

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

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 PLD – 3ª semana operativa de maio

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 09 a 15 de maio de 2020.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	79,42	79,42	39,68	39,68
Média	77,62	77,62	39,68	39,68
Leve	39,68	39,68	39,68	39,68
Média semanal	61,33	61,33	39,68	39,68

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da segunda e da terceira semana de maio:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da segunda e da terceira semana de maio (em R\$/MWh)

Submercado	PLD		
	2ª sem - mai	3ª sem - mai	Variação %
SE/CO	53,85	61,33	+ 14 %
S	53,85	61,33	+ 14 %
NE	39,68	39,68	0 %
N	39,68	39,68	0 %

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

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

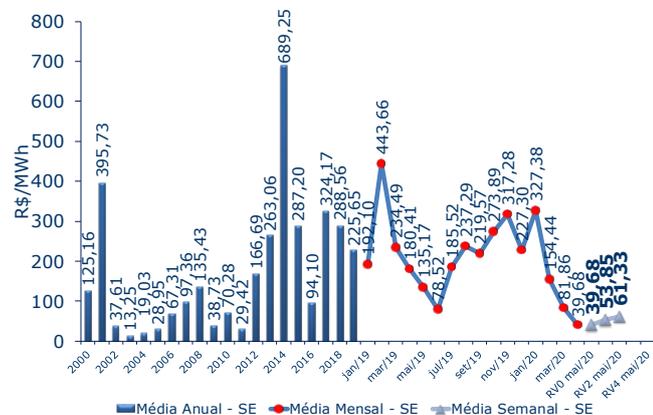


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, para o período de 9 a 15 de maio, manteve-se no piso de R\$ 39,68/MWh nos submercados Norte e Nordeste, mas subiu 14% no Sudeste/Centro-Oeste e Sul, passando de R\$ 53,85/MWh para R\$ 61,33/MWh.

O principal fator responsável pelo aumento do PLD foi a expectativa de redução de afluições para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e um replecionamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste abaixo do esperado.

Os limites de recebimento de energia da região Sudeste provenientes do Nordeste e do Norte foram atingidos para os patamares de carga pesada e média, descolando os preços médios dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul em relação aos demais.

Espera-se que as afluições de maio de 2020 fechem em torno de 85% da média de longo termo (MLT) para o sistema, sendo aproximadamente 78% na região Sudeste, 82% na região Nordeste, 128% na região Norte e 13% na região Sul.

A expectativa para a próxima semana operativa é de que a carga para o Sistema Interligado Nacional (SIN) fique cerca de 780 MW médios mais baixa do que a previsão anterior, com reduções no Sudeste/Centro-Oeste (-337 MW médios), no Sul (-355 MW médios), no Nordeste (-358 MW médios) e no Norte (-52 MW médios).

Já os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 2.098 MW médios abaixo do esperado. Os níveis estão mais baixos no submercado Sudeste (-2.043 MW médios) e no Norte (-198 MW médios). Os níveis estão mais altos no Sul (+40 MW médios) e no Nordeste (+103 MW médios) em relação à expectativa anterior.

O fator de ajuste do MRE estimado para o mês de maio de 2020 passou de 99,9% para 94,6%. O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) para maio de 2020 tem previsão de R\$ 18,9 milhões, sendo R\$ 17,2 milhões devido a restrições operativas e R\$ 1,7 milhões a Unit Commitment.

Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, o Gráfico 2 ilustra os principais impactos no preço dos submercados Sudeste e Sul.

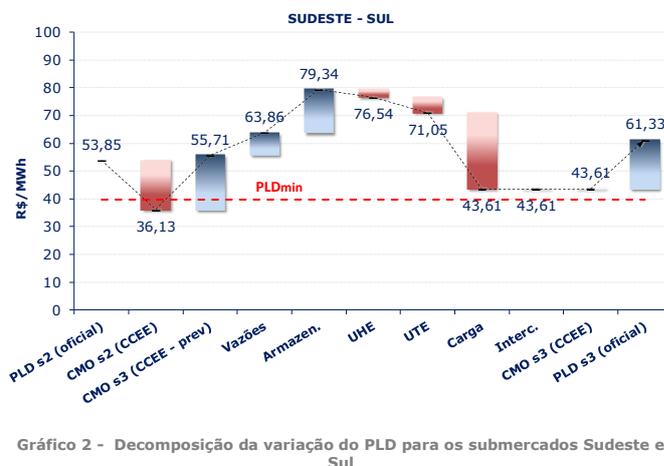


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

Se observa no Gráfico 2, que o PLD oficial da semana passada, apresentava o valor médio de R\$ 53,85/MWh. No entanto, é importante ressaltar que esse valor é obtido após a limitação do PLD no patamar leve em R\$ 39,68/MWh. Enquanto isso, o passo CMO s2 (CCEE), o valor apresentando não considera a limitação no piso

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

regulatório para este patamar, resultando no valor médio de R\$ 36,13/MWh, uma vez que o custo marginal do patamar leve é R\$ 0/MWh

A previsão de afluições menos otimistas, aumentou o PLD do Sudeste e Sul em torno de R\$ 8/MWh. Já a verificação de níveis de armazenamento mais baixos que os estimados anteriormente elevou o PLD em aproximadamente R\$ 15/MWh.

Além disso, a atualização da carga diminui o preço em cerca de R\$ 27/MW, no qual se destaca que essa variação foi mais significativa devido ao retorno do patamar leve o valor médio de R\$0/MWh.

Por último, o passo PLD s3 (oficial) elevou o preço médio dos submercados Sudeste e Sul devido a limitação no piso regulatório do patamar leve.

No Gráfico 3, a alteração do passo PLD s2 (oficial) em relação ao passo CMO s2 (CCEE), é apenas a consideração da limitação no piso regulatório todos os patamares.

As variações verificadas no preço do Nordeste e do Norte ocorrem apenas devido limitação do valor mínimo regulatório, de modo que o PLD permanece em R\$ 39,68/MWh.

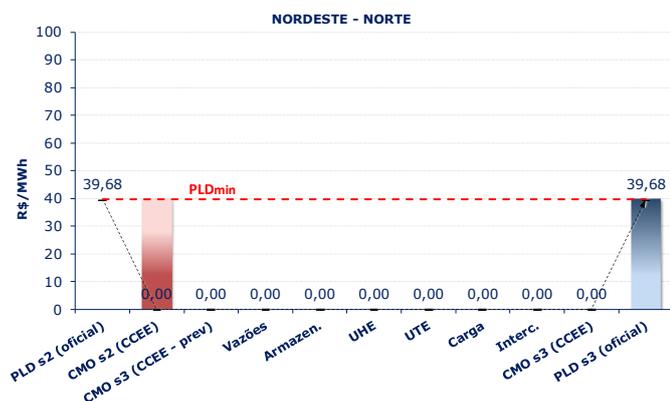
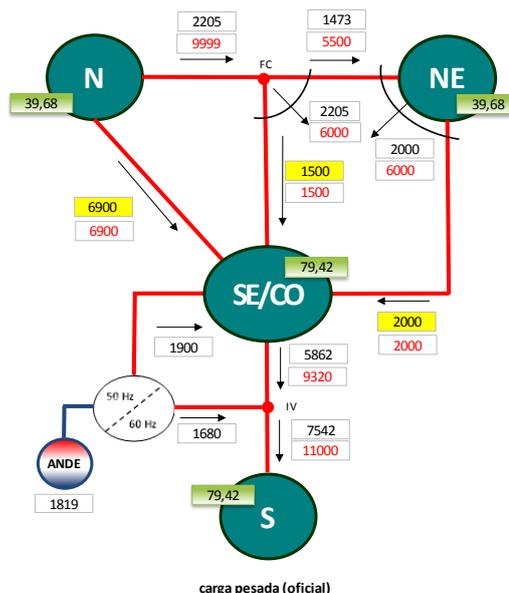


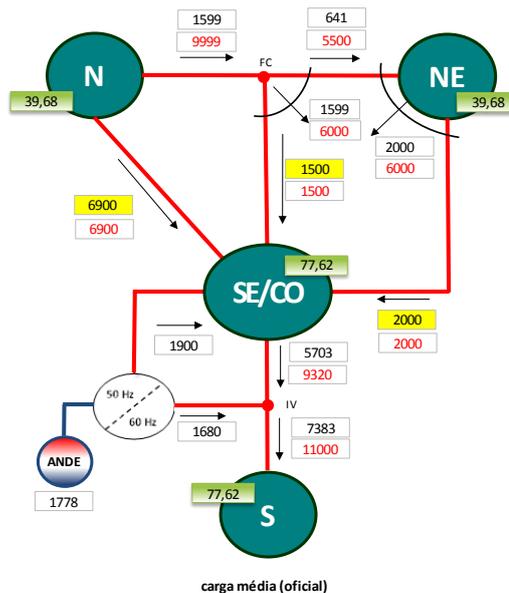
Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte

O Gráfico 4, o Gráfico 5 e o Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve, respectivamente. É possível observar que apenas os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.



xxx,xx CMO (R\$/MWh)
 xxxx fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 xxxx limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar pesado



xxx,xx CMO (R\$/MWh)
 xxxx fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 xxxx limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar médio

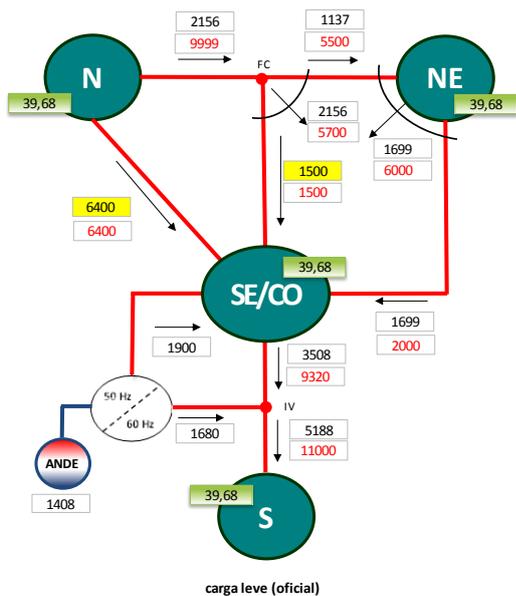


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar leve

Decomp

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação – CMO que, limitado por um preço mínimo e máximo e levando em consideração apenas as restrições elétricas estruturais que impõem limites de intercâmbio entre os submercados, resulta no PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a ENA média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluyente - ENA

Em abril, os valores de acoplamento passaram para cerca de 80.000 MWmed na primeira semana, e apresentaram uma diminuição aos longos das semanas. Já para maio, uma vez que as afluições começam a reduzir, os valores de afluições diminuíram para valores próximos aos 60.000 MWmed, sendo a redução mais significativa na terceira semana operativa.

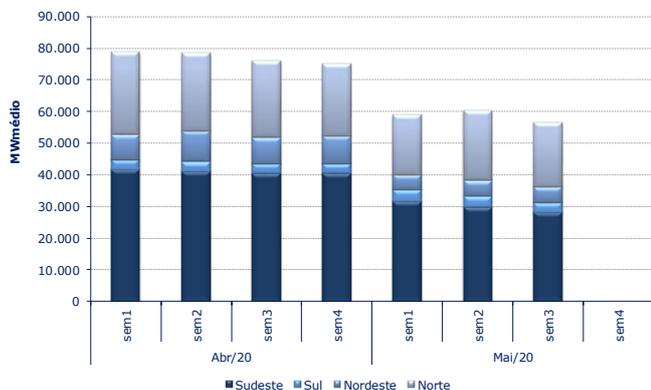


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2020

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na terceira semana operativa de maio.



Gráfico 8 - 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 primeira e segunda semana de maio, considerada no horizonte do Decomp.

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

Submercado	SE/CO	S	NE	N
Variação	-1.718	-229	-8	-1.885

Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

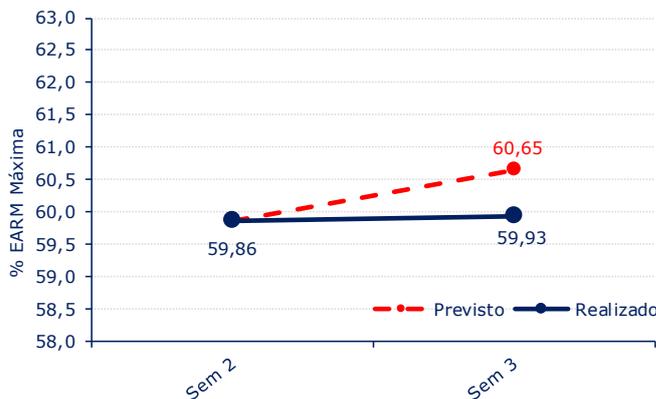


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 60,65% (Energia Armazenada de 176.504 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 59,93% (174.406 MWmês), o que representa uma diminuição de 2.098 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 terceira semana operativa de maio

