



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2018

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo

Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Victor Protazio da Silva



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 outubro 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. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	25
Figura 27. DEC do Brasil.....	26
Figura 28. 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.	16
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências	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: Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes - ENA Brutas: 108% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 120% MLT no Sul, 40% MLT no Nordeste e 70% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 106% MLT, 109% MLT, 38% MLT e 70% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se deplecionamento de 3,0 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 2,9 p.p. no Nordeste e 13,8 p.p. no Norte, enquanto, no Sul, houve replecionamento de 26,0 p.p.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA Em setembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 47.176 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando decréscimo de 0,1 % em relação ao consumo de setembro de 2017.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de outubro de 2018, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.586 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.717 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de outubro de 2018 entraram em operação comercial 158 km de linhas de transmissão e 350 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 3.409 km de linhas de transmissão e 12.405 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 863,60 MW no mês de outubro, com destaque para a UG10 da UHE Belo Monte, com 611,11 MW. No acumulado do ano, foram acrescentados 4.223,42 MW.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de setembro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 60,7% do total gerado no país e a fonte eólica 12,0%.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2018 foi de R\$ 318,1 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 90,5 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em outubro de 2018, foram verificadas 11 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 3.563 MW de corte de carga. Dessas, 9 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 1.565 MW de cargas interrompidas. No dia 12 de outubro, foi concluída a operacionalização do Esquema Especial de Proteção que tem objetivo de evitar blecautes na operação em paralelo da interligação da Venezuela com o sistema Boa Vista. Como consequência, quatro blecautes foram evitados.

CMSE: No dia 3 de outubro de 2018 foi realizada a 207ª Reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Na ocasião, o Comitê, considerando que as condições hidrometeorológicas da região Sul apresentaram melhoria, passando a contribuir energeticamente com os demais subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN, e as ofertas competitivas de importação de energia a partir do Uruguai e da Argentina, decidiu desligar as usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo, a partir da 0h do dia 6 de outubro, sem que haja comprometimento dos estoques armazenados nas cabeceiras dos rios Grande e Paranaíba. Adicionalmente, foram realizadas reuniões extraordinárias em 10 e 17 de outubro de 2018, quando foram avaliadas, dentre outros assuntos, as condições de atendimento ao SIN e o suprimento a Roraima. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2018>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro de 2018, 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: 108% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 120% MLT no Sul, 40% MLT no Nordeste e 70% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 106% MLT, 109% MLT, 38% MLT e 70% MLT, respectivamente.

As temperaturas máximas e mínimas no mês de outubro de 2018 ficaram em torno ou acima da média do mês em praticamente todo o País. Apenas as temperaturas máximas ficaram abaixo da média nos estados do Paraná e Santa Catarina.

Atualmente, as temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial são compatíveis com um cenário de neutralidade. Contudo, o aquecimento sistemático das águas desde o mês de abril, a presença de águas mais quentes nas profundezas do oceano e a previsão de vários modelos numéricos indicam a provável ocorrência do fenômeno do "El Niño", possivelmente de intensidade fraca a moderada durante a próxima estação chuvosa da região central do Brasil. Esse cenário, em princípio, não implica impacto significativo para as chuvas da Região Sudeste.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

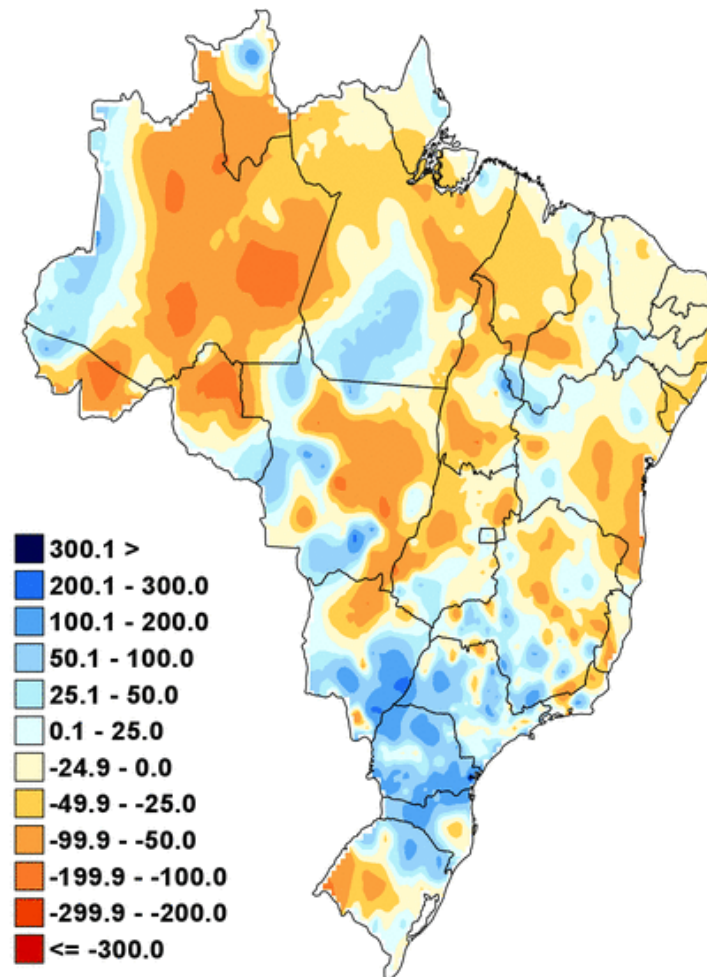


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2018 – Brasil.

