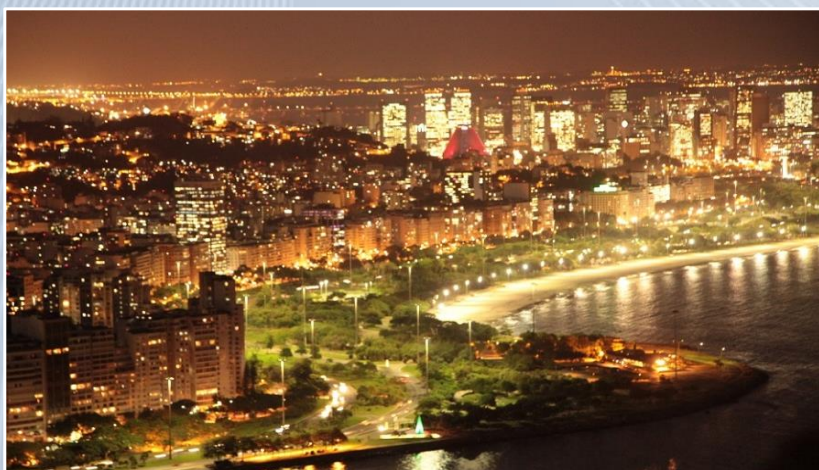




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo

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

Victor Protazio da Silva

Apoio dos estagiários:

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

Jovelino Caetano Braz Junior

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	17
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	24
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	25
11.2. Indicadores de Continuidade	26



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2018 – 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.....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	24
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.....	24
Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	26
Figura 28. DEC do Brasil.....	27
Figura 29. FEC do Brasil.....	27



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.	25
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	25
Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.	26
Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.....	26



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 63% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 100% MLT no Sul, 38% MLT no Nordeste e 79% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 58% MLT, 95% MLT, 38% MLT e 76% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento de 2,3 p.p. no Nordeste e 3,4 p.p. no Norte. Já nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul foram verificados deplecionamentos de -1,0 p.p. e -14,9 p.p., respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em dezembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 51.005 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,3 % em relação ao consumo de dezembro de 2017.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de janeiro de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 163.761 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.240 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de janeiro de 2019 entraram em operação comercial 1.011 km de linhas de transmissão e 600 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 321,5 MW no mês de janeiro.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de dezembro de 2018, as fontes renováveis representaram 91,6% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2018 foi de R\$ 400,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 199,9 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em janeiro de 2019, foram verificadas 12 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 2.994 MW de corte de carga. Dessas, 6 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 827 MW de cargas interrompidas.

CMSE: No dia 10 de janeiro de 2019 foi realizada a 212ª Reunião (Ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, foram apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL os resultados do Leilão de Transmissão nº 04/2018, realizado no dia 20 de dezembro de 2018. Foram vendidos todos os 16 lotes ofertados, correspondendo a investimento da ordem de R\$ 13,2 bilhões, com deságio médio de 46,08%. Os empreendimentos representarão expansão de 7.152 km de linhas de transmissão e 14.819 MVA de capacidade de transformação. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2019>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro 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: 63% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 100% MLT no Sul, 38% MLT no Nordeste e 79% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 58% MLT, 95% MLT, 38% MLT e 76% MLT, respectivamente.

As temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país no mês de janeiro de 2019. Já as temperaturas máximas ficaram acima da média em boa parte das regiões Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e em parte das regiões Sul e Norte.

Em janeiro de 2019, predominou no País cenário de pouca chuva, especialmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

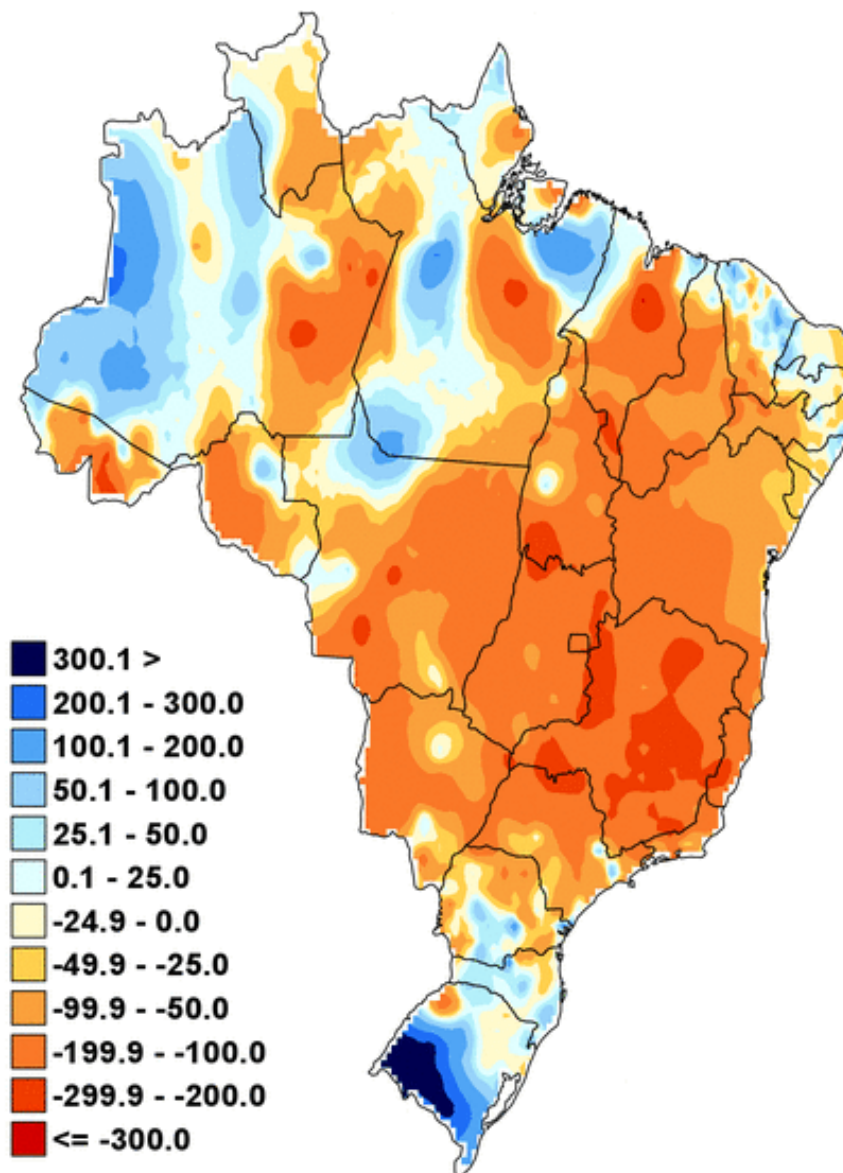


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de janeiro de 2019 – Brasil.

