

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 – 3ª 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 março de 2022.

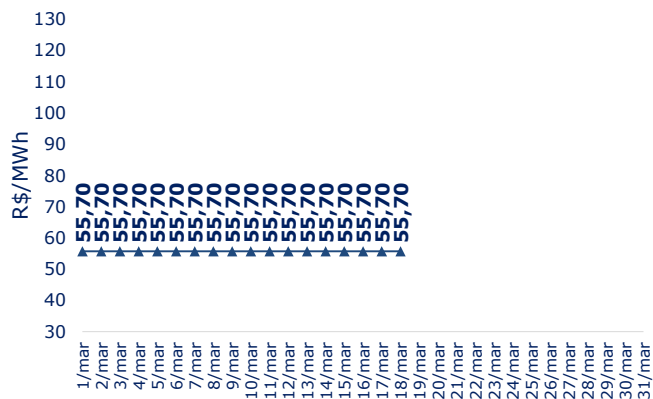


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 12 de março a 18 de março de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

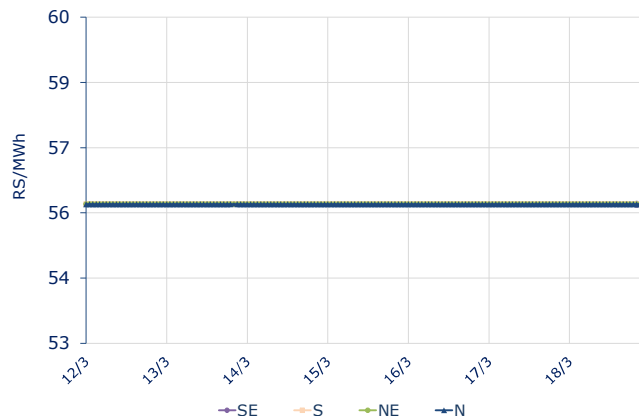


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da terceira semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a terceira semana operativa de março (em R\$/MWh)

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 19 de março a 25 de março 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	10,22	10,22	0,00	0,00
Média	10,10	10,10	0,00	0,00
Leve	9,52	9,52	0,00	0,00
Média semanal	9,85	9,85	0,00	0,00

A Tabela 3 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de março.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - mar	4ª sem - mar	Variação %
SE/CO	11,36	9,85	-13,3%
S	11,36	9,85	-13,3%
NE	0,00	0,00	0,0%
N	0,00	0,00	0,0%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de afluentes 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.

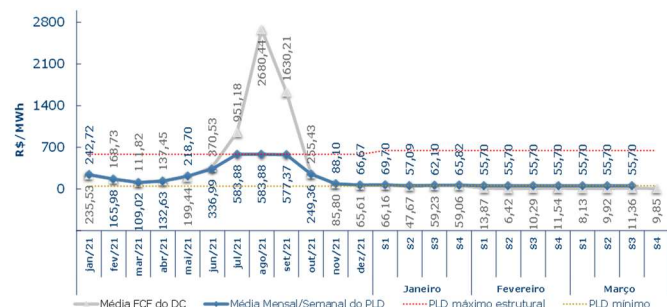


Gráfico 3 - Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 19 de março a 25 de março, apresentaram variações de: -13,3% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 9,85/MWh; e fechando a R\$ 0,00/MWh nos submercados Nordeste e Norte.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a elevação nas afliências esperadas para o mês de março.

Para março de 2022, espera-se que as afliências fechem em torno de 91% da MLT para o sistema, sendo 76% no Sudeste; 68% no Sul; 121% no Nordeste e 122% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 829 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -729 MWmédios no submercado Sul e -100 MWmédios no submercado Norte. Os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.084 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, -256 MWmédios no submercado Sul, -103 MWmédios no submercado Nordeste, 416 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 fevereiro de 2022. Para fevereiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 121.800 MWmédios. Já para março, os valores de afliências ficaram próximos aos 93.500 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 95.600 MWmédios.

