



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Setembro – 2014





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Setembro – 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](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.....	33



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/04/2014 a 30/04/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 30/04/2014 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 (MW médios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	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 2013.....	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 setembro, os valores de aflúncias a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul, e o Nordeste atingiu o segundo pior valor para o mês de setembro no histórico de 82 anos. O Sistema Interligado Nacional – SIN apresentou um desvio negativo de cerca de 3.200 MW médios de Energia Natural Afluente– ENA bruta no mês de setembro, com relação à MLT.

No mês, foram verificados 15.356 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 agosto apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,0 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,0 p.p. no Sul, -5,4 p.p. no Nordeste e -22,0 p.p. no Norte.

No dia 03 de setembro de 2014, foi realizada a 147ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião foram apresentados pelo ONS os resultados do Plano da Operação Energética 2014-2018 – PEN 2014. Foi destacado que, os riscos de qualquer déficit de energia foram inferiores a 5% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste a partir de 2015, considerando a média histórica de aflúncias em todo o horizonte.

No dia 04 de setembro de 2014 houve recorde de demanda no subsistema Nordeste, atingindo 11.839 MW, superando em 30 MW a demanda máxima anterior ocorrida em 04 de dezembro de 2013, e no Norte, atingindo 6.185 MW e superando em 76 MW o recorde ocorrido no dia 17 de setembro de 2013.

Em setembro, a ANEEL publicou os Códigos Únicos de Empreendimentos de Geração – CEG, passando a identificar de forma única cada usina que compõe a capacidade instalada de geração de energia elétrica do sistema brasileiro.

Entraram em operação comercial no mês 481,8 MW de capacidade instalada de geração, 77,0 km de linhas de transmissão e 2.225,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 5.138,8 MW de capacidade instalada de geração, 2.592,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 11.102,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de setembro de 2014, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 131.293 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 2.413 MW de geração de fontes hidráulicas, de 2.263 MW de fontes térmicas e de 1.731 MW de geração eólica.

No mês de agosto de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 66,5% do total gerado no Brasil, 2,6 p.p. inferiores ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, avançou de 2,6%, em julho de 2014, para 3,1%, em agosto de 2014, e verificou-se aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 28,3% para 30,4%.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Nordeste no mês de agosto de 2014 aumentou 9,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 52,4%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 2,1 p.p. em relação a julho de 2014, e alcançou 31,8%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 3,6 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste e de 1,4 p.p. na região Sul.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (setembro de 2013 a agosto de 2014), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 4,0% em relação ao mesmo período anterior e manteve-se no mesmo patamar registrado em agosto de 2013. Houve expansão de 3,3% na quantidade de unidades consumidoras residenciais de agosto 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 setembro de 2014, exceto quanto 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

Ao longo do mês de setembro quatro frentes frias atuaram no Brasil, das quais duas ficaram restritas à região Sul, ocasionando chuva fraca a moderada nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Iguaçu e Paranapanema. Os dois sistemas que avançaram pela região Sudeste ocasionaram chuva fraca nas bacias dos rios Tietê, Grande e Paranaíba e em pontos isolados da bacia do rio São Francisco.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação abaixo da média climatológica na maioria das bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção das bacias dos rios Uruguai, Iguaçu, Paranapanema e Tietê.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com anomalias positivas da ordem de 1°C a 3°C em grande parte, e chegando até 5°C em algumas áreas. As temperaturas máximas do mês estiveram em torno da normal climatológica em grande parte do país, e destaque para anomalias positivas no estado de São Paulo.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 85 %MLT – 15.065 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (33° pior valor\*), 111 %MLT – 13.259 MW médios no Sul (28° melhor valor\*), 52 %MLT – 1.617 MW médios no Nordeste (2° pior valor\*) e 79 %MLT – 1.259 MW médios no Norte-Interligado (18° pior valor\*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 111 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 92 %MLT.

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

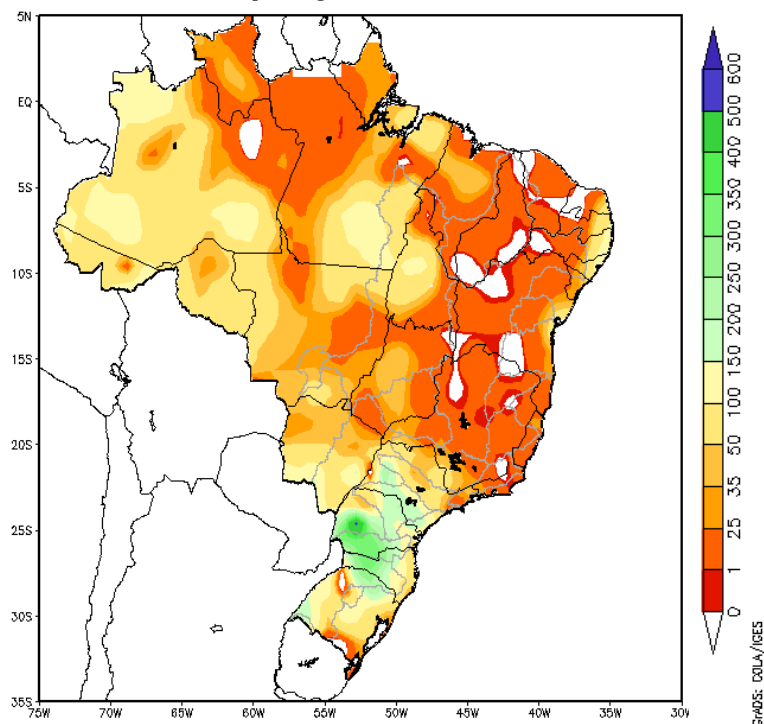


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2014 a 30/09/2014 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

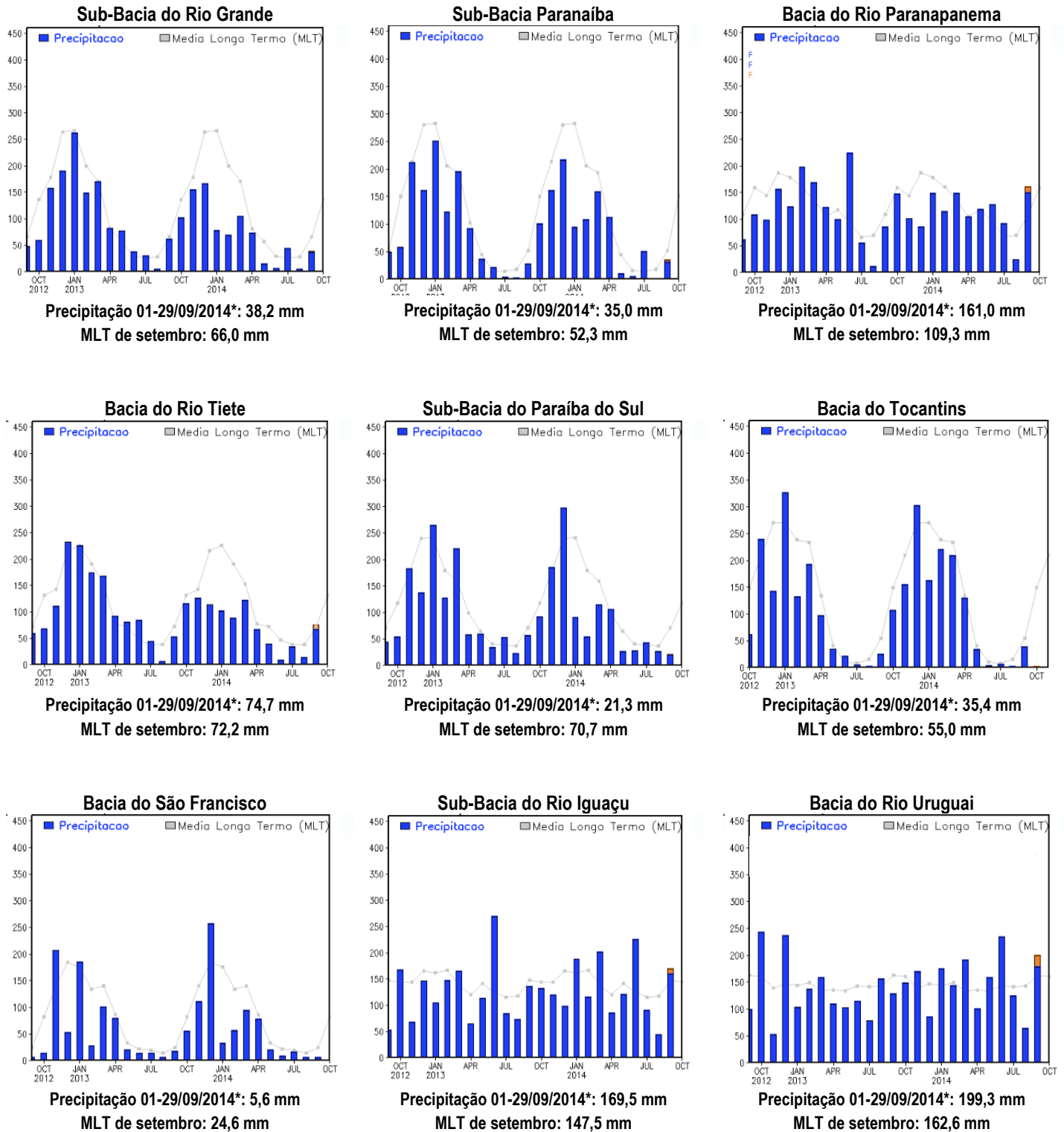


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09 a 29/09/2014\* nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

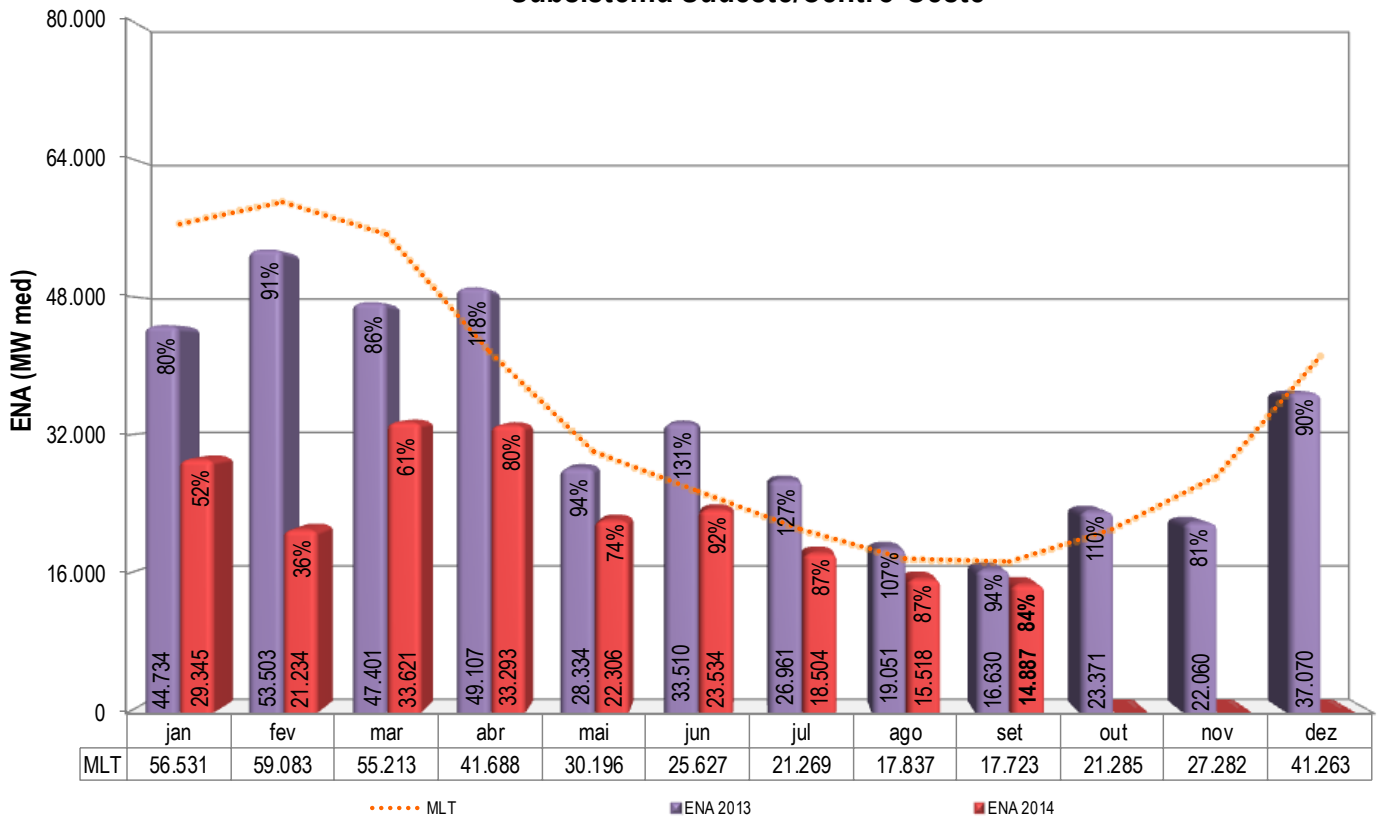


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

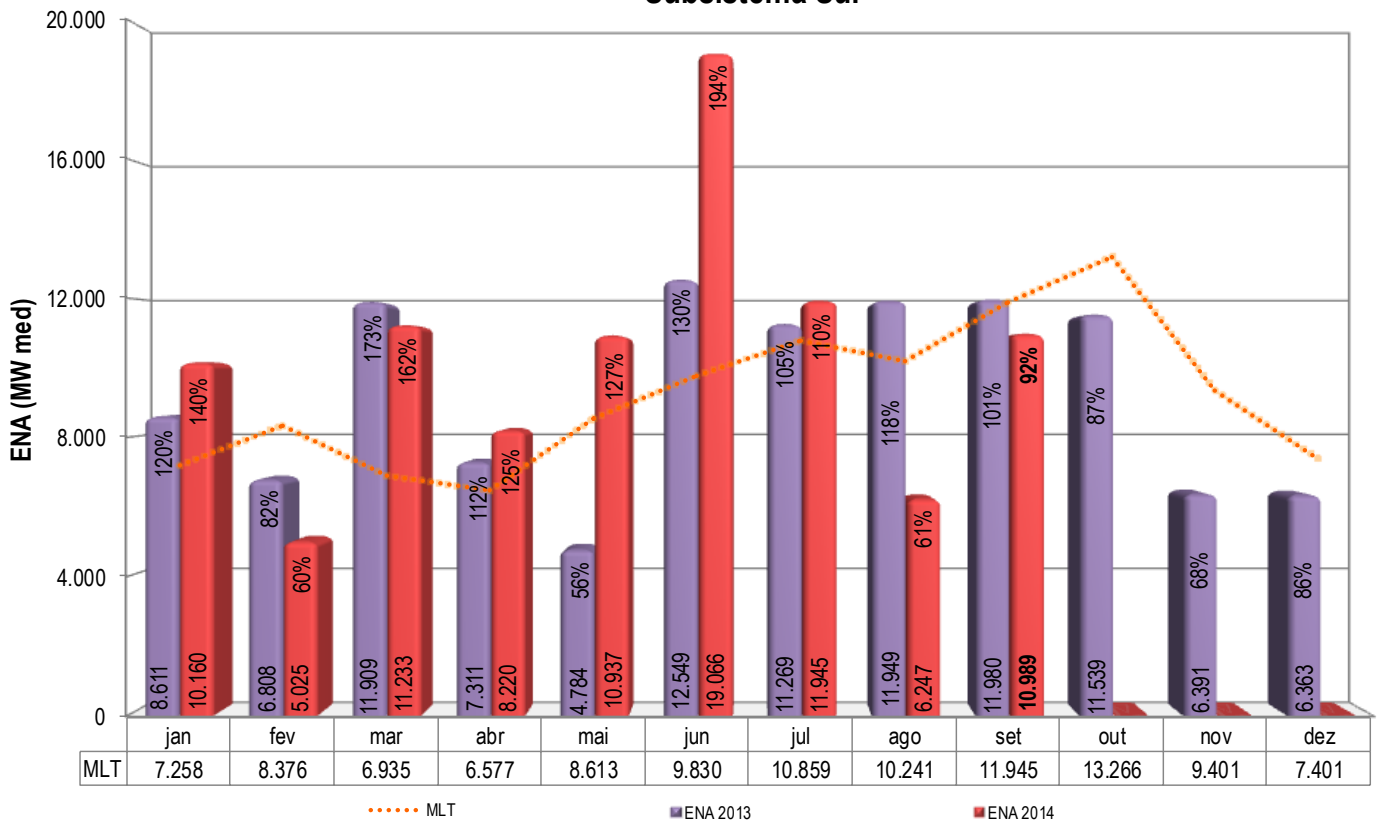


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

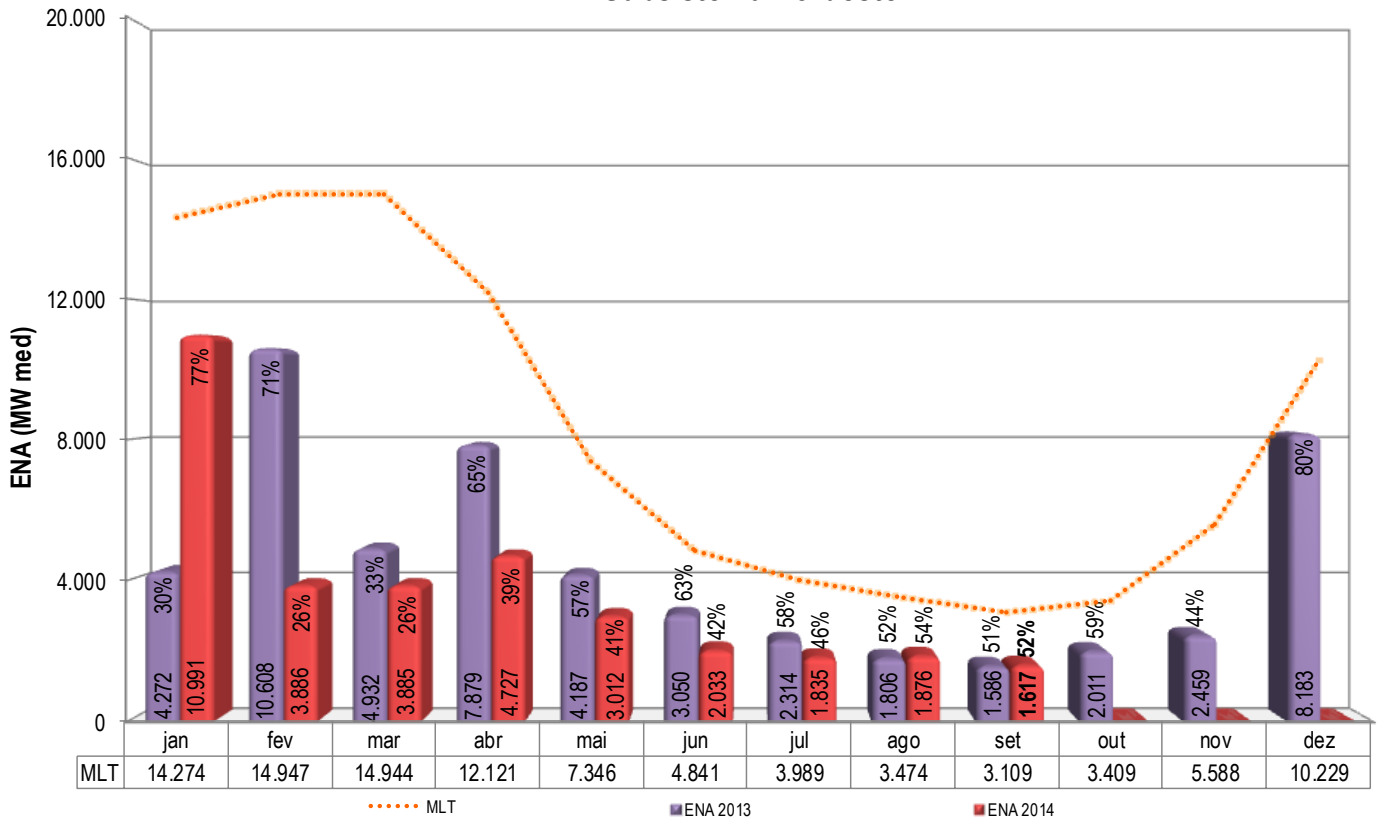


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

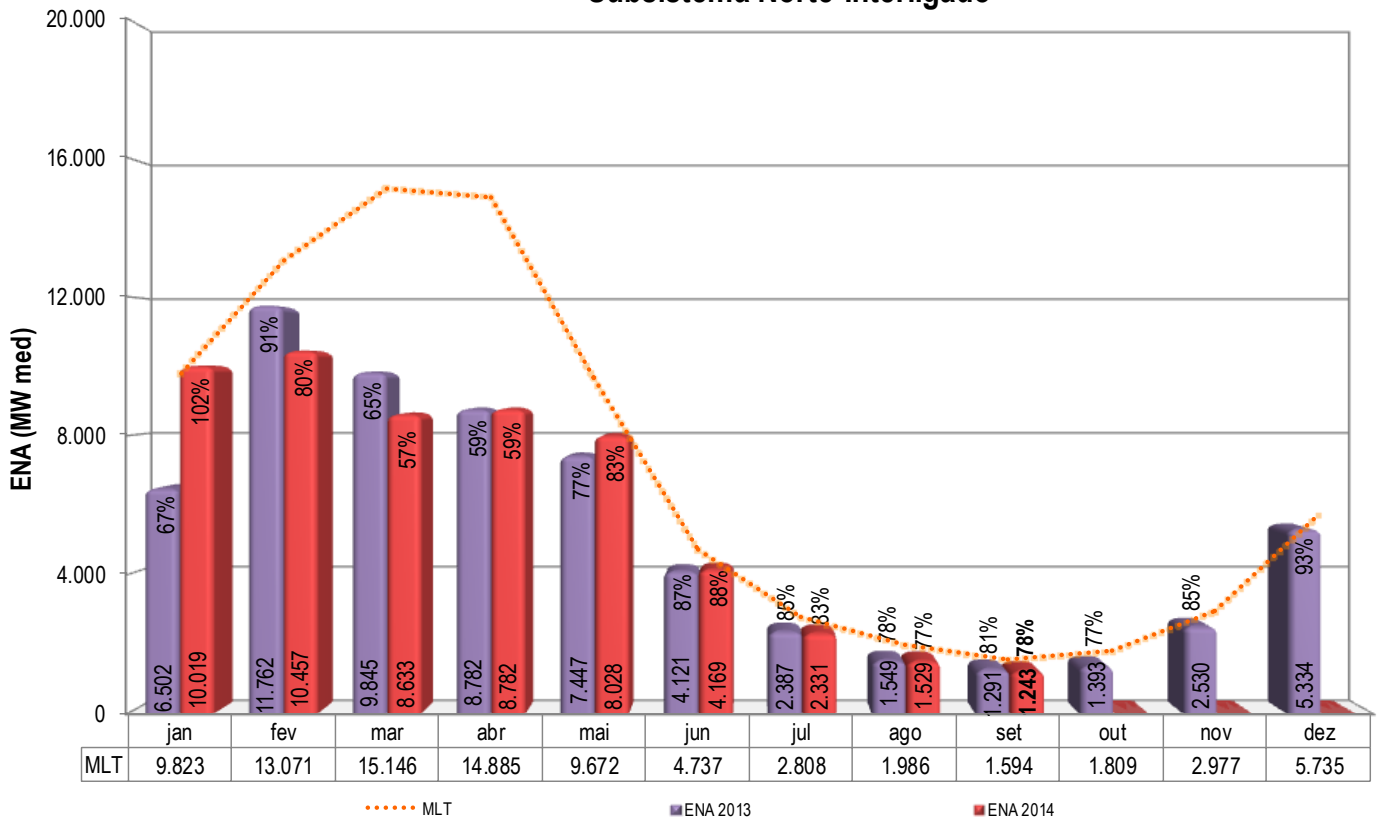


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em setembro de 2014 houve reduções nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. Houve contribuição de cerca de 15.356 MWmédios de produção térmica no mês, cerca de 150 MWmédios abaixo da verificada no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento do armazenamento equivalente em 5,0 p.p., atingindo 25,3 %EAR ao final do mês de setembro, valor 23,4 p.p. inferior ao verificado ao final de setembro de 2013 (48,7 %EAR), mas ainda 4,7 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,6 %EAR). No mês de setembro, 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 replecionamento do reservatório em 2,0 p.p., atingindo 75,5 %EAR ao final do mês, valor cerca de 20,2 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de setembro de 2013.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento em 5,4 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 21,9 %EAR ao final do mês de setembro, valor 9,0 p.p. inferior ao verificado ao final de setembro de 2013 (30,9 %EAR), mas ainda 9,4 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (12,5 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica local e o recebimento de energia da ordem de 858 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis e uma vazão afluente à UHE Três Marias em torno de 40 m<sup>3</sup>/s, foi implementada no início de setembro uma nova redução de vazão defluente na usina para o valor de 160 m<sup>3</sup>/s.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 42,7 %EAR ao final do mês de setembro, apresentando deplecionamento em 22,0 p.p. e cerca de 10,1 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de setembro de 2013. No início do mês, a geração da UHE Tucuruí foi dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo minimizada nos períodos de carga leve, 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 agosto referem-se ao deplecionamento de 30,9 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 34,0% v.u.), de 6,7% na UHE Sobradinho (atingindo 29,9% v.u.), de 6,3% nas UHEs Itumbiara e Emborcação (atingindo 16,9% v.u. e 28,4% v.u., respectivamente), de 5,5% na UHE Furnas (atingindo 22,0% v.u.) e de 5,2% na UHE Serra da Mesa (atingindo 34,0% v.u.). Ressalta-se que ao término de setembro de 2014, a UHE Três Marias encontrava-se com nível de armazenamento de apenas 5,2% v.u. Por sua vez, a UHE Ilha Solteira encontra-se com armazenamento de cerca de 33,1% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de cerca de 6,9 p.p. em setembro.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	25,3	205.003	70,3
Sul	75,5	19.873	6,8
Nordeste	21,9	51.859	17,8
Norte	42,7	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>291.547</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

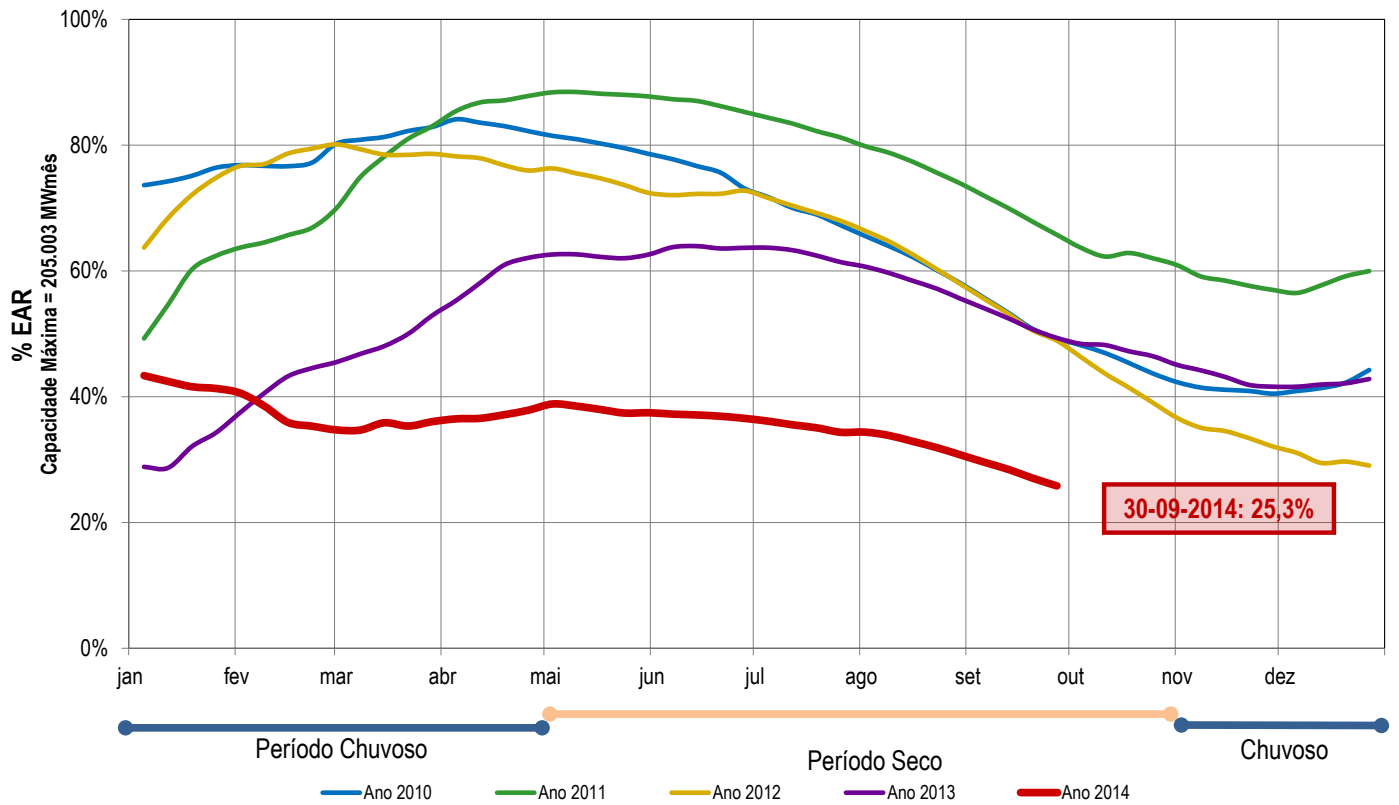


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

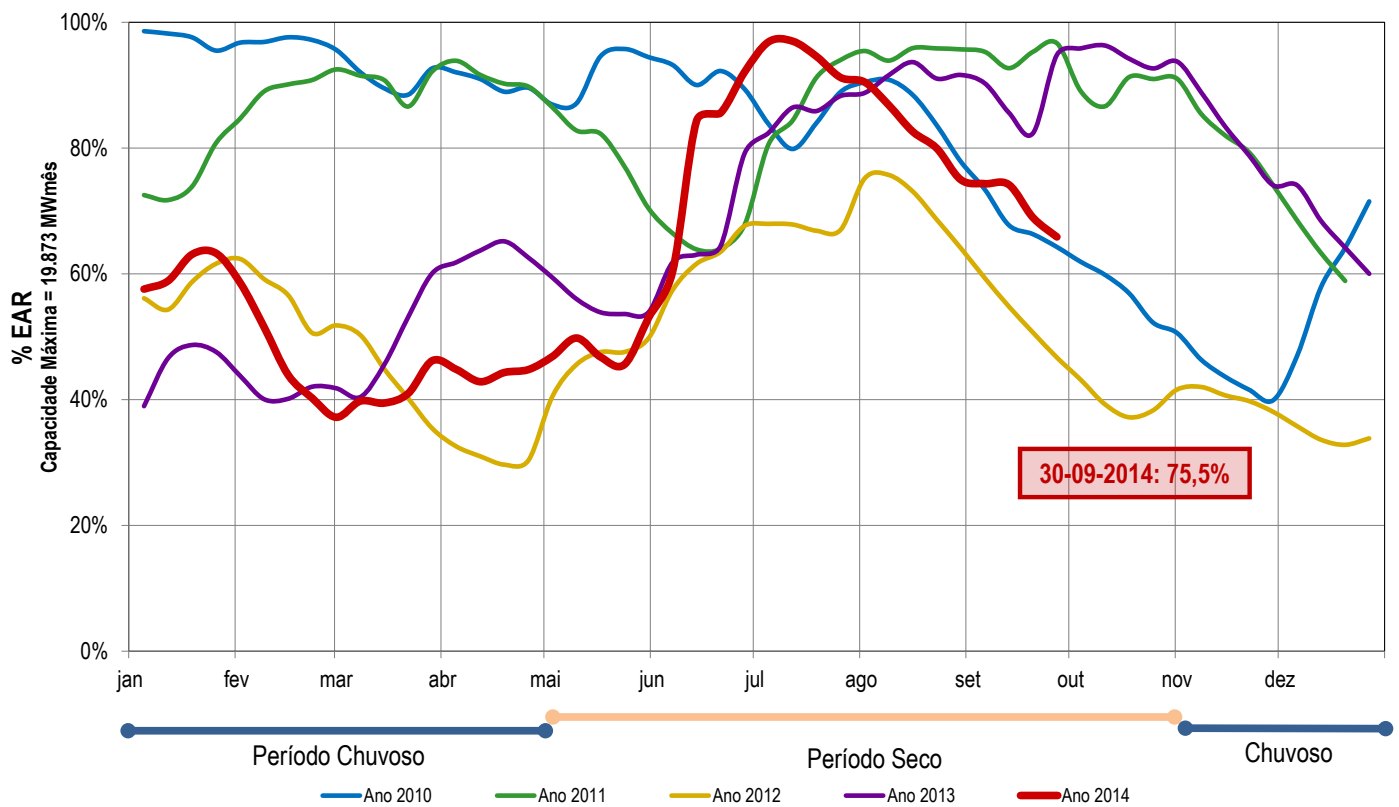


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

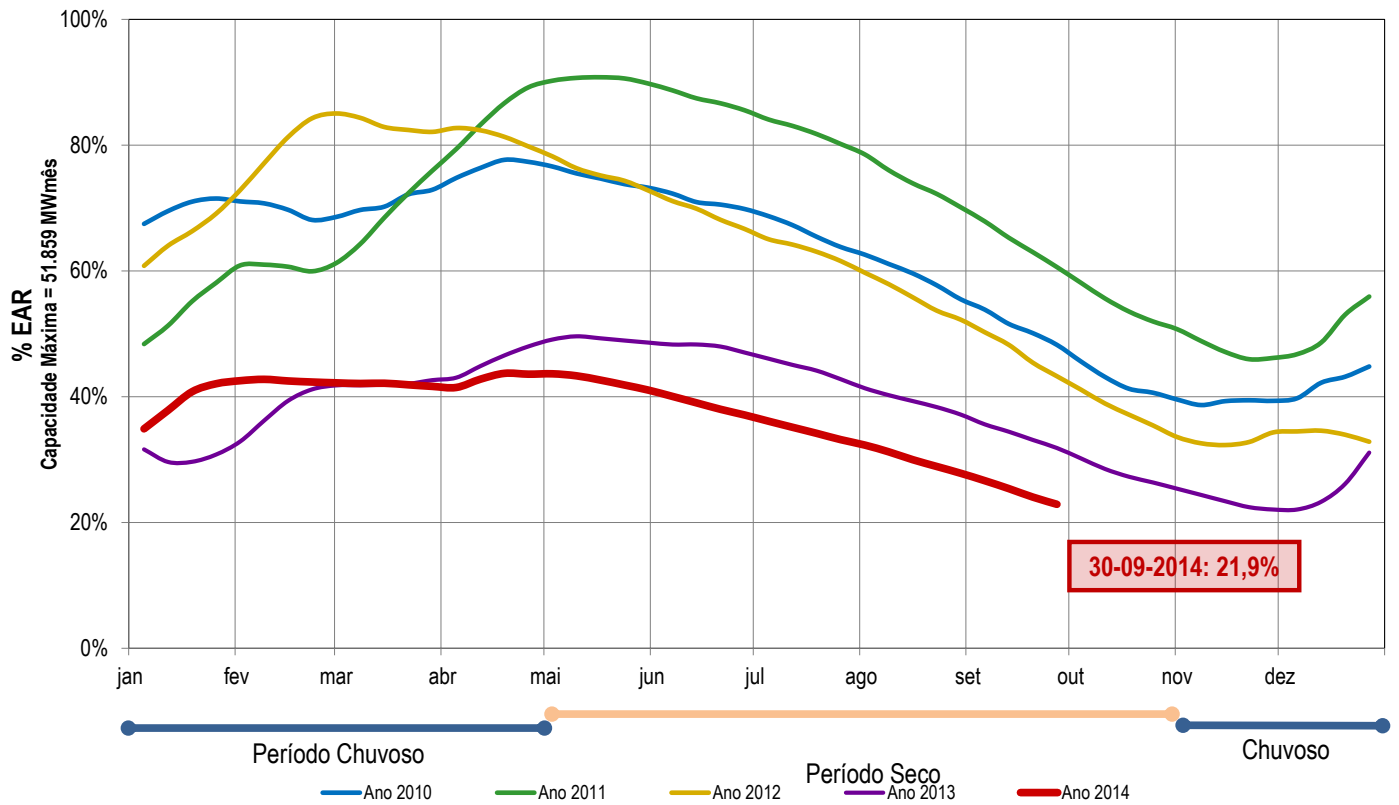


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

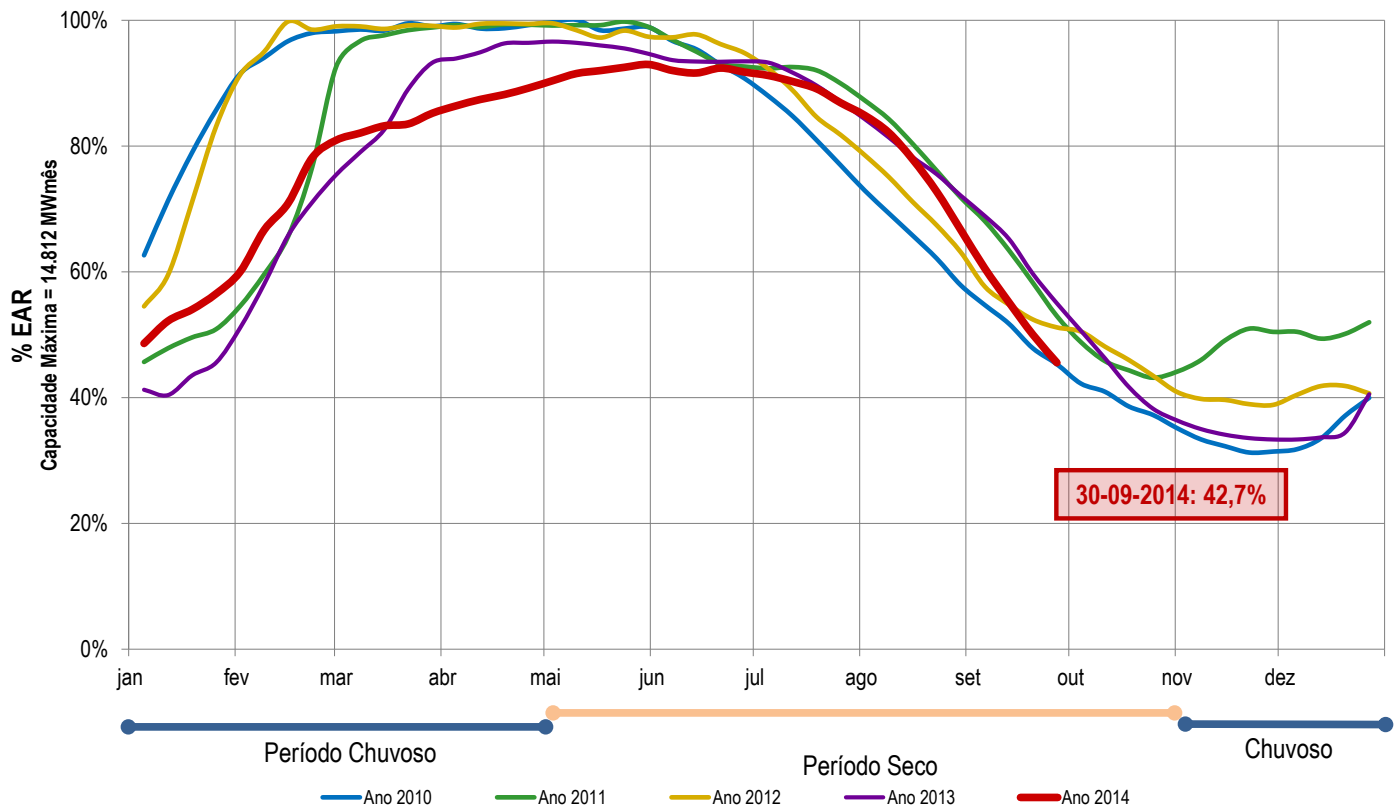


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em função das disponibilidades de estoque armazenado e das aflúncias no subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 2.599 MWmédios, cerca de 67% acima do verificado no mês anterior.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 1.371 MWmédios, pouco inferior ao valor verificado em agosto. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 513 MWmédios.