Submercado	RV2 - mai - previsto (MWMês)	RV2 - mai - realizado (MWMês)	Diferença (MWMês)
SE/CO	114.420	112.377	- 2.043
S	3.024	3.064	+ 40
NE	46.703	46.806	+ 103
N	12.357	12.159	- 198

Carga - Decomp

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de maio:

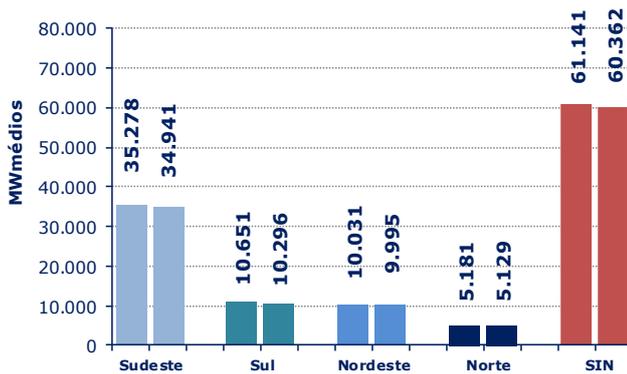


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana de maio na RV1 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 deste mesmo mês (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

Tabela 5 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
- 337	- 355	- 36	- 52

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 13 compara a previsão semanal de carga da terceira semana de maio (RV2) com o previsto nas revisões anteriores.

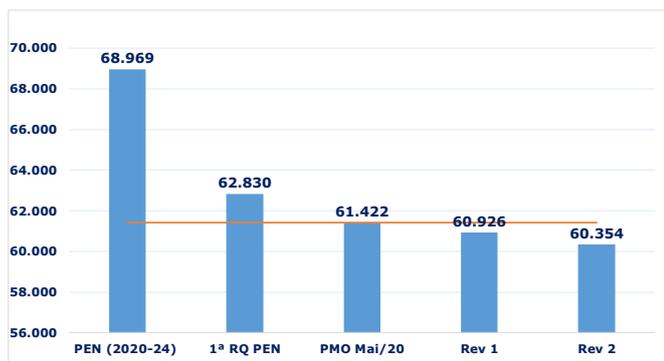


Gráfico 11 - Diferenças entre as previsões do PEN, 1ª Revisão Quadrimestral, PMO de maio e suas revisões

As medidas de controle da propagação do Covid-19 deverão se manter no mês de maio no país. Desde a segunda metade do mês de março, as medidas de isolamento social para a contenção do vírus levaram à interrupção das atividades sociais e econômicas e influenciaram negativamente no comportamento da carga desde então. Para o mês de maio é esperado que essa tendência se perpetue, como veremos a seguir.

Em termos mensais, a expectativa de carga para o mês de maio de 2020 para o SIN no PMO estava em 60.926 MW médios, um redução de -9% ante maio de 2019, muito em razão das medidas de isolamento social. A RV1 apresentou uma redução na expectativa da carga do SIN para o mês de maio em -496 MW médios. A RV2 apresentou uma nova redução na carga no SIN de -572 MW médios em relação a RV1.

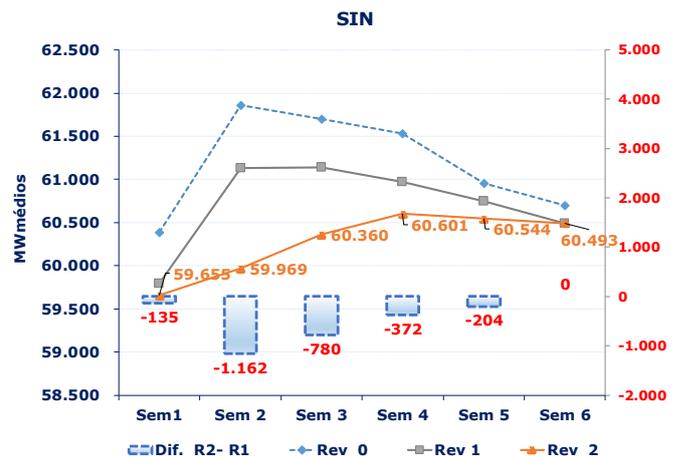


Gráfico 12 – Evolução da carga do PMO de maio

Em tempo, com relação aos dados verificados/estimados para a 2ª semana (ante o previsto na última revisão semanal) registrou-se uma queda de -1.162 MW médios para o SIN. Em termos regionais, os submercados Sudeste e Sul registraram quedas de -555 MW médios e -624 MW médios, respectivamente, estas podendo ser associadas as temperaturas amenas observadas na 2ª semana. Os submercados Nordeste e Norte registraram elevações de 62 MW médios e 25 MW médios, respectivamente.

