

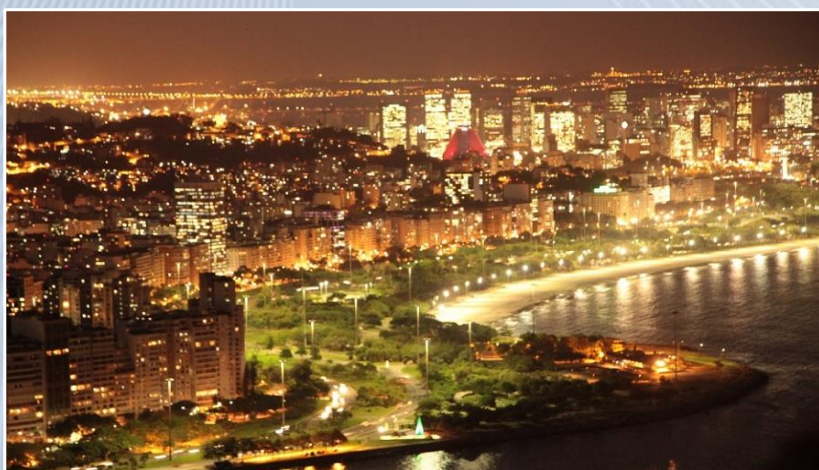
Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 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.....	17
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	18
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 novembro 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 unidade de consumo (UC) e por classe de consumo.	10
Tabela 5. Número de 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.....	16
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	17
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	18
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	19
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 no mês de novembro: 62% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 21% MLT no Nordeste e 64% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 61% MLT, 83% MLT, 21% MLT e 64% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: No mês de novembro de 2019, observou-se deplecionamento, em relação ao mês de outubro, de 3,4 p.p., 3,8 p.p., 5,0 p.p. e 8,6 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em outubro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 52.079 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 7,8% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 3,1% acima do verificado em outubro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de consumo de 3,4%, 4,4% e 5,2%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial, apresentou decréscimo de 2,0% em comparação ao mesmo período.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de novembro de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 169.534 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.784 MW

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de novembro, não houve entrada de linhas de transmissão enquanto que a capacidade de transformação teve um acréscimo de 50 MVA. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 914 MW, com destaque para a entrada em operação da última Unidade Geradora (UG 18) da UHE Belo Monte, com 611 MW. O ano 2019 apresenta um acumulado de expansão de 8.684,0 km de linhas de transmissão, 12.271 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica e 6.851,94 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de outubro, as energias renováveis foram responsáveis por 82,4% do total de energia elétrica produzida no Brasil.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço do Sistema (ESS) verificado em outubro de 2019 foi de R\$ 36,8 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 28,4 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em novembro de 2019, foram verificadas sete ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, com total de 2.169 MW de corte de carga.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas no mês de novembro: 62% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 21% MLT no Nordeste e 64% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 61% MLT, 83% MLT, 21% MLT e 64% 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 Paraíba do Sul, Iguaçu, Uruguai e Jacuí.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

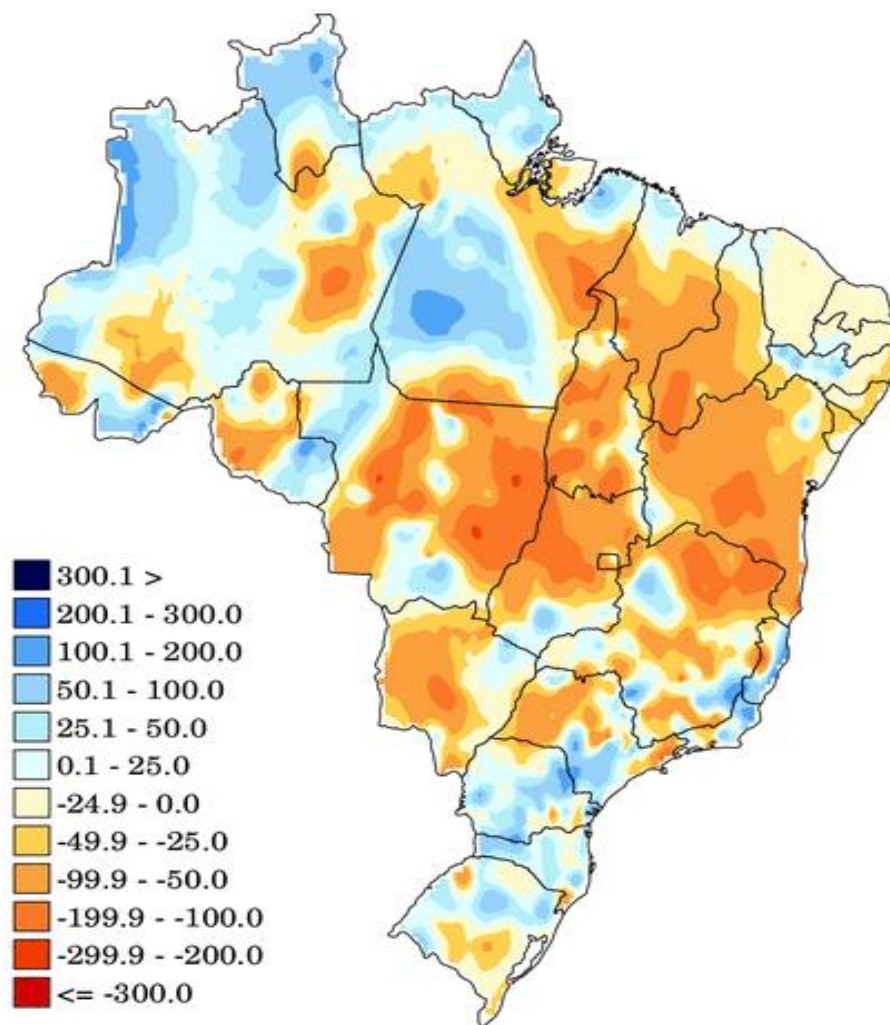


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2019 – Brasil.

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

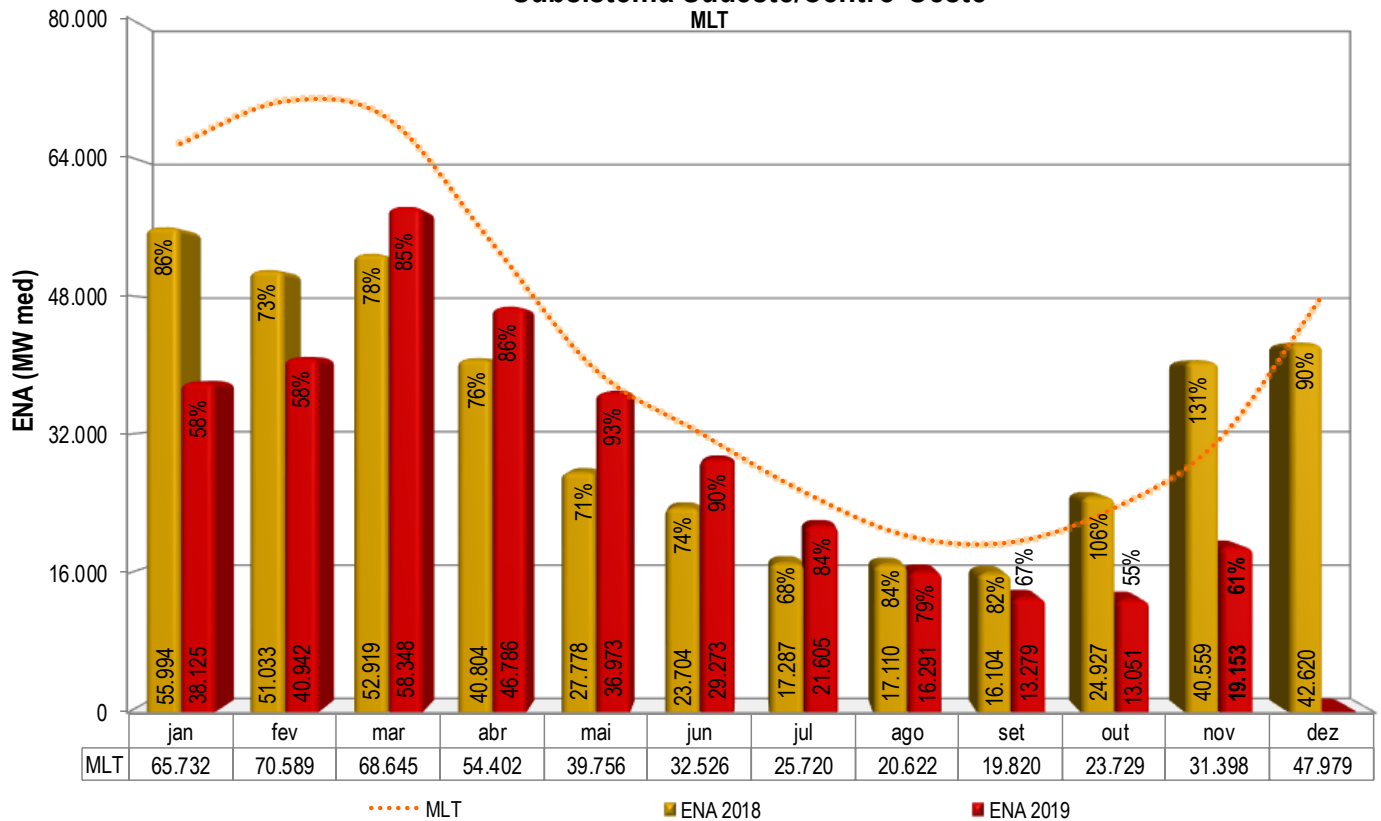


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

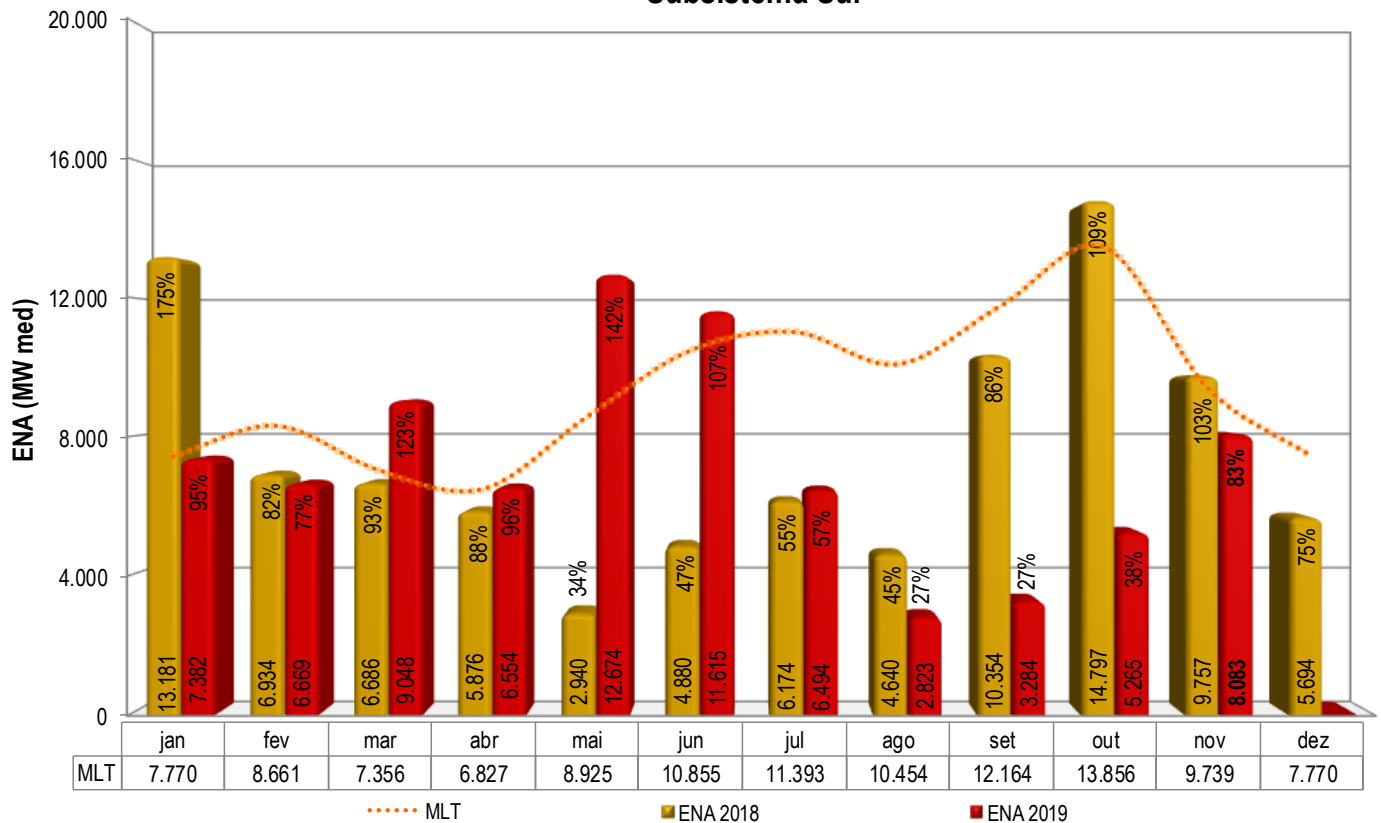


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

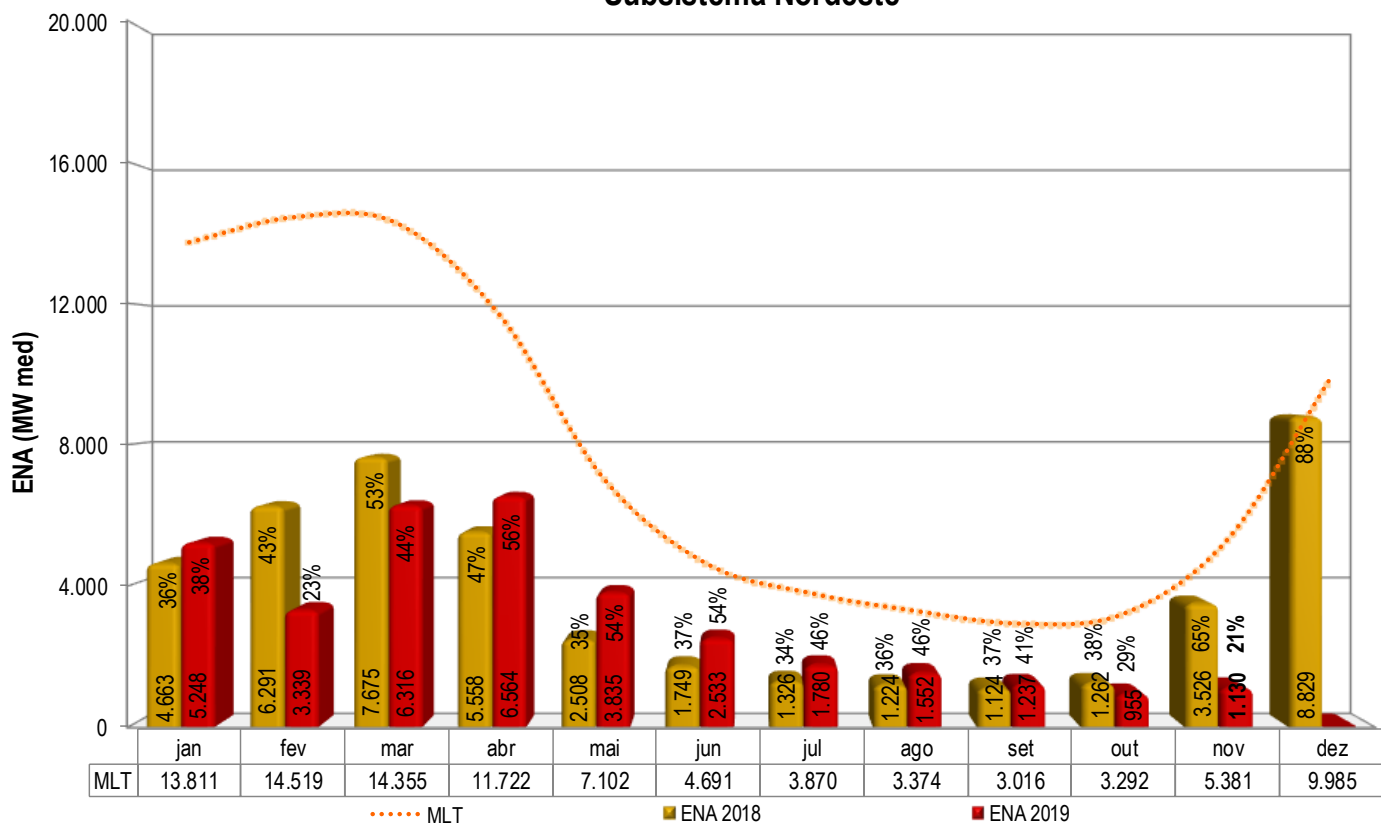


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

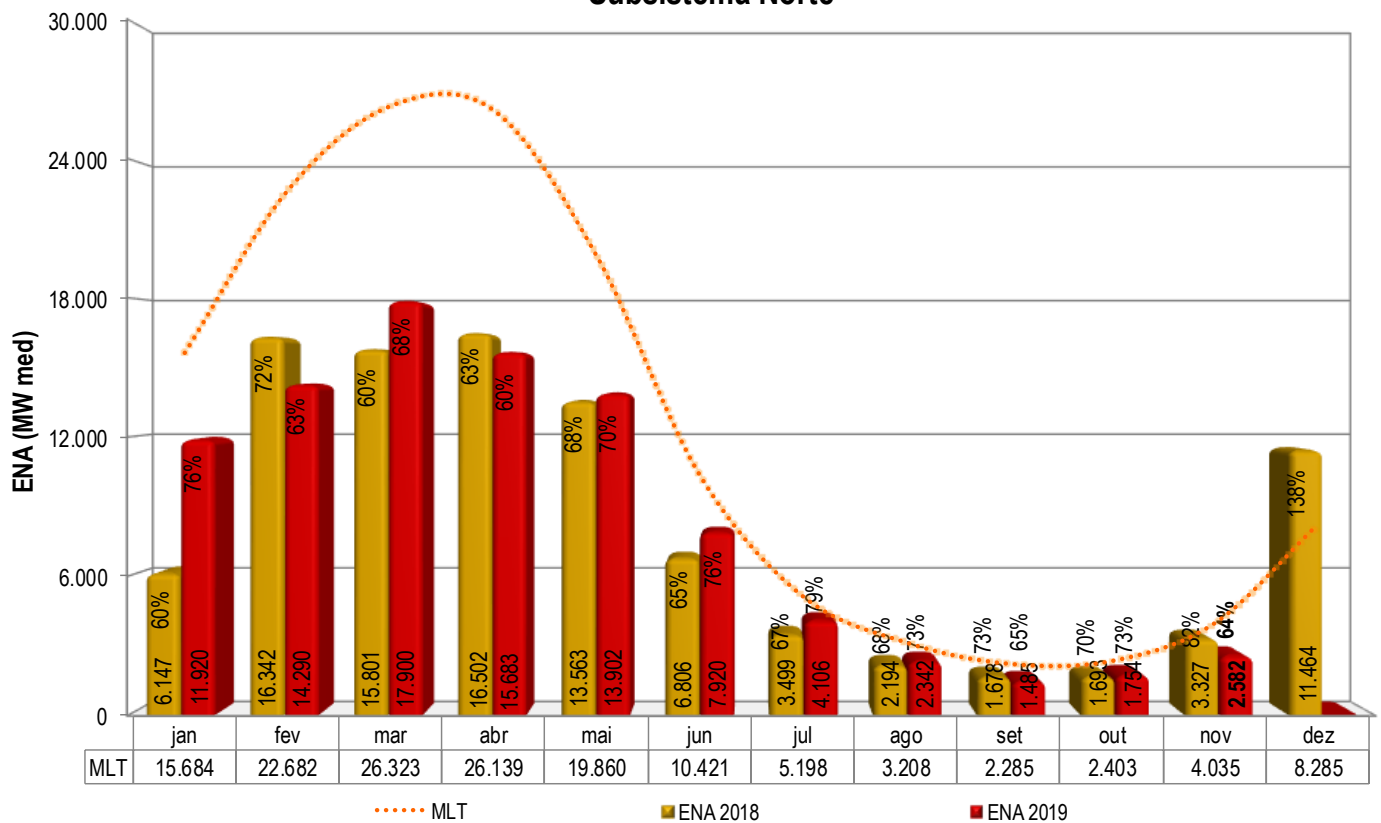


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de novembro de 2019, observou-se deplecionamento, em relação ao mês de outubro, de 3,4 p.p., 3,9 p.p., 4,7 p.p. e 8,6 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 Outubro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Novembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	22,3	18,9	203.291	58,2
Sul	39,5	35,6	20.581	10,5
Nordeste	38,4	33,7	51.831	25,6
Norte	29,6	21,0	15.046	5,7
TOTAL	TOTAL	TOTAL	290.749	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 novembro de 2019 foi de 26,2% na UHE Sobradinho e de 49,3% na UHE Três Marias.

Com relação aos principais reservatórios do SIN que apresentaram deplecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Tucuruí (-11,1 p.p.), UHE Emborcação (-8,1 p.p.) e da UHE Nova Ponte (-6,2 p.p.). O reservatório da UHE Capivara apresentou replecionamento (2,9 p.p.) em relação ao mês anterior.

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Outubro (%)	Armazenamento no final de Novembro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	14,3	11,2	-3,1
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	36,9	25,8	-11,1
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	31,3	26,2	-5,1
FURNAS	GRANDE	17.217	16,5	13,1	-3,4
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	54,2	49,3	-4,9
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	23,7	15,6	-8,1
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	67,6	63,5	-4,1
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	13,8	12,7	-1,1
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	24,6	18,3	-6,2
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	18,2	21,1	2,9

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

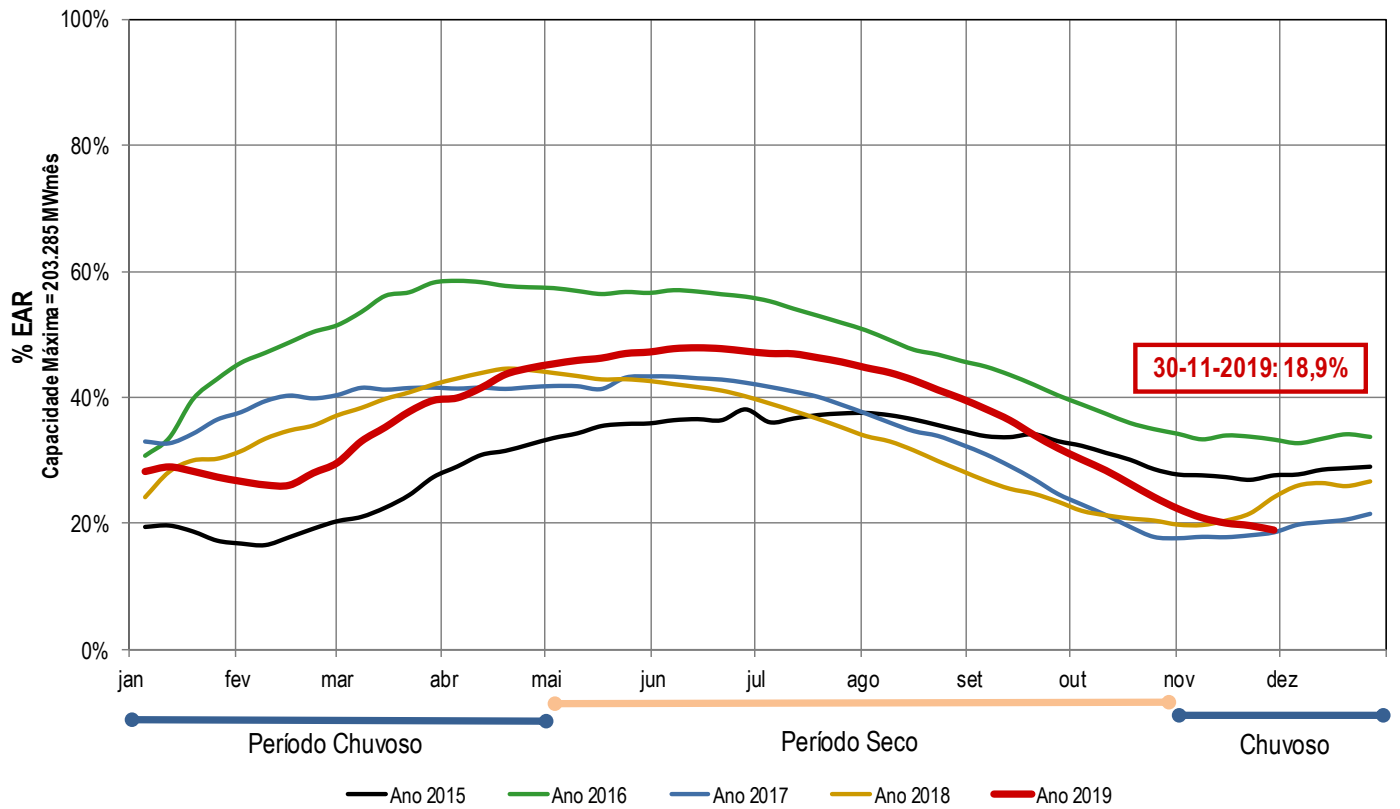


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

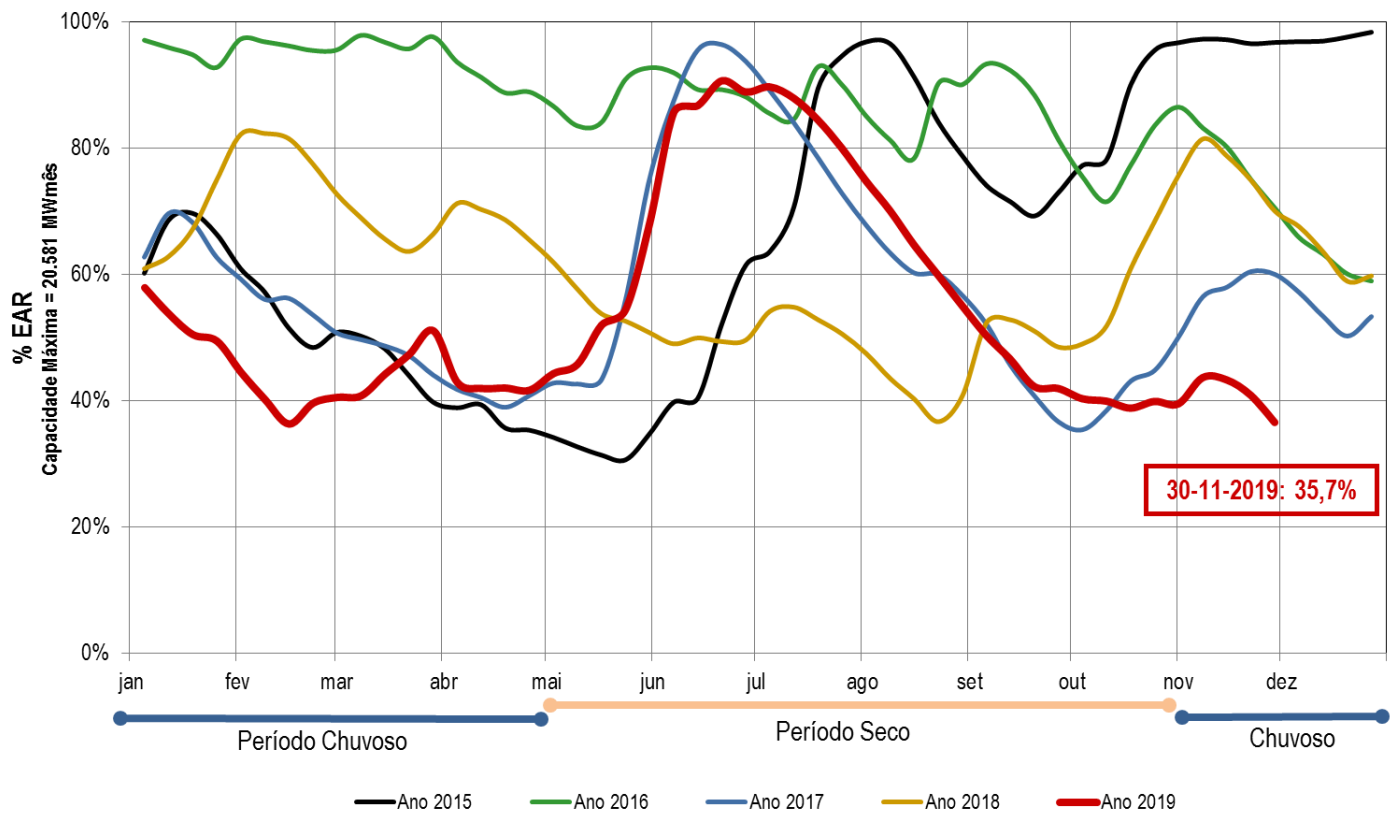


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

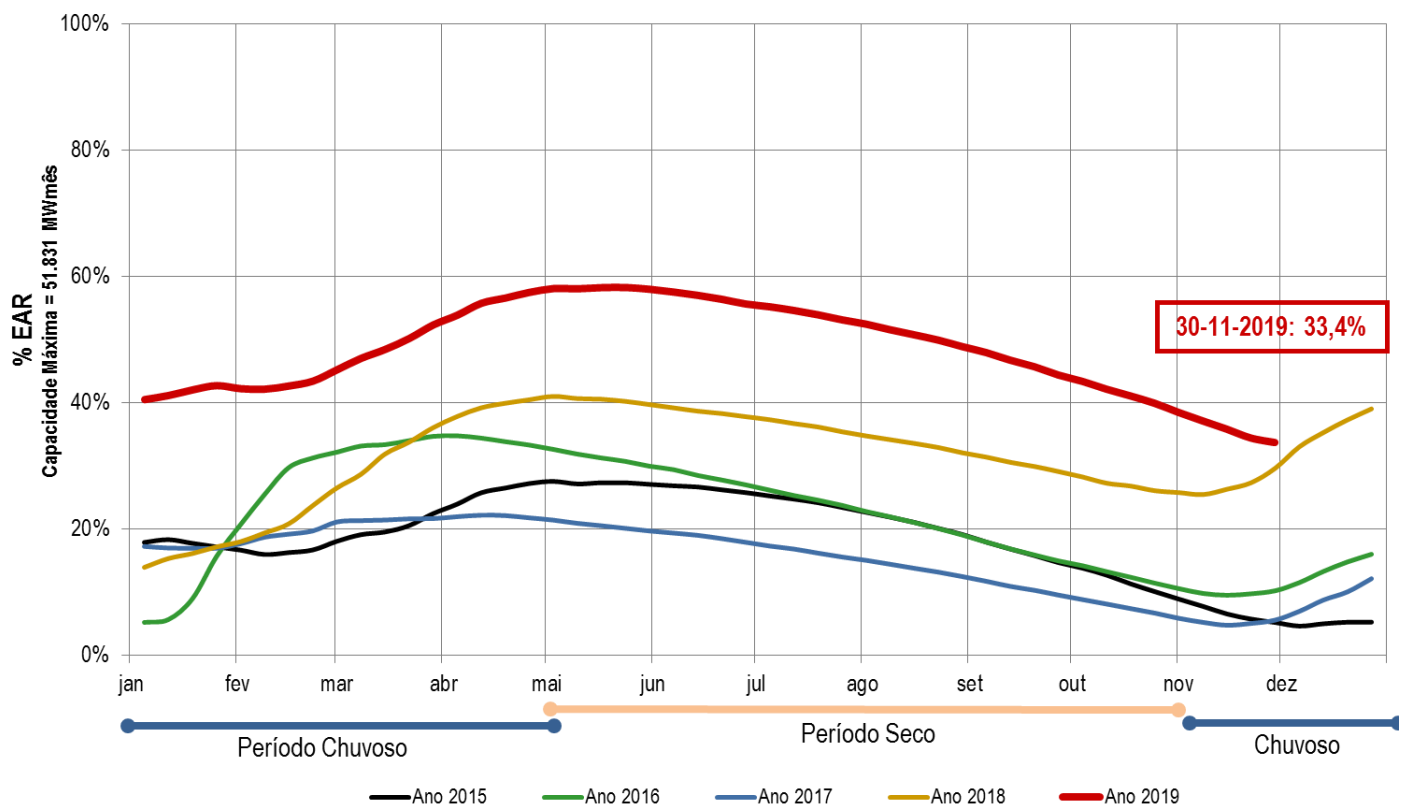


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

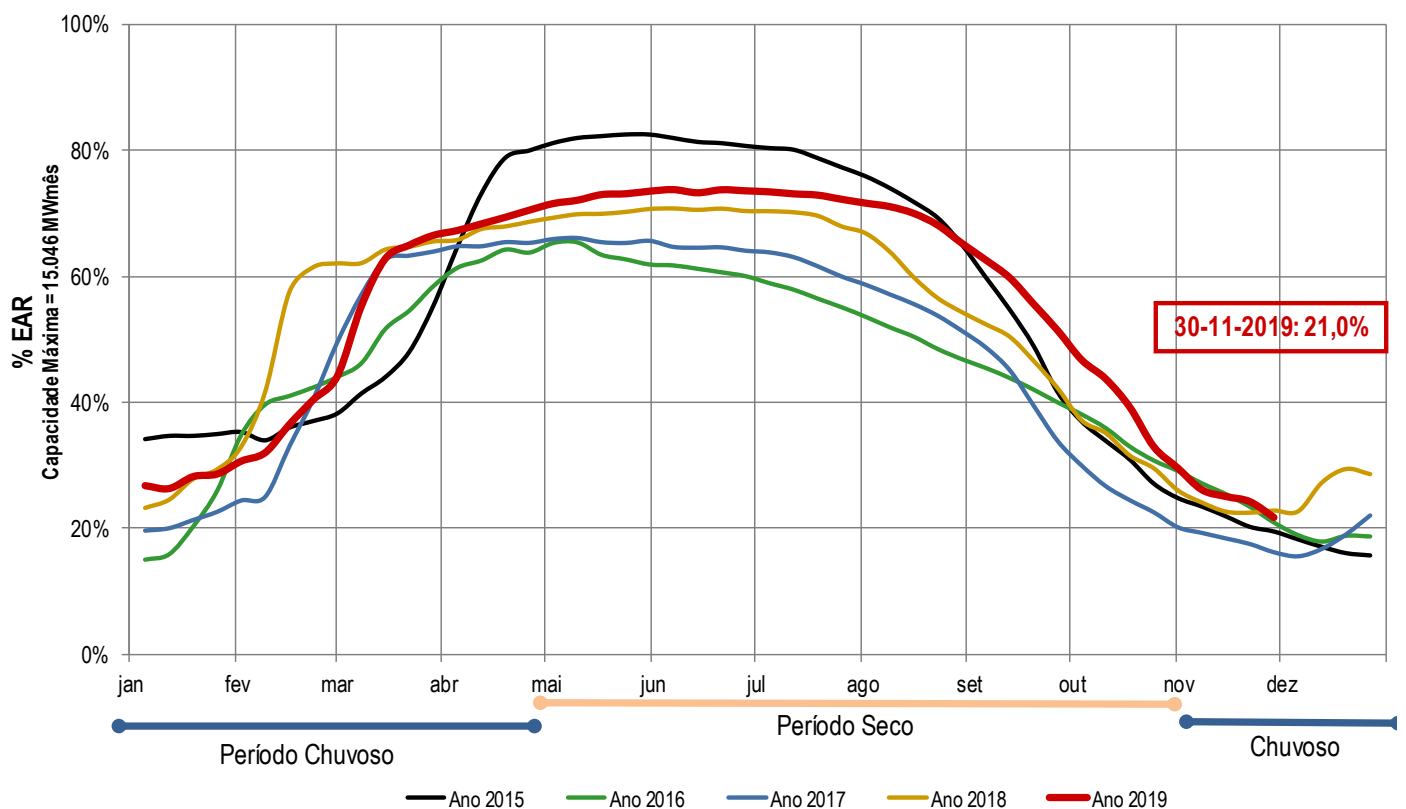


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

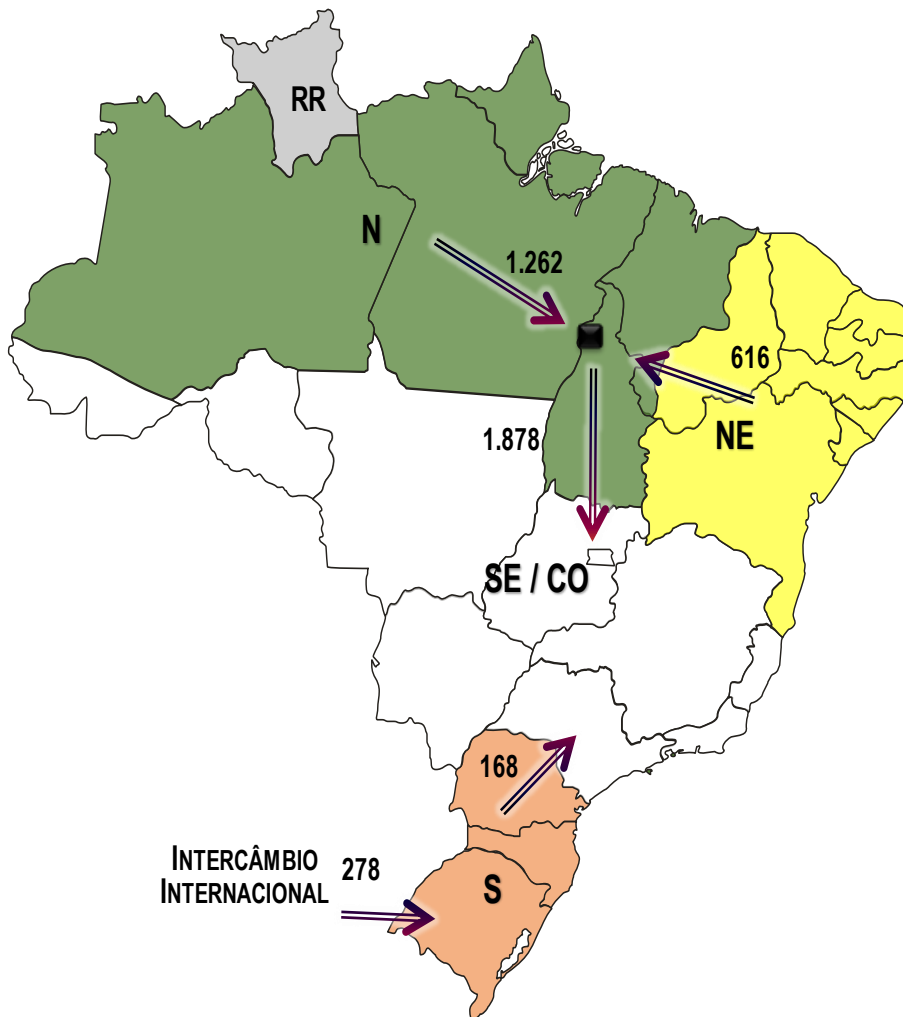
Em novembro de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, diminuindo o montante para 1.262 MWmédios, ante 1.800 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste manteve perfil exportador em um total de 616 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior (1.605 MWmédios).

O subsistema Sul modificou o perfil para exportador, com montante verificado de 168 MWmédios, ante importação de 3.212 MWmédios em outubro de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, no valor de 1.878 MWmédios, e do subsistema Sul, no valor de 168 MWmédios. Assim, totalizou, no mês de novembro, uma importação de 2.046 MWmédios, ante importação de 3.405 MWmédios no mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no mês de novembro de 2019, houve importação de cerca de 278 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 outubro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 52.079 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 7,8% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 3,1% acima do verificado em outubro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de consumo de 3,4%, 4,4% e 5,2%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial, apresentou decréscimo de 2,0% em comparação ao mesmo período.

Em relação ao consumo residencial, destacaram-se, com forte crescimento, as regiões Centro-Oeste e Sul, principalmente devido às condições climáticas como: altas temperaturas para ambas as regiões e a seca para a região Centro-Oeste.

O consumo comercial apresentou maiores altas nas regiões Nordeste e Sudeste. Os resultados positivos da região Sudeste ocorreram principalmente pela influência da elevação da temperatura em relação ao mesmo período de 2018 e por melhor desempenho econômico do setor.

Por outro lado, a queda no consumo industrial foi influenciada pelo desempenho dos segmentos extrativo de minerais metálicos (-12,6%) e químico (-10,1%), apresentando a oitava queda consecutiva, com destaque para as retrações de Sergipe (-95,0%) e de Alagoas (-81,3%), onde plantas de fertilizantes e de produtos químicos estão paralisadas ou funcionando com restrições por problemas operacionais.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/19 GWh	Evolução mensal (Out/19/Set/19)	Evolução anual (Out/19/Out/18)	Nov-17/Out-18 (GWh)	Nov-18/Out-19 (GWh)	Evolução
Residencial	11.924	4,9%	3,4%	137.126	140.769	2,7%
Industrial	14.306	3,4%	-2,0%	170.073	167.422	-1,6%
Comercial	7.756	6,9%	4,4%	88.414	91.318	3,3%
Rural	2.612	4,0%	5,2%	29.045	29.125	0,3%
Demais classes¹	4.360	2,2%	1,9%	49.469	50.698	2,5%
Perdas e Diferenças²	11.120	22,4%	8,9%	111.089	118.066	6,3%
Total	52.079	7,8%	3,1%	585.216	597.399	2,1%

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.

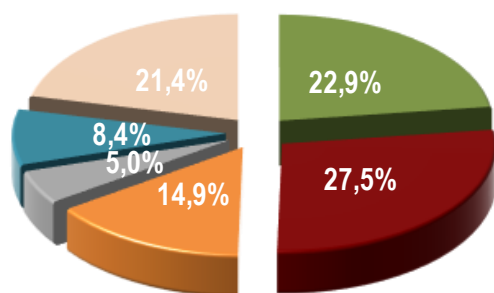
Dados contabilizados até outubro de 2019.

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 Outubro/2019



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

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

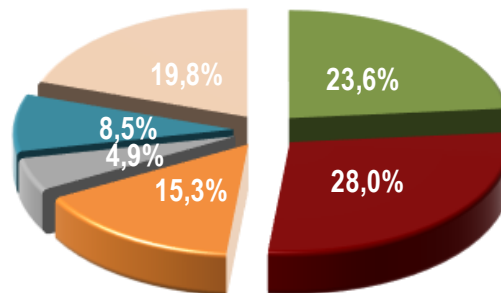


Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até outubro de 2019.

Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por unidade de consumo (UC) e por classe de consumo.

Classe de Consumo	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Out/19 kWh/UC	Evolução mensal (Out/19/Set/19)	Evolução anual (Out/19/Out/18)	Nov-17/Out-18 (kWh/UC)	Nov-18/Out-19 (kWh/UC)	Evolução
Consumo médio residencial	163	4,7%	1,8%	158,9	160,6	1,1%
Consumo médio industrial	30.098	3,3%	7,2%	27.267	29.352	7,6%
Consumo médio comercial	1.315	6,7%	2,2%	1.275	1.290	1,2%
Consumo médio rural	568	4,0%	3,1%	537	527	-1,7%
Consumo médio demais classes ¹	5.499	2,1%	0,4%	5.273	5.328	1,0%
Consumo médio total	483	4,2%	0,0%	473	471	-0,5%

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

Tabela 5. Número de unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de unidades consumidoras / Classe de Consumo	Período		Evolução
	Out/18	Out/19	
Residencial	71.924.062	73.056.388	1,6%
Industrial	519.782	475.327	-8,6%
Comercial	5.779.131	5.900.486	2,1%
Rural	4.510.161	4.602.465	2,0%
Demais classes ¹	781.756	793.002	1,4%
Total	83.514.892	84.827.668	1,6%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em novembro de 2019, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas. Destaca-se que as demandas máximas verificadas no mês de novembro 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)	49.161 05/11/2019 - 14h41	16.800 21/11/2019 - 14h36	13.146 14/11/2019 - 14h57	6.594 05/11/2019 - 14h51	81.955 05/11/2019 - 14h36
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 Instantâneas Máximas Mensais

Destaque-se que as regiões Nordeste e Norte apresentaram valores de demandas 1,21% e 3,54% inferiores aos seus respectivos recordes.

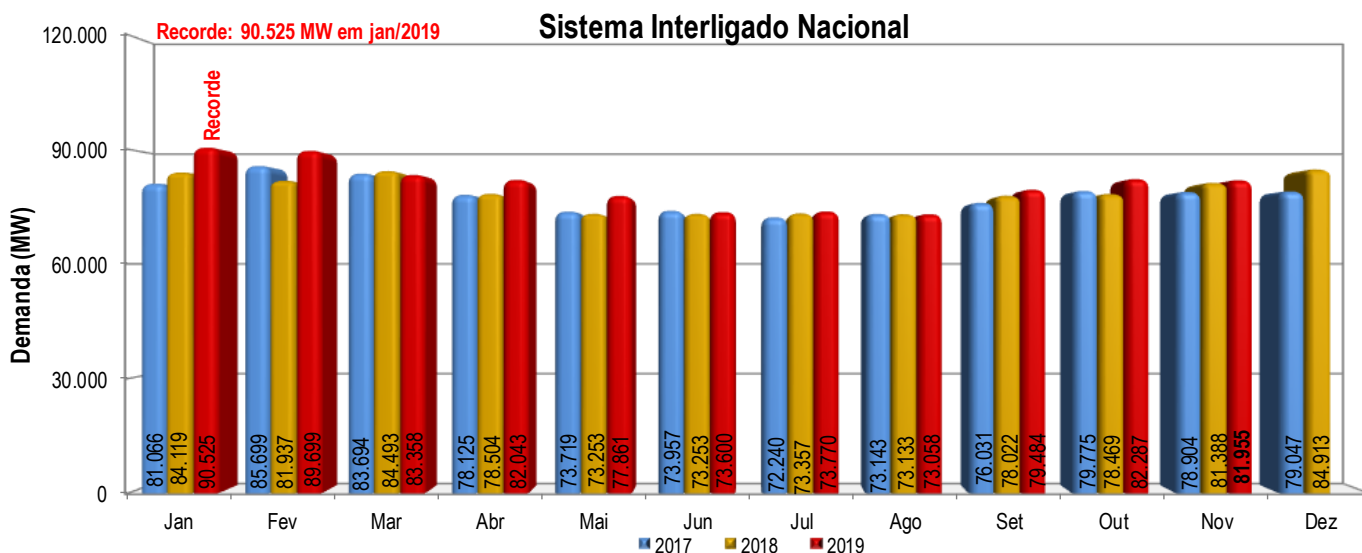


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

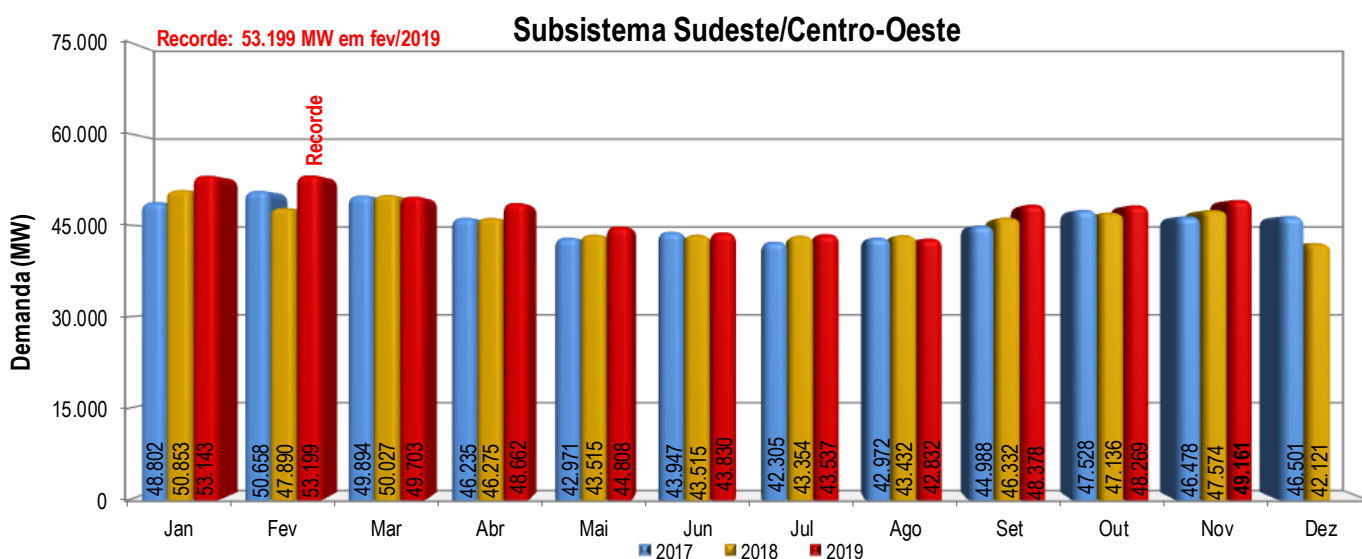


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

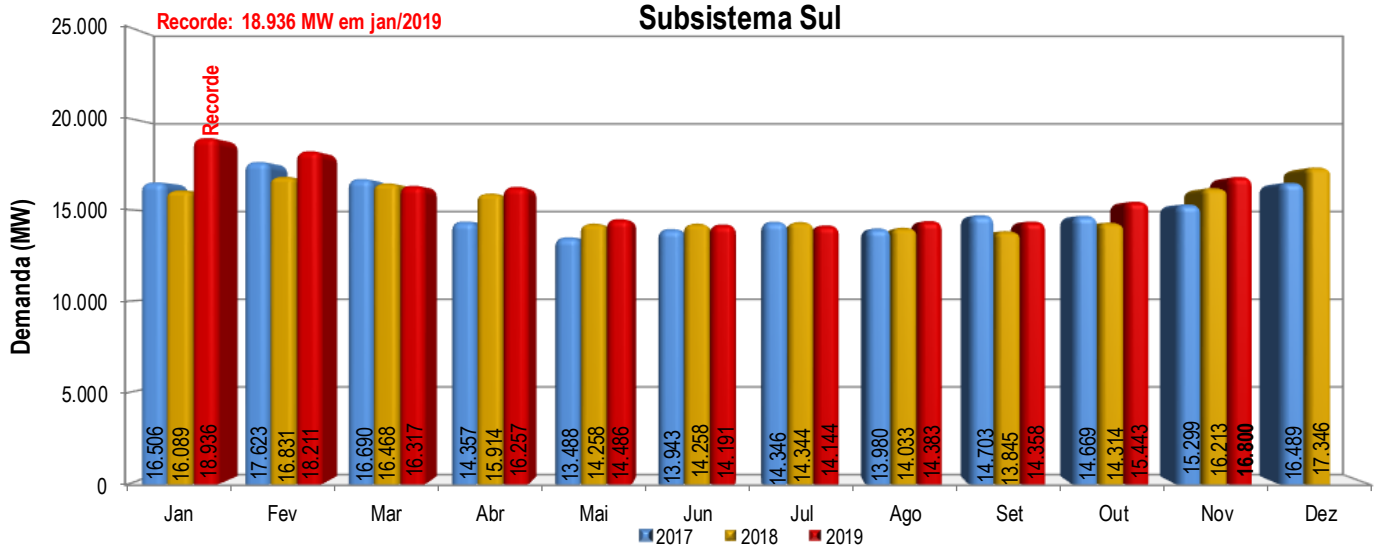


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

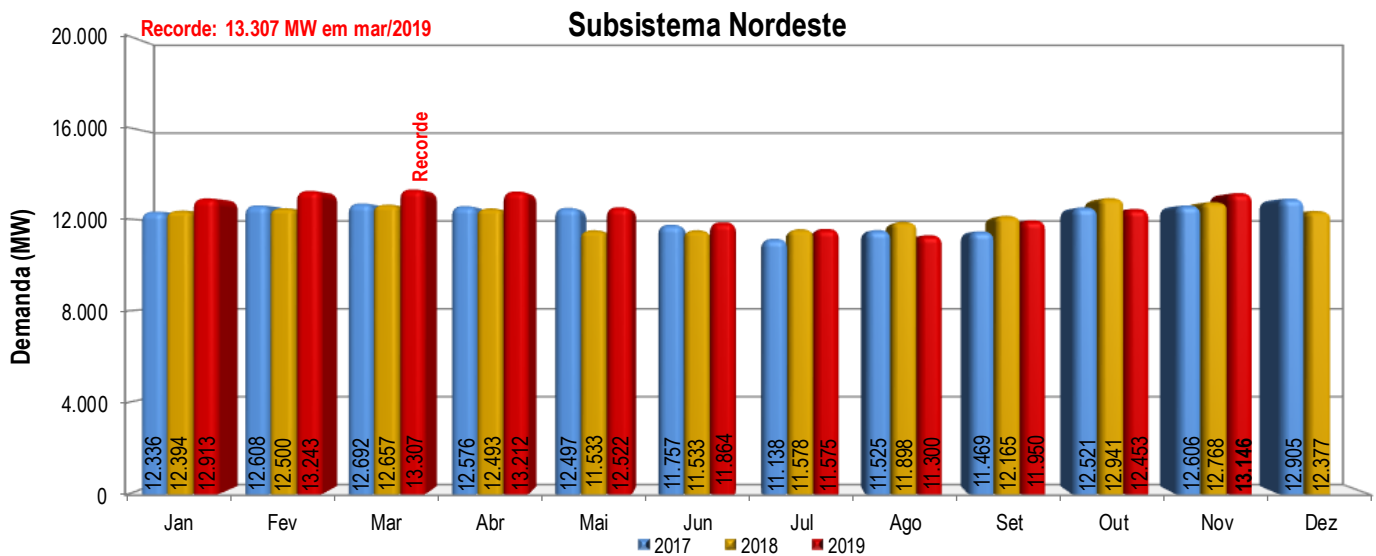


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

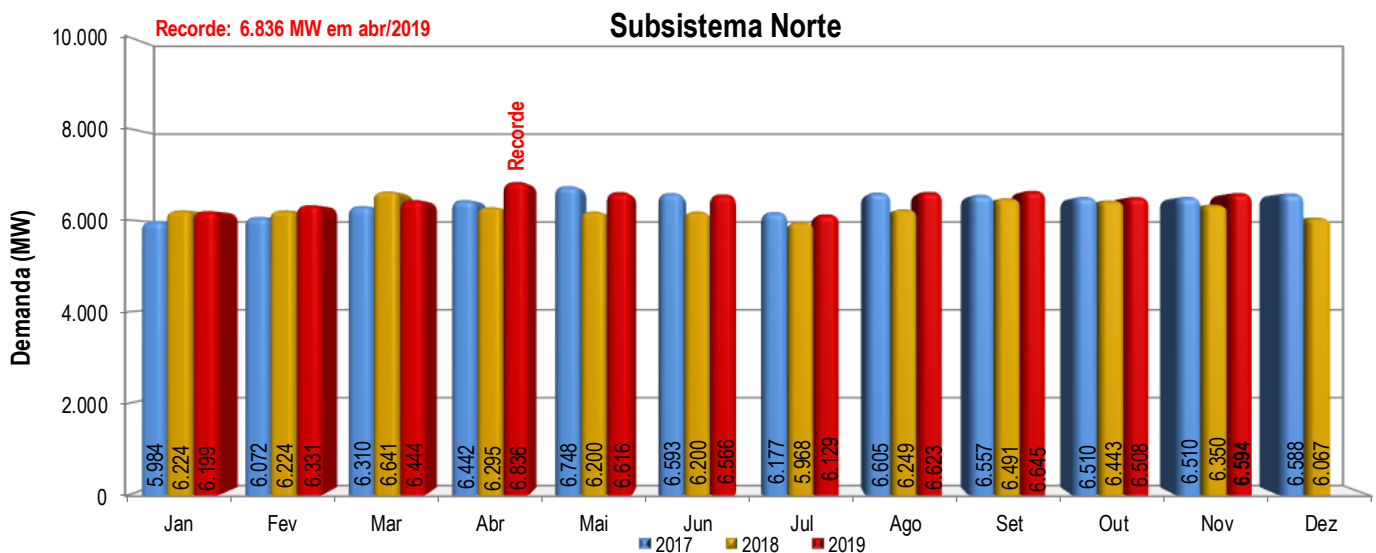


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2019, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 169.534 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.784 MW, sendo 3.569 MW de geração de fonte hidráulica, 1.541 MW de fonte eólica, 1.860 MW de fonte solar e 814 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de outubro de 2019 com 1.801 MW instalados, em 142.720 unidades, representando 1,1% 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 novembro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Nov/2018	Nov/2019			Evolução da Capacidade Instalada Nov-2019 / Nov-2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW) ¹	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	103.623	1.463	107.192	63,2%	3,4%
UHE	97.674	217	101.055	59,6%	3,5%
PCH + CGH ²	5.893	1.146	6.040	3,6%	2,5%
CGH GD	56	100	97	0,1%	74,2%
Térmica	42.306	3.230	43.120	25,4%	1,9%
Gás Natural	12.890	166	13.435	7,9%	4,2%
Biomassa	14.744	568	14.906	8,8%	1,1%
Petróleo	9.244	2.268	9.073	5,4%	-1,9%
Carvão	3.252	23	3.597	2,1%	10,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ³	150	4	69	0,0%	-54,4%
Térmica GD	35	199	51	0,0%	44,7%
Eólica	13.744	684	15.285	9,0%	11,2%
Eólica (não GD)	13.734	624	15.274	9,0%	11,2%
Eólica GD	10	60	10,361	0,0%	0,5%
Solar	2.078	146.120	3.938	2,3%	89,5%
Solar (não GD)	1.614	3.759	2.295	1,4%	42,2%
Solar GD	465	142.361	1.643	1,0%	253,6%
Capacidade Total sem GD	161.185	8.777	167.733	98,9%	3,9%
Geração Distribuída - GD	566	142.720	1.801	1,1%	218,3%
Capacidade Total - Brasil	161.751	151.497	169.534	100,0%	4,8%

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 - Nov/2019

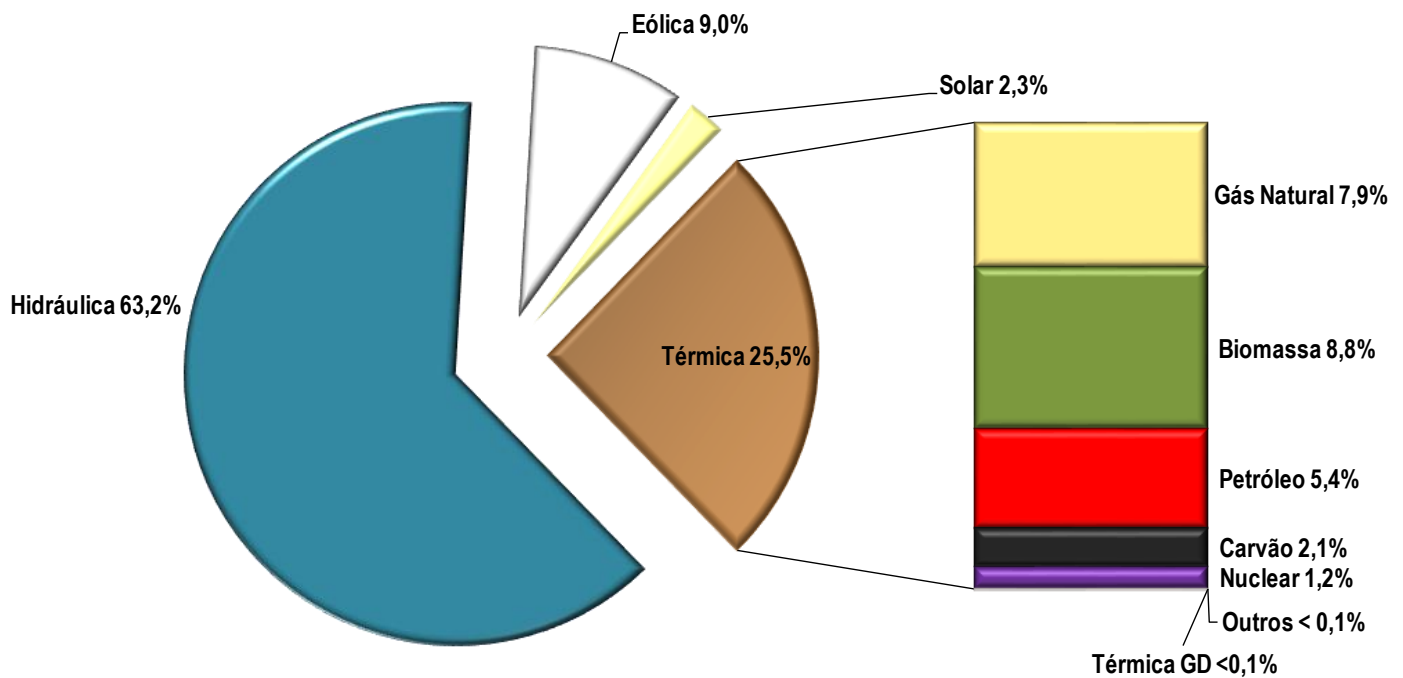


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

Em novembro de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 154.227 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. Destaca-se que foi corrigido 1 km referente ao seccionamento do circuito LT 230 kV Brumado II /Itagiba C-1 na SE Poções II em outubro de 2019.

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

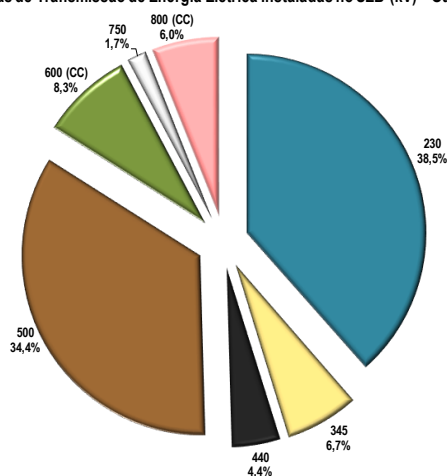


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km) ¹	% Total
230	59.339	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	154.227	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 novembro de 2019, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 914,3 MW de geração referentes às unidades geradoras (UG) abaixo especificadas. Com destaque para a conclusão da última unidade geradora da UHE Belo Monte, de 611 MW (UG:18), assim, a usina passa a ter sua capacidade total em operação.

- UHE Belo Monte - UG: 18, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Tibagi Montante - UG: 3, de 12 MW, no Paraná. CEG: UHE.PH.PR.032923-1.01;
- EOL Acauã - UGs: 1 a 3, total de 6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031433-1.01;
- EOL Arapapá - UGs: 1 e 2, total de 4 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031434-0.01;
- EOL Delta 8 I - UGs: 3 a 10, 12 e 13, total de 35,1 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.040574-4.01;
- EOL Tamanduá Mirim 2 - UGs: 1 a 8, total de 16 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031606-7.01;
- EOL Teiú 2 - UGs: 1 a 4, total de 8 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031431-5.01;
- UFV Água Vermelha IV - UGs: 1 a 10, total de 15,2 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034206-8.01;
- UFV Água Vermelha V - UGs: 1 a 20, total de 30,4 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034207-6.01;
- UFV Água Vermelha VI - UGs: 1 a 20, total de 30,4 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034208-4.01;
- UFV FCR III Itapuranga - UG: 73, de 0,125 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.032323-3.02;
- UFV Sertão Solar Barreiras I - UGs: 1 a 7, total de 11,83 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033469-3.01;
- UFV Sertão Solar Barreiras II - UGs: 1 a 14, total de 23,66 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033470-7.01;
- UFV Sertão Solar Barreiras III - UGs: 1 a 14, total de 23,66 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033471-5.01;
- UFV Sertão Solar Barreiras IV - UGs: 1 a 14, total de 23,66 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033473-1.01;
- UFV Sobrado 1 - UGs: 1 a 12 e 14, total de 27 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034387-0.01;
- UTE Asja Jaboatão - UGs: 9 e 10, total de 2,852 MW, em Pernambuco. CEG: UTE.RU.PE.0406430.01;
- UTE Guarani Cruz Alta 2 - UG: 1, de 25 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.033380-8.01;
- UTE Ipixuna - UGs: 1 a 13, total de 4,095 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.035817-7.01;
- UTE Uarini - CGA - UGs: 1 a 12, total de 4,224 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.035820-7.01.



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

Fonte	Realizado em Nov/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	69,10	794,10
Eólica (não GD)	34,00	759,00
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	623,11	4.809,49
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	0,00	166,76
UHE	623,11	4.642,73
Solar	185,94	638,06
Solar (não GD)	185,94	638,06
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	36,17	610,30
Biomassa	27,85	149,19
Carvão	0,00	345,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	44,02
Petróleo	8,32	54,34
Térmica GD	0,00	17,75
TOTAL	914,32	6.851,94

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

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

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)	Previsão ACR 2021 (MW)
Eólica	0,00	1.364,96	42,00
Eólica (não GD)	0,00	1.364,96	42,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	100,00	277,32	151,85
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	0,00	177,32	151,85
UHE	0,00	100,00	0,00
Solar	0,00	603,22	431,40
Solar (não GD)	0,00	603,22	431,40
Solar GD	0,00	0,00	0,00
Térmica	0,00	1.745,04	1.624,46
Biomassa	0,00	229,40	0,00
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	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00	286,16
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
TOTAL	100,00	3.990,53	2.249,71

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 Transmissão¹

No mês de novembro, não houve entrada de novos empreendimentos de linhas de transmissão no SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	0,0	901,2
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	0,0	8.684,0

¹ O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS



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 novembro de 2019, foram adicionados 50 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação do seguinte equipamento:

- TR3 230/69 kV– 50 MVA, na SE Paranaíba (CELG GT) em Goiás.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	50	3.811
345	0	1.200
440	0	600
500	0	5.010
750	0	1.650
TOTAL	50	12.271

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de novembro de 2019, não houve incorporação de equipamentos de compensação de potência reativa.

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	995,4	2.103,9	976,1
345	0,0	109,0	224,0
440	0,0	0,0	151,0
500	1.256,8	5.312,0	3.279,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.252,2	7.524,9	4.630,3

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 ao 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	1.572,0	5.090,0	4.553,0
345	400,0	1.600,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	5.110,0	11.494,0	12.120,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.532,0	18.484,0	19.623,0

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 outubro de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 62,5% do total gerado no país, valor 0,8 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 12,3%, valor 0,7 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 24,2%, valor 0,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 82,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em setembro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

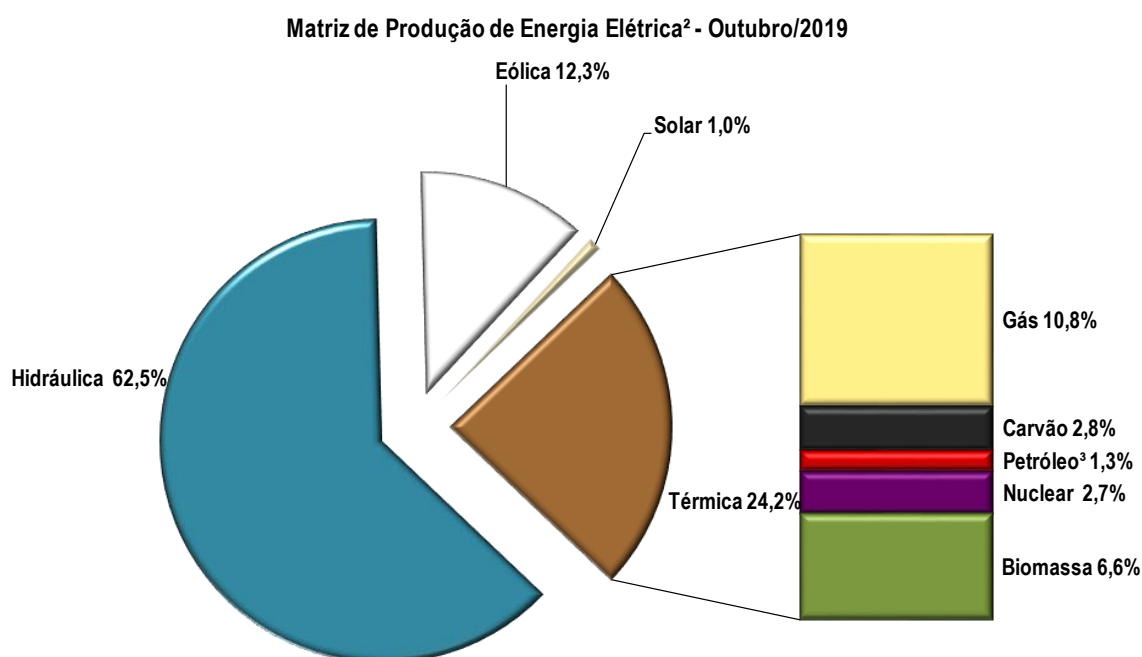


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.



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 outubro de 2019.

³ Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até outubro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

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

No mês de outubro de 2019, a produção de energia elétrica total no SIN foi de 49.328 GWh, apresentando um acréscimo de 7,4% com relação ao mês anterior, e de 3,7% quando comparada ao mesmo mês do ano anterior. Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 14,9% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão. A geração solar cresceu 51,4% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/18 (GWh)	Set/19 (GWh)	Out/19 (GWh)	Evolução mensal (Out/19 / Set/19)	Evolução anual (Out/19 / Out/18)	Nov/17-Out/18 (GWh)	Nov/18-Out/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.856	28.393	30.902	8,8%	-5,9%	391.085	411.516	5,2%
Térmica	9.732	11.077	11.853	7,0%	21,8%	111.822	95.158	-14,9%
Gás	3.930	4.713	5.318	12,8%	35,3%	45.340	36.648	-19,2%
Carvão	978	1.306	1.364	4,4%	39,5%	13.055	10.093	-22,7%
Petróleo ²	562	300	331	10,3%	-41,1%	8.586	4.723	-45,0%
Nuclear	1.297	1.339	1.340	0,1%	3,3%	14.798	14.305	-3,3%
Outros	256	250	224	-10,2%	-12,4%	3.170	2.715	-14,4%
Biomassa	2.709	3.169	3.275	3,3%	20,9%	26.873	26.674	-0,7%
Eólica	4.686	5.990	6.070	1,3%	29,5%	45.515	53.045	16,5%
Solar	287	474	503	6,2%	75,1%	2.968	4.493	51,4%
TOTAL	47.561	45.934	49.328	7,4%	3,7%	551.389	564.212	2,3%

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 bicombustíveis.

Dados contabilizados até outubro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ¹

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/18 (GWh)	Set/19 (GWh)	Out/19 (GWh)	Evolução mensal (Out/19 / Set/19)	Evolução anual (Out/19 / Out/18)	Nov/17-Out/18 (GWh)	Nov/18-Out/19 (GWh)	Evolução
Gás	5	11	12	4,8%	119,0%	55	91	64,6%
Petróleo ²	323	334	326	-2,3%	1,0%	2.953	3.594	21,7%
Biomassa	4	0	0	0,0%	-100,0%	47	41	-12,9%
TOTAL	332	345	338	-2,0%	1,8%	3.055	3.726	22,0%

¹ Para os meses de agosto/2018 a outubro/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.

² Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até outubro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica¹

No mês de outubro de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 0,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 58,0% e totalizando 7.588 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 42,3%, logo não houve variação em relação ao período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em outubro de 2019, cresceu 4,6 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 38,7%, e totalizando 790 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,3%, logo não houve variação em relação ao verificado no mesmo período anterior.

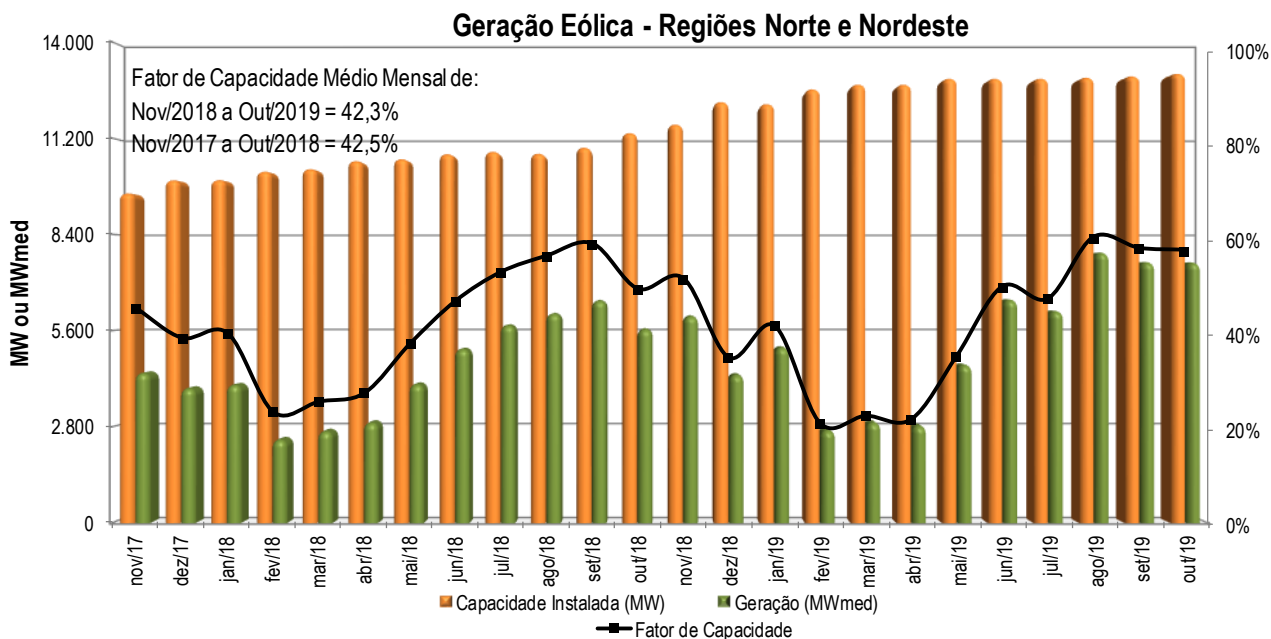


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

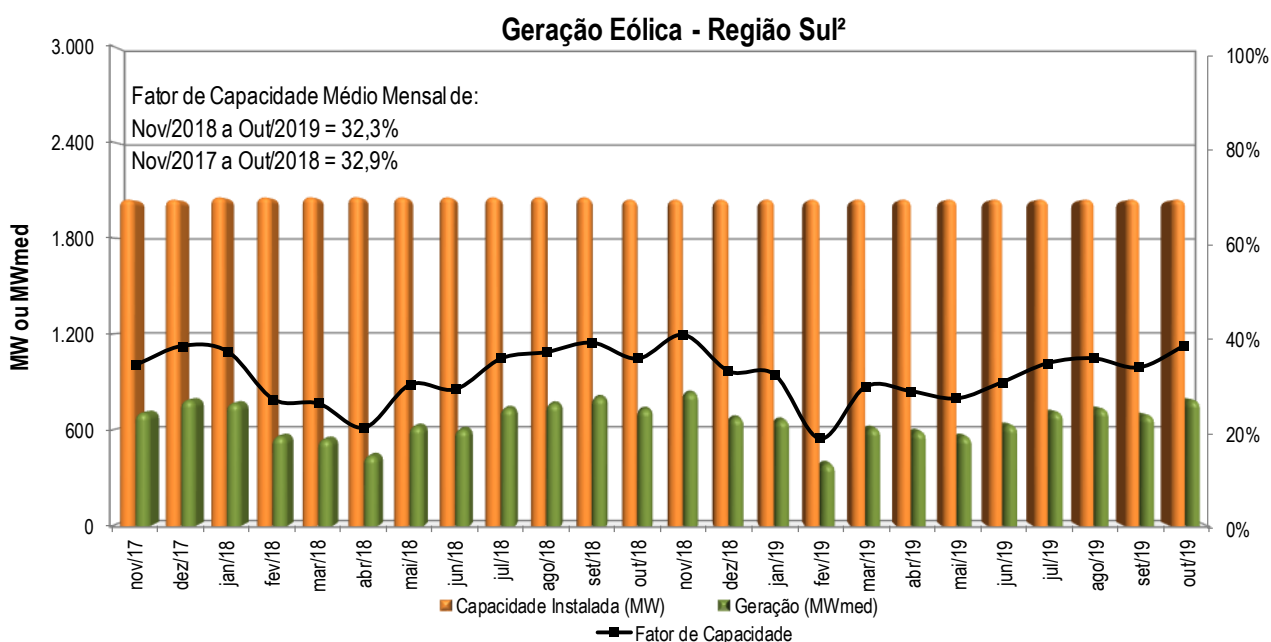


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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 outubro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMOs) médios semanais variaram entre R\$ 304,8 / MWh e R\$ 333,9 / MWh, equalizados em todos os subsistemas.

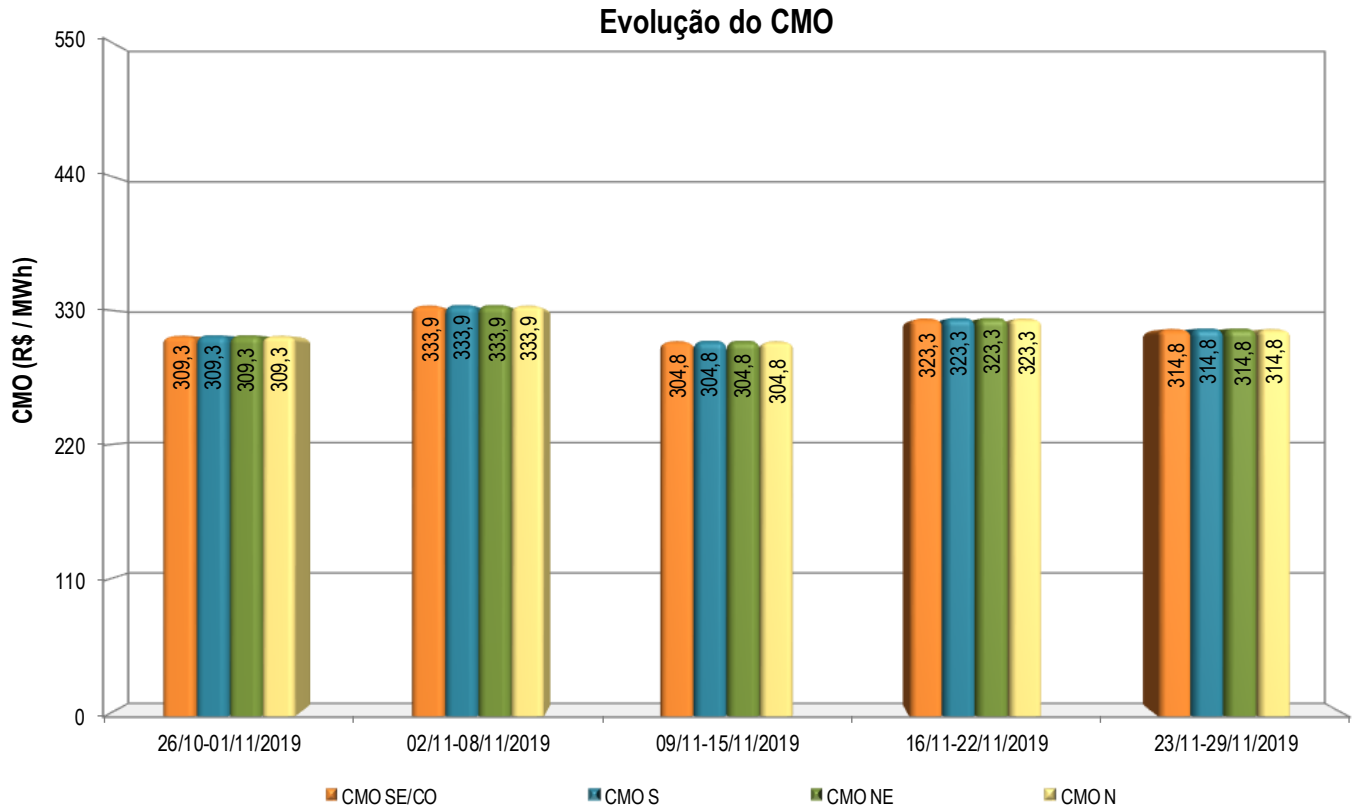


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço do Sistema (ESS) verificado em outubro de 2019 foi de R\$ 36,8 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 28,4 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por:

- R\$ 377 mil 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\$ 20,7 milhões referentes aos encargos por 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN, sendo R\$ 1,4 milhões referentes a Operação Constrained-On e por R\$ 19,3 milhões referentes a Operação de Constrained-Off; e,
- R\$ 15,8 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 outubro 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.

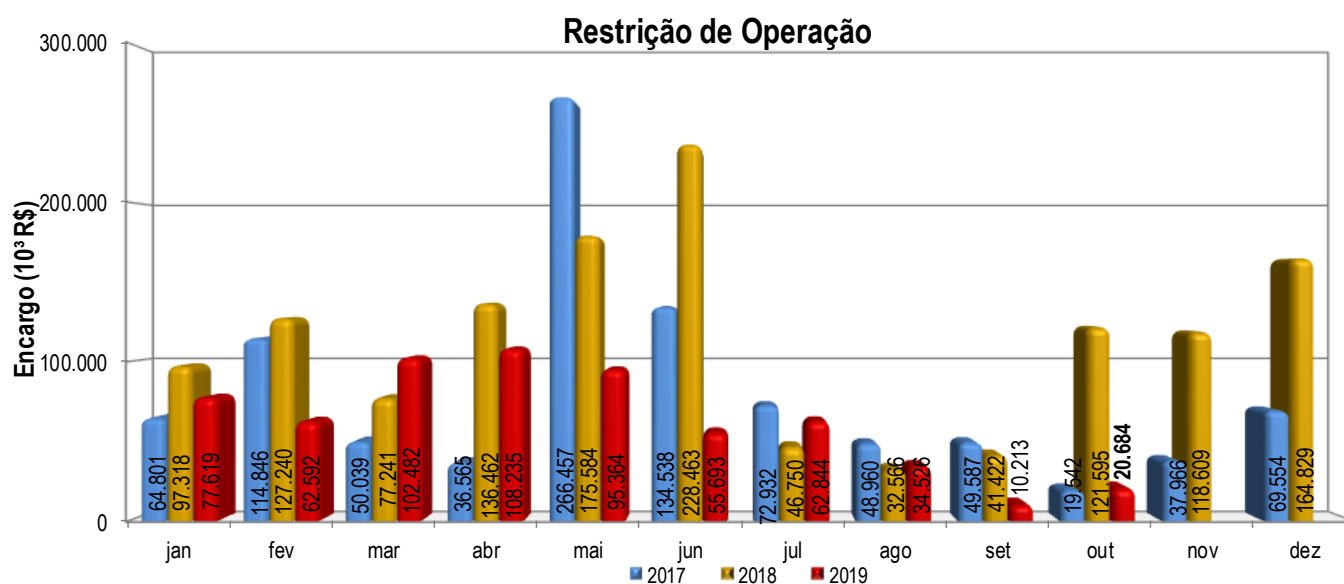


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Fonte dos dados: CCEE

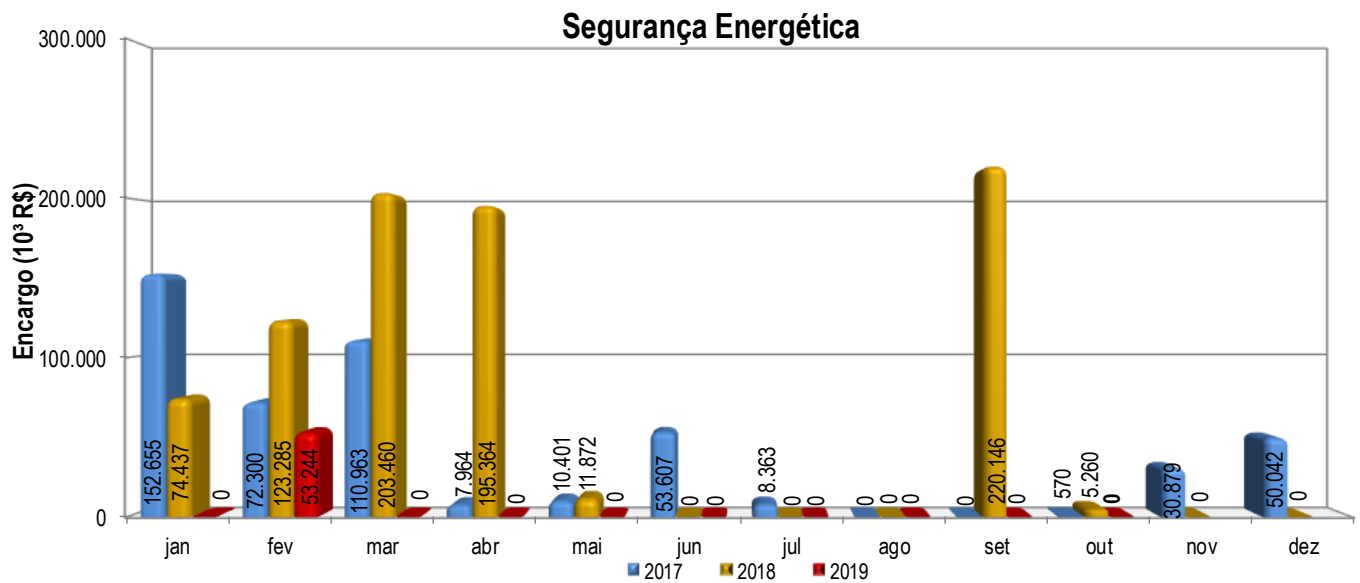


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

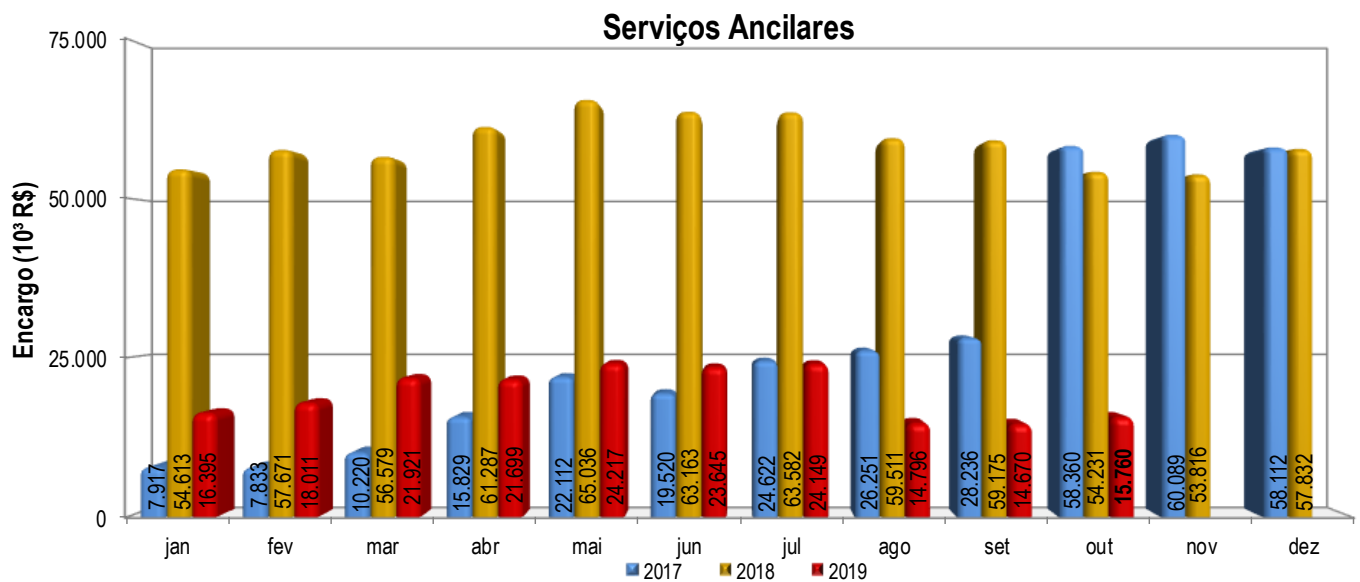


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

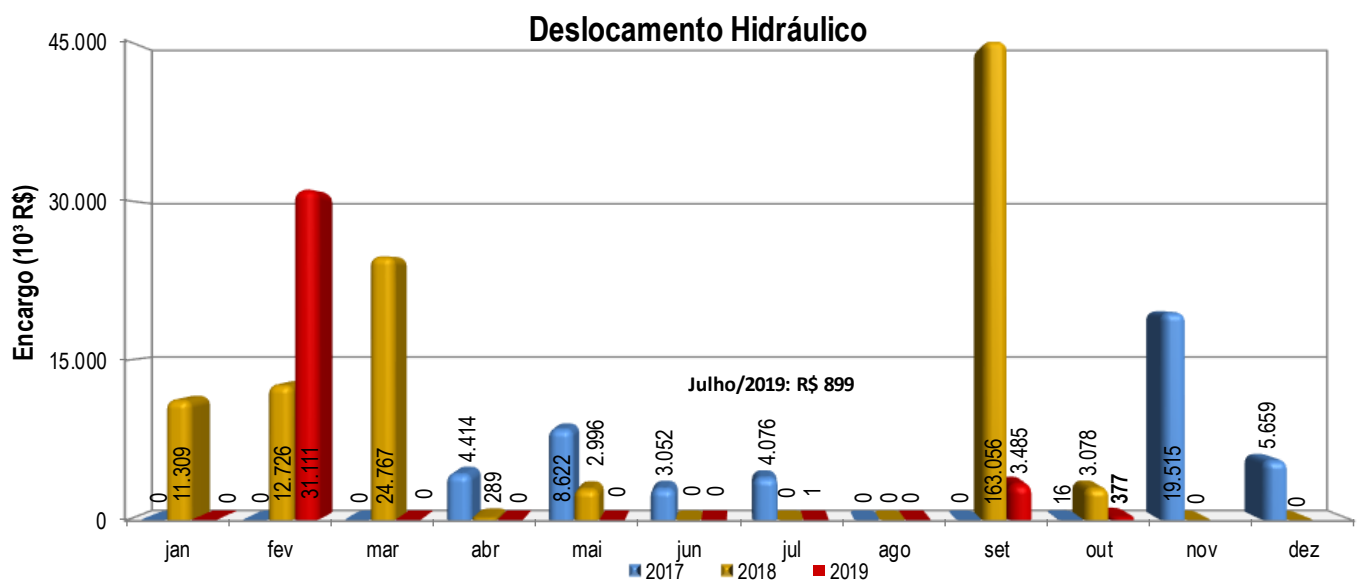


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

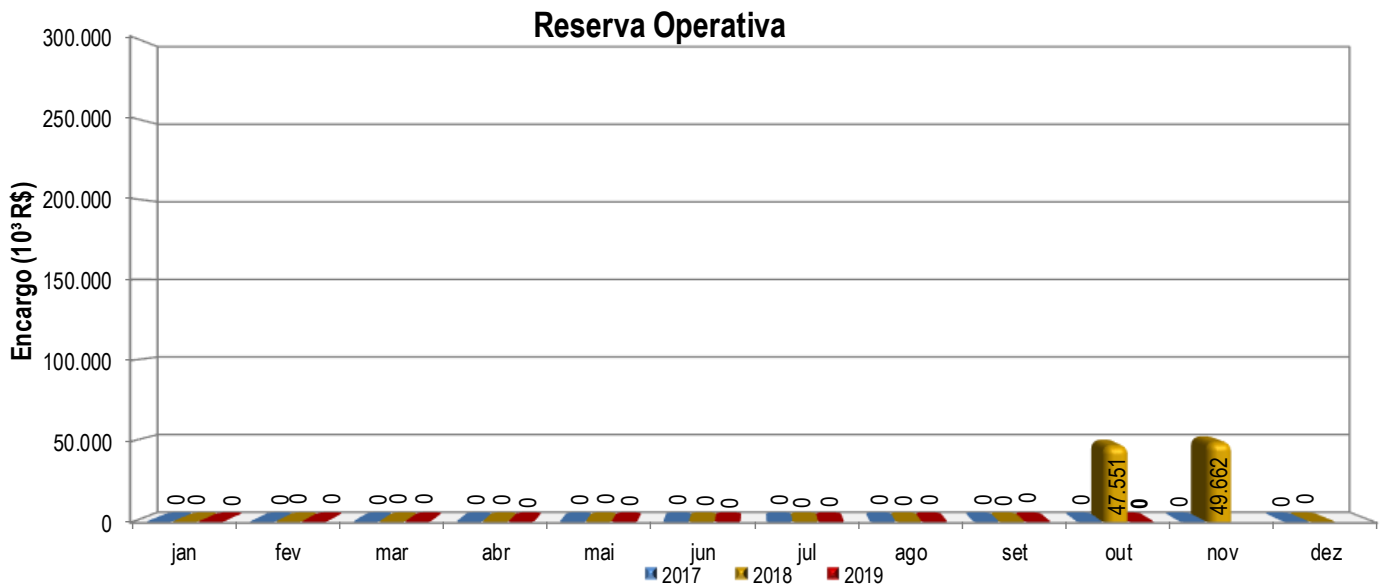


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

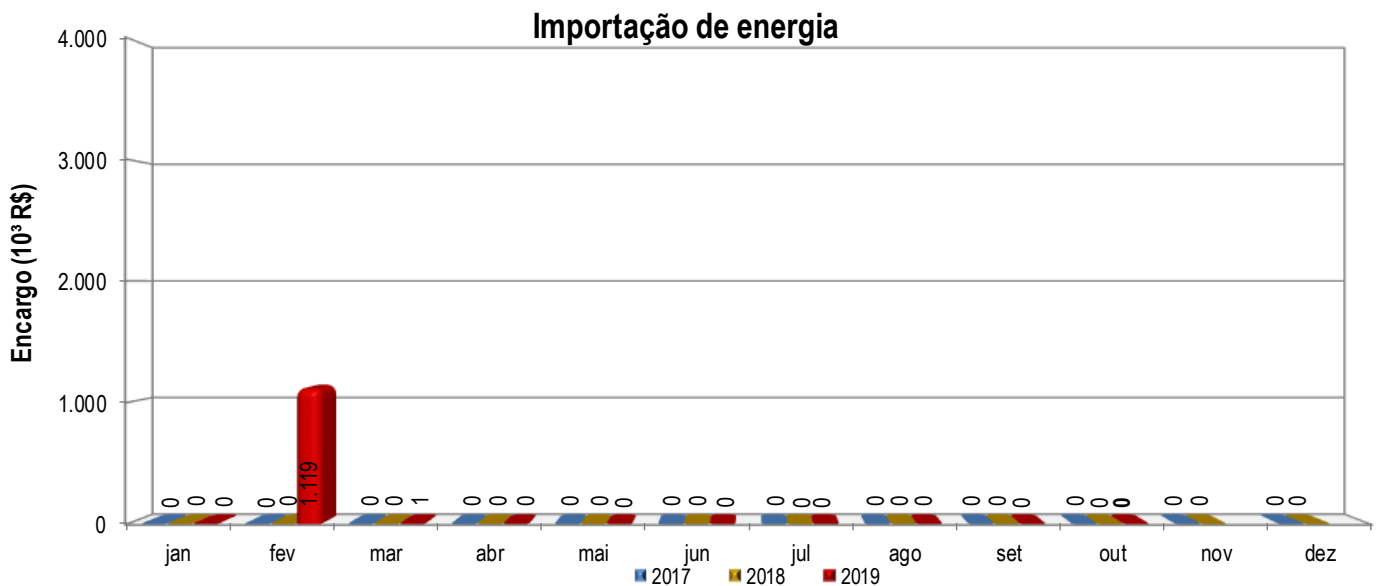


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2019, foram verificadas sete ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 2.169 MW de corte de carga, conforme destacados abaixo:

- **Dia 04 de novembro, às 10h34min:** Desligamento automático da LT 88 kV Henry Borden / Pedro Taques C1. Houve interrupção de 112 MW de cargas em São Paulo. Causa: Jumper rompido no ramal de Praia Grande da LT 88 kV Henry Borden / Pedro Taques C1;
- **Dia 06 de novembro, às 12h35min:** Desligamento automático das LTs 500 kV Mesquita/Vespasiano 2, Mesquita/Viana 2 e Neves/Mesquita e, em seguida, evoluindo para o desligamento de outras linhas de transmissão e equipamentos na área Leste de Minas Gerais, com reflexos no Espírito Santo. Houve interrupção total de 1.268 MW de cargas, sendo 827 MW em Minas Gerais e 441 MW no Espírito Santo. Causa: Curto-circuito monofásico causado por queimada;
- **Dia 07 de novembro, às 08h24min:** Desligamento automático da subestação Brasília Centro 138 kV e de LTs 138 kV na área Brasília. Houve interrupção de 119,4 MW de cargas. Causa: Curto-circuito monofásico, provocado por descarga atmosférica;
- **Dia 15 de novembro, às 22h05min:** Desligamento automático do transformador T-1 138/13,8 kV da SE Ceilândia Norte e da LT 138 kV Taguatinga/Brasília Sul C2, apenas no terminal da SE Taguatinga, desligando toda a SE Taguatinga e cargas associadas. Houve interrupção de 124,3 MW de cargas no Distrito Federal. Causa: Curto-circuito no Trafo T-1 138/13,8 kV da Subestação Ceilândia Norte, devido a provável descarga atmosférica;
- **Dia 16 de novembro, às 01h46min:** Desligamento automático dos transformadores TR 3 e TR 4 230/69 kV e de todo o setor de 69 kV da SE Pau Ferro. Houve interrupção de 163,6 MW de cargas em Pernambuco. Causa: Curto-circuito monofásico envolvendo a fase A, com origem ainda desconhecida;
- **Dia 16 de novembro, às 07h31min:** Desligamento automático dos transformadores TR-1, TR-2, TR-3 e TR-4 230/69 kV e de todo o setor de 69 kV da SE Pau Ferro. Houve interrupção de 115 MW de cargas em Pernambuco. Causa: Objeto não identificado provocou atuação das proteções dos trafos;
- **Dia 19 de novembro, às 16h09min:** Desligamento automático das LT 230 kV Ananguera/Carajás C1 e C2, Ananguera/Cachoeira Dourada, Ananguera/Planalto e Ananguera/Bandeirantes C1 e C2 e dos transformadores TR 1, TR 2 e TR 6 230/138 kV da subestação Ananguera. Houve interrupção de 267 MW de cargas em Goiás. Causa: Defeito no relé de distância da proteção principal.

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-Nov	2018 Jan-Nov
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	1.891		6.223	1.440
NE	337	0	428	285	0	258	459	0	0	129	279		2.175	1.505
N	153	0	134	312	657	0	0	177	0	545	0		1.977	3.070
Isolados	827	783	481	347	1.241	647	357	172	0	0	0		4.855	10.283
TOTAL	2.994	1.283	1.167	1.565	1.898	905	816	456	577	1.546	2.169	0	15.376	39.481

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-Nov	2018 Jan-Nov
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	5		22	7
NE	2	0	2	1	0	1	2	0	0	1	2		11	8
N	1	0	1	2	3	0	0	1	0	2	0		10	6
Isolados	6	6	3	2	10	5	3	1	0	0	0		36	81
TOTAL	12	9	7	8	13	6	5	3	2	8	7	0	80	104

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

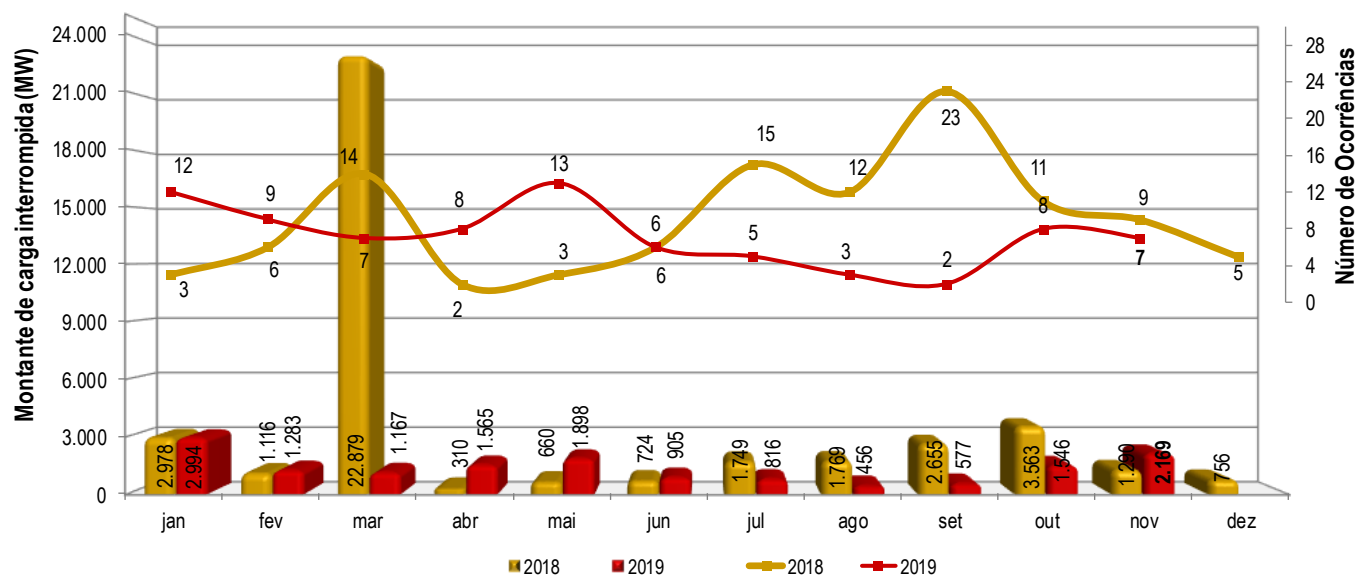


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,38			10,77	12,72
S	1,66	1,08	0,94	0,83	0,86	0,75	0,83	0,81	0,85	1,10			9,71	10,96
SE	1,06	0,99	0,84	0,62	0,55	0,46	0,55	0,50	0,62	0,59			6,89	8,79
CO	2,28	1,94	1,66	1,28	0,94	0,74	0,91	1,05	1,44	2,20			14,45	14,71
NE	1,49	1,66	1,79	1,37	1,07	1,09	1,08	0,92	0,83	2,26			13,56	14,65
N	2,87	2,62	2,53	2,30	2,30	1,85	1,88	2,11	2,64	2,89			23,97	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	0,69			5,57	9,52
S	0,88	0,63	0,56	0,50	0,52	0,46	0,50	0,49	0,56	0,62			5,72	8,55
SE	0,60	0,49	0,44	0,36	0,30	0,27	0,32	0,30	0,41	0,37			3,90	6,56
CO	1,02	0,77	0,75	0,78	0,50	0,49	0,53	0,66	0,83	1,08			7,41	11,84
NE	0,62	0,66	0,71	0,58	0,47	0,47	0,50	0,44	0,43	0,98			5,86	9,60
N	1,54	1,40	1,44	1,32	1,48	1,08	1,14	1,16	1,23	1,35			13,14	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

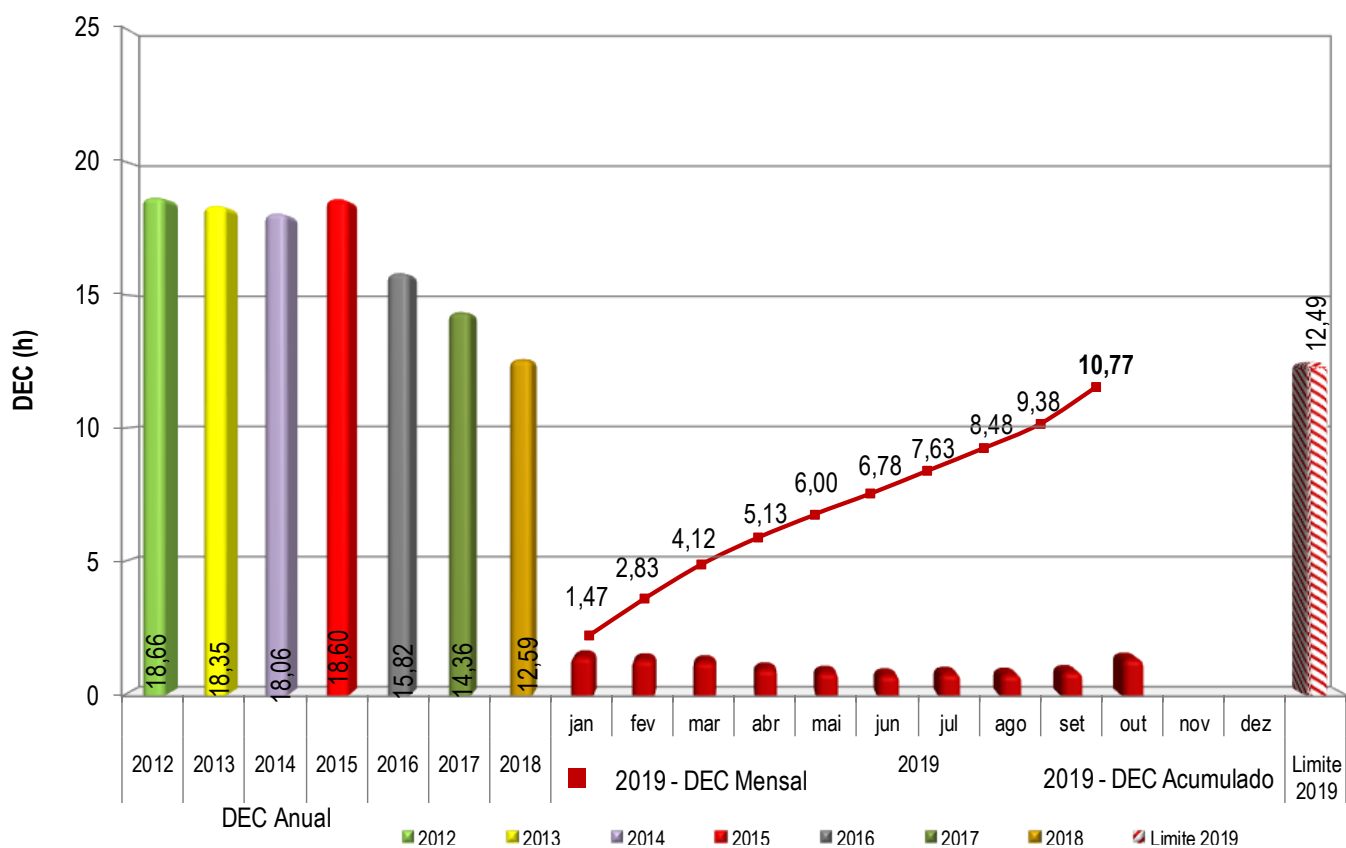


Figura 29. DEC do Brasil.

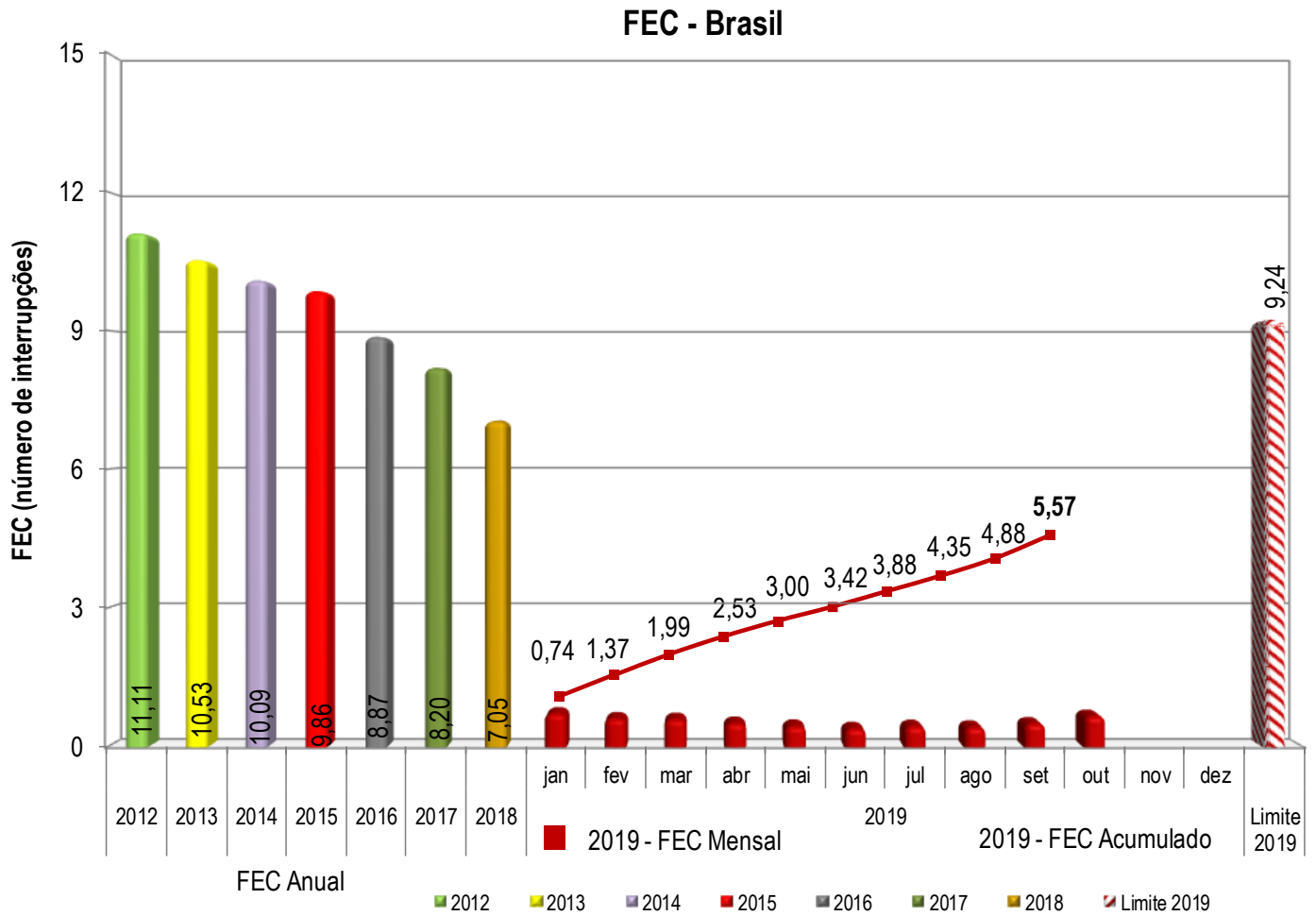


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até outubro 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