

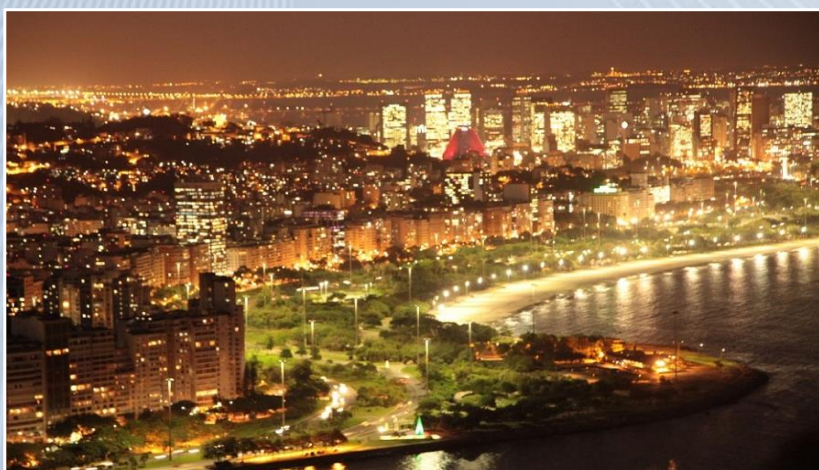
Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Energia Elétrica | Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

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



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto 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: 80% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 28% MLT no Sul, 47% MLT no Nordeste e 77% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 79% MLT, 27% MLT, 46% MLT e 73% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: No mês de agosto de 2019, observou-se deplecionamento de 5,6 p.p., 22,1 p.p., 4,1 p.p. e 7,2 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em julho de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 47.281 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 2,2% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,8% abaixo do verificado em julho de 2018. As classes residencial e comercial apresentaram um acréscimo de 1,2%, e 2,5%, respectivamente, em relação ao mês de julho de 2018.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de agosto de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 168.031 MW, considerando a geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.297 MW. Destaca-se que a capacidade instalada de usinas hidrelétricas ultrapassou a marca de 100 GW em agosto de 2019.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de agosto, entraram em operação 5.087 km de linhas de transmissão, com destaque para a LT 800 kV Xingu /Terminal Rio, com dois circuitos de 2.518 km cada, permitindo o escoamento de até 4.000 MW da região Norte e da UHE Belo Monte para o Sudeste do país. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 818,5 MW no mês, com destaque para a entrada em operação da Unidade Geradora – UG 15 da UHE Belo Monte com 611 MW. O ano de 2019 apresenta um acumulado de expansão de 7.378 km de linhas de transmissão, 9.772 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica e 4.164 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de julho, as energias renováveis foram responsáveis por 84,7% do total de energia elétrica produzido no Brasil.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2019 foi de R\$ 87,0 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 79,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em agosto de 2019, foram verificadas três ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 456 MW de corte de carga. Dessas, uma foi no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 172 MW de cargas interrompidas.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de agosto de 2019, exceto quando indicado. O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 80% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 28% MLT no Sul, 47% MLT no Nordeste e 77% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 79% MLT, 27% MLT, 46% MLT e 73% MLT, respectivamente.

Em relação ao Sul, destaca-se que, em função das baixas afluências, este subsistema passou a receber energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, considerando a média mensal de intercâmbio, conforme será apresentado posteriormente neste Boletim.

Destaca-se que, no mês de agosto, as temperaturas mínimas e máximas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país. Além disso, predominou no país cenário de chuvas abaixo da média nas principais bacias do SIN.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

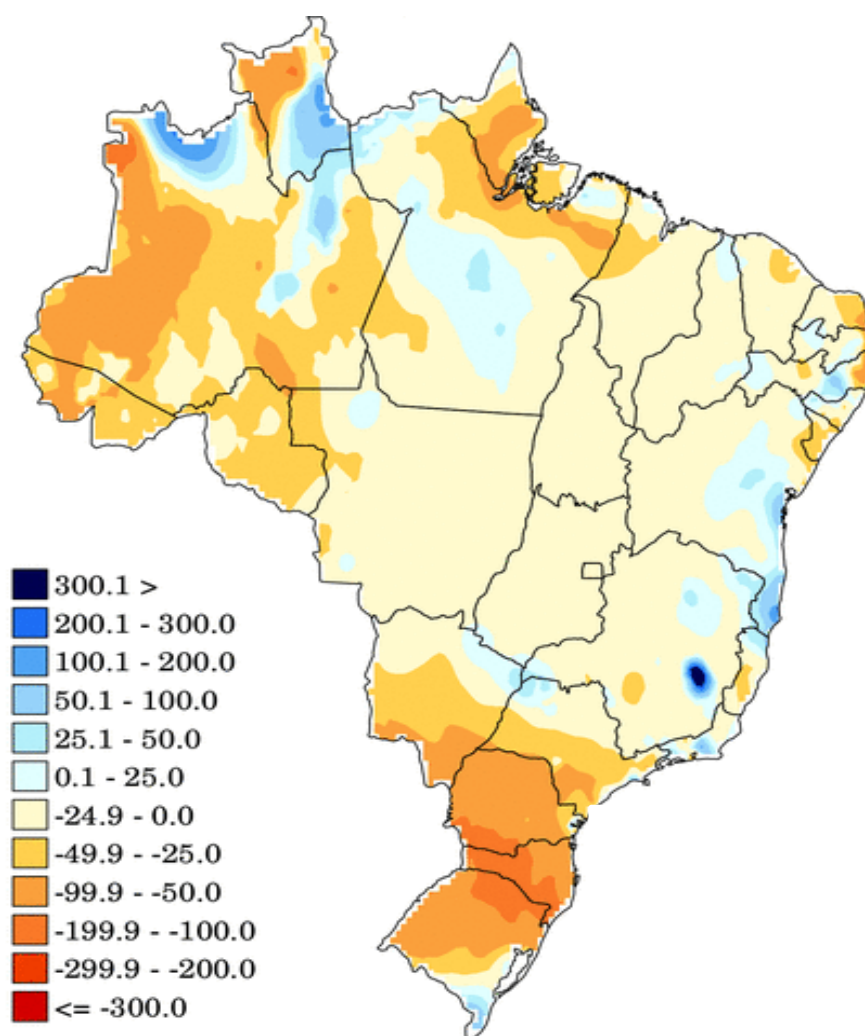


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2019 – Brasil.

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

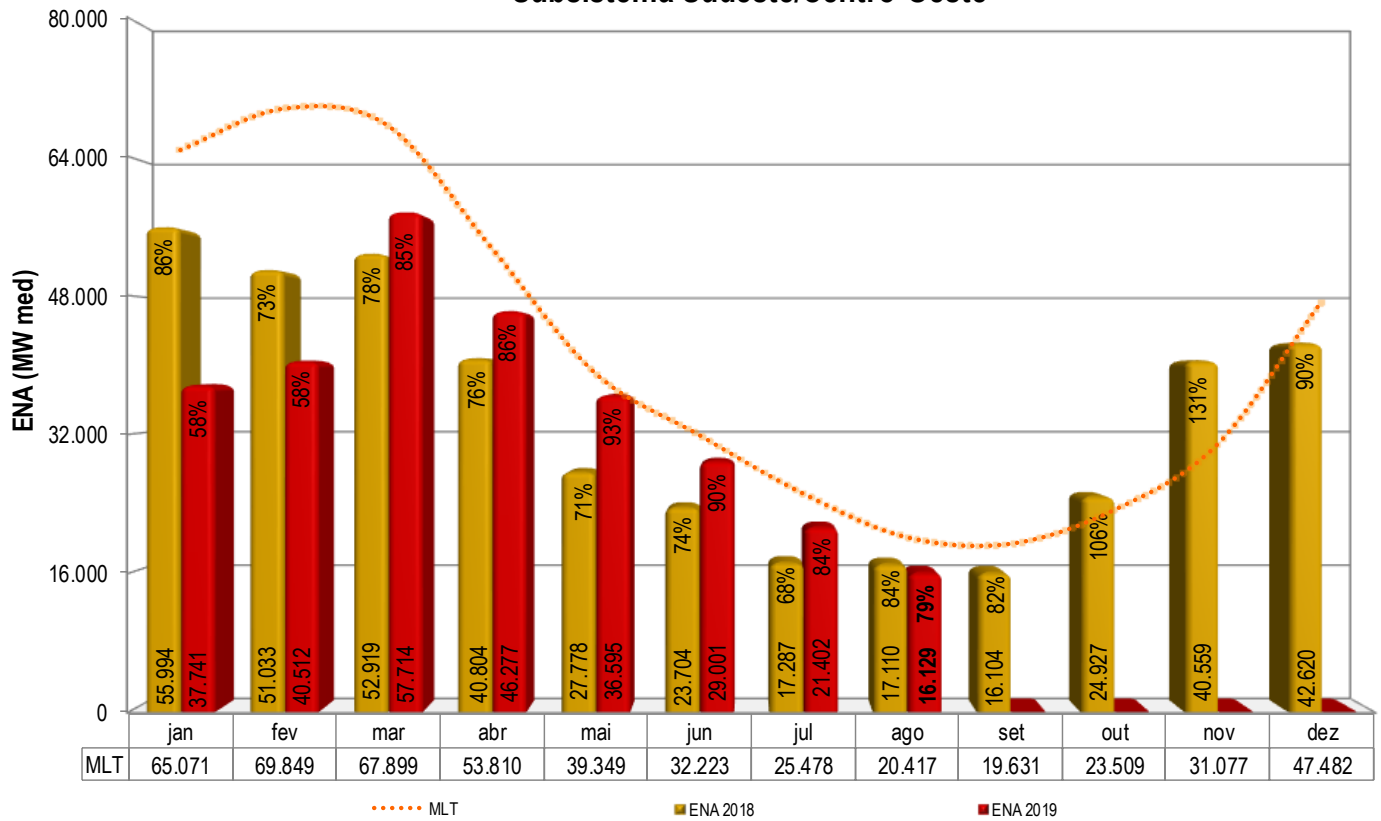


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

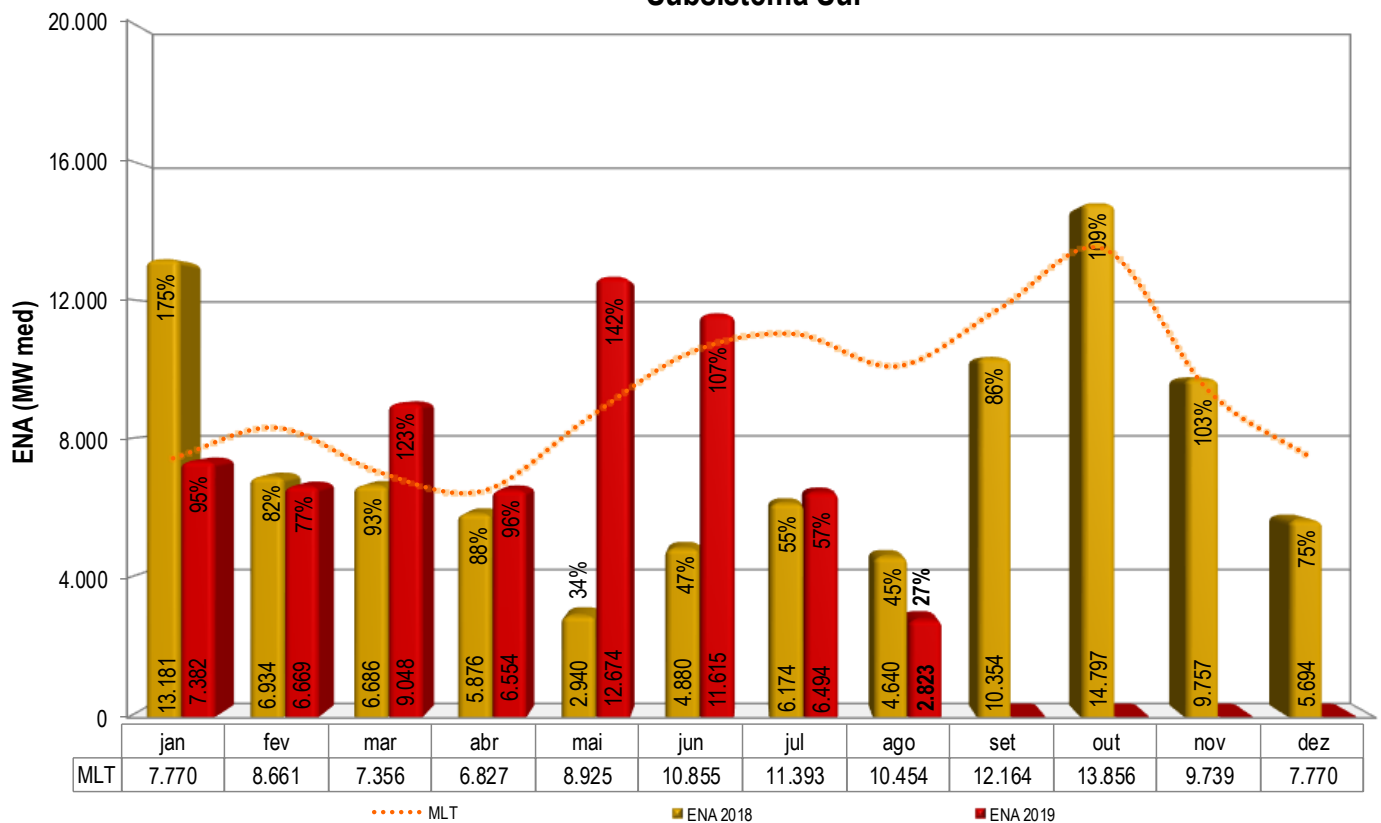


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

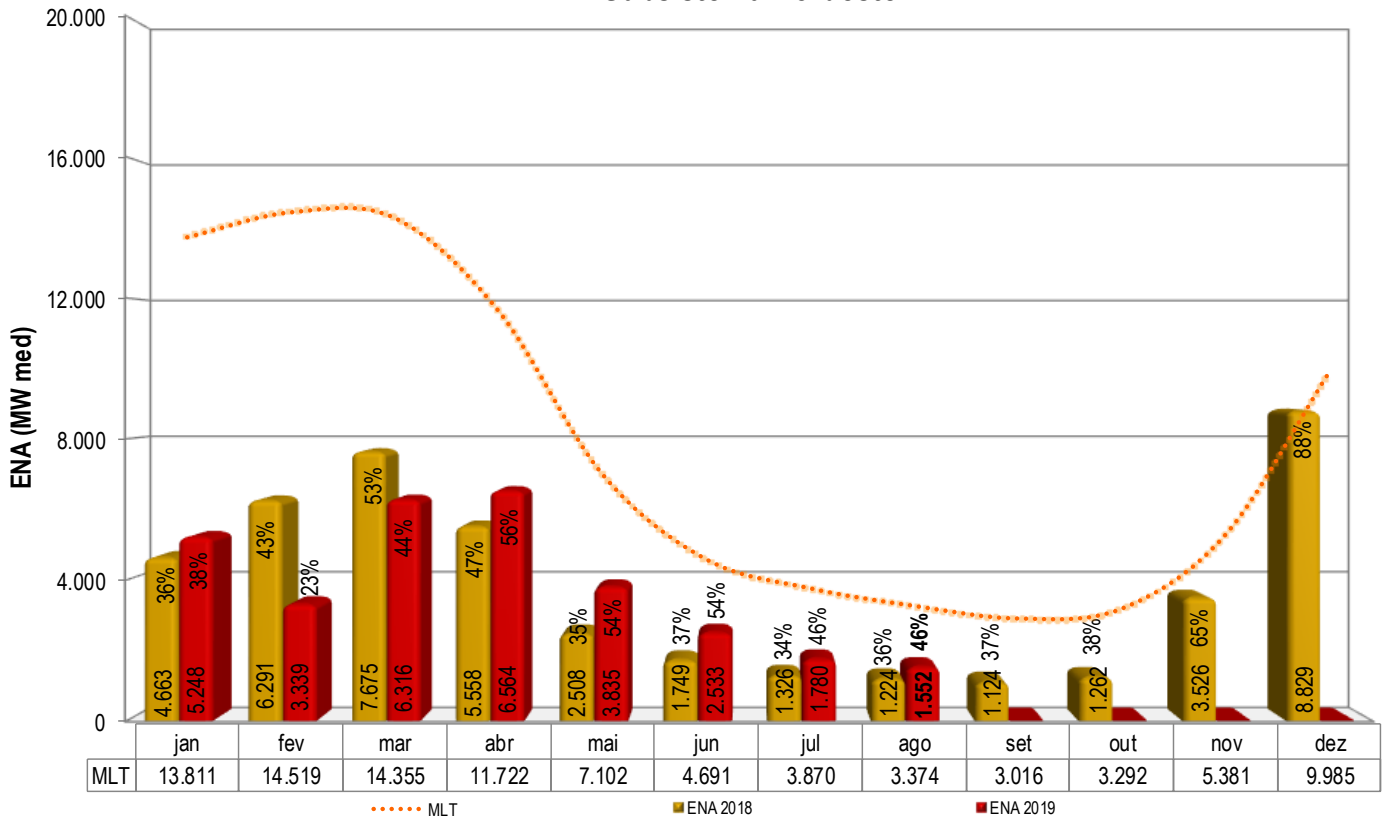


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

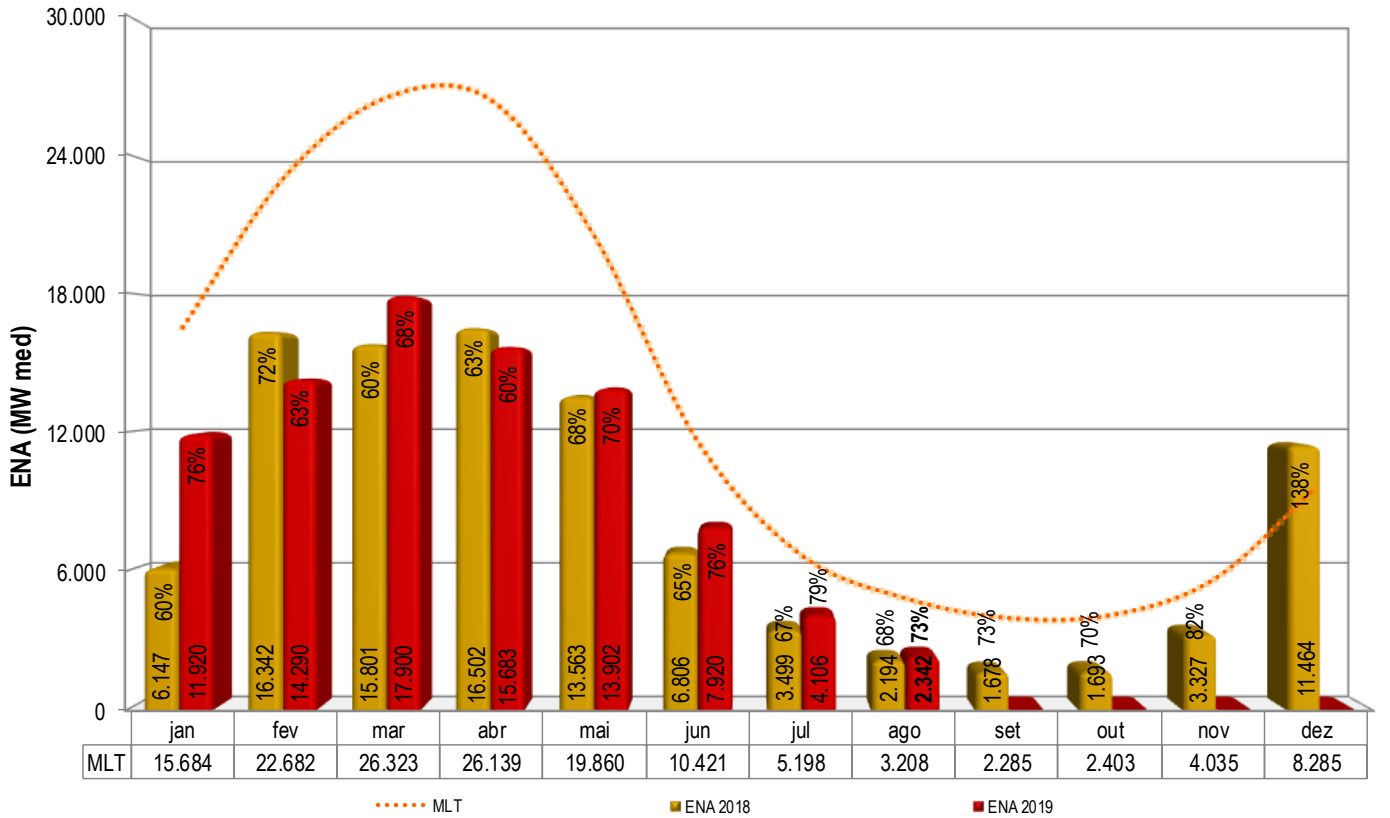


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de agosto de 2019, observou-se deplecionamento de 5,6 p.p., 22,1 p.p., 4,1 p.p. e 7,2 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 Julho (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Agosto (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	44,9	39,3	203.285	63,0
Sul	75,8	53,7	20.581	10,8
Nordeste	52,6	48,6	51.831	18,8
Norte	71,7	64,5	15.046	7,4
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 agosto de 2019 foi de 41,0% na UHE Sobradinho e de 67,8% na UHE Três Marias.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, que apresentaram deplecionamento em relação ao mês anterior, destacam-se os reservatórios da UHE Capivara (-29,3 p.p.) e da UHE Itumbiara (-12,1 p.p.). O reservatório da UHE Ilha Solteira apresentou replecionamento (2,1 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 Julho (%)	Armazenamento no final de Agosto (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	21,3	20,0	-1,3
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	97,9	88,1	-9,8
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	43,5	41,0	-2,5
FURNAS	GRANDE	17.217	48,5	41,8	-6,7
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	74,0	67,8	-6,2
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	42,4	37,4	-5,0
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	73,0	75,1	2,1
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	43,4	31,3	-12,1
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	43,7	41,1	-2,5
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	73,0	43,8	-29,3

