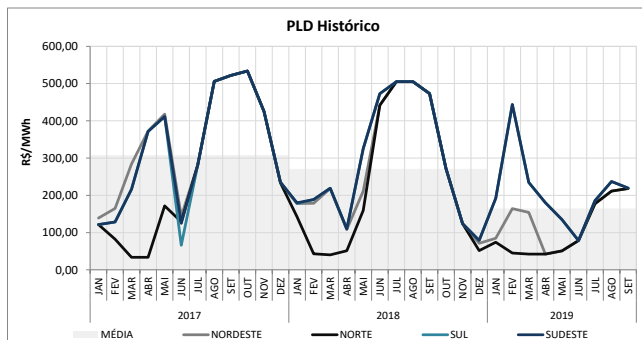
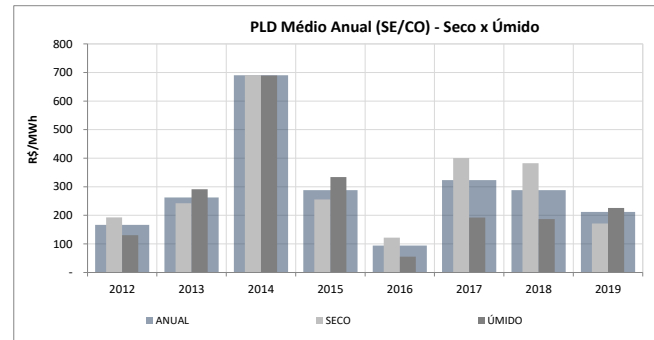
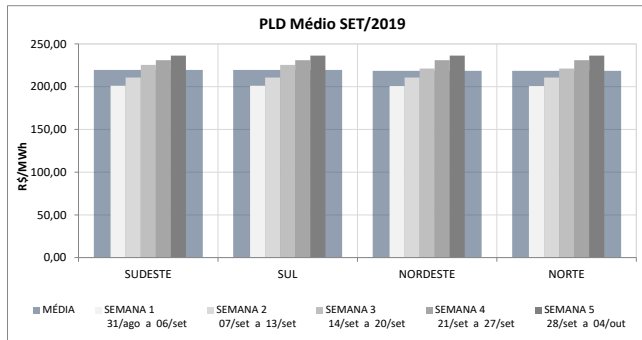


Preço de Liquidação das Diferenças

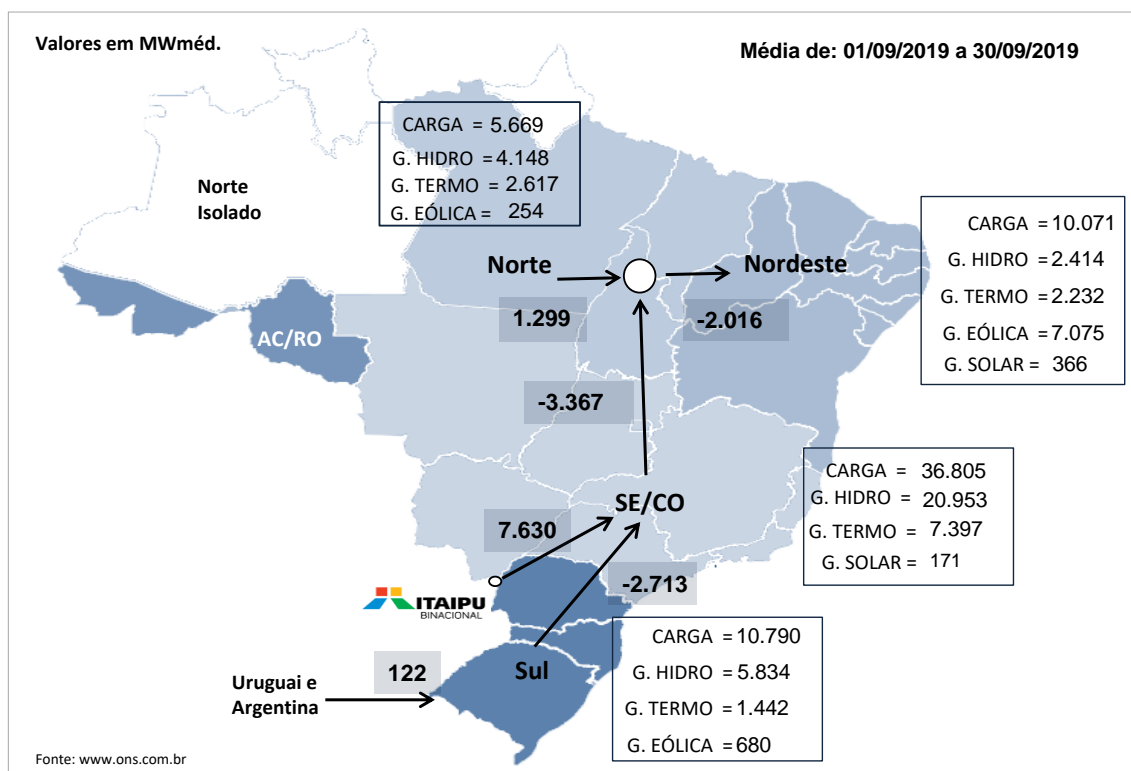


Comentários: O primeiro gráfico sobre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Assim como os meses anteriores, setembro teve pouco volume de chuvas, e isso fez com que o PLD não tivesse muita variação em relação a agosto. Em relação ao mês de agosto houve redução de R\$ 17,72/MWh no Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e aumento de R\$ 7,18/MWh nos submercados Nordeste e Norte. O PLD fechou em R\$ 219,57/MWh no SE/CO e Sul, e R\$ 218,52/MWh no Nordeste e Norte.

