

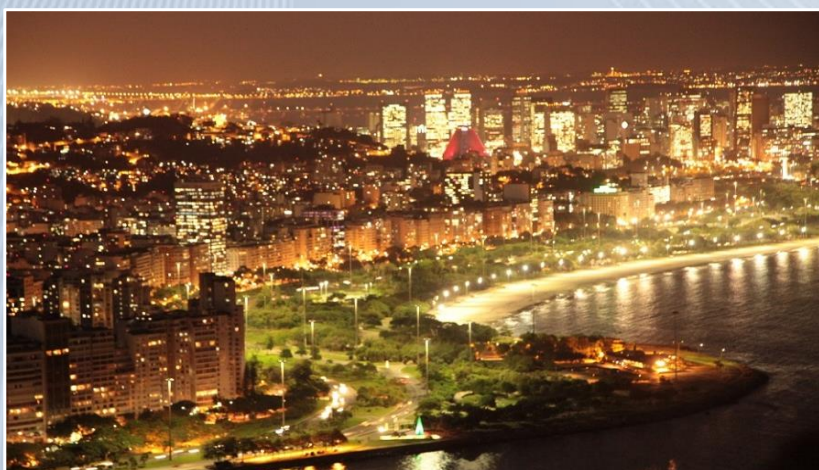
Ministério de Minas e Energia  
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

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

## **Setembro / 2019**





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

**Setembro / 2019**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Bento Albuquerque

### **Secretária-Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

### **Secretário-Adjunto de Energia Elétrica**

Domingos Romeu Andreatta

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

Guilherme Silva de Godoi

### **Equipe Técnica**

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Marlian Leão de Oliveira

Victor Protazio da Silva

### **Apoio dos estagiários:**

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

Jovelino Caetano Braz Junior

Juliana Oliveira do Nascimento

Luis Felipe Marcelino Nolasco



## SUMÁRIO

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



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro 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.....	10
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.....	24
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.....	25
Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.....	25
Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	27
Figura 29. DEC do Brasil.....	28
Figura 30. FEC do Brasil.....	28



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	15
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). ....	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	26
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	26
Tabela 19. Evolução do DEC em 2019. ....	27
Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.....	27



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 70% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 28% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 66% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 27% MLT, 41% MLT e 65% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** No mês de setembro de 2019, observou-se deplecionamento de 8,2 p.p., 12,0 p.p., 4,7 p.p. e 15,9 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em agosto de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 47.979 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 1,5% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,7% abaixo do verificado em agosto de 2018. As classes residencial e comercial apresentaram um acréscimo de consumo de 1,7% e 0,9%. Já as classes industrial e rural, apresentaram decréscimo de 3,4% e 4,4%, respectivamente, em relação ao mês de agosto de 2018.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** No mês de setembro de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 168.617 MW, considerando a geração distribuída – GD. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, houve um acréscimo de 7.596 MW.

**EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO:** No mês de setembro, entraram em operação 1.168 km de linhas de transmissão e 900 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 878,2 MW, com destaque para a entrada em operação da Unidade Geradora – UG 16 da UHE Belo Monte, com 611 MW. Assim, o ano 2019 apresenta um acumulado de expansão de 8.606 km de linhas de transmissão, 11.072 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica e 5.042,4 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** No mês de agosto, as energias renováveis foram responsáveis por 82,2% do total de energia elétrica produzido no Brasil. Destaca-se o desempenho da fonte eólica, que apresentou o maior percentual de participação desde sua inserção na matriz de produção do sistema elétrico brasileiro, representando, em agosto, 14,1% da produção.

**ENCARGOS SETORIAIS:** O Encargo de Serviços do Sistema – ESS verificado em agosto de 2019 foi de R\$ 49,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 87,0 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** Em setembro de 2019, foram verificadas duas ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 577 MW de corte de carga.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro 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: 70% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 28% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 66% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 27% MLT, 41% MLT e 65% MLT, respectivamente.

Em relação ao Sul, destaca-se que, em função das baixas afluências, este subsistema manteve perfil importador, recebendo energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em montante superior ao mês anterior, conforme será apresentado posteriormente neste Boletim.

Em relação às temperaturas mínimas e máximas, no mês de setembro, foram observados valores em torno ou acima da média em todas as regiões do País. Além disso, predominou, no País, cenário de chuvas abaixo da média nas principais bacias do SIN.

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

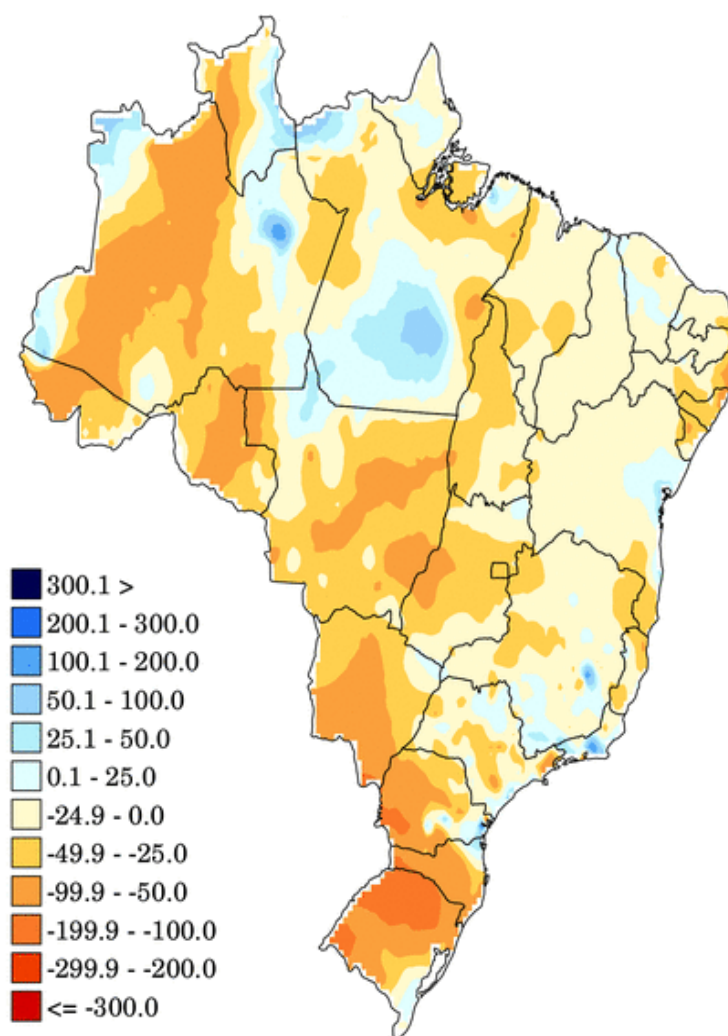


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2019 – Brasil.

