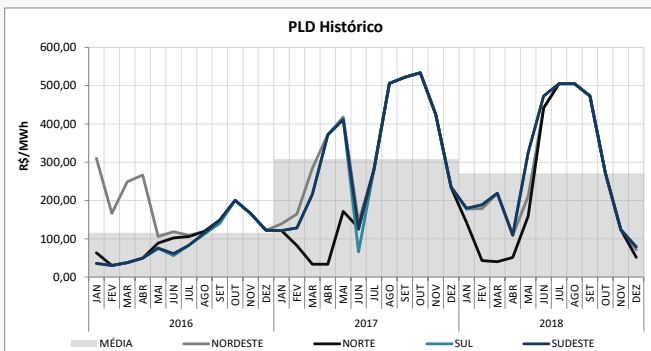
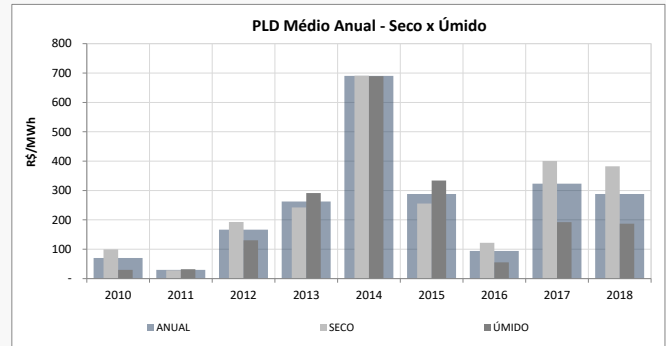
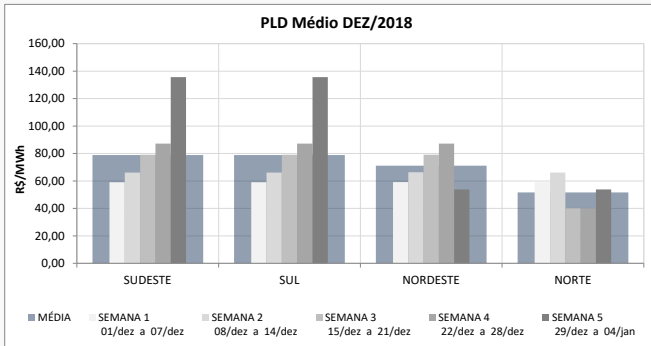


