

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 – 1ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM, para o mês de dezembro de 2021.

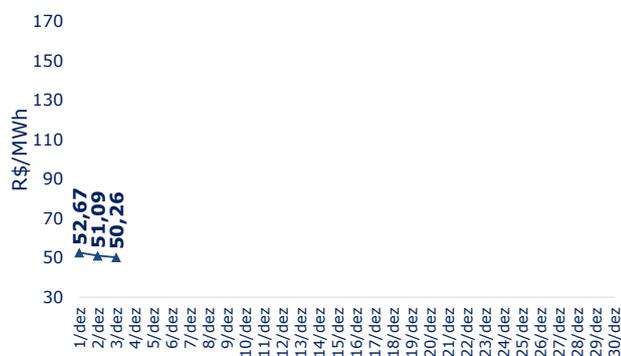


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de novembro a 3 de dezembro de 2021, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
50,79	50,79	50,79	50,79

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro válido para a segunda semana operativa, que corresponde o período de 4 a 10 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 2 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	58,07	58,07	58,07	58,07
Média	57,84	57,84	57,84	57,84
Leve	56,95	56,95	56,95	56,95
Média semanal	57,46	57,46	57,46	57,46

A Tabela 3 traz a comparação entre a FCF média da primeira e da segunda semana de dezembro:

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

Submercado	FCF		
	1ª sem	2ª sem	Varição %
SE/CO	47,96	57,46	19,8%
S	47,96	57,46	19,8%
NE	47,96	57,46	19,8%
N	47,96	57,46	19,8%

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

O Gráfico 3 ilustra a evolução para o ano de 2021 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste:

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

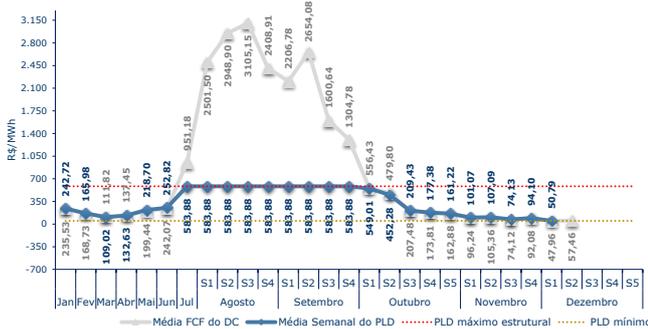


Gráfico 3 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

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). Para a obtenção de uma maior 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 4 a 10 de dezembro, apresentaram variações de 19,8%, fechando a R\$ 57,46/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na função de custo futuro do modelo DECOMP foram a redução nas afluições esperadas para o mês de dezembro e a maior carga prevista para o SIN.

Espera-se que as afluições de dezembro de 2021 fechem em torno de 100% da MLT para o sistema, sendo 97% no Sudeste; 41% no Sul; 77% no Nordeste e 203% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) fique 877 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 815 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 63 MWmédios no submercado Norte. Os demais submercados 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 afluições ficaram próximos aos 89.300 MWmédios até a primeira semana, com elevação para a próxima semana em torno de 86.400 MWmédios.

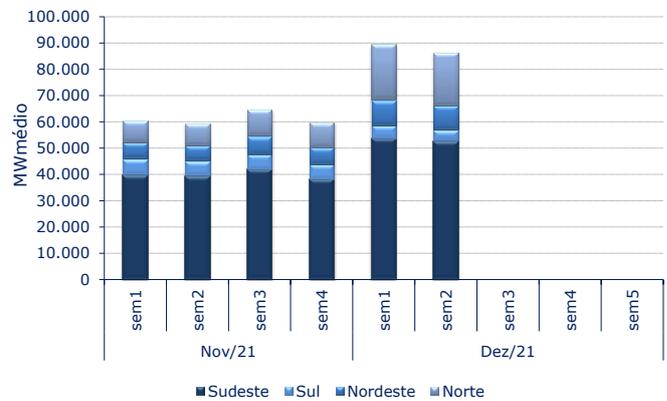


Gráfico 4 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2021

O Gráfico 4 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na segunda semana operativa de dezembro.



