



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 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



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 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 (MW médios).	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	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).	26
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.....	27
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
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 janeiro de 2017, os valores de afluições brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com exceção do Sul. Neste mês, houve contribuição de 8.570 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A variação da energia armazenada equivalente no mês de janeiro de 2017 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +3,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +0,2 p.p. no Sul, +0,9 p.p. no Nordeste e +5,5 p.p. no Norte. Ressalta-se que os valores de armazenamento dos reservatórios equivalentes são inferiores aos verificados em todos os subsistemas no mesmo período do ano anterior.

No dia 11 de janeiro de 2017, foi realizada a 176ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, a Secretaria Executiva do MME apresentou proposta de realização de leilão de desconstrução de energia de reserva, matéria que será aprofundada pelos membros do CMSE. Além disso, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou o balanço comparativo entre a oferta e a demanda de energia elétrica, com os respectivos resultados da análise considerando a 2ª revisão quadrimestral da carga, realizada em 2016, e também a previsão de carga atualizada no PMO de janeiro de 2017. A metodologia utilizada indicou uma sobra estrutural da ordem de 8,4 GWmédios no ano de 2018 e, conforme proposto, esta análise será apresentada periodicamente ao Comitê quando forem realizadas revisões na carga.

Entraram em operação comercial 1.180 MW de capacidade instalada de geração, 297 km de linhas de transmissão e 558 MVA de transformação na Rede Básica, com destaque para a unidade geradora - UG 4 da usina hidrelétrica - UHE Belo Monte (611 MW), para a UG 6 do sítio Pimental (39 MW), e para a LT 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas C2, com 244 km de extensão.

Além disso, no mês de janeiro de 2017, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 151.890 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 10.206 MW, sendo 5.962 MW de geração de fonte hidráulica, 1.706 MW de fontes térmicas*, 2.476 MW de fonte eólica e 62 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), e mini e micro geração.

No mês de dezembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 78,2% do total gerado no país, 7,3 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 0,9 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 6,4%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -2,7 p.p. de geração a gás, de -2,5 p.p. de geração a biomassa e -0,6 de geração por usinas que utilizam petróleo.

Ainda em dezembro de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 9,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 41,4%. Na região Sul, houve redução de 5,0 p.p. deste fator, atingindo 26,4%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, o fator de capacidade médio na região Nordeste aumentou 1,3 p.p., atingindo 42,0%, e na região Sul houve aumento de 2,9 p.p., atingindo 31,1%.

Com relação ao mercado consumidor, em dezembro de 2016 o consumo de energia elétrica atingiu 48.882 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 3,8% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,4% 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 dezembro de 2016, 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

Na primeira quinzena do mês de janeiro, o avanço de frentes frias, associado a sistemas de baixa pressão, pelas regiões Sul e Sudeste, ocasionou valores elevados de precipitação nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu e pancadas de chuva em pontos isolados das bacias do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS nas regiões Sudeste e Centro-Oeste no período de 19 a 23 de janeiro ocasionou chuva fraca a moderada nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Tocantins e Grande e na calha principal do Paraná. Entretanto.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em janeiro para cada subsistema foram: 69 %MLT – 44.276 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (11º pior valor*), 158 %MLT – 11.697 MW médios no Sul (12º melhor valor*), 30 %MLT – 4.200 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 42 %MLT – 4.327 MW médios no Norte (2º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 67 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 147 %MLT no Sul, 30 %MLT no Nordeste e 41 %MLT no Norte.

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

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

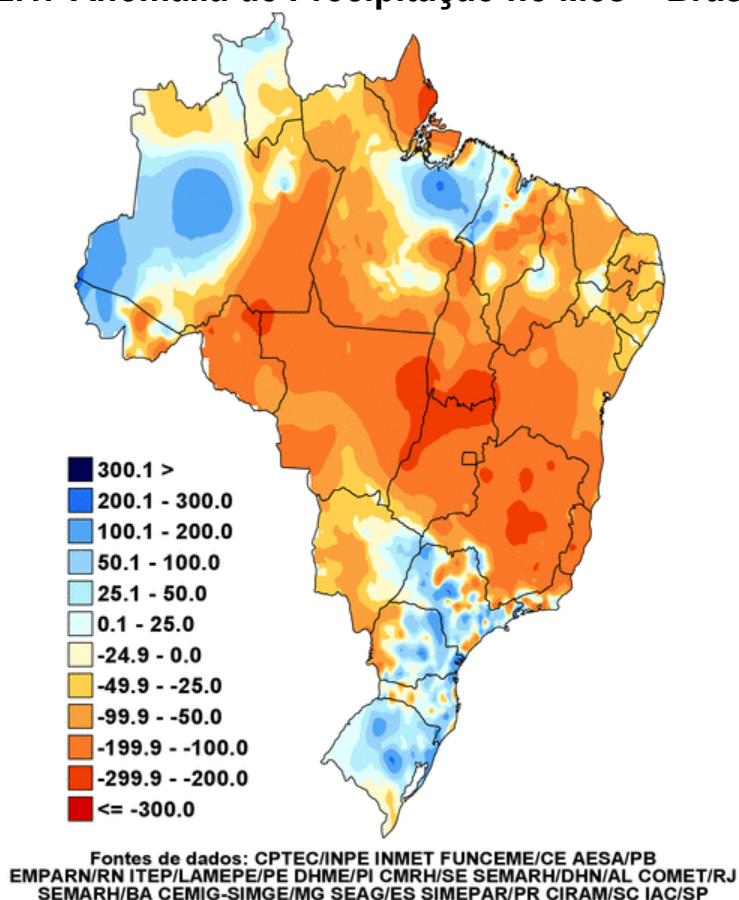


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de janeiro de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

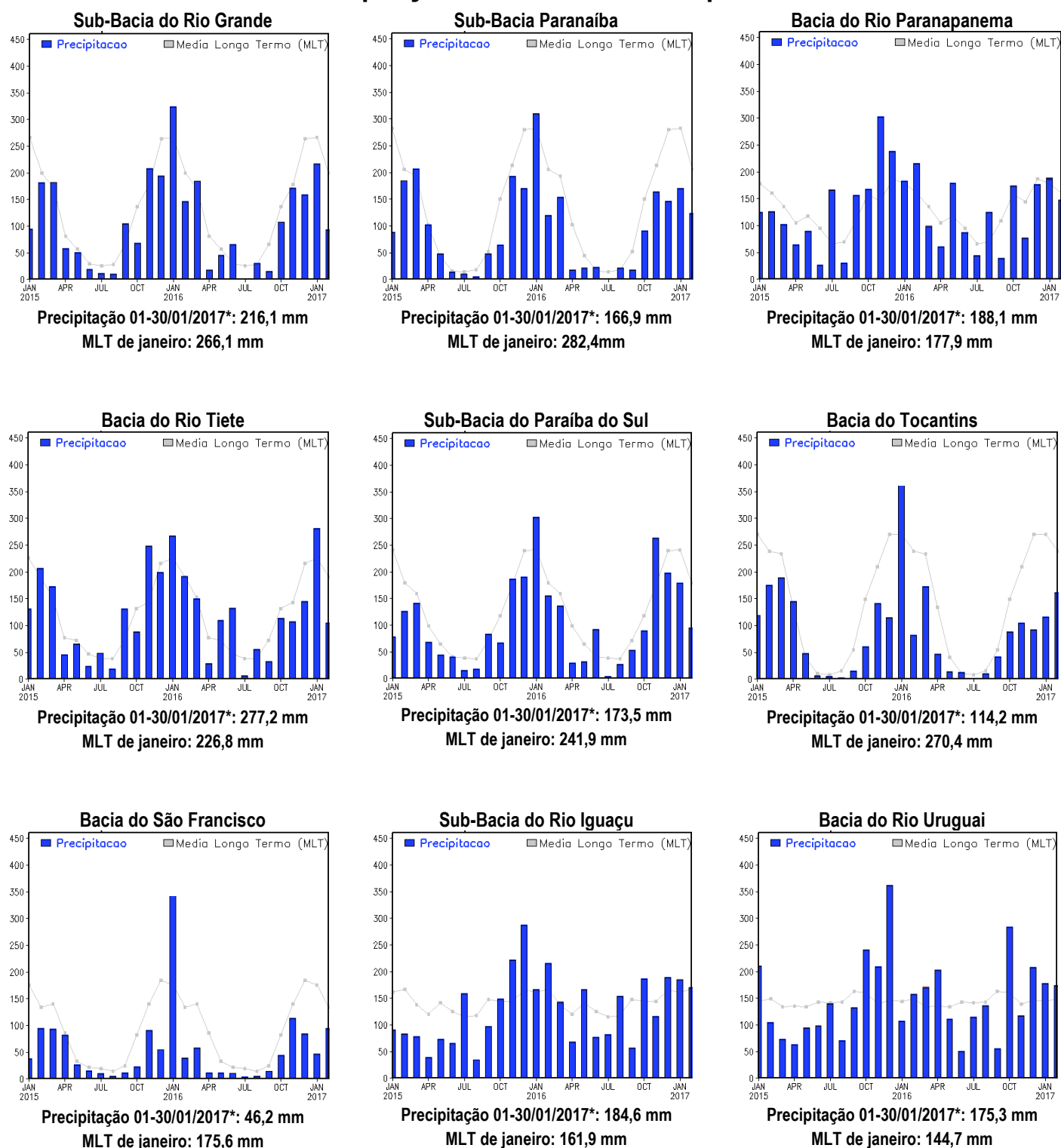


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12 a 30/01/2017 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

* A data refere-se ao último dado acumulado do mês de referência registrado pela equipe que elabora este Boletim.



2.3. Energia Natural Afluente Armazenável

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

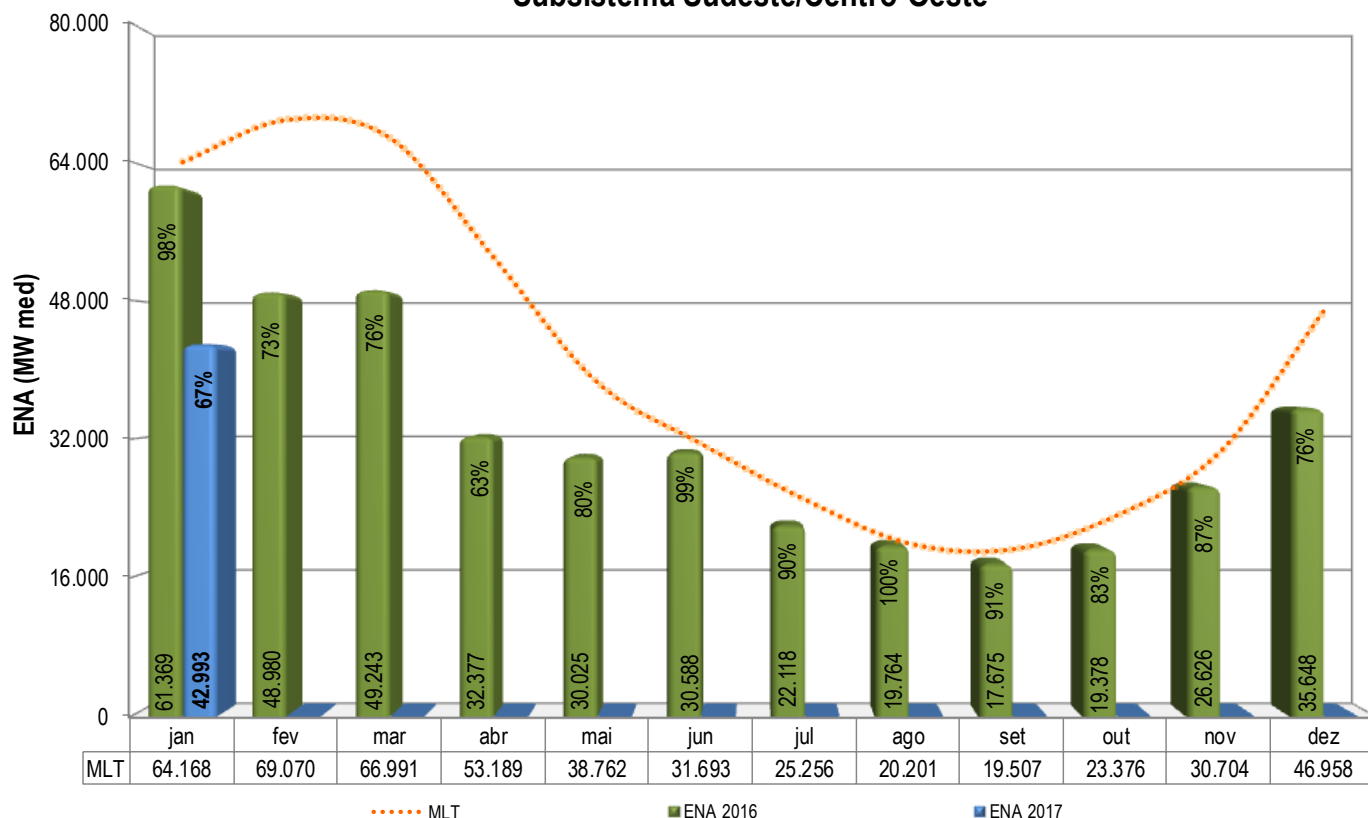


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

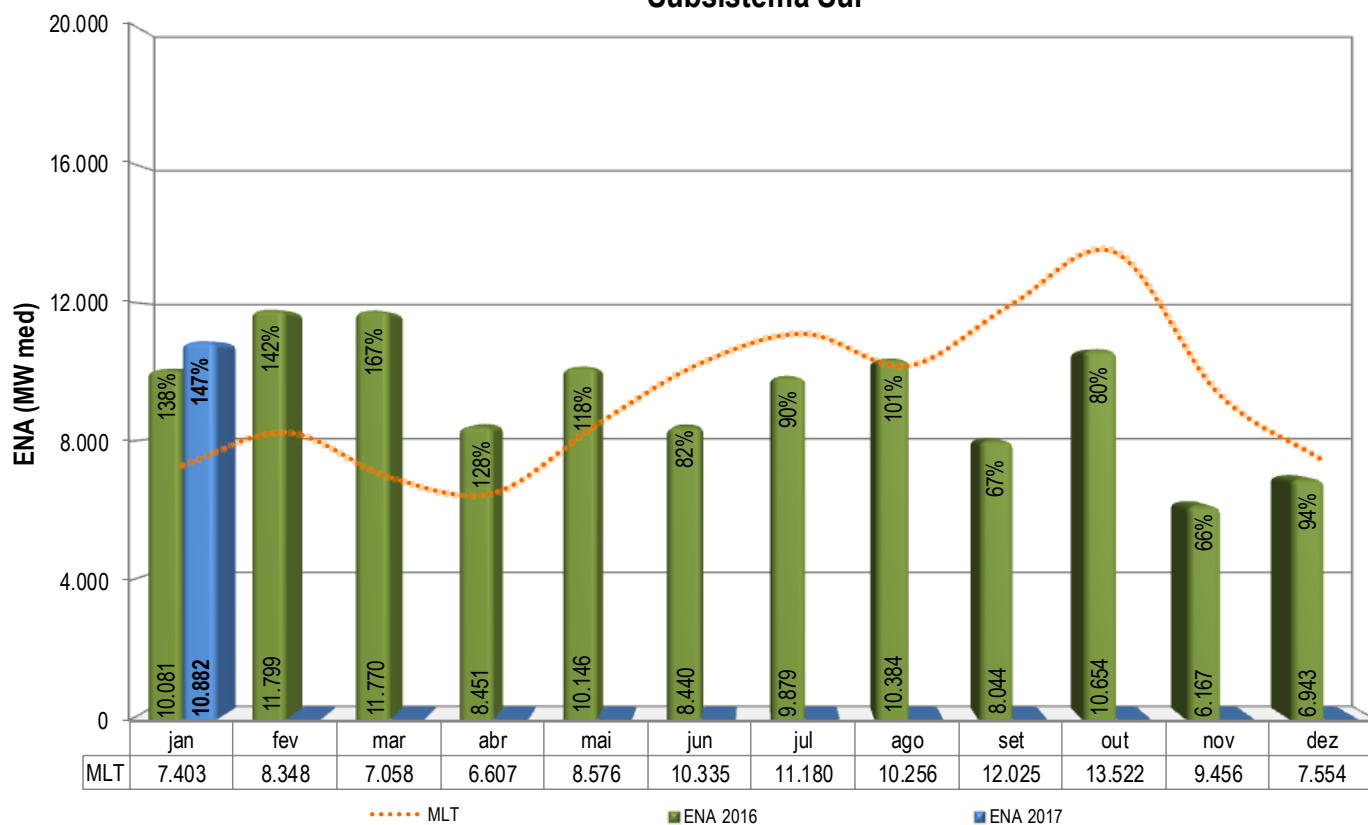


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

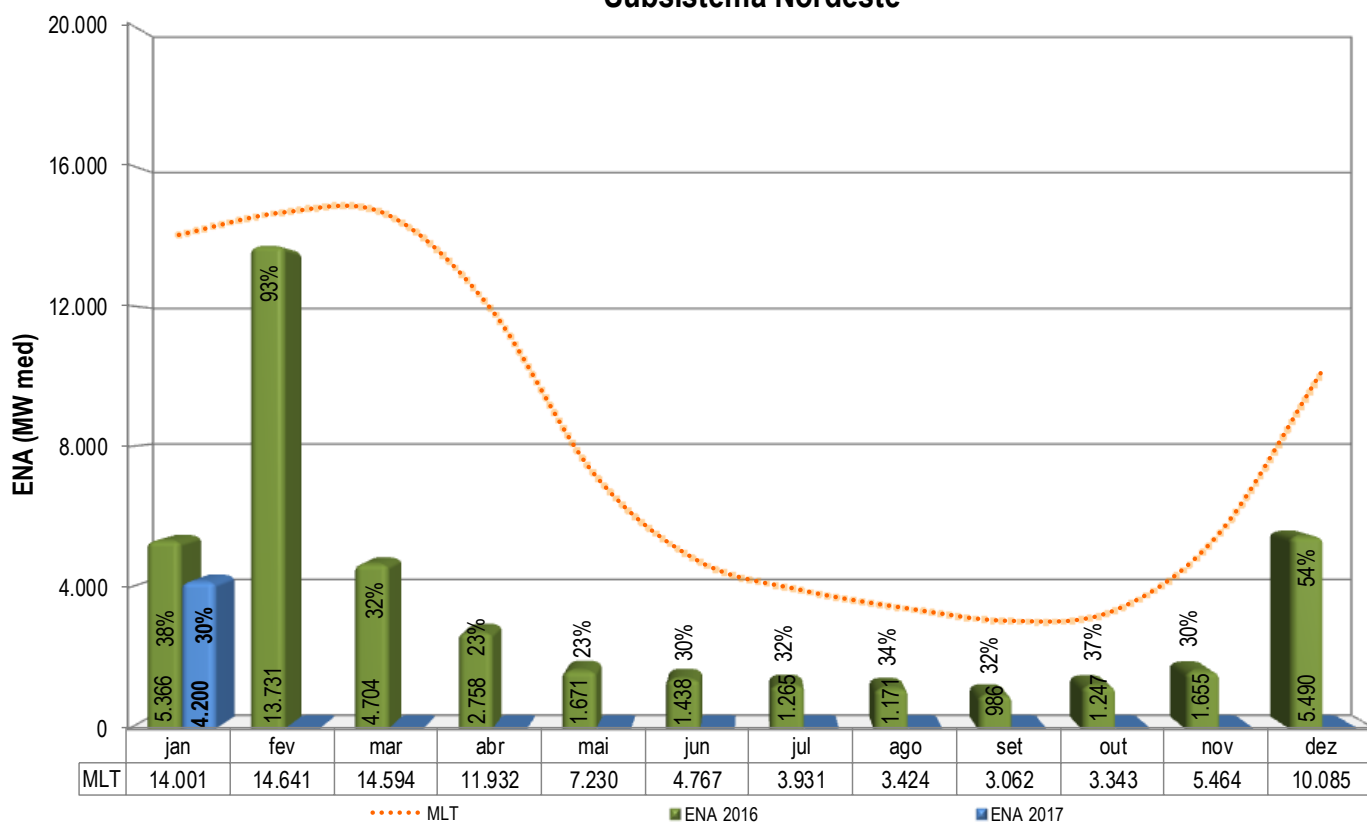


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte

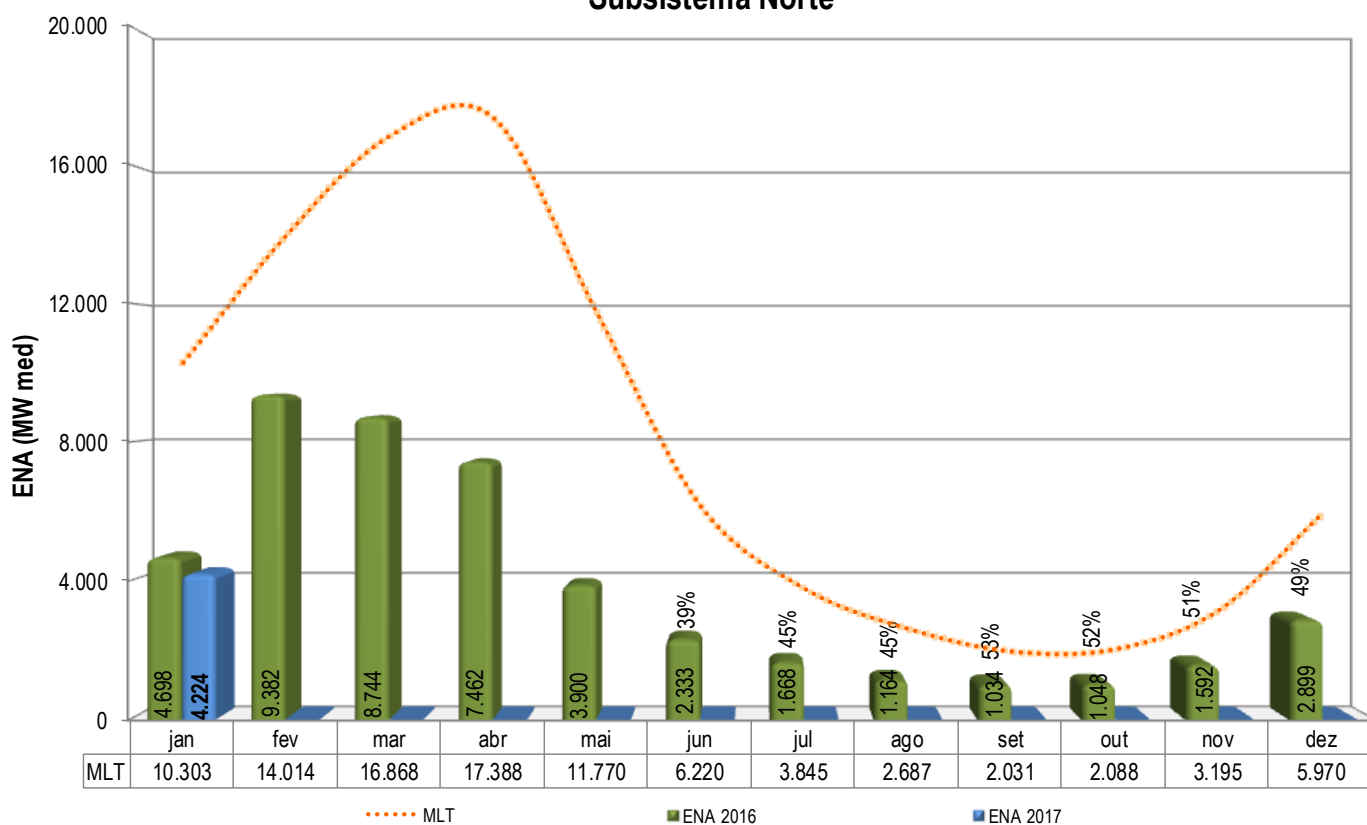


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2017 houve aumento nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 8.570 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 30 MWmédios superior em relação ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 3,7 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de janeiro, atingindo 37,4 %EAR, valor 7,0 p.p. inferior ao verificado no final de janeiro de 2016 (44,4 %EAR), e 6,0 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (31,4 %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 janeiro, em relação ao mês de dezembro, houve aumento do armazenamento equivalente em 0,2 p.p., atingindo 60,5 %EAR, valor 32,6 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de janeiro de 2016 (93,1 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 0,9 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 17,4 %EAR ao final do mês de janeiro, valor 0,2 p.p. inferior ao verificado ao final de janeiro de 2016 (17,6 %EAR) e 24,0 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (41,4 %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, 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, exceção feita ao aumento da defluência a partir da UHE Sobradinho, praticado em meados do mês conforme decisão do grupo gestor dos recursos hídricos da bacia do rio São Francisco, coordenado pela ANA, de forma a recuperar o armazenamento da próxima usina da cascata, que teve seu estoque reduzido para atendimento a usos alheios ao setor elétrico, conforme pleito da Prefeitura de Penedo/AL. Em relação à UHE Três Marias, foi mantida a política de minimizar a sua defluência, assegurando o atendimento aos usos múltiplos da água, com o objetivo de maximizar o estoque de água no reservatório da usina.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte atingiu 24,4 %EAR ao final do mês de janeiro, apresentando replecionamento de 5,5 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 5,8 p.p. inferiores ao armazenamento do final de janeiro de 2016 (30,2 %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 janeiro de 2017 referem-se ao replecionamento de 11,72 p.p. na UHE Capivara (atingindo 69,15 % v.u.); de 10,03 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 37,05%v.u.); de 10,03 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 65,74 %v.u.) e de 3,66 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 28,52 %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	37,4	203.343	75,5
Sul	60,5	19.958	12,0
Nordeste	17,4	51.809	8,9
Norte	24,4	15.041	3,6
TOTAL		290.151	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