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

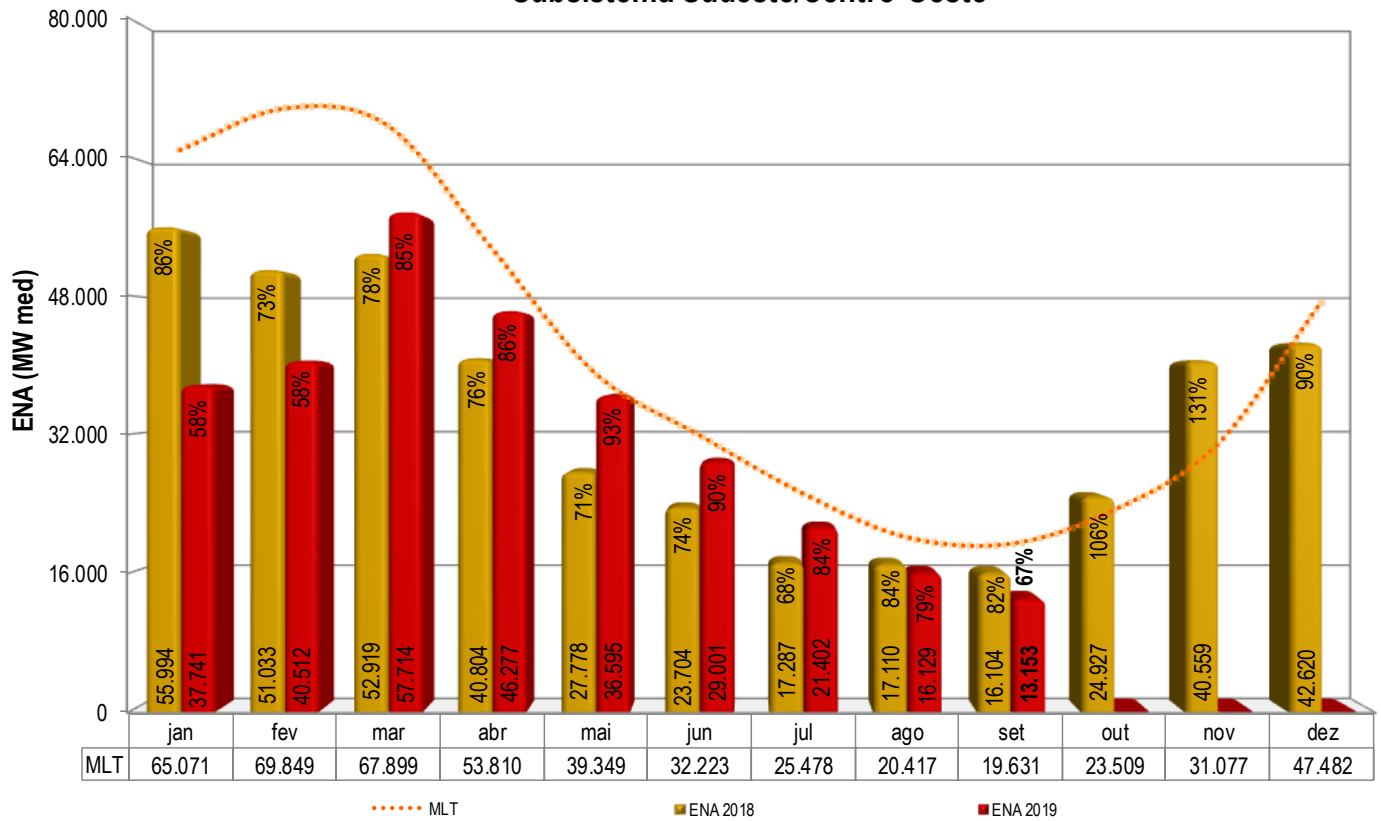


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

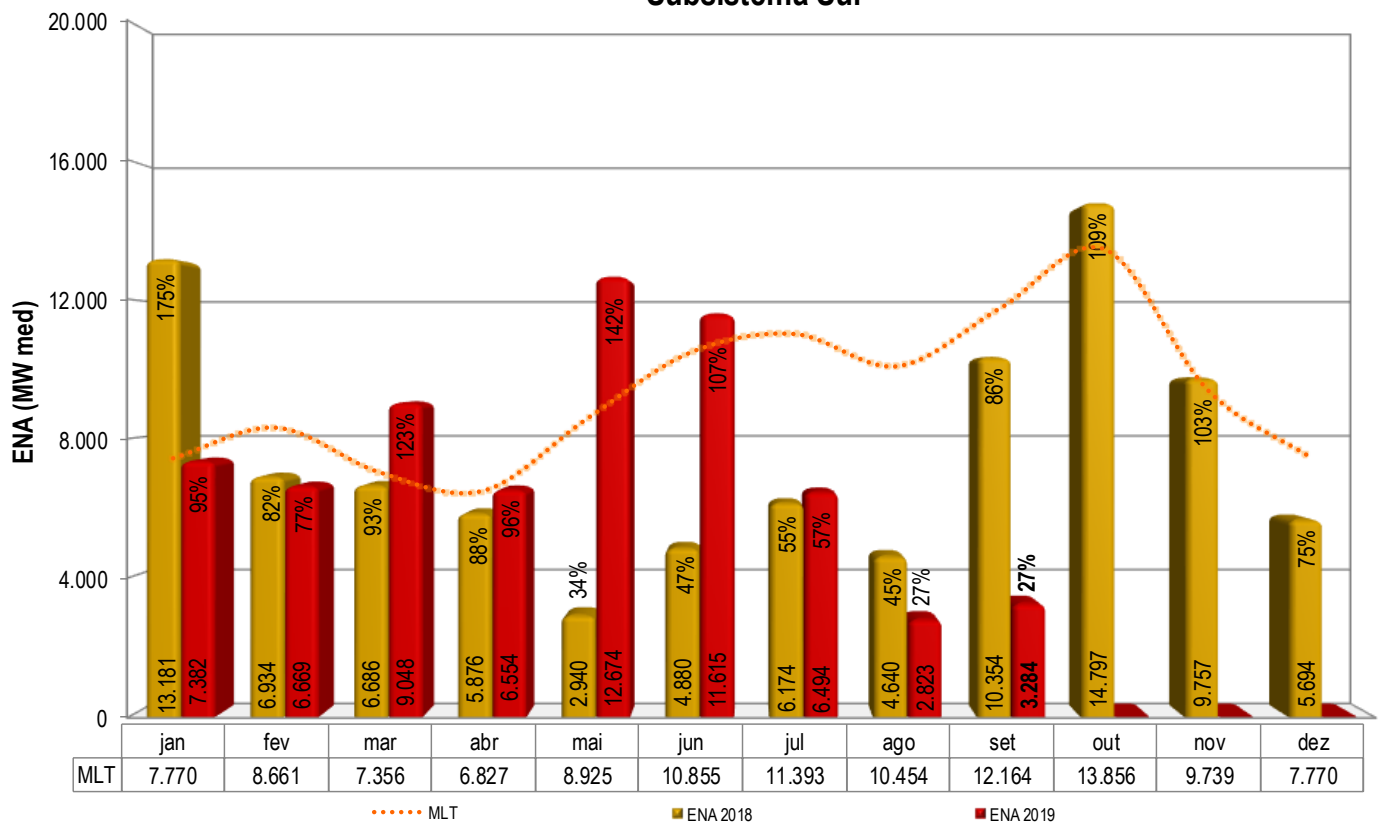


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

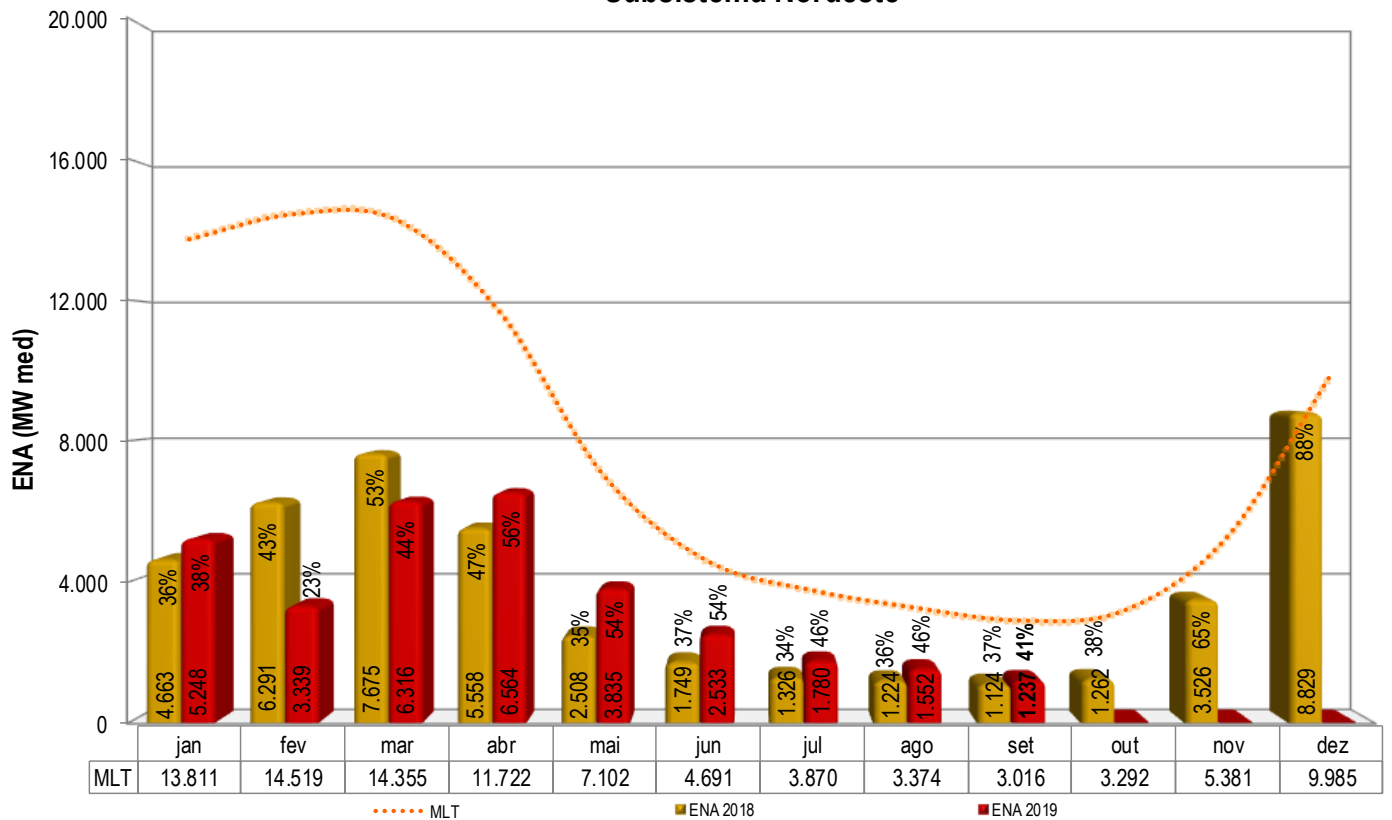


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

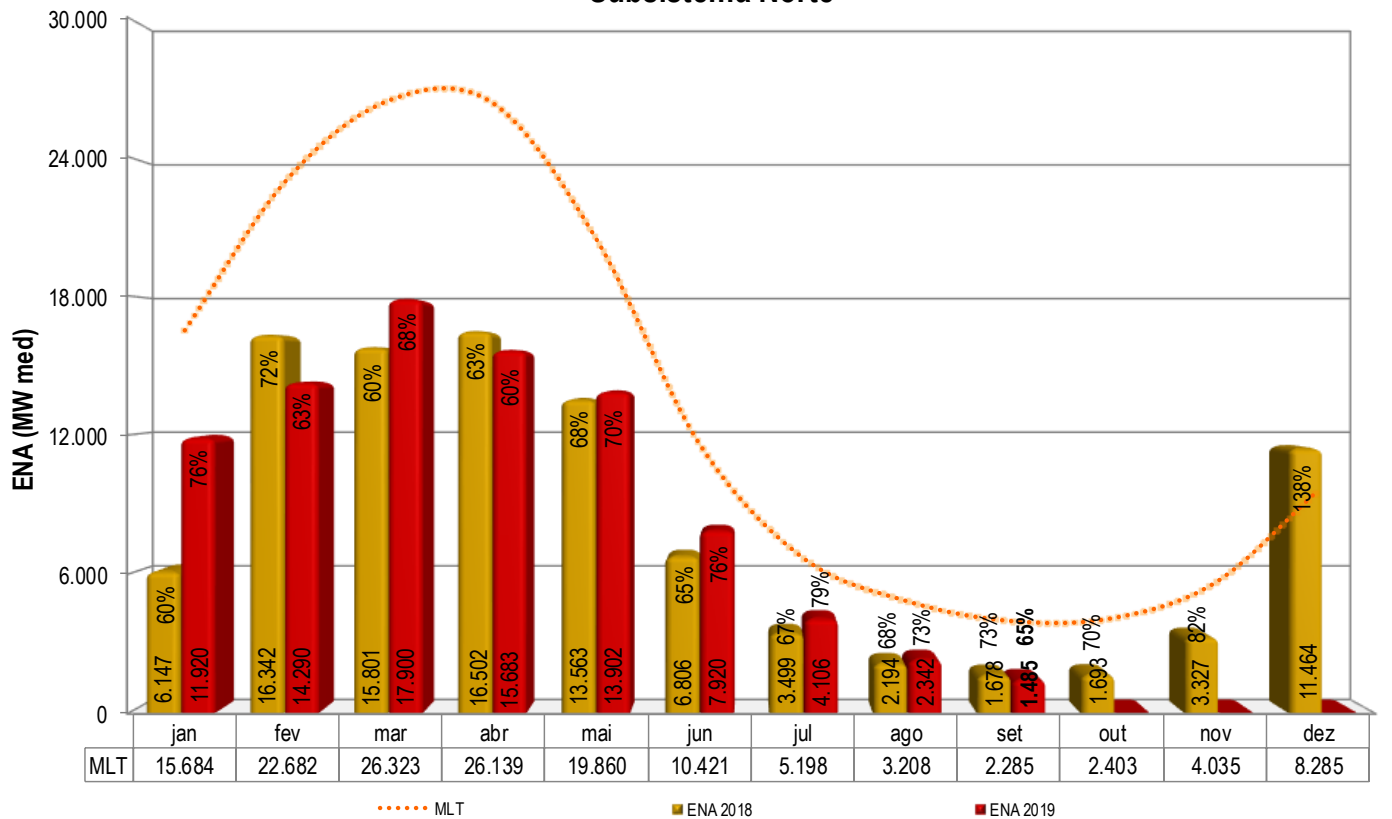


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

No mês de setembro de 2019, observou-se deplecionamento de 8,2 p.p., 12,0 p.p., 4,7 p.p. e 15,9 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Agosto (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Setembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWhês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	39,3	31,1	203.285	63,5
Sul	53,7	41,6	20.581	8,8
Nordeste	48,6	43,9	51.831	20,0
Norte	64,5	48,7	15.046	7,7
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>290.743</b>	<b>100,0</b>

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 setembro de 2019 foi de 36,7% na UHE Sobradinho e de 60,9% na UHE Três Marias.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, todos apresentaram deplecionamento em relação ao mês anterior, destacam-se os reservatórios da UHE Tucuruí (-22,6 p.p.), UHE Capivara (-18,4 p.p.) e da UHE Furnas (-12,2 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 Agosto (%)	Armazenamento no final de Setembro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	20,0	17,7	-2,3
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	88,1	65,5	-22,6
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	41,0	36,7	-4,3
FURNAS	GRANDE	17.217	41,8	29,6	-12,2
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	67,8	60,9	-6,9
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	37,4	30,2	-7,2
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	75,1	64,7	-10,4
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	31,3	23,0	-8,3
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	41,1	33,0	-8,1
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	43,8	25,4	-18,4

