

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.

queda de 2% frente ao valor da última semana. No Norte, o PLD segue fixado em R\$ 33,68/MWh, valor mínimo para o ano.

Os limites de intercâmbio referentes ao envio de energia pelo Norte são atingidos, o que descola o preço deste submercado frente aos demais.

A previsão de aflúncias para o Sistema em abril subiu de 66% para 67% da Média de Longo Termo - MLT. As ENAs são esperadas em 71% da média no Sudeste; 84% no Sul; 24% no Nordeste; e em 78% da MLT no Norte.

Análise PLD – 3ª semana operativa de abril

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 15 a 21 de abril.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	355,78	355,78	355,78	33,68
Média	355,78	355,78	355,78	33,68
Leve	344,00	344,00	344,00	33,68
Média semanal	350,66	350,66	350,66	33,68

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - abr	3ª sem - abr	Variação %
SE/CO	356,68	350,66	- 2 %
S	356,68	350,66	- 2 %
NE	356,68	350,66	- 2 %
N	33,68	33,68	-

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias 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:

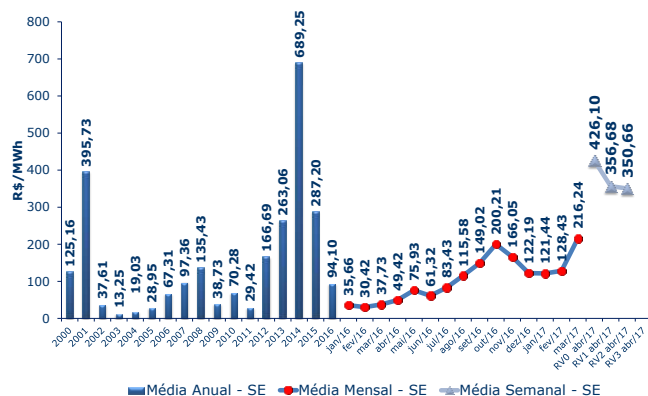


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD para o período entre 15 e 21 de abril foi fixado em R\$ 350,66/MWh nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste,

Em função da entrada de frentes frias e conseqüente redução da temperatura, a carga prevista para o sistema na próxima semana deve ser reduzida em torno de 1.235 MWmédios, com retração esperada apenas no Sudeste (-1.480 MWmédios). No Nordeste, a carga deve subir 245 MWmédios. Nos demais submercados a carga permanece inalterada.

Houve elevação de aproximadamente 175 MWmédios nos níveis dos reservatórios do SIN, mas com registro de quedas no Sul (-240 MWmédios) e Norte (-100 MWmédios). Os níveis do Sudeste e Nordeste ficaram cerca de 410 MWmédios e 105 MWmédios mais altos, respectivamente.

O fator de ajuste do MRE para abril foi revisto de 98,5% para 98,3% e os Encargos de Serviços do Sistema - ESS previstos em R\$ 26 milhões para o mês, sendo R\$ 17 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 dos submercados Sudeste, Sul e Nordeste.

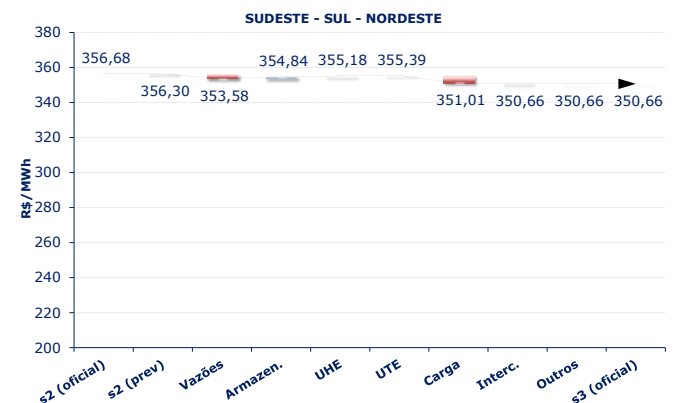


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Nordeste

Conforme ilustrado no Gráfico 2, o preço da terceira semana de abril praticamente não apresentou variação em relação ao preço da semana passada. A principal responsável pela queda do PLD foi a redução da carga, que impactou o PLD em torno de R\$ 4,5/MWh.

A atualização das demais variáveis praticamente não impactou o preço.

O Gráfico 3 ilustra a variação do PLD do Norte.

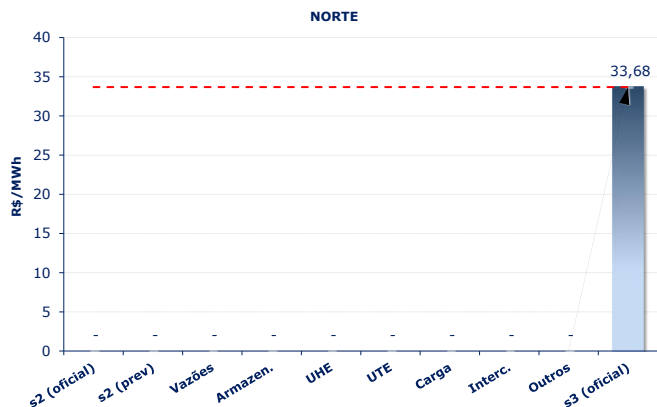


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Norte

No Norte o custo permaneceu zerado, em função da previsão da ocorrência de vertimentos turbináveis nas usinas deste submercado. O passo "s2 (oficial)" ilustra o balizamento no PLD no mínimo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

O Gráfico 4 e o Gráfico 5 ilustram a decomposição da variação entre o CMO e o PLD para todos os submercados:

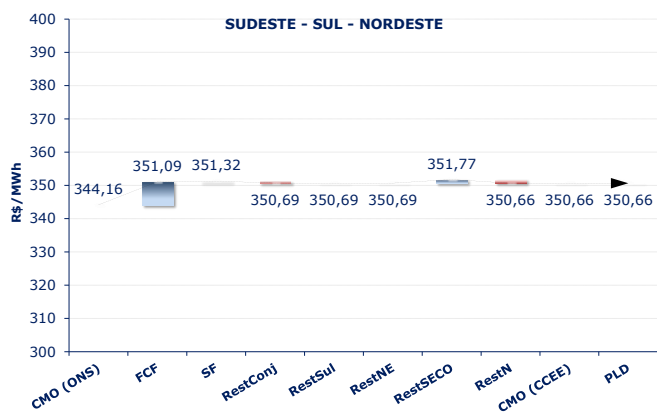


Gráfico 4 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercados Sudeste, Sul e Nordeste

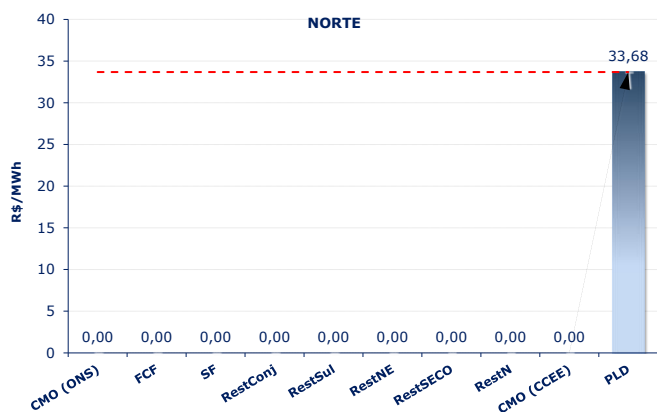


Gráfico 5 - Decomposição da variação do CMO x PLD - Submercado Norte

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.

O Gráfico 4 aponta que o custo médio semanal decorrente do cálculo do PLD na terceira semana operativa de abril é superior ao CMO para os submercados Sudeste, Sul e Nordeste. O PLD superior deve-se, principalmente, a consideração da função de custo futuro, na qual é desconsiderada as restrições elétricas das usinas termelétricas

No Gráfico 5, pode-se observar que o PLD do Norte ficou mais alto que o CMO, sendo que a diferença decorre da balização do preço no patamar mínimo estabelecido pela Aneel.

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 conseqüente custo mais barato;
- RE 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 Afluente – ENA² média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 6 que para março, as aflúncias previstas se mantiveram estáveis nas duas primeiras semanas, apresentando redução na terceira semana. Nas três últimas semanas deste mês, as aflúncias permaneceram no mesmo patamar, em torno de 70% da média histórica para o sistema.

Para abril, a previsão inicial estava pessimista, com as aflúncias de todos os submercados previstas para valores inferiores à média. Já a partir da segunda semana, embora ainda abaixo da média para todos os submercados, a ENA ficou mais otimista que o esperado anteriormente, mantendo-se em aproximadamente 68% da média.

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

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

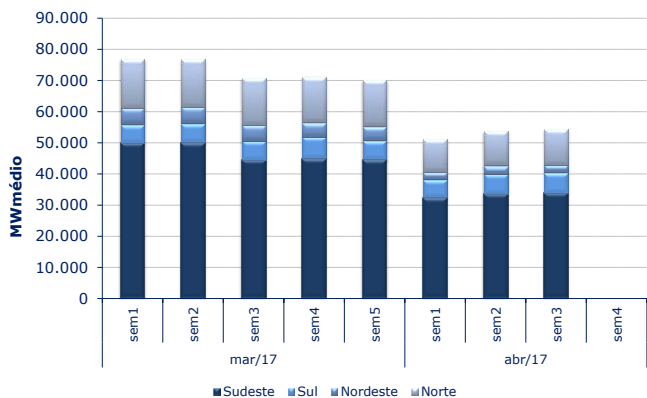


Gráfico 6 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – março e abril de 2017

O Gráfico 7 apresenta a variação da ENA média do SIN na terceira semana operativa de abril.

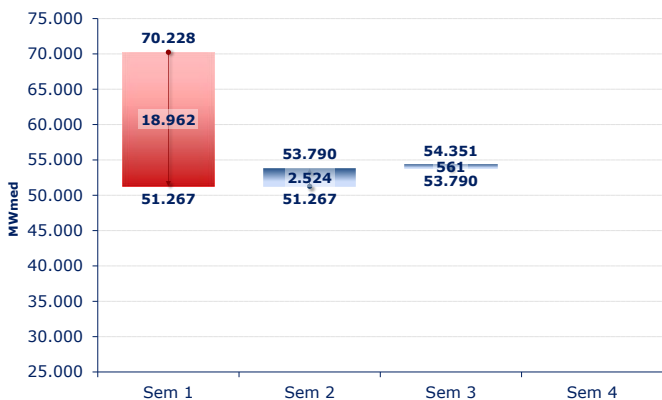


Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento da segunda para a terceira semana de abril, considerada no horizonte do Decomp.

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

SE/CO	S	NE	N
+ 265	+ 189	- 198	+ 306

Armazenamento inicial

O Gráfico 8 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

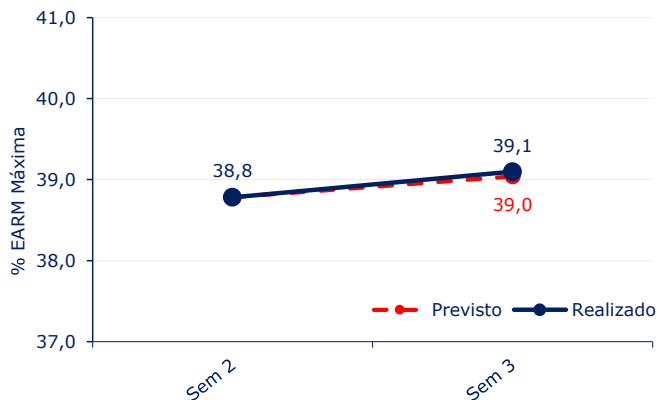


Gráfico 8 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 2ª semana de abril indicava nível de armazenamento de 39,04% (Energia Armazenada de 113.289 MWmês) no SIN para o início da terceira semana operativa. Contudo, o valor verificado foi de 39,1% (Energia Armazenada de 113.458 MWmês), o que representa uma elevação de 169 MW mês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a terceira semana operativa de abril

Submercado	RV2 abr - previsto (MWmês)	RV2 abr - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	83.911	84.318	407
S	8.302	8.063	-239
NE	11.398	11.502	104
N	9.678	9.575	-103

Carga

O Gráfico 9 ilustra a variação da carga prevista para a terceira semana de abril:

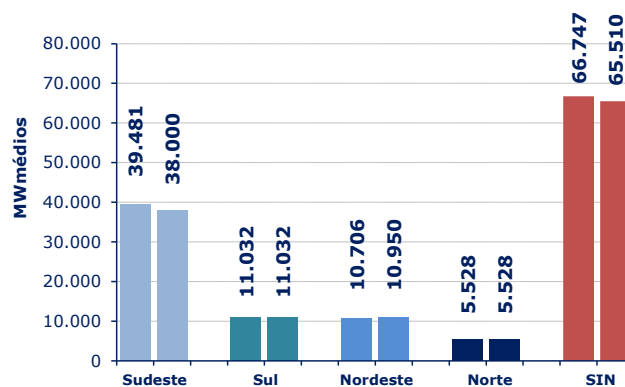


Gráfico 9 – Carga no SIN

A Tabela 5 demonstra a variação da carga prevista na terceira semana de abril:

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 1.481	0	+ 244	0

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos a que estava estimada para a segunda semana na RV1 (1ª coluna) com a expectativa para a mesma semana na RV2 (2ª coluna).

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda dos submercados Sudeste, Sul e Nordeste para a terceira semana de abril são apresentadas no Gráfico 10, no Gráfico 11 estão ilustrados os dados para o Norte. 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.

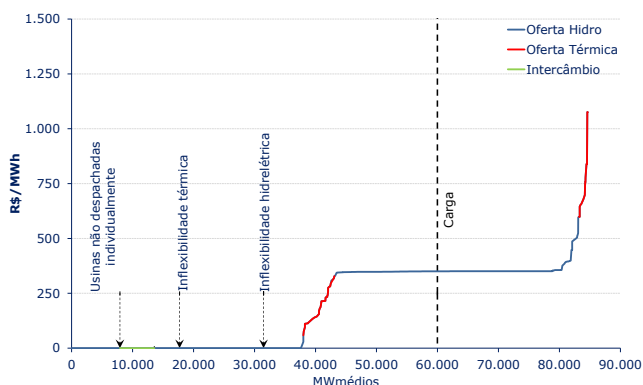


Gráfico 10 – Curva de oferta x demanda para o submercado Sudeste, Sul e Nordeste

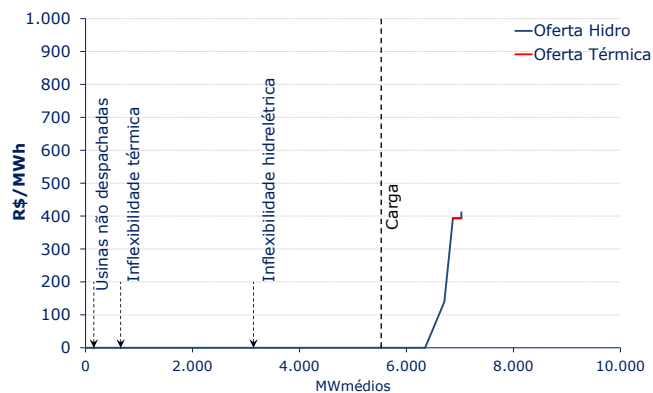


Gráfico 11 – Curva de oferta x demanda para o submercado Nordeste

Estimativa de ESS – abril de 2017

O Gráfico 12 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS por tipo de despacho. Em abril, a expectativa é de R\$ 26 milhões, sendo R\$ 17 milhões por segurança energética.

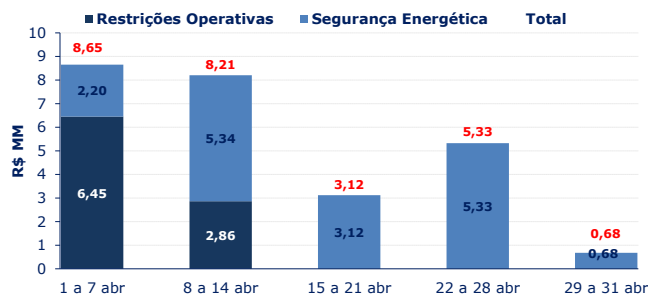


Gráfico 12 – Estimativa de ESS por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	0,21	-	-	-	0,21
Norte	6,45	2,65	-	-	-	9,10
Total	6,45	2,86	0,00	0,00	0,00	9,31
Segurança Energética (R\$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-
Nordeste	2,20	5,34	3,12	5,33	0,68	16,67
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	2,20	5,34	3,12	5,33	0,68	16,67

O valor estimado de geração para o período de 1º a 11 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 12 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 13, o mesmo dado do dia 12.

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 15 a 30 de abril foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decom da revisão 2 de abril 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, 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 abril 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 13 apresenta a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para março e abril. Em abril, essa estimativa é exibida em base semanal.

No período de 1º a 11 de abril as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Boletim Diário da Operação – BDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para o dia 12 foi considerado o valor do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e para o dia 13, o mesmo dado do dia 12. O período de 15 a 30 de abril teve os valores de geração hidráulica definidos a partir da revisão 2 do Decomp de abril, 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 março e abril de 2017 foram estimadas a partir da planilha com dados mensais consolidados do InfoMercado (“InfoMercado Dados Gerais 2017”), publicada no dia 28 de março 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 março de 2017. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 15 e o Gráfico 16 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”).

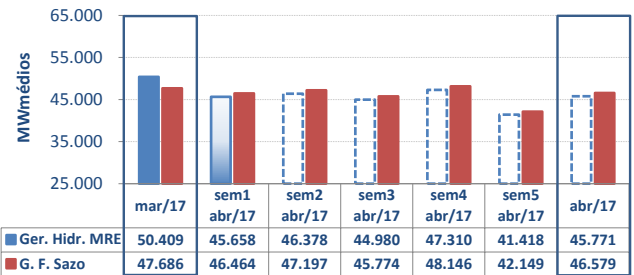


Gráfico 13 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 14 traz a estimativa do fator de ajuste do MRE para 2017.

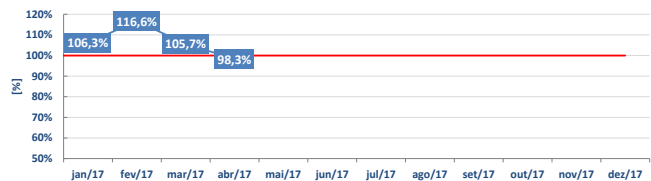


Gráfico 14 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF sazonalizada

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 15 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”).

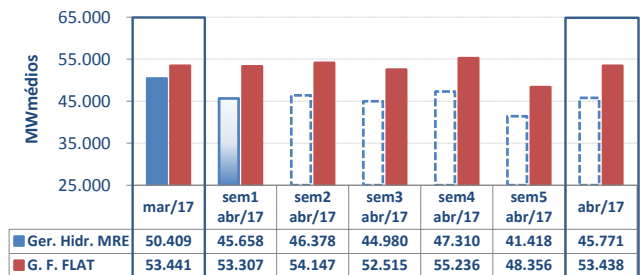


Gráfico 15 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat

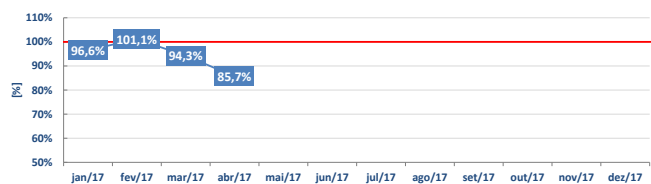


Gráfico 16 - Estimativa do fator de ajuste do MRE – GF Flat