

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 – 4ª semana operativa de agosto

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 19 a 25 de agosto.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	512,35	512,35	512,35	512,35
Média	512,35	512,35	512,35	512,35
Leve	493,79	493,79	493,79	493,79
Média semanal	505,61	505,61	505,61	505,61

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

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - ago	4ª sem - ago	Variação %
SE/CO	521,83	505,61	- 3 %
S	521,83	505,61	- 3 %
NE	521,83	505,61	- 3 %
N	521,83	505,61	- 3 %

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:

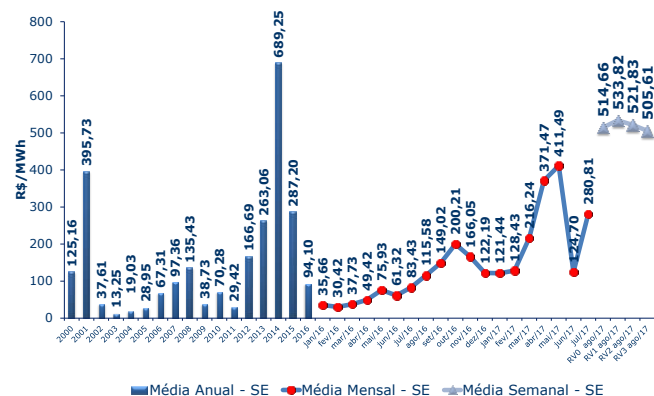


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 19 e 25 de agosto caiu 3% ao passar de R\$ 521,83/MWh para R\$ 505,61/MWh no Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O preço permanece equalizado em todos os

submercados, uma vez que os limites de intercâmbio entre eles não foram atingidos em nenhum patamar de carga.

Em função da previsão de avanço de frentes frias e aumento da precipitação, as afluições estimadas para o Sistema Interligado Nacional subiu de 67% para 68% da Média de Longo Termo – MLT, sendo o principal aumento previsto para o Sudeste, onde as ENAs esperadas passaram de 79% para 82% da média histórica. No Sul as afluições são esperadas em 56% e no Nordeste em 33% (mesma previsão da semana passada), enquanto no Norte a estimativa foi reduzida de 63% para 61% da MLT.

Também em decorrência do avanço das frentes frias e consequente redução da temperatura, a expectativa de carga para a próxima semana está 460 MWmédios mais baixa. A redução é esperada no Sul (-90 MWmédios), no Nordeste (-125 MWmédios) e, principalmente no Sudeste (-305 MWmédios). No Norte, a expectativa é de que a carga fique 60 MWmédios mais alta.

Tanto o aumento nas afluições previstas quanto a redução da carga causaram redução no preço. Esta redução foi compensada pela redução dos níveis dos reservatórios do Sistema, que estão cerca de 180 MWmédios mais baixos frente à previsão da semana anterior com reduções no Sudeste (-205 MWmédios) e no Sul (-160 MWmédios). Houve elevação dos níveis no Nordeste (+105 MWmédios) e no Norte (+80 MWmédios).

Ressaltasse a partir desta semana outro fator importante, a redução da defluência mínima das usinas do rio São Francisco de 700 para 600 m³/s, vazão esta que vinha sendo testada. Em 10 de agosto, o IBAMA emitiu a autorização especial nº 12, permitindo que o Operador Nacional do Sistema – ONS passasse a realizar testes para a redução de vazão defluente de Xingó de 600 m³/s até o limite de 550 m³/s, o que no entendimento do ONS, informado por meio da Carta ONS 0286/300/2017, caracteriza a etapa de testes com 600 m³/s concluída. Assim, a partir desta 4ª semana, foi implementado na representação das vazões defluentes de Sobradinho e Xingó o valor de 600 m³/s.

O fator de ajuste do MRE esperado para agosto foi revisto de 62,6% para 61,7%. A previsão de Encargos de Serviços do Sistema – ESS para o período é de R\$ 13,3 milhões, valor integralmente relacionado à restrição operativa.

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 para todos os submercados.

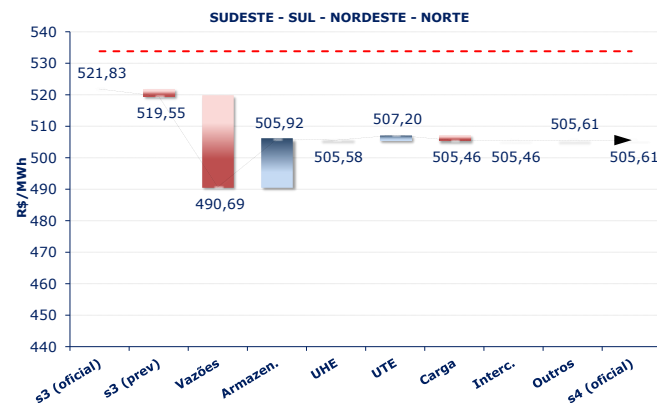


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

A elevação nas afluições previstas do Sistema foi a principal responsável pela redução do preço na quarta semana de agosto, conforme aponta o Gráfico 2. Verifica-se no passo “Vazões” que o impacto ficou em torno de R\$ 31/MWh no preço.

Em contrapartida, a redução da energia armazenada do SIN em relação ao esperado na semana anterior aumentou o PLD em cerca de R\$ 15/MWh.

A redução da carga prevista em função da expectativa de diminuição nas temperaturas reduziu o preço em quase R\$ 2/MWh.

As demais variáveis não impactaram o preço.

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados:

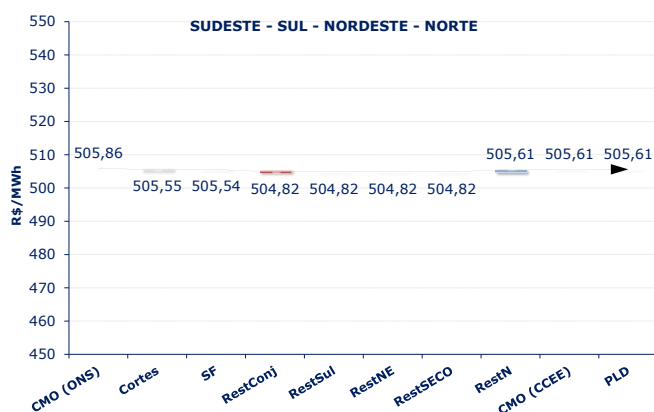


Gráfico 3 – Decomposição da variação do CMO x PLD para todos os submercados

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.

Ao analisar o Gráfico 3, observa-se que o PLD da quarta semana de agosto ficou praticamente o mesmo valor do CMO, não sendo impactado significativamente por nenhuma restrição.

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

- Cortes (Função de Custo Futuro) – No cálculo do CMO as restrições elétricas são descontadas da carga, resultando em uma carga menor a ser atendida, e consequente custo mais barato;
- 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, 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 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

Observa-se no Gráfico 4 que para julho, devido à ausência de precipitações durante o mês, a previsão de ENA apresentou consecutivas reduções, comportamento que permaneceu nas duas primeiras semanas de agosto. A partir da terceira semana, se observou que em decorrência do avanço das frentes frias, as aflúências apresentaram elevação. Da segunda para a terceira semana, o aumento ficou em torno de 1.300 MWmédios, já para a última semana, o incremento foi de aproximadamente 600 MWmédios.

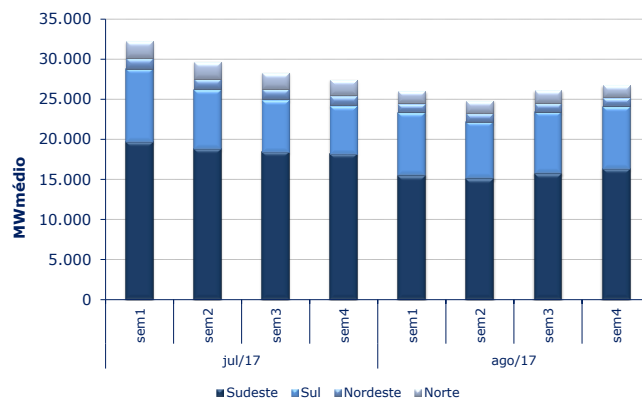


Gráfico 4 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2017

O Gráfico 5 apresenta a variação da ENA média do SIN na quarta semana operativa de agosto.

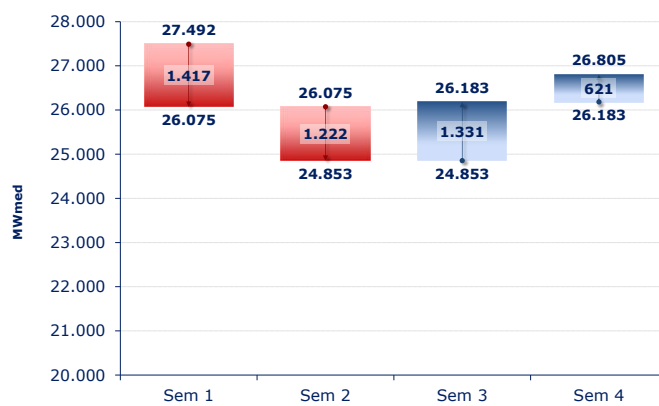


Gráfico 5 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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 variação da ENA média de acoplamento da terceira para a quarta semana de agosto, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
+ 597	+ 71	+ 5	- 52

Armazenamento inicial

O Gráfico 6 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

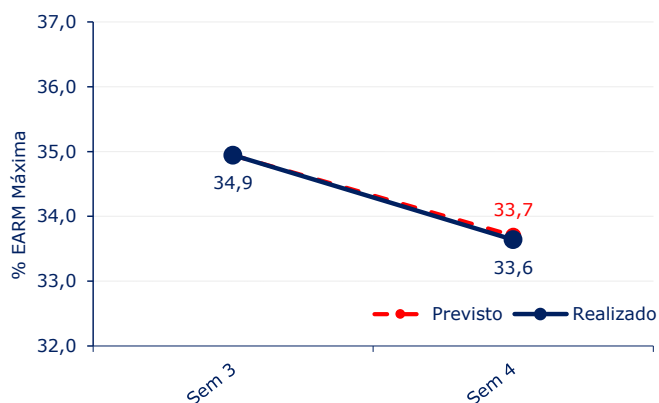


Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 3ª semana de agosto indicava nível de armazenamento de 33,7% (Energia Armazenada de 98.218 MWmês) no Sistema para o início da quarta semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 33,64% (Energia Armazenada de 98.037 MWmês), o que representa uma redução de 181 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

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

Submercado	RV3 ago - previsto (MWmês)	RV3 ago - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	70.265	70.062	-203
S	12.221	12.060	-161
NE	6.994	7.098	104
N	8.738	8.817	79

Carga

O Gráfico 7 ilustra a variação da carga prevista para a quarta semana de agosto:

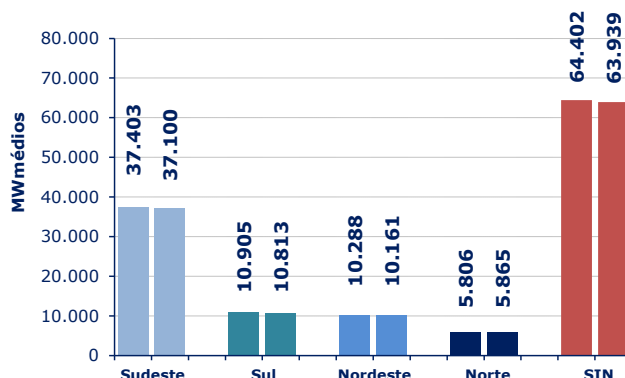


Gráfico 7 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a variação da carga prevista na quarta semana de agosto:

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 303	- 92	- 127	+ 59

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos a que estava estimada para a quarta semana na RV2 (1ª coluna) com a expectativa para a mesma semana na RV3 (2ª coluna).

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda de todos os submercados para a quarta semana de agosto são apresentadas no Gráfico 8. 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.

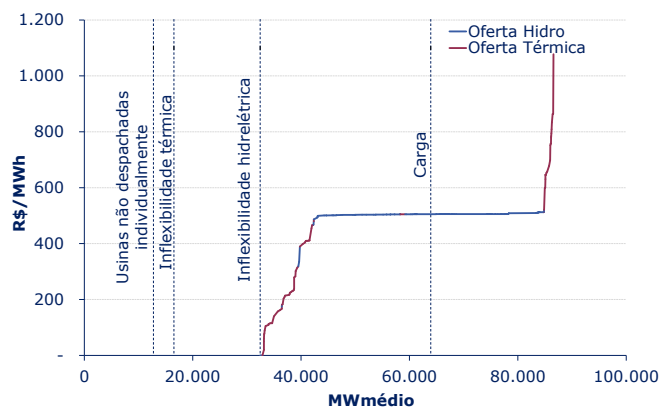


Gráfico 8 – Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste

Estimativa de ESS – agosto de 2017

O Gráfico 9 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em agosto, a expectativa é de R\$ 13,3 milhões, sendo a totalidade por restrição operativa.

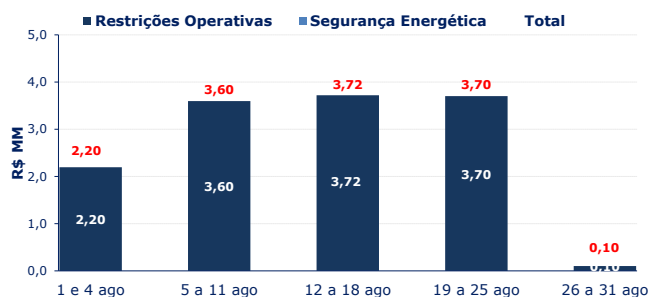


Gráfico 9 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de agosto

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	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	0,02
Norte	2,20	3,60	3,72	3,70	0,10	13,32
Total	2,20	3,60	3,72	3,70	0,10	13,32
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O valor estimado de geração para o período de 1º a 16 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 17 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 18, o mesmo dado do dia 17.

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 expectativa para o período de 19 a 31 de agosto foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decom da revisão 3 de agosto de 2017.

O ESS referente à segurança energética foi previsto considerando a determinação do CMSE de desligar as termelétricas fora da ordem de mérito do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir de 4 de junho de 2016, 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/SGR/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 decorrente do descolamento entre CMO e PLD para agosto de 2017 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 10 e o Gráfico 11 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para julho e agosto. Em agosto, essa estimativa é exibida em base semanal.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 16 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 17 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 18, o mesmo dado do dia 17. O período de 19 a 31 de agosto teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 3 do Decom 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 de 2017 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado Dados Gerais 2017”), publicada no dia 11 de julho de 2017. Os valores consideram o fator de operação comercial da última hora e mês contabilizado. Esses montantes de garantias físicas sazonalizadas foram reduzidos 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 2017, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de julho de 2017. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

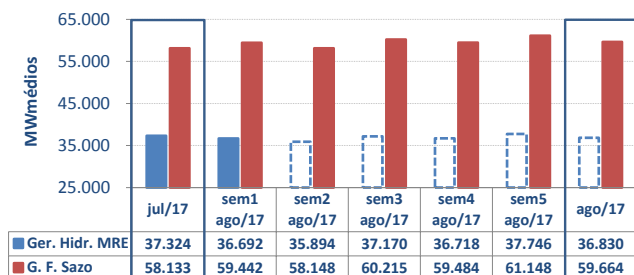


Gráfico 10 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 11 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017.

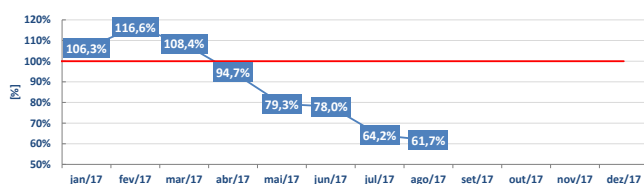


Gráfico 11 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF sazonalizada

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 12 e o Gráfico 13 trazem 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").

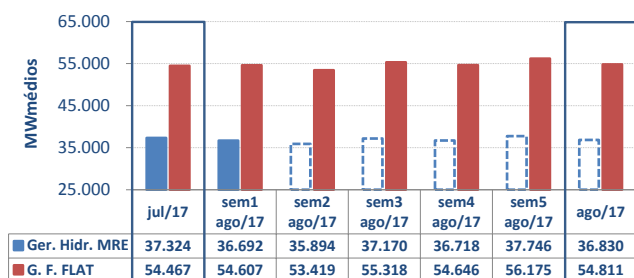


Gráfico 12 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

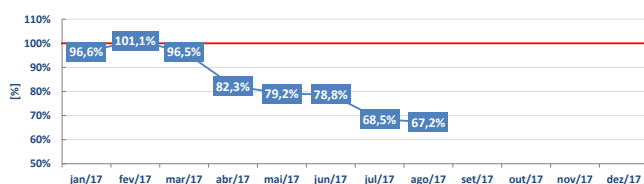


Gráfico 13 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF Flat