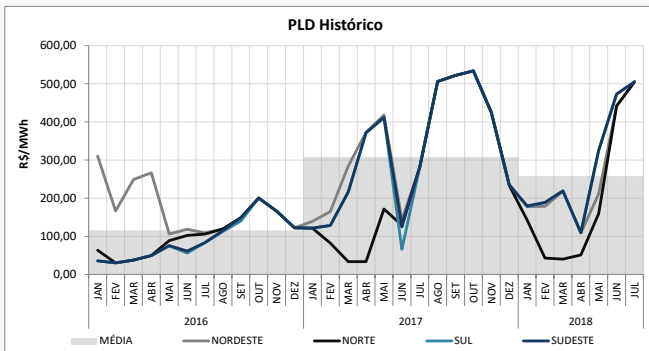
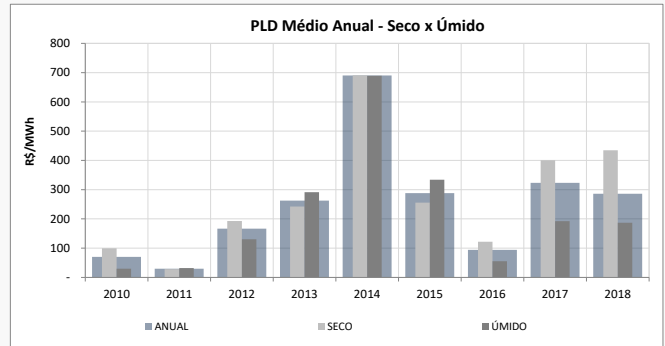
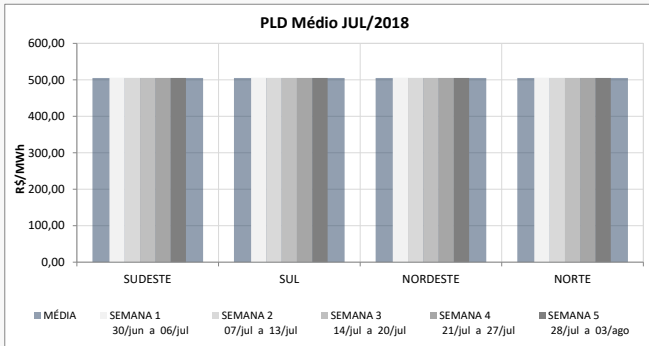


Preço de Liquidação das Diferenças

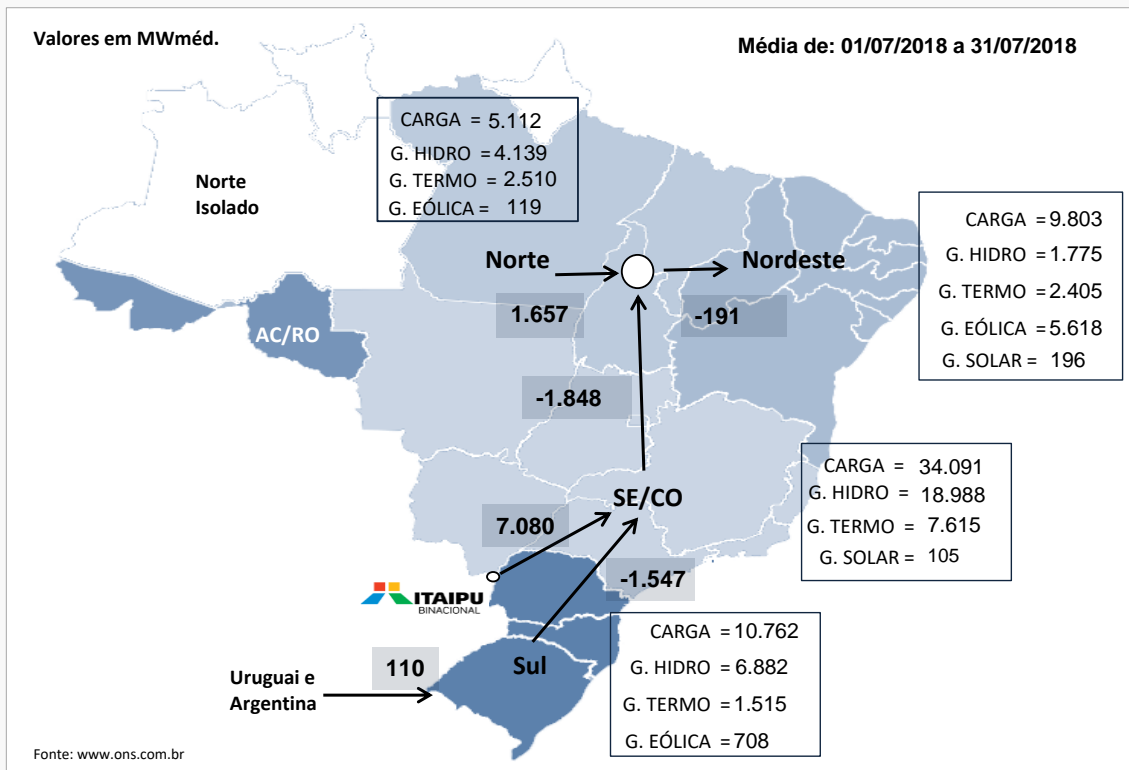


Comentários: O primeiro gráfico sobre PLD apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Assim como vem ocorrendo nos 2 últimos meses, o mês de julho foi um mês que ocorreram poucas chuvas e isso fez com que o PLD atingisse seu preço teto pela primeira vez no ano. Em relação ao mês anterior, o aumento do PLD no Sudeste/Centro-Oeste e Sul foi de R\$ 32,31/MWh e no Nordeste e Norte de R\$ 63,22/MWh. O PLD do mês de julho fechou em R\$ 505,18/MWh nos 4 submercados.

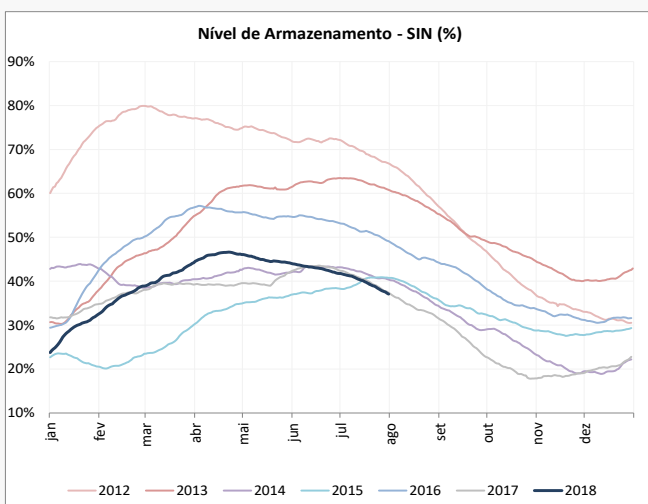
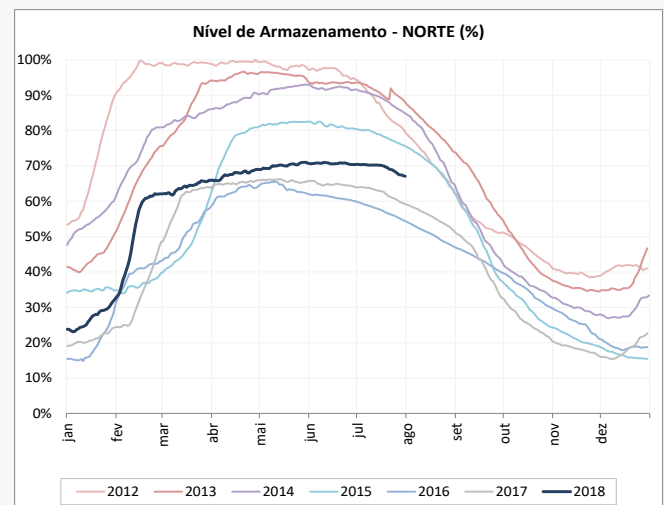
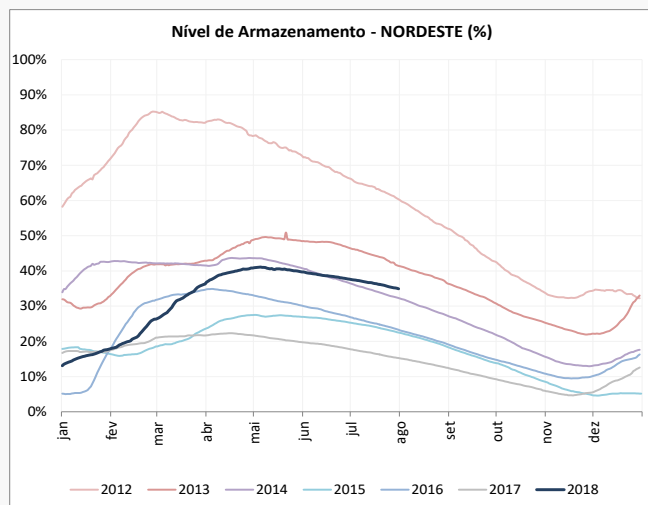
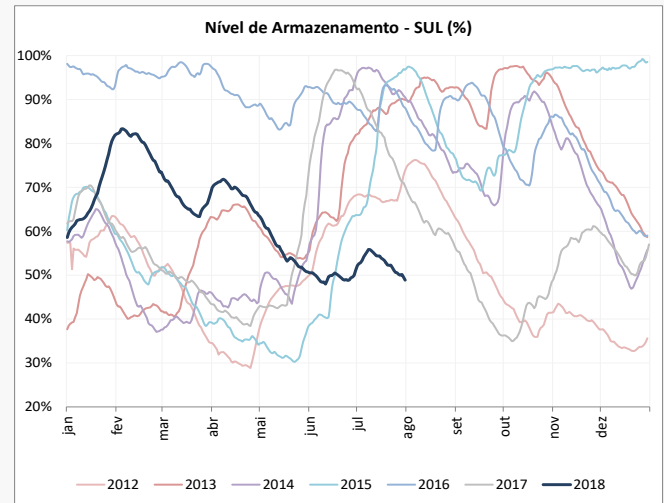
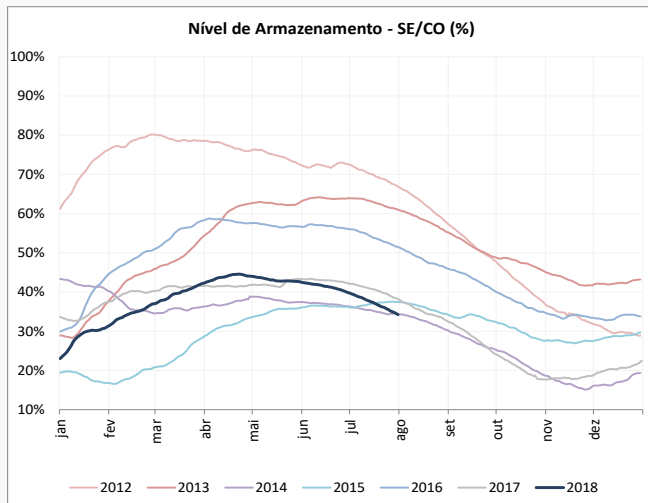
Última atualização: 31/07/2018

