



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

**Maio / 2017**





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Maio / 2017**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Fernando Coelho Filho

### **Secretário-Executivo**

Paulo Pedrosa

### **Secretário de Energia Elétrica**

Fábio Lopes Alves

### **Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**

Domingos Romeu Andreatta

### **Equipe Técnica**

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

Tarcisio Tadeu de Castro



## SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil .....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias.....	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável.....	4
2.4. Energia Armazenada.....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA .....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica.....	10
4.2. Unidades Consumidoras .....	11
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil .....	12
4.4. Demandas Máximas.....	12
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	16
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	17
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	17
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	18
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	18
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	19
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão.....	19
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	19
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	20
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	21
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	21
8.4. Geração Eólica .....	22
8.5. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	23
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO .....	26
9.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	27
9.2. Despacho Térmico .....	27
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	28
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	29
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	30
11.2. Indicadores de Continuidade.....	31



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de abril de 2017 – Brasil. ....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 1º a 29/04/2017 nas principais bacias, referenciadas à média histórica. ....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul. ....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste. ....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte. ....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul. ....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste. ....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado. ....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios). ....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses. ....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN. ....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	13
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. ....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte. ....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB. ....	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	20
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste. ....	22
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	22
Figura 23. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH). ....	23
Figura 24. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas. ....	23
Figura 25. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa. ....	24
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo. ....	24
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás. ....	25
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão. ....	25
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN. ....	26
Figura 30. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	27
Figura 31. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês. ....	27
Figura 32. Encargos Setoriais: Restrição de Operação. ....	28
Figura 33. Encargos Setoriais: Segurança Energética. ....	28
Figura 34. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares. ....	29
Figura 35. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências. ....	31
Figura 36. DEC do Brasil. ....	32
Figura 37. FEC do Brasil. ....	32



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	10
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	11
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	12
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	17
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). ....	18
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	18
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	19
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	19
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	19
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	21
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	21
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	30
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	30
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017. ....	31
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	31





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados com a operação e expansão do sistema elétrico brasileiro e detalhados nesse Boletim Mensal do mês de maio de 2017 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** no mês, a passagem de uma frente fria pelo Rio Grande do Sul ocasionou totais significativos de precipitação na bacia do rio Jacuí, Uruguai, Iguaçu, Paranapanema e Tietê.

**Energia Natural Afluente Armazenável:** aflúências foram inferiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Nordeste e Norte, com destaque para a criticidade vivenciada na região Nordeste (22% MLT).

**Energia Armazenada:** variação da energia armazenada equivalente no mês de maio de 2017:

Sudeste/Centro-Oeste: +1,5%

Sul: +29,1%

Nordeste: -2,0%

Norte: -0,2%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	43,3
Sul	71,7
Nordeste	19,8
Norte	65,8

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** em abril de 2017, o número de consumidores residenciais aumentou 2,2% em comparação ao mesmo mês do ano anterior.

**Demandas Máximas:** em abril de 2017, foi verificado recorde de demanda máxima no subsistema Norte, ultrapassando em aproximadamente 3% o recorde anterior, que tinha sido registrado em 29/11/2016.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em maio de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.576 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 69,8 MW de usinas de geração.

**LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em maio de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 135.801 km. No mês, entraram em operação comercial 524,2 km de linhas de transmissão.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** em abril de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 74,1% do total gerado no país, 6,2 pontos percentuais (p.p.) inferior ao verificado no mês anterior.

**ENCARGOS SETORIAIS:** o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2017 foi de R\$ 60,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 167,6 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** em maio de 2017 foram verificadas 11 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 2.118 MW de corte de carga.

**CMSE:** no dia 3 de maio de 2017 foi realizada a 180ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, foram apresentados os resultados do Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado no dia 24 de abril de 2017. Foram vendidos 31 dos 35 lotes oferecidos, com deságio médio de 36,5%. Os empreendimentos representarão expansão de 7.000 km de linhas de transmissão e 13.170 MVA de capacidade de transformação, correspondendo a investimento da ordem de R\$ 12,7 bilhões. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/quest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2017>.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2017, 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

Na primeira semana do mês de maio, a atuação de áreas de instabilidade no Paraguai, Paraná e Mato Grosso do Sul ocasionou chuva na calha principal do rio Paraná, no rio Paranapanema e no rio Tietê. Nas demais semanas a passagem de uma frente fria pelo Rio Grande do Sul ocasionou totais significativos de precipitação na bacia do rio Jacuí, Uruguai, Iguazu, Paranapanema e Tietê, e fraca a moderada nas bacias dos rios Grande e Paranaíba.

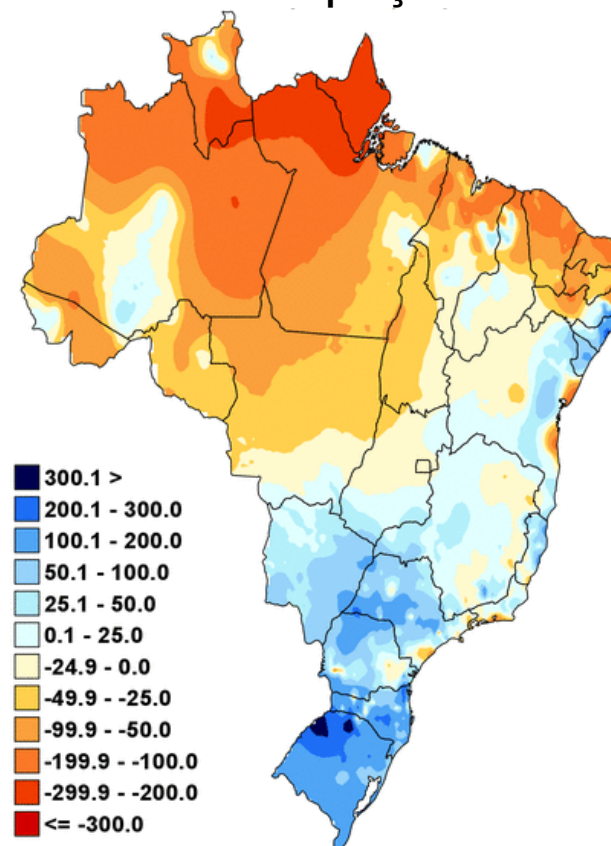
Em termos de temperatura mínima, foi verificada anomalia positiva dessa grandeza em grande parte do Brasil, especialmente no Sul, no Sudeste e no Centro-Oeste. Já as temperaturas máximas apresentaram anomalias negativas em grande parte do Sul do país, devido a maiores períodos de chuva e da presença das frentes frias.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em maio para cada subsistema foram: 101 %MLT – 39.150 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (37º melhor valor\*), 168 %MLT – 14.480 MWmédios no Sul (15º melhor valor\*), 22 %MLT – 1.591 MWmédios no Nordeste (pior valor\*) e 60 %MLT – 7.062 MWmédios no Norte (2º pior valor\*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 92 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 120 %MLT no Sul, 21 %MLT no Nordeste e 43 %MLT no Norte.

\* considerando um histórico de afluências para o mês em 85 anos (1931 a 2015).

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil



Fontes de dados: CPTEC/INPE INMET FUNCEME/CE AESA/PB  
EMPARN/RN ITEP/LAMEPE/PE DHME/PI CMRH/SE SEMARH/DHN/AL COMET/RJ  
SEMARH/BA CEMIG-SIMGE/MG SEAG/ES SIMEPAR/PR CIRAM/SC IAC/SP

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE e ONS



## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

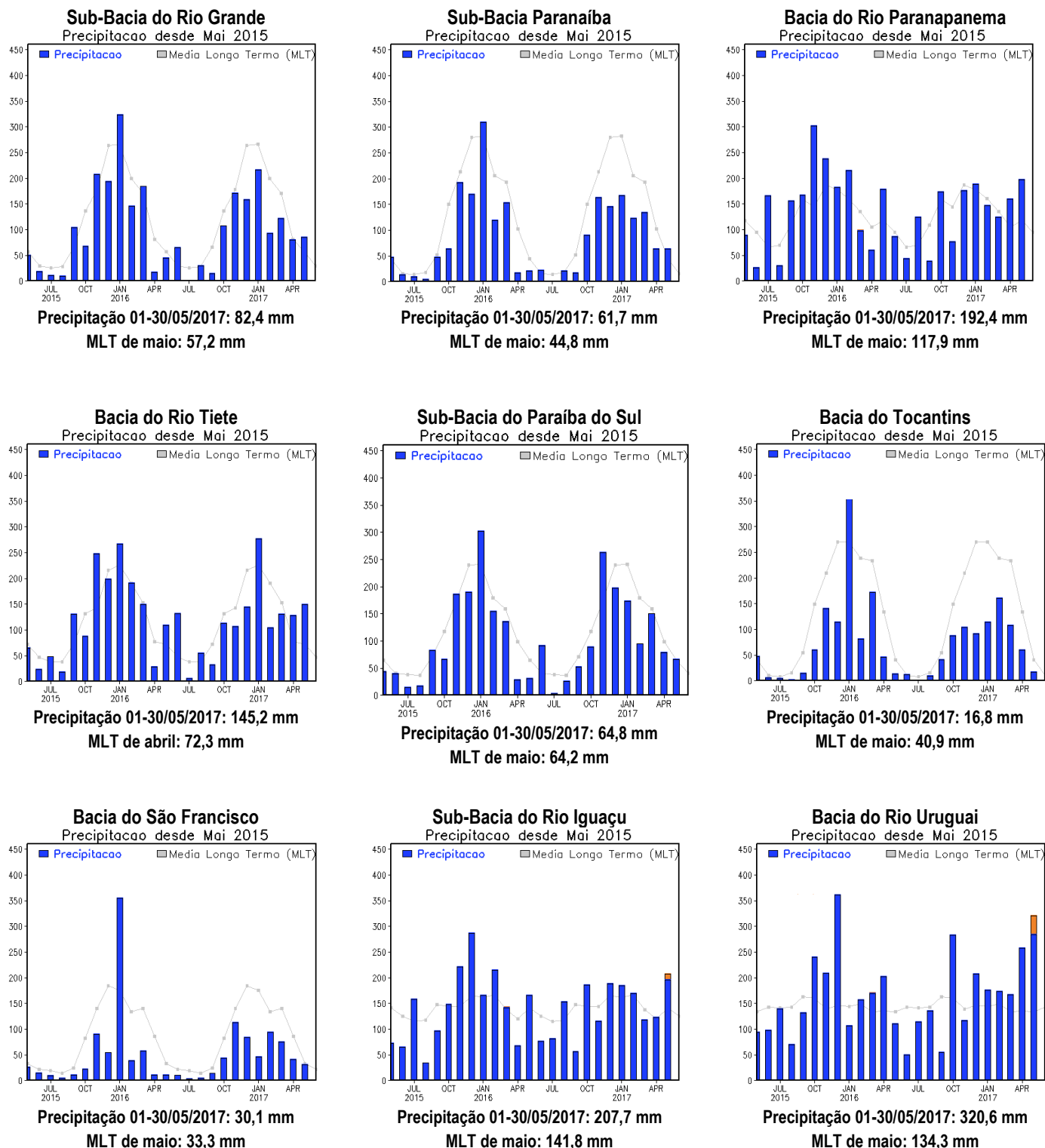


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 1º a 30/05/2017 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC/INPE