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

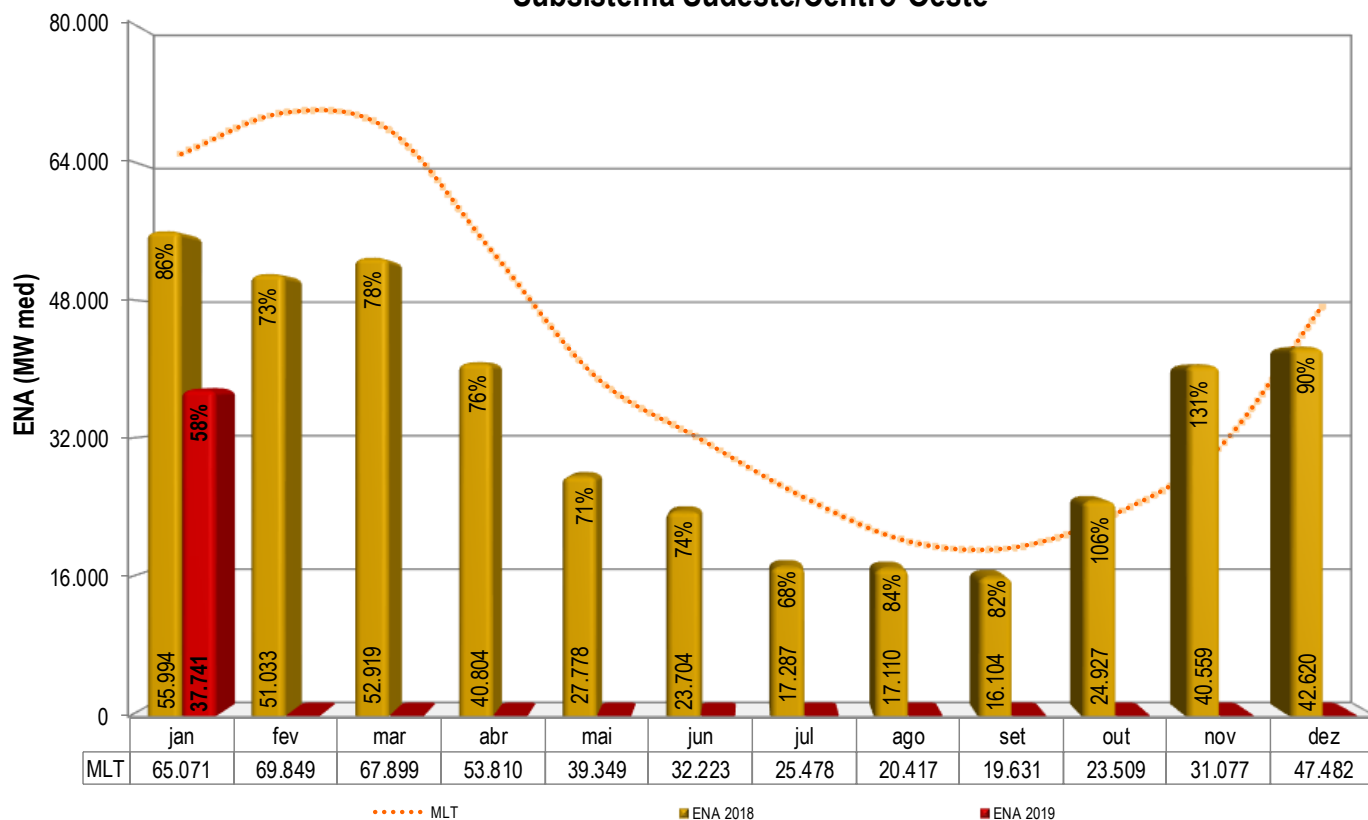


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

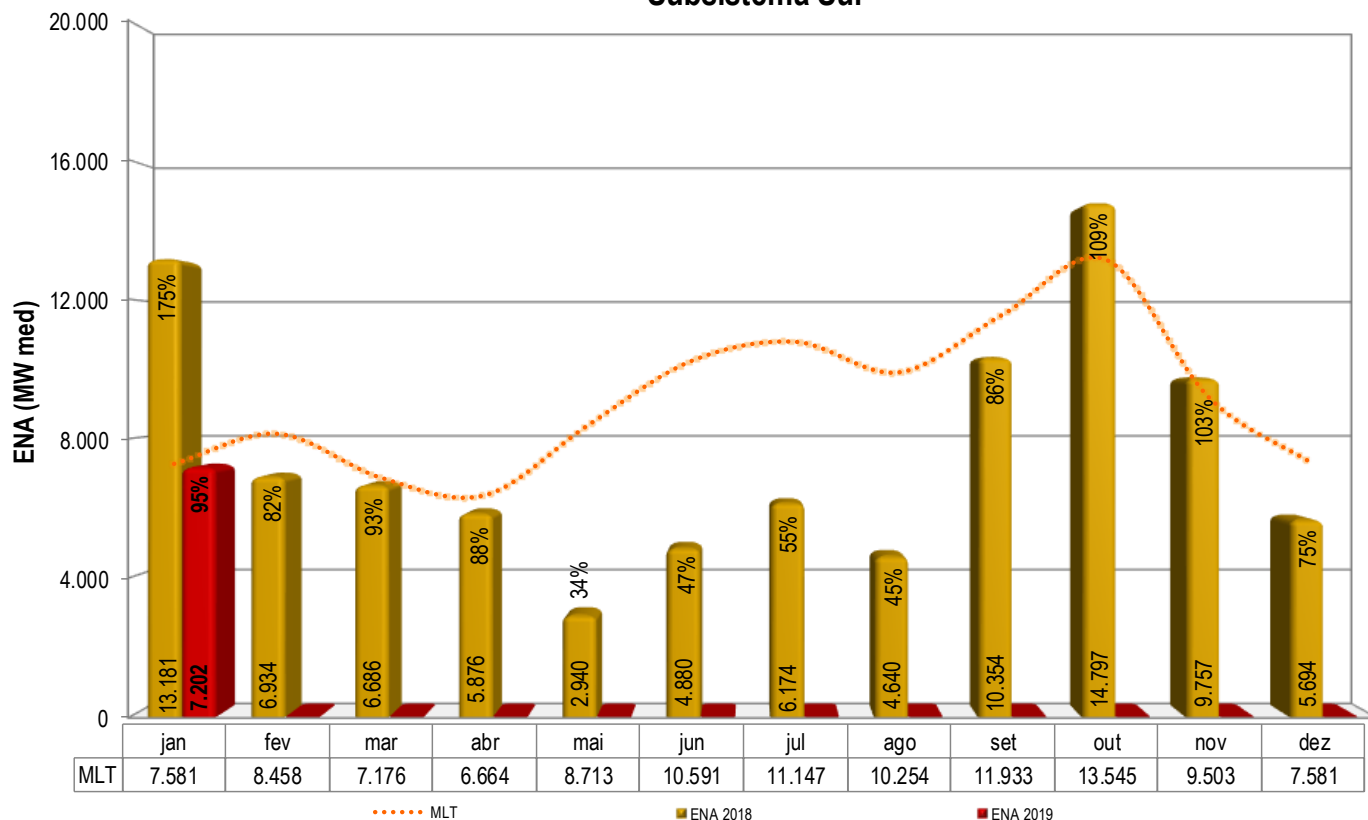


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

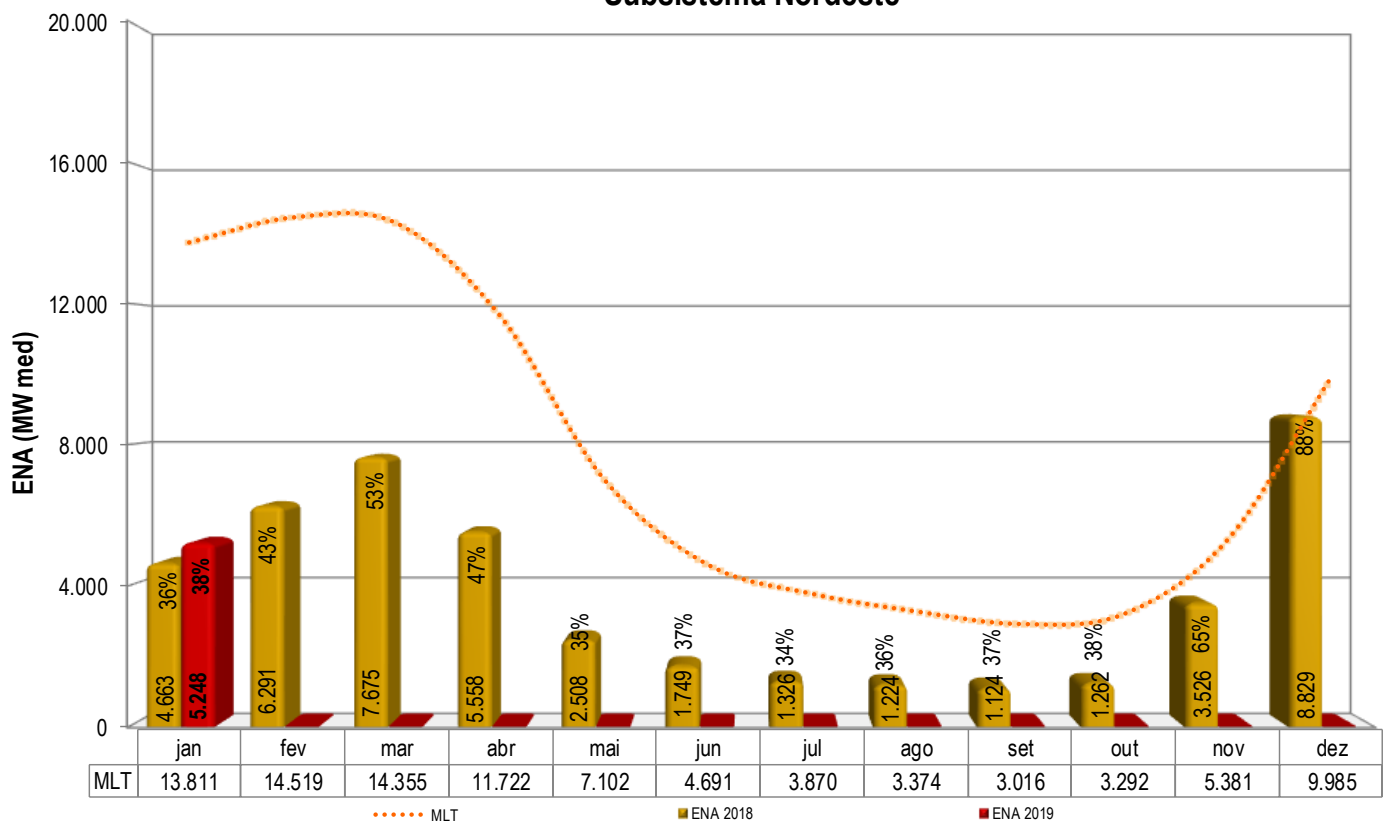


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

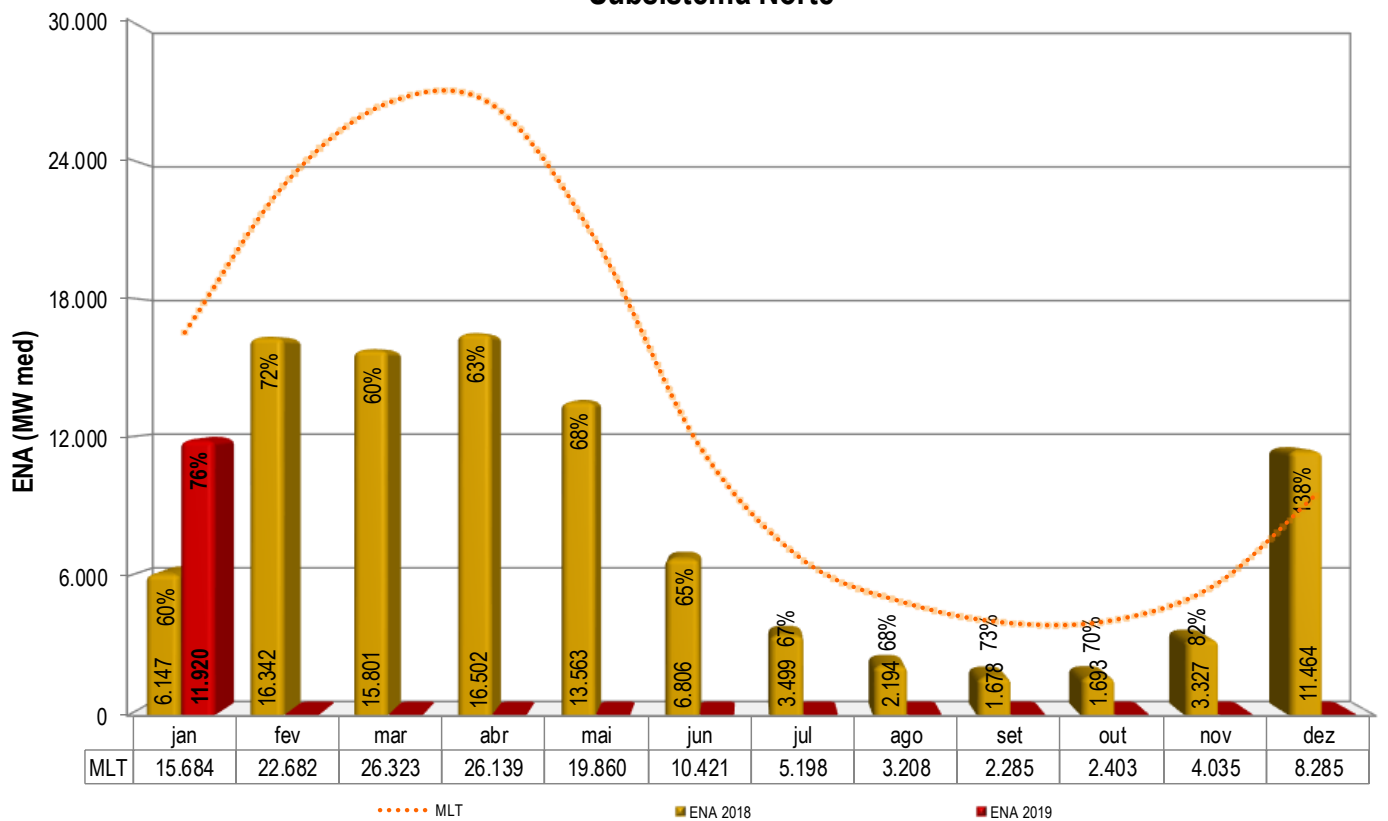


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de janeiro de 2019, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram deplecionamento de -1,0 p.p. e -14,9 p.p., respectivamente. Já os subsistemas Nordeste e Norte apresentaram replecionamento de 2,3 p.p. e 3,4 p.p., respectivamente.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	27,6	26,6	203.285	60,5
Sul	59,4	44,5	20.100	12,8
Nordeste	39,9	42,2	51.831	22,3
Norte	27,3	30,7	15.046	4,4
TOTAL			290.262	100,0

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, foi evitada a manobra de unidades geradoras ao longo do dia na UHE Belo Monte. Neste contexto, a operação da usina acompanhou os valores de geração definidos na Programação Diária.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando a minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de janeiro de 2019 foi de 52,5% na UHE Três Marias e de 36,7% na UHE Sobradinho, o que indica o melhor nível de armazenamento melhor desde 2013.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, que apresentaram deplecionamento, em relação ao mês anterior, destacam-se os reservatórios da UHE Capivara (-14,36 p.p.) e da UHE Itumbiara (-5,03 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram replecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Tucuruí (7,64 p.p.) e da UHE Três Marias (4,77 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Dezembro (%)	Armazenamento no Final de Janeiro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRA DAMEA	TOCANTINS	43.250	13,44	12,39	-1,05
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	34,60	42,24	7,64
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	35,03	36,66	1,63
FURNAS	GRANDE	17.217	27,55	27,36	-0,19
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	52,46	57,23	4,77
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	23,99	25,78	1,79
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	57,13	55,91	-1,22
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	30,38	25,35	-5,03
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	24,78	24,33	-0,45
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	43,38	29,02	-14,36

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

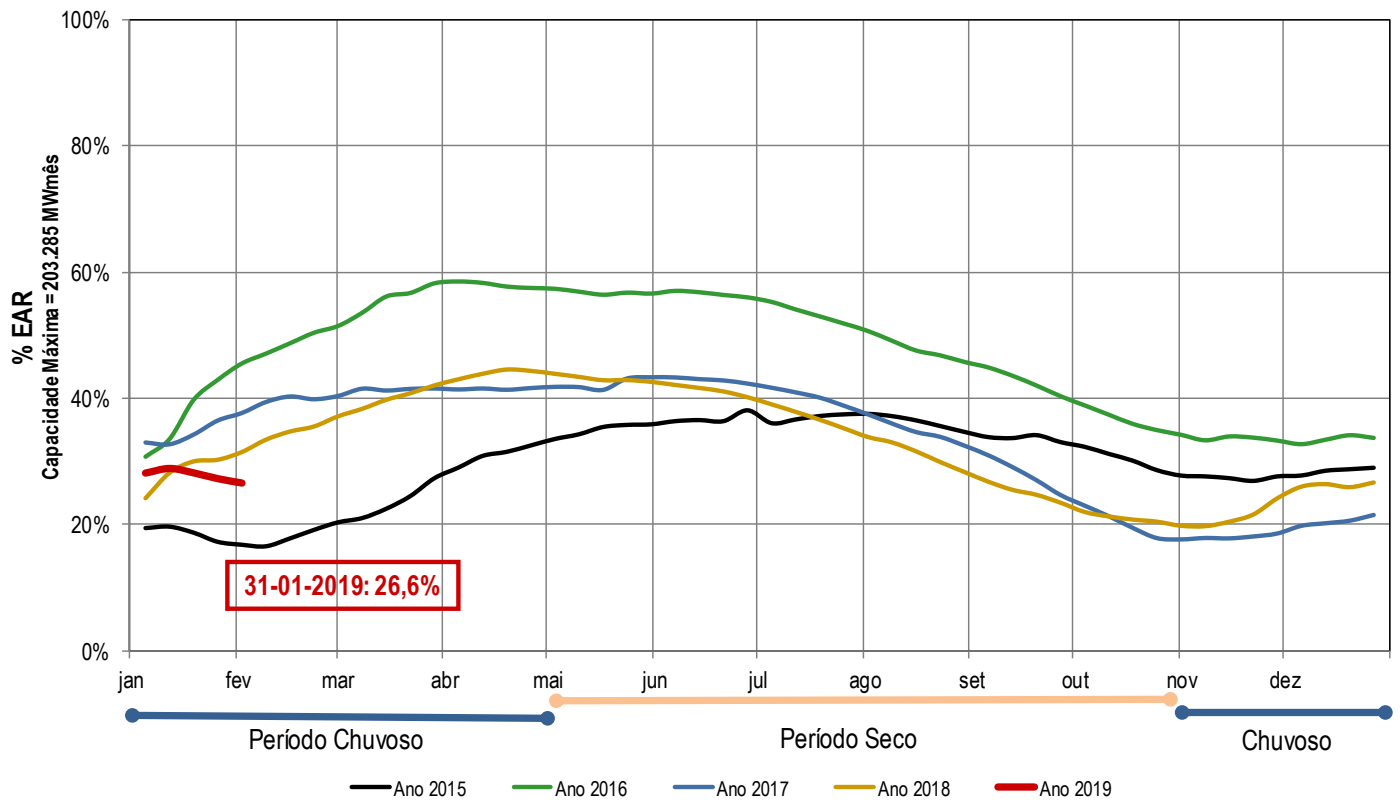


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

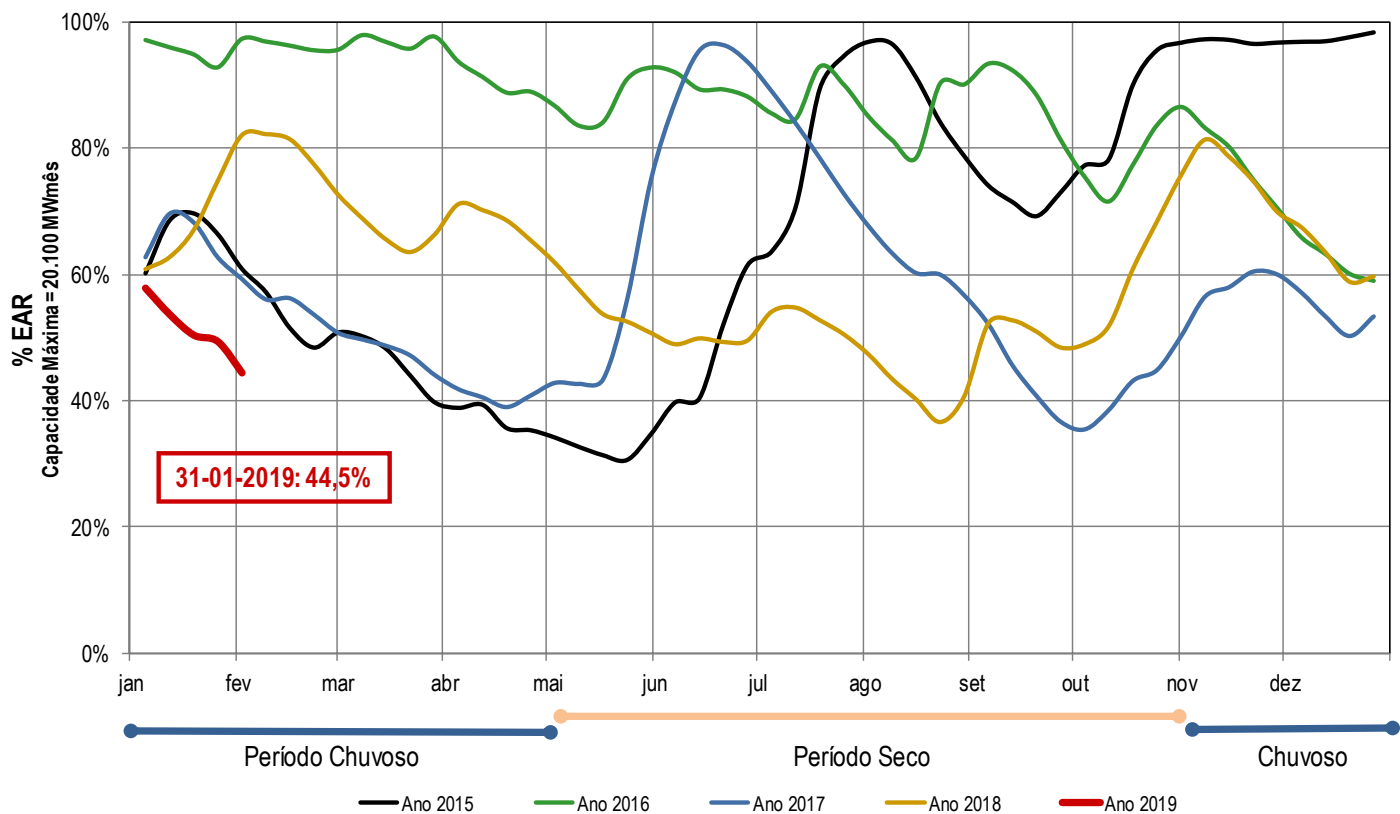


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

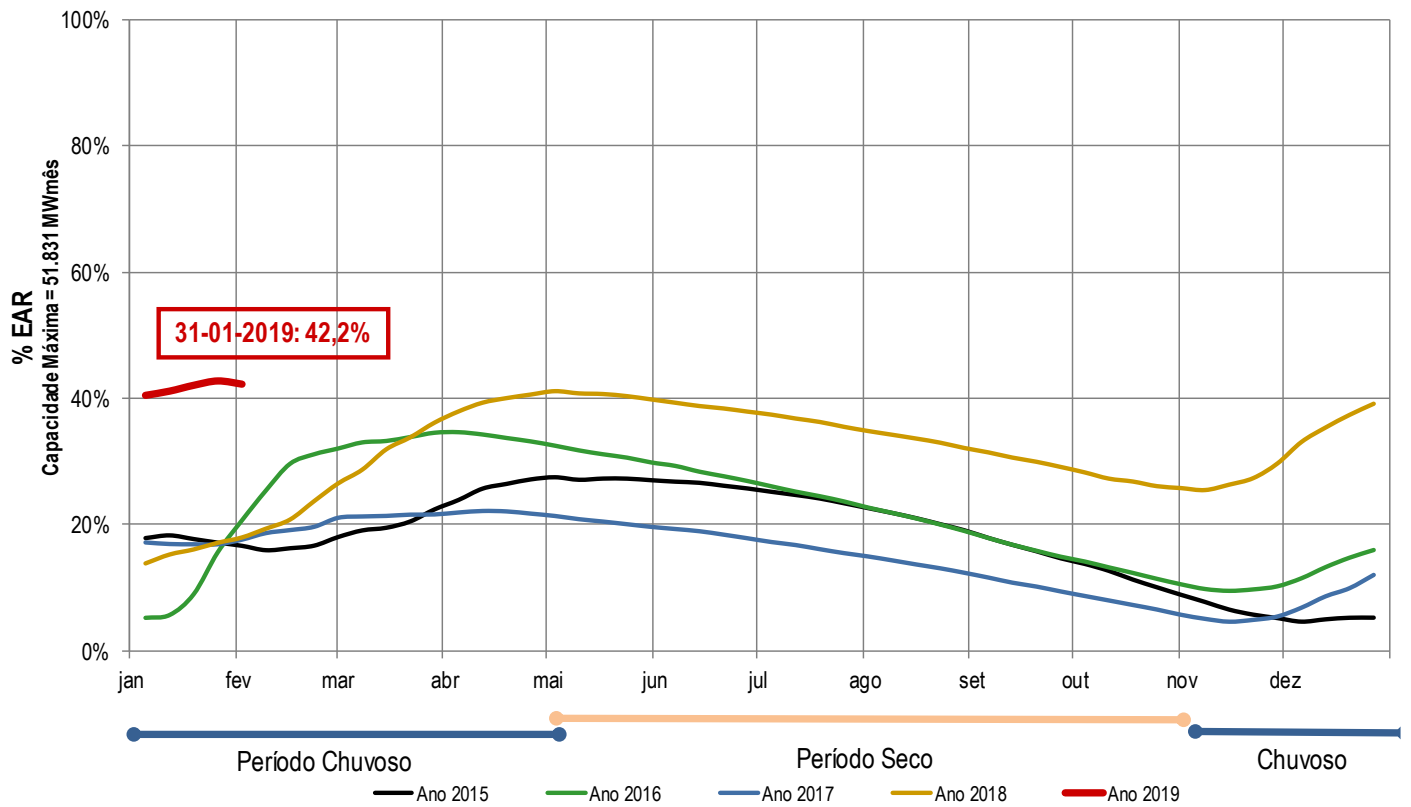


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

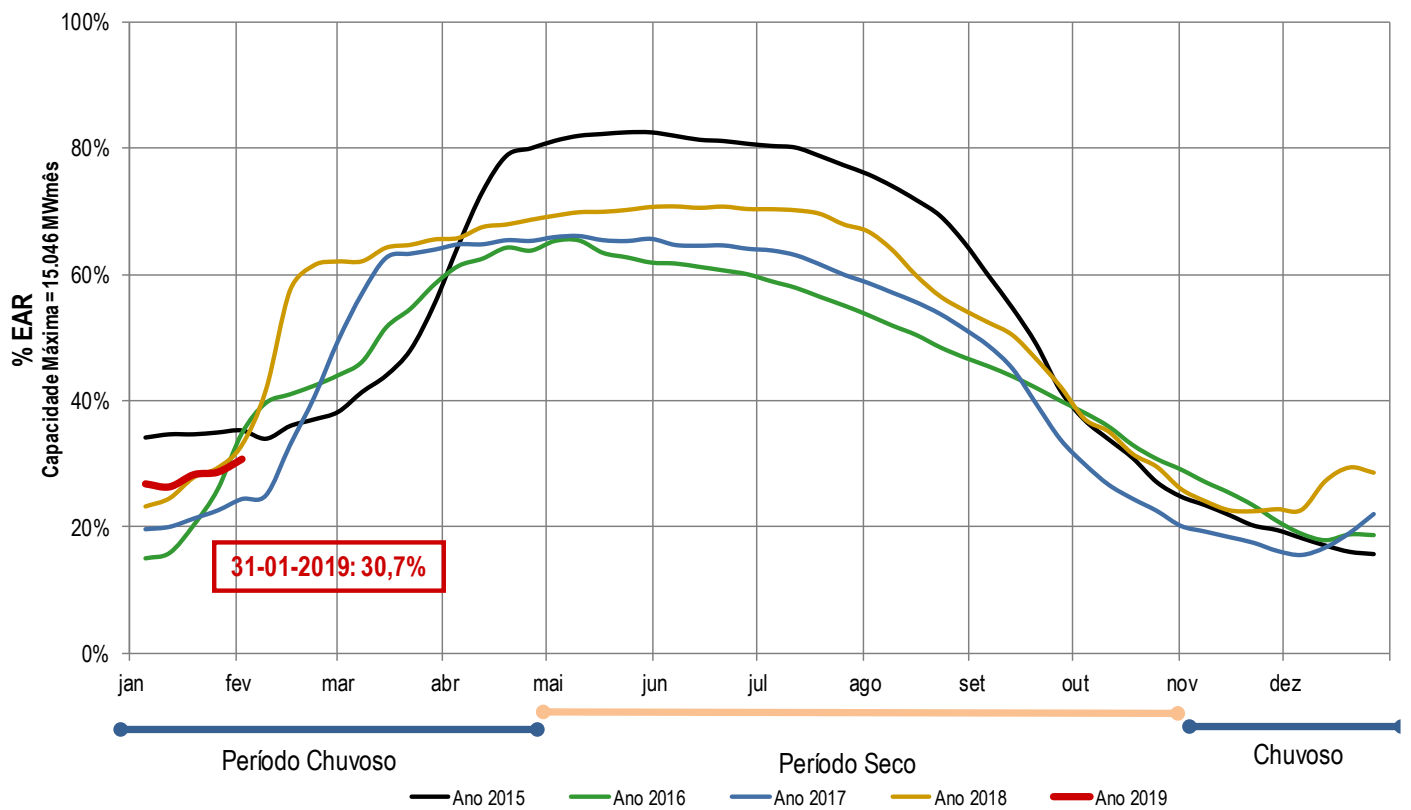


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em janeiro de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, ampliando o montante para 6.110 MWmédios, valor superior ao mês anterior (5.475 MWmédios).

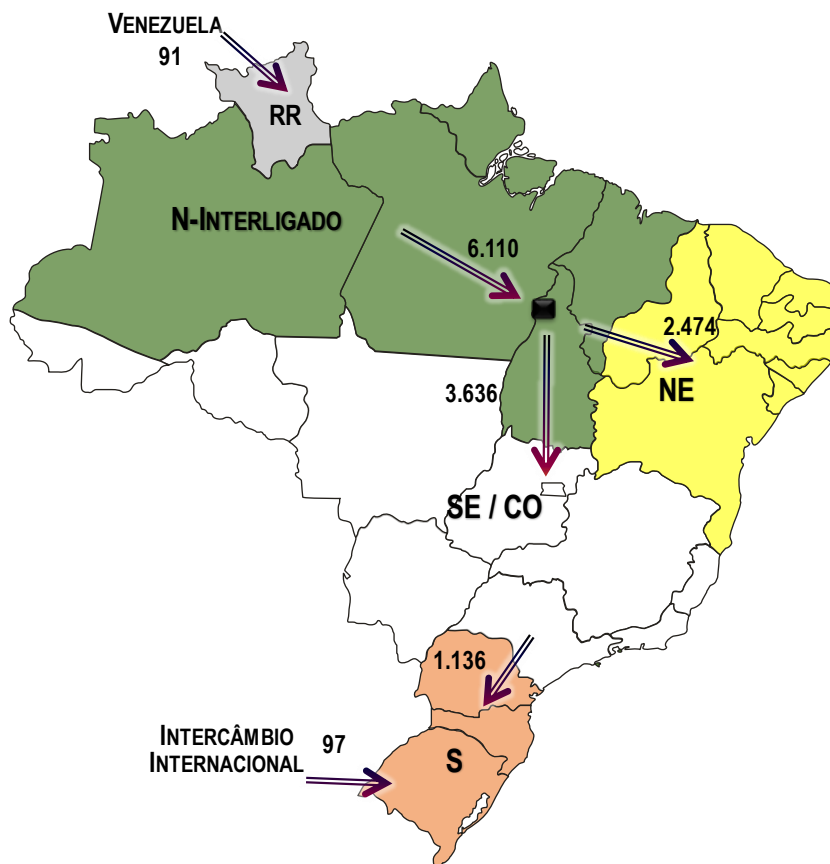
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, diminuindo o montante para 2.474 MWmédios ante 2.670 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul manteve o perfil importador de energia no mês de janeiro de 2019, com montante verificado de 1.136 MWmédios, ante 1.839 MWmédios em dezembro de 2018.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador, atingindo 3.636 MWmédios, ante importação de 2.805 MWmédios no mês anterior, em função, dentre outros fatores, da maior geração no subsistema Norte e diminuição das chuvas na região.

O montante de energia importada da Venezuela no mês de dezembro de 2018 atingiu 91 MWmédios, mesmo patamar do verificado no mês anterior. Isto se deve ao fato de que a interligação com a Venezuela operou com fluxo reduzido em alguns períodos do mês, medida operativa diferenciada recomendada pelo CMSE.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de dezembro de 2018, houve importação de cerca de 97 MWmédios.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em dezembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 51.005 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 2,3 % em relação ao consumo de dezembro de 2017. As classes residencial, industrial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 1,1%, 0,2%, 0,9% e 2,7%, respectivamente, em relação ao mês de dezembro de 2017.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/18 GWh	Evolução mensal (Dez/18/Nov/18)	Evolução anual (Dez/18/Dez/17)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Jan/18-Dez/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.519	-1,0%	1,1%	133.904	136.022	1,6%
Industrial	14.001	-3,4%	0,2%	165.883	169.549	2,2%
Comercial	7.696	1,2%	0,9%	88.129	88.815	0,8%
Rural	2.311	-0,4%	2,7%	27.903	28.598	2,5%
Demais classes *	4.244	-0,3%	5,0%	48.128	49.259	2,3%
Perdas e Diferenças **	11.234	30,1%	6,2%	114.019	114.859	0,7%
Total	51.005	4,2%	2,3%	577.968	587.101	1,6%

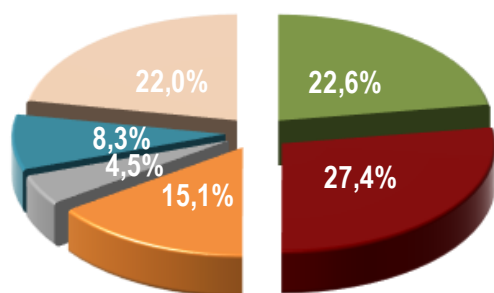
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

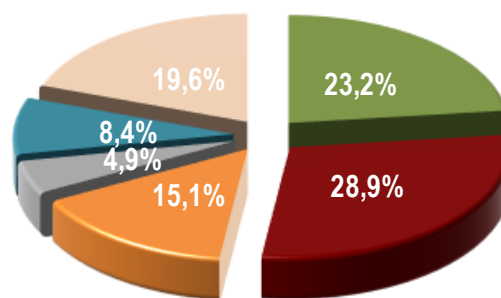
Dados contabilizados até dezembro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Dezembro/2018



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 dezembro de 2018.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/18 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/18/Nov/18)	Evolução anual (Dez/18/Dez/17)	Jan/17-Dez/17 (kWh/NU)	Jan/18-Dez/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	160	-1,2%	-0,3%	157,4	157,6	0,1%
Consumo médio industrial	26.986	-3,3%	2,2%	26.111	27.233	4,3%
Consumo médio comercial	1.333	1,3%	0,6%	1.275	1.281	0,5%
Consumo médio rural	511	-0,7%	2,1%	517	527	1,9%
Consumo médio demais classes*	5.413	-0,5%	3,7%	5.180	5.236	1,1%
Consumo médio total	476	-1,5%	0,0%	469	471	0,5%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2018.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/17	Dez/18	
Residencial (NUCR)	70.908.823	71.922.437	1,4%
Industrial (NUCI)	529.413	518.813	-2,0%
Comercial (NUCC)	5.760.117	5.775.566	0,3%
Rural (NUCR)	4.495.386	4.519.852	0,5%
Demais classes *	774.203	784.020	1,3%
Total (NUCT)	82.467.942	83.520.688	1,3%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2018.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em janeiro de 2019, houve uma série de superações de recordes de demandas máximas no SIN, observados na segunda quinzena do mês. O valor máximo registrado foi de 90.525 MW, às 15h50, 4.818 MW acima do recorde verificado antes de 2019, ocorrido em fevereiro de 2014.

De forma semelhante, foram registrados sucessivos recordes nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a demanda máxima verificada foi de 53.143 MW, às 15h01, valor 1.548 MW acima do recorde anterior a 2019, registrado em janeiro de 2015. Já no subsistema Sul, a demanda máxima verificada foi de 18.936 MW, às 14h15, valor 1.057 MW acima do recorde anterior a 2019, registrado em fevereiro de 2014.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	53.143	18.936	12.913	6.199	90.525
(dia - hora)	23/01/2019 - 15h01	31/01/2019 - 14h15	25/01/2019 - 15h23	29/01/2019 - 16h18	30/01/2019 - 15h50
Recorde (MW)	53.143	18.936	12.941	6.748	90.525
(dia - hora)	23/01/2019 - 15h01	31/01/2019 - 14h15	26/10/2018 - 14h29	16/05/2017 - 14h41	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