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios



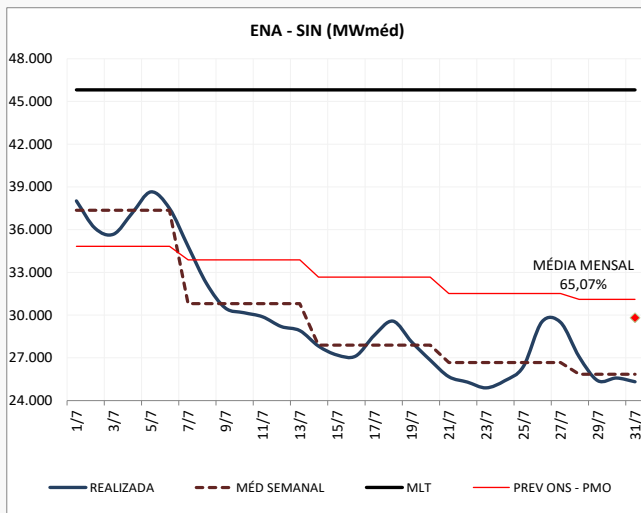
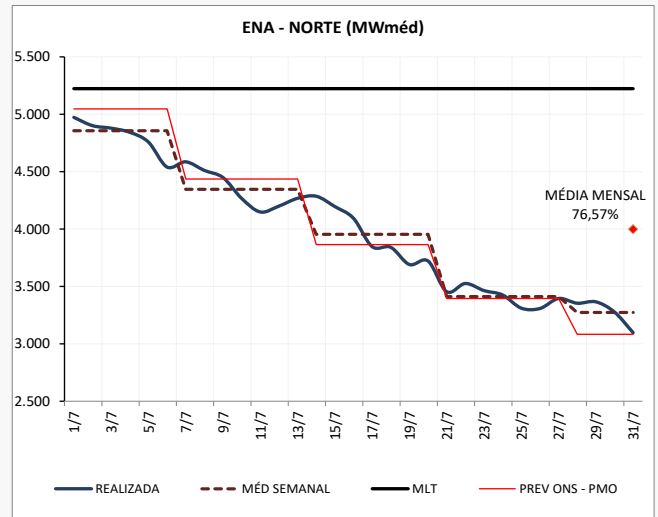
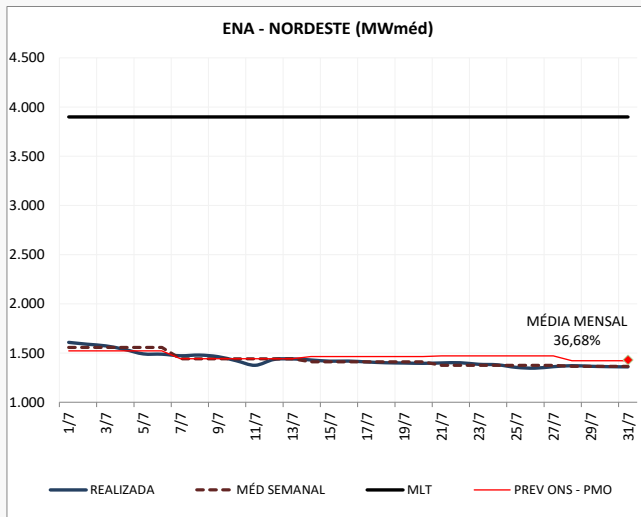
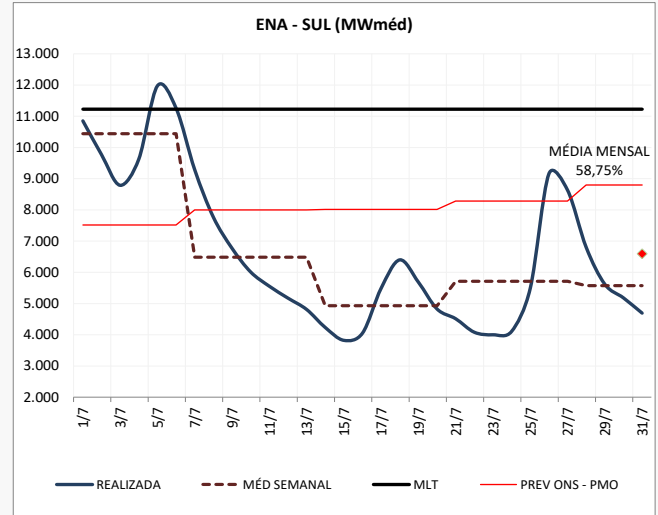
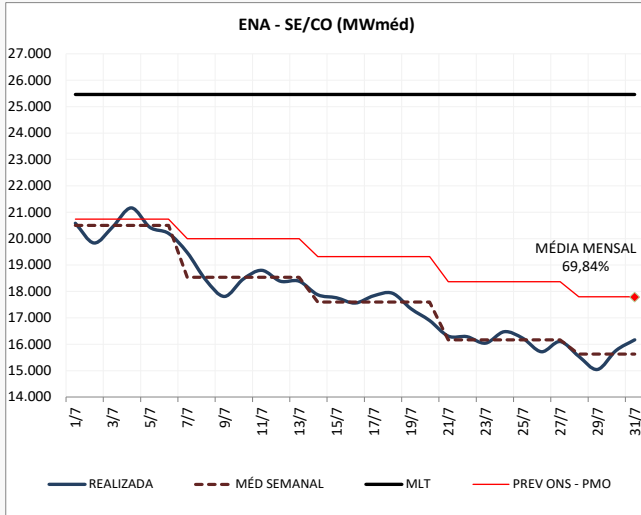
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2018	34,23%	48,86%	34,94%	67,11%	37,07%
VERIFICADO EM 2017	38,17%	70,20%	15,27%	59,22%	37,39%
DIFERENÇA (2018-17)	-3,9%	-21,3%	19,7%	7,9%	-0,3%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Em relação ao mês de junho, observa-se que os níveis dos reservatórios continuam reduzindo em todos os submercados. Em relação ao mês anterior, houve redução de 5,54% no SE/CO, 2,24% no Sul, 2,71% no Nordeste e 3,31% no Norte. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um decréscimo de 0,3%, devido a piora nas chuvas que fez com que seus reservatórios tivessem redução acentuada.

Última atualização: 31/07/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Energia Natural Afluente



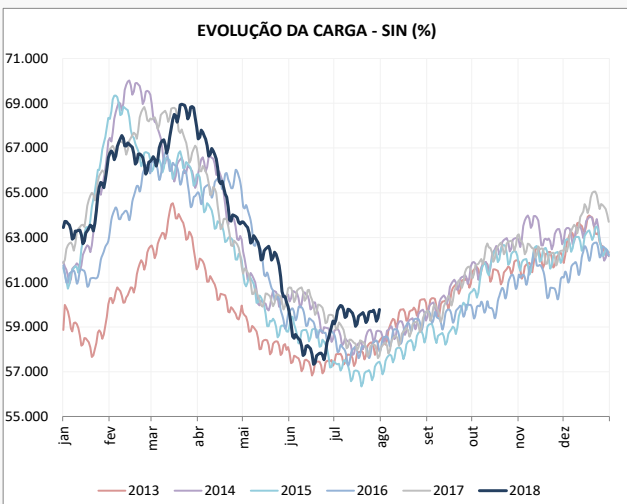
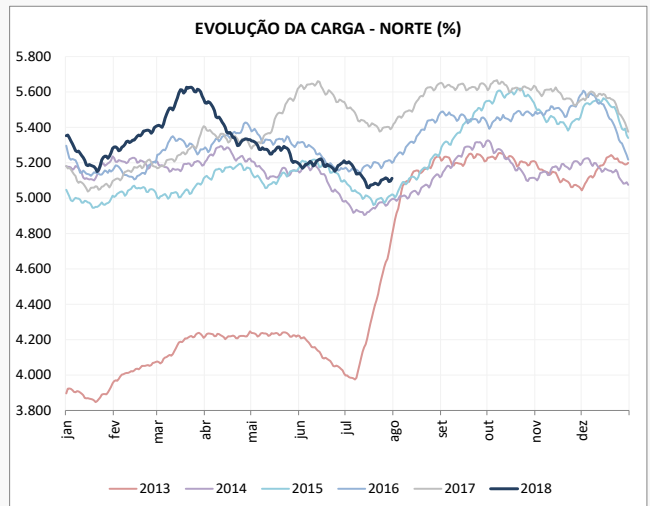
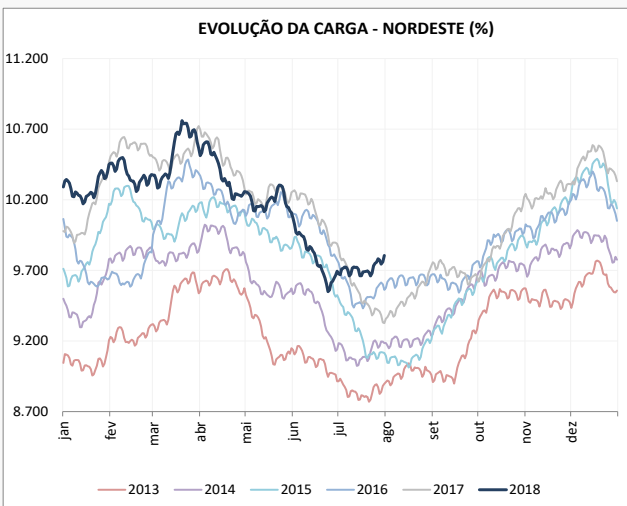
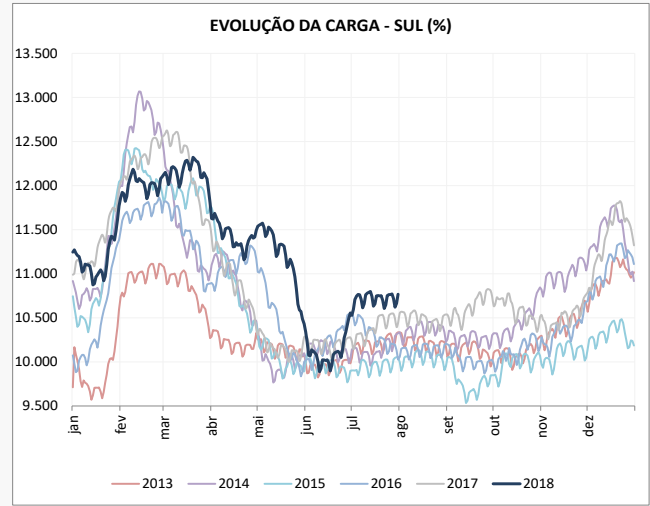
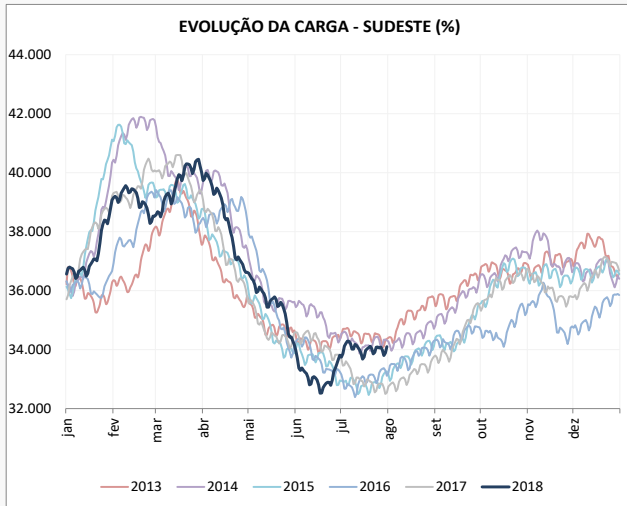
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	17.784	6.595	1.431	3.999	29.809
MLT (MWm)	25.463	11.226	3.900	5.223	45.812
MÉDIA MÊS (%)	69,84%	58,75%	36,68%	76,57%	65,07%

Comentários: A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. O mês de julho foi um mês que se apresentou bem seco em todos os submercados. A ENA registrada no SIN apresentou a 4ª pior ENA dos últimos 88 anos do histórico, com um resultado de 34,93% abaixo da média histórica. Todos os submercados apresentaram resultados bem abaixo da MLT, onde o SE/CO ficou com a 4ª pior ENA dos últimos 88 anos, Sul 26ª pior, Nordeste 3ª pior e Norte 15ª pior.

Última atualização: 31/07/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



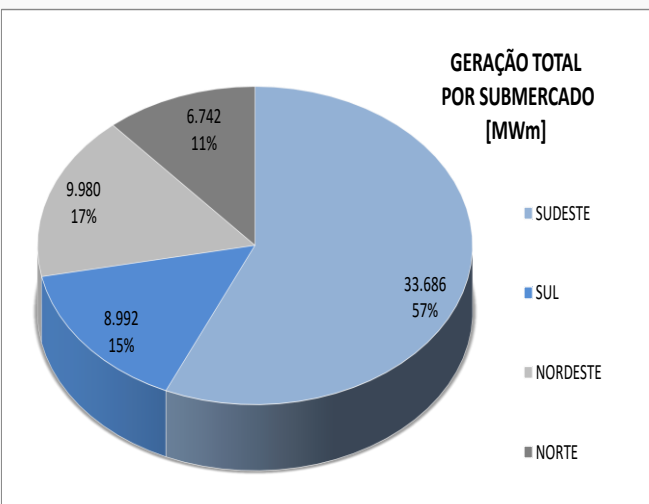
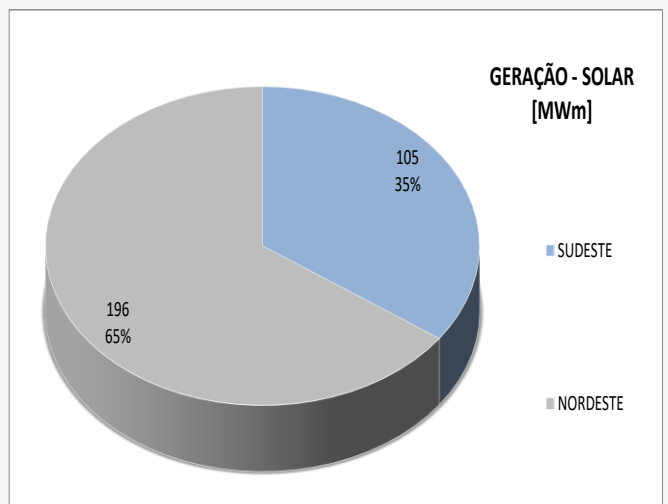
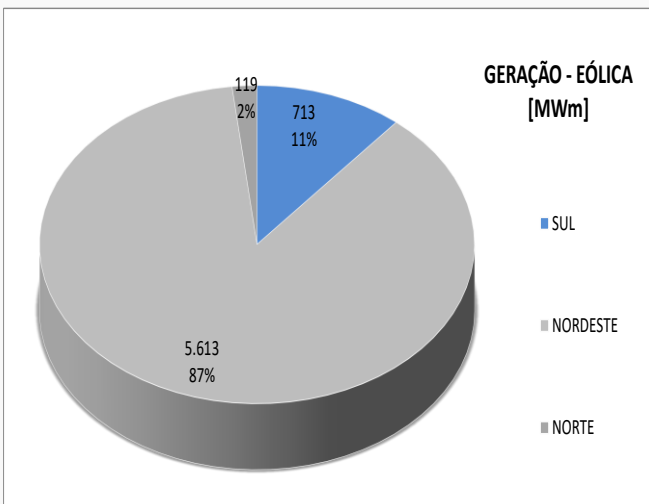
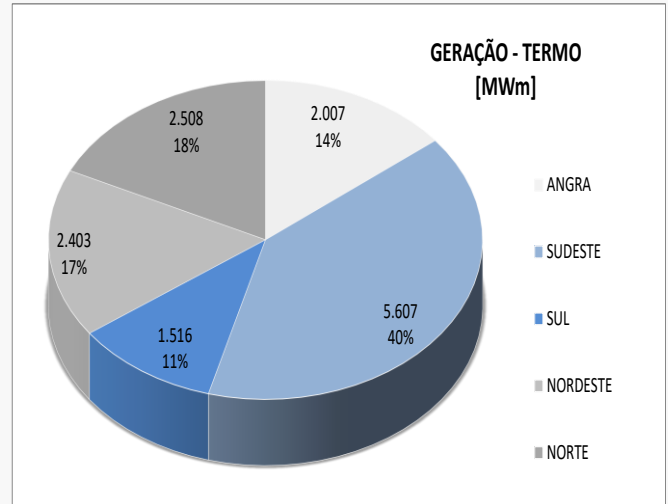
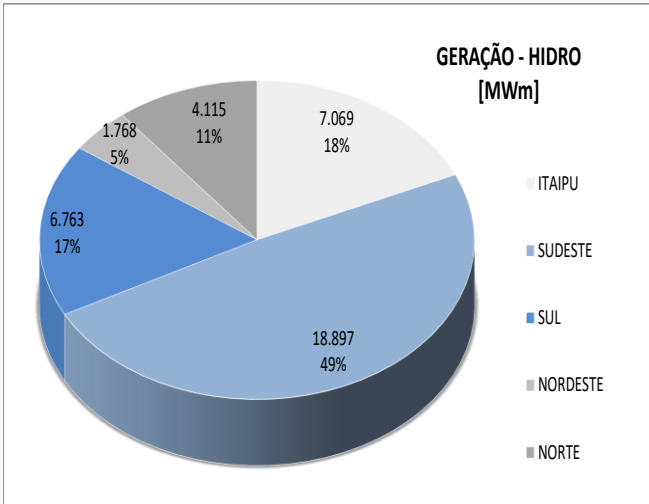
EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA JUL/2018	33.948	10.687	9.777	5.101	59.513
VERIFICADA JUN/2018	33.667	10.482	9.669	5.197	59.014
VERIFICADA JUL/2017	32.513	10.414	9.327	5.395	57.648
DESVIO JUL/2018 - JUN/2018	0,84%	1,96%	1,11%	-1,84%	0,84%
DESVIO JUL/2018 - JUL/2017	4,41%	2,62%	4,82%	-5,44%	3,23%

Comentários: O aumento das temperaturas no mês de julho fez com que houvesse aumento da carga em praticamente todos os submercados, a exceção foi o Norte, onde apresentou redução de 1,84% em relação ao mês de junho. O submercado SE/CO apresentou aumento de 0,84%, Sul de 1,96% e Nordeste de 1,11% em relação ao mês anterior. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 3,23%.

Última atualização: 31/07/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	25.966	6.763	1.768	4.115	38.613	65,0%
TERMO	7.615	1.516	2.403	2.508	14.041	23,6%
EÓLICA	-	713	5.613	119	6.445	10,9%
SOLAR	105	-	196	-	301	0,5%
TOTAL	33.686	8.992	9.980	6.742	59.400	100,0%

Comentários: A geração hídrica de julho representou 65%, redução de 3,3% em relação ao mês anterior. Houve aumento de 1,9% de geração térmica em comparação ao mês de junho, em razão das baixas afluências que fizeram com fosse necessário o maior despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 10,9% de geração, sendo 1,4% acima do mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,5%.

Última atualização: 31/07/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

Os geradores que repactuaram o risco hidrológico de usinas hidrelétricas a partir de 2016 poderão alterar o produto contratado originalmente, para ajustar a cobertura do risco dos contratos de comercialização de energia no ambiente regulado e reduzir o peso do GSF. A proposta de revisão entrou em audiência pública nesse mês. A proposta é permitir aos geradores que negociaram parcialmente o risco de seus empreendimentos e estão mais expostos ao déficit de geração das usinas a transferência de uma parcela maior desse risco ao consumidor. Em troca, eles pagarão um prêmio maior. Segundo a Aneel, 35% dos termos de adesão são de produtos nos quais o gerador ainda tem algum risco alocado aos contratos do ACR. Esses contratos representam 46,2% do montante total repactuado nos últimos anos. Fonte: Canal Energia.

Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mostra que a projeção do impacto financeiro do déficit hidrológico saltou de R\$ 29 bilhões para R\$ 39 bilhões para 2018, indicando que a situação da geração hidrelétrica se tornou ainda mais crítica. A divisão por ambiente de contratação sinaliza para um potencial impacto de R\$ 27 bilhões no mercado regulado e R\$ 13 bilhões no mercado livre, contra R\$ 19 bilhões e R\$ 10 milhões da previsão anterior, respectivamente. A projeção do impacto financeiro do GSF considera um cenário hipotético de 100% de contratação da garantia física das hidrelétricas. Contribui para o crescimento do impacto do GSF o aumento da projeção do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), impactado pela piora nas aflúências e pelo atraso na entrada em operação de três unidades geradoras da hidrelétrica de Belo Monte (PA- 11.233 MW). Fonte: Canal Energia.

A previsão da implantação do cálculo do preço horário é a partir de janeiro de 2020, e essa nova modelagem vai demandar ajustes nos próximos meses para resolver inconsistências apontadas nos testes realizados desde abril desse ano pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A mudança promovida pela implantação de um modelo energético de operação e de formação de preço em base horária no mercado de curto prazo é parte do conjunto de aperfeiçoamentos de mercado, previstos para os próximos anos. Conhecido como Deseem, o programa computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL) aprimora a metodologia de cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças, para aproximar esse cálculo da realidade operativa do sistema. O PLD atual é estabelecido semanalmente, e tem valores diferenciados para três tipos de carga: a leve, a média e a pesada. Fonte: Canal Energia.

O encarecimento das tarifas de energia e a necessidade de competitividade atraem para o Ambiente de Livre Contratação (ACL) diversos segmentos da indústria. Além de permitir maior controle do consumo, modelo pode alavancar uso de fontes renováveis. Desde 2014 as tarifas de energia do País acumulam um aumento significativo, que pode chegar a 44% ao final de 2018, de acordo com estimativas da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace). Para fugir dessa inflação, empresas recorrem ao ACL, que permite contratos de fornecimento de longo prazo por um preço fixo. Fonte: DCI(SP).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou nesse mês, a Resolução Normativa nº 814/18, que regulamenta a venda de excedentes de energia por parte das distribuidoras de energia elétrica. Na prática, as concessionárias estiverem sobrecontratadas poderão vender até 15% da carga para consumidores do mercado livre, geradores e até para autoprodutores. A possibilidade da comercialização de sobras de contratos de energia está prevista na Lei nº 13.360, de 2016. O preço de venda será definido pela distribuidora no submercado onde ela atua e por tipo de energia – convencional ou convencional especial. Já os compradores deverão declarar a quantidade, o tipo de energia e o preço que estão dispostos a pagar. Eles terão acesso a três produtos com processamento anual para vigência no ano seguinte, a um produto com processamento semestral para entrar em vigor no mesmo ano e a três produtos com processamento trimestral para vigência no mesmo ano. Fonte: Canal Energia.