

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.

Análise da FCF do DECOMP – 5ª semana operativa

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro válido para a quinta semana operativa, que corresponde o período de 25 a 31 de dezembro de 2021. 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 1 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	69,22	69,22	47,56	47,56
Média	68,84	68,84	47,56	47,56
Leve	63,41	63,41	47,56	47,56
Média semanal	66,28	66,28	47,56	47,56

A Tabela 2 traz a comparação entre a FCF média da quarta e da quinta semana de dezembro:

Tabela 2 – Comparação entre a FCF da quarta e quinta da semana de dezembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	4ª sem	5ª sem	Variação %
SE/CO	66,04	66,28	0,4%
S	66,04	66,28	0,4%
NE	66,01	47,56	-28,0%
N	66,01	47,56	-28,0%

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

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). Para a obtenção de uma maior

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

granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

Diante desse fato, continuaremos informando em caráter informativo, os valores obtidos com base na função de custo futuro do modelo DECOMP, ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial.

Os preços médios semanais da função de custo futuro do modelo DECOMP, para o período de 25 a 31 de dezembro, apresentaram variações de 0,4% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 66,28/MWh. Já os submercados Nordeste e Norte fecharam a R\$ 47,56/MWh, variando -28,0%.

Os principais fatores responsáveis pela variação na função de custo futuro do modelo DECOMP foram a redução nas aflúncias esperadas para o mês de dezembro e o maior nível de armazenamento verificado no SIN.

Espera-se que as aflúncias de dezembro de 2021 fechem em torno de 91% da MLT para o sistema, sendo 83% no Sudeste; 30% no Sul; 93% no Nordeste e 185% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) fique 798 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -920 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 122 MWmédios no submercado Sul. Os submercados Nordeste e Norte não apresentaram variação.

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como função de custo futuro de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza 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, 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

Em novembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 61.200 MWmédios. Já para dezembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 83.600 MWmédios até a quarta semana operativa, com expectativa de redução para a última semana operativa com valores em torno de 80.000 MWmédios.

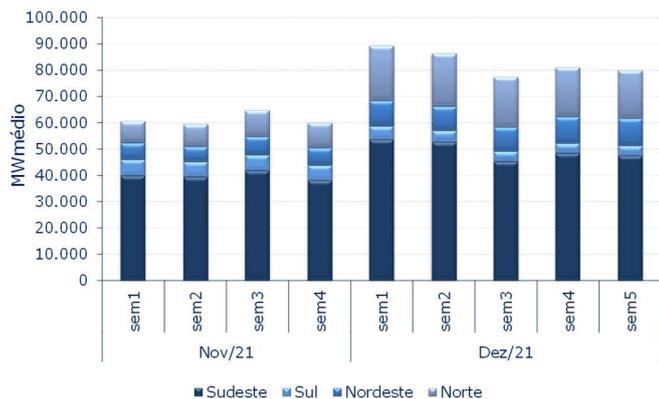


Gráfico 1 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2021

O Gráfico 1 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na quinta semana operativa de dezembro.



Gráfico 2 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento da quarta e quinta semana de dezembro, considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 3 - ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-920	18	227	-381

Armazenamento inicial

O Gráfico 3 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP:

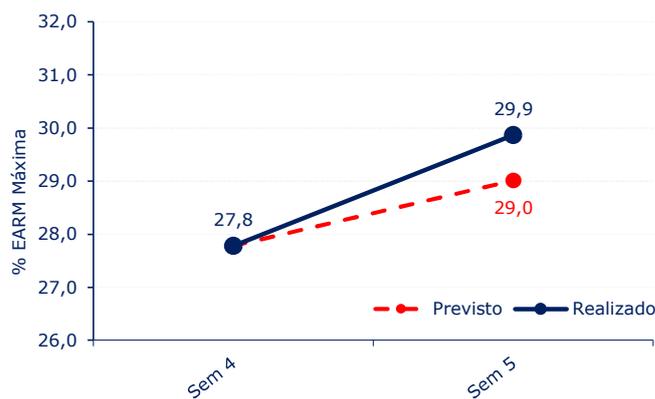


Gráfico 3 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 29,0% (Energia Armazenada de 85.354 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 29,9% (Energia Armazenada de 87.867 MWmês), e representou um aumento de 2.513 MWmês em relação a expectativa da semana anterior.