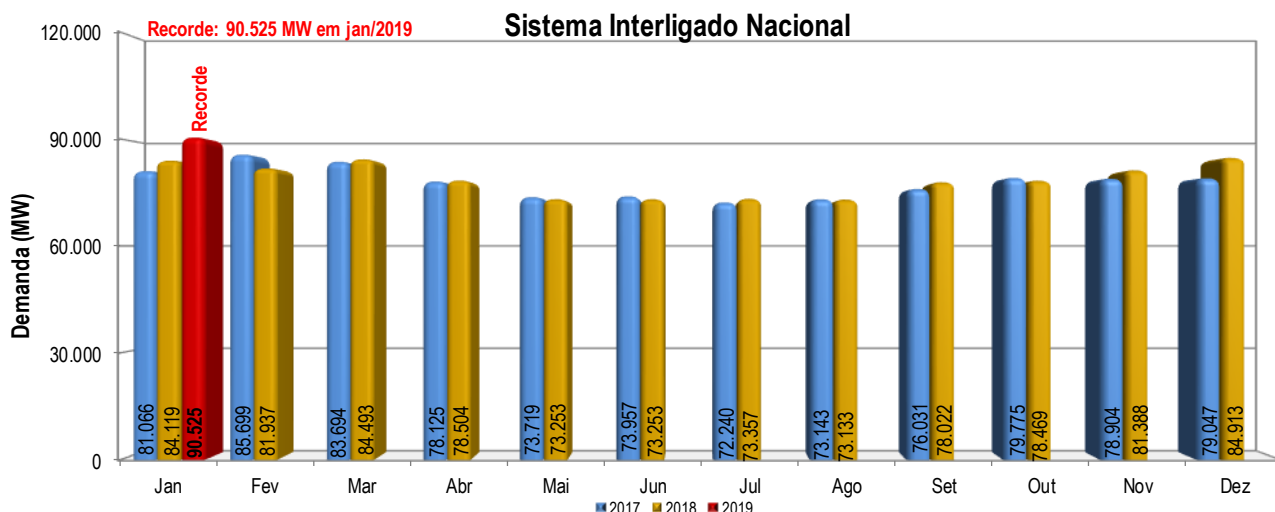


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

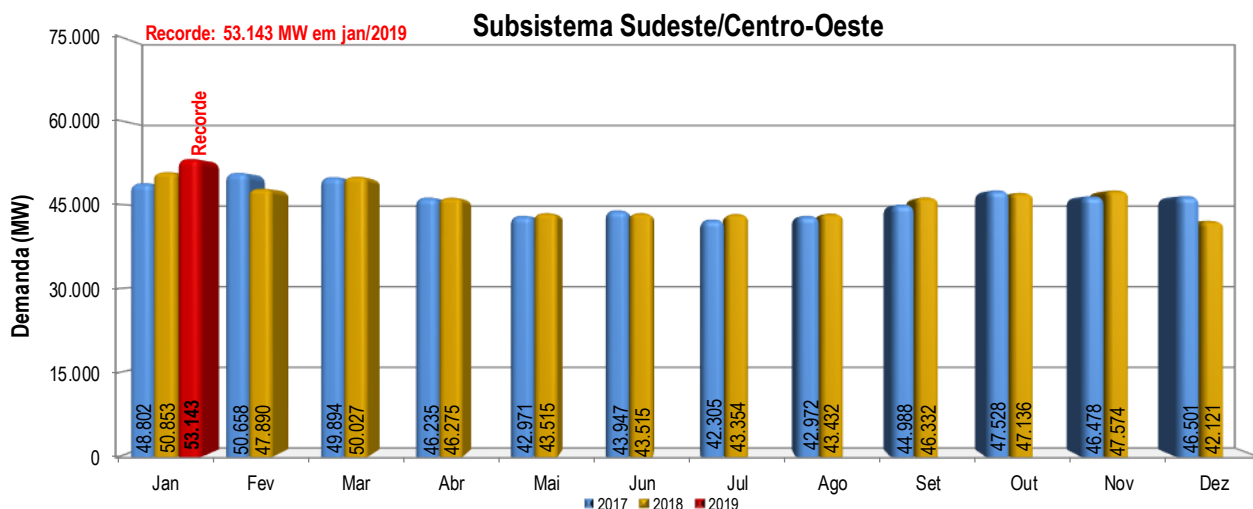


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

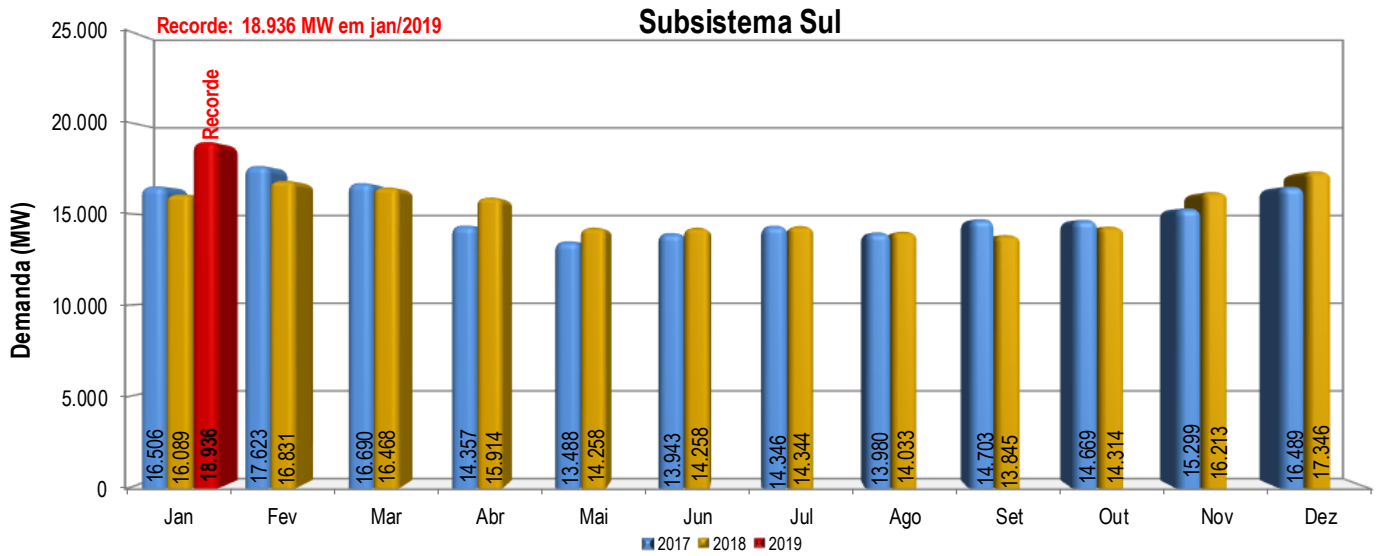


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

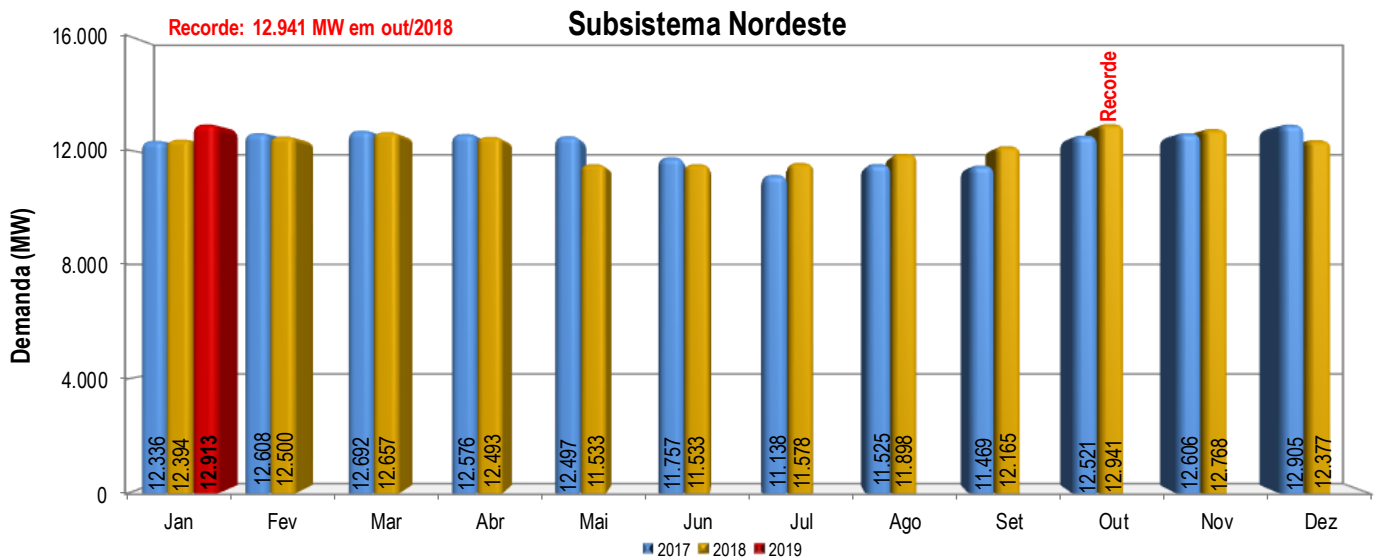


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

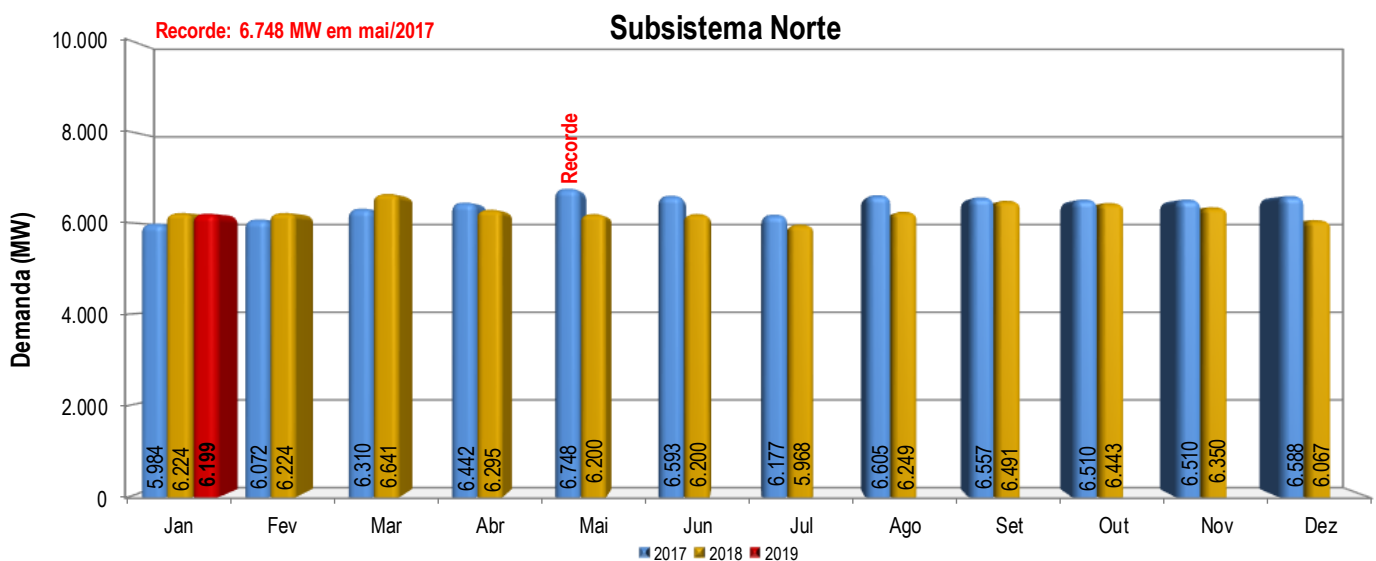


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 163.761 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.240 MW, sendo 3.046 MW de geração de fonte hidráulica, 2.113 MW de fonte eólica e 1.322 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.241 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de dezembro de 2018 com 671 MW instalados em 54.569 unidades, representando 0,4% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,0% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em janeiro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Jan/2018	Jan/2019			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2019 - Jan/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	101.130	1.406	104.175	63,6%	3,0%
UHE	95.448	215	98.248	60,0%	2,9%
PCH + CGH **	5.644	1.125	5.867	3,6%	4,0%
CGH GD	37	66	60	0,0%	60,7%
Térmica	43.788	3.148	42.547	26,0%	-2,8%
Gás Natural	13.012	169	13.385	8,2%	2,87%
Biomassa	14.580	566	14.784	9,0%	1,4%
Petróleo	10.304	2.251	9.030	5,5%	-12,4%
Carvão	3.727	22	3.252	2,0%	-12,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	150	4	69	0,0%	-54,4%
Térmica GD	24	134	38	0,0%	58,7%
Eólica	12.456	647	14.570	8,9%	17,0%
Eólica (não GD)	12.446	590	14.559	8,9%	17,0%
Eólica GD	10	57	10,314	0,0%	0,3%
Solar	1.148	56.769	2.470	1,5%	115,2%
Solar (não GD)	966	2.457	1.907	1,2%	97,4%
Solar GD	182	54.312	563	0,3%	209,8%
Capacidade Total sem GD	158.268	7.401	163.090	99,6%	3,0%
Geração Distribuída - GD	253	54.569	671	0,4%	165,0%
Capacidade Total - Brasil	158.521	61.970	163.761	100,0%	3,3%

* 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 (150 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/2/2019)



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

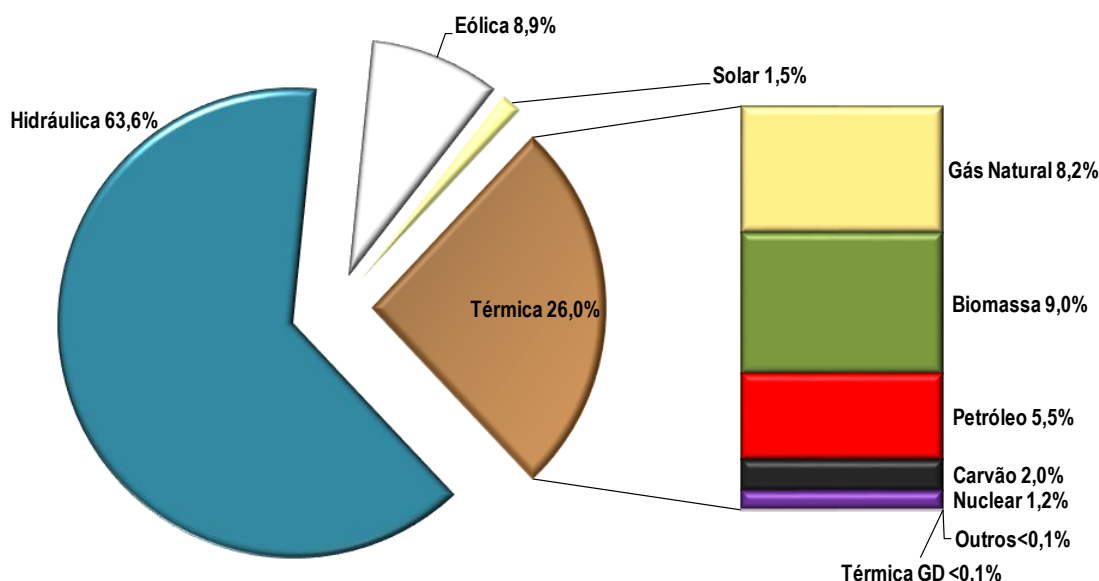


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em janeiro de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 146.554 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com cerca de 39,9% do total. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Jan/2019

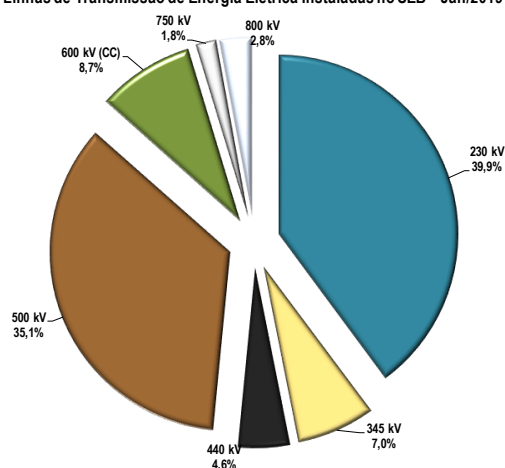


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	58.438	39,9%
345	10.319	7,0%
440	6.758	4,6%
500	51.372	35,1%
600 (CC)	12.816	8,7%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,8%
Total SEB	146.554	100,0%

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

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR.
Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em janeiro de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 321,5 MW de geração:

- PCH Fortuna II - UG: 1, de 3 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028426-2.01;
- PCH Verde 4 - UG: 1, de 9,5 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.029260-5.01;
- CGH Nova Ponte Queimada II - UGs: 1 a 2, total de 3 MW, em Minas Gerais. CEG: CGH.PH.MG.028570-6.01;
- UFV Juazeiro Solar II - UGs: 1 a 18, total de 4 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033929-6.01;
- UFV Juazeiro Solar IV - UGs: 2 a 30, total de 6 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033931-8.01;
- UFV Paracatu 1 - UGs: 1 a 33, total de 33 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033999-7.01;
- UFV Paracatu 3 - UGs: 1 a 33, total de 33 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033990-3.01;
- UFV Paracatu 4 - UGs: 1 a 33, total de 33 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033991-1.01;
- UEE Paraíso Dos Ventos Do Nordeste - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032355-1.01;
- UEE São Bento Do Norte I - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033640-8.01;
- UEE São Bento Do Norte II - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033642-4.01;
- UEE Umburanas 21 - UGs: 1 a 9, total de 22,5 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033636-0.01;
- UEE Boa Esperança I - UGs: 1 a 14, total de 30,8 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033666-1.01;
- UEE Delta 5 II - UGs: 1 a 6, total de 16,2 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.037972-7.01;
- UEE Delta 6 I - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.037970-0.01;
- UEE Delta 6 II - UGs: 1 a 9, total de 24,3 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.037967-0.01.

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

Fonte	Realizado em Jan/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	197,00	197,00
Eólica (não GD)	197,00	197,00
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	15,50	15,50
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	15,50	15,50
UHE	0,00	0,00
Solar	109,00	109,00
Solar (não GD)	109,00	109,00
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	0,00	0,00
Biomassa	0,00	0,00
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	321,50	321,50

* 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	160,70	395,40	69,00
Eólica (não GD)	160,70	395,40	69,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	3363,53	1418,34	227,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	100,48	196,12	191,90
UHE	3263,05	1222,22	36,00
Solar	337,91	5,00	826,64
Solar (não GD)	337,91	5,00	826,64
Solar GD	0,00	0,00	0,00
Térmica	378,00	1932,70	1944,32
Biomassa	33,00	130,90	173,50
Carvão	345,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1515,64	1770,82
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	286,16	0,00
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
TOTAL	4240,14	3751,43	3067,86

* 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 janeiro entraram em operação 1.011 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- LT 500 kV Ribeirãozinho - Paranatinga C3, com 355,0 km de extensão, da PRTE, em Mato Grosso;
- LT 500 kV Paranatinga – Cláudia C3, com 350,0 km de extensão, da PRTE, em Mato Grosso;
- LT 500 kV Cláudia - Paranaíta C3, com 300,0 km de extensão, da PRTE em Mato Grosso;
- Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Sobradinho na SE Juazeiro Da Bahia III, com acréscimo de 2,0 km de extensão, da CHESF, em Pernambuco e Bahia;
- Seccionamento da LT 500 kV Marimondo – São Simão na SE Marimondo II, com acréscimo de 2,0 km de extensão, da RPTE, em Minas Gerais;
- Seccionamento LT 440 kV Bom Jardim – Santo Ângelo na SE Água Azul, com acréscimo de 2,0 km de extensão, da Água Azul SPE, em São Paulo.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	0,0	0,0
345	0,0	0,0
440	2,0	2,0
500	1.009,0	1.009,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	1.011,0	1.011,0

* 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 janeiro de 2019, foram adicionados 600 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR1 440/138 kV – 300 MVA, na SE Agua Azul (Agua Azul), em São Paulo.
- TR2 440/138 kV – 300 MVA, na SE Agua Azul (Agua Azul), em São Paulo.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	0	0
345	0	0
440	600	600
500	0	0
750	0	0
TOTAL	600	600

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de janeiro de 2019, foram incorporados ao SIN quatro equipamentos de compensação de potência reativa:

- RT 9 500 kV 165 Mvar, na SE Paranaíta (PRTE), em Mato Grosso;
- BC 03 230 kV 115 Mvar, na SE Vilhena (ELETRONORTE), em Rondônia;
- BC 06 500 kV 430 Mvar, na SE Paranatinga (RPTE), em Mato Grosso;
- BC 05 500 kV 475 Mvar, na SE Paranatinga (RPTE), em Mato Grosso.

