

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 dezembro de 2022.

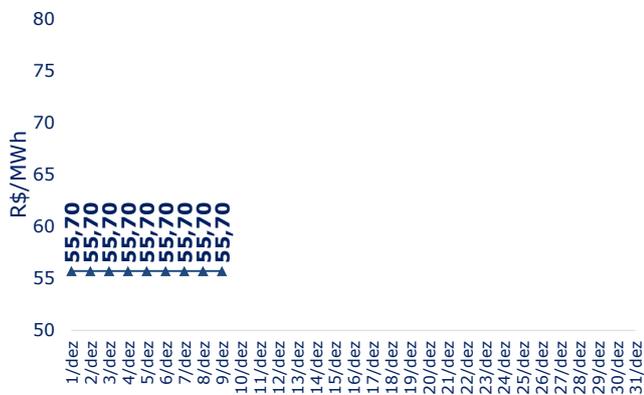


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 3 a 9 de dezembro de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

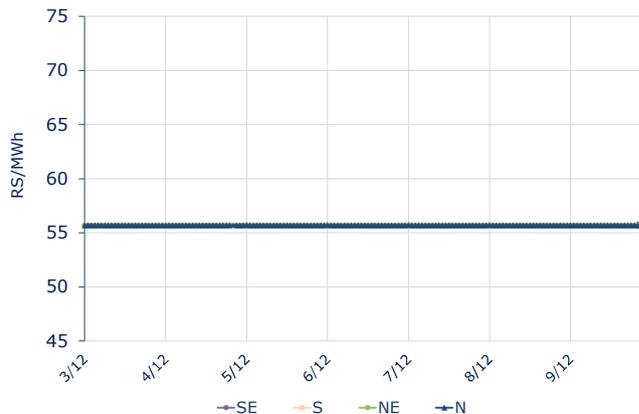


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 dezembro (em R\$/MWh)

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

Devido ao acionamento de contingência durante a publicação do PLD durante a semana operativa, houve a não publicação do deck para os dias correspondentes. Desta forma, excepcionalmente nesta semana não serão apresentados os resultados semanais do modelo DESSEM.

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 de dezembro 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 2 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	0,06	0,06	0,06	0,06
Média	0,06	0,06	0,06	0,06
Leve	0,06	0,06	0,06	0,06
Média semanal	0,06	0,06	0,06	0,06

A Tabela 3 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de dezembro.

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

Tabela 3 – Comparação entre a FCF da segunda e da terceira semana de dezembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	2ª sem - dez	3ª sem - dez	Variação %
SE/CO	0,14	0,06	-57,1%
S	0,14	0,06	-57,1%
NE	0,14	0,06	-57,1%
N	0,14	0,06	-57,1%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 10 a 16 de dezembro, apresentaram variações de -57,1% em todos os submercados, fechando a R\$ 0,06/MWh.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi o maior nível de armazenamento verificado no SIN.

Para dezembro de 2022, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 103% da MLT para o sistema, sendo 92% no Sudeste; 83% no Sul; 86% no Nordeste e 204% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 381 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 531 MWmédios no submercado Sul e -150 MWmédios no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.978 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 1.232 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 695 MWmédios no submercado Sul, -104 MWmédios no submercado Nordeste, 155 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 3 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.

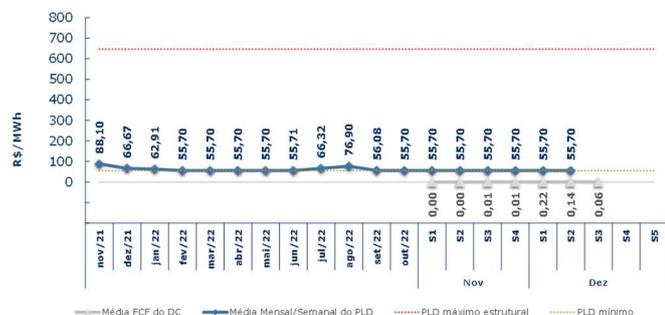


Gráfico 3 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 4 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

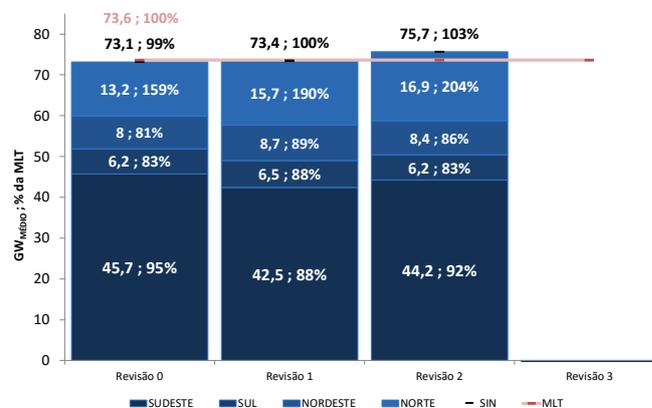


Gráfico 4 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 5 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

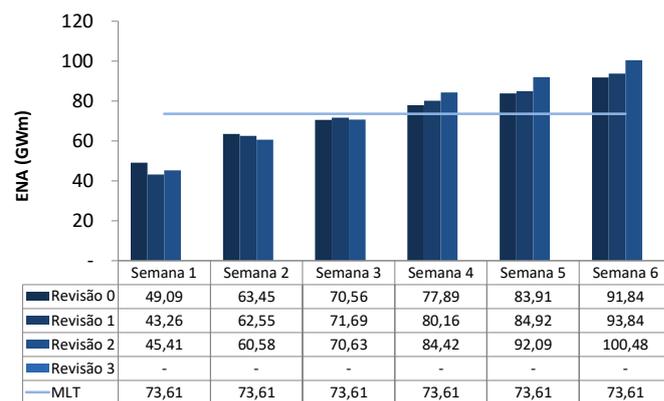


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 6 ilustra a evolução da ENA desde novembro de 2022. Para novembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 58.200 MWmédios. Já para dezembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 86.400 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 89.200 MWmédios.

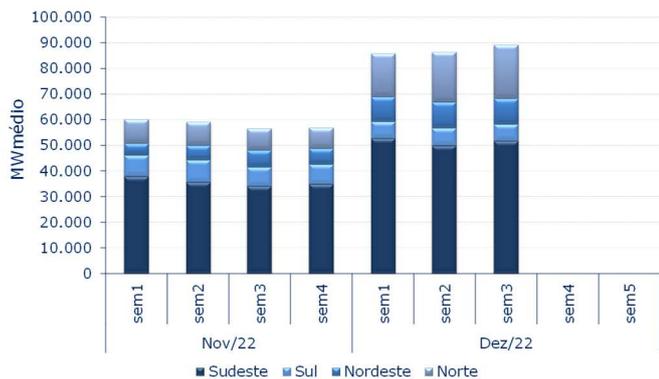


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2022

O Gráfico 7 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira semana operativa de dezembro.



Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 4 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a segunda e a terceira semana de dezembro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 4 - ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1.836	-393	-53	1.422

Armazenamento inicial

O Gráfico 8 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.



Gráfico 8 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 50,9% (Energia Armazenada de 149.275 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 51,6% (Energia Armazenada de 151.253 MWmês), o que representou um aumento de 1.978 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 5 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de dezembro

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	46,3%	95.104	46,9%	96.336	0,6%	1.232
S	74,6%	15.263	78,0%	15.958	3,4%	695
NE	58,8%	30.411	58,6%	30.307	-0,2%	-104
N	55,0%	8.497	56,0%	8.652	1,0%	155
SIN	50,9%	149.275	51,6%	151.253	0,7%	1.978

Carga - DECOMP

O Gráfico 9 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de dezembro.

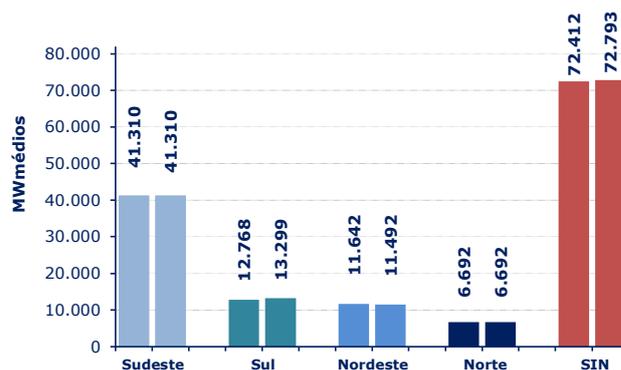


Gráfico 9 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de dezembro na RV1 de dezembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de dezembro (2ª coluna).

A Tabela 6 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de dezembro.

Tabela 6 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
0	531	-150	0

No âmbito internacional, temos o Global Supply Chain Index do FED registrando alta de +1,2%, sendo o tempo de entrega na China um fator que tem dificultado a retomada da normalidade no fluxo das cadeiras globais de oferta. Observa-se também um crescente sinal de esfriamento da economia global. Resultados do PMI dos serviços na Zona do Euro atingiu +48 pontos, tendo avançado ou se mantido estável nas principais economias. O índice de preços ao produtor americano desacelerou na análise interanual (+7,2% a.a. contra +8,0% a.a. em outubro) e avançou +0,2% m/m. Já na China os resultados de novembro apontam desaceleração no IPC (+1,6% a.a.) e manutenção no IPP (-1,3% a.a.) No contexto doméstico, temos que o índice de commodities avançou +1,3% m/m enquanto o índice de antecedentes de emprego – IAEmp apresentou queda de -8,4% m/m, atingindo +73,1 pontos. Esse indicador reflete o fraco desempenho observado na recuperação do mercado de trabalho, corroborando resultados do CAGED e PNAD contínua. O PMI do setor de serviços atingiu +51,6 pontos, refletindo a perda de força de expansão do setor. Resultados da Pesquisa Mensal de Comércio – PMC mostraram avanço na margem tanto no conceito ampliado (+0,5%) quanto no restrito (+0,4%). As variações interanuais foram de +0,3% e de +2,7%, respectivamente. Com relação a inflação, o resultado do IGP-DI de novembro aponta desaceleração da deflação de -0,18% m/m (contra -0,62% m/m em outubro), com desaceleração da deflação dos preços dos produtos industriais (-0,22% em novembro contra -0,73% em outubro) e dos produtos agrícolas. A 1ª prévia do IGP-M de dezembro aponta volta de inflação, de +0,35% contra -0,60% em novembro. Merece destaque a manutenção da taxa Selic em 13,75% na última reunião do COPOM e a aprovação da PEC da transição na Câmara e no Senado Federal, tendo um impacto estimado de R\$ 168,9 bilhões. Devido ao carregamento estatístico do PIB para o restante de 2022 e o resultado do terceiro trimestre, as perspectivas do PIB para 2022 deverão resultar em um crescimento aproximado de +3,1% mesmo com a desaceleração esperada para o 4º trimestre de 2022.

O Gráfico 10 apresenta a carga de dezembro de 2022. Em termos mensais, o PMO de dezembro indicou uma expectativa de carga no valor de 71.334 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 71.358 MW médios, correspondendo a um aumento marginal de +24 MW médios (+0,03%). Comparando com os valores verificados em dezembro de 2020 e 2021 houve aumento para o SIN, em MW médios, de +309 (+0,4%) e +881 (+1,3%), respectivamente.

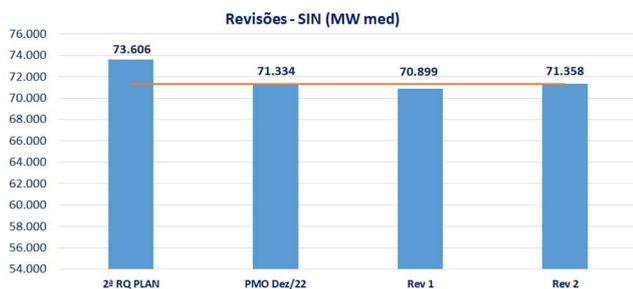


Gráfico 10 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Dezembro.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de dezembro de 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 2ª revisão com os valores verificados em dezembro de 2021, observa-se um aumento de +1.212 MW médios (+2,1%) no somatório da carga dos submercados SECO, Sul e Norte e uma redução de +331 MW médios (-2,8%) no submercado Nordeste.

O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,6%) seguido do Nordeste (-2,8%).

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se redução em todos os submercados, totalizando -2.248 MW médios (-3,1%). O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-9,0%).

Tabela 7 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Dez/22 e a carga observada em Dez/21 e a projeção do 2ª RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Dez/21	2ª RV PLAN (22-26)
SECO	+464 (+1,2%)	-323 (-0,8%)
Sul	+169 (+1,3%)	-304 (-2,3%)
Nordeste	-331 (-2,8%)	-965 (-7,8%)
Norte	+579 (+9,6%)	-656 (-9,0%)
SIN	+881 (+1,3%)	-2.248 (-3,1%)

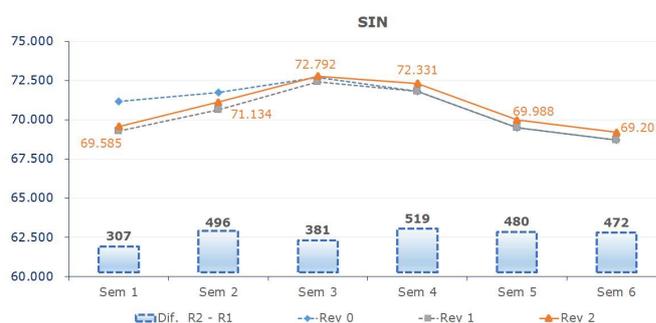


Gráfico 11 - Projeção da carga do PMO de Dezembro de 2022.

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de dezembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento da carga verificada para todos os submercados, exceto o Nordeste, onde houve uma redução da carga em -347 MW médios (-3,1%). O aumento da carga verificada dos demais submercados totalizou +843 MW médios (+1,4%). Para a 3ª semana operativa, o submercado Sul aumentou a carga projetada em +531 MW médios (+4,2%), enquanto a carga projetada para o submercado Nordeste reduziu -150 MW médios (-1,3%). A carga projetada para os submercados SECO e Norte foi mantida. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +72.792 MW médios (Gráfico 12).

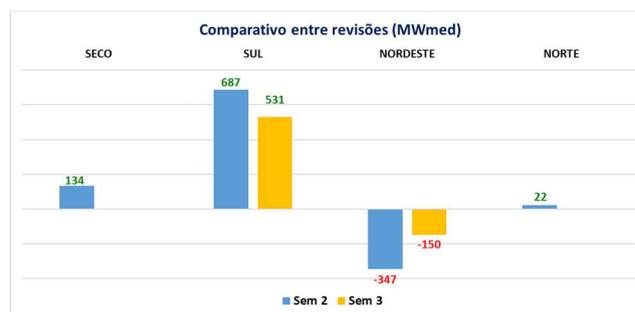


Gráfico 12 - Comparativo entre os montantes das Revis 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga na última semana operativa, as projeções foram também ajustadas a maior para as demais semanas operativas do mês de dezembro. Isso pode ser observado na Tabela 8, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 8 – Carga prevista para o mês de Dezembro de 2022.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	71.172	71.736	72.699	71.812	69.509	68.729
RV1	69.278	70.638	72.411	71.812	69.508	68.729
RV2	69.585	71.134	72.792	72.331	69.988	69.201

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.

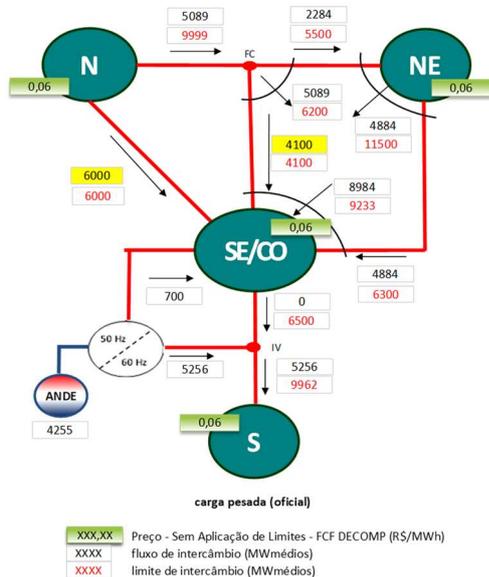


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

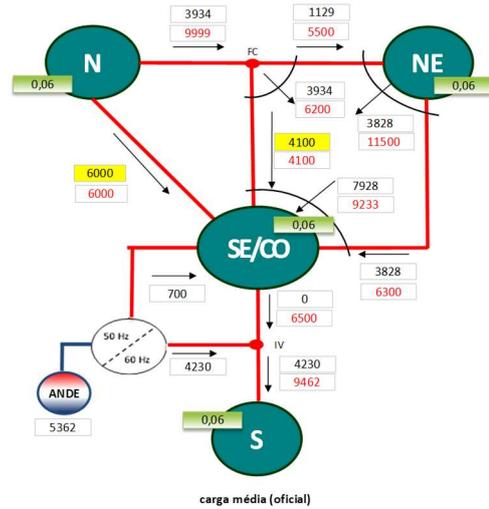


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

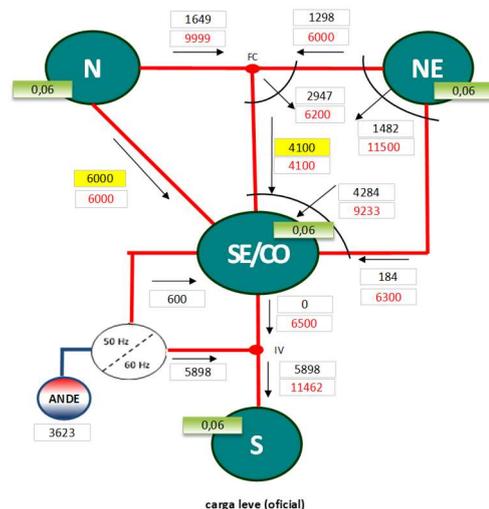


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 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.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 9 as declarações de CVU para a terceira semana operativa de dezembro de 2022.

Tabela 9 - Declaração de CVU para a terceira semana operativa de dezembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
SAO SEPE	103,39	103,40
B.BONITA I	650,00	708,84

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.

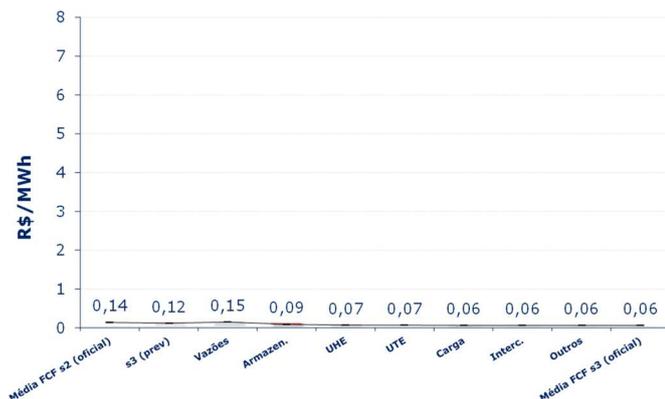


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que o maior nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 0,06/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.

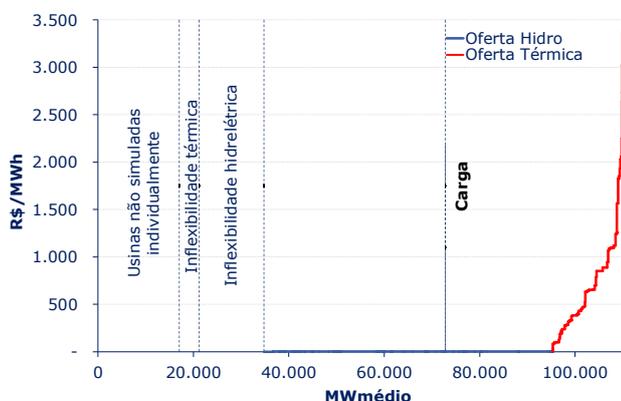


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – dezembro de 2022

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2022.

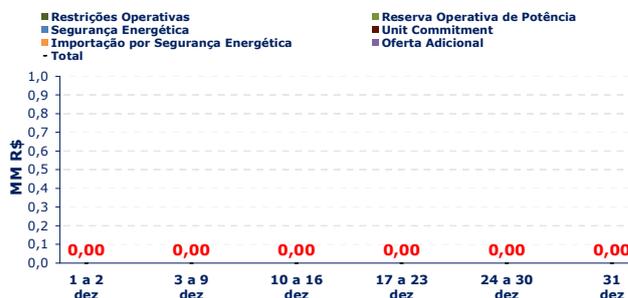


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

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

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	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 18 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 8 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 9 de dezembro são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de dezembro 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 2 de dezembro 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 dezembro é apresentada no Gráfico 19.

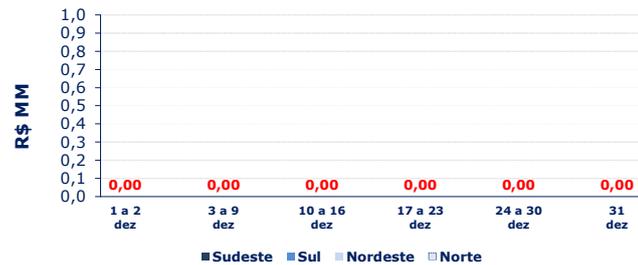


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

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 20 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para dezembro de 2022.

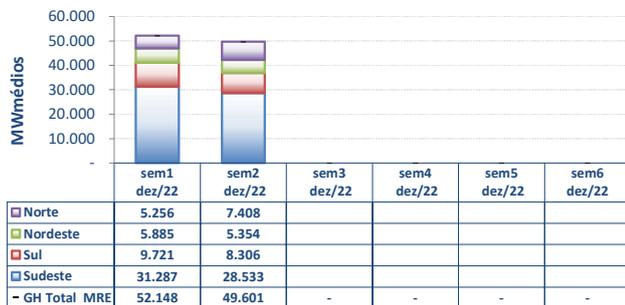


Gráfico 20 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 21 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - setembro/2022", publicado em 11 de novembro 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 8 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. s dados do dia 9 de dezembro são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de dezembro 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 2 de dezembro 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 novembro de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para dezembro.

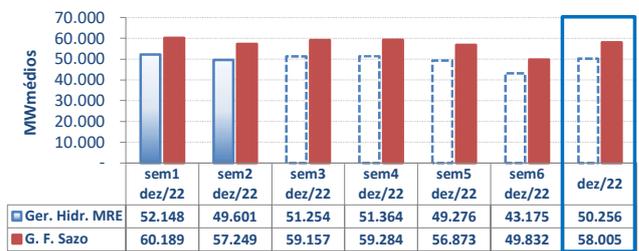


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e de dezembro de 2022

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2022 (ainda não contabilizados).

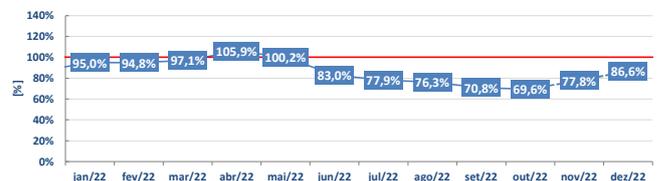


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 23 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 novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

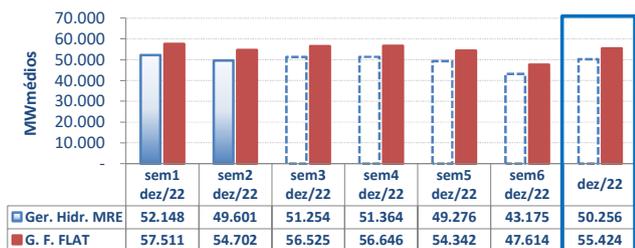


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro e de dezembro de 2022

O Gráfico 24 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 novembro e dezembro de 2022 (ainda não contabilizados).

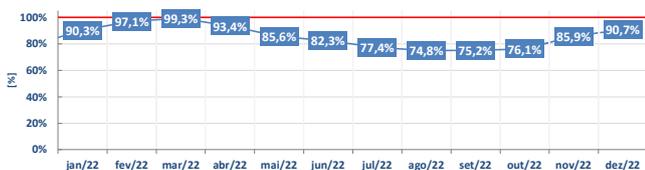


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 dezembro de 2022 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

1 - No modelo DESSEM, a representação da vazão defluente da UHE Três Marias, localizada na Bacia do Rio São Francisco, considera as condições operativas informadas no documento Informe sobre o Planejamento e a Programação da Operação dos Aproveitamentos Hidroelétricos da Bacia do Rio São Francisco, regularmente publicado no ambiente SINtegre do ONS. As restrições contidas neste documento, referentes às vazões defluentes máximas desta usina, para o PMO dos meses de novembro e dezembro são:

- PMO de novembro/22:
 - 500 m³/s de 0h do dia 29/10/2022 até 23h59 do dia 30/11/2022;
- PMO de dezembro/22:
 - 400 m³/s de 0h do dia 26/11/2022 até 23h59 do dia 31/01/2023
 - No período de 13h do dia 01/12/2022 até 10h do dia 06/12/2022 essa vazão passaria para a máxima média diária de 440m³/s, em função do FSARH 3603.

Todavia, tais restrições passaram a vigorar no modelo DESSEM, apenas a partir do deck do dia 08/12/2022. 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".