

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 expectativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD; e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Análise PLD – 2ª semana operativa de agosto

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 6 a 12 de agosto.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	122,29	122,29	122,29	122,29
Média	118,29	118,29	118,29	118,29
Leve	114,78	114,78	114,78	114,78
Média semanal	117,44	117,44	117,44	117,44

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

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

Submercado	PLD		
	1ª sem - ago	2ª sem - ago	Variação %
SE/CO	117,58	117,44	0%
S	117,58	117,44	0%
NE	117,58	117,44	0%
N	117,58	117,44	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:

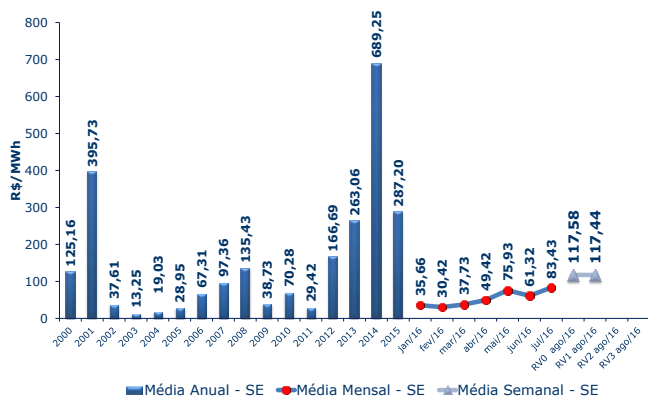


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 6 e 12 de agosto ficou praticamente estável ao passar de R\$ 117,58/MWh para R\$ 117,44/MWh em todos

os submercados. Uma vez que os limites de intercâmbio entre todos os submercados não são atingidos, seus preços ficam equalizados.

As afluências esperadas para o Sistema Interligado Nacional - SIN em agosto foram revistas de 74% para 72% da MLT, abaixo da média em todos os submercados, mantendo-se estável apenas no Sudeste (84%). A previsão de ENAs para o mês é de 69% da MLT no Sul, 34% no Nordeste e de 45% no Norte.

Já os níveis dos reservatórios do Sistema ficaram aproximadamente 250 MWh médios abaixo do esperado, redução observada principalmente no Sul (-600 MWh médios). Houve redução ainda no Norte (-110 MWh médios) e elevação nos níveis do Sudeste (+400 MWh médios) e do Nordeste (+50 MWh médios).

A carga esperada para o SIN na segunda semana de agosto não sofreu qualquer alteração frente à previsão da semana anterior.

O fator de ajuste do MRE para agosto foi revisto de 91,2% para 88,8%, em razão da entrada em operação comercial de unidades geradoras das UHEs Teles Pires, Cachoeira Caldeirão e Belo Monte, situação que eleva a garantia física a ser atendida e reduz o MRE para o período.

Os Encargos de Serviços do Sistema - ESS, por sua vez, são esperados em R\$ 203 milhões para o mês, sendo R\$ 191 milhões referentes às restrições operativas, valor impactado pelo acionamento de térmicas que irão garantir o suprimento de energia durante os Jogos Olímpicos do Rio de Janeiro em caso de anormalidades no sistema.

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, o Gráfico 2 ilustra as mudanças no preço de todos os submercados.

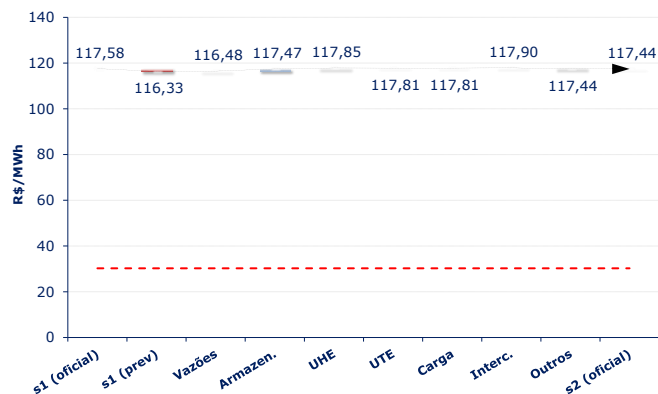


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

Considerando que as variáveis como afluências previstas, armazenamento inicial e carga foram praticamente as mesmas que as estimadas anteriormente, o preço da segunda semana de agosto quase não apresentou variação em relação ao da primeira semana.

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para o Sudeste e o Sul:

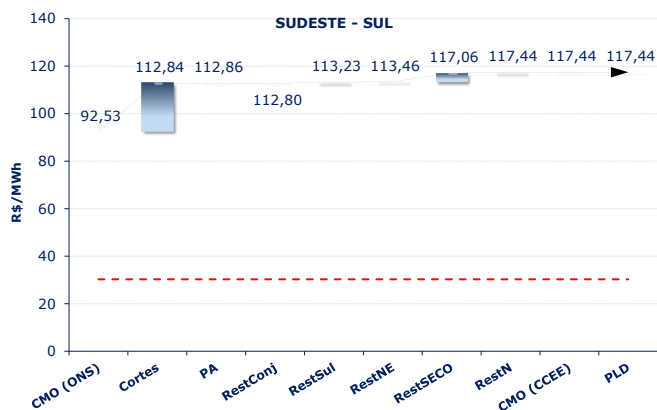


Gráfico 3 – Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

O Gráfico 4 traz a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para os submercados Nordeste e Norte:

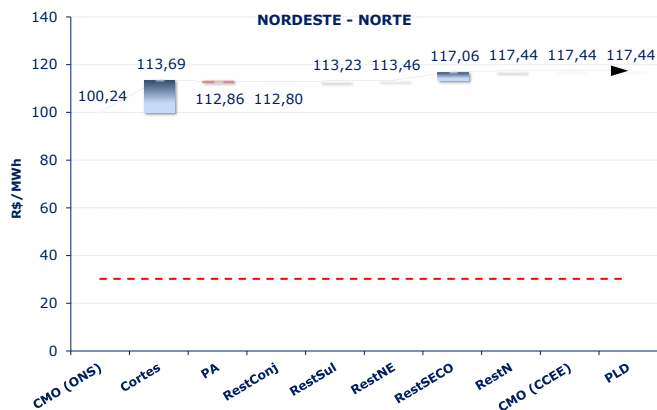


Gráfico 4 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o Nordeste

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.

O Gráfico 3 e o Gráfico 4 apontam que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD, na segunda semana operativa de agosto, é superior ao CMO em todos os submercados.

Os passos destes gráficos ilustram o efeito acumulado da desconsideração das restrições elétricas. São elas:

- Cortes (Função de custo futuro);
- PA (Geração mínima da UHE Paulo Afonso necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais);

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

- 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 que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o CMO¹ que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a Energia Natural Afluyente – ENA² média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluyente - ENA

É possível observar no Gráfico 5 a redução da ENA nas semanas 2 e 3 de julho, e a recuperação da mesma na última semana deste mês. Já para agosto, seguindo o esperado para esta época do ano, é possível observar a redução das afluências esperadas.

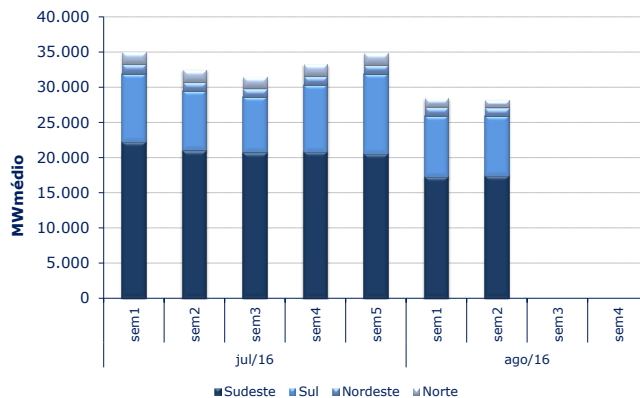


Gráfico 5 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2016

O Gráfico 6 apresenta a variação da ENA média do SIN, na segunda semana operativa de agosto.