O subsistema Nordeste também permaneceu importador em 858 MWmédios, valor superior aos 304 MWmédios verificado no mês de agosto. 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 setembro a UHE Jirau gerou cerca de 433 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 943 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 964 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 1.170 MWmédios, no dia 24 de setembro de 2014.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 192 MWmédios do SIN no mês de setembro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 15 de setembro de 2014, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 276 MWmédios.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 108 MWmédios, superior ao verificado no mês anterior, no valor de 98 MWmédios.

No mês de setembro, houve intercâmbio internacional emergencial pela Interligação Uruguaiana, com valor de exportação pouco superior à importação, mas com média mensal praticamente nula.



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 <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

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 <sub>Arg</sub>	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT <sub>Urug</sub>	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 agosto de 2014, o consumo de energia elétrica atingiu 47.899 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, mantendo-se praticamente no mesmo patamar do verificado no mesmo mês do ano anterior, e representando aumento de 2,0% em comparação com o consumo de julho de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses, o consumo residencial em agosto de 2014 acumulou crescimento de 6,1% em relação ao mesmo período anterior e avançou 2,4% em relação ao mesmo mês de 2013. Segundo informações da EPE, esta é a menor taxa de crescimento na comparação anual para o mês de agosto no histórico da série de consumo desde 2004, mantendo a tendência de crescimento moderado do consumo residencial observado nos últimos meses.

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,1% no acumulado de 12 meses e 6,0% em relação a agosto de 2013. Esse desempenho teve contribuição significativa das regiões Centro-Oeste (+7,3%) e Nordeste (+6,9%), com destaque para o Maranhão, cujo consumo comercial em agosto expandiu 14,3% e apresenta crescimento acumulado nos últimos 12 meses de 11,8%, o maior do país.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração de 5,1%, em relação a agosto de 2013, sendo os segmentos metalúrgico, químico e automobilístico os mais afetados. Em comparação com julho de 2014, houve crescimento de 4,1%, especialmente devido ao aumento do consumo do setor extrativo mineral, com destaque para as indústrias do Espírito Santo (+6,1%) e Pará (+5,6%).

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 3,6% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 7,0% em relação ao mesmo período anterior. O aumento de 5,2% do consumo dessa classe na região Centro-Oeste foi impulsionado, dentre outros fatores, pela colheita de grãos no Mato Grosso. Já na região Sul, as temperaturas médias mais elevadas contribuíram para o uso mais intensivo da irrigação, resultando em um aumento de 7,7%. No Sudeste, o consumo manteve-se estável, enquanto que no Nordeste e no Norte, foram registrados crescimentos de 1,5% e 5,0%, respectivamente.

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





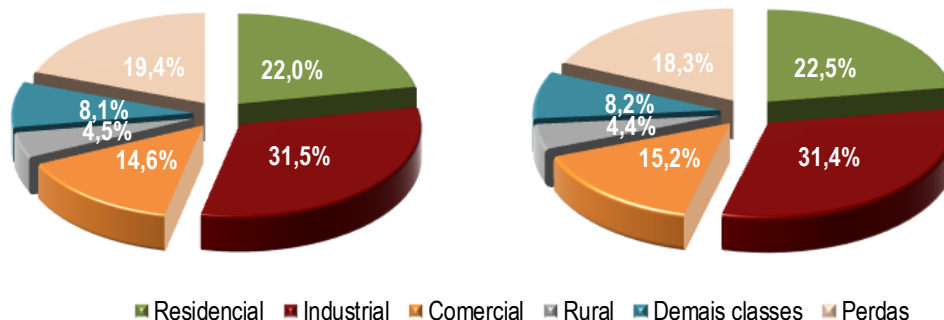
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/14 GWh	Evolução mensal (Ago/14/Jul/14)	Evolução anual (Ago/14/Ago/13)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.522	-0,3%	2,4%	122.596	130.103	6,1%
<b>Industrial</b>	15.066	4,1%	-5,1%	183.569	181.236	-1,3%
<b>Comercial</b>	6.997	2,8%	6,0%	82.137	88.004	7,1%
<b>Rural</b>	2.122	0,3%	3,6%	23.756	25.416	7,0%
<b>Demais classes *</b>	3.893	2,0%	0,9%	45.695	47.124	3,1%
<b>Perdas</b>	9.299	1,0%	1,7%	97.498	105.462	8,2%
<b>Total</b>	<b>47.899</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>555.251</b>	<b>577.345</b>	<b>4,0%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Ago/2014      Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



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

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/14 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/14/Jul/14)	Evolução anual (Ago/14/Ago/13)	Set/12-Ago/13 (kWh/NU)	Set/13-Ago/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	161	-0,5%	-1,0%	162	166	2,7%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.855	4,2%	-5,4%	26.322	25.918	-1,5%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.286	4,3%	4,4%	1.278	1.348	5,5%
<b>Consumo médio rural</b>	509	2,1%	3,2%	475	499	5,2%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.223	1,0%	-2,9%	5.327	5.319	-0,1%
<b>Consumo médio total</b>	506	2,2%	-3,2%	516	516	0,0%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

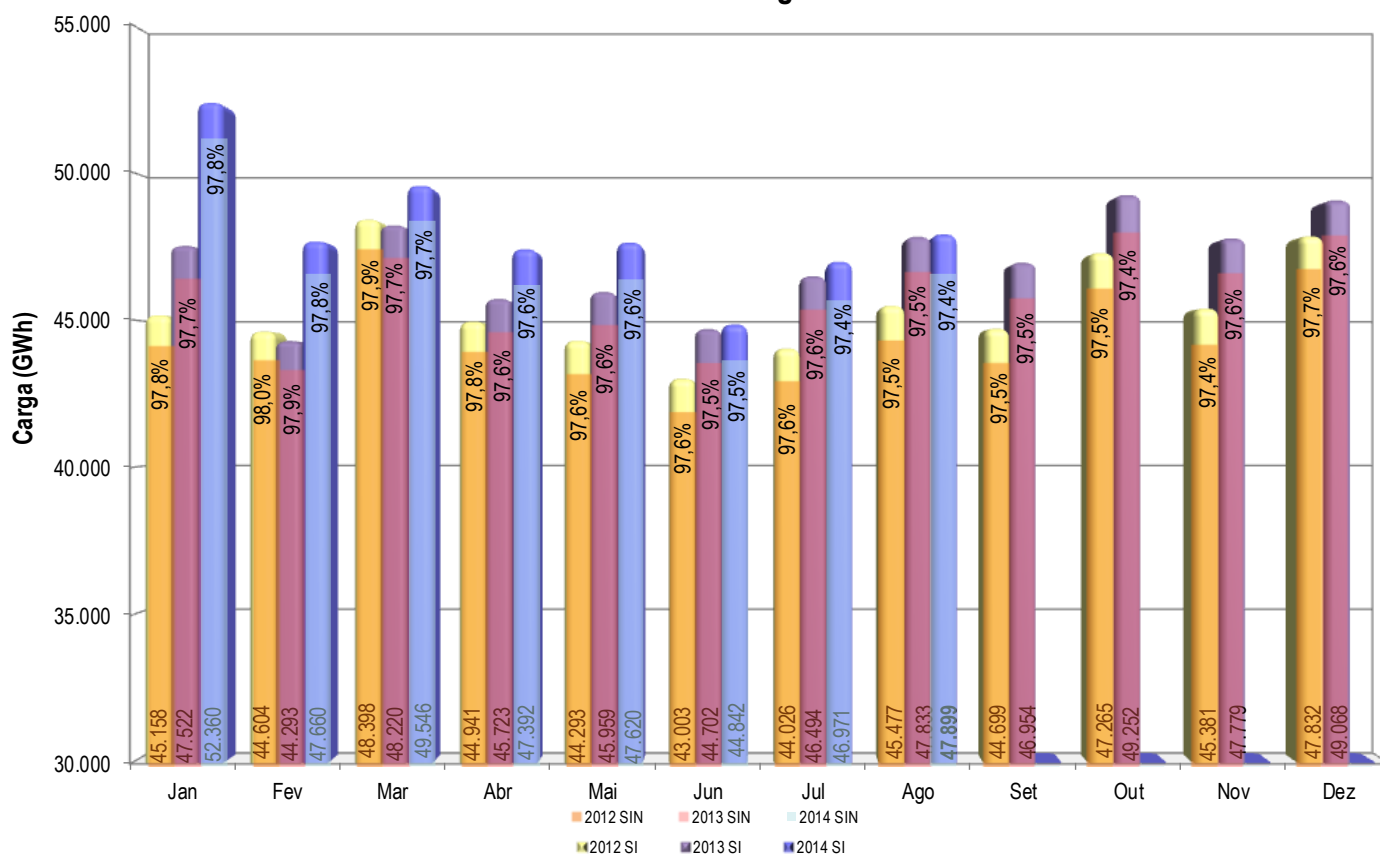
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/13	Ago/14	
Residencial (NUCR)	63.131.963	65.221.766	3,3%
Industrial (NUCI)	581.265	582.727	0,3%
Comercial (NUCC)	5.353.908	5.441.182	1,6%
Rural (NUCR)	4.171.636	4.241.697	1,7%
Demais classes*	717.874	738.301	2,8%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>73.956.646</b>	<b>76.225.673</b>	<b>3,1%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: EPE

## 4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil \*

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até agosto de 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 dia 04 de setembro de 2014 houve recorde de demanda nos subsistemas Nordeste, superando em 30 MW a demanda máxima anterior ocorrida em 04 de dezembro de 2013 e no Norte, superando em 76 MW o recorde ocorrido no dia 17 de setembro de 2013.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>45.512</b> 10/09/2014 - 18h49	<b>13.529</b> 10/09/2014 - 11h18	<b>11.839</b> 04/09/2014 - 14h23	<b>6.185</b> 04/09/2014 - 14h39	<b>75.162</b> 30/09/2014 - 14h30
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.261</b> 06/02/2014 - 15h47	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>11.839</b> 04/09/2014 - 14h23	<b>6.185</b> 04/09/2014 - 14h39	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

