

O Info PLD é uma publicação semanal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que traz a análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pela 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 - 2ª semana operativa de outubro

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 08 a 14 de outubro.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
pesada	44,10	43,14	44,10	44,10
média	43,29	42,94	43,29	43,29
leve	42,75	42,75	42,75	42,75
Média Semanal	43,13	42,87	43,13	43,13

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúncias nos diversos submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN) – estimativa do volume de água que deve chegar, futuramente, aos reservatórios.

Os preços da segunda semana operativa de outubro se mantiveram praticamente estáveis em relação à semana anterior. O limite de transmissão de energia entre os submercados Sul e Sudeste foi atingido nos patamares de carga pesada e média, fato que ocasionou o desacoplamento dos preços do submercado Sul.

O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no submercado Sudeste:

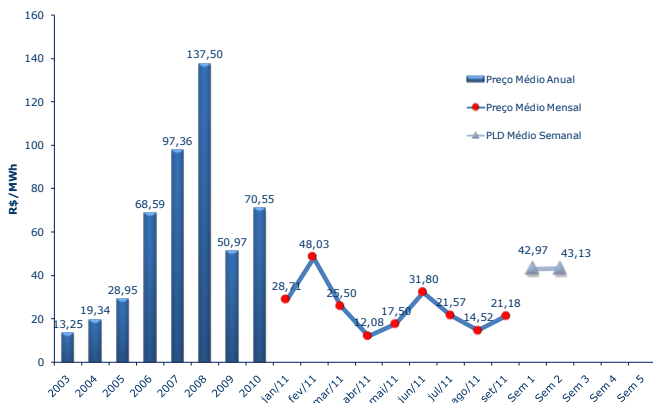


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da variação do PLD

O valor médio do PLD para a primeira semana operativa de outubro foi de R\$ 42,97/MWh no submercado Sudeste. Para a segunda semana de outubro, o valor obtido é de R\$ 43,13/MWh.

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

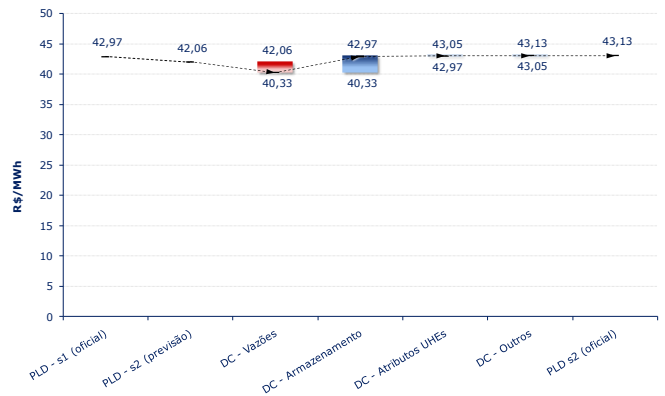


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD no submercado Sudeste/C. Oeste

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)¹ que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

Dentre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destaca-se a Energia Natural Afluente (ENA)² média para acoplamento com o Newave.

ENA – outubro a novembro

O gráfico 3 mostra que a ENA média do SIN, considerada no horizonte do Decomp, apresentou uma redução de 463 MW médios em relação à ENA média utilizada na revisão anterior.

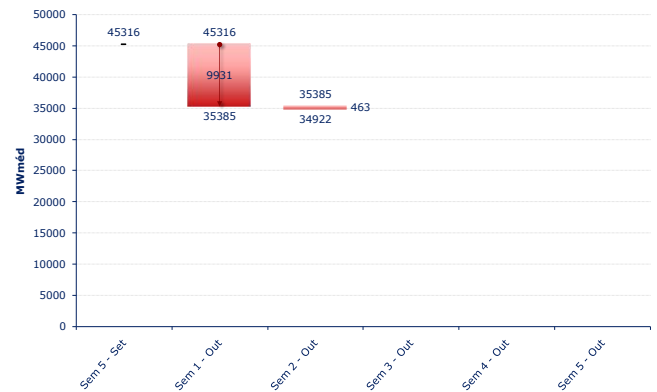


Gráfico 3 – ENA média do SIN

Apesar da redução na ENA do SIN, a decomposição da variação do PLD (gráfico 2) aponta que as vazões contribuíram para a redução no preço. Este fato é explicado pela ENA média do submercado Sudeste, que apresentou um aumento de 426 MW médios em relação à revisão anterior, conforme indicado no gráfico seguinte.

¹ **Custo Marginal de Operação** – custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.
² **Energias Naturais Afluentes** – soma dos produtos da vazão natural afluente à cada usina pela sua produtividade média.

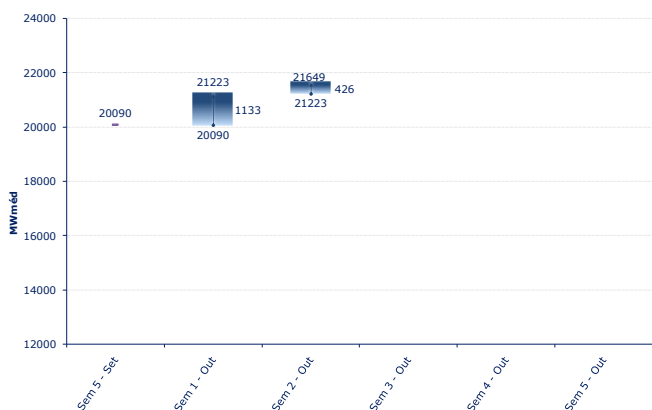


Gráfico 4 – ENA média do Sudeste/C. Oeste

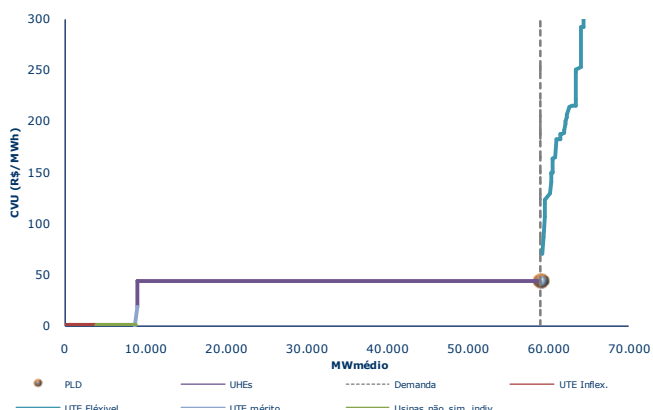


Gráfico 6 – Oferta e demanda de energia

Armazenamento inicial

O fator de influência predominante na alteração do PLD foi o nível de armazenamento inicial inferior ao estimado na semana anterior.

O gráfico 5 mostra que os resultados do modelo Decomp indicavam, na primeira semana operativa de outubro, um nível de armazenamento de 64,5 % para o início da semana seguinte no submercado Sudeste. No entanto, o nível inicial efetivamente verificado foi de 63,4 % da energia armazenável máxima. Essa diferença corresponde a um decréscimo de aproximadamente 2.200 MW médios de oferta hidráulica para o sistema.

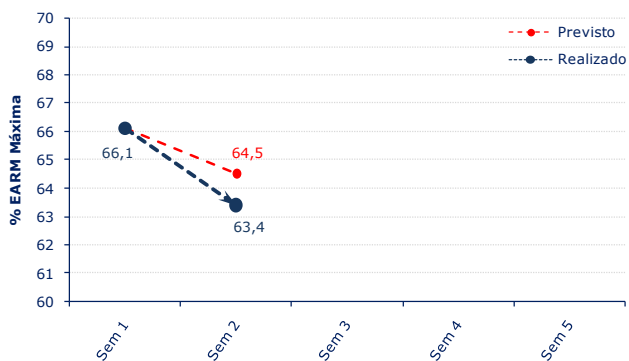


Gráfico 5 – Energia armazenada no submercado Sudeste/C. Oeste

Oferta e demanda

O gráfico 6 mostra a curva de oferta e demanda para a segunda semana operativa de outubro. O cruzamento das curvas se dá no ponto referente ao CMO.

Cabe destacar que a oferta hidrelétrica representada no gráfico é a geração resultante do processamento do modelo Decomp. Observe que um incremento de demanda pode ser atendido pelo aumento da geração hidrelétrica - seja por aumento da afluência ou por deplecionamento dos reservatórios - ou pelos recursos termelétricos não despachados.

Estimativa de ESS – outubro

Até a segunda semana operativa do mês de outubro 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 meta de novembro de 2011. No entanto, houve despacho termelétrico adicional por conta de restrições elétricas.

A tabela 2 apresenta as usinas com despacho programado por razão elétrica para a segunda semana operativa de outubro, originando os encargos previstos no gráfico 7.

Tabela 2 – Usinas despachadas por restrições elétricas

Nome	Despacho Programado (MW médio)
Termonorte I	28,70
Termonorte II	263,70

*Valores médios ponderados.

O gráfico abaixo apresenta uma projeção para os valores dos ESS de outubro. Os valores de ESS estimados para a primeira semana operativa do mês foram obtidos a partir das informações do Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO), disponibilizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Já a previsão para a segunda semana operativa de outubro foi realizada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.

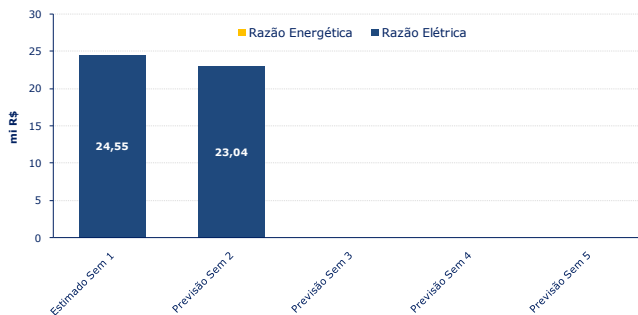


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN