



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 2017

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

Tarcisio Tadeu de Castro



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável.....	3
2.3. Energia Armazenada.....	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados.....	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica.....	9
4.2. Demandas Máximas.....	11
4.3. Demandas Máximas Mensais	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	16
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão.....	18
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	24
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	24
11.2. Indicadores de Continuidade.....	25



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho de 2017 – Brasil.	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	7
Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWh médios).	8
Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	14
Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.	19
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.	21
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	25
Figura 27. DEC do Brasil.	26
Figura 28. FEC do Brasil.	26



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	16
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	24
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	24
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.	25
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	25



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados com a operação e expansão do sistema elétrico brasileiro e detalhados nesse Boletim Mensal do mês de junho de 2017 foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 106% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 273% MLT no Sul, 33% MLT no Nordeste e 59% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 90% MLT, 147% MLT, 29% MLT e 52% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: variação da energia armazenada equivalente no mês de junho de 2017:

Sudeste/Centro-Oeste: -1,2%

Sul: +21,1%

Nordeste: -2,0%

Norte: -1,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	42,2
Sul	92,8
Nordeste	17,8
Norte	64,0

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em maio de 2017, o número de consumidores residenciais aumentou 2,2% em comparação ao mesmo mês do ano anterior.

Demandas Máximas: em junho de 2017, não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em junho de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.980 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 538,72 MW de usinas de geração.

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em junho de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 136.027 km. No mês, entraram em operação comercial 86,0 km de linhas de transmissão.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: em maio de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 72,3% do total gerado no país, 1,8 pontos percentuais (p.p.) inferior ao verificado no mês anterior.

ENCARGOS SETORIAIS: o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2017 foi de R\$ 299,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 60,5 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: em junho de 2017 foram verificadas apenas 2 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 501 MW de corte de carga.

CMSE: no dia 7 de junho de 2017 foi realizada a 181ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o ONS apresentou avaliação realizada sobre os critérios de planejamento e operação adotados para o SIN, trabalho que buscou atender recomendação do CMSE, especialmente no que diz respeito a interligações e grandes troncos de transmissão do SIN. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2017>.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de junho de 2017, exceto quando indicado.

O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia.

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão.

O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

A atuação de sistemas de baixa pressão na região Sul e o avanço de frentes frias na primeira quinzena de junho ocasionaram totais elevados de precipitação nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguazu e Paranapanema. Na segunda quinzena, a atuação de um sistema de alta pressão nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste dificultou a ocorrência de precipitação nas bacias hidrográficas do SIN¹.

Houve anomalia positiva de temperatura mínima em grande parte do Brasil. Já as temperaturas máximas estiveram, em geral, em torno da normal climatológica, sendo verificadas temperaturas com anomalias positivas na região Nordeste.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 106% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 273% MLT no Sul, 33% MLT no Nordeste e 59% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 90% MLT, 147% MLT, 29% MLT e 52% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

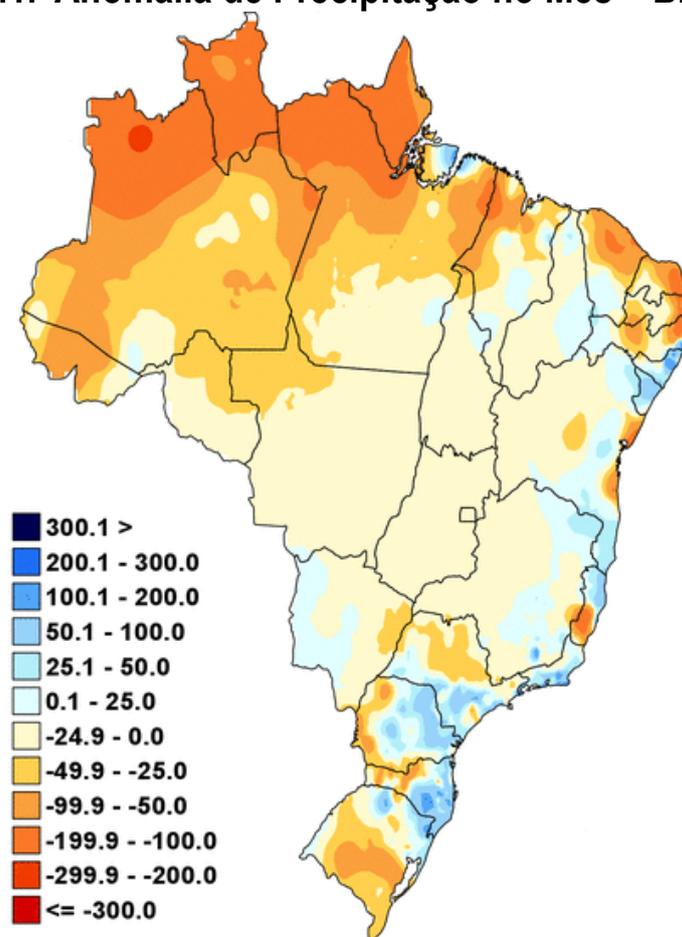


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE

¹Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

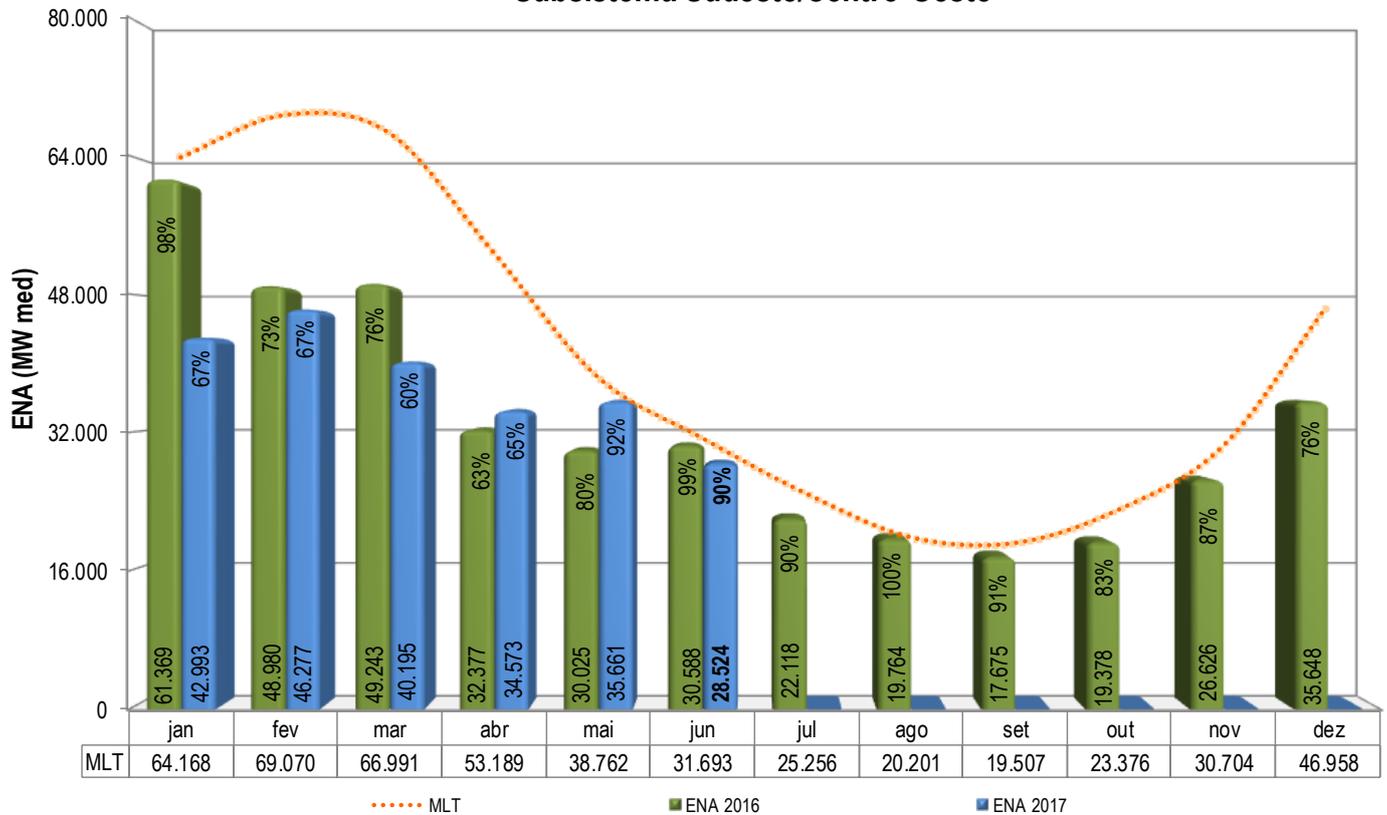


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

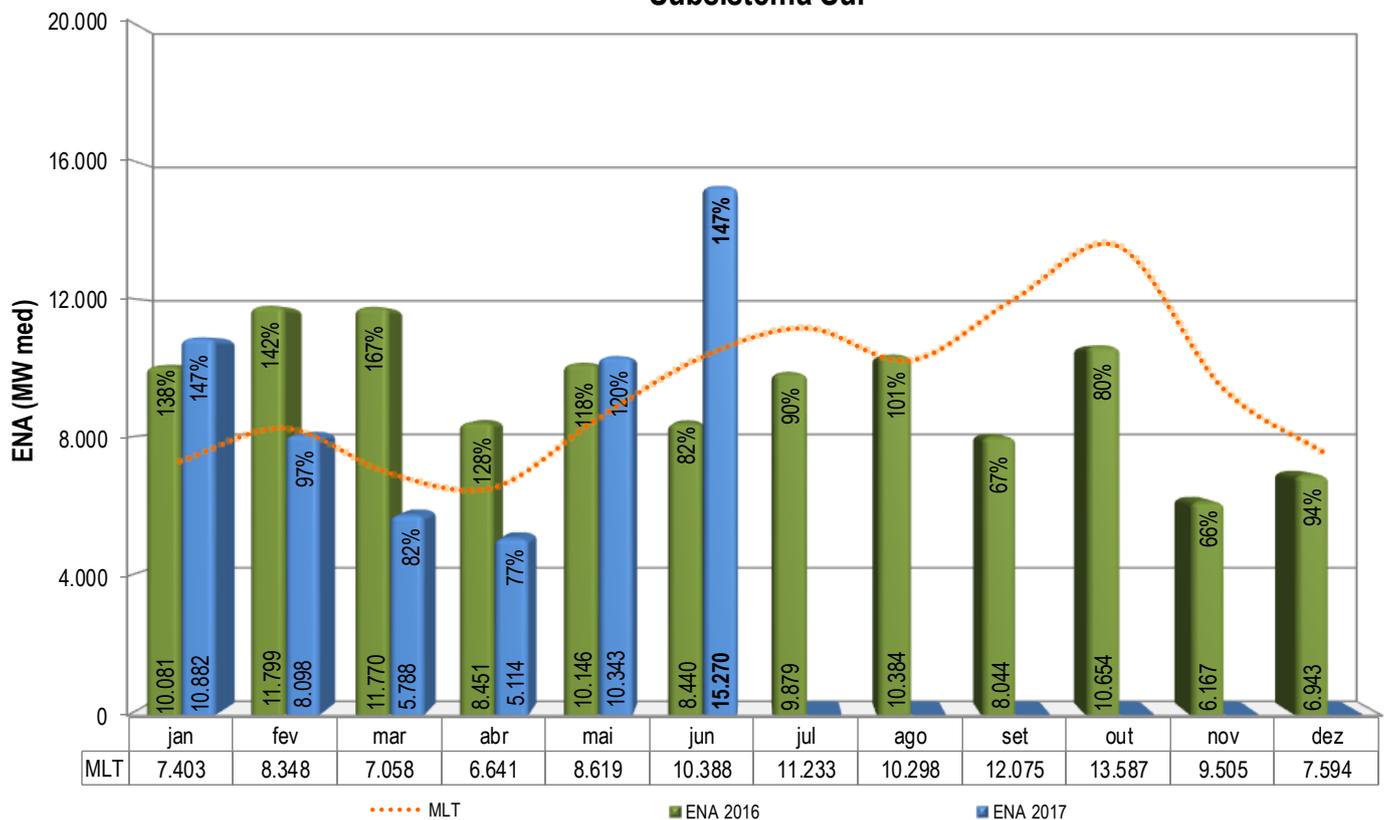


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

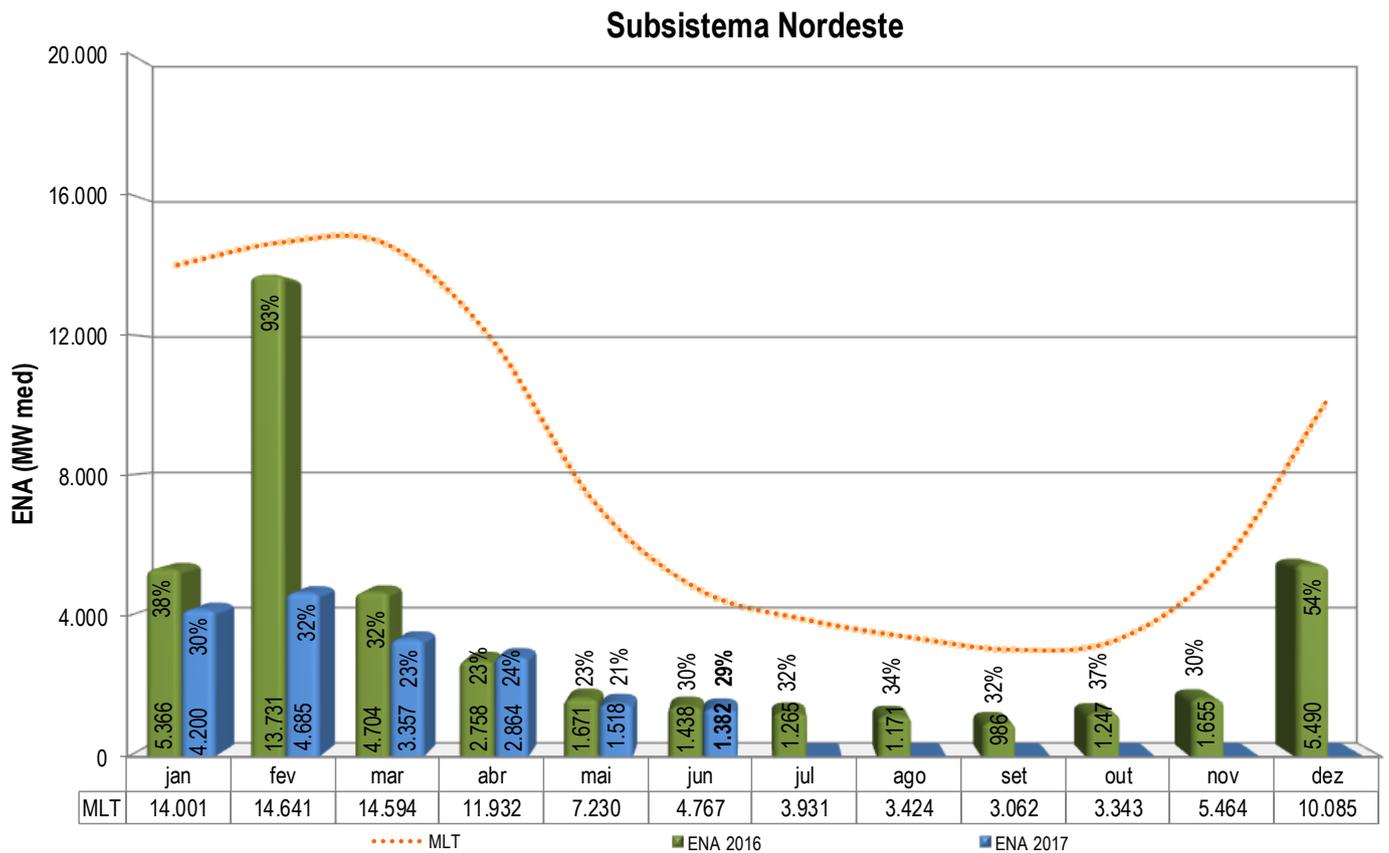


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

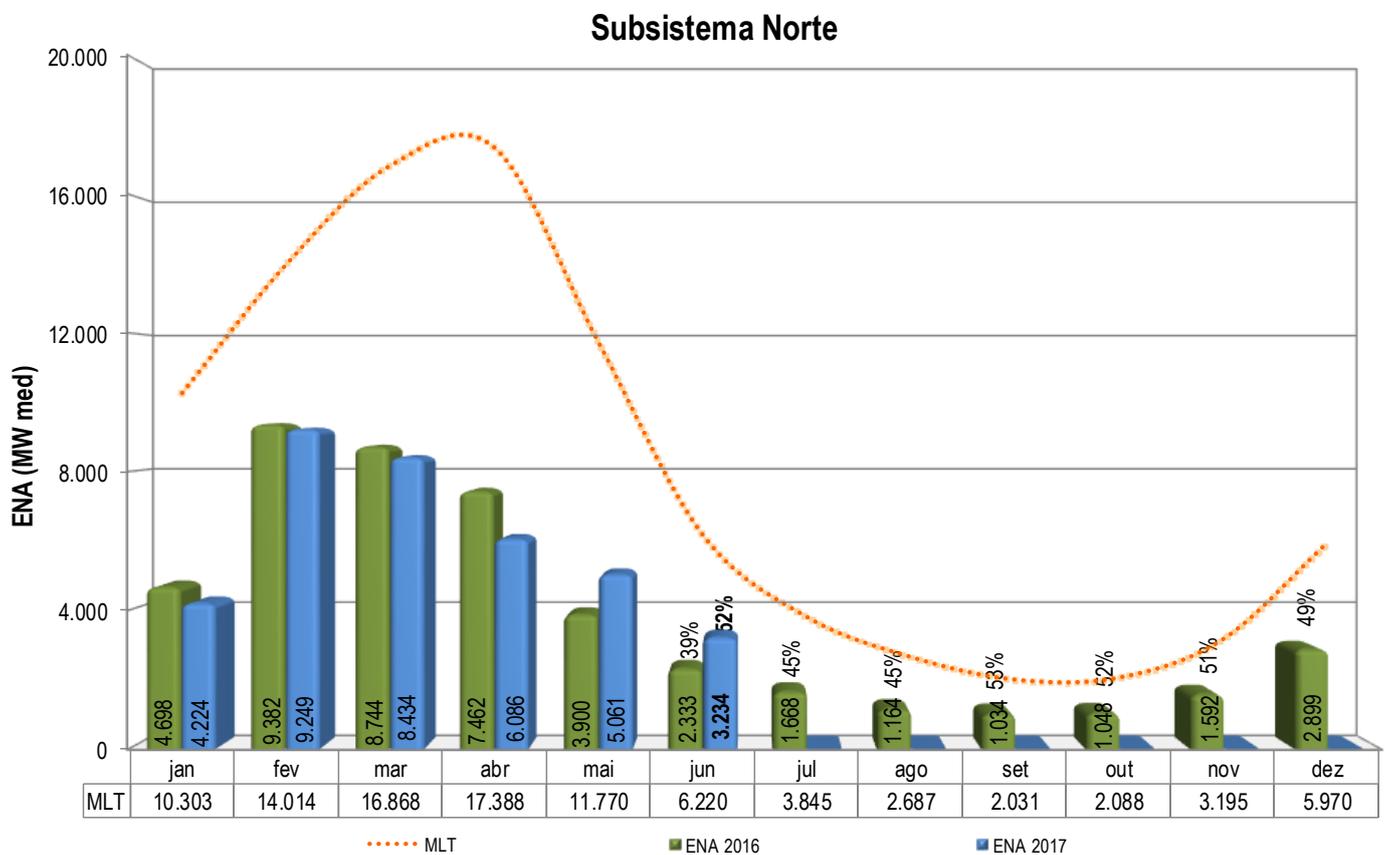


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de junho de 2017, foi verificado replecionamento do armazenamento do reservatório equivalente do subsistema Sul e deplecionamento dos demais, conforme pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	43,3	42,2	203.343	69,6
Sul	71,7	92,8	20.100	15,1
Nordeste	19,8	17,8	51.809	7,5
Norte	65,8	64,0	15.041	7,8
TOTAL			290.293	100,0

Fonte dos dados: ONS

Na região Norte, a geração da UHE Belo Monte foi maximizada em todos os períodos de carga ao longo das primeiras semanas do mês, sendo posteriormente dimensionada em função de suas aflúncias, enquanto que a geração da UHE Tucuruí foi dimensionada de forma a manter uma operação à fio d'água, respeitando os limites elétricos vigentes. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas buscando sua maximização, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

No subsistema Nordeste, a coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste.

Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, destaca-se que a partir do dia 29 de maio foram iniciados os testes de defluências mínimas a partir das UHEs Sobradinho e Xingó em 600 m³/s, a fim de proporcionar maior segurança hídrica para a bacia do rio São Francisco, diante da condição hidrológica vivenciada neste ano. Estas decisões foram respaldadas na Resolução da Agência Nacional de Águas nº 742/2017, e na Autorização Especial do IBAMA nº 11/2017 e seguiram rito definido no âmbito do grupo de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, sob a coordenação da ANA, e que conta com ampla participação de representantes do Poder Público, usuários e sociedade civil.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a tabela abaixo apresenta o armazenamento ao final do mês:

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Maio/2017 (%)	Armazenamento no Final de Junho/2017 (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	13,87	12,57
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,38	98,24
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	13,18	11,8
FURNAS	GRANDE	17.217	41,46	41,24
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	30,36	27,03
EMBORÇAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	34,22	32,76
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	92,45	76,34
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	34,86	42,07
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	30,45	29,51
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	90,46	91,33

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

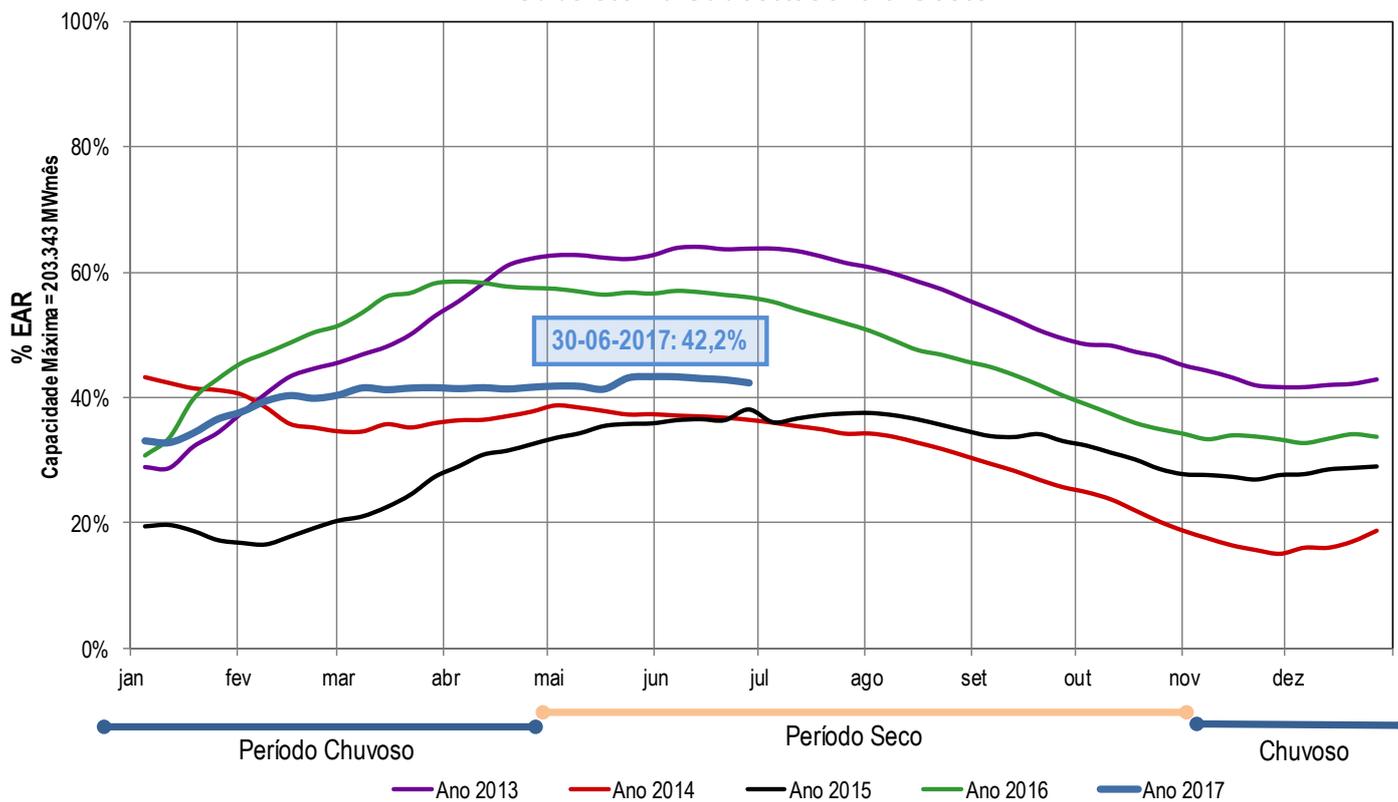


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

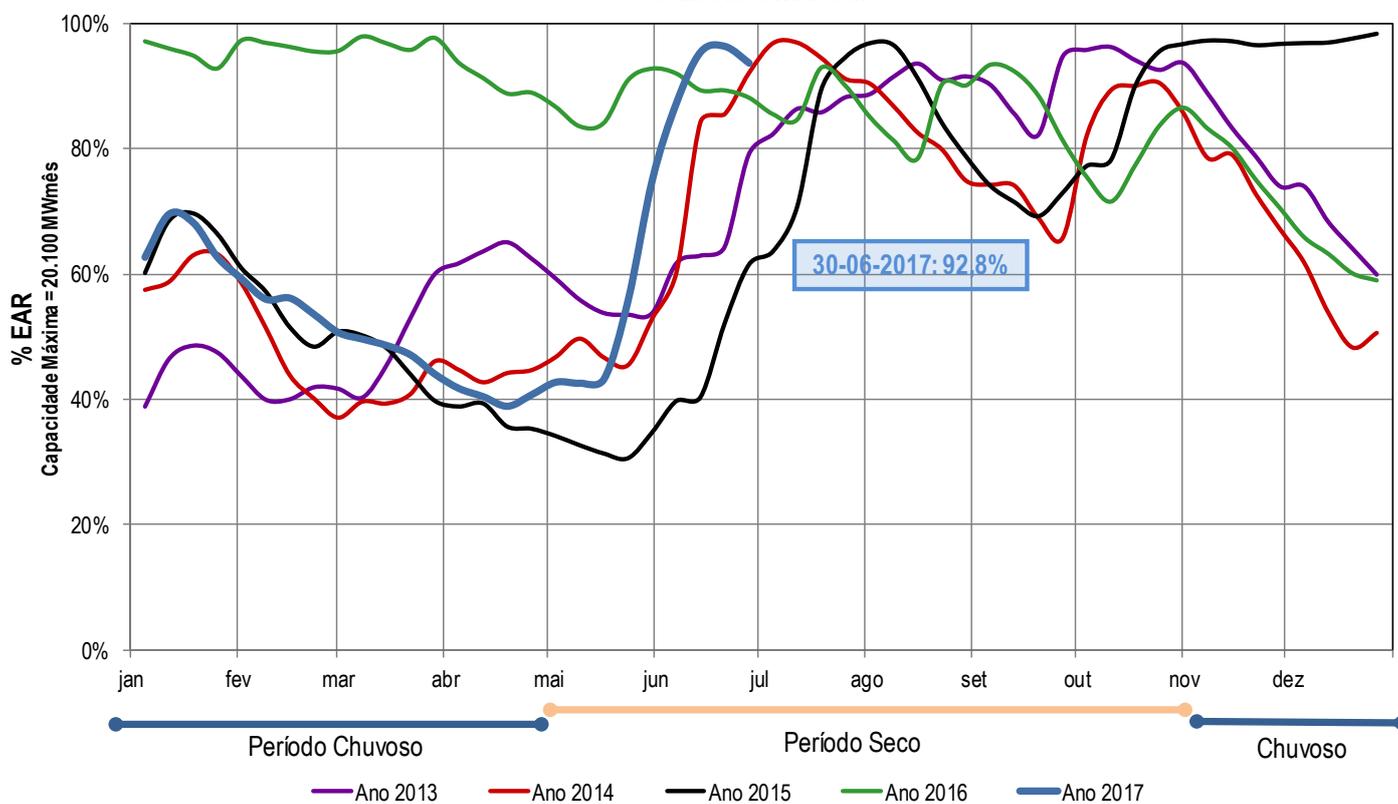


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

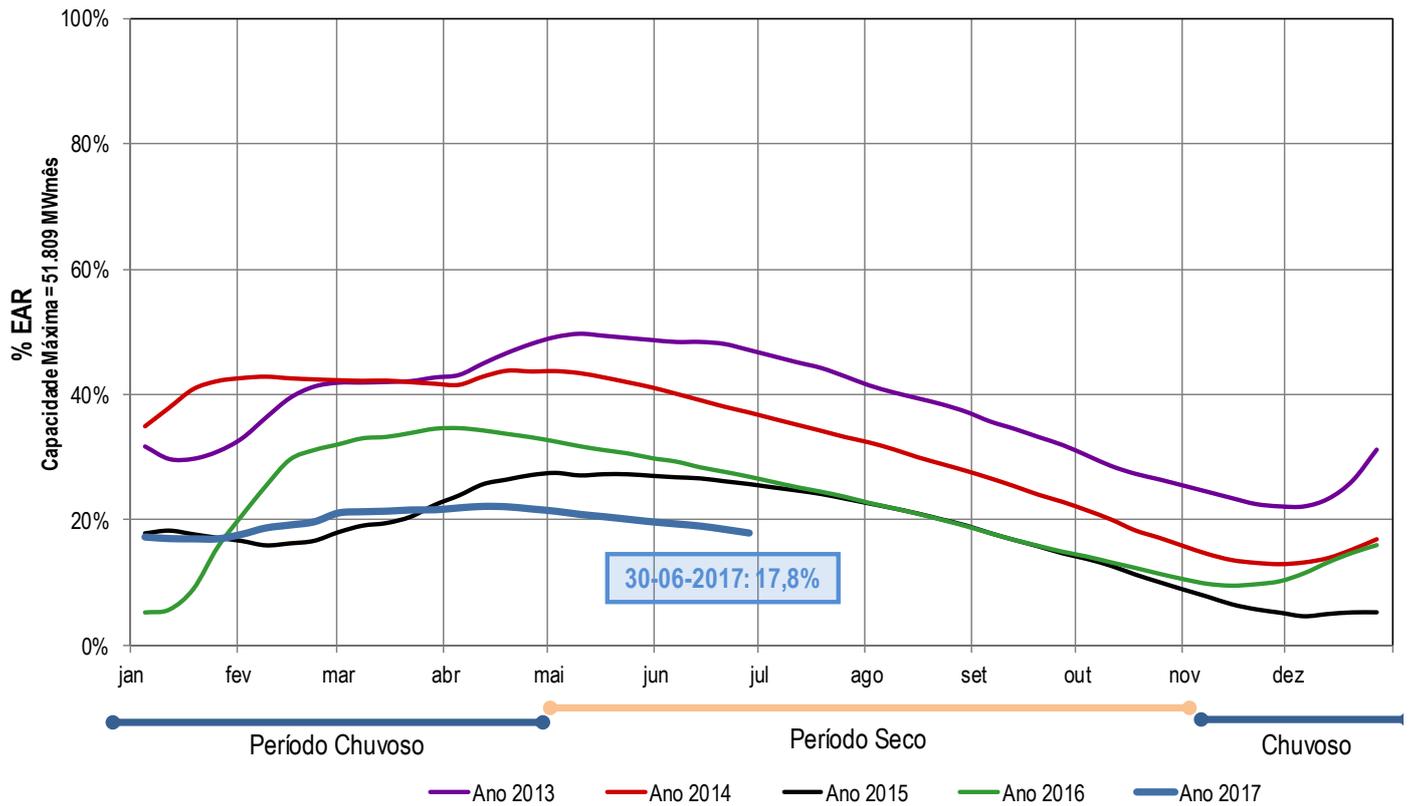


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

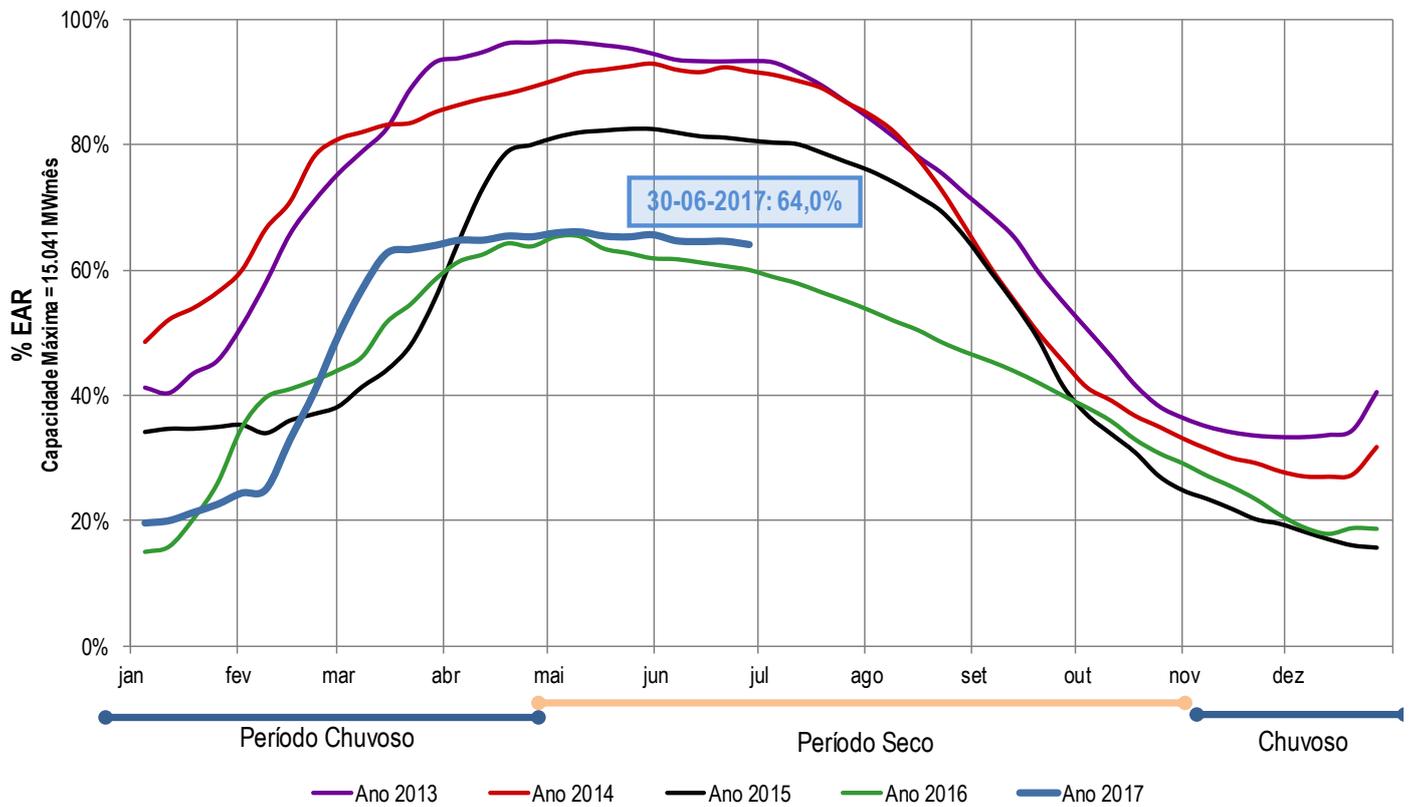


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em junho de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, totalizando 2.190 MWmédios, valor inferior ao verificado em maio de 2017 (3.512 MWmédios).

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 2.127 MWmédios, valor menor que os 2.944 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou aproximadamente 1.563 MWmédios no mês de junho de 2017, ante a importação de 2.944 MWmédios em maio de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 118 MWmédios, valor próximo ao verificado no mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, nos dias 7 e 8 de junho, houve exportação de energia para a Argentina pelas conversoras de frequência de Garabi.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA *

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em maio de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.711 GWh, considerando autoprodução e acréscido das perdas, representando aumento de 1,5% em relação ao consumo de maio de 2016.

Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/17 GWh	Evolução mensal (Mai/17/Abr/17)	Evolução anual (Mai/17/Mai/16)	Jun/15-Mai/16 (GWh)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.010	-1,8%	0,7%	131.535	133.471	1,5%
Industrial	13.496	-2,9%	-2,5%	164.929	164.585	-0,2%
Comercial	7.199	-6,3%	-2,4%	90.122	87.466	-2,9%
Rural	2.239	-1,1%	-1,2%	25.942	27.608	6,4%
Demais classes *	4.010	-2,4%	-2,5%	48.823	48.162	-1,4%
Perdas e Diferenças **	9.756	31,1%	15,1%	111.270	111.135	-0,1%
Total	47.711	2,4%	1,5%	572.621	572.427	0,0%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** As informações "Perdas e Diferenças" são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Maio/2017 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

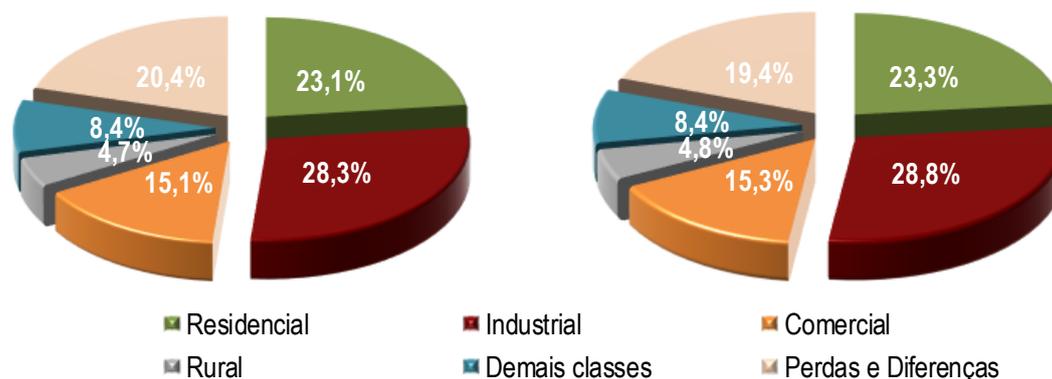


Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até maio de 2017.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. As informações da carga total dos sistemas isolados para os meses de abril/2017 e maio/2017 não foram disponibilizadas pela Eletrobras e ONS, respectivamente, à EPE, até o fechamento deste Boletim. Dessa forma, foi utilizada como estimativa a média dos meses anteriores (jan-março/2017), o que impacta também na estimativa de "Perdas e Diferenças" no mês.



Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mai/17 kWh/NU	Evolução mensal (Mai/17/Abr/17)	Evolução anual (Mai/17/Mai/16)	Jun/15-Mai/16 (kWh/NU)	Jun/16-Mai/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	157	-2,1%	-1,4%	160	159	-0,7%
Consumo médio industrial	25.436	-2,9%	0,0%	25.265	25.850	2,3%
Consumo médio comercial	1.256	-6,5%	-3,2%	1.321	1.272	-3,7%
Consumo médio rural	502	-1,3%	-2,7%	492	515	4,8%
Consumo médio demais classes*	5.186	-2,4%	-3,8%	5.332	5.190	-2,7%
Consumo médio total	466	-3,4%	-3,4%	481	472	-1,8%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até maio de 2017.

Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mai/16	Mai/17	
Residencial (NUCR)	68.435.938	69.935.697	2,2%
Industrial (NUCI)	544.001	530.578	-2,5%
Comercial (NUCC)	5.683.804	5.730.927	0,8%
Rural (NUCR)	4.395.732	4.464.459	1,6%
Demais classes *	763.017	773.254	1,3%
Total (NUCT)	79.822.492	81.434.915	2,0%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de junho de 2017 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	43.947 08/06/2017 - 18h36	13.943 20/06/2017 - 18h24	11.757 09/06/2017 - 14h34	6.593 09/06/2017 - 14h24	73.957 08/06/2017 - 18h23
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.692 21/03/2017 - 14h40	6.748 16/05/2017 - 14h41	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

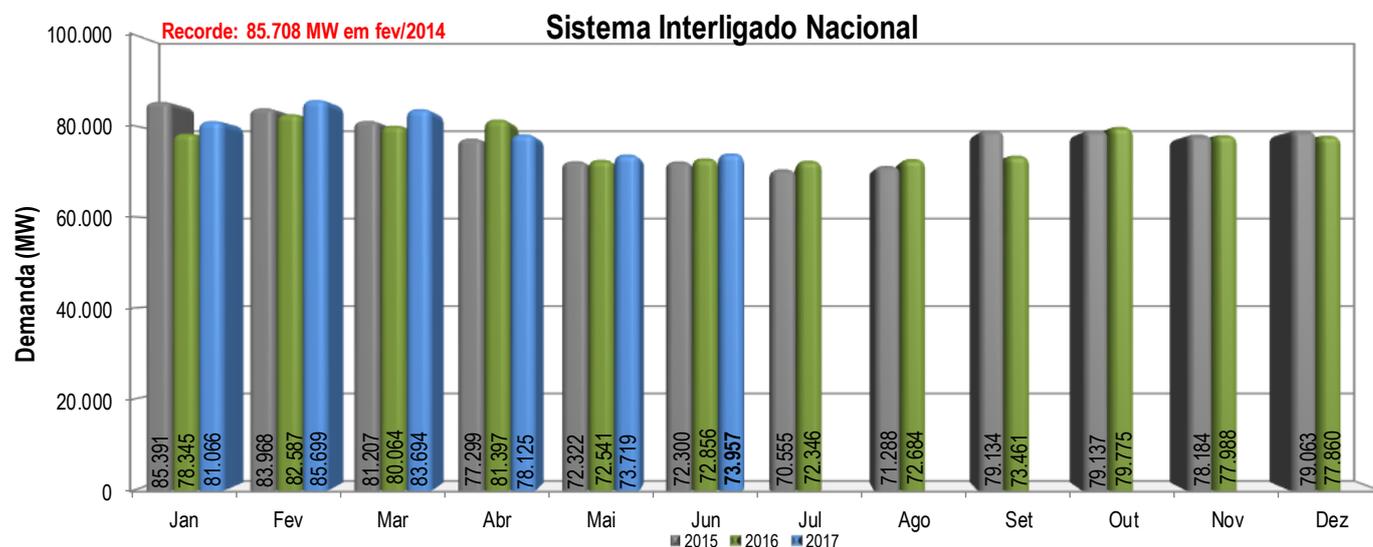


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

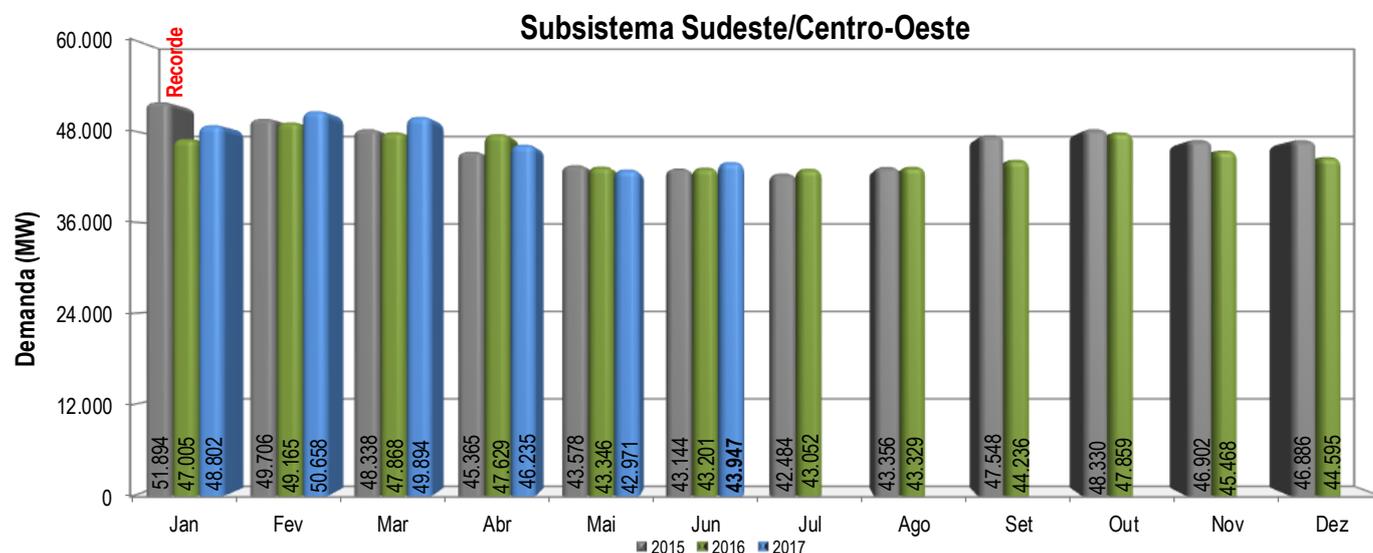


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

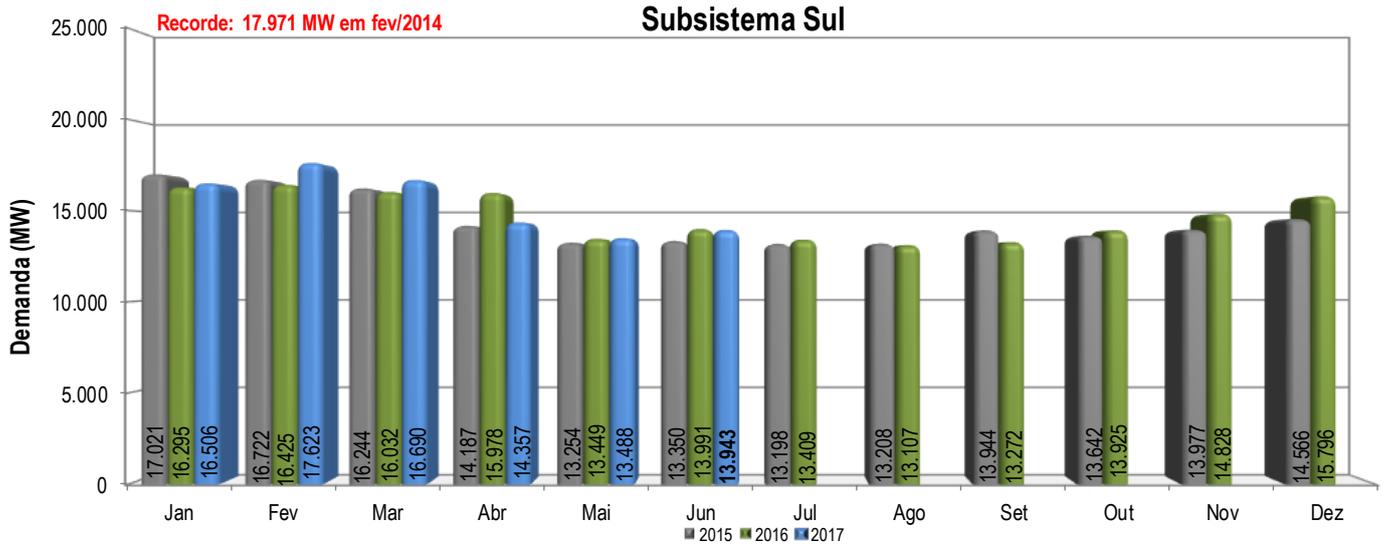


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

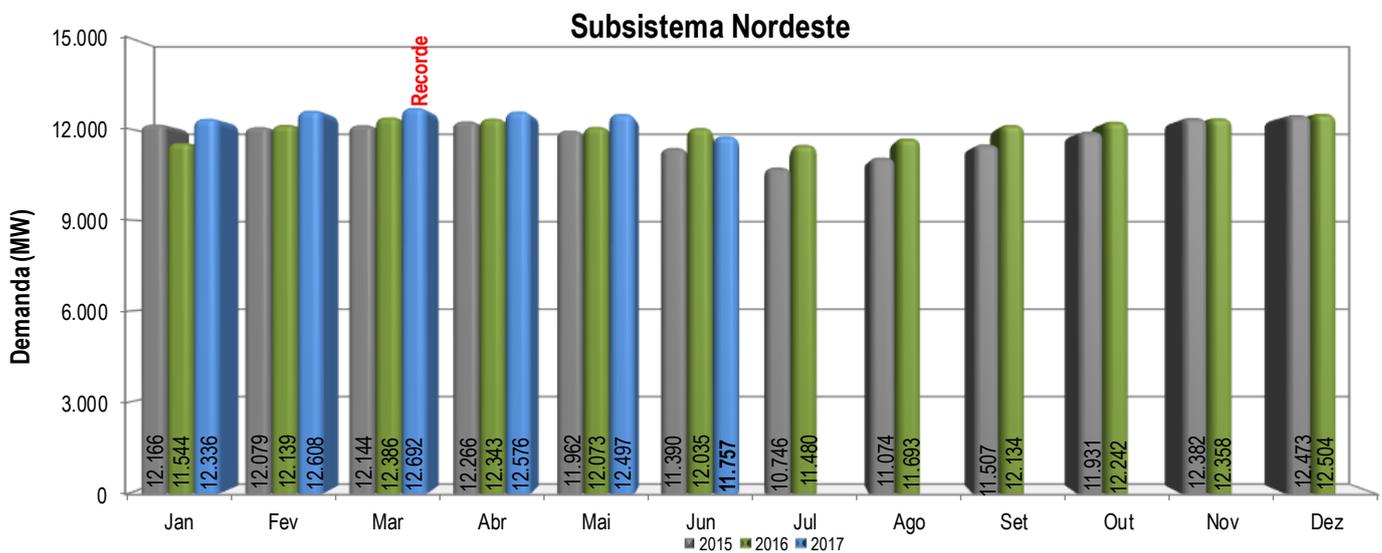


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

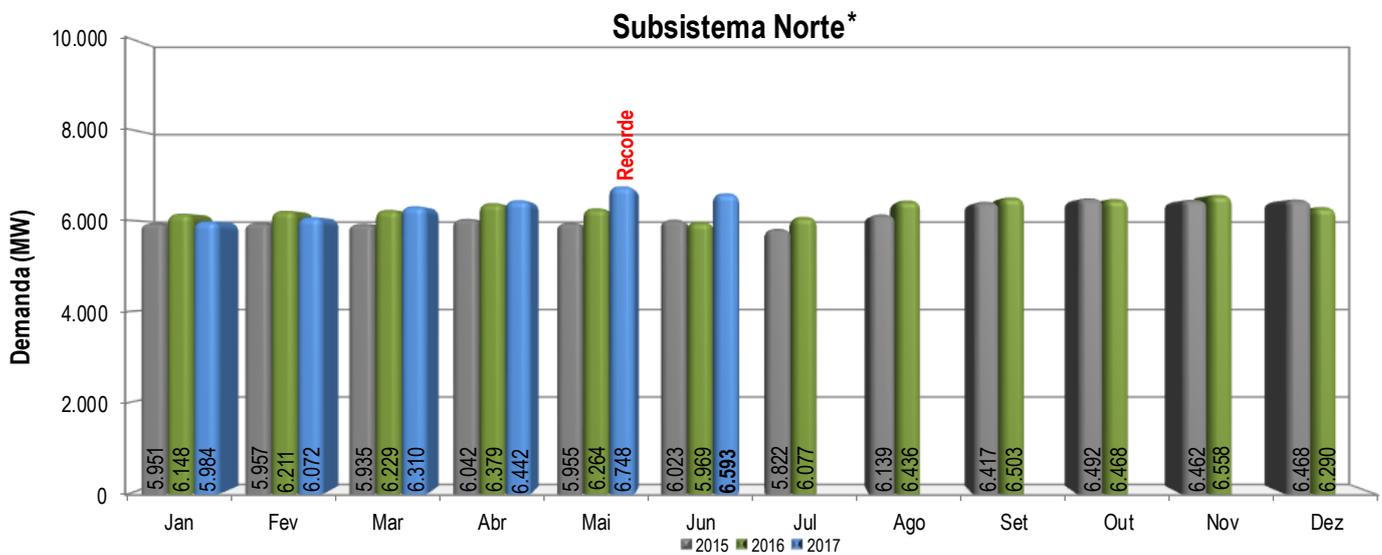


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

* O aumento da demanda registrada a partir de agosto de 2015 no subsistema Norte deve-se à interligação do sistema elétrico do Amapá ao SIN (Despacho ANEEL nº 2.411/2015).



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.980 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD e considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), houve um acréscimo de 7.865 MW, sendo 5.118 MW de geração de fonte hidráulica, 946 MW de fontes térmicas*, 1.679 MW de fonte eólica e 122 MW de fonte solar, esta em função da entrada em operação de parques solares na Bahia.

Tabela 7. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Jun/2016	Jun/2017			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2017 - Jun/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	93.649	1.306	98.778	64,6%	5,5%
UHE	88.351	220	93.216	60,9%	5,5%
PCH + CGH	5.298	1.071	5.551	3,6%	4,8%
CGH GD	-	15	11	0,0%	-
Térmica	42.288	3.026	43.253	28,2%	2,3%
Gás Natural	13.036	164	13.018	8,5%	-0,1%
Biomassa	13.372	536	14.133	9,2%	5,7%
Petróleo	10.127	2.221	10.211	6,7%	0,8%
Carvão	3.612	22	3.732	2,4%	3,3%
Nuclear**	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	-	51	19	0,0%	-
Eólica	9.023	491	10.712	7,0%	18,7%
Eólica (não GD)	9.023	439	10.702	7,0%	18,6%
Eólica GD	-	52	10	0,0%	-
Solar	23	11.455	237	0,2%	930,5%
Solar (não GD)	23	52	145	0,1%	531,5%
Solar GD	-	11.403	92	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	144.983	4.757	152.848	99,9%	5,4%
Geração Distribuída - GD	-	11.521	132	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	144.983	16.278	152.980	100,0%	5,5%

*A partir de julho de 2015, na matriz de capacidade instalada são incluídas as usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas como "Outros".

** Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

*** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e das informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: www.aneel.gov.br/scg/gd. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 03/07/2017)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jun/2017

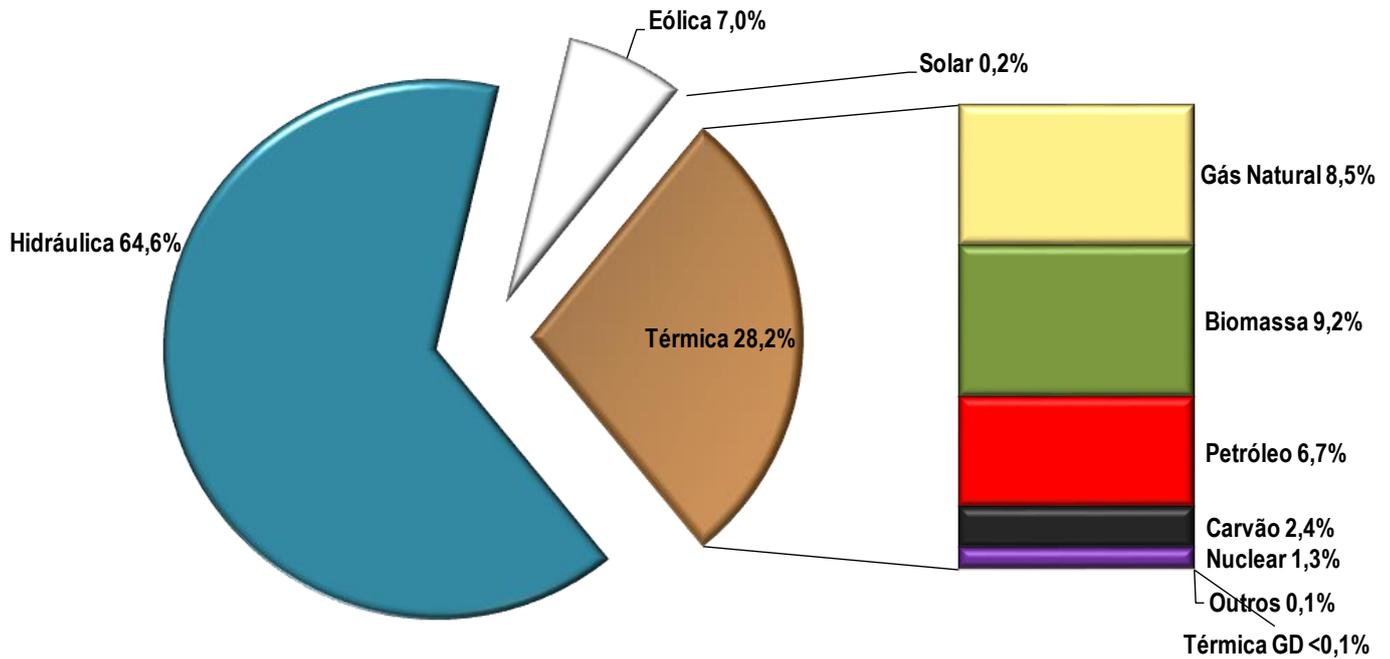


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

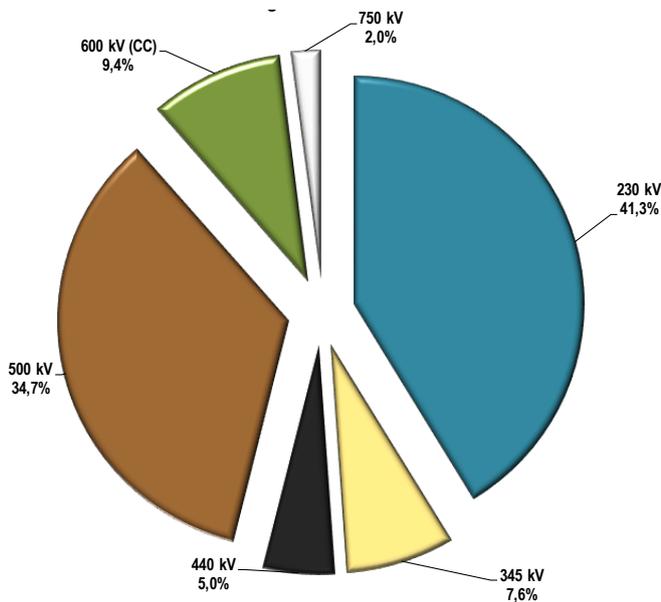


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.197	41,3%
345 kV	10.319	7,6%
440 kV	6.758	5,0%
500 kV	47.254	34,7%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
Total SEB	136.027	100,0%

Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima. Em junho/2017, foram revisados pela SEE/DMSE os valores de expansão da transmissão verificados, tendo sido realizados ajustes nos dados considerados até então.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em junho de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 538,72 MW de geração:

- PCH Caquende - UGs: 1 e 2, total de 4 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.030556-1.01;
- CGH Antunes - UG: 1, de 1 MW, em Santa Catarina. CEG: CGH.PH.SC.0308803.01;
- UTE Caarapó - UG: 3, de 38 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: UTE.AI.MS.030104-3.01;
- UTE NG Bioenergia I - UG: 3, de 23 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.031033-6.01;
- UTE WD - UG: 3, de 30 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.AI.MG.029122-6.01;
- UTE São José - UGs: 1 a 160, total de 50 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.028922-1.01;
- UTE Oeiras do Pará - CEPA - UGs: 1 a 3, total de 1,692 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035720-0.01;
- UTE Asja Sabará - UGs: 1 e 2, total de 1,426 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.RU.MG.035528-3.01;
- UFV Bom Jesus da Lapa I - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032892-8.01;
- UFV Bom Jesus da Lapa II - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032893-6.01;
- UFV Lapa 2 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034437-0.01;
- UFV Lapa 3 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034333-1.01;
- UEE Vila Acre I - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033752-8.01;
- UEE Aura Mangueira XII - UGs: 1 a 5, total de 15 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031653-9.01;
- UEE Ventos de Santo Estevão I - UGs: 1 a 11, total de 25,3 MW, no Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.031761-6.01;
- UEE Ventos de Santo Estevão II - UGs: 3 e 5, total de 4,6 MW, no Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.031762-4.01;
- UEE Ventos de Santo Onofre IV - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.032366-7.01;
- UEE Pedra Cheirosa - UGs: 1 a 12, total de 25,2 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031736-5.01;
- UEE Pedra Cheirosa II - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031698-9.01;
- UEE Carnaúbas - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030831-5.01;
- UEE Reduto - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030843-9.01;
- UEE Santo Cristo - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030849-8.01;
- UEE São João - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030804-8.01;
- UEE Ventos de Santa Edwiges - UGs: 3 a 6 e 8, total de 13,5 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031270-3.01.

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização.



Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Jun/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	269,600	586,200
Eólica (não GD)	269,600	556,500
Eólica GD	0,000	29,700
Hidráulica	5,000	1.810,270
PCH + CGH	5,000	92,810
UHE	0,000	1.717,460
Solar	120,000	120,000
Solar (não GD)	120,000	120,000
Térmica	144,118	394,085
Biomassa	92,426	129,426
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	51,692	264,659
TOTAL	538,718	2.910,555

Fonte dos dados: MME / SEE

7.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
Eólica	958,000	1.456,000	1.140,450
Eólica (não GD)	958,000	1.456,000	1.140,450
Hidráulica	1.289,910	4.029,300	2.954,790
PCH + CGH	67,690	154,650	124,160
UHE	1.222,220	3.874,650	2.830,630
Solar	530,400	1.349,150	180,000
Solar (não GD)	530,400	1.349,150	180,000
Térmica	0,000	8,000	950,750
Biomassa	0,000	8,000	20,000
Carvão	0,000	0,000	340,000
Gás Natural	0,000	0,000	590,750
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	2.778,310	6.842,450	5.225,990

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 22/06/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.



7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de junho de 2017 houve expansão de 86,0 km referente às seguintes linhas de transmissão no SIN:

- LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Igaporã III, com 35,0 km de extensão, da CHESF, na Bahia;
- LT 500 kV Igaporã III / Ibicoara, com 35,0 km de extensão, da CHESF, na Bahia;
- LT 440 kV Jupia / Marechal Rondon, com 5,0 km de extensão, da CTEEP, em Mato Grosso do Sul e São Paulo;
- LT 440 kV Marechal Rondon / Taquaruçu, com 5,0 km de extensão, da CTEEP, em São Paulo e Mato Grosso do Sul;
- LT 500 kV Marimbondo /Marimbondo II C-1, com 6,0 km de extensão, da TP SUL, em Minas Gerais.

Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	0,0	377,7
345	0,0	0,0
440	10,0	10,0
500	76,0	685,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	86,0	1.072,7

* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados. Em junho/2017, foram realizadas as correções nos montantes de expansão mensal considerados até então relativos à LT 500 kV ACU III /J. CAMARA III C-1 RN (Esperanza), 126 km, à LT 230 kV João Câmara II / São Miguel (SM Geração), 14 km.

7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão *

No mês de junho foram incorporados 3 novos transformadores ao SIN, num total de 1.725 MVA:

- TR 1 500/230 kV – 750 MVA, na SE IGAPORÃ III, da CHESF, na Bahia;
- TR-2 500/230 kV – 750 MVA, na SE IGAPORÃ III, da CHESF, na Bahia;
- TR 1 230/138 kV – 225 MVA, na SE ANHANGUERA, da CELG GT, em Goiás.

Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

	Realizado em Jun/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	1.725,0	5.825,0

* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados.

No mês de junho de 2017 não foram incorporados equipamentos de compensação de potência reativa ao SIN.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
138	0,4	10,0	1,0
230	395,4	707,7	1.832,8
345	0,0	0,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	1.864,0	2.280,2	2.239,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
TOTAL	2.279,8	7.181,9	9.474,2

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
TOTAL	12.455,0	24.148,0	24.365,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 21/06/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de maio de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 72,3% do total gerado no país, 1,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 0,3 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 1,5%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de +1,5 p.p. na geração a biomassa, +0,7 p.p. na geração a petróleo e -0,9 p.p. na geração a gás natural.

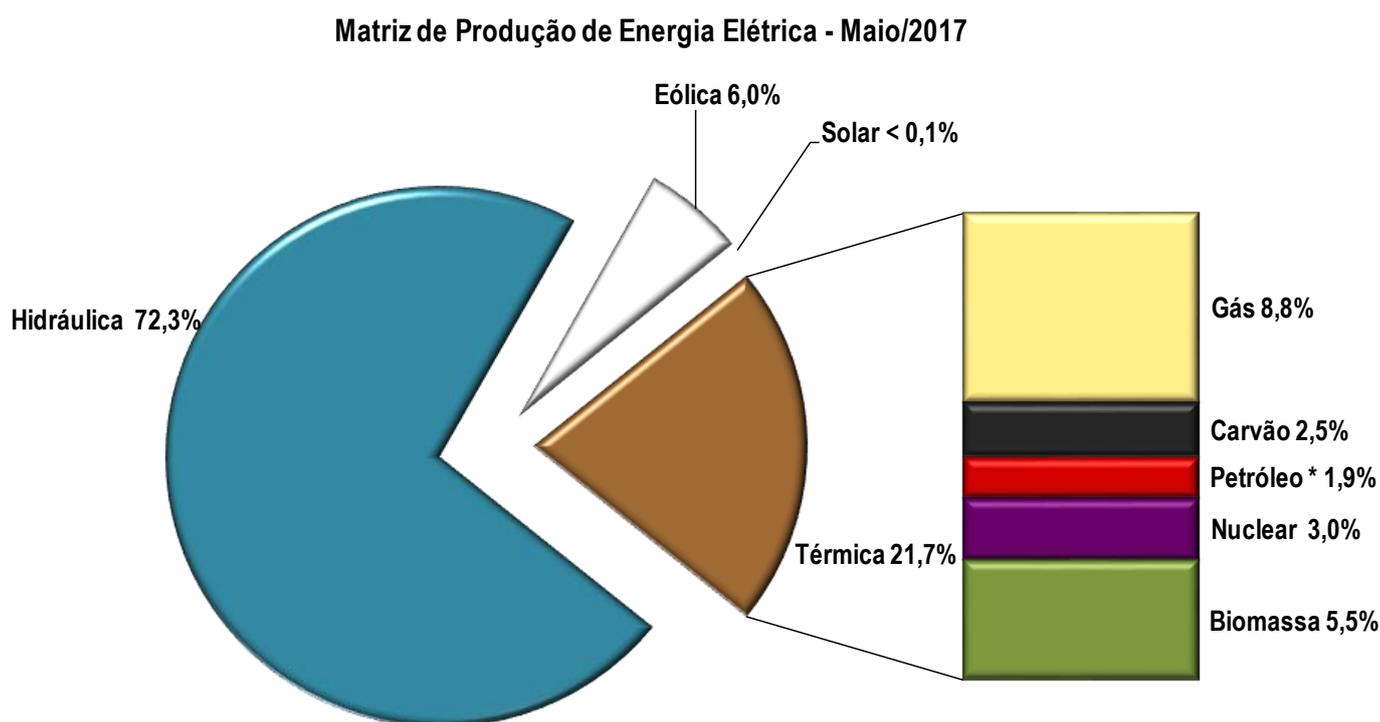


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

* Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

** A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução.

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, referente ao mês de maio/2017, não foi considerada a informação da geração das usinas térmicas a gás natural dos sistemas isolados, em função da não disponibilização destas informações pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim.



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional **

Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/17 (GWh)	Evolução mensal (Mai/17 / Abr/17)	Evolução anual (Mai/17 / Mai/16)	Jun/15-Mai/16 (GWh)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.499	0,0%	-2,7%	389.631	403.355	3,5%
Térmica	9.495	9,8%	14,5%	123.005	99.973	-18,7%
Gás	3.957	-6,6%	46,7%	53.543	42.411	-20,8%
Carvão	1.121	9,0%	-4,0%	15.068	12.580	-16,5%
Petróleo *	626	92,5%	10,1%	16.539	7.592	-54,1%
Nuclear	1.301	-1,3%	-5,2%	14.294	14.146	-1,0%
Biomassa	2.490	42,8%	0,1%	23.561	23.243	-1,3%
Eólica	2.685	6,9%	14,3%	24.747	34.692	40,2%
Solar	6,21	238,0%	-	25,77	31,69	23,0%
TOTAL	44.685	2,3%	1,4%	537.409	538.053	0,1%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. As informações incluem a energia importada pelo Brasil referente à parcela paraguaia de Itaipu.
Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração nos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN em 2015.

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/17 (GWh)	Evolução mensal (Mai/17 / Abr/17)	Evolução anual (Mai/17 / Mai/16)	Jun/15-Mai/16 (GWh)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0,2	-62,3%	-84,0%	111	9	-91,6%
Térmica	233	6,6%	2,9%	2.898	2.629	-9,3%
Gás	-	-	-	54	45	-16,9%
Petróleo *	229	6,6%	2,9%	2.844	2.579	-9,3%
Biomassa	5	-	-	-	5	-
TOTAL	233	6,4%	2,5%	3.009	2.638	-12,3%

Para o mês de maio/2017, a informação do montante de geração de usinas térmicas a gás natural dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim. Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas ao MME pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.



8.4. Geração Eólica *

No mês de maio de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 34,2%, com total de 2.936,8 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,8 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 41,7%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 3,7 p.p. em relação a abril de 2017, e atingiu 32,4%, com total de geração verificada no mês de 641,8 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,5 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,3%.

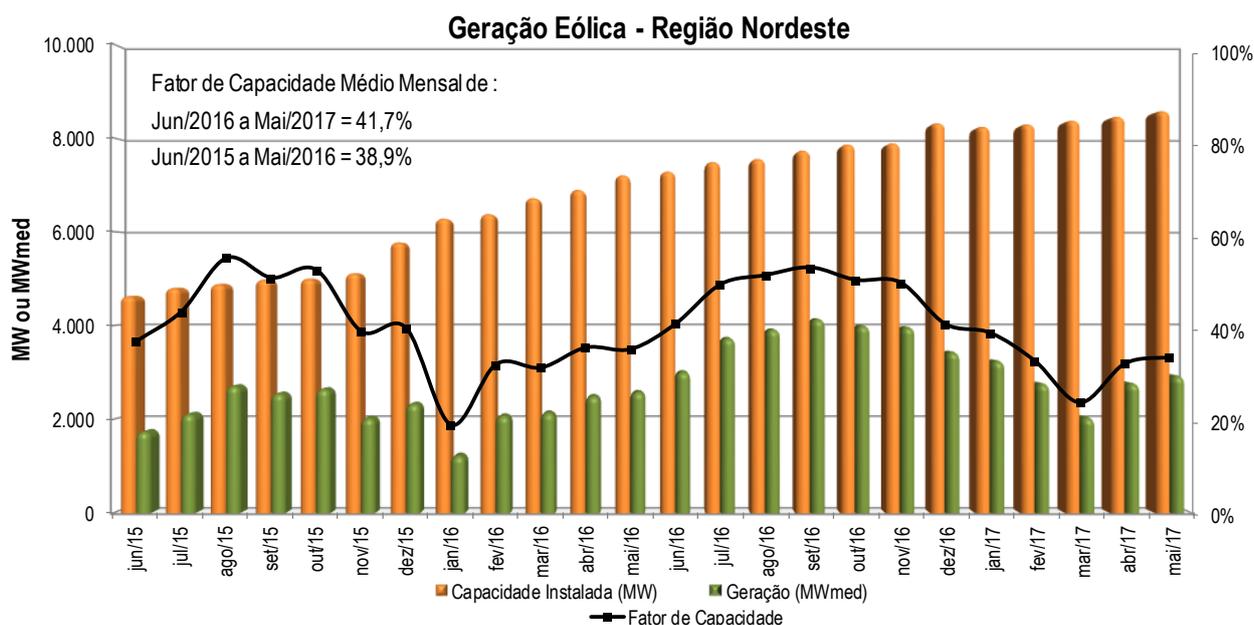


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

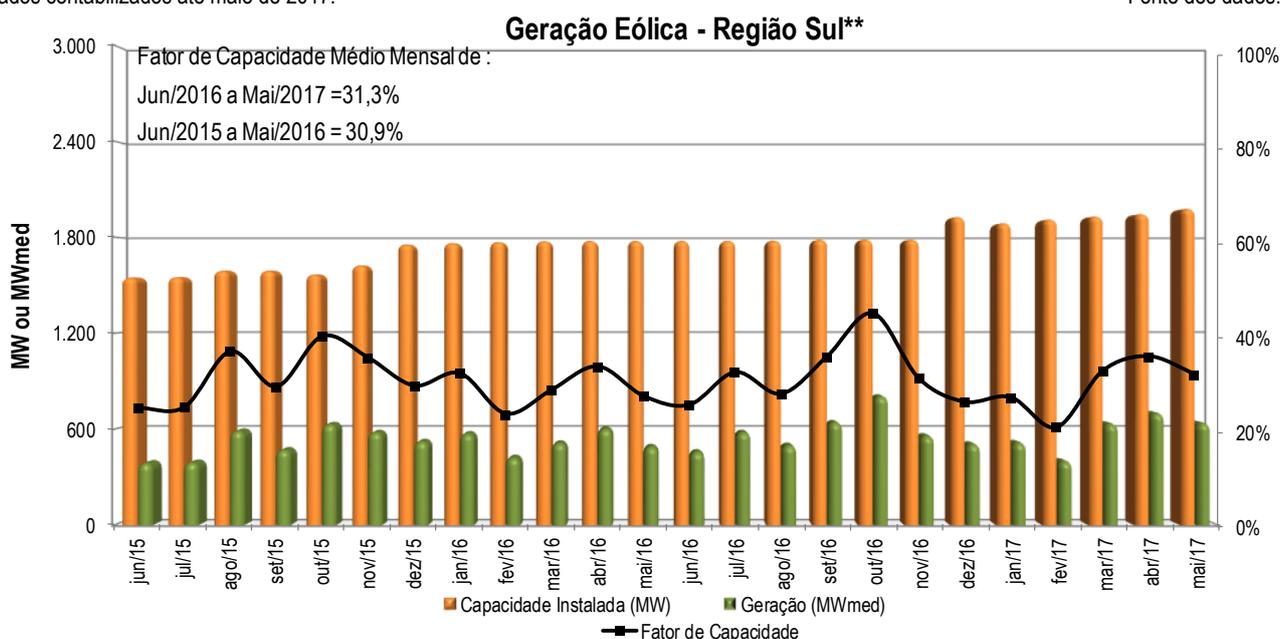


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

** Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do Programa Mensal de Operação - PMO, tendo havido semanas com descolamento dos valores do Sul e/ou do Nordeste com os demais subsistemas. O CMO do subsistema Sul foi nulo na segunda e na terceira semana do mês de junho, devido aos excedentes energéticos em função das significativas afluições verificadas e do atingimento dos limites de intercâmbio dessa região para as demais.

Ressalta-se que permanece vigente a deliberação da 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, que possibilitou o despacho por Garantia de Suprimento Energético - GE em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí, o que tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, em função da necessidade de fechamento do balanço energético para atendimento local.

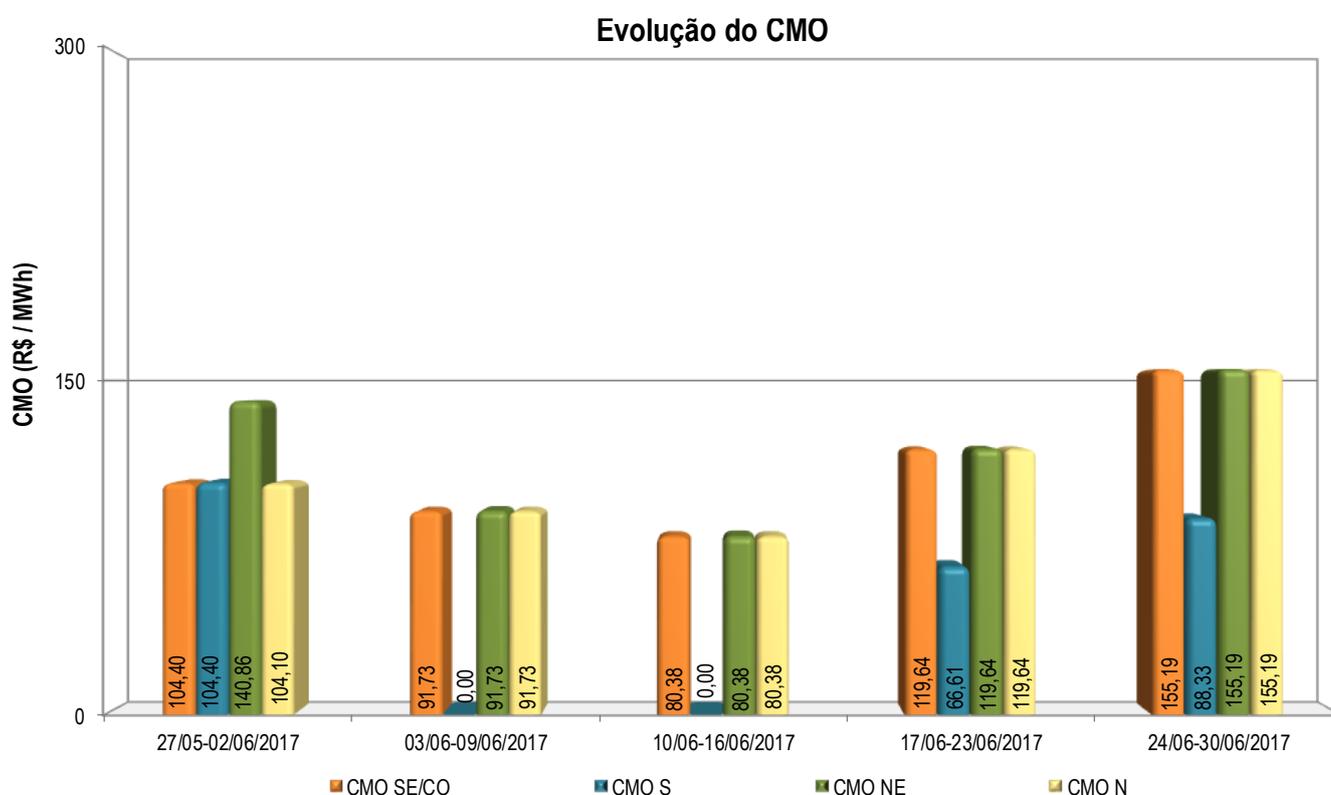


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2017 foi de R\$ 299,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 60,5 milhões). O valor do mês de maio de 2017 é composto por R\$ 266,9 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 22,1 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 10,4 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e consequente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica.

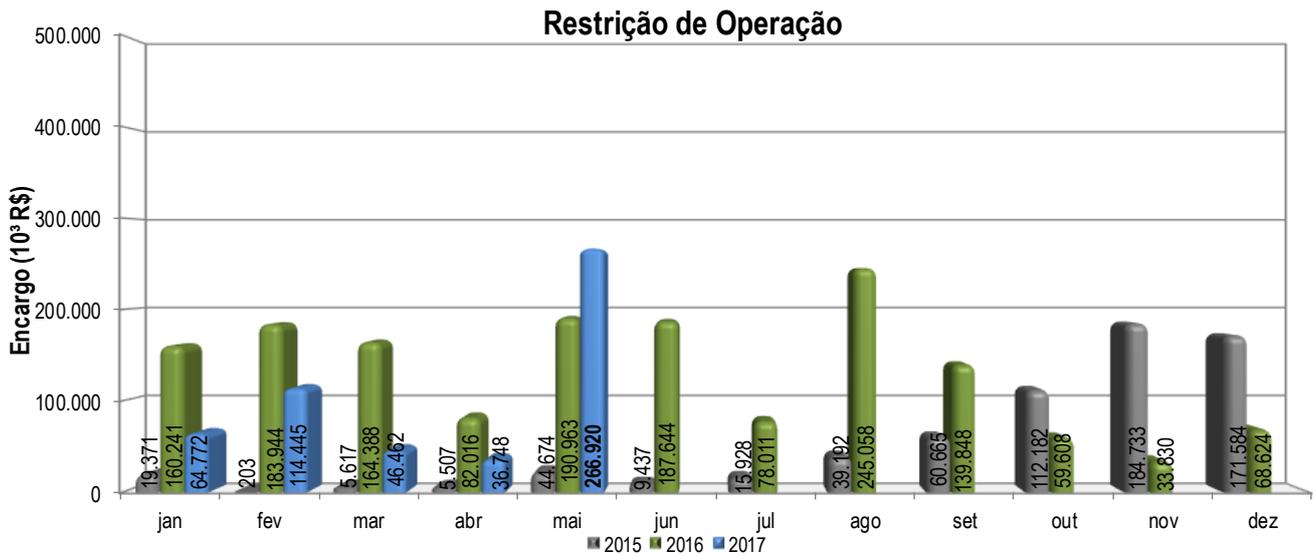


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

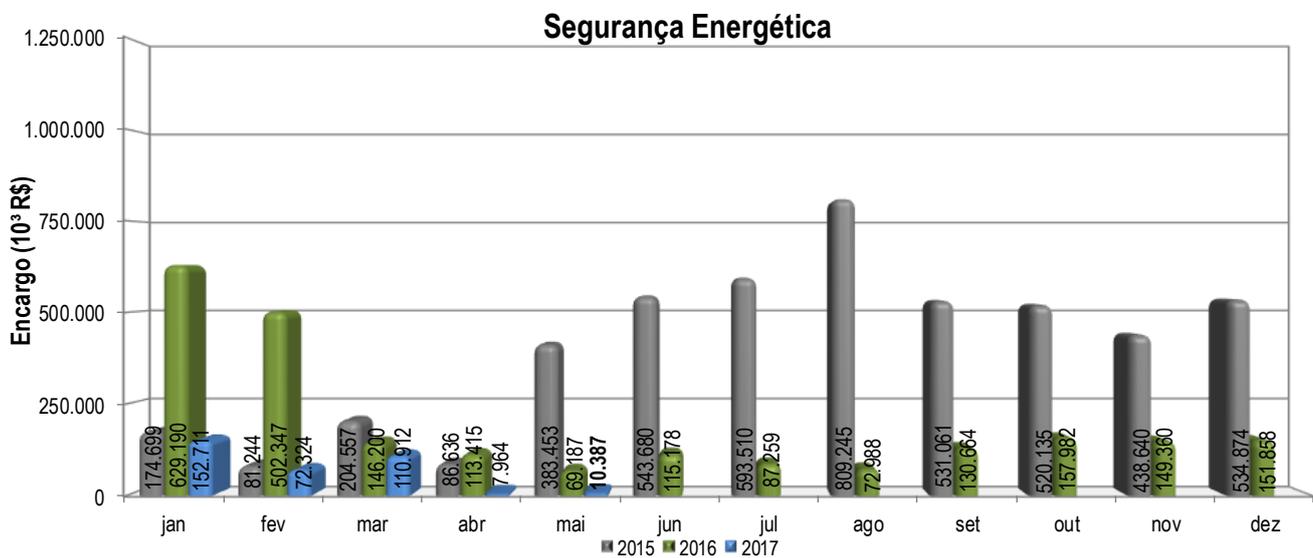


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

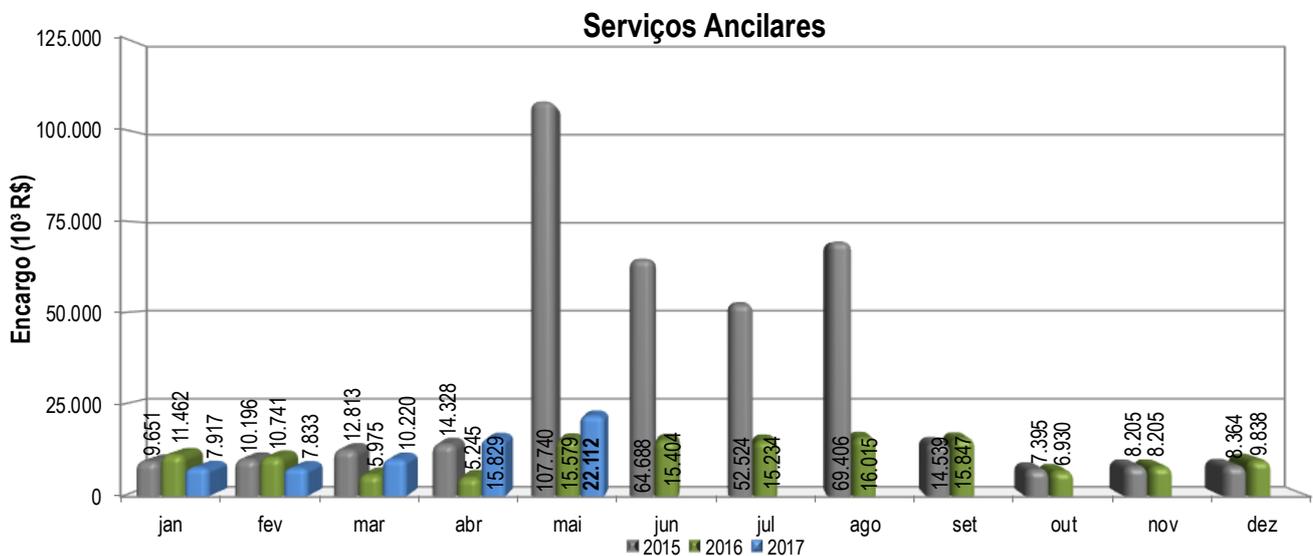


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2017, o número de ocorrências e o montante de carga interrompida no Sistema Elétrico Brasileiro foram inferiores aos valores verificados no mesmo período de 2016. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 10 de junho, às 10h57min:** Desligamento do setor de 230 kV da SE Mauá III (Amazonas GT). Houve interrupção de **182 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Sistema Manaus. Causa: Atuação incorreta da proteção contra falha do disjuntor de amarre após atuação indevida causada por manobra acidental durante intervenção.
- **Dia 20 de junho, às 11h27min:** Desligamento do barramento de 69 kV da SE Pici II (CHESF). Houve interrupção de **319 MW** de cargas da Enel Distribuição Ceará, no Ceará. Causa: falha humana, coincidente com intervenção, para montagem elétrica do quadro de comando no novo transformador de aterramento.

Os índices DEC e FEC Brasil seguem em trajetória decrescente ao longo de 2017.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0							0	5.487
S	0	0	0	0	0	0							0	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0							2.003	7.066
NE	520	448	0	823	314	319							2.424	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182							5.182	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0							1.705	2.048
TOTAL	2.331	1.781	2.591	1.992	2.118	501	0	0	0	0	0	0	11.314	29.116

Fonte dos dados: ONS

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0							0	2
S	0	0	0	0	0	0							0	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0							8	24
NE	2	3	0	3	2	1							11	14
N-Int	2	1	4	1	2	1							11	32
Isolados	3	3	0	1	6	0							13	15
TOTAL	9	8	7	6	11	2	0	0	0	0	0	0	43	96

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 minutos.

** Perda de carga simultânea em mais de uma região.



Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

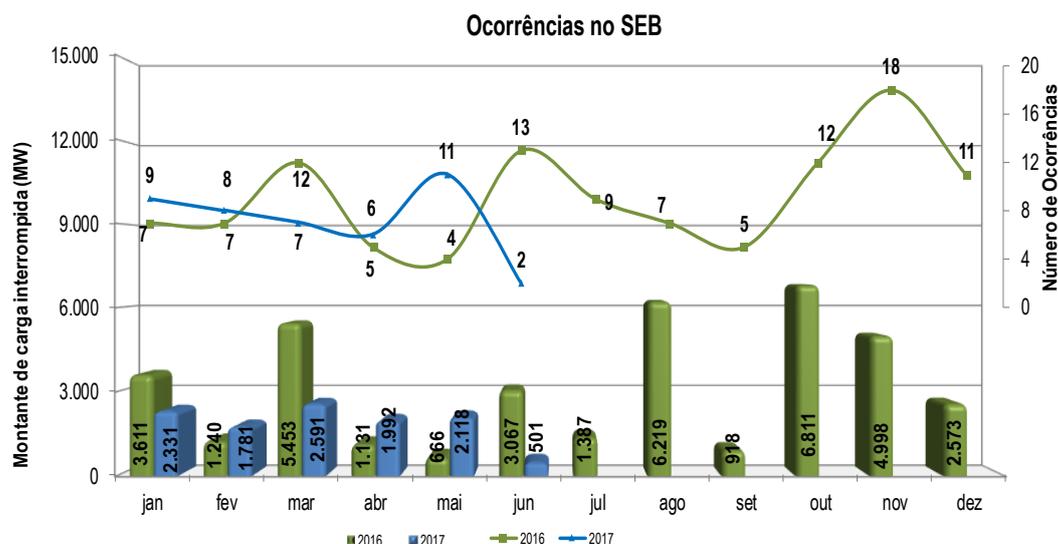


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,59	1,33	1,33	1,10	1,08								6,44	12,75
S	1,43	1,27	1,03	0,81	1,17								5,69	11,39
SE	1,36	0,94	0,98	0,72	0,71								4,70	9,02
CO	2,57	2,16	1,99	1,50	1,32								9,52	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,25								6,89	14,84
N	3,70	2,70	3,16	2,63	2,60								14,78	31,09

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64	0,63								3,69	9,70
S	0,92	0,80	0,64	0,55	0,66								3,60	9,12
SE	0,69	0,50	0,57	0,43	0,40								2,59	6,87
CO	1,54	1,41	1,33	0,98	0,96								6,22	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,63								3,51	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84								9,47	27,79

Dados contabilizados até maio de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

**Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

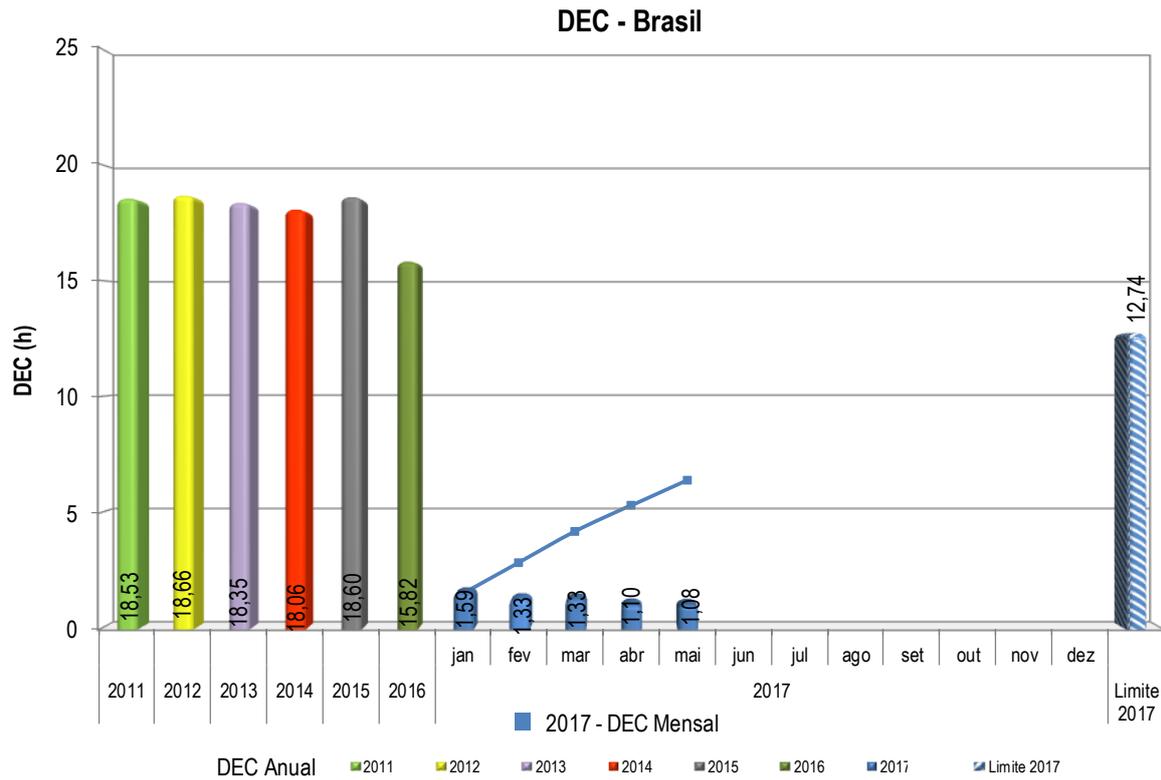


Figura 27. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

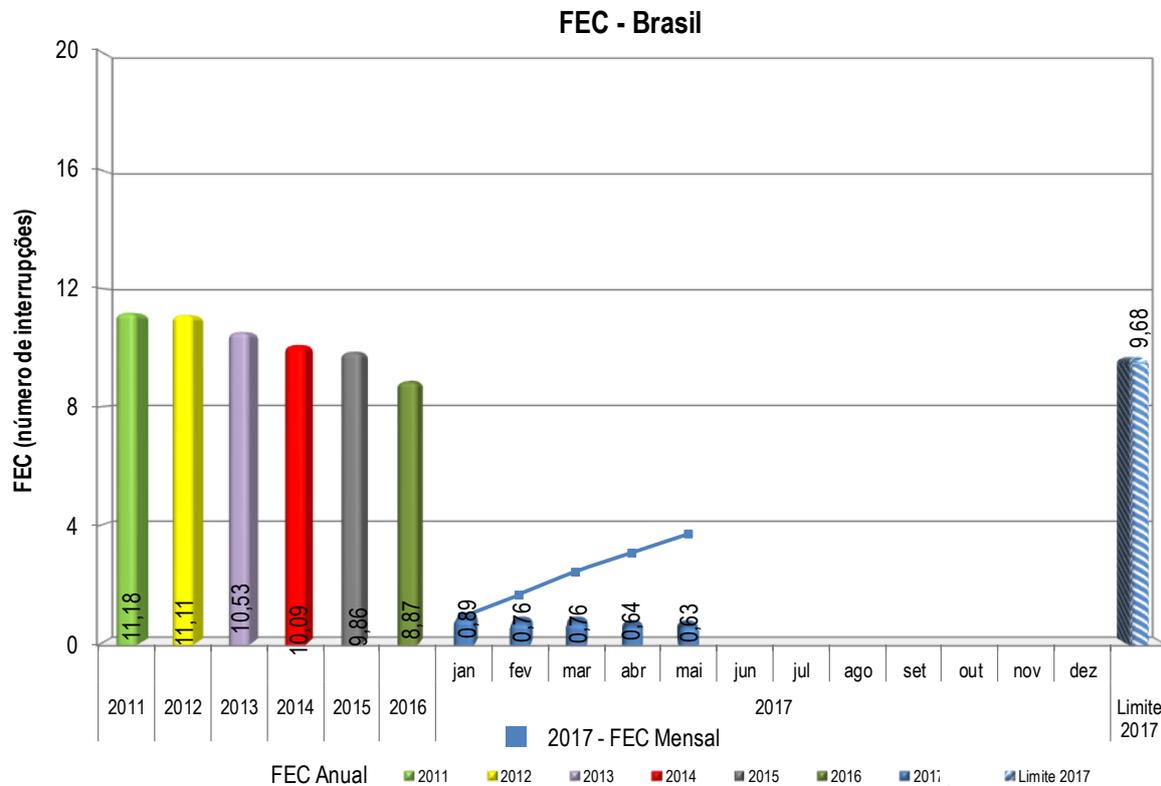


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre	MLT - Média de Longo Termo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MME - Ministério Minas e Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reativo
BIG – Banco de Informações de Geração	MW - Megawatt (10^6 W)
CAG – Controle Automático de Geração	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CC - Corrente Contínua	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	NE - Nordeste
CER - Contrato de Energia de Reserva	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CMO – Custo Marginal de Operação	OC1A – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
CO - Centro-Oeste	OCTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	OPGE – Óleo Combustível para Geração Elétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	PIE - Produtor Independente de Energia
EAR – Energia Armazenada	PMO - Programa Mensal de Operação
ENA - Energia Natural Afluente Energético	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	S - Sul
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SE - Sudeste
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
FC - Fator de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
GD - Geração Distribuída	SI - Sistemas Isolados
GE - Garantia de Suprimento Energético	SIN - Sistema Interligado Nacional
GNL - Gás Natural Liquefeito	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	UEE - Usina Eólica
GW - Gigawatt (10^9 W)	UHE - Usina Hidrelétrica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UNE - Usina Nuclear
h - Hora	UTE - Usina Termelétrica
Hz - Hertz	VU - Volume Útil
km - Quilômetro	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade