

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 maio de 2022.

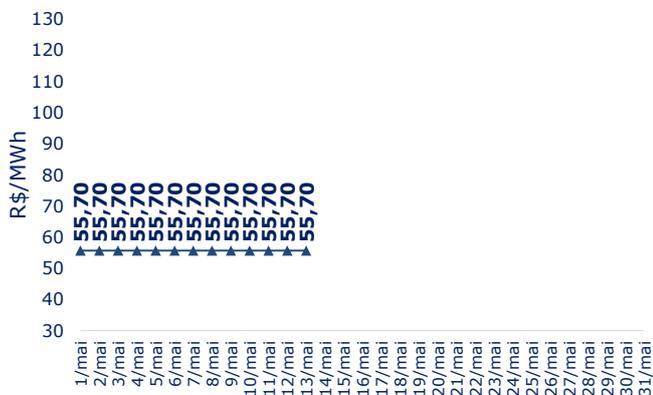


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 de maio 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 maio (em R\$/MWh)

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

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 14 a 20 de maio de 2022. 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	46,51	46,51	46,51	46,51
Média	45,74	45,74	45,74	45,74
Leve	45,33	45,33	45,33	45,33
Média semanal	45,83	45,83	45,83	45,83

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - mai	3ª sem - mai	Variação %
SE/CO	17,13	45,83	167,5%
S	17,13	45,83	167,5%
NE	0,00	45,83	-
N	0,00	45,83	-

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de afluências e de demanda no Sistema Interligado Nacional – SIN, o que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

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

O Gráfico 3 ilustra a evolução para os anos de 2021 e 2022 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

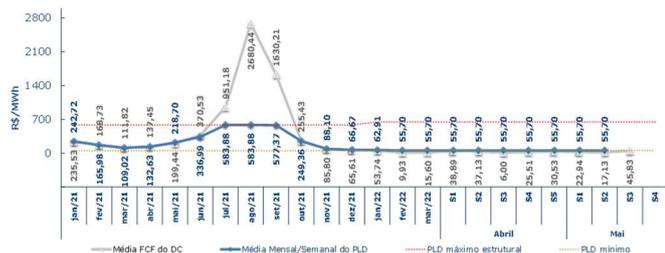


Gráfico 3 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que, com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de janeiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado).

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.

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 14 de maio a 20 de maio, apresentaram variações de 167,5% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 45,83/MWh. Os submercados Nordeste e Norte também apresentaram variação, fechando a R\$ 45,83/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a redução nas afliências esperadas, o menor nível de armazenamento verificado e a redução na carga prevista.

Para maio de 2022, espera-se que as afliências fechem em torno de 83% da MLT para o sistema, sendo 66% no Sudeste; 187% no Sul; 51% no Nordeste e 86% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.373 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.050 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -454 MWmédios no submercado Sul, -50 MWmédios no submercado Nordeste e 181 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 827 MWmédios abaixo 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, 137 MWmédios no submercado Sul, 207 MWmédios no submercado Nordeste, 61 MWmédios no submercado Norte.

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 4 ilustra a evolução da ENA desde abril de 2022. Para abril, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 75.100 MWmédios. Já para maio, os valores de afliências ficaram próximos aos 58.500 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 56.200 MWmédios.

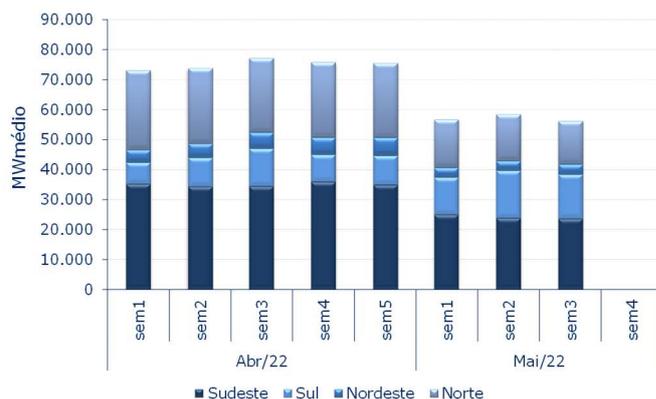


Gráfico 4 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - abril e maio de 2022

O Gráfico 5 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na terceira semana operativa de maio.



Gráfico 5 - 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 maio considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-185	-1.130	159	-1.114

Armazenamento inicial

O Gráfico 6 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

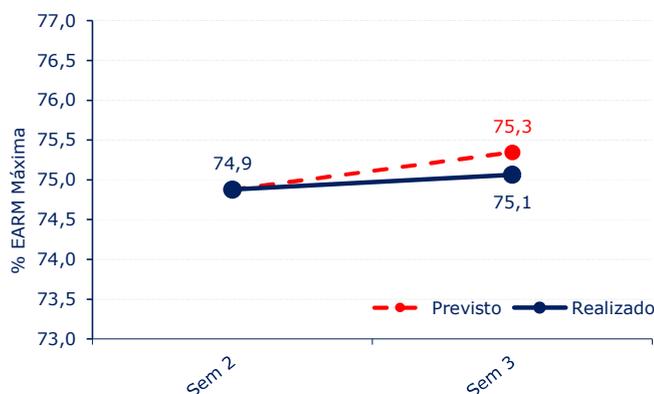


Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 75,3% (Energia Armazenada de 220.124 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 75,1% (Energia Armazenada de 219.297 MWmês), o que representou uma queda de -827 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 maio

Submercado	RV2 - previsto (MWmês)	RV2 - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	138.447	137.215	-1.232
S	17.299	17.436	137
NE	49.184	49.391	207
N	15.194	15.255	61

Carga - DECOMP

O Gráfico 7 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de maio.

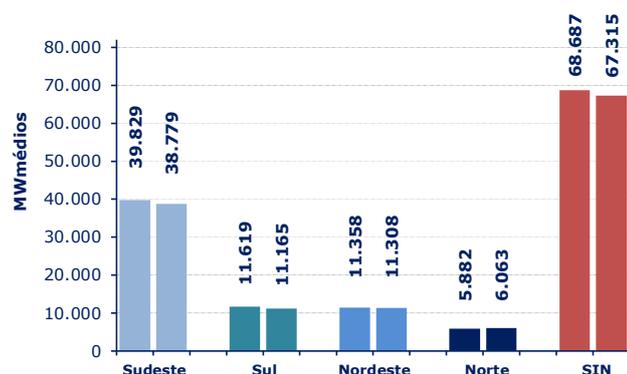


Gráfico 7 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de maio na RV1 (1ª

coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de maio (2ª coluna).

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

Tabela 6 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.050	-454	-50	181

Ainda que em menor medida, a pandemia da COVID-19 continua influenciando negativamente o desempenho da economia global e nacional, principalmente devido a ocorrência de repique de casos de COVID-19 na China. O recrudescimento das restrições sanitárias na China (em cidades como Xangai e Pequim) juntamente com o prolongamento do conflito russo-ucraniano dificultam a diluição dos gargalos existentes nas cadeias globais de suprimento e os congestionamentos logísticos, impedindo uma descompressão nos preços dos insumos, do petróleo e das commodities (industriais e agrícola). Tem-se com isso, um cenário externo desafiador com ampliação dos riscos inflacionários nos Estados Unidos e Europa. O aumento da taxa básica de juros americana e a aumento do risco de desaquecimento da economia global, refletem em âmbito nacional, com a persistência das pressões inflacionárias e com o prolongamento do ciclo de aperto monetário. O aumento da taxa de juros pelo Copom para 12,75% a.a. juntamente com os resultados dos índices inflacionários corrobora tal fato, ainda que haja uma expectativa de desaceleração do último motivada pela mudança das bandeiras tarifárias. Os índices setoriais de confiança e a incerteza da economia estão reagindo positivamente à melhoria da situação pandêmica e as iniciativas de estímulo à economia adotadas pelo governo. O mercado de trabalho também apresenta recuperação gradual e contínua com o recuo da taxa de emprego, o avanço do IAEmp – Indicador de Antecedente de Emprego e o aumento da criação de empregos formais. Apesar dos indicadores sugerirem que no 1º trimestre o PIB do país teve desempenho melhor que o esperado, as expectativas em relação à inflação, taxa de juros e produção industrial sugerem, para 2022, uma quase estagnação do PIB, com postergação de recuperação da renda real e manutenção de condições monetárias restritivas.