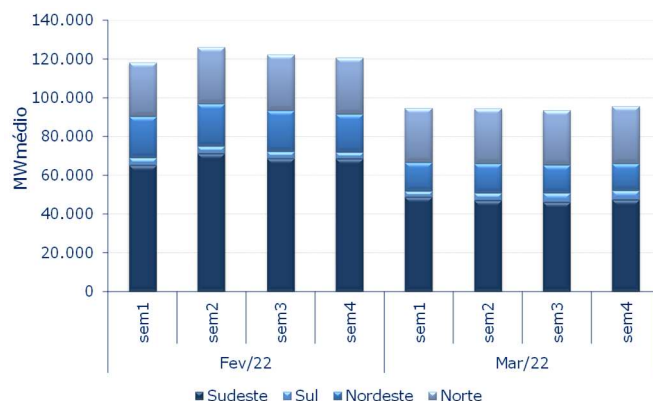


Gráfico 4 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2022

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



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 terceira semana de março e a quarta semana de março considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
1.313	-104	-465	1.377

Armazenamento inicial

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

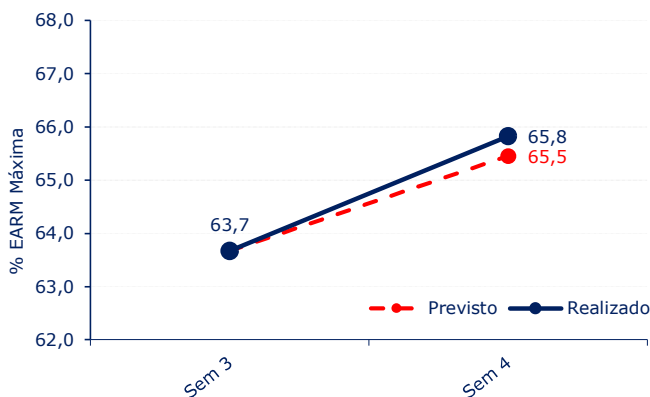


Gráfico 6 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 65,5% (Energia Armazenada de 190.247 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 65,8% (Energia Armazenada de 191.331 MWh), o que representou um aumento de 1.084 MWh em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 5 - EARM (MWh) prevista e realizada para a quarta semana operativa de março

Submercado	RV3 - previsto (MWh)	RV3 - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	124.685	125.712	1.027
S	6.330	6.074	-256
NE	46.081	45.978	-103
N	13.151	13.567	416

Carga - DECOMP

O Gráfico 7 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de março.

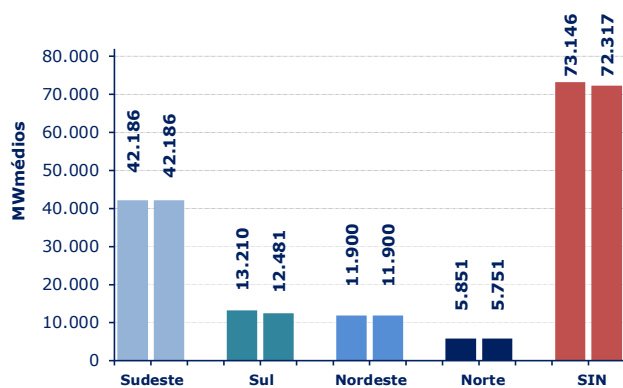


Gráfico 7 - Carga no SIN

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 quarta semana operativa de março na RV2 de março (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de março (2ª coluna).

A Tabela 6 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de março.

Tabela 6 - Carga (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
0	-729	0	-100

A pandemia da COVID-19 continua influenciando negativamente o desempenho da economia global e nacional. Todavia seus impactos em 2021 foram atenuados com os avanços na cobertura vacinal. Contudo, ao longo do fim de 2021 vivenciamos o surgimento da variante Ômicron que influenciou a piora do quadro econômico: o índice de confiança do setor de Serviços - ICS e o Indicador Antecedente de Emprego IAEmp apresentaram queda de 2,7% e 3,3%, respectivamente, no mês de fevereiro/22. Ademais, o recém conflito na Ucrânia deverá frear mais o crescimento econômico global tendo reflexos em âmbito nacional. Pela evolução das projeções de PIB brasileiro e das perspectivas com relação à inflação e taxa de juros, a expectativa para 2022 é de quase estagnação.

O Gráfico 8 apresenta a carga de março de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 73.123 MWh médios para o SIN. Na 3ª revisão a projeção é 74.015 MWh médios. Ante os valores verificados para o SIN em março de 2020 e 2021 houve aumento, em MWh médios, respectivamente de +5.333 (+7,8%) e +1.266 (+1,7%).

