



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 2018

Revisão 1 – 13/08/2018

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

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Tarcisio Tadeu de Castro



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural Afluyente Armazenável	3
2.3. Energia Armazenada	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica	9
4.2. Demandas Máximas	11
4.3. Demandas Máximas Mensais	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	16
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	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.....	18
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
8.4. Geração Eólica	20
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	21
10. ENCARGOS SETORIAIS	21
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	23
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	23
11.2. Indicadores de Continuidade	24



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho 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-Interligado.....	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.	18
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	20
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.	21
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	22
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	22
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	23
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	24
Figura 27. DEC do Brasil.	25
Figura 28. FEC do Brasil.	25



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR).....	1
Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	13
Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	15
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	16
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	23
Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.	24
Tabela 20. Evolução do DEC em 2018.	24
Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.....	25



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 do mês de junho de 2018 foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 77% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 50% MLT no Sul, 39% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 74% MLT, 47% MLT, 37% MLT e 65% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Variação da energia armazenada equivalente no mês de junho de 2018 em relação ao mês anterior:

Sudeste/Centro-Oeste: - 2,7 p.p.

Sul: + 0,3 p.p.

Nordeste: - 2,0 p.p.

Norte: - 0,4 p.p.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	39,8
Sul	51,1
Nordeste	37,7
Norte	70,4

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR)

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em maio de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 47.616 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando decréscimo de 0,5% em relação ao consumo de maio de 2017.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de junho de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 160.381 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.401 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês, entraram em operação comercial 585 km de linhas de transmissão e 640 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 2.747 km de linhas de transmissão e 9.846 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 841,61 MW no mês de junho. Destacamos a entrada em operação UG 09 da UHE Belo Monte com total de 611,11 MW. No acumulado do ano, foram acrescentados 2.948,93 MW à capacidade instalada de geração do sistema elétrico brasileiro.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de maio de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 73,1% do total gerado no país, valor 5,2 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil, nesse período, representou 8,0%.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2018 foi de R\$ 252,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 395,0 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em junho de 2018 foram verificadas seis ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 724 MW de corte de carga, sendo apenas uma no Sistema Interligado Nacional – SIN, com 170 MW de carga interrompida no Pará.

CMSE: no dia 6 de junho de 2018 foi realizada a 199ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou que, em consonância com a Resolução nº 01/2005 do CMSE, durante o período de operação especial da Copa do Mundo FIFA 2018 serão adotadas medidas complementares para assegurar a operação do SIN, com grau adicional de segurança. A Ata da referida reunião está disponível 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 30 de junho 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

No mês de junho de 2018, com a atuação de um sistema de alta pressão sobre boa parte do país, as quatro frentes frias que atuaram sobre o país causaram precipitação somente na região Sul e no sul da região Sudeste e não foram suficientes para que as principais bacias do SIN atingissem a média de longo termo. Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes - ENA Brutas: 77% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 50% MLT no Sul, 39% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 74% MLT, 47% MLT, 37% MLT e 65% MLT, respectivamente.

Em relação à temperatura, na região Sudeste e em parte da região Sul, as temperaturas mínimas ficaram acima da média do mês, e, no Nordeste, as temperaturas máximas ficaram acima da média do mês.

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", provavelmente de intensidade fraca a moderada, durante a próxima estação chuvosa da região central do Brasil.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

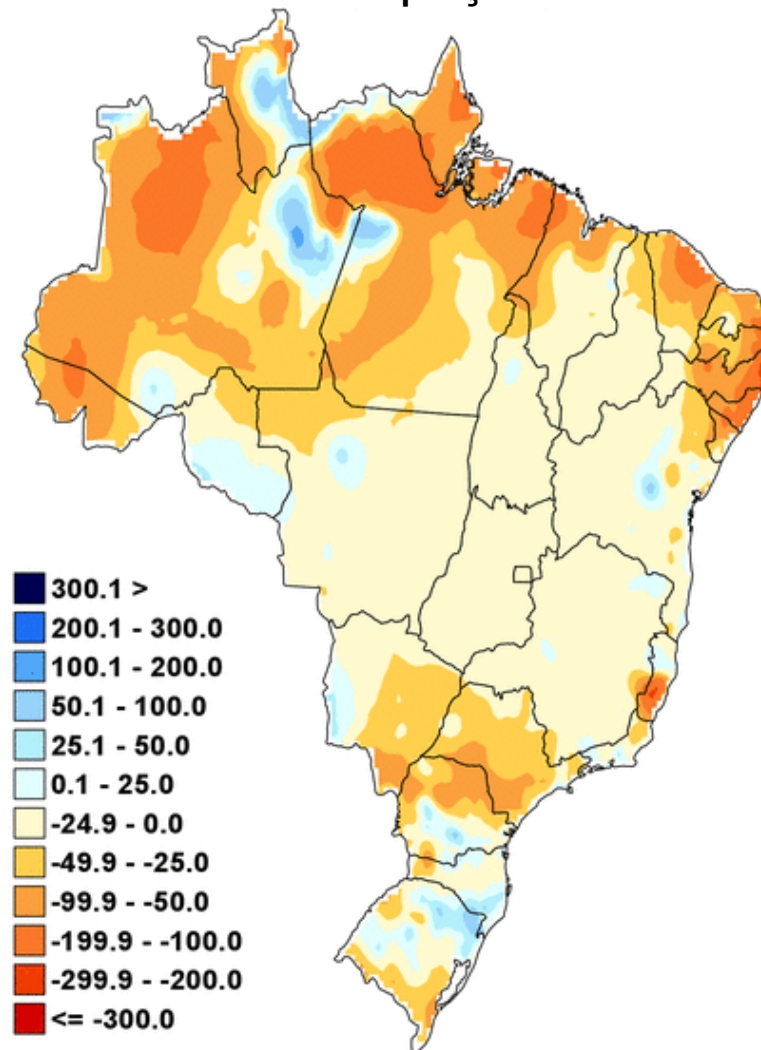


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho de 2018 – Brasil.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

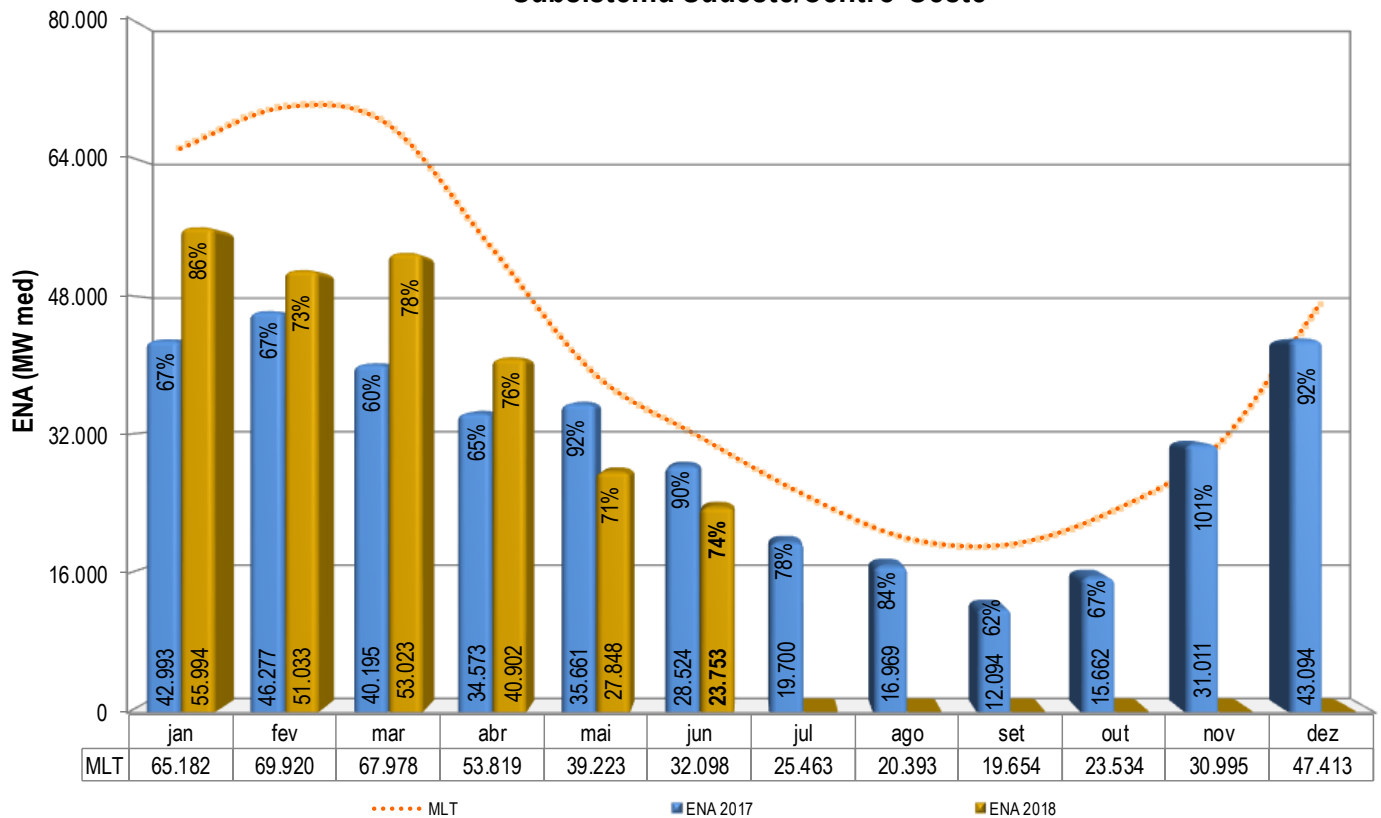


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

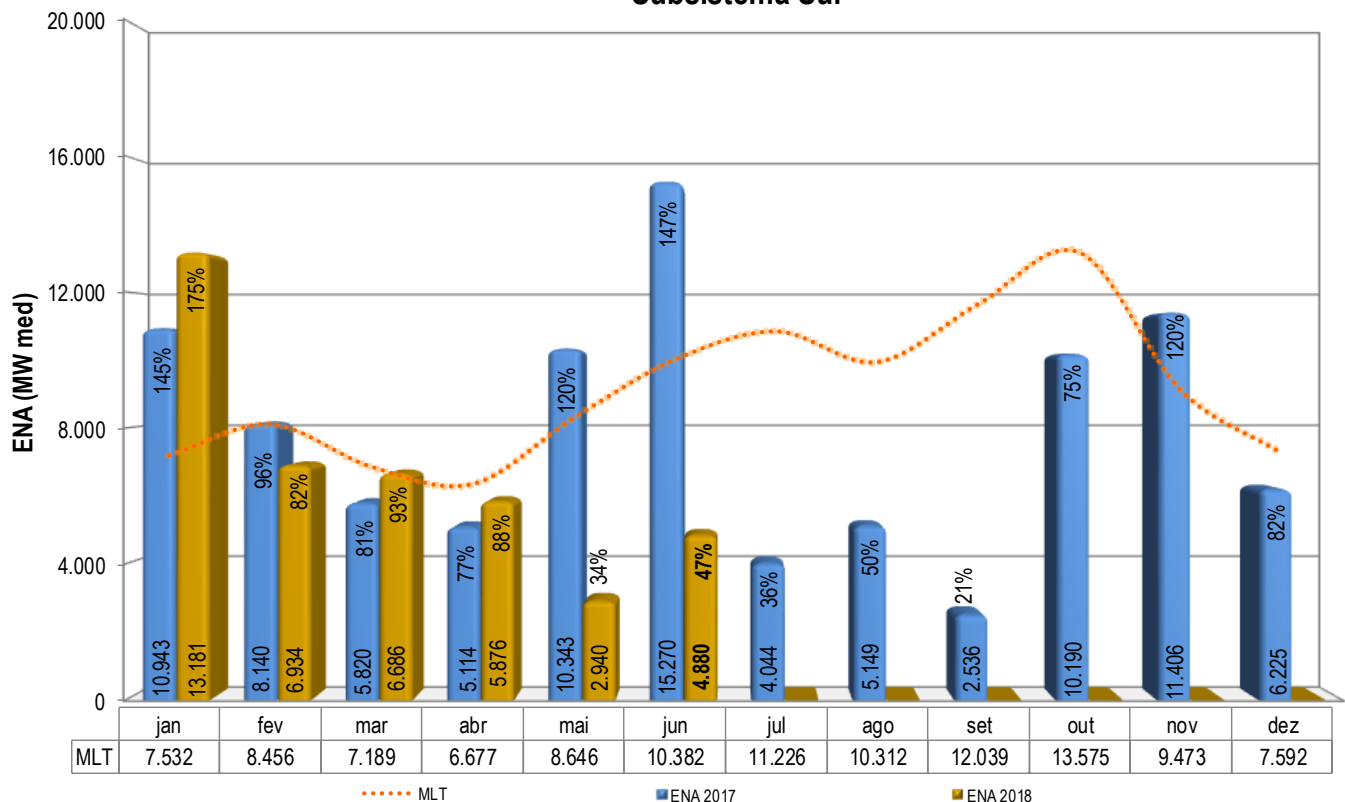


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

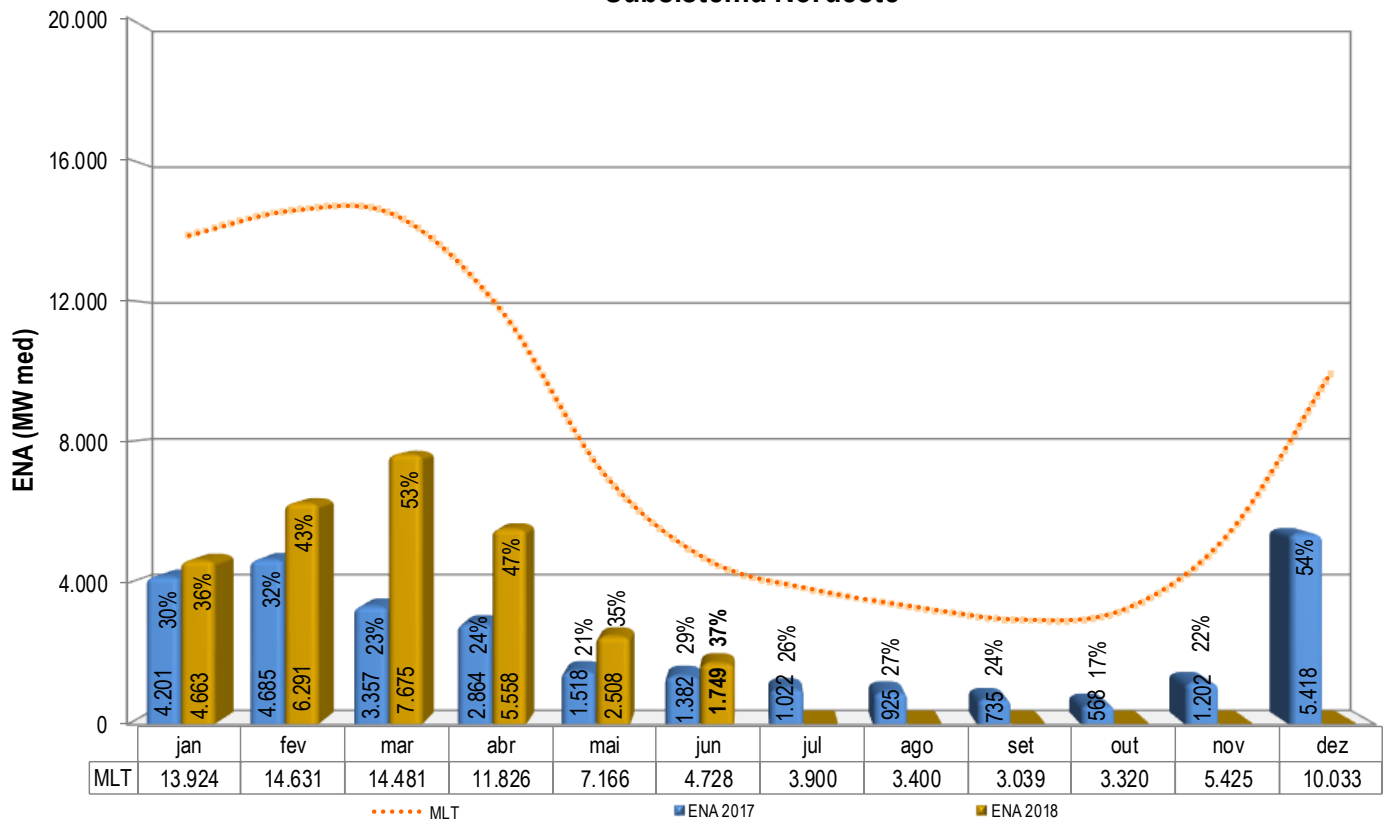


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

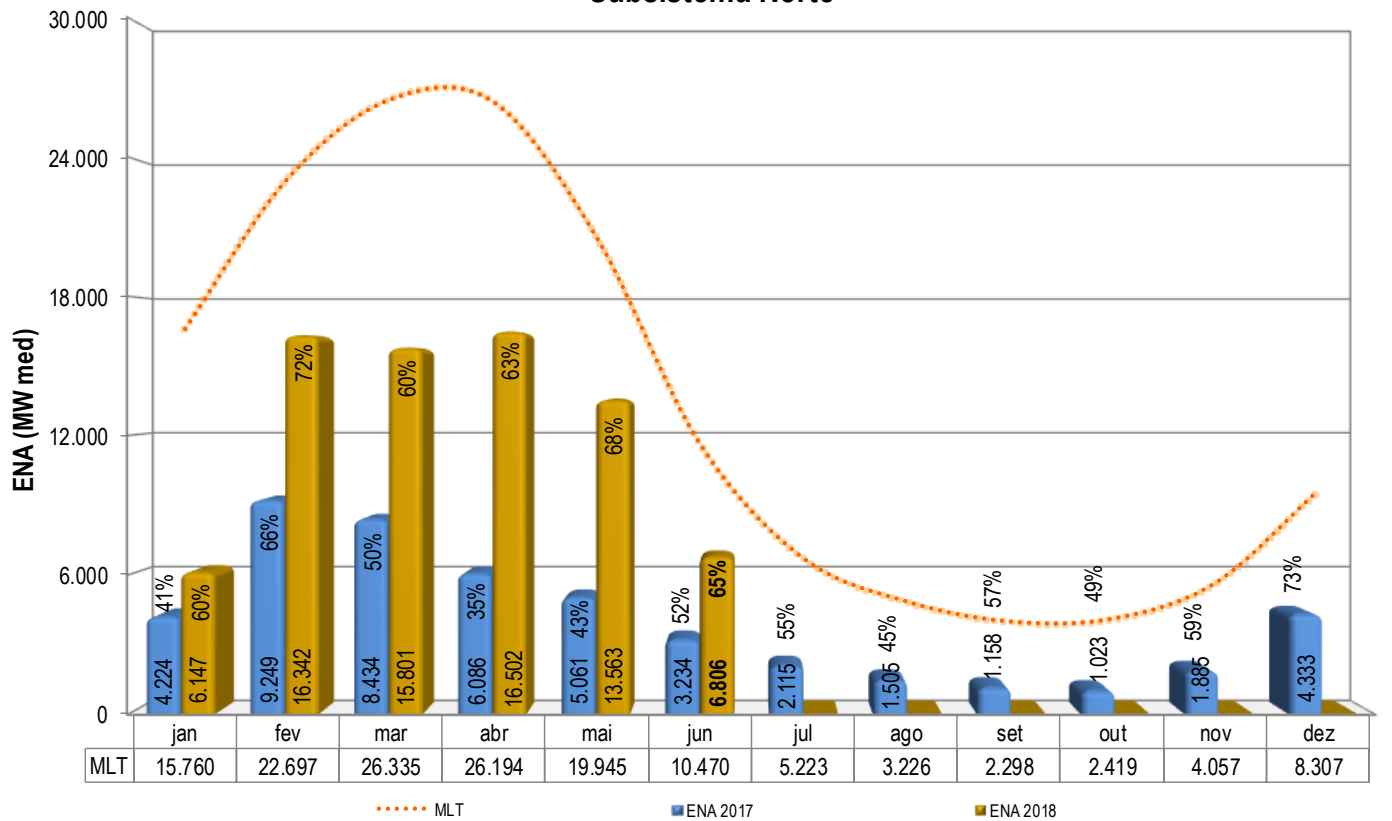


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de junho de 2018 houve elevação do percentual de armazenamento do reservatório equivalente apenas no subsistema Sul (+0,3 p.p.). Nos demais subsistemas houve deplecionamento, distribuídos da seguinte forma: -2,7 p.p. no Sudeste/Centro-este, -2,0 p.p. no Nordeste e -0,4 p.p. no Norte

Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Junho (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh/mês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	42,5	39,8	203.343	67,6
Sul	50,8	51,1	20.100	8,0
Nordeste	39,7	37,7	51.809	16,1
Norte	70,8	70,4	15.046	8,3
TOTAL			290.298	100,0

A política operativa do mês de junho de 2018 foi definida para aproveitar os excedentes energéticos da região Norte, com elevado intercâmbio dessa região para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A geração da UHE Belo Monte foi explorada prioritariamente em todos os patamares de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Nos períodos de carga leve, em caso de excedentes energéticos nas usinas da região Norte e na usina de Itaipu, a geração das usinas térmicas do SIN despachadas por ordem de mérito foi dimensionada de forma a possibilitar a alocação destes excedentes energéticos, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

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 ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de junho de 2018 foi de 46,2% na UHE Três Marias e de 34,3% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017. A vazão defluente média mensal da UHE Xingó foi mantida em 600 m³/s, com a modulação das vazões nos dias úteis, quando a defluência desta usina atinge um valor médio diário de 620 m³/s e a manutenção da vazão mínima diária em 550 m³/s nos finais de semana e feriados.

Em 10 de junho de 2018, iniciou-se o período de operação de praias na bacia do rio Tocantins, desta forma a operação das UHEs desta bacia deverá ser realizada o mais próximo possível dos valores programados. A defluência mínima da UHE Serra da Mesa foi elevada de 100 m³/s para 300 m³/s de média diária, concluindo o período de operação em teste de redução da defluência mínima da usina em 100 m³/s, conforme autorizado pela Resolução ANA nº 8, de 20 de fevereiro de 2018. A geração da UHE Tucuruí será programada de forma a se manter à fio d'água a operação desta UHE.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, houve deplecionamento em todos os principais reservatórios em junho de 2018 em relação ao mês anterior, com destaque para os reservatórios da UHE Itumbiara (-5,7 p.p.) e da UHE Capivara (-5,1 p.p.).

Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Maio (%)	Armazenamento no final de Junho (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	22,2	21,6	-0,6
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,5	99,2	-0,3
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	36,7	34,3	-2,3
FURNAS	GRANDE	17.217	33,5	33,2	-0,2
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	48,1	46,2	-1,9
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	22,0	21,2	-0,7
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	81,2	79,1	-2,1
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	68,9	63,2	-5,7
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	23,1	22,7	-0,4
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	84,5	79,4	-5,1