A Tabela 6 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN, bem como os valores mensais consolidados:

Tabela 6 – Carga prevista e prévia do realizado para o mês de maio

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6	Mensal
RV0	60.386	61.860	61.701	61.532	60.953	60.696	61.422
RV1	59.790	61.131	60.973	60.748	60.4893	60.493	60.926
RV2	59.655	59.969	60.360	60.601	50.544	60.493	60.354

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para os submercados são apresentados no Gráfico 13 e no Gráfico 14. 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.

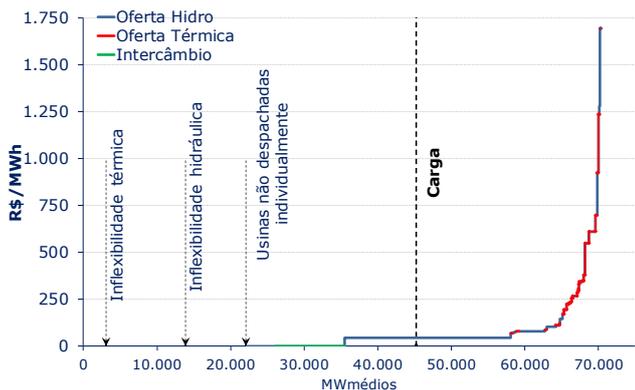


Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste e Sul

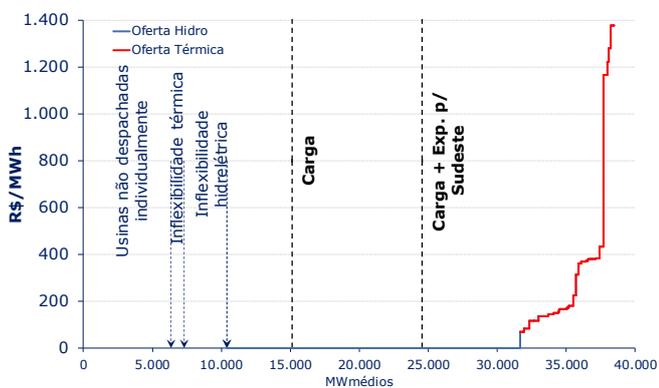


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	0,56	3,61	4,23	3,80	3,52	1,02	16,74
Sul	-	-	-	-	-	-	0,00
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	0,08	0,43	-	-	-	-	0,52
Total	0,64	4,05	4,23	3,80	3,52	1,02	17,26
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sul	0,42	1,27	-	-	-	-	1,68
Total	0,42	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R\$ 19 milhões em encargos para o mês de maio de 2020, sendo R\$ 17,3 milhões devido a restrições operativas e 1,7 milhões por *unit commitment*.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 6º de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 7 de maio as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 8 de maio são considerados os mesmos valores do dia 7 de maio.

A expectativa para o período de 9 a 31 de maio 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 2020.

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.

Estimativa de ESS – maio de 2020

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2020:

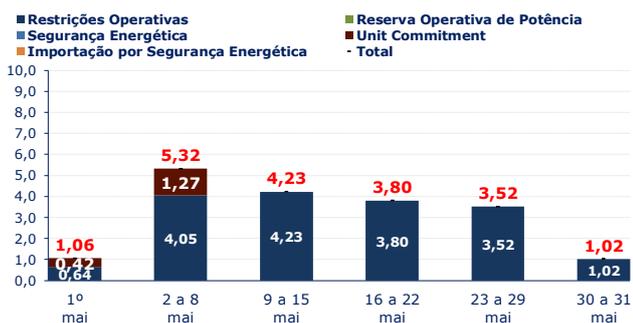


Gráfico 15 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de maio

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 mesma nota técnica 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. As estimativas de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no gráfico a seguir.

