



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro – 2014

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 6º andar

70.065-900 – Brasília - DF

<http://www.mme.gov.br>

Boletim publicado em: http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html



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.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
7.4. Geração Eólica	20
7.5. Energia de Reserva	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	27
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	29



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	33
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	33
12.2. Indicadores de Continuidade	34
GLOSSÁRIO.....	36



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/11/2014 a 30/11/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/11 a 29/11/2014* 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-Interligado.....	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.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
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.....	17
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	18
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	30
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.....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	32
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	34
Figura 39. DEC do Brasil.....	35
Figura 40. FEC do Brasil.....	35



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.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.....	34



1. INTRODUÇÃO

No mês de novembro de 2014, os valores de afliências a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, e o Nordeste atingiu o segundo pior valor para o mês no histórico de 82 anos. No mês, foram verificados 16.445 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de outubro de 2014 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -2,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -18,8 p.p. no Sul, -2,7 p.p. no Nordeste e -4,8 p.p. no Norte.

No dia 05 de novembro de 2014, foi realizada a 149ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, o ONS apresentou os resultados do Plano de Ampliações e Reforços – PAR 2015-2017, que apontou, dentre outras recomendações, ações que visam minimizar as restrições de transmissão de energia elétrica entre regiões e ampliar as possibilidades de transferência dos excedentes energéticos das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, após a entrada em operação da Usina Hidrelétrica - UHE Belo Monte.

No dia 25 de novembro de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou a alteração nos limites do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD de energia elétrica para 2015, para os valores máximo e mínimo de R\$ 388,04/MWh e R\$ 30,26/MWh, respectivamente.

No dia 28 de novembro de 2014, foi realizado o Leilão A-5/2014, que resultou na contratação de 51 empreendimentos de geração de energia elétrica de variadas fontes (térmicas a biomassa, gás natural, carvão mineral, eólicas e PCHs). No total, foram contratados 4.979,8 MW de potência, sendo 61% desse montante referente a três usinas a gás natural e 19% referente a 36 usinas eólicas. O preço médio negociado foi de R\$196,11/MWh, representando deságio de 1,72% em relação ao preço inicial. O fornecimento de energia deverá ser realizado a partir do ano 2019.

Entraram em operação comercial no mês de novembro 520,0 MW de capacidade instalada de geração e 287,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 6.493,8 MW de capacidade instalada de geração, 7.382,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 12.775,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de novembro de 2014, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 132.676 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 3.087 MW de geração de fontes hidráulicas, de 1.583 MW de fontes térmicas e de 2.224 MW de geração eólica.

No mês de outubro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67% do total gerado no Brasil, 1,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, se manteve praticamente no mesmo patamar, variando 0,3 p.p. entre um mês e outro (3,0% em setembro e 3,3% em outubro de 2014). Verificou-se aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 29,0% para 29,7%.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de outubro de 2014, diminuiu 3,4 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 34,2%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Nordeste aumentou 6,5 p.p. em relação a setembro de 2014, e alcançou 54,2%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 2,6 p.p. no fator de capacidade na região Sul e de 4,5 p.p. na região Nordeste.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (novembro de 2013 a outubro de 2014), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 2,7% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, no mês de outubro de 2014 foi verificado crescimento de 3,1% em relação a outubro de 2013. Houve expansão de 3,4% na quantidade de unidades consumidoras residenciais de outubro de 2014 em relação ao mesmo mês de 2013.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de novembro de 2014, 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 e Maranhão.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Quatro frentes frias atuaram no Brasil no mês de novembro de 2014, sendo que duas delas alcançaram a região Sudeste, ocasionando chuva fraca a moderada nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Iguaçu, Paranapanema, Paranaíba e Tietê, e chuva fraca nas bacias dos rios Paraíba do Sul e São Francisco.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação próximas à média climatológica em praticamente todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção das bacias dos rios Tocantins, Paranapanema, Iguaçu, Uruguai e Jacuí.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com destaque para a região Sul, que teve anomalias positivas de até 4°C. As temperaturas máximas do mês de novembro estiveram próximas à normal.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 68 %MLT – 18.552 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (7º pior valor*), 92 %MLT – 8.649 MW médios no Sul (37º melhor valor*), 40 %MLT – 2.235 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 76 %MLT – 2.307 MW médios no Norte-Interligado (18º pior valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 92 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 82 %MLT.

* considerando um histórico de afluências para o mês em 82 anos (1931 a 2012).

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

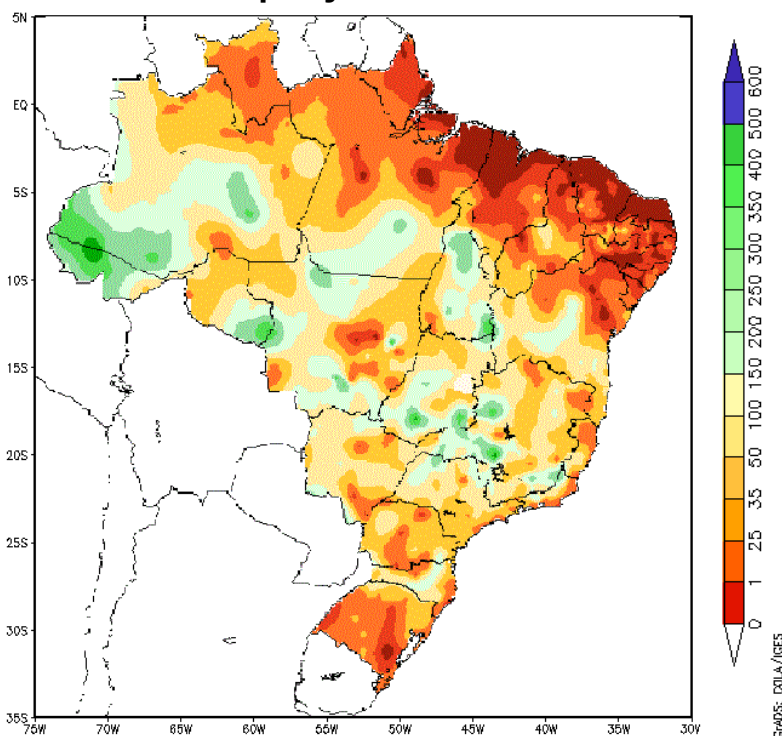


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/11/2014 a 30/11/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

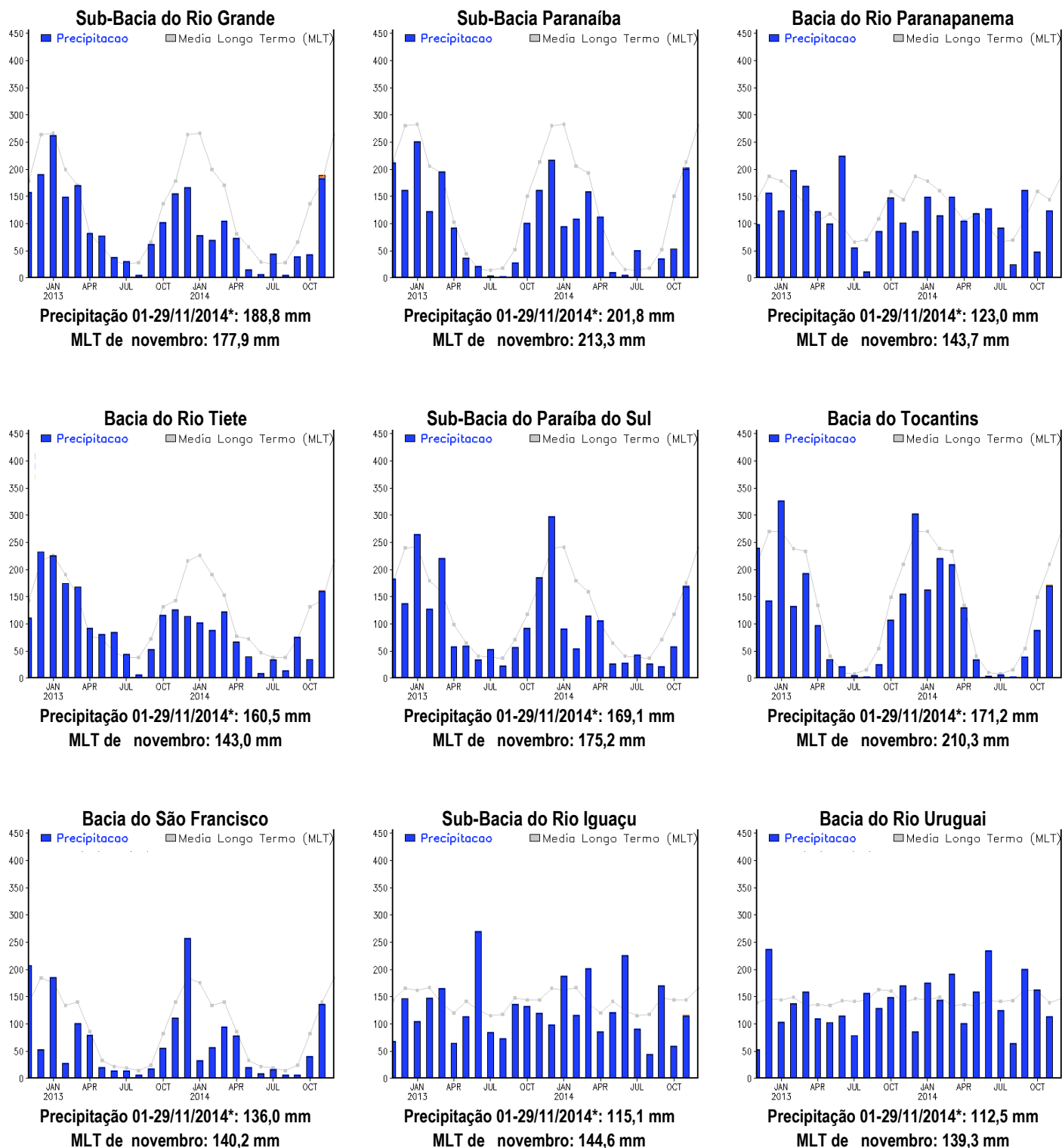


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/11 a 29/11/2014* nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

