

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

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

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

PLD – 2ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de novembro de 2023.

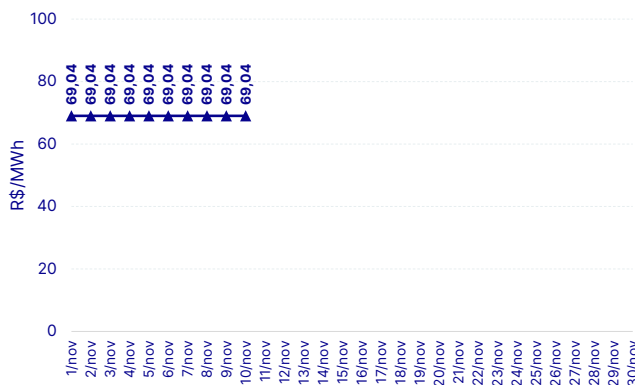


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 de novembro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

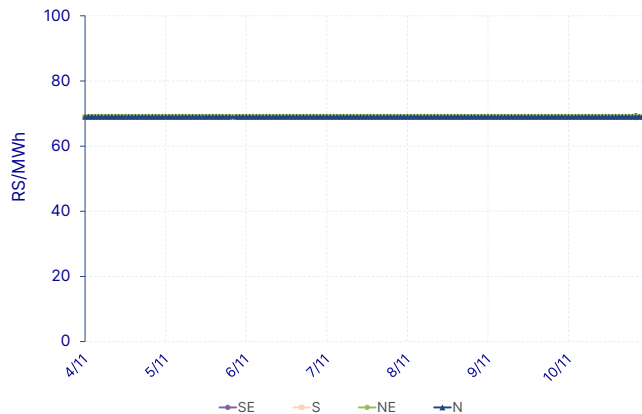


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
69,04	69,04	69,04	69,04

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	77.703	3.901	3.179	12.926	2.847	46.721	2.768	5.361
%	100%	5%	4%	17%	4%	60%	3%	7%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 4 a 10 de novembro de 2023.

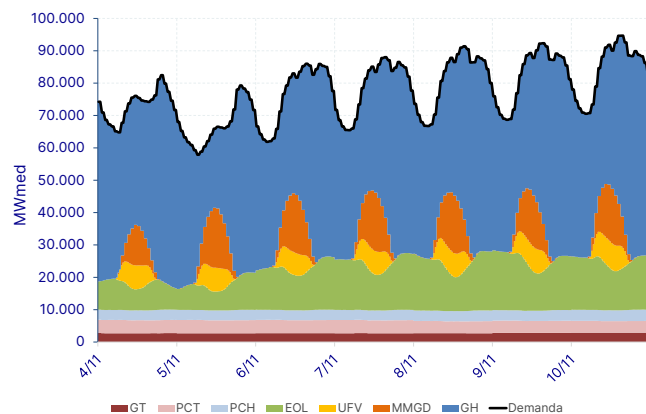


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de novembro de 2023. 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	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	0,00	0,00	0,00	0,00
Leve	0,00	0,00	0,00	0,00
Média semanal	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - nov	3ª sem - nov	Variação %
SE/CO	0,00	0,00	-
S	0,00	0,00	-
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 11 a 17 de novembro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para novembro de 2023, espera-se que as afluições fechem em torno de 145% da MLT para o sistema, sendo 88% no Sudeste; 437% no Sul; 43% no Nordeste e 52% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.782 MW médios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.832 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -200 MW médios no submercado Sul e 150 MW médios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 3.372 MW médios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.849 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 3.908 MW médios no submercado Sul, 1.345 MW médios no submercado Nordeste, -32 MW médios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2022 e 2023 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

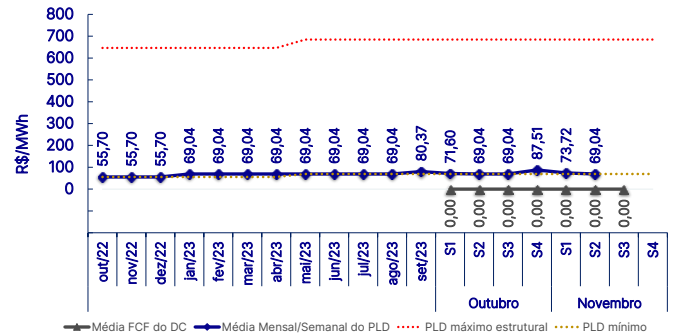


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

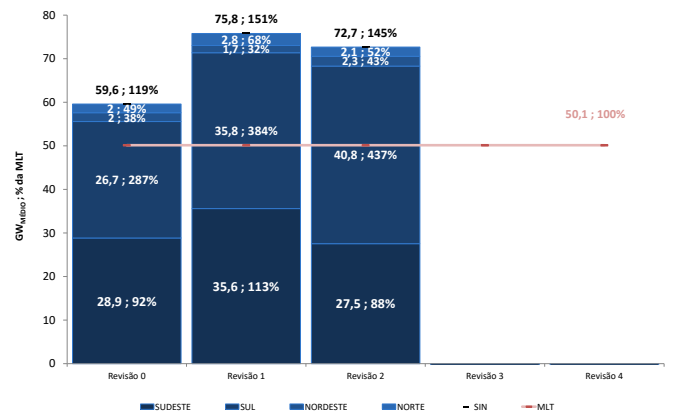


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

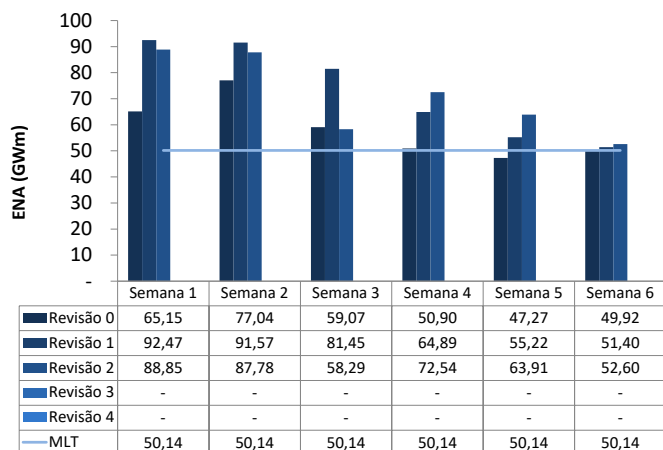


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2023. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 51.100 MWmédios. Já para novembro, os valores de afluições ficaram próximos aos 78.400 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 74.100 MWmédios.

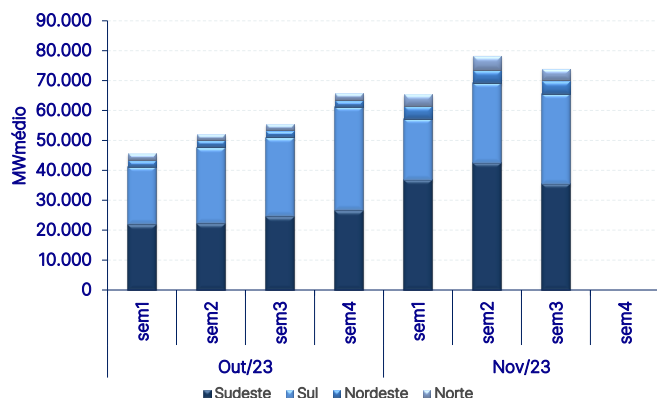


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – outubro e novembro de 2023

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

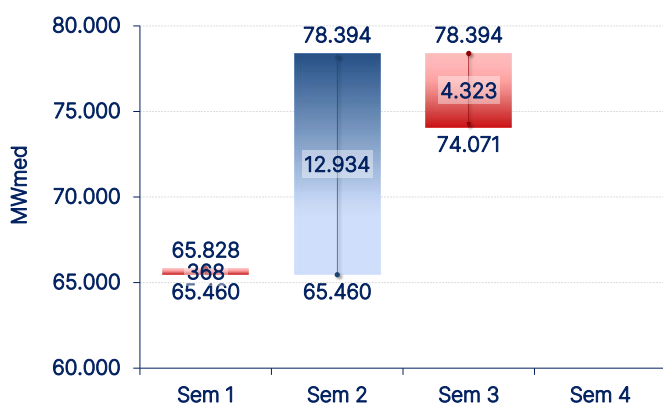


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-7.195	3.373	245	-747

Armazenamento inicial

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

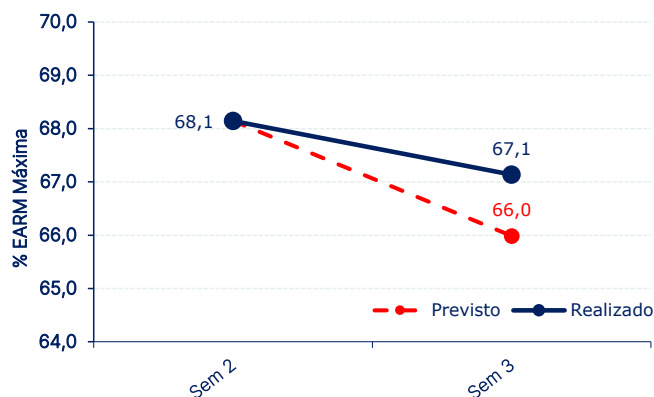


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 66,0% (Energia Armazenada de 193.597 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 67,1% (Energia Armazenada de 196.969 MWmês), o que representou um aumento de 3.372 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de novembro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,0%	141.769	68,1%	139.920	-0,9%	-1.849
S	70,1%	14.342	89,2%	18.250	19,1%	3.908
NE	56,0%	28.962	58,6%	30.307	2,6%	1.345
N	54,1%	8.524	53,9%	8.492	-0,2%	-32
SIN	66,0%	193.597	67,1%	196.969	1,2%	3.372

Carga - DECOMP

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

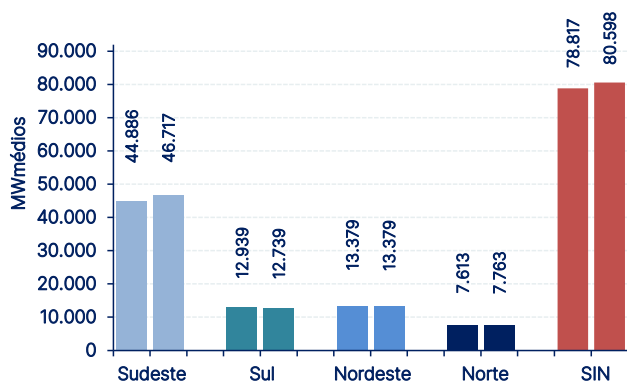


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de novembro na RV1 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de novembro (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de novembro.

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.832	-200	-	150

No âmbito internacional, o Global Supply Chain Index, do FED de Nova York, em outubro indica reduções de custos de logísticas para as empresas, se afastando da sua média e atingindo -1,74. Nos Estados Unidos, o PMI do setor de serviços foi de +51,8 pontos, correspondendo ao segundo mês consecutivo de recuo do indicador, correspondendo a recuo das atividades do setor. Observa-se desaceleração na criação vagas, sendo de +150 mil vagas em outubro e, desaceleração do avanço do do custo médio da hora trabalhada (+0,2%). Por fim, a taxa de desemprego, de outubro, é de +3,9%, com avanço de +146 mil no total de desempregados. Na Zona do Euro, o PMI do setor de serviços apresentou contração, no mês de outubro, atingindo +47,8 pontos, correspondendo a terceira contração consecutiva. Nas grandes economias europeias, a Itália apresentou forte contração (+47,7 pontos em outubro contra +49,9 pontos em setembro) enquanto Alemanha (+48,2 pontos em outubro contra +47,3 pontos em setembro) e França (+45,2 pontos em outubro contra +44,4 pontos em setembro) apresentaram moderação na contração. A Espanha foi a grande economia que apresentou expansão do PMI passando de +50,5 pontos, em setembro, para +51,1 pontos em outubro. Com isso, o PMI Composto, da Zona do Euro, em outubro, foi de +46,5 pontos. As vendas no varejo, em setembro, recuaram -0,3% m/m (contra -0,7% m/m em agosto), com destaque para a queda nas vendas de produtos não alimentícios (-1,9% m/m) e do comércio eletrônico (-1,9% m/m). A produção industrial, na Alemanha, em setembro, recuou tanto na margem quanto na análise interanual, em -1,4% m/m (contra -0,1% m/m) e -3,7%, respectivamente, estando em terreno contracionista. Merece destaque a queda da indústria de bens de consumo, em -4,9% m/m (contra -1,5% m/m em agosto). Na China, o índice de preços ao consumidor recuou -0,1% em outubro (contra inflação de +0,2% em setembro) enquanto o índice de preços ao produtor recuou -2,6%. No contexto doméstico, o Indicador de Antecedente de Emprego - IAEmp, de outubro, caiu -1,3% m/m, atingindo +75 pontos, correspondendo a terceira baixa consecutiva do indicador, seguindo então, o indicador em queda. O Índice de Commodities - IC-br, de outubro, avançou +1,0% m/m, acompanhando a desvalorização cambial. Na análise interanual, o recuo é de -4,8%. As vendas no varejo, em agosto, avançaram, na margem, tanto no comércio varejista como no varejista ampliado, em +0,6% m/m e +0,2% m/m (contra -0,1% m/m e +0,6% m/m), respectivamente. Avanço também foi verificado na análise interanual sendo de +3,3% e 2,9%, respectivamente. Quanto a inflação, IGP-DI de outubro apresenta inflação de +0,51% (contra +0,45% em setembro), com volta da

inflação dos preços agropecuários (+0,32%) e desaceleração da inflação dos preços industriais (+0,66%). A 1ª prévia do IGP-M de novembro aponta deflação de -0,27% (contra -0,30% em outubro), com volta da inflação dos preços agropecuários (+0,72%) e deflação dos preços industriais (-0,88%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,89%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de novembro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 77.393 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 79.781 MW médios (+3,1%). Com relação a 2ª revisão, a carga estimada para os submercados SE/CO e Norte aumentou em +497 MW médios (+0,9%), enquanto os submercados Sul e Nordeste tiveram a carga estimada reduzida em -201 MW médios (-0,8%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento +7.850 MW médios (+10,9%) e de +7.919 MW médios (+11%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de novembro é de 4.039 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 79.781 MW médios da 2ª Revisão da Carga PMO e da carga de 76.426 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

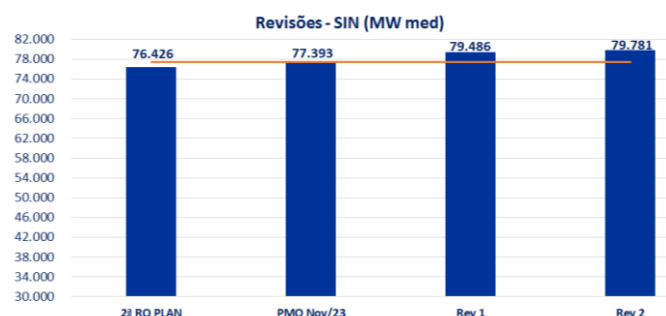


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª Revisão do PMO de novembro de 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2023-2027. Comparando as previsões da 2ª Revisão da Carga do PMO com os valores verificados em novembro de 2022, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+15,6%).

Tabela 8 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Nov/23 e a carga observada em Nov/22 e a projeção da 2ª RQC do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Novembro/22	2ª RQC PLAN (23-27)
SE/CO	+4.929 (+12,1%)	+2.224 (+5,1%)
Sul	+545 (+4,3%)	-103 (-0,8%)
Nordeste	+1.398 (+11,6%)	+195 (+1,5%)
Norte	+1.047 (+15,6%)	+481 (+6,6%)
SIN	+7.919 (+11,0%)	+3.355 (+4,4%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento da carga em todos os submercados, exceto no submercado Sul, totalizando +2.900 MW médios (+4,5%). A carga estimada para o submercado Sul foi reduzida em -103 MW médios (-0,8%). O Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+6,6%).

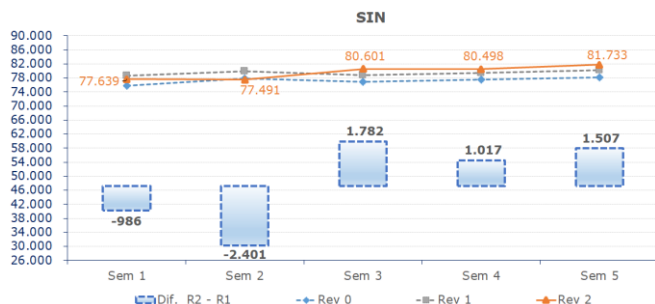


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2023

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de novembro com as projeções da 1ª Revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma redução de -2.401 MW médios (-3,0%) no somatório da carga verificada em todos os submercados. Para a 3ª semana operativa, o somatório das cargas estimadas para os submercados SE/CO e Norte foram acrescidas em +1.982 MW médios (+3,8%), enquanto a carga estimada do submercado Sul foi reduzida em -200 MW médios (-1,5%) e a do Nordeste foi mantida. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +78.819 MW médios (vide Gráfico 13).

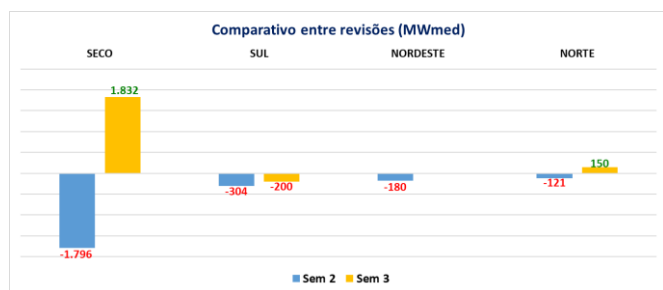


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a maior para as demais semanas operativas do mês de novembro. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

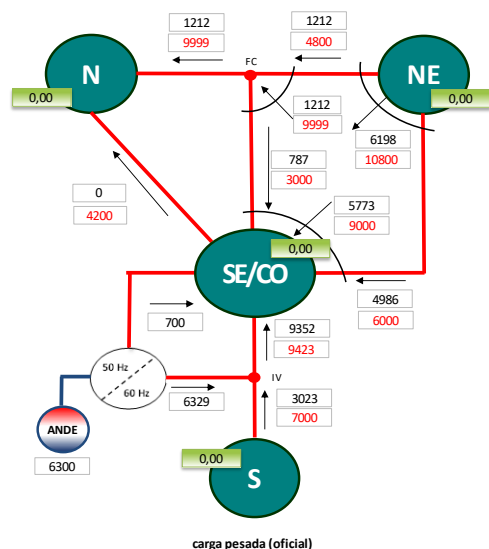
Tabela 9 - Carga prevista para o mês de novembro de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	75.774	77.814	76.878	77.535	78.150
RV1	78.625	79.892	78.819	79.481	80.226
RV2	77.639	77.491	80.601	80.498	81.733

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

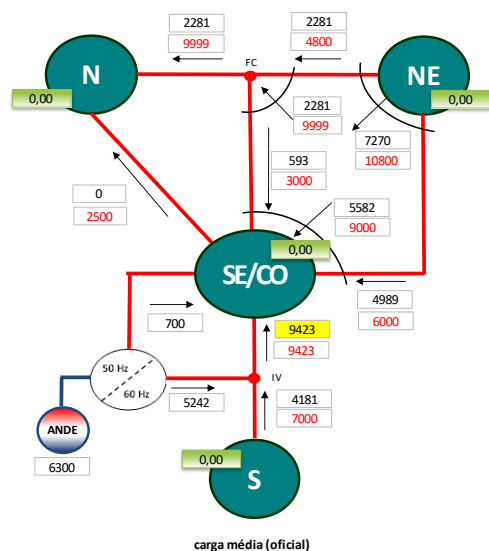
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.



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

Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

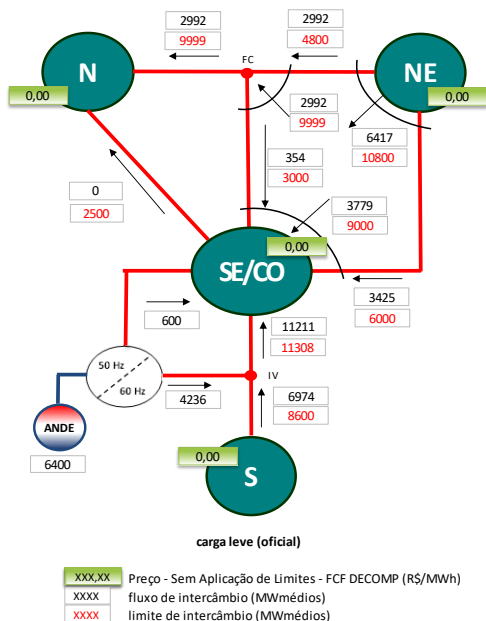


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

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 terceira semana operativa de novembro de 2023.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
B.BONITA I	708,84	741,22
CURUMIM	995,55	1.433,77
APOENA	995,05	1.801,43
GUARANI	995,75	1.801,43

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF.

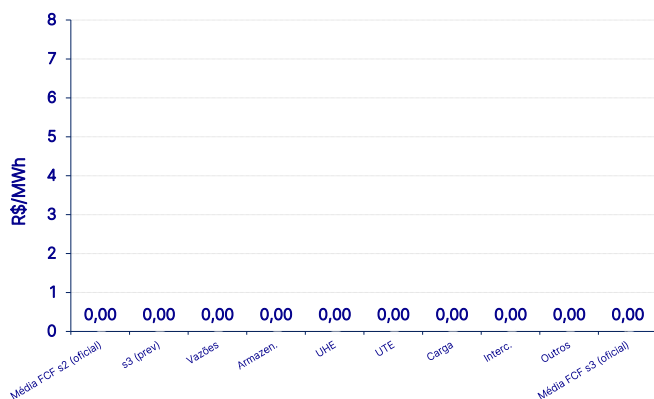


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, não houve variação em relação à expectativa anterior e a FCF permaneceu em R\$ 0,00/MWh.

Oferta e demanda

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

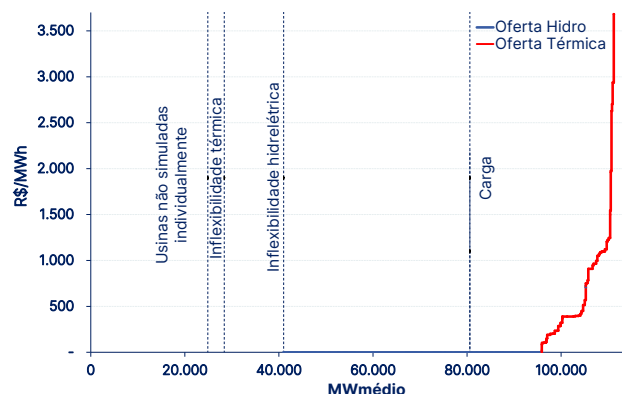


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS -novembro de 2023

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2023.

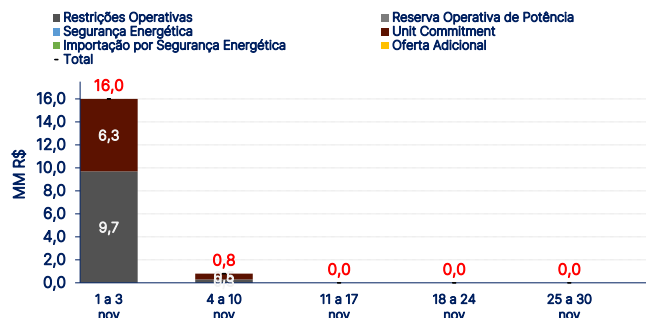


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

Tabela 11 – 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)							
Total	9,66	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	9,98
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	6,30	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	6,83
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 16,81 milhões, sendo R\$ 6,83 milhões por unit commitment, e R\$ 9,98 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 8 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 9 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de novembro são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 30 de novembro de 2023 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 2 de novembro de 2023.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim 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.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

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 novembro é apresentada no Gráfico 20.

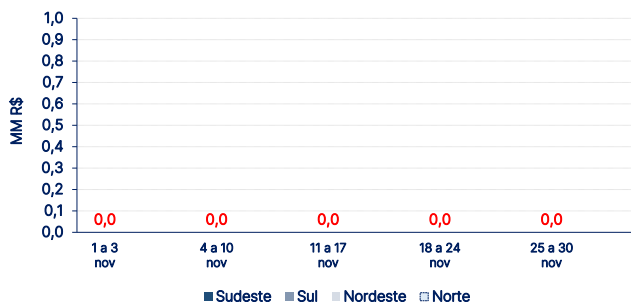


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2023.

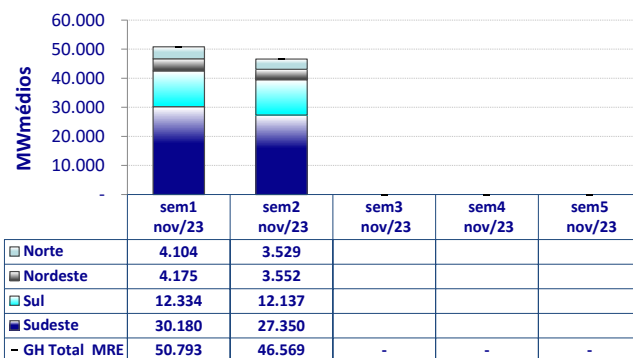


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – agosto/2023”, publicado em 11 de outubro de 2023 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 8 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 9 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de novembro são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 30 de novembro de 2023 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 2 de novembro de 2023.

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 2023, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de outubro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para novembro.

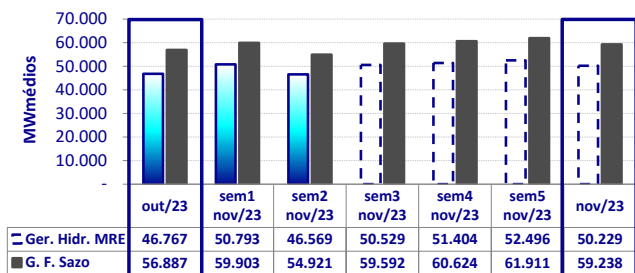


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro e de novembro de 2023

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2023 (ainda não contabilizados).

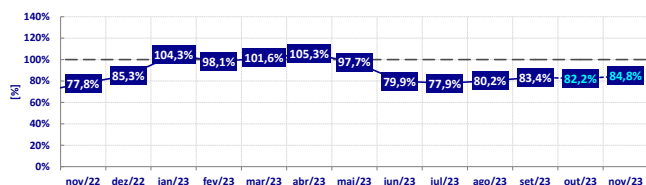


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

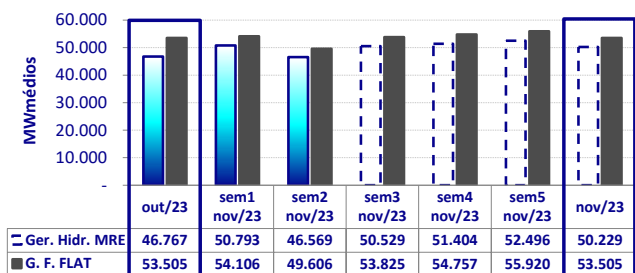


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro e de novembro de 2023

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 outubro e novembro de 2023 (ainda não contabilizados).

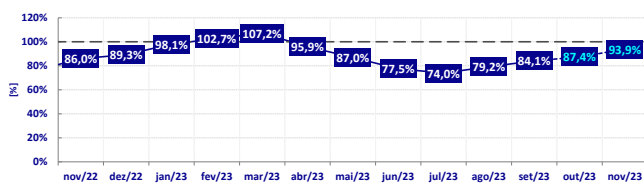


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a segunda semana operativa de novembro de 2023 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD.

1 – A Instrução de Operação Normal da Interligação Sul / Sudeste, IO-ON.SSE, define um grupo de geração de usinas localizadas próximas aos centros de carga – GPC. Este grupo de usinas é utilizado para penalizar alguns fluxos como RSE, RSUL, FBTA, definidos na IO-ON.SSE, além dos fluxos nas LTs 440 kV Araraquara 2 / Araraquara e LTs 500 kV Estreito / Fernão Dias definidos na IO-ON.SE.4SP e IO-ON.SE.5SE, respectivamente. A modelagem desses fluxos, para representação no modelo DESSEM, é descrita no relatório "Restrições Elétricas para Processo de Otimização da Programação" para cada quadrimestre, assim como a definição de GPC. Dessa forma, a definição do grupo de geração de usinas localizadas próximas aos centros de carga – GPC - foi atualizada na revisão 6 do relatório "Restrições Elétricas para Processo de Otimização da Programação", incluindo a UTE Santa Cruz Nova, em adequação com a IO-ON.SSE.

Os ajustes foram realizados no modelo DESSEM do ONS e da CCEE a partir do deck do dia 07/11/2023 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 PLD, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito no dia subsequente à identificação".