



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Fevereiro / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 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.....	27
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.....	28
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 janeiro de 2017 – Brasil.	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12 a 30/01/2017 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 2015.	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.	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



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. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	26
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	32
Tabela 17. Evolução do número de ocorrências.	32



1. INTRODUÇÃO

No mês de fevereiro de 2017, os valores de afluências brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com exceção do Sul. Neste mês, houve contribuição de 9.167 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 fevereiro de 2017 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +2,8 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -8,9 p.p. no Sul, +3,4 p.p. no Nordeste e +23,0 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.

Na Reunião Pública de Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizada no dia 14 de fevereiro, foram reavaliadas as faixas de acionamento e os adicionais para 2017 das bandeiras tarifárias. A proposta aprovada considera que a definição das faixas de acionamento não deve ser exclusivamente atrelada ao PLD.

Entraram em operação comercial 174,5 MW de capacidade instalada de geração, 12 km de linhas de transmissão e 1.422 MVA de transformação na Rede Básica.

Além disso, no mês de fevereiro de 2017, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.041 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 9.764 MW, sendo 5.891 MW de geração de fonte hidráulica, 1.651 MW de fontes térmicas, 2.221 MW de fonte eólica e 1 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL). A geração distribuída atingiu 98 MW em fevereiro de 2017, sendo composta por 7 MW de CGH, 15 MW de térmica, 10 MW de eólica e 66 MW de solar.

No mês de janeiro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 80,8% do total gerado no país, 2,6 p.p. superiores ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 0,6 p.p., bem como a de usinas térmicas, que reduziu 2,0 p.p.. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -1,7 p.p. de geração a biomassa, de +1,1 p.p. de geração nuclear e +1,0 p.p. de geração a gás natural.

Neste mesmo mês, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 1,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 39,5%; na Região Sul, houve aumento de 1,0 p.p., atingindo 27,5%. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 5,1 p.p. em comparação ao mesmo período anterior, atingindo o valor de 43,4%; na Região Sul, houve aumento de 1,6 p.p., atingindo 30,7%.

Com relação ao mercado consumidor, em janeiro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 51.031 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 4,4% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,2% 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 28 de fevereiro 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

A atuação de áreas de instabilidade na região Sul durante o mês de fevereiro ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas do subsistema Sul, acarretando em total acumulado de chuva próximo a média histórica nas bacias dos rios Jacuí e Iguaçu. As bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste permaneceram apresentando anomalia negativa de precipitação devido a configuração de um bloqueio atmosférico na segunda quinzena do mês que impediu o avanço de frentes frias pela região Sudeste.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em fevereiro para cada subsistema foram: 70 %MLT – 48.349 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (9º pior valor*), 102 %MLT – 8.515 MWmédios no Sul (35º melhor valor*), 32 %MLT – 4.685 MWmédios no Nordeste (4º pior valor*) e 77 %MLT – 10.791 MWmédios no Norte (23º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 67 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 97 %MLT no Sul, 32 %MLT no Nordeste e 66 %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

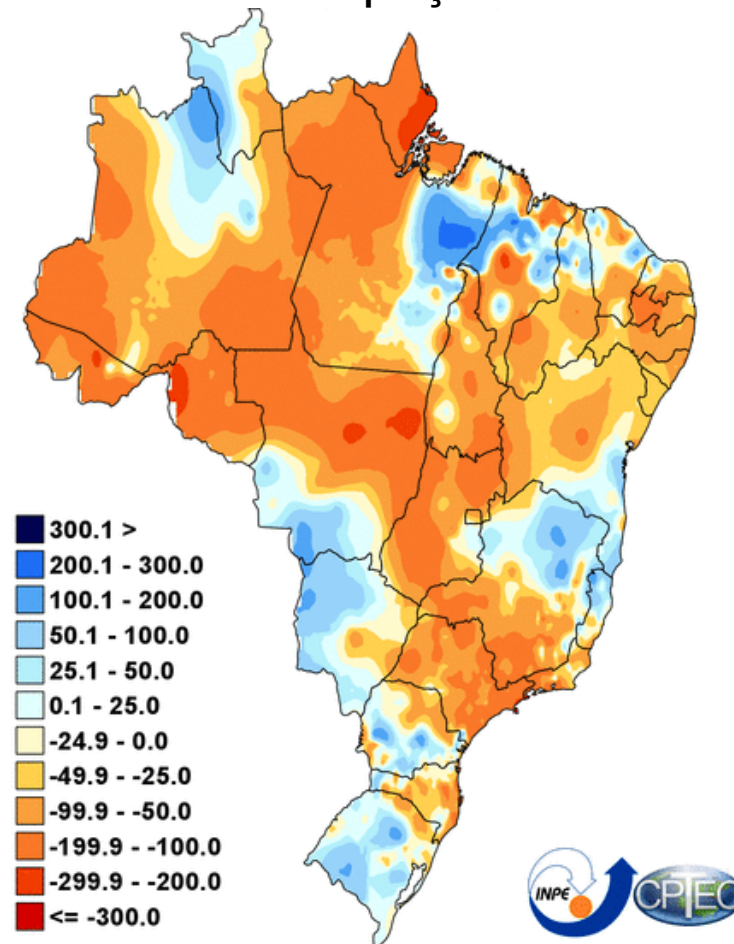


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

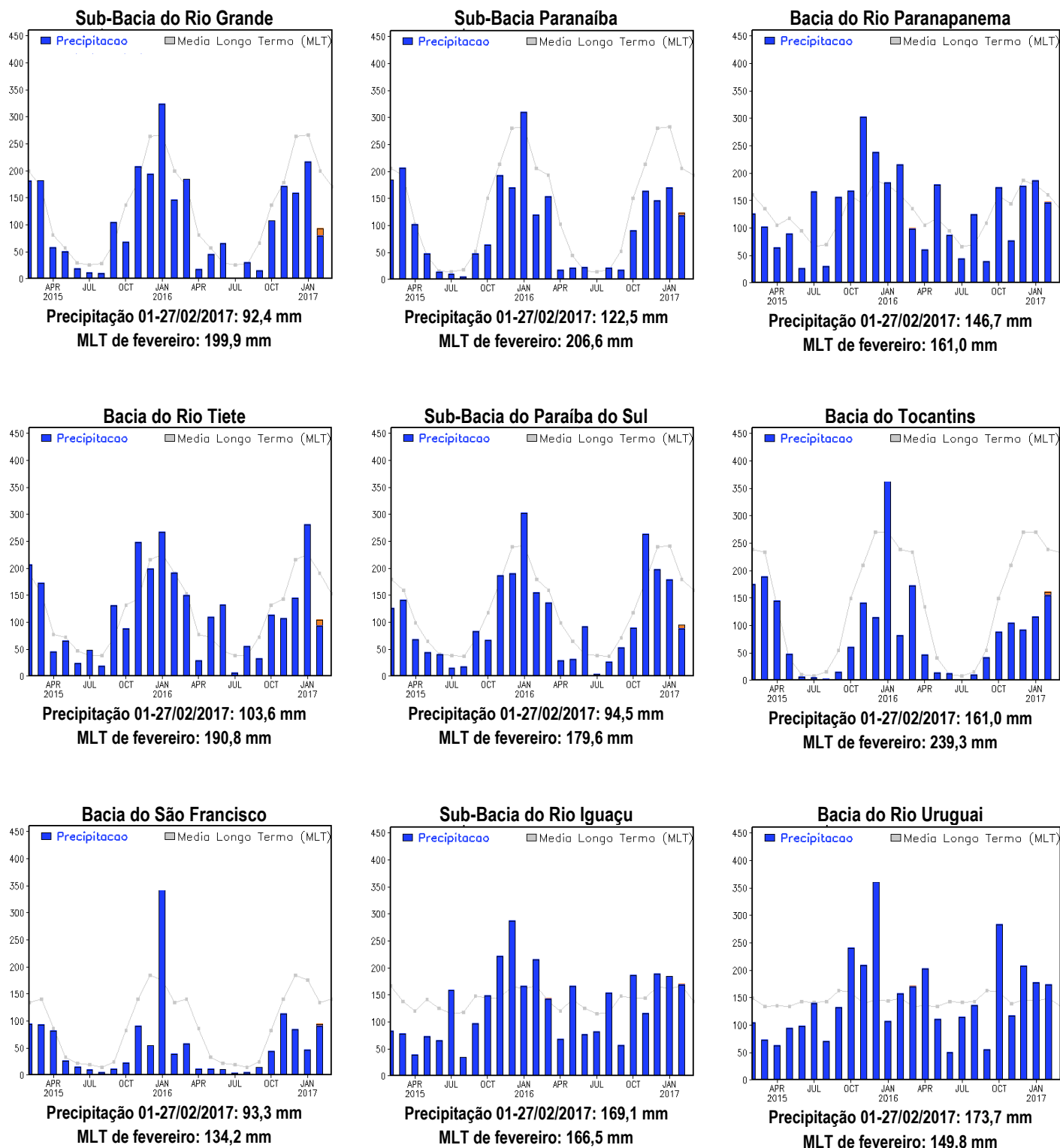


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 27/02/2017 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