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

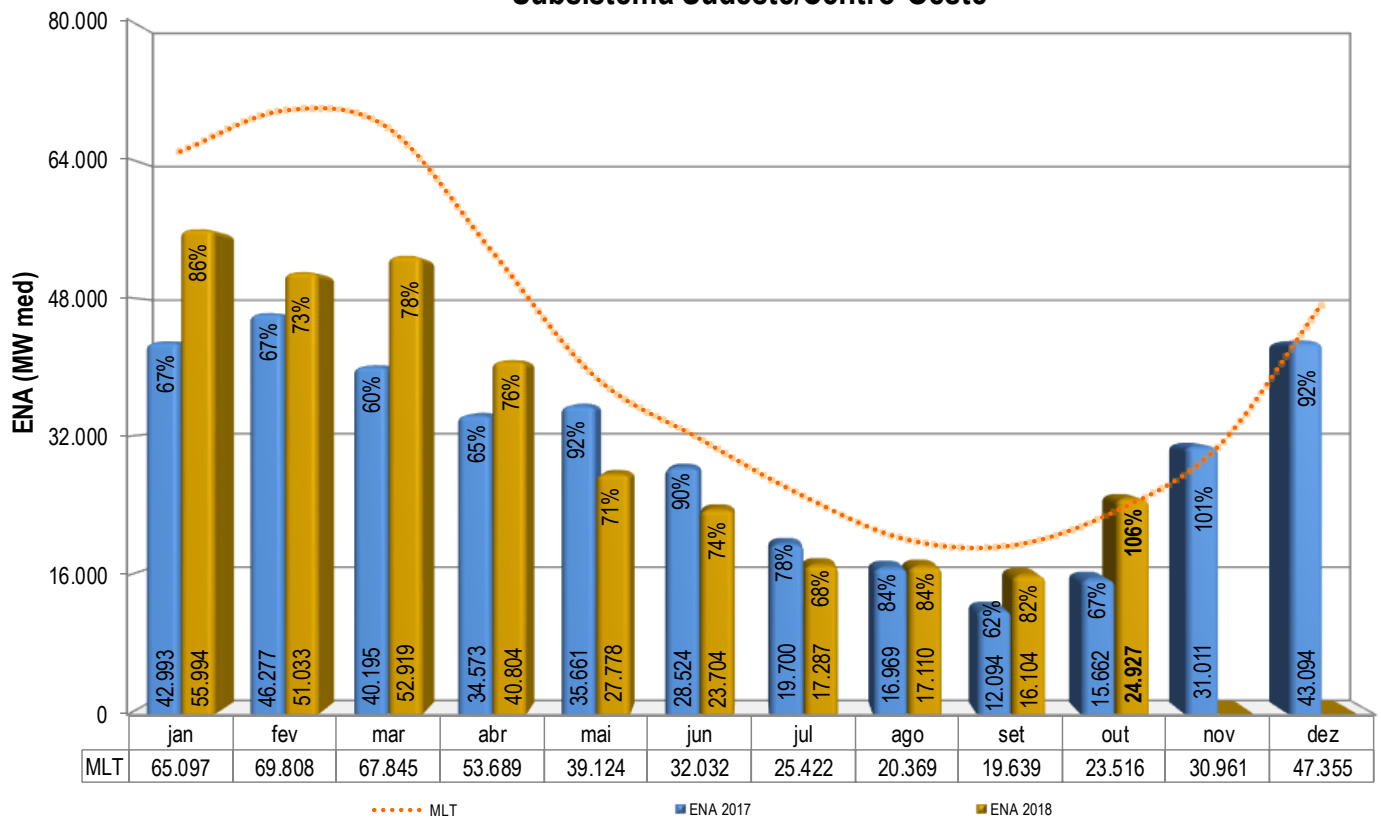


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

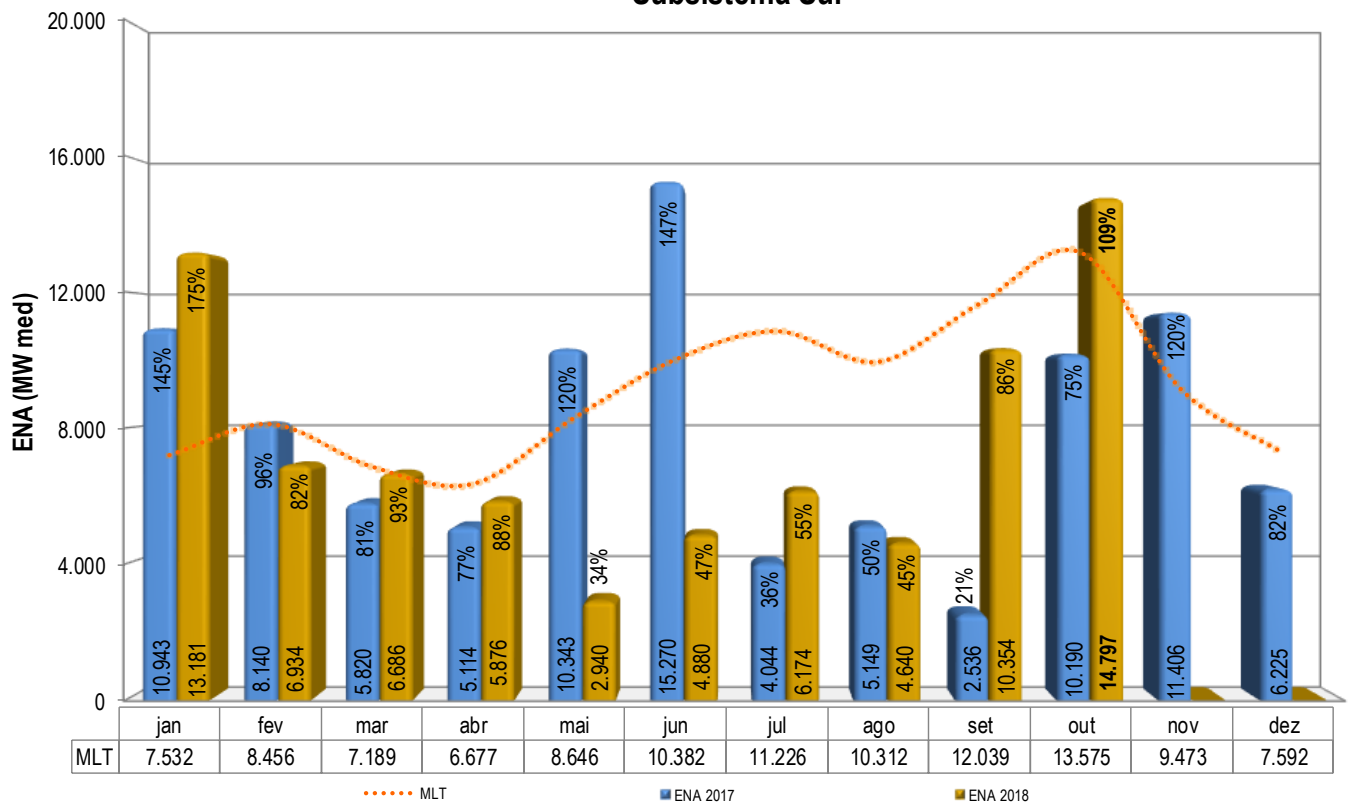


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

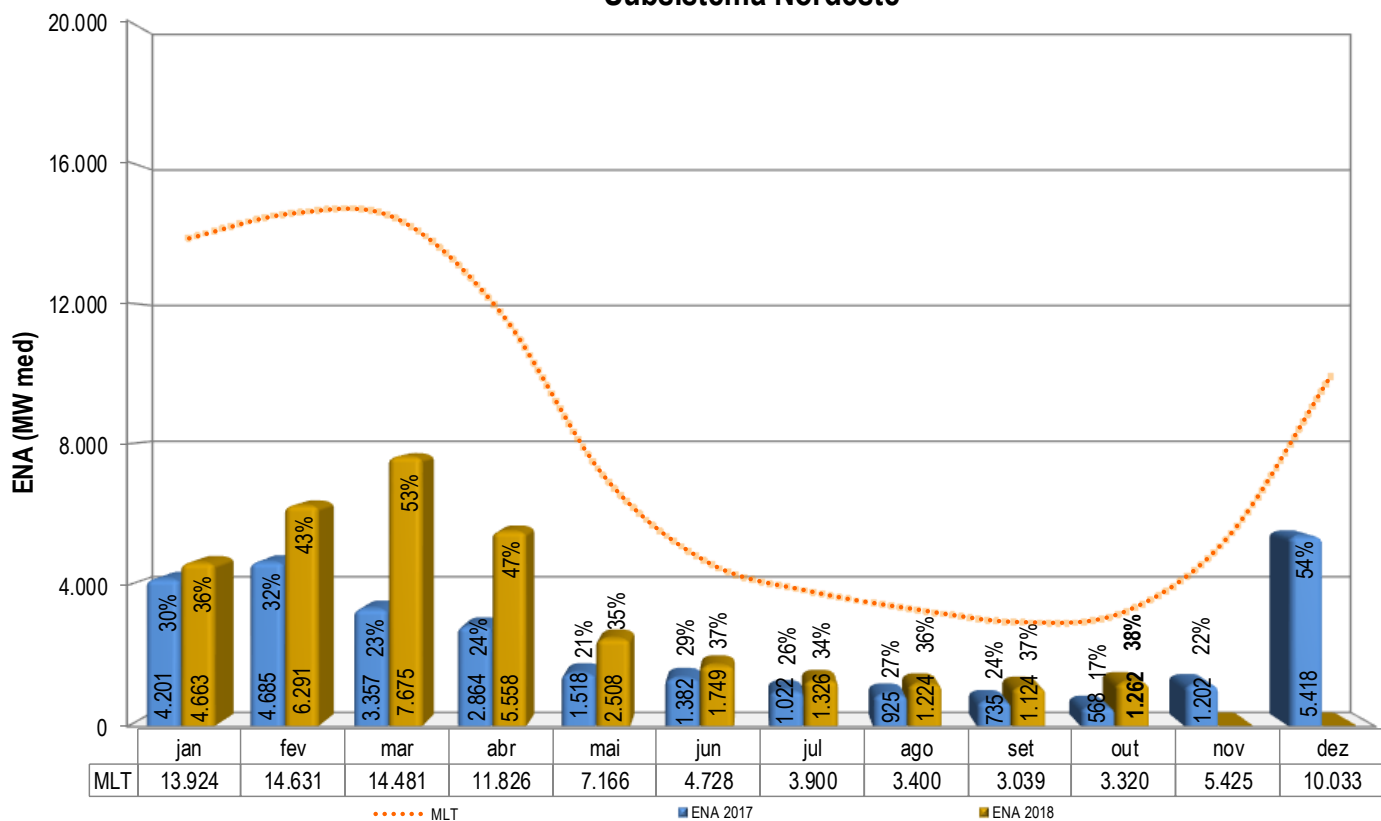


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

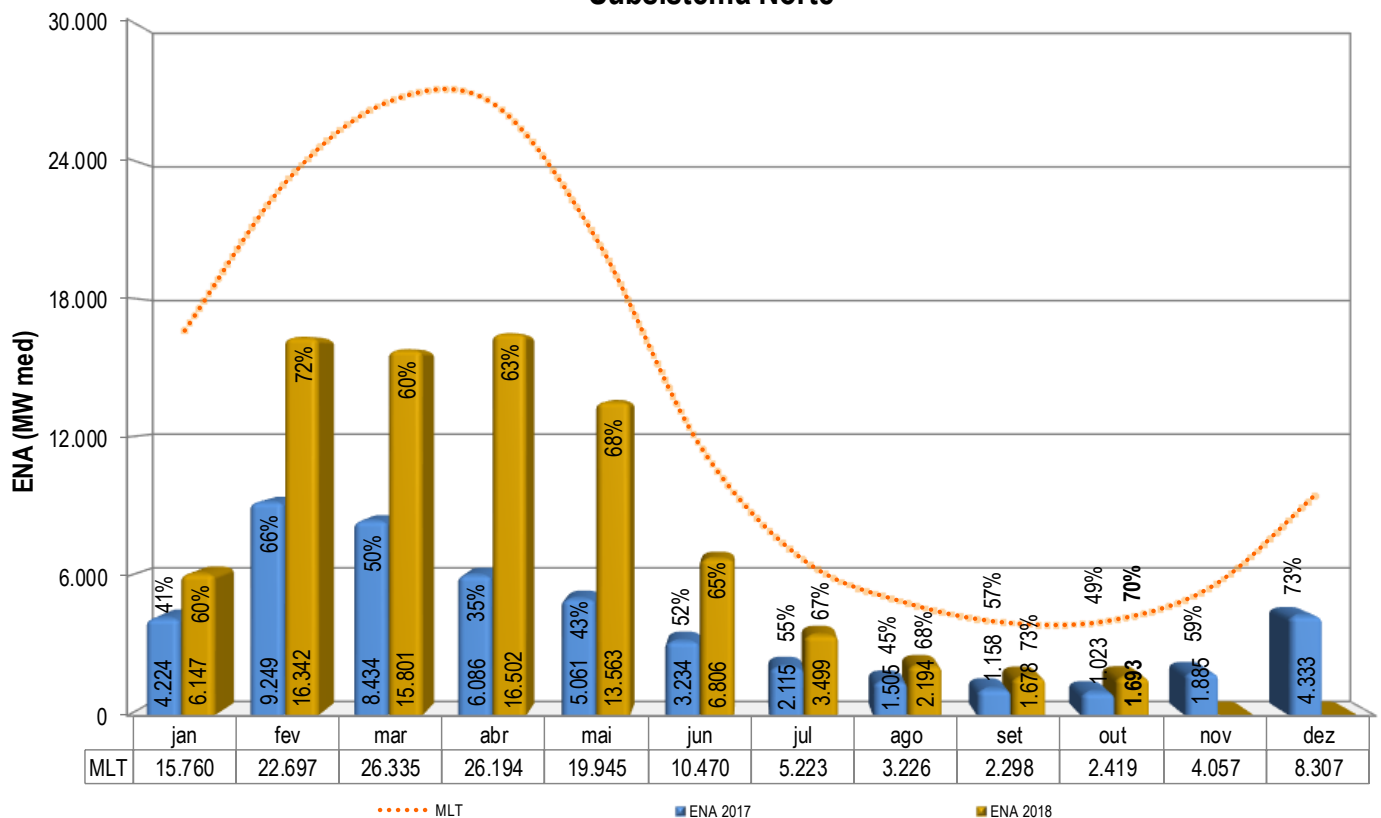


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de outubro de 2018, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento, distribuídos da seguinte forma: -3,0 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, -2,9 p.p. no Nordeste e -13,8 p.p. no Norte. O subsistema Sul apresentou replecionamento de 26,0 p.p. em outubro de 2018.

Apesar do deplecionamento, o armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou melhoria relativamente aos últimos anos do histórico, passando a se situar superior ao verificado nos anos de 2014 e 2017.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Setembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Outubro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	23,0	20,0	203.285	60,3
Sul	48,4	74,4	20.100	12,6
Nordeste	28,7	25,8	51.831	19,3
Norte	40,2	26,4	15.046	7,8
TOTAL			290.262	100,0

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 outubro de 2018 foi de 32,7% na UHE Três Marias e de 22,2% na UHE Sobradinho, o que indica o melhor nível de armazenamento melhor desde 2013.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em relação ao mês anterior, houve deplecionamento em quase todos os reservatórios, com destaque para os reservatórios da UHE Tucuruí (-20,05 p.p.) e da UHE Itumbiara (-12,25 p.p.). Houve replecionamento apenas no reservatório da UHE Ilha Capivara (10,54 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento no final de Setembro(%)	Armazenamento no final de Outubro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	15,48	11,70	-3,78
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	54,83	34,78	-20,05
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	25,43	22,17	-3,26
FURNAS	GRANDE	17.217	17,22	14,52	-2,70
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	35,16	32,65	-2,51
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	17,28	13,59	-3,69
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	76,76	71,54	-5,22
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	23,25	11,00	-12,25
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	16,31	15,02	-1,29
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	43,38	53,92	10,54