### 2.3. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

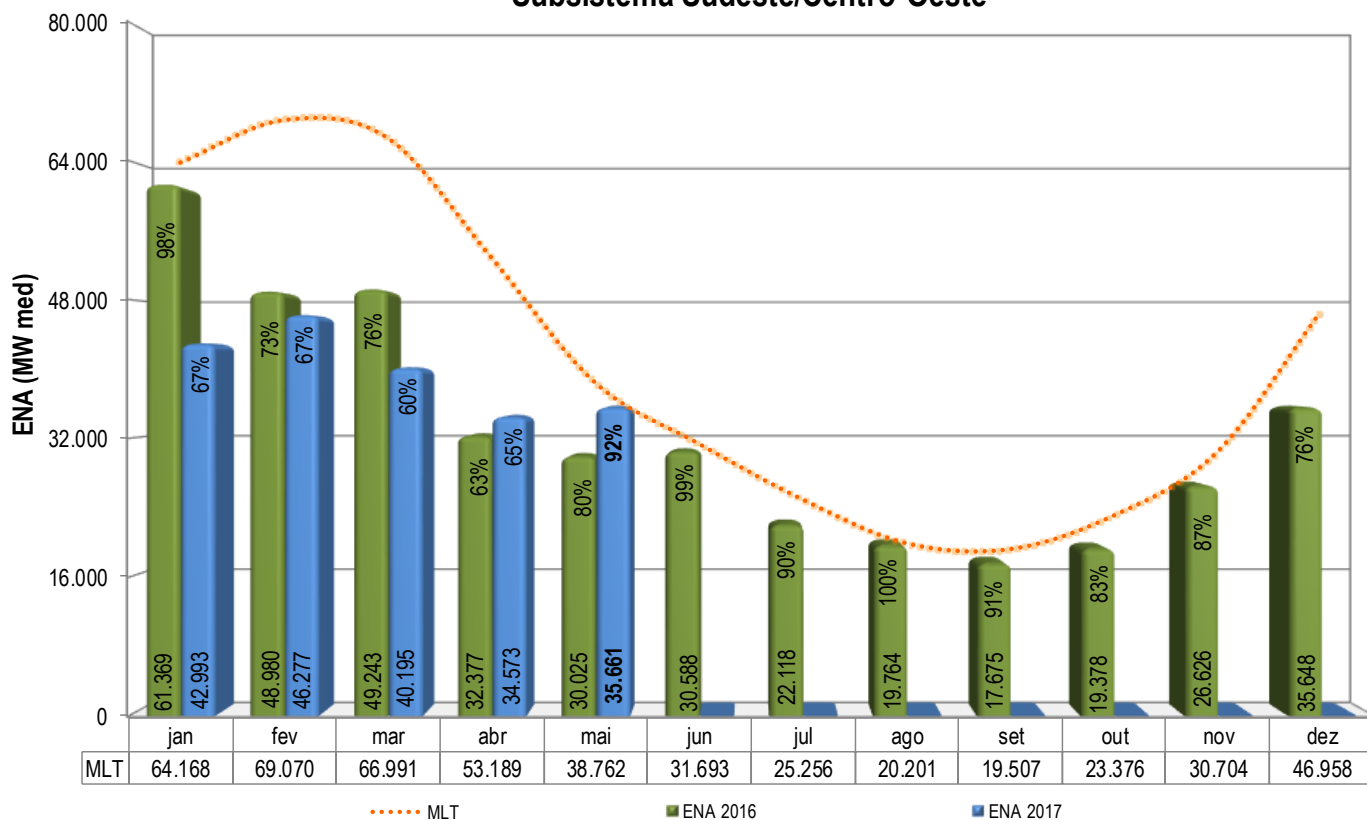


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

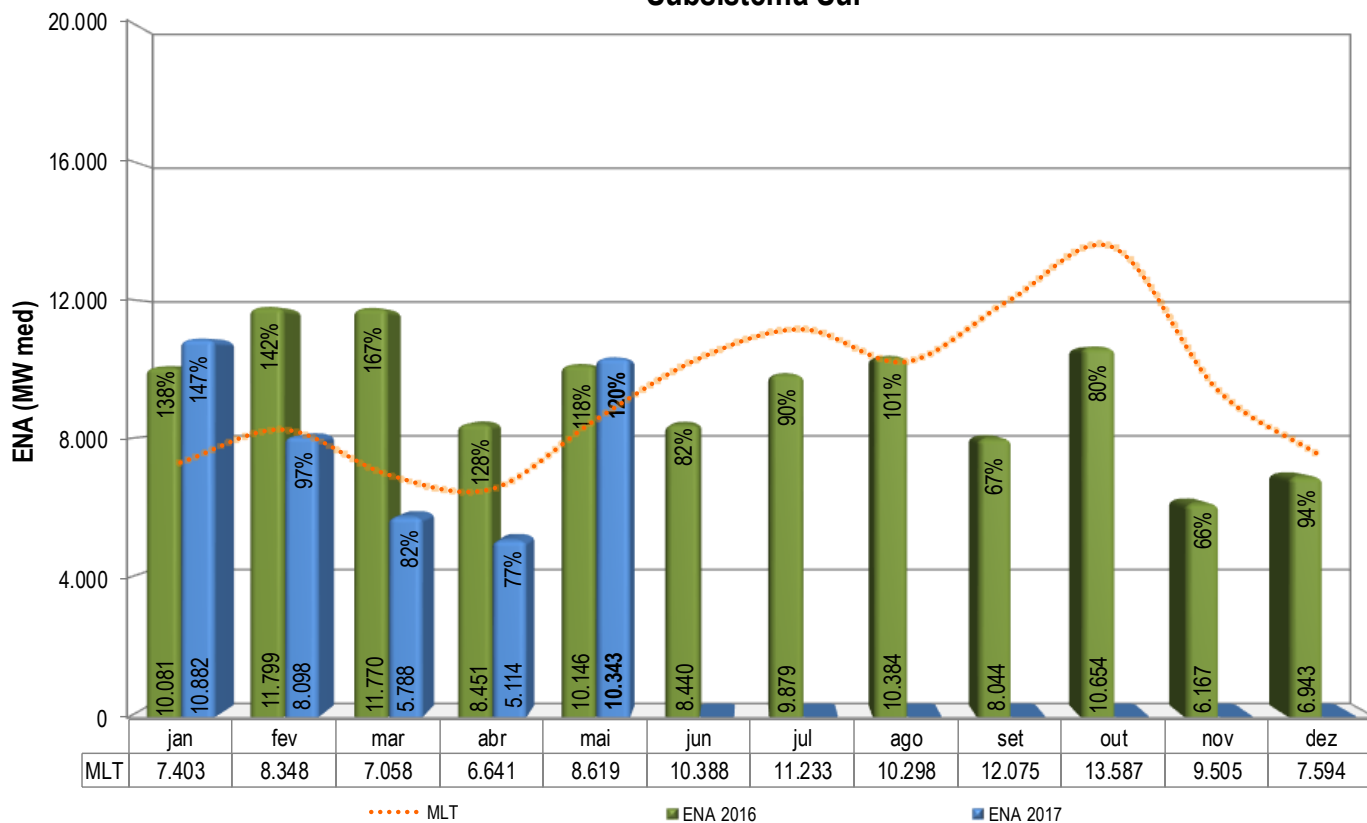


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

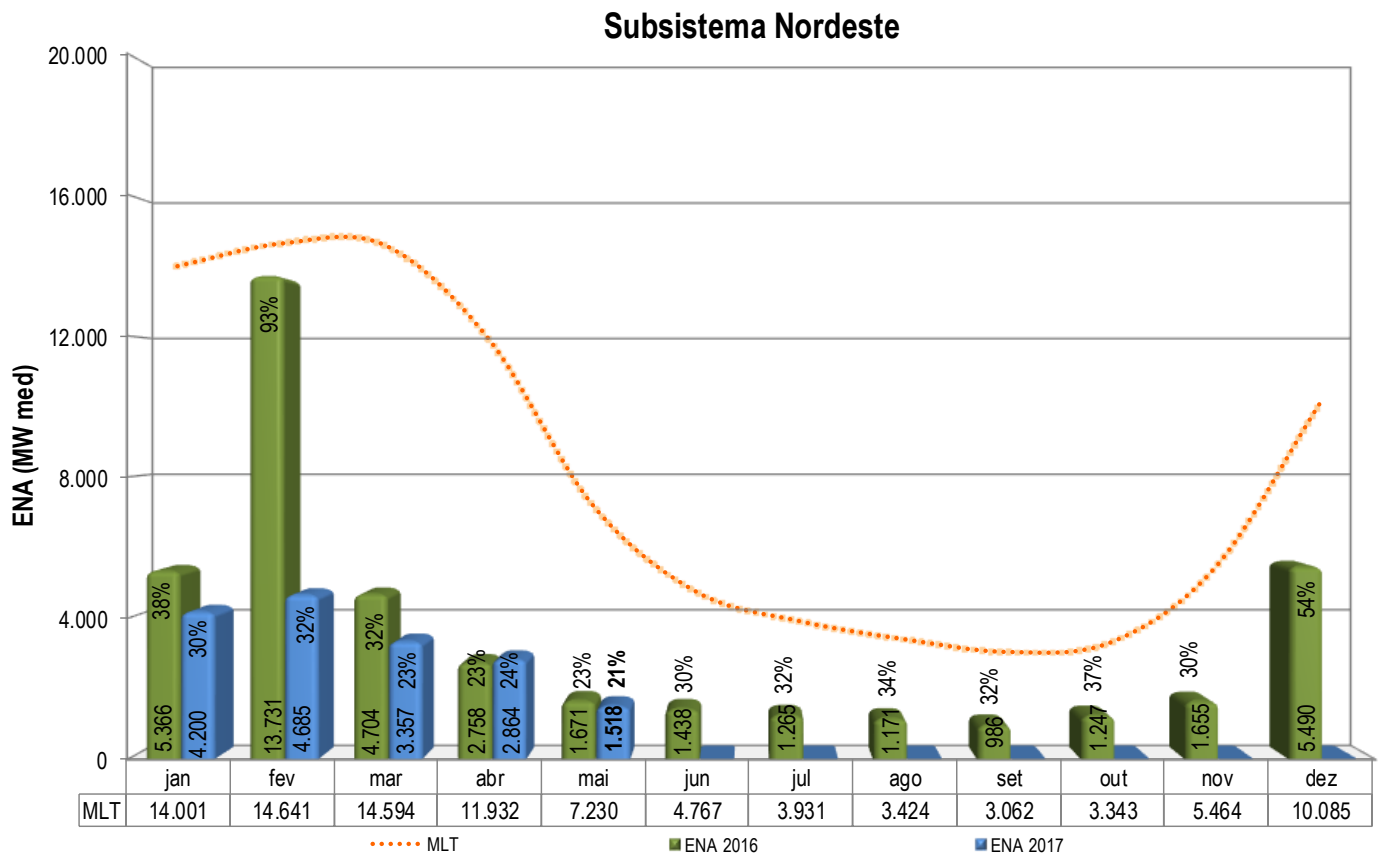


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

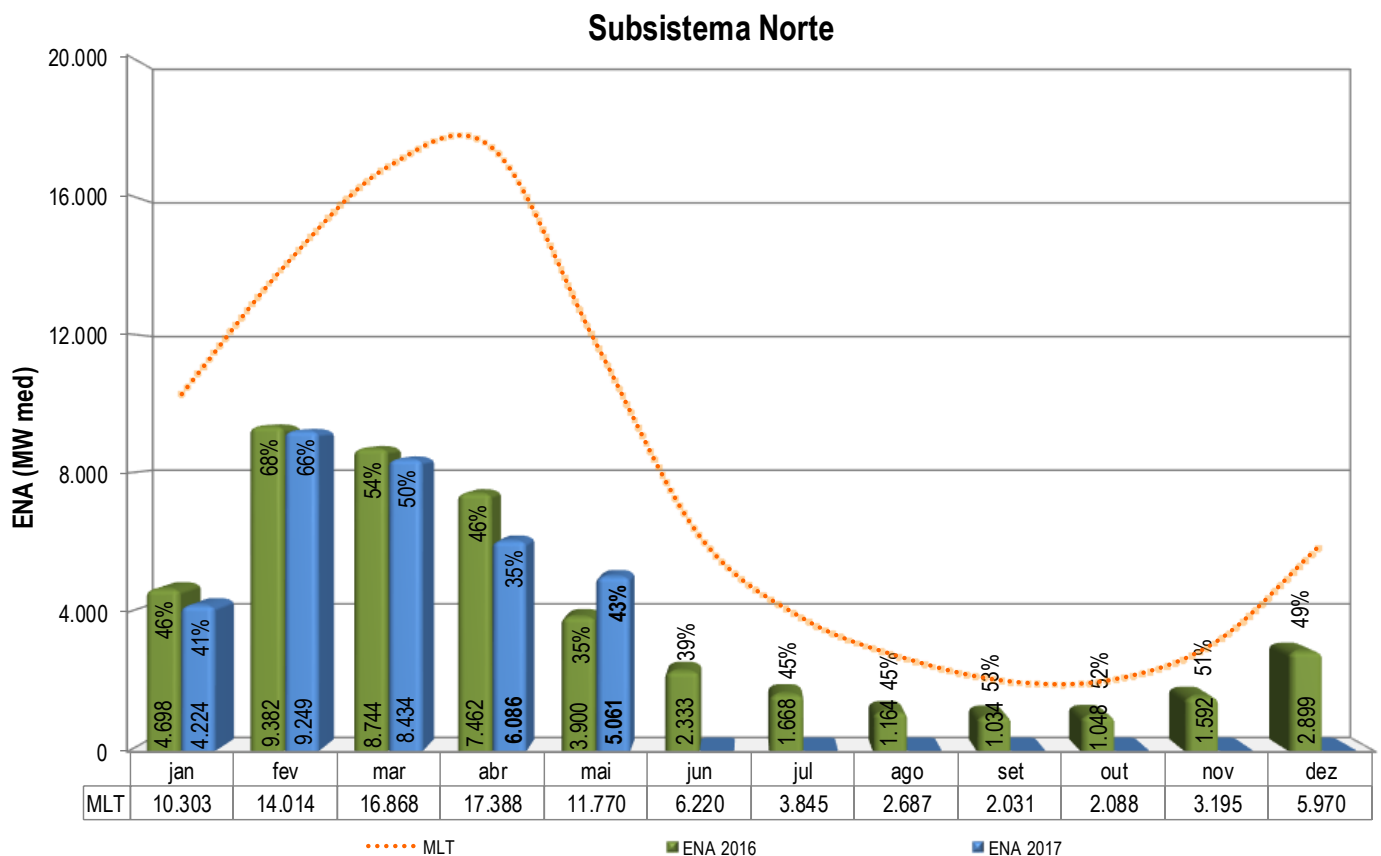


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de maio de 2017, foi verificado replecionamento do armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e deplecionamento dos demais, conforme pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Abril (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	41,8	43,3	203.343	71,8
Sul	42,6	71,7	20.100	11,7
Nordeste	21,7	19,8	51.809	8,3
Norte	66,0	65,8	15.041	8,1
<b>TOTAL</b>			<b>290.293</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS

Houve contribuição de aproximadamente 10.590 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor 143 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Na região Norte, as gerações das UHE Tucuruí e Belo Monte foram maximizadas até meados do mês em todos os períodos de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes, em função dos excedentes energéticos. A partir de então, a geração da UHE Belo Monte continuou maximizada, enquanto a geração da UHE Tucuruí foi dimensionada de forma a manter uma operação à fio d'água, ainda respeitando os limites elétricos vigentes. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

No subsistema Nordeste, a coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste.

Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, destaca-se que, na segunda quinzena do mês de maio, foram conduzidas reduções nas defluências mínimas a partir das UHEs Sobradinho e Xingó a fim de proporcionar maior segurança hídrica para esta bacia. Nesse sentido, em 29 de maio de 2017, foram iniciados os testes de defluência de 600 m³/s. Esta redução foi respaldada na Resolução da Agência Nacional de Águas nº 742/2017, e na Autorização Especial do IBAMA nº 11/2017, e seguiram rito definido no âmbito do grupo de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, sob a coordenação da ANA, e que conta com ampla participação de representantes do Poder Público, usuários e sociedade civil.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a tabela abaixo apresenta o armazenamento ao final do mês:

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil	Armazenamento no Final de Abril/2017 (%)	Armazenamento no Final de Maio/2017 (%)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	24,05	14,37
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	91,15	99,85
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	30,71	15,49
FURNAS	GRANDE	17.217	77,31	42,02
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	37,54	31,92
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	48,72	34,93
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	85,41	89,67
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	59,47	27,98
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	40,8	30,38
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	97,11	63,12