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 da primeira e segunda semana de dezembro, considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-923	-742	-493	-781

Armazenamento inicial

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

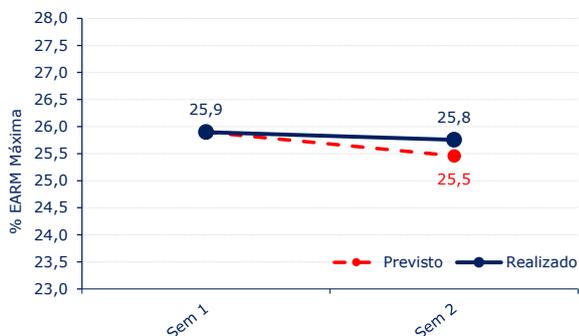


Gráfico 6 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 25,5% (Energia Armazenada de 74.891 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 25,8% (Energia Armazenada de 75.770 MWh), e representou um aumento de 879 MWh em relação a expectativa da semana anterior.

A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 - EARM (MWh) prevista e realizada para a segunda semana operativa de dezembro

Submercado	RV1 - previsto (MWh)	RV1 - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	40.296	40.919	623
S	10.187	10.227	40
NE	19.662	19.713	51
N	4.746	4.911	165

Carga - DECOMP

O Gráfico 7 apresenta a variação da carga prevista para a segunda semana de dezembro:

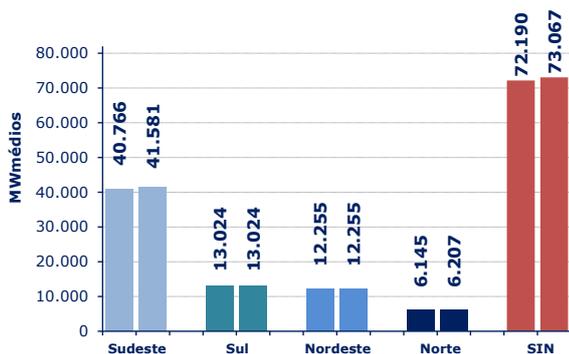


Gráfico 7 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de dezembro na RV0 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 deste mesmo mês (2ª coluna).

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

Tabela 6 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
815	0	0	63

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 8 compara a previsão mensal de carga da segunda semana de dezembro (RV1) com o previsto nas revisões anteriores.

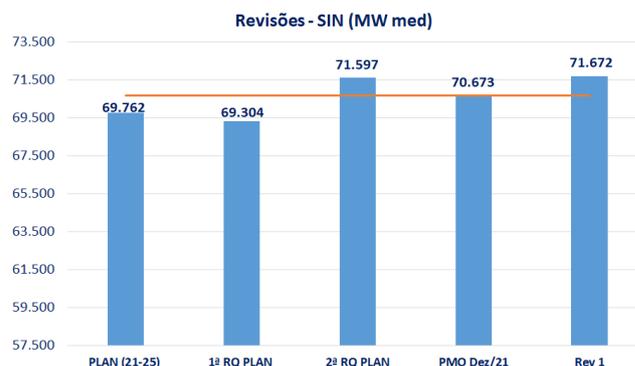


Gráfico 8 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de dezembro

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 1ª revisão a projeção é 71.672 MW médios. Ante os valores verificados em dezembro de 2019 e 2020 houve aumento, em MW médios, respectivamente de +3.581 (+5,3%) e +623 (+0,9%) para o SIN.

Ao comparar as previsões do PMO com os valores verificados em dezembro de 2019 as projeções são de crescimento em todos os submercados: Sudeste (+2.235 MW médios ou +5,8%), Sul(+606 MW médios ou +5,1%), Nordeste(+35 MW médios ou +0,3%), Norte(+443 MW médios ou +7,9%).

Ao comparar as previsões do PMO com os valores verificados em dezembro de 2020, as projeções são de crescimento em todos os submercados: Sudeste/Centro-Oeste (+207 MW médios, ou +0,5%), Sul (+192 MW médios, ou +1,6%), Nordeste (+35 MW médios, ou +0,3%) e Norte (+189 MW médios, ou +3,2%).

Ao comparar as previsões do PMO com os valores com as da 2ª RQ do PLAN, as projeções são de crescimento em: Norte (+123 MW médios, ou +2,1%); de redução em: Nordeste (-66 MW médios, ou -0,5%); e nos demais não houve alteração expressiva. Deste modo, totalizando para o SIN um pequeno crescimento de +75 MW médios (+0,1%).

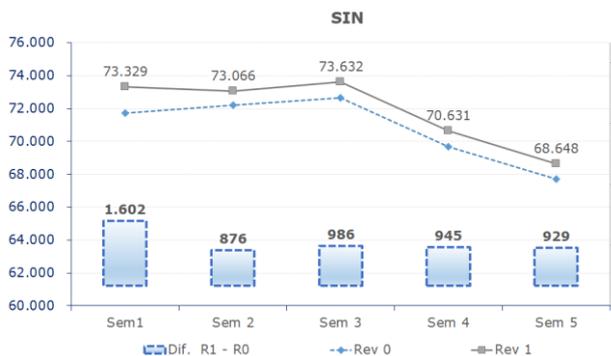


Gráfico 9 - Projeção da carga da 1ª Revisão do PMO de dezembro

No PMO os valores verificados para a 1ª semana operativa foram superiores em 1.416 MW médios para Sudeste/Centro-Oeste, +13 MW médios para o Sul, +144 MW médios para o Nordeste e 29 MW médios para o Norte, totalizando aumento de +1.602 MW médios para o SIN. Enquanto, os valores estimados para a 2ª semana operativa foram superiores em +815 MW médios para Sudeste/Centro-Oeste e 62 MW médios para o Norte; e sem alteração para demais submercados, totalizando aumento de +876 MW médios para o SIN.

A Tabela 7 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

Tabela 7 – Carga prevista para o mês de outubro

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	71.727	72.190	72.646	69.686	67.719
RV1	73.329	73.066	73.632	70.631	68.648

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

O 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 do custo marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

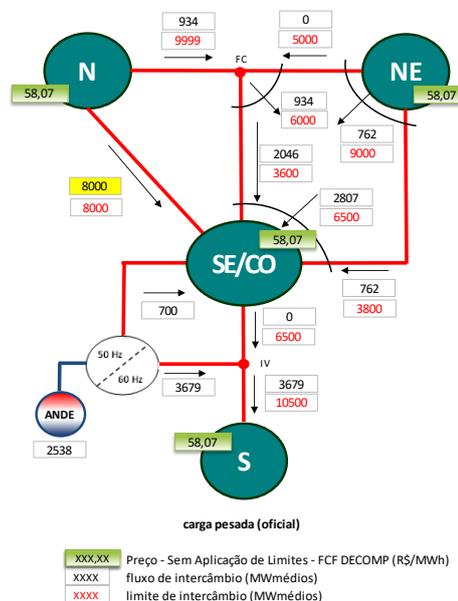


Gráfico 10 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

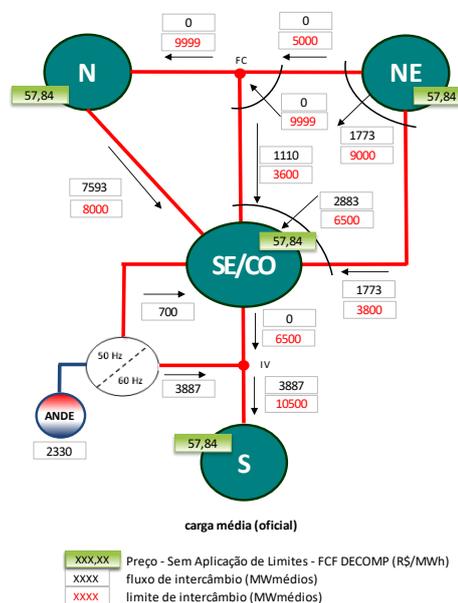


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

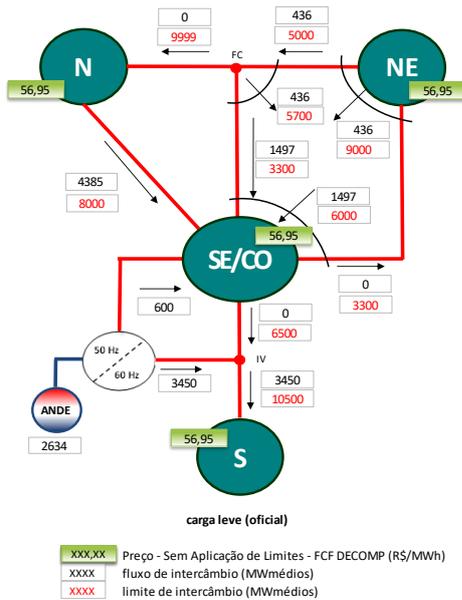


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

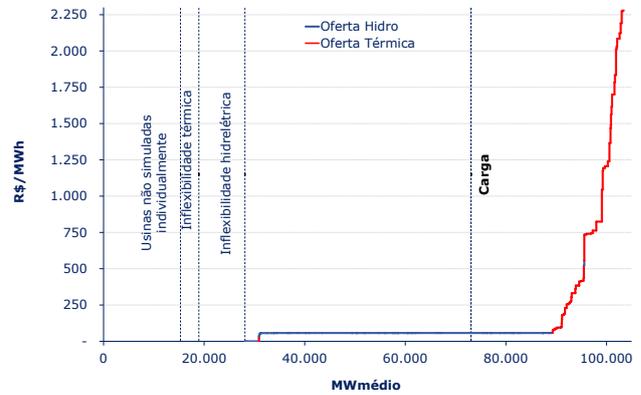


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte

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 13 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

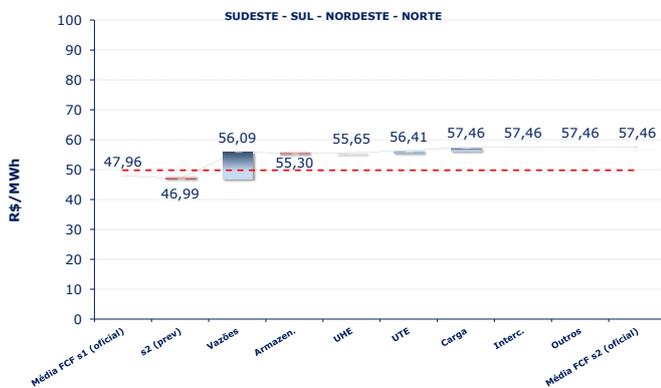


Gráfico 13 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste, Sul, Nordeste e Norte

Para a segunda semana operativa, observa-se uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 9/MWh. Além disso, o aumento na carga esperada contribuiu com uma elevação de aproximadamente R\$ 1/MWh no valor da FCF.

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

Estimativa de ESS - novembro/dezembro de 2021

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2021:

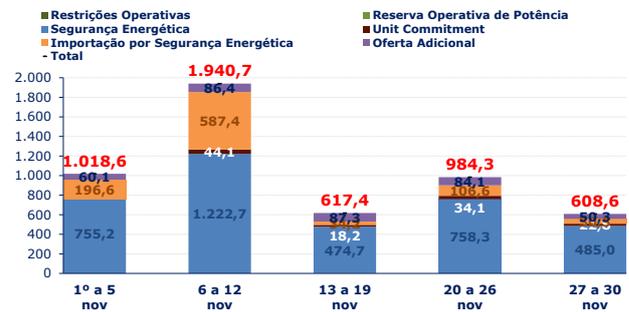


Gráfico 15 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

A Tabela 8 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de novembro.

