

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 novembro

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

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	207,86	207,86	207,86	207,86
Média	207,86	207,86	207,86	207,86
Leve	199,77	199,77	199,78	199,78
Média semanal	204,92	204,92	204,93	204,93

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

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - nov	4ª sem - nov	Variação %
SE/CO	231,48	204,92	- 11,5 %
S	231,48	204,92	- 11,5 %
NE	231,48	204,93	- 11,5 %
N	231,48	204,93	- 11,5 %

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:

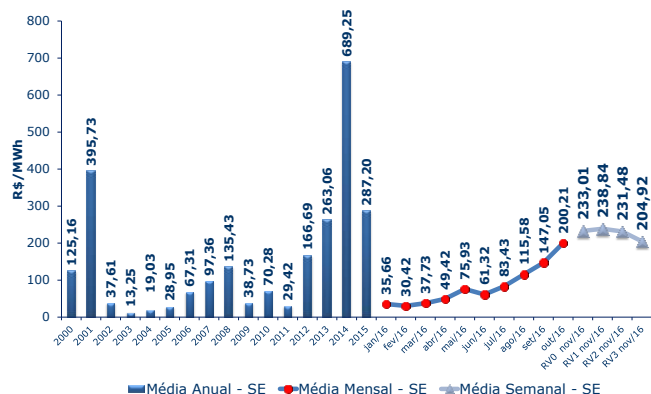


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD médio para o período entre 19 e 25 de novembro caiu 11,5% em todos os submercados ao passar de R\$ 231,48/MWh para R\$ 204,92/MWh no Sudeste/Sul e para R\$ 204,93/MWh no Nordeste/Norte. O preço entre os submercados apresentou leve diferença uma vez que ocorreu descolamento de R\$0,1/MWh no preço do patamar de carga leve.

A principal razão da queda do PLD foi o aumento das afluências previstas, que no sistema, subiram de 77% para 84% da média histórica. O aumento ocorreu em função do otimismo esperado para o Sudeste, cujas afluências foram revistas de 88% para 100% da MLT. As afluências do Nordeste também subiram, de 27% para 29% da média, as do Norte permaneceram estáveis, enquanto no Sul se espera redução, com revisão de 80% para 77% da média histórica.

Outro fator importante para a redução do preço foi a previsão de carga para o SIN na quarta semana de novembro, que ficou em torno de 1.150 MWmédios mais baixa que o esperado na terceira semana. A queda é esperada apenas no Sudeste (-1.255 MWmédios), enquanto se espera aumento de 100 MWmédios no Norte. Nos demais submercados a expectativa é a mesma da semana passada.

Os níveis dos reservatórios do Sistema ficaram aproximadamente 3.300 MWmédios acima do esperado, elevação observada em todos os submercados com exceção do Sul, cujos níveis ficaram 300 MWmédios abaixo do esperado. As elevações foram de 2.600 MWmédios no Sudeste, 415 MWmédios no Nordeste e 600 MWmédios no Norte.

O fator de ajuste do MRE para novembro permaneceu o mesmo que o estimado na semana passada, 88,4%. Os Encargos de Serviços do Sistema - ESS, por sua vez, são esperados em R\$ 115 milhões para o período, sendo R\$ 107 milhões referentes à segurança energética.

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. Embora o preço entre os submercados Sudeste/Sul e Nordeste/Norte tenham apresentado diferença (R\$ 0,1/MWh no patamar de carga leve), considerando que o impacto causado pelas variáveis foi o mesmo em todos os submercados, as variações são ilustradas no mesmo gráfico.

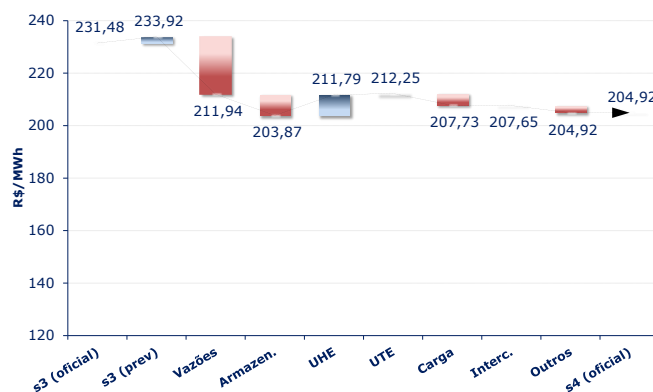


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD

Conforme ilustrado no Gráfico 2, a elevação das afluências previstas para o sistema foi a principal causa da redução do PLD e causou diminuição no preço de todos os submercados em torno de R\$ 20/MWh.