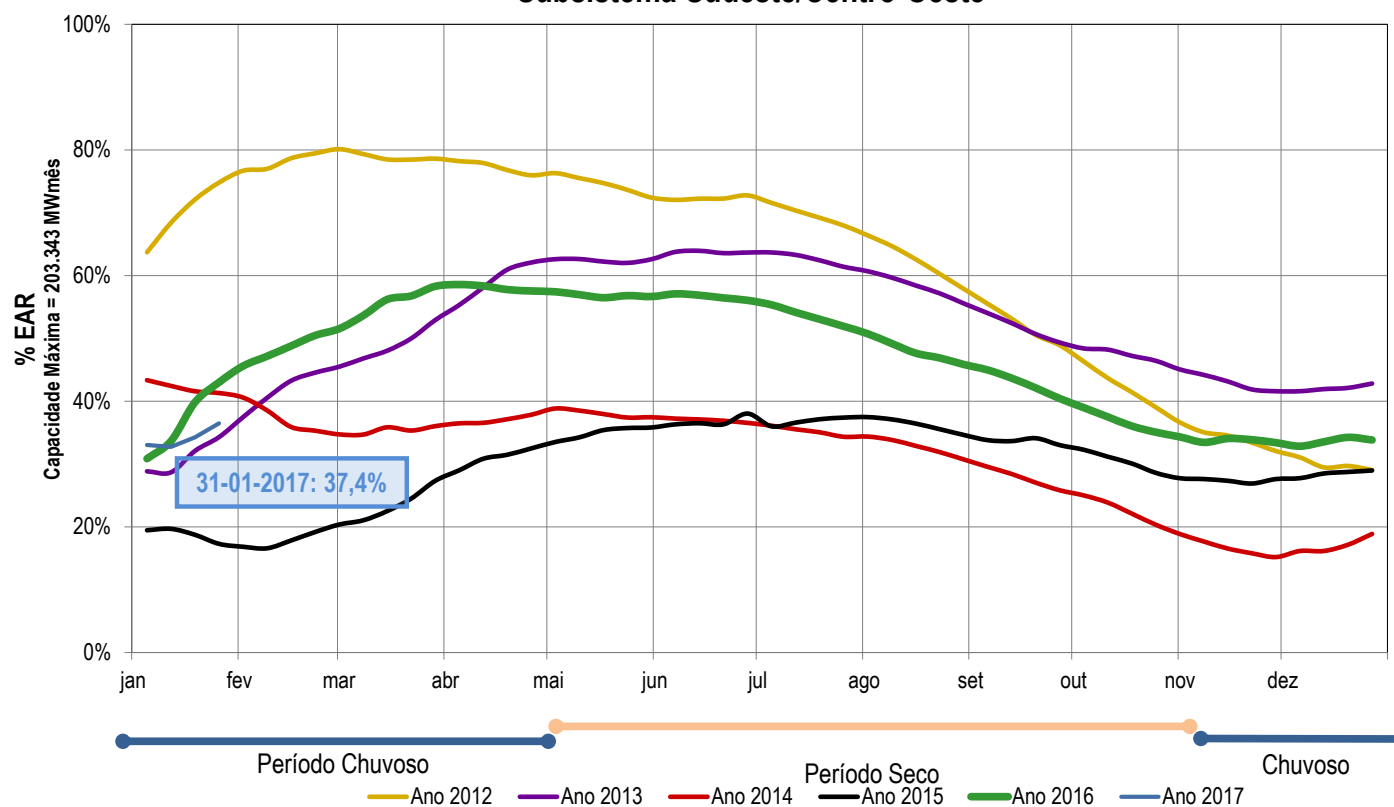


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

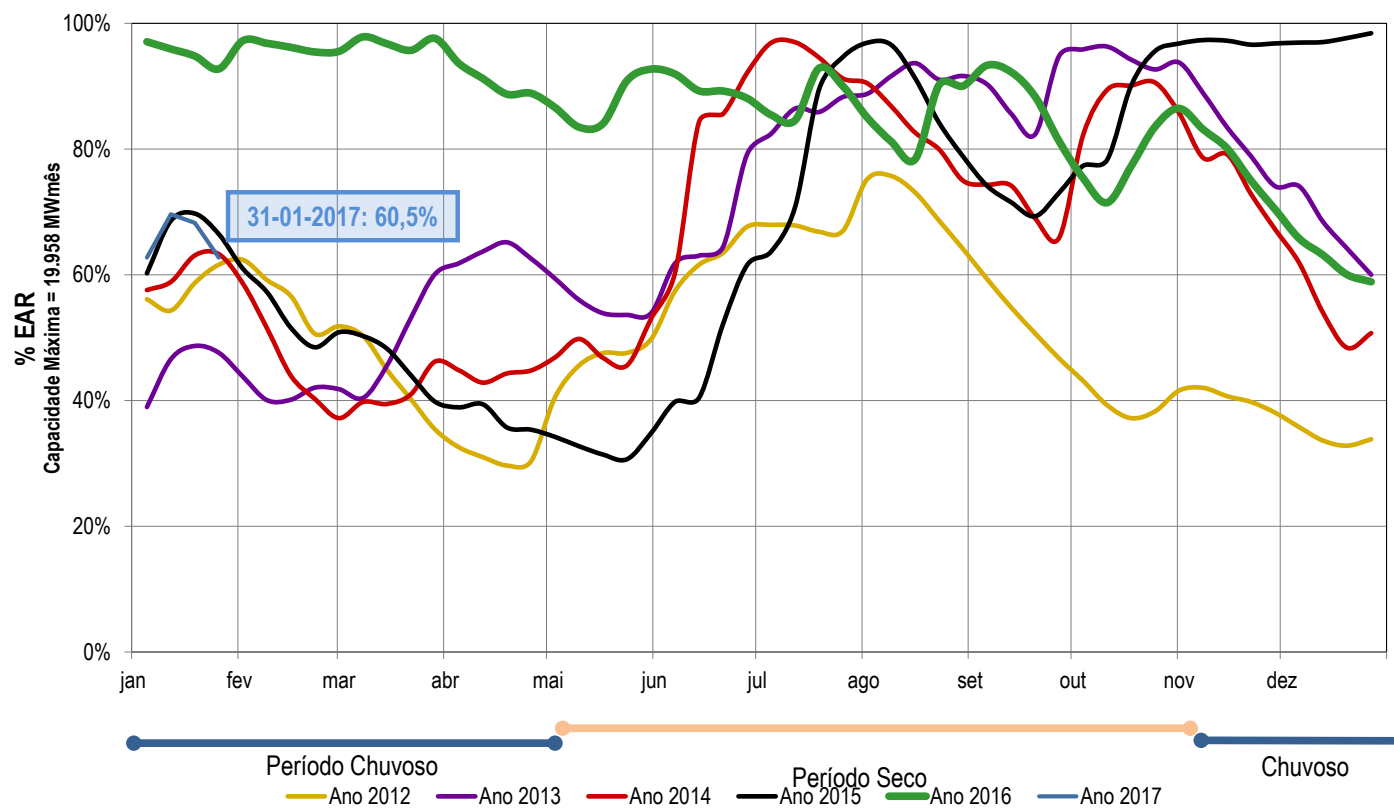


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

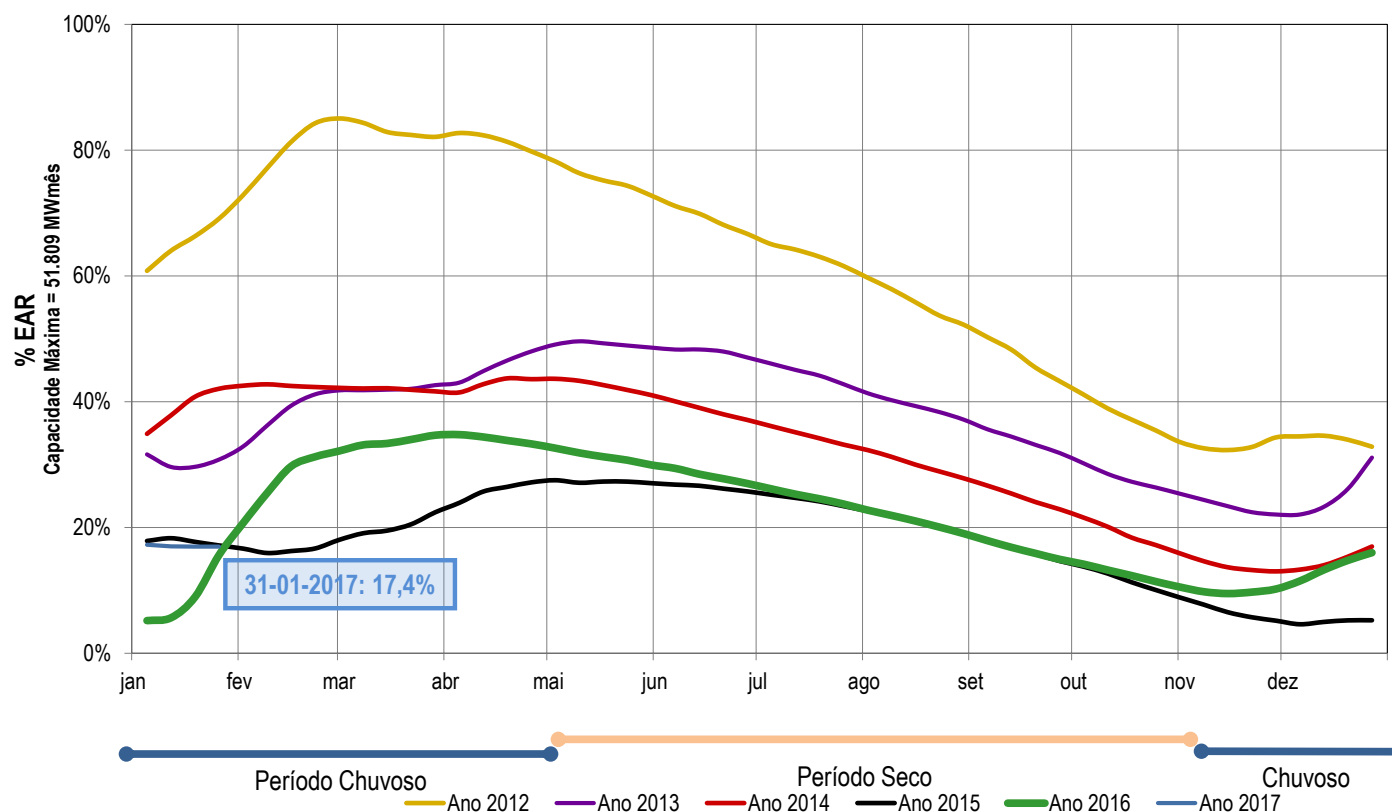


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

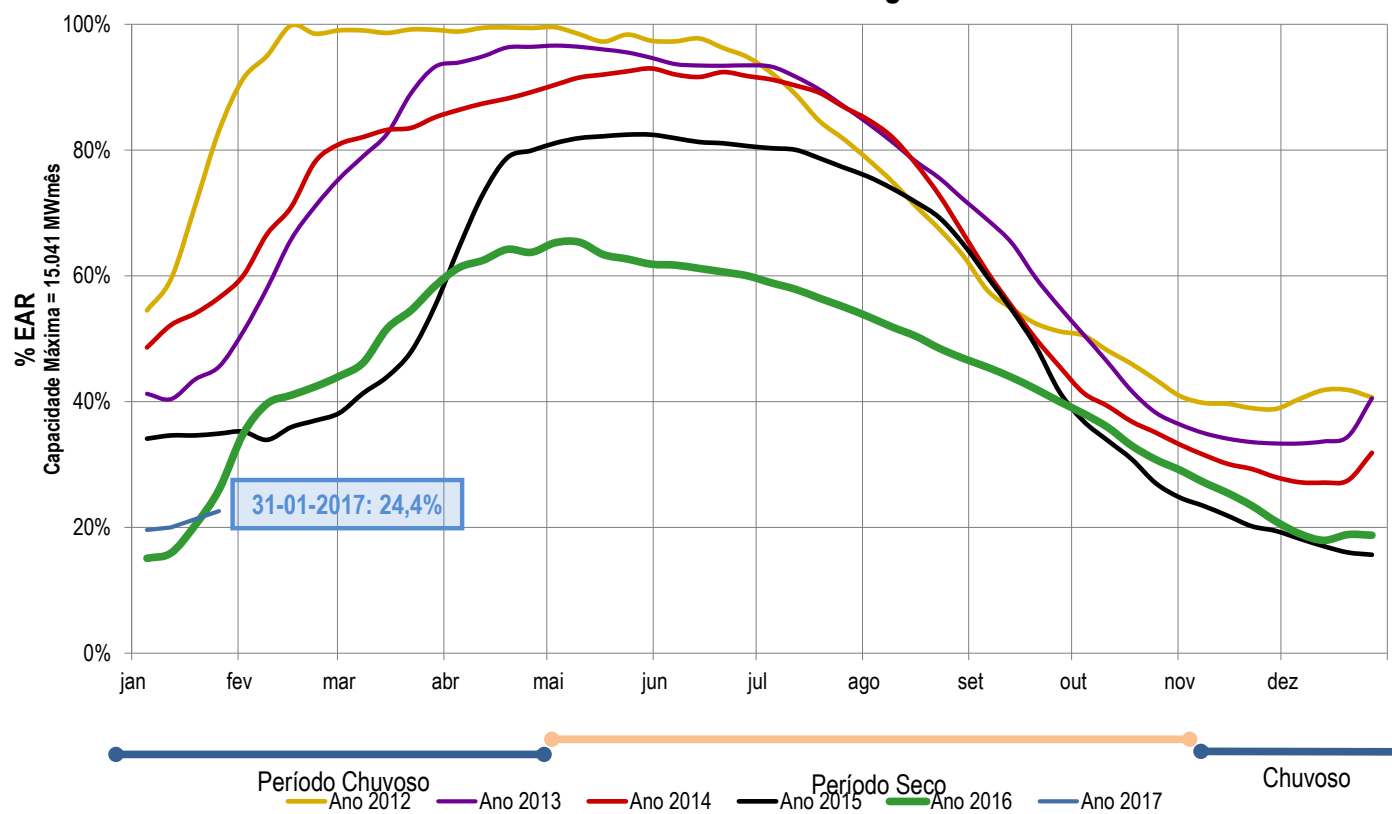


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em janeiro de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, com exportação de aproximadamente 1.514 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 2.451 MWmédios, valor superior aos 2.360 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou aproximadamente de 313 MWmédios no mês de janeiro de 2017, ante a importação de 265 MWmédios em dezembro de 2016.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 122 MWmédios, valor pouco inferior ao verificado no mês anterior (125 MWmédios).

Nos dias 17, 18 e 31 de janeiro, foram realizados testes na conversora Uruguiana (Argentina), com intercâmbios nos dois sentidos e em valores equivalentes. Já no período de 21 a 25 e nos dias 30 e 31 de janeiro, o Brasil exportou energia para a Argentina pela conversora de Garabi, a título de energia contratual.



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 dezembro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 48.882 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 3,8% superior ao verificado no mês anterior e representando decréscimo de 1,0% em relação ao consumo de dezembro de 2015.

No acumulado do ano 2016, o consumo residencial registrou evolução de +1,4% em relação ao ano anterior. Já em comparação a dezembro de 2015, foi verificado crescimento de 2,6% do consumo. Em relação ao consumo regional dessa classe, destacam-se as quedas de 3,2% e 1,8% no Norte e no Centro-Oeste, respectivamente, e crescimento de 5,4% no Sul, de 3,3% no Sudeste e de 3,0% no Nordeste. Conforme análise da EPE, o resultado registrado no Sul do país foi influenciado pelo maior ciclo de faturamento no mercado do Rio Grande do Sul.

Em relação à classe comercial, conforme observado nos meses anteriores, foi determinante em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, além dos impactos das temperaturas mais amenas, resultando na queda de 3,3% no consumo em comparação a dezembro de 2015. Em termos regionais, o comportamento observado dessa classe em comparação a 2015 foi de crescimento no Sul (+0,7%) e no Nordeste (+0,2%), e queda no Sudeste (- 4,6%), no Centro-Oeste (- 6,1%) e no Norte (- 8,3%). Ressalta-se que no Sudeste apenas o estado do Rio de Janeiro apresentou crescimento (+1,6%), e a maior queda absoluta foi observada em São Paulo (- 6,4%). Além disso, conforme informado pela EPE, no estado do Amazonas a reclassificação e consequente alteração da base de consumidores continua sendo ajustada.

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, foi verificado crescimento de 0,9% entre dezembro de 2016 e o mesmo mês do ano anterior. Sobre os segmentos industriais que mais consomem energia elétrica, destaca-se que quatro dentre as dez atividades mais consumidoras apresentaram aumento em seus consumos em termos anuais, a saber: têxtil (8,6%), papel e celulose (8,3%), automotivo (5,1%) e metalúrgico (3,8%).

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL (consumidores livres) em dezembro foi de aproximadamente 11,1 TWh, o que representa aumento de 21,5% em comparação com dezembro de 2015.

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

Os dados históricos de 2015 e 2016 foram atualizados e encaminhados pela EPE ao MME em dezembro de 2016, em consonância com a atualização realizada pelo ONS da Carga Global do SIN. Este trabalho foi fruto de ação conjunta entre EPE, ONS e CCEE, que resultou também na realização do 2º Workshop "Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN" em dezembro de 2016.



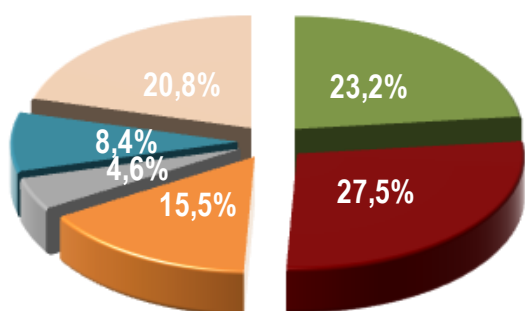
Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/16 GWh	Evolução mensal (Dez/16/Nov/16)	Evolução anual (Dez/16/Dez/15)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Evolução
Residencial	11.358	2,0%	2,6%	131.024	132.893	1,4%
Industrial	13.453	-2,8%	0,9%	168.859	164.034	-2,9%
Comercial	7.562	2,5%	-3,3%	90.416	88.185	-2,5%
Rural	2.249	-0,3%	5,8%	25.844	26.795	3,7%
Demais classes*	4.095	1,3%	-2,4%	48.259	48.094	-0,3%
Perdas	10.165	20,3%	-6,1%	107.455	111.629	3,9%
Total	48.882	3,8%	-1,0%	571.856	571.630	0,0%

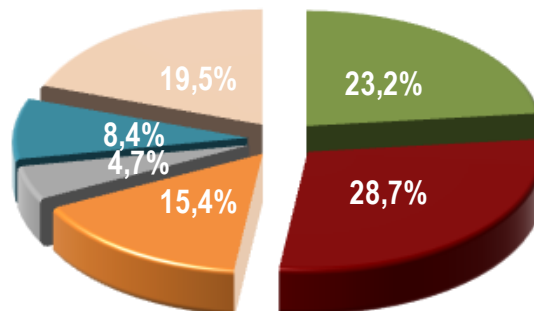
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Dez/2016



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas

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

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/16 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/16/Nov/16)	Evolução anual (Dez/16/Dez/15)	Jan/15-Dez/15 (kWh/NU)	Jan/16-Dez/16 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	164	1,7%	0,3%	161	160	-0,9%
Consumo médio industrial	25.053	-2,6%	3,1%	25.657	25.456	-0,8%
Consumo médio comercial	1.323	2,3%	-3,8%	1.324	1.285	-3,0%
Consumo médio rural	507	-0,4%	4,3%	493	504	2,2%
Consumo médio demais classes*	5.309	1,1%	-4,2%	5.311	5.196	-2,2%
Consumo médio total	480	-0,1%	-1,6%	490	475	-3,0%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

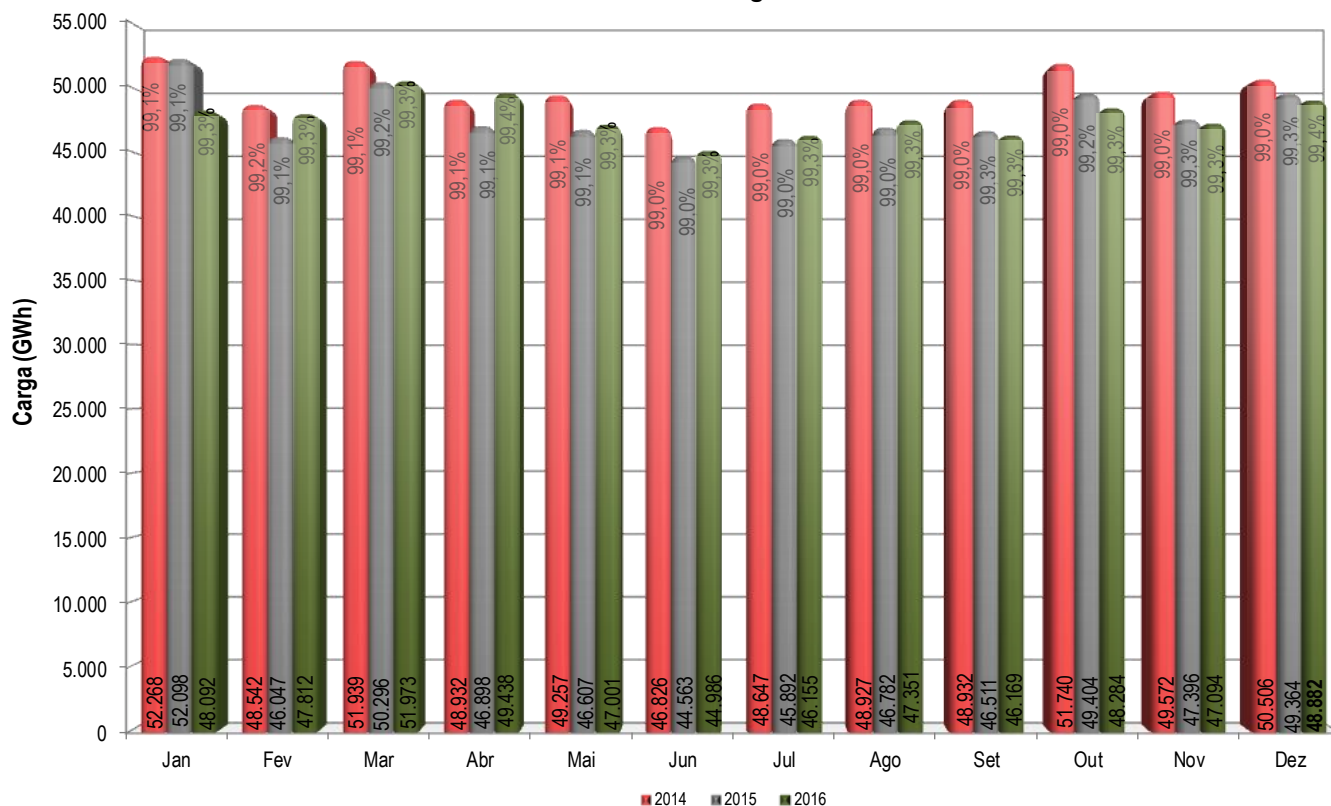
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/15	Dez/16	
Residencial (NUCR)	67.679.371	69.278.134	2,4%
Industrial (NUCI)	548.456	536.979	-2,1%
Comercial (NUCC)	5.688.987	5.717.721	0,5%
Rural (NUCR)	4.369.678	4.433.111	1,5%
Demais classes *	757.274	771.394	1,9%
Total (NUCT)	79.043.766	80.737.339	2,1%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil **



Dados contabilizados até dezembro de 2016.

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 janeiro de 2017, não houve atingimento de recorde de demanda máxima nos subsistemas e nem no SIN. Todavia, foram verificados valores superiores ao mês anterior, com exceção do ocorrido no subsistema Nordeste, em função deste ter registrado recorde no mês de dezembro de 2016, e do Norte.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	48.802 11/01/2017 - 14h32	16.506 24/01/2017 - 14h56	12.336 10/01/2017 - 15h35	5.984 30/01/2017 - 15h36	81.066 11/01/2017 - 14h38
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.504 07/12/2016 - 15h29	6.558 29/11/2016 - 15h48	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

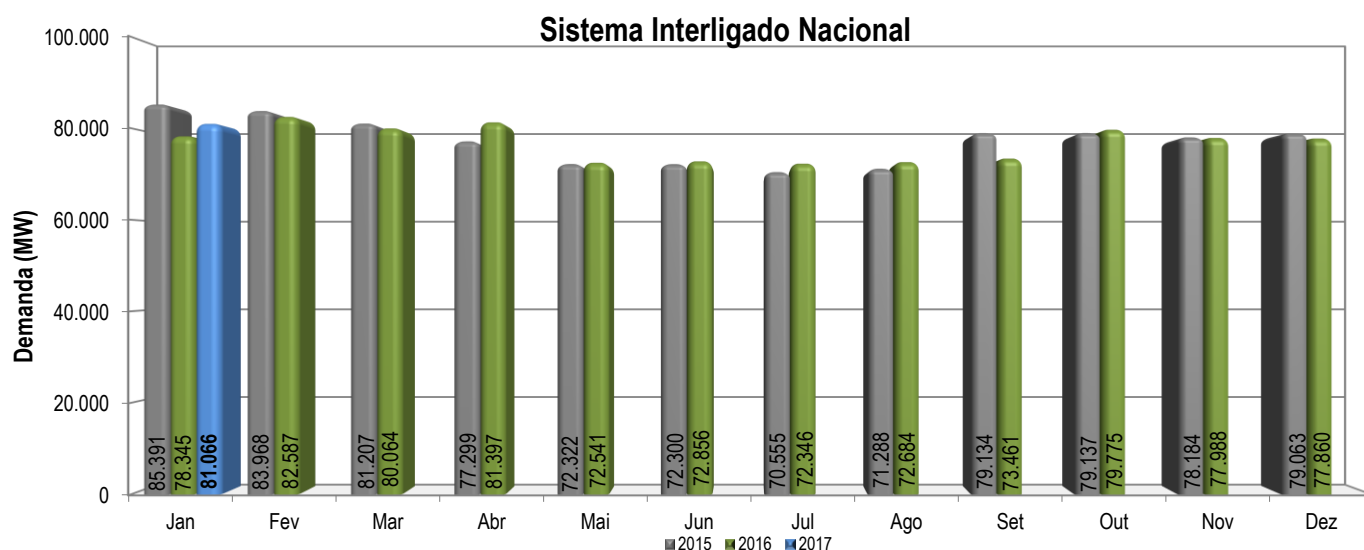


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

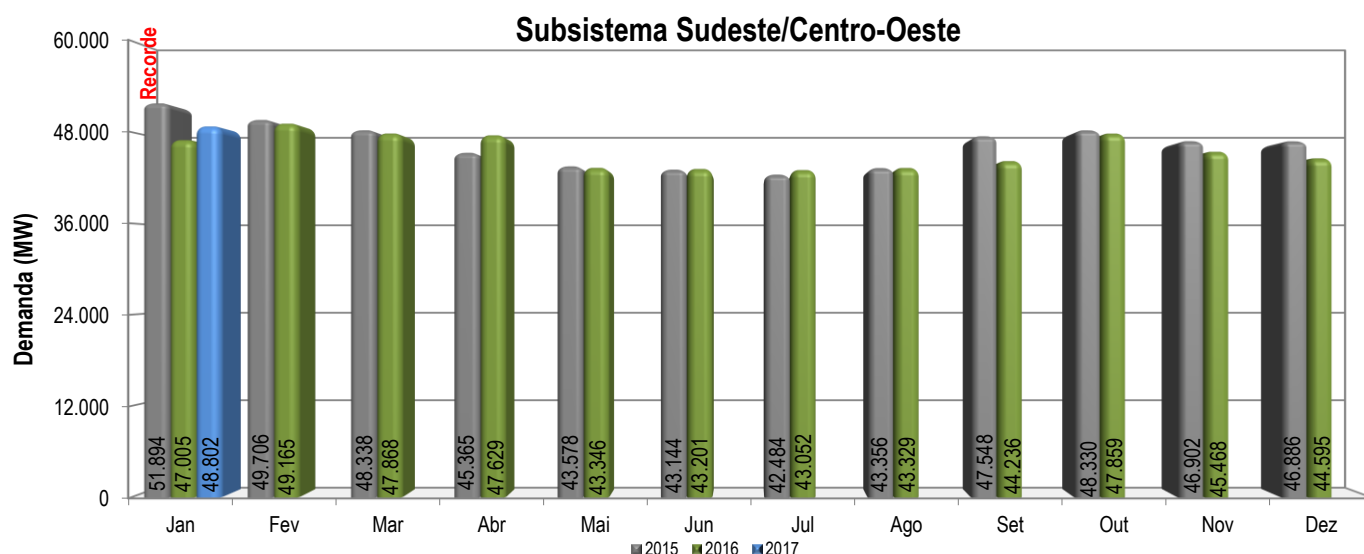


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

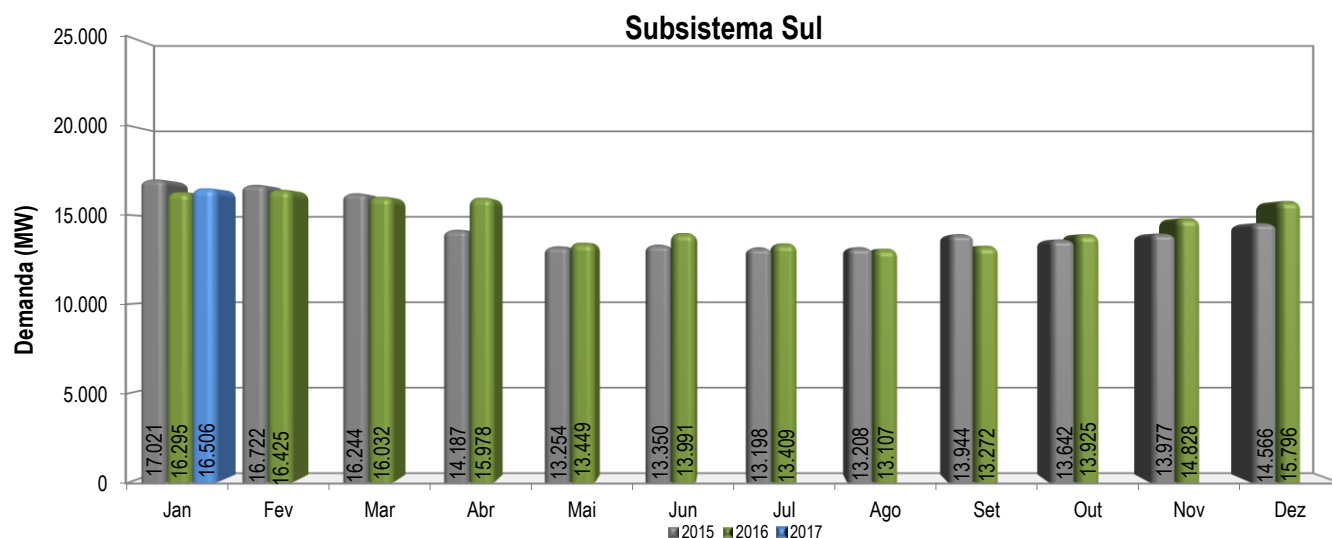


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

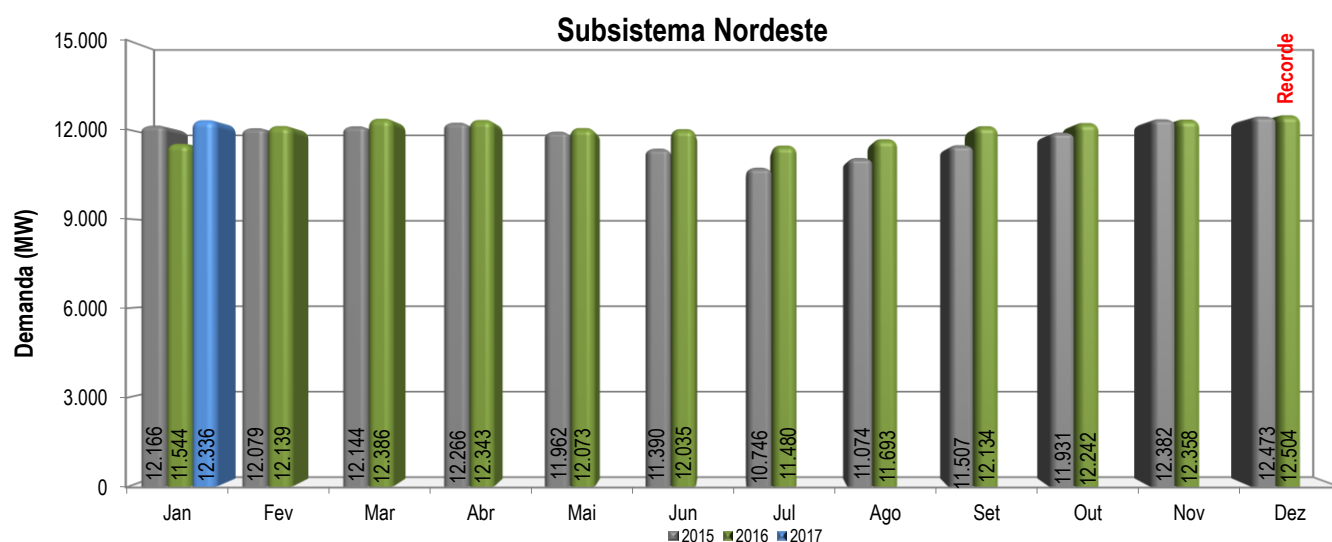


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

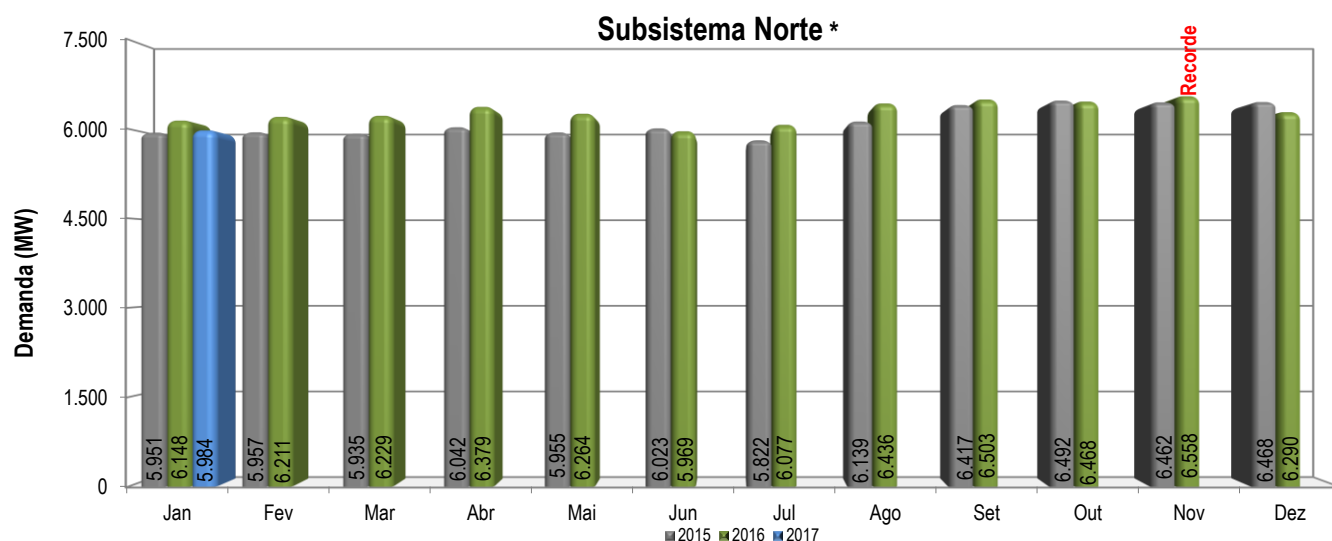


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 janeiro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 151.890 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 10.206 MW, sendo 5.962 MW de geração de fonte hidráulica, 1.706 MW de fontes térmicas*, 2.476 MW de fonte eólica e 62 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), e mini e micro geração. Ressalta-se que, nos dados referentes a 2016, os montantes de geração distribuída não foram considerados.

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

Fonte	Jan/2016	Jan/2017			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2017 - Jan/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	92.100	1.279	98.061	64,6%	6,5%
UHE	86.822	220	92.605	61,0%	6,7%
PCH + CGH	5.278	1.050	5.452	3,6%	3,3%
CGH GD	-	9	4	<0,1%	-
Térmica	41.595	3.025	43.301	28,5%	4,1%
Gás Natural	12.439	159	13.005	8,5%	4,6%
Biomassa	13.277	538	14.237	9,4%	7,2%
Petróleo	10.124	2.237	10.295	6,8%	1,7%
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	-	36	11	<0,1%	-
Eólica	7.968	459	10.444	6,9%	31,1%
Eólica	7.968	414	10.444	6,9%	31,1%
Eólica GD	-	45	0,166	<0,1%	-
Solar	21	7.707	83	<0,1%	290,5%
Solar - Fotovoltaica	21	44	24	<0,1%	11,4%
Solar GD	-	7.663	60	<0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	141.684	12.470	151.890	100,0%	7,2%

*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 – 01/02/2017)



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

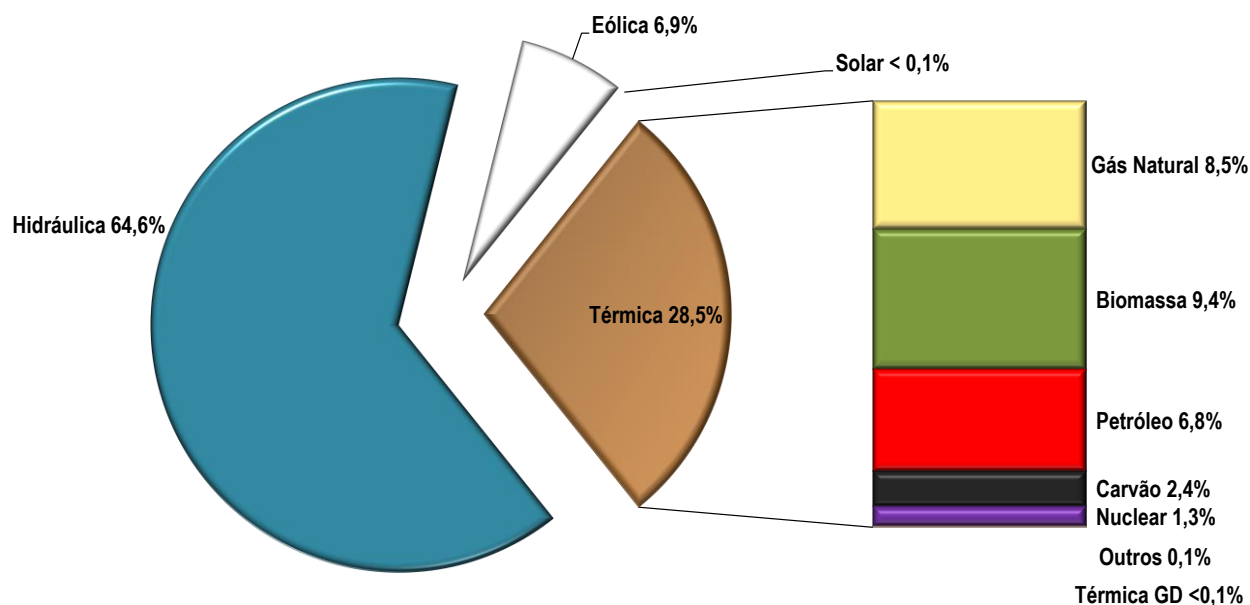


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

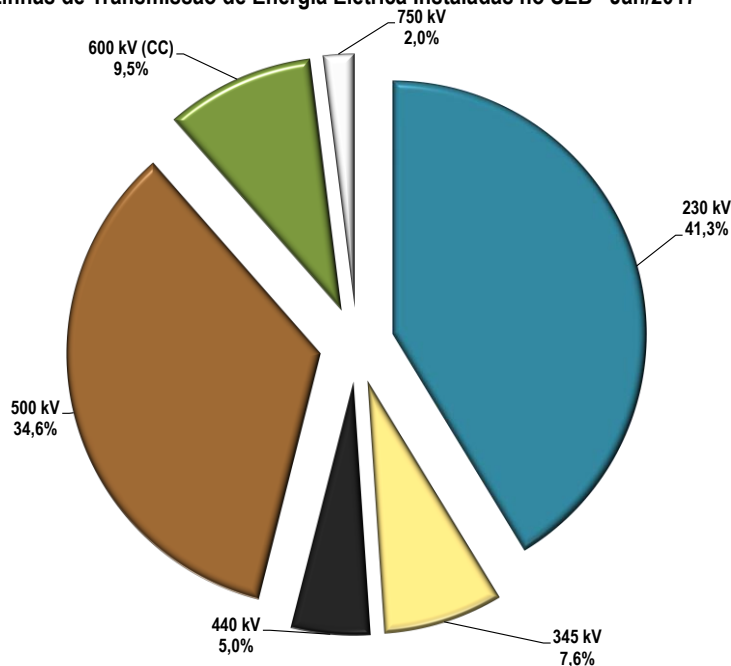


Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	55.873	41,3%
345 kV	10.319	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	135.252	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

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil em 2016 atingiu 540.047 GWh, valor 160 GWh superior ao verificado em 2015. No mês de dezembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 78,2% do total gerado no país, 7,3 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 0,9 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 6,4%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de -2,7 p.p. de geração a gás, de -2,5 p.p. de geração a biomassa e -0,6 de geração por usinas que utilizam petróleo.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dez/2016

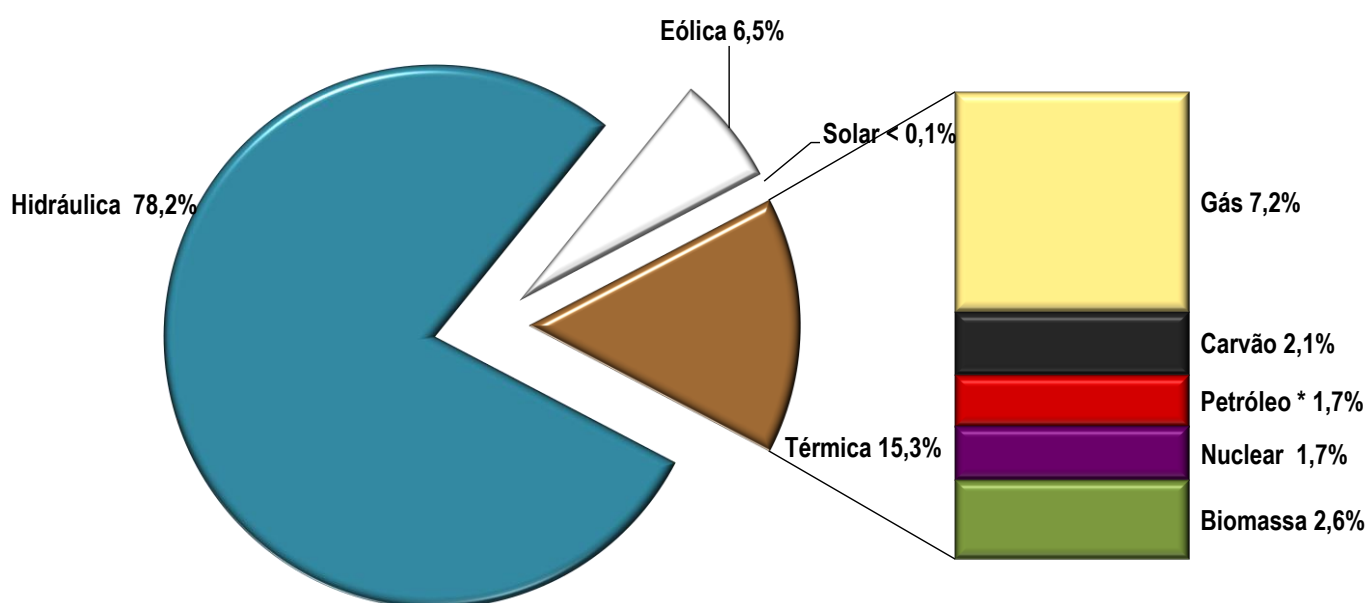


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

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		
	Dez/16 (GWh)	Evolução mensal (Dez/16 / Nov/16)	Evolução anual (Dez/16 / Dez/15)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	35.963	14,3%	9,5%	374.537	400.841	7,0%
Térmica	6.906	-26,8%	-35,2%	138.102	104.101	-24,6%
Gás	3.317	-24,3%	-34,1%	63.417	42.554	-32,9%
Carvão	950	-18,1%	-28,1%	15.781	13.717	-13,1%
Petróleo *	639	-23,8%	-58,0%	22.622	9.610	-57,5%
Nuclear	812	2,1%	-40,7%	13.544	14.595	7,8%
Biomassa	1.189	-47,6%	-15,6%	22.737	23.626	3,9%
Eólica	2.987	-9,1%	35,6%	21.267	32.369	52,2%
Solar	2,31	-8,9%	-	19,06	28,76	50,9%
TOTAL	45.859	3,8%	0,4%	533.925	537.340	0,6%

* 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 dezembro de 2016.

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		
	Dez/16 (GWh)	Evolução mensal (Dez/16 / Nov/16)	Evolução anual (Dez/16 / Dez/15)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1	-1,2%	5,8%	745	13	-98,3%
Térmica	147	-23,6%	-40,4%	5.216	2.695	-48,3%
Gás	4	-	-2,4%	1.655	51	-96,9%
Petróleo *	142	-25,9%	-41,1%	3.561	2.644	-25,8%
TOTAL	148	-23,5%	-40,2%	5.962	2.707	-54,6%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicomcombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2016. 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 dezembro de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 9,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 41,4%, com total de 3.443,0 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 1,3 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 42,0%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 5,0 p.p. em relação a novembro de 2016, e atingiu 26,4%, com total de geração verificada no mês de 510,0 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,9 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,1%.

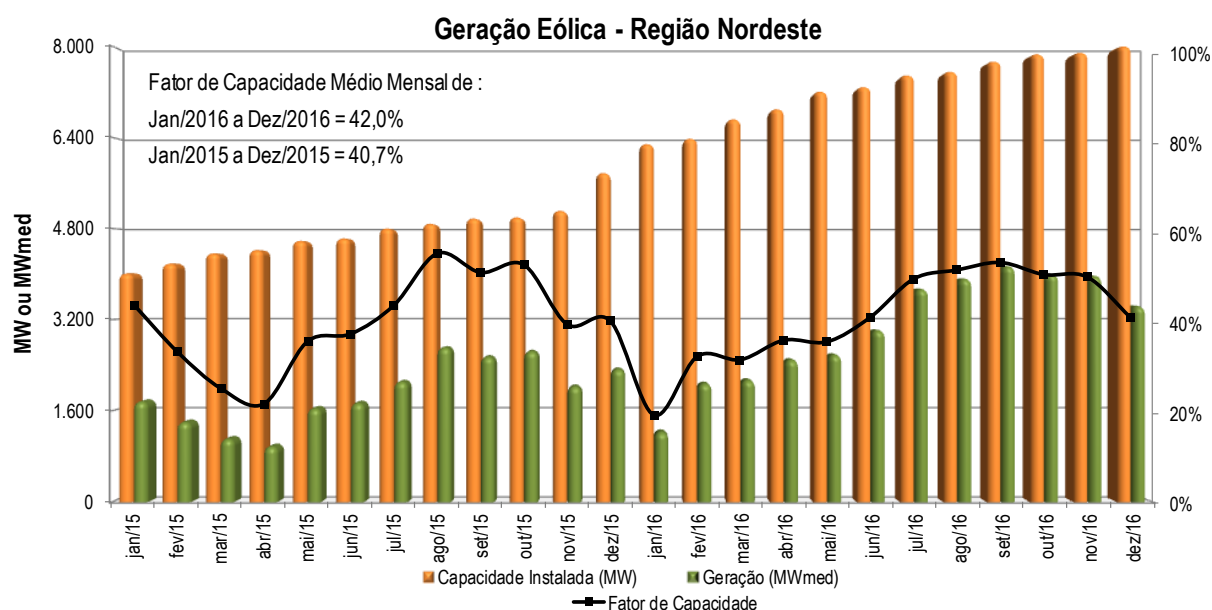


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

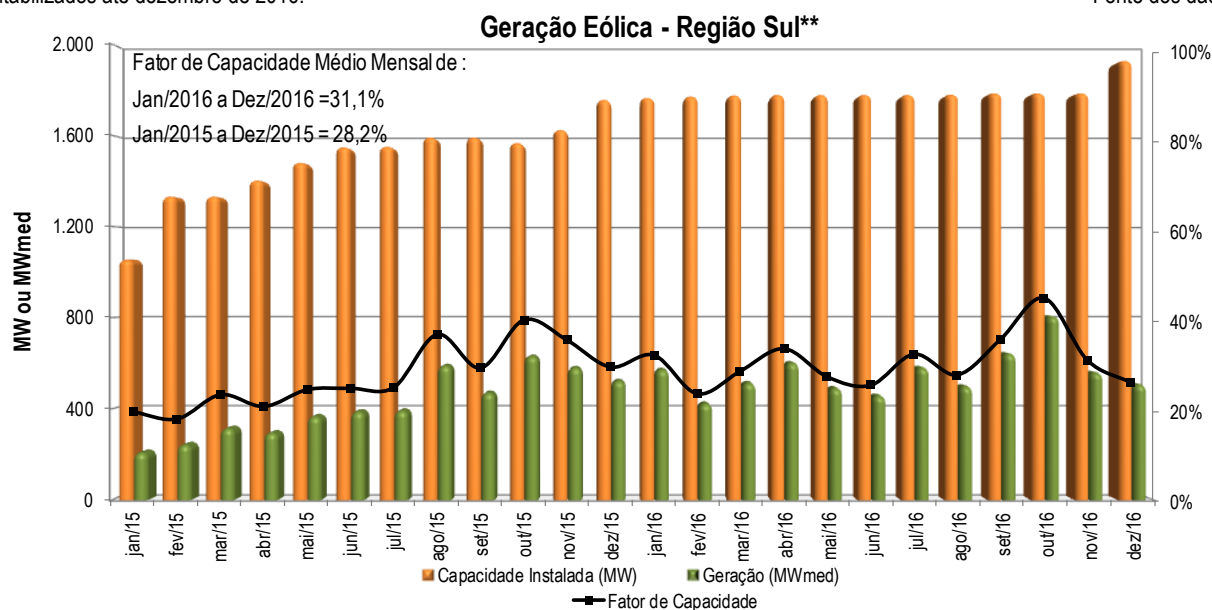


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

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 dezembro de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.621,2 MWmédios, dos quais foram entregues 1.506,7 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de dezembro de 2016 correspondeu a 71,2% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 14,3% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

Assim, em 2016, foram entregues 77,3% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.994,4 MWmédios, de um total esperado de 2.579,0 MWmédios. Em 2015, foram entregues 73,2% da geração média esperada comprometida para o CER, de um total esperado de 2.069,2 MWmédios.

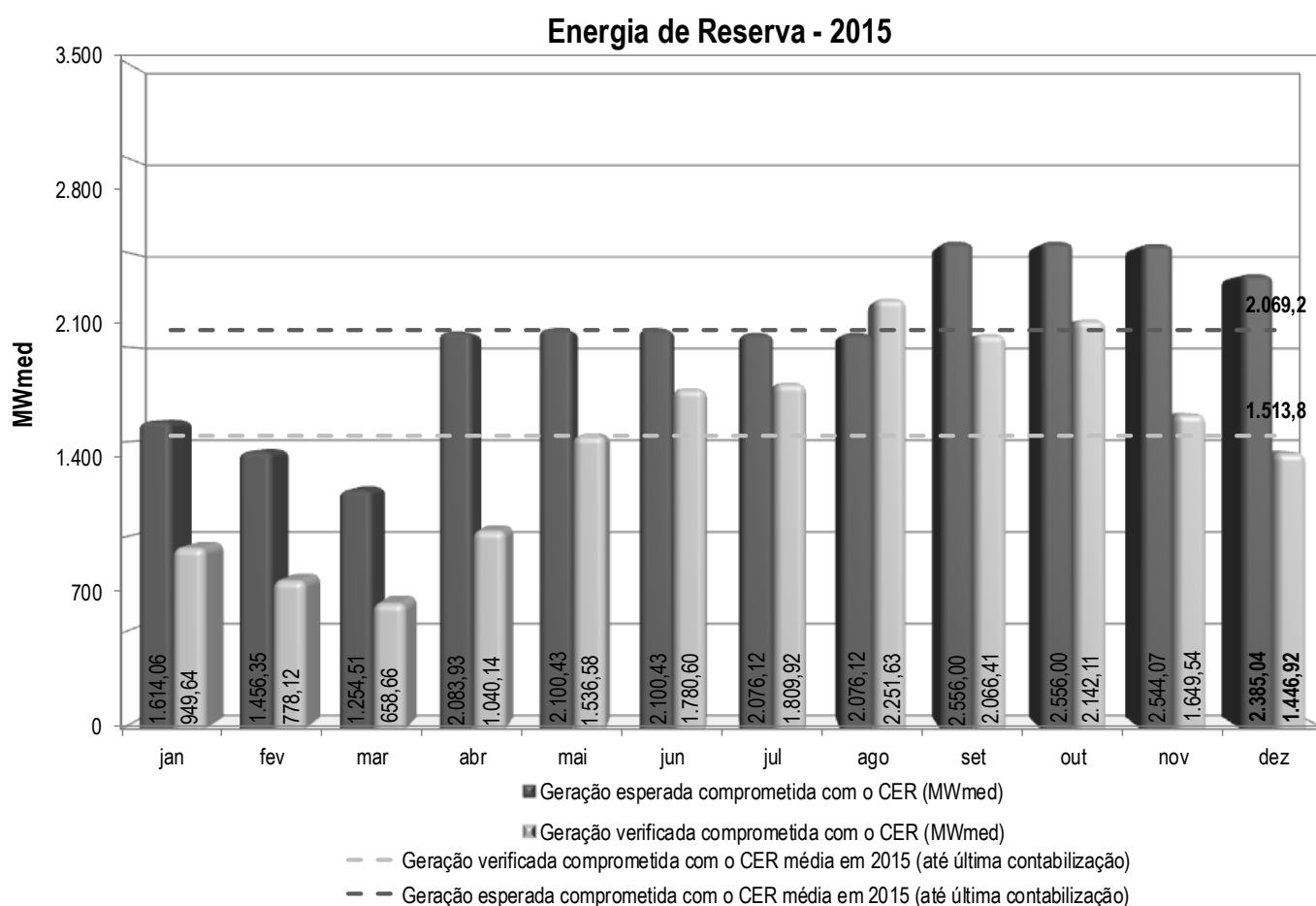


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

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.