A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quinta semana operativa de dezembro

Submercado	RV4 - previsto (MWmês)	RV4 - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	47.358	48.812	1.454
S	8.337	8.735	398
NE	23.790	24.151	361
N	5.869	6.169	300

Carga - DECOMP

O Gráfico 4 apresenta a variação da carga prevista para a quinta semana de dezembro:

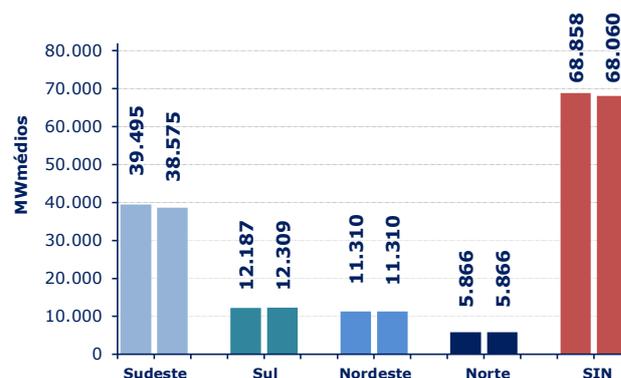


Gráfico 4 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 4 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a quinta semana operativa de dezembro na RV3 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 deste mesmo mês (2ª coluna).

A Tabela 5 apresenta a variação de carga no SIN para a quinta semana operativa de dezembro.

Tabela 5 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-920	122	0	0

Além da previsão para a semana em análise, o **Erro! Fonte de referência não encontrada.** compara a previsão mensal de carga da quinta semana de dezembro (RV4) com o previsto nas revisões anteriores.

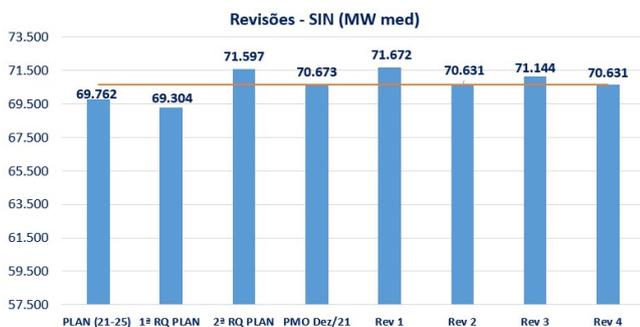


Gráfico 5 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro

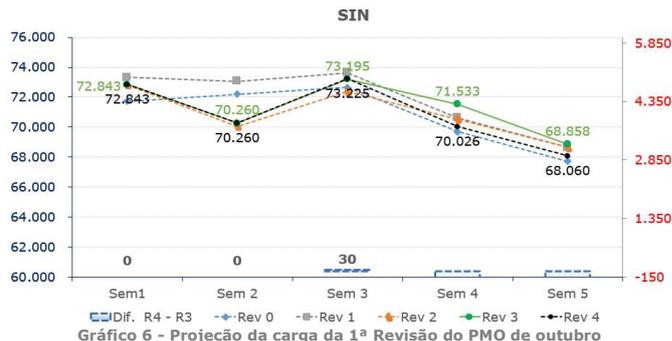
A pandemia trouxe inúmeras implicações para todo o mundo desde o primeiro trimestre de 2020 e para o Brasil, esse cenário também não foi diferente. As medidas de isolamento social adotadas para a contenção do Covid-19 alteraram significativamente a atividade econômica e por consequência, o comportamento da carga. Gradualmente, com relaxamento de algumas medidas de restrição, a atividade econômica passou a apresentar sinais de recuperação, impulsionada pela indústria. Entretanto, o cenário político conturbado, aliado ao avanço da inflação, dos juros e da crise hídrica passaram a representar pontos de atenção para o panorama no curto prazo.

Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga para o mês de dezembro de 70.673 MW médios para o SIN. Na 4ª revisão a projeção é 70.631 MW médios. Ante os valores verificados em dezembro de 2019 foram superiores em +2.540 MW médios (+3,7%) e ante os valores verificados em dezembro de 2020 foram inferiores em -418 MW médios (-0,6%).

Ao comparar as previsões da 4ª revisão com os valores verificados em dezembro de 2019, as projeções são de crescimento em: Sudeste/Centro-Oeste (+1.345 MW médios, ou +3,5%), Sul (+865 MW médios, ou +7,2%) e Norte (+389 MW médios, ou +6,9%); e de redução em: Nordeste (-321 MW médios, ou -2,7%).

Ao comparar as previsões da 4ª revisão com os valores verificados em dezembro de 2020, as projeções são de crescimento em: Sul (+451 MW médios, ou +3,6%) e Norte (+135 MW médios, ou +2,3%); e de redução em: Sudeste/Centro-Oeste (-683 MW médios, ou -1,7%) e Nordeste (-321 MW médios, ou -2,7%).

Ao comparar as previsões da 4ª revisão com os valores com as da 2ª RQ do PLAN, as projeções são de crescimento em: Sul (+260 MW médios, ou +2,1%) e Norte (+69 MW médios, ou +1,2%); e de redução em: Sudeste/Centro-Oeste (-873 MW médios, ou -2,1%) e Nordeste (-422 MW médios, ou -3,5%).



Ante a 3ª revisão, os valores previstos para dezembro na 4ª revisão foram superiores em +98 MW médios para o Nordeste e +18 MW médios para o Norte, inferiores em -629 MW médios para Sudeste/Centro-Oeste e o mesmo valor para o Sul, totalizando uma redução de -513 MW médios para o SIN. Considerando os valores previstos para a última (5ª) semana operativa de dezembro, a 4ª revisão indicou uma redução de 920 MW médios para o Sudeste/Centro-Oeste e acréscimo de 122 MW médios para o Sul. Os demais submercados mantiveram suas previsões, totalizando uma redução de -798 MW médios para o SIN.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

Tabela 6 – Carga prevista para o mês de dezembro

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	71.727	72.190	72.646	69.686	67.719
RV1	73.329	73.066	73.632	70.631	68.648
RV2	72.830	70.041	72.360	70.531	68.648
RV3	72.843	70.260	73.195	71.533	68.858
RV4	72.843	70.260	73.225	70.026	68.060

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

O Gráfico 7, Gráfico 8 e Gráfico 9 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 do custo marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

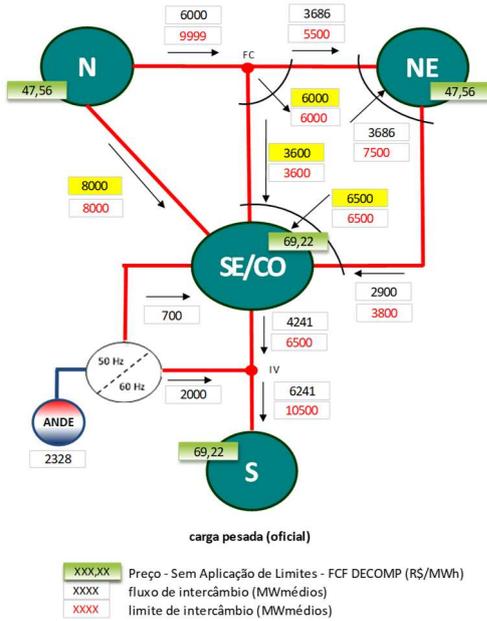


Gráfico 7 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

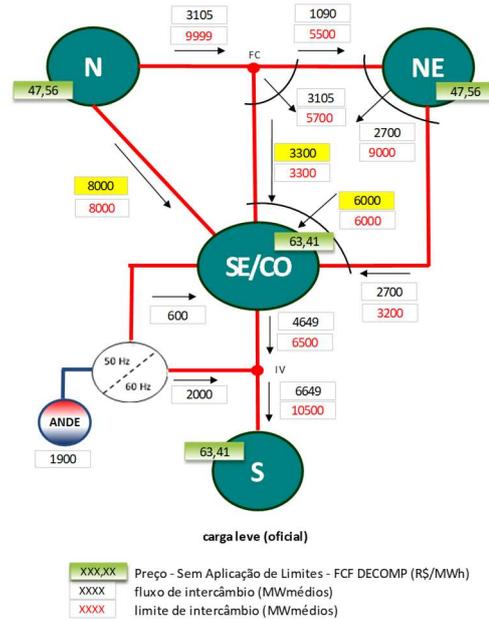


Gráfico 9 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

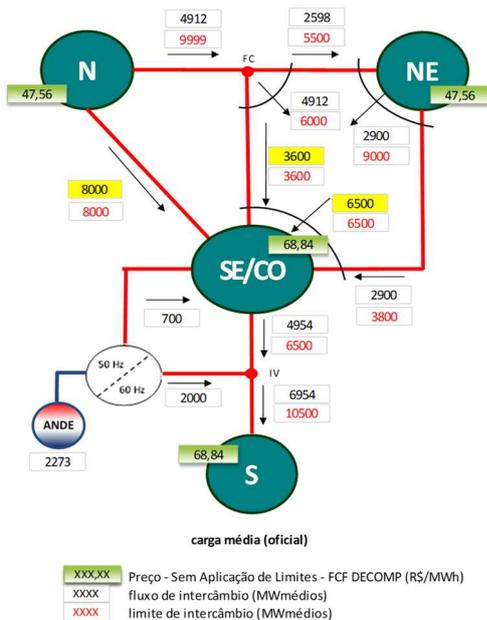


Gráfico 8 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da Função de Custo Futuro - FCF, referentes ao DECOMP, o Gráfico 10 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.



Gráfico 10 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a quinta semana operativa, observa-se uma expectativa de redução nas afluições elevou a FCF em aproximadamente R\$ 7/MWh. O maior nível de armazenamento verifica em relação a expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 3/MWh.



Gráfico 11 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação aos submercados Nordeste e Norte, a atualização dos parâmetros das usinas hidráulicas elevaram a FCF do modelo DECOMP em cerca de R\$ 66/MWh. Já a atualização dos parâmetros termelétricos reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 18/MWh.

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

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para os submercados são apresentados no gráfico 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.

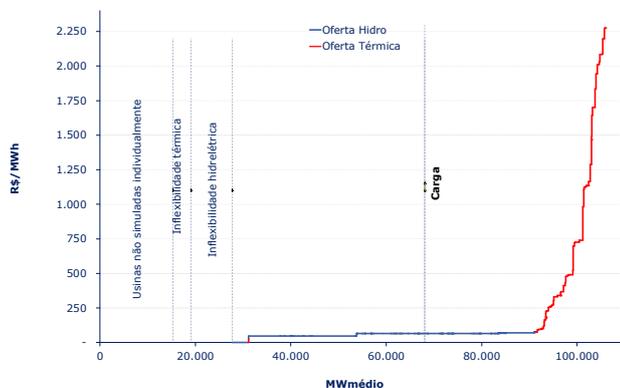


Gráfico 12 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

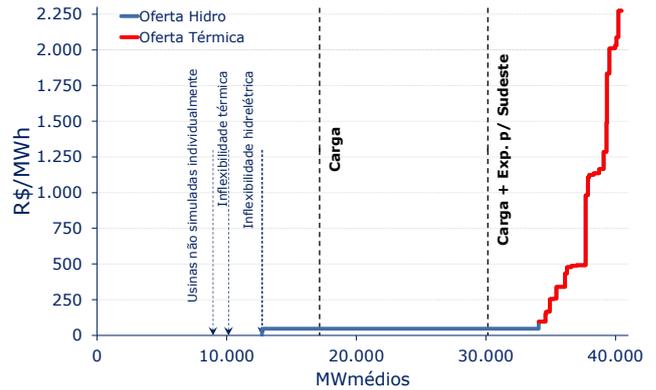


Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – dezembro de 2021

O Gráfico 14 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2021:

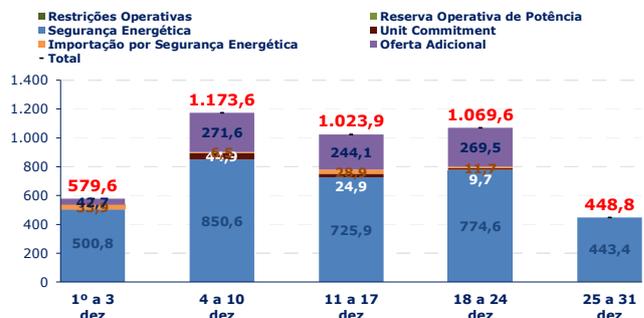


Gráfico 14 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro:

Tabela 7 – 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	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sul	-	-	0,14	0,44	4,00	4,58
Total	0,00	0,00	0,14	4,21	5,40	9,75
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	224,49	385,88	405,89	386,62	119,00	1.521,88
Sul	11,55	184,92	160,60	244,47	21,92	623,45
Nordeste	201,48	211,21	139,83	137,41	228,34	918,27
Norte	63,24	68,64	19,57	6,07	74,12	231,64
Total	500,76	850,65	725,90	774,56	443,38	3.295,25
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	0,04	19,80	4,11	5,03	-	28,99
Sul	0,37	1,92	1,82	3,28	-	7,38
Nordeste	1,80	15,01	13,28	1,09	-	31,18
Norte	-	8,15	5,71	0,27	-	14,12
Total	2,21	44,87	24,92	9,67	0,00	81,67
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Sudeste	37,71	88,17	86,48	71,81	-	284,17
Sul	5,04	183,39	157,64	197,70	-	543,77
Total	42,75	271,56	244,12	269,51	0,00	827,94
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	33,86	6,54	28,86	11,67	0,00	80,94

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 14 e na Tabela 7 resulta na expectativa de 4,3 bilhões, sendo R\$ 3,3 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 81,7 milhões por *unit commitment*, R\$ 80,9 milhões devido a importação por segurança energética, R\$ 827,9 milhões devido a oferta adicional e R\$ 9,8 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 22 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 23 de dezembro são idênticos aos do dia 22.

A expectativa para o período de 24 a 31 de dezembro de 2021 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 4 de dezembro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho de parte do parque termelétrico disponível no modelo DECOMP, com aproximadamente 13 GWmed, para a estimativa do encargo por segurança energética, dados os feriados de final de ano.

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 e Redução Voluntária da Demanda.

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 15.

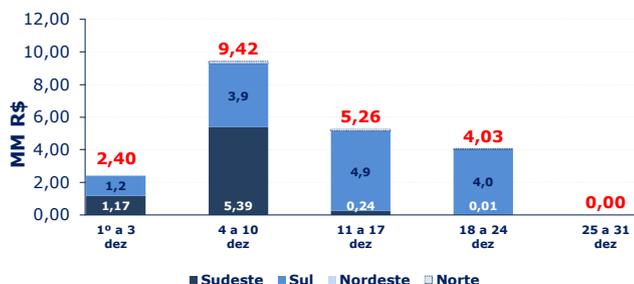


Gráfico 15 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2021

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 resulta na expectativa de R\$ 21,1 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 16 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para dezembro de 2021.

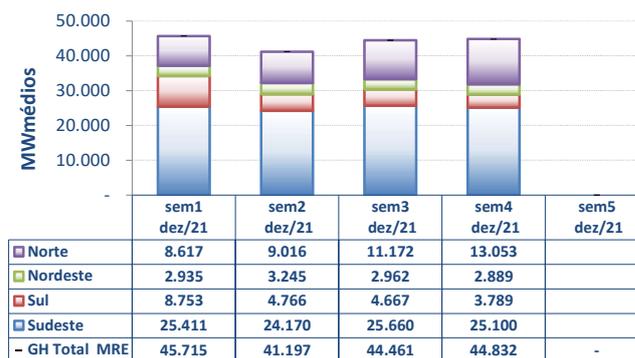


Gráfico 16 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 17 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para dezembro de 2021.

A garantia física sazonalizada de 2021 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados Gerais 2021” divulgado no dia 10 de dezembro de 2021 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 044/21, de 19 de janeiro de 2021.

O valor estimado de geração para o período de 1 à 22 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 23 de dezembro são idênticos aos do dia 22.

A expectativa para o período de 24 a 31 de dezembro de 2021 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 4 de dezembro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho de parte do parque termelétrico disponível no modelo DECOMP, com aproximadamente 13 GWmed, para a estimativa do encargo por segurança energética, dados os feriados de final de ano.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico, com o objetivo 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 2021, no

perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro de 2021. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

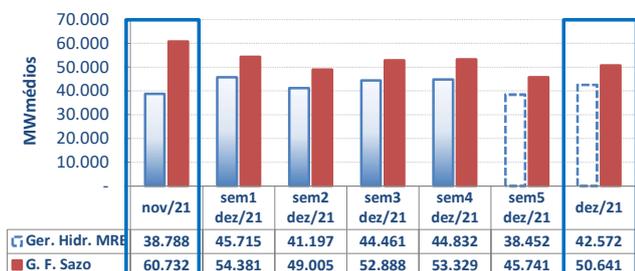


Gráfico 17 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e dezembro de 2021

O Gráfico 18 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2021 (ainda não contabilizados).



Gráfico 18 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 19 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE, dezembro de 2021, para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além dos valores mensais para os meses de novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

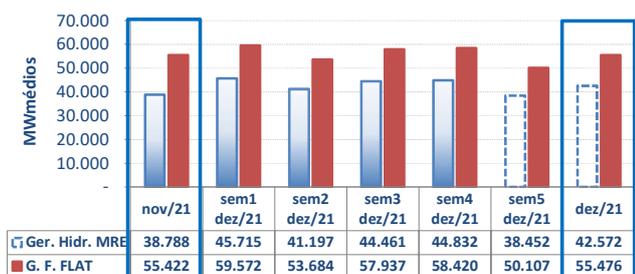


Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro e dezembro de 2021

O Gráfico 20 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 2021 (ainda não contabilizados).



Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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. Destacando 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 quinta semana operativa de dezembro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

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 quarta semana operativa de dezembro de 2021 não foram identificadas inconsistências.