

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.

Este boletim foi atualizado em 8/10/2012, para corrigir a tabela 4 - Atraso em Oferta Térmica, que informou que a oferta das UTEs MC2 Nova Venécia e Maracanaú II havia sido desconsiderada do horizonte de planejamento do Newave.

Análise PLD - 1ª semana operativa de outubro

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 29 de setembro a 5 de outubro de 2012.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
pesada	185,24	185,24	185,24	185,24
Média	184,02	184,02	184,02	184,02
leve	173,98	173,98	184,02	184,02
Média Semanal	180,51	180,51	184,15	184,15

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

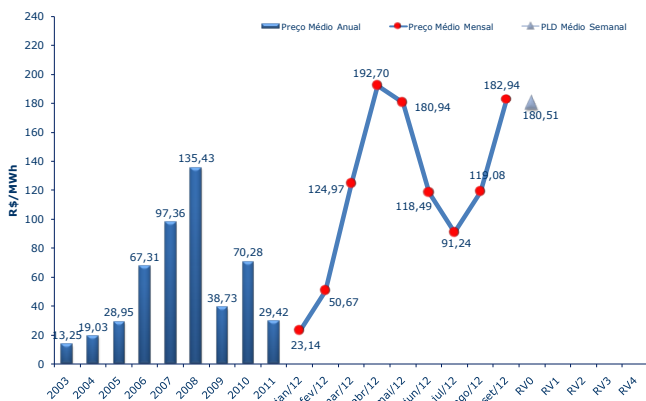


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R\$/MWh)

Decomposição da variação do PLD

Na última semana operativa de setembro, o preço médio em todos os submercados foi fixado em R\$ 187,45/MWh. Na primeira semana de outubro o limite de envio de energia do submercado Sudeste para o Nordeste/Norte foi atingido no patamar de carga leve e ocasionou o desacoplamento dos preços. Os preços médios para os submercados Sudeste/Sul e Nordeste/Norte foram fixados em R\$ 180,51/MWh e R\$ 184,15/MWh, respectivamente.

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

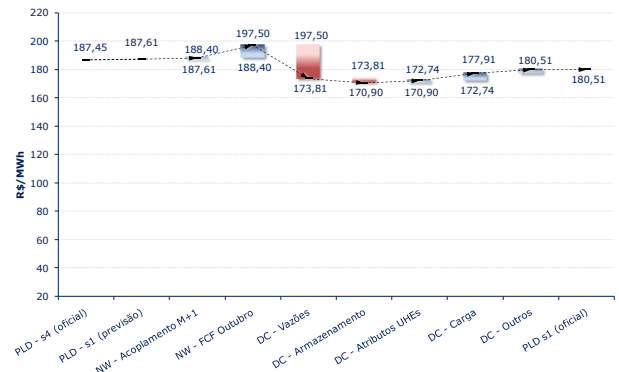


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

As Energias Naturais Afluentes - ENAs¹ passadas utilizadas na construção da função de custo futuro de outubro estão menos otimistas do que às utilizadas em setembro, resultando em uma função de custo futuro mais pessimista e ocasionando a elevação de cerca de R\$ 9,00/MWh ilustrada no passo "NW – FCF Outubro".

Em decorrência da elevação das aflúncias do Sistema Interligado Nacional - SIN, a atualização das vazões previstas foi o fator predominante na redução dos preços, gerando um impacto de aproximadamente R\$ 24,00/MWh. A atualização da carga causou elevação em cerca de R\$ 5,00/MWh nos preços médios e a atualização das demais variáveis do Decomp não contribuiu significativamente para a alteração dos preços.

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.

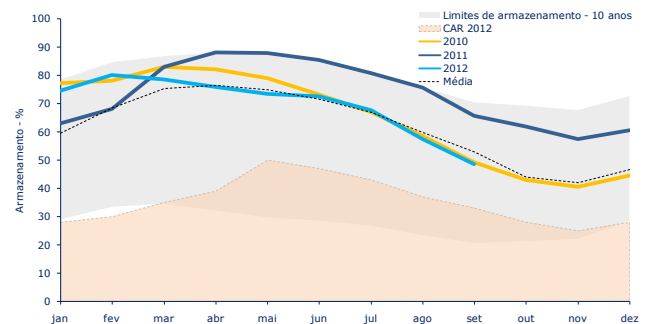


Gráfico 3 – Energia armazenada no submercado Sudeste/C. Oeste

¹ **Energia Natural Afluente** – soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

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
48	49	43	51

Tendência hidrológica

As Energias Naturais Afluentes - ENAS² 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 outubro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Observa-se que as ENAs realizadas em setembro em todos os submercados foram inferiores à Média de Longo Termo - MLT³, impactando a previsão para o mês de outubro.

Tabela 3 – ENAs passadas (em % da MLT)

Submercado	Ordem PAR (p)	Previsão Out	Set	Ago	Jul	Jun	Mai	Abr
SE/CO	3	104	85	99	125			
S	1	76	46					
NE	3	58	59	58	64			
N	6	65	70	63	70	66	54	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 - DMSE⁴ 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.

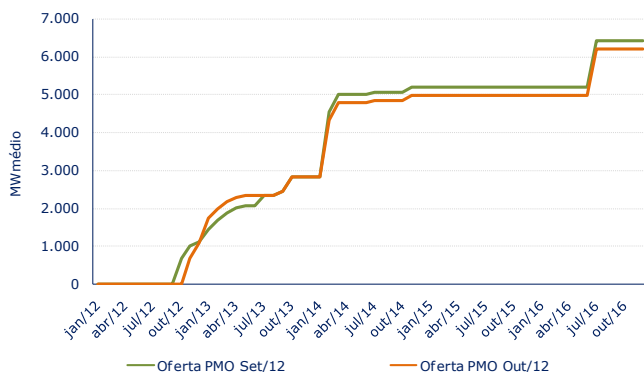


Gráfico 4 – Oferta de usinas térmicas

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

³ Média de Longo Termo - média das afluências ocorridas no período de 1931 a 2010.

⁴ Depto de Monitoramento do Sistema Elétrico - órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

A antecipação observada a partir de janeiro de 2013 se refere à usina Porto do Pecém II cujo cronograma de previsão de entrada em operação comercial foi antecipado em 6 meses devido à autorização, concedida pelo Despacho Aneel nº 2.819/2012, para se conectar provisoriamente a SE Cauípe.

O atraso mais representativo na oferta térmica, ilustrado no gráfico 4 a partir de janeiro de 2014, decorre da descon sideração da oferta das usinas Termopower V e VI cujas autorizações foram revogadas pelas Resoluções Autorizativas Aneel nº 3.672 e 3.673/2012.

Tabela 4 – Atraso em oferta térmica

Usinas	Situação em Ago/12	Situação em Set/12
Termopower V	Sem previsão	Autorização Revogada
Termopower VI	Sem previsão	Autorização Revogada

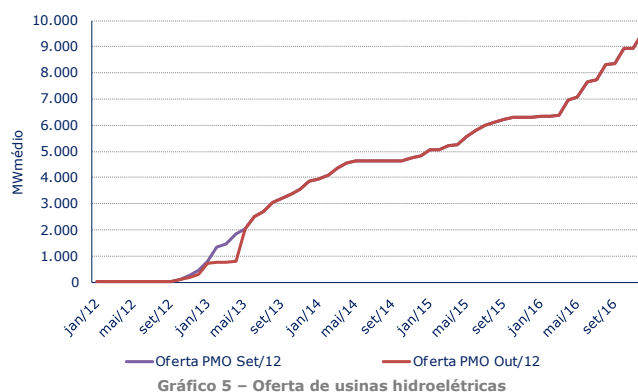


Gráfico 5 – Oferta de usinas hidroelétricas

O atraso representado no Gráfico 5 entre os meses de janeiro a maio de 2013 se refere à adequação ao cronograma da transmissão das usinas Santo Antônio do Rio Madeira e Jirau.

A lista de todas as alterações no cronograma de entrada em operação comercial pode ser obtida nas apresentações do Programa Mensal de Operação - PMO⁵, 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 - CMO⁶ 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 outubro 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 setembro, conforme ilustrado no gráfico 6.

⁵ 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.

⁶ Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

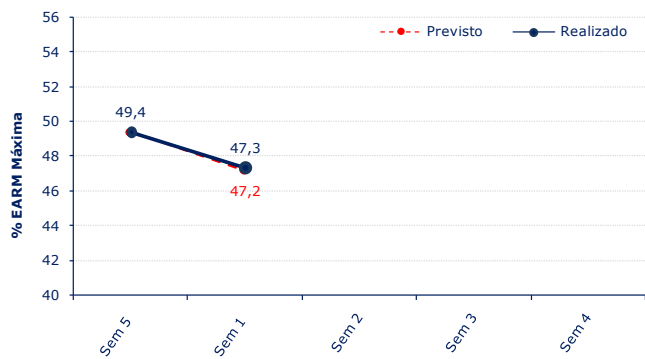


Gráfico 6 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 47,2% (Energia Armazenada 135.444 MWh) para o início desta semana, no SIN. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi de 47,3% (Energia Armazenada 135.893 MWh) da energia armazenável máxima. Esta diferença corresponde a uma elevação de 449 MWh de oferta hidráulica no Sistema.

A tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 – EARM previsto e realizado para a primeira semana de outubro

Submercado	RVO – Out - Previsto (MWh)	RVO – Out - Realizado (MWh)	Diferença (MWh)
SE	95.917	96.519	602
S	9.718	9.581	-137
NE	22.019	22.122	104
N	7.790	7.671	-120

programação de despacho termelétrico por razões elétricas indicada no deck de dados do modelo Decomp.

A tabela 6 ilustra as usinas com despacho programado para a primeira semana de outubro.

Tabela 6 – Usinas despachadas para a primeira semana de outubro

Nome	Despacho Programado (MW médio)	CVU (R\$/MWh)	Motivo
Araucária	458	219,00	POCP
A. Chaves	212	188,89	
B. L. Sobrinho	136	181,03	
C. Furtado	150	204,43	
Euzébio Rocha	121	217,44	
F. Gasparian	522	233,27	
J. Lacerda A1	92	207,40	
J. S. Pereira	285	287,83	
Madeira	2	201,88	
Mario Lago	507	319,75	
R. Almeida	125	188,15	
S. Jerônimo	4	248,31	
Termoceará	219	191,92	
TOTAL (POCP)	2.832 MW médios		
Termonorte II	228	486,07	Restrições Elétricas
TOTAL (RE)	228 MW médios		

*Valores médios ponderados.

Estimativa de ESS – Setembro

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 outubro, 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 setembro e uma previsão para a primeira semana operativa de outubro.

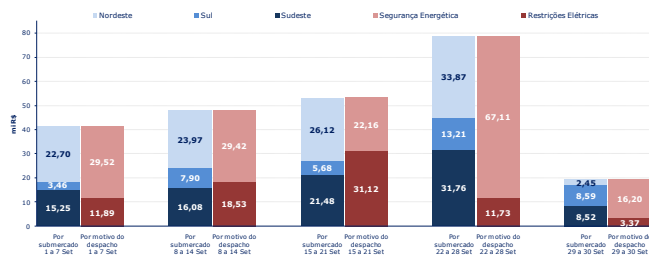


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN

Os valores estimados para o período de 22 a 28 de setembro são obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. Já a previsão para o período de 29 a 30 de setembro foi calculada a partir da

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.