

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação – CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 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 outubro de 2025.

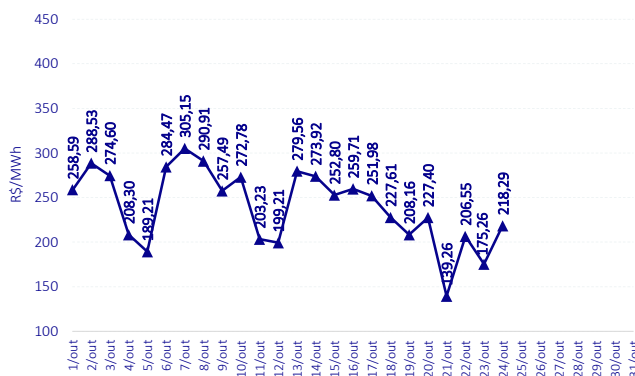


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de outubro de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

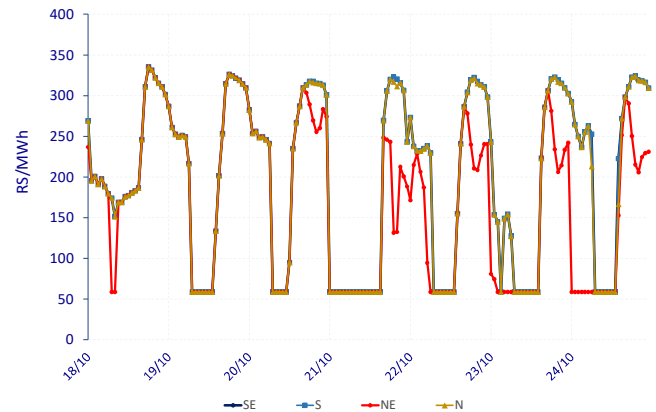


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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 outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
200,36	200,36	167,67	199,65

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	78.921	4.296	2.537	17.793	4.631	31.209	10.329	8.126
%	100%	5%	3%	23%	6%	40%	13%	10%

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 18 a 24 de outubro de 2025.

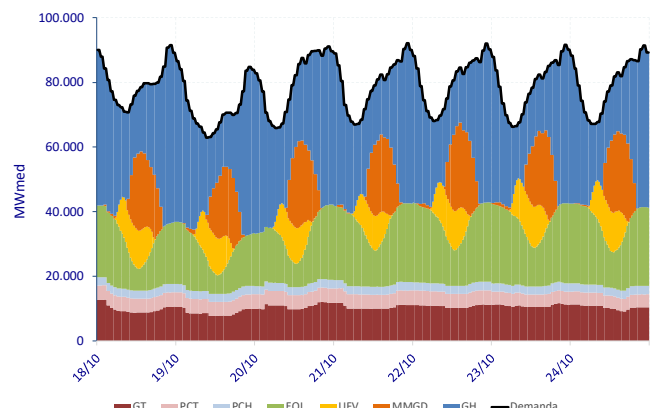


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

Durante a quarta semana operativa não foi necessário acionamento dos níveis de contingência para convergência do modelo DESSEM nos casos ONS e CCEE.

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

Análise da FCF do DECOMP – 5ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quinta semana operativa, que corresponde ao período de 25 a 31 de outubro de 2025. 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	310,72	310,72	310,72	310,72
Média	300,53	300,53	300,53	300,53
Leve	287,55	287,55	284,43	287,55
Média semanal	297,32	297,32	296,04	297,32

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - out	5ª sem - out	Variação %
SE/CO	293,90	297,32	1,2%
S	293,90	297,32	1,2%
NE	293,42	296,04	0,9%
N	293,90	297,32	1,2%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 25 a 31 de outubro, apresentaram variações de: 1,2% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte fechando a R\$ 297,32/MWh. Já no submercado Nordeste houve variação de 0,9%, fechando a R\$ 296,04/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluências esperadas para o mês de outubro e menor nível de armazenamento verificado no SIN. Além disso, a atualização dos parâmetros da UTEs e uma redução na expectativa da carga, também impactaram na FCF.

Para outubro de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 66% da MLT para o sistema, sendo 58% no Sudeste; 88% no Sul; 36% no Nordeste e 51% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.466 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -2.017 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -576 MWmédios no submercado Sul, 127 MWmédios no submercado Nordeste e 0 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.384 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.850 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 38 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste, 428 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

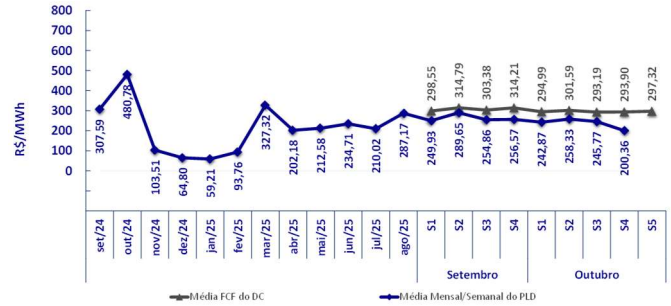


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

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

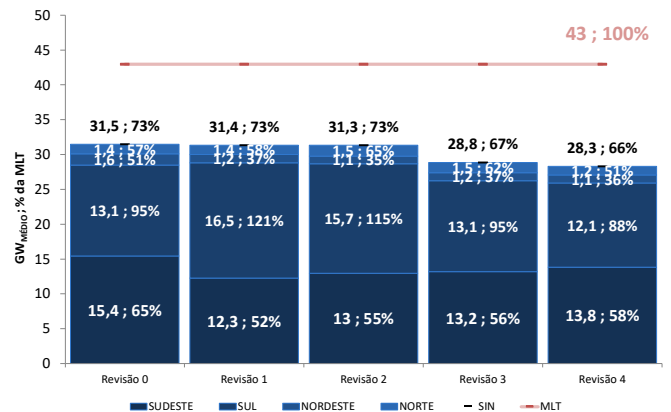


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

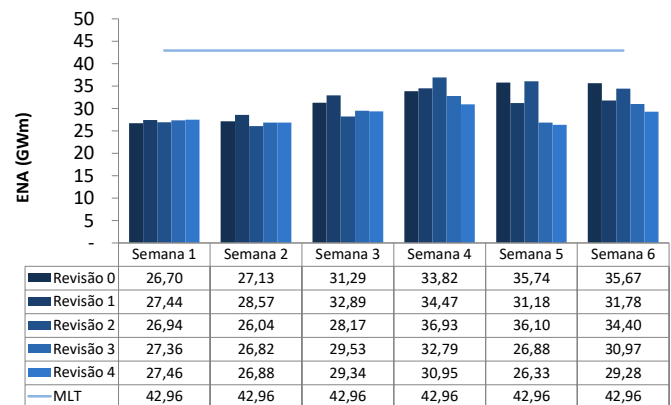


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde setembro de 2025. Para setembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 27.600 MWmédios. Já para outubro, os valores de afliências ficaram próximos aos 32.400 MWmédios na quarta semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 31.900 MWmédios.

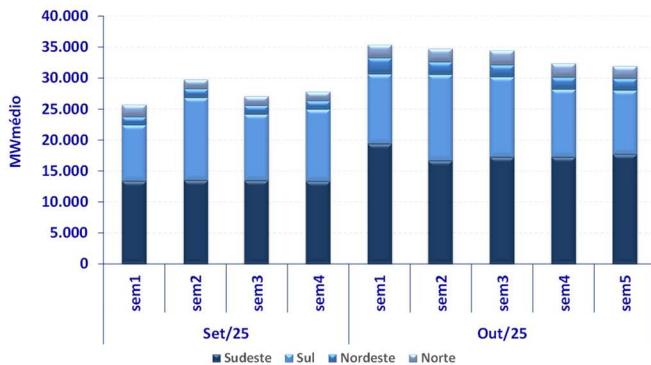


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – setembro e outubro de 2025

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



Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
465	-624	-35	-248

Armazenamento inicial

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

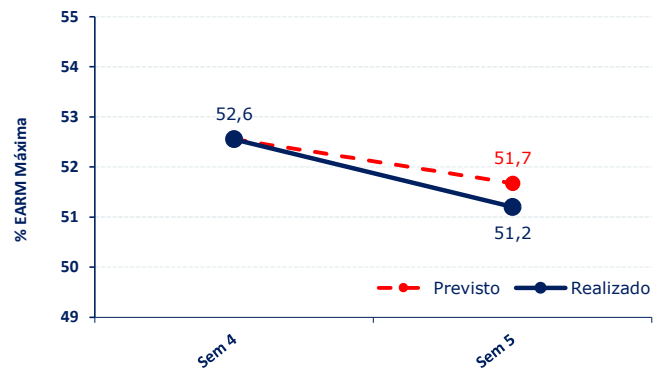


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 51,7% (Energia Armazenada de 151.151 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 51,2% (Energia Armazenada de 149.767 MWmês), o que representou uma queda de -1.384 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quinta semana operativa de outubro

Submercado	RV4 - previsto		RV4 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	46,5%	95.591	45,6%	93.741	-0,9%	-1.850
S	92,8%	17.978	93,0%	18.016	0,2%	38
NE	50,0%	25.859	50,0%	25.859	0,0%	00
N	74,0%	11.723	76,7%	12.151	2,7%	428
SIN	51,7%	151.151	51,2%	149.767	-0,5%	-1.384

Carga - DECOMP

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

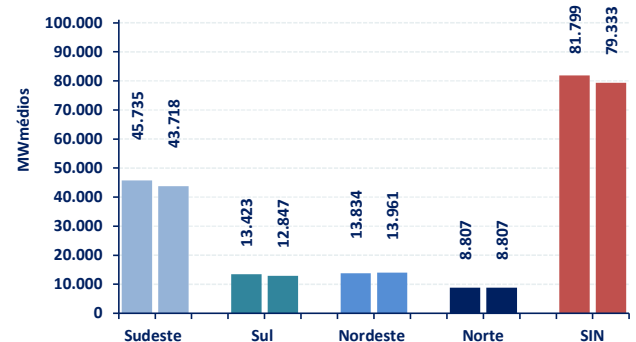


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quinta semana operativa de outubro na RV3 de outubro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 de outubro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quinta semana operativa de outubro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-2.017	-576	127	0

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas de residências usadas aumentaram 1,5% m/m em setembro, para uma taxa anualizada de 4,06 milhões de unidades, impulsionadas exclusivamente por casas unifamiliares.

Na Zona do Euro, os dados preliminares do PMI indicaram que o índice composto subiu para 52,2 em outubro, ante 51,2 em setembro, sendo esse o maior nível em 17 meses. Também houve aumento no PMI composto da Alemanha, que atingiu 53,8 pontos, ante 52,0, impulsionado principalmente pelo setor de serviços. Já o índice da França caiu para 46,8, ante 48,1 no mês anterior.

Na China, no terceiro trimestre deste ano, o crescimento do PIB desacelerou para 4,8% a/a e aumentou 1,1% na margem. Já a produção industrial acelerou para 6,5% a/a em setembro, ante 5,2% em agosto.

No Brasil, o IPC-S registrou alta de 0,19% na terceira quadrissemana de outubro, ante 0,33% no mesmo período de setembro. A principal contribuição para o resultado foi a queda de 0,03% do grupo Habitação, ante alta de 1,34% no mesmo período do mês anterior. Já o IGP-M registrou queda de 0,38% na segunda prévia de outubro, ante avanço de 0,26% no mês anterior. O IPA-M caiu 0,63%, influenciado pelos recuos de 1,46% nos produtos agropecuários e de 0,34% nos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M avançaram 0,25% e 0,21%, respectivamente. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 3,3 bilhões (+36,4% a/a) até a terceira semana de outubro, com exportações totalizando US\$ 18,4 bilhões (+6,0%) e importações, US\$ 15,0 bilhões (+1,1%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 276,1 bilhões (+2,4% a/a) e as importações totalizaram US\$ 227,4 bilhões (+8,3% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 48,8 bilhões (-18,1% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 avançaram para 2,17%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de outubro de 2025. Em termos mensais, a 3ª revisão do PMO de outubro indicou uma expectativa de carga no valor de 81.193 MW médios para o SIN, ajustada na 4ª revisão para 80.128 MW médios (-1,3%). Comparando com os valores verificados em outubro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumento de 1.675 MW médios (+2,1%) e diminuição de 1.618 MW médios (-2,0%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de outubro é de 7.738 MW médios, sendo parte integrante da carga de 80.128 MW médios da 4ª revisão do PMO.

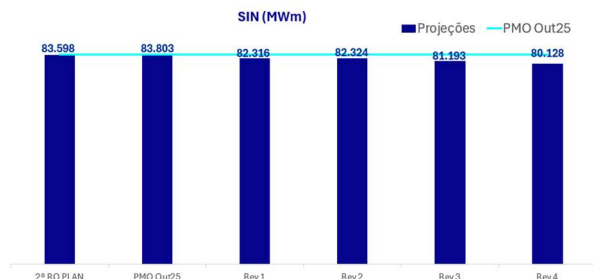


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 4ª revisão do PMO de outubro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 4ª revisão do PMO com os valores verificados em outubro de 2024, observa-se redução da carga nos submercados SE/CO e Sul, e aumento no Nordeste e no Norte, o que totalizou uma redução de 1.618 MW médios (-2,0%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destacam-se as reduções no SE/CO, Sul e Nordeste, totalizando uma redução de 3.471 MW médios (-4,2%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de out/25, a carga observada em out/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	out/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	-1.865 (-4,0%)	-2.693 (-5,7%)
S	-539 (-4,0%)	-789 (-5,7%)
NE	+219 (+1,6%)	-227 (-1,6%)
N	+567 (+6,9%)	+239 (+2,8%)
SIN	-1.618 (-2,0%)	-3.471 (-4,2%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 4ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga das próximas semanas operativas.

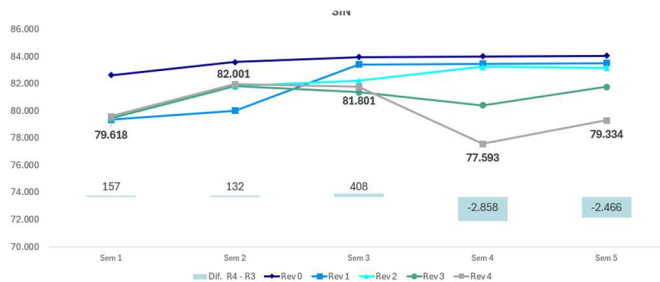


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de outubro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 4ª semana operativa de outubro com a projeção da 3ª revisão, nota-se redução nos submercados SE/CO e Sul, que totalizou -3.090 MW médios (-5,3%) e aumento no Nordeste e no Norte, totalizando 233 MW médios (+1,0%). Para a 5ª semana operativa, houve redução nos submercados SE/CO e Sul, enquanto Nordeste apresentou aumento e Norte permaneceu estável, totalizando uma redução de 2.466 MW médios (-3,0%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 5ª semana operativa é de 79.334 MW médios (vide Gráfico 12).

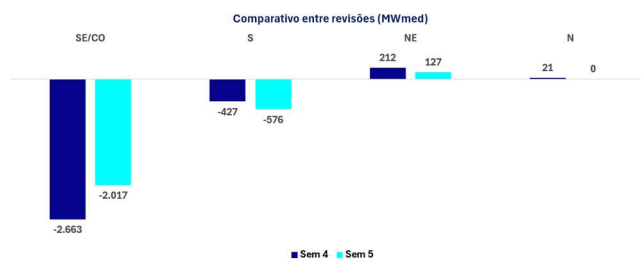


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 3 e 4 para as 4ª e 5ª semanas operativas.

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

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de outubro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	82.657	83.610	83.980	84.029	84.086
RV1	79.376	80.035	83.452	83.502	83.546
RV2	79.466	81.834	82.229	83.264	83.195
RV3	79.462	81.869	81.394	80.451	81.799
RV4	79.618	82.001	81.801	77.593	79.334

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráficos 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 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.

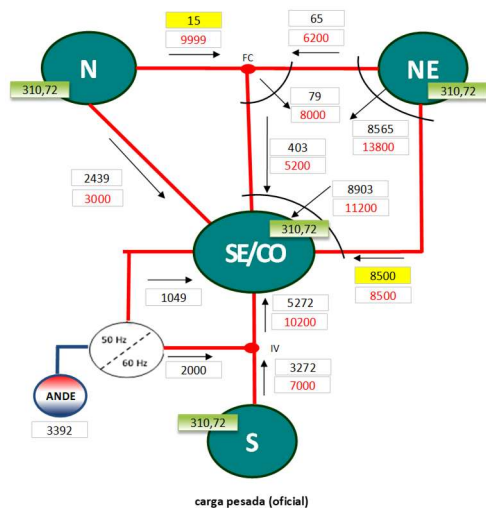


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

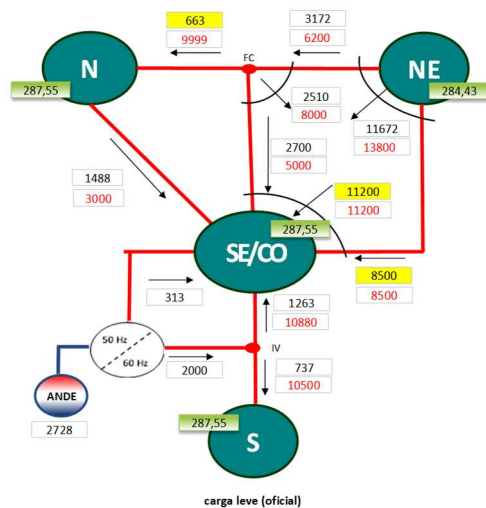


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

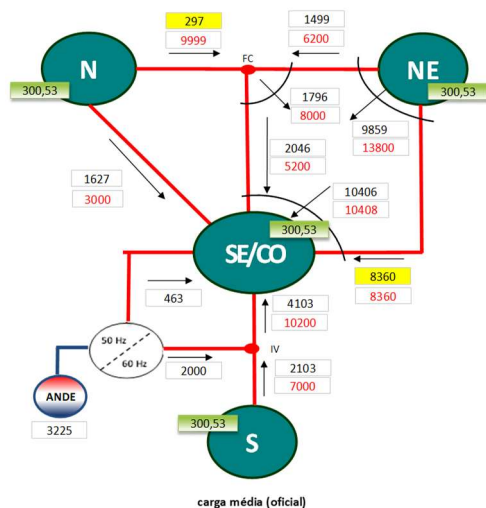


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

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 10 as declarações de CVU para a quinta semana operativa de outubro de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a quinta semana operativa de outubro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	976,02	1.090,16
ARAUCARIA	780,00	1.048,61

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 16 ilustra os principais impactos na FCF.

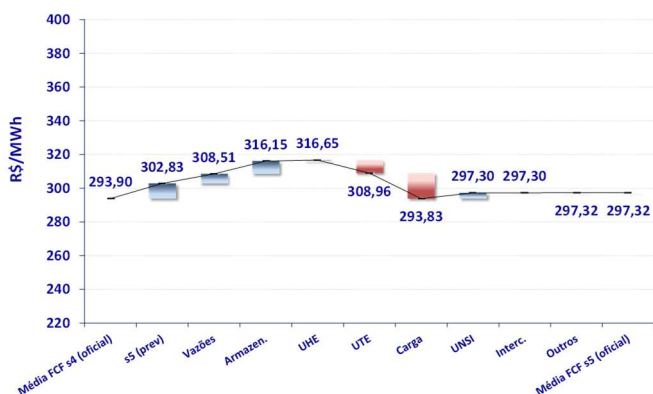


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte

Para a quinta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluições elevou a FCF em aproximadamente R\$ 6/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 8/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 8/MWh de redução. Além disso, uma expectativa de redução da carga, contribuiu com a redução de R\$ 15/MWh. Por fim, a baixa geração de energia pelas usinas não simuladas individualmente, contribuíram com um aumento de R\$ 4/MWh.

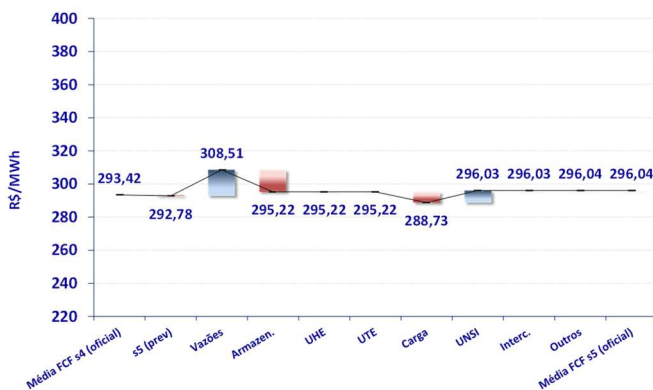


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste

No submercado nordeste, o comportamento das principais variáveis da FCF impactou em aumento de R\$ 16/MWh devido à redução nas vazões, redução de aproximadamente R\$ 13/MWh devido a atualização dos níveis de armazenamento e queda de R\$ 7/MWh devido à diminuição na carga prevista. Por fim, uma expectativa de baixa geração de energia, pelas usinas não simuladas individualmente, contribuíram com um aumento de R\$ 8/MWh.

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

Oferta e demanda

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

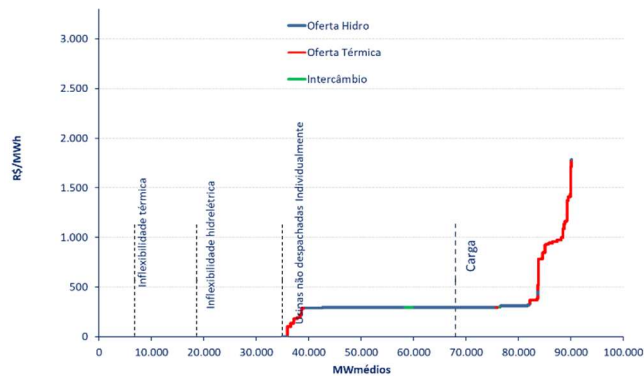


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte

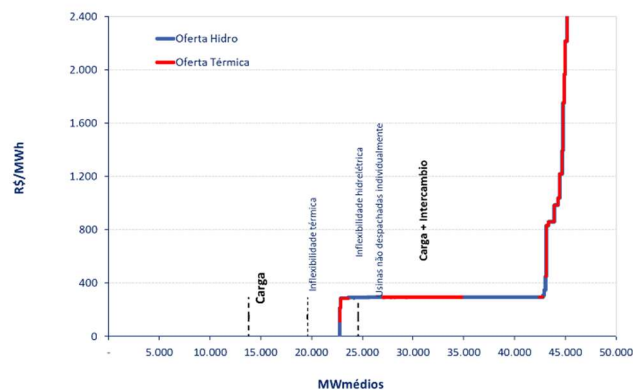


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste

Estimativa preliminar de ESS – outubro de 2025

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2025.

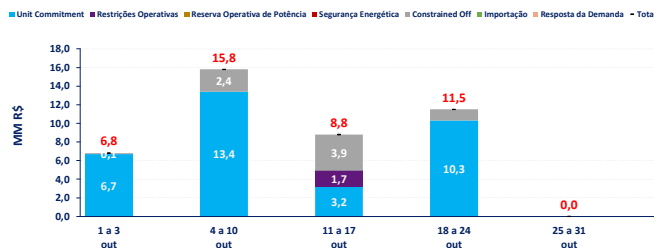


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	0,04	-	1,70	-	-	-	1,74
Total	0,04	0,00	1,70	0,00	0,00	0,00	1,74
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,23	2,04	0,90	0,02	-	-	3,19
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	6,07	8,37	0,01	6,57	-	-	21,02
Norte	0,38	3,02	2,31	3,72	-	-	9,43
Total	6,68	13,44	3,22	10,31	0,00	0,00	33,65
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,01	1,56	1,14	-	-	2,71
Nordeste	0,03	0,05	1,72	0,02	-	-	1,82
Norte	0,02	2,30	0,64	-	-	-	2,96
Total	0,05	2,36	3,92	1,16	0,00	0,00	7,49
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 42,88 milhões, sendo RR\$ 33,65 milhões por *unit commitment*, R\$ 7,49 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 1,74 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,00 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 23 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 24 de outubro são idênticos aos do dia 23.

A expectativa para o período de 25 a 31 de outubro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 4 de outubro de 2025.

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 outubro é apresentada no Gráfico 21.

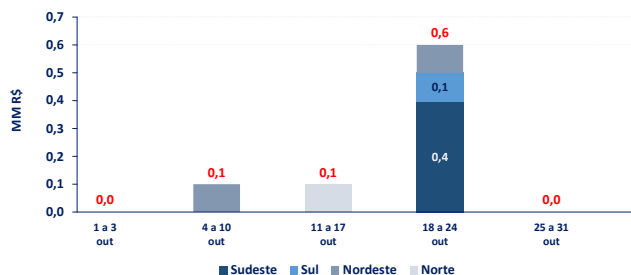


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 0,90 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 valor estimado de geração para o período de 1° a 23 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 24 de outubro são idênticos aos do dia 23.

A expectativa para o período de 25 a 31 de outubro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 4 de outubro de 2025.

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.

A garantia física sazonalizada de 2025 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados Abertos” e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 071/25, de 24 de janeiro de 2025.

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 2025, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de setembro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 22 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro de 2025. Além dos valores mensais para setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para outubro.

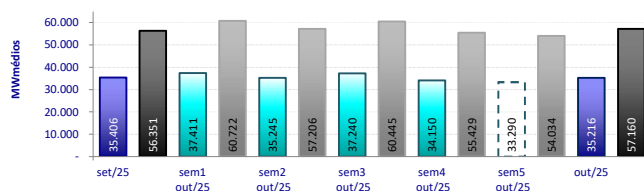


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro e de outubro de 2025

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de setembro e outubro de 2025 (ainda não contabilizados).

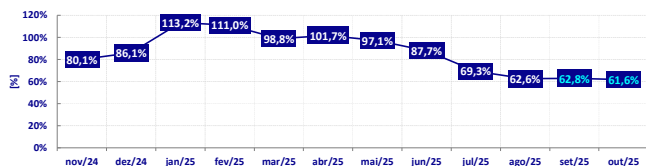


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para outubro.

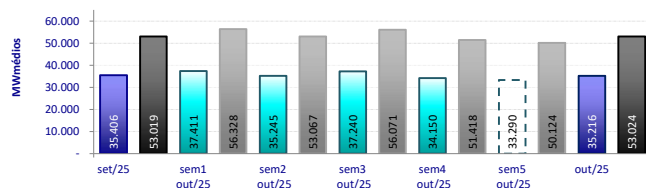


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro e de outubro de 2025

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de setembro e outubro de 2025 (ainda não contabilizados).

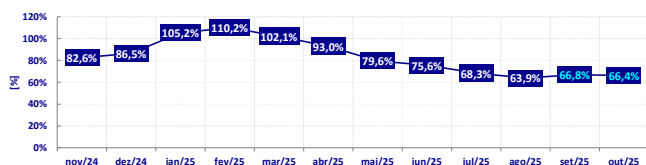


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a quarta semana operativa de outubro de 2025 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 outubro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:**
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 147 m³/s
Valores ONS: 90 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 8874

Consideração no PLD: PMO de dezembro de 2025

- UHE Estreito:**
Restrição: Defluência máxima
Valores CCEE: -
Valores ONS: 1.000 m³/s
Modelos afetados: DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 08962
Consideração no PLD: -

- UHE Passo Real:**
Restrição: Defluência máxima
Valores CCEE: -
Valores ONS: 0 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 08988
Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 3.115/2025 (DOU: 22/10):** restabelecimento da OC da UG2 (154,018 MW) da UHE Itapebi a partir de 21/10/2025.

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