

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 – 4ª semana operativa de maio

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 18 a 24 de maio.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	140,34	140,34	80,44	80,44
Média	140,26	140,26	80,44	80,44
Leve	130,77	130,77	80,44	80,44
Média semanal	136,05	136,05	80,44	80,44

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

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - mai	4ª sem - mai	Variação %
SE/CO	98,21	136,05	+ 39 %
S	98,21	136,05	+ 39 %
NE	42,35	80,44	+ 90 %
N	42,35	80,44	+ 90 %

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:

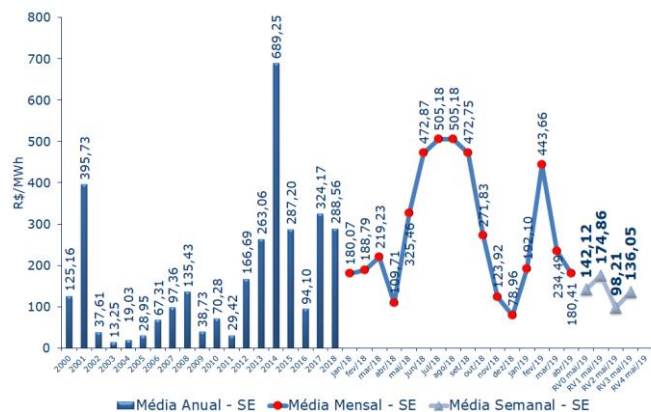


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD médio semanal para a quarta semana de maio (18 a 24 de maio de 2019) aumentou em 39% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ao sair de R\$ 98,21/MWh e ir para R\$ 136,05/MWh. No Nordeste e no Norte, o aumento foi de 90%, saindo do piso de R\$ 42,35/MWh e indo para R\$ 80,44/MWh.

A principal responsável pela elevação do PLD foi a estimativa de afluências menos otimistas para as próximas semanas, sobretudo as do Sul. Os limites de recebimento de energia do Sudeste pelos submercados Norte e Nordeste foram atingidos em todos os patamares, desacoplado o preço.

É esperado que as afluências de maio de 2019 fechem em torno de 92% da MLT para o SIN. As afluências do Sudeste foram revistas de 96% para 95%, as do Sul de 170% para 128%, as do Nordeste de 53% para 52%, e as do Norte de 83% para 82%.

Para a próxima semana, a expectativa é que a carga fique 553 MWmédios mais baixa, com redução esperada no Sudeste (-593 MWmédios) e no Sul (-57 MWmédios). No Norte a expectativa é de aumento de 97 MWmédios, e no Nordeste a previsão é a mesma da semana anterior.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 170 MWmédios mais baixos em relação ao esperado, com redução no Sul (-350 MWmédios) e no Norte (-30 MWmédios). No Sudeste e Nordeste os níveis estão mais altos: 55 MWmédios e 155 MWmédios a mais, respectivamente.

O fator de ajuste do MRE para o mês de maio foi revisto de 94,3% para 92,6%. O ESS previsto para maio de 2019 é de R\$ 187 milhões, sendo R\$ 56 milhões referente às restrições operativas e R\$ 131 milhões à reserva operativa. Considerando a atual conjuntura, esta previsão de encargos pode variar.

Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, os gráficos a seguir ilustram os principais impactos no preço de todos os submercados.

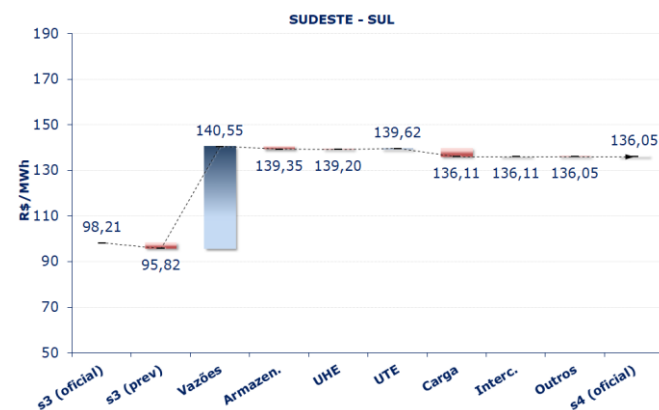


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

Se observa no Gráfico 2 que a consideração de afluências menos otimistas elevou o PLD em torno de R\$ 42/MWh. As demais variáveis praticamente não impactaram a variação do PLD.

