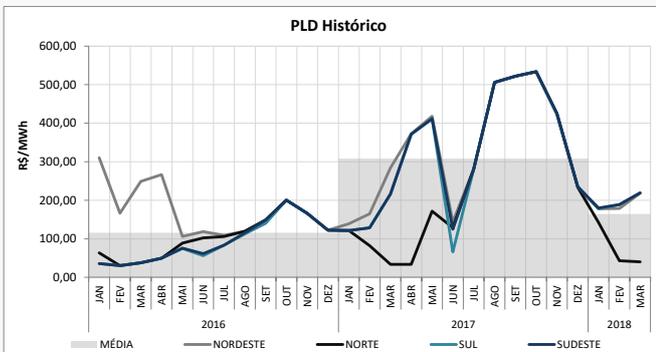
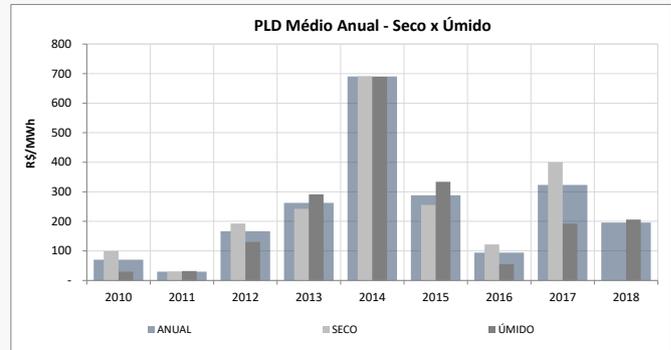
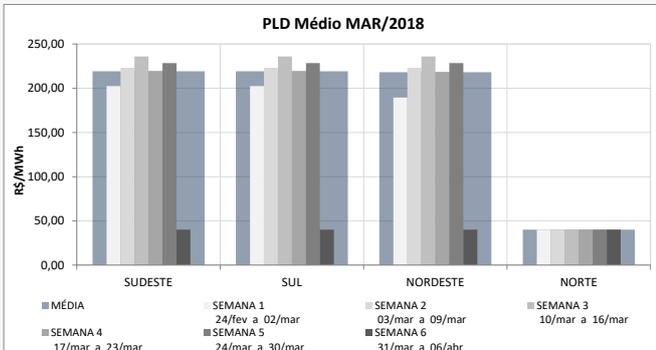


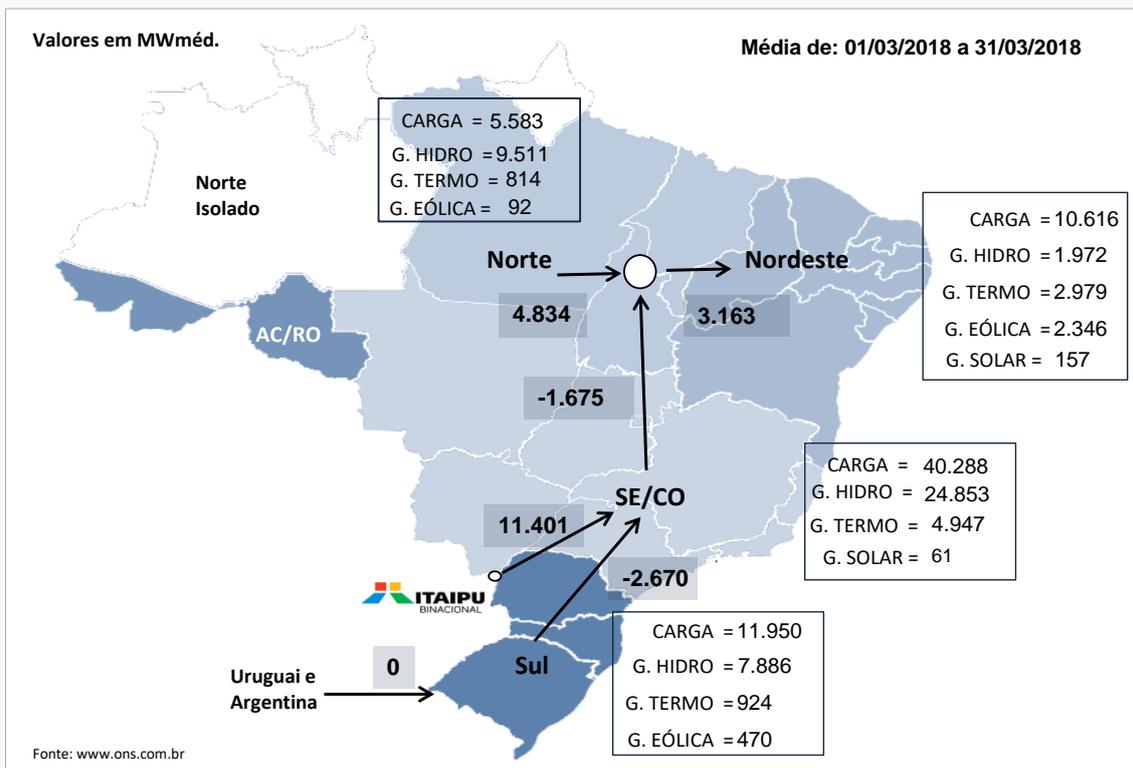
Preço de Liquidação das Diferenças



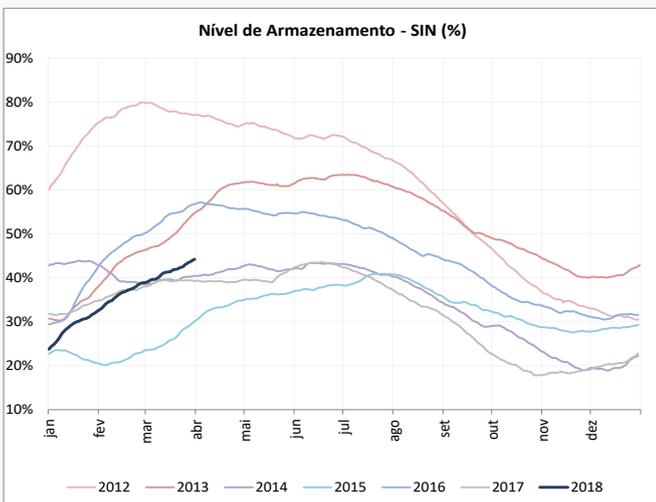
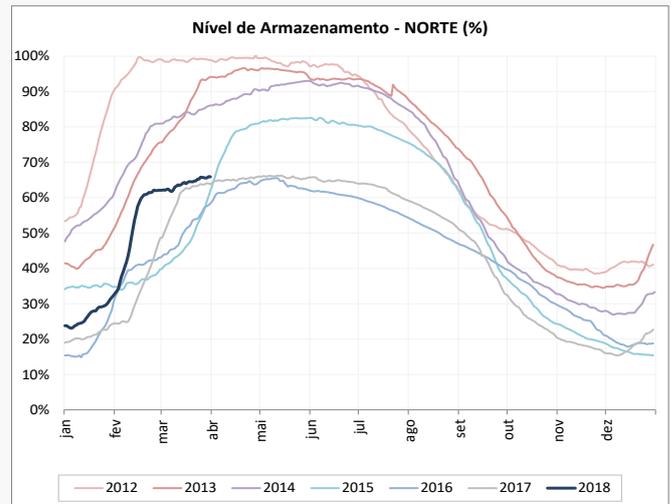
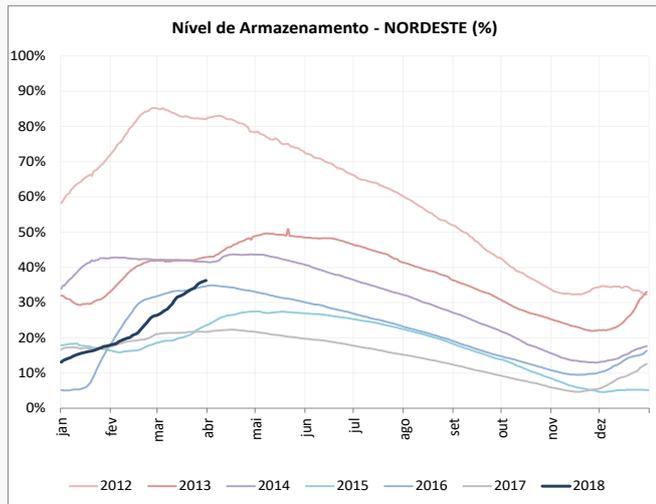
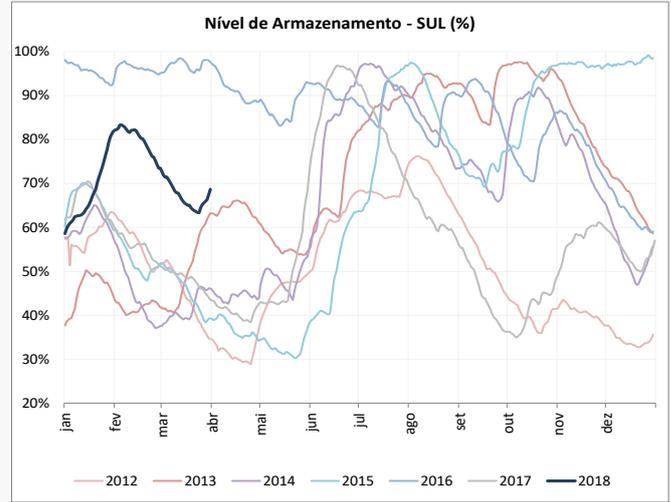
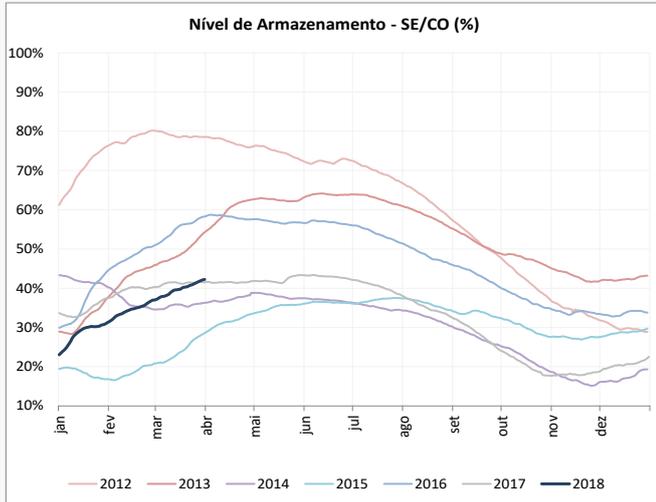
Comentários: O primeiro gráfico sobre PLD apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Em comparação ao mês anterior, não houve grande volume de chuvas nesse mês e fez com que o PLD sofresse leve aumento de preços, com exceção no submercado Norte, onde se observou redução. Nesse mês houve casamento de preço apenas nos submercados SE/CO e Sul. Em relação ao mês de fevereiro, o aumento no Sudeste/Centro-Oeste foi de R\$ 30,44/MWh, Sul R\$ 30,69/MWh e Nordeste de R\$ 39,60/MWh, já no Norte houve redução de R\$ 2,75/MWh, indo para o preço piso.

Última atualização: 31/03/2018
Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios

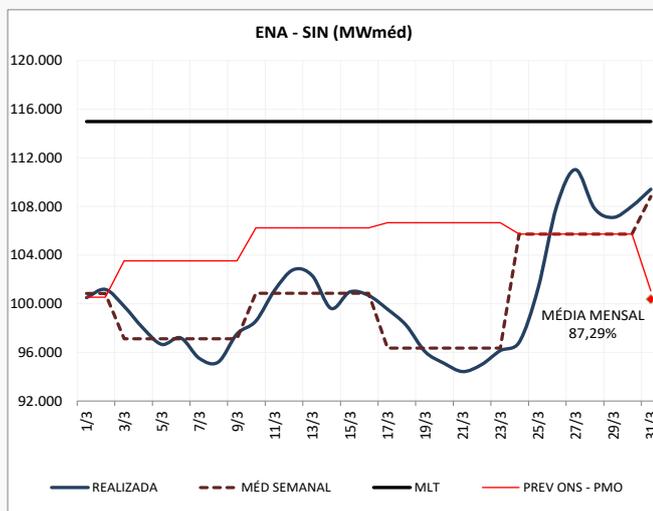
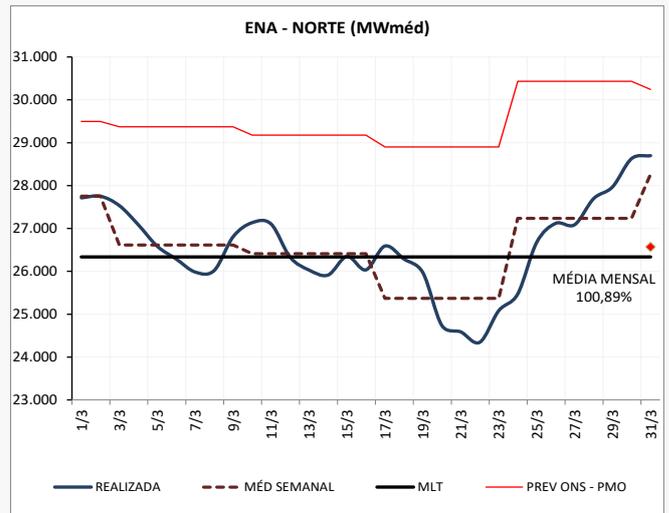
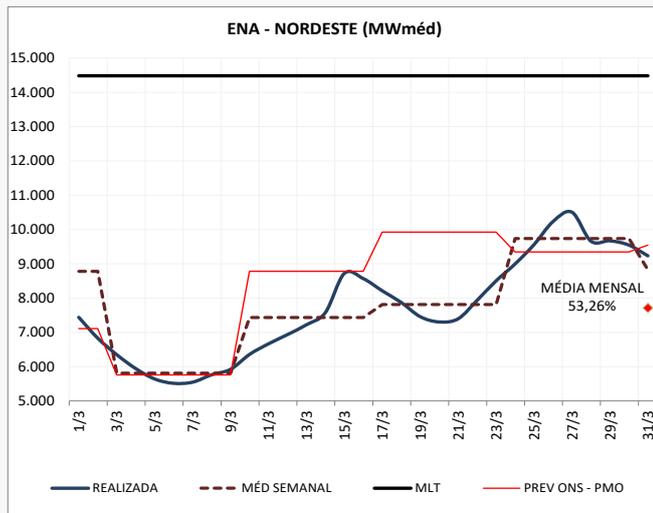
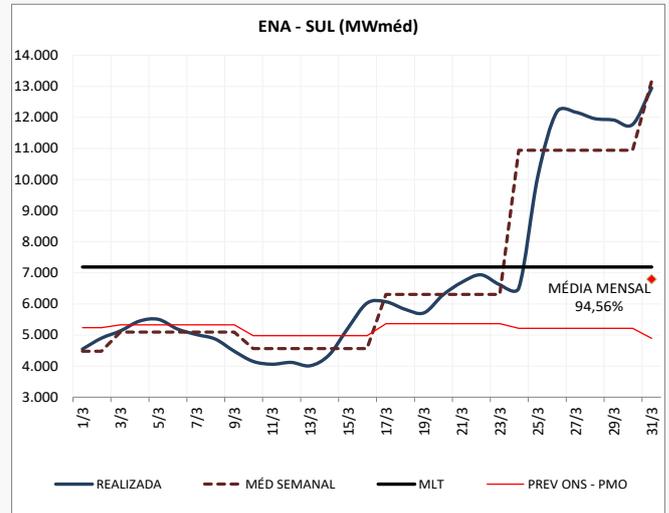
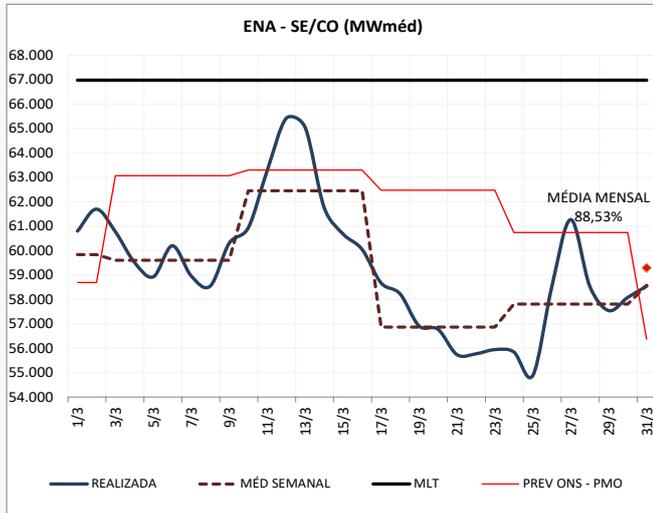


ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2018	42,23%	68,69%	36,26%	65,89%	44,22%
VERIFICADO EM 2017	41,49%	43,50%	21,69%	63,78%	39,24%
DIFERENÇA (2018-2017)	0,7%	25,2%	14,6%	2,1%	5,0%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Em relação ao mês de fevereiro, não houve grande volume de chuvas, porém ainda assim se observou aumento nos níveis de praticamente todos os submercados, a exceção foi o Sul. Em relação ao mês anterior, houve aumento de 5,25% no SE/CO, 9,95% no Nordeste e 3,80% no Norte, já no Sul houve redução de 4,80%. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se que o nível de armazenamento do SIN está 5% acima.

Última atualização: 31/03/2018
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Energia Natural Afluente

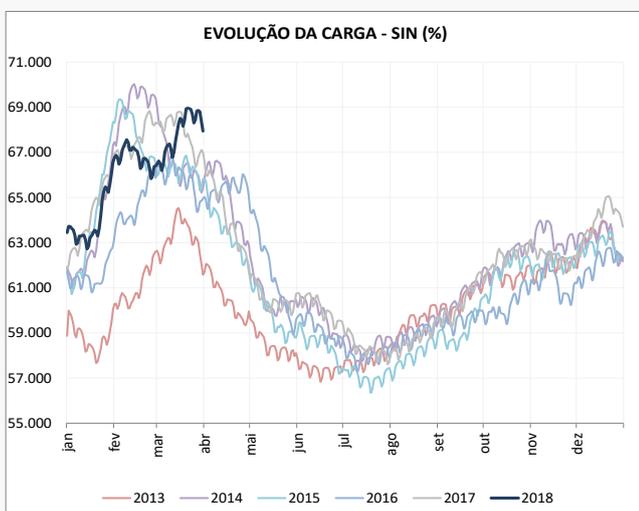
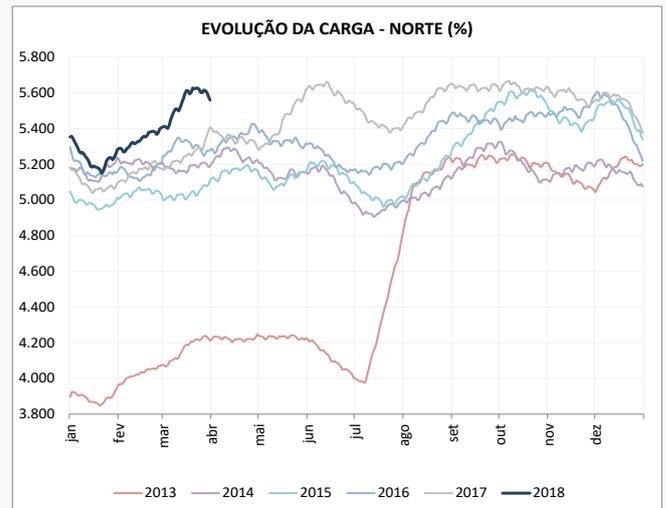
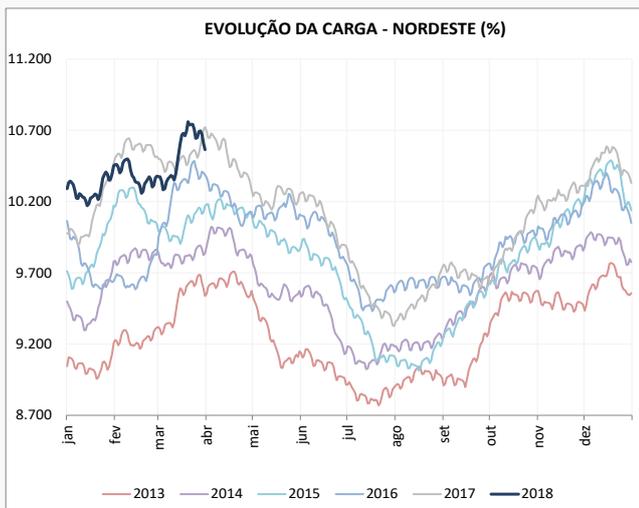
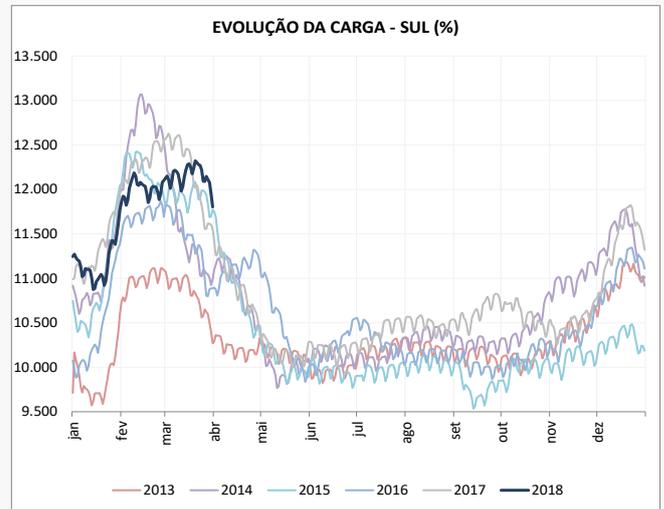
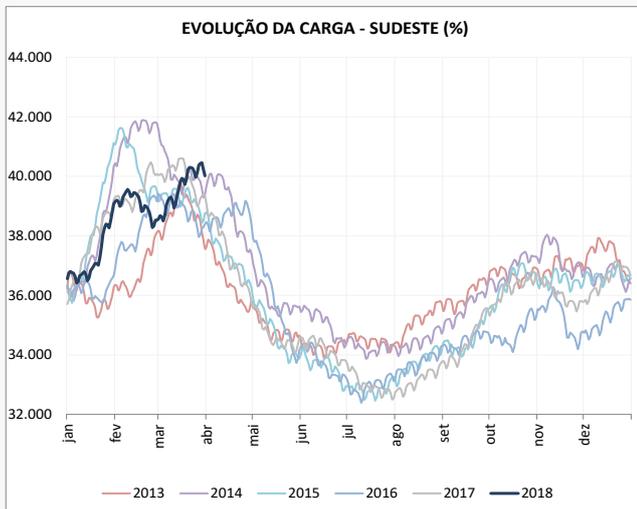


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA DO MÊS (MWm)	59.295	6.798	7.712	26.568	100.372
MLT (MWm)	66.980	7.189	14.481	26.335	114.984
MÉDIA DO MÊS (%)	88,53%	94,56%	53,26%	100,89%	87,29%

Comentários: A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. Uma frente fria nos últimos 10 dias de março fez com que houvesse uma elevação na ENA, porém não foi suficiente para que ficasse dentro da média. A ENA registrada no SIN apresentou a 28ª pior ENA dos últimos 88 anos do histórico, com um resultado de 12,71% abaixo da média histórica. Apenas o submercado Norte apresentou desempenho dentro da MLT. O SE/CO ficou com a 26ª pior ENA dos últimos 88 anos, Sul 45ª pior, NE 13ª pior e Norte 40ª melhor.

Última atualização: 31/03/2018
 Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



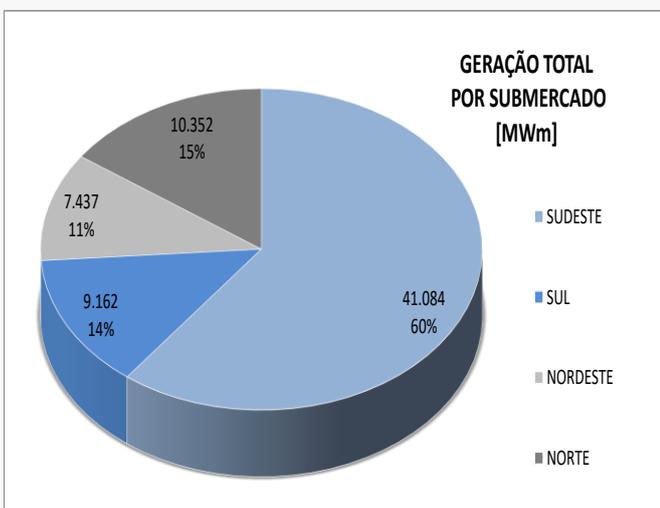
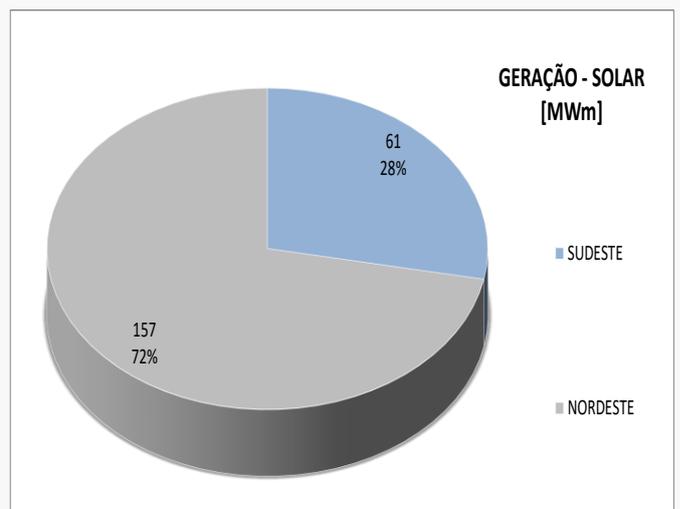
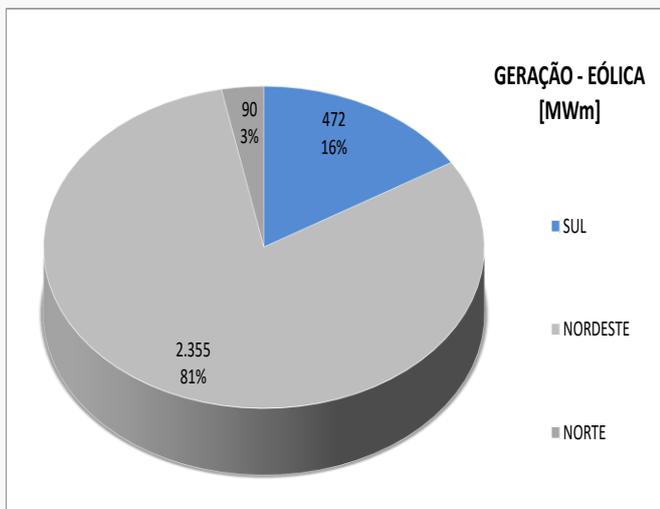
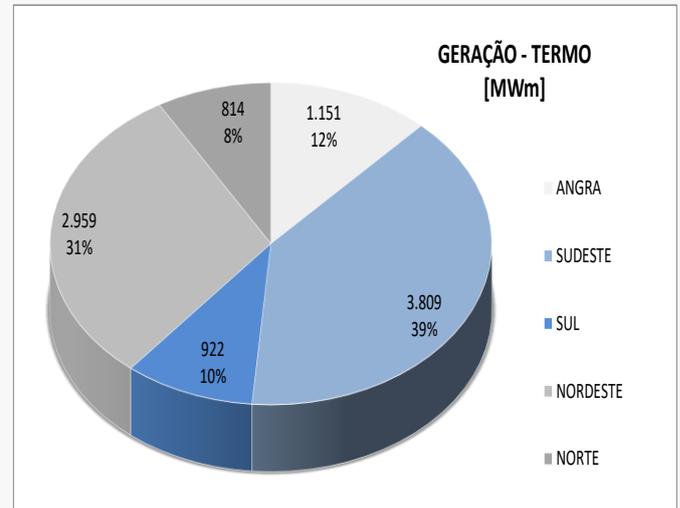
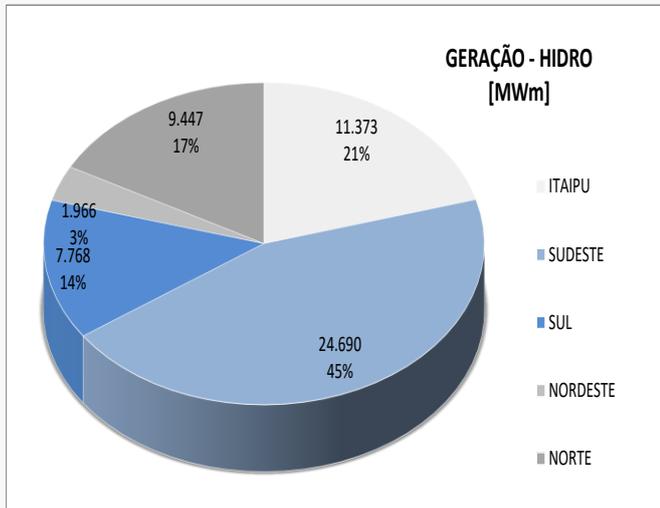
EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA EM MAR/2018	40.064	11.858	10.569	5.564	68.055
VERIFICADA EM FEV/2018	38.666	12.134	10.364	5.415	66.579
VERIFICADA EM MAR/2017	39.346	11.603	10.704	5.395	67.049
DESVIO MAR/2018 - FEV/2018	3,62%	-2,28%	1,98%	2,74%	2,22%
DESVIO MAR/2018 - MAR/2017	1,83%	2,19%	-1,26%	3,12%	1,50%