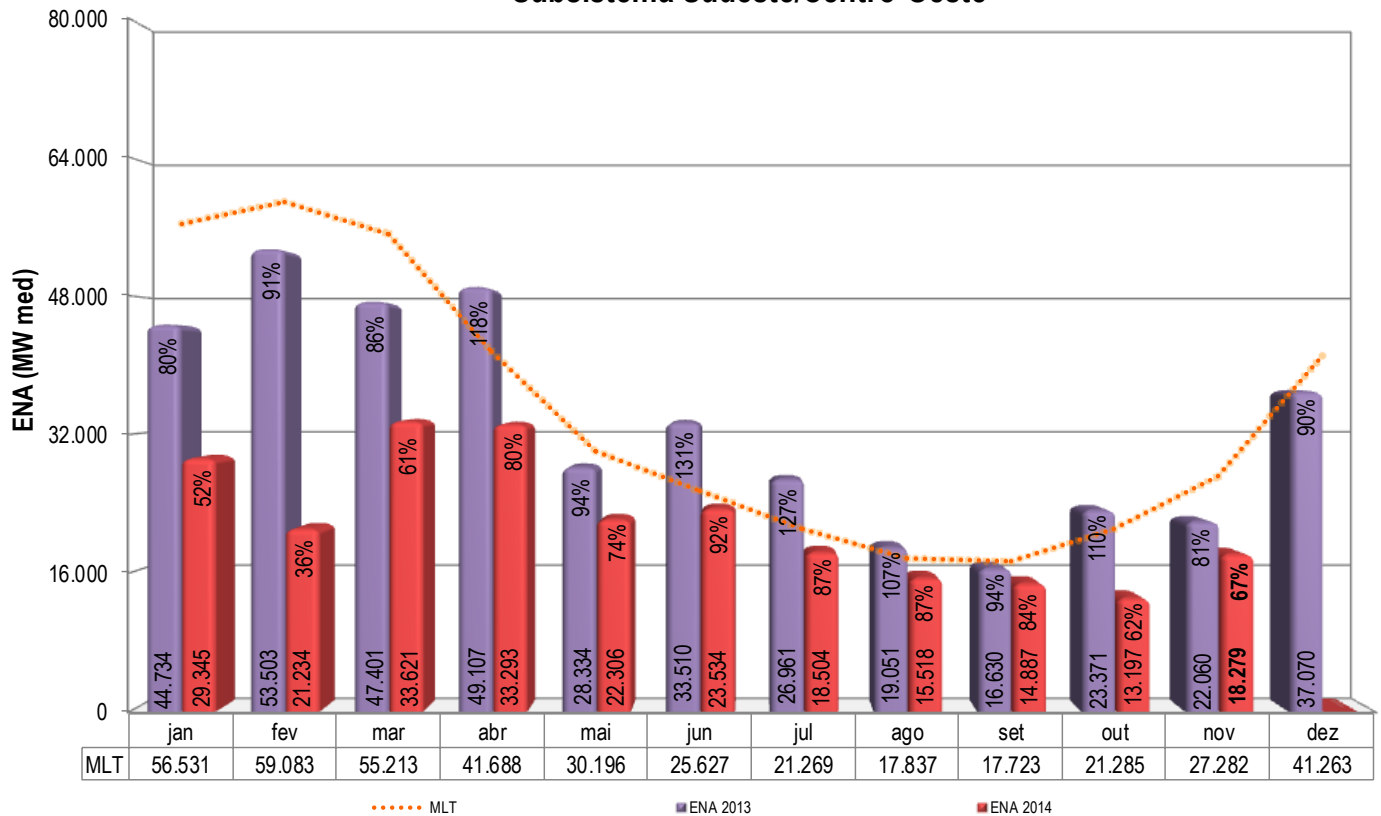


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

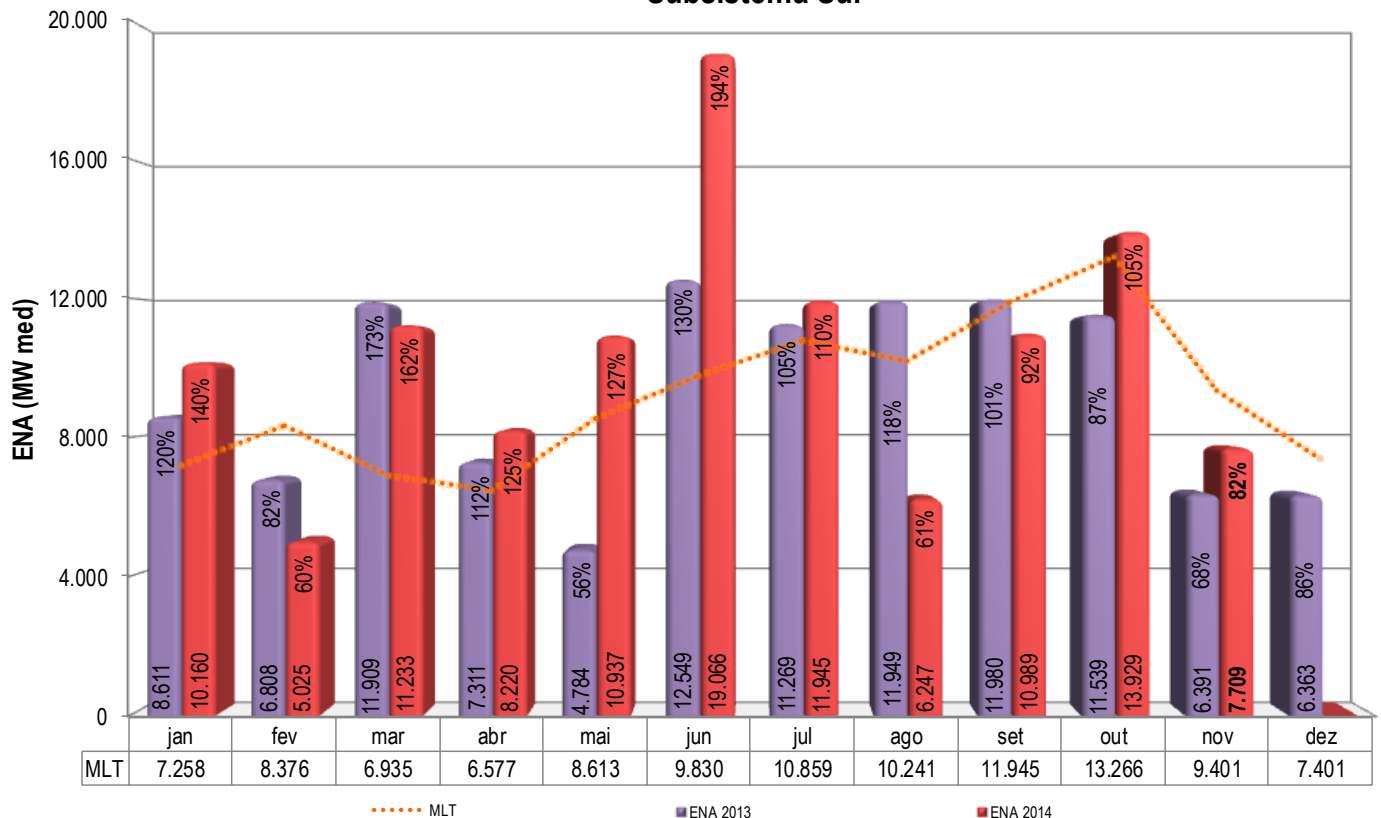


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

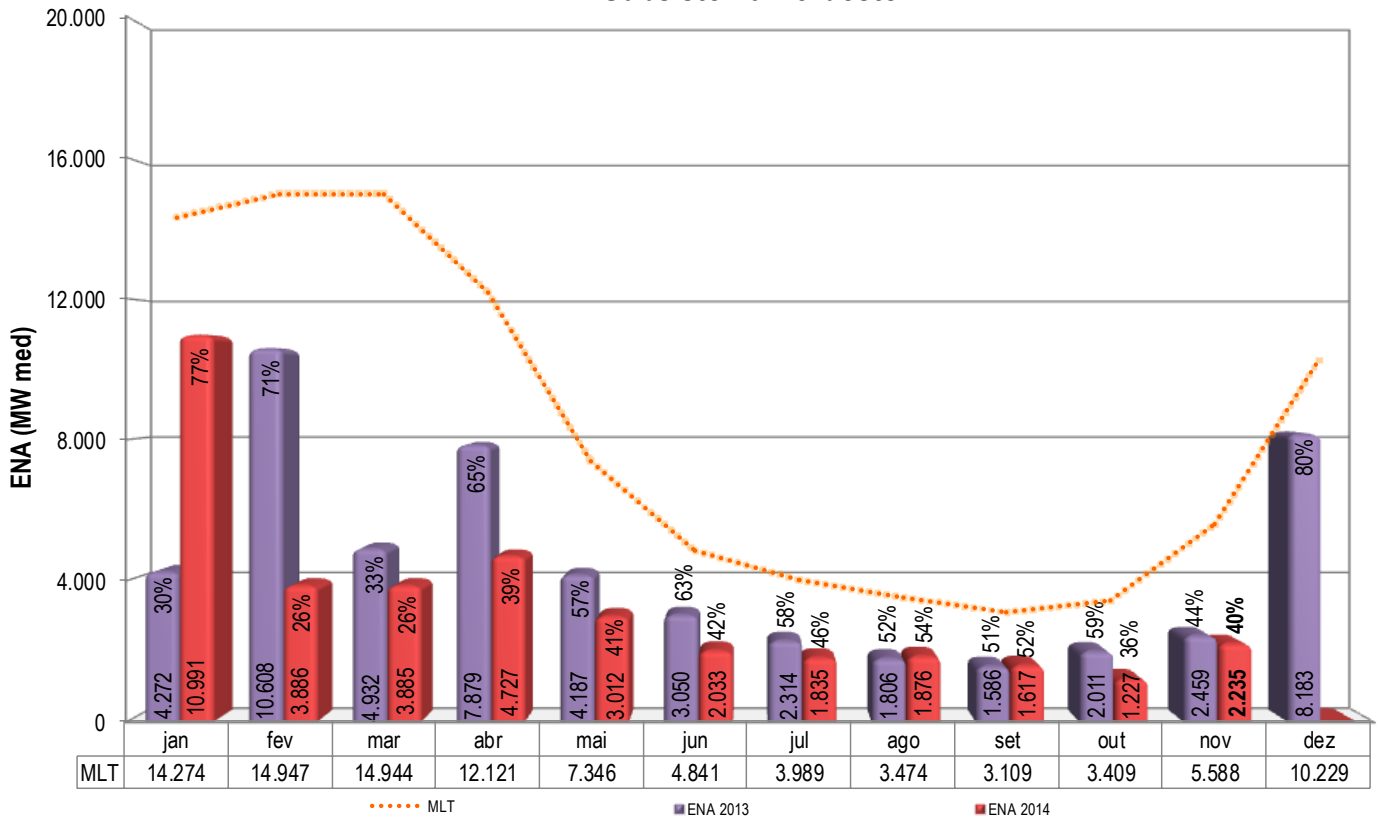


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

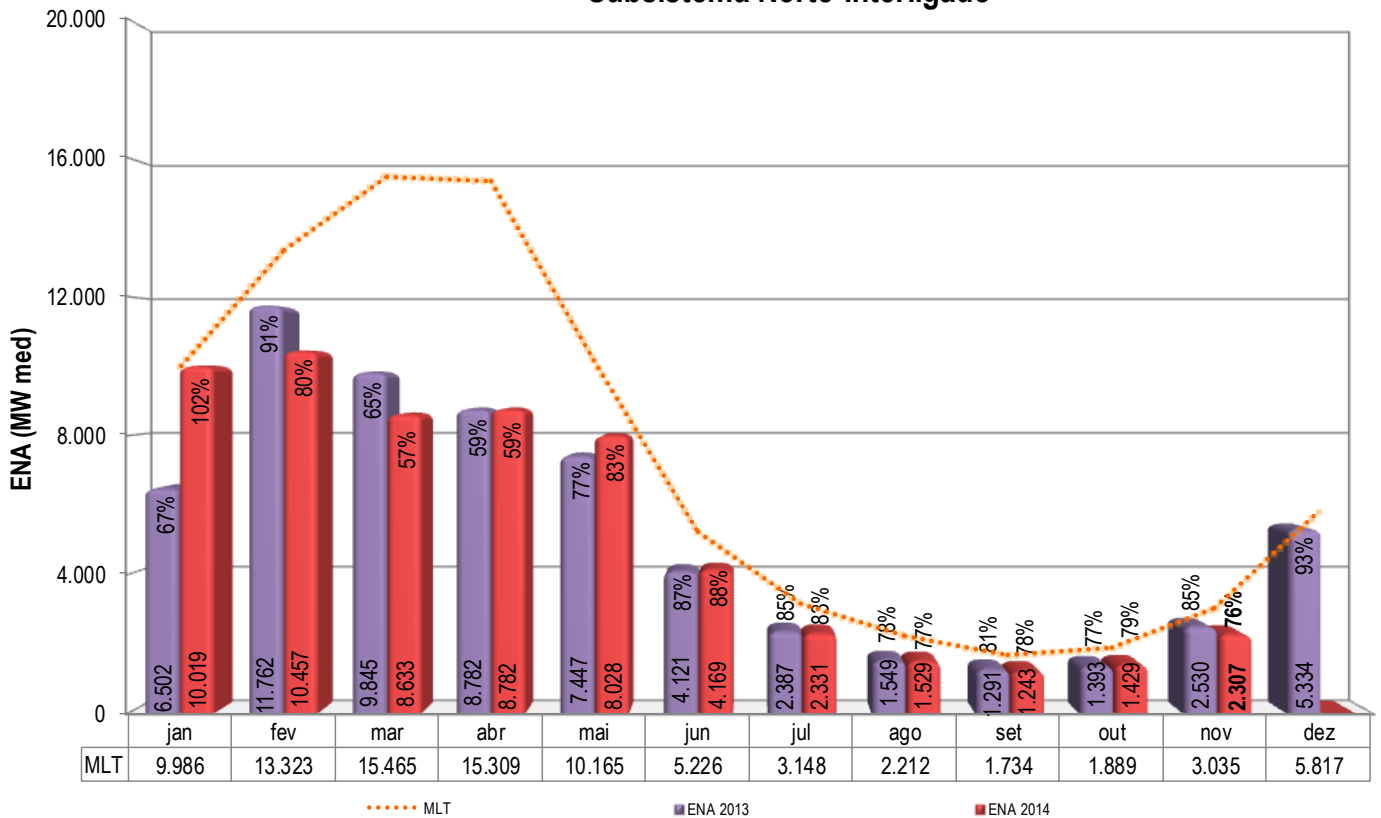


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em novembro de 2014 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas. Houve contribuição de aproximadamente 16.445 MWmédios de produção térmica no mês, valor cerca de 315 MWmédios abaixo do verificado no mês anterior.

Durante o mês de novembro, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um desestoque do armazenamento equivalente em 2,7 p.p., atingindo 16,0 %EAR, valor 25,6 p.p. inferior ao verificado no final de novembro de 2013 (41,6 %EAR), e 7,0 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (23,0%EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram dimensionadas em função da evolução das condições eletroenergéticas de seu reservatório, sendo 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.

As disponibilidades energéticas das usinas da região Sul foram exploradas ao máximo em todos os períodos de carga, visando minimizar e/ou evitar a ocorrência de vertimentos para controle do nível de armazenamento de seus reservatórios, respeitando-se os limites elétricos vigentes, visando reduzir a utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das demais regiões do SIN. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 18,8 p.p em comparação com outubro de 2014, atingindo 65,7 %EAR ao final do mês, valor cerca de 8,4 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de novembro de 2013 (74,1 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento em 2,7 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 13,0 %EAR ao final do mês de novembro, valor 9,1 p.p. inferior ao verificado ao final de novembro de 2013 (22,1 %EAR), mas ainda 5,2 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (7,8 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 724 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições de armazenamento desfavoráveis, a defluência mínima da UHE Três Marias foi novamente reduzida em novembro, atingindo 120 m³/s, mas a afluência apresentou melhoria a partir de meados do mês alcançando cerca de 700 m³/s no fechamento de novembro.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 28,1 %EAR ao final do mês de novembro, apresentando deplecionamento em 4,8 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 5,2 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de novembro de 2013 (33,3 %EAR). No mês, a geração da UHE Tucuruí inicialmente foi dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, após exploradas as disponibilidades energéticas das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, e minimizada nos períodos de carga leve. Ao término do mês, passou a ser maximizada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de outubro referem-se ao deplecionamento de 33,1 p.p. na UHE Capivara (atingindo 19,5% v.u.), de 5,4 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 15,8% v.u.), de 4,7 p.p. na UHE Emborcação (atingindo 15,7% v.u.) e de 4,3 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 18,3% v.u.). Ressalta-se que ao término de novembro de 2014, a UHE Três Marias encontrava-se com nível de armazenamento de apenas 4,2% v.u. Por sua vez, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 31,8% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a uma redução de 1,3 p.p. do armazenamento de outubro de 2014.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total	% Armazenamento Atual Total
Sudeste/Centro-Oeste	16,0	205.003	70,3	57,8
Sul	65,7	19.873	6,8	23,0
Nordeste	13,0	51.859	17,8	11,9
Norte	28,1	14.812	5,1	7,3
TOTAL		291.547	100,0	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

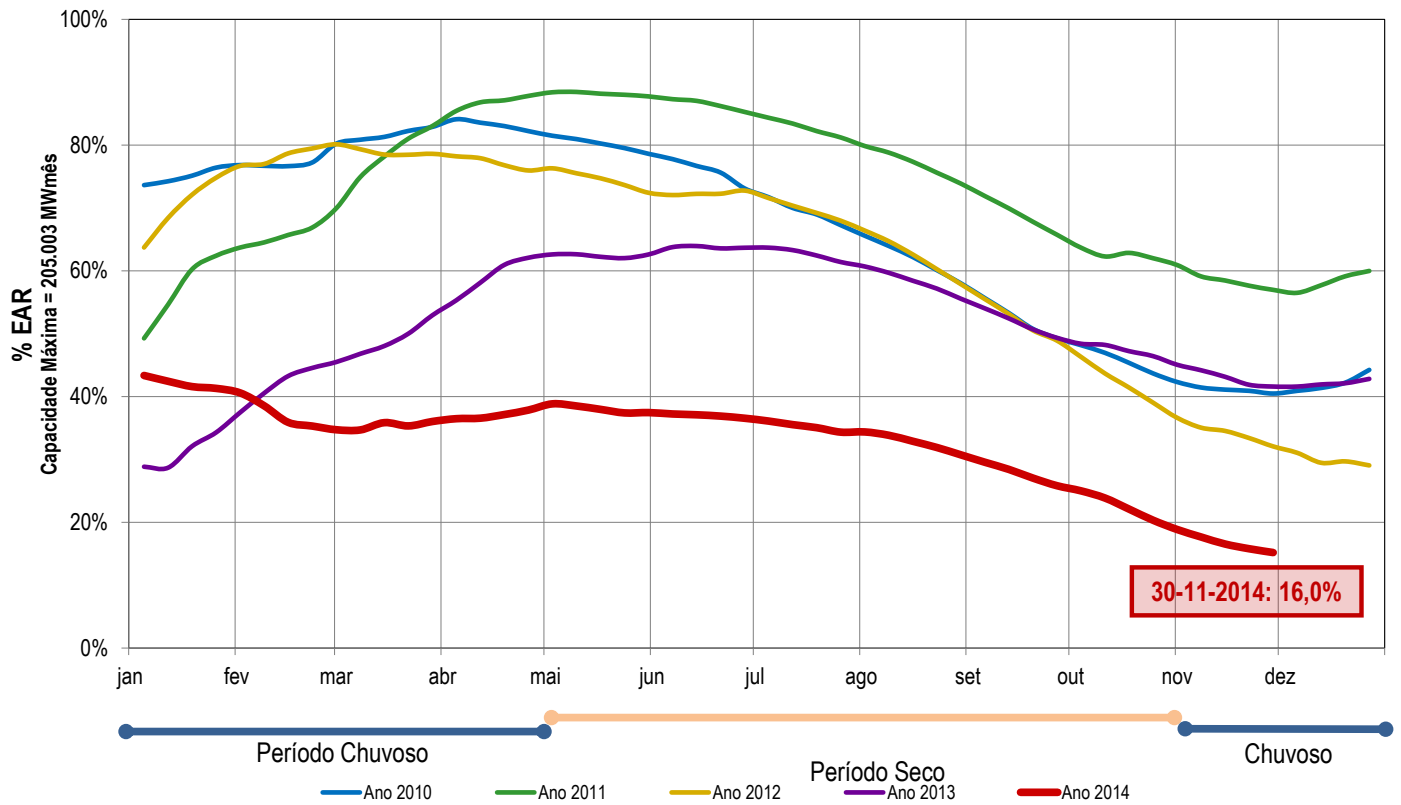


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

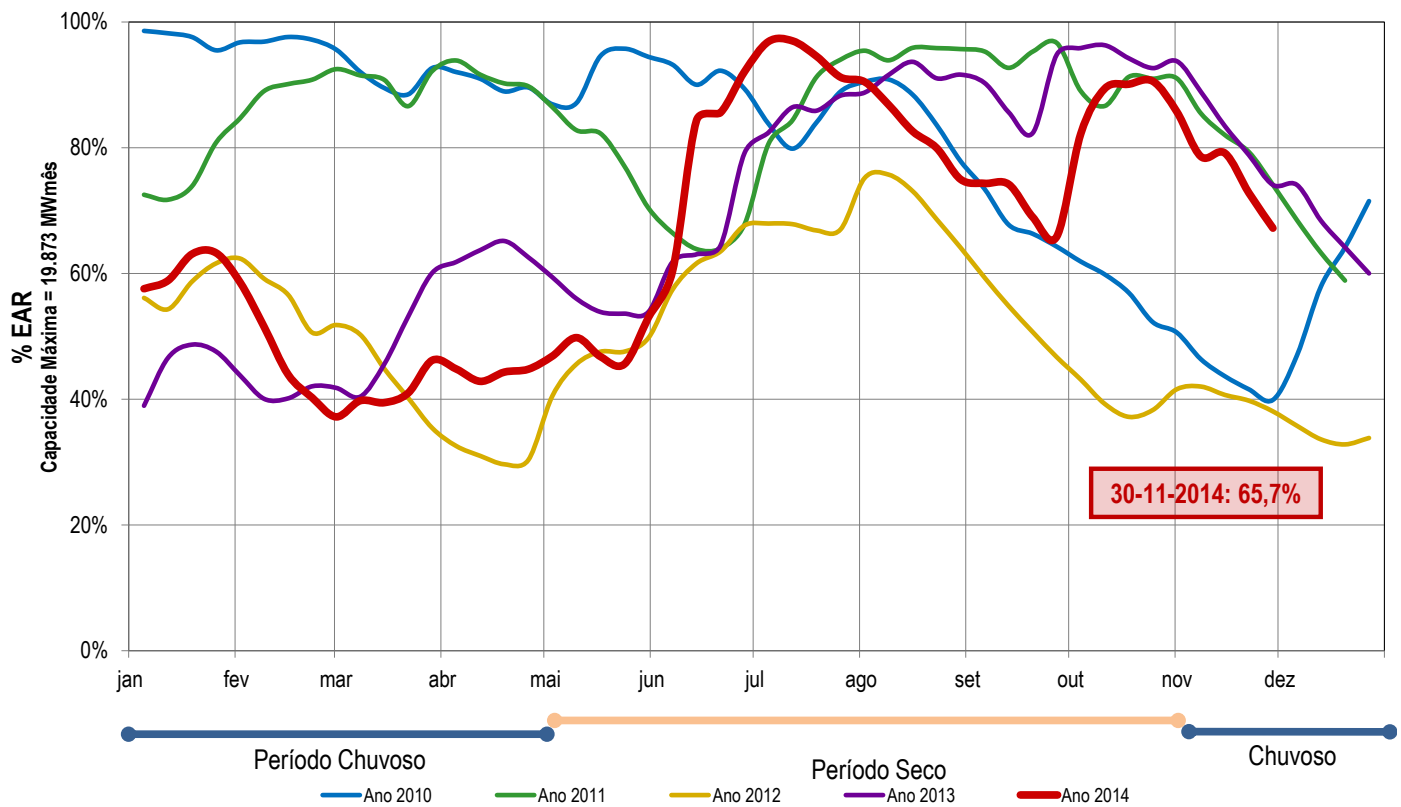


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

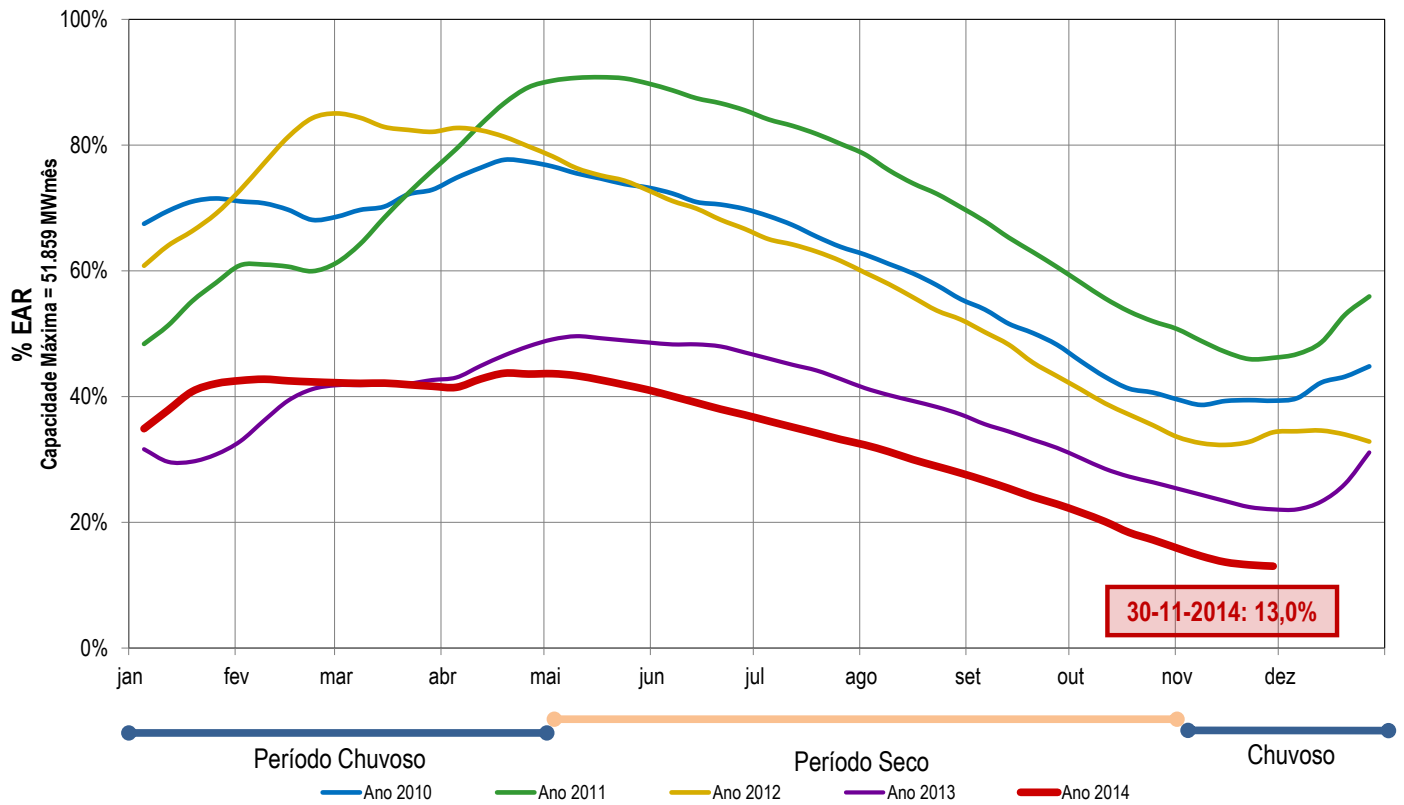


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

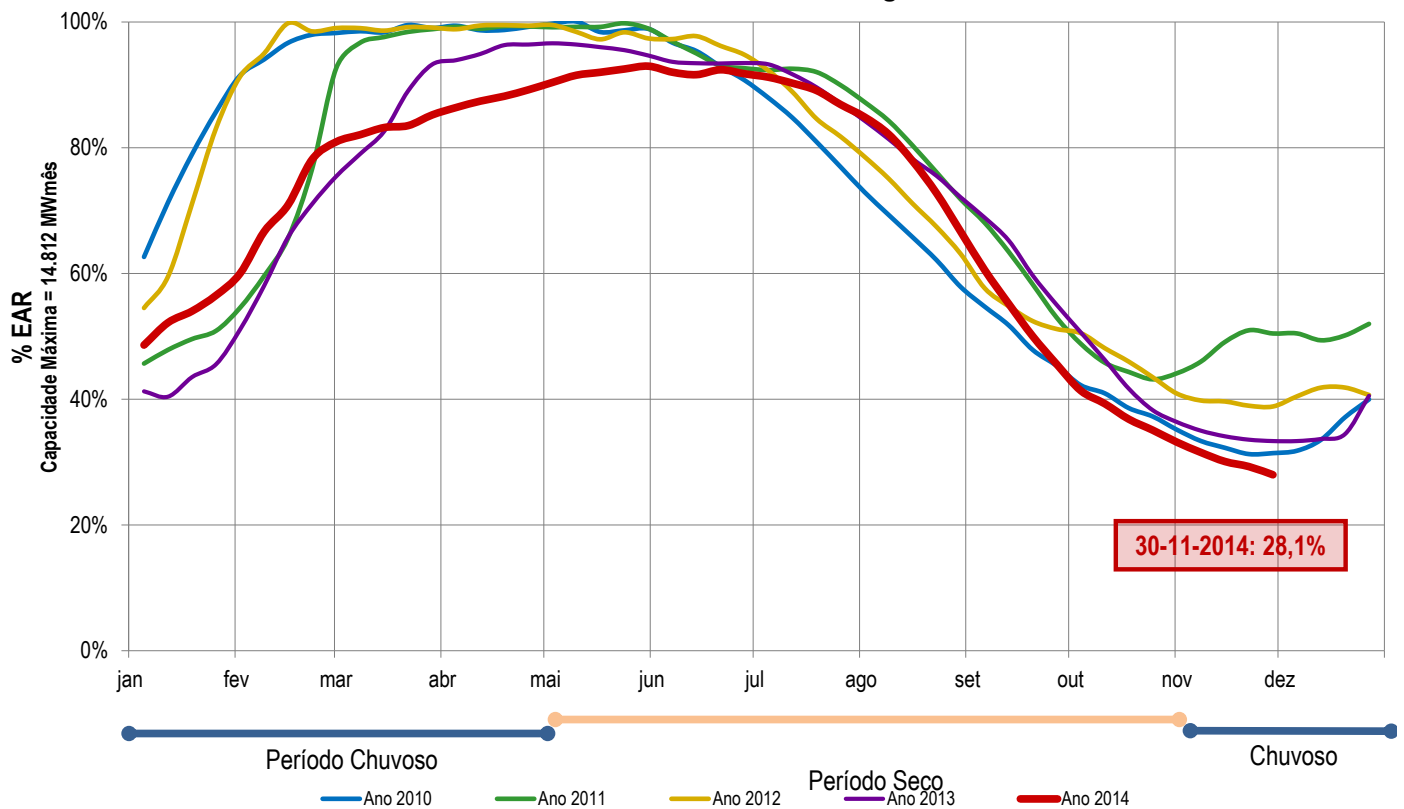


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em função das disponibilidades de estoque armazenado no subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 2.491 MWmédios, inferior ao patamar verificado no mês anterior.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 197 MWmédios, revertendo o fluxo verificado no mês anterior, devido às necessidades de complementação do balanço energético dos demais subsistemas.

