

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. Além da estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Análise PLD – 3ª semana operativa de janeiro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 9 a 15 de janeiro de 2016.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	37,64	37,64	323,02	85,28
Média	37,64	37,64	323,02	85,28
Leve	32,46	32,46	309,85	85,28
Média semanal	35,76	35,76	318,24	85,28

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

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

Submercado	PLD		
	2ª sem - jan	3ª sem - jan	Variação %
SE/CO	46,02	35,76	- 22 %
S	45,78	35,76	- 22 %
NE	352,86	318,24	- 10 %
N	111,14	85,28	- 23 %

As variações do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD estão atreladas, entre outros fatores, a 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:

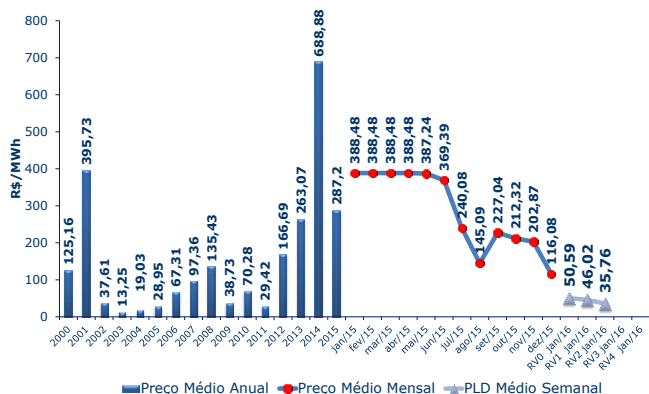


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

O PLD, para o período de 9 a 15 de janeiro foi fixado em R\$ 35,76/MWh no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, redução de 22% frente ao valor da semana anterior. O preço também caiu no Norte (-23%) e no Nordeste (-10%), ficando em R\$ 85,28/MWh e R\$ 318,24/MWh, respectivamente.

As afluências previstas para janeiro foram elevadas de 85% para 92% da Média de Longo Termo - MLT com acréscimo de 6.600 MWmédios de energia ao Sistema. As ENAs esperadas para o período subiram em todas as regiões, ficando acima da média no Sudeste (102% da MLT) e no Sul (214% da MLT). A expectativa para as afluências subiu de 26% para 29% no Nordeste e passou de 27% para 30% da média histórica no Norte.

Os limites de recebimento de energia do Nordeste continuam sendo atingidos, deixando o PLD desse submercado diferente dos demais.

A melhora nas afluências previstas para o Sudeste reduz o recebimento de energia deste submercado pelo Sul, o que faz com que os limites de intercâmbio entre os mesmos deixe de ser atingido, resultando na equalização do preço nesses submercados.

Os níveis de armazenamento esperados para os reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.500 MWmédios acima do esperado com elevação registrada em todos os submercados, principalmente no Sudeste. Esse acréscimo no armazenamento do Sistema foi possível em função do aumento nas afluências e do despacho térmico adicional.

A previsão de carga de energia para a terceira semana de janeiro não foi alterada em relação à semana anterior.

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 do submercado Sudeste.

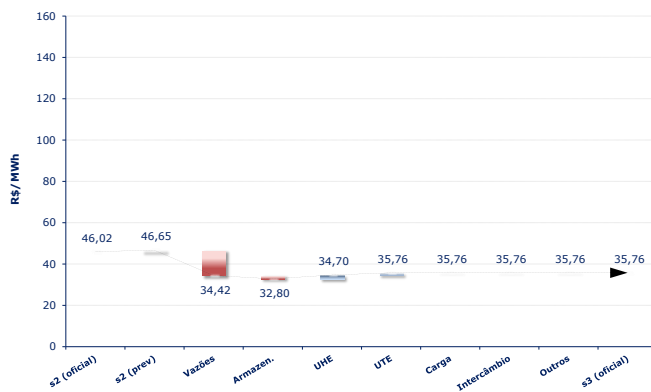


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Sudeste

O Gráfico 3 ilustra a decomposição da variação do PLD do Sul.

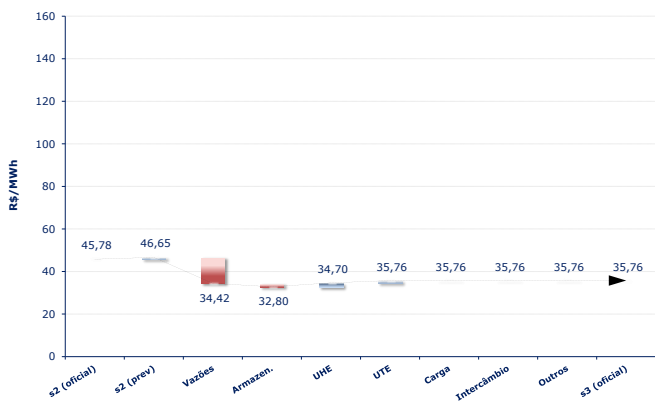


Gráfico 3 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Sul

O Gráfico 4 ilustra o impacto das alterações no submercado Nordeste.

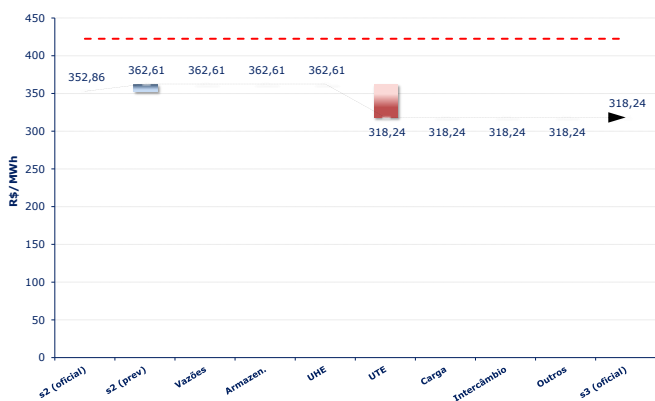


Gráfico 4 – Decomposição da variação do PLD para o submercado Nordeste

O Gráfico 5 ilustra as modificações no submercado Norte.

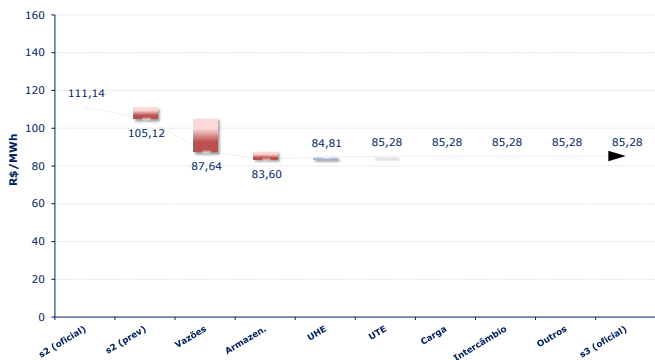


Gráfico 5 - Decomposição da variação do PLD para o submercado Norte

O principal fator responsável pela redução do PLD na terceira semana de janeiro, nos submercados Sudeste, Sul e Norte, ocorreu

¹ O CVU é composto de duas parcelas: O&M (Operação e Manutenção) e Combustível. A partir do 4º Leilão de Energia Nova, o reajuste da parcela Combustível passou a ser feito mensalmente, tendo como base a cotação do tipo específico de combustível da usina, considerando as informações provenientes da plataforma internacional Platts e da ANP, assim como a cotação do dólar. Essas variações podem ser mensais ou anuais, levando em

principalmente devido à previsão de afluências mais otimistas para o sistema, sobretudo no Sudeste. O impacto demonstrado no passo "Vazões" dos gráficos de decomposição ilustram as reduções em torno de R\$ 11/MWh no preço de Sudeste e Sul, e de aproximadamente R\$ 23/MWh no Norte.

A verificação de níveis de armazenamento mais altos que os previstos na segunda semana também reduziu o PLD, em torno de R\$ 2/MWh no Sudeste/Sul e R\$ 1/MWh no Norte.

A queda de 10% no preço do Nordeste ocorreu devido à redução do Custo Variável Unitário – CVU de suas térmicas. Nesta semana, ocorreu a atualização da parcela combustível¹ do CVU para as usinas que negociaram contratos no ambiente regulado a partir do 4º Leilão de Energia Nova. As cotações do óleo combustível, carvão mineral internacional e gás natural ficaram mais baixas em comparação com o mês anterior, resultando na diminuição do CVU das usinas movidas a estes combustíveis. Consequentemente, o preço do Nordeste caiu para aproximadamente R\$ 45/MWh.

A atualização das demais variáveis não causou alterações significativas no PLD dos submercados.

O Gráfico 6 ilustra a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para os submercados Sudeste e Sul:

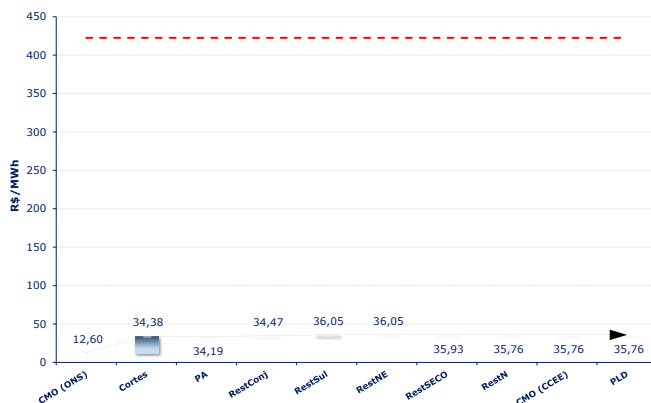


Gráfico 6 – Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste e Sul

O Gráfico 7 traz a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Nordeste:

consideração em qual leilão de energia a usina negociou seus contratos. A parcela O&M é reajustada pelo índice IPCA.

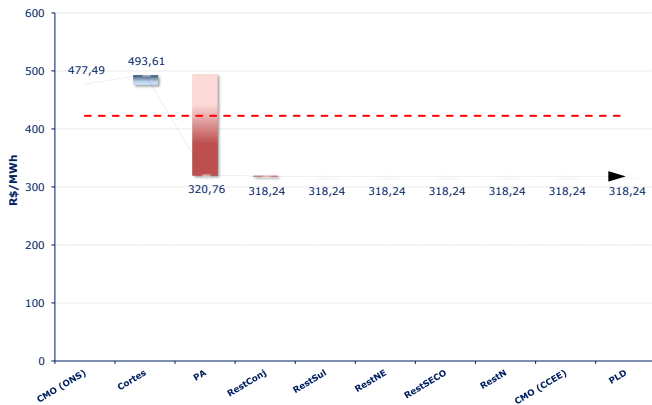


Gráfico 7 – Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Nordeste

O Gráfico 8 apresenta a decomposição da variação entre o Custo Marginal de Operação - CMO e o PLD para o submercado Norte:

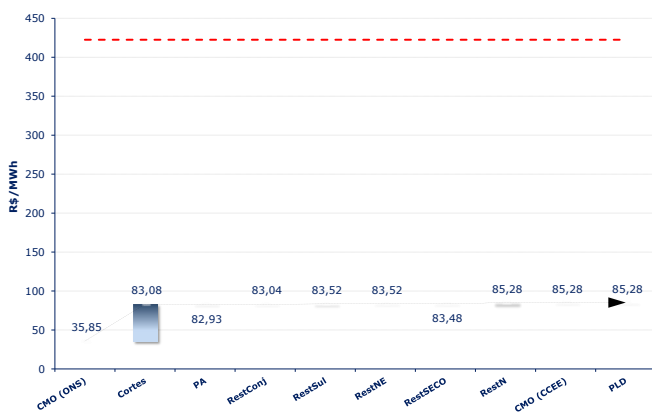


Gráfico 8 - Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Norte

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.

Ao analisar o Gráfico 6, o Gráfico 7 e o Gráfico 8 observa-se que o PLD médio semanal da terceira semana operativa de janeiro é superior ao CMO em todos os submercados, exceto no Nordeste. Este descolamento do Nordeste ocorre em função do cálculo do CMO considerar uma restrição de geração mínima para a UHE Paulo Afonso IV em todos os patamares.

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);
- StAntJirau (limitação da geração de Santo Antônio e Jirau decorrente dos limites de transmissão);

²Custo Marginal da Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

- RestConj (restrições conjunturais);
- 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 CMO² 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 - ENA³ média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

Observa-se no Gráfico 9 que, devido ao início do período chuvoso, a ENA do SIN verificada no mês de dezembro se manteve acima dos 70.000 MWmédios, se elevando nas três primeiras semanas, principalmente no Sul, em decorrência do fenômeno EL NIÑO.

Em janeiro de 2016, se observa a elevação das aflúencias ao longo das três primeiras semanas, comportamento esperado também para as próximas semanas.

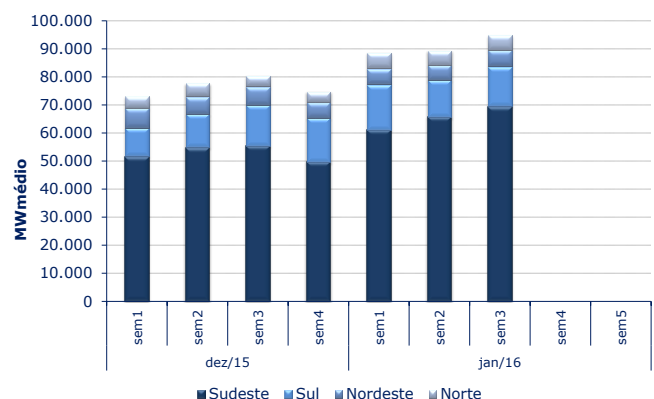


Gráfico 9 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – dezembro de 2015 e janeiro de 2016

O Gráfico 10 apresenta a variação da ENA média do SIN, na terceira semana operativa de janeiro.

³Energia Natural Afluente - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

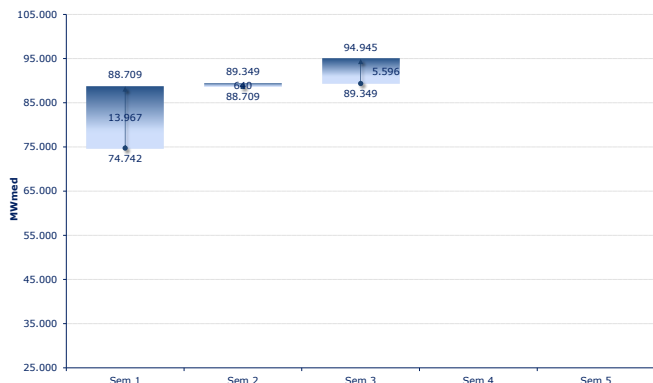


Gráfico 10 – ENA de acoplamento média do SIN

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
+ 3.866	+ 985	+ 436	+ 308

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN estimado pelo modelo Decomp:

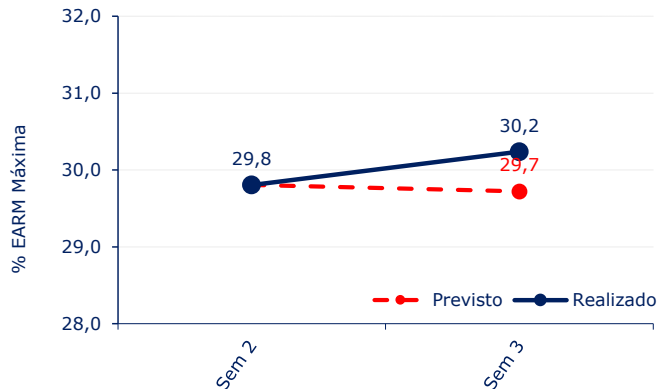


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp da 2ª semana de janeiro indicava nível de armazenamento de 27,72% (Energia Armazenada de 86.404 MWmês), no SIN, para o início desta semana. Porém, verificou-se 30,24% (Energia Armazenada de 87.905 MWmês), o que representa uma diferença positiva de 1.501 MWmês. A Tabela 4 traz os níveis de armazenamento por submercado:

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

Submercado	RV2 jan - previsto (MWmês)	RV2 jan - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	62.413	63.430	1.017
S	19.219	19.439	220
NE	2.487	2.642	155
N	2.285	2.394	109

Carga

O Gráfico 12 ilustra a variação da carga prevista para a terceira semana de janeiro:

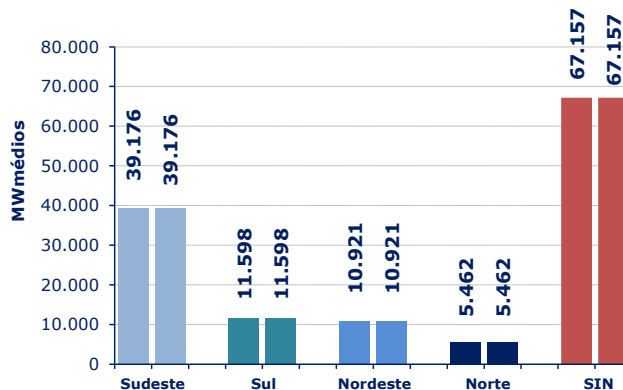


Gráfico 12 – Carga no SIN

A Tabela 5 traz a variação da carga do sistema considerada na terceira semana de janeiro. Assim como ocorrido com a previsão para a segunda semana, a expectativa da carga para a terceira semana de janeiro não apresentou variação em relação ao que havia sido previsto na semana anterior.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	0	0

Ressaltamos que os dados acima consideram apenas a carga prevista para a semana em análise, neste caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana de janeiro na RV1 (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 (2ª coluna).

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda do SIN, para a terceira semana de janeiro, são apresentadas no Gráfico 13, no Gráfico 14 e no Gráfico 15. 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.

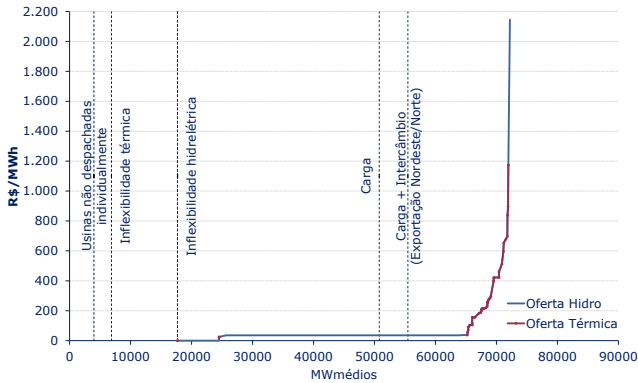


Gráfico 13 – Curva de oferta x demanda Sudeste/Centro-Oeste e Sul

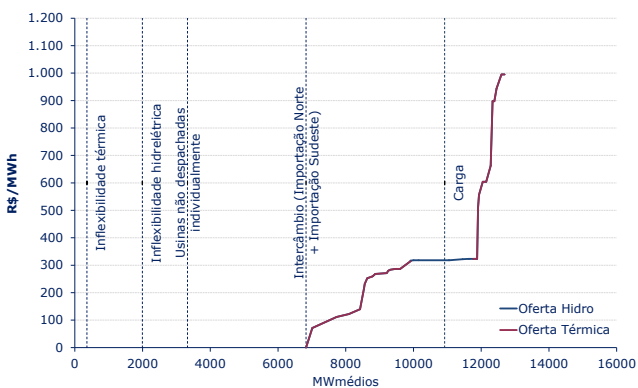


Gráfico 14 – Curva de oferta x demanda Nordeste

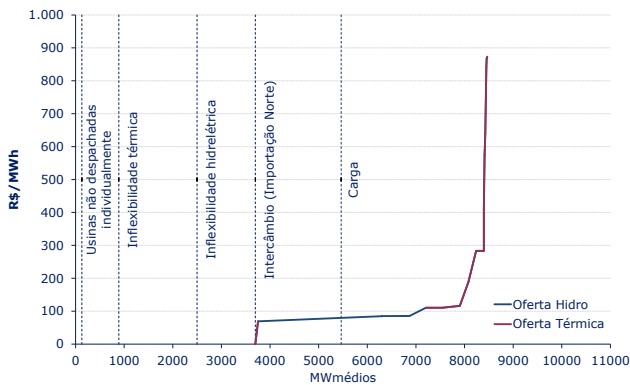


Gráfico 15 - Curva de oferta x demanda Norte

Estimativa de ESS – janeiro de 2016

O Gráfico 16 apresenta a estimativa de Encargos de Serviços do Sistema – ESS, por tipo de despacho, para janeiro no valor de R\$ 987 milhões:

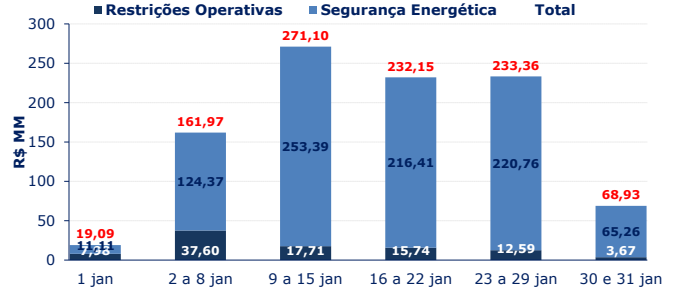


Gráfico 16 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

O Gráfico 17 ilustra a previsão de ESS, por submercado, para janeiro:

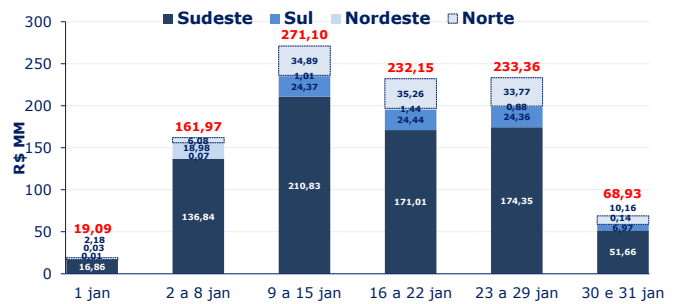


Gráfico 17 – Estimativa de ESS para o SIN por submercado para o mês de janeiro

O valor estimado para o período de 1º a 7 de janeiro foi obtido a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Para a expectativa de geração do dia 8 de janeiro foi considerada a mesma disponível no IPDO no dia 7.

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 9 a 31 de janeiro foi calculada com base na programação de despacho termelétrico indicada pelo modelo Decomp da revisão 2 de janeiro de 2016. O ESS referente à segurança energética foi estimado considerando o despacho adicional das UTEs com CVU até R\$ 600/MWh

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando que 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 da Aneel, 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, devido ao descolamento entre CMO e PLD para janeiro de 2016, é apresentada no Gráfico 18, por submercado, e totalizam R\$ 3,57 milhões, especificamente no Nordeste.

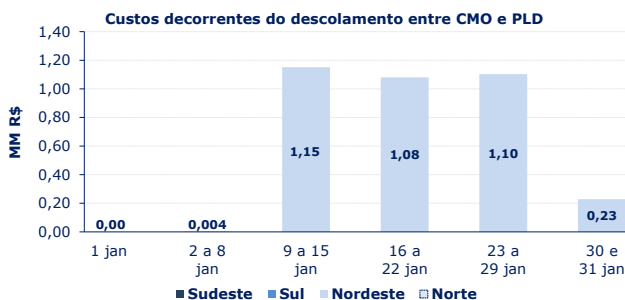


Gráfico 18 – Estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para o SIN por submercado para o mês de janeiro

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 19 apresenta a estimativa da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada para dezembro de 2015 e janeiro de 2016. Os valores de dezembro são provenientes dos dados preliminares de contabilização e para janeiro de 2016 essa expectativa é apresentada em base semanal.

No período de 1º a 7 de janeiro, as informações de geração hidráulica foram obtidas a partir dos dados do Acompanhamento Diário da Operação - ADO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Para o dia 8 de janeiro, foram considerados os números do ADO, repetidos do dia 7. O restante do mês de janeiro teve os valores de geração hidráulica estimados a partir da revisão 2 do Decomp, considerando a expectativa da geração térmica por segurança energética. Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (de rede básica mais 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 fins de semana.

Já as garantias físicas sazonalizadas de janeiro foram previstas a partir dos dados preliminares da sazonalização de garantia física de 2016.

Esse valor de garantias físicas sazonalizadas foi reduzido 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 2015, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de dezembro deste ano.

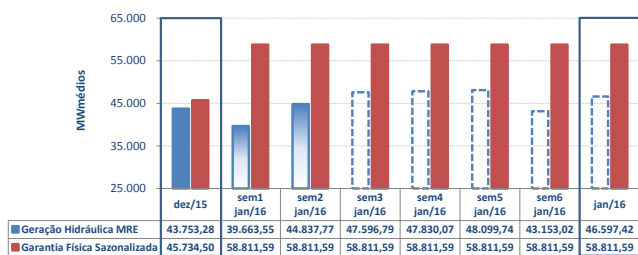


Gráfico 19 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada

O Gráfico 20 apresenta a previsão do fator de ajuste do MRE para dezembro de 2015 e janeiro de 2016:

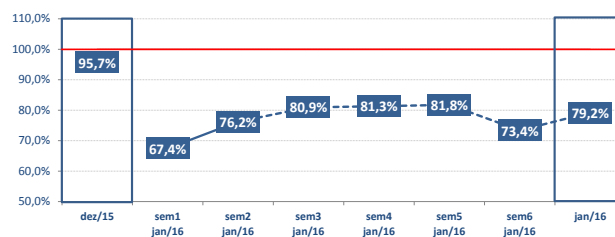


Gráfico 20 – Estimativa do fator de ajuste do MRE