Tabela 8 – 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
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	2,85	0,34	-	3,19
Sul	0,05	-	0,12	0,33	-	0,49
Nordeste	-	-	-	0,49	-	0,49
Norte	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,05	0,00	2,97	1,16	0,00	4,18
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	281,11	484,07	269,01	250,68	216,47	1.501,34
Sul	81,39	145,92	17,85	10,76	9,49	265,41
Nordeste	316,54	486,63	129,30	387,45	191,33	1.511,25
Norte	76,14	106,04	58,54	109,42	67,73	417,86
Total	755,17	1.222,66	474,69	758,30	485,03	3.695,86
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	2,02	12,25	5,72	3,78	9,07	32,84
Sul	4,57	30,54	1,68	2,65	1,33	40,77
Nordeste	0,16	1,35	10,40	22,13	8,52	42,55
Norte	0,00	-	0,39	5,59	3,86	9,84
Total	6,75	44,14	18,19	34,14	22,78	126,00
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Sudeste	60,08	86,43	87,34	84,11	50,30	368,26
Total	60,08	86,43	87,34	84,11	50,30	368,26
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	196,60	587,43	34,17	106,56	50,47	975,23

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 8 resulta na expectativa de 5,2 bilhões, sendo R\$ 3,7 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 126,0 milhões por *unit commitment*, R\$ 975,2 milhões devido a importação por segurança energética, R\$ 368,3 milhões por Oferta Adicional e R\$ 4,2 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2021:

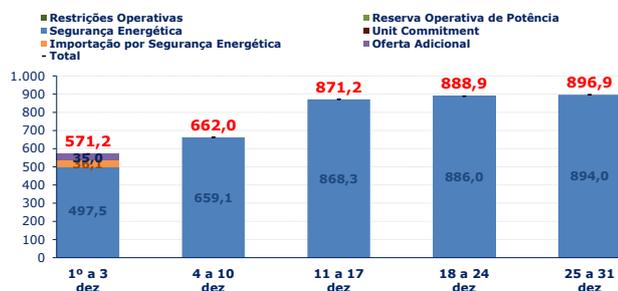


Gráfico 16 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 9 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro:

Tabela 9 – 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)						
Sudeste	-	-	-	-	-	0,00
Sul	-	2,87	2,88	2,90	2,93	11,58
Nordeste	-	-	-	-	-	0,00
Norte	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,00	2,87	2,88	2,90	2,93	11,58
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	223,61	400,63	500,10	506,93	509,30	2.140,57
Sul	7,79	21,31	39,41	51,20	51,69	171,40
Nordeste	200,27	142,73	234,15	234,98	236,70	1.048,82
Norte	65,86	94,44	94,64	92,90	96,31	444,15
Total	497,53	659,10	868,31	886,00	894,01	3.804,94
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	0,05	-	-	-	-	0,05
Sul	0,37	-	-	-	-	0,37
Nordeste	2,16	-	-	-	-	2,16
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	2,59	0,00	0,00	0,00	0,00	2,59
Oferta Adicional (R\$ MM)						
Sudeste	35,03	-	-	-	-	35,03
Total	35,03	0,00	0,00	0,00	0,00	35,03
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	36,10	0,00	0,00	0,00	0,00	36,10

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 8 resulta na expectativa de 3,9 bilhões, sendo R\$ 11,6 milhões devido a restrições operativas, R\$ 3,8 bilhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 2,6 milhões por *unit commitment*, R\$ 36,1 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 35 milhões por Oferta Adicional.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro à 2 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de dezembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 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 1 de dezembro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho de parte do parque termelétrico disponível no modelo DECOMP, com aproximado de 15 GWmed, para a estimativa do encargo por segurança energética.

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, apesar dos valores apresentados não considerarem uma estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico, a expectativa é que não ache cobrança de ESS por Descolamento Hidráulico, uma vez que o valor do PLD se encontra abaixo do PLDx, utilizado no cálculo deste tipo de ESS.

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 17.

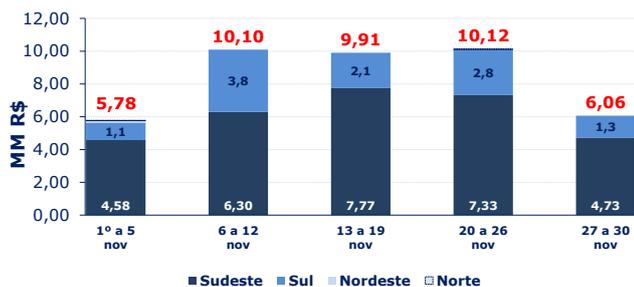


Gráfico 17 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2021

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 resulta na expectativa de R\$ 42,0 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro é apresentada no Gráfico 18.

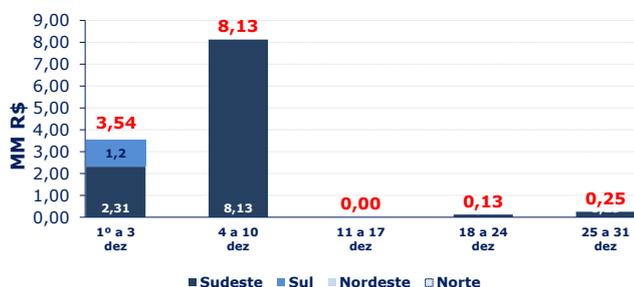


Gráfico 18 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2021

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 18 resulta na expectativa de R\$ 12,0 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 19 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2021.

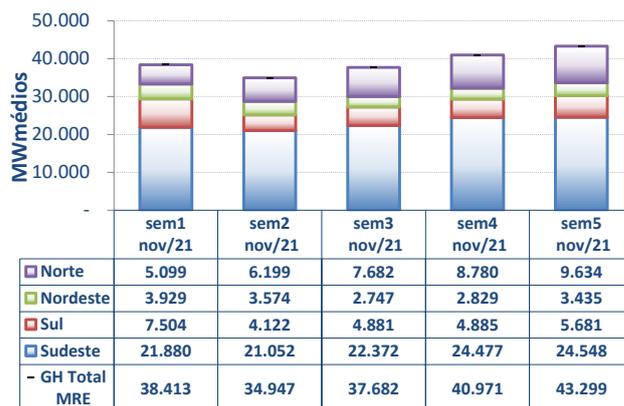


Gráfico 19 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 20 e o Gráfico 21 apresentam as previsões da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2021.

A garantia física sazonalizada de 2021 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados Gerais 2021" divulgado no dia 11 de novembro 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 1º de novembro à 2 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 3 de dezembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 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 1 de dezembro de 2021. Adicionalmente, foi considerado o despacho de parte do parque termelétrico disponível no modelo DECOMP, com aproximado de 15 GWmed, para a estimativa do encargo por segurança energética.

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 ambos os meses.

