

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 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 - 1ª semana operativa de setembro**

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 1 a 7 de setembro de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

| Patamar de carga     | SE/CO         | S             | NE            | N             |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>pesada</b>        | <b>177,64</b> | <b>177,64</b> | <b>177,64</b> | <b>177,64</b> |
| <b>Média</b>         | <b>173,66</b> | <b>173,66</b> | <b>173,66</b> | <b>173,66</b> |
| <b>leve</b>          | <b>173,50</b> | <b>173,50</b> | <b>173,50</b> | <b>173,50</b> |
| <b>Média Semanal</b> | <b>173,95</b> | <b>173,95</b> | <b>173,95</b> | <b>173,95</b> |

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúências no país – estimativa do volume de água que deve chegar, futuramente, aos reservatórios. O gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no submercado Sudeste:

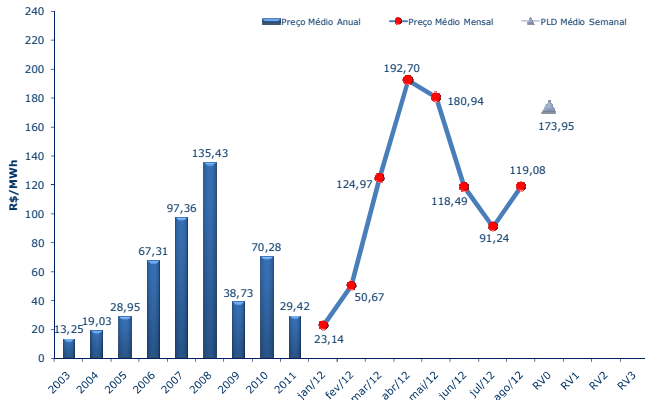


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

**Decomposição da variação do PLD**

Na última semana operativa de agosto, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 137,76/MWh. O valor obtido na primeira semana de setembro resultou em um PLD médio de R\$ 173,95/MWh para todos os submercados, correspondendo a uma elevação de 26%.

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

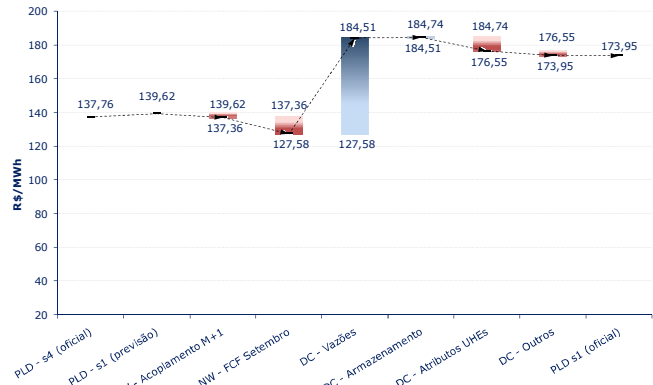


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD em todos os submercados

A Função de Custo Futuro - FCF de setembro de 2012 está mais otimista do que a função utilizada em agosto em decorrência de dois fatores: revisão da carga e antecipação da oferta. De acordo com a segunda revisão quadrimestral das previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2012 – 2016, a carga considerada no PMO de setembro de 2012 foi revista para um valor inferior aquele considerado no PMO de agosto. A antecipação de oferta hidráulica também contribuiu para o impacto ilustrado no passo "NW – FCF Setembro" do Gráfico 2.

Em decorrência da redução das aflúências do Sistema Interligado Nacional - SIN, a atualização das vazões previstas foi o fator predominante para a elevação dos preços, gerando um impacto de aproximadamente R\$ 55/MWh. A atualização dos atributos hidroelétricos, como a redução da curva de deplecionamento de Tucuruí, causou redução de R\$ 8/MWh nos preços médios.

**Newave**

O modelo Newave estima o custo futuro da energia e traduz para o Decomp o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da função de custo futuro incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica e o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

**Armazenamento inicial**

O gráfico 3 ilustra a evolução do armazenamento dos últimos três anos para a região Sudeste, o nível da Curva de Aversão ao Risco - CAR vigente e os valores dos armazenamentos mínimos e máximos atingidos nesta região desde o ano 2000.

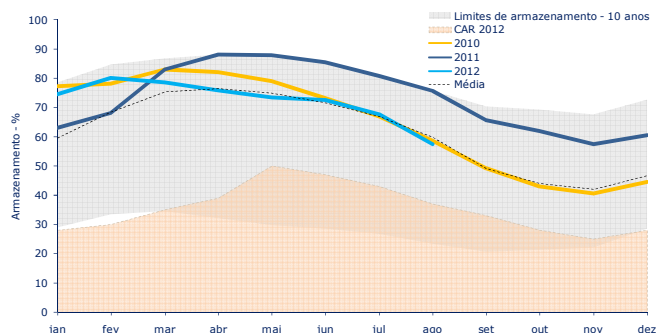


Gráfico 3 – Energia armazenada no submercado Sudeste/C. Oeste

A tabela 2 mostra, em percentual do volume máximo, o armazenamento inicial utilizado por submercado para o processamento do modelo Newave:

Tabela 2 – Armazenamento inicial (em %)

| SE/CO | S  | NE | N  |
|-------|----|----|----|
| 57    | 66 | 52 | 64 |

### Tendência hidrológica

As Energias Naturais Afluentes - ENAs<sup>1</sup> passadas são utilizadas pelo modelo Newave como tendência hidrológica e influenciam na construção da função de custo futuro.

A tabela 3 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a setembro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Observa-se que as ENAs realizadas em agosto em todos os submercados foram inferiores à Média de Longo Termo - MLT<sup>2</sup>, impactando a previsão para o mês de setembro.

Tabela 3 – ENAs passadas (em % da MLT)

| Submercado | Ordem PAR (p) | Previsão Set | Ago | Jul | Jun | Mai | Abr |
|------------|---------------|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| SE/CO      | 1             | 98           | 98  |     |     |     |     |
| S          | 1             | 91           | 82  |     |     |     |     |
| NE         | 3             | 59           | 59  | 64  | 67  |     |     |
| N          | 3             | 66           | 65  | 70  | 66  |     |     |

\*A ordem do PAR(p) indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

### Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos - licenciamentos, obras e financiamentos -, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE<sup>3</sup> revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidroelétricas, termelétricas, eólicas e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs. As principais alterações em relação ao mês anterior ocorreram na oferta de energia das usinas térmicas e hidráulicas, conforme ilustram o gráfico 4 e 5. A oferta das usinas eólicas não sofreu alterações significativas.

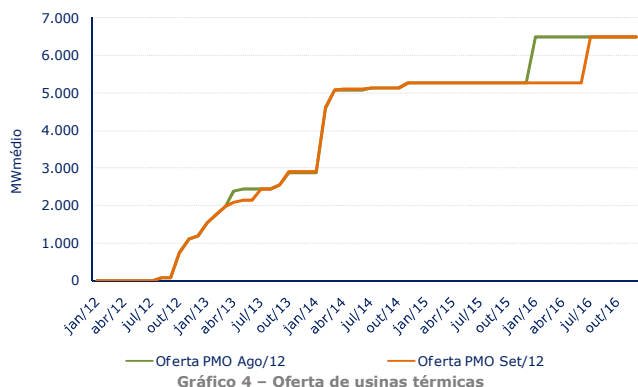


Gráfico 4 – Oferta de usinas térmicas

<sup>1</sup> Energia Natural Afluente - soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

<sup>2</sup> Média de Longo Termo - média das aflúncias ocorridas no período de 1931 a 2010.

<sup>3</sup> Depto de Monitoramento do Sistema Elétrico - órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

O atraso representado no Gráfico 4, no período de abril a junho de 2013, ocorreu devido à adequação do cronograma de entrada em operação comercial da usina Porto do Pecém 2 ao cronograma de entrada em operação comercial da subestação a qual esta usina se conecta. O atraso mais representativo, verificado de janeiro a junho de 2016, refere-se à adequação do novo cronograma de obra informado pelo empreendedor da usina Angra 3 ao Ministério de Minas e Energia - MME.

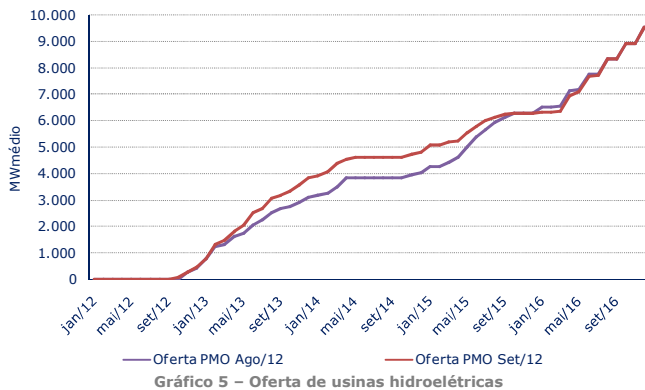


Gráfico 5 – Oferta de usinas hidroelétricas

A antecipação ilustrada no Gráfico 5 se refere à adequação das datas de entrada em operação comercial da usina de Jirau às novas datas definidas no ato legal.

A lista de todas as alterações no cronograma de entrada em operação comercial pode ser obtida nas apresentações do Programa Mensal de Operação - PMO<sup>4</sup>, disponibilizadas no espaço exclusivo do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

## 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<sup>5</sup> que, limitado por um piso e um teto, origina o PLD.

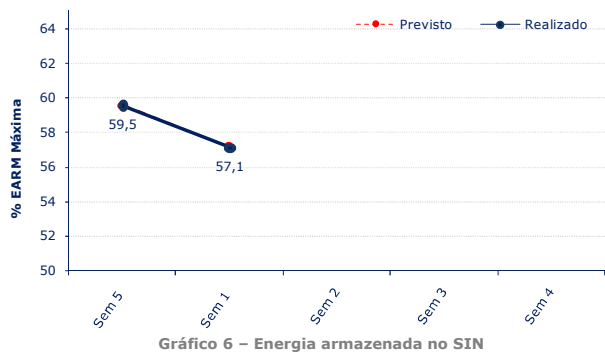
Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se o armazenamento inicial e a ENA média para acoplamento com o Newave.

### Armazenamento inicial

Na primeira semana operativa de setembro não houve uma variação significativa nos volumes iniciais considerados pelo Decomp, quando comparados com os volumes previstos no processamento do modelo da última semana de agosto, conforme ilustrado no gráfico 6.

<sup>4</sup> Programa Mensal de Operação - reunião realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS onde são estabelecidas as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN.

<sup>5</sup> Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.



O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 57,1% (Energia Armazenada 163.986 MWh) para o início desta semana, porém o nível efetivamente utilizado para essa semana apresentou um aumento de aproximadamente 24 MWh de oferta hidráulica no Sistema (Energia Armazenada 164.010 MWh).

A tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

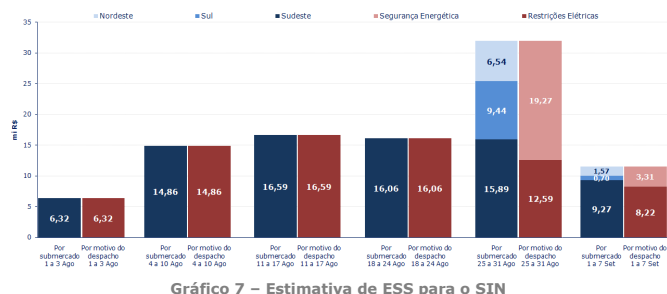
Tabela 4 – EARM previsto e realizado para a primeira semana de setembro

| Submercado | RVO – Set - Previsto (MWh) | RVO – Set - Realizado (MWh) | Diferença (MWh) |
|------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------|
| SE         | 116.426                    | 114.820                     | -1.606          |
| S          | 11.830                     | 12.889                      | 1.059           |
| NE         | 26.008                     | 26.889                      | 881             |
| N          | 9.723                      | 9.412                       | -311            |

## 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 ONS e ratificados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para as regiões Sudeste e Nordeste ao final do mês de novembro.

Na primeira semana operativa do mês de setembro, a trajetória de armazenamento dos submercados não atendeu plenamente o nível de segurança estabelecido para o final do mês. Assim, houve despacho termelétrico adicional por POCP cuja remuneração ocorre por meio de Encargos de Serviços de Sistema - ESS. O gráfico 7 apresenta uma estimativa dos valores de ESS para o mês de agosto e uma previsão para a primeira semana operativa de setembro.



Os valores estimados para o período de 25 a 31 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 1 a 7 de setembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.

A tabela 5 ilustra as usinas com despacho programado para a primeira semana de setembro.

Tabela 5 – Usinas despachadas para a primeira semana de setembro.

| Nome                | Despacho Programado (MW médio) | CVU (R\$/MWh) | Motivo               |
|---------------------|--------------------------------|---------------|----------------------|
| A. Chaves           | 212                            | 188,9         | POCP                 |
| B. L. Sobrinho      | 374                            | 181,0         |                      |
| C. Furtado          | 150                            | 204,4         |                      |
| Euzébio Rocha       | 11                             | 217,1         |                      |
| J. Lacerda A1       | 92                             | 207,4         |                      |
| Madeira             | 2                              | 201,7         |                      |
| R. Almeida          | 125                            | 188,2         |                      |
| Termoçaré           | 219                            | 191,8         |                      |
| <b>TOTAL (POCP)</b> | <b>1.180 MW médios</b>         |               |                      |
| Termonorte II       | 140                            | 524,20        | Restrições Elétricas |
| <b>TOTAL (RE)</b>   | <b>140 MW médios</b>           |               |                      |

\*Valores médios ponderados.