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

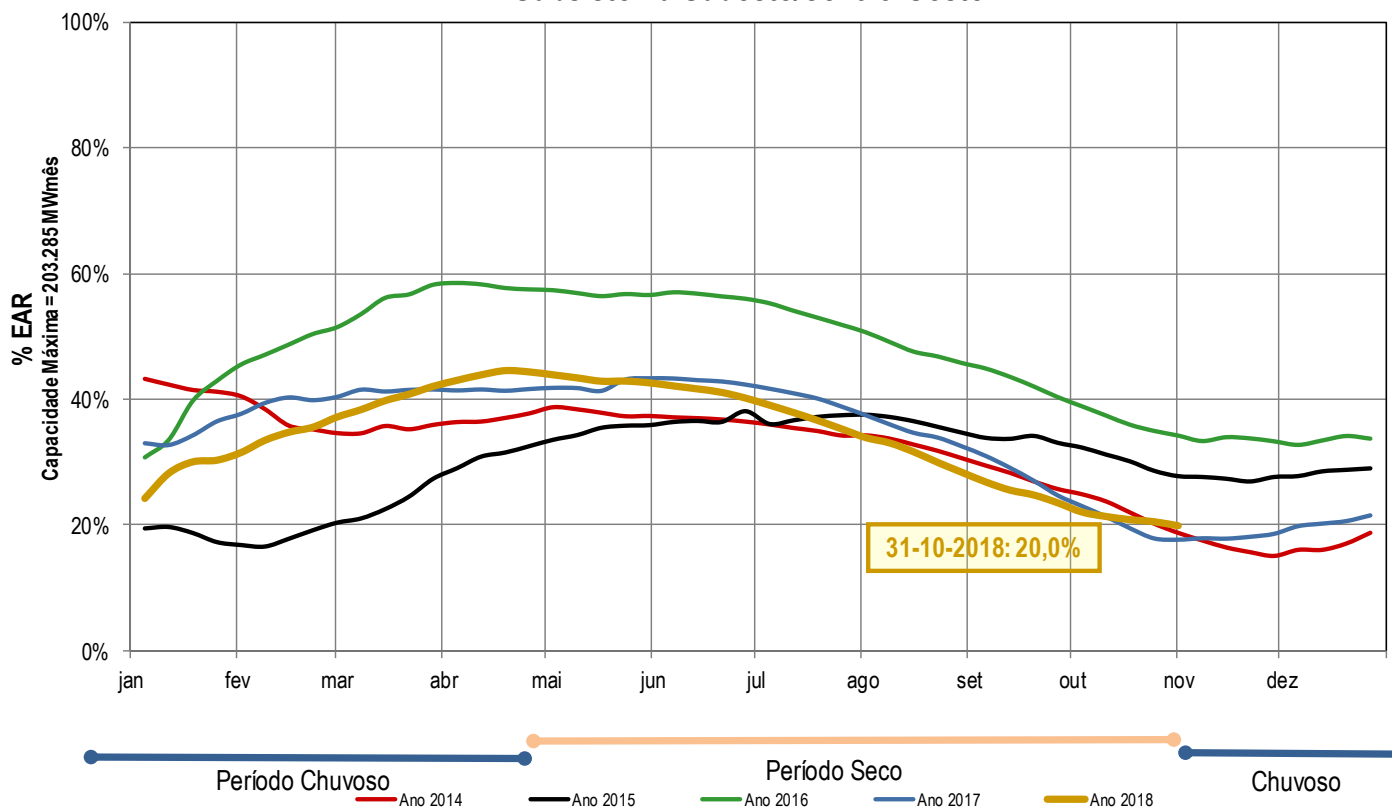


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

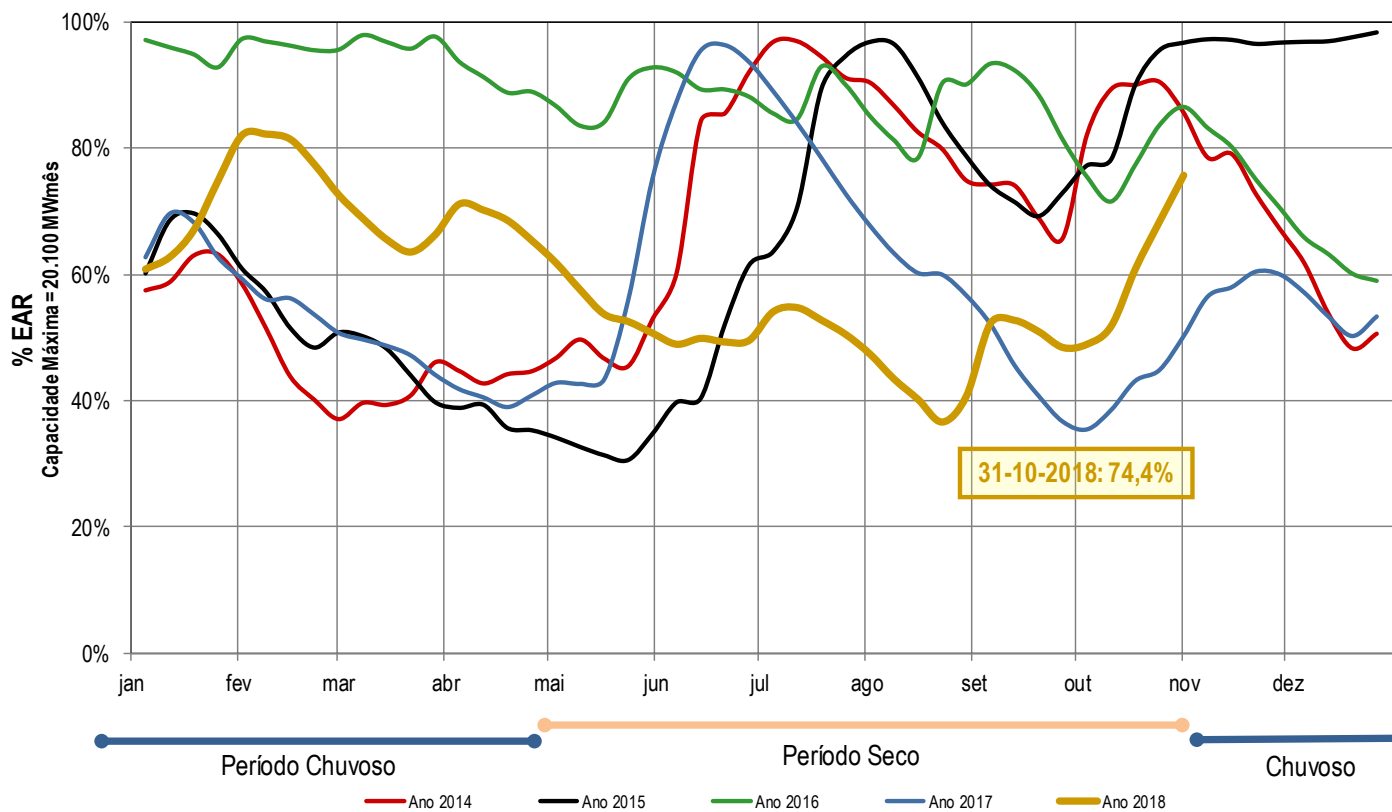


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

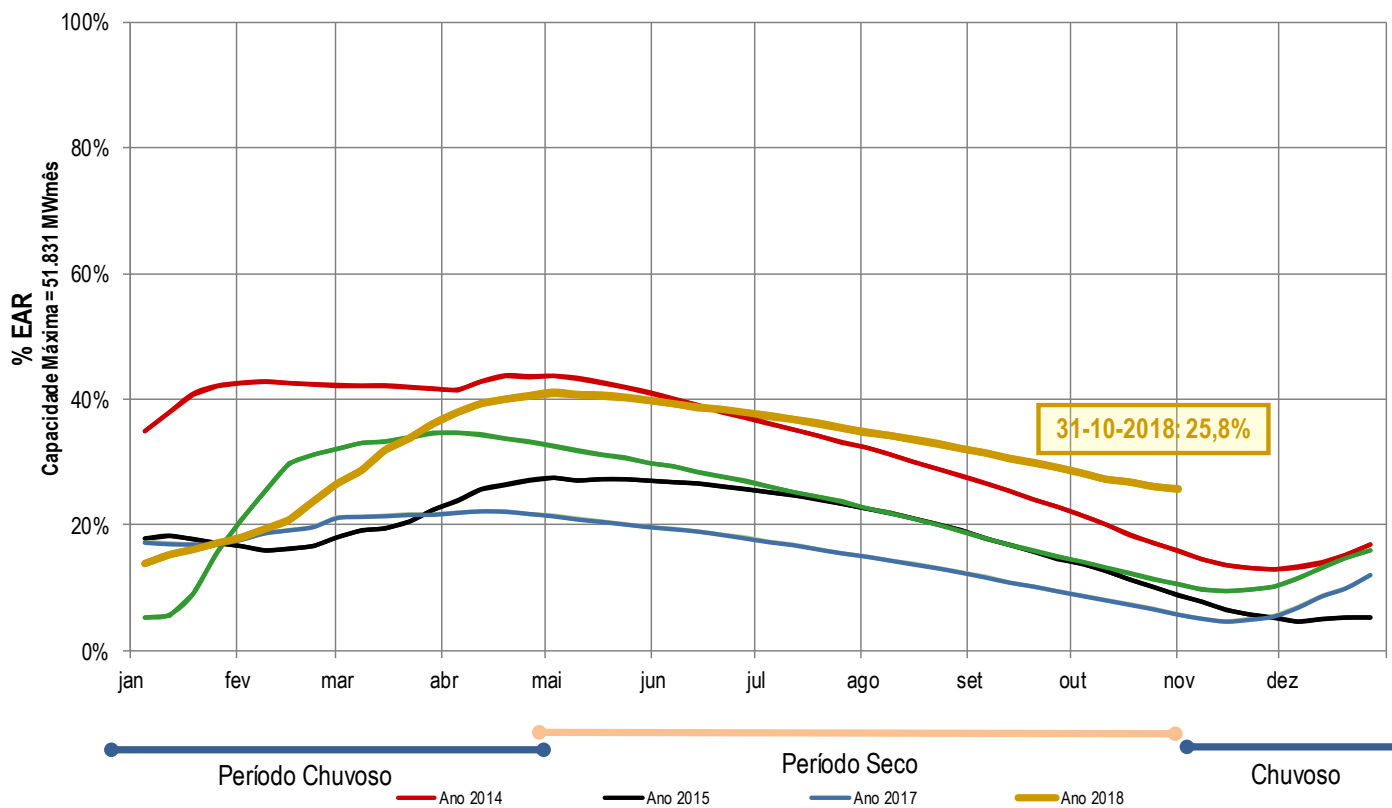


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

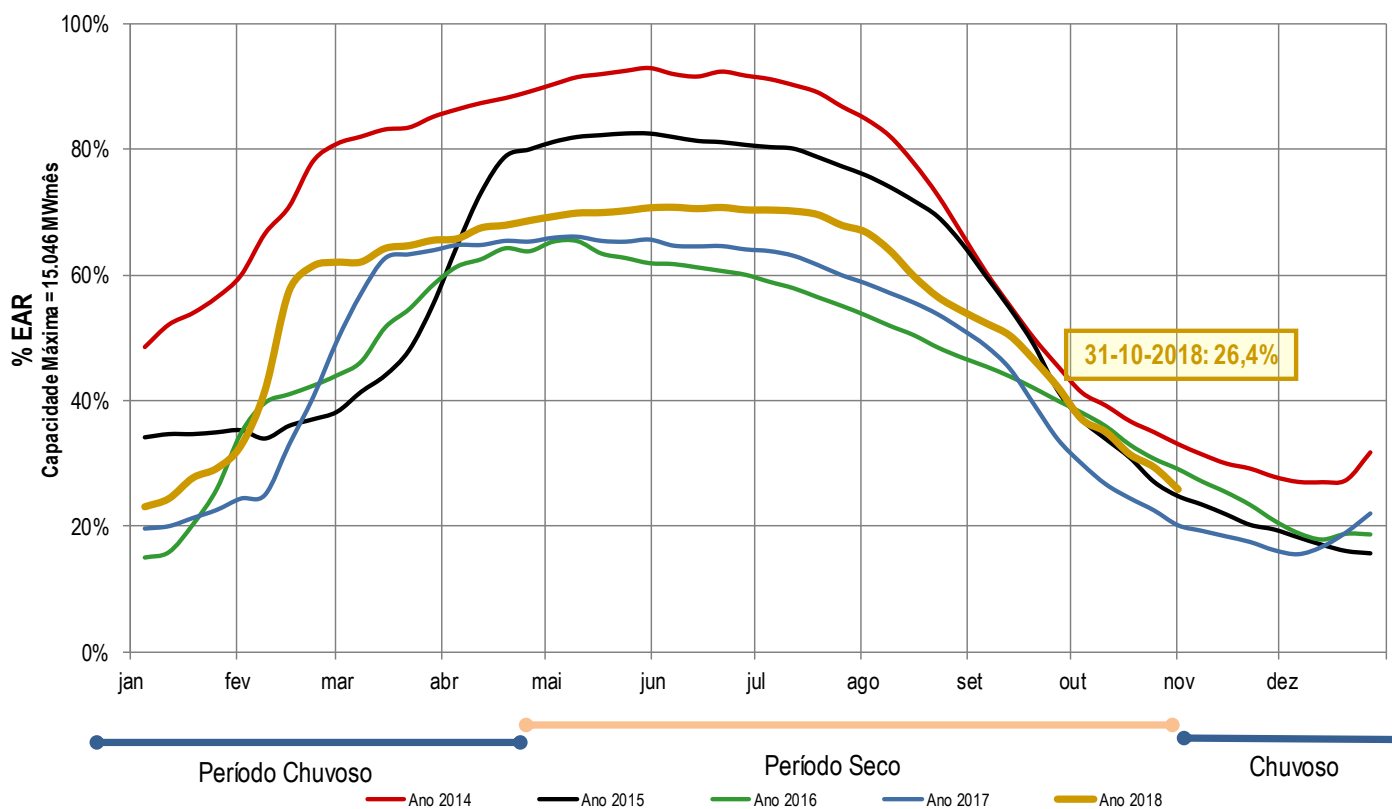


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em outubro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, reduzindo o montante para 1.056 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (1.609 MWmédios).

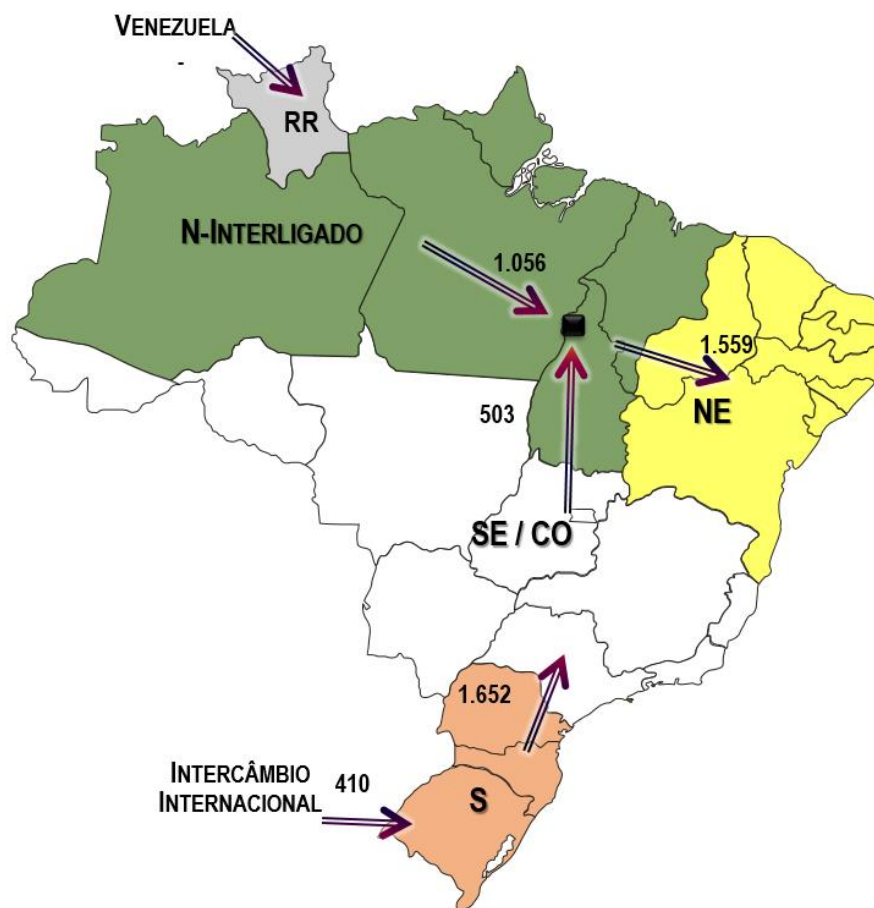
O subsistema Nordeste, diferentemente do mês anterior, apresentou perfil importador, atingindo 1.559 MWmédios ante exportação de 637 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul, manteve perfil exportador de energia no mês de outubro de 2018, ampliando o montante para 1.652 MWmédios, ante 1.092 MWmédios em setembro de 2018, devido à ocorrência de chuvas na região.