O Gráfico 8 apresenta a carga de maio de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 68.815 MWmédios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 67.499 MW médios, correspondendo a uma redução de 1.316 MWmédios (-1,9%). Comparando com os valores verificados em maio de 2020 e 2021, houve uma variação para o SIN, em MWmédios, de +7.522 (+12,5%) e -111 (-0,2%), respectivamente.

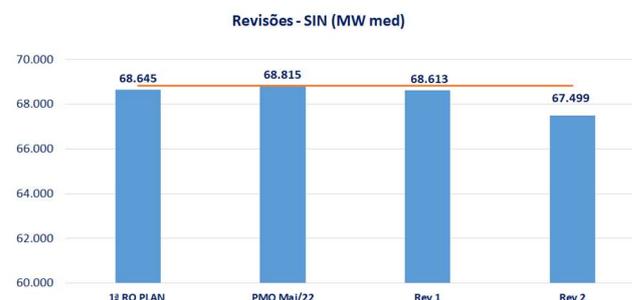


Gráfico 8 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MWmédios e percentuais, da carga projetada na 2ª revisão do PMO de maio 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 1ª RQ do PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 2ª revisão com os valores verificados em maio de 2021, observa-se uma redução de -416 MWmédios no

somatório da carga dos submercados Sul e Norte, e um aumento de + 305 MW médios na soma das cargas do submercado Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. O Sul é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-3,5%).

Na comparação com os valores projetados na 1ª RQ do PLAN, todos os submercados, exceto o Norte, possuem cargas previstas inferiores as da 1ª RQ, totalizando -1.316 MWmédios. A carga prevista para o submercado Norte é 170 MW médios superior à da 1ª RQ do PLAN. Nessa análise, é novamente o Sul o submercado cuja carga apresentou maior variação percentual absoluta (-4,9%).

Tabela 7 – Comparação da carga prevista para o PMO de Maio/22 com a carga observada em Mai/21 e a projeção da 1ª RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/21	1ª RQ PLAN (22-26)
SECO	+22 (+0,1%)	-331 (-0,8%)
Sul	-401 (-3,5%)	-574 (-4,9%)
Nordeste	+283 (+2,6%)	-411 (-3,5%)
Norte	-15 (-0,2%)	+170 (+2,9%)
SIN	-111 (-0,2%)	-1.146 (-1,7%)

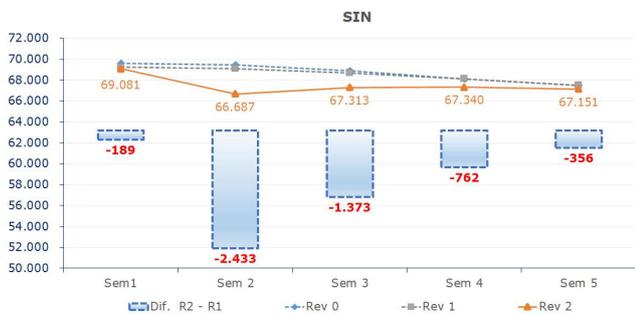


Gráfico 9 - Projeção da carga do PMO de maio de 2022.

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de maio com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução de -2.648 MWmédios (-4,2%) frente as cargas projetadas nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. No submercado Norte, a carga verificada foi +215 MWmédios superior a projetada no PMO, totalizando uma redução para o SIN de -2.433 MWmédios (-3,5%). Para a 3ª semana operativa, houve uma redução de -1.554 MWmédios (-2,5%) na soma da carga projetada para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, enquanto a carga projetada para o submercado Norte é superior em +181 MWmédios. Com isso, para o SIN, tem-se uma redução da carga projetada em -1.373 MWmédios (-2,0%) para a referida semana (vide Gráfico 10).

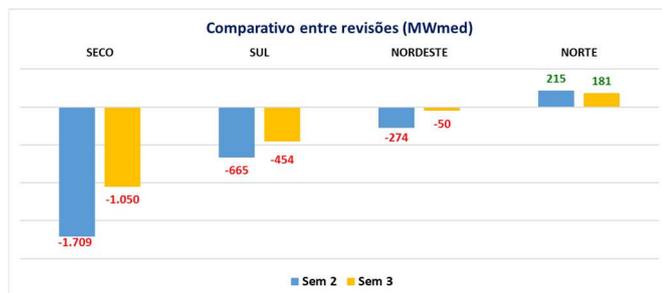


Gráfico 10 – Comparativo entre os montantes das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas duas últimas semanas operativas, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de maio. Isso pode ser observado

na Tabela 8, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão do PMO para o SIN.

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	69.648	69.489	68.886	68.102	67.507
RV1	69.270	69.120	68.686	68.102	67.507
RV2	69.081	66.687	67.313	67.340	67.151

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 11, Gráfico 12 e Gráfico 13 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.

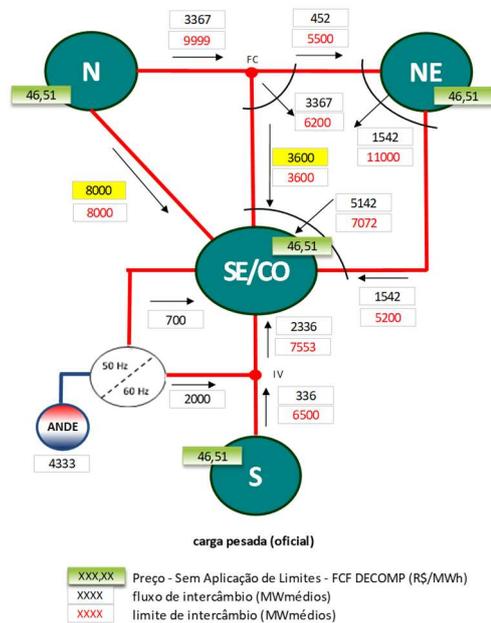


Gráfico 11 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

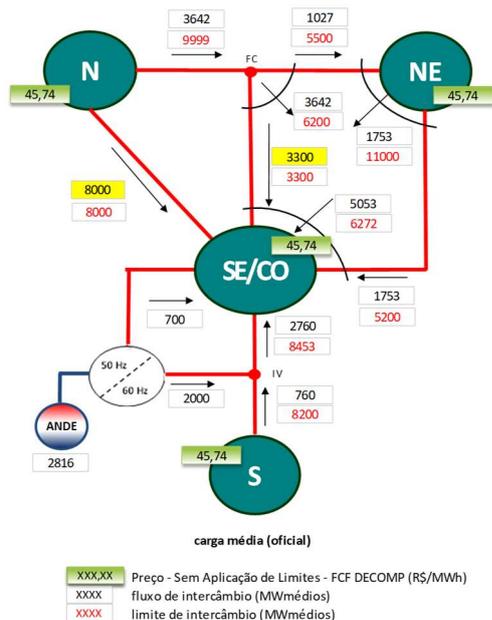


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

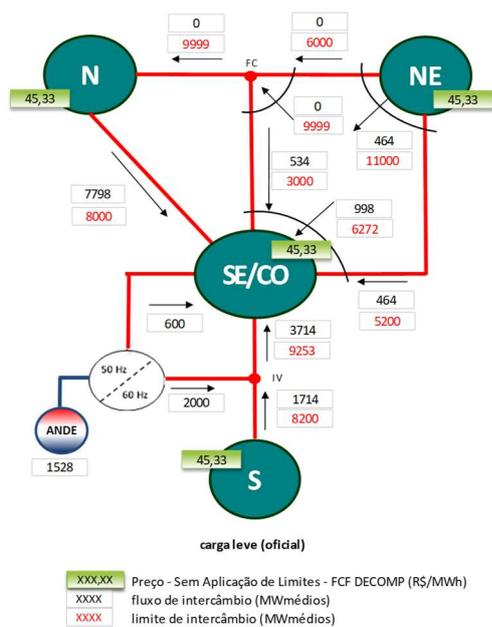


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 terceira semana operativa de maio 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 14 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.



Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a terceira semana operativa já se esperava uma elevação da função de custo futuro do modelo DECOMP, devido principalmente as reduções naturais de afluências dada a sazonalidade. Observa-se ainda uma expectativa de redução nas afluências frente a revisão anterior, principalmente para o submercado Sul, elevou a FCF em aproximadamente R\$ 13/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 5/MWh. Finalmente, a redução na carga prevista para o sistema reduziu o valor da FCF em R\$ 7/MWh.



Gráfico 15 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, a FCF apresentou comportamento semelhante à dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, também já apresentando valores muito semelhantes em relação a expectativa para a terceira semana. Portanto, a expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 14/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 5/MWh. Finalmente, a redução na carga prevista para o sistema reduziu o valor da FCF em R\$ 7/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.

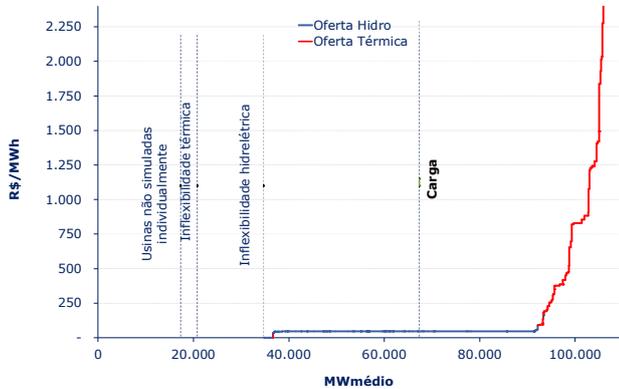


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – maio de 2022

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

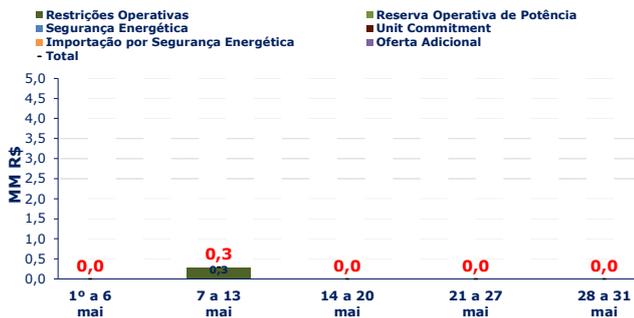


Gráfico 17 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

A Tabela 9 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de maio.

Tabela 9 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de maio

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Nordeste	-	0,29	-	-	-	0,29
Total	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,29
Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	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
Unit Commitment (R\$ MM)						
Total	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

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 e na Tabela 9 resulta na expectativa de R\$ 0,3 milhões, sendo R\$ 0,3 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 12 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de maio são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 de maio a 31 de maio 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 maio 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.

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 maio é apresentada no Gráfico 18.

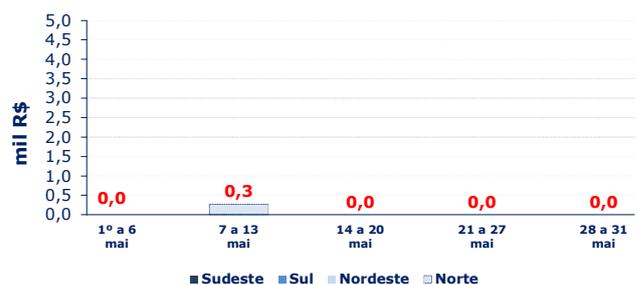


Gráfico 18 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 18 resulta na expectativa de R\$ 0,3 mil em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

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 maio de 2022.

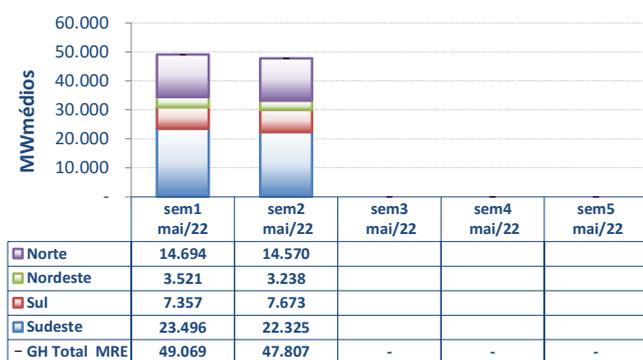


Gráfico 19 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - mar/2022", publicado em 12 de maio 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 12 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de maio são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 de maio a 31 de maio 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 maio 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 abril de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para maio.

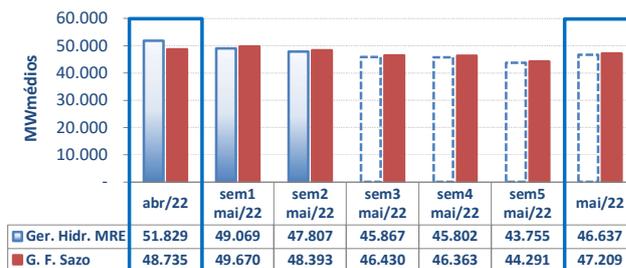


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2022

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

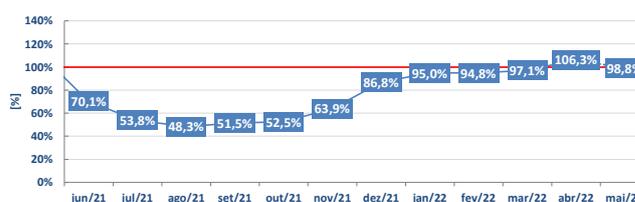


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para maio.

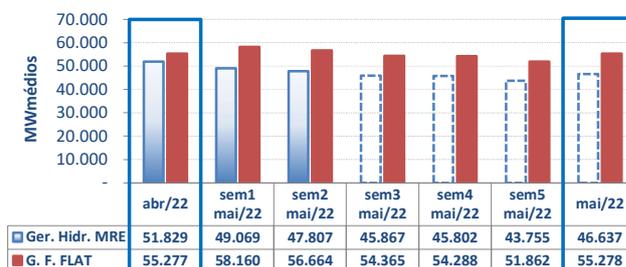


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2022

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 abril e maio 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, juntamente com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, informam eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado.

- 1 – O FSAR-H 2410 indica na sua descrição que quando o reservatório da UHE Serra da Mesa estiver operando com defluências inferiores a 300m³/s, deve ser considerado o nível mínimo operativo de 332,50m para o reservatório da UHE Cana Brava, de modo a atender as condições estabelecidas pelo Ibama no trecho compreendido entre os dois reservatórios. O FSAR-H 353 indica uma restrição de nível mínimo na UHE Cana Brava de 332,00m. O limite de nível mínimo para a UHE Cana Brava vem sendo representado, no deck do modelo DESSEM, na restrição de número 353 no arquivo operuh.dat, considerando o valor mais restritivo de 332,50m. No deck do dia 09/05/2022, para a restrição descrita acima, foi considerado equivocadamente o valor do limite mínimo de 332,00m.
- 2 - O FSAR-H 1297 indica uma restrição de taxa máxima de deplecionamento de 15 cm/dia para a UHE Machadinho, condicionada ao seu volume útil estar entre 0% e 45%. No deck do dia 09/05/2022, dado o volume útil inicial de 100%, a restrição não estaria ativa, porém ela foi considerada equivocadamente no deck.

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.