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

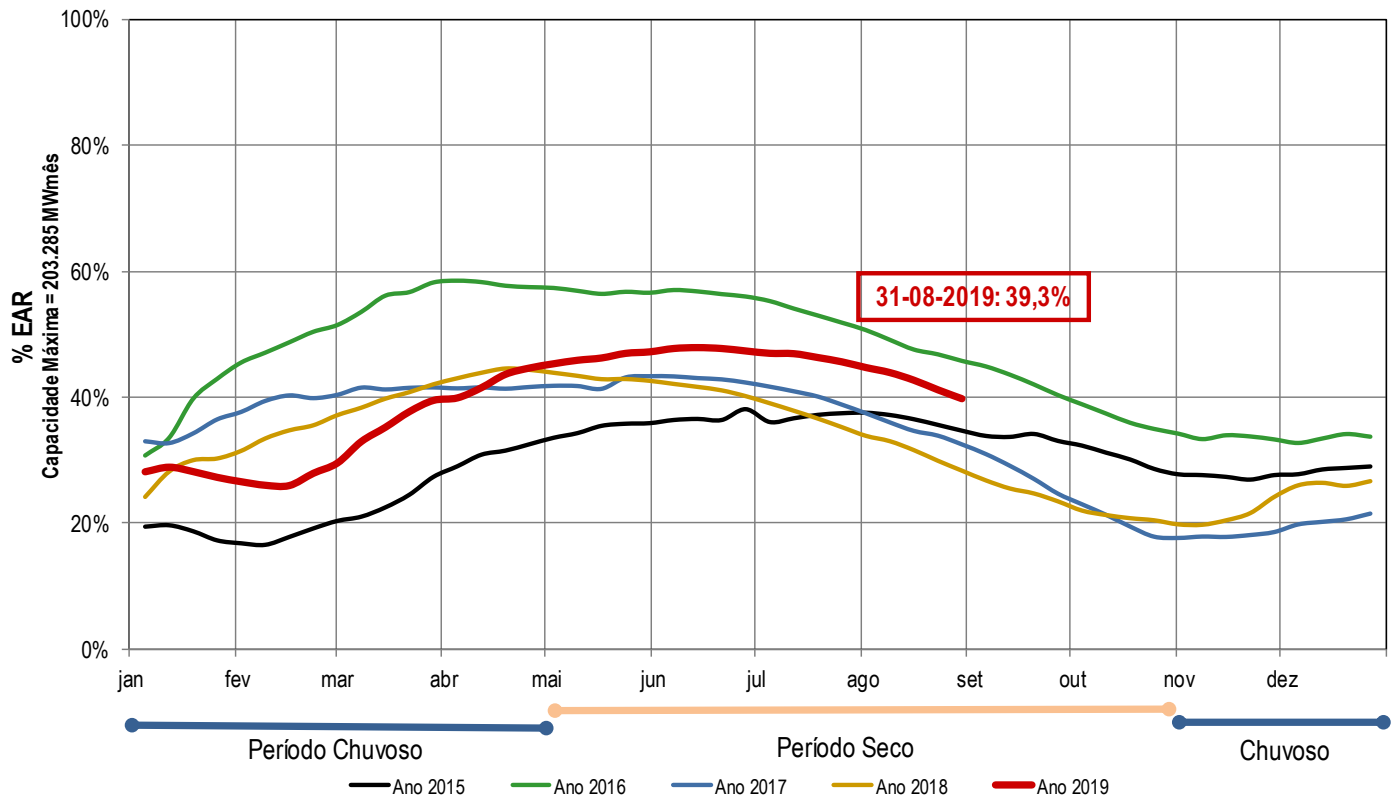


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

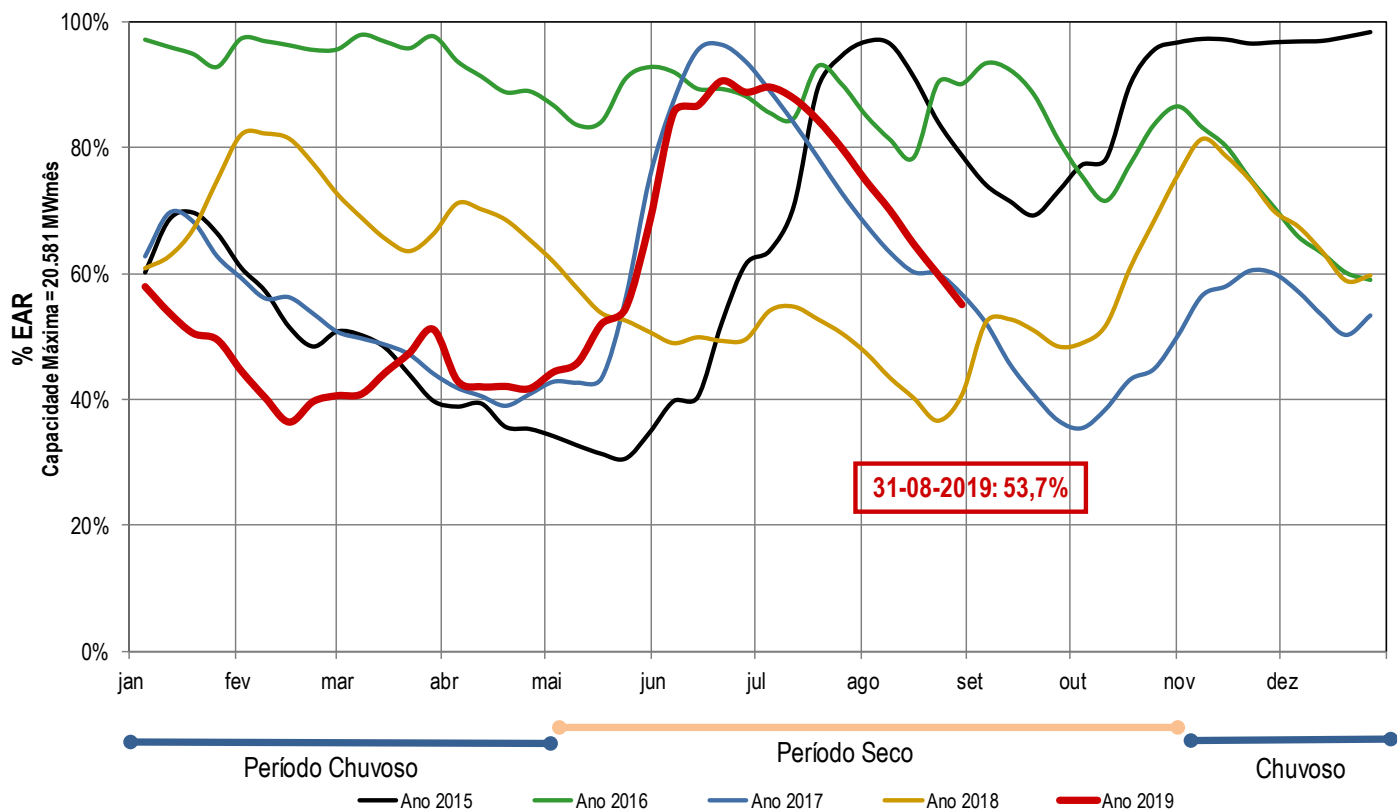


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

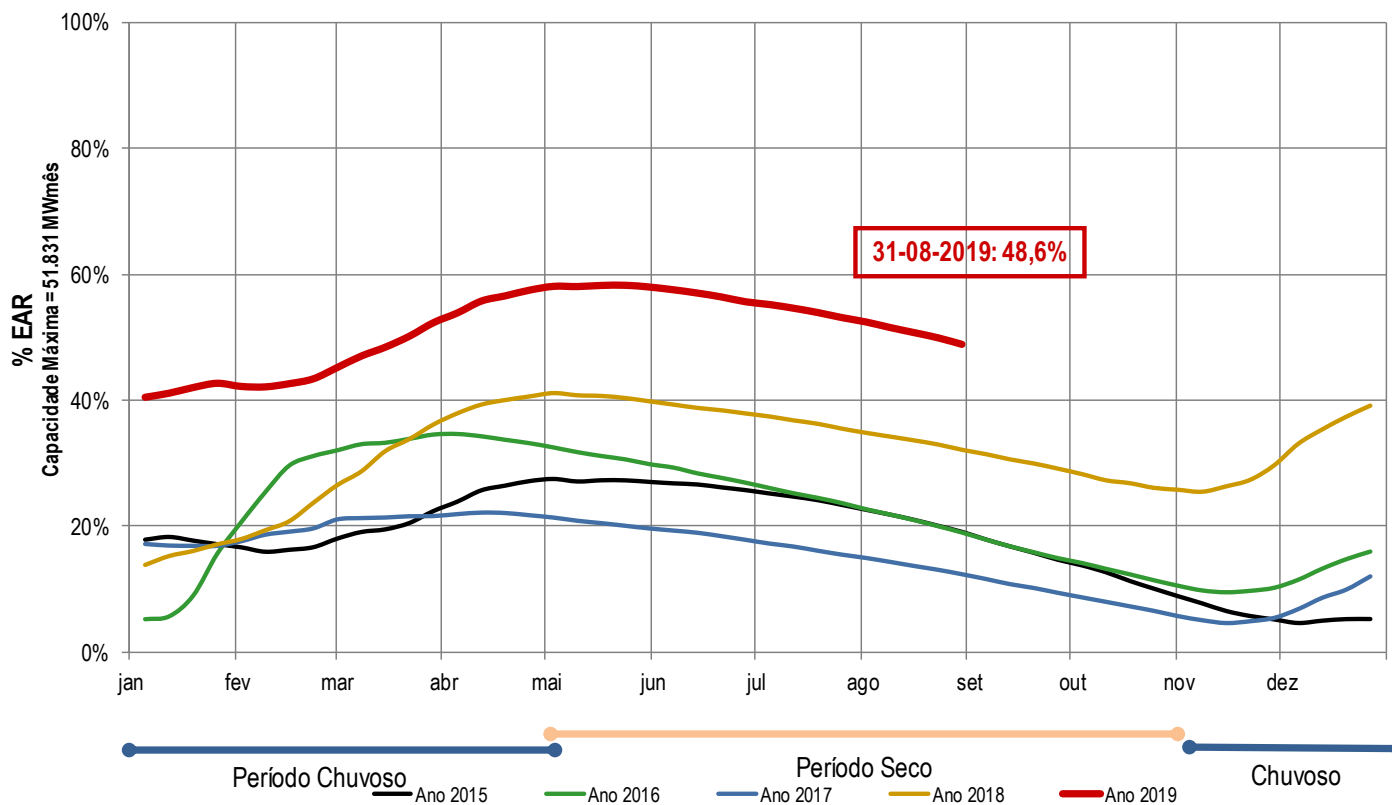


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

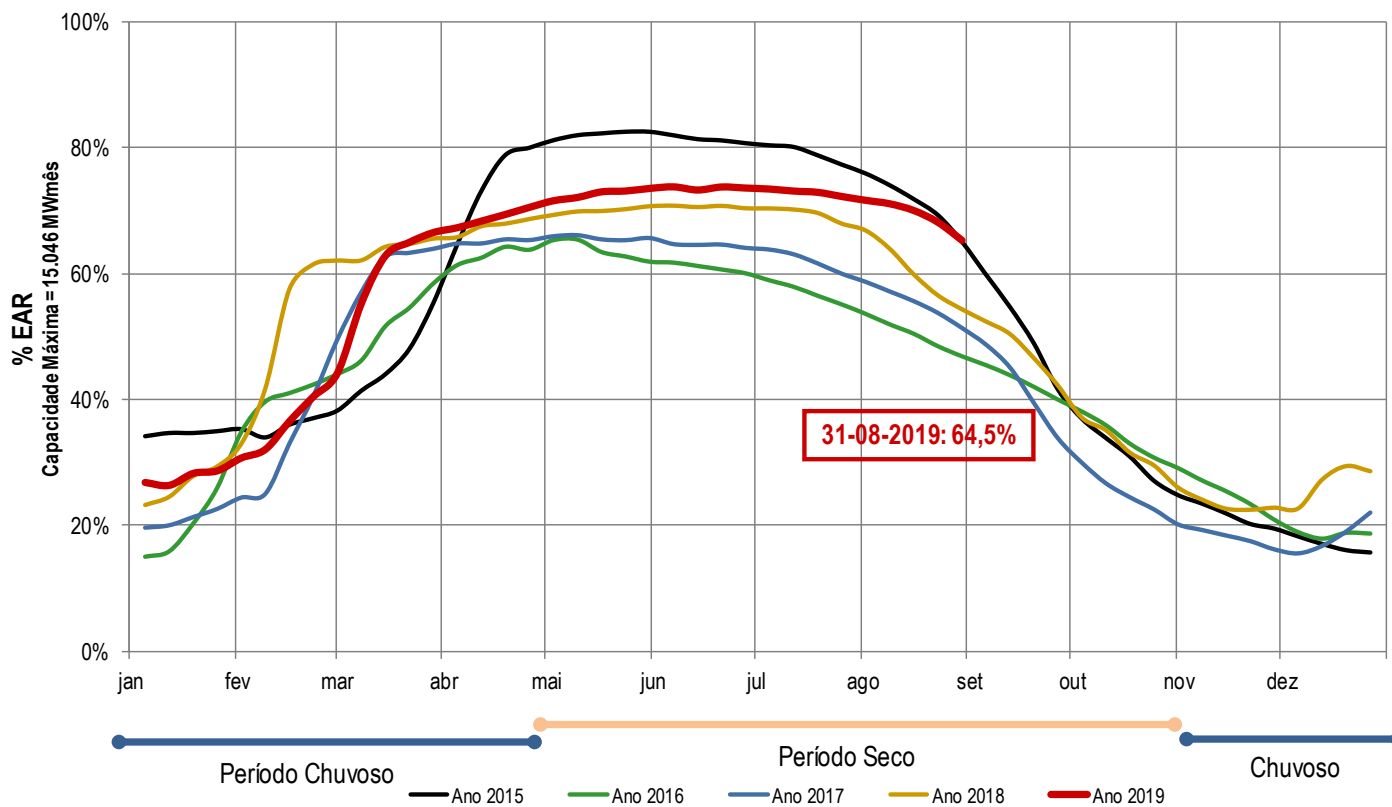


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em agosto de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, diminuindo, porém, o montante para 562 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (1.586 MWmédios).

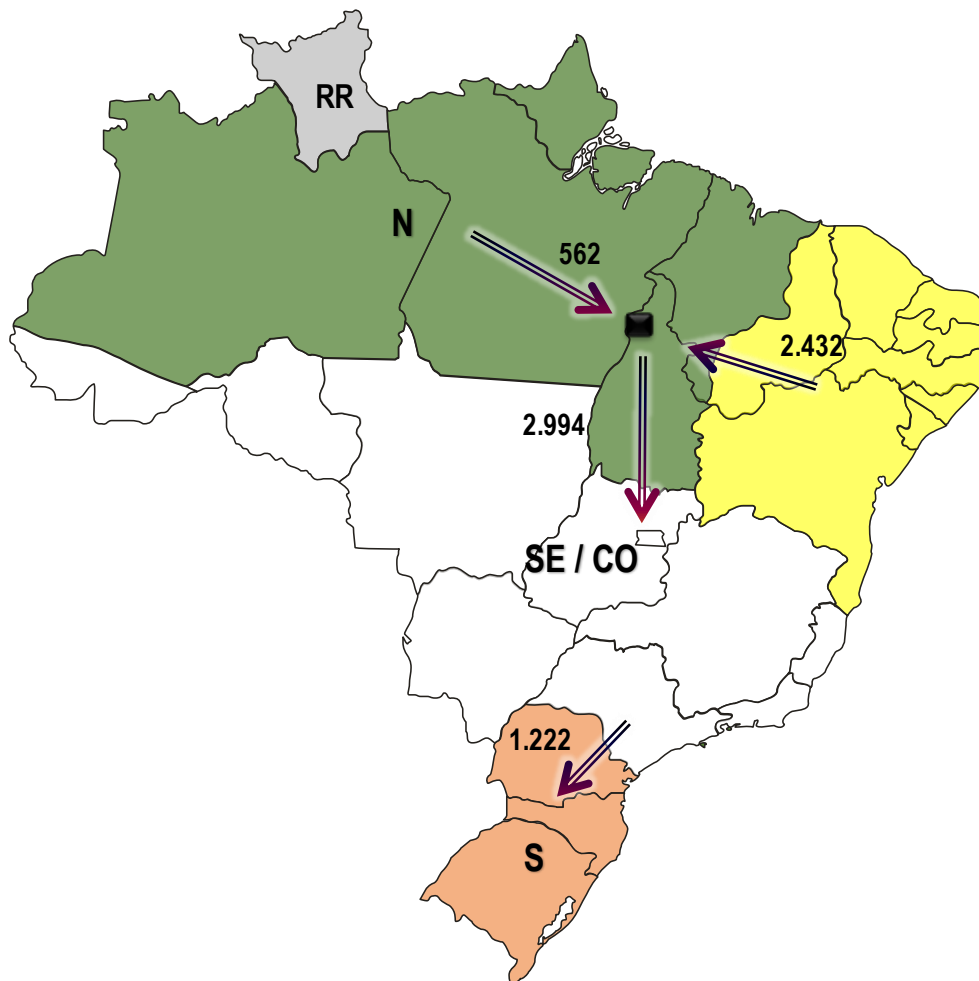
O subsistema Nordeste manteve perfil exportador em um total de 2.432 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior (806 MWmédios), em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica no mês de agosto de 2019.

O subsistema Sul retornou ao perfil importador de energia no mês de agosto de 2019, com montante verificado de 1.222 MWmédios, ante exportação de 425 MWmédios em julho de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador, atingindo 2.994 MWmédios, ante importação de 2.392 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 agosto.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de agosto de 2019, não houve intercâmbio.



Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em julho de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 47.281 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 2,2% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,8% abaixo do verificado em julho de 2018. Além disso, as classes residencial e comercial apresentaram um acréscimo de consumo de 1,2% e 2,5%, respectivamente, em relação ao mesmo mês do ano anterior.

