

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

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

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

PLD – 1ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de novembro de 2025.

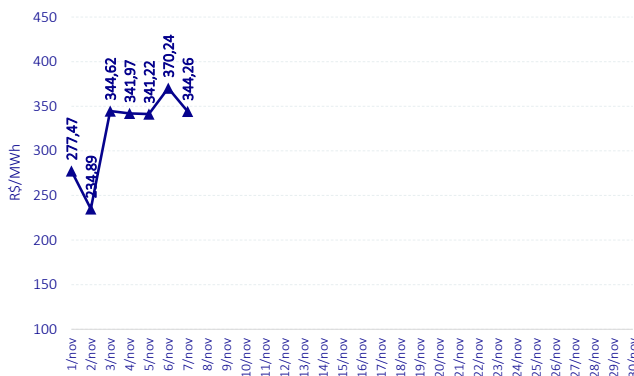


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 1 a 7 de novembro de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

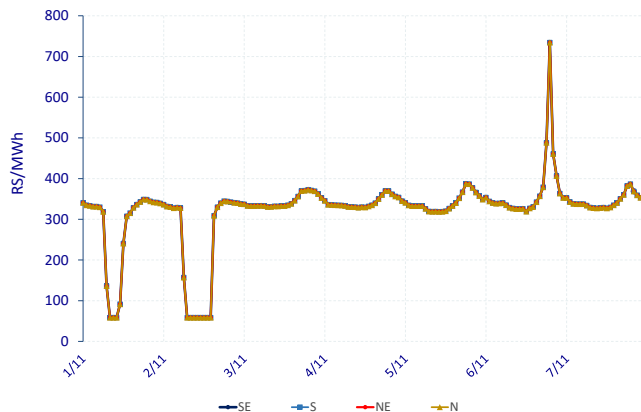


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
322,10	322,09	322,09	322,10

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	82.635	3.950	2.535	13.299	4.711	38.305	11.733	8.102
%	100%	5%	3%	16%	6%	46%	14%	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 1 a 7 de novembro de 2025.

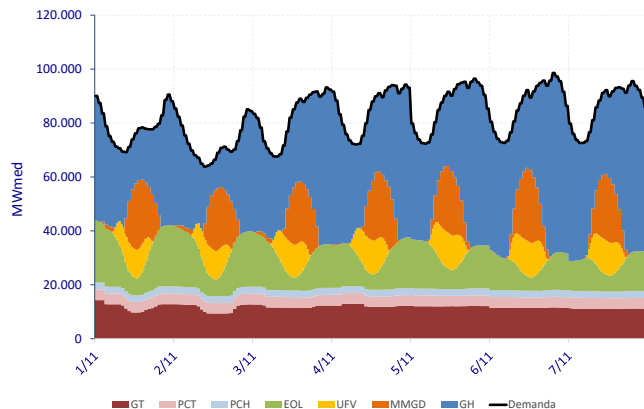


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 8 a 14 de novembro 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	306,05	306,05	306,05	306,05
Média	302,96	302,96	302,96	302,96
Leve	298,45	298,45	298,45	298,45
Média semanal	301,84	301,84	301,84	301,84

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - nov	2ª sem - nov	Variação %
SE/CO	339,98	301,84	-11,2%
S	339,98	301,84	-11,2%
NE	339,98	301,84	-11,2%
N	339,98	301,84	-11,2%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 8 a 14 de novembro, apresentaram variações de -11,2%, fechando a R\$ 301,84/MWh em todos os submercados.

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

Para novembro de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 77% da MLT para o sistema, sendo 82% no Sudeste; 82% no Sul; 36% no Nordeste e 80% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 99 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação 99 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação nos demais submercados.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 988 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, 581 MWmédios no submercado Sul, -51 MWmédios no submercado Nordeste, 47 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.

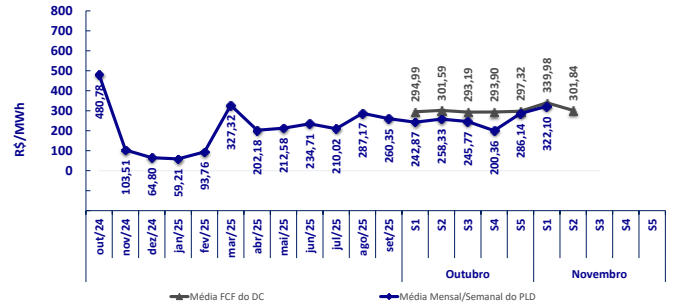


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

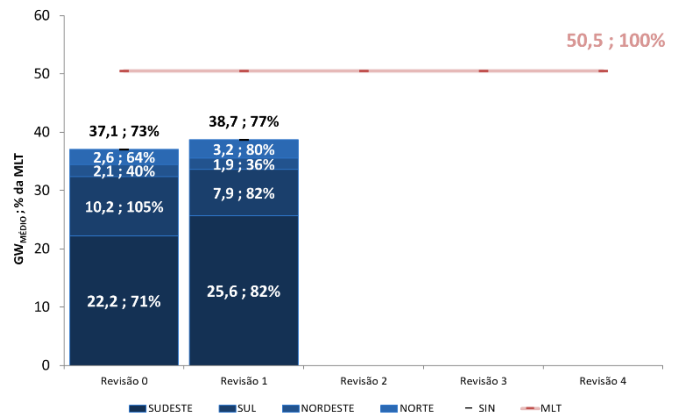


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

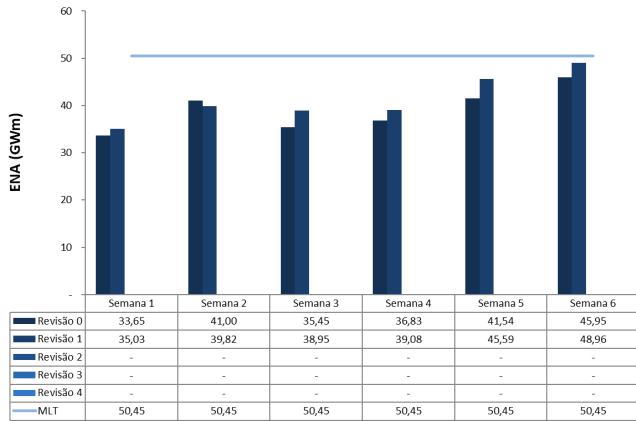


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2025. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 34.200 MWh médios. Já para novembro, os valores de afliências ficaram próximos aos 46.100 MWh médios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.500 MWh médios.

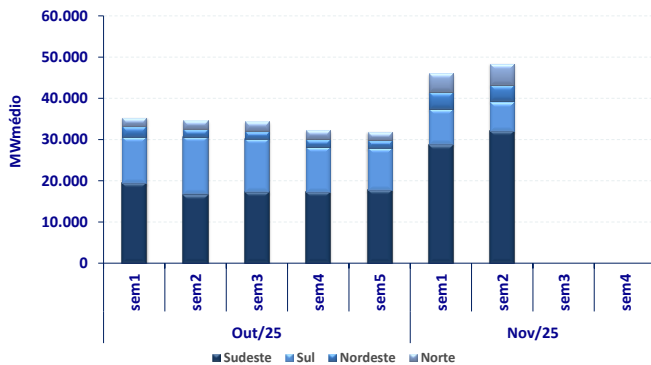


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – outubro e novembro de 2025