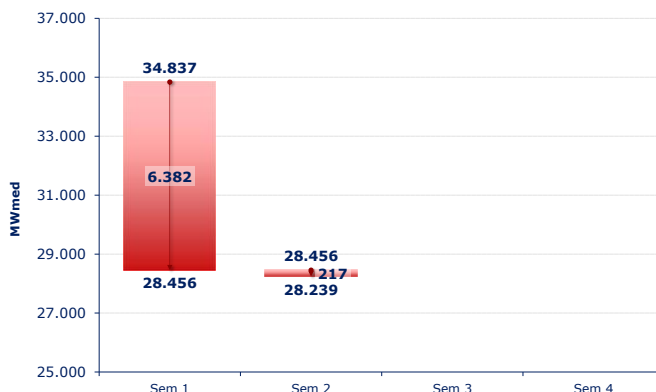


Gráfico 6 - ENA de acoplamento média do SIN

²Energia Natural Afluyente - soma dos produtos da vazão natural afluyente a cada usina pela sua produtividade média.

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a elevação da ENA média de acoplamento, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
+ 94	- 99	- 83	- 128

Armazenamento inicial

O Gráfico 7 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

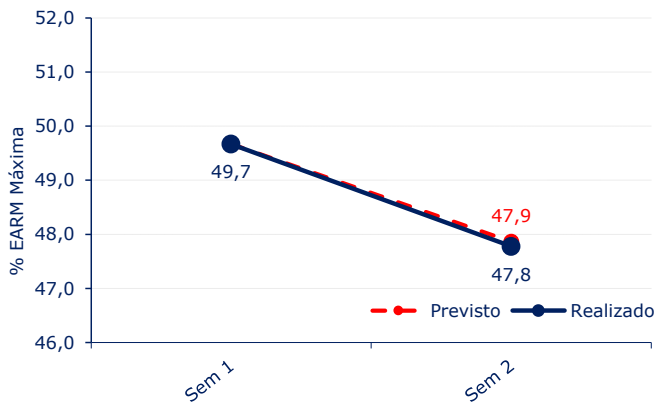


Gráfico 7 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 1ª semana de agosto indicava nível de armazenamento de 47,86% (Energia Armazenada de 139.231 MWmês), no SIN, para o início da segunda semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 47,78% (Energia Armazenada de 138.981 MWmês), o que representa uma redução de 250 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

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

Submercado	RVO ago - previsto (MWmês)	RV1 ago - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	101.650	102.057	407
S	17.383	16.785	-598
NE	11.605	11.657	52
N	8.593	8.482	-111

Carga

O Gráfico 8 ilustra a variação da carga prevista para a segunda semana de agosto:

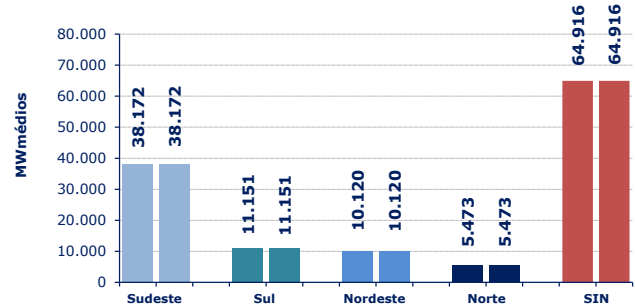


Gráfico 8 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra que, para todos os submercados, não houve variação na carga prevista na segunda semana de agosto.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	0	0

Ressaltamos que os dados do Gráfico 8 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana de agosto na RVO (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 (2ª coluna).

