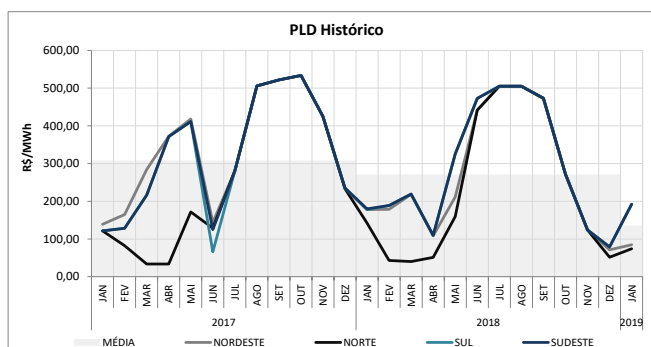
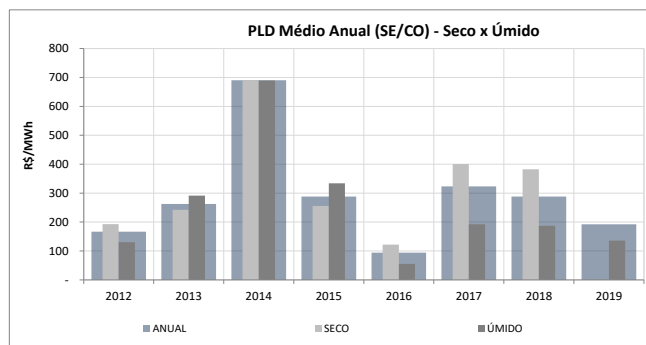
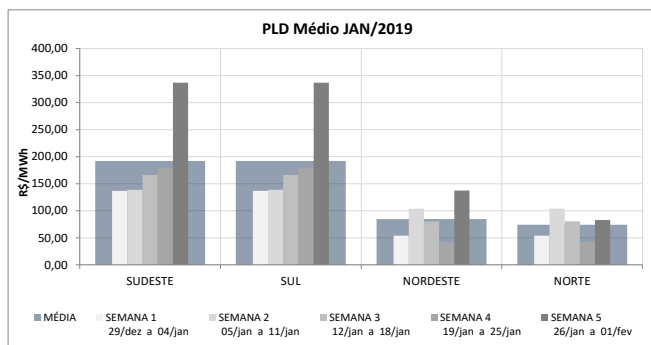


Preço de Liquidação das Diferenças

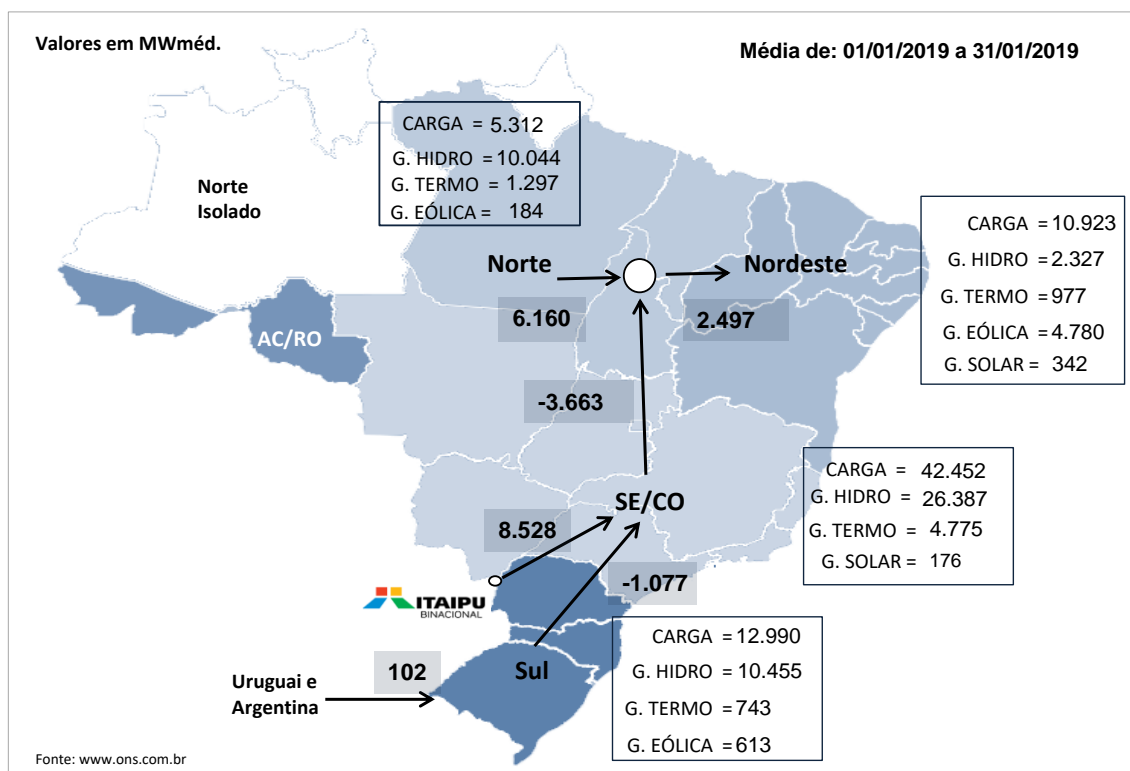


Comentários: O primeiro gráfico sobre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. O período úmido de 2019 começou com baixos volumes de chuvas na maior parte do país, o que é atípico para essa época do ano. Isso fez com que o PLD de todos os submercados sofresse aumento em relação ao mês de dezembro de 2018. Em relação ao mês anterior houve aumento de R\$ 113,13/MWh no SE/CO e Sul, R\$ 13,62/MWh no Nordeste e R\$ 22,57/MWh no Norte. O PLD do mês de janeiro fechou em R\$ 192,10/MWh nos submercados SE/CO, R\$ 84,76/MWh Nordeste e R\$ 74,19/MWh no Norte.

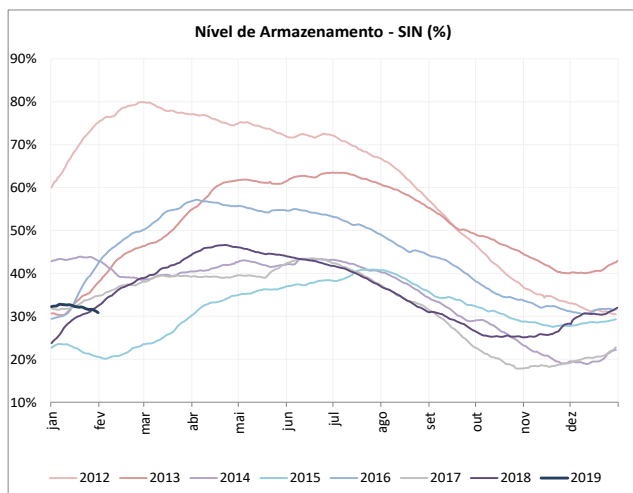
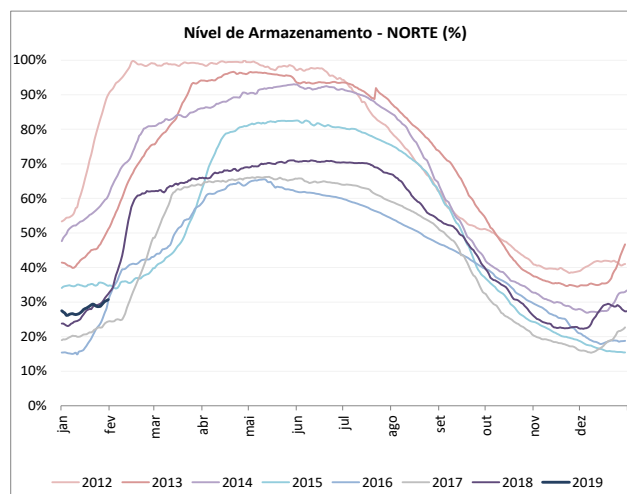
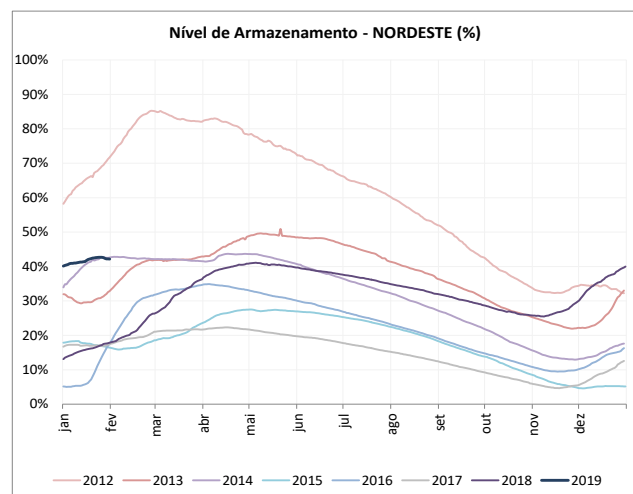
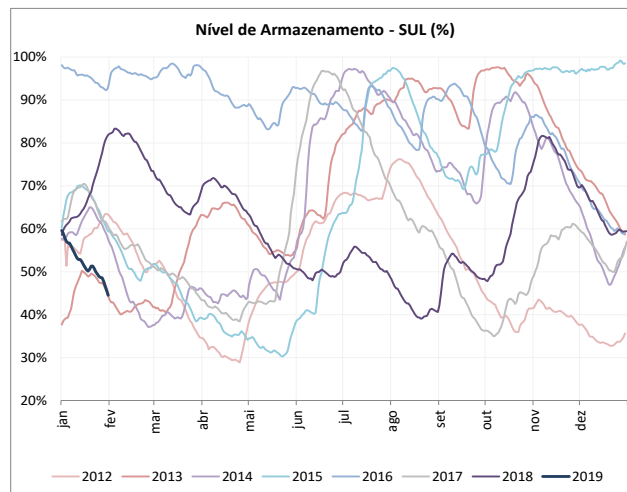
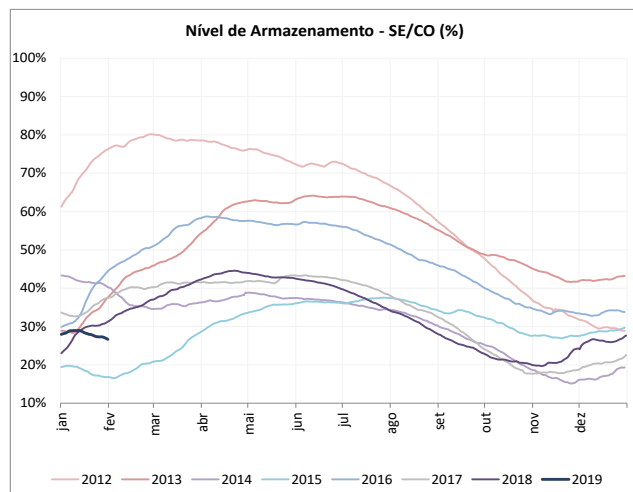
Última atualização: 31/01/2019

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios



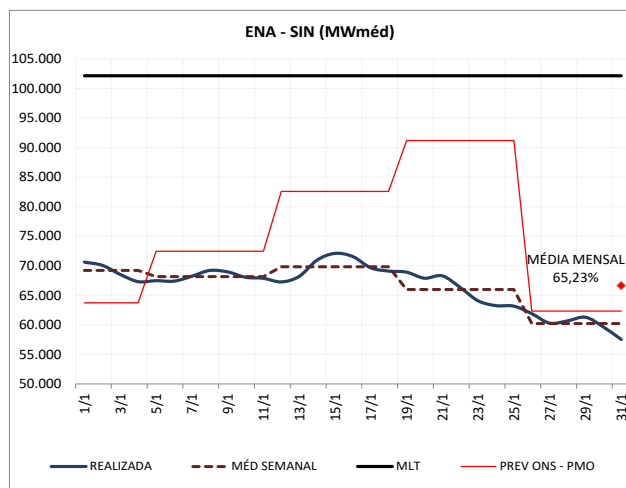
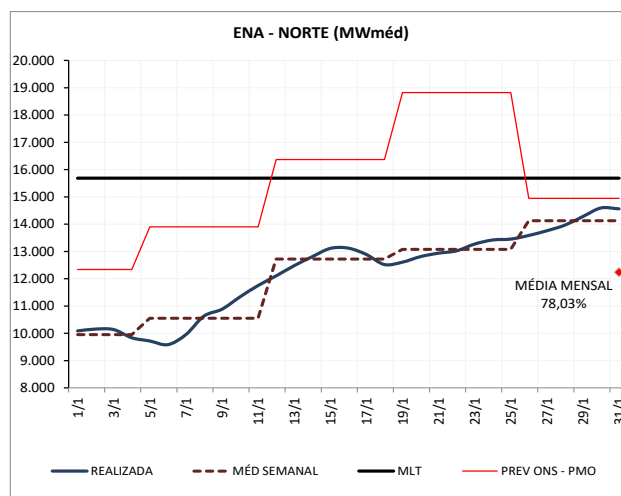
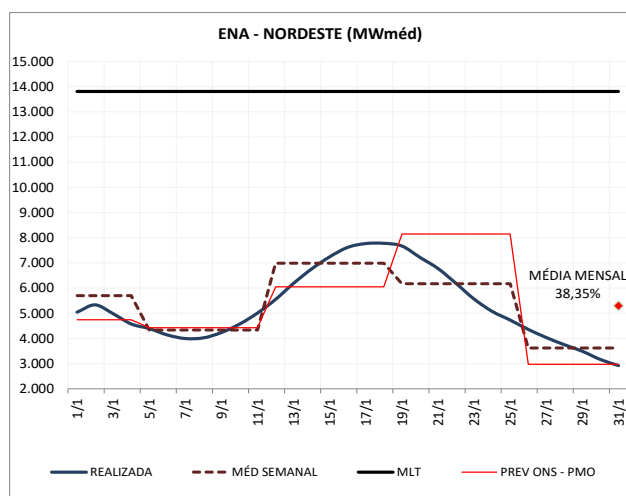
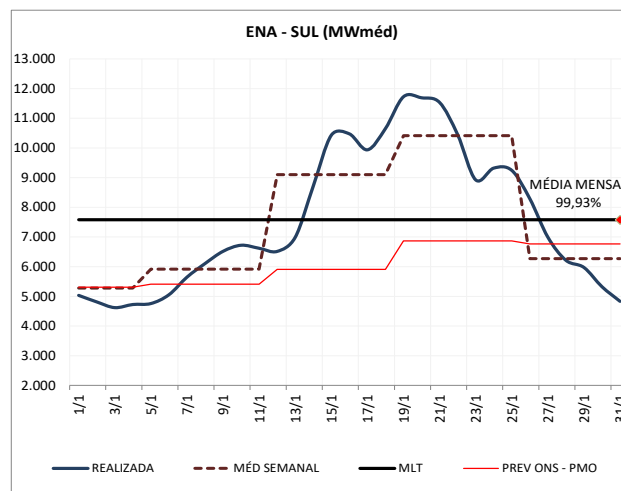
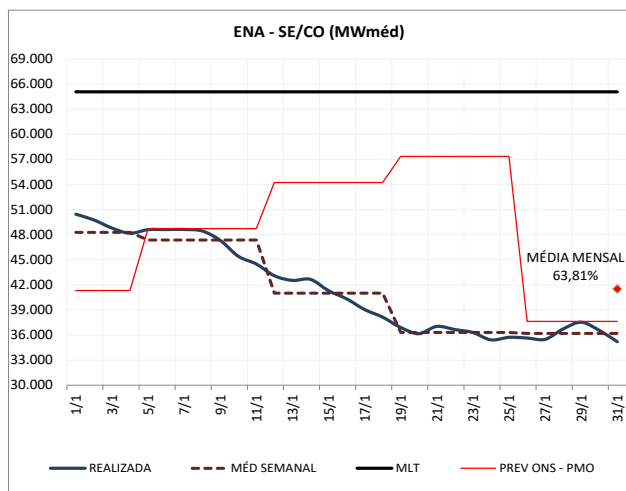
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2019	26,63%	44,51%	42,18%	30,71%	30,86%
VERIFICADO EM 2018	31,26%	81,90%	17,86%	32,34%	32,43%
DIFERENÇA (2019-18)	-4,6%	-37,4%	24,3%	-1,6%	-1,6%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Observa-se que os níveis dos reservatórios continuam bem reduzidos, onde o SIN foi superior apenas ao ano de 2015. Em relação ao mês anterior, houve redução de 1,01% no SE/CO e 14,93% no Sul, já no Nordeste houve aumento de 2,21% e no Norte de 3,37%. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um decréscimo de 1,6%.

Última atualização: 31/01/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

ENAs



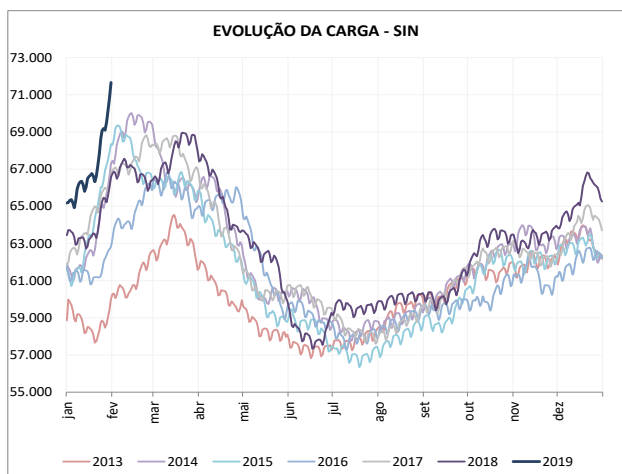
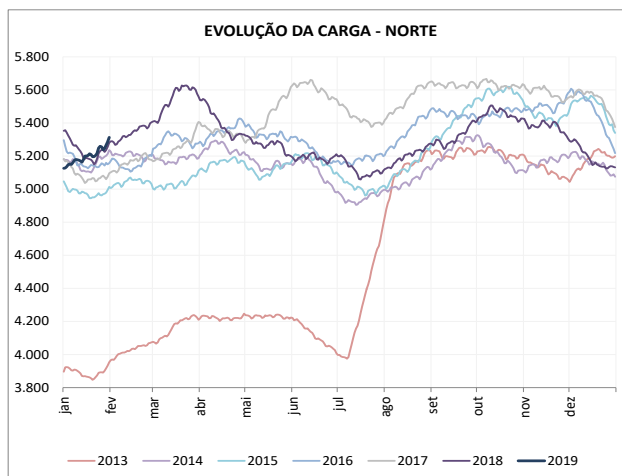
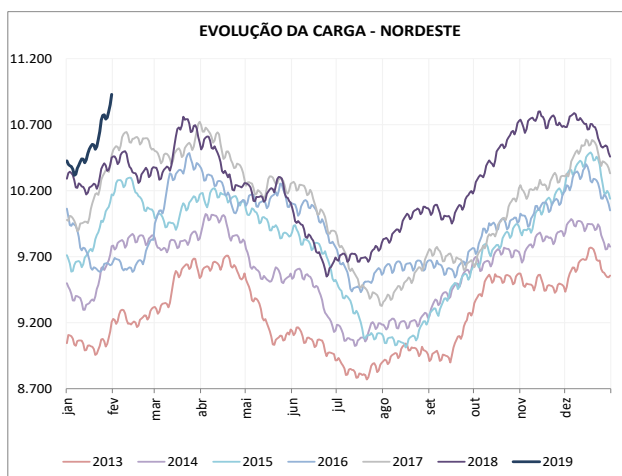
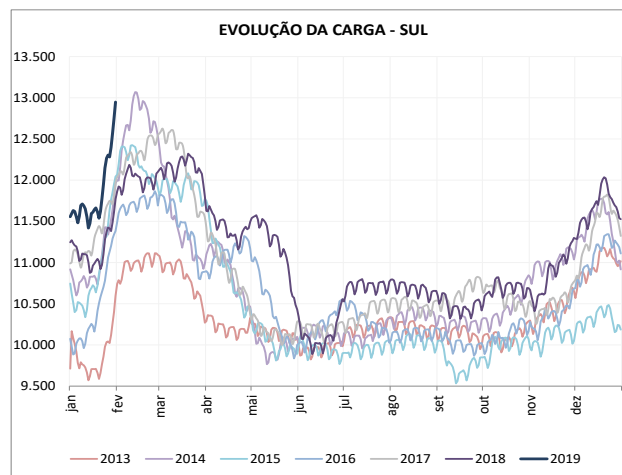
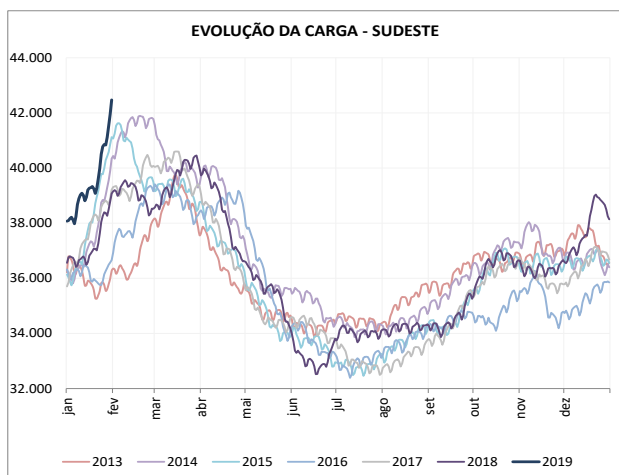
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	41.520	7.576	5.297	12.238	66.630
MLT (MWm)	65.071	7.581	13.811	15.684	102.147
MÉDIA MÊS (%)	63,81%	99,93%	38,35%	78,03%	65,23%

Comentários: A Energia Natural Afluyente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. O mês de janeiro foi marcado com afluências abaixo da média histórica em todos os submercados, devido ao um sistema de alta pressão que permaneceu ao longo do mês. A ENA registrada no SIN apresentou a 4ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico, com um resultado de 34,77% abaixo da média histórica. O submercado SE/CO apresentou a 6ª pior ENA, no Sul a 36ª melhor, no Nordeste a 6ª pior e o Norte apresentou a 30ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico.

Última atualização: 31/01/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



EVOLUÇÃO DA CARGA [MWh méd]

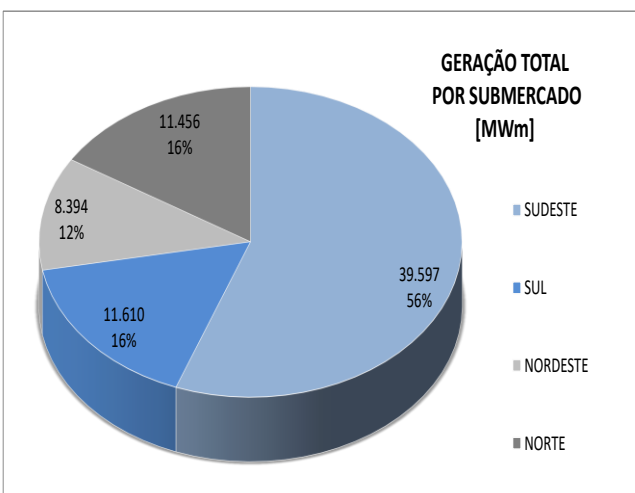
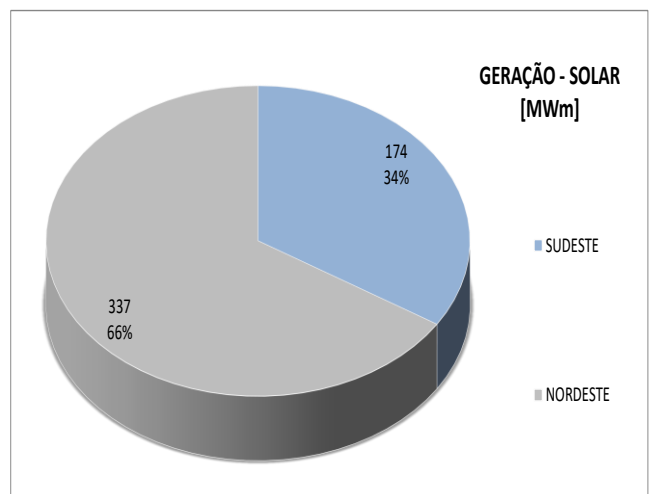
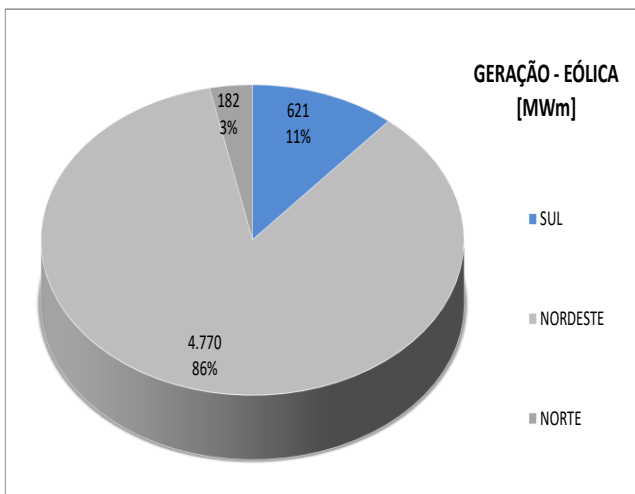
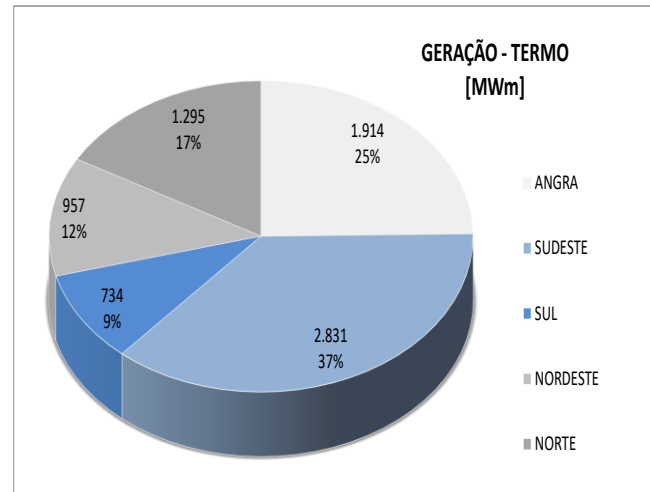
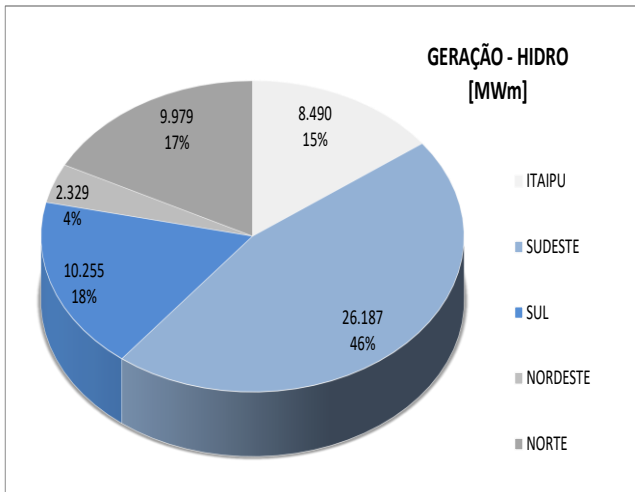
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA JAN/2019	42.095	12.843	10.872	5.294	71.104
VERIFICADA DEZ/2018	38.097	11.501	10.469	5.131	65.198
VERIFICADA JAN/2018	38.786	11.656	10.410	5.267	66.120
DESVIO JAN/2019-DEZ/2018	10,49%	11,67%	3,85%	3,18%	9,06%
DESVIO JAN/2019-JAN/2018	8,53%	10,18%	4,44%	0,51%	7,54%

Comentários: O aumento das temperaturas no mês de janeiro fez com que houvesse aumento da carga em todos os submercados. O submercado Sudeste/Centro-Oeste apresentou aumento de 10,49%, Sul de 11,67%, Nordeste de 3,85% e Norte de 3,18% em relação ao mês anterior. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 7,54%.

Última atualização: 31/01/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	34.677	10.255	2.329	9.979	57.241	80,6%
TERMO	4.745	734	957	1.295	7.732	10,9%
EÓLICA	-	621	4.770	182	5.573	7,8%
SOLAR	174	-	337	-	511	0,7%
TOTAL	39.597	11.610	8.394	11.456	71.056	100,0%

Comentários: A geração hídrica de janeiro representou 80,6%, aumento de 7,2% em relação ao mês anterior. Houve aumento de 7,4% de geração térmica em comparação ao mês de dezembro de 2018, em razão da piora nas aflúências e o maior despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 7,8% de geração, sendo 15,6% acima do mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,7%.

Última atualização: 31/01/2019
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

O ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, não aceitou pedido da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa de suspensão da Portaria 514, que alterou os limites de carga para o acesso de consumidores ao mercado livre. A medida permite que consumidores enquadrados hoje como especiais possam comprar energia de qualquer fornecedor, e não apenas de fontes incentivadas. A portaria publicada no dia 28 de dezembro reduz de 3 MW para 2,5 MW o limite para que consumidores atendidos em qualquer tensão possam escolher seu fornecedor a partir de 1º de julho de 2019. Em 1º de janeiro de 2020, a faixa mínima passaria para 2 MW. *Fonte: Canal Energia.*

O GSF (ajuste do risco hidrológico) pode custar R\$ 22 bilhões em 2019, sendo R\$ 15 bilhões pagos pelos consumidores atendidos pelas concessionárias de energia e R\$ 7 bilhões pelos clientes do mercado livre, informou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O GSF é um problema bem conhecido do setor elétrico, responsável pela judicialização do mercado de curto prazo desde 2015. A CCEE explicou que o cálculo do impacto financeiro do GSF no mercado de energia considera a diferença entre a energia alocada pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE e o total das garantias físicas, valorado pelo PLD esperado. O Mecanismo de Realocação de Energia funciona como um condomínio para as hidrelétricas, em que os ônus e os bônus são compartilhados entre as usinas participantes. A CCEE informou que o ajuste do MRE está previsto em 82,9% neste ano, o que significa que a geração hidrelétrica ficará 17% abaixo do ideal. *Fonte: Canal Energia.*

A segunda etapa do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), negociou 616,6 MW médios em contratos de 11 meses, que terão vigência de fevereiro a dezembro de 2019. De acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica participaram dessa rodada 29 distribuidoras e 561 compradores, entre comercializadoras, consumidores livres, consumidores especiais e geradores. O MVE é um mecanismo no qual distribuidoras negociam sobras de energia com agentes

do mercado livre. Do total negociado, 311 MW médios foram de energia convencional com preço de equilíbrio em R\$ 227,24/MWh no Sudeste, R\$ 228,54/MWh no Sul e de R\$ 200,05/MWh no Nordeste. O montante de energia especial negociado somou 255,6 MW médios, com preço de equilíbrio de R\$ 240,53/MWh no Sudeste e de R\$ 203,61/MWh no Nordeste. Além disso, 50 MW médios de energia especial foram negociados ao preço do PLD acrescido de R\$ 5,10/MWh no Sudeste. *Fonte: Canal Energia.*

A opção pela Tarifa Branca começou a ser ofertada há pouco mais de um ano, mas a adesão de consumidores à nova modalidade tarifária é insignificante, considerando o universo de 82 milhões de consumidores do mercado regulado. Com um potencial de adesão de 4 milhões de clientes na faixa de 500 kWh/mês, as empresas receberam no ano passado 1500 pedidos de unidades consumidoras existentes e outros 1500 de novas ligações, e a previsão é de que mesmo com a redução esse ano da faixa de consumo exigida para a mudança o processo será gradual. Desde o dia 1º de janeiro, consumidores atendidos em baixa tensão e com gasto mensal superior a 250 kWh/mês já podem aderir à tarifa branca. A modalidade regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica e aplicada desde janeiro do ano passado permite ao cliente o pagamento de valores diferentes na tarifa de energia, de acordo com o dia da semana e o horário (ponta, intermediário e fora de ponta). A agência calcula que cerca de 15,9 milhões de unidades consumidoras (residências e pequenos comércios) poderão optar esse ano pela nova tarifa. *Fonte: Canal Energia.*