Preço de Liquidação das Diferenças

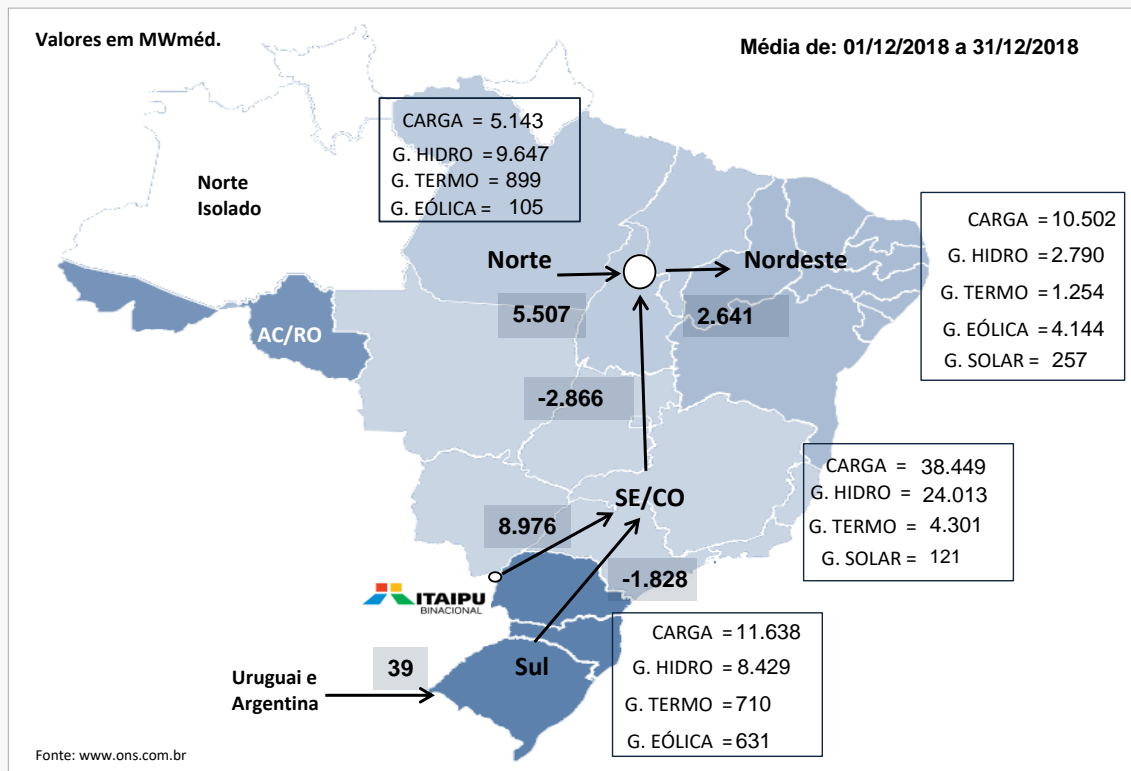


Comentários: O primeiro gráfico sobre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. O mês de dezembro foi caracterizado pelo volume de chuvas próximo a média no SIN e isso fez com que o PLD de todos os submercados sofressem redução em relação ao mês de novembro. Em comparação ao mês anterior, houve redução de R\$ 44,96/MWh nos submercados SE/CO e Sul, R\$ 52,79/MWh no Nordeste e R\$ 72,31/MWh no Norte. O PLD do mês de dezembro fechou em R\$ 78,96/MWh no SE/CO e Sul, R\$ 71,13/MWh Nordeste e R\$ 51,61/MWh Norte.

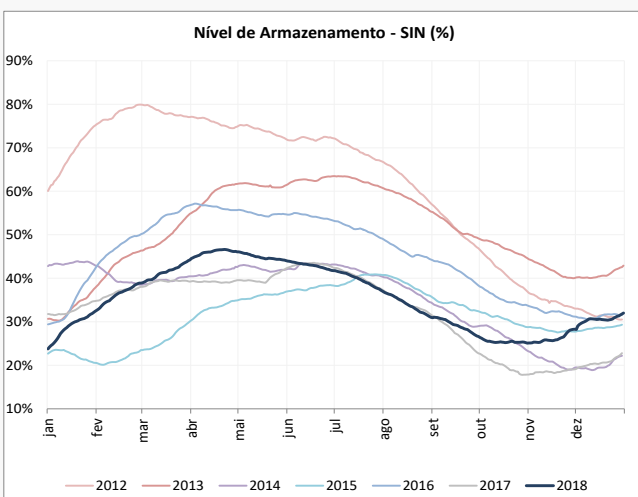
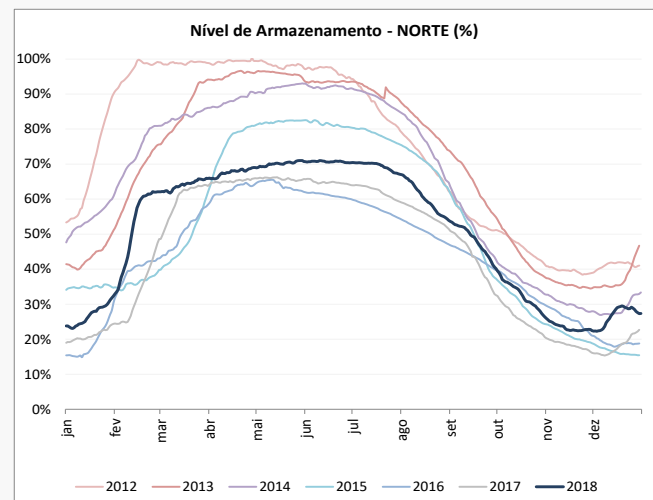
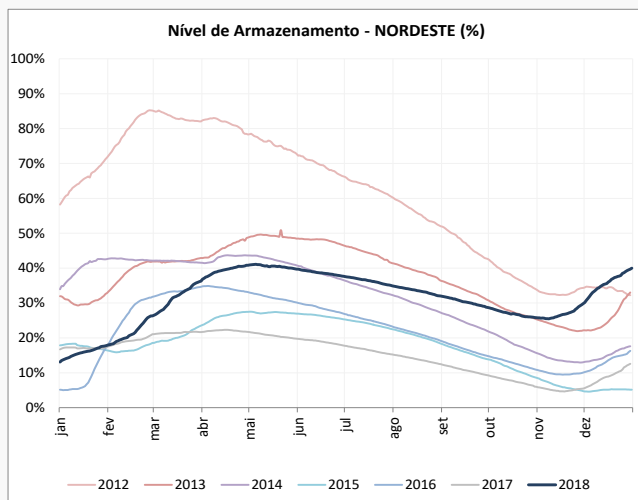
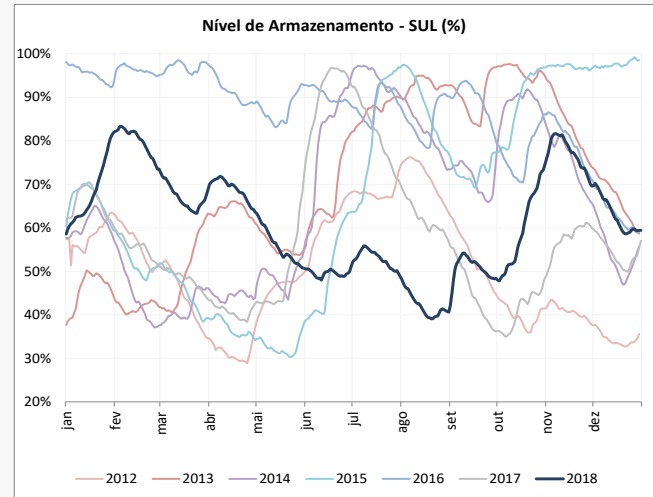
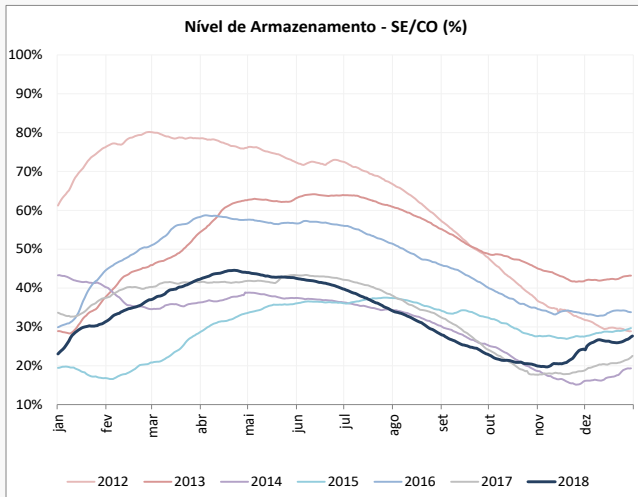
Última atualização: 31/12/2018

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



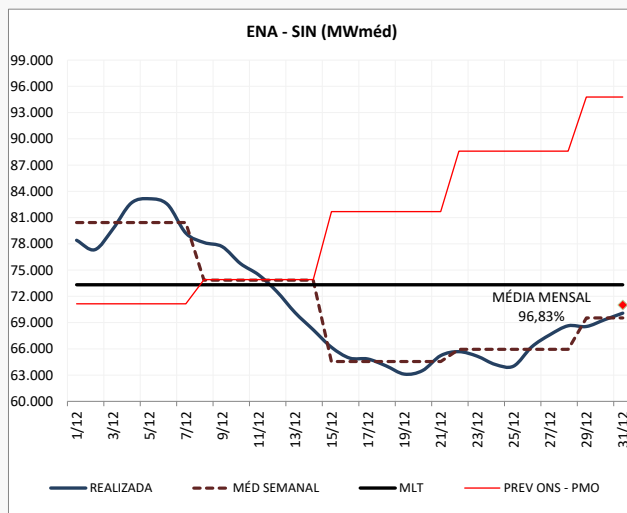
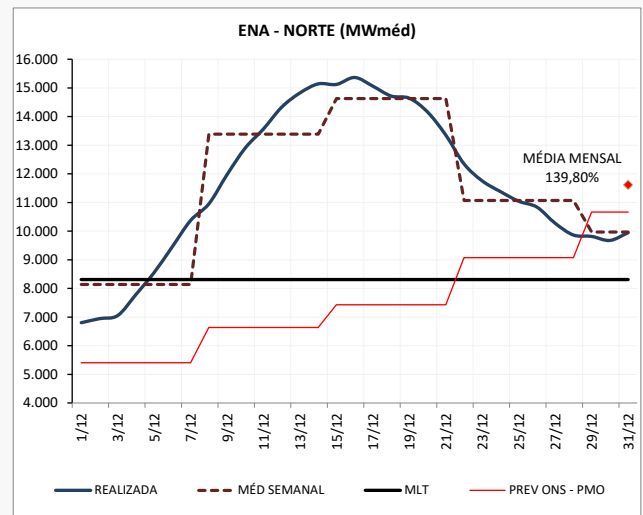
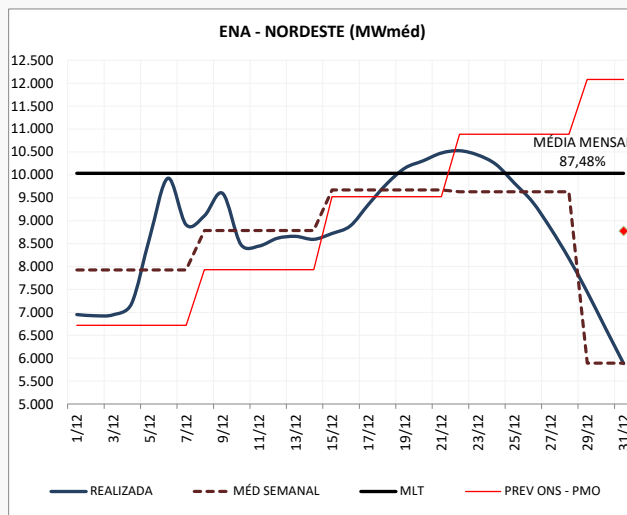
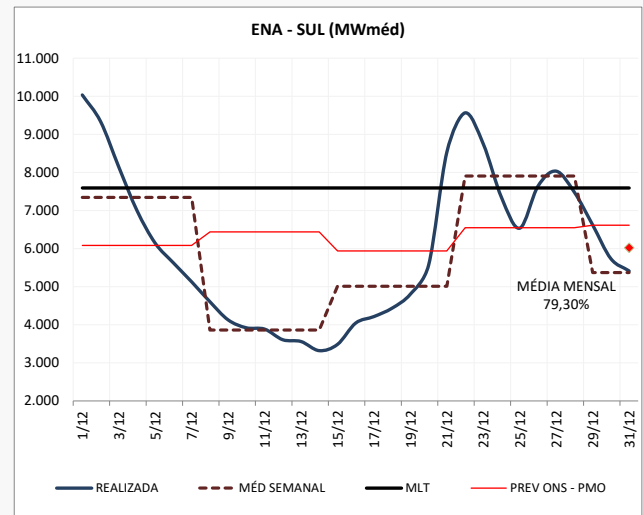
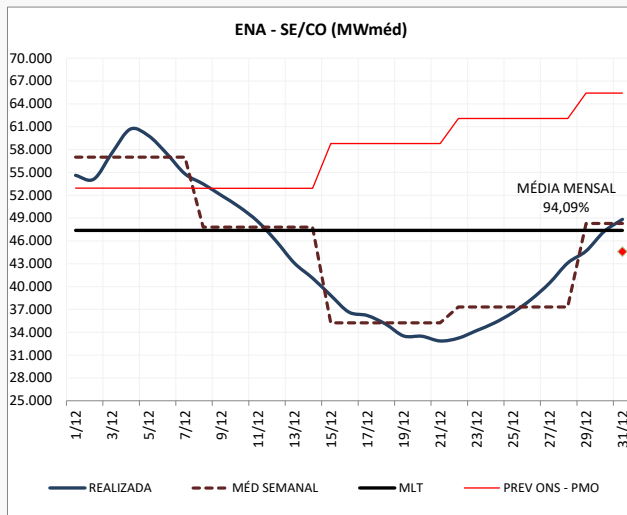
Reservatórios



ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2018	27,64%	59,44%	39,97%	27,34%	32,03%
VERIFICADO EM 2017	22,52%	57,03%	12,85%	23,29%	23,22%
DIFERENÇA (2018-17)	5,1%	2,4%	27,1%	4,1%	8,8%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Observa-se no SIN que continua o processo de elevação dos armazenamentos dos reservatórios, mostrando a recuperação dos reservatórios após o período de estiagem. Houve aumento de 3,37% no SE/CO, 10,16% no Nordeste e de 4,9% no Norte, já no Sul houve redução de 10,15% em relação ao mês anterior. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um acréscimo de 8,8%.
Última atualização: 31/12/2018
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Energia Natural Afluente



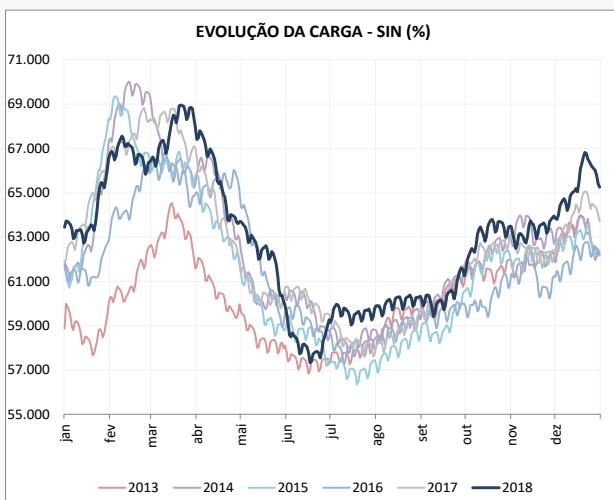
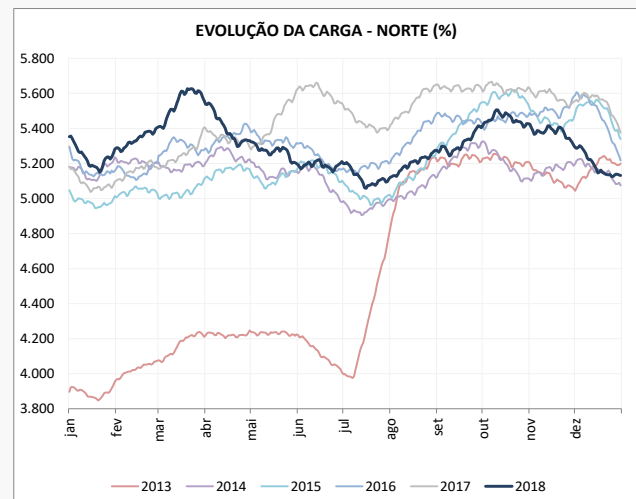
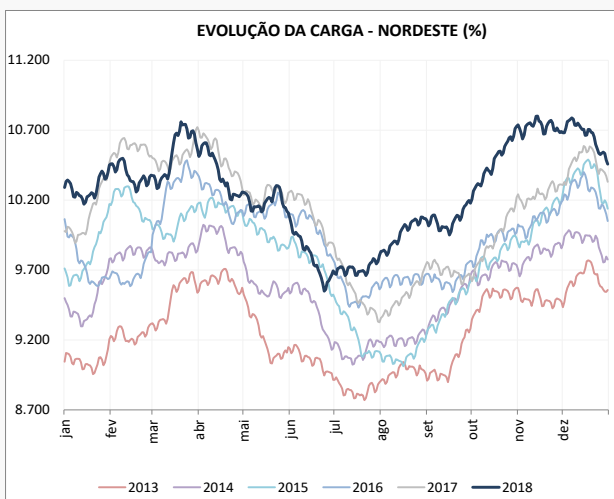
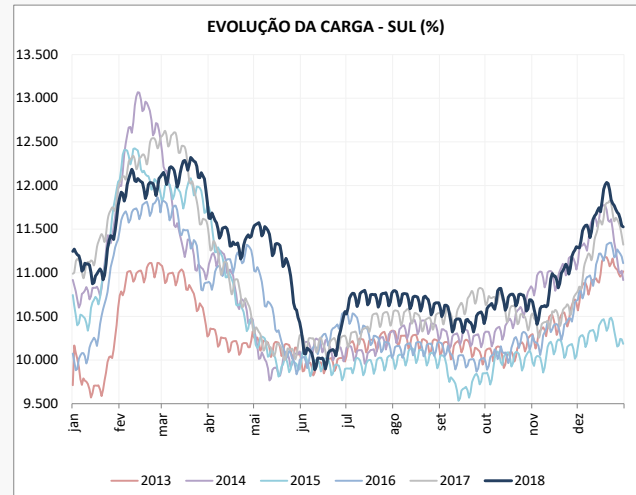
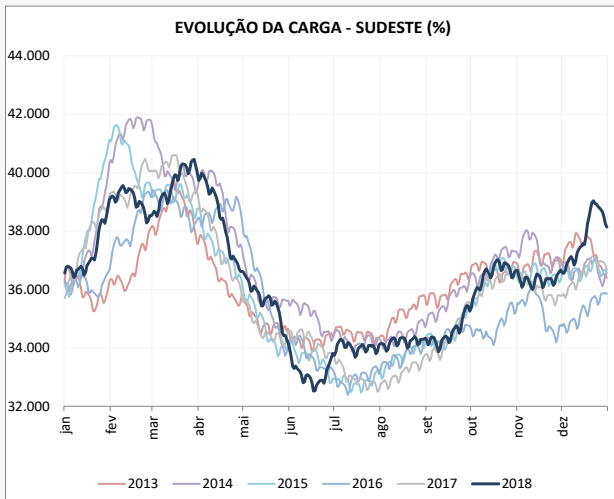
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	44.595	6.021	8.777	11.614	71.007
MLT (MWm)	47.396	7.592	10.033	8.307	73.328
MÉDIA MÊS (%)	94,09%	79,30%	87,48%	139,80%	96,83%

Comentários: A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. O mês de dezembro foi marcado com afluências um pouco abaixo da média histórica no SIN. A ENA registrada no SIN apresentou a 41ª pior ENA dos últimos 88 anos do histórico, com um resultado de 3,17% baixo da média histórica. O submercado SE/CO e apresentou a 36ª pior ENA dos últimos 88 anos, no Sul a 41ª pior, no Nordeste a 33ª pior e o Norte apresentou a 13ª melhor ENA dos últimos 88 anos do histórico.

Última atualização: 31/12/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



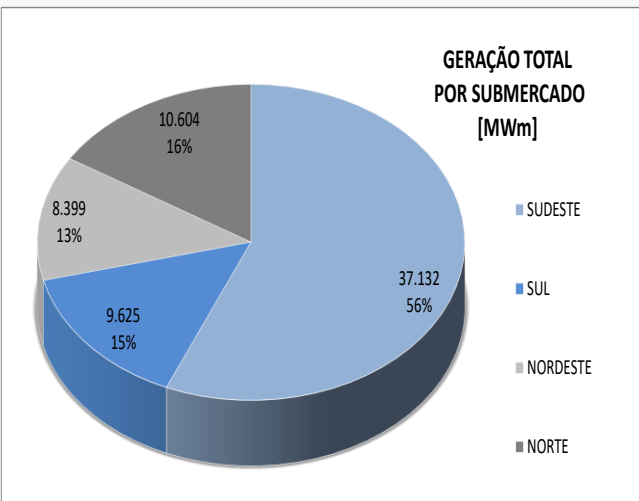
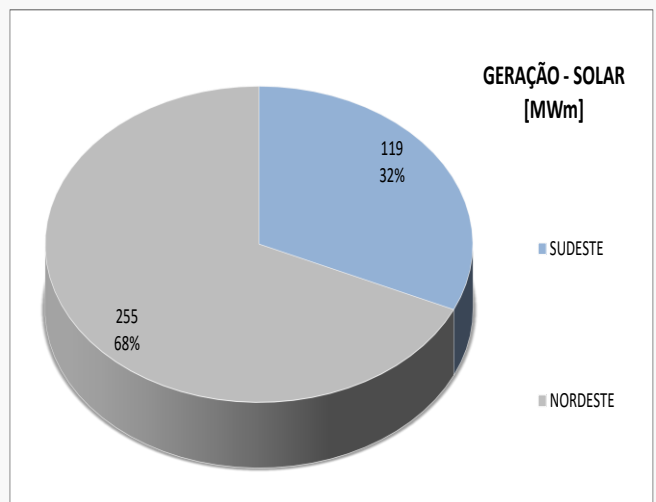
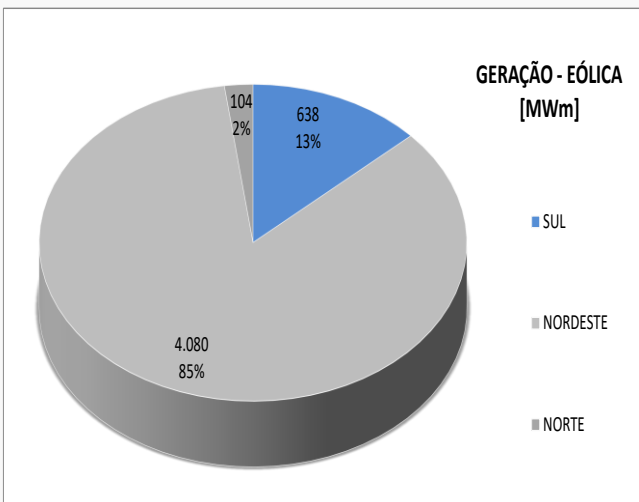
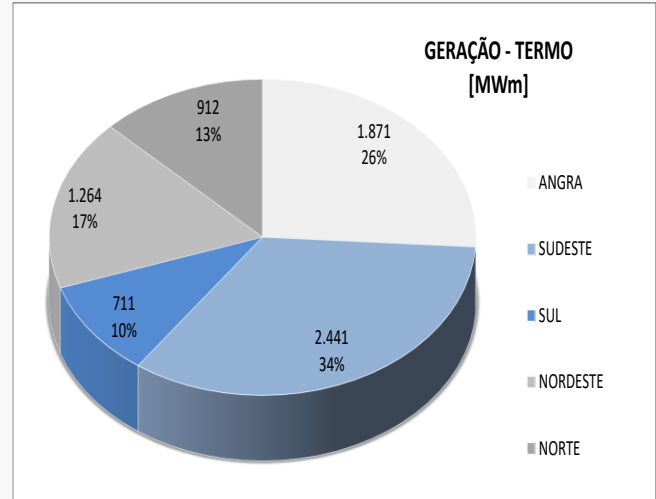
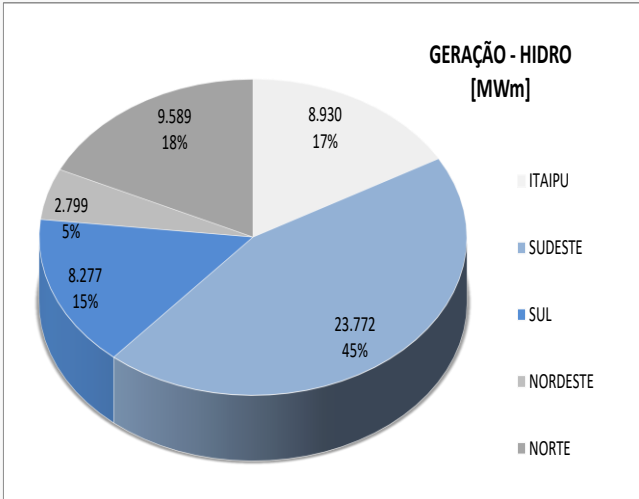
EVOLUÇÃO DA CARGA [MwMéd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA DEZ/2018	38.097	11.501	10.469	5.131	65.198
VERIFICADA NOV/2018	36.665	11.281	10.693	5.299	63.938
VERIFICADA DEZ/2017	36.662	11.342	10.348	5.386	63.739
DESVIO DEZ/2018 - NOV/2018	3,91%	1,95%	-2,10%	-3,17%	1,97%
DESVIO DEZ/2018-DEZ/2017	3,91%	1,40%	1,16%	-4,74%	2,29%

Comentários: Houve aumento da carga nos submercados SE/CO e Sul, devido as altas temperaturas que permaneceram nesse mês, a maior variação da carga foi no SE/CO, onde se observou aumento de 3,91% em relação ao mês anterior e no Sul de 1,95%, já nos submercados Nordeste e Norte houve redução da carga de 2,1% e 3,17% respectivamente. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 2,29%.

Última atualização: 31/12/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	32.701	8.277	2.799	9.589	53.366	81,2%
TERMO	4.312	711	1.264	912	7.198	10,9%
EÓLICA	-	638	4.080	104	4.821	7,3%
SOLAR	119	-	255	-	374	0,6%
TOTAL	37.132	9.625	8.399	10.604	65.760	100,0%

Comentários: A geração hídrica de dezembro representou 81,2%, aumento de 3,7% em relação ao mês anterior. Houve redução de 0,7% de geração térmica em comparação ao mês de novembro, em razão da melhora nas afliências e conseqüentemente o menor despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 7,3% de geração, sendo 3,2% abaixo do mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,6%.

Última atualização: 31/12/2018
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

O valor do PLD_min para 2019 será de R\$ 42,35/MWh e do PLD_máx, R\$ 513,89/MWh. Os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) foram definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e são válidos a partir de 1º de janeiro. O PLD mínimo é calculado com base no maior valor entre a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas e as estimativas de custos de geração de Itaipu. O PLD máximo será o valor do Custo Variável Unitário (CVU) mais elevado de uma termelétrica a gás natural em operação, neste caso foi usado o CVU da UTE Mário Lago. Fonte: Canal Energia.

O Ministério de Minas e Energia oficializou a redução dos patamares de carga mínima que permitem a grandes consumidores escolherem de qual empresa concessionária, permissionária ou autorizada irão comprar energia elétrica no mercado brasileiro. A Portaria publicada no Diário Oficial da União estabelece datas para as reduções de carga. A partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2,5 MW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer fornecedor conectado no Sistema Interligado Nacional. Em 1º de janeiro de 2020, a medida passa a valer também para consumidores que apresentarem carga igual ou maior que 2 MW. Atualmente, a carga mínima que dá direito a consumidores optarem pelo fornecedor de eletricidade é 3 MW, de acordo com o estabelecido pela Lei nº 9.074/1995. A diminuição dos limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores foi debatida ao longo deste ano, culminando com a abertura de consulta pública pelo MME em dezembro. Fonte: Canal Energia.

O Ministério de Minas e Energia (MME) autorizou que térmicas sem contrato e disponíveis possam ser despachadas em caráter excepcional e temporário até 30 de abril. A medida segue orientação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), considerando a importância de se ampliar os recursos energéticos de geração de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo a Portaria nº 504, poderão ser despachadas térmicas a gás natural sem contrato de comercialização de energia vigente na data da publicação desta portaria e cuja representação da disponibilidade seja nula no horizonte de planejamento do Programa Mensal de Operação (PMO). O acionamento ocorrerá por ordem de mérito ou conforme for necessário, desde que haja uma decisão do CMSE. Fonte: Canal Energia.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) lançou a contabilização sombra do Mercado de Curto Prazo (MCP) com dados individualizados, considerando a precificação com base horária. Com essas informações, os agentes poderão analisar os impactos financeiros da aplicação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) com atualização horária. Hoje o PLD é atualizado semanalmente, em patamares de carga. O PLD horário está programado para entrar em vigor em janeiro de 2020. Fonte: Canal Energia.

Leilões realizados pelo governo federal para a contratação de energia por distribuidoras junto a usinas de geração existentes movimentaram contratos no valor total de R\$ 1 bilhão, informou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que operacionalizou a licitação. Os chamados leilões A-1 e A-2 negociaram contratação de energia para atendimento da demanda dos clientes das distribuidoras entre 2019 e 2020 e entre 2020 e 2021. O preço médio final de contratação no leilão A-1 foi de R\$ 142,99 por megawatt-hora, o que representa deságio de 16% em relação ao preço-teto estabelecido, de R\$ 170. No leilão A-2, o preço médio ficou em R\$ 161,35 por megawatt-hora, deságio de 0,4% frente ao teto. Fonte: DCI (SP).

A alteração no cronograma de entrada em operação de seis turbinas da UHE Belo Monte não vai causar impactos no sistema. De acordo com Luiz Eduardo Barata, diretor geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o segundo bipolo de Belo Monte entraria em operação em dezembro de 2019, o que fez a Norte Energia pedir o ajuste nas datas. “No entendimento da Norte Energia, não adiantava colocar mais máquinas em operação sem o segundo bipolo”, explica. As turbinas entram em operação escalonada ao longo de 2019. Segundo Barata, a State Grid, que está construindo o empreendimento, planeja antecipar a entrada em operação do bipolo para maio. Porém essa antecipação não serviria para as máquinas, porque nessa época seria a seca do rio Xingu e elas estariam impossibilitadas de gerar. Ele defendeu essa antecipação do bipolo, porque ao entrar em operação em maio, ele conseguirá um bom tempo de testes até o começo do seu funcionamento de fato. Fonte: Canal Energia.