Comentários: Em comparação ao mês anterior apenas o submercado Sul apresentou redução de carga, nos demais houve aumento. A redução de carga no Sul foi de 2,28%, já no SE/CO, Nordeste e Norte houve aumento de 3,62%, 1,98% e 2,74% respectivamente. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 1,50%, devido ao aumento das temperaturas e a leve retomada da economia.

Última atualização: 31/03/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	36.063	7.768	1.966	9.447	55.244	81,2%
TERMO	4.959	922	2.959	814	9.654	14,2%
EÓLICA	-	472	2.355	90	2.917	4,3%
SOLAR	61	-	157	-	219	0,3%
TOTAL	41.084	9.162	7.437	10.352	68.034	100,0%

Comentários: A geração hídrica de março representou 81,2%, aumento de 0,1% em relação ao mês anterior. Houve redução de 0,2% de geração térmica em comparação ao mês de fevereiro. A geração eólica vem contribuindo para que o Nordeste possa armazenar um pouco da água nos seus reservatórios, porém as chuvas que ocorreram no NE provocaram uma redução nessa geração, logo se observou uma redução de 0,3% em relação ao mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,3%.
Última atualização: 31/03/2018
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), há uma sobra de 1.134 MW médios para 2018 de lastro de energia incentivada para atender a demanda dos consumidores especiais. O cenário atual indica que para 2019 há um déficit de 236 MW médios ao longo do ano em decorrência do retorno do comprometimento dos montantes liberados nos mecanismos de descontração realizados para 2018. Apesar disso a CCEE avalia que o cenário deverá mudar já que haverá novos produtos do MCSD de Energia para o próximo ano, o mesmo motivo que levou à sobra deste ano. Além disso, ressaltou que há potencial de liberação de lastro de 945 MW médios, caso os consumidores especiais enquadrados na Lei 13.360/2016 exerçam os direitos a eles concedidos, de opção de fornecedor de energia elétrica convencional.

