



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

**Abril / 2019**





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

**Abril / 2019**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Bento Albuquerque

### **Secretário-Executivo**

Marisete Fátima Dadald Pereira

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ricardo Cyrino

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

Guilherme Silva de Godoi

### **Equipe Técnica**

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Jovelino Caetano Braz Junior

Luis Felipe Marcelino Nolasco

Victor Protazio da Silva



## SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural Afluyente Armazenável .....	3
2.3. Energia Armazenada .....	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados .....	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA .....	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	9
4.2. Demandas Máximas .....	11
4.3. Demandas Máximas Mensais .....	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	16
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	18
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	20
8.4. Geração Eólica .....	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	22
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	23
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	26
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	27
11.2. Indicadores de Continuidade .....	28



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de abril de 2019 – 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.....	24
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	24
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	25
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa. ....	25
Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.....	26
Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	28
Figura 29. DEC do Brasil. ....	29
Figura 30. FEC do Brasil. ....	29



## 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. ....	18
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 .....	27
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	27
Tabela 19. Evolução do DEC em 2019. ....	28
Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.....	28



## 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 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 96% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 56% MLT no Nordeste e 98% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 86% MLT, 96% MLT, 56% MLT e 60% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, de 5,2 p.p., 5,1 p.p. e 4,1 p.p. respectivamente. O subsistema Sul apresentou deplecionamento de 2,8 p.p.

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em março de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 51.688 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando decréscimo de 2,0% em relação ao consumo de março de 2018. As classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 4,6%, 3,4% e 2,2%, respectivamente, em relação ao mês de março de 2018. Já a classe industrial apresentou decréscimo de -1,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** No mês de abril de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 165.709 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.289 MW.

**EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO:** No mês de abril entraram em operação 666 km de linhas de transmissão e 4.908 MVA de capacidade de transformação. Em relação a capacidade instalada de geração, foram acrescentados 320,18 MW no mês de abril.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** No mês de março as energias renováveis representaram 88,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

**ENCARGOS SETORIAIS:** Os Encargos de Serviço de Sistema – ESS verificados em março de 2019 foram de R\$ 256,9 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 292,5 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** Em abril de 2019, foram verificadas 8 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 1.565 MW de corte de carga. Dessas, 2 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 347 MW de cargas interrompidas.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de abril de 2019, 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

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 96% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 56% MLT no Nordeste e 98% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 86% MLT, 96% MLT, 56% MLT e 60% MLT, respectivamente.

No mês de abril, as temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país. As temperaturas máximas também ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país, com exceção de parte da região centro-oeste, onde foram registradas temperaturas mínimas abaixo da média.

Além disso, no mês, predominou no país cenário de chuvas em torno da média nas principais bacias do SIN.

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

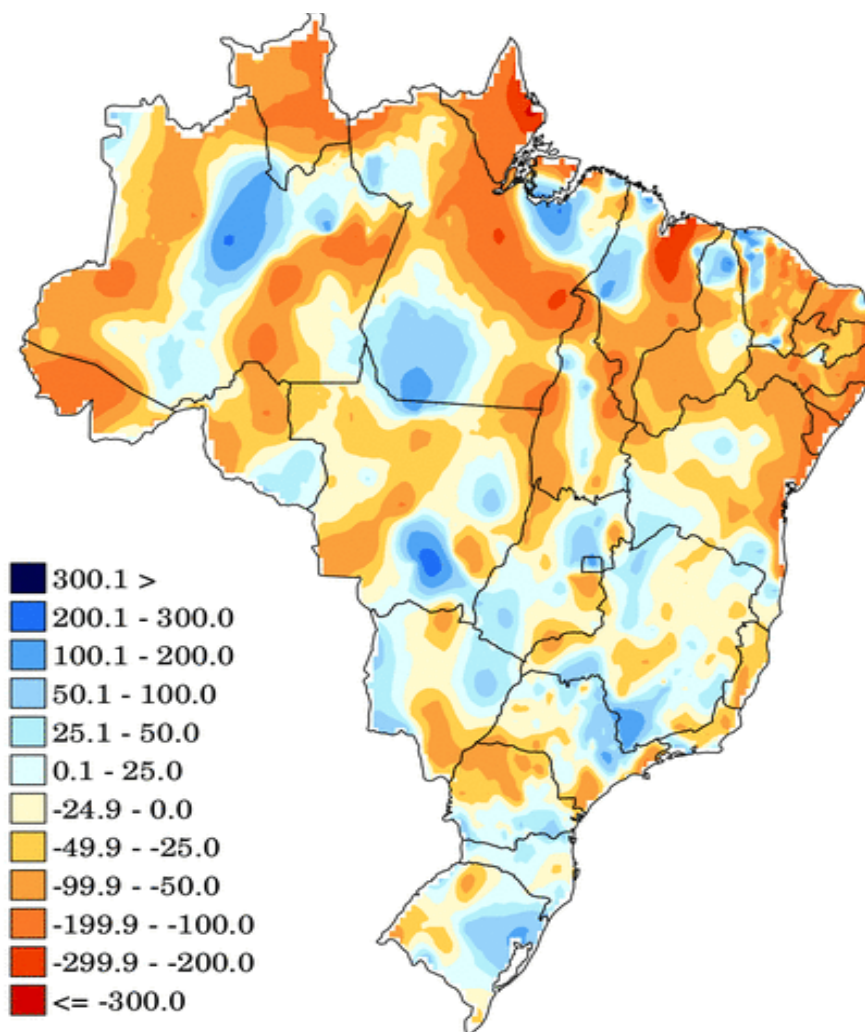


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de abril de 2019 – Brasil.

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

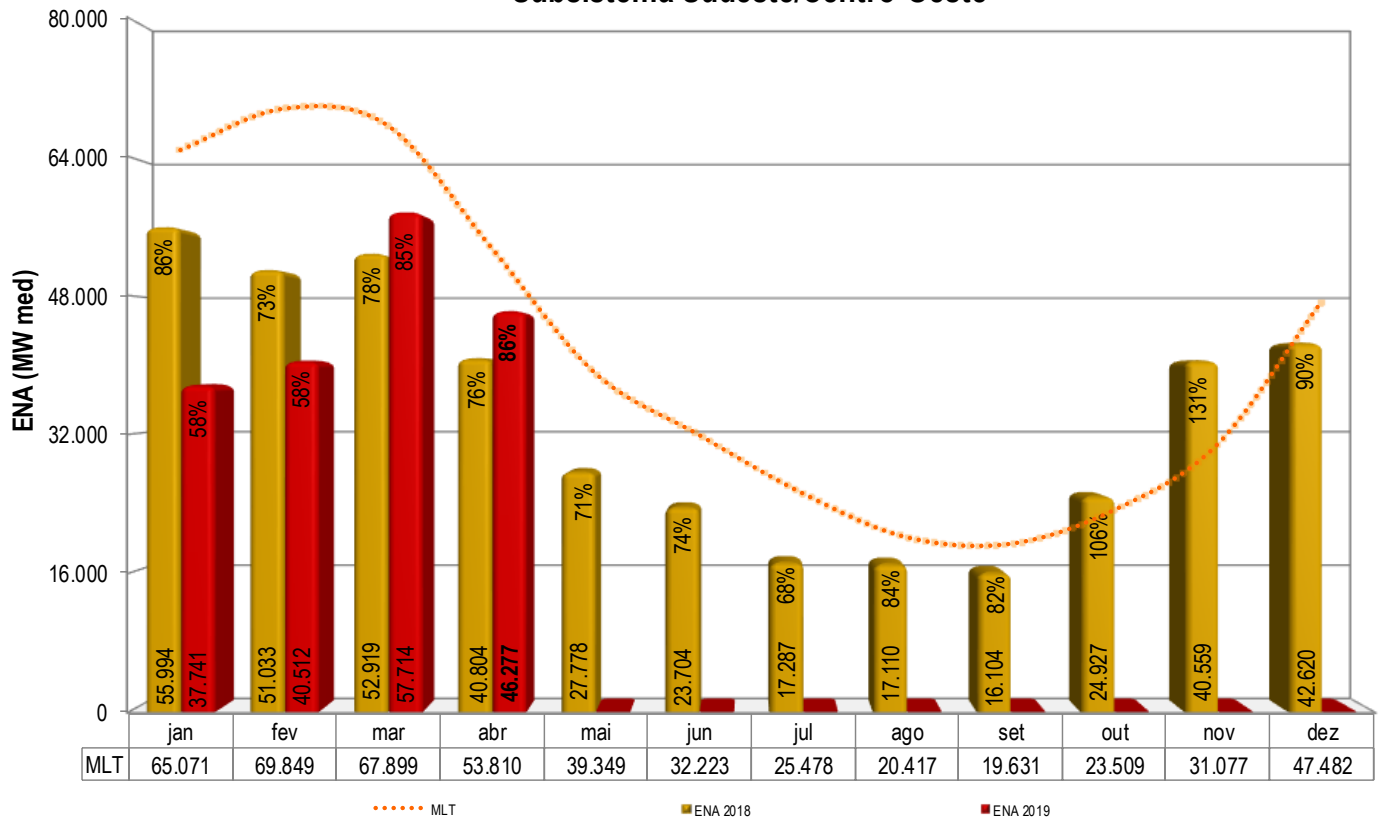


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

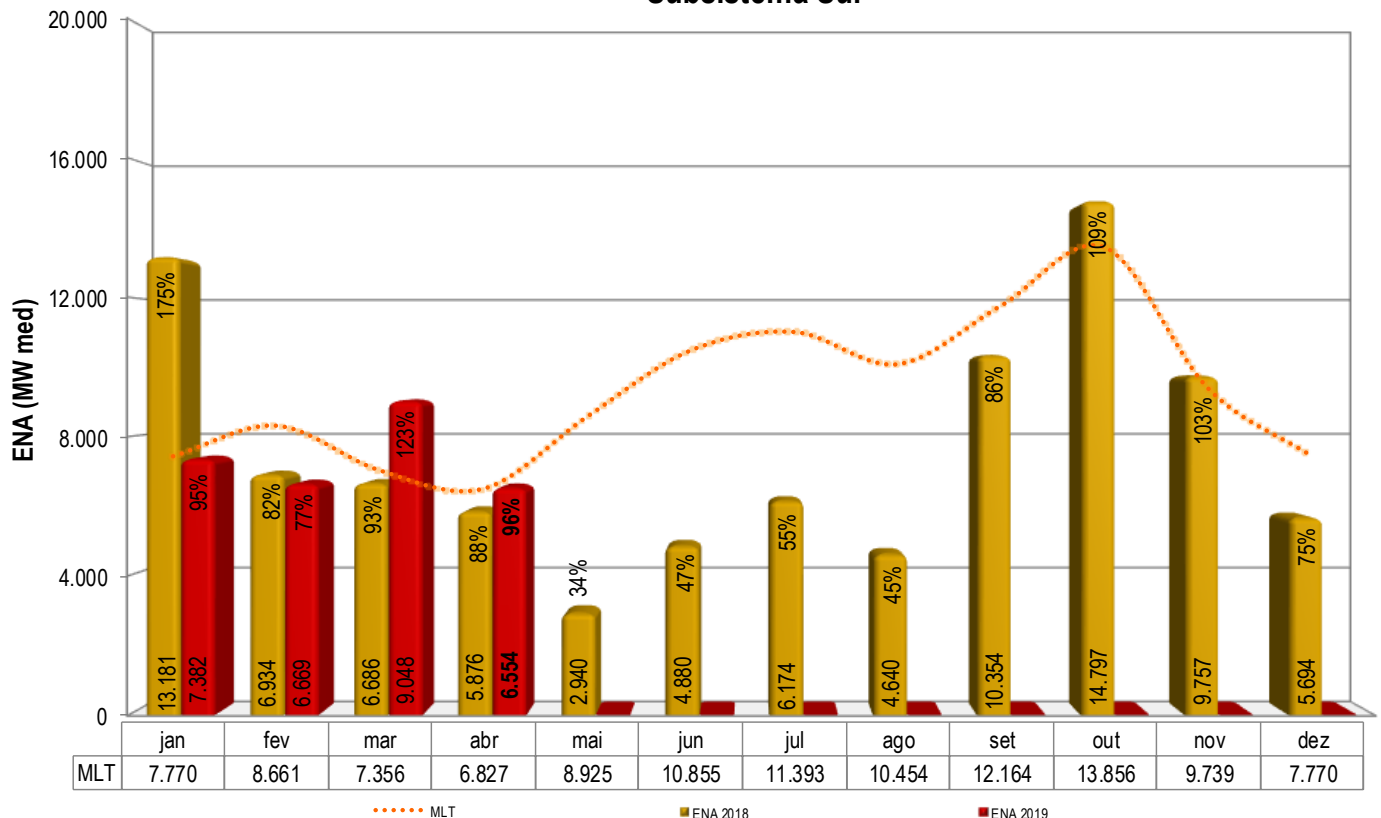


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

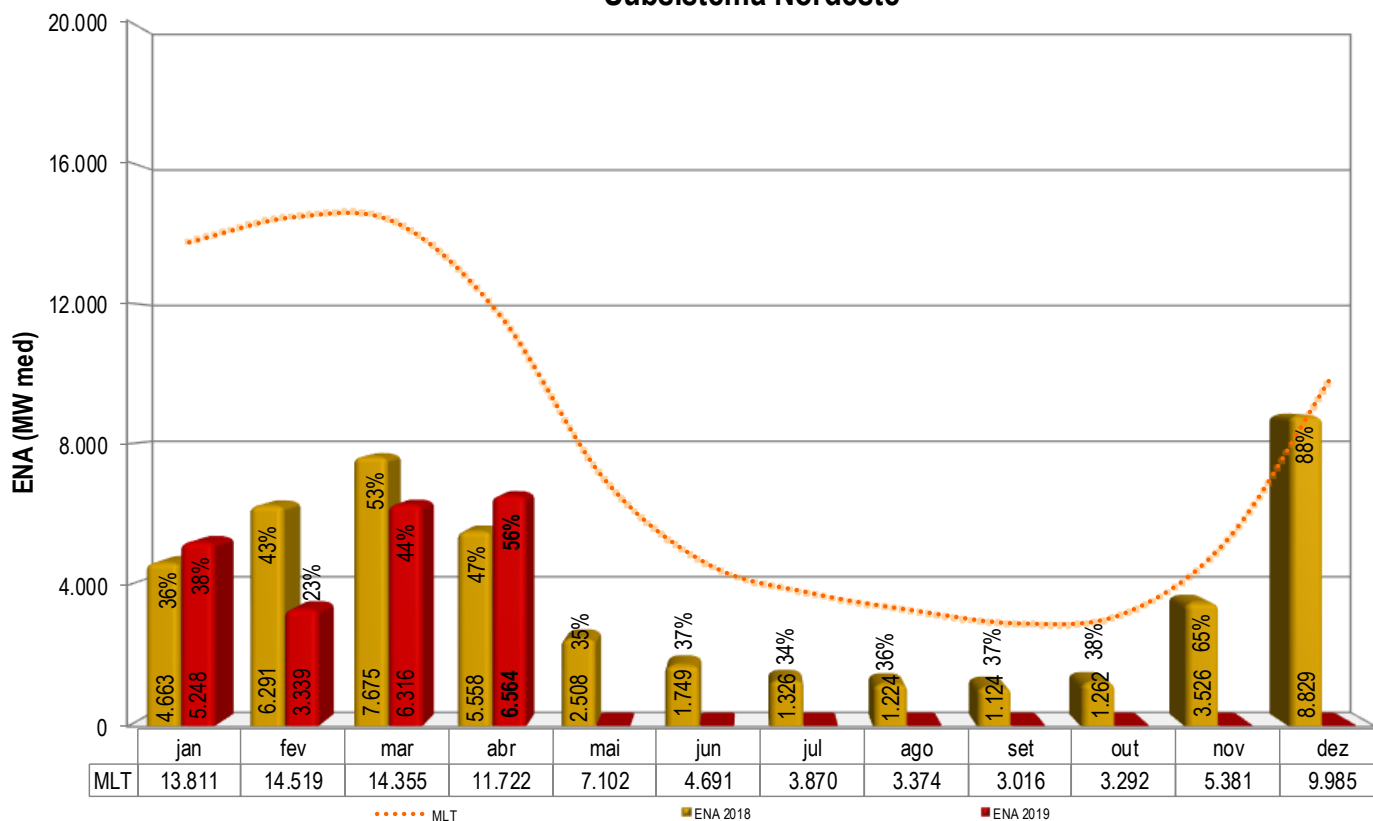


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

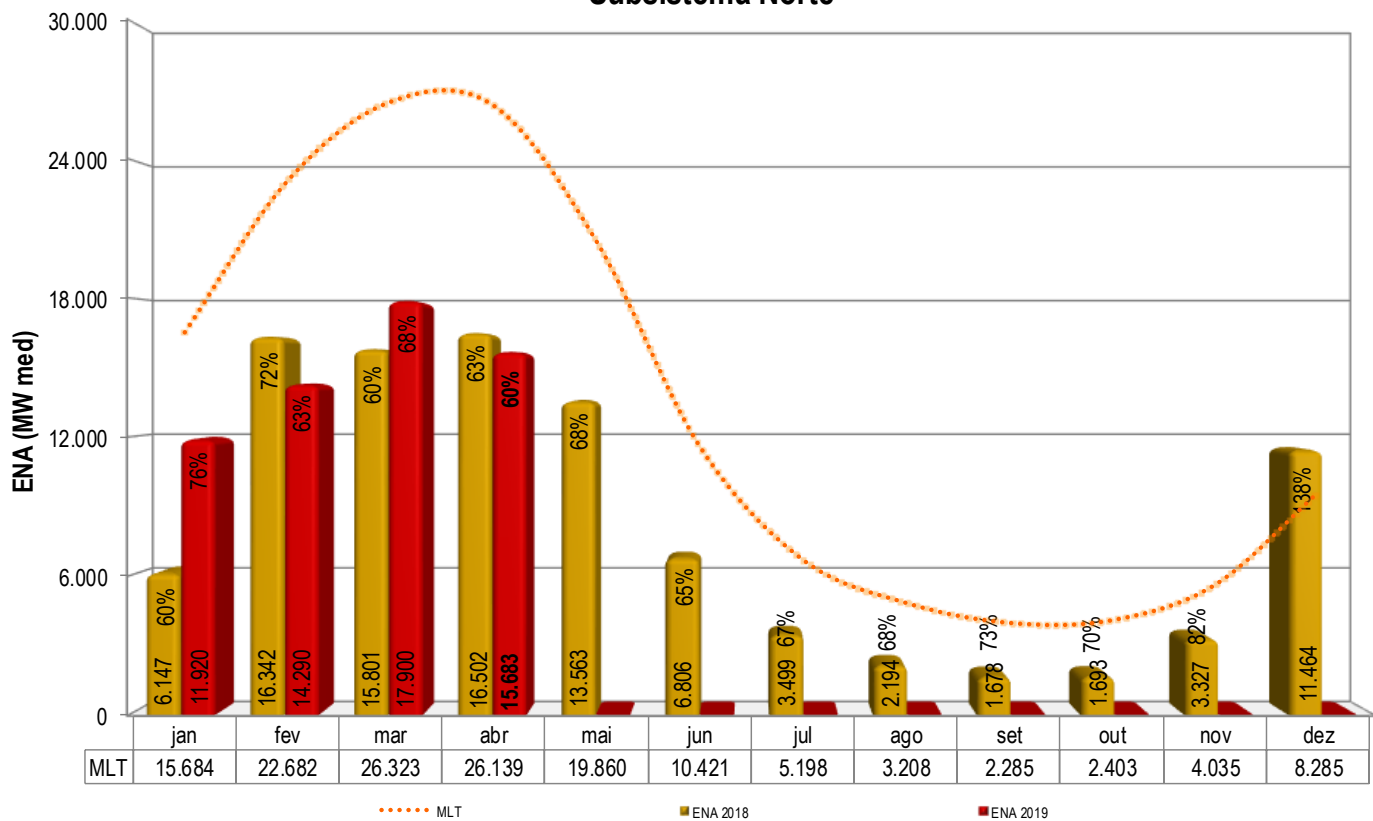


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de abril de 2019, houve replecionamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte de 5,2 p.p., 5,1 p.p. e 4,1 p.p. respectivamente. O subsistema Sul apresentou deplecionamento de 2,8 p.p.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Março (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Abril (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	39,9	45,1	203.285	63,5
Sul	46,2	43,4	20.100	7,3
Nordeste	52,8	57,9	51.831	21,4
Norte	66,7	70,8	15.046	7,8
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>290.262</b>	<b>100,0</b>

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, foi evitada a manobra de unidades geradoras na UHE Belo Monte.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada conforme orientações do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. O nível de armazenamento ao final do mês de abril de 2019 foi de 48,9% na UHE Sobradinho. Na UHE Três Marias, o nível de armazenamento ao final de abril de 2019 foi de 81,2%, o que indica o melhor nível de armazenamento desde 2012.

Os principais reservatórios do SIN apresentaram estabilidade ou replecionamento em relação ao mês anterior, destacando-se os reservatórios da UHE I.Solteira (+13,0 p.p.) e da UHE Itumbiara (+10,4 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm <sup>3</sup> )	Armazenamento no final de Março (%)	Armazenamento no final de Abril (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	16,8	21,7	4,9
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,2	99,2	0,0
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	42,2	48,9	6,7
FURNAS	GRANDE	17.217	42,5	48,6	6,1
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	76,5	81,2	4,7
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	36,5	39,0	2,5
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	82,7	95,7	13,0
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	25,8	36,2	10,4
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	36,2	40,4	4,2
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	36,4	42,7	6,3

