

O Info PLD 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 e utilizado para valorar a compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo - MCP.

Adicionalmente é apresentada uma estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema.

Análise PLD – 3ª semana operativa de agosto

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 11 a 17 de agosto de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	118,43	118,43	118,43	118,43
Média	116,30	116,30	116,30	116,30
Leve	115,67	115,67	115,67	115,67
Média Semanal	116,30	116,30	116,30	116,30

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias no país – estimativa do volume de água que deve chegar, futuramente, aos reservatórios.

A previsão de aflúncias nos submercados Sudeste e Sul está cerca de 2.100 MWmédios inferiores às previstas na segunda semana de agosto, causando redução das aflúncias do Sistema Interligado Nacional – SIN e provocando elevação nos preços da terceira semana.

Os limites de intercâmbio de energia entre os submercados não foram atingidos e os preços permaneceram equalizados em todos os submercados. O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

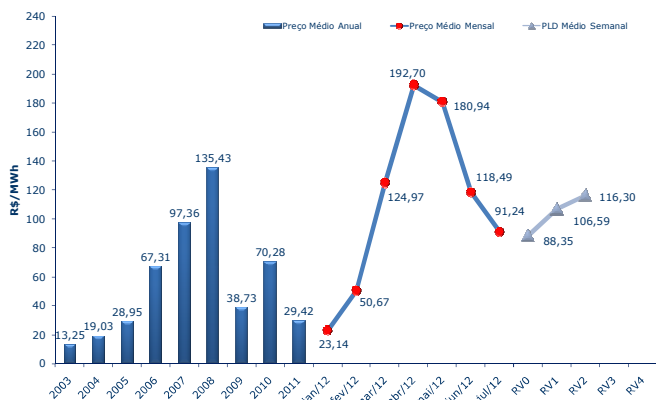


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da Variação do PLD

Na segunda semana operativa de agosto, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 106,59/MWh. O valor obtido na terceira semana resultou em um PLD médio de R\$ 116,30/MWh, também para todos os submercados, correspondendo a uma elevação de aproximadamente 9%.

A variação observada pode ser decomposta de forma a identificar os fatores com influência predominante na alteração do preço, conforme ilustra o gráfico 2.

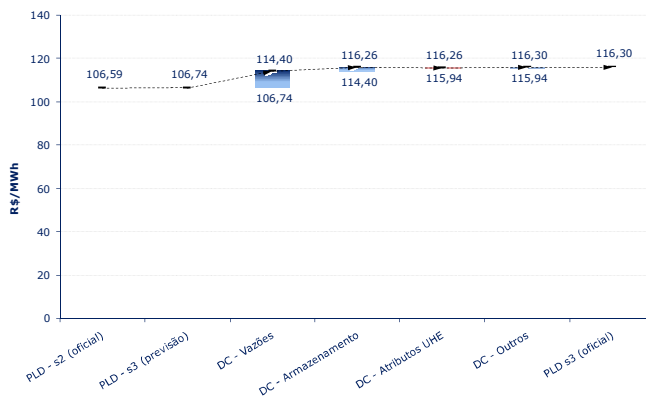


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

A decomposição da variação do PLD indica que, em decorrência da redução das aflúncias previstas, a atualização das vazões foi o fator predominante na elevação dos preços, com um impacto de aproximadamente R\$ 8/MWh. A atualização das demais variáveis não ocasionou impactos significativos na alteração dos preços.

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 - CMO¹ que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp, destaca-se a Energia Natural Afluente - ENA² média para acoplamento com o Newave.

A ENA média do Sistema Interligado Nacional - SIN considerada no horizonte do Decomp apresentou uma redução de 2.100 MWmédios em relação à semana anterior. O gráfico 3 ilustra a redução da ENA do SIN na terceira semana de agosto.

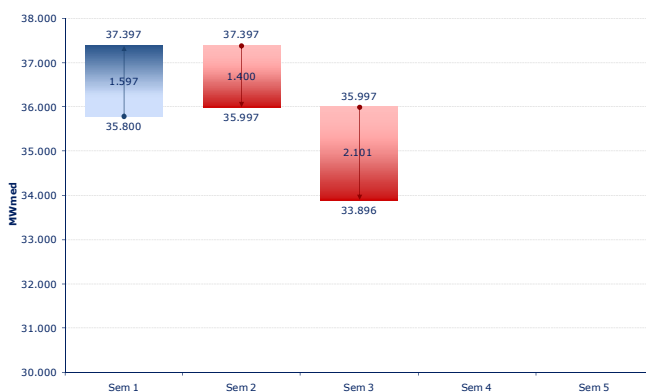


Gráfico 3 – ENA média do SIN

As aflúncias do submercado Sul tiveram uma redução de 1.756 MWmédios, sendo esta a principal variação nas aflúncias do SIN. O gráfico 4 ilustra a variação da ENA no Sul:

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

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

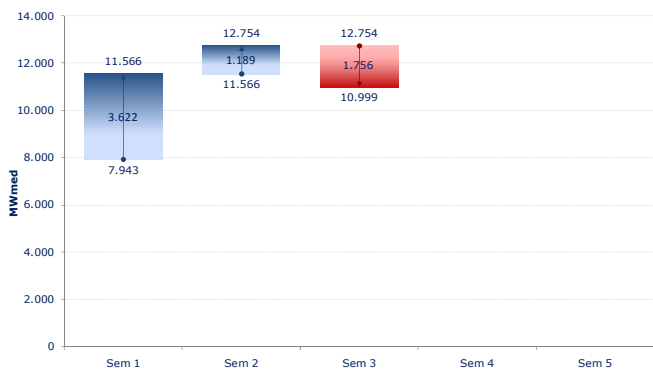


Gráfico 4 – ENA média do submercado Sul

A tabela 2 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da ENA média considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 2 – ENA média no SIN

SE/CO	S	NE	N
-338	-1.756	31	-38

Armazenamento Inicial

O gráfico 5 ilustra o armazenamento inicial no Sudeste considerado pelo modelo Decomp:

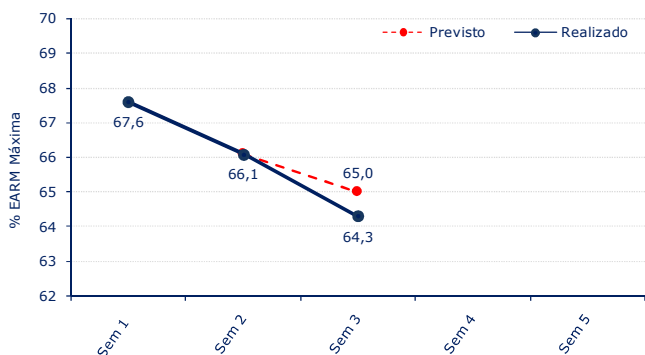


Gráfico 5 – Energia armazenada no Sudeste

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 65% no Sudeste (Energia Armazenada 130.477 MWmês) para o início desta semana, no SIN. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 64,3% (Energia Armazenada 129.072 MWmês) da energia armazenável máxima. Essa diferença corresponde a um decréscimo de 1405 MWmês de oferta hidráulica neste submercado.

A tabela 3 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 3 – EARM (MWmês) previsto e realizado para a terceira semana

	SE/CO	S	NE	N
Previsto	130.477	14.792	29.427	11.202
Realizado	129.072	14.851	29.790	11.040

Oferta e Demanda

O gráfico 6 mostra a curva de oferta e demanda do SIN para a terceira semana. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada, nesta ordem, pelas usinas não-despachadas

individualmente, pela geração inflexível e pela geração por ordem de mérito.

A partir do valor da demanda, a curva de oferta é formada pela energia disponível não-despachada e um incremento de demanda deve ser atendido pelos recursos ainda não-despachados, respeitando-se a ordem de mérito da oferta e os limites de intercâmbio entre os submercados.

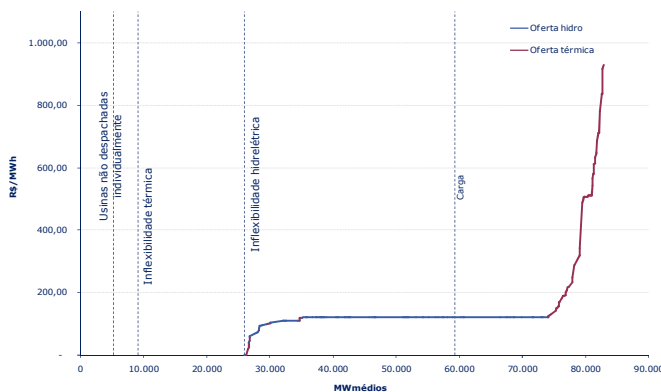


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia do SIN

Estimativa de ESS – Agosto

O Procedimento Operativo de Curto Prazo - POCP é um mecanismo adicional de segurança cujo objetivo é atingir os Níveis Meta calculados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e ratificados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para as regiões Sudeste e Nordeste ao final do mês de novembro.

Na terceira semana de agosto não foi necessário despacho termelétrico adicional decorrente da aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo, pois a trajetória de armazenamento dos submercados atendeu plenamente os níveis de segurança para o final do mês. No entanto, houve despacho termelétrico adicional por conta de restrições elétricas.

As usinas Termonorte II e Viana estão com despacho programado por razões elétricas para a terceira semana, em um montante de 142 e 17 MWmédios (valores médios ponderados), respectivamente. O gráfico 7 apresenta uma estimativa dos valores de ESS para o mês de agosto.

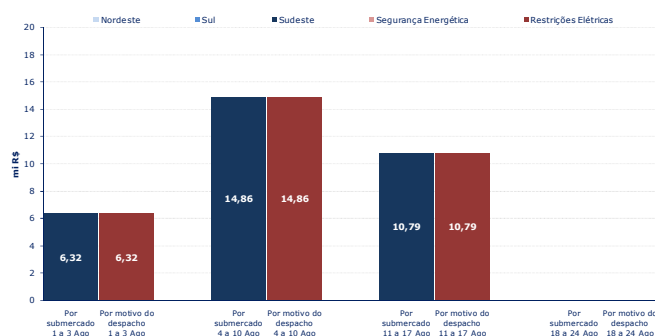


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 4 a 10 de agosto são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 11 a 17 de agosto foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicadas no deck de dados do modelo Decomp e da aplicação do POCP.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.