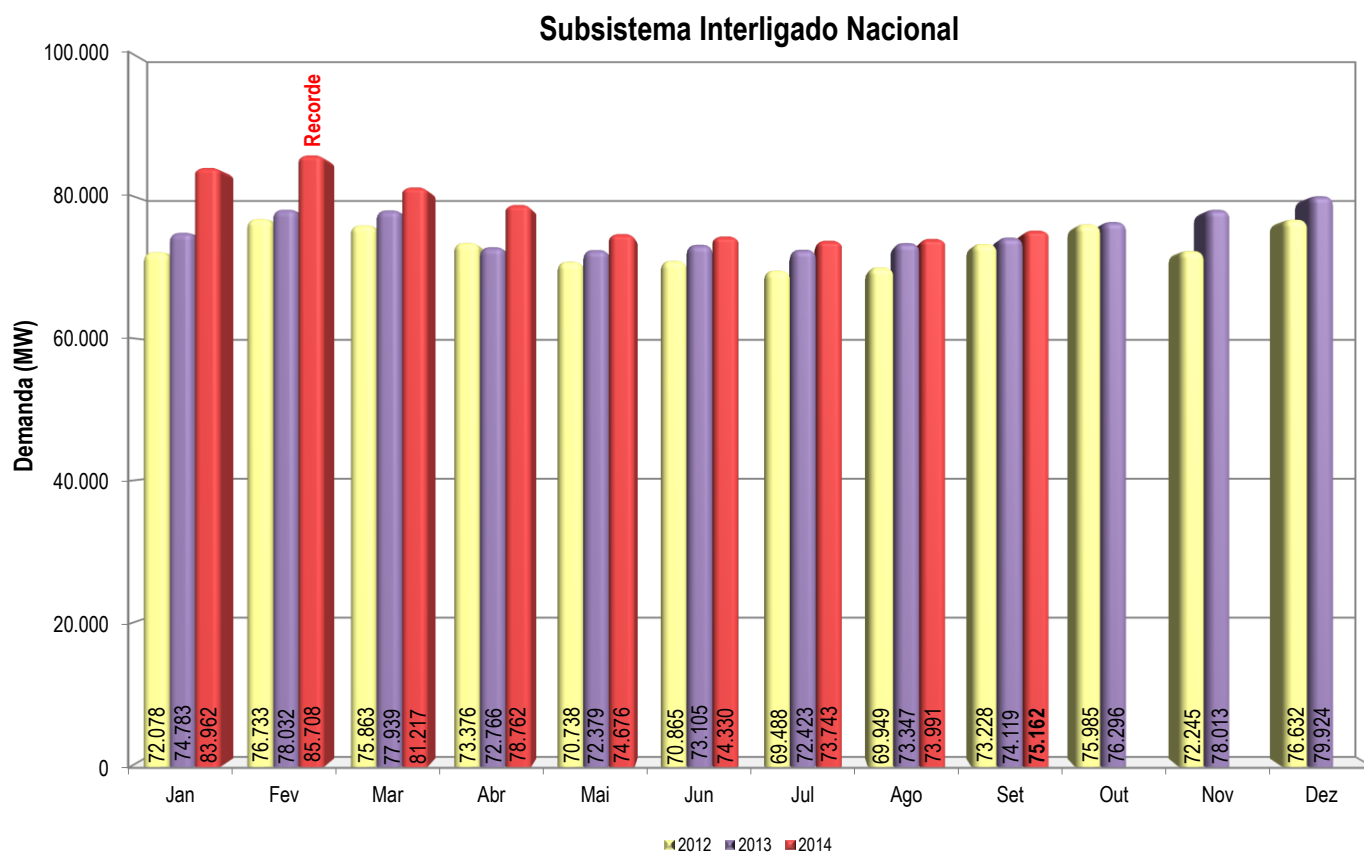


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

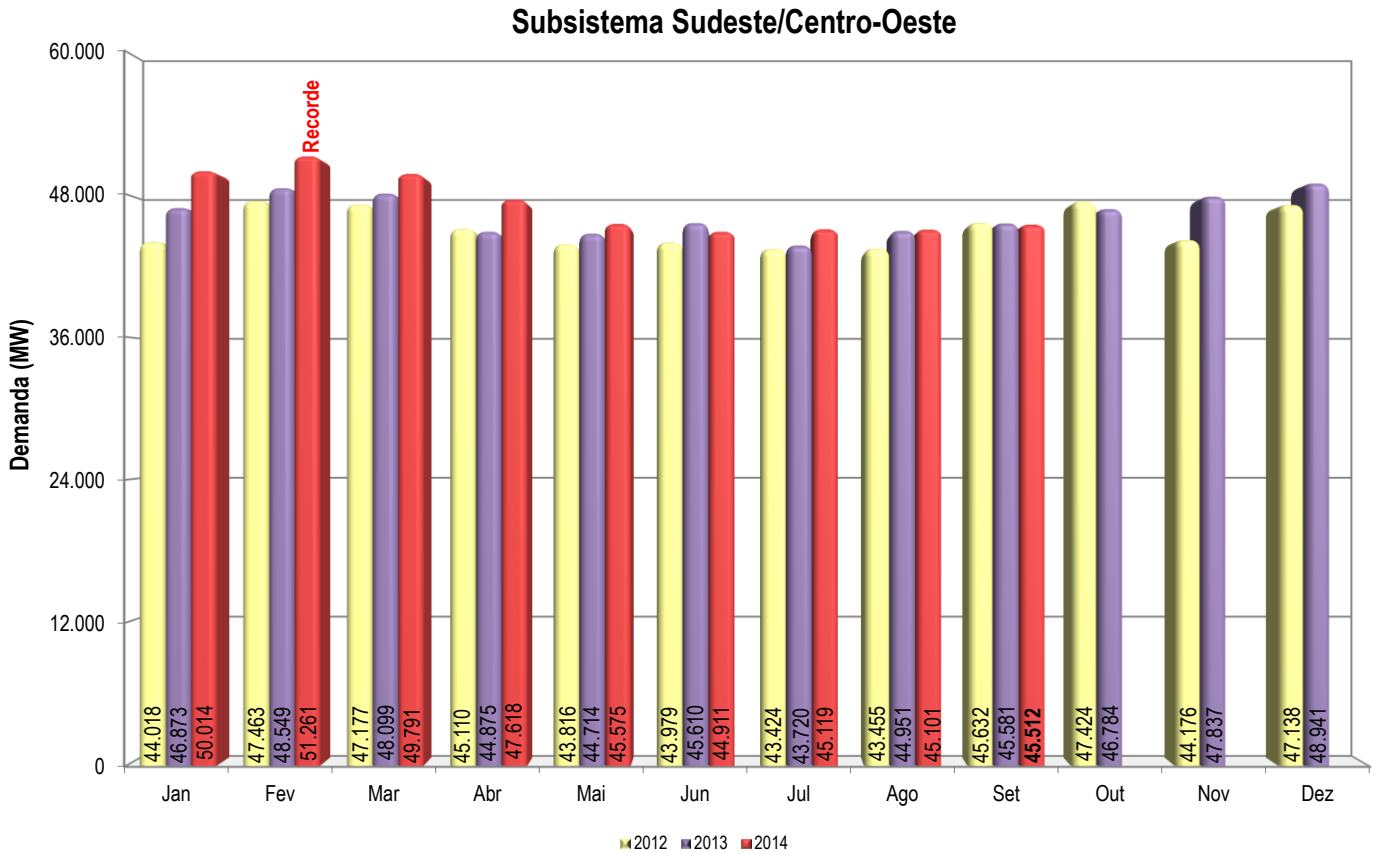


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

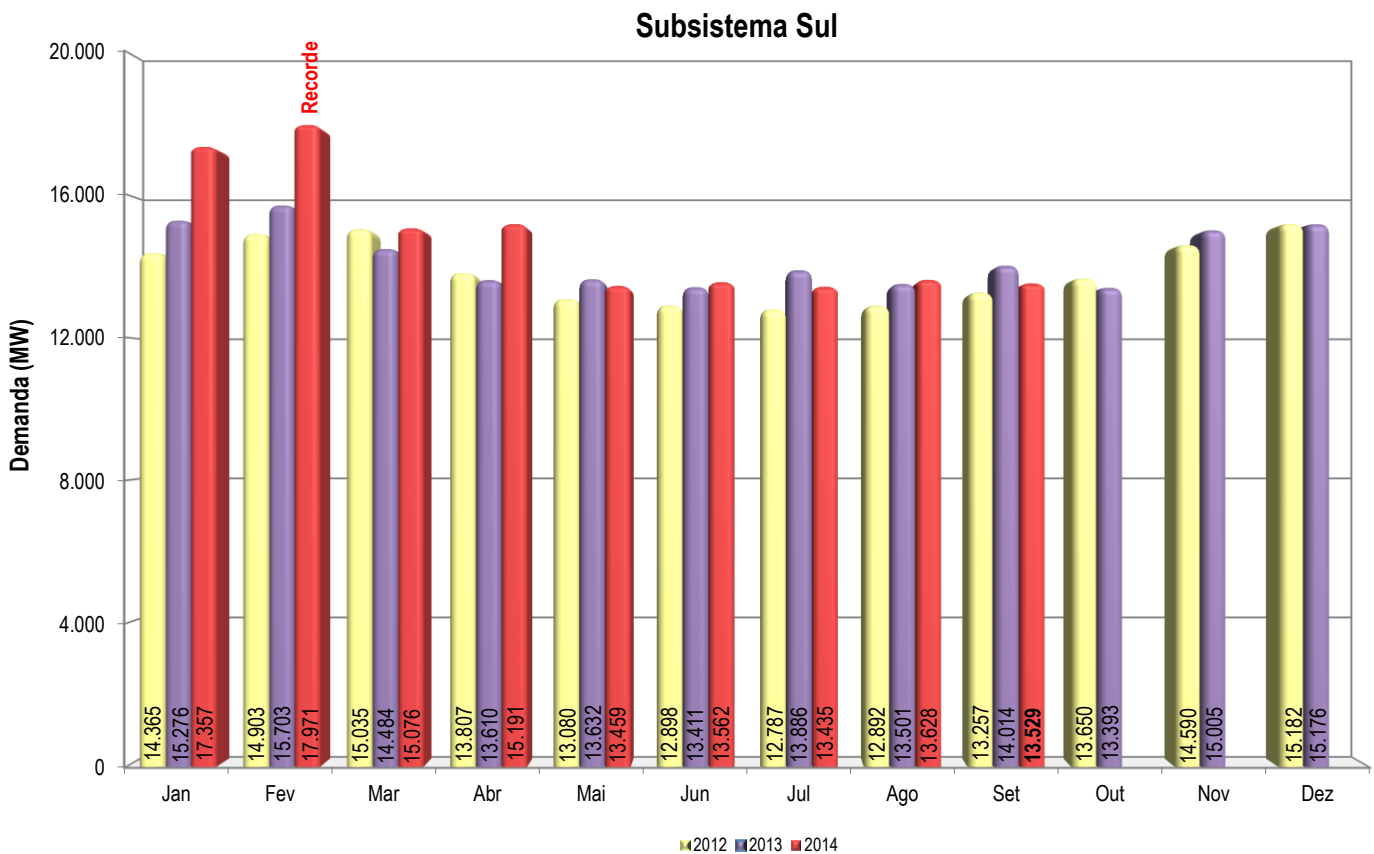


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

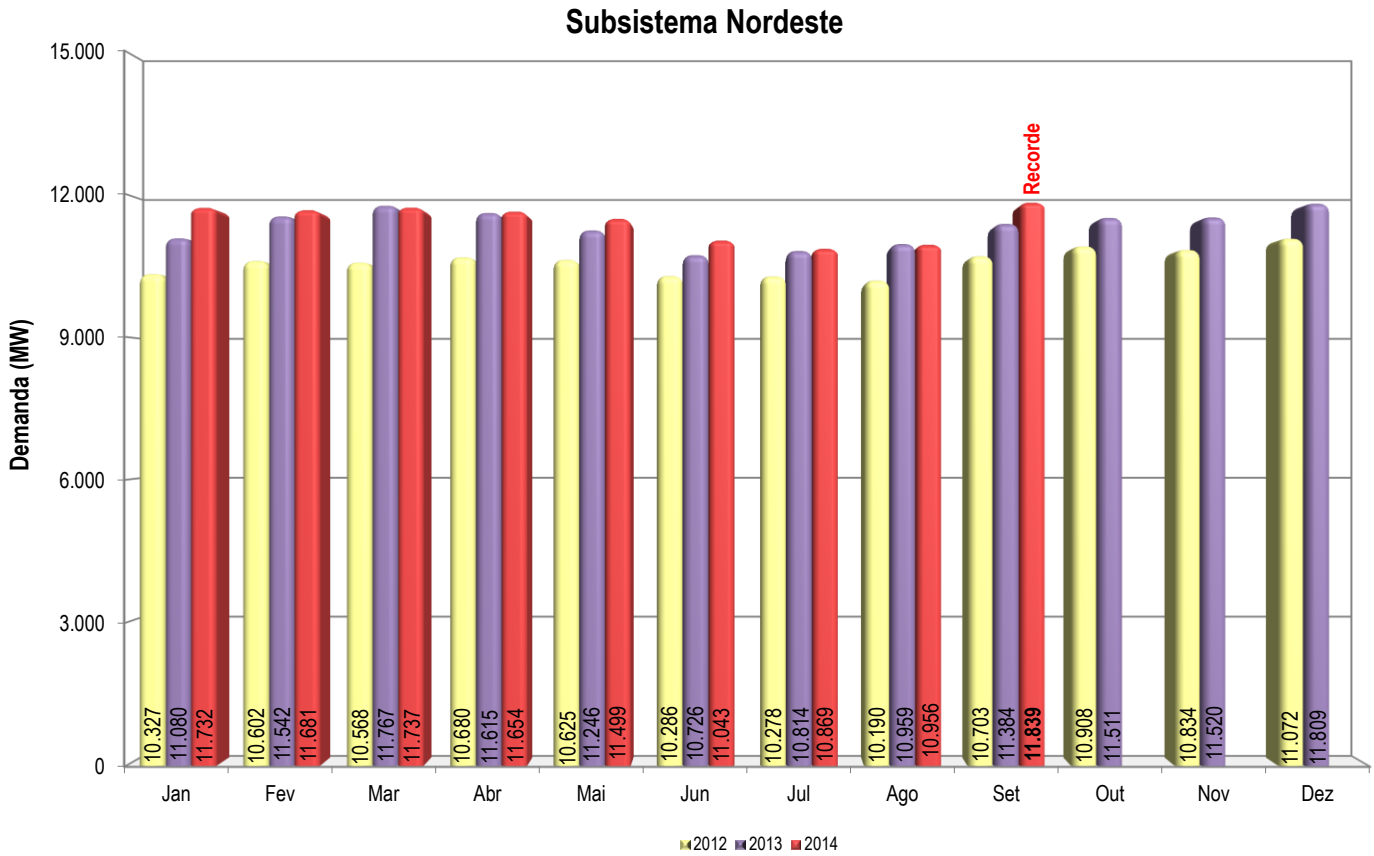


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

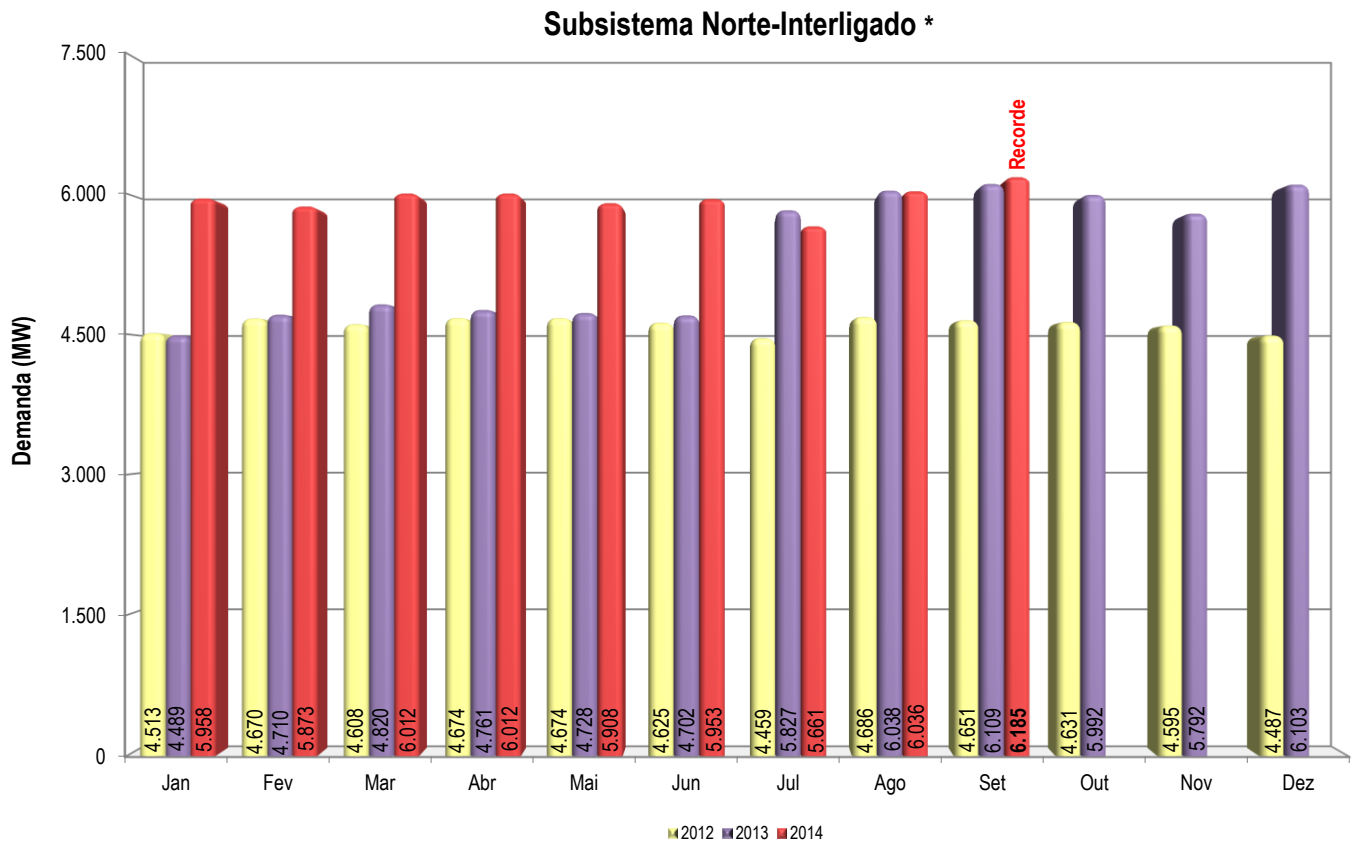


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

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 setembro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 131.293 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 2.413 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.263 MW de fontes térmicas e de 1.731 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	Set/13	Set/14			Evolução da Capacidade Instalada (Set/14 / Set/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>85.557</b>	<b>1.141</b>	<b>87.970</b>	<b>67,0%</b>	<b>2,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>37.204</b>	<b>1.873</b>	<b>39.467</b>	<b>30,1%</b>	<b>6,1%</b>
Gás Natural	13.620	118	12.581	9,6%	-7,6%
Biomassa	11.111	496	12.210	9,3%	9,9%
Petróleo *	7.459	1.235	9.093	6,9%	21,9%
Carvão	3.024	22	3.593	2,7%	18,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>2.109</b>	<b>183</b>	<b>3.840</b>	<b>2,9%</b>	<b>82,1%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>3</b>	<b>180</b>	<b>15</b>	<b>0,01%</b>	<b>475,2%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>124.873</b>	<b>3.377</b>	<b>131.293</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,1%</b>

\* 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 01/10/2014)

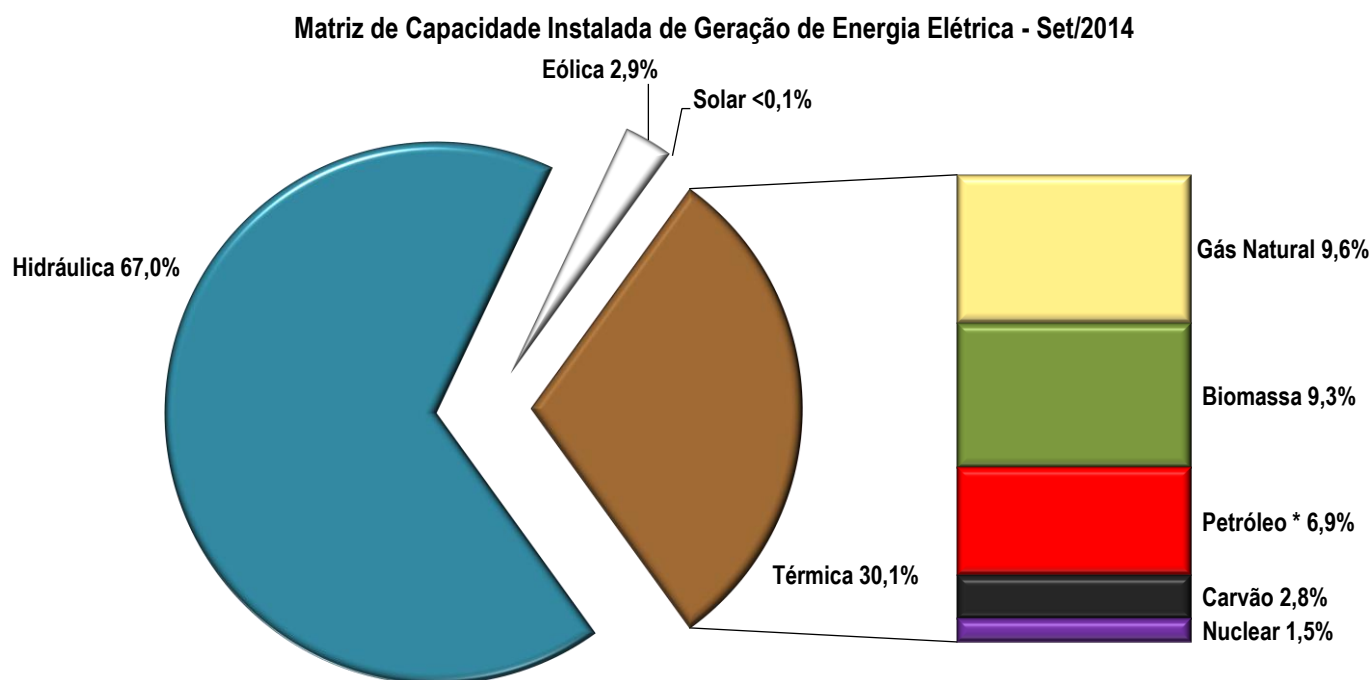


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 01/10/2014)



## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

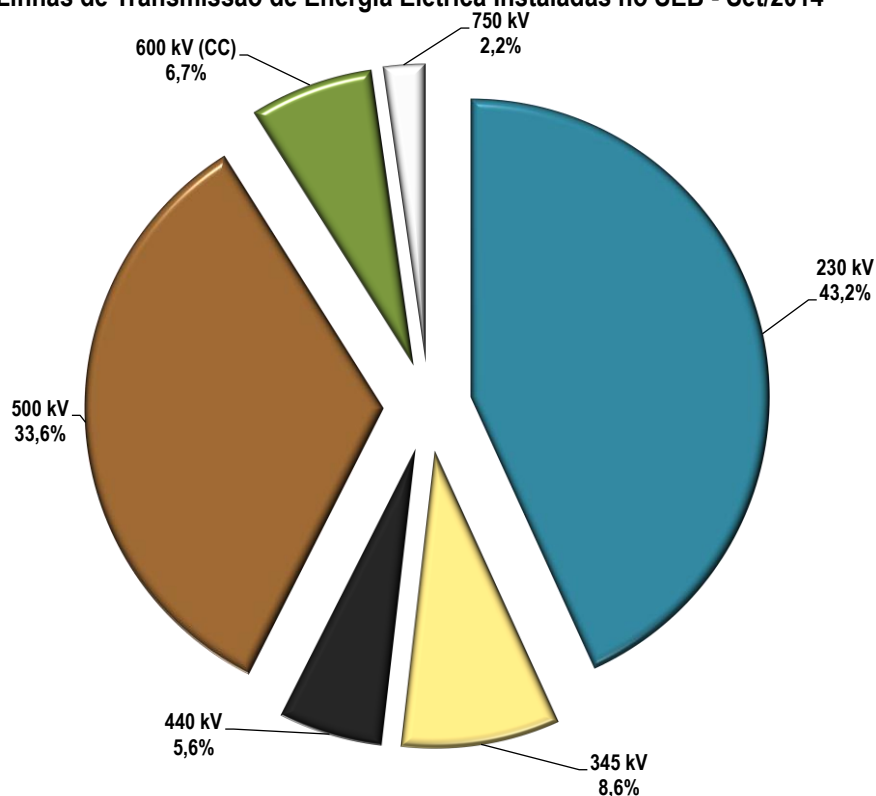
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.602	43,2%
345 kV	10.293	8,6%
440 kV	6.728	5,6%
500 kV	40.145	33,6%
600 kV (CC)	7.992	6,7%
750 kV	2.683	2,2%
<b>Total SEB</b>	<b>119.444</b>	<b>100,0%</b>

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 - Set/2014



Fonte: MME/ANEEL/ONS

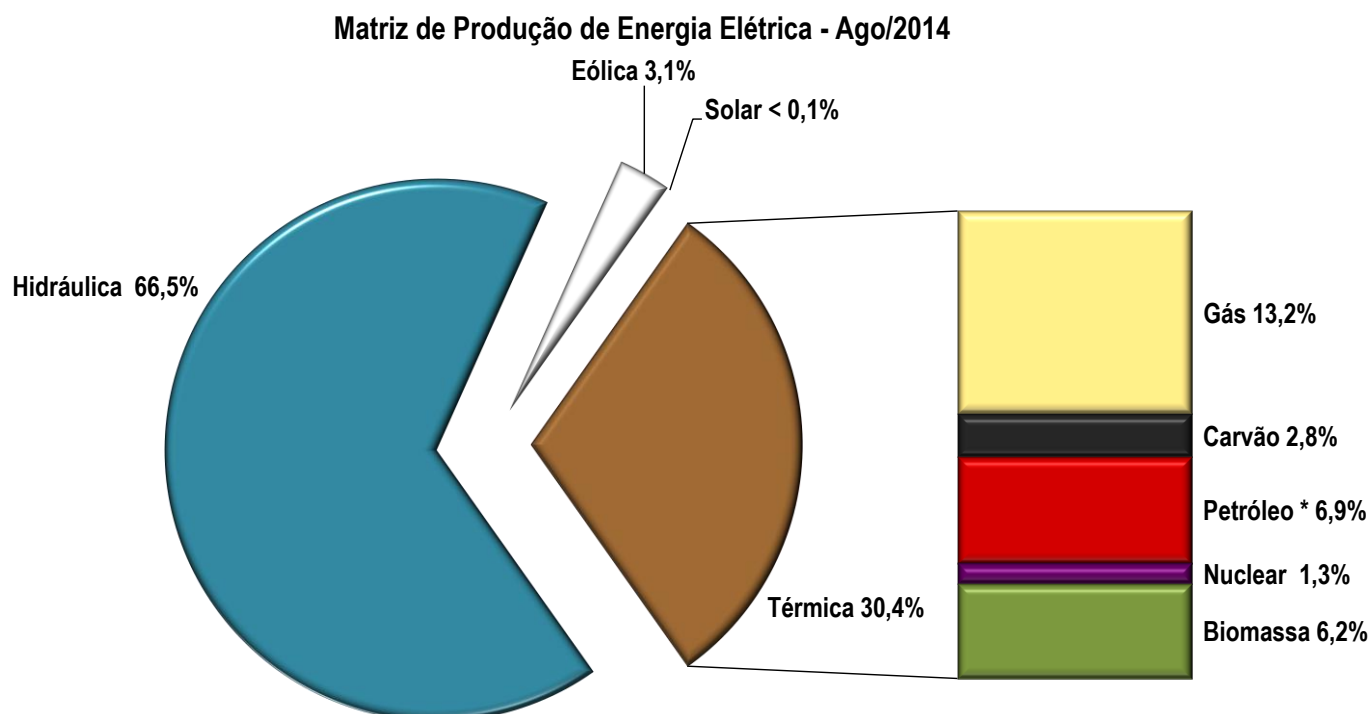
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.