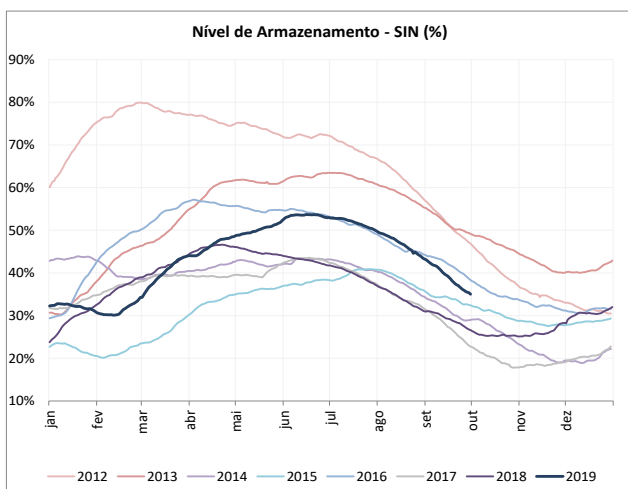
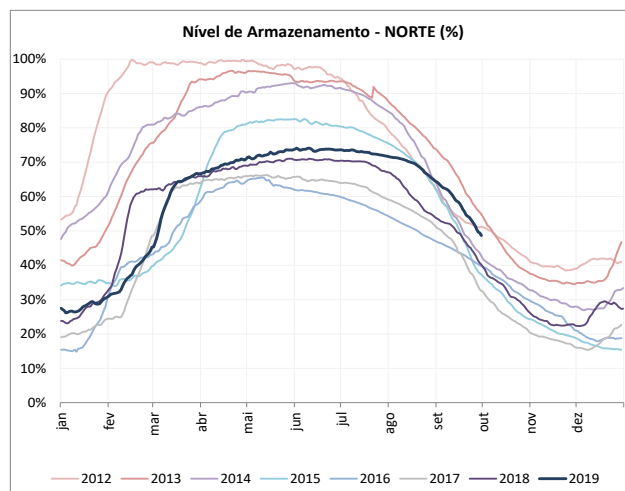
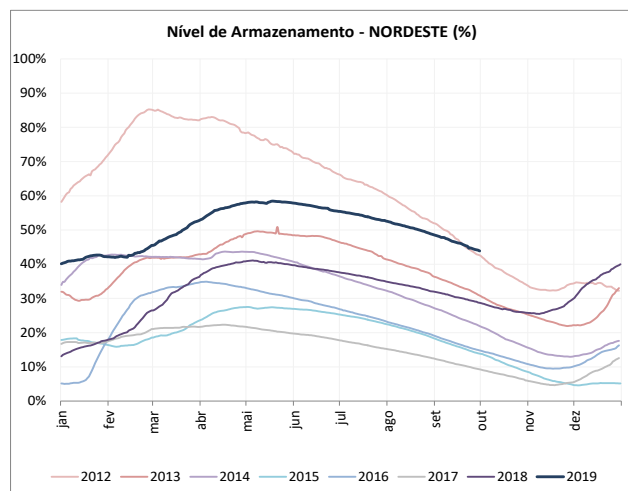
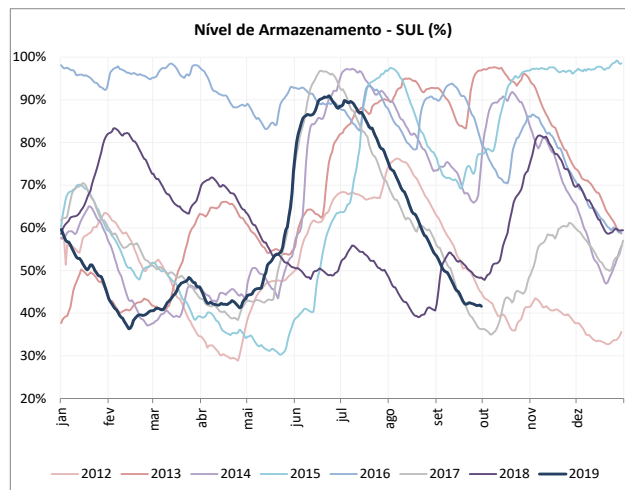
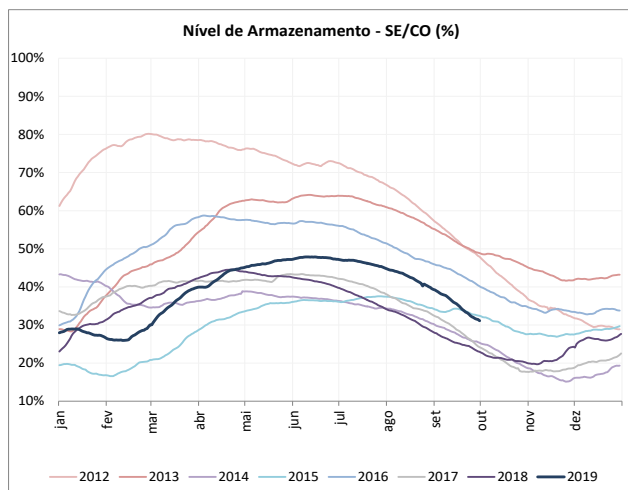
Última atualização: 30/09/2019

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios



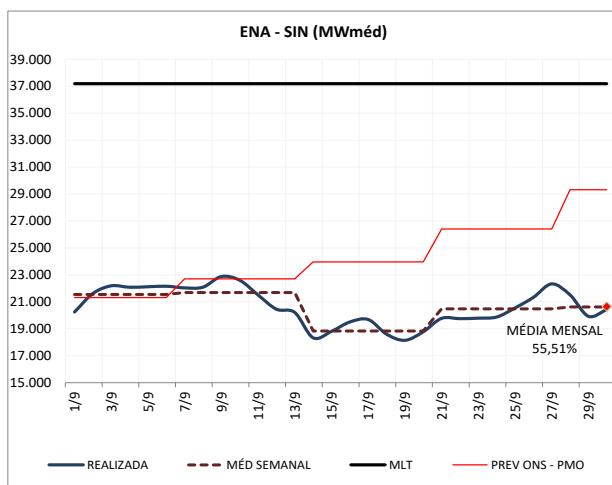
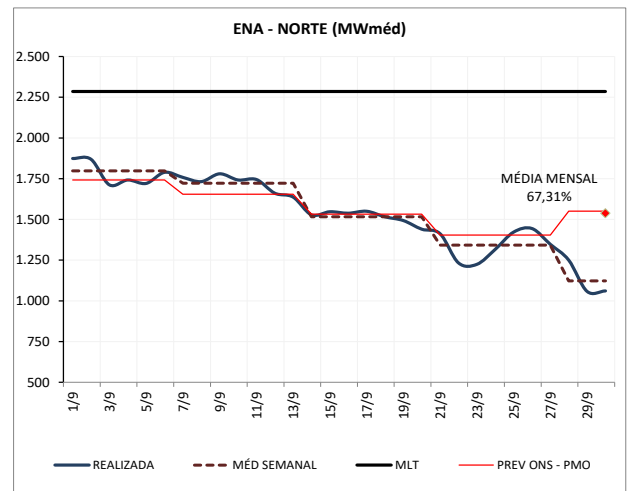
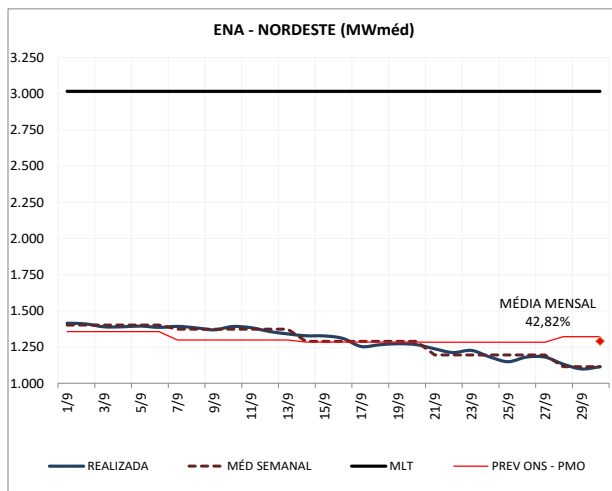
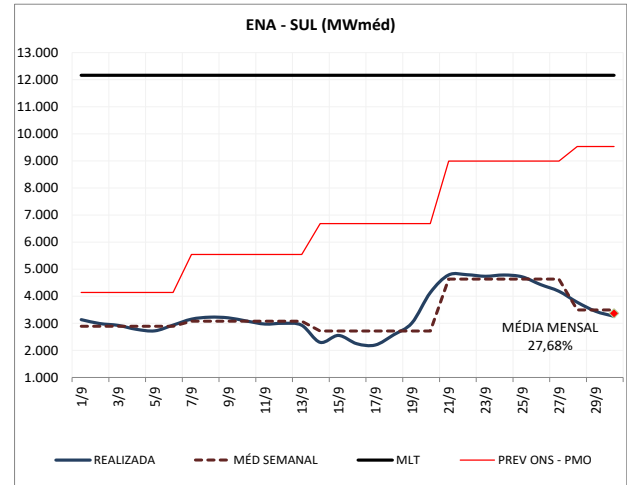
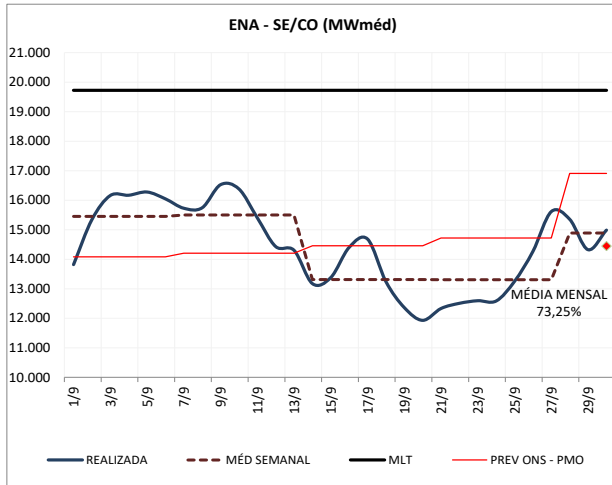
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2019	31,10%	41,60%	43,88%	48,66%	35,03%
VERIFICADO EM 2018	22,95%	48,40%	28,74%	40,16%	26,64%
DIFERENÇA (2019-18)	8,1%	-6,8%	15,1%	8,5%	8,4%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Destaca-se a boa recuperação dos níveis dos reservatórios desde março, porém houve queda acentuada do armazenamento em setembro, devido ao pouco volume de chuvas. Em relação ao mês passado houve queda dos níveis dos armazenamentos de todos os submercados, onde no SE/CO foi de 8,22%, 12,18% no Sul, 4,73% no Nordeste e 15,86% no Norte. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um acréscimo de 8,4%.

Última atualização: 30/09/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

ENAs

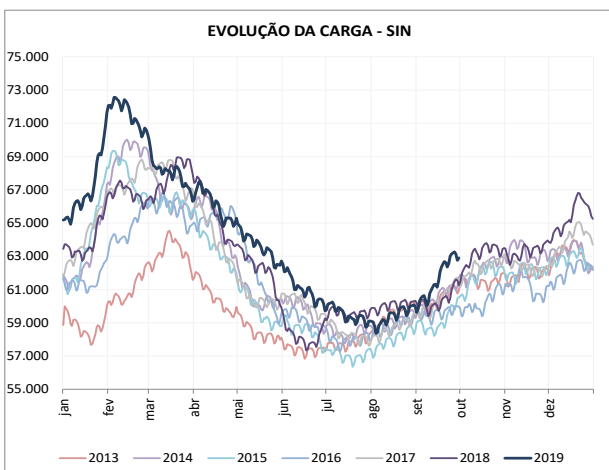
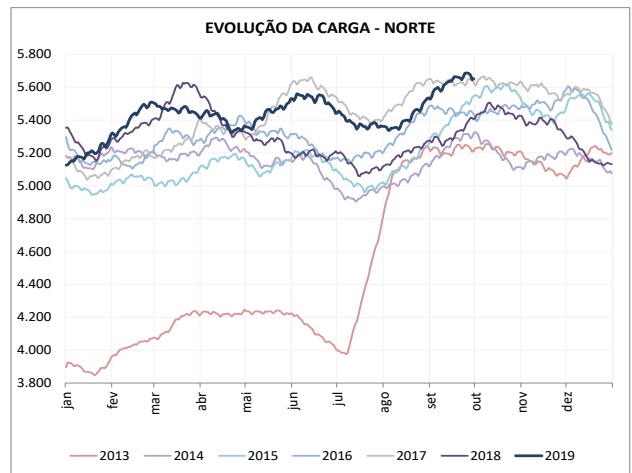
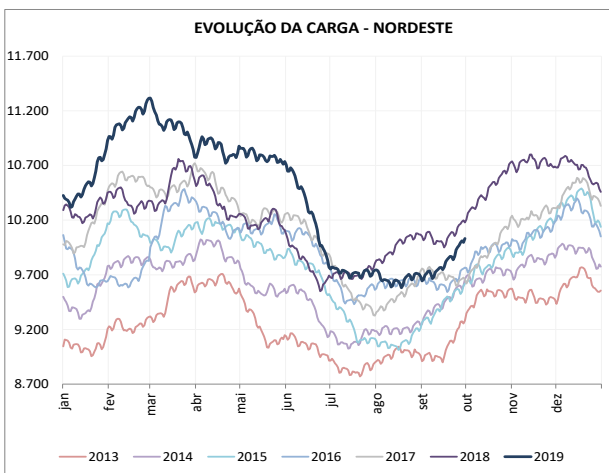
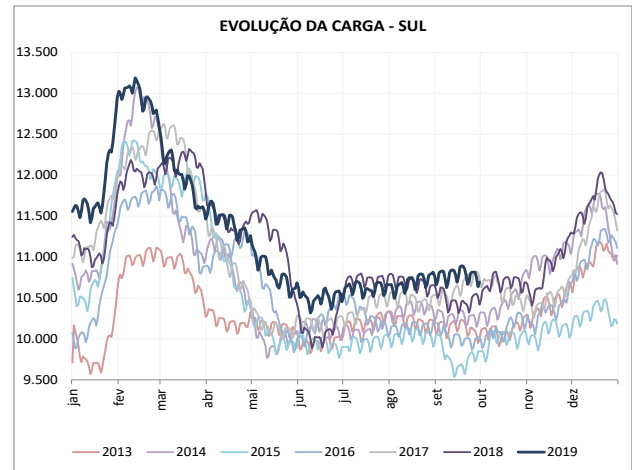
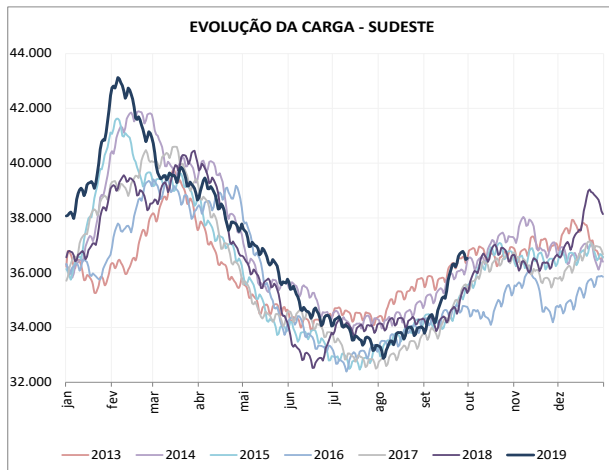


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	14.446	3.368	1.292	1.538	20.643
MLT (MWm)	19.722	12.164	3.016	2.285	37.188
MÉDIA MÊS (%)	73,25%	27,68%	42,82%	67,31%	55,51%

Comentários: A Energia Natural Afluenta representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. Houve pouco volume de chuvas no mês de setembro em todos os submercados. A ENA registrada no SIN apresentou a 2ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico. O submercado SE/CO apresentou a 17ª pior ENA, no Sul a 6ª pior, 4ª pior no Nordeste e o Norte a 4ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico.

Última atualização: 30/09/2019
 Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



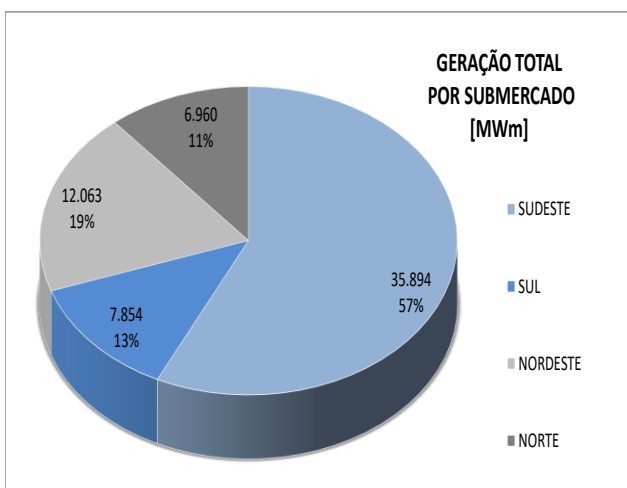
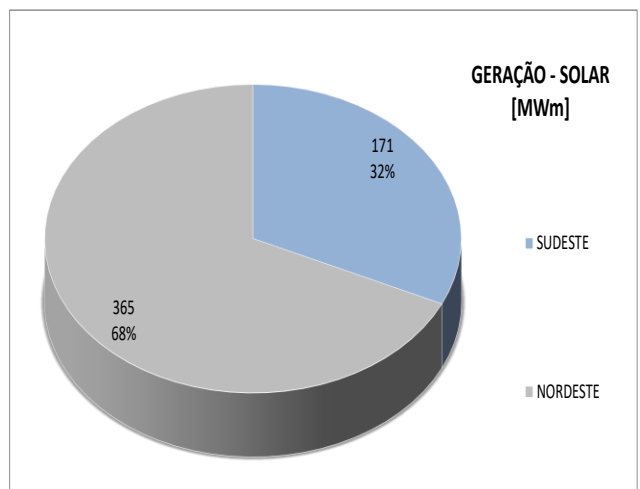
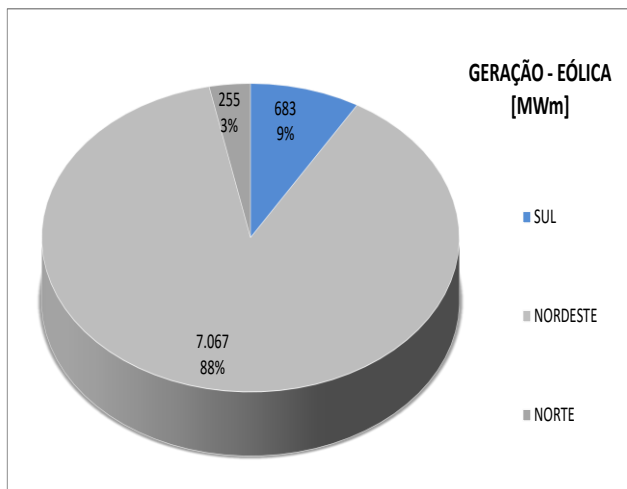
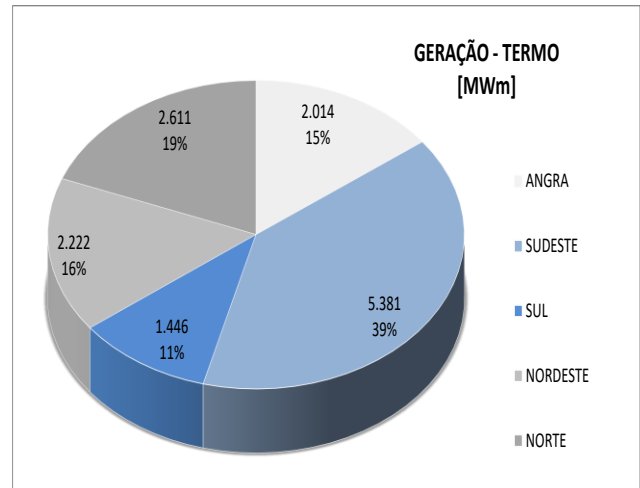
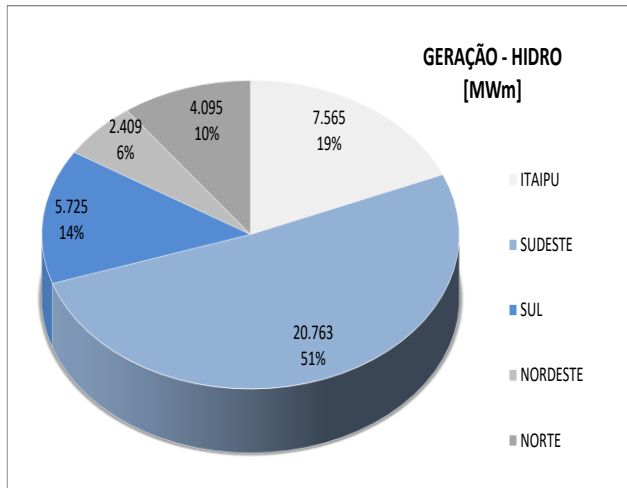
EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA SET/2019	36.524	10.692	10.032	5.651	62.900
VERIFICADA AGO/2019	34.027	10.816	9.706	5.533	60.082
VERIFICADA SET/2018	35.255	10.418	10.178	5.404	61.255
DESVIO SET/2019-AGO/2019	7,34%	-1,14%	3,36%	2,13%	4,69%
DESVIO SET/2019-SET/2018	3,60%	2,63%	-1,43%	4,58%	2,69%

Comentários: As elevações das temperaturas fizeram com que houvesse aumento da carga de praticamente todos os submercados em relação ao mês anterior. O submercado SE/CO apresentou aumento de 7,34%, no Nordeste 3,36% e no Norte o aumento foi de 3,36%, já no Sul houve redução de 1,14%. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 2,69%.

Última atualização: 30/09/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWmé]d						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	28.327	5.725	2.409	4.095	40.556	64,6%
TERMO	7.395	1.446	2.222	2.611	13.674	21,8%
EÓLICA	-	683	7.067	255	8.005	12,8%
SOLAR	171	-	365	-	536	0,9%
TOTAL	35.894	7.854	12.063	6.960	62.772	100,0%

Comentários: A geração hídrica de setembro representou 64,6%, aumento de 7,9% em relação ao mês anterior. Houve aumento de 0,86% de geração térmica em comparação ao mês de agosto, em razão das baixas afluências no país, onde necessitou elevar o despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 12,8% de geração, 4,3% menor que mês passado. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,9%.

Última atualização: 30/09/2019
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou aprimoramentos na metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças. A nova resolução estabelece dois limites para o PLD Máx e altera os critérios de cálculo do limite mínimo do PLD. A norma cria o PLD máximo estrutural, que terá o valor de R\$ 556,58/MWh a preços de setembro de 2019. O teto será aplicado a partir de janeiro de 2020. O valor embute um nível de proteção ao risco de 95% dos eventos, levando em conta o excedente do produtor ou “renda inframarginal” e a revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas. A partir de janeiro de 2021, será implantado o PLD máximo horário, que terá o valor de R\$ 1.141,85/MWh, também a preços de setembro desse ano. Ele será calculado pela média ponderada dos Custos Variáveis Unitários de usinas termelétricas a óleo diesel, disponível no Programa Mensal da Operação de setembro de 2019. A resolução estabelece a convivência diária entre os limites máximos de PLD, com ajuste uniforme dos 24 valores de PLDs horários, para que eles atendam a meta de valor médio igual ao PLDmax estrutural. Será feito o ajuste da curva de 24 valores, respeitado o PLD mínimo e mantendo o perfil da curva de preços horários. Na prática, isso significa que o PLD Máx horário será substituído pelo PLD Máx estrutural quando atingir determinado número de tempo, limitado a 720 horas, ou quando a média do PLD horário do dia anterior for maior que o PLD estrutural. O PLD Mín será de R\$ 35,97/MWh, correspondente ao maior valor entre o custo marginal da hidrelétrica de Itaipu (TEO – Tarifa de Energia de Otimização) e a TEO das demais usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. *Fonte: Canal Energia.*

O Programa Nuclear Brasileiro, que desde a posse do governo Bolsonaro tem sido retomado e incentivado, prevê a construção de seis novas centrais nucleares para o país até 2050, informou o Secretário de Planejamento de Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, Reive Barros. A iniciativa prevê a implementação de seis reatores de 1 GW, o que, juntamente com a conclusão de Angra 3, ainda prevista para 2026, poderá

elevar a potência instalada da fonte no país em 7,3 GW, chegando a 9,3 GW no total, contando com Angra 1 e 2. Reive afirmou também que o modelo a ser adotado para financiamento das centrais deverá seguir a referência que será definida junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) para conclusão de Angra 3, onde diversas alternativas já foram estudadas, todas apresentando vantagens e desvantagens. Sobre a localização e disposição dos novos empreendimentos, ele afirmou que a questão ainda não está definida, apenas que será entre as regiões Nordeste e Sudeste, podendo ou não serem concentradas na mesma localidade. Ainda sobre Angra 3, o Secretário salientou que o processo de licitação para começar a obra acontecerá em meados do ano que vem, com boas perspectivas de competitividade no mercado internacional. *Fonte: Canal Energia.*

O sistema de bandeiras tarifárias gerou economia de R\$ 3,71 bilhões para os consumidores de energia elétrica do mercado cativo, desde que a regra foi criada em 2015 até junho de 2019, aponta o primeiro relatório técnico produzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para avaliar os resultados da norma. O ganho é resultado do custo financeiro evitado com o pagamento de juros incorridos nos processos tarifários, caso a metodologia não estivesse em vigor. O sistema de bandeiras foi criado para sinalizar mensalmente o custo da geração de energia elétrica do país. Foram estabelecidas três taxas diferentes, com valores crescentes a partir do acionamento da bandeira de cor amarela até a vermelha patamar 2. Em situações normais, a bandeira fica verde e não há cobrança adicional na conta de luz. *Fonte: Canal Energia.*