



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Outubro / 2017





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

**Outubro / 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

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

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.....	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 outubro 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. ....	15
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 à operação e à expansão do sistema elétrico brasileiro e detalhados nesse Boletim Mensal do mês de outubro de 2017 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 70% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 21% MLT no Nordeste e 49% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 75% MLT, 17% MLT e 49% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: -6,5%

Sul: 12,2%

Nordeste: -3,3%

Norte: -12,0%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Outubro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	17,7
Sul	48,4
Nordeste	6,0
Norte	20,6

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

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

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em outubro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 155.869 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 1.196,36 MW de usinas de geração.

**LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em outubro de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 136.835 km. No mês, entraram em operação comercial 136,6 km de linhas de transmissão.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** em setembro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 60,7% do total gerado no país, 0,5 pontos percentuais (p.p.) abaixo do verificado no mês anterior.

**ENCARGOS SETORIAIS:** o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2017 foi de R\$ 68,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 75,1 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** em outubro de 2017 foram verificadas doze ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 2.435 MW de corte de carga.

**CMSE:** em outubro, foram realizadas três reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a saber, a 186ª reunião (ordinária), em 4 de outubro de 2017, a 187ª reunião (extraordinária), em 18 de outubro de 2017 e a 188ª reunião (extraordinária), em 25 de outubro de 2017. Nas ocasiões, as condições do atendimento ao SIN foram avaliadas, além de outros temas, dentre os quais, a campanha de conscientização do uso eficiente de energia elétrica, conforme deliberado anteriormente pelo Comitê. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis 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 31 de outubro 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 outubro, houve predominância de chuvas abaixo da média histórica em boa parte das Regiões Centro-Oeste, Sudeste e sul da Região Nordeste. Estas anomalias negativas de precipitação ainda estiveram associadas à persistência da condição de bloqueio atmosférico verificada no mês anterior. Destaca-se ainda que esse padrão no escoamento atmosférico também foi consistente com a ausência de episódios de ZCAS e, portanto, com o atraso do período chuvoso nesta grande área central do Brasil<sup>1</sup>.

A situação hídrica permaneceu bastante crítica nos principais reservatórios do Nordeste (CE, RN, PB e PE) e nas sub-bacias de Três Marias (bacia do Rio São Francisco) e Serra da Mesa (bacia do Rio Tocantins). Já em relação às temperaturas, outubro foi um mês quente, com anomalias de temperatura máxima que excederam os 5°C em várias localidades do centro-leste do País, especialmente no sul dos Estados do Tocantins, Maranhão e Bahia.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 70% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 21% MLT no Nordeste e 49% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 75% MLT, 17% MLT e 49% MLT, respectivamente.

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

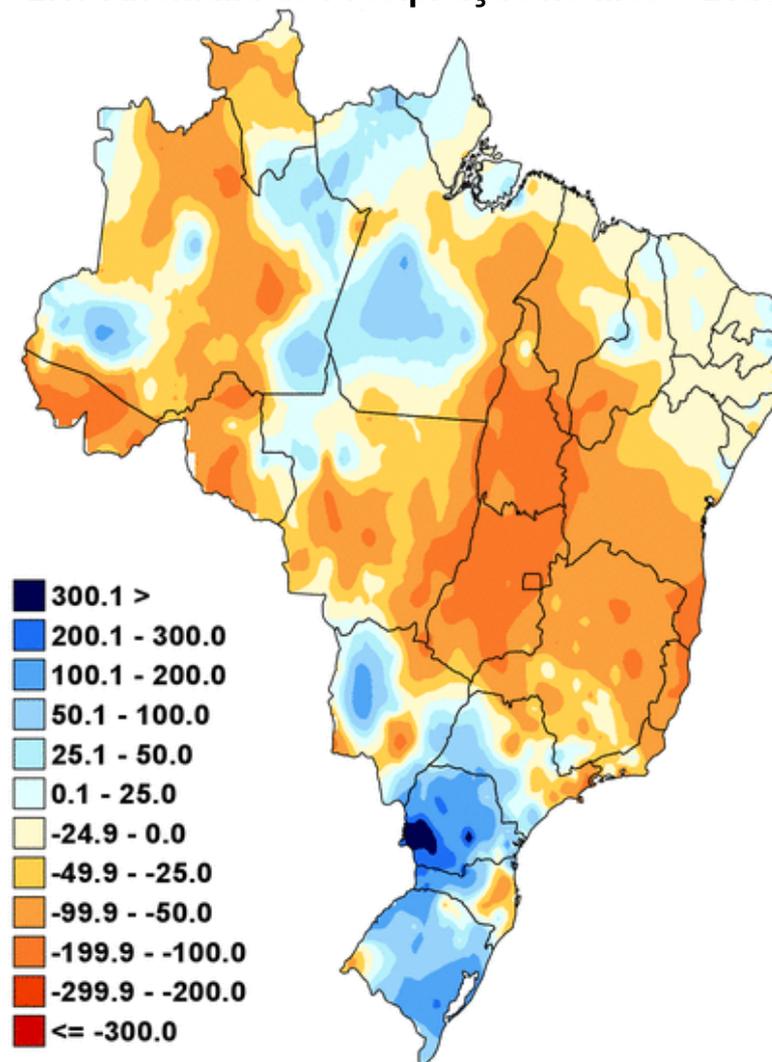


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2017 – Brasil.

