

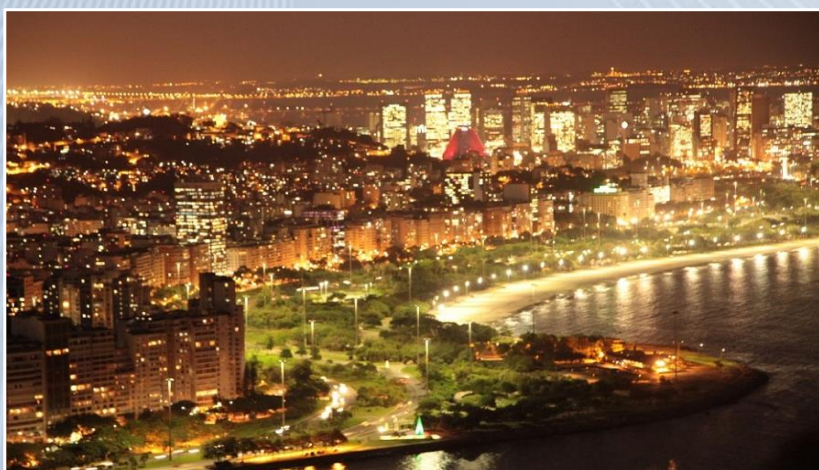
Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 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 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	16
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	17
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	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.....	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.	16
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	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.	27
Tabela 19. Evolução do DEC em 2019.	27
Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.....	28



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: 57% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 40% MLT no Sul, 29% MLT no Nordeste e 73% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 55% MLT, 38% MLT, 29% MLT e 73% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: No mês de outubro de 2019, observou-se deplecionamento de 8,9 p.p., 2,1 p.p., 5,5 p.p. e 19,1 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em setembro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 48.310 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 0,7% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 2,1% acima do verificado em setembro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram, respectivamente, um acréscimo de consumo de 2,1%, 3,1% e 0,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial, apresentou decréscimo de 2,2% em comparação ao mesmo período.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de outubro de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 169.604 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 8.017 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de outubro, entraram em operação 16 km de linhas de transmissão e 849 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 895,3 MW, com destaque para a entrada em operação da Unidade Geradora – UG 17 da UHE Belo Monte, com 611 MW. Assim, o ano 2019 apresenta um acumulado de expansão de 8.683,0 km de linhas de transmissão, 12.221 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica e 5.937,6 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de setembro, as energias renováveis foram responsáveis por 82,6% do total de energia elétrica produzido no Brasil.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço do Sistema (ESS) verificado em setembro de 2019 foi de R\$ 28,4 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 49,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em outubro de 2019, foram verificadas oito ocorrência no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, com total de 1.546 MW de corte de carga.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro 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 no mês de outubro: 57% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 40% MLT no Sul, 29% MLT no Nordeste e 73% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 55% MLT, 38% MLT, 29% MLT e 73% MLT, respectivamente.

Em relação às temperaturas mínimas e máximas, foram observados valores em torno ou acima da média em todas as regiões do País, atingindo desvios superiores a 5° C para a época do ano. Além disso, predominou, no País, cenário de chuvas abaixo da média nas principais bacias do SIN, com exceção das bacias dos rios Uruguai e Jacuí.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

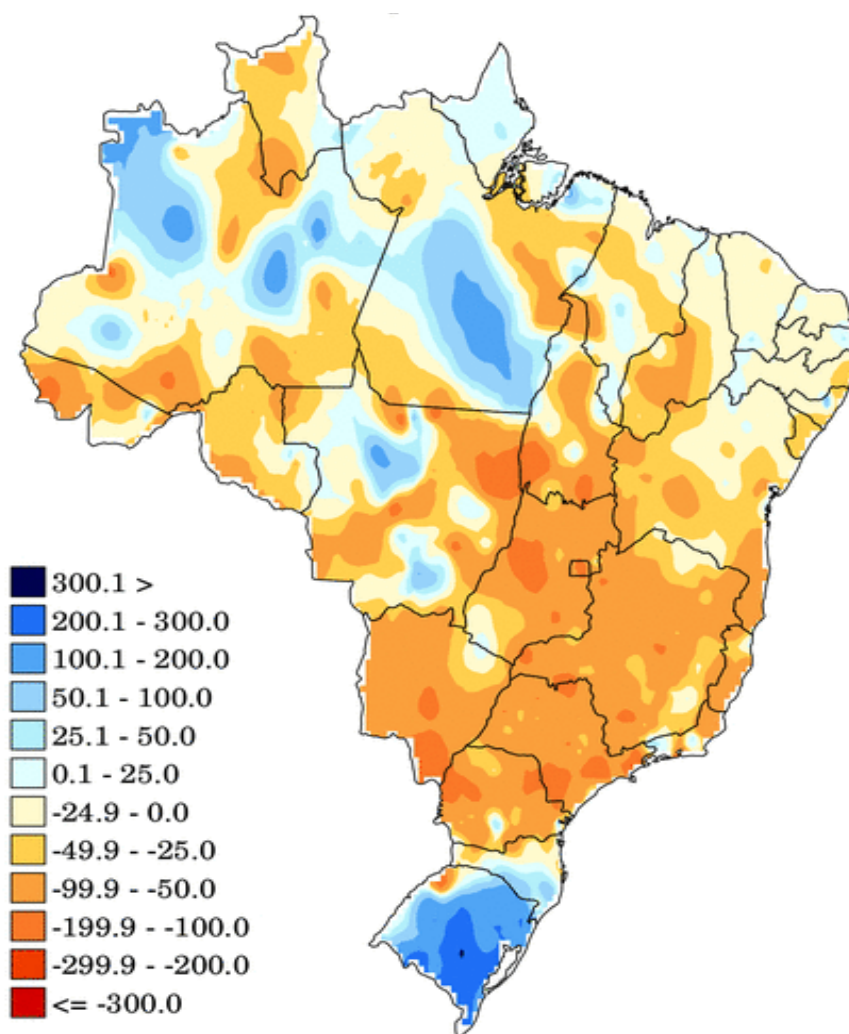


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2019 – Brasil.

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

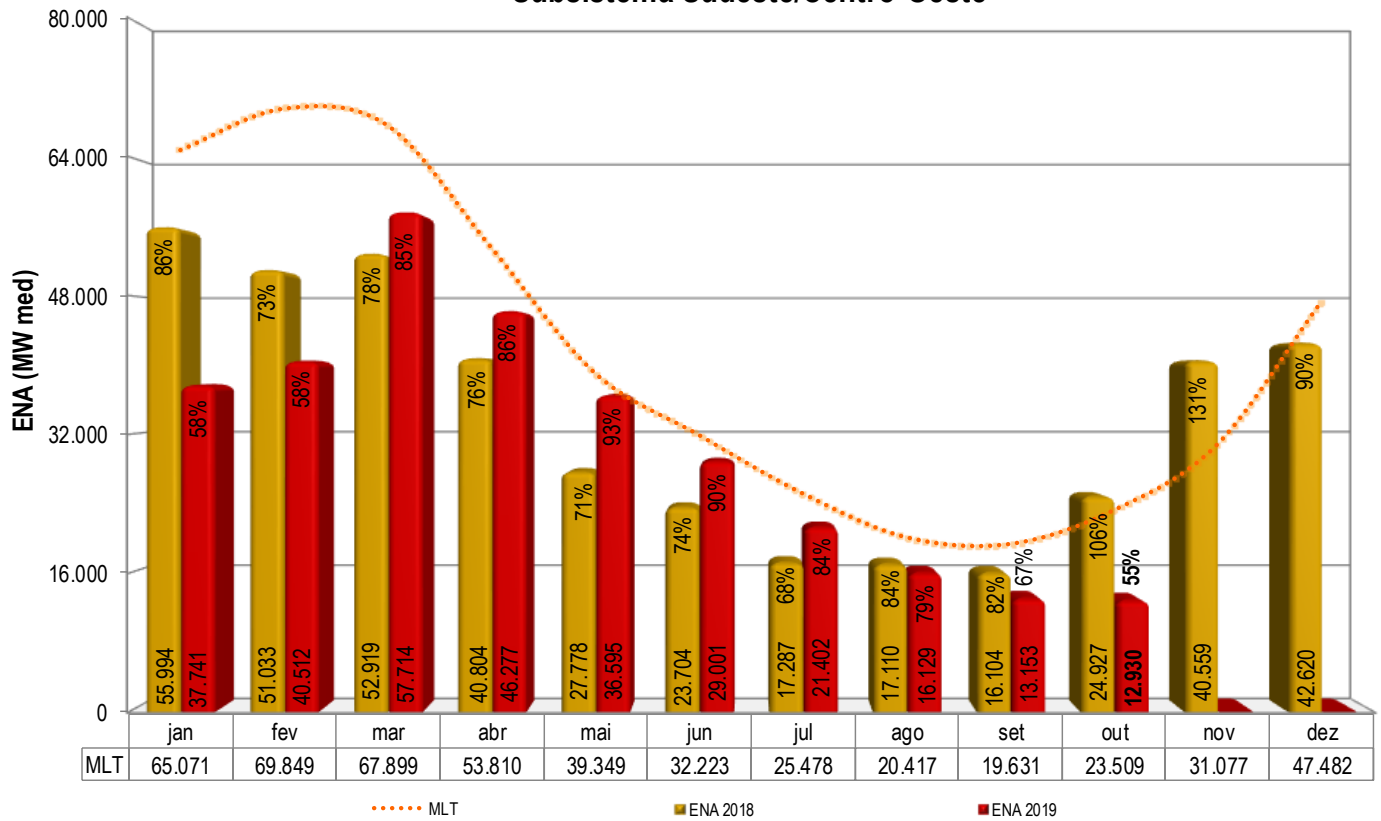


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

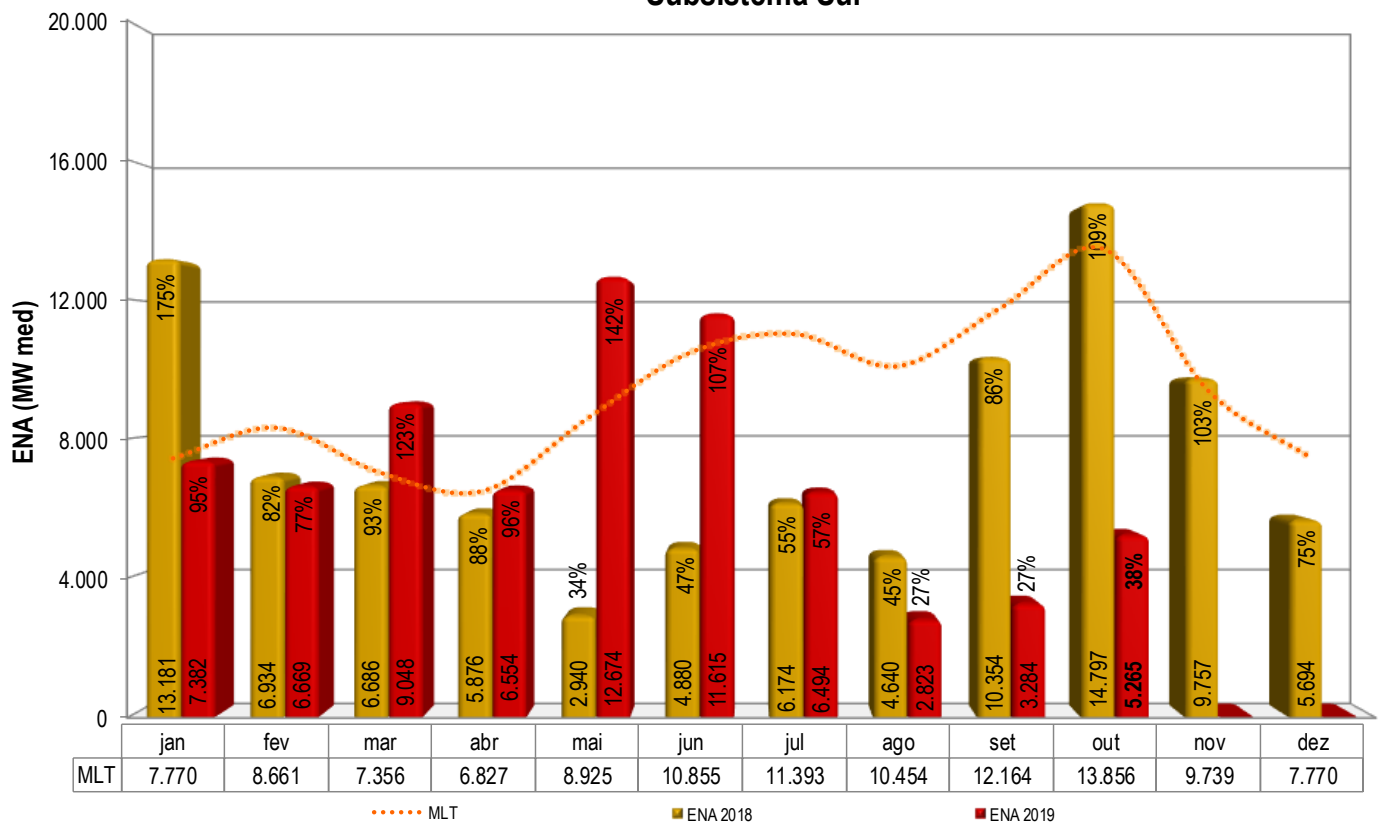


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

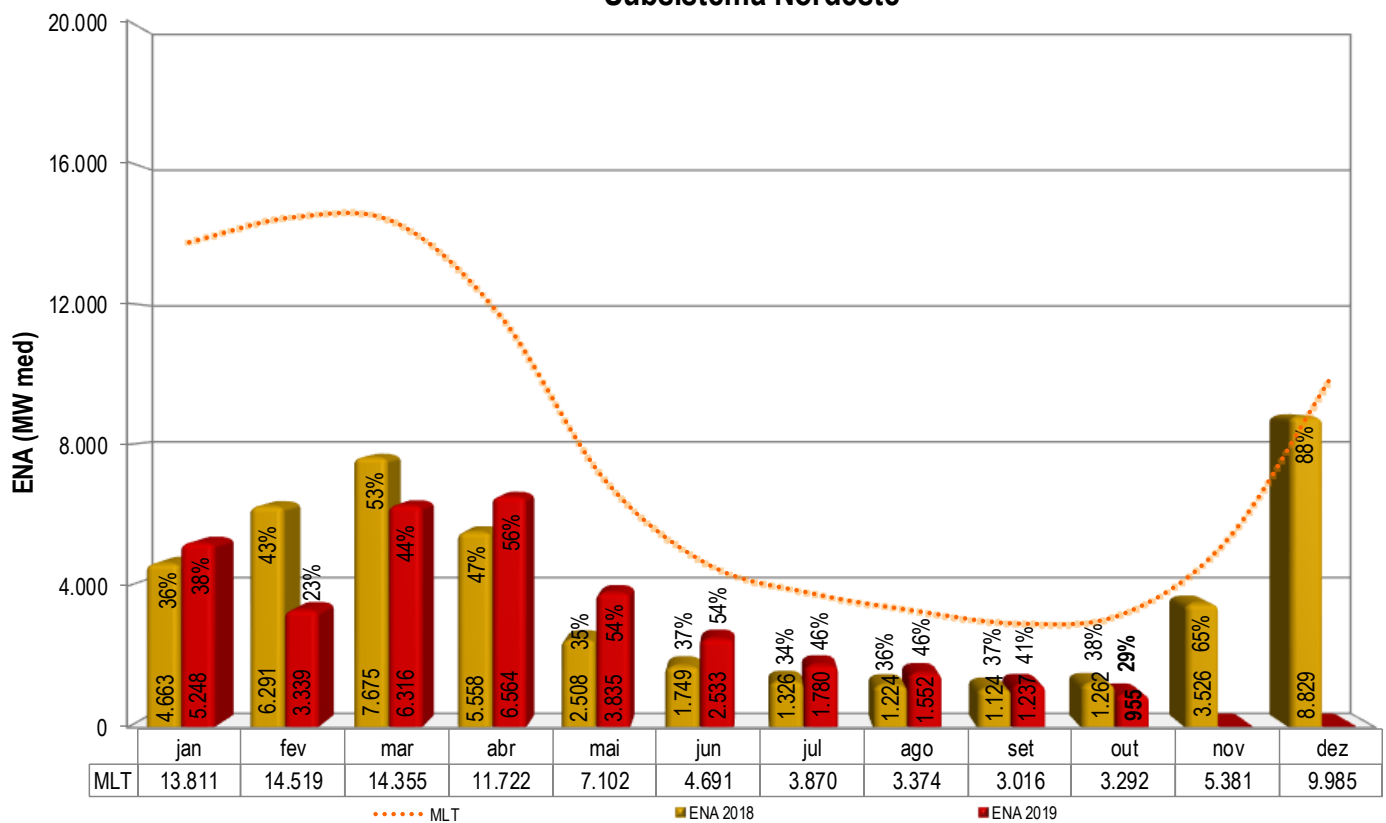


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

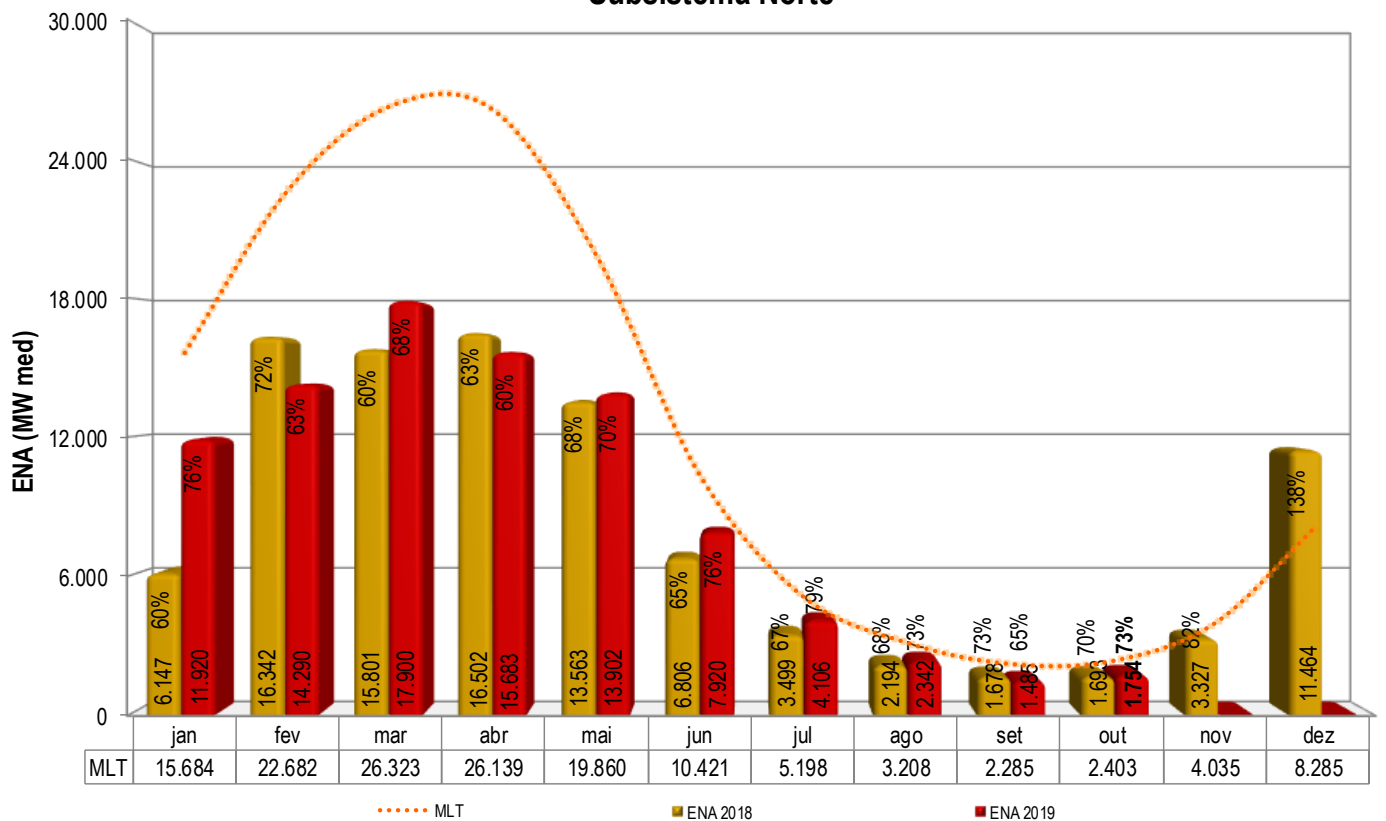


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de outubro de 2019, observou-se deplecionamento de 8,9 p.p., 2,1 p.p., 5,5 p.p. e 19,1 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 Setembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Outubro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	31,1	22,2	203.285	62,1
Sul	41,6	39,5	20.581	8,4
Nordeste	43,9	38,4	51.831	22,3
Norte	48,7	29,6	15.046	7,2
TOTAL	TOTAL	TOTAL	290.743	100,0

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 outubro de 2019 foi de 31,3% na UHE Sobradinho e de 54,2% na UHE Três Marias.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, somente o reservatório da UHE I. Solteira (+2,9 p.p.) apresentou replecionamento em relação ao mês anterior. Dos reservatórios que apresentaram deplecionamento destacam-se os reservatórios da UHE Tucuruí (-28,6 p.p.), UHE Furnas (-13,1 p.p.) e da UHE Itumbiara (-9,2 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Setembro (%)	Armazenamento no final de Outubro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	17,7	14,3	-3,4
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	65,5	36,9	-28,6
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	36,7	31,3	-5,3
FURNAS	GRANDE	17.217	29,6	16,5	-13,1
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	60,9	54,2	-6,6
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	30,2	23,7	-6,5
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	64,7	67,6	2,9
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	23,0	13,8	-9,2
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	33,0	24,6	-8,5
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	25,4	18,2	-7,2