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

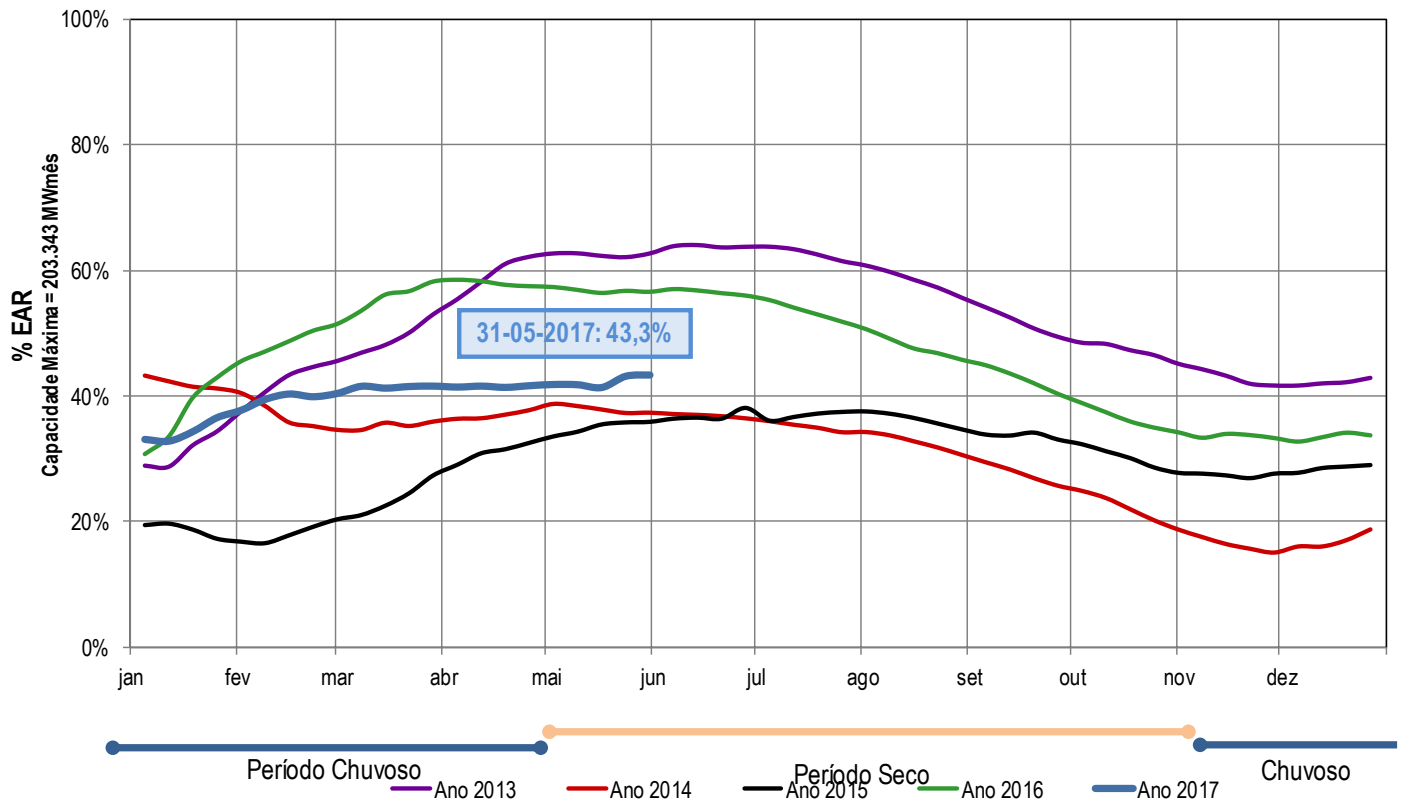


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

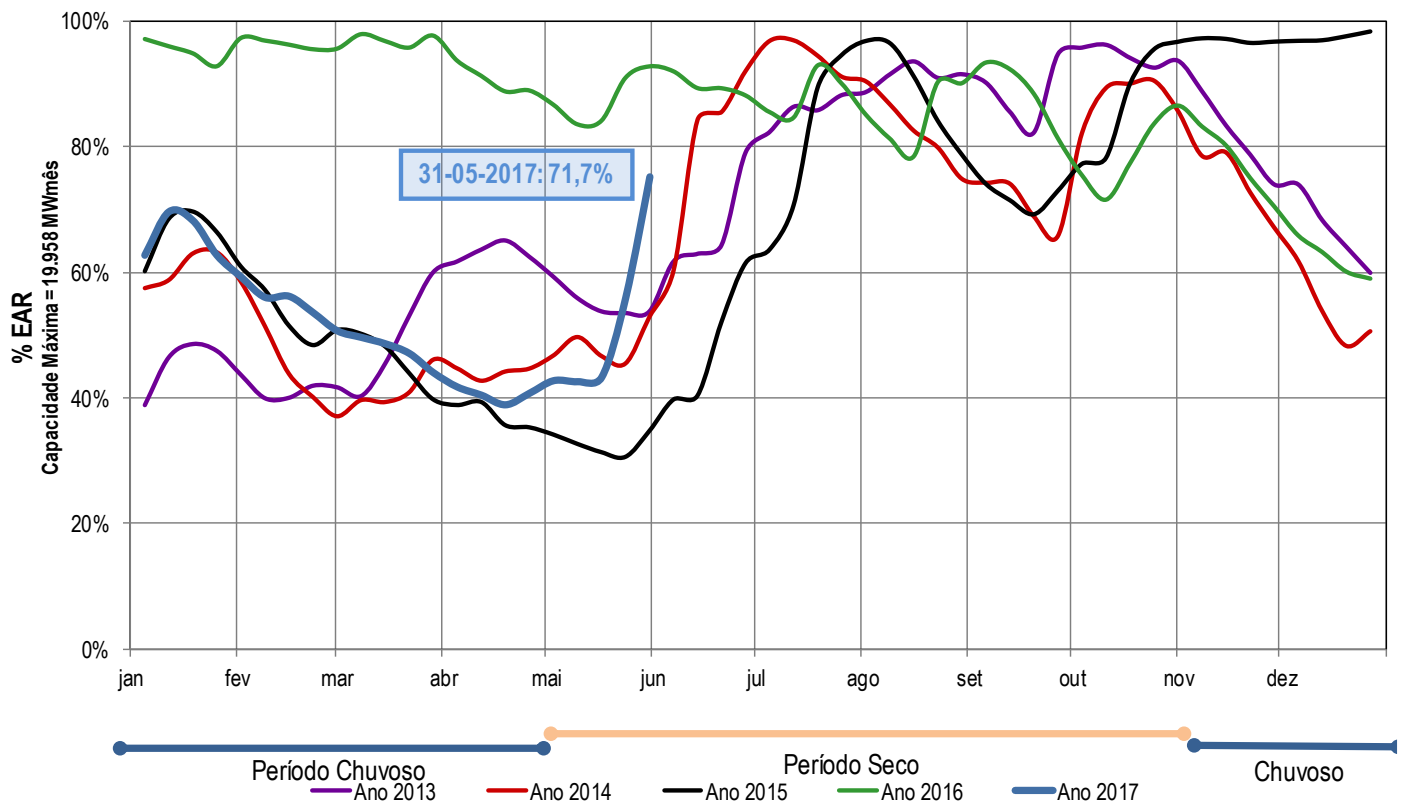


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

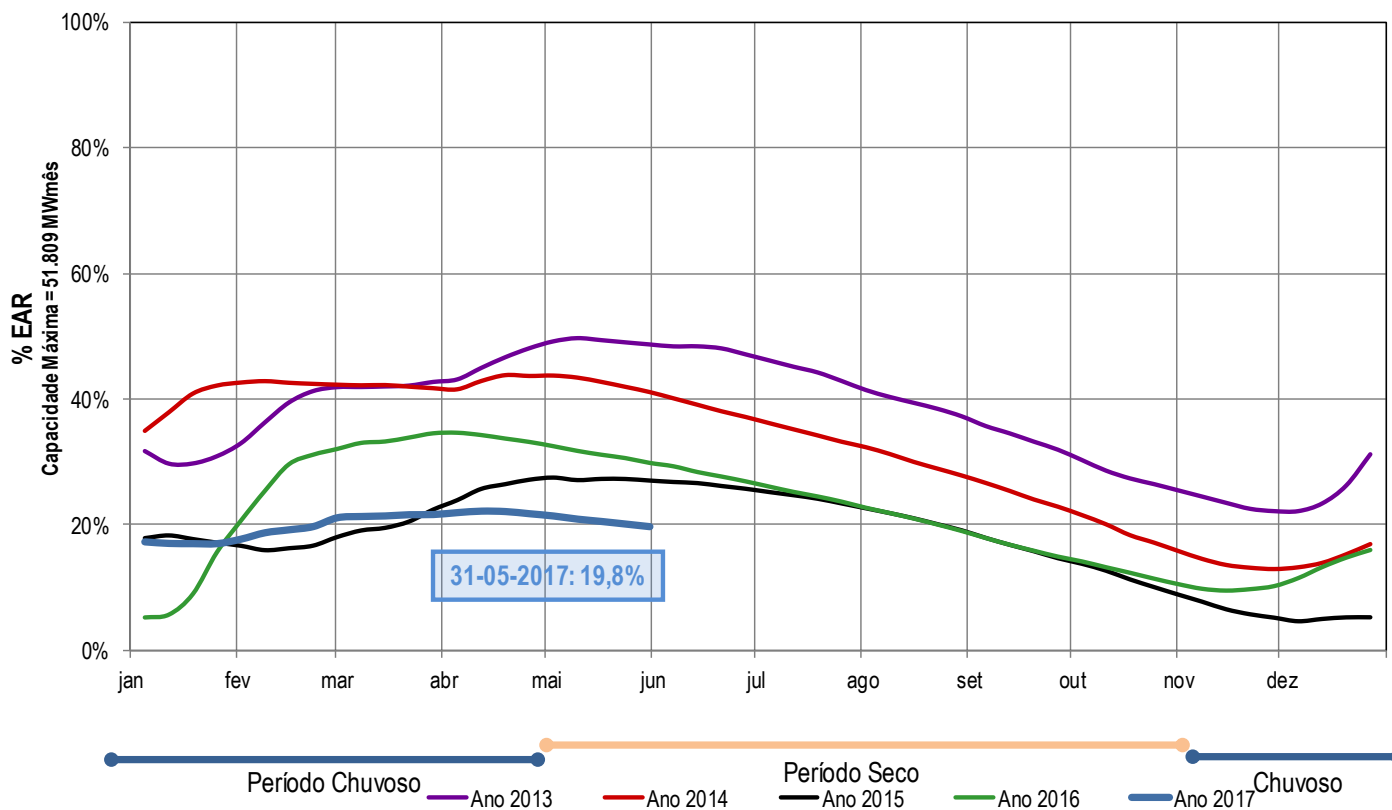


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte-Interligado

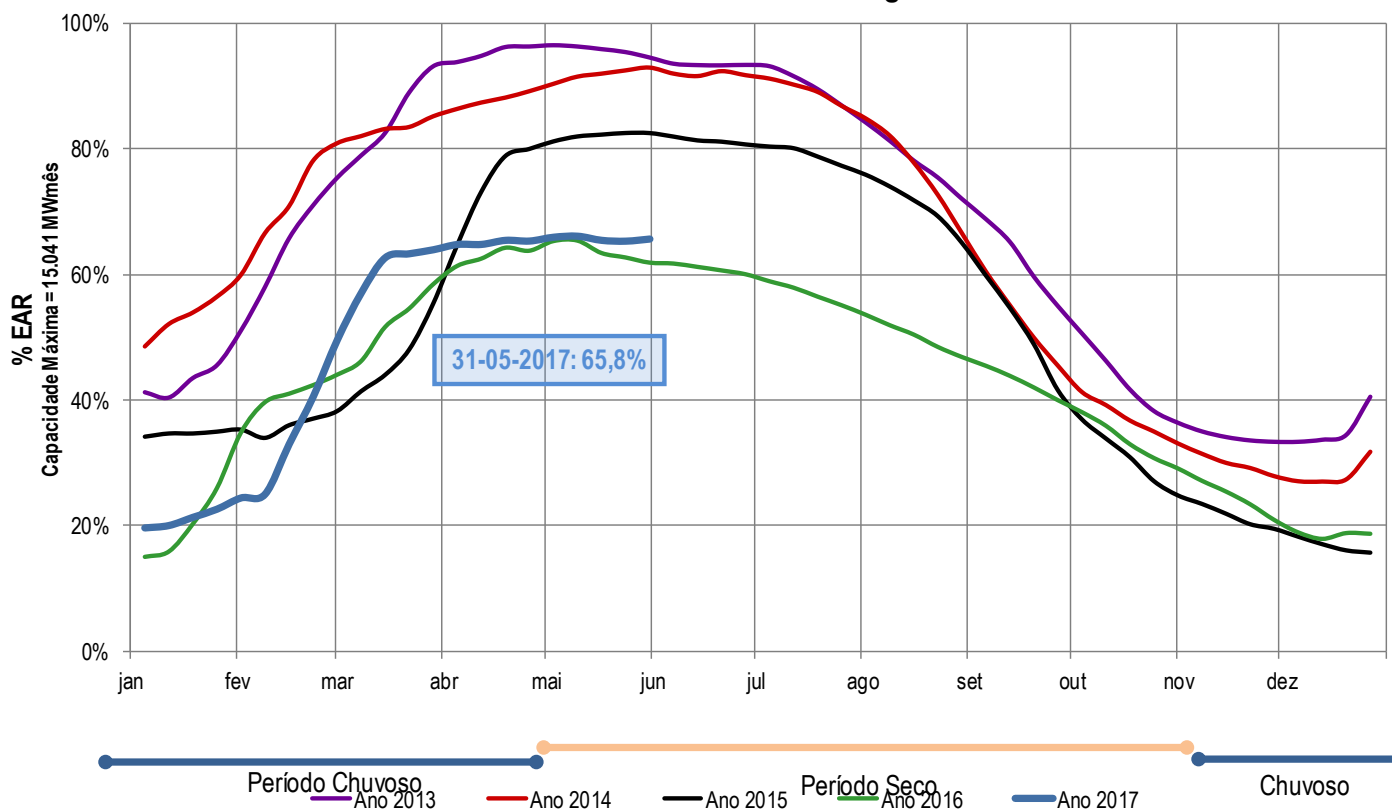


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em maio de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, totalizando 3.512 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior (3.920 MWmédios).

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 2.699 MWmédios, valor menor que os 2.798 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul importou aproximadamente 2.944 MWmédios no mês de maio de 2017, ante a importação de 3.354 MWmédios em abril de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 120 MWmédios, valor próximo ao verificado no mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no período de 2 a 6 de maio e de 8 a 13 de maio, houve exportação de energia para o Uruguai a título de energia contratual, tanto pela conversora de Melo como pela conversora de Rivera. Já no dia 12, foi realizado teste na conversora de Melo, com importação de energia pelo Brasil. Assim, o intercâmbio com o país vizinho totalizou cerca de 31 MWmédios.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA \*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 46.610 GWh, considerando autoprodução e acréscido das perdas, representando decréscimo de 5,6% em relação ao consumo de abril de 2016.

No acumulado dos últimos 12 meses (maio de 2016 a abril de 2017), o consumo residencial registrou evolução de +1,8% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a abril de 2016, houve diminuição de 4,9% no consumo residencial. Para a classe comercial, foi verificada redução de 3,3% entre abril e março de 2017, e de 4,7% em comparação a abril de 2016.

Conforme análise da EPE, o resultado da classe residencial foi decorrente, dentre outros motivos, pelas temperaturas mais amenas e pelo menor ciclo de faturamento, além do efeito do feriado da Páscoa que, em 2017, ocorreu no mês de abril, diferentemente do verificado em 2016. Em relação à classe residencial, o clima também contribuiu para o resultado obtido, bem como a baixa atividade econômica que ainda se verifica no país.

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, houve aumento de 0,7% no mês de abril de 2017, quando comparado com o mesmo mês do ano anterior. Sobre os segmentos industriais que mais consomem energia elétrica, oito apresentaram aumento do seu consumo em abril de 2017, quando comparado com abril de 2016, com destaque para: borracha e material plástico (+5,3%), papel e celulose (+3,8%) e automotivo (+2,0%).

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL cresceu 21,8% em abril, em comparação com março de 2016, representando, no mês, cerca de 30% do consumo total do país.

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

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Abr/17 GWh	Evolução mensal (Abr/17/Mar/17)	Evolução anual (Abr/17/Abr/16)	Mai/15-Abr/16 (GWh)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.211	-8,1%	-4,9%	131.040	133.393	1,8%
<b>Industrial</b>	13.900	0,6%	0,7%	164.984	164.509	-0,3%
<b>Comercial</b>	7.685	-3,3%	-4,7%	89.922	87.735	-2,4%
<b>Rural</b>	2.263	-2,8%	3,0%	25.649	27.699	8,0%
<b>Demais classes *</b>	4.108	0,6%	-1,5%	48.607	48.185	-0,9%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	7.443	-33,6%	-20,4%	112.050	110.150	-1,7%
<b>Total</b>	<b>46.610</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>572.252</b>	<b>571.670</b>	<b>-0,1%</b>

\* 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).

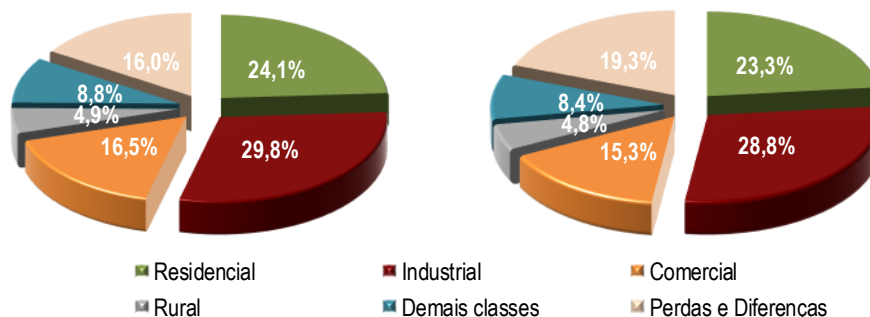
Dados contabilizados até abril de 2017.

\*\*\* A informação da carga total dos sistemas isolados para o mês de abril/2017 não foi informada pela Eletrobras à EPE até o fechamento deste Boletim. Dessa forma, foi utilizada como estimativa a média dos meses anteriores (jan-março/2017), o que impacta também na estimativa de "Perdas e Diferenças" no mês.

Fonte dos dados: EPE



**Consumo de Energia Elétrica em Abr/2017**      **Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



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

Dados contabilizados até abril de 2017.

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Abr/17 kWh/NU	Evolução mensal (Abr/17/Mar/17)	Evolução anual (Abr/17/Abr/16)	Mai/15-Abr/16 (kWh/NU)	Mai/16-Abr/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	161	-8,3%	-6,9%	160	159	-0,4%
Consumo médio industrial	26.204	0,8%	3,4%	25.237	25.844	2,4%
Consumo médio comercial	1.343	-3,3%	-7,0%	1.343	1.278	-4,8%
Consumo médio rural	508	-2,9%	1,4%	488	518	6,3%
Consumo médio demais classes	5.316	0,1%	-3,0%	5.325	5.196	-2,4%
Consumo médio total *	482	-3,2%	-4,4%	482	474	-1,7%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até abril de 2017.

## 4.2. Unidades Consumidoras

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

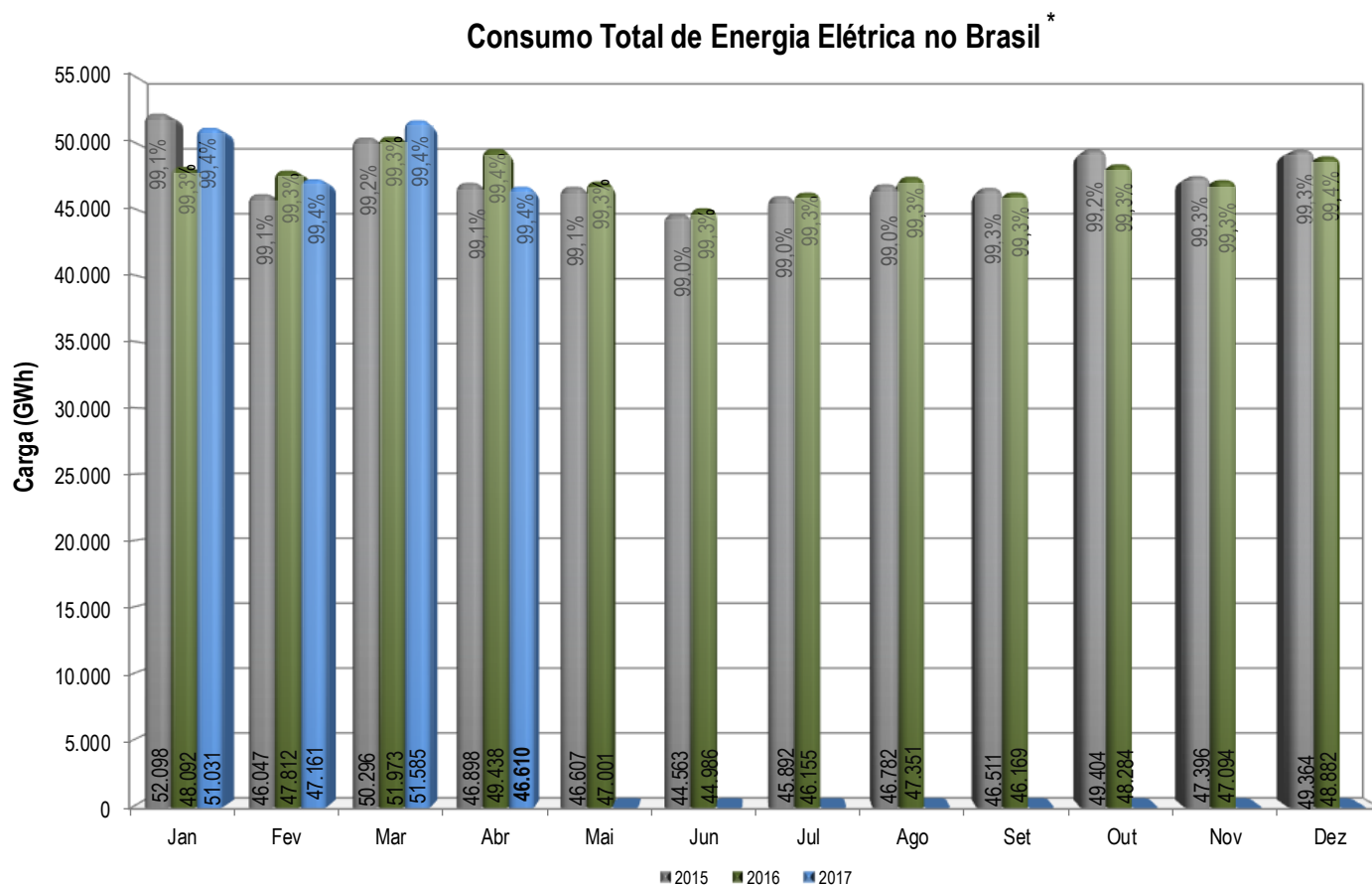
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Abr/16	Abr/17	
Residencial (NUCR)	68.235.123	69.737.386	2,2%
Industrial (NUCI)	544.780	530.445	-2,6%
Comercial (NUCC)	5.581.638	5.721.009	2,5%
Rural (NUCR)	4.382.604	4.452.443	1,6%
Demais classes *	760.660	772.752	1,6%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>79.504.805</b>	<b>81.214.035</b>	<b>2,1%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: EPE



### 4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: EPE

\* Os valores apresentados referem-se ao consumo total de energia elétrica no Brasil e os percentuais referentes à parcela do SIN.

\*\* A informação da carga total dos sistemas isolados para o mês de abril/2017 não foi informada pela Eletrobras à EPE até o fechamento deste Boletim. Dessa forma, foi utilizada como estimativa a média dos meses anteriores (jan-março/2017).

### 4.4. Demandas Máximas

No mês de maio de 2017 houve recorde de demanda máxima no subsistema Norte, que superou em 190 MW o recorde anterior, ocorrido em 29/11/2016.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>42.971</b> 23/05/2017 - 18h33	<b>13.488</b> 12/05/2017 - 18h25	<b>12.497</b> 17/05/2017 - 14h28	<b>6.748</b> 17/05/2017 - 14h41	<b>73.719</b> 17/05/2017 - 18h33
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.692</b> 21/03/2017 - 14h40	<b>6.748</b> 17/05/2017 - 14h41	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS



## 4.5. Demandas Máximas Mensais

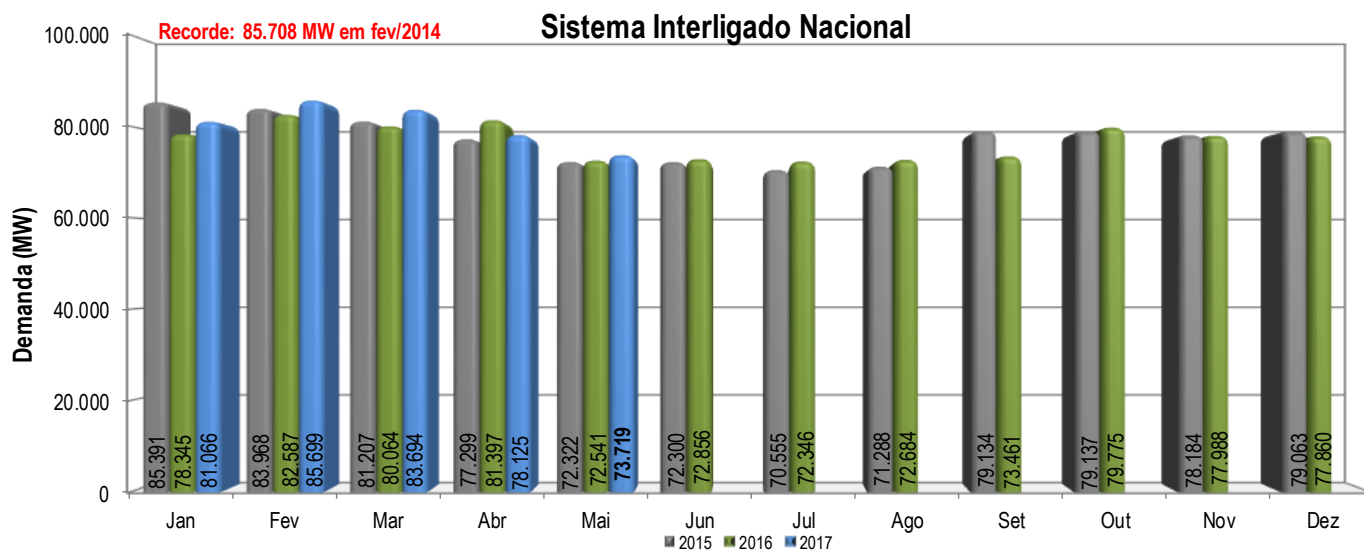


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

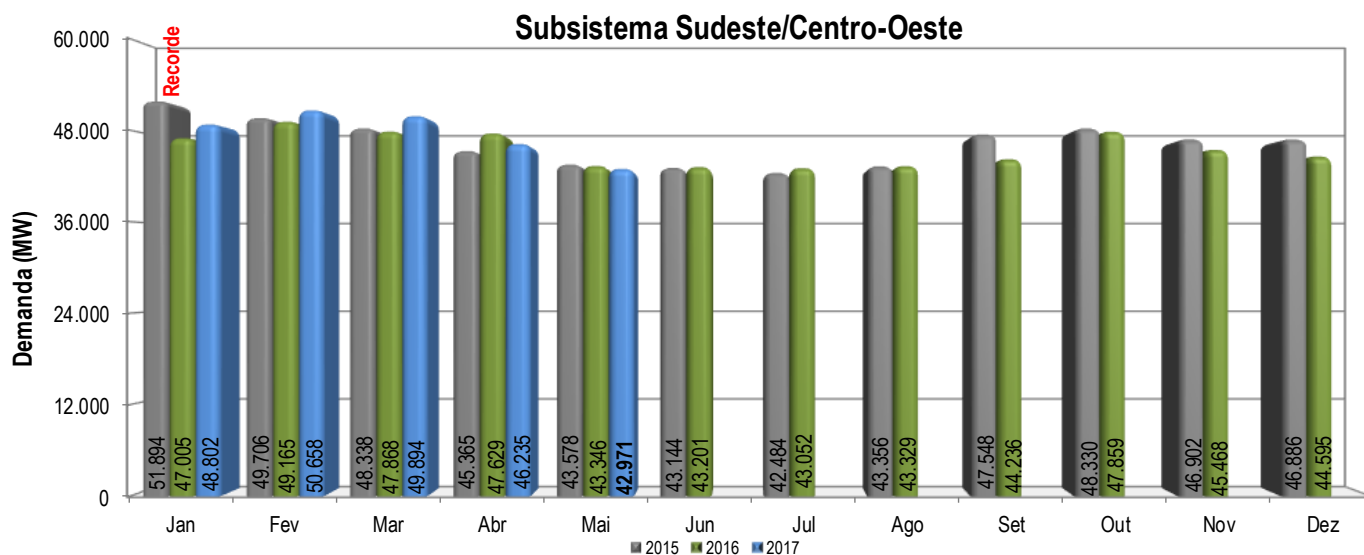


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

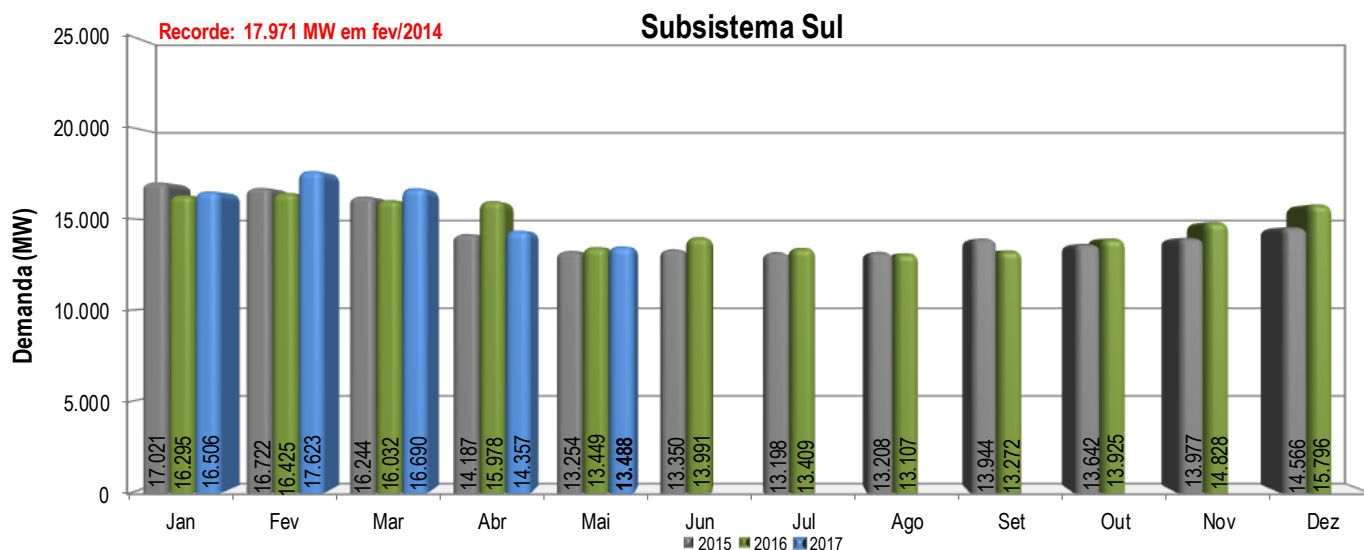


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



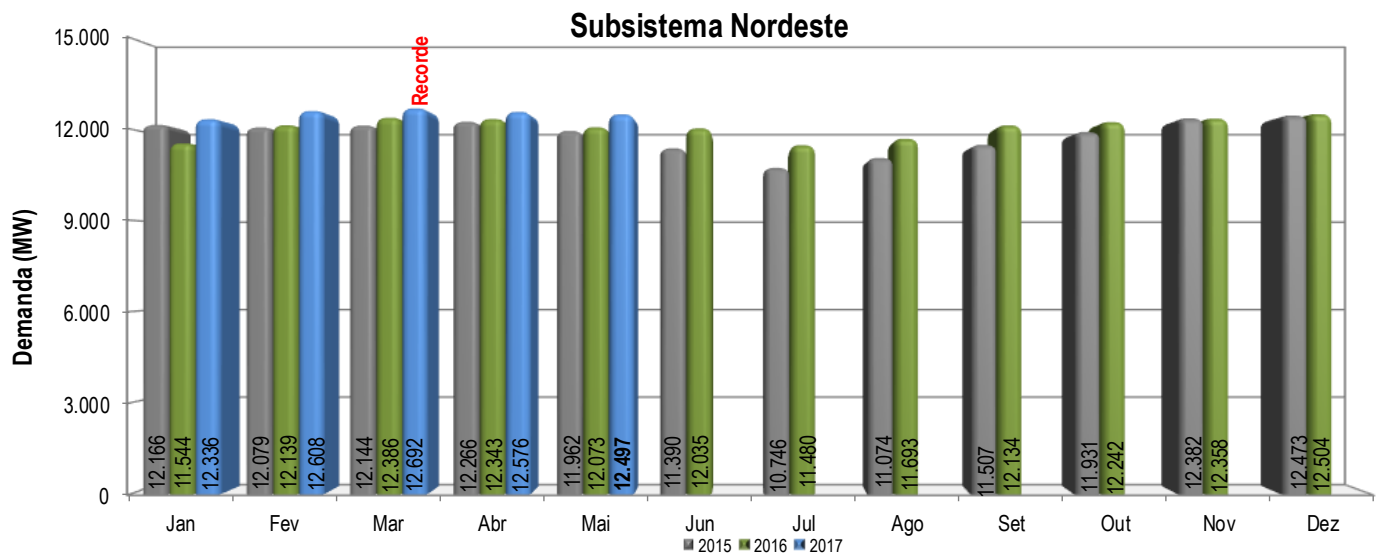


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

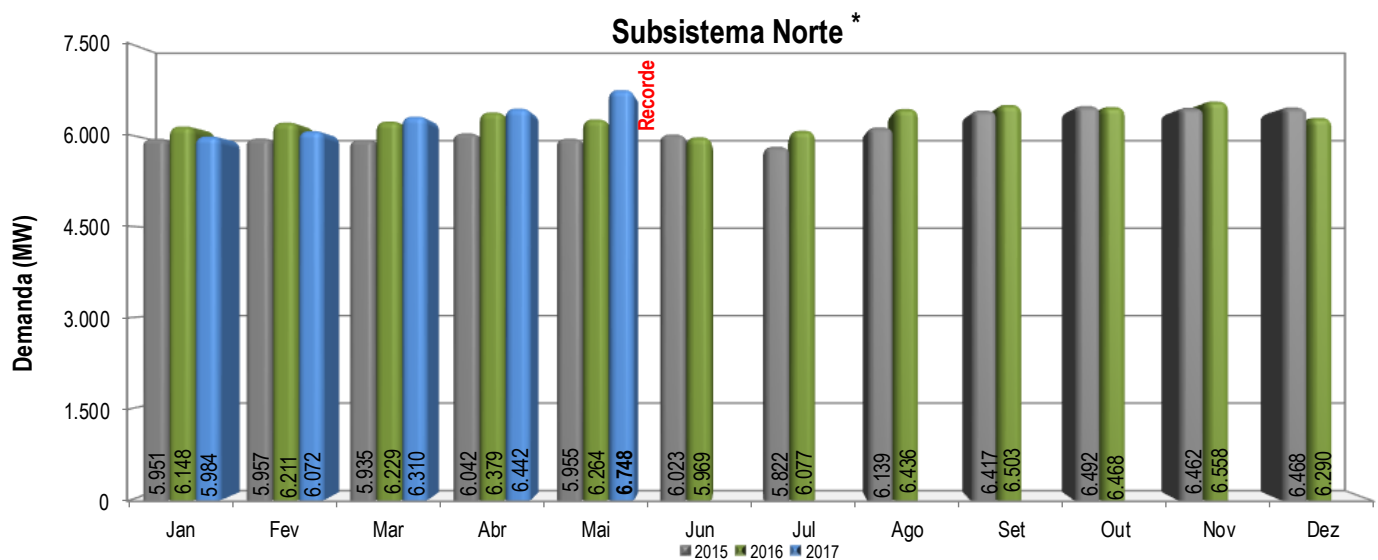


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

\* O aumento da demanda registrada a partir de agosto de 2015 no subsistema Norte deve-se à interligação do sistema elétrico do Amapá ao SIN (Despacho ANEEL nº 2.411/2015).



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.576 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD, houve um acréscimo de 8.532 MW, sendo 5.490 MW de geração de fonte hidráulica, 1.372 MW de fontes térmicas\*, 1.668 MW de fonte eólica e 2 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL). A geração distribuída atingiu 122 MW em maio de 2017, sendo composta por 11 MW de CGH, 17 MW de térmica, 10 MW de eólica e 83 MW de solar.

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

Fonte	Mai/2016	Mai/2017			Evolução da Capacidade Instalada Mai/2017 - Mai/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>93.271</b>	<b>1.305</b>	<b>98.772</b>	<b>64,7%</b>	<b>5,9%</b>
UHE	88.015	220	93.216	61,1%	5,9%
PCH + CGH	5.255	1.070	5.545	3,6%	5,5%
CGH GD	-	15	11	0,0%	-
<b>Térmica</b>	<b>41.833</b>	<b>3.023</b>	<b>43.222</b>	<b>28,3%</b>	<b>3,3%</b>
Gás Natural	12.526	163	13.013	8,5%	3,9%
Biomassa	13.432	536	14.040	9,2%	4,5%
Petróleo	10.120	2.223	10.208	6,7%	0,9%
Carvão	3.612	23	3.804	2,5%	5,3%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros **	153	30	150	0,1%	-1,8%
Térmica GD	-	46	17	0,0%	-
<b>Eólica</b>	<b>8.796</b>	<b>478</b>	<b>10.474</b>	<b>6,9%</b>	<b>19,1%</b>
Eólica (não GD)	8.796	428	10.464	6,9%	-
Eólica GD	-	50	10	0,0%	-
<b>Solar</b>	<b>23</b>	<b>10.718</b>	<b>108</b>	<b>0,1%</b>	<b>370,2%</b>
Solar (não GD)	23	46	25	0,0%	-
Solar GD	-	10.672	83	0,1%	-
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>143.922</b>	<b>4.741</b>	<b>152.455</b>	<b>99,9%</b>	<b>5,9%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>-</b>	<b>10.783</b>	<b>122</b>	<b>0,1%</b>	<b>-</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>143.922</b>	<b>15.524</b>	<b>152.576</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,0%</b>

\*A partir de julho de 2015, na matriz de capacidade instalada são incluídas as 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 outras fontes fósseis (147 MW).

\*\*\* 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 das informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: [www.aneel.gov.br/scg/gd](http://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.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/06/2017)



### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Maio/2017

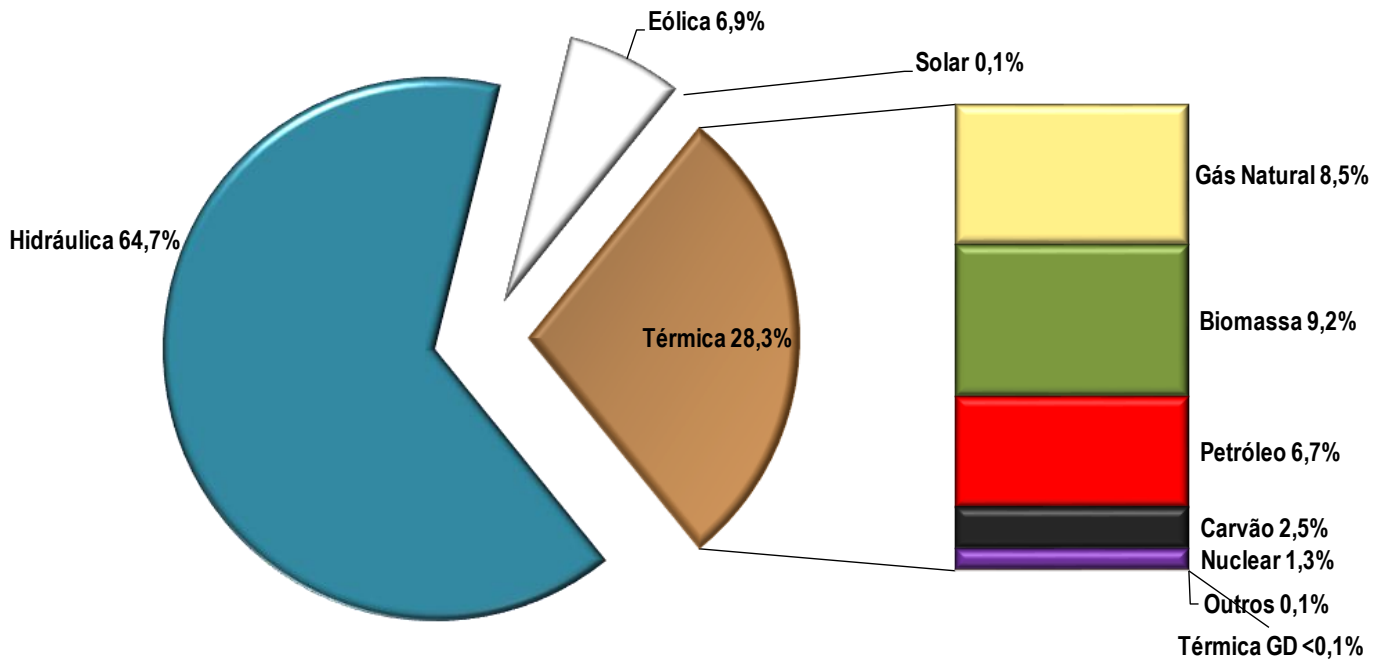


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO\*

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Maio/2017

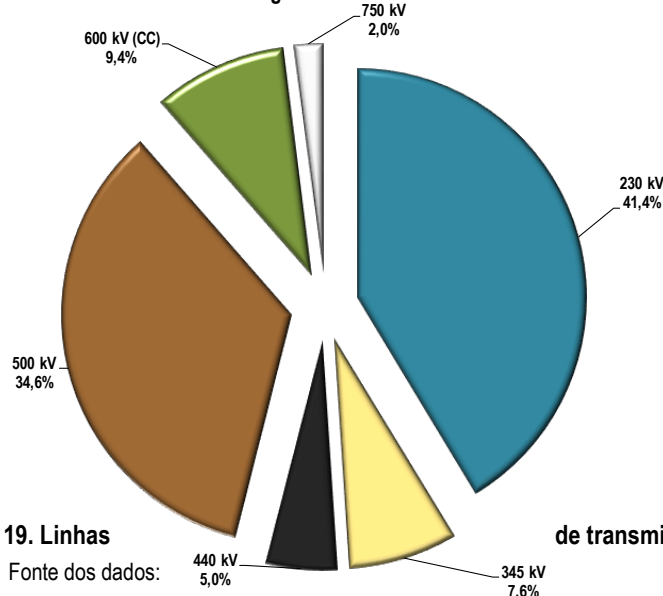


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.183	41,4%
345 kV	10.319	7,6%
440 kV	6.748	5,0%
500 kV	47.052	34,6%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>135.801</b>	<b>100,0%</b>

Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados:

MME/ANEEL/ONS

\* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima.



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração \*

Em maio de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 69,834 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: Belo Monte 05, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Candengo - UGs: 1 a 3, total de 10,98 MW, na Bahia. CEG: PCH.PH.BA.033901-6.01;
- PCH Juliões - UGs: 1 a 2, total de 3,4 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.030542-1.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto VI - UGs: 1 a 4 e 8 a 13, total de 29,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031766-7.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto VII - UGs: 1 a 8, total de 18,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031749-7.01.
- UEE Aura Mangueira XV - UGs: 1 a 6, total de 18 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031647-4.01;
- UEE Estrela - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.032010-2.01;
- UTE NG Bioenergia I - UG: 1, de 10 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.031033-6.01;
- UTE Santa Cândida II - UG: 1, de 25 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.031739-0.02;

\* 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.

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

Fonte	Realizado em Mai/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>35,700</b>	<b>286,900</b>
Eólica (não GD)	35,700	286,900
Eólica GD	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	<b>0,000</b>	<b>1.805,270</b>
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	0,000	87,810
UHE	0,000	1.717,460
<b>Solar</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
Solar (não GD)	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	<b>34,134</b>	<b>249,967</b>
Biomassa	2,000	37,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	32,134	212,967
Térmica GD	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>69,834</b>	<b>2.342,137</b>

Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>1.182,100</b>	<b>2.403,150</b>	<b>1.536,100</b>
Eólica (não GD)	1.182,100	2.403,150	1.536,100
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	<b>1.280,579</b>	<b>4.065,652</b>	<b>2.999,442</b>
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	58,359	191,000	168,812
UHE	1.222,220	3.874,652	2.830,630
<b>Solar</b>	<b>543,400</b>	<b>1.443,150</b>	<b>180,000</b>
Solar (não GD)	543,400	1.443,150	180,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	<b>86,000</b>	<b>8,000</b>	<b>950,750</b>
Biomassa	86,000	8,000	20,000
Carvão	0,000	0,000	340,000
Gás Natural	0,000	0,000	590,750
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>3.092,079</b>	<b>7.919,952</b>	<b>5.666,292</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

\* 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 na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 18/05/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

## 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de maio de 2017 houve expansão de 524,2 km referente às seguintes linhas de transmissão no SIN:

- LT 230 kV Ceara-Mirim II – Touros, com 56,2 km de extensão, da CHESF, no Rio Grande do Norte;
- LT 500 kV Miranda II - Paulinho Neves, com 239,0 km de extensão, da Delta 3, no Maranhão;
- LTs 230 kV Barreiras II / Rio Grande II, com 120,5 km de extensão, e Barreiras / Rio Grande II, 108,5 km de extensão, da São Pedro Transmissora, na Bahia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	285,2	363,7
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	239,0	483,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>524,2</b>	<b>846,7</b>

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





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

No mês de maio foram incorporados 7 novos transformadores ao SIN, num total de 1.885 MVA:

- TR-4 500/230 kV – 600 MVA, na SE FORTALEZA II (Chesf), no Ceará;
- TR-1 230/69 kV – 150 MVA, na SE TOUROS (Chesf), no Rio Grande do Norte;
- TR-3 230/138 kV – 150 MVA, na SE VIDEIRA (ATE VI), em Santa Catarina;
- TR-1 500/230 kV – 360 MVA, na SE PAULINHO NEVES (Delta 3), no Maranhão;
- TR-1 500/230 kV – 300 MVA, na SE BARREIRAS II (São Pedro), na Bahia;
- TR-1 230/138 kV – 100 MVA, na SE RIO GRANDE II (São Pedro), na Bahia;
- TR-2 230/138 kV – 225 MVA, na SE ANHANGUERA (CELG GT), em Goiás.

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

	Realizado em Mai/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
<b>TOTAL</b>	1.885,0	3.915,0

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

No mês de maio de 2017 não foram incorporados equipamentos de compensação de potência reativa ao SIN.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão \*

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
138	0,4	10,0	1,0
230	406,4	696,7	1.816,8
345	0,0	0,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	1.569,0	2.280,2	2.069,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.995,8</b>	<b>7.170,9</b>	<b>9.288,2</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

## 7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação \*

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
<b>TOTAL</b>	12.088,0	24.065,0	19.365,0

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 na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 17/05/2017, 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 abril de 2017\*\*\*, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 74,1% do total gerado no país, 6,2 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 1,7 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 4,6%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de +2,3 p.p. na geração a gás, de +2,4 p.p. na geração a biomassa e -0,6 p.p. na geração a petróleo.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abr/2017

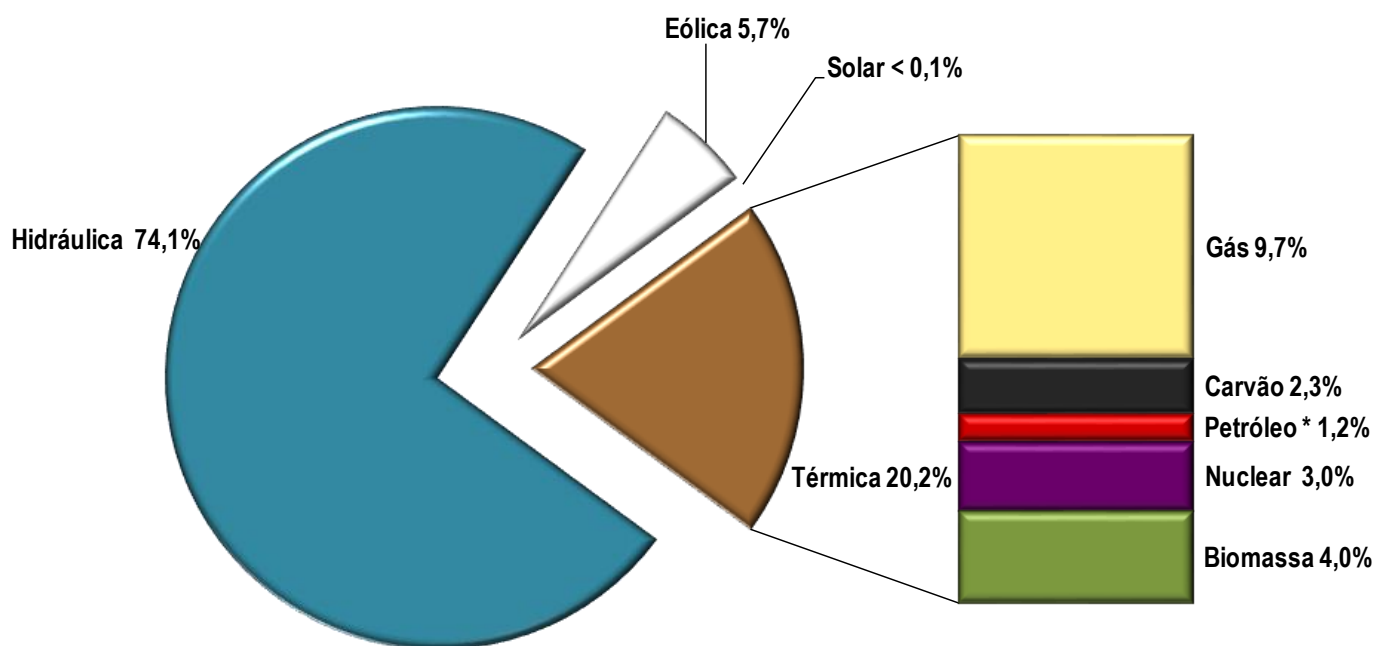


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

\* 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, referente ao mês de abril/2017, não foi considerada a informação da geração da PCH Jatapu (Roraima), em função da não disponibilização desta informação pela Eletrobras ao MME até o fechamento deste Boletim.



## 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		
	Abr/17 (GWh)	Evolução mensal (Abr/17 / Mar/17)	Evolução anual (Abr/17 / Abr/16)	Mai/15-Abr/16 (GWh)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>32.498</b>	<b>-16,7%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>386.497</b>	<b>404.270</b>	<b>4,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.651</b>	<b>18,4%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>126.527</b>	<b>98.769</b>	<b>-21,9%</b>
Gás	4.235	18,5%	30,2%	56.374	41.151	-27,0%
Carvão	1.029	-6,6%	-17,2%	15.051	12.627	-16,1%
Petróleo *	325	-51,9%	-65,2%	17.723	7.535	-57,5%
Nuclear	1.318	9,0%	0,3%	13.951	14.217	1,9%
Biomassa	1.743	135,0%	-16,7%	23.428	23.240	-0,8%
<b>Eólica</b>	<b>2.512</b>	<b>25,4%</b>	<b>10,5%</b>	<b>23.933</b>	<b>34.356</b>	<b>43,6%</b>
<b>Solar</b>	<b>1,84</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-</b>	<b>24,61</b>	<b>27,48</b>	<b>11,7%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.663</b>	<b>-9,6%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>536.981</b>	<b>537.423</b>	<b>0,1%</b>

\* 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. As informações incluem a energia importada pelo Brasil referente à parcela paraguaia de Itaipu.  
Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

## 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Abr/17 (GWh)	Evolução mensal (Abr/17 / Mar/17)	Evolução anual (Abr/17 / Abr/16)	Mai/15-Abr/16 (GWh)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>161</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Térmica</b>	<b>219</b>	<b>0,8%</b>	<b>-4,4%</b>	<b>2.900</b>	<b>2.622</b>	<b>-9,6%</b>
Gás	5	-	2,5%	54	50	-7,3%
Petróleo *	214	0,8%	-4,6%	2.846	2.573	-9,6%
<b>TOTAL</b>	<b>219</b>	<b>0,8%</b>	<b>-4,9%</b>	<b>3.061</b>	<b>2.622</b>	<b>-14,3%</b>

A informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados, referente à PCH Jatapu (Roraima), não foi disponibilizada pela Eletrobras ao MME até o fechamento deste Boletim.



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de abril de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 8,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 32,8%, com total de 2.776,9 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,9 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 41,9%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 3,2 p.p. em relação a março de 2017, e atingiu 36,2%, com total de geração verificada no mês de 703,5 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 30,9%.

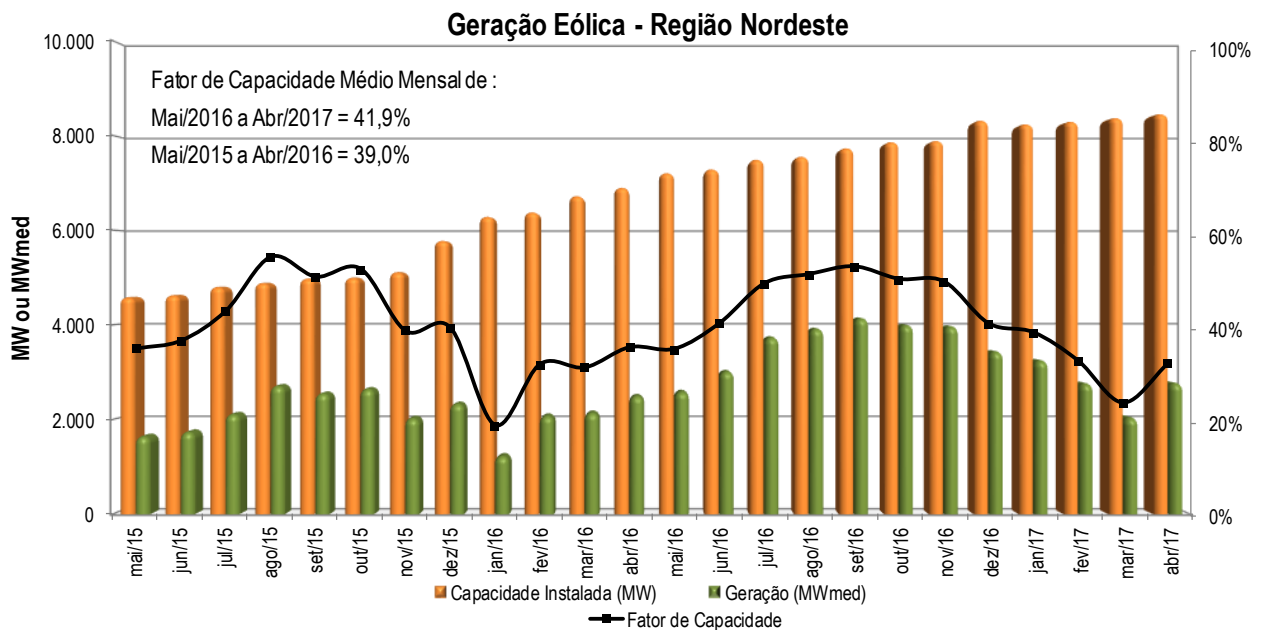


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

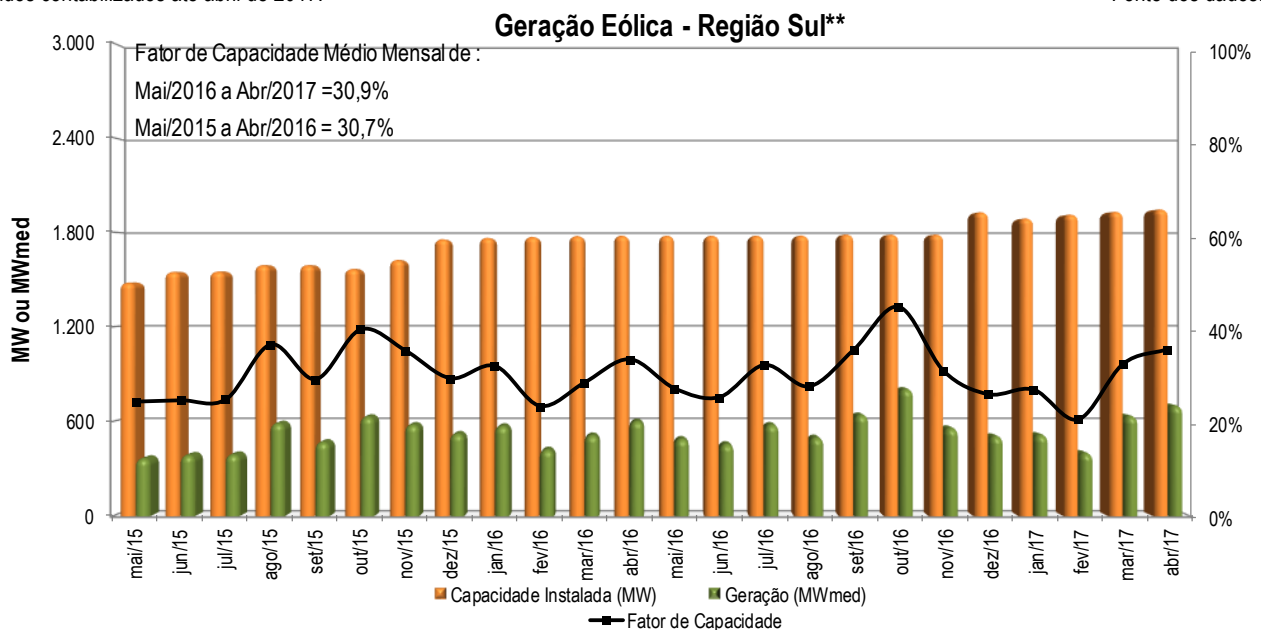


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

\* 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.



## 8.5. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física \*

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

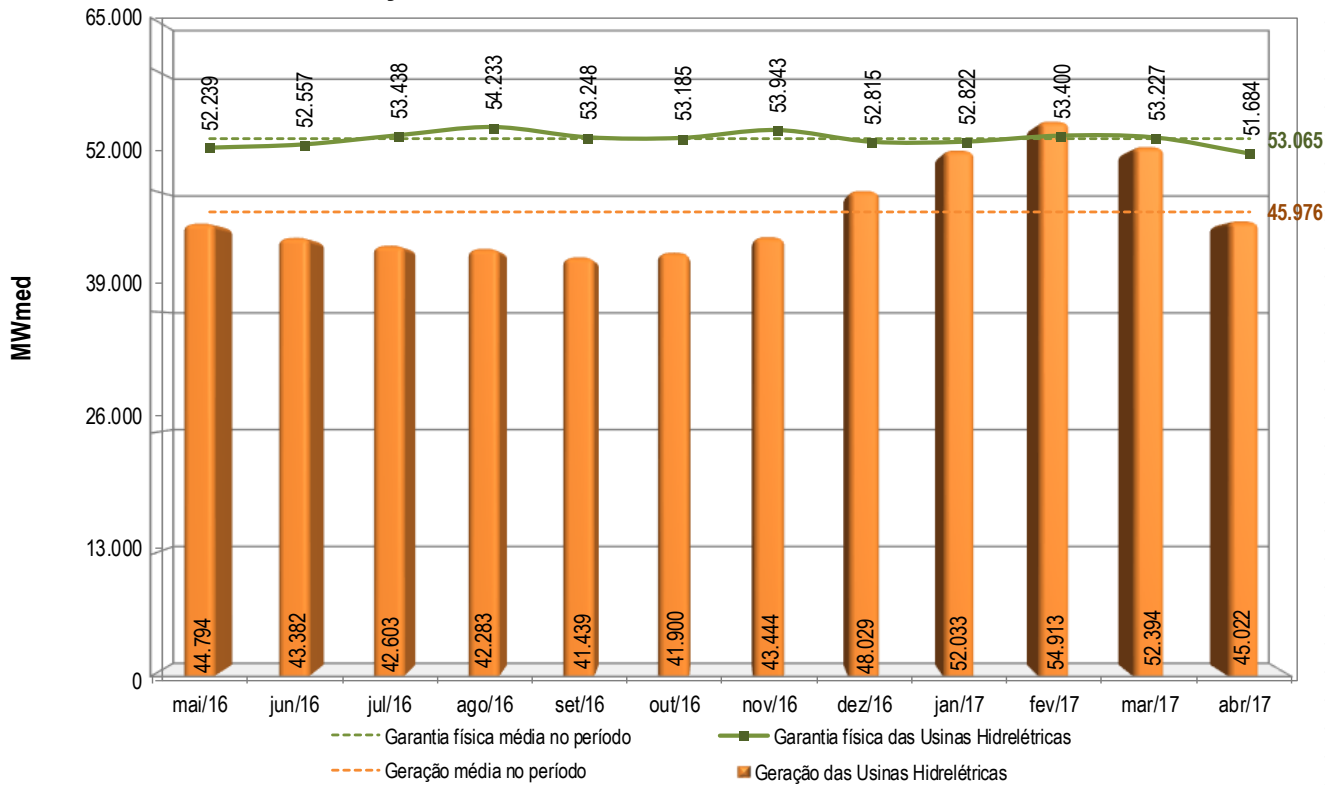


Figura 23. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas \*\*

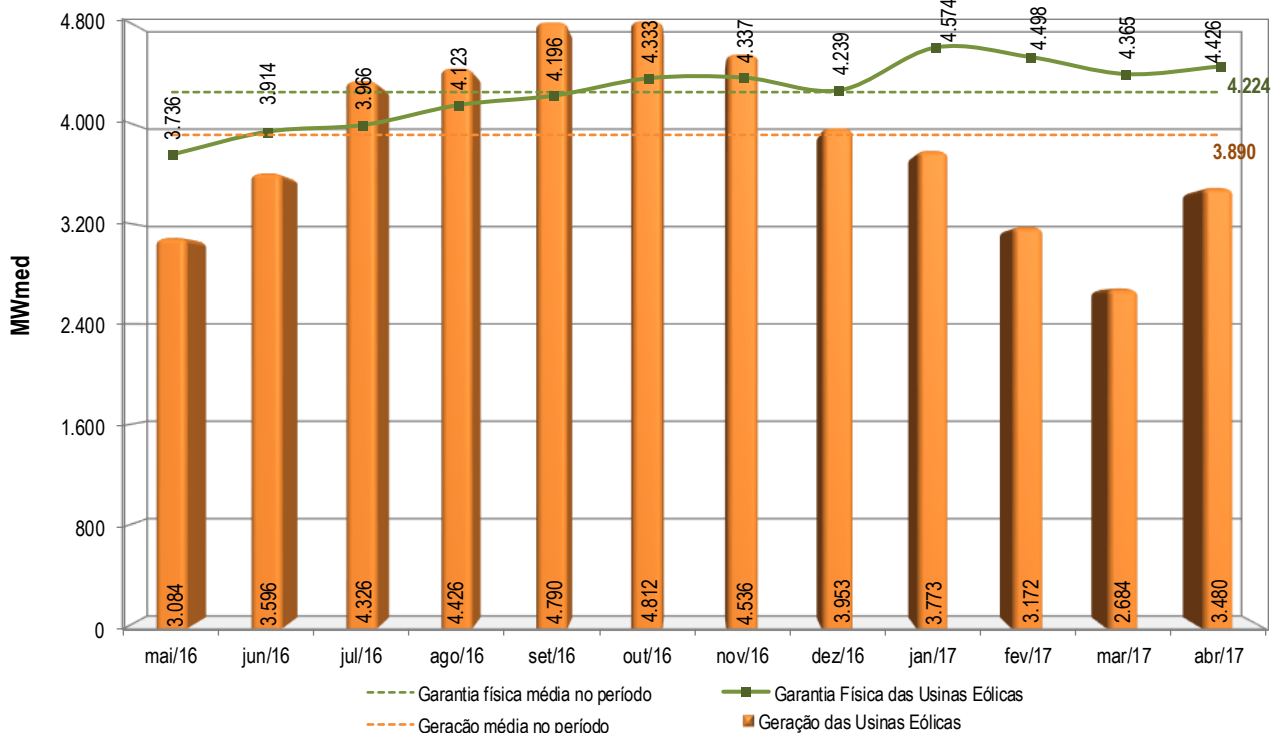


Figura 24. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

\*\* A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.





### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

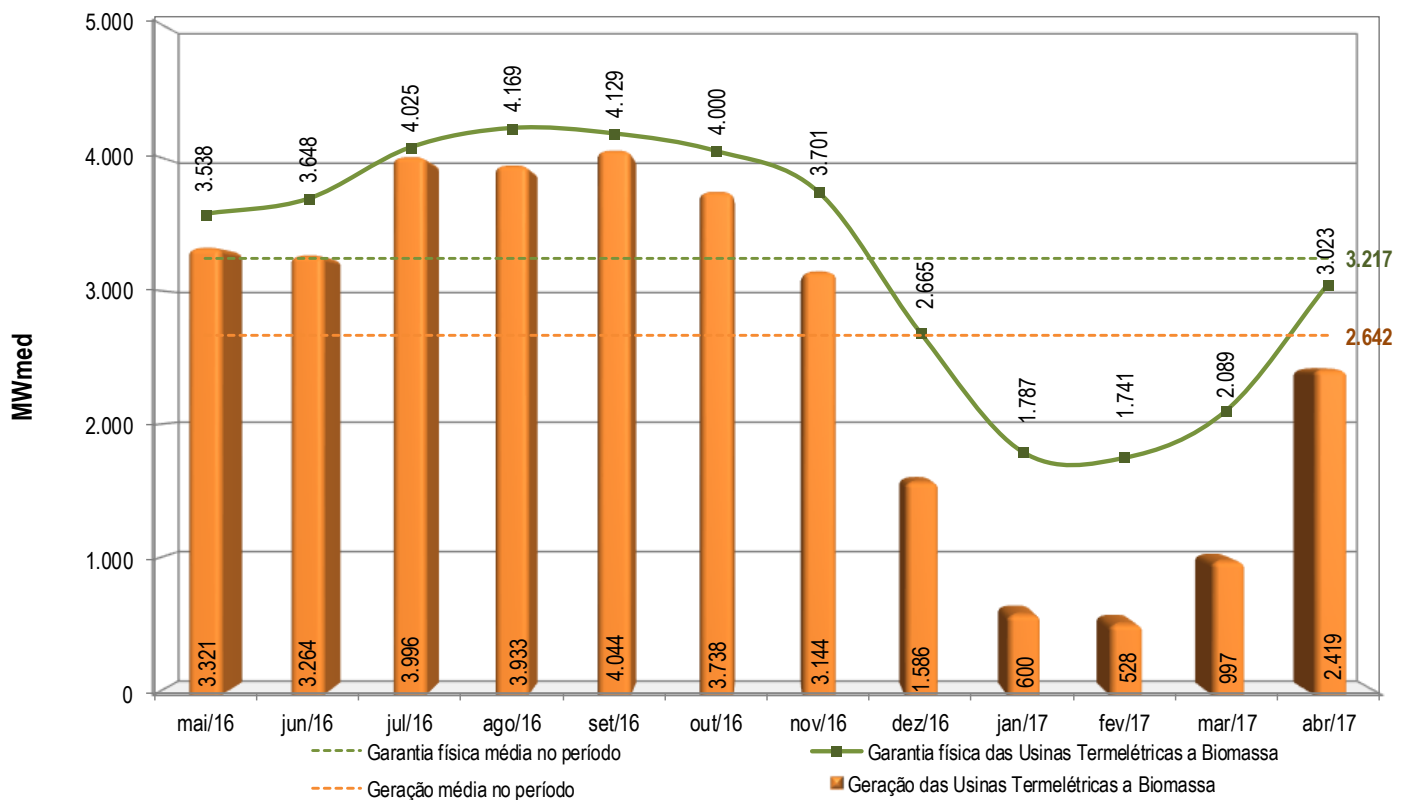


Figura 25. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo\*

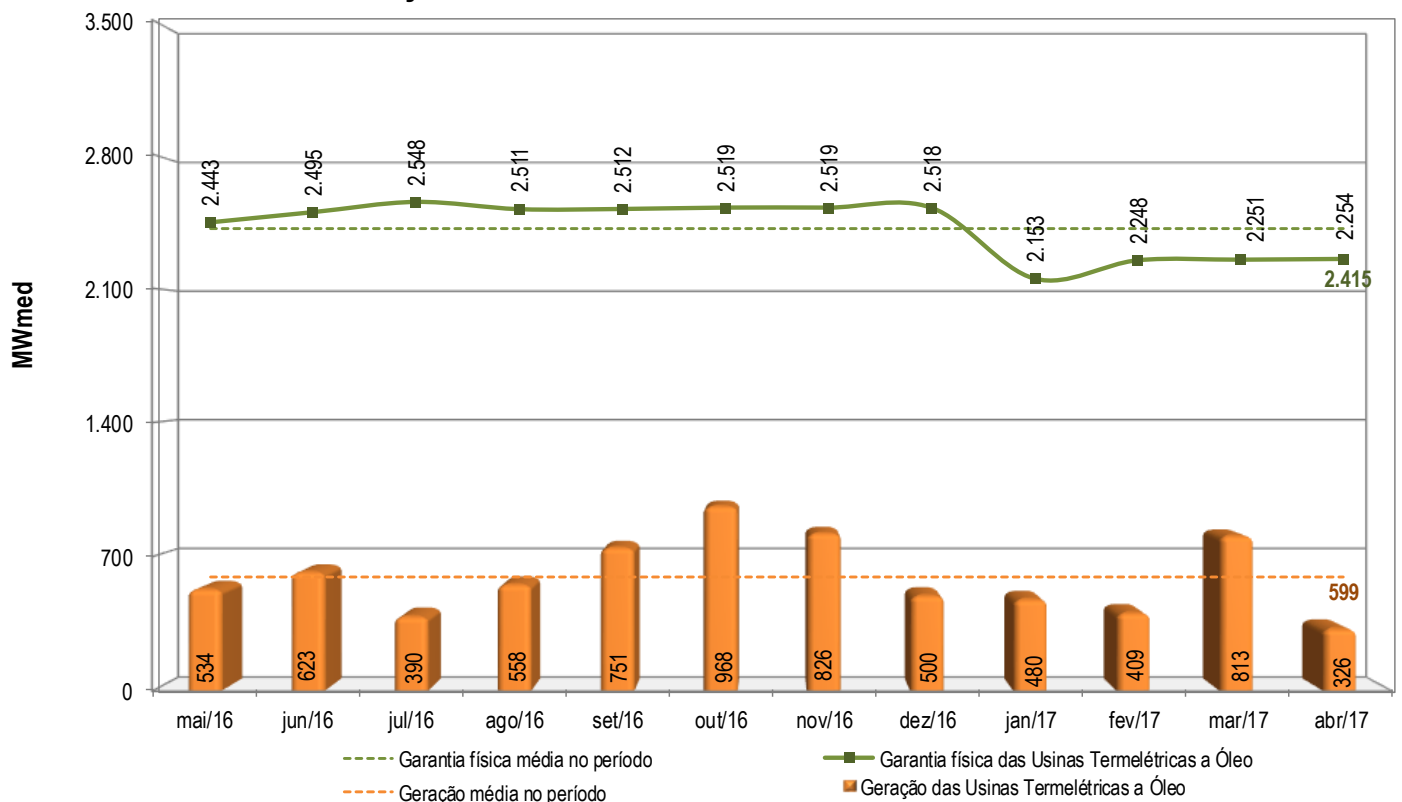


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

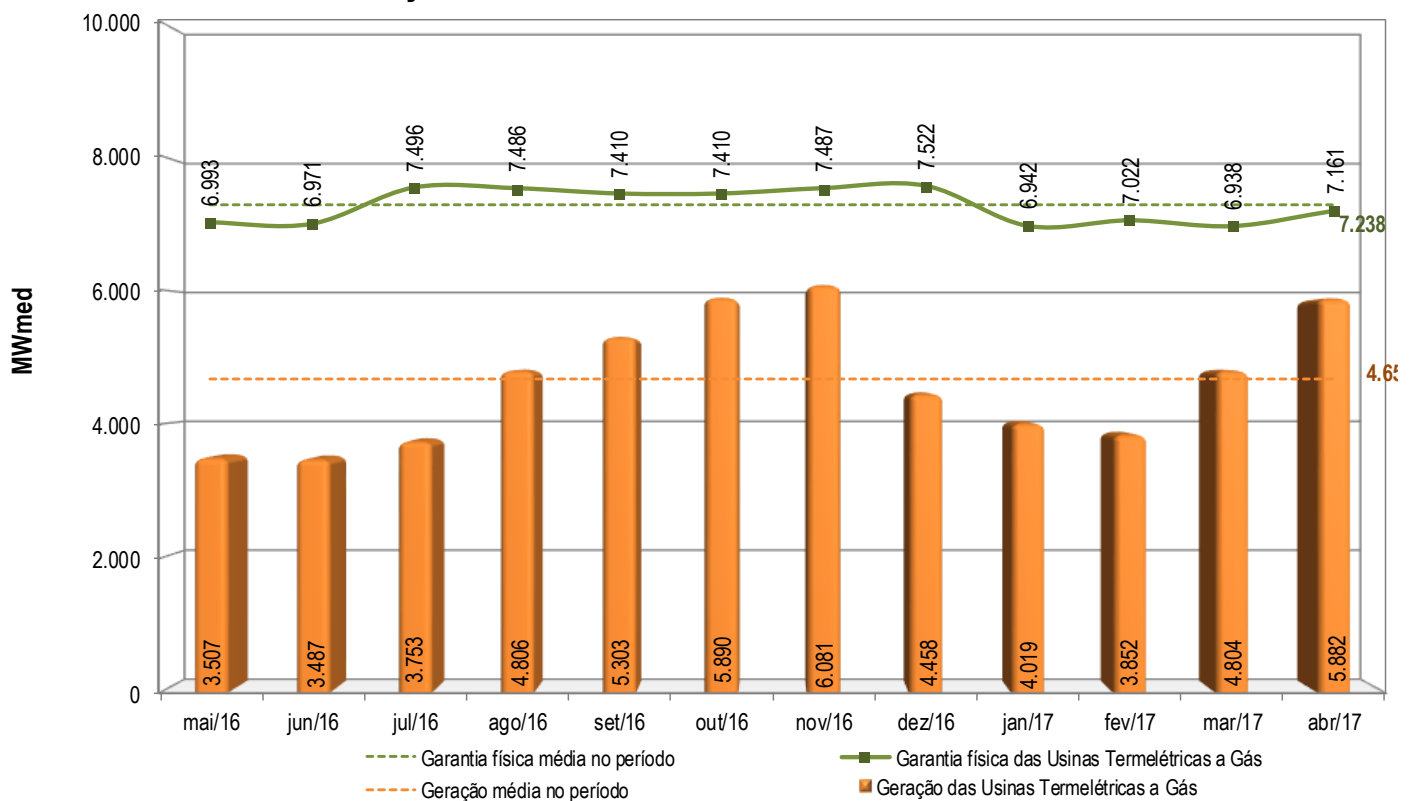


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

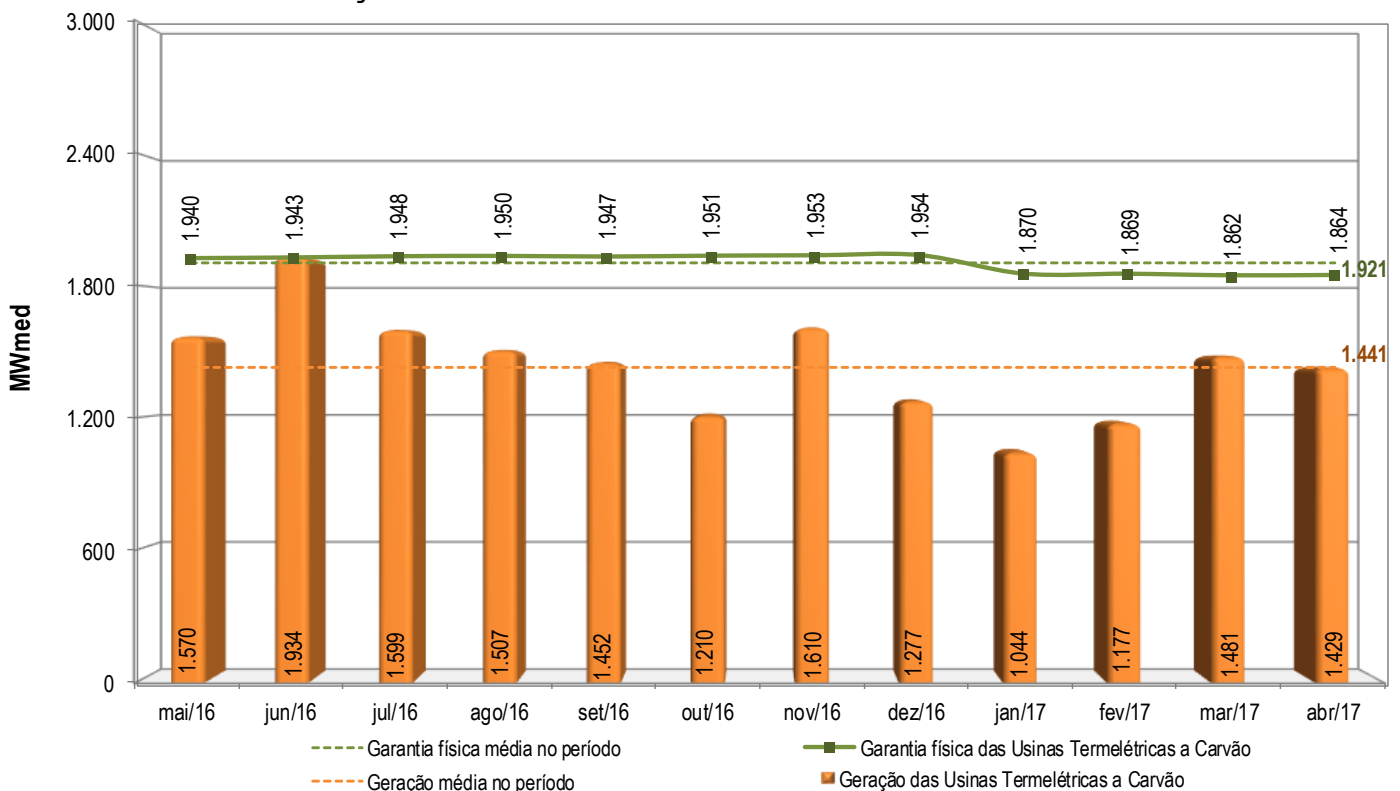


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

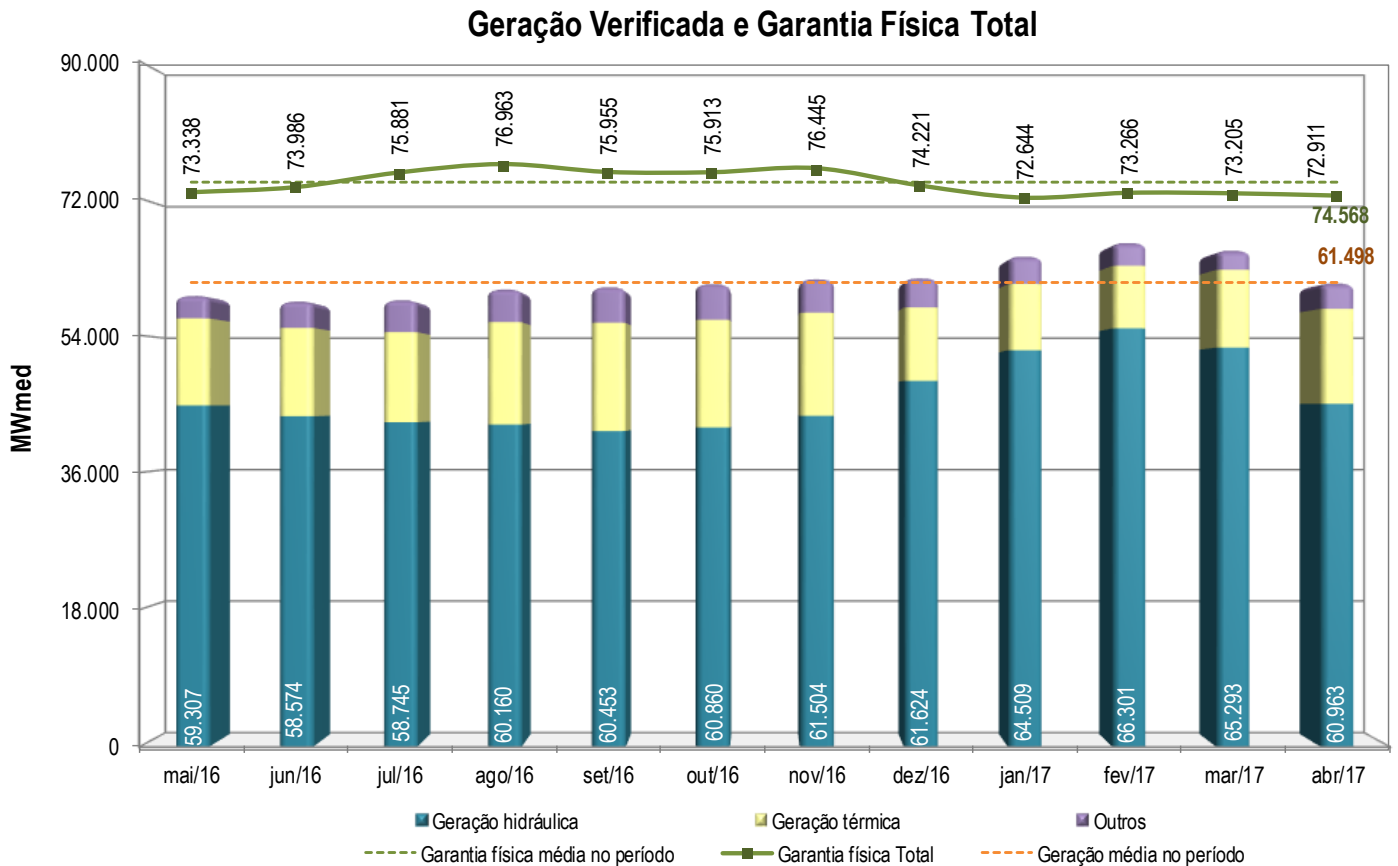


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de maio de 2017 houve contribuição de aproximadamente 10.590 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor 143 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do Programa Mensal de Operação - PMO, tendo havido semanas com descolamento dos valores do Norte e/ou do Nordeste com os demais subsistemas. O CMO do subsistema Norte permaneceu nas primeiras semanas do mês de maio, devido ao excedente energético na UHE Tucuruí e atingimento dos limites de intercâmbio dessa região para as demais.

Ressalta-se que permanece vigente a deliberação da 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, que possibilitou o despacho por Garantia de Suprimento Energético - GE em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí, o que tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, em função da necessidade de fechamento do balanço energético para atendimento local.



## 9.1. Evolução do Custo Marginal de Operação Subsistema Sudeste/Centro-Oeste\*

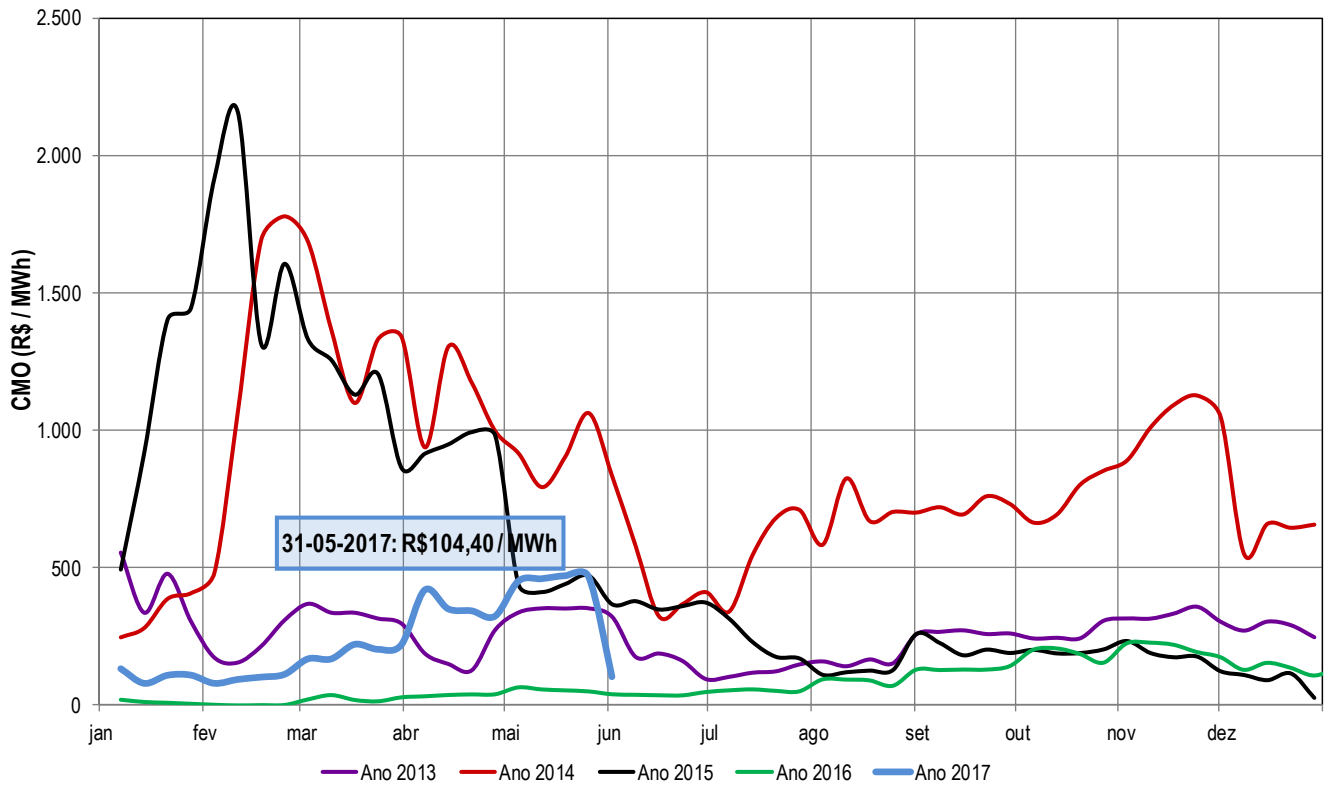


Figura 30. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

\* Os demais subsistemas do SIN apresentam variações em relação ao Sudeste/Centro-Oeste quando os limites de intercâmbio são atingidos.

## 9.2. Despacho Térmico Evolução do CMO e do Despacho Térmico

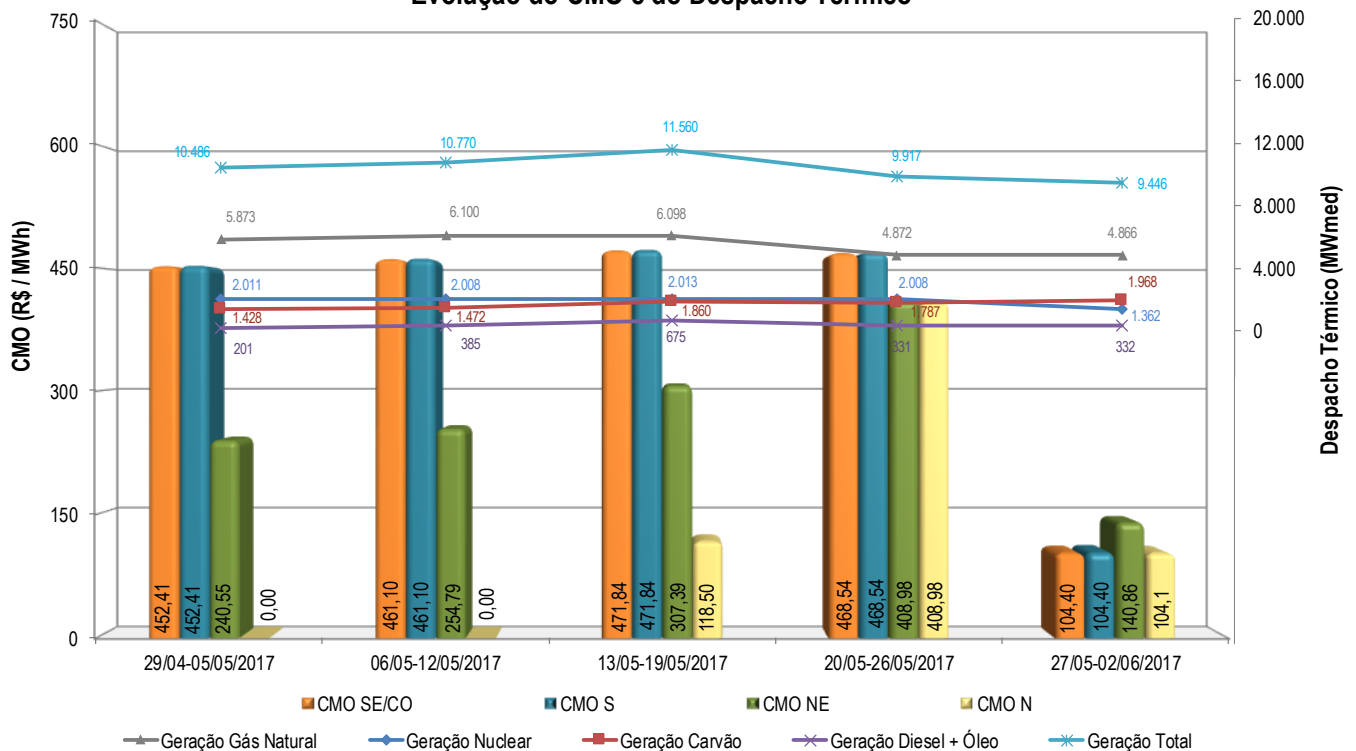


Figura 31. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2017 foi de R\$ 60,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 167,6 milhões). O valor do mês de abril de 2017 é composto por R\$ 36,7 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 15,8 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 8,0 milhões referentes aos encargos 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.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e consequente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica.

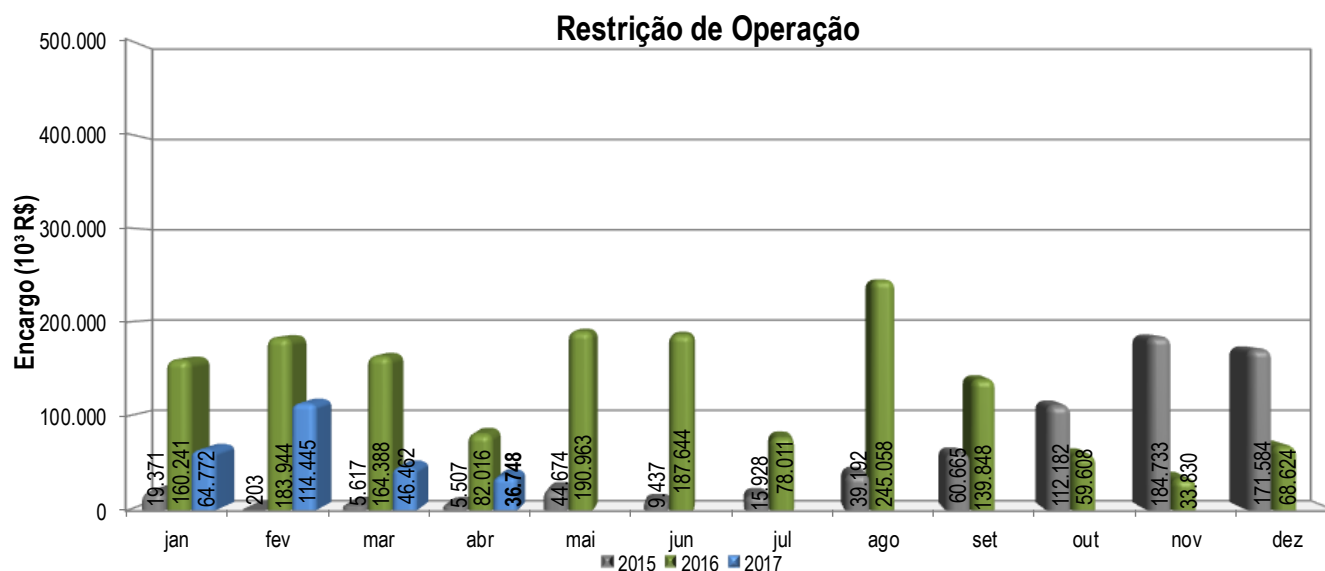


Figura 32. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

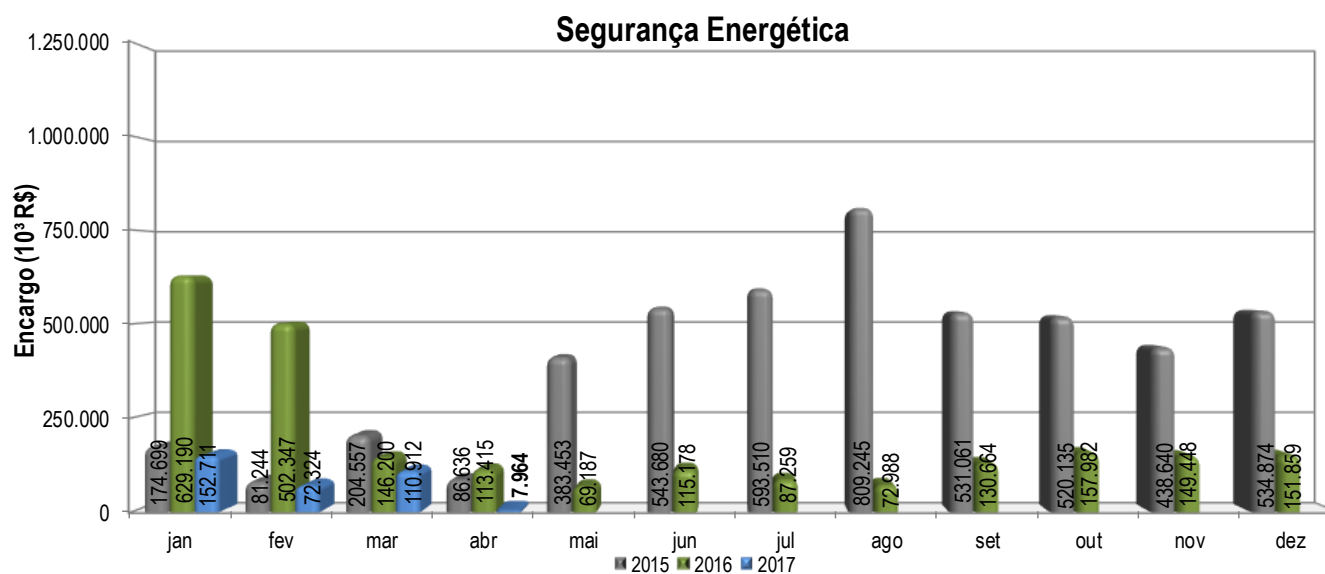


Figura 33. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

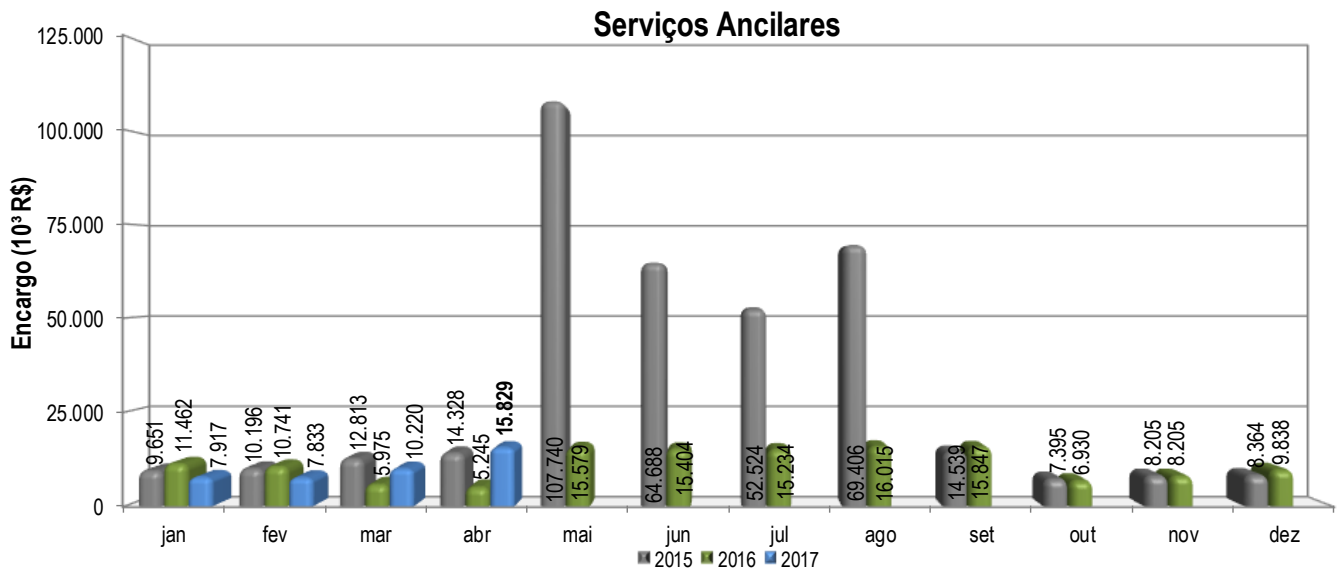


Figura 34. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2017, o número de ocorrências e o montante de carga interrompida no Sistema Elétrico Brasileiro foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2016. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 03 de maio, às 17h39min:** Desligamento da interligação de Macapá ao SIN e das usinas do sistema Amapá devido a perda de sincronismo após desligamento simultâneo das LT 500 kV Laranjal – Macapá C1 e C2 (Linhas de Macapá Transmissora). Houve interrupção de **183 MW** de cargas da CEA, no Amapá. Causa: Descargas atmosféricas.
- **Dia 18 de maio, às 16h28min:** Desligamento automático da transformação 230/69 kV da SE Mossoró II (CHESF) e de linhas de 230 kV ligadas à subestação. Houve interrupção de **200 MW** de cargas da COSERN, no Rio Grande do Norte. Causa: Atuação acidental da proteção contra falha de disjuntor durante intervenção nos sistemas de proteção da linha de conexão dos Conjuntos Eólicos Carcará II e Areia Branca.
- **Dia 19 de abril, às 04h36min:** Desligamento automático dos transformadores 440/88 kV e das seções de barra 3 e 4 de 88 kV da SE Oeste (CTEEP). Houve interrupção de **415 MW** de cargas da CPFL Piratininga, em São Paulo. Causa: Ação humana acidental durante intervenção para adequação da proteção diferencial de barra, em função de inclusão de novos vãos nas barras de 88 kV da subestação.

Houve 6 blecautes no sistema Roraima, sendo 3 com origem na LT 400 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec), referente aos dias 10, 17 e 27, com causas a serem identificadas, 1 com origem na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, no dia 7, devido a curto – circuito provocado por animais, 1 com origem na LT 230 kV Las Claritas – Santa Elena, no dia 23, por causa a ser identificada e 1 devido a provável erro operativo durante sincronismo da UTE Monte Cristo após desligamento total no dia 27 às 15h56min.



## 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	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0								0	5.487
S	0	0	0	0	0								0	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415								2.003	7.066
NE	520	448	0	823	314								2.105	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606								5.000	7.911
Isolados	381	379	0	162	783								1.705	2.048
<b>TOTAL</b>	<b>2.331</b>	<b>1.781</b>	<b>2.591</b>	<b>1.992</b>	<b>2.118</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.813</b>	<b>29.116</b>

Fonte dos dados: ONS

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0								0	2
S	0	0	0	0	0								0	9
SE/CO	2	1	3	1	1								8	24
NE	2	3	0	3	2								10	14
N-Int	2	1	4	1	2								10	32
Isolados	3	3	0	1	6								13	15
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41</b>	<b>96</b>

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  minutos.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



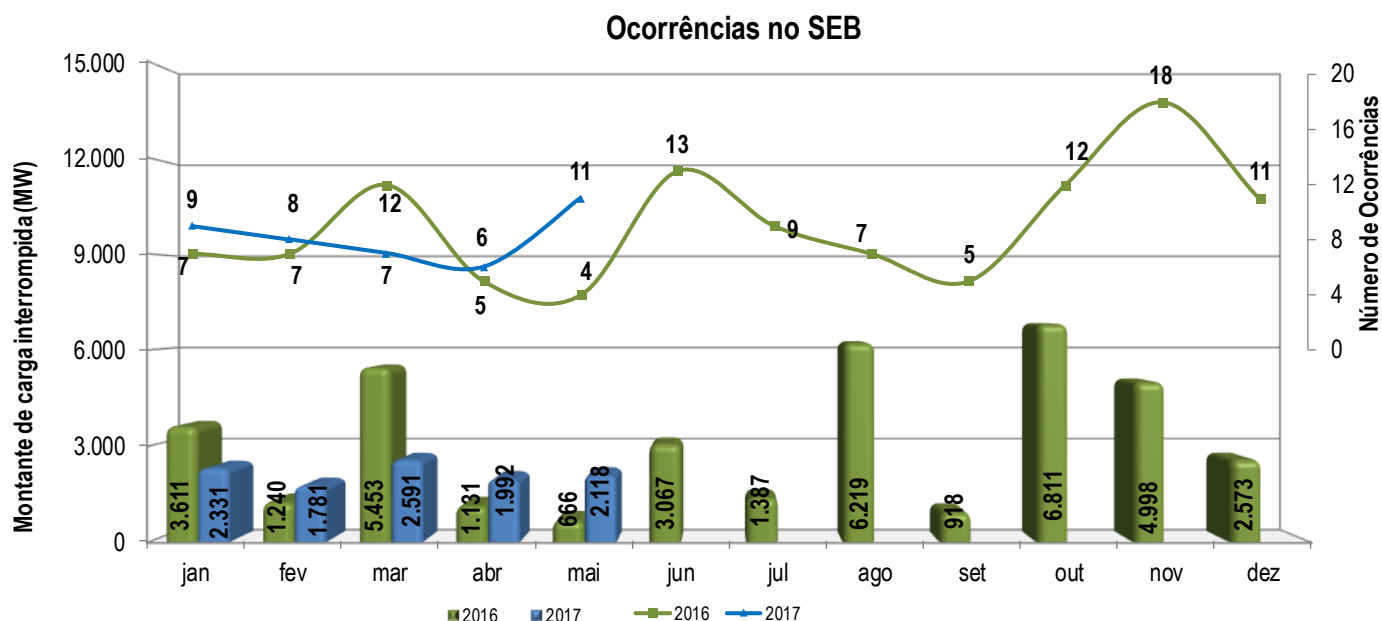


Figura 35. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

## 11.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,59	1,33	1,33	1,10									5,34	12,75
S	1,43	1,27	1,03	0,81									4,53	11,39
SE	1,36	0,94	0,98	0,72									3,99	9,02
CO	2,57	2,16	1,99	1,50									8,21	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44									5,64	14,84
N	3,70	2,70	3,16	2,63									12,18	31,09

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64									3,06	9,70
S	0,92	0,80	0,64	0,55									2,92	9,12
SE	0,69	0,50	0,57	0,43									2,19	6,87
CO	1,54	1,41	1,33	0,98									5,26	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68									2,88	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80									7,63	27,79

Dados contabilizados até abril de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

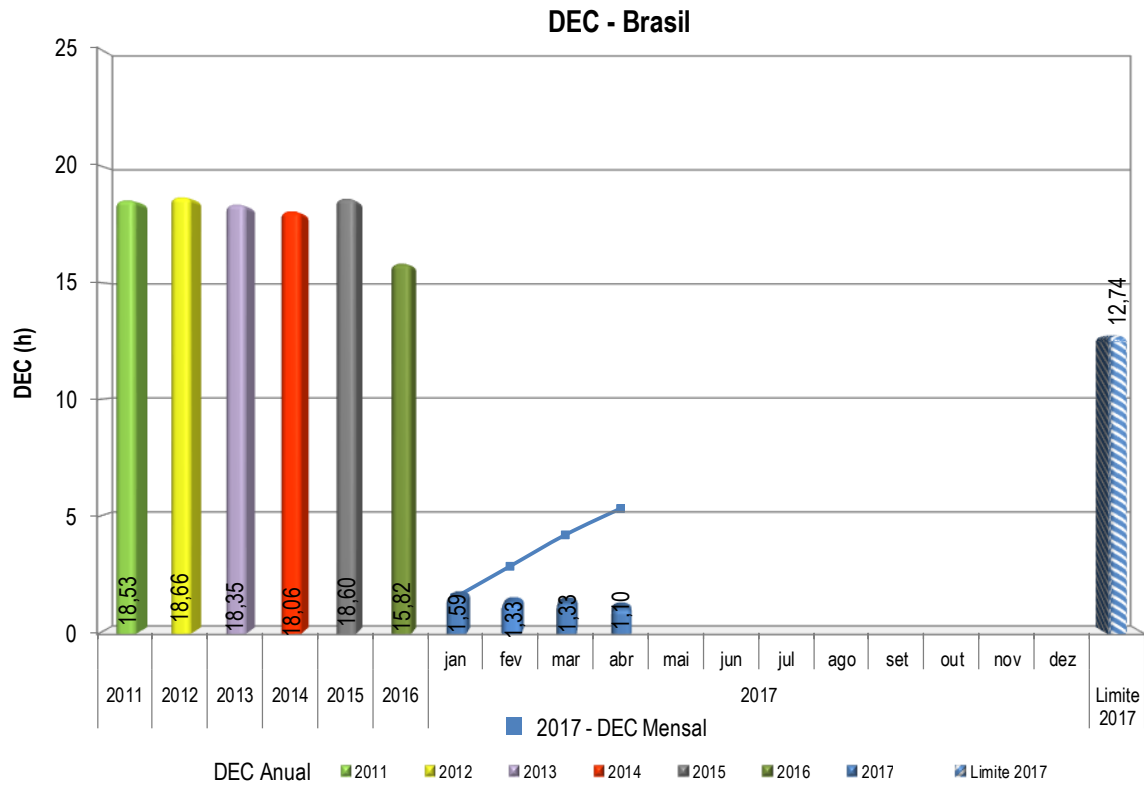


Figura 36. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

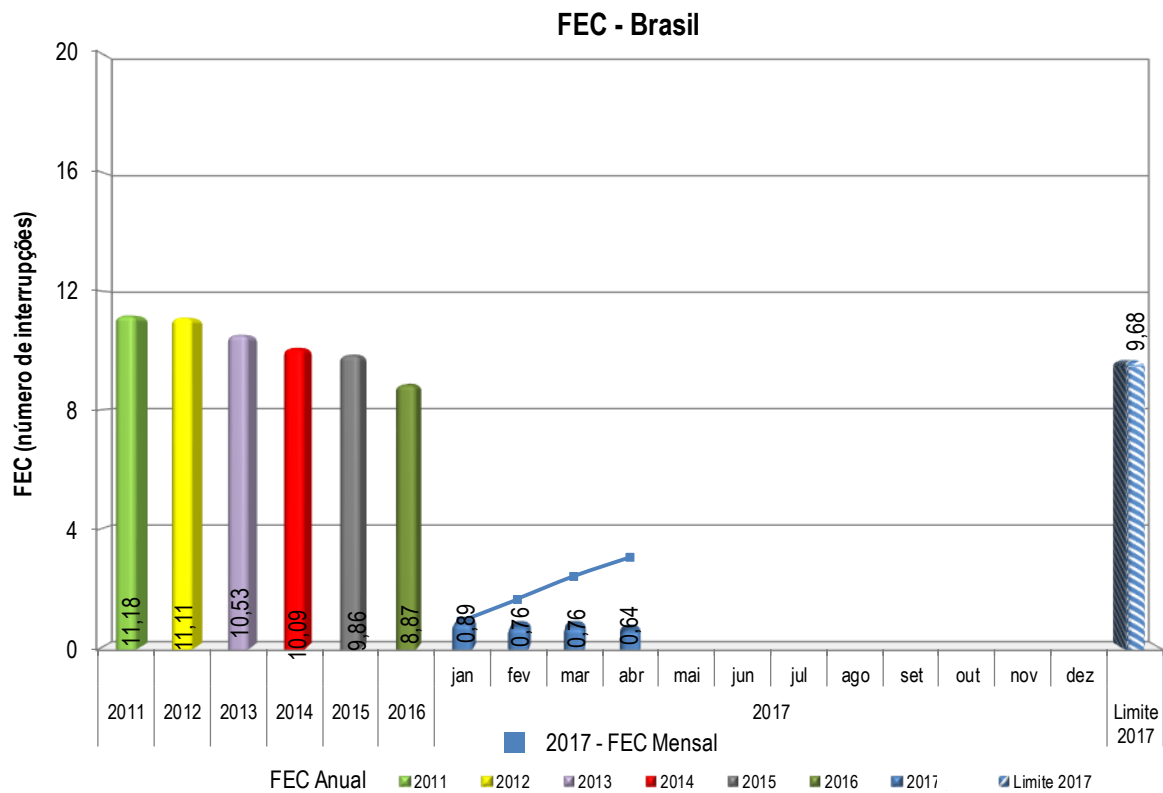


Figura 37. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

<b>ACL</b> – Ambiente de Contratação Livre	<b>MLT</b> - Média de Longo Termo
<b>ACR</b> – Ambiente de Contratação Regulada	<b>MME</b> - Ministério Minas e Energia
<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reactivo
<b>BIG</b> – Banco de Informações de Geração	<b>MW</b> - Megawatt ( $10^6$ W)
<b>CAG</b> – Controle Automático de Geração	<b>MWh</b> – Megawatt-hora ( $10^6$ Wh)
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>MWmês</b> – Megawatt-mês ( $10^6$ Wmês)
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>N</b> - Norte
<b>CEG</b> – Código Único de Empreendimentos de Geração	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CER</b> - Contrato de Energia de Reserva	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>OC1A</b> – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>OCTE</b> – Óleo Leve para Turbina Elétrica
<b>CUST</b> – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CVaR</b> – <i>Conditional Value at Risk</i>	<b>OPGE</b> – Óleo Combustível para Geração Elétrica
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>PMO</b> - Programa Mensal de Operação
<b>ENA</b> - Energia Natural Afluente Energético	<b>Proinfra</b> - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>S</b> - Sul
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SE</b> - Sudeste
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>GD</b> - Geração Distribuída	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>GE</b> - Garantia de Suprimento Energético	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GTON</b> - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	<b>UEE</b> - Usina Eólica
<b>GW</b> - Gigawatt ( $10^9$ W)	<b>UHE</b> - Usina Hidrelétrica
<b>GWh</b> – Gigawatt-hora ( $10^9$ Wh)	<b>UNE</b> - Usina Nuclear
<b>h</b> - Hora	<b>UTE</b> - Usina Termelétrica
<b>Hz</b> - Hertz	<b>VU</b> - Volume Útil
<b>km</b> - Quilômetro	<b>ZCAS</b> – Zona de Convergência do Atlântico Sul
<b>kV</b> – Quilovolt ( $10^3$ V)	<b>ZCOU</b> – Zona de Convergência de Umidade