O subsistema Nordeste também permaneceu receptor, elevando sua importação de 504 MWmédios em outubro para 724 MWmédios em novembro. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste enviou excedentes para o subsistema Nordeste em 527 MWmédios. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos, para minimizar as taxas de deplecionamento dos reservatórios da região.

No complexo do Rio Madeira, em novembro a UHE Jirau gerou cerca de 730 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.271 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.710 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 2.763 MWmédios, no dia 30 de novembro de 2014, máximo valor do histórico desde a sua entrada em operação.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 132 MWmédios do SIN no mês de novembro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 7 de novembro de 2014, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 225 MWmédios.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 102 MWmédios, ligeiramente inferior ao verificado no mês anterior, no valor de 107 MWmédios.

No mês de outubro, foi nulo o valor de intercâmbio internacional com a Argentina e o Uruguai.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de setembro de 2014.

** 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 outubro de 2014, o consumo de energia elétrica atingiu 49.965 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando crescimento de 5,2% em comparação ao verificado no mês anterior e aumento de 3,1% em comparação com o consumo de outubro de 2013.

No acumulado dos últimos 12 meses (novembro de 2013 a outubro de 2014), o consumo residencial registrou crescimento de 5,7% em relação ao mesmo período anterior e avançou 5,2% em outubro de 2014 em comparação ao mesmo mês de 2013. Esse crescimento é motivado pela expansão da base de consumidores, pelas temperaturas máximas acima da média climatológica e pelo maior acesso da população a aparelhos eletrodomésticos devido ao aumento da renda média das famílias brasileiras.

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,3% no acumulado de 12 meses e 7,6% em relação a outubro de 2013. Essa expansão verificada é atribuída, dentre outros fatores, à construção de novos empreendimentos, em especial *shoppings centers*, e consequente aquecimento das atividades dessa classe no período que antecede as festividades de final do ano.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração de 4,9%, em relação a outubro de 2013, sendo os segmentos metalúrgico, químico e automobilístico os mais afetados. Em relação ao consumo da indústria metalúrgica, destaca-se a queda de 52,3% no Maranhão, 23,4% em Minas Gerais e 17,5% em São Paulo. No ramo automobilístico, houve queda de 7,8% do consumo em São Paulo, 4,6% em Minas Gerais e 7% no Rio Grande do Sul, dentre outros. Já na indústria química, o consumo foi afetado principalmente na Bahia (18,2%) e em São Paulo (13,6%), tendo sido registrado crescimento no Espírito Santo (20%) e no Rio de Janeiro (9,4%).

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 15,3% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 9,0% em relação ao mesmo período anterior, refletindo o uso expressivo da irrigação.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>



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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/14 GWh	Evolução mensal (Out/14/Set/14)	Evolução anual (Out/14/Out/13)	Nov/12-Out/13 (GWh)	Nov/13-Out/14 (GWh)	Evolução
Residencial	11.092	5,2%	5,2%	123.854	130.947	5,7%
Industrial	15.019	1,0%	-4,9%	183.866	179.750	-2,2%
Comercial	7.606	6,0%	7,6%	82.880	88.954	7,3%
Rural	2.324	3,5%	15,3%	23.334	25.435	9,0%
Demais classes *	4.121	3,8%	3,8%	46.119	47.428	2,8%
Perdas	9.802	12,5%	7,7%	96.639	99.164	2,6%
Total	49.965	5,2%	3,1%	556.692	571.678	2,7%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até outubro de 2014 e revisados, conforme informações da EPE em dezembro/2014.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Out/2014 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

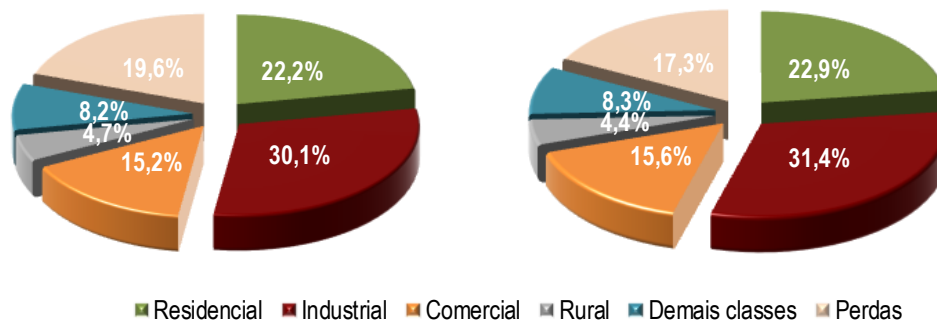


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até outubro de 2014 e revisados, conforme informações da EPE.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Out/14 kWh/NU	Evolução mensal (Out/14/Set/14)	Evolução anual (Out/14/Out/13)	Nov/12-Out/13 (kWh/NU)	Nov/13-Out/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	169	5,0%	1,8%	163	166	2,3%
Consumo médio industrial	25.810	1,3%	-4,6%	26.253	25.740	-2,0%
Consumo médio comercial	1.370	6,0%	4,8%	1.277	1.335	4,5%
Consumo médio rural	544	3,4%	13,4%	463	497	7,3%
Consumo médio demais classes*	5.548	3,6%	0,9%	5.325	5.320	-0,1%
Consumo médio total	523	3,3%	-1,2%	515	513	-0,5%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até outubro de 2014 e revisados, conforme informações da EPE.

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

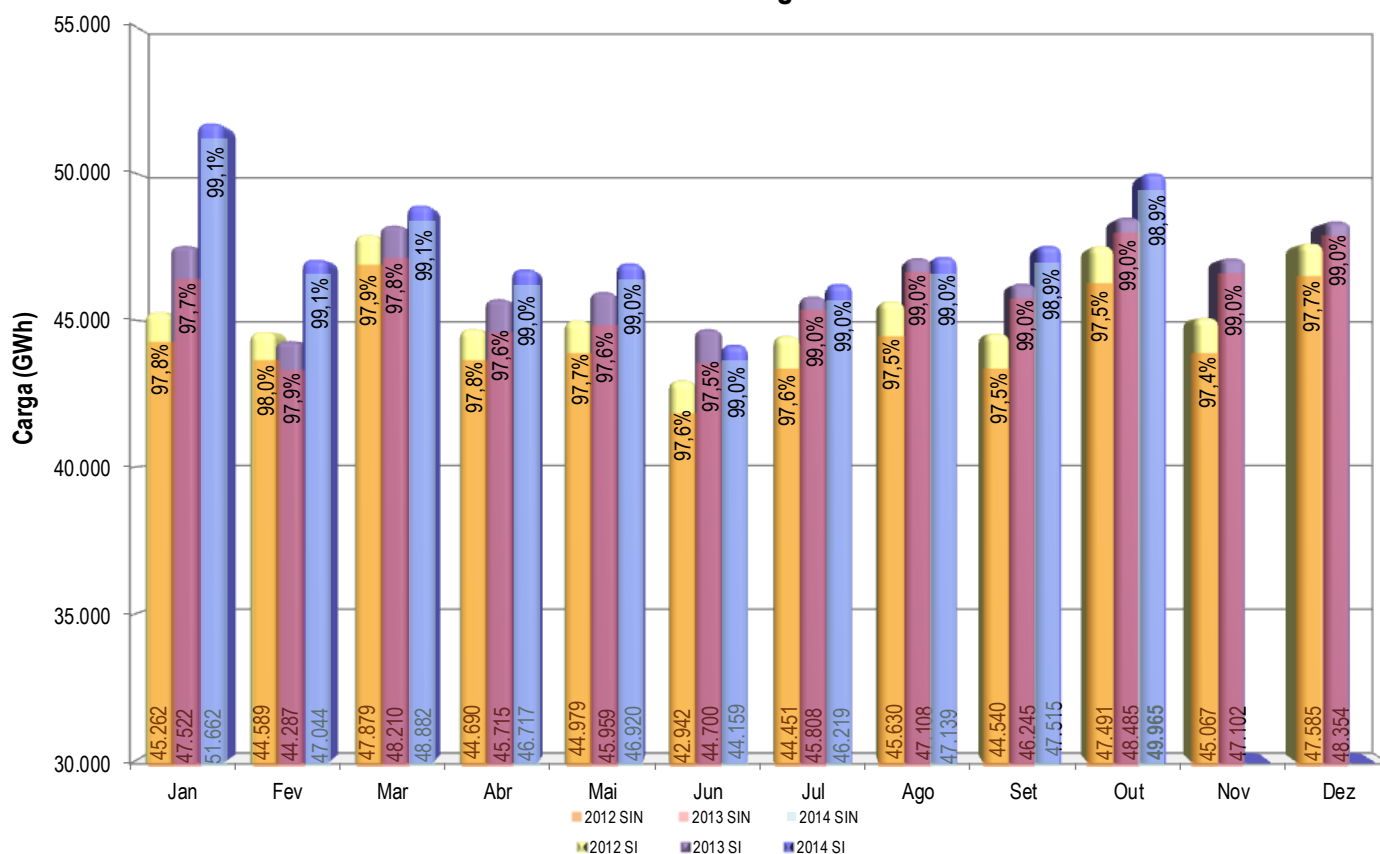
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Out/13	Out/14	
Residencial (NUCR)	63.481.975	65.624.198	3,4%
Industrial (NUCI)	583.642	581.936	-0,3%
Comercial (NUCC)	5.408.928	5.552.963	2,7%
Rural (NUCR)	4.200.219	4.268.190	1,6%
Demais classes*	721.736	742.855	2,9%
Total (NUCT)	74.396.500	76.770.142	3,2%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até outubro de 2014 e revisados, conforme informações da EPE.

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até outubro de 2014 e revisados, conforme informações da EPE em dezembro/2014.

Fonte: 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 novembro de 2014, não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	46.560 07/11/2014 - 14h23	15.223 21/11/2014 - 14h25	11.823 12/11/2014 - 15h34	5.983 11/11/2014 - 22h58	77.111 03/11/2014 - 15h34
Recorde (MW) (dia - hora)	51.261 06/02/2014 - 15h47	17.971 06/02/2014 - 14h29	11.839 04/09/2014 - 14h23	6.185 04/09/2014 - 14h39	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Subsistema Interligado Nacional

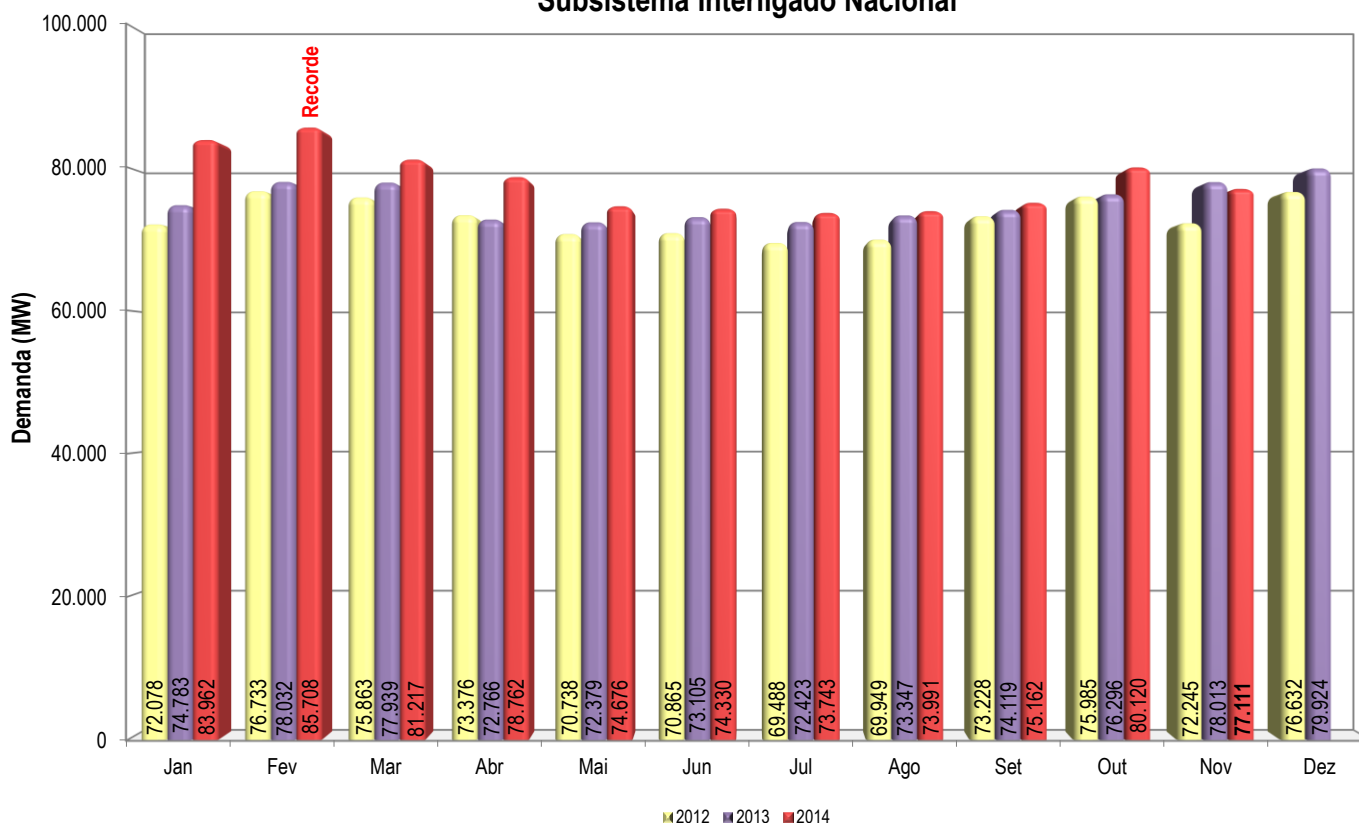


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

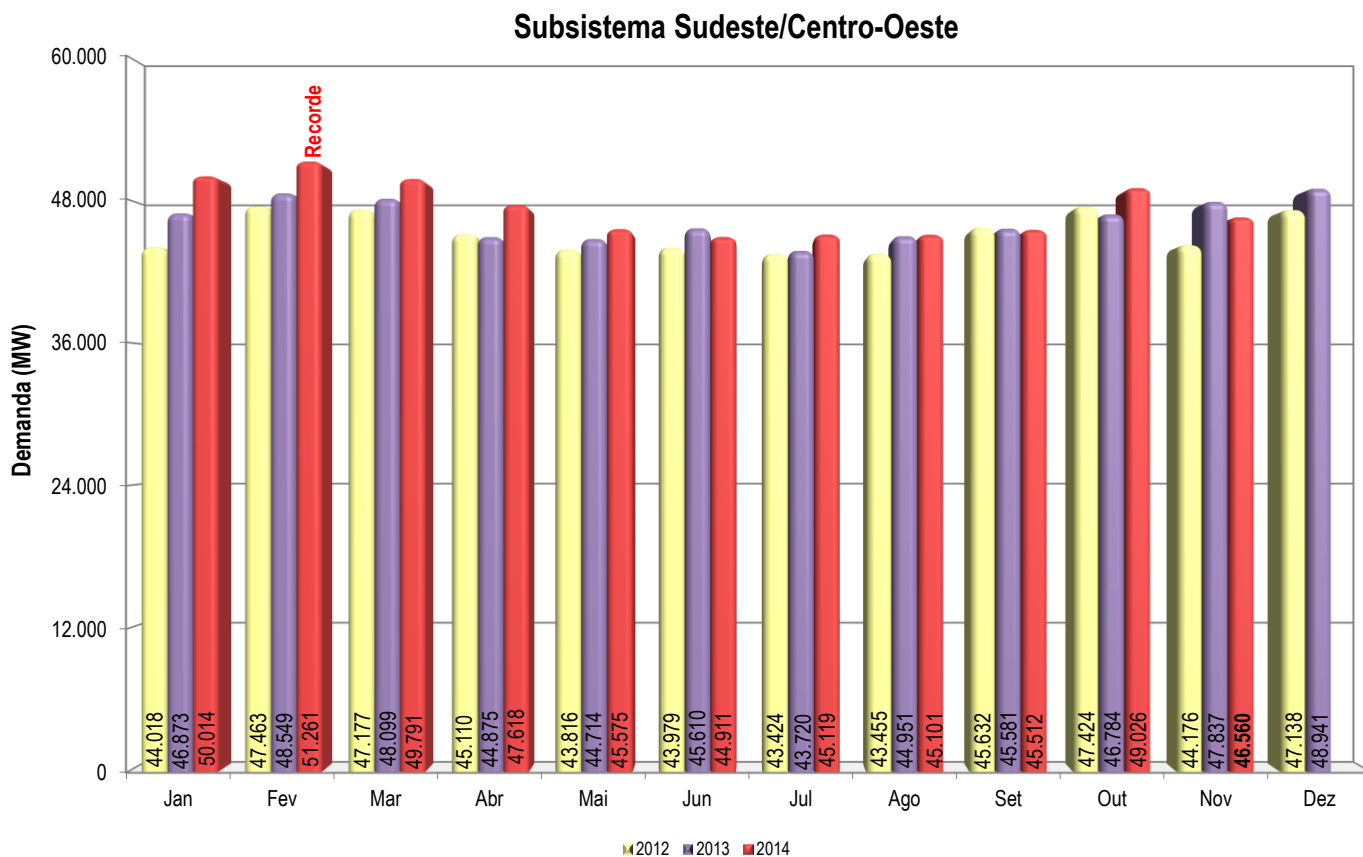


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

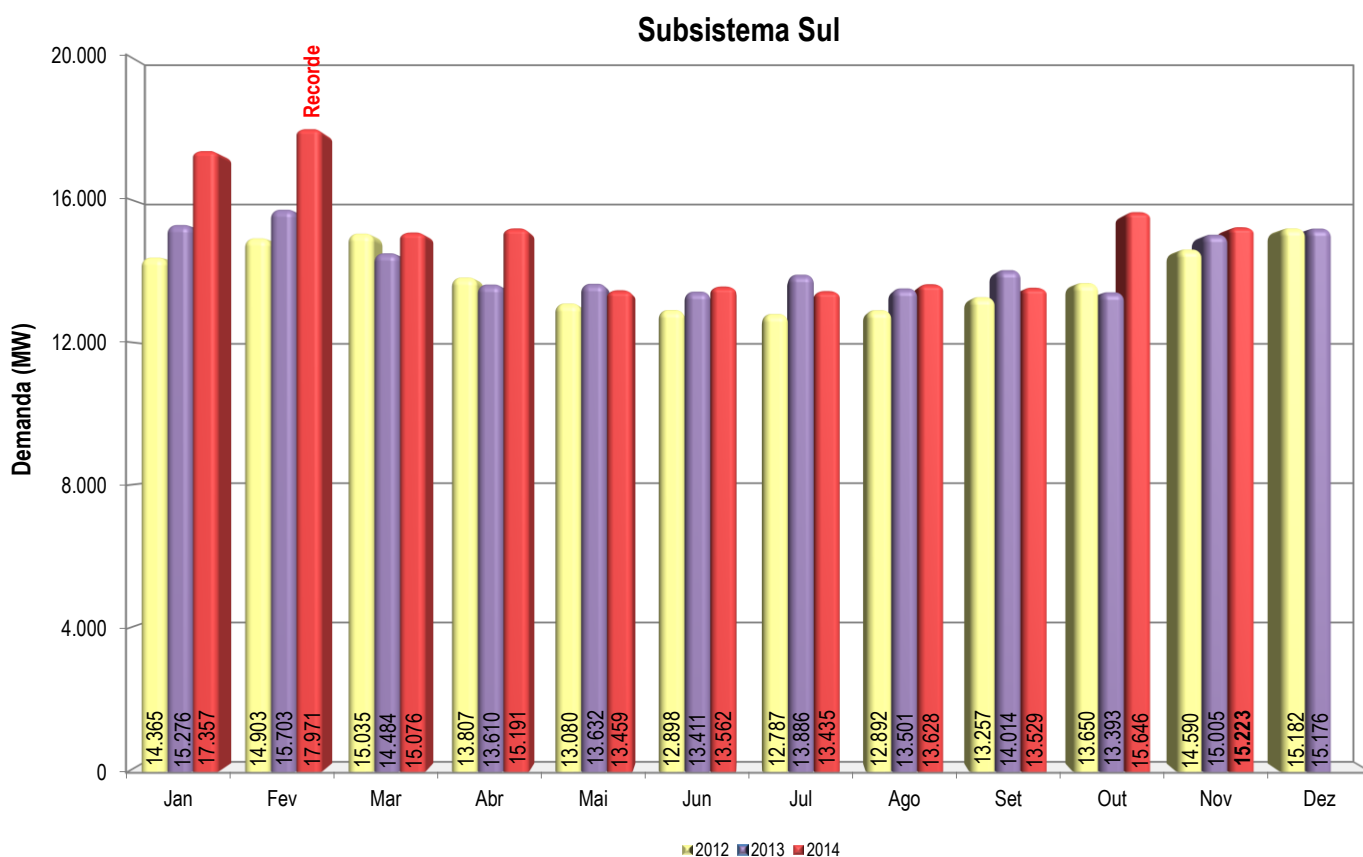


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

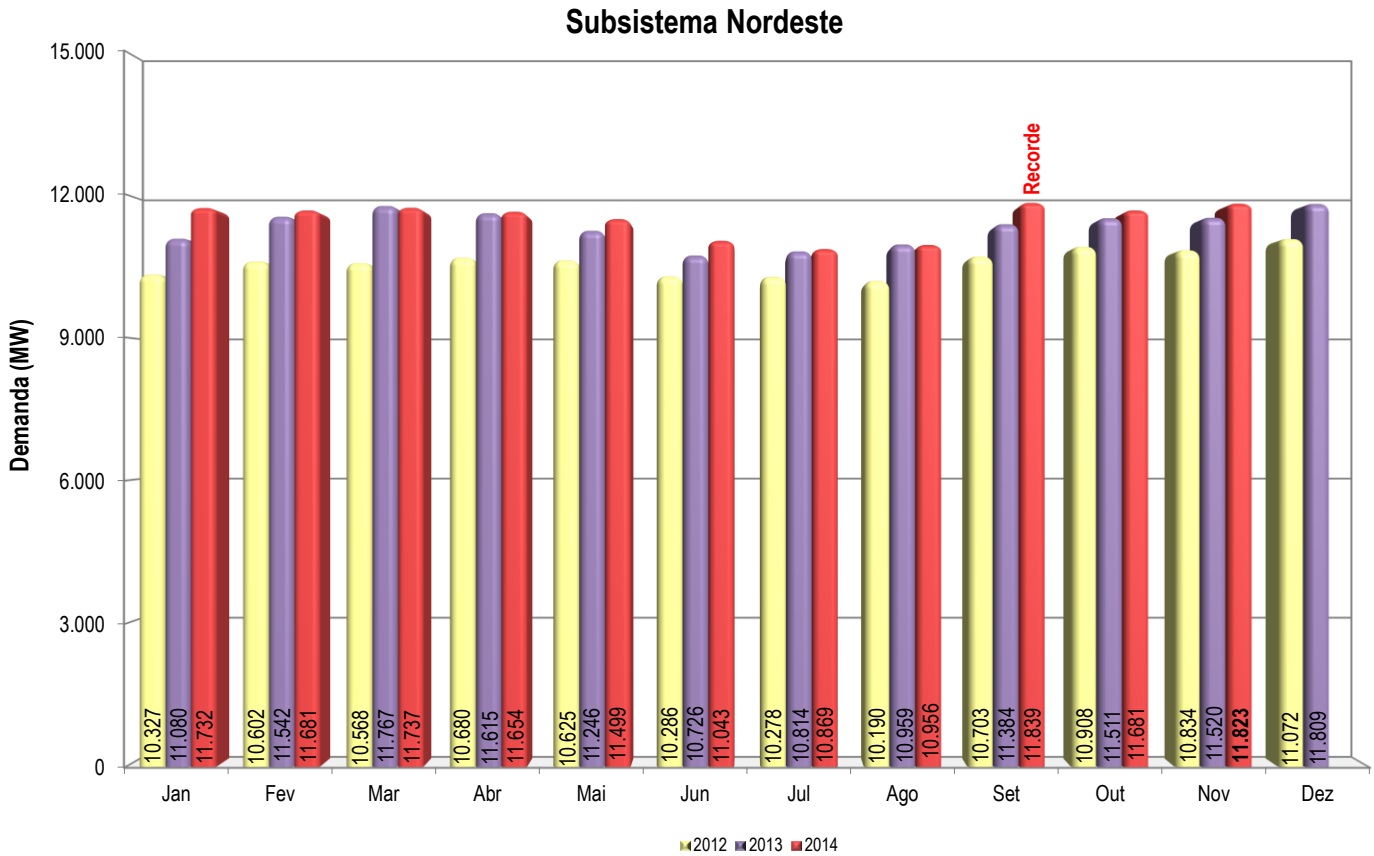


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

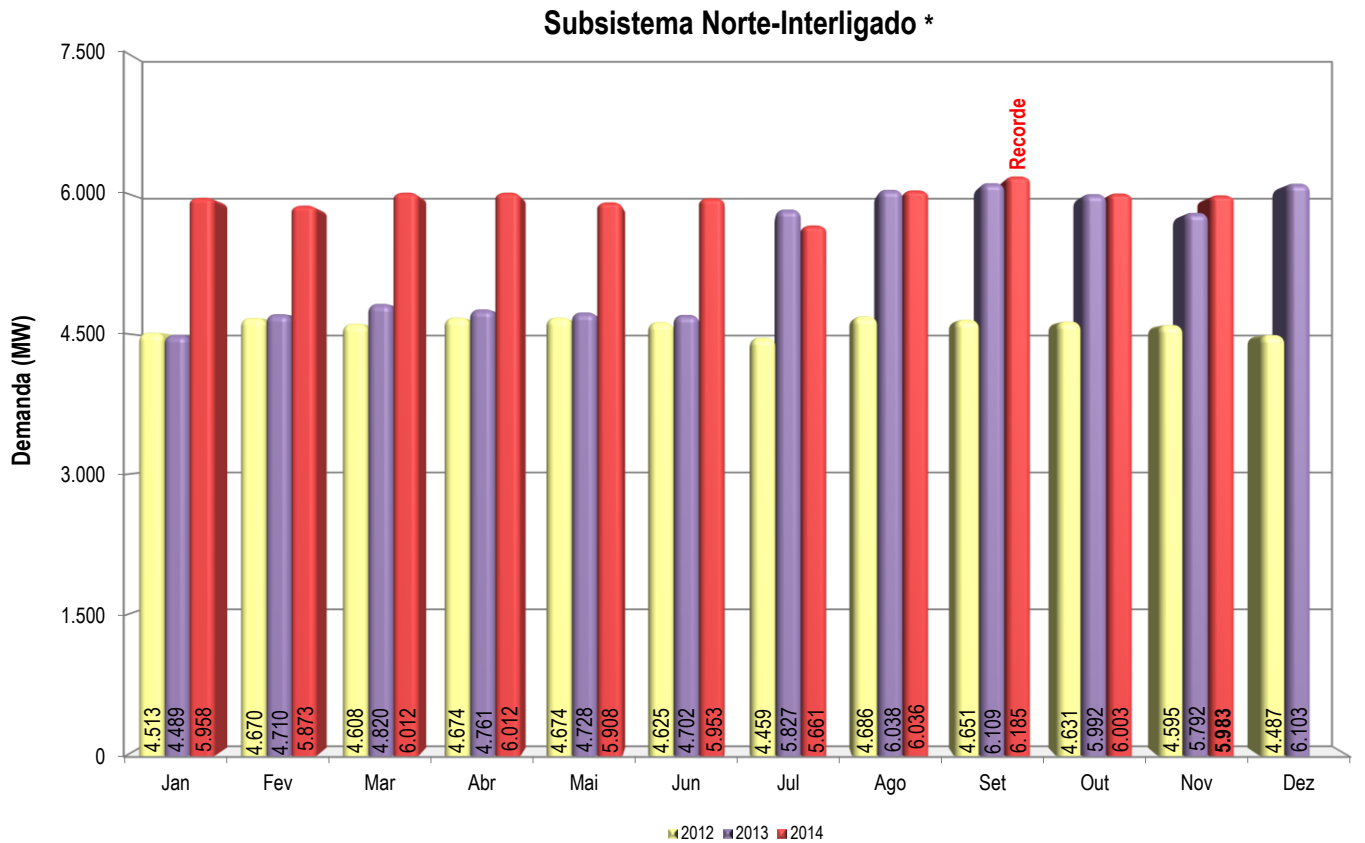


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

* A elevação do patamar de demanda registrada em julho de 2013 deve-se à interligação do sistema elétrico de Manaus ao SIN em configuração provisória.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 132.676 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 3.087 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.583 MW de fontes térmicas e de 2.224 MW de geração eólica, 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	Nov/13	Nov/14			Evolução da Capacidade Instalada (Nov/14 / Nov/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	85.657	1.153	88.744	66,9%	3,6%
Térmica	37.971	1.886	39.554	29,8%	4,2%
Gás Natural	13.798	122	12.590	9,5%	-8,8%
Biomassa	11.337	503	12.299	9,3%	8,5%
Petróleo *	7.457	1.237	9.082	6,8%	21,8%
Carvão	3.389	22	3.593	2,7%	6,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Eólica	2.140	207	4.364	3,3%	103,9%
Solar Fotovoltaica	5	289	15	0,01%	199,8%
Capacidade Total - Brasil	125.773	3.535	132.676	100,0%	5,5%

* Inclui outras fontes fósseis (0,149 MW).

** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte: ANEEL (BIG 01/12/2014)

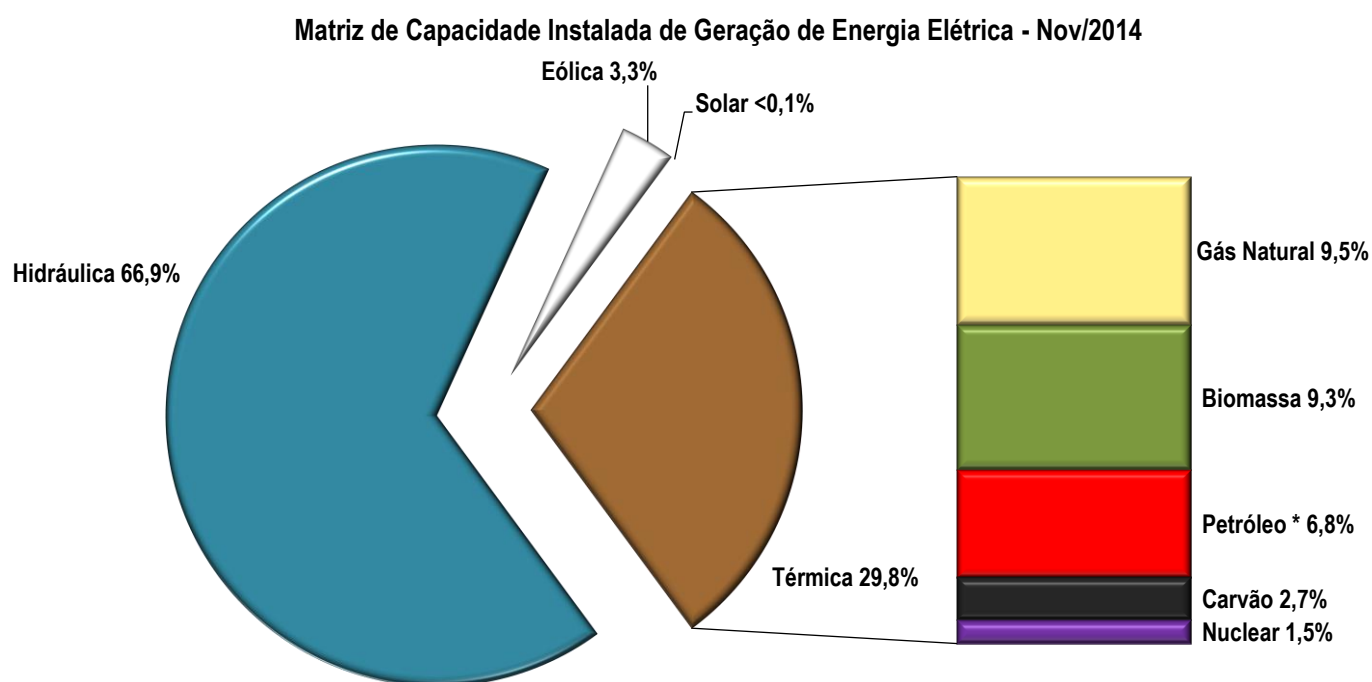


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 01/12/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

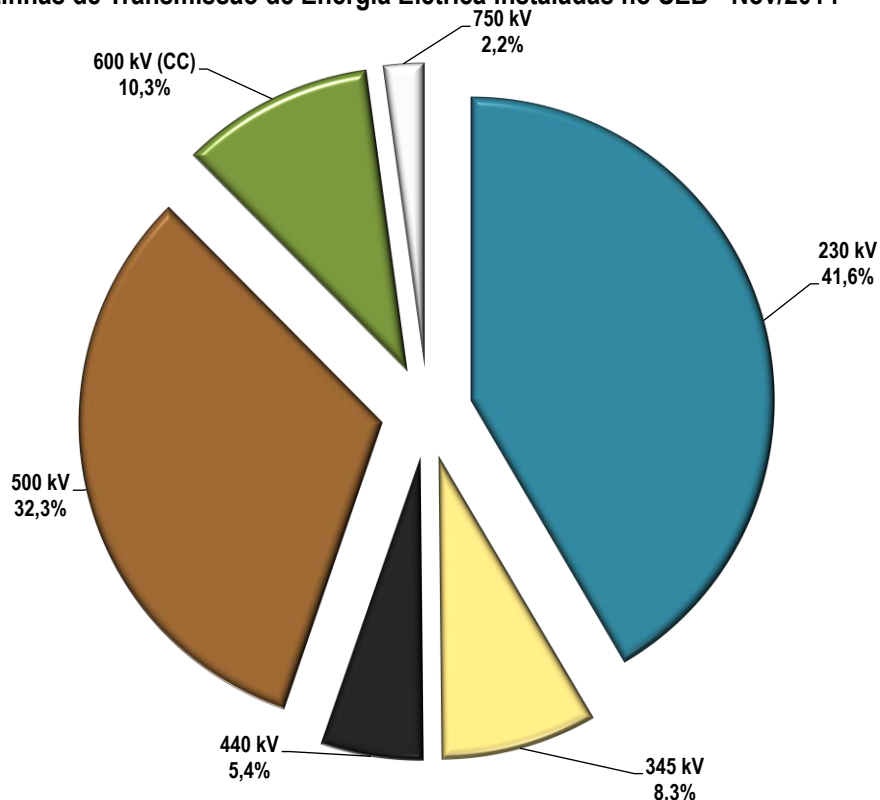
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.628	41,6%
345 kV	10.293	8,3%
440 kV	6.728	5,4%
500 kV	40.145	32,3%
600 kV (CC)	12.756	10,3%
750 kV	2.683	2,2%
Total SEB	124.234	100,0%

Fonte: 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 - Nov/2014



Fonte: MME/ANEEL/ONS

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



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 novembro de 2013 a outubro de 2014 atingiu 549.263 GWh. No mês de outubro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67% do total gerado no Brasil, 1,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, se manteve praticamente no mesmo patamar, variando sua participação em 0,3 p.p. entre um mês e outro (3,0% em setembro e 3,3% em outubro de 2014). Além disso, verificou-se aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, variando de 29,0% para 29,7%. A participação da geração a gás, por exemplo, passou de 11,3% para 12,1%, e a participação da geração a petróleo aumentou 0,2 p.p.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Out/2014

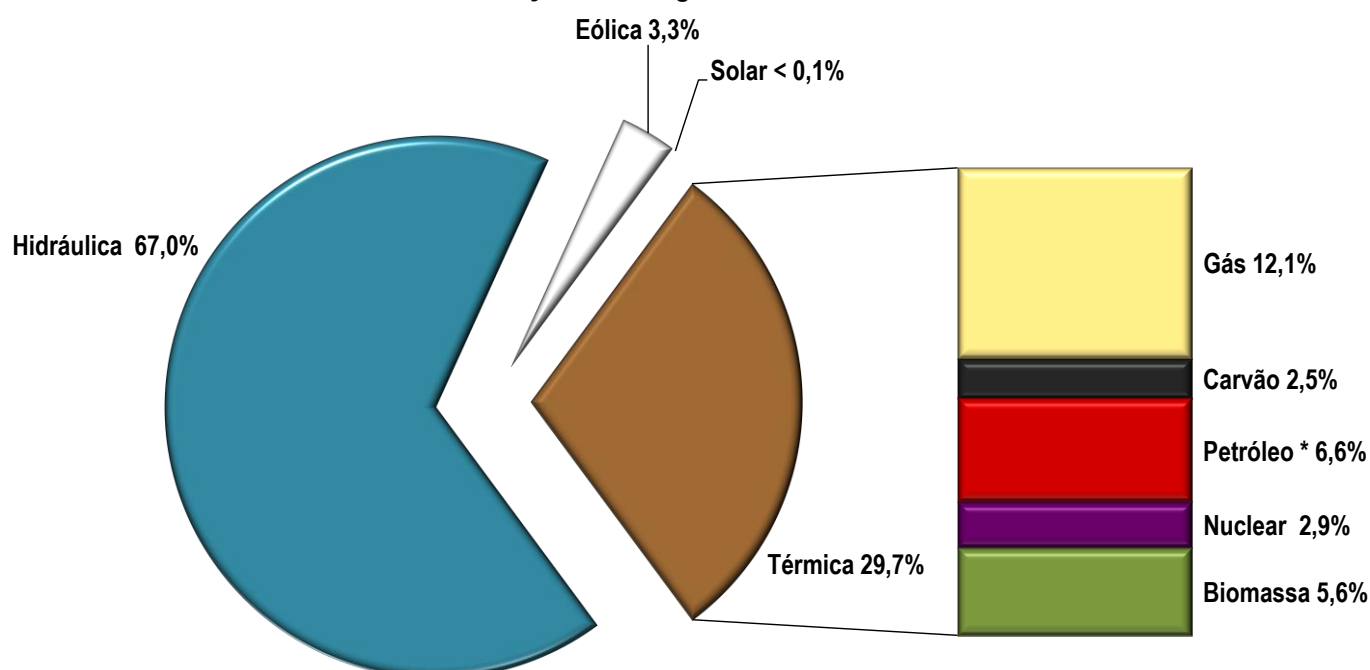


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

** A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução.



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		
	Out/14 (GWh)	Evolução mensal (Out/14 / Set/14)	Evolução anual (Out/14 / Out/13)	Nov/12-Out/13 (GWh)	Nov/13-Out/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.740	4,2%	-10,6%	404.552	394.476	-2,5%
Térmica	13.229	8,6%	45,1%	112.406	131.554	17,0%
Gás	5.383	13,4%	50,9%	54.096	58.137	7,5%
Carvão	1.208	9,0%	7,9%	11.266	14.961	32,8%
Petróleo *	2.605	2,6%	168,1%	17.078	23.815	39,4%
Nuclear	1.383	2,9%	2,6%	13.443	14.098	4,9%
Biomassa	2.650	8,5%	25,5%	16.521	20.542	24,3%
Eólica	1.589	18,9%	116,7%	6.051	10.602	75,2%
Solar Fotovoltaica	0,46	10,1%	-	1,11	3,43	-
TOTAL	46.559	5,9%	2,7%	523.010	536.636	2,6%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ***

No acumulado de novembro de 2013 a outubro de 2014, com relação a novembro de 2012 a outubro de 2013, a produção térmica se manteve praticamente no mesmo patamar e houve aumento de 5,8% na produção hidráulica. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, a geração por essas fontes registrou decréscimos de 6,6% e 7,7%, respectivamente.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/14 (GWh)	Evolução mensal (Out/14 / Set/14)	Evolução anual (Out/14 / Out/13)	Nov/12-Out/13 (GWh)	Nov/13-Out/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	166	-11,1%	-7,7%	1.842	1.949	5,8%
Térmica	945	5,3%	-6,6%	10.656	10.678	0,2%
Gás	404	4,8%	14,1%	3.908	4.591	17,5%
Petróleo *	541	5,8%	-17,8%	6.748	6.087	-9,8%
TOTAL	1.111	2,5%	-6,8%	12.498	12.627	1,0%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

*** Está incluída a produção de energia elétrica do Sistema Manaus, que está interligado ao SIN desde julho de 2013, mas em configuração provisória. Dados contabilizados até outubro de 2014. Os dados históricos foram atualizados em novembro/2014 conforme informações da Eletrobras.

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de outubro de 2014, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 6,5 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 54,2%. Esse resultado foi decorrente do acréscimo de 314 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 224 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (novembro/2013 a outubro/2014), houve avanço de 4,5 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 3,4 p.p. em relação a setembro de 2014, e alcançou 34,2%, com total de geração verificada no mês de 293,6 MW médios. Houve avanço de 2,6 p.p. no fator de capacidade da região Sul no acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior.

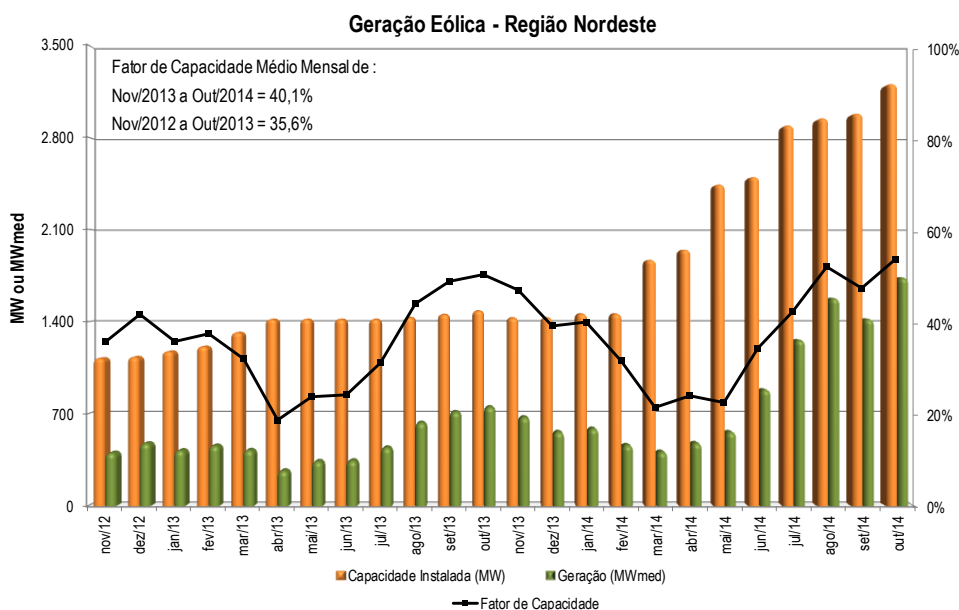


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

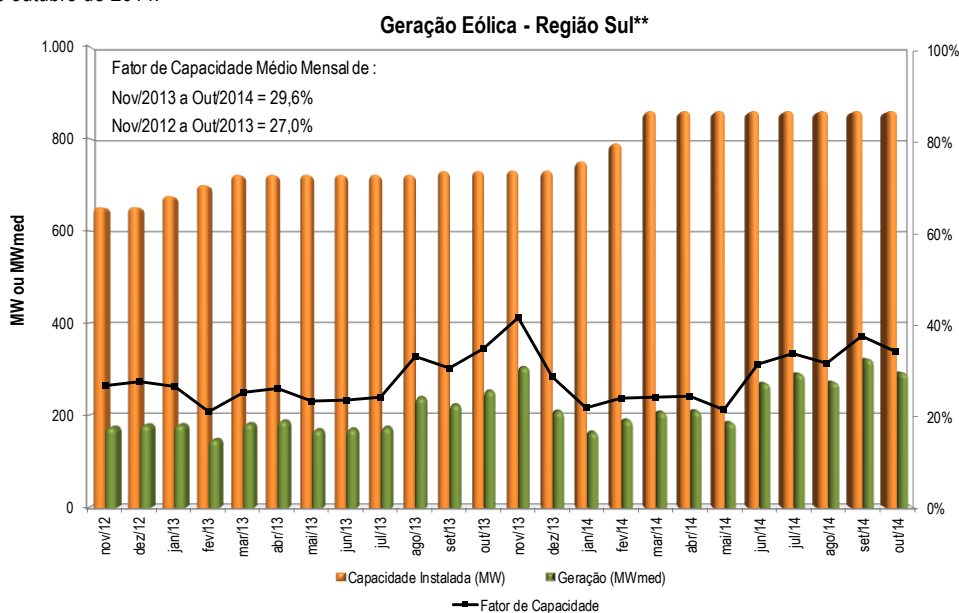


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade a partir de jul/12. No mês de novembro/2013, o decréscimo observado na capacidade instalada das usinas eólicas no Nordeste é explicado por ajustes realizados de forma a se considerar, nesse montante, somente usinas em operação comercial.

** Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o CER ** em outubro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 2.020,5 MW médios, dos quais foram entregues 84,2%, ou 1.701,4 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de outubro de 2014 foi 4,9% superior à esperada comprometida para o CER ** para o mês. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu apenas 54,7% do valor esperado comprometido para o CER **.

No acumulado do ano até o mês de outubro, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 63,6% do valor esperado comprometida para o CER **.

No ano de 2013, foi destinada ao CER 60,9 %, ou 738,0 MW médios, da geração esperada comprometida para o CER ** de 1.212,3 MW médios.

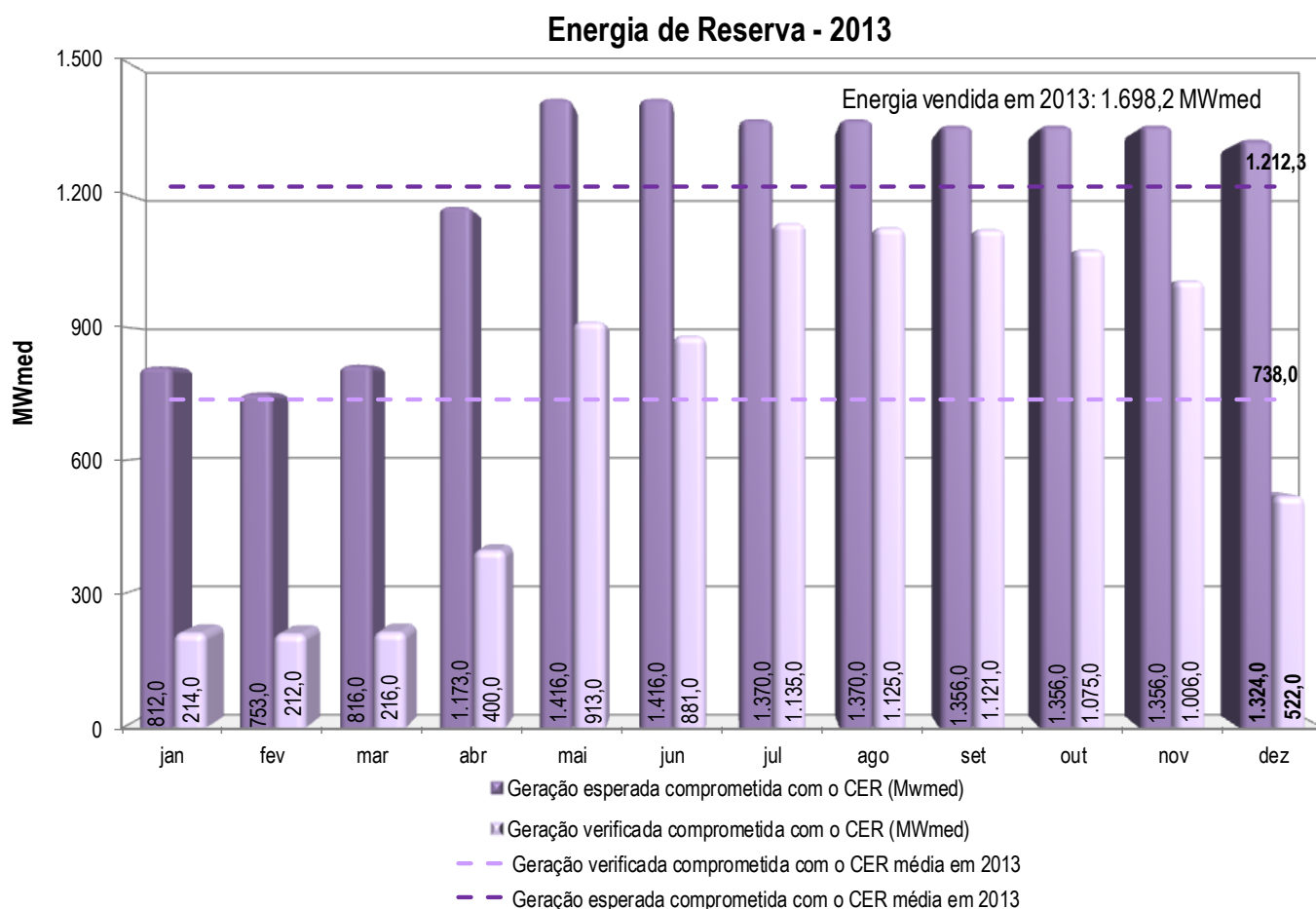


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Fonte: 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.

** 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.

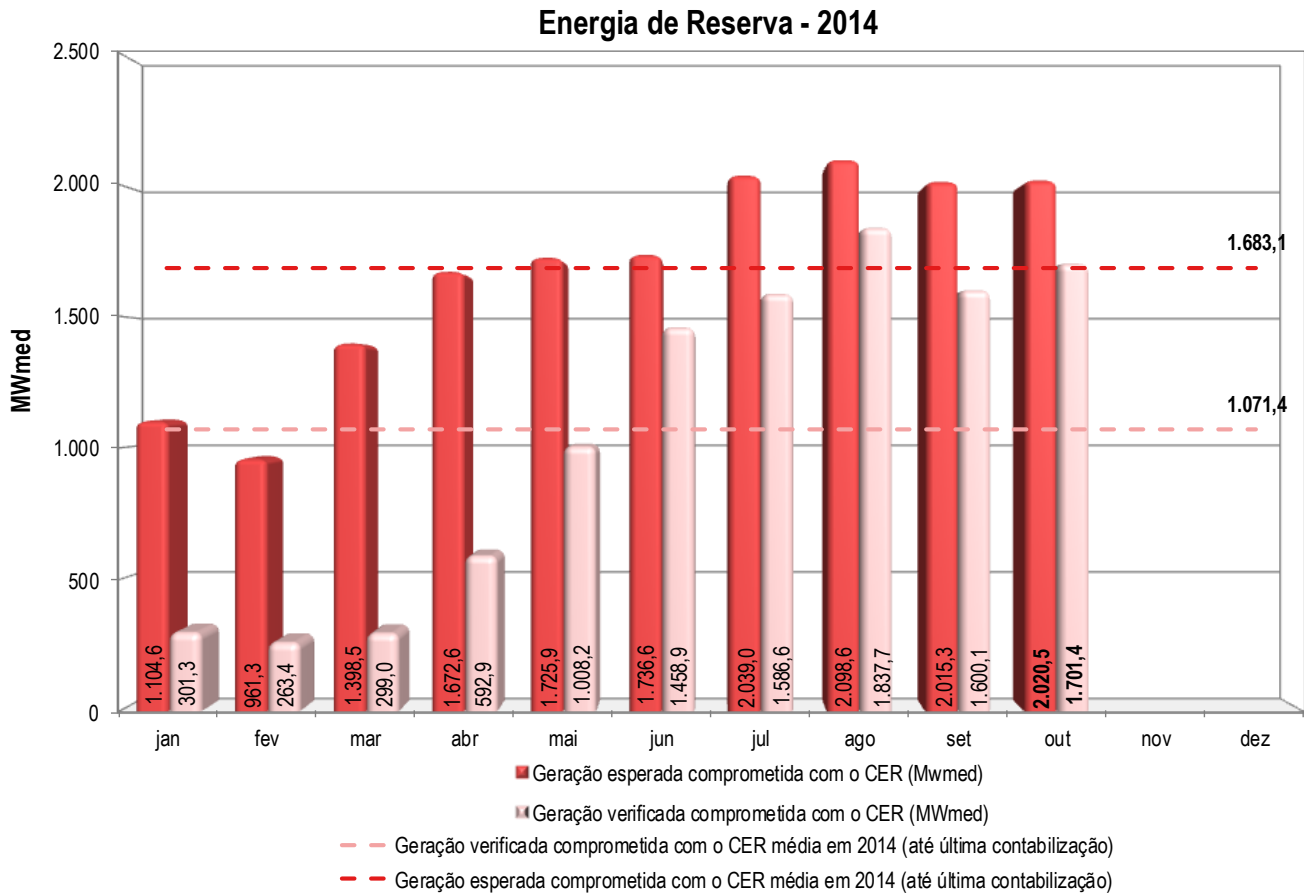


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

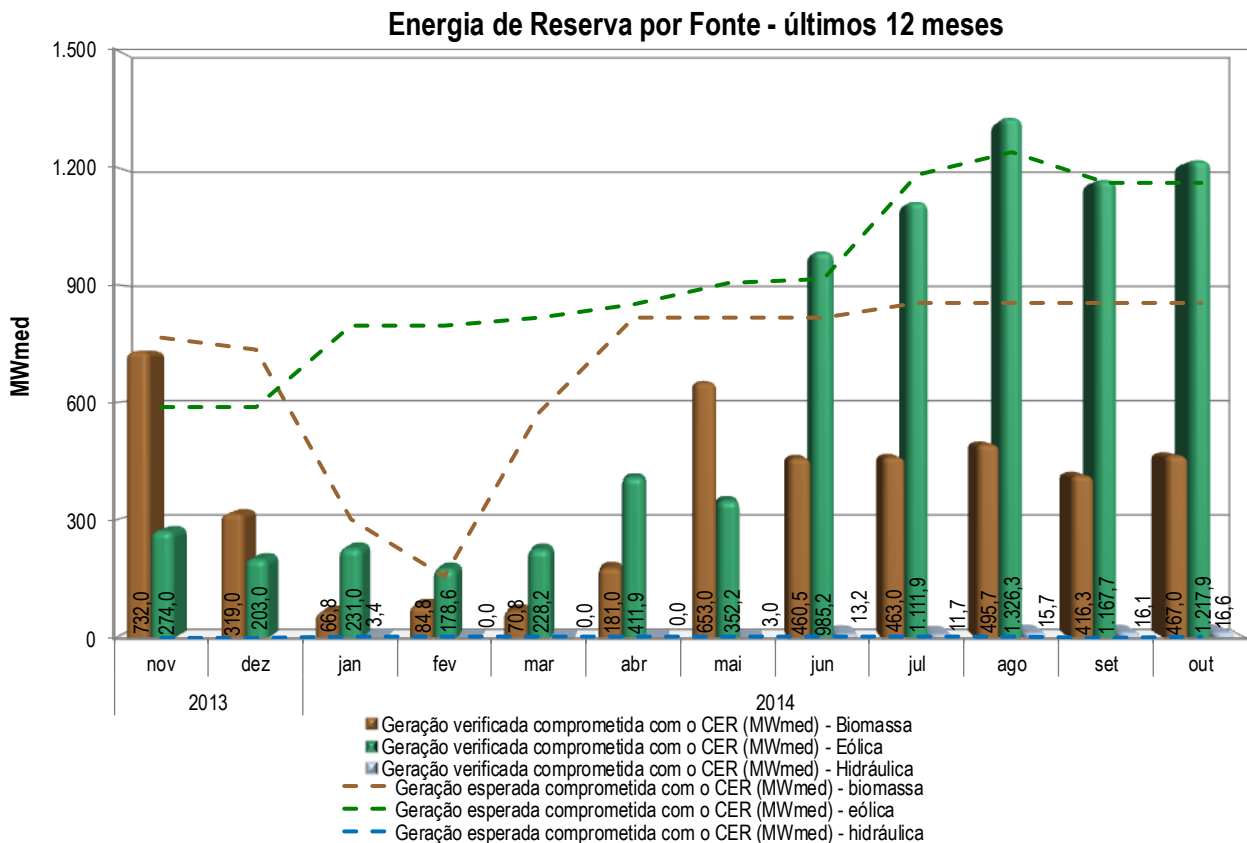


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

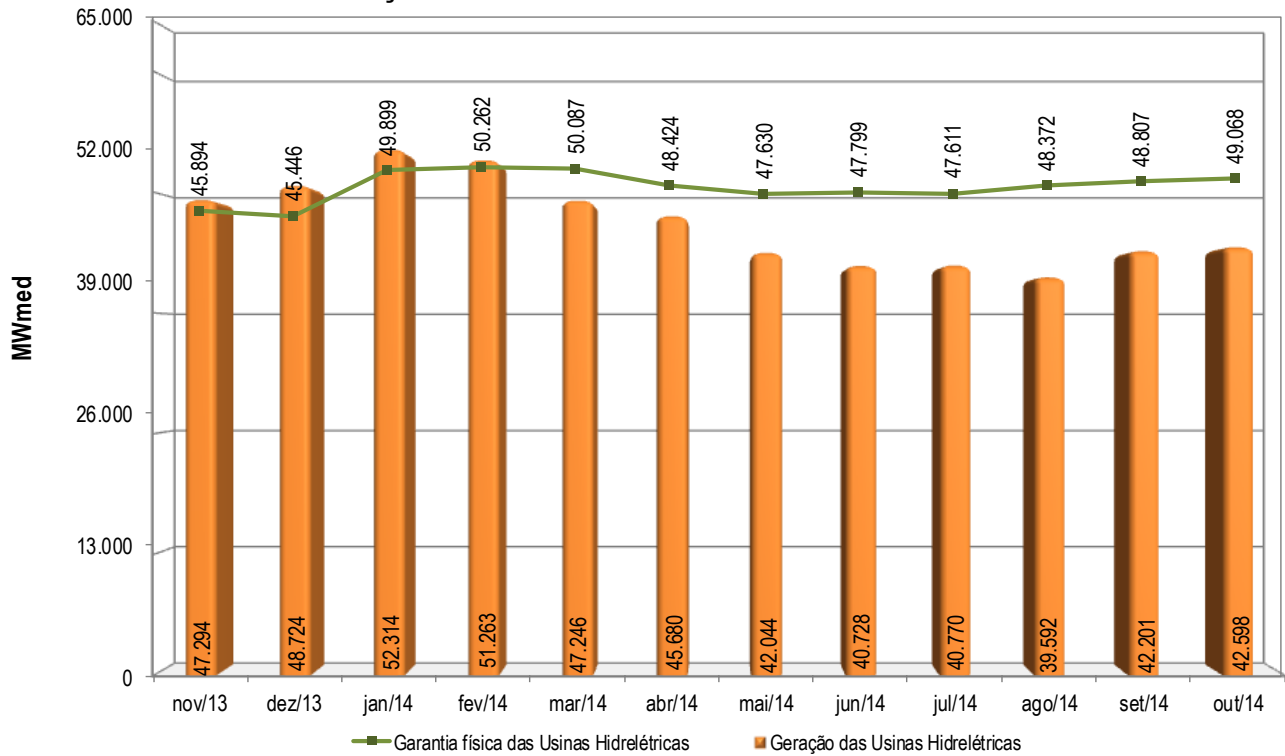


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física **

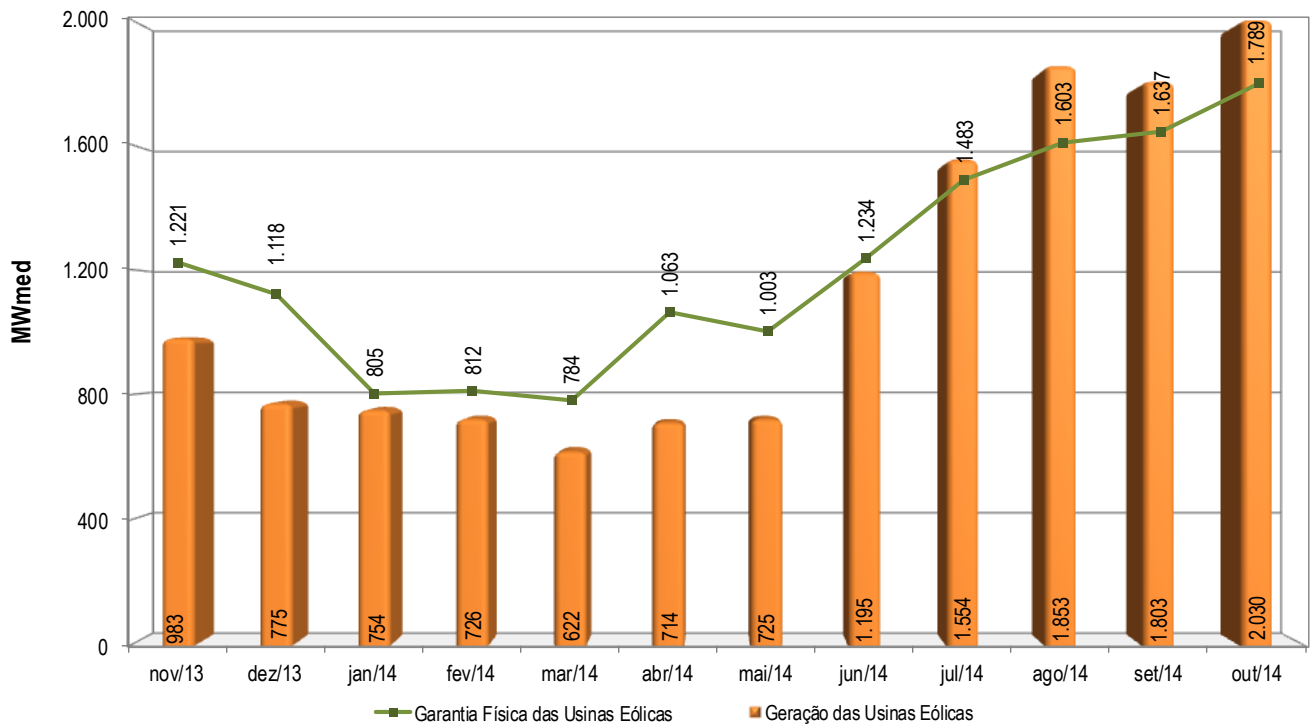


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: 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

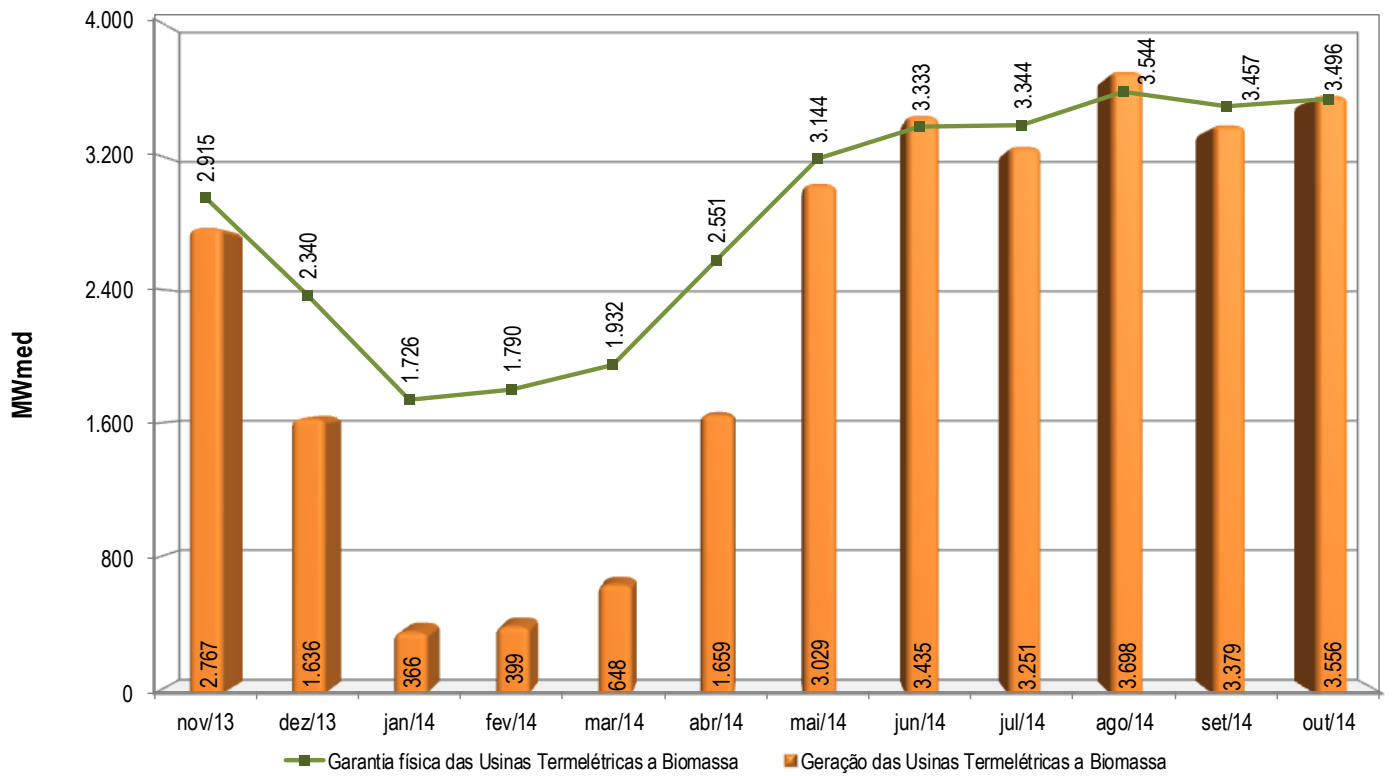


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

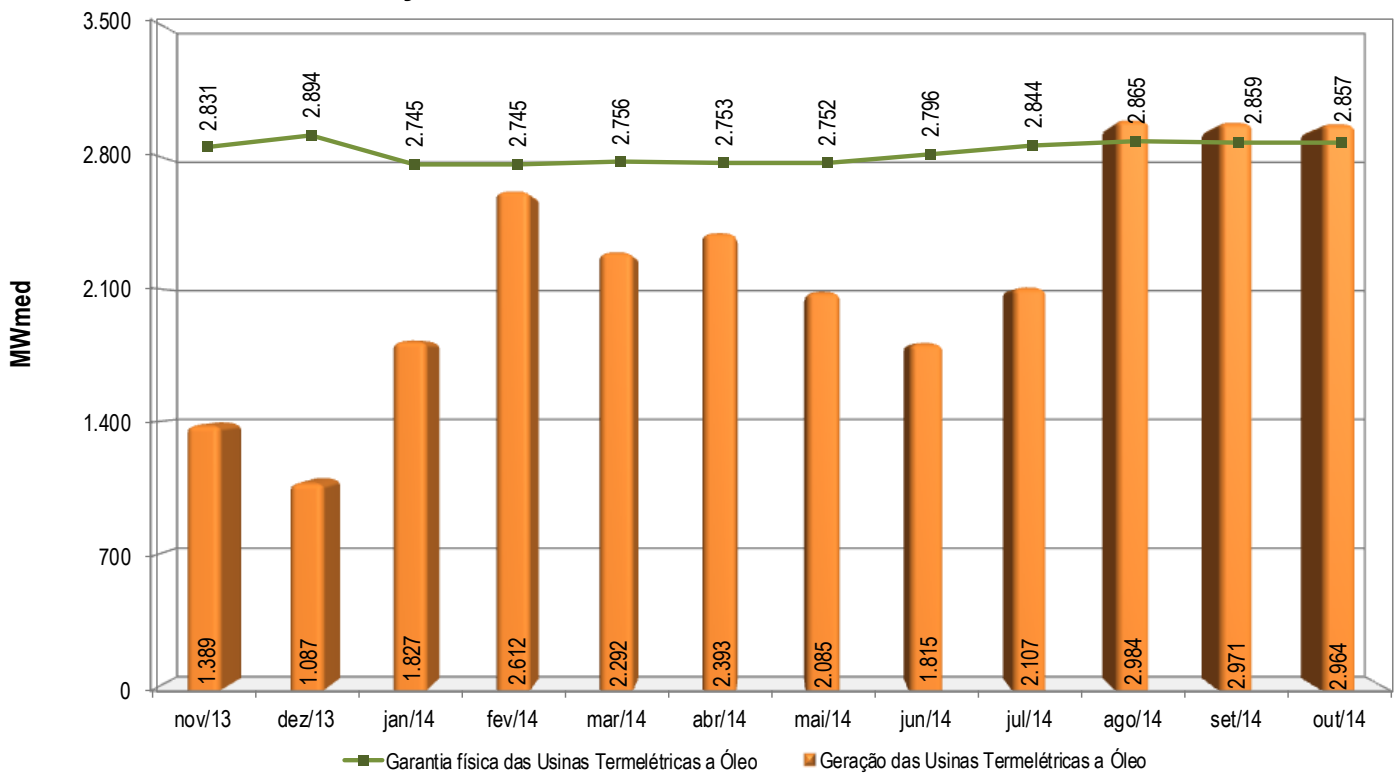


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

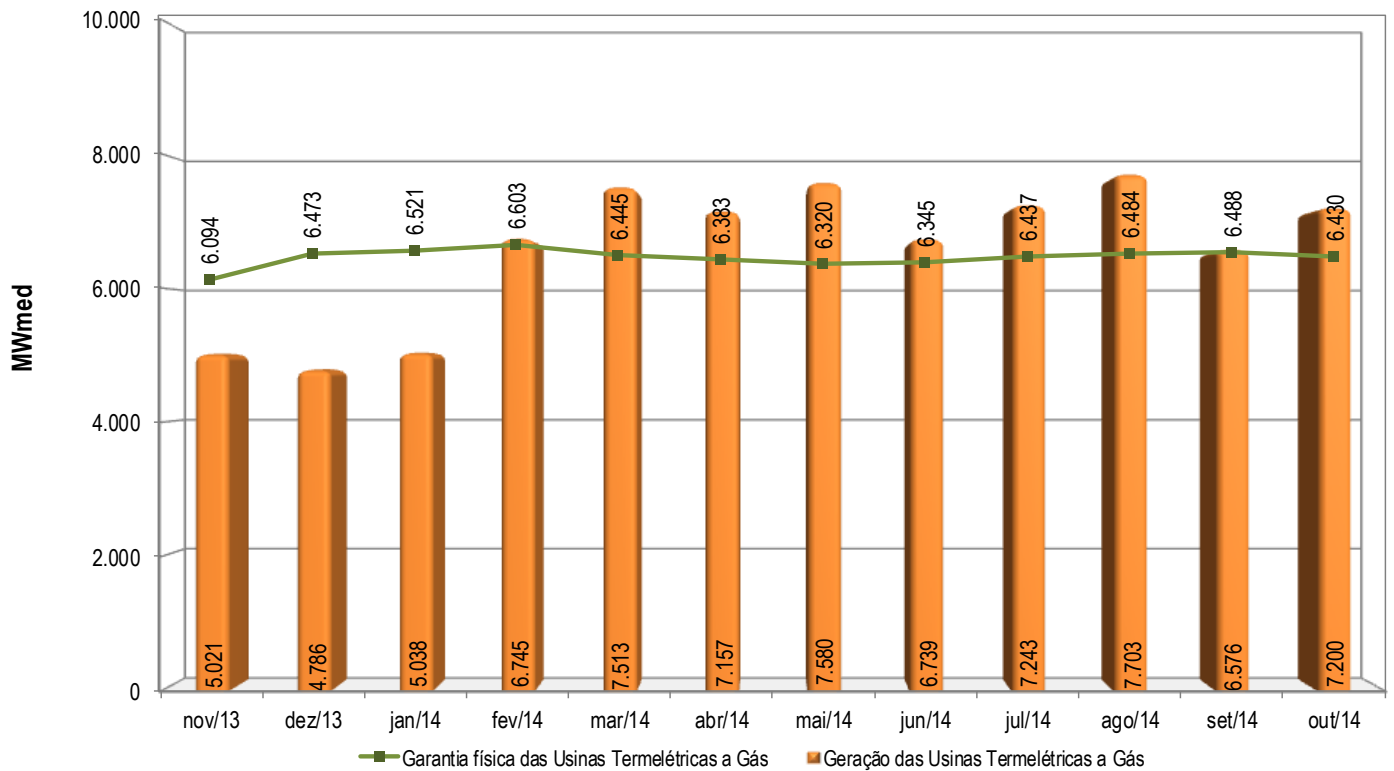


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

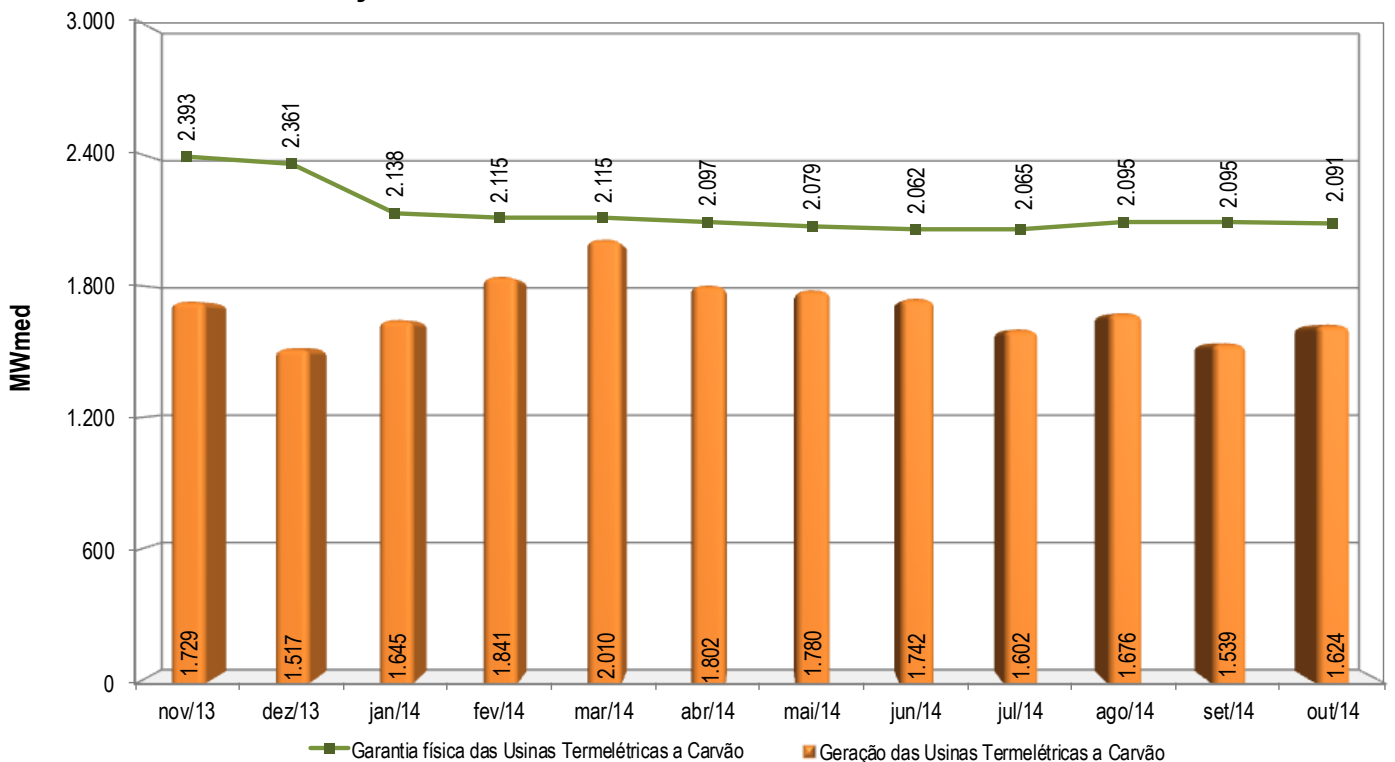


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

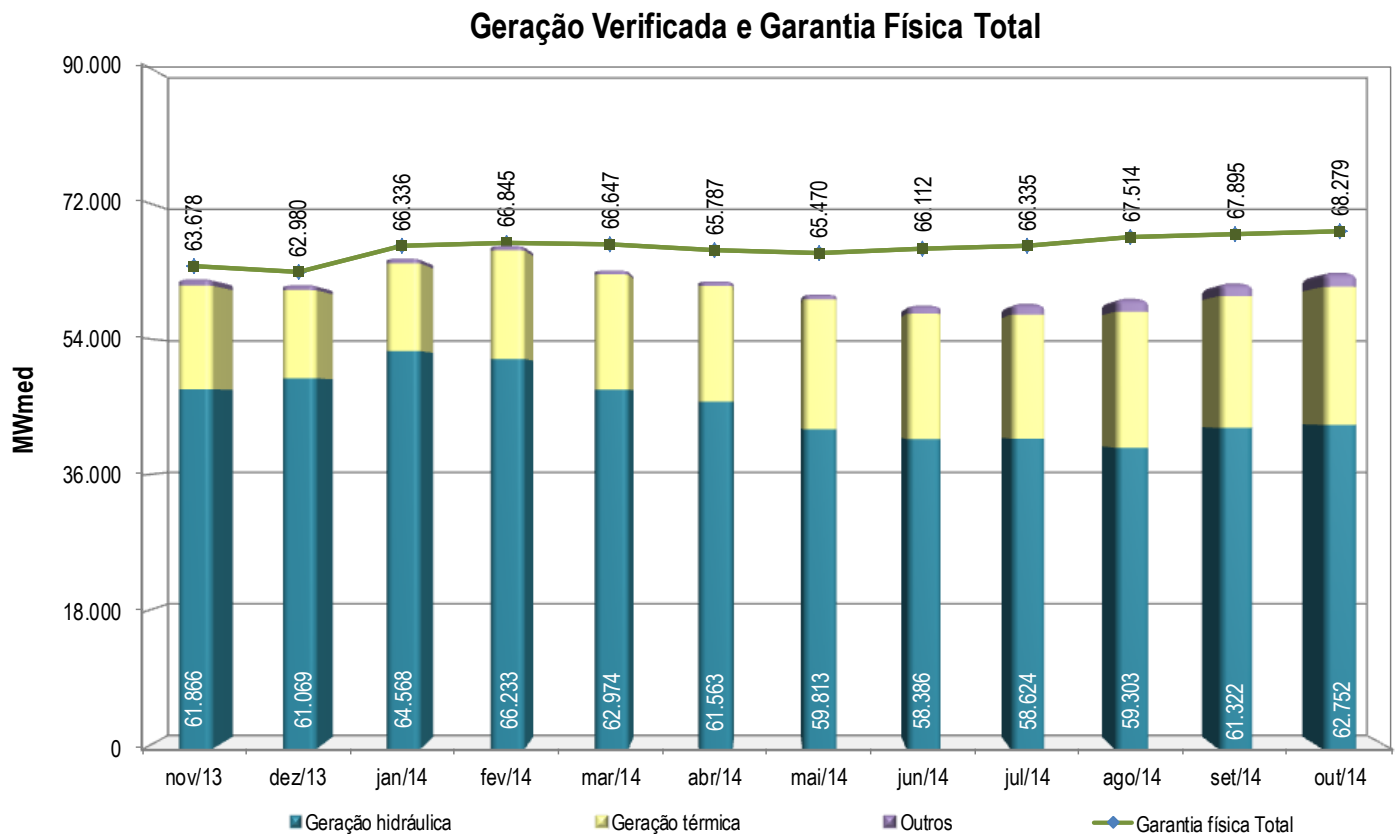


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de novembro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 520 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Ferreira Gomes, 1 máquina (UG 1), com 84,0 MW, no Amapá;
- UHE Jirau, 2 máquinas (UG 34 e 37), total de 150,0 MW, em Rondônia;
- UHE Santo Antônio Jari, 1 máquina (UG2), com 123,33 MW, nos estados do Amapá e Pará;
- PCH Morrinhos, 2 máquinas (UG1 e 2), total de 2,25 MW, no Rio Grande do Sul;
- PCH Nova Mutum, 2 máquinas (UG1 e 2), total de 14 MW, no Mato Grosso;
- PCH Faxinal II, 2 máquinas (UG3 e 4), total de 20 MW, no Mato Grosso;
- CGH Trabuço, 1 máquina (UG 1), com 1,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- CGH Taquara Verde, 2 máquinas (UG1 e 2), total de 0,435 MW, em Santa Catarina;
- CGH Vermelho Velho, 1 máquina (UG1), com 1,0 MW, em Minas Gerais;
- UEE Cerro Chato VI, 6 máquinas (UG 4 e 8 a 12) total de 12,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Coqueiros, 10 máquinas (UG1 a 10), total de 15,0 MW, no Ceará;
- UEE São Jorge, 12 máquinas (UG1 a 12), total de 24,0 MW, no Ceará;
- UEE São Cristovão, 13 máquinas (UG1 a 13), total de 26,0 MW, no Ceará;
- UEE Santo Antonio de Pádua, 6 máquinas (UG1 a 5 e UG7), total de 12,0 MW, no Ceará;
- UTE Tropical Bioenergia II, 1 máquina (UG1), com 32 MW, em Goiás;



- UTE Atos, 1 máquina (UG1), com 3 MW, no Mato Grosso.

* 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 Nov/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	396,0	2.938,7
Térmica	35,0	1.357,8
Gás	0,0	362,2
Petróleo	0,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	3,5
Biomassa	35,0	964,7
Eólica	89,0	2.192,9
Solar Fotovoltaica	0,0	4,4
TOTAL	520,0	6.493,8

Fonte: MME / ANEEL / NOS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
Hidráulica	0,0	4.196,0	6.054,0
Térmica	186,0	690,3	481,8
Gás	186,0	463,0	376,8
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	0,0	227,3	105,0
Eólica	421,5	4.424,5	2.289,1
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	607,5	9.310,8	8.824,9

Fonte: 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 19/11/2014, 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 novembro de 2014 não foi incorporada nenhuma LT ao Sistema Interligado Nacional – SIN:

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	0,0	1.535,9
345	0,0	21,0
440	0,0	0,0
500	0,0	1.062,0
600 (CC)	0,0	4.764,0
750	0,0	0,0
TOTAL	0,0	7.382,9

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes transformadores:

- TR5 230/69 kV – 83 MVA na SE Santa Maria 3 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul.
- TR7 230/138 kV – 55 MVA na SE Piripiri (CHESF), no Piauí.
- TR5 230/69 kV – 83 MVA na SE Uruguaiana 5 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul.
- TR4 230/138 kV – 66 MVA na SE Itajaí (ELETROSUL), em Santa Catarina.

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

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

	Realizado em Nov/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	287,0	12.775,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

Foi incorporado ao SIN, na Rede Básica, o seguinte equipamento de compensação de potência reativa:

- Reator de Linha (500 kV – 225 Mvar) na SE Açailândia (IMTE), no Maranhão.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	1.503,0	4.096,0	1.705,0
345	0,0	121,0	0,0
440	152,0	0,0	194,0
500	1.687,0	6.533,0	9.775,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.342,0	10.750,0	11.674,0

Fonte: 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 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
TOTAL	8.047,0	19.616,0	11.422,0

Fonte: 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 19/11/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de novembro de 2014, foi verificado um total de 16.445 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs de novembro oscilaram ao longo do mês, devido principalmente à atualização da previsão de vazões nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, não tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

O máximo valor de CMO do mês atingiu R\$ 1.125,91 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na terceira semana operativa. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 549,83 / MWh em todos os subsistemas, na última semana do mês. Destaca-se que, apesar da redução de aproximadamente 48% no valor do CMO entre as duas últimas semanas, o despacho térmico, nesse período, manteve-se no mesmo patamar do que estava sendo praticado, resultado da elevação da geração adicional por garantia de suprimento energético.

Em novembro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi igual ao valor máximo de R\$ 822,23, estabelecido pela ANEEL, em todos os subsistemas e em todos os patamares de carga, nas quatro primeiras semanas operativas.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

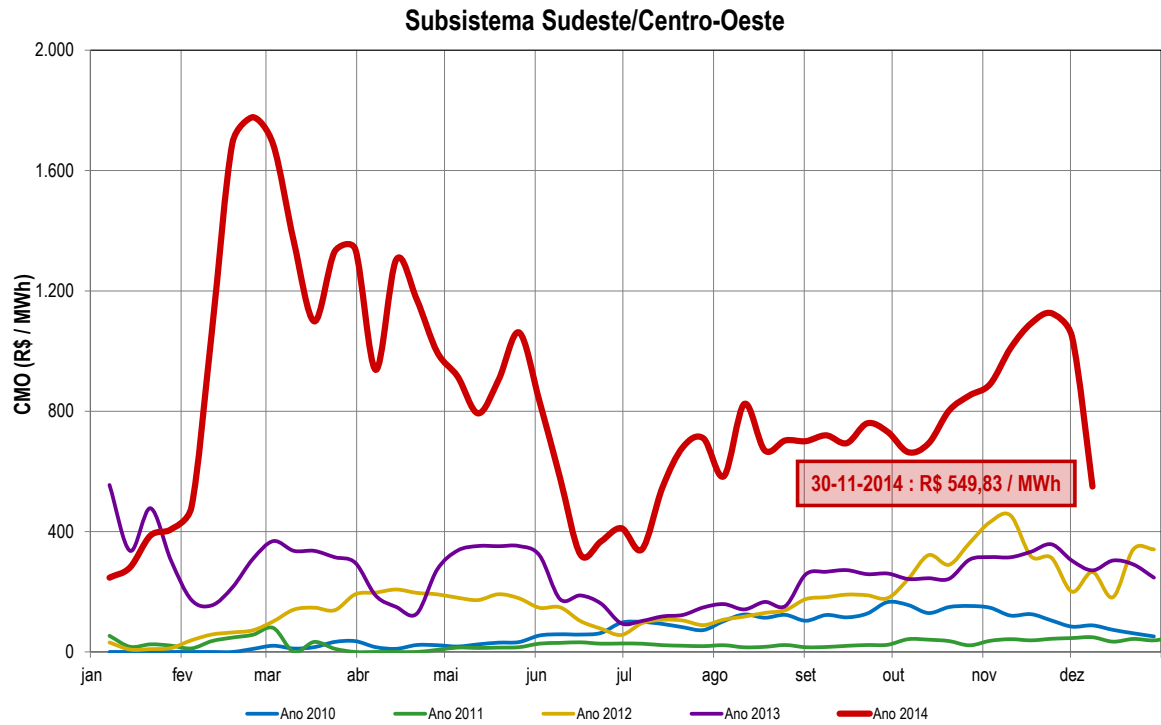


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

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

10.2. Despacho Térmico

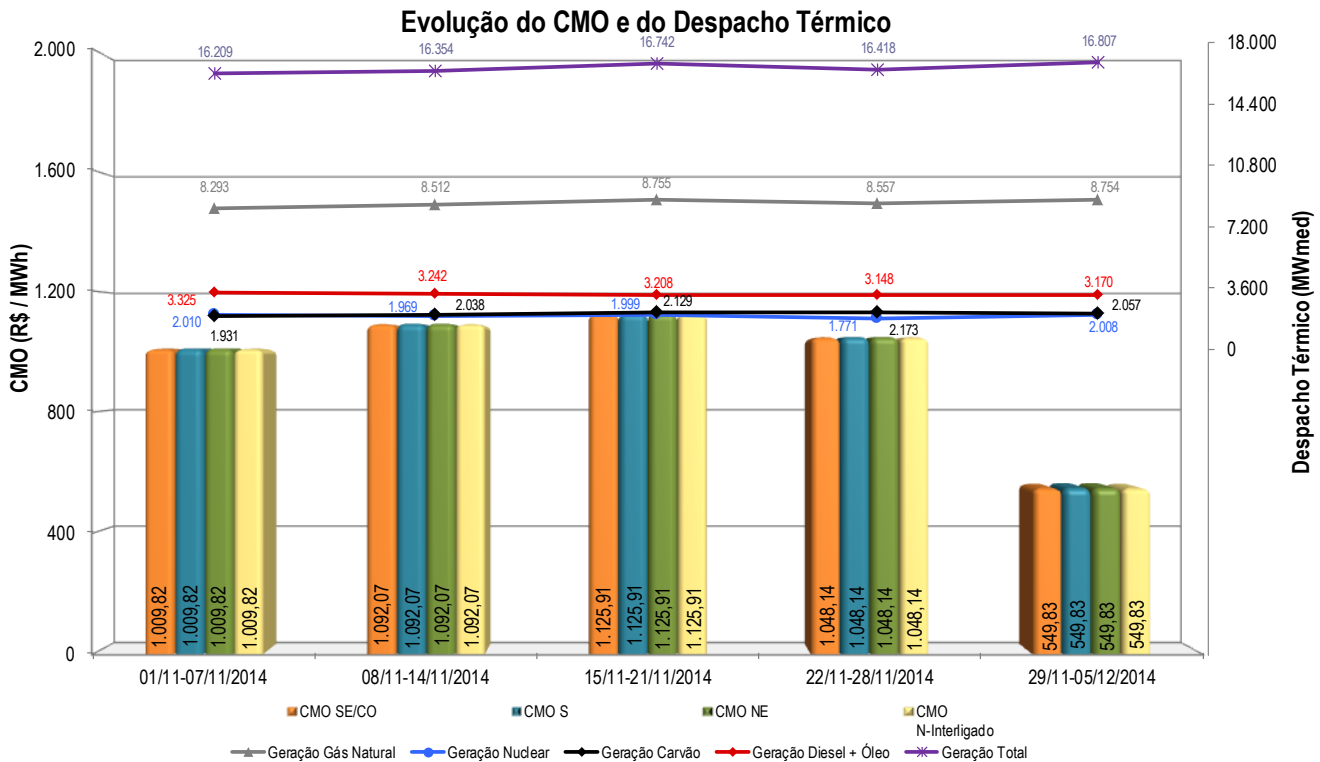


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em outubro de 2014 foi de R\$ 213,8 milhões, montante 25% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 170,7 milhões). O valor do mês de outubro de 2014 é composto por R\$ 88,6 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 5,0 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\$ 120,2 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.

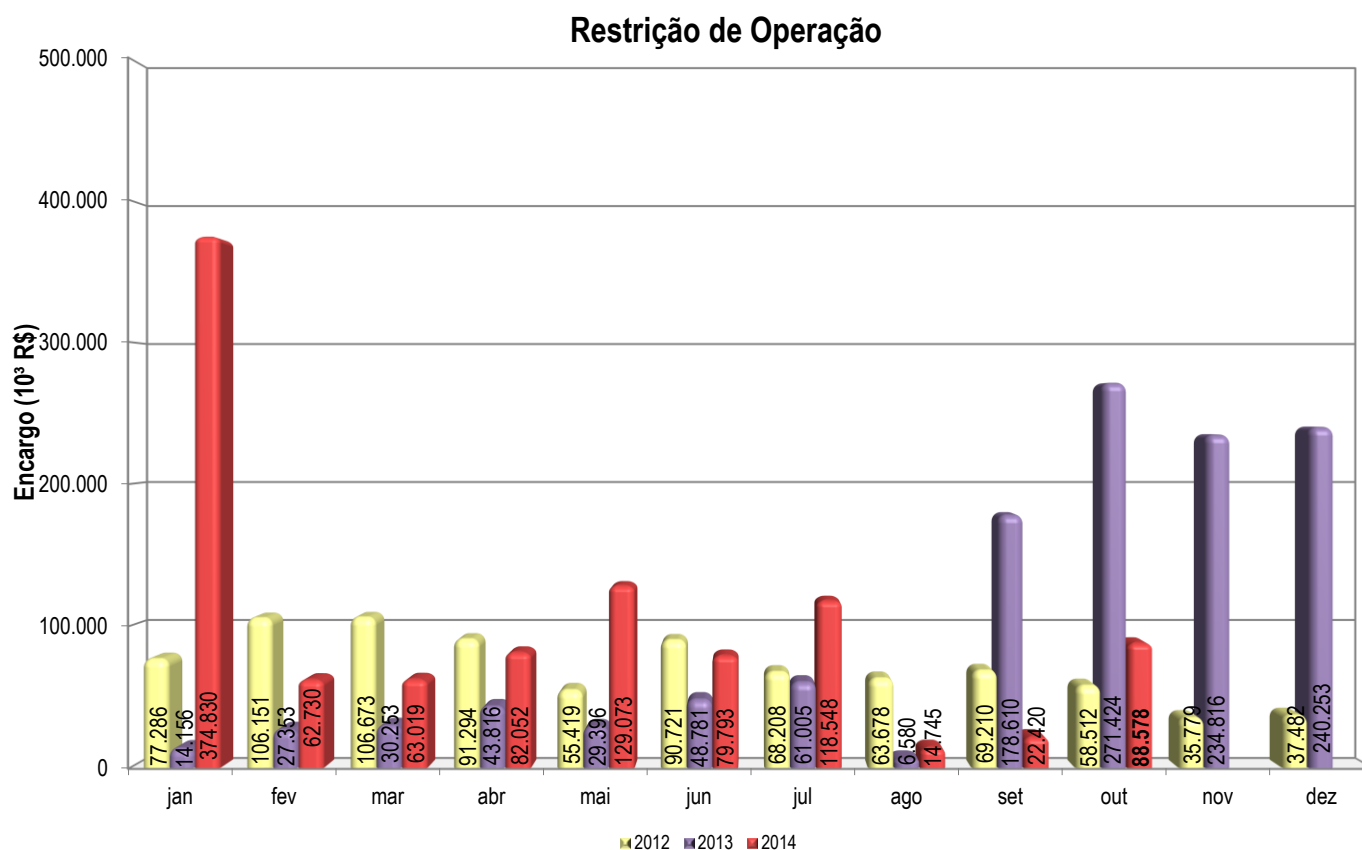


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

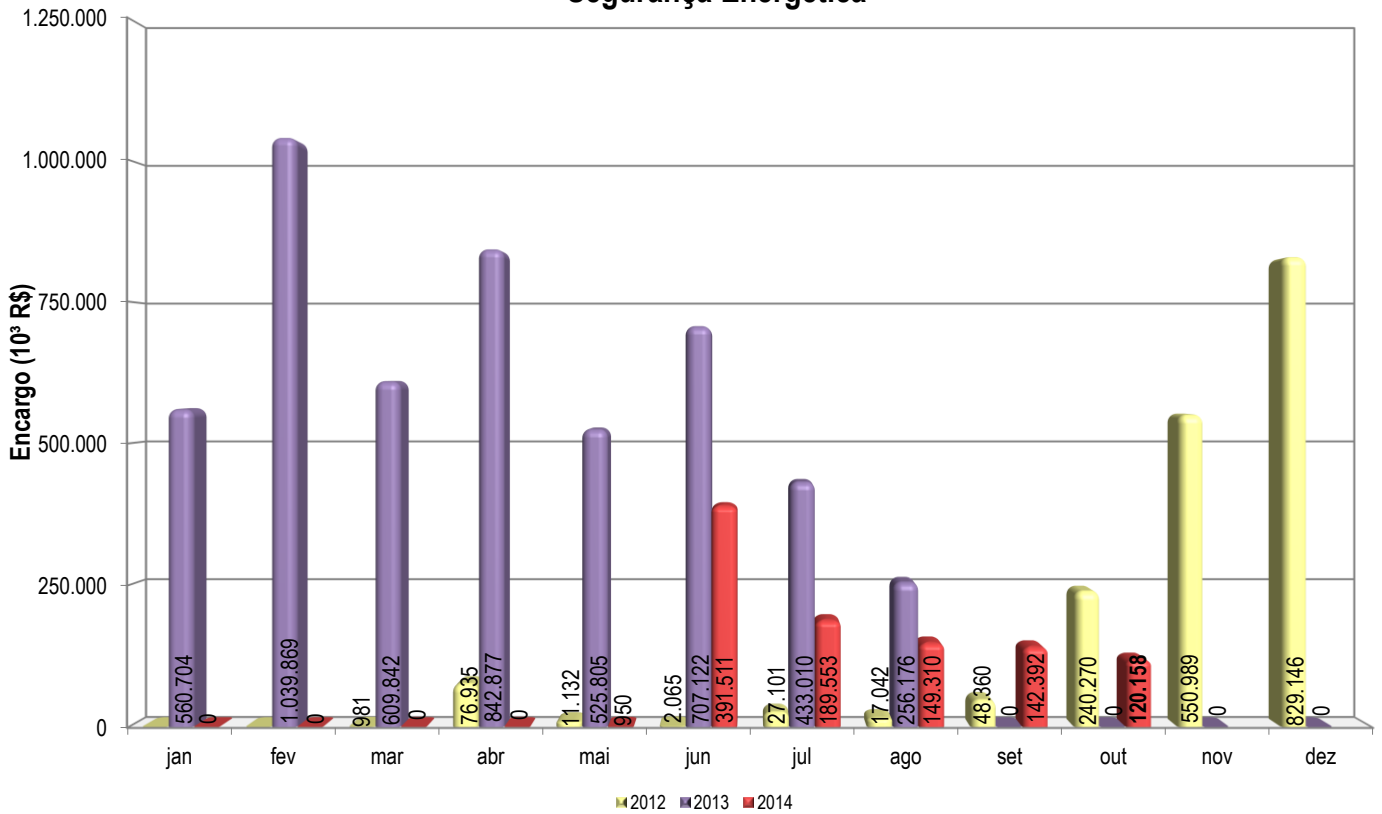


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

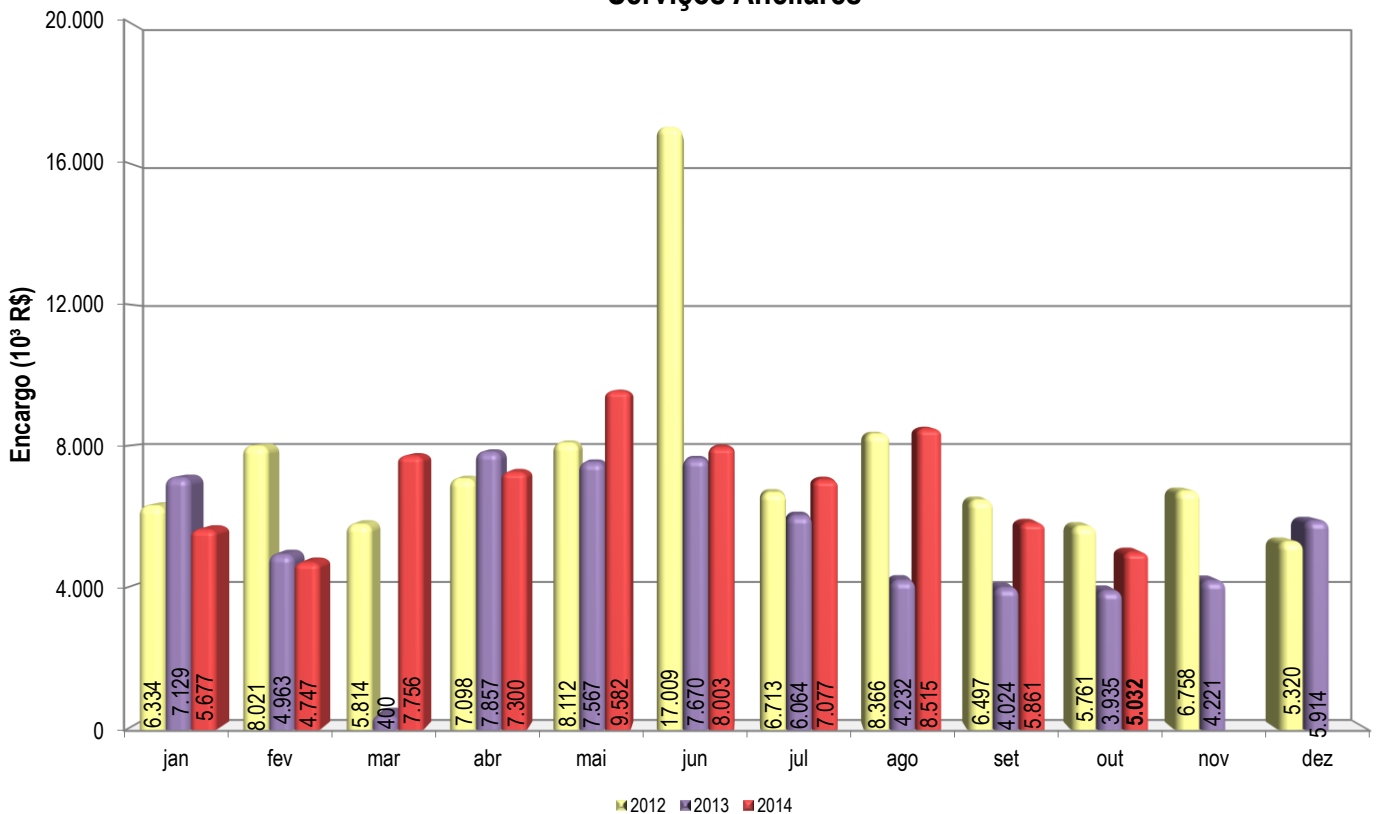


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2014 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo mês de 2013. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 13 de novembro, às 13h42min:** Desligamento automático da LT 230 kV Tucuruí – Altamira, com consequente desligamento da subestações Rurópolis, Tapajós e Transamazônica, por configuração. Houve interrupção de **147 MW** de cargas da Celpa, no estado do Pará. Causa: Queda de cabo pararraio sobre a linha durante execução de intervenção.
- **Dia 19 de novembro, às 16h42min:** Desligamento automático das LT 500 kV Silves – Lechuga c1 e c2, separando o sistema de Manaus do SIN. Houve interrupção de **217 MW** de cargas da Eletrobras Amazonas Energia, no estado do Amazonas. Causa: Vegetação sob a linha.
- **Dia 27 de novembro, às 14h35min:** Desligamento automático da transformação da subestação 230/138/69 kV Santa Maria (Eletronorte). Houve interrupção de **222 MW** de cargas da Celpa, no estado do Pará. Causa: Desligamento dos transformadores 230/69 kV TF01 e TF02 como proteção de retaguarda após curto circuito em LD de 69 kV da CELPA, associado ao desligamento dos transformadores 230/138 kV TR01 e TR02 por atuação incorreta da proteção de sobrecorrente de fase com controle de tensão do lado de 138 kV.

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	2014	2013
SIN**	0	6.795	0	0	0	0	0	0	0	0	0		6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0	0	0	0	0		1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255	243	745	486	0		7.976	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170	428	160	105	123		2.897	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315	615	414	759	1129		5.294	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1.737
TOTAL	3.488	9.725	1.708	1.045	828	1.264	740	1.286	1.319	1.350	1.252	0	24.005	24.909

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013
SIN**	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		1	0
S	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0		5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1	2	2	3	0		27	22
NE	2	2	1	0	3	0	1	2	1	1	1		14	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1	3	2	3	5		24	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	8
TOTAL	15	8	5	5	4	6	3	7	5	7	6	0	71	71

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

Fonte: ONS, Eletronorte

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

*** O Sistema Manaus se encontra interligado ao SIN em configuração provisória.

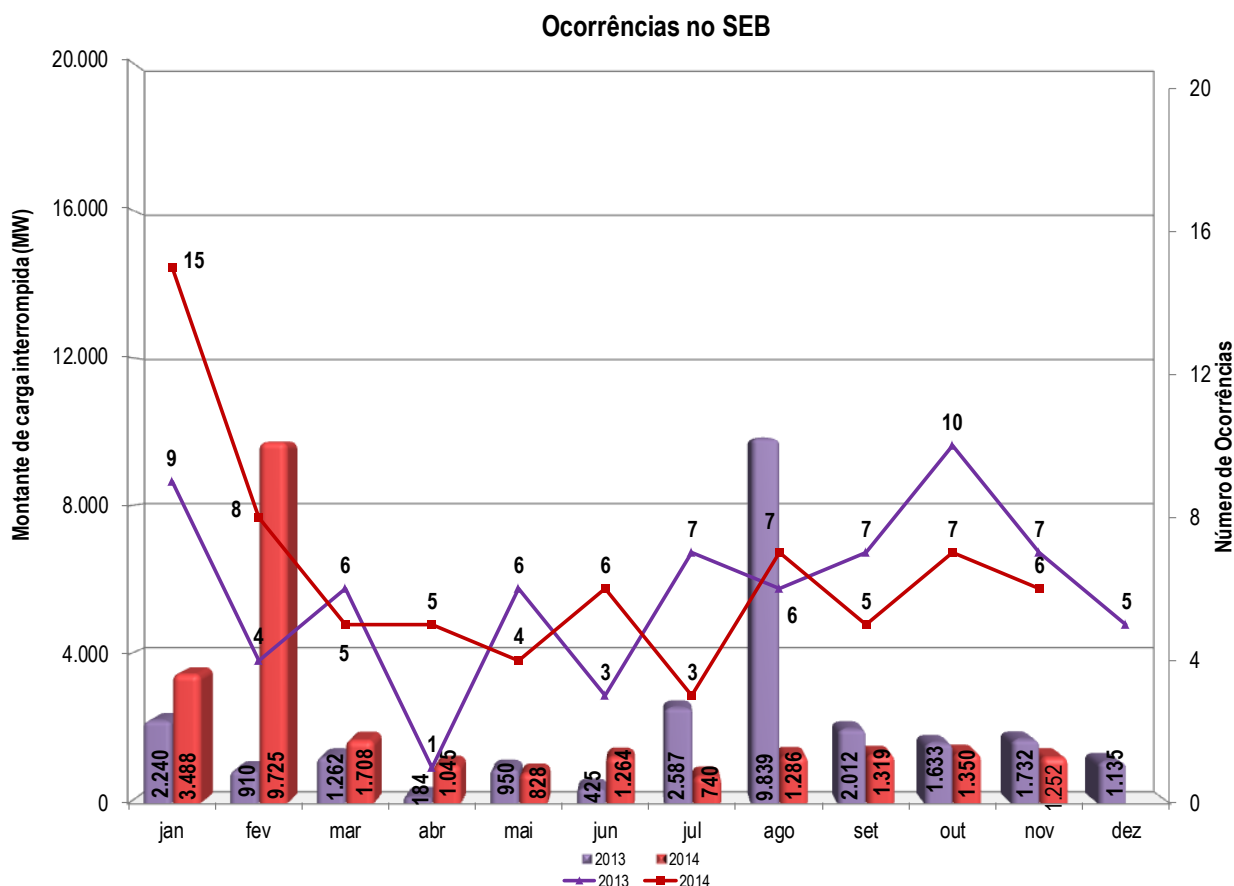


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

No mês de outubro de 2014 o DEC das regiões Sul e Norte ultrapassaram o limite do ano de 2014.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,17	1,16	1,41	1,54			14,29	14,47
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07	1,19	1,43	1,44			13,72	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67	0,70	0,81	0,94			8,28	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48	1,52	2,92	3,31			23,43	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52	1,41	1,56	1,59			16,85	16,94
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71	3,37	3,09	3,36	4,02			38,58	37,80

Dados contabilizados até outubro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2014													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,05	0,92	0,89	0,81	0,72	0,64	0,68	0,69	0,81	0,91			8,12	11,73
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69	0,78	0,85	0,87			8,60	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38	0,39	0,45	0,52			4,49	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09	1,19	2,17	2,59			16,47	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66	0,67	0,76	0,77			7,95	12,05
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65	2,44	2,25	2,11	2,54			24,47	35,48

Dados contabilizados até outubro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

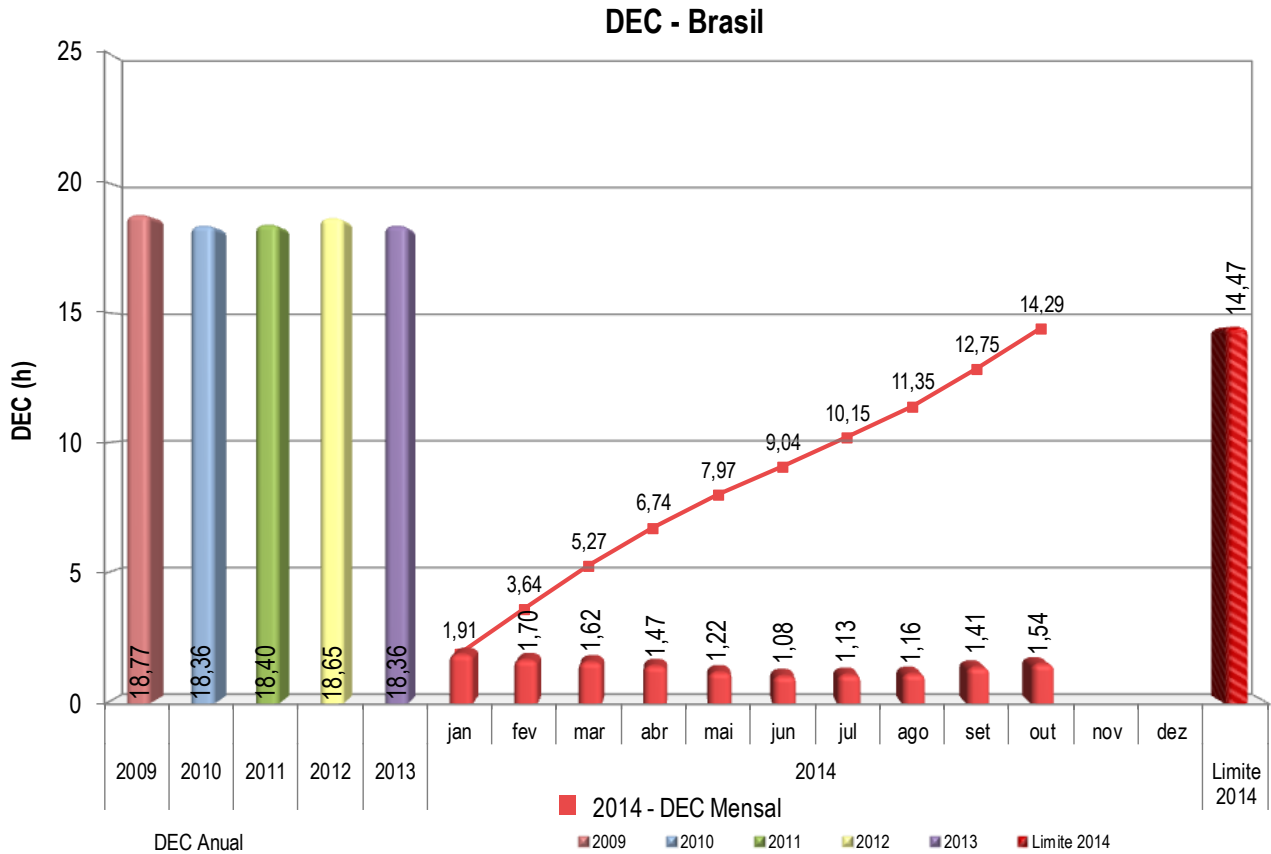


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até outubro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

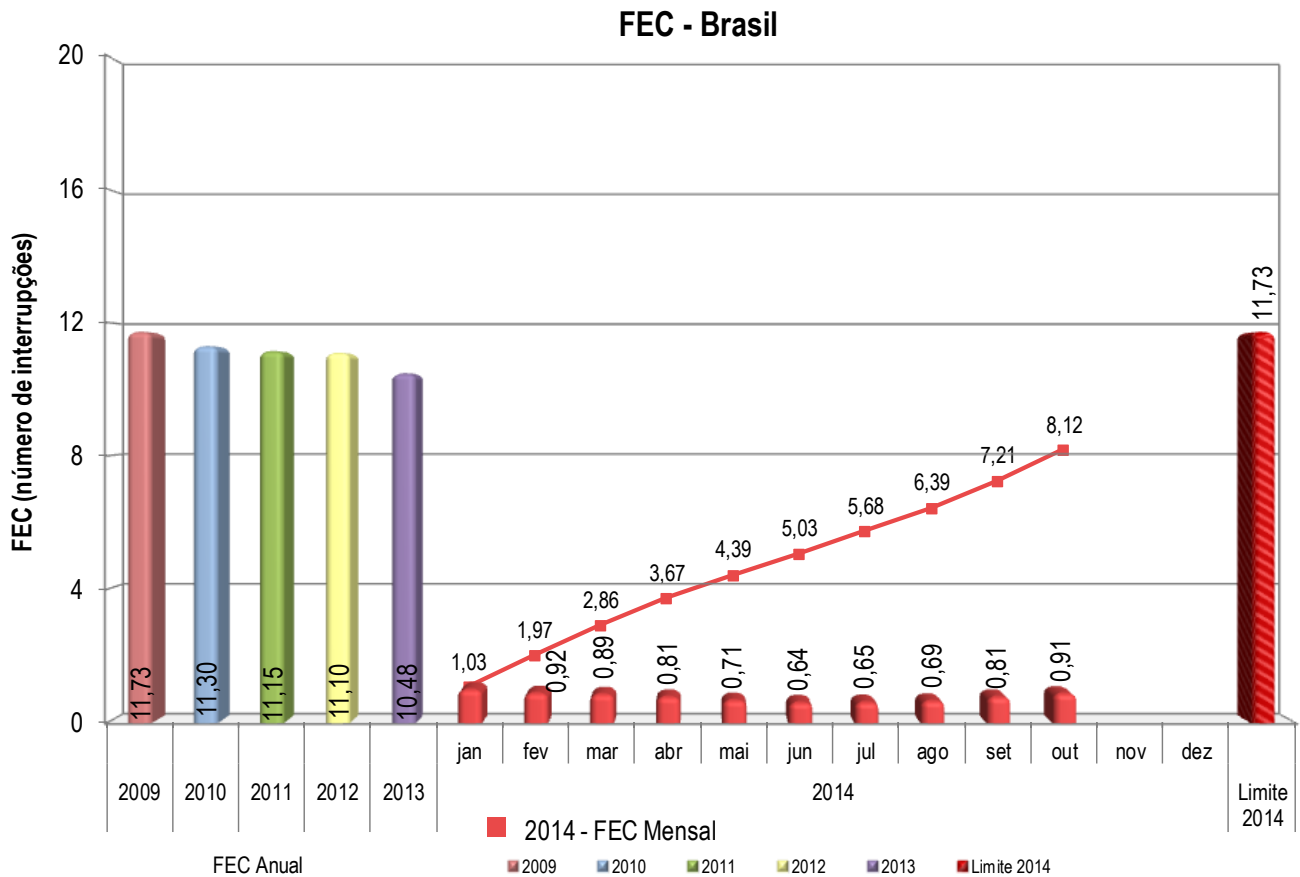


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até outubro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

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