Diferentemente do mês anterior, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou perfil exportador, atingindo 503 MWmédios, ante importação de 2.246 MWmédios no mês anterior, isso se deve à ocorrência de chuvas na região e recuperação do nível de armazenamento dos reservatórios.

Em atendimento à deliberação da 207ª reunião do CMSE, realizada em 3 de outubro de 2018, o sistema elétrico de Boa Vista/RR foi operado, ao longo do mês de outubro, durante o dia com um fluxo máximo na interligação de 30 MW, valor que evita o blecaute em caso de desligamento da linha, e durante a noite com um fluxo maximizado na interligação, cerca de 130 MW. O montante de energia importada da Venezuela no mês de outubro de 2018 não foi disponibilizado ao MME até a data de fechamento deste boletim.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de outubro de 2018 houve importação de cerca de 410 MWmédios. Desse montante, 164 MWmédios foram importados da Argentina, através das conversoras Garabi I e II, e 246 MW médios foram importados do Uruguai, sendo 32 MWmédios através da conversora Rivera e 214 MWmédios através da conversora Melo.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em setembro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 47.176 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando decréscimo de 0,1 % em relação ao consumo de setembro de 2017. As classes residencial e comercial apresentaram um decréscimo de 0,5% e 1,2%, respectivamente, em relação ao mês de agosto de 2017. As classes industrial e rural apresentaram um acréscimo de 2,0% e 1,0%, respectivamente, em relação ao mesmo período.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/18 GWh	Evolução mensal (Set/18/Ago/18)	Evolução anual (Set/18/Set/17)	Out/16-Set/17 (GWh)	Out/17-Set/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.007	3,0%	-0,5%	133.329	135.530	1,7%
Industrial	14.419	-0,5%	2,0%	164.486	169.405	3,0%
Comercial	7.030	1,8%	-1,2%	87.591	88.544	1,1%
Rural	2.451	-1,8%	1,0%	27.675	28.641	3,5%
Demais classes *	4.174	3,3%	4,5%	48.197	48.980	1,6%
Perdas e Diferenças **	8.096	-15,5%	-4,5%	113.724	112.861	-0,8%
Total	47.176	-2,1%	-0,1%	575.003	583.960	1,6%

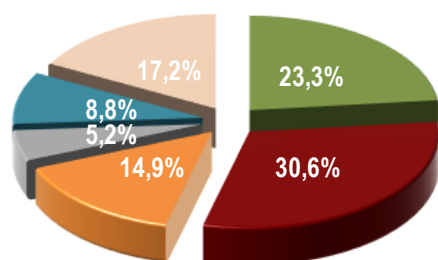
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

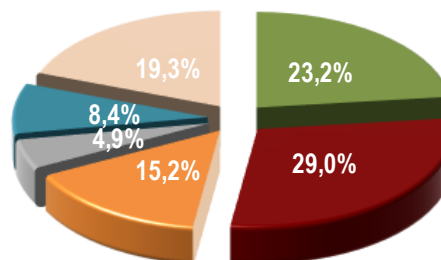
Dados contabilizados até setembro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Setembro/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 setembro de 2018.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a setembro de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/18 kWh/NU	Evolução mensal (Set/18/Ago/18)	Evolução anual (Set/18/Set/17)	Out/16-Set/17 (kWh/NU)	Out/17-Set/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	154	2,9%	-2,2%	157,8	157,7	0,0%
Consumo médio industrial	27.674	-0,2%	3,3%	25.985	27.095	4,3%
Consumo médio comercial	1.218	2,0%	-1,4%	1.266	1.278	1,0%
Consumo médio rural	547	-1,4%	0,9%	515	533	3,4%
Consumo médio demais classes*	5.337	3,2%	3,3%	5.193	5.219	0,5%
Consumo médio total	470	1,2%	-0,6%	469	472	0,6%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/17	Set/18	
Residencial (NUCR)	70.418.729	71.616.209	1,7%
Industrial (NUCI)	527.507	521.024	-1,2%
Comercial (NUCC)	5.764.601	5.772.429	0,1%
Rural (NUCR)	4.474.688	4.478.421	0,1%
Demais classes *	773.411	782.113	1,1%
Total (NUCT)	81.958.936	83.170.196	1,5%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de outubro de 2018, houve recorde de demanda no subsistema Nordeste, atingindo 12.941 MW às 14h29 do dia 26 de outubro. O recorde anterior neste subsistema tinha sido no dia 5 de dezembro de 2017, com 12.905 MW.

A demanda máxima verificada em outubro de 2018 no SIN foi de 78.469 MW, valor 1.306 MW abaixo do verificado no mesmo mês do ano anterior.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	47.136	14.314	12.941	6.443	78.469
(dia - hora)	03/10/2018 - 14h50	30/10/2018 - 15h28	26/10/2018 - 14h29	29/10/2018 - 14h52	03/10/2018 - 14h50
Recorde (MW)	51.894	17.971	12.941	6.748	85.708
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	26/10/2018 - 14h29	16/05/2017 - 14h41	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

