



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março / 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. INTRODUÇÃO.....	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.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
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. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	18
7.4. Geração Eólica	19
7.5. Energia de Reserva	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	28



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	28
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	29
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS	30
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	32
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	32
12.2. Indicadores de Continuidade	33



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2017 – Brasil.	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 30/03/2017 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 (MWmédios).	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.	14
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.	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2017.	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	29
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	31
Figura 38. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.	33
Figura 39. DEC do Brasil.	34
Figura 40. FEC do Brasil.	34



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	13
Tabela 6. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	26
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.....	28
Tabela 15. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	32
Tabela 16. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 17. Evolução do DEC em 2017.	33
Tabela 18. Evolução do FEC em 2017.....	33



1. INTRODUÇÃO

No mês de março de 2017, os valores de aflúências brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas. Neste mês, houve contribuição de 9.733 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A variação da energia armazenada equivalente no mês de março de 2017 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +1,3 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -8,1 p.p. no Sul, +0,9 p.p. no Nordeste e +16,4 p.p. no Norte. Ressalta-se que, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, os valores de armazenamento dos reservatórios equivalentes são inferiores aos verificados em todos os subsistemas, com exceção do Norte.

No dia 8 de março de 2017, foi realizada a 178ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Comitê avaliou os dados referentes ao Horário de Verão 2016/2017, apresentados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Conforme definido, o MME e o ONS irão aprofundar os estudos referentes à avaliação de impacto desta política pública no sistema elétrico brasileiro, considerando as mudanças verificadas no perfil e na composição da carga.

Entraram em operação comercial 145,4 MW de capacidade instalada de geração e 50 MVA de transformação na Rede Básica.

Além disso, no mês de março de 2017, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 151.932 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 9.219 MW*, sendo 5.736 MW de geração de fonte hidráulica, 1.638 MW de fontes térmicas, 1.843 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 103 MW em março de 2017, sendo composta por 7 MW de CGH, 16 MW de térmica, 10 MW de eólica e 69 MW de solar.

No mês de fevereiro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 82,8% do total gerado no país, 2,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 1,1 p.p e a participação de usinas térmicas, em termos globais, reduziu 0,9%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -0,4 p.p. na geração a gás, de -0,3 p.p. na geração a petróleo e de +0,2 p.p. de geração a carvão.

Neste mesmo mês, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 6,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 39,5%; na Região Sul, houve diminuição de 6,4 p.p., atingindo 21,1%. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 5,2 p.p. em comparação ao mesmo período anterior, atingindo o valor de 43,2%; na Região Sul, houve aumento de 1,0 p.p., atingindo 30,4%.

Com relação ao mercado consumidor, em fevereiro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.161 GWh, valor 1,4% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,1% no número de unidades consumidoras residenciais nos últimos 12 meses.

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

* Nestes dados não são contabilizados os valores referentes a mini e micro geração distribuída.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O avanço de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste durante o mês de março ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas dessas regiões. As frentes frias foram precedidas por massas de ar frio na segunda quinzena do mês, que ocasionaram queda de temperatura nas capitais das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Nas duas últimas semanas do mês, a atuação de um sistema de baixa pressão no Tocantins e na Bahia provocou precipitação na bacia do rio Tocantins. Apesar da ocorrência de chuva em praticamente todas as bacias de interesse do SIN durante o mês de março, o total acumulado resultou inferior à média histórica.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em março para cada subsistema foram: 69 %MLT – 46.224 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (7º pior valor*), 85 %MLT – 5.999 MWmédios no Sul (40º pior valor*), 23 %MLT – 3.357 MWmédios no Nordeste (pior valor*) e 84 %MLT – 14.169 MWmédios no Norte (27º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 60 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 82 %MLT no Sul, 23 %MLT no Nordeste e 50 %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

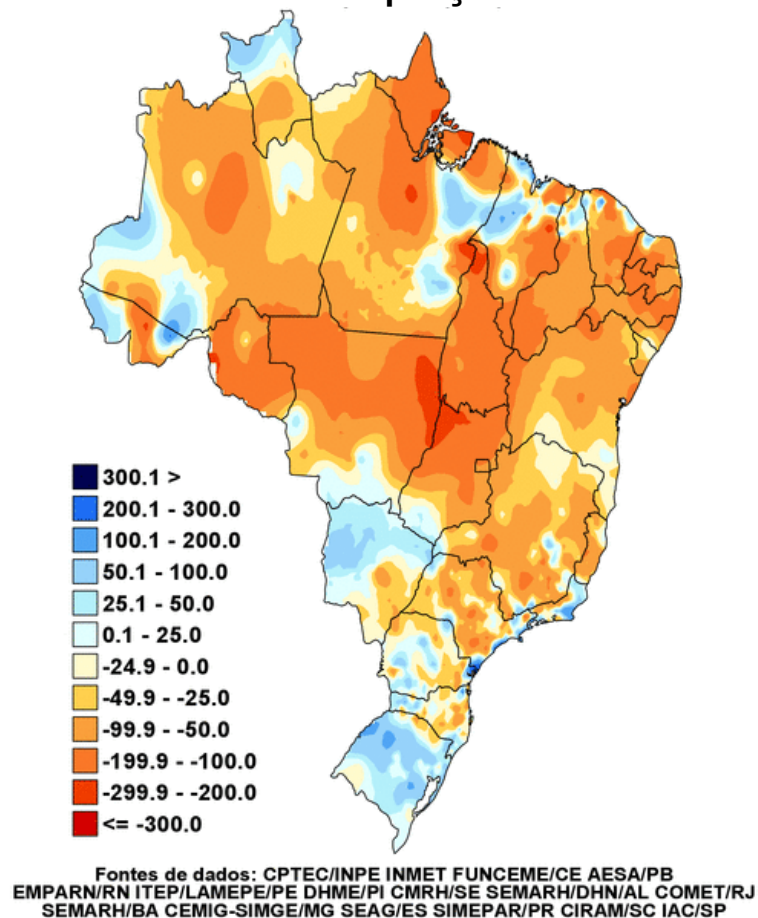


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

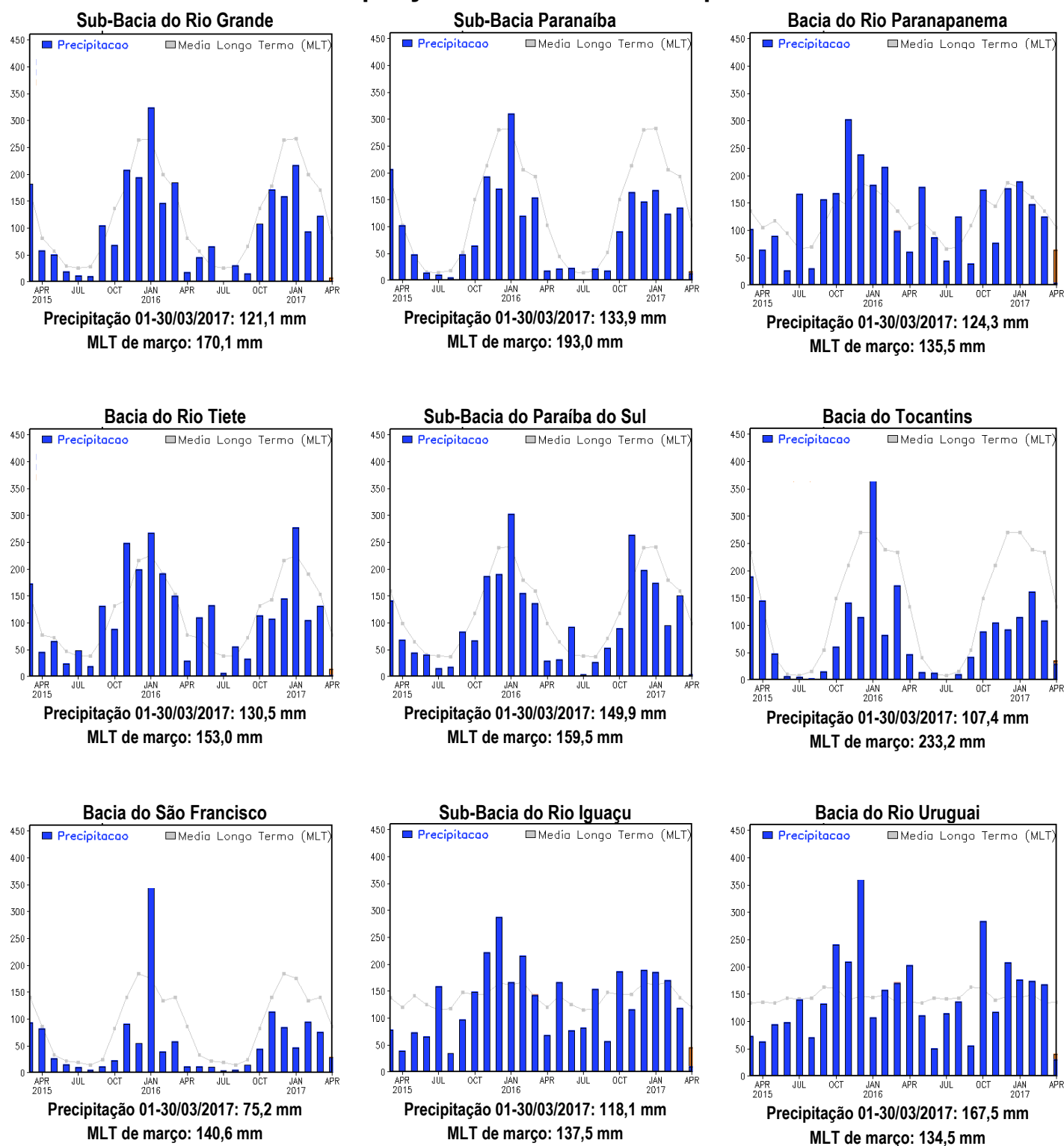


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 30/03/2017 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

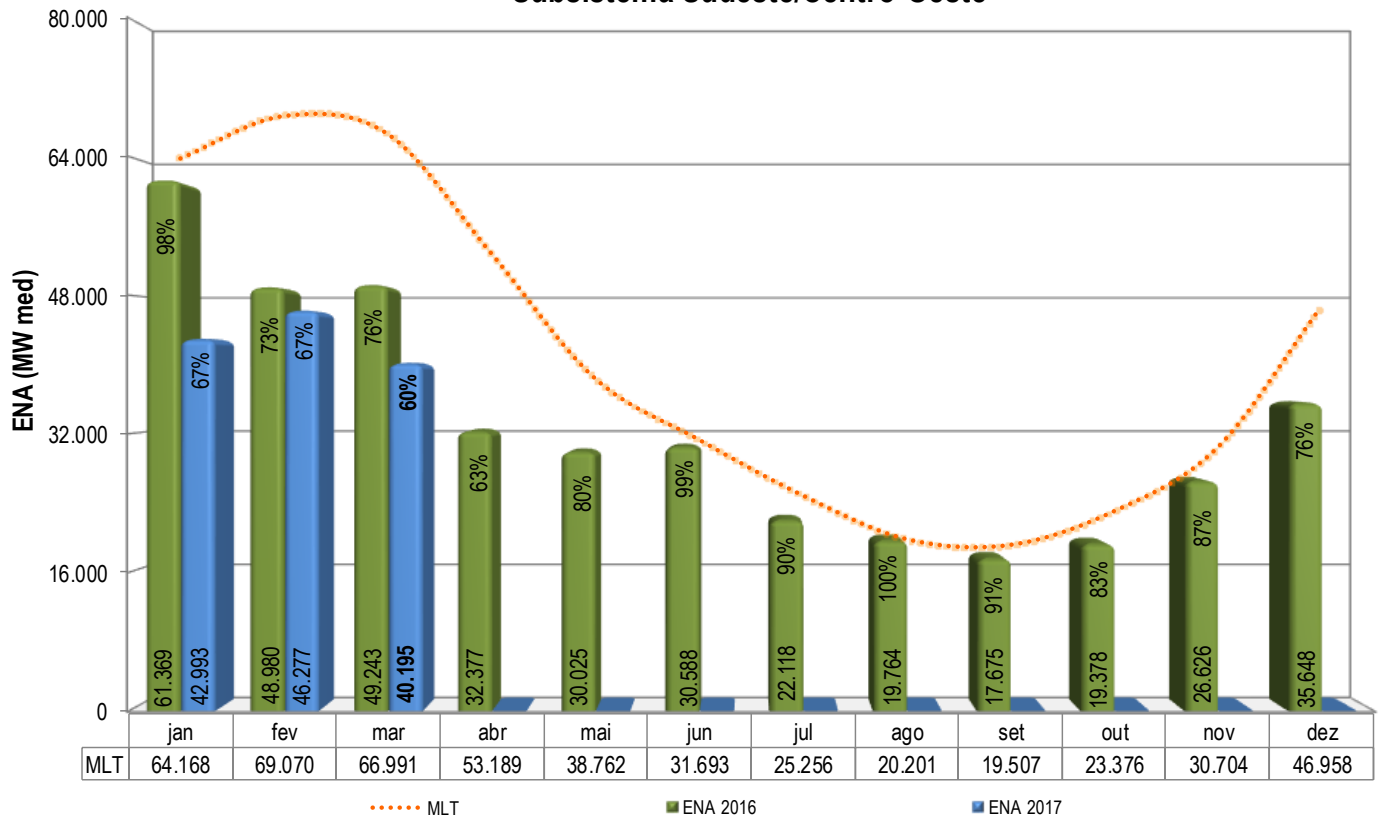


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

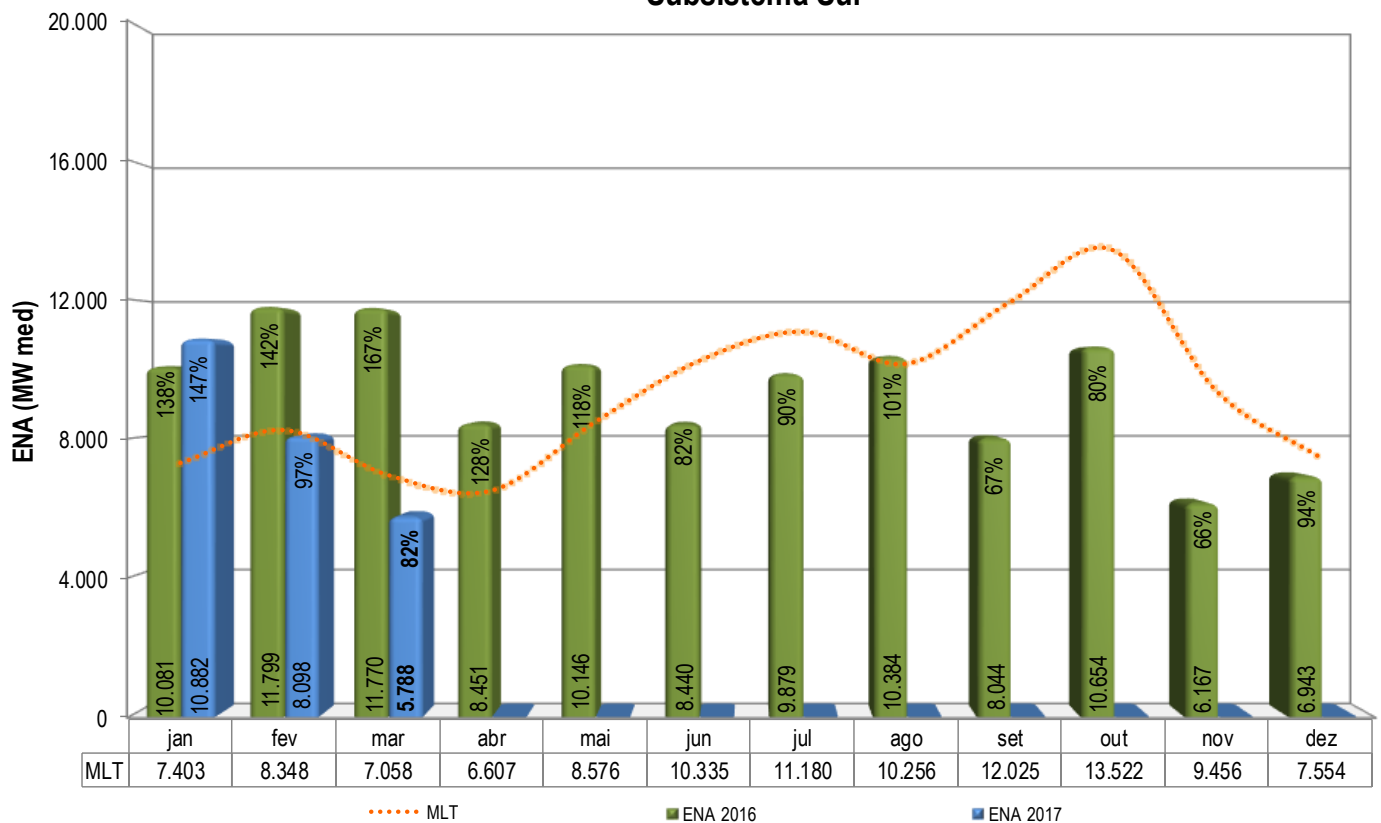


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

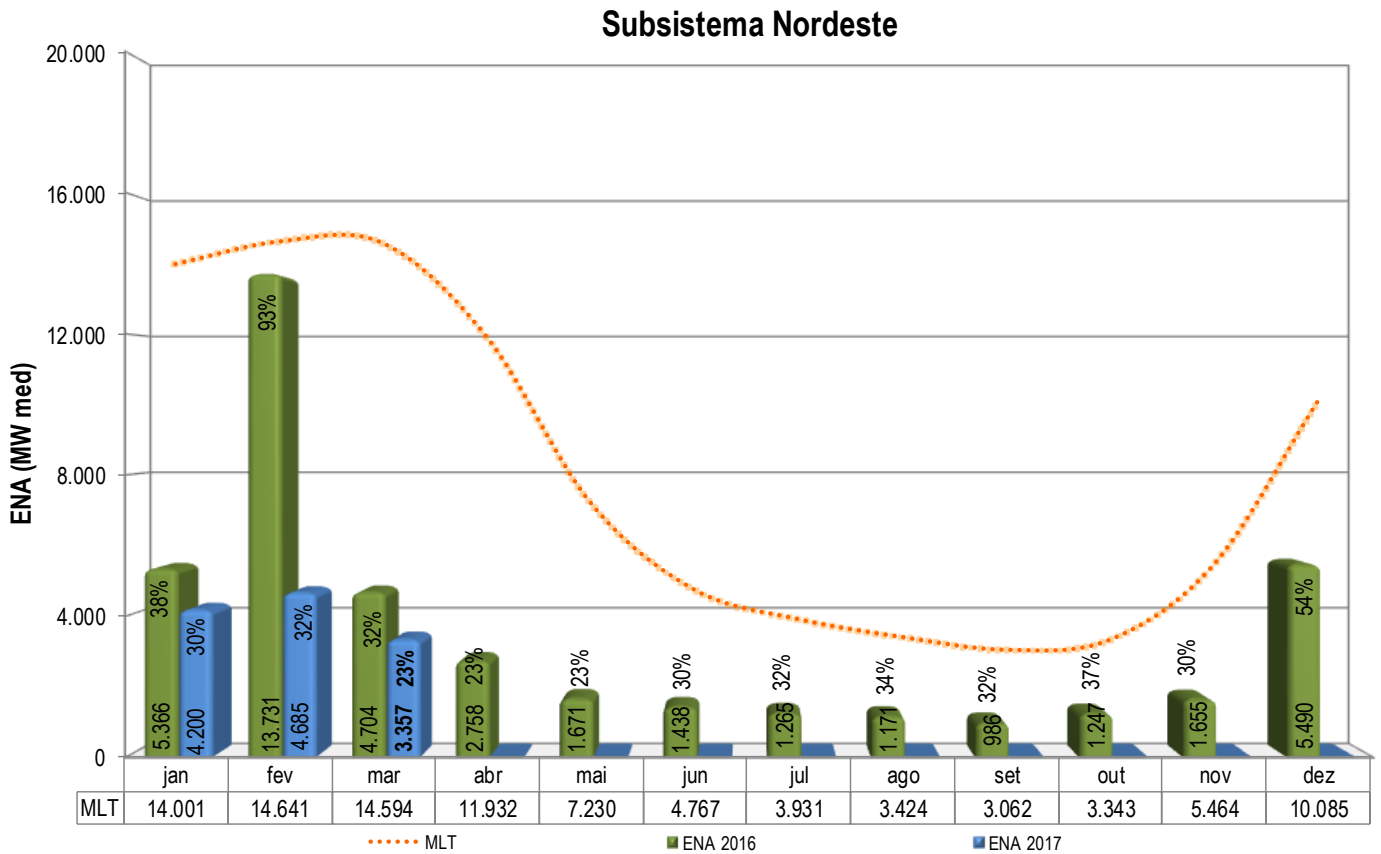


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

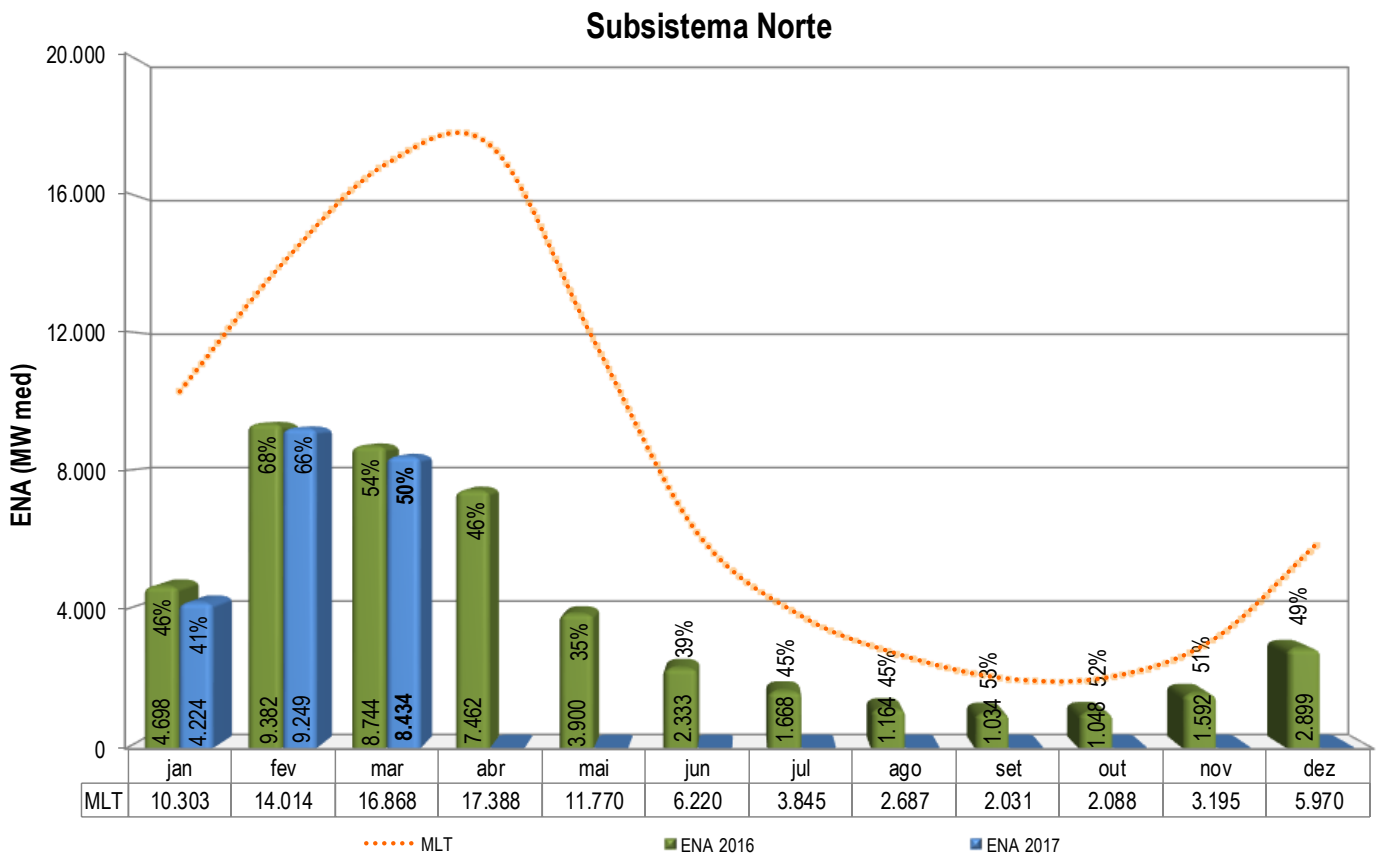


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de março de 2017 houve aumento nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 9.733 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor cerca de 570 MWmédios superior em relação ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 1,3 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de março, atingindo 41,5 %EAR, valor 16,8 p.p. inferior ao verificado no final de março de 2016 (58,3 %EAR), e 7,0 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (34,5 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

Na região Sul, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada prioritariamente nos períodos de carga pesada e média, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Ao final do mês de março, em relação ao mês de fevereiro, houve redução do armazenamento equivalente em 8,1 p.p., atingindo 43,5 %EAR, valor 54,1 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de março de 2016 (97,6 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 0,9 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 21,7 %EAR ao final do mês de março, valor 13,0 p.p. inferior ao verificado ao final de março de 2016 (34,7 %EAR) e 15,5 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (37,2 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, com manutenção de volume mínimo na UHE Itaparica, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Ao longo do mês, foi mantida a operação de defluência da cascata do rio São Francisco nas UHEs Sobradinho e Xingó no patamar de 700 m³/s. Em relação à UHE Três Marias, foi mantida a política de minimizar a sua defluência, mas assegurando o atendimento aos usos múltiplos da água até a UHE Sobradinho, com o objetivo de maximizar o estoque de água no reservatório da usina.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte atingiu 63,8 %EAR ao final do mês de março, apresentando replecionamento de 16,4 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 5,4 p.p. superiores ao armazenamento do final de março de 2016 (58,4 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi utilizada para o fechamento do balanço energético do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de março de 2017 referem-se ao replecionamento de 23,7 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 99,2 %v.u.), de 14,0 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 82,7 %v.u.) e ao deplecionamento de 18,0 p.p. na UHE Capivara (atingindo 64,6 %v.u.).

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	41,5	203.343	74,1
Sul	43,5	19.958	7,6
Nordeste	21,7	51.809	9,9
Norte	63,8	15.041	8,4
TOTAL		290.151	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

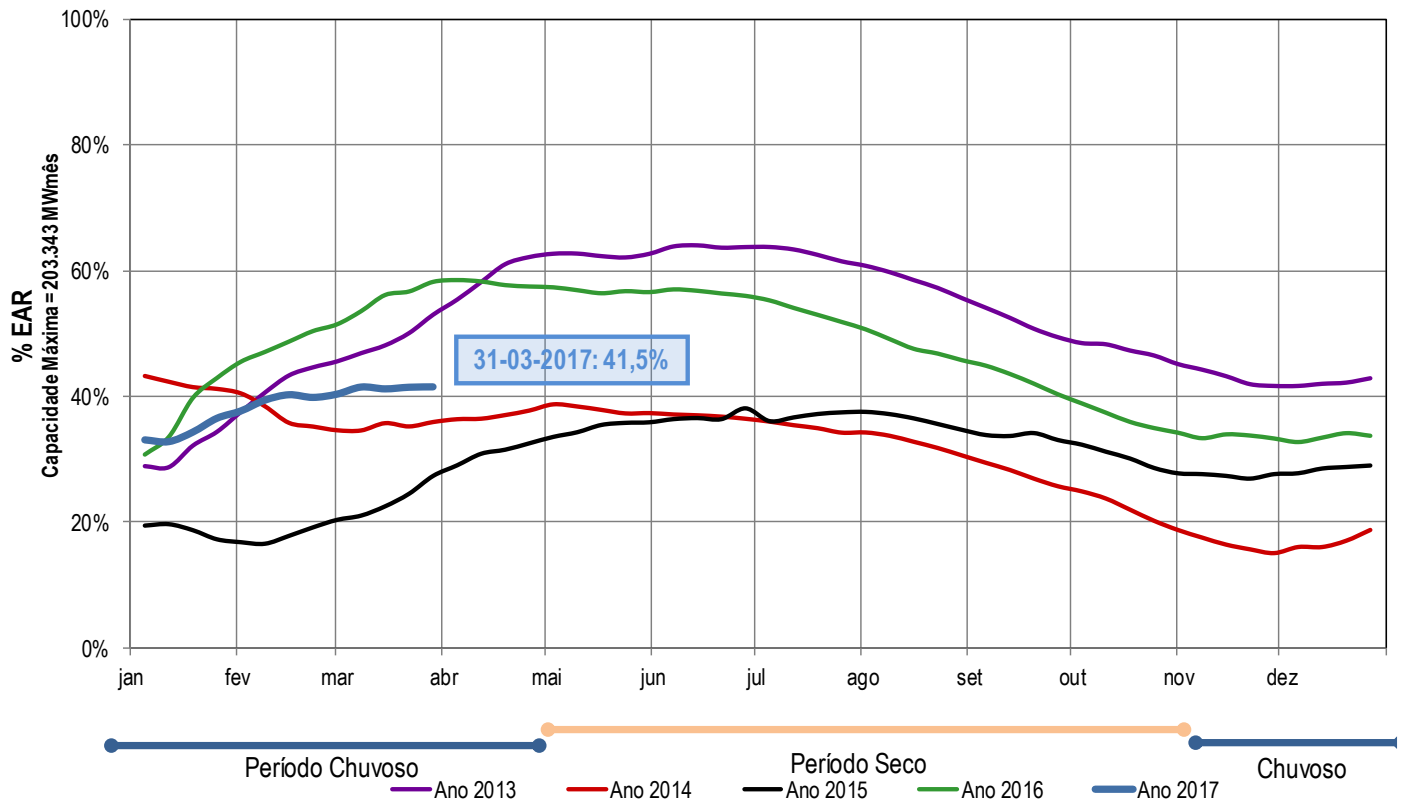


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

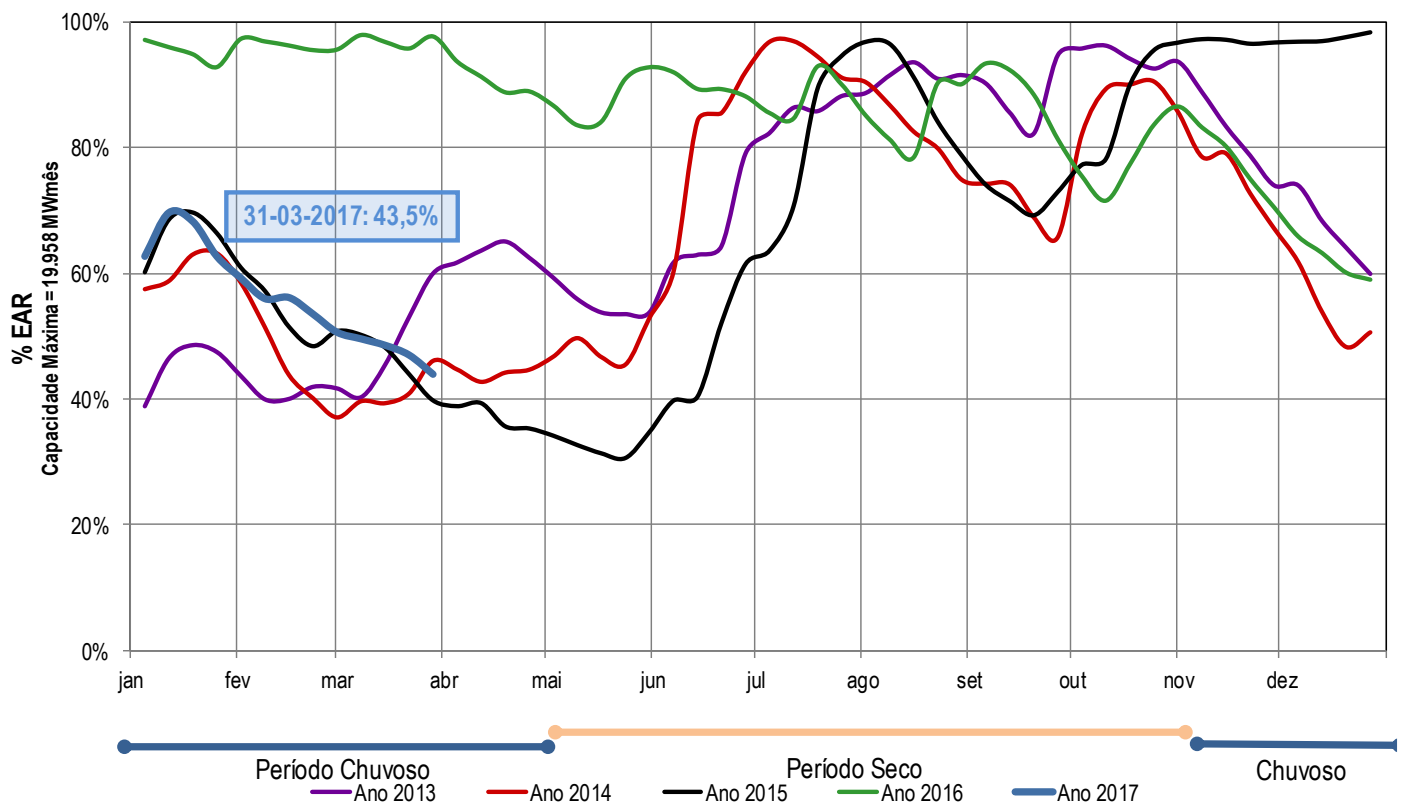


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

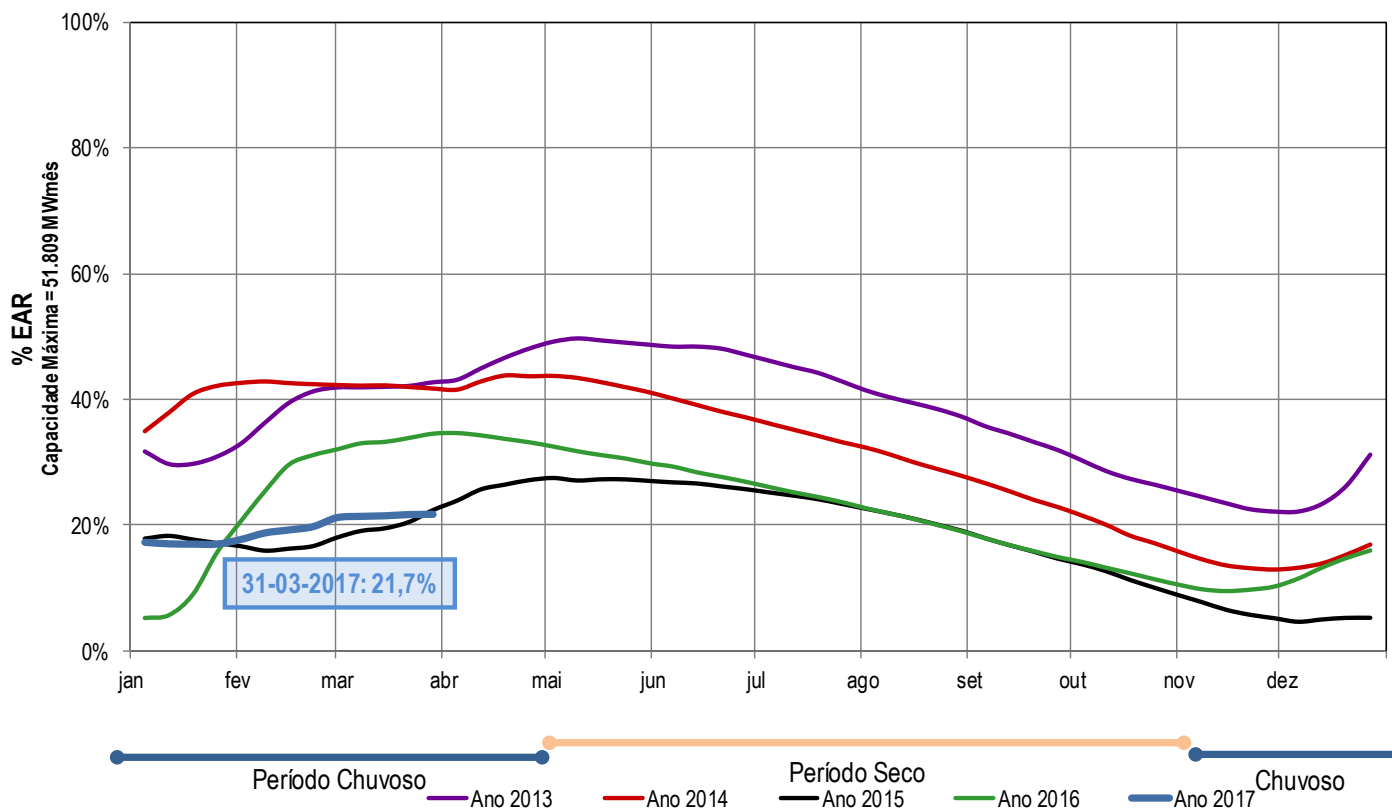


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

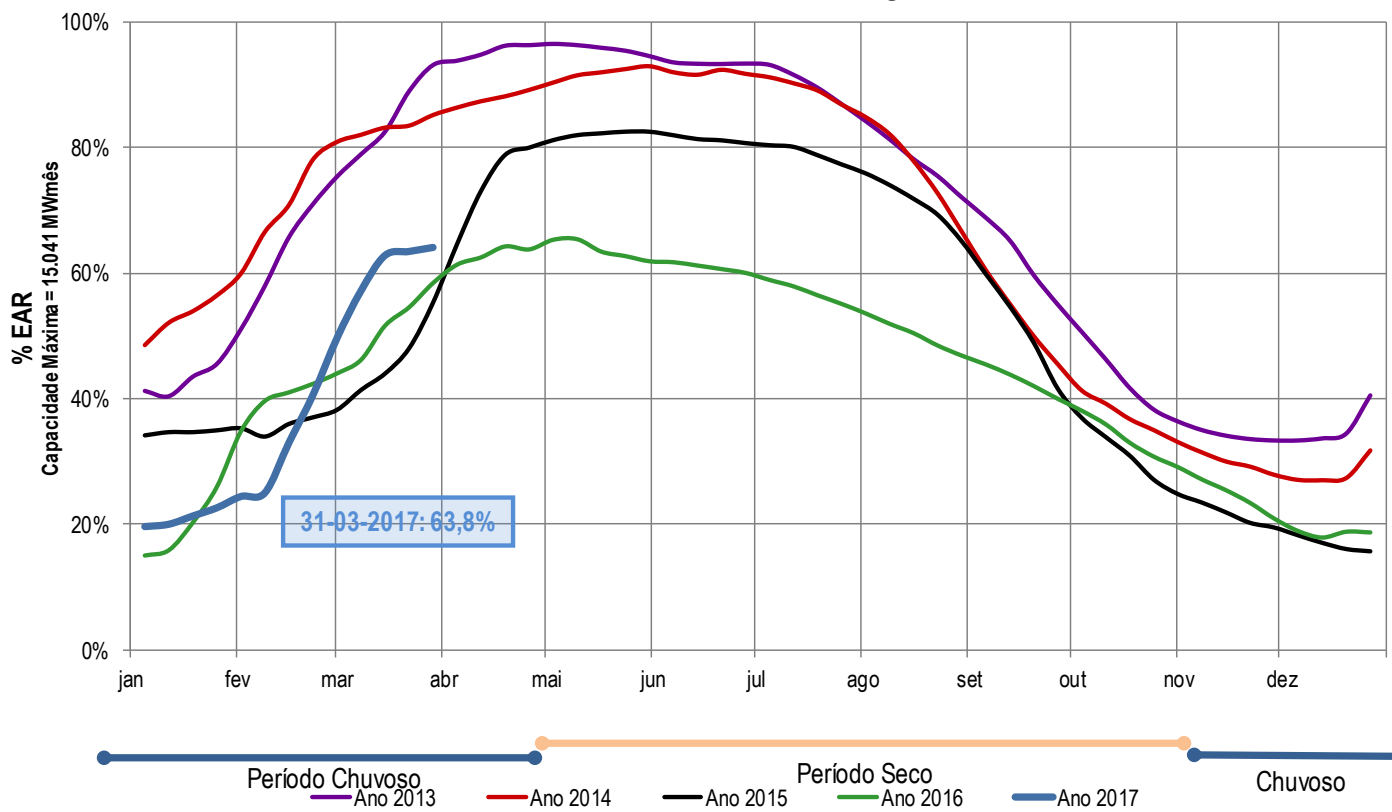


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em março de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, inclusive com aumento no montante exportado, fornecendo 4.710 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 3.464 MWmédios, valor superior aos 2.989 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul importou aproximadamente 3.464 MWmédios no mês de março de 2017, ante a importação de 1.441 MWmédios em fevereiro de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 123 MWmédios, mesmo patamar do verificado no mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no dia 2 de março, houve exportação de energia do Brasil para a Argentina, via conversora de frequência de Garabi, a título emergencial. Já entre os dias 13 e 17 de março, houve devolução de energia emergencial da Argentina para o Brasil. E ainda, no dia 24 de março foi realizado teste na conversora de Melo (interligação com o Uruguai), com importação e exportação de energia.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA*

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.161 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 7,6% inferior ao verificado no mês anterior e representando redução de 1,4% em relação ao consumo de fevereiro de 2016.

No acumulado dos últimos 12 meses (março de 2016 a fevereiro de 2017), o consumo residencial registrou evolução de +2,5% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a fevereiro de 2016, houve aumento de 0,6%. Para a classe comercial, foi verificada retração de 1,3% entre fevereiro e janeiro de 2017, e de 0,5% em comparação a fevereiro de 2016.

Conforme análise da EPE, estes resultados foram afetados, dentre outros motivos, pela redução no número de dias faturados em diversas distribuidoras e por condições relacionadas ao clima, como temperatura e chuva.

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, houve retração de 0,9% entre os meses de fevereiro de 2016 e de 2017. Sobre os segmentos industriais que mais consomem energia elétrica, cinco apresentaram aumento em termos anuais em seu consumo: têxtil (+6,9%), automobilístico (+6,5%), papel e celulose (+2,7%), metalúrgico (+1,8%) e produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos (+0,6%).

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL cresceu 21,2% em fevereiro, passando a representar, no mês, 29% do consumo total do país.

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



Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/17 GWh	Evolução mensal (Fev/17/Jan/17)	Evolução anual (Fev/17/Fev/16)	Mar/15-Fev/16 (GWh)	Mar/16-Fev/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.421	-4,6%	0,6%	129.887	133.107	2,5%
Industrial	13.251	1,2%	-0,9%	166.651	164.685	-1,2%
Comercial	7.680	-1,3%	-0,5%	89.790	88.170	-1,8%
Rural	2.357	-3,4%	9,5%	25.414	27.298	7,4%
Demais classes*	3.884	-3,7%	-0,7%	48.150	48.292	0,3%
Perdas e Diferenças**	8.568	-26,9%	-8,0%	109.723	112.366	2,4%
Total	47.161	-7,6%	-1,4%	569.616	573.918	0,8%

* 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 fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: EPE

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

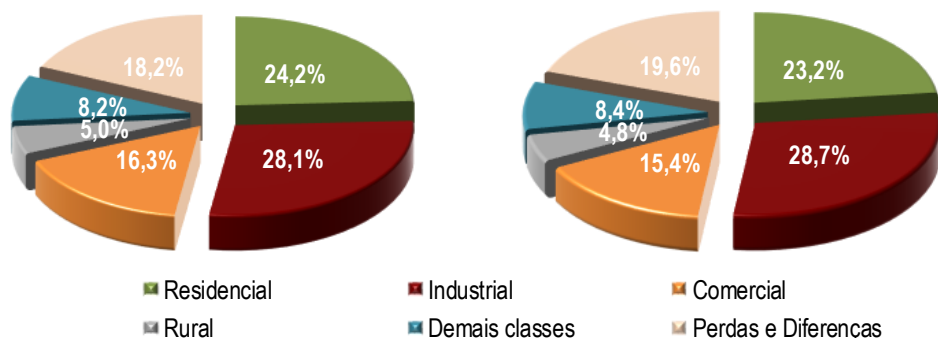


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: EPE

Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/17 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/17/Jan/17)	Evolução anual (Fev/17/Fev/16)	Mar/15-Fev/16 (kWh/NU)	Mar/16-Fev/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	164	-4,7%	-1,5%	159	160	0,4%
Consumo médio industrial	24.890	1,4%	2,3%	25.279	25.778	2,0%
Consumo médio comercial	1.344	-1,3%	-0,9%	1.315	1.285	-2,2%
Consumo médio rural	531	-3,4%	8,2%	483	512	6,1%
Consumo médio demais classes	5.005	-4,2%	-2,7%	5.273	5.186	-1,7%
Consumo médio total*	477	-2,0%	-1,6%	482	475	-1,5%

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

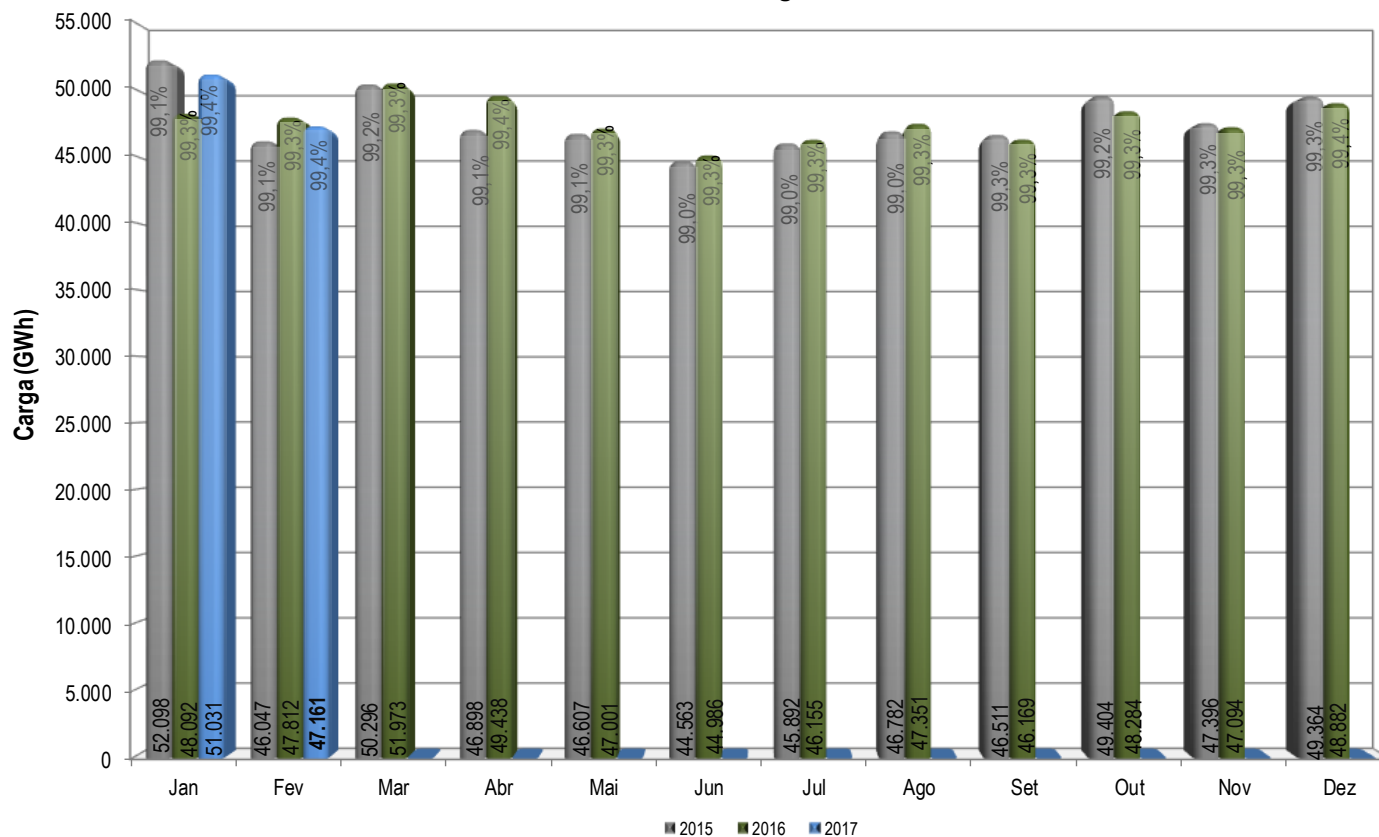
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/16	Fev/17	
Residencial (NUCR)	68.074.749	69.502.787	2,1%
Industrial (NUCI)	549.374	532.376	-3,1%
Comercial (NUCC)	5.690.978	5.715.749	0,4%
Rural (NUCR)	4.386.190	4.440.429	1,2%
Demais classes *	760.904	776.001	2,0%
Total (NUCT)	79.462.195	80.967.342	1,9%

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

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil **



Dados contabilizados até fevereiro 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.



4.4. Demandas Máximas

No mês de março de 2017 foi registrado recorde de demanda máxima no subsistema Nordeste, atingindo o valor de **12.692 MW** no dia 21 às 14h40, superando em 84 MW o recorde anterior (12.608 MW, registrado no dia 7 de fevereiro de 2017). Nos demais subsistemas e no SIN não foram registrados recordes de demanda, apesar de que em todos eles as demandas máximas registradas em março de 2017 foram superiores às registradas no mesmo mês de 2016.

Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	49.894 10/03/2017 - 14h43	16.690 09/03/2017 - 14h16	12.692 21/03/2017 - 14h40	6.310 28/03/2017 - 22h02	83.694 09/03/2017 - 14h40
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.692 21/03/2017 - 14h40	6.558 29/11/2016 - 15h48	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

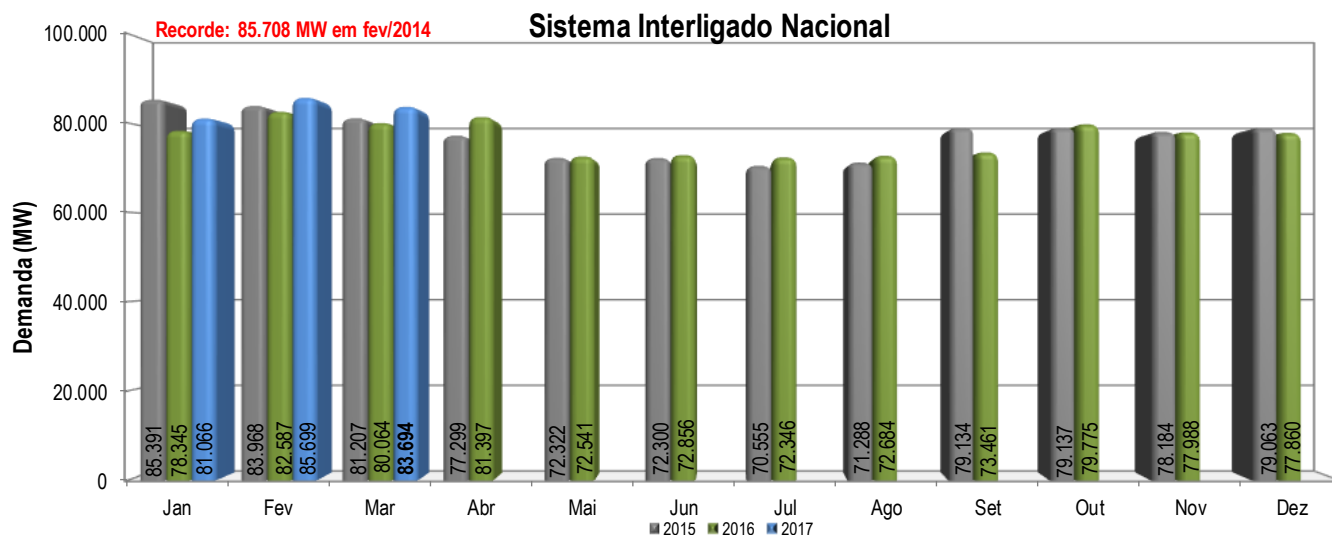


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

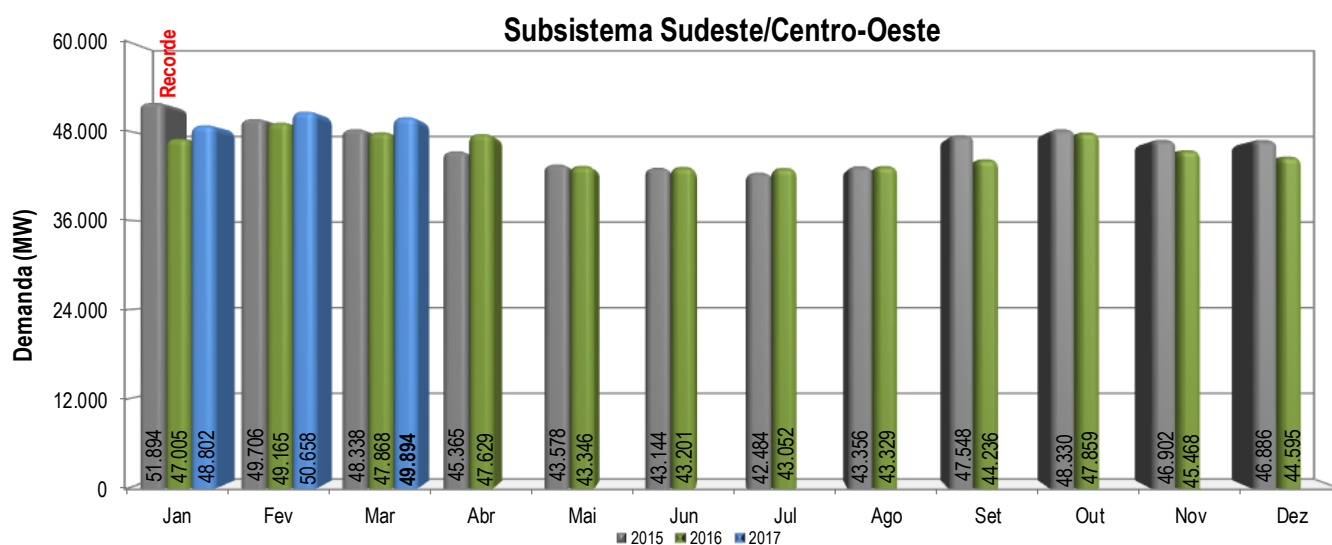


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

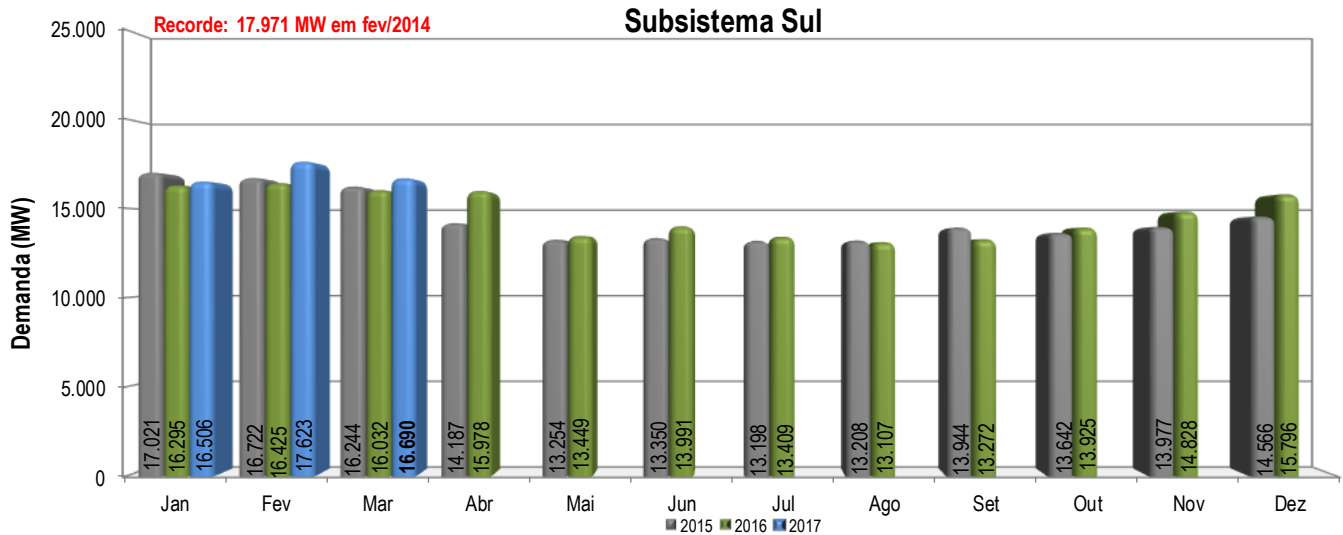


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

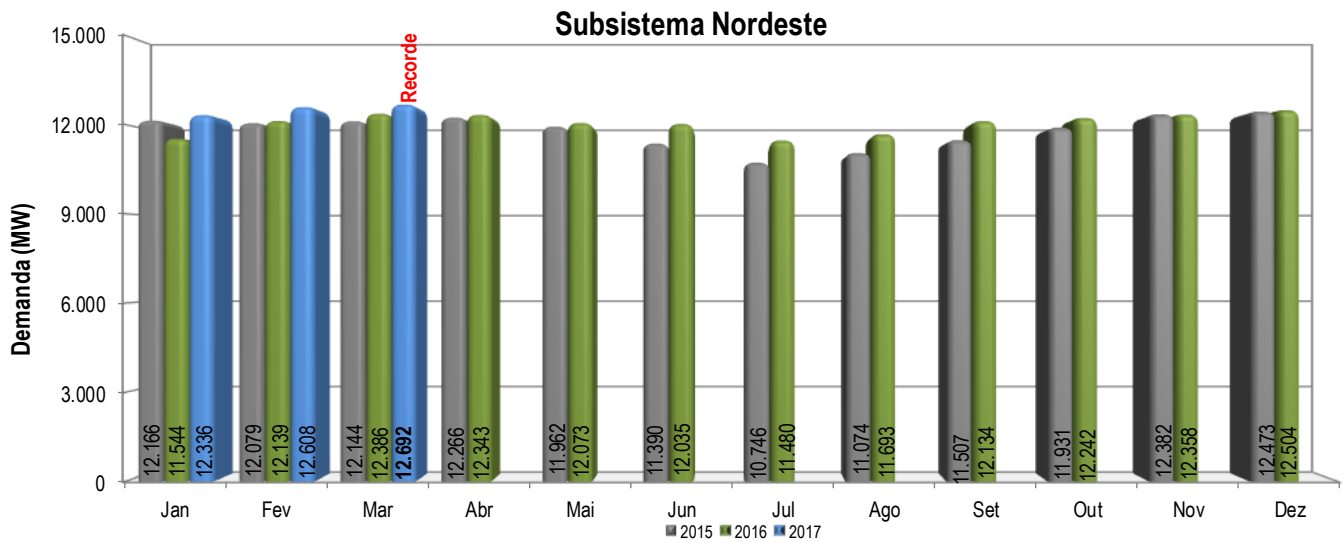


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

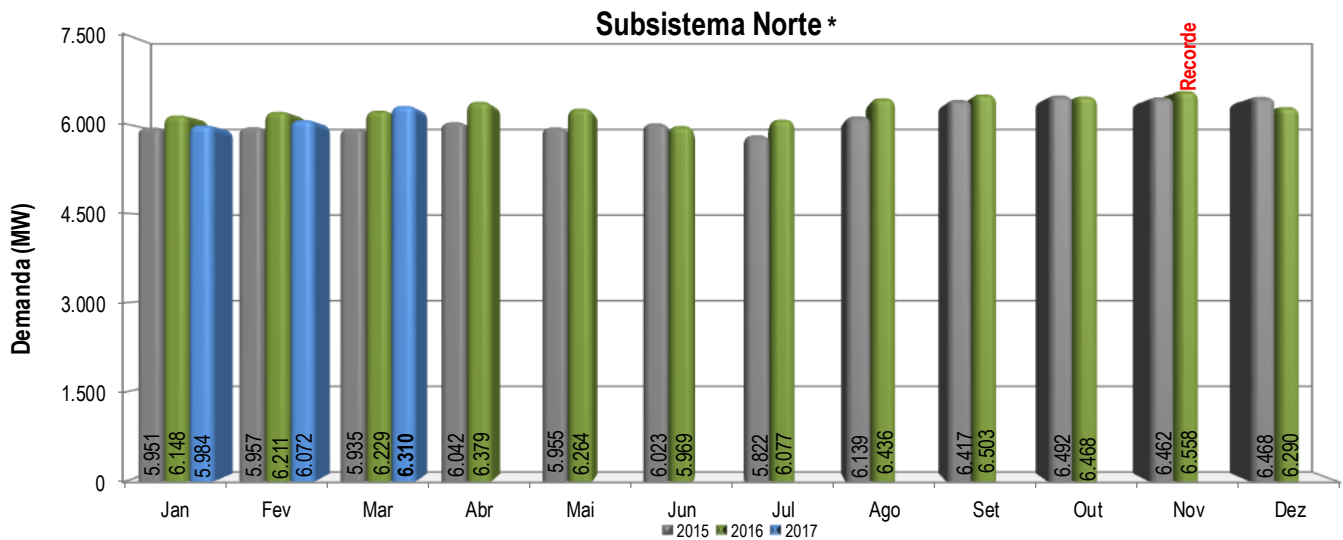


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 março de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 151.932 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 9.219 MW, sendo 5.736 MW de geração de fonte hidráulica, 1.638 MW de fontes térmicas*, 1.843 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 103 MW em março de 2017, sendo composta por 7 MW de CGH, 16 MW de térmica, 10 MW de eólica e 69 MW de solar.

Tabela 6. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Mar/2016	Mar/2017			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2017 - Mar/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	92.366	1.293	98.110	64,6%	6,2%
UHE	87.066	220	92.605	61,0%	6,4%
PCH + CGH	5.301	1.062	5.498	3,6%	3,7%
CGH GD	0	11	7	0,0%	-
Térmica	41.700	3.042	43.354	28,5%	4,0%
Gás Natural	12.439	161	13.009	8,6%	4,6%
Biomassa	13.346	539	14.250	9,4%	6,8%
Petróleo	10.160	2.247	10.326	6,8%	1,6%
Carvão	3.612	23	3.613	2,4%	0,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros**	153	30	150	0,1%	-1,8%
Térmica GD	0	40	16	0,0%	-
Eólica	8.521	471	10.374	6,8%	21,7%
Eólica (não GD)	8.521	423	10.364	6,8%	21,6%
Eólica GD	-	48	10,168	0,0%	-
Solar	23	9.175	94	0,1%	309,6%
Solar (não GD)	23	46	25	0,0%	6,9%
Solar GD	-	9.129	69	0,0%	-
Capacidade Total sem GD	142.610	4.753	151.829	99,9%	6,5%
Geração Distribuída - GD	-	9.228	103	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	142.610	13.981	151.932	100,0%	6,5%

*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. 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 – 03/04/2017)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mar/2017

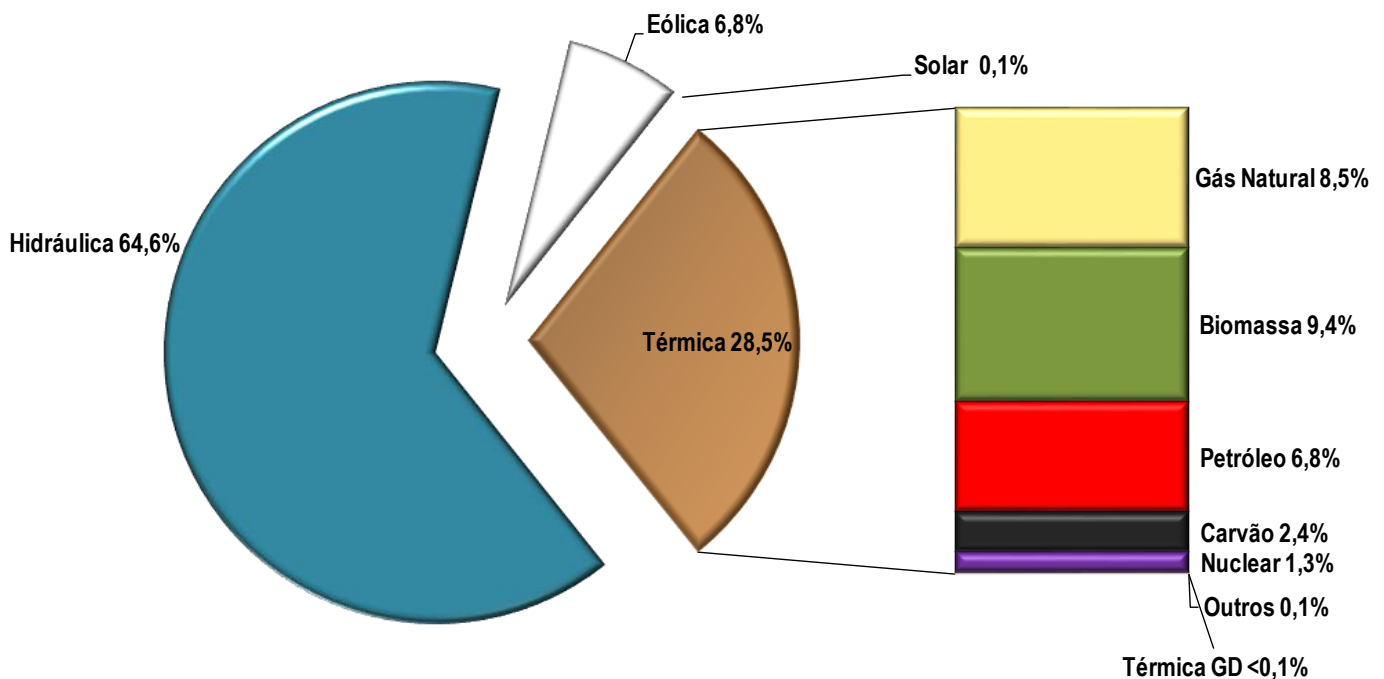


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

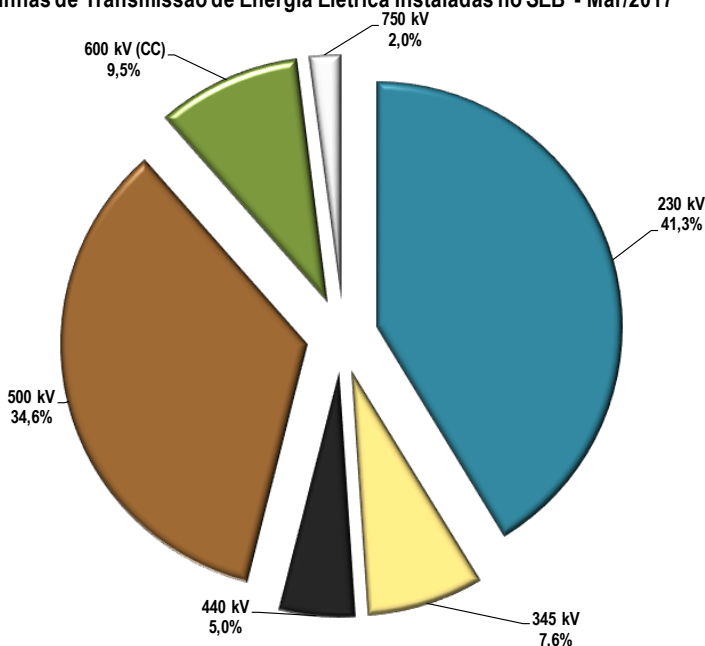


Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	55.885	41,3%
345 kV	10.320	7,6%
440 kV	6.748	5,0%
500 kV	46.813	34,6%
600 kV (CC)	12.816	9,5%
750 kV	2.683	2,0%
Total SEB	135.264	100,0%

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS.

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. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de fevereiro de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 82,8% do total gerado no país, 2,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 1,1 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 0,9%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -0,4 p.p. na geração a gás, de -0,3 p.p. na geração a petróleo e de +0,2 p.p. de geração a carvão.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fev/2017

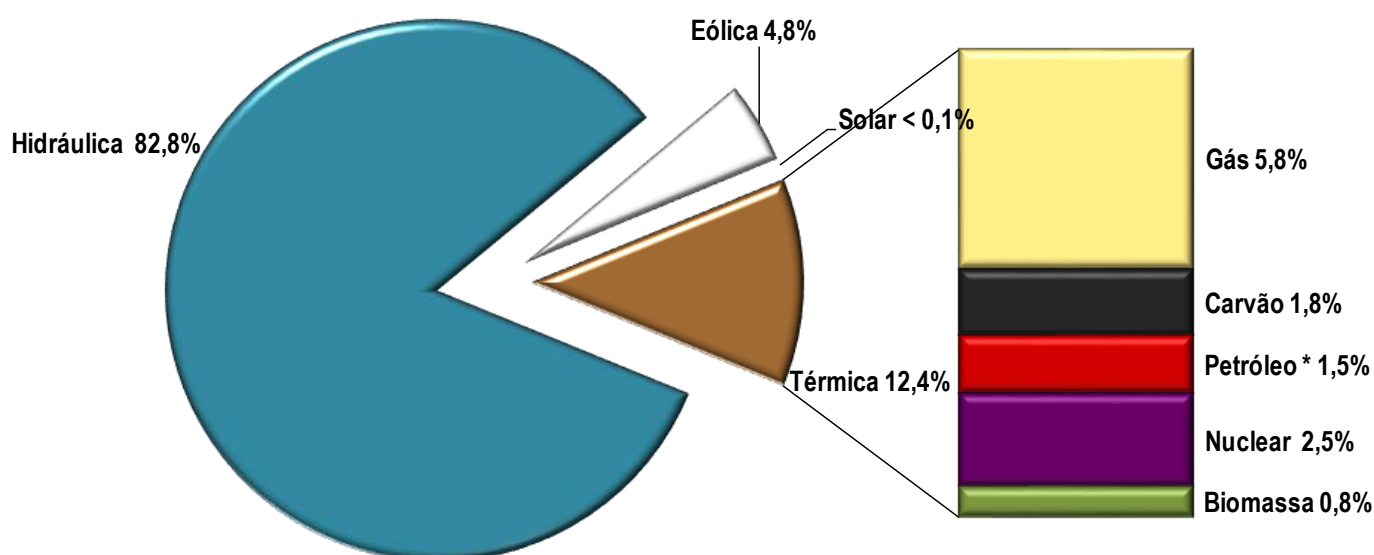


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro 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 fevereiro/2017, foi utilizado como estimativa de geração dos sistemas isolados as mesmas informações do mês anterior. Destaca-se que estes dados referentes ao mês de fevereiro não foram disponibilizados ao MME pela Eletrobras até o fechamento do Boletim.



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

Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/17 (GWh)	Evolução mensal (Fev/17 / Jan/17)	Evolução anual (Fev/17 / Fev/16)	Mar/15-Fev/16 (GWh)	Mar/16-Fev/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	36.913	-5,1%	3,4%	378.107	406.168	7,4%
Térmica	5.303	-14,4%	-29,9%	133.342	98.944	-25,8%
Gás	2.588	-13,4%	-31,0%	61.327	39.679	-35,3%
Carvão	791	1,8%	-29,4%	15.216	13.050	-14,2%
Petróleo *	464	-29,8%	-55,8%	20.364	8.196	-59,8%
Nuclear	1.100	-16,9%	-13,9%	13.807	14.369	4,1%
Biomassa	359	-19,5%	-1,8%	22.629	23.650	4,5%
Eólica	2.136	-24,2%	15,5%	21.723	34.130	57,1%
Solar	2,17	-13,9%	-	21,62	28,68	32,7%
TOTAL	44.354	-7,5%	-1,7%	533.193	539.271	1,1%

* 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 fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

Os dados de geração hidráulica e térmica dos sistemas isolados, referentes ao mês de fevereiro de 2017, não foram disponibilizados ao MME até o fechamento desta edição.



7.4. Geração Eólica *

No mês de fevereiro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 6,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 33,4%, com total de 2.768,9 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 5,2 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 43,2%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 6,4 p.p. em relação a janeiro de 2017, e atingiu 21,1%, com total de geração verificada no mês de 402,7 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 30,4%.

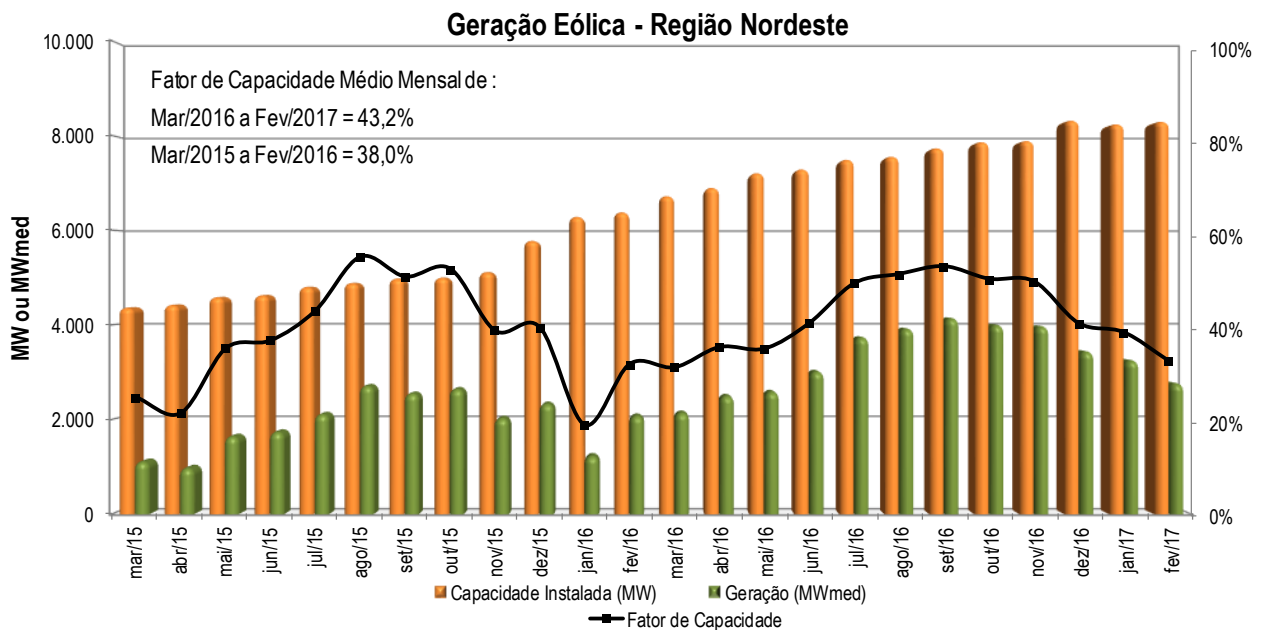


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

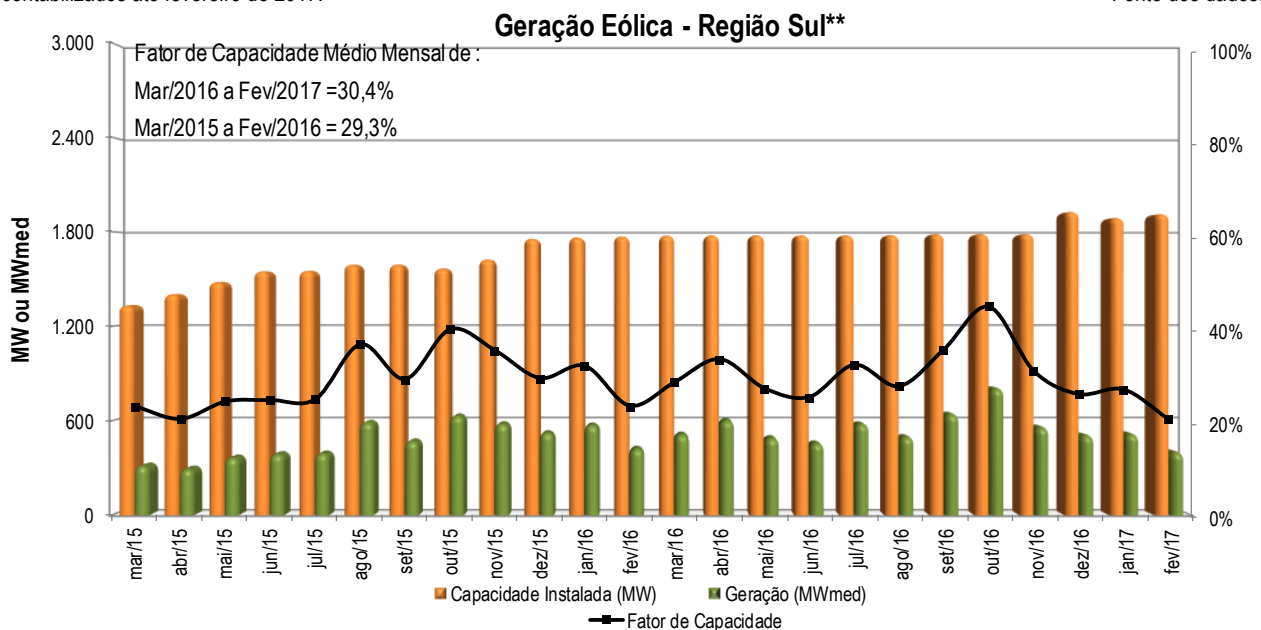


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até fevereiro 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.



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER** em fevereiro de 2017, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.557,9 MWmédios, dos quais foram entregues 1.133,0 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de fevereiro de 2017 correspondeu a 57,5% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 7,3% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

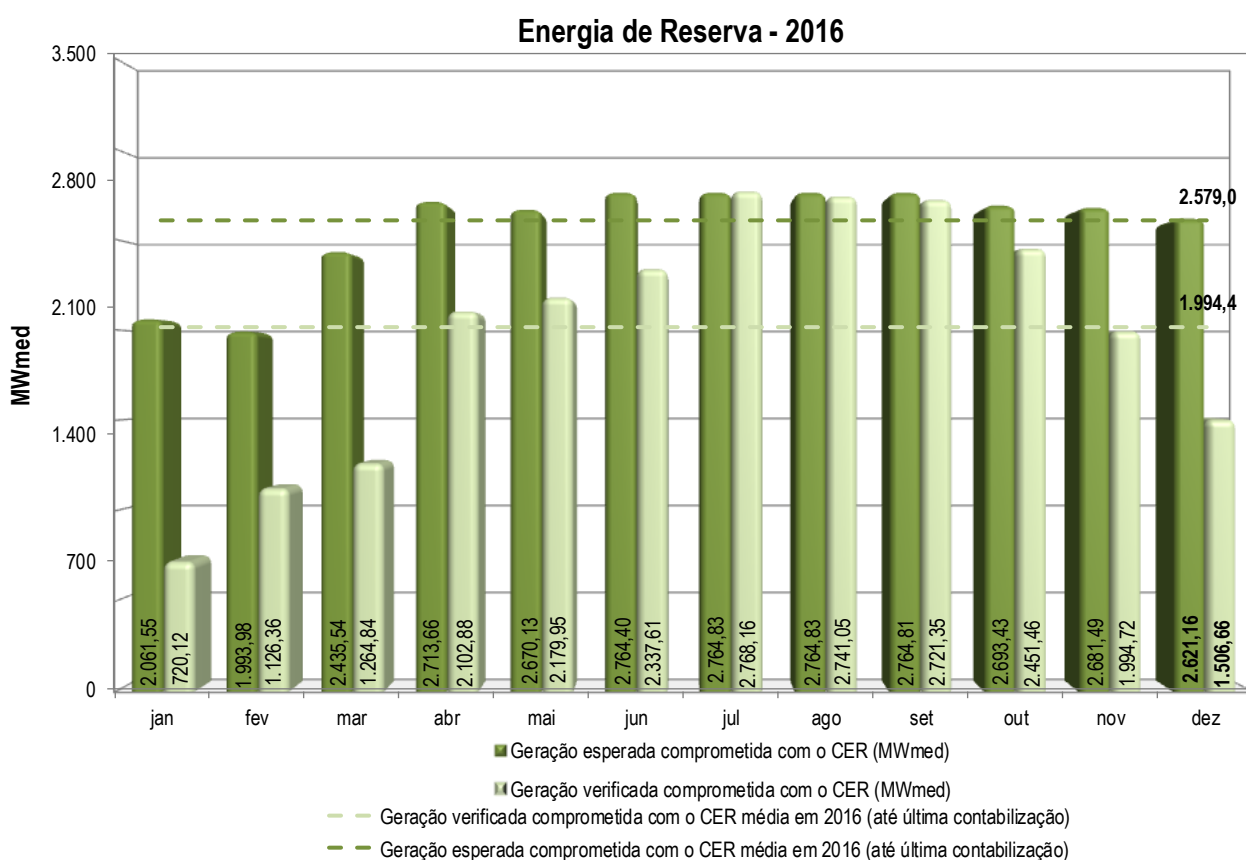


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Fonte dos dados: CCEE

* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma global o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

** Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



Energia de Reserva - 2017

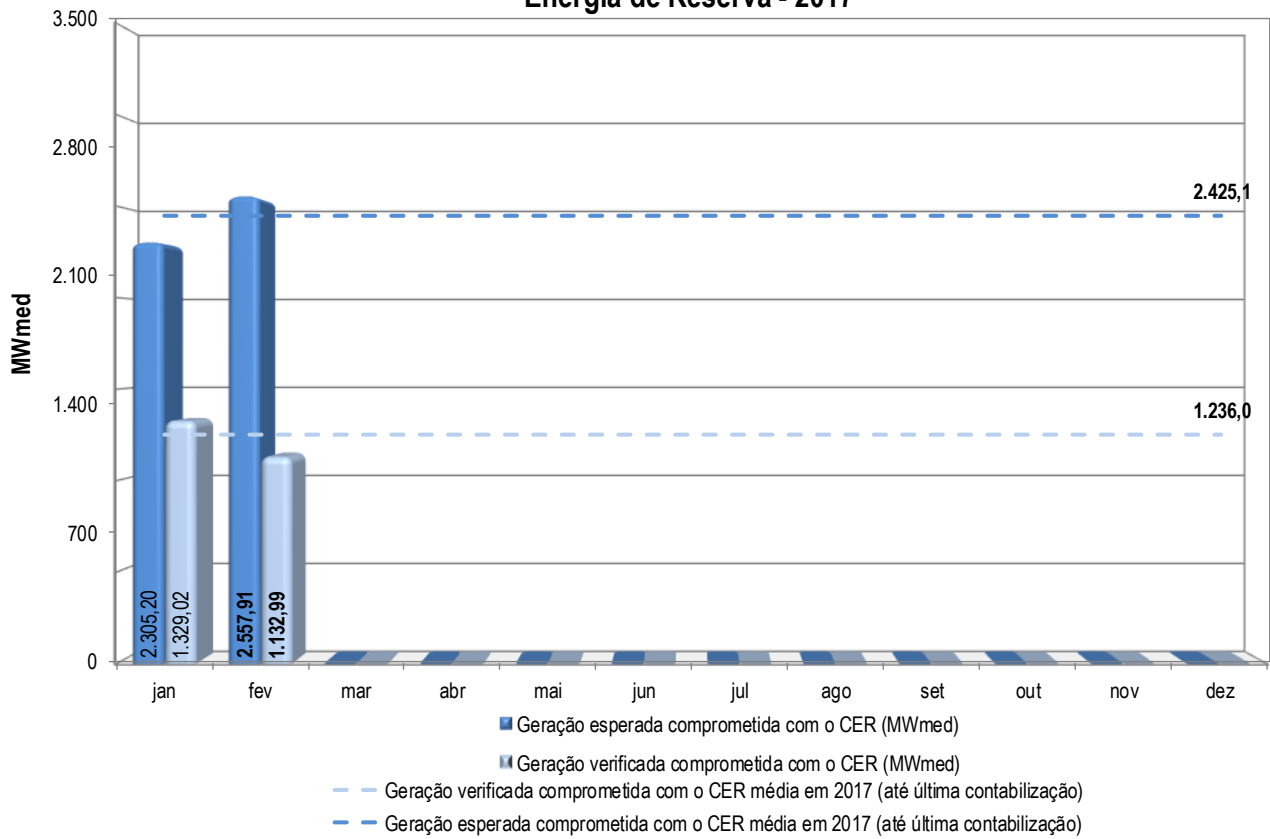


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2017.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

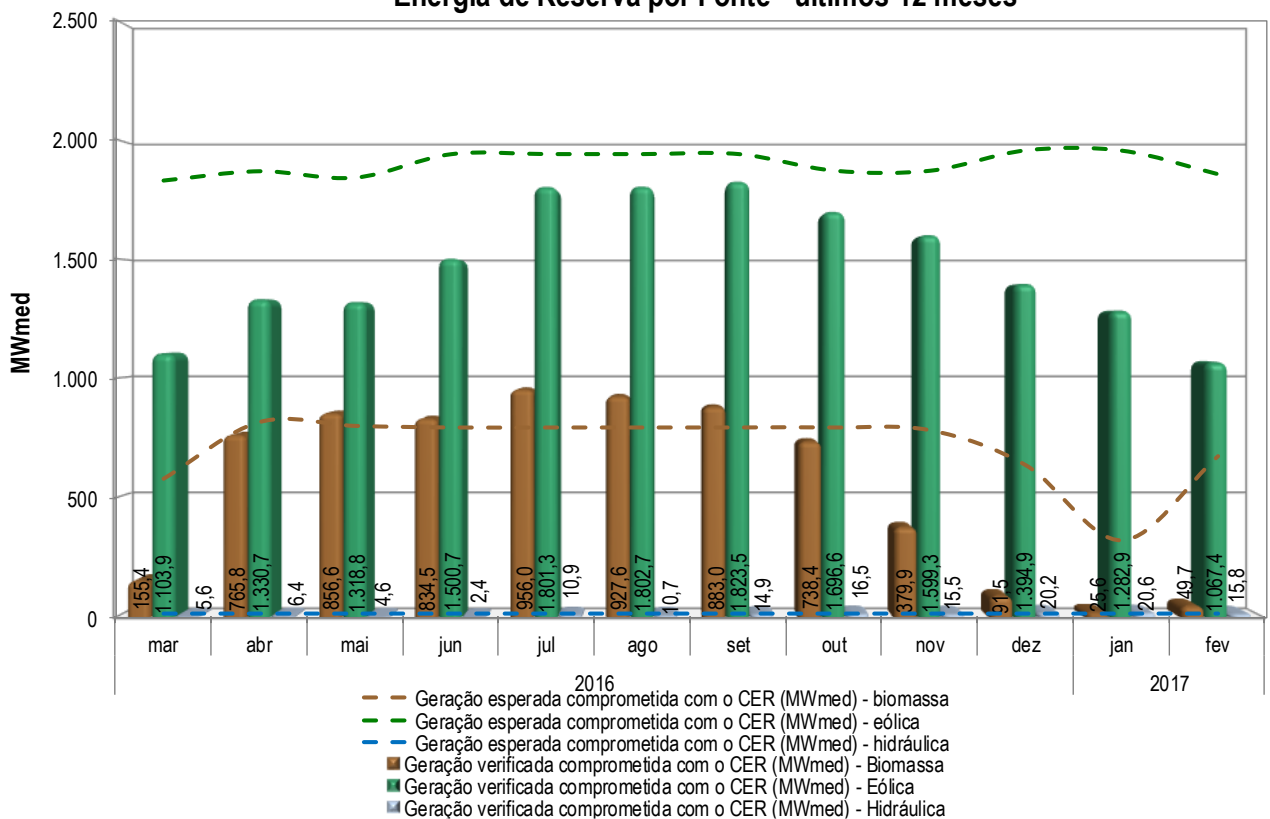


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

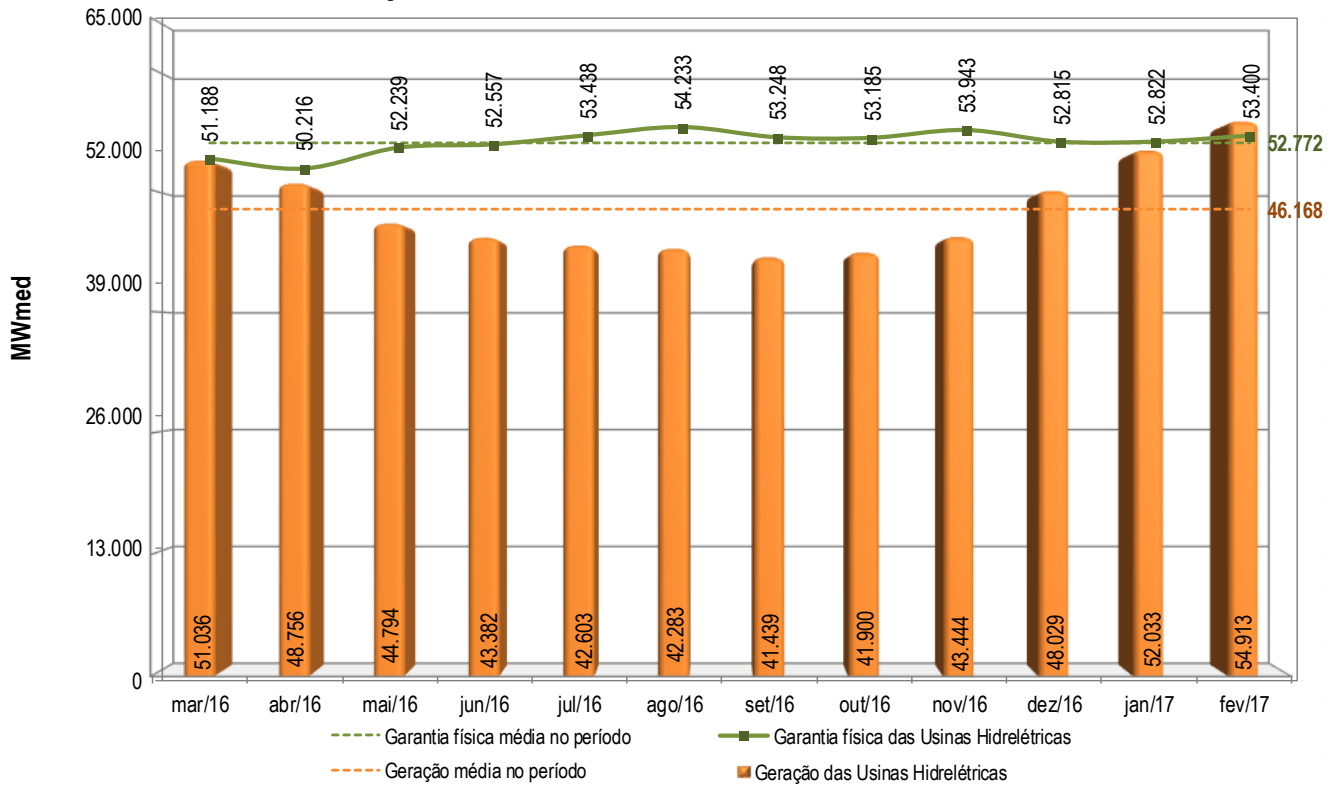


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

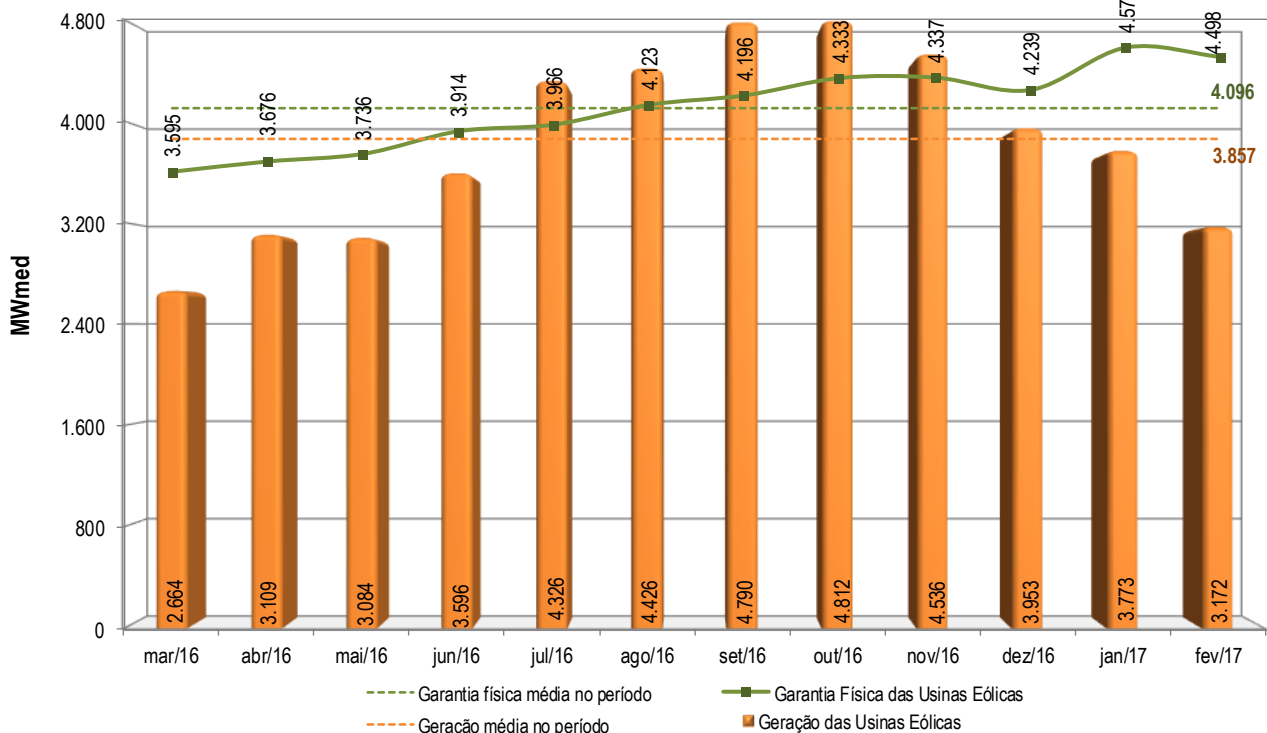


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até fevereiro 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

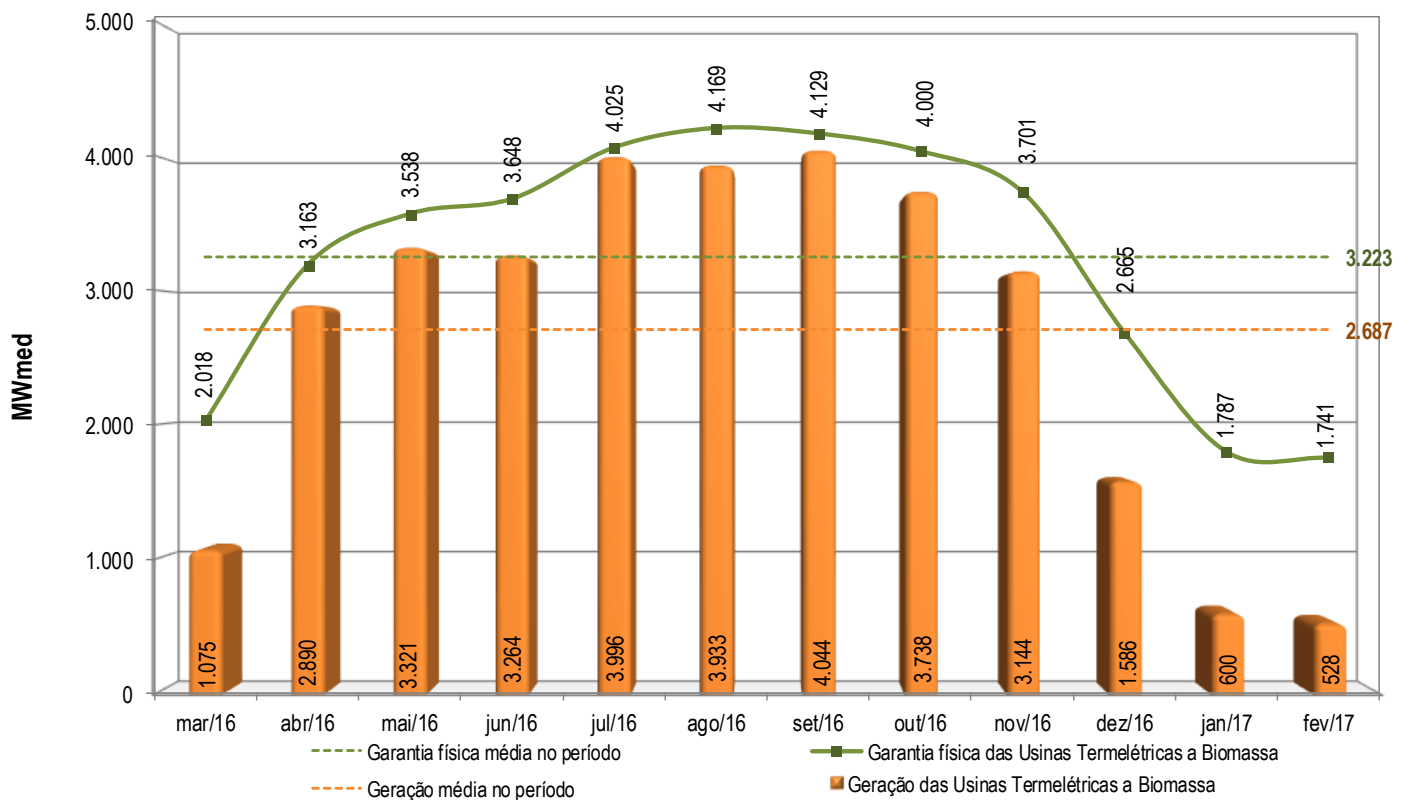


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

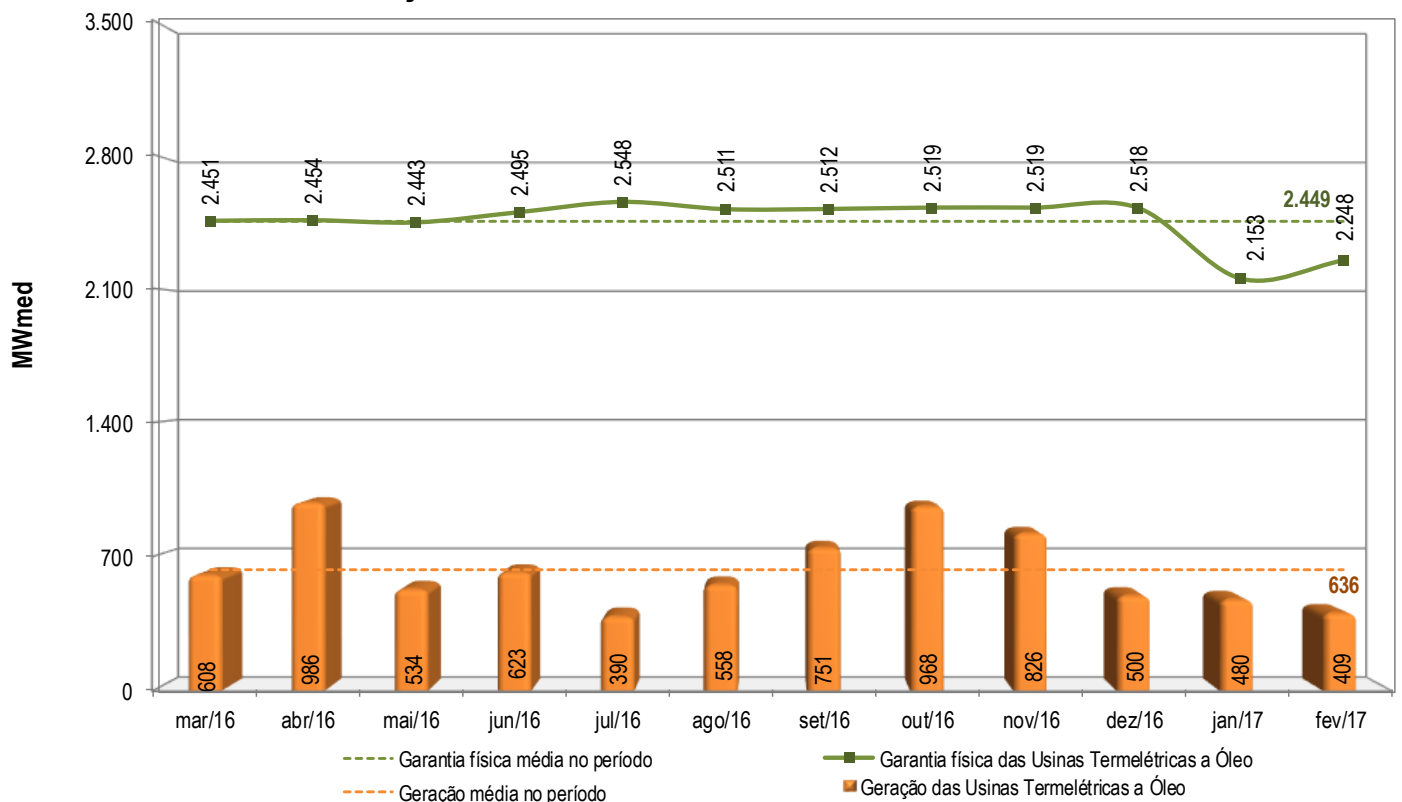


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

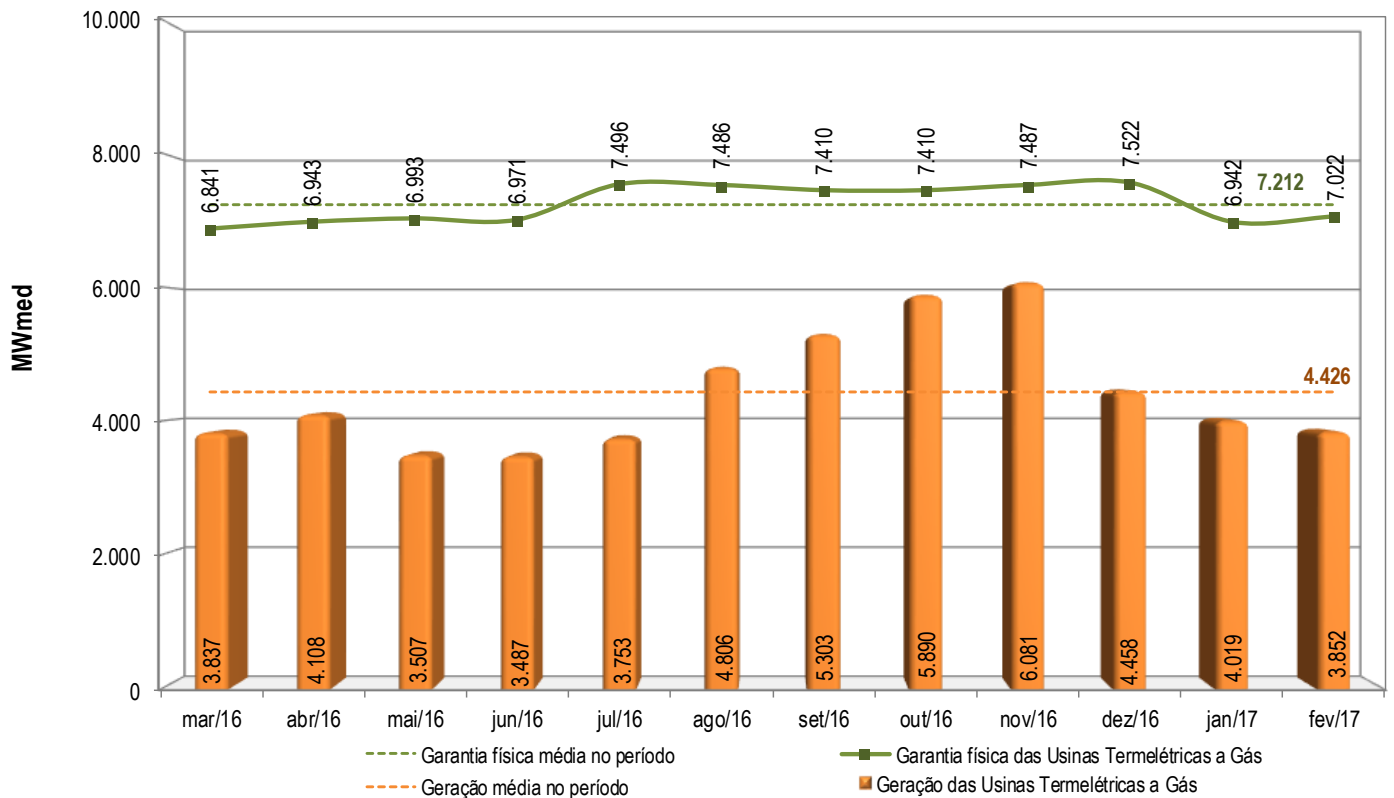


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

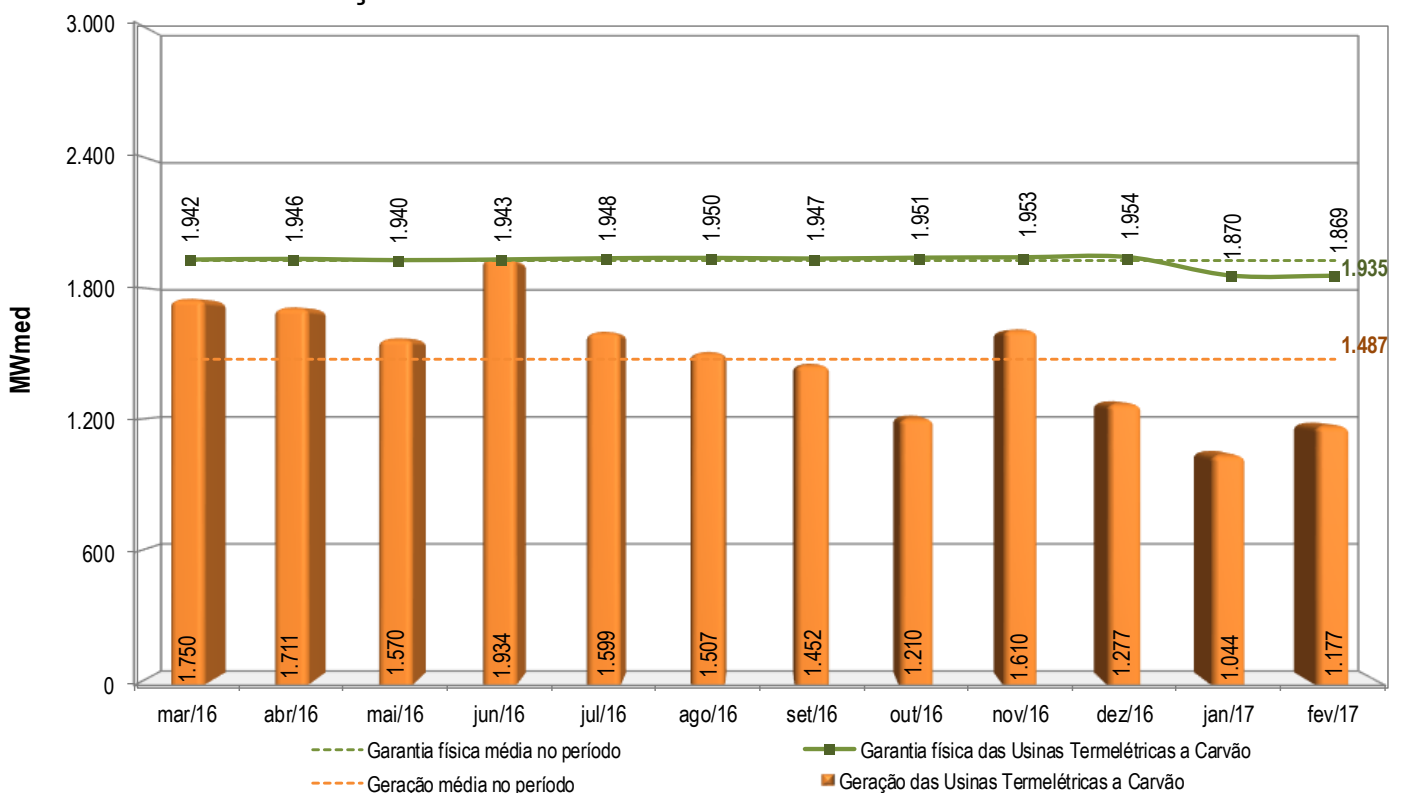


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

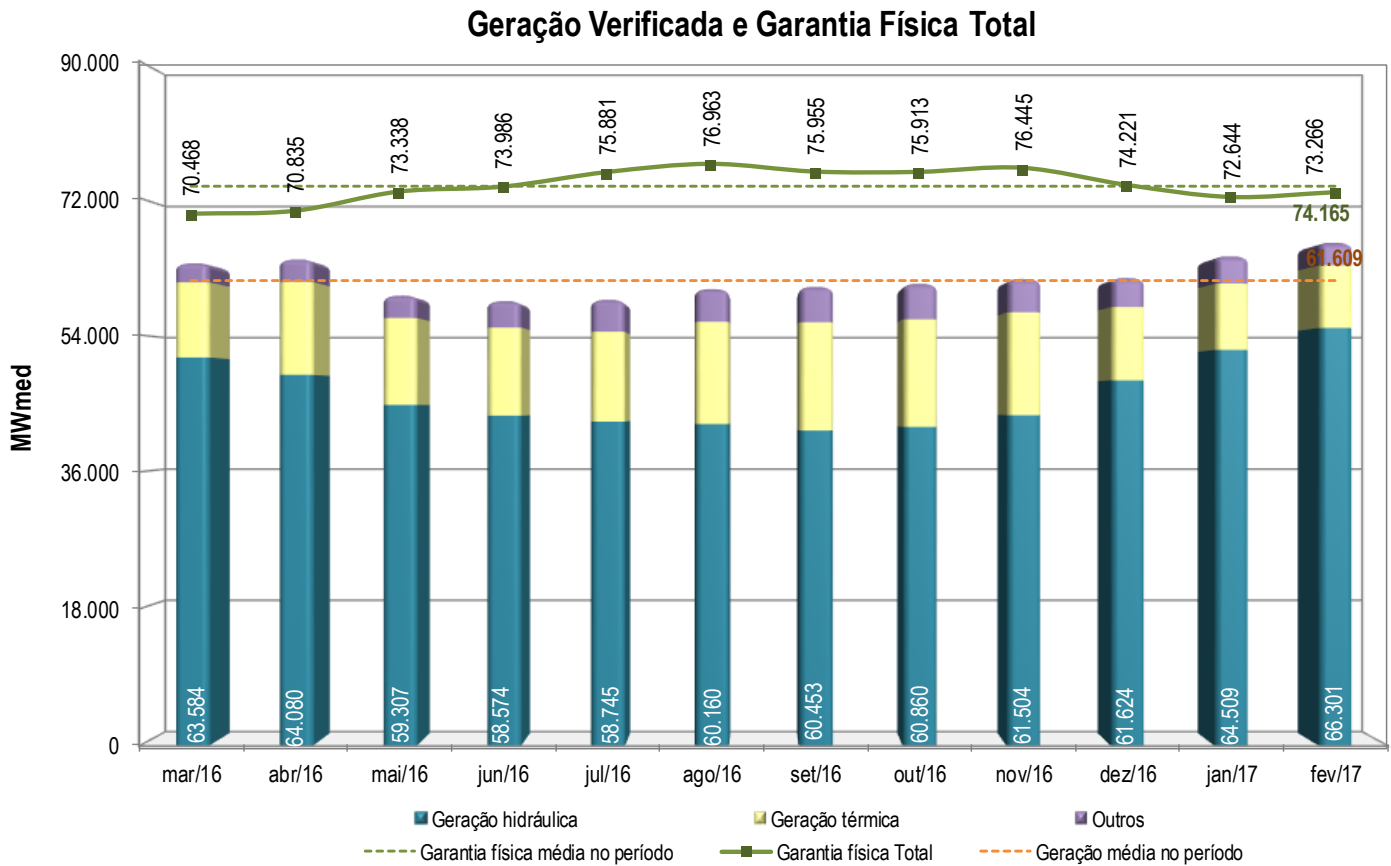


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em março de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 145,4 MW de geração:

- 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 13, total de 29,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031766-7.01;
- 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;
- UEE Ventos de Santo Augusto VII - UGs: 1 a 8, total de 18,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031749-7.01;
- 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 Mar/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	96,000	221,500
Eólica (não GD)	96,000	221,500
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	14,380	1.163,820
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	14,380	57,470
UHE	0,000	1.106,350
Solar	0,000	0,000
Solar (não GD)	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	35,000	115,130
Biomassa	35,000	35,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	80,130
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	145,380	1.500,450

Fonte dos dados: MME / SEE

8.2. 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)
Eólica	1.082,800	2.688,550	1.434,800
Eólica (não GD)	1.082,800	2.688,550	1.434,800
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	1.982,599	4.011,432	3.028,158
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	149,269	138,720	197,528
UHE	1.833,330	3.872,712	2.830,630
Solar	256,000	1.580,542	180,000
Solar (não GD)	256,000	1.580,542	180,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	38,000	8,000	966,750
Biomassa	38,000	8,000	36,000
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
TOTAL	3.359,399	8.288,524	5.609,708

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 23/03/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de março de 2017 não foi incorporada nenhuma nova linha de transmissão ao SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	0,0	65,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	244,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	0,0	309,0

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

9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão *

No mês de março de 2017, foram incorporados ao SIN 50 MVA de capacidade de transformação:

- TR2 230/23 kV – 50 MVA, na SE Canoas 1 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul.

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

	Realizado em Mar/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	50,0	2.030,0

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

Ainda no mês de março de 2017, foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor (230 kV – 50 Mvar) na SE Itapaci (CELG GT), em Goiás.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



9.3. 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	65,5	1,0
230	641,1	764,7	1.897,8
345	0,0	22,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	2.567,0	2.521,2	2.452,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
TOTAL	3.228,5	7.557,4	9.752,2

Fonte dos dados: MME / SEE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
TOTAL	13.976,0	27.033,0	17.815,0

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 22/03/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de março de 2017 houve contribuição de aproximadamente 9.733 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor cerca de 570 MWmédios superior em relação 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.

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 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.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

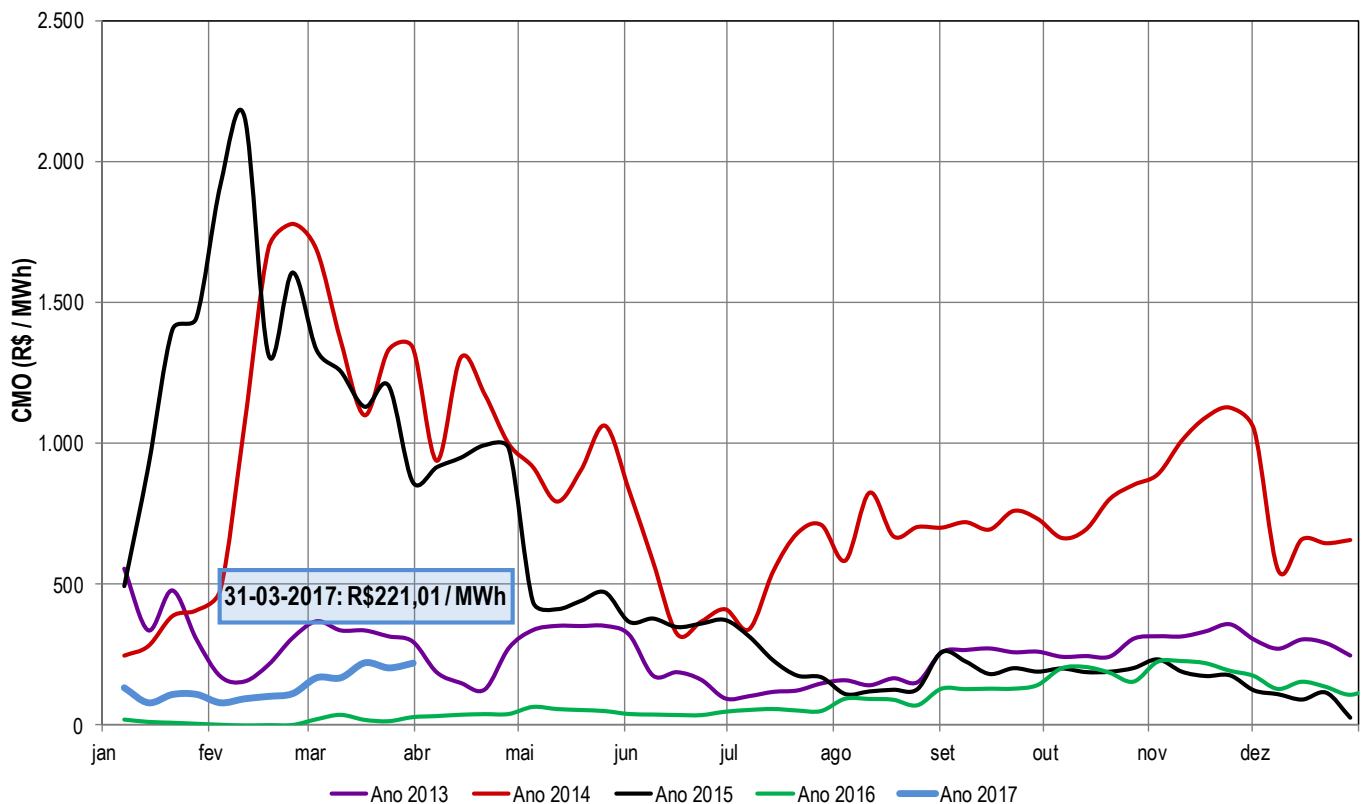


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



10.2. Despacho Térmico

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

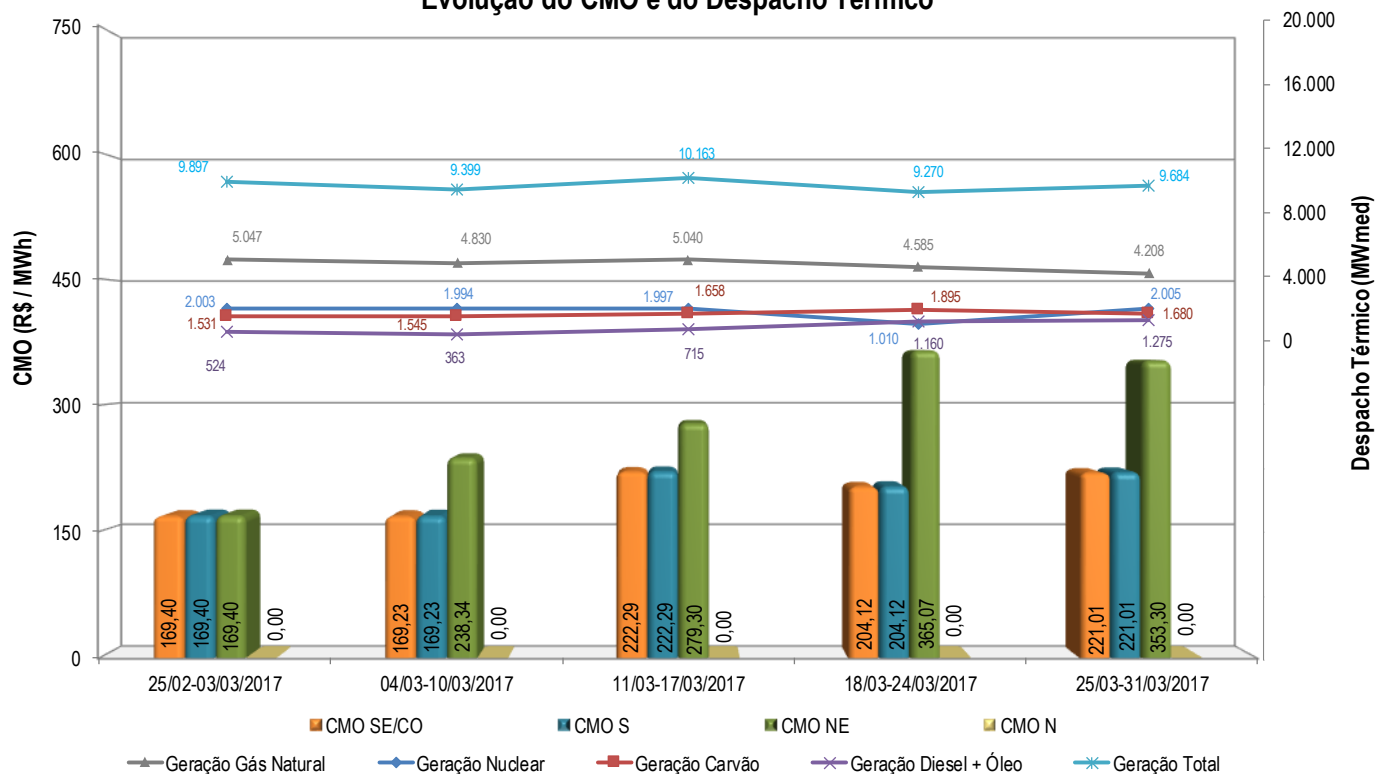


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2017 foi de R\$ 194,6 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 225,4 milhões). O valor do mês de fevereiro de 2017 é composto por R\$ 114,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 7,8 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\$ 72,3 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 conseqüente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica.

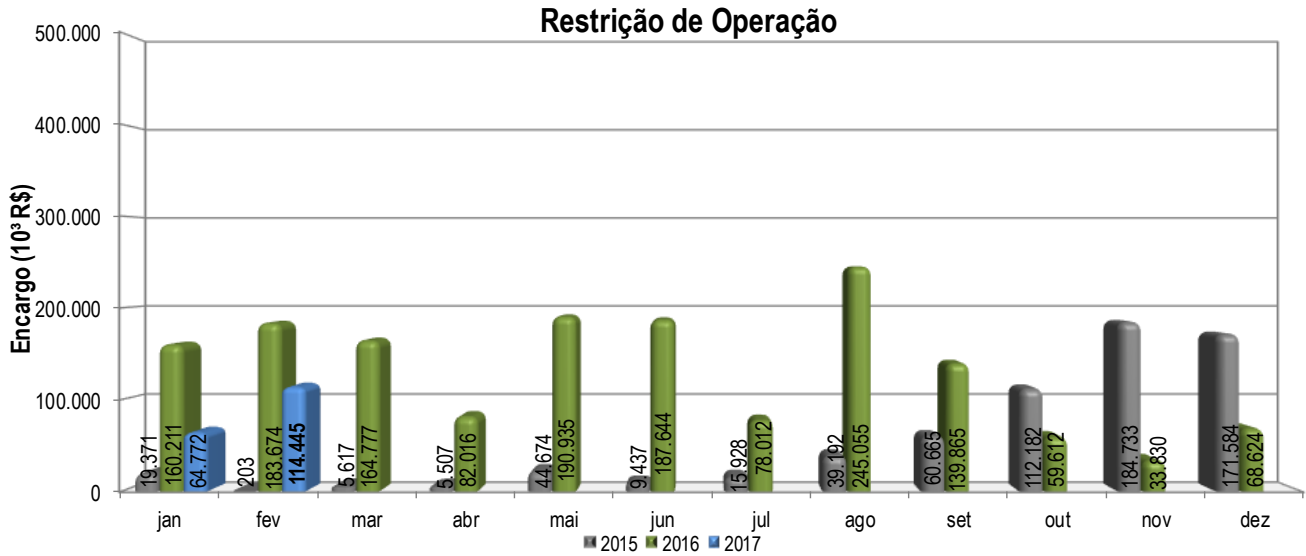


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

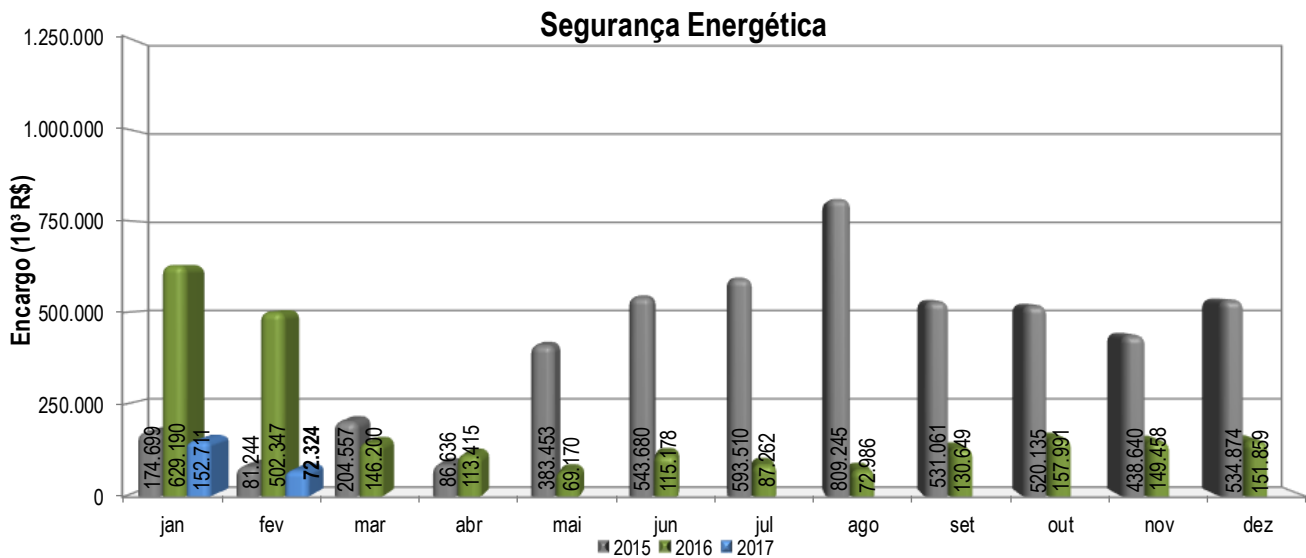


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

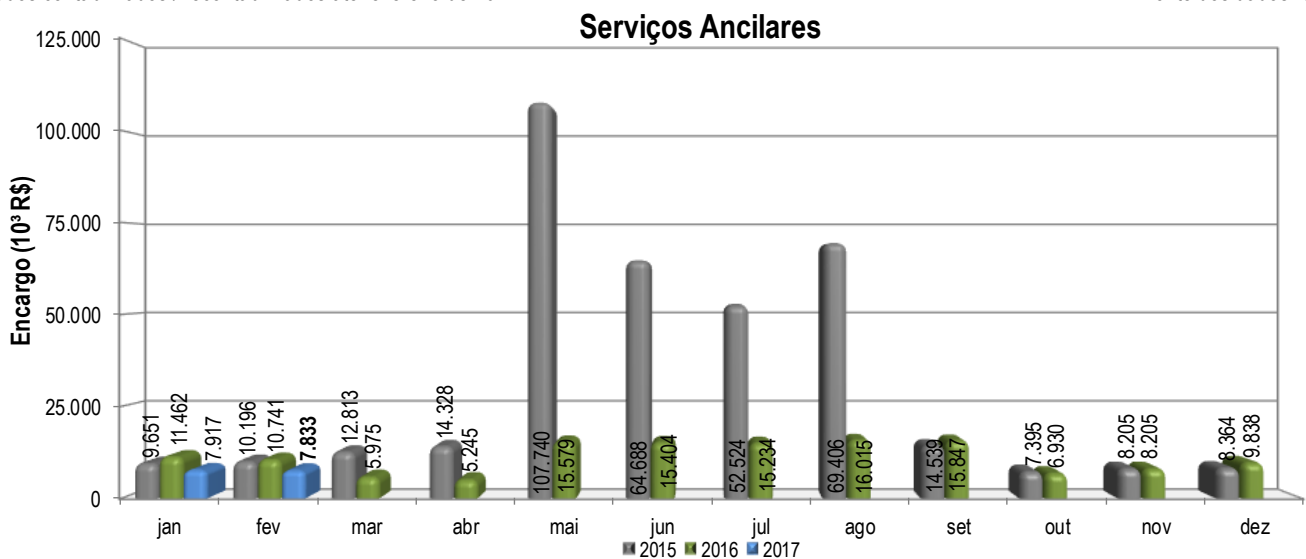


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

- **Dia 22 de março, às 21h37:** Desligamento automático da transformação 138/69 kV da SE Mauá III (Eletrobras Distribuição Amazonas). Houve interrupção de **542 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas. Causa: Desligamento dos transformadores – TR após curto-circuito no setor de 69 kV, provocado por queda de cabo no vão do TR 01.
- **Dia 31 de março, às 05h24:** Desligamento da interligação do sistema Manaus ao SIN após desligamento simultâneo das LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 e C2 (Manaus Transmissora). Houve interrupção total das cargas, em montante de **1.011 MW**, da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas. Causa: Descargas atmosféricas.

Destaca-se que não houve blecaute no sistema Roraima.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 15. 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	5.487
S	0	0	0										0	1.916
SE/CO	378	596	456										1.430	7.066
NE	520	448	0										968	4.688
N-Int	1.052	358	2.135										3.545	7.911
Isolados	381	379	0										760	2.048
TOTAL	2.331	1.781	2.591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.703	29.116

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 16. 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	2
S	0	0	0										0	9
SE/CO	2	1	3										6	24
NE	2	3	0										5	14
N-Int	2	1	4										7	32
Isolados	3	3	0										6	15
TOTAL	9	8	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	96

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

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

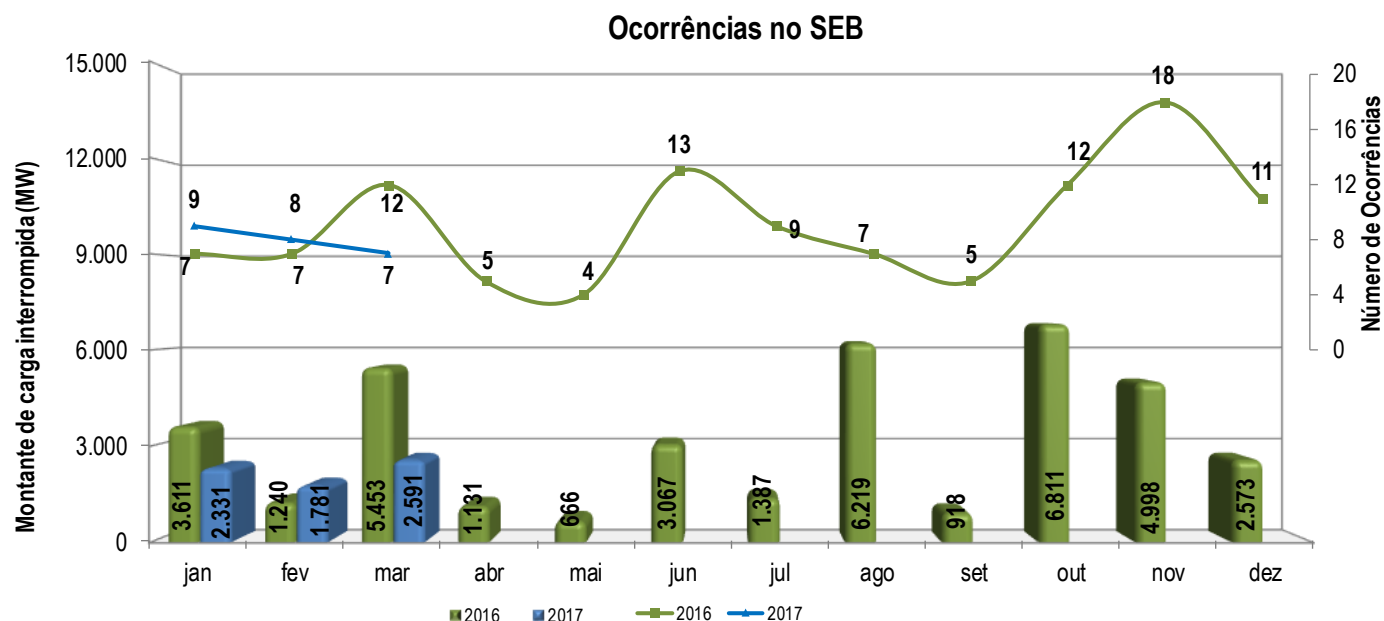


Figura 38. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 17. 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											2,92	12,74
S	1,43	1,27											2,70	11,39
SE	1,36	0,94											2,30	9,02
CO	2,57	2,16											4,72	15,11
NE	1,28	1,45											2,74	14,84
N	3,70	2,70											6,40	30,87

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 18. 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											1,65	9,68
S	0,92	0,80											1,73	9,12
SE	0,69	0,50											1,20	6,87
CO	1,54	1,41											2,94	12,36
NE	0,73	0,75											1,48	9,74
N	2,12	1,71											3,83	27,55

Dados contabilizados até fevereiro 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.

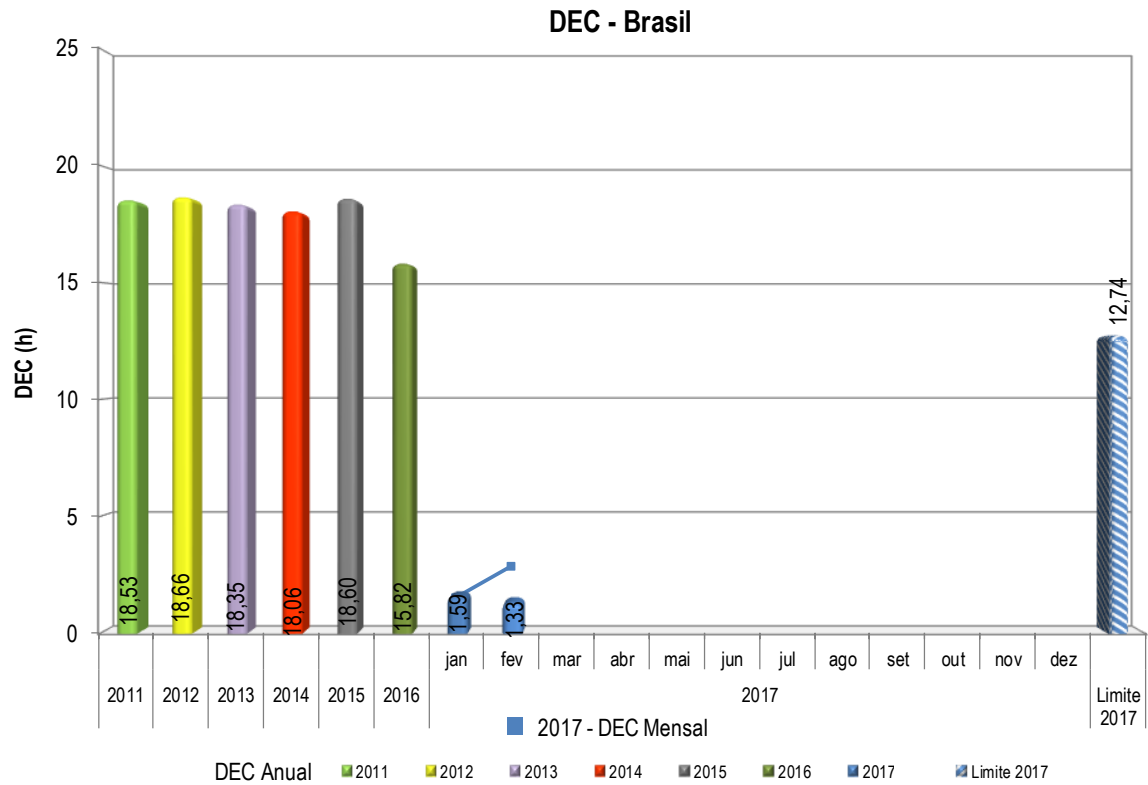


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

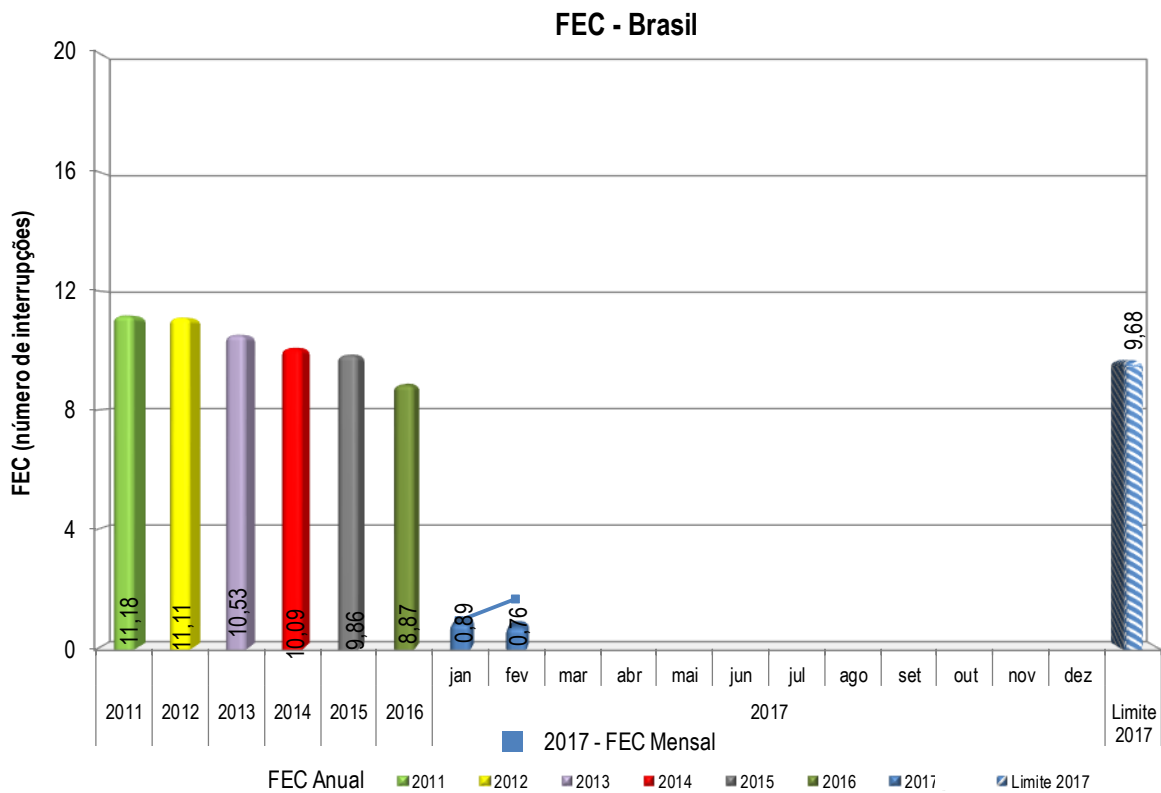


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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
MLT - Média de Longo Termo	
MME - Ministério Minas e Energia	