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

No Gráfico 3 se observa que a variação do preço do Nordeste e do Norte, que saiu do mínimo estabelecido pela ANEEL, ocorreu principalmente pela redução das afliências do sistema, cujo impacto foi de aproximadamente R\$ 68/MWh.

O preço também se elevou em torno de R\$ 12/MWh em função da redução da inflexibilidade térmica do Nordeste

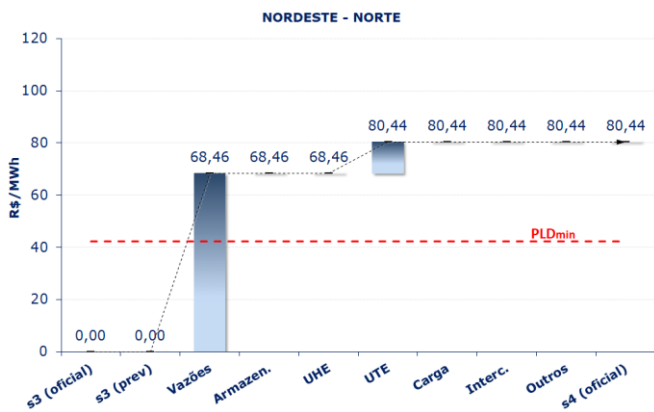


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte

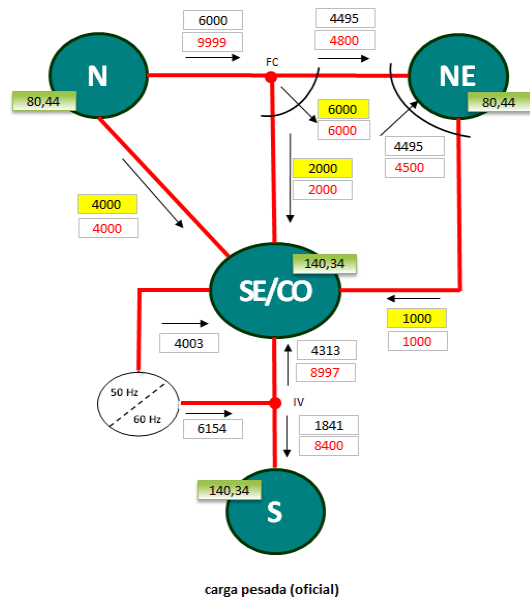
O Gráfico 4, o Gráfico 5 e o Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. É possível observar que apenas os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.

Nestes gráficos, fica explicitado o atingimento dos limites de transmissão entre as regiões Nordeste e Norte para a região Sudeste, fazendo com que estas duas regiões apresentassem preços inferiores a região Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Além disso, verifica-se o atingimento do limite de recebimento da região Nordeste, fazendo com que o PLD desta região ficasse mais elevado que o da região Norte.

Ressaltamos que os fluxos de energia ilustrados na interligação entre a usina de Itaipu e o Subsistema Sudeste levam em consideração a simplificação de modelagem adotada no modelo DECOMP.

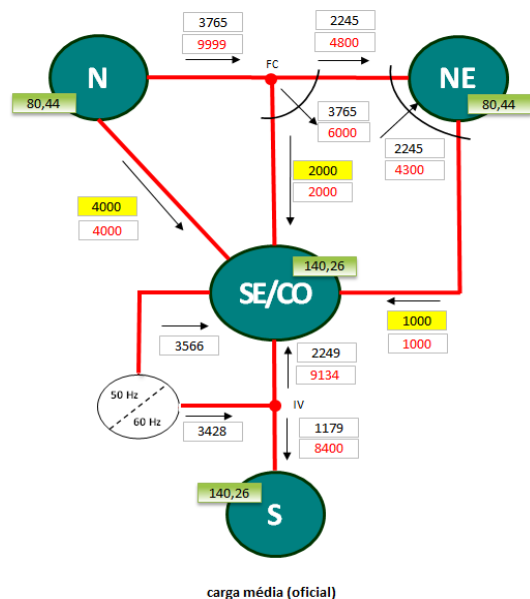
Esta simplificação de modelagem consiste na alocação de toda a parte de geração flexível de Itaipu no setor de 60Hz. Deste modo, o valor de fluxos e limites apresentados nas linhas de Itaipu 50Hz para Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu 60Hz para Ivaiporã e depois para o Sudeste/Centro-Oeste são fictícios, com o objetivo de possibilitar a correta otimização do modelo DECOMP.

Cabe destacar ainda, que a potência nominal da UHE Itaipu é de 14.000MW, divididos em 7.000 MW para cada setor da usina (50Hz e 60Hz) e parte da geração do setor de 50Hz é alocada ao atendimento do Paraguai.



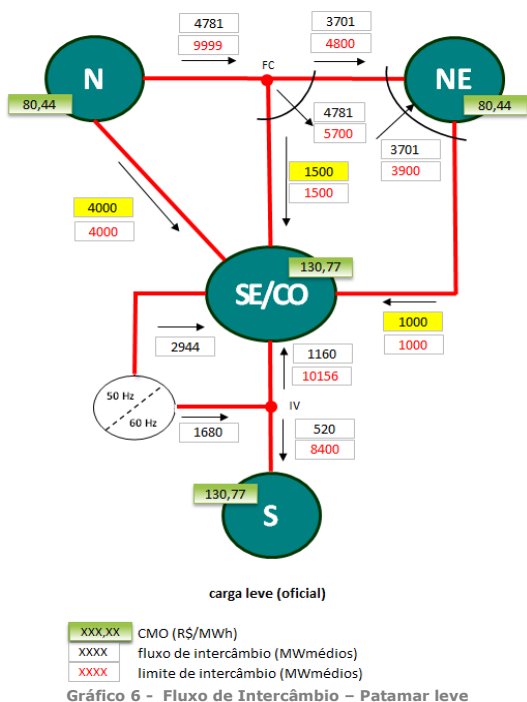
XXX,XX CMO (R\$/MWh)
 XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

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



Decomposição entre o CMO e o PLD

Os gráficos a seguir ilustram a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para todos os submercados:



Gráfico 7 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste e Sul



Gráfico 8 - Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Nordeste e Norte

Levando em conta que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que estas não afetem os limites de intercâmbio de energia entre eles, o custo total de operação resultante do cálculo do PLD tende a ser inferior ao custo total de operação do cálculo do CMO, uma vez que este é menos restritivo.

Porém, em decorrência da redução da carga, devido à geração proveniente da restrição elétrica, o CMO resultante do cálculo do PLD tende a ser superior ao CMO resultante do cálculo que considera as restrições elétricas.

Para os submercados Sudeste e Sul, a função de custo futuro fez com que o PLD ficasse mais alto, bem como a desconsideração das restrições elétricas do Sul e do SE/CO. Para o Nordeste e Norte, o PLD ficou igual ao CMO.

Os passos destes gráficos ilustram as seguintes alterações:

- Rest. Elet. NW (Função de Custo Futuro) – No cálculo do PLD, as restrições elétricas internas aos submercados do Newave são desconsideradas e, não são definidas como uma geração compulsória, desta forma a carga a ser atendida por geração flexível é maior para o cálculo do PLD que no cálculo do CMO, e, consequentemente, o PLD apresenta um custo mais elevado;
- SF (Geração mínima das UHEs Xingó, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Itaparica necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, enquanto no cálculo do PLD são consideradas as restrições estruturais);
- RestSul (Despacho por razões elétricas do Sul);
- RestNE (Despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (Despacho por razões elétricas do Sudeste);
- RestN (Restrição operativa da região Manaus).