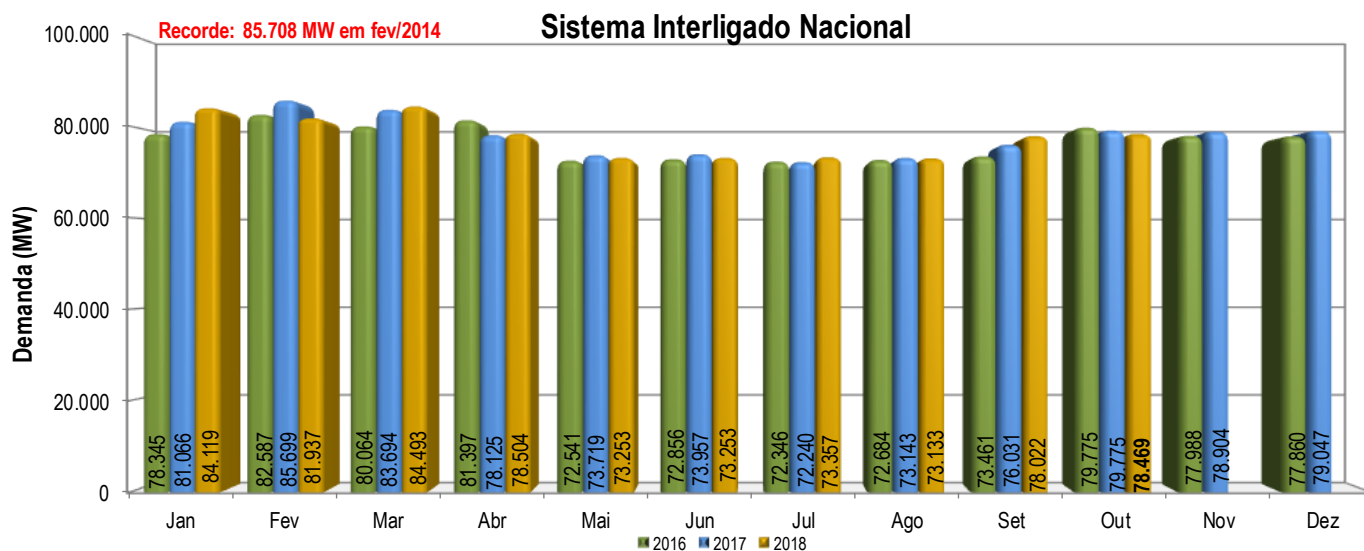


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

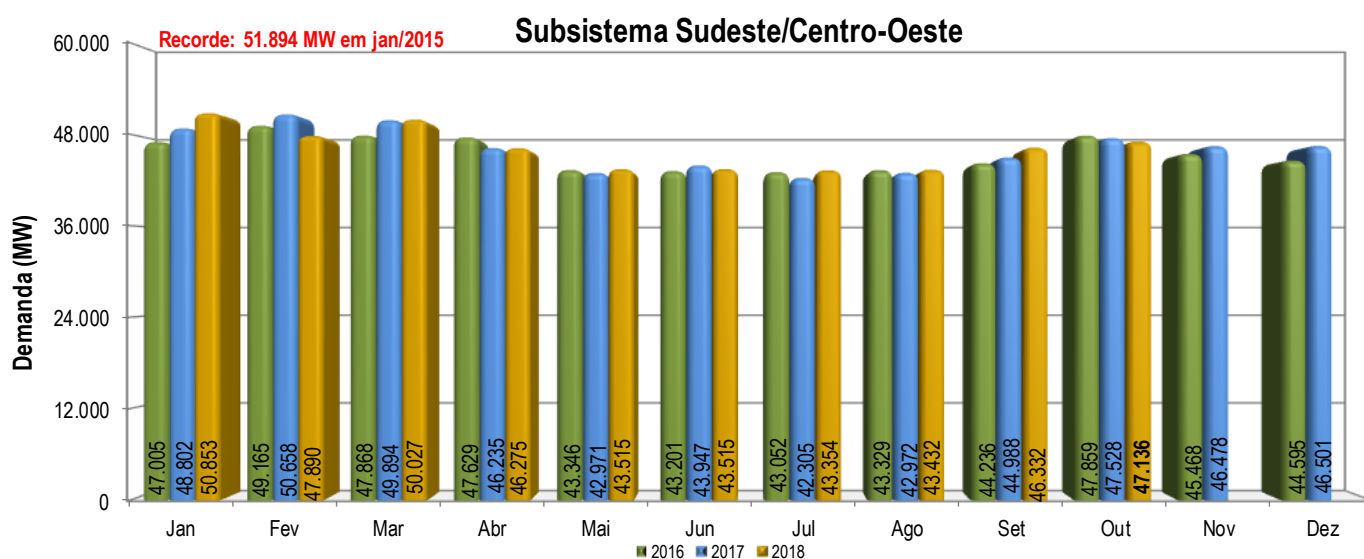


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

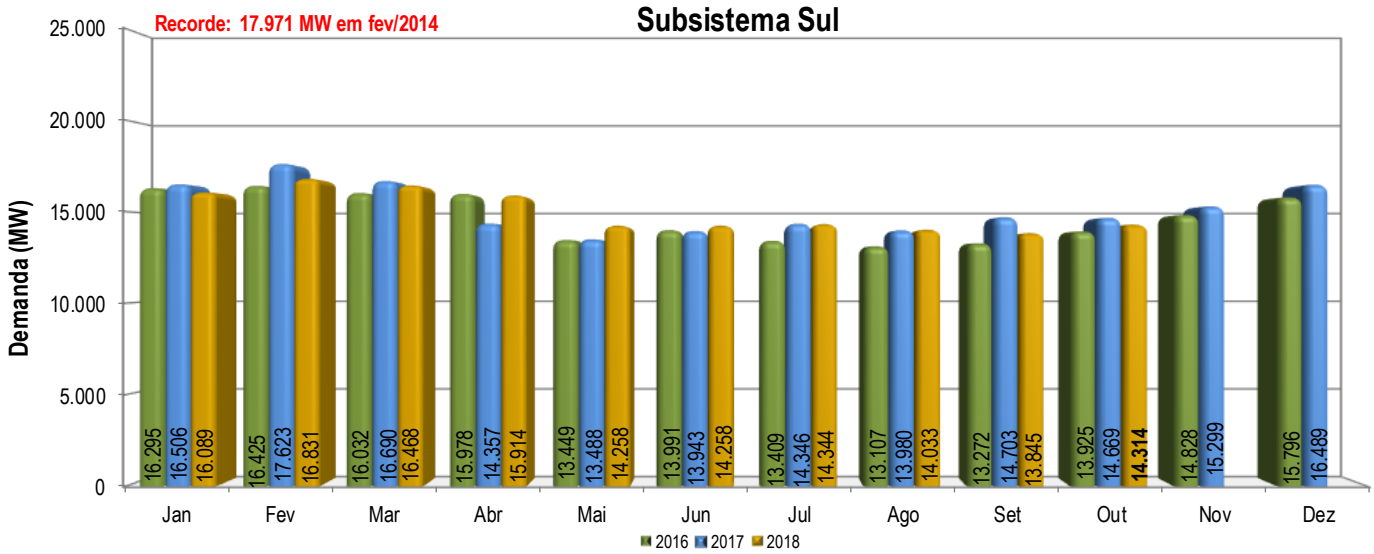


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

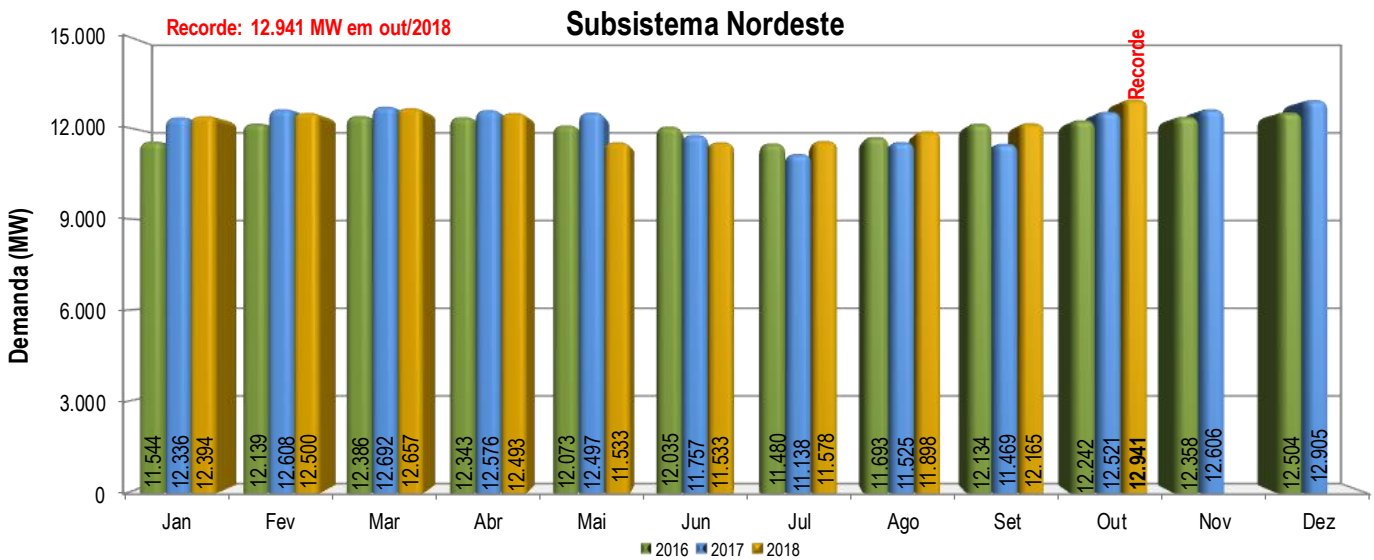


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

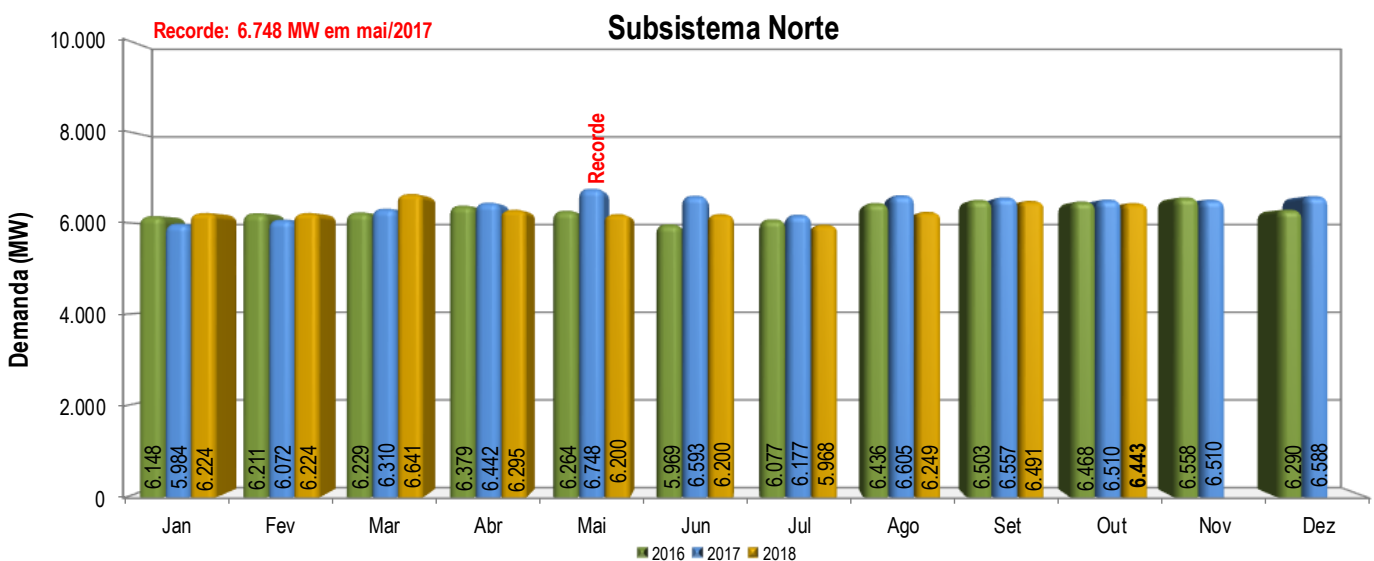


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2018, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.586 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.717 MW, sendo 2.920 MW de geração de fonte hidráulica, 1.759 MW de fonte eólica e 1.339 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 300 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de outubro de 2018 com 529 MW instalados em 43.026 unidades, representando 0,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 82,2% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em outubro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Out/2017	Out/2018			Evolução da Capacidade Instalada Out/2018 / Out/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	100.057	1.423	102.977	63,7%	2,9%
UHE	94.489	219	97.075	60,1%	2,7%
PCH + CGH **	5.553	1.145	5.849	3,6%	5,3%
CGH GD	15	59	53	0,0%	249,3%
Térmica	43.614	3.171	43.313	26,8%	-0,7%
Gás Natural	13.004	168	12.700	7,9%	-2,3%
Biomassa	14.531	563	14.774	9,1%	1,7%
Petróleo	10.203	2.263	9.946	6,2%	-2,5%
Carvão	3.713	24	3.718	2,3%	0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	23	121	35	0,0%	53,5%
Eólica	11.679	603	13.438	8,3%	15,1%
Eólica (não GD)	11.668	546	13.427	8,3%	15,1%
Eólica GD	10	57	10	0,0%	0,3%
Solar	519	45.049	1.858	1,1%	257,7%
Solar (não GD)	386	2.260	1.428	0,9%	270,0%
Solar GD	134	42.789	431	0,3%	222,3%
Capacidade Total sem GD	155.687	7.220	161.057	99,7%	3,4%
Geração Distribuída - GD	182	43.026	529	0,3%	190,8%
Capacidade Total - Brasil	155.869	50.246	161.586	100,0%	3,7%

* 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 (147 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/11/2018)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Out/2018

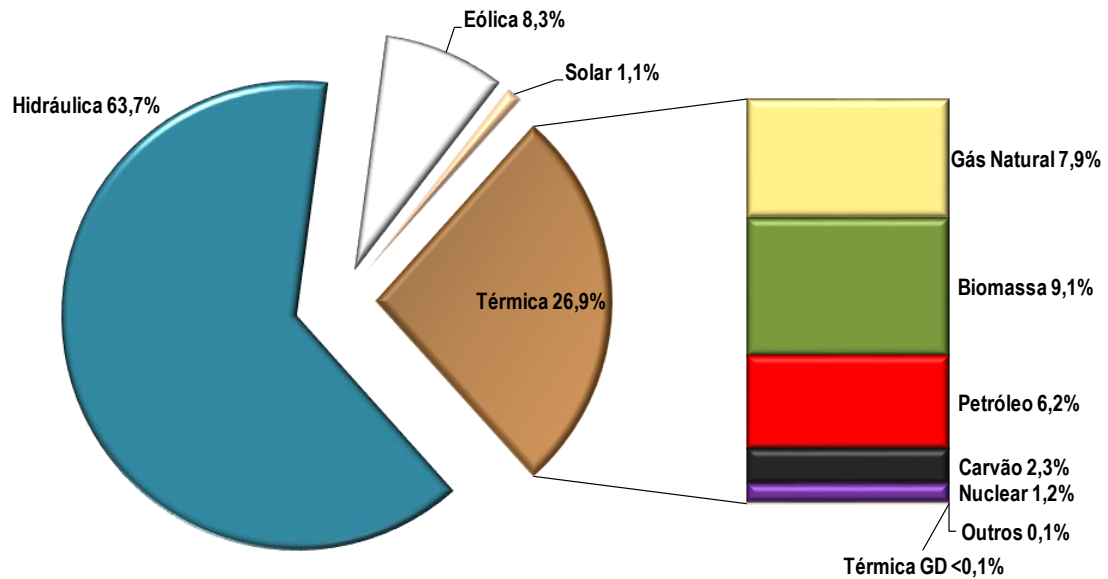


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em outubro de 2018, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 144.986 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 40% 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.

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

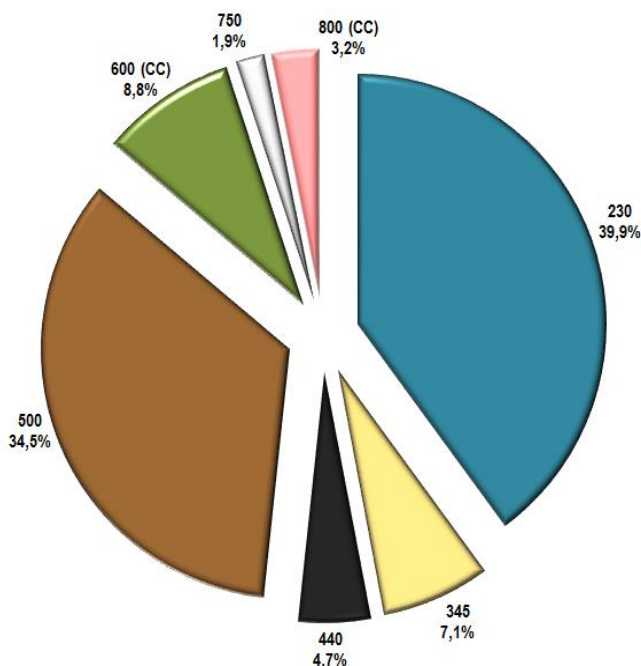


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.854	39,9%
345	10.319	7,1%
440	6.748	4,7%
500	49.966	34,5%
600 (CC)	12.816	8,8%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
Total SEB	144.986	100,0%

* 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 Roraima.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em outubro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 863,6 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UGs: Belo Monte 10, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Simplício - PCH Anta - UG: 2, de 14 MW, em Minas Gerais. CEG: UHE.PH.MG.029458-6.01;
- PCH Boa Vista II - UG: 1, de 9,967 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.033465-0.01;
- PCH Dores de Guanhães - UG: 1, de 7 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028781-4.01
- UEE Campo Largo V - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033630-0.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 01 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033621-1.01;
- UEE Campo Largo XXI - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033633-5.01;
- UEE Campo Largo XVIII - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034643-8.01;
- UTE Prosperidade I - UGs: 1 a 3, total de 28,023 MW, na Bahia. CEG: UTE.GN.BA.032545-7.01;
- UFV Coremas II - UGs: 1 a 16, total de 27 MW, na Paraíba. CEG: UFV.RS.PB.032926-6.01;
- UFV Guaimbe 3 - UGs: 1 a 22, total de 30 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032328-4.01;
- UFV Malta - UGs: 1 a 3 e 5 a 7, total de 20,4 MW, na Paraíba. CEG: UFV.RS.PB.034086-3.01.

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

Fonte	Realizado em Out/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	116,10	1101,90
Eólica (não GD)	116,10	1101,90
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	642,08	2525,49
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	16,97	139,16
UHE	625,11	2386,33
Solar	77,40	456,82
Solar (não GD)	77,40	456,82
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	28,02	139,22
Biomassa	0,00	84,77
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	28,02	42,02
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	6,50
Petróleo	0,00	5,92
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	863,60	4223,42

* 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 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	804,15	942,70	211,20
Eólica (não GD)	804,15	942,70	211,20
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	752,54	4090,34	1399,53
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	41,43	82,72	177,31
UHE	711,11	4007,62	1222,22
Solar	347,80	497,91	0,00
Solar (não GD)	347,80	497,91	0,00
Solar GD	0,00	0,00	0,000
Térmica	264,65	378,00	1971,80
Biomassa	53,00	33,00	170,00
Carvão	0,00	345,00	0,00
Gás Natural	211,65	0,00	1515,64
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00	286,16
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2169,14	5908,95	3582,53

* 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 outubro houve expansão de 158 km de linhas de transmissão no SIN, na seguinte instalação:

- LT 230 kV Santa Maria 3 – Santo Angelo 2 C1, com 158,0 km de extensão, da SANTA MARIA no Rio Grande do Sul.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	158,0	1.132,5
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	2.277,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	158,0	3.409,7

* 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 outubro de 2018, foram adicionados 350 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR3 230/69 kV – 200 MVA, na SE Teresina III (CHESF), no Piauí.
- TR3 230/138 kV – 50 MVA, na SE Coxipó (ELETRONORTE), no Mato Grosso.
- TR4 230/69 kV – 100 MVA, na SE Tacaimbó (CHESF), em Pernambuco.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	350	3.851
345	0	400
440	0	450
500	0	7.704
750	0	0
TOTAL	350	12.405

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de outubro de 2018, foram incorporados ao SIN quatro equipamentos de compensação de potência reativa:

- BC 01 230 kV 30 Mvar, na SE Rio Branco I (ELETRONORTE), no Acre.
- BC 02 230 kV 30 Mvar, na SE Rio Branco I (ELETRONORTE), no Acre.
- BC 03 230 kV 30 Mvar, na SE Rio Branco I (ELETRONORTE), no Acre.
- BC 04 230 kV 30 Mvar, na SE Rio Branco I (ELETRONORTE), no Acre.

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, o 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada na região Norte e pela UHE Belo Monte, podendo escoar 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 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	261,0	1.399,5	1.379,0
345	0,0	79,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	355,0	3.278,0	561,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.036,0	0,0
TOTAL	616,0	9.792,5	1.992,0

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 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	507,0	5.933,0	4.636,0
345	0,0	2.947,0	1.200,0
440	0,0	1.050,0	0,0
500	750,0	11.070,0	2.250,0
750	0,0	1.650,0	0,0
TOTAL	1.257,0	22.650,0	8.086,0

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 setembro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 60,7% do total gerado no país, valor 1,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em setembro representou 12,0%, valor 0,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 26,5%.

As fontes renováveis representaram 80,3% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em setembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Setembro/2018

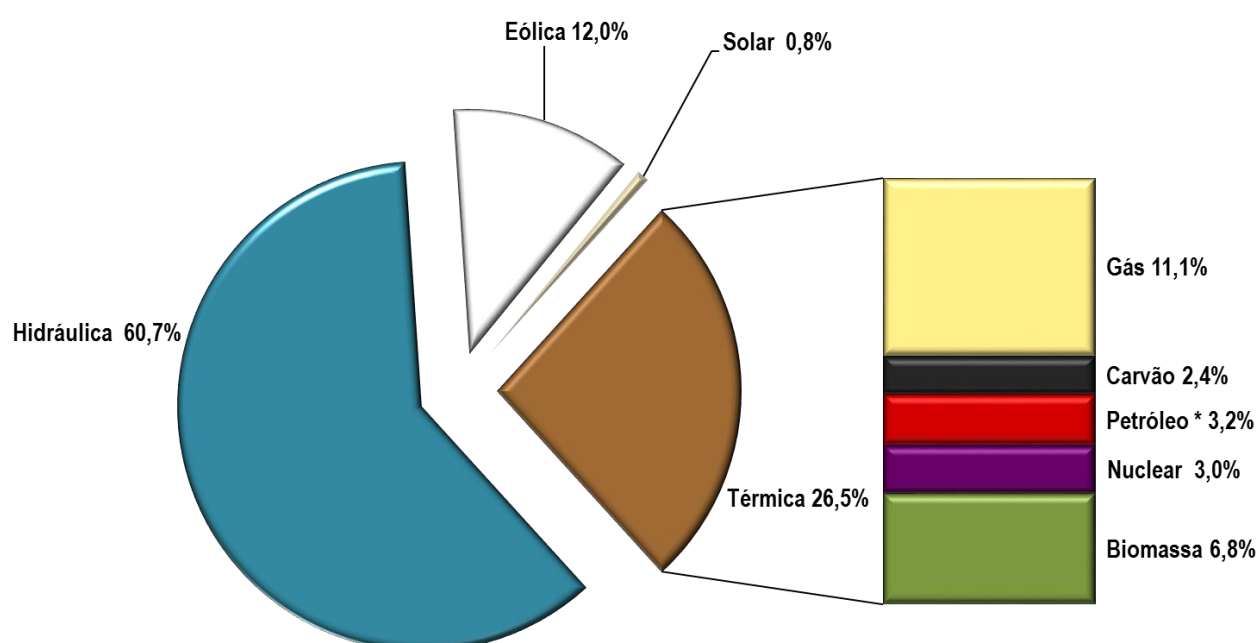


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

** 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 setembro 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		
	Set/17 (GWh)	Ago/18 (GWh)	Set/18 (GWh)	Evolução mensal (Set/18 / Ago/18)	Evolução anual (Set/18 / Set/17)	Out/16-Set/17 (GWh)	Out/17-Set/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	27.153	28.309	26.986	-4,7%	-0,6%	392.818	386.874	-1,5%
Térmica	12.472	11.772	11.770	0,0%	-5,6%	110.642	115.266	4,2%
Gás	5.418	3.987	4.911	23,2%	-9,4%	47.124	47.117	0,0%
Carvão	1.140	1.358	1.067	-21,4%	-6,4%	12.141	13.501	11,2%
Petróleo *	1.512	1.442	1.114	-22,7%	-26,3%	9.436	9.788	3,7%
Nuclear	905	1.389	1.337	-3,7%	47,7%	13.797	14.595	5,8%
Outros	272	301	297	-1,4%	9,0%	3.199	3.165	-1,1%
Biomassa	3.225	3.296	3.044	-7,6%	-5,6%	24.944	27.100	8,6%
Eólica	4.973	5.174	5.328	3,0%	7,1%	38.535	45.636	18,4%
Solar	73	368	382	3,9%	421,9%	409	2.923	614,6%
TOTAL	44.671	45.622	44.465	-2,5%	-0,5%	542.403	550.699	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 setembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

Quanto à produção de energia elétrica nos sistemas isolados, destaca-se o aumento expressivo da participação da Biomassa no período acumulado entre outubro de 2017 e setembro de 2018 frente ao período entre outubro de 2016 e setembro de 2017, devido à entrada em operação da UTE BK Energia LTDA no estado de Amazonas.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/17 (GWh)	Ago/18 (GWh)	Set/18 (GWh)	Evolução mensal (Set/18 / Ago/18)	Evolução anual (Set/18 / Set/17)	Out/16-Set/17 (GWh)	Out/17-Set/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	5	5	2,4%	7,2%	50	54	9,7%
Petróleo *	243	246	292	18,7%	20,4%	2.584	2.886	11,7%
Biomassa	4	4	5	7,6%	8,5%	18	47	157,4%
TOTAL	251	255	302	18,20%	20,0%	2.651	2.987	12,7%

Para os meses de outubro/2017 a setembro/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 setembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de setembro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 2,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 59,3%, com total de 6.487 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,9%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em setembro de 2018 aumentou 2,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 39,4%, com total de geração verificada no mês de 809 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve acréscimo de 0,5 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,4%.

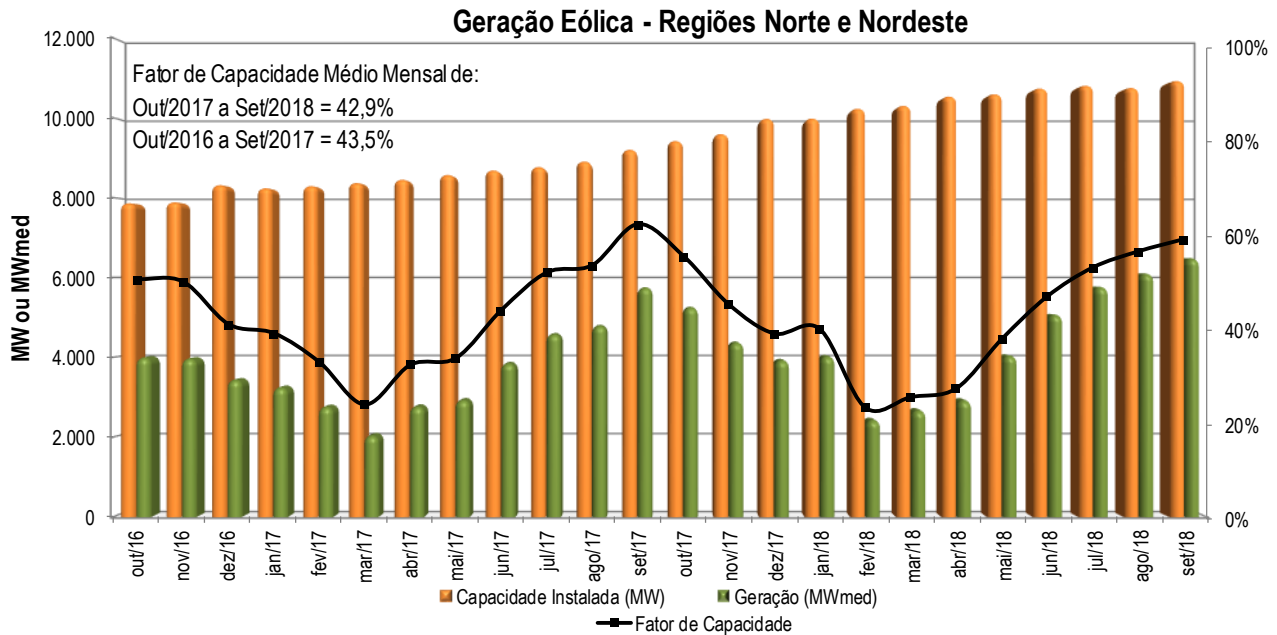


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

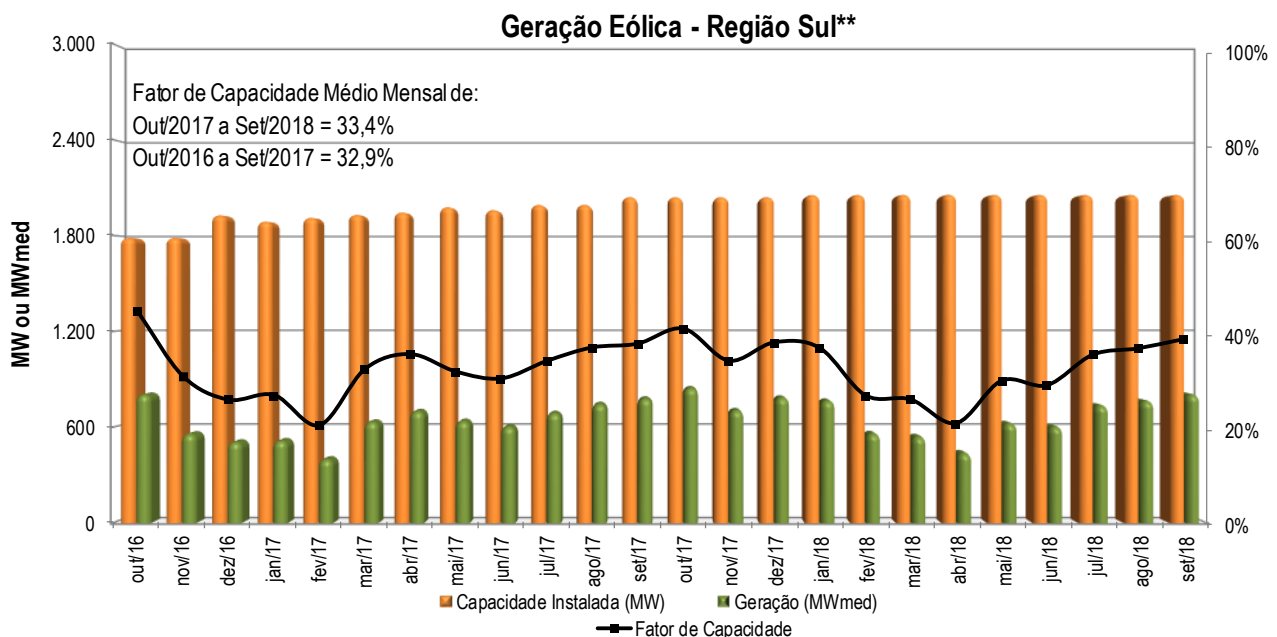


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 setembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 136,80 / MWh e R\$ 387,00 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de outubro, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

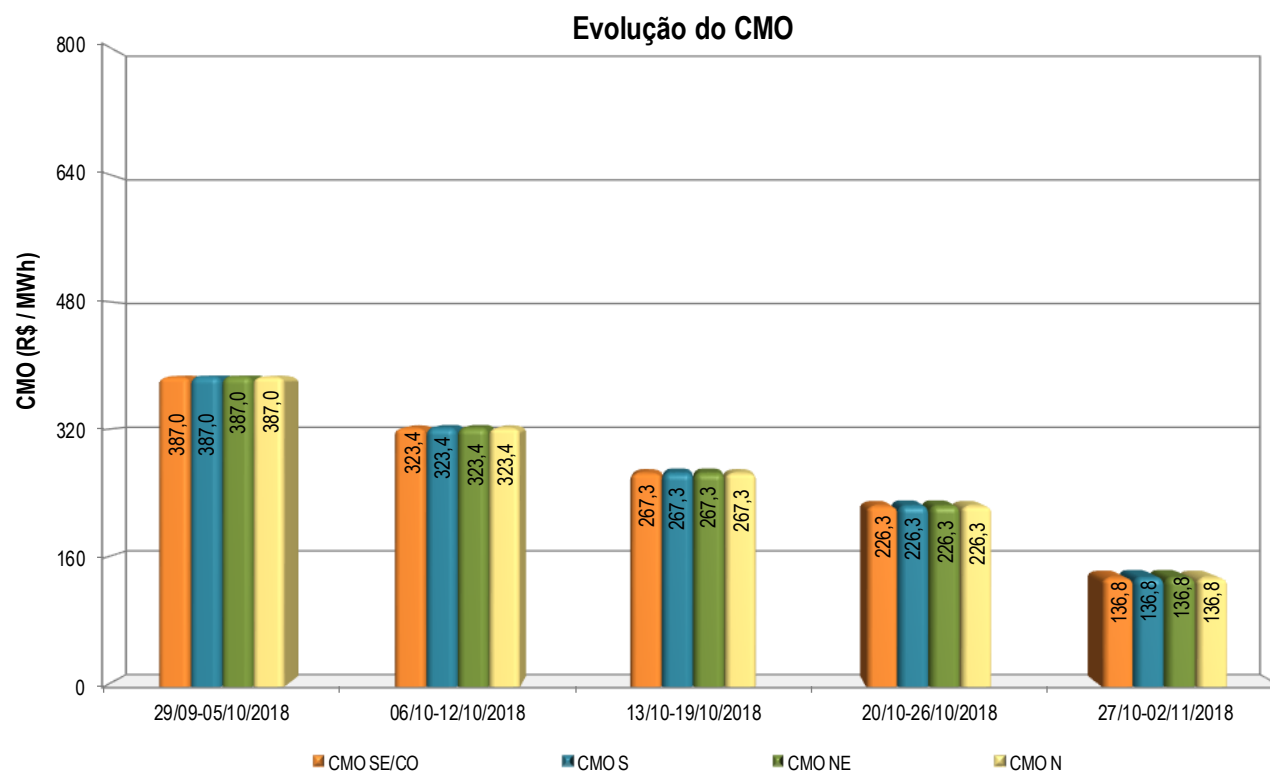


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2018 foi de R\$ 318,1 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 90,5 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 37,1 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 58,7 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; R\$ 220,1 milhões referentes ao 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; e por R\$ 2,2 milhões referentes ao 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.

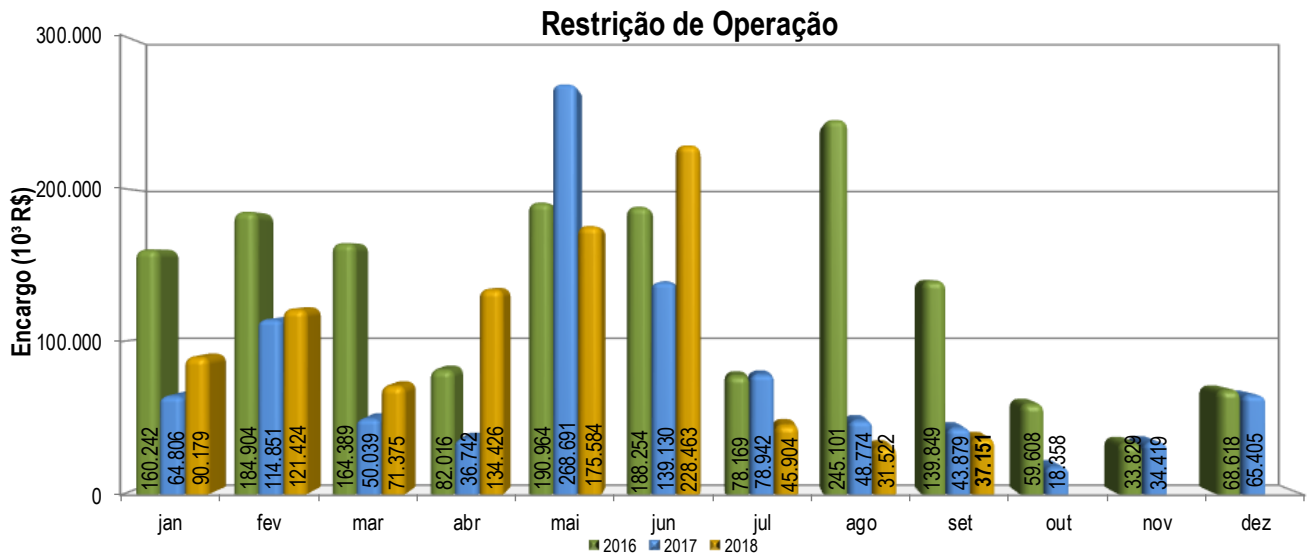


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

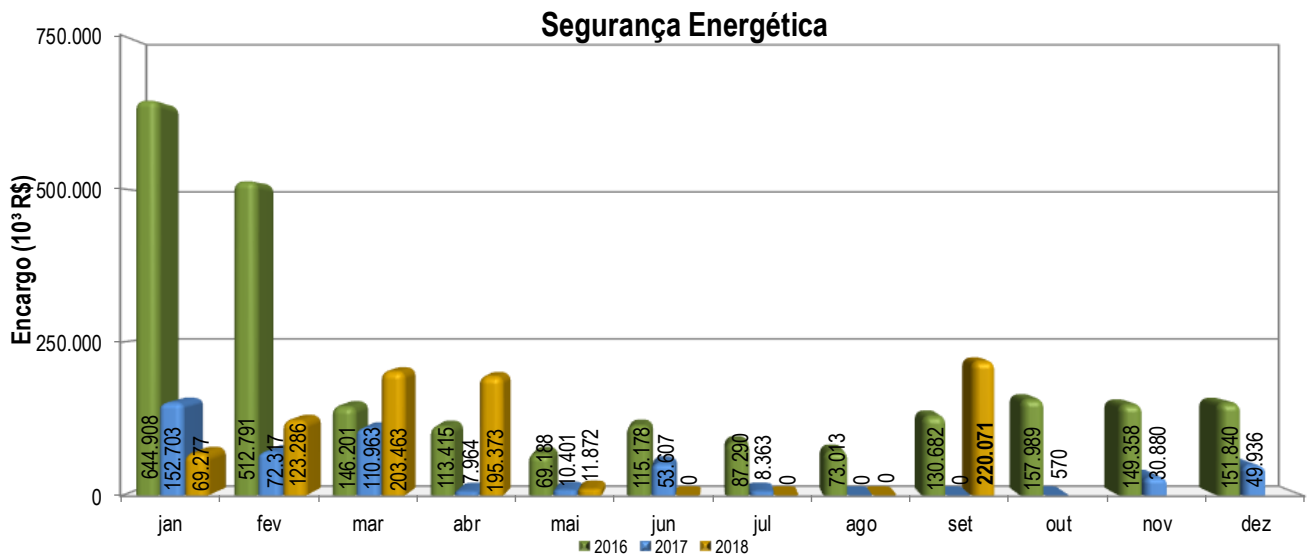


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

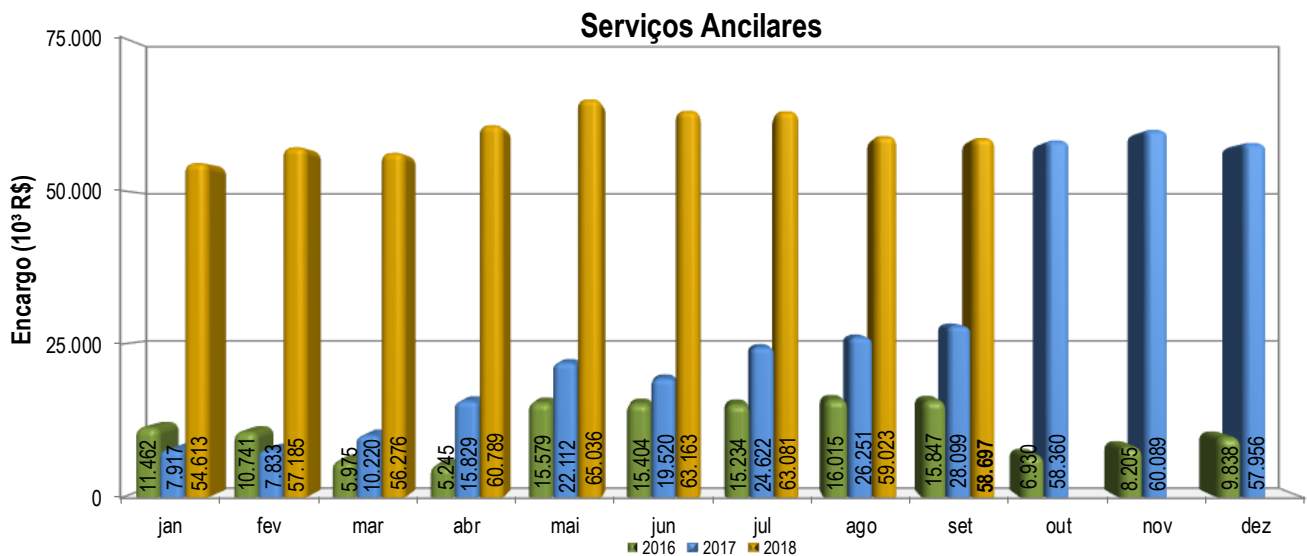


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

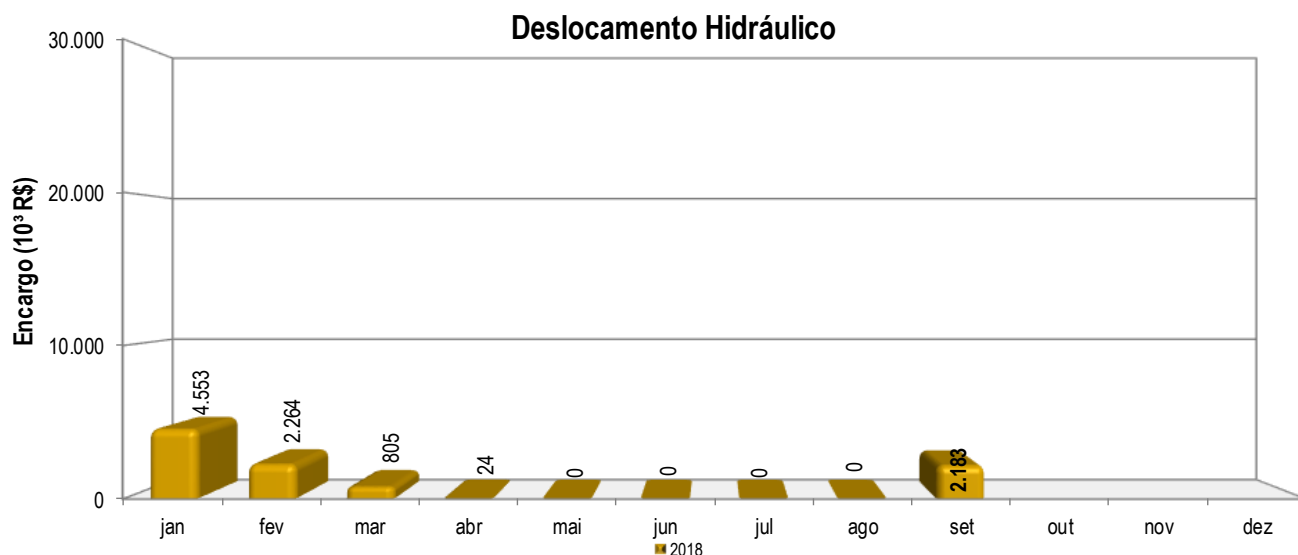


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2018, o número de ocorrências foi inferior ao verificado no mesmo mês de 2017, enquanto o montante de carga interrompida foi superior. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 3 de outubro, às 17h54min:** Desligamento automático da Subestação 138 kV Rocha Leão. Houve interrupção de **114 MW** de cargas da ENEL Distribuição Rio, no Rio de Janeiro. Causa: curto-circuito no lado de 69 kV do transformador T2.
- **Dia 18 de outubro, às 20h54min:** Desligamento da UHE Belo Monte e do sistema de transmissão em 500 kV entre as subestações Tucuruí e Xingu ocasionando interrupção total das áreas Manaus/ Macapá e do Tramoeste. Houve interrupção de **231 MW** de cargas da CEA no Amapá, **1.481 MW** da Amazonas D, em Amazonas e **172 MW** da CELPA, no Pará, totalizando **1.884 MW** de cargas interrompidas nos três estados. Causa: Falha no para-raio associado à UG3 da UHE Belo Monte seguida de atuação incorreta dos sistemas de proteção das LT's 500 kV Tucuruí-Xingú C1 e C2.

Apenas no Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve nove desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 01, 02, 08, 09, 10, 12, 15 e 30 de outubro, sendo sete desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela). No dia 12 de outubro foi concluída a operacionalização do Esquema Especial de Proteção que tem objetivo de evitar blecautes na operação em paralelo da interligação da Venezuela com o sistema Boa Vista. Como consequência, quatro blecautes foram evitados.



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	2018 Jan-Out	2017 Jan-Out
SIN**	2.655	0	20.528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.183	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	874
SE/CO	0	432	625	0	0	0	0	136	133	114			1.440	3.285
NE	0	162	378	0	206	0	0	267	0	0			1.013	3.191
N	0	227	256	0	0	170	366	0	167	1.884			3.070	7.587
Isolados	323	295	1.092	312	241	554	1.383	1.366	2.355	1.565			9.485	3.716
TOTAL	2.978	1.116	22.879	312	447	724	1.749	1.769	2.655	3.563	0	0	38.192	18.653

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Out	2017 Jan-Out
SIN**	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
SE/CO	0	2	2	0	0	0	0	1	1	1			7	11
NE	0	1	2	0	1	0	0	1	0	0			5	15
N	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1			6	19
Isolados	2	2	8	2	2	5	14	10	21	9			75	28
TOTAL	3	6	14	2	3	6	15	12	23	11	0	0	95	76

Ocorrências no SEB

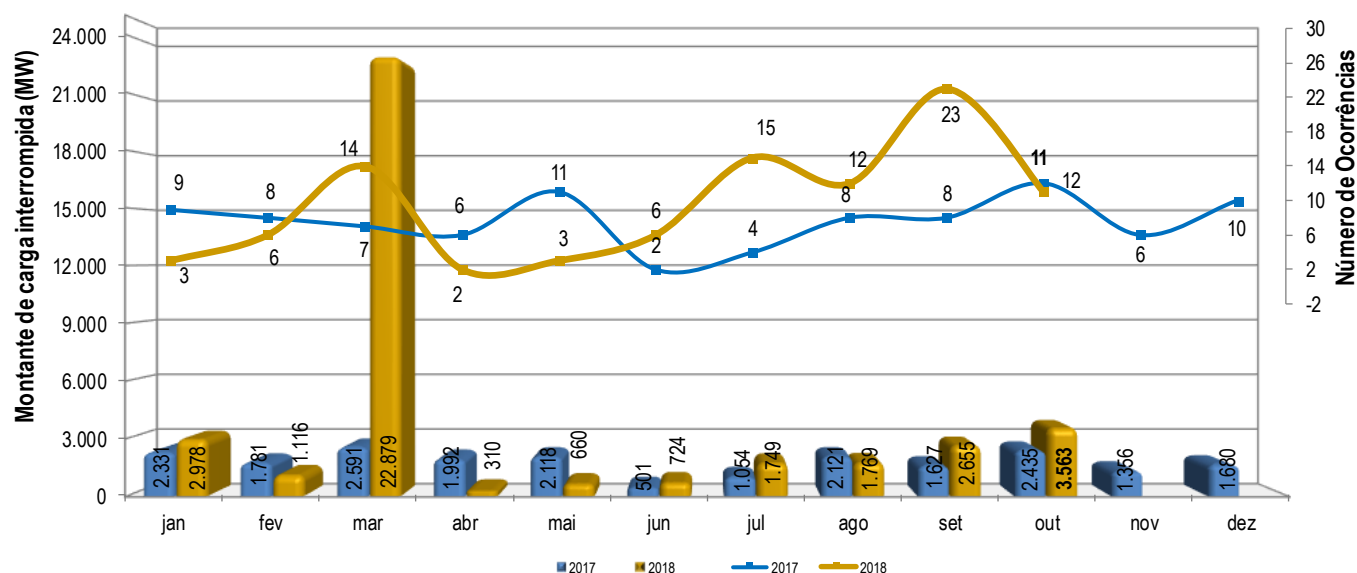


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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 / Eletronorte



11.2. Indicadores de Continuidade *

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				9,12	12,71
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88	0,99				8,30	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59	0,61				5,90	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18	1,59				13,93	14,70
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,84	0,85				10,56	14,64
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46	2,40				21,57	33,81

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				5,15	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52	0,51				4,72	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38				3,43	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71	0,80				7,86	11,83
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,50	0,44				5,25	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56	1,72				14,32	29,16

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

DEC - Brasil

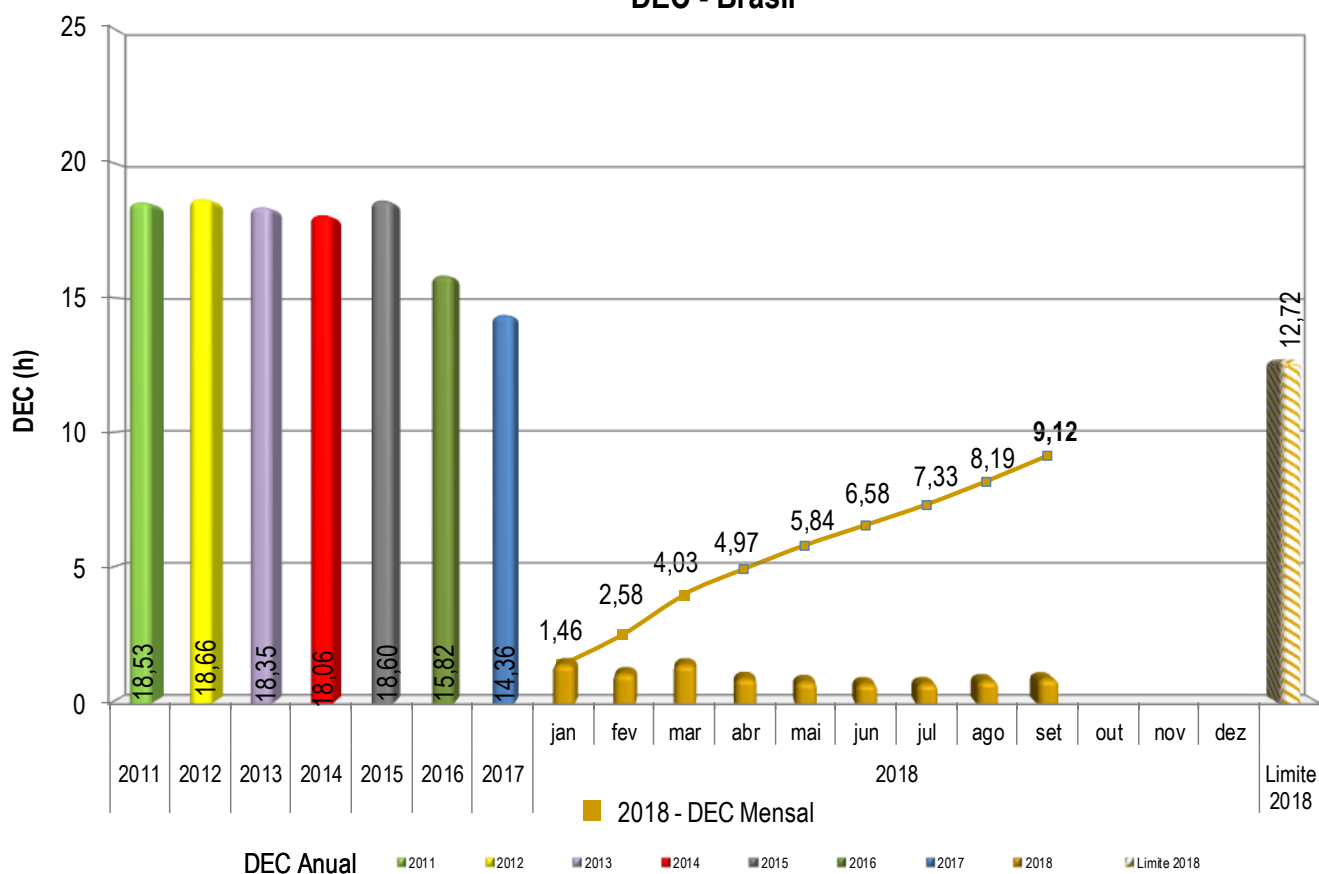


Figura 27. DEC do Brasil.

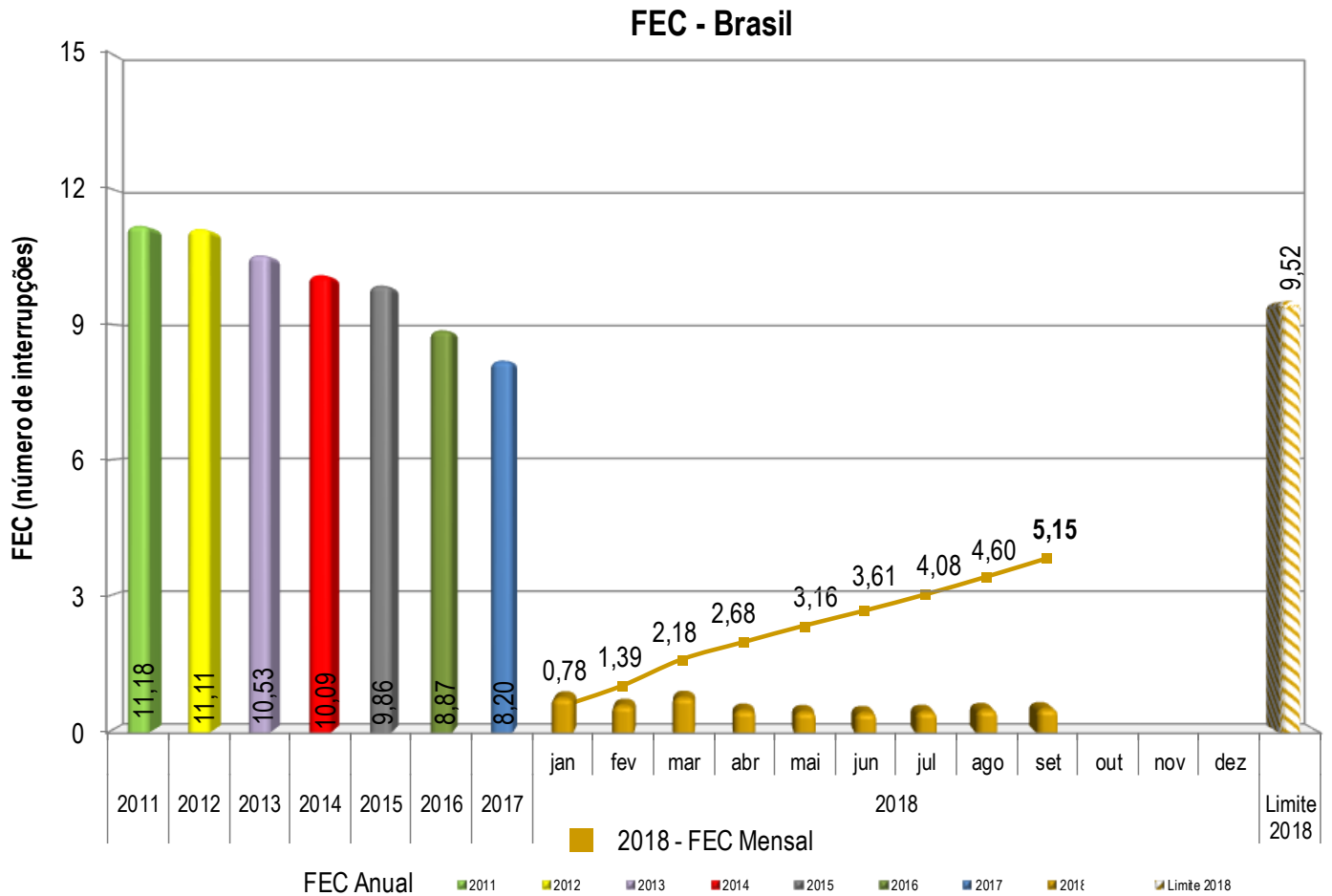


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até setembro 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