



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Janeiro – 2016





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2016

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

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 Trabuco



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – 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. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2016 a 31/01/2016 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/01 a 30/01/2016 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-Interligado.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	15
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 2014.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	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 SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	33
Figura 39. DEC do Brasil.....	34
Figura 40. FEC do Brasil.....	34



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	33



1. INTRODUÇÃO

No mês de janeiro de 2016, os valores de aflúências brutas foram superiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e inferiores à média nos demais subsistemas. No mês, foram verificados 12.560 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para elevar os estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de dezembro de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +14,6 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -5,3 p.p. no Sul, +12,4 p.p. no Nordeste e +14,8 p.p. no Norte. O armazenamento do subsistema Nordeste atingiu o valor de 17,6% do volume útil.

No dia 6 de janeiro de 2016, a defluência da UHE Três Marias foi reduzida para valor da ordem de 300 m³/s, com posterior redução para 250 m³/s, no dia 11 de janeiro de 2016, e para 150 m³/s, no dia 16 de janeiro de 2016, visando preservar os estoques hídricos desta usina. Além disso, foram realizados os testes de redução de defluência nas UHEs Sobradinho e Xingó: a defluência passou para valor da ordem de 850 m³/s no dia 7 de janeiro de 2016 e para 800 m³/s no dia 14 de janeiro de 2016, permanecendo neste patamar ao longo deste mês.

No dia 13 de janeiro de 2016, foi realizada a 163ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o ONS realizou apresentação sobre o atendimento à ponta de carga do Sistema Interligado Nacional - SIN no ano 2016, tendo concluído que para o atendimento ao mês de janeiro de 2016 havia sobra de 1.300 MW de potência. Já para fevereiro, com o cenário do subsistema Sudeste/Centro-Oeste exportador de energia para o Norte e Nordeste, há sobra de 1.350 MW de potência. Considerando o cenário Norte exportador de energia, há sobra de 1.730 MW de potência. Já para o mês de março, há sobra de cerca de 5.500 MW de potência. Assim, não são esperadas dificuldades de atendimento à ponta de carga no SIN em 2016.

Além disso, como resultado da melhoria das aflúências ao longo do mês, houve o replecionamento de mais de 72 p.p. do volume útil da UHE Ilha Solteira, o que contribuiu para a retomada, em 27 de janeiro, da operação da hidrovia Tietê – Paraná, em São Paulo, após uma interrupção de 20 meses.

Entraram em operação comercial no mês 979,11 MW de capacidade instalada de geração, 1,1 km de linhas de transmissão e 490,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de janeiro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 141.684 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.676 MW, sendo 2.873 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.810 MW de fontes térmicas, 2.987 MW de fonte eólica e 6 MW de fonte solar.

No mês de novembro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 69,5% do total gerado no país, 0,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 0,7 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,4 p.p. entre outubro e novembro de 2015, com destaque para as variações de +1,9 p.p. de geração nuclear e -1,1 p.p. de geração a biomassa.

Com relação ao mercado consumidor, em dezembro de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 48.939 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 3,9% superior ao verificado no mês anterior e representando redução de 1,1% em relação ao consumo de dezembro de 2014.

No ano 2015 (janeiro a dezembro), o consumo residencial registrou decréscimo de 0,7% em relação ao mesmo período anterior. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento 0,6% no acumulado de 12 meses. Já em relação ao setor industrial, que representou em dezembro de 2015 27,4% do consumo total do Brasil, foi registrada retração de 5,3% do consumo nesse período.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro 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-Interligado é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O avanço de uma frente fria pelas regiões Sul, Sudeste e pelo sul da Bahia na primeira semana de janeiro, a atuação de um sistema de baixa pressão nas regiões Centro-Oeste e Sudeste na segunda semana, e a configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul - ZCAS entre o Tocantins, Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo na terceira semana ocasionaram totais significativos de precipitação nas bacias hidrográficas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e no Tocantins, onde foram observadas anomalias positivas de chuva.

As temperaturas mínimas do mês de janeiro estiveram acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +4°C. Todavia, as temperaturas máximas do mês estiveram em torno da média climatológica em grande parte do Brasil, com exceção do norte da região Norte.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 127 %MLT – 79.529 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (12º melhor valor*), 204 %MLT – 14.902 MW médios no Sul (10º melhor valor*), 42 %MLT – 5.931 MW médios no Nordeste (15º pior valor*) e 49 %MLT – 4.967 MW médios no Norte-Interligado (32º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 98 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 138 %MLT no Sul, 38 %MLT no Nordeste e 46 %MLT no Norte.

* considerando um histórico de afluências para o mês em 85 anos (1931 a 2014).

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

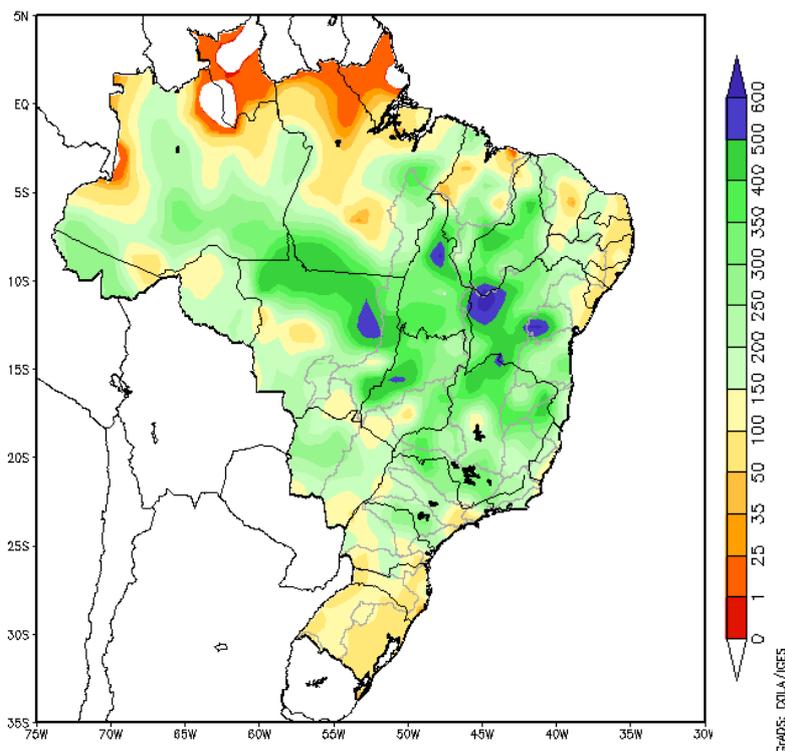


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2016 a 31/01/2016 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

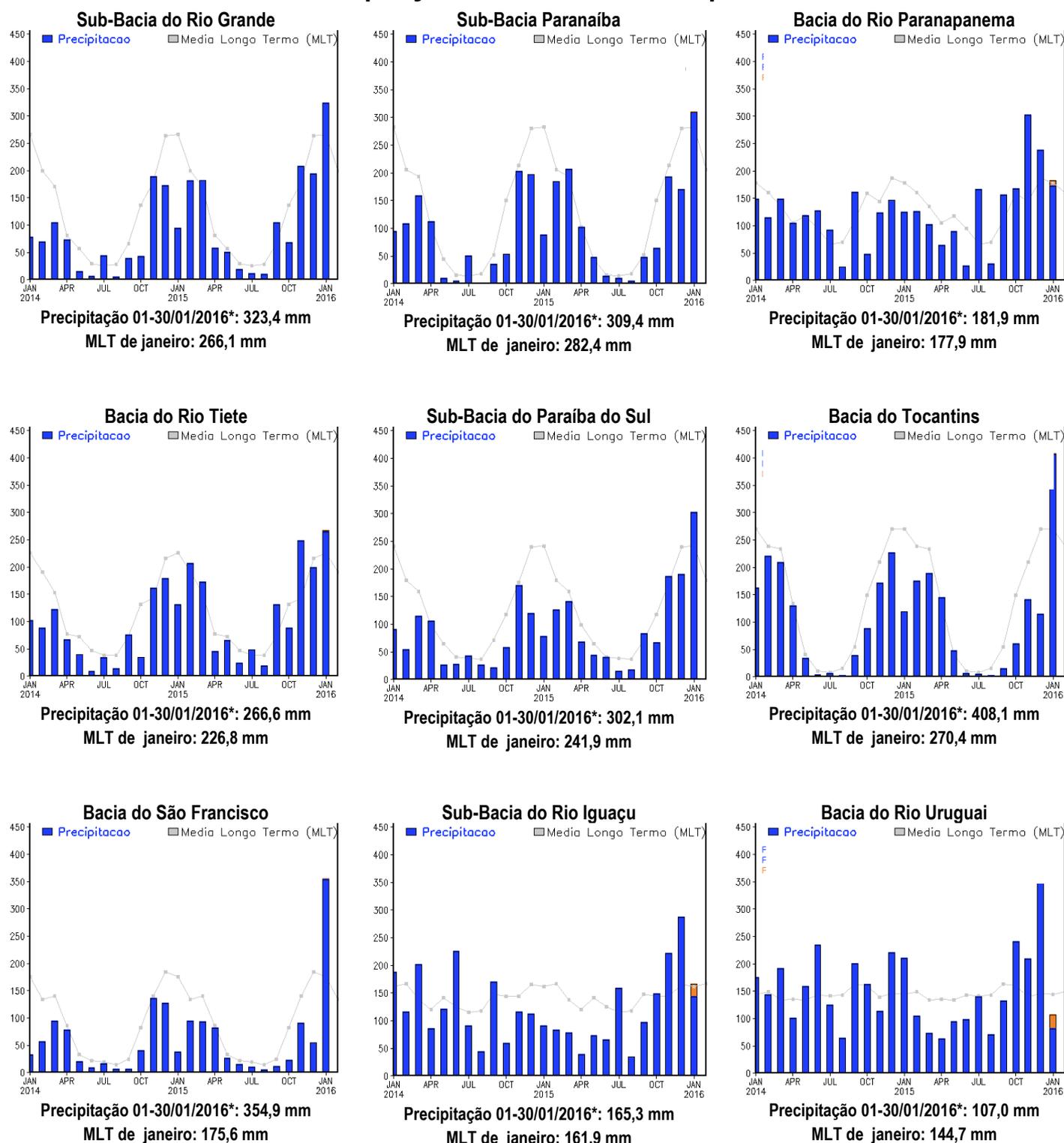


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/01 a 30/01/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

* A data refere-se ao último dado acumulado do mês de referência disponibilizado em dia útil.



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

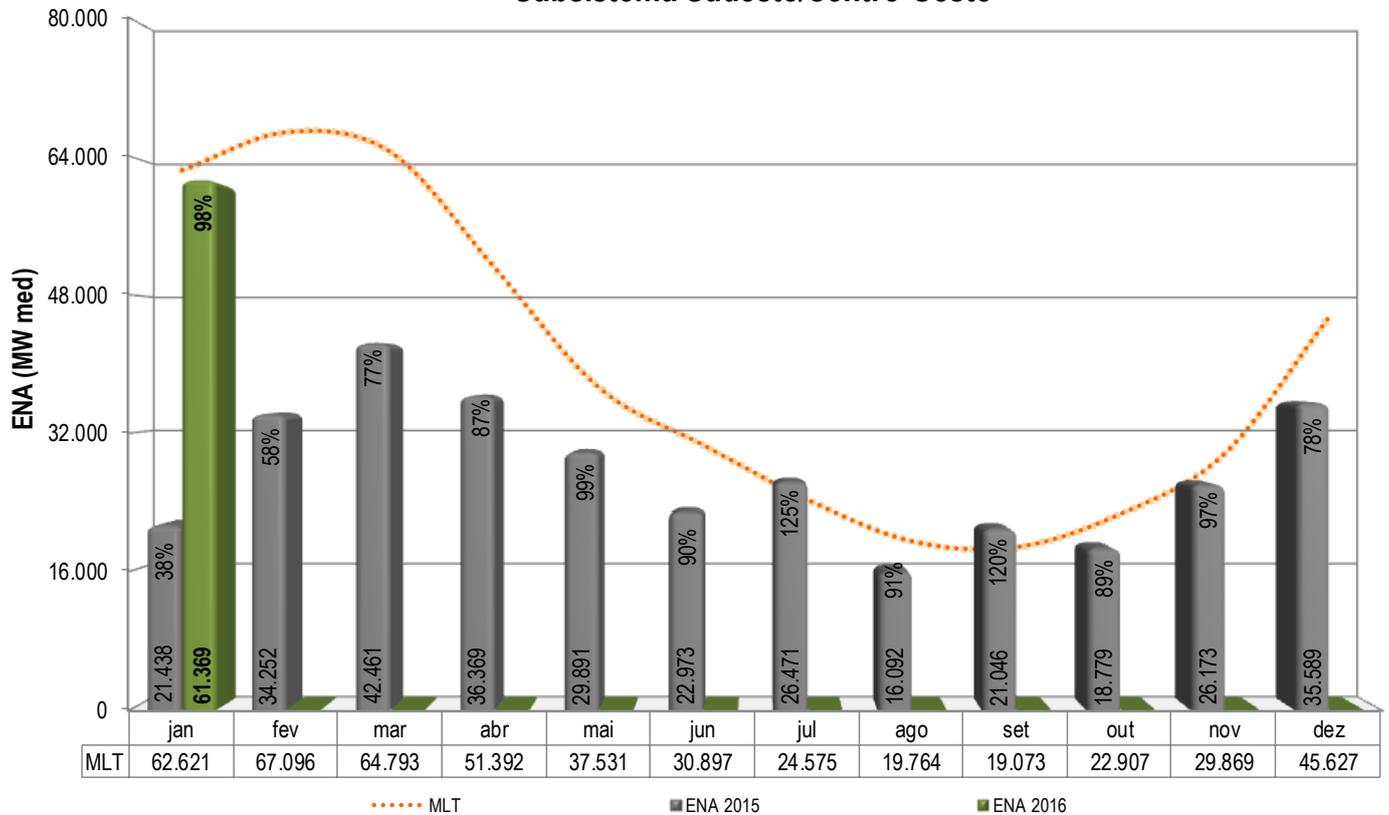


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

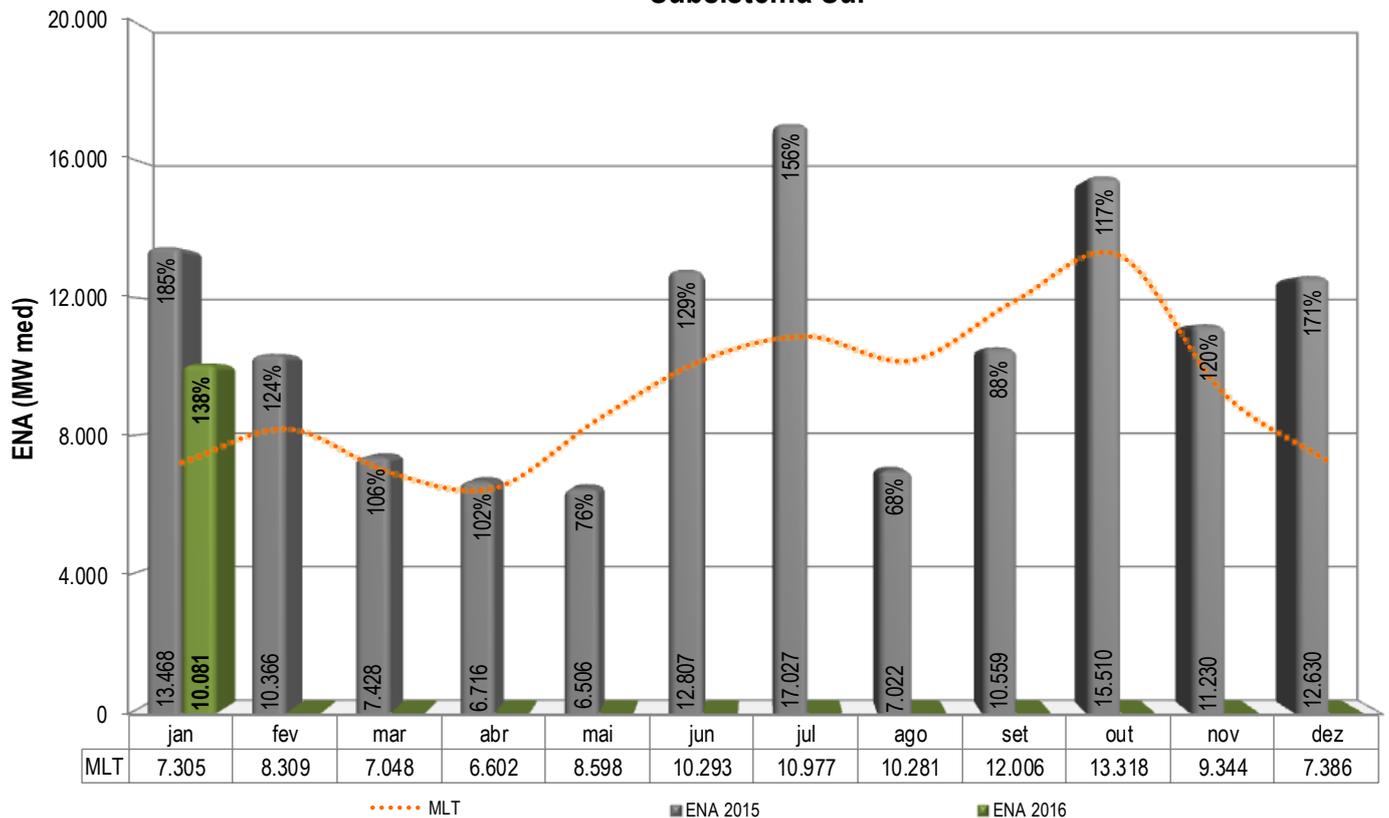


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

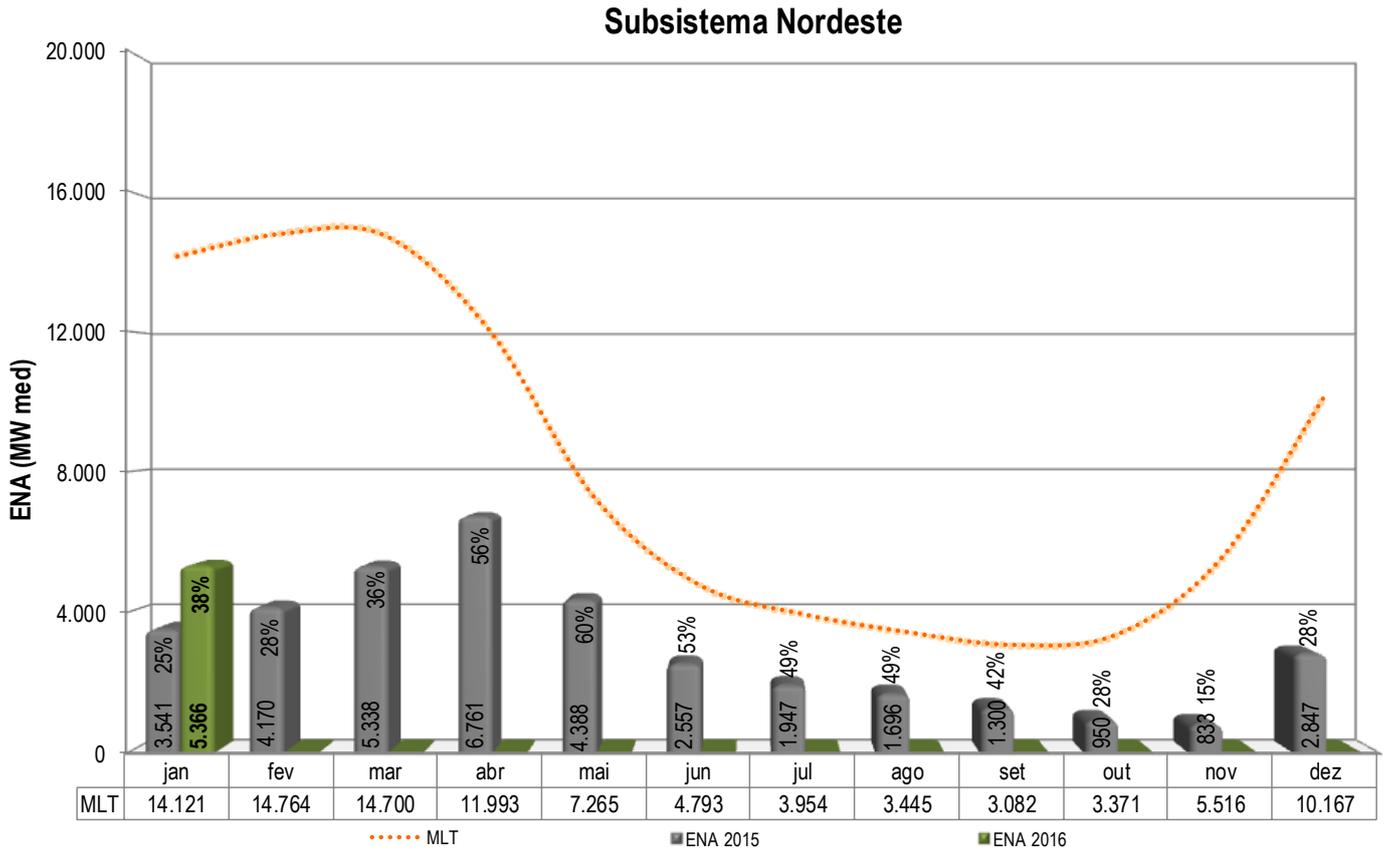


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

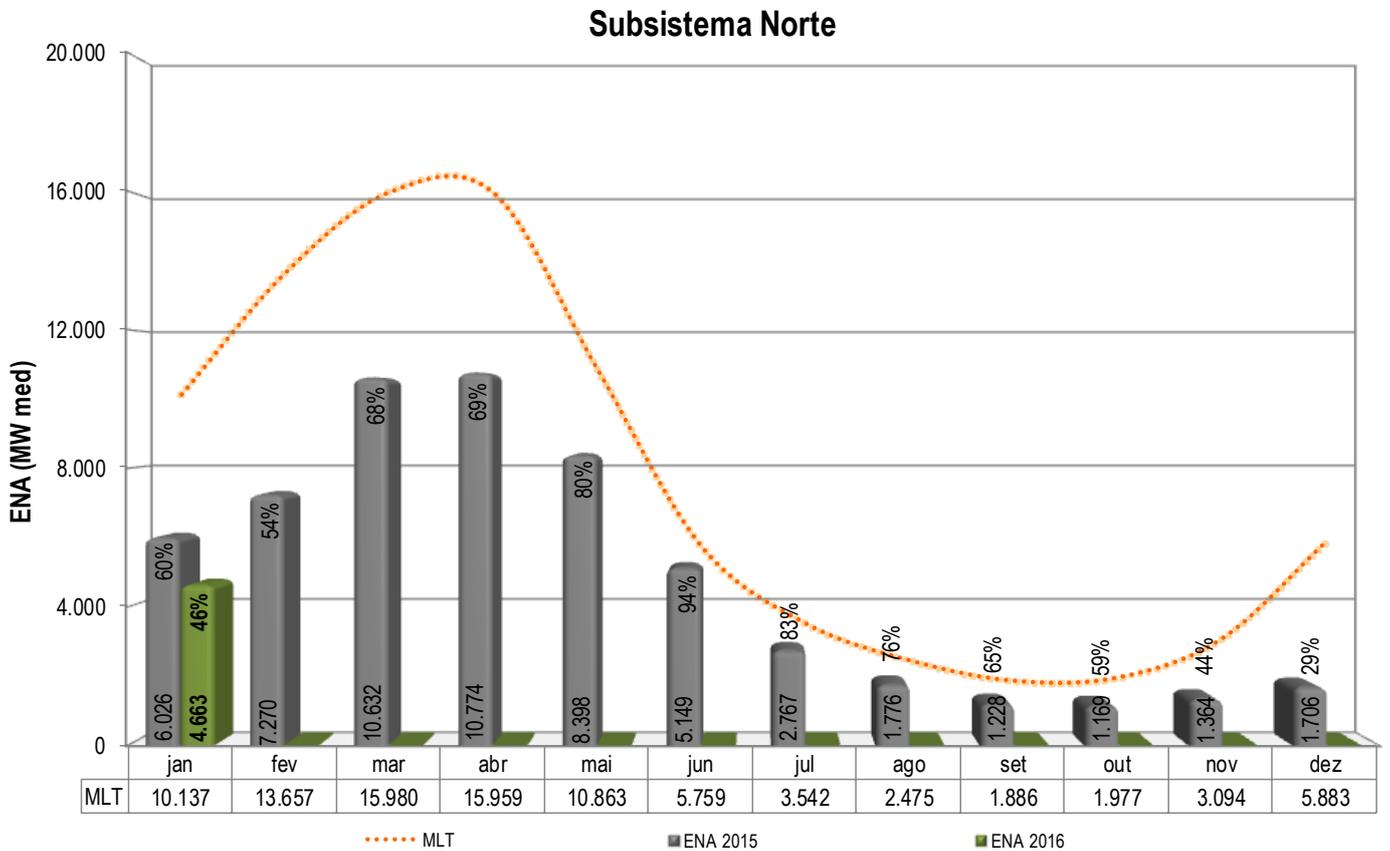


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2016 houve aumento no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, com exceção do Sul. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 12.560 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 1.065 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve elevação de 14,6 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de janeiro, atingindo 44,4 %EAR, valor 27,6 p.p. superior ao verificado no final de janeiro de 2015 (16,8 %EAR), e 13,0 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (31,4 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, em função das altas aflúncias e a fim de minimizar vertimentos para controle do nível de armazenamento de seu reservatório, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada ao máximo em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. No mês de janeiro, houve uma redução do estoque de água neste reservatório equivalente de 5,3 p.p., atingindo 93,1 %EAR, valor 33,7 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de janeiro de 2015 (59,4%EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 12,4 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 17,6 %EAR ao final do mês de janeiro, valor 1,2 p.p. superior ao verificado ao final de janeiro de 2015 (16,4 %EAR) e 23,8 p.p. inferior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (41,4 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos a partir da UHE Sobradinho, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 2.290 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. A defluência da UHE Três Marias foi reduzida para valor da ordem de 300 m³/s no dia 06 de janeiro de 2016, para 250 m³/s no dia 11 de janeiro de 2016 e para 150 m³/s no dia 16 de janeiro de 2016, visando preservar os estoques hídricos desta usina. Foram realizados os testes de redução de defluência nas UHEs Sobradinho e Xingó: a defluência passou para valor da ordem de 850 m³/s no dia 7 de janeiro de 2016 e para 800 m³/s no dia 14 de janeiro de 2016, permanecendo neste patamar ao longo deste mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 30,2 %EAR ao final do mês de janeiro, apresentando replecionamento de 14,8 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 4,5 p.p. inferiores ao armazenamento do final de janeiro de 2015 (34,7 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada nos períodos de carga leve, em face das condições desfavoráveis em seu reservatório, e dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de janeiro de 2016 referem-se ao replecionamento de mais de 72,0 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 72,0% v.u.), que se encontrava abaixo de 0% v.u.; de 21,0 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 36,5%); de 19,7 p.p. na UHE Furnas (atingindo 50,2% v.u.); e de 15,6 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 22,6% v.u.). Ao final do mês de janeiro, as UHEs Samuel e Balbina encontravam-se com 0,0% v.u., mas ambas com continuidade da geração de energia elétrica.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	44,4	202.862	73,6
Sul	93,1	19.958	15,2
Nordeste	17,6	51.809	7,5
Norte	30,2	15.041	3,7
TOTAL		289.670	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

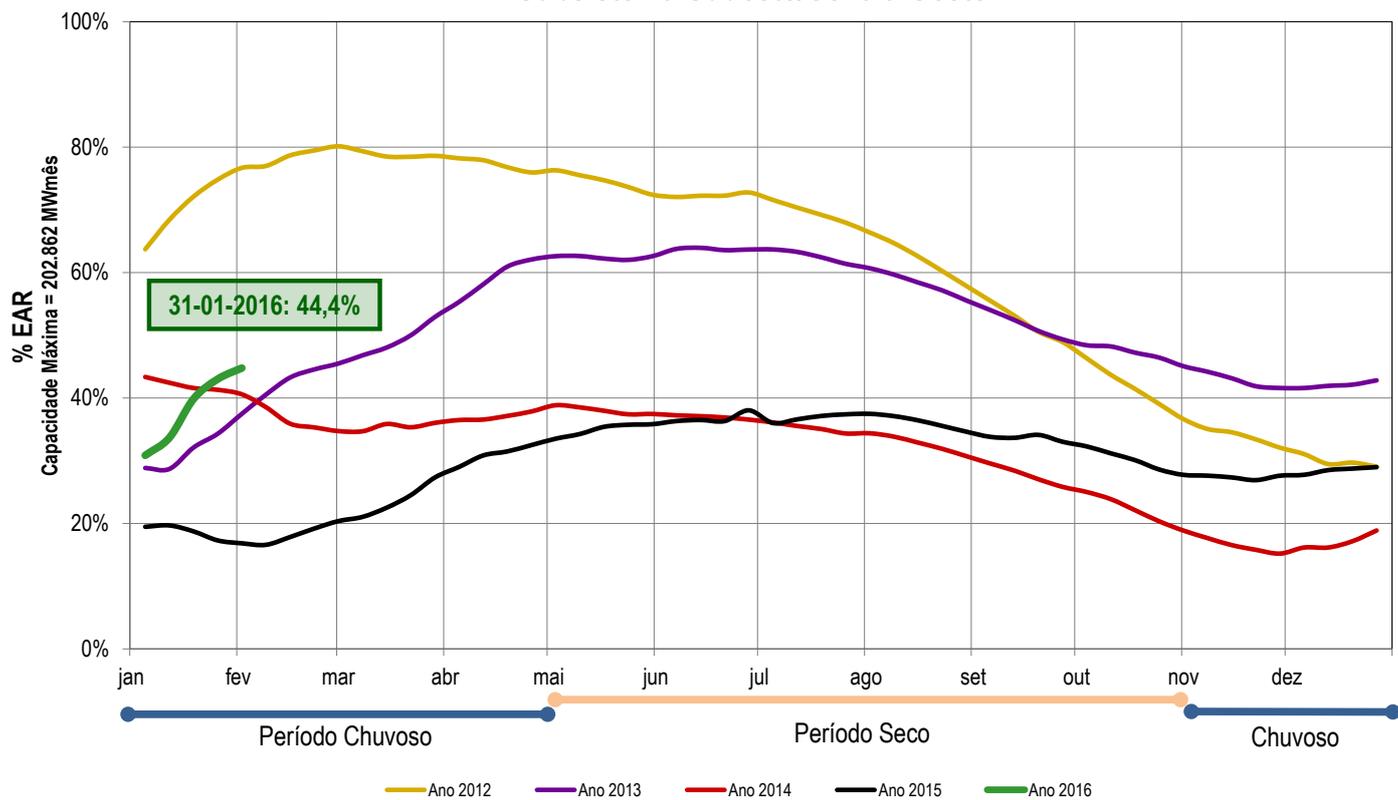


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

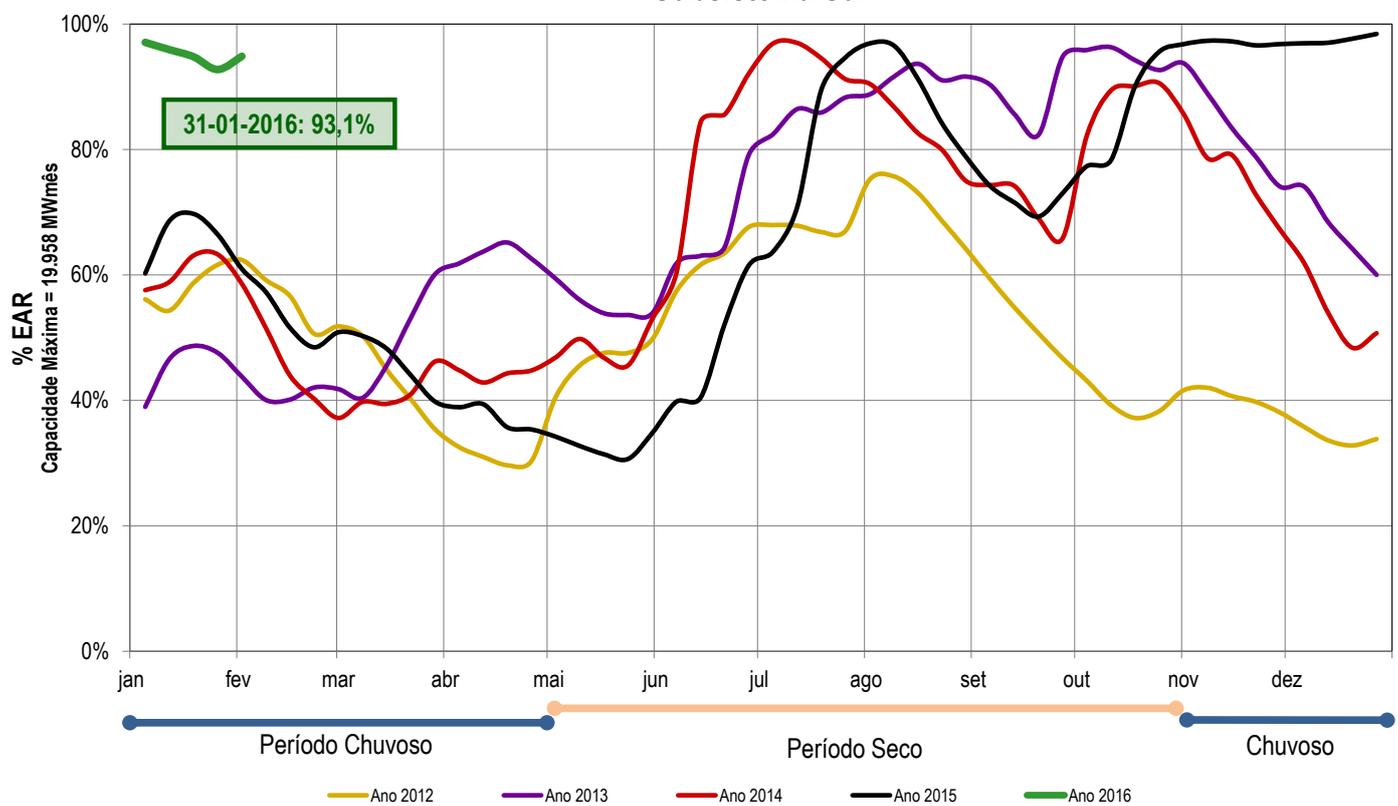


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

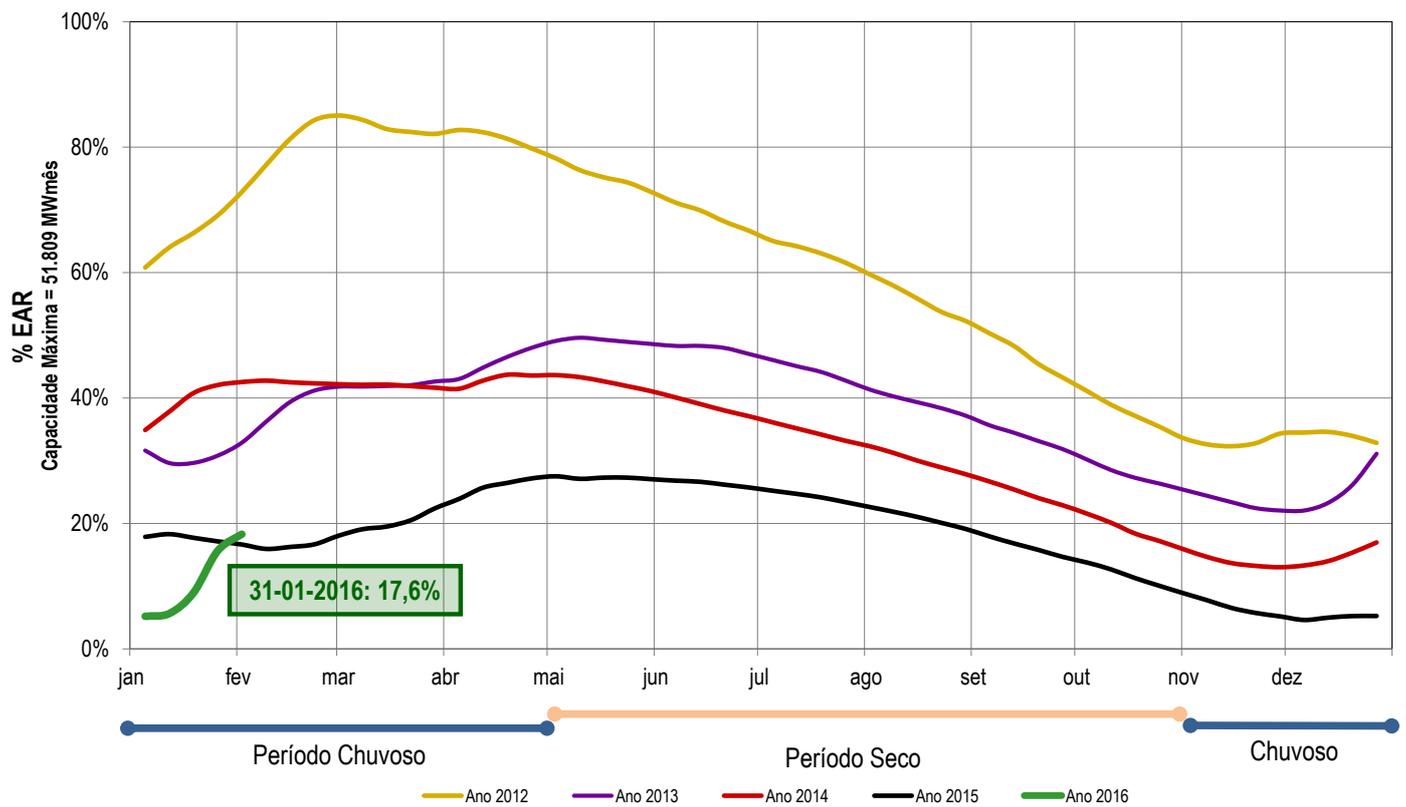


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

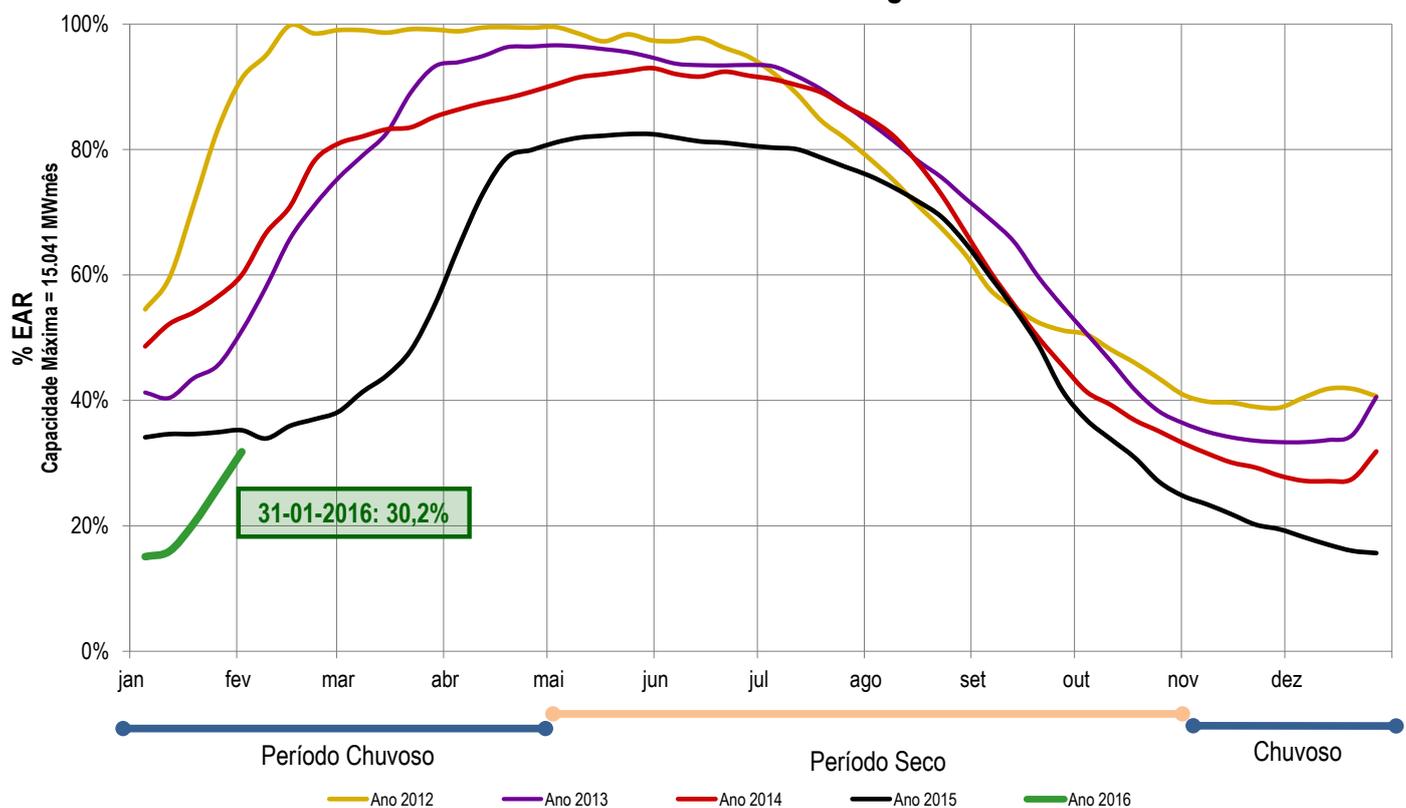


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de janeiro, houve importação de energia de 233 MWmédios no subsistema Norte-Interligado, que manteve o perfil importador verificado nos meses anteriores, mas em menor patamar. A redução de cerca de 80% nesse intercâmbio considerando os meses de dezembro e janeiro deve-se, dentre outros fatores, pelo aumento da geração na UHE Tucuruí, com a entrada gradual em operação de suas máquinas especialmente a partir do final do mês de janeiro.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em janeiro em um total de 2.290 MWmédios, valor 22% superior ao verificado no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.296 MWmédios no mês de janeiro, ante a exportação de 3.845 MWmédios em dezembro.

No complexo do Rio Madeira, em janeiro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.750 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.630 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.890 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 410 MWmédios do SIN no mês de janeiro pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 125 MWmédios, valor da mesma ordem do verificado no mês anterior.

No mês de janeiro, o Brasil exportou 21 MWmédios de excedentes de energia para a Argentina, através das Conversoras Garabi 1 e 2, e importou 18 MWmédios de energia do Uruguai, para a realização de testes de comissionamento da interligação 500 kV Candiota – Melo (Interligação Brasil – Uruguai).



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.700
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	3.500
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.800
	FSUL	6.300
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de dezembro de 2015.

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT _{Urug}	Intercâmbio internacional com o Uruguai
FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste		
FSENE	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste		

4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA *

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em dezembro de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 48.939 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 3,9% superior ao verificado no mês anterior e representando redução de 1,1% em relação ao consumo de dezembro de 2014. Em termos anuais, houve decréscimo de 1,7% do consumo de energia elétrica em relação a 2014, desempenho influenciado, dentre outros fatores, pelo cenário econômico desfavorável e pelo aumento das tarifas de energia elétrica no país.

No ano 2015 (janeiro a dezembro), o consumo residencial registrou decréscimo de 0,7% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a dezembro de 2014, foi registrada retração de 0,3%. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento 0,6% no acumulado de 12 meses e retração de 0,2% em relação a dezembro de 2014.

Os resultados observados na baixa tensão refletem o momento adverso da economia brasileira, que se agrava desde 2014, marcado, dentre outros fatores, pelo aumento do nível de desemprego, queda do poder de compra das famílias, altas taxas de juros e inflação. Estes fatores, aliados aos aumentos das tarifas de eletricidade, levam à desaceleração no mercado das classes residencial e comercial. Nesse sentido, as condições de emprego, renda e crédito foram determinantes para a diminuição das vendas de eletrodomésticos (-12,4%, segundo IBGE). Além disso, a expansão de unidades consumidoras residenciais (+2,7%) ficou aquém do crescimento verificado nos últimos anos, o que também contribuiu para o resultado verificado.

Em relação ao consumo residencial, destaca-se que o consumo médio dessa classe referente ao acumulado anual (janeiro a dezembro) registrou, em 2015, decréscimo, sendo a primeira vez que isso ocorre desde o período de racionamento de energia (2001-2002), segundo dados da EPE. De 2004 a 2014, o consumo médio residencial cresceu a taxas de 2% a.a., com maior intensidade a partir de 2009. Em 2015, houve a reversão deste movimento.

Já em relação ao consumo comercial, a região Nordeste foi a que mais contribuiu para o crescimento anual da classe, tendo havido expansão de 4,3% na região em 2015, devido à maturação de investimentos no setor como um todo, que foram se concretizando no decorrer do ano, especialmente no 1º semestre.

Com quedas consecutivas, o consumo industrial registrou retração de 8,4%, em relação a dezembro de 2014, e em 12 meses, acumula queda de 5,3%, resultado derivado do baixo nível da atividade industrial. Dentre os dez segmentos industriais mais consumidores de eletricidade, somente o setor de extração de minerais metálicos teve desempenho positivo no acumulado de 2015.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensual/Forms/EPEResenhaMensual.aspx>



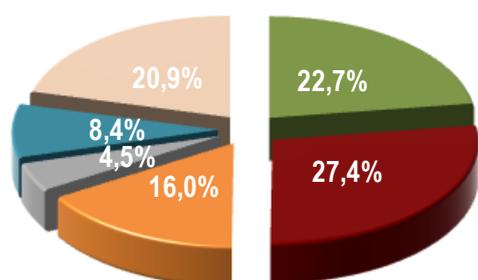
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/15 GWh	Evolução mensal (Dez/15/Nov/15)	Evolução anual (Dez/15/Dez/14)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Evolução
Residencial	11.128	0,0%	-0,3%	132.302	131.315	-0,7%
Industrial	13.423	-3,4%	-8,4%	179.106	169.615	-5,3%
Comercial	7.844	1,0%	-0,2%	89.840	90.383	0,6%
Rural	2.181	-2,9%	1,8%	25.825	25.924	0,4%
Demais classes *	4.120	0,6%	2,2%	47.750	47.486	-0,6%
Perdas	10.243	28,8%	6,1%	100.504	100.549	0,0%
Total	48.939	3,9%	-1,1%	575.327	565.273	-1,7%

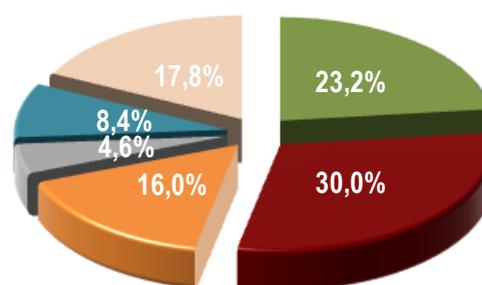
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Dez/2015



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 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/15 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/15/Nov/15)	Evolução anual (Dez/15/Dez/14)	Jan/14-Dez/14 (kWh/NU)	Jan/15-Dez/15 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	164	-0,1%	-2,9%	167	162	-3,4%
Consumo médio industrial	24.465	-3,1%	-4,3%	26.047	25.761	-1,1%
Consumo médio comercial	1.380	0,7%	-2,4%	1.348	1.325	-1,7%
Consumo médio rural	499	-2,8%	-0,4%	504	494	-1,8%
Consumo médio demais classes *	5.422	0,0%	0,0%	5.349	5.208	-2,6%
Consumo médio total	490	-1,3%	-5,3%	514	490	-4,6%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

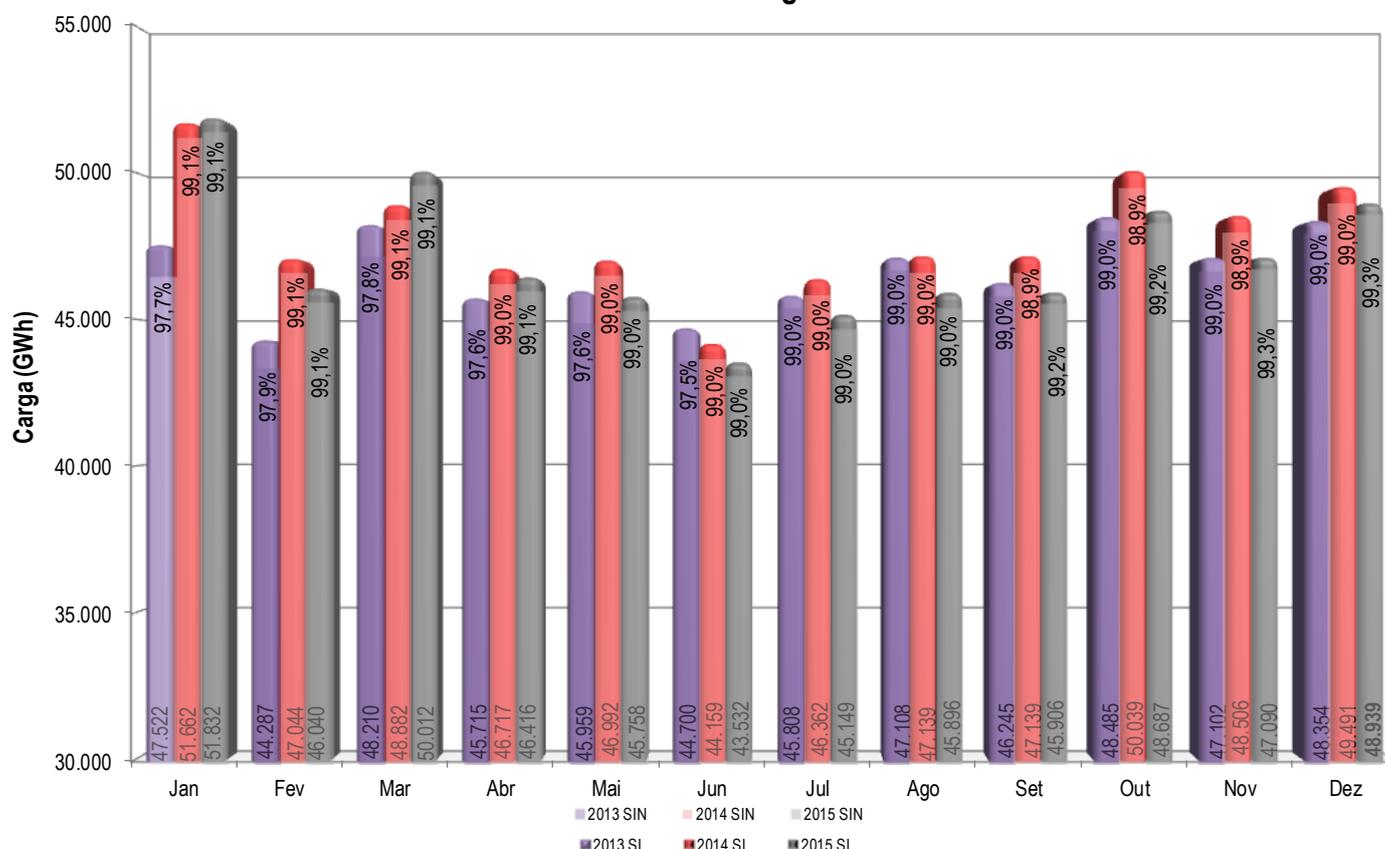
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/14	Dez/15	
Residencial (NUCR)	65.863.112	67.647.885	2,7%
Industrial (NUCI)	573.018	548.679	-4,2%
Comercial (NUCC)	5.555.637	5.685.617	2,3%
Rural (NUCR)	4.273.173	4.369.277	2,2%
Demais classes *	743.876	759.846	2,1%
Total (NUCT)	77.008.816	79.011.304	2,6%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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 2015.

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 2016, não houve atingimento de recorde de demanda em nenhum subsistema nem no próprio SIN, principalmente devido à ocorrência de temperaturas mais amenas, em relação ao mês de janeiro dos anos anteriores, nos maiores centros de carga.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	47.005 26/01/2016 - 15h23	16.295 25/01/2016 - 14h35	11.544 13/01/2016 - 15h25	6.148 18/01/2016 - 23h13	78.345 26/01/2016 - 15h20
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.473 03/12/2015 - 15h29	6.492 21/10/2015 - 15h53	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

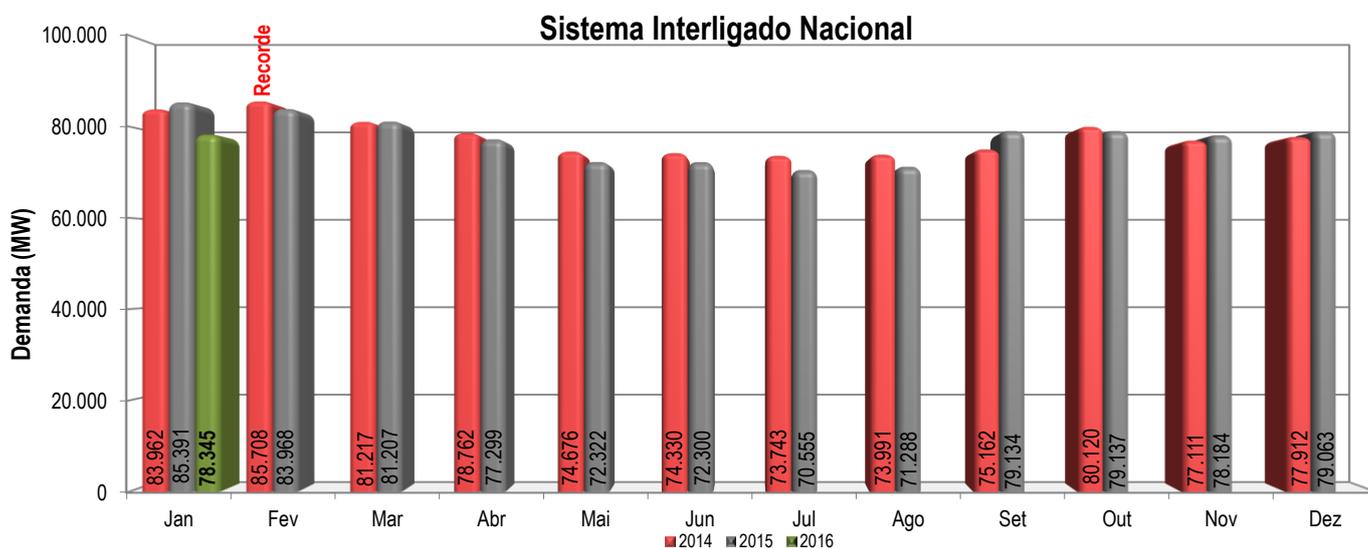


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

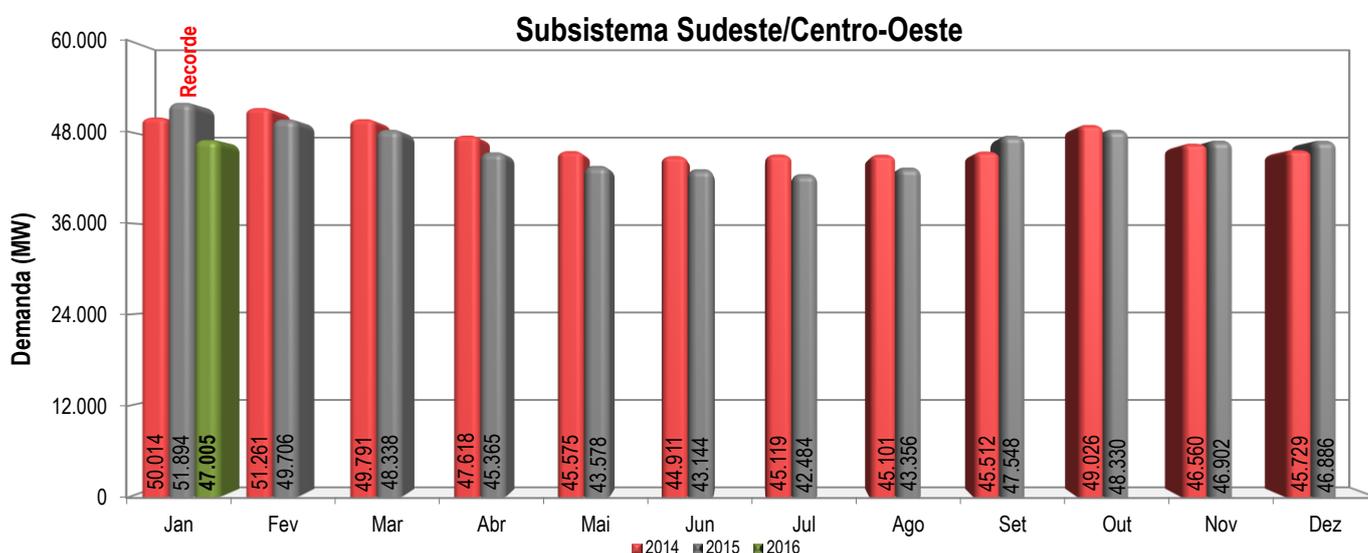


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

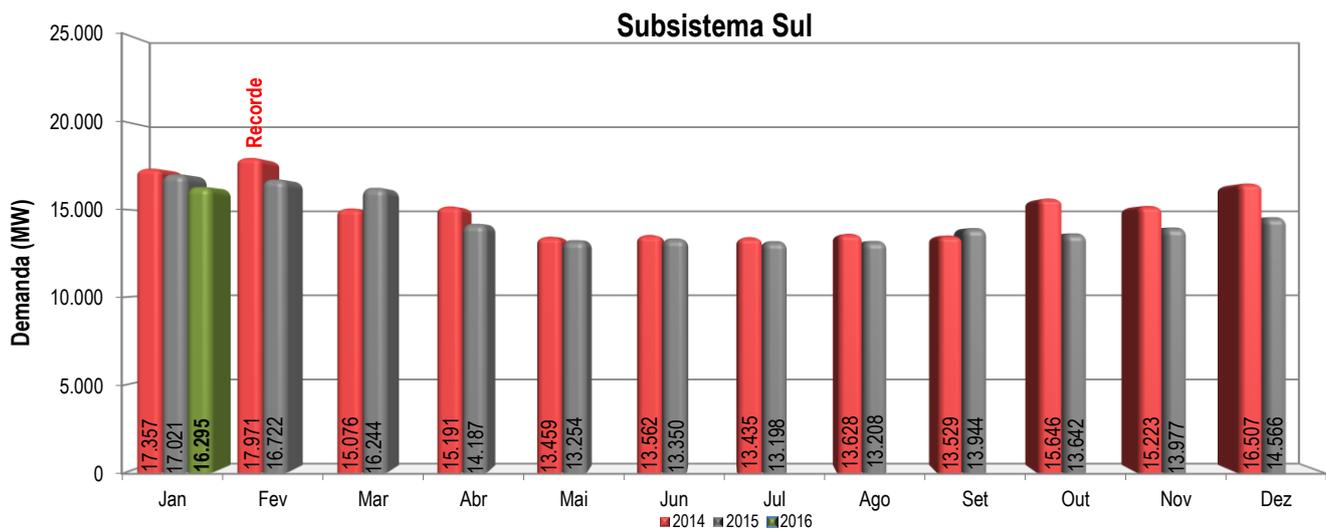


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

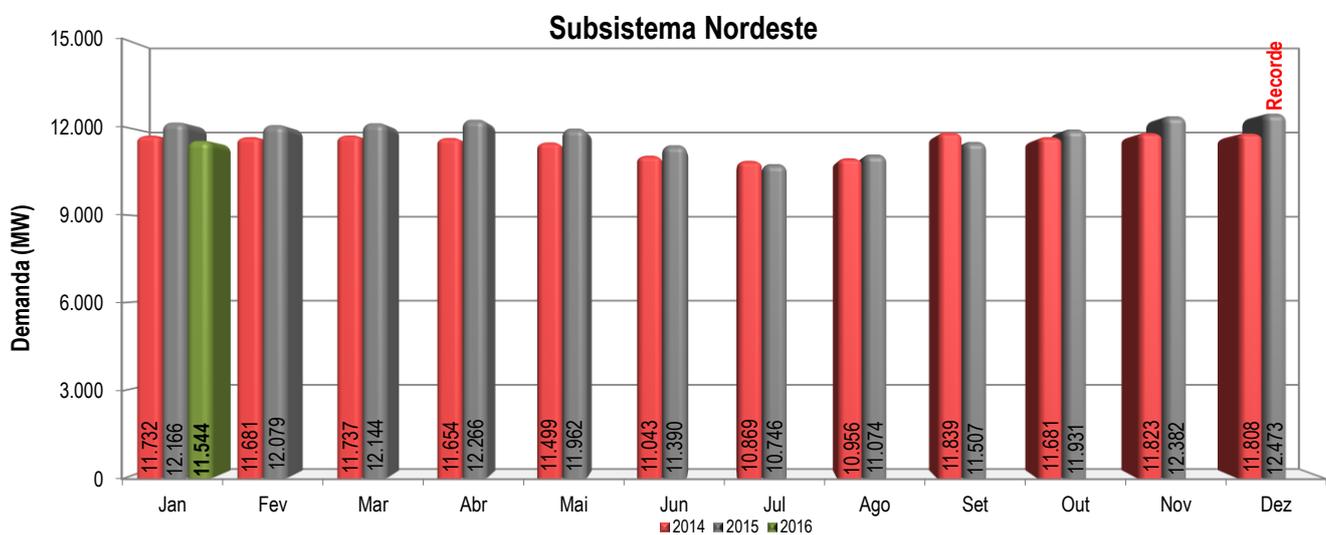


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

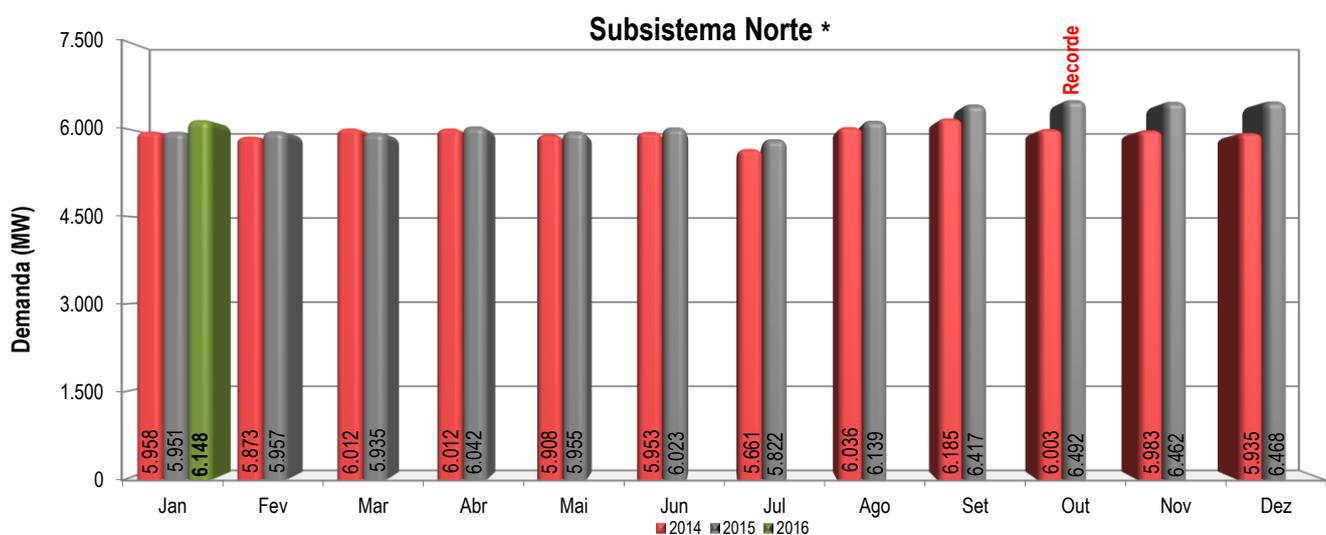


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

* O aumento da demanda registrada em agosto de 2015 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 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 141.684 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.676 MW, sendo 2.873 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.810 MW de fontes térmicas*, 2.987 MW de fonte eólica e 6 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Jan/2015	Jan/2016			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2016 - Jan/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	89.227	1.220	92.100	65,0%	3,2%
Térmica	39.786	2.916	41.595	29,4%	4,5%
Gás Natural	12.776	149	12.439	8,78%	-2,6%
Biomassa	12.341	520	13.277	9,37%	7,6%
Petróleo**	9.085	2.192	10.124	7,15%	11,4%
Carvão	3.593	22	3.612	2,6%	0,5%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,40%	0,0%
Outros	0	31	153	0,11%	-
Eólica	4.981	330	7.968	5,6%	60,0%
Solar	15	34	21	0,0%	40,6%
Capacidade Total - Brasil	134.008	4.500	141.684	100,0%	5,7%

*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, que passou por reequadramento de fontes em setembro de 2014 e exclusão dos montantes referentes a micro e minigeração distribuída, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012, em junho de 2015. 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 (BIG 01/02/2016 e SFG)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jan/2016

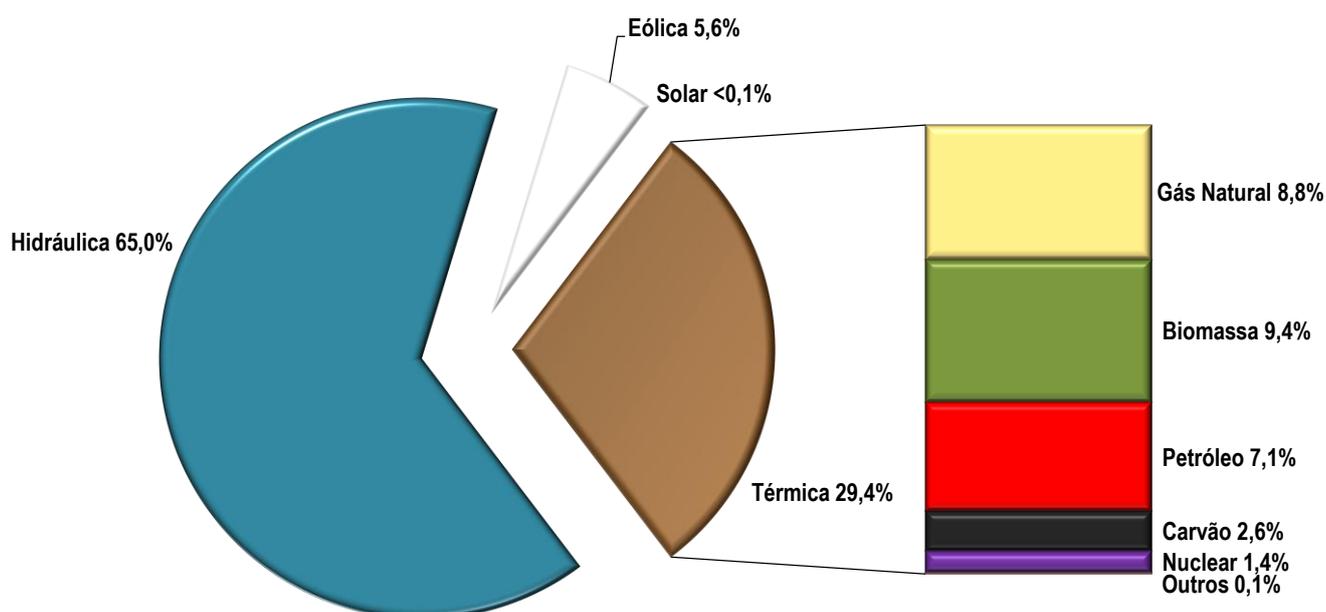


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/02/2016 e SFG)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	54.101	41,9%
345 kV	10.303	8,0%
440 kV	6.733	5,2%
500 kV	42.622	33,0%
600 kV (CC)	12.816	9,9%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	129.259	100,0%

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.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Jan/2016

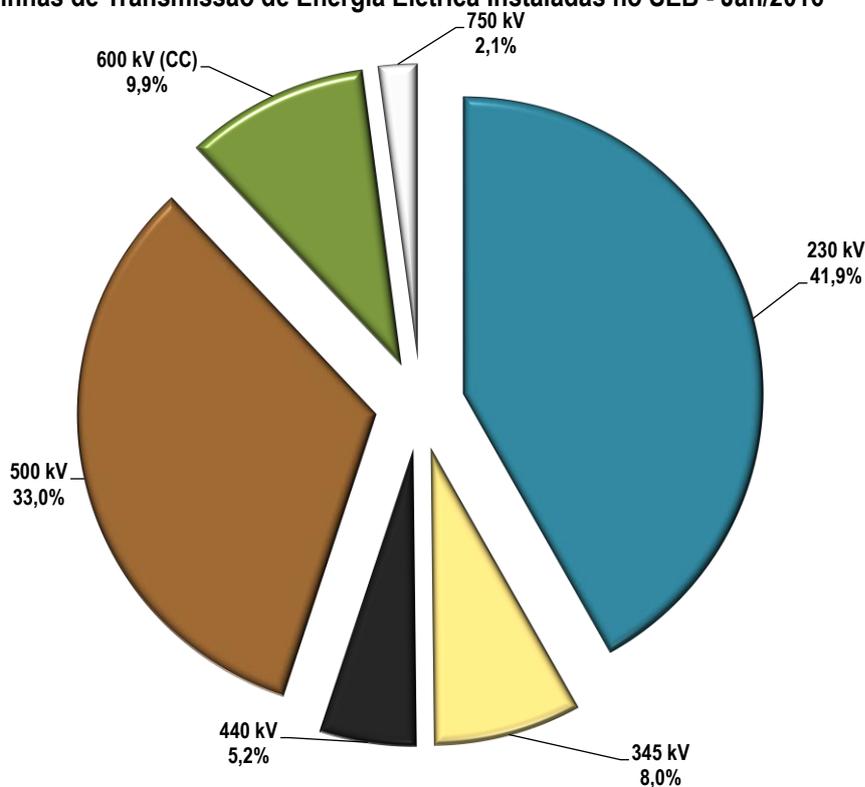


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de dezembro de 2014 a novembro de 2015 atingiu 540.493 GWh. No mês de novembro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 69,5% do total gerado no país, 0,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 0,7 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,4 p.p. entre outubro e novembro de 2015, com destaque para as variações de +1,9 p.p. de geração nuclear e -1,1 p.p. de geração a biomassa. Destaca-se que no dia 27 de outubro de 2015 a UTE Angra II (1.350 MW) retornou à operação após ter se mantido indisponível para manutenção programada e reabastecimento de combustível desde o dia 26 de setembro.

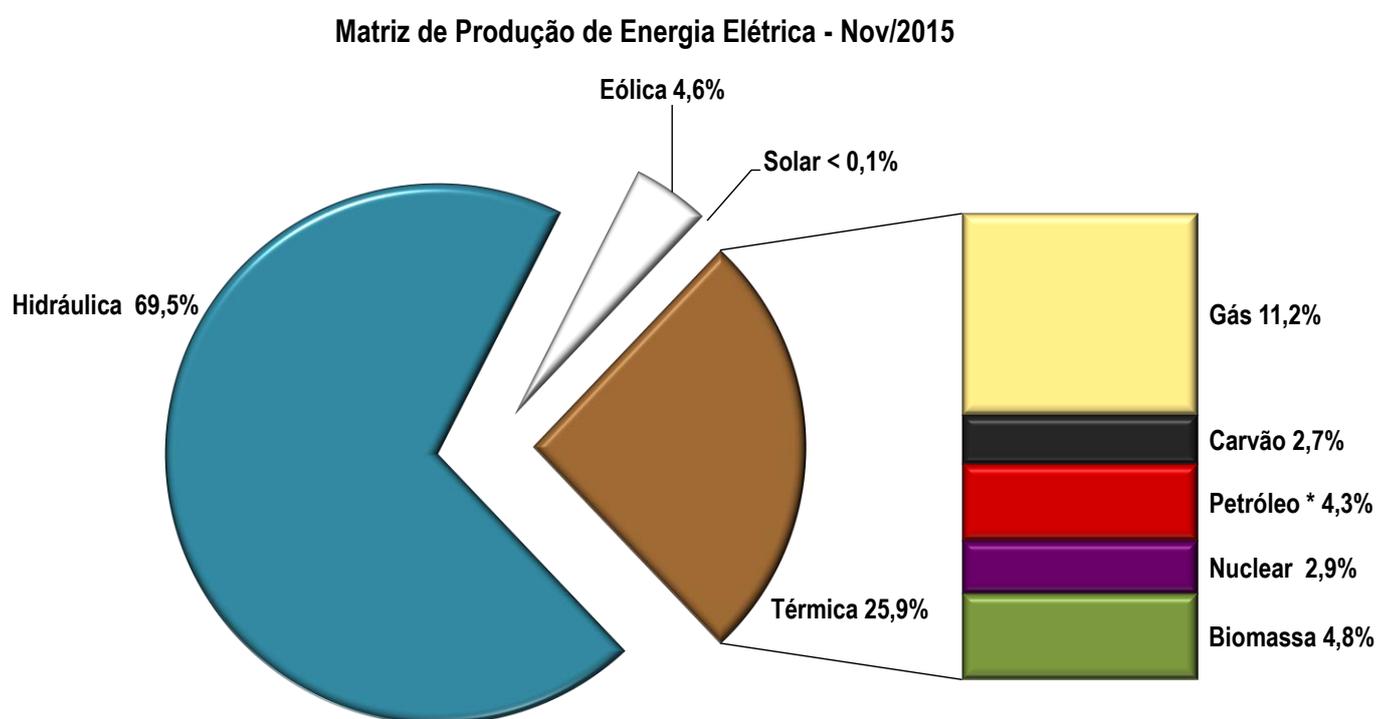


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

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. Os dados de produção de energia elétrica no SIN referentes à contabilização de dezembro/2015 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.



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

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/15 (GWh)	Evolução mensal (Nov/15 / Out/15)	Evolução anual (Nov/15 / Nov/14)	Dez/13-Nov/14 (GWh)	Dez/14-Nov/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.113	-3,5%	1,4%	391.104	373.185	-4,6%
Térmica	11.378	-2,5%	-10,4%	134.729	140.011	3,9%
Gás	5.022	-5,7%	-6,8%	59.909	64.067	6,9%
Carvão	1.218	-9,0%	-7,0%	15.026	15.893	5,8%
Petróleo *	1.684	-4,6%	-34,7%	25.044	23.663	-5,5%
Nuclear	1.308	176,8%	1,2%	14.069	13.554	-3,7%
Biomassa	2.147	-22,5%	0,5%	20.681	22.834	10,4%
Eólica	2.054	-16,6%	58,2%	11.137	20.507	84,1%
Solar	2,63	-5,0%	-	5,92	17,42	-
TOTAL	44.548	-4,0%	-0,3%	536.976	533.720	-0,6%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.
Dados contabilizados até novembro de 2015.