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda do SIN, para a segunda semana de agosto, é apresentada no Gráfico 9. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não despachadas individualmente; geração inflexível; e por ordem de mérito.

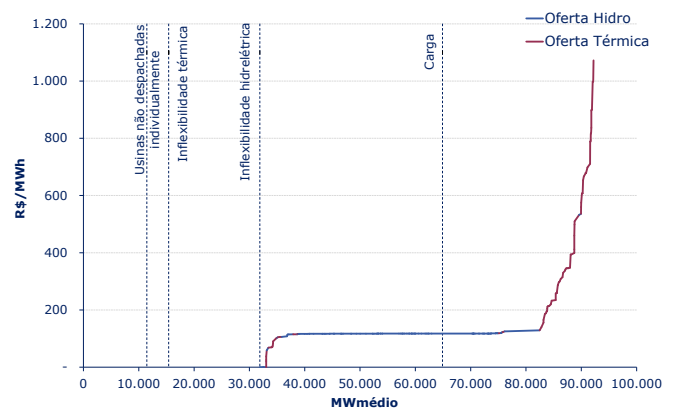


Gráfico 9 – Curva de oferta x demanda Sudeste/Centro-Oeste

Estimativa de ESS – agosto de 2016

O Gráfico 10 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho, que para agosto é de R\$ 203 milhões, sendo R\$ 191 milhões por restrição operativa, esse valor elevado decorre da necessidade de geração para garantir o suprimento de energia durante as Olimpíadas Rio 2016.

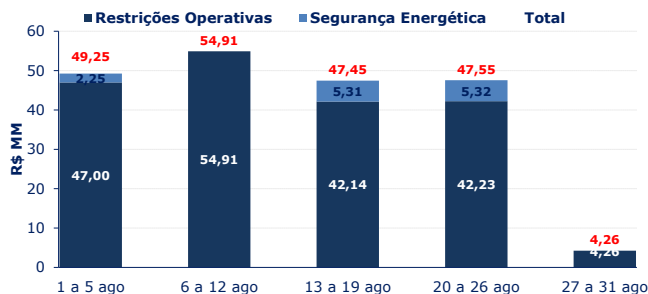


Gráfico 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 6 ilustra a previsão de ESS, por submercado e por tipo, para agosto:

Tabela 6 – Estimativa de ESS por submercado e por razão de despacho para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
	Restrição operativa (R\$ MM)					
Sudeste	33,54	39,03	39,48	39,57	-	151,63
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	5,51	-	-	-	-	5,51
Norte	7,95	15,88	2,66	2,66	4,26	33,41
Total	47,00	54,91	42,14	42,23	4,26	190,54
Subm.	Segurança Energética (R\$ MM)					
	Sudeste	2,14	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	0,03	-	5,31	5,32	-	10,67
Norte	0,08	-	-	-	-	0,08
Total	2,25	0,00	5,31	5,32	0,00	12,88

O valor estimado para a geração do período de 1º a 3 de agosto pode ser encontrado no Acompanhamento Diário da Operação – ADO, disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A geração do dia 4 de agosto é proveniente do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Para o dia 5 de julho foi considerada a mesma geração do dia 4 de agosto.

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.

A estimativa para o período de 13 a 31 de agosto foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 1 de agosto de 2016.

O ESS referente à segurança energética foi estimado considerando a determinação do CMSE de desligar as termelétricas fora da ordem de mérito do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir do dia 4 de junho, e atrelar o despacho adicional do Nordeste à geração das usinas eólicas e à evolução do armazenamento da hidrelétrica de Tucuruí.

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 do órgão regulador, realizada em 14/04/2015; e o disposto na REN 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 contratadas por meio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seus custos adicionais cobertos por meio das receitas de venda advindas desses contratos. Desta maneira, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na estimativa, devido ao descolamento entre o CMO e o PLD.

Confira no item anterior o detalhamento de como foram obtidos os valores estimados para o período.

A expectativa de custos para agosto de 2016 devido ao descolamento entre CMO e PLD - apresentada no Gráfico 11 é nula.

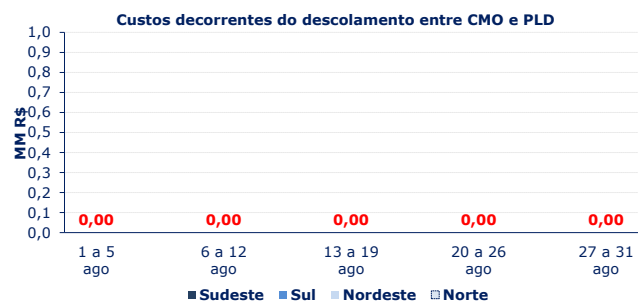


Gráfico 11 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de agosto

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 12 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para julho e agosto, sendo que neste último mês a estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º julho a 4 de agosto, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. O dia 5 de agosto teve os mesmos dados do ADO do dia 4 de agosto. O período de 6 a 31 de agosto teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 1 do Decomp de agosto, levando em consideração uma expectativa da geração térmica por segurança energética.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico e um fator de modulação semanal, com o objetivo de emular o comportamento operativo do SIN aos finais de semana.

As garantias físicas sazonalizadas de julho e agosto foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado ("InfoMercado - Dados Gerais 2016"), publicada no dia 18 de julho de 2016. Os valores consideram o fator de operação comercial da última hora e mês contabilizado. Esses valores de garantias físicas sazonalizadas foram reduzidos em 4%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados de 2014. Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2016, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de julho de 2016. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

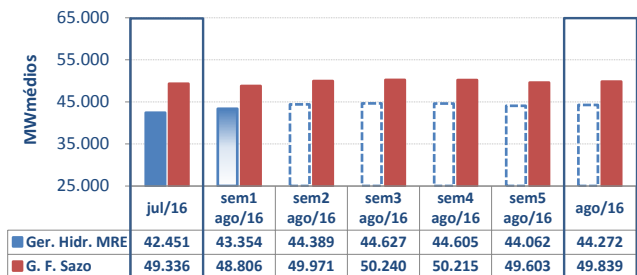


Gráfico 12 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 13 traz a o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016.

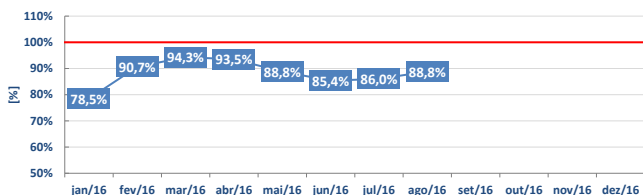


Gráfico 13 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 14 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").

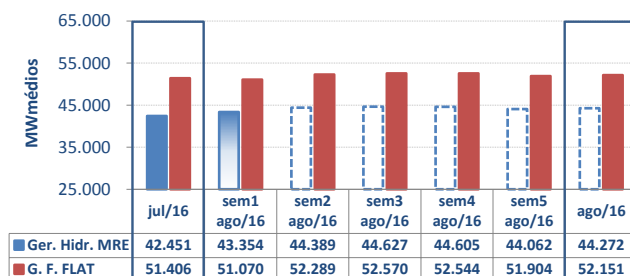


Gráfico 14 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

O Gráfico 15 traz o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016 para fins de repactuação do risco hidrológico.

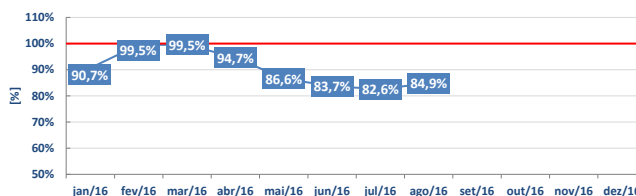


Gráfico 15 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico