

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 outubro de 2023.

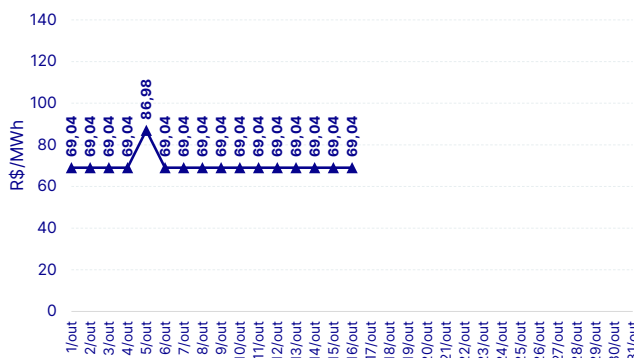


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 de outubro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

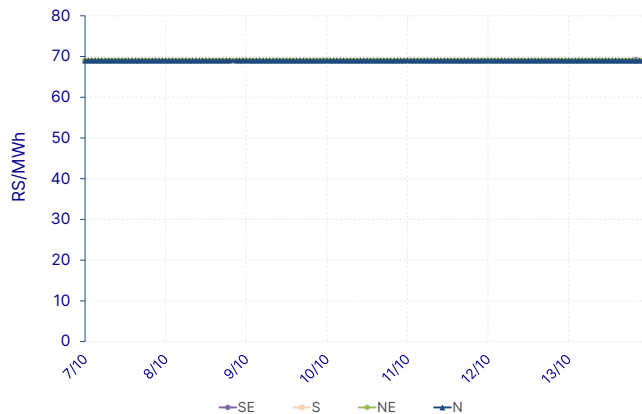


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 outubro (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 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
MW med	76.950	3.950	2.716	13.773	2.936	46.246	3.090	4.240
%	100%	5%	4%	18%	4%	60%	4%	5%

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 7 a 13 de outubro de 2023.

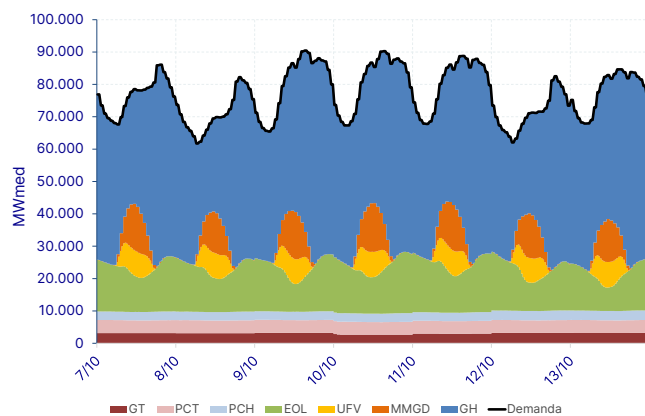


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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 14 a 20 de outubro 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 outubro.

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - out	3ª sem - out	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 14 a 20 de outubro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para outubro de 2023, espera-se que as afluições fechem em torno de 140% da MLT para o sistema, sendo 92% no Sudeste; 264% no Sul; 52% no Nordeste e 56% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.180 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -890 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -391 MWmédios no submercado Sul, 151 MWmédios no submercado Nordeste e -50 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -240 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -491 MWmédios no submercado Sul, -207 MWmédios no submercado Nordeste, 47 MWmédios 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.

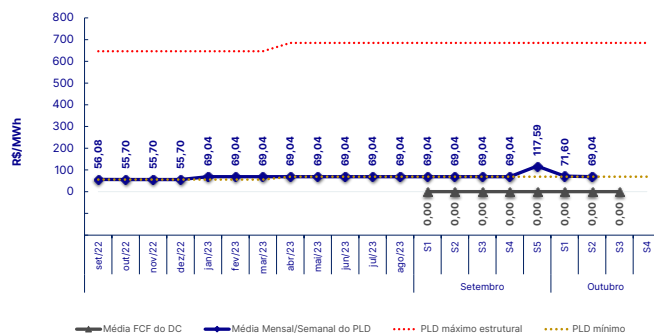


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

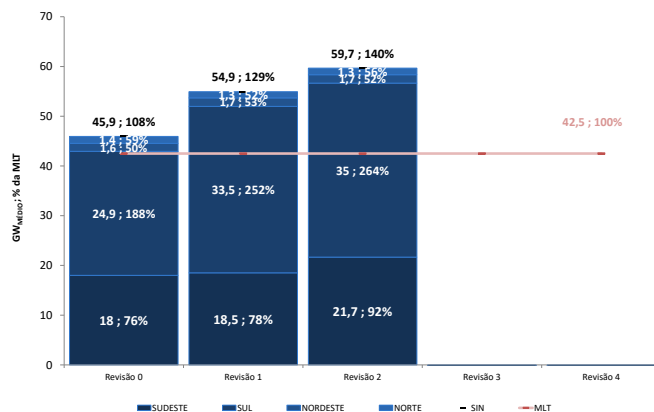


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

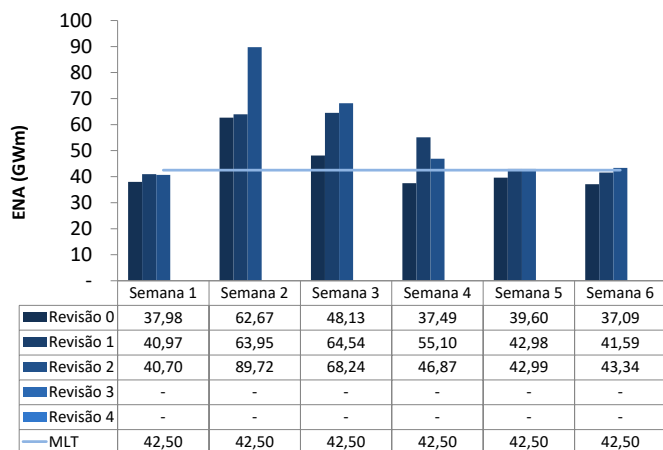


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde setembro de 2023. Para setembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 38.300 MWh. Já para outubro, os valores de afluências ficaram próximos aos 52.100 MWh na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 55.500 MWh.

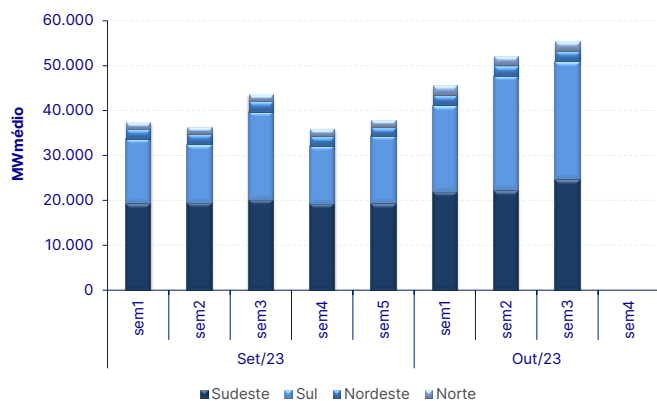


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - setembro e outubro de 2023

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

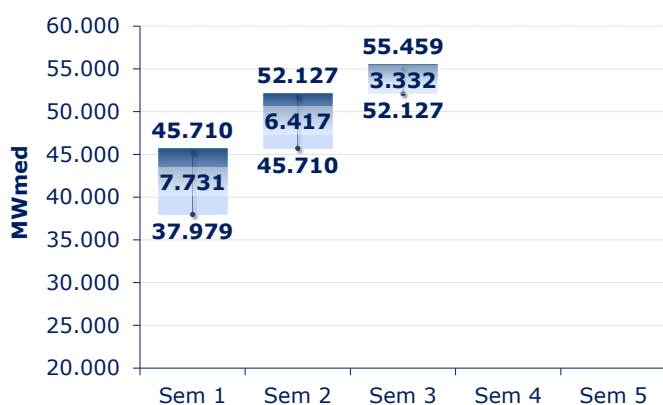


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
2.407	834	13	78

Armazenamento inicial

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

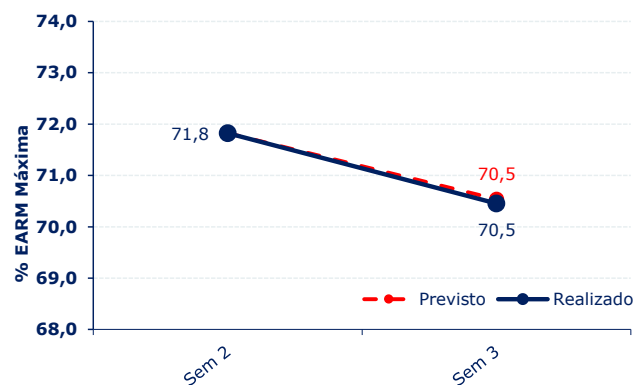


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,5% (Energia Armazenada de 206.986 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,5% (Energia Armazenada de 206.746 MWh), o que representou uma queda de -240 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 terceira semana operativa de outubro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	70,3%	144.440	70,5%	144.851	0,2%	411
S	93,4%	19.109	91,0%	18.618	-2,4%	-491
NE	64,1%	33.152	63,7%	32.945	-0,4%	-207
N	65,1%	10.285	65,4%	10.332	0,3%	47
SIN	70,5%	206.986	70,5%	206.746	-0,1%	-240

Carga - DECOMP

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

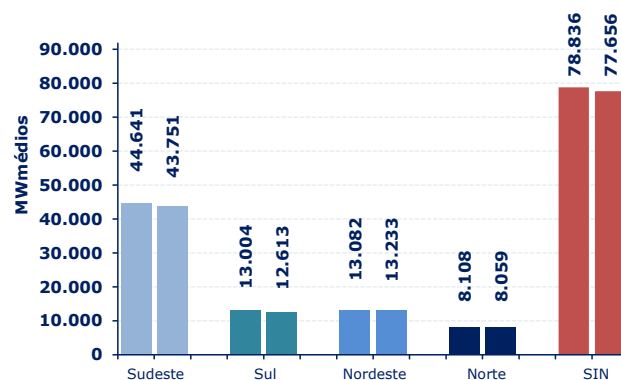


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

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

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-890	-391	151	-50

No âmbito internacional, o Global Supply Chain Index, do FED de Nova York, segue retornando a média, atingindo -0,69, demonstrando a normalização do fluxo nas cadeias globais. A produção industrial na Alemanha recuou -0,2% m/m em agosto (contra -0,6% m/m em julho), estando a maior parte dos grandes setores industriais em contração. No contexto doméstico, os resultados do CAGED, em agosto, indicaram uma criação líquida de +114,9 mil vagas formais (contra +101,4 mil vagas formais em julho), enquanto o salário médio real de admissão e de demissão cresceram +0,1% na margem e, +0,5 e +2,4% a análise interanual, respectivamente. A produção industrial, em agosto, cresceu +0,4% (contra -0,6% m/m em julho) na margem e +0,5% (contra -1,1% em julho) na análise interanual. Na margem, merece destaque o setor de bens de capital, que apresentou alta de +4,3% e queda de -15,4% na análise interanual. Quanto à inflação, a 1ª prévia do IGP-M de outubro indicam deflação de -0,30% (contra deflação de -0,50% em setembro), refletindo a redução do ímpeto deflacionário dos preços agropecuários (-0,41%) e dos preços industriais (-0,45%). O IPCA de setembro registrou inflação de +0,26% (contra +0,23% em agosto), com destaque para a deflação de alimentos e bebidas (-0,71%) e artigos de residências (-0,58%) e, a inflação dos transportes (+1,40%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,92%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de outubro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 77.474 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 77.236 MW médios (-0,3%). Com relação a 2ª revisão, os submercados SE/CO e Sul reduziram a carga estimada em -410 MW médios (-0,7%), enquanto nos submercados Nordeste e Norte houve aumento da carga estimada em +252 MW médios (+1,2%). Comparando com os valores verificados em outubro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +6.937 MW médios (+9,9%) e de +4.337 MW médios (+5,9%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de outubro é de 3.952 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 77.236 MW médios da 2ª Revisão da Carga do PMO e da carga de 76.577 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

Revisões - SIN (MW med)

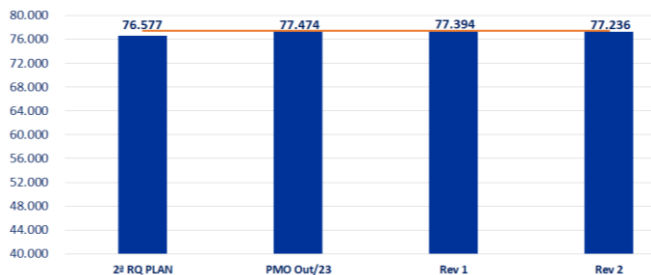


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª Revisão do PMO de outubro 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 setembro de 2022, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+15,0%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Outubro/22	2ª RQC PLAN (23-27)
SE/CO	+2.059 (+5,0%)	-270 (-0,6%)
Sul	+435 (+3,6%)	-179 (-1,4%)
Nordeste	+796 (+6,5%)	+450 (+3,5%)
Norte	+1.047 (+15,0%)	+677 (+9,2%)
SIN	+4.337 (+5,9%)	+659 (+0,9%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento na carga projetada nos submercados Nordeste e Norte, totalizando 1.127 MW médios (+5,6%) e, redução da carga projetada nos submercados SE/CO e Sul em -449 MW médios (-0,8%). O submercado Norte foi o que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,2%).

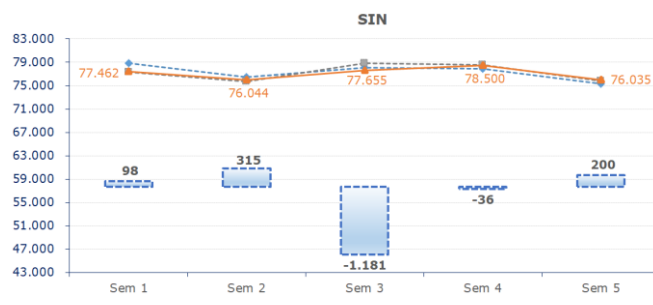


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de outubro de 2023

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de outubro com as projeções da 1ª Revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma redução de -692 MW médios (-5,6%) na carga verificada no submercado Sul e, um aumento de +1.007 MW médios (+1,6%) no somatório da carga verificada nos submercados SE/CO, Nordeste e Norte. Para a 3ª semana operativa, as cargas dos submercados SE/CO, Sul e Norte foram reduzidas em -1.331 MW médios (-2,0%), enquanto a carga do submercado Nordeste foi acrescida em +150 MW médios (+1,1%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +77.655 MW médios (vide Gráfico 13).

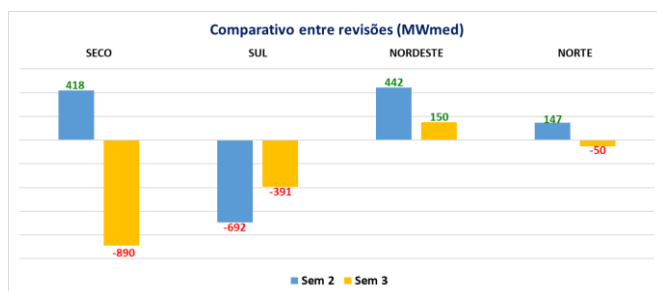


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a menor na terceira e quarta semana operativa e a maior para a quinta semana operativa do mês de outubro. 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 outubro de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	78.830	76.489	78.094	77.901	75.333
RV1	77.364	75.729	78.836	78.536	75.835
RV2	77.462	76.044	77.655	78.500	76.035

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.

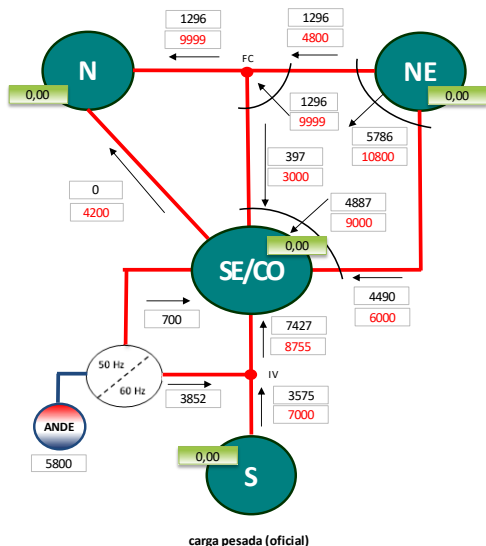


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

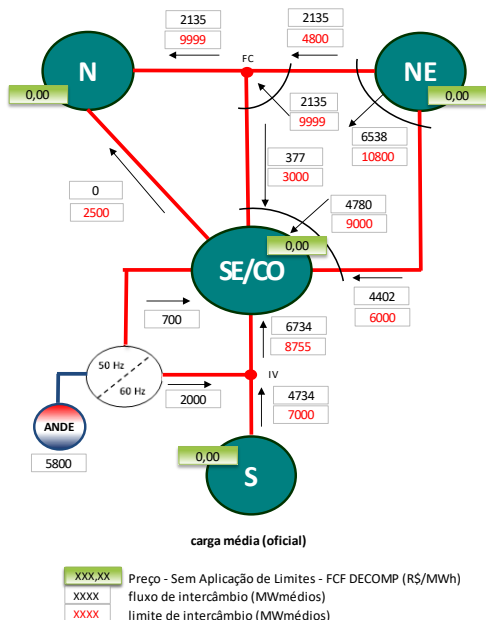


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

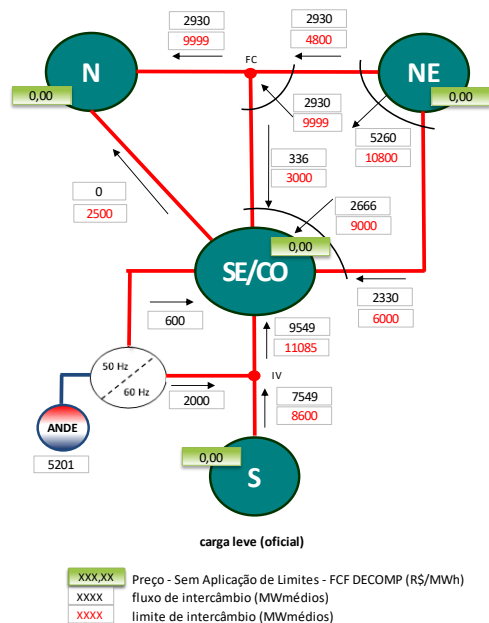


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

Para a terceira semana operativa de outubro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

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

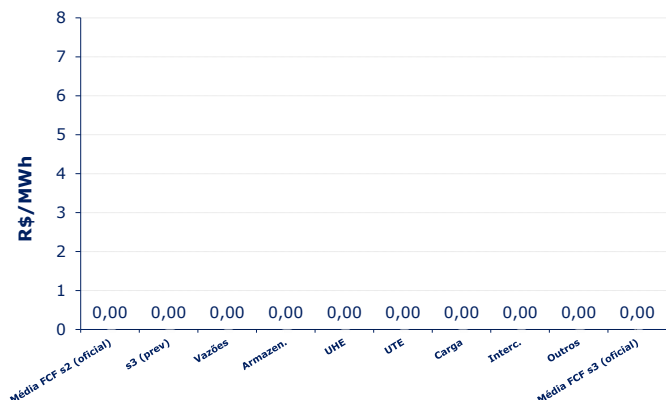


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

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.

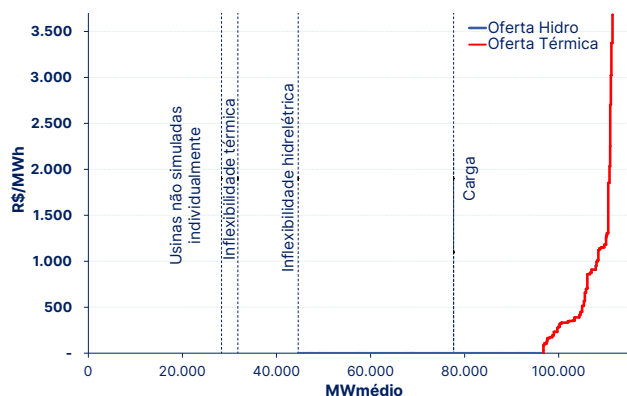


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – outubro de 2023

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

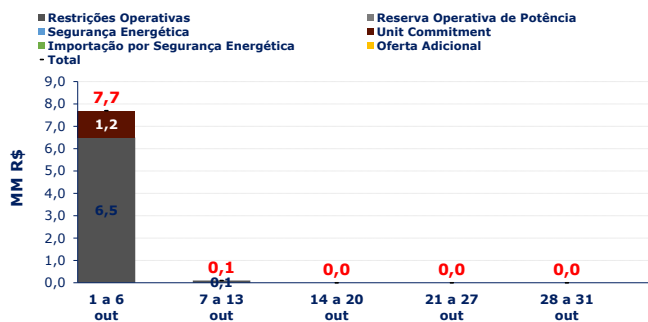


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de outubro.

Tabela 10 – 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	6,06	-	-	-	-	-	6,06
Nordeste	0,23	-	-	-	-	-	0,23
Norte	0,20	0,11	-	-	-	-	0,31
Total	6,49	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60
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)							
Subm.	1,18	-	-	-	-	-	1,18
Sudeste	1,18	-	-	-	-	-	1,18
Nordeste	0,06	-	-	-	-	-	0,06
Total	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	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 10 resulta na expectativa de R\$ 7,84 milhões, sendo R\$ 1,24 milhões por unit commitment e R\$ 6,60 milhões devido a restrições operativas.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

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

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

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.

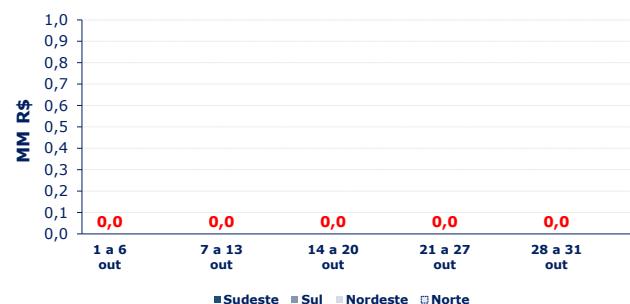


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2023

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 outubro.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para outubro de 2023.

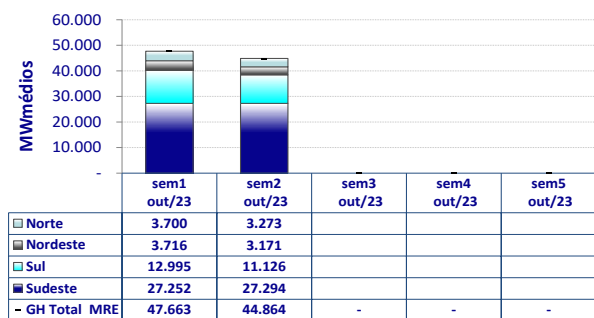


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro 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 9 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 10 de outubro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 11 de outubro são idênticos aos do dia 10.

A expectativa para o período de 12 a 31 de outubro 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 outubro 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 setembro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para setembro e outubro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para outubro.

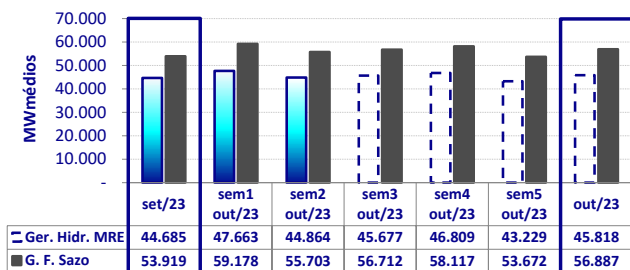


Gráfico 22 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro e de outubro de 2023

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

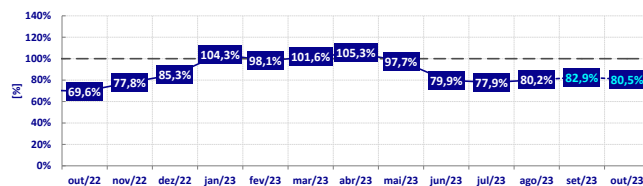


Gráfico 23 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

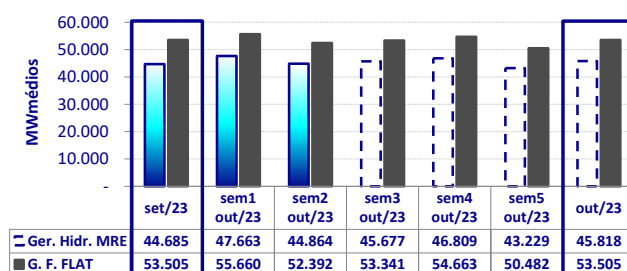


Gráfico 24 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro e de outubro de 2023

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 setembro e outubro de 2023 (ainda não contabilizados).

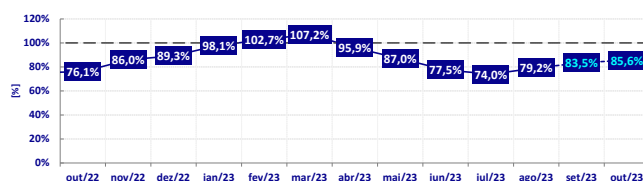


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 outubro de 2023 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – A usina hidrelétrica Barra do Braúna pertence ao grupo de usinas que sofreram reclassificação de modalidade de operação, conforme Resolução Normativa ANEEL Nº 857/2019, sendo reclassificada como Tipo II-A. Dessa forma, a partir do deck do 28/01/2023 a usina passou a ser simulada individualmente, entretanto sua estimativa de geração não foi retirada da parcela de usinas não simuladas, informada no arquivo RENOVAVEIS.DAT. Consequentemente, a representação da usina foi considerada de forma duplicada no modelo. Todavia, a estimativa de geração da UHE Barra do Braúna foi desconsiderada do RENOVAVEIS.DAT no modelo DESSEM do ONS e da CCEE a partir do deck do dia 08/10/2023.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo 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".