

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 - CMO<sup>1</sup> e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

### PLD – 4ª 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.

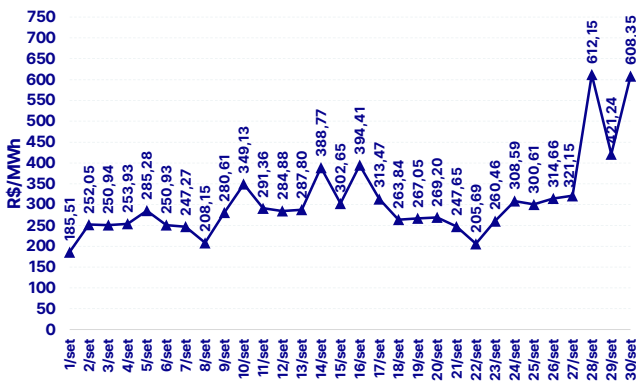


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 21 a 27 de setembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

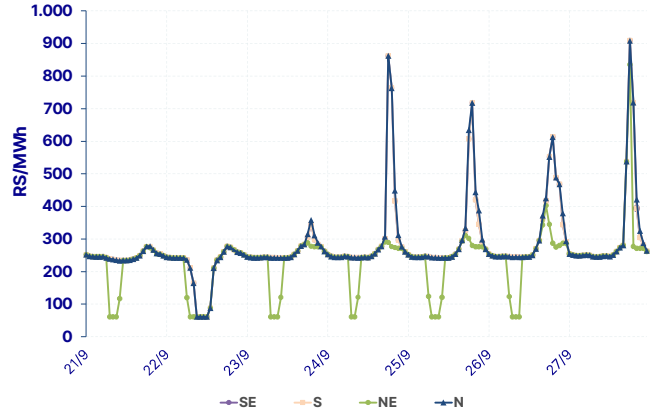


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
279,83	279,81	234,06	281,76

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	83.741	4.276	1.840	17.622	4.354	41.292	8.620	5.737
%	100%	5%	2%	21%	5%	49%	10%	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 21 a 27 de setembro de 2024.

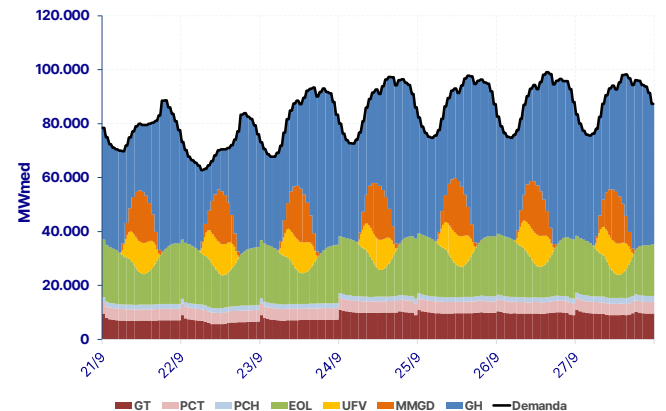


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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

Durante a quarta 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 – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de setembro a 4 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	629,57	629,57	629,57	629,57
Média	619,30	619,30	619,30	619,30
Leve	606,78	606,78	606,78	606,78
Média semanal	615,78	615,78	615,78	615,78

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - set	1ª sem - out	Variação %
SE/CO	251,04	615,78	145,3%
S	251,04	615,78	145,3%
NE	251,04	615,78	145,3%
N	251,04	615,78	145,3%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 28 de setembro a 4 de outubro, apresentaram variação de 145,3%, fechando a R\$ 615,78/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas expectativas das afluições e a elevação da carga para o mês de outubro.

Para setembro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 51% da MLT para o sistema, sendo 49% no Sudeste; 57% no Sul; 41% no Nordeste e 50% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de outubro de 2024 fechem em torno de 55% da MLT para o sistema, sendo 43% no Sudeste; 86% no Sul; 33% no Nordeste e 38% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.377 MW médios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 2.356 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -121 MW médios no submercado Sul, 171 MW médios no submercado Nordeste e -28 MW médios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 142 MW médios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -206 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 430 MW médios no submercado Sul, -51 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.

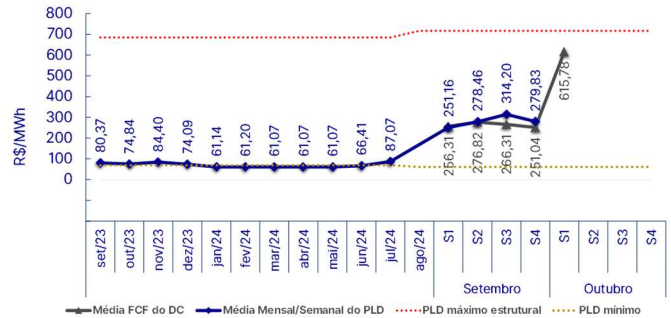


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

### Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN – RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

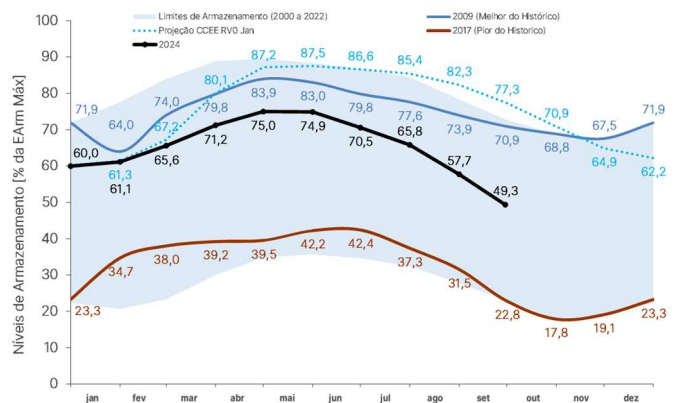


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros quatro meses de 2024 e queda a partir de maio, que se intensificou em junho e segue até o momento presente.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 29 de setembro de 2024, com os verificados no final de agosto de 2024, observamos as seguintes variações: -9,5% para o Sudeste, -11,4% para o Sul, -7,1% para o Nordeste e -5,4% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 29 de setembro de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos

submercados: -25,5% no Sudeste, -34,4% no Sul, -17,8% no Nordeste e 2,1% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de setembro e outubro de 2024, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em setembro e outubro de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
set/23	63,5%	90,6%	63,9%	85,6%
out/23	47,2%	56,6%	50,2%	74,7%
Diferenças	-16,3%	-34,0%	-13,7%	-10,9%

### Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a outubro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para outubro, está abaixo da MLT para todos os REEs que apresentaram afluências passadas abaixo da média.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	Ordem	Previsão Outubro % da MLT
Sudeste	73 (-7)					66 (41)	51 (52)	2	62
Madeira	66 (12)					57 (-21)	48 (67)	2	57
Teles Pires	65 (24)						59 (78)	1	64
Itaipu	90 (8)	108 (22)	66 (-11)	55 (8)	66 (11)	65 (0)	67 (48)	6	82
Parana	59 (27)						46 (73)	1	55
Parapanama	65 (-7)	55 (22)	39 (-5)	34 (-8)	48 (5)	43 (7)	34 (47)	6	50
Sul	238 (12)						54 (86)	1	94
Iguaçu	159 (16)						59 (86)	1	92
Nordeste	51 (-10)						41 (90)	1	40
Norte	67 (8)	91 (-14)	70 (12)	53 (-9)	53 (-8)	54 (24)	53 (28)	6	49
Belo Monte	60 (23)						22 (77)	1	31
Manaus	83 (21)	94 (-11)	102 (10)	93 (-3)	74 (-9)	63 (-0)	59 (48)	6	58

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs, e o índice entre parênteses indica o peso das afluências passadas de cada um dos meses na determinação da tendência hidrológica.

### Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE<sup>2</sup> revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas – UHE; termelétricas – UTE; fotovoltaicas – UFV; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, não sofreu alterações.

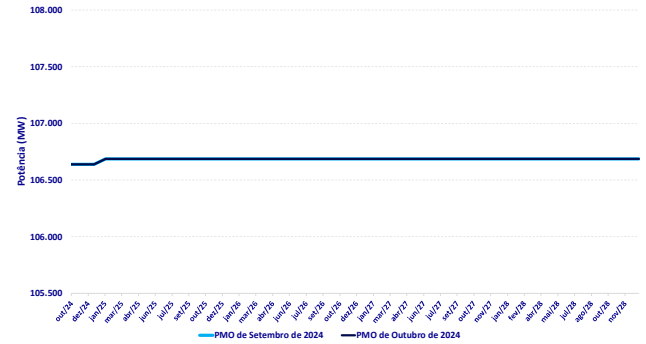


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a rescisão contratual da UTE Termoçar.

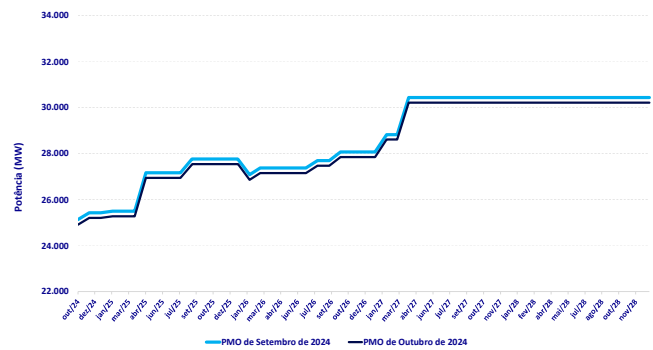


Gráfico 7 – Oferta de Usinas Térmicas

### Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de setembro e outubro é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 2054 MWmédios para o primeiro mês, e 2063 MWmédios no segundo mês.

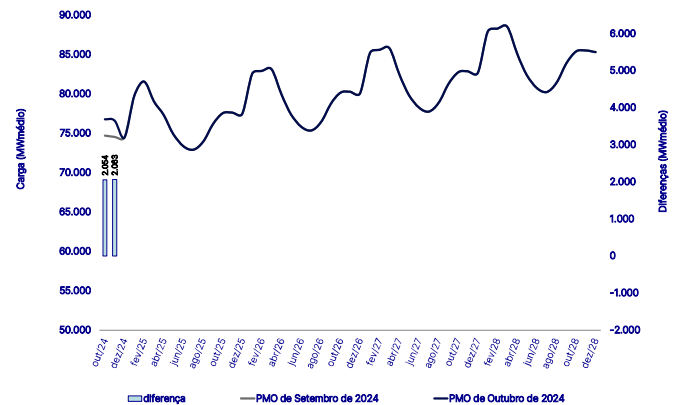


Gráfico 8 – Carga no NEWAVE – SIN

<sup>2</sup> Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

### Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de setembro e outubro é ilustrada no Gráfico 9.

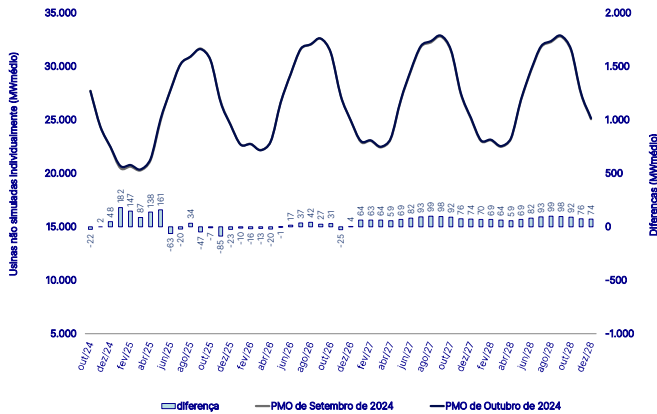


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 49 MWh médios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de 182 MWh médios em janeiro/2025.

### Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de outubro de 2024 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.



Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 249/MWh, e respectivamente uma expectativa de redução de cerca de R\$ 3/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores resultou em um aumento de aproximadamente R\$ 94/MWh na FCF do modelo NEWAVE.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

### 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.

### Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

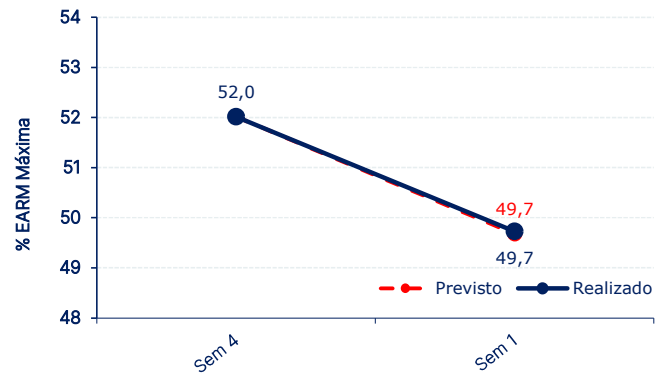


Gráfico 11 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 49,7% (Energia Armazenada de 145.753 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 49,7% (Energia Armazenada de 145.895 MWh), o que representou um aumento de 142 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWh) prevista e realizada para a primeira semana operativa de outubro

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	47,1%	96.773	47,0%	96.567	-0,1%	-206
S	54,5%	11.150	56,6%	11.580	2,1%	430
NE	50,3%	26.014	50,2%	25.963	-0,1%	-51
N	75,1%	11.816	74,8%	11.785	-0,2%	-31
SIN	49,7%	145.753	49,7%	145.895	0,0%	142

### Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de outubro.



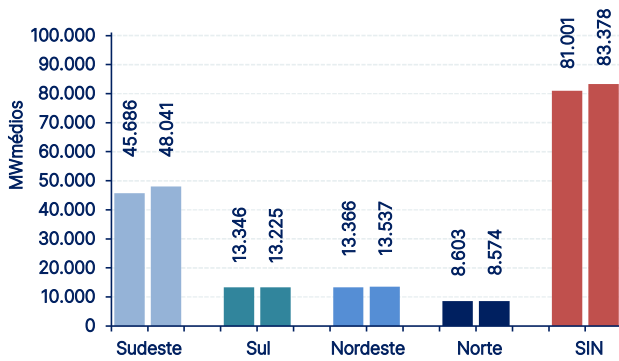


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de outubro na RV3 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de outubro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de outubro.