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



Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
3.277	-1.503	-167	794

Armazenamento inicial

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

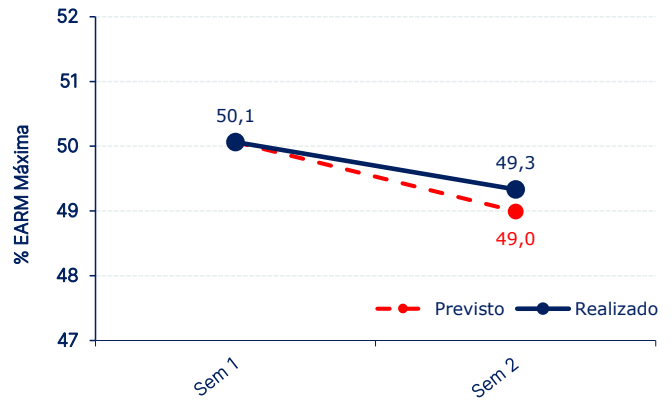


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 49,0% (Energia Armazenada de 143.326 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 49,3% (Energia Armazenada de 144.314 MWh), o que representou um aumento de 988 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	43,8%	90.041	44,0%	90.452	0,2%	411
S	89,3%	17.300	92,3%	17.881	3,0%	581
NE	47,8%	24.721	47,7%	24.670	-0,1%	-51
N	71,0%	11.264	71,3%	11.311	0,3%	47
SIN	49,0%	143.326	49,3%	144.314	0,3%	988

Carga - DECOMP

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

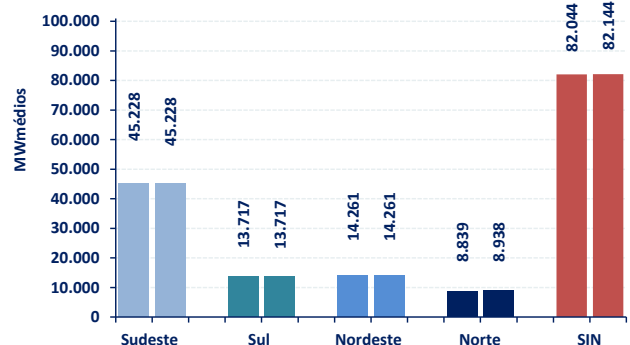


Gráfico 10 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de novembro na RV0 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de novembro (2ª

coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de novembro.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-	-	-	99

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o índice ISM da indústria caiu 0,4 ponto percentual, para 48,7 em outubro, mantendo a contração do setor industrial. Apesar do resultado negativo, os componentes mais relevantes, como novos pedidos e emprego, apresentaram melhora. O índice ISM de Serviços recuou 2,4 pontos, para 52,4 em outubro. A categoria de novos pedidos avançou para 56,2, ante 50,4, impulsionada pelas vendas de data centers e pela movimentação nos setores de tecnologia, mídia e telecomunicações. Além disso, segundo o relatório da ADP, houve criação de 42 mil vagas no setor privado em outubro, após dois meses de queda.

Na Zona do Euro, o PMI da indústria subiu para 50,0 em outubro, mostrando estabilidade em relação aos 49,8 pontos registrados em setembro. Itália, França e Espanha apresentaram crescimento, enquanto a Alemanha permaneceu abaixo da linha dos 50,0 pontos. No setor de serviços, o PMI avançou para 53,0, ante 51,3 no mês anterior, refletindo a aceleração na geração de novos negócios.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,27% na quarta quadrisssemana de outubro, ante alta de 0,65% no mesmo período de setembro. Os grupos com maior contribuição para essa desaceleração foram Alimentação (0,22%, ante 1,66%), Transportes (0,32%, ante 1,01%), Despesas Pessoais (0,26%, ante 0,52%) e Saúde (0,37%, ante 0,80%). O Copom decidiu manter a taxa Selic em 15,00% ao ano por um período prolongado, até que o cenário de inflação apresente projeções mais próximas da meta. Em relação à confiança, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), calculado pela FGV, subiu 2,3% m/m, atingindo 109,0 pontos em outubro. O quesito mídia contribuiu para o resultado com alta de 3,6% m/m, alcançando 111,1 pontos, enquanto o componente de expectativas recuou 3,3% m/m, para 96,6 pontos. No mercado de trabalho, segundo a PNAD Contínua, a taxa de desocupação foi de 5,6% no trimestre encerrado em setembro, queda de 0,2 p.p. em relação ao trimestre anterior e de 0,8 p.p. na comparação anual. O nível de ocupação atingiu 58,7%, avanço de 0,3 p.p. no ano. O rendimento real habitual de todos os trabalhos foi recorde, em R\$ 3.507, com alta de 4,0% no ano. Já a massa de rendimento real habitual, totalizando R\$ 354,6 bilhões, manteve-se estável no trimestre e cresceu 5,5% no ano (equivalente a mais de R\$ 18,5 bilhões). A produção industrial recuou 0,4% m/m em setembro, impactada pelas quedas em Bens Duráveis (-1,4%), Bens Intermediários (-0,4%) e Bens de Consumo Semiduráveis e Não Duráveis (-0,1%). Bens de Capital foi a única categoria com resultado positivo (0,1%). O PMI industrial de outubro registrou 48,2, ante 46,5 em setembro, permanecendo em contração pelo sexto mês consecutivo, com destaque para a queda na demanda internacional, devido às tarifas impostas pelos EUA. O Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) recuou 0,26% em outubro, puxado por Agropecuária (-2,20%) e Energia (-0,16%), enquanto o grupo Metálico registrou forte alta de 7,15%. A balança comercial apresentou saldo de US\$ 6,96 bilhões (+70,2% a/a) em outubro, com exportações de US\$ 31,97 bilhões (+9,1%) e importações de US\$ 25,01 bilhões (-0,8%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 289,73 bilhões (+1,9%) e as importações, US\$ 237,34 bilhões (+7,1%), resultando em um superávit de US\$ 52,39 bilhões (-16,6% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB de 2025 permaneceram em 2,16%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de novembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de novembro indicou uma expectativa de carga no valor de 81.984 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 82.357 MW médios (+0,5%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 1.366 MW médios (+1,7%) e 1.123 MW médios (+1,4%), respectivamente. O bloco de MGD apurado na carga de novembro é de 7.438 MW médios, sendo parte integrante da carga de 82.357 MW médios da 1ª revisão do PMO.

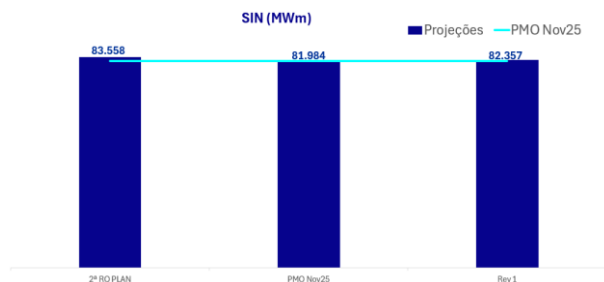


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de novembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em novembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no Sul, que apresentou redução de 321 MW médios (-2,3%), o que totalizou 1.123 MW médios (+1,4%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destacam-se as reduções no SE/CO e no Sul, totalizando uma redução de 1.201 MW médios (-1,4%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	nov/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+88 (+0,2%)	-1.370 (-2,9%)
S	-321 (-2,3%)	-482 (-3,3%)
NE	+628 (+4,6%)	+128 (+0,9%)
N	+729 (+8,9%)	+524 (+6,2%)
SIN	+1.123 (+1,4%)	-1.201 (-1,4%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO aumentou levemente a projeção de carga de todas as semanas operativas.

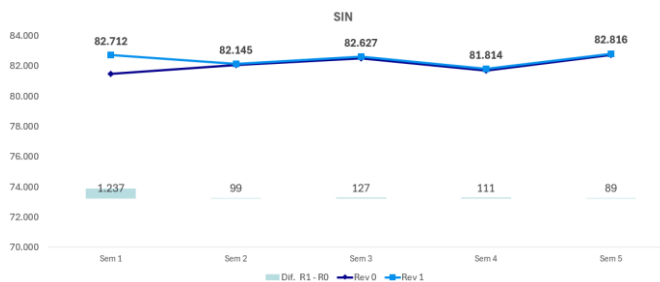


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de novembro com a projeção do PMO, nota-se aumento em todos os submercados, que totalizou 1.237 MW médios (+1,5%). Para a 2ª semana operativa, houve aumento apenas no submercado Norte, enquanto todos os outros permaneceram estáveis, totalizando 99 MW médios (+1,1%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 82.145 MW médios (vide Gráfico 12).

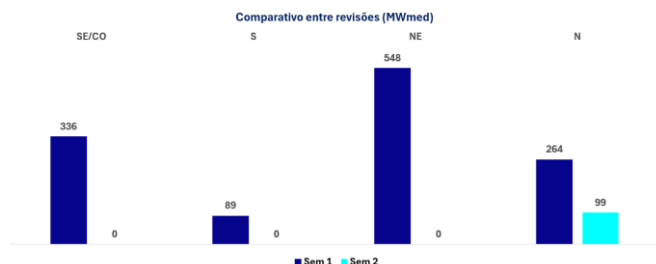


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	81.476	82.046	82.500	81.703	82.727
RV1	82.712	82.145	82.627	81.814	82.816

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 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.

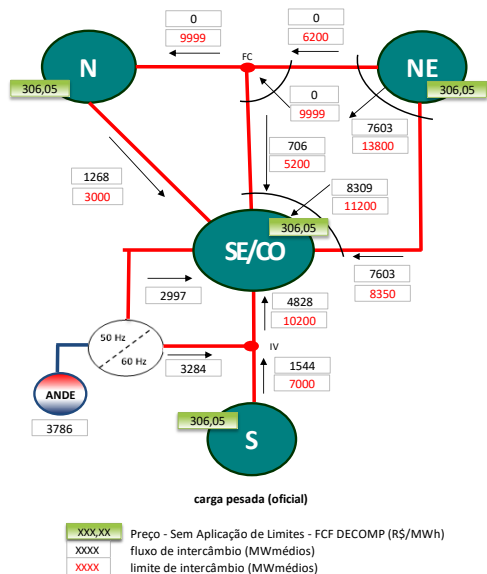


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

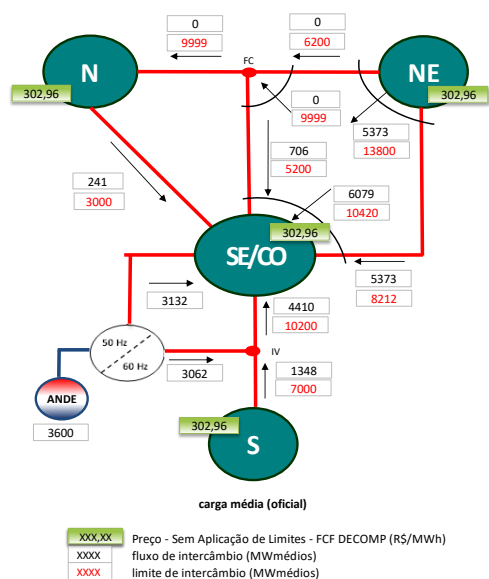


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

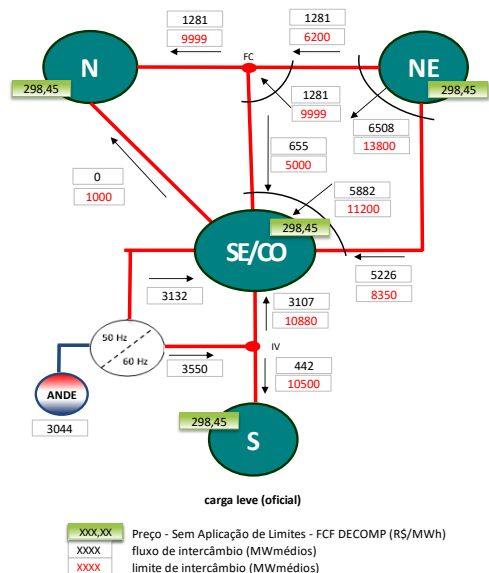


Gráfico 15 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 10 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de novembro de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a segunda semana operativa de novembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	968,73	1.069,45
ARAUCARIA	780,00	1.028,22
B.BONITA I	778,35	814,04
TERMONE	1.753,30	1.811,21
TERMOPB	1.753,30	1.811,21
TERMOCAPO	1.393,68	1.443,79

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.

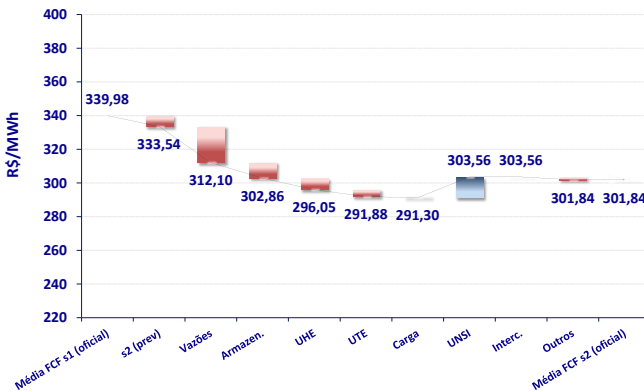


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 20/MWh, enquanto o maior nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 10/MWh. Já a atualização nos parâmetros das usinas hidrelétricas e termelétricas, impactaram em aproximadamente R\$ 5/MWh de redução, respectivamente. Por outro lado, uma baixa expectativa de geração pelas usinas não simuladas elevou a FCF em aproximadamente R\$ 12/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.

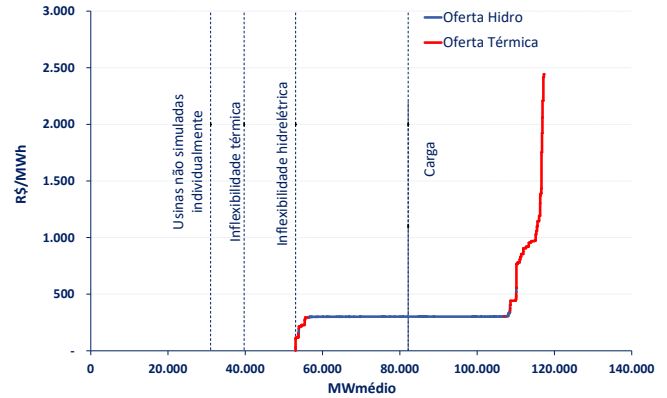


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – outubro e novembro de 2025

O Gráfico 18 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2025.

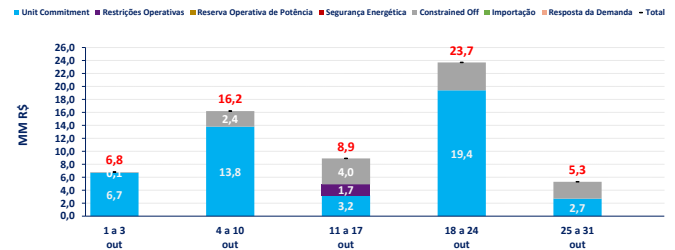


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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	-	1,73	-	-	-	1,77
Total	0,04	0,00	1,73	0,00	0,00	0,00	1,77
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,23	2,05	0,84	1,21	0,89	-	5,02
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	8,09	8,63	0,01	13,35	0,43	-	28,51
Norte	0,39	3,09	2,36	4,88	1,55	-	12,27
Total	6,71	13,78	3,21	19,44	2,67	0,00	45,81
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Sudeste	-	0,01	1,58	1,91	1,15	-	4,65
Nordeste	0,03	0,05	1,78	0,03	1,29	-	3,18
Norte	0,02	2,34	0,65	2,35	0,13	-	5,49
Total	0,05	2,40	4,01	4,29	2,57	0,00	13,32
Importação (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 18 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 60,90 milhões, sendo R\$ 45,81 milhões por unit commitment, R\$ 13,32 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 1,77 milhões devido a restrições operativas. Além dos valores presentes na Tabela 11, existe também o montante de ESS correspondente ao mecanismo de Resposta da Demanda por Disponibilidade, estimado em R\$ 6,85 milhões. Dessa forma, o montante estimado para outubro é de R\$ 67,75 milhões.

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2025.

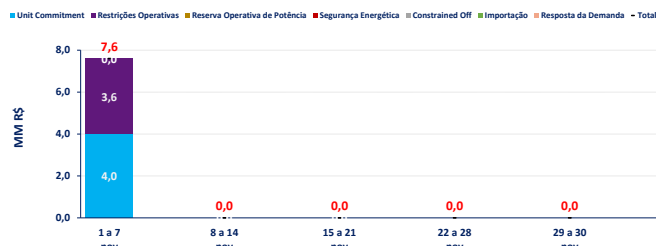


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	3,58	-	-	-	-	-	3,58
Total	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,58
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	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
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,42	-	-	-	-	-	0,42
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	2,17	-	-	-	-	-	2,17
Norte	1,39	-	-	-	-	-	1,39
Total	3,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,99
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	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
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 7,57 milhões, sendo R\$ 3,99 milhões por unit commitment, R\$ 0,00 milhões devido a importação, R\$ 3,58 milhões devido a restrições operativas. Além dos valores presentes na Tabela 12, existe também o montante de ESS correspondente ao mecanismo de Resposta da Demanda por Disponibilidade, estimado, para o mês de novembro, em R\$ 5,66 milhões. Dessa forma, o montante estimado para novembro até o momento é de R\$ 13,23 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de outubro a 6 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 7 de novembro são idênticos aos do dia 6.

A expectativa para o período de 8 a 30 de novembro 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 1 de novembro 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 20.

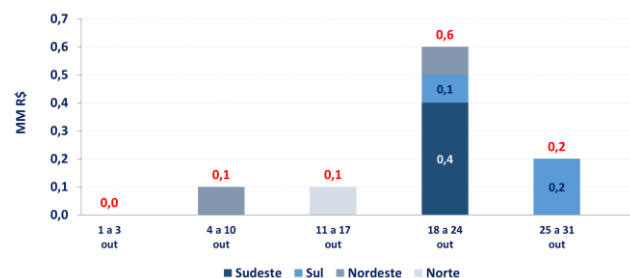


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 1,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para outubro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para novembro é apresentada no Gráfico 21.

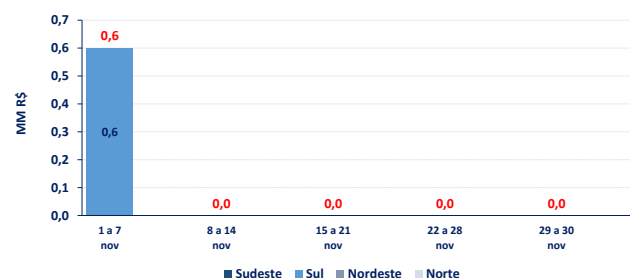


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 0,60 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

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 1º de outubro a 6 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 7 de novembro são idênticos aos do dia 6.

A expectativa para o período de 8 a 30 de novembro 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 1 de novembro 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 outubro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 22 e no Gráfico 23 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2025. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

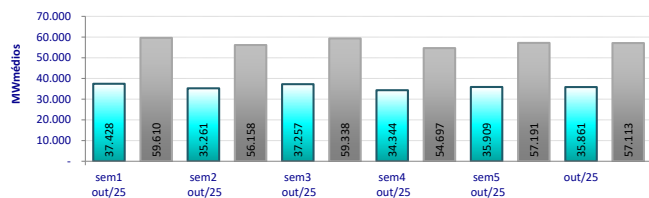


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2025

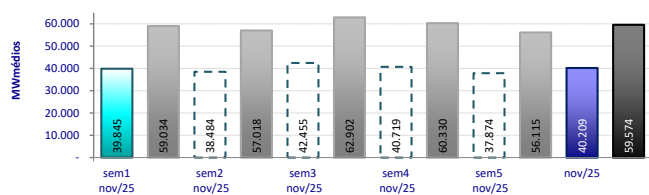


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2025

O Gráfico 24 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).

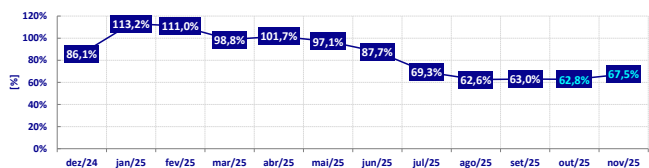


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 25 e no Gráfico 26 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 outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

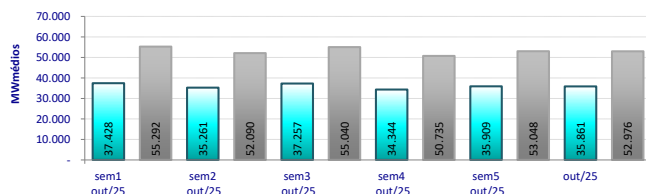


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2025

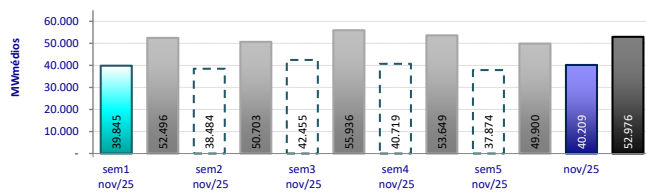


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2025

O Gráfico 27 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 outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).

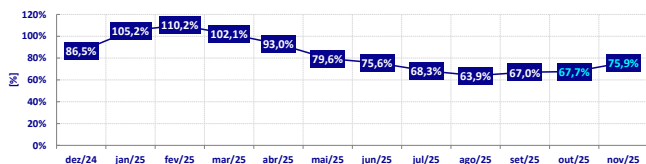


Gráfico 27 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a primeira semana operativa de novembro de 2025 foi identificada a seguinte inconsistência que impactou o cálculo do PLD:

De acordo com o Despacho ANEEL nº 3.385/2024, o CVU merchant da UTE Uruguiana possui validade de 12 meses, contados a partir da data de publicação do despacho no Diário Oficial da União (DOU), ou seja, até 06/11/2025. Contudo, a usina foi modelada com o CVU válido para todo o horizonte do modelo DECOMP — que abrange os meses de novembro e dezembro de 2025 — e no horizonte semanal do modelo DESSEM, até 07/11/2025.

É importante destacar que a UTE Uruguiana já vinha sendo representada como indisponível nos modelos em decorrência de declaração do agente.

As correções foram implementadas a partir da segunda semana operativa de novembro de 2025, com reflexo no cálculo do PLD a partir de 08/11/2025, em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação”.

Mais informações sobre o tema podem ser consultadas no Comunicado CCEE nº 821/25.

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a primeira semana operativa de novembro, 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 08874
Consideração no PLD: A partir de dezembro de 2025
- UHE Jurumirim:
Restrição: Taxa de variação de defluência máxima
Valores CCEE: - m³/s
Valores ONS: 10 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: FSARH 08875
Consideração no PLD: A partir de dezembro de 2025
- UHE Estreito:
Restrição: Defluência mínima
Valores CCEE: 744 m³/s
Valores ONS: 1.000 m³/s
Modelos afetados: DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 09071
Consideração no PLD: -
- UHE Belo Monte
Restrição: Taxa de variação de geração mínima e máxima
Valor CCEE: 500 m³/s
Valor ONS: 1.222 m³/s
Modelos afetados: DESSEM
Documento: (GT) Belo Monte
Consideração no PLD: A partir de dezembro de 2025

Atos regulatórios associados ao PLD

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

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