

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 outubro de 2022.

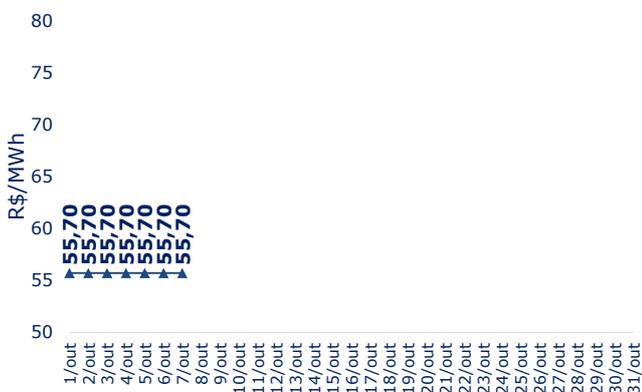


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 1 a 7 de outubro de 2022, 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 outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
55,70	55,70	55,70	55,70

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
MWmed	67.874	4.007	2.332	12.526	1.753	43.092	4.164
%	100%	6%	3%	18%	3%	63%	6%

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 outubro de 2022.

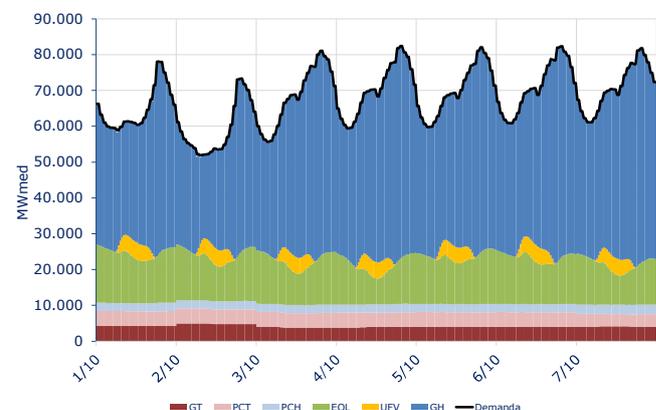


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

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 outubro de 2022. 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	2,77	2,77	2,77	2,77
Média	2,75	2,75	2,75	2,75
Leve	2,70	2,70	2,70	2,70
Média semanal	2,73	2,73	2,73	2,73

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - out	2ª sem - out	Variação %
SE/CO	8,43	2,73	-67,6%
S	8,43	2,73	-67,6%
NE	8,43	2,73	-67,6%
N	8,43	2,73	-67,6%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 8 a 14 de outubro, apresentaram variações de -67,6% em todos os submercados, fechando a R\$ 2,73/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a elevação nas afluências esperadas para o mês de outubro.

Para outubro de 2022, espera-se que as afluências fechem em torno de 110% da MLT para o sistema, sendo 119% no Sudeste; 109% no Sul; 77% no Nordeste e 71% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.664 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.479 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -855 MWmédios no submercado Sul e -329 MWmédios no submercado Norte. O submercado Nordeste não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 794 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -205 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -225 MWmédios no submercado Sul e -364 MWmédios no submercado Norte. O submercado Nordeste não apresentou variação.

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

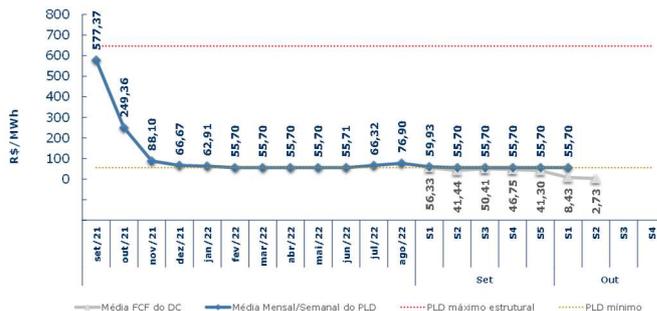


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

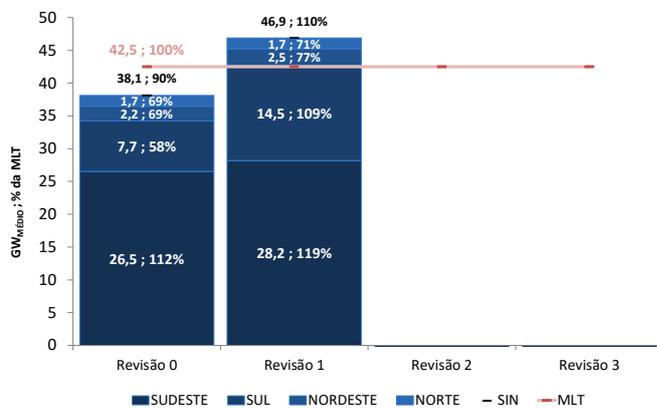


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

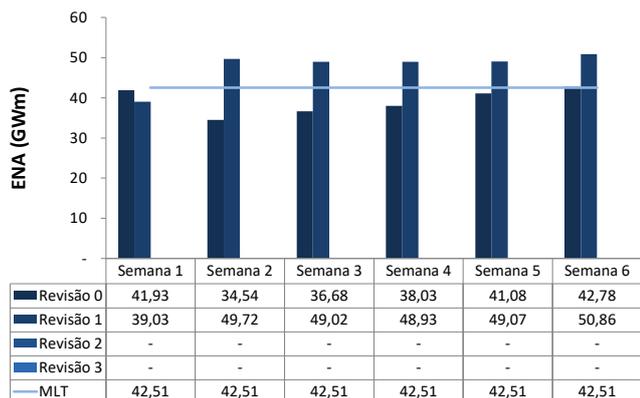


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde setembro de 2022. Para setembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 32.900 MWmédios. Já para outubro, os valores de afluências ficaram próximos aos 41.700 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.700 MWmédios.

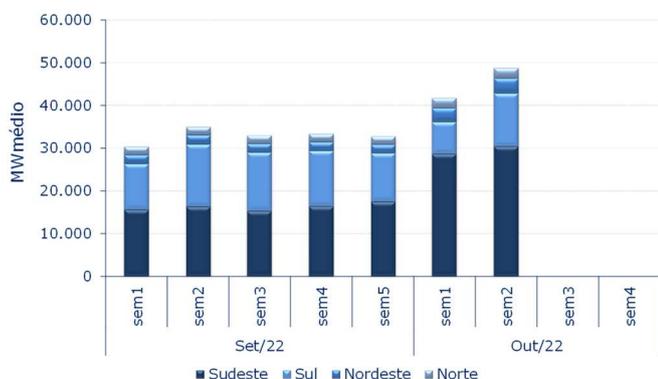


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - setembro e outubro de 2022

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

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

SE/CO	S	NE	N
1.781	4.929	245	49

Armazenamento inicial

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

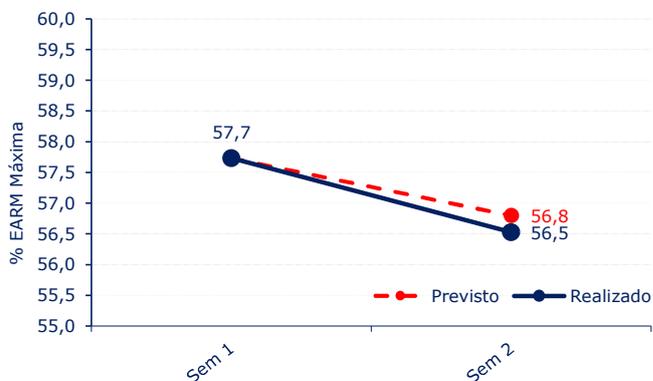


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 56,8% (Energia Armazenada de 166.648 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 56,5% (Energia Armazenada de 165.854 MWmês), o que representou uma queda de -794 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 segunda semana operativa de outubro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	50,8%	104.347	50,7%	104.142	-0,1%	-205
S	84,2%	17.227	83,1%	17.002	-1,1%	-225
NE	64,7%	33.462	64,7%	33.462	0,0%	-
N	73,4%	11.612	71,1%	11.248	-2,3%	-364
SIN	56,8%	166.648	56,5%	165.854	-0,3%	-794

Carga - DECOMP

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

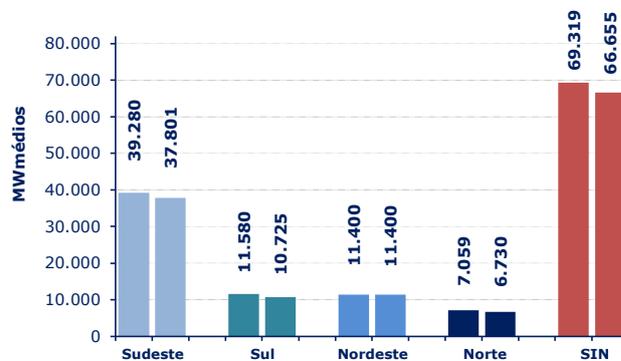


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 segunda semana operativa de outubro na RV0 de outubro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de outubro (2ª coluna).

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

Tabela 7 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.479	-855	0	-329

Fatores como a sinalização de normalização das condições de oferta e reflexos na cadeia produtiva, recuo dos preços pagos aos fornecedores (para níveis inferiores à média histórica), dados de sondagens industriais e econômicas das principais economias do mundo (mostrando recuo para terreno contracionista), apontam para um cenário onde as principais economias mundiais podem vir a moderar o ritmo de aperto das condições monetárias no último trimestre do ano. Nos EUA, o PMI da indústria e do setor de serviços de setembro, atingiu +50,9 pontos e +56,7 pontos, respectivamente. O relatório de emprego de setembro mostrou expansão moderada da folha de pagamentos (+250 mil vagas em setembro contra +325 mil em agosto) e manutenção da taxa de desemprego em +3,7%. Na Zona do Euro, o PMI composto recuou para +48,1 pontos, sendo o PMI da indústria de +48,5 pontos e do setor de serviços de +48,8 pontos. O resultado está em linha com a expectativa de estagnação do PIB da Zona do Euro no 3º trimestre de 2022. Tem-se também que três das quatro maiores economias da zona do Euro apresentaram queda no indicador, excetuando a França cujo PMI composto avançou para +51,2 pontos em setembro contra +50,4 pontos em agosto. Devido às fortes variações do preço do gás natural, o Índice de Preços ao Produtor – IPP avançou +4,5% m/m em agosto. As vendas no varejo recuaram -0,3%. No contexto doméstico, temos, em setembro, o avanço do Índice de Antecedente de Emprego (IAemp) em +1,5% m/m, atingindo +83,5 pontos e o recuo do Índice de Commodities (IC-br) em -2,1% m/m. A produção industrial de agosto caiu -0,6% m/m e avançou +2,8% com relação a agosto/2021. No acumulado do ano, observa-se um recuo de -1,3%. O esgotamento do processo de recomposição de estoques, a política monetária restritiva, o alto endividamento das famílias e a falta de reação da indústria extrativista justificam esse resultado. O comércio varejista também apresentou recuo de -1,4% m/m tendo sido também influenciado pela alta inflação, pela política monetária e pelo alto nível de endividamento e de inadimplência. Em setembro, o PMI da indústria desacelerou pelo 4º mês consecutivo, atingindo +51,1 pontos (contra +51,9 pontos em agosto), enquanto o PMI do setor de serviços manteve tendência de queda, atingindo +51,9 pontos. Esse resultado encontra-se em linha com o IGP-DI de setembro, que recuou -1,22% m/m (contra -0,55% m/m em agosto), sendo essa desaceleração causada pela redução de -1,68% no IPA-DI (contra -0,63% em agosto), tanto nos preços industriais quanto nos agropecuários. Apesar dos resultados negativos no comércio e na indústria, ainda se mantém a perspectiva de continuidade de crescimento do PIB no 3º trimestre.

O Gráfico 11 apresenta a carga de outubro de 2022. Em termos mensais, o PMO de outubro indicou uma expectativa de carga no valor de 71.476 MWMédios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 69.560 MWMédios. Comparando com os valores verificados em outubro de 2020, houve para o SIN, uma redução de -1.648 MWMédios (-2,3%) e comparando com os valores verificados em outubro de 2021, houve um aumento de +928 MWMédios (+1,4%).

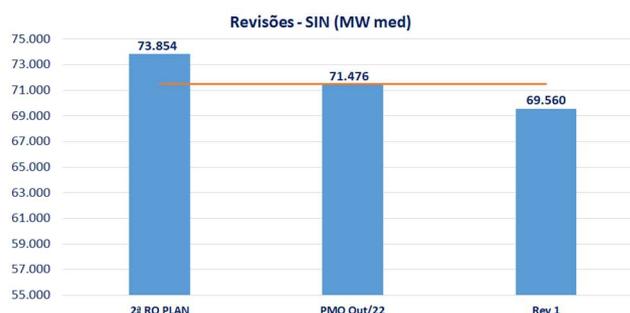


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Outubro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MWMédios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de outubro 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 1ª revisão com os valores verificados em outubro de 2021, observa-se um aumento de +1.520 MWMédios (+3,38%) no somatório da carga dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte e, uma redução de -592 MWMédios (-2,5%) no somatório da carga dos submercados Sul e Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+14,1%) seguido do Nordeste (-4,3%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Out/22 e a carga observada em Out/21 e a projeção do 2ª RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MWMédios (%) ante	
	Out/21	2ª RV PLAN (22-26)
SE/CO	+673 (+1,7%)	-1.932 (-4,6%)
Sul	-71 (-0,6%)	-1.060 (-8,4%)
Nordeste	-521 (-4,3%)	-751 (-6,1%)
Norte	+847 (+14,1%)	-551 (-7,4%)
SIN	+928 (+1,4%)	-4.294 (-5,8%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se uma redução na carga prevista para todos os submercados, totalizando, para o SIN, uma redução de -4.294 MWMédios (-5,8%). O Sul é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-8,4%).

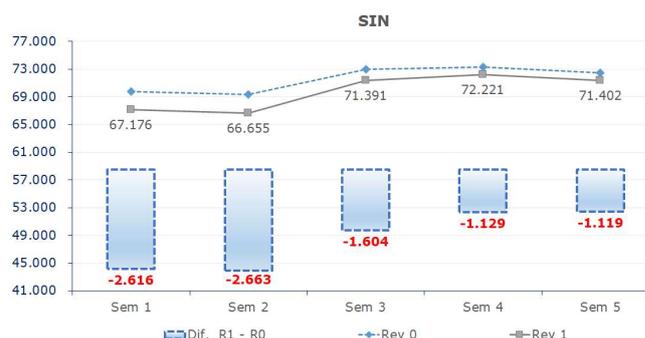


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de Outubro de 2022.

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de outubro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução da carga verificada para todos os submercados, totalizando -2.616 MWMédios (-3,7%). Para a 2ª semana operativa, houve redução da carga projetada para todos os submercados, exceto o Nordeste, totalizando -2.663 MWMédios (-3,8%). Para o submercado Nordeste carga projetada foi mantida. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +66.655 MWMédios (vide Gráfico 13).

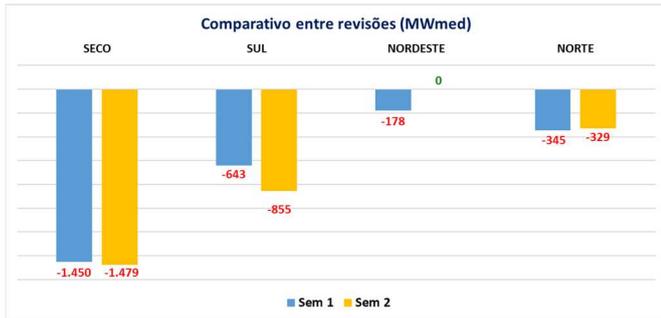


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 0 e 1 para a 1ª e 2ª semana operativa.

Em face do comportamento da carga na última semana operativa, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas 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 2022.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	69.792	69.318	72.995	73.350	72.521
RV1	67.176	66.655	71.391	72.221	71.402

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.

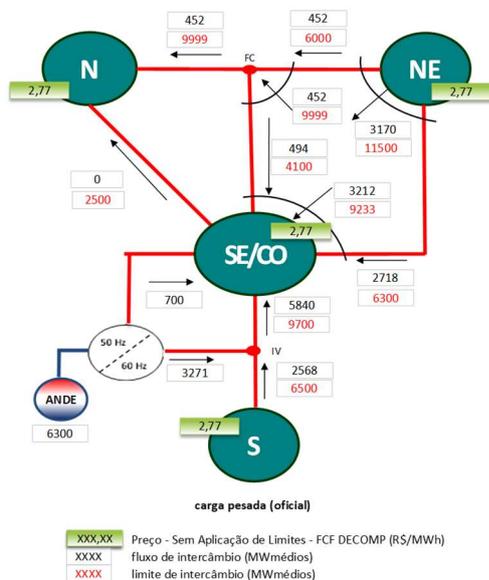


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

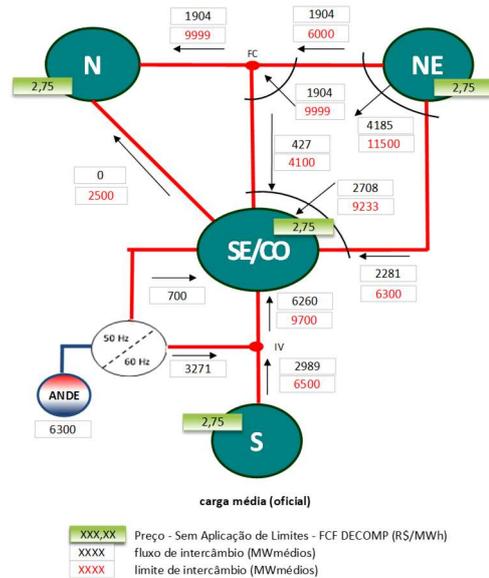


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

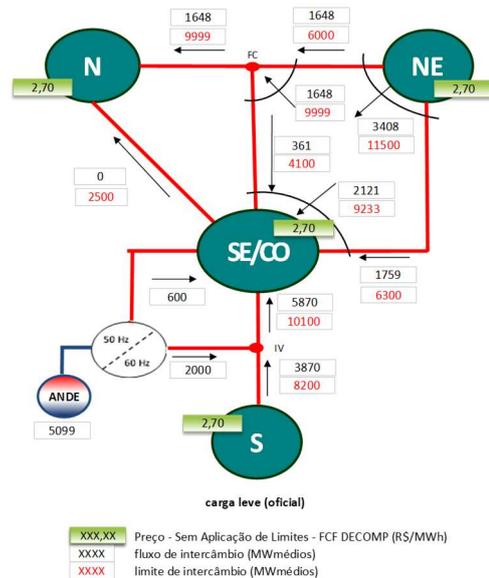


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, 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 segunda 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.

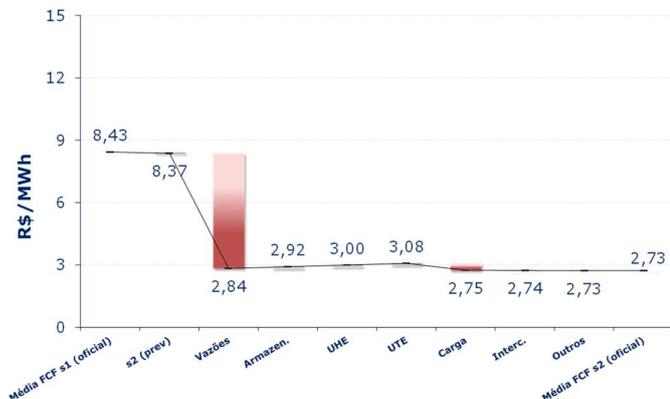


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 5,50/MWh. A redução da carga prevista, por sua vez, impactou em aproximadamente R\$ 0,30/MWh de redução.

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

Oferta e demanda

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

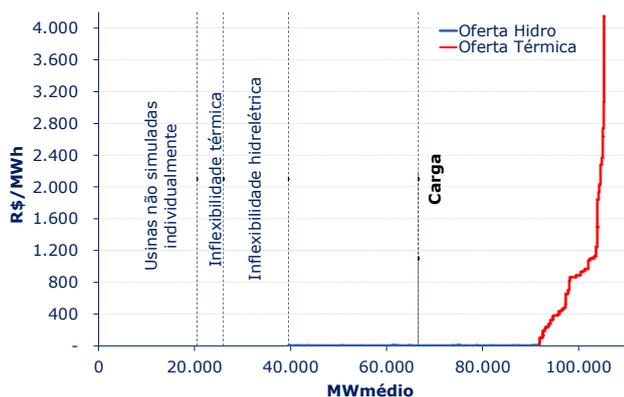


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – outubro de 2022

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2022.

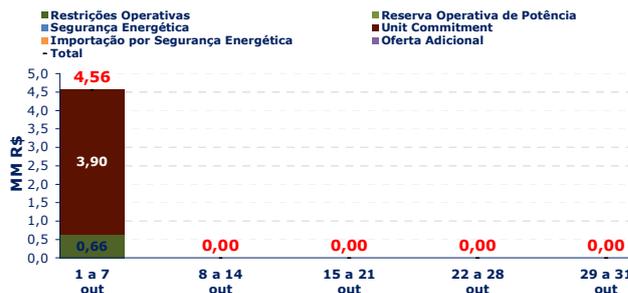


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Norte	0,66	-	-	-	-	0,66
Total	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
Segurança Energética (R\$ MM)						
Subm.	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
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Subm.	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
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	3,90	-	-	-	-	3,90
Total	3,90	0,00	0,00	0,00	0,00	3,90
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Subm.	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

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 4,56 milhões, sendo R\$ 3,9 milhões por unit commitment, e R\$ 0,66 milhões devido a restrições operativas.

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

A expectativa para o período de 8 a 31 de outubro de 2022 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 outubro de 2022.

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/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.

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 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 1,42 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 2022.

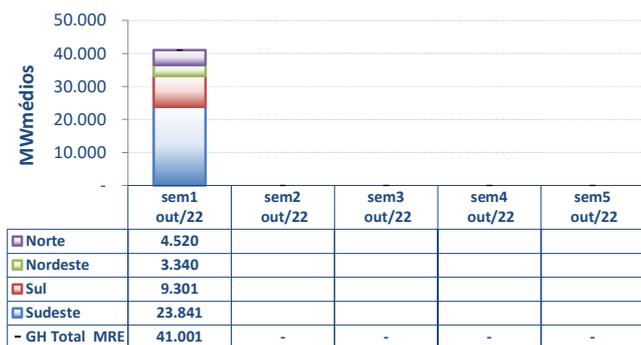


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - julho/2022", publicado em 8 de setembro de 2022 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022.

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

A expectativa para o período de 8 a 31 de outubro de 2022 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 outubro de 2022.

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 2022, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de setembro de 2022. 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.

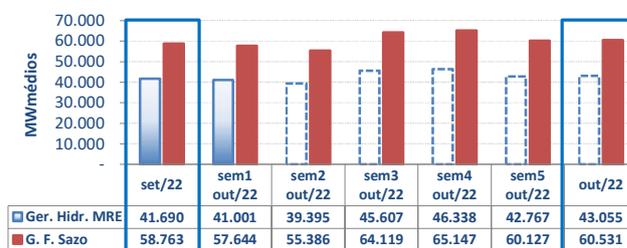


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro e de outubro de 2022

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de setembro e outubro de 2022 (ainda não contabilizados).

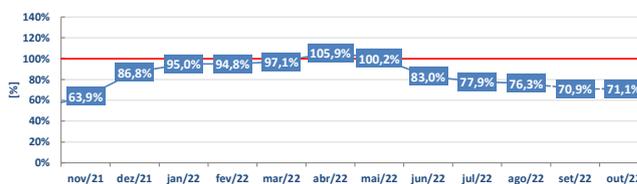


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

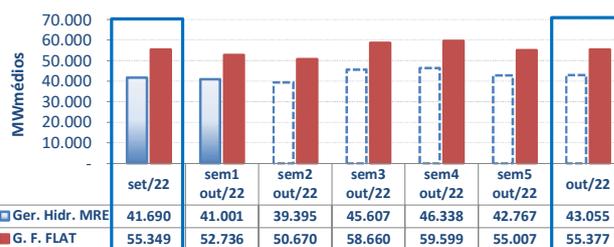


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro e de outubro de 2022

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 2022 (ainda não contabilizados).

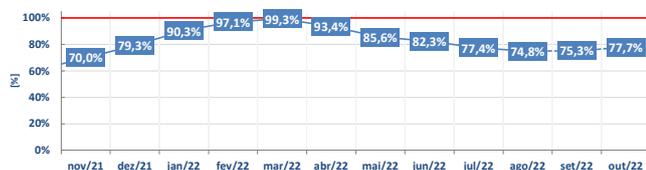


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 primeira semana operativa de outubro de 2022 foi identificada a seguinte inconsistência que impacta o cálculo do PLD:

- 1 – No deck do dia 02/10, a unidade equivalente 15 da UTE Termorio estava ligada por conta da consideração da restrição elétrica do registro RE 613 (despacho por razão elétrica) do caso ONS. Por se tratar de uma restrição elétrica interna ao submercado e que não impacta na capacidade de intercâmbio entre submercados, essa restrição não deve ser considerada para o caso CCEE e, portanto, o *status* inicial da usina deve ser compatibilizado a desconsideração dessa restrição elétrica. Porém, para o deck do dia 02/10/2022, o status inicial da usina permaneceu ligado, não sendo realizada a referida compatibilização. Para o deck do dia 03/10/2022, a compatibilização passou a ser considerada.

Todas as correções supracitadas já foram implementadas no deck de dados do modelo DESSEM, seguindo as regras previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, que determina que, caso seja detectada inconsistência no processo de cálculo do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, esta deverá ser corrigida e produzir efeito no dia subsequente à identificação.