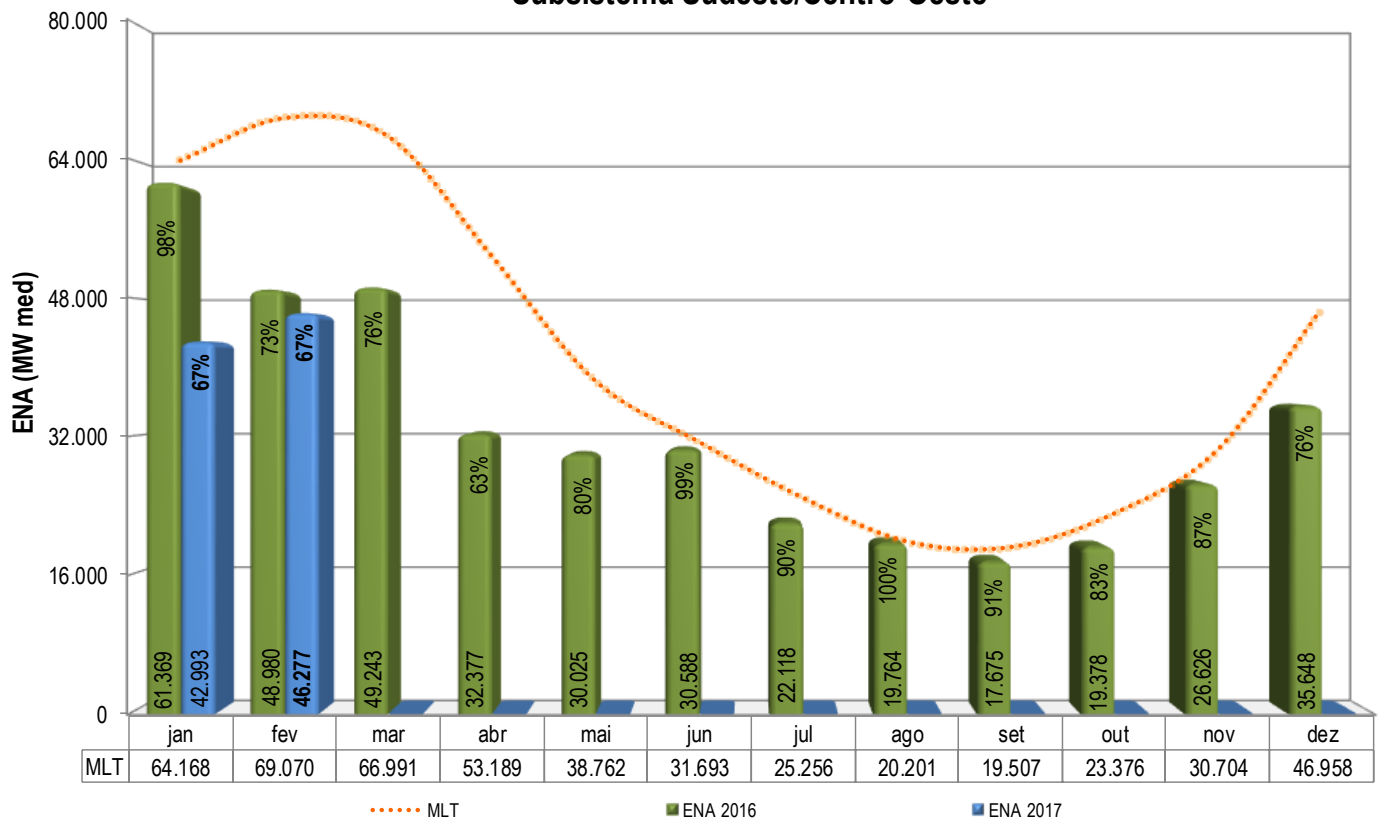


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

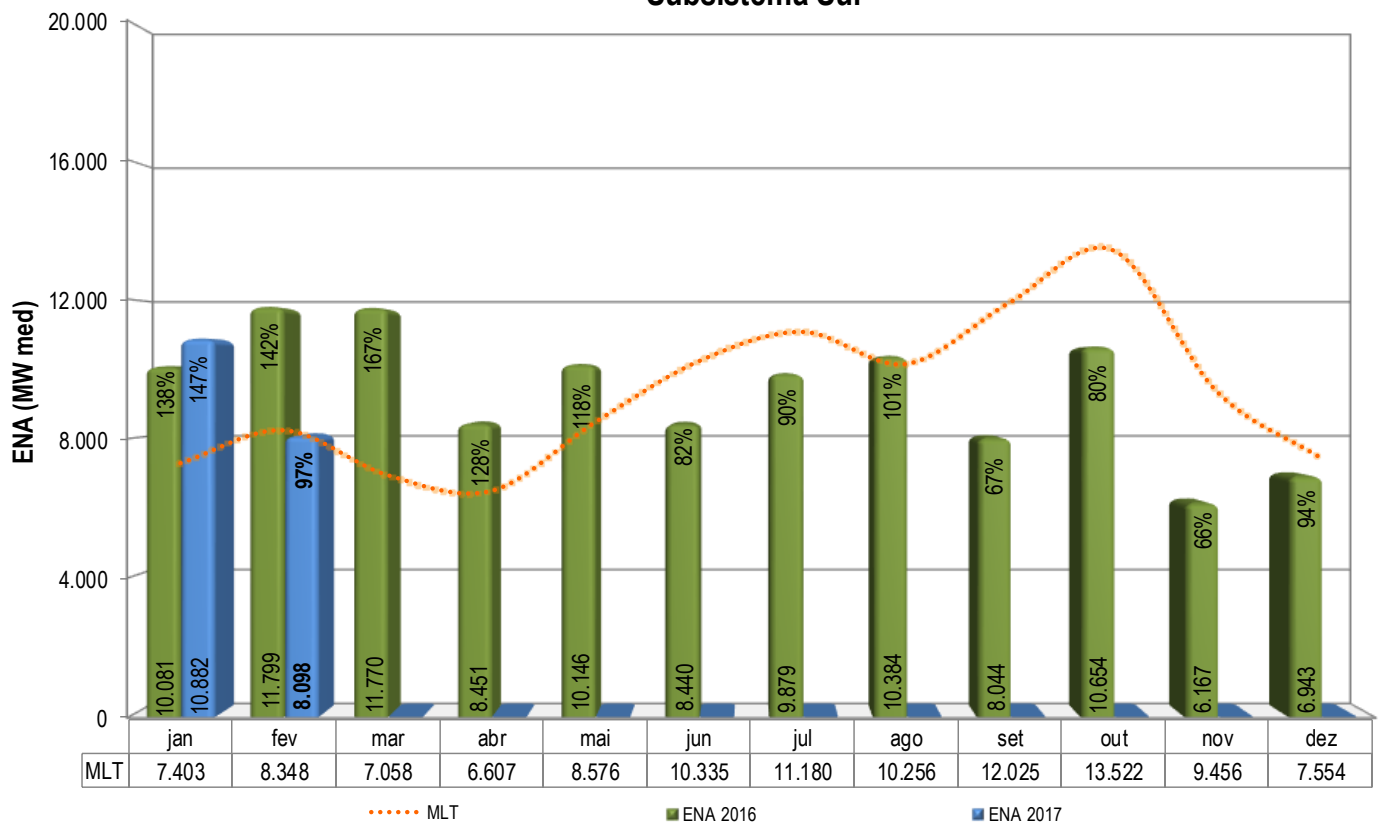


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

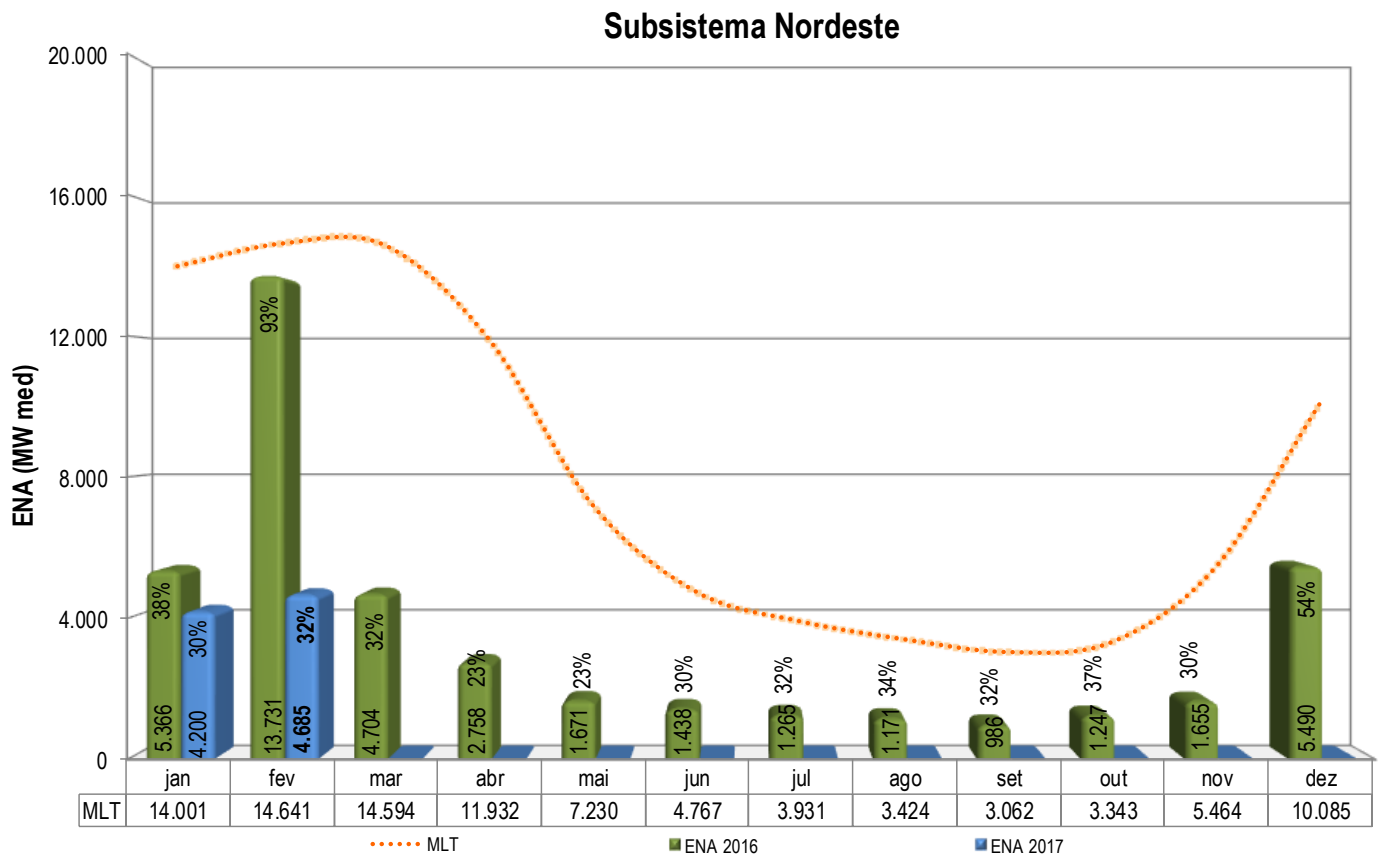


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

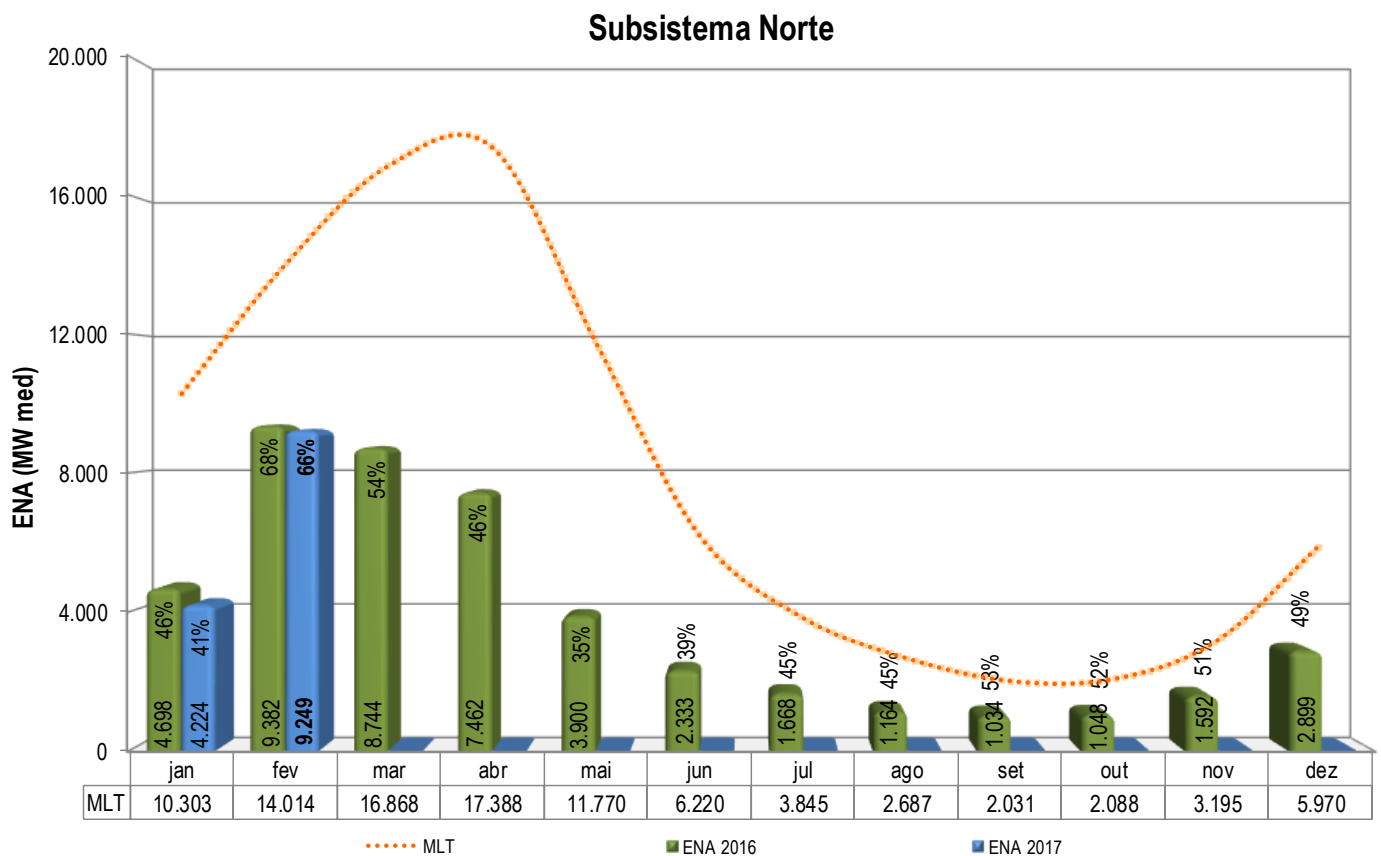


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de fevereiro 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 9.167 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor cerca de 400 MWmédios inferior em relação ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 2,8 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de fevereiro, atingindo 40,2 %EAR, valor 10,7 p.p. inferior ao verificado no final de fevereiro de 2016 (50,9 %EAR), e 6,8 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (33,4 %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 fevereiro, em relação ao mês de janeiro, houve redução do armazenamento equivalente em 8,9 p.p., atingindo 51,6 %EAR, valor 43,5 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de fevereiro de 2016 (95,1 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 3,4 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 20,8 %EAR ao final do mês de fevereiro, valor 11,0 p.p. inferior ao verificado ao final de fevereiro de 2016 (31,8 %EAR) e 17,4 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (38,2 %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 caráter de teste. 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 47,4 %EAR ao final do mês de fevereiro, apresentando replecionamento de 23,0 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 4,3 p.p. superiores ao armazenamento do final de fevereiro de 2016 (43,1 %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 fevereiro de 2017 referem-se ao replecionamento de 38,5 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 75,6 % v.u.) e de 13,4 p.p. na UHE Capivara (atingindo 82,6 %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	40,2	203.343	74,4
Sul	51,6	19.958	9,4
Nordeste	20,8	51.809	9,8
Norte	47,4	15.041	6,5
TOTAL		290.151	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