## 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 setembro de 2013 a agosto de 2014 atingiu 539.204 GWh. No mês de agosto de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 66,5% do total gerado no Brasil, 2,6 p.p. inferiores ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, avançou de 2,6%, em julho de 2014, para 3,1%, em agosto de 2014, e verificou-se aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 28,3% para 30,4%. A geração a gás, por exemplo, passou de 12,6% para 13,2%, e a geração a petróleo passou de 5,6% para 6,9%. A geração nuclear sofreu redução, passando de 1,9% para 1,3% em função da continuidade da parada para manutenção da UTE Angra II no mês de agosto até o dia 26.



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

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

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





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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/14 (GWh)	Evolução mensal (Ago/14 / Jul/14)	Evolução anual (Ago/14 / Ago/13)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>29.528</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-13,9%</b>	<b>403.647</b>	<b>401.381</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.965</b>	<b>9,5%</b>	<b>37,7%</b>	<b>110.768</b>	<b>124.325</b>	<b>12,2%</b>
Gás	5.735	6,4%	29,7%	55.089	55.584	0,9%
Carvão	1.247	4,6%	8,0%	10.365	14.855	43,3%
Petróleo *	2.635	32,4%	950,5%	15.977	20.175	26,3%
Nuclear	584	-30,4%	-52,7%	13.513	13.971	3,4%
Biomassa	2.765	13,7%	17,3%	15.825	19.740	24,7%
<b>Eólica</b>	<b>1.387</b>	<b>18,3%</b>	<b>112,2%</b>	<b>5.753</b>	<b>9.092</b>	<b>58,0%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,53</b>	<b>74,9%</b>	<b>-</b>	<b>1,01</b>	<b>2,94</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.882</b>	<b>1,1%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>520.170</b>	<b>534.801</b>	<b>2,8%</b>

\* 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 agosto de 2014.

Fonte: CCEE

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

No acumulado de setembro de 2013 a agosto de 2014, com relação a setembro de 2012 a agosto de 2013, houve uma redução de aproximadamente 64,7% na produção térmica e de 63,0% na produção hidráulica. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, a geração por essas fontes registrou decréscimo de 30,6% e aumento de 31,6%, respectivamente.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/14 (GWh)	Evolução mensal (Ago/14 / Jul/14)	Evolução anual (Ago/14 / Ago/13)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>215</b>	<b>-2,7%</b>	<b>31,6%</b>	<b>1.754</b>	<b>650</b>	<b>-63,0%</b>
<b>Térmica</b>	<b>640</b>	<b>-4,6%</b>	<b>-30,6%</b>	<b>10.645</b>	<b>3.753</b>	<b>-64,7%</b>
Gás	179	-0,1%	-47,5%	3.854	1.378	-64,2%
Petróleo *	461	-6,2%	-20,7%	6.791	2.375	-65,0%
<b>TOTAL</b>	<b>856</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-21,3%</b>	<b>12.399</b>	<b>4.403</b>	<b>-64,5%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

\*\* O sistema Manaus foi eletricamente interligado, porém não está totalmente integrado ao SIN.  
Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

O fator de capacidade médio da região Nordeste, no mês de agosto de 2014, aumentou 9,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 52,4%, devido às condições favoráveis do vento, que proporcionaram o incremento de 316,7 MW médios da geração verificada. Destaca-se que, no período, houve expansão de 54 MW na capacidade instalada na fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (setembro/2013 a agosto/2014), houve avanço de 3,6 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 2,1 p.p. em relação a julho de 2014, e alcançou 31,8%, com total de geração verificada no mês de 273,4 MW médios. Houve avanço de 1,4 p.p. no fator de capacidade da região Sul no acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior.

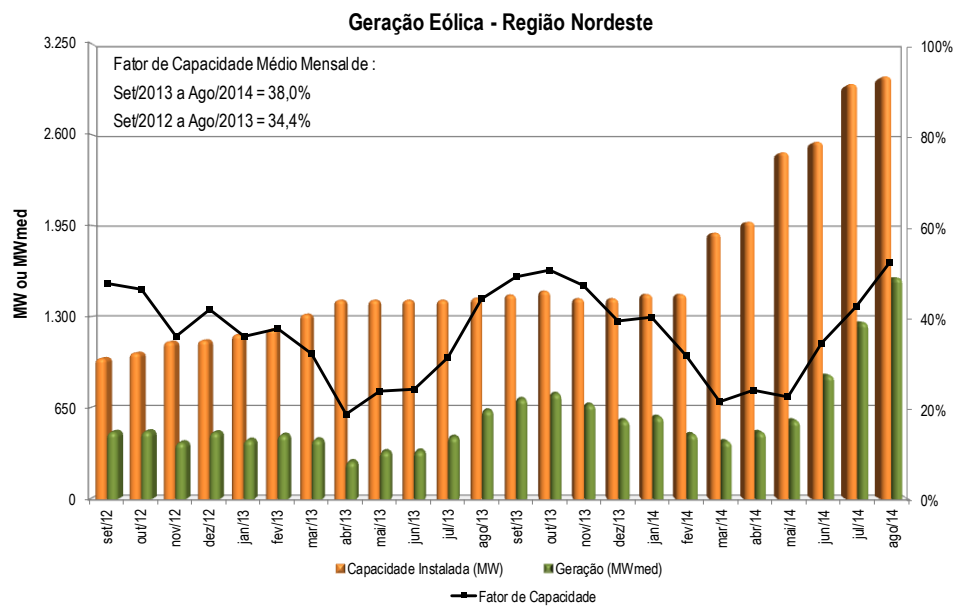


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

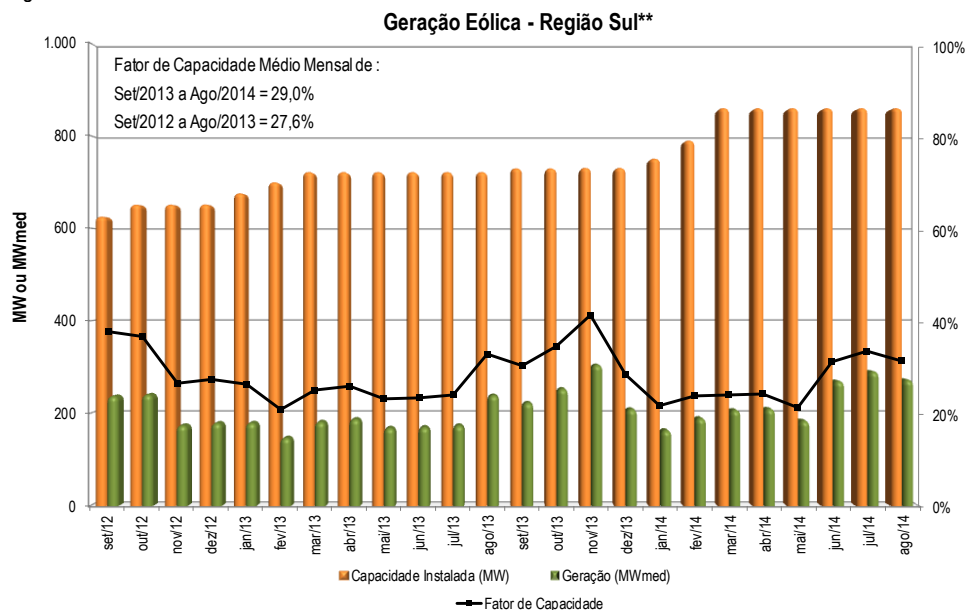


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até agosto 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.



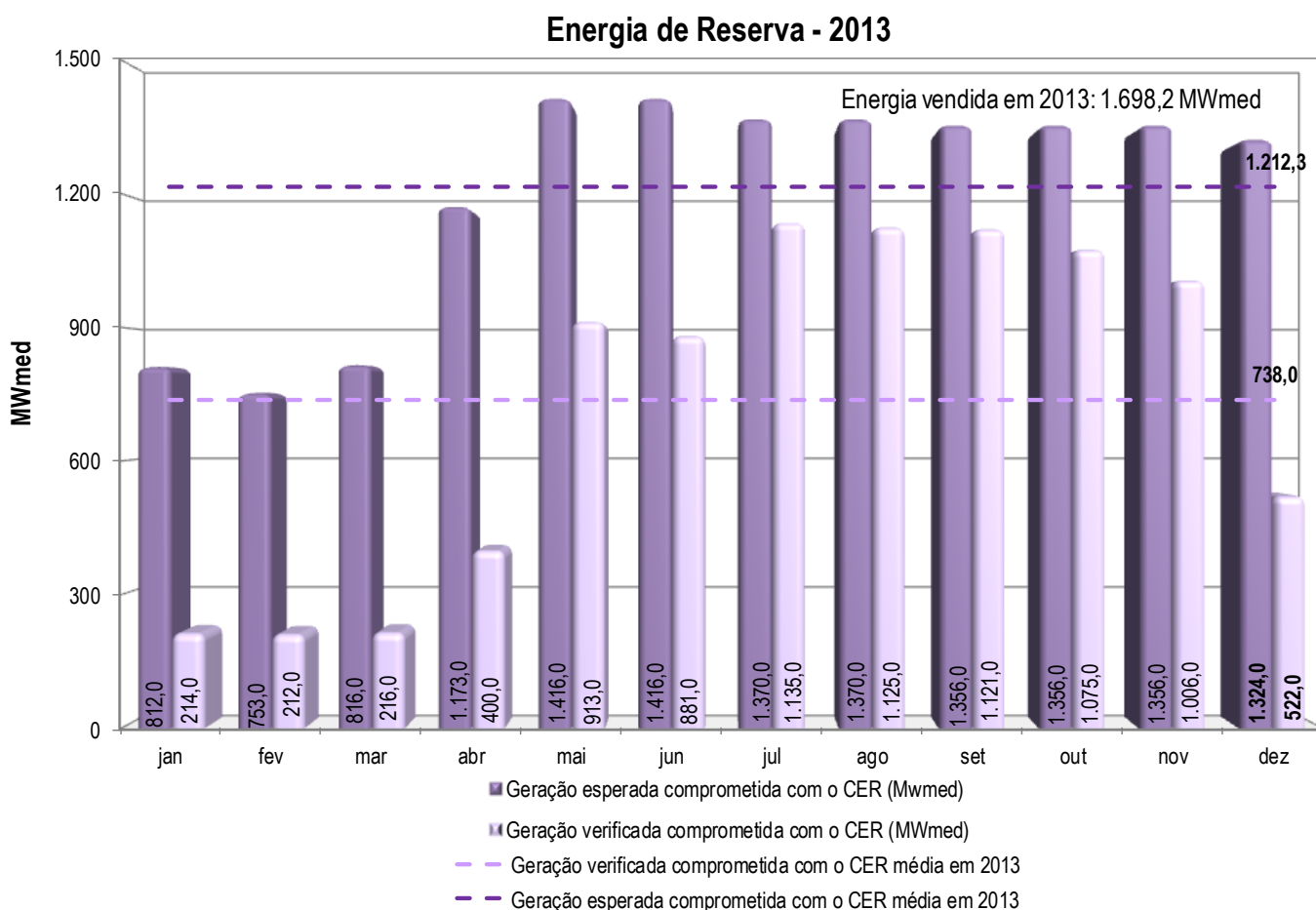
## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o CER \*\* em agosto de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 2.098,6 MW médios, dos quais foram entregues 87,6%, ou 1.837,7 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 agosto de 2014 foi 7% superior à esperada comprometida para o CER \*\* para o mês. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu 58,0% do valor esperado comprometido para o CER \*\*.

No acumulado do ano até o mês de agosto, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 57,9% do valor esperado comprometida para o CER \*\*.

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

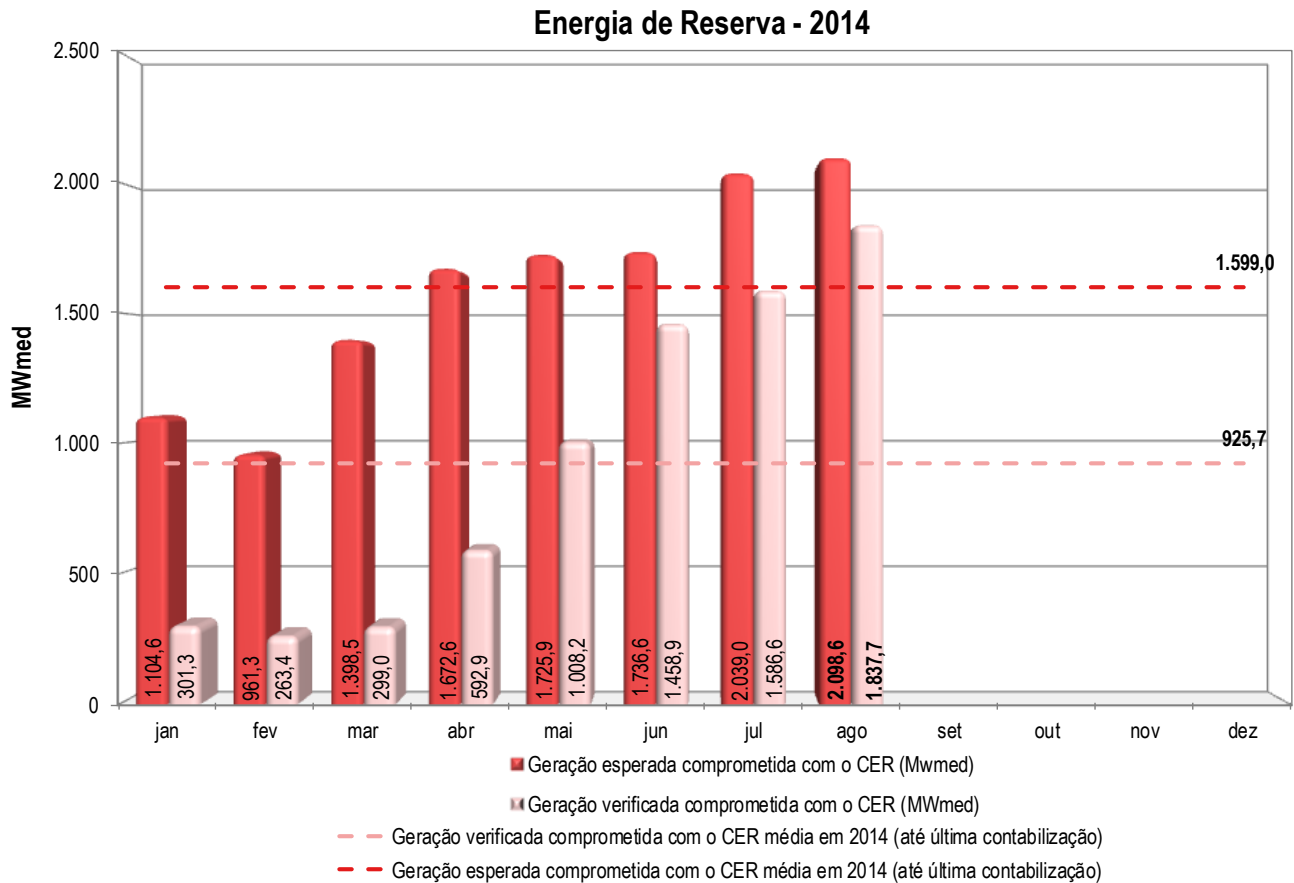


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.**

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.

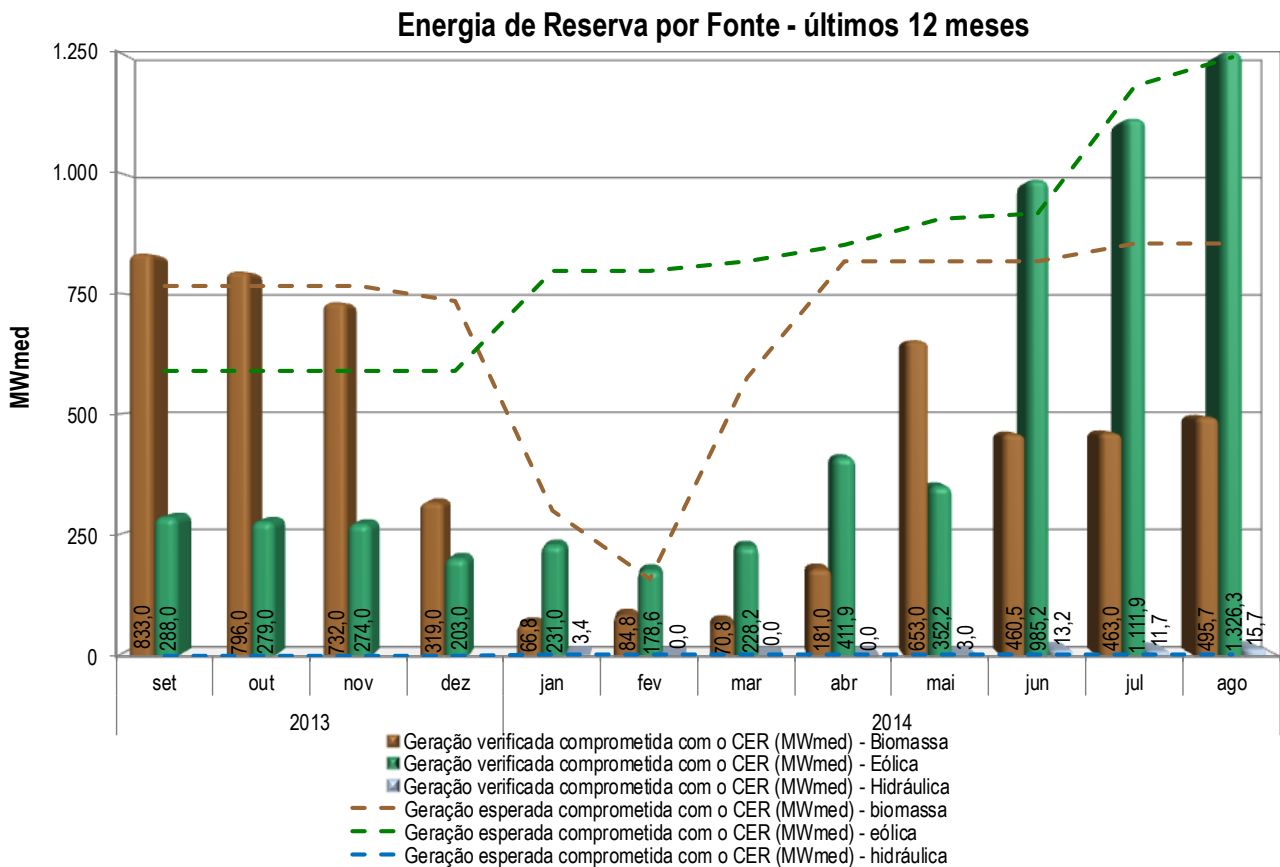
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



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

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



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

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



## 7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física \*

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

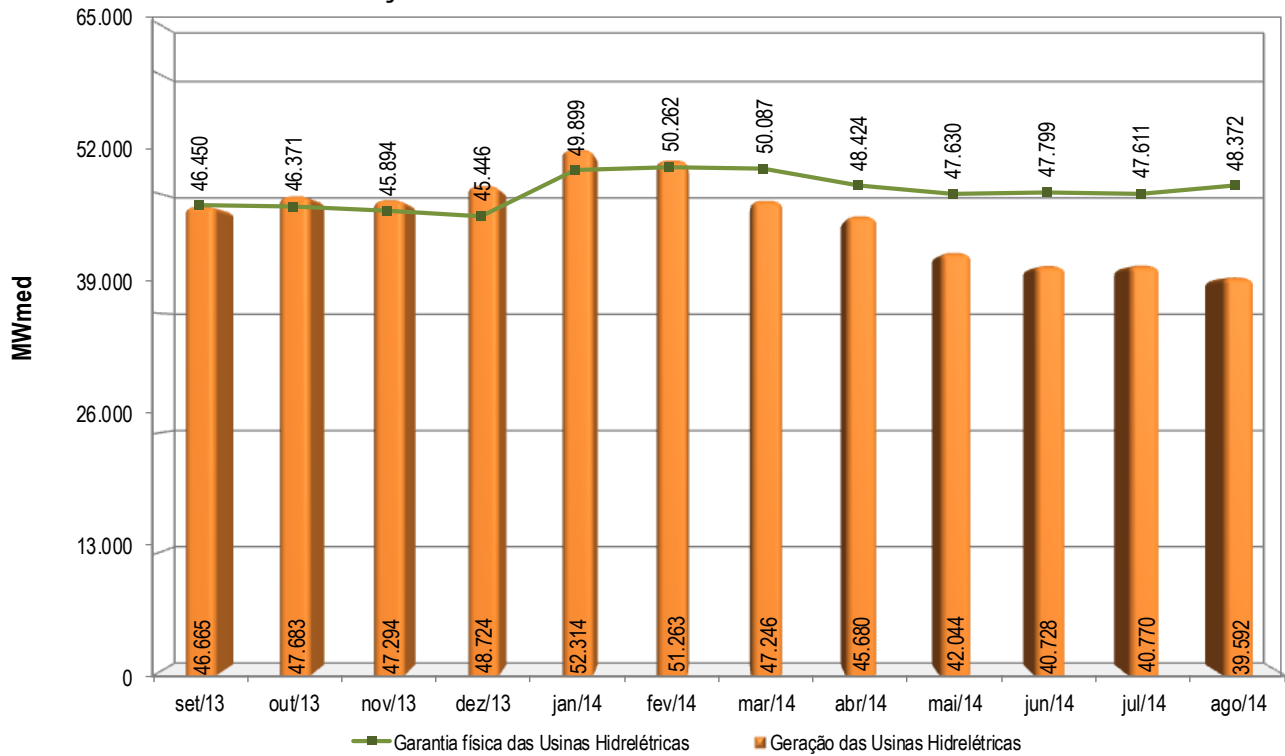


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas\*\*

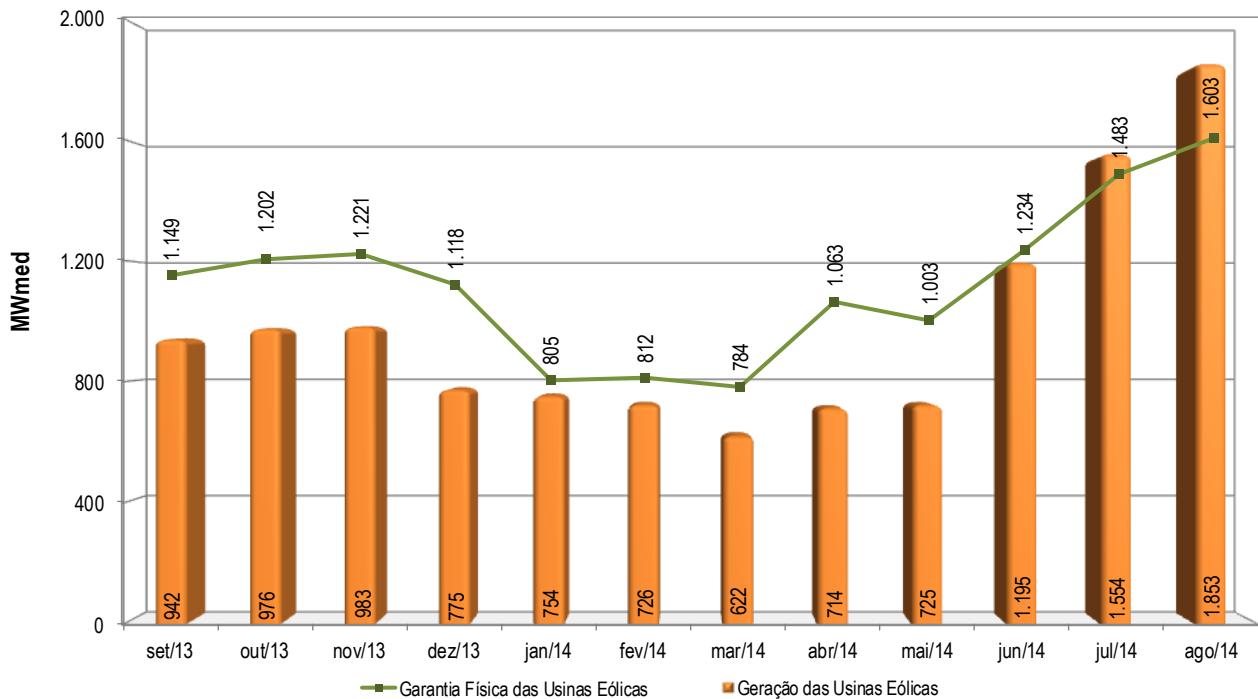


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até agosto 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

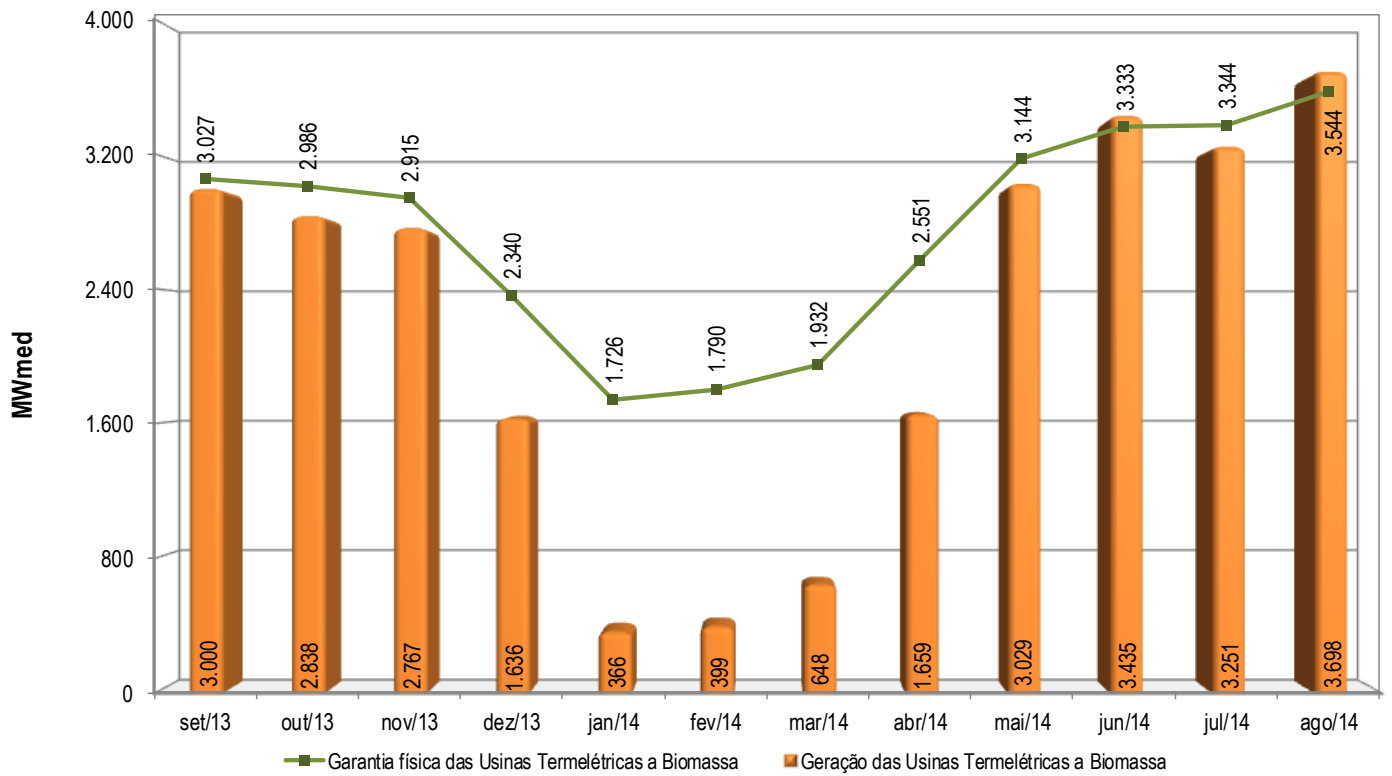


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo \*

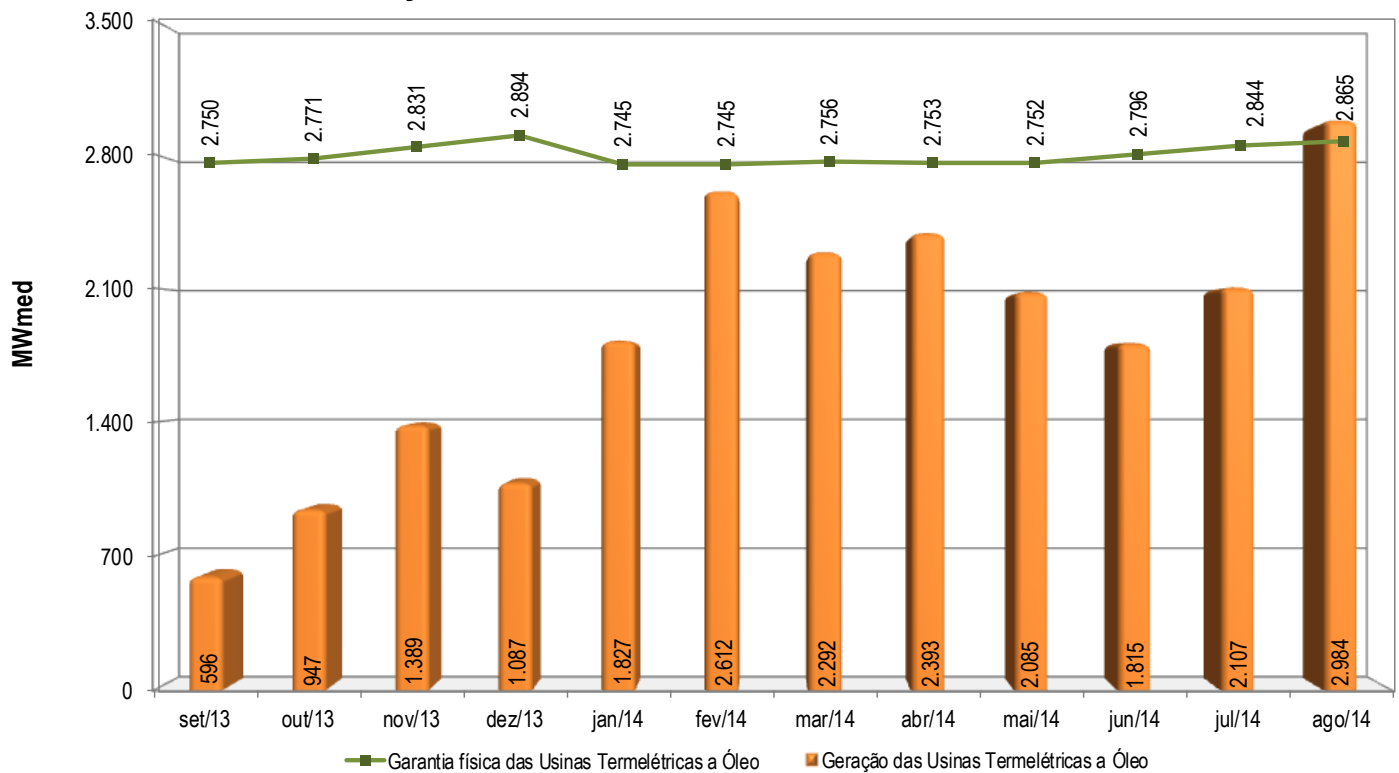


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

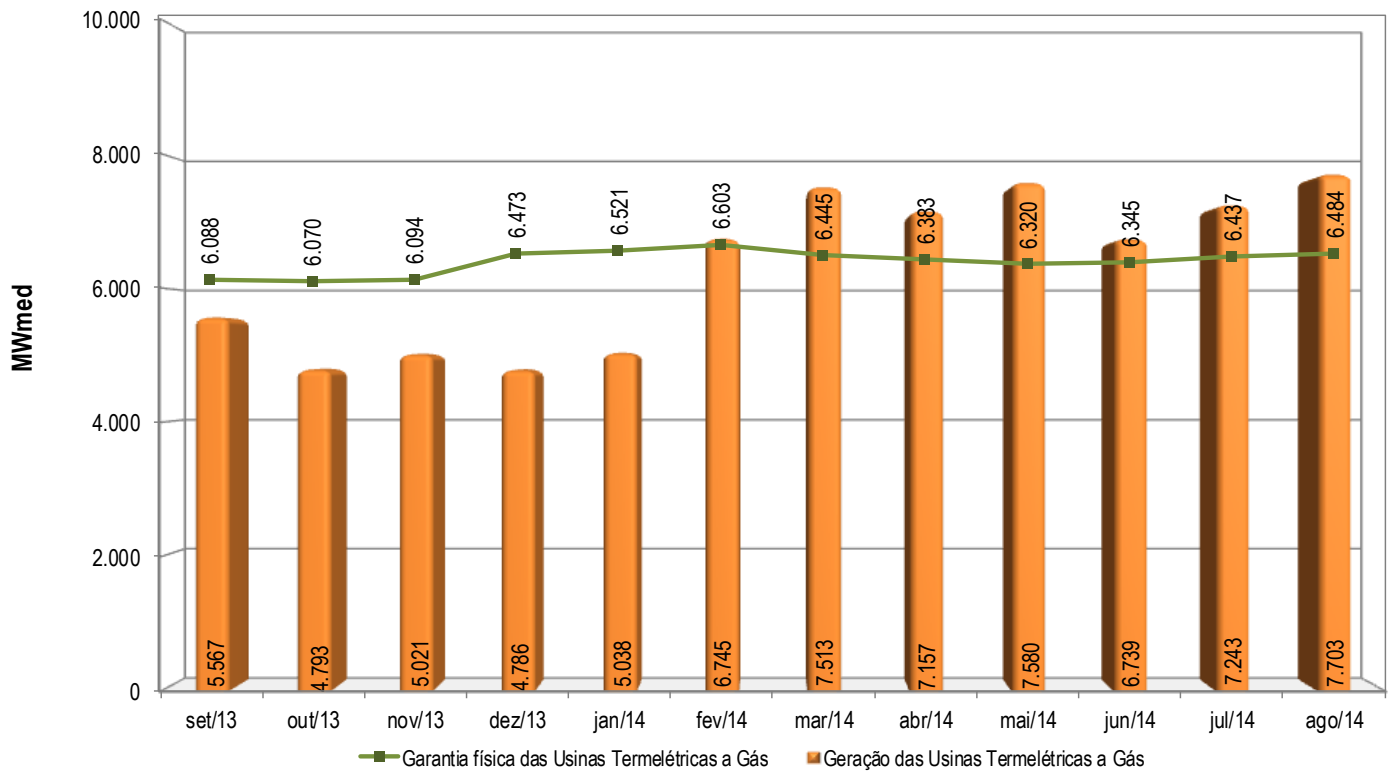


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

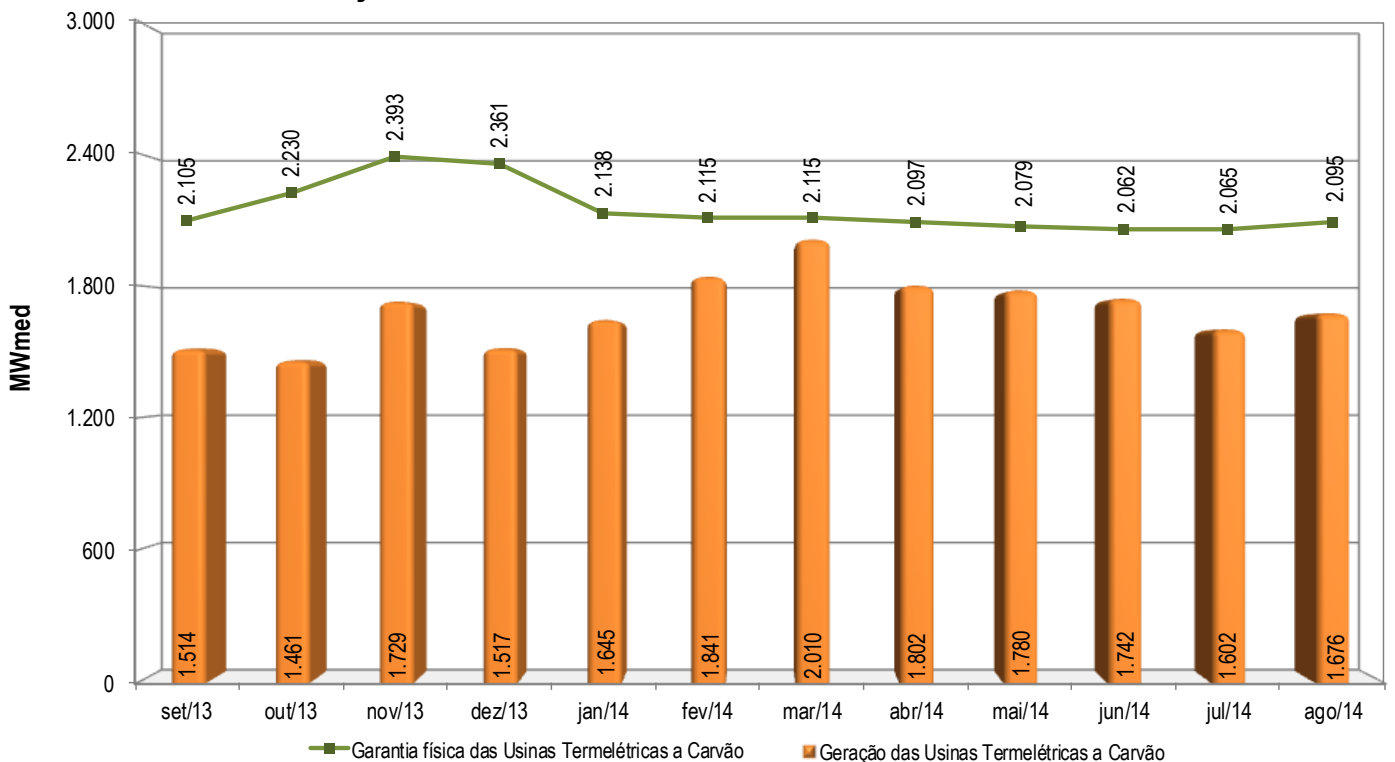


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

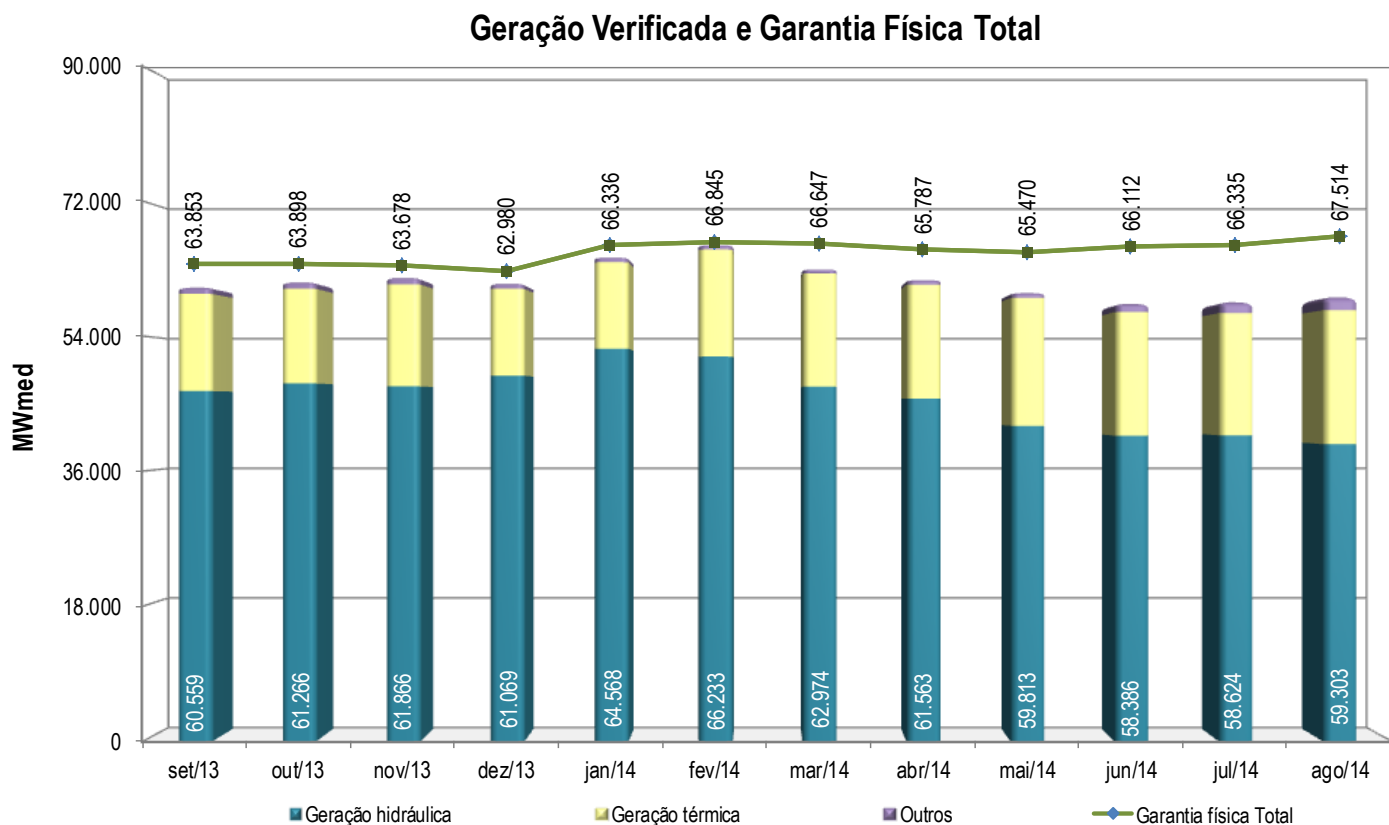


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

### 8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de setembro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 481,8 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 1 máquina (unidade 32), com 69,590 MW, em Rondônia;
- UHE Santo Antônio Jari, 1 máquina (unidade 1), com 123,33 MW, no Pará;
- UHE Jirau, 2 máquinas (unidades 7 e 38), total de 150,0 MW, em Rondônia;
- PCH Camboatá, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 2,0 MW, em Santa Catarina;
- UTE Santo Ângelo, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 40,00 MW, em Minas Gerais;
- UTE Cocal II, 1 máquina (unidade 3), com 51,30 MW, em São Paulo;
- UTE João Neiva, 1 máquina (unidade 1), com 3,50 MW, no Espírito Santo;
- UTE Biancogrês, 1 máquina, (unidade 2), com 5,110 MW, no Espírito Santo;
- CGH Teodoro Schlickmann, 2 máquinas, (unidades 1 e 2), total de 0,371 MW, em Santa Catarina;
- UFV Megawatt Solar, com 0,930 MW, em Santa Catarina;
- UEE Ribeirão, 8 máquinas, (unidades 1 a 8), total de 21,6 MW, no Ceará;
- UEE Joana, 6 máquinas, (unidades 1 a 6), total de 14,10 MW, na Bahia;

\* 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 Set/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
<b>Hidráulica</b>	345,3	2.312,9
<b>Térmica</b>	99,9	1.113,3
Gás	5,1	362,2
Petróleo	0,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	3,5	3,5
Biomassa	91,3	720,2
<b>Eólica</b>	35,7	1.708,2
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,9	4,4
<b>TOTAL</b>	<b>481,8</b>	<b>5.138,8</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
<b>Hidráulica</b>	754,8	4.143,6	5.922,7
<b>Térmica</b>	290,8	572,3	481,8
Gás	274,0	375,0	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	16,8	197,3	105,0
<b>Eólica</b>	839,9	5.740,8	1.066,1
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.885,5</b>	<b>10.456,6</b>	<b>7.470,6</b>

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 17/09/2014, 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 setembro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 77,0 km de linhas de transmissão:

- LT 500 kV João Câmara III/ Ceará Mirim II (C1), com 64 km de extensão, da ETN, no estado do Rio Grande do Norte.
- LT 230 kV Seccionamento Ceará Mirim (Extremoz II / João Câmara II), com 13 km de extensão, da ETN, no estado do Rio Grande do Norte.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	13,0	1.509,9
345	0,0	21,0
440	0,0	0,0
500	64,0	1.062,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>77,0</b>	<b>2.592,9</b>

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:

- TR1 230/138 kV – 100 MVA na SE Brumado II TR1 (NARANDIBA), na Bahia.
- TR4 230/69 kV – 100 MVA na SE Russas II (CHESF), no Ceará.
- TR4 345/230 kV – 225 MVA na SE Taquaril (CEMIG-GT), em Minas Gerais.
- TR1 e TR2 500/138 kV – 900 MVA na SE João Câmara III (ETN), no Rio Grande do Norte.
- TR1 e TR2 500/230 kV – 900 MVA na Ceará Mirim II (ETN), no Rio Grande do Norte.

\* 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 Set/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>2.225,0</b>	<b>11.102,0</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator de Linha (RT2) (500 kV – 150 MVar) na SE Ceará Mirim 2 (ETN), no Rio Grande do Norte.
- Compensador Estático (CE1) (300/-200 Mvar – 300 MVar) na SE Silves (MANAUS TRANSMISSORA), no Amazonas.



### 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	956,0	4.153,0	2.520,0
345	29,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	643,0
500	1.687,0	6.533,0	9.617,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>5.206,0</b>	<b>10.778,0</b>	<b>12.794,0</b>

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
<b>TOTAL</b>	<b>9.298,0</b>	<b>21.166,0</b>	<b>9.666,0</b>

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 22/09/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de setembro, foi verificado um total de 15.356 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 setembro oscilaram ao longo do mês, devido principalmente à atualização da previsão de vazões e da carga nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, não tendo havido descolamento dos valores por subsistema.

O máximo valor de CMO do mês atingiu R\$ 759,97 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na terceira semana operativa, equalizado em todos os subsistemas do SIN. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 664,12 / MWh, na última semana operativa do mês. Destaca-se que, em setembro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi inferior ao valor máximo de R\$ 822,23, estabelecido pela ANEEL, em todos os subsistemas e em todos os patamares de carga.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

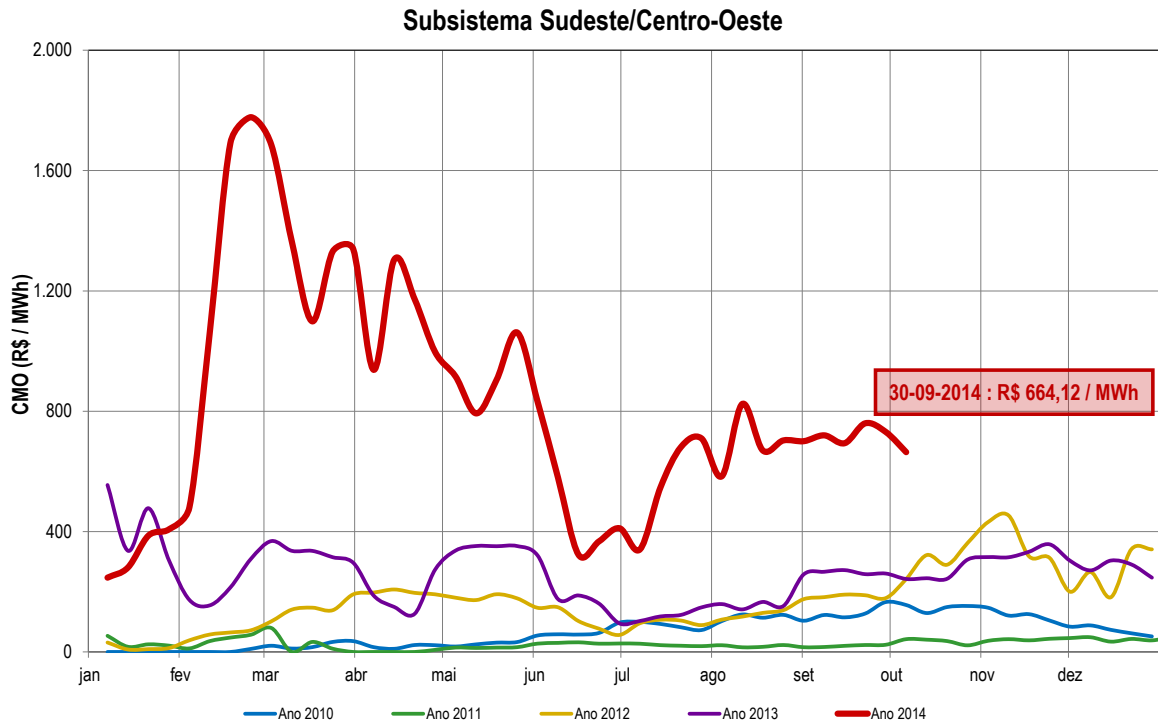


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

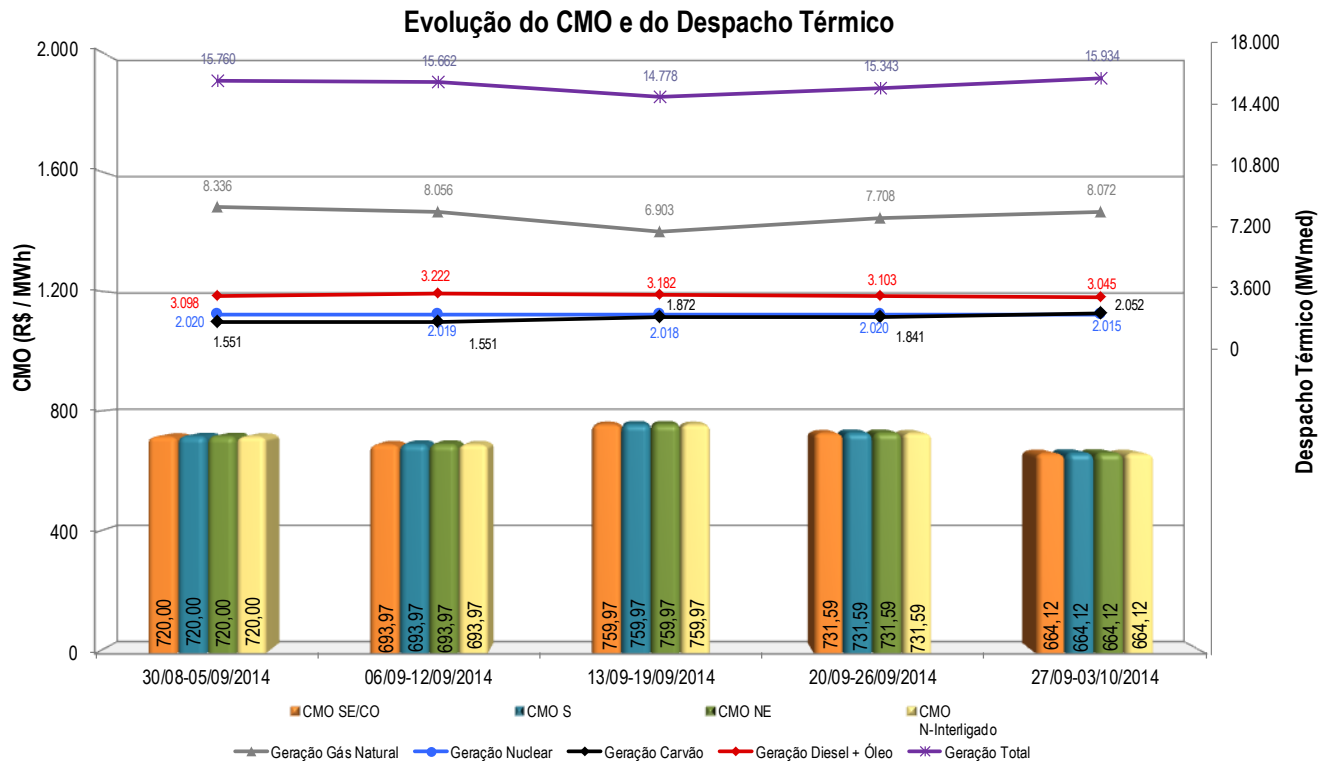


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2014 foi de R\$ 172,6 milhões, valor cerca de 45% inferior aos R\$ 315,2 milhões dispendidos no mês anterior. O valor do mês de agosto de 2014 é composto por R\$ 14,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 8,5 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\$ 149,3 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.

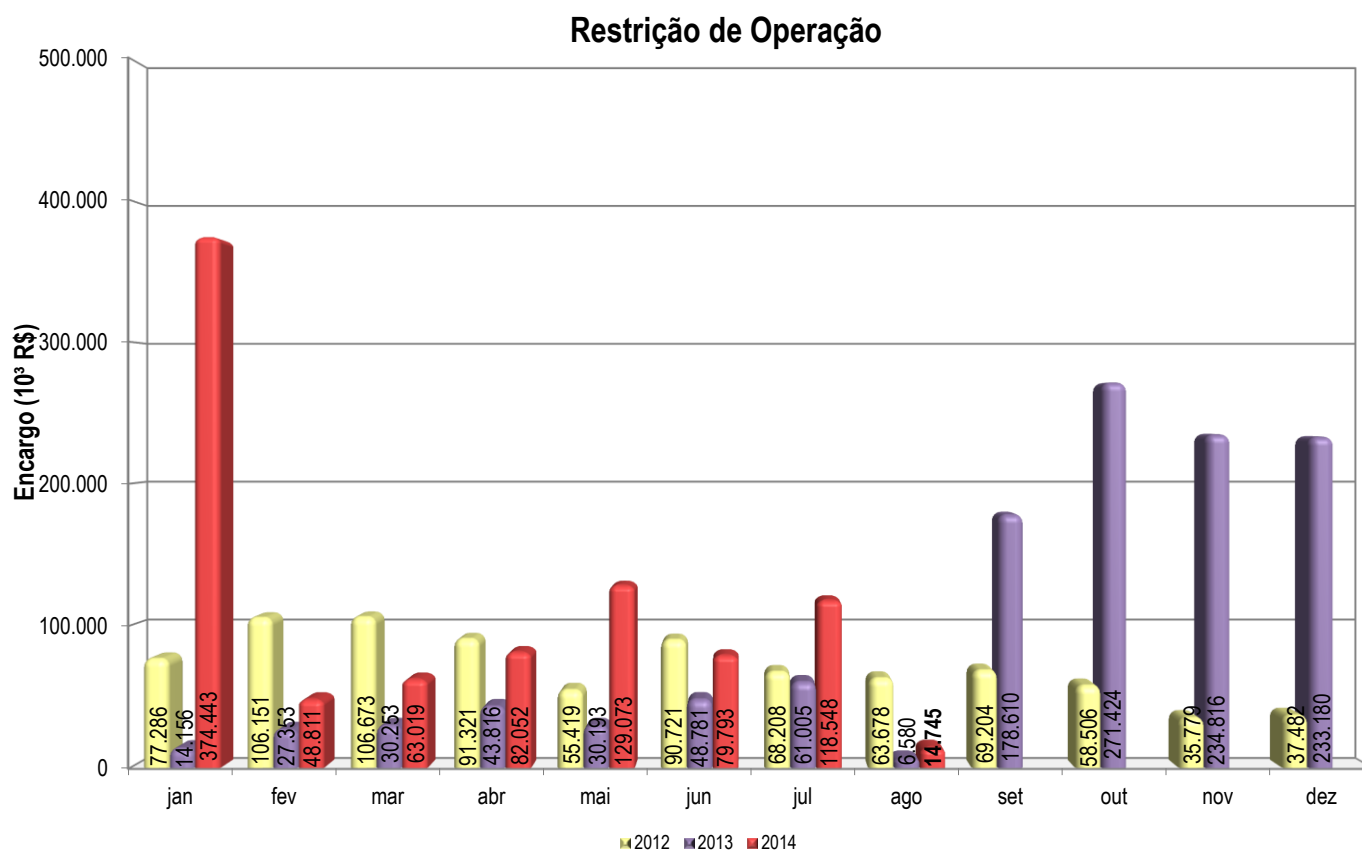


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



### Segurança Energética

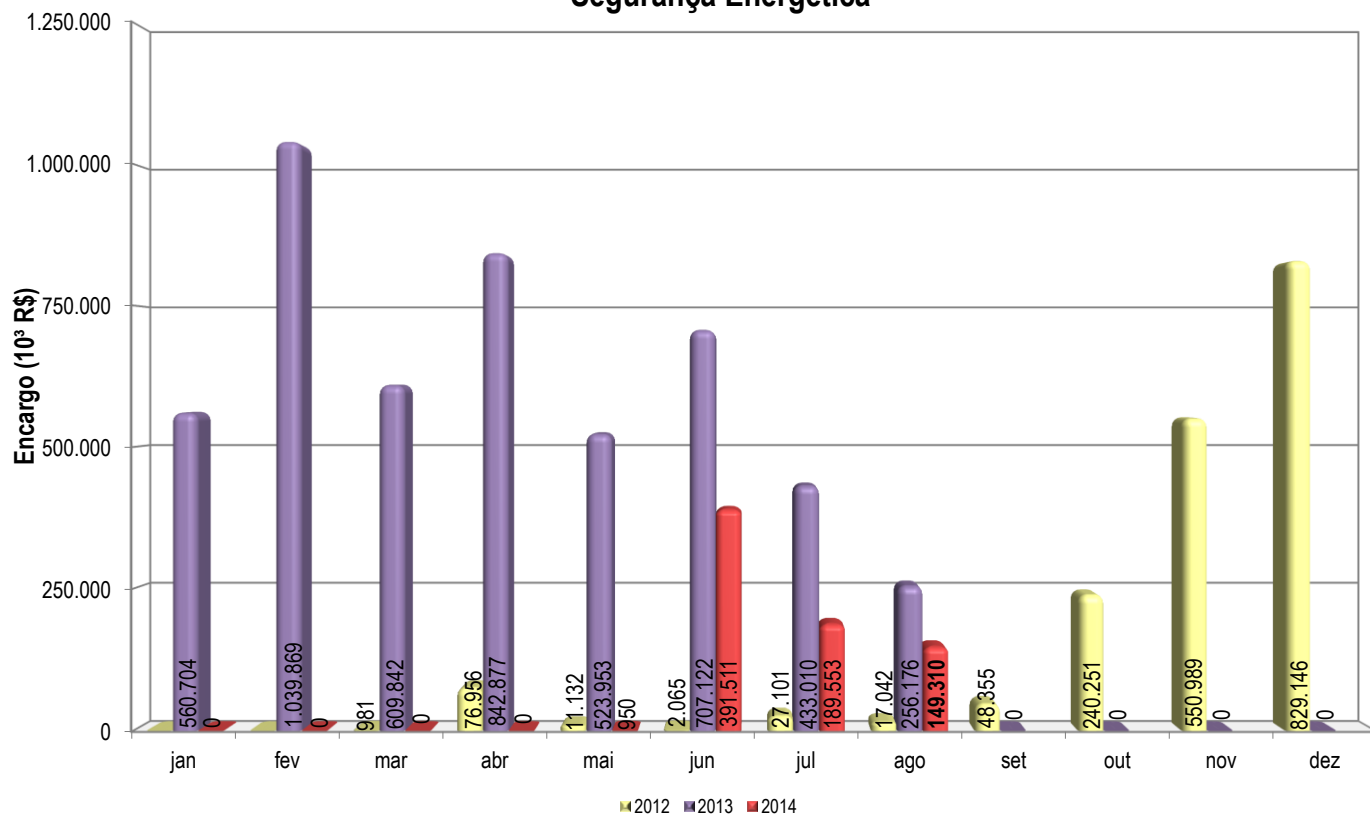


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

### Serviços Ancilares

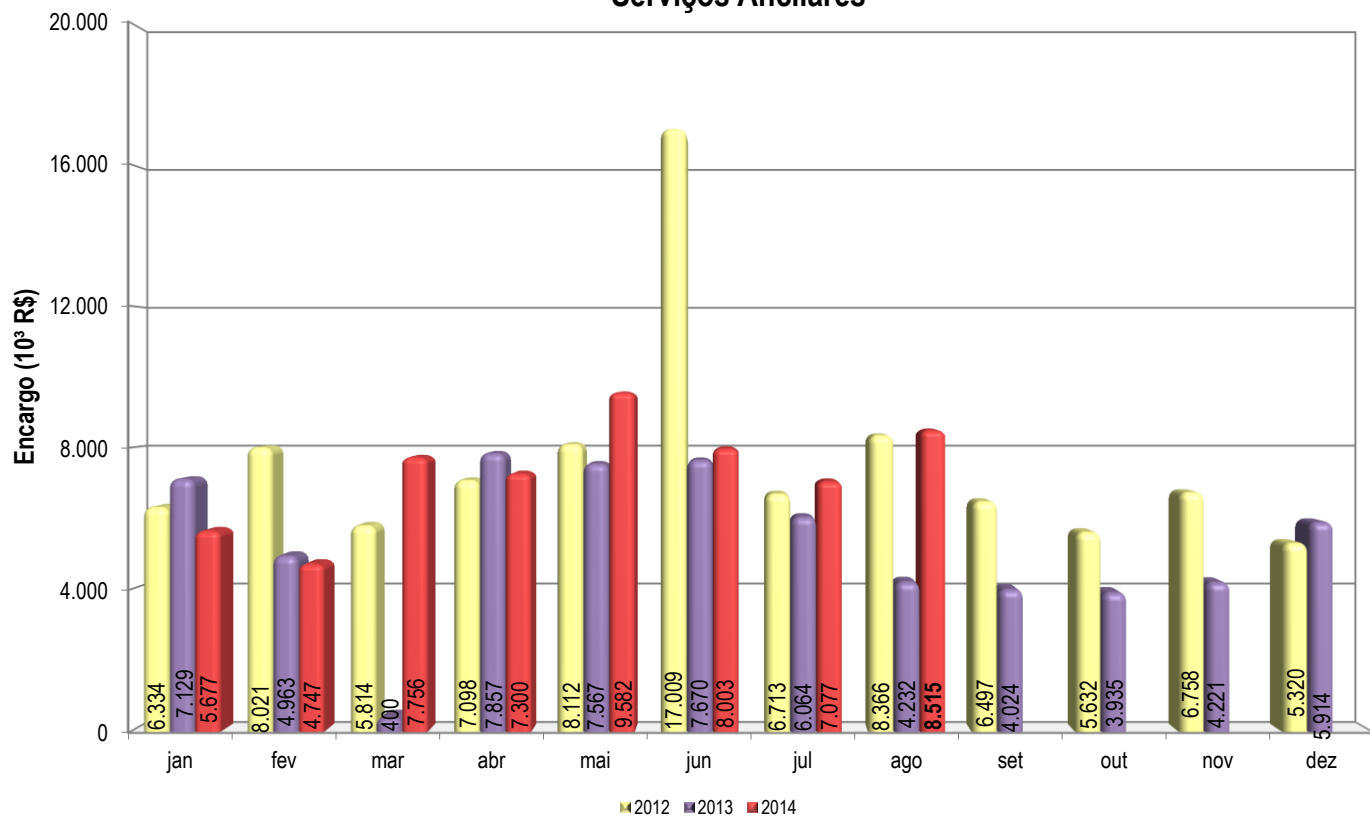


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro 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 as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 03 de setembro, às 18h45min:** Desligamento das LIs 138 kV Campos - Cachoeiro de Itapemirim C1 e C2 (EDP Escelsa), por acionamento do ECE de alívio de carga dos transformadores de Campos, após desligamento do autotransformador AT02 500/230 kV, da SE Campos (Furnas). Houve interrupção de **365 MW** de cargas da EDP ESCELSA no Espírito Santo. Causa: Atuação incorreta da proteção diferencial do AT02, causada por defeito no relé.
- **Dia 8 de setembro, às 10h26min:** Desligamentos automáticos das UHEs Santo Antônio (SAESA) e Jirau (ESBR), Back to Back nº 1 (Eletrosul) e LTs 230 kV Ji-Paraná/Pimenta Bueno C1 (Eletronorte) e C2 (JTE), ocasionando a separação do Acre/Rondônia do restante do SIN. Houve interrupção de aproximadamente **299 MW** de cargas, sendo **226 MW** de cargas da Eletrobrás Distribuição Rondônia e **73 MW** de cargas da Eletrobrás Distribuição Acre. Causa: Sobrecarga harmônica nos filtros do Back to Back, causado por transitório devido a falha no sincronizador do transformador conversor do Polo 1 durante sua energização.
- **Dia 15 de setembro, às 13h11min:** Desligamento da LT 230 kV Planalto – Anhanguera (CELG-GT) provocado por queda de cabo para-raios, tendo como consequência desligamentos de linhas de transmissão de 230 kV da região. Houve interrupção de **380 MW** de cargas da distribuidora CELG, no estado do Goiás. Causa: Falha na proteção de disjuntor 230 kV, associado a referida linha, devido a interrupção da linha de “trip” deste relé de proteção na régua de bornes, após manutenção preventiva realizada na referida LT.

### 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				6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0	0	0				1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255	243	745				7.490	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170	428	160				2.669	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315	615	414				3.406	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	1.737
<b>TOTAL</b>	<b>3.488</b>	<b>9.725</b>	<b>1.708</b>	<b>1.045</b>	<b>828</b>	<b>1.264</b>	<b>740</b>	<b>1.286</b>	<b>1.319</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21.403</b>	<b>24.909</b>

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				1	0
S	3	1	1	0	0	0	0	0	0				5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1	2	2				24	22
NE	2	2	1	0	3	0	1	2	1				12	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1	3	2				16	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	8
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>58</b>	<b>71</b>

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

Fonte: ONS, Eletronorte

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

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

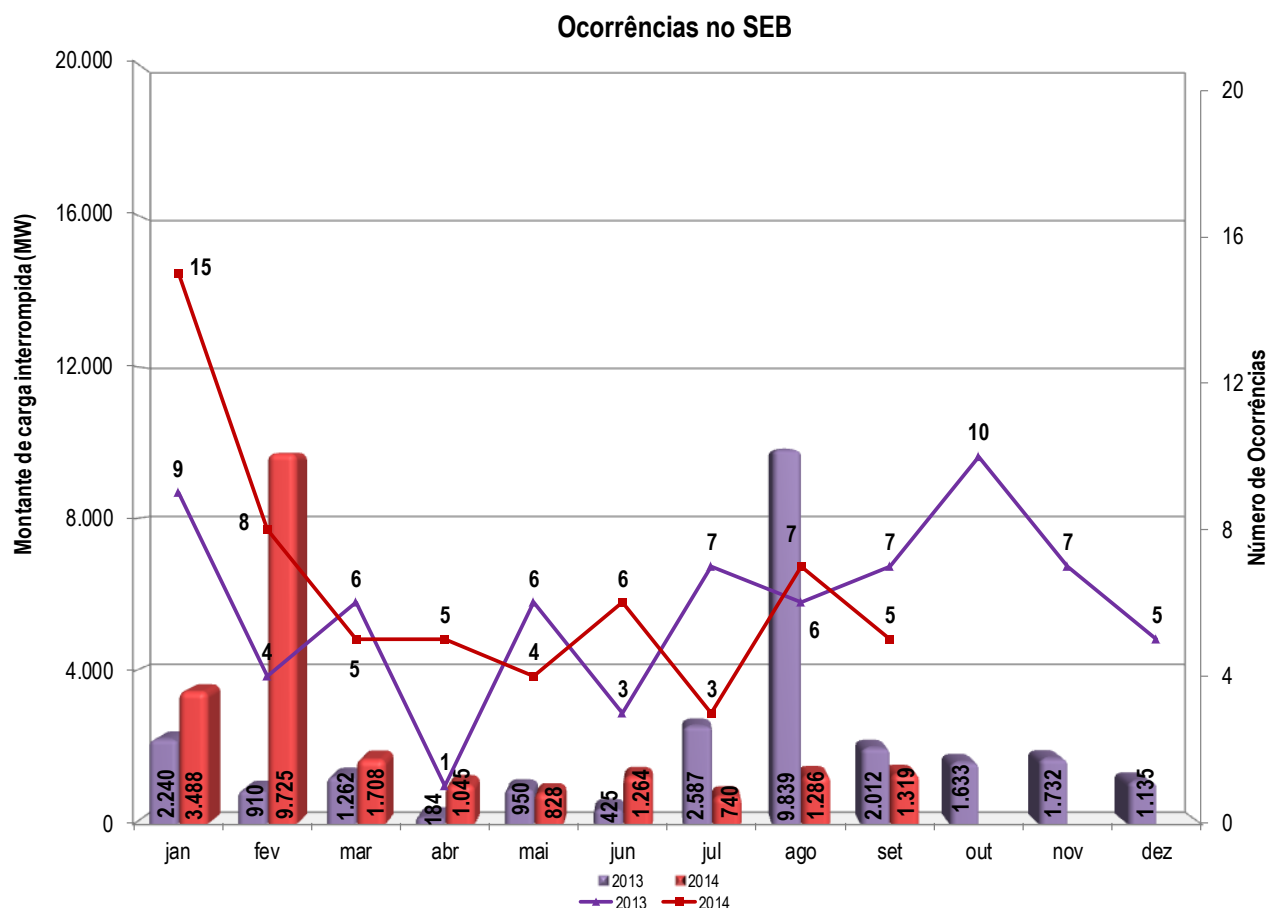


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,17	1,16					11,35	14,47
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07	1,19					10,85	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67	0,70					6,52	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48	1,52					17,18	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52	1,41					13,69	16,95
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71	3,41	3,14					31,30	37,79

Dados contabilizados até agosto 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														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,92	0,89	0,81	0,72	0,64	0,68	0,69					6,39	11,73
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69	0,78					6,88	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38	0,39					3,52	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09	1,19					11,69	15,52
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66	0,67					6,43	12,06
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65	2,43	2,28					19,84	35,47

Dados contabilizados até agosto 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.



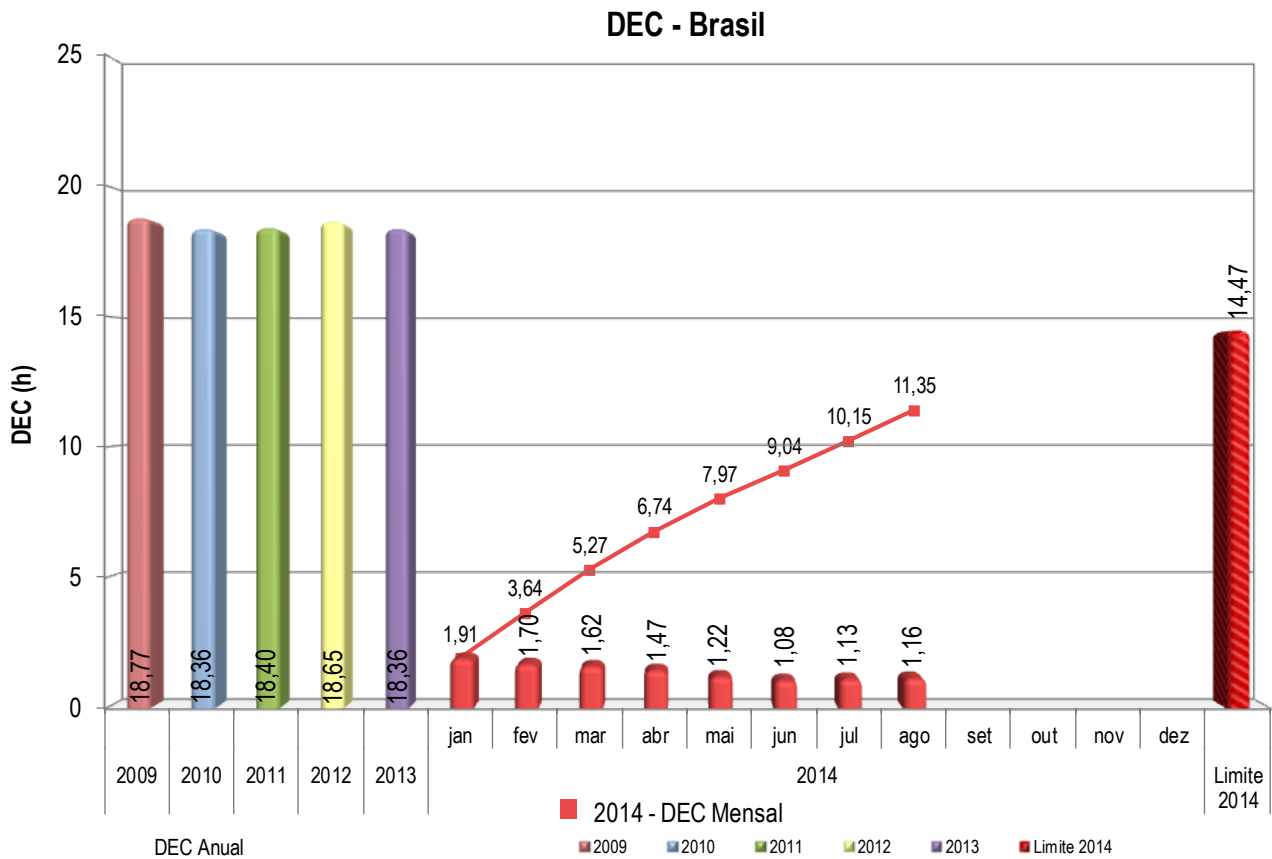


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

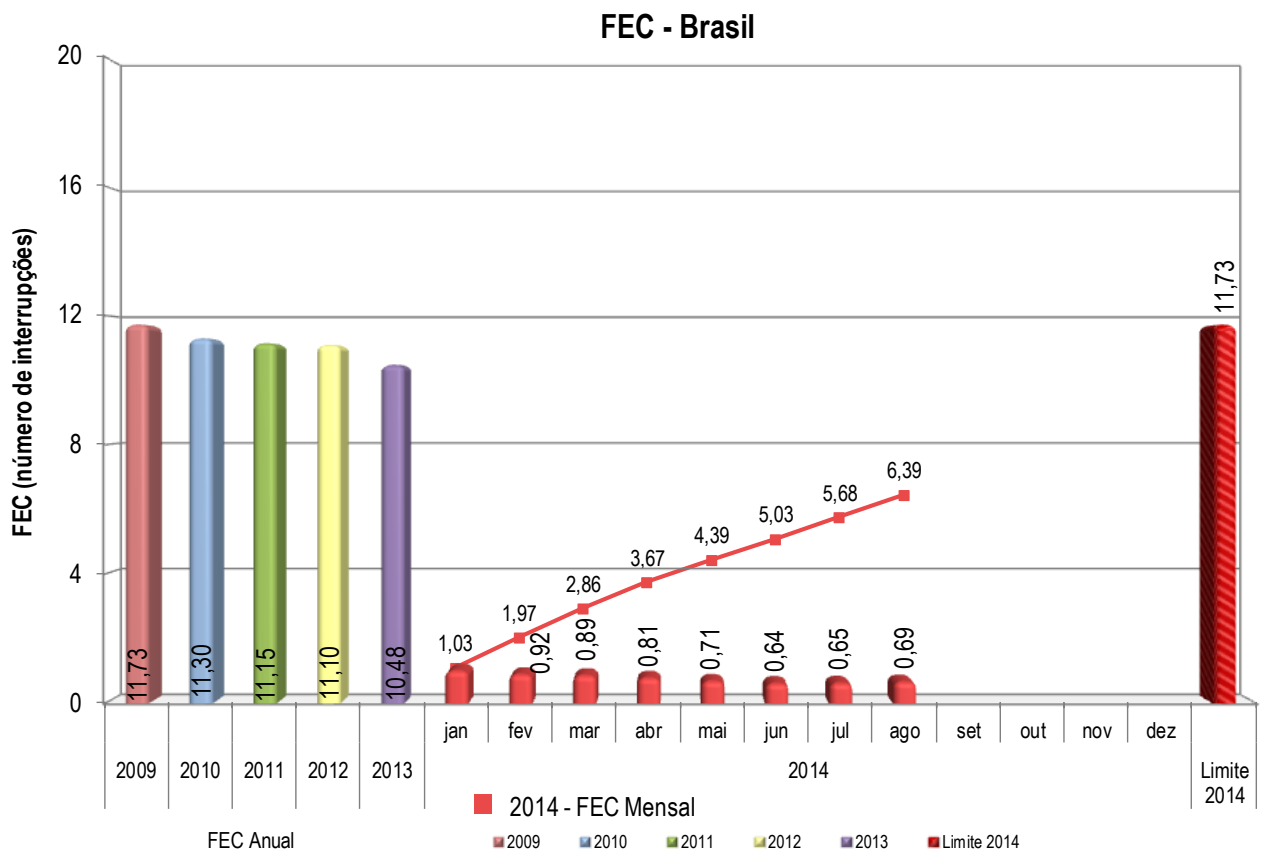


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



## GLOSSÁRIO

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