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

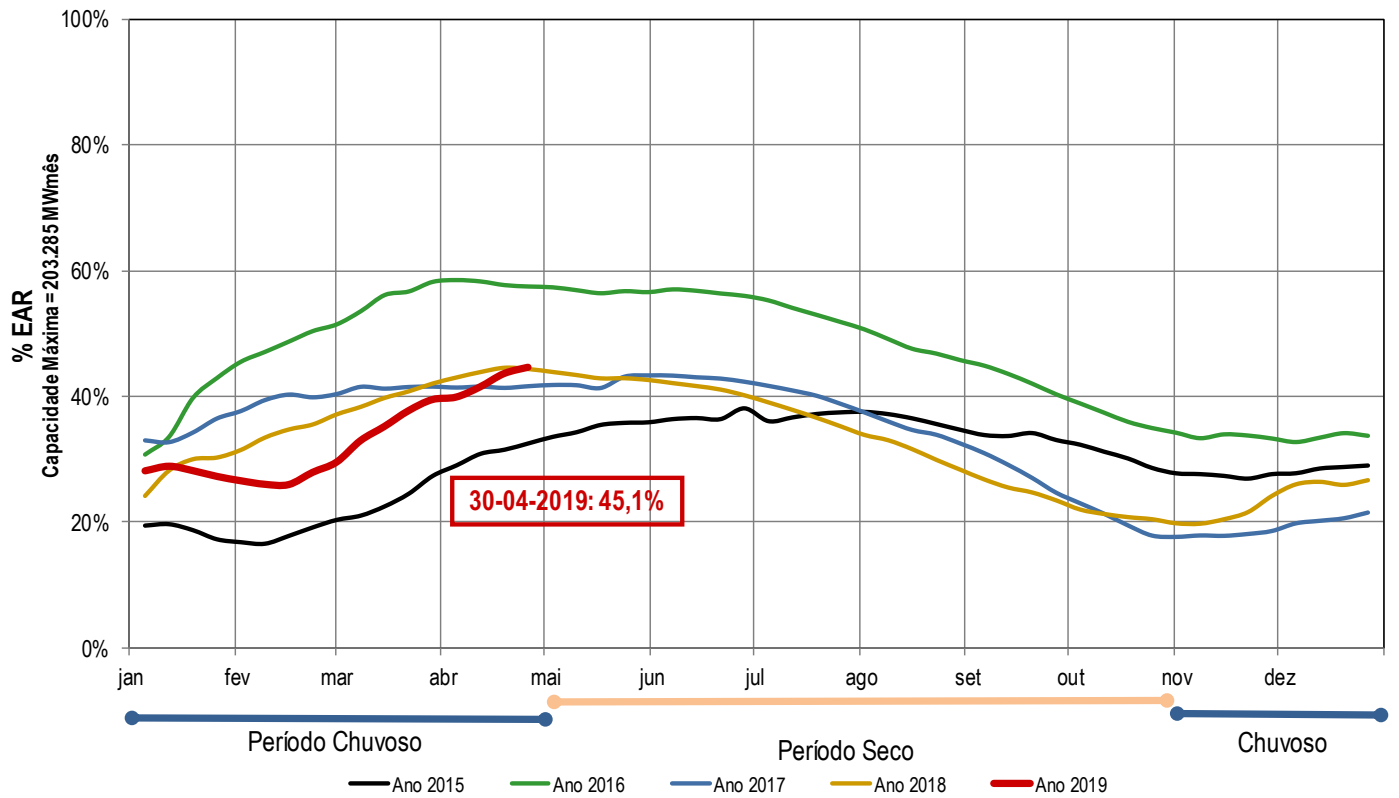


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

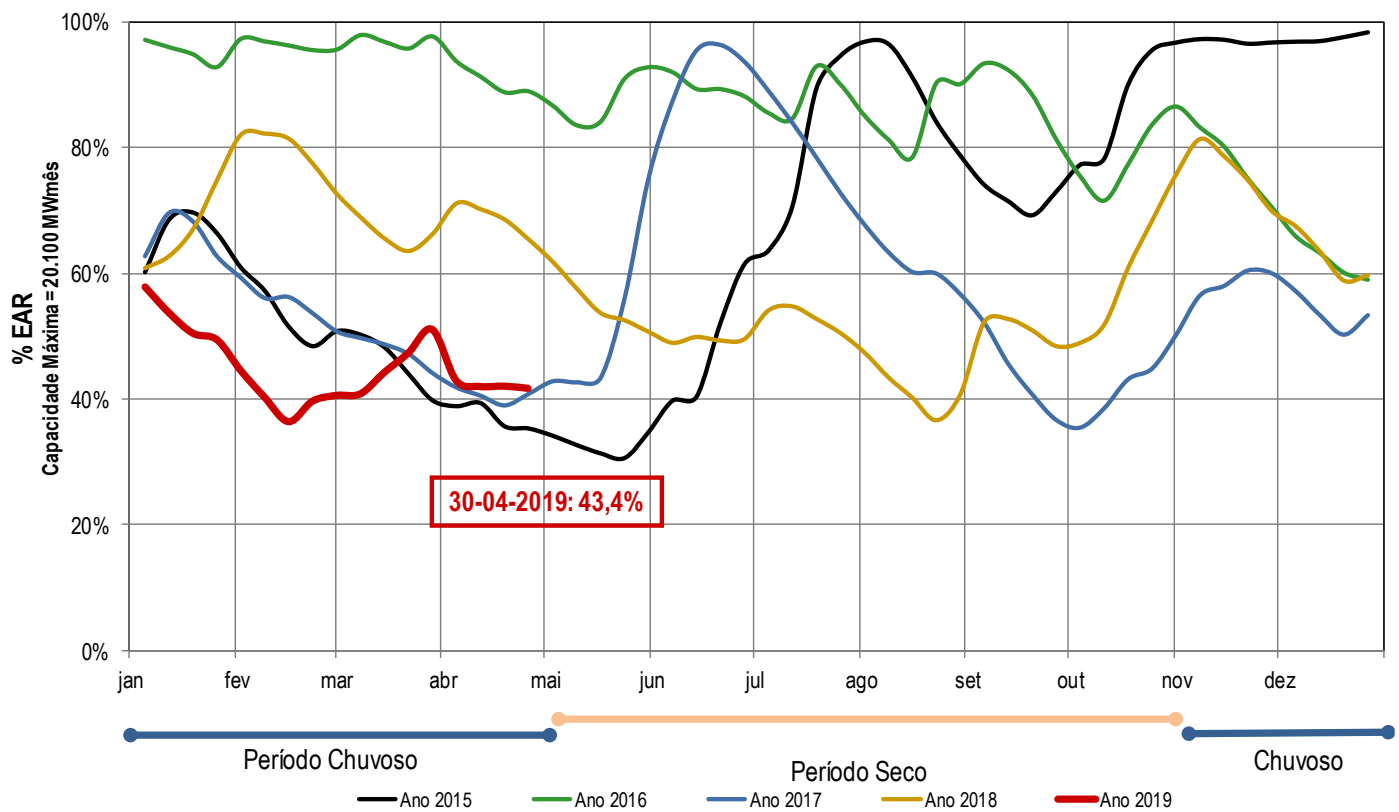


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

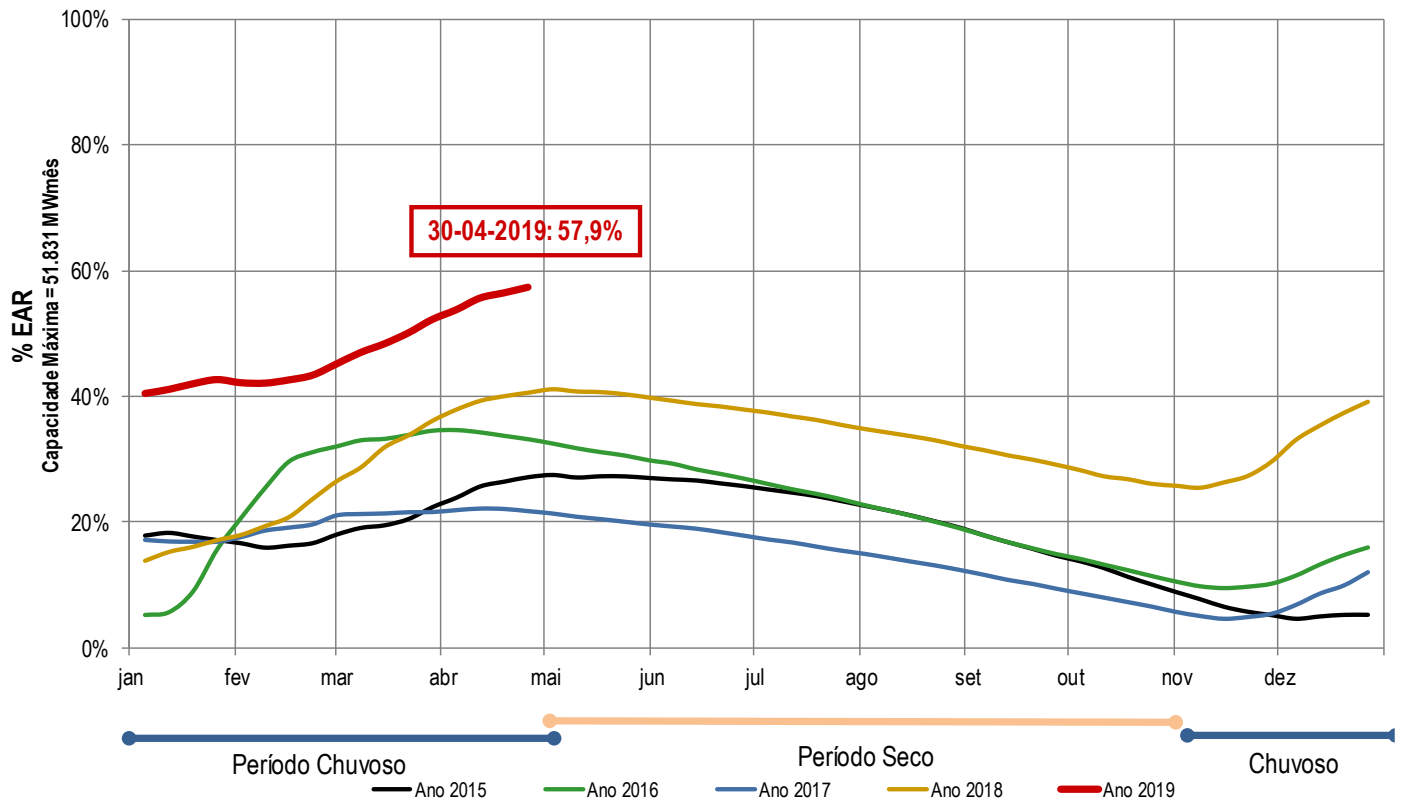


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

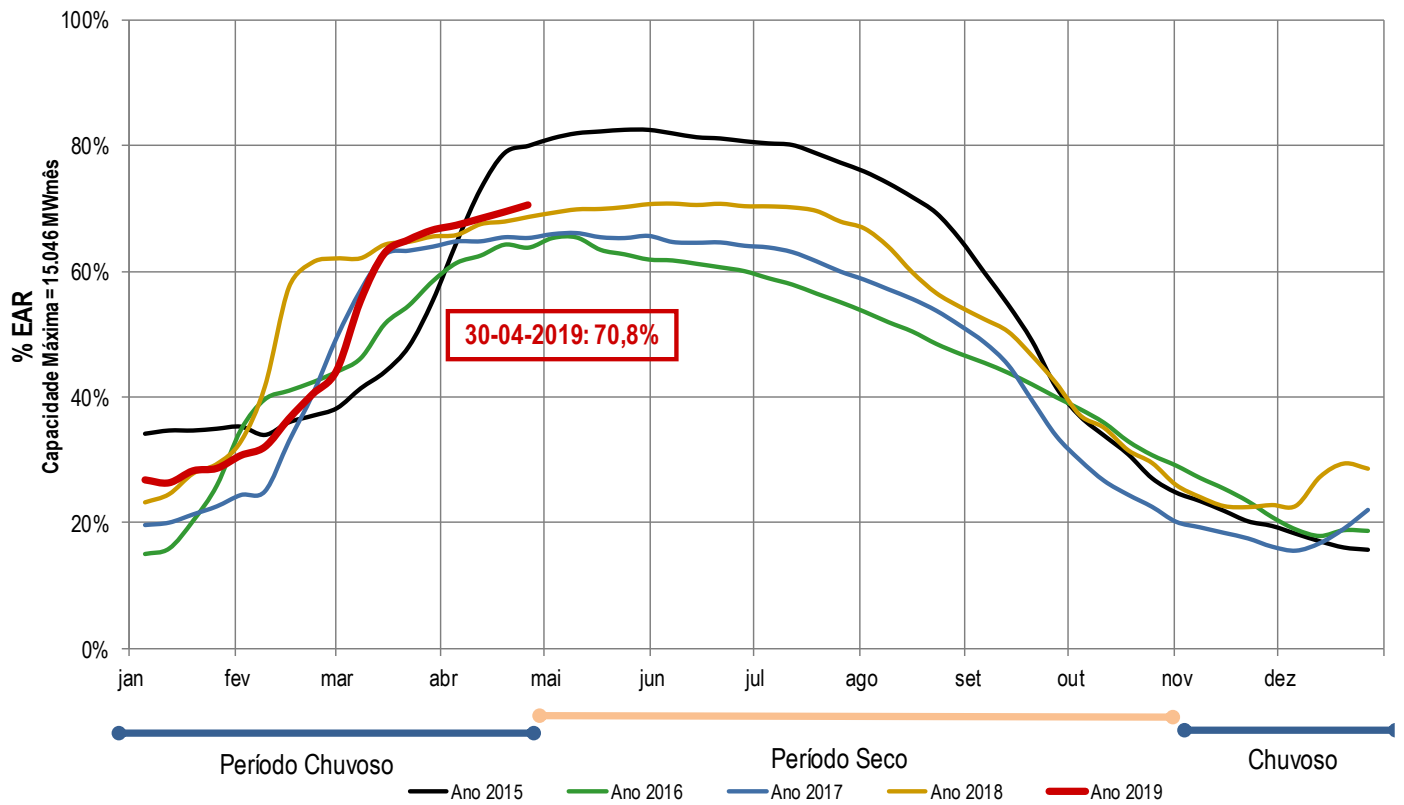


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em abril de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, diminuindo o montante para 7.085 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (7.319 MWmédios).

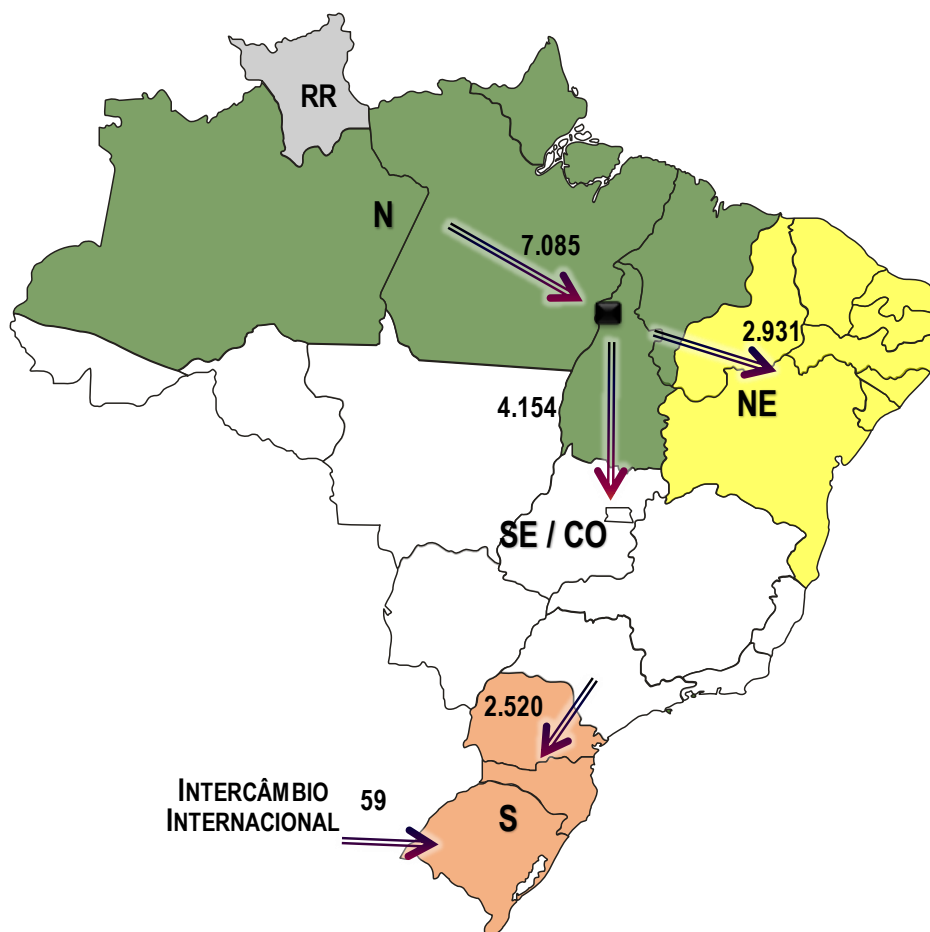
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, diminuindo o montante para 2.931 MWmédios ante 3.224 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul manteve o perfil importador de energia no mês de abril de 2019, com montante verificado de 2.520 MWmédios, ante 1.961 MWmédios em março de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador do subsistema Norte, atingindo 4.154 MWmédios, ante importação de 4.095 MWmédios no mês anterior.

Em abril de 2019 não houve importação da Venezuela devido à suspensão do fornecimento para o estado de Roraima no dia 7 de março. Deste então, o estado de Roraima está sendo abastecido pela geração térmica local.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de abril de 2019, houve importação de cerca de 59 MWmédios.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em março de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 51.688 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando decréscimo de 2,0% em relação ao consumo de março de 2018. As classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 4,6%, 3,4% e 2,2%, respectivamente, em relação ao mês de março de 2018. Já a classe industrial apresentou decréscimo de 1,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mar/19 GWh	Evolução mensal (Mar/19/Fev/19)	Evolução anual (Mar/19/Mar/18)	Abr/17-Mar/18 (GWh)	Abr/18-Mar/19 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	12.338	-2,1%	4,6%	134.129	138.574	3,3%
<b>Industrial</b>	13.858	1,9%	-1,3%	168.490	169.368	0,5%
<b>Comercial</b>	8.062	-1,8%	3,4%	87.955	90.091	2,4%
<b>Rural</b>	2.369	-10,5%	2,2%	28.113	28.950	3,0%
<b>Demais classes *</b>	4.310	4,2%	4,5%	48.863	49.776	1,9%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	10.750	44,0%	-15,2%	111.282	114.926	3,3%
<b>Total</b>	<b>51.688</b>	<b>6,2%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>578.832</b>	<b>591.685</b>	<b>2,2%</b>

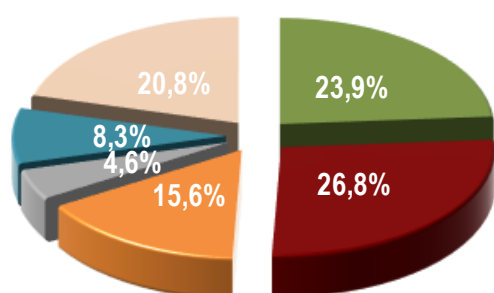
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

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

Dados contabilizados até março de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

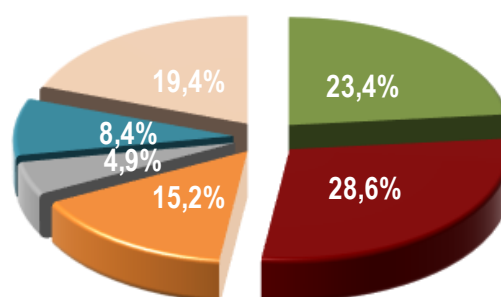
#### Consumo de Energia Elétrica em Março/2019



■ Residencial  
■ Rural

■ Industrial  
■ Demais classes

#### Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Comercial  
■ Perdas e Diferenças

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

Dados contabilizados até março de 2019.