A verificação de níveis de armazenamento mais altos que os estimados anteriormente também reduziu o preço, o impacto ficou em torno de R\$ 8/MWh.

A redução da carga também contribuiu para a queda do PLD, em torno de R\$ 4/MWh.

A atualização das demais variáveis praticamente não causou impactos na variação do PLD.

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados (foi considerada a mesma simplificação que a adotada na decomposição do PLD):

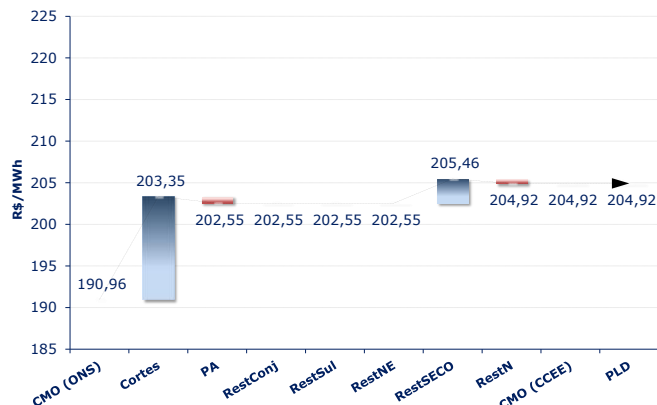


Gráfico 3 – Decomposição da variação do CMO x PLD

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 aponta que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD, na quarta semana operativa de novembro, 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) – No cálculo do CMO as restrições elétricas são descontadas da carga, resultando em uma carga menor a ser atendida, e consequente custo mais barato;
- PA – Geração mínima da UHE Paulo Afonso 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.

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

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

Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 4 a elevação das aflúências a partir da terceira semana de outubro. Na quarta semana deste mês, a expectativa permaneceu de melhora para as aflúências do sistema, aumento concentrado no Sudeste e no Sul.

Para novembro, as aflúências ficaram mais elevadas do que o verificado no mês anterior, sofrendo redução na segunda semana. Na terceira semana, as aflúências do sistema apresentaram pequeno aumento, influenciada pela elevação do Sudeste. Para a quarta semana, a estimativa de aflúências na média para o Sudeste influenciaram a ENA de todo o sistema.

Além da melhora nas aflúências do Sudeste, destacasse o Sul, cujas ENAs estavam acima da média na primeira semana, e foram apresentando redução nas semanas seguintes.

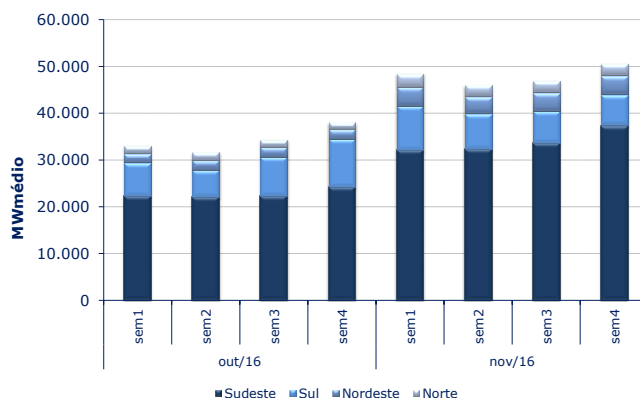


Gráfico 4 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – outubro e novembro de 2016

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

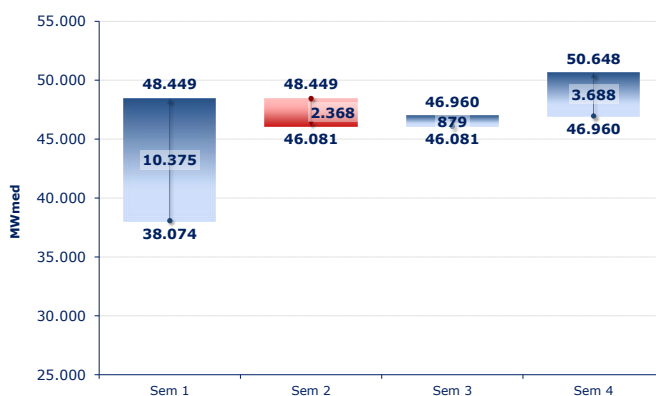


Gráfico 5 – ENA de acoplamento média do SIN

²**Energia Natural Afluente** - soma dos produtos da vazão natural afluente 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 novembro, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
+ 3.717	- 191	+ 118	+ 45

Armazenamento inicial

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

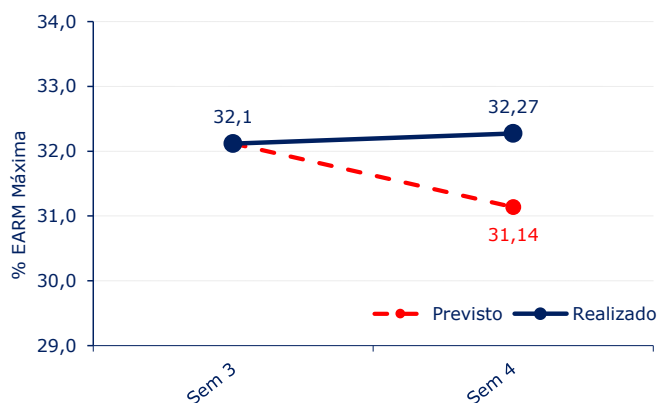


Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 3ª semana de novembro indicava nível de armazenamento de 31,14% (Energia Armazenada de 90.560 MWmês) no SIN, para o início da quarta semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 32,27% (Energia Armazenada de 93.866 MWmês), o que representa uma elevação de 3.306 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

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

Submercado	RV3 nov - previsto (MWmês)	RV3 nov - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	66.478	69.121	2.643
S	16.166	15.846	-320
NE	4.507	4.922	415
N	3.409	3.977	568

Carga

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

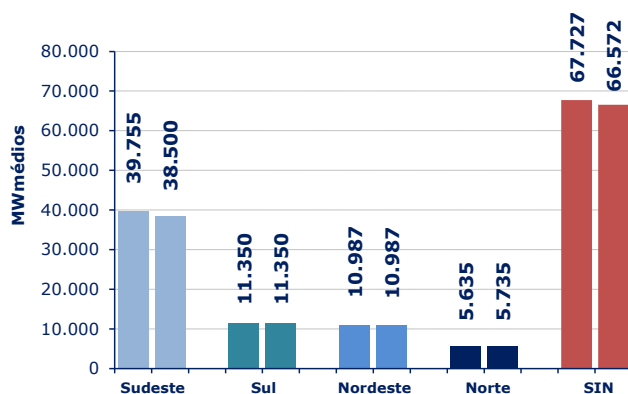


Gráfico 7 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a redução da carga prevista na quarta semana de novembro:

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 1.255	0	0	+ 100

Ressaltamos que os dados do Gráfico 7 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava estimado 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 para todos os submercados para a quarta semana de novembro são apresentadas no Gráfico 8. Embora o preço de Sudeste/Sul e Nordeste/Norte tenham ficado diferente no patamar de carga leve, por simplificação, os dados são ilustrados no mesmo gráfico, uma vez que a diferença foi de apenas R\$ 0,1/MWh. 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.

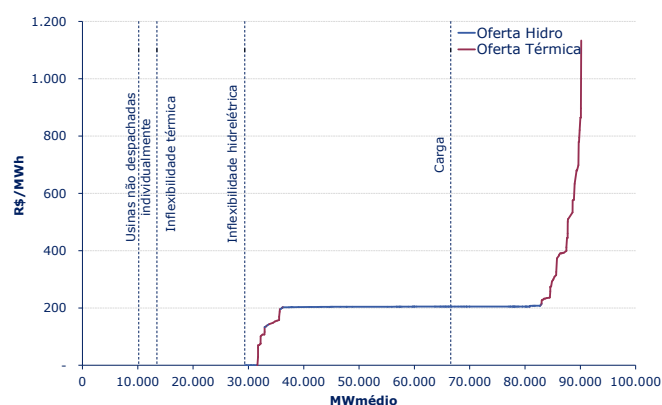


Gráfico 8 – Curva de oferta x demanda para todos os submercados

Estimativa de ESS – novembro de 2016

O Gráfico 9 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em novembro, a expectativa é de R\$ 116 milhões, sendo R\$ 107 milhões por segurança energética.

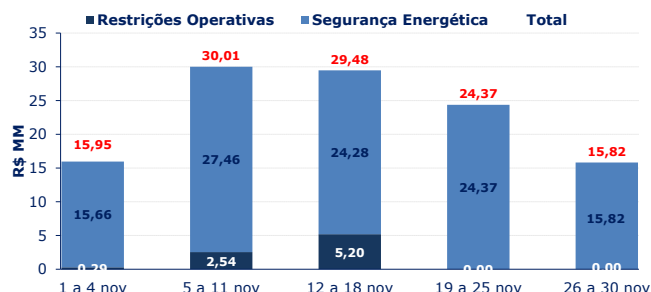


Gráfico 9 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	1,66	2,70	-	-	4,36
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	0,29	0,72	1,87	-	-	2,88
Norte	-	0,16	0,63	-	-	0,80
Total	0,29	2,54	5,20	0,00	0,00	8,04
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	14,20	25,22	21,82	24,37	15,82	101,43
Norte	1,46	2,24	2,46	-	-	6,16
Total	15,66	27,46	24,28	24,37	15,82	107,59

O valor estimado para a geração do período de 1ª a 17 de novembro pode ser encontrado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, disponível no site do ONS. Para o dia 18, foram considerados os mesmos dados 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 30 de novembro foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 3 de novembro de 2016.

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, 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 novembro de 2016 apresentada no Gráfico 10 é nula.

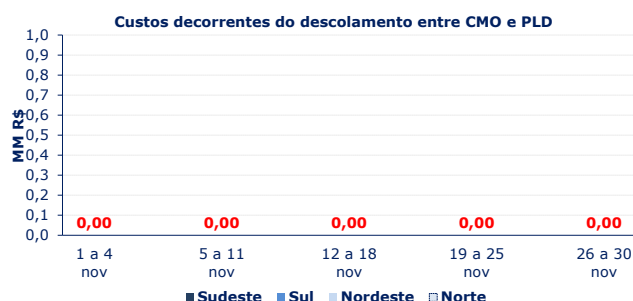


Gráfico 10 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de novembro

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 11 apresenta a previsão de geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para outubro e novembro, sendo que neste último mês a estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º de outubro a 16 de novembro as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação – ADO, para o dia 17 os dados são do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, ambos disponíveis no site do ONS. Para o dia 18 de setembro foram utilizados os mesmos dados do IPDO do dia 17. O período de 19 a 30 de novembro teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 3 do Decomp de novembro, 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 outubro e novembro foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado – Dados Gerais 2016”), publicada no dia

11 de outubro 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 outubro de 2016. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

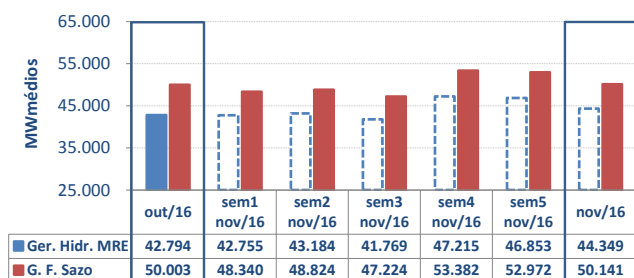


Gráfico 11 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 12 traz o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016.

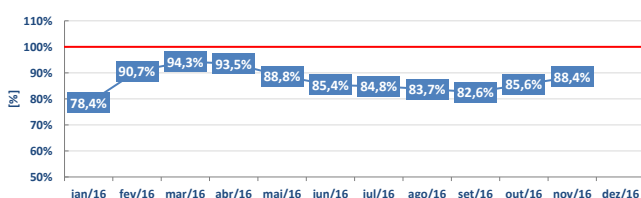


Gráfico 12 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

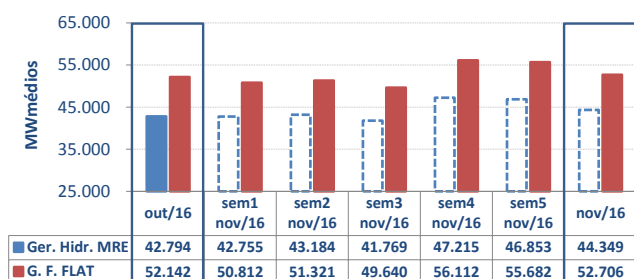


Gráfico 13 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

O Gráfico 14 traz o histórico do fator de ajuste do MRE para 2016 para fins de repactuação do risco hidrológico.

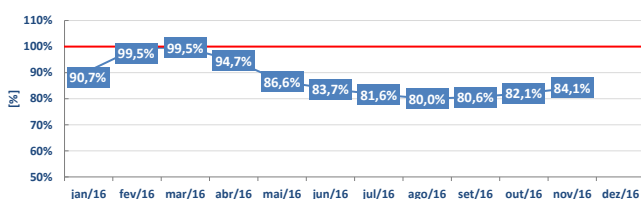


Gráfico 14 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico