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 - CMO[1] e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Análise PLD – 2ª semana operativa de maio

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 02 a 08 de maio de 2020.

Tabela 1 – PLD (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	66,00	66,00	39,68	39,68
Média	63,94	63,94	39,68	39,68
Leve	39,68	39,68	39,68	39,68
Média semanal	53,85	53,85	39,68	39,68

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

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

Submercado	PLD		
	1ª sem - mai	2ª sem - mai	Variação %
SE/CO	39,68	53,85	36 %
S	39,68	53,85	36 %
NE	39,68	39,68	0 %
N	39,68	39,68	0 %

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afluências 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:

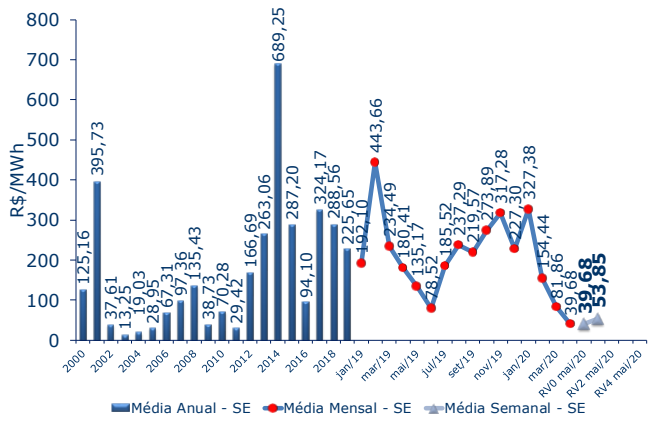


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, para o período de 2 a 8 de maio, manteve-se no piso de R$ 39,68/MWh nos submercados Norte e Nordeste, mas subiu 36% no Sudeste/Centro-Oeste e Sul, passando de R$ 39,68/MWh para R$ 53,85/MWh.

O principal fator responsável pelo aumento do PLD foi a expectativa de redução de afluências para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e o 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 afluências de maio de 2020 fechem em torno de 91% da média de longo termo (MLT) para o sistema, sendo aproximadamente 83% na região Sudeste, 81% na região Nordeste, 140% na região Norte e 16% na região Sul.

A expectativa para a próxima semana operativa é de que a carga para o Sistema Interligado Nacional (SIN) fique cerca de 729 MW médios mais baixa do que a previsão anterior, com reduções no Sudeste/Centro-Oeste (-620 MW médios) e no Nordeste (-358 MW médios). O Sul apresentou aumento na estimativa de carga (+249 MW médios), enquanto para o Norte não sofreu alteração.

Já os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.579 MW médios abaixo do esperado. Os níveis estão mais baixos no submercado Sudeste (-1.226 MW médios), no Sul (-19 MW médios), no Nordeste (- 258 MW médios) e no Norte (-76 MW médios) em relação à expectativa anterior.

O fator de ajuste do MRE estimado para o mês de maio de 2020 passou de 99,8% para 99,9%. O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) para maio de 2020 tem previsão de R$ 16,6 milhões, sendo R$ 15,9 milhões devido a restrições operativas e R$ 700 mil 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 submercado Sudeste e Sul.

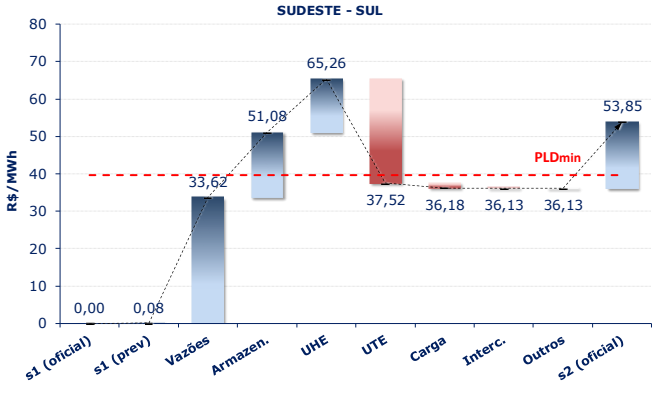


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

Se observa no Gráfico 2, que a previsão de afluências menos otimistas, aumentou o PLD de Sudeste e Sul em torno de R$ 33/MWh. Já a

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

verificação de níveis de armazenamento mais baixos que os estimados anteriormente elevou o PLD em aproximadamente R$ 17/MWh.

Além disso, a atualização dos atributos hidrelétricos, elevaram o preço em aproximadamente R$ 44/MWh. Já o passo UTE, diminui o preço em R$ 28/MW.

No Gráfico 2, observa-se no passo "Oficial" uma significativa elevação do preço médio semanal em relação ao valor obtido no passo "Outros", isso se deve a realização da limitação do PLD mínimo regulatório de R$ 39,68/MWh para o patamar leve de carga, que apresentava o valor de R$ 0,00/MWh. Após a aplicação desta limitação, o preço médio semanal é fixado em R$ 53,85/MWh.ac

No Gráfico 3 se observa a variação do preço do Nordeste e do Norte, quando o único fator que influenciou no preço, também foi a limitação do valor mínimo regulatório, permanecendo em R$ 39,68/MWh.

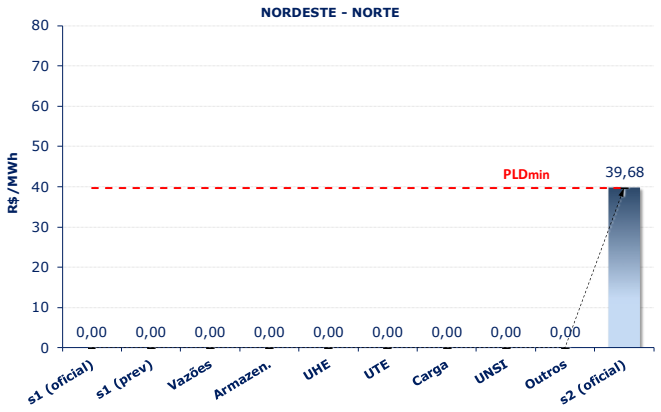


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte

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.

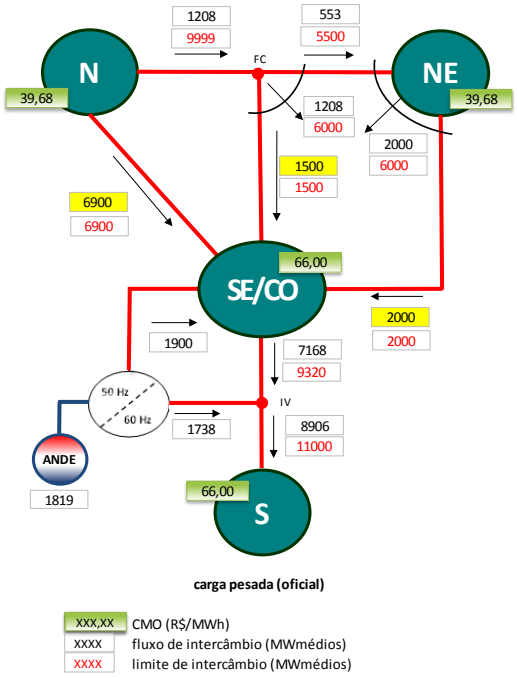


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar pesado

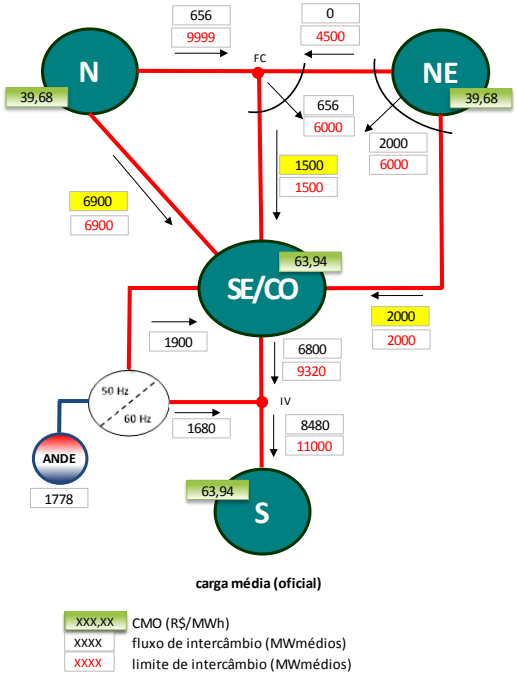


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar médio

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

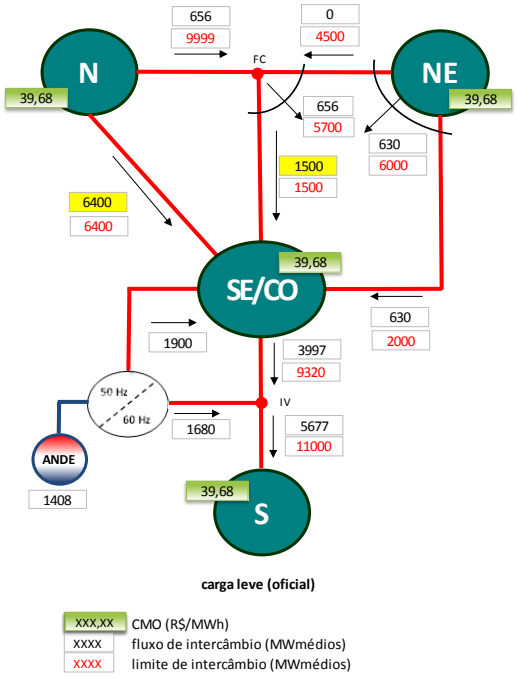


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar leve

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 Afluente - 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 afluências começam a reduzir, os valores de afluências ficaram próximos aos 60.000 MWmed.

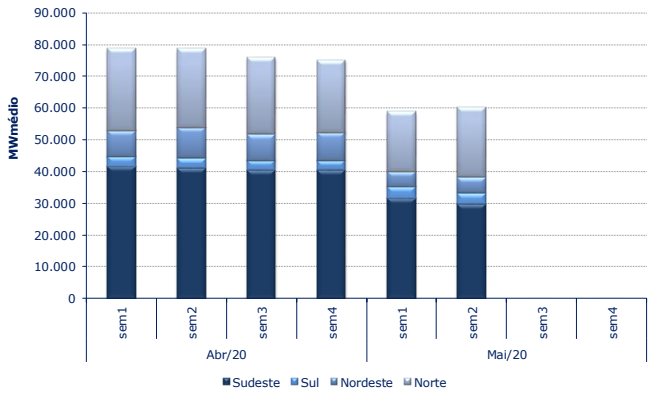


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2020

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

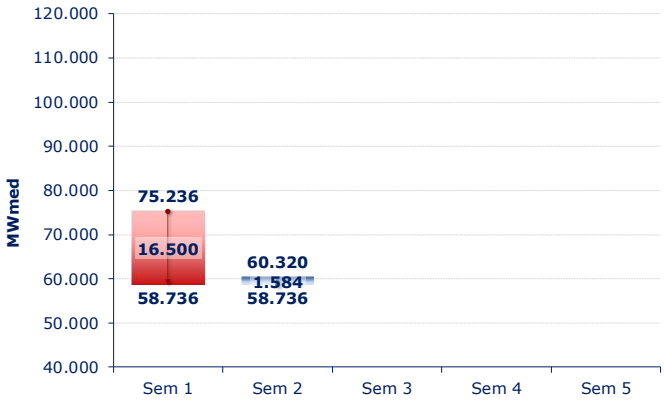


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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)

SE/CO	S	NE	N
-1.728	- 203	+ 85	+ 3.430

Armazenamento inicial

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

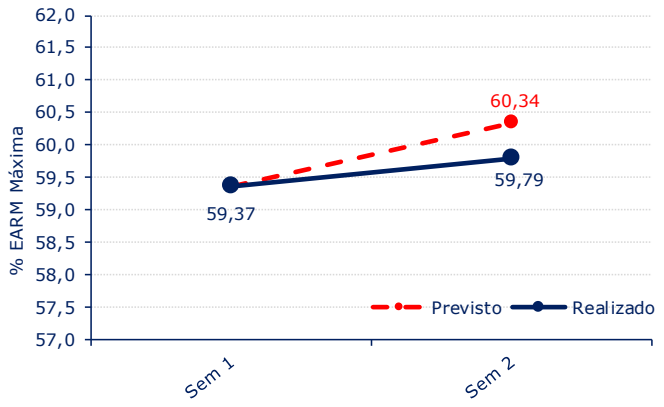


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 60,34% (Energia Armazenada de 175.578 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 59,79% (173.999 MWmês), o que representa uma diminuição de 1.579 MWmês em relação a expectativa da semana anterior. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de maio

Submercado	RV1 – mai - previsto MWmês)	RV1 - mai - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	113.807	112.581	- 1.226
S	3.203	3.184	- 19
NE	46.393	46.135	- 258
N	12.175	12.099	- 76

Carga - Decomp

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

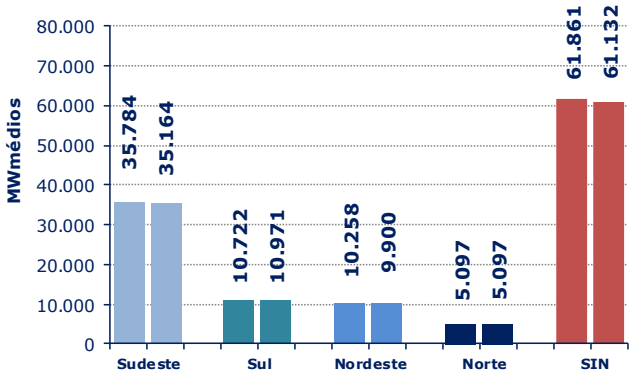


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 segunda semana de abril na RV0 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 deste mesmo mês (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 620	+ 249	- 358	+ 0

Além da previsão para a semana em análise, o Gráfico 13 compara a previsão semanal de carga da segunda semana de maio (RV2) com o previsto na revisão anterior.

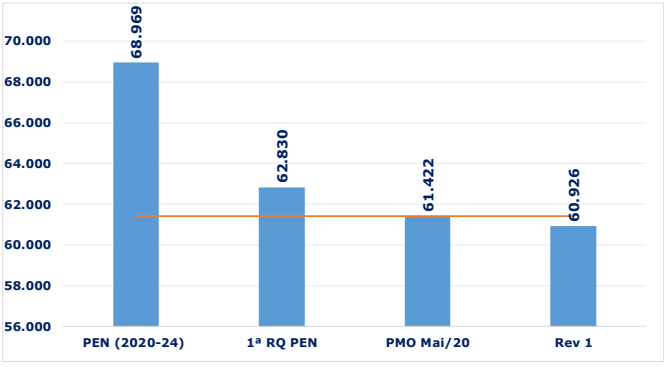


Gráfico 11 - Diferenças entre as previsões na 1 º revisão quadrimestral e o PMO de maio

Em termos mensais, a expectativa de carga para o mês de mai/20 para o SIN está em 60.926 MW médios, ou -9% ante mai/19, muito em razão das medidas de isolamento social. As principais diminuições ocorreram nos submercados Sudeste (-309 MW médios) e Nordeste (-249 MW médios). No submercado Norte a previsão se manteve praticamente estável (-1MW med) e o submercado Sul, uma elevação 63 MW. Esses argumentos justificam as quedas previstas para mai/20, ante mai/19 de: -10,1% no Sudeste, -4,8% no Sul, -10,2% no Nordeste e -8,1% no Norte.

Vale mencionar também que, com relação aos dados verificados/estimados na 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, divulgada recentemente, registrou-se queda de -1904 MW médios para o SIN. Em termos de regionais, novamente os submercados Sudeste e Nordeste foram os que registraram as maiores quedas: -1106 MW médios (-3,1%) e -457 MW médios (-4,4%), respectivamente. Norte e Sul também apresentaram quedas: -222 MW médios (-4,1%) e -119 MW médios (-1,1%).

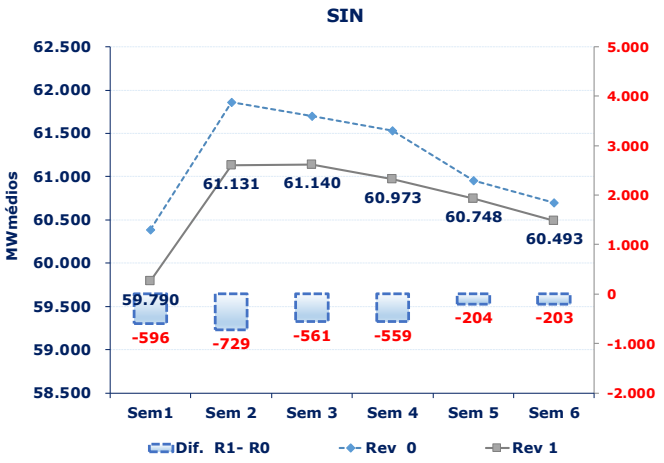


Gráfico 12 – Evolução da carga do PMO de maio

Para a 2ª semana operativa de maio, as previsões foram reduzidas em 729 MW médios, ante o previsto na última revisão semanal de maio, e foram assim distribuídas nos seguintes submercados: Sudeste (-620 MW médios), Nordeste (-358 MW médios) com quedas. O submercado Norte apresentou estabilidade e o Sul anotou alta na última semana, num total de 249 MW médios.

Em tempo, com relação aos dados verificados/estimados para a 1ª semana (ante o previsto na última revisão semanal) registrou-se uma queda de -596 MW médios para o SIN. Em termos de regionais, novamente os submercados Nordeste e Sudeste foram os que registraram as maiores quedas: -516 MW médios e -275 MW médios, respectivamente. Norte apresentou pequena queda de -24 MW médios e o Sul, apresentou elevação de 219 MW médios.

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	Mensal
RV0	60.386	61.860	61.701	61.532	60.953	60.696
RV1	59.790	61.131	60.973	60.748	60.4893	60.926
RV2						
RV3						

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.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

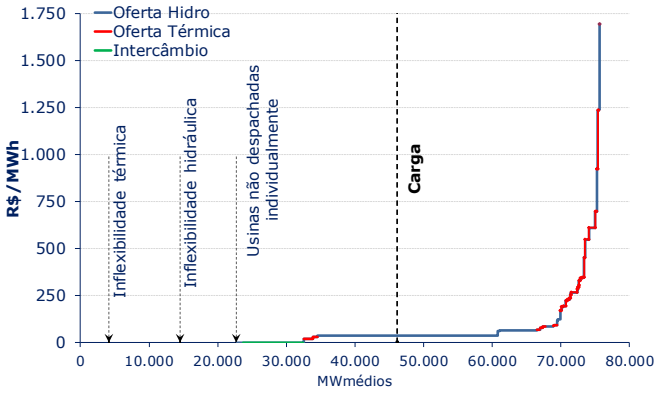


Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sudeste e Sul

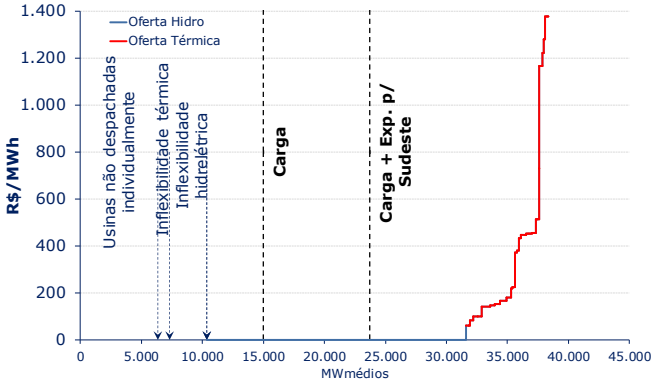


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para o submercado Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – abril e maio de 2020

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

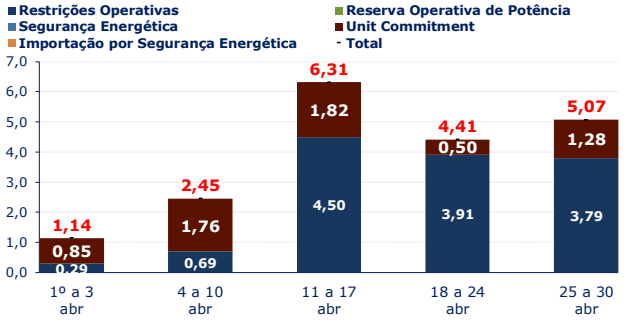


Gráfico 15 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
	Restrição operativa (R$ MM)					
Sudeste	-	-	3,93	3,91	3,38	11,21
Sul	-	-	-	-	0,19	0,19
Nordeste	-	-	-	-	-	0,00
Norte	0,29	0,69	0,57	0,50	0,23	2,29
Total	0,29	0,69	4,50	4,41	3,79	13,69
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)					
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)					
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)					
Sul	0,85	1,76	1,82	1,34	1,28	7,03
Total	0,85	1,76	1,82	1,34	1,28	7,03
Subm.	Importação por Segurança Energética (R$ MM)					
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R$ 20,7 milhões em encargos para o mês de abril de 2020, sendo R$ 13,7 milhões devido a restrições operativas e 7 milhões por *unit commitment*.

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2020:

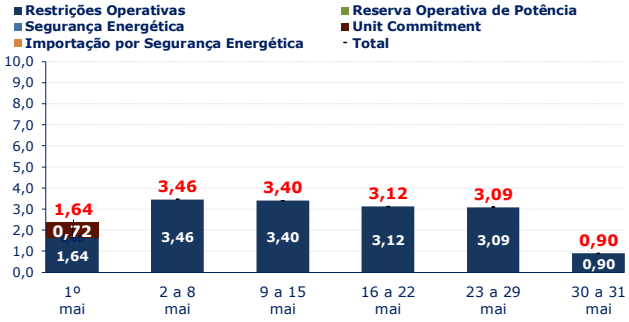


Gráfico 16 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

A Tabela 8 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de maio:

Tabela 8 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de maio

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
	Restrição operativa (R$ MM)						
Sudeste	1,64	3,46	3,40	3,12	3,09	0,90	14,71
Sul	0,11	-	-	-	-	-	0,11
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	0,20	-	-	-	-	-	0,20
Total	1,94	3,46	3,40	3,12	3,09	0,90	15,91
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Sul	0,72	-	-	-	-	-	0,72
Total	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72
Subm.	Importação por Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 16 e na Tabela 8 resulta na expectativa de R$ 16,6 milhões em encargos para o mês de maio de 2020, sendo R$ 15,9 milhões referente às restrições operativas e R$ 700 mil a *Unit Commitment*.

O valor estimado de geração para o dia 1º a 28º de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 29 de abril as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 30 de abril e 1º de maio são considerados os mesmos valores do dia 29 de abril.

A expectativa para o período de 2 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 1 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.

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 abril é apresenta no gráfico a seguir.

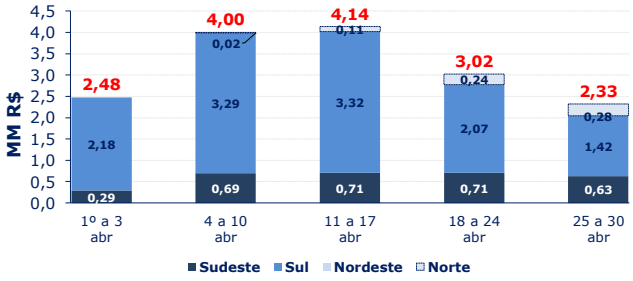


Gráfico 17 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2020

As estimativas de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio são apresentas no Gráfico 17.

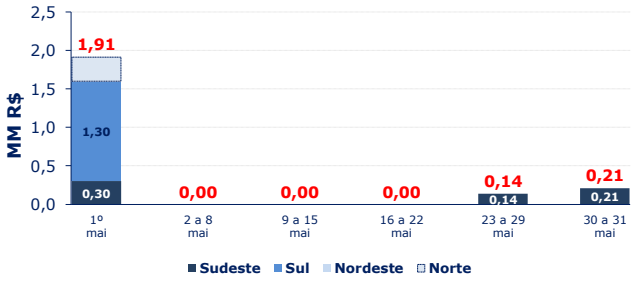


Gráfico 18 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2020

A consolidação dos valores apresentados resulta na expectativa de R$ 15,96 milhões e R$ 2,26 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril e maio, respectivamente.

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 abril de 2020.



	sem1 abr/20	sem2 abr/20	sem3 abr/20	sem4 abr/20	sem5 abr/20
Norte	11.121	11.170	10.634	10.600	8.958
Nordeste	3.189	3.545	3.847	3.838	3.666
Sul	1.382	1.114	1.153	1.051	1.160
Sudeste	30.098	27.788	27.742	26.565	26.671
GH Total MRE	45.790	43.616	43.377	42.054	40.455

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

O Gráfico 20 e Gráfico 21 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para 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 28º de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 29 de abril as informações são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 30 de abril são considerados os mesmos valores do dia 29.

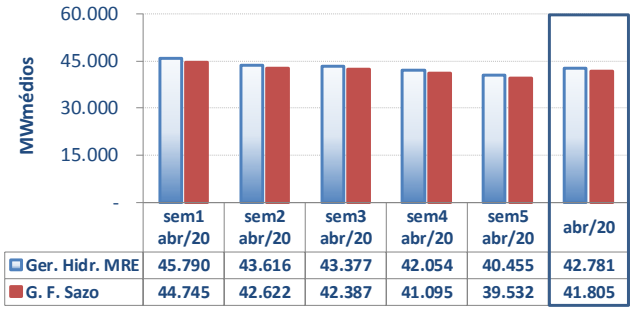
A expectativa para o período de 2 a 31 de maio foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 1 de maio de 2020.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

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.

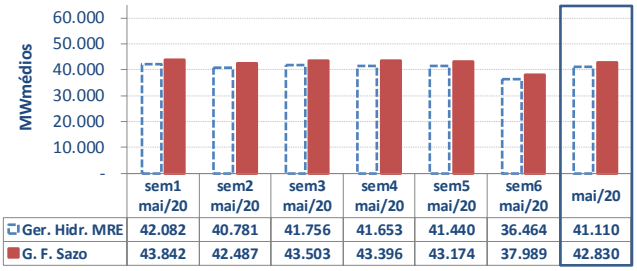
As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

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.



	sem1 abr/20	sem2 abr/20	sem3 abr/20	sem4 abr/20	sem5 abr/20	abr/20
Ger. Hidr. MRE	45.790	43.616	43.377	42.054	40.455	42.781
G. F. Sazo	44.745	42.622	42.387	41.095	39.532	41.805

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



	sem1 mai/20	sem2 mai/20	sem3 mai/20	sem4 mai/20	sem5 mai/20	sem6 mai/20	mai/20
Ger. Hidr. MRE	42.082	40.781	41.756	41.653	41.440	36.464	41.110
G. F. Sazo	43.842	42.487	43.503	43.396	43.174	37.989	42.830

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

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa dos meses de abril e maio de 2020 (ainda não contabilizados).

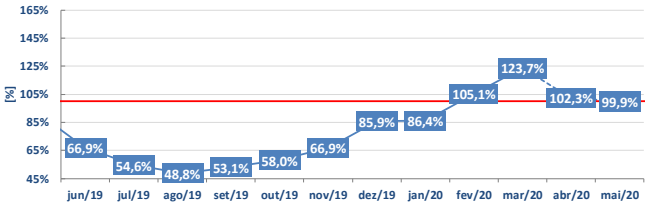
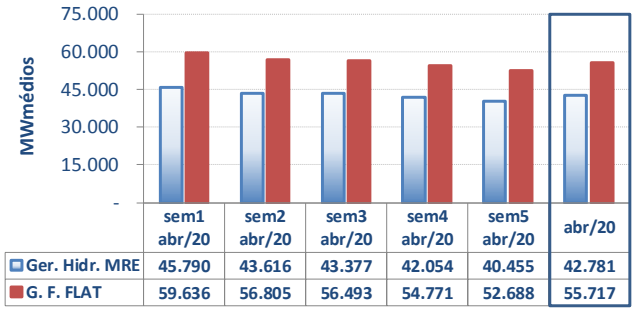


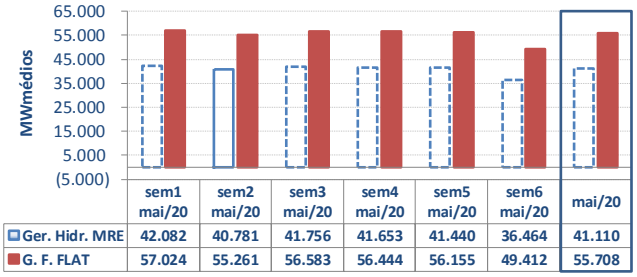
Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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, 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 são exibidas em base semanal.



	sem1 abr/20	sem2 abr/20	sem3 abr/20	sem4 abr/20	sem5 abr/20	abr/20
Ger. Hidr. MRE	45.790	43.616	43.377	42.054	40.455	42.781
G. F. FLAT	59.636	56.805	56.493	54.771	52.688	55.717

Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2020



	sem1 mai/20	sem2 mai/20	sem3 mai/20	sem4 mai/20	sem5 mai/20	sem6 mai/20	mai/20
Ger. Hidr. MRE	42.082	40.781	41.756	41.653	41.440	36.464	41.110
G. F. FLAT	57.024	55.261	56.583	56.444	56.155	49.412	55.708

Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2020

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 dos meses de abril e maio de 2020 (ainda não contabilizados).

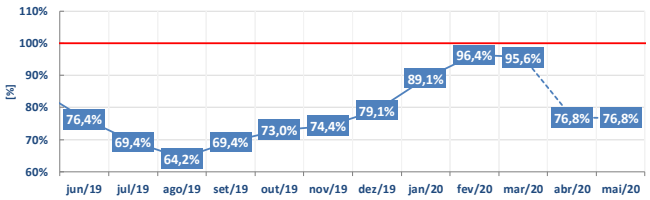


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.