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a 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 de conclusão 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	1.302,2	1.039,4	1.535,0
345	0,0	109,0	172,0
440	0,0	0,0	150,0
500	2.456,0	851,0	3.940,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.386,0	0,0	0,0
TOTAL	9.144,2	1.999,4	5.797,0

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	4.725,0	4.303,0	5.499,0
345	1.225,0	2.225,0	1.550,0
440	450,0	0,0	1.400,0
500	5.550,0	6.850,0	9.726,0
750	1.730,0	0,0	0,0
TOTAL	13.680,0	13.378,0	18.175,0

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 dezembro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 80,6% do total gerado no país, valor 5,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em dezembro representou 7,7%, valor 3,3 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 11,0%, valor 1,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 91,6% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em dezembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dezembro/2018

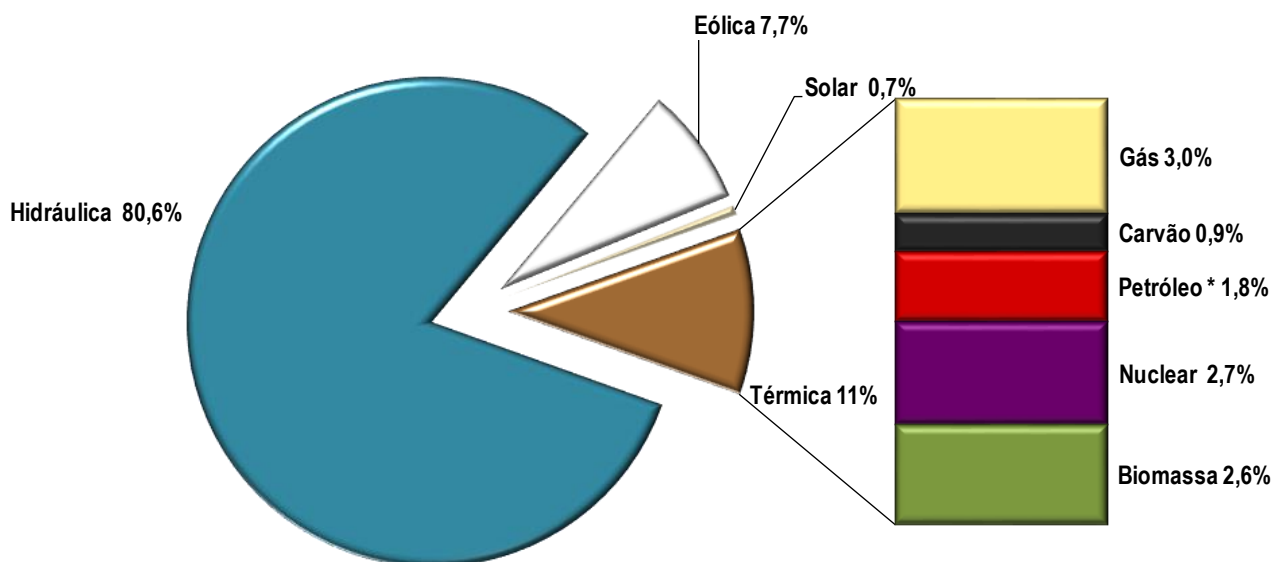


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 dezembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



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

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/17 (GWh)	Nov/18 (GWh)	Dez/18 (GWh)	Evolução mensal (Dez/18 / Nov/18)	Evolução anual (Dez/18 / Dez/17)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Jan/18-Dez/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.922	35.018	38.656	10,4%	14,0%	385.881	401.576	4,1%
Térmica	9.306	5.820	5.189	-10,8%	-44,2%	117.391	101.807	-13,3%
Gás	4.652	1.874	1.417	-24,4%	-69,5%	50.502	38.879	-23,0%
Carvão	1.280	359	454	26,6%	-64,5%	13.206	11.217	-15,1%
Petróleo *	519	395	627	58,6%	20,7%	10.609	7.905	-25,5%
Nuclear	1.239	905	1.275	41,0%	2,9%	14.475	14.406	-0,5%
Outros	238	178	183	2,7%	-23,0%	3.141	3.005	-4,3%
Biomassa	1.378	2.108	1.231	-41,6%	-10,6%	25.458	26.393	3,7%
Eólica	3.636	5.079	3.718	-26,8%	2,2%	40.960	46.819	14,3%
Solar	208	270	337	24,6%	61,9%	1.099	3.121	184,1%
TOTAL	47.072	46.186	47.899	3,7%	1,8%	545.330	553.322	1,5%

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

** 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 dezembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração de energia elétrica nos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN em 2015.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/17 (GWh)	Nov/18 (GWh)	Dez/18 (GWh)	Evolução mensal (Dez/18 / Nov/18)	Evolução anual (Dez/18 / Dez/17)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Jan/18-Dez/18 (GWh)	Evolução
Gás	4	5	4	-8,9%	-0,2%	53	55	3,7%
Petróleo *	239	275	250	-9,3%	4,5%	2.745	2.989	8,9%
Biomassa	3	4	1	-85,5%	-76,5%	29	45	59,5%
TOTAL	246	284	255	-10,40%	3,5%	2.827	3.090	9,3%

Para os meses de dezembro/2017 a dezembro/2018, 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 dezembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de dezembro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 16,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 35,3%, com total de 4.325 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,8 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,7%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em dezembro de 2018 diminuiu 7,7 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 33,3%, com total de geração verificada no mês de 680 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 1,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,0%.

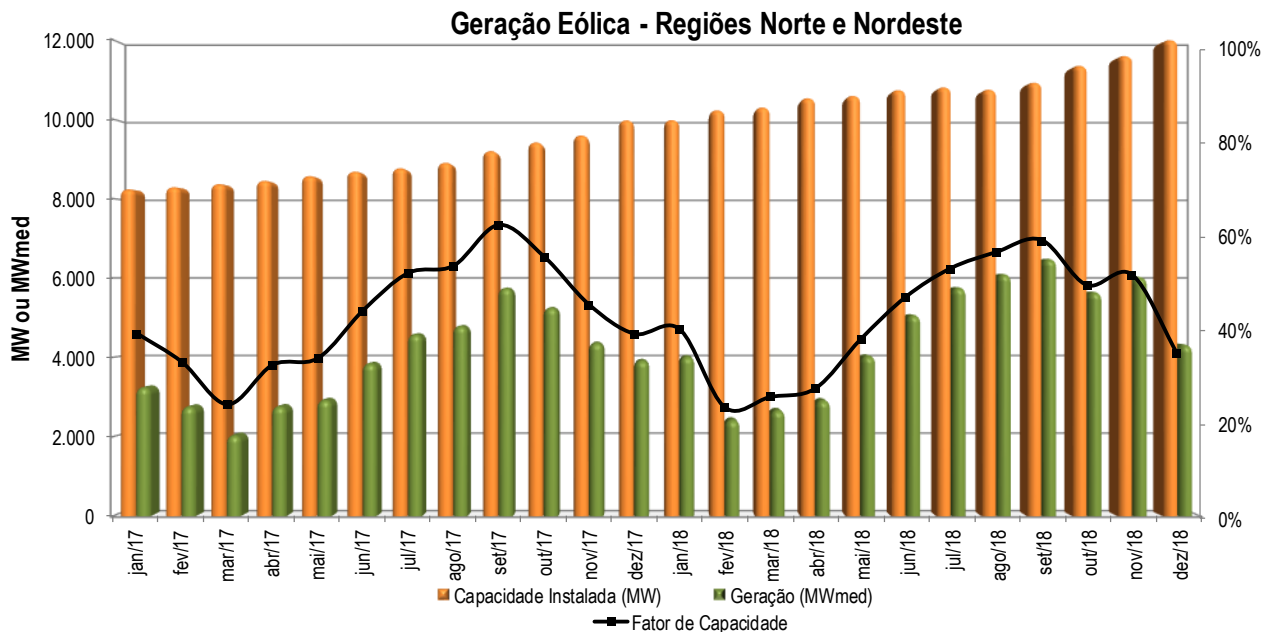


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

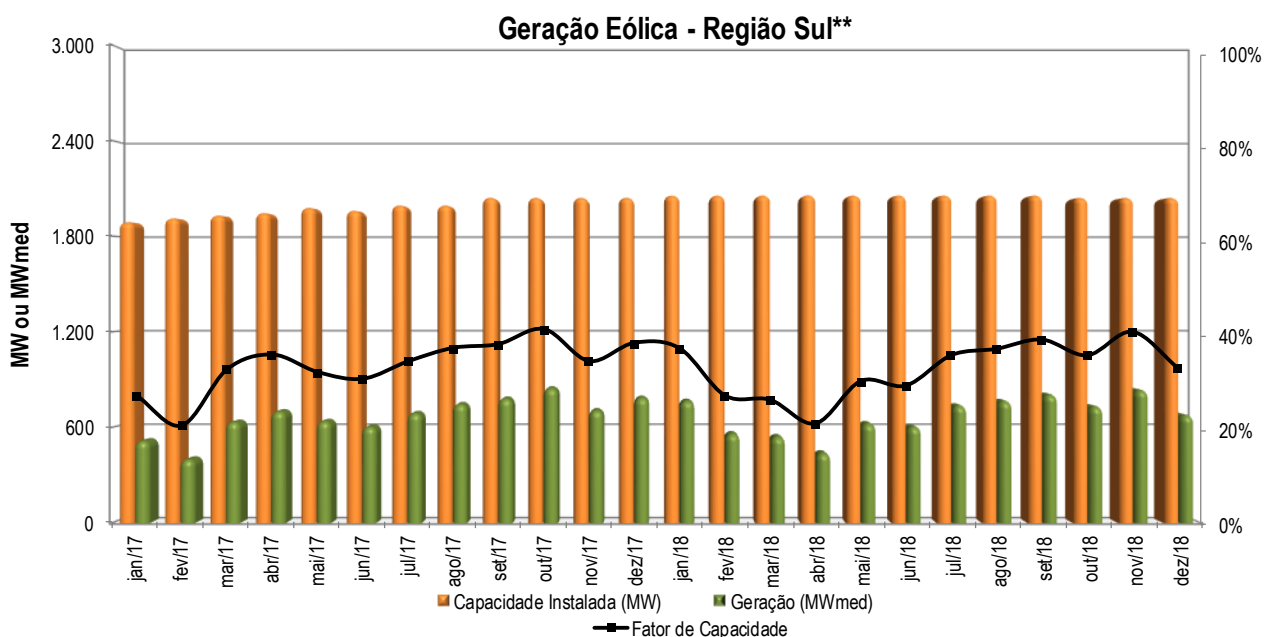


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 dezembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 8,50 / MWh e R\$ 346,50 / MWh em todos os subsistemas. Nas três primeiras semanas operativas do mês de janeiro, os CMO do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores aos do CMO do Nordeste e do Norte. Este comportamento deveu-se, entre outros fatores, ao cenário de pouca chuva no SE/CO e Sul, em comparação com a média histórica, aumento da precipitação no Norte do país, bem como aos limites de intercâmbios entre sistemas e à política operativa adotada. Nos últimos dias do mês, houve descolamento dos CMOs do Norte e Nordeste em função do atingimento do limite de intercâmbio entre subsistemas.

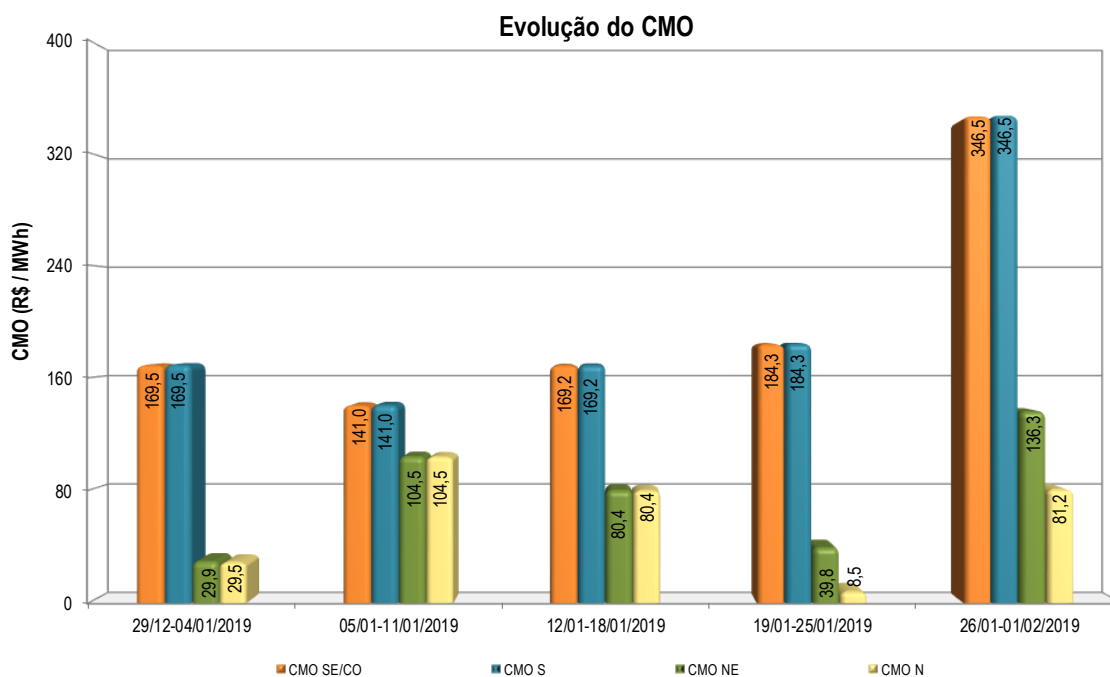


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2018 foi de R\$ 400,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 199,9 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 164,7 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 57,8 milhões referentes ao encargo 'Serviços Ancilares', que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e R\$ 177,9 milhões do 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.

Destaca-se que em dezembro de 2018 não houve geração de 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. E ainda, não houve geração de Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido 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 não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço.

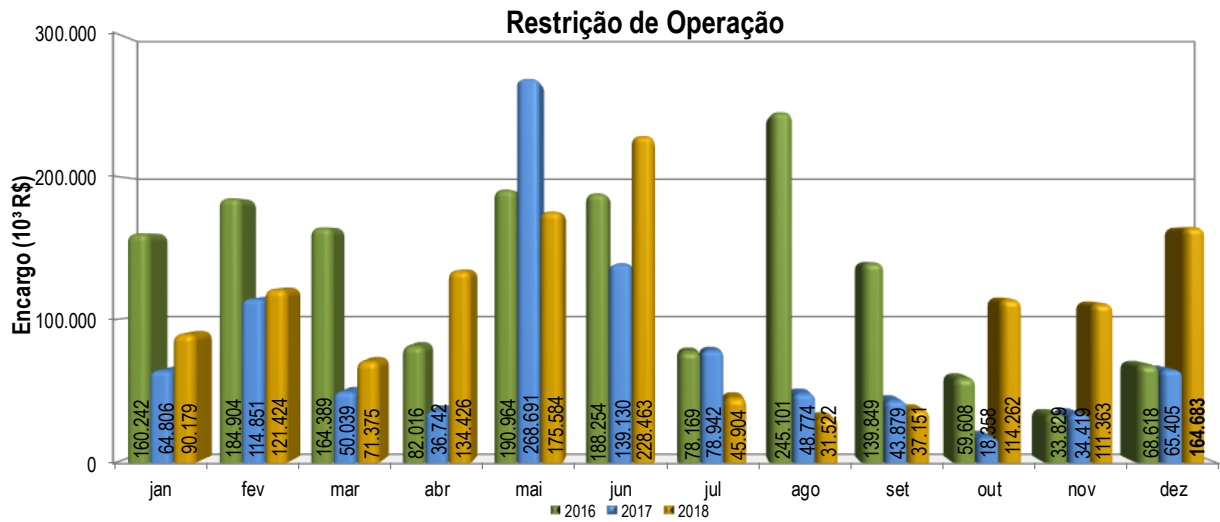


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

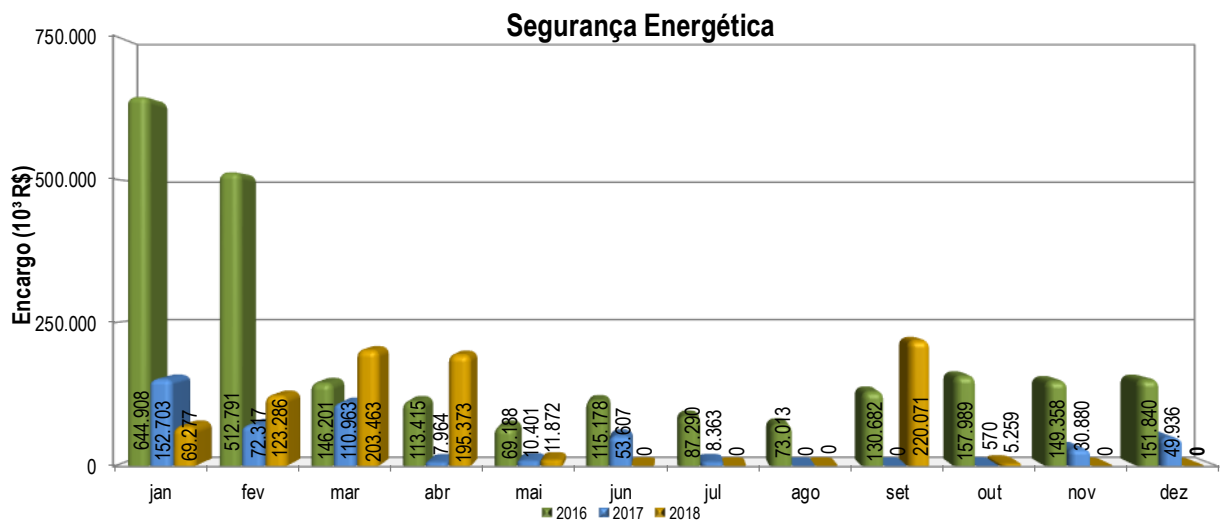


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

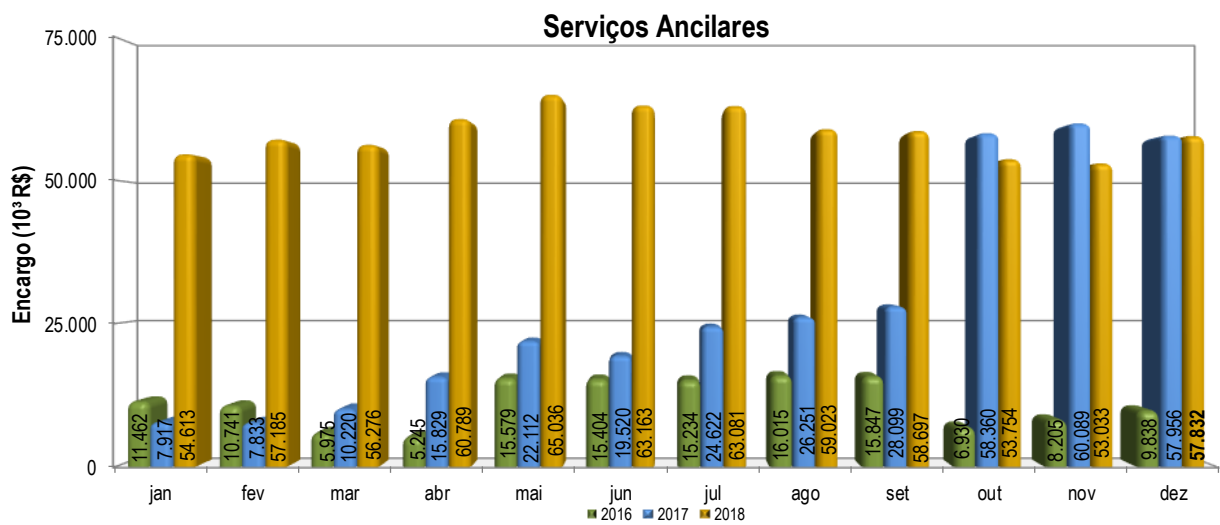


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

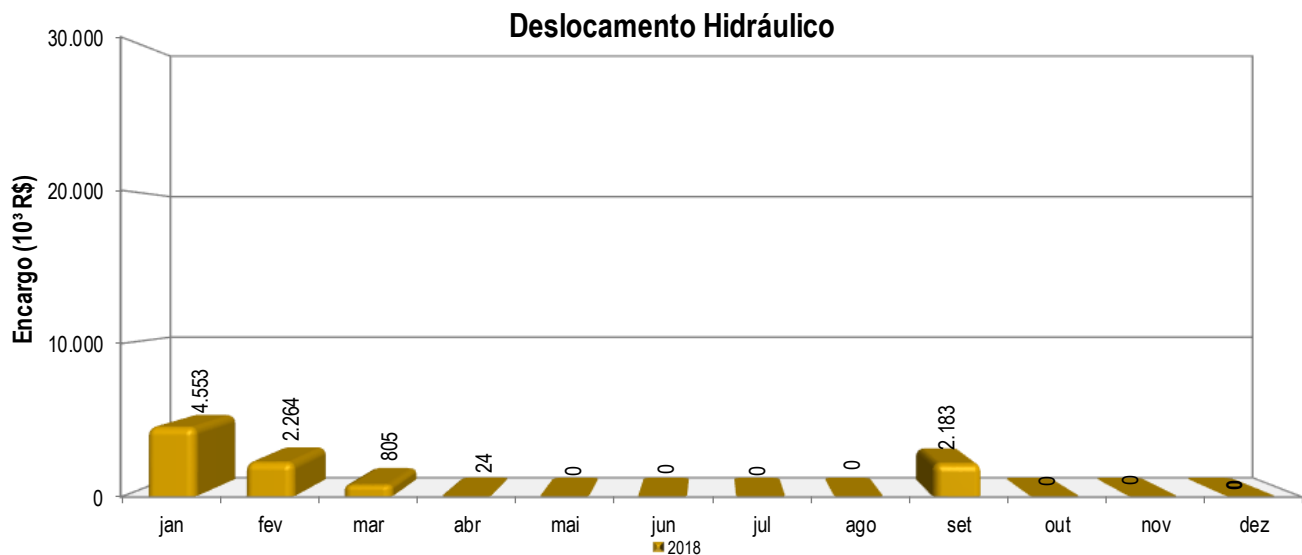


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

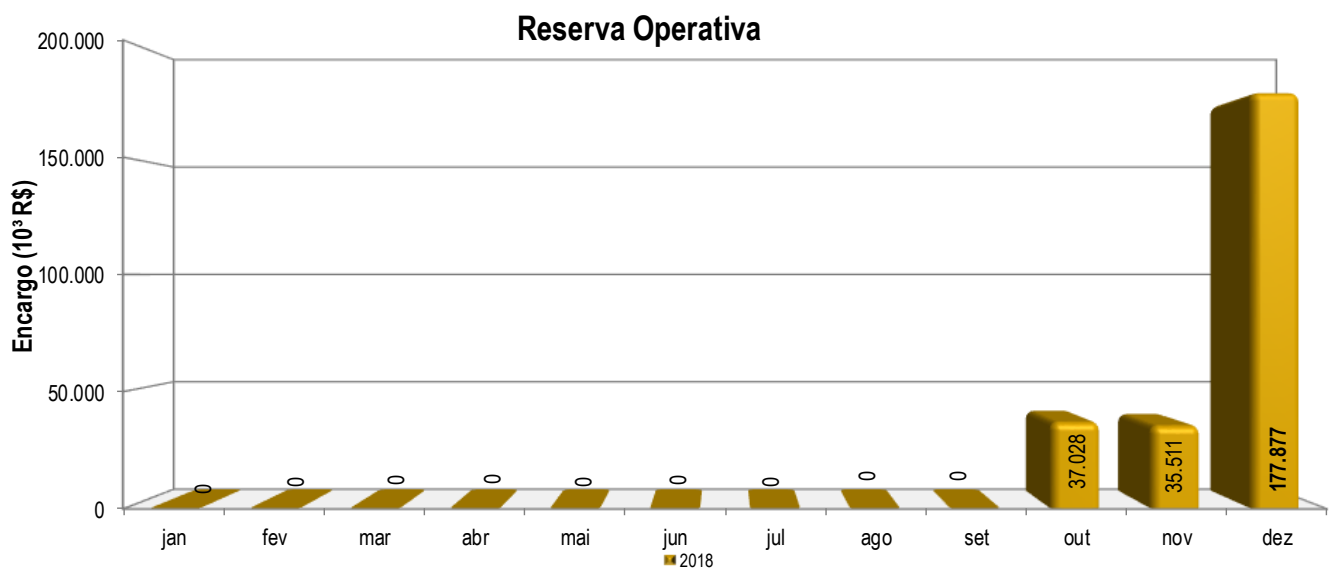


Figura 266. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2019, tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram superiores aos verificados no mesmo mês de 2018. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 11 de janeiro, às 17h55min:** Desligamento automático dos transformadores TR 3 e 4 345/88 kV, barras 3B e 4B de 88 kV da SE Sul. Houve interrupção de **245 MW** de cargas da Enel em São Paulo. Causa: curtos-circuitos bifásicos, simultâneos em ambos os circuitos, envolvendo as fases azul e branca;
- **Dia 12 de janeiro, às 17h59min:** Desligamento da barra de 230 kV da SE Tacaimbó. Houve interrupção de **137 MW** de cargas da Celpe em Pernambuco. Causa: erro de execução de serviços;
- **Dia 19 de janeiro, às 16h53min:** Desligamento automático de equipamentos na rede de 69 kV da Eletrobrás Distribuição Amazonas. Houve interrupção de **153 MW** de cargas da Eletrobrás Distribuição Amazonas no Amazonas. Causa: defeitos simultâneos em LTs 69 kV;
- **Dia 28 de janeiro, às 16h51min:** Desligamento automático da LT 230 kV Itapebi / Eunápolis C1 e dos transformadores 230 / 138 kV TR-01, TR-02, TR-03A e TR-03B da SE Eunápolis. Houve interrupção de **200 MW** de cargas da COELBA na Bahia. Causa: atuação da proteção de falha do disjuntor 230 kV 14T2;



- **Dia 30 de janeiro, às 11h55min:** Desligamento automático da LT 88kV Bandeirantes / Sul C3. Houve interrupção de **223 MW** da ENEL Distribuição em São Paulo. Causa: queda de cabo telefônico;
- **Dia 31 de janeiro, às 20h13min:** Desligamento automático do setor de 345 kV das subestações Leste e Ramon Reberte Filho. Houve interrupção de **1.209 MW** da ENEL Distribuição em São Paulo. Causa: explosão do transformador de corrente associado ao disjuntor da interligação das barras de 345 Kv.

No Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve seis desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 05, 8, 11, 21, 23 e 24 de janeiro, sendo cinco desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela).

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	2018 Jan
SIN**	0												0	2.655
S	0												0	0
SE/CO	1.677												1.677	0
NE	337												337	0
N	153												153	0
Isolados	827												827	323
TOTAL	2.994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.994	2.978

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	2018 Jan
SIN**	0												0	1
S	0												0	0
SE/CO	3												3	0
NE	2												2	0
N	1												1	0
Isolados	6												6	2
TOTAL	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	3



Ocorrências no SEB

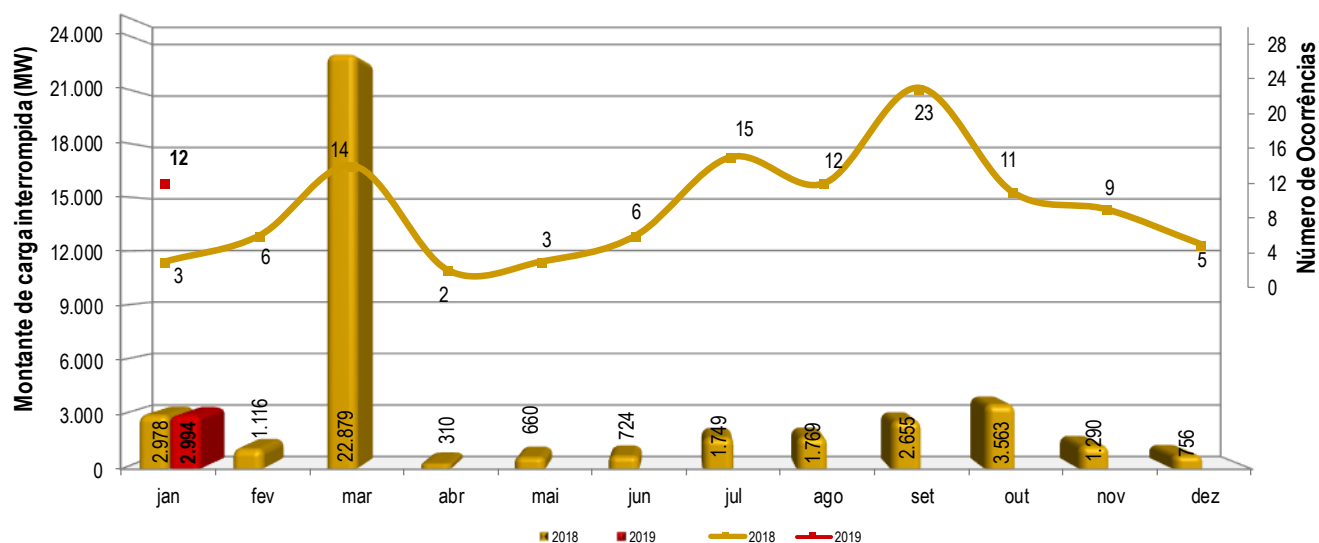


Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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 / EDRR / Eletronote

11.2. Indicadores de Continuidade *

As informações referentes ao mês de dezembro de 2018 não foram disponibilizadas pela ANEEL ao MME até o fechamento deste Boletim Mensal.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,46	1,12	1,49	0,95	0,82	0,74	0,75	0,87	0,93	1,09	1,12		11,33	12,72
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88	0,99	1,08	1,21		10,60	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59	0,61	0,75	0,82		7,47	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18	1,59	2,07	1,83		17,84	14,71
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,84	0,85	0,99	1,00		12,56	14,65
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46	2,40	2,66	2,52		26,76	33,85

Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,80	0,50	0,47	0,45	0,48	0,53	0,54	0,63	0,63		6,40	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52	0,51	0,63	0,70		6,05	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38	0,44	0,44		4,32	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71	0,80	1,04	0,86		9,76	11,84
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,50	0,44	0,56	0,59		6,41	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56	1,72	1,71	1,54		17,57	29,18

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

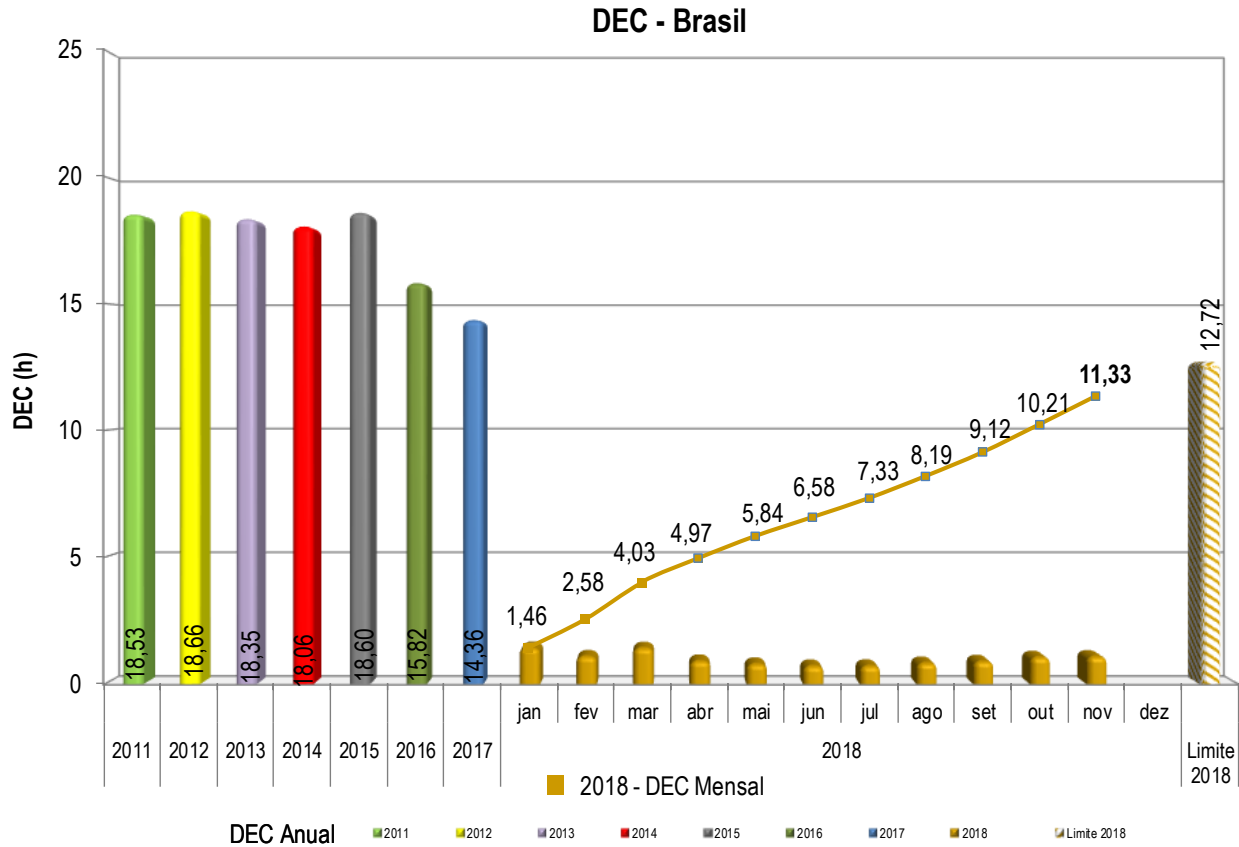


Figura 28. DEC do Brasil.

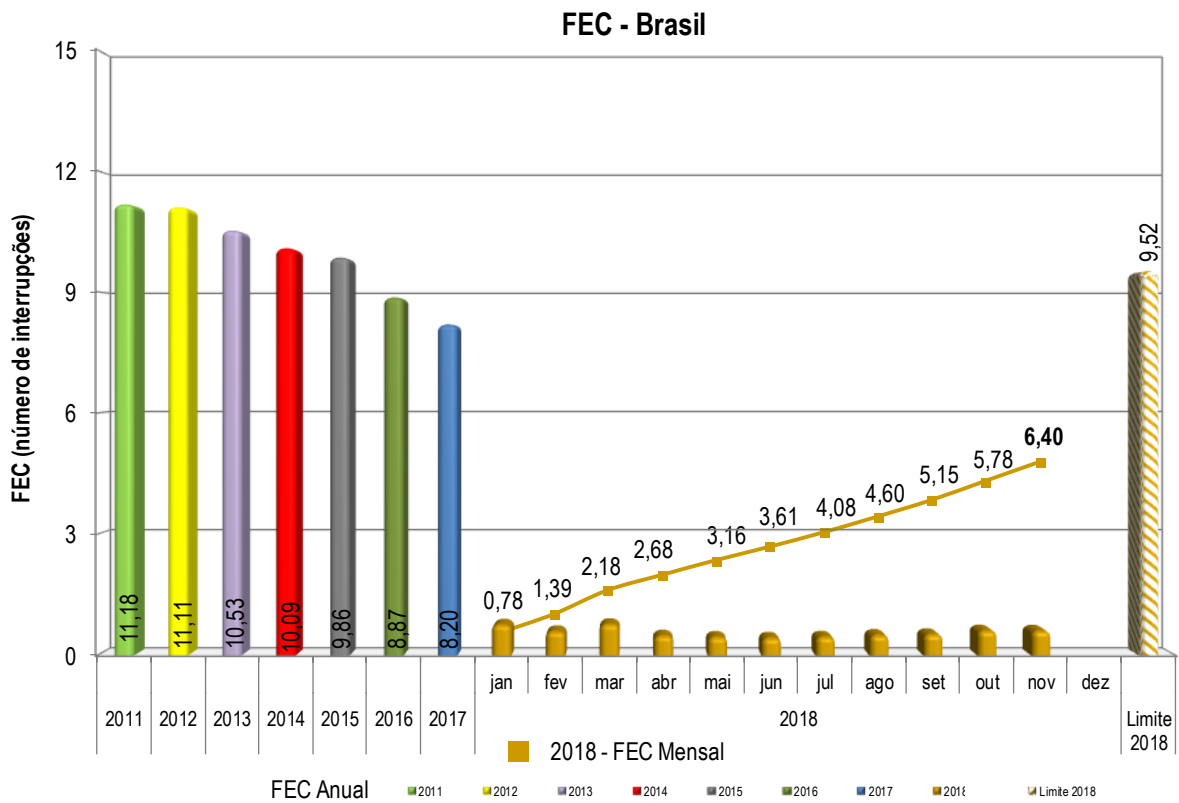


Figura 29. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2018 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
CER - Contrato de Energia de Reserva	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CMO – Custo Marginal de Operação	OC1A – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
CO - Centro-Oeste	OCTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	OPGE – Óleo Combustível para Geração Elétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	PIE - Produtor Independente de Energia
EAR – Energia Armazenada	PMO - Programa Mensal de Operação
ENA - Energia Natural Afluente Energético	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	S - Sul
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SE - Sudeste
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
FC - Fator de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
GD - Geração Distribuída	SI - Sistemas Isolados
GE - Garantia de Suprimento Energético	SIN - Sistema Interligado Nacional
GNL - Gás Natural Liquefeito	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	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