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 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/15 (GWh)	Evolução mensal (Nov/15 / Out/15)	Evolução anual (Nov/15 / Nov/14)	Dez/13-Nov/14 (GWh)	Dez/14-Nov/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2	269,5%	-98,8%	1.945	886	-54,4%
Térmica	232	-10,7%	-74,5%	10.687	5.886	-44,9%
Gás	5	-7,5%	-98,8%	4.635	1.999	-56,9%
Petróleo *	228	-10,7%	-56,2%	6.052	3.887	-35,8%
TOTAL	234	-10,2%	-77,9%	12.632	6.773	-46,4%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

A partir de maio de 2015, a geração da UHE Balbina e das UTEs Jaraqui, Ponta Negra, Manauara, Cristiano Rocha, Tambaqui, Aparecida, Mauá Blocos 1, 3, 4 e 5, Electron, Iranduba, Flores e São José passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN.

A partir de agosto de 2015, a geração da UHE Coaracy Nunes passou a ser contabilizada pela CCEE e agregada ao montante gerado no SIN.

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de novembro de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste diminuiu 13,3 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 39,8%. Esse resultado foi decorrente da redução de 617,3 MW médios na geração verificada, associado à expansão de 115,9 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (dezembro de 2014 a novembro de 2015), houve avanço de 0,8 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

O fator de capacidade das usinas do Sul, por sua vez, reduziu 4,3 p.p. em relação a outubro de 2015, e atingiu 35,9%, com total de geração verificada no mês de 582,7 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 0,6 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

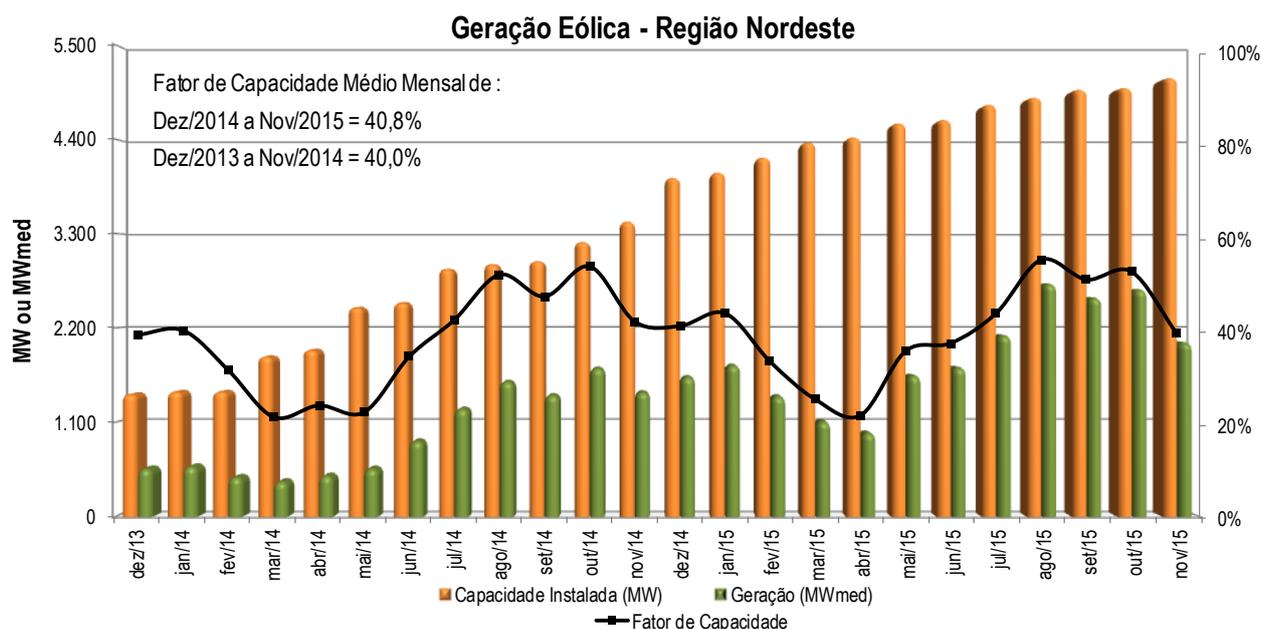


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

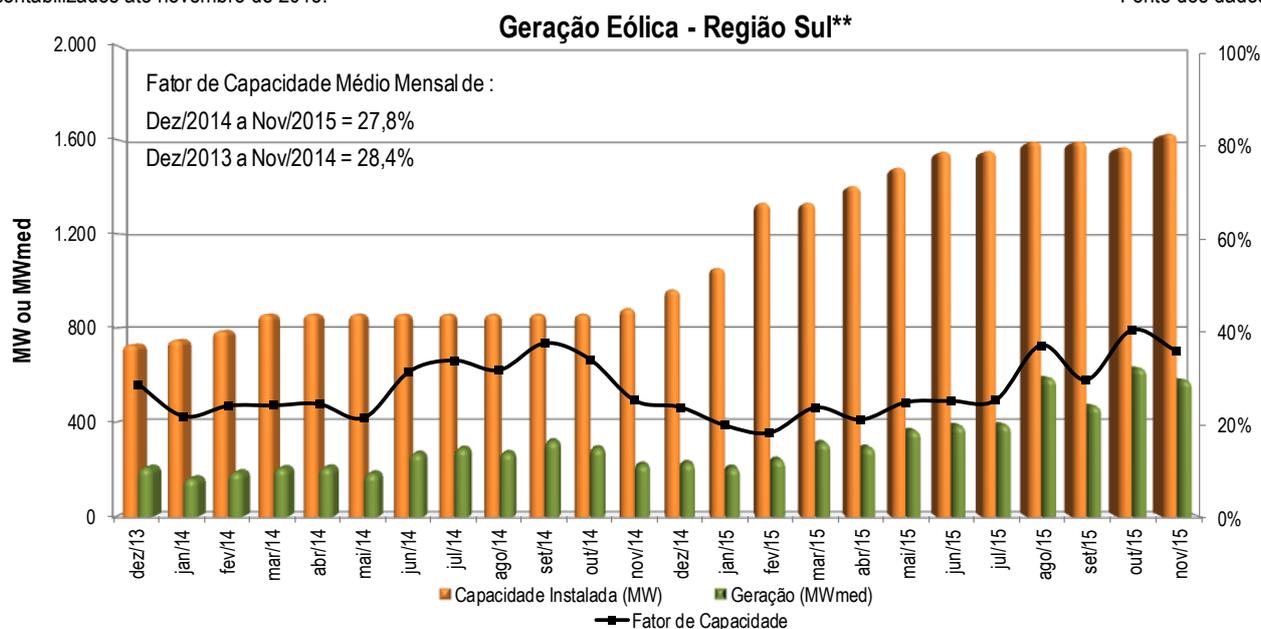


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

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 novembro de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.544,1 MWmédios, dos quais foram entregues 64,8%, ou 1.649,5 MWmédios. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 74,5% do esperado, ou 1.520,0 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de novembro de 2015 correspondeu a 61,3% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 72,8% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

No ano de 2014, foi entregue 63,6% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.105,2 MWmédios, de um total esperado de 1.737,9 MWmédios.

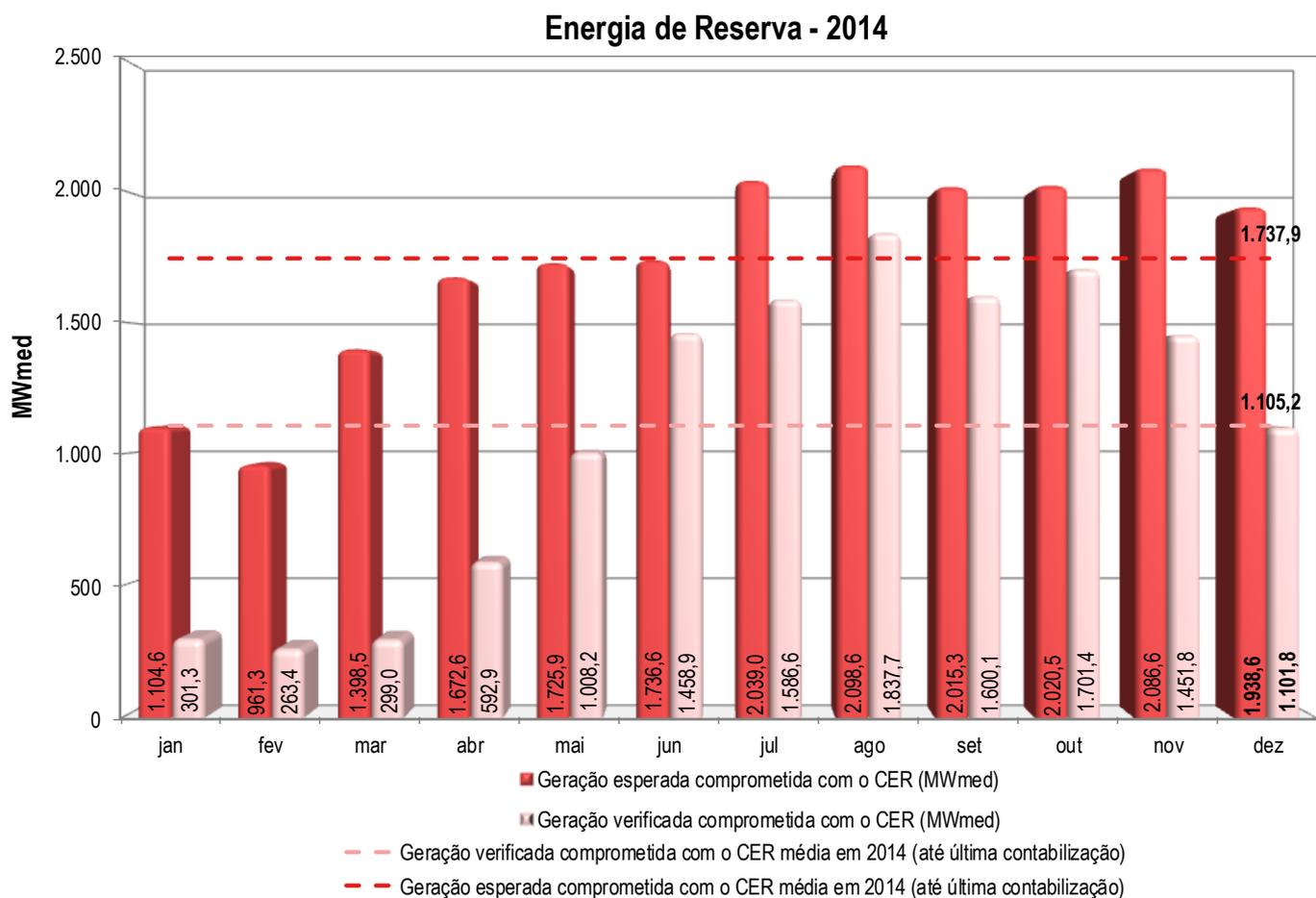


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

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 indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva, de forma macro. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

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



Energia de Reserva - 2015

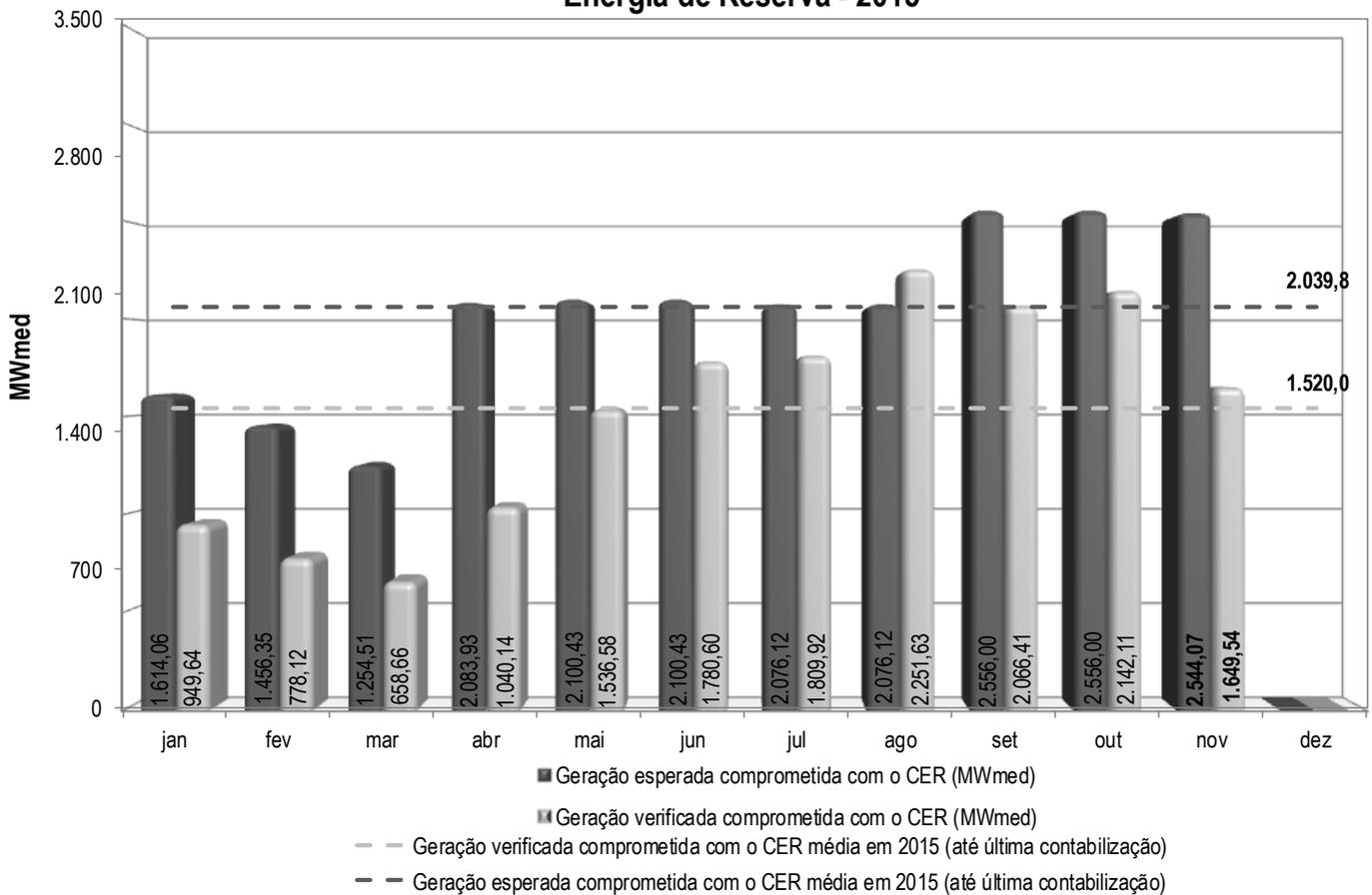


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

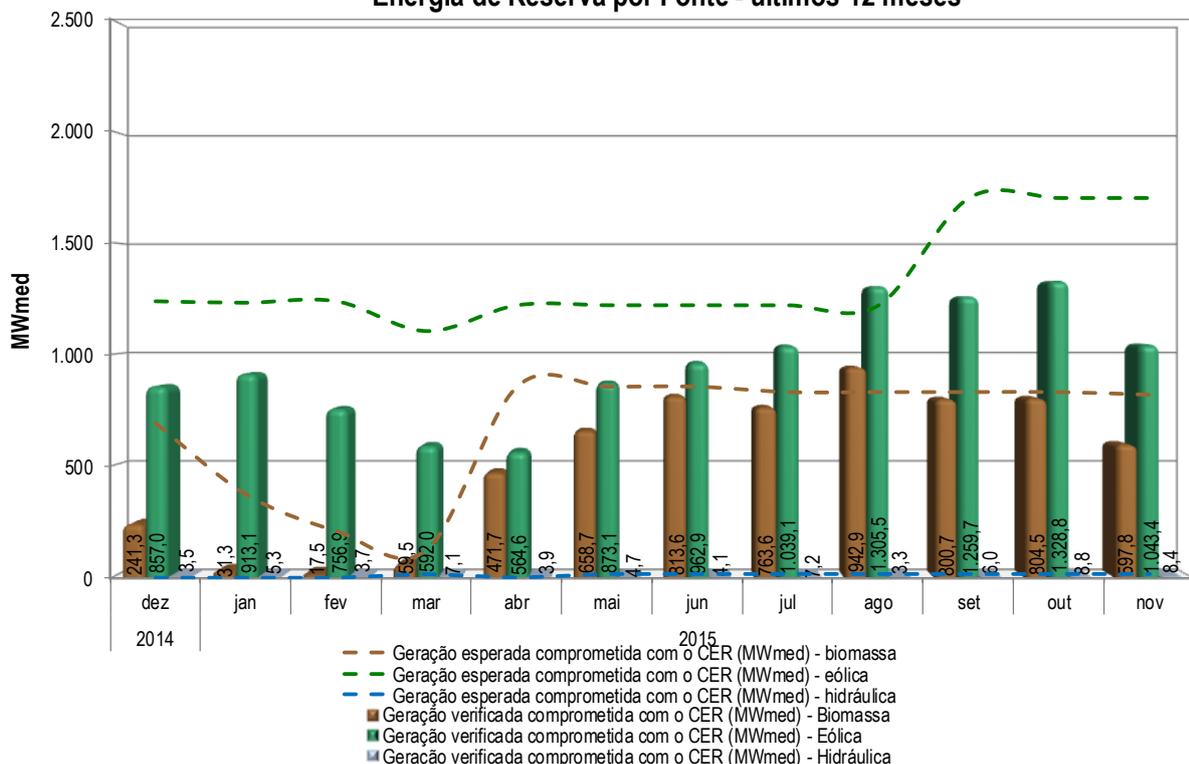


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

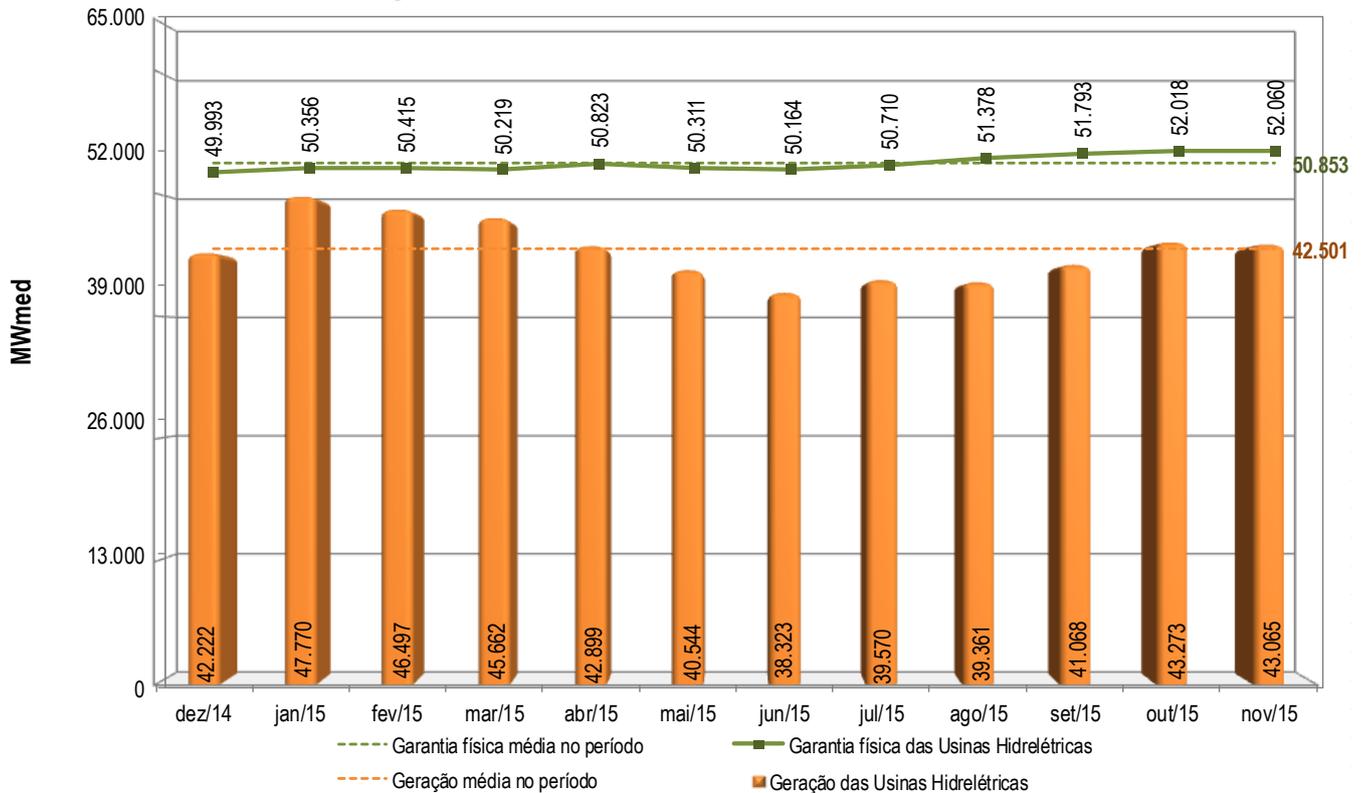


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física **

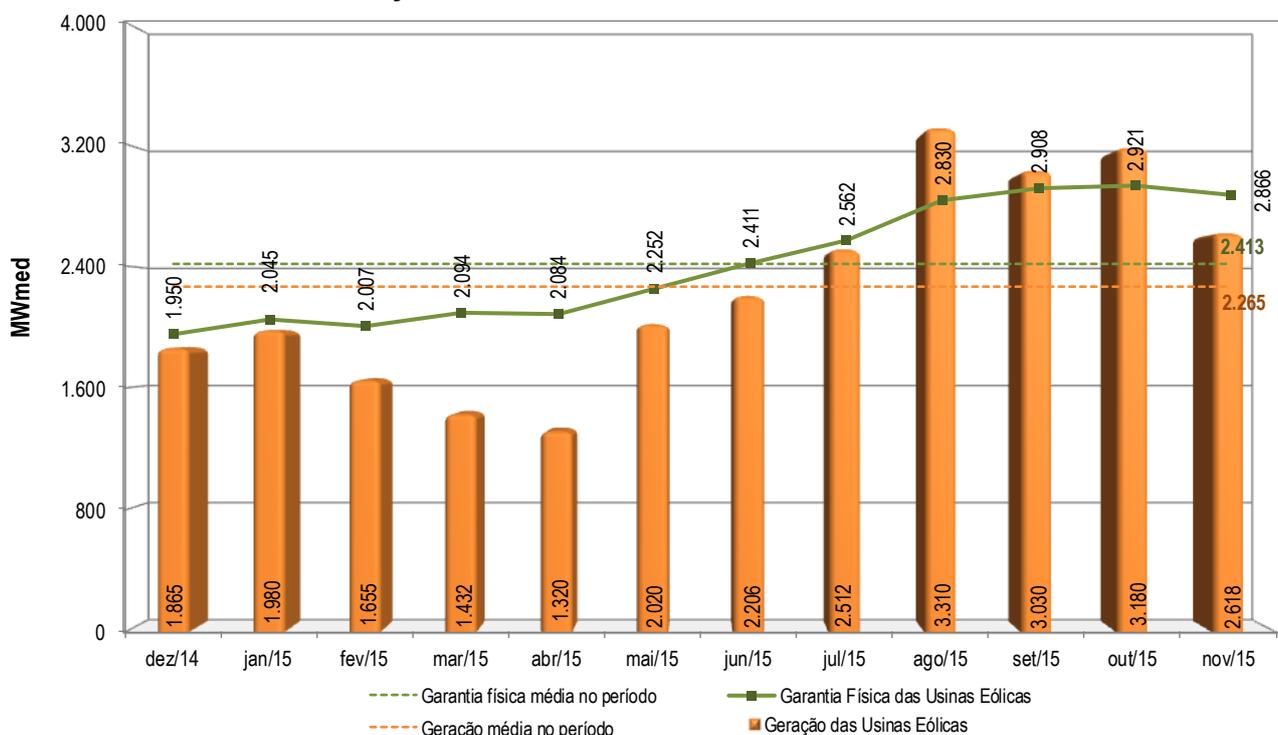


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

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

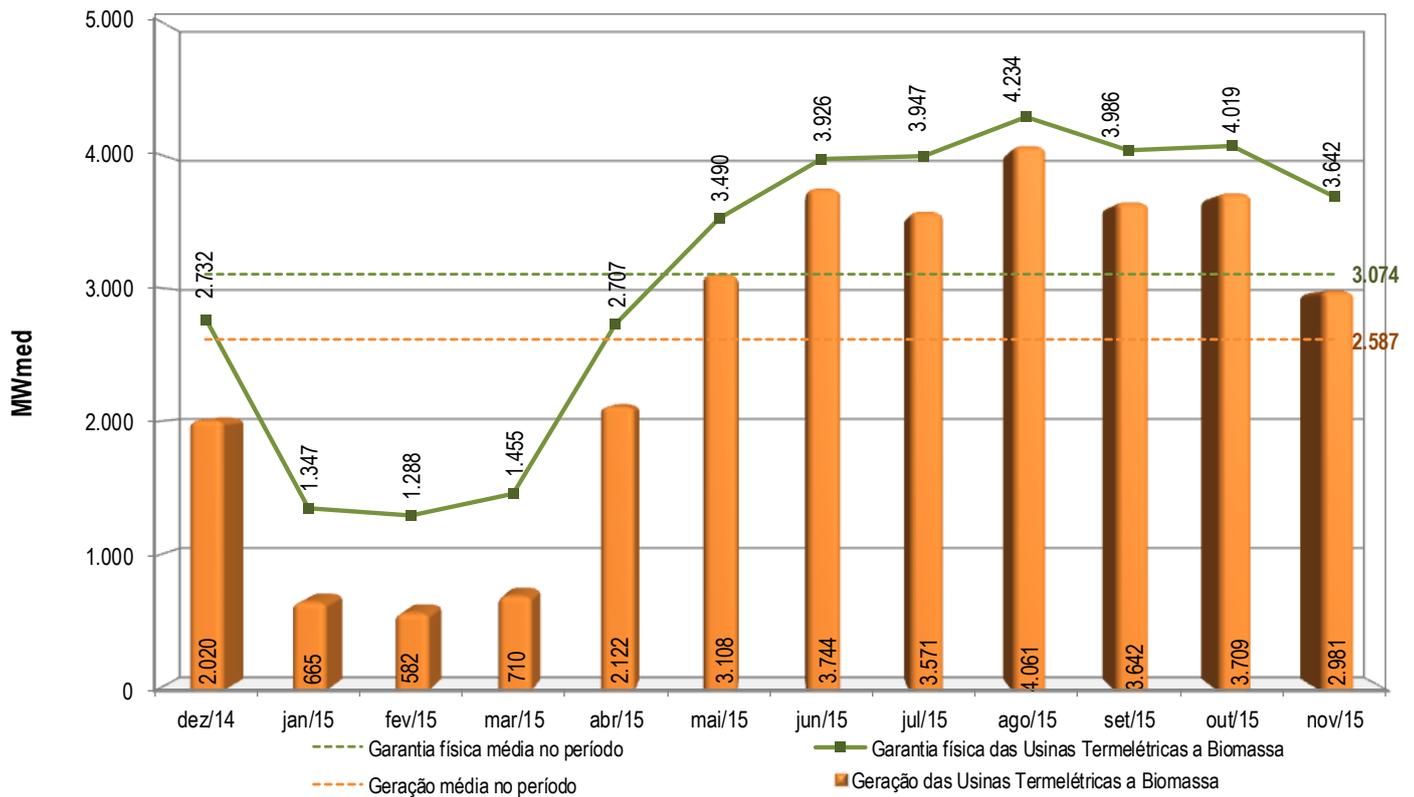


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

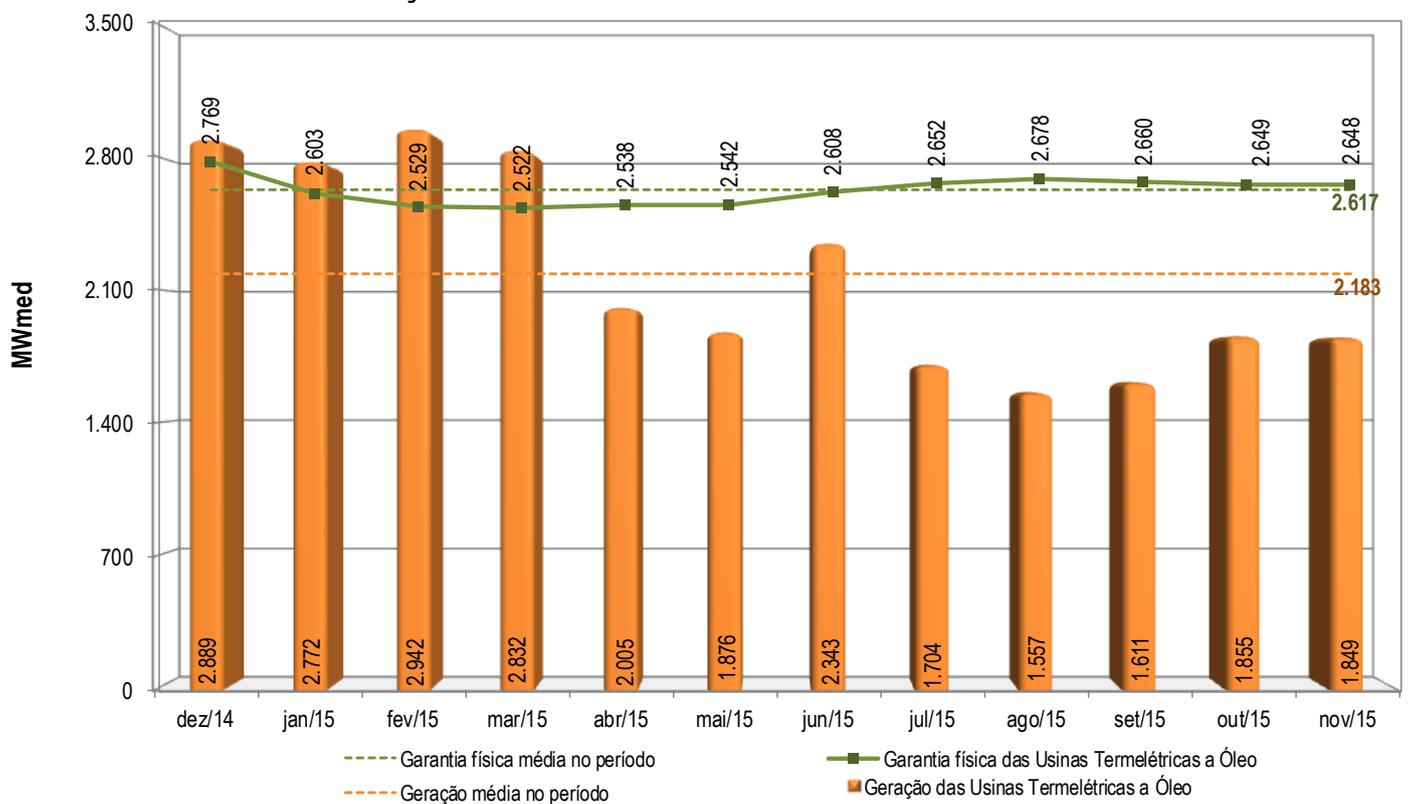


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

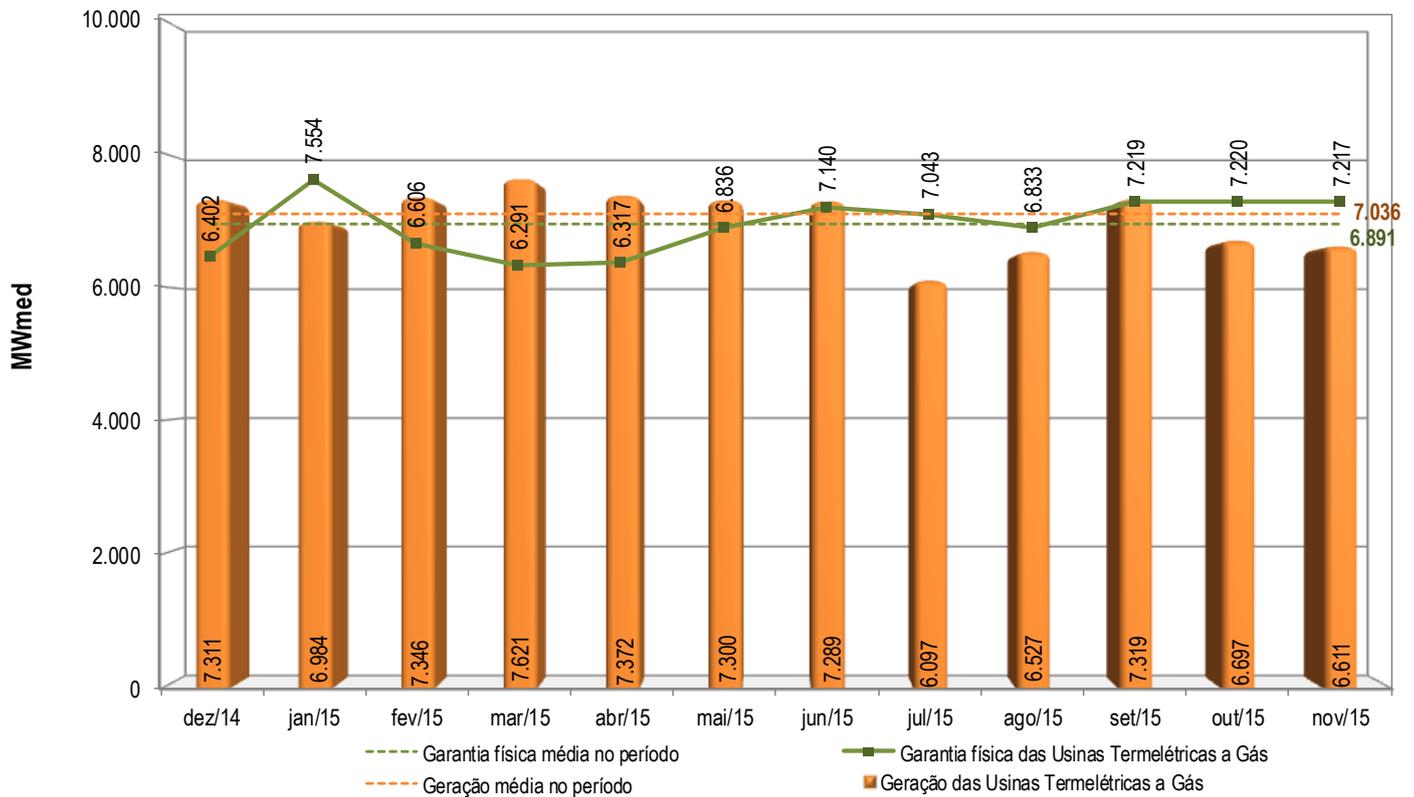


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

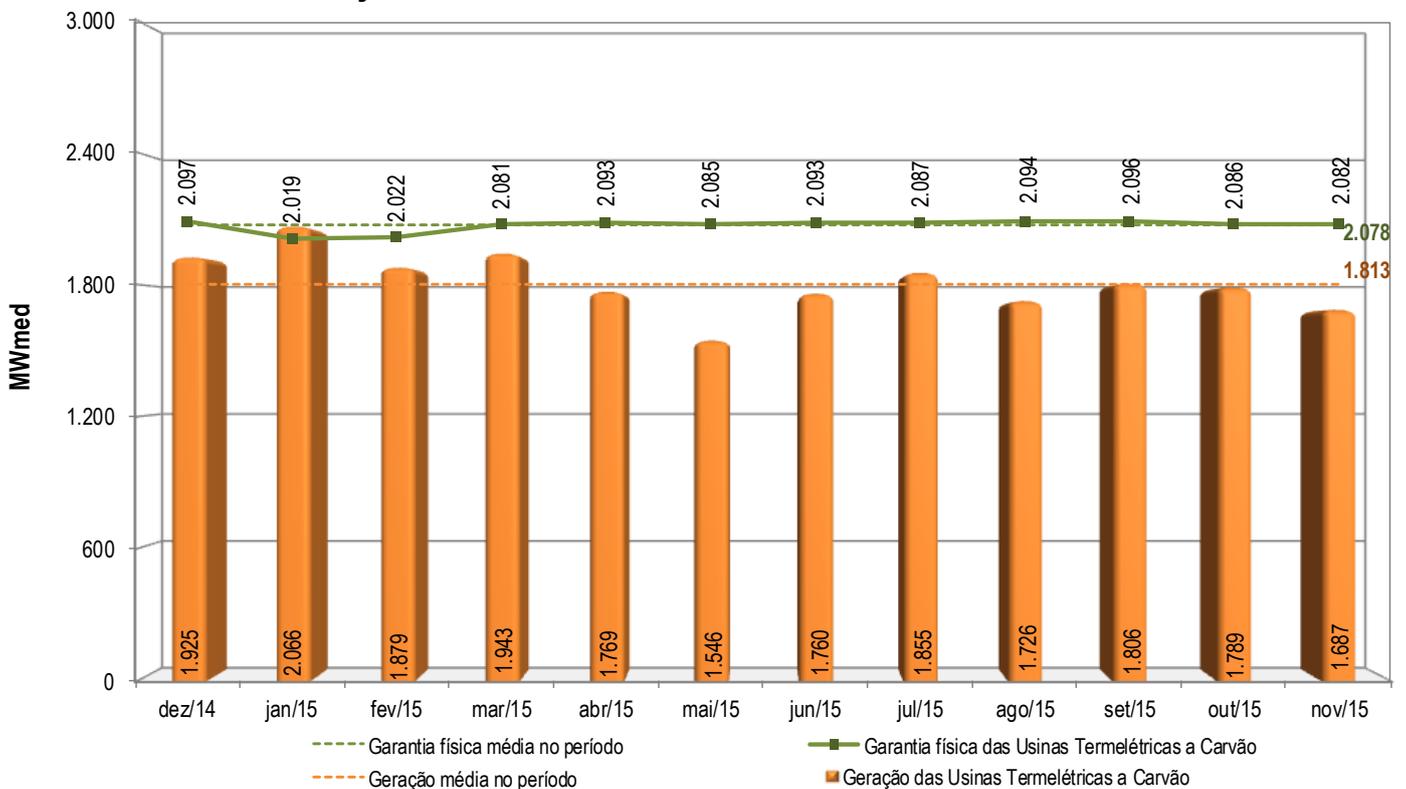


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

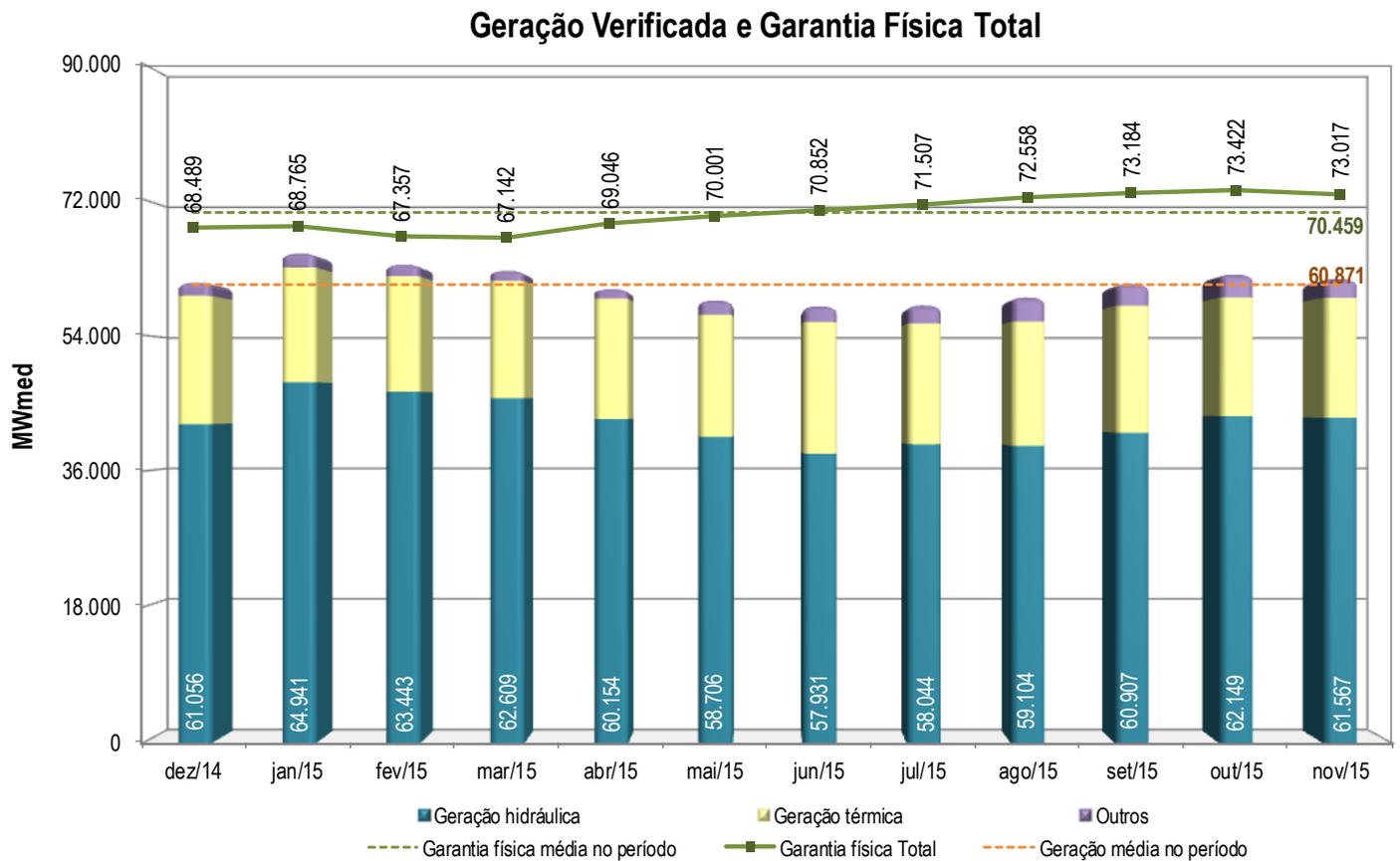


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de janeiro foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 979,11 MW de geração:

- PCH Santa Maria - UG2, de 1,04 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.030681-9.01;
- UEE Borgo - UG1 a UG12, total de 20,16 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030837-4.01;
- UEE Caetité - UG1 a UG18, total de 30,24 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030792-0.01;
- UEE Calango 1 - UG1 a UG15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030511-0.01;
- UEE Calango 2 - UG1 a UG15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030519-7.01;
- UEE Calango 3 - UG1 a UG15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030545-6.01;
- UEE Calango 4 - UG1 a UG15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030537-5.01;
- UEE Calango 5 - UG1 a UG15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030552-9.01;
- UEE Espigão - UG1 a UG6, total de 10,08 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030803-0.01;
- UEE Itarema V - UG1 a UG7, total de 21 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031482-0.01;
- UEE Pelourinho - UG1 a UG13, total de 21,84 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030793-9.01;
- UEE Rei dos Ventos 1 - UG6 e UG8, total de 3,34 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030416-6.01;
- UEE Serra do Espinhaço - UG1 a UG11, total de 18,48 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030802-1.01;
- UEE Ventos de Campo Formoso I - UG1 a UG15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030943-5.01;



- UEE Ventos de Santa Joana I - UG1 a UG17, total de 28,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031581-8.01;
- UEE Ventos de Santa Joana IV - UG1 a UG16, total de 27,2 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031520-6.01;
- UEE Ventos de Santa Joana V - UG1 a UG17, total de 28,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031538-9.01;
- UEE Ventos de Santa Joana VII - UG1 a UG17, total de 28,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031597-4.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto III - UG1 a UG16, total de 29,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031662-8.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto V - UG1 a UG16, total de 29,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031661-0.01;
- UEE Ventos do Sertão - UG1 a UG15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030946-0.01;
- UEE Verace 34 - UG1 a UG3, UG5 e UG6, total de 8,95 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031601-6.01;
- UHE Jirau - UG17, UG18, UG19 e UG41, total de 300 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029736-4.01;
- UHE Santo Antônio - UG35 e UG37, de 142,88 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029707-0.01;
- UTE Iacanga - UG4, de 18 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.029636-8.01.

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração (ACR e ACL) cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de despacho da ANEEL.

Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Jan/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
Eólica	517,190	517,190
Hidráulica	443,920	443,920
PCH + CGH	1,040	1,040
UHE	442,880	442,880
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	18,000	18,000
Biomassa	18,000	18,000
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	979,110	979,110

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



8.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
Eólica	2.059,300	2.546,500	3.673,454
Hidráulica	5.065,377	4.770,140	5.041,810
PCH + CGH	71,467	329,830	198,290
UHE	4.993,910	4.440,310	4.843,520
Solar	10,000	1.713,462	929,340
Fotovoltaica	10,000	1.713,462	929,340
Térmica	594,100	1.110,773	797,998
Biomassa	215,000	352,300	457,998
Carvão	0,000	0,000	340,000
Gás Natural	379,100	758,473	0,000
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	7.728,777	10.140,875	10.442,602

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE / CCEE / Eletrobras

* 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 atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 21/01/2016, 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, houve expansão de 1,1 km em linhas de transmissão do SIN:

- LT 230 kV Governador Mangabeira / Tomba C2, com 1,1 km de extensão, da Afluente, na Bahia.

Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	1,1	1,1
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	0,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	1,1	1,1

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

** 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 *

Foram incorporados ao SIN 4 novos transformadores, num total de 490,0 MVA:

- TR2 230/69 kV – 150 MVA, na SE Lagoa Nova II (CHESF), no Rio Grande do Norte;
- TR5 230/13,8 kV – 40 MVA, na SE Bongí (CHESF), em Pernambuco;
- TR1 e TR2 230/138 kV – 150 MVA cada, na SE Ivinhema 2 (ELETROSUL), em Mato Grosso do Sul.

Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

	Realizado em Jan/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
TOTAL	490,0	490,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Em janeiro, não foram incorporados ao SIN equipamentos de compensação de potência reativa.

9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
138	255,0	98,0	0,0
230	2.937,0	1.057,4	763,2
345	69,0	60,0	0,0
440	26,0	161,0	0,0
500	5.423,3	8.521,0	3.476,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	2.093,5
TOTAL	8.710,3	9.897,4	6.332,7

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
TOTAL	19.077,0	16.267,0	5.417,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

* 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 19/01/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de janeiro de 2016, houve contribuição de aproximadamente 12.560 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.066 MWmédios inferior 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 os subsistemas ao longo do mês em função do atingimento dos seus limites de escoamento.

O valor máximo de CMO de janeiro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado entre os dias 9 e 15 de janeiro no subsistema Nordeste, no valor de R\$ 477,49 / MWh. Já o valor mínimo, no valor de R\$ 2,62 / MWh, foi atingido no dia 30 de janeiro nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte. A redução do CMO observada ao longo do mês nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte decorreu, dentre outros fatores, em função da melhoria do cenário hidrológico verificado, que resultou no aumento das afluições e consequente replecionamento dos reservatórios equivalentes do SIN.

Destaca-se que, durante todo o mês, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 422,56 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2016, conforme estabelecido pela ANEEL. Além disso, a partir do dia 16 de janeiro, o PLD dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte atingiu o valor mínimo estabelecido pela Agência para o ano, sendo este igual a R\$ 30,25 / MWh.

A geração térmica por garantia de suprimento energético verificada em janeiro atingiu valor da ordem de 4.648 MWmédios, ante aos 4.586 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 376 MWmédios em dezembro, ante aos cerca de 386 MWmédios em dezembro.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

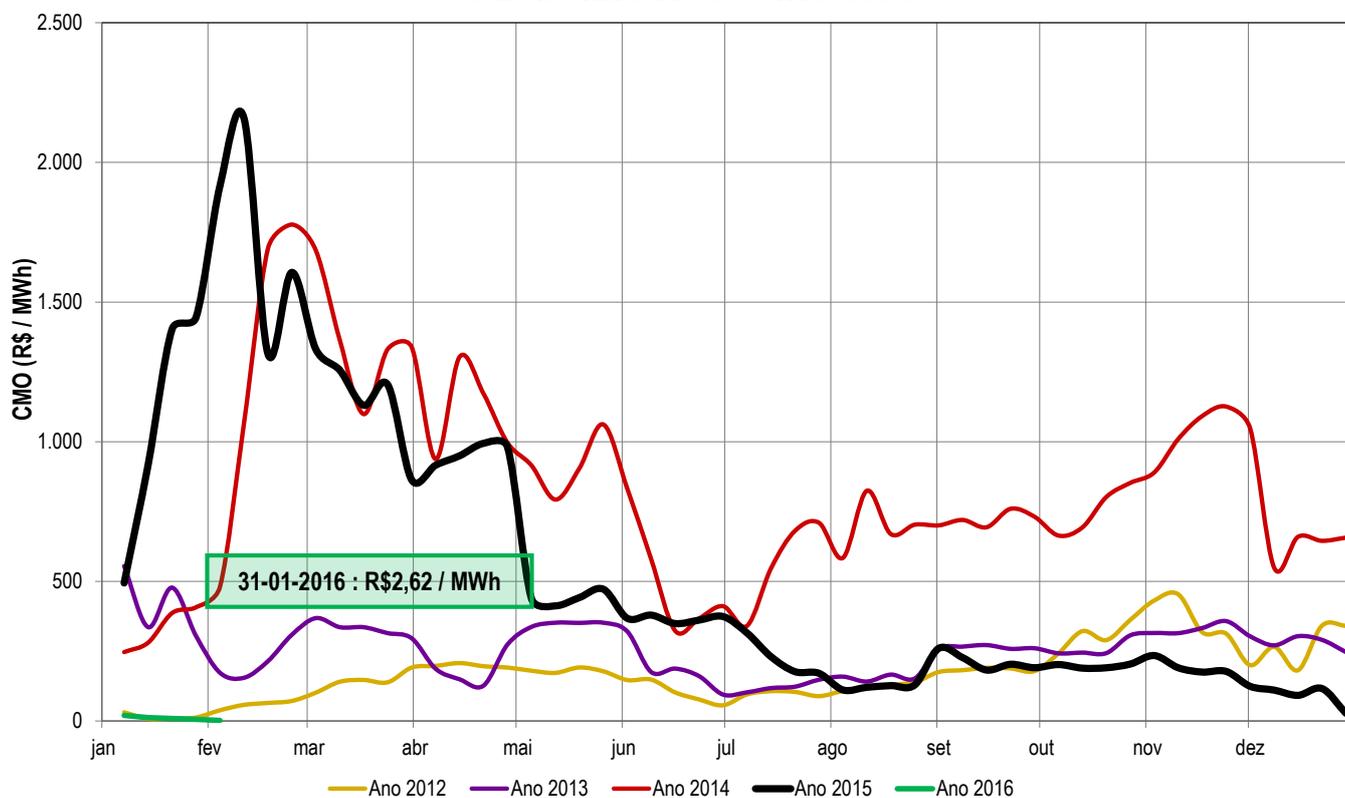


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

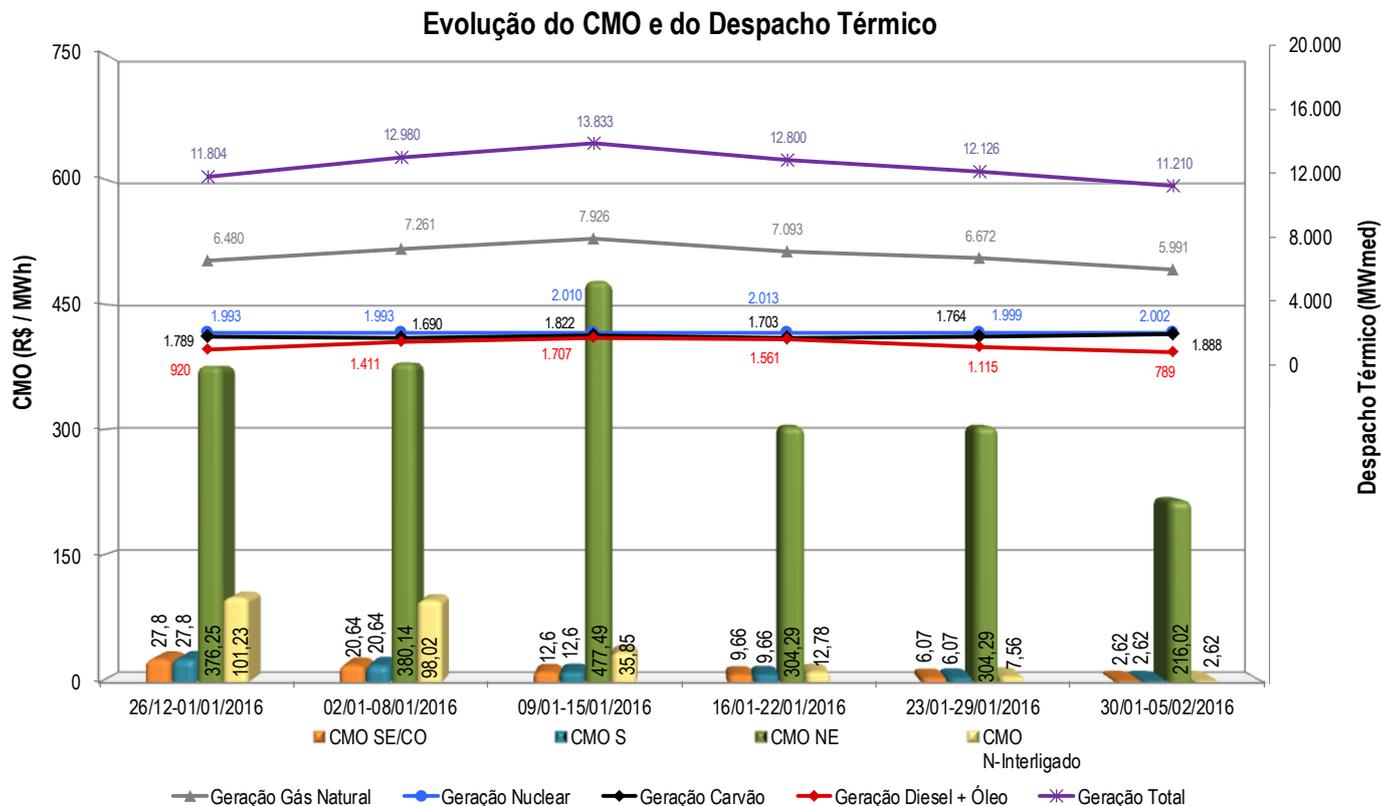


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2015 foi de R\$ 631,5 milhões, montante 1,8% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 643,3 milhões). O valor do mês de novembro de 2015 é composto por R\$ 184,7 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\$ 8,2 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\$ 438,6 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético. Destaca-se que este encargo correspondeu à aproximadamente 70% do total do ESS de novembro de 2015.

*Os dados de encargos referentes à contabilização de dezembro/2015 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.

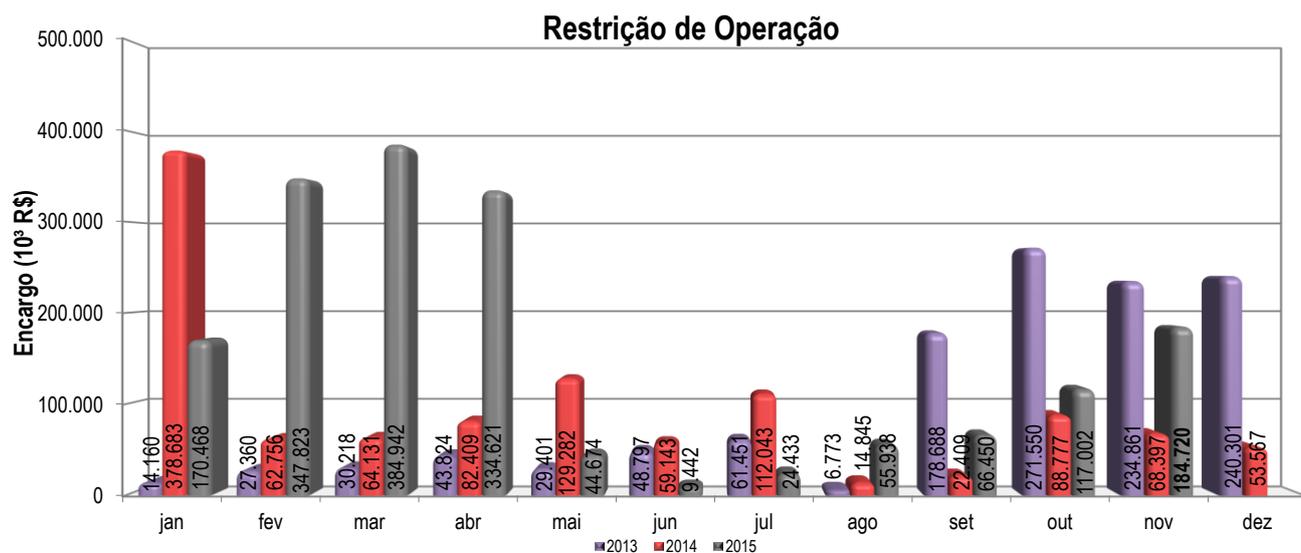


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

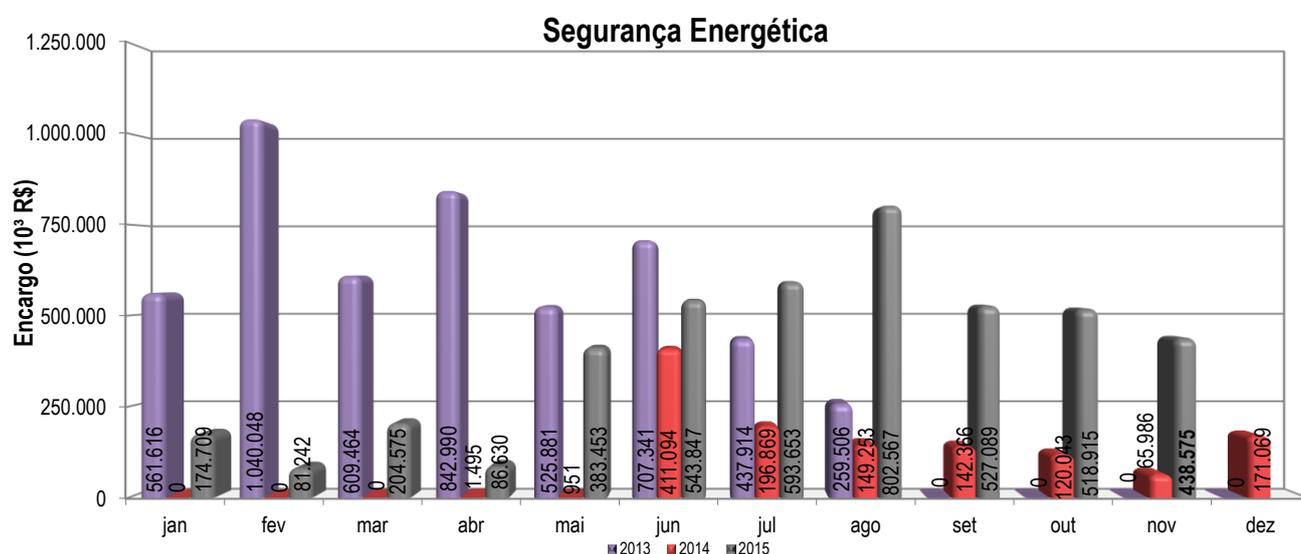


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

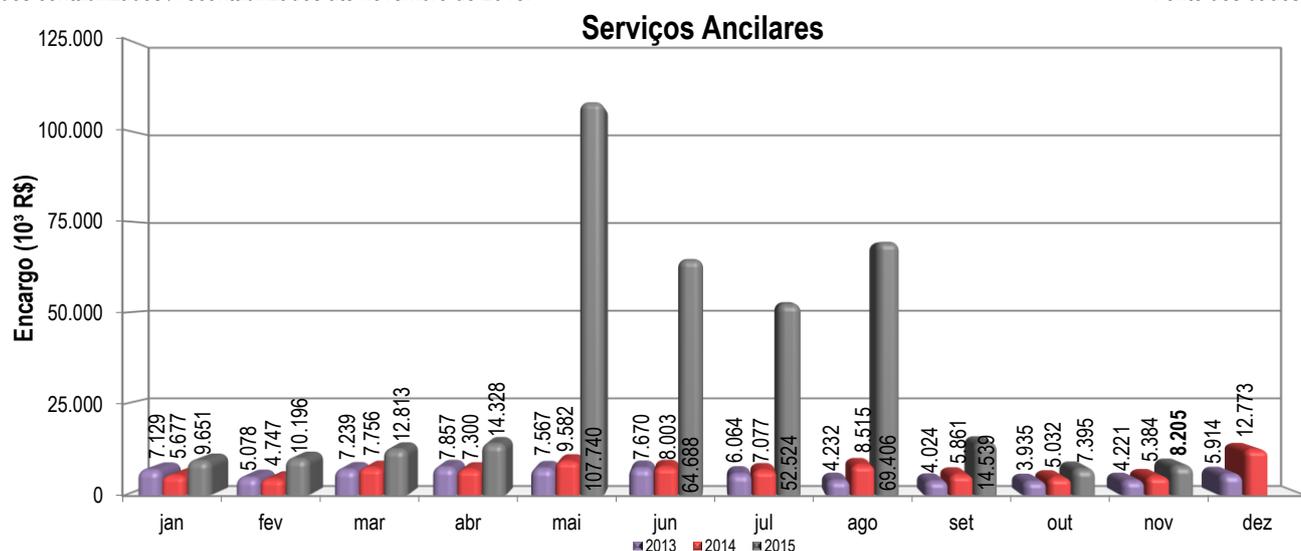


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Em 2015, o índice DEC acumulado para o Brasil e para todas as regiões foi superior à meta estabelecida pela ANEEL e o índice FEC acumulado foi superior apenas para a região Centro – Oeste e inferior para o Brasil e demais regiões. No mês de janeiro de 2016, a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores ao mesmo mês de 2015. Destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 19 de janeiro, às 10h19min:** Oscilação de tensão no sistema Norte após defeito no link de conexão da UG 06 com o barramento de 500 kV da UHE Tucuruí (Eletronorte). Houve interrupção de **1.695 MW** de cargas, sendo 426 MW da Celpa, no Pará, 70 MW da Eletrobras Amazonas Distribuição, no Amazonas, 47 MW da CEA, no Amapá e 1.152 MW de consumidores industriais no Pará e no Maranhão. Causa: Retardo na atuação da proteção diferencial do link de 500 kV entre o barramento da SE Tucuruí e a conexão das unidades geradoras 05 e 06, após curto circuito na chave seccionadora de 500 kV da UG6;
- **Dia 29 de janeiro, às 17h:** Desligamento de alimentadores na rede de distribuição da CELPE. Houve interrupção de **506 MW** de cargas da CELPE, na região metropolitana de Recife, em Pernambuco. Causa: Queda de árvores e lançamento de objetos sobre os alimentadores provocados por condições atmosféricas adversas;
- **Dia 29 de janeiro, às 21h30min:** Desligamento de alimentadores na rede de distribuição da CEEE-D, associados a linhas de transmissão e equipamento de 230 kV. Houve interrupção de **606 MW** da CEEE-D, na região metropolitana de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul. Causa: Queda de árvores e lançamento de objetos sobre as linhas provocados por condições atmosféricas adversas.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0												0	5.487
S	606												606	1.916
SE/CO	677												677	7.066
NE	506												506	4.688
N-Int	1.695												1.695	7.911
TOTAL	3.484	0	3.484	27.068										

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0												0	2
S	1												1	9
SE/CO	3												3	24
NE	1												1	14
N-Int	1												1	32
TOTAL	6	0	6	81										

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 minutos. Os dados dos sistemas isolados estão em consolidação.

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

Fonte dos dados: ONS

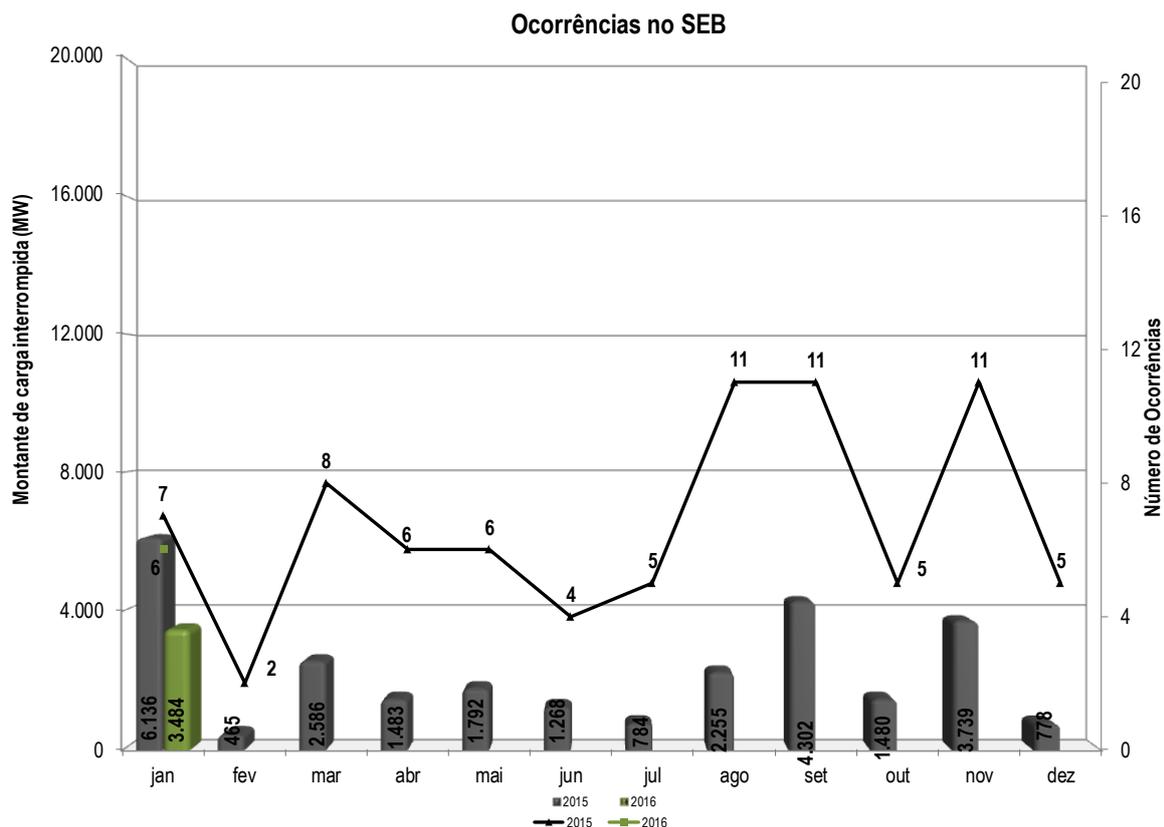


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,73	1,65	1,33	1,18	1,11	1,17	1,12	1,43	1,54	1,92	1,98	18,11	13,92
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97	0,86	1,01	1,01	1,32	1,67	1,45	1,69	15,14	12,60
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69	0,73	0,84	0,80	1,24	1,13	1,63	1,67	12,93	9,51
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70	1,22	1,19	1,30	2,52	3,16	4,65	3,47	31,06	16,62
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54	1,53	1,37	1,23	1,06	1,22	1,45	1,80	19,33	16,68
N	4,45	3,60	3,89	3,84	3,22	2,71	3,23	3,12	3,22	3,53	3,67	3,84	42,35	34,75

Dados contabilizados até dezembro de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,00	0,84	0,88	0,71	0,66	0,62	0,69	0,70	0,81	0,87	0,98	0,99	9,75	11,01
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63	0,59	0,71	0,62	0,80	0,80	0,82	0,95	9,23	10,29
SE	0,66	0,51	0,47	0,36	0,37	0,37	0,43	0,44	0,54	0,55	0,70	0,71	6,11	7,50
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20	0,90	1,01	1,13	2,00	2,19	2,30	1,95	19,84	14,54
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72	0,76	0,64	0,69	0,60	0,70	0,83	0,87	9,41	11,51
N	2,45	2,09	2,29	2,14	1,90	1,71	2,31	2,28	2,18	2,45	2,41	2,35	26,60	32,31

Dados contabilizados até dezembro de 2015 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.

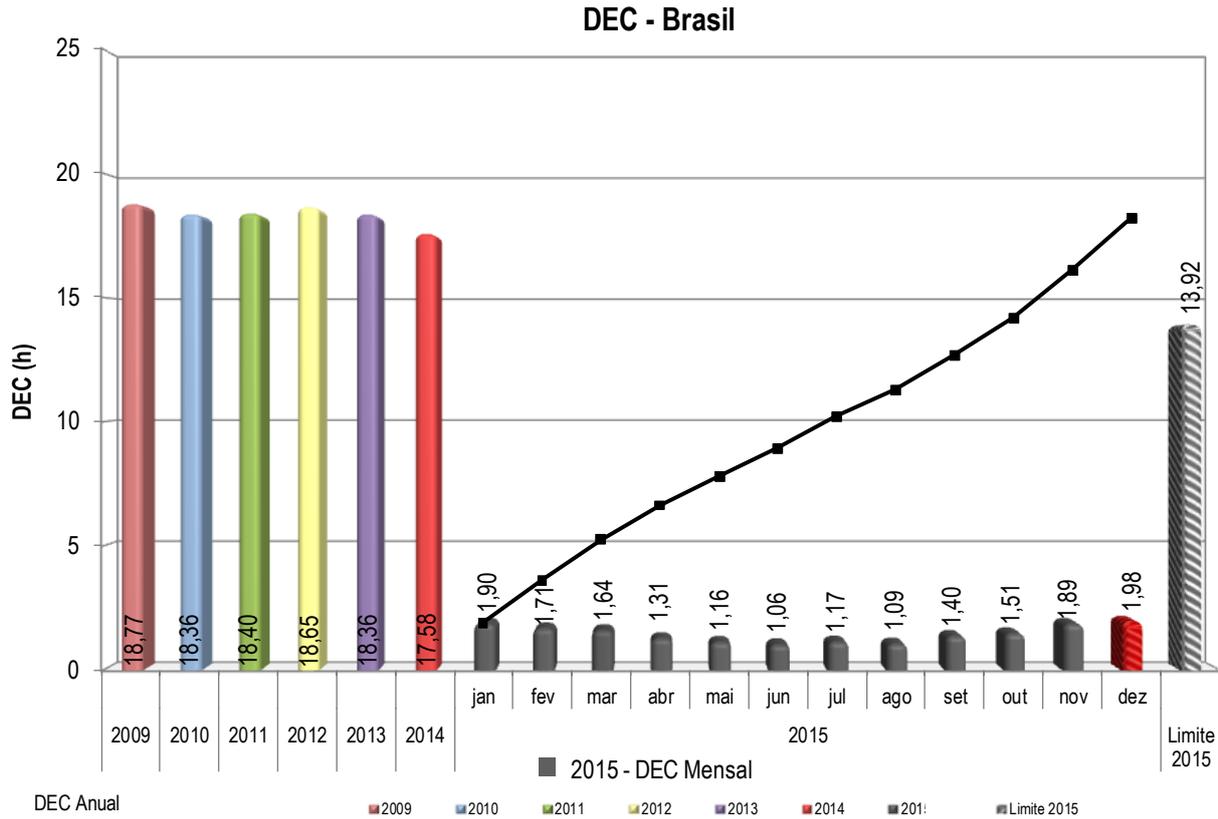


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

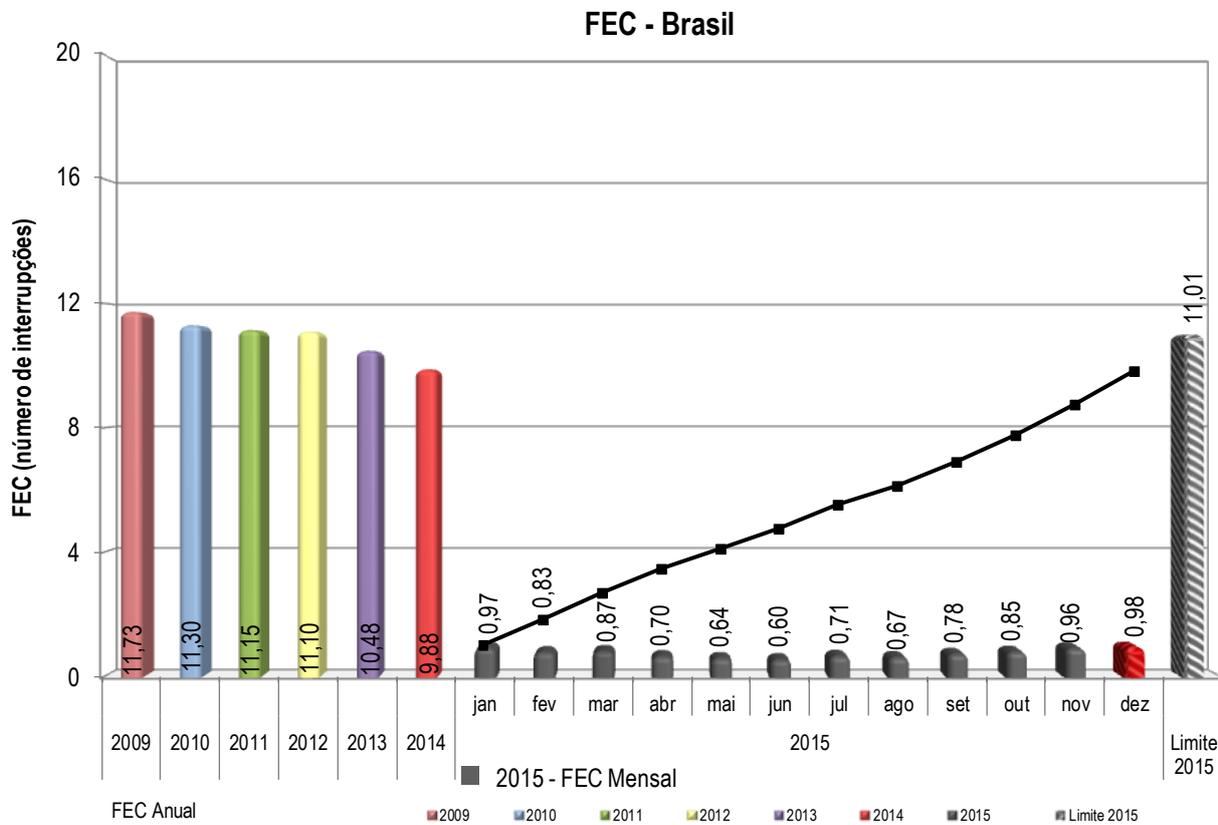


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2015 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
GNL - Gás Natural Liquefeito	SIN - Sistema Interligado Nacional
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GW - Gigawatt (10^9 W)	UEE - Usina Eólica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UHE - Usina Hidrelétrica
h - Hora	UNE - Usina Nuclear
Hz - Hertz	UTE - Usina Termelétrica
km - Quilômetro	VU - Volume Útil
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
MLT - Média de Longo Termo	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
MME - Ministério Minas e Energia	