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

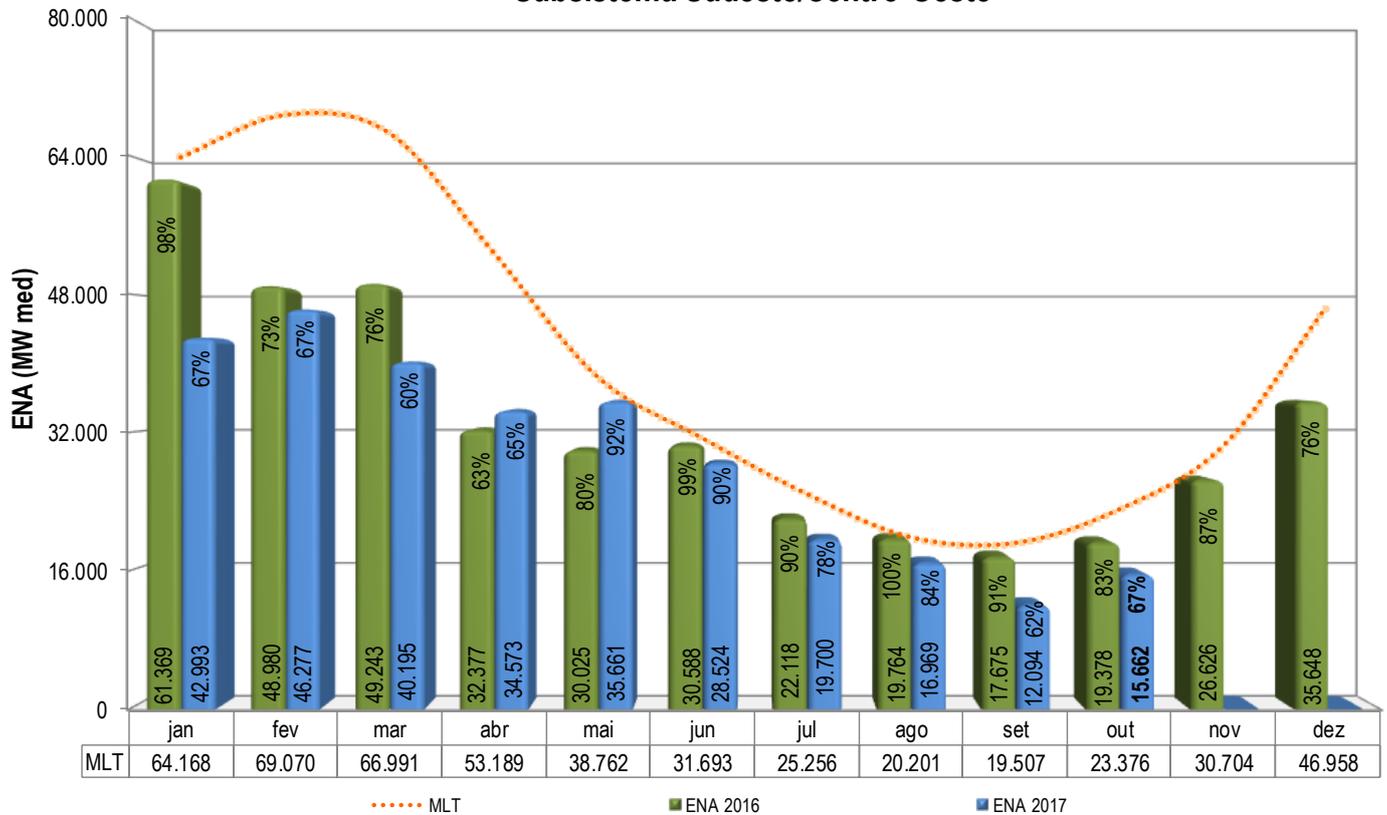


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul



Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

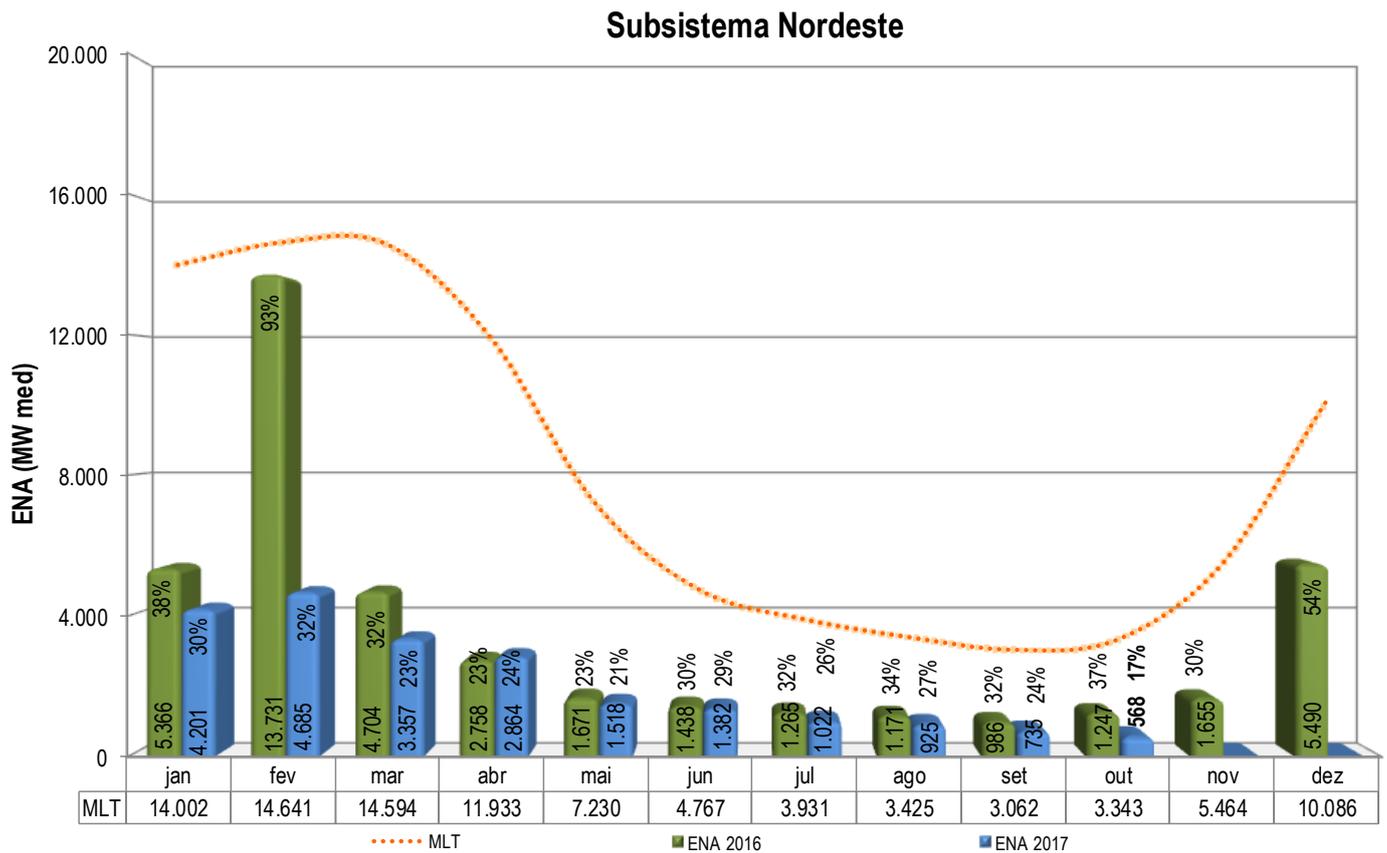


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

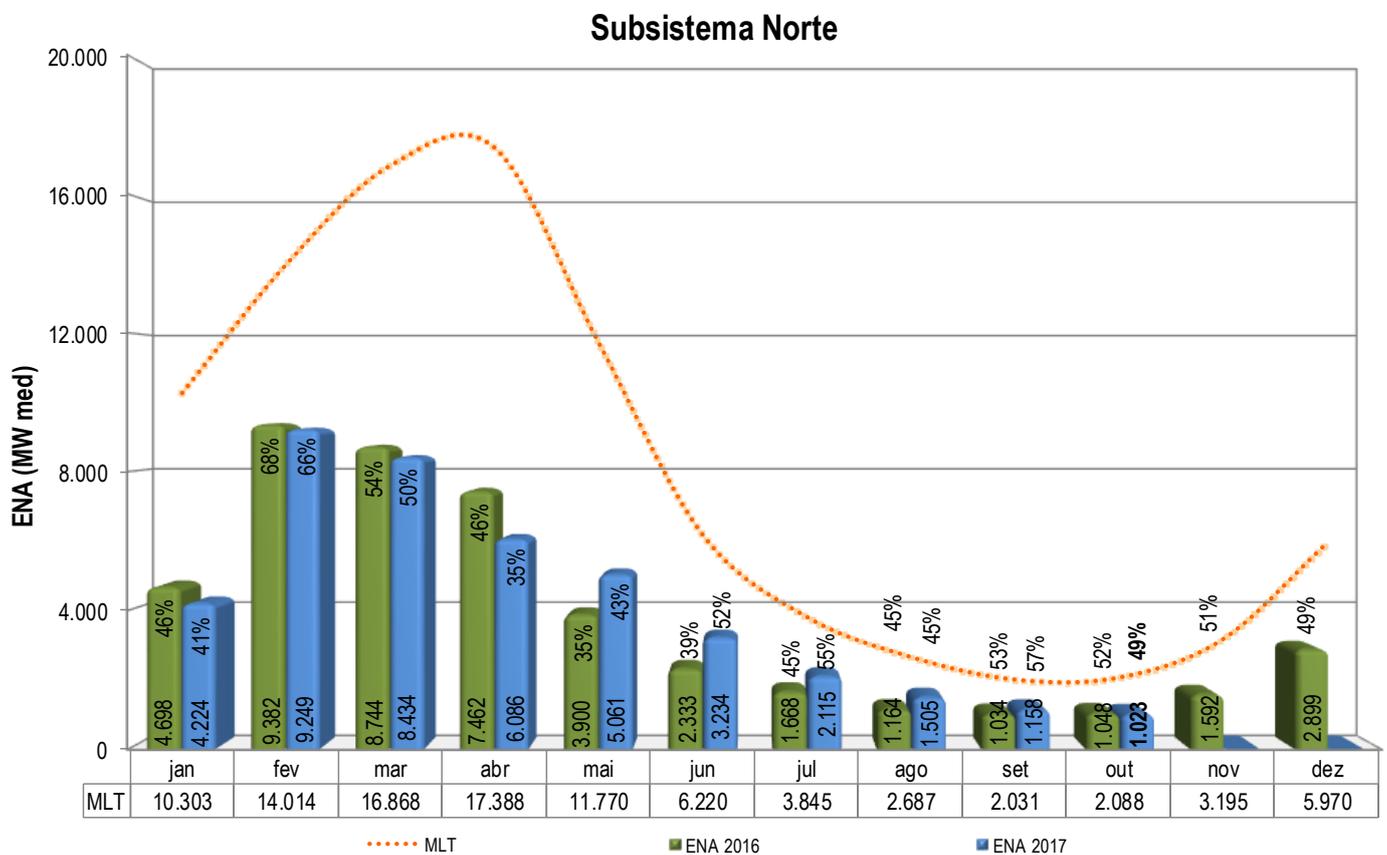


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

No mês de outubro de 2017, foi verificado deplecionamento do armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul, conforme pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Setembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Outubro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	24,2	17,7	203.343	69,3
Sul	36,2	48,4	20.100	18,8
Nordeste	9,3	6,0	51.809	6,0
Norte	32,6	20,6	15.041	6,0
<b>TOTAL</b>			<b>290.293</b>	<b>100,0</b>

Na região Norte a geração da usina hidrelétrica - UHE Tucuruí foi minimizada, com dimensionamento eventual, nos períodos de carga média e pesada, de forma a possibilitar o fechamento do balanço energético do SIN. 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).

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste.

Além disso, destaca-se que as vazões defluentes das usinas hidrelétricas – UHEs Sobradinho e Xingó foram reduzidas para 550 m<sup>3</sup>/s no dia 2 de outubro de 2017, conforme autorizado pela Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017, e pela Autorização Especial IBAMA nº 12/2017.

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 em 30/09/2017 (%)	Armazenamento em 31/10/2017 (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	7,64	6,15
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	51,41	31,27
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	5,05	2,92
FURNAS	GRANDE	17.217	18,19	11,13
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	13,44	8,01
EMBORÇAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	22,97	13,05
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	60,39	49,04
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	14,00	8,22
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	20,80	14,48
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	49,52	45,61
Usina	Bacia		Cota montante atual (m)	Cota montante ano passado (m)
ITAIPIU	PARANÁ	-	218,77	219,21

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

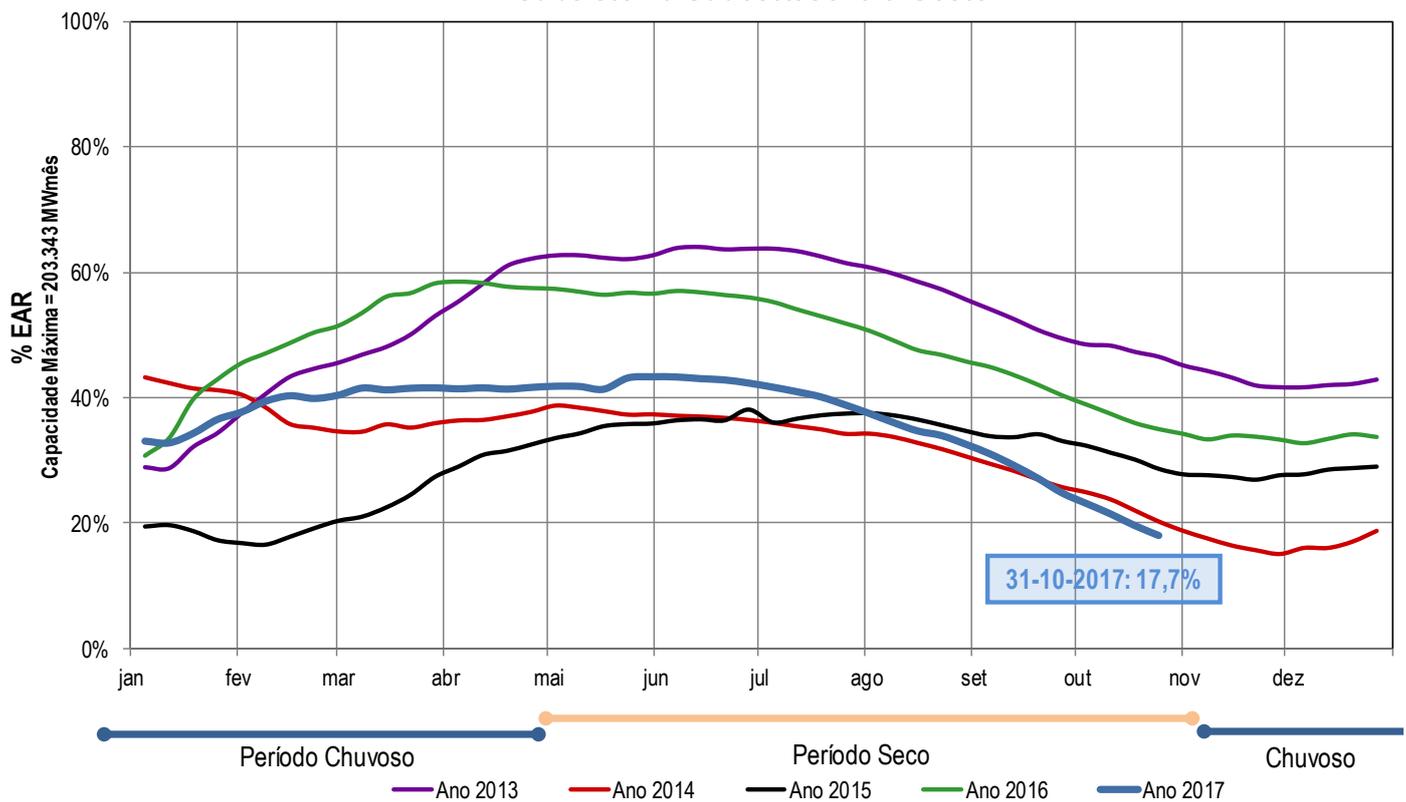


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

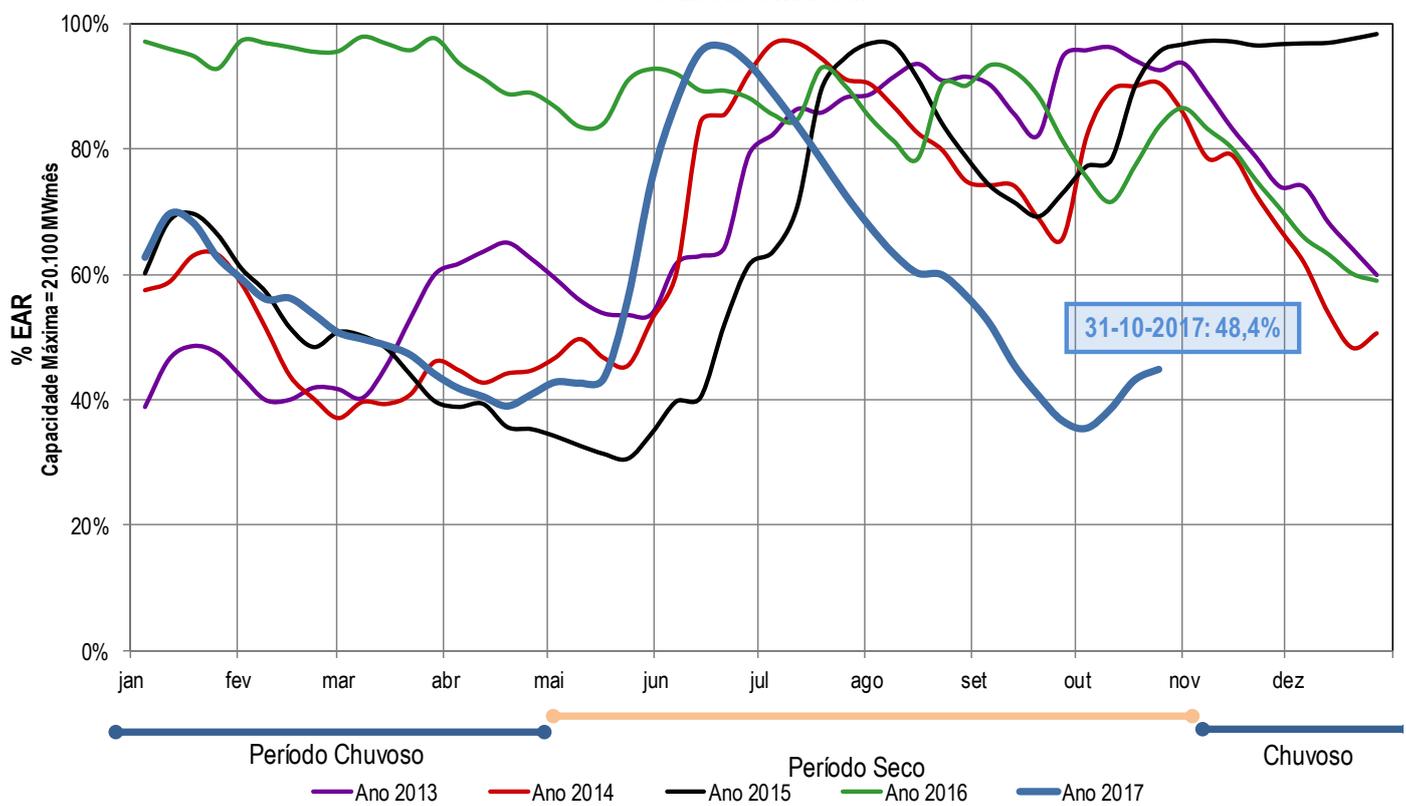


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

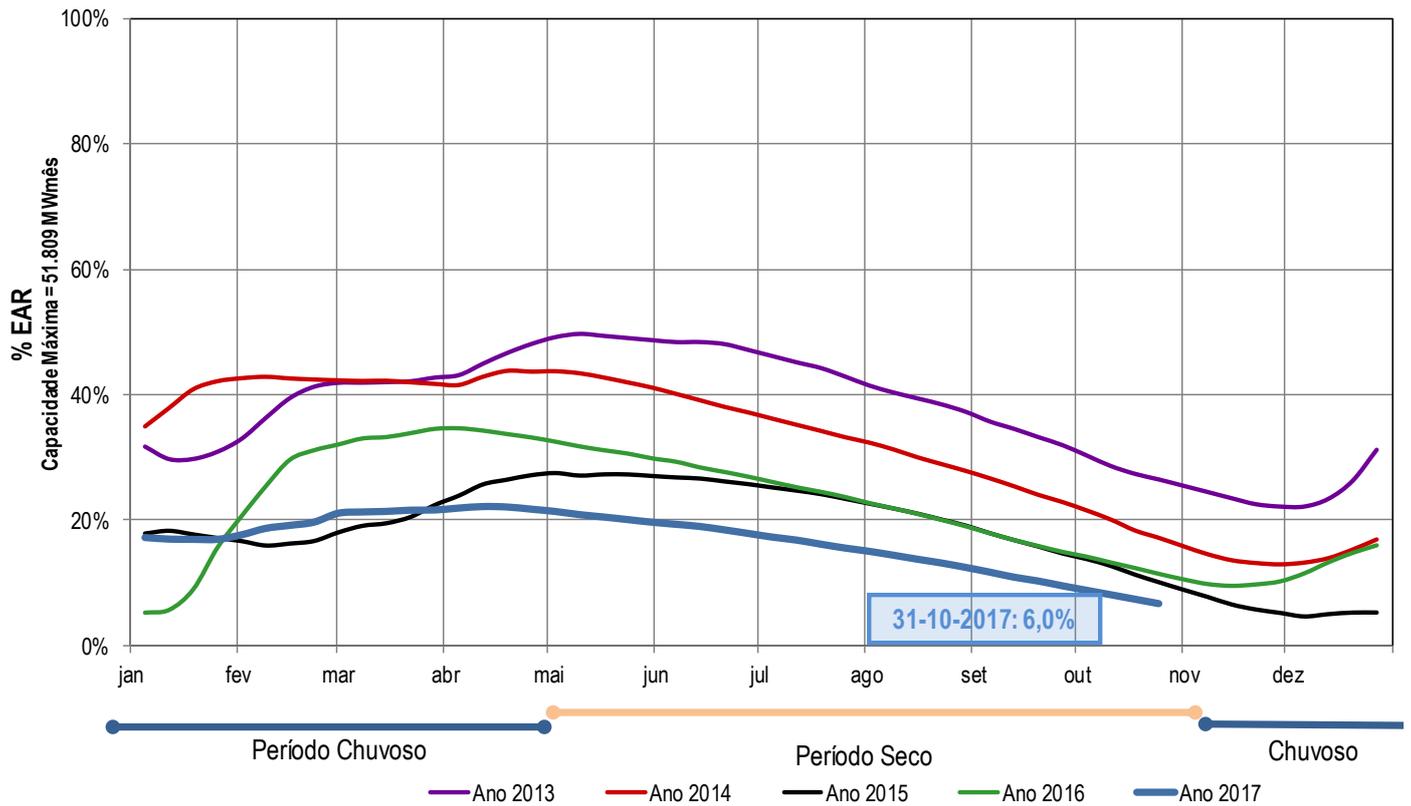


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte-Interligado

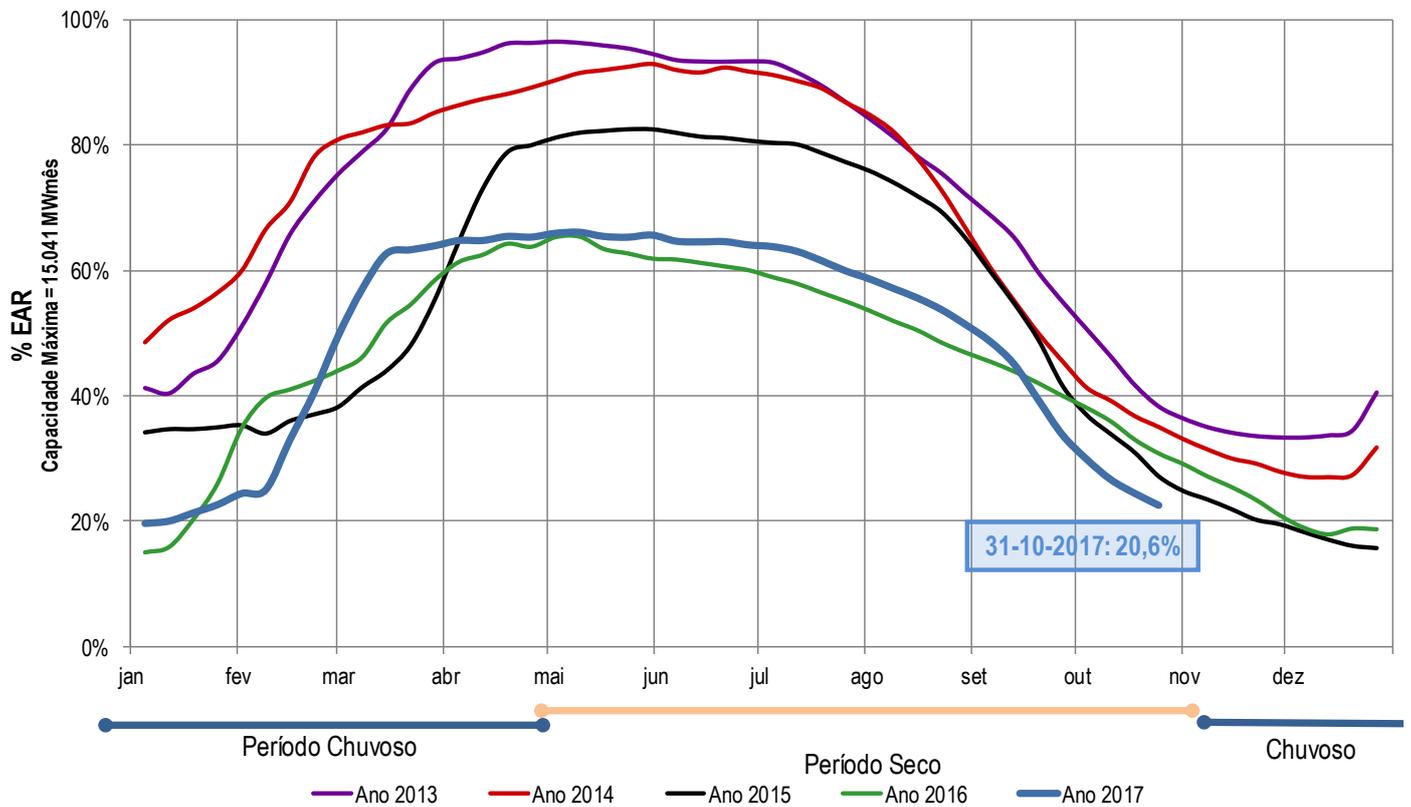


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em outubro de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, em montante de aproximadamente 224 MWmédios, valor inferior a setembro (1.138 MWmédios).

O subsistema Nordeste também manteve o perfil exportador, com um total de 129 MWmédios, ante a importação de 1.079 MWmédios verificados em setembro, desempenho que já reflete a diminuição da geração eólica no local.

O subsistema Sul exportou aproximadamente 220 MWmédios no mês de outubro de 2017, ante a importação de 1.971 MWmédios em setembro de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 127 MWmédios, mesmo patamar do mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, assim como em setembro, houve em outubro importação de energia do Uruguai, tanto pela conversora de frequência de Melo, quanto por Rivera. Além disso, nos dias 26 e 27 de outubro foram realizados testes na conversora de Garabi, com intercâmbios entre Brasil e Argentina, nos dois sentidos, e em valores equivalentes.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA \*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em setembro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.218 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,3% em relação ao consumo de setembro de 2016.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/17 GWh	Evolução mensal (Set/17/Ago/17)	Evolução anual (Set/17/Set/16)	Out/15-Set/16 (GWh)	Out/16-Set/17 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.066	6,0%	1,6%	132.874	133.329	0,3%
<b>Industrial</b>	14.135	-0,3%	1,3%	163.812	164.486	0,4%
<b>Comercial</b>	7.118	6,1%	1,7%	89.254	87.591	-1,9%
<b>Rural</b>	2.427	4,2%	3,7%	26.668	27.675	3,8%
<b>Demais classes *</b>	3.995	0,7%	-1,3%	48.909	48.197	-1,5%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	8.477	-13,4%	6,8%	111.784	113.724	1,7%
<b>Total</b>	<b>47.218</b>	<b>-0,4%</b>	<b>2,3%</b>	<b>573.301</b>	<b>575.003</b>	<b>0,3%</b>

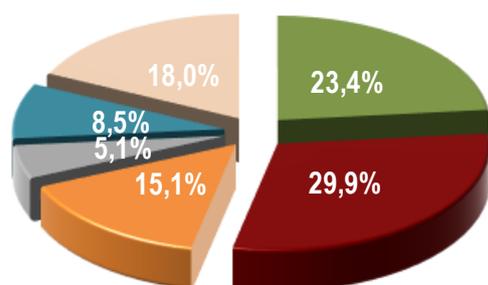
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

\*\* 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).

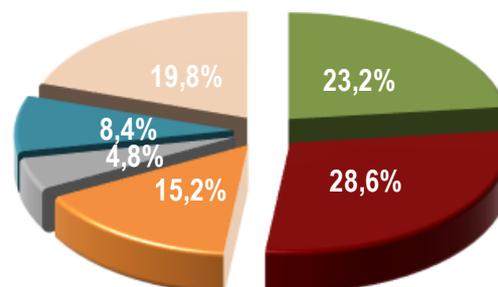
Dados contabilizados até setembro de 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Setembro/2017



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial      ■ Industrial      ■ Comercial  
■ Rural      ■ Demais classes      ■ Perdas e Diferenças

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

Dados contabilizados até setembro de 2017.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações do ONS e EPE, os montantes relativos à setembro de 2017 dos sistemas isolados não contemplaram as informações dos agentes CEA, CERR e EDRR, que não disponibilizaram seus dados.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/17 kWh/NU	Evolução mensal (Set/17/Ago/17)	Evolução anual (Set/17/Set/16)	Out/15-Set/16 (kWh/NU)	Out/16-Set/17 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	157	6,0%	-0,6%	161	158	-1,8%
<b>Consumo médio industrial</b>	26.796	-0,3%	3,7%	25.287	25.985	2,8%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.235	5,7%	0,8%	1.302	1.266	-2,8%
<b>Consumo médio rural</b>	542	3,9%	2,4%	503	515	2,5%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.165	0,7%	-3,2%	5.371	5.193	-3,3%
<b>Consumo médio total</b>	473	2,9%	-0,7%	479	469	-2,0%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/16	Set/17	
<b>Residencial (NUCR)</b>	68.913.851	70.418.729	2,2%
<b>Industrial (NUCI)</b>	539.832	527.506	-2,3%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.710.892	5.764.601	0,9%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.419.252	4.474.688	1,3%
<b>Demais classes *</b>	758.908	773.408	1,9%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>80.342.735</b>	<b>81.958.932</b>	<b>2,0%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de outubro 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>47.528</b> 11/10/2017 - 14h47	<b>14.669</b> 18/10/2017 - 16h21	<b>12.521</b> 31/10/2017 - 15h51	<b>6.510</b> 19/10/2017 - 15h54	<b>79.142</b> 11/10/2017 - 14h57
<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

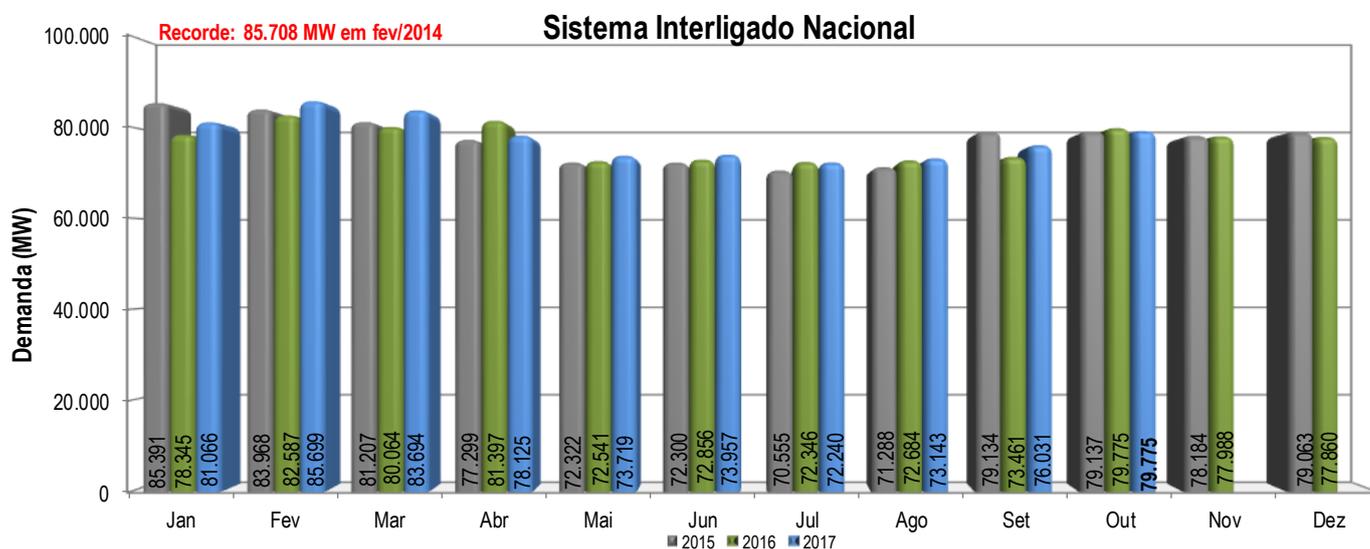


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

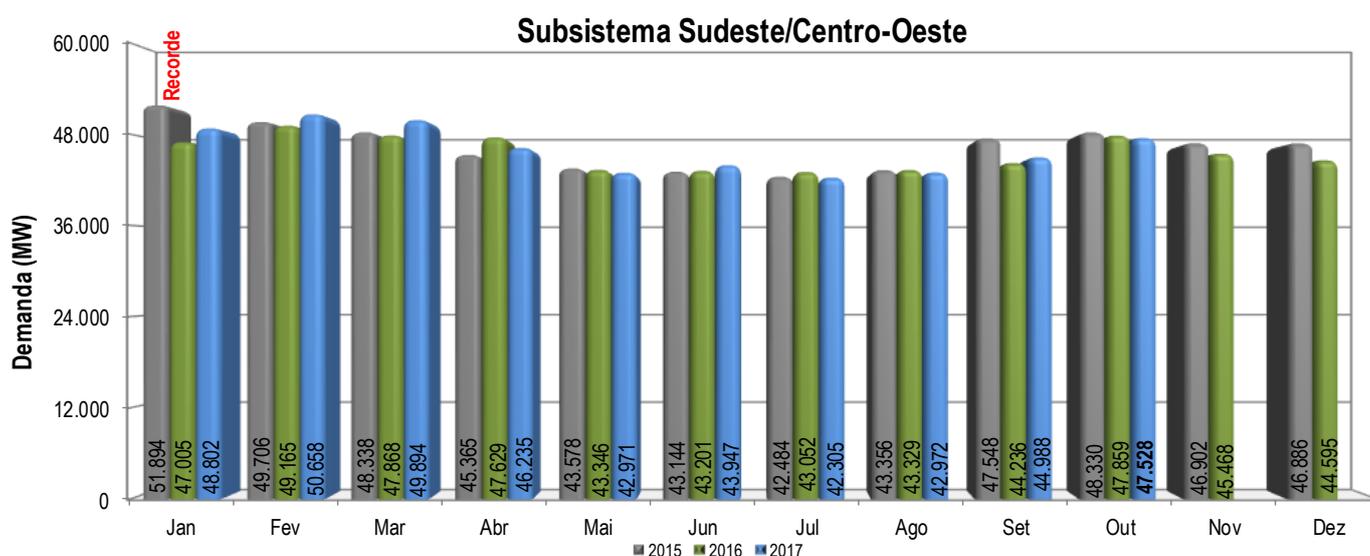


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

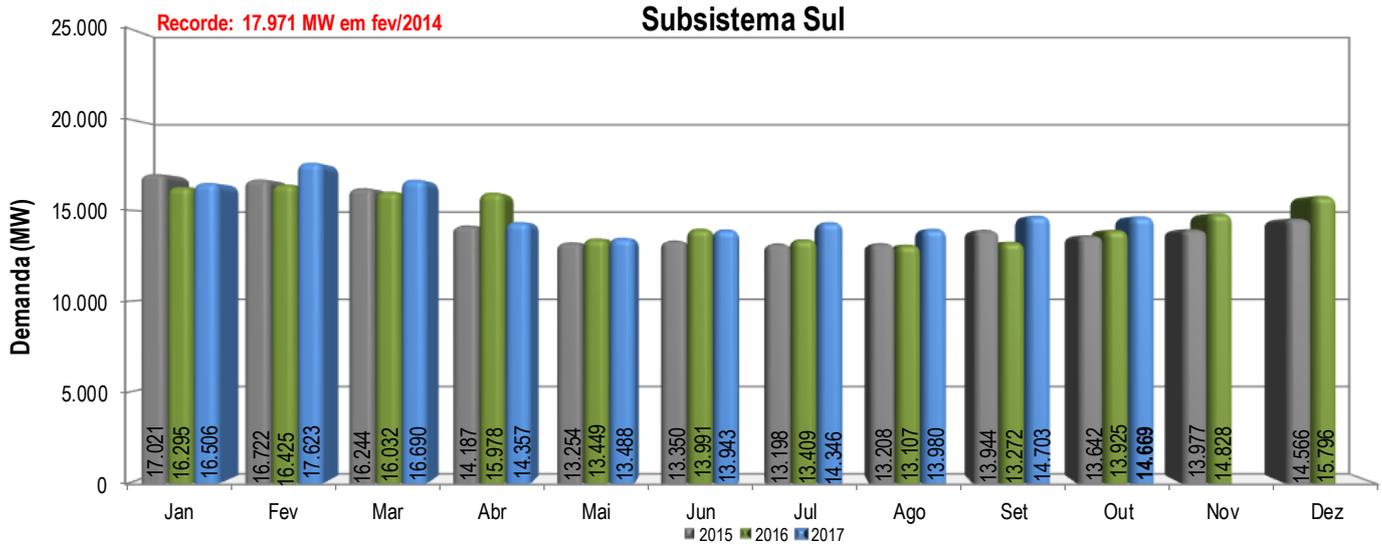


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

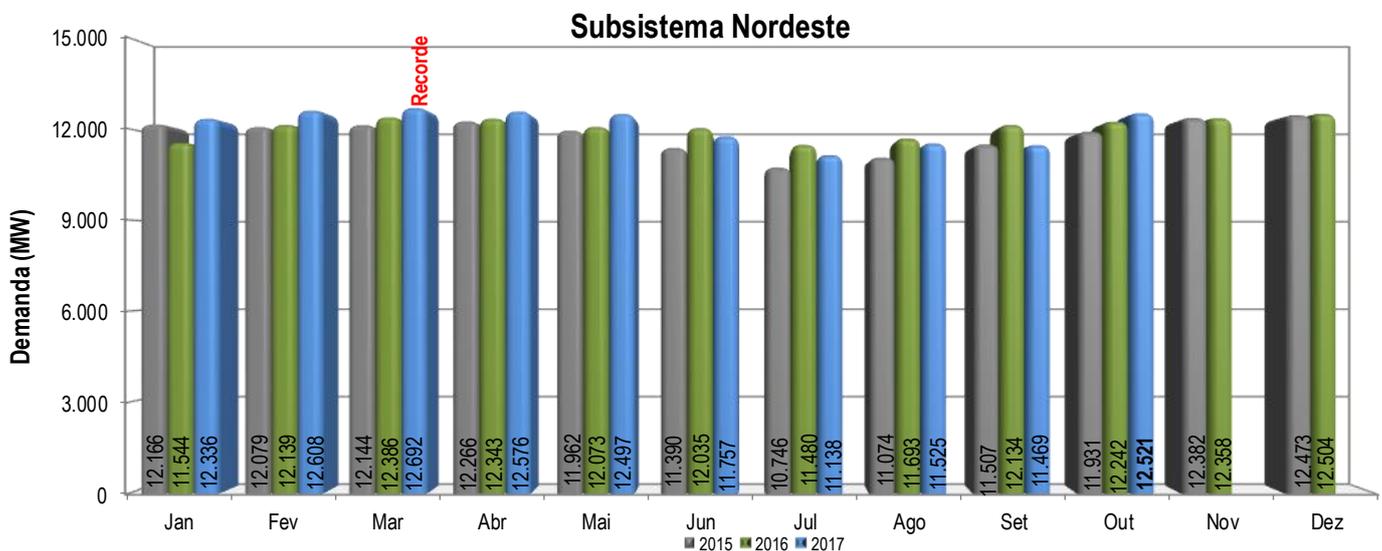


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

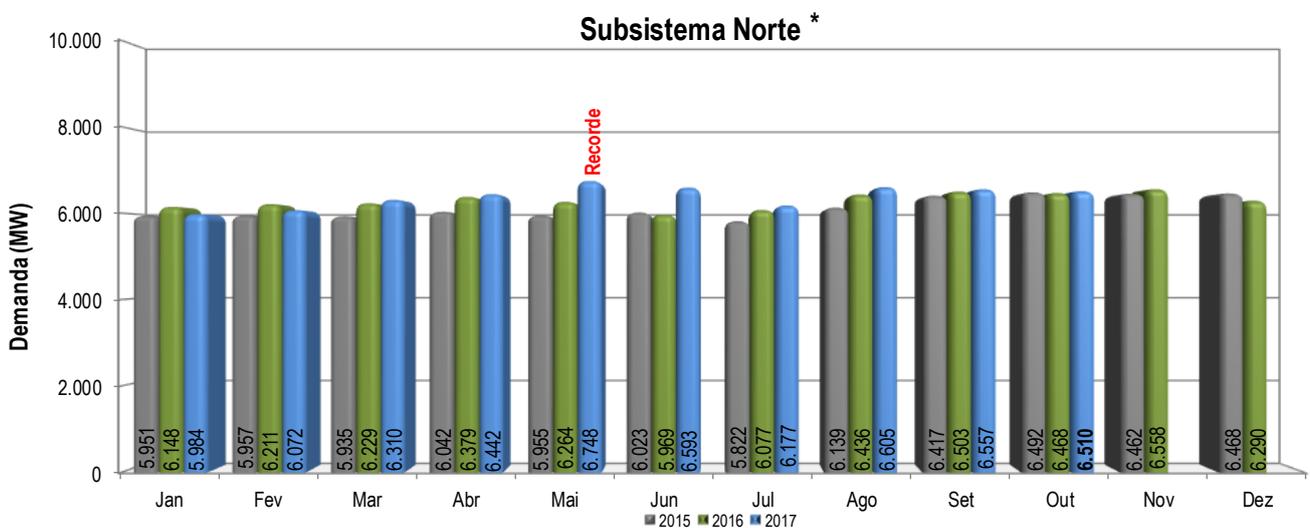


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 outubro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 155.869 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 7.132 MW, sendo 4.207 MW de geração de fonte hidráulica, 553 MW de fontes térmicas\*, 2.009 MW de fonte eólica e 363 MW de fonte solar.

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

Fonte	Out/2016	Out/2017			Evolução da Capacidade Instalada Out/2017 - Out/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>95.835</b>	<b>1.313</b>	<b>100.057</b>	<b>64,2%</b>	<b>4,4%</b>
UHE	90.464	220	94.489	60,6%	4,4%
PCH + CGH	5.371	1.073	5.553	3,6%	3,4%
CGH GD	-	20	15	0,01%	-
<b>Térmica</b>	<b>43.038</b>	<b>3.054</b>	<b>43.614</b>	<b>28,0%</b>	<b>1,3%</b>
Gás Natural	12.998	163	13.004	8,3%	0,04%
Biomassa	14.031	541	14.531	9,3%	3,6%
Petróleo	10.256	2.230	10.203	6,5%	-0,5%
Carvão	3.613	21	3.713	2,4%	2,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros **	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	-	67	23	0,01%	-
<b>Eólica</b>	<b>9.660</b>	<b>529</b>	<b>11.679</b>	<b>7,5%</b>	<b>20,9%</b>
Eólica (não GD)	9.660	476	11.668	7,5%	20,8%
Eólica GD	-	53	10	0,01%	-
<b>Solar</b>	<b>23</b>	<b>16.212</b>	<b>519</b>	<b>0,3%</b>	<b>2157,2%</b>
Solar (não GD)	23	63	386	0,2%	1576,7%
Solar GD	-	16.149	134	0,1%	-
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>148.555</b>	<b>4.819</b>	<b>155.687</b>	<b>99,9%</b>	<b>4,8%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>-</b>	<b>16.289</b>	<b>182</b>	<b>0,1%</b>	<b>-</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>148.555</b>	<b>21.108</b>	<b>155.869</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,9%</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 – 01/11/2017)



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

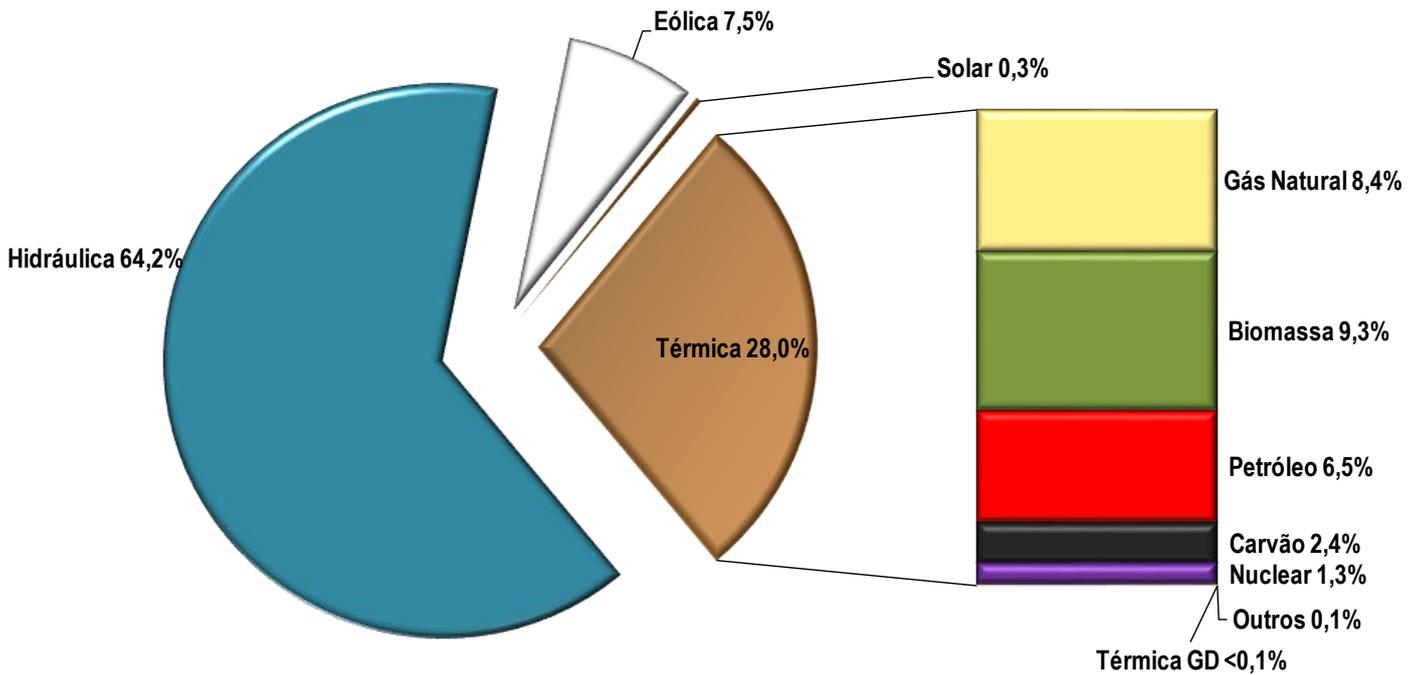


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

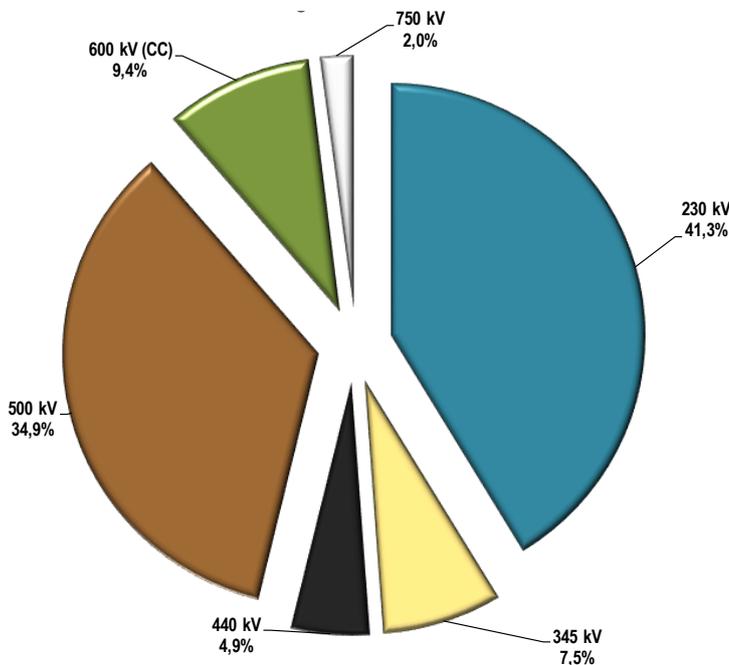


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.553	41,3%
345 kV	10.319	7,5%
440 kV	6.758	4,9%
500 kV	47.706	34,9%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>136.835</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 outubro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.196,36 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: Belo Monte 07, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Cachoeira Cachimbo Alto - UGs: 2 e 3, total de 6,54 MW, em Rondônia. CEG: PCH.PH.RO.030573-1.01;
- PCH Castro - UGs: 1 e 2, total de 4 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.032513-9.01;
- CGH Mario Fett - UGs: 1 e 3, total de 0,99 MW, em Santa Catarina. CEG: CGH.PH.SC.002354-0.01;
- UTE Fibria MS-II - UGs: 3 e 4, total de 269,58 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: UTE.FL.MS.037624-8.01;
- UEE Ventos de Santo Estevão IV - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.032365-9.01;
- UEE Delfina I - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032357-8.01;
- UEE Delfina V - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032359-4.01;
- UEE Lagoa 1 - UGs: 1 a 15, total de 31,5 MW, na Paraíba. CEG: EOL.CV.PB.033664-5.01;
- UEE Ventos de São Vicente 08 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033144-9.01;
- UEE Ventos de São Vicente 12 - UGs: 1 e 14, total de 4,2 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033140-6.01;
- UEE Delfina IV - UGs: 1 a 4, total de 8 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032522-8.01;
- UEE Delfina VI - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032523-6.01;
- UEE Delfina VII - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032524-4.01;
- UFV Pirapora 10 - UGs: 21 a 31, total de 10,646 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033193-7.01;
- UFV Pirapora 5 - UGs: 14 a 31, total de 17,42 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033188-0.01;
- UFV Pirapora 6 - UGs: 1 a 29, total de 28,0645171 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033189-9.01;
- UFV Pirapora 7 - UGs: 15 a 31, total de 16,452 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033190-2.01;
- UFV Pirapora 9 - UGs: 18 a 31, total de 13,549 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033192-9.01.

\* 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. Houve adequação da expansão da geração nos meses anteriores devido a consolidação realizada com a SFG/ANEEL.

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

Fonte	Realizado em Out/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
<b>Eólica</b>	219,000	1.548,200
Eólica (não GD)	219,000	1.548,200
Eólica GD	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	621,650	3.071,010
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	10,540	131,330
UHE	611,110	2.939,680
<b>Solar</b>	86,130	356,060
Solar (não GD)	86,130	356,060
Solar GD	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	269,580	945,117
Biomassa	269,580	490,062
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	189,550
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	265,505
Térmica GD	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>1.196,360</b>	<b>5.920,387</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>	372,000	1.171,100	1.046,550
Eólica (não GD)	372,000	1.171,100	1.046,550
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	32,500	3.610,712	3.354,130
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	32,500	138,000	121,560
UHE	0,000	3.472,712	3.232,570
<b>Solar</b>	517,008	911,070	335,616
Solar (não GD)	517,008	911,070	335,616
Solar GD	0,000	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	0,000	8,000	401,200
Biomassa	0,000	8,000	0,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000	401,200
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>921,508</b>	<b>5.700,882</b>	<b>5.137,496</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 19/10/2017, 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 outubro de 2017 houve expansão de 136,64 km, referente às seguintes linhas de transmissão – LT no SIN:

- LT 230 kV Teresina II / Teresina III C1 e C2, com 26,0 km de extensão cada e total 52,0 km, da CHESF no Piauí;
- LT 230 kV Mossoró IV / Mossoró II C1, com 40,0 km de extensão, da CHESF no Rio Grande do Norte.
- LT 230 kV SE SLR / Porto Velho C1 e C2, com 20,1 km de extensão cada e total 40,2, da Santo Antonio Energia, em Rondônia.
- LT 230 kV PIMENTAL / Sub PIMENTAL C3, com 5,0 km de extensão, da Norte Energia, no Pará.
- Secc. 230 kV Salto Grande / DSAG C1, com -10,2 km de extensão, da CTEEP, em São Paulo.
- LT 230 kV Icaraizinho / Pedra Cheirosa C M3, com 8,9 km de extensão, da Pedra Cheirosa Energia, no Ceará.
- LT 230 kV B.Jesus Lapa / SE Lapa C P1, com 0,7 km de extensão, da ENEL GREEN POWERBA, na Bahia.

Nota: Os seis últimos empreendimentos são originados da Consolidação Parcial realizada com entre MME, ONS e ANEEL em 10/08/2017, concluídos no 1º semestre de 2017.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	136,6	733,3
345	0,0	0,0
440	0,0	10,0
500	0,0	1.137,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>136,6</b>	<b>1.880,5</b>

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

No mês de outubro de 2017 foram incorporados cinco novos transformadores ao SIN, num total de 880 MVA:

- Substituição do TR5 440 / 138 kV - 150 MVA por outro de 300 MVA, na SE Bauru (CTEEP), em São Paulo;
- TR1 e TR2 - 230/69 kV - 200 MVA cada, na SE Teresina III (CHESF), no Piauí;
- TR3 230/69 kV – 180 MVA, na SE João Câmara II (CHESF), no Rio Grande do Norte;
- TR2 230/138 kV – 150 MVA, na SE Xinguara 2 (ATLÂNTICO), no Pará.
- TR 2 230/23 kV – 50MVA, na SE Canoas I (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul.
- TR 1 230/138 kV – (-100 MVA, equipamento em desativação), na SE ANHANGUERA (CELG-GT), em Goiás.

Notas: Os dois últimos empreendimentos são originados da Consolidação Parcial realizada entre MME, ONS e ANEEL em 10/08/2017, concluídos no 1º semestre de 2017.

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

	Realizado em Out/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>830,0</b>	<b>10.734,0</b>

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

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

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	0,0	11,4	0,0
230	145,4	1.327,1	453,0
345	0,0	0,0	15,4
440	0,0	0,0	0,0
500	377,0	2.641,7	1.710,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	4.184,0	0,0	5.386,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.706,4</b>	<b>3.980,2</b>	<b>7.564,4</b>

## 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>	<b>11.694,5</b>	<b>16.844,0</b>	<b>22.387,0</b>

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 20/09/2017, 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 setembro de 2017\*\*\*, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 60,7% do total gerado no país, valor 0,5 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 1,6 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 1,2%. Em relação à geração térmica por fonte, destacam-se as variações de -0,6 p.p. na geração a gás natural e -0,6 p.p. na geração nuclear.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Set/2017

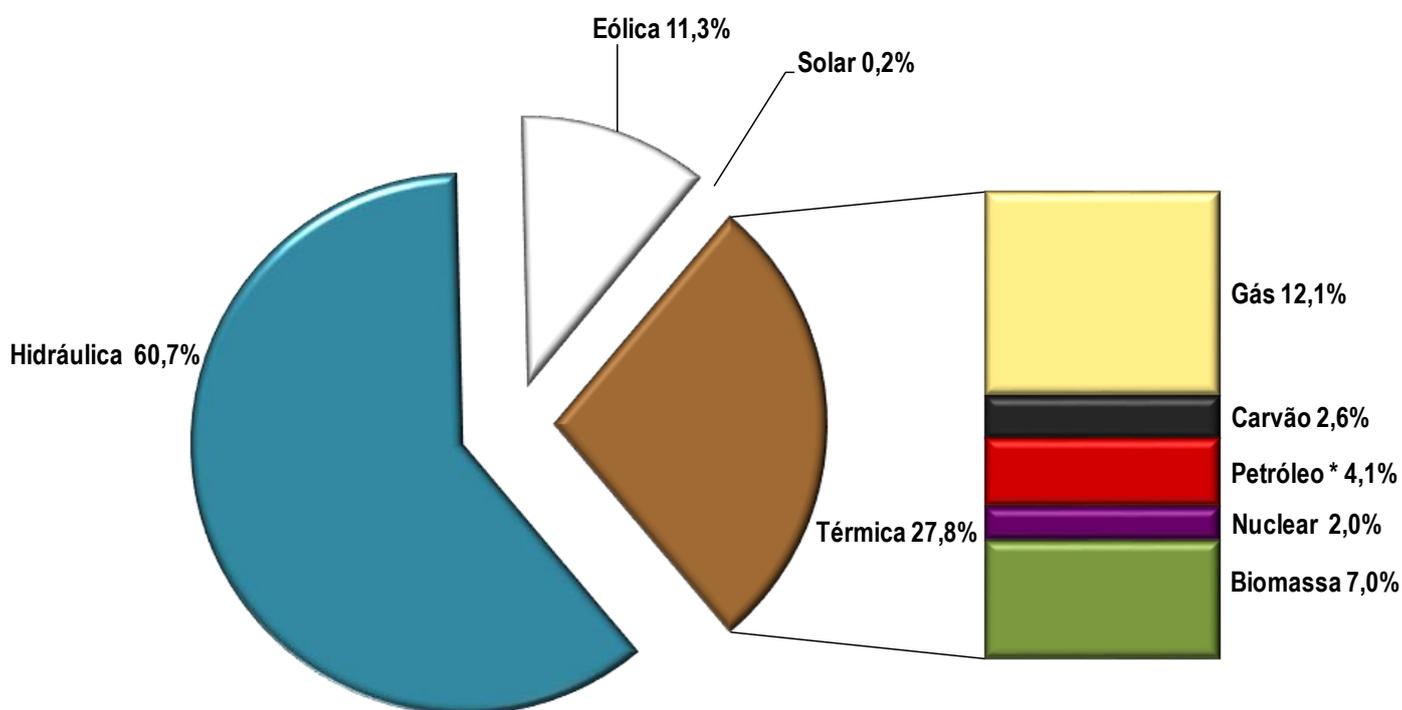


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até setembro 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 setembro/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		
	Set/17 (GWh)	Evolução mensal (Set/17 / Ago/17)	Evolução anual (Set/17 / Set/16)	Out/15-Set/16 (GWh)	Out/16-Set/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>27.089</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-9,4%</b>	<b>398.276</b>	<b>392.671</b>	<b>-1,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.139</b>	<b>-4,4%</b>	<b>22,9%</b>	<b>111.187</b>	<b>107.314</b>	<b>-3,5%</b>
Gás	5.398	-4,5%	41,4%	45.849	47.639	3,9%
Carvão	1.143	-6,1%	9,3%	14.584	12.161	-16,6%
Petróleo *	1.573	-2,2%	105,8%	12.288	9.566	-22,1%
Nuclear	905	-23,5%	-32,4%	14.754	13.797	-6,5%
Biomassa	3.120	2,5%	7,2%	23.712	24.150	1,9%
<b>Eólica</b>	<b>5.042</b>	<b>16,7%</b>	<b>45,1%</b>	<b>29.214</b>	<b>38.636</b>	<b>32,3%</b>
<b>Solar</b>	<b>75,13</b>	<b>45,5%</b>	<b>-</b>	<b>29,14</b>	<b>213,01</b>	<b>630,9%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.346</b>	<b>-0,3%</b>	<b>2,6%</b>	<b>538.706</b>	<b>538.834</b>	<b>0,0%</b>

\* 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 setembro 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 Térmica	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/17 (GWh)	Evolução mensal (Set/17 / Ago/17)	Evolução anual (Set/17 / Set/16)	Out/15-Set/16 (GWh)	Out/16-Set/17 (GWh)	Evolução
Gás	5	-8,4%	-2,1%	55	50	-10,5%
Petróleo *	239	-5,6%	-3,1%	2.784	2.580	-7,3%
Biomassa	4	26,9%	-	0	18	-
<b>TOTAL</b>	<b>247</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>2.839</b>	<b>2.647</b>	<b>-6,8%</b>

Para os meses de junho a setembro/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 setembro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 8,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 62,5%, com total de 5.756,2 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 43,5%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 0,8 p.p. em relação a agosto de 2017, e atingiu 38,4%, com total de geração verificada no mês de 783,8 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,7 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,9%.

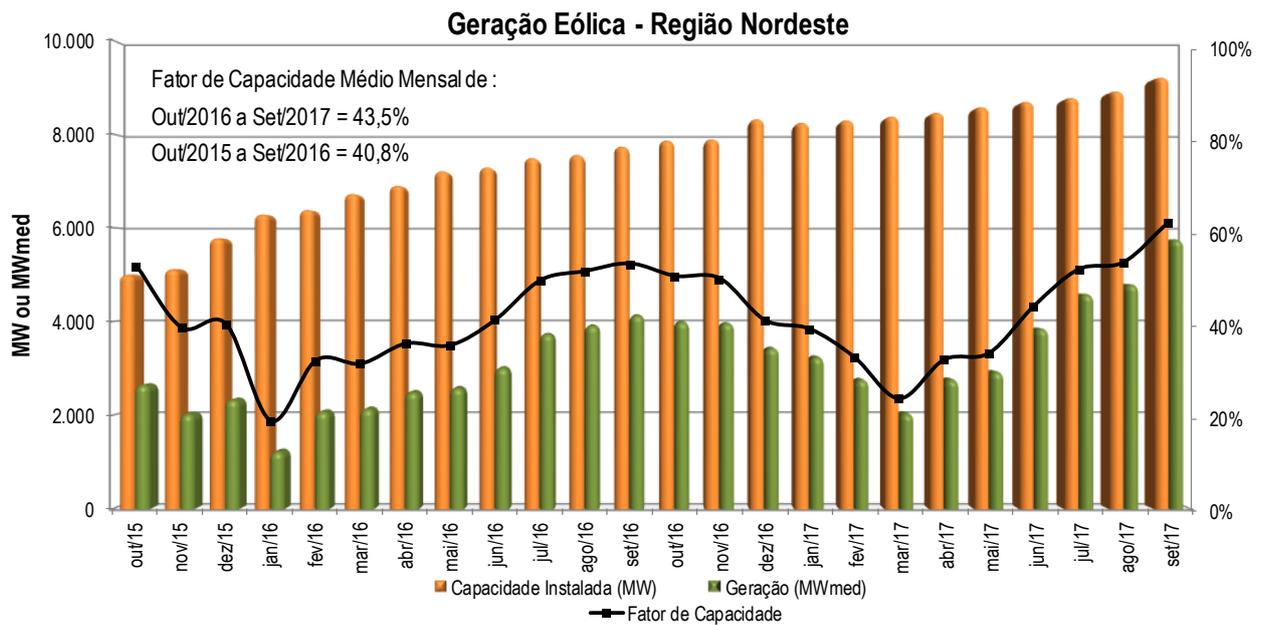


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até setembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

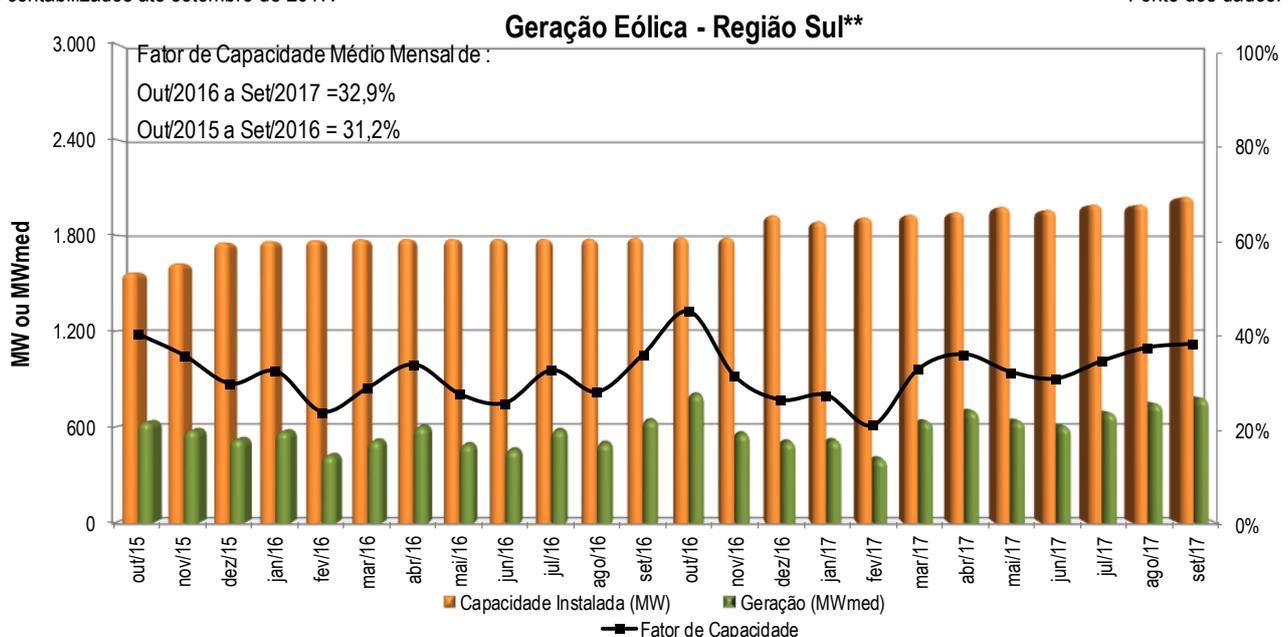


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até setembro 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 – CMO 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, ao longo do mês de outubro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valor máximo definido pela ANEEL para 2017, igual a R\$ 533,82 / MWh.

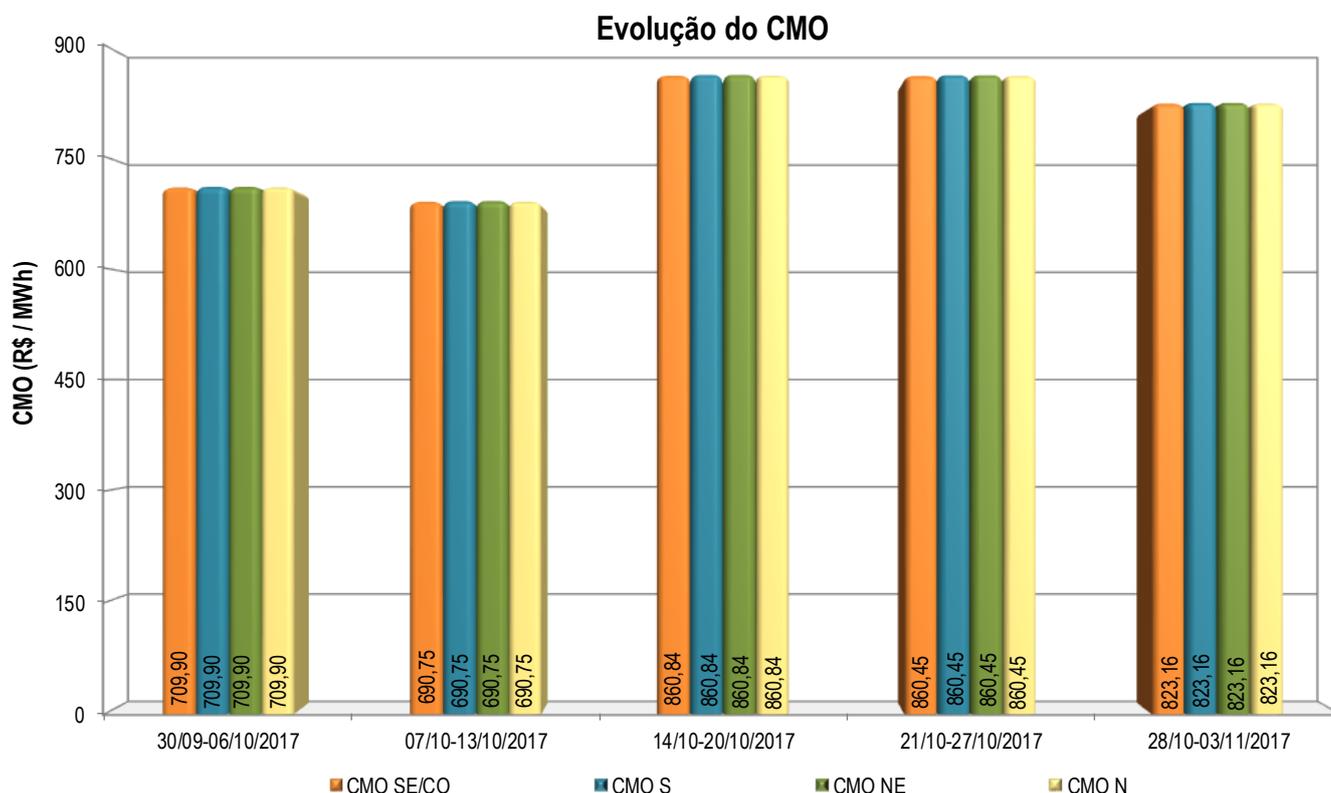


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2017 foi de R\$ 68,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 75,1 milhões). O valor do mês de setembro de 2017 é composto por R\$ 43,9 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e por R\$ 24,4 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. No mês, não foram verificados 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.

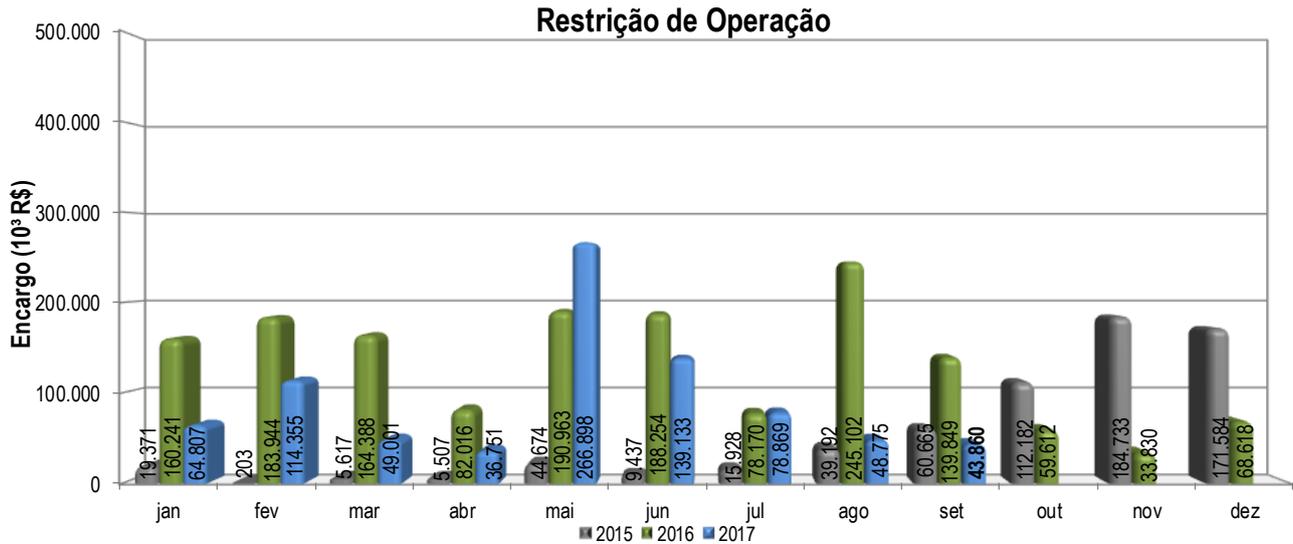


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

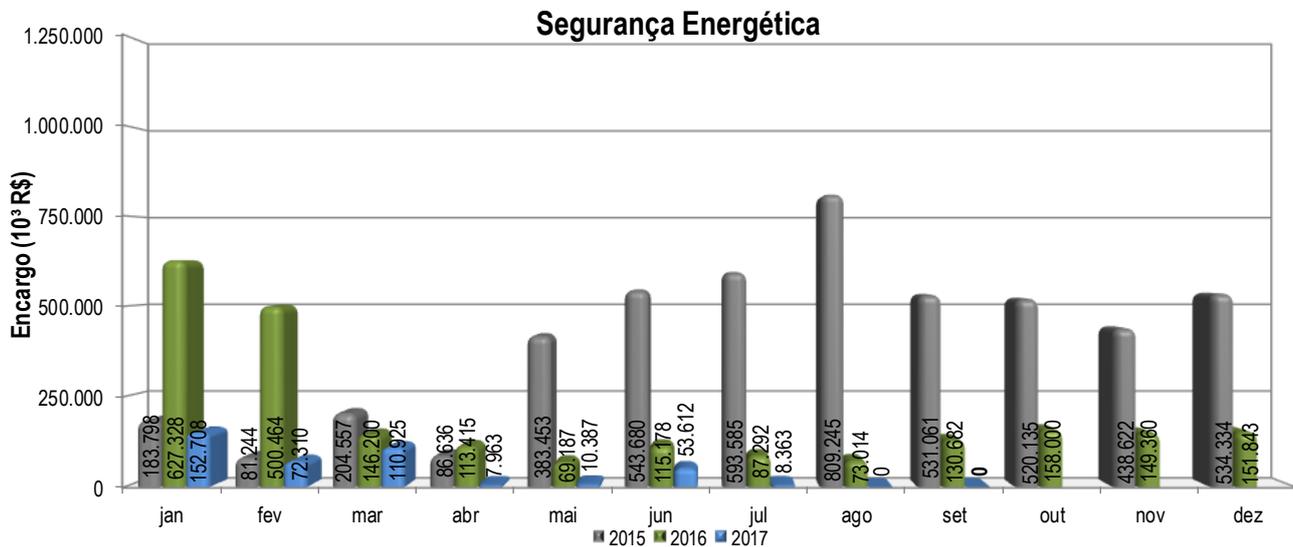


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

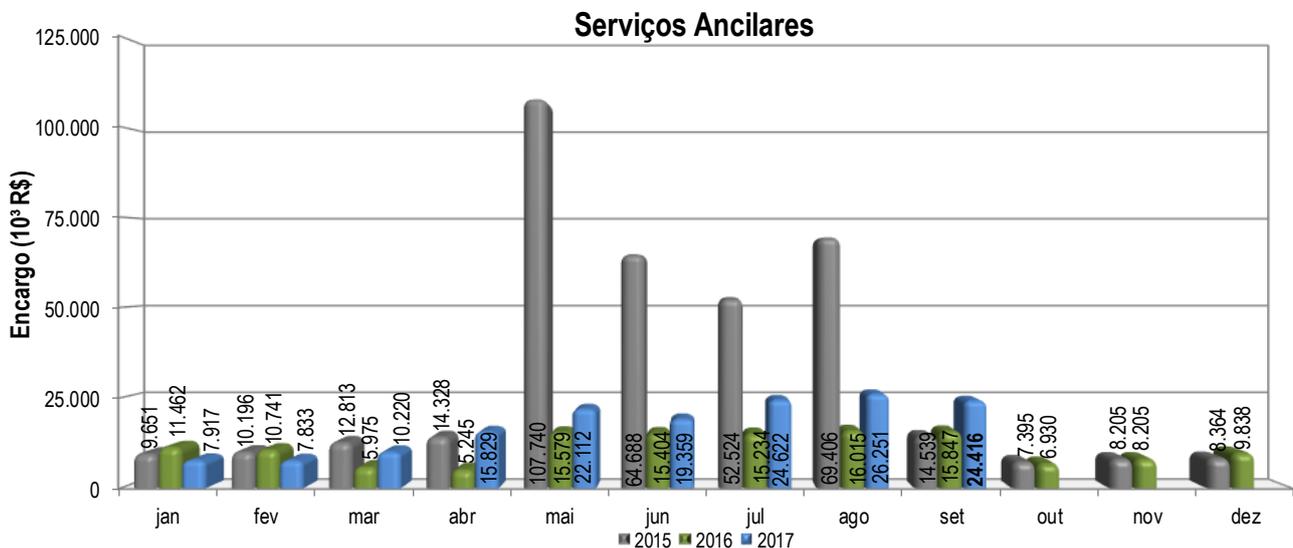


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2017 o número de ocorrências foi igual ao verificado no mesmo período de 2016 e o montante de carga interrompida foi inferior ao verificado. Seguem as principais informações das ocorrências:

- **Dia 01 de outubro, às 18h31min:** Desenergização dos setores de 230 kV Porto Alegre 6 e Porto Alegre 13, seguida de nova desenergização, às 18h34 min, dos setores de 230 kV Porto Alegre 6, Porto Alegre 13, Viamão 3 e Porto Alegre 8. Houve interrupção total de **318 MW** de cargas da CEEE-D, no Rio Grande do Sul. Causa: Rompimento da conexão de chave de baipasse de 230 kV da SE Porto Alegre 6.
- **Dia 12 de outubro, às 15h25min:** Desligamento automático da barra de 69 kV e da transformação 138/69 kV (3x150 MVA) da subestação Mauá III (Eletrobras Distribuição Amazonas), levando ao desligamento de todo o subsistema Mauá III e das UTE Mauá Bloco III (Amazonas GT), Manauara (Companhia Energética Manauara) e Tambaqui (Breitener Tambaqui). Houve interrupção de 404 MW de cargas da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas. Causa: Em análise.
- **Dia 22 de outubro, às 19h32min:** Desligamento automático da barra B do setor de 500 kV da SE São José (Furnas), das linhas de 500 kV Adrianópolis - São José e Angra - São José (Furnas) e das linhas de 138 kV São José - Cordovil C1 e C2 (Light) e São José - Magé C1 e C2 (Furnas). Houve interrupção de **342 MW** de cargas da Light, no Rio de Janeiro. Causa: Perda de isolamento do TC da LT 500 kV Adrianópolis - São José devido a condições atmosféricas adversas.

Houve cinco desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, nos dias 1, 5, 6, 9 e 14 de outubro. Desses, quatro tiveram origem no trecho da Interligação Brasil – Venezuela operado pela Corpoelec e 1 desligamento, às 14h03min do dia 9, ocorreu durante manobras de energização do Compensador Estático, que havia desligado automaticamente às 11h40min.

### 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	0	0			0	5.487
S	0	0	0	0	0	0	556	0	0	318			874	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365	0	575	342			3.285	7.066
NE	520	448	0	823	314	319	0	135	232	400			3.191	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0	1.381	287	737			7.587	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0	133	605	533	638			3.614	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>2.121</b>	<b>1.627</b>	<b>2.435</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18.551</b>	<b>29.116</b>

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	0	0			0	2
S	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1			3	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1	0	1	1			11	24
NE	2	3	0	3	2	1	0	1	1	2			15	14
N-Int	2	1	4	1	2	1	0	3	2	3			19	32
Isolados	3	3	0	1	6	0	1	4	4	5			27	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>8</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>75</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

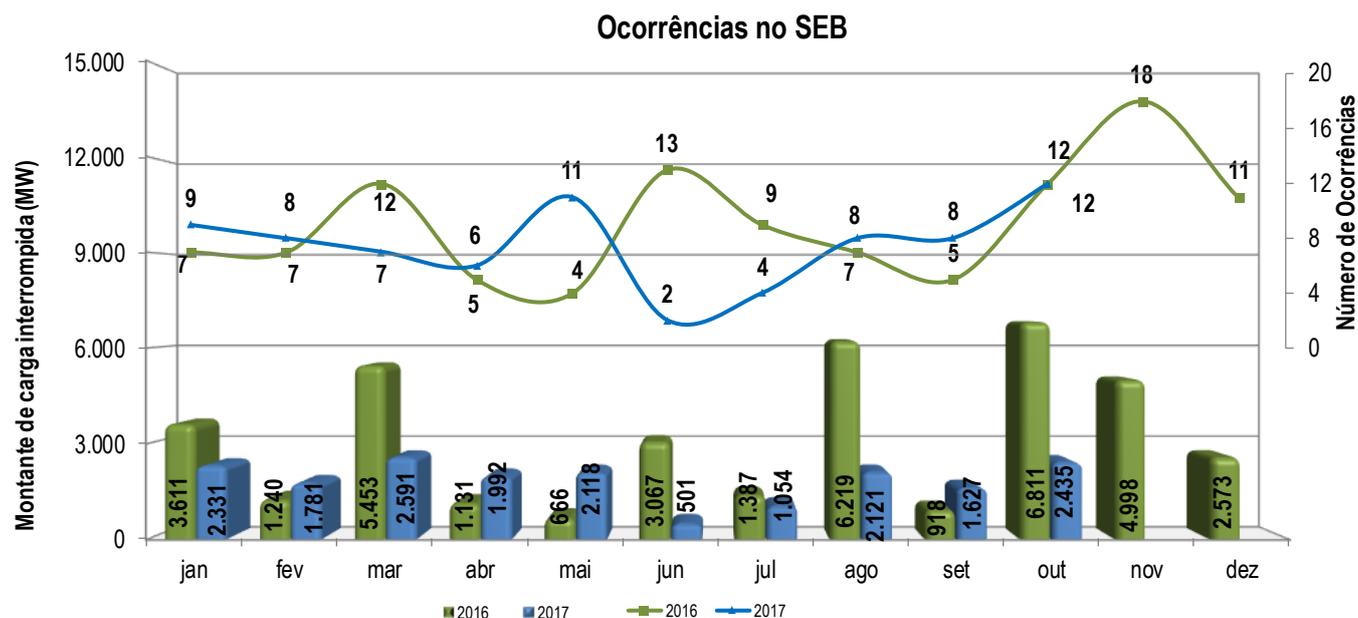


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,01	1,00	1,05				10,39	12,75
S	1,44	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76	1,01	0,96				9,21	11,39
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60	0,61	0,72	0,75				7,36	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00	1,13	1,31	1,34				14,24	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18	1,51	1,03	1,15				11,78	14,84
N	3,68	2,69	3,16	2,63	2,60	2,18	2,15	2,44	2,64				24,18	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	0,58	0,61	0,61				6,03	9,70
S	0,93	0,80	0,64	0,56	0,61	0,52	0,55	0,59	0,60				5,79	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37	0,39	0,43	0,42				4,20	6,87
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74	0,78	0,94	0,81				9,46	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60	0,64	0,55	0,61				5,89	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53	1,74	1,70				16,00	27,79

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

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

Fonte dos dados: ANEEL

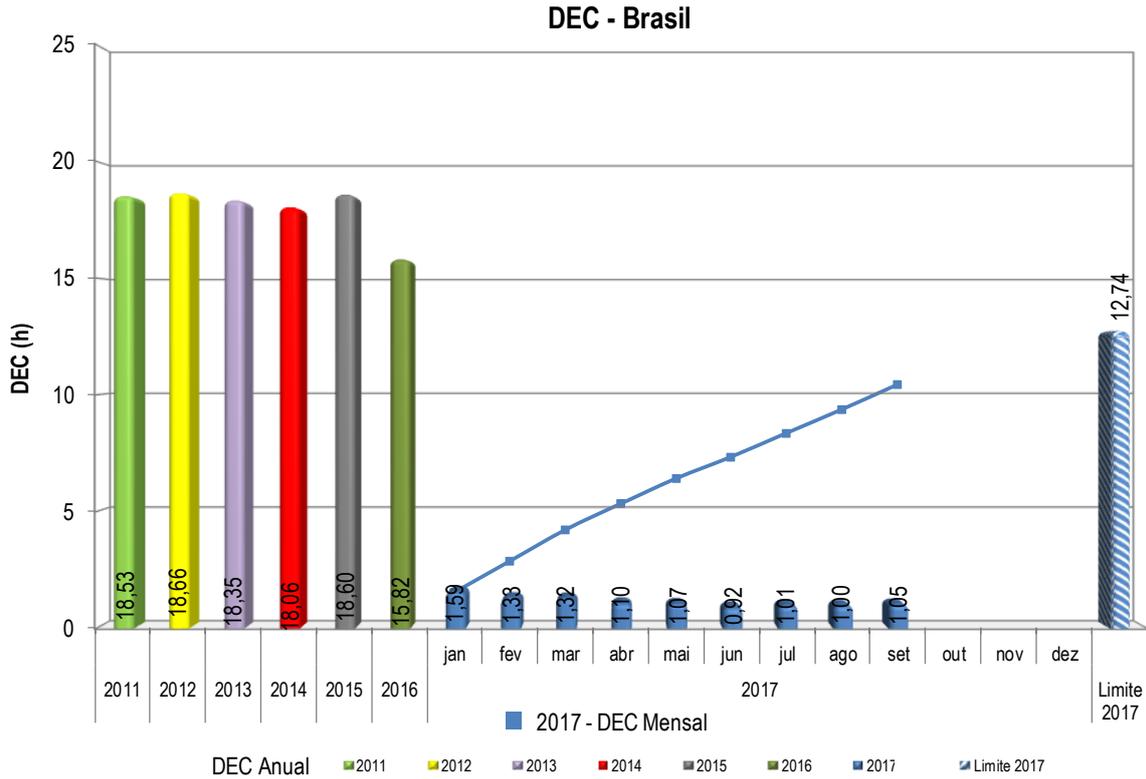


Figura 27. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

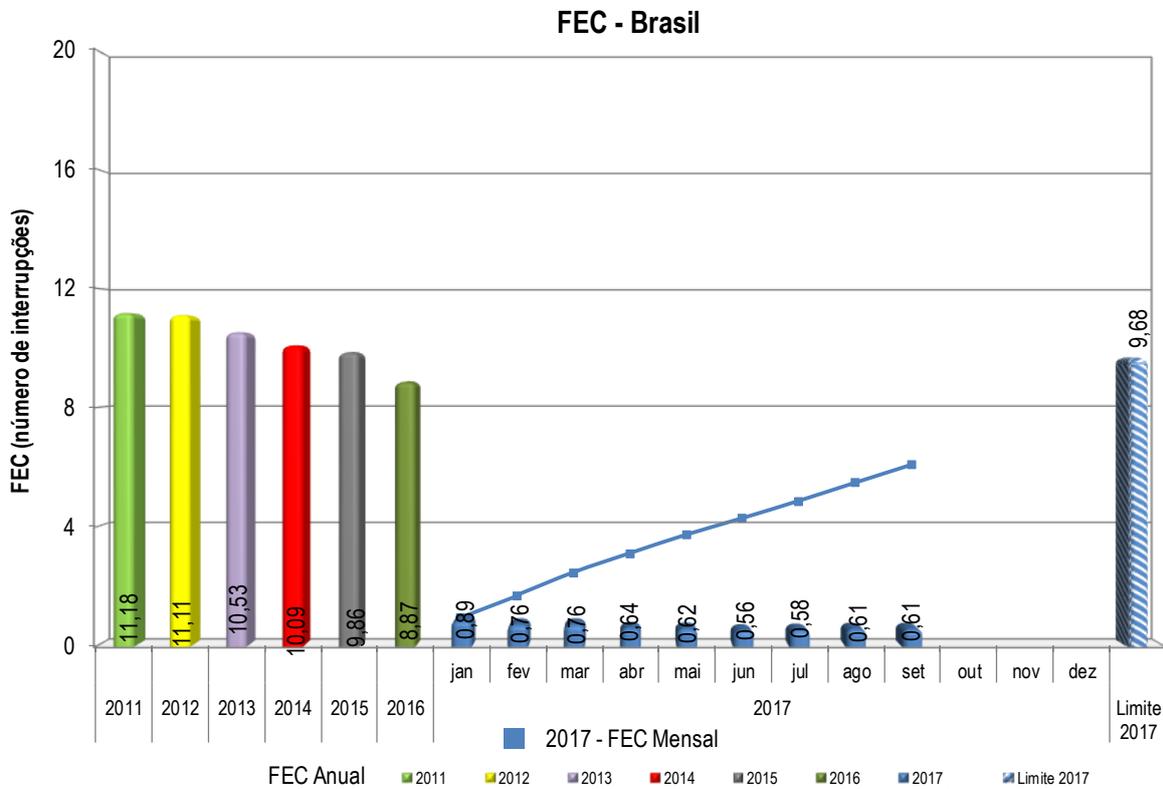


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até setembro 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