

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 - CMO<sup>1</sup> 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 2022.

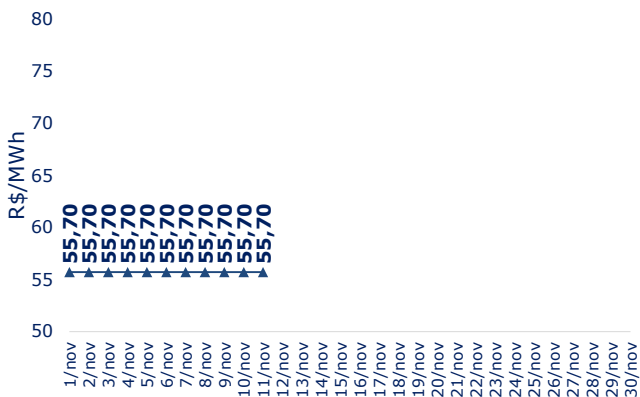


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 5 a 11 de novembro de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

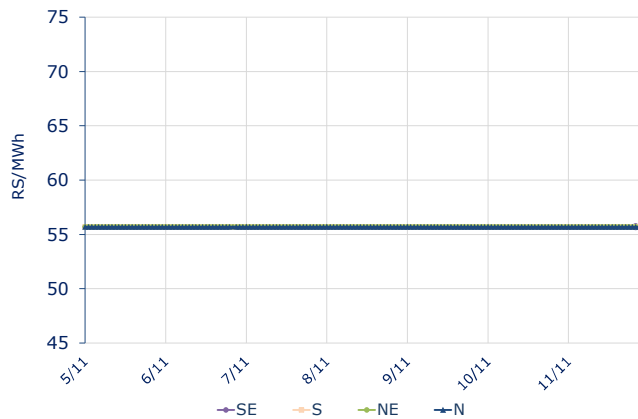


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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 novembro (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. Adicionalmente apenas para fins ilustrativos, foi considerado para o dia 5 de novembro os resultados do dia 6 de novembro, visto que para este dia houve contingência durante a publicação do modelo DESSEM.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT
MWmed	66.196	3.755	2.900	9.327	1.532	44.946	3.735
%	100%	6%	4%	14%	2%	68%	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 5 a 11 de novembro de 2022.

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

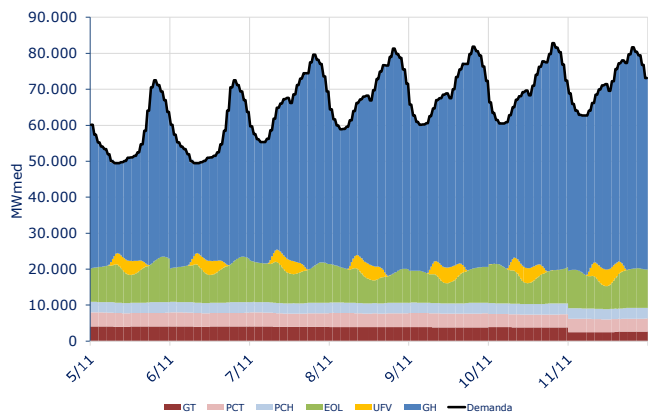


Gráfico 3 - Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

### 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 12 a 18 de novembro 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	0,01	0,01	0,01	0,01
Média	0,01	0,01	0,01	0,01
Leve	0,01	0,01	0,01	0,01
Média semanal	0,01	0,01	0,01	0,01

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	0,01	-
S	0,00	0,01	-
NE	0,00	0,01	-
N	0,00	0,01	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 12 a 18 de novembro, fecharam em R\$ 0,01/MWh em todos os submercados.

Para novembro de 2022, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 89% da MLT para o sistema, sendo 84% no Sudeste; 83% no Sul; 83% no Nordeste e 154% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.429 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -568 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -514 MWmédios no submercado Sul, -122 MWmédios no submercado Nordeste e -225 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 79 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.027 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -61 MWmédios no submercado Sul, 930 MWmédios no submercado Nordeste, 237 MWmédios no submercado Norte.

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.