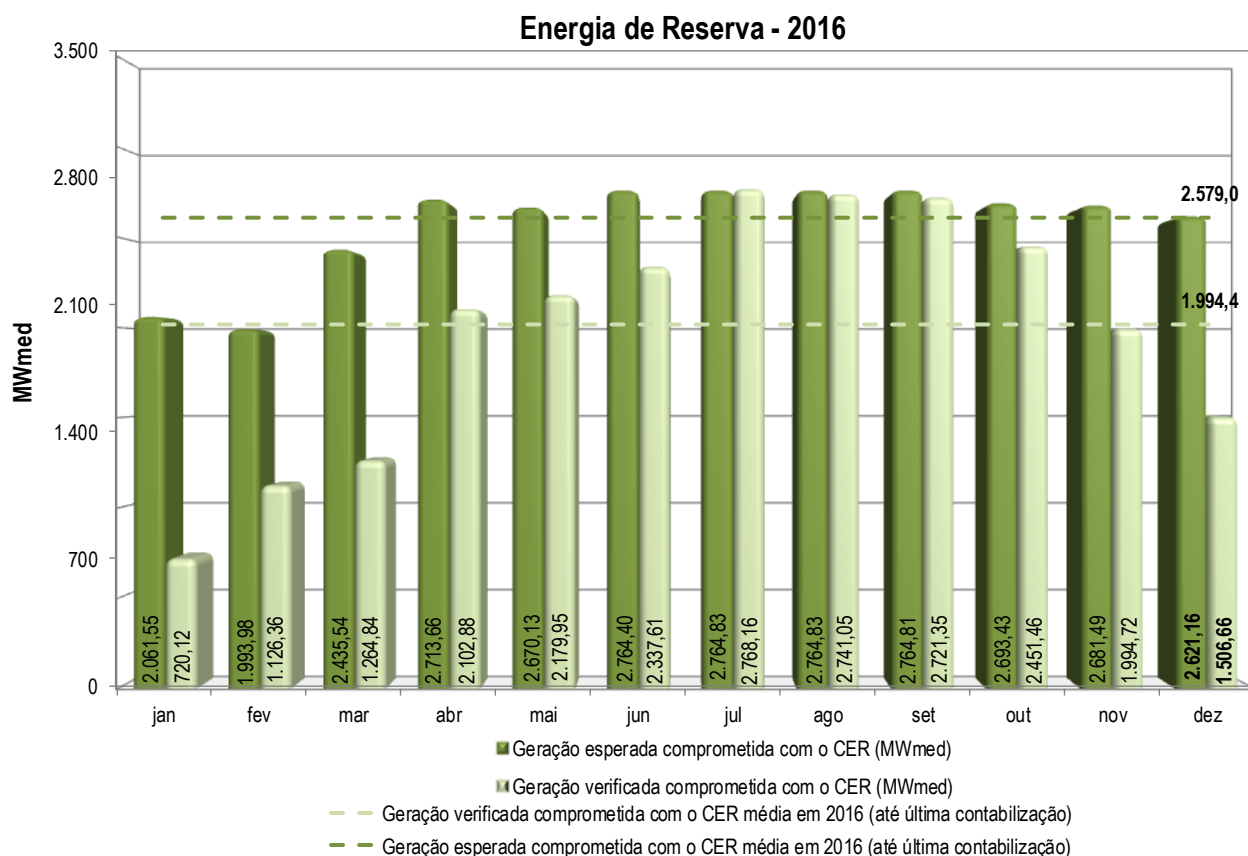


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

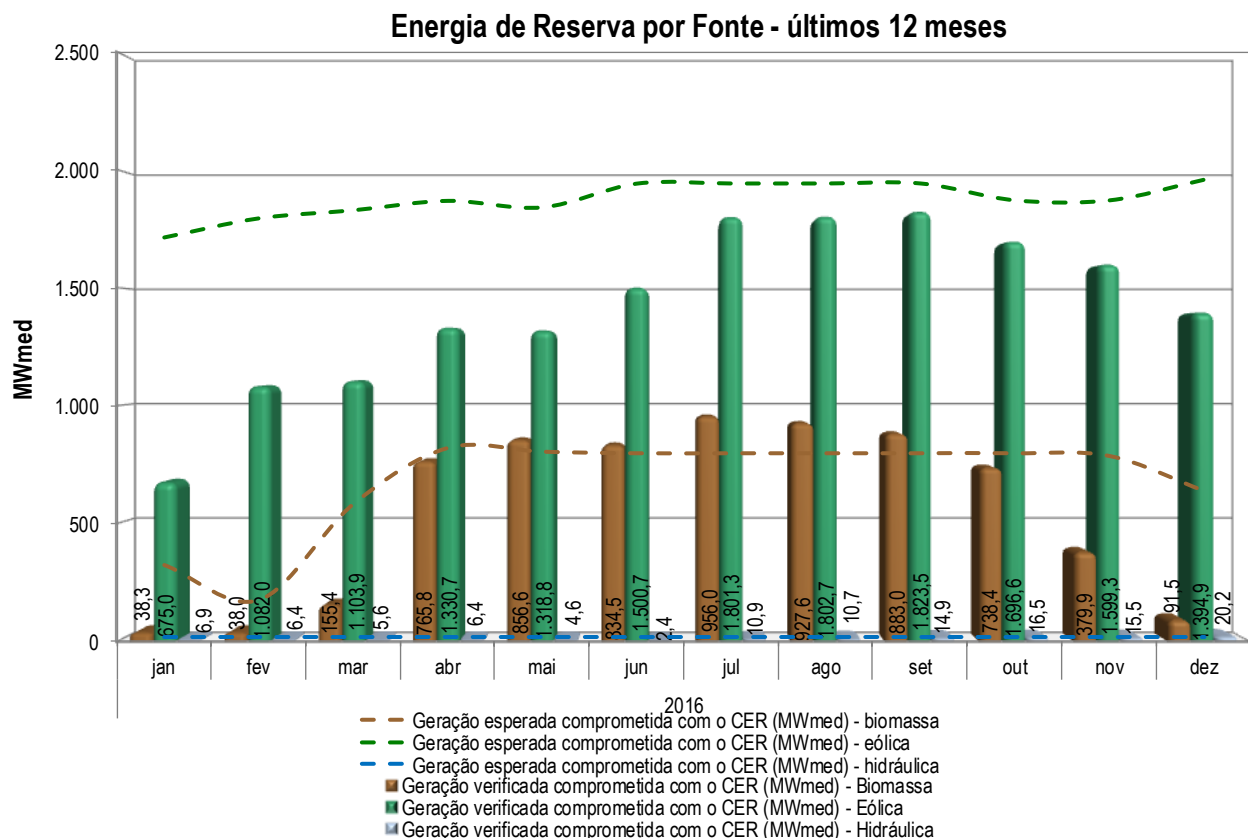


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

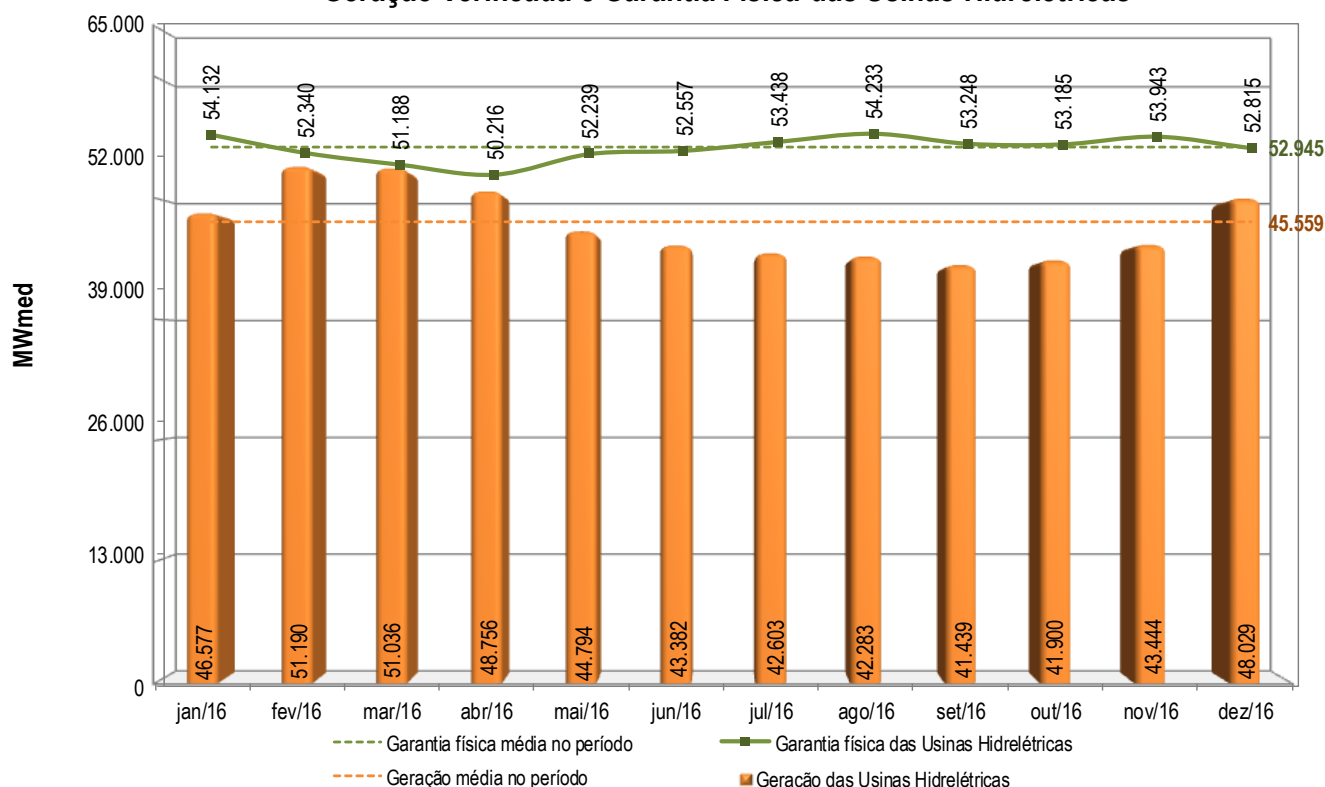


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

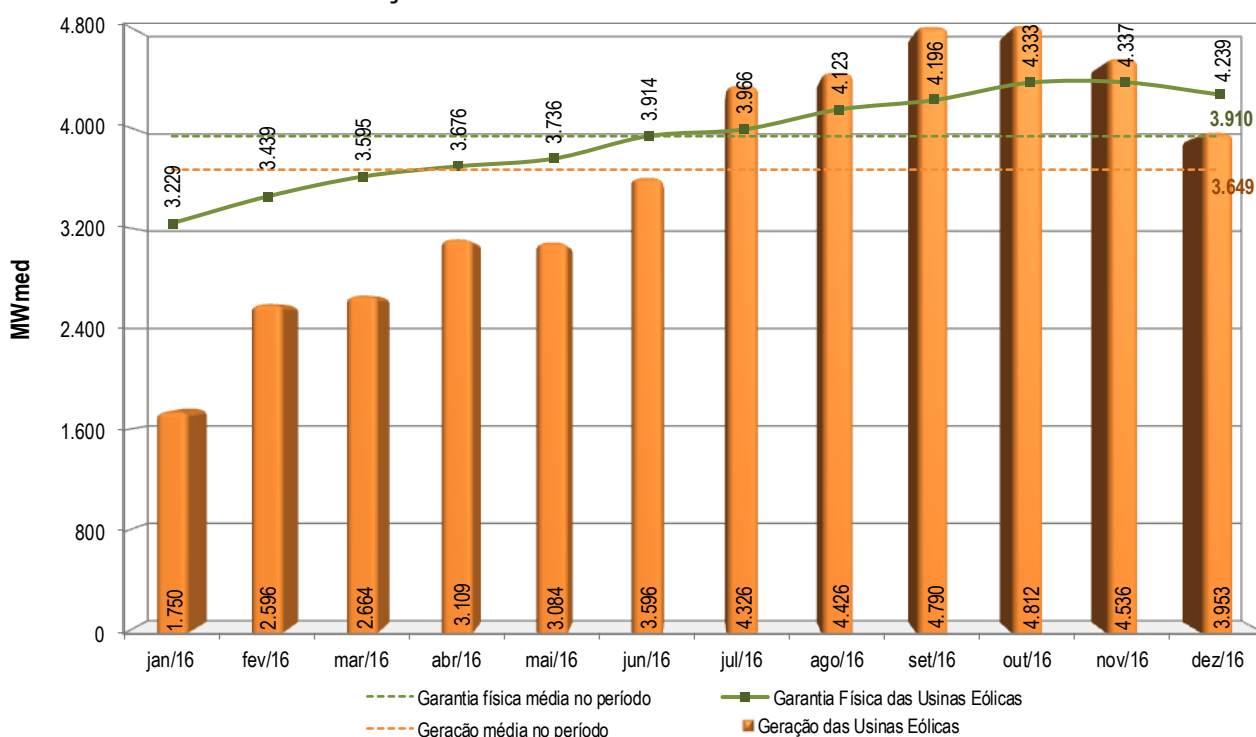


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

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

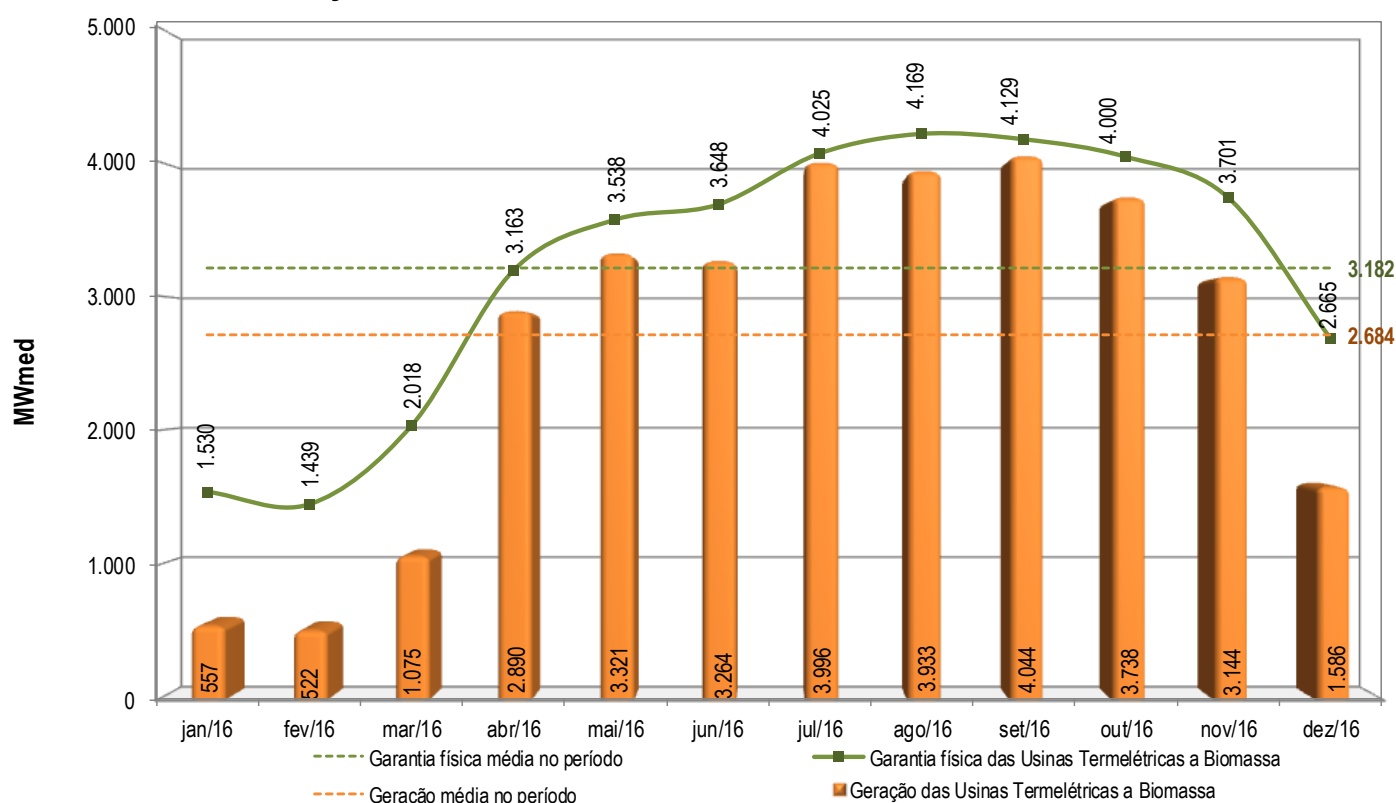


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

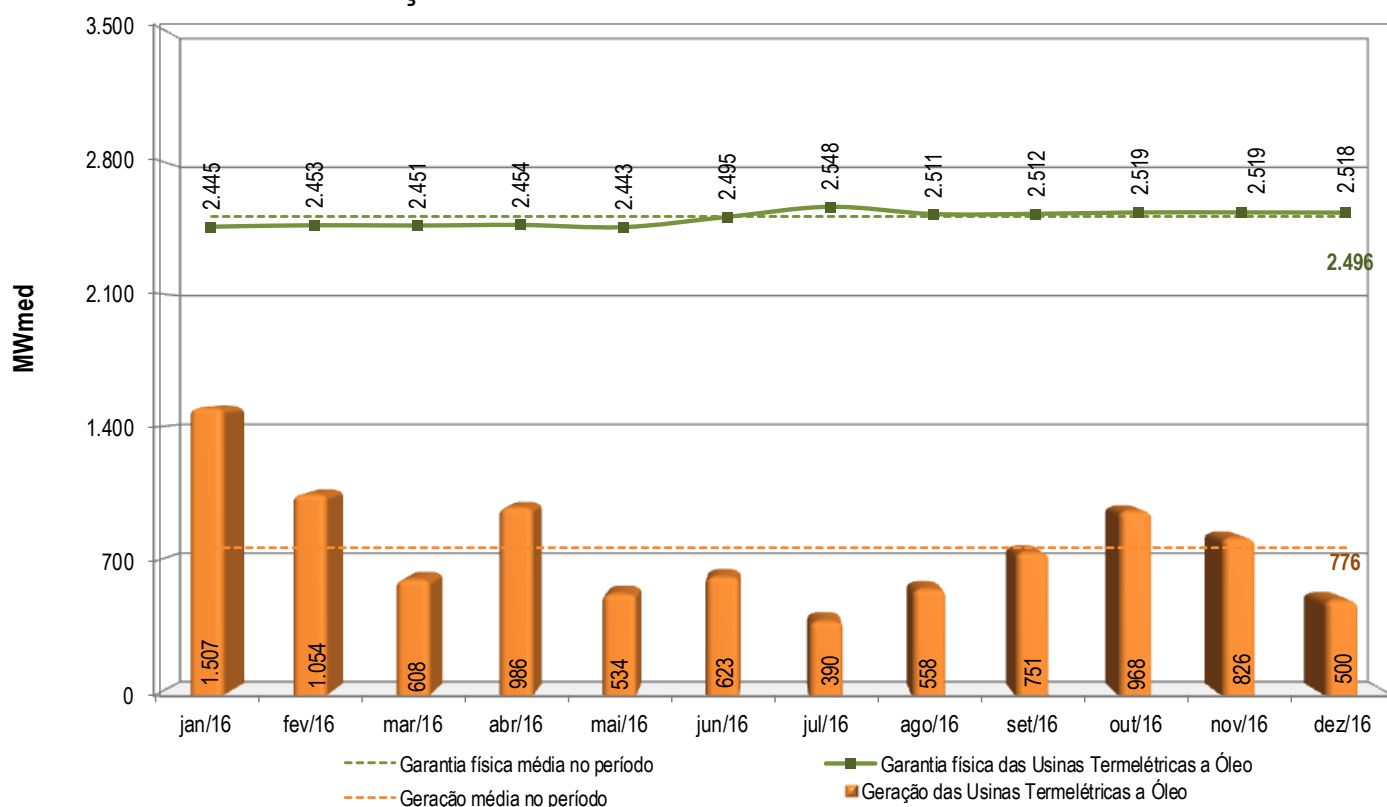


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

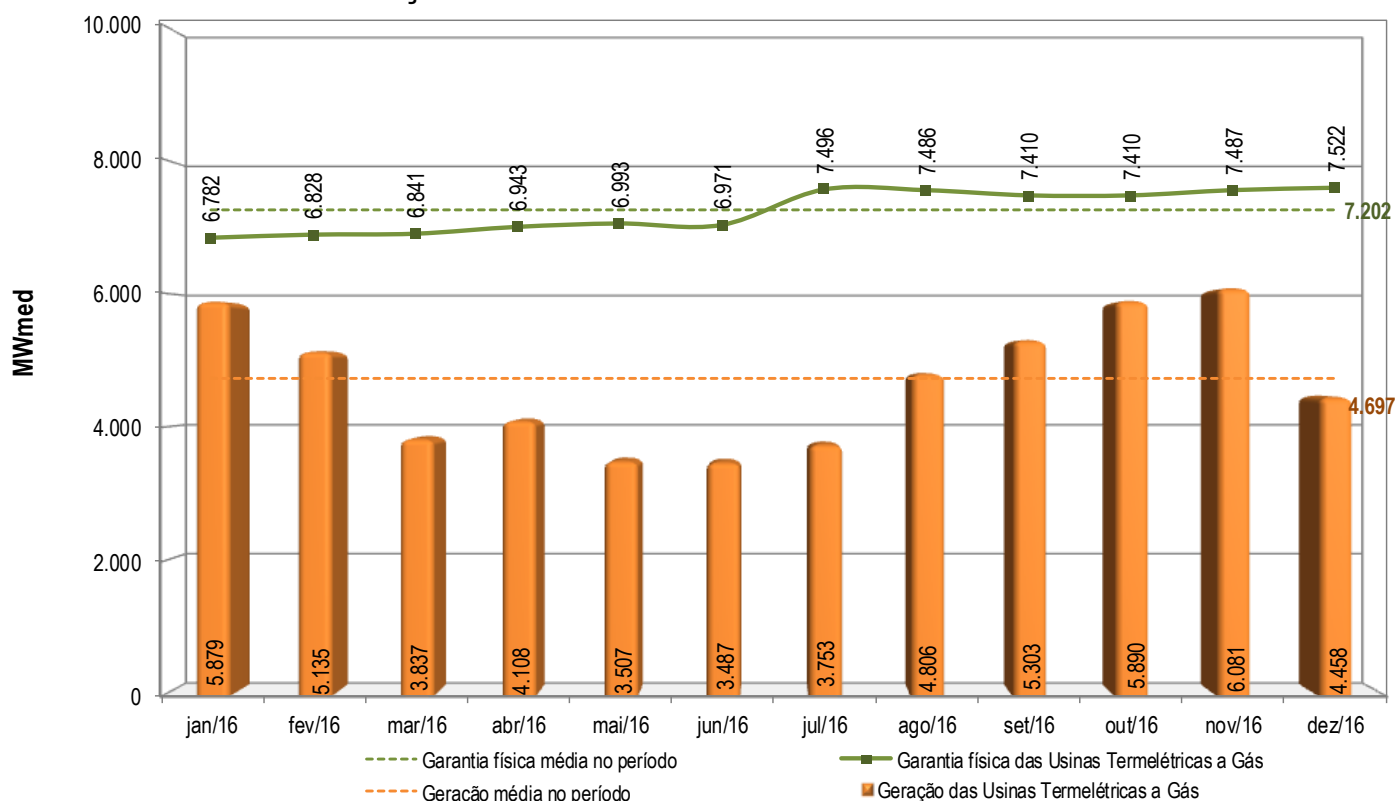


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

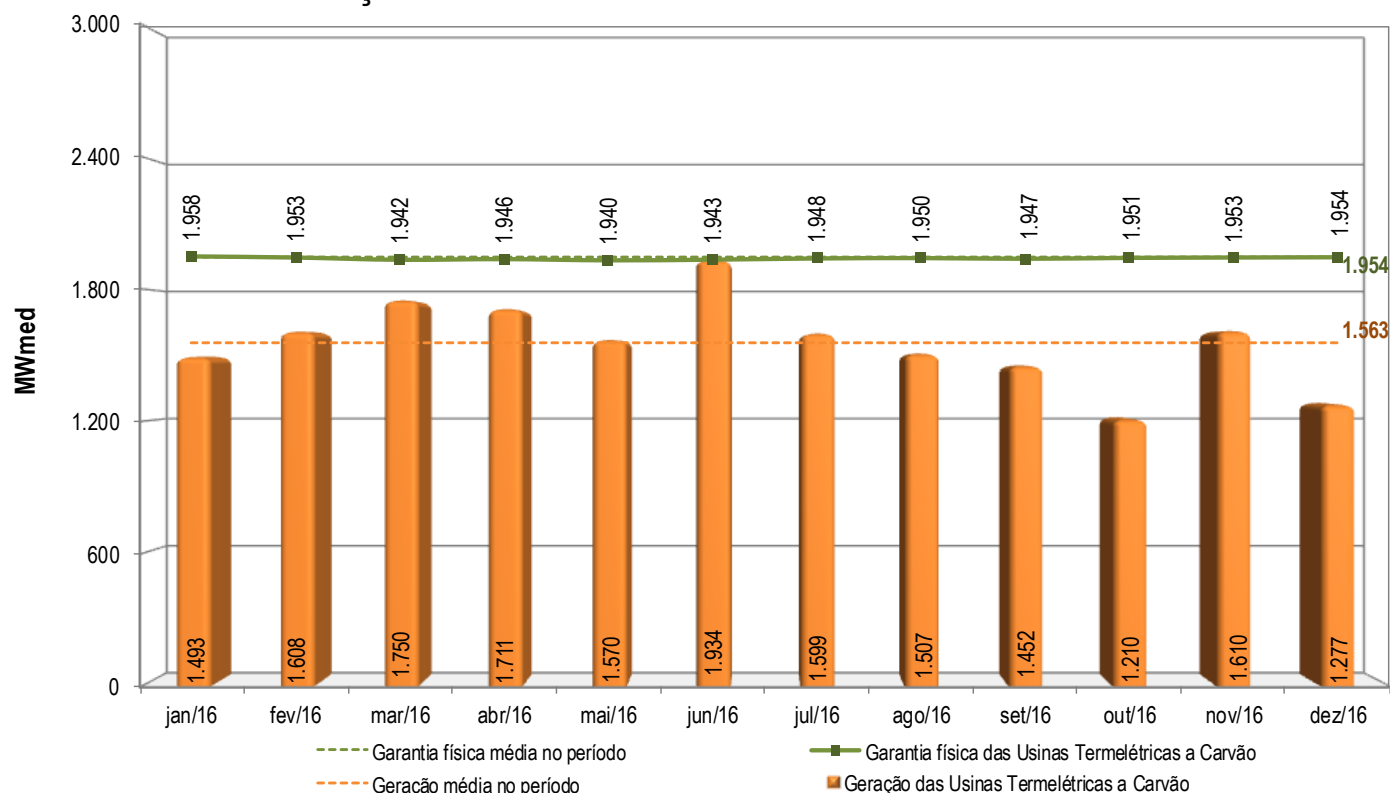


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

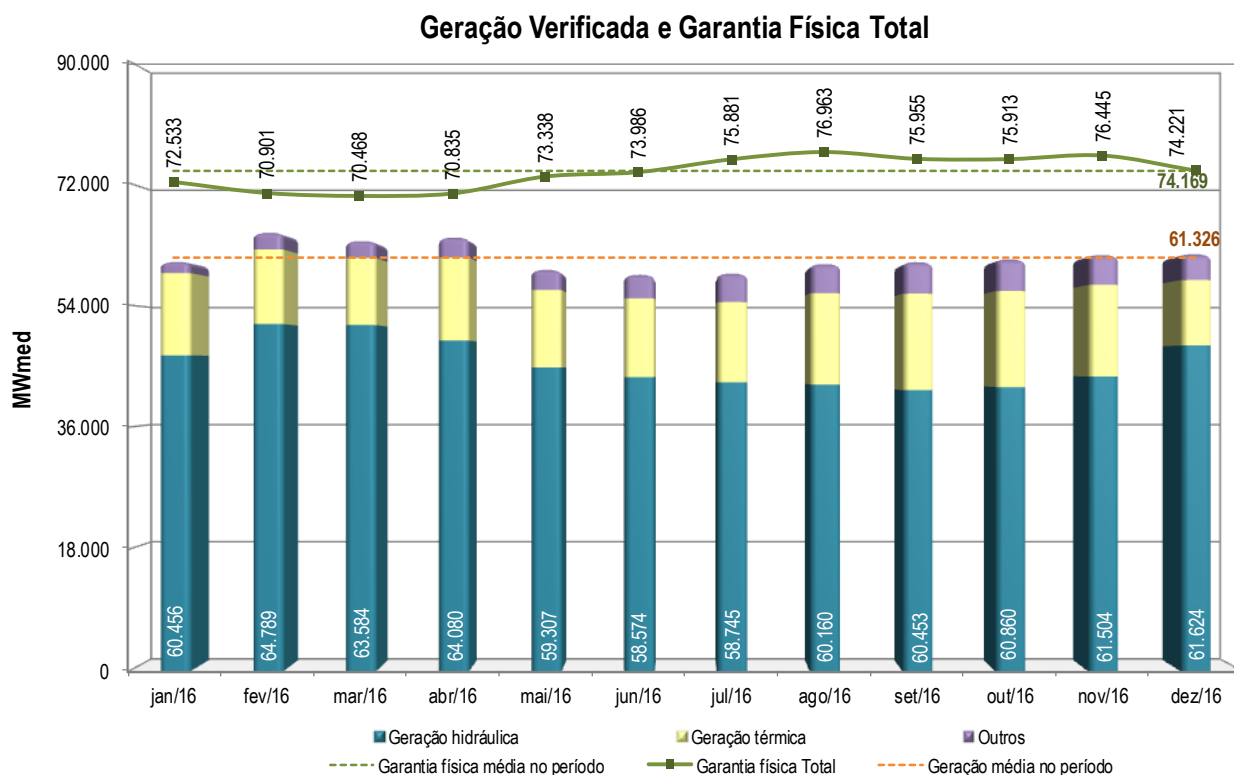


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em janeiro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.179,95 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UGs: Belo Monte 04, com 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Belo Monte - UGs: Pimental 05 e 06, total de 77,7 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Santo Antônio - UGs: 45 a 50, total de 417,54 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029707-0.01;
- PCH Serra dos Cavalinhos I - UGs: 1 e 2, total de 25 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: PCH.PH.RS.031324-6.01;
- UEE Cacimbas 1 - UGs: 1 a 4, total de 10,8 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.032011-0.01;
- UEE Pontal 2A - UGs: 5 a 8, total de 10,8 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031509-5.01;
- UEE Pontal 3B - UGs: 1 a 10, total de 27 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.030901-0.01.

* 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) e livre (ACL).



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

Fonte	Realizado em Jan/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	48,600	48,600
Eólica Fiscalizada	48,600	48,600
Hidráulica	1.131,350	1.131,350
PCH + CGH	25,000	25,000
UHE	1.106,350	1.106,350
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	0,000	0,000
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	0,000	0,000
TOTAL	1.179,950	1.179,950

* Houveram alterações na expansão contabilizada nos meses anteriores devido à reunião de consolidação anual DMSE/MME e ANEEL.

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	1.195,000	2.821,100	1.434,470
Eólica Fiscalizada	1.195,000	2.821,100	1.434,470
Hidráulica	3.133,499	4.234,932	2.746,599
PCH + CGH	193,819	128,760	149,429
UHE	2.939,680	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	340,000
Biomassa	63,000	8,000	0,000
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
TOTAL	5.238,249	8.644,574	4.731,069

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 janeiro de 2017 houve expansão de 297,0 km em linhas de transmissão no SIN:

- LT 230 kV Foz do Chopim / Realeza Sul C-1, com 53 km de extensão, da Copel-GT, no Paraná;
- LT 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas C-2, com 244 km de extensão, da PTE, na Bahia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	53,0	53,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	244,0	244,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	297,0	297,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* 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 janeiro de 2017, foram incorporados ao SIN 558 MVA de capacidade de transformação:

- TR 230/138 kV – 150 MVA, na SE Realeza Sul, da Copel-GT, no Paraná;
- TR 230/69kV – 33 MVA, na SE Nova Mutum, da Eletronorte, em Mato Grosso;
- TR 230/88kV – 75 MVA, na SE Salto Grande 6, da CTEEP, em São Paulo;
- TR 500/138kV – 300 MVA, na SE Emborcação 10, da Cemig-GT, em Minas Gerais.

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

	Realizado em Jan/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	558,0	558,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Ainda no mês de janeiro, foram incorporados ao SIN três equipamentos de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor (230 kV – 150 Mvar) na SE Bateias BC2 (Copel-GT), no Paraná;
- Reator (500 kV – 174 Mvar) na SE Barreiras II (PTE), na Bahia;
- Reator (500 kV – 174 Mvar) na SE Rio das Éguas (PTE), na Bahia.



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	66,5	0,0
230	725,5	2.088,1	1.130,0
345	0,0	22,0	0,0
440	20,0	0,0	0,0
500	2.528,8	2.413,4	1.197,0
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	3.274,7	8.774,0	7.713,0

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	16.724,0	29.165,0	14.284,0

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 janeiro de 2017 houve contribuição de aproximadamente 8.570 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 30 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores entre o Nordeste e os demais subsistemas a partir do dia 7 de janeiro de 2017, em função do atingimento dos seus limites de intercâmbio.

O valor máximo de CMO em janeiro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado nos últimos dias do mês, a partir do dia 28, no subsistema Nordeste, no valor de R\$ 176,69 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 80,42 / MWh, foi atingido entre os dias 7 e 13 em todos os subsistemas a menos do Nordeste. Além disso, destaca-se que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 533,82 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2017, conforme estabelecido pela ANEEL.

A geração térmica por garantia de suprimento energético (GE) verificada em janeiro de 2017 atingiu valor da ordem de 1.160 MWmédios, ante os 1.300 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 530 MWmédios em janeiro, ante os cerca de 700 MWmédios verificados em dezembro de 2016.

Sobre este tema, 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*

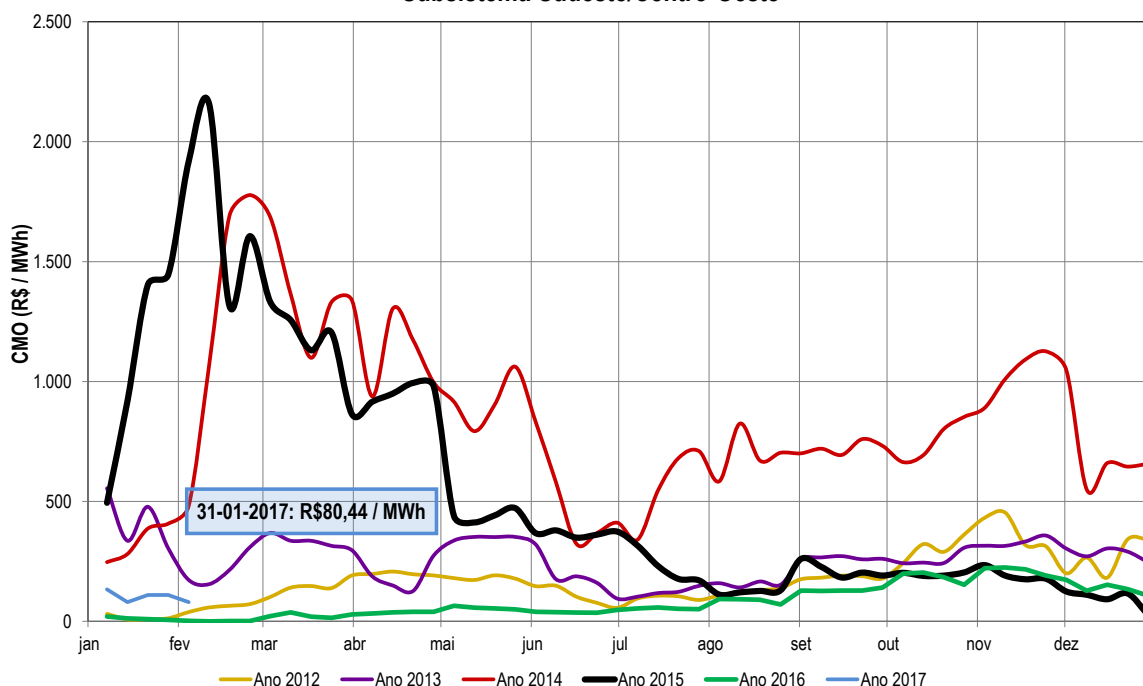


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

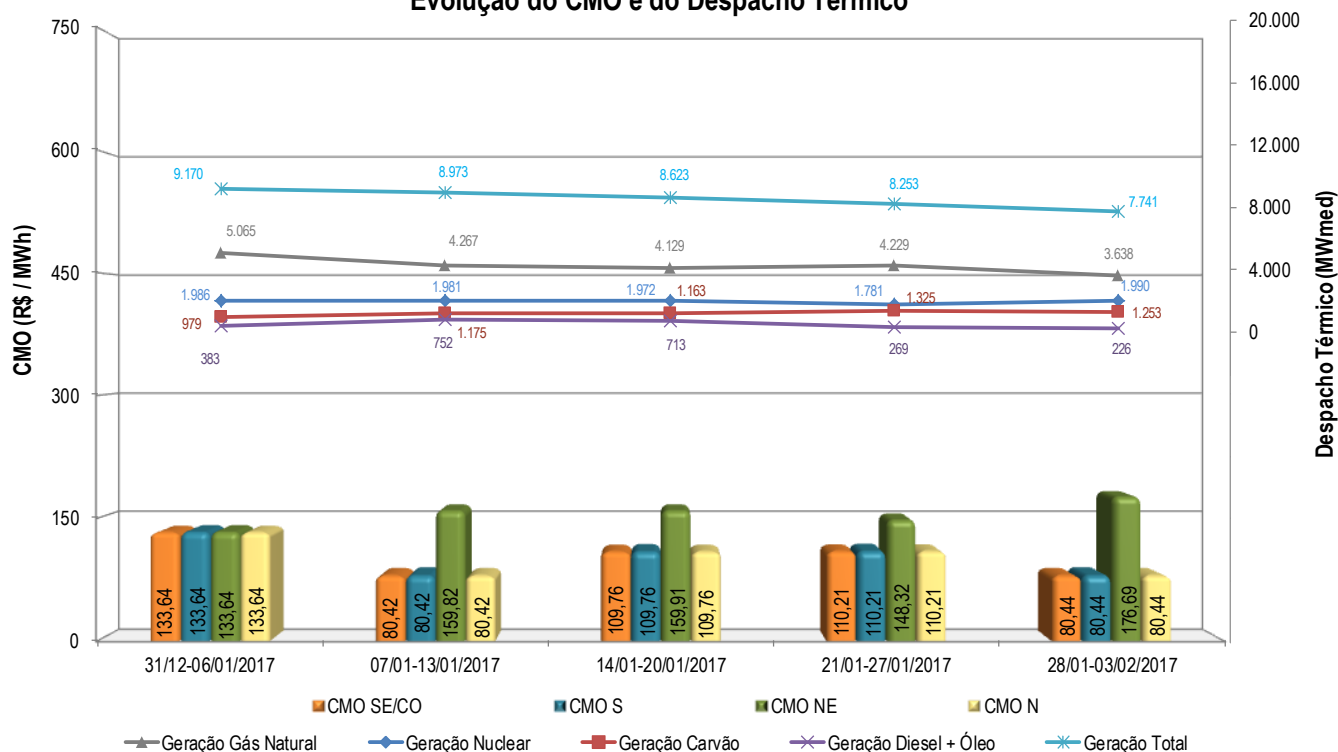


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2016 foi de R\$ 230,3 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 191,5 milhões). O valor do mês de dezembro de 2016 é composto por R\$ 68,6 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\$ 9,8 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 cerca de R\$ 151,9 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.

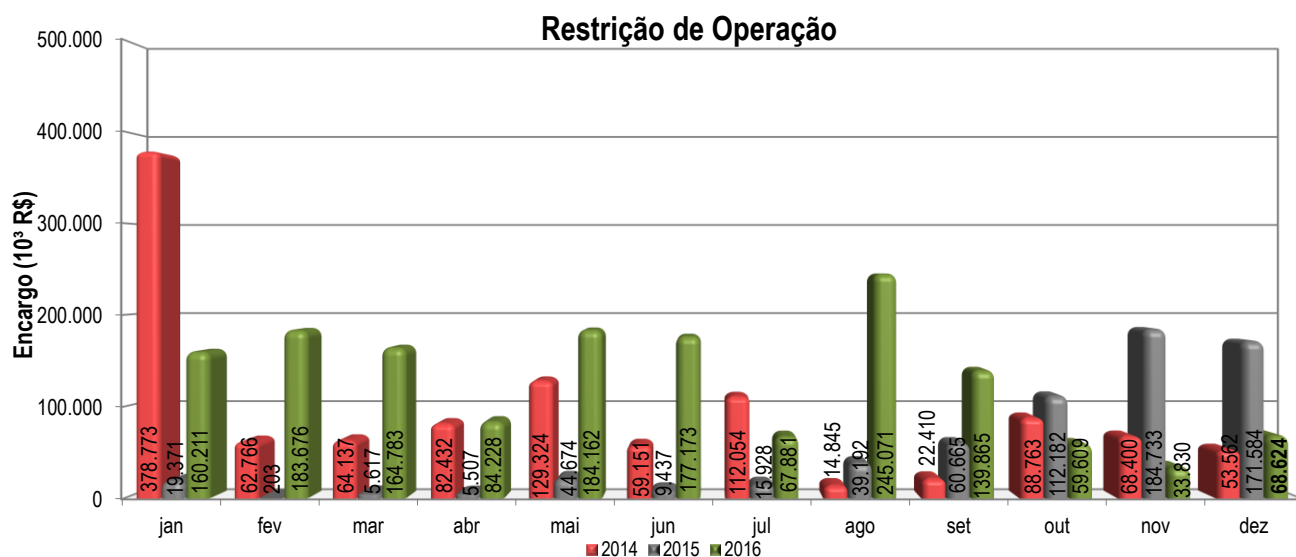


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

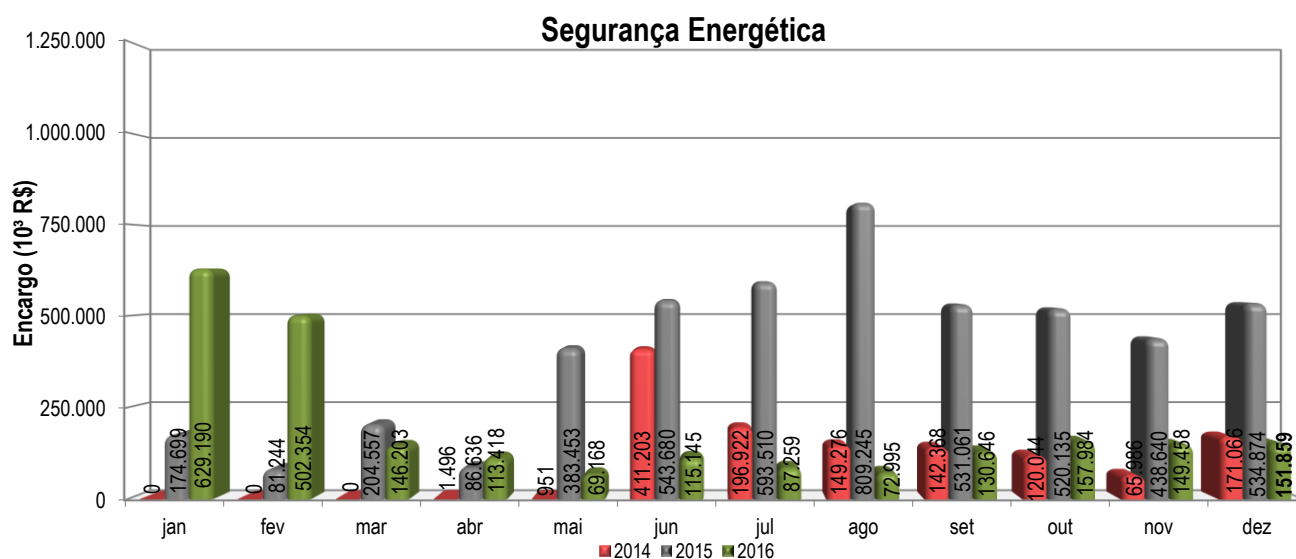


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

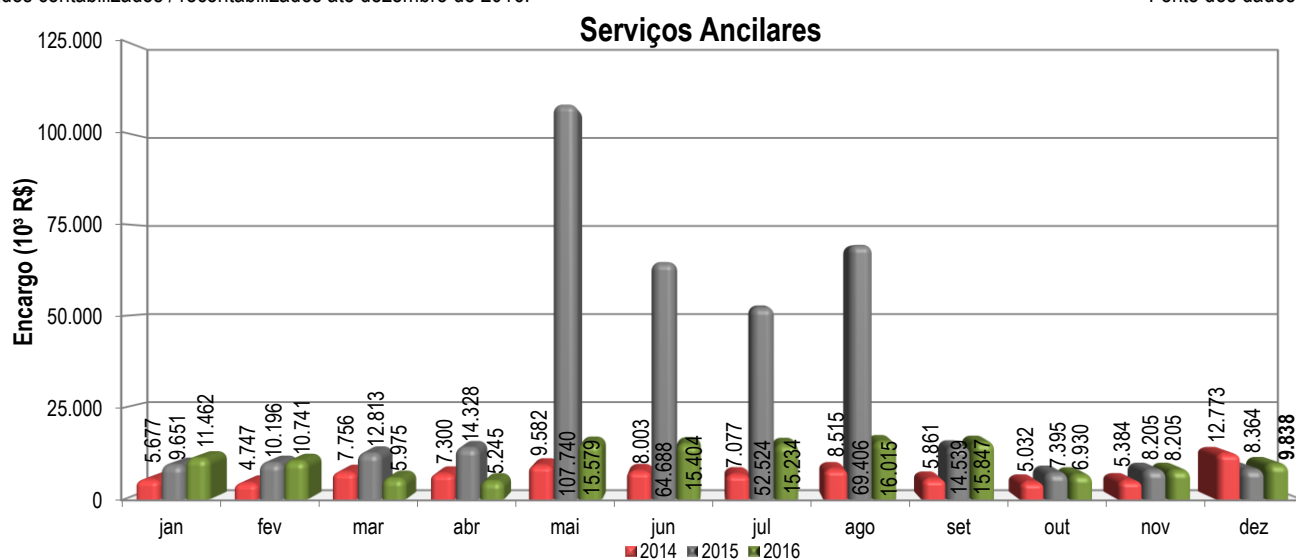


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2017, o número de ocorrências no SEB foi superior ao verificado no mesmo período de 2016. No entanto, o montante de carga interrompida foi inferior ao verificado no mesmo período. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 11 de janeiro, às 00h46min:** Desligamento da interligação dos sistemas Manaus e Macapá do SIN, após desligamento simultâneo das LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 (LXTE). Houve atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC interrompendo total de 783 MW de cargas, sendo 696 MW da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas, e 87 MW da CEA, no Amapá. Causa: descarga atmosférica, associada à abertura incorreta tripolar da LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1.
- **Dia 29 de janeiro, às 22h32min:** Novo desligamento da interligação dos sistemas Manaus e Macapá do SIN, após desligamento simultâneo das LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 (LXTE). Houve atuação do ERAC interrompendo total de 268 MW de cargas, sendo 232 MW da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas, e 36 MW da CEA, no Amapá. Causa: descarga atmosférica associada à abertura incorreta tripolar da LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1.

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			
SIN**	0													0	5.487
S	0													0	1.916
SE/CO	378													378	7.066
NE	520													520	4.688
N-Int	1.154													1.154	7.911
Isolados	381													381	2.048
TOTAL	2.433	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.052	27.068

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			
SIN**	0													0	2
S	0													0	9
SE/CO	2													2	24
NE	2													2	14
N-Int	3													3	32
Isolados	3													3	15
TOTAL	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	81

* 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

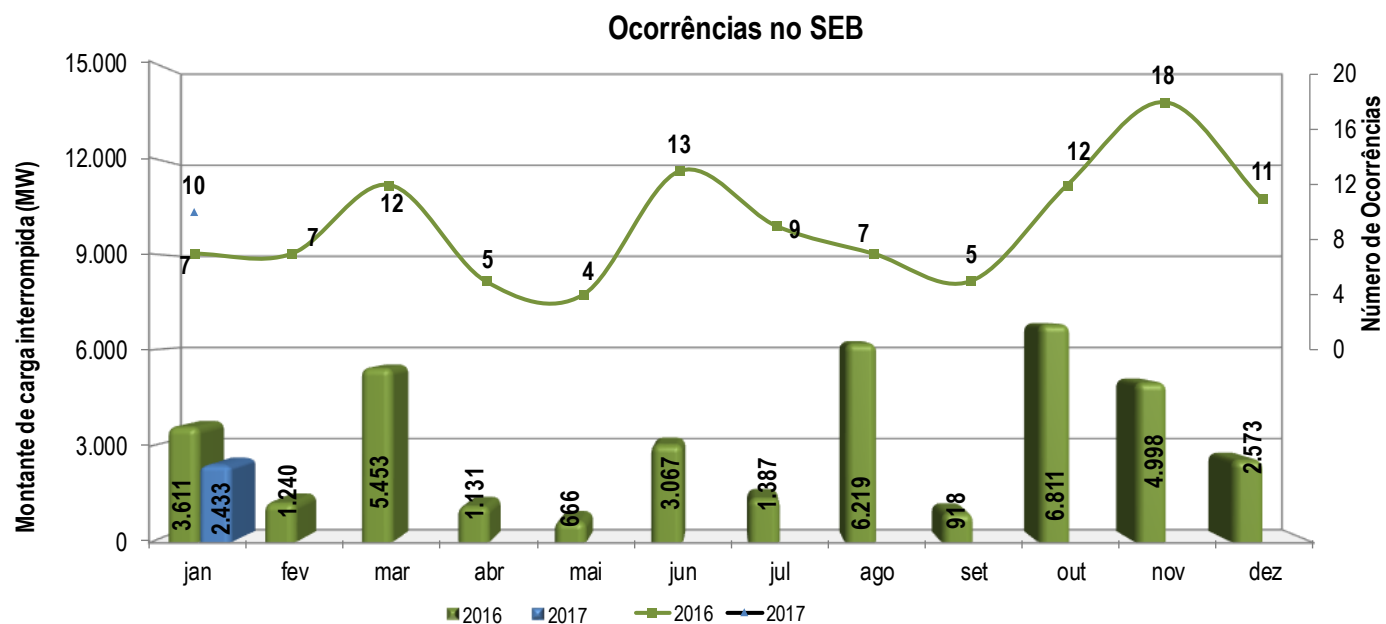


Figura 38. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

12.2. Indicadores de Continuidade *

As informações usualmente publicadas nesta seção não foram disponibilizadas pela ANEEL até o fechamento deste Boletim.



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	