A antecipação do cronograma de abertura do mercado livre de 2026 para 2021 vai possibilitar economia de R\$ 10,5 bilhões nas contas de luz, com a migração antes do prazo previsto de 182.593 pequenas e médias empresas atendidas em alta tensão. A estimativa está em estudo entregue ao Ministério de Minas e Energia pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica. O estudo PSR/Abraceel mostra que a ampliação do mercado livre, na velocidade prevista pelo governo, deverá proporcionar economia anual em torno de R\$ 2 bilhões para a indústria e o comércio. Com o cronograma proposto pelos comercializadores, todos os consumidores dos grupos A e B poderão escolher seu fornecedor de energia a partir de 2024, com uma economia anual de R\$ 12 bilhões nas contas de energia.

Um apagão causado pelo desligamento de um disjuntor da subestação Xingu, da Belo Monte Transmissora de Energia, localizada no Pará acabou separando os sistemas Norte e Nordeste dos sistemas Sul e Sudeste. Em coletiva à imprensa, o diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, explicou que a perturbação teve intensidade menor no Sul e Sudeste, porque o esquema regional de alívio de carga atuou, com as cargas se recompondo rapidamente. Já no Nordeste e no Norte, ele teve mais impacto, com todos os estados sendo afetados, levando a um quase colapso, com os desligamentos das cargas dessas regiões. Segundo o diretor-geral, 30 circuitos foram afetados e desligados. Barata também salientou que o tempo de recuperação da carga no Nordeste foi maior porque poderia haver uma nova derrubada do sistema em uma tentativa. Essa falha no disjuntor causou uma sobra na geração do Norte, que levou a um aumento da frequência da região, que se separou dos outros sistemas do Norte e Nordeste. O sistema em questão já estava em operação desde dezembro do ano passado com capacidade de operação de 2 mil MW. Estavam sendo feitos testes adicionais para que a capacidade de operação chegasse a 4 mil MW. O ONS afirmou que a perturbação causou um desligamento total no SIN da ordem de 19.760 MW, correspondendo a 25% da carga no momento.

As obras de expansão da transmissão, em estudo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), demandarão aproximadamente R\$ 40 bilhões em novos investimentos, sendo R\$ 33 bilhões referentes às novas instalações (linhas e subestações) e R\$ 7 bilhões referentes às ampliações ou reforços em instalações existentes. No total, estão em estudo 19.582 km de linhas de transmissão e 52 subestações. Esses números constam no "Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), Ciclo 2018 – 1º semestre". O documento contempla todas as obras de expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) dentro do horizonte de planejamento da EPE em fevereiro de 2018. O PET contempla as obras determinativas, previstas para serem instaladas até 2024. São 8.406 km de linhas e 37 subestações, com investimentos estimados em R\$ 13,4 bilhões. O PELP reúne as obras indicativas, para além de 2025. São 11.176 km de linhas e 15 subestações, com investimentos estimados em R\$ 19,3 bilhões. Existe ainda a previsão de mais R\$ 7 bilhões de investimentos em caráter autorizativo, para serem investidos em ampliações de subestações existentes.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social divulgou mudanças na política operacional, que trazem facilidades para o financiamento para os projetos do setor elétrico. O BNDES ampliou prazos de financiamento, reduziu spread e a forma de cálculo do total a ser financiado. Segundo Carla Primavera, superintendente da área de energia do BNDES, as alterações levam em conta a adoção da Taxa de Longo Prazo e a importância do setor para o banco. Os prazos dos financiamentos foram ampliados pelo banco. Em geração e transmissão podem ser agora de até 24 anos, ante os prazos anteriores de 16 a 20 anos. Em distribuição, a ampliação foi maior ainda, passando da média de 5 a 7 anos para até 20 anos, levando em consideração o prazo de concessão. Eficiência Energética, Geração Distribuída, Redes Inteligentes terão prazo de 20 anos de financiamento. O spread do BNDES também foi alterado, porém para baixo, do fixo 1,7%, agora será de 0,9% para energia solar, eficiência energética, redes inteligentes e geração de energia a partir de resíduos sólidos. E de 1,3% para as demais fontes de geração, transmissão e distribuição.