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

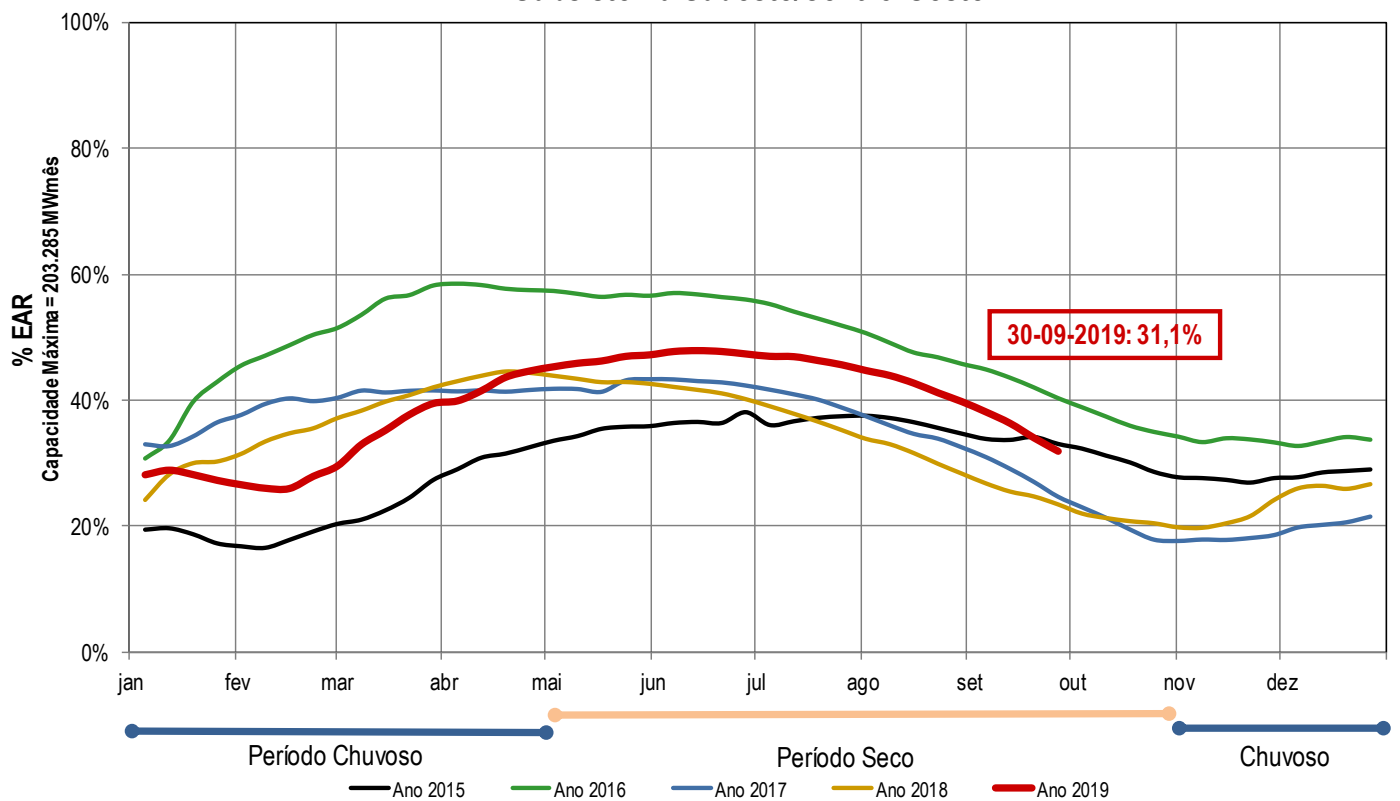


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

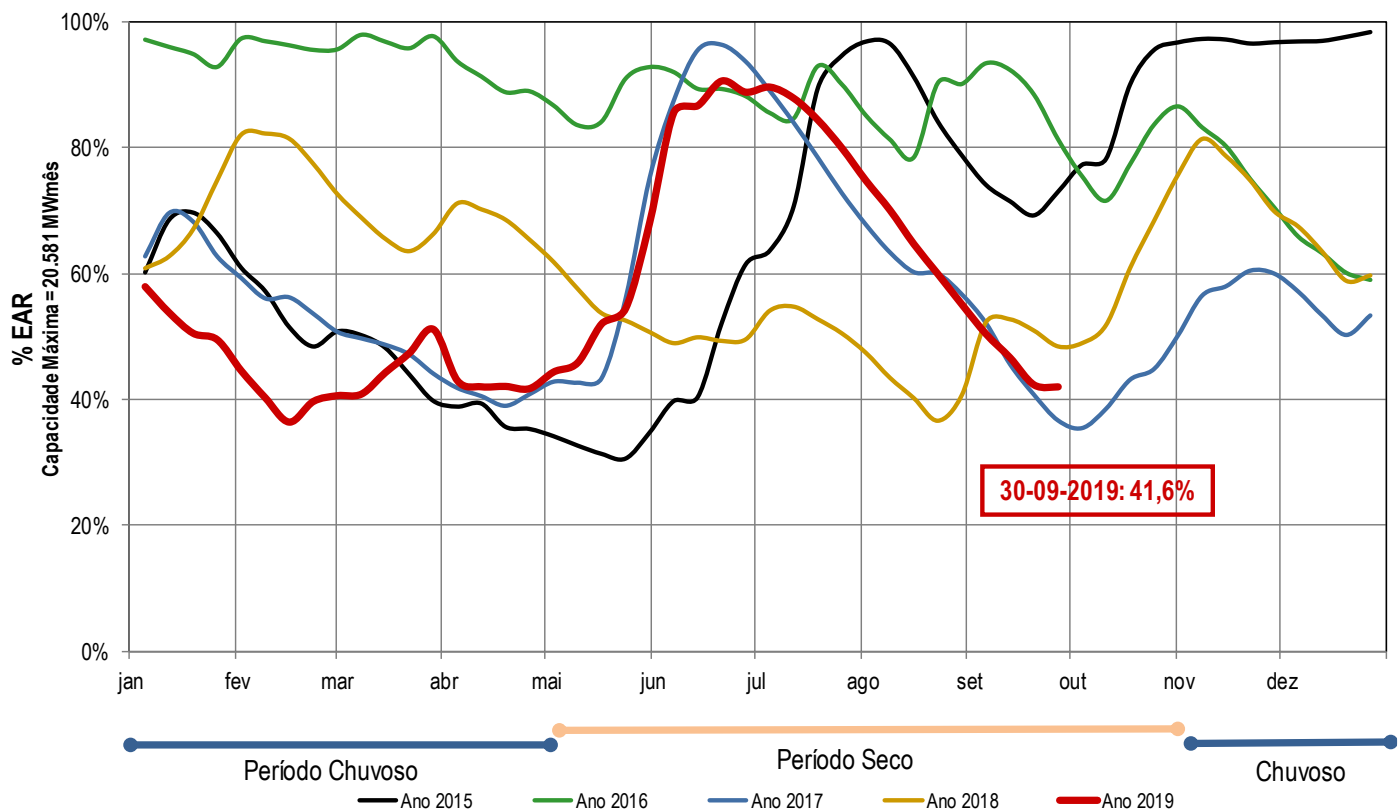


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

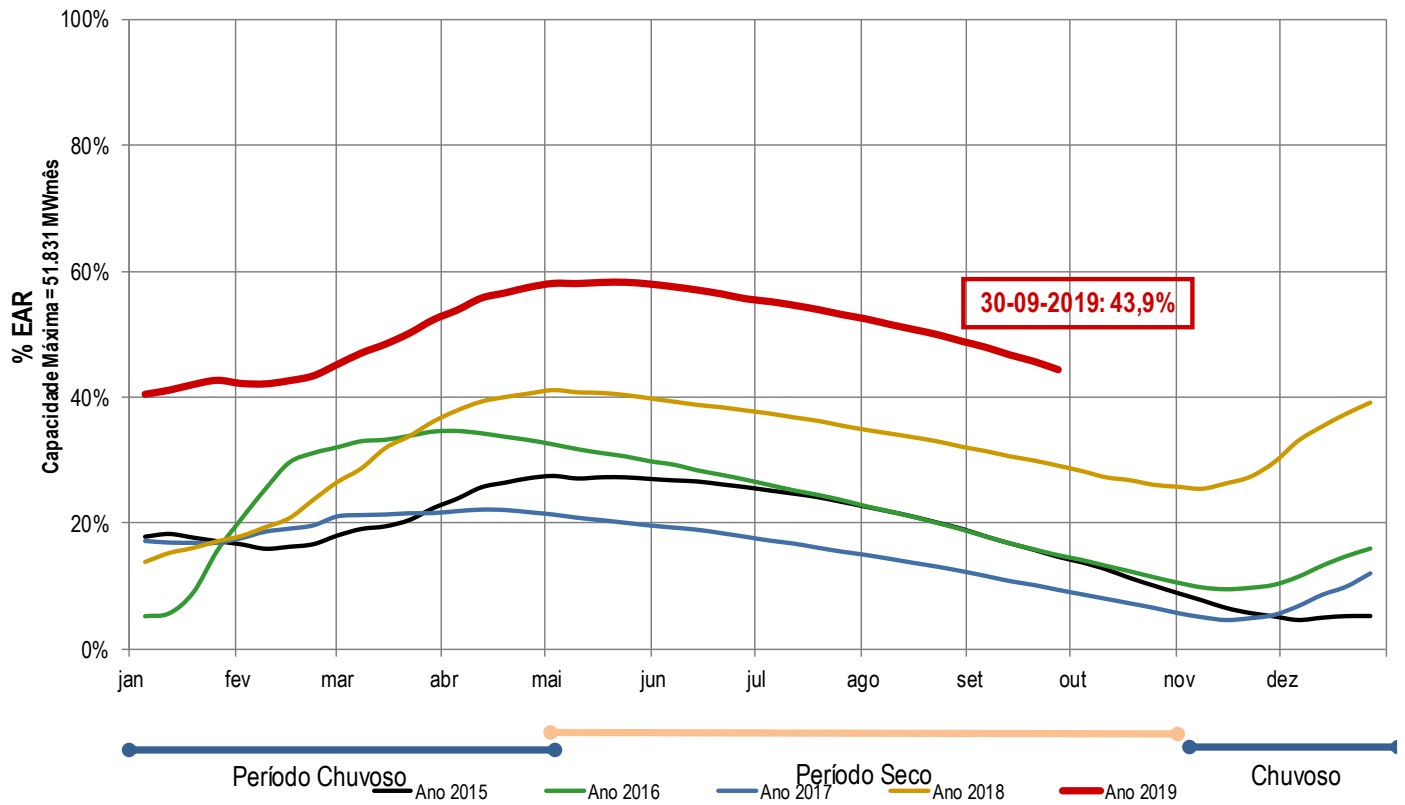


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

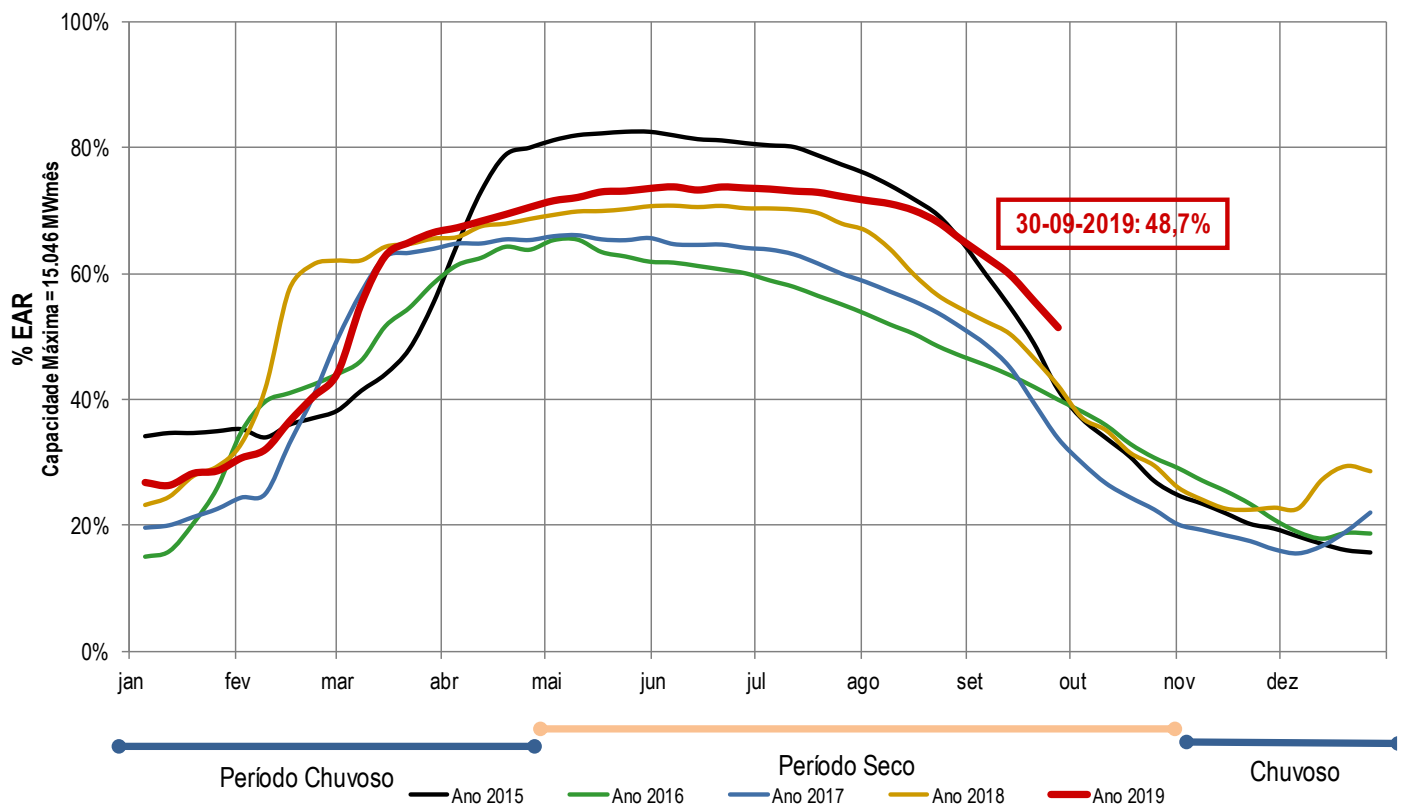


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em setembro de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, aumentando o montante para 1.307 MWmédios, ante 562 MWmédios verificados no mês anterior.

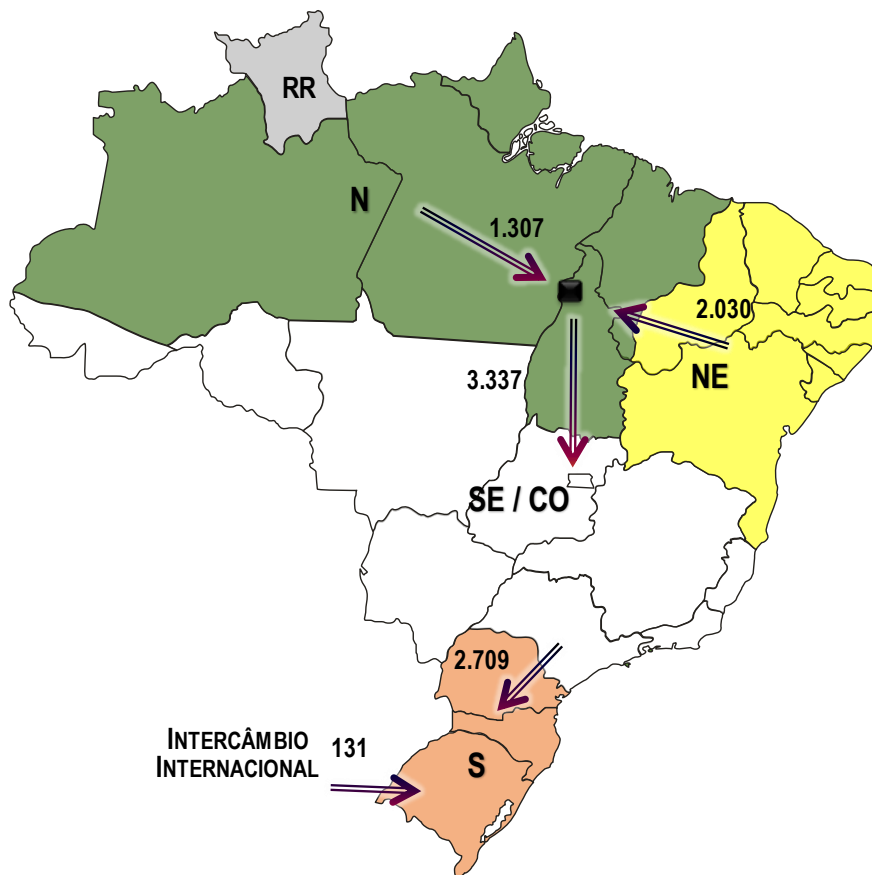
O subsistema Nordeste manteve perfil exportador em um total de 2.030 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior (2.432 MWmédios).

O subsistema Sul manteve o perfil importador, com montante verificado de 2.709 MWmédios, ante importação de 1.222 MWmédios em agosto de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador, atingindo 3.337 MWmédios, ante importação de 2.994 MWmédios no mês anterior.

Devido à suspensão do fornecimento oriundo da Venezuela, o estado de Roraima está sendo abastecido pela geração térmica local desde o dia 7 de março, não tendo havido, portanto, intercâmbio internacional de energia elétrica com a Venezuela em setembro.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no mês de setembro de 2019, houve importação de cerca de 131 MWmédios da Argentina, em forma de devolução de energia de oportunidade, por meio das conversoras Garabi I e II.



Fonte dos dados: ONS



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em agosto de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 47.979 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 1,5% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,7% abaixo do verificado em agosto de 2018. Ressalta-se que as classes residencial e comercial apresentaram, respectivamente, um acréscimo de consumo de 1,7% e 0,9% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já as classes industrial e rural, apresentaram decréscimo de 3,4% e 4,4%, respectivamente, em comparação ao mesmo período.

Em relação ao consumo residencial, a região Centro-Oeste foi a que apresentou o maior aumento no mês de agosto de 2019 (+4,1%), com destaque para o Mato Grosso (+15,7%).

Já em relação ao consumo industrial, sua queda, em termos anuais, foi influenciada pelo desempenho dos segmentos químico (-16,7%) e extrativo de minerais metálicos (9,0%), este impactado pelo desligamento de planta eletrointensiva no Pará em função de questões ambientais.

Destaca-se que, em maio de 2019, houve recadastramento e reclassificação relevante da base de consumidores de distribuidora de energia elétrica, o que impacta os números apresentados em relação ao comportamento da indústria em comparação a 2018, especialmente quanto à evolução do número de unidades consumidoras por classe.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/19 GWh	Evolução mensal (Ago/19/Jul/19)	Evolução anual (Ago/19/Ago/18)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Set/18-Ago/19 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.988	0,6%	1,7%	136.741	140.136	2,5%
<b>Industrial</b>	14.119	0,8%	-3,4%	169.825	167.943	-1,1%
<b>Comercial</b>	6.955	0,6%	0,9%	88.377	90.770	2,7%
<b>Rural</b>	2.431	2,7%	-4,4%	28.996	28.988	0,0%
<b>Demais classes<sup>1</sup></b>	4.121	1,4%	1,0%	49.200	50.555	2,8%
<b>Perdas e Diferenças<sup>2</sup></b>	9.365	3,9%	-0,2%	111.317	116.323	4,5%
<b>Total</b>	<b>47.979</b>	<b>1,5%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>584.456</b>	<b>594.715</b>	<b>1,8%</b>

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

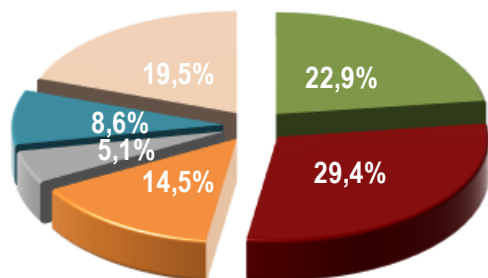
<sup>2</sup> As informações "Perdas e Diferenças" são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

Dados contabilizados até agosto de 2019.

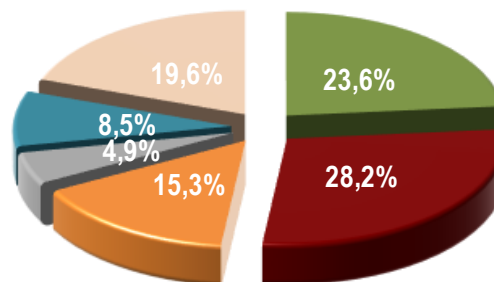
Fonte dos dados: EPE/ONS



### Consumo de Energia Elétrica em Agosto/2019



### 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 agosto de 2019.

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/19 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/19/Jul/19)	Evolução anual (Ago/19/Ago/18)	Set/17-Ago/18 (kWh/NU)	Set/18-Ago/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	151	0,4%	0,1%	158,9	160,4	0,9%
Consumo médio industrial	29.674	0,8%	5,9%	27.133	29.415	8,4%
Consumo médio comercial	1.183	0,1%	-0,8%	1.274	1.287	1,0%
Consumo médio rural	528	1,5%	-6,5%	536	525	-2,2%
Consumo médio demais classes <sup>1</sup>	5.208	1,2%	-0,3%	5.250	5.325	1,4%
Consumo médio total	457	0,6%	-2,3%	473	471	-0,4%

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até agosto de 2019.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/18	Ago/19	
Residencial (NUCR)	71.710.039	72.826.009	1,6%
Industrial (NUCI)	521.573	475.790	-8,8%
Comercial (NUCC)	5.782.986	5.878.815	1,7%
Rural (NUCR)	4.503.863	4.605.042	2,2%
Demais classes <sup>1</sup>	780.889	791.142	1,3%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>83.299.350</b>	<b>84.576.798</b>	<b>1,5%</b>

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até agosto de 2019.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

Em setembro de 2019, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>48.378</b> 18/09/2019 - 14h36	<b>14.358</b> 16/09/2019 - 16h23	<b>11.950</b> 27/09/2019 - 14h49	<b>6.645</b> 12/09/2019 - 15h11	<b>79.484</b> 12/09/2019 - 15h27
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>53.199</b> 01/02/2019 - 14h41	<b>18.936</b> 31/01/2019 - 14h15	<b>13.307</b> 20/03/2019 - 14h30	<b>6.836</b> 30/04/2019 - 01h08	<b>90.525</b> 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

## 4.3. Demandas Máximas Mensais

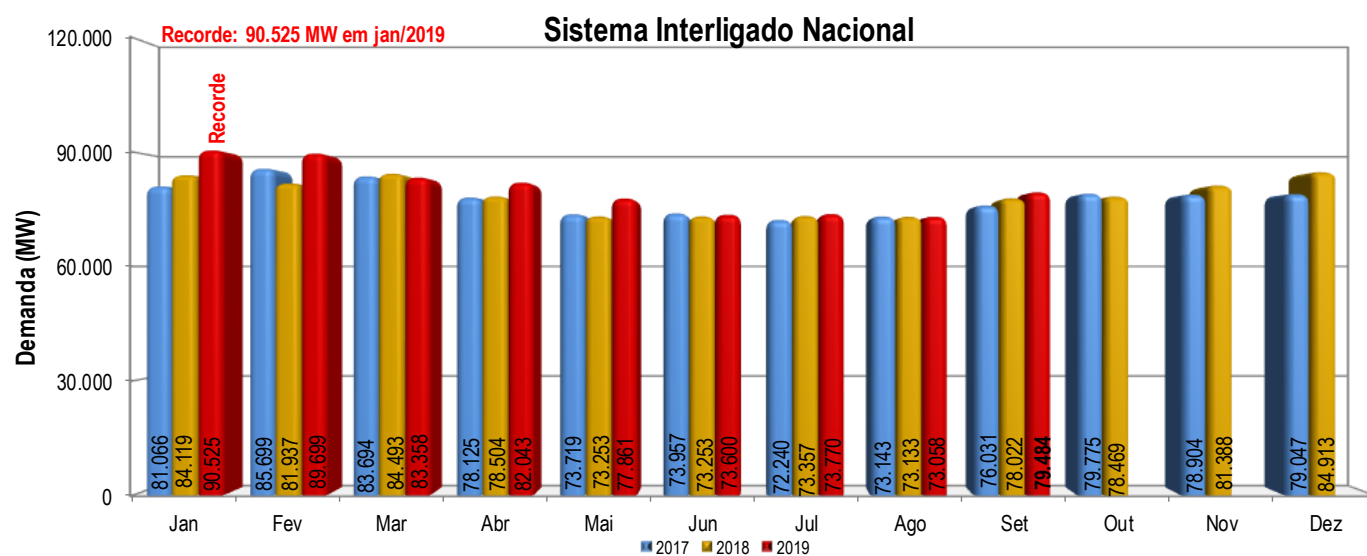


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

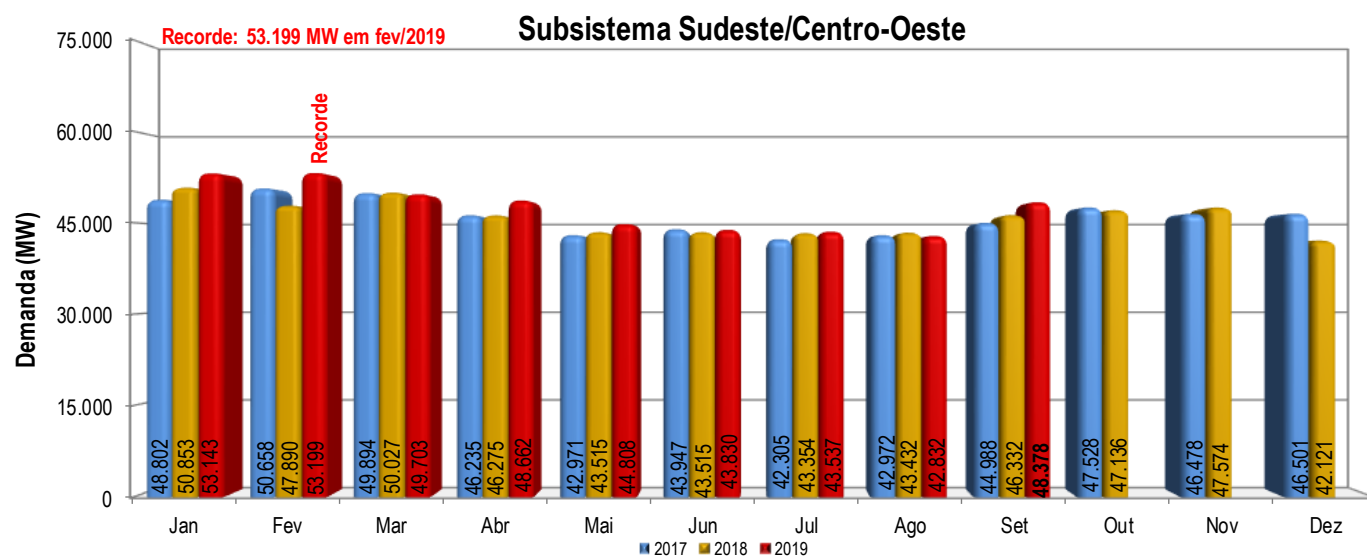


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS



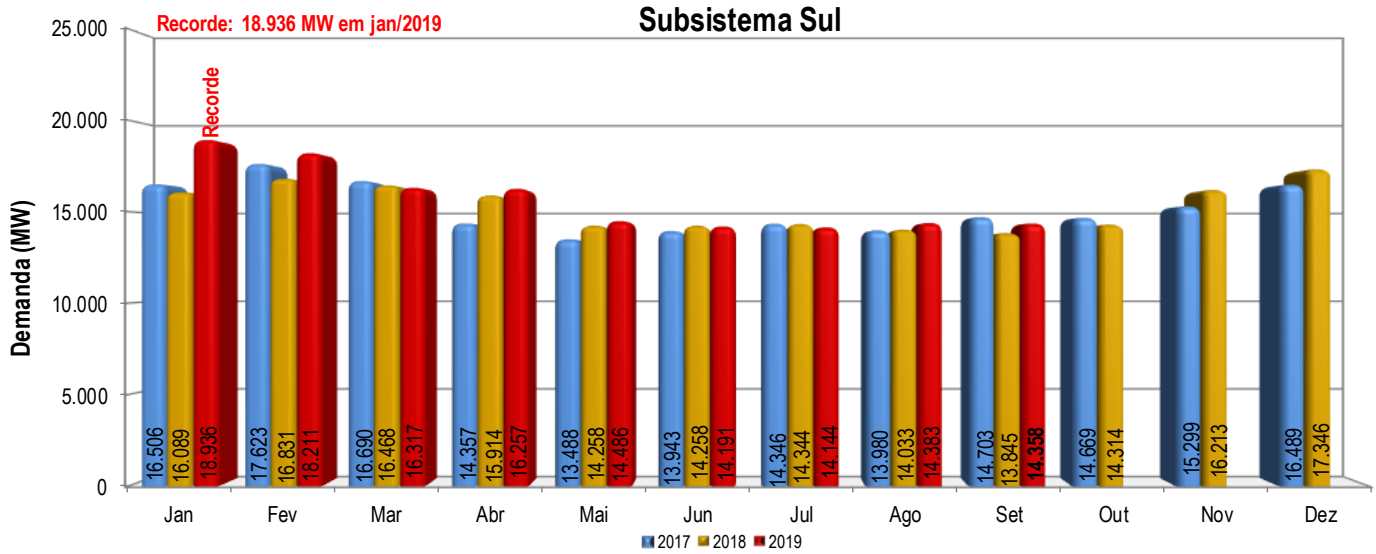


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

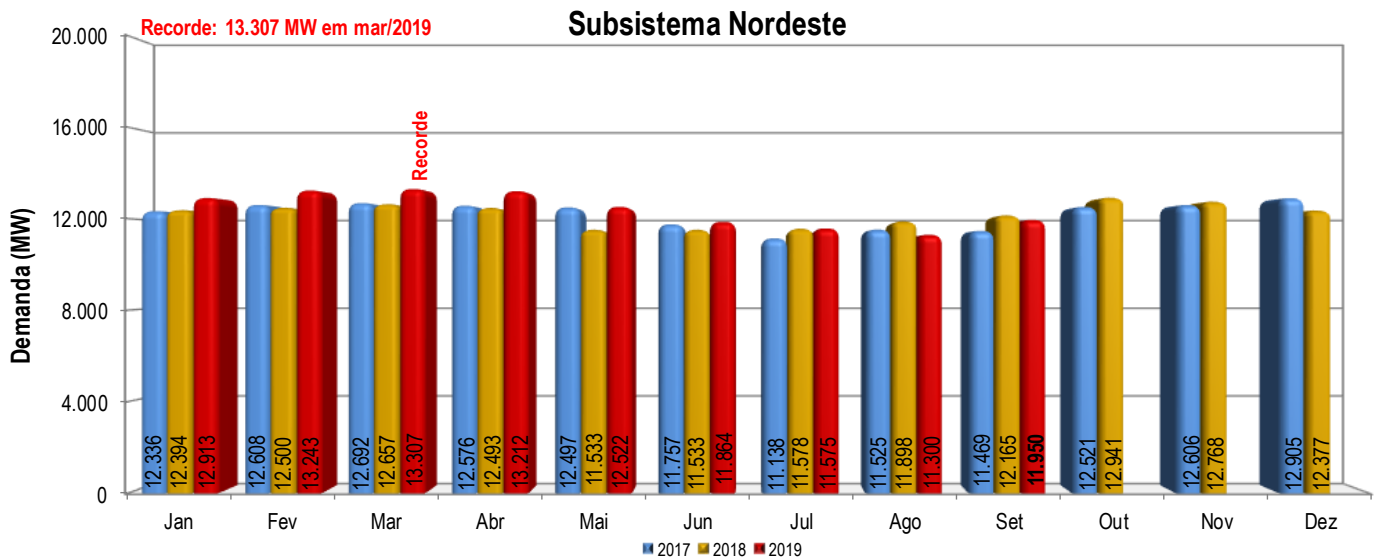


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

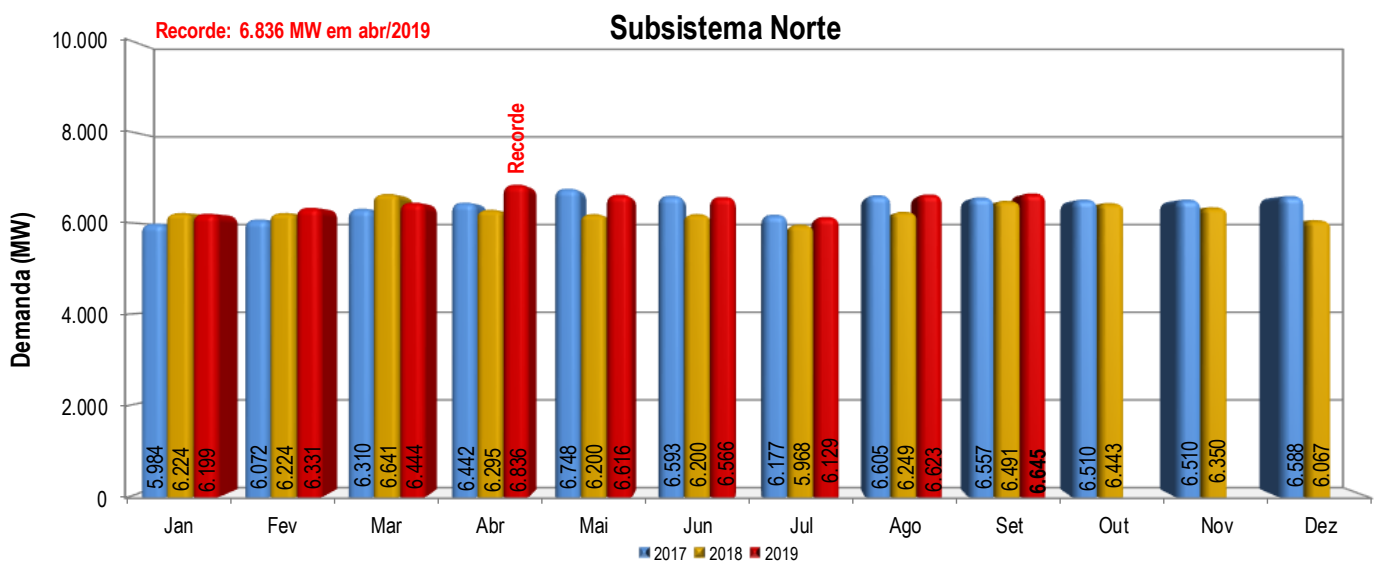


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



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

No mês de setembro de 2019, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 168.617 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.596 MW, sendo 4.601 MW de geração de fonte hidráulica, 1.774 MW de fonte eólica e 1.732 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 511 MW de fontes térmicas, ocasionado pelo descomissionamento de usinas em fim de vida útil. A geração distribuída fechou o mês de setembro de 2019 com 1.361 MW instalados em 112.350 unidades, representando 0,8% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,3% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em setembro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Set/2018	Set/2019			Evolução da Capacidade Instalada Set/2019 - Set/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW) <sup>1</sup>	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>102.300</b>	<b>1.450</b>	<b>106.901</b>	<b>63,4%</b>	<b>4,5%</b>
UHE	96.415	217	100.834	59,8%	4,6%
PCH + CGH <sup>2</sup>	5.834	1.140	5.979	3,5%	2,5%
CGH GD	51	93	88	0,1%	71,2%
<b>Térmica</b>	<b>43.590</b>	<b>3.205</b>	<b>43.079</b>	<b>25,5%</b>	<b>-1,2%</b>
Gás Natural	13.003	167	13.445	8,0%	3,4%
Biomassa	14.729	568	14.880	8,8%	1,0%
Petróleo	9.965	2.266	9.050	5,4%	-9,2%
Carvão	3.718	23	3.597	2,1%	-3,3%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros <sup>3</sup>	150	4	69	0,0%	-54,4%
Térmica GD	34	175	48	0,0%	42,0%
<b>Eólica</b>	<b>13.381</b>	<b>677</b>	<b>15.155</b>	<b>9,0%</b>	<b>13,3%</b>
Eólica (não GD)	13.371	618	15.145	9,0%	13,3%
Eólica GD	10	59	10	0,0%	0,2%
<b>Solar</b>	<b>1.750</b>	<b>115.075</b>	<b>3.482</b>	<b>2,1%</b>	<b>99,0%</b>
Solar (não GD)	1.350	3.052	2.268	1,3%	68,0%
Solar GD	399	112.023	1.214	0,7%	204,0%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>160.526</b>	<b>8.057</b>	<b>167.256</b>	<b>99,2%</b>	<b>4,0%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>495</b>	<b>112.350</b>	<b>1.361</b>	<b>0,8%</b>	<b>174,8%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>161.021</b>	<b>120.407</b>	<b>168.617</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,7%</b>

<sup>1</sup> 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".

<sup>2</sup> Inclui uma Central Geradora Undi-Elétrica - CGU (50 kW).

<sup>3</sup> Inclui outras fontes fósseis (69 MW).



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

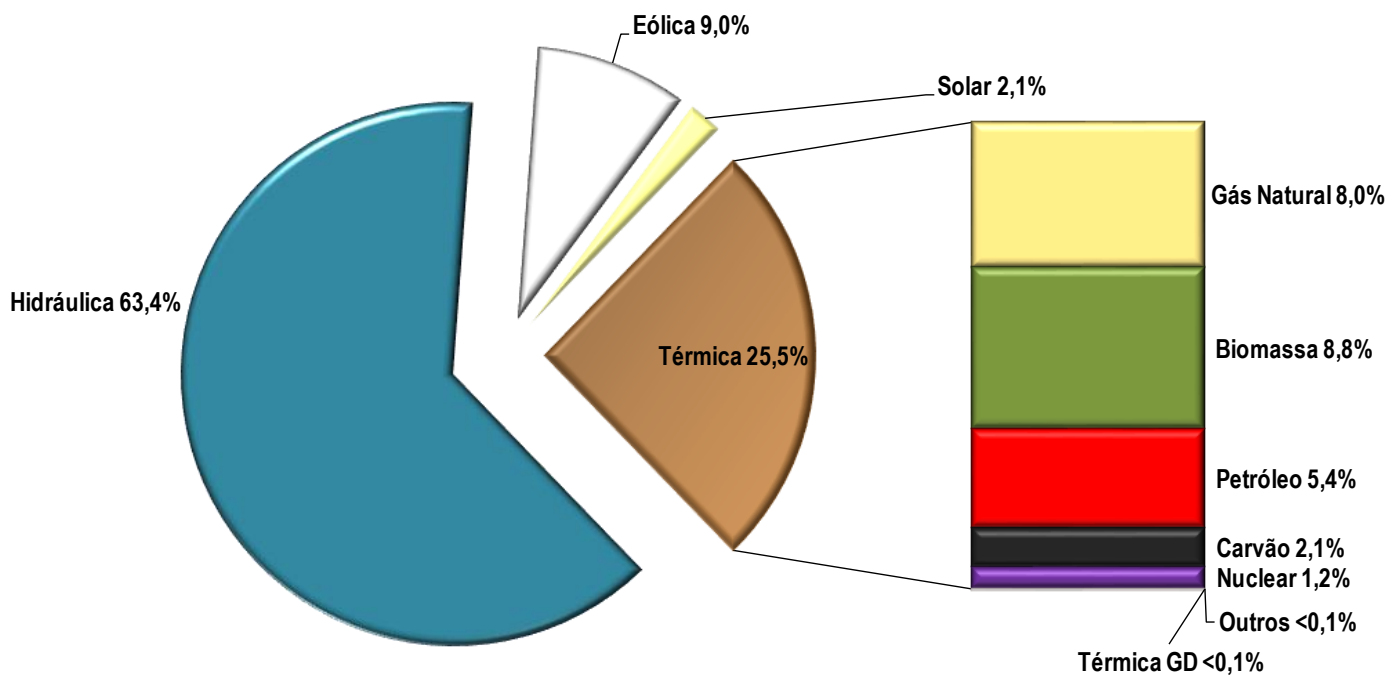


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO <sup>1</sup>

Em setembro de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 154.089 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 39% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 34% ao 500 kV.

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

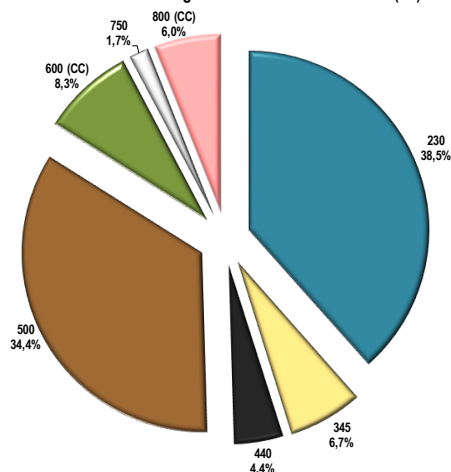


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km) <sup>1</sup>	% Total
230	59.261	38,5%
345	10.319	6,7%
440	6.756	4,4%
500	53.050	34,4%
600 (CC)	12.816	8,3%
750	2.683	1,7%
800 (CC)	9.204	6,0%
<b>Total SEB</b>	<b>154.089</b>	<b>100,0%</b>

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

<sup>1</sup> 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 RR.  
Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração <sup>1</sup>

Em setembro de 2019, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 878,2 MW de geração, referentes às unidades geradoras (UG) abaixo especificadas:

- CGH Força e Luz São Pedro - UG: 1, de 0,828 MW, em Santa Catarina. CEG: CGH.PH.SC.0298760.01;
- EOL Angical 2 - UGs: 1 a 5, total de 10 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031435-8.01;
- EOL Coqueirinho 2 - UGs: 1 a 8, total de 16 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031518-4.01;
- UHE Belo Monte - UG: 16, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Sinop - UG: 2, de 200,94 MW, no Mato Grosso. CEG: UHE.PH.MT.031428-5.01;
- UFV Fazenda Esmeralda - UG: 15, de 1 MW, no Pernambuco. CEG: UFV.RS.PE.034305-6.01;
- UFV FCR III Itapuranga - UGs: 1 a 72, total de 9 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.032323-3.02;
- UTE Monte Cristo - UGs: 3 a 64, total de 29,344 MW, em Roraima. CEG: UTE.PE.RR.031982-1.01;

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

Fonte	Realizado em Set/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
<b>Eólica</b>	0,00	725,00
Eólica (não GD)	0,00	725,00
<b>Hidráulica</b>	812,88	3.311,33
PCH + CGH	0,83	115,76
UHE	812,05	3.195,57
<b>Solar</b>	10,00	452,12
Solar (não GD)	10,00	452,12
<b>Térmica</b>	55,34	553,92
Biomassa	0,00	121,34
Carvão	0,00	345,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	26,00	34,02
Petróleo	29,34	35,81
<b>TOTAL</b>	<b>878,22</b>	<b>5.042,36</b>

<sup>1</sup> 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 <sup>1</sup>

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

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)	Previsão ACR 2021 (MW)
<b>Eólica</b>	0,00	0,00	0,00
Eólica (não GD)	0,00	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	1.567,49	160,62	138,90
PCH + CGH	20,33	160,62	138,90
UHE	1.547,16	0,00	0,00
<b>Solar</b>	196,13	456,50	431,40
Solar (não GD)	196,13	456,50	431,40
<b>Térmica</b>	74,00	2.820,84	1.791,96
Biomassa	30,00	130,90	98,50
Carvão	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	1.338,30
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	44,00	1.174,31	69,00
Petróleo	0,00	0,00	286,16
<b>TOTAL</b>	<b>1.837,62</b>	<b>3.437,96</b>	<b>2.362,26</b>

<sup>1</sup> 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 <sup>1</sup>

No mês de setembro, entraram em operação comercial 1.168,0 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN, conforme elencado abaixo:

- LT 500 kV Bacabeira /Parnaíba III C-1 e C-2, com 312 km de extensão cada, da ARGO no Maranhão e Piauí;
- LT 500 kV Parnaíba III /Acará III C-1, com 191 km de extensão, da ARGO no Piauí e no Ceará;
- LT 500 kV Acará III /Pecém II C-1, com 161 km de extensão, da ARGO no Ceará;
- LT 500 kV Acará III /Tanguá II C-1, com 150 km de extensão, da ARGO no Ceará;
- Seccionamento SE Tanguá II (LT 500 kV Teresina II /Sobral III C-1) com 36 km de extensão, da ARGO no Piauí e no Ceará;
- Seccionamento SE Bacabeira (LT 500 kV São Luis II /Miranda II C-1 e C-2), com 2,0 km de extensão cada, da ARGO no Maranhão;
- Seccionamento SE Andirá Leste (LT 230 kV Assis /Salto Grande C1), com 2,0 km de extensão, da CTEEP no Paraná e em São Paulo.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	2,0	823,2
345	0,0	0,0
440	0,0	0,2
500	1.166,0	2.686,6
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.096,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.168,0</b>	<b>8.606,0</b>

<sup>1</sup> 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 <sup>1</sup>

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de setembro de 2019, foram adicionados 900 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR4 230/69 kV – 100 MVA, na SE Banabuiú (CHESF), no Ceará;
- TR1 e TR2 345/138 kV – 400 MVA cada, na SE Rio Novo do Sul (ETC), no Espírito Santo.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	100	2.972
345	800	1.200
440	0	600
500	0	4.650
750	0	1.650
<b>TOTAL</b>	<b>900</b>	<b>11.072</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de setembro de 2019, não houve incorporação ao SIN de equipamentos de compensação de potência reativa.



## 7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão <sup>1</sup>

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	1.036,3	1.961,0	932,1
345	0,0	109,0	224,0
440	0,0	0,0	151,0
500	1.213,8	2.756,2	3.253,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.250,1</b>	<b>4.826,2</b>	<b>4.560,3</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

## 7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação <sup>1</sup>

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	2.832,0	3.919,0	5.003,0
345	400,0	1.600,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	5.710,0	7.344,0	12.370,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>9.392,0</b>	<b>13.163,0</b>	<b>20.323,0</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

<sup>1</sup> Nestas seções, 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<sup>1</sup>

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

No mês de agosto de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 59,5% do total gerado no país, valor 5,6 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 14,1%, valor 2,7 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e representando recorde histórico de participação dessa fonte na matriz de produção de energia do país. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 25,4%, valor 2,8 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 82,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em agosto de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

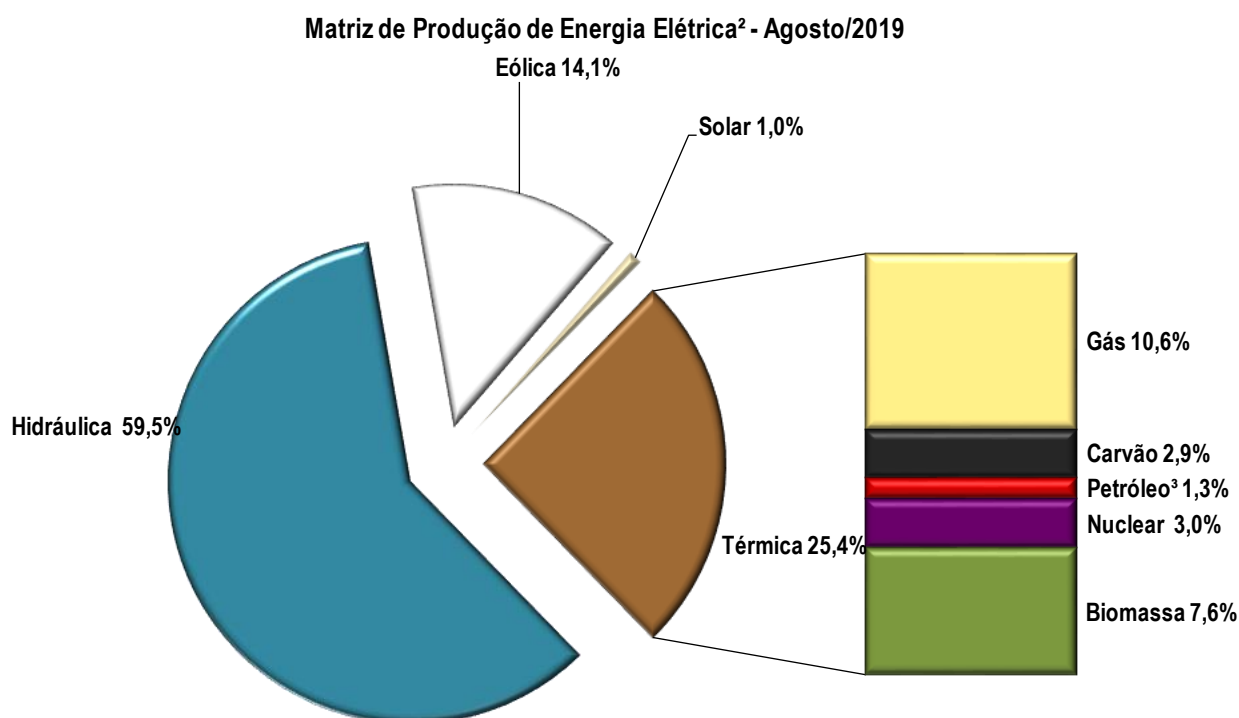


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

<sup>1</sup> A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a distribuição distribuída.

<sup>2</sup> 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 agosto de 2019.

<sup>3</sup> Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis. Dados contabilizados até agosto de 2019.





## 8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional <sup>1</sup>

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 19,2% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão. A geração solar cresceu 60% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/18 (GWh)	Jul/19 (GWh)	Ago/19 (GWh)	Evolução mensal (Ago/19 / Jul/19)	Evolução anual (Ago/19 / Ago/18)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Set/18-Ago/19 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>28.309</b>	<b>29.327</b>	<b>27.170</b>	<b>-7,4%</b>	<b>-4,0%</b>	<b>387.041</b>	<b>412.062</b>	<b>6,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>11.772</b>	<b>10.075</b>	<b>11.503</b>	<b>14,2%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>115.968</b>	<b>93.731</b>	<b>-19,2%</b>
Gás	3.987	3.565	4.825	35,3%	21,0%	47.624	35.458	-25,5%
Carvão	1.358	1.368	1.317	-3,7%	-3,0%	13.573	9.467	-30,3%
Petróleo <sup>2</sup>	1.442	312	271	-13,4%	-81,2%	10.186	5.768	-43,4%
Nuclear	1.389	1.374	1.384	0,7%	-0,4%	14.164	14.260	0,7%
Outros	301	245	248	1,5%	-17,5%	3.140	2.794	-11,0%
Biomassa	3.296	3.211	3.459	7,7%	4,9%	27.281	25.983	-4,8%
<b>Eólica</b>	<b>5.174</b>	<b>5.148</b>	<b>6.436</b>	<b>25,0%</b>	<b>24,4%</b>	<b>45.282</b>	<b>50.998</b>	<b>12,6%</b>
<b>Solar</b>	<b>368</b>	<b>393</b>	<b>443</b>	<b>12,5%</b>	<b>20,4%</b>	<b>2.615</b>	<b>4.185</b>	<b>60,1%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.622</b>	<b>44.943</b>	<b>45.551</b>	<b>1,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>550.905</b>	<b>560.977</b>	<b>1,8%</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicompostíveis. Dados contabilizados até agosto de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

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

O aumento expressivo da geração a gás nos Sistemas Isolados se deve ao início da geração, em abril de 2019, da UTE Coari no Amazonas.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/18 (GWh)	Jul/19 (GWh)	Ago/19 (GWh)	Evolução mensal (Ago/19 / Jul/19)	Evolução anual (Ago/19 / Ago/18)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Set/18-Ago/19 (GWh)	Evolução
Gás	5	9	11	28,4%	131,7%	54	78	44,6%
Petróleo <sup>2</sup>	246	315	321	1,6%	30,3%	2.837	3.549	25,1%
Biomassa	4	5	5	0,0%	19,0%	46	50	8,6%
<b>TOTAL</b>	<b>255</b>	<b>329</b>	<b>337</b>	<b>2,5%</b>	<b>32,2%</b>	<b>2.937</b>	<b>3.677</b>	<b>25,2%</b>

Para os meses de agosto/2018 a agosto/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 agosto de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

No mês de agosto de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste cresceu 13,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 60,7%, com total de 7.874 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41,3%, o que indica decréscimo de 1,6 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em agosto de 2019, cresceu 1,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 36,1%, com total de geração verificada no mês de 736 MWmédios. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,5%, o que indica decréscimo de 0,8 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

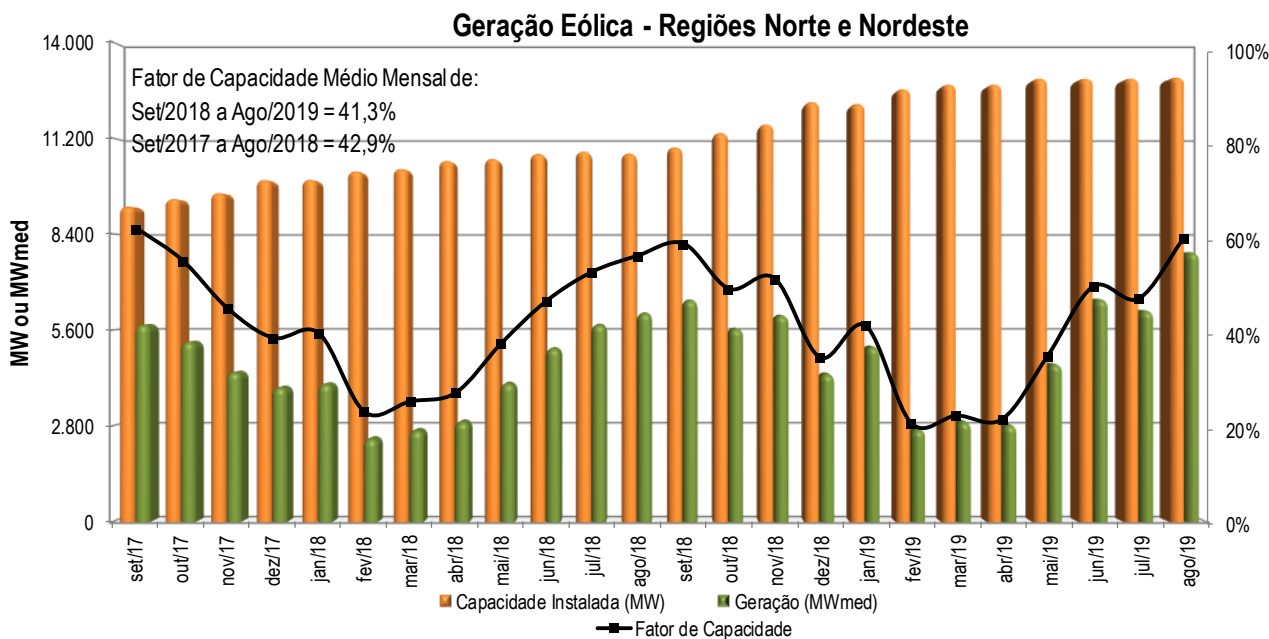


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

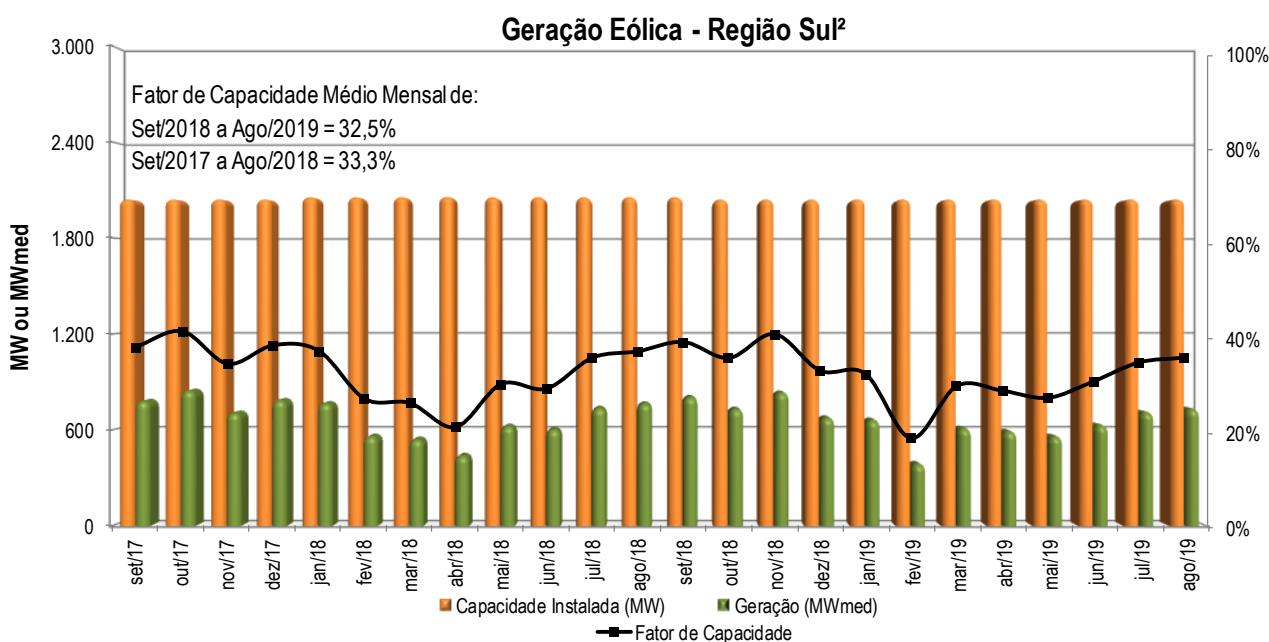


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até agosto de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMOs) médios semanais variaram entre R\$ 193,8 / MWh e R\$ 229,6 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de setembro, os CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores ou iguais aos dos CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Os CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte no mês de setembro mativeram-se equalizados, com exceção da terceira semana.

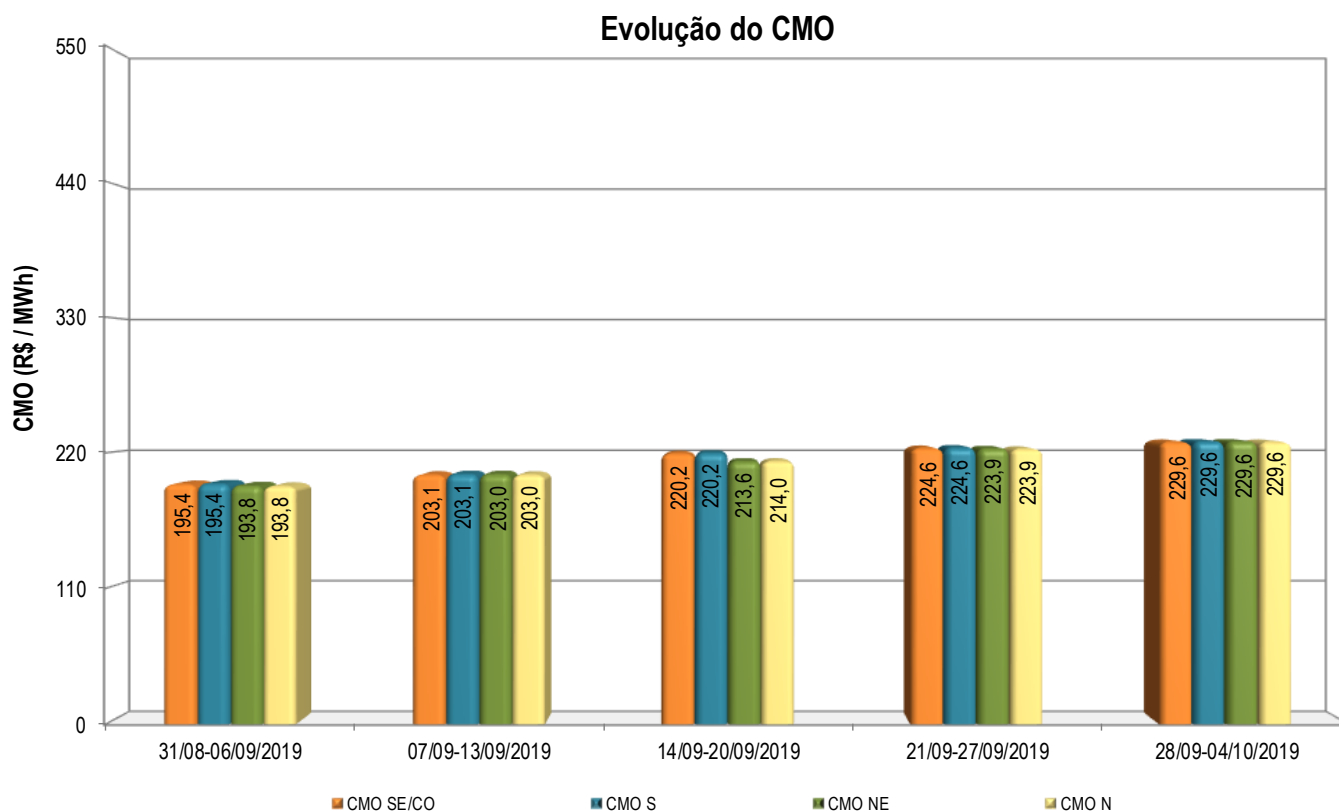


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço do Sistema (ESS) verificado em agosto de 2019 foi de R\$ 49,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 87,0 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 34,5 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e por R\$ 14,8 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).

Em agosto de 2019, não houve cobrança dos seguintes encargos: Encargo por 'Deslocamento Hidráulico', que está relacionado ao ressarcimento 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; 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; 'Encargo sobre Importação' de energia, que está relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018; e 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.

Destaca-se que, em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.635/2019, que modificou as regras de apuração de indisponibilidades de usinas termelétricas na ordem de mérito para efeitos do cálculo montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica, foi efetuada, pela CCEE, recontabilização para o período entre abril/2017 e novembro/2018. Dessa maneira, o montante do encargo por deslocamento hidráulico, que antes totalizava R\$ 11 milhões para o período em análise passou a R\$ 263 milhões.

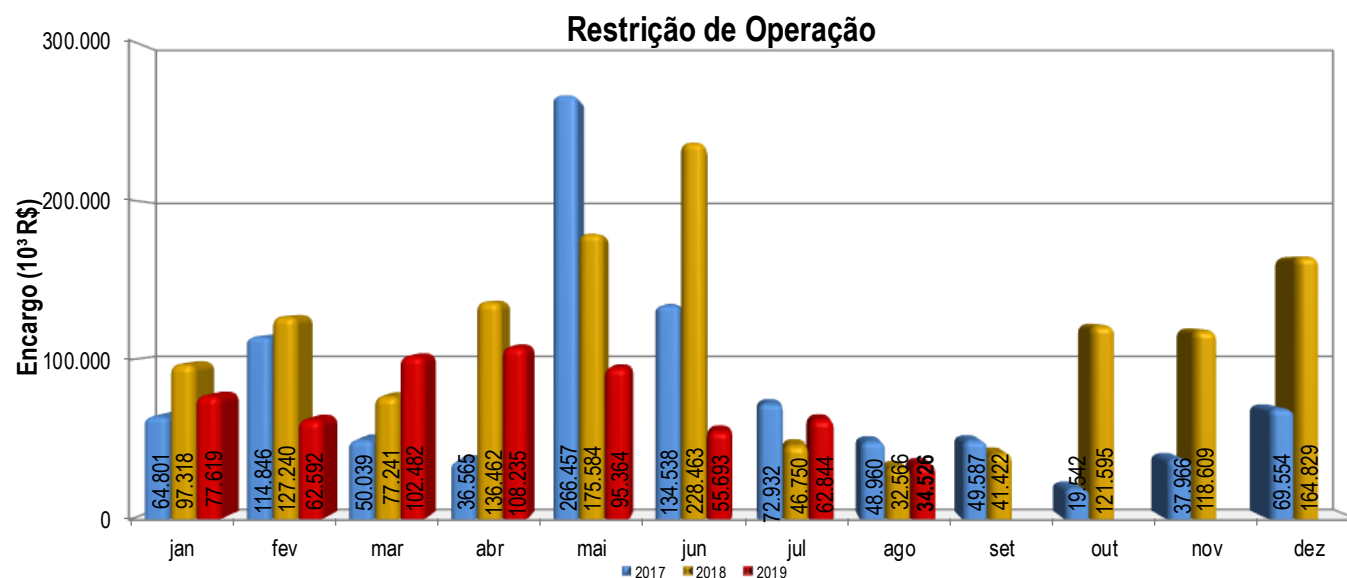


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

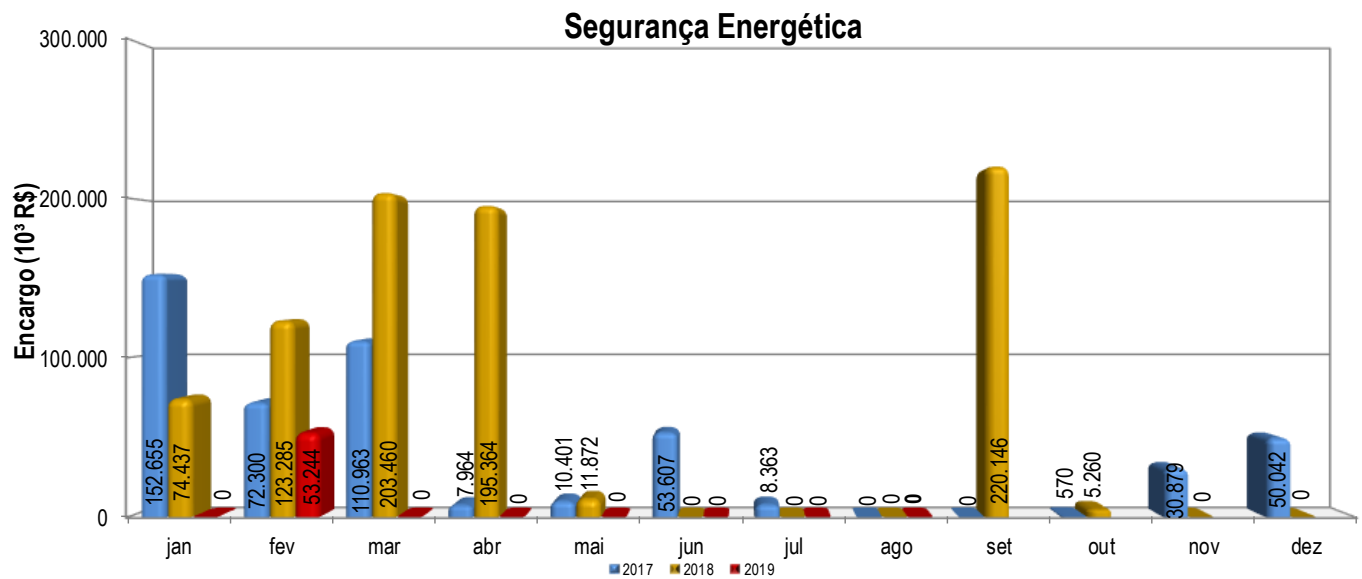


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

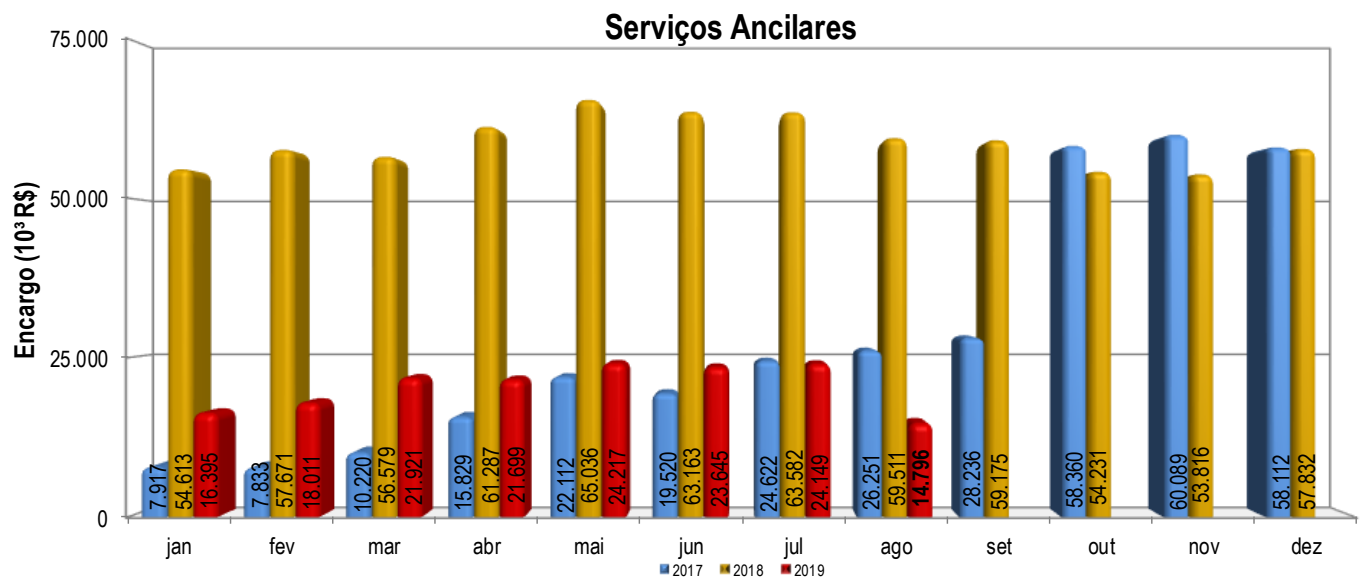


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

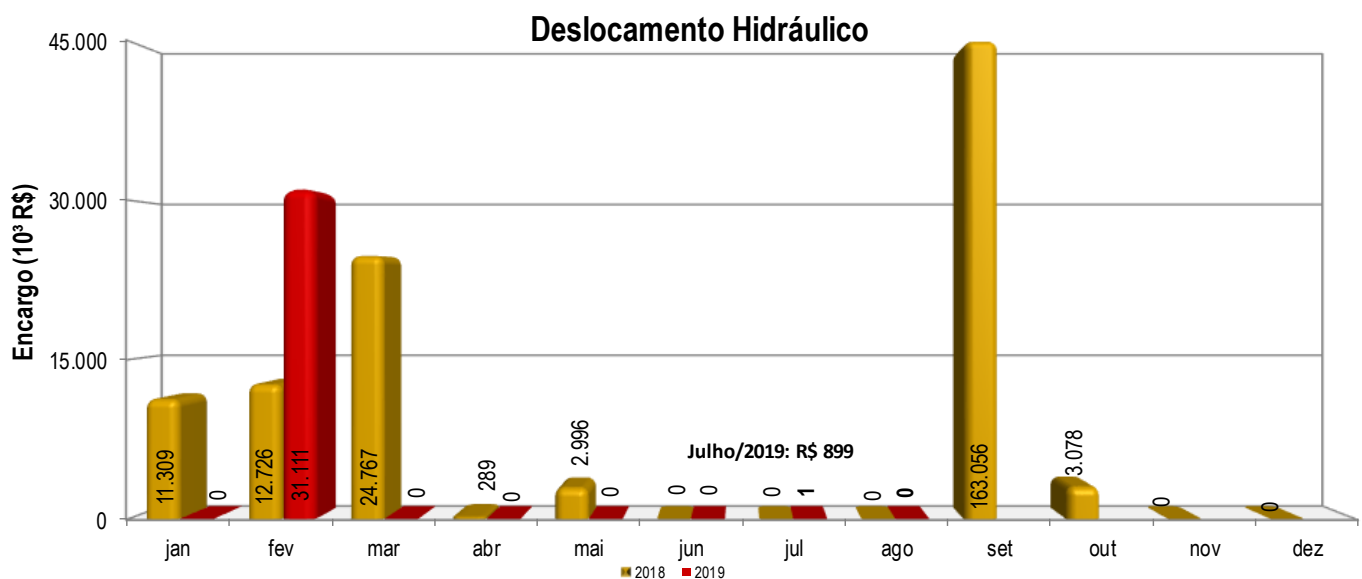


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

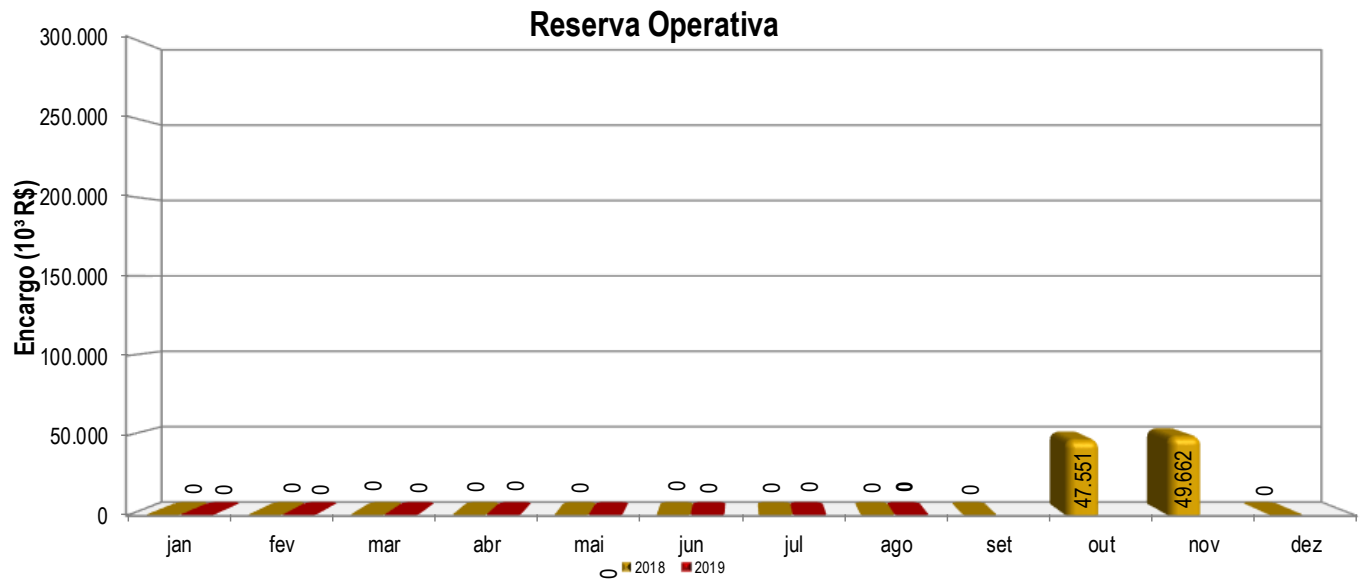


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

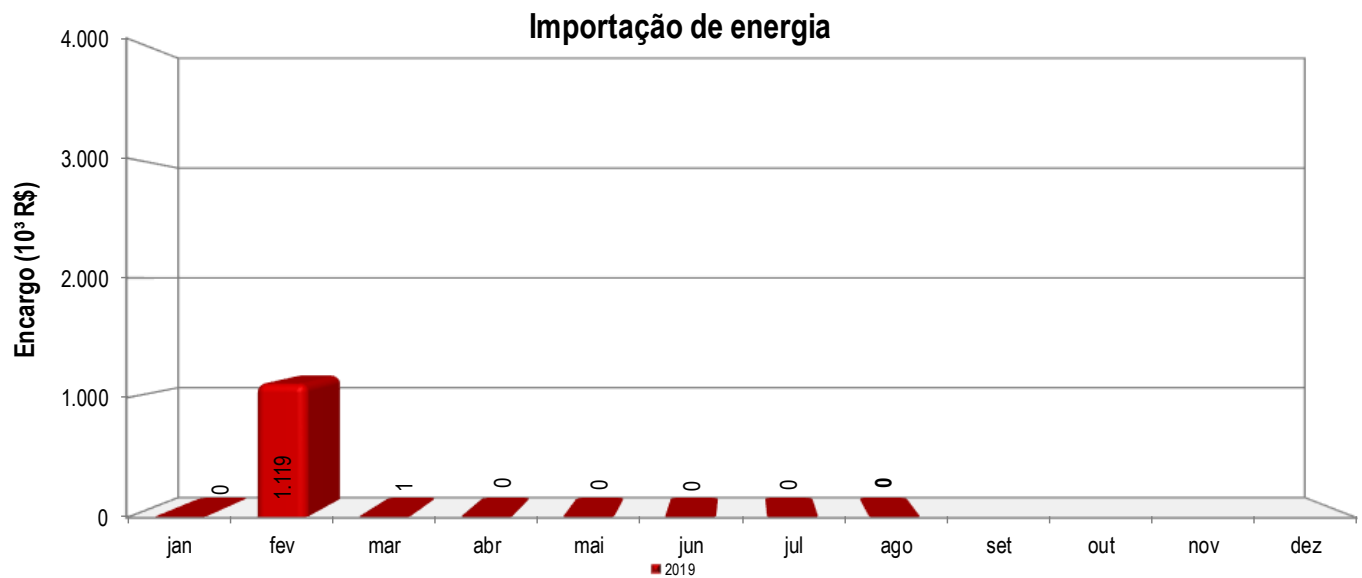


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2019, foram verificadas duas ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 577 MW de corte de carga. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 01 de setembro, às 20h11min:** Desligamento das barras do setor de 138 kV da subestação de Jacarepaguá. Houve interrupção de 275,3 MW de cargas no Rio de Janeiro. Causa: Desligamento automático dos 5 transformadores de 345/138 kV da SE Jacarepaguá em retaguarda para um curto-circuito na LT 138 kV Jacarepaguá-Curicica C1 e C2. Esse desligamento afetou o polo 2 da LT 800 kV Xingu – Terminal Rio e, como consequência, houve o desligamento de uma unidade geradora da UHE Belo Monte e quatro unidades geradoras da UHE Tucuruí.
- **Dia 17 de setembro, às 18h30min:** Desligamento automático da subestação 138 kV Rocha Leão (ENEL). Houve interrupção de 301,3 MW de cargas no Rio de Janeiro. Causa: Explosão do disjuntor 5DMAC2 da LT 69 kV Rocha Leão – Macaé C2, provocando o desligamento automático dos transformadores TR1, TR2 e TR4 da SE Rocha Leão 138 kV (ENEL).

### 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro <sup>1</sup>

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-Set	2018 Jan-Set
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	23.183
S	0	146	0	0	0	0	0	0	0				146	0
SE/CO	1.677	355	124	621	0	0	0	107	577				3.461	1.326
NE	337	0	428	285	0	258	459	0	0				1.767	1.013
N	153	0	134	312	657	0	0	177	0				1.433	1.186
Isolados	827	783	481	347	1.241	647	357	172	0				4.855	7.920
<b>TOTAL</b>	<b>2.994</b>	<b>1.283</b>	<b>1.167</b>	<b>1.565</b>	<b>1.898</b>	<b>905</b>	<b>816</b>	<b>456</b>	<b>577</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.661</b>	<b>34.629</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-Set	2018 Jan-Set
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	2
S	0	1	0	0	0	0	0	0	0				1	0
SE/CO	3	2	1	3	0	0	0	1	2				12	6
NE	2	0	2	1	0	1	2	0	0				8	5
N	1	0	1	2	3	0	0	1	0				8	5
Isolados	6	6	3	2	10	5	3	1	0				36	66
<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>	<b>84</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

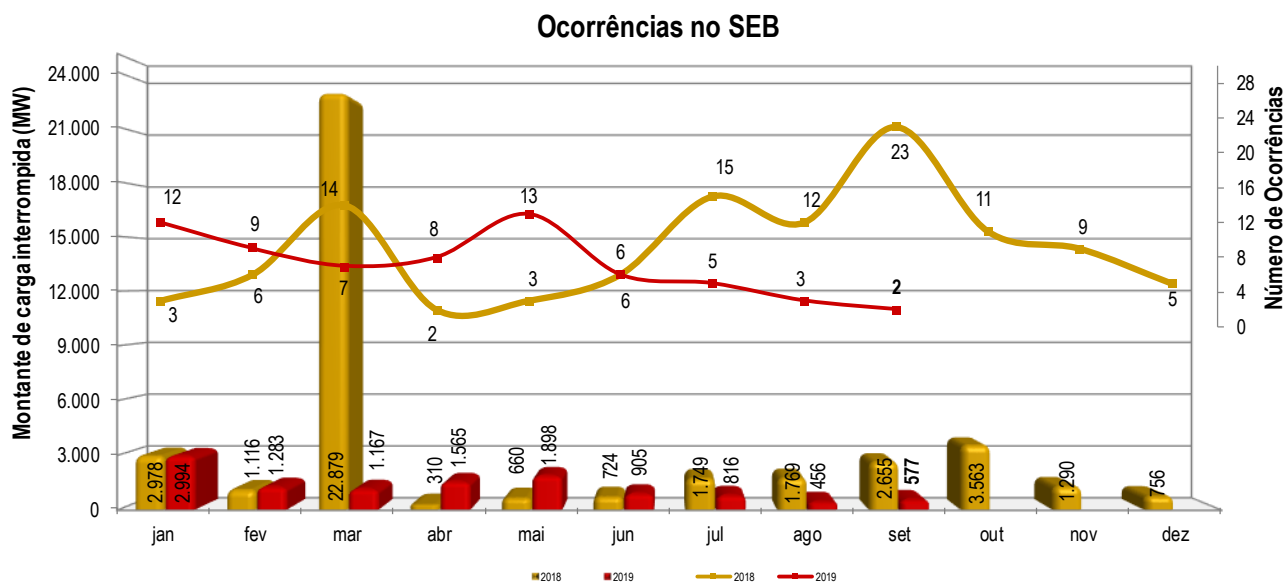


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

## 11.2. Indicadores de Continuidade <sup>1</sup>

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 <sup>2</sup>	Limite Ano
Brasil	1,48	1,36	1,28	1,01	0,88	0,78	0,85	0,81					8,48	12,72
S	1,66	1,08	0,94	0,83	0,86	0,75	0,83	0,81					7,76	10,96
SE	1,06	0,99	0,84	0,62	0,55	0,46	0,55	0,50					5,67	8,79
CO	2,28	1,94	1,66	1,28	0,94	0,74	0,91	1,05					10,81	14,71
NE	1,49	1,66	1,79	1,37	1,07	1,09	1,08	0,92					10,46	14,65
N	2,87	2,62	2,53	2,30	2,30	1,85	1,88	2,11					18,43	33,85

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 <sup>2</sup>	Limite Ano
Brasil	0,74	0,64	0,62	0,53	0,47	0,42	0,47	0,45					4,35	9,52
S	0,88	0,63	0,56	0,50	0,52	0,46	0,50	0,49					4,53	8,55
SE	0,60	0,49	0,44	0,36	0,30	0,27	0,32	0,30					3,11	6,56
CO	1,02	0,77	0,75	0,78	0,50	0,49	0,53	0,66					5,50	11,84
NE	0,62	0,66	0,71	0,58	0,47	0,47	0,50	0,44					4,44	9,60
N	1,54	1,40	1,44	1,32	1,48	1,08	1,14	1,16					10,56	29,18

<sup>1</sup> Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

<sup>2</sup> Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.



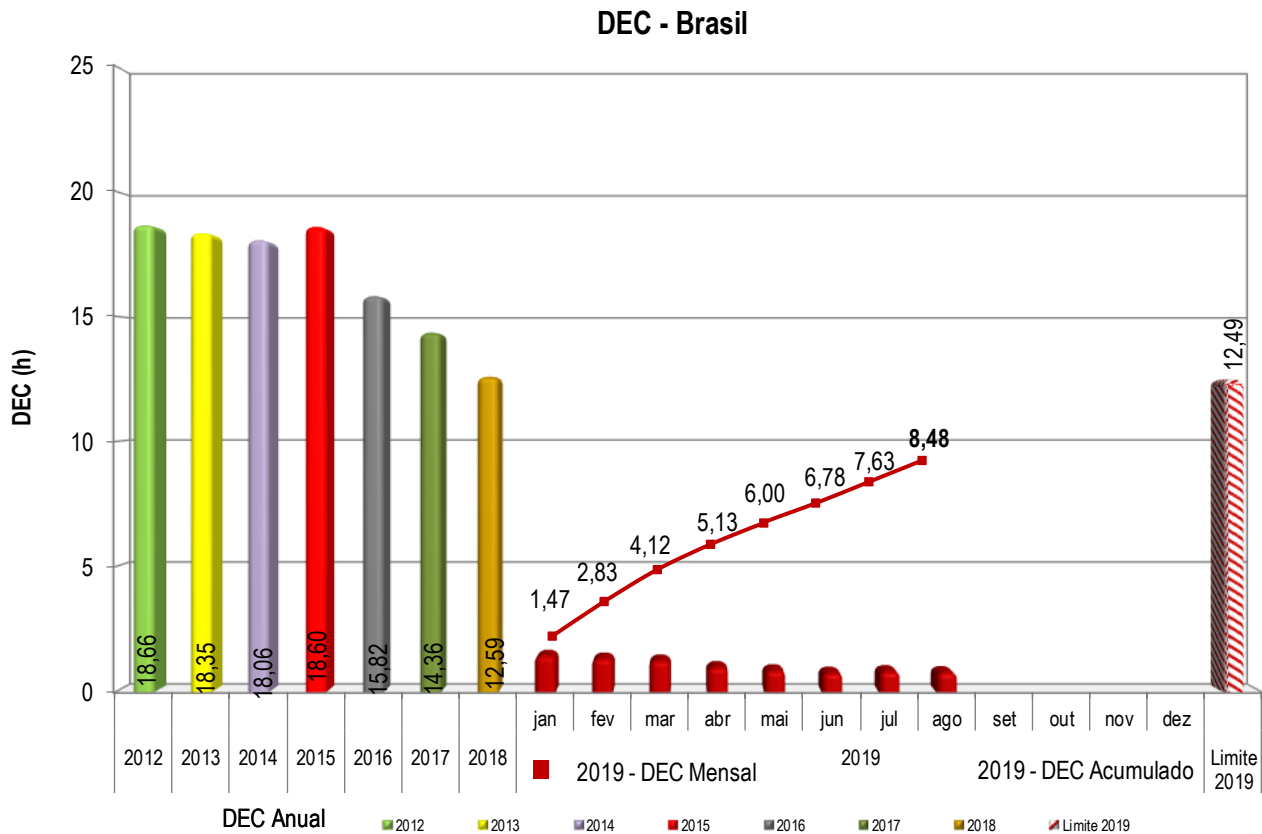


Figura 29. DEC do Brasil.

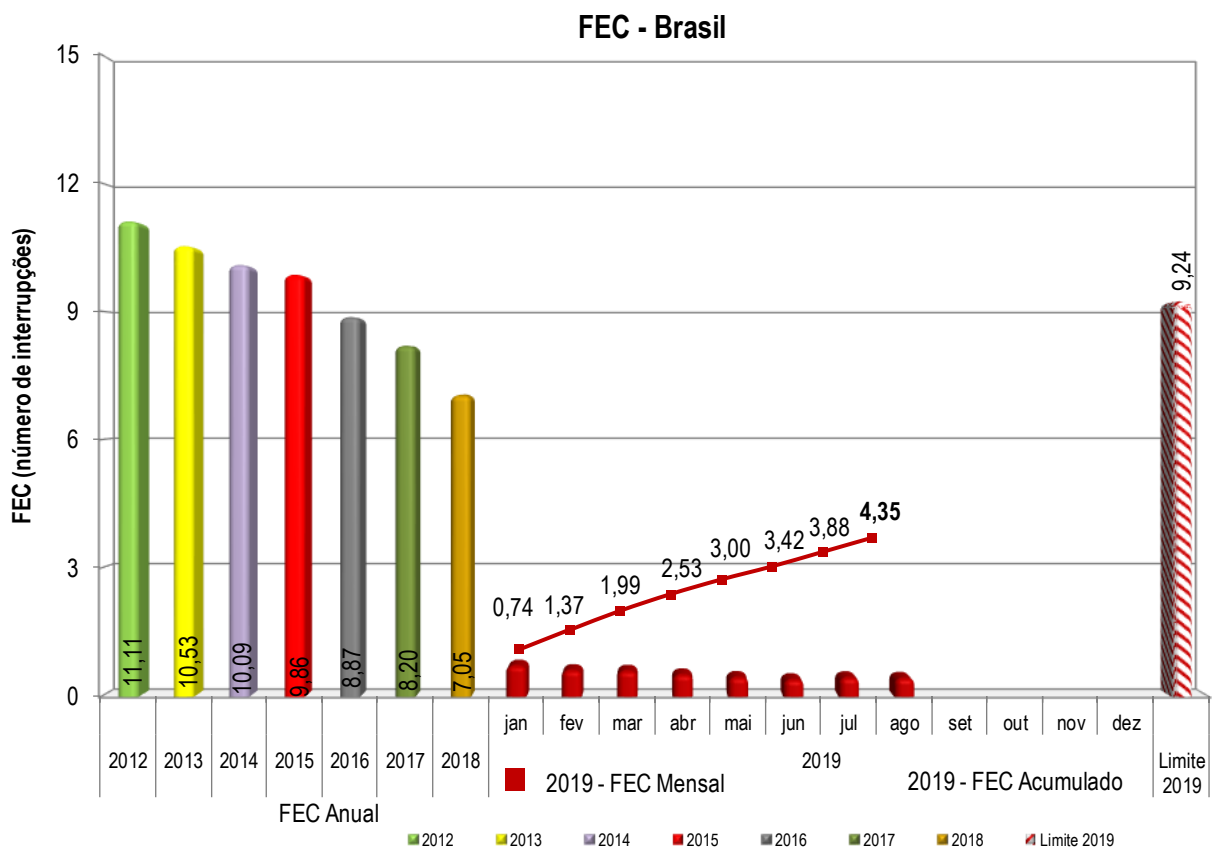


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto 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