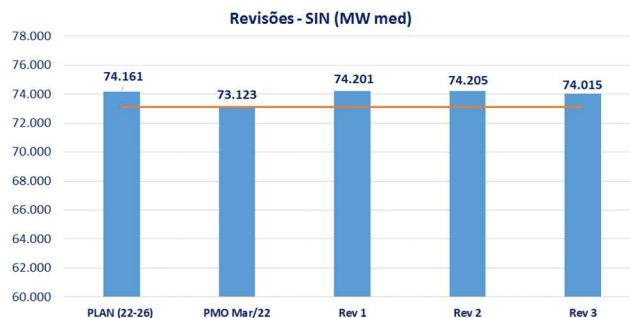


Gráfico 8 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MWh médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de março de 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em março de 2021, as projeções são de crescimento em +1.406 MWh médios ao agrupar as variações de Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e de redução em -140 MWh médios para Norte. Para o SIN a variação é de +1.226 MWh médios (+1,7%). O Nordeste é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (3,6%).

Ao comparar as previsões da 3ª revisão com os valores projetados pelo PLAN, as projeções são de crescimento em +543 MWh médios ao agrupar as variações de Sudeste/Centro-Oeste e Sul e de redução em -689 MWh médios ao agrupar as variações de Nordeste e Norte. Para o SIN, a variação é inexpressiva (-146 MWh médios). O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (7,9%).

Tabela 7 - Comparação entre a carga prevista de PMO de Mar/22 e a carga observada de Mar/21 e projeção do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mar/21	PLAN (22-26)
SECO	+938 (+2,2%)	+533 (+1,2%)
Sul	+60 (+0,5%)	+10 (+0,1%)
Nordeste	+408 (+3,6%)	-202 (-1,7%)
Norte	-140 (-2,4%)	-487 (-7,9%)
SIN	+1.266 (+1,7%)	-146 (-0,2%)

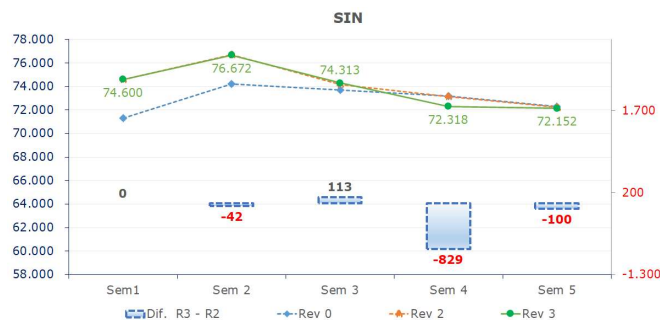


Gráfico 9 - Projeção da carga do PMO de março de 2022.

Ante a 2ª revisão, os valores verificados na 3ª semana operativa de março na 3ª revisão foram superiores em, MWmédios: 1.064 para Sudeste/Centro-Oeste, -934 para Sul, 44 para Nordeste, -61 para Norte. Totalizando 113 MWmédios (+0,2%) para o SIN. Para a 4ª semana operativa os valores projetados são inferiores em, MWmédios: -729 para Sul e -100 para Norte; não houve variação para Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Totalizando -829 MW médios (-1,1%) para o SIN.

A Tabela 8 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	71.325	74.219	73.715	73.177	72.287
RV1	74.813	76.336	74.326	73.208	72.314
RV2	74.600	76.714	74.200	73.147	72.252
RV3	74.600	76.672	74.313	72.318	72.152

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 10, Gráfico 11 e Gráfico 12 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.

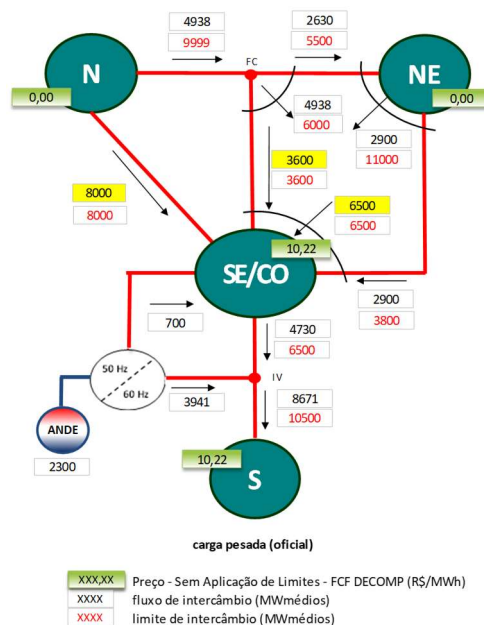


Gráfico 10 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

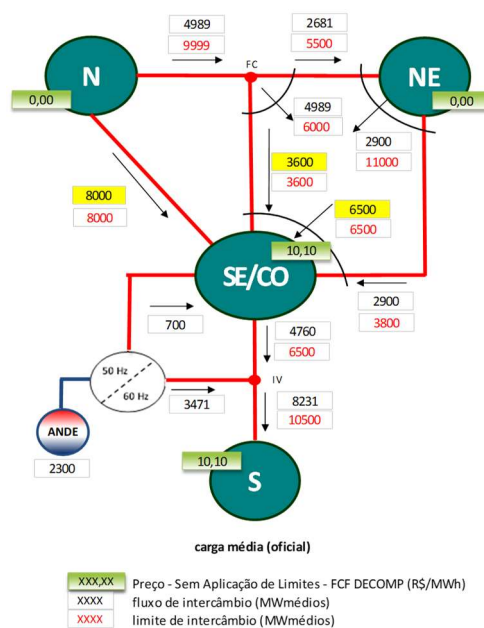


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

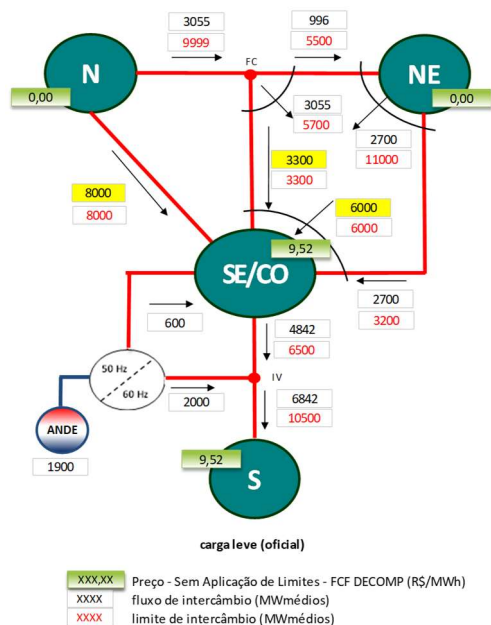


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 quarta semana operativa de março 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 13 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

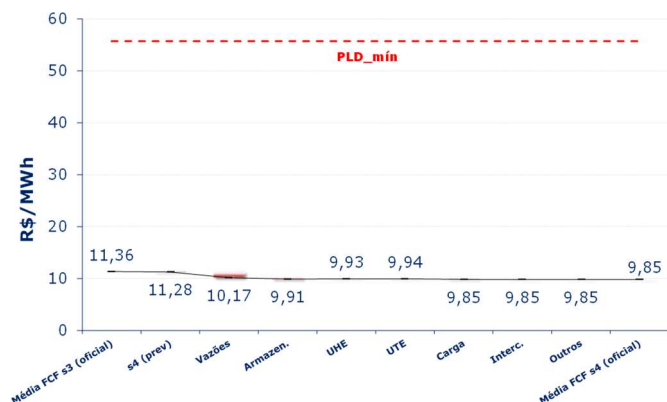


Gráfico 13 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluições esperadas para o mês reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 1,10/MWh.

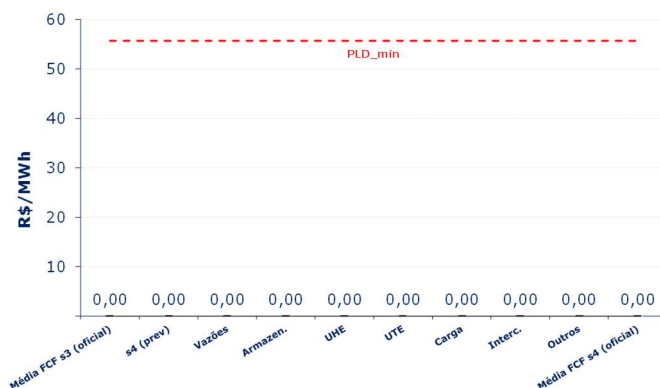


Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação aos submercados Nordeste e Norte não ocorreu variação da FCF frente aos resultados das semanas anteriores.

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.

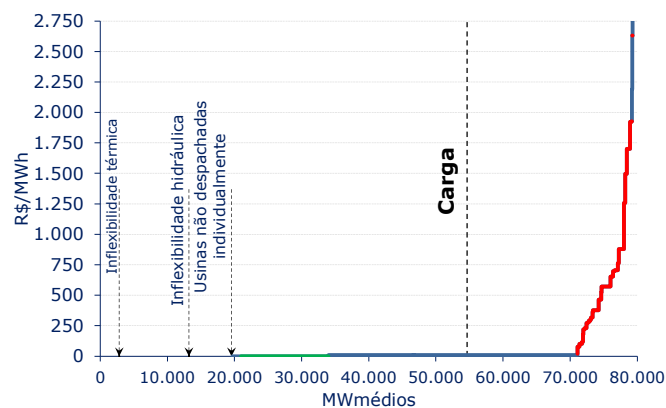


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

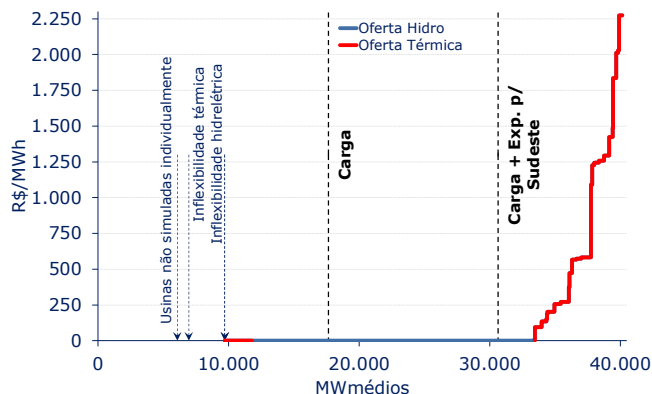


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa de ESS –março de 2022

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

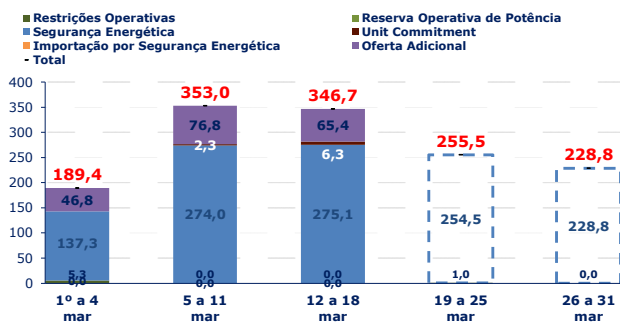


Gráfico 17 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Total	5,34	0,00	0,00	0,97	0,00	6,31
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	107,33	231,39	241,85	229,71	206,24	1.016,52
Sul	26,71	42,62	33,23	24,79	22,58	149,93
Nordeste	3,27	-	-	-	-	3,27
Total	137,31	274,01	275,08	254,50	228,82	1.169,71
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	-	1,50	4,02	-	-	5,52
Sul	-	0,76	2,24	-	-	3,00
Total	0,00	2,26	6,27	0,00	0,00	8,53
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Sudeste	46,77	76,77	65,39	-	-	188,93
Total	46,77	76,77	65,39	0,00	0,00	188,93
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\$ 1,4 bilhões, sendo R\$ 1,2 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 8,5 milhões por unit commitment, R\$ 188,9 milhões devido a oferta adicional e R\$ 6,3 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 17 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de março são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 de março a 31 de março 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 3 de março de 2022. Adicionalmente, foi considerado o despacho do parque térmico até o CVU de R\$ 375,66/MWh para o submercado Sul, os despachos previamente definidos e, também, as usinas do Sudeste/Centro-Oeste que contribuem para maximização do limite elétrico relativo ao recebimento de energia pelo subsistema Sul também limitados ao CVU de R\$ 375,66/MWh.

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, os valores de ESS não consideram possíveis substituições realizados por garantia energética, sendo o montante gerado alocado na própria usina que apresentou a geração para o período.

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 março é apresentada no Gráfico 18.

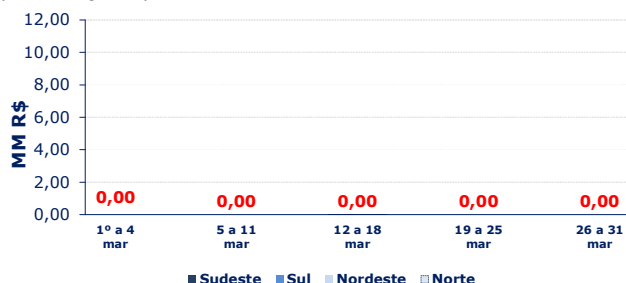


Gráfico 18 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2022

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

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 março de 2022.

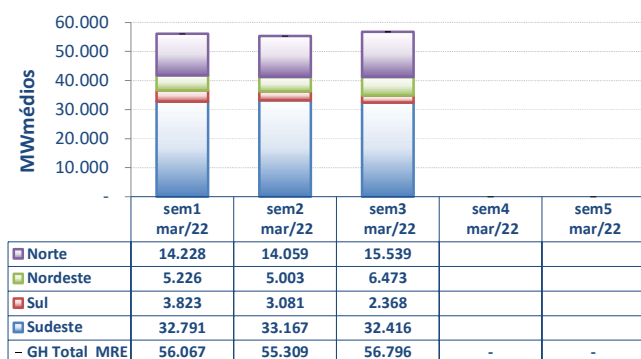


Gráfico 19 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - jan/2022", publicado em 10 de março 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 17 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de março são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 de março a 31 de março 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 3 de março de 2022. Adicionalmente, foi considerado o despacho do parque térmico até o CVU de R\$ 375,66/MWh para o submercado Sul, os despachos previamente definidos e, também, as usinas do Sudeste/Centro-Oeste que contribuem para maximização do limite elétrico relativo ao recebimento de energia pelo subsistema Sul também limitados ao CVU de R\$ 375,66/MWh.

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 fevereiro de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. O Gráfico 20 ilustra, além dos valores mensais para fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para março.

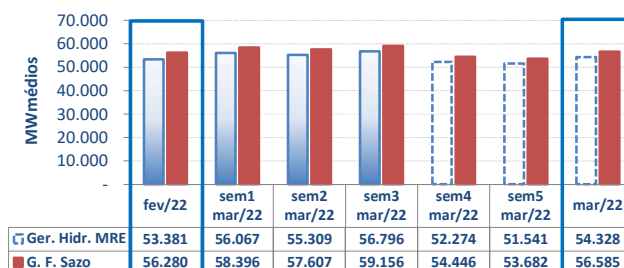


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e de março de 2022

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

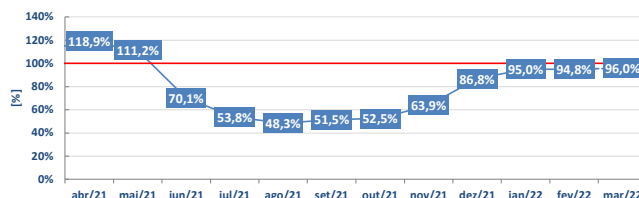


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para março.

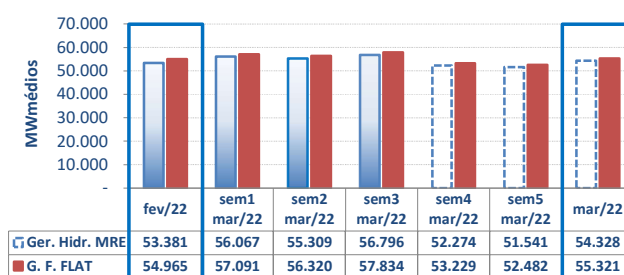


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e de março de 2022

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 março de 2022 (ainda não contabilizados).

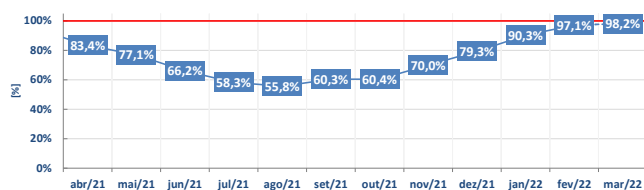


Gráfico 23 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 terceira semana operativa de março de 2022 não foram identificadas inconsistências.