Tabela 8 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
2.356	-121	171	-28

No âmbito internacional, nos EUA, o deflator do consumo (PCE deflator) desacelerou +0,1% em agosto em relação a julho (contra +0,20% em julho). Em relação ao mesmo período do ano anterior, o núcleo subiu para +2,7%. Quanto ao setor imobiliário, as vendas de residências usadas caíram -2,5% m/m em agosto, mas a expectativa do setor é de melhora devido à recente redução dos juros. Além disso, o estoque de moradias para revenda aumentou +0,7% em agosto, o que também pode contribuir para as vendas. As vendas de novas residências registraram queda de -4,7% em agosto (contra +10,3% em julho), mas a média móvel continuou positiva. Em setembro, o Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board caiu para +98,7 pontos (contra +105,6 pontos revisados no mês anterior), influenciado pela deterioração na percepção das condições econômicas atuais (condições de negócio e mercado de trabalho) e futuras (negócios, renda e mercado de trabalho). Na Zona do Euro, o PMI composto caiu para +48,9 em setembro (contra +51,0 em agosto), influenciado pela queda do PMI do setor de serviços, que passou de 52,9 para 50,5. O setor manufatureiro também apresentou desempenho fraco, com o PMI caindo de 45,8 para 44,8. Parte dessa redução pode ser atribuída ao término dos Jogos Olímpicos na França. Na França, o PMI caiu para +47,4, em comparação com +53,1 em agosto. Na Alemanha, o PMI recuou para +47,2, em relação a +48,4 no mês anterior. Em setembro, na Alemanha, o índice do ambiente de negócios do Instituto IFO caiu para +85,4 pontos, enquanto o componente de expectativas IFO recuou para +86,3, indicando uma deterioração do cenário econômico e a possibilidade de recessão. Na China, o banco central chinês (PBOC) decidiu reduzir a alíquota do compulsório bancário em 50 pontos base, para 9,5%. Além disso, realizará um corte de 20 pontos-base na taxa de recompra reversa de sete dias, que é a principal taxa de política monetária atual, passando para +1,50% ao ano. O PMI industrial oficial subiu para +49,8 em setembro (contra +49,1 registrados em agosto), indicando que a atividade econômica continua em contração. Por outro lado, o PMI de serviços caiu para +50,0 (contra +50,3 de agosto). No âmbito nacional, o IGP-M aumentou +0,62% em setembro (contra +0,29% do mês anterior), impulsionado pelo crescimento de +2,36% nos produtos agrícolas. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM) subiu para +90,2 pontos em setembro (contra +89,1 do mês anterior), enquanto o Índice de Confiança nos Serviços recuou para +93,8 pontos (contra +94,6 anterior). O Índice de Confiança da Indústria (ICI), com ajuste sazonal, caiu -1,2 pontos, alcançando +100,5 pontos em setembro. O Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) aumentou +0,1 ponto, registrando +83,4%, o mesmo valor de julho. O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE caiu -0,8 ponto em setembro,

para 93,8 pontos, enquanto na média móvel trimestral o índice permaneceu estável, com uma variação de -0,1 ponto. Segundo a Pnad (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios), a taxa de desemprego caiu para 6,6% no trimestre encerrado em agosto, um recuo de -1,2 ponto percentual em relação ao mesmo período de 2023. O setor de serviços foi o que mais cresceu em comparação a 2023, com destaque para as áreas de comunicação, finanças e administração pública. Por outro lado, o setor agropecuário e os serviços domésticos apresentaram queda. Além disso, houve crescimento no setor privado sem carteira assinada e no mercado formal. O rendimento médio mensal real aumentou e 85% dos reajustes salariais superaram a inflação. Em agosto de 2024, o Novo Caged registrou a criação líquida de 232,5 mil empregos formais e o número de desligamentos a pedido atingiu 755.267, representando um aumento de 14% em comparação ao ano anterior, o que indica um mercado de trabalho aquecido. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +3,0%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de setembro de 2024. Em termos mensais, o PMO de setembro projetou uma carga para o SIN de 77.432 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de setembro para o mês de agosto foi de 79.680 MW médios (+2,90%). Ao comparar com a 3ª revisão, observa-se uma redução de 534 MW médios (-0,7%) na carga do SIN. Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve um aumento de 8.592 MW médios (+12,1%) e 2.483 MW médios (+3,2%), respectivamente, para o SIN.

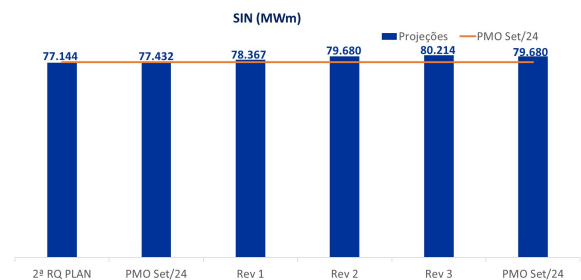


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN no mês de setembro.

O Gráfico 14 apresenta a carga de outubro de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 82.095 MW médios para o SIN, o que representa um aumento de +3,2% em relação à carga prevista na 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando com os valores verificados em outubro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +9.171 MW médios (+12,6%) e de +3.616 MW médios (+4,6%), respectivamente. O bloco de MGDG apurado na carga de outubro é de 5.357 MW médios, sendo parte integrante da carga de 82.095 MW médios do PMO.

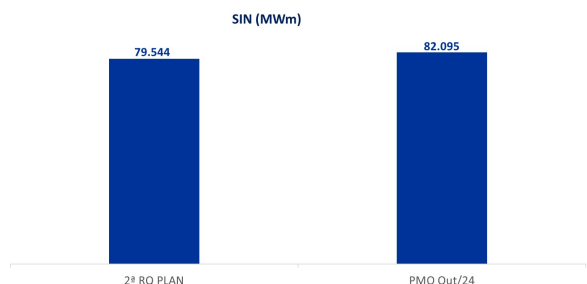


Gráfico 14 - Previsões de carga para o SIN no mês de outubro

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada no PMO de outubro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, totalizando +4,6%.

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o 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)
SE/CO	+2.114 (+4,7%)	+1.973 (+4,4%)
Sul	+371 (+2,9%)	+0 (+0,0%)
Nordeste	+371 (+2,8%)	+170 (+1,3%)
Norte	+759 (+9,8%)	+408 (+5,1%)
SIN	+3.616 (+4,6%)	+2.551 (+3,2%)

Em comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, a carga do SE/CO teve um aumento de +4,4%, o submercado Nordeste teve um incremento de +1,3% e o submercado Norte um aumento de +5,1%. Para o submercado Sul, não houve variação.

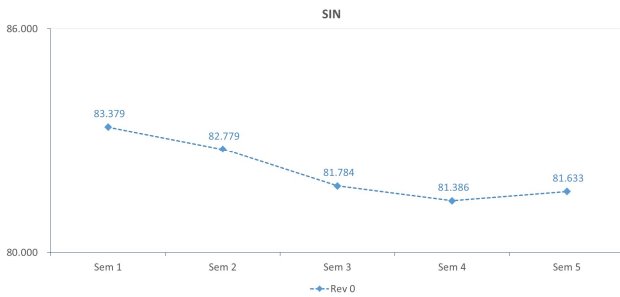


Gráfico 15- Projeção da carga do PMO de outubro de 2024.

A carga total do SIN projetada para a 1ª semana operativa é de 83.379 MW médios, conforme mostrado no Gráfico 15. Deste total, o submercado Sudeste é responsável por 57,6%, como ilustrado no Gráfico 16.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

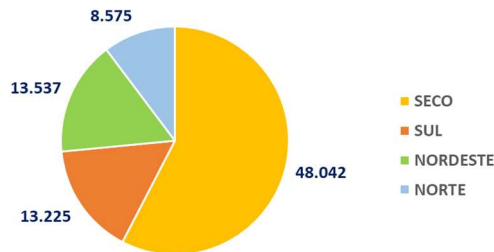


Gráfico 16- Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de outubro por submercado em MW médios.

A Tabela 10 apresenta os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

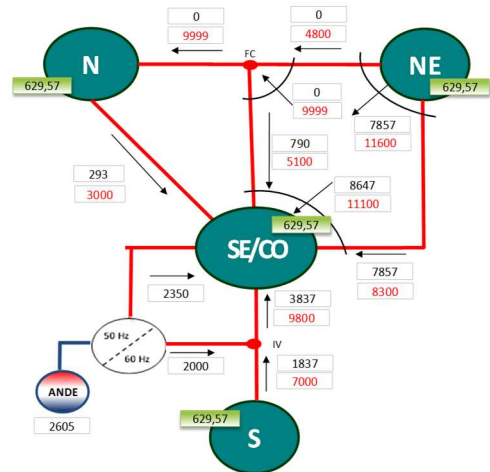
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de outubro de 2024 em MW médios.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	83.379	82.779	81.784	81.386	81.633

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

### Intercâmbio entre submercados

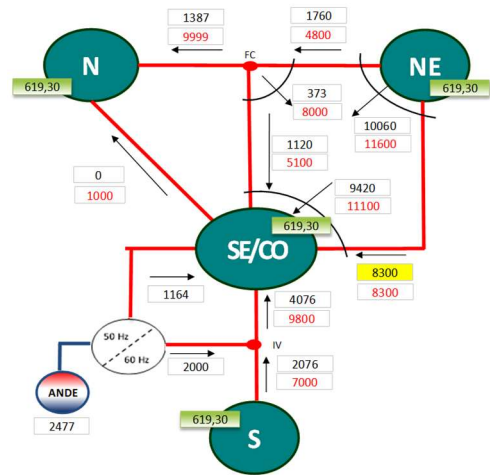
Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.



carga pesada (oficial)

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

Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



carga média (oficial)

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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

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

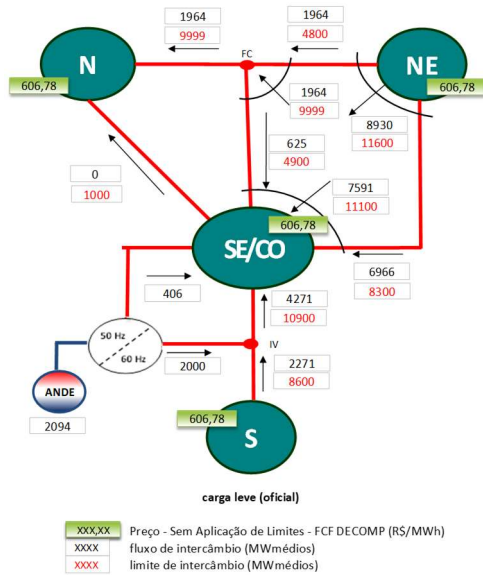


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

### 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 primeira 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 20 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afliências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 155/MWh. A atualização das expectativas de carga para a primeira semana também elevou a FCF, em aproximadamente R\$ 112/MWh

### 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.

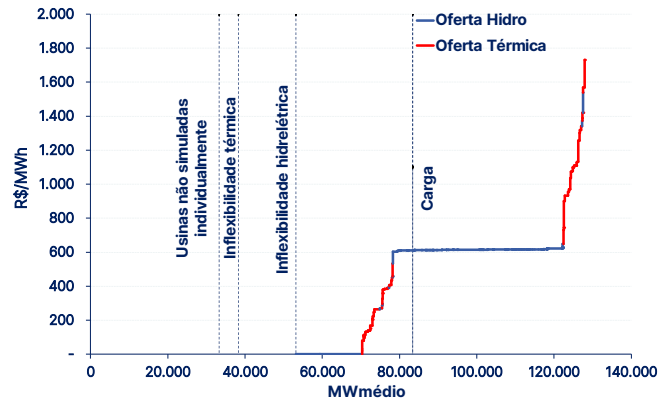


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa preliminar de ESS - set. e outubro de 2024

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro de 2024.

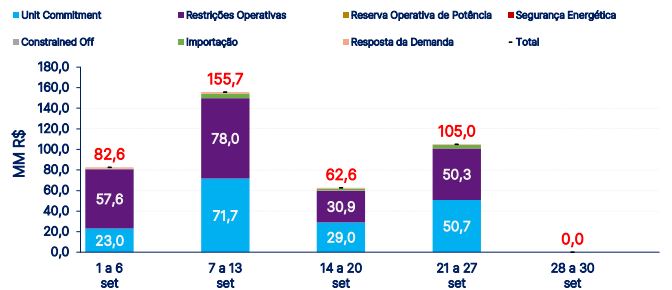


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	38,32	51,88	16,29	38,06	-	-	144,55
Sul	0,31	2,63	0,56	0,40	-	-	3,90
Nordeste	10,66	15,59	9,27	11,74	-	-	47,26
Norte	8,27	7,88	4,77	0,12	-	-	21,04
Total	57,56	77,98	30,89	50,32	0,00	0,00	216,75
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	16,78	34,46	9,81	29,51	-	-	90,56
Sul	1,51	19,45	2,63	3,64	-	-	27,23
Nordeste	2,91	15,16	15,39	17,51	-	-	50,97
Norte	1,82	2,66	1,13	0,04	-	-	5,65
Total	23,02	71,73	28,96	50,70	0,00	0,00	174,41
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
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
<b>Importação (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	4,20	1,40	3,20	0,00	0,00	8,80
<b>Resposta da Demanda (R\$ MM)</b>							
Total	1,33	1,67	0,97	0,79	0,00	0,00	4,76

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 405,87 milhões, sendo R\$ 174,41 milhões por unit commitment, R\$ 8,76 milhões devido a importação, R\$ 1,15 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 216,75 milhões devido a restrições operativas e R\$ 4,76 milhões por resposta da demanda.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2024.

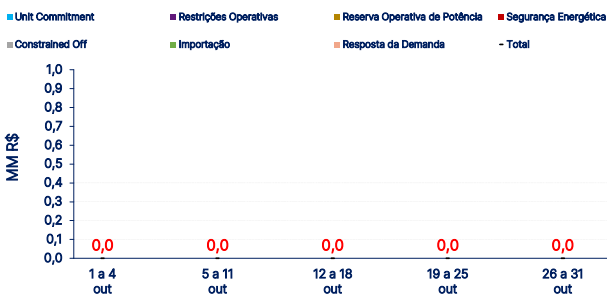


Gráfico 23 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de outubro.

Tabela 12 – 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
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Resposta da Demanda (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões

O valor estimado de geração para o período de 1º de setembro a 26 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 27 a 29 de setembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 30 de setembro são idênticos aos do dia 29.

A expectativa para o período de 1 de outubro 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 0 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 24.

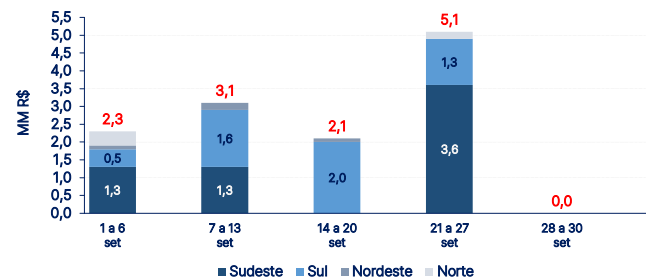


Gráfico 24 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 12,60 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 25.

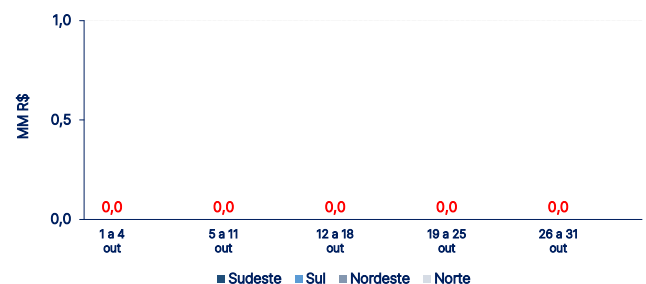


Gráfico 25 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2024



A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 26 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para setembro de 2024.

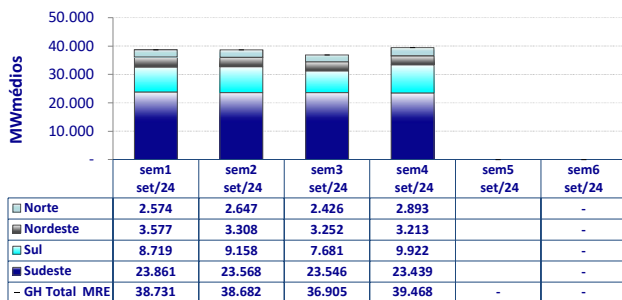


Gráfico 26 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 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 26 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 27 a 29 de setembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 30 de setembro são idênticos aos do dia 29.

A expectativa para o período de 1 de outubro 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 0 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 ambos os meses.

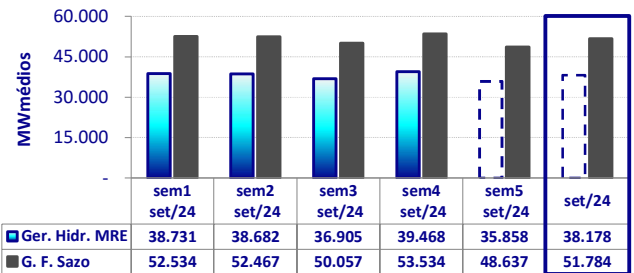


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2024

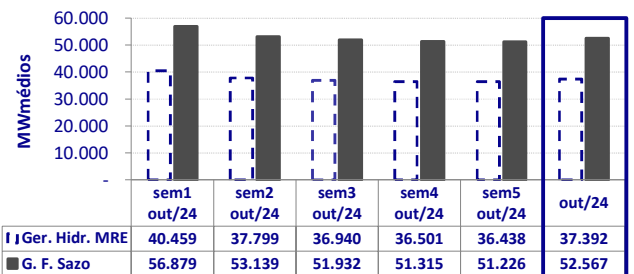


Gráfico 28 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2024

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de setembro e outubro de 2024 (ainda não contabilizados).

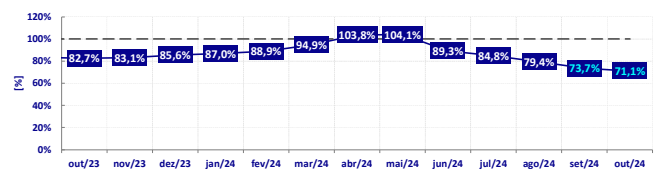


Gráfico 29 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 e no Gráfico 31 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.

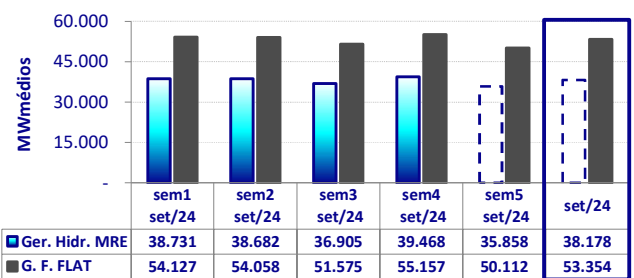


Gráfico 30 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro de 2024

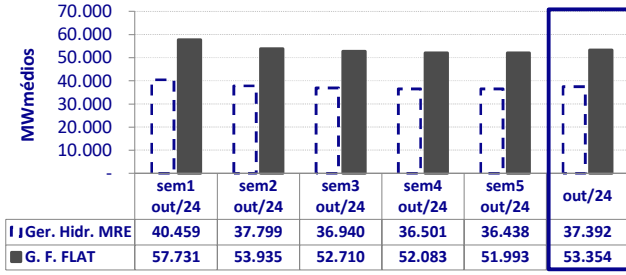


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2024

O Gráfico 32 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).

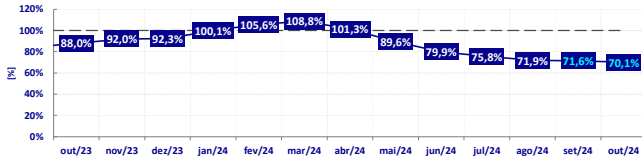


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 33 até o Gráfico 36 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de outubro de 2024 a novembro de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: SMAP 2017 e SMAP 2022.

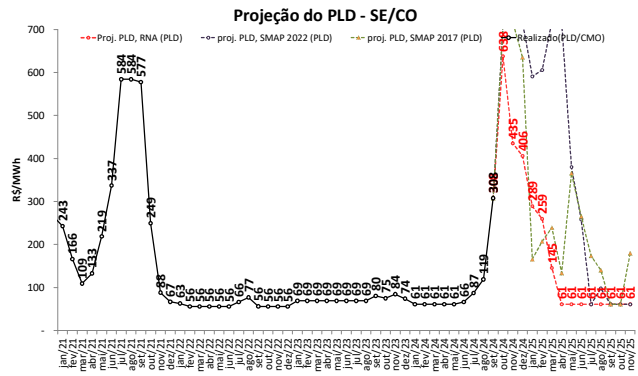


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

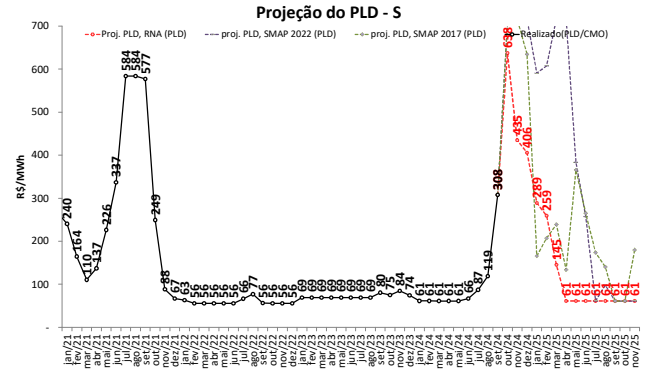


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

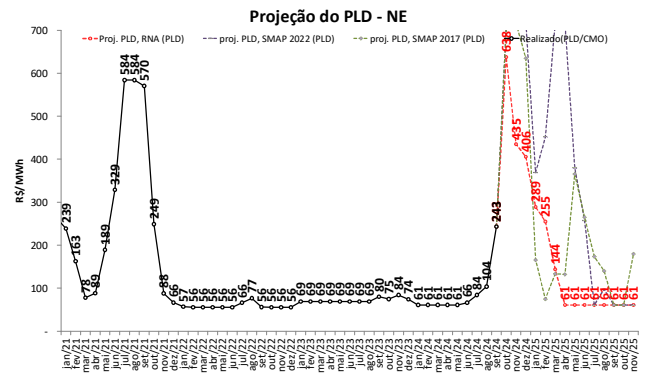


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

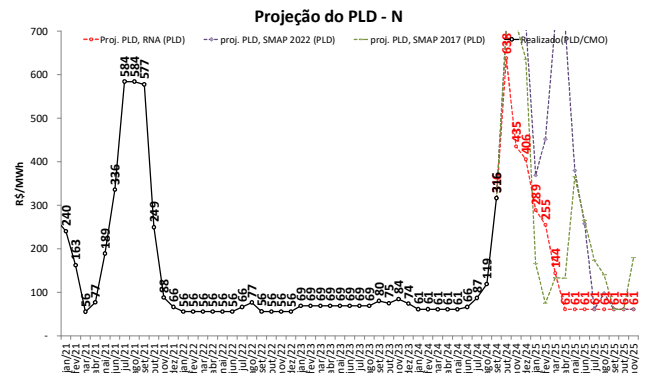


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 13 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de outubro de 2024 a novembro de 2025.

SE/CO	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	maio/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25
Proj. PLD, RNA	639	435	406	288	255	144	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2022	707	717	695	198	591	608	717	717	380	288	61	98	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	707	717	695	198	207	239	134	388	288	174	140	61	61	180
Proj. PLD, RNA	639	435	406	288	255	144	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2022	707	717	695	198	591	608	717	717	380	288	61	98	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	707	717	695	198	207	239	134	388	288	174	140	61	61	180
Proj. PLD, RNA	639	435	406	288	255	144	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2022	707	717	695	198	591	608	717	717	380	288	61	98	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	707	717	695	198	207	239	134	388	288	174	140	61	61	180

Tabela 13 - Resultados da Projeção do PLD

**Disclaimer** - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em

qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

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

- DSP ANEEL 2.863/2024: aprovação do CVU merchant da UTE Três Lagoas.
- DSP ANEEL 2.880/2024: aprovação do CVU merchant para a UTE Parnaíba IV.

- DSP ANEEL 2.883/2024: aprovação CVU merchant para a UTE Termobahia.

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.