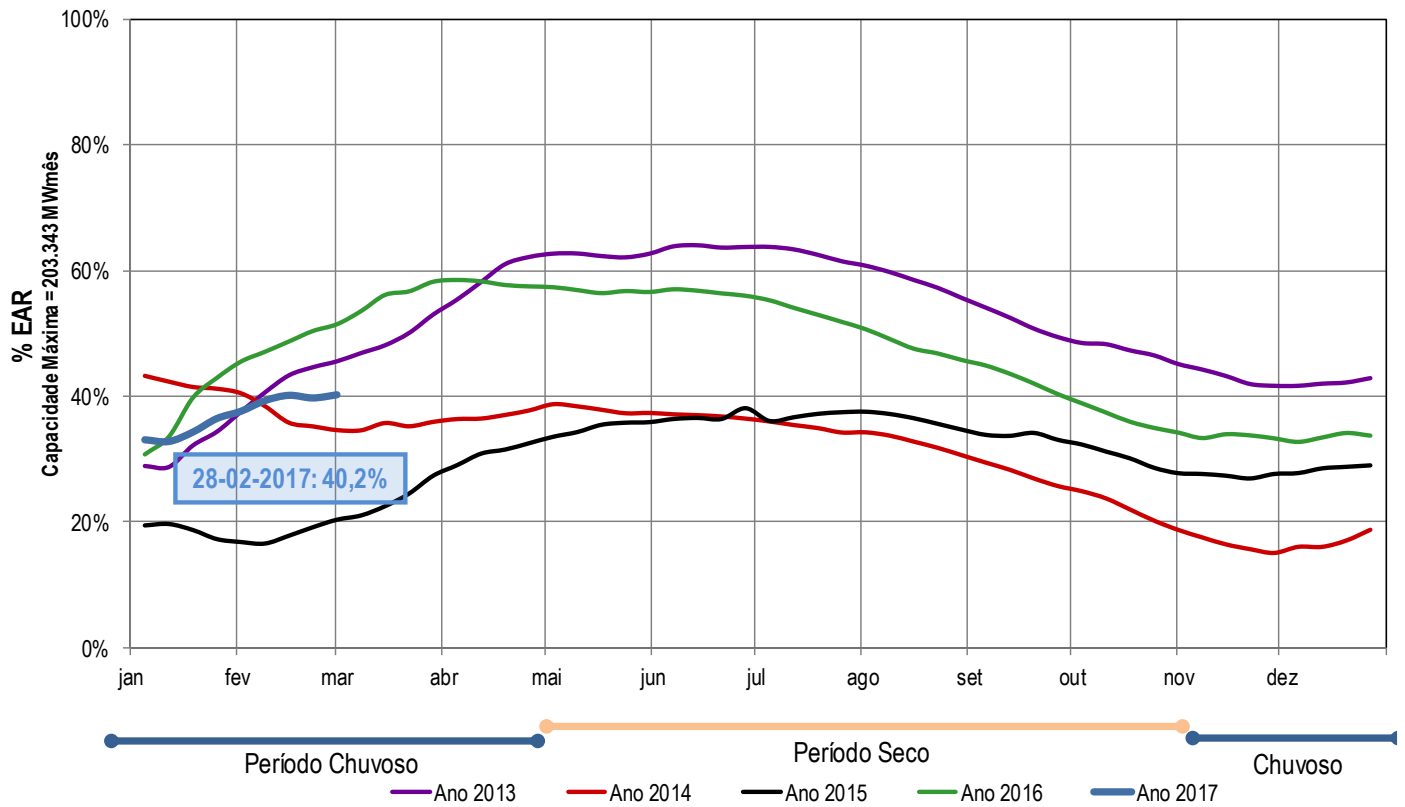


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

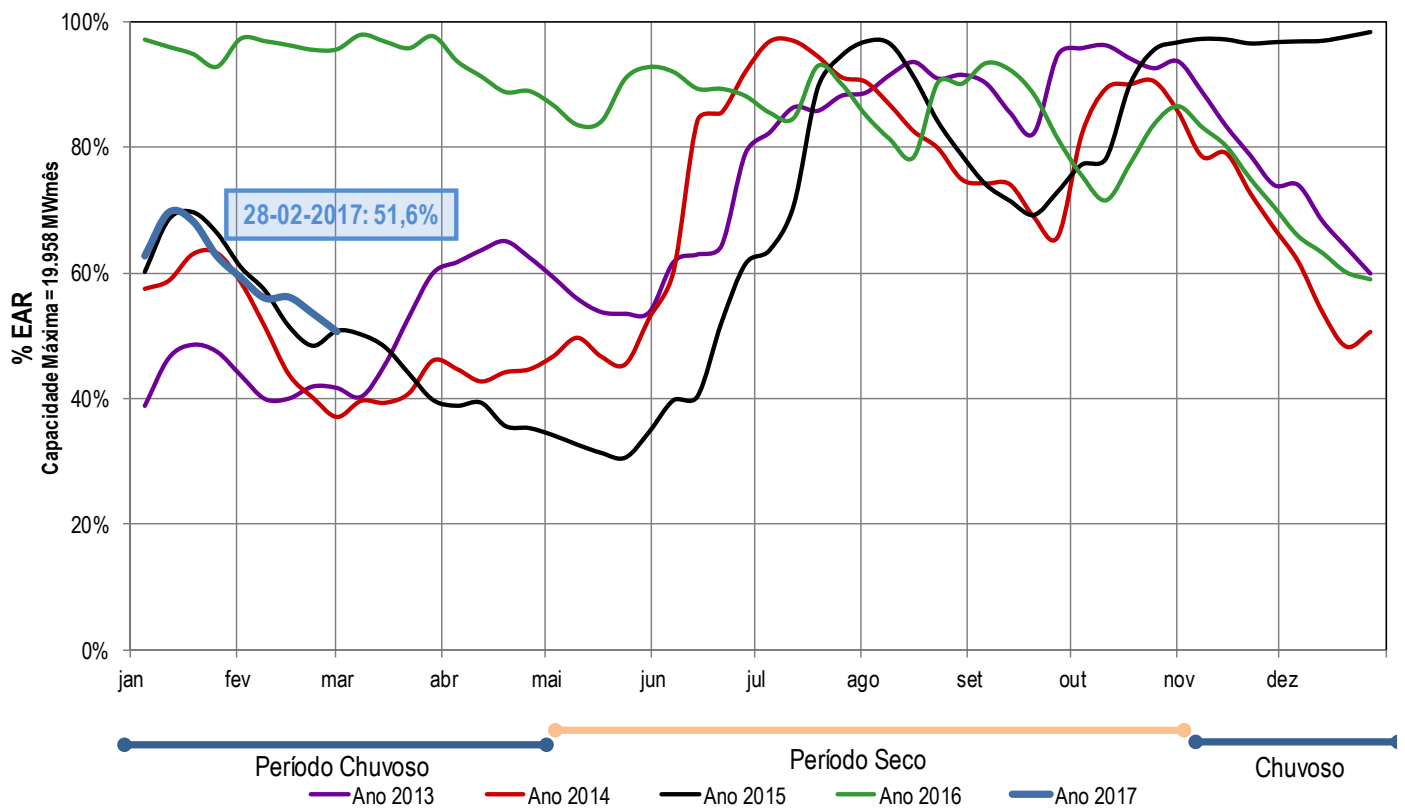


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

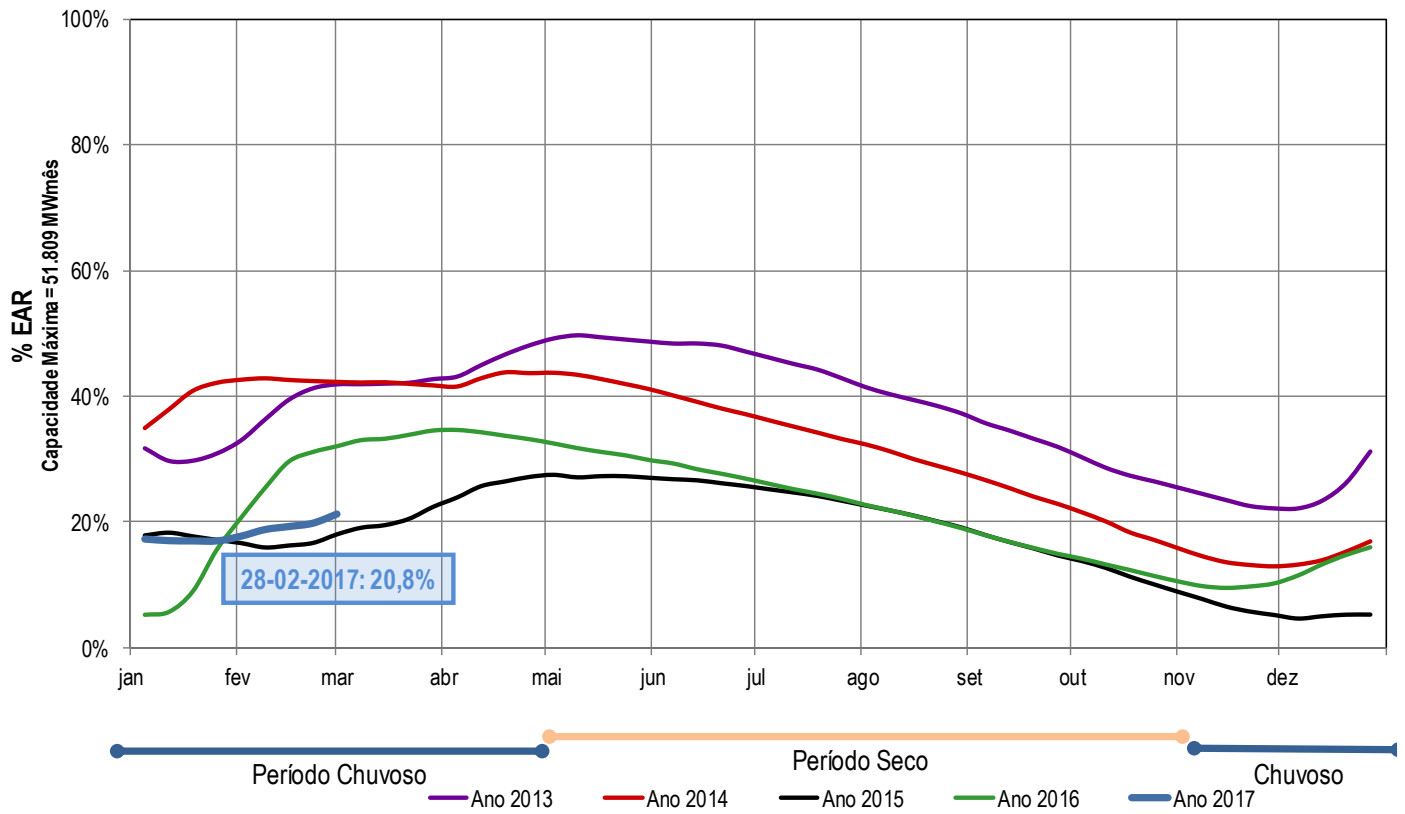


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

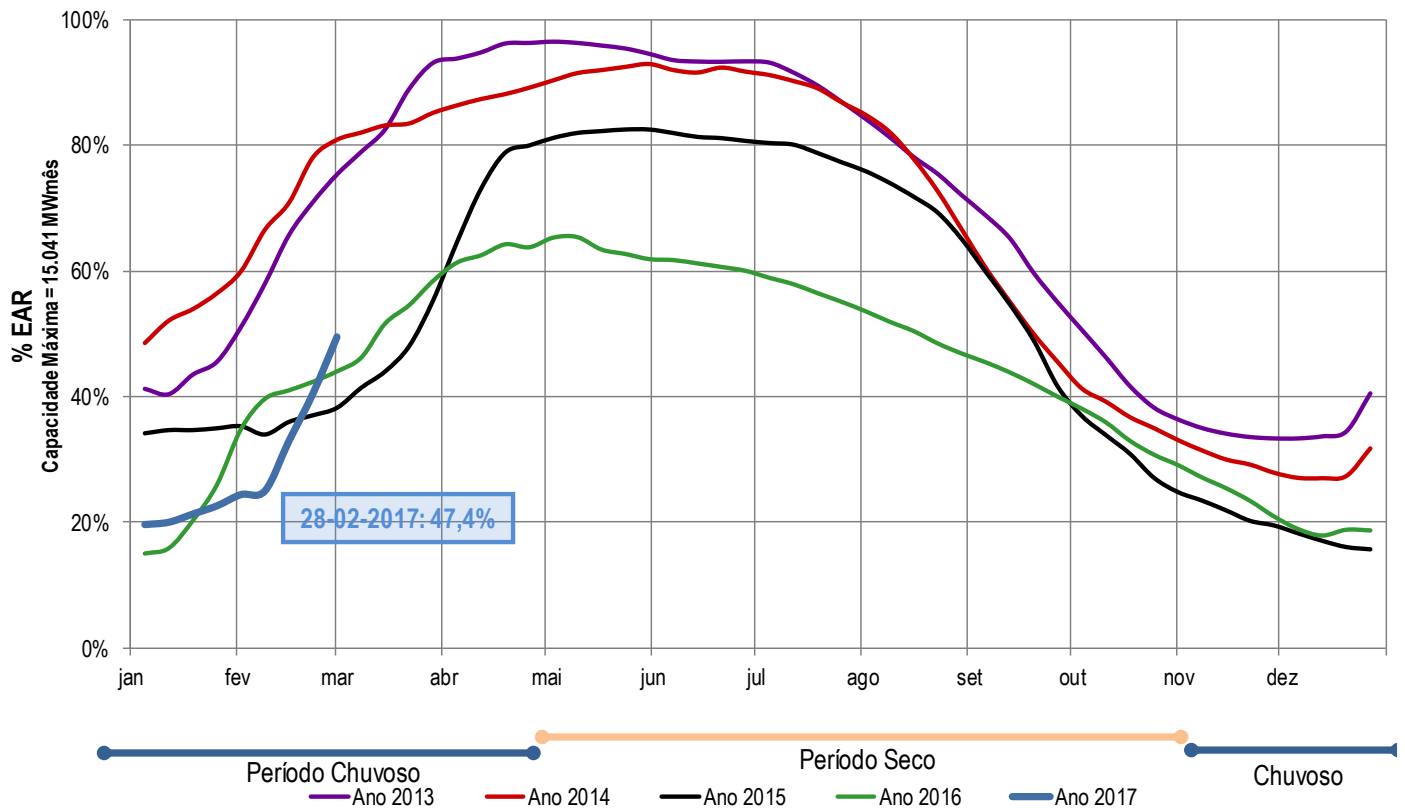


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em fevereiro de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, inclusive com aumento no montante exportado, fornecendo 4.047 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 2.989 MWmédios, valor superior aos 2.451 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul importou aproximadamente de 1.441 MWmédios no mês de fevereiro de 2017, ante a exportação de 313 MWmédios em janeiro de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 123 MWmédios, patamar semelhante ao verificado no mês anterior (122 MWmédios).

Nos dias 01 e 02 de fevereiro, o Brasil exportou energia para a Argentina, pela conversora de Garabi, a título de energia contratual. Nos dias 08, 09 e 10 de fevereiro, houve devolução de energia da Argentina para o Brasil e nos dias 23 e 24 de fevereiro, houve exportação de energia do Brasil para a Argentina, via Conversora de Frequência Garabi, a título de energia emergencial.

Nos dias 13 e 23 de fevereiro foram realizados testes na conversora de Melo, 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 janeiro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 51.031 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 4,4% superior ao verificado no mês anterior e representando acréscimo de 6,1% em relação ao consumo de janeiro de 2016.

No acumulado dos últimos 12 meses (fevereiro de 2016 a janeiro de 2017), o consumo residencial registrou evolução de +2,1% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a janeiro de 2016, houve aumento de 1,2%. Conforme análise da EPE, um fator relevante que afetou esses resultados foi a baixa base de comparação em janeiro de 2016, principalmente na região Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, o ciclo de faturamento foi menor em distribuidoras de grande porte, com impacto negativo no valor de crescimento do consumo.

Em relação à classe comercial, conforme observado nos meses anteriores, foi determinante em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, em sentido negativo, e as temperaturas mais elevadas, em sentido positivo, resultando em aumento de 0,3% no consumo em comparação a janeiro de 2016.

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, houve aumento de 4,3% entre os meses de janeiro de 2016 e de 2017.

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL cresceu 25,6% em janeiro, passando a representar 27% 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		
	Jan/17 GWh	Evolução mensal (Jan/17/Dez/16)	Evolução anual (Jan/17/Jan/16)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.966	5,4%	1,2%	130.301	133.038	2,1%
Industrial	13.088	-2,7%	4,3%	167.700	164.803	-1,7%
Comercial	7.780	2,9%	0,3%	90.128	88.209	-2,1%
Rural	2.440	8,5%	13,9%	25.688	27.093	5,5%
Demais classes*	4.034	-1,5%	2,2%	48.168	48.320	0,3%
Perdas	11.723	15,3%	18,7%	105.865	113.106	6,8%
Total	51.031	4,4%	6,1%	567.851	574.569	1,2%

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

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jan/2017 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

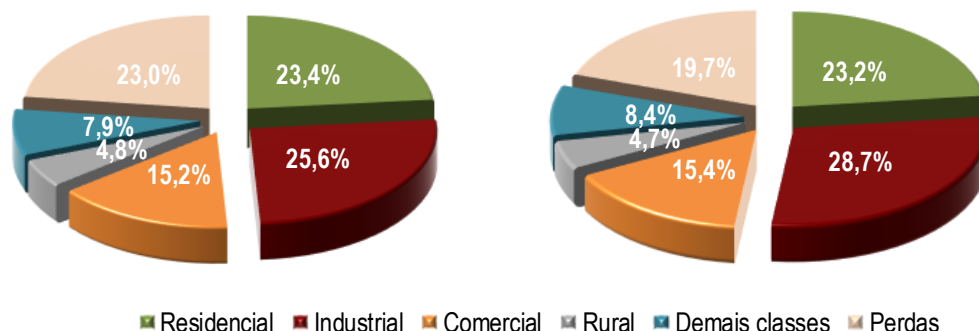


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jan/17 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/17/Dez/16)	Evolução anual (Jan/17/Jan/16)	Fev/15-Jan/16 (kWh/NU)	Fev/16-Jan/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	172	4,9%	-1,2%	160	160	0,1%
Consumo médio industrial	24.536	-2,1%	7,4%	25.437	25.747	1,2%
Consumo médio comercial	1.361	2,9%	0,3%	1.314	1.286	-2,1%
Consumo médio rural	549	8,2%	12,4%	488	508	4,0%
Consumo médio demais classes*	5.224	-1,6%	0,6%	5.278	5.214	-1,2%
Consumo médio total	486	1,3%	0,9%	485	476	-1,9%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

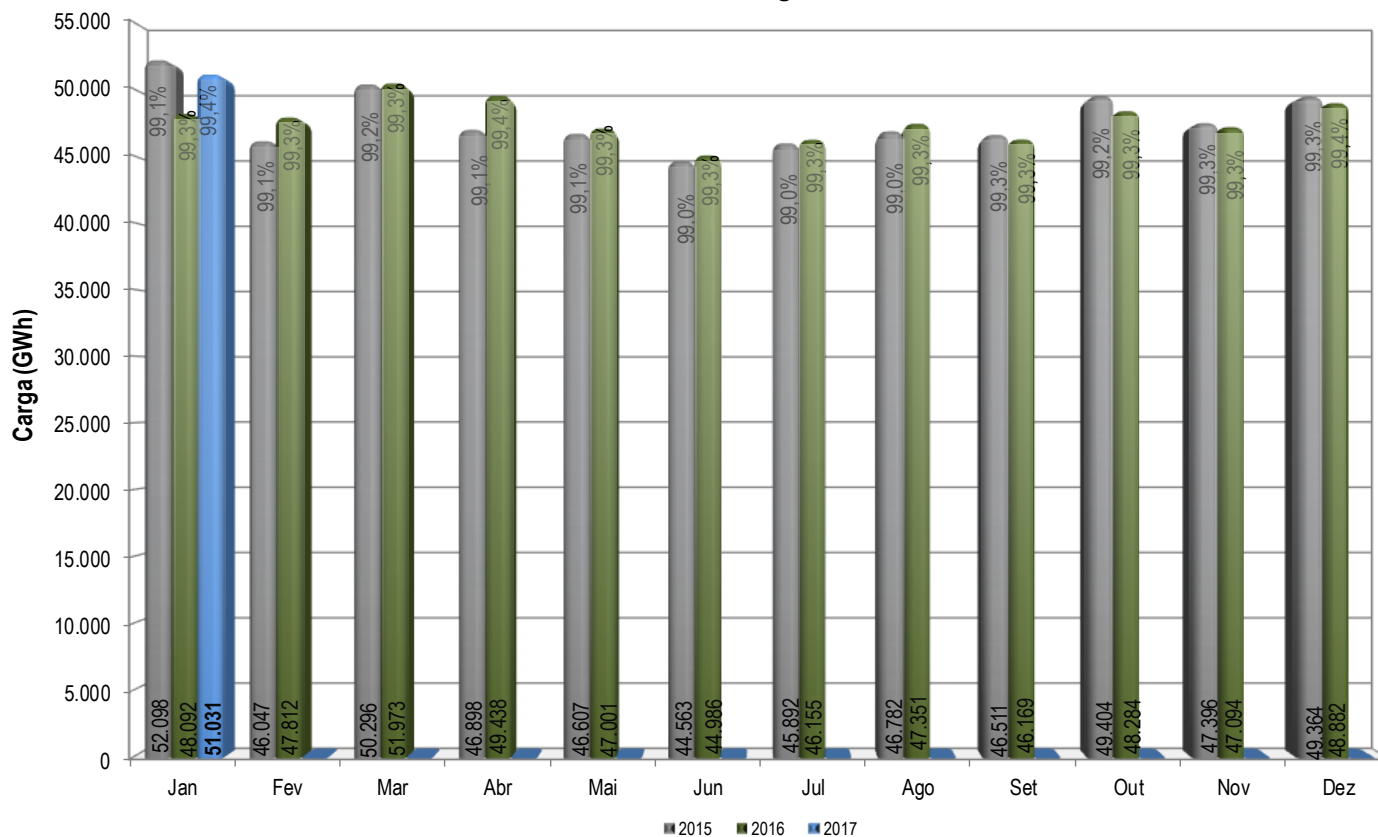
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/16	Jan/17	
Residencial (NUCR)	67.899.504	69.382.674	2,2%
Industrial (NUCI)	549.408	533.417	-2,9%
Comercial (NUCC)	5.717.259	5.717.211	0,0%
Rural (NUCR)	4.384.068	4.441.534	1,3%
Demais classes *	760.474	772.313	1,6%
Total (NUCT)	79.310.713	80.847.149	1,9%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até janeiro 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 janeiro 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 fevereiro de 2017 foi registrado recorde de demanda máxima no subsistema Nordeste, atingindo o valor de **12.608 MW** no dia 7 às 15h35, superando em 104 MW o recorde anterior (12.504 MW, registrado no dia 7/12/2016 às 15h29). Nos demais subsistemas e no SIN não foram registrados recordes de demanda, apesar de que em todos eles as demandas máximas registradas em fevereiro foram superiores às registradas em janeiro de 2017. No dia 20 de fevereiro de 2017 às 14h30 o SIN atingiu a demanda máxima de 85.699 MW, valor apenas 9 MW inferior ao recorde de 85.708 MW estabelecido em fevereiro de 2014.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	50.658 23/02/2017 - 14h50	17.623 20/02/2017 - 14h19	12.608 07/02/2017 - 15h35	6.072 06/02/2017 - 16h01	85.699 20/02/2017 - 14h30
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.608 07/02/2017 - 15h35	6.558 29/11/2016 - 15h48	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

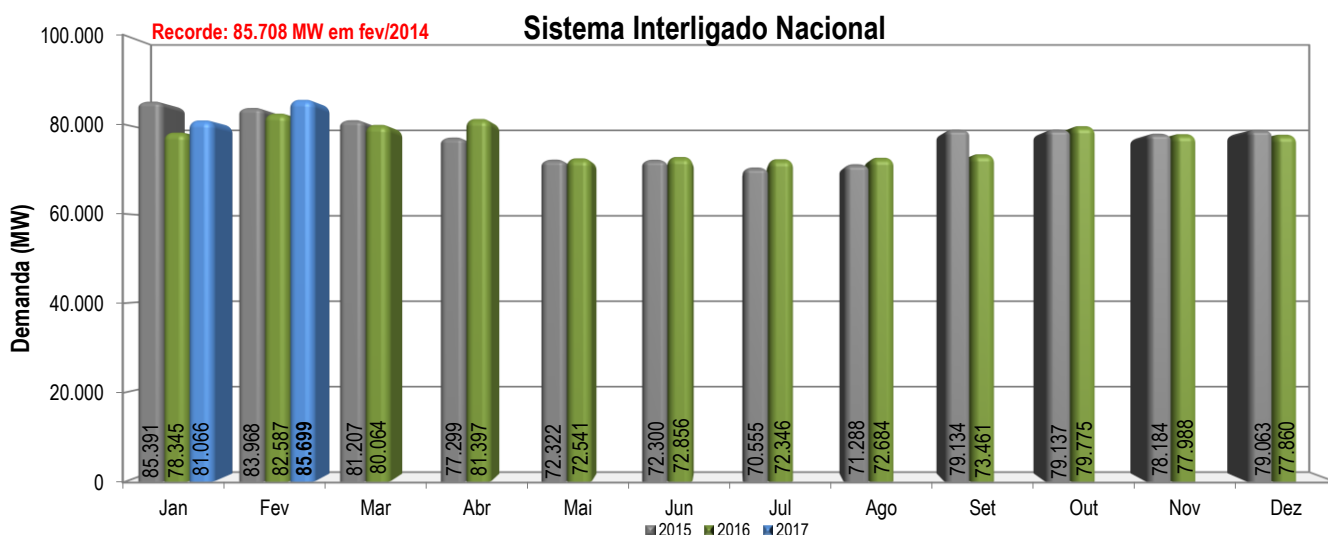


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

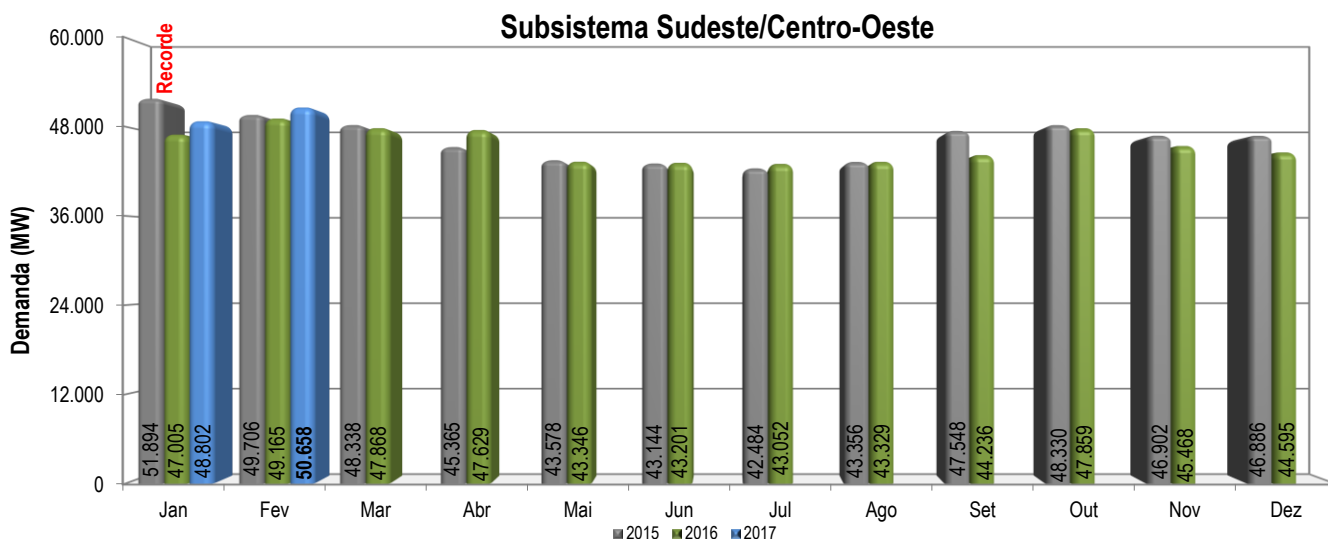


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

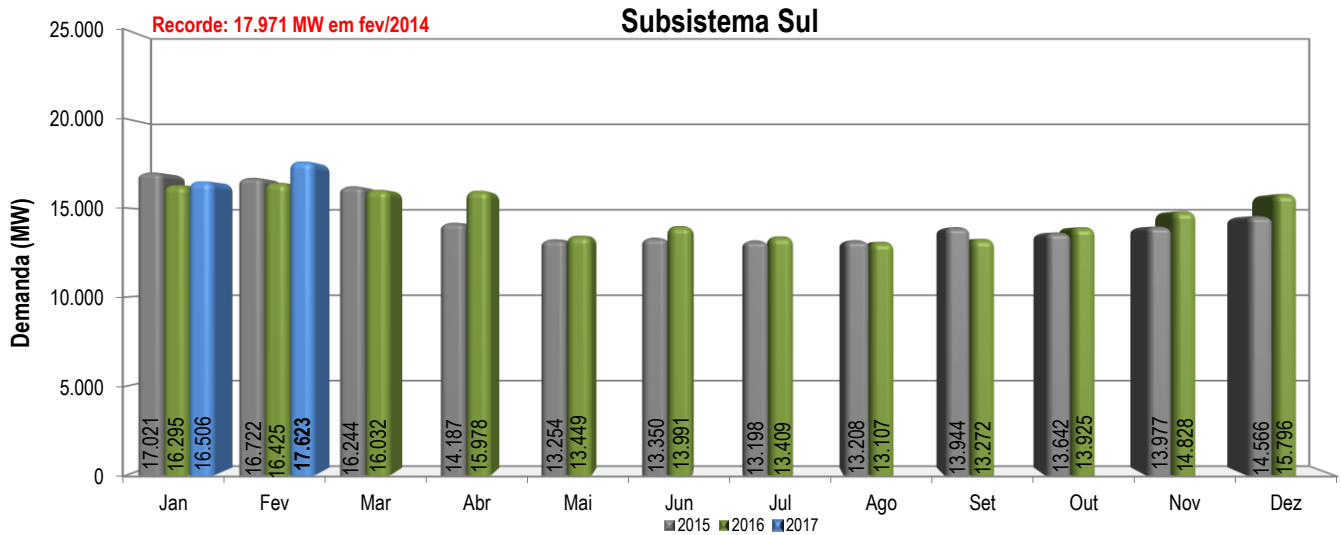


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

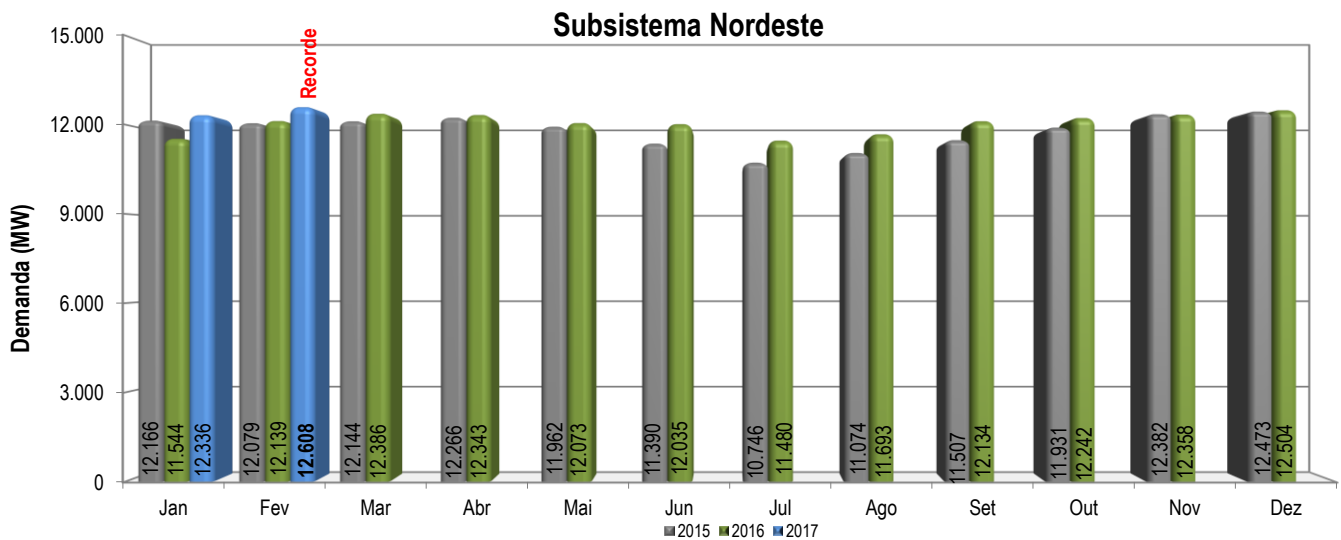


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

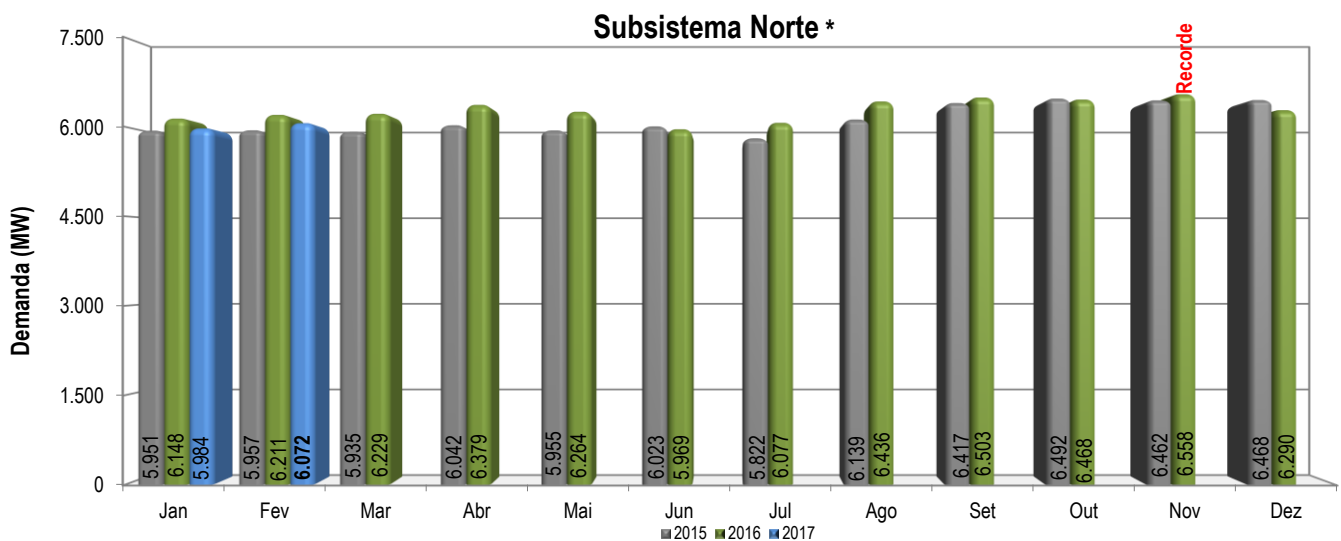


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 fevereiro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 152.041 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 9.764 MW, sendo 5.891 MW de geração de fonte hidráulica, 1.651 MW de fontes térmicas*, 2.221 MW de fonte eólica e 1 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL). A geração distribuída atingiu 98 MW em fevereiro de 2017, sendo composta por 7 MW de CGH, 15 MW de térmica, 10 MW de eólica e 66 MW de solar.

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

Fonte	Fev/2016	Fev/2017			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2017 - Fev/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	92.195	1.289	98.093	64,5%	6,4%
UHE	86.915	220	92.605	60,9%	6,5%
PCH + CGH	5.281	1.058	5.481	3,6%	3,8%
CGH GD	-	11	7	<0,1%	-
Térmica	41.665	3.035	43.332	28,5%	4,0%
Gás Natural	12.439	161	13.009	8,6%	4,6%
Biomassa	13.327	538	14.214	9,3%	6,7%
Petróleo	10.145	2.242	10.193	6,7%	0,5%
Carvão	3.612	23	3.613	2,4%	0,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros **	153	31	297	0,2%	94,5%
Térmica GD	-	38	15	<0,1%	-
Eólica	8.296	466	10.527	6,9%	26,9%
Eólica (não GD)	8.296	418	10.516	6,9%	26,8%
Eólica GD	-	48	10	<0,1%	-
Solar	23	8.600	90	0,1%	290,7%
Solar (não GD)	23	44	24	0,02%	3,7%
Solar GD	-	8.556	66	0,04%	-
Capacidade Total sem GD	142.179	4.737	151.943	99,9%	6,9%
Geração Distribuída - GD	-	8.653	98	0,1%	-
Capacidade TOTAL com GD	142.179	13.390	152.041	100,0%	6,9%

*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 – 01/03/2017)



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

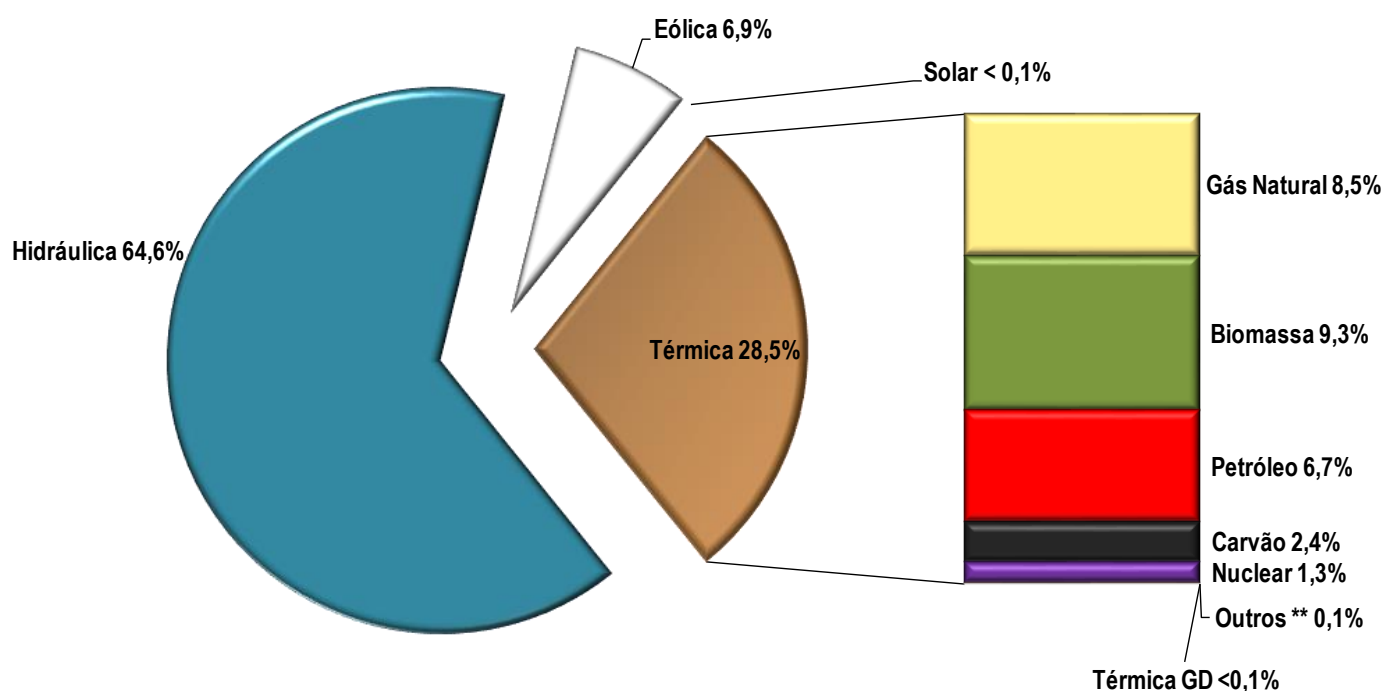


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

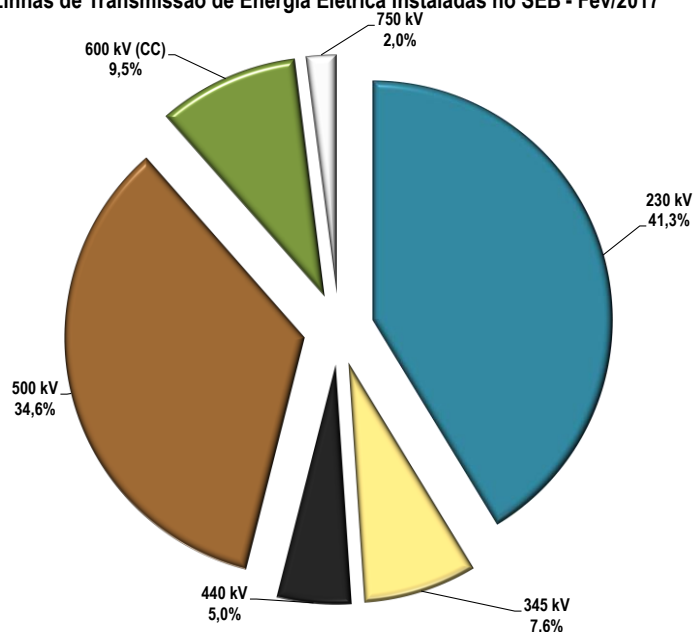


Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

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 janeiro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 80,8% do total gerado no país, 2,6 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 aumentou 0,6 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 2,0%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -1,7 p.p. na geração a biomassa, de +1,1 p.p. na geração nuclear e de -1,0 p.p. de geração a gás.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Jan/2017

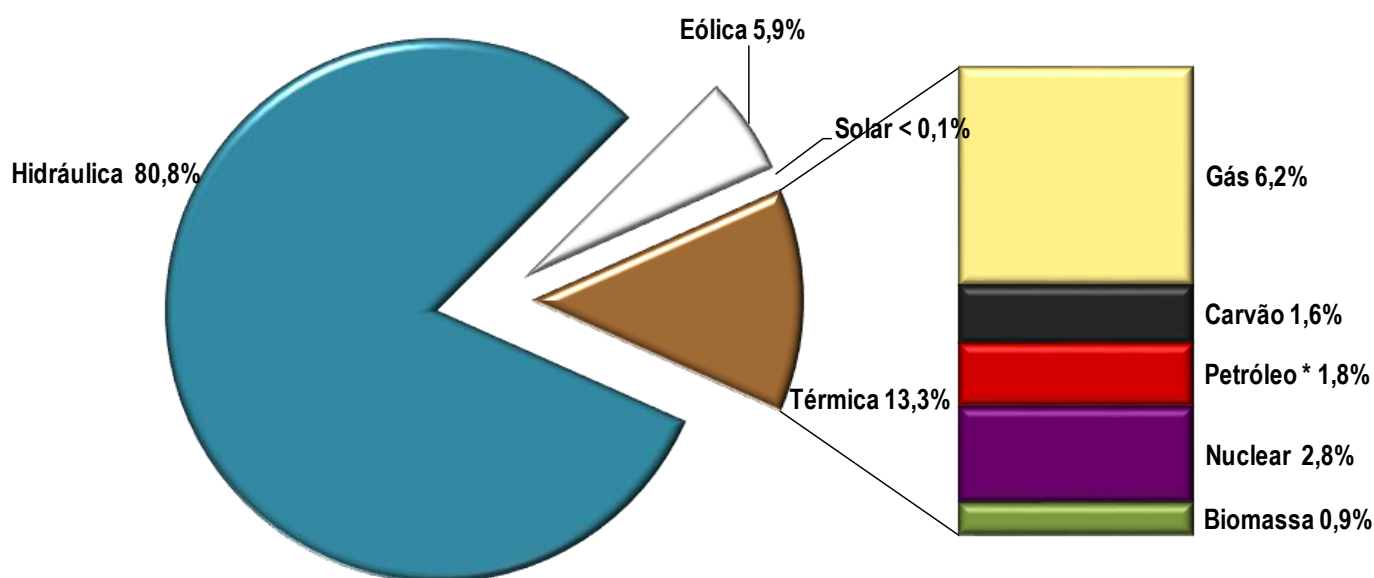


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até janeiro 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.



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		
	Jan/17 (GWh)	Evolução mensal (Jan/17 / Dez/16)	Evolução anual (Jan/17 / Jan/16)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	38.912	8,2%	11,8%	373.742	404.948	8,3%
Térmica	6.198	-10,2%	-31,8%	135.959	101.206	-25,6%
Gás	2.990	-9,8%	-36,4%	62.689	40.843	-34,8%
Carvão	777	-18,2%	-30,3%	15.359	13.379	-12,9%
Petróleo *	661	3,4%	-55,6%	21.674	8.781	-59,5%
Nuclear	1.323	63,0%	-3,5%	13.581	14.547	7,1%
Biomassa	446	-62,4%	7,3%	22.656	23.656	4,4%
Eólica	2.819	-5,6%	109,7%	21.077	33.843	60,6%
Solar	2,52	9,1%	-	20,10	29,03	44,4%
TOTAL	47.932	4,5%	5,9%	530.797	540.026	1,7%

* 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.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração hidráulica e térmica a gás dos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN, em 2015.

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/17 (GWh)	Evolução mensal (Jan/17 / Dez/16)	Evolução anual (Jan/17 / Jan/16)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0	-55,9%	-50,0%	602	12	-98,0%
Térmica	221	50,6%	-7,1%	4.584	2.678	-41,6%
Gás	4	-	-10,5%	1.246	50	-96,0%
Petróleo *	217	52,4%	-7,0%	3.338	2.627	-21,3%
TOTAL	221	49,8%	-7,3%	5.186	2.690	-48,1%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicomcombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2017. O consumo das usinas a gás nos sistemas isolados correspondente ao mês de novembro/2016 não foi informado pela Eletrobras.

A partir de maio de 2015, as usinas do sistema Manaus (capital) passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN. A integração ao SIN do sistema Amapá ocorreu em agosto de 2015, quando as informações de geração passaram a ser contabilizadas na CCEE.

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de janeiro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 1,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 39,5%, com total de 3.254,8 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 5,1 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 43,4%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 1,0 p.p. em relação a dezembro de 2016, e atingiu 27,5%, com total de geração verificada no mês de 518,6 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 30,7%.

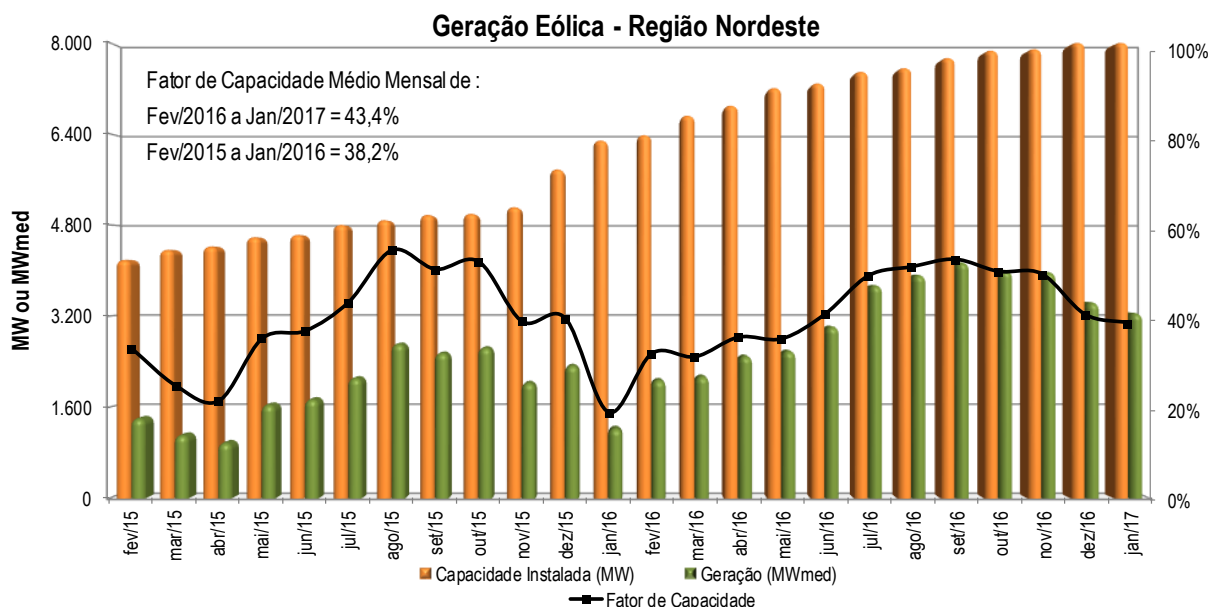


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

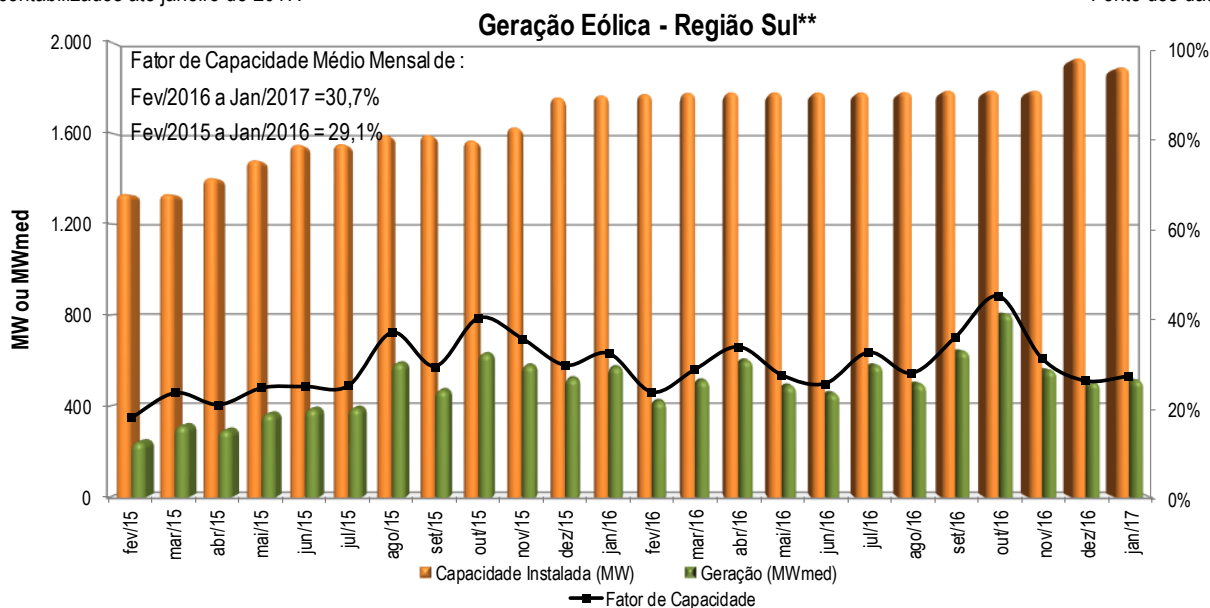


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até janeiro 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 janeiro de 2017, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.305,2 MWmédios, dos quais foram entregues 1.329,0 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de janeiro de 2017 correspondeu a 65,5% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 7,9% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

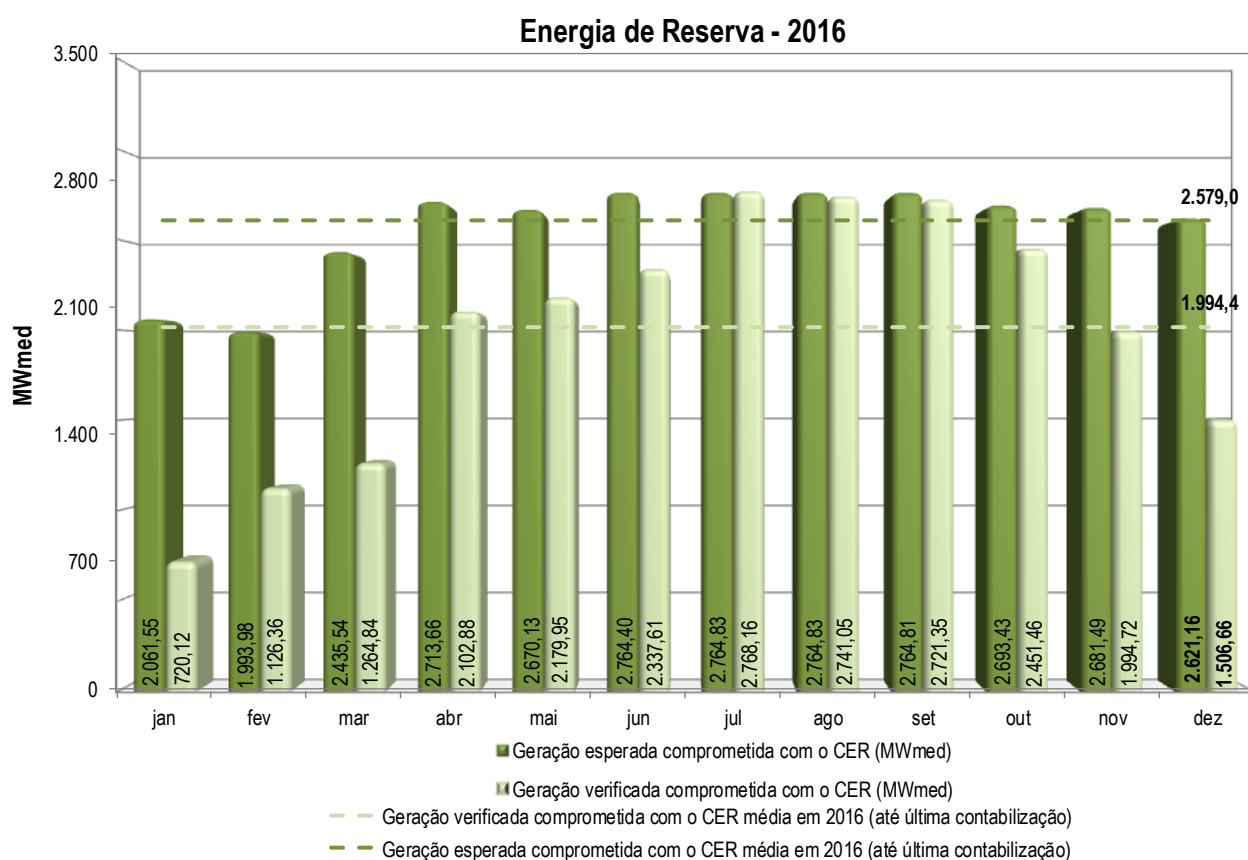


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

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.

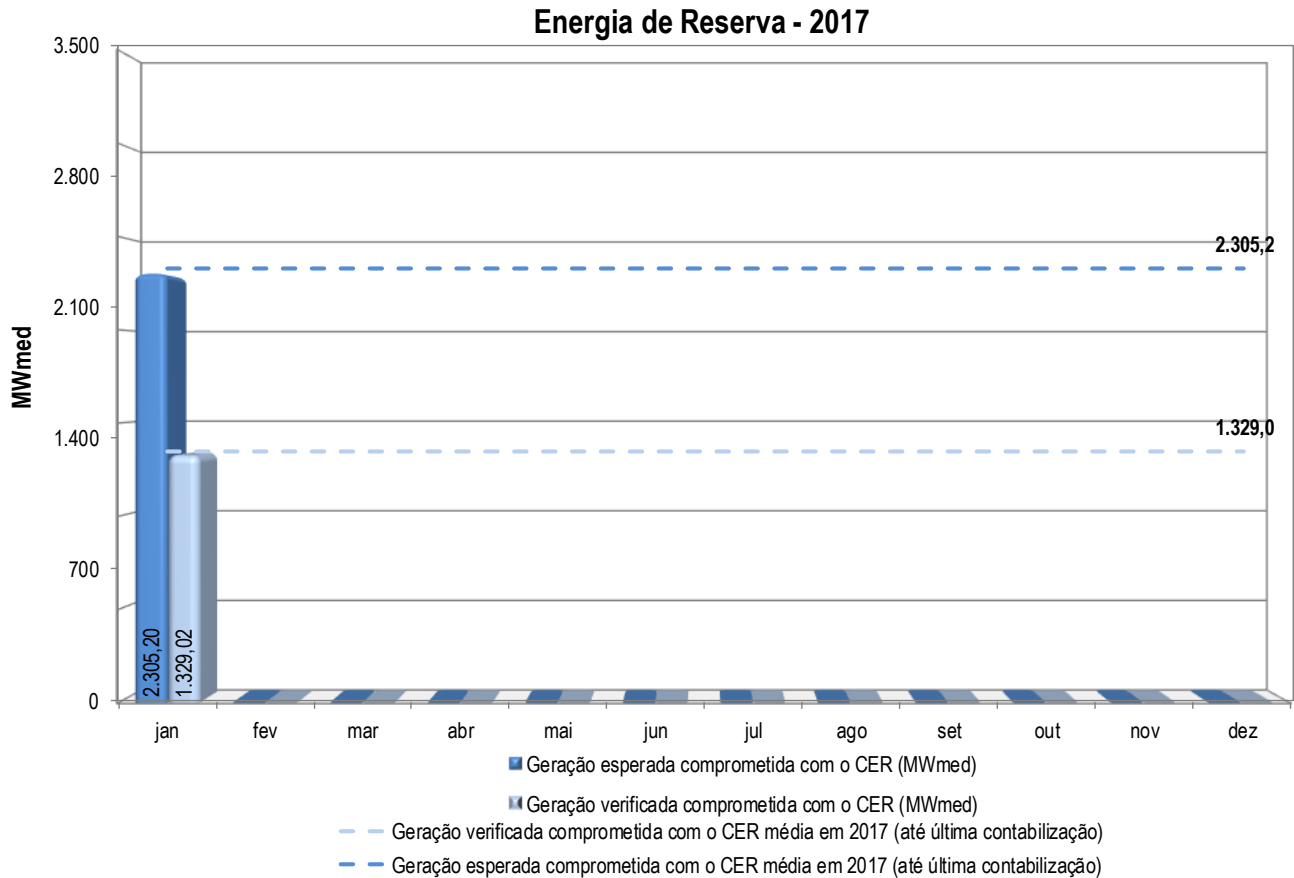


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2017.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

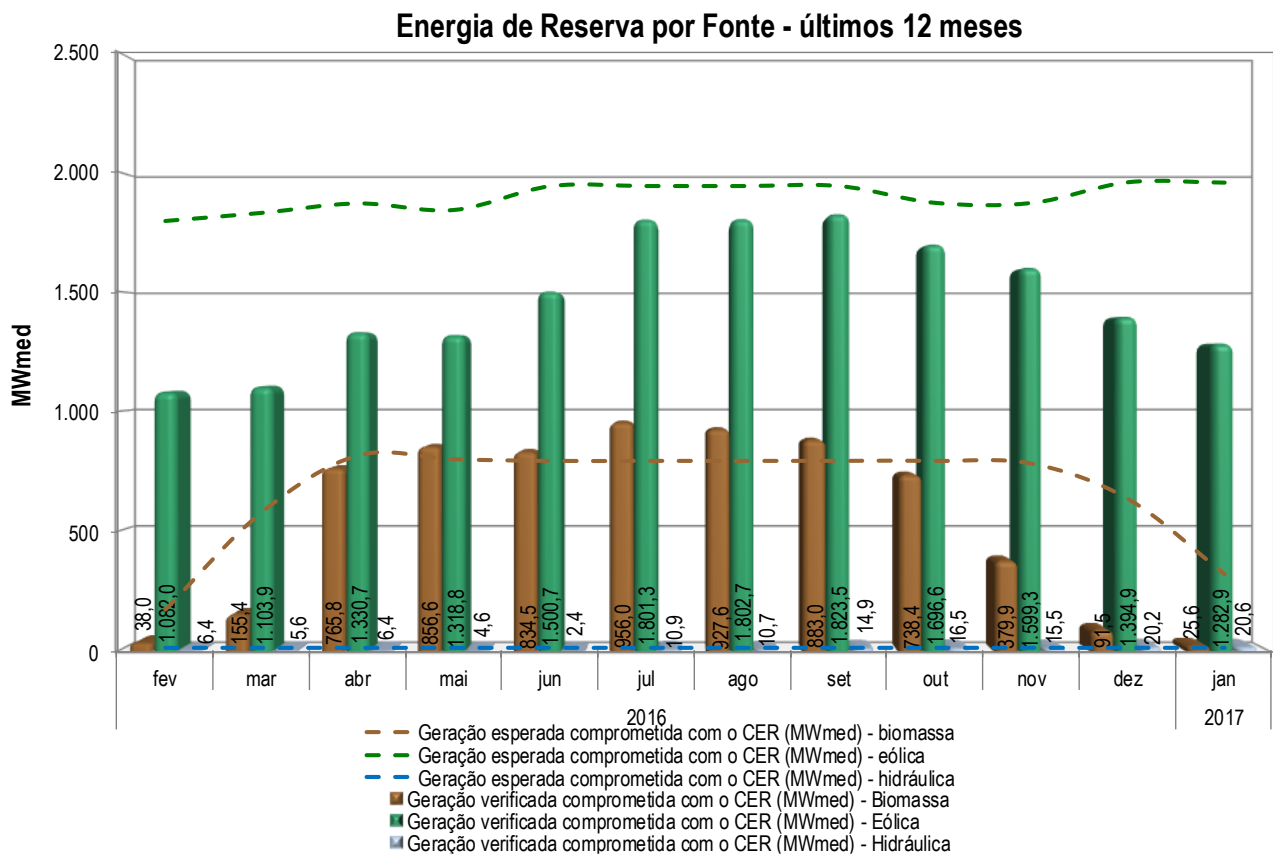


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

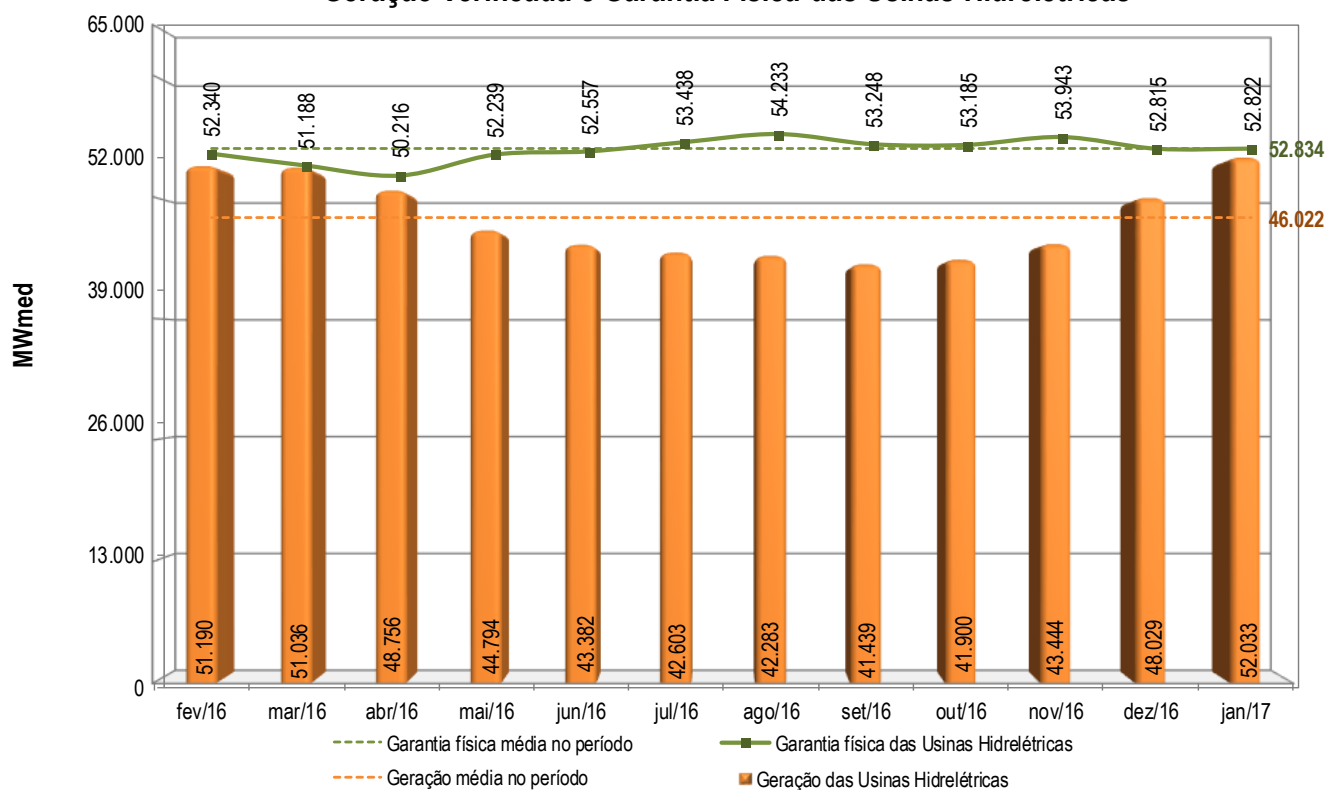


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

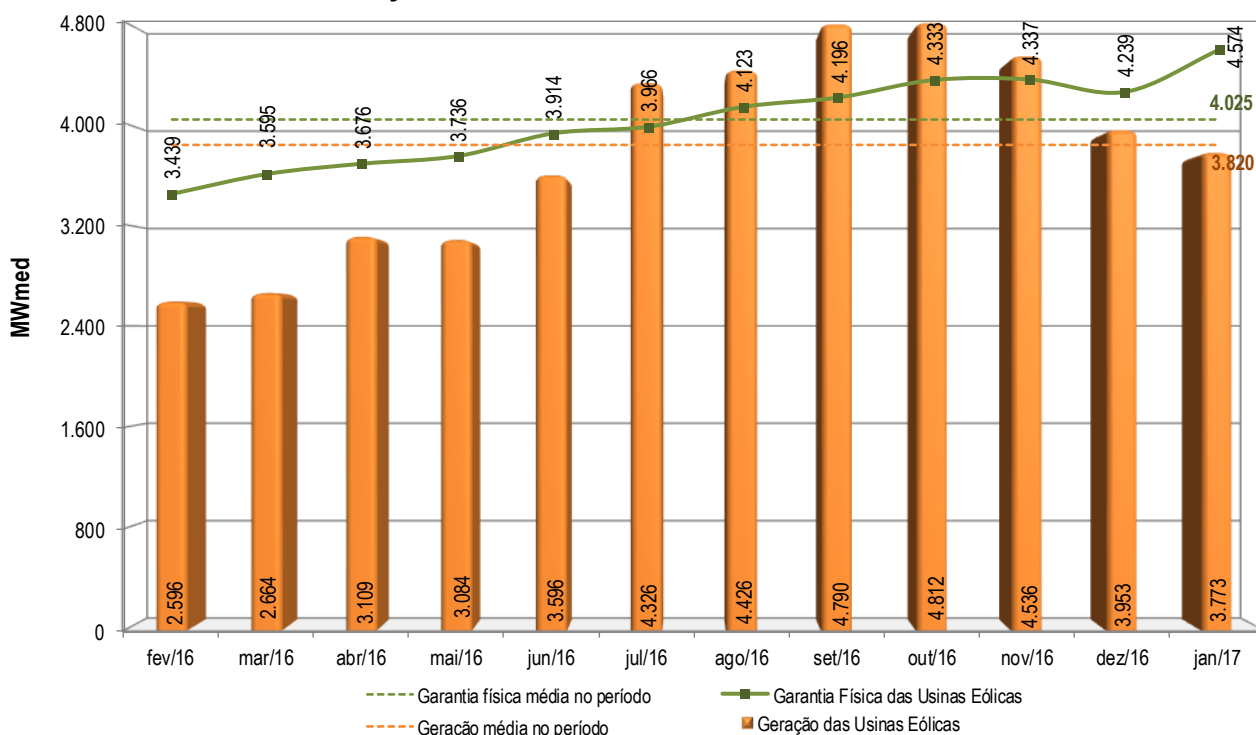


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até janeiro 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

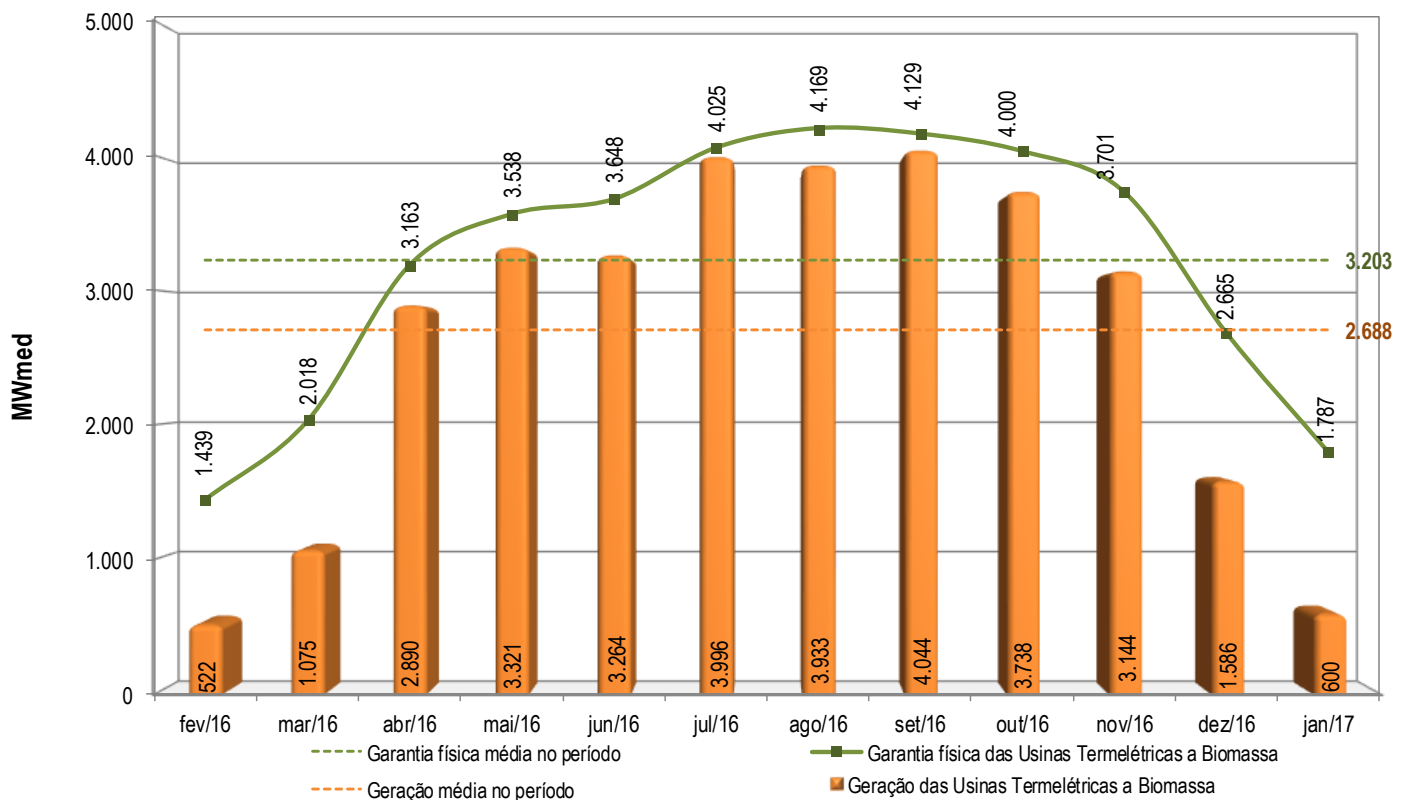


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

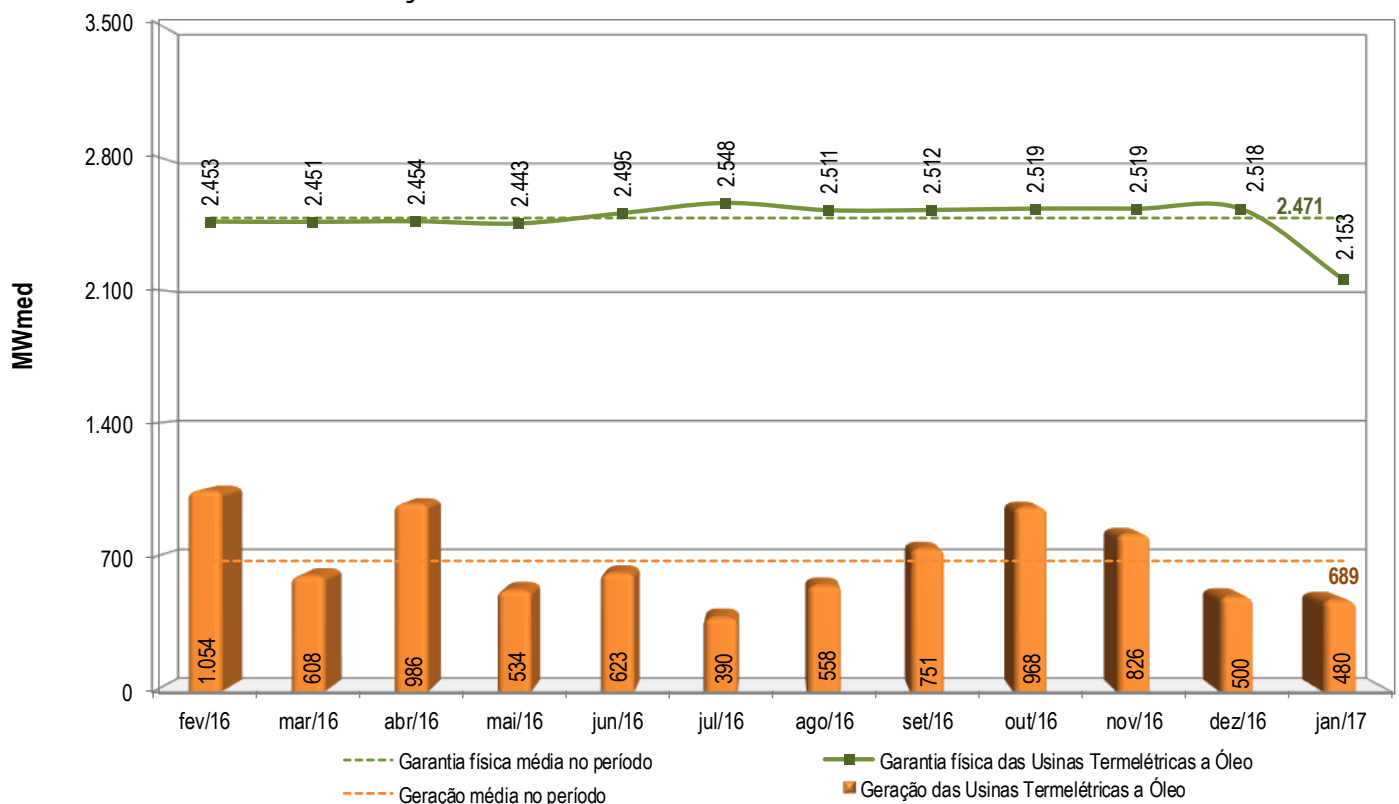


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

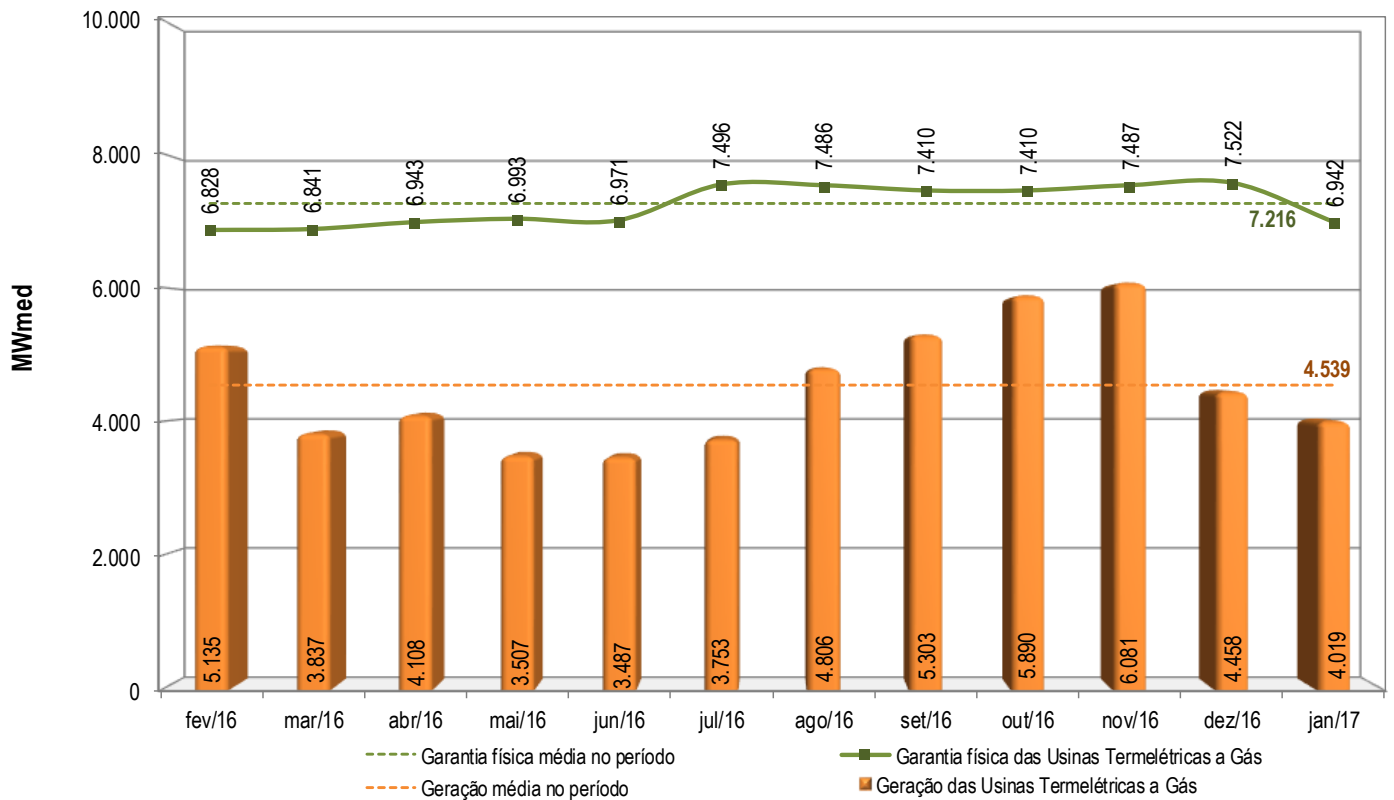


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

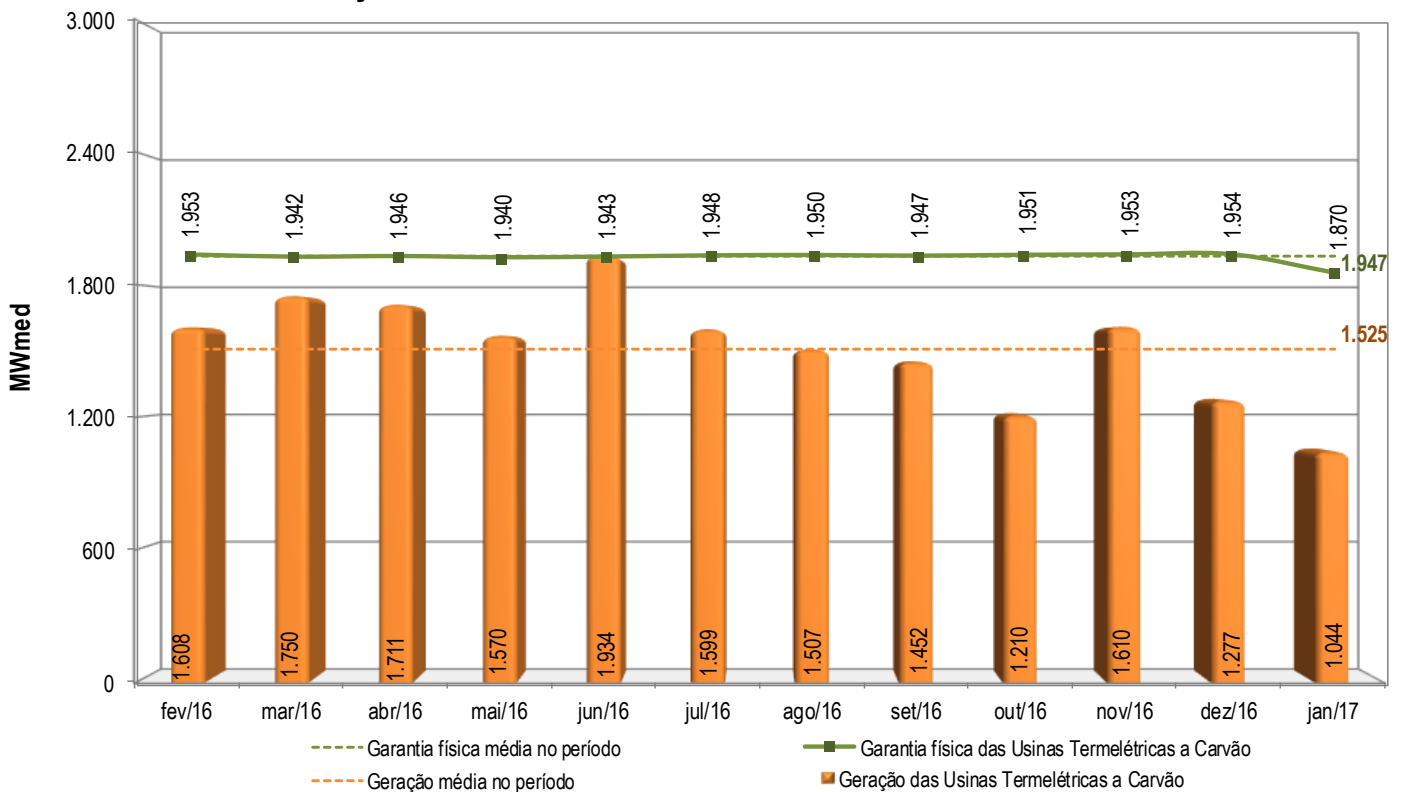


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

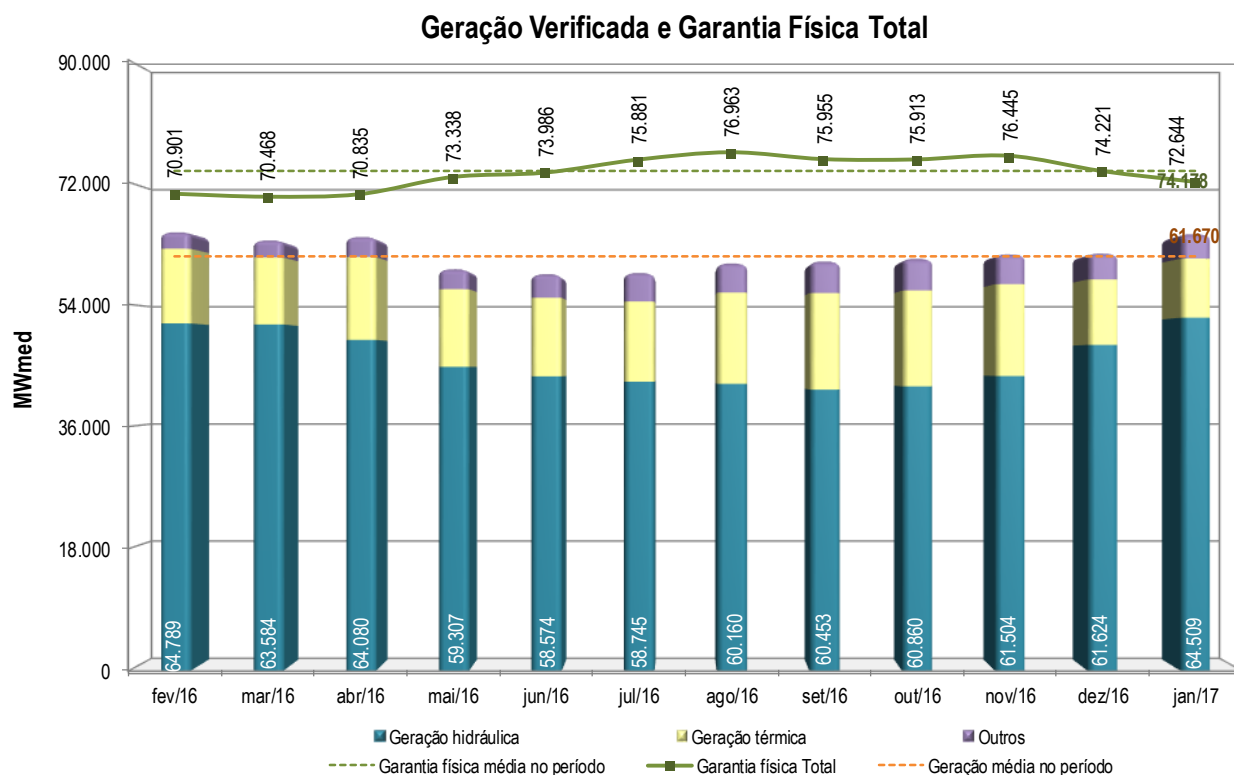


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em fevereiro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 174,5 MW de geração:

- PCH Capivari, UGs 1 a 3, total de 18,09 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.000659-9.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto I, UGs 1 a 8, total de 18,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031746-2.02;
- UEE Ventos de Santo Estevão V, UGs 1 e 12, total de 4,6 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.031764-0.01;
- UEE Ventos de São Virgílio 2, UGs 1 a 13, total de 29,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033667-0.01;
- UEE Aura Mangueira XI, UGs 1 a 3, total de 9 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031719-5.01;
- UEE Aura Mirim IV, UGs 1 a 5, total de 15 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031663-6.01;
- UTE Afuá – CEPA, UG 1, de 1,095 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035706-5.01;
- UTE Alenquer – CEPA, UGs 6 a 10 e 12, total de 5,325 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035707-3.01;
- UTE Almeirim – CEPA, UGs 5 a 6, total de 1,692 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035708-1.01;
- UTE Anajás – CEPA, UGs 1 a 8, total de 3,8 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035709-0.01;
- UTE Aveiro – CEPA, UGs 1 a 3, total de 1,2 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035710-3.01;
- UTE Chaves – CEPA, UGs 1 a 3, total de 1,3 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035712-0.01;
- UTE Cotijuba – CEPA, UGs 1 a 5, total de 2,4 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035713-8.01;
- UTE Faro – CEPA, UGs 1 a 3, total de 1,172 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035714-6.01;
- UTE Gurupá – CEPA, UG 6, de 1,095 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035715-4.01;
- UTE Juruti – CEPA, UGs 1 a 7 e 11 a 13, total de 8,079 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035717-0.01;
- UTE Monte Alegre – CEPA, UGs 1 a 8 e 10 a 11, total de 9,555 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035718-9.01;
- UTE Muaná – CEPA, UGs 3 e 9, total de 3 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035719-7.01;
- UTE Oeiras do Pará – CEPA, UGs 5 a 6, total de 1,692 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035720-0.01;



- UTE Porto de Moz – CEPA, UGs 4 a 6 e 8, total de 3,384 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035721-9.01;
- UTE Prainha – CEPA, UGs 1 a 8, total de 3,268 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035722-7.01;
- UTE Salvaterra – CEPA, UGs 3 e 7, total de 1,458 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035723-5.01;
- UTE Santa Cruz do Arari – CEPA, UGs 1 a 4, total de 1,6 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035724-3.01;
- UTE Santana do Araguaia – CEPA, UGs 1 a 13, total de 15,99 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035725-1.01;
- UTE São Sebastião – CEPA, UG 7, de 0,846 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035726-0.01;
- UTE Soure – CEPA, UGs 1 a 16, total de 6,658 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035727-8.01;
- UTE Terra Santa – CEPA, UGs 1 e 5, total de 1,692 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035728-6.01;
- UTE Jacareacanga – CEPA, UGs 1 a 7, total de 3,2 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035716-2.01.

* 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) e Sistemas Isolados.

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

Fonte	Realizado em Fev/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	76,900	125,500
Eólica Fiscalizada	76,900	125,500
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	18,090	1.149,440
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	18,090	43,090
UHE	0,000	1.106,350
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	79,500	79,500
Biomassa	0,000	0,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	79,500	79,500
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	174,490	1.354,440

Fonte dos dados: MME / SEE



8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
Eólica	1.162,800	2.750,600	1.434,470
Eólica Fiscalizada	1.162,800	2.750,600	1.434,470
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	1.983,259	4.244,892	2.802,699
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	149,929	138,720	205,529
UHE	1.833,330	4.106,172	2.597,170
Solar	256,000	1.580,542	210,000
Fotovoltaica	256,000	1.580,542	210,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	653,750	8,000	376,000
Biomassa	63,000	8,000	36,000
Carvão	0,000	0,000	340,000
Gás Natural	590,750	0,000	0,000
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	4.055,809	8.584,034	4.823,169

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 16/02/2017, 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 fevereiro de 2017 houve expansão de 12,0 km referente a uma linha de transmissão no SIN:

- LT 230 kV Seccionamento Assis / Chavantes na SE Salto Grande, com 12 km de extensão, da CTEEP, no estado de São Paulo.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	12,0	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	12,0	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 fevereiro de 2017, foram incorporados ao SIN 1.422,0 MVA de capacidade de transformação:

- TR 500/230 kV – 750 MVA, na SE Jauru, da TME, no Mato Grosso;
- TR 525/230kV – 672 MVA, na SE Biguaçu, da Eletrosul, em Santa Catarina.

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

	Realizado em Fev/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	1.422,0	1.980,0

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

Ainda no mês de fevereiro de 2017, foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor BC2 de 230 kV e 150 Mvar, na SE Bateias, da Copel GT, no Paraná;
- Reator de 230 kV e 20 Mvar, na SE Campo Grande 2, da CELEO REDES, em Mato Grosso do Sul.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Tabela 14. 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	643,1	1.229,7	1.495,8
345	0,0	22,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	2.022,0	2.122,2	1.847,0
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	2.685,5	7.623,4	8.745,2

Fonte dos dados: MME / SEE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
TOTAL	12.602,0	27.306,0	15.337,0

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 17/01/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de fevereiro de 2017 houve contribuição de aproximadamente 9.167 MW médios de produção térmica, considerando as usinas despachadas ou programadas pelo ONS, valor cerca de 400 MW médios inferior em relação ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido semanas com descolamento dos valores do Nordeste e/ou do Norte 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*

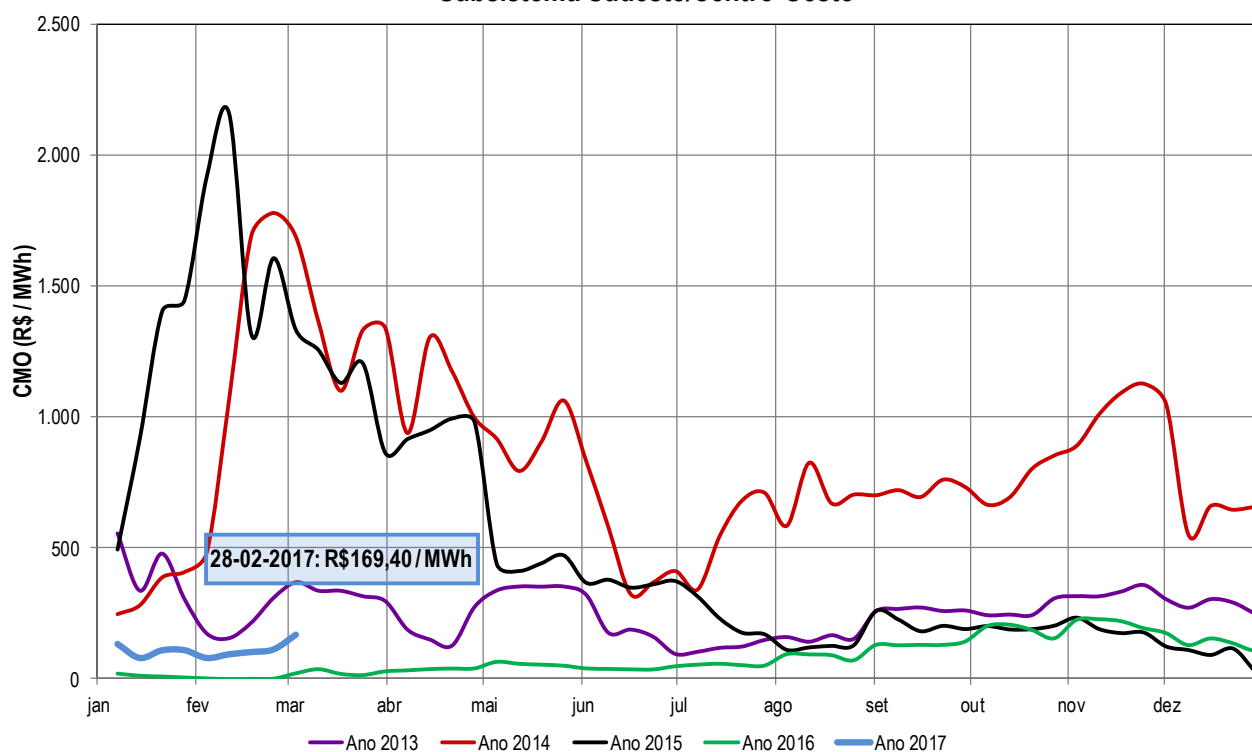


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

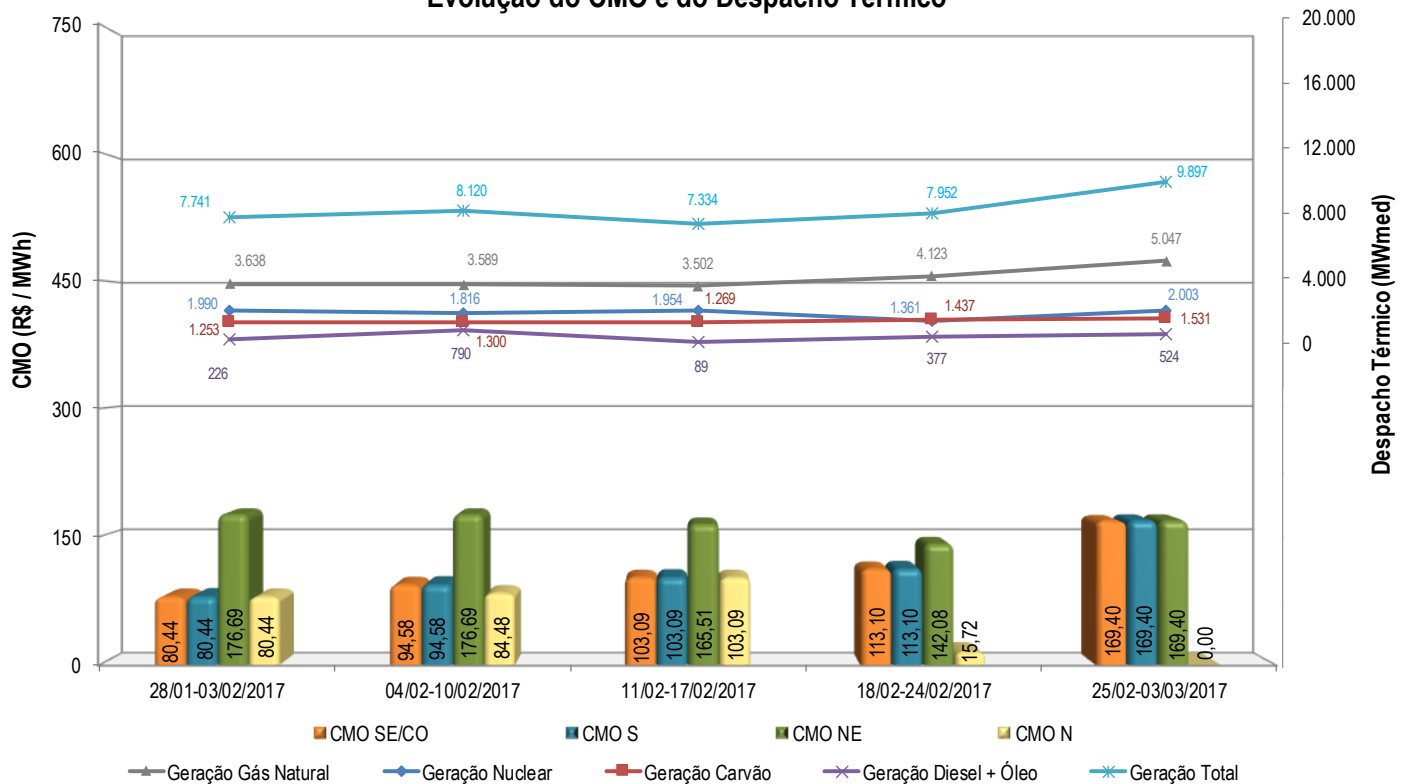


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2017 foi de R\$ 225,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 230,3 milhões). O valor do mês de janeiro de 2017 é composto por R\$ 64,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 7,9 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\$ 152,7 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. Este encargo também está associado à geração térmica complementar no subsistema Norte.

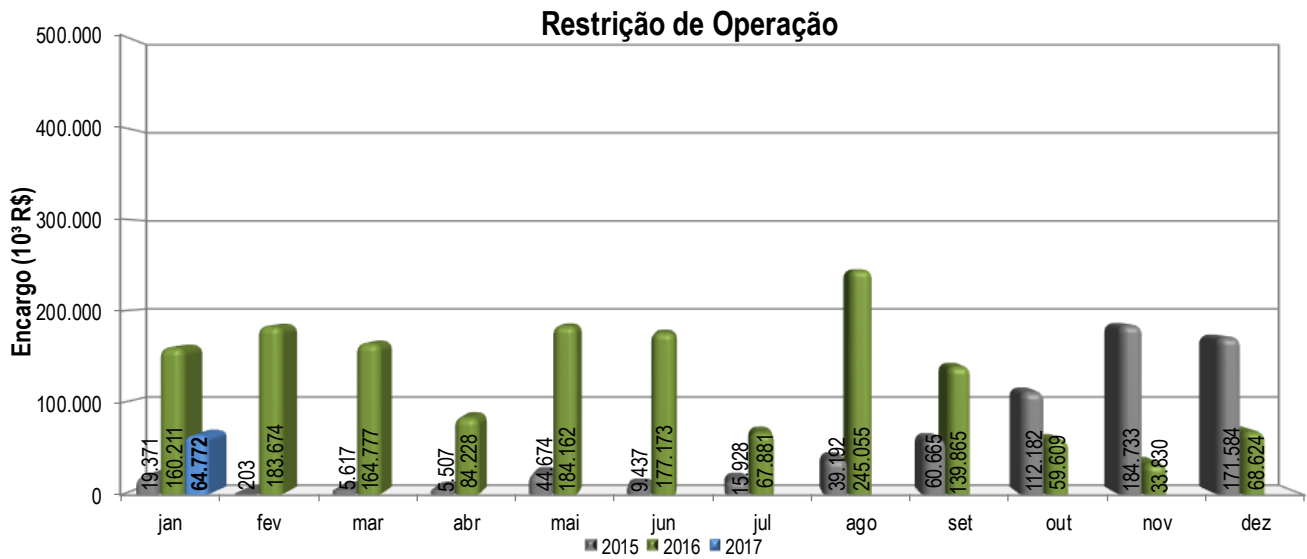


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

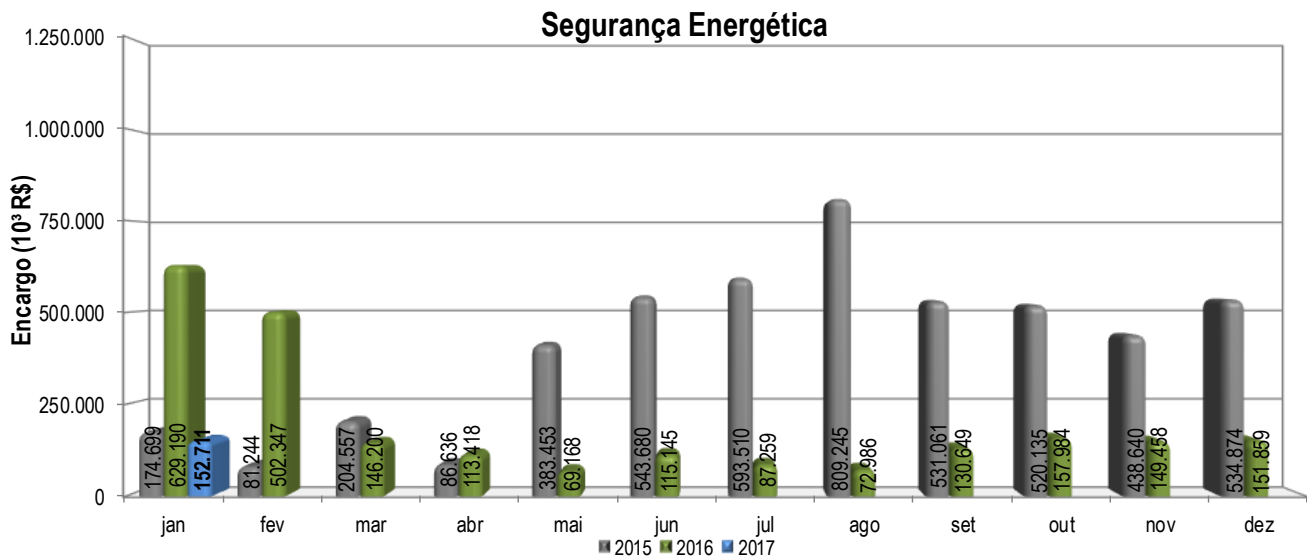


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

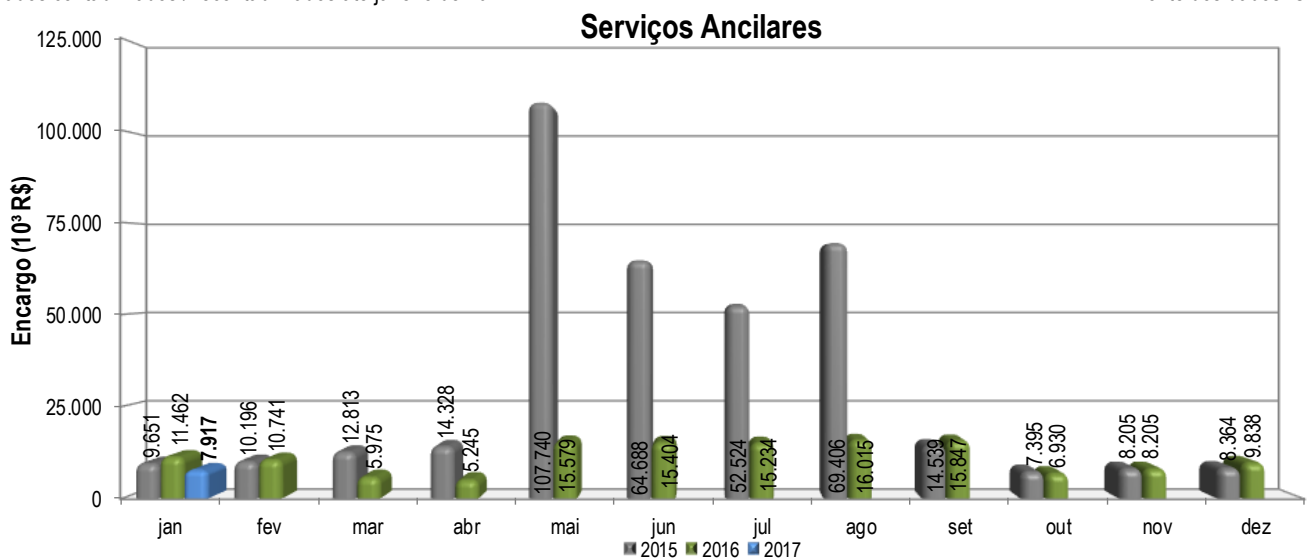


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

- **Dia 17 de fevereiro, às 13h30min:** Desligamento automático de unidades geradoras, equipamentos e várias linhas de transmissão em 500 e 230 kV nas regiões norte e noroeste do estado de Mato Grosso. Houve interrupção de **597 MW** de cargas, sendo 424 MW da Energisa Mato Grosso, no Mato Grosso, 158 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia, e 15 MW da Celpa, no Pará. Causa: Desligamento da barra B1 e do reator RT11, ambos de 500 kV da SE Cuiabá, seguido de desligamento da LT 500 kV Ri beirãozinho – Cuiabá C1 devido à explosão de TC associado à conexão do reator RT11.
- **Dia 25 de fevereiro, às 18h49min:** Desligamento da interligação do sistema Manaus ao SIN após desligamento simultâneo das LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2 (Macapá Transmissora). Houve atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, interrompendo total de **358 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas. Causa: Descargas atmosféricas.

Houve também 3 desligamentos com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, sendo dia 05 às 17h31min, dia 10 às 16h15min e dia 21, às 13h22min, todos com origem na LT 400 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec).

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														2017	2016
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016	
SIN**	0	0											0	5.487	
S	0	0											0	1.916	
SE/CO	378	596											974	7.066	
NE	520	448											968	4.688	
N-Int	1.052	358											1.410	7.911	
Isolados	381	379											760	2.048	
TOTAL	2.331	1.781	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.112	29.116	

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 17. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2017	2016
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016	
SIN**	0	0											0	2	
S	0	0											0	9	
SE/CO	2	1											3	24	
NE	2	3											5	14	
N-Int	2	1											3	32	
Isolados	3	3											6	15	
TOTAL	9	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	96	

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 minutos. No mês de janeiro, foi retirada 1 ocorrência na região Norte Interligado porque após consolidação, o montante de carga interrompida verificado foi inferior a 100 MW.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

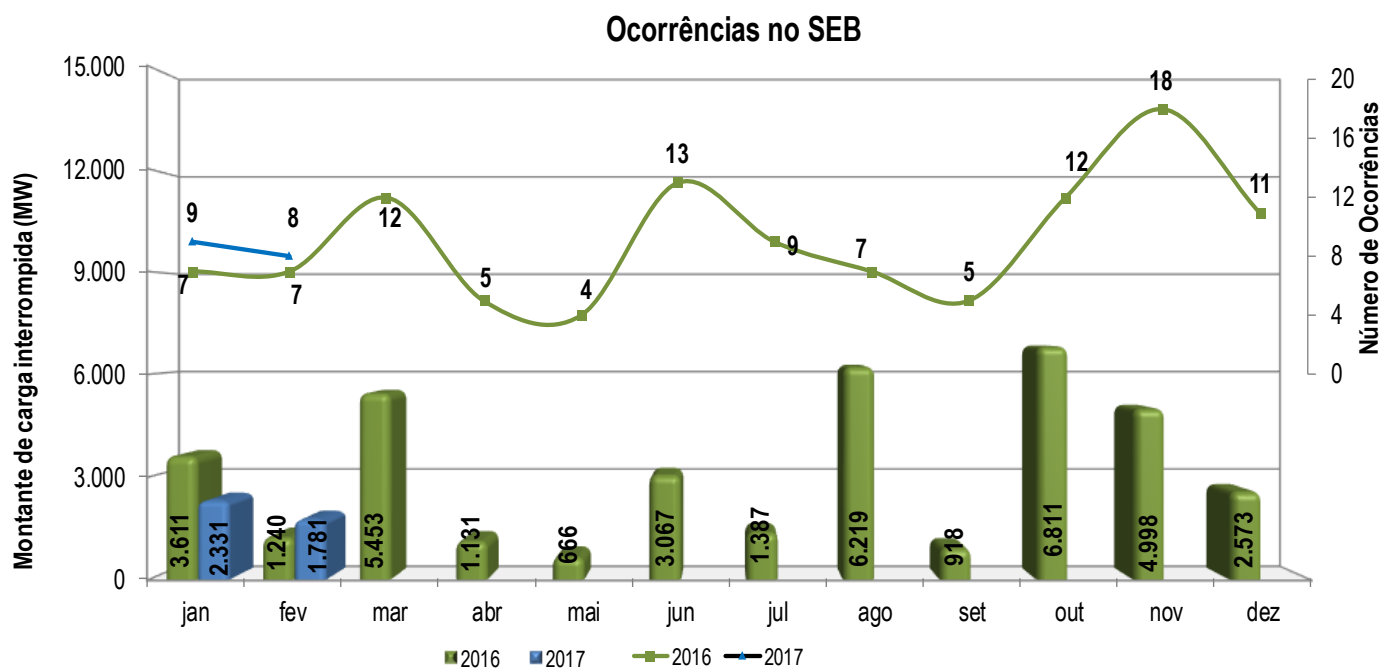


Figura 38. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 18. 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												1,59	12,74
S	1,43												1,43	11,39
SE	1,36												1,36	9,02
CO	2,57												2,57	15,11
NE	1,28												1,28	14,84
N	3,70												3,70	30,88

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 19. 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												0,89	9,68
S	0,92												0,92	9,12
SE	0,69												0,69	6,87
CO	1,54												1,54	12,37
NE	0,73												0,73	9,74
N	2,12												2,12	27,55

Dados contabilizados até janeiro 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.

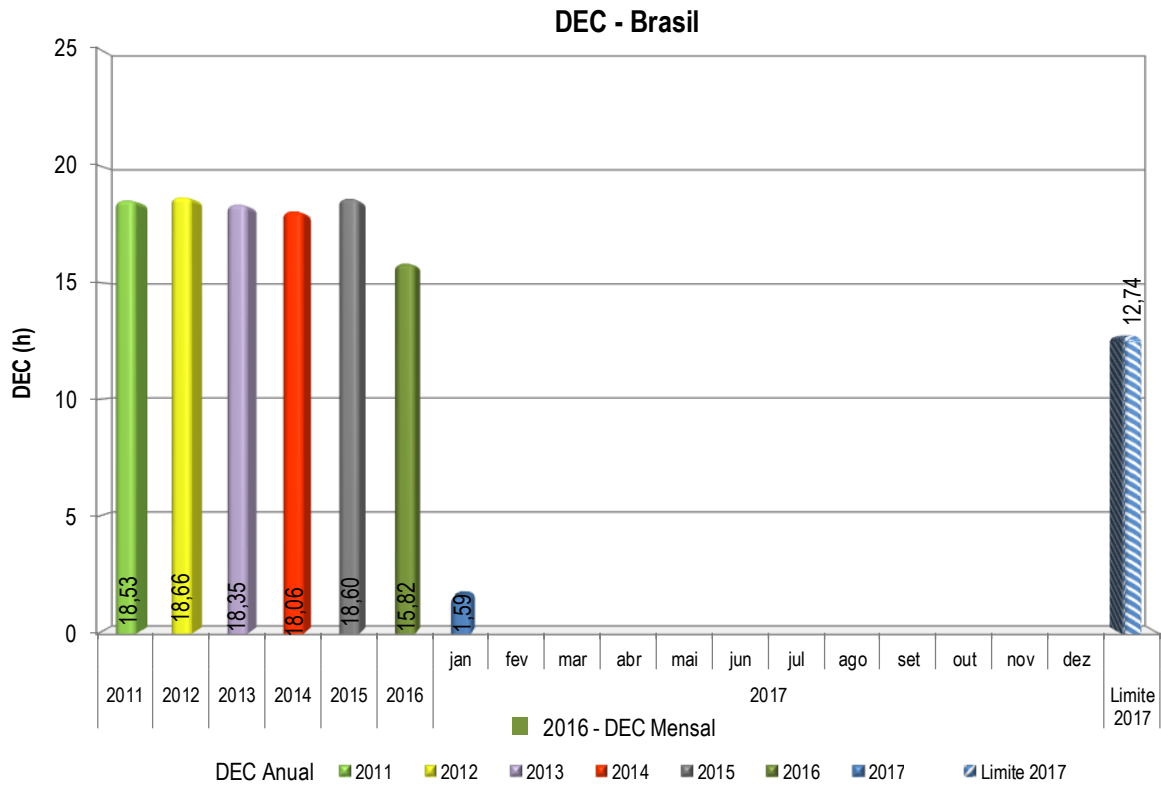


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

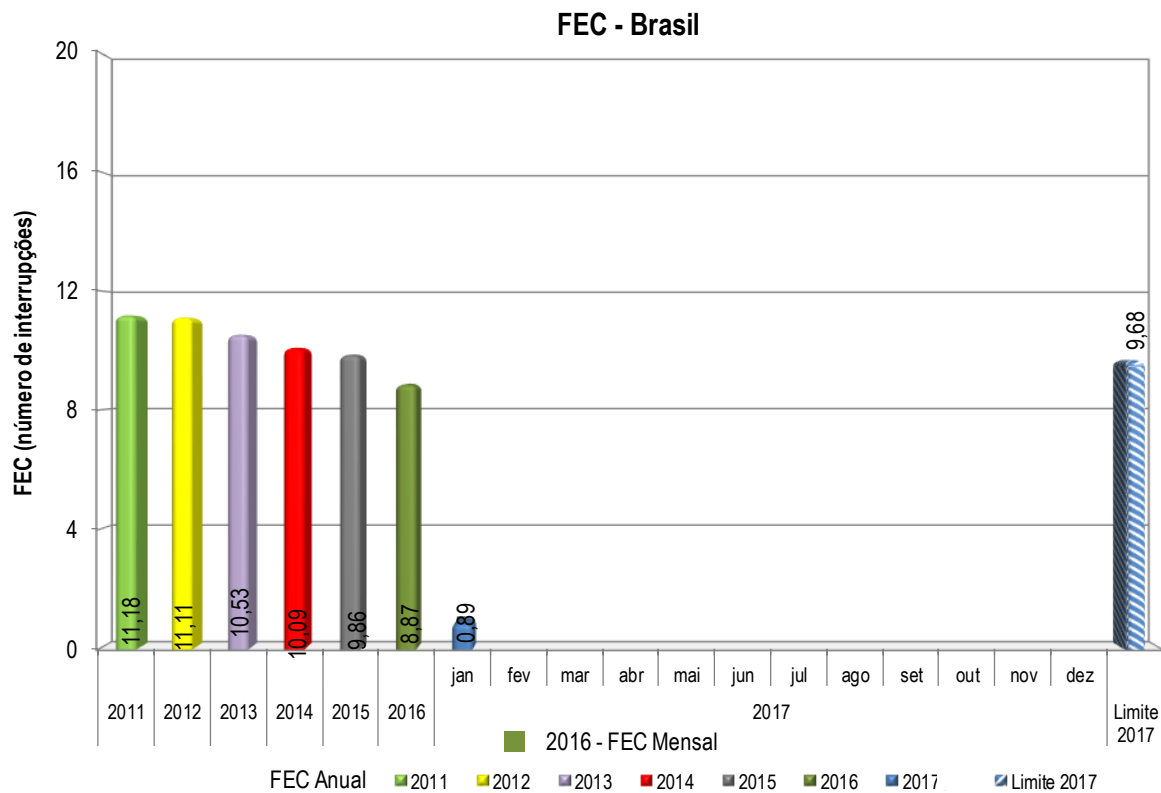


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até janeiro 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	Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ENA - Energia Natural Afluente Energético	S - Sul
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SE - Sudeste
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FC - Fator de Carga	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SI - Sistemas Isolados
GD – Geração Distribuída	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	