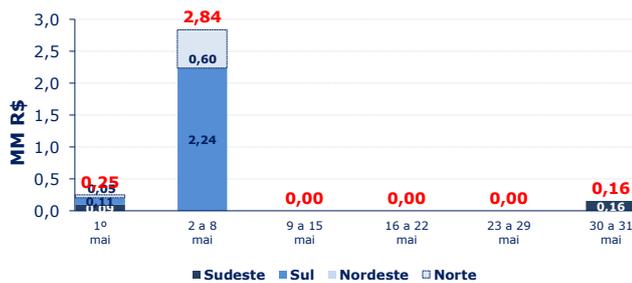


Gráfico 16 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2020

A consolidação dos valores apresentados resulta na expectativa de R\$ 3,25 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de 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 17 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para maio de 2020.

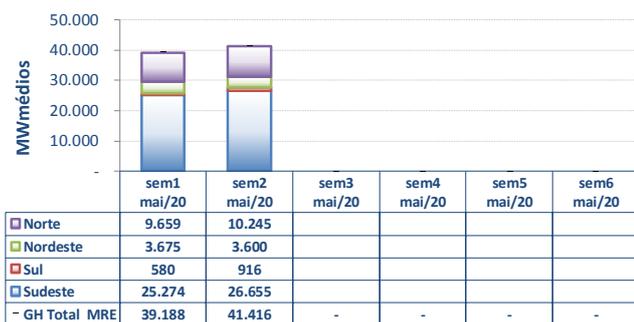


Gráfico 17 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 18 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar de abril e maio de 2020, respectivamente. A garantia física sazonalizada de 2020 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais 2020" divulgado no dia 08 de abril de 2020 e também considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/20, de 17 de janeiro de 2020.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 6º de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 7 de maio as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 8 de maio são considerados os mesmos valores do dia 7 de maio.

A expectativa para o período de 9 a 31 de maio 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 2020.

Adicionalmente, 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 2020, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de abril de 2020. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

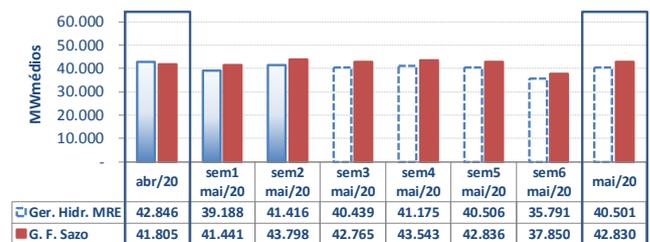


Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio

O Gráfico 19 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa dos meses de abril e maio de 2020 (ainda não contabilizados).

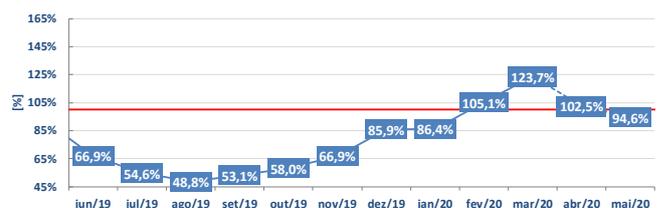


Gráfico 19 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 20 e Gráfico 21 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE, para abril e maio de 2020, respectivamente, para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal, as estimativas do fator de ajuste para o mês de maio são exibidas em base semanal.

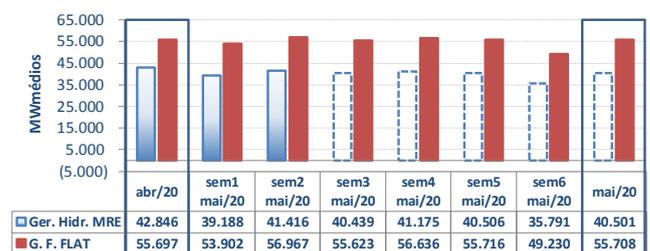


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2020

O Gráfico 21 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa dos meses de abril e maio de 2020 (ainda não contabilizados).

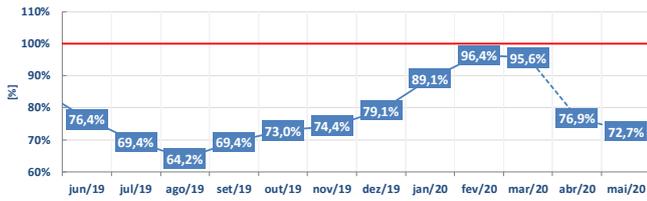


Gráfico 21 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico