

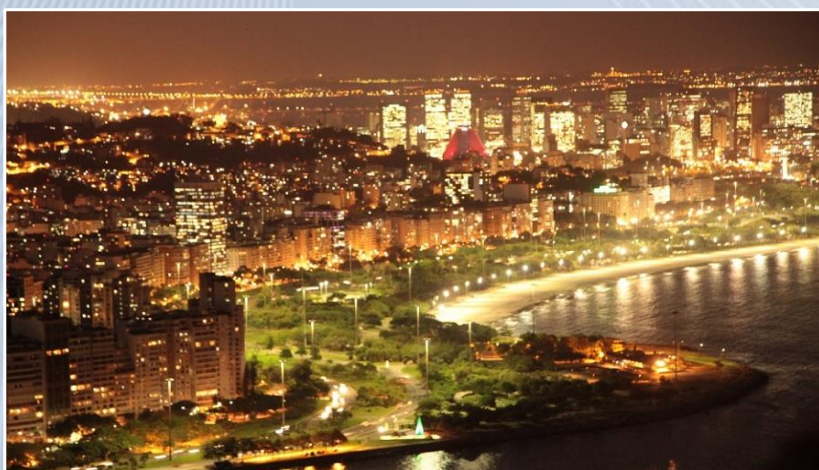
Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho/ 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

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	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	18
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	23
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	26
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	26
11.2. Indicadores de Continuidade	27



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho de 2019 – Brasil.	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte.....	7
Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.	11
Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	14
Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.	19
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	21
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.	22
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	23
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	24
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	24
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	24
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.	25
Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.....	25
Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	27
Figura 29. DEC do Brasil.	28
Figura 30. FEC do Brasil.	28



LISTA DE TABELAS

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



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 85% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 64% MLT no Sul, 47% MLT no Nordeste e 84% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 84% MLT, 57% MLT, 46% MLT e 79% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: No mês de junho de 2019, observou-se deplecionamento de 2,4 p.p. no reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 12,7 p.p. no subsistema Sul, 2,8 p.p. no subsistema Nordeste e 1,9 p.p. no subsistema Norte.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em junho de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 46.269 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 7,8% abaixo do verificado no mês anterior e cerca de 0,6% acima do verificado em junho de 2018. As classes industrial e comercial apresentaram um acréscimo de 1,7% e 2,2%, respectivamente, em relação ao mês de junho de 2018. Já as classes residencial e rural apresentaram um decréscimo de 0,4% e 1,5%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de julho de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 167.089 MW, considerando a geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.445 MW

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de julho não houve entrada em operação de novas linhas de transmissão e houve entrada em operação de 525 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 25 MW no mês de julho. O ano de 2019 apresenta um acumulado de expansão de 2.231 km de linhas de transmissão, de 9.772 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica e de 3.346 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de junho, as energias renováveis foram responsáveis por 90,2% do total de energia elétrica produzido no Brasil e a geração solar cresceu cerca de 50% em comparação com o verificado no mesmo mês do ano anterior.

ENCARGOS SETORIAIS: Os Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2019 foi de R\$ 79,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 196,7 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: No mês de julho de 2019, foram verificadas cinco ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 816 MW de corte de carga. Dessas, três foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 357 MW de cargas interrompidas.

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

No mês de julho, foram verificadas as seguintes ENA brutas por subsistema: 85% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 64% MLT no Sul, 47% MLT no Nordeste e 84% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 84% MLT, 57% MLT, 46% MLT e 79% MLT, respectivamente.

Destaca-se que as temperaturas mínimas e máximas ficaram abaixo e em torno da média em todas as regiões do país. Além disso, predominou no país cenário de chuvas abaixo da média nas principais bacias do SIN. Nas bacias do Rio Iguaçu, do Rio Paranapanema e do Rio Doce, foram registradas precipitações significativamente abaixo da média.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

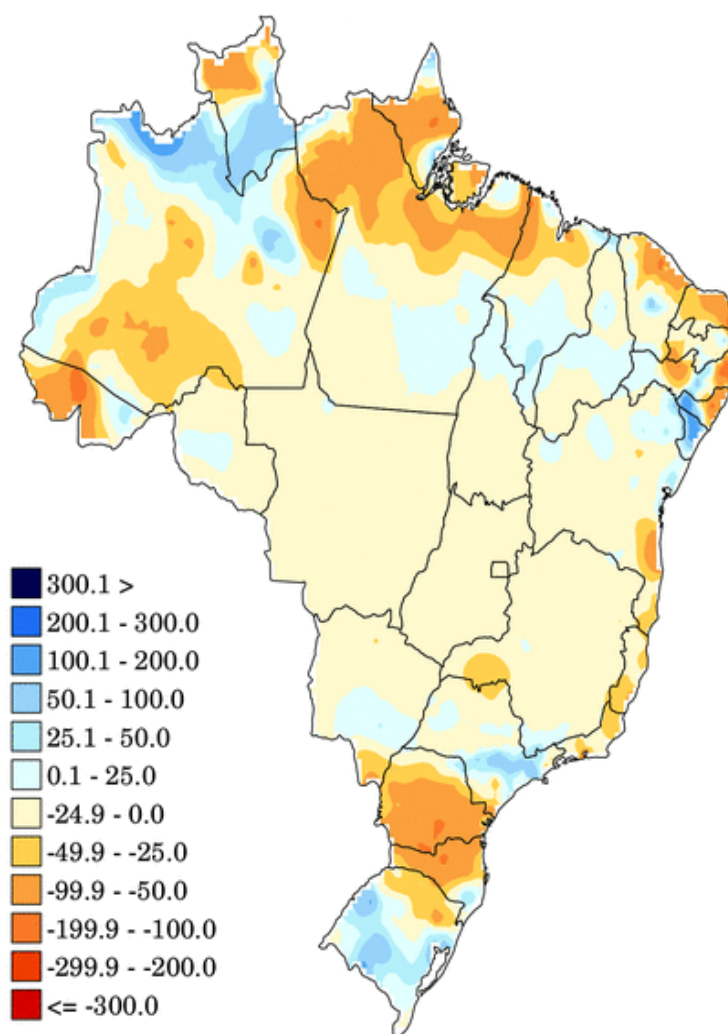


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2019 – Brasil.

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

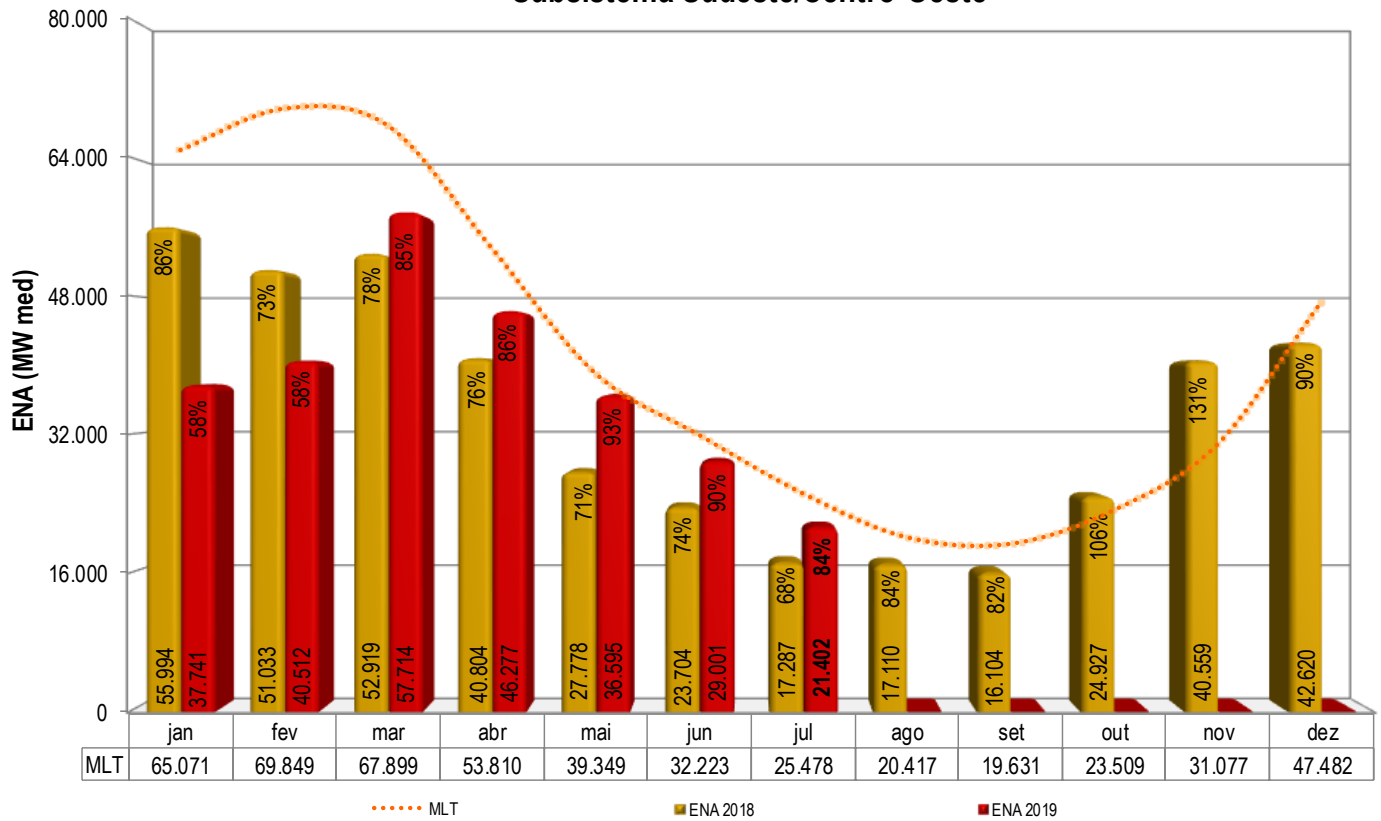


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

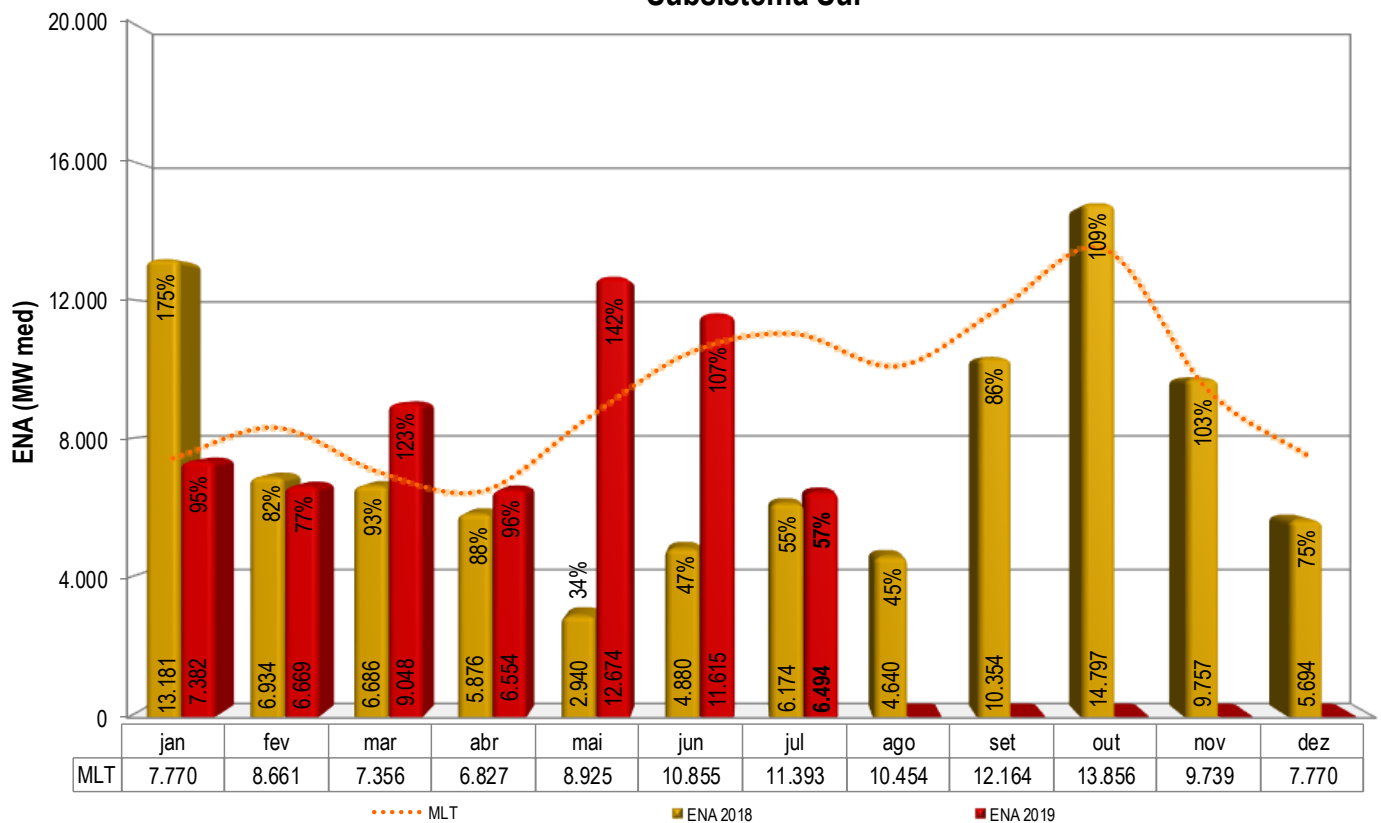


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

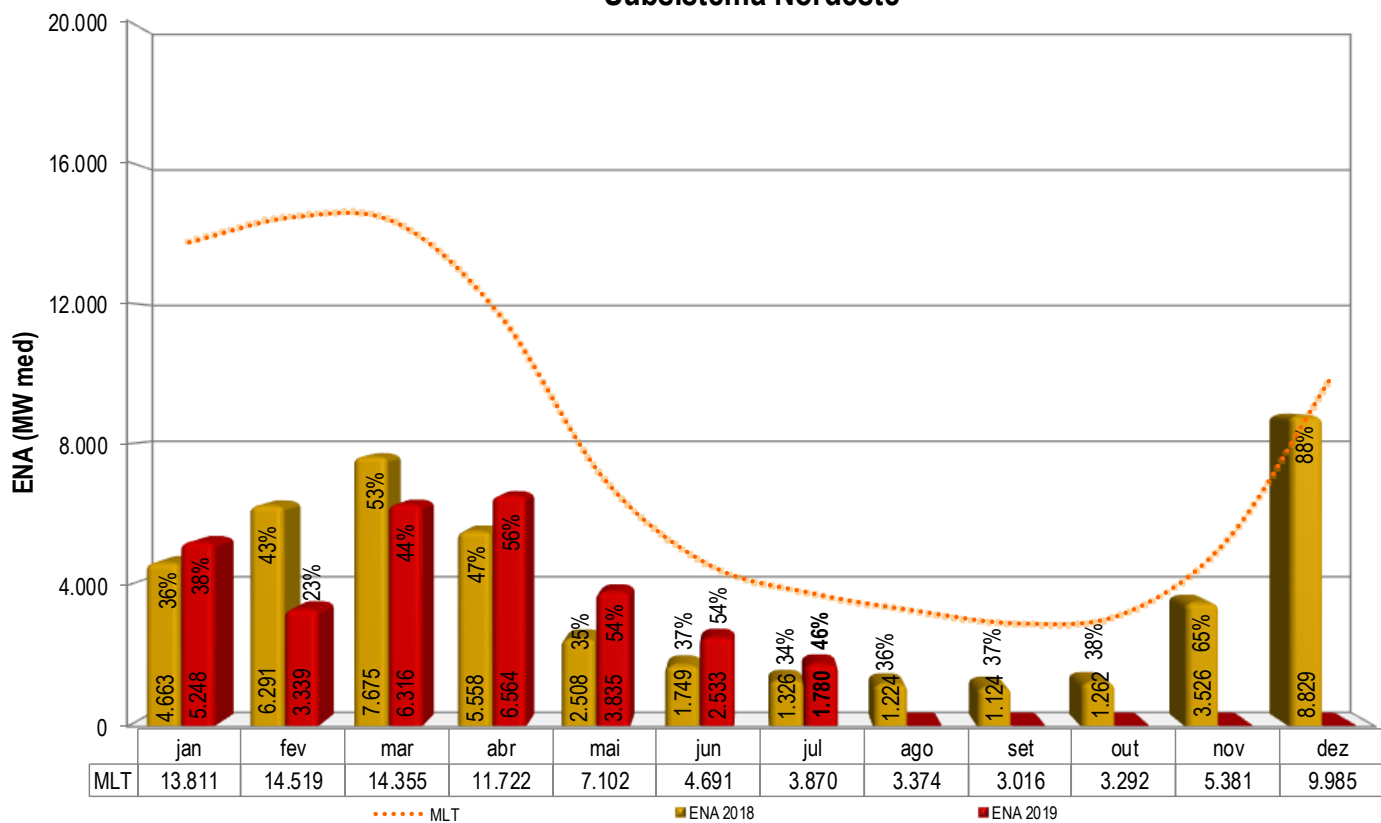


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

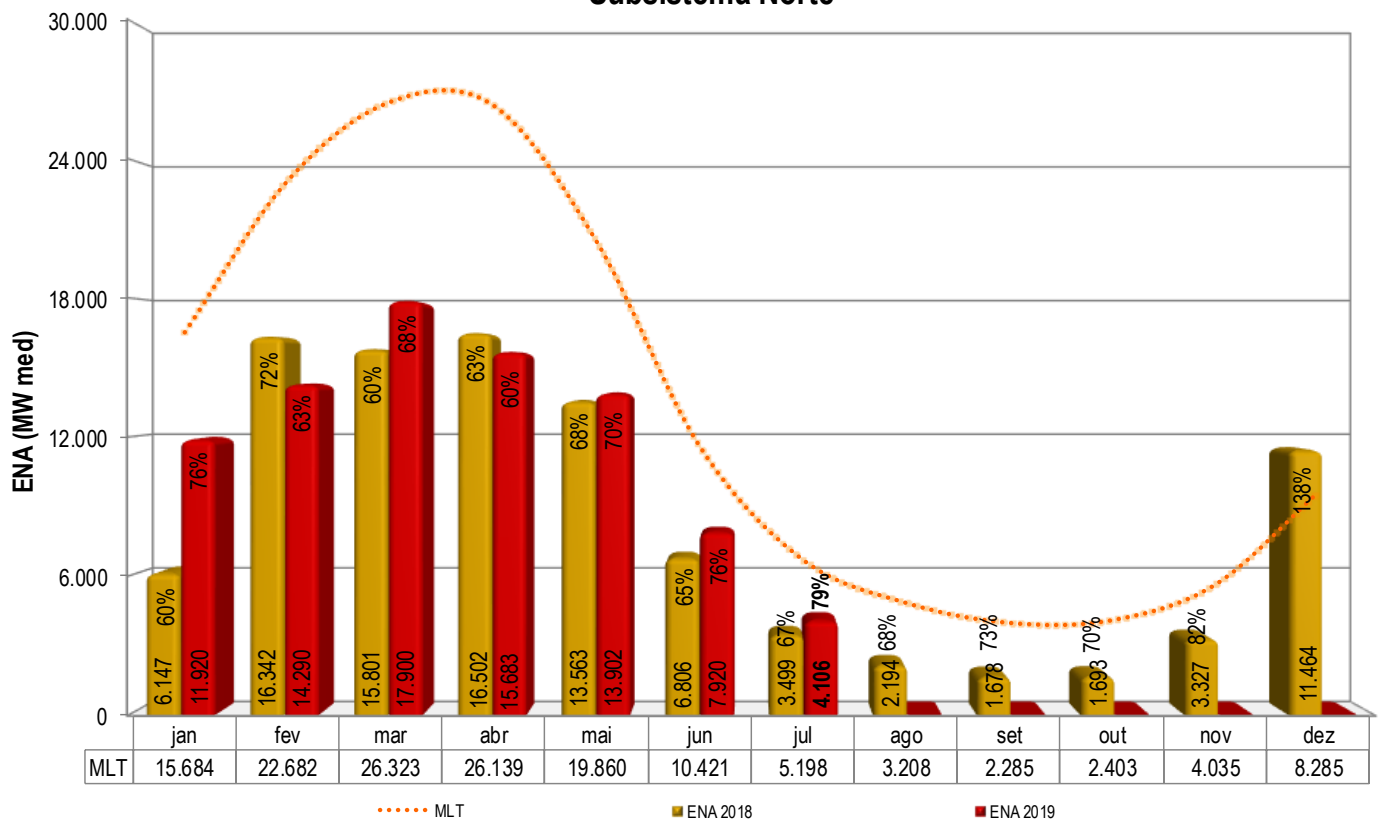


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de junho de 2019, observou-se deplecionamento de 2,4 p.p. no reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 12,7 p.p. no subsistema Sul, 2,8 p.p. no subsistema Nordeste e 1,9 p.p. no subsistema Norte.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	47,2	44,9	203.285	62,3
Sul	88,5	75,8	20.581	11,8
Nordeste	55,4	52,6	51.831	18,7
Norte	73,6	71,7	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 julho de 2019 foi de 43,5% na UHE Sobradinho e de 74,0% na UHE Três Marias.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, que apresentaram deplecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Três Marias (5,5 p.p.) e da UHE Itumbiara (4,0 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram replecionamento, estão os reservatórios da UHE Ilha Solteira (14,0 p.p.) e da UHE Capivara (2,2 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Junho (%)	Armazenamento no final de Julho (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRA DAMESA	TOCANTINS	43.250	22,4	21,3	-1,0
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,8	97,9	-1,9
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	45,2	43,5	-1,7
FURNAS	GRANDE	17.217	50,6	48,5	-2,1
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	79,5	74,0	-5,5
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	42,5	42,4	-0,1
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	59,0	73,0	14,0
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	47,4	43,4	-4,0
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	44,3	43,7	-0,7
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	70,8	73,0	2,2

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

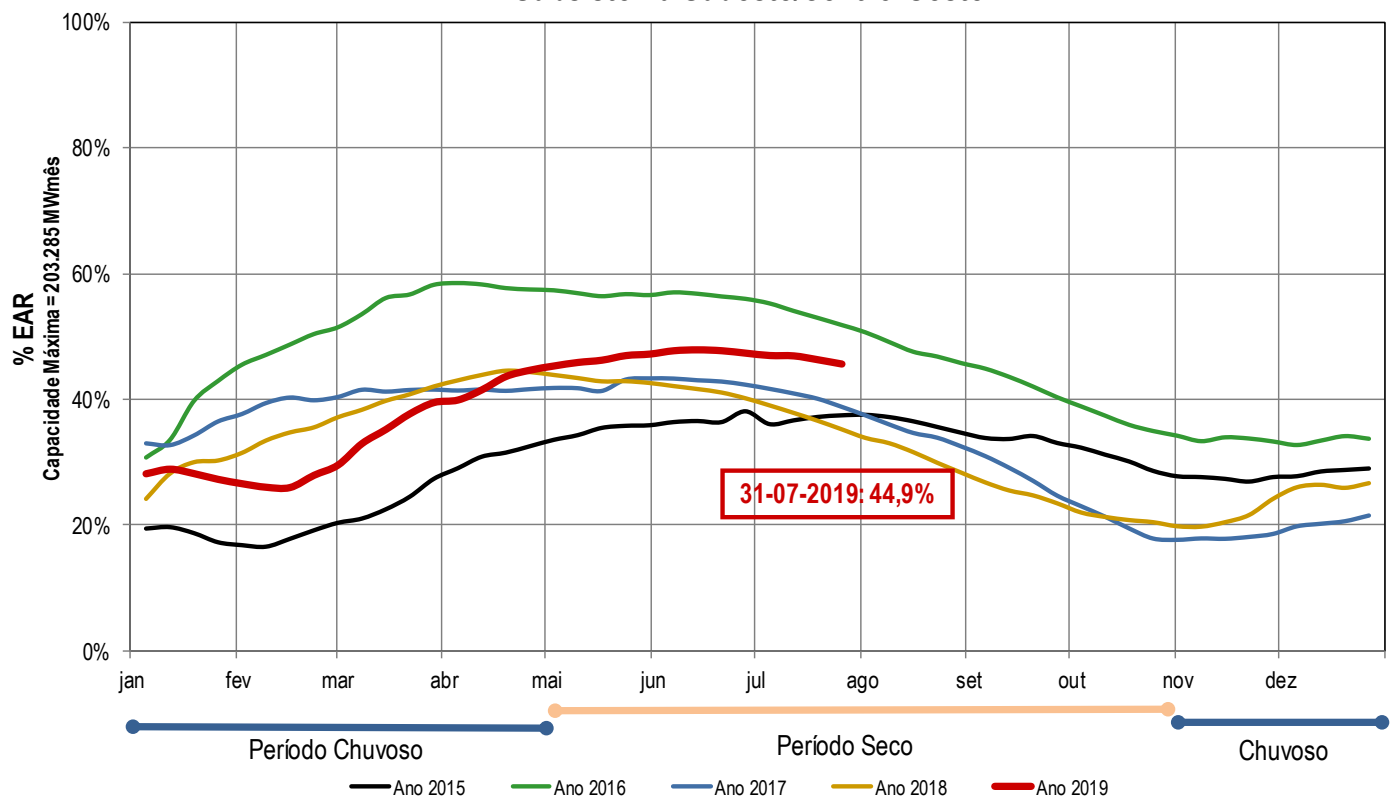


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

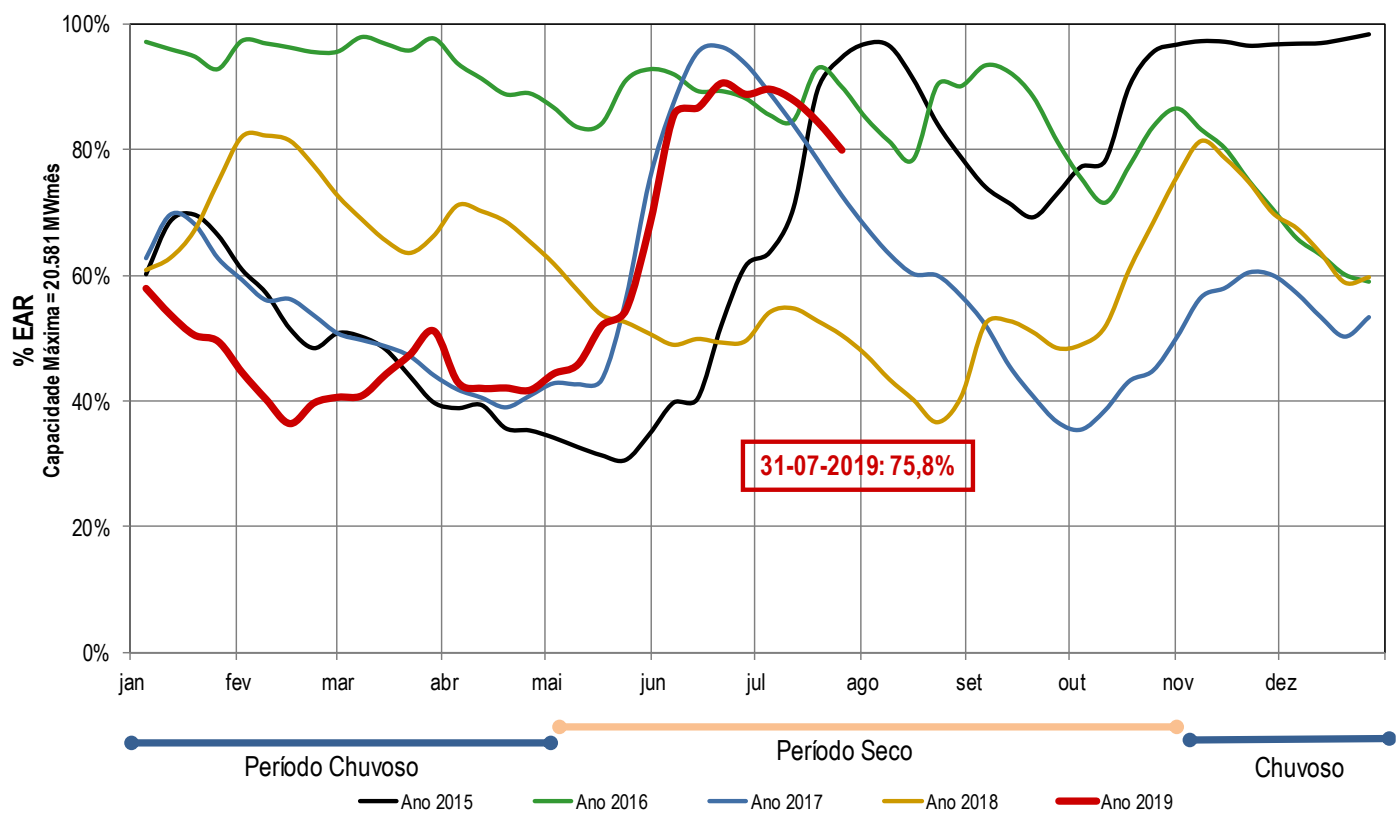


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

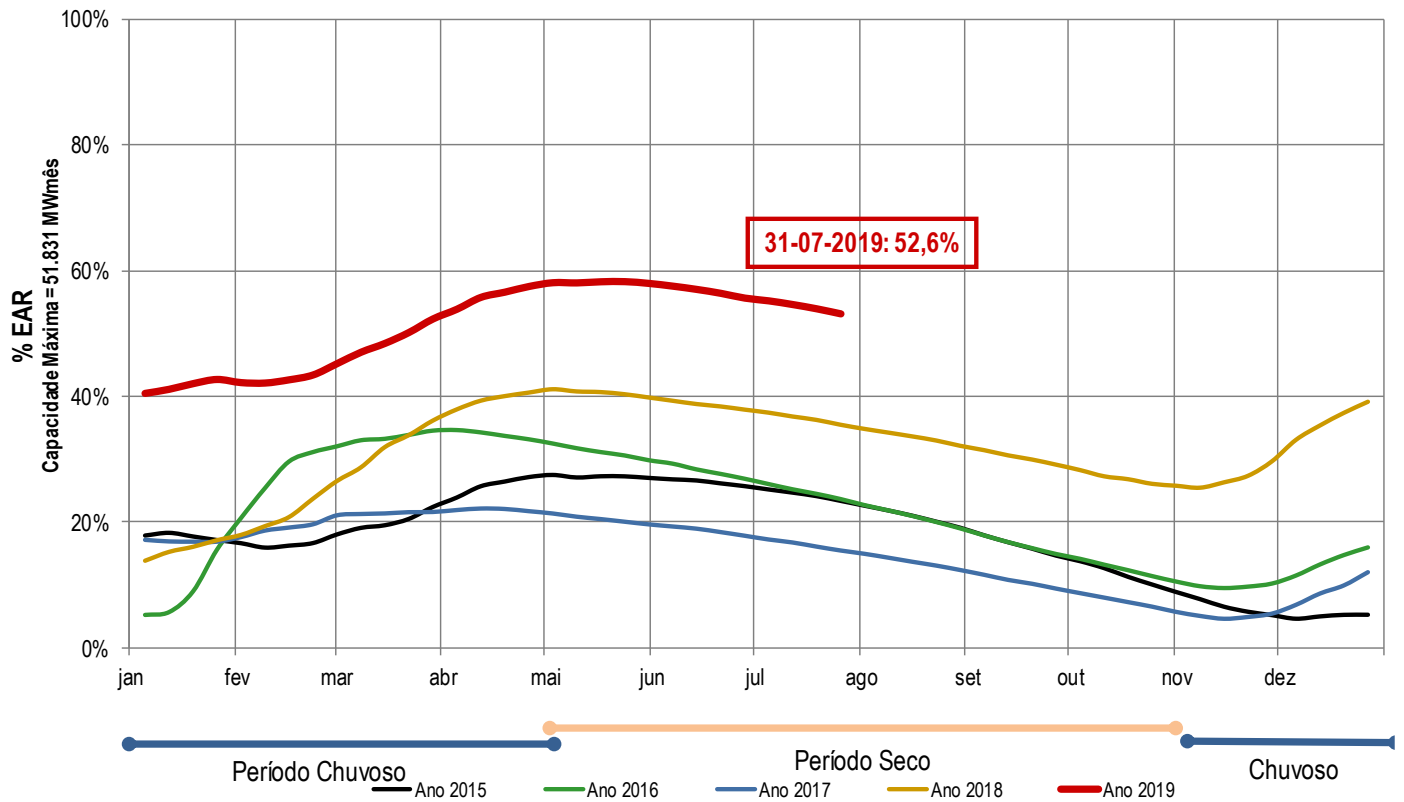


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

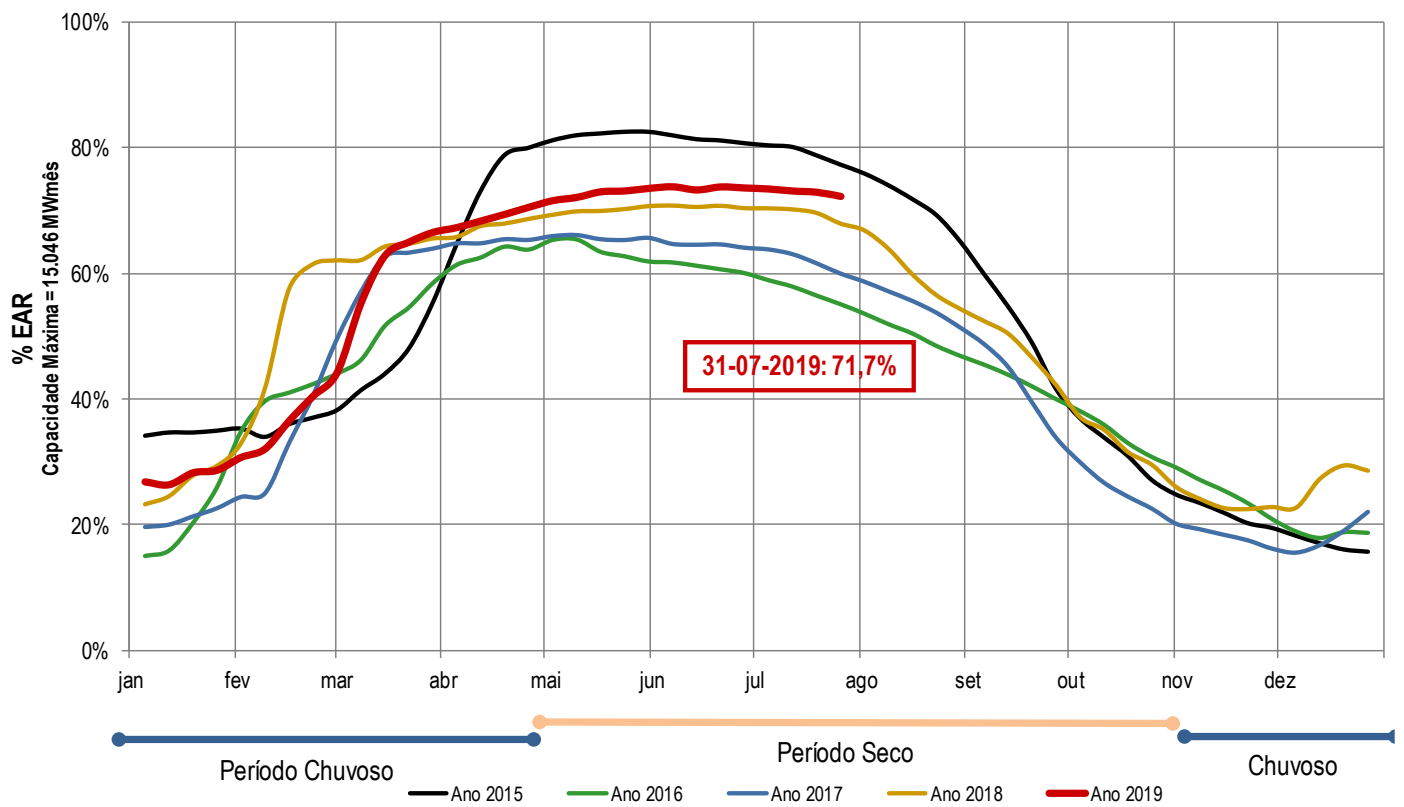


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em julho de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, diminuindo, porém, o montante para 1.586 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (3.787 MWmédios).

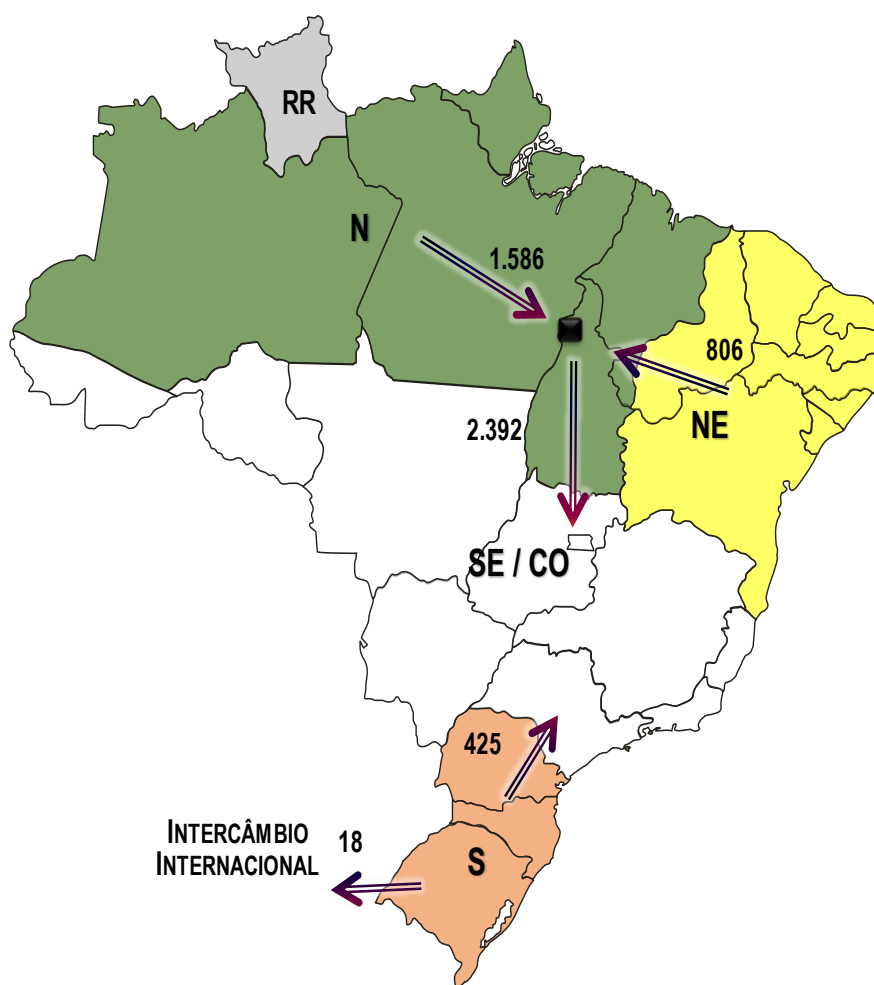
O subsistema Nordeste diferentemente do comportamento dos meses anteriores, apresentou perfil exportador em um total de 806 MWmédios, ante a importação de 104 MWmédios verificados no mês anterior, em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica do mês de julho de 2019.

O subsistema Sul também adquiriu perfil exportador de energia no mês de julho de 2019, com montante verificado de 425 MWmédios, ante importação de 375 MWmédios em junho de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador, atingindo 2.392 MWmédios, ante importação de 3.683 MWmédios no mês anterior.

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

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de julho de 2019 houve exportação de cerca de 18 MWmédios.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em junho de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 46.269 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 7,8% abaixo do verificado no mês anterior e cerca de 0,6% acima do verificado em junho de 2018. Desconsiderando a parcela “Perdas e Diferenças”, houve variação mensal de 5,6% do consumo total entre maio e junho de 2019.

As classes industrial e comercial apresentaram um acréscimo de 1,7% e 2,2%, respectivamente, em relação ao mês de junho de 2018. Já as classes residencial e rural apresentaram um decréscimo de 0,4% e 1,5%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior. Em relação ao comportamento da indústria, o acréscimo ora verificado em comparação com o ano anterior, decorreu, dentre outros fatores, da menor atividade verificada em 2018 em função da greve dos caminhoneiros e consequente base baixa no consumo cativo industrial. Atualmente, permanece o cenário de elevada ociosidade do parque produtivo industrial, sem sinalização aparente de evolução imediata.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/19 GWh	Evolução mensal (Jun/19/Mai/19)	Evolução anual (Jun/19/Jun/18)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Jul/18-Jun/19 (GWh)	Evolução
Residencial	10.877	-8,6%	-0,4%	135.192	139.829	3,4%
Industrial	13.760	-3,1%	1,7%	168.954	168.810	-0,1%
Comercial	7.118	-8,4%	2,2%	88.360	90.544	2,5%
Rural	2.337	0,6%	-1,5%	28.325	29.210	3,1%
Demais classes*	4.121	-4,3%	2,4%	48.835	50.428	3,3%
Perdas e Diferenças**	8.056	-16,8%	-1,7%	111.476	116.532	4,5%
Total	46.269	-7,8%	0,6%	581.143	595.353	2,4%

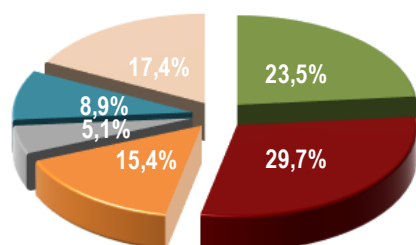
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

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

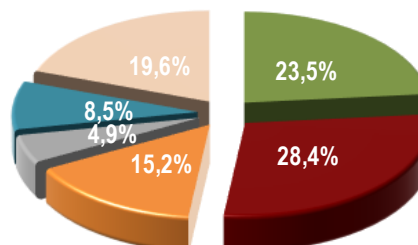
Dados contabilizados até junho de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Junho/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 junho de 2019.

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



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/19 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/19/Mai/19)	Evolução anual (Jun/19/Jun/18)	Jul/17-Jun/18 (kWh/NU)	Jul/18-Jun/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	150	-8,7%	-1,8%	157,8	160,9	1,9%
Consumo médio industrial	28.978	-1,7%	12,2%	26.873	29.626	10,2%
Consumo médio comercial	1.219	-8,5%	1,3%	1.273	1.292	1,5%
Consumo médio rural	515	-0,3%	-2,1%	523	537	2,6%
Consumo médio demais classes*	5.293	-4,5%	2,7%	5.212	5.398	3,6%
Consumo médio total	455	-5,7%	-0,2%	472	475	0,6%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/18	Jun/19	
Residencial (NUCR)	71.388.036	72.440.799	1,5%
Industrial (NUCI)	523.936	474.839	-9,4%
Comercial (NUCC)	5.785.623	5.840.893	1,0%
Rural (NUCR)	4.511.277	4.535.038	0,5%
Demais classes *	780.749	778.534	-0,3%
Total (NUCT)	82.989.621	84.070.103	1,3%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

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

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	43.537 03/07/2019 - 18h22	14.144 17/07/2019 - 18h27	11.575 05/07/2019 - 14h28	6.129 01/07/2019 - 22h26	73.770 03/07/2019 - 18h24
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

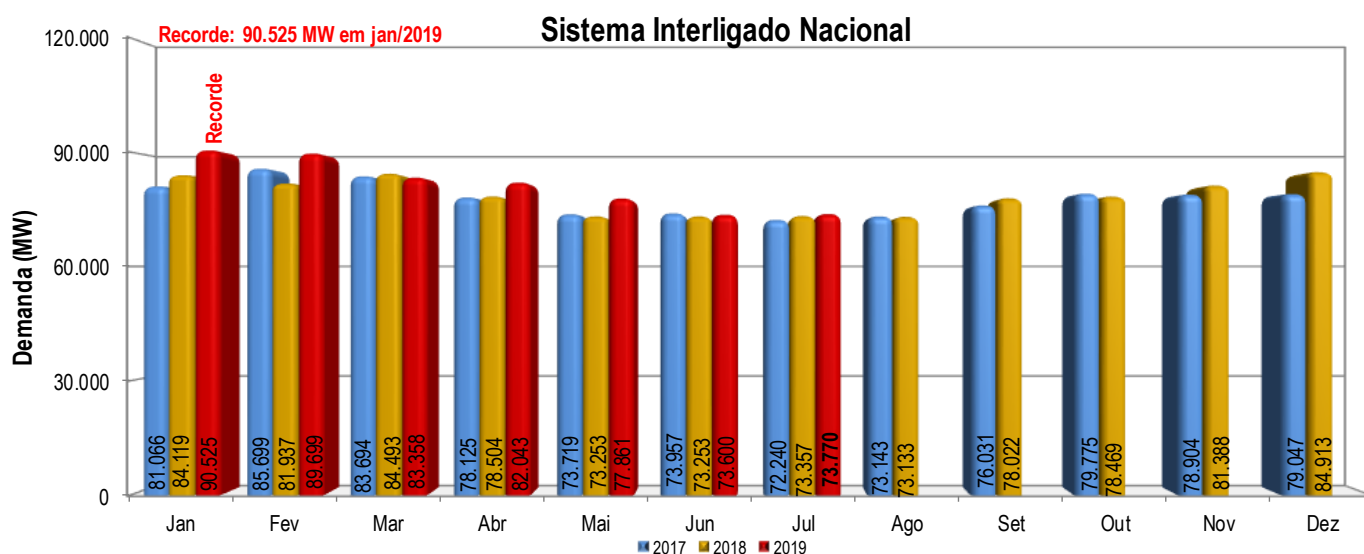


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

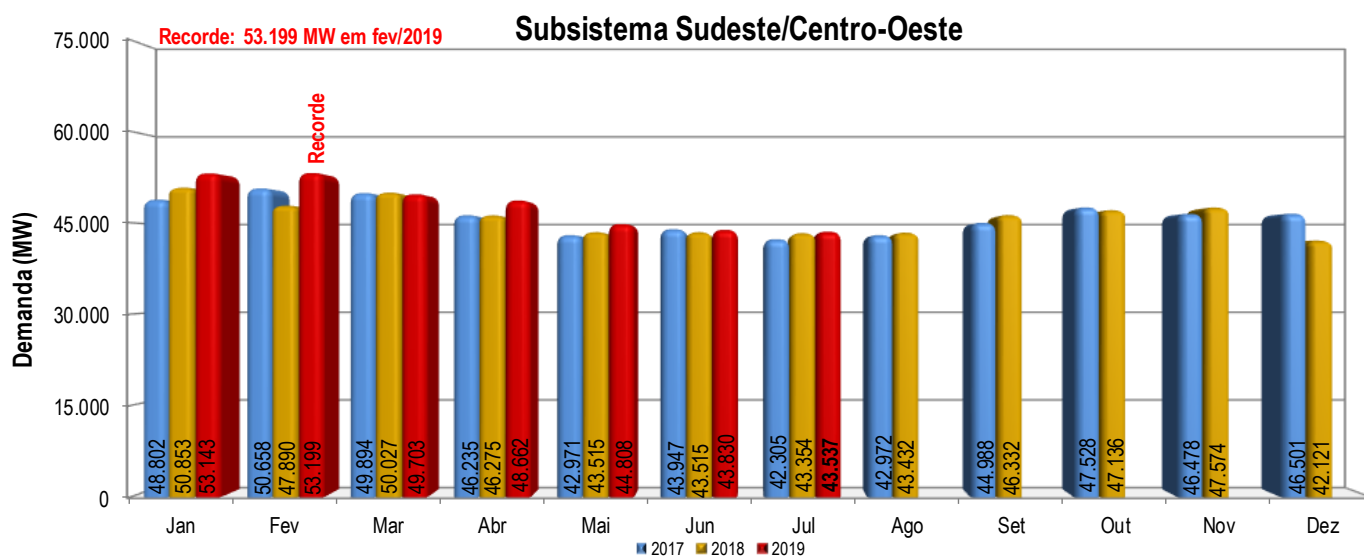


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

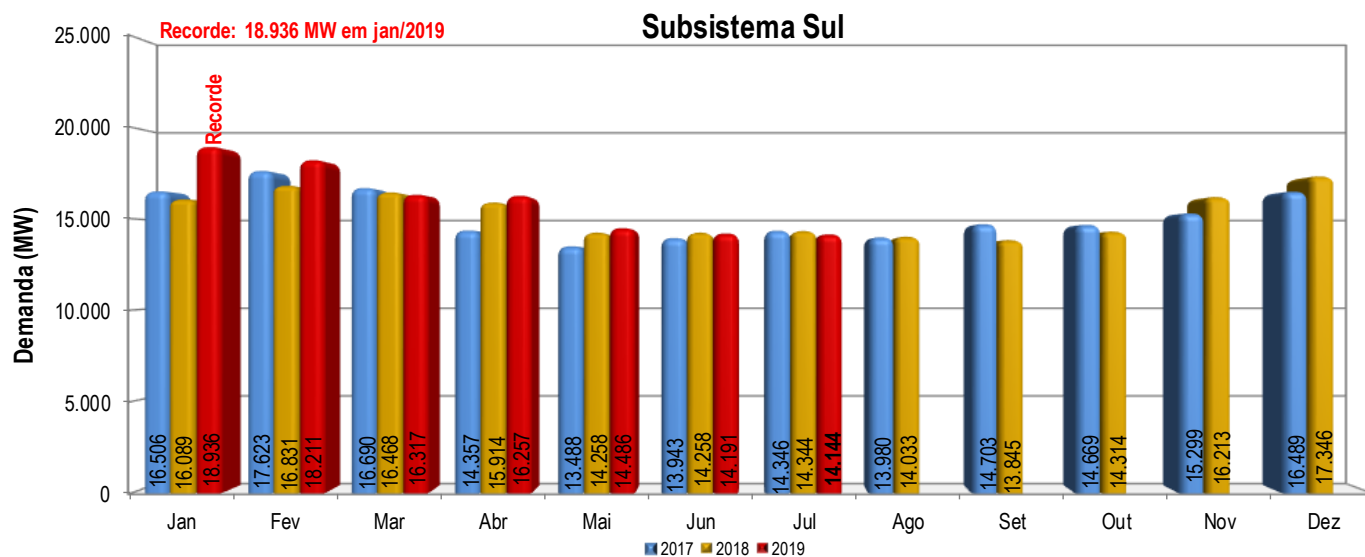


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

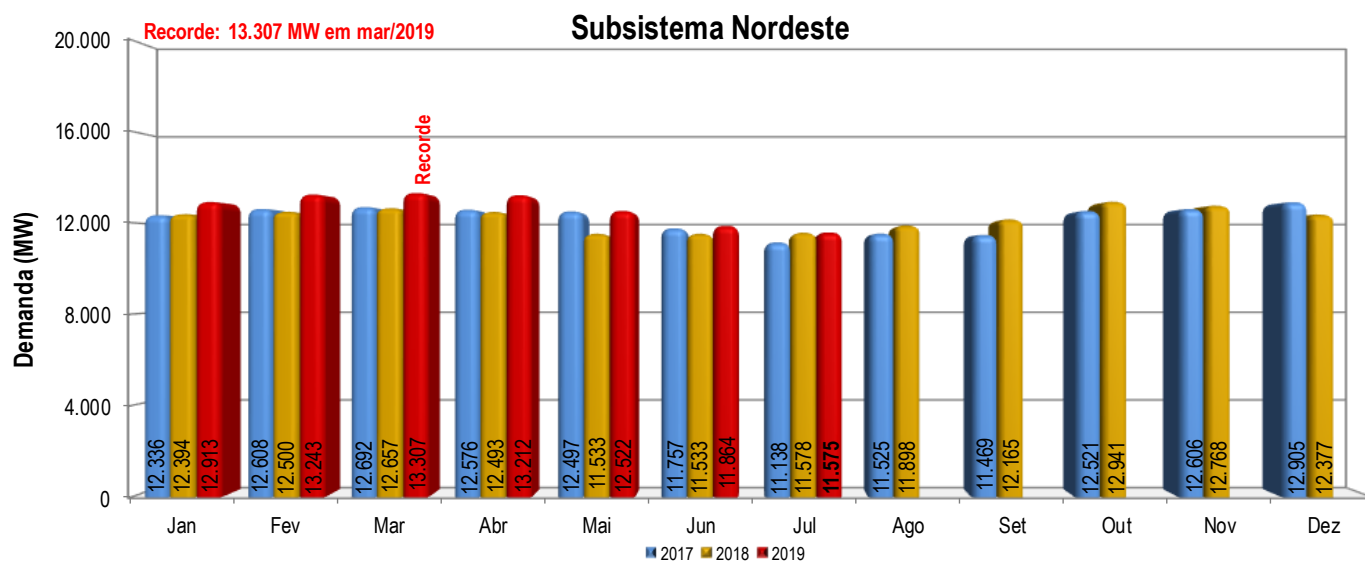


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

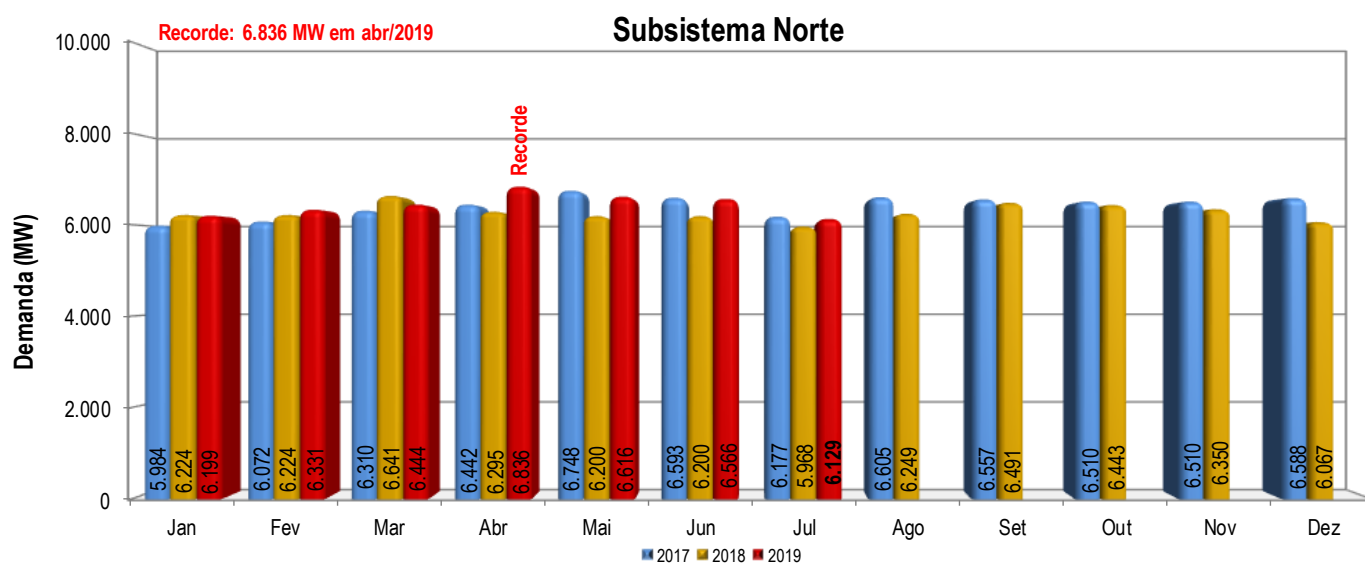


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 167.089 MW, considerando a geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.445 MW, sendo 3.720 MW de geração de fonte hidráulica, 1.944 MW de fonte eólica e 1.472 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 691 MW de fontes térmicas, que inclui o descomissionamento da UTE Presidente Médici, movida a carvão. A geração distribuída fechou o mês de julho de 2019 com 1.142 MW instalados em 93.599 unidades, representando 0,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,2% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em julho de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Jul/2018	Jul/2019			Evolução da Capacidade Instalada Jul/2019 - Jul/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	102.250	1.442	105.970	63,4%	3,6%
UHE **	96.406	217	99.923	59,8%	3,6%
PCH + CGH	5.798	1.133	5.959	3,6%	2,8%
CGH GD	46	92	88	0,1%	89,4%
Térmica	43.621	3.194	42.930	25,7%	-1,6%
Gás Natural	13.000	167	13.354	8,0%	2,7%
Biomassa	14.702	569	14.882	8,9%	1,2%
Petróleo	9.883	2.260	8.991	5,4%	-9,0%
Carvão	3.718	23	3.597	2,2%	-3,3%
Nuclear***	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros	297	4	69	0,0%	-77,0%
Térmica GD	30	169	47	0,0%	55,0%
Eólica	13.146	672	15.090	9,0%	14,8%
Eólica (não GD)	13.135	615	15.079	9,0%	14,8%
Eólica GD	10	57	10,314	0,0%	0,0%
Solar	1.628	95.755	3.100	1,9%	90,4%
Solar (não GD)	1.307	2.474	2.103	1,3%	60,9%
Solar GD	321	93.281	997	0,6%	210,6%
Capacidade Total - Brasil	160.645	101.063	167.089	100,0%	4,0%
Geração Distribuída - GD	408	93.599	1.142	0,7%	180,0%
Capacidade Total - Brasil	160.645	101.063	167.089	100,0%	4,0%

* 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".

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

*** Inclui outras fontes fósseis (69 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/08/2019)



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

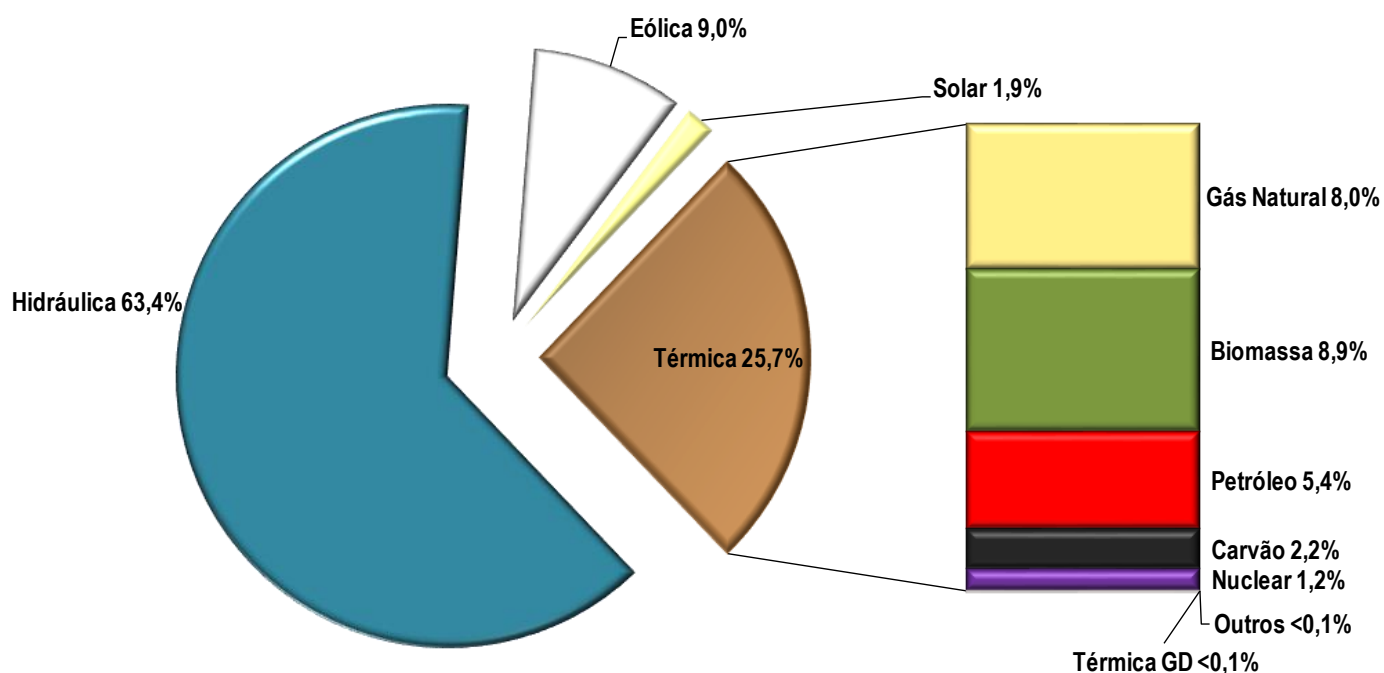


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em julho de 2019, o sistema elétrico brasileiro atingiu 147.774 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa 40% do total e o de 500 kV representa 35% do total.

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

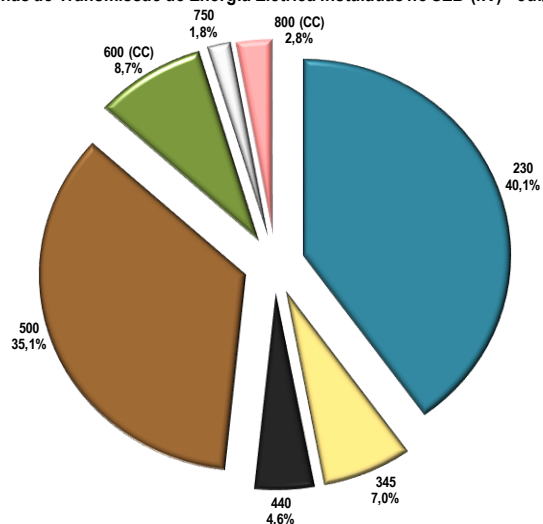


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	59.220	40,1%
345	10.319	7,0%
440	6.756	4,6%
500	51.811	35,1%
600 (CC)	12.816	8,7%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,8%
Total SEB	147.774	100,0%

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em julho de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 25 MW de geração:

- PCH Barrinha - UGs: 1 a 2, total de 3,33 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.034743-4.01;
- PCH Jacaré - UG: 2, de 4,5 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028749-0.01;
- UEE GE Maria Helena - UGs: 3 e 5, total de 4,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030702-5.01;
- UFV Fazenda Esmeralda - UG: 14, de 2 MW, em Pernambuco. CEG: UFV.RS.PE.034305-6.01;
- UTE Asja Jaboatão - UGs: 1 a 8, total de 11,41 MW, em Pernambuco. CEG: UTE.RU.PE.0406430.01.

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

Fonte	Realizado em Jul/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	4,20	693,50
Eólica (não GD)	4,20	693,50
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	7,83	1887,34
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	7,83	114,93
UHE	0,00	1772,41
Solar	2,00	292,00
Solar (não GD)	2,00	292,00
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	11,41	472,81
Biomassa	11,41	121,34
Carvão	0,00	345,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00
Petróleo	0,00	6,47
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	25,44	3345,65

* 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	145,70	325,20	69,00
Eólica (não GD)	145,70	325,20	69,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	2.340,21	866,73	179,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	5,00	219,62	179,90
UHE	2.335,21	647,11	0,00
Solar	147,79	184,86	835,32
Solar (não GD)	147,79	184,86	835,32
Solar GD	0,00	0,00	0,00
Térmica	25,00	1.651,54	1.689,17
Biomassa	25,00	135,90	98,50
Carvão	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	1.304,51
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	2.658,70	3.028,32	2.773,38

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE



7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de julho, não foi incorporado nenhum empreendimento de linha de transmissão ao SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	0,0	782,4
345	0,0	0,0
440	0,0	0,2
500	0,0	1.447,9
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	0,0	2.230,5

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de julho de 2019 foram adicionados 525 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR3 500/138 kV – 450 MVA, na SE Neves (CEMIG-GT), em Minas Gerais;
- TR1 230/161 kV – 225 MVA, na SE Ipatinga 1 (CEMIG-GT), em substituição ao anterior de 150 MVA, em Minas Gerais.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	75	2.872
345	0	0
440	0	600
500	450	4.650
750	0	1.650
TOTAL	525	9.772

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS

No mês de julho de 2019, foram incorporados ao SIN cinco equipamentos de compensação de potência reativa:

- RE 500 kV, 180 Mvar na SE Curral Novo do Piauí II (Iracema Transmissora), no Piauí;
- RE 500 kV, 100 Mvar na SE Rio das Éguas (TAESA), na Bahia;
- CS 500 kV, 203 Mvar na LT Gurupi /Peixe C1, em substituição ao antigo banco de compensação de 130 Mvar (ATE VII), no Tocantins;
- RE 345 kV, 100 Mvar na SE Itutinga (FURNAS), em Minas Gerais;
- RE 765 kV, 329 Mvar na SE Itaberá (FURNAS), em São Paulo.



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	642,2	1.497,0	1.214,5
345	0,0	147,0	186,0
440	0,0	0,0	151,0
500	2.171,8	2.494,2	3.525,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.168,7	0,0	0,0
TOTAL	7.982,7	4.138,2	5.076,7

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	2.636,0	3.798,0	5.270,0
345	1.600,0	2.050,0	1.100,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	5.110,0	5.700,0	14.614,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	9.796,0	11.848,0	22.384,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de junho de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 70,8% do total gerado no país, valor 5,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em junho representou 11,7%, valor 3,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 16,7%, valor 1,7 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 90,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

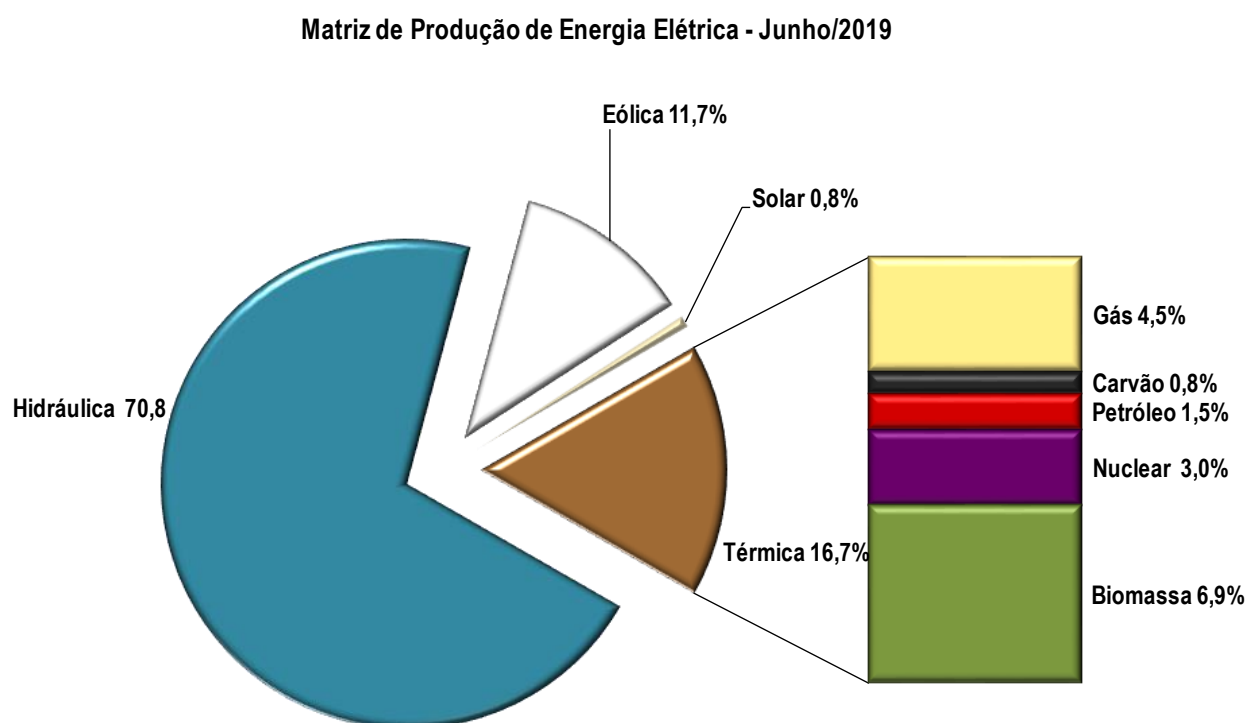


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

** A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução.

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro não foi considerada a informação da geração hidráulica dos sistemas isolados, em função da não disponibilização desta informação pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim.

Dados contabilizados até junho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



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

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 17,9% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão. A geração solar cresceu mais de 80% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/18 (GWh)	Mai/19 (GWh)	Jun/19 (GWh)	Evolução mensal (Jun/19 / Mai/19)	Evolução anual (Jun/19 / Jun/18)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Jul/18-Jun/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	28.638	36.129	31.194	-13,7%	8,9%	386.380	412.040	6,6%
Térmica	10.407	7.003	7.276	3,9%	-30,1%	116.514	95.622	-17,9%
Gás	4.128	1.875	1.966	4,9%	-52,4%	49.193	35.651	-27,5%
Carvão	1.071	721	364	-49,6%	-66,0%	13.120	9.503	-27,6%
Petróleo *	403	436	329	-24,5%	-18,4%	10.374	7.145	-31,1%
Nuclear	1.330	707	1.309	85,2%	-1,6%	13.892	14.269	2,7%
Outros	240	228	259	13,7%	7,9%	3.069	2.918	-4,9%
Biomassa	3.235	3.038	3.049	0,4%	-5,8%	26.866	26.137	-2,7%
Eólica	4.189	3.852	5.148	33,6%	22,9%	43.509	49.448	13,7%
Solar	242	357	361	1,1%	49,3%	2.202	4.032	83,2%
TOTAL	43.477	47.341	43.978	-7,1%	1,2%	548.604	561.141	2,3%

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

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

Dados contabilizados até junho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/18 (GWh)	Mai/19 (GWh)	Jun/19 (GWh)	Evolução mensal (Jun/19 / Mai/19)	Evolução anual (Jun/19 / Jun/18)	Jul/17-Jun/18 (GWh)	Jul/18-Jun/19 (GWh)	Evolução
Gás	4	10	10	-5,4%	121,7%	54	68	26,2%
Petróleo *	211	312	306	-2,0%	45,2%	2.832	3.391	19,7%
Biomassa	4	5	5	6,4%	15,5%	44	48	9,8%
TOTAL	219	327	321	-1,8%	46,6%	2.930	3.507	19,7%

Para os meses de julho/2018 a junho/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 junho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de junho de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste cresceu 14,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,3%, com total de 6.506 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Nordeste dos últimos 12 meses atingiu 41,1%, o que indica decréscimo de 1,1 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em junho de 2019 cresceu 3,43 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 31,0%, com total de geração verificada no mês de 634 MWmédios. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,7%, o que indica decréscimo de 0,5 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

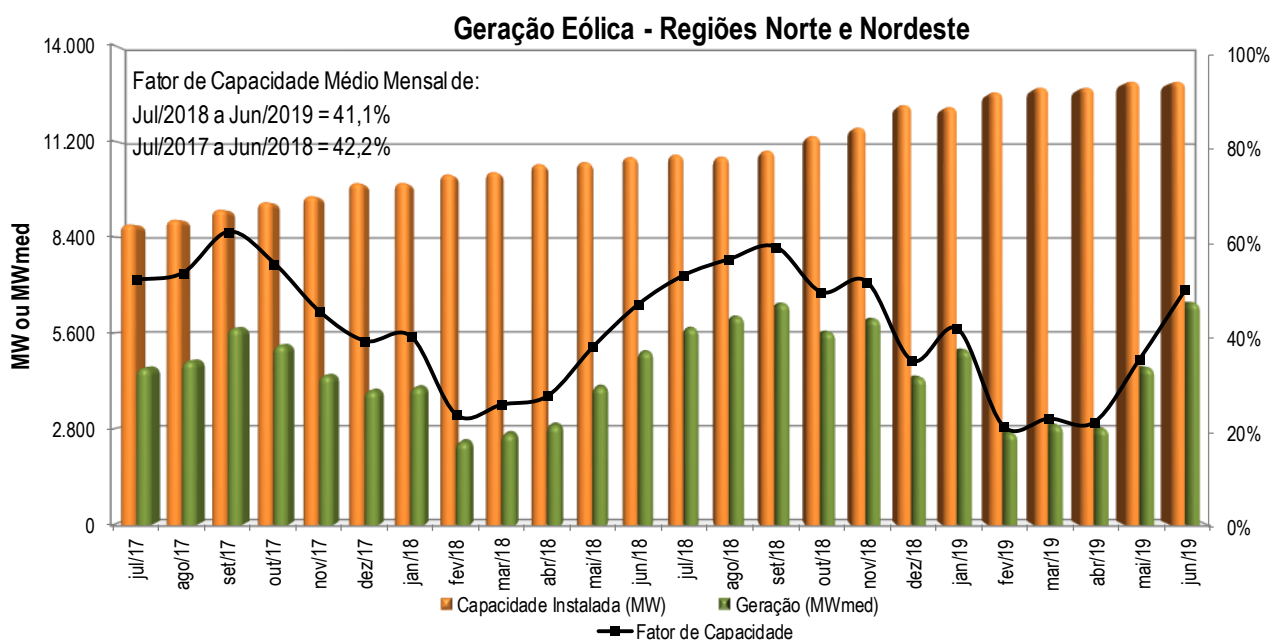


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

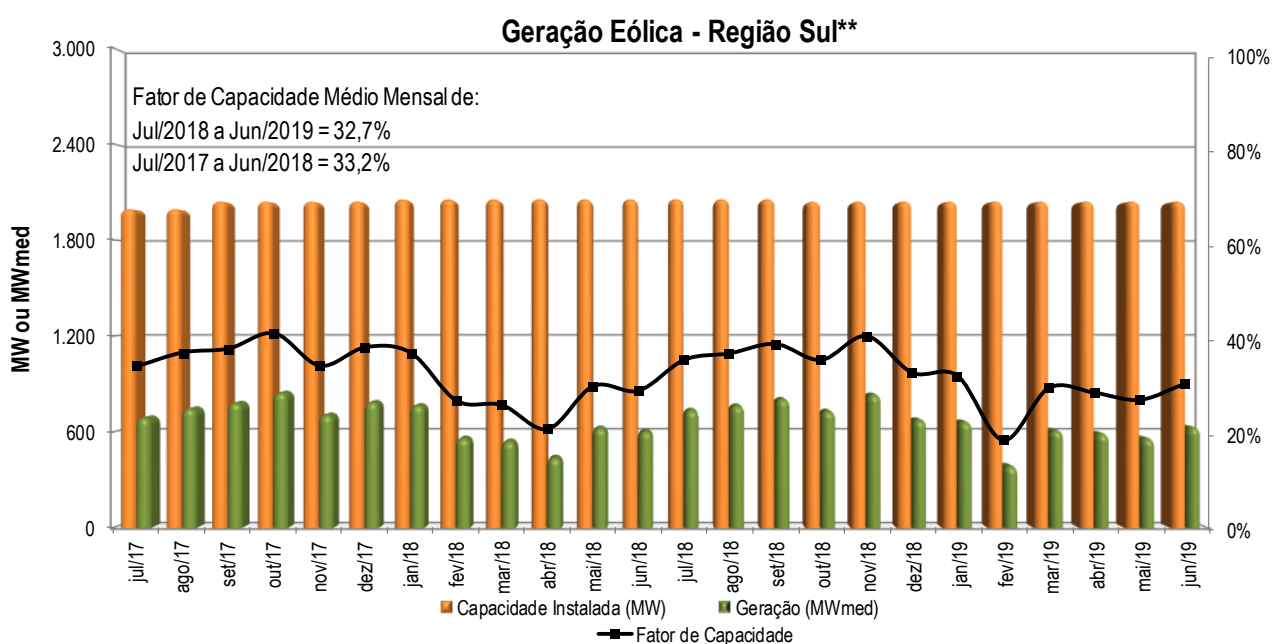


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

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

Dados contabilizados até junho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMOs médios semanais variaram entre R\$ 154,90 / MWh e R\$ 218,90 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de julho, com exceção da última, os CMOs de todos os subsistemas mantiveram-se equalizados.

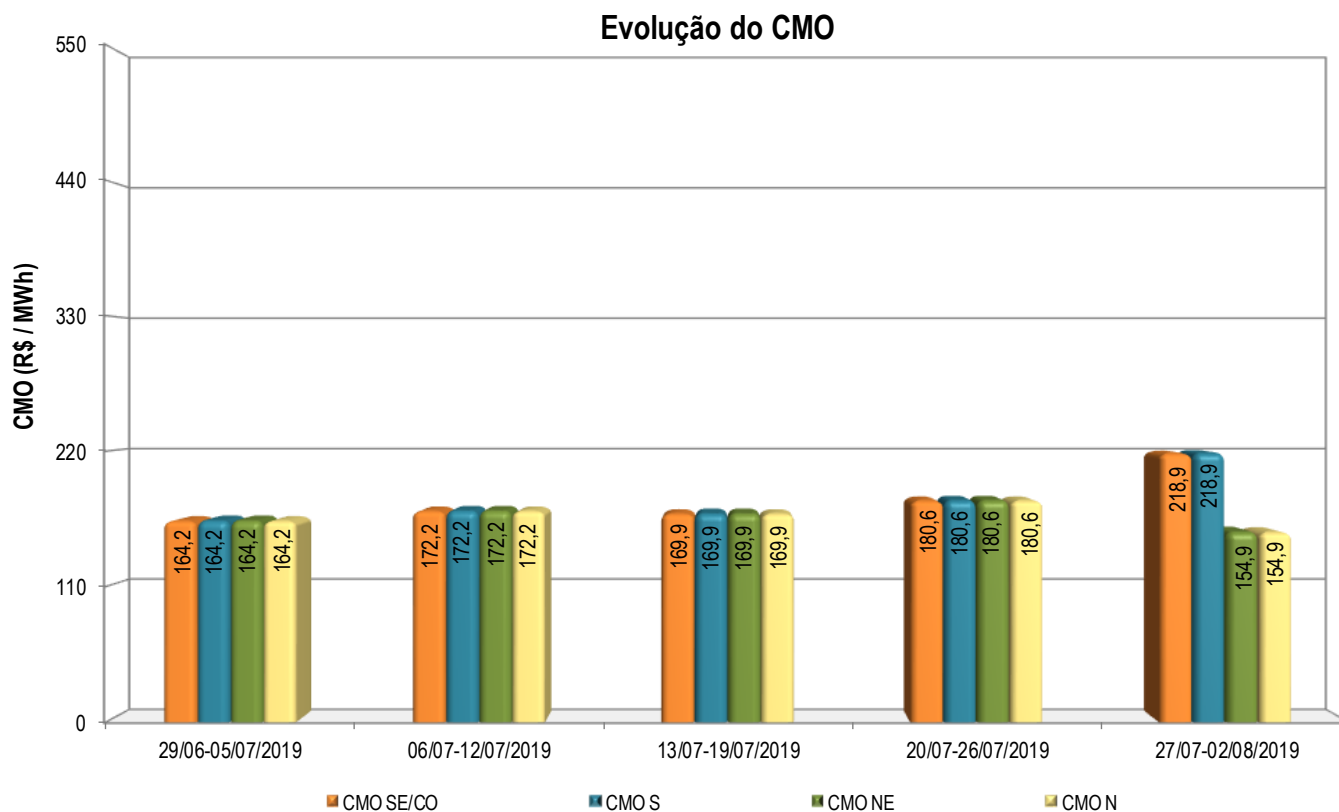


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2019 foi de R\$ 79,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 196,7 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 55,7 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e por R\$ 23,6 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 junho 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; encargo por 'Deslocamento Hidráulico', que está relacionado ao ressarcimento às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica; 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.

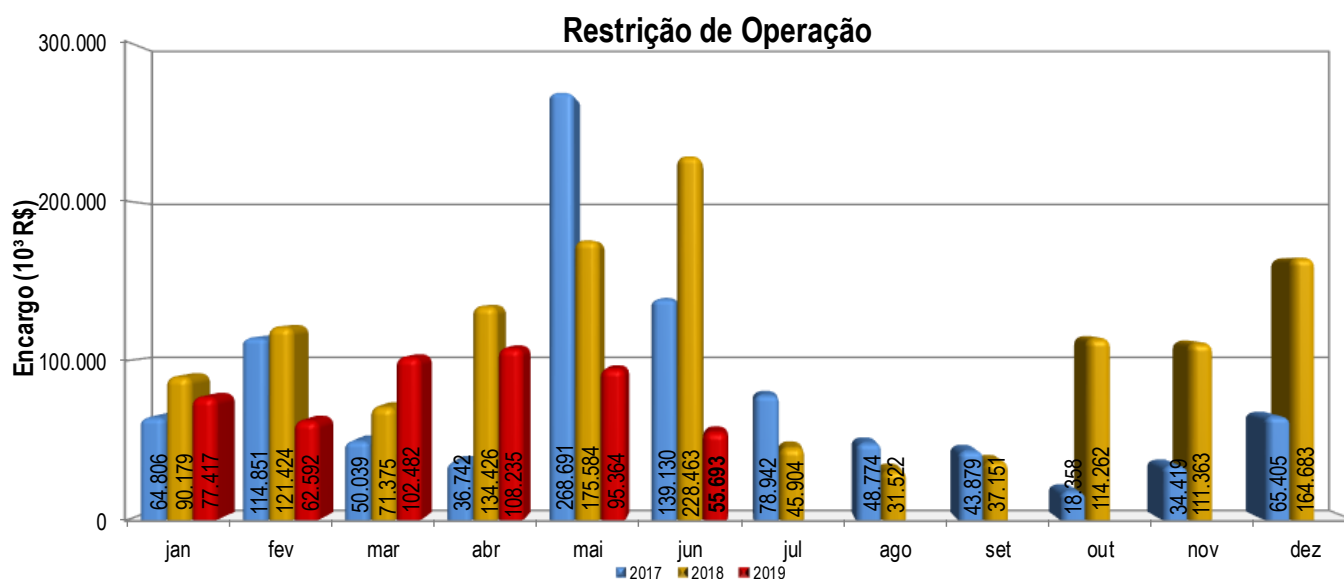


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

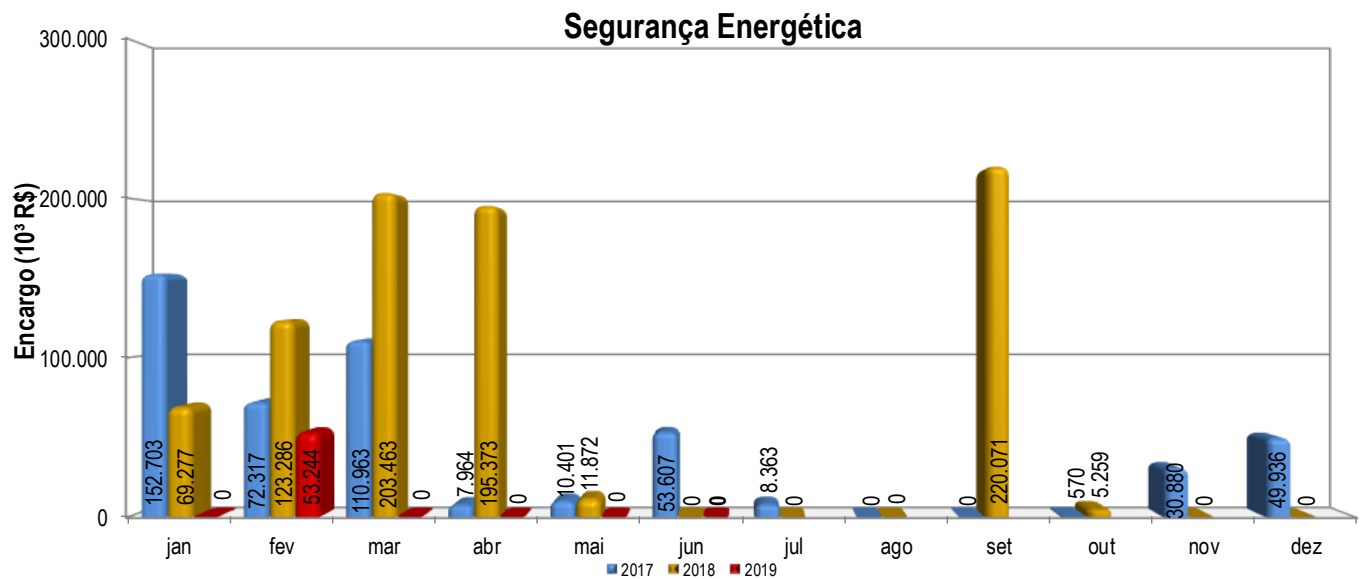


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

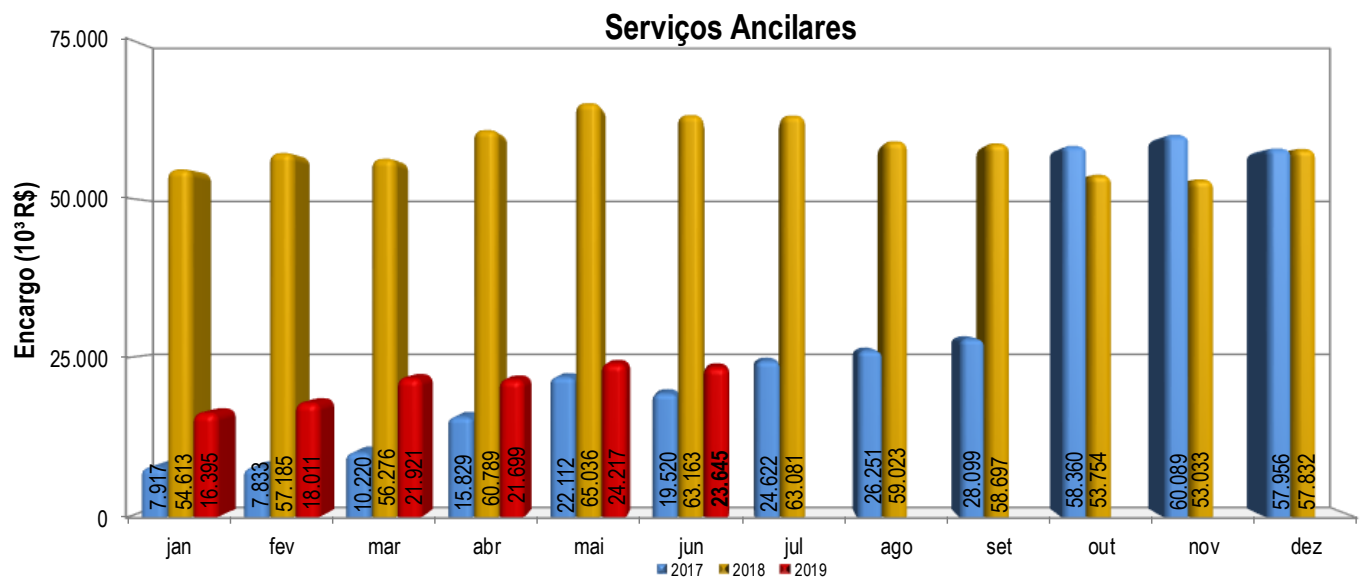


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

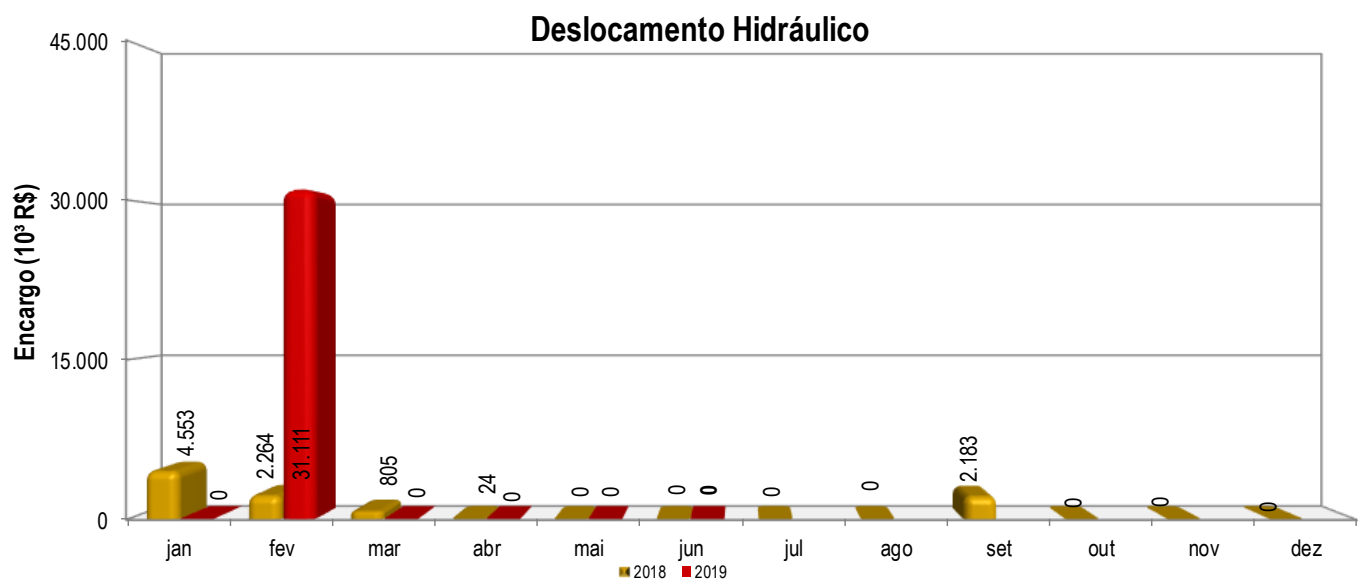


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

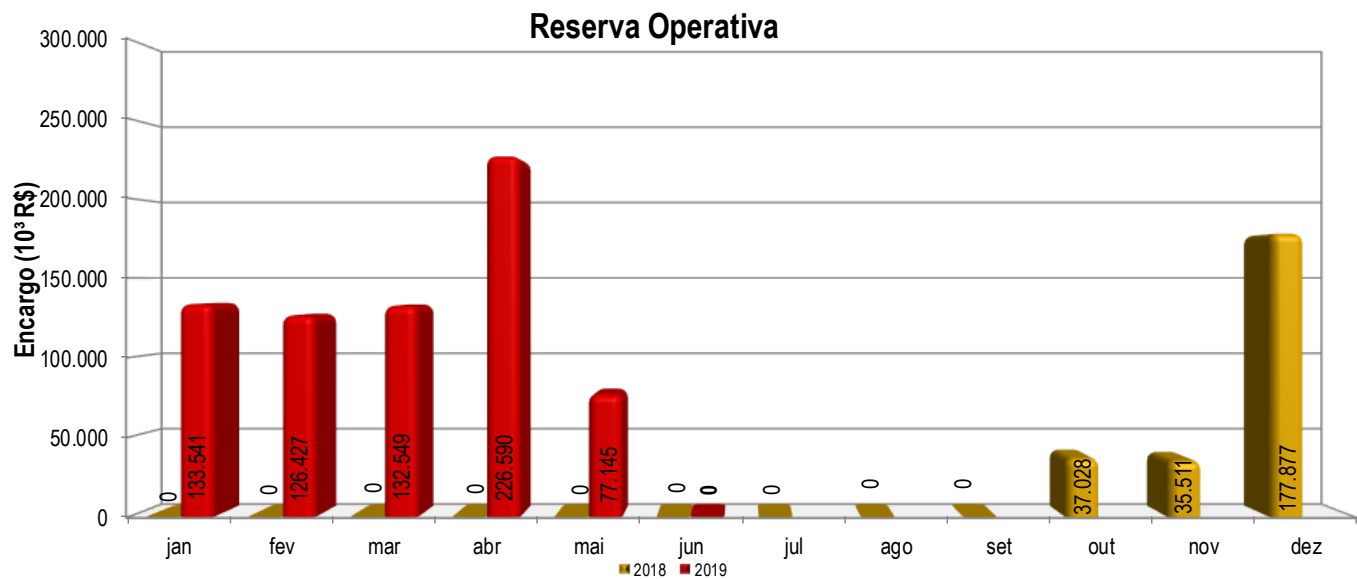


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

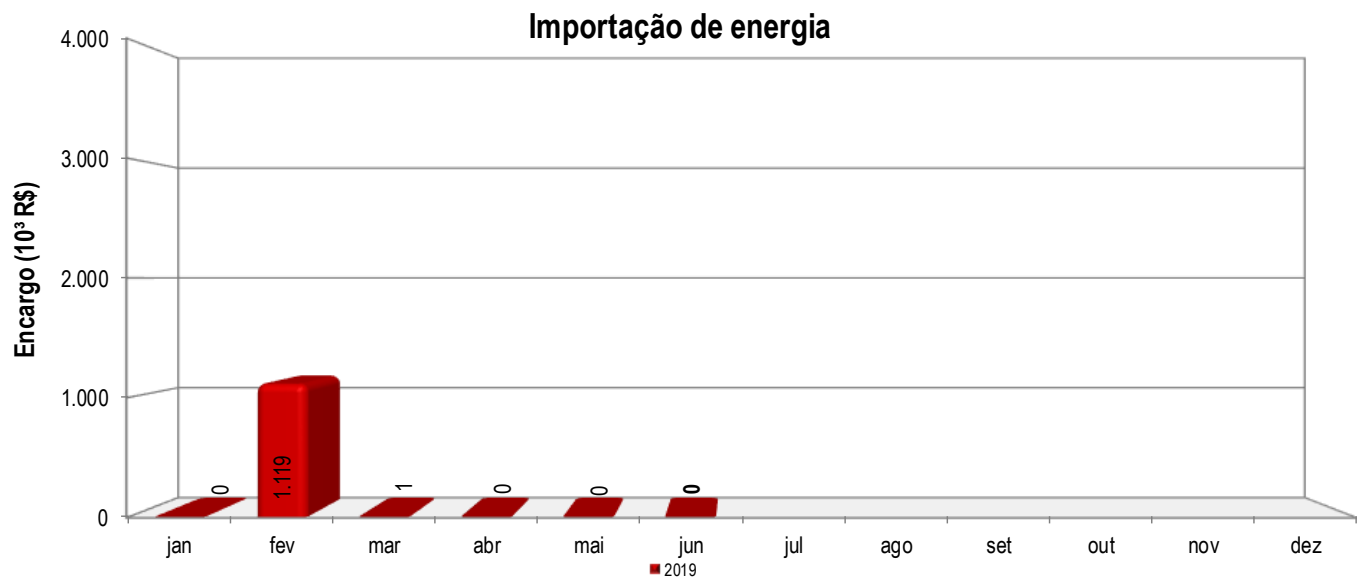


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2019, foram verificadas cinco ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 816 MW de corte de carga. Dessas, três foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 357 MW de cargas interrompidas. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 03 de julho, às 19h51min:** Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Fortaleza, ocasionando o desligamento de todos os equipamentos conectados ao setor de 69 kV desta subestação. Houve interrupção de 240 MW de cargas no Ceará. Causa: presença de água na caixa de ligações do relé de gás.
- **Dia 06 de julho, às 08h12min:** Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Fortaleza e da UTE Maracanaú. Houve interrupção de 219 MW de cargas no Ceará. Causa: baixa isolamento em cabo do circuito de desligamento do relé de gás.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2019 Jan-Jul	2018 Jan-Jul
SIN**	0	0	0	0	0	0	0						0	23.183
S	0	146	0	0	0	0	0						146	0
SE/CO	1.677	355	124	621	0	0	0						2.777	1.057
NE	337	0	428	285	0	258	459						1.767	746
N	153	0	134	312	657	0	0						1.256	1.019
Isolados	827	783	481	347	1.241	647	357						4.683	4.200
TOTAL	2.994	1.283	1.167	1.565	1.898	905	816	0	0	0	0	0	10.628	30.205

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-Jun	2018 Jan-Jun
SIN**	0	0	0	0	0	0	0						0	2
S	0	1	0	0	0	0	0						1	0
SE/CO	3	2	1	3	0	0	0						9	4
NE	2	0	2	1	0	1	2						8	4
N	1	0	1	2	3	0	0						7	4
Isolados	6	6	3	2	10	5	3						35	35
TOTAL	12	9	7	8	13	6	5	0	0	0	0	0	60	49

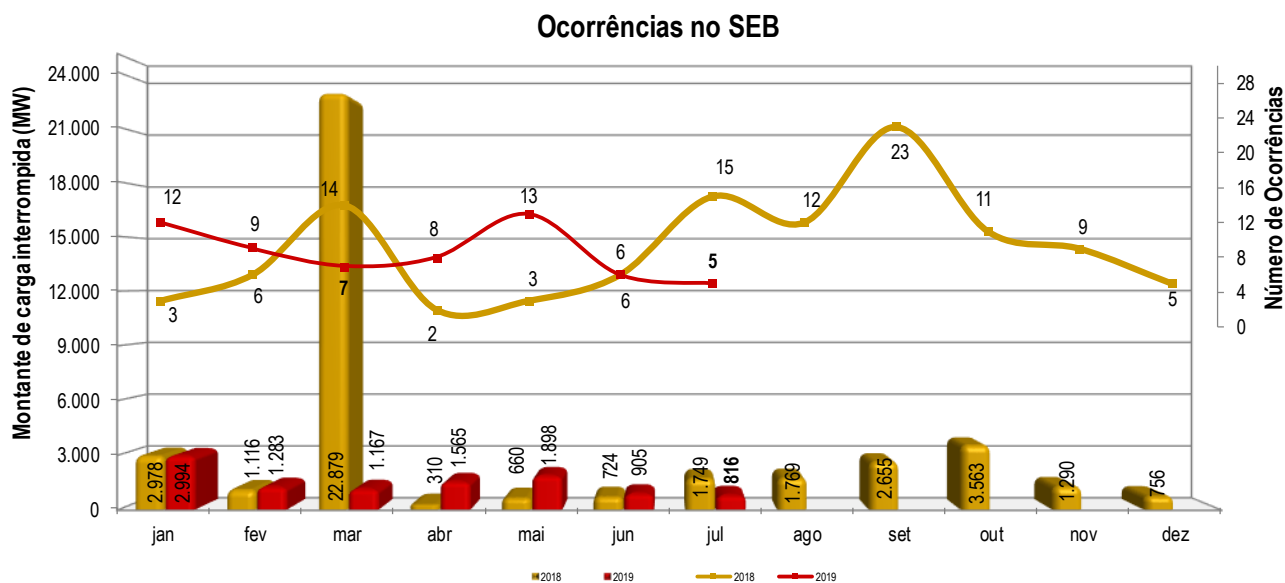


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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.

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

Fonte dos dados: ONS / ED RR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2019.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,47	1,36	1,28	1,01	0,88	0,78							6,78	12,47
S	1,65	1,07	0,94	0,83	0,86	0,75							6,11	10,59
SE	1,06	0,99	0,84	0,62	0,55	0,46							4,53	8,61
CO	2,28	1,93	1,66	1,28	0,94	0,74							8,85	14,32
NE	1,48	1,66	1,79	1,37	1,08	1,09							8,46	14,33
N	2,87	2,61	2,53	2,30	2,30	1,85							14,45	33,40

Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,74	0,63	0,62	0,53	0,47	0,42							3,42	9,21
S	0,88	0,62	0,56	0,50	0,52	0,46							3,54	8,21
SE	0,59	0,48	0,44	0,36	0,30	0,27							2,45	6,38
CO	1,02	0,76	0,75	0,78	0,50	0,49							4,30	11,29
NE	0,62	0,65	0,71	0,58	0,47	0,47							3,51	9,24
N	1,53	1,40	1,44	1,32	1,48	1,08							8,26	28,22

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

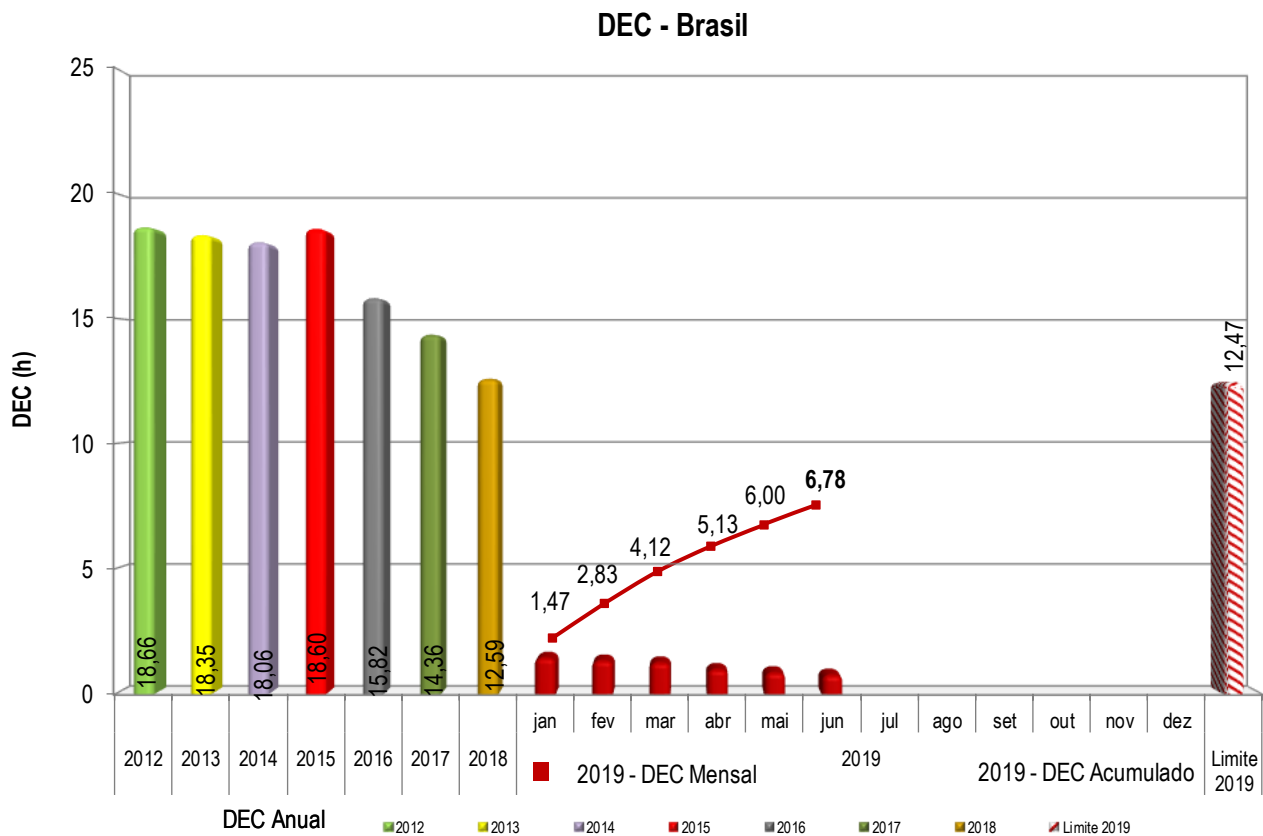


Figura 29. DEC do Brasil.

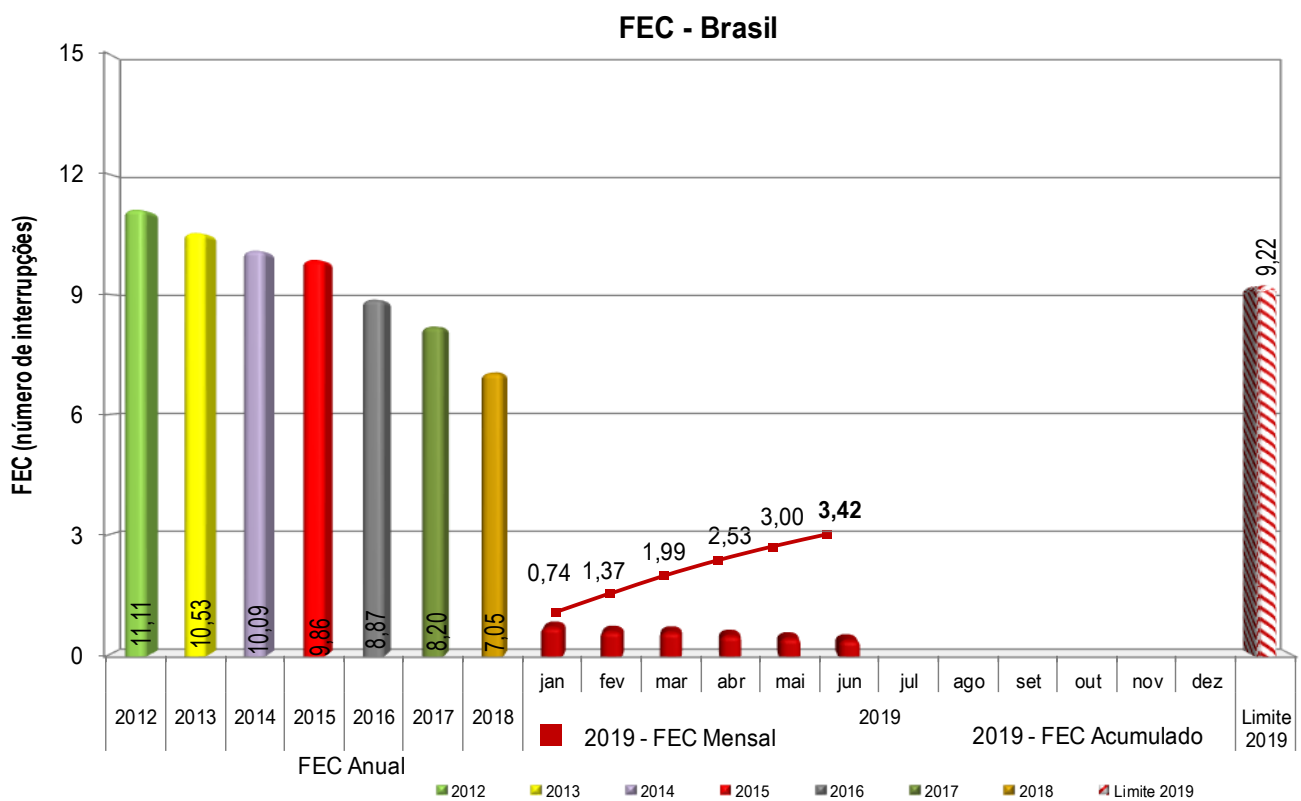


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até junho 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 Afluente	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