

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.

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.

Nota:

Conforme informado por meio do comunicado CO 546/13, de 25/11/2013, os preços referentes à quinta semana operativa de novembro serão recalculados e republicados, nos termos da Resolução Normativa - REN ANEEL nº 568/2013, após a publicação no Diário Oficial da União de respectivo despacho. A republicação será realizada devido a uma inconsistência informada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na previsão de vazão da UHE Campos Novos.

Devido a uma inconsistência nos valores dos gráficos 2, 6 e 7, estes foram atualizados e, por consequência, a edição do InfoPLD da 4ª semana de novembro (112) foi republicado no site no dia 21/11/2013.

Análise PLD – 5ª semana operativa de Novembro

A tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 23 a 29 de novembro de 2013.

Tabela 1 – PLD (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
pesada	364,51	364,51	364,51	364,51
média	364,51	364,51	364,51	364,51
leve	353,79	353,79	353,79	353,79
média semanal	360,62	360,62	360,62	360,62

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 Sudeste:



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

As aflúências previstas para a quinta semana de novembro estão menos otimistas do que as previstas na semana anterior em todos os submercados do Sistema Interligado Nacional – SIN, com exceção do Norte. A redução observada nas aflúências foi de cerca de 1.700 MWh médios - o que provocou elevação nos preços médios.

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de novembro (em R\$/MWh)

Submercado	PLD	
	4ª Sem - Nov	5ª Sem - Nov
SE/CO	336,58	360,62
S	336,58	360,62
NE	336,58	360,62
N	336,58	360,62

Os limites de intercâmbio de energia (máximo de energia que cada submercado pode exportar ou importar) entre os submercados não foram atingidos e os preços médios ficaram equalizados/iguais em todos os submercados em R\$ 360,62 MWh/h.

A variação observada no Sudeste pode ser decomposta para identificar os fatores com maior influência na alteração do PLD, conforme ilustra o gráfico 2.

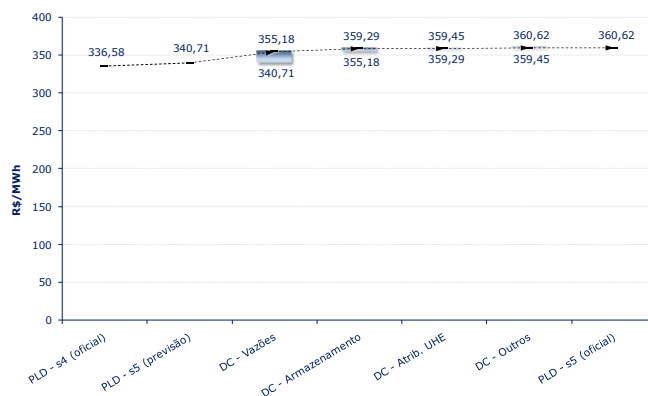


Gráfico 2 – Decomposição da variação do PLD médio nos submercados Sudeste/C. Oeste

A decomposição da variação do PLD indica que a redução das aflúências do Sistema Interligado Nacional – SIN foi o principal responsável pela elevação dos preços médios em todos os submercados, provocando impacto de aproximadamente R\$ 14/MWh.

Os níveis iniciais de armazenamento previstos para o início da quinta semana de novembro não se realizaram e a atualização desta variável provocou elevação de cerca de R\$ 4/MWh nos preços médios.

A atualização das demais variáveis não causou impactos significativos na variação dos preços médios da quinta semana de novembro de 2013.

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.

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

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

A ENA média do SIN, considerada no horizonte do Decomp, apresentou redução de 1.765 MWmédios em relação à semana anterior.

O gráfico 3 ilustra a redução da ENA do SIN na quinta semana operativa de novembro.

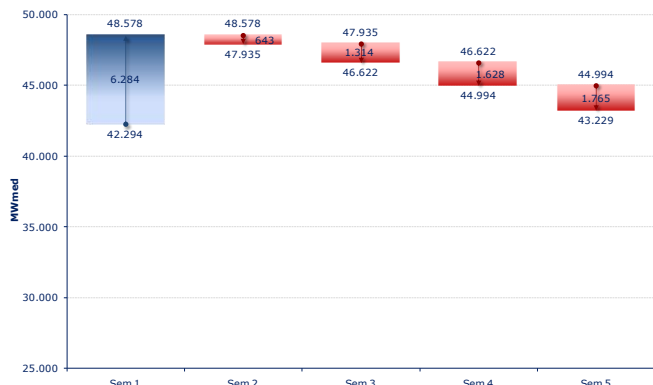


Gráfico 3 – ENA média do SIN

A tabela 3 apresenta a contribuição de cada um dos submercados para a redução da ENA média considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 – ENA média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-968	-680	-194	78

Conforme demonstrado na tabela 3, a ENA de todos os submercados, com exceção do Norte, apresentou redução em relação ao que havia sido previsto. O impacto dessa redução foi a elevação dos preços médios, conforme apresentado no passo "DC – Vazões" do Gráfico 2.

Armazenamento Inicial

O gráfico 4 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

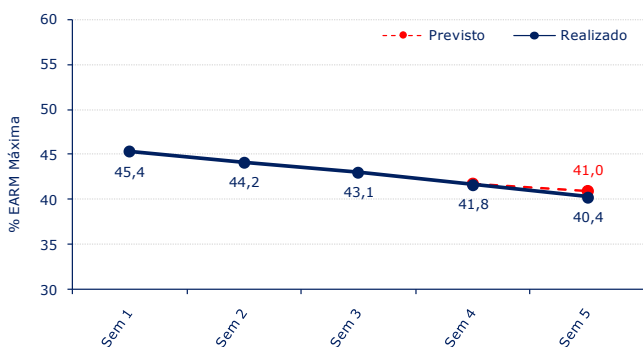


Gráfico 4 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava um nível de armazenamento de 41% (Energia Armazenada 119.275 MWmês) no Sistema Interligado Nacional - SIN para o início desta semana. O armazenamento inicial efetivamente utilizado foi menor em relação ao inicialmente previsto - tendo se verificado uma redução de apenas 1.783 MWmês. A tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) previsto e realizado para a quinta semana operativa de novembro

	SE/CO	S	NE	N
Previsto	85.955	16.562	11.605	5.153
Realizado	84.936	15.725	11.553	5.278
Diferença	-1.019	-837	-52	125

Oferta e Demanda

O Gráfico 5 apresenta a curva de oferta e demanda do SIN para a quinta semana operativa de novembro. 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 Gráfico 5 é possível observar que aproximadamente 28.000 MWmédios são atendidos pelas usinas não despachadas individualmente e a inflexibilidade de usinas térmicas e hidrelétrica. O restante é atendido pela geração despachado por ordem de mérito.

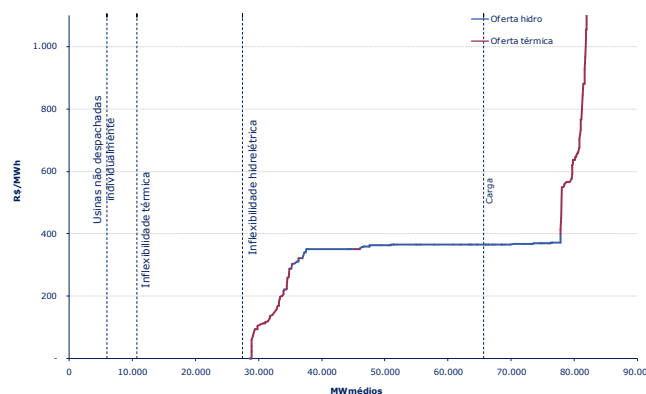


Gráfico 5 – Oferta e demanda de energia do SIN

Estimativa de ESS – Novembro

O gráfico 6 apresenta a estimativa de ESS por tipo de despacho:

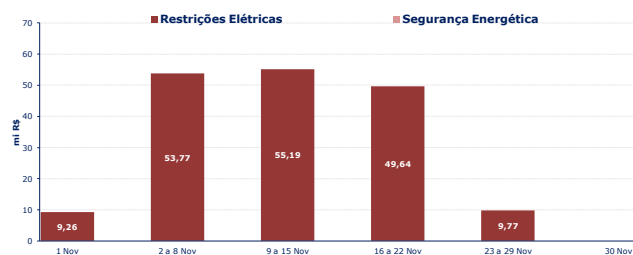


Gráfico 6 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho – Novembro de 2013

O gráfico 7 apresenta a estimativa de ESS por submercado:

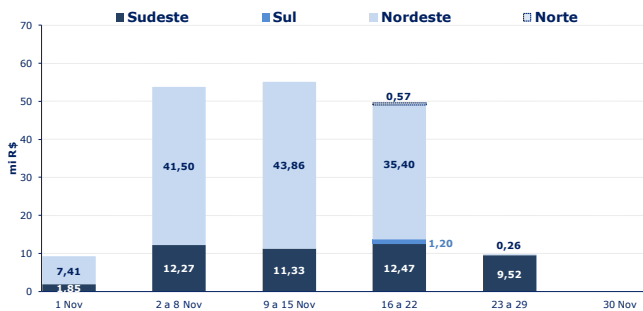


Gráfico 7 – Estimativa de ESS para o SIN por submercado – Novembro de 2013

Os valores estimados para período de 1 a 22 de novembro foram obtidos a partir dos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, disponibilizado diariamente pelo ONS. A previsão realizada para o período de 23 a 29 de novembro 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 por restrição elétrica para a quinta semana de novembro.

Tabela 5 – Usinas com despacho por restrição elétrica programado para a quinta semana operativa de novembro

Nome	Despacho Programado (MW médio)	CVU (R\$/MWh)	Motivo
Termonorte II	120	551,09	Restrições Elétricas
Termoparaíba	4	561,45	
Termonordeste	5	561,45	
Viana	165	565,43	
TOTAL	293 MW médios		

*Valores médios ponderados