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

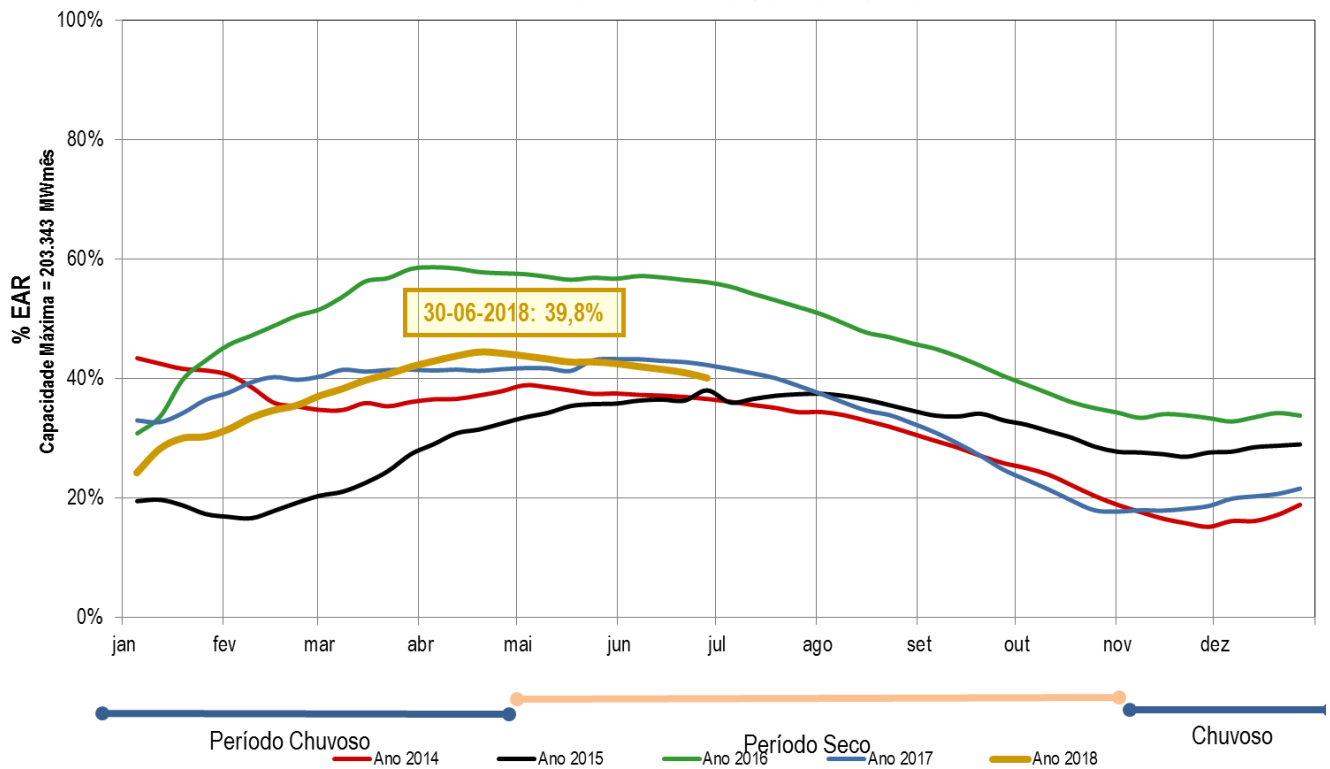


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

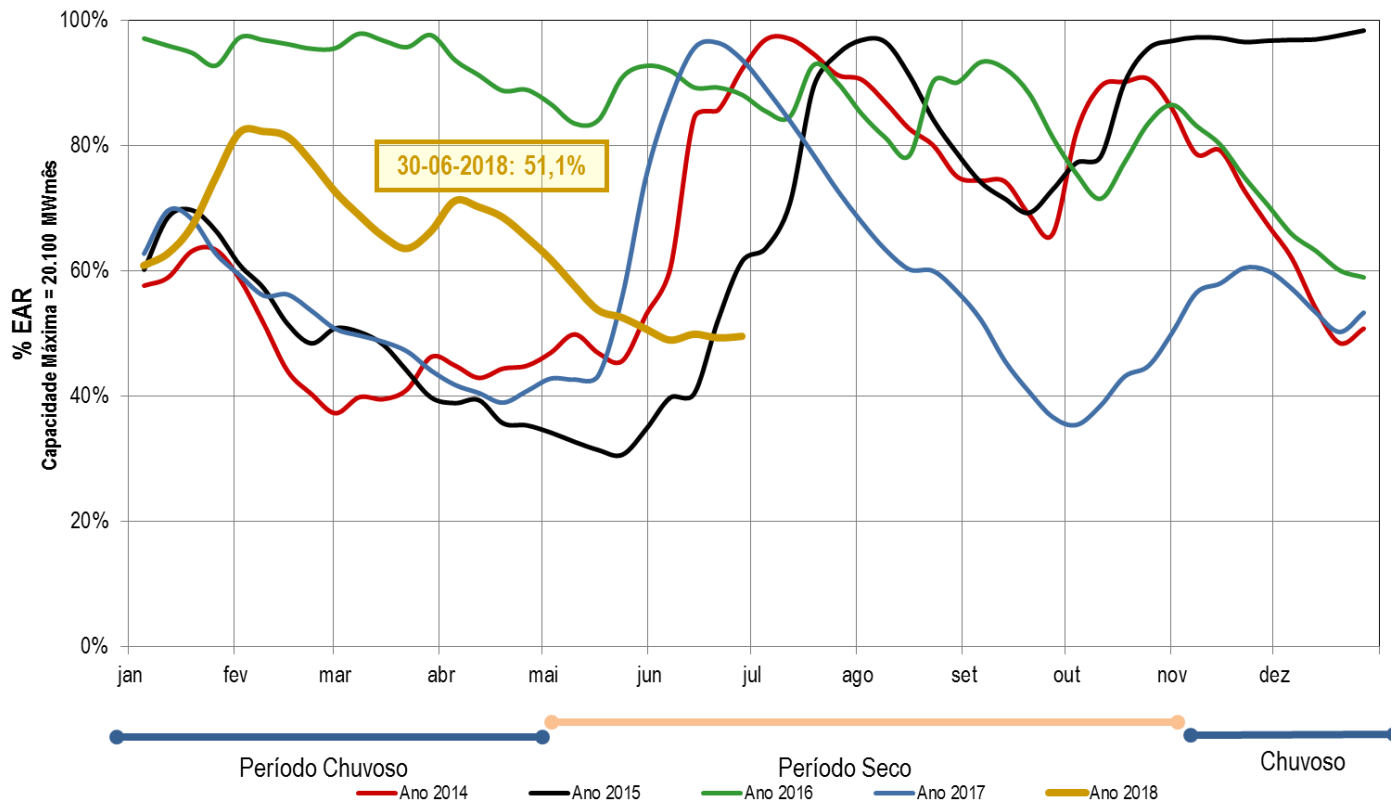


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

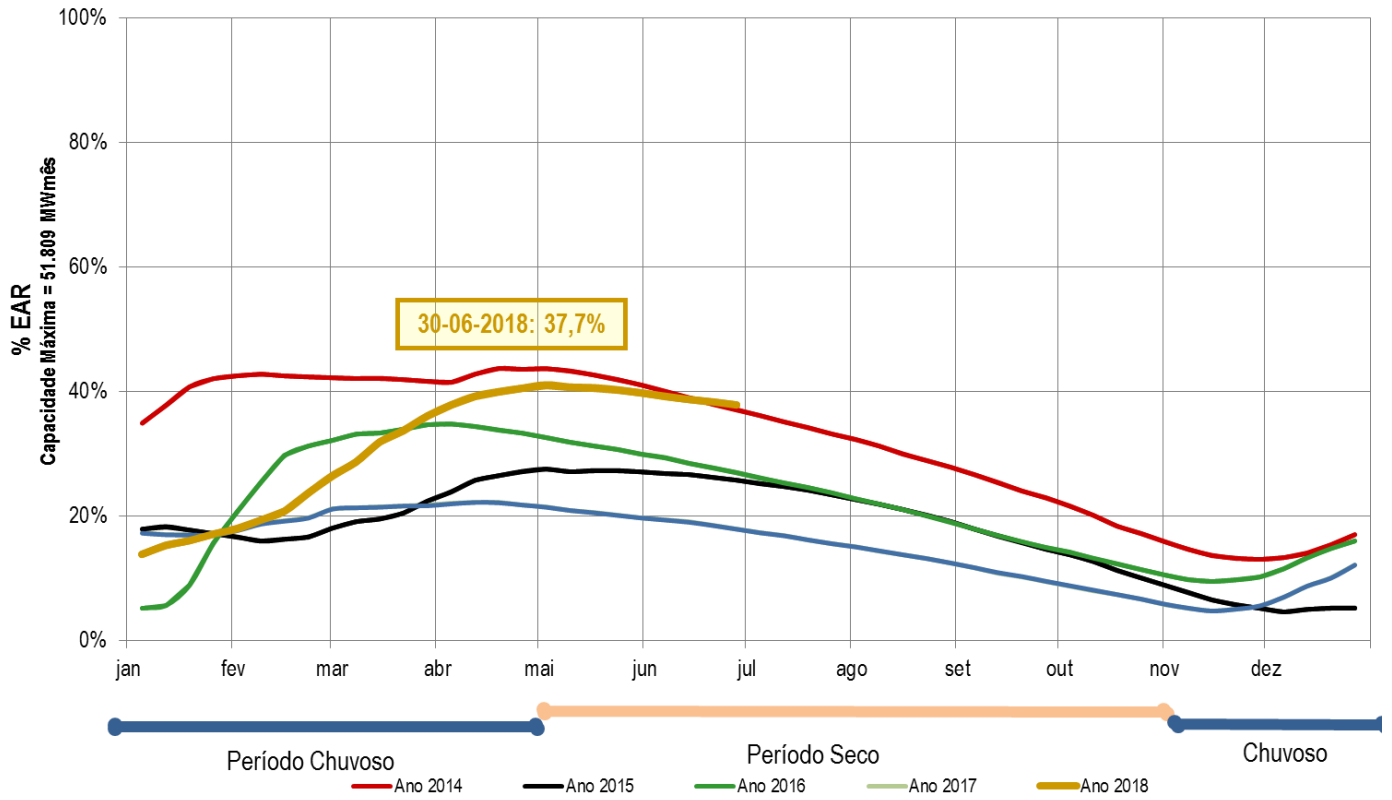


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

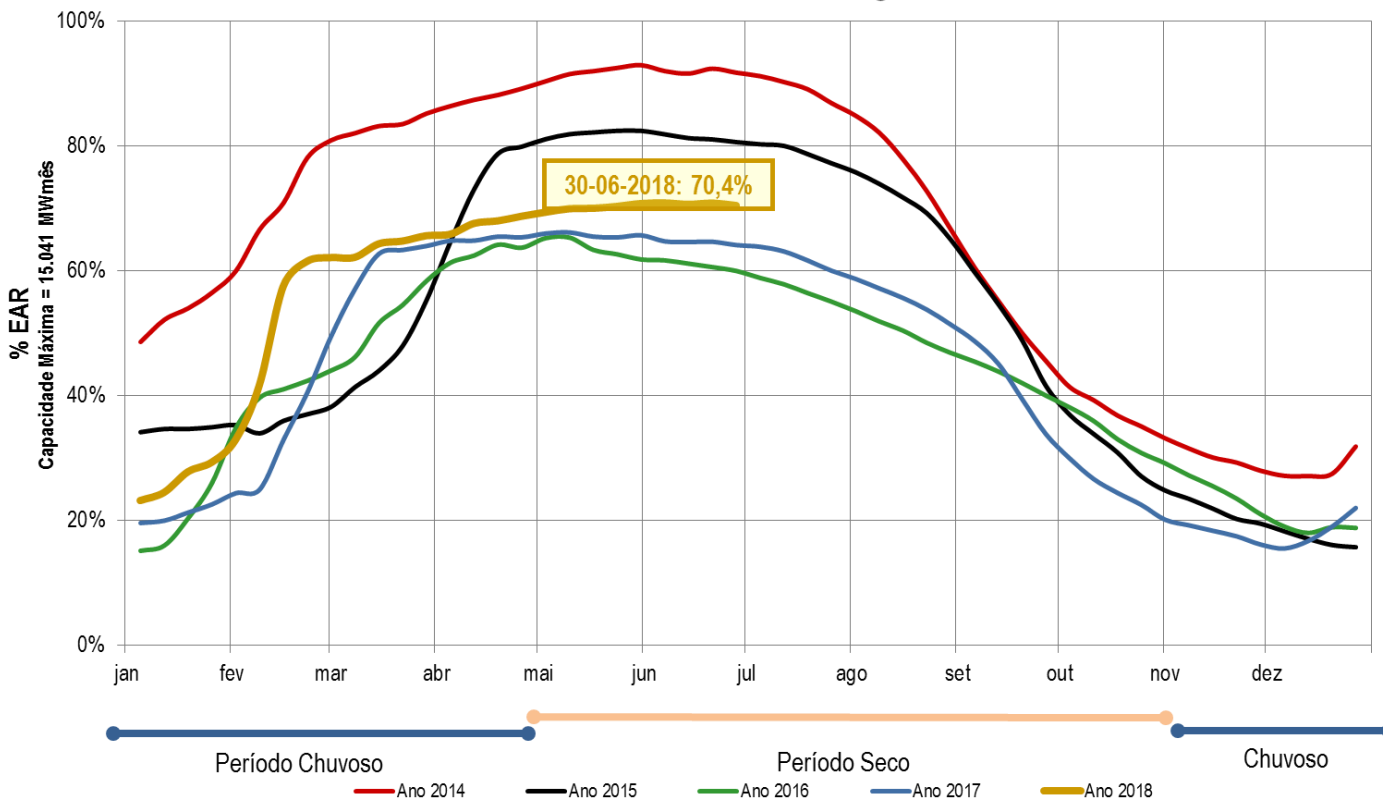


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

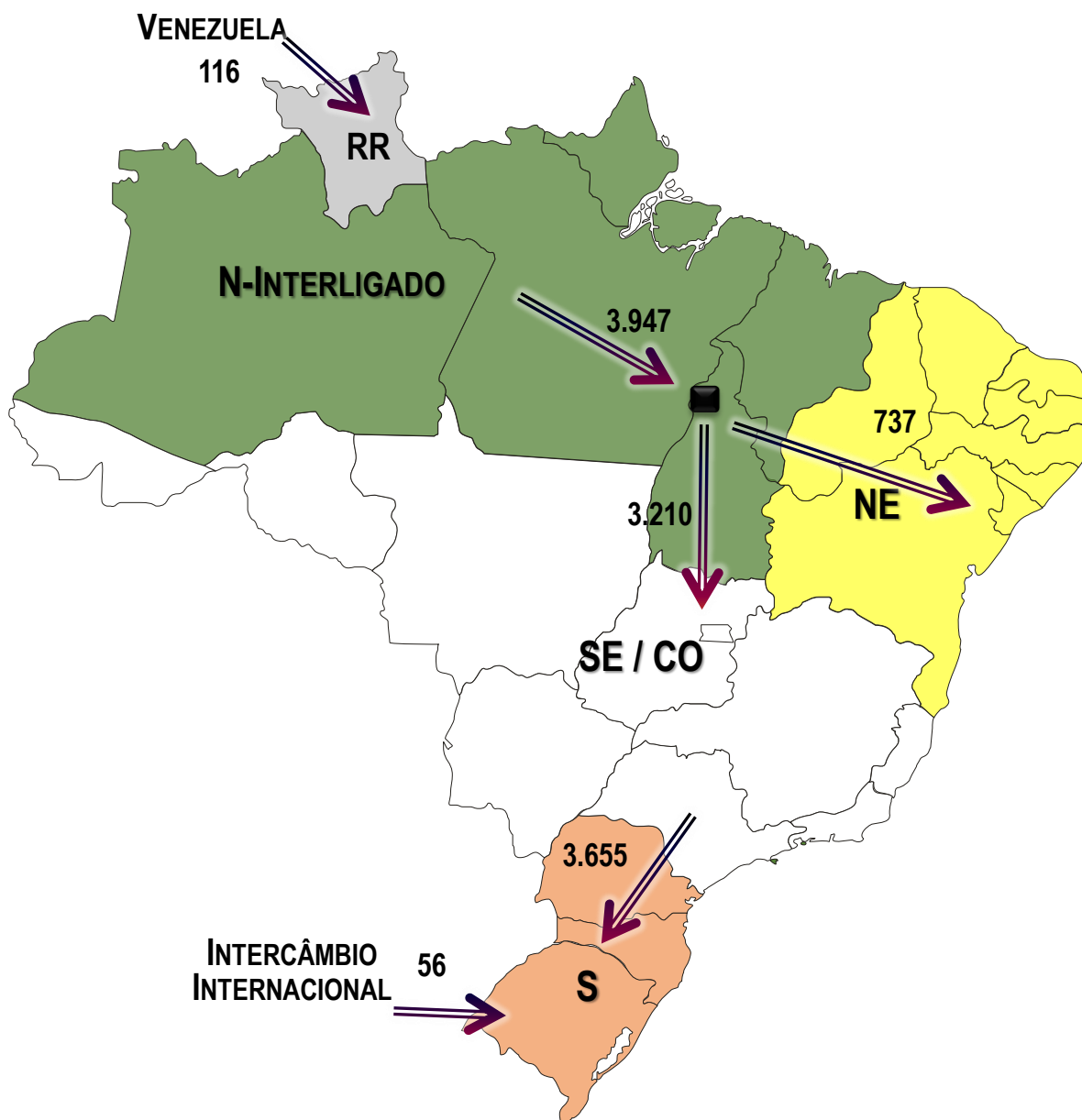
Em junho de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas reduzindo o montante para 3.947 MWmédios, valor inferior a maio de 2018 (5.727 MWmédios).

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador de energia no mês de junho de 2018, porém com um total de 737 MWmédios, ante importação de 2.378 MWmédios verificados em maio.

O subsistema Sul ampliou a importação de energia no mês de junho de 2018, atingindo 3.655 MWmédios, ante importação de 3.364 MWmédios em maio de 2018.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 116 MWmédios, um leve decréscimo em relação ao mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de junho de 2018, houve importação de cerca de 56 MWmédios, sendo 55 MWmédios pela Conversora Melo e 1 MWmédio pela conversora Rivera.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em maio de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 47.616 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando decréscimo de 0,5% em relação ao consumo de maio de 2017. As classes industrial, comercial, rural e residencial apresentaram aumento de 4,0%, 3,9%, 3,7% e 2,9%, respectivamente, em comparação ao mês de maio de 2017.

Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/18 GWh	Evolução mensal (Mai/18/Abr/18)	Evolução anual (Mai/18/Mai/17)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Jun/17-Mai/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.229	-4,7%	2,9%	132.999	134.755	1,3%
Industrial	14.048	-3,4%	4,0%	164.093	168.956	3,0%
Comercial	7.473	-5,7%	3,9%	87.453	88.321	1,0%
Rural	2.321	3,1%	3,7%	27.607	27.982	1,4%
Demais classes *	4.072	-0,8%	0,2%	48.172	48.287	0,2%
Perdas e Diferenças **	8.473	8,3%	-15,0%	113.162	111.818	-1,2%
Total	47.616	-1,7%	-0,5%	573.485	580.119	1,2%

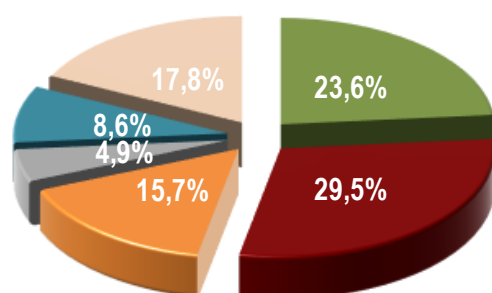
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

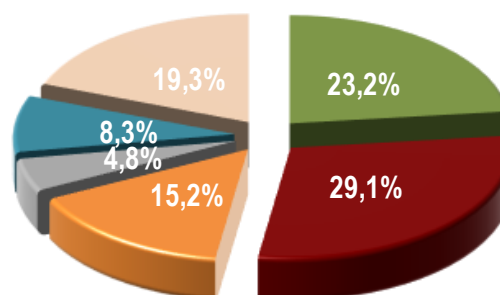
Dados contabilizados até maio de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Maio/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 maio 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 maio de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mai/18 kWh/NU	Evolução mensal (Mai/18/Abr/18)	Evolução anual (Mai/18/Mai/17)	Jun/16-Mai/17 (kWh/NU)	Jun/17-Mai/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	157	-4,8%	0,9%	158	157	-0,7%
Consumo médio industrial	26.774	-3,2%	5,2%	25.772	26.836	4,1%
Consumo médio comercial	1.292	-6,2%	2,9%	1.272	1.273	0,1%
Consumo médio rural	515	3,0%	2,8%	515	518	0,5%
Consumo médio demais classes*	5.220	-1,0%	-0,7%	5.192	5.158	-0,7%
Consumo médio total	472	-3,7%	1,4%	471	471	-0,1%

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

Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mai/17	Mai/18	
Residencial (NUCR)	69.935.783	71.332.887	2,0%
Industrial (NUCI)	530.601	524.665	-1,1%
Comercial (NUCC)	5.730.942	5.783.790	0,9%
Rural (NUCR)	4.464.416	4.504.469	0,9%
Demais classes*	773.248	780.175	0,9%
Total (NUCT)	81.434.990	82.925.986	1,8%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de junho de 2018 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	43.515 12/06/2018 - 18h36	14.258 15/06/2018 - 18h23	11.533 15/06/2018 - 14h22	6.200 04/06/2018 - 15h04	73.253 12/06/2018 - 18h47
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.905 05/12/2017 - 15h21	6.748 16/05/2017 - 14h41	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

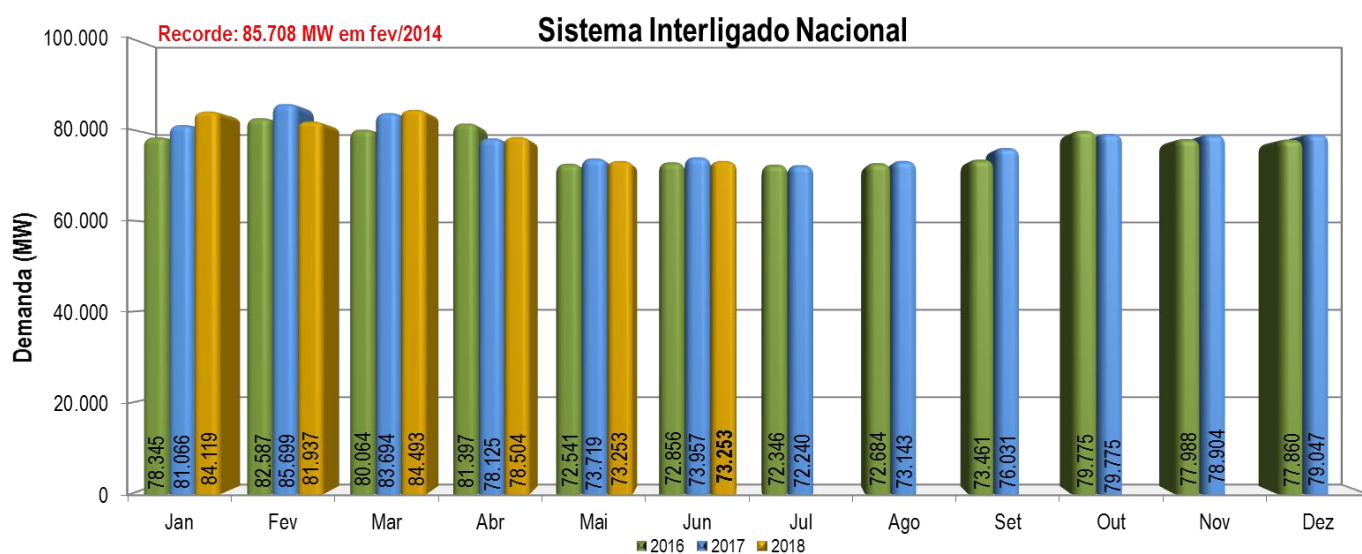


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

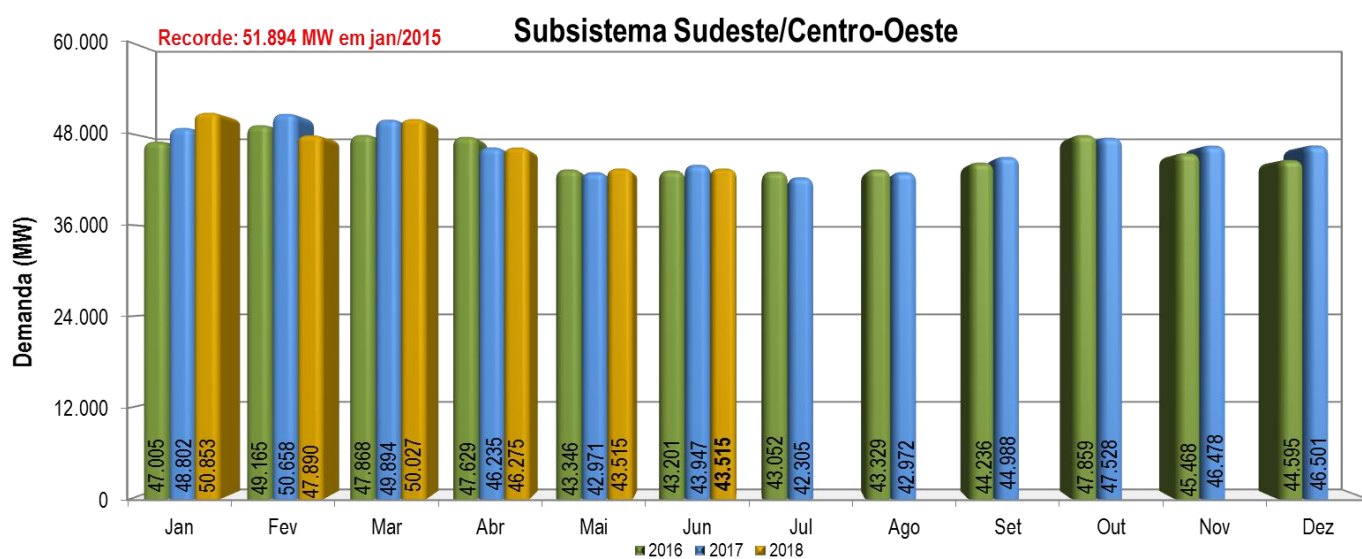


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

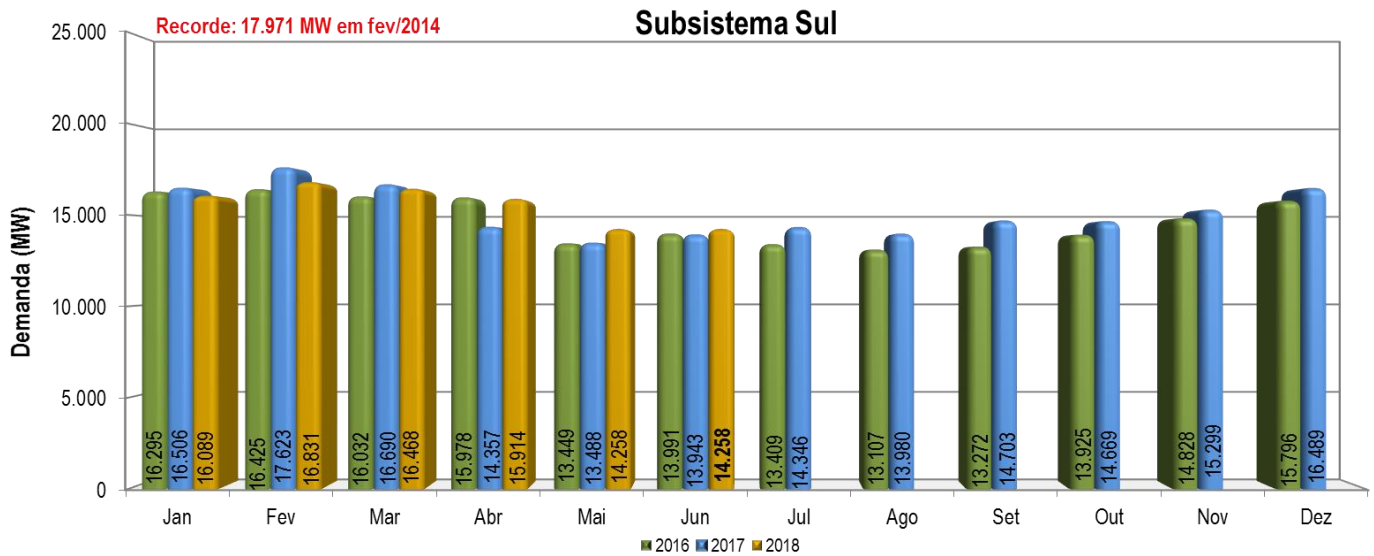


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

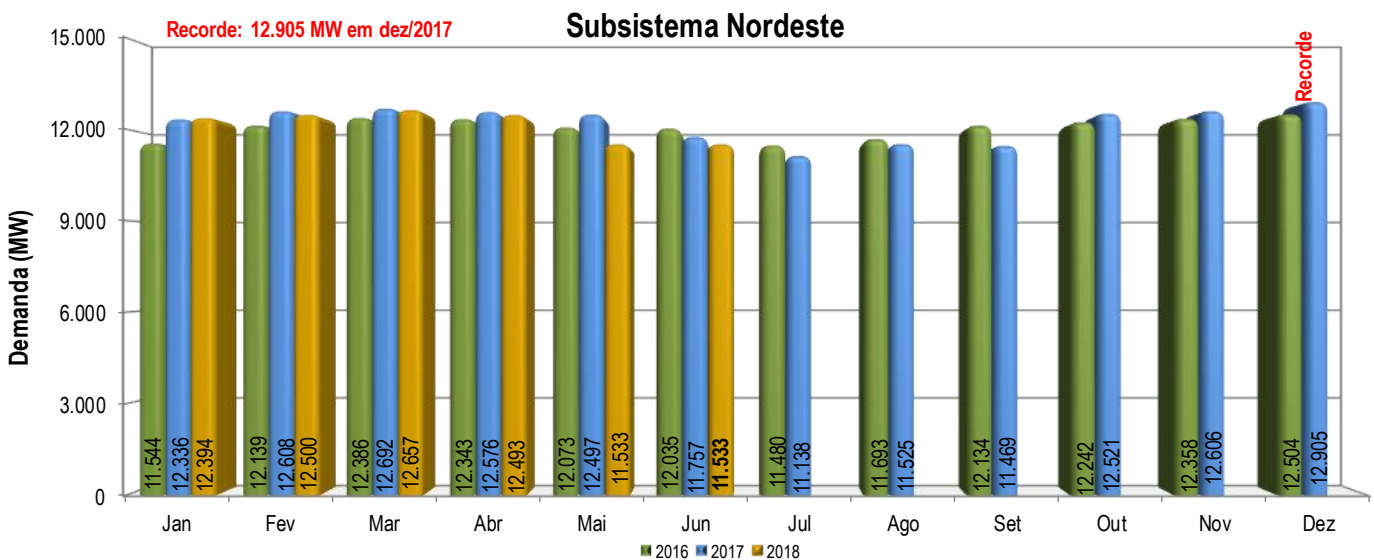


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

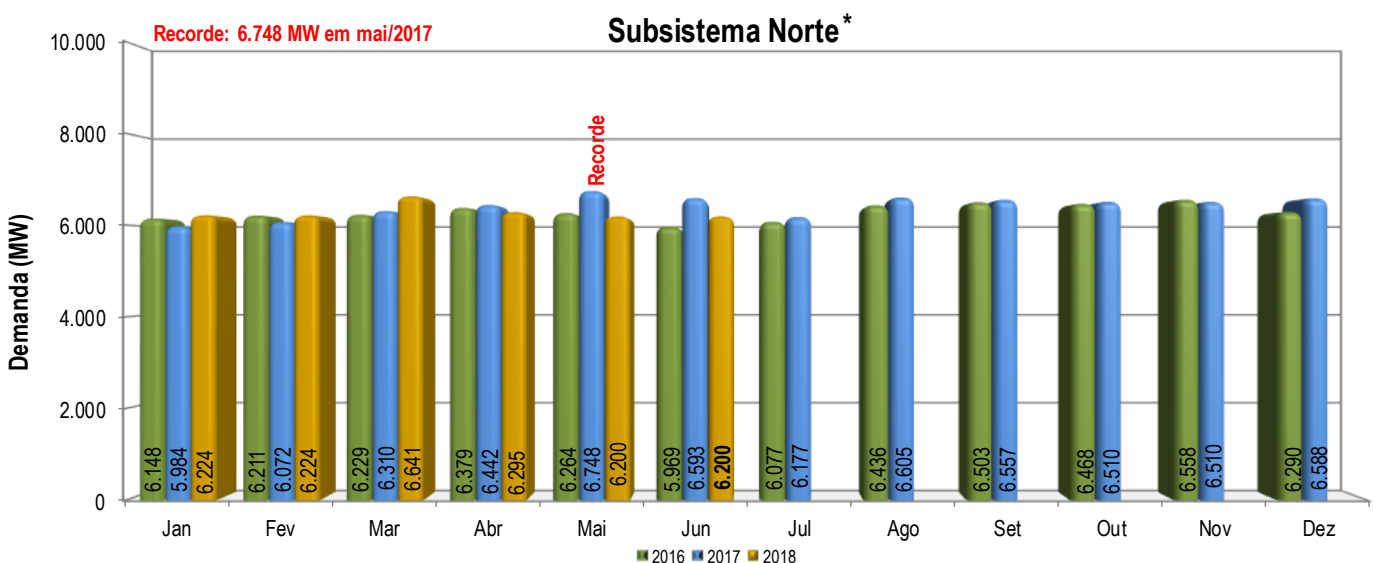


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2018 a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 160.381 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.401 MW, sendo 3.450 MW de geração de fonte hidráulica, 367 MW de fontes térmicas, 2.219 MW de fonte eólica e 1.365 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de junho de 2018 com 378 MW instalados em 31.332 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,9% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em junho de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Jun/2017	Jun/2018			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2018 / Jun/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	98.778	1.407	102.228	63,7%	3,5%
UHE	93.216	221	96.406	60,1%	3,4%
PCH + CGH **	5.551	1.137	5.779	3,6%	4,1%
CGH GD	11	49	44	0,03%	290%
Térmica	43.253	3.149	43.620	27,2%	0,8%
Gás Natural	13.018	167	13.000	8,11%	-0,14%
Biomassa	14.133	561	14.657	9,14%	3,7%
Petróleo	10.211	2.273	9.928	6,19%	-2,8%
Carvão	3.732	24	3.718	2,32%	-0,4%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,24%	0,0%
Outros ***	150	31	297	0,19%	98,1%
Térmica GD	19	91	30	0,02%	55,0%
Eólica	10.712	585	12.931	8,1%	20,7%
Eólica (não GD)	10.702	529	12.921	8,06%	20,7%
Eólica GD	10	56	10,312	0,01%	1,3%
Solar	237	33.369	1.602	1,0%	577,0%
Solar (não GD)	145	2.233	1.307	0,8%	802%
Solar GD	92	31.136	294	0,2%	221%
Capacidade Total sem GD	152.848	7.178	160.003	99,8%	4,7%
Geração Distribuída - GD	132	31.332	378	0,2%	186%
Capacidade Total - Brasil	152.980	38.510	160.381	100,0%	4,8%

* 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 – 02/07/2018)



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

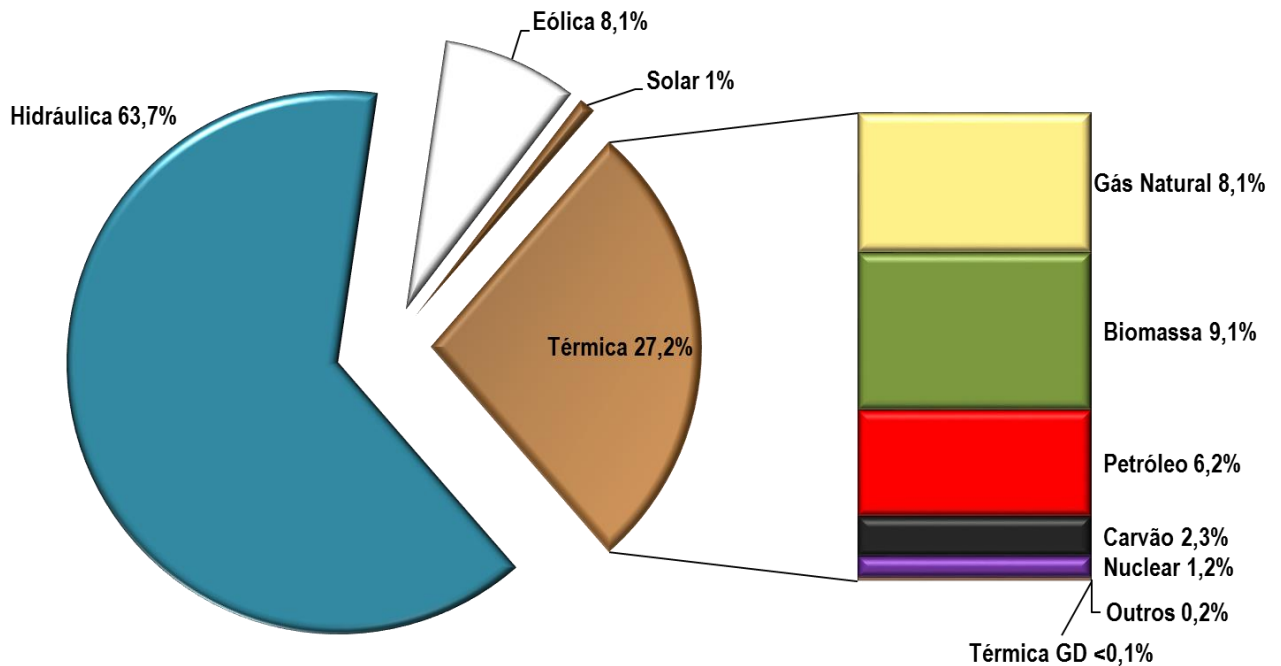


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em junho de 2018 o Sistema Interligado Nacional atingiu 144.323,8 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com 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 dessas regiões.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Junho/2018

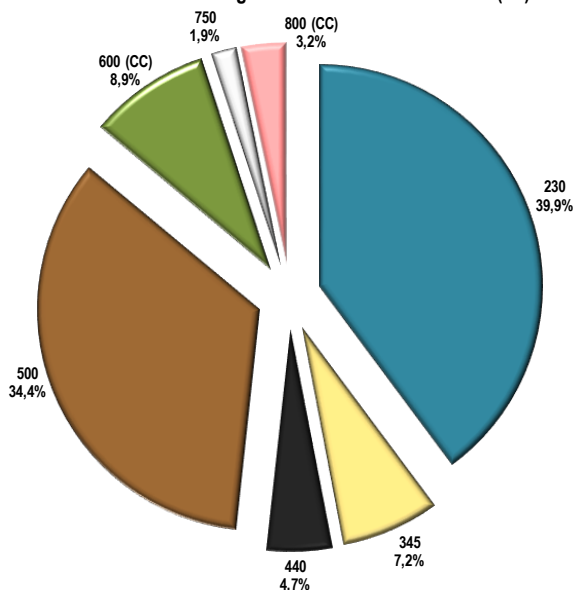


Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.552	39,9%
345	10.319	7,2%
440	6.748	4,7%
500	49.606	34,4%
600 (CC)	12.816	8,9%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
Total SEB	144.324	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.

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em junho de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 841,61 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: 09, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Verde 08 - UG: 2, de 9,5 MW, em Goiás. CEG: PCH.PH.GO.030973-7.01;
- PCH Verde 4A - UG: 2, de 14 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.029261-3.01;
- PCH Alto Benedito II - UGs: 1 a 3, total de 5,6 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.033599-1.01;
- UEE Ventos Da Santa Dulce - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033648-3.01;
- UEE Ventos Da Santa Esperança - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033649-1.01;
- UEE Ventos Do São Mário - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033650-5.01;
- UEE Ventos Do São Paulo - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033652-1.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 2 - UGs: 1 a 3 e 5 a 11, total de 21 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031644-0.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 7 - UGs: 1 a 2 e 7 a 8, total de 8,4 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031611-3.01;
- UEE Boa Vista da Lagoinha - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032759-0.01;
- UEE Ventos do Santo Abraão - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032884-7.01.

Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Jun/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	201,400	708,600
Eólica (não GD)	0,000	389,400
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	640,210	1.833,740
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	29,100	86,520
UHE	611,110	1.747,220
Solar	0,000	337,920
Solar (não GD)	0,000	227,920
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	0,000	68,672
Biomassa	0,000	42,250
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	14,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	6,500
Petróleo	0,000	5,922
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	841,610	2.948,932

* 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. Fonte dos dados: MME / SEE



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	771,950	994,900	156,600
Eólica (não GD)	0,000	0,000	0,000
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	1.421,278	5.367,349	156,099
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	71,058	137,509	156,099
UHE	1.350,220	5.229,840	0,000
Solar	490,220	495,144	0,000
Solar (não GD)	0,000	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	36,023	746,200	1.856,800
Biomassa	8,000	0,000	55,000
Carvão	0,000	345,000	0,000
Gás Natural	28,023	401,200	1.515,640
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	286,160
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
TOTAL	2.719,471	7.603,593	2.169,499

* 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. Fonte dos dados: MME / SEE

7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de junho de 2018 houve expansão de 585 km de linhas de transmissão, nas seguintes instalações:

- LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu C1, com 247 km de extensão, da LTTE em São Paulo e Rio de Janeiro;
- LT 230 kV Paranatinga – Canarana C1, com 275 km de extensão, da CANARANA em Mato Grosso;
- LT 230 kV Seccionamento Irecê – Campo Formoso na SE Ouarolândia II, com 26 km de extensão, da MACEDO na Bahia;
- LT 230 kV Seccionamento Morro do Chapéu – Irecê na SE Ouarolândia II, com 26 km de extensão, da MACEDO na Bahia;
- LT 230 kV Paranaíba – Itumbiara C2, com 11 km de extensão, da CELG G&T em Goiás e Minas Gerais.

Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	338,0	830,2
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	247,0	1.917,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	585,0	2.747,4

* 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 transformadora instalada nas subestações, no mês de junho foram adicionados 640 MVA ao sistema de transmissão nacional, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR1 500/230 kV – 120 MVA, na SE Paranatinga (CANARANA), em Mato Grosso;
- TR1 230/138 kV – 120 MVA, na SE Canarana (CANARANA), em Mato Grosso;
- TR3 230/69 kV – 100 MVA, na SE Cauípe (CHESF), no Ceará;
- TR10 440/138 kV – 300 MVA, na SE Três Irmãos (CTEEP), em São Paulo.

Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	220	2.692
345	0	0
440	300	450
500	120	6.704
750	0	0
TOTAL	640	9.846

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de Junho foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- RTB 230 kV – 15 MVar, na SE Canarana (CANARANA), em Mato Grosso;
- RTB 230 kV – 15 MVar, na SE Paranatinga (CANARANA), em Mato Grosso.

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 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	496,2	1.220,3	1.382,1
345	0,0	0,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	1.084,5	2.411,0	531,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.386,0	0,0
TOTAL	1.580,7	9.017,3	1.965,1

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	2.615,0	4.204,0	2.035,0
345	625,0	2.325,0	1.425,0
440	600,0	0,0	0,0
500	2.550,0	10.650,0	3.690,0
750	0,0	1.650,0	0,0
TOTAL	6.390,0	18.829,0	7.150,0

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 maio de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 72,9% do total gerado no país, valor 5,4 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 maio representou 8,0%, valor 2,4 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 18,6%.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Maio/2018

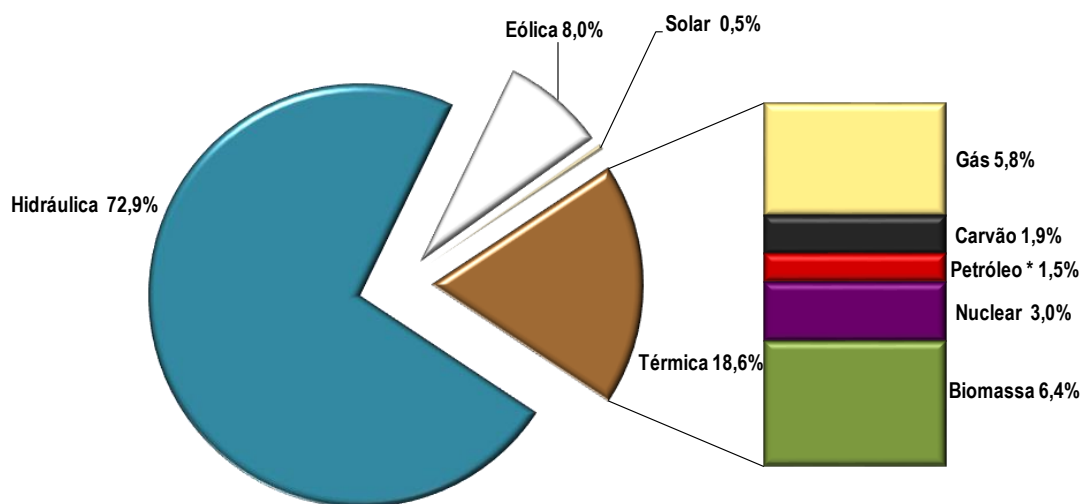


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 maio de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



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

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Mai/17 (GWh)	Abr/18 (GWh)	Mai/18 (GWh)	Evolução mensal (Mai/18 / Abr/18)	Evolução anual (Mai/18 / Mai/17)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Jun/17-Mai/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.492	36.009	32.829	-8,8%	1,0%	403.363	388.988	-3,6%
Térmica	9.840	7.320	8.403	14,8%	-14,6%	103.435	114.697	10,9%
Gás	3.893	2.188	2.610	19,3%	-33,0%	41.904	47.835	14,2%
Carvão	1.119	779	865	10,9%	-22,7%	12.571	12.963	3,1%
Petróleo *	651	600	441	-26,6%	-32,3%	7.686	10.605	38,0%
Nuclear	1.301	1.305	1.370	5,0%	5,3%	14.146	13.718	-3,0%
Outros	272	236	244	3,3%	-10,2%	3.450	3.090	-10,4%
Biomassa	2.604	2.211	2.874	30,0%	10,4%	23.678	26.485	11,9%
Eólica	2.683	2.581	3.573	38,4%	33,1%	34.725	42.557	22,6%
Solar	24,74	185,17	238	28,7%	863,6%	51	1.985	3825,4%
TOTAL	45.041	46.095	45.043	-2,3%	0,00%	541.574	548.226	1,2%

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

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

Dados contabilizados até maio 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 Junho de 2017 e Maio de 2018 frente ao período entre Junho de 2016 e Maio de 2017, devido à entrada em operação da UTE BK Energia LTDA no estado de Amazonas.

Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Mai/17 (GWh)	Abr/18 (GWh)	Mai/18 (GWh)	Evolução mensal (Mai/18 / Abr/18)	Evolução anual (Mai/18 / Mai/17)	Jun/16-Mai/17 (GWh)	Jun/17-Mai/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	4	5	3,3%	-4,3%	50	54	8,7%
Petróleo *	229	227	219	-3,3%	-4,1%	2.579	2.839	10,1%
Biomassa	5	4	4	3,1%	-8,4%	5	43	789,9%
TOTAL	238	235	228	-3,07%	-4,2%	2.634	2.936	11,5%

Para os meses de junho/2017 a maio/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 maio de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de maio de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 10,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 38,2%, com total de 4.051 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve acréscimo de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 41,9%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em maio de 2018 aumentou 9,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 30,5%, com total de geração verificada no mês de 627 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,3%.

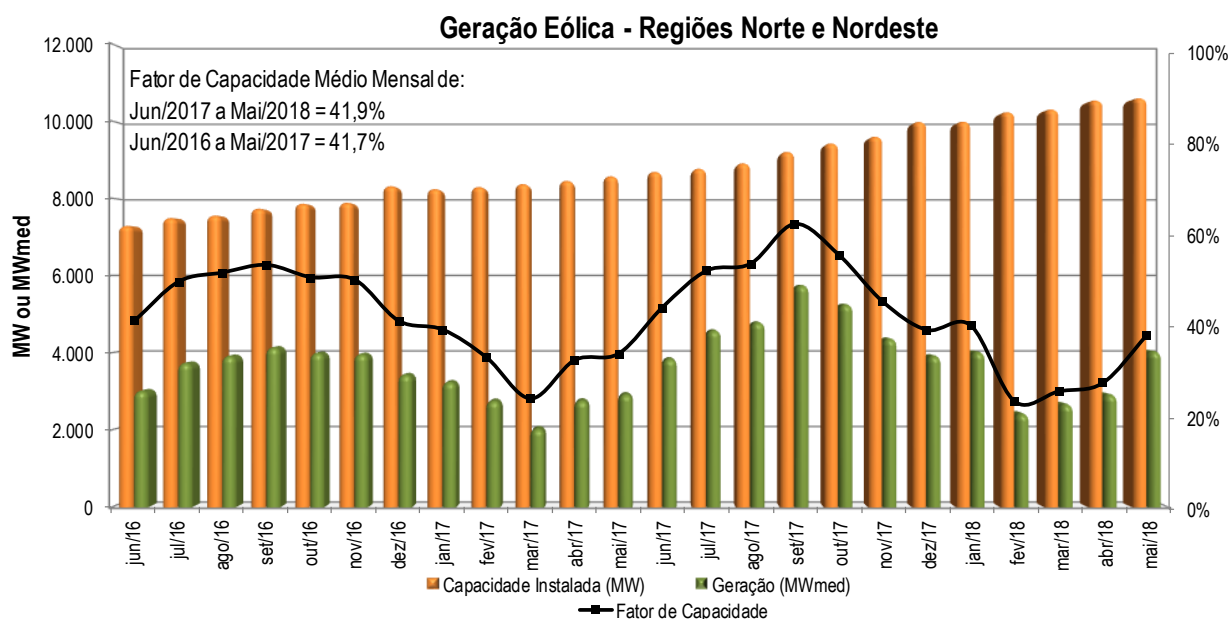


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

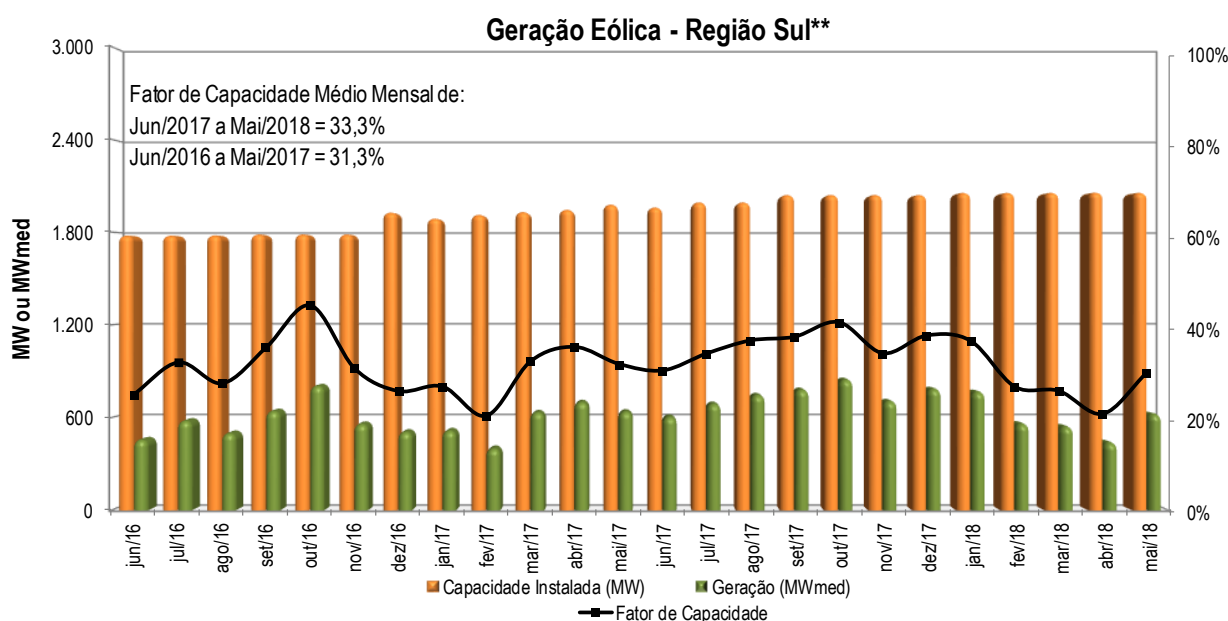


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

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

Dados contabilizados até maio de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 213,80 / MWh nos subsistemas Norte e Nordeste e R\$ 411,40 / MWh nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul até R\$ 515,10 / MWh em todos os subsistemas. Da quarta semana operativa do mês em diante, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

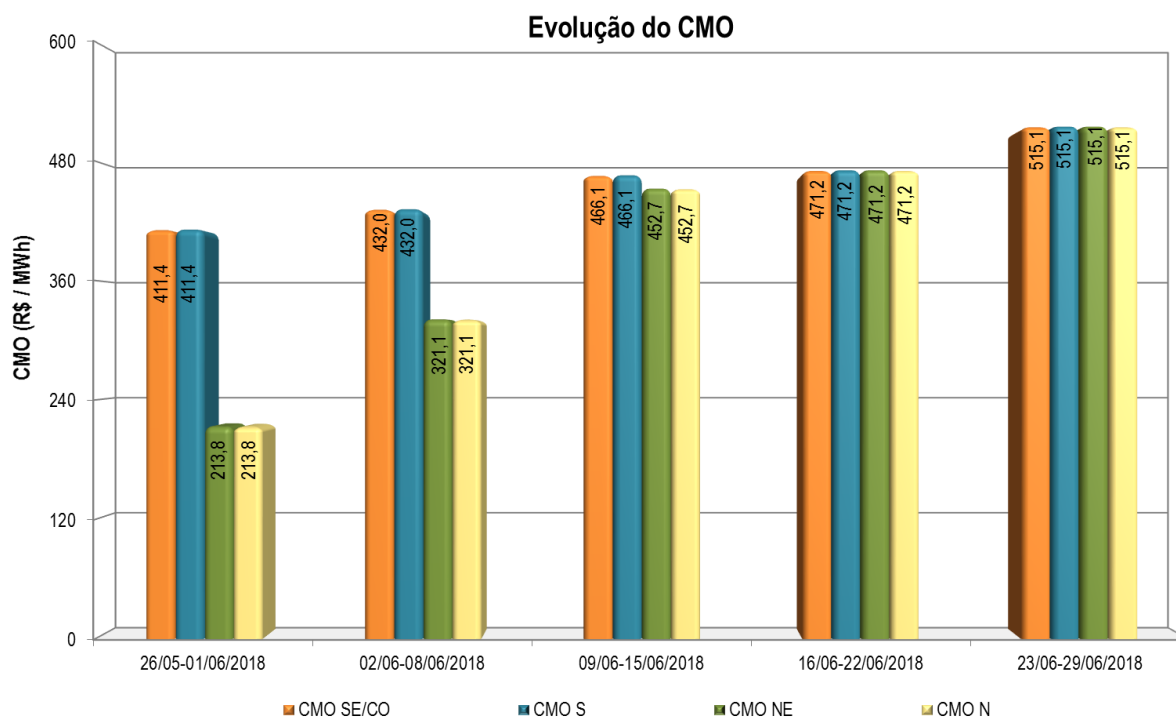


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2018 foi de R\$ 252,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 395,0 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 175,6 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 65 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 por R\$ 11,9 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. Em maio de 2018 não houve 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. Mesmo havendo despacho de usinas térmicas por segurança energética no Nordeste, após o abatimento da indisponibilidade das usinas térmicas despachadas na ordem de mérito, constatou-se que não houve geração de encargo por deslocamento hidráulico.

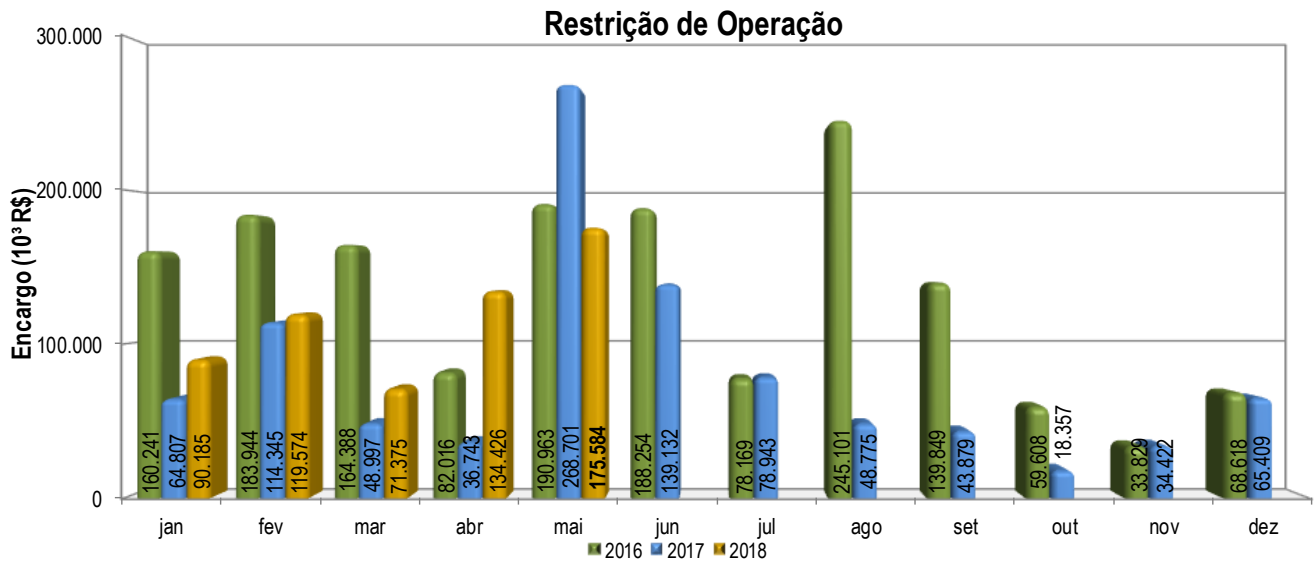


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

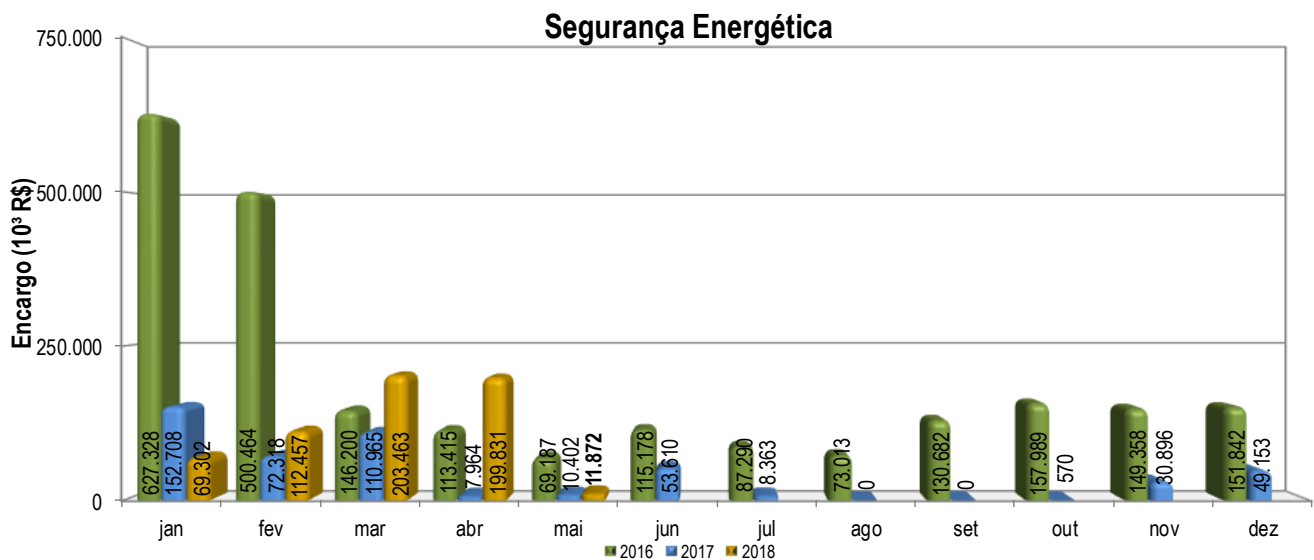


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

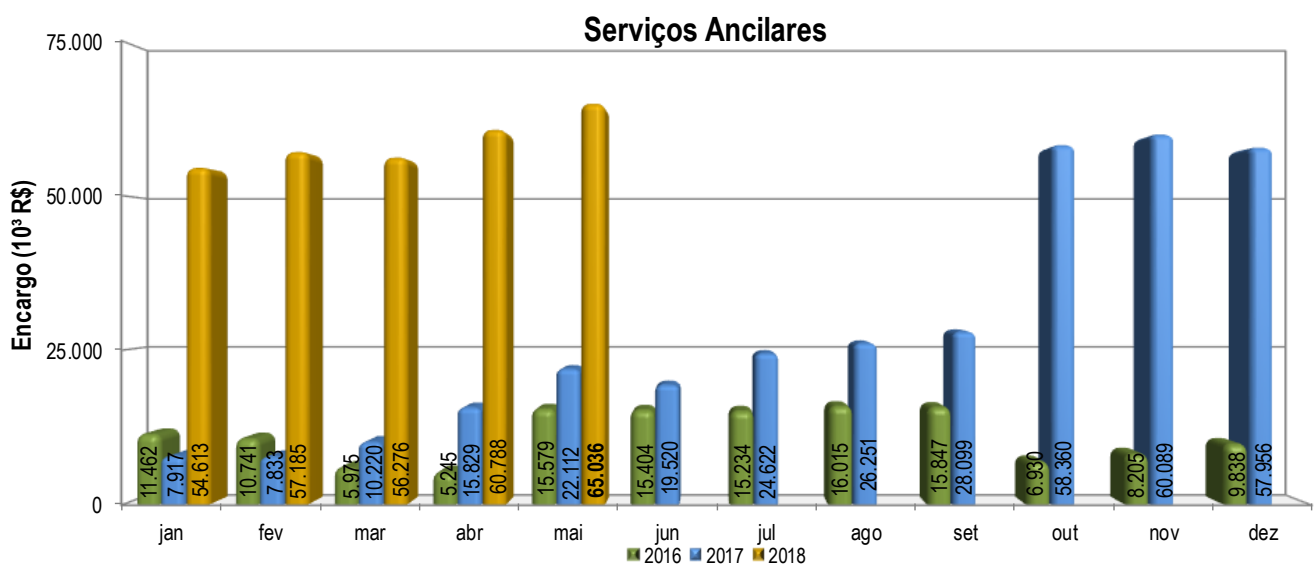


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

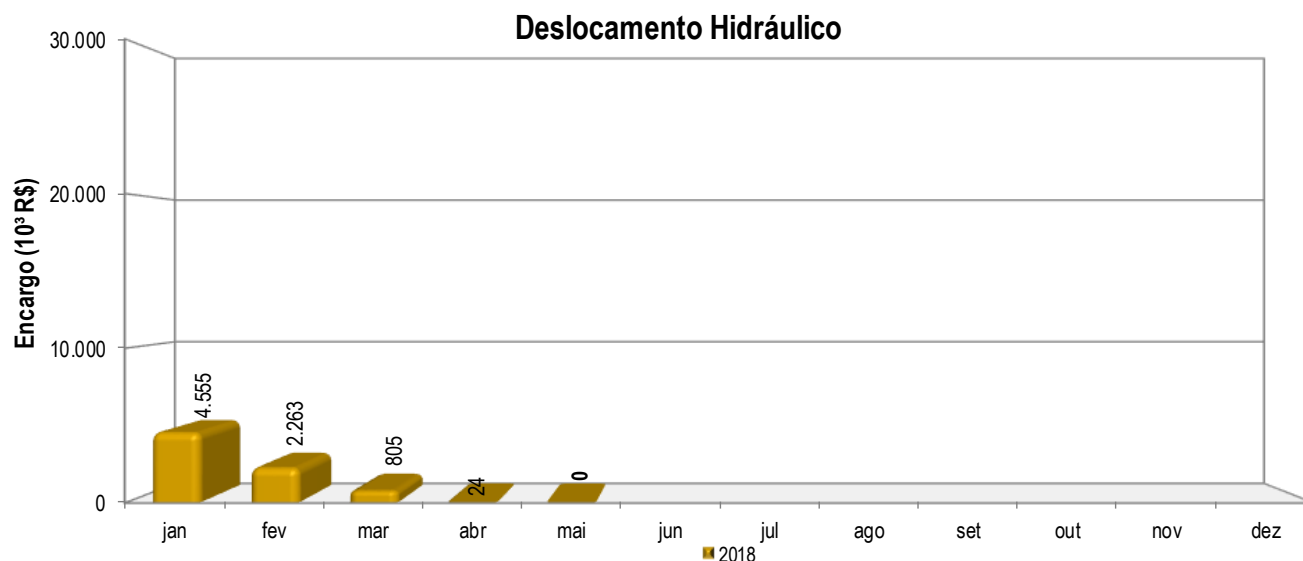


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2018 tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo mês de 2017. O principal desligamento do mês está destacado abaixo:

- **Dia 15 de junho, às 13h09min:** Desligamento automático da Barra 2 de 230 kV da subestação Utinga (Eletrobras Eletronorte). Houve interrupção de **170 MW** de cargas da Celpa, no Pará. Causa: fechamento parcial de uma das fases do disjuntor do banco de capacitores BC4 230 kV, com atuação do sistema de proteção contra falha do disjuntor.

Apenas no estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve cinco desligamentos com interrupção total das cargas do estado nos dias 1, 5, 14 e 29 de junho, todos em linhas de transmissão operadas pela Venezuela (CORPOELEC).

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 18. 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-Jun	2017 Jan-Jun
SIN**	2.655	0	20.528	0	0	0							23.183	0
S	0	0	0	0	0	0							0	0
SE/CO	0	432	625	0	0	0							1.057	2.003
NE	0	162	378	0	206	0							746	2.424
N-Int	0	227	256	0	0	170							653	5.182
Isolados	323	295	1.092	312	241	554							2.817	1.807
TOTAL	2.978	1.116	22.879	312	447	724	0	0	0	0	0	0	28.456	11.416



Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Jun	2017 Jan-Jun
SIN**	1	0	1	0	0	0							2	0
S	0	0	0	0	0	0							0	0
SE/CO	0	2	2	0	0	0							4	8
NE	0	1	2	0	1	0							4	11
N-Int	0	1	1	0	0	1							3	11
Isolados	2	2	8	2	2	5							21	14
TOTAL	3	6	14	2	3	6	0	0	0	0	0	0	34	44

Ocorrências no SEB

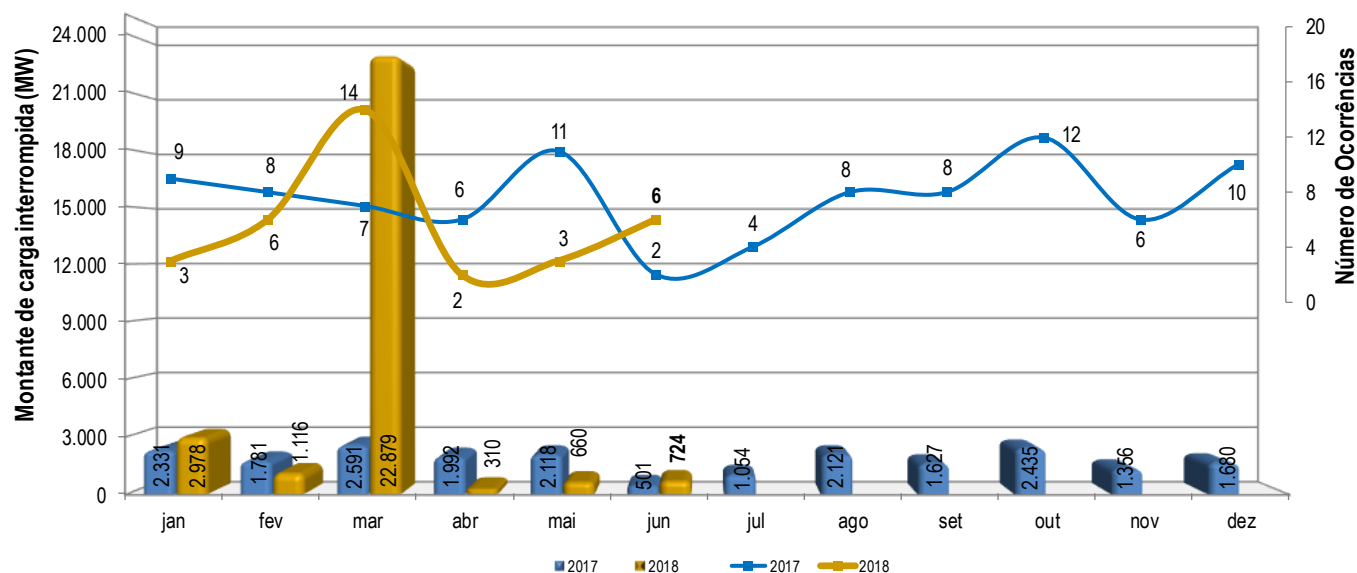


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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 20. 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	1,45	0,94									4,97	12,69
S	1,30	0,84	1,14	0,72									4,00	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55									3,21	8,78
CO	2,60	1,97	2,44	1,36									8,37	14,69
NE	1,55	1,42	1,86	1,27									6,11	14,62
N	3,12	2,25	3,11	2,25									10,73	33,78



Tabela 21. 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	0,79	0,50									2,68	9,51
S	0,74	0,51	0,64	0,41									2,31	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30									1,77	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,72									4,48	11,82
NE	0,77	0,68	0,86	0,59									2,90	9,60
N	1,75	1,44	2,07	1,46									6,71	29,12

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

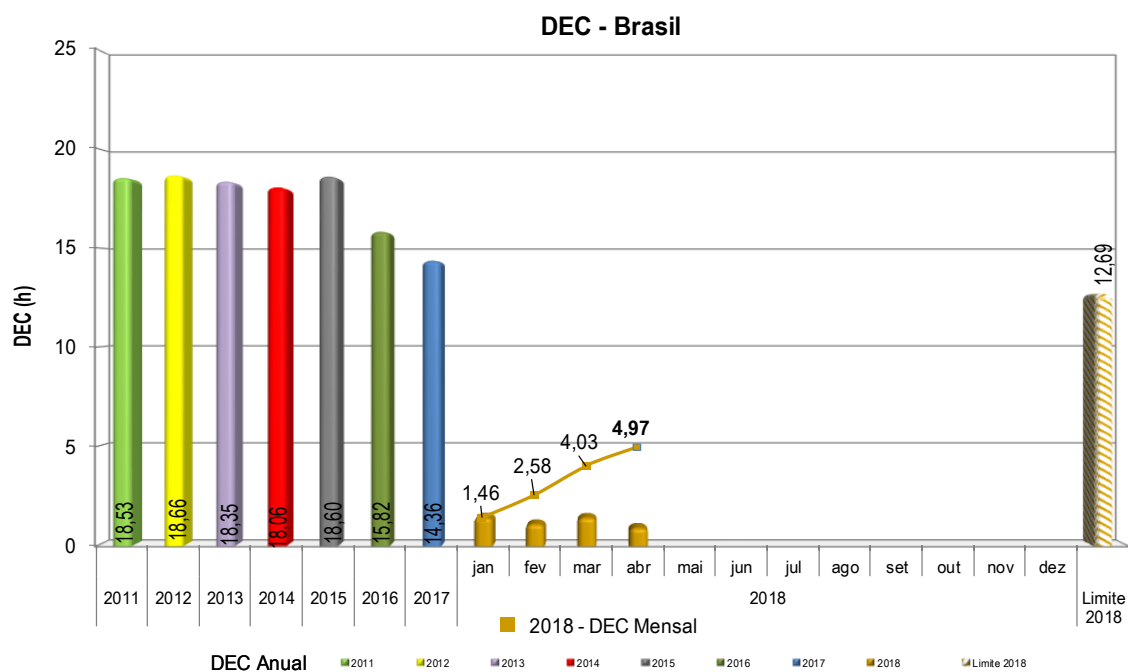


Figura 27. DEC do Brasil.

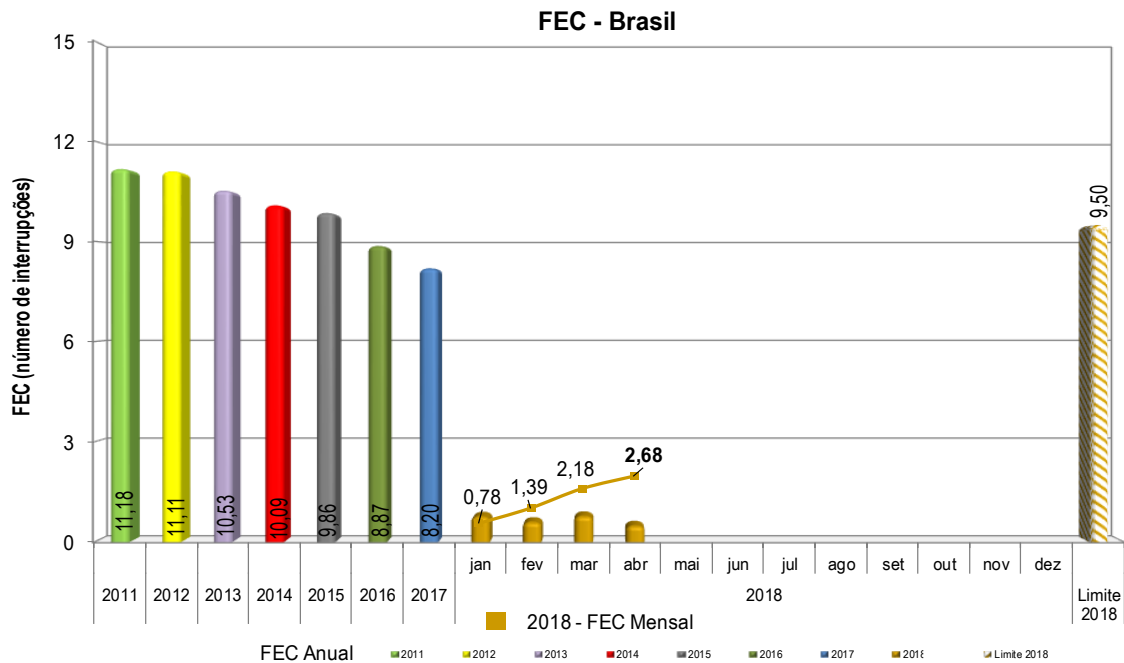


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril 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-reactivo
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