

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.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), no cálculo para o período de 14 a 20 de março, permaneceu no piso no submercado Norte e aumentou nas demais regiões.

O preço médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste subiu 16%, fixado em R\$ 100,86/MWh. Para o Sul, o preço subiu 42% e ficou em R\$ 224,12/MWh, enquanto o preço no Nordeste teve alta de 44%, fixado em R\$ 98,97/MWh. O preço do Norte permaneceu no piso regulatório de R\$39,68/MWh.

O principal fator responsável pelo aumento do preço do PLD foi a piora em relação a expectativa de afluições para as próximas semanas.

Os limites de intercâmbio de energia para os patamares de carga pesada e média foram atingidos para todas as regiões, mantendo o preço desacoplado entre todos os submercados.

Para a próxima semana, a expectativa é que a carga prevista do SIN recue cerca de 944 MWmédios. A queda foi verificada no Sudeste (-859 MWmédios) e no Norte (-85 MWmédios). No Sul e o no Nordeste, a previsão de carga manteve-se a mesma.

Para março, a expectativa é de que as afluições para o Sistema fiquem em 98% da Média de Longo Termo (MLT). As afluições dos submercados em relação à MLT foram de 104% no Sudeste, 28% no Sul, 108% no Nordeste e 94% no Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.343 MWmédios acima do esperado. O aumento foi verificado no Nordeste (+1.187 MWmédios) e no Norte (+664 MWmédios). Já para os submercados submercado Sudeste (-408 MWmédios) e Sul (-100 MWmédios) os níveis estão mais baixos,

O fator de ajuste do MRE estimado para o mês de março de 2020 passou de 128,5% para 127,5.

Segundo decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a região Sul enfrenta baixas nos reservatórios por conta de chuvas em níveis muito inferiores às médias históricas. Diante disso, foram tomadas dentre algumas medidas o acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito. Com isso, a previsão do ESS para março de 2020 está em R\$ 400 milhões, sendo cerca de R\$ 209 milhões referente a segurança energética, R\$ 7,8 milhões de Unit Commitment e R\$ 183 milhões referente a importação por segurança energética.

Análise PLD – 3ª semana operativa de março

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 14 a 20 de março de 2020.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	103,78	348,16	99,74	39,68
Média	103,13	340,79	99,74	39,68
Leve	98,16	98,16	98,16	39,68
Média semanal	100,86	224,12	98,97	39,68

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - mar	3ª sem - mar	Variação %
SE/CO	86,62	100,86	16 %
S	158,20	224,12	42 %
NE	84,67	98,97	17 %
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:

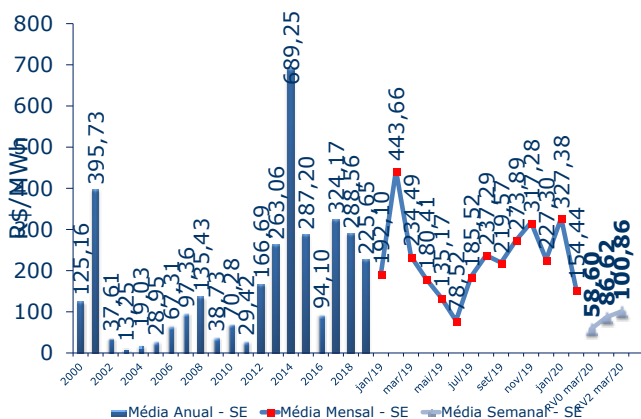


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

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 do submercado Sudeste/Centro-Oeste.

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

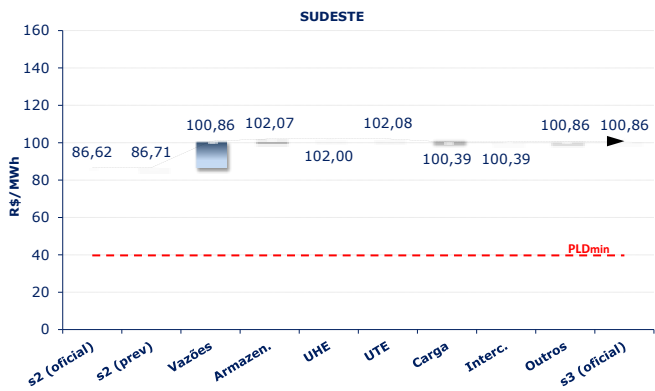


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Sudeste

Se observa no Gráfico 2, que a afluência prevista aumentou o PLD do submercado Sudeste em torno de R\$ 14/MWh. Enquanto, os menores valores de armazenamento verificados em relação ao previsto na semana anterior provocou um aumento no preço em torno de R\$ 2/MWh.

No Gráfico 3 se observa a variação do preço do Sul considerando a atualização dos dados do modelo Decomp. A diminuição das vazões previstas no SIN aumentou o preço em R\$ 52/MWh. Já o passo de UHE, por conta da restrição operativa da UHE Machadinho, aumentou o preço em torno de R\$ 11/MWh.

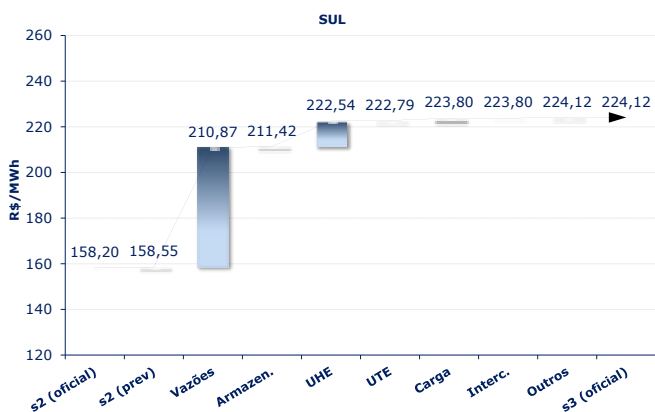


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Sul

No Nordeste, conforme apresentado no Gráfico 4, o passo de atualização das vazões, aumentou o PLD em torno de R\$ 13/MWh.

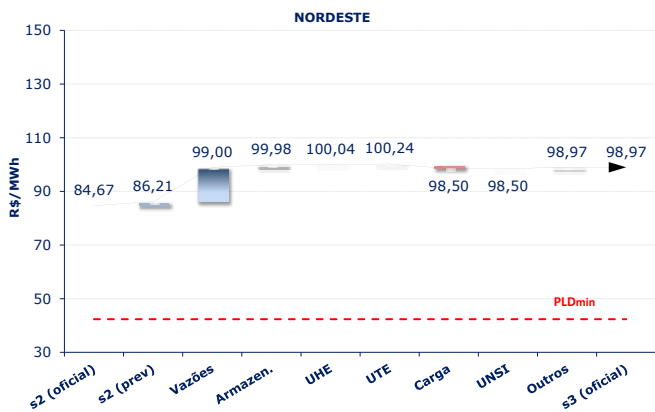


Gráfico 4 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

Conforme apresentado no Gráfico 5, o passo que influenciou no preço, foi a limitação do valor mínimo regulatório, permanecendo no piso em R\$ 39,68/MWh.

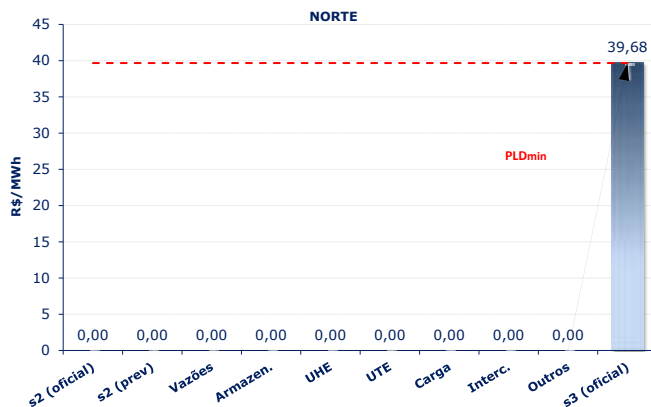


Gráfico 5 - Decomposição da variação do PLD para todo o submercado Norte

O Gráfico 6, o Gráfico 7 e o Gráfico 8 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. É possível observar que apenas os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.

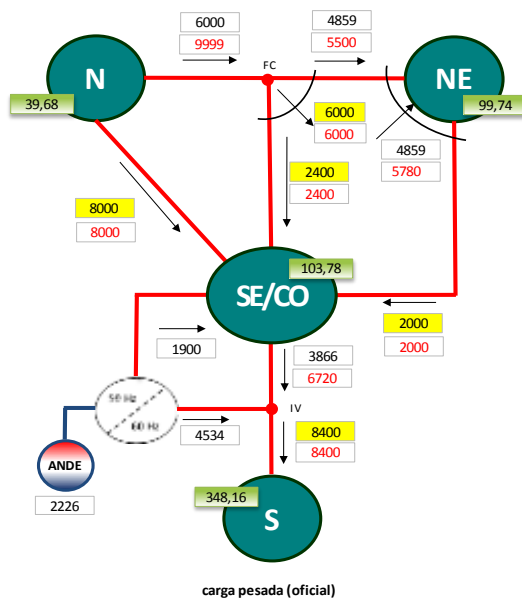


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar pesado

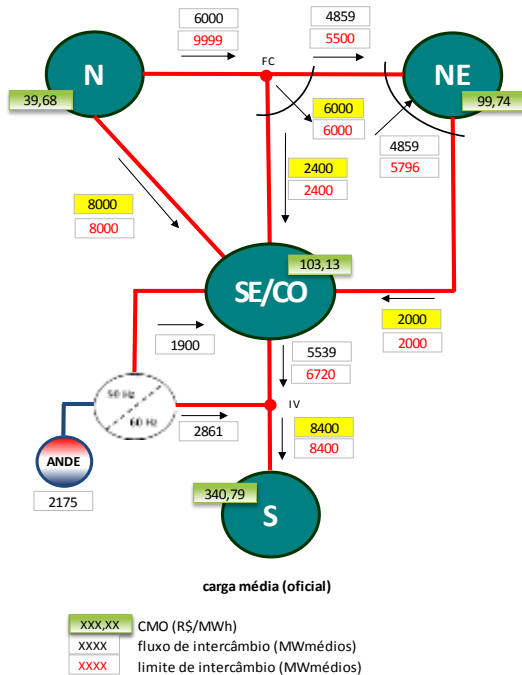


Gráfico 7 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar médio

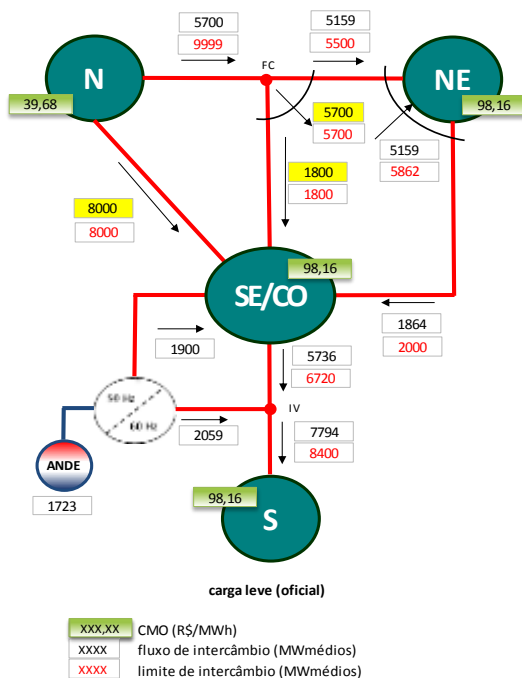


Gráfico 8 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar leve

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 Newwave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluyente - ENA

Em fevereiro, dado a elevação de ENA esperada no segundo mês (acoplamento), passou a apresentar valores em torno de 100.000 MWmed. Já em março, os valores de acoplamento passaram para cerca de 105.000 MWmed na primeira semana, apresentaram uma diminuição na segunda e terceira semana, chegando a valores próximos de 102.000 MWmed e 100.000 MWmed, respectivamente.

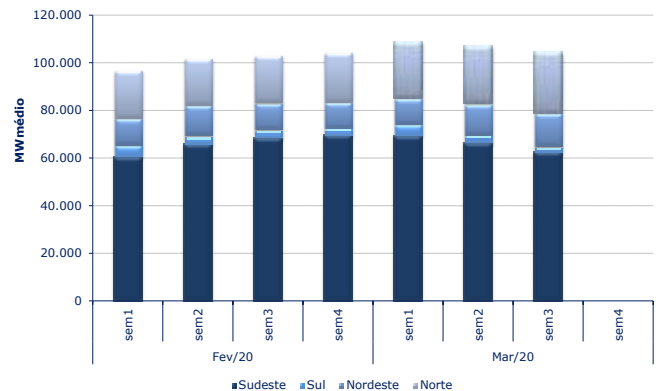


Gráfico 9 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2020

O Gráfico 10 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na terceira semana operativa de março.

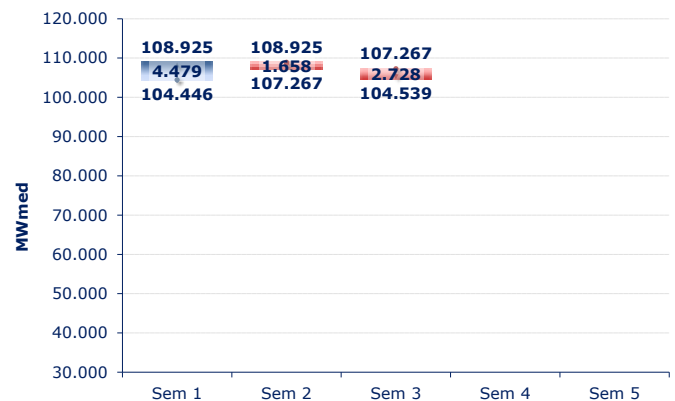


Gráfico 10 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento da segunda e terceira semana de março, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
-3.958	-557	+547	+1.240

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

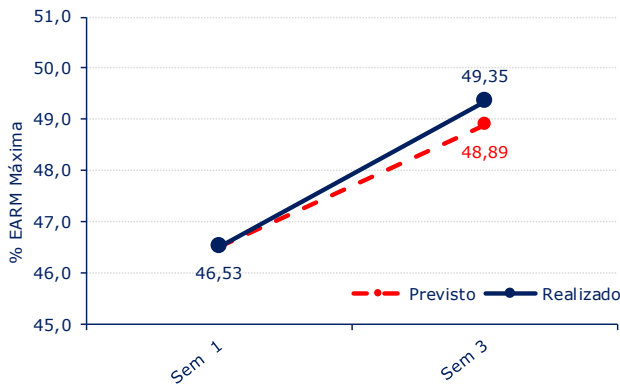


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 48,89% (Energia Armazenada de 142.219 MWh) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi de 49,35% (143.562 MWh), o que representa um aumento de 1343 MWh em relação a expectativa da semana anterior. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWh) prevista e realizada para a terceira semana operativa de março

Submercado	RV2 - mar - previsto (MWh)	RV2 - mar - realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE/CO	95.418	95.010	- 408
S	3.920	3.820	- 100
NE	33.905	35.092	+ 1187
N	8.976	9.640	+ 664

Carga - Decomp

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de março:

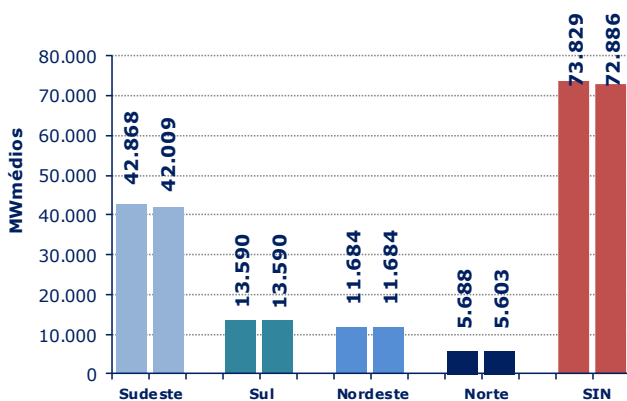


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana de março na RV1 de março (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.

SE/CO	S	NE	N
- 859	0	0	- 85

Tabela 5 – Carga (MWh médios)

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

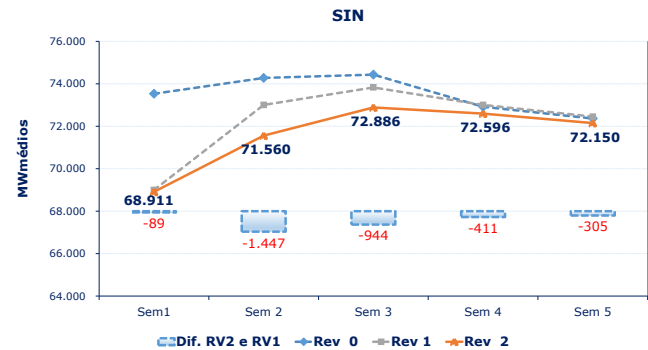


Gráfico 13 - Evolução da carga do PMO de março

A expectativa de carga para o SIN para a 3ª semana foi reduzida em 944 MW médios, sendo que a maior parte dessa redução ocorreu no submercado SE/CO, com -859 MWh médios, ante a última reunião, em função das temperaturas mais amenas no período. Em seguida, aparece o submercado Norte com redução de 86 MW médios. Vale destacar que as previsões para os submercados Sul e Nordeste se mantiveram estáveis nessa revisão.

A redução das previsões para a 3ª semana significou uma queda de 689 MW médios para o SIN em mar/20, na comparação com a última revisão. O submercado SE/CO foi o que mais contribuiu para essa queda, com -713 MWh médios. Norte e Nordeste aparecem na sequência, com -73 e -55 MWh médios, respectivamente. Em sentido contrário está o submercado Sul, com +152 MWh médios.

Por fim, considerando-se os dados realizados das semanas 1 e 2 do mês de março, destacamos a redução da previsão para o SIN de 1.960 MWh médios, na comparação com o PMO, conforme gráfico abaixo. O SE/CO, mais uma vez, foi o apresentou a maior queda, de -1.823 MWh médios. Em menor magnitude aparecem os submercados Sul (-120 MWh médios), Norte (-27 MWh médios) e Nordeste (+10 MWh médios)

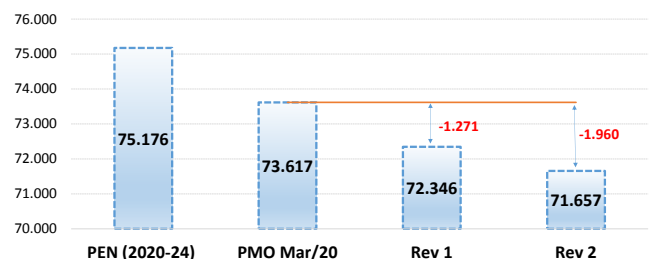


Gráfico 14 - Carga no SIN: Revisões semanais de março

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 março

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Mensal
RV0	73.533	74.280	74.435	72.919	72.367
RV1	69.000	73.007	73.830	73.007	72.455
RV2	68.911	71.560	72.886	72.596	71.657
RV3					

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda para os submercados são apresentados no Gráfico 15, no Gráfico 16, Gráfico 17 e Gráfico 18. 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.

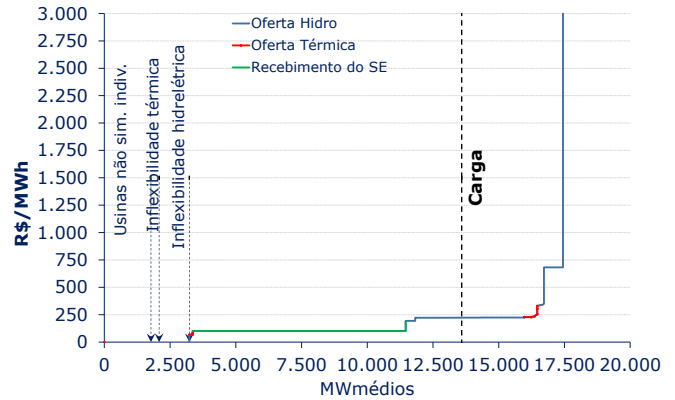


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sul

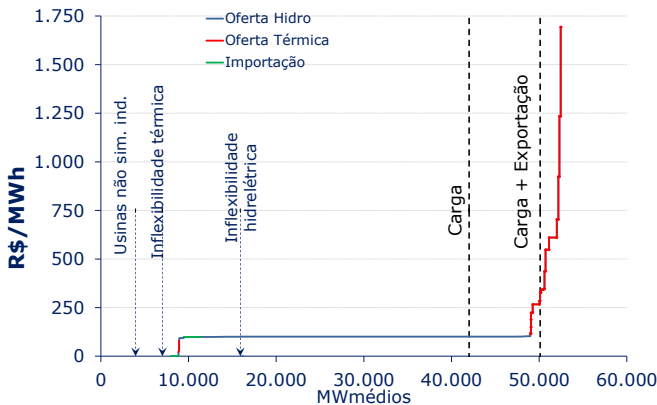
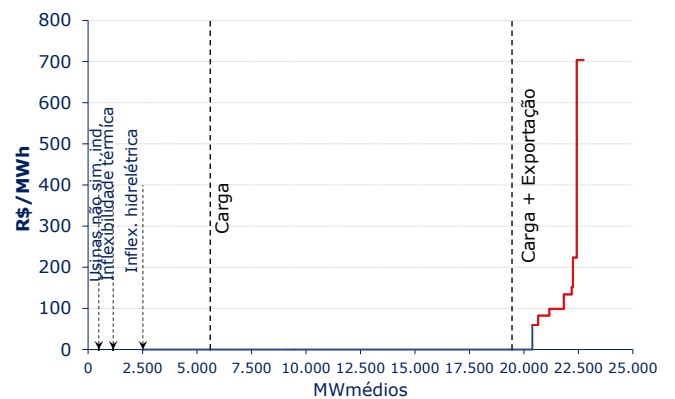


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sudeste

Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para o submercado Norte

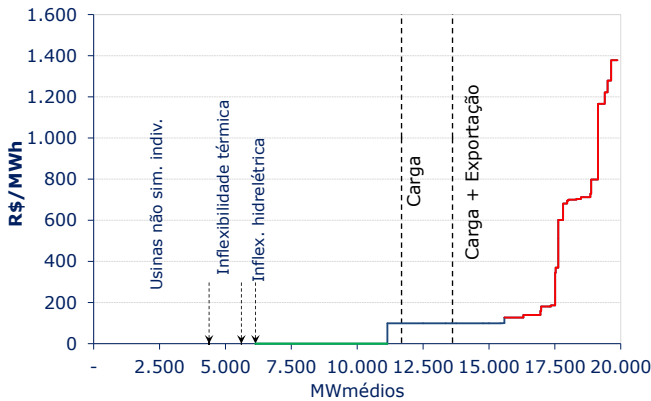


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para o submercado Nordeste

Estimativa de ESS – março de 2020

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de março de 2020:

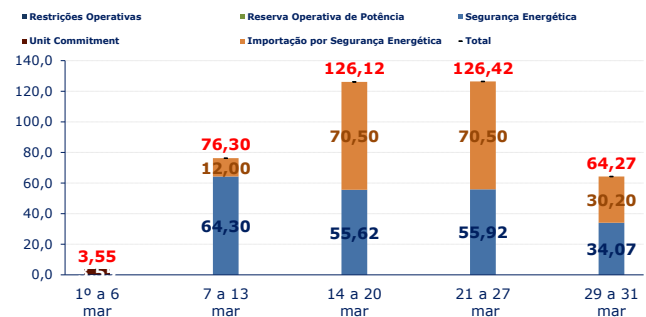


Gráfico 19 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição Operativa (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	64,30	55,62	55,92	34,07	209,91
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	64,30	55,62	55,92	34,07	209,91
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	-	4,26	-	-	-	4,26
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	1,65	-	-	-	-	1,65
Norte	1,90	-	-	-	-	1,90
Total	3,55	4,26	0,00	0,00	0,00	7,81
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	12,00	70,44	70,44	30,20	183,08
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	12,00	70,44	70,44	30,20	183,08

Já a consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R\$ 400 milhões em encargos para o mês de março de 2020, sendo R\$ 210 milhões em encargos por segurança energética, R\$ 183 milhões referentes a importação por Segurança Energética e R\$ 7,8 milhões referentes ao Unit Commitment.