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

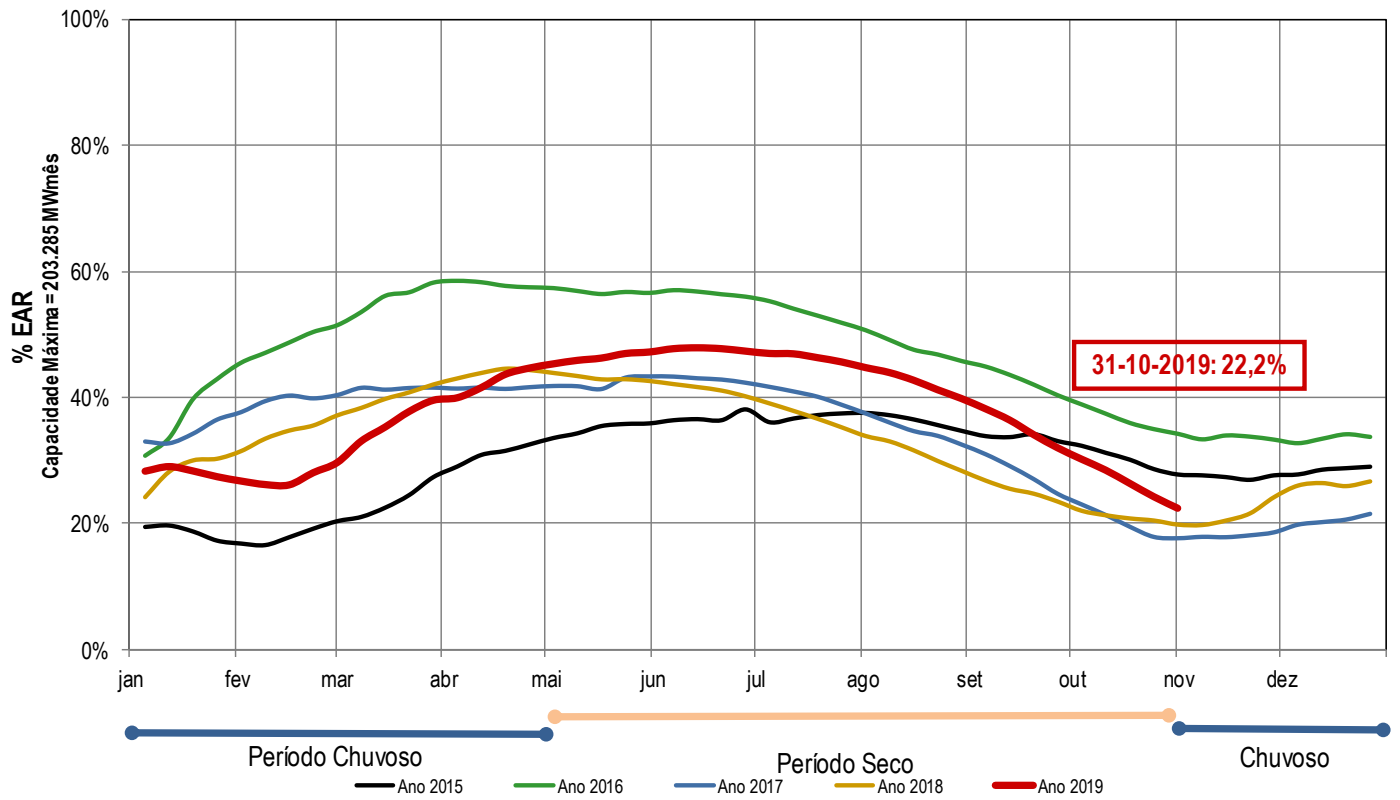


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

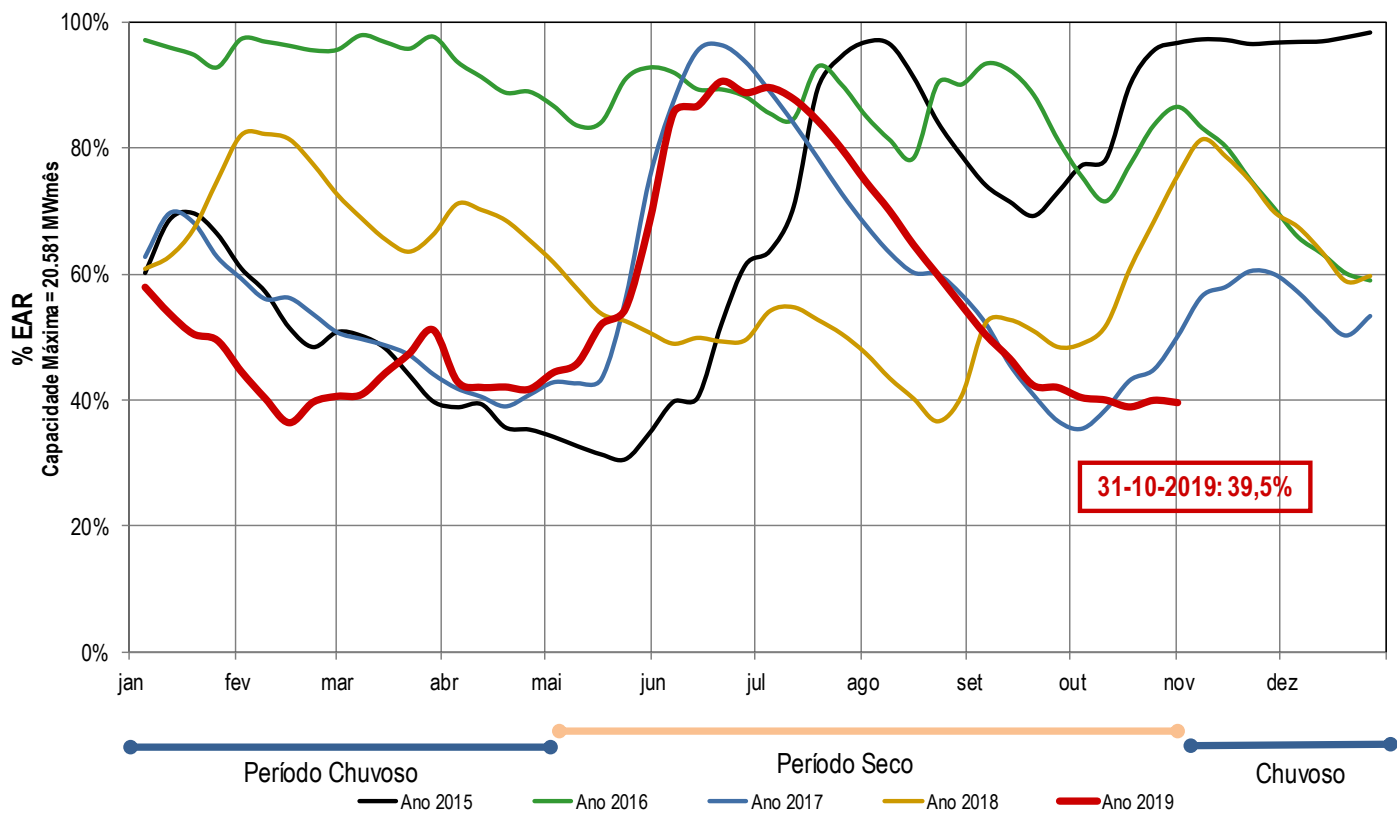


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

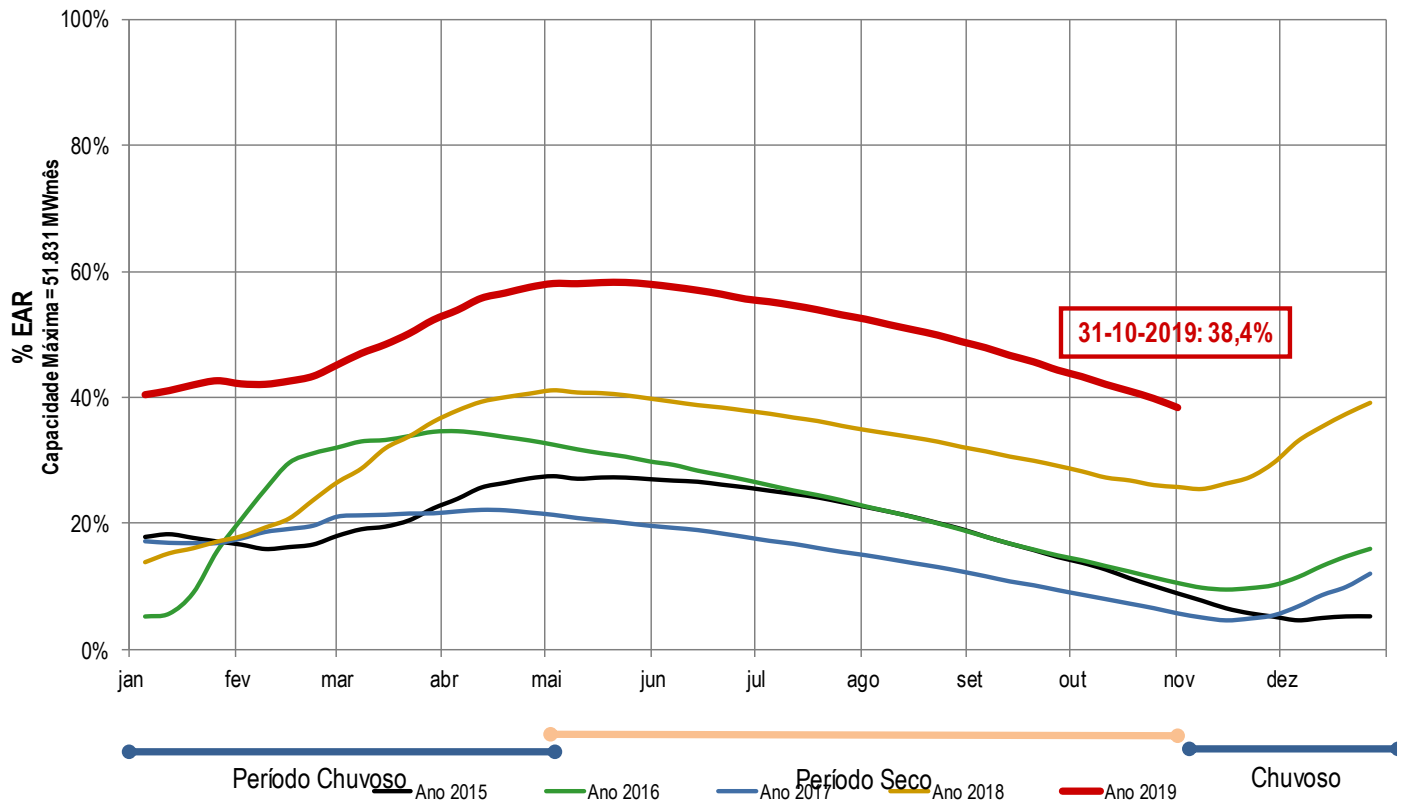


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

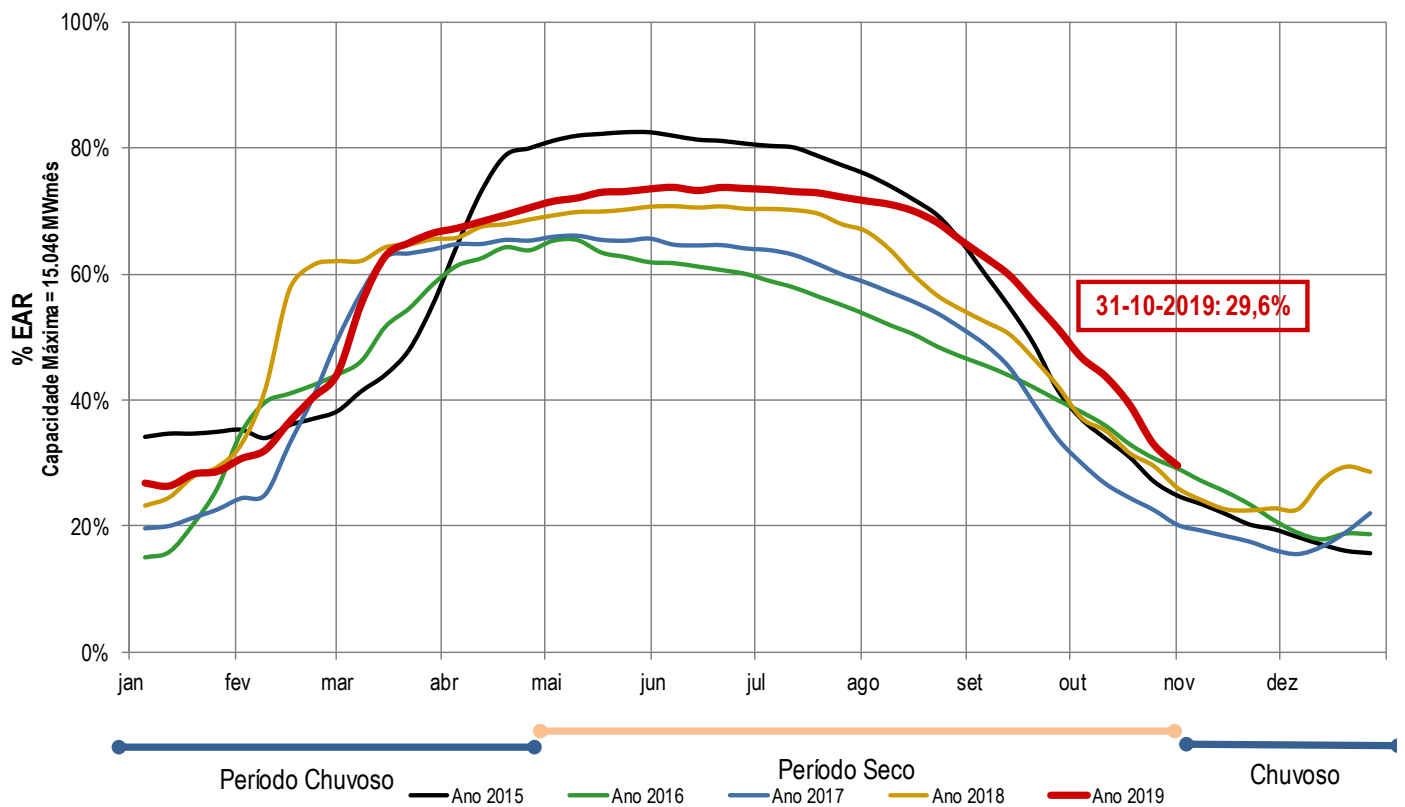


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

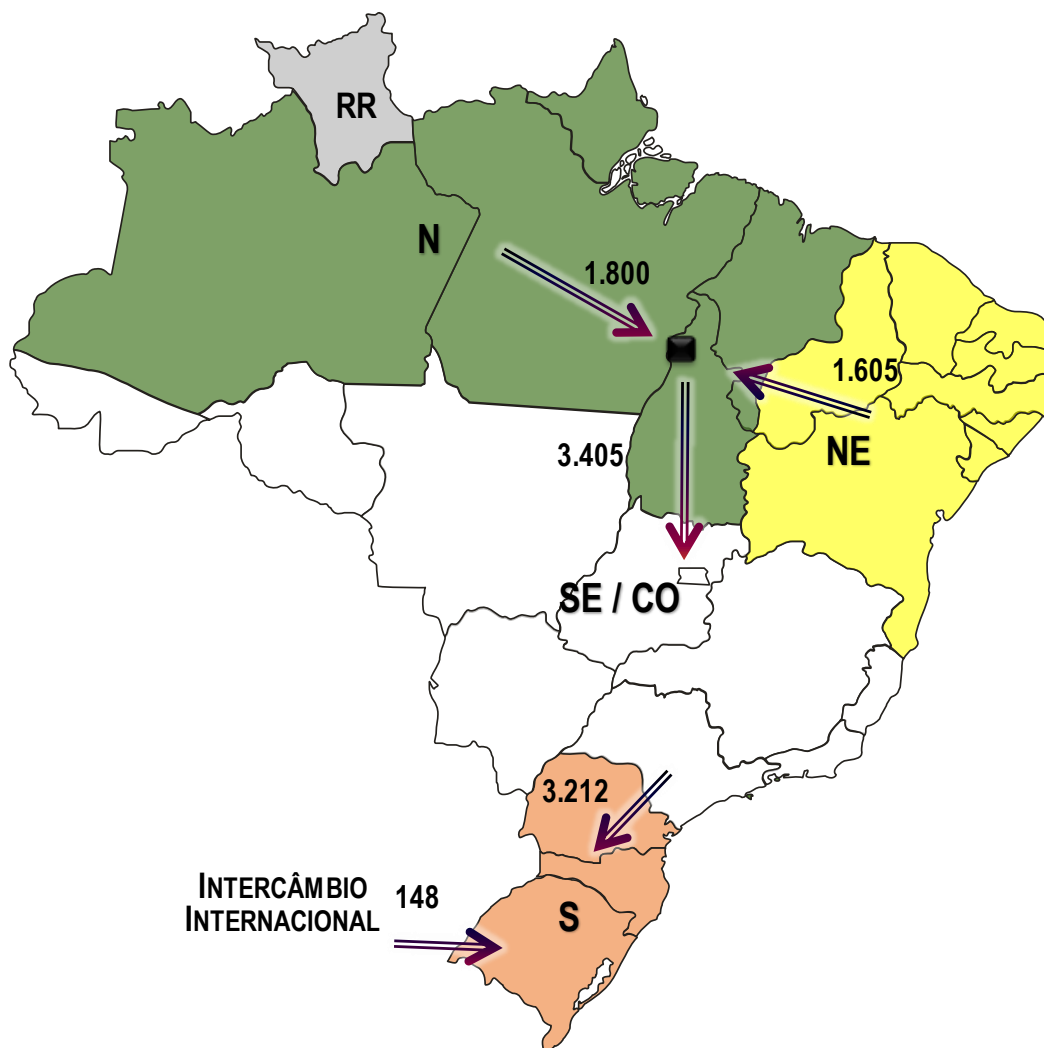
Em outubro de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, aumentando o montante para 1.800 MWmédios, ante 1.307 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste manteve perfil exportador em um total de 1.605 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior (2.030 MWmédios).

O subsistema Sul manteve o perfil importador, com montante verificado de 3.212 MWmédios, ante importação de 2.709 MWmédios em setembro de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, atingindo 3.405 MWmédios, ante importação de 3.337 MWmédios no mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no mês de outubro de 2019, houve importação de cerca de 148 MWmédios da Argentina e do Uruguai. Este intercâmbio ocorreu tanto em caráter comercial (Portaria MME nº 339/2018) quanto na modalidade de devolução de energia de oportunidade.



Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em setembro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 48.310 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 0,7% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 2,1% acima do verificado em setembro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de consumo de 2,1%, 3,1% e 0,3%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial, apresentou decréscimo de 2,2% em comparação ao mesmo período.

Em relação ao consumo residencial e ao consumo comercial, destacaram-se, com forte crescimento, as regiões Norte e Centro-Oeste, principalmente, devido às baixas temperaturas verificadas em setembro de 2018 quando comparadas às do mesmo mês no ano vigente.

Por outro lado, a queda no consumo industrial foi influenciada pelo desempenho dos segmentos químico (-15,5%), que apresentou a sétima queda consecutiva, e extrativo de minerais metálicos (-12,6%).

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/19 GWh	Evolução mensal (Set/19/Ago/19)	Evolução anual (Set/19/Set/18)	Out/17-Set/18 (GWh)	Out/18-Set/19 (GWh)	Evolução
Residencial	11.365	3,4%	2,1%	136.774	140.372	2,6%
Industrial	13.791	-2,6%	-2,2%	169.672	167.678	-1,2%
Comercial	7.251	4,3%	3,1%	88.293	90.988	3,1%
Rural	2.511	3,3%	0,3%	29.044	28.996	-0,2%
Demais classes¹	4.266	3,5%	1,5%	49.335	50.617	2,6%
Perdas e Diferenças²	9.127	-2,1%	9,1%	111.324	117.044	5,1%
Total	48.310	0,7%	2,1%	584.442	595.695	1,9%

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

² 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).

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.

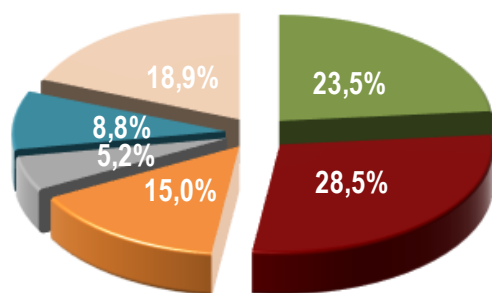
Dados contabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

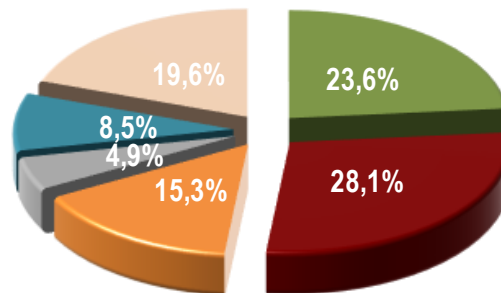
Referência: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. Considera autoprodução circulante na rede.



Consumo de Energia Elétrica em Setembro/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 setembro de 2019.

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/19 kWh/NU	Evolução mensal (Set/19/Ago/19)	Evolução anual (Set/19/Set/18)	Out/17-Set/18 (kWh/NU)	Out/18-Set/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	156	3,3%	0,6%	158,7	160,4	1,1%
Consumo médio industrial	29.044	-2,4%	7,2%	27.172	29.428	8,3%
Consumo médio comercial	1.232	4,2%	1,2%	1.274	1.288	1,1%
Consumo médio rural	546	3,3%	-1,7%	537	525	-2,2%
Consumo médio demais classes ¹	5.385	3,4%	0,1%	5.262	5.325	1,2%
Consumo médio total	463	1,3%	-1,0%	473	471	-0,4%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2019.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/18	Set/19	
Residencial (NUCR)	71.800.682	72.908.032	1,5%
Industrial (NUCI)	520.365	474.823	-8,8%
Comercial (NUCC)	5.773.425	5.886.563	2,0%
Rural (NUCR)	4.507.221	4.601.846	2,1%
Demais classes ¹	781.343	792.151	1,4%
Total (NUCT)	83.383.036	84.663.415	1,5%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em outubro de 2019 não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas. Destaca-se que as demandas máximas verificadas no mês de outubro foram registradas no período vespertino.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	48.269 30/10/2019 - 14h57	15.443 30/10/2019 - 15h09	12.453 22/10/2019 - 14h57	6.508 31/10/2019 - 15h15	82.287 30/10/2019 - 14h57
Recorde (MW) (dia - hora)	53.199 01/02/2019 - 14h41	18.936 31/01/2019 - 14h15	13.307 20/03/2019 - 14h30	6.836 30/04/2019 - 01h08	90.525 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

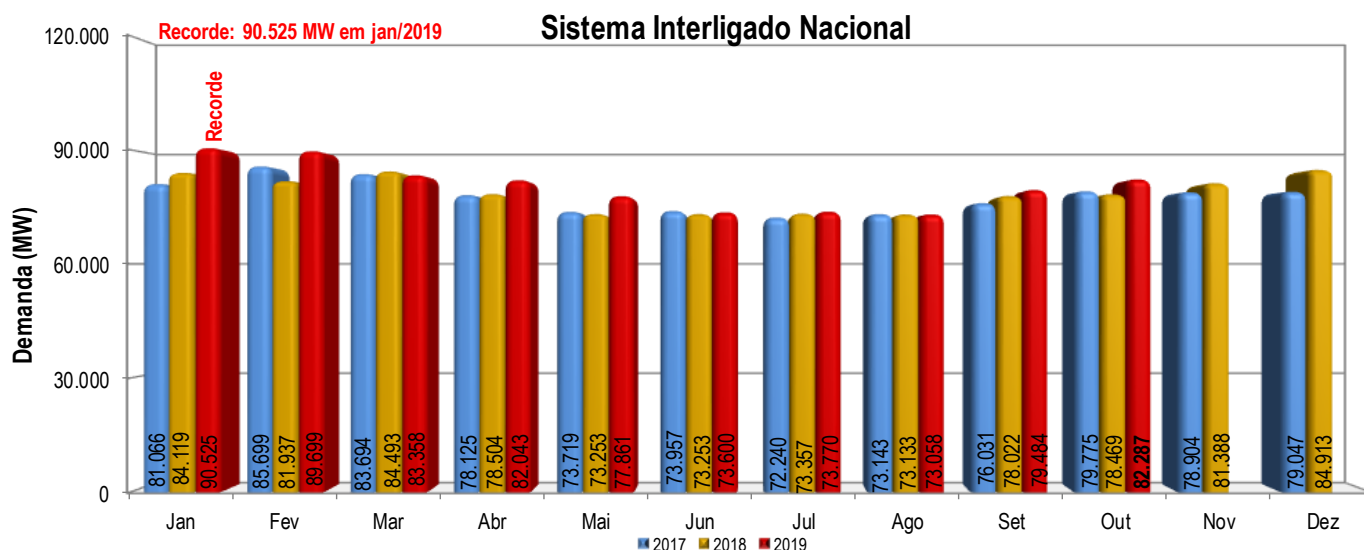


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

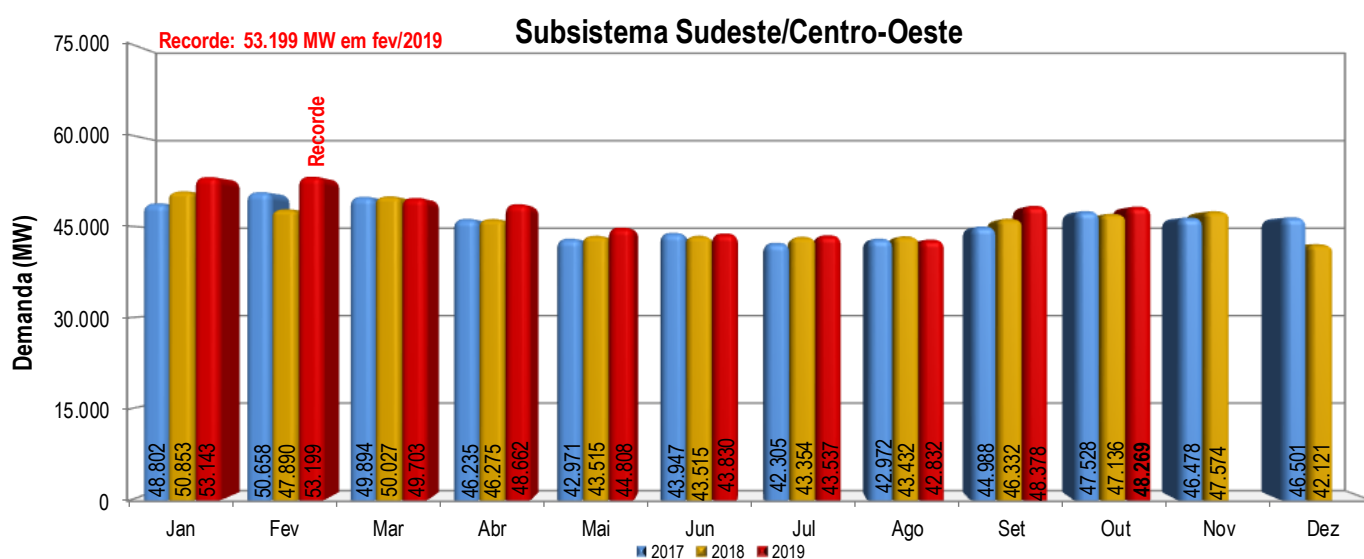


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

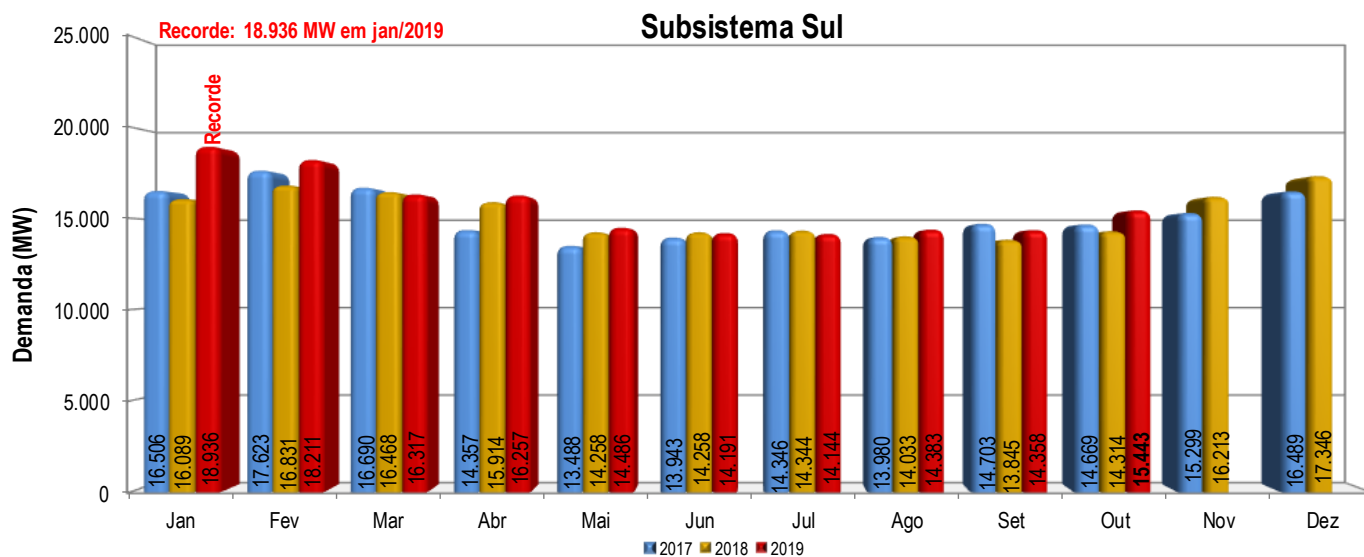


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

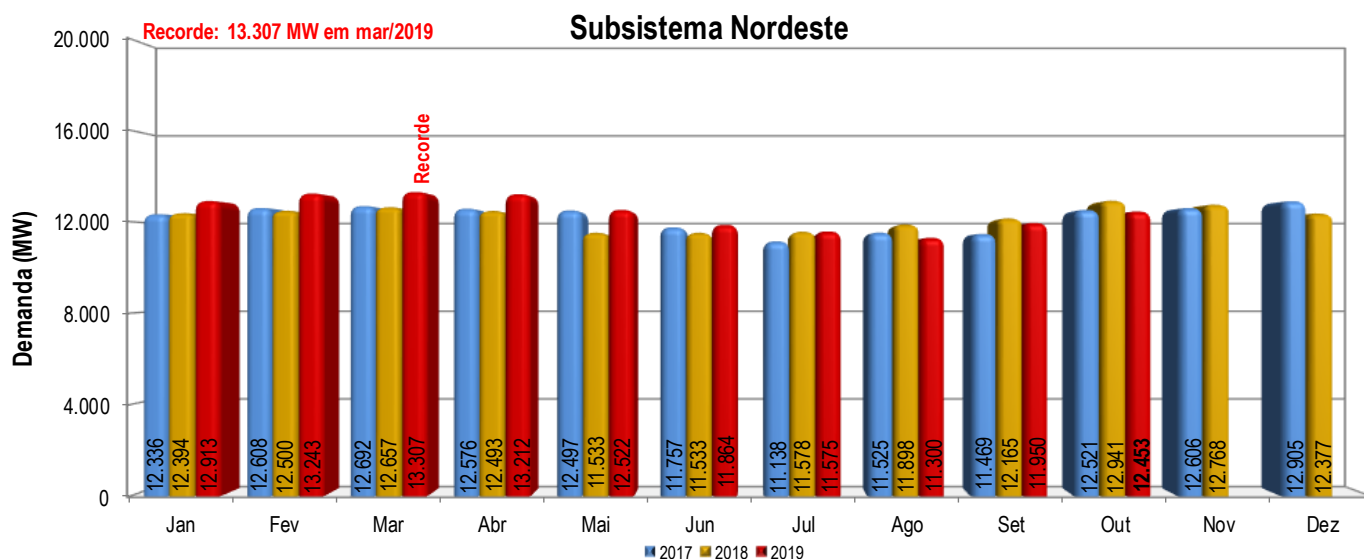


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

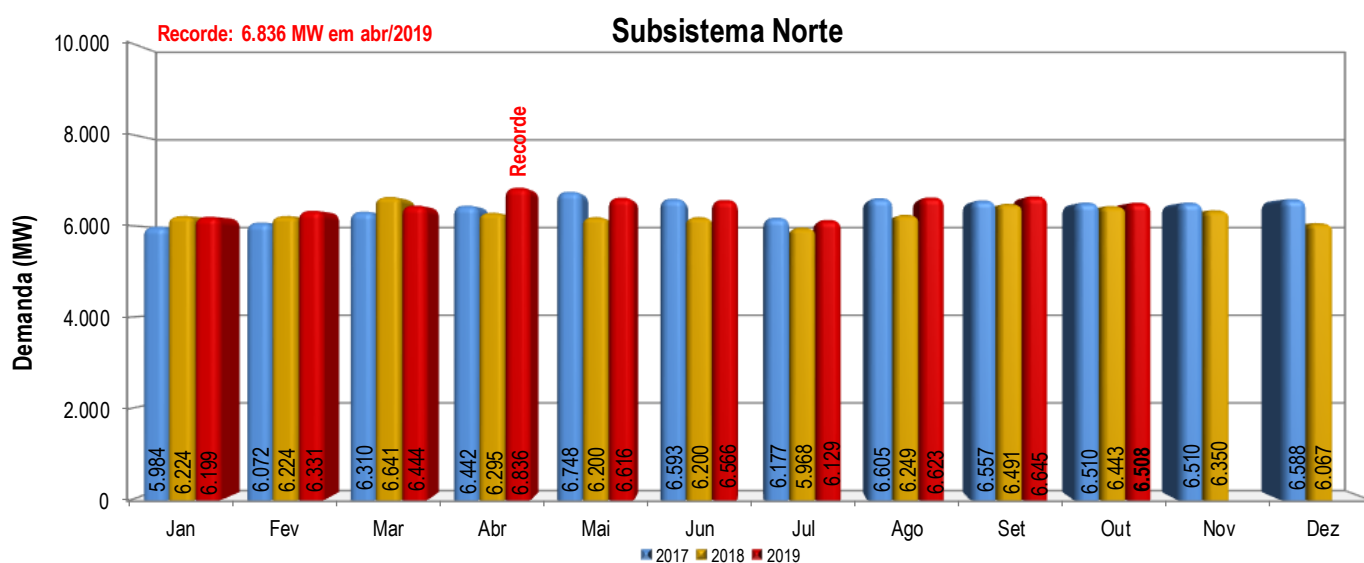


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2019, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 169.604 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 8.017 MW, sendo 4.198 MW de geração de fonte hidráulica, 2.133 MW de fonte eólica e 1.894 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 207 MW de fontes térmicas, ocasionado pelo descomissionamento de usinas em fim de vida útil. A geração distribuída fechou o mês de outubro de 2019 com 1.641 MW instalados, em 129.301 unidades, representando 1,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,4% 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	Out/2018	Out/2019			Evolução da Capacidade Instalada Out/2019 - Out/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW) ¹	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	102.977	1.461	107.175	63,2%	4,1%
UHE	97.075	217	101.043	59,6%	4,1%
PCH + CGH ²	5.849	1.146	6.036	3,6%	3,2%
CGH GD	53	98	96	0,1%	81,1%
Térmica	43.313	3.228	43.106	25,4%	-0,5%
Gás Natural	12.700	166	13.435	7,9%	5,8%
Biomassa	14.774	568	14.896	8,8%	0,8%
Petróleo	9.946	2.267	9.069	5,3%	-8,8%
Carvão	3.718	23	3.597	2,1%	-3,3%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ³	150	4	69	0,0%	-54,4%
Térmica GD	35	198	51	0,0%	44,7%
Eólica	13.438	682	15.570	9,2%	15,9%
Eólica (não GD)	13.427	622	15.560	9,2%	15,9%
Eólica GD	10	60	10,361	0,0%	0,5%
Solar	1.858	132.351	3.752	2,2%	101,9%
Solar (não GD)	1.428	3.406	2.269	1,3%	59,0%
Solar GD	431	128.945	1.483	0,9%	244,4%
Capacidade Total sem GD	161.057	8.421	167.963	99,0%	4,1%
Geração Distribuída - GD	529	129.301	1.641	1,0%	210,0%
Capacidade Total - Brasil	161.586	137.722	169.604	100,0%	5,0%

¹ 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. 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".

² Inclui uma Central Geradora Undi-Elétrica - CGU (50 kW).

³ Inclui outras fontes fósseis (69 MW).



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Out/2019

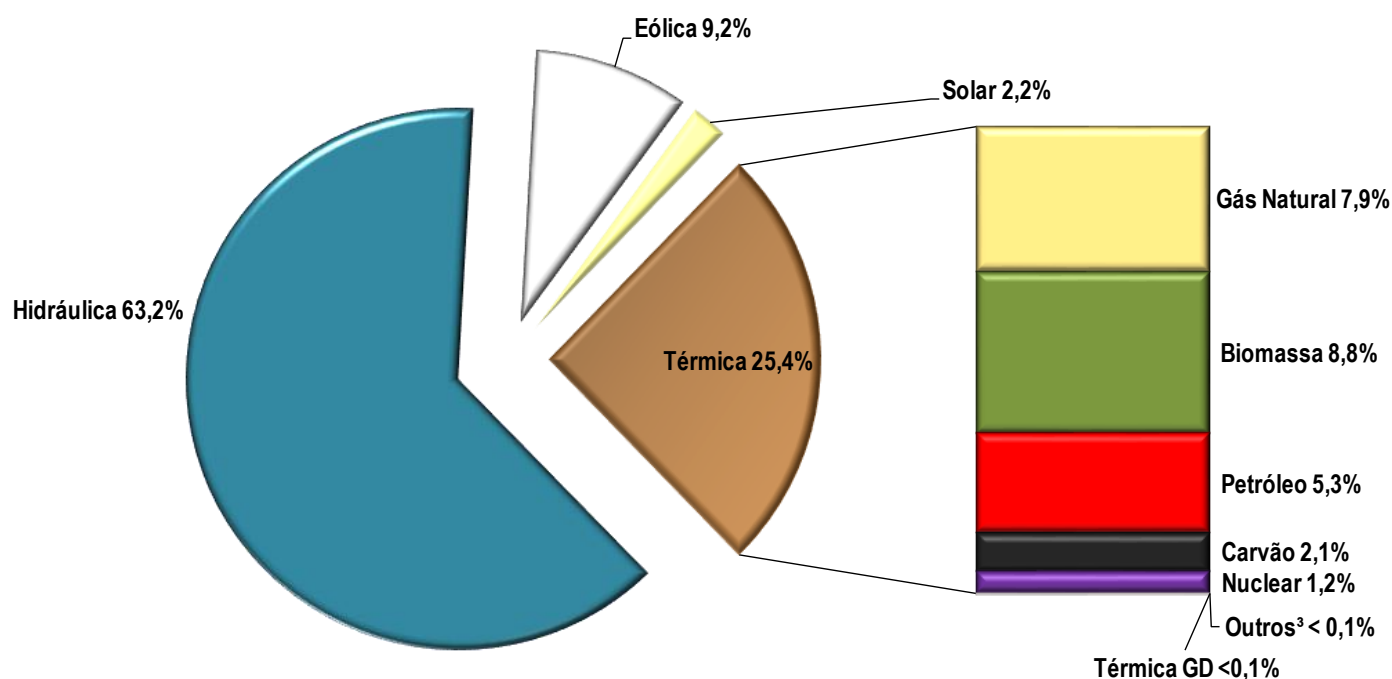


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ¹

Em outubro de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 154.226 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) - Out/2019

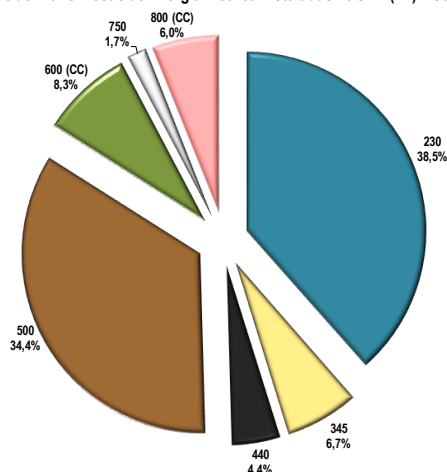


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km) ¹	% Total
230	59.338	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)	9.264	6,0%
Total SEB	154.226	100,0%

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

¹ 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 ¹

Em outubro de 2019, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 895,3 MW de geração, referentes às unidades geradoras (UG) abaixo especificadas:

- CGH Buritizal - UGs: 1 e 2, total de 5 MW, no Mato Grosso. CEG: CGH.PH.MT.037358-3.01;
- EOL Papagaio - UGs: 1 a 5, total de 10 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031511-7.01;
- PCH Areado - UGs: 1 e 2, total de 18 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.033893-1.01;
- PCH Bandeirante - UGs: 1 a 3, total de 27,99 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.032163-0.01;
- UHE Belo Monte – UG: 17, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Sinop - UG: 1, de 200,94 MW, no Mato Grosso. CEG: UHE.PH.MT.031428-5.01;
- UHE Tibagi Montante - UG: 1, de 12 MW, no Paraná. CEG: UHE.PH.PR.032923-1.01;
- UTE Manaquiri - COE - UGs: 1 a 16 e 18, total de 10,21 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.037714-7.01.

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

Fonte	Realizado em Out/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	0,00	725,00
Eólica (não GD)	0,00	725,00
Hidráulica	875,05	4.186,38
PCH + CGH	51,00	166,76
UHE	824,05	4.019,62
Solar	0,00	452,12
Solar (não GD)	0,00	452,12
Térmica	20,21	574,13
Biomassa	0,00	121,34
Carvão	0,00	345,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	10,00	44,02
Petróleo	10,21	46,02
TOTAL	895,26	5.937,63

¹ 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 ¹

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

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)	Previsão ACR 2021 (MW)
Eólica	0,00	0,00	0,00
Eólica (não GD)	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	122,91	169,01	148,75
PCH + CGH	10,91	169,01	148,75
UHE	112,00	0,00	0,00
Solar	173,64	603,22	431,40
Solar (não GD)	173,64	603,22	431,40
Térmica	59,00	2.902,59	1.672,96
Biomassa	25,00	135,90	48,50
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	34,00	1.251,06	0,00
Petróleo	0,00	0,00	286,16
TOTAL	355,55	3.674,82	2.253,11

¹ 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 ¹

No mês de outubro, entraram em operação comercial 16 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN, conforme elencado abaixo:

- LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C-1 e C-2 (Subterrânea), com 16 km de extensão, da COPEL-GT no Paraná.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	16,0	900,2
345	0,0	0,0
440	0,0	0,2
500	0,0	2.686,6
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.096,0
TOTAL	16,0	8.683,0

¹ 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 ¹

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de outubro de 2019, foram adicionados 849 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR 500/138 kV– 360 MVA, na SE Paulino Neves 2 (Ômega Energia e Implantação S.A.) no Maranhão;
- TR6 230/69 kV– 39 MVA, na SE Irecê (CHESF) na Bahia;
- TR6 230/138 kV – 150 MVA, na SE Firminópolis (CELG G&T) em Goiás;
- TR1 e TR2 230/138 kV – 150 MVA cada, na SE Curitiba Centro (COPEL-GT) no Paraná.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	489	3.761
345	0	1.200
440	0	600
500	360	5.010
750	0	1.650
TOTAL	849	12.221

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de outubro de 2019 houve incorporação ao SIN de 2 equipamentos de compensação de potência reativa:

- RB 1 150 MVar, 500 kV, na SE João Câmara III (Giovanni Sanguinetti) no Rio Grande do Norte;
- CE 1 300 / -150 MVar, 500 kV, na SE Parnaíba III, (ARGO) no Piauí.

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão ¹

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	1.037,9	2.062,4	938,1
345	0,0	109,0	224,0
440	0,0	0,0	151,0
500	1.043,8	4.790,2	4.014,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.081,7	6.961,6	5.327,1

Fonte dos dados: MME / SEE



7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação ¹

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão da entrada da subestação Fernão Dias (3.600 MVA) em São Paulo, para integração do sistema de Belo Monte no Sudeste e Sul do País.

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	1.722,0	5.090,0	4.253,0
345	400,0	1.600,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	5.110,0	10.444,0	13.320,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.682,0	17.434,0	20.523,0

Fonte dos dados: MME / SEE

¹ 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 ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de setembro de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 61,7% do total gerado no país, valor 2,2 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 13,0%, valor 1,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 24,3%, valor 1,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 82,6% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em setembro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

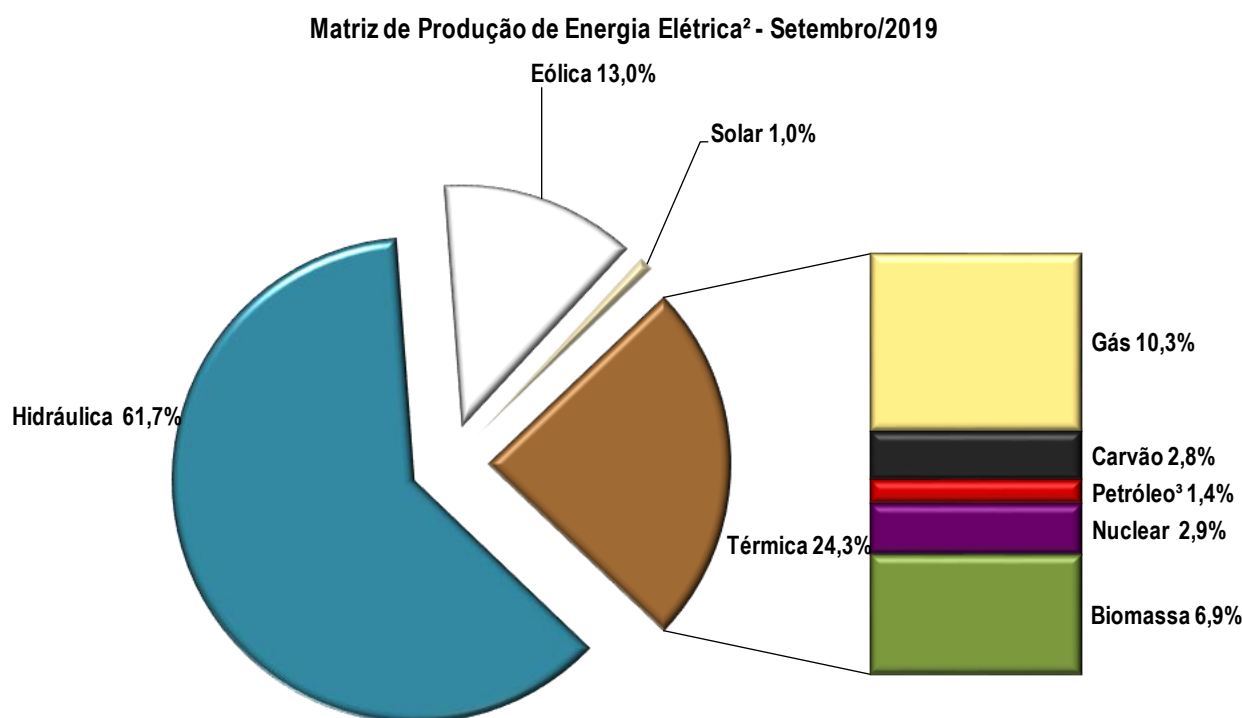


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a distribuição distribuída.

² 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 setembro de 2019.

³ Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicompostíveis. Dados contabilizados até setembro de 2019.



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional ¹

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 19,3% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão. A geração solar cresceu 46,3% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/18 (GWh)	Ago/19 (GWh)	Set/19 (GWh)	Evolução mensal (Set/19 / Ago/19)	Evolução anual (Set/19 / Set/18)	Out/17-Set/18 (GWh)	Out/18-Set/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	26.986	27.170	28.393	4,5%	5,2%	386.874	413.470	6,9%
Térmica	11.770	11.503	11.077	-3,7%	-5,9%	115.266	93.038	-19,3%
Gás	4.911	4.825	4.713	-2,3%	-4,0%	47.117	35.260	-25,2%
Carvão	1.067	1.317	1.306	-0,8%	22,4%	13.501	9.706	-28,1%
Petróleo ²	1.114	271	300	11,0%	-73,0%	9.788	4.954	-49,4%
Nuclear	1.337	1.384	1.339	-3,3%	0,1%	14.595	14.262	-2,3%
Outros	297	248	250	0,5%	-15,9%	3.165	2.747	-13,2%
Biomassa	3.044	3.459	3.169	-8,4%	4,1%	27.100	26.108	-3,7%
Eólica	5.328	6.436	5.990	-6,9%	12,4%	45.636	51.661	13,2%
Solar	382	443	474	7,0%	24,1%	2.923	4.277	46,3%
TOTAL	44.465	45.551	45.934	0,8%	3,3%	550.699	562.446	2,1%

¹ 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.

² Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicompostíveis.
Dados contabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A queda expressiva da geração a biomassa nos Sistemas Isolados se deve à não geração da usina BK ENERGIA LTDA, que utiliza como combustível o cavaco de madeira.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/18 (GWh)	Ago/19 (GWh)	Set/19 (GWh)	Evolução mensal (Set/19 / Ago/19)	Evolução anual (Set/19 / Set/18)	Out/17-Set/18 (GWh)	Out/18-Set/19 (GWh)	Evolução
Gás	5	11	11	2,1%	130,9%	54	85	55,4%
Petróleo ²	292	321	334	4,2%	14,4%	2.886	3.591	24,4%
Biomassa	5	5	0	-100,0%	-100,0%	47	46	-2,1%
TOTAL	302	337	345	2,4%	14,2%	2.987	3.722	24,6%

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 Jatapu). Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas, ao MME, pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica¹

No mês de setembro de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 2,3 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 58,4%, com total de 7.599 MW médios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41,5%, o que indica decréscimo de 1,4 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em setembro de 2019, decresceu 1,9 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 34,1%, com total de geração verificada no mês de 697 MW médios. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,1%, o que indica decréscimo de 1,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

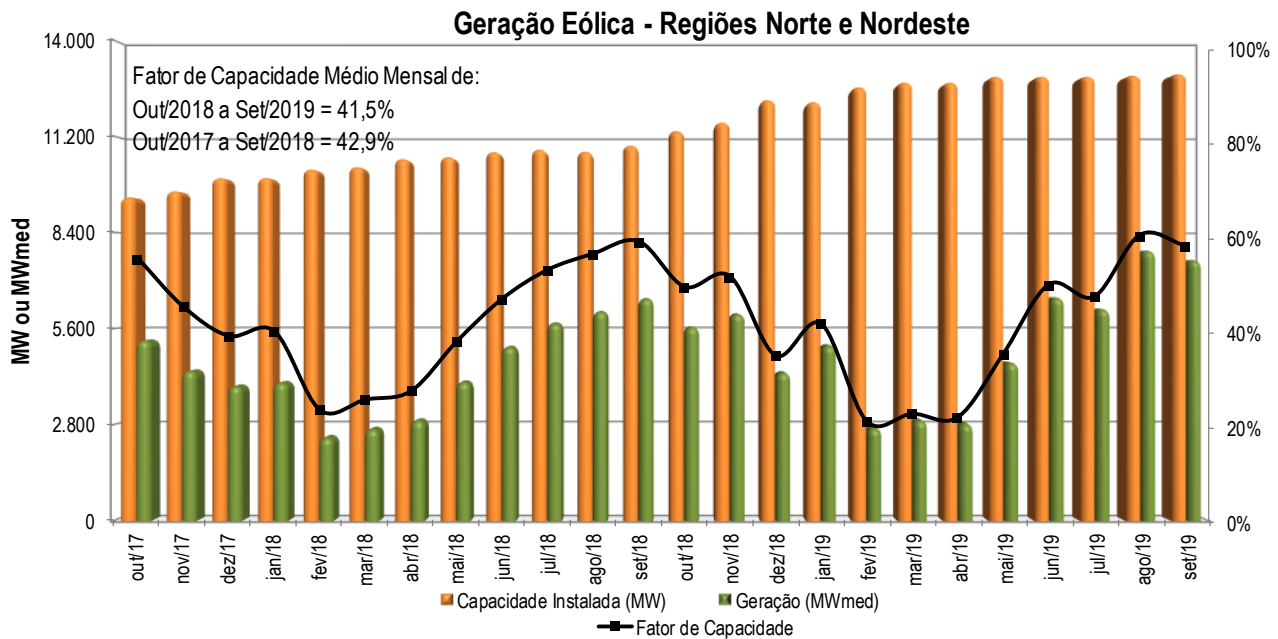


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

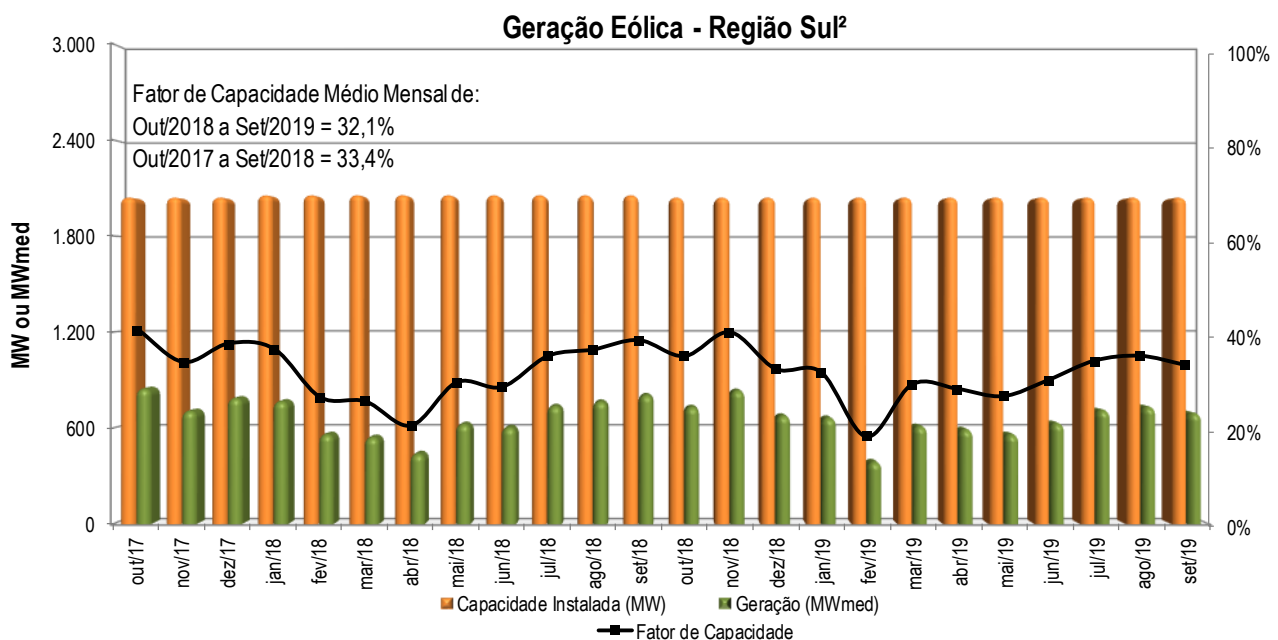


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

¹ 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.

² Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMOs) médios semanais variaram entre R\$ 229,6 / MWh e R\$ 309,3 / MWh, equalizados em todos os subsistemas.

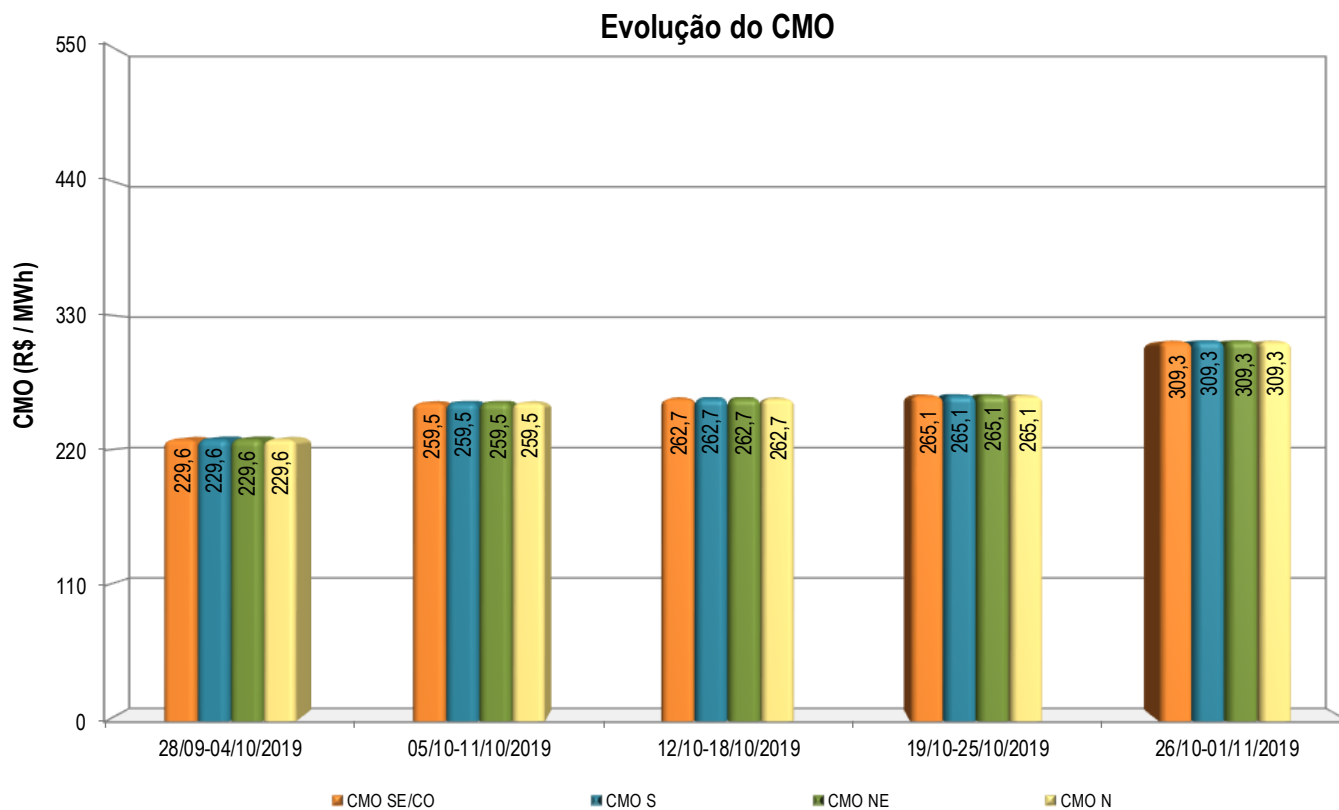


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço do Sistema (ESS) verificado em setembro de 2019 foi de R\$ 28,4 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 49,3 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 3,5 milhões referente ao encargo por 'Deslocamento Hidráulico', que está relacionado ao ressarcimento às usinas hidrelétricas devido à redução da sua geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica; R\$ 10,2 milhões referentes aos encargos por 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN, sendo R\$ 6,5 milhões referentes a Operação Constrained-On e por R\$ 3,7 milhões referentes a Operação de Constrained-Off; e por R\$ 14,7 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 setembro de 2019, não houve cobrança dos seguintes encargos: 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.

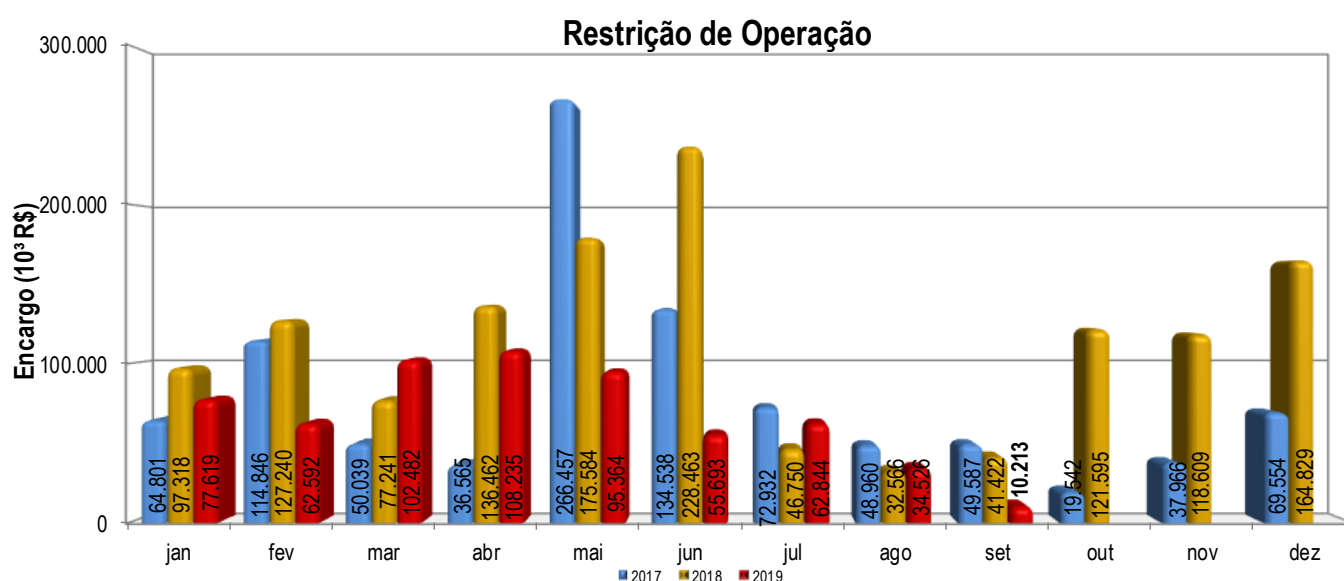


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

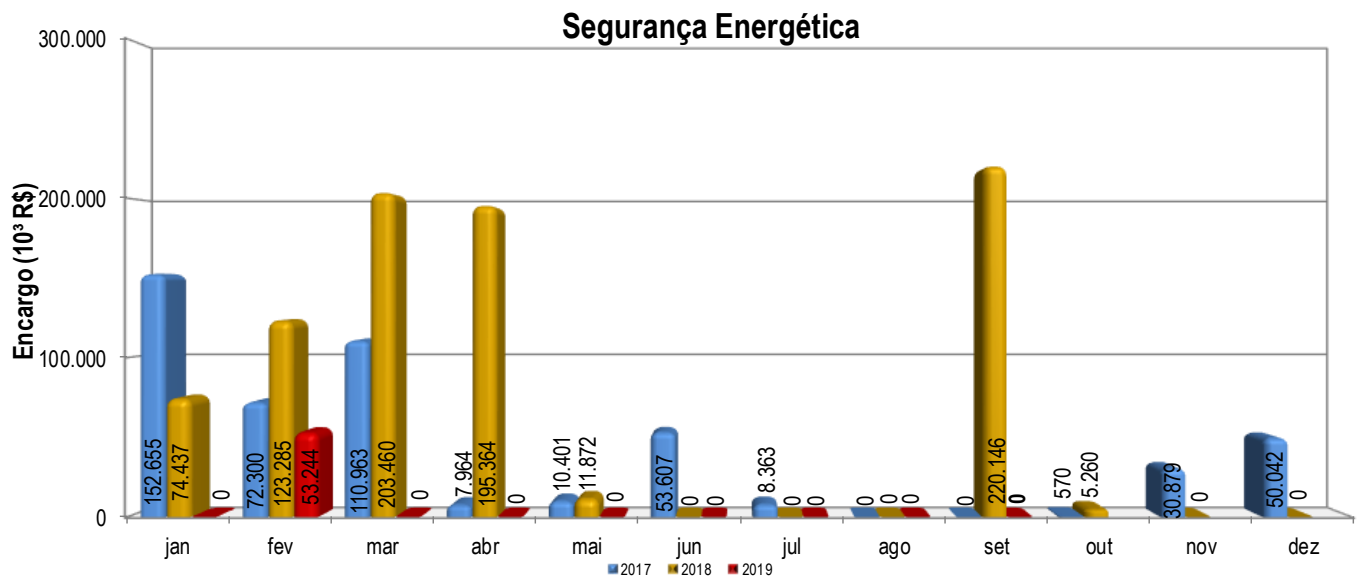


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

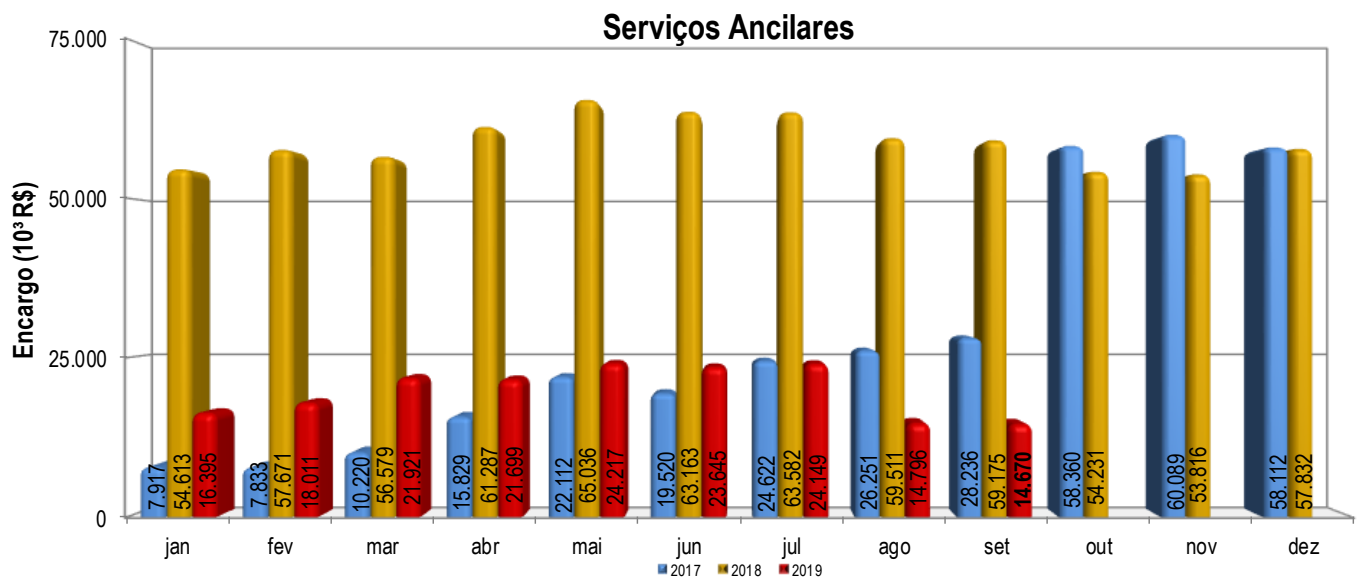


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

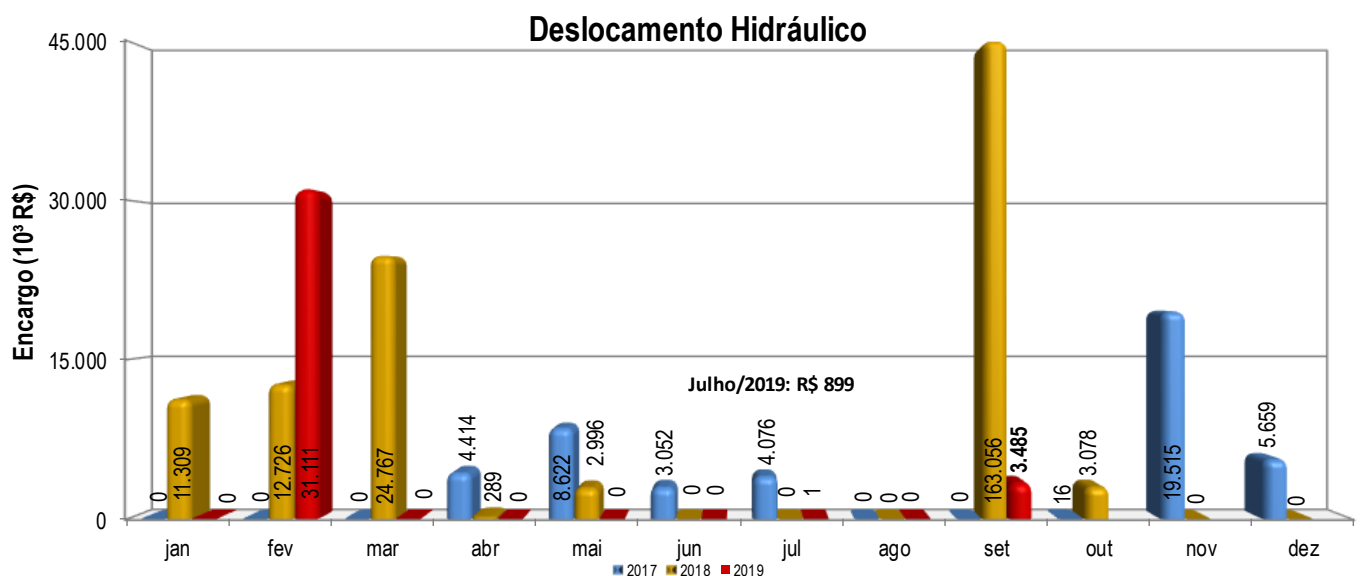


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

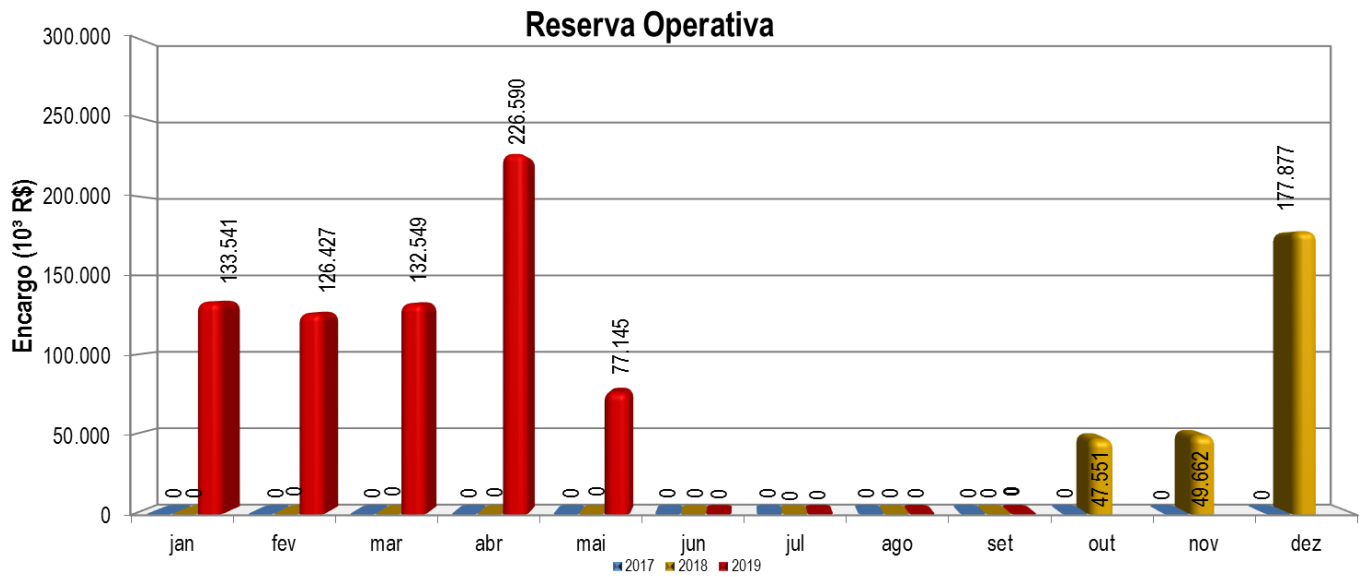


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

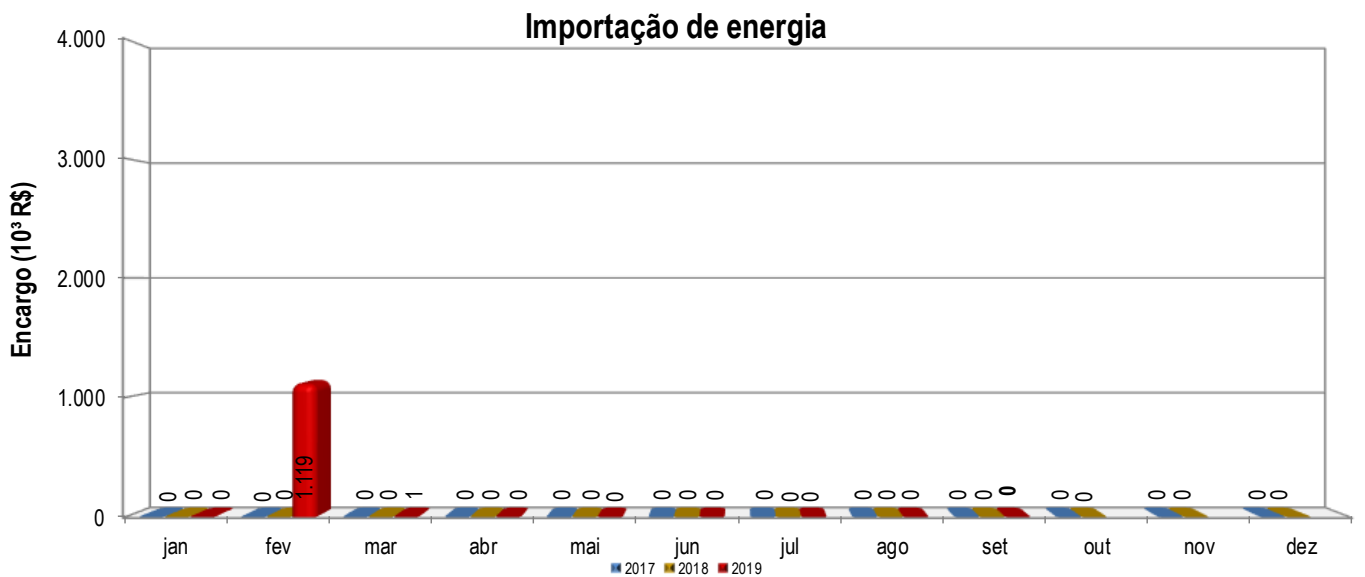


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2019, foram verificadas oito ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.546 MW de corte de carga. Os desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 01 de outubro, às 19h48min:** desligamento automático da subestação de 138 kV Taguatinga. Houve interrupção de 155 MW de cargas no Distrito Federal;
- **Dia 02 de outubro, às 15h57min:** desligamento automático da LT 230 kV Trindade / Firminópolis e do transformador TR5 230/138 kV da subestação Firminópolis. Houve interrupção de 104 MW de cargas em Goiás. Causa: curto-circuito monofásico provocado por árvore sobre a LT;
- **Dia 19 de outubro, às 16h06min:** desligamento automático das LTs 500 kV Mesquita / Vespasiano e Neves / Mesquita com consequente sobrecarga e subtensão na rede de 230 kV da área leste de Minas Gerais. Houve interrupção total de 321,20 MW de carga, sendo 314,2 MW em Minas Gerais e 7 MW no Espírito Santo. Causa: curto-circuito monofásico de alta impedância, causado por queimada;
- **Dia 19 de outubro, às 23h20min:** desligamento automático dos equipamentos conectados à seção de barra A de 230 kV da SE Barro Alto, inclusive a LT 230 kV Barro Alto / Anglo American (não pertencente à Rede de Operação), interrompendo o suprimento às cargas do consumidor livre Anglo American. Houve interrupção de 172 MW de cargas em Goiás;
- **Dia 23 de outubro, às 14h35min:** desligamento automático das SEs 138 kV Águas Claras, Gama e de parte das cargas da SE Sobradinho Transmissão. Houve interrupção de 119,5 MW de cargas no Distrito Federal;
- **Dia 24 de outubro, às 20h38min:** desligamento automático do setor de 69 kV da SE Miramar. Houve interrupção de 170 MW de cargas no Pará;
- **Dia 25 de outubro, às 10h52min:** desligamento automático dos transformadores T2 de 230/69/13.8 kV e T3 de 230/69 kV da Subestação Catu. Houve interrupção de 129 MW de cargas na Bahia;
- **Dia 29 de outubro, às 16h07min:** desligamento automático das LTs 69kV Manaus / Seringal Mirim e Manaus/Cachoeirinha, acarretando a interrupção do suprimento às subestações de Flores, Ponta Negra, Aparecida, Ponta do Ismael e Iranduba, além do desligamento das usinas UTE Ponta Negra e UTE Aparecida. Houve interrupção de 374,9 MW de cargas no Amazonas.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

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-Out	2018 Jan-Out
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.183
S	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	0
SE/CO	1.677	355	124	621	0	0	0	107	577	872			4.333	1.440
NE	337	0	428	285	0	258	459	0	0	129			1.896	1.013
N	153	0	134	312	657	0	0	177	0	545			1.977	3.070
Isolados	827	783	481	347	1.241	647	357	172	0	0			4.855	9.485
TOTAL	2.994	1.283	1.167	1.565	1.898	905	816	456	577	1.546	0	0	13.206	38.192



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-Out	2018 Jan-Out
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
S	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
SE/CO	3	2	1	3	0	0	0	1	2	5			17	7
NE	2	0	2	1	0	1	2	0	0	1			9	5
N	1	0	1	2	3	0	0	1	0	2			10	6
Isolados	6	6	3	2	10	5	3	1	0	0			36	75
TOTAL	12	9	7	8	13	6	5	3	2	8	0	0	73	95

¹ Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga ≥ 100 MW nos sistemas isolados.

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

Ocorrências no SEB

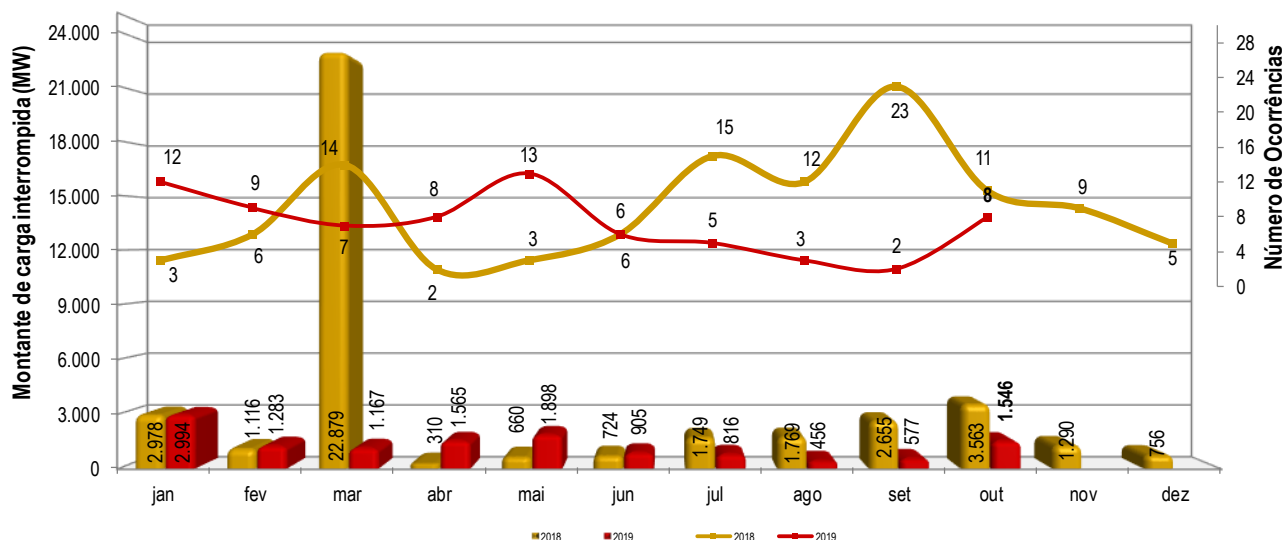


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

11.2. Indicadores de Continuidade ¹

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 ²	Limite Ano	
Brasil	1,48	1,36	1,28	1,01	0,88	0,78	0,85	0,81	0,91				9,38	12,72	
S	1,66	1,08	0,94	0,83	0,86	0,75	0,83	0,81	0,85				8,61	10,96	
SE	1,06	0,99	0,84	0,62	0,55	0,46	0,55	0,50	0,62				6,29	8,79	
CO	2,28	1,94	1,66	1,28	0,94	0,74	0,91	1,05	1,44				12,25	14,71	
NE	1,49	1,66	1,79	1,37	1,07	1,09	1,08	0,92	0,83				11,29	14,65	
N	2,87	2,62	2,53	2,30	2,30	1,85	1,88	2,11	2,64				21,08	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 ²	Limite Ano
Brasil	0,74	0,64	0,62	0,53	0,47	0,42	0,47	0,45	0,53				4,88	9,52
S	0,88	0,63	0,56	0,50	0,52	0,46	0,50	0,49	0,56				5,09	8,55
SE	0,60	0,49	0,44	0,36	0,30	0,27	0,32	0,30	0,41				3,53	6,56
CO	1,02	0,77	0,75	0,78	0,50	0,49	0,53	0,66	0,83				6,33	11,84
NE	0,62	0,66	0,71	0,58	0,47	0,47	0,50	0,44	0,43				4,88	9,60
N	1,54	1,40	1,44	1,32	1,48	1,08	1,14	1,16	1,23				11,79	29,18

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

DEC - Brasil

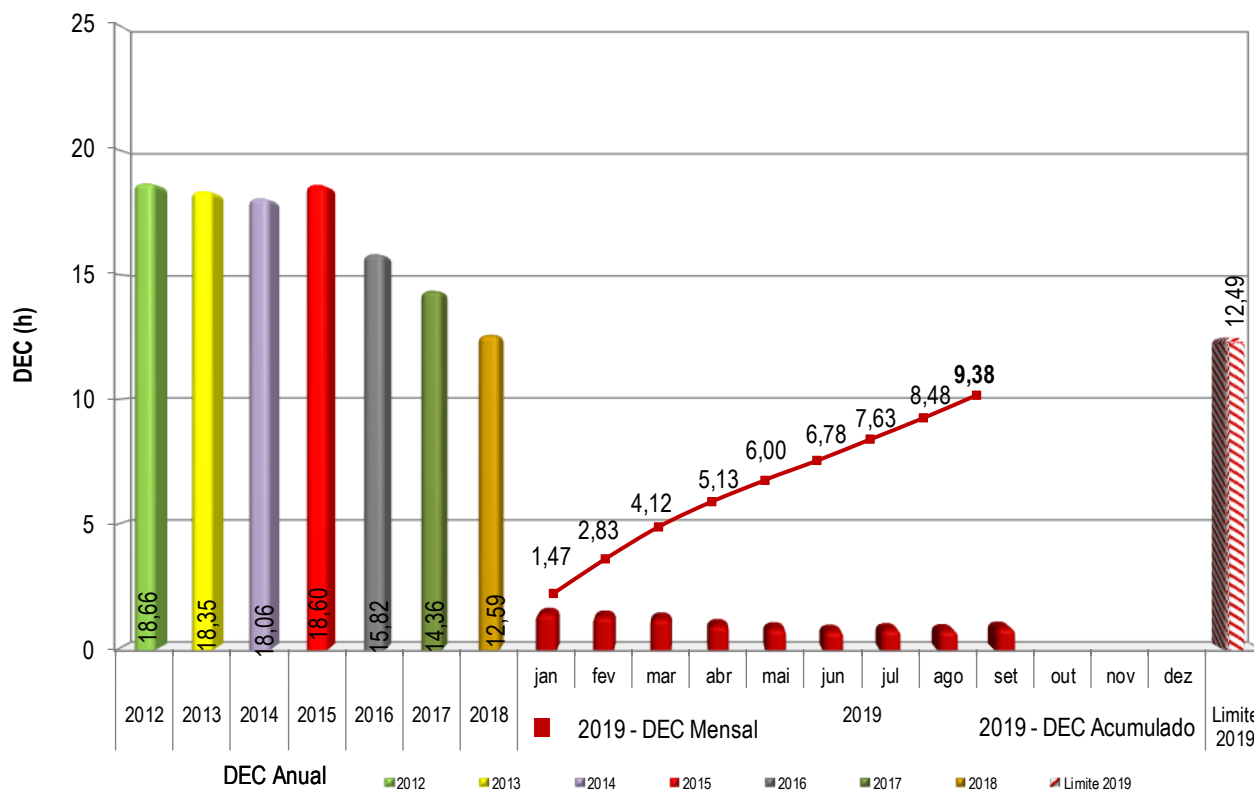


Figura 29. DEC do Brasil.

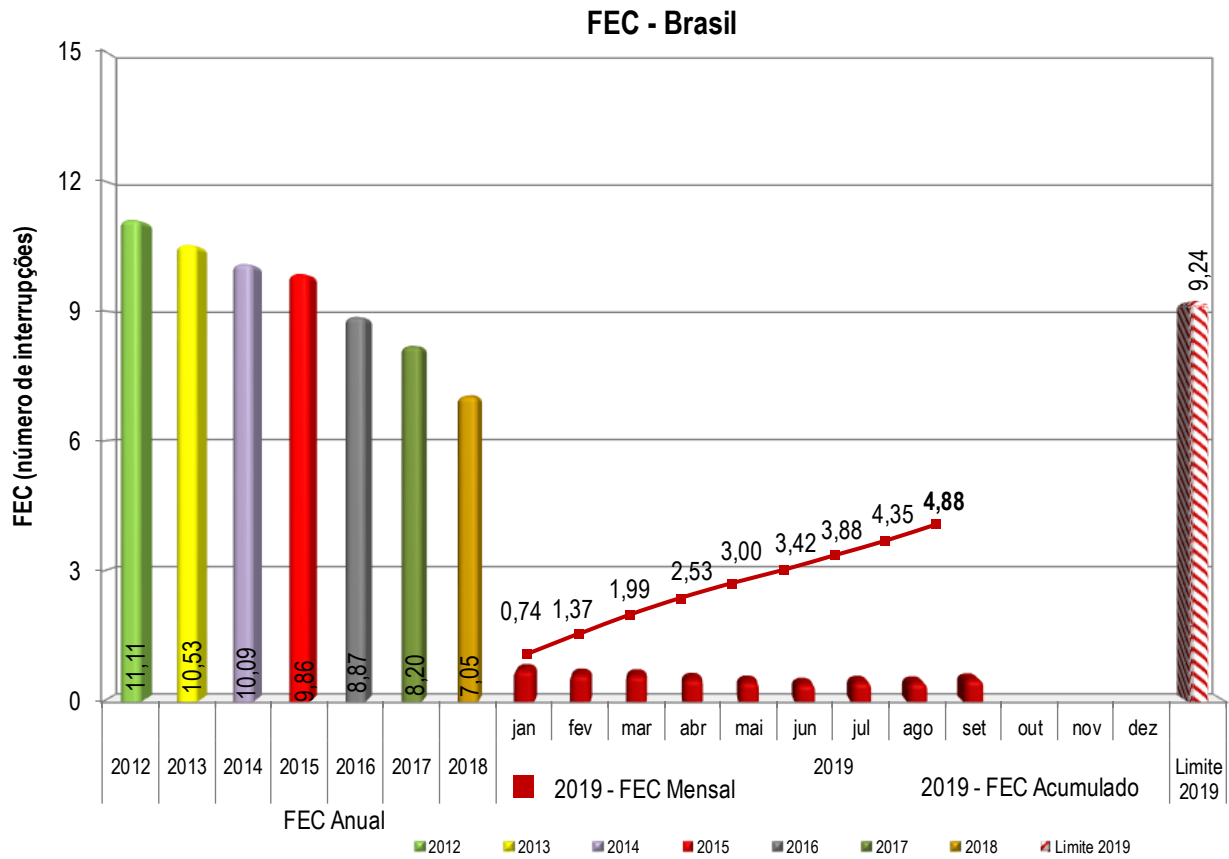


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até setembro de 2019 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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