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

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/19 GWh	Evolução mensal (Jul/19/Jun/19)	Evolução anual (Jul/19/Jul/18)	Ago/17-Jul/18 (GWh)	Ago/18-Jul/19 (GWh)	Evolução
Residencial	10.918	0,4%	1,2%	136.407	139.957	2,6%
Industrial	14.005	1,8%	-3,1%	169.487	168.437	-0,6%
Comercial	6.913	-2,9%	2,5%	88.201	90.710	2,8%
Rural	2.367	1,3%	-3,9%	28.796	29.100	1,1%
Demais classes *	4.064	-1,4%	2,1%	49.148	50.514	2,8%
Perdas e Diferenças **	9.013	11,9%	-2,0%	111.532	116.340	4,3%
Total	47.281	2,2%	-0,8%	583.570	595.057	2,0%

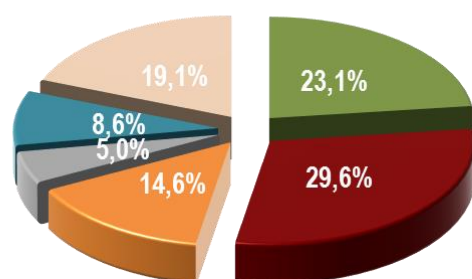
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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 julho de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Julho/2019



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

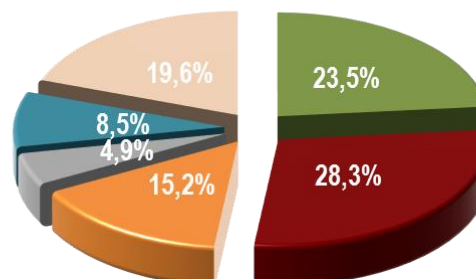


Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até julho 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		
	Jul/19 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/19/Jun/19)	Evolução anual (Jul/19/Jul/18)	Ago/17-Jul/18 (kWh/NU)	Ago/18-Jul/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	150	0,1%	-0,2%	158,6	160,5	1,2%
Consumo médio industrial	29.426	1,5%	6,3%	27.035	29.492	9,1%
Consumo médio comercial	1.181	-3,0%	1,3%	1.270	1.292	1,7%
Consumo médio rural	520	0,9%	-4,8%	532	533	0,1%
Consumo médio demais classes*	5.146	-2,8%	0,9%	5.252	5.330	1,5%
Consumo médio total	454	-0,2%	-1,7%	472	473	0,1%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jul/18	Jul/19	
Residencial (NUCR)	71.657.144	72.672.411	1,4%
Industrial (NUCI)	522.421	475.947	-8,9%
Comercial (NUCC)	5.786.794	5.851.492	1,1%
Rural (NUCR)	4.509.665	4.551.449	0,9%
Demais classes *	779.798	789.705	1,3%
Total (NUCT)	83.255.822	84.341.004	1,3%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em agosto 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)	42.832 01/08/2019 - 18h57	14.383 14/08/2019 - 18h58	11.300 23/08/2019 - 14h57	6.623 13/08/2019 - 14h42	73.058 13/08/2019 - 18h37
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

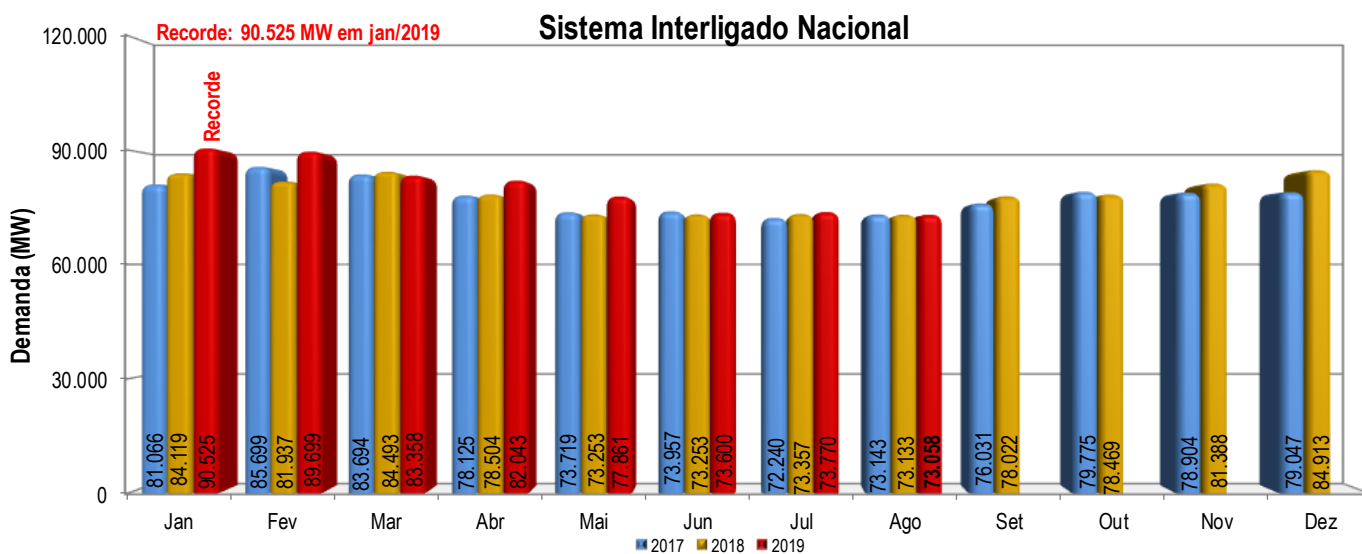


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

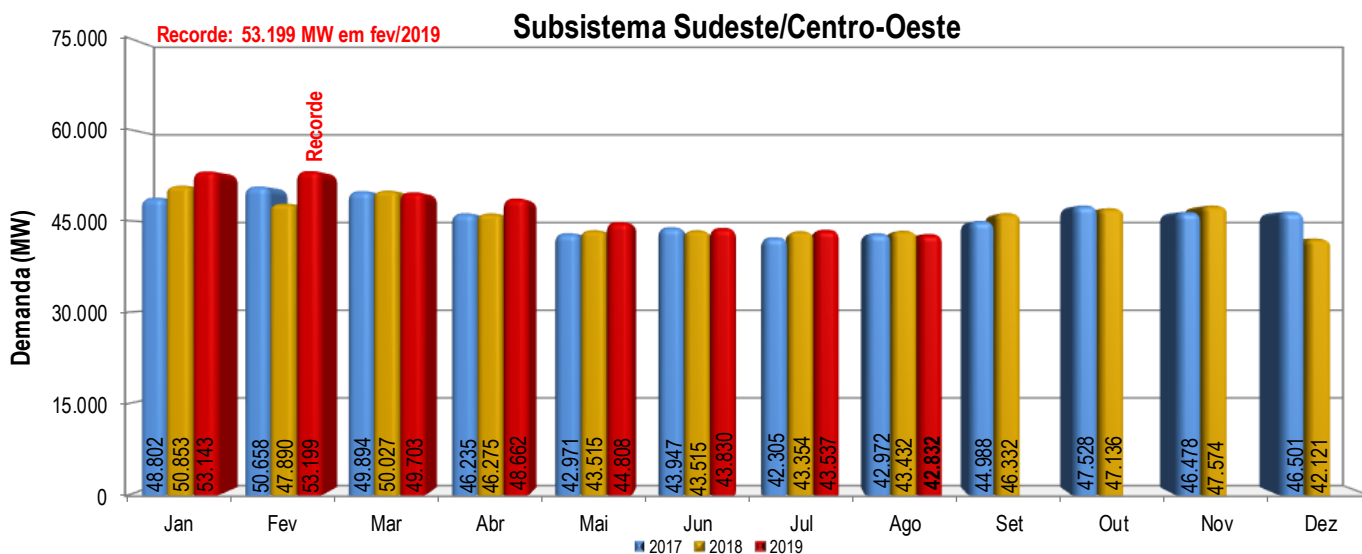


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

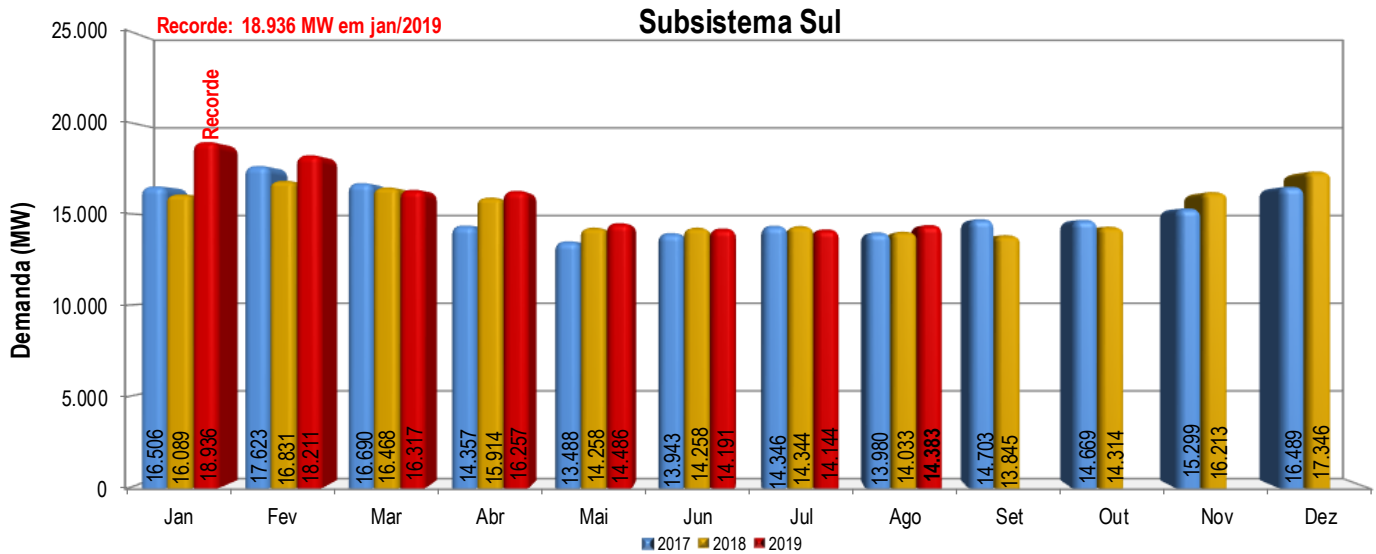


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

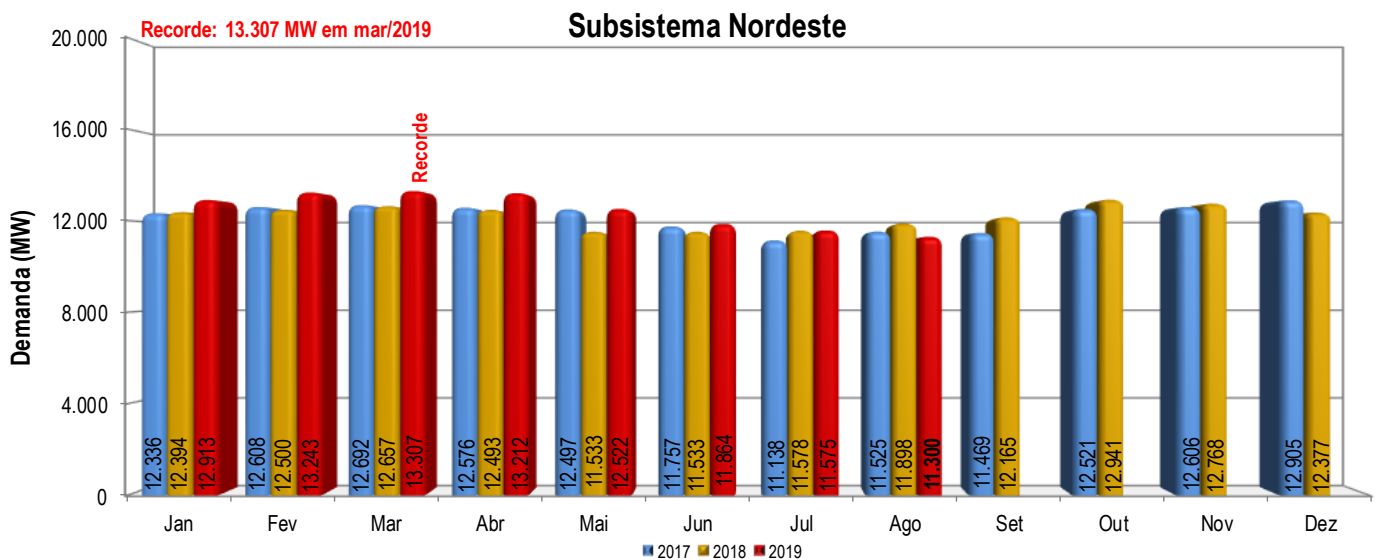


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

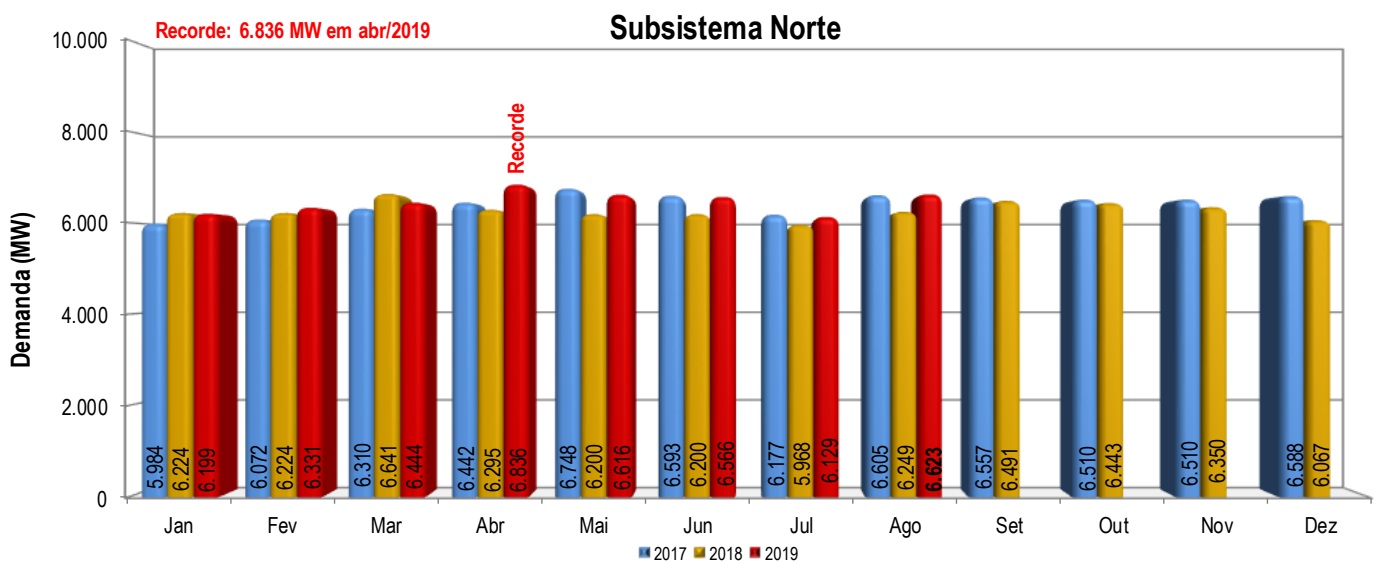


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 168.031 MW, considerando a geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.297 MW, sendo 4.314 MW de geração de fonte hidráulica, 1.918 MW de fonte eólica e 1.679 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 614 MW de fontes térmicas, ocasionado pelo descomissionamento de usinas em fim de vida útil. A geração distribuída fechou o mês de agosto de 2019 com 1.249 MW instalados em 103.487 unidades, representando 0,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

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

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

Fonte	Ago/2018	Ago/2019			Evolução da Capacidade Instalada Ago/2019 - Ago/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	102.284	1.447	106.597	63,4%	4,2%
UHE	96.415	217	100.534	59,8%	4,3%
PCH + CGH**	5.818	1.137	5.976	3,6%	2,7%
CGH GD	50	93	88	0,1%	74,6%
Térmica	43.568	3.197	42.954	25,6%	-1,4%
Gás Natural	13.003	167	13.355	7,9%	2,7%
Biomassa	14.703	568	14.879	8,9%	1,2%
Petróleo	9.823	2.263	9.017	5,4%	-8,2%
Carvão	3.718	23	3.597	2,1%	-3,3%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros***	297	4	69	0,0%	-77,0%
Térmica GD	33	170	47	0,0%	42,6%
Eólica	13.205	673	15.123	9,0%	14,5%
Eólica (não GD)	13.195	616	15.113	9,0%	14,5%
Eólica GD	10	57	10,314	0,0%	0,0%
Solar	1.678	105.715	3.357	2,0%	100,1%
Solar (não GD)	1.323	2.548	2.253	1,3%	70,3%
Solar GD	355	103.167	1.104	0,7%	210,8%
Capacidade Total sem GD	160.286	7.545	166.782	99,3%	4,1%
Geração Distribuída - GD	449	103.487	1.249	0,7%	178,3%
Capacidade Total - Brasil	160.734	111.032	168.031	100,0%	4,5%

* 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 – 02/09/2019)



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

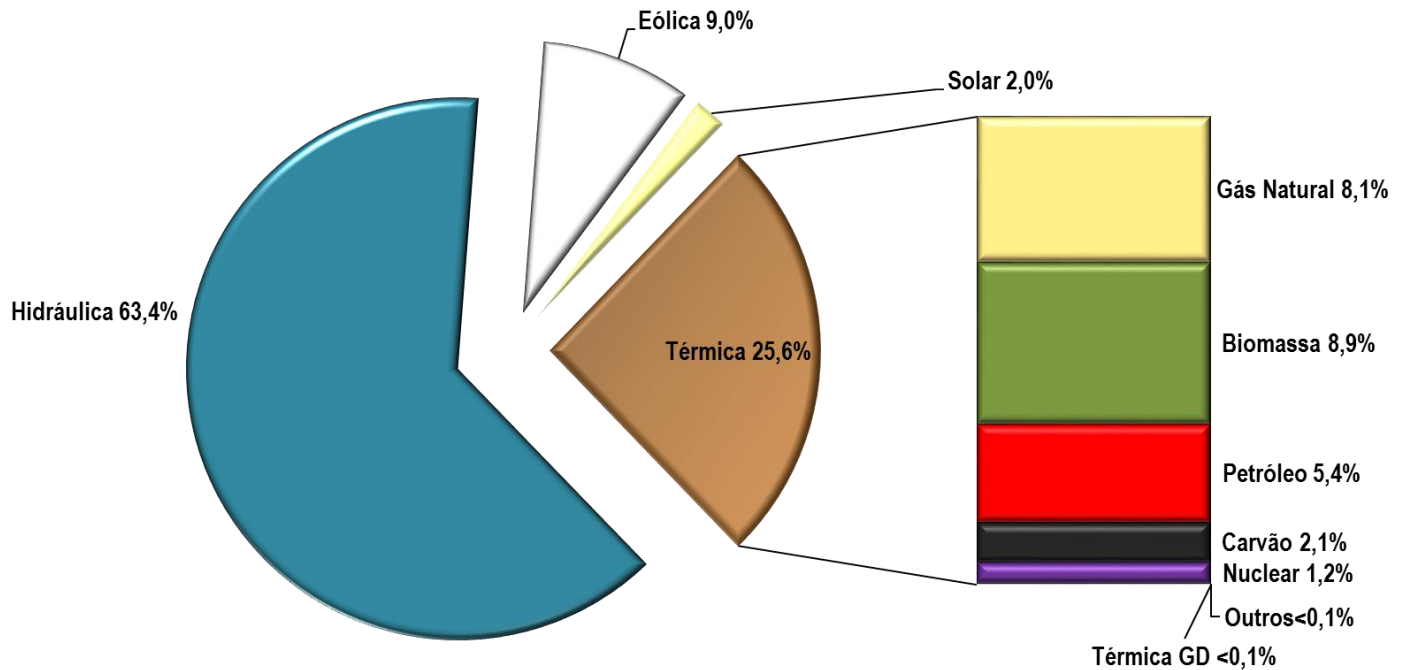


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em agosto de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 152.921 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 39% do total correspondem ao 230 kV e 34% ao 500 kV.

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

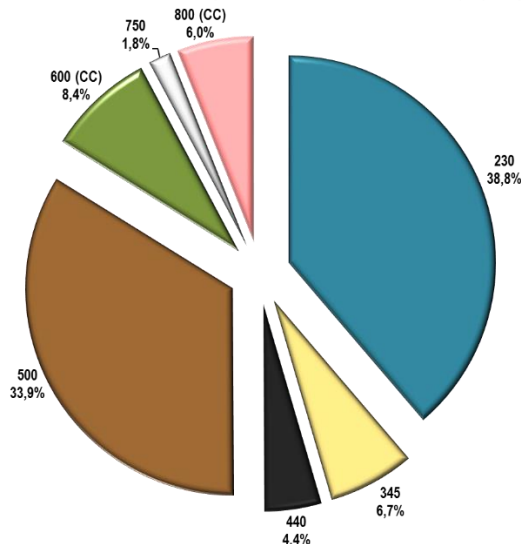


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	59.259	38,8%
345	10.319	6,7%
440	6.756	4,4%
500	51.884	33,9%
600 (CC)	12.816	8,4%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	9.204	6,0%
Total SEB	152.921	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 agosto de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 818,5 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: 15, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UFV Boa Hora 1 - UGs: 1 a 38, total de 23,04 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034161-4.02;
- UFV Boa Hora 2 - UGs: 1 a 38, total de 23,04 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034162-2.02;
- UFV Boa Hora 3 - UGs: 1 a 38, total de 23,04 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.034163-0.02;
- UFV Dracena 1 - UGs: 1 a 8, total de 27 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032312-8.01;
- UFV Dracena 2 - UGs: 1 a 8, total de 27 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032313-6.01;
- UFV Dracena 4 - UGs: 1 a 8, total de 27 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032315-2.01;
- UEE GE Maria Helena - UG: 8, de 2,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030702-5.01;
- UEE Zeus II - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.035266-7.01;
- UTE Itafós 1 - UG: 1, de 8,02 MW, no Tocantins. CEG: UTE.OF.TO.030893-5.02;
- UTE Envira-CGA - UGs: 1 a 13, total de 4,095 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.035821-5.01;
- UTE Manicoré - Powertech - UGs: 1 a 42, total de 13,65 MW, no Amazonas. CEG: UTE.PE.AM.037729-5.01.

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

Fonte	Realizado em Ago/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	31,50	725,00
Eólica (não GD)	31,50	725,00
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	611,11	2498,45
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	0,00	114,93
UHE	611,11	2383,52
Solar	150,12	442,12
Solar (não GD)	150,12	442,12
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	25,77	498,57
Biomassa	0,00	121,34
Carvão	0,00	345,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	8,02	8,02
Petróleo	0,00	6,47
Térmica GD	17,75	17,75
TOTAL	818,495	4164,14

* 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	86,30	1.011,45	69,00
Eólica (não GD)	86,30	1.011,45	69,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	2.374,21	214,62	138,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	39,00	178,62	138,90
UHE	2.335,21	36,00	0,00
Solar	130,13	456,50	501,40
Solar (não GD)	130,13	456,50	501,40
Solar GD	0,00	0,00	0,00
Térmica	25,00	1.651,54	1.683,62
Biomassa	25,00	135,90	98,50
Carvão	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	1.298,96
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00	0,00
Térmica GD	0,00	0,00	286,16
TOTAL	2.615,63	3.334,10	2.392,92

* 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 agosto, entraram em operação comercial 5.087,5 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN, conforme elencado abaixo, com destaque para a conclusão do bipolo 2 do sistema de transmissão para escoamento da energia da região Norte e da UHE Belo Monte (LT 800 kV Xingu/Terminal Rio). Com 2.518 km de extensão, o empreendimento contou com R\$ 8,55 bilhões de investimento e possibilitará o escoamento de até 4.000 MW para o Sudeste do país.

- LT 230 kV Baixo Iguaçu /Realeza C-1, com 38 km de extensão, da COPEL-GT no Paraná;
- LT 230 kV Angelim /Ribeirão C-2, com 0,4 km de extensão, da CHESF em Pernambuco;
- LT 230 kV Ribeirão /Recife II C-2, com 0,4 km de extensão, da CHESF em Pernambuco;
- LT 500 kV Adrianópolis /Terminal Rio C-2, com 6,35 km de extensão, da XRTE no Rio de Janeiro;
- LT 500 kV Terminal Rio /Resende C-1, com 6,35 km de extensão, da XRTE no Rio de Janeiro;
- LT 800 kV Xingu /Terminal Rio C-1 e C-2, com 2.518,0 km de extensão cada, da XRTE no Pará e Rio de Janeiro.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	38,8	821,2
345	0,0	0,0
440	0,0	0,2
500	12,7	1.520,6
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	5.036,0	5.036,0
TOTAL	5.087,5	7.378,0

* 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 agosto de 2019 não houve entrada em operação de nenhum equipamento.

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

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de agosto de 2019, foram incorporados ao SIN três equipamentos de compensação de potência reativa:

- CE 1, 440 kV, 250 /-125 Mvar, na SE Bauru (IE ITAPURA) em São Paulo;
- RE 01 e 02, 500 kV, 136 Mvar cada, na SE Terminal Rio (FURNAS) no Rio de Janeiro.



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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	1.041,8	1.919,5	968,1
345	0,0	147,0	186,0
440	0,0	0,0	151,0
500	2.191,8	2.746,2	3.253,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.233,6	4.812,7	4.558,3

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	3.332,0	3.602,0	4.920,0
345	1.600,0	2.050,0	1.100,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	1.950,0	11.104,0	12.370,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.332,0	17.056,0	19.790,0

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 julho de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 65,1% do total gerado no país, valor 5,7 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em julho representou 11,4%, valor 0,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 22,6%, valor 5,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 84,5% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em julho de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

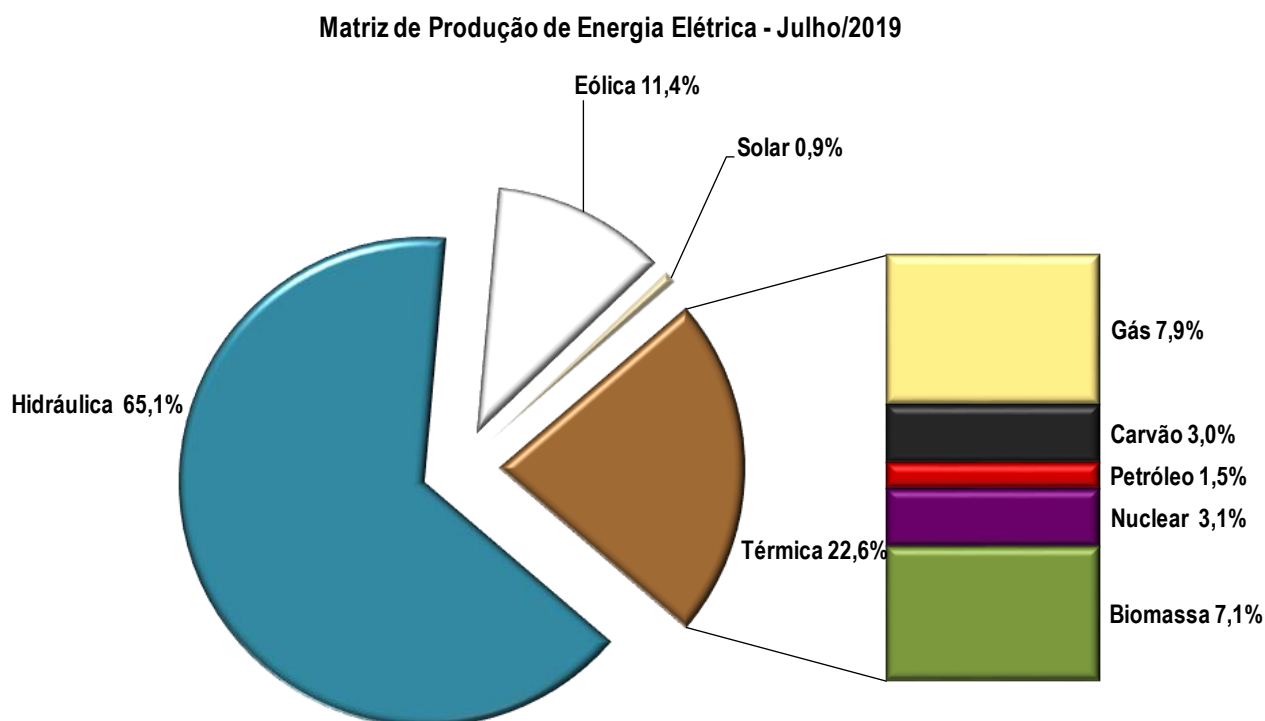


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 julho 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 19,8% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis e a carvão. A geração solar cresceu quase 68% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jul/18 (GWh)	Jun/19 (GWh)	Jul/19 (GWh)	Evolução mensal (Jul/19 / Jun/19)	Evolução anual (Jul/19 / Jul/18)	Ago/17-Jul/18 (GWh)	Ago/18-Jul/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	28.165	31.194	29.327	-6,0%	4,1%	386.182	413.202	7,0%
Térmica	11.697	7.276	10.075	38,5%	-13,9%	117.246	94.000	-19,8%
Gás	4.595	1.966	3.565	81,3%	-22,4%	49.361	34.620	-29,9%
Carvão	1.362	364	1.368	276,2%	0,4%	13.429	9.508	-29,2%
Petróleo *	518	329	312	-5,0%	-39,7%	10.265	6.939	-32,4%
Nuclear	1.378	1.309	1.374	4,9%	-0,3%	13.957	14.265	2,2%
Outros	316	259	245	-5,6%	-22,5%	3.117	2.847	-8,7%
Biomassa	3.528	3.049	3.211	5,3%	-9,0%	27.116	25.820	-4,8%
Eólica	4.860	5.148	5.148	0,0%	5,9%	44.398	49.736	12,0%
Solar	315	361	393	8,9%	24,7%	2.449	4.110	67,8%
TOTAL	45.038	43.978	44.943	2,2%	-0,2%	550.275	561.047	2,0%

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

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

Dados contabilizados até julho 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		
	Jul/18 (GWh)	Jun/19 (GWh)	Jul/19 (GWh)	Evolução mensal (Jul/19 / Jun/19)	Evolução anual (Jul/19 / Jul/18)	Ago/17-Jul/18 (GWh)	Ago/18-Jul/19 (GWh)	Evolução
Gás	5	10	9	-11,7%	82,0%	54	72	32,6%
Petróleo *	233	306	315	3,0%	35,6%	2.843	3.474	22,2%
Biomassa	4	5	5	3,6%	24,4%	45	49	9,0%
TOTAL	242	321	329	2,5%	36,0%	2.942	3.595	22,2%

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

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de julho de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 2,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 47,7%, com total de 6.174 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Nordeste dos últimos 12 meses atingiu 40,7%, o que indica decréscimo de 1,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em julho de 2019 cresceu 4,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 35,0%, com total de geração verificada no mês de 715 MWmédios. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,7%, o que indica decréscimo de 0,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

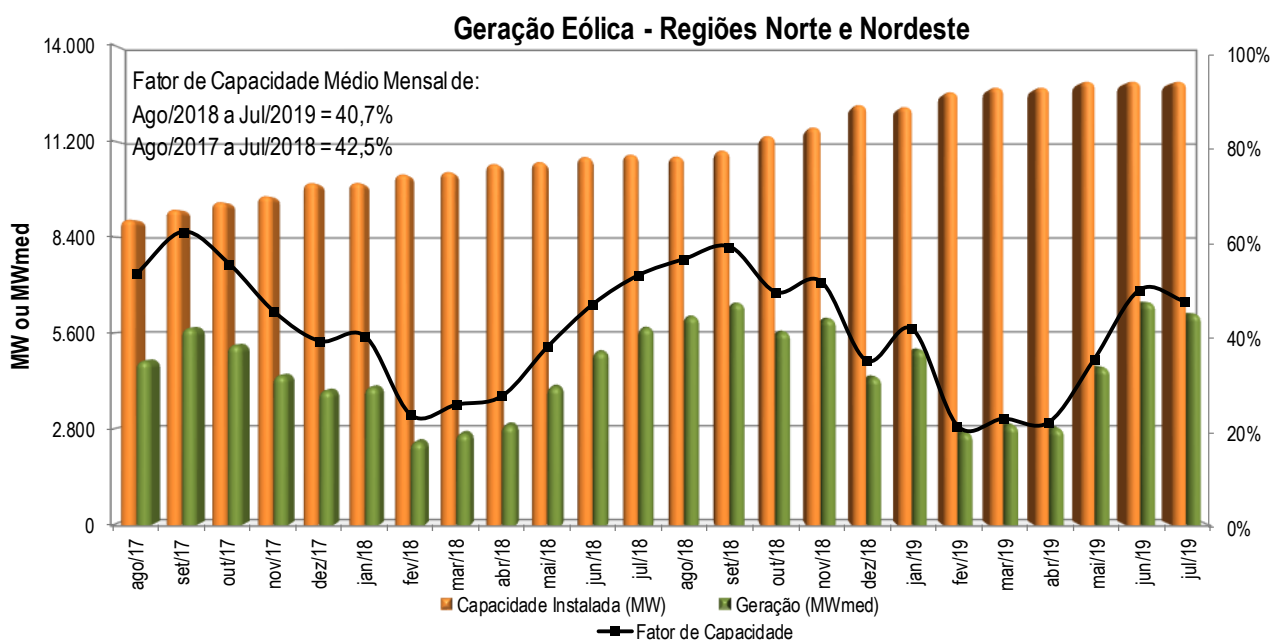


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

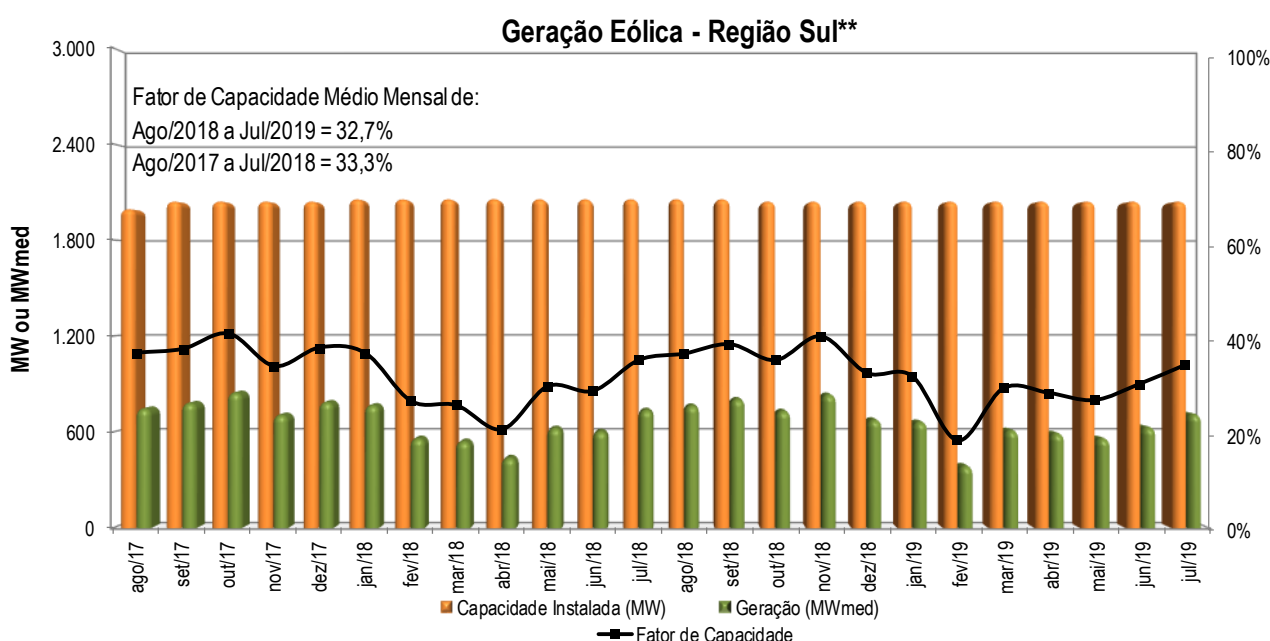


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 julho 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\$ 238,3 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de agosto, os CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores aos dos CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Os CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte no mês de agosto mativeram-se equalizados, com exceção da última semana.

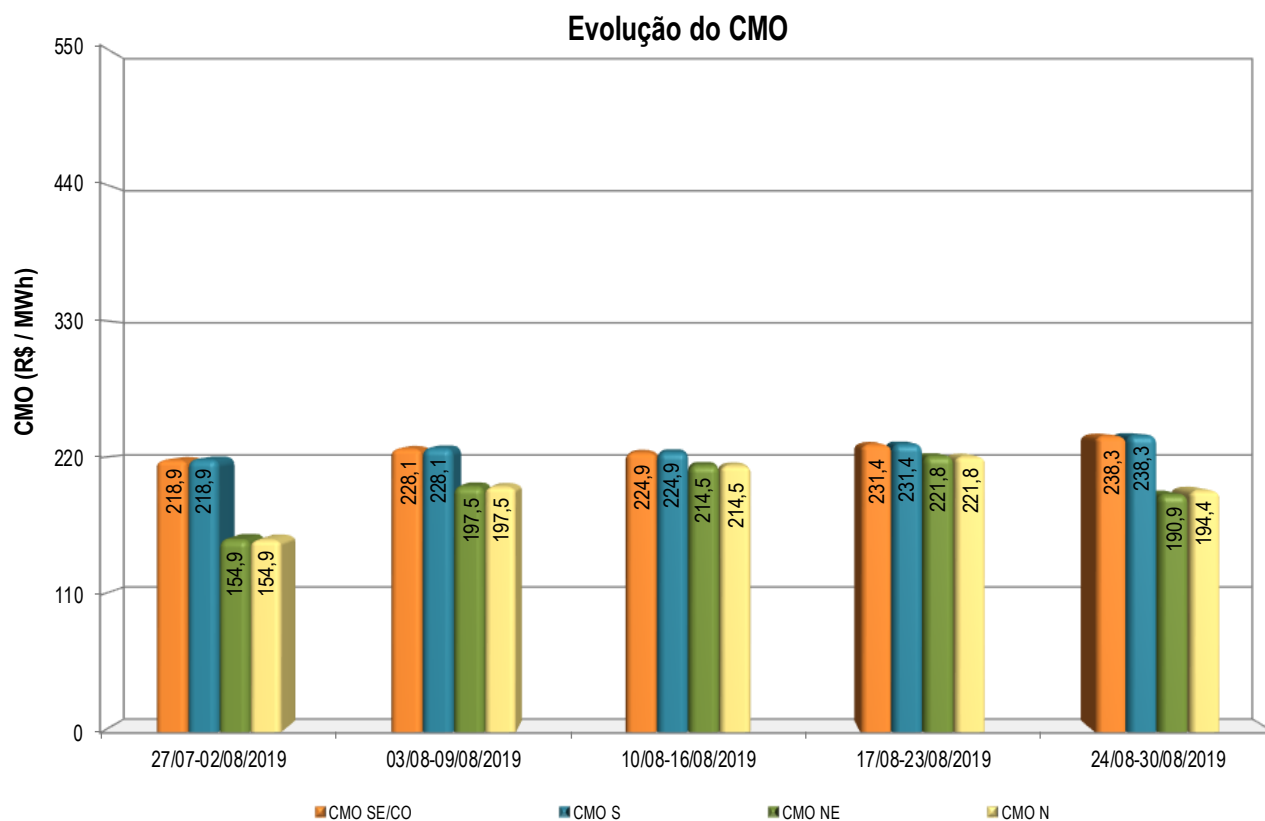


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2019 foi de R\$ 87,0 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 79,3 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 62,8 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 24,1 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; e R\$ 899,00 do 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.

Em julho de 2019, não houve cobrança dos seguintes encargos: Encargo por 'Reserva Operativa', que está relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido; 'Encargo sobre Importação' de energia, que está relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018; e encargo por 'Segurança Energética', que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

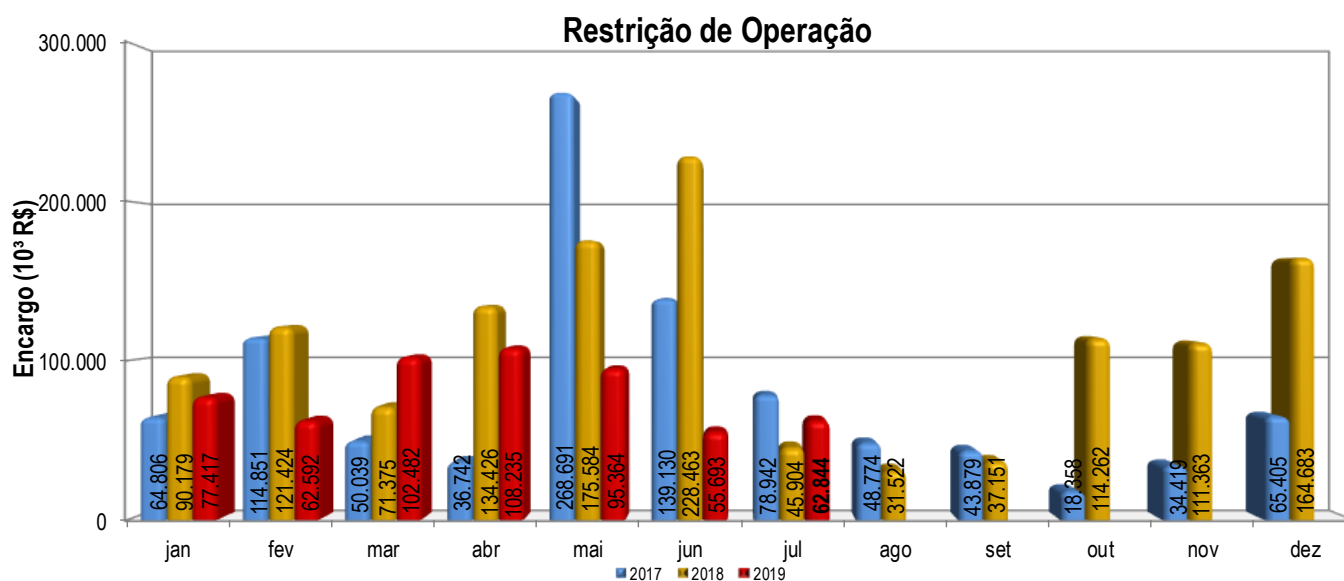


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

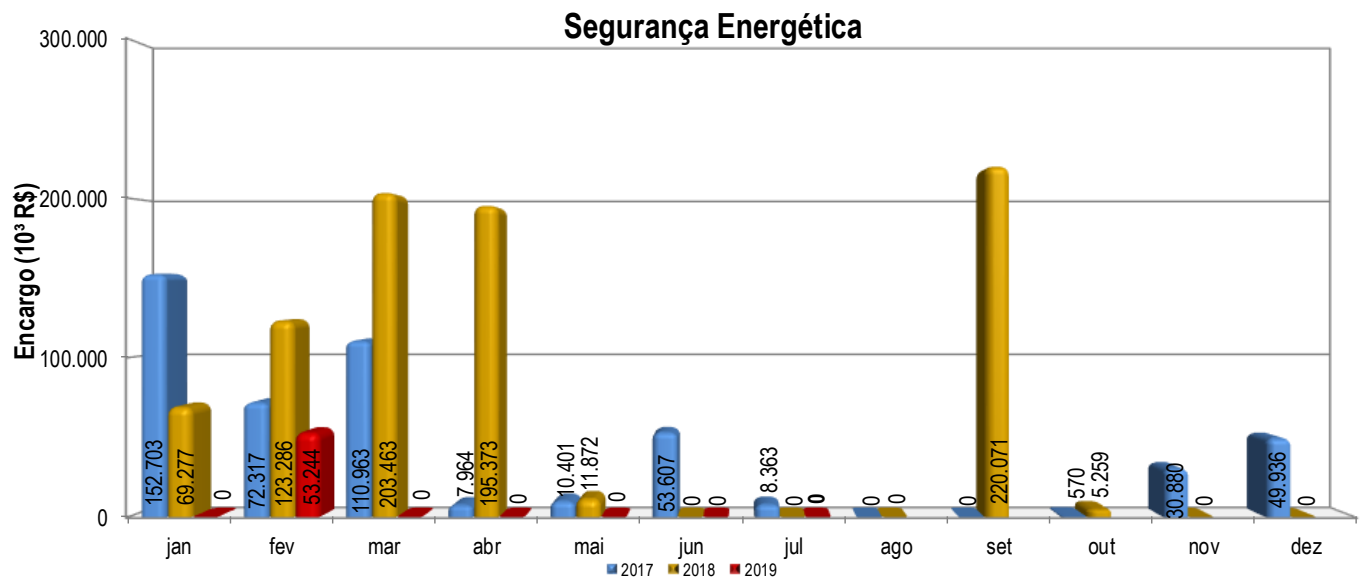


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

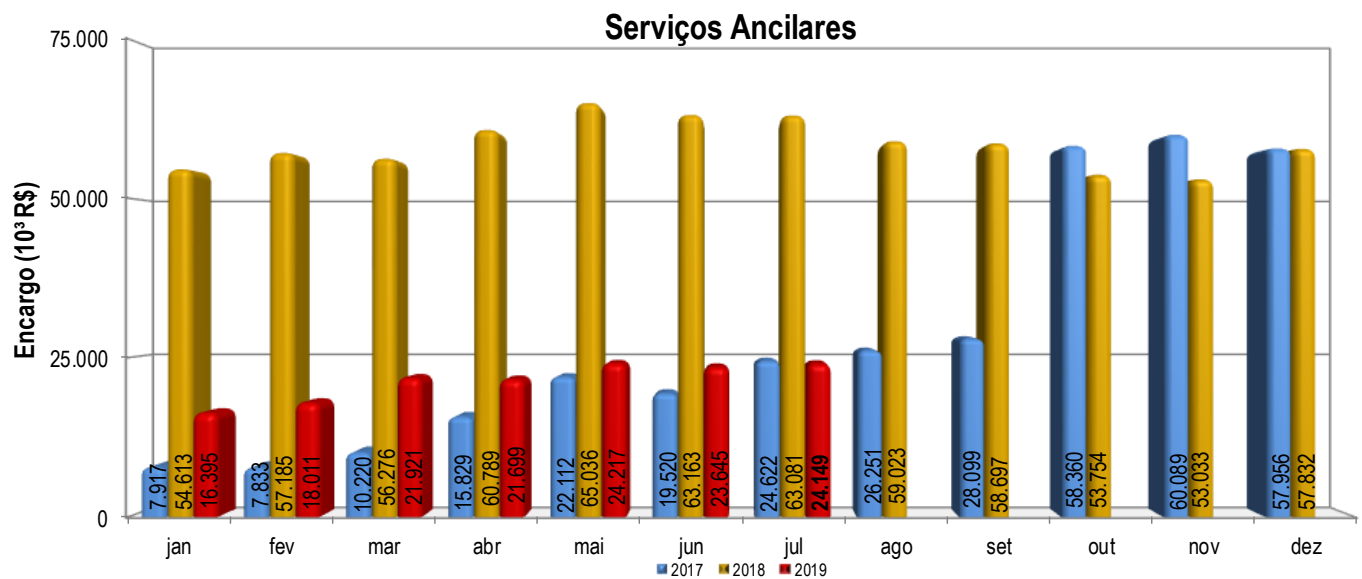


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

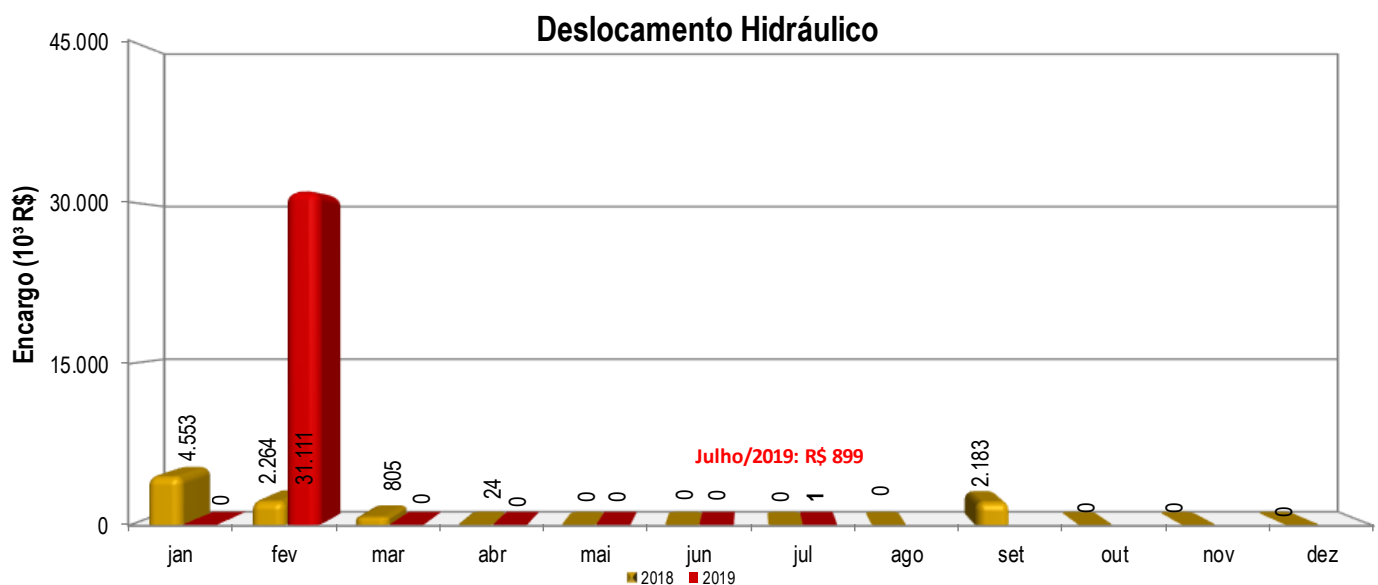


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

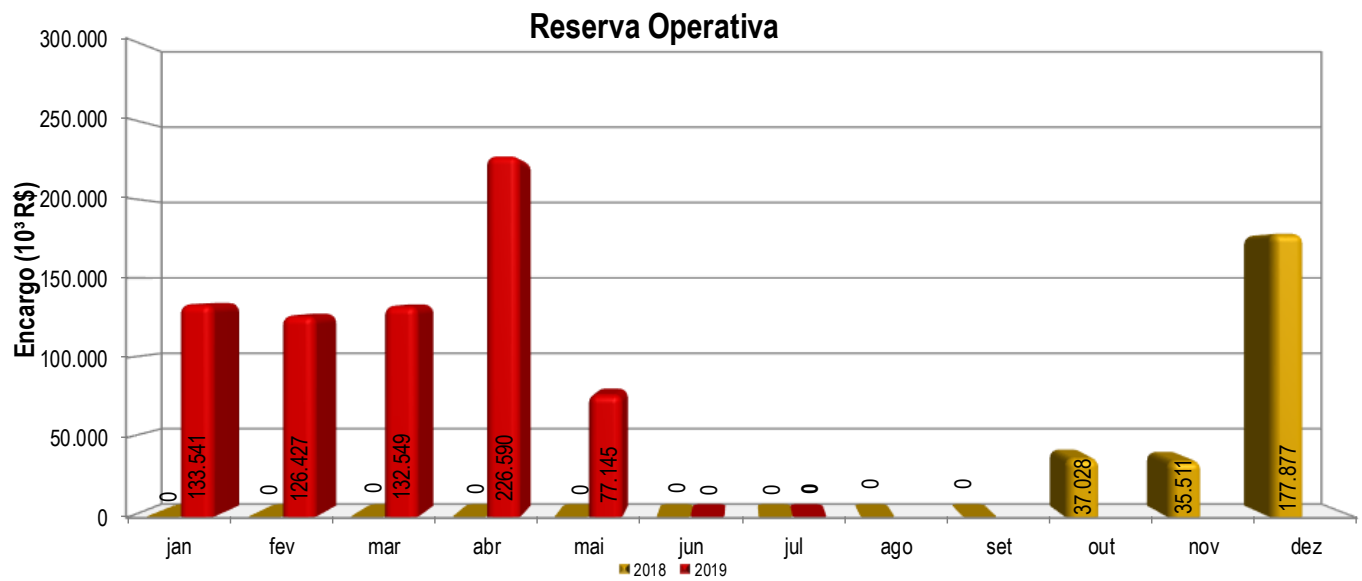


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

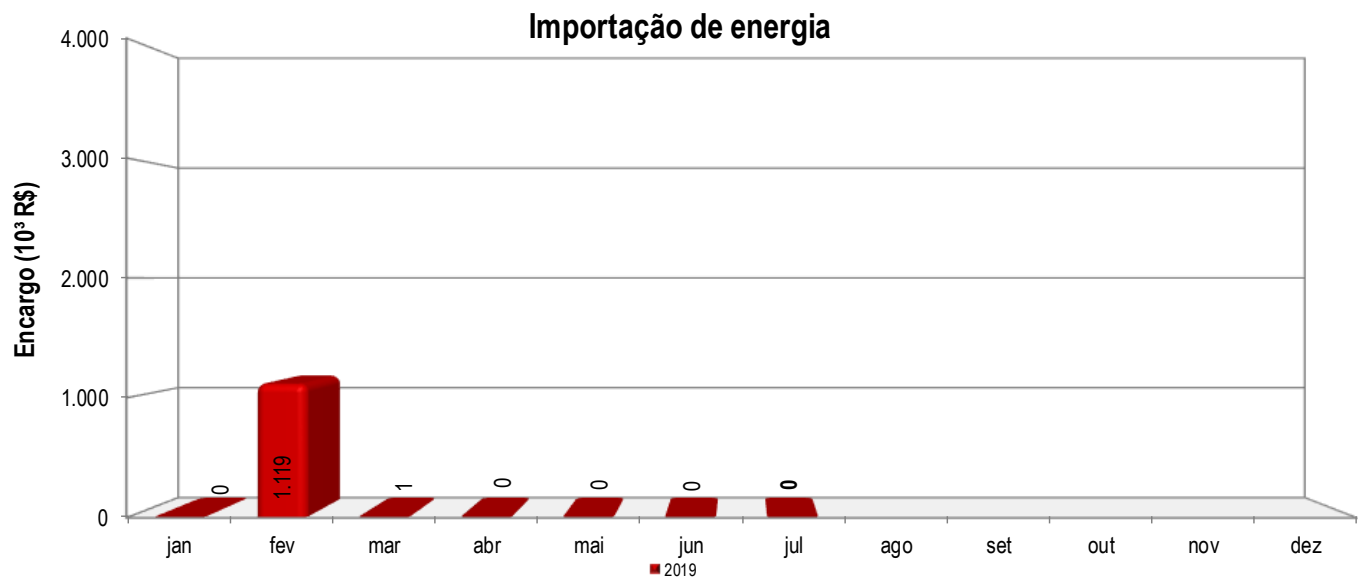


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2019 foram verificadas três ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 456 MW de corte de carga. Dessas, uma foi no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 172 MW de cargas interrompidas. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 04 de agosto, às 05h46min:** Desligamento automático da transformação 230/138 kV da SE Anhanguera, referente à barra 1 de 138 kV. Houve interrupção de 107,4 MW de cargas em Goiás. Causa: falha no sistema de proteção.
- **Dia 06 de agosto, às 23h46min:** Desligamento automático da Barra 2 de 230 kV da SE Ji-Paraná e dos equipamentos a ela conectados, abrindo a interligação síncrona da área 230 kV Acre-Rondônia com o restante do SIN. Ocorreu ainda o desligamento automático da unidade geradora UG nº 3 da UHE Samuel. Houve interrupção de 176,5 MW de cargas em Rondônia. Causa: atuação acidental da cadeia de proteção alternada.

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-Ago	2018 Jan-Ago
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0					0	23.183
S	0	146	0	0	0	0	0	0					146	0
SE/CO	1.677	355	124	621	0	0	0	107					2.885	1.193
NE	337	0	428	285	0	258	459	0					1.767	1.013
N	153	0	134	312	657	0	0	177					1.433	1.019
Isolados	827	783	481	347	1.241	647	357	172					4.855	5.566
TOTAL	2.994	1.283	1.167	1.565	1.898	905	816	456	0	0	0	0	11.084	31.974

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-Ago	2018 Jan-Ago
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0					0	2
S	0	1	0	0	0	0	0	0					1	0
SE/CO	3	2	1	3	0	0	0	1					10	5
NE	2	0	2	1	0	1	2	0					8	5
N	1	0	1	2	3	0	0	1					8	4
Isolados	6	6	3	2	10	5	3	1					36	45
TOTAL	12	9	7	8	13	6	5	3	0	0	0	0	63	61

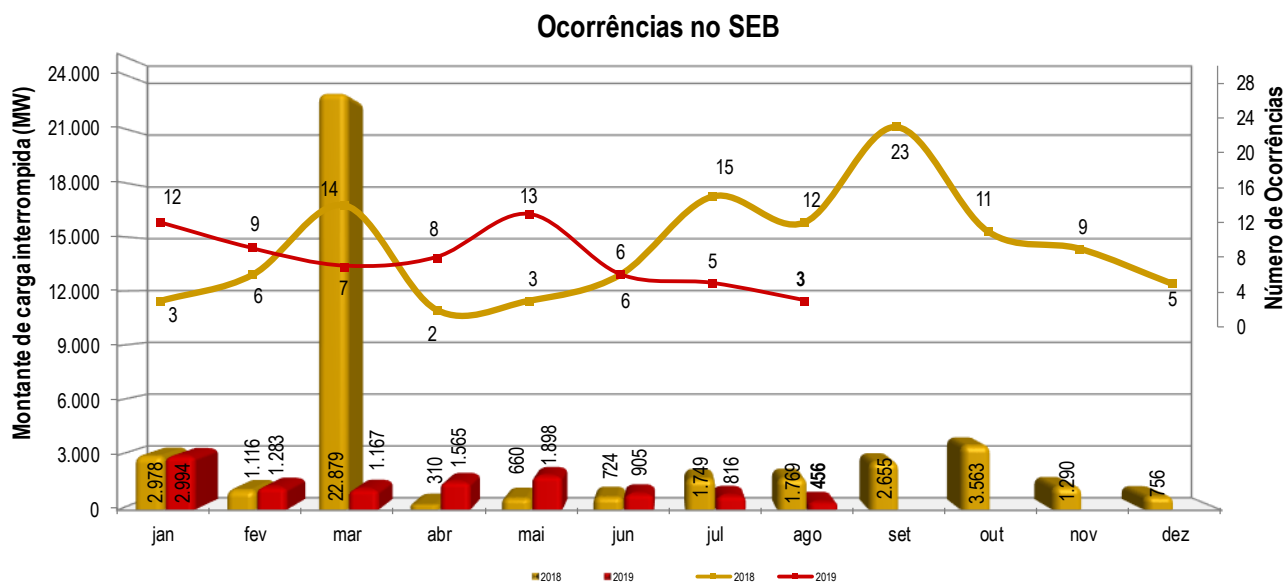


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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	1,48	1,36	1,28	1,01	0,88	0,78	0,85						7,63	12,72
S	1,66	1,08	0,94	0,83	0,86	0,75	0,83						6,95	10,96
SE	1,06	0,99	0,84	0,62	0,55	0,46	0,55						5,08	8,79
CO	2,28	1,94	1,66	1,28	0,94	0,74	0,91						9,76	14,71
NE	1,49	1,66	1,79	1,37	1,07	1,09	1,08						9,54	14,65
N	2,87	2,62	2,53	2,30	2,30	1,85	1,88						16,33	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 **	Limite Ano
Brasil	0,74	0,64	0,62	0,53	0,47	0,42	0,47						3,88	9,52
S	0,88	0,63	0,56	0,50	0,52	0,46	0,50						4,04	8,55
SE	0,60	0,49	0,44	0,36	0,30	0,27	0,32						2,78	6,56
CO	1,02	0,77	0,75	0,78	0,50	0,49	0,53						4,83	11,84
NE	0,62	0,66	0,71	0,58	0,47	0,47	0,50						4,01	9,60
N	1,54	1,40	1,44	1,32	1,48	1,08	1,14						9,40	29,18

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

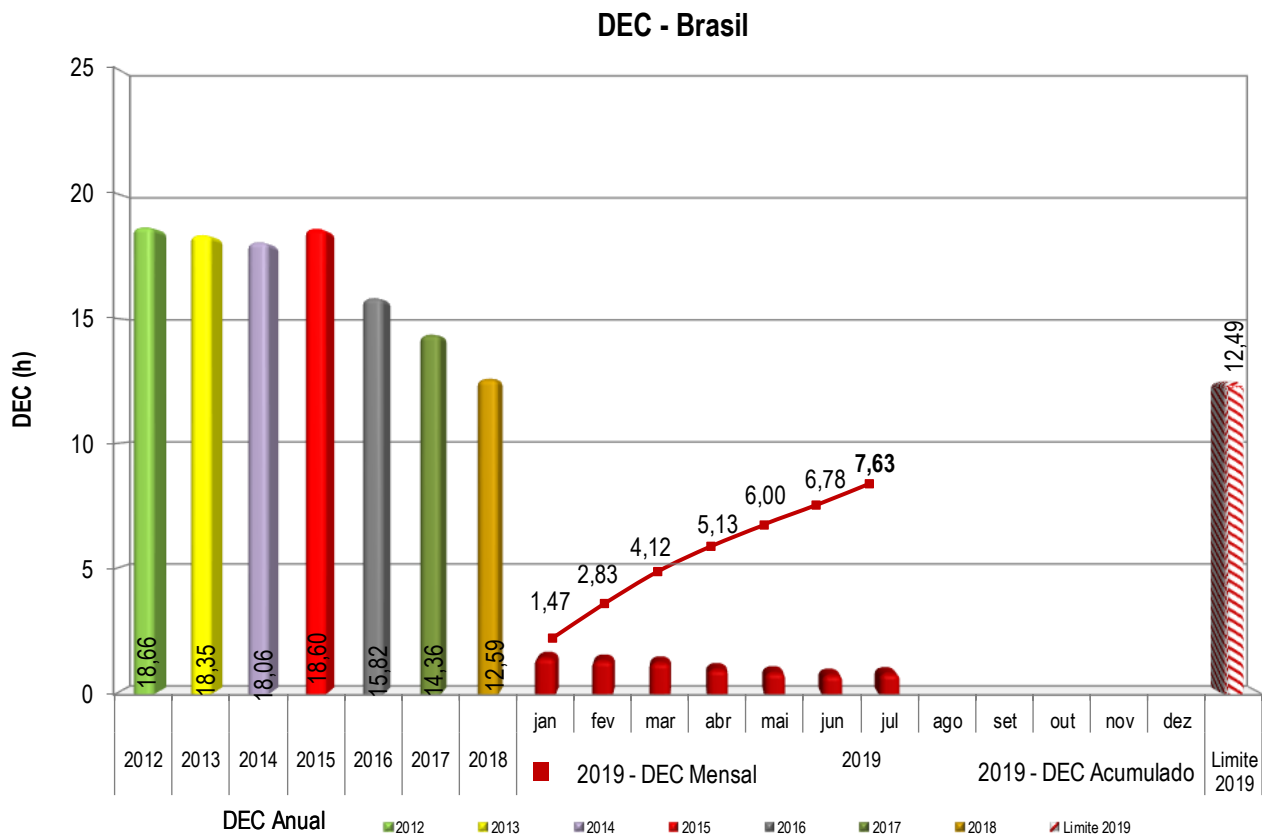


Figura 29. DEC do Brasil.

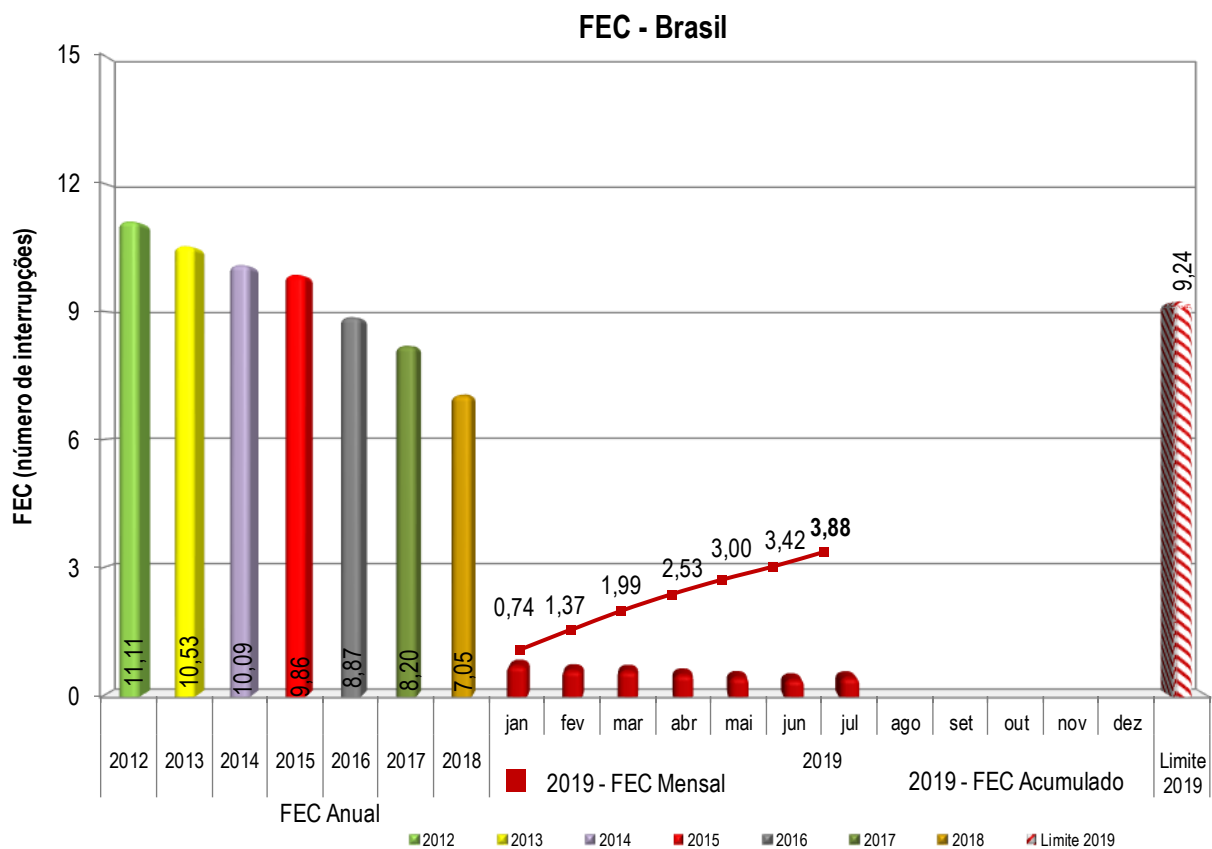


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho 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