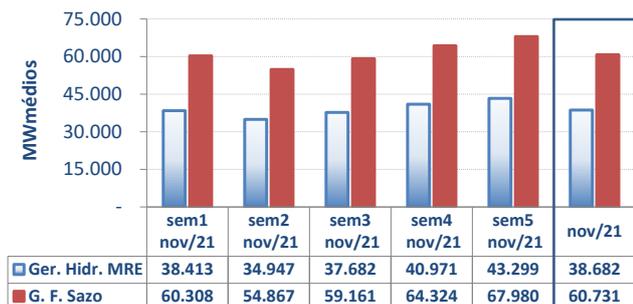


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2021

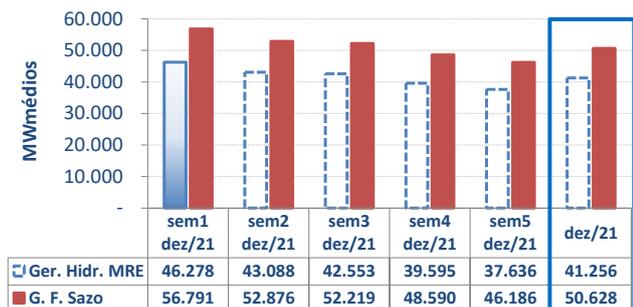


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2021

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2021 (ainda não contabilizados).



Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 23 e o Gráfico 24 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE, de novembro e 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 ambos os meses.

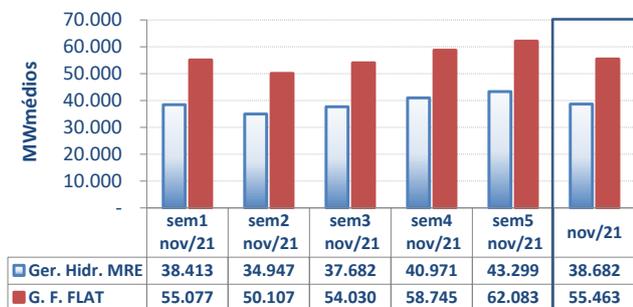


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2021

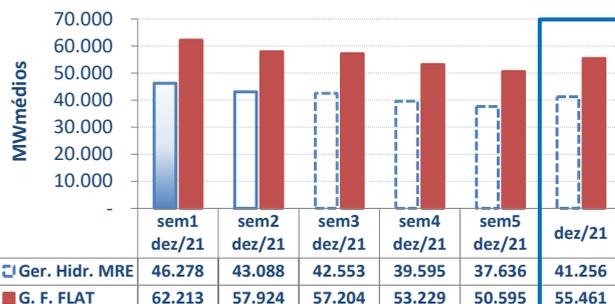


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2021

O Gráfico 25 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).

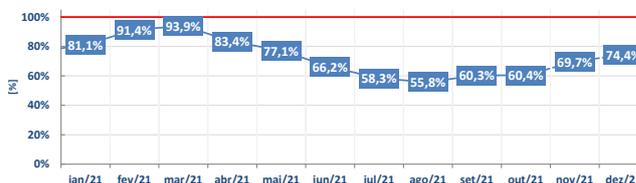


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

Com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado das inconsistências encontradas durante a primeira semana operativa de dezembro de 2021 no cálculo do PLD, a CCEE apresenta abaixo as inconsistências encontradas durante essa última semana, as quais afetaram apenas os dados de entrada do modelo DESSEM:

1. O limite do Fluxo Sudeste/Centro-Oeste (FSECO), até a Revisão 18 do documento Restrições Elétricas Para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação - 2º Quadrimestre de 2021, era representado por tabela em função da carga do SIN. A partir da revisão 0 do mesmo documento para o 3º Quadrimestre de 2021 passou a não ser mais necessária o monitoramento deste limite. No entanto, o deck do modelo DESSEM considerou equivocadamente essa restrição até o caso do dia 26/11/2021, sendo corrigida no deck do dia 27/11/2021, onde as tabelas número 6 e 106 foram removidas do arquivo "restseg.dat". É importante ressaltar que, dado o perfil importador do Sudeste, nesse período a restrição não ficou ativa.

2. O limite do Fluxo Nordeste no sentido inverso (-FNE), na revisão 0 do mesmo documento mencionado no item 1 para o 3º Quadrimestre de 2021, foi atualizado para 5.000 [MW] para os dias do horizonte de estudo sem rede elétrica. No deck do dia 01/12/2021 o valor não foi atualizado considerando equivocadamente o valor de 4.500 [MW]. É importante ressaltar que nesse período a restrição não ficou ativa. No deck do dia 02/12/2021 o limite foi atualizado.

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