O aumento na estimativa do encargo por segurança energética e o acréscimo do encargo por importação por segurança energética é decorrente da decisão do dia 04/03/2020 do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para o atendimento à região Sul. Devido a situação nos reservatórios dessa região, serão tomadas algumas medidas no acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito e importação de energia proveniente da Argentina ou do Uruguai.

O valor estimado de geração para o período de 1º de março a 12 de março pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 13 de fevereiro são considerados os mesmos valores do dia 12.

A expectativa para o período de 14 a 31 de março 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 março 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 março é de aproximadamente R\$ 15 milhões.

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 20 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para março de 2020.

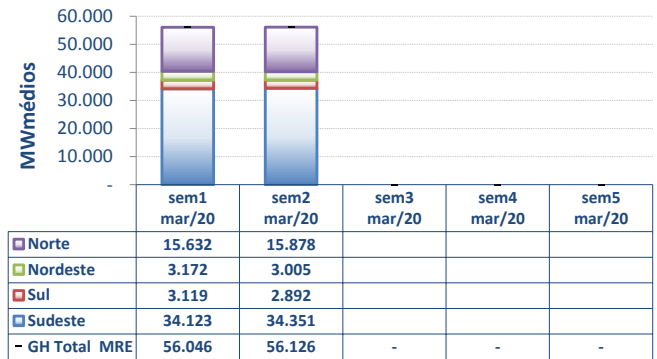


Gráfico 20 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 21 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para janeiro de 2020. A garantia física sazonalizada de 2020 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais – 2020 – Preliminar" divulgado no dia 28/01/2020 e também considera o fator divulgado no Comunicado nº 043/20, de 17 de janeiro de 2020.

O valor estimado de geração para o período de 1º de março a 12 de março pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 13 de fevereiro são considerados os mesmos valores do dia 12.

A expectativa para o período de 14 a 31 de março 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 março 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 fevereiro de 2020. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

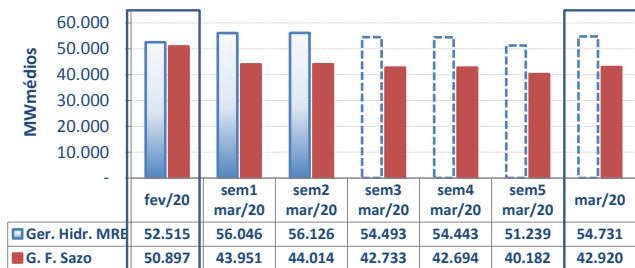


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro e março

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa do mês de março de 2020 (ainda não contabilizados).

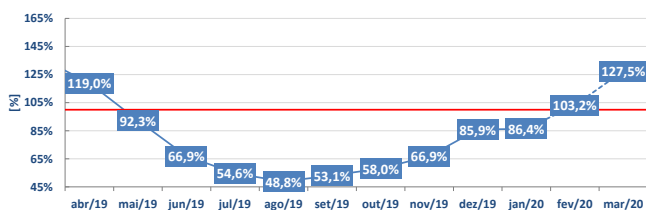


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 23 traz as estimativas do fator de ajuste do MRE, para março e abril 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, para fevereiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

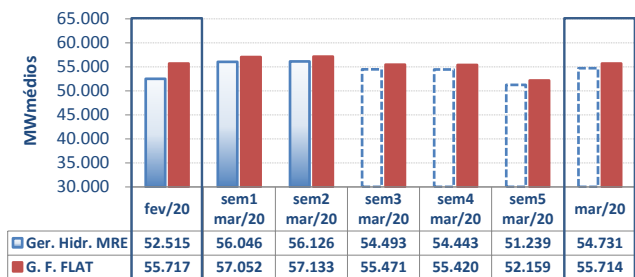


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro e março de 2020

O Gráfico 24 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 março e abril de 2020 (ainda não contabilizados).

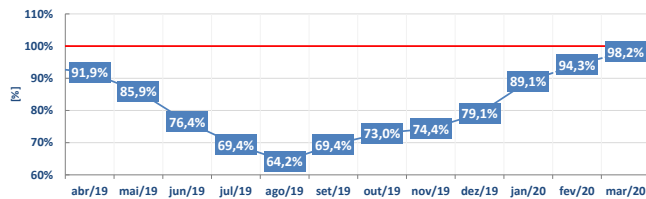


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico