

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.

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 julho (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
73,76	73,74	71,60	73,77

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	73.422	4.020	2.879	16.452	3.559	38.457	3.586	4.468
%	100%	5%	4%	22%	5%	52%	5%	6%

### 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 julho de 2024.

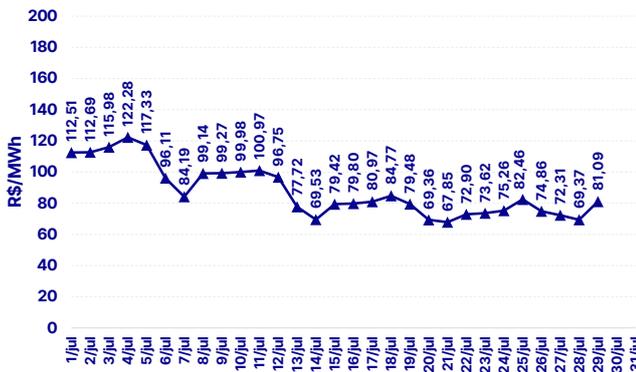


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 20 a 26 de julho de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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 20 a 26 de julho de 2024.

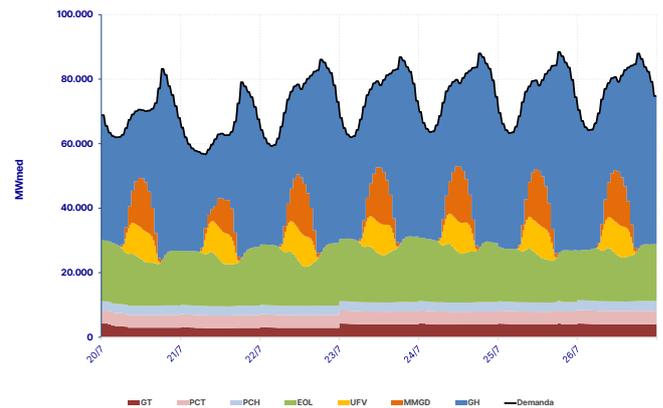


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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 27 de julho a 2 de agosto 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.

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

Tabela 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	77,26	77,26	77,26	77,26
Média	75,43	75,43	75,43	75,43
Leve	74,57	74,57	74,57	74,57
Média semanal	75,35	75,35	75,35	75,35

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - jul	1ª sem - ago	Variação %
SE/CO	72,08	75,35	4,5%
S	72,08	75,35	4,5%
NE	72,08	75,35	4,5%
N	72,08	75,35	4,5%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 27 de julho a 2 de agosto, apresentaram variações de 4,5% e fechando a R\$ 75,35/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a manutenção de um cenário ruim de afluições esperadas para o mês de agosto, semelhante ao de julho, com piora também do submercado Sul, que apresentou valor abaixo da MLT.

Para julho de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 84% da MLT para o sistema, sendo 59% no Sudeste; 174% no Sul; 42% no Nordeste e 52% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de agosto de 2024 fechem em torno de 66% da MLT para o sistema, sendo 59% no Sudeste; 92% no Sul; 42% no Nordeste e 50% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.142 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -846 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -422 MWmédios no submercado Sul, 99 MWmédios no submercado Nordeste e 27 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 153 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 62 MWmédios no submercado Sul, -104 MWmédios no submercado Nordeste, -216 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.

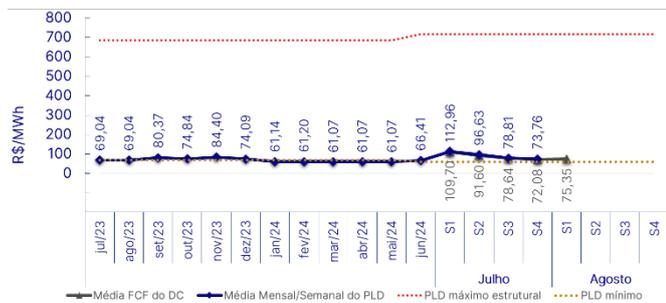


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

## 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.

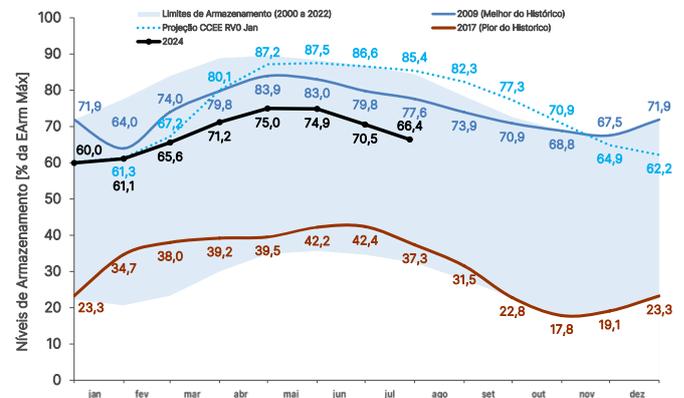


Gráfico 5 – Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2021 e uma pequena queda a partir de abril e que se intensificou em maio de 2021.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 28 de julho de 2024, com os verificados no final de junho de 2024, observamos as seguintes variações: -4,8% para o Sudeste, 3,1% para o Sul, -6,1% para o Nordeste e -6,4% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 28 de julho de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -21,3% no Sudeste, -2,5% no Sul, -16,1% no Nordeste e -7,0% 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 julho e agosto 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 julho e agosto de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
jul/24	63,0%	90,4%	64,1%	87,2%
ago/24	63,5%	90,6%	63,9%	85,6%
Diferenças	0,5%	0,2%	-0,2%	-1,6%

## 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 agosto, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para agosto, está igual ou acima da MLT para o REE Manaus gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	Ordem	Previsão Agosto % da MLT
Sudeste	75 (9)						65 (91)	1	69
Madeira	67 (4)						52 (96)	1	54
Teles Pires	66 (-9)					67 (-27)	65 (73)	2	64
Itaipu	97 (8)			108 (24)	66 (17)	55 (-4)	65 (48)	4	83
Parana	62 (15)						59 (85)	1	63
Parapanema	71 (20)						49 (66)	1	70
Sul	252 (24)						191 (76)	1	166
Iguaçu	164 (27)						152 (79)	1	136
Nordeste	53 (16)						42 (64)	1	46
Norte	68 (-1)			91 (7)	70 (-9)	53 (-19)	53 (72)	4	53
Belo Monte	61 (-10)						36 (60)	1	41
Manaus	84 (-4)	61 (16)	65 (-14)	94 (9)	102 (8)	93 (20)	75 (33)	6	86

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, considerou a suspensão de operação comercial das unidades geradoras 1 e 2 da UHE Sobradinho, conforme despacho ANEEL nº 2.054/2024.

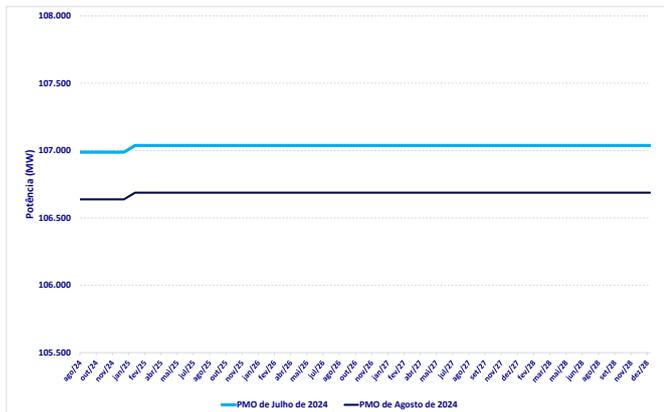


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta não sofreu alteração em relação ao PMO passado.

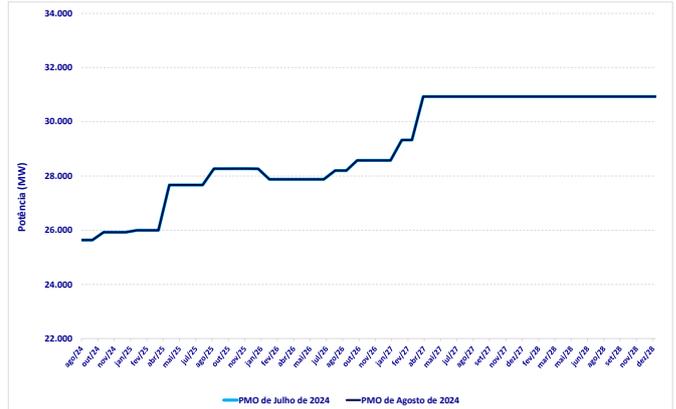


Gráfico 7 – Oferta de Usinas Térmicas

## Carga - NEWAVE

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

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu diminuição da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética - PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma elevação de aproximadamente -371,5 MWmédios na expectativa para o período. Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 481 MWmédios para o primeiro mês, e -1224 MWmédios no segundo mês.

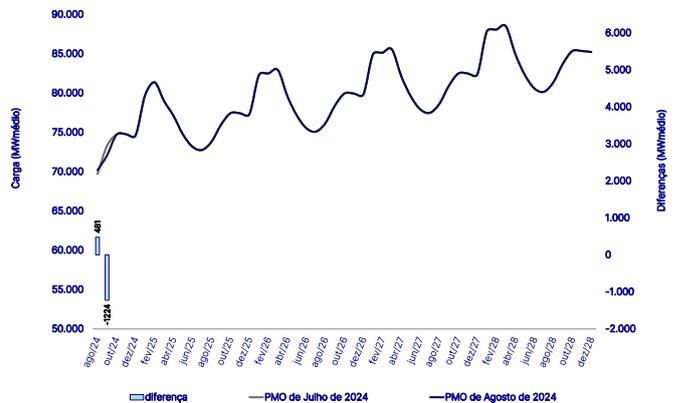


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

<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 julho e agosto é ilustrada no Gráfico 9.

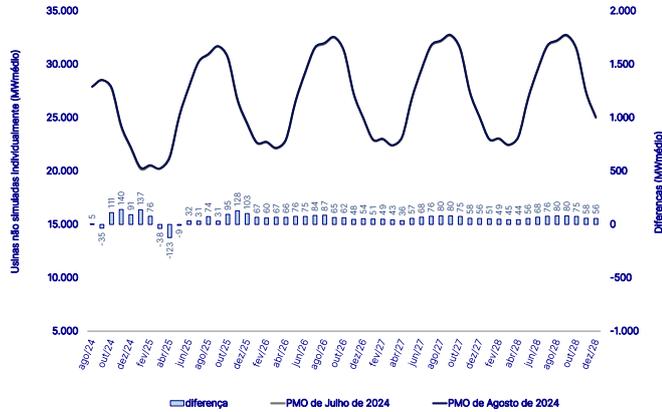


Gráfico 9 – Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 59 MWh médios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de 140 MWh médios em novembro/2024.

### 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 agosto de 2024 para todos os submercados.



Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para todos os submercados.

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\$ 63/MWh, e respectivamente uma expectativa de redução de cerca de R\$ 9/MWh. A atualização da EARM realizada nos meses anteriores resultou na elevação de aproximadamente R\$ 28/MWh na FCF do modelo NEWAVE. Pode-se destacar ainda a entrada de maior oferta de usinas não simuladas para o primeiro mês do modelo NEWAVE reduzindo também em mais de R\$20/MWh a FCF.

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

### DECOMP

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

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.

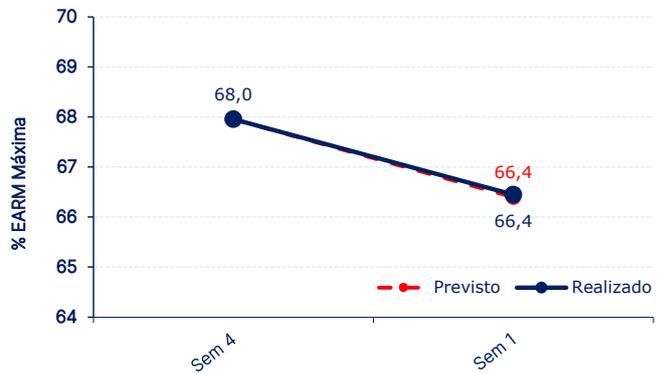


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 66,4% (Energia Armazenada de 194.769 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 66,4% (Energia Armazenada de 194.922 MWh), o que representou um aumento de 153 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 agosto

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	63,0%	129.441	63,2%	129.852	0,2%	411
S	90,4%	18.495	90,7%	18.557	0,3%	62
NE	64,1%	33.152	63,9%	33.048	-0,2%	-104
N	87,2%	13.681	85,7%	13.465	-1,4%	-216
SIN	66,4%	194.769	66,4%	194.922	0,1%	153

## Carga - DECOMP

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

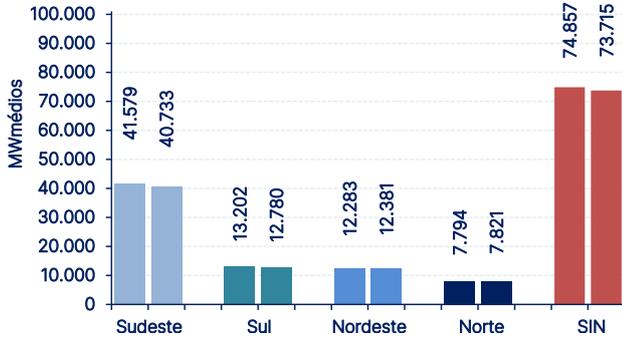


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 agosto na RV3 de julho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de agosto (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de agosto.

Tabela 8 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-846	-422	99	27

No âmbito internacional, nos EUA, o CFNAI (Chicago Fed National Activity Index) do mês de junho foi de -0,01, o que indica que o crescimento econômico dos Estados Unidos voltou para sua média histórica. Com relação ao setor imobiliário, em junho, a venda de residências usadas caiu -5,4%, principalmente devido ao menor estoque de residências usadas à venda e aos altos preços das moradias e dos custos dos financiamentos habitacionais. Também houve redução de -0,6% nos contratos para venda de novas casas simples. No mês anterior, a queda foi de quase -15%. Em julho, o índice composto de produção preliminar da S&P Global, que engloba os setores industrial e de serviços, subiu para +55 pontos, indicando expansão. O setor de serviços alcançou +55,3 pontos, enquanto o setor industrial marcou +49,5 pontos. O PIB Real se acelerou para +2,8% no segundo trimestre de 2024 (2T24), com os estoques contribuindo significativamente para o crescimento entre abril e junho (+0,82 pontos percentuais). O consumo das famílias cresceu +2,3% no segundo trimestre de 2024, comparado a +1,5% no trimestre anterior (1T24), as despesas com serviços aumentaram +2,2% (contra 3,3% nos dois trimestres anteriores), o investimento empresarial cresceu +5,2% no 2T24 (contra +4,4% no 1T24) e o investimento residencial caiu -1,4% (contra +16% no 1T24), devido às altas taxas de hipoteca. Na Zona do Euro, em julho, a prévia do PMI da indústria é de +45,6 pontos, uma redução em relação ao mês anterior (+45,8 pontos). Essa diminuição reflete os desafios do setor como o aumento dos custos dos insumos das fábricas e a queda de novos pedidos. Entre as principais economias, a Alemanha se destacou negativamente com o seu PMI reduzindo para +42,6 pontos. A prévia do PMI do setor de serviços também mostra um enfraquecimento desse setor ao registrar +51,9 pontos. Por fim, o PMI composto da S&P Global caiu para +50,1 pontos, principalmente devido à queda no PMI composto da Alemanha, que ficou abaixo dos +50 pontos, o que indica contração da atividade econômica. Na China, destaca-se a redução da taxa de repôs (taxa de recompra reversa) de 7 dias para +1,7% (contra +1,8% em junho). Como essa taxa é referência para os mercados monetários, outras taxas também sofreram redução como a taxa de referência para empréstimos corporativos de 12 meses (de 3,45% para 3,35%) e a taxa de referência para hipotecas (de 3,95% para 3,85%). Além disso, o Banco do Povo da China (PBOC) reduziu a taxa de juros de sua Linha

de Crédito de Médio Prazo (MLF) para +2,30% (contra +2,50% em junho). No Brasil, a segunda prévia do IGP-M de julho ficou em +0,40% (contra +0,88% em junho), com a inflação dos preços agropecuários em +0,24% (contra 1,68% em junho) e dos preços industriais em +0,52% (contra +0,74% em junho). Com relação à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 1,6 bilhão na terceira semana de julho, com exportações totalizando US\$ 6,9 bilhões e importações US\$ 5,3 bilhões. O saldo do mês é de US\$5,3 bilhões e no ano é de US\$47,6 bilhões. Em julho, a média diária de exportação foi de US\$ 1,37 bilhão, um aumento de +2,1% m/m, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,02 bilhão, uma queda de -9,8% m/m, liderada por combustíveis, fertilizantes e petróleo. O IPC-S ficou em +0,34% na terceira quadrissemana de julho. Com relação à confiança do consumidor, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, com ajuste sazonal, subiu +2,0% m/m em julho e registrou +92,9 pontos. Entretanto, em médias móveis trimestrais, o índice permaneceu praticamente estável. O IPCA-15 registrou +0,3% em julho em relação ao mês anterior, sendo impactado principalmente pelos grupos de transportes (+0,23 pontos percentuais) e habitação (+0,07 pontos percentuais). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de +2,19%. O Gráfico 13 apresenta a carga de julho de 2024. Em termos mensais, o PMO de julho projetou uma carga para o SIN no valor de 73.514 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de agosto para o mês de julho foi de 73.735 MW médios (+0,3%). Ao comparar com a 3ª revisão, observa-se redução de -688 MW médios (-0,9%) na carga do SIN. Comparando com os valores verificados em julho de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +4.468 MW médios (+6,5%) e +3.381 MW médios (+4,8%), respectivamente.

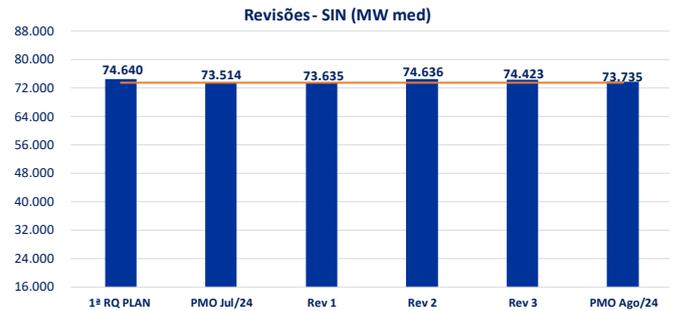


Gráfico 13- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Julho.

O Gráfico 14 apresenta a carga de agosto de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 75.432 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em agosto de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +4.907 MW médios (+7,0%) e de +2.355 MW médios (+3,2%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de agosto é de 5.229 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 75.432 MW médios do PMO e da carga de 75.970 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

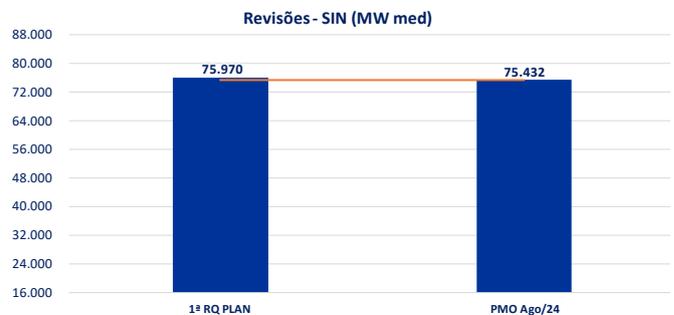


Gráfico 14- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Agosto.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de agosto de 2024 em relação ao mesmo mês do ano

anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em agosto de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +2.355 MW médios e um aumento de +3,2%). O submercado Norte foi o que apresentou maior variação percentual absoluta (+7,1%), seguido do Nordeste (+5,7%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Agosto/24 e a carga observada em Agosto/23 e a projeção da 1ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Agosto/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SECO	+489 (+1,2%)	-1.147 (-2,7%)
Sul	+650 (+5,3%)	+326 (+2,6%)
Nordeste	+680 (+5,7%)	+195 (+1,6%)
Norte	+536 (+7,1%)	+88 (+1,1%)
SIN	+2.355 (+3,2%)	-538 (-0,7%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve redução da carga do submercado SE/CO (totalizando -1.147 MW médios e uma redução de -2,7%). Para os demais submercados, houve aumento no somatório da carga (totalizando +609 MW médios e uma redução de +1,8%).

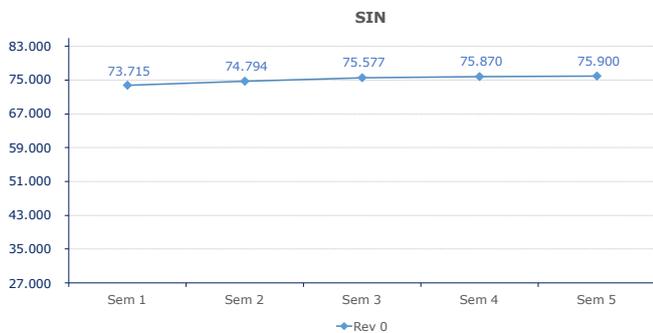


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de Agosto de 2024.

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de agosto são apresentados no Gráfico 16, onde a carga prevista para o SIN é de 73.715 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 55,3% da carga (vide Gráfico 16).

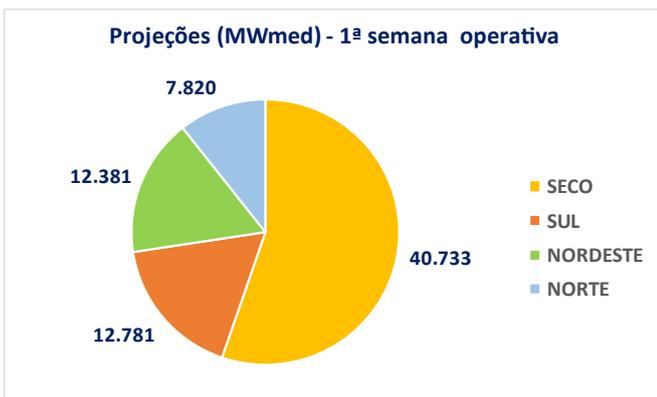


Gráfico 16- Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de Agosto por submercado.

A Erro! Autoreferência de indicador não válida. ilustra os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

Tabela 10 – Carga prevista para o mês de Agosto de 2024.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	73.715	74.794	75.577	75.870	75.900

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.

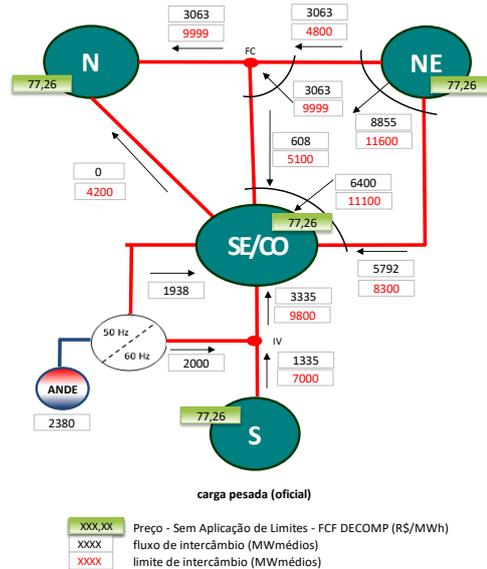


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

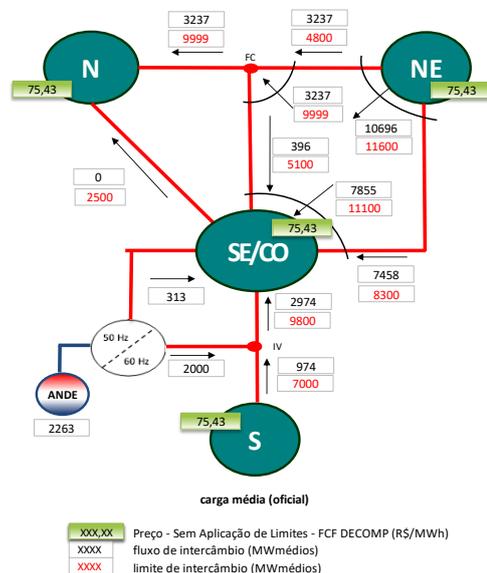


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

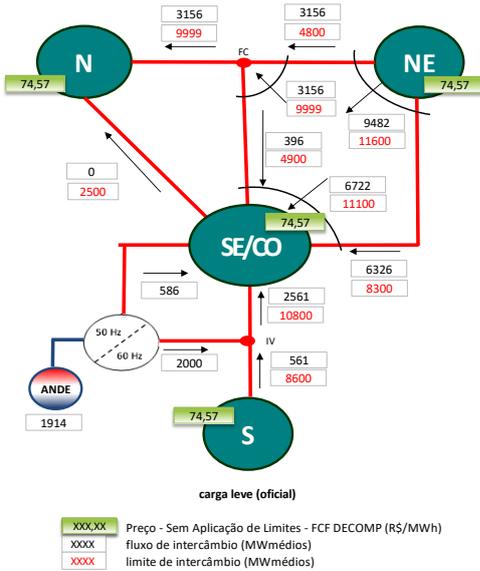


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

## 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.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 11 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de agosto de 2024.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de agosto

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
PAULINIA	941,00	1.239,83

## 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.

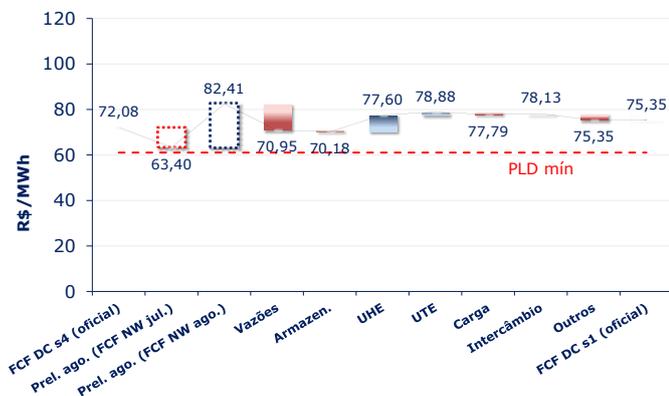


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que a atualização dos parâmetros das usinas hidroelétricas impactou em aproximadamente R\$ 7/MWh de aumento na FCF.

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

## Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

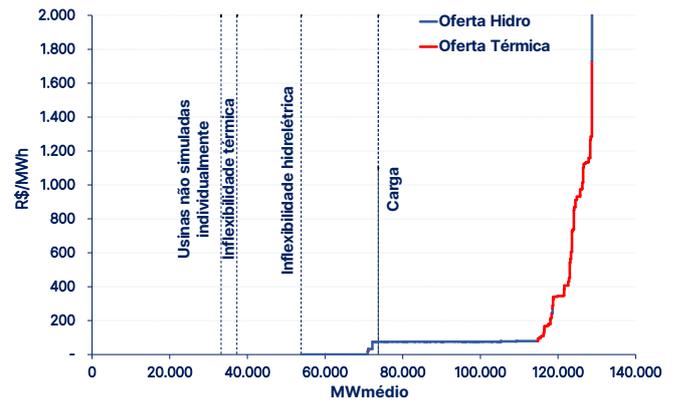


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

## Estimativa preliminar de ESS – julho e agosto de 2024

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

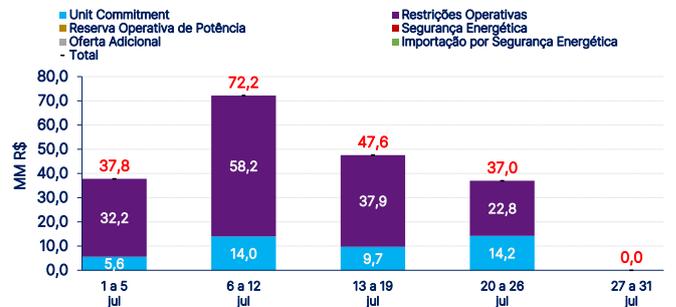


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de julho

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
Sudeste	20,93	48,61	27,47	14,68	-	111,69
Sul	1,78	3,71	2,98	2,18	-	10,65
Nordeste	8,25	3,25	4,97	2,47	-	18,94
Norte	1,19	2,67	2,46	3,46	-	9,78
Total	32,15	58,24	37,88	22,79	0,00	151,06
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Total	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
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>						
Sudeste	2,88	12,74	6,30	11,25	-	33,17
Sul	-	0,23	0,27	0,78	-	1,28
Nordeste	2,70	0,84	2,01	0,97	-	6,52
Norte	-	0,24	1,13	1,17	-	2,54
Total	5,58	14,05	9,71	14,17	0,00	43,51
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 194,57 milhões, sendo R\$ 43,51 milhões por unit commitment e R\$ 151,06 milhões devido a restrições operativas.

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



Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 13 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

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>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O valor estimado de geração para o período de 1º de julho a 25 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 26 de julho são idênticos aos do dia 25.

A expectativa para o período de 27 de julho a 31 de agosto 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 agosto de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Adicionalmente, as estimativas consideram os encargos por restrição de operação por Constrained-On, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de

custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

### Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SGR/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 julho é apresentada no Gráfico 24.



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

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,80 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para agosto é apresentada no Gráfico 25.

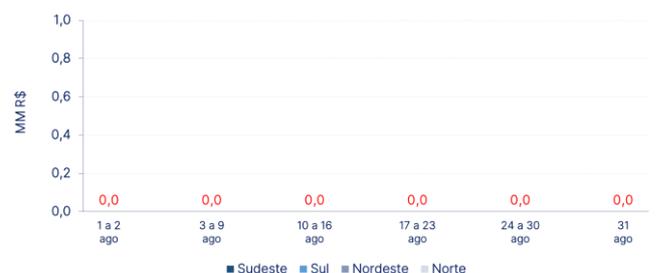


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,0 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

### 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 julho de 2024.

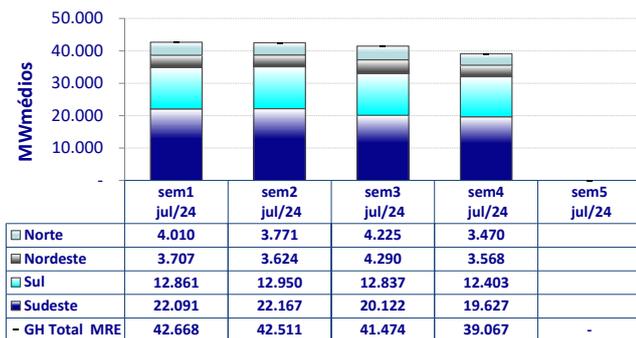


Gráfico 26 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 julho e agosto de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – abril/2023, publicado em 11 de junho de 2024 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 julho a 25 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de julho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação.

A expectativa para o período de 29 de julho a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação da geração hidráulica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 0 de agosto 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 julho de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

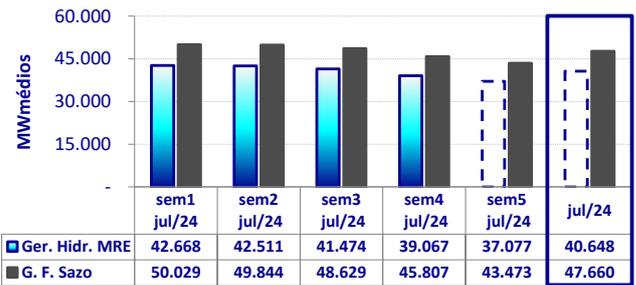


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2024

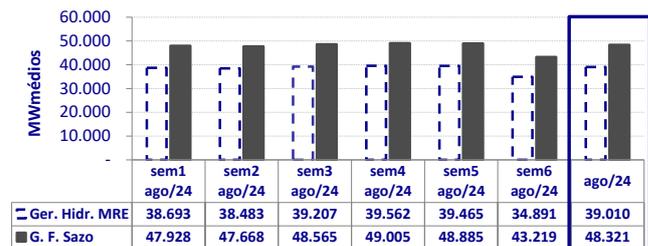


Gráfico 28 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2024

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

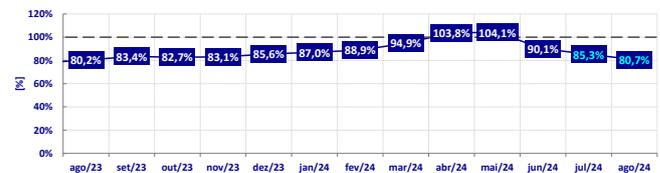


Gráfico 29 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

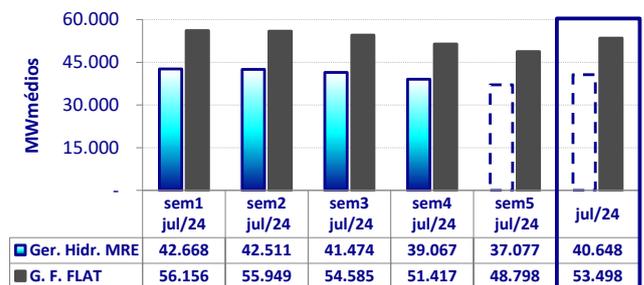


Gráfico 30 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2024

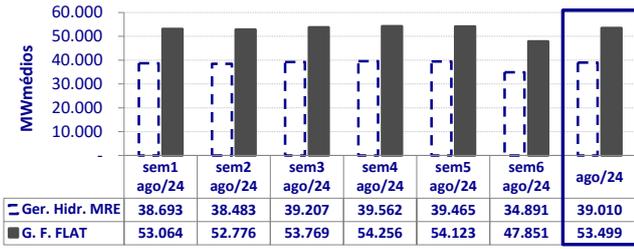


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2024

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 julho e agosto de 2024 (ainda não contabilizados).

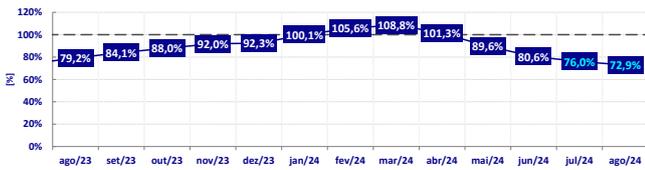


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 agosto de 2024 a setembro de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas quatro sensibilidade considerando o modelo SMAP e precipitações de setembro de 2024 a setembro de 2025 idênticas ao período de 2017/2018 e 2021/2022, além de considerar a precipitação desse mesmo período conforme o modelo de previsão climática CFS (Climate Forecast System) considerando um cenário médio e um de limite inferior de expectativa de precipitação.

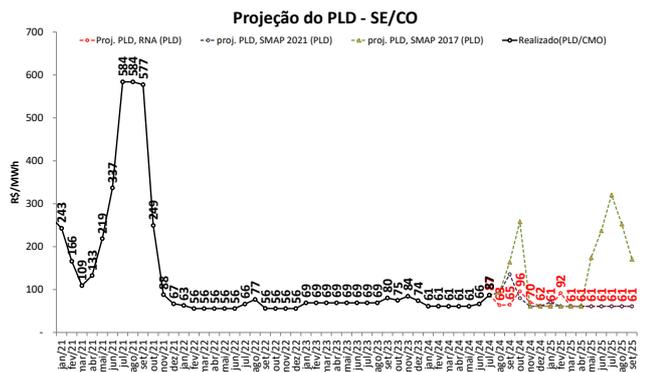


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

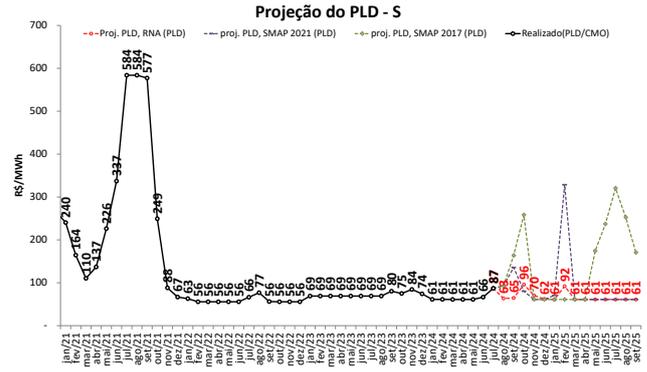


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

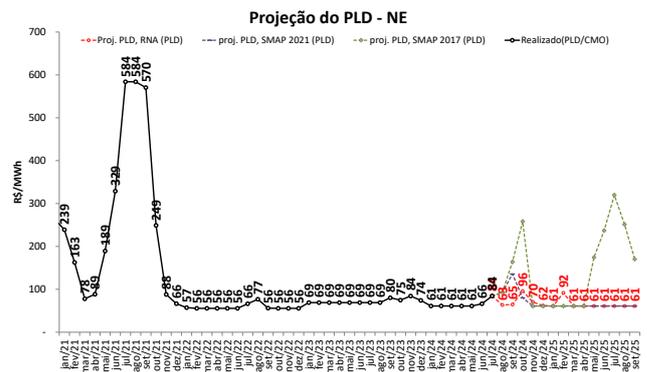


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

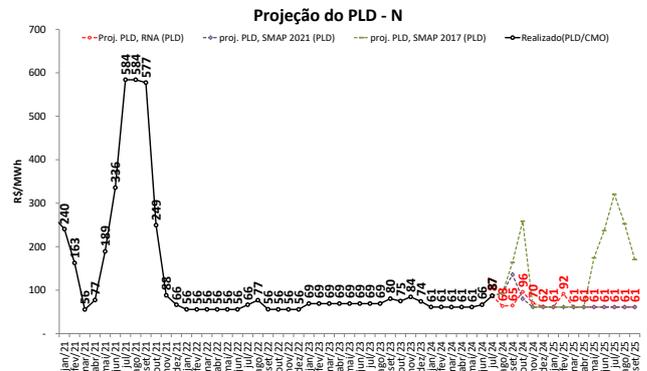


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de agosto de 2024 a setembro de 2025.

SE/CO	Jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	Jun/25	Jul/25	set/25
<b>Proj. PLD, RNA</b>	87	85	85	86	70	62	61	62	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	87	85	138	80	61	61	70	328	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	87	85	184	288	61	61	61	61	61	61	174	237	321	171
proj. PLD, CFS VE	87	85	128	168	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, CFS LI	87	85	108	69	61	284	350							
<b>S</b>														
<b>Proj. PLD, RNA</b>	87	85	85	86	70	62	61	62	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	87	85	138	80	61	61	70	328	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	87	85	184	288	61	61	61	61	61	61	174	237	321	171
proj. PLD, CFS VE	87	85	128	168	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, CFS LI	87	85	108	69	61	284	350							
<b>N</b>														
<b>Proj. PLD, RNA</b>	87	85	85	86	70	62	61	62	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	87	85	138	80	61	61	70	328	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	87	85	184	288	61	61	61	61	61	61	174	237	321	171
proj. PLD, CFS VE	87	85	128	168	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, CFS LI	87	85	108	69	61	284	350							

Tabela 14 - 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

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

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 julho 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 julho, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Cana Brava:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 600 m<sup>3</sup>/s (Julho a Agosto); 90 m<sup>3</sup>/s (demais períodos)
  - Valores ONS:** 380 m<sup>3</sup>/s (Julho a Agosto); 90 m<sup>3</sup>/s (demais períodos)
  - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
  - Documento:** Carta ONS DOP 0729/2024
  - Consideração no PLD:** PMO de agosto de 2024.
- UHE Passo Fundo:
  - Restrição:** Nível Máximo
  - Valores CCEE:** não considera
  - Valores ONS:** 597 m
  - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM
  - Documento:** Ofício PM nº 098/2024, FSARH 6.337
  - Consideração no PLD:** Não será considerado no PLD devido ao horizonte da restrição (12 a 31/07/2024) e o momento da divulgação.

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 2.143/2024: alterar a potência das unidades geradoras da UTE Termomacaré.
- DSP ANEEL 2.159/2024: retoma a operação comercial das unidades geradores UG2 e UG3 (total de 20 MW) da UHE Funil a partir da data de publicação do despacho (26/07/2024).
- DSP ANEEL 2.160/2024: retoma a operação comercial da unidade geradora UG3 (total de 410,4 MW) da UHE Paulo Afonso IV a partir da data de publicação do despacho (26/07/2024).

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

### Histórico de Versões

Atualização dia 31/07/2024 – Ajustado o dado de geração hidráulica da estimativa da 5ª semana e da média mensal do Gráfico 27 e do Gráfico 30.