\* Referência: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> Considera autoprodução circulante na rede.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mar/19 kWh/NU	Evolução mensal (Mar/19/Fev/19)	Evolução anual (Mar/19/Mar/18)	Abr/17-Mar/18 (kWh/NU)	Abr/18-Mar/19 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	170	-2,6%	2,4%	157,1	158,8	1,1%
<b>Consumo médio industrial</b>	26.773	1,9%	0,4%	26.671	27.266	2,2%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.389	-1,9%	2,5%	1.274	1.293	1,5%
<b>Consumo médio rural</b>	524	-10,5%	1,5%	521	533	2,3%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.485	4,4%	3,4%	5.237	5.278	0,8%
<b>Consumo médio total</b>	485	-1,1%	0,1%	471	471	0,0%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até março de 2019.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mar/18	Mar/19	
<b>Residencial (NUCR)</b>	71.136.081	72.717.523	2,2%
<b>Industrial (NUCI)</b>	526.447	517.633	-1,7%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.754.521	5.805.237	0,9%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.494.847	4.523.511	0,6%
<b>Demais classes*</b>	777.527	785.866	1,1%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>82.689.423</b>	<b>84.349.770</b>	<b>2,0%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até março de 2019.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

Em abril de 2019, foi registrado recorde de demanda máxima no subsistema Norte. A demanda máxima registrada foi de 6.836 MW à 1h08 do dia 30/04/2019, valor 88 MW acima do recorde anteriormente registrado em maio de 2017.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b>	<b>48.662</b>	<b>16.257</b>	<b>13.212</b>	<b>6.836</b>	<b>82.043</b>
(dia - hora)	05/04/2019 - 14h25	04/04/2019 - 14h54	30/04/2019 - 14h44	30/04/2019 - 01h08	04/04/2019 - 14h56
<b>Recorde (MW)</b>	<b>53.199</b>	<b>18.936</b>	<b>13.307</b>	<b>6.836</b>	<b>90.525</b>
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	30/04/2019 - 01h08	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

## 4.3. Demandas Máximas Mensais

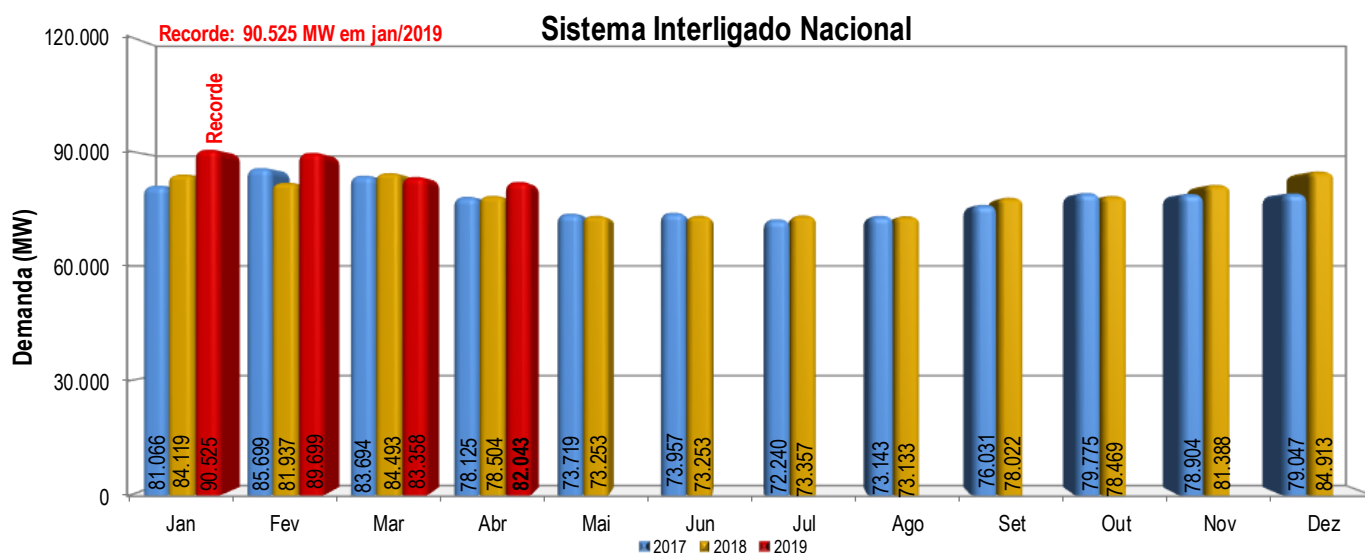


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

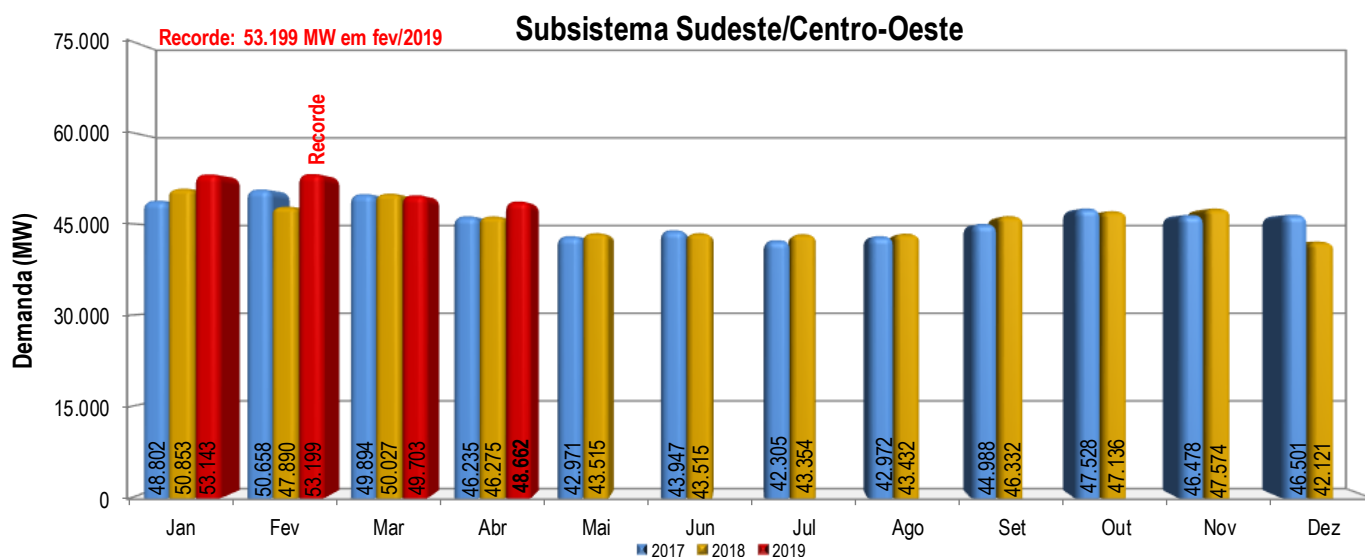


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS



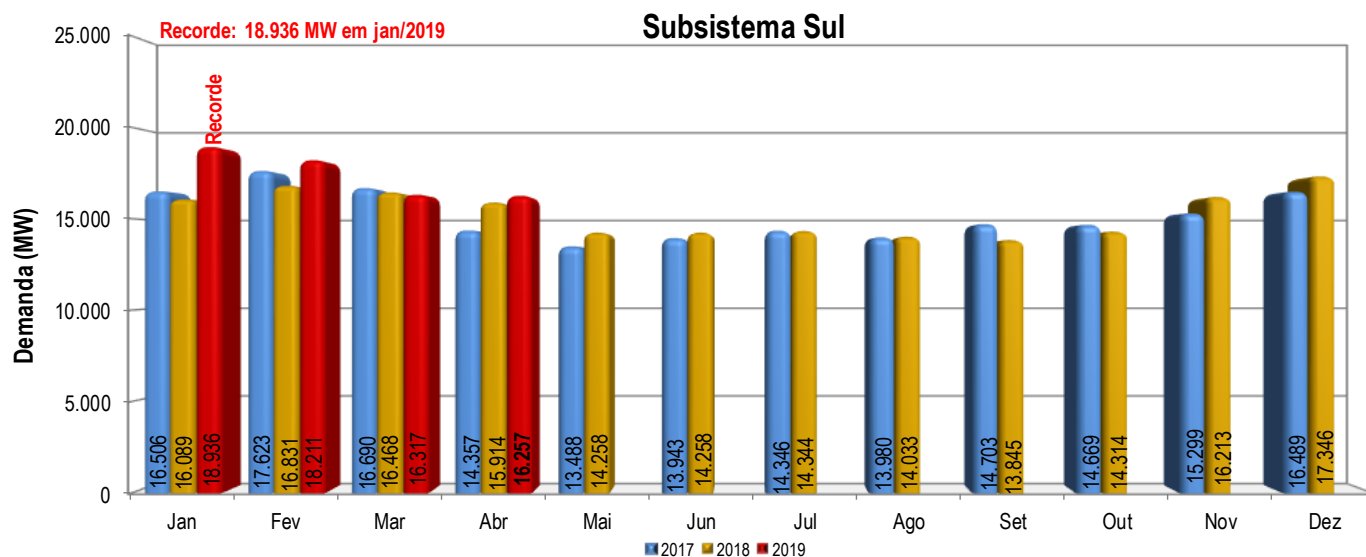


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

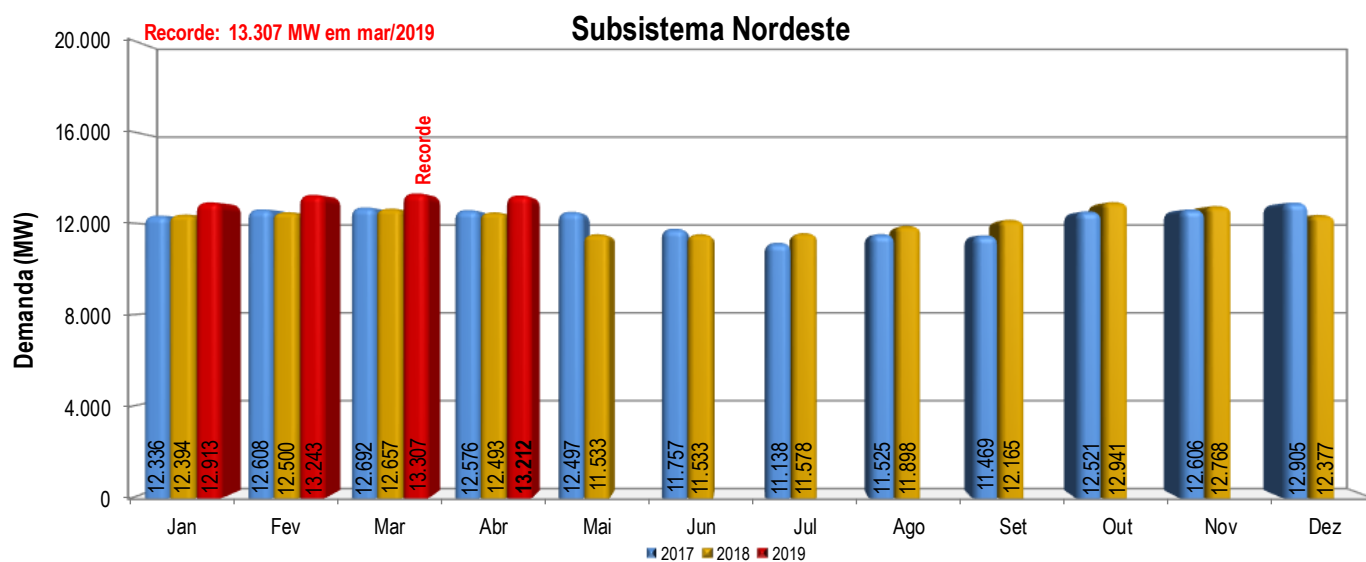


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

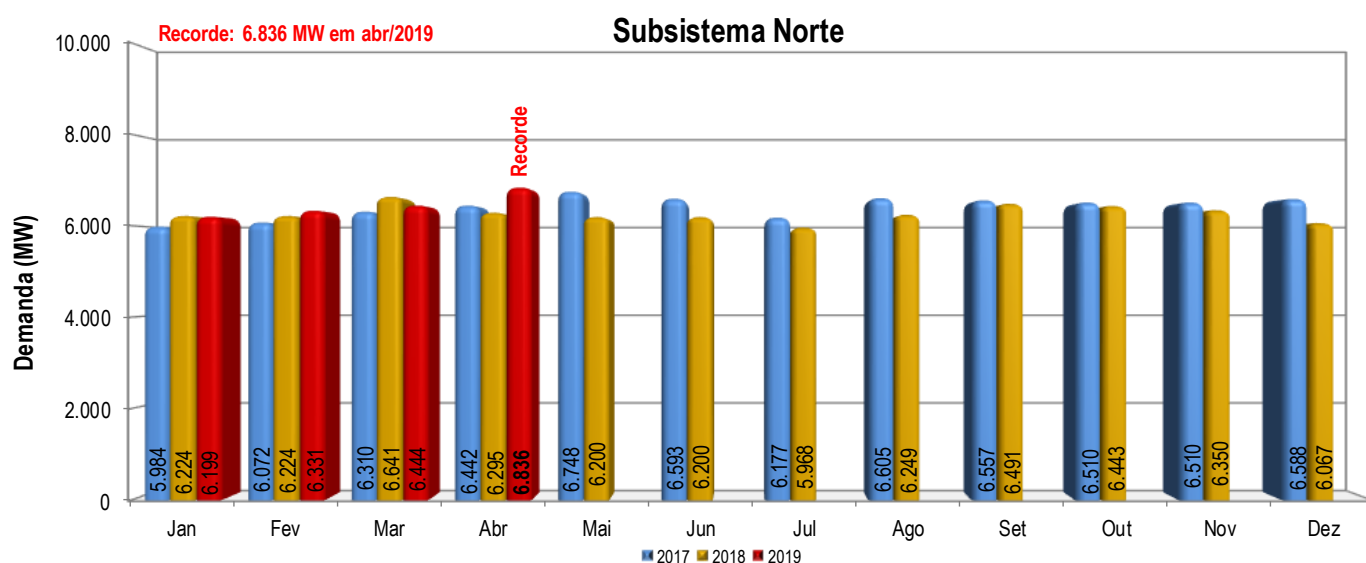


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



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

No mês de abril de 2019, a capacidade instalada total\* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 165.709 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.289 MW, sendo 3.745 MW de geração de fonte hidráulica, 2.288 MW de fonte eólica e 1.377 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.121 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de abril de 2019 com 866 MW instalados em 71.704 unidades, representando 0,5% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,7% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em abril de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Abr2018	Abr2019			Evolução da Capacidade Instalada Abr/2019 - Abr/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>101.546</b>	<b>1.423</b>	<b>105.291</b>	<b>63,5%</b>	<b>3,7%</b>
UHE	95.794	217	99.309	<b>59,9%</b>	3,7%
PCH + CGH	5.709	1.125	5.903	<b>3,6%</b>	3,4%
CGH GD	43	81	79	<b>0,0%</b>	84,1%
<b>Térmica</b>	<b>43.648</b>	<b>3.168</b>	<b>42.527</b>	<b>25,7%</b>	<b>-2,6%</b>
Gás Natural	12.994	167	13.354	<b>8,1%</b>	2,8%
Biomassa	14.622	568	14.810	<b>8,9%</b>	1,3%
Petróleo	9.993	2.251	9.009	<b>5,4%</b>	-9,9%
Carvão	3.727	22	3.252	<b>2,0%</b>	-12,7%
Nuclear	1.990	2	1.990	<b>1,2%</b>	0,0%
Outros ***	297	4	69	<b>0,0%</b>	-76,9%
Térmica GD	25	154	44	<b>0,0%</b>	74,6%
<b>Eólica</b>	<b>12.786</b>	<b>671</b>	<b>15.074</b>	<b>9,1%</b>	<b>17,9%</b>
Eólica (não GD)	12.776	614	15.064	<b>9,1%</b>	17,9%
Eólica GD	10	57	10,314	<b>0,0%</b>	3,1%
<b>Solar</b>	<b>1.440</b>	<b>73.882</b>	<b>2.817</b>	<b>1,7%</b>	<b>95,6%</b>
Solar (não GD)	1.196	2.470	2.084	<b>1,3%</b>	74,2%
Solar GD	244	71.412	733	<b>0,4%</b>	200,3%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>159.098</b>	<b>7.440</b>	<b>164.843</b>	<b>99,5%</b>	<b>3,6%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>322</b>	<b>71.704</b>	<b>866</b>	<b>0,5%</b>	<b>168,9%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>159.420</b>	<b>79.144</b>	<b>165.709</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</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 (69 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/04/2019)



### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Abr/2019

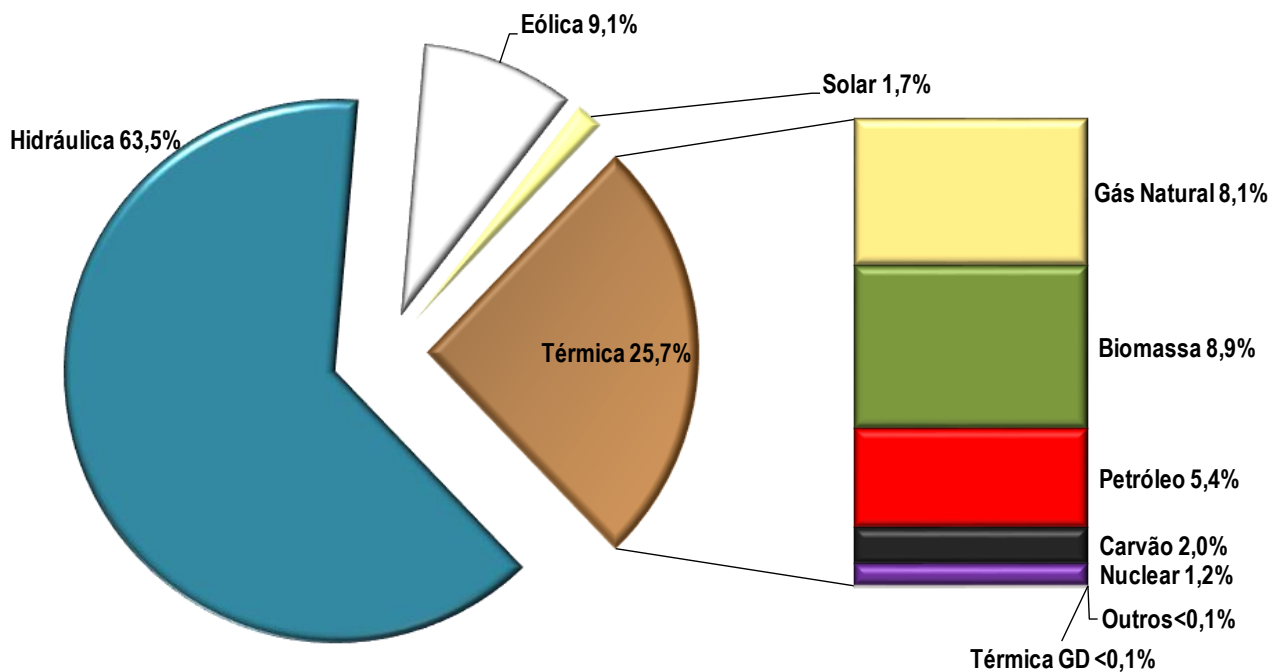


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

Em abril de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 147.454 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com cerca de 40% do total. Nos próximos três anos, a previsão de expansão é que a classe de 500 kV cresça 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.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Abr/2019

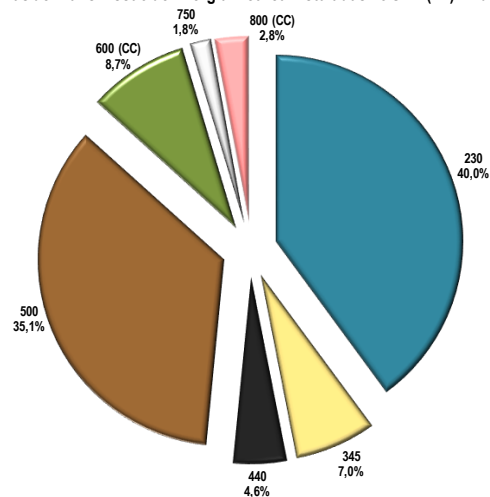


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	58.918	40,0%
345	10.319	7,0%
440	6.758	4,6%
500	51.791	35,1%
600 (CC)	12.816	8,7%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,8%
<b>Total SEB</b>	<b>147.454</b>	<b>100,0%</b>

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



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em abril de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 320,18 MW de geração:

- UHE Baixo Iguaçu - UG: 3, de 116,73 MW, no Paraná. CEG: UHE.PH.PR.030923-0.01;
- PCH Água Brava - UGs: 1 a 3, total de 13,05 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.029045-9.01;
- UFV Fazenda Esmeralda - UGs: 1 a 3, total de 5 MW, no Pernambuco. CEG: UFV.RS.PE.034305-6.01;
- UEE GE Jangada - UGs: 1 a 2, total de 4,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030700-9.01;
- UEE Laranjeiras III - UGs: 1 a 10, total de 25 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033626-2.01;
- UEE Laranjeiras IX - UGs: 1 a 10, total de 25 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033627-0.01;
- UEE Potiguar - UGs: 1 a 3, total de 6,3 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032356-0.01;
- UEE São Bento Do Norte III - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033643-2.01;
- UEE Umburanas 1 - UGs: 1 a 10, total de 27 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031738-1.01;
- UEE Umburanas 2 - UGs: 1 a 10, total de 27 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031740-3.01;
- UEE Umburanas 3 - UGs: 1 a 8, total de 18,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031741-1.01;
- UEE Umburanas 15 - UGs: 1 a 8, total de 18,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031754-3.01;
- UTE Sonora - UG: 1, de 10 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: UTE.AI.MS.027385-6.01.

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

Fonte	Realizado em Abr/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>175,40</b>	<b>689,30</b>
Eólica (não GD)	175,40	689,30
Eólica GD	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	<b>129,78</b>	<b>505,24</b>
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	13,05	55,05
UHE	116,73	450,19
<b>Solar</b>	<b>5,00</b>	<b>271,75</b>
Solar (não GD)	5,00	271,75
Solar GD	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	<b>10,00</b>	<b>23,00</b>
Biomassa	10,00	23,00
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00
Térmica GD	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>320,18</b>	<b>1489,29</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. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)	Previsão ACR 2021 (MW)
<b>Eólica</b>	48,60	391,40	69,00
Eólica (não GD)	48,60	391,40	69,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	3003,37	803,23	222,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	57,05	192,12	186,90
UHE	2946,32	611,11	36,00
<b>Solar</b>	247,48	184,86	826,92
Solar (não GD)	247,48	184,86	826,92
Solar GD	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	440,00	1937,70	1403,01
Biomassa	95,00	135,90	98,50
Carvão	345,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1515,64	1304,51
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	286,16	0,00
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>3739,45</b>	<b>3317,18</b>	<b>2521,82</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. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE



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

No mês de abril entraram em operação 666 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- LT 230 kV Eunápolis /Teix. Freitas II C2, com 152 km de extensão, da CHESF na Bahia;
- LT 230 kV João Câmara II /João Camara III C1, com 10 km de extensão, da ETAP no Rio Grande do Norte;
- LT 230 kV João Câmara II /João Camara III C2, com 10 km de extensão, da ETAP no Rio Grande do Norte;
- LT 230 kV Arcoverde II / Garanhuns II C1, com 89 km de extensão, da ARCOVERDE em Pernambuco;
- LT 230 kV Arcoverde II / Caetés II C1, com 50 km de extensão, da ARCOVERDE em Pernambuco;
- LT 500 kV Jauru /Cuiabá C2, com 355 km de extensão, da SANTA LUCIA em Mato Grosso.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Abr/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	311,0	480,4
345	0,0	0,0
440	0,0	2,0
500	355,0	1.428,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>666,0</b>	<b>1.910,4</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 abril de 2019, foram adicionados 4.908 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR1 230/138 kV – 100 MVA, na SE Teixeira de Freitas II (CHESF) na Bahia;
- TR4 230/69 kV – 50 MVA, na SE Planalto (CELG G&T) em Goiás;
- TR1 e TR2 230/69 kV – 100 MVA cada, na SE Arcoverde II (ARCOVERDE) em Pernambuco;
- TR10 e TR11 230/69 kV – 100 MVA cada, na SE Garanhuns II (ARCOVERDE) em Pernambuco;
- TR6, TR7 e TR8 500/230 kV – 900 MVA cada, na SE João Câmara III (ETAP) no Rio Grande do Norte;
- TR4 230/69 kV – 8,3 MVA, na SE Planalto (CELG G&T) em Goiás;
- TR5 750/500 kV – 1.650 MVA Foz do Iguaçu 60HZ (FURNAS) no Paraná.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Abr/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	558,3	1.706
345	0	0
440	0	600
500	2700	3.900
750	1650	1.650
<b>TOTAL</b>	<b>4.908</b>	<b>7.856</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

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

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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	841,2	1.079,0	1.310,5
345	0,0	109,0	224,0
440	0,0	0,0	151,0
500	2.180,8	1.454,0	4.498,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.168,7	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>8.190,7</b>	<b>2.642,0</b>	<b>6.183,7</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

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

**Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.**

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	3.625,6	3.453,0	6.249,0
345	1.600,0	1.600,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	5.410,0	4.194,0	12.670,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>11.085,6</b>	<b>9.547,0</b>	<b>21.869,0</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 março de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 80,5% do total gerado no país, valor 1,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em março representou 5,2%, valor 0,3 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 13,6%, valor 2,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 88,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em março de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Março/2019

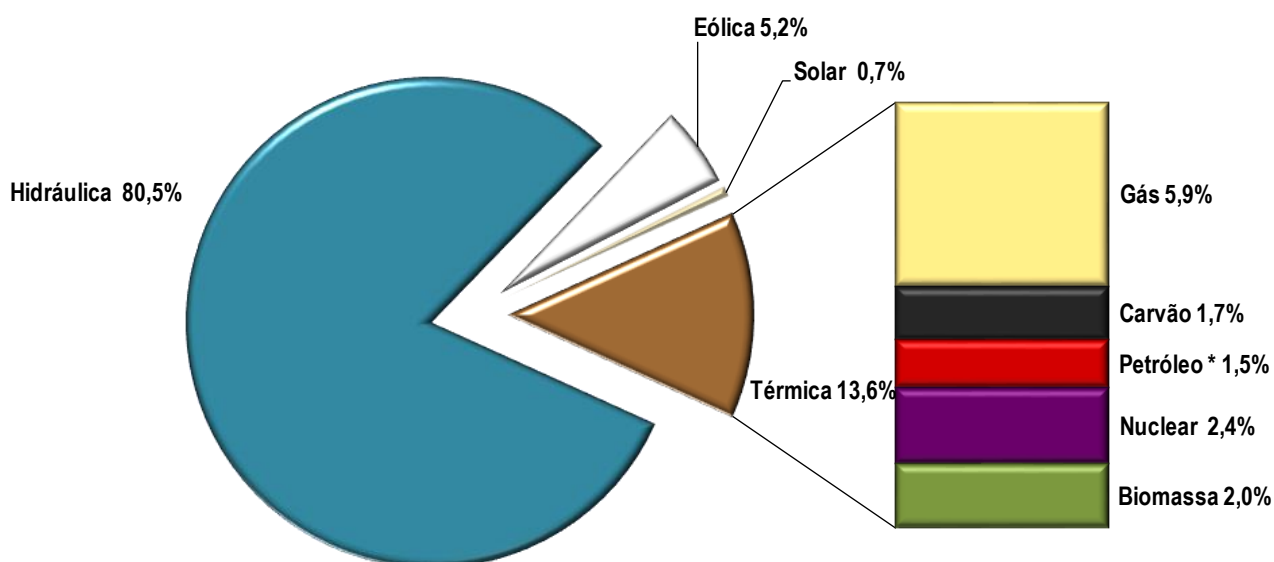


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

\* 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 março de 2019.

Fonte dos dados: CCEE





## 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		
	Mar/18 (GWh)	Fev/19 (GWh)	Mar/19 (GWh)	Evolução mensal (Mar/19 / Fev/19)	Evolução anual (Mar/19 / Mar/18)	Abr/17-Mar/18 (GWh)	Abr/18-Mar/19 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>40.673</b>	<b>36.248</b>	<b>39.198</b>	<b>8,1%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>385.135</b>	<b>404.749</b>	<b>5,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>6.872</b>	<b>7.034</b>	<b>6.575</b>	<b>-6,5%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>117.581</b>	<b>100.915</b>	<b>-14,2%</b>
Gás	3.004	3.820	2.851	-25,4%	-5,1%	50.872	38.815	-23,7%
Carvão	1.125	801	822	2,6%	-26,9%	13.465	10.300	-23,5%
Petróleo *	743	414	427	3,1%	-42,5%	10.566	7.196	-31,9%
Nuclear	785	1.225	1.174	-4,1%	49,5%	13.663	15.283	11,9%
Outros	255	137	310	126,7%	21,4%	3.154	2.896	-8,2%
Biomassa	959	638	990	55,2%	3,3%	25.862	26.424	2,2%
<b>Eólica</b>	<b>2.221</b>	<b>2.249</b>	<b>2.558</b>	<b>13,8%</b>	<b>15,2%</b>	<b>41.594</b>	<b>48.195</b>	<b>15,9%</b>
<b>Solar</b>	<b>185</b>	<b>322</b>	<b>358</b>	<b>11,1%</b>	<b>93,6%</b>	<b>1.588</b>	<b>3.636</b>	<b>129,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>49.951</b>	<b>45.853</b>	<b>48.689</b>	<b>6,2%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>545.898</b>	<b>557.495</b>	<b>2,1%</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. Na geração hidráulica está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

Dados contabilizados até março de 2019.

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		
	Mar/18 (GWh)	Fev/19 (GWh)	Mar/19 (GWh)	Evolução mensal (Mar/19 / Fev/19)	Evolução anual (Mar/19 / Mar/18)	Abr/17-Mar/18 (GWh)	Abr/18-Mar/19 (GWh)	Evolução
Gás	5	4	5	20,9%	-2,2%	54	55	1,8%
Petróleo *	250	242	328	35,5%	31,3%	2.836	3.098	9,2%
Biomassa	5	4	5	21,5%	3,3%	39	47	21,0%
<b>TOTAL</b>	<b>260</b>	<b>250</b>	<b>338</b>	<b>35,08%</b>	<b>30,0%</b>	<b>2.929</b>	<b>3.200</b>	<b>9,3%</b>

Para os meses de março/2018 a março/2019, 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.

Dados contabilizados até março de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de março de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste cresceu 1,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 23,0%, com total de 2.938 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 41,7%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em março de 2019 cresceu 11,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 30,1%, com total de geração verificada no mês de 614 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 2,5 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,2%.

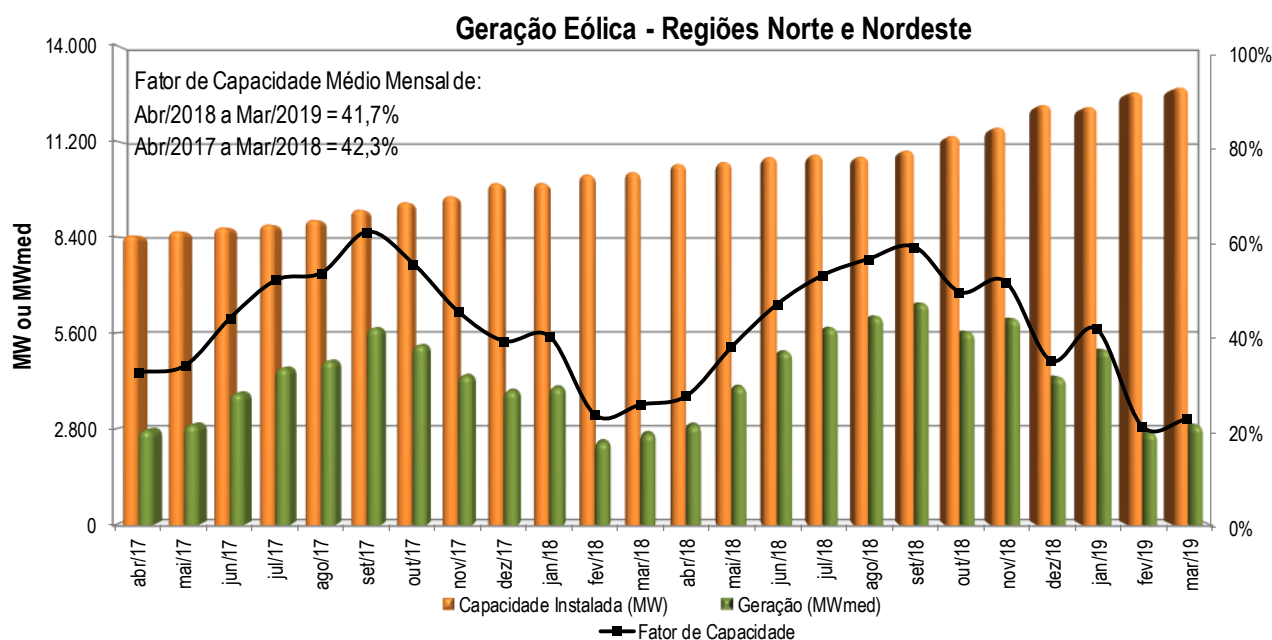


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

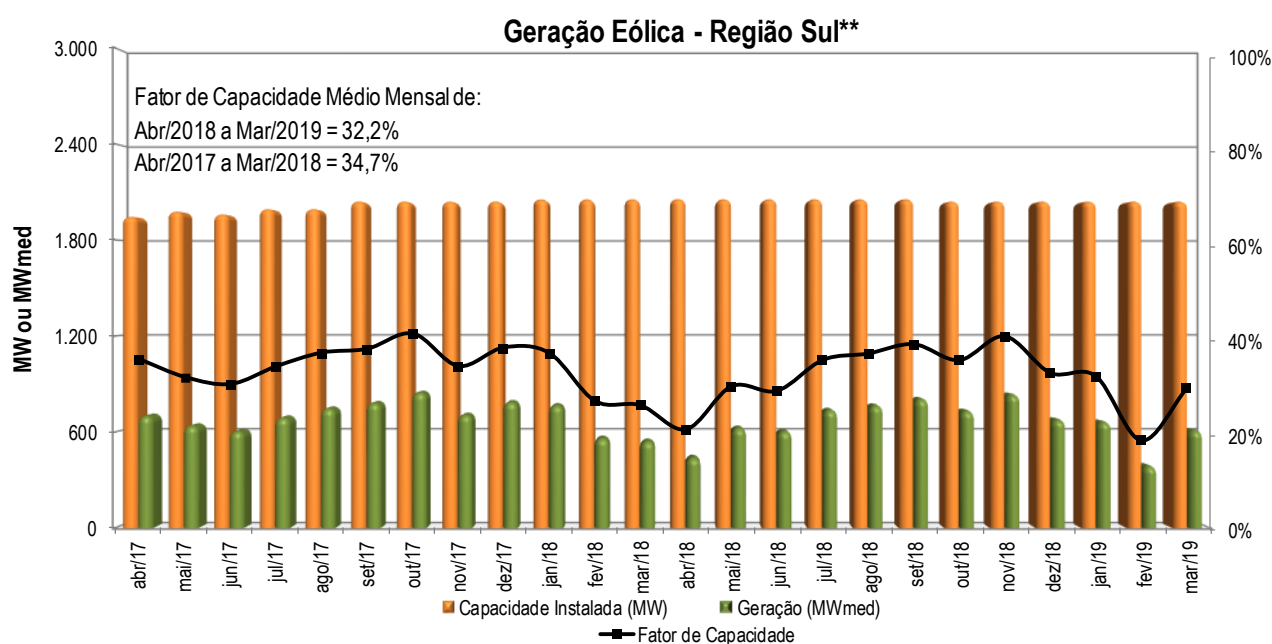


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Revogações e Suspensões de Operação Comercial de Unidades Geradoras são abatidas da Capacidade Instalada apresentada.

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

Dados contabilizados até março de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 204,1 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de abril, os CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores aos dos CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Durante o mês de abril de 2019, houve descolamento dos CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste em função do atingimento do limite de intercâmbio.

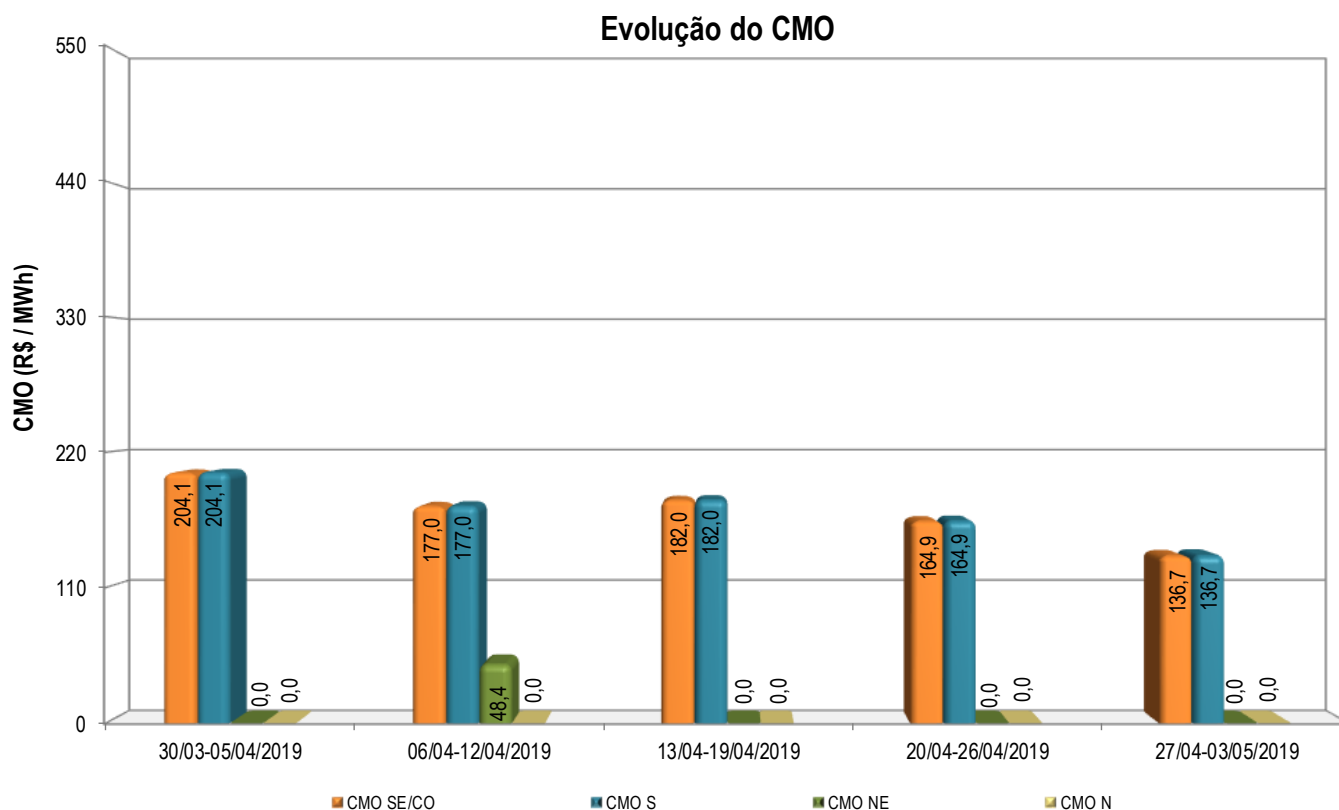


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em março de 2019 foi de R\$ 256,9 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 292,5 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 102,5 milhões referentes ao encargo “Restrição de Operação”, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 21,9 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; por R\$ 132,5 milhões do encargo por “Reserva Operativa”, que está relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido.

Destaca-se que a cobrança do Encargo sobre “Importação de Energia”, que remunera custos relativos à importação de energia elétrica quando os valores forem superiores ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, foi iniciada no mês de fevereiro de 2019, entretanto, em março, não houve cobrança deste encargo. Ainda em março de 2019, não houve cobrança de 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.

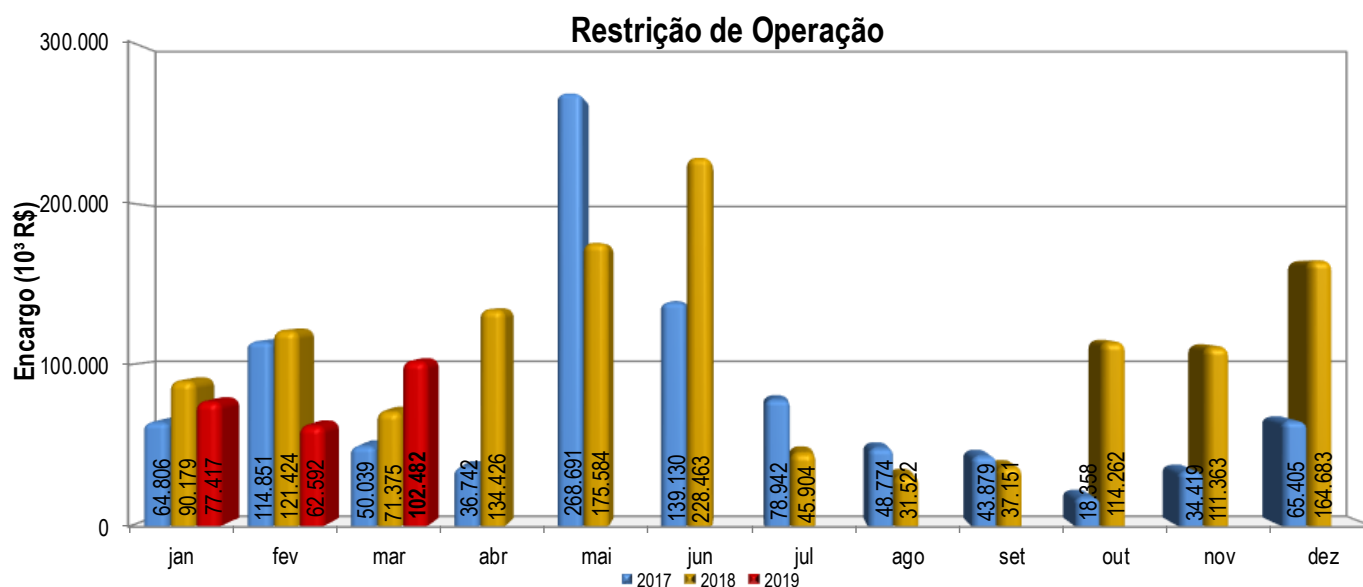


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

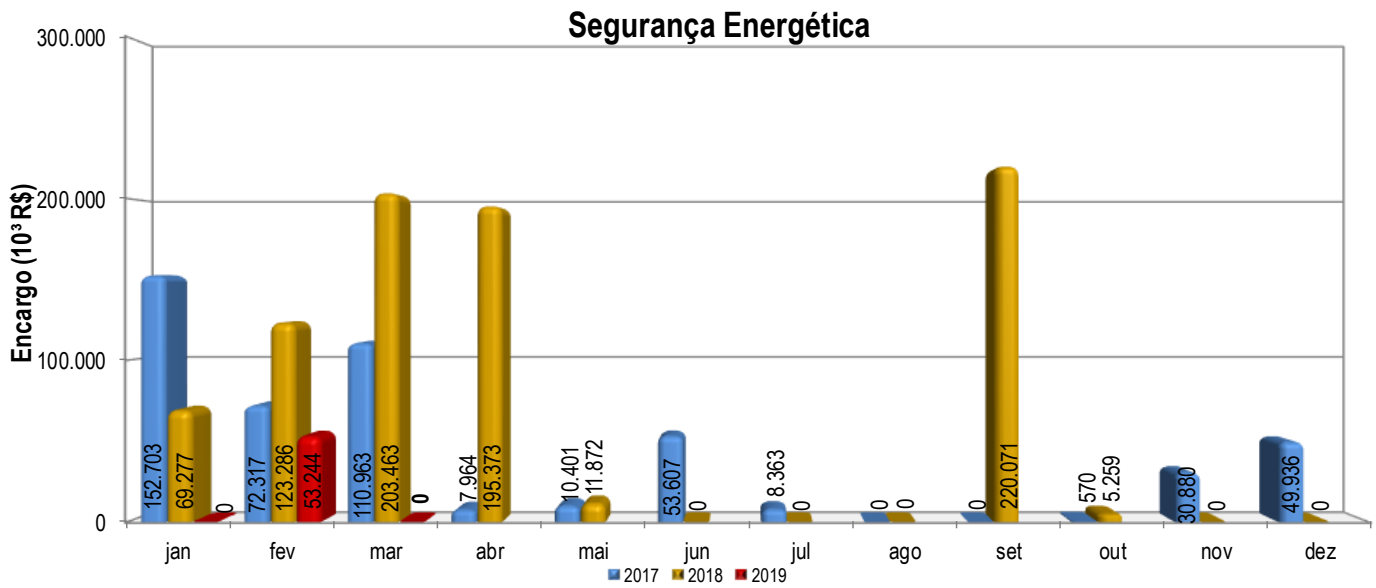


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

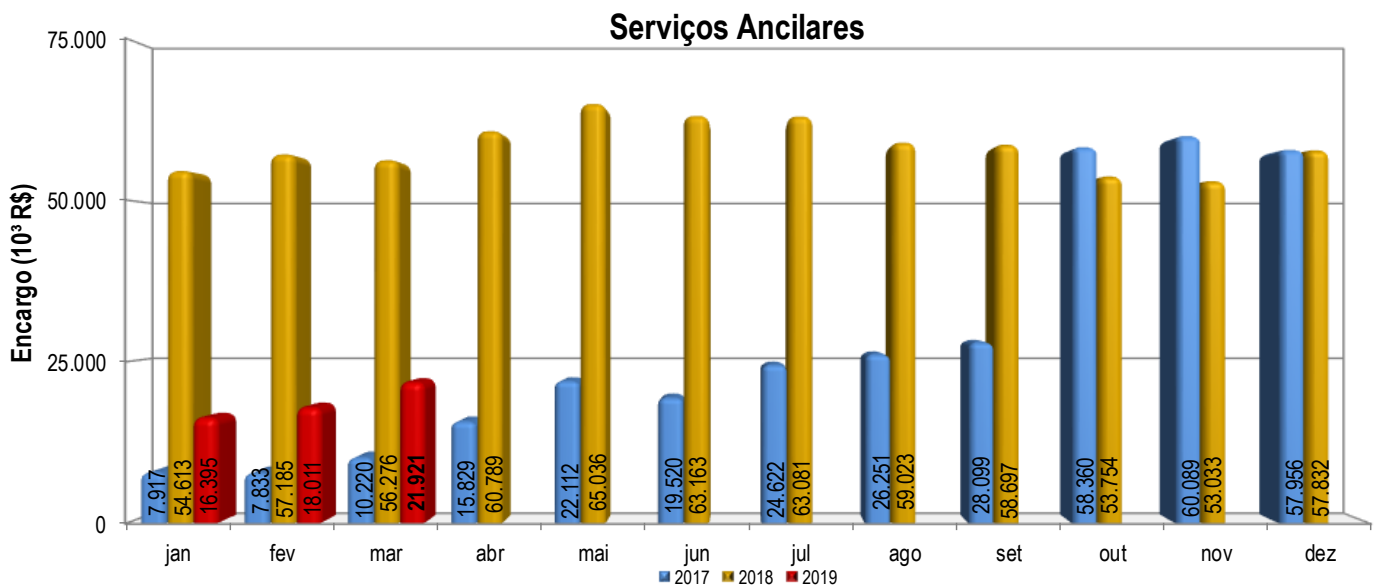


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

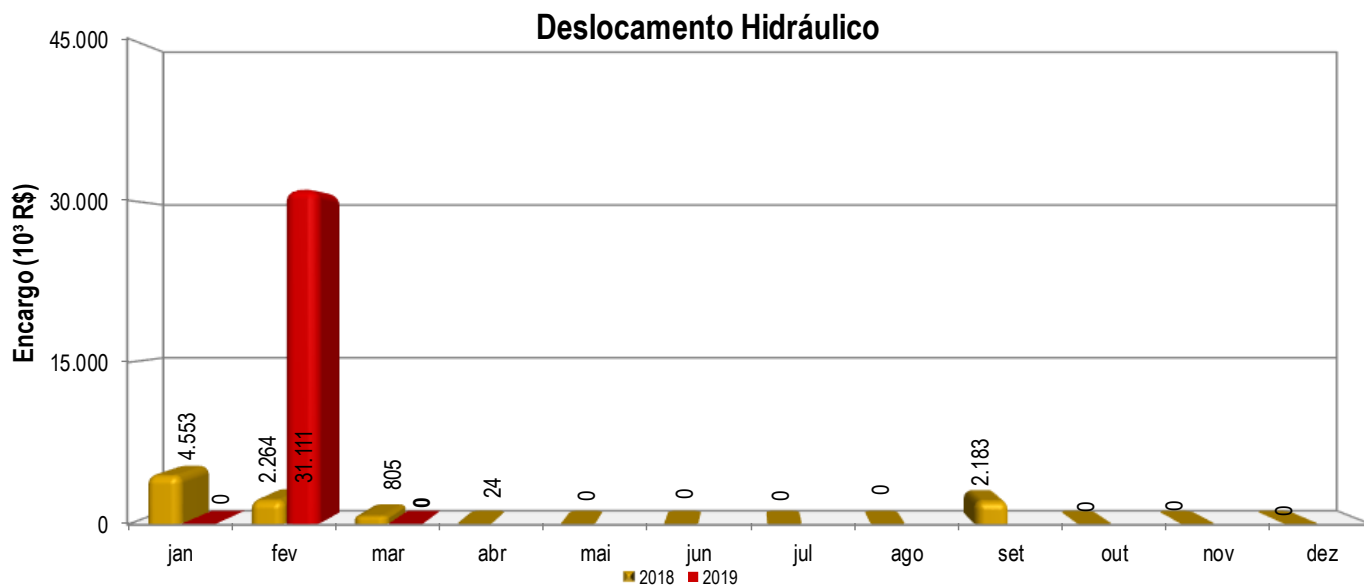


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

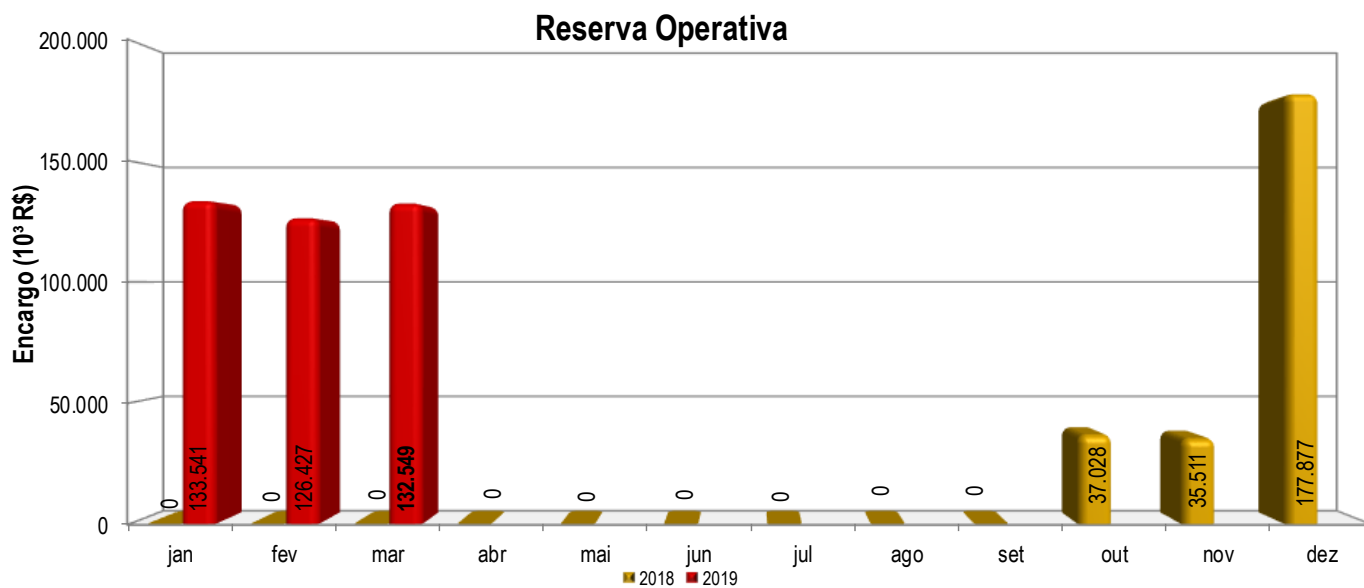


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

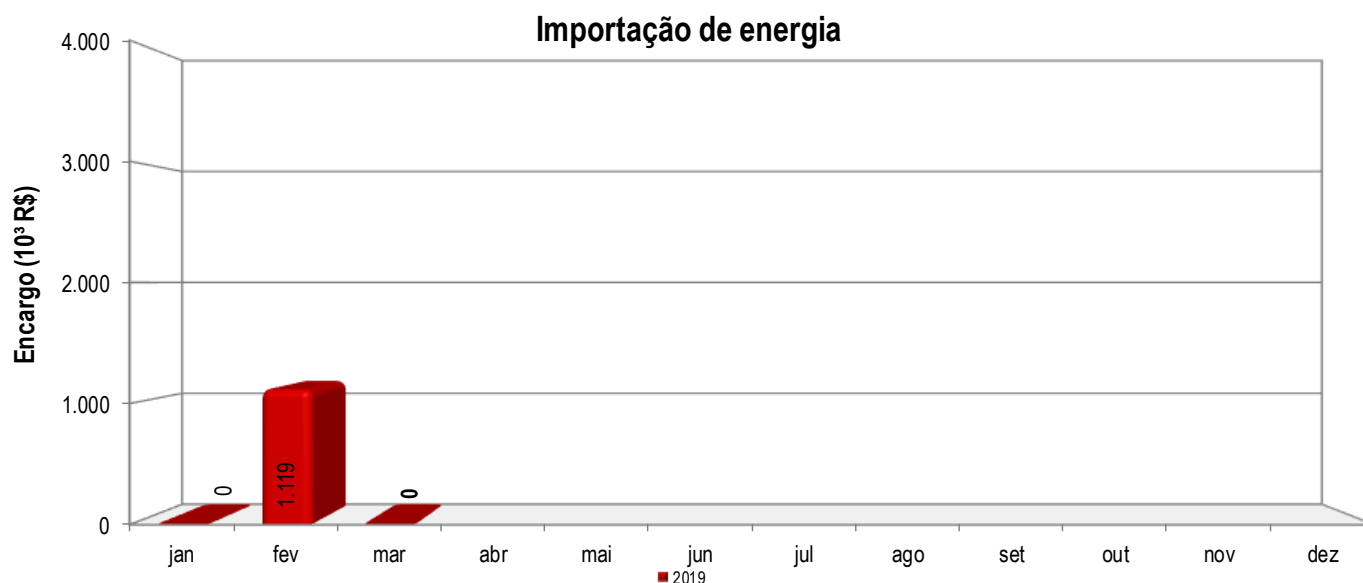


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No acumulado do ano até o mês de abril de 2019, o montante de carga interrompida foi inferior ao verificado no mesmo período de 2018, comportamento contrário ao verificado para o número de ocorrências. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- Dia 01 de abril, às 15h03min: Desligamento automático da barra principal de 230 kV da SE Rio Branco I desenergizando esta subestação. Houve interrupção de 157 MW de cargas no Acre. Causa: sendo investigada;
- Dia 09 de abril, às 11h32min: Desligamento automático dos terminais de 88 kV dos transformadores TR 01, 02, 03 e 04 230/88 kV da SE Pirituba, dos barramentos 1A, 1B, 2A e 2B do setor de 88 kV da subestação e de todos os demais equipamentos a eles conectados. Houve interrupção de 228 MW de cargas em São Paulo. Causa: Curto-circuito monofásico do Banco de Capacitores BC01 de 88 kV da SE Pirituba;
- Dia 18 de abril, às 17h03min: Desligamento automático do Compensador Estático CE-1 da SE Funil e da LT 230 kV Itapebi / Veracel C1, seguido do desligamento automático das LTs 230 kV Funil / Itapebi C1 e C2, Itapebi / Eunápolis C1 e C2 e Eunápolis / Teixeira de Freitas C1. Houve interrupção de 285 MW na Bahia. Causa: Afundamento de tensão na região provocado por desligamento programado da UG2 da UHE Itapebi, seguido de desligamentos no setor de 138 kV da SE Eunápolis e do desligamento intempestivo do consumidor Veracel;
- Dia 24 de abril, às 21h49min: Desligamento automático da transformação 345/138 kV e das barras A e B de 138 kV da subestação Brasília Sul. Houve interrupção de 280 MW, sendo 83 MW em Goiás e 197 MW no Distrito Federal. Causa: Atuação acidental da proteção de falha de disjuntor do DJ614, seguida de recusa de abertura do DJ604 (interligação de barras) e consequente atuação de falha de disjuntor do mesmo;
- Dia 28 de abril, às 12h41min: Desligamento automático das LT 500 kV Tucuruí / Xingu C1 e C2 e Xingu / Jurupari C1 e C2, do transformador TR-1 500 / 230kV da SE Xingu e das UG nº 1 da UTE Maua III, nº 2, 3 e 4 da UHE Santo Antônio do Jari, nº 7, 8 e 10 da UTE Aparecida e nº 3 de UHE Ferreira Gomes. No mesmo horário ocorreu, ainda, o desligamento automático das LT 345 kV Estreito / Luiz Carlos Barreto C1 e Estreito / Mascarenhas de Moraes C1. Houve interrupção de 155 MW, sendo 23 MW no Amapá e 132 MW no Amazonas. Causa: Atuação incorreta da LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 devido a interrupção momentânea de transmissão do Elo CC Xingu – Estreito;



- Dia 28 de abril, às 16h10min: Desligamento automático da LT 88 kV Henry Borden / Jabaquara C1, ocasionando a interrupção de 113 MW de cargas em São Paulo. Causa: Queda de árvore sobre as LTs 88 kV Henry Borden - Jabaquara C1 e C2.

No Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve dois desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 11 e 18 de abril. Destaca-se que o fornecimento de energia da Venezuela ao Brasil foi interrompido no dia 7 de março e, desde então, o estado de Roraima está sendo abastecido através da geração térmica local.

## 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

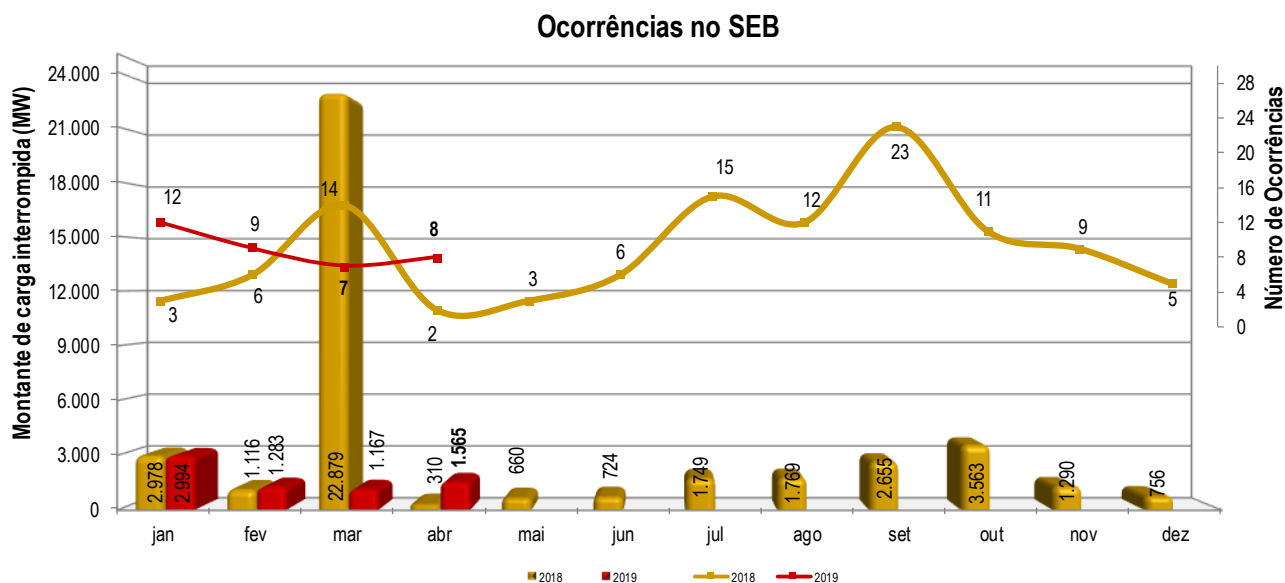
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2019 Jan-Abr	2018 Jan-Abr
SIN**	0	0	0	0									0	23.183
S	0	146	0	0									146	0
SE/CO	1.677	355	124	621									2.777	1.057
NE	337	0	428	285									1.050	540
N	153	0	134	312									599	483
Isolados	827	783	481	347									2.438	2.022
<b>TOTAL</b>	<b>2.994</b>	<b>1.283</b>	<b>1.167</b>	<b>1.565</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7.009</b>	<b>27.285</b>

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2019 Jan-Abr	2018 Jan-Abr
SIN**	0	0	0	0									0	2
S	0	1	0	0									1	0
SE/CO	3	2	1	3									9	4
NE	2	0	2	1									5	3
N	1	0	1	2									4	2
Isolados	6	6	3	2									17	14
<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>36</b>	<b>25</b>





**Figura 28. 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 19. Evolução do DEC em 2019.**

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,47	1,36	1,28										4,12	12,47
S	1,65	1,07	0,94										3,68	10,59
SE	1,06	0,99	0,84										2,90	8,61
CO	2,28	1,93	1,66										5,88	14,32
NE	1,48	1,66	1,79										4,94	14,33
N	2,87	2,61	2,53										8,01	33,40

**Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.**

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,74	0,63	0,62										1,99	9,21
S	0,88	0,62	0,56										2,07	8,21
SE	0,59	0,48	0,44										1,52	6,38
CO	1,02	0,76	0,75										2,53	11,29
NE	0,62	0,65	0,71										1,99	9,24
N	1,53	1,40	1,44										4,38	28,22

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

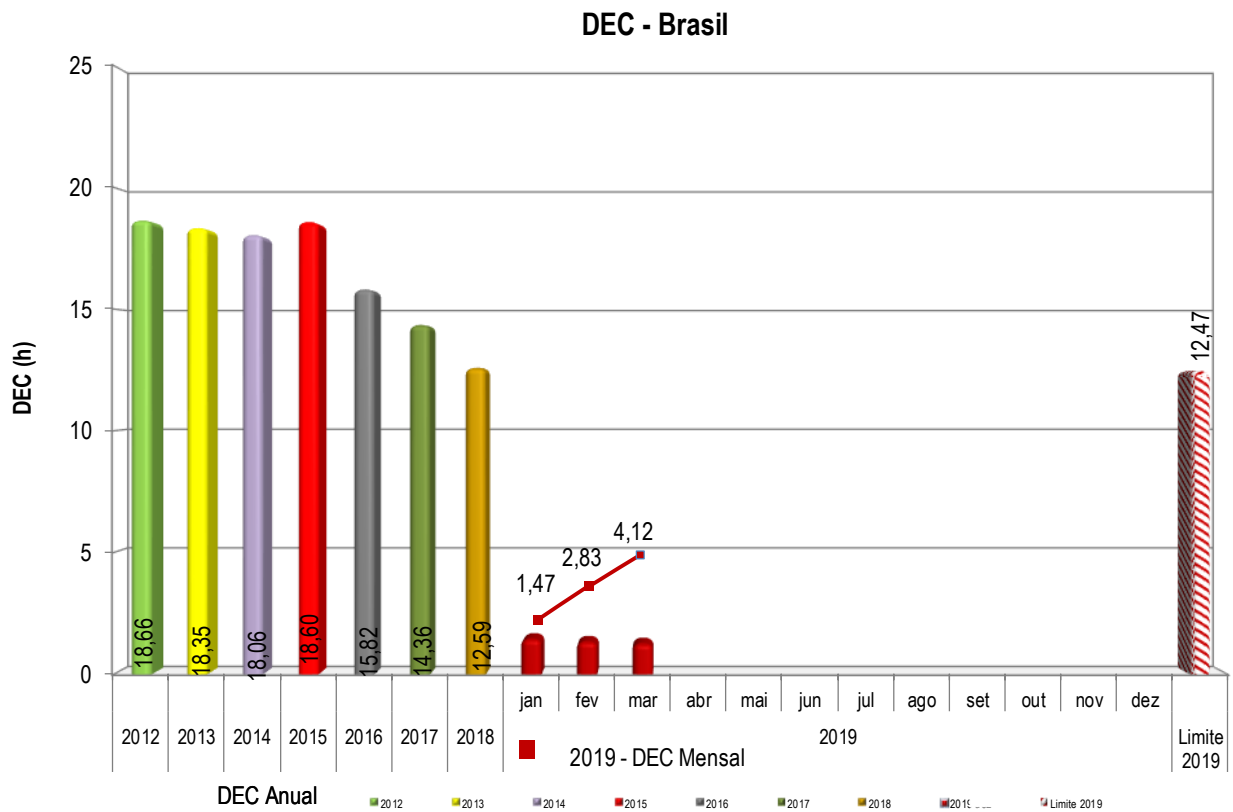


Figura 29. DEC do Brasil.

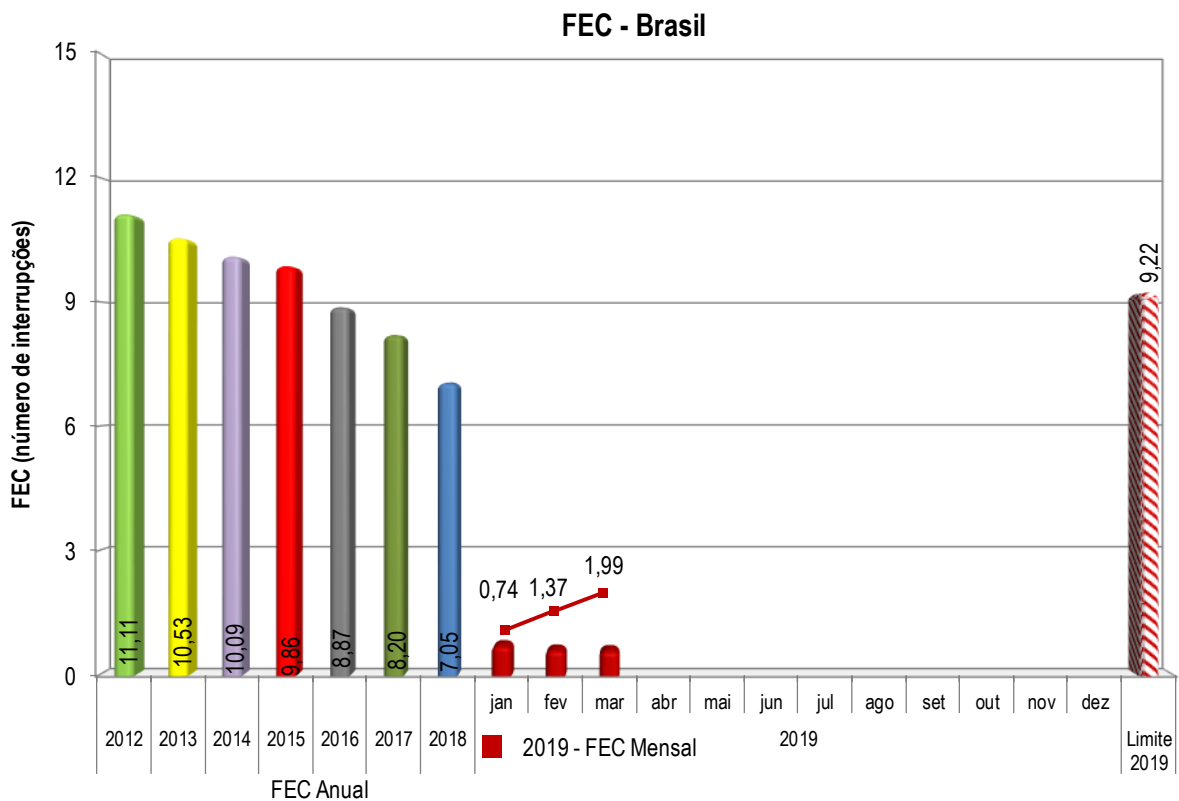


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até março de 2019 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-reativo
<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>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CVaR</b> – <i>Conditional Value at Risk</i>	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>PMO</b> - Programa Mensal de Operação
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>Proinfra</b> - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>ENA</b> - Energia Natural Afluenta	<b>S</b> - Sul
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>SE</b> - Sudeste
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>GD</b> - Geração Distribuída	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GE</b> - Garantia de Suprimento Energético	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<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