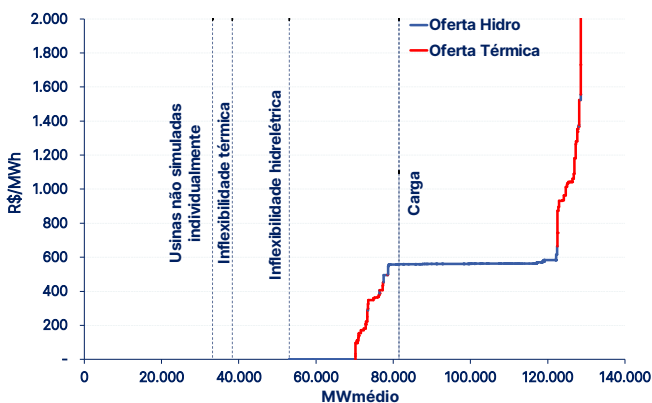


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – outubro de 2024

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

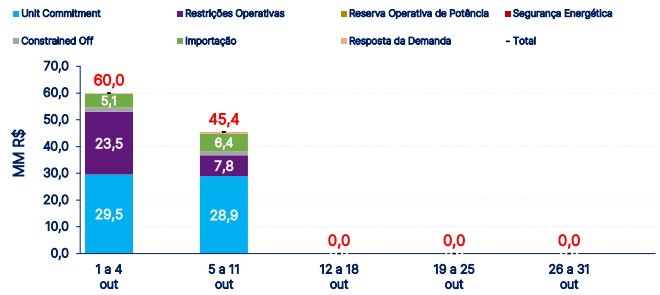


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

Tabela 10 - 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	16,78	4,83	-	-	-	-	21,61
Sul	0,14	0,02	-	-	-	-	0,16
Nordeste	6,58	2,97	-	-	-	-	9,55
Total	23,50	7,82	0,00	0,00	0,00	0,00	31,32
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	17,15	19,97	-	-	-	-	37,12
Sul	7,71	3,58	-	-	-	-	11,29
Nordeste	4,49	5,28	-	-	-	-	9,77
Norte	0,14	0,05	-	-	-	-	0,19
Total	29,49	28,88	0,00	0,00	0,00	0,00	58,37
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	1,64	1,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,28
Importação (R\$ MM)							
Subm.	5,10	6,40	0,00	0,00	0,00	0,00	11,50
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,28	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 105,49 milhões, sendo RR\$ 58,37 milhões por unit commitment, R\$ 11,46 milhões devido a importação, R\$ 3,28 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 31,32 milhões devido a restrições operativas e R\$ 1,02 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 10 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 11 de outubro são idênticos aos do dia 10.

A expectativa para o período de 12 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 2 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/SG/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 outubro é apresentada no Gráfico 20.

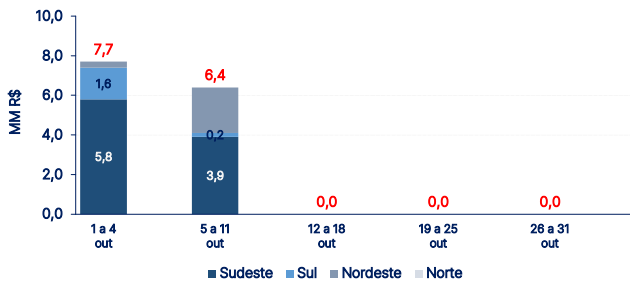


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 14,30 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 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para outubro de 2024.

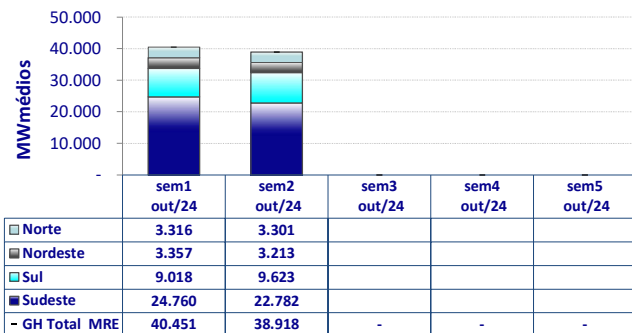


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para 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 a 10 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 11 de outubro são idênticos aos do dia 10.

A expectativa para o período de 12 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 2 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 exibidas em base semanal para outubro.

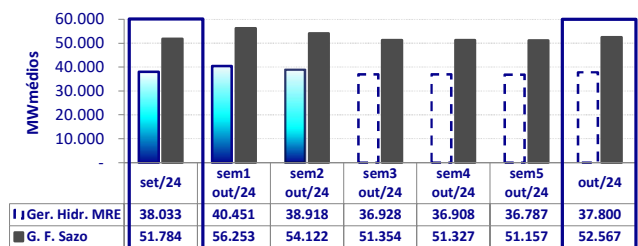


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro e de outubro de 2024

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

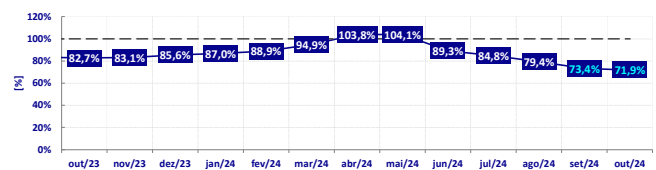


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para outubro.

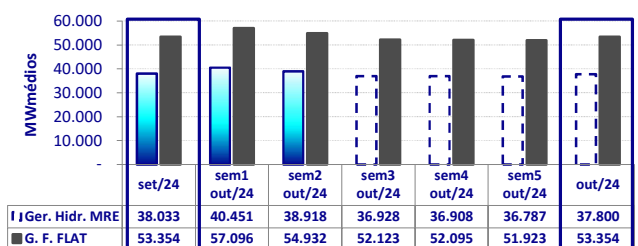


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro e de outubro de 2024

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 setembro e outubro de 2024 (ainda não contabilizados).

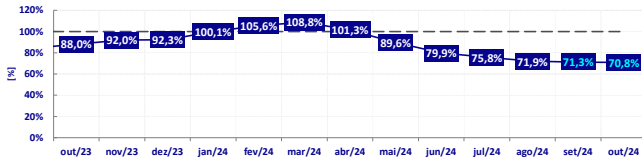


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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

- DSP ANEEL 3.015/2024: restabelecimento da OC da UG11 da UHE Tucuruí.

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.
- Consulta Pública ANEEL 25/2024: Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2025 (Impacto na formação do PLD: Alteração da metodologia de cálculo do CVU – Estrutural no caderno Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR)