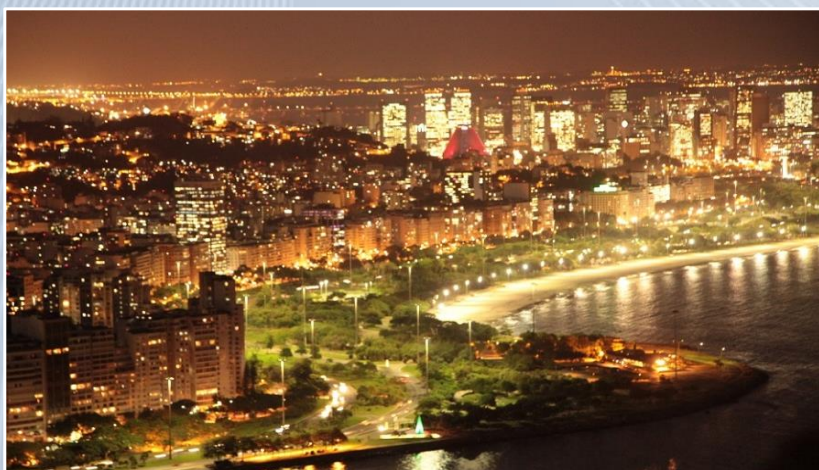




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Julho / 2018





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

**Julho / 2018**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Wellington Moreira Franco

### **Secretário-Executivo**

Marcio Felix Carvalho Bezerra

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

### **Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**

Guilherme Silva de Godoi

### **Equipe Técnica**

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

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 .....	17
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 julho de 2018 – 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.....	7
Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.....	11
Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	14
Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	19
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	21
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	22
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	23
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	24
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 no mês (% EAR).....	1
Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	5
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	9
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	10
Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	11
Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....	13
Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	14
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	15
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW). ....	16
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	16
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	17
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	17
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.....	18
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	24
Tabela 19. Evolução do número de ocorrências. ....	25
Tabela 20. Evolução do DEC em 2018. ....	25
Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.....	26





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados à operação e expansão do sistema elétrico e detalhados nesse Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do mês de julho de 2018 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes - ENA Brutas: 69% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 58% MLT no Sul, 36% MLT no Nordeste e 76% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 68% MLT, 55% MLT, 34% MLT e 67% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** Variação da energia armazenada equivalente no mês de julho de 2018 em relação ao mês anterior:

Sudeste/Centro-Oeste: - 5,6 p.p.

Sul: - 2,2 p.p.

Nordeste: - 2,8 p.p.

Norte: - 3,3 p.p.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	34,2
Sul	48,9
Nordeste	34,9
Norte	67,1

**Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR)**

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em junho de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 45.792 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 0,5 p.p. em relação ao consumo de junho de 2017.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** No mês de julho de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 160.645 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.823 MW.

**EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO:** No mês, entraram em operação comercial 634,5 km de linhas de transmissão e 400 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 3.251 km de linhas de transmissão e 10.172 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 65,19 MW no mês de julho. No acumulado do ano, foram acrescentados 3.014,1 MW à capacidade instalada de geração do sistema elétrico brasileiro.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** No mês de junho de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 65,9% do total gerado no país, valor 7,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em junho representou 9,5%. As fontes renováveis representaram 88,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

**ENCARGOS SETORIAIS:** O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2018 foi de R\$ 291,6 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 252,5 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** Em julho de 2018 foram verificadas quinze ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 1.749 MW de corte de carga, sendo apenas uma no Sistema Interligado Nacional – SIN, com 366 MW de carga interrompida no Amazonas. No estado de Roraima, não interligado ao SIN, ocorreram 14 ocorrências, totalizando 1.383 MW de cargas interrompidas.

**CMSE:** no dia 4 de julho de 2018 foi realizada a 200ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Na ocasião, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL apresentou os resultados do Leilão de Transmissão nº 2/2018, realizado no dia 28 de junho de 2018, quando foram licitados 2.562 km de linhas de transmissão e 12.226 MVA de capacidade de transformação, com investimento previsto da ordem de R\$ 6 bilhões. O leilão contratou 100% dos 20 lotes licitados, com deságio médio de 55,26%, que corresponde a uma economia ao consumidor brasileiro de energia elétrica da ordem de R\$ 14 bilhões. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2018>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de julho de 2018, 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

O padrão meteorológico no mês de julho de 2018 foi similar ao observado no mês de junho, com atuação de frentes frias restrita ao Rio Grande do Sul e a região litorânea dos demais estados da região Sul e Sudeste, o que resultou em totais acumulados inferiores à média em todas as bacias hidrográficas do SIN. Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes - ENA Brutas: 69% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 58% MLT no Sul, 36% MLT no Nordeste e 76% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 68% MLT, 55% MLT, 34% MLT e 67% MLT, respectivamente.

As temperaturas máximas ficaram acima da média do mês em praticamente todo o país, especialmente nas regiões Sudeste e Nordeste, enquanto as temperaturas mínimas ficaram em torno da normal climatológica.

Atualmente, as temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial são compatíveis com um cenário de neutralidade. Contudo, o aquecimento sistemático das águas desde o mês de abril, a presença de águas mais quentes nas profundezas do oceano e a previsão de vários modelos numéricos indicam a provável ocorrência do fenômeno do "El Niño", provavelmente de intensidade fraca a moderada, durante a próxima estação chuvosa da região central do Brasil.

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

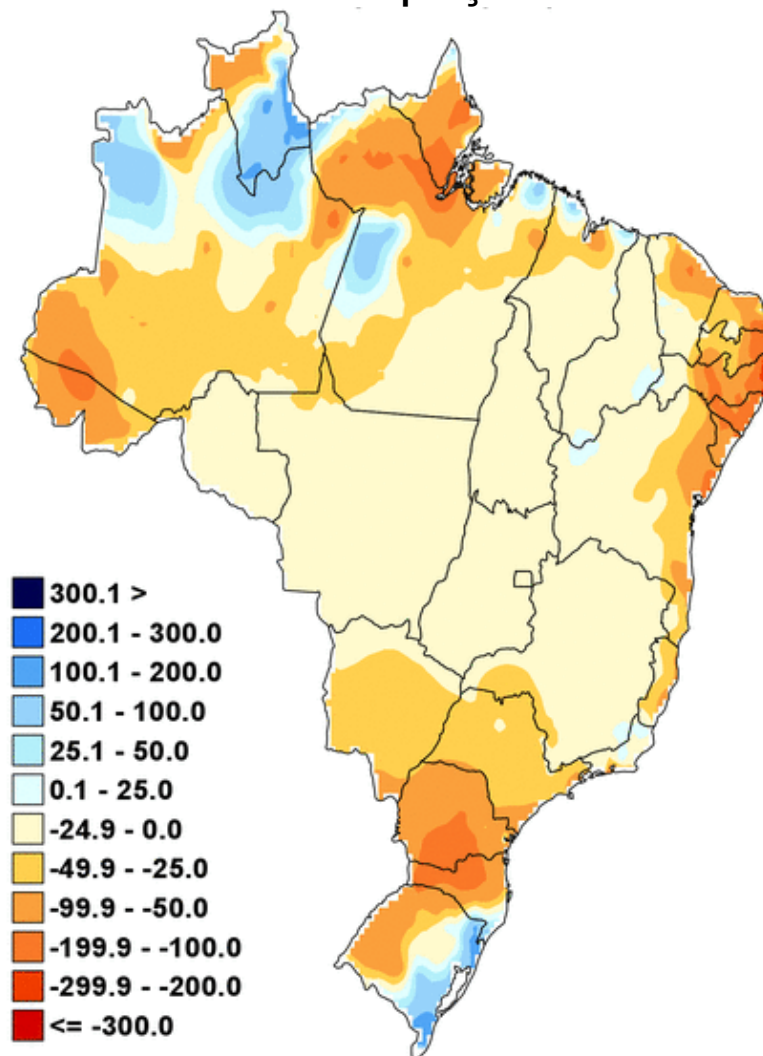


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2018 – Brasil.

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

Fonte: CPTEC/INPE



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

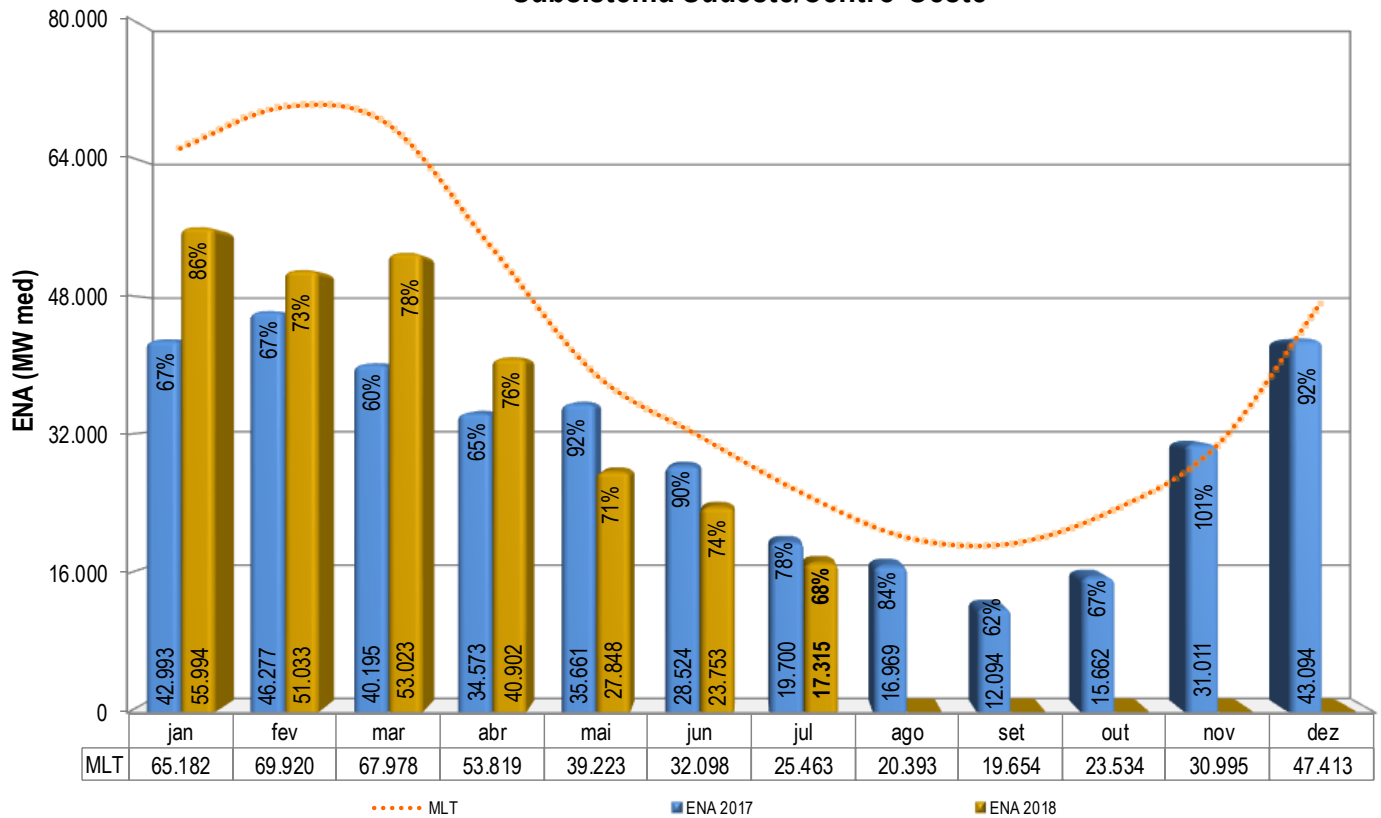


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

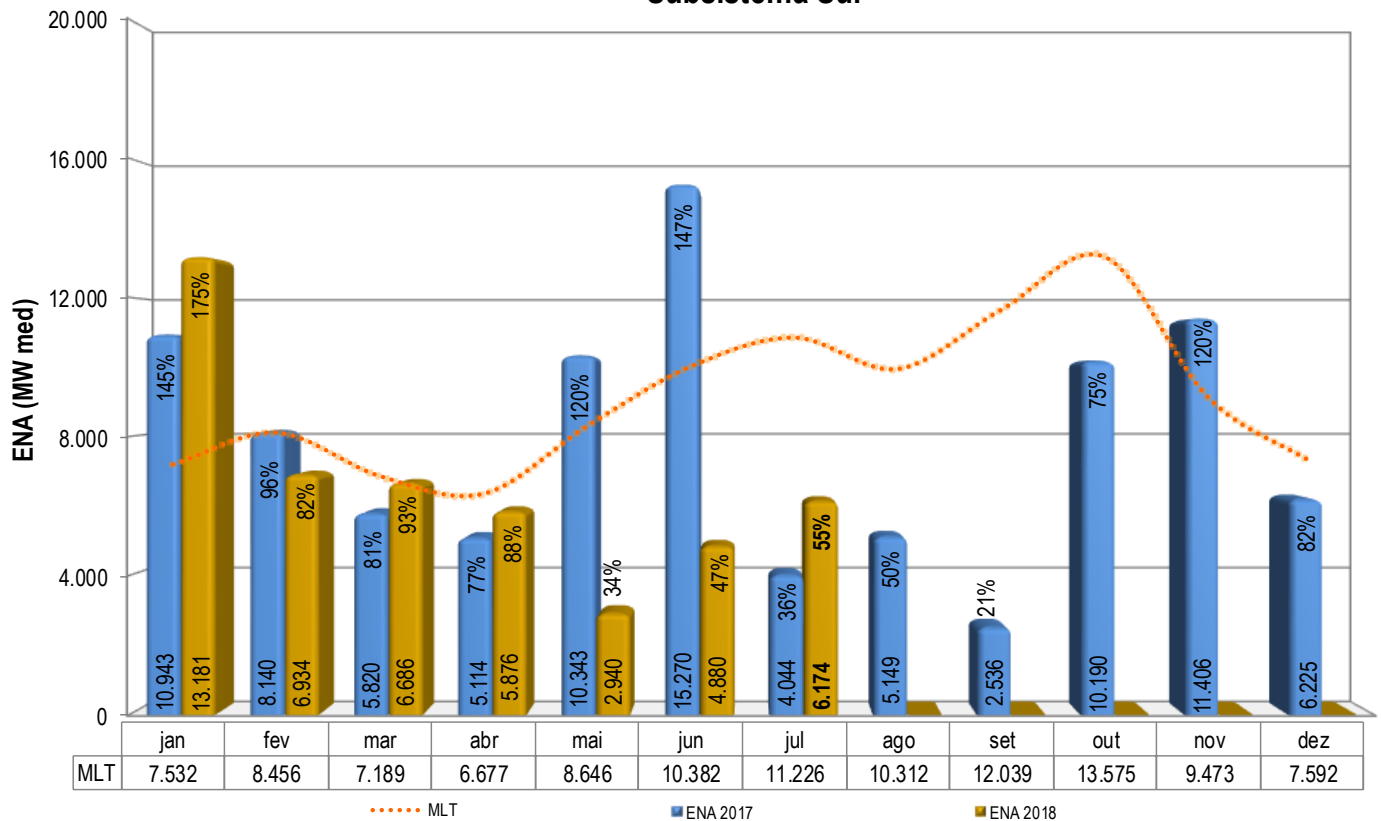


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

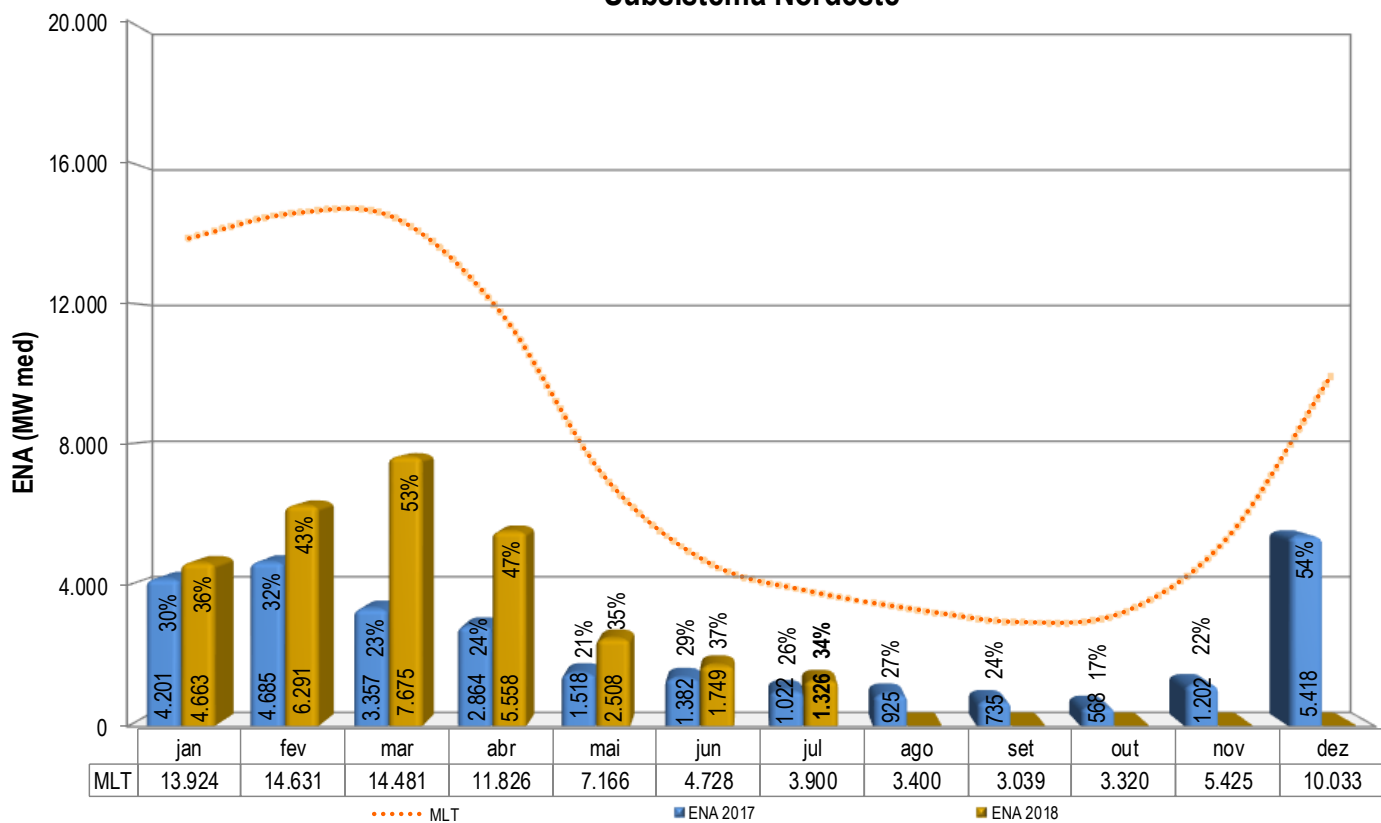


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

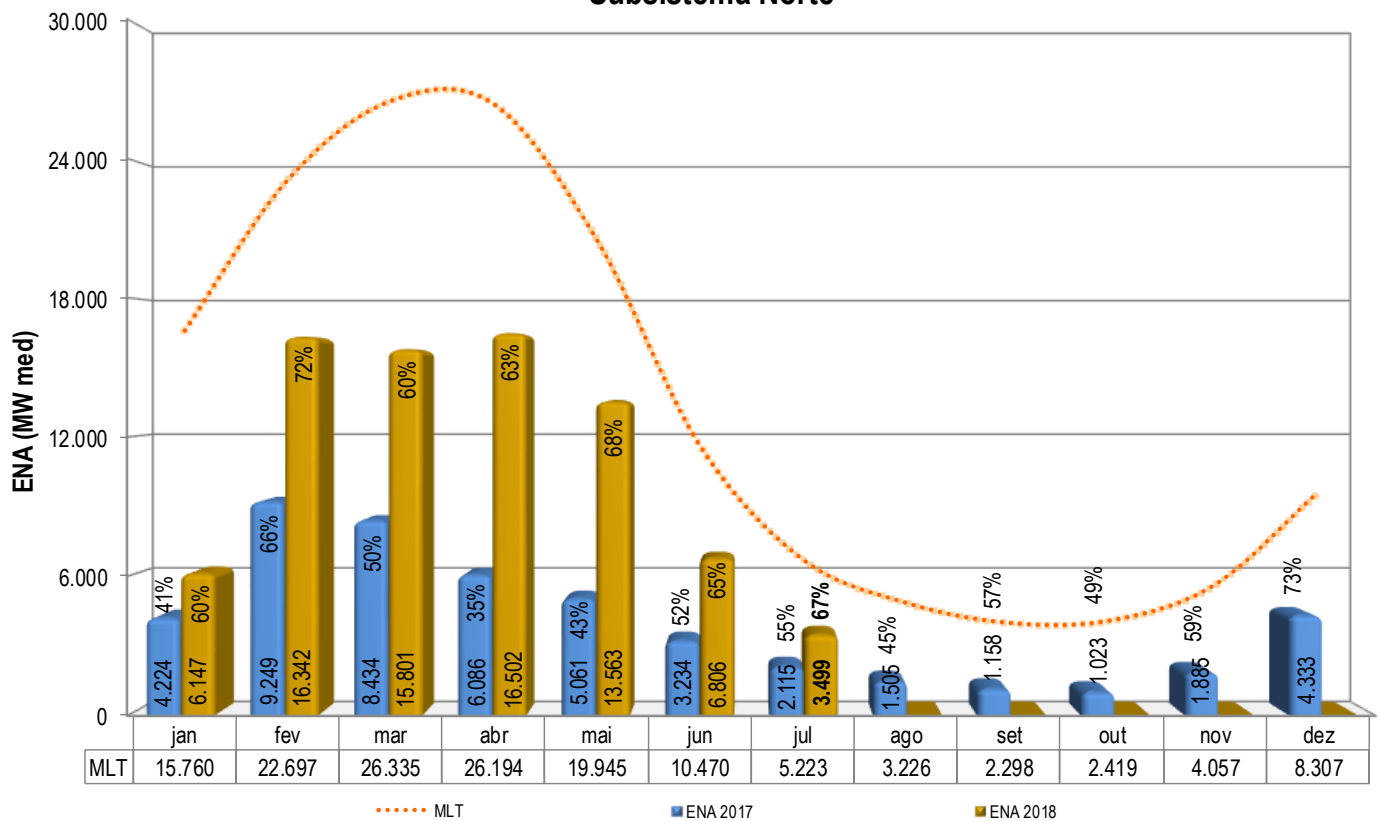


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de julho de 2018, todos os subsistemas apresentaram deplecionamento, distribuídos da seguinte forma: -5,6 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, -2,2 p.p. no Sul, -2,8 p.p. no Nordeste e -3,3 p.p. no Norte. Destacamos que o Nordeste apresentou o melhor nível de armazenamento para o final do mês de julho desde 2013.

Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	39,8	34,2	203.343	66,7
Sul	51,1	48,9	20.100	8,5
Nordeste	37,7	34,9	51.809	16,1
Norte	70,4	67,1	15.046	8,7
<b>TOTAL</b>			<b>290.298</b>	<b>100,0</b>

A política operativa do mês de julho de 2018 foi definida para aproveitar os excedentes energéticos da região Norte, com elevado intercâmbio dessa região para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A geração da UHE Belo Monte foi explorada prioritariamente nos patamares de carga pesada e média, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Nos períodos de carga leve, após as operações hidráulicas para atendimento dos requisitos das usinas de jusante e minimização da geração das usinas hidrelétricas das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, caso ocorram excedentes energéticos nas usinas da região Norte e na usina de Itaipu, a geração das usinas térmicas do SIN despachadas por ordem de mérito foi dimensionada de forma a possibilitar a alocação destes excedentes energéticos, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando a 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. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de julho de 2018 foi de 42,8% na UHE Três Marias e de 31,6% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em relação ao mês anterior, houve replecionamento apenas nos reservatórios da UHE Ilha Solteira (13,4 p.p.) e da UHE Emborcação (1,7 p.p.). Nos demais reservatórios, houve deplecionamento, com destaque para os reservatórios da UHE Itumbiara (-22,7 p.p.) e da UHE Capivara (-17,3 p.p.).

Tabela 3. 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 (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	21,6	20,4	-1,1
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,2	94,4	-4,8
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	34,3	31,6	-2,8
FURNAS	GRANDE	17.217	33,2	27,6	-5,7
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	46,2	42,8	-3,4
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	21,2	23,0	1,7
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	79,1	92,5	13,4
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	63,2	40,5	-22,7
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	22,7	20,9	-1,8
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	79,4	62,0	-17,3

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

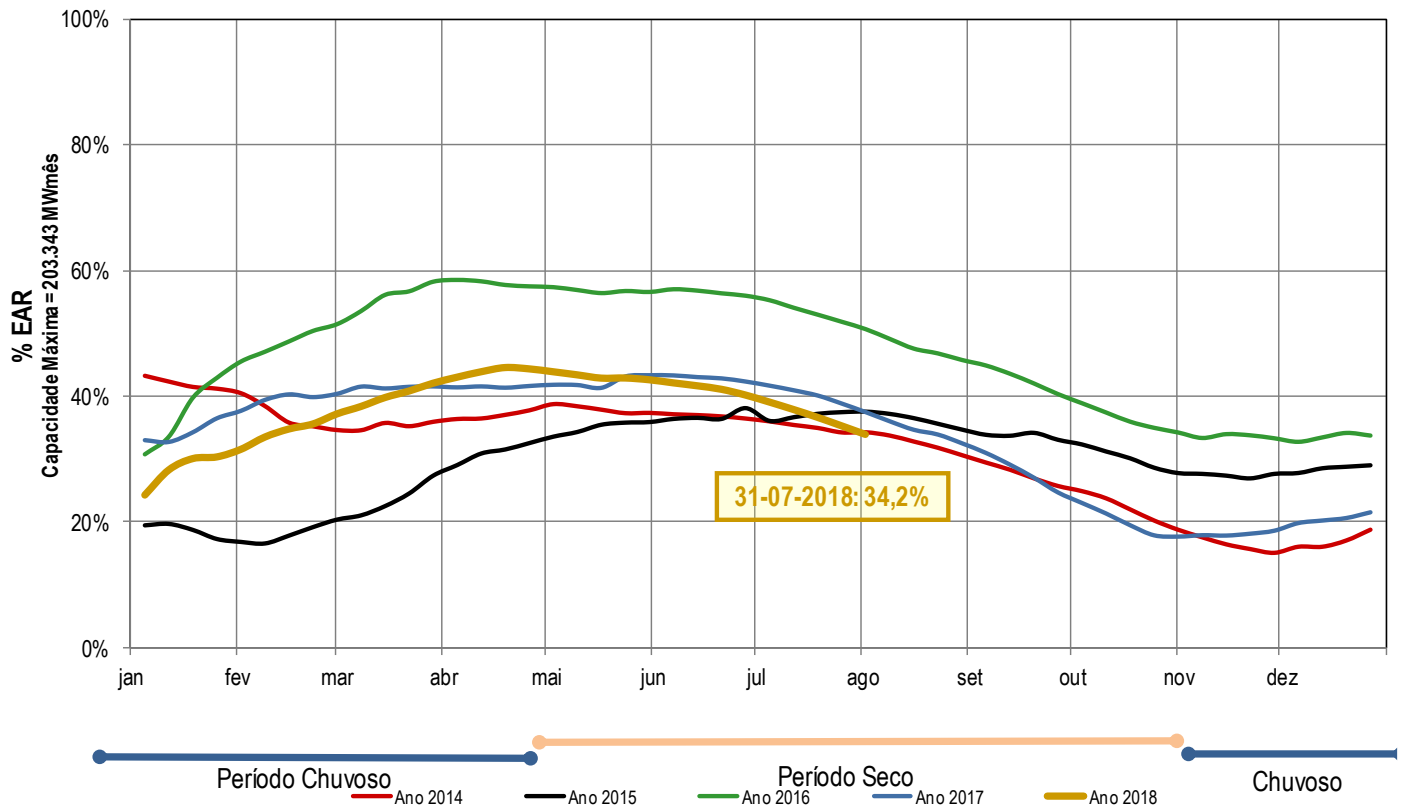


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

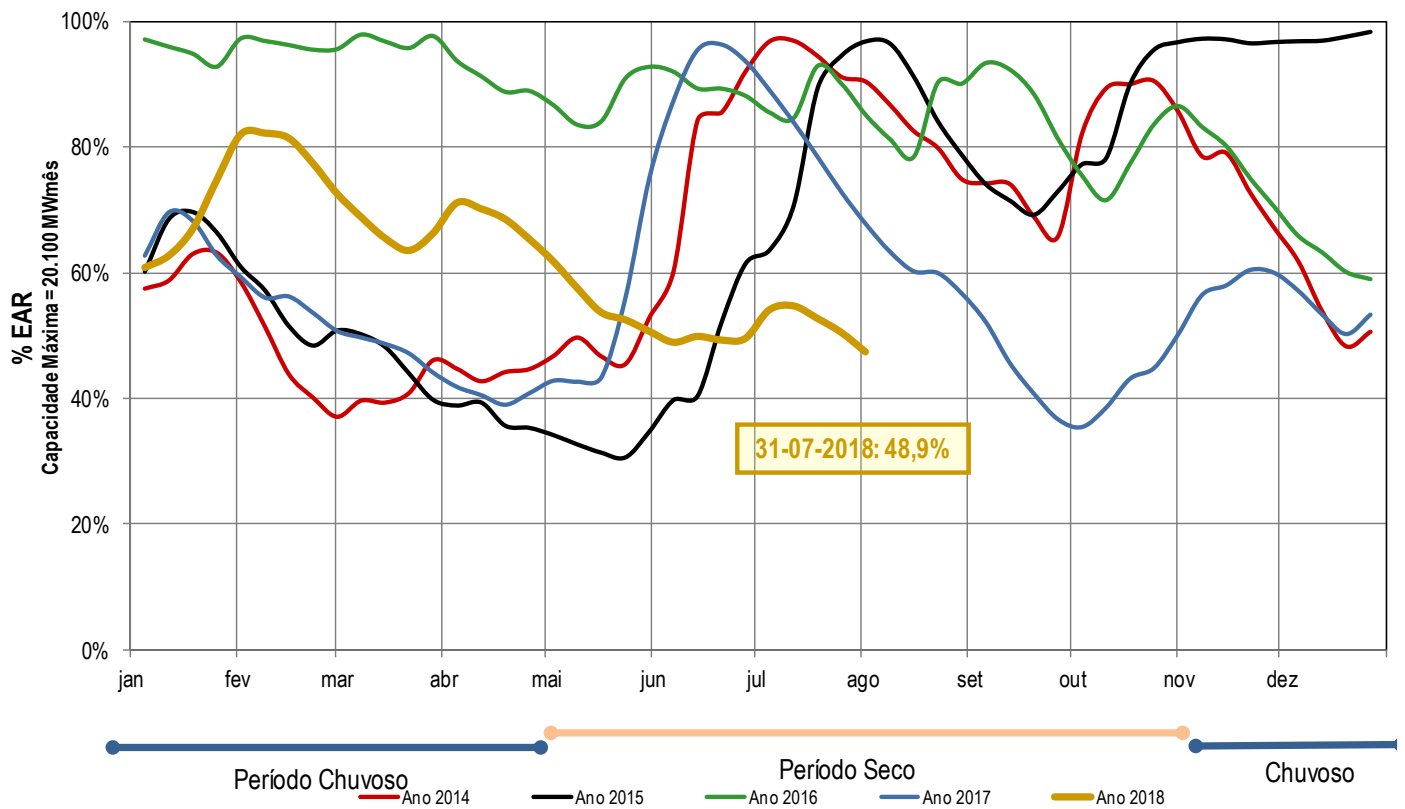


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

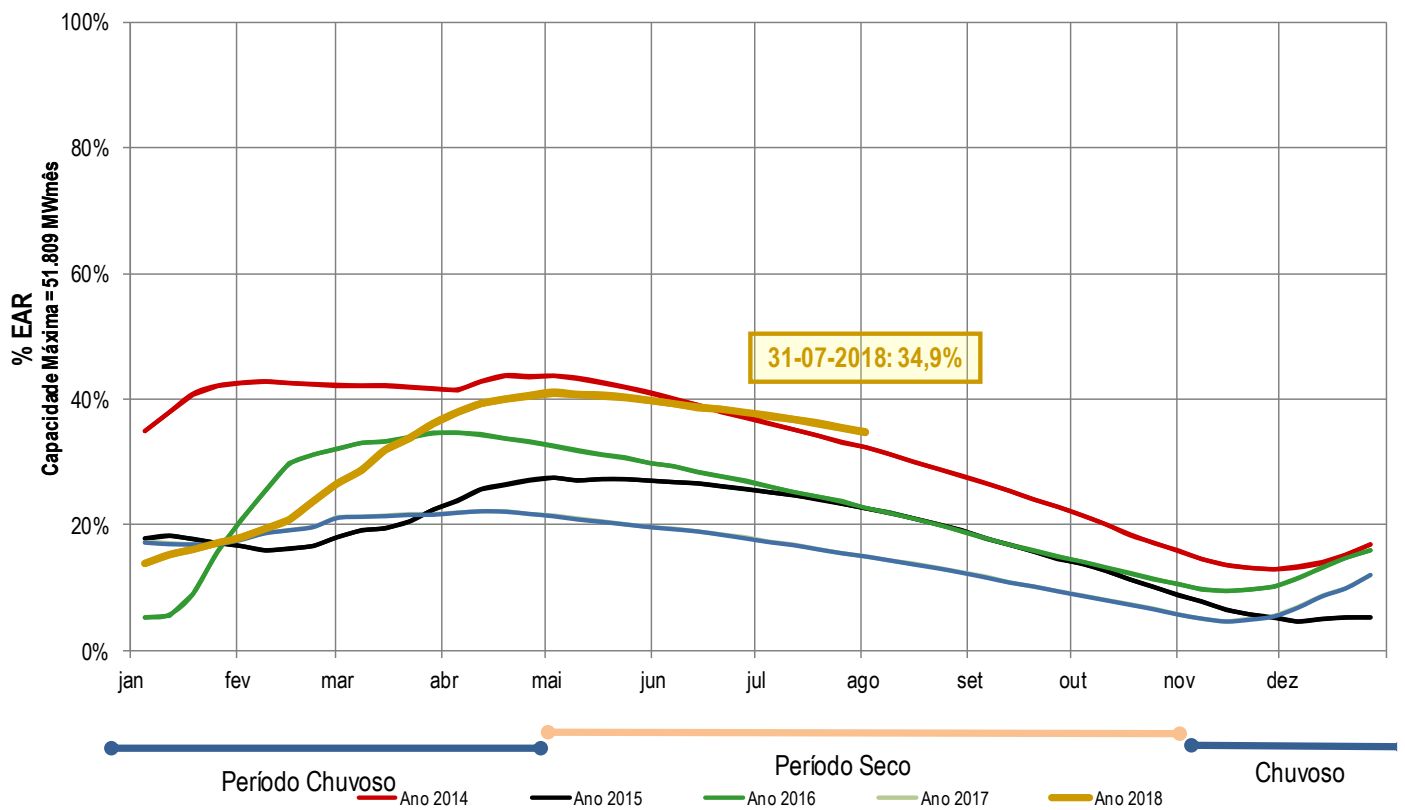


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

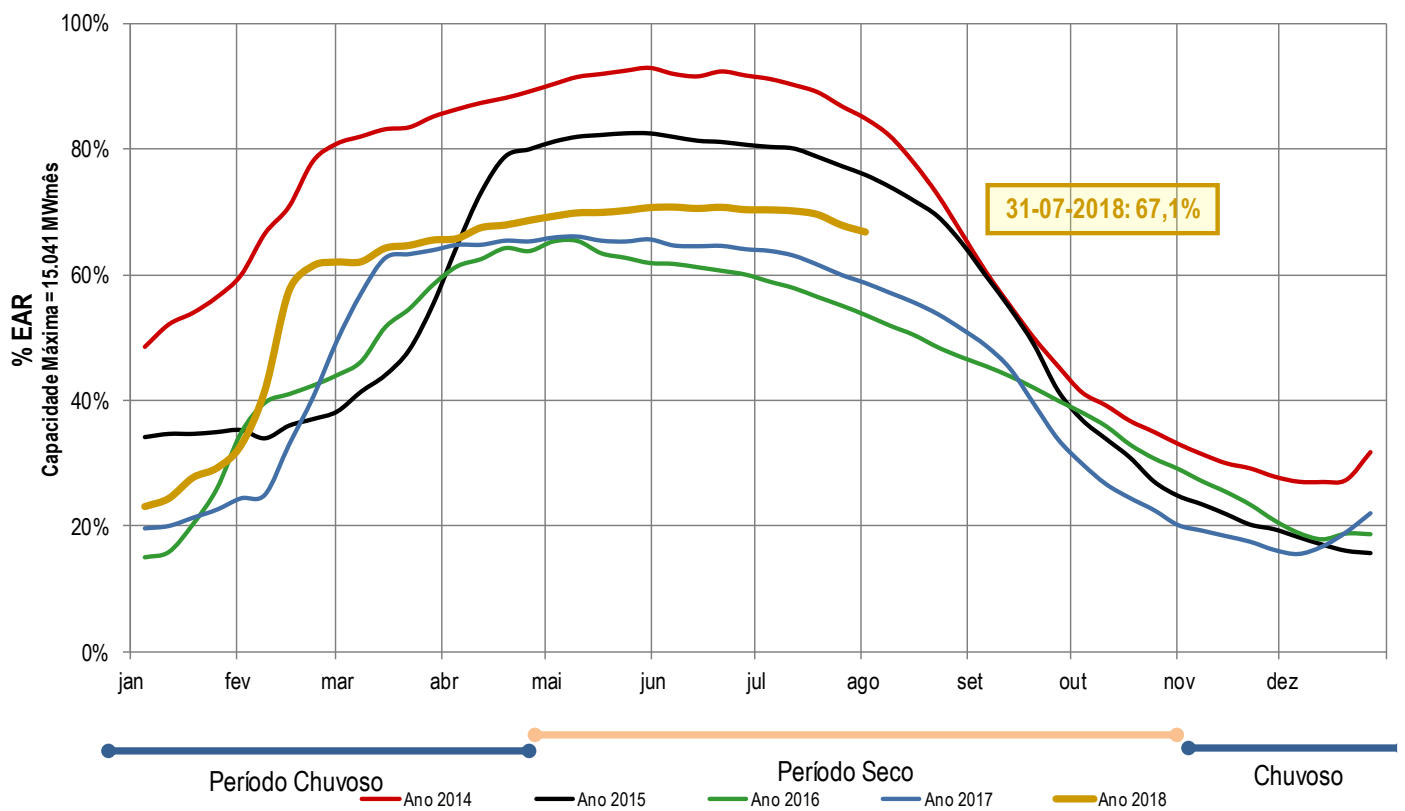


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

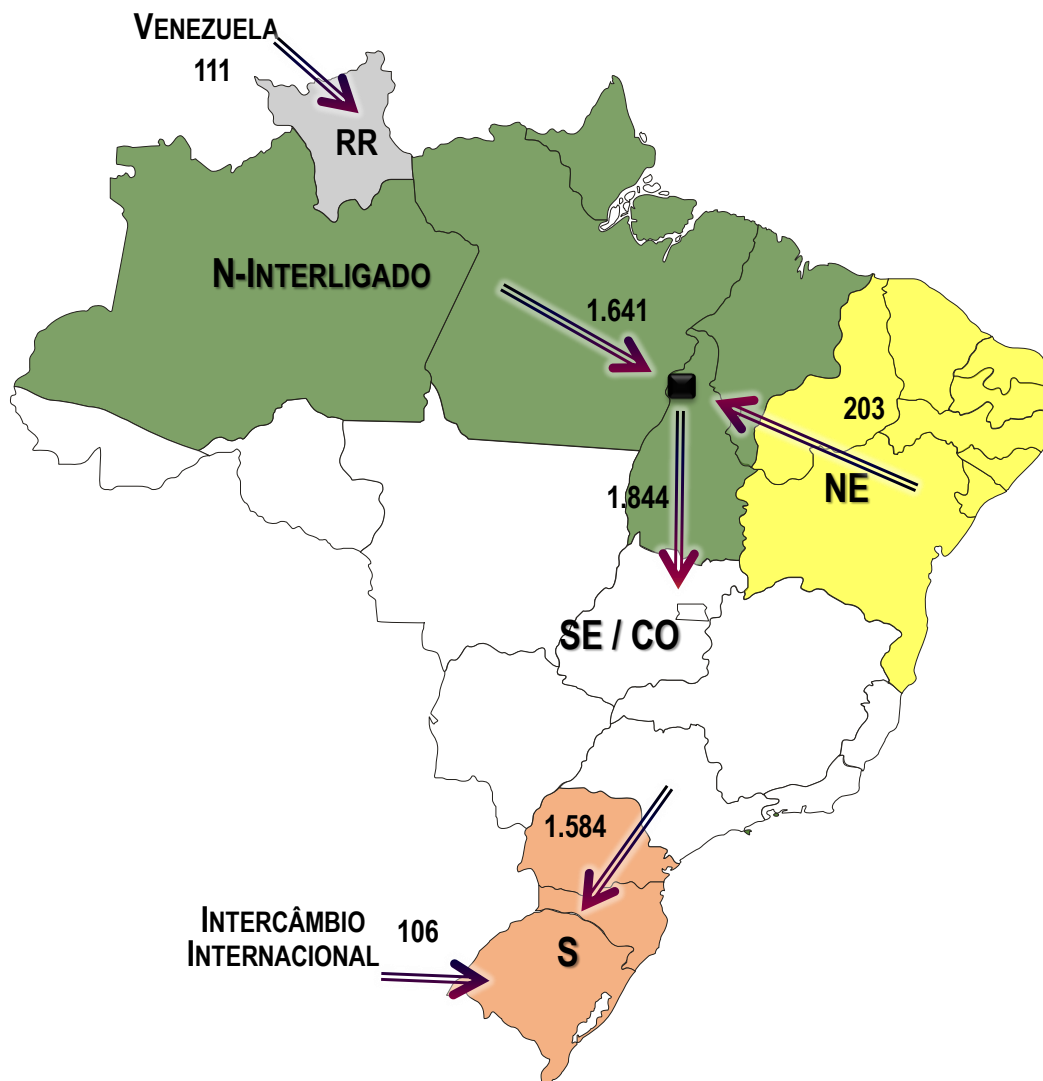
Em julho de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas reduzindo o montante para 1.641 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (3.947 MWmédios), devido principalmente à redução da produção das usinas a fio d'água da região.

O subsistema Nordeste, diferentemente do comportamento dos meses anteriores, apresentou perfil exportador em um total de 203 MWmédios, ante a importação de 737 MWmédios verificados em junho, em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica do mês de julho de 2018. Destacamos que o subsistema Nordeste não apresenta perfil exportador desde outubro de 2017.

O subsistema Sul diminuiu a importação de energia no mês de julho de 2018, atingindo 1.584 MWmédios, ante importação de 3.655 MWmédios em junho de 2018.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 111 MWmédios, um leve decréscimo em relação ao mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de julho de 2018, houve importação de cerca de 106 MWmédios, sendo 105 MWmédios pela Conversora Melo e 1 MWmédio pela conversora Rivera.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte





## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em junho de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 45.792 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 0,2% em relação ao consumo de junho de 2017. A classe industrial apresentou um decréscimo de 2,1% em relação ao mês de junho de 2017, enquanto as classes residencial, comercial e rural apresentaram aumento de 1,5%, 0,4% e 6,7%, respectivamente, em relação ao mesmo período.

Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/18 GWh	Evolução mensal (Jun/18/Mai/18)	Evolução anual (Jun/18/Jun/17)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Evolução
Residencial	10.918	-2,8%	1,5%	133.138	134.924	1,3%
Industrial	13.525	-3,8%	-2,1%	164.193	168.877	2,9%
Comercial	6.961	-6,8%	0,4%	87.542	88.345	0,9%
Rural	2.363	1,7%	6,7%	27.594	28.138	2,0%
Demais classes *	4.023	-2,7%	0,0%	48.227	48.734	1,1%
Perdas e Diferenças **	8.001	-6,9%	0,8%	113.487	111.272	-2,0%
<b>Total</b>	<b>45.792</b>	<b>-4,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>574.181</b>	<b>580.289</b>	<b>1,1%</b>

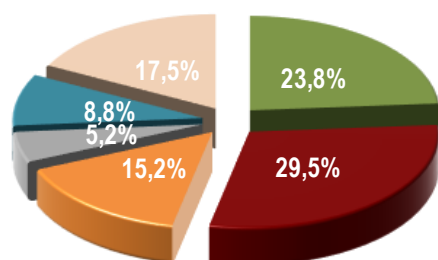
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

\*\* 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).

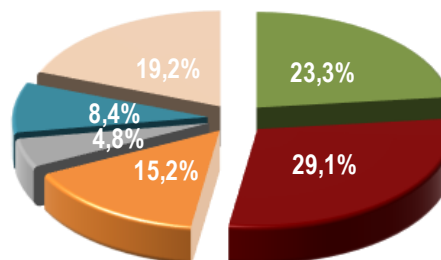
Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Junho/2018



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



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

Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até junho de 2018.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a junho de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



**Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.**

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/18 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/18/Mai/18)	Evolução anual (Jun/18/Jun/17)	Jul/16-Jun/17 (kWh/NU)	Jul/17-Jun/18 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	153	-2,8%	-0,4%	158	158	-0,6%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.803	-3,8%	-1,2%	25.861	26.848	3,8%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.203	-6,9%	-0,6%	1.272	1.272	0,0%
<b>Consumo médio rural</b>	524	1,5%	5,2%	517	520	0,6%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.153	-2,8%	-1,1%	5.201	5.202	0,0%
<b>Consumo médio total</b>	455	-3,7%	-1,7%	471	471	0,0%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho de 2018.

**Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/17	Jun/18	
<b>Residencial (NUCR)</b>	70.036.334	71.388.036	1,9%
<b>Industrial (NUCI)</b>	529.079	524.172	-0,9%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.732.963	5.786.714	0,9%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.449.818	4.511.265	1,4%
<b>Demais classes</b>	772.769	780.763	1,0%
<b>Total (NUCT) *</b>	<b>81.520.963</b>	<b>82.990.950</b>	<b>1,8%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de julho de 2018 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>43.354</b> 19/07/2018 - 18h32	<b>14.344</b> 11/07/2018 - 18h23	<b>11.578</b> 30/07/2018 - 14h38	<b>5.968</b> 23/07/2018 - 22h19	<b>73.357</b> 03/07/2018 - 18h23
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.905</b> 05/12/2017 - 15h21	<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

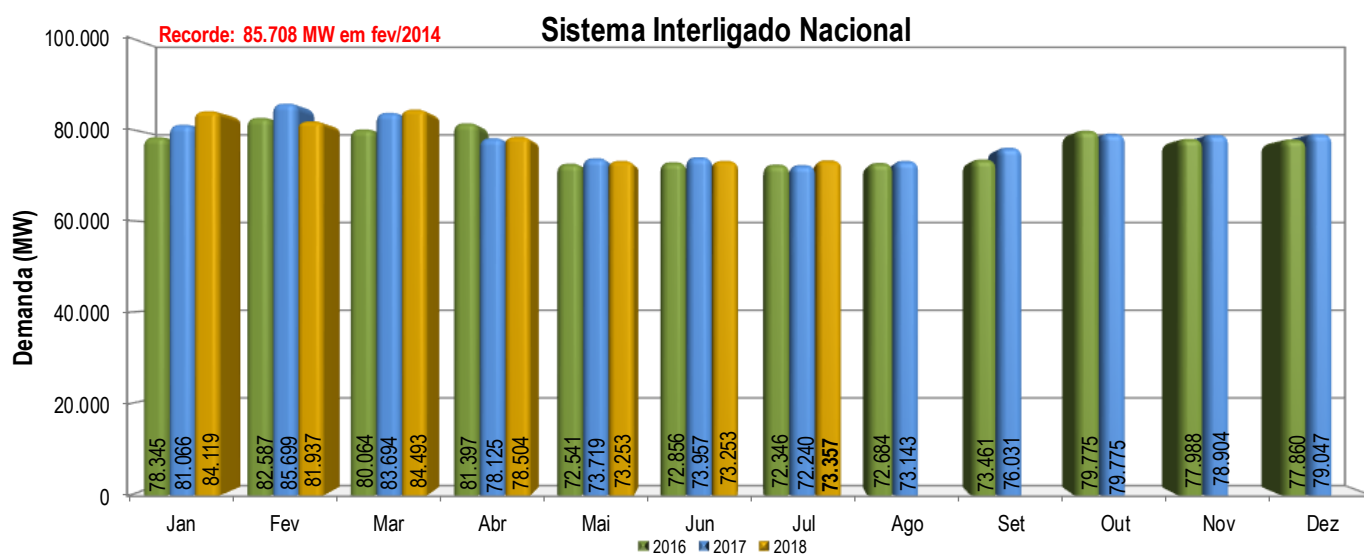


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

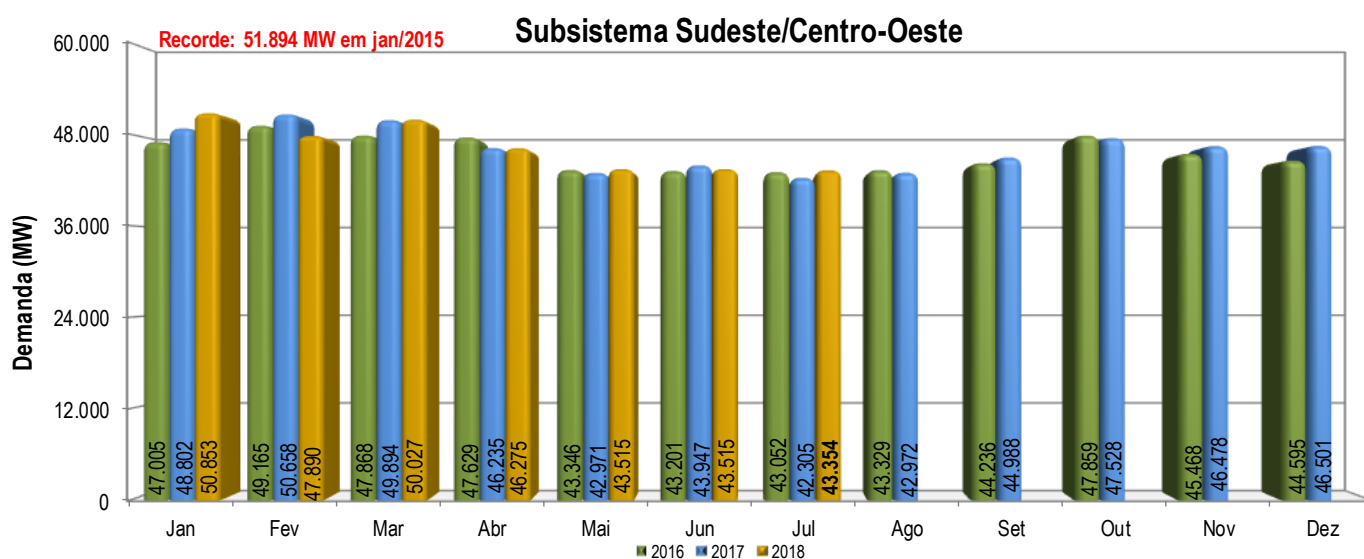


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

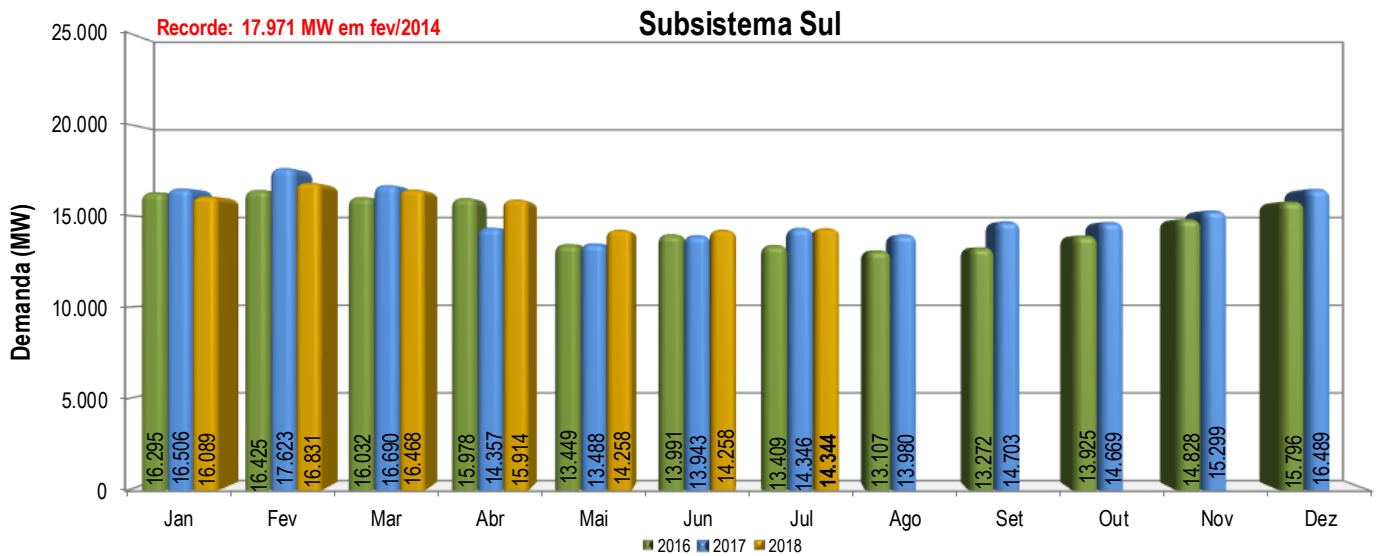


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

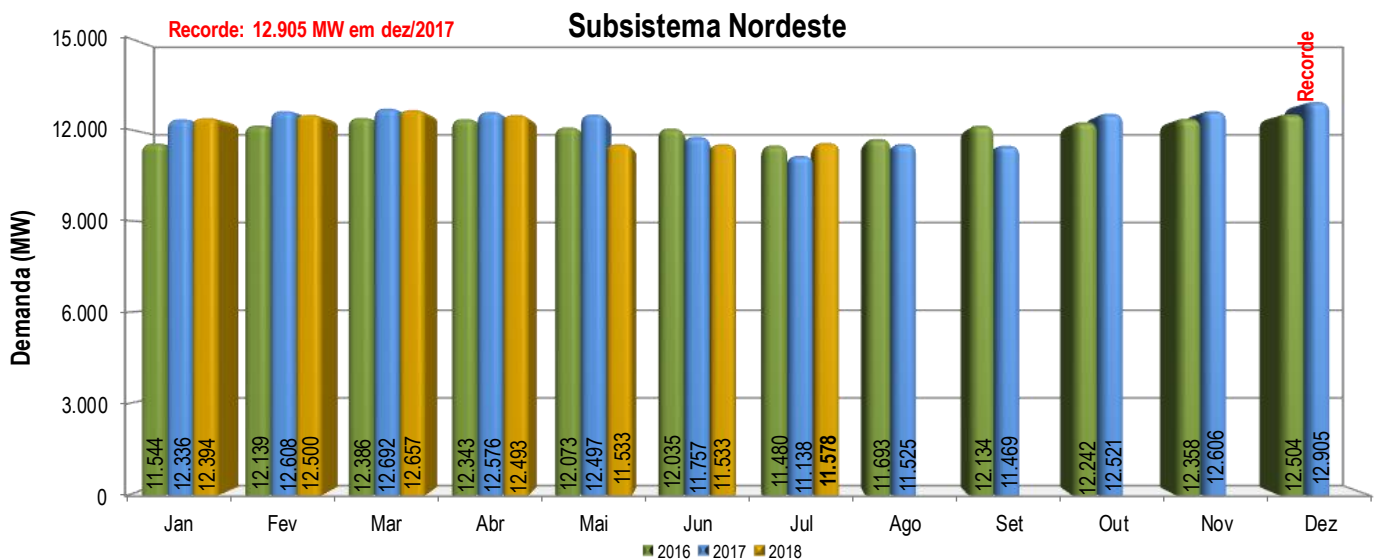


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

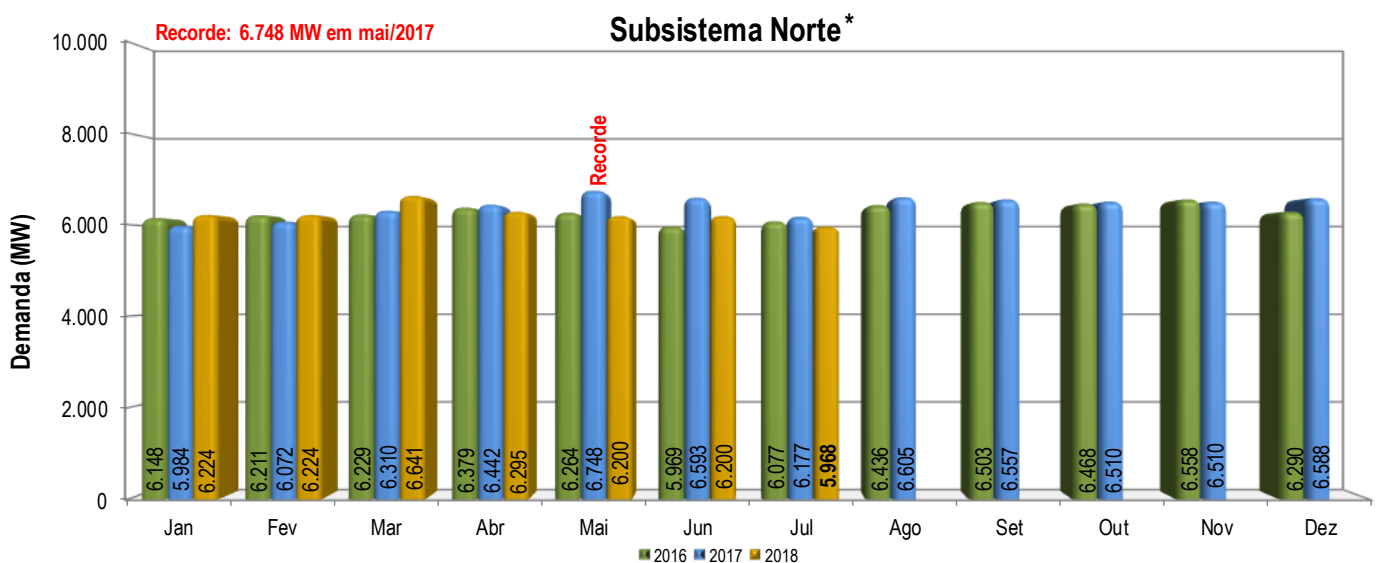


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2018 a capacidade instalada total\* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 160.645 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.823 MW, sendo 2.857 MW de geração de fonte hidráulica, 351 MW de fontes térmicas, 2.233 MW de fonte eólica e 1.383 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de julho de 2018 com 408 MW instalados em 33.630 unidades, representando 0,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,9% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em julho de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Jul/2017	Jul/2018			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2018 / Jun/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>99.393</b>	<b>1.410</b>	<b>102.250</b>	<b>63,6%</b>	<b>2,9%</b>
UHE	93.827	221	96.406	60,0%	2,7%
PCH + CGH **	5.553	1.137	5.798	3,6%	4,4%
CGH GD	12	52	46	0,03%	272%
<b>Térmica</b>	<b>43.270</b>	<b>3.152</b>	<b>43.621</b>	<b>27,2%</b>	<b>0,8%</b>
Gás Natural	13.018	167	13.000	8,1%	-0,1%
Biomassa	14.163	561	14.702	9,2%	3,8%
Petróleo	10.196	2.272	9.883	6,2%	-3,1%
Carvão	3.732	24	3.718	2,3%	-0,4%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	150	31	297	0,2%	98,1%
Térmica GD	21	95	30	0,0%	45,6%
<b>Eólica</b>	<b>10.913</b>	<b>593</b>	<b>13.146</b>	<b>8,2%</b>	<b>20,5%</b>
Eólica (não GD)	10.903	536	13.135	8,2%	20,5%
Eólica GD	10	57	10	0,0%	1,3%
<b>Solar</b>	<b>245</b>	<b>35.677</b>	<b>1.628</b>	<b>1,0%</b>	<b>565,6%</b>
Solar (não GD)	145	2.251	1.307	0,8%	801,7%
Solar GD	100	33.426	321	0,2%	222,1%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>153.678</b>	<b>7.202</b>	<b>160.237</b>	<b>99,7%</b>	<b>4,3%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>143</b>	<b>33.630</b>	<b>408</b>	<b>0,3%</b>	<b>185,1%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>153.822</b>	<b>40.832</b>	<b>160.645</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,4%</b>

\* 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 às 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. São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas 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 uma Central Geradora Undi-Elétrica - CGU (50 kW).

\*\*\* Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/08/2018)





### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2018

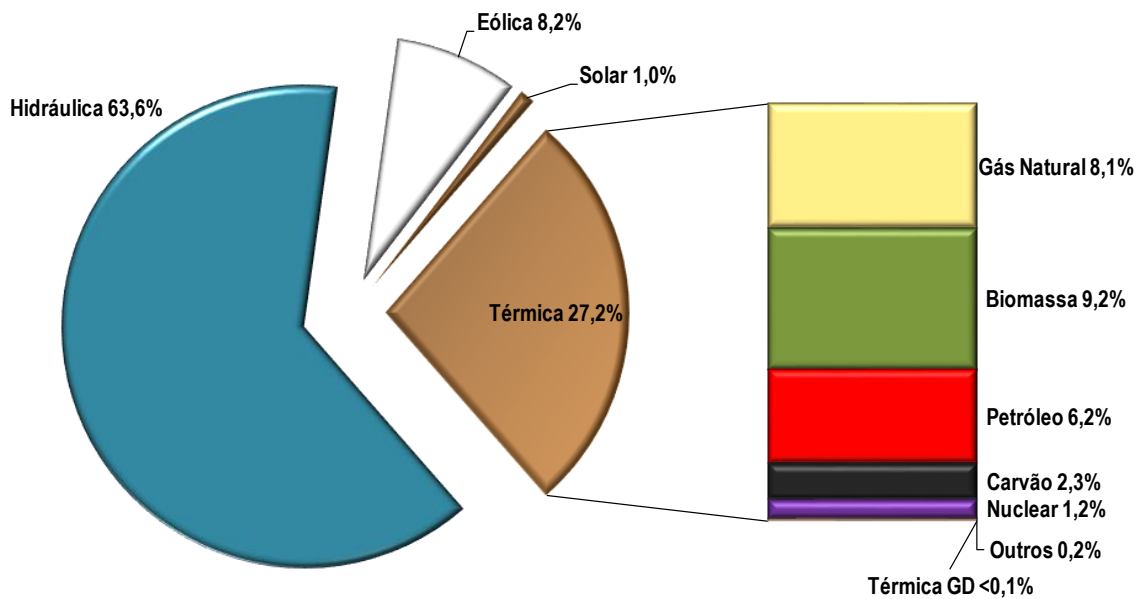


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

Em julho de 2018 o Sistema Interligado Nacional atingiu 144.828,1 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com 40% do total. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos dessas regiões.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Junho/2018

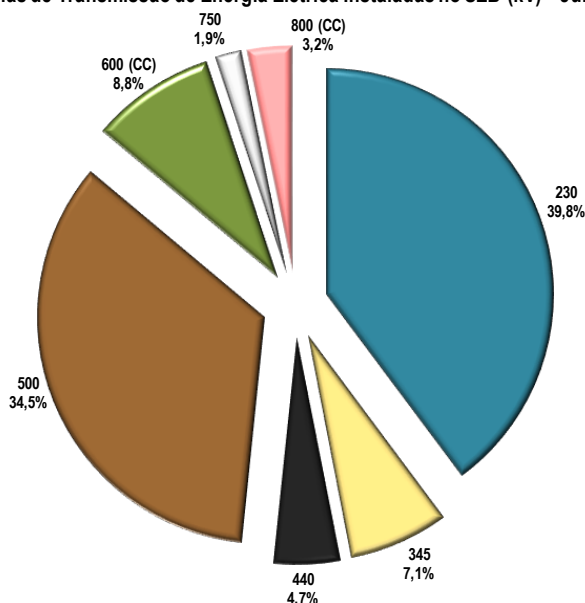


Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.696	39,8%
345	10.319	7,1%
440	6.748	4,7%
500	49.966	34,5%
600 (CC)	12.816	8,8%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
<b>Total SEB</b>	<b>144.828</b>	<b>100,0%</b>

Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

\* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em Roraima.



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em julho de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 65,19 MW de geração:

- PCH Garça Branca - UGs: 1 e 2, total de 6,5 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.031059-0.01;
- CGH Dourados - UG: 1, de 0,99 MW, em Minas Gerais. CEG: CGH.PH.MG.029271-0.01;
- UTE Lasa - UG: 3, de 17,5 MW, no Espírito Santo. CEG: UTE.AI.ES.029107-2.01;
- UEE Campo Largo VII - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033632-7.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 2 - UG: 4, de 2,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031644-0.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 7 - UGs: 3 a 6, total de 8,4 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031611-3.01.

Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Jul/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	40,2	748,8
Eólica (não GD)	40,2	429,6
Eólica GD	0,0	0,0
<b>Hidráulica</b>	7,5	1841,2
CGH GD	0,0	0,0
PCH + CGH	7,5	94,0
UHE	0,0	1747,2
<b>Solar</b>	0,0	337,9
Solar (não GD)	0,0	227,9
Solar GD	0,0	0,0
<b>Térmica</b>	17,5	86,2
Biomassa	17,5	59,8
Carvão	0,0	0,0
Gás Natural	0,0	14,0
Nuclear	0,0	0,0
Outros	0,0	6,5
Petróleo	0,0	5,9
Térmica GD	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>65,2</b>	<b>3014,1</b>

\* 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. Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
<b>Eólica</b>	858,6	997,7	230,1
Eólica (não GD)	858,6	997,7	230,1
Eólica GD	0,0	0,0	0,0
<b>Hidráulica</b>	803,7	5978,5	155,5
CGH GD	0,0	0,0	0,0
PCH + CGH	64,6	137,5	155,5
UHE	739,1	5841,0	0,0
<b>Solar</b>	700,2	285,1	0,0
Solar (não GD)	700,2	285,1	0,0
Solar GD	0,0	0,0	0,0
<b>Térmica</b>	36,0	746,2	1931,8
Biomassa	8,0	0,0	130,0
Carvão	0,0	345,0	0,0
Gás Natural	28,0	401,2	1515,6
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Outros	0,0	0,0	0,0
Petróleo	0,0	0,0	286,2
Térmica GD	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>2398,5</b>	<b>8007,5</b>	<b>2317,4</b>

\* 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 nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Fonte dos dados: MME / SEE

## 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de julho de 2018 houve expansão de 634,5 km de linhas de transmissão, nas seguintes instalações:

- LT 230 kV Mascarenhas / Linhares C1, com 99 km de extensão, de FURNAS, no Espírito Santo;
- LT 500 kV Araraquara 2 / Taubaté C1, com 356 km de extensão, da COPEL-GT, em São Paulo;
- LT 230 kV Campo Largo / Ouroândia II C1, com 51,45 km de extensão, da CLWP EÓLICA I, na Bahia.
- LT 230 kV Gentio do Ouro II /Brot.Macaubas C1, com 128 km de extensão, da MACEDO, na Bahia.

Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	278,5	974,5
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	356,0	2.277,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>634,5</b>	<b>3.251,7</b>

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



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

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de julho foram adicionados 400 MVA ao sistema de transmissão nacional, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR1 230/138 kV – 150 MVA, na SE Linhares, de FURNAS, no Espírito Santo;
- TR2 230/138 kV – 150 MVA, na SE Sarandi, da COPEL- TRANS, no Paraná;
- TR3 230/138 kV – 100 MVA, na SE Sr. do Bonfim II, da CHESF, na Bahia.

Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	400	3.018
345	0	0
440	0	450
500	0	6.704
750	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>400</b>	<b>10.172</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de Julho foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- BC 01 230 kV – 150 MVar, na SE Serra da Mesa (FURNAS), em Goiás.
- BC 02 230 kV – 150 MVar, na SE Serra da Mesa (FURNAS), em Goiás.

## 7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão \*

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, o 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada na região Norte e pela UHE Belo Monte, podendo escoar até 4.000 MW.

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão de conclusão da subestação Fernão Dias (2.400 MVA) em São Paulo, para reforço do sistema de transmissão do Sudeste.

Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	316,4	1.041,3	1.587,1
345	0,0	2.411,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	366,0	2.411,0	531,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.386,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>682,4</b>	<b>11.249,3</b>	<b>2.170,1</b>

Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação \*

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	1.915,0	4.204,0	2.035,0
345	400,0	2.325,0	1.425,0
440	0,0	0,0	0,0
500	0,0	10.570,0	3.690,0
750	0,0	1.650,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.315,0</b>	<b>18.749,0</b>	<b>7.150,0</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 nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.





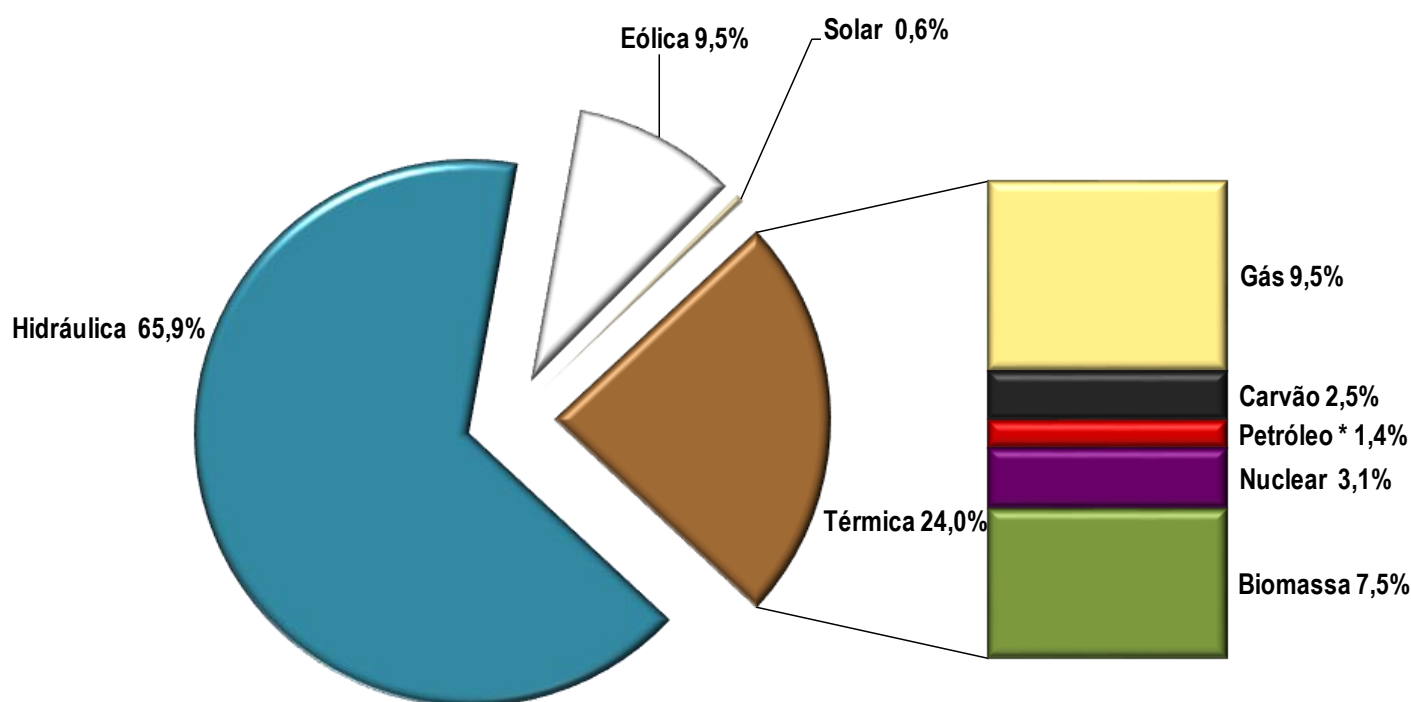
## 8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA \*\*

### 8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de junho de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 65,9% do total gerado no país, valor 7,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em junho representou 9,5%, valor 1,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 24,0%.

As fontes renováveis representaram 83,5% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

**Matriz de Produção de Energia Elétrica - Junho/2018**



**Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.**

\* 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 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.

Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



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

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/17 (GWh)	Mai/18 (GWh)	Jun/18 (GWh)	Evolução mensal (Jun/18 / Mai/18)	Evolução anual (Jun/18 / Jun/17)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.242</b>	<b>32.827</b>	<b>28.638</b>	<b>-12,8%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>403.224</b>	<b>386.380</b>	<b>-4,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.591</b>	<b>8.403</b>	<b>10.407</b>	<b>23,8%</b>	<b>21,1%</b>	<b>103.228</b>	<b>116.514</b>	<b>12,9%</b>
Gás	2.770	2.610	4.128	58,2%	49,0%	41.743	49.193	17,8%
Carvão	913	865	1.071	23,8%	17,2%	12.092	13.120	8,5%
Petróleo *	634	441	403	-8,6%	-36,4%	7.696	10.374	34,8%
Nuclear	1.157	1.370	1.330	-2,9%	15,0%	14.155	13.892	-1,9%
Outros	262	244	240	-1,6%	-8,1%	3.387	3.069	-9,4%
Biomassa	2.854	2.874	3.235	12,6%	13,3%	24.156	26.866	11,2%
<b>Eólica</b>	<b>3.238</b>	<b>3.573</b>	<b>4.189</b>	<b>17,3%</b>	<b>29,4%</b>	<b>35.342</b>	<b>43.509</b>	<b>23,1%</b>
<b>Solar</b>	<b>24,96</b>	<b>238,36</b>	<b>242</b>	<b>1,5%</b>	<b>869,3%</b>	<b>74</b>	<b>2.202</b>	<b>2890,7%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.096</b>	<b>45.041</b>	<b>43.477</b>	<b>-3,5%</b>	<b>0,88%</b>	<b>541.868</b>	<b>548.604</b>	<b>1,2%</b>

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

\*\* Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Na geração hidráulica está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

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

Quanto à produção de energia elétrica nos sistemas isolados, destaca-se o aumento expressivo da participação da Biomassa no período acumulado entre Julho de 2017 e Junho de 2018 frente ao período entre Julho de 2016 e Junho de 2017, devido à entrada em operação da UTE BK Energia LTDA no estado de Amazonas.

Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/17 (GWh)	Mai/18 (GWh)	Jun/18 (GWh)	Evolução mensal (Jun/18 / Mai/18)	Evolução anual (Jun/18 / Jun/17)	Jul/16-Jun/17 (GWh)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Evolução
Gás	4	5	4	-3,6%	-1,8%	50	54	8,3%
Petróleo *	217	219	211	-3,8%	-3,0%	2.582	2.832	9,7%
Biomassa	3	4	4	-4,0%	44,0%	8	44	469,4%
<b>TOTAL</b>	<b>224</b>	<b>228</b>	<b>219</b>	<b>-3,77%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>2.640</b>	<b>2.930</b>	<b>11,0%</b>

Para os meses de julho/2017 a junho/2018, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapu). 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.

Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de junho de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 9,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 47,2%, com total de 5.075 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,9 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 41,4%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em junho de 2018 diminuiu 1,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 29,5%, com total de geração verificada no mês de 607 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,1%.

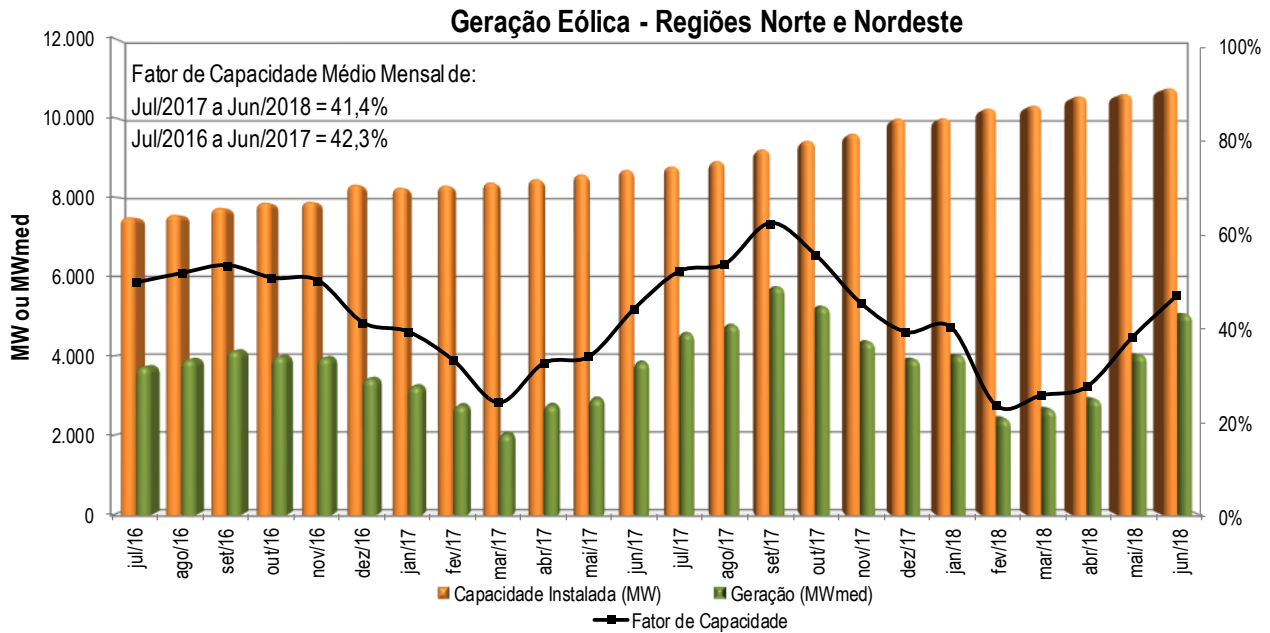


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

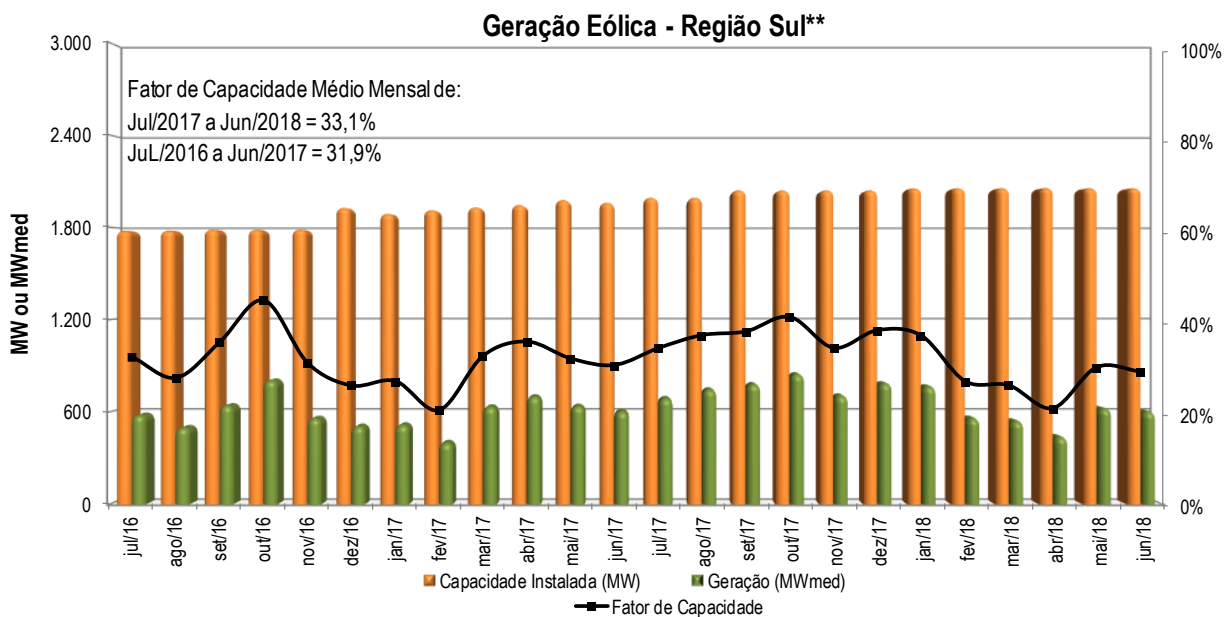


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

\* 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.

Dados contabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 517,60 / MWh e R\$ 763,80 / MWh (correspondente à primeira semana operativa do mês de agosto, que inclui dias do mês de julho) em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de julho, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

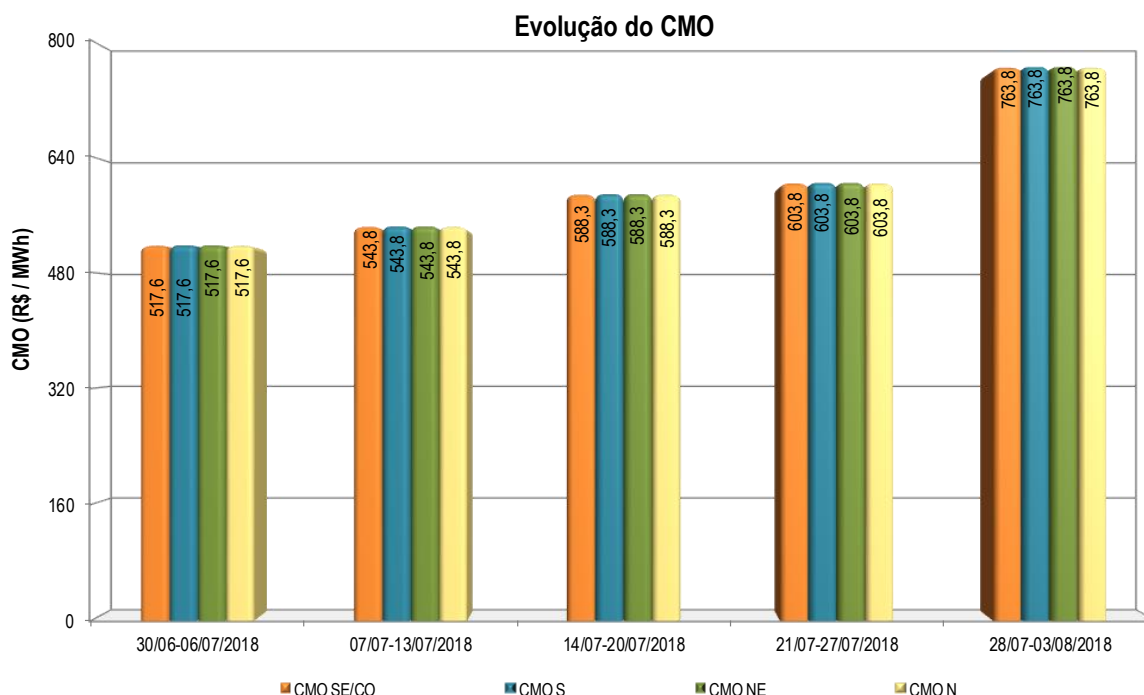


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2018 foi de R\$ 291,7 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 252,5 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 228,5 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 63,2 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 não houve valores referentes ao encargo 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. Em junho de 2018 não houve Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço.

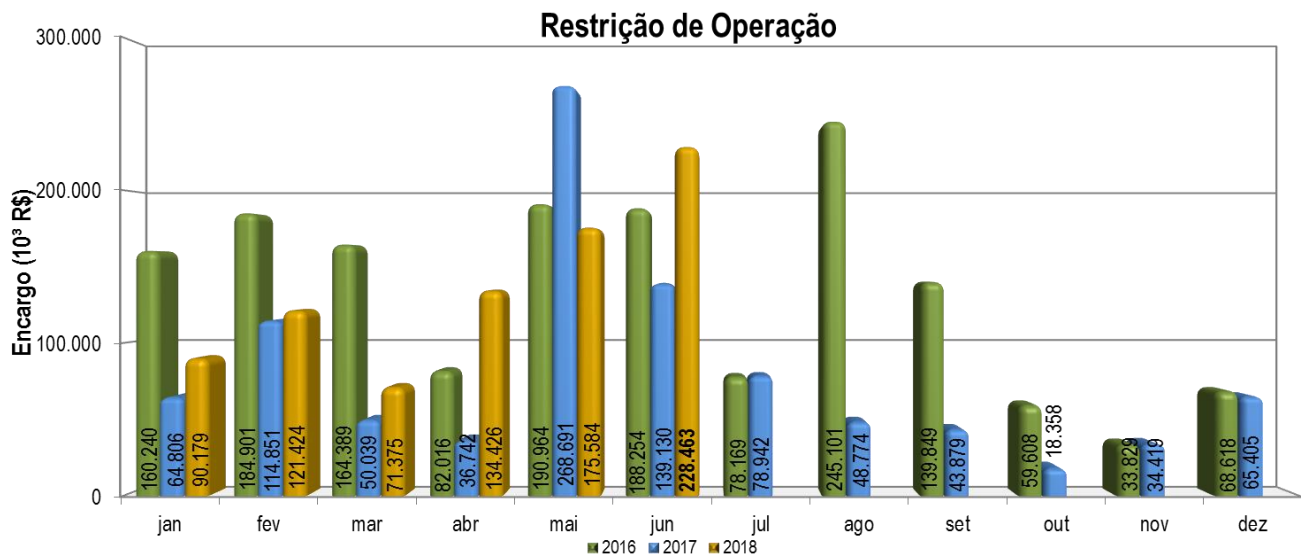


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

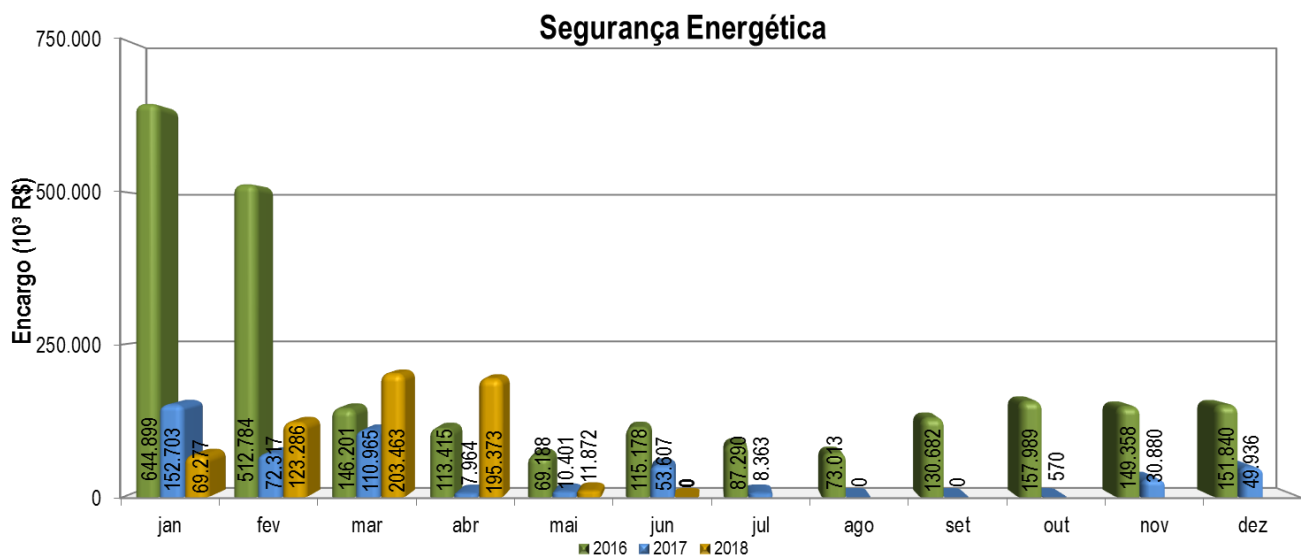


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

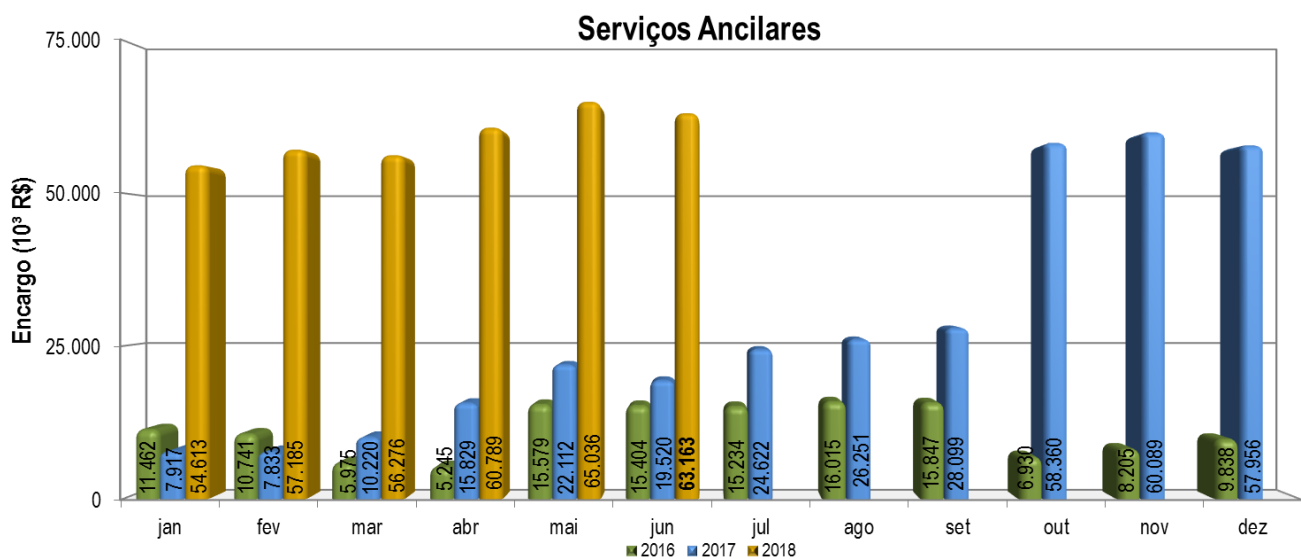


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

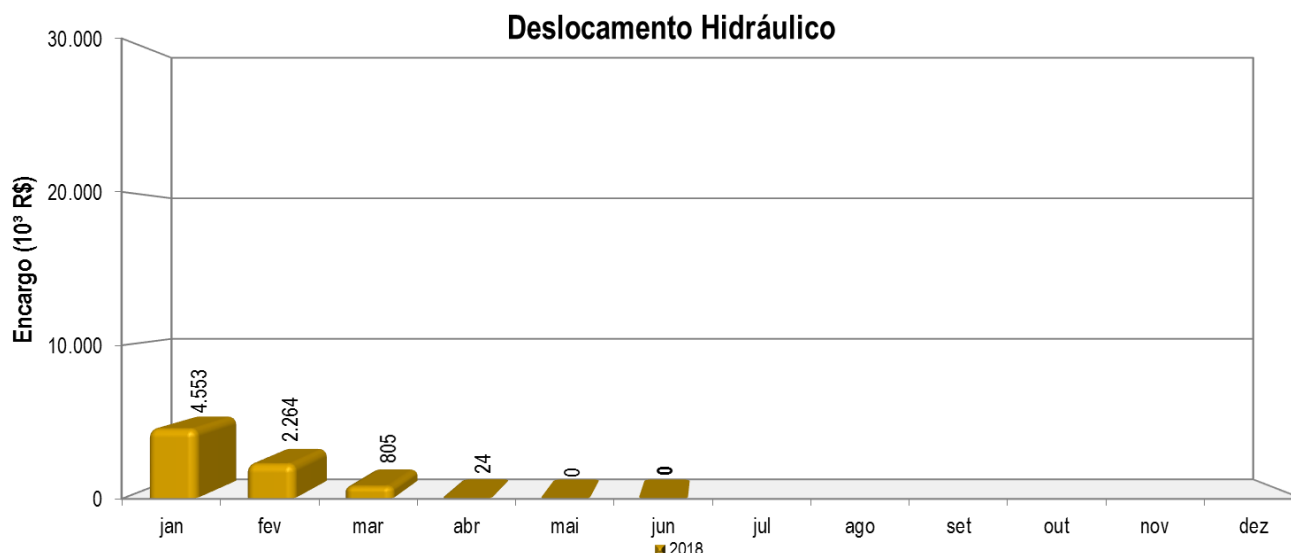


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2018 tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo mês de 2017. O principal desligamento do mês está destacado abaixo:

- **Dia 04 de julho, às 17h37min:** Desligamento automático parcial do subsistema 2 (Manaus) de 69 kV, conectado à subestação Manaus. Houve interrupção de **366 MW** de cargas da Amazonas D, no Amazonas. Causa: Curto-circuito monofásico na fase B do Transformador de Potencial - TP da linha.

Apenas no estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve quatorze desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 3, 5, 9, 15, 16, 21, 23, 24, 28, 29 e 31 de julho, sendo treze desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela).

### 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

Tabela 18. 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	2018 Jan-Jul	2017 Jan-Jul
SIN**	2.655	0	20.528	0	0	0	0						23.183	0
S	0	0	0	0	0	0	0						0	556
SE/CO	0	432	625	0	0	0	0						1.057	2.368
NE	0	162	378	0	206	0	0						746	2.424
N	0	227	256	0	0	170	366						1.019	5.182
Isolados	323	295	1.092	312	241	554	1.383						4.200	1.940
<b>TOTAL</b>	<b>2.978</b>	<b>1.116</b>	<b>22.879</b>	<b>312</b>	<b>447</b>	<b>724</b>	<b>1.749</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30.205</b>	<b>12.470</b>





Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2018 Jan-Jul	2017 Jan-Jul
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN**	1	0	1	0	0	0	0						2	0
S	0	0	0	0	0	0	0						0	2
SE/CO	0	2	2	0	0	0	0						4	9
NE	0	1	2	0	1	0	0						4	11
N	0	1	1	0	0	1	1						4	11
Isolados	2	2	8	2	2	5	14						35	15
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>49</b>	<b>48</b>

Ocorrências no SEB

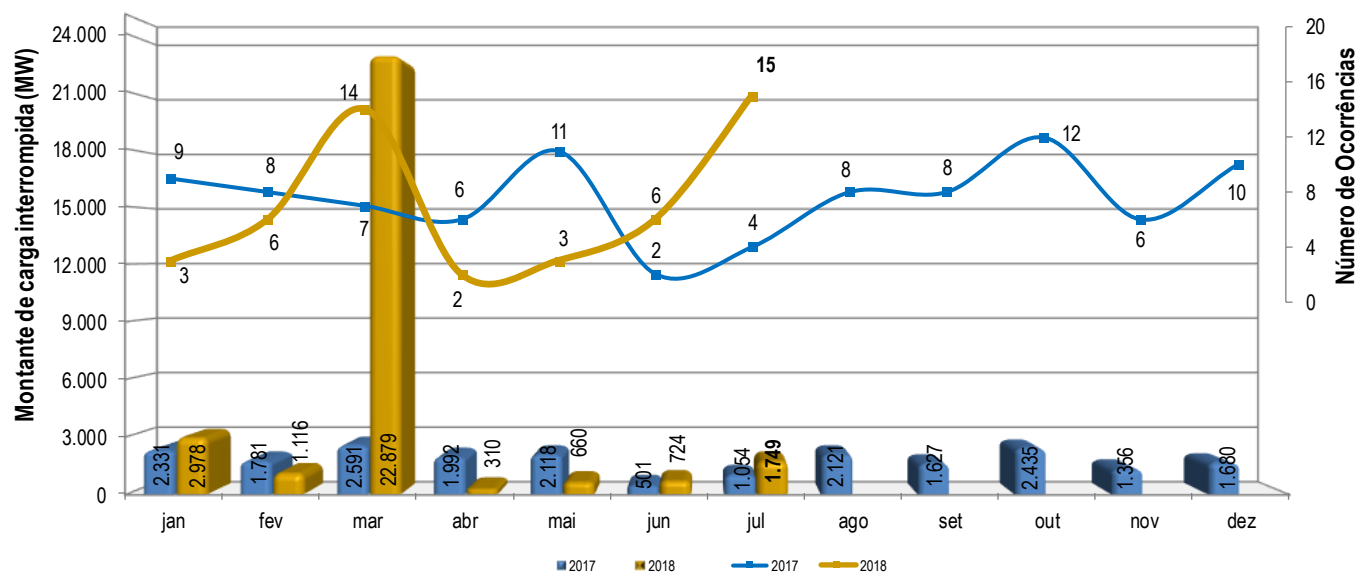


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  min para ocorrências no SIN e corte de carga  $\geq 100$  MW nos sistemas isolados.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

## 11.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 20. Evolução do DEC em 2018.

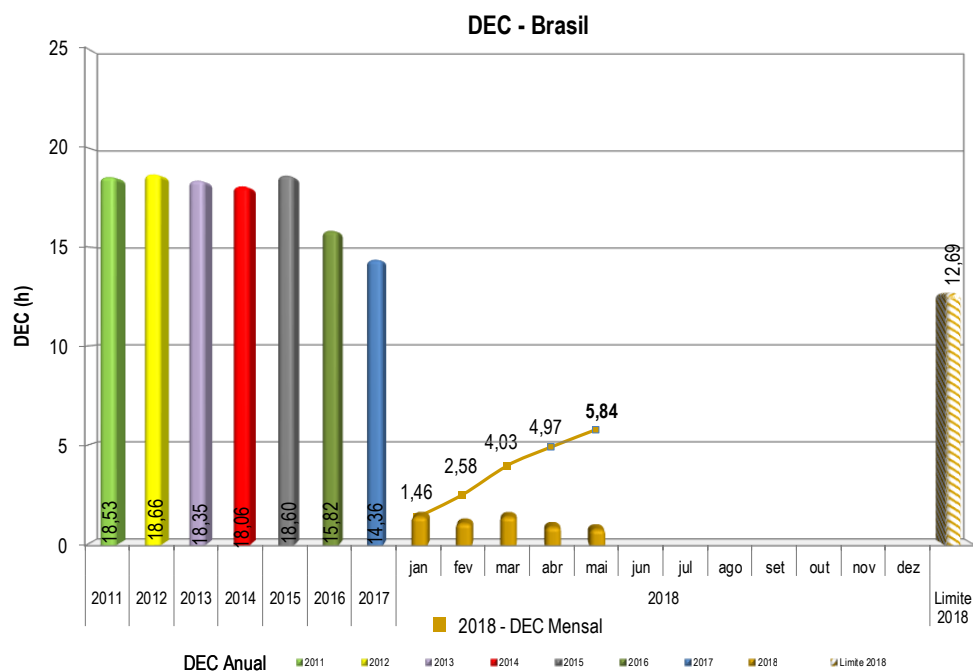
Região	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018												Acum. Ano **	Limite Ano
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,46	1,12	1,45	0,94	0,82								5,84	12,69
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79								4,79	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51								3,72	8,78
CO	2,60	1,97	2,44	1,36	1,13								9,60	14,69
NE	1,55	1,42	1,86	1,27	1,02								7,24	14,62
N	3,12	2,25	3,11	2,25	1,87								12,75	33,78



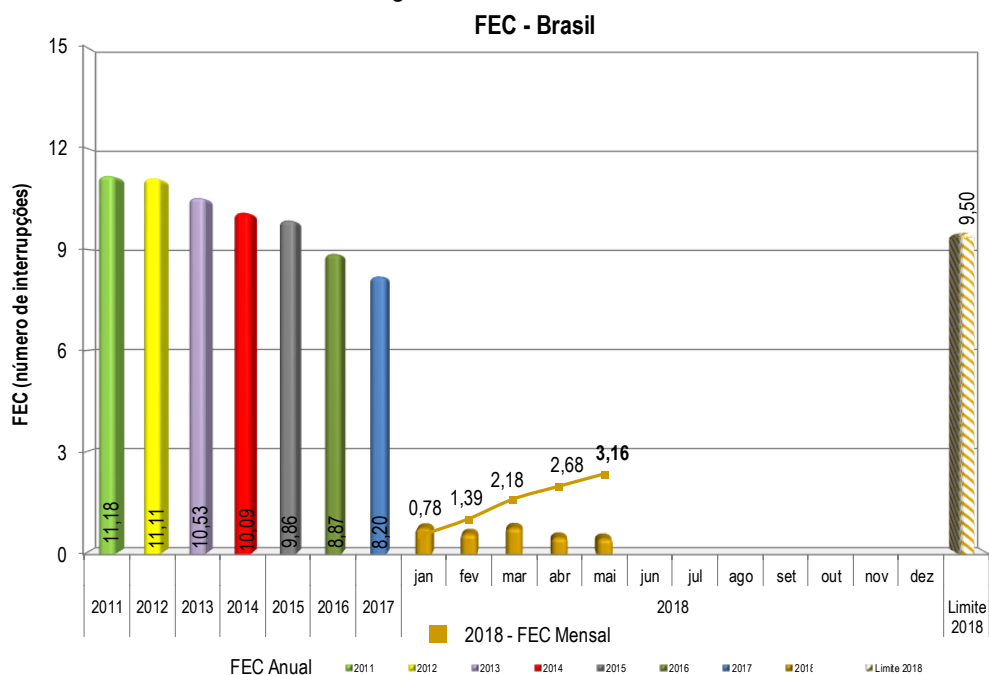
**Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.**

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,79	0,50	0,47								3,16	9,51
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46								2,77	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29								2,07	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,72	0,63								5,15	11,82
NE	0,77	0,68	0,86	0,59	0,53								3,46	9,60
N	1,75	1,44	2,07	1,46	1,24								8,06	29,12

\*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.**



**Figura 28. FEC do Brasil.**

Dados contabilizados até maio de 2018 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