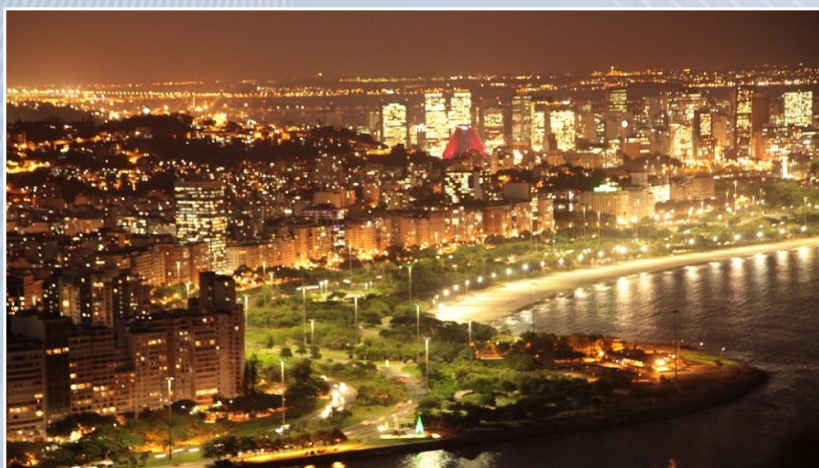




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

**Julho / 2017**





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Julho / 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 .....	16
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão.....	17
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	17
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	18
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	19
8.4. Geração Eólica .....	20
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	21
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	21
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	23
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	23
11.2. Indicadores de Continuidade.....	24



## 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 (MW 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. ....	18
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste. ....	20
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	20
Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês. ....	21
Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação. ....	22
Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética. ....	22
Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares. ....	22
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências. ....	24
Figura 27. DEC do Brasil. ....	25
Figura 28. FEC do Brasil. ....	25



## 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. ....	15
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). ....	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	16
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	17
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	17
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	19
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	23
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	23
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017. ....	24
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	24



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 79% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 38% MLT no Sul, 31% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 78% MLT, 36% MLT, 26% MLT e 55% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: -4,0%

Sul: -22,6%

Nordeste: -2,5%

Norte: -4,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	38,2
Sul	70,2
Nordeste	15,3
Norte	59,2

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

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

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em julho de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 153.822 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 814,11 MW de usinas de geração.

**LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em julho de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 136.094 km. No mês, entraram em operação comercial 67,0 km de linhas de transmissão.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** em junho de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 72,6% do total gerado no país, 0,3 pontos percentuais (p.p.) acima do verificado no mês anterior.

**ENCARGOS SETORIAIS:** o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2017 foi de R\$ 212,1 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 299,4 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** em julho de 2017 foram verificadas apenas 4 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 1054 MW de corte de carga.

**CMSE:** no dia 5 de julho de 2017 foi realizada a 182ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o ONS apresentou o Planejamento da Operação Energética – PEN 2017/2021. Assim, foram destacadas as premissas e dados de entrada utilizados no estudo, dentre as quais a carga considerada, a matriz de energia elétrica, a atual rede de transmissão e a expansão da oferta prevista no horizonte avaliado. Além disso, para os anos 2017 e 2018, foi apresentada análise conjuntural do atendimento, enquanto que para os demais anos o enfoque foi estrutural. Em todos os casos, foi destacado que há equilíbrio estrutural e o atendimento está garantido em todo o horizonte. 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

No mês de julho, os maiores acumulados de precipitação ocorreram nos setores leste do Nordeste e norte do país, durante todo o mês. Na segunda e terceira semanas do mês, frentes frias ocasionaram precipitação também na região Sul do país. Tais condições dificultaram a ocorrência de precipitação significativa nas bacias hidrográficas do SIN<sup>1</sup>.

Houve anomalias negativas de temperatura mínima e máxima em grande parte do Brasil, especialmente na parte central do país.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 79% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 38% MLT no Sul, 31% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 78% MLT, 36% MLT, 26% MLT e 55% MLT, respectivamente.

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

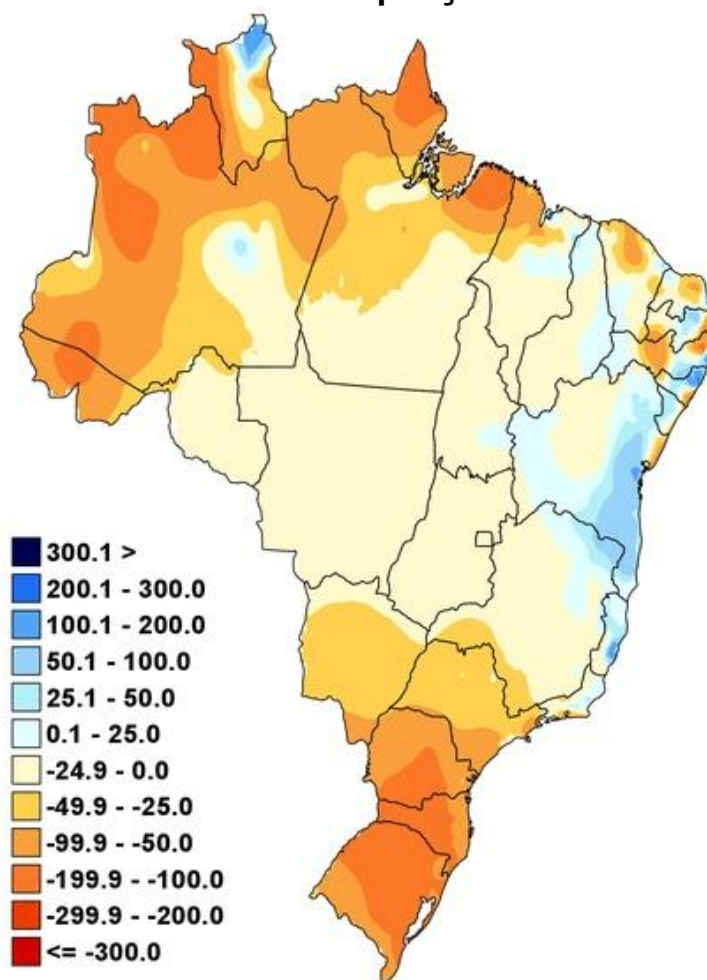


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE

<sup>1</sup>Os 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

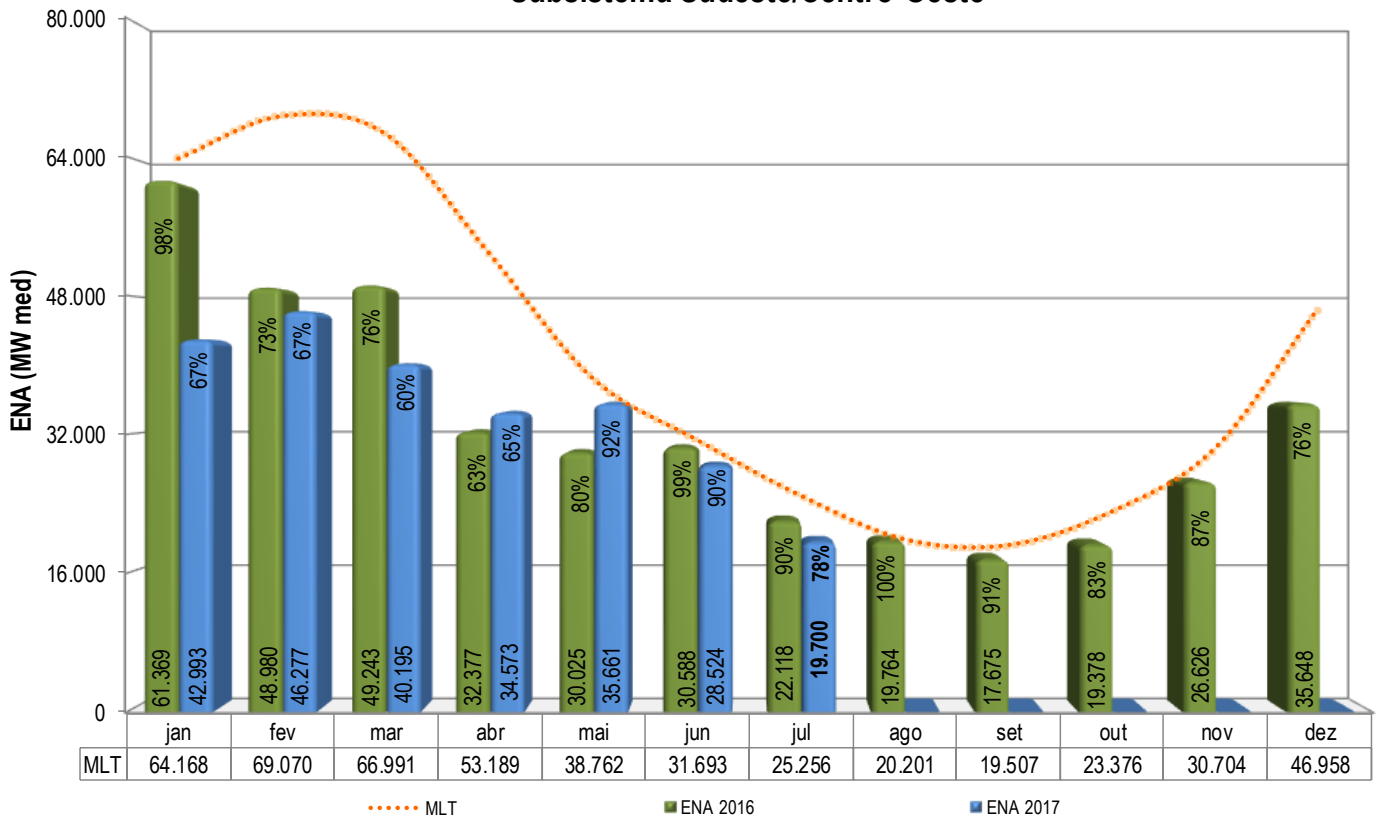


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

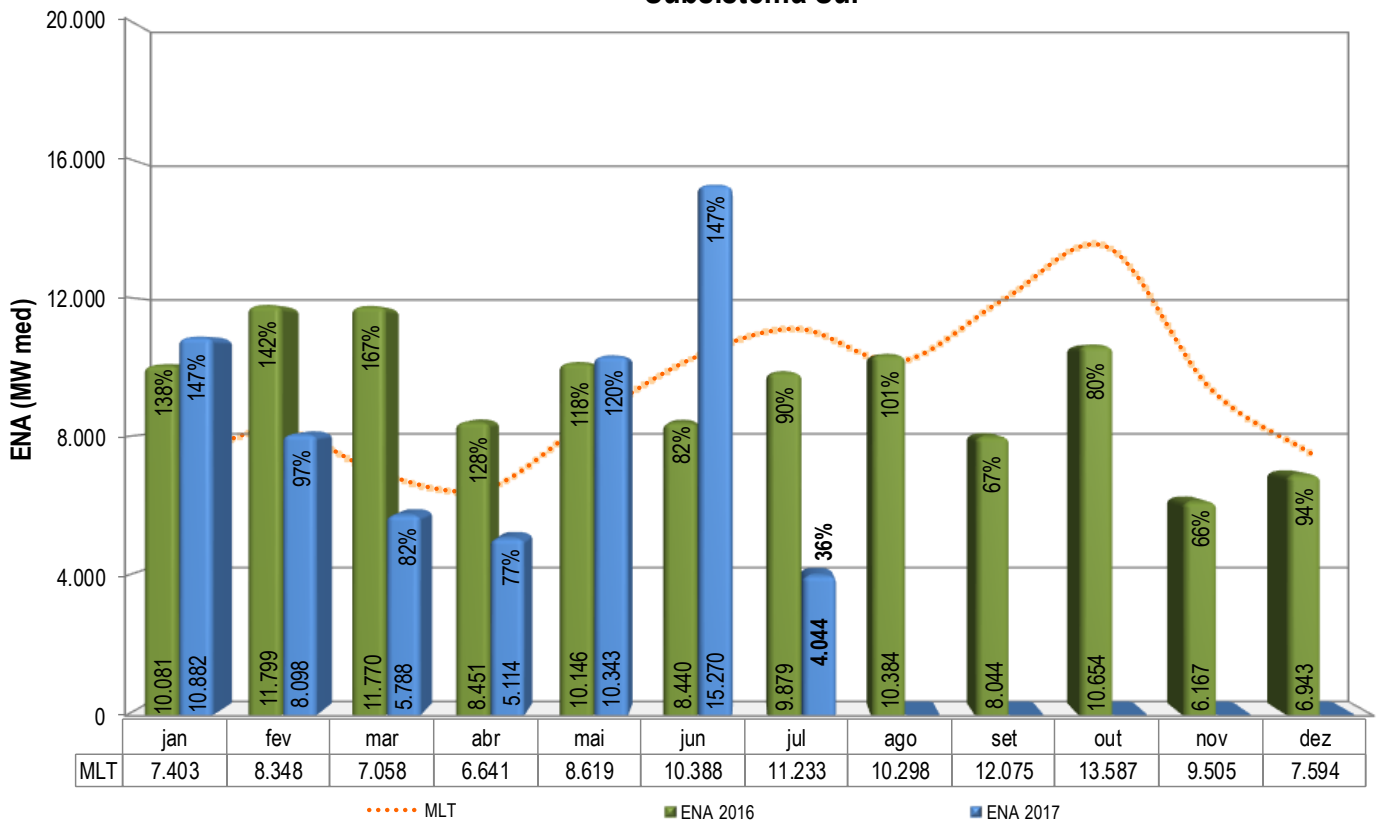


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

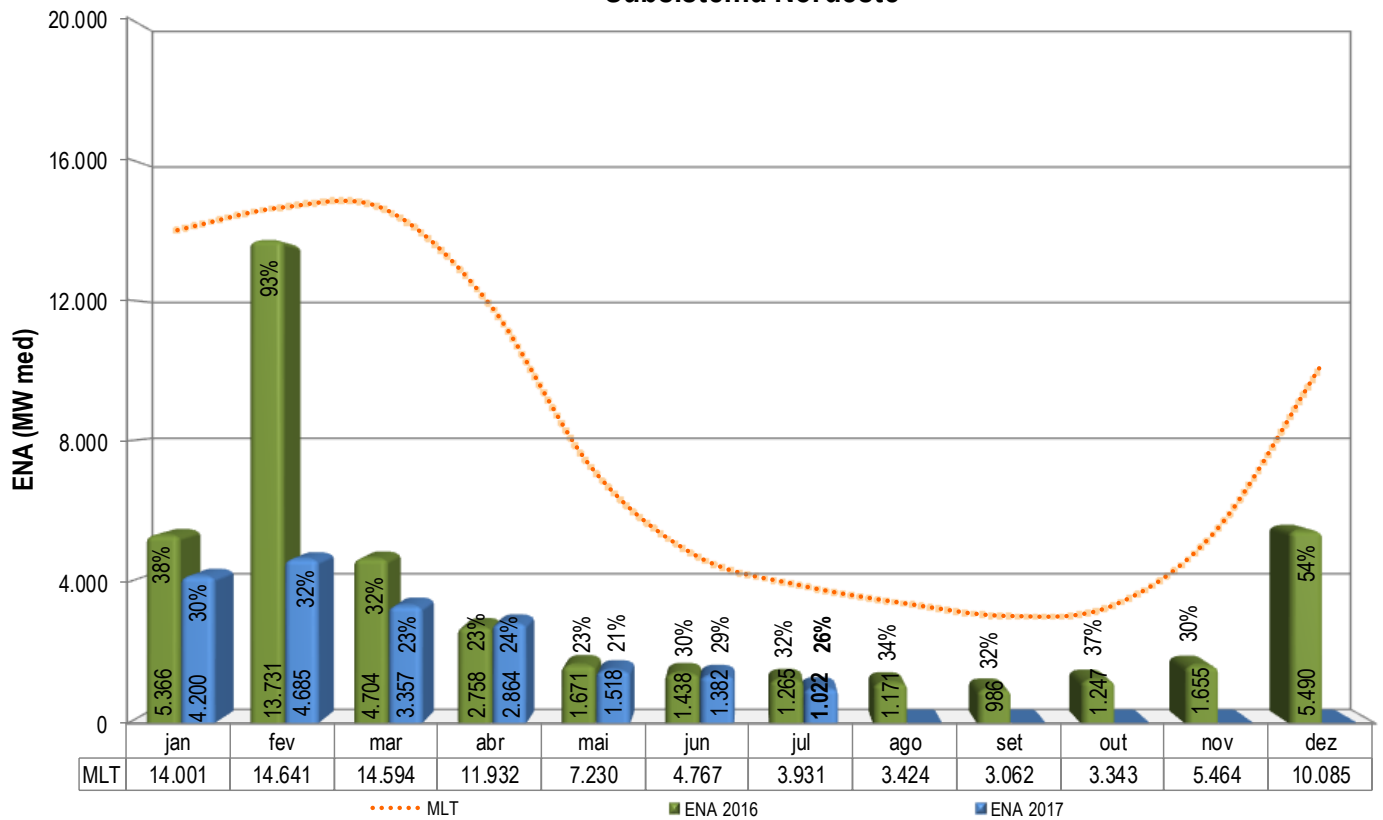


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

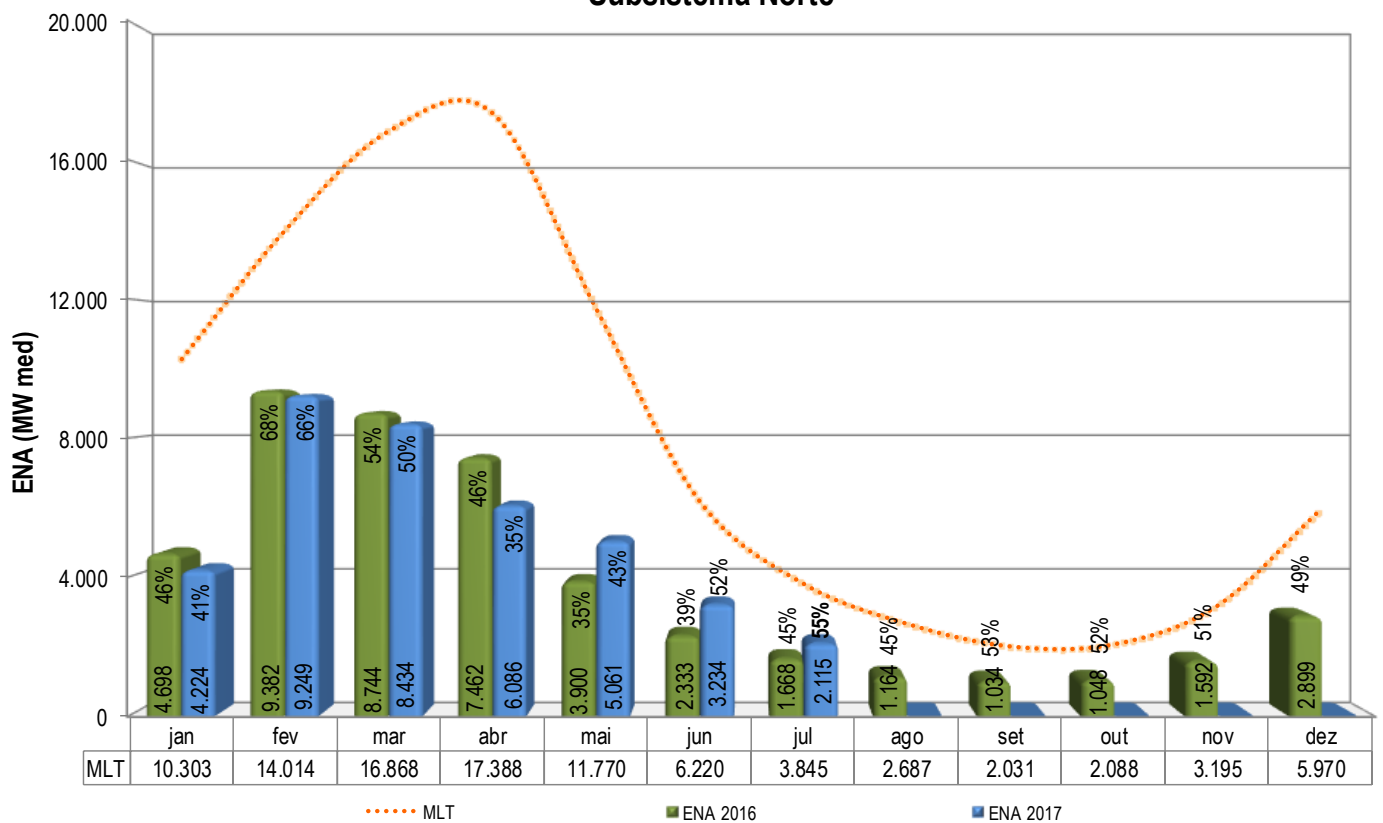


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

No mês de julho de 2017, foi verificado deplecionamento do armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, conforme pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	42,2	38,2	203.343	71,5
Sul	92,8	70,2	20.100	13,0
Nordeste	17,8	15,3	51.809	7,3
Norte	64,0	59,2	15.041	8,2
<b>TOTAL</b>			<b>290.293</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS

Na região Norte, a geração da UHE Tucuruí foi minimizada, com dimensionamento eventual nos períodos de carga média e pesada de forma a possibilitar um maior recebimento de energia pela região Nordeste. Já a geração da UHE Itaipu foi dimensionada de forma a disponibilizar recursos energéticos prioritariamente nos períodos de carga média e pesada dos dias úteis, com eventual redução em períodos de carga leve e finais de semana, 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 foi emitida autorização da Agência Nacional de Águas – ANA para a redução das vazões defluentes de Sobradinho e Xingó para o valor médio diário de 550m<sup>3</sup>/s, através da Resolução nº 1.291, de 17 de julho de 2017. No entanto, os testes com essa vazão não foram iniciados no mês, e o assunto continua sendo avaliado 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 <sup>3</sup> )	Armazenamento no Final de Junho (%)	Armazenamento no Final de Julho (%)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	43.250	12,57	10,92
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	98,24	92,25
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	11,8	10,00
FURNAS	GRANDE	17.217	41,24	37,08
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	27,03	22,68
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	32,76	30,89
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	76,34	63,27
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	42,07	43,74
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	29,51	27,84
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	91,33	81,20

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

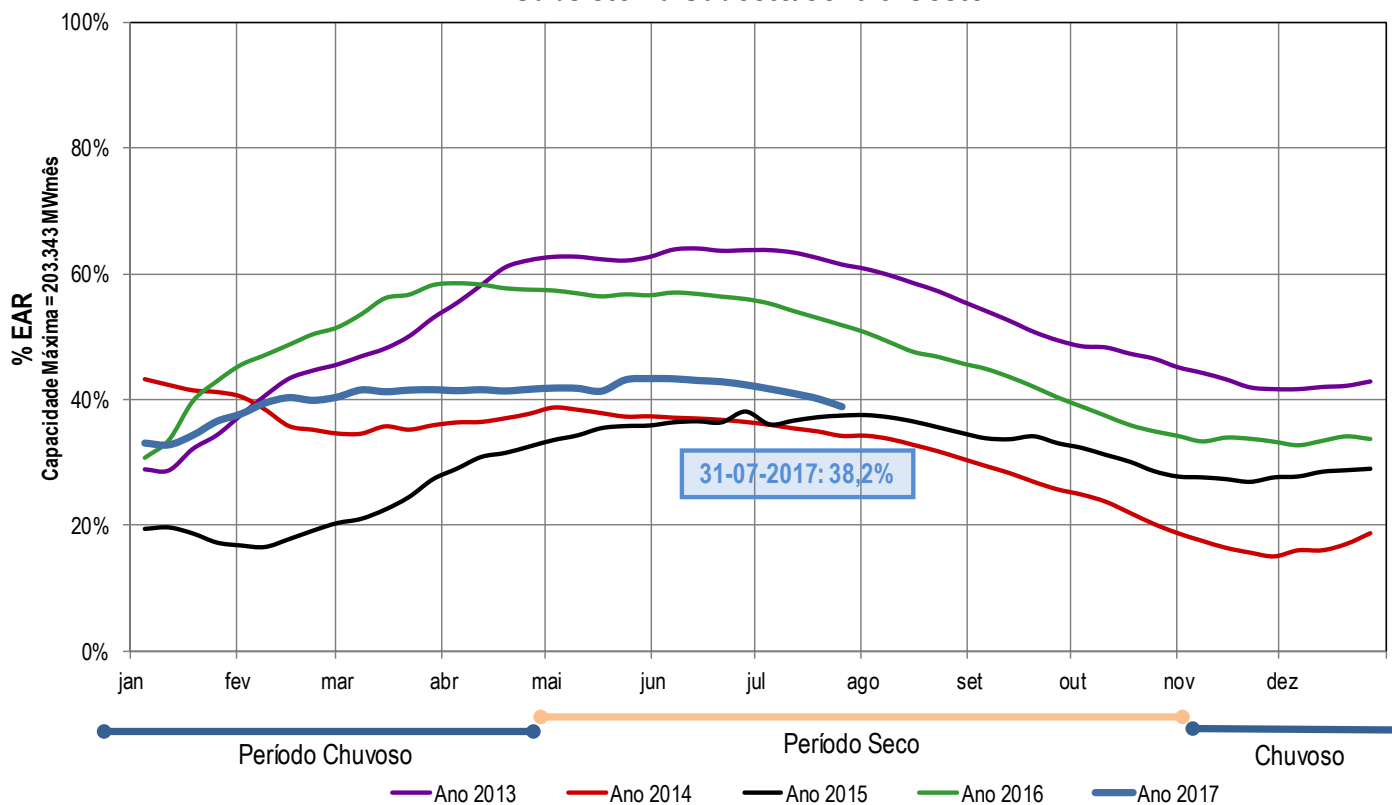


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

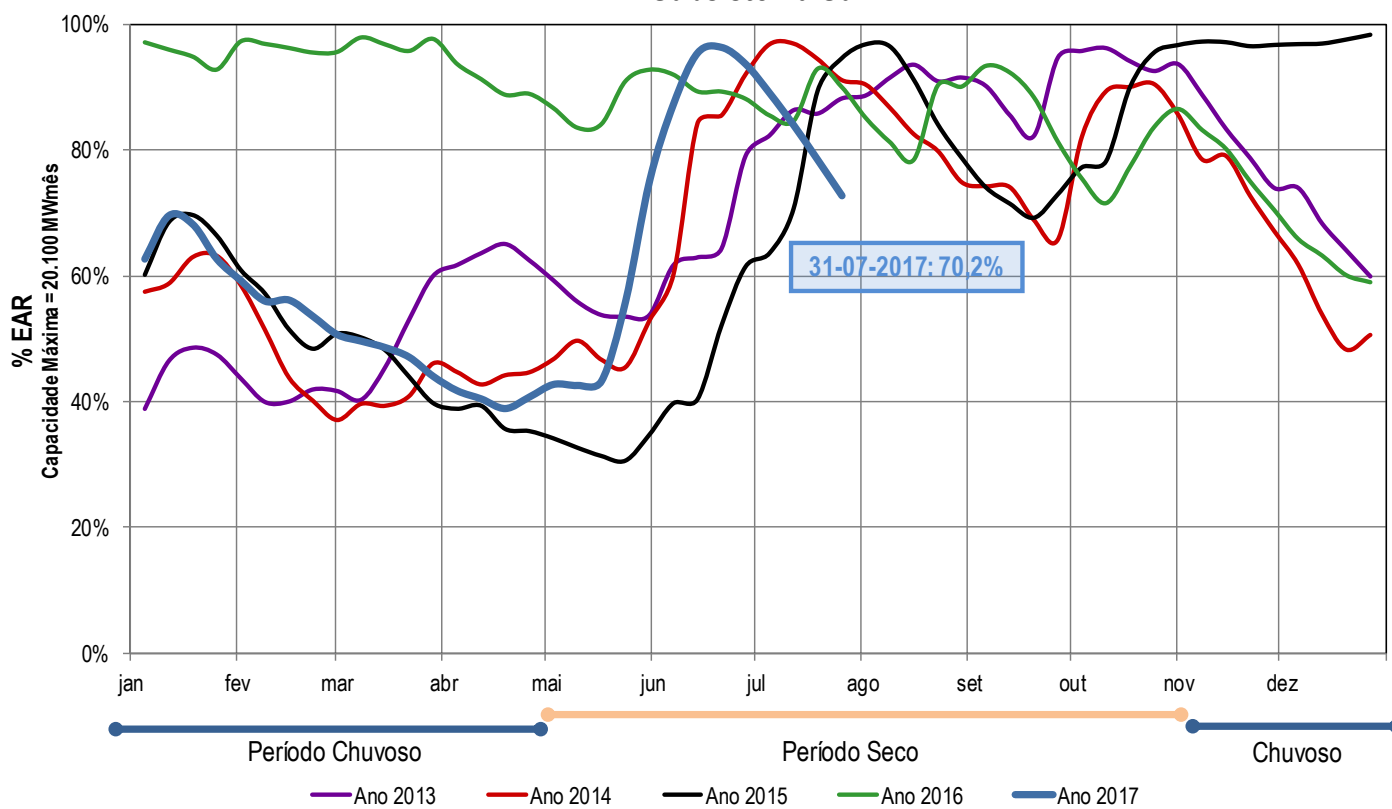


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

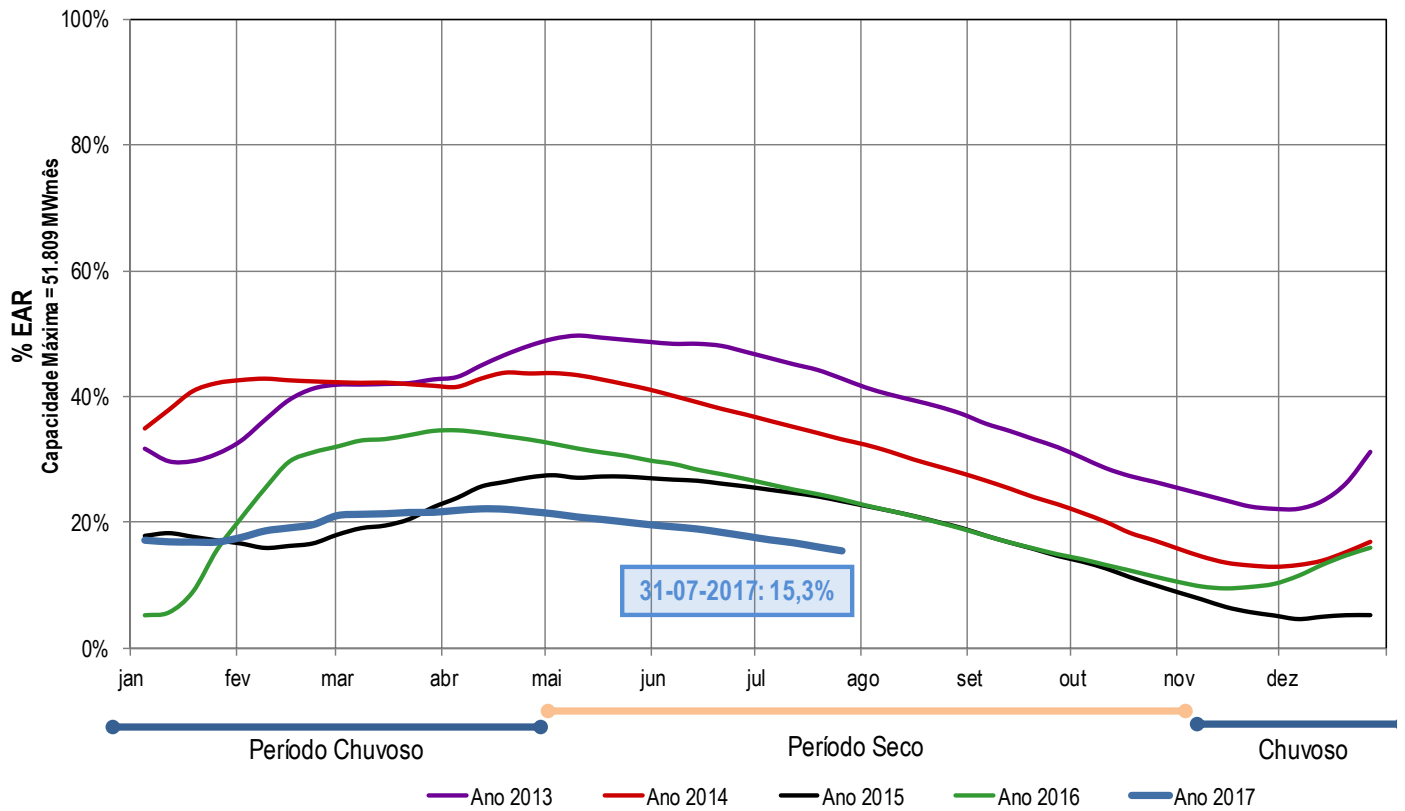


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte-Interligado

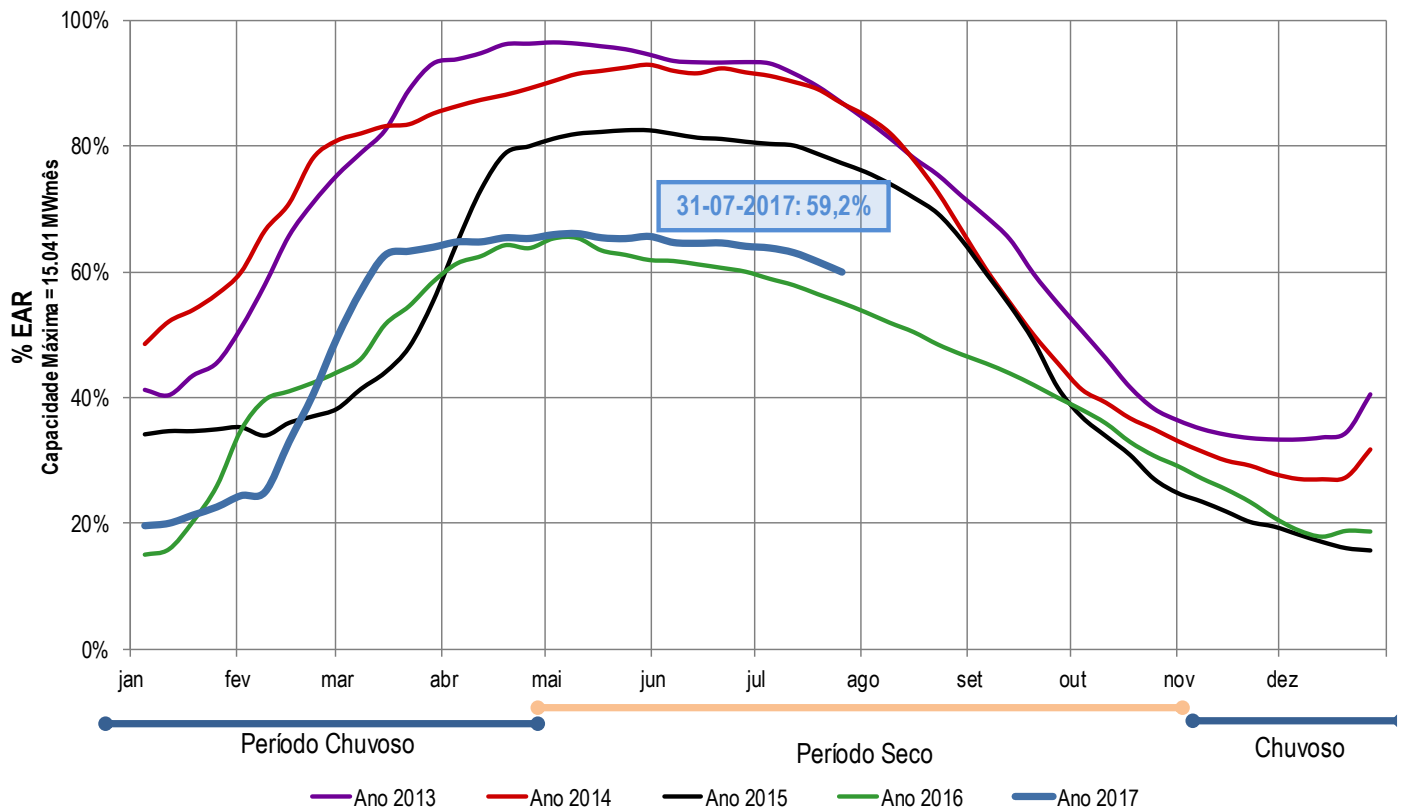


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em julho de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, totalizando 889 MWmédios, valor inferior ao verificado em junho de 2017 (2.190 MWmédios).

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 1.133 MWmédios, valor menor que os 2.127 MWmédios verificados no mês anterior, em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica no mês.

O subsistema Sul importou aproximadamente 103 MWmédios no mês de julho de 2017, ante a exportação de 1.563 MWmédios em maio de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 112 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior (118 MWmédios).

Em relação aos intercâmbios internacionais, no período de 22 a 31 de julho, houve importação de energia do Uruguai, a título de energia contratual, tanto pela conversora de Melo como de Rivera. Além disso, foram realizados testes na conversora Uruguaiana nos dias 20, 27 e 28 do mês, e na conversora de Melo no dia 21 de julho, com intercâmbio nos dois sentidos em valores equivalentes.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA \*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em junho de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 45.682 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando aumento de 1,5% em relação ao consumo de junho de 2016. Destaca-se que, atualmente, o consumo dos sistemas isolados corresponde à aproximadamente 0,7% do consumo total no país.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/17 GWh	Evolução mensal (Jun/17/Mai/17)	Evolução anual (Jun/17/Jun/16)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Evolução
Residencial	10.846	-1,5%	2,2%	132.036	133.703	1,3%
Industrial	13.770	2,0%	0,0%	164.577	164.599	0,0%
Comercial	6.948	-3,5%	1,5%	89.897	87.569	-2,6%
Rural	2.215	-1,1%	0,7%	26.159	27.595	5,5%
Demais classes *	4.036	0,6%	1,0%	48.926	48.229	-1,4%
Perdas e Diferenças **	7.866	-20,6%	4,0%	111.449	112.485	0,9%
<b>Total</b>	<b>45.682</b>	<b>-4,6%</b>	<b>1,5%</b>	<b>573.044</b>	<b>574.181</b>	<b>0,2%</b>

\* 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 junho de 2017.

Fonte dos dados: EPE

#### Consumo de Energia Elétrica em Junho/2017 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

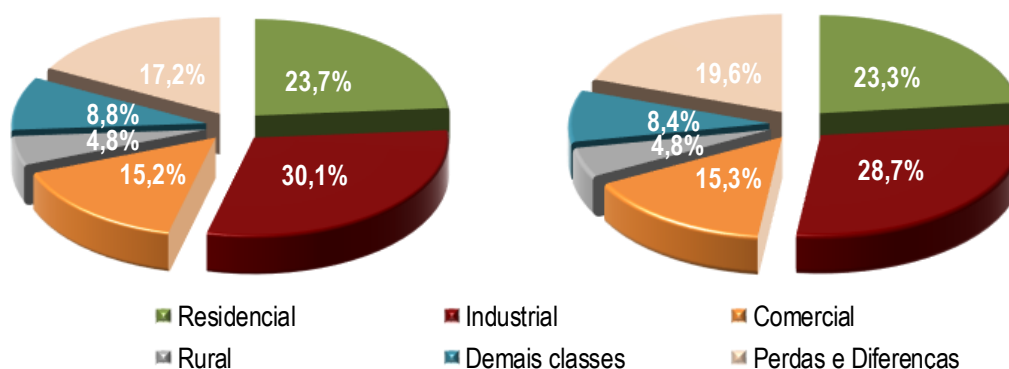


Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até junho 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 foram atualizadas, conforme dados do ONS recebidos pela EPE em agosto/2017.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/17 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/17/Mai/17)	Evolução anual (Jun/17/Jun/16)	Jul/15-Jun/16 (kWh/NU)	Jul/16-Jun/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	155	-1,6%	0,1%	160	159	-0,8%
Consumo médio industrial	26.026	2,3%	3,0%	25.205	25.925	2,9%
Consumo médio comercial	1.212	-3,6%	0,6%	1.314	1.273	-3,2%
Consumo médio rural	498	-0,7%	-0,5%	496	517	4,2%
Consumo médio demais classes*	5.225	0,8%	0,9%	5.278	5.203	-1,4%
Consumo médio total	464	-0,5%	-0,8%	480	472	-1,8%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/16	Jun/17	
Residencial (NUCR)	68.550.054	70.036.334	2,2%
Industrial (NUCI)	543.669	529.086	-2,7%
Comercial (NUCC)	5.692.506	5.732.975	0,7%
Rural (NUCR)	4.396.909	4.449.818	1,2%
Demais classes *	766.185	772.454	0,8%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>79.949.323</b>	<b>81.520.667</b>	<b>2,0%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de julho 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
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>42.305</b> 27/07/2017 - 18h37	<b>14.346</b> 18/07/2017 - 18h39	<b>11.138</b> 22/07/2017 - 18h39	<b>6.177</b> 26/07/2017 - 22h08	<b>72.240</b> 26/07/2017 - 18h40
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.692</b> 21/03/2017 - 14h40	<b>6.748</b> 16/05/2017 - 14h41	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.3. Demandas Máximas Mensais

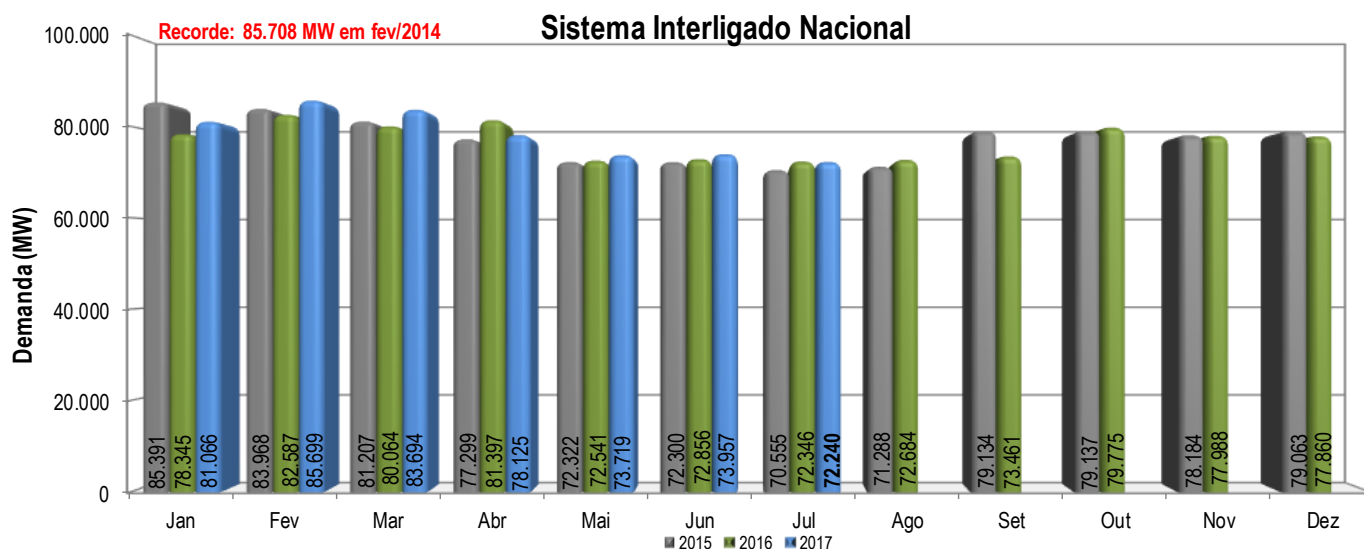


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

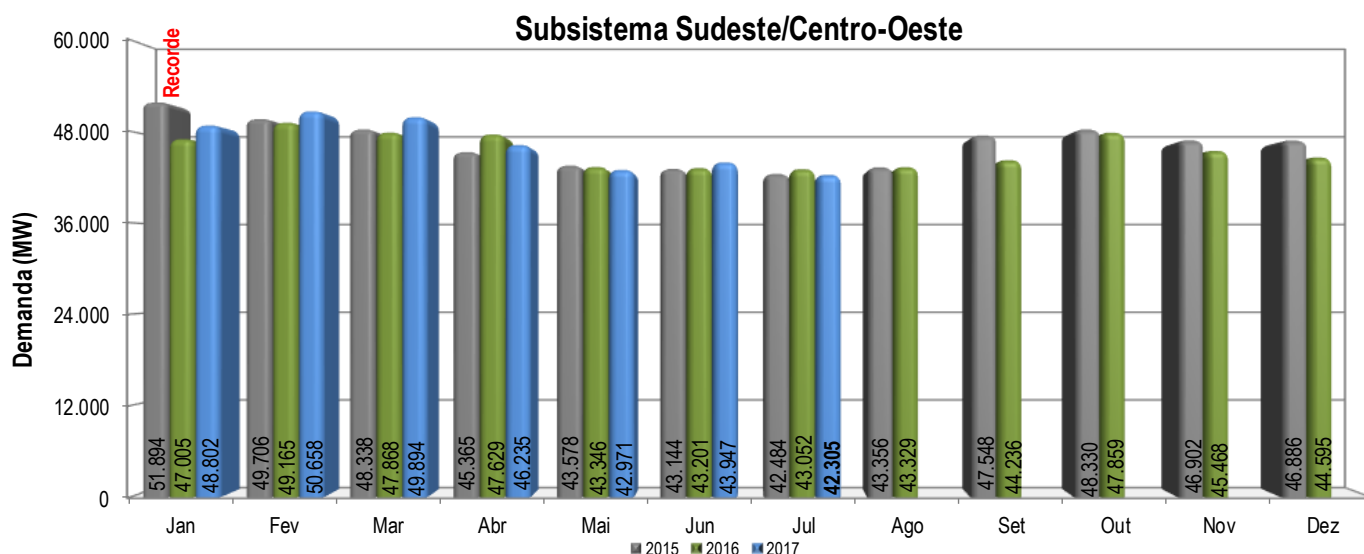


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.



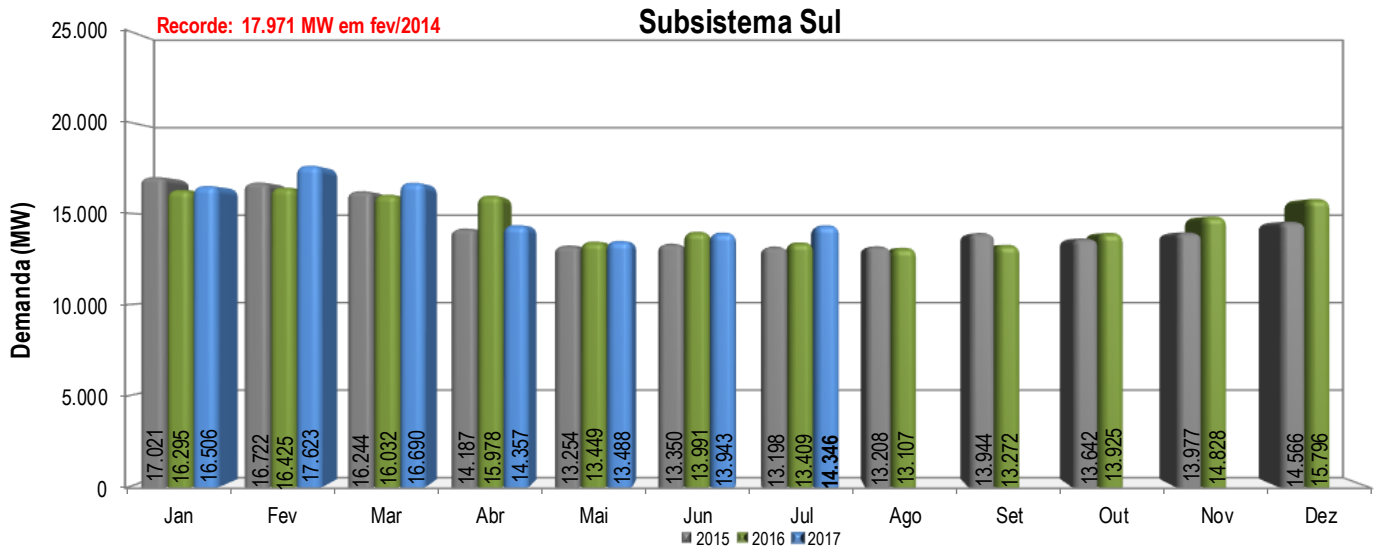


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

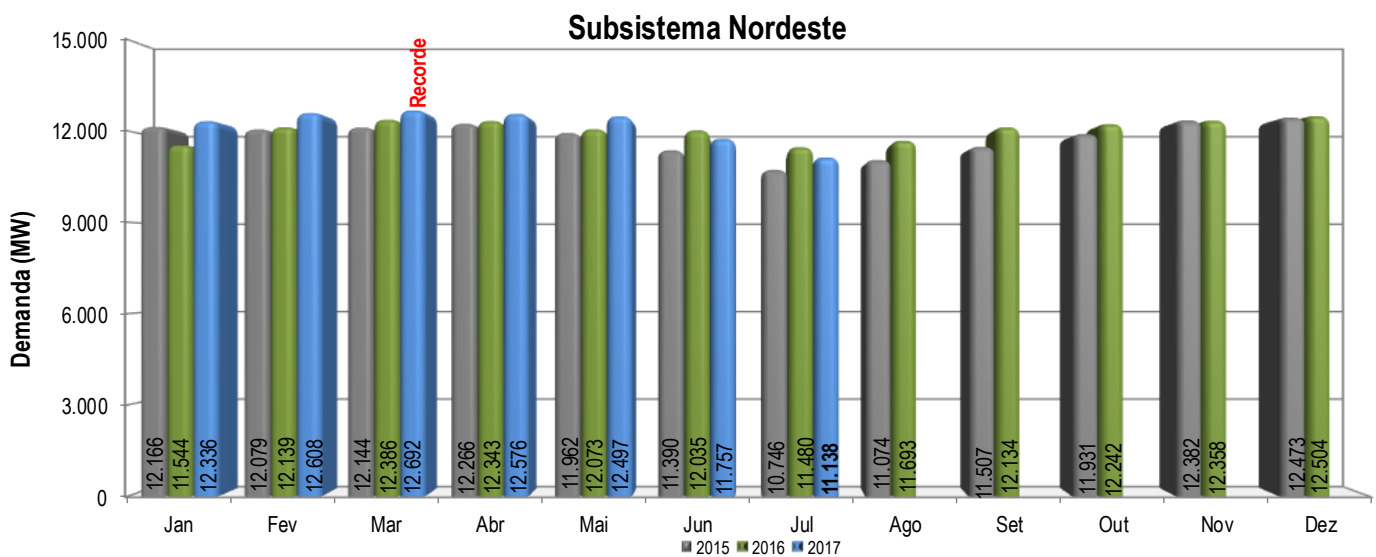


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

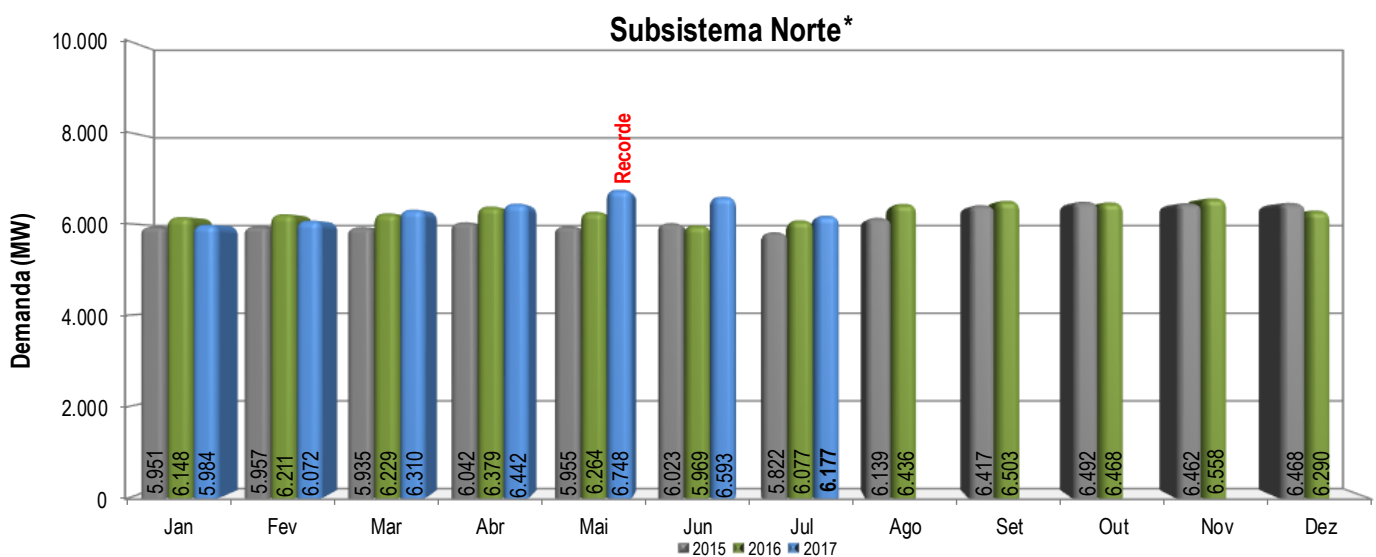


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 julho de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 153.822 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 7.477 MW, sendo 5.093 MW de geração de fonte hidráulica, 624 MW de fontes térmicas\*, 1.639 MW de fonte eólica e 122 MW de fonte solar.

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

Fonte	Jul/2016	Jul/2017			Evolução da Capacidade Instalada Jul/2017 - Jul/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>94.288</b>	<b>1.306</b>	<b>99.393</b>	<b>64,6%</b>	<b>5,4%</b>
UHE	88.962	218	93.827	61,0%	5,5%
PCH + CGH	5.326	1.072	5.553	3,6%	4,3%
CGH GD	-	16	12	0,0%	-
<b>Térmica</b>	<b>42.625</b>	<b>3.031</b>	<b>43.270</b>	<b>28,2%</b>	<b>1,5%</b>
Gás Natural	13.036	164	13.018	8,5%	-0,1%
Biomassa	13.665	537	14.163	9,2%	3,6%
Petróleo	10.172	2.221	10.196	6,6%	0,2%
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	-	55	21	0,0%	-
<b>Eólica</b>	<b>9.265</b>	<b>502</b>	<b>10.913</b>	<b>7,1%</b>	<b>17,8%</b>
Eólica (não GD)	9.265	450	10.903	7,1%	17,7%
Eólica GD	-	52	10	0,0%	-
<b>Solar</b>	<b>23</b>	<b>12.461</b>	<b>245</b>	<b>0,2%</b>	<b>965,3%</b>
Solar (não GD)	23	52	145	0,1%	531,3%
Solar GD	-	12.409	100	0,1%	-
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>146.201</b>	<b>4.768</b>	<b>153.678</b>	<b>99,9%</b>	<b>5,1%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>-</b>	<b>12.532</b>	<b>143</b>	<b>0,1%</b>	<b>-</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>146.201</b>	<b>17.300</b>	<b>153.822</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,2%</b>

\*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](http://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 – 01/08/2017)



### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2017

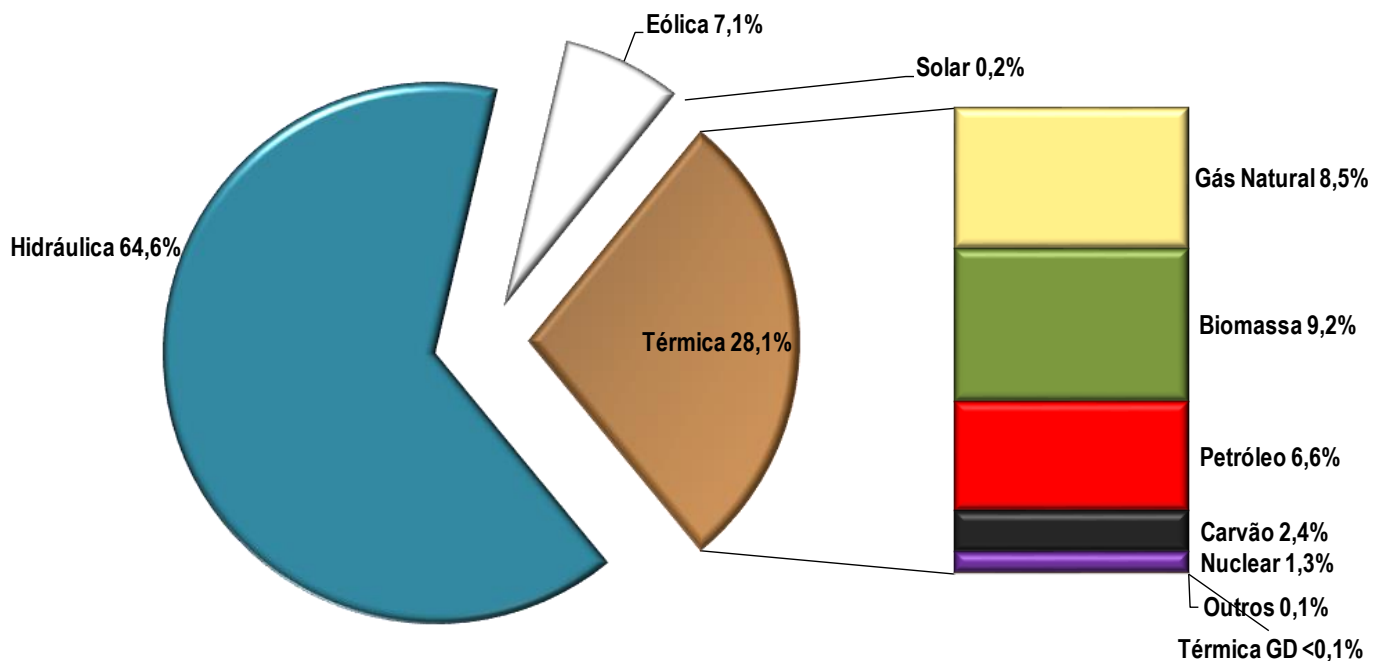


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO \*

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Julho/2017

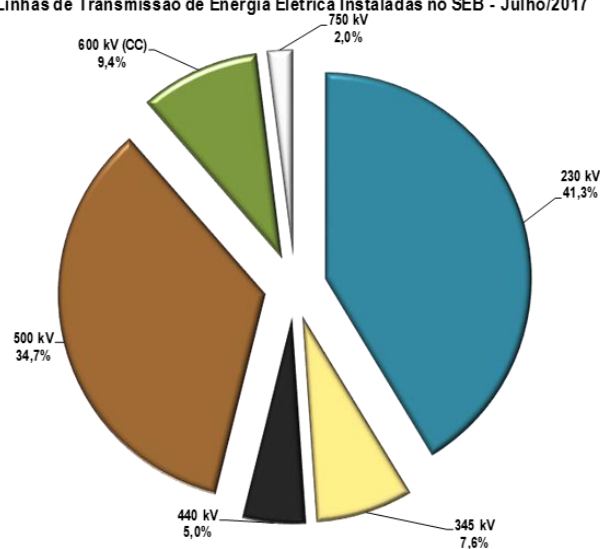


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.250	41,3%
345 kV	10.319	7,6%
440 kV	6.758	5,0%
500 kV	47.268	34,7%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>136.094</b>	<b>100,0%</b>

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.



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração \*

Em julho de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 814,11 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: Belo Monte 06, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Figueira - UG: 1, de 1,4 MW, em Rondônia. CEG: PCH.PH.RO.029758-5.01;
- PCH Santa Cecília - UG: 2, de 1,75 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.029151-0.01;
- UTE Ventos de Santa Fátima - UGs: 2 a 4, 8 e 9, total de 29,7 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031273-8.01;
- UTE Asja Sabará - UGs: 3 e 4, total de 2,852 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.RU.MG.035528-3.01;
- UEE Aura Mangueira XVII - UGs: 1 a 5, total de 15 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031705-5.01;
- UEE Delta 3 II - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033683-1.01;
- UEE Delta 3 IV - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033685-8.01;
- UEE Delta 3 V - UGs: 1 a 7, total de 16,1 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033675-0.01;
- UEE Delta 3 VI - UGs: 1 a 7, total de 16,1 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033673-4.01;
- UEE Delta 3 VII - UGs: 1 a 6 e 8 a 12, total de 25,3 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033680-7.01;
- UEE Aura Mirim VI - UGs: 1 a 3, total de 9 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031701-2.01;
- UEE Aura Mirim VIII - UGs: 1 a 3, total de 9 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031699-7.01;
- UEE Ventos de Santo Albano - UGs: 1 e 2, total de 5,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031272-0.01;
- UEE Ventos de Santa Regina - UGs: 1 e 11, total de 16,2 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031276-2.01.

\* 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 Jul/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
<b>Eólica</b>	197,000	783,200
Eólica (não GD)	197,000	783,200
Eólica GD	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	614,260	2.424,530
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	3,150	95,960
UHE	611,110	2.328,570
<b>Solar</b>	0,000	120,000
Solar (não GD)	0,000	120,000
Solar GD	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	2,852	396,937
Biomassa	2,852	132,278
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	264,659
Térmica GD	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>814,112</b>	<b>3.724,667</b>

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)
<b>Eólica</b>	1.037,600	1.148,400	1.206,250
Eólica (não GD)	1.037,600	1.148,400	1.206,250
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	663,770	3.625,362	3.329,830
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	52,660	152,650	97,260
UHE	611,110	3.472,712	3.232,570
<b>Solar</b>	715,407	1.130,010	195,132
Solar (não GD)	715,407	1.130,010	195,132
Solar GD	0,000	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	0,000	8,000	610,750
Biomassa	0,000	8,000	20,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
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
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>2.416,777</b>	<b>5.911,772</b>	<b>5.341,962</b>

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 20/07/2017, 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 julho de 2017, houve expansão de 67,0 km referente às seguintes linhas de transmissão no SIN:

- LT 500 kV: Seccionamento Ribeirão Preto - Marimondo na SE Morro Agudo, com 2,0 km de extensão, da Morro Agudo, em Minas Gerais e em São Paulo;
- LT 500 kV: Seccionamento Marimondo - Araraquara na SE Marimondo II, com 12,0 km de extensão, da TP Sul, em Minas Gerais e em São Paulo;
- LT 230 kV Curral Novo do Piauí II - Chapadinha I, com 53,0 km de extensão, da VSJ II, no Piauí.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	53,0	430,7
345	0,0	0,0
440	0,0	10,0
500	14,0	699,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>67,0</b>	<b>1.139,7</b>

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



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

No mês de julho de 2017 foram incorporados nove novos transformadores ao SIN, num total de 2.399 MVA:

- TR 1, 2 e 3, 230/69 kV – 83 MVA (cada), na SE Viamão 3, da TESP, no Rio Grande do Sul;
- TR 1 e 2, 500/138 kV – 400 MVA (cada), na SE Morro Agudo, da Morro Agudo, em São Paulo;
- TR 1, 2 e 3, 440/230 kV – 250 MVA (cada), na SE Taubaté, da CTEEP, em São Paulo;
- TR 500/230 KV – 600 MVA, na SE Curral Novo do Piauí II, da VSJ II, no Piauí.

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

	Realizado em Jul/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
<b>TOTAL</b>	2.399,0	8.224,0

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

No mês de julho 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	406,6	731,7	1.832,8
345	0,0	0,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	1.442,0	2.280,2	2.239,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.148,0	5.386,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.869,0</b>	<b>7.169,9</b>	<b>9.474,2</b>

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
<b>TOTAL</b>	9.957,0	23.666,0	23.431,0

Fonte dos dados: MME / SEE

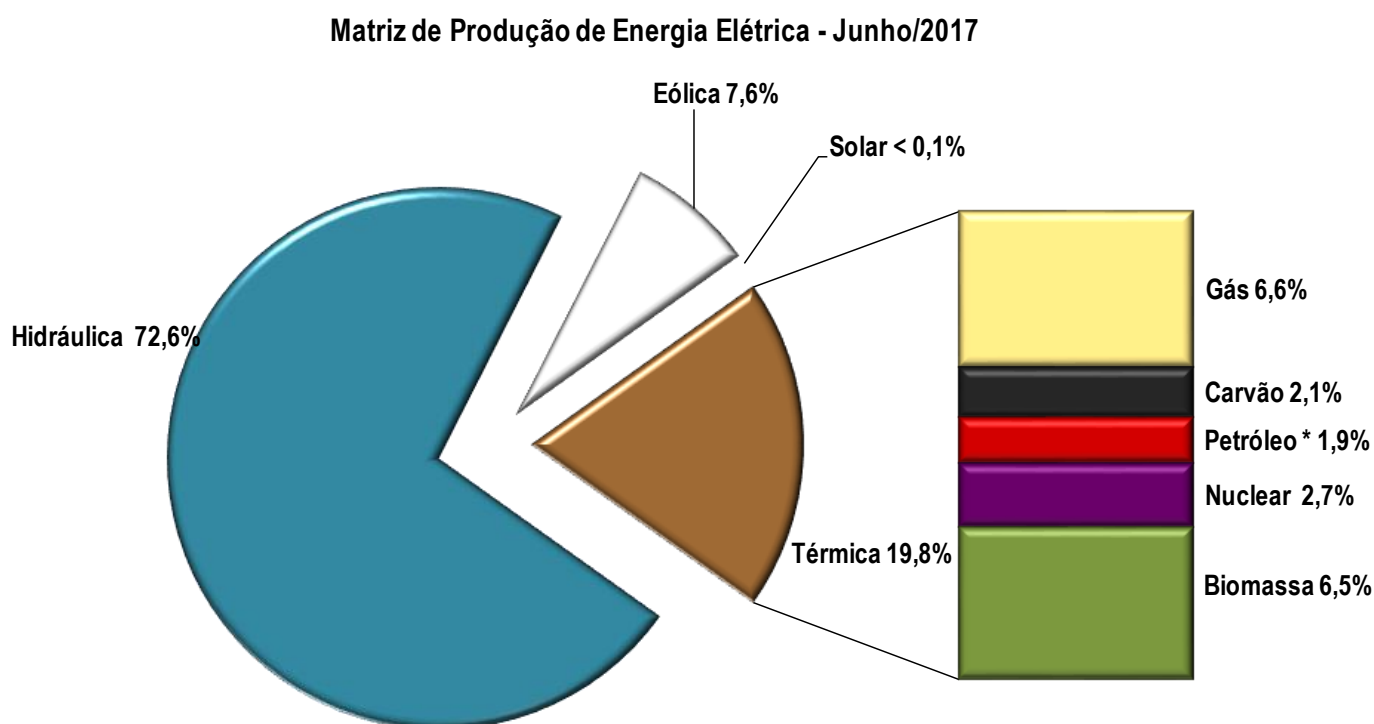
\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 19/07/2017, coordenada pela 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 junho de 2017\*\*\*, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 72,6% do total gerado no país, valor 0,3 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 1,6 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, diminuiu 1,9%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de +1,0 p.p. na geração a biomassa e -2,2 p.p. na geração a gás natural.



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

Dados contabilizados até junho 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 junho/2017, não foi considerada a informação da geração hidráulica dos sistemas isolados, em função da não disponibilização desta informação 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		
	Jun/17 (GWh)	Evolução mensal (Jun/17 / Mai/17)	Evolução anual (Jun/17 / Jun/16)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.241</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>393.303</b>	<b>403.216</b>	<b>2,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.272</b>	<b>-12,9%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>118.842</b>	<b>99.907</b>	<b>-15,9%</b>
Gás	2.817	-28,8%	0,7%	50.863	42.431	-16,6%
Carvão	916	-18,3%	-34,2%	15.194	12.104	-20,3%
Petróleo *	611	-2,4%	-2,0%	15.055	7.580	-49,7%
Nuclear	1.157	-11,1%	0,8%	14.535	14.155	-2,6%
Biomassa	2.771	11,3%	16,6%	23.196	23.637	1,9%
<b>Eólica</b>	<b>3.267</b>	<b>21,7%</b>	<b>24,7%</b>	<b>25.765</b>	<b>35.339</b>	<b>37,2%</b>
<b>Solar</b>	<b>24,98</b>	<b>302,5%</b>	<b>-</b>	<b>26,86</b>	<b>54,76</b>	<b>103,9%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>42.805</b>	<b>-4,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>537.937</b>	<b>538.517</b>	<b>0,1%</b>

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

\*\* 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 junho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

## 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração de energia elétrica 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		
	Jun/17 (GWh)	Evolução mensal (Jun/17 / Mai/17)	Evolução anual (Jun/17 / Jun/16)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>61</b>	<b>8</b>	<b>-86,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>225</b>	<b>-3,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2.865</b>	<b>2.640</b>	<b>-7,9%</b>
Gás	4	-6,1%	2,2%	55	50	-9,1%
Petróleo *	217	-4,9%	1,3%	2.810	2.582	-8,1%
Biomassa	3	-39,0%	-	0	8	-
<b>TOTAL</b>	<b>225</b>	<b>-3,7%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2.926</b>	<b>2.648</b>	<b>-9,5%</b>

Para o mês de junho/2017, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapú). 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.

Fonte dos dados: CCEE





## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de junho de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 10,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 44,4%, com total de 3.857,1 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,7 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 41,9%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 1,4 p.p. em relação a maio de 2017, e atingiu 31,0%, com total de geração verificada no mês de 607,6 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,9 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,7%.

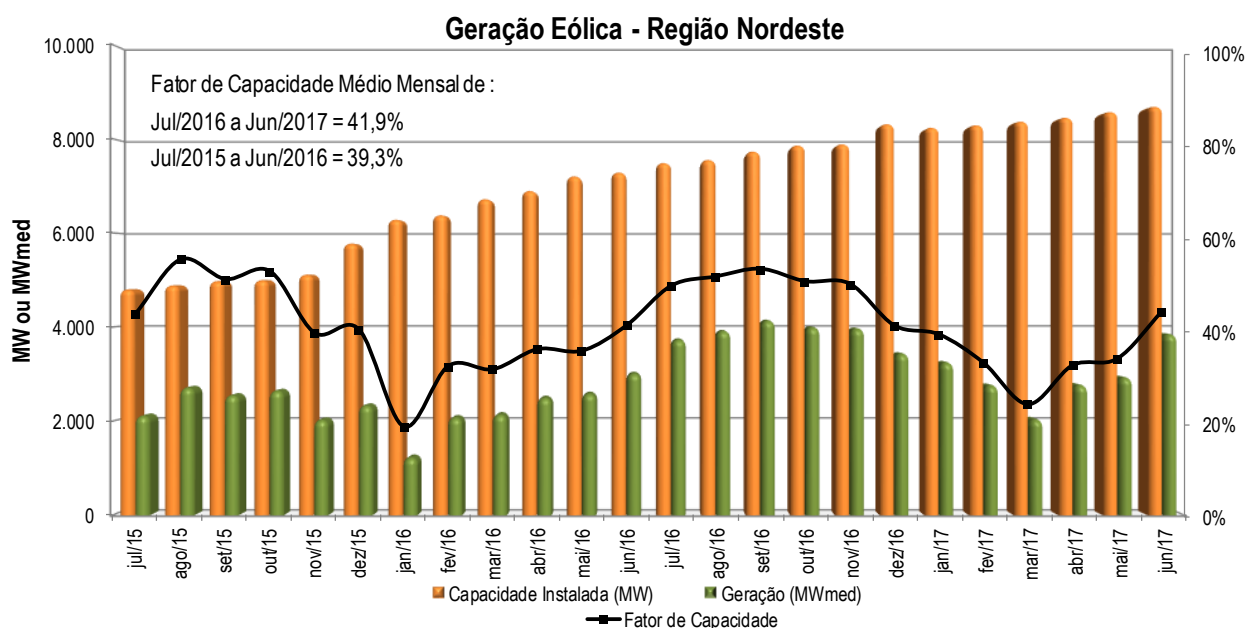


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até junho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

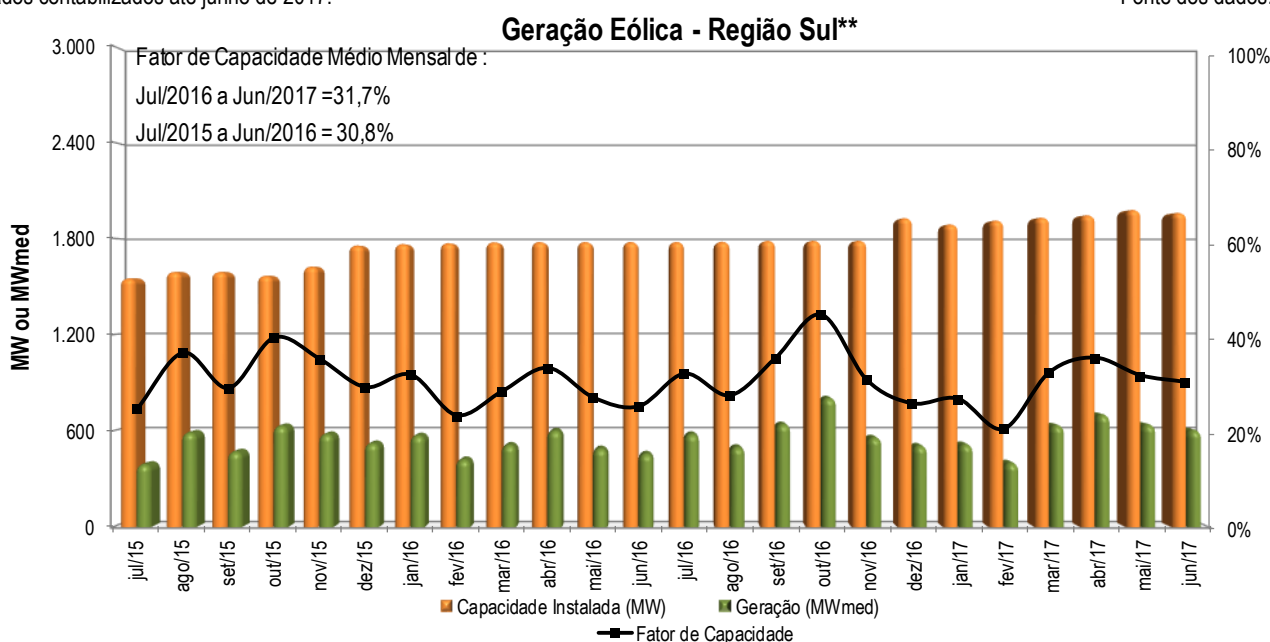


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até junho 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, não tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

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.

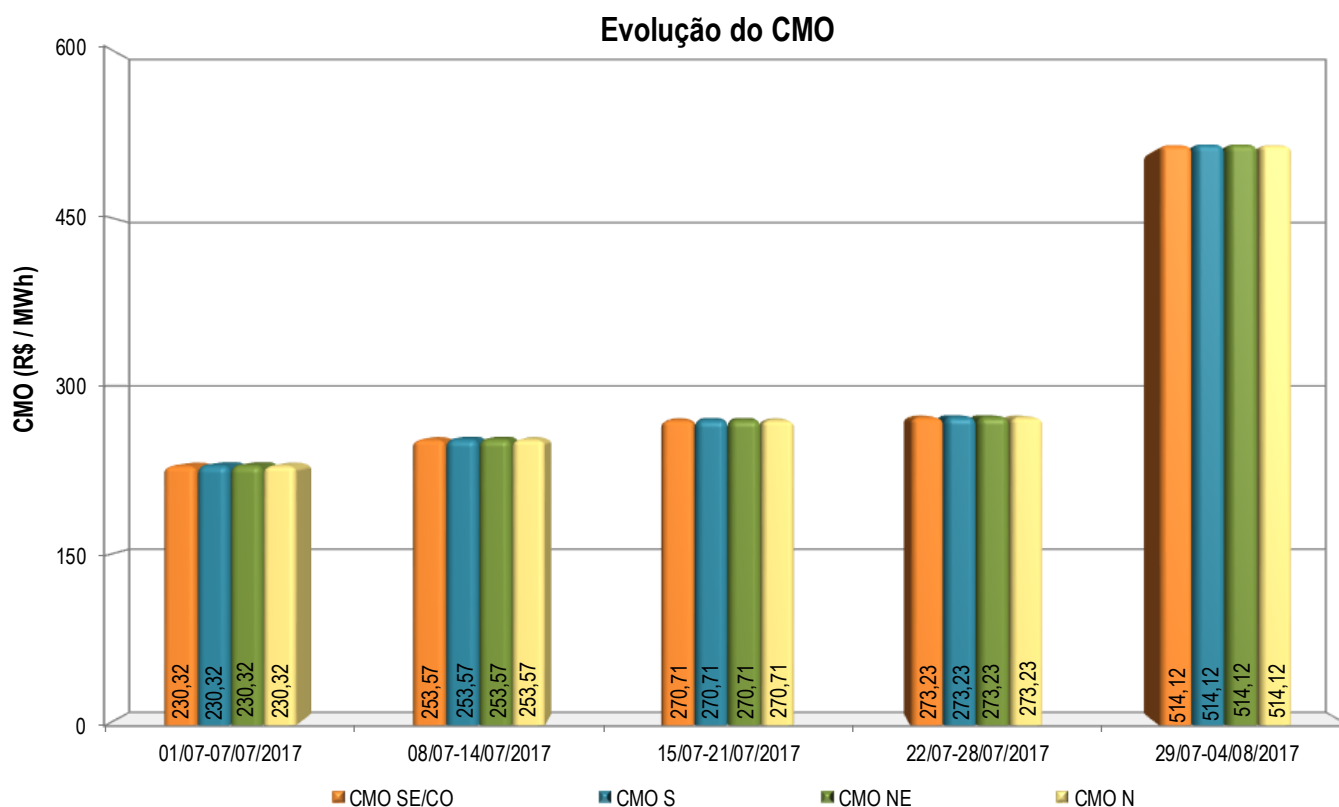


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2017 foi de R\$ 212,1 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 299,4 milhões). O valor do mês de junho de 2017 é composto por R\$ 139,1 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 19,4 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\$ 53,6 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 conseqüente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica.

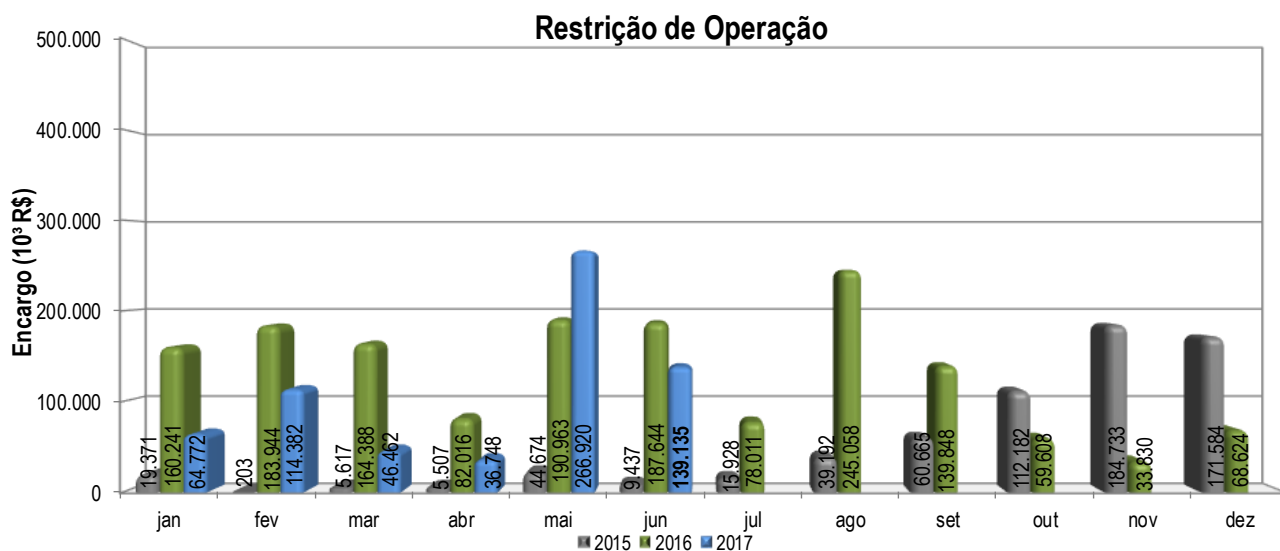


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

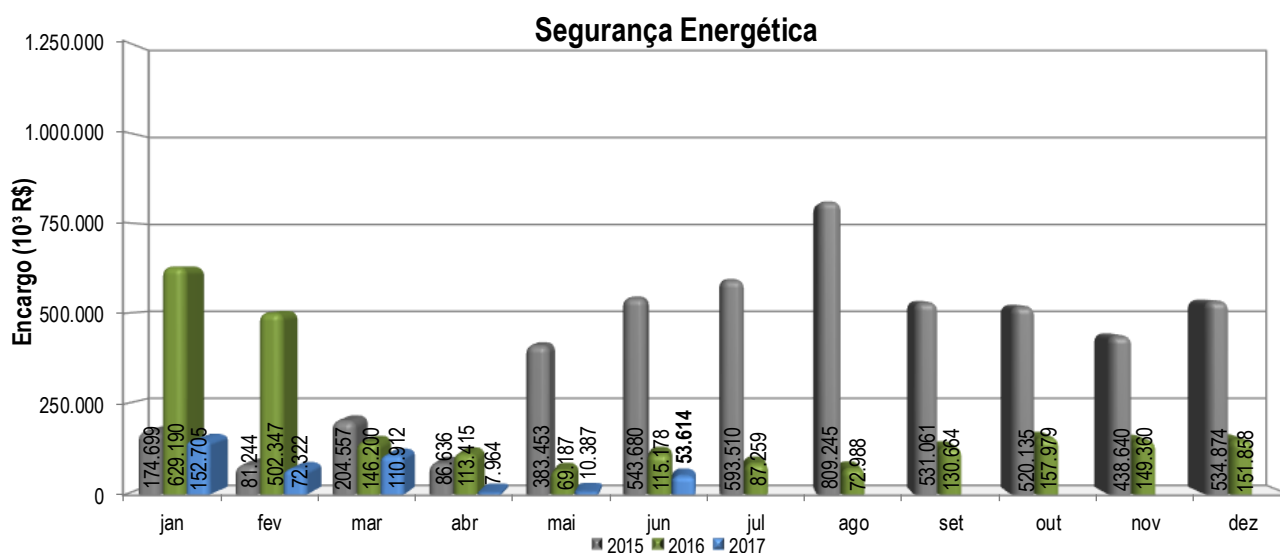


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

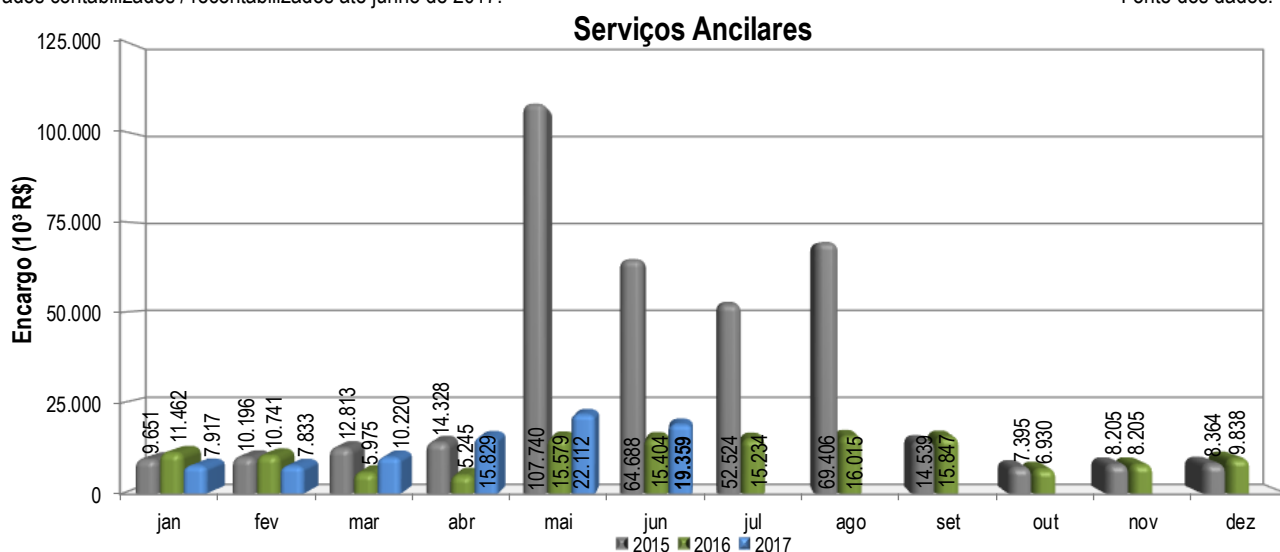


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho 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 13 de julho, às 00h36min:** Desligamento automático do setor de 88 kV da Subestação Bandeirantes (CTEEP). Houve interrupção de **365 MW** de cargas da AES Eletropaulo, em São Paulo. Causa: Atuação acidental o relé de gás do transformador de aterramento de 88 kV T1 durante manobras para intervenção no equipamento.
- **Dia 14 de julho, às 11h05min:** Desligamento de linhas de 138 kV da CELESC, além da UHE Salto do Pilão e das subestações 230 / 138 kV Lages e Rio do Sul. As subestações estavam sendo atendidas pela rede de distribuição após desligamento das LT 230 kV Abdon Batista - Lages C1 e C2 e Abdon Batista - Barra Grande C1 e C2 devido à queda de torre da linha Abdon Batista – Lages sobre a linha Abdon Batista - Barra Grande às 1h10min do mesmo dia 14 provocado por vandalismo. Houve interrupção de **429 MW** de cargas da CELESC, em Santa Catarina. Causa: Desligamento da LT 138 kV Herval D'Oeste – Campos Novos – Lages Vidal Ramos Júnior e da LT 138 kV Lages Vidal Ramos – São José do Cerrito devido a curto – circuito após aumento da flecha devido ao elevado carregamento das linhas.

Houve um desligamento com interrupção total das cargas de Roraima às 21h37min do dia 03 de julho devido a abertura da LT 230 kV Las Claritas – Santa Elena (Corpoelec), por causa indeterminada.

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						0	5.487
S	0	0	0	0	0	0	556						556	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365						2.368	7.066
NE	520	448	0	823	314	319	0						2.424	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0						5.182	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0	133						1.838	2.048
<b>TOTAL</b>	<b>2.331</b>	<b>1.781</b>	<b>2.591</b>	<b>1.992</b>	<b>2.118</b>	<b>501</b>	<b>1.054</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.368</b>	<b>29.116</b>

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						0	2
S	0	0	0	0	0	0	2						2	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1						9	24
NE	2	3	0	3	2	1	0						11	14
N-Int	2	1	4	1	2	1	0						11	32
Isolados	3	3	0	1	6	0	1						14	15
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>47</b>	<b>96</b>

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

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

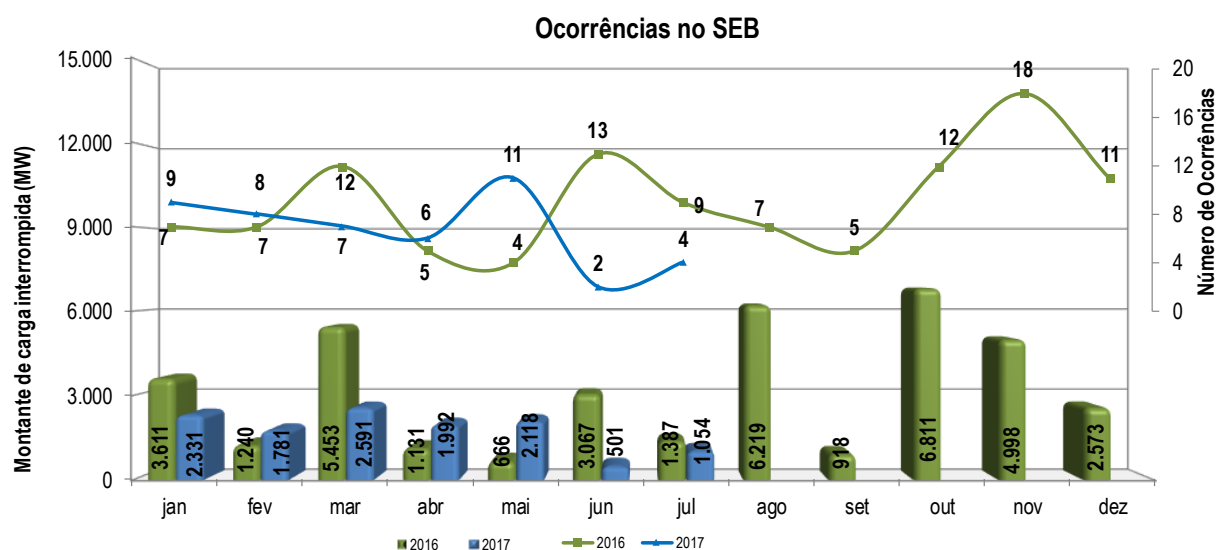


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,32	1,10	1,07	0,92							7,33	12,75
S	1,43	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87							6,45	11,39
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60							5,29	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00							10,45	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18							8,09	14,84
N	3,70	2,70	3,16	2,63	2,60	2,18							16,95	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	0,62	0,56							4,23	9,70
S	0,92	0,80	0,64	0,55	0,61	0,52							4,05	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37							2,96	6,87
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74							6,93	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60							4,09	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57							11,03	27,79

Dados contabilizados até junho 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.

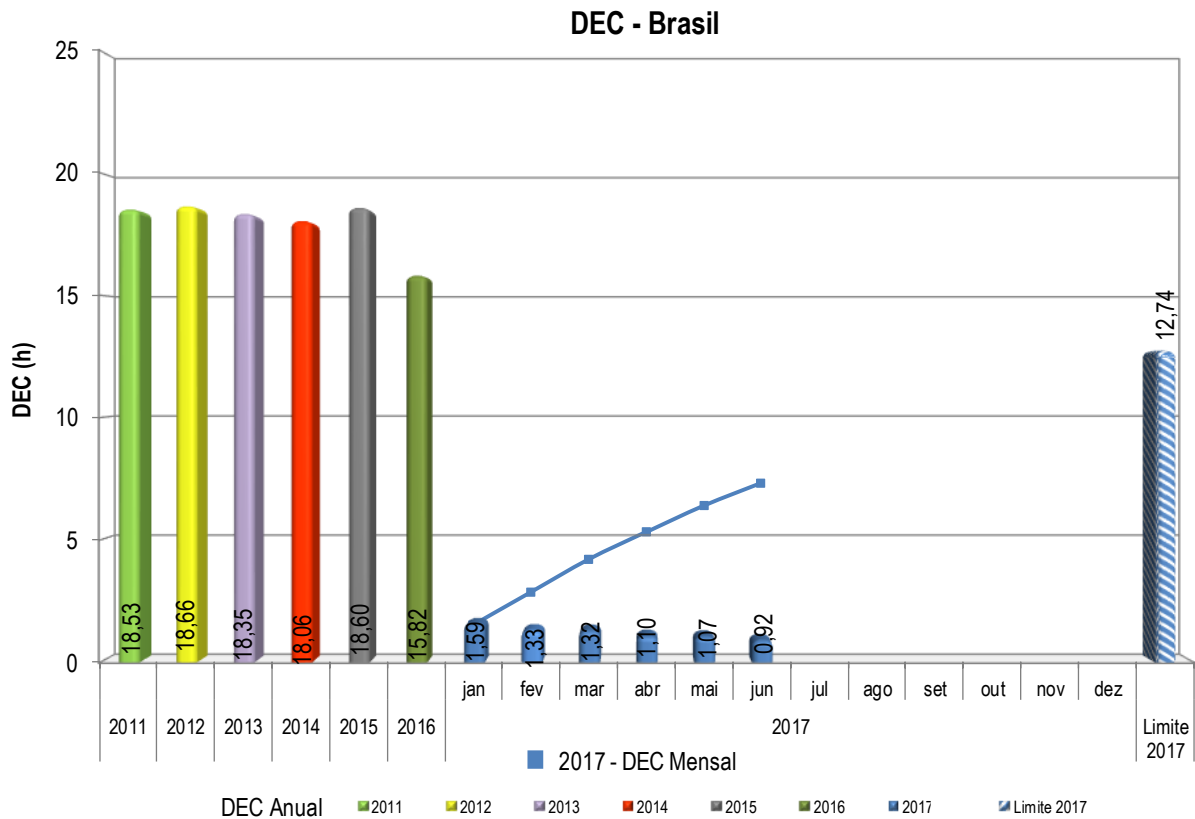


Figura 27. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

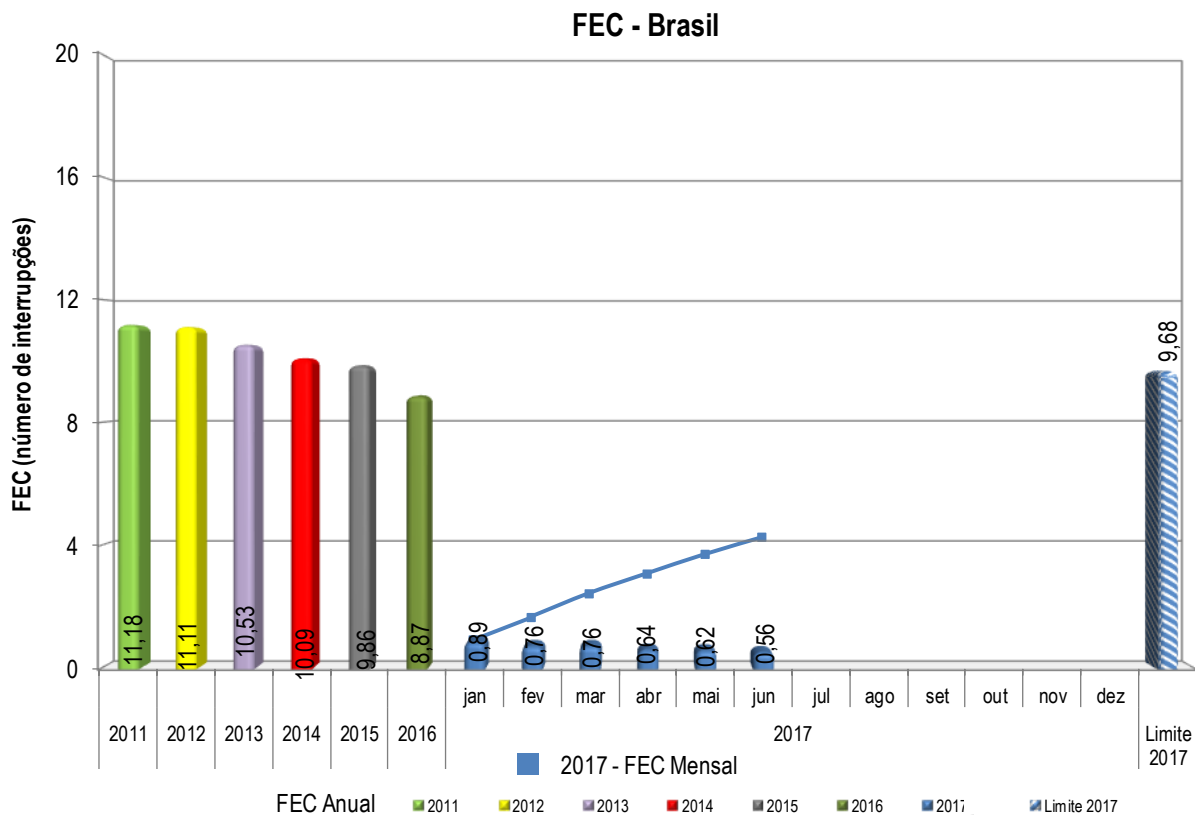


Figura 28. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

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