

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, e do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Análise PLD – 4ª semana operativa de fevereiro

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 21a 27 de fevereiro de 2015.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	388,48	388,48	388,48	388,48
Média	388,48	388,48	388,48	388,48
Leve	388,48	388,48	388,48	388,48
Média semanal	388,48	388,48	388,48	388,48

A tabela 2 apresenta a comparação entre o PLD médio da terceira e da quarta semana de fevereiro:

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

Submercado	PLD		
	3ª sem - fev	4ª sem - fev	Varição %
SE/CO	388,48	388,48	0,0%
S	388,48	388,48	0,0%
NE	388,48	388,48	0,0%
N	388,48	388,48	0,0%

O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:



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

A expectativa de melhora nas aflúências foi mantida apenas para o submercado Sul, onde as previsões foram revistas de 124% da média histórica para 129%, representando uma melhora em aproximadamente 500 MWh médios. A nova previsão para os demais submercados resultou em redução de aproximadamente 4.400 MWh médios, principalmente no Sudeste. As aflúências do Sudeste foram revistas de 65% para 58% da média. Já as previsões anteriores de Nordeste e Norte, que eram 34% e 57%, foram revistas

para 30% e 56% respectivamente. Em termos energéticos, a redução das aflúências no sistema foi de 3.900 MWh médios.

Esta previsão de piora na conjuntura hidrológica do Sistema Interligado Nacional – SIN para a última semana de fevereiro elevou o Custo Marginal de Operação – CMO em 22% para os submercados Sudeste e Sul e em 8% para Norte/Nordeste, sendo que este custo permaneceu acima do PLD máximo.

Apesar da pequena redução nas aflúências previstas do Norte, ainda é possível a máxima utilização de seus recursos hidráulicos e envio dos excedentes para o Sudeste. Assim, o limite da capacidade de intercâmbio de energia entre estes submercados deve continuar sendo atingido, o que resulta em custos diferentes entre estas regiões.

As aflúências verificadas ao longo da terceira semana de fevereiro ficaram abaixo do previsto, impactando os níveis de armazenamento dos reservatórios. No Sudeste, Sul e Nordeste, os níveis ficaram quase 2.000 MWh médios abaixo do previsto, dos quais 1.400 MWh médios correspondem ao Sul. Esta redução mais acentuada deve-se ao constante envio de energia para o Sudeste. Apenas o nível do Norte se elevou quando comparado à previsão anterior, aproximadamente 80 MWh médios.

O consumo previsto para a quarta semana não sofreu variações significativas em relação à semana anterior, permanecendo a expectativa de valores reduzidos em decorrência da queda da temperatura.

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, os gráficos 2 e 3 ilustram o PLD máximo e a evolução do CMO, uma vez que a atualização de todas as variáveis causou impactos acima do PLD máximo estipulado. Destacamos que os valores de CMO demonstrados foram obtidos do deck utilizado para o cálculo do PLD.

O gráfico 2 ilustra a variação do PLD nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, enquanto que o gráfico 3 ilustra a variação do PLD nos submercados Nordeste e Norte.

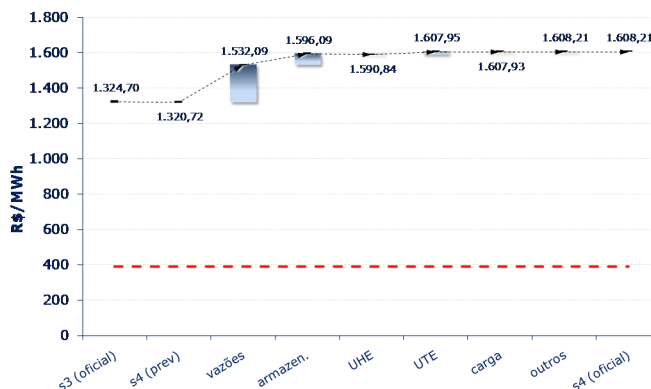


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul*

* Gráfico substituído em 23/02, às 18h20, com correção de dados.

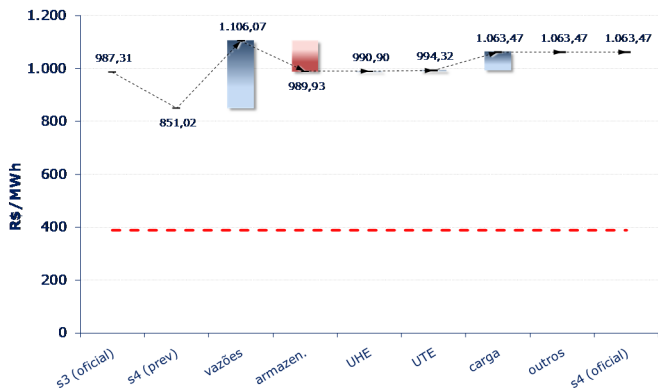


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte*

Assim como verificado em todas as semanas de fevereiro de 2015, o limite de envio de energia do submercado Norte para o submercado Sudeste foi atingido, ocasionando diferença de custos entre os submercados.

A redução das afluições foi a principal responsável pela elevação dos custos em todos os submercados. A elevação no Sudeste e Sul foi de aproximadamente R\$ 210,00/MWh, enquanto no Nordeste e Norte em cerca de R\$ 120,00/MWh.

A verificação de níveis de armazenamento inferiores aos previstos nos submercados Sudeste e Sul provocou elevação de R\$ 64,00/MWh nos custos destes submercados. Já a elevação do nível do Norte, quando comparado com o previsto, provocou redução de R\$ 115,00/MWh no custo dos submercados Nordeste/Norte.

A elevação de 100MWMédios na carga do Nordeste causou elevação de R\$ 70/MWh nos custos de Nordeste/Norte.

A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos significativos nos custos médios.

Adicionalmente à decomposição da variação do PLD entre as semanas, os gráficos 4 e 5 ilustram a decomposição entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD:

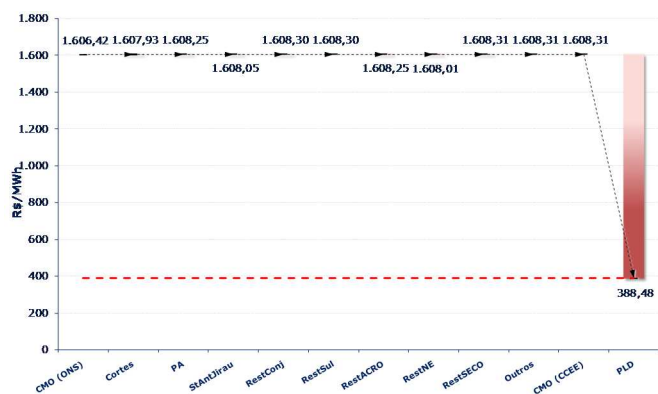


Gráfico 4 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

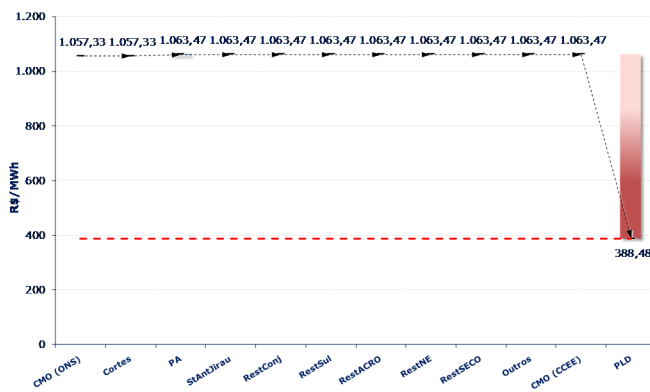


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Nordeste e Norte

Considerando que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que não afetem os limites entre os submercados, 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 consideração da 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.

Analisando os gráficos 4 e 5, observa-se que o PLD da quarta semana de fevereiro é superior ao CMO. Os passos destes gráficos ilustram o efeito acumulado da desconsideração das restrições elétricas. São elas:

- PA (geração mínima da UHE Paulo Afonso necessária para segurança do sistema);
- StAntJirau (limitação da geração de Santo Antônio e Jirau decorrente dos limites de transmissão);
- RestConj (restrições conjunturais);
- RestSul (despacho por razões elétricas do Sul);
- RestACRO (despacho por razões elétricas do sistema ACRO);
- RestNE (despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (despacho por razões elétricas do Sudeste).

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 Custo Marginal de Operação - CMO[†] que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

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

Energia Natural Afluente - ENA

Conforme ilustrado no gráfico 6, observa-se a expectativa de ENAs elevadas no início de 2015. A redução da ENA a partir da terceira semana de janeiro ocorreu devido à atuação do sistema de Alta pressão Subtropical do Atlântico Sul - ASAS, que ocasionou chuvas abaixo da média em todos os submercados, com exceção do Sul. A

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

[‡] **Energia Natural Afluente** - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

* Gráfico substituído em 23/02, às 18h20, com correção de dados.

partir de então, a ENA se manteve praticamente no mesmo patamar, em cerca de 60.000 MWmédios para o Sistema Interligado Nacional - SIN, apresentando redução para a quarta semana de fevereiro, verificada sobretudo no Sudeste.

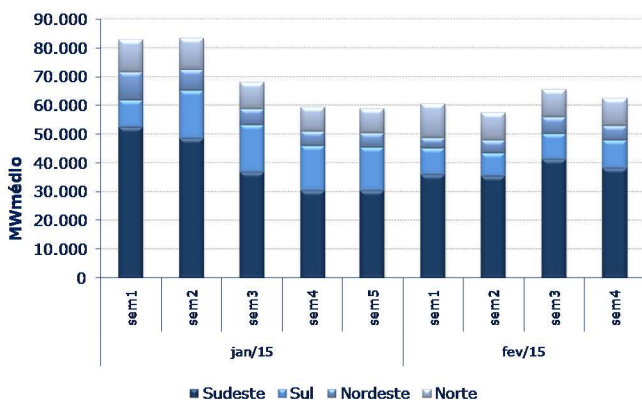


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2015

O gráfico 7 ilustra a redução da ENA do SIN na quarta semana operativa de fevereiro.



Gráfico 7 - ENA média do SIN

A tabela 3 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da ENA média considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 - ENA média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-3.000	+545	-624	-87

Armazenamento inicial

O gráfico 8 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

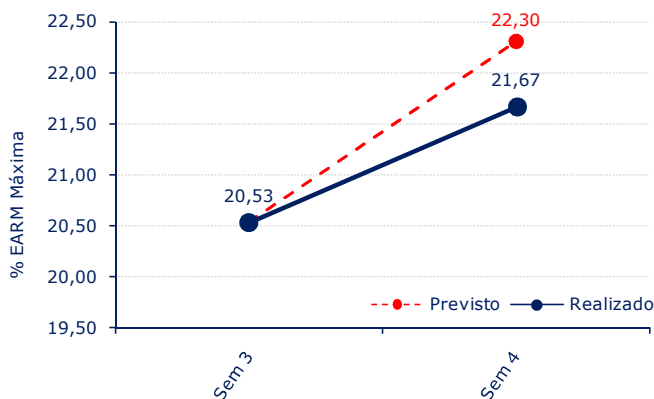


Gráfico 8 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava nível de armazenamento de 22,30% (Energia Armazenada de 64.454MWmês) no SIN para o início desta semana. O armazenamento inicial utilizado foi 21,67% (Energia Armazenada de 62.625MWmês), verificando-se uma redução de 1.829MWmês. A tabela 4 ilustra o nível de armazenamento previsto e realizado por submercado:

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

Submercado	RV3 - fev - previsto (MWmês)	RV3 - fev - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	39.847	39.440	-407
S	11.041	9.587	-1.454
NE	8.600	8.548	-52
N	4.966	5.050	84

Carga

O gráfico 9 ilustra a carga prevista para a quarta semana de fevereiro em comparação com a previsão da semana anterior:

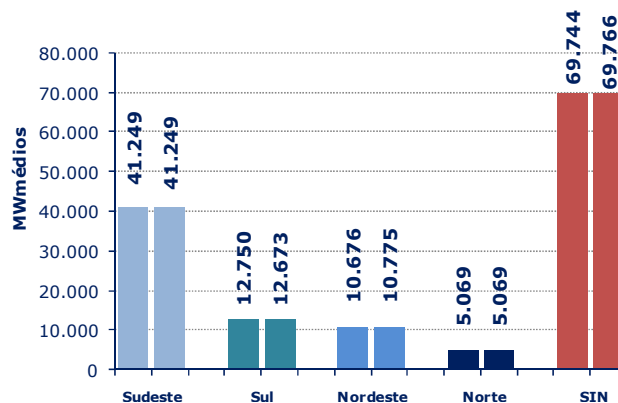


Gráfico 9 - Carga no SIN

De acordo com o ilustrado no gráfico 9, a carga prevista para a quarta semana apresentou elevação de 100MWmédios no Nordeste e redução de 78 MWmédios no Sul, sendo que a previsão para os demais submercados não sofreu variação. A tabela 5 apresenta a variação verificada em cada submercado em relação ao previsto na semana anterior.

Tabela 5 – Variação da carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	-78	+100	0

Oferta e demanda

Os gráficos 10 e 11 apresentam a curva de oferta e demanda para a quarta semana operativa de fevereiro nos respectivos pares de submercados: Sudeste e Sul, Nordeste e Norte. 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.

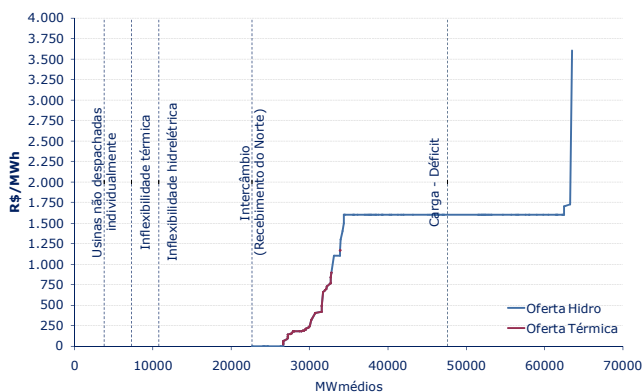


Gráfico 10 – Oferta e demanda de energia dos submercados Sudeste e Sul

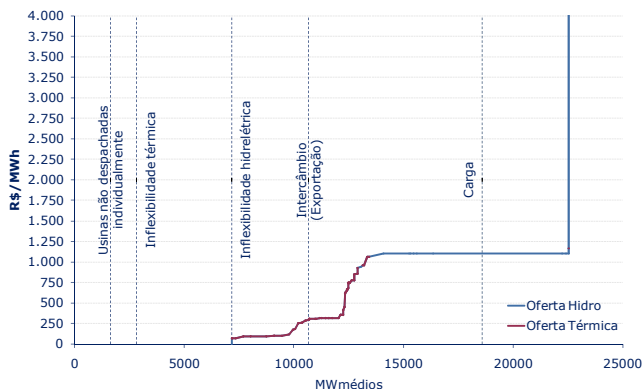


Gráfico 11 – Oferta e demanda de energia dos submercados Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – Fevereiro de 2015

O gráfico 12 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema - ESS por tipo de despacho para o mês de fevereiro:

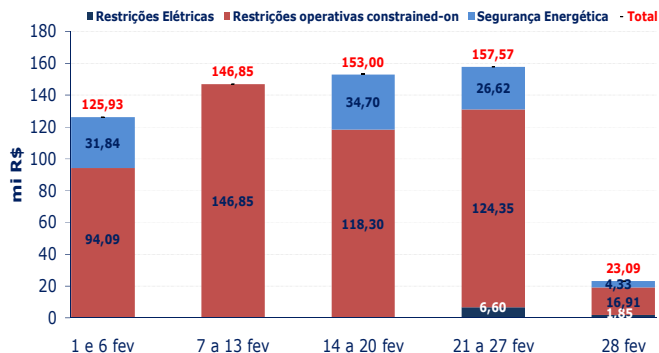


Gráfico 12 – Estimativa de ESS por razão de despacho de fevereiro

O gráfico 13 apresenta a estimativa de ESS do mês de fevereiro por submercado:

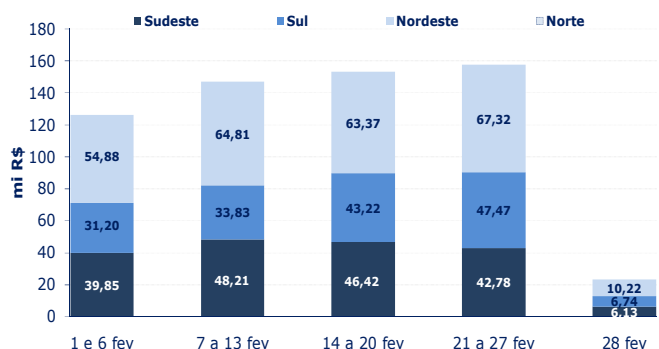


Gráfico 13 – Estimativa de ESS por submercado de fevereiro

Os valores estimados para o período de 1º a 19 de fevereiro foram obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Para a estimativa de geração do dia 20 de fevereiro foi considerada a mesma geração disponível no IPDO para o dia 19.

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 previsão para o período de 21 a 27 de fevereiro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp da terceira revisão de fevereiro. O ESS referente à segurança energética foi estimado considerando as usinas cujo CVU são superiores ao CMO e os encargos por restrição operativa por *constrained-on* foi estimado considerando as usinas cujo CVU são superiores ao PLD máximo e inferiores ao CMO.

A consolidação dos valores apresentados nos gráficos 12 e 13 resulta em uma estimativa de R\$ 606 milhões em encargos para o mês de fevereiro, sendo que R\$ 500 milhões correspondem aos encargos por restrição operativa por *Constrained-On*.

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 14 apresenta a estimativa da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada para os meses de janeiro e fevereiro de 2015; para o mês de fevereiro, essa estimativa é apresentada em base semanal.

No período de 1º a 19 de fevereiro de 2015, os dados de geração hidráulica foram obtidos a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para o dia 20 de fevereiro de 2015, foram considerados os mesmos valores do dia 19. O restante do mês de fevereiro de 2015 teve os valores de geração hidráulica estimados a partir da revisão 3 do Decomp, levando em consideração uma estimativa da geração térmica por segurança energética. Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (perdas de rede básica e perdas 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.

Já a garantia física sazonalizada de fevereiro foi estimada a partir dos dados da prévia, publicada em 21 de janeiro, do Relatório de Sazonalização de Garantia Física, correspondente a 60.390,20 MW médios, valor que considera o fator de operação comercial da última hora da contabilização de novembro de 2014. Esse valor de garantia física sazonalizada foi reduzido em 3%, o que representa uma estimativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculado com base nos dados de 2014.

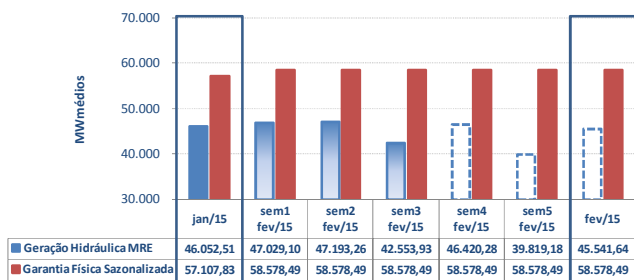


Gráfico 14 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O gráfico 15 apresenta a estimativa do fator de Ajuste do MRE para janeiro e fevereiro de 2015:

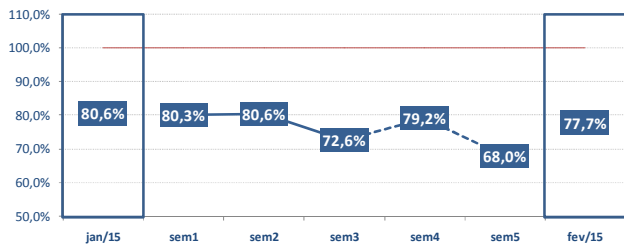


Gráfico 15 – Estimativa do fator de Ajuste do MRE

No gráfico 16, o fator de ajuste do MRE é aplicado sobre a garantia física sazonalizada, de modo a obter o ajuste do MRE em MW médios. Em seguida, para estimar o impacto deste ajuste, em milhões de reais, essa energia é valorada a PLD.

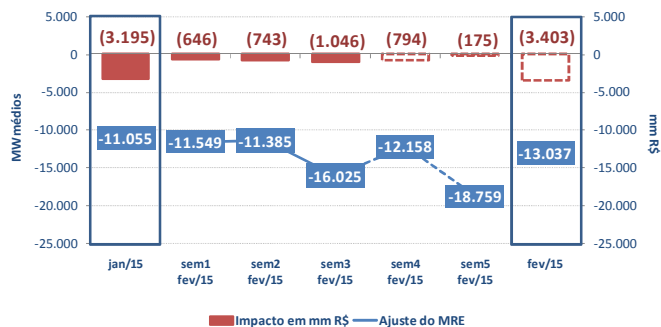


Gráfico 16 – Estimativa do fator de Ajuste do MRE

O PLD utilizado para o cálculo de janeiro foi o preço médio mensal de janeiro; para o cálculo de fevereiro, foram considerados os valores esperados pelo Decomp da revisão 3 até a última semana de fevereiro de 2015.

O fator de ajuste do MRE foi estimado para fevereiro de 2015 em 77,7%, o que representa redução da garantia física do MRE em 13.037 MW médios. Este montante de energia, valorado ao PLD médio estimado de fevereiro, de R\$ 388,48/MWh, resulta em um impacto estimado em R\$ 3.403 milhões para as usinas participantes do MRE. Cabe ressaltar que tal impacto depende das posições comerciais de cada agente, podendo implicar pagamento adicional para os agentes expostos negativamente ou menor receita para os expostos positivamente.