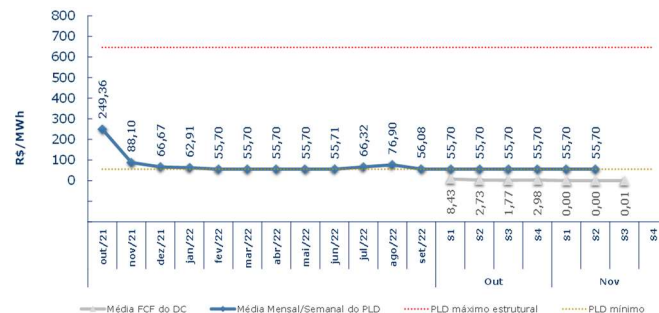


Gráfico 4 - Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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

O Gráfico 5 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2022. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 49.000 MWmédios. Já para novembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 59.200 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 56.600 MWmédios.

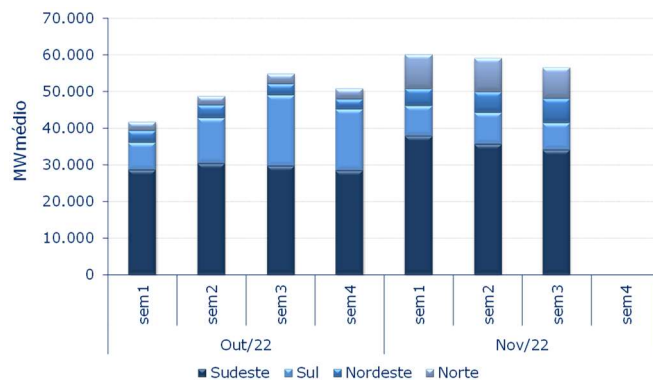


Gráfico 5 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - outubro e novembro de 2022

O Gráfico 6 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira semana operativa de novembro.



Gráfico 6 - 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
-1.539	-1.246	952	-757

### Armazenamento inicial

O Gráfico 7 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

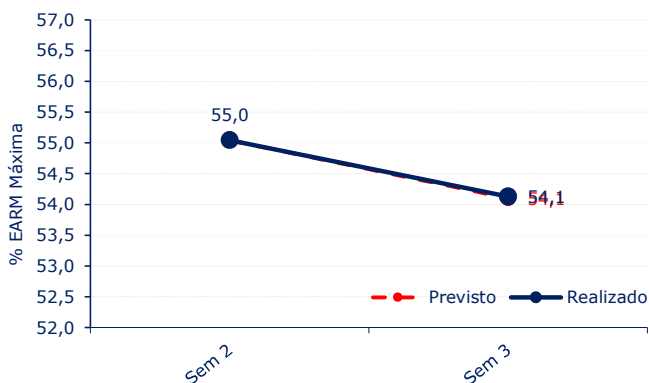


Gráfico 7 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 54,1% (Energia Armazenada de 158.702 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 54,1% (Energia Armazenada de 158.781 MWmês), o que representou um aumento de 79 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	49,4%	101.471	48,9%	100.444	-0,5%	-1.027
S	90,2%	18.454	89,9%	18.393	-0,3%	-61
NE	58,1%	30.049	59,9%	30.979	1,8%	930
N	55,4%	8.728	56,9%	8.965	1,5%	237
SIN	54,1%	158.702	54,1%	158.781	0,0%	79

### Carga - DECOMP

O Gráfico 8 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de novembro.

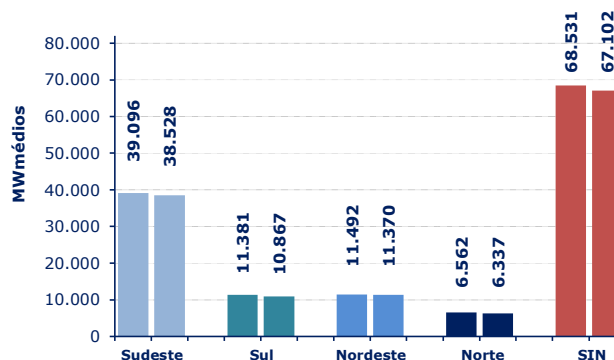


Gráfico 8 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 8 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 (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-568	-514	-122	-225

O Global Supply Chain Index atingiu, em outubro, a marca de +1,0 pontos, interrompendo o movimento de melhora do fluxo das cadeias de suprimento, iniciada em abril desse ano. Esse resultado é consequência da piora dos indicadores de compra e de tempo de entrega em Taiwan, além da alta do frete na Ásia e aumento dos pedidos em aberto no Reino Unido. A expectativa é de retomada do movimento de normalização das cadeias produtivas, muito em função da tendência de desaceleração da economia mundial. Resultados da inflação de outubro nos Estados Unidos apresentaram variação de +0,4% m/m (mesmo resultado de setembro), com melhorias nas margens dos núcleos, reforçando uma perspectiva de desaceleração do ritmo de alta do FED Fund Rate na próxima reunião em dezembro. Na China, dados de inflação ao consumidor (IPC) e ao produtor (IPP) mostraram desaceleração, em outubro, de -2,1% e -1,3%, respectivamente. No contexto doméstico, o Indicador de Antecedente de Emprego - IAEmp apresentou queda de -4,8% m/m, atingindo +79,8 pontos, indicando, assim, sinais de piora no mercado de trabalho. Na análise com médias móveis trimestrais a queda é de -0,8%. O comércio varejista restrito e ampliado apresentaram, em setembro, alta de +0,4% m/m e +0,9% m/m, respectivamente. Na análise trimestral, as quedas na margem foram de -1,2% e -1,8%, respectivamente. O setor de serviços, em setembro, cresceu +0,4%

m/m, apesar da gradual desaceleração da atividade econômica (devido a contração monetária), e muito devido aos segmentos voltados para as famílias. Com relação a inflação, resultados do IPCA de outubro apontam alta de +0,59% m/m, com destaque para os itens transporte, alimentação e bebidas e comunicação. Com relação aos IGPs, temos o IGP-DI de outubro apresentando moderação na deflação, com queda de -0,62% (contra -1,22% em setembro), sendo destaque a intensificação da deflação do IPA-DI agropecuário. A 1ª prévia do IGP-M de novembro aponta deflação de -0,6% m/m, com desaceleração da deflação dos preços dos produtos industriais (-0,92% em novembro contra -1,49% em outubro) e agrícolas (-0,90% em novembro contra -1,03% em outubro). Com relação às perspectivas do PIB, se mantém a expectativa de continuidade de crescimento no 3º trimestre e crescimento aproximado de +2,7% em 2022.

O Gráfico 9 apresenta a carga de novembro de 2022. Em termos mensais, o PMO de novembro indicou uma expectativa de carga no valor de 69.926 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 68.419 MW médios, correspondendo a uma redução de -1.507 MW médios (-2,2%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2020 e 2021 houve redução para o SIN, em MW médios, de -1.313 (-1,9%) e -1.906 (-2,7%), respectivamente.

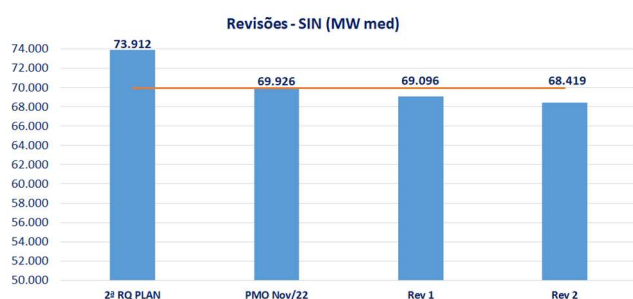


Gráfico 9 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Novembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de novembro 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 novembro de 2021, observa-se uma redução de -2.223 MW médios (-3,5%) no somatório da carga dos submercados SECO, Sul e Nordeste e um aumento de +317 MW médios (+5,1%) no submercado Norte. O Sul é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-7,8%) seguido do Norte (+5,1%).

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se redução em todos os submercados, totalizando -5.493 MW médios (-7,4%). O Sul é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-12,7%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Nov/21	2ª RV PLAN (22-26)
SECO	-830 (-2,1%)	-2.062 (-5,0%)
Sul	-965 (-7,8%)	-1.649 (-12,7%)
Nordeste	-428 (-3,6%)	-896 (-7,2%)
Norte	+317 (+5,1%)	-886 (-12,0%)
SIN	-1.906 (-2,7%)	-5.493 (-7,4%)

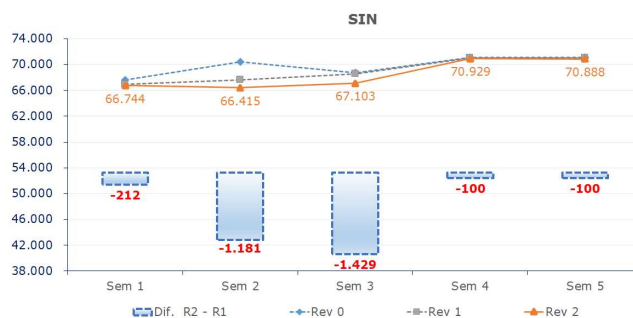


Gráfico 10 - Projeção da carga do PMO de Novembro de 2022.

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de novembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução da carga verificada para todos os submercados, exceto o Sul, onde houve um aumento marginal da carga em +9 MW médios (+0,1%). A queda da carga verificada dos demais submercados totalizou -1.190 MW médios (-2,1%). Para a 3ª semana operativa, houve redução da carga projetada para todos os submercados, totalizando -1.429 MW médios (-2,1%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +67.103 MW médios (vide Gráfico 11).

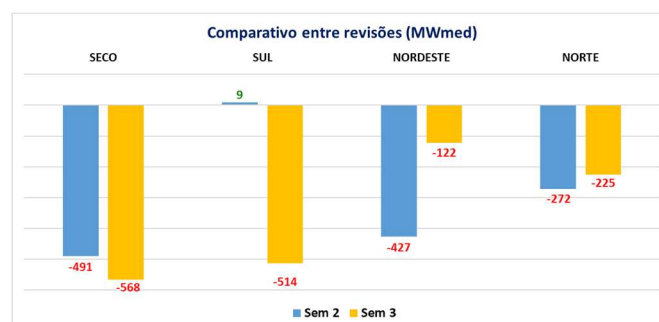


Gráfico 11 – Comparativo entre os montantes das revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram também ajustadas a menor 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 2022.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	67.622	70.421	68.713	71.129	71.088
RV1	66.956	67.596	68.532	71.029	70.988
RV2	66.744	66.415	67.103	70.929	70.888

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

### Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 12, Gráfico 13 e Gráfico 14 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.

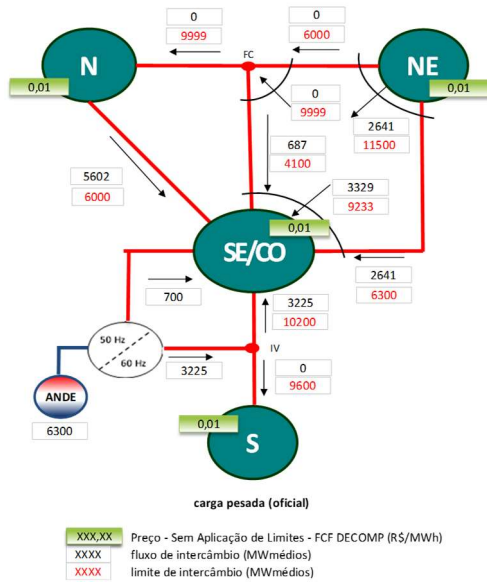


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

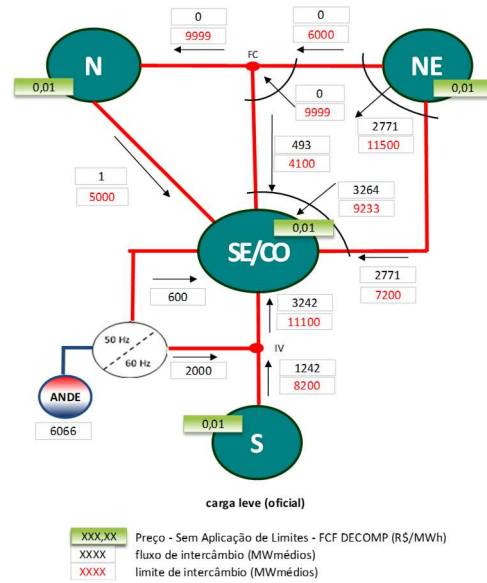


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

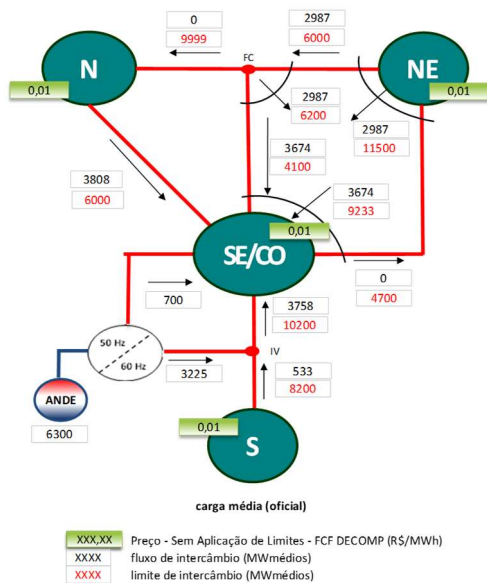


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

### 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 10 as declarações de CVU para a terceira semana operativa de novembro de 2022.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
<b>B.BONITA I</b>	<b>650,00</b>	<b>704,68</b>

### 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 15 ilustra os principais impactos na FCF.



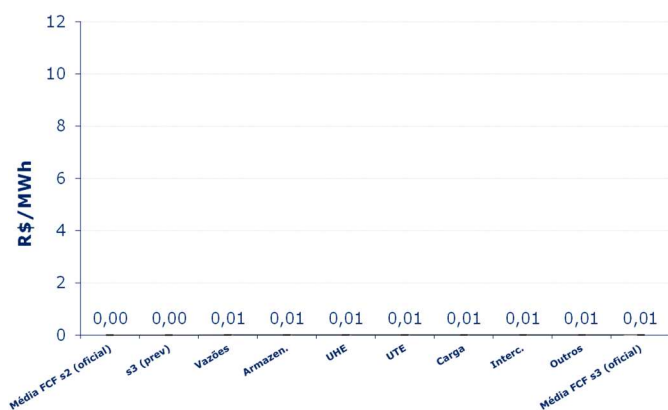


Gráfico 15 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 0,01/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.

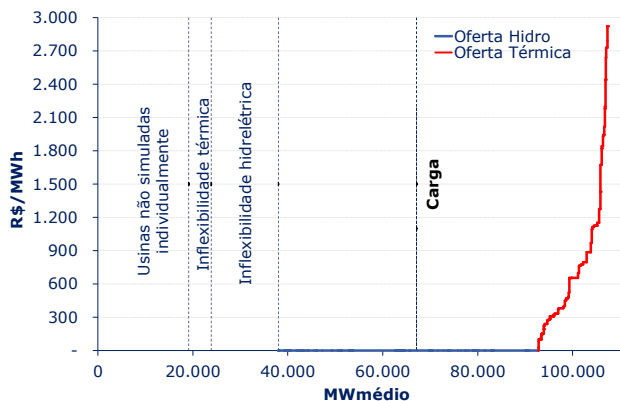


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa de ESS – novembro de 2022

O Gráfico 17 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2022.

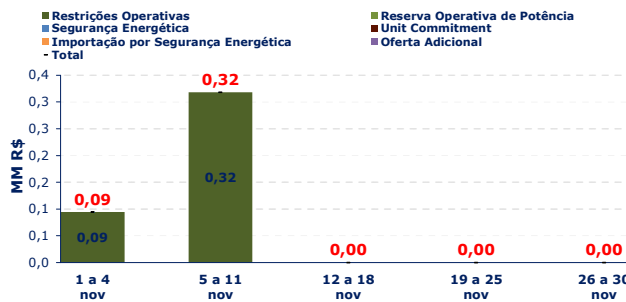


Gráfico 17 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>						
Nordeste	0,09	0,32	-	-	-	0,41
Norte	0,01	-	-	-	-	0,01
<b>Total</b>	<b>0,09</b>	<b>0,32</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,41</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>						
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>						
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>						
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,41 milhões, sendo R\$ 0,41 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 10 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 11 de novembro são idênticos aos do dia 10.

A expectativa para o período de 12 a 30 de novembro 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 novembro 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 novembro é apresentada no Gráfico 18.

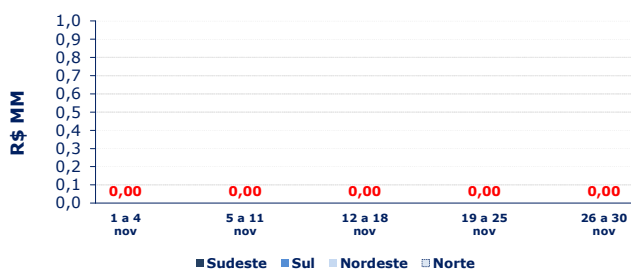


Gráfico 18 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 18 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 19 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2022.

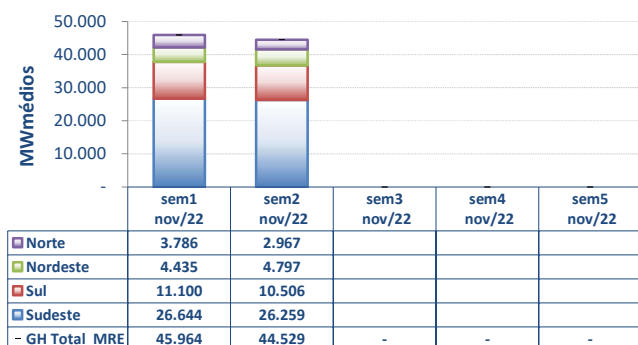


Gráfico 19 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 20 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - agosto/2022", publicado em 13 de outubro 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 10 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 11 de novembro são idênticos aos do dia 10.

A expectativa para o período de 12 a 30 de novembro 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 novembro 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 outubro de 2022. 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.

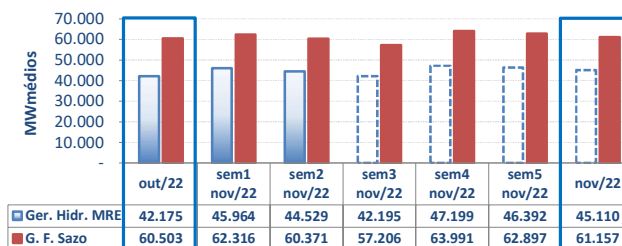


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro e novembro de 2022

O Gráfico 21 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2022 (ainda não contabilizados).

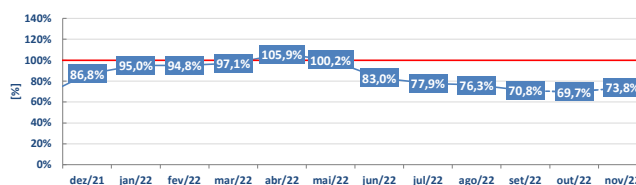


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 22 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.

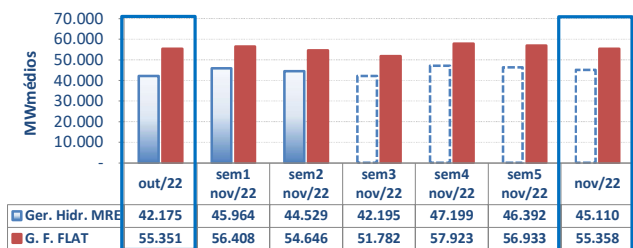


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro e de novembro de 2022

O Gráfico 23 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 2022 (ainda não contabilizados).

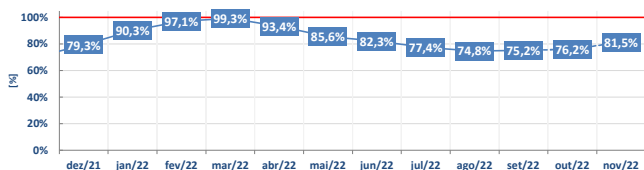


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 2022 não foram identificadas inconsistências.