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, as afluências foram se elevando a partir da segunda semana, sofrendo significativa redução a partir da primeira semana de maio. Na terceira semana, observamos elevação das afluências previstas, com consequente redução do PLD, comportamento contrário do observado na quarta semana

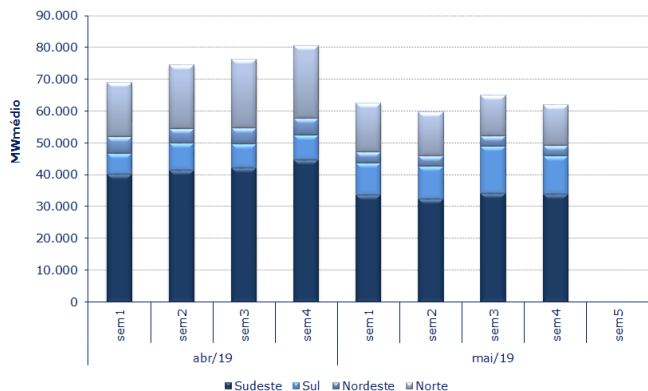


Gráfico 9 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - abril e maio de 2019

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



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 terceira para a quarta semana de maio, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
-233	-2836	9	-65

Armazenamento inicial

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

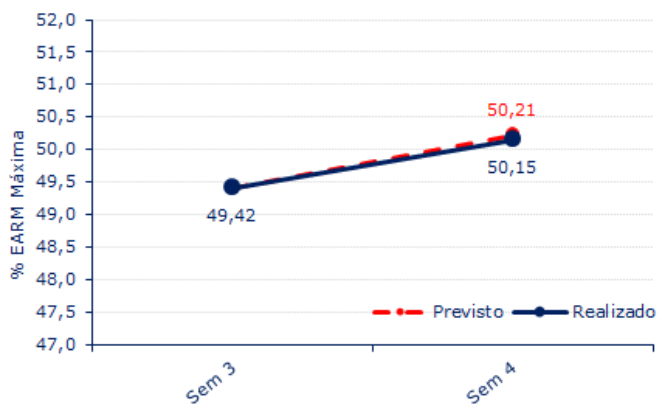


Gráfico 11 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 49,42% (Energia Armazenada de 143.641 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi 50,21% (146.741 MWmês), o que representa uma redução de 172 MWmédios. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de maio

Submercado	RV3 - mai - previsto (MWmês)	RV3 - mai - realizado (2MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	94.523	94.577	57
S	11.011	10.661	-350
NE	29.855	30.010	155
N	11.352	11.321	-31

Carga - Decomp

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de maio:

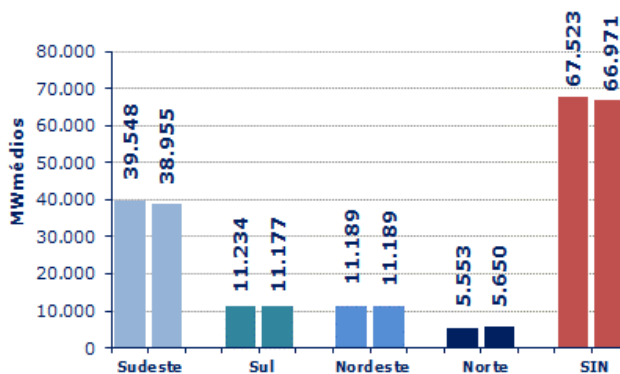


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 quarta semana de maio na RV2 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 do mesmo mês (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-593	-57	0	97

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda é apresentada nos gráficos 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.

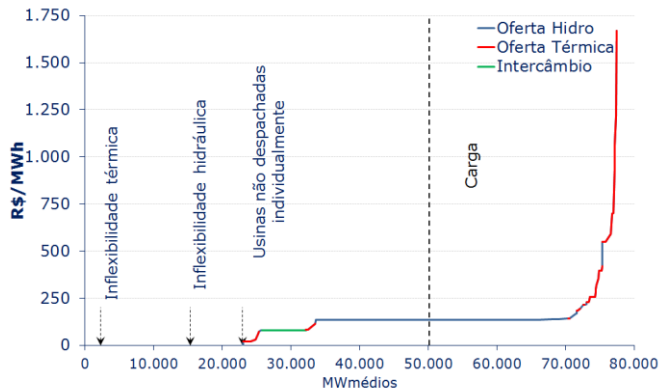


Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste e Sul

No Norte e Nordeste, além da carga, também é ilustrado o montante referente à importação e exportação de energia.

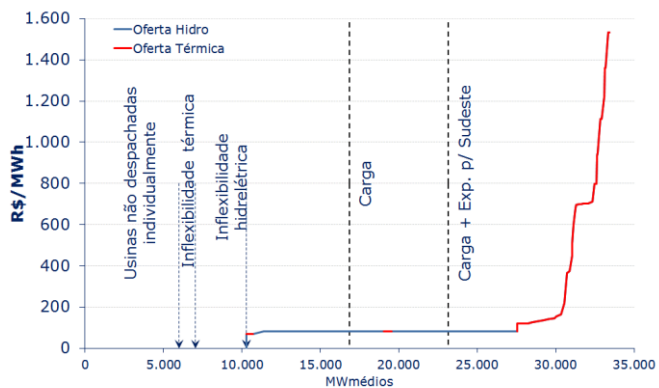


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para o submercado Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – maio de 2019

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2019:

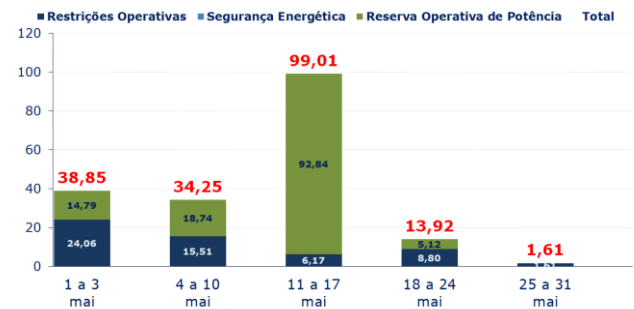


Gráfico 15 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

A Tabela 6 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de maio:

Tabela 6 – 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	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	0,69	5,82	-	6,51
Sul	-	-	-	-	-	0,00
Nordeste	21,96	9,93	1,96	-	-	33,85
Norte	2,10	5,58	3,52	2,98	1,61	15,79
Total	24,06	15,51	6,17	8,80	1,61	56,15
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)						
Sudeste	-	-	-	-	-	0,00
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	14,79	18,74	92,84	5,12	-	-
Norte	-	-	-	-	-	0,00
Total	14,79	18,74	92,84	5,12	0,00	131,49

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 6 resultam na expectativa de R\$ 187 milhões em encargos para o mês de maio de 2019, sendo R\$ 56 milhões referente às restrições operativa e R\$ 131 milhões referentes à reserva operativa de potência.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de maio é proveniente do BDO – Boletim Diário da Operação (disponível no site do ONS). Para o dia 16, os dados são do IPDO – Informativo Preliminar da Informação, também disponível no site do ONS. Para o dia 17 os dados são os mesmos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de maio de 2019 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decom, relativa à revisão 3 de maio. Além disso, foi considerada uma estimativa de geração eólica para a próxima semana, e baseada na mesma, o montante térmico adicional que seria necessário para atendimento à Reserva Operativa de Potência.

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. A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é nula.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 16 apresenta a estimativa da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para maio.

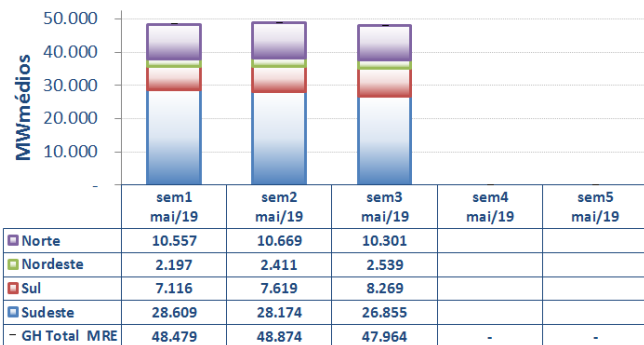


Gráfico 16 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 17 e apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para abril e maio de 2019, respectivamente. A garantia física sazonalizada de 2019 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais – 2019" divulgado no dia 10/04/2019 e também considera o fator divulgado no Comunicado nº 048/19, de 17 de janeiro de 2019.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de maio é proveniente do BDO – Boletim Diário da Operação (disponível no site do ONS). Para o dia 16, os dados são do IPDO – Informativo Preliminar da Informação, também disponível no site do ONS. Para o dia 17 os dados são os mesmos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 31 de maio de 2019 foi calculada a partir da programação de despacho hidrelétrico indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 3 de maio.

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 2019, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de abril de 2019. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

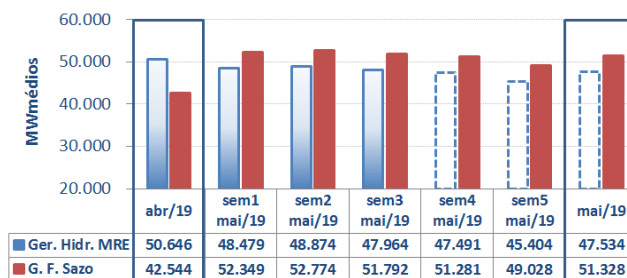


Gráfico 17 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e maio

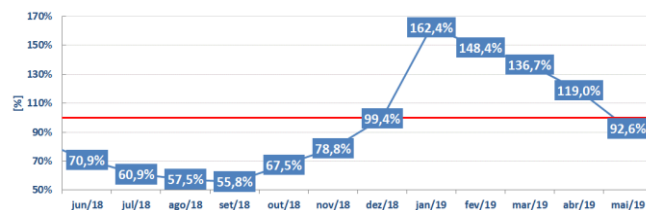


Gráfico 18 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 20 traz as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat").

O Gráfico 19 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física flat para abril e maio de 2019. Além do valor mensal, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

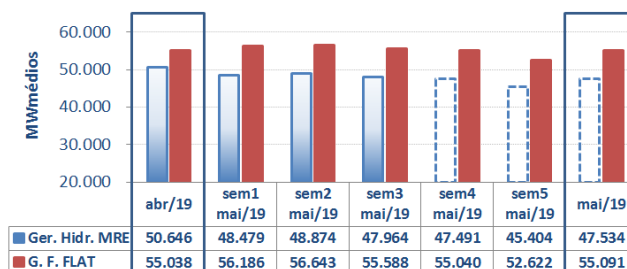


Gráfico 19 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril maio

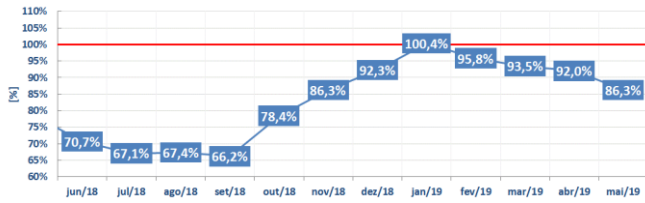


Gráfico 20 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico