



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Fevereiro – 2014





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

**Fevereiro – 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**

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

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/see/menu/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 01/12/2013 a 30/12/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12/2013 a 29/12/2013 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 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	16
Figura 20. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	17
Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	18
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	22
Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	30
Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.....	30
Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	32
Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	32
Figura 39. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	34
Figura 40. DEC do Brasil.....	35
Figura 41. 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 em 2013.....	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013. ....	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2013. ....	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.....	34



## 1. INTRODUÇÃO

O mês de fevereiro foi caracterizado por anomalias negativas de precipitação em grande parte do território brasileiro, devido à atuação de um sistema de alta pressão nos níveis médios da atmosfera que esteve bastante intenso e duradouro. Este sistema atuou impedindo o avanço das frentes frias em direção ao território brasileiro, bem como os mecanismos de levantamento de ar responsáveis pela formação de nuvens. Em comparação ao mês de janeiro, houve redução das afluências brutas a todos os subsistemas, em termos absolutos e em relação à média de longo termo, com exceção do subsistema Norte-Interligado. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foi verificado o segundo pior valor no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o pior no subsistema Nordeste no histórico de 82 anos.

No mês foram verificados 15.052 MW médios de geração térmica programada pelo 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 janeiro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -20,3 p.p. no Sul, -0,5 p.p. no Nordeste e +20,1 p.p. no Norte-Interligado.

Na 140ª reunião do CMSE, realizada em 13 de fevereiro de 2014, foi apresentado pelo Comitê Nota Informativa, elaborada conjuntamente com o Cepel, que aborda a questão do suprimento de energia elétrica ao SIN, tendo sido destacado que “o sistema elétrico está atravessando uma situação conjuntural desfavorável em termos climáticos, em um momento em que o período úmido ainda não está caracterizado, mas dispõe das condições de equilíbrio estrutural necessárias para o abastecimento do país”.

No dia 07 de fevereiro a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou o Leilão de Transmissão nº 11/2013 para contratação de serviço público de transmissão através do elo de corrente contínua que conectará a Usina Hidrelétrica de Belo Monte à região Sudeste. As instalações devem entrar em operação no prazo de 44 a 46 meses da assinatura dos contratos, com a criação de 15.476 empregos diretos e terão investimentos da ordem de R\$ 5 bilhões. O certame foi disputado por três concorrentes e o deságio de 38% significa que a receita dos empreendedores para exploração dos investimentos ficará menor que o previsto inicialmente, contribuindo para modicidade tarifária de energia.

No dia 18 de fevereiro a ANEEL aprovou abertura de audiência pública para discutir a destinação dos excedentes financeiros da Conta de Energia de Reserva (Coner). A proposta é de restituir os excedentes aos agentes elegíveis ao recolhimento do Encargo de Energia de Reserva (EER) proporcionalmente à sua participação no rateio do encargo.

No mês de fevereiro entraram em operação comercial 944,4 MW de geração, 298,4 km de linhas de transmissão e 793,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 1067,7 MW de novas usinas, 1.084,4 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 1.593,0 MVA de transformação na Rede Básica.

As altas vazões verificadas na bacia do Rio Madeira na segunda quinzena do mês de fevereiro provocaram elevação do nível a jusante da UHE Santo Antônio, com perda de altura de queda e conseqüentemente, paralisação da geração da UHE Santo Antônio, em 18 de fevereiro.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 28 de fevereiro 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

A primeira quinzena do mês de fevereiro de 2014 houve a atuação de um sistema de alta pressão nos níveis médios da atmosfera que esteve bastante intenso e duradouro. Este sistema atuou impedindo o avanço das frentes frias em direção ao território brasileiro, bem como os mecanismos de levantamento de ar responsáveis pela formação de nuvens. Consequentemente, a qualidade das chuvas registradas neste período foi inferior em relação à climatologia em praticamente todo o País, com anomalias negativas de precipitação. Anomalias positivas de precipitação foram observadas em partes da Região Norte. Com relação às temperaturas, as máximas apresentaram anomalias positivas, da ordem de até 5°C, no centro-sul da Região Sudeste e em toda a Região Sul do Brasil.

Na segunda quinzena permaneceu a baixa ocorrência de eventos de precipitação na maior parte das Regiões Sudeste e Nordeste do Brasil, onde essa ausência de chuva foi devido a não atuação de episódios de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) que geralmente são comuns nesta época do ano. Na maior parte das Regiões Nordeste e Sudeste do país as anomalias de temperatura máxima estiveram entre a faixa normal a acima da normal, com algumas áreas pontuais atingindo uma marca da ordem de 3°C acima da média climatológica para a quinzena.

Como resultado, no fechamento do mês, as principais bacias do Brasil para geração hidrelétrica apresentaram um volume de chuva abaixo da normal. Em comparação ao mês de dezembro, houve redução das afluências brutas a todos os subsistemas, em termos absolutos e em relação à média de longo termo, com exceção do subsistema Norte-Interligado.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 38 %MLT – 22.413 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (2º pior valor\*), 62 %MLT – 5.193 MW médios no Sul (29º pior valor\*), 27 %MLT – 4.036 MW médios no Nordeste (pior valor\*) e 99 %MLT – 12.940 MW médios no Norte-Interligado (40º melhor valor\*).

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

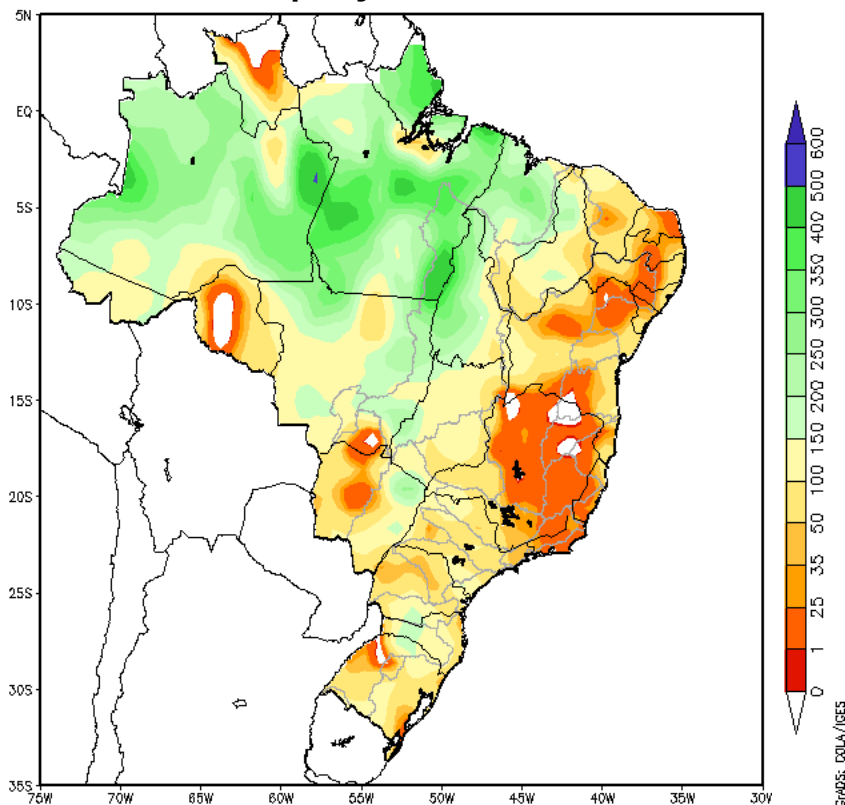


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2014 a 27/02/2014 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

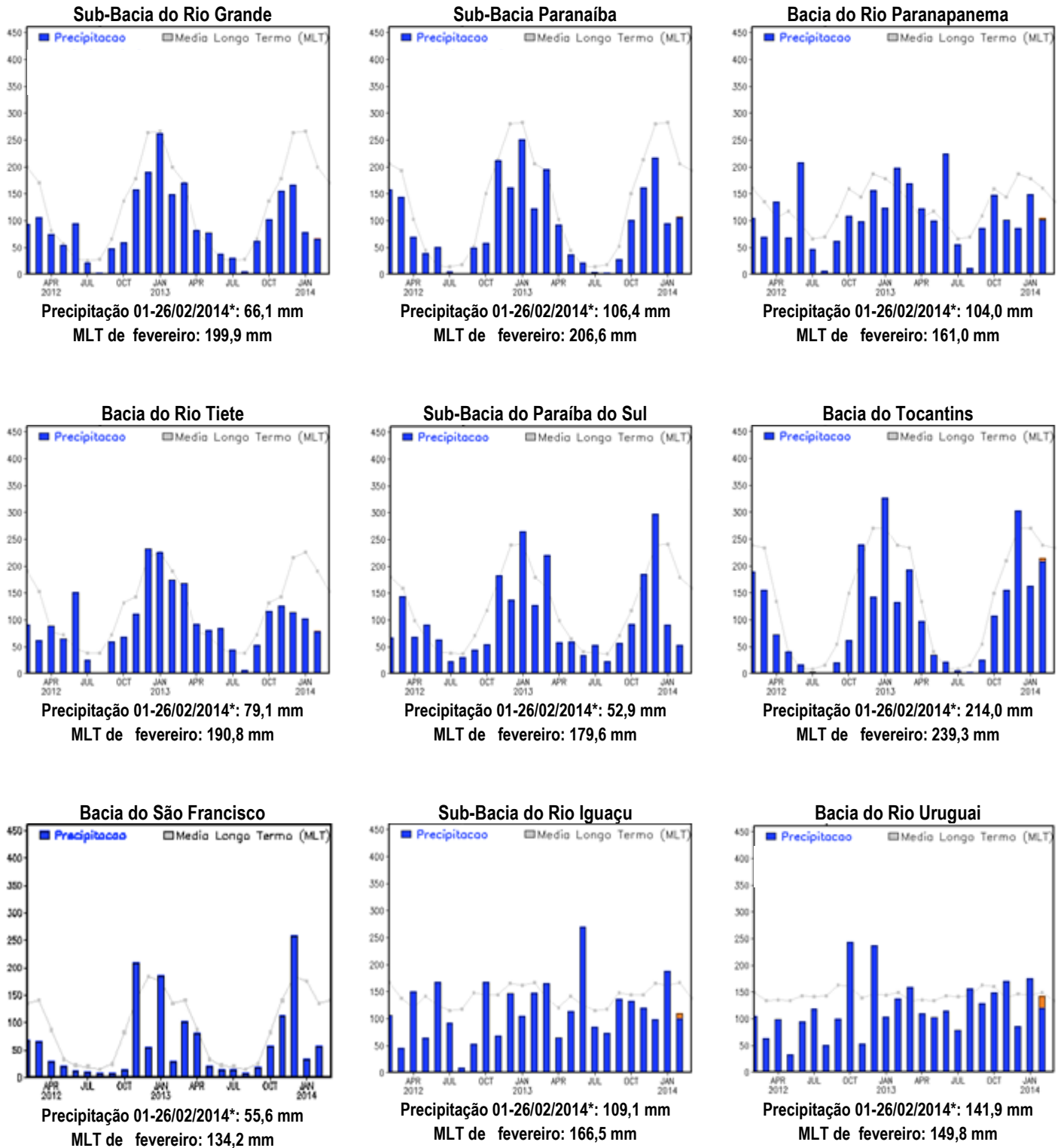


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 26/02/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

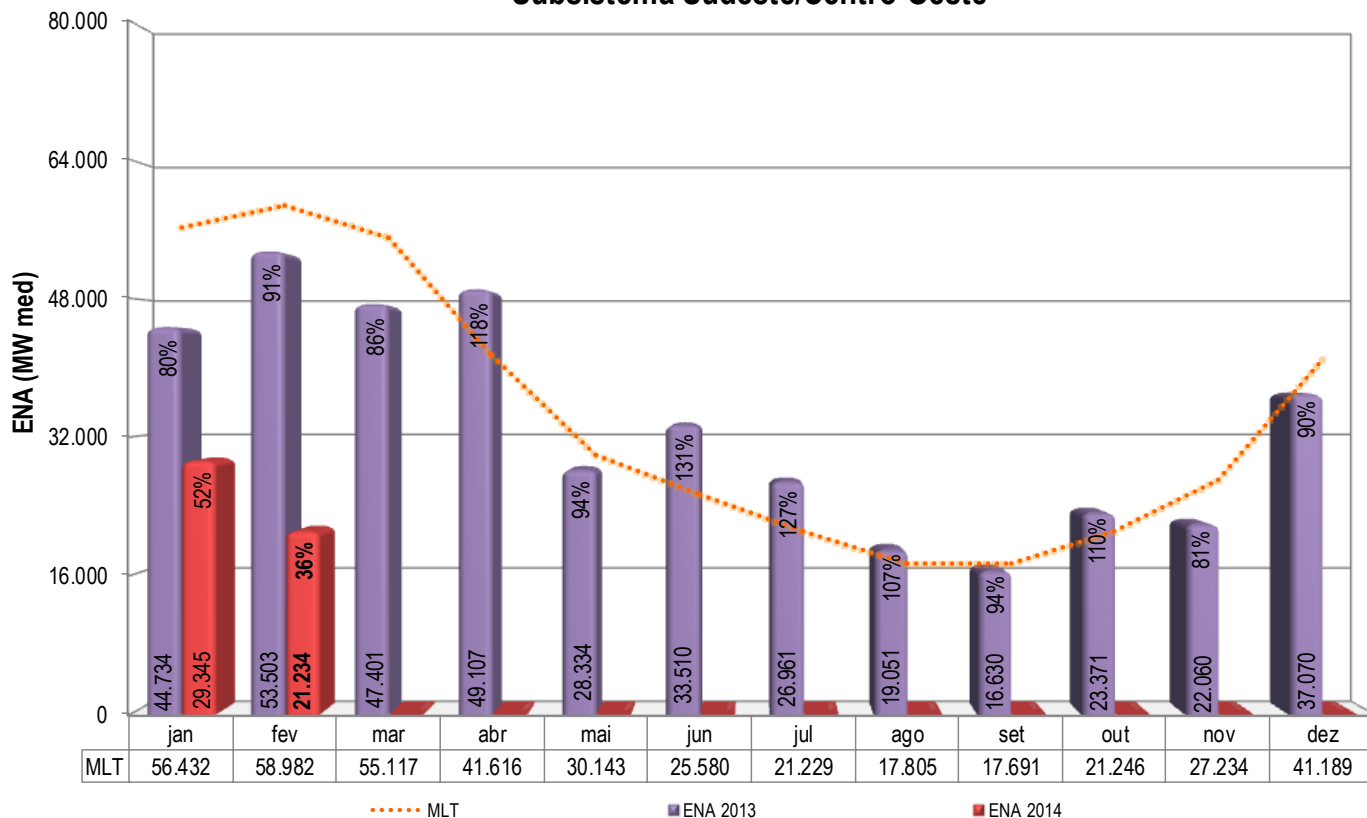


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

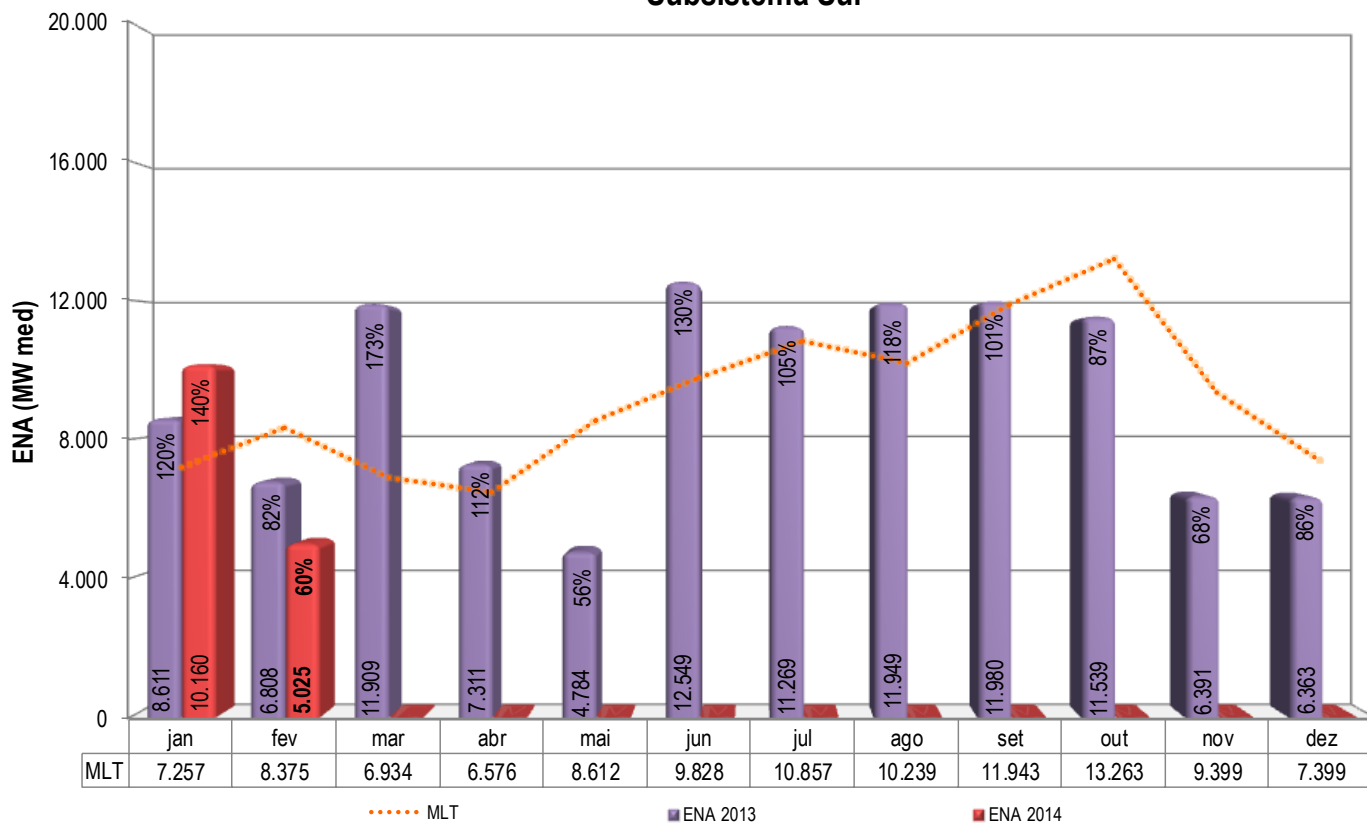


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

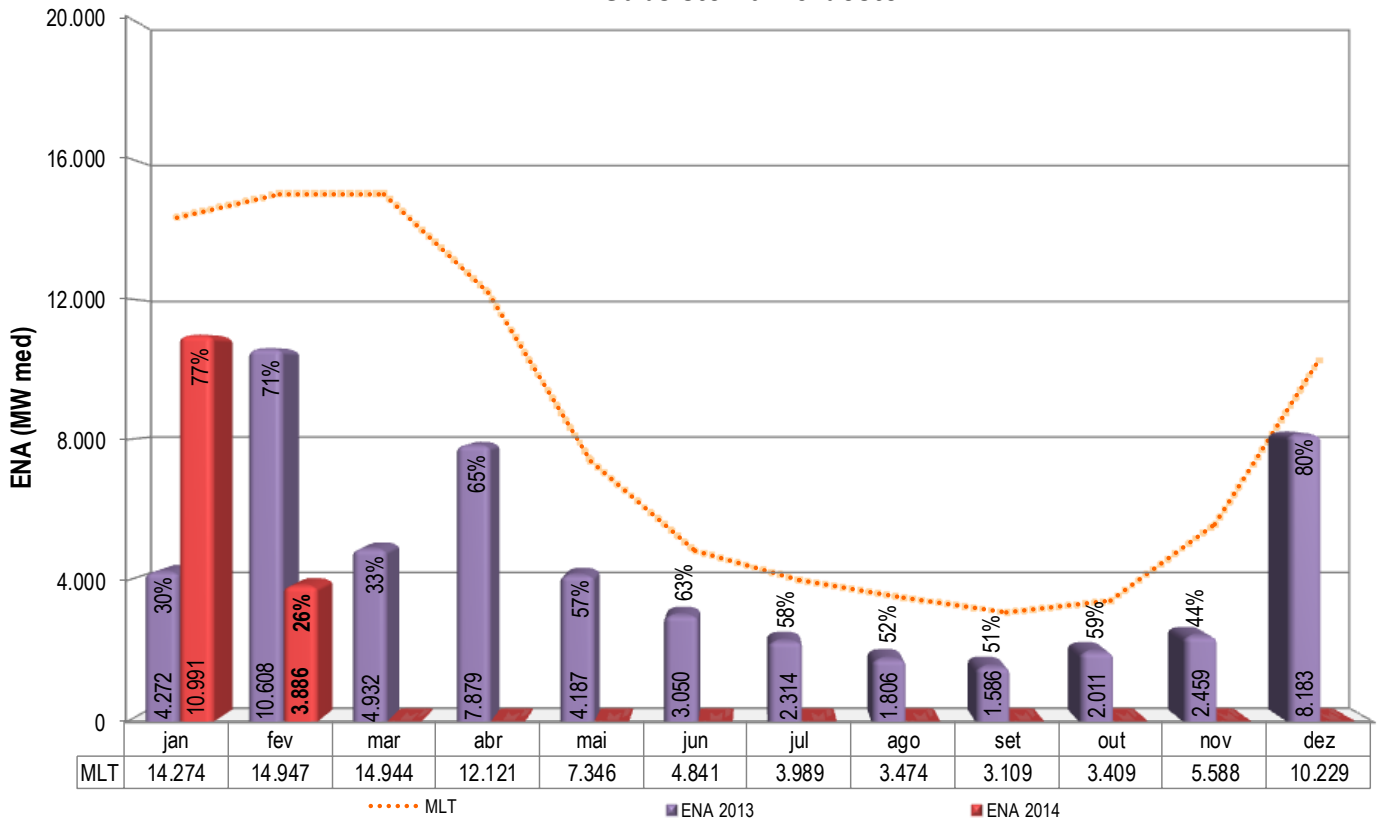


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

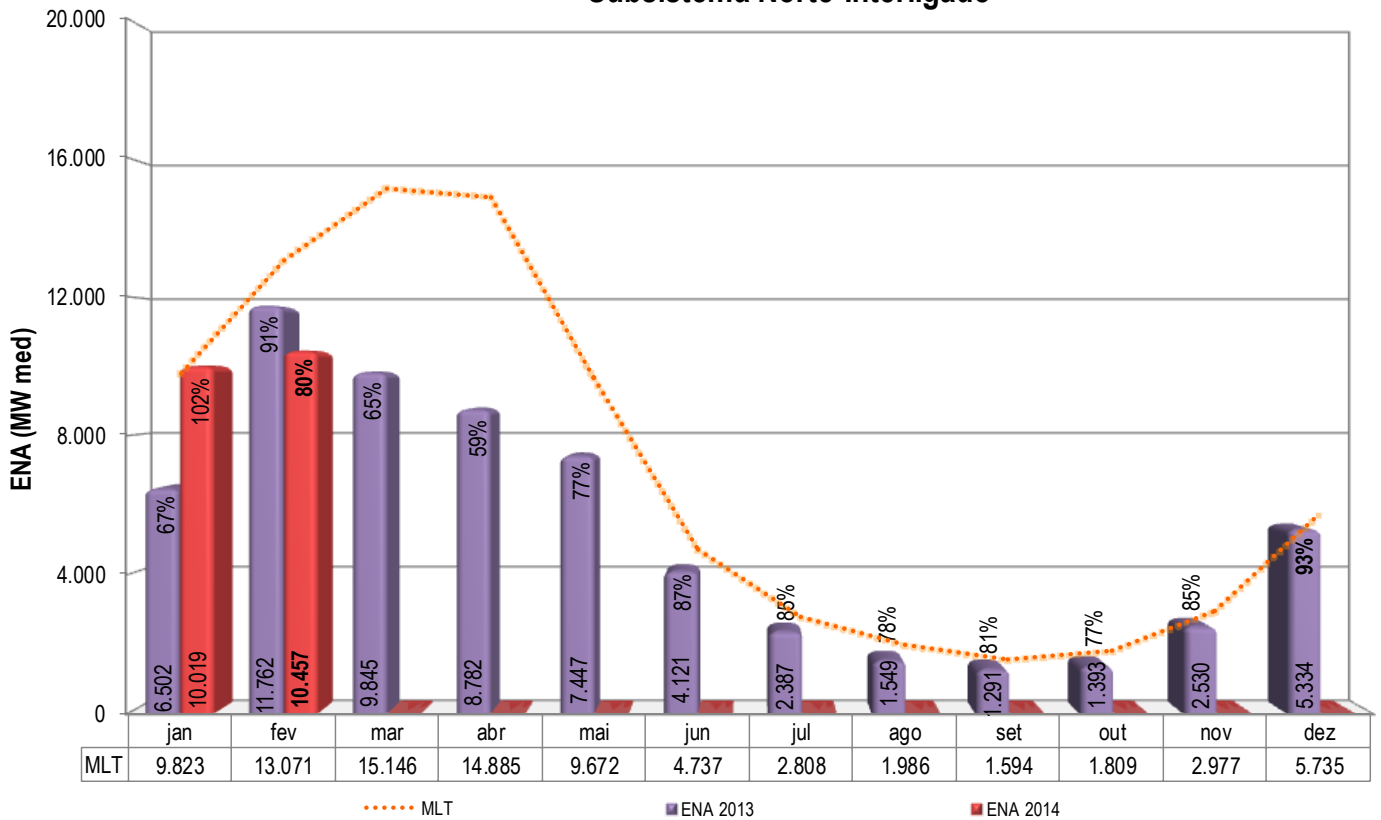


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em fevereiro de 2014 ocorreu deplecionamento nos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Norte-Interligado. Houve contribuição de cerca de 15.052 MW médios de produção térmica no mês, ante os 12.243 MW médios verificados no mês anterior, o que indica um aumento de 23%.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 5,7 p.p., atingindo 34,6 %EAR ao final do mês de fevereiro. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas ao máximo, prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Como consequência houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 20,3 p.p., atingindo 37,3 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de apenas 0,5 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 42,1 %EAR ao final do mês de fevereiro, devido à manutenção da geração hidráulica em valores mínimos, sendo o recebimento de energia da ordem de 2.205 MW médios e a geração térmica local responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 80,9 %EAR ao final do mês de fevereiro, apresentando replecionamento de 20,1 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi explorada ao máximo de suas disponibilidades energéticas em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de janeiro referem-se ao replecionamento de 30,3 p.p. na UHE Tucuruí (98,5% v.u.) e ao deplecionamento de 27,3 p.p. na UHE Capivara (37,9% v.u.), de 13,3 p.p. na UHE Itumbiara (16,0% v.u.) e de 12,1 p.p. na UHE Furnas (34,1% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

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	34,6	202.290	70,0
Sul	37,3	19.873	6,9
Nordeste	42,1	51.815	17,9
Norte	80,9	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>288.790</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS

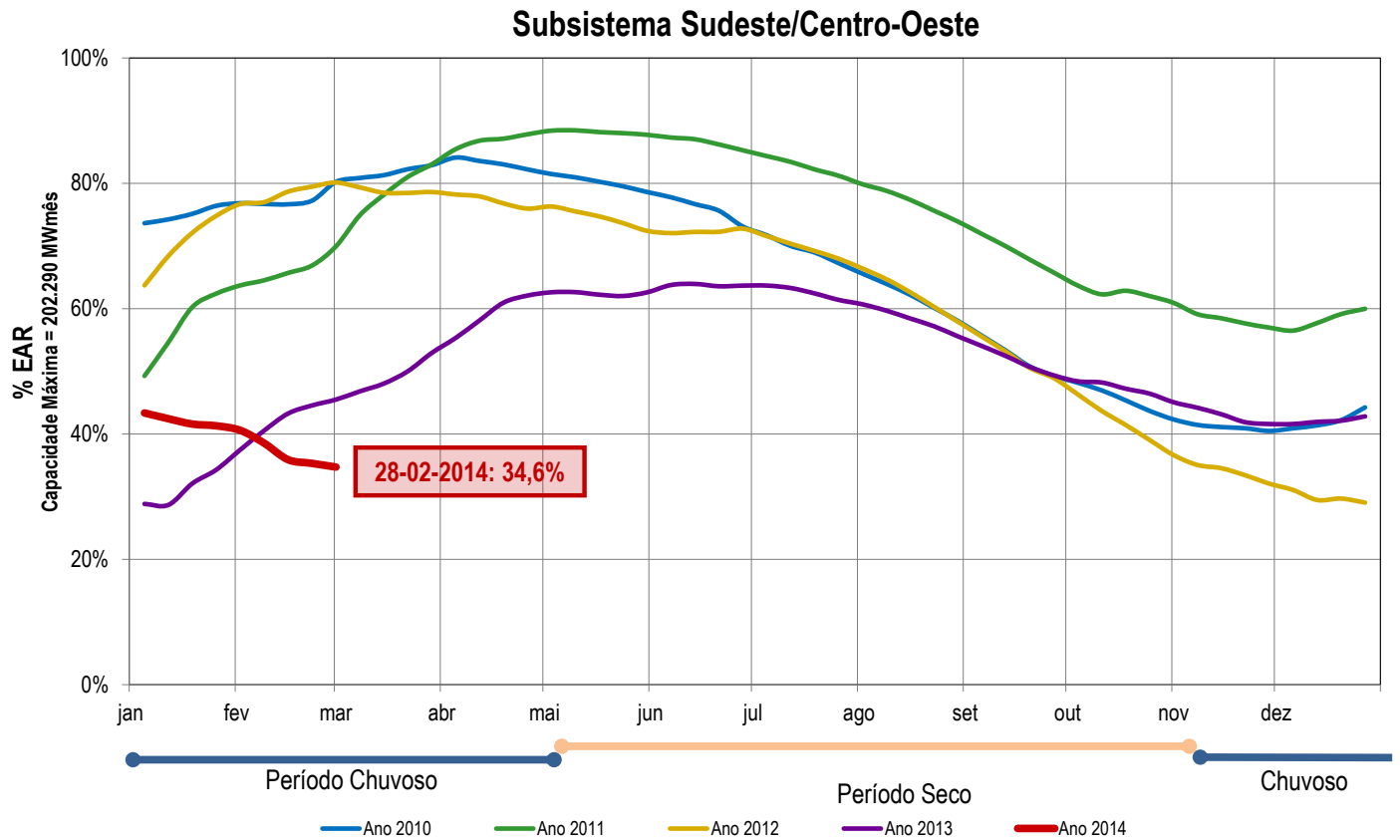


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

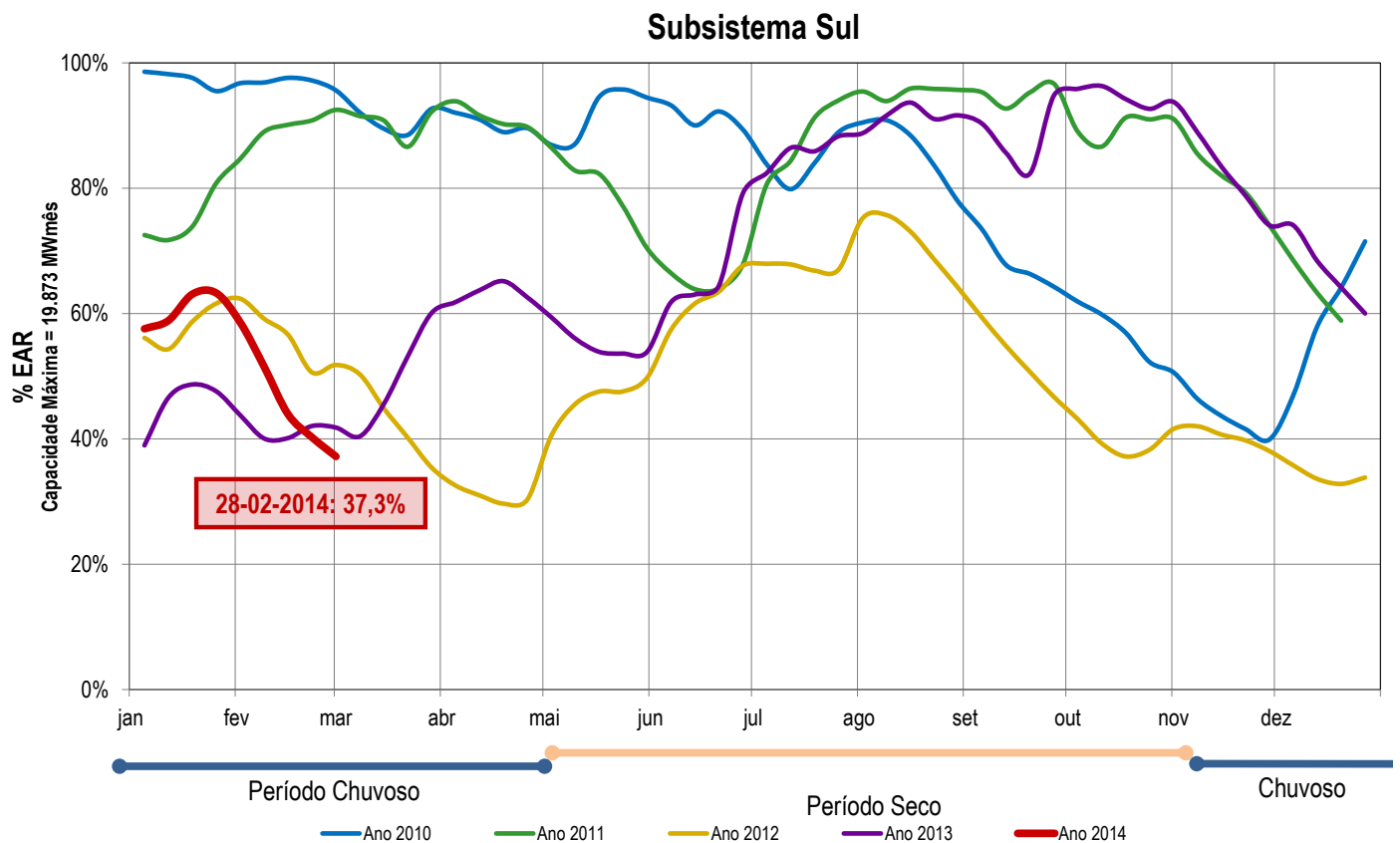


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

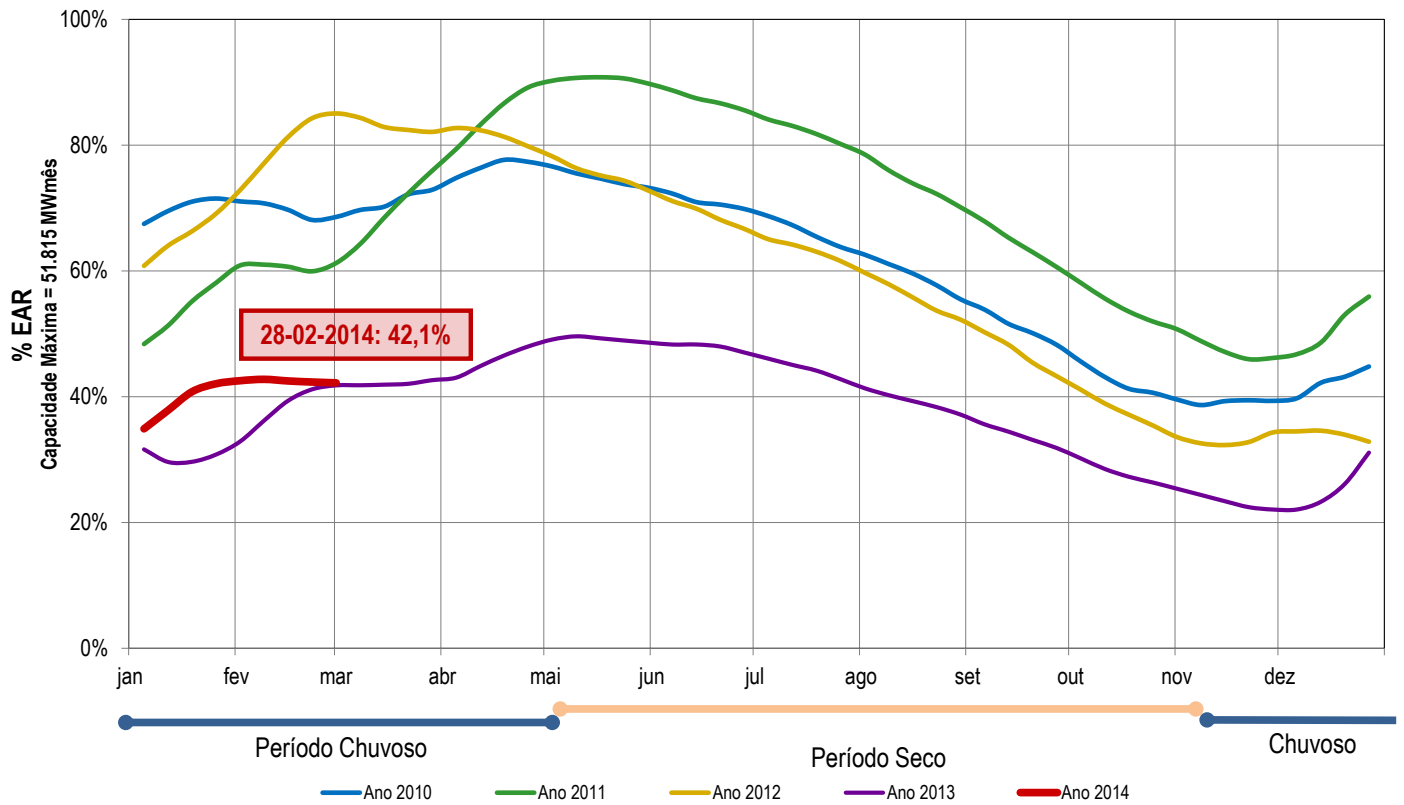


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

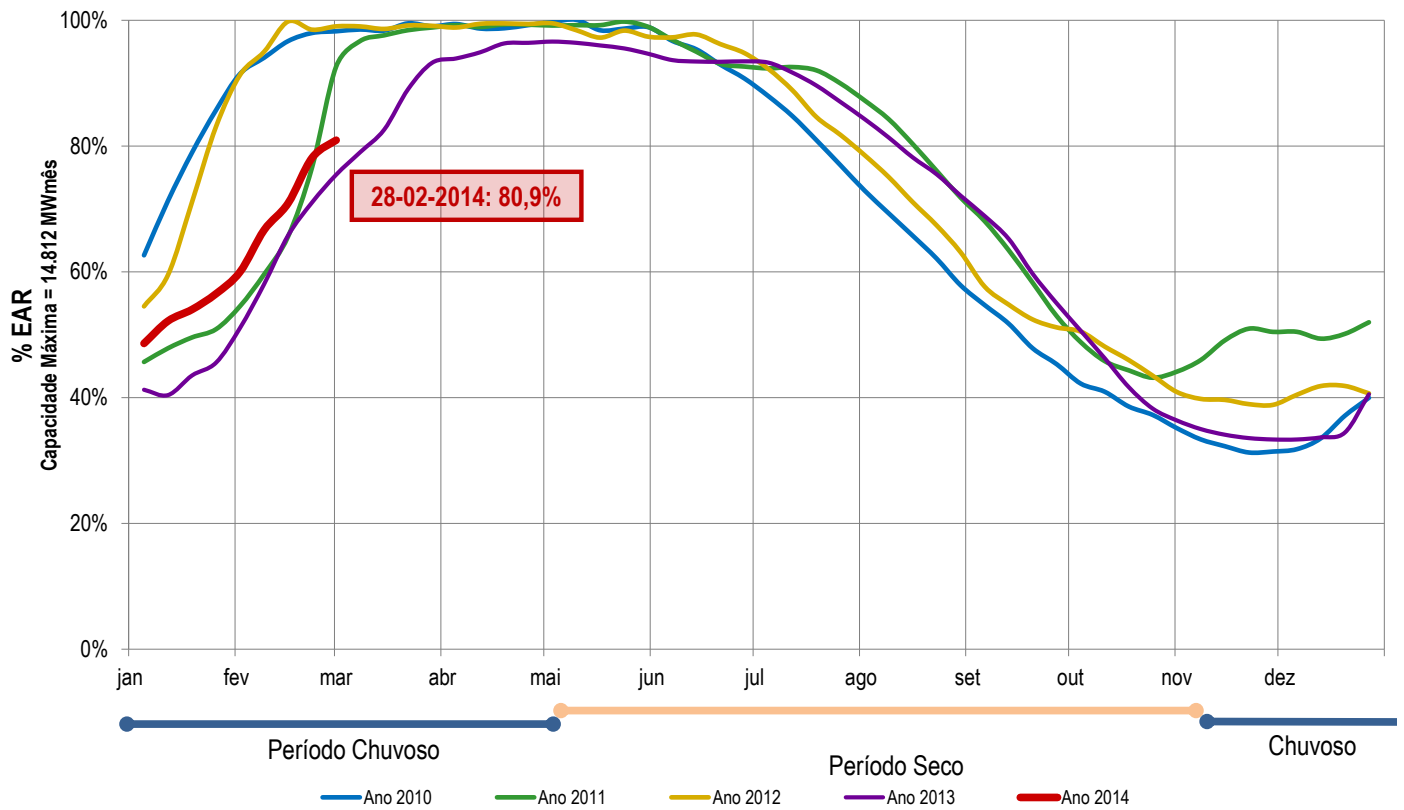


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em fevereiro de 2014, em função da melhoria das afluências ao subsistema Norte-Interligado, houve uma exportação de energia da ordem de 4.737 MWmédios, superior aos 4.095 MWmédios verificados no mês anterior. Nesse sentido, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste passou a ser importador de energia em 2.532 MWmédios, aumentando o fluxo verificado no mês anterior da ordem de 2.083 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu importador, aumentando o fluxo de 2.013 MWmédios verificados em janeiro para 2.205 MWmédios em fevereiro.

Em função da redução das afluências à região, o subsistema Sul continuou recebendo energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste na ordem de 1.614 MWmédios, bastante superior aos 236 MWmédios verificados em janeiro.

As UHEs Santo Antônio e Jirau geraram cerca de 380 MWmédios no mês de janeiro, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN.

No período, Manaus recebeu cerca de 38 MWmédios do SIN.

Em dezembro não houve intercâmbio internacional de energia do Brasil para a Argentina.



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 Tucuru)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	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 janeiro 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 janeiro de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 52.362 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 3,9% no consumo acumulado nos últimos 12 meses (Fev/13 a Jan/14) em relação a igual período anterior. Considerando as perdas, o consumo verificado em janeiro de 2014 foi 10,2% superior ao registrado no mesmo mês do ano anterior, fato impulsionado em grande parte pela ocorrência de altas temperaturas no país e estiagem prolongada.

O consumo residencial em janeiro de 2014 acumulou crescimento de 5,9% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 7,9% em relação ao mesmo mês de 2013. O aumento do consumo na região Sul, em especial, representou cerca de 30% do crescimento verificado para o consumo de energia elétrica dessa classe no Brasil, motivado pelo forte calor e conseqüente intensificação do uso de aparelhos condicionadores de ar.

O consumo da classe comercial, da mesma maneira, foi impactado pelas condições climáticas caracterizadas por elevadas temperaturas e baixos índices pluviométricos, tendo registrado crescimento de 5,4% no acumulado de 12 meses e aumento de 7,6% em relação a janeiro de 2013. Além disso, contribuiu para o desempenho observado a inauguração de diversos pontos comerciais, o calendário de faturamento das distribuidoras, a reclassificação de condomínios residenciais para a classe comercial em São Paulo, dentre outros fatores.

O consumo das indústrias aumentou 0,9% em relação a janeiro de 2013, desempenho ainda impactado negativamente pela fraca atividade de alguns segmentos do setor de metalurgia, entre outros. Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 10,7% em comparação ao mesmo mês em 2013, refletindo o aumento do uso da irrigação, principalmente na região Sul do país.

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





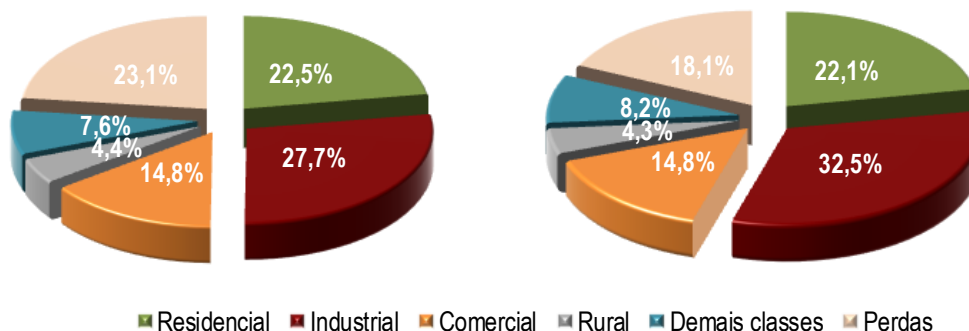
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/14 GWh	Evolução mensal (Jan/14/Dez/13)	Evolução anual (Jan/14/Jan/13)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.777	10,3%	7,9%	118.757	125.723	5,9%
<b>Industrial</b>	14.497	-5,3%	0,9%	183.269	184.728	0,8%
<b>Comercial</b>	7.735	2,0%	7,6%	79.959	84.257	5,4%
<b>Rural</b>	2.283	11,0%	10,7%	23.137	24.398	5,4%
<b>Demais classes *</b>	3.958	-0,6%	2,9%	45.061	46.508	3,2%
<b>Perdas</b>	12.112	27,9%	32,2%	97.192	102.997	6,0%
<b>Total</b>	<b>52.362</b>	<b>6,7%</b>	<b>10,2%</b>	<b>547.375</b>	<b>568.611</b>	<b>3,9%</b>

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

Fonte: EPE

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



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

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jan/14 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/14/Dez/13)	Evolução anual (Jan/14/Jan/13)	Fev/12-Jan/13 (kWh/NU)	Fev/13-Jan/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	184	10,0%	4,2%	160	164	2,3%
<b>Consumo médio industrial</b>	24.789	-5,3%	-1,0%	26.633	26.323	-1,2%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.414	1,5%	3,9%	1.261	1.284	1,8%
<b>Consumo médio rural</b>	541	10,6%	9,0%	464	482	3,8%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.459	-0,3%	0,7%	5.293	5.346	1,0%
<b>Consumo médio total</b>	536	1,3%	1,4%	517	517	0,0%

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

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

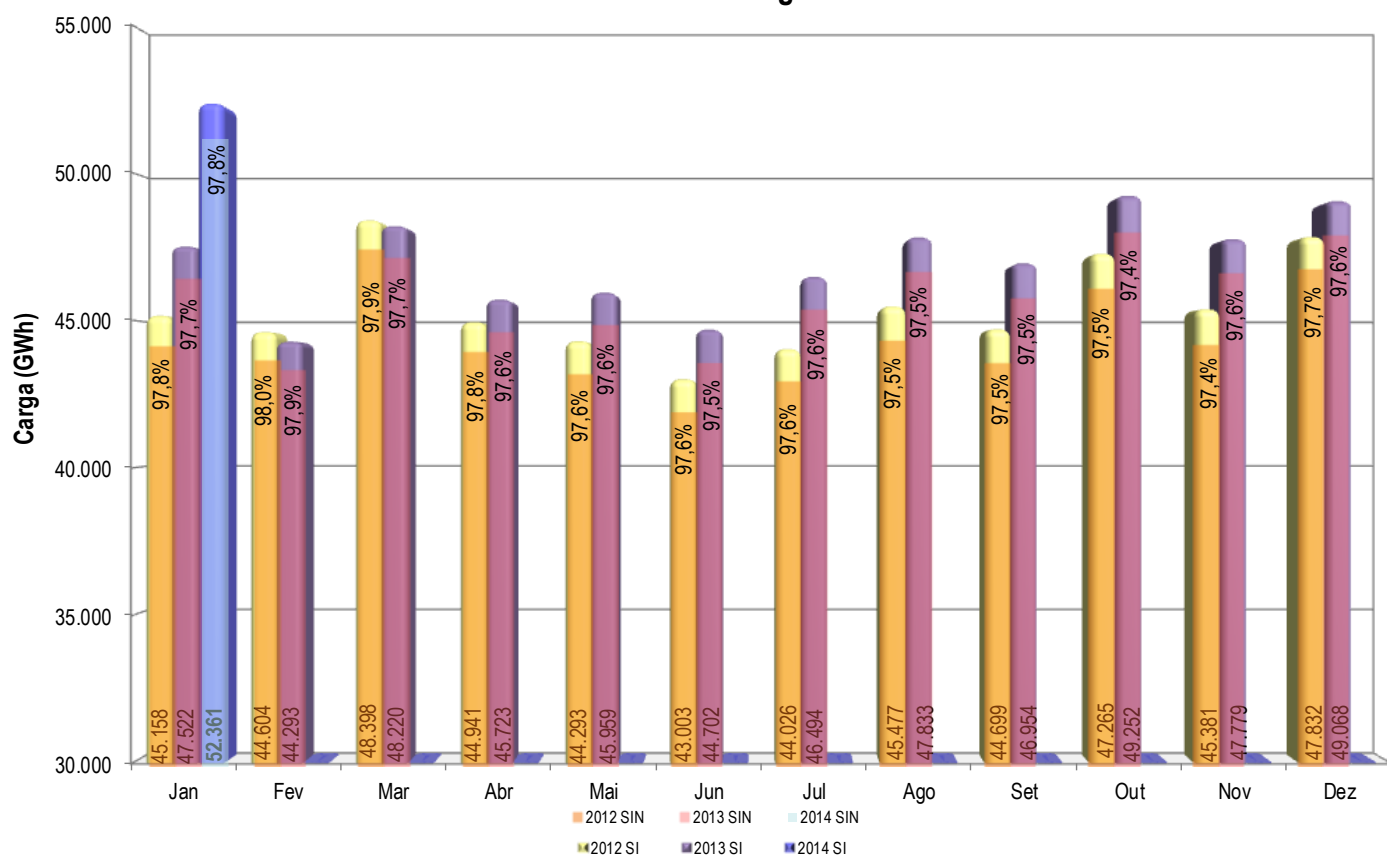
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/13	Jan/14	
Residencial (NUCR)	61.853.749	64.039.686	3,5%
Industrial (NUCI)	573.430	584.822	2,0%
Comercial (NUCC)	5.284.360	5.469.708	3,5%
Rural (NUCR)	4.151.020	4.217.970	1,6%
Demais classes*	709.441	724.997	2,2%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>72.572.000</b>	<b>75.037.183</b>	<b>3,4%</b>

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

Fonte: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até janeiro 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

Devido à ocorrência de elevadas temperaturas no mês de fevereiro de 2014 e à intensa utilização de equipamentos de climatização, houve uma série de superações de recordes de demandas máximas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e no SIN, registradas todas no período da tarde.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste ocorreram três superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 03 com 50.854 MW, no dia 05 com 51.187 MW e no dia 06 com 51.261 MW, superando em 1.247 MW (2,5%) o recorde anterior ao mês.

No subsistema Sul ocorreram três superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 04 com 17.412 MW, no dia 05 com 17.771 MW e no dia 06 com 17.971 MW, superando em 614 MW (3,5%) o recorde anterior ao mês.

No SIN ocorreram duas superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 03 com 84.331 MW e no dia 05 com 85.708 MW, superando em 1.746 MW (2,0%) o recorde anterior ao mês.

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>51.261</b> 06/02/2014 - 15h47	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>11.681</b> 13/02/2014 - 15h51	<b>5.873</b> 25/02/2014 - 14h40	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.261</b> 06/02/2014 - 15h47	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>11.809</b> 04/12/2013 - 15h40	<b>6.109</b> 17/09/2013 - 15h35	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Subsistema Interligado Nacional

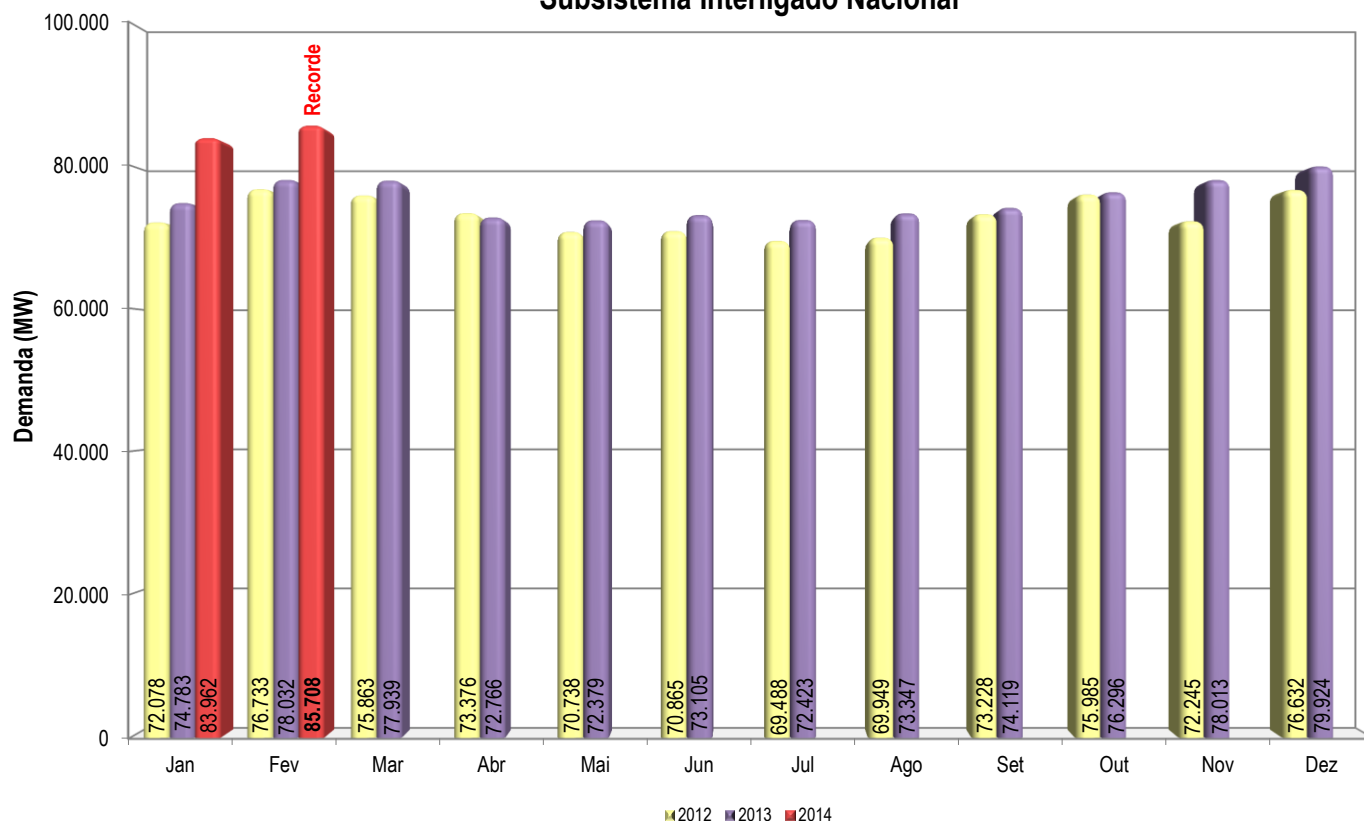


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

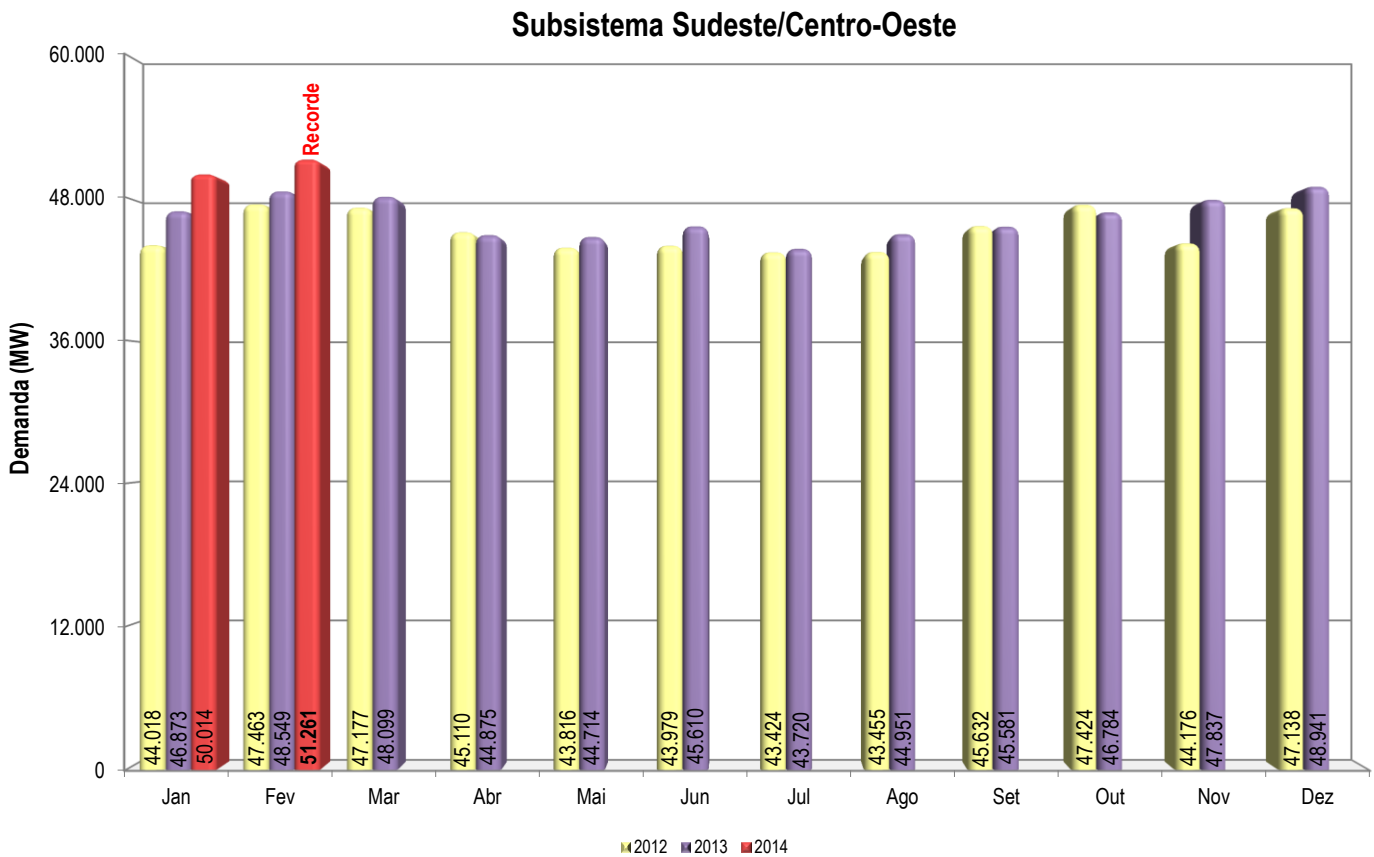


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

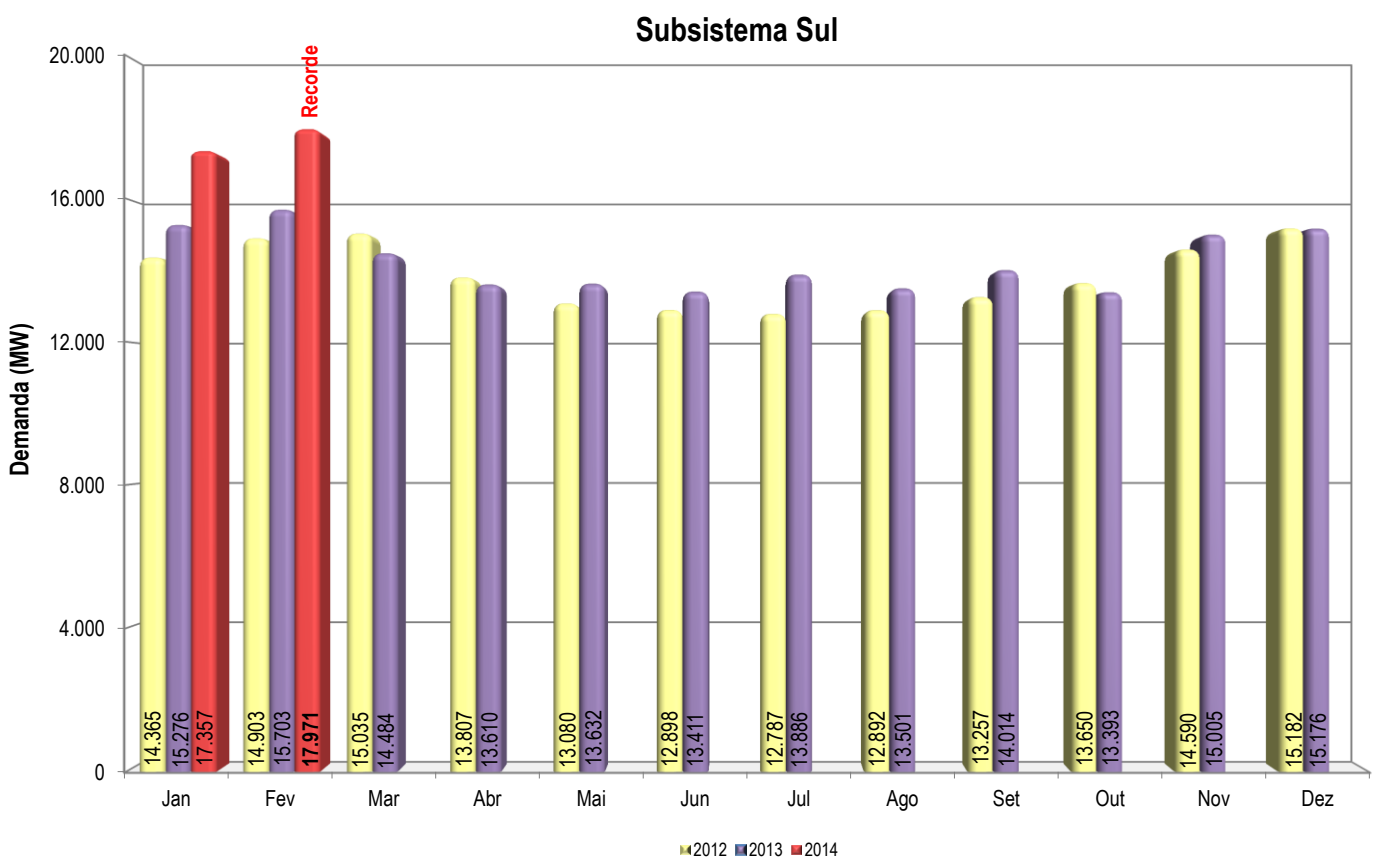


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

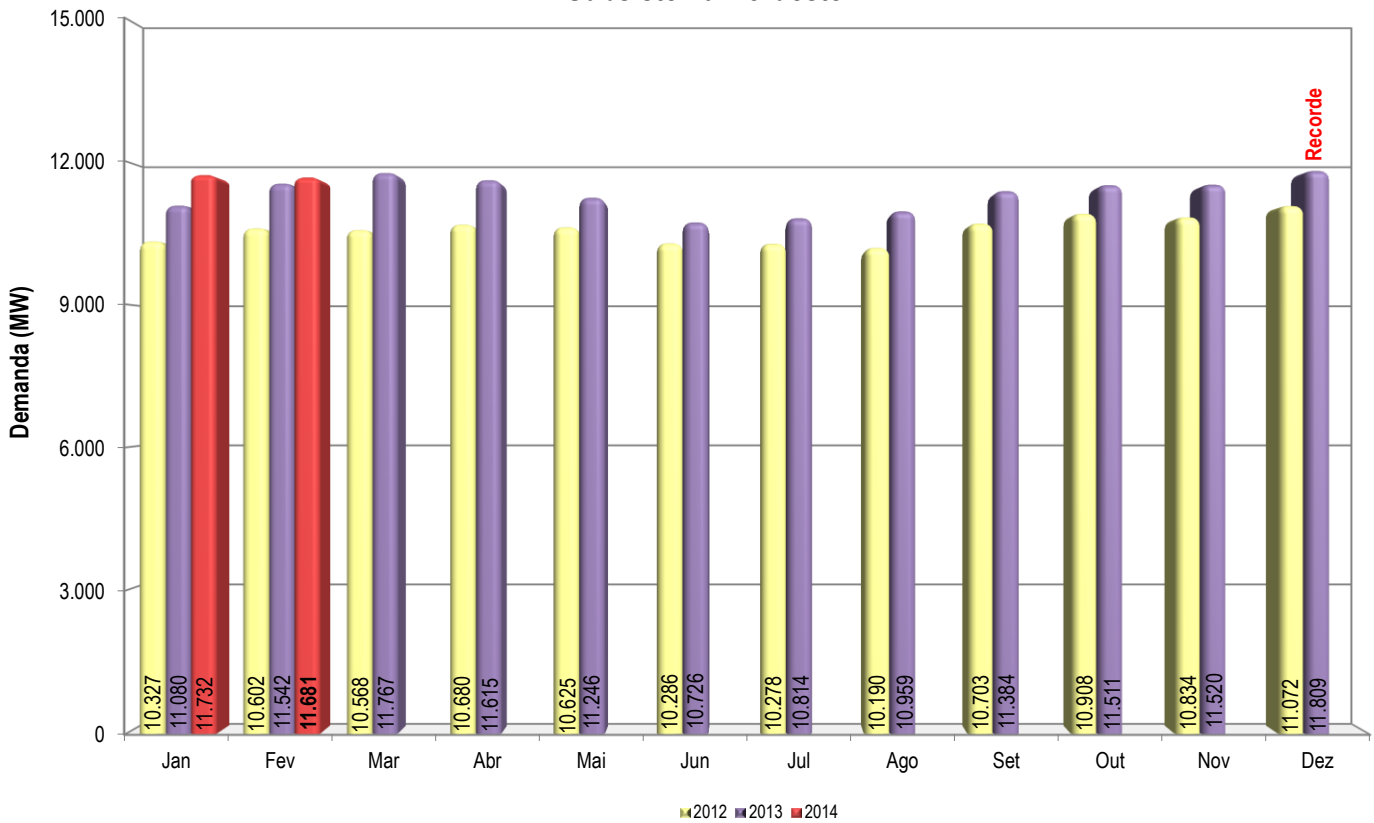


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

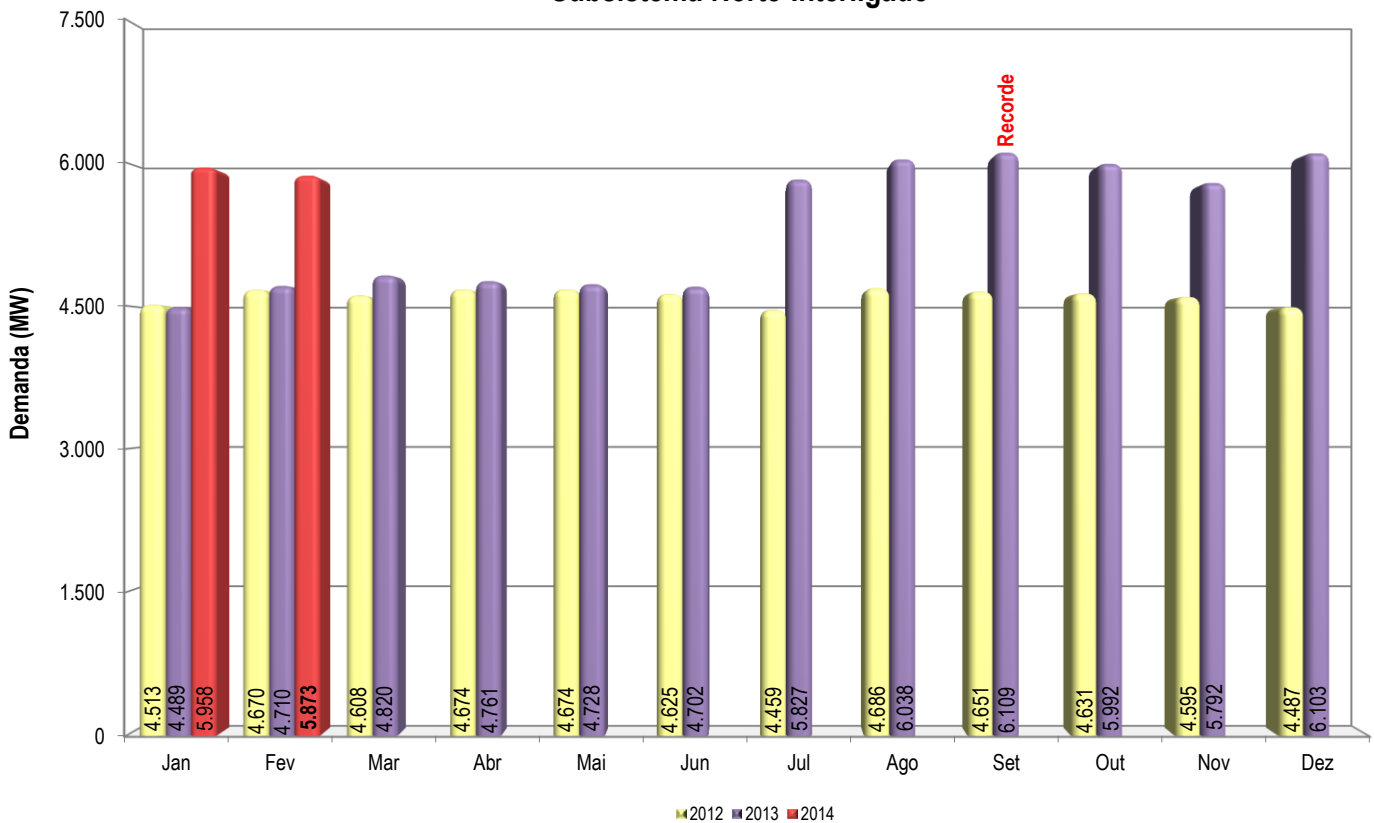


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 126.742 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se o crescimento percentual da fonte eólica (+17,5%) e térmica (+6,2%), em especial, carvão (+27,2%) na matriz.

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

Fonte	Fev/13	Fev/14			Evolução da Capacidade Instalada (Fev/14 / Fev/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
<b>Hidráulica</b>	<b>84.464</b>	<b>1.094</b>	<b>86.097</b>	<b>67,9%</b>	<b>1,9%</b>
<b>Térmica</b>	<b>36.121</b>	<b>1.792</b>	<b>38.367</b>	<b>30,3%</b>	<b>6,2%</b>
Gás	13.514	153	13.899	11,0%	2,8%
Carvão	2.664	13	3.389	2,6%	27,2%
Petróleo	7.711	1.148	7.674	6,1%	-0,5%
Nuclear	2.007	2	1.990	1,6%	-0,8%
Biomassa	10.224	476	11.414	9,0%	11,6%
<b>Eólica</b>	<b>1.935</b>	<b>111</b>	<b>2.273</b>	<b>1,8%</b>	<b>17,5%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>8</b>	<b>62</b>	<b>6</b>	<b>&lt;0,01%</b>	<b>-21,8%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>122.527</b>	<b>3.059</b>	<b>126.742</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,4%</b>

\* 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 28/02/2014)

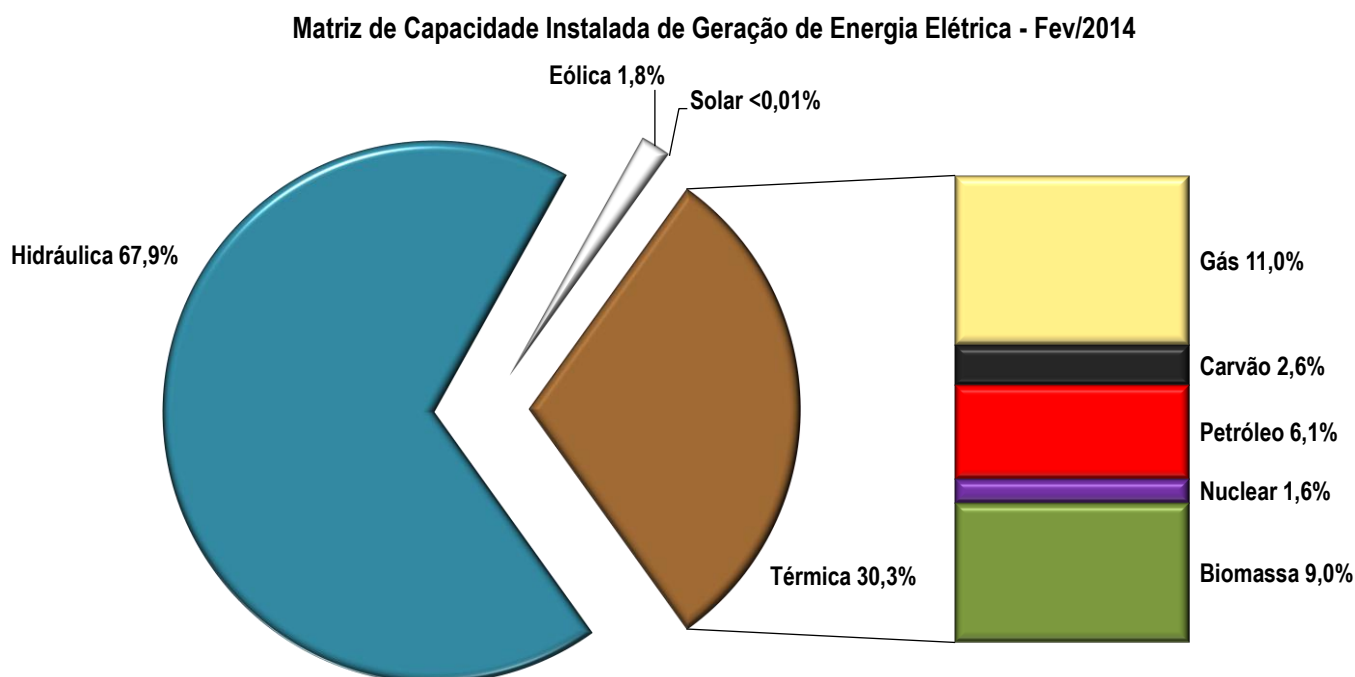


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 28/02/2014)



## 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	50.990	43,2%
345 kV	10.272	8,7%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.270	33,3%
600 kV (CC)	7.992	6,8%
750 kV	2.683	2,3%
<b>Total SEB</b>	<b>117.935</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 - Fev/2014

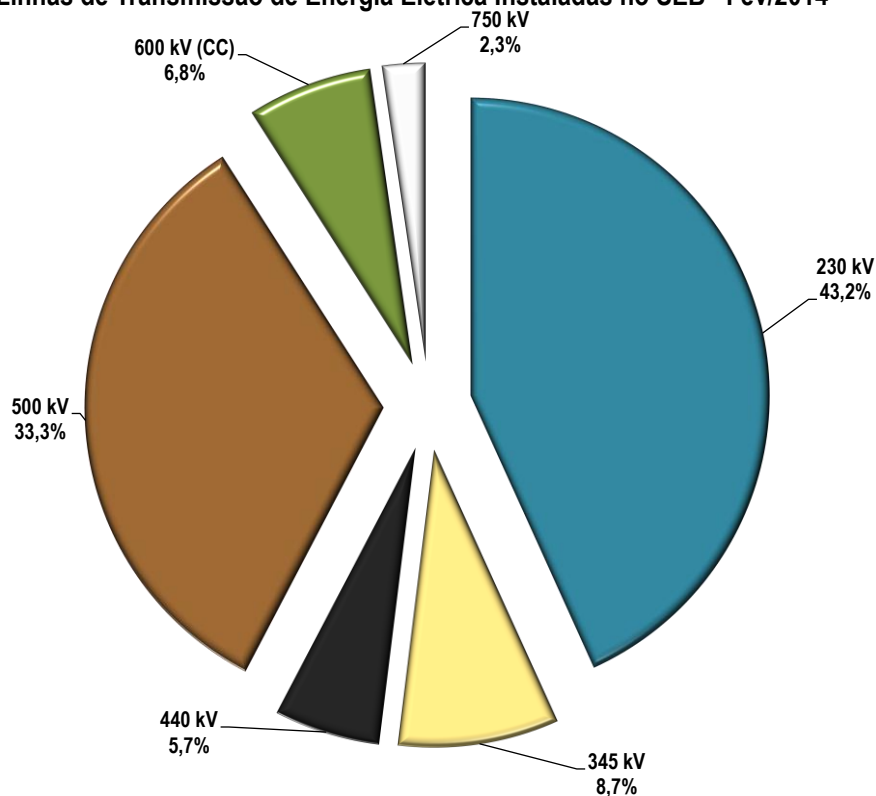


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte: MME/ANEEL/ONS



## 7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA\*\*

### 7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de fev/13 a jan/14 atingiu 540.866 GWh. No mês de janeiro de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 80,3% do total gerado no Brasil, 1,7 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observada redução da participação de usinas térmicas a gás e biomassa e aumento da participação de usinas térmicas por petróleo na matriz de produção de energia elétrica, tendo a geração nuclear e a carvão se mantido no mesmo patamar do mês anterior. O maior decréscimo foi observado para fonte térmica a biomassa (de 2,6% para 0,6%), tendência verificada nos meses anteriores especialmente devido à disponibilidade sazonal do combustível.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Jan/2014

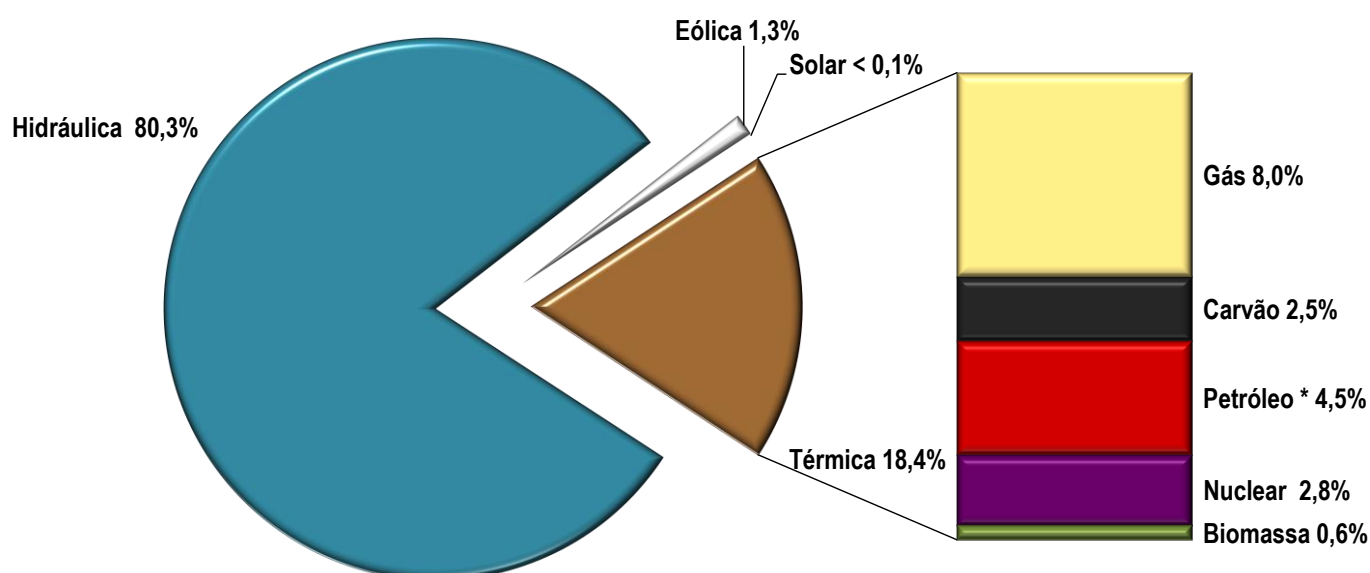


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até janeiro 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		
	Jan/14 (GWh)	Evolução mensal (Jan/14 / Dez/13)	Evolução anual (Jan/14 / Jan/13)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>38.926</b>	<b>7,4%</b>	<b>13,9%</b>	<b>432.599</b>	<b>413.713</b>	<b>-4,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.295</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-12,0%</b>	<b>80.484</b>	<b>108.968</b>	<b>35,4%</b>
Gás	3.749	5,0%	-26,2%	37.568	50.192	33,6%
Carvão	1.224	8,5%	32,9%	7.117	12.711	78,6%
Petróleo *	1.690	50,6%	-24,3%	8.144	15.050	84,8%
Nuclear	1.350	3,4%	40,6%	14.653	13.851	-5,5%
Biomassa	281	-76,9%	23,1%	13.003	17.165	32,0%
<b>Eólica</b>	<b>627</b>	<b>-0,9%</b>	<b>32,2%</b>	<b>5.040</b>	<b>6.618</b>	<b>31,3%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,16</b>	<b>8,0%</b>	<b>-</b>	<b>1,10</b>	<b>1,42</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>47.848</b>	<b>5,8%</b>	<b>8,6%</b>	<b>518.124</b>	<b>529.299</b>	<b>2,2%</b>

\* 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 janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

A produção de energia elétrica por térmicas a gás natural nos Sistemas Isolados iniciou-se em março de 2010 em planta piloto do Sistema Manaus. A partir de outubro de 2010 foram iniciadas as conversões das primeiras unidades geradoras para gás natural e atualmente encontram-se em operação comercial os PIEs Tambaqui, Jaraqui, Manauara, Cristiano Rocha e Gera e as UTEs Mauá e Aparecida, da Amazonas Energia.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/14 (GWh)	Evolução mensal (Jan/14 / Dez/13)	Evolução anual (Jan/14 / Jan/13)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>150</b>	<b>2,6%</b>	<b>8,8%</b>	<b>1.559</b>	<b>1.773</b>	<b>13,7%</b>
<b>Térmica</b>	<b>679</b>	<b>-26,3%</b>	<b>-23,6%</b>	<b>10.436</b>	<b>9.793</b>	<b>-6,2%</b>
Gás	178	-49,0%	-43,9%	3.484	3.626	4,1%
Petróleo *	502	-12,4%	-12,3%	6.952	6.168	-11,3%
<b>TOTAL</b>	<b>830</b>	<b>-22,3%</b>	<b>-19,2%</b>	<b>11.995</b>	<b>11.567</b>	<b>-3,6%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis. Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: Eletrobras

\*\* O sistema Manaus foi eletricamente interligado, porém não está totalmente integrado ao SIN.



## 7.4. Geração Eólica \*

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade do mês de janeiro de 2014 aumentou 0,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 40,4%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 6,9 p.p. no mesmo período, atingindo 21,9%.

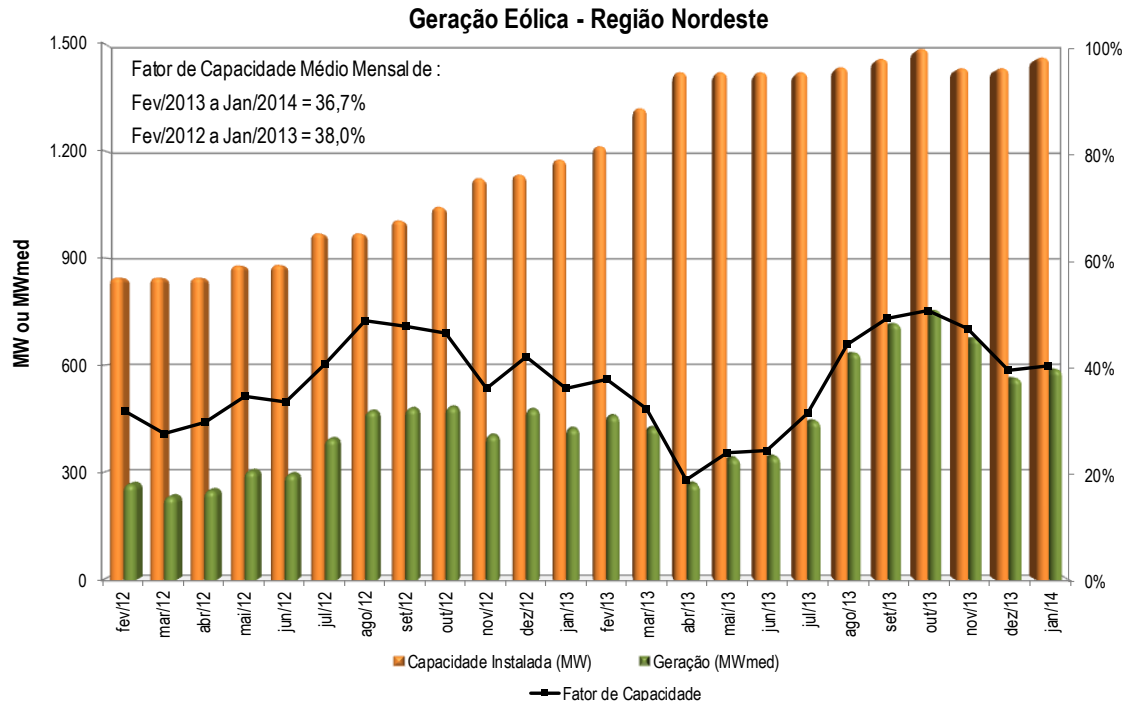


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

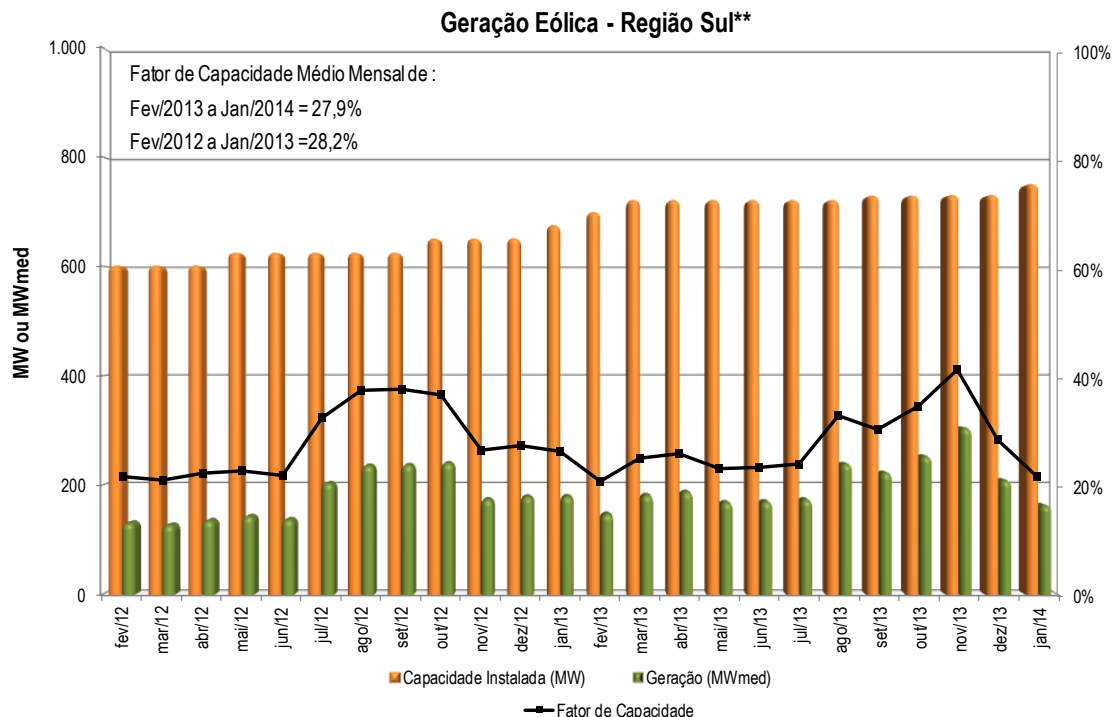


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até janeiro 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 janeiro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.104,6 MW médios, dos quais foram entregues 27,3%, ou 301,3 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

No ano de 2012, foi destinada ao CER 60,9 %, ou 738,0 MWmédios, da geração esperada\*\* de 1.212,3 MWmédios.

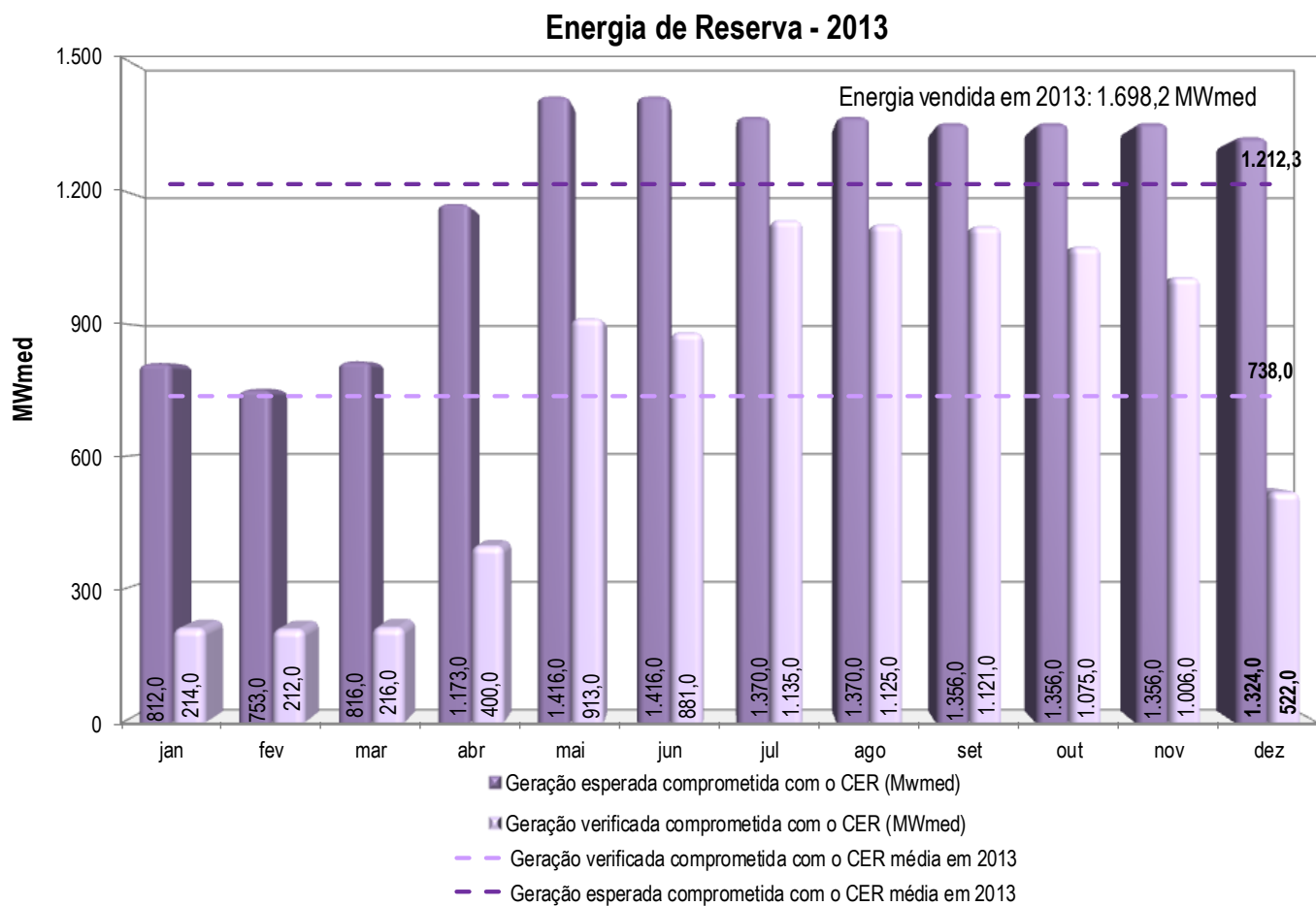
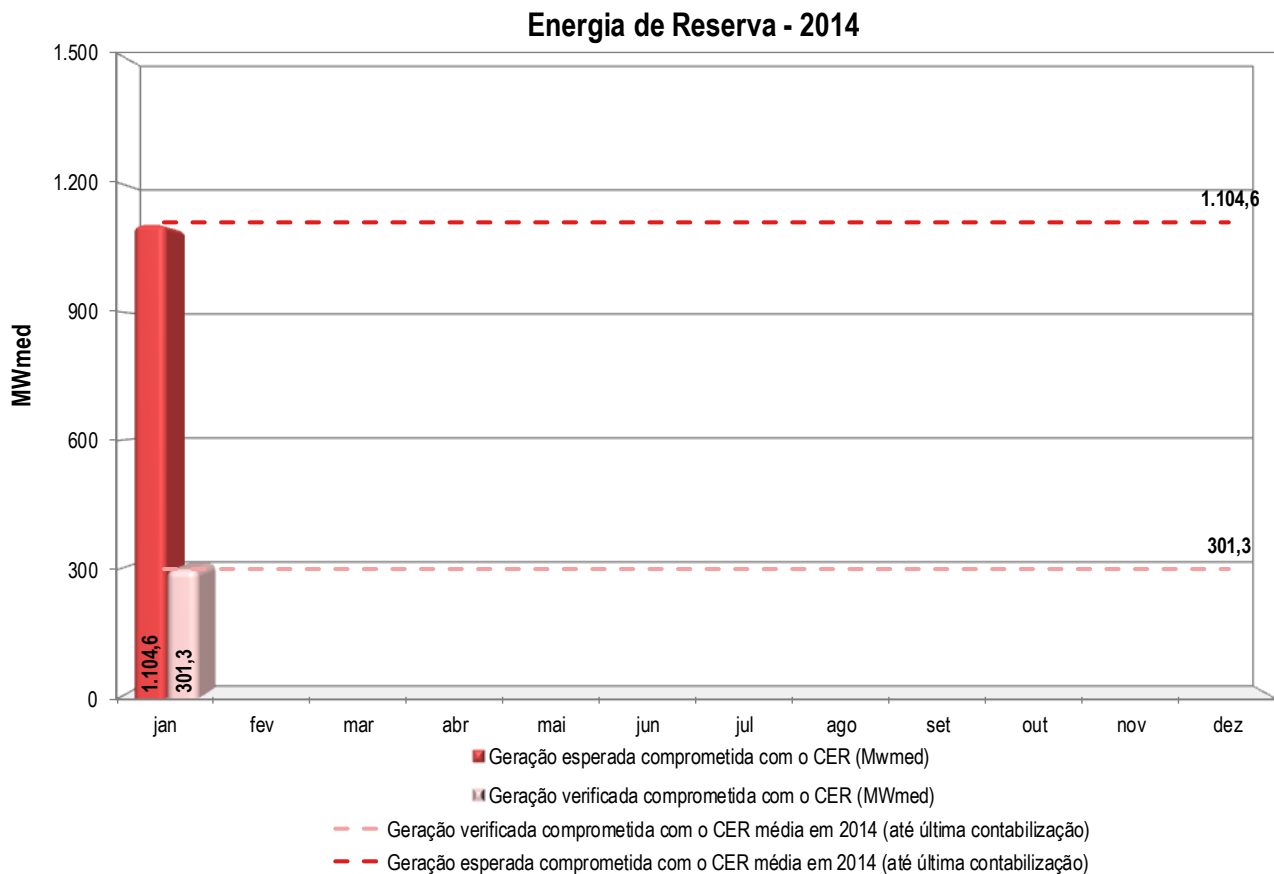


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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.

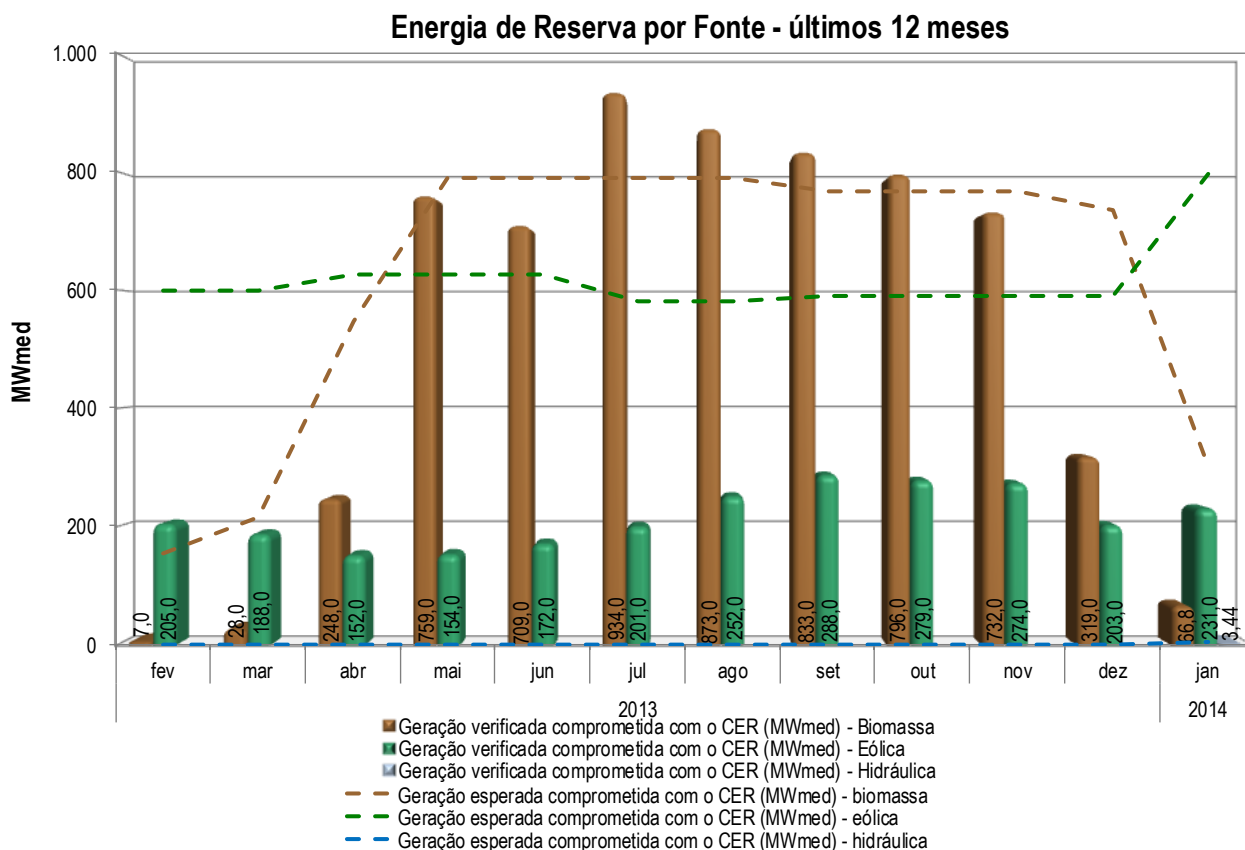
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



**Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.**

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE



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

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

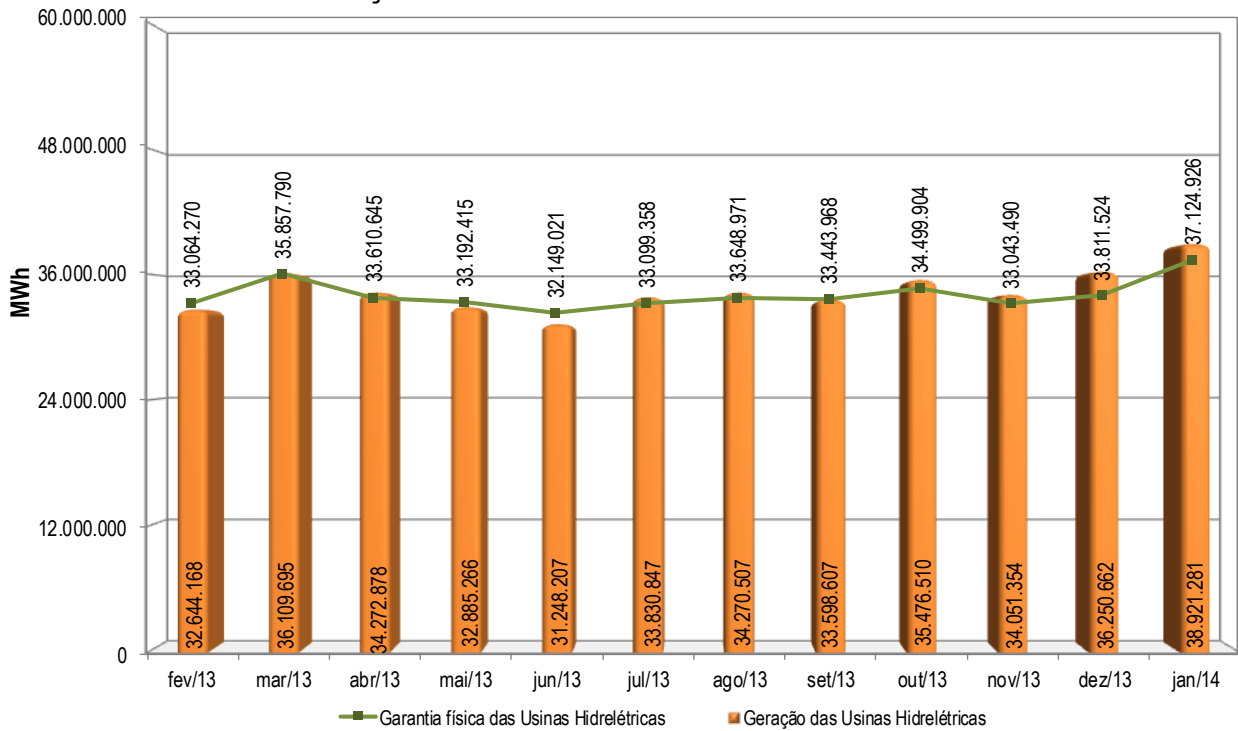


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

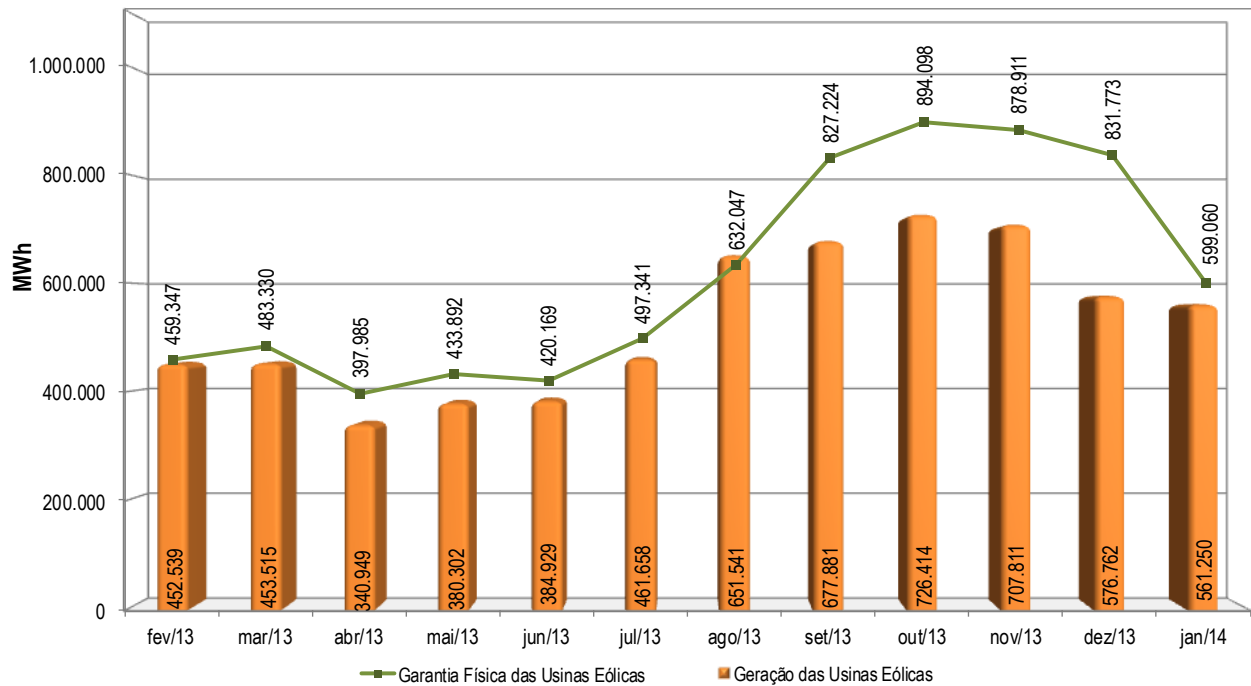


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

\*\* O aumento do valor da garantia física do mês de setembro em relação aos anteriores deve-se principalmente à inclusão das garantias físicas das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



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

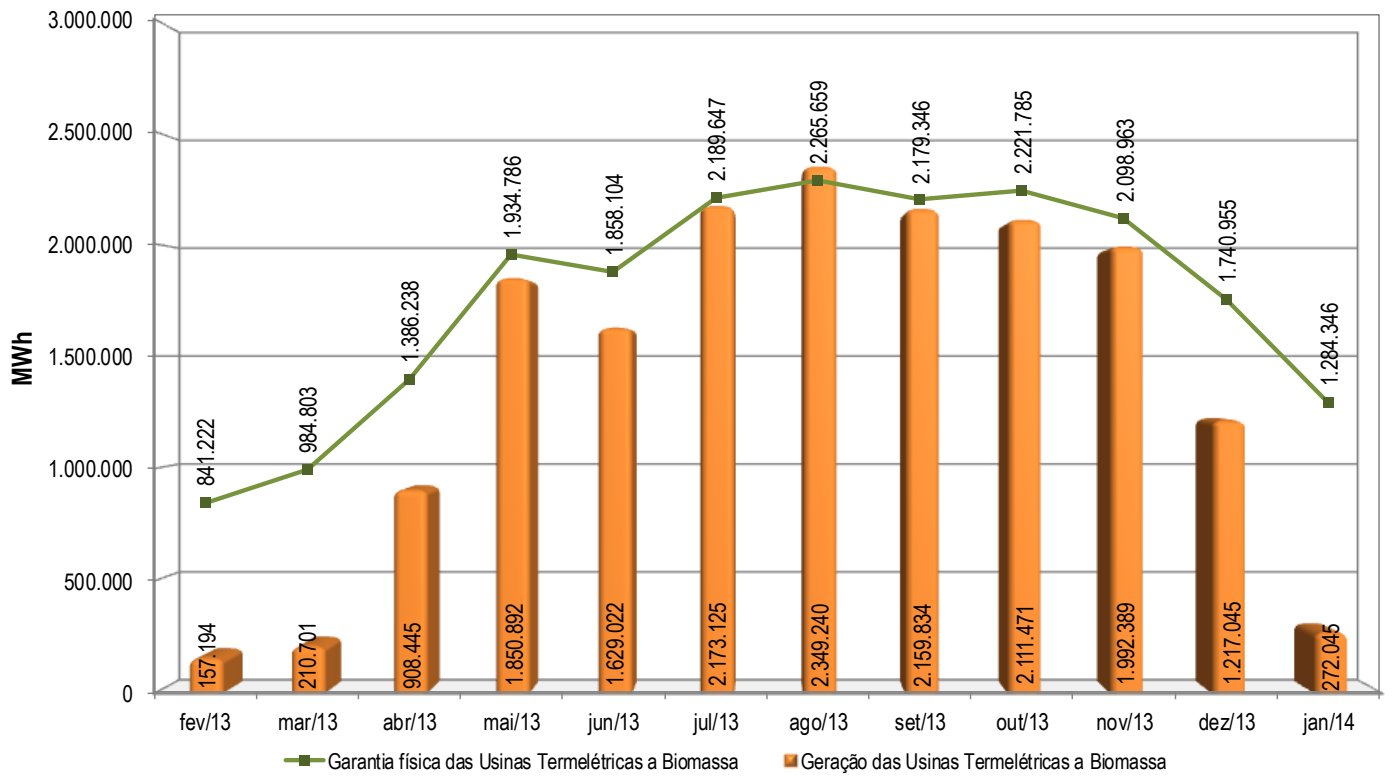


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

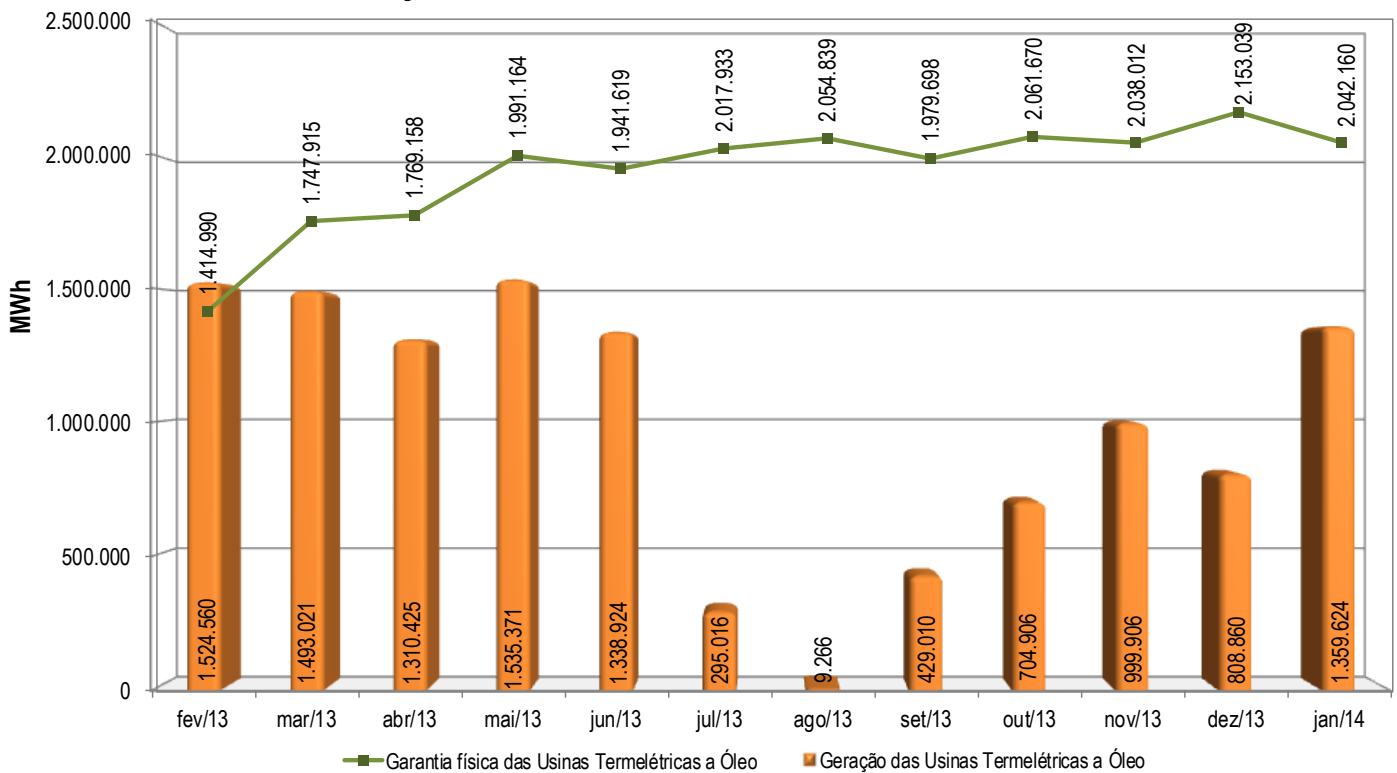


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE



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

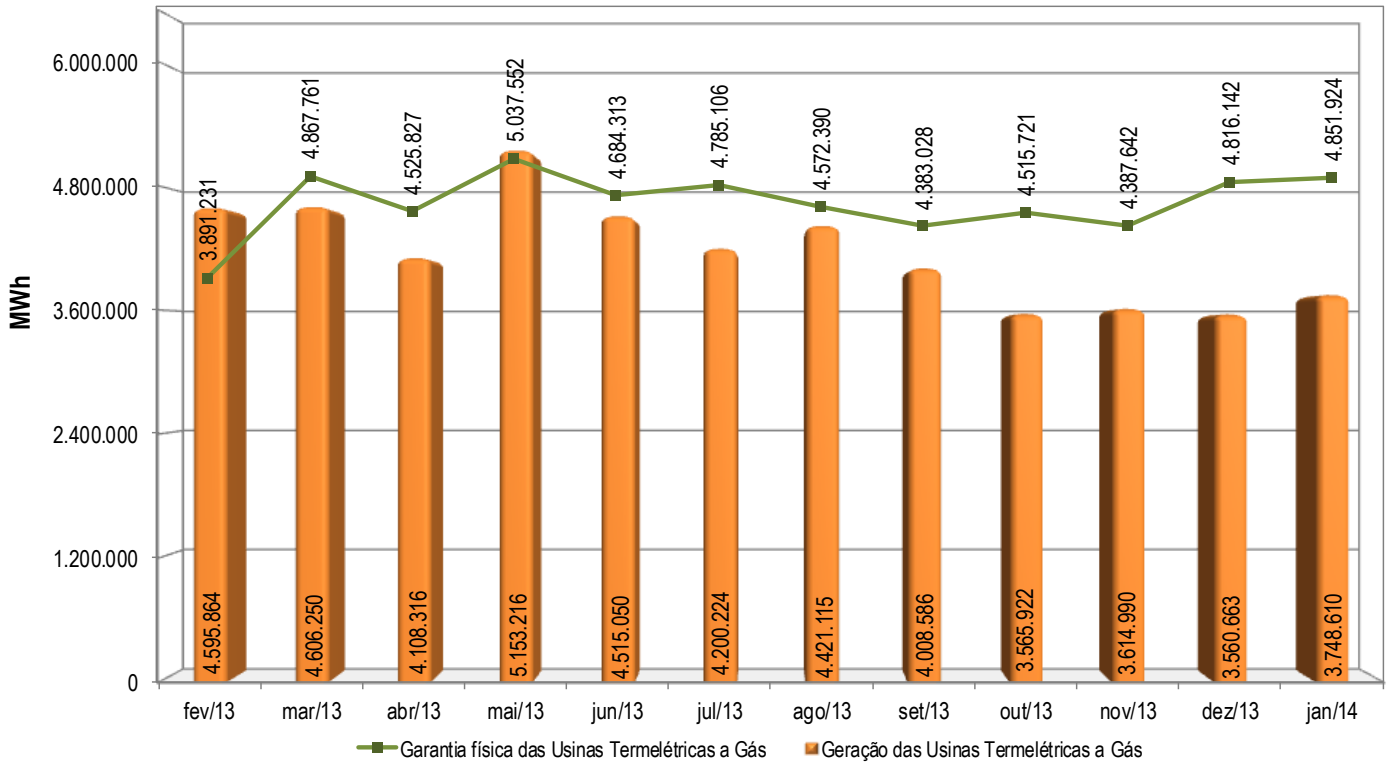


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

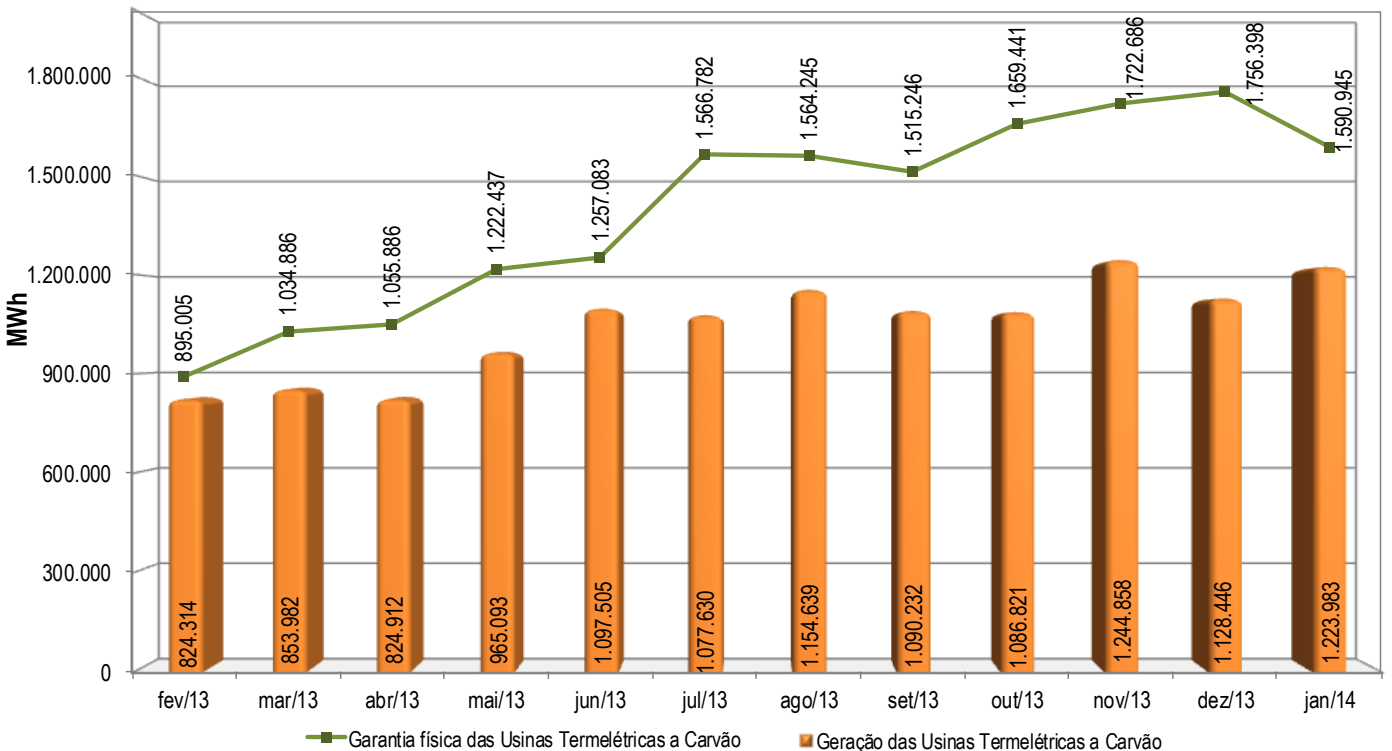


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

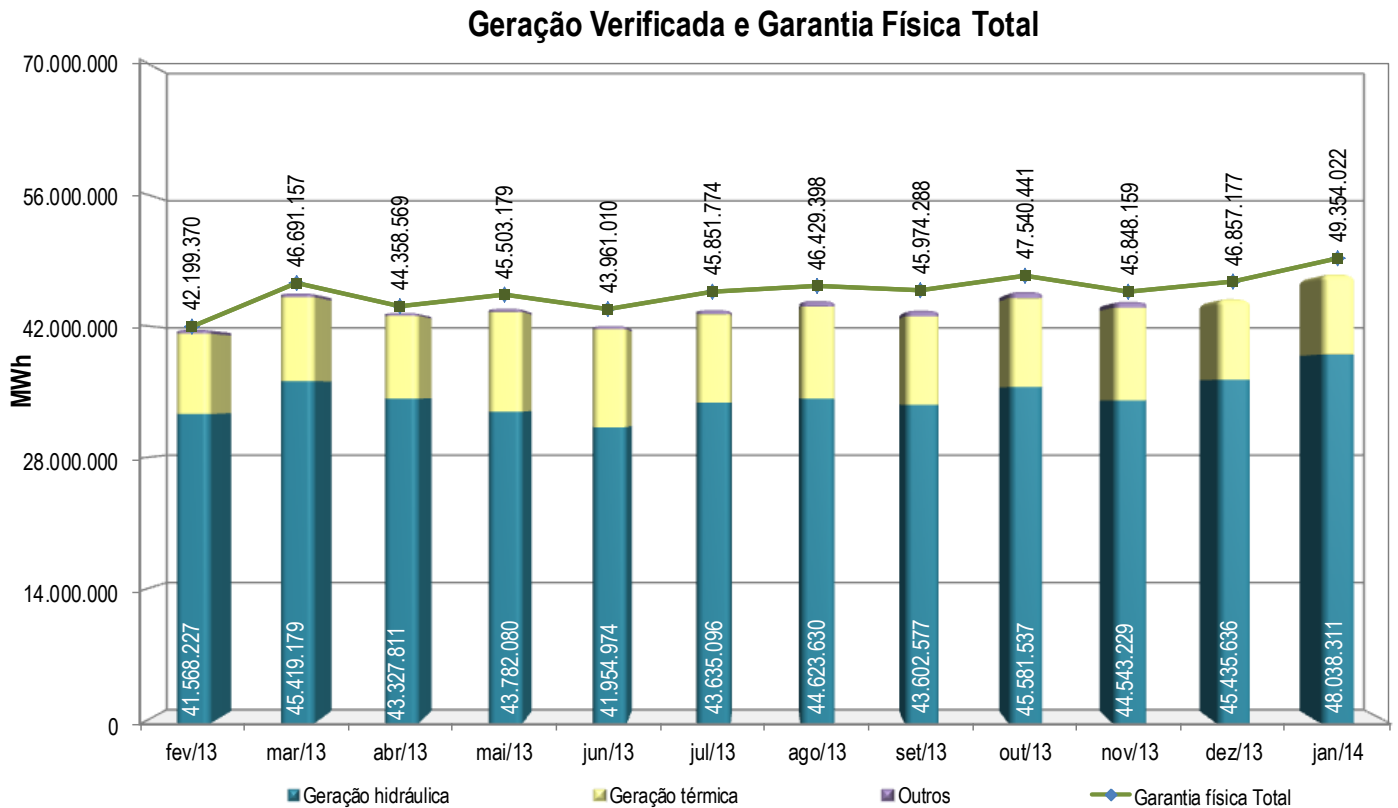


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de fevereiro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 944,4 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 3 máquinas (unidades 21,22 e 24), total de 212,470 MW, em Rondônia;
- UHE Jirau, 3 máquinas (unidades 40,30 e 1), total de 225,0 MW, em Rondônia;
- PCH Retiro, 1 máquina (unidade 16), com 16,0 MW, em São Paulo;
- UTE MC2 Nova Venécia 2, 1 máquina (unidade 23), com 7,4 MW, no Maranhão;
- UTE RJR, 2 máquinas (unidades 2 e 3), total de 8,02 MW, no Rio de Janeiro;
- UTE Baixada Fluminense, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 344,0 MW, no Maranhão;
- UEE Atlântica I, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Atlântica II, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Atlântica V, 3 máquinas (unidades 9,10 e 4), total de 9,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Areia Branca, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 27,3 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Mar e Terra, 11 máquinas (unidades 1 a 11), total de 23,1 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Cerro Chato IV, 5 máquinas (unidades 1 a 5), total de 10,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UFV Sol Morada Salitres e Rodeadouro, com 2,103 MW, na Bahia.

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração (ACR+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 Fev/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
<b>Hidráulica</b>	453,5	526,8
<b>Térmica</b>	359,4	359,4
Gás	352,0	352,0
Petróleo	7,4	7,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	0,0	0,0
<b>Eólica</b>	129,4	179,4
<b>Solar Fotovoltaica</b>	2,1	2,1
<b>TOTAL</b>	<b>944,4</b>	<b>1.067,7</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>	3.451,1	3.690,6	4.839,8
<b>Térmica</b>	1.752,2	248,0	50,0
Gás	1.510,2	208,0	0,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	242,0	40,0	50,0
<b>Eólica</b>	2.347,0	5.796,3	281,9
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>7.550,3</b>	<b>9.734,9</b>	<b>5.171,7</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 Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 19/02/2014, 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 Fevereiro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 219,14 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Campina Grande II / Extremoz II C1, com 14,7 km, da Empresa CHESF, na Paraíba e Rio Grande do Norte;
- LT 525 kV Salto Santiago / Itá C2, com 187,0 km, da Empresa TSBE, no Paraná e Santa Catarina;
- LT 230 kV Extremoz II / Natal III C1, com 14,7 km, da Empresa CHESF, no Rio Grande do Norte;
- LT 230 kV Extremoz II / João Câmara II C1, com 82,0 km, da Empresa CHESF, no Rio Grande do Norte.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	111,4	897,40
345	0,0	0,00
440	0,0	0,00
500	187,0	187,00
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>298,4</b>	<b>1.084,40</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:

- 2º transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Rio Largo II (CHESF), em Alagoas;
- 3º transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Naranjiba (NARANDIBA), em Bahia;
- 4º transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Pici II (CHESF), no Ceará;
- 3º transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Porto Alegre 8 (CEEE- GT), no Rio Grande do Sul;
- 7º transformador 230/69 kV – 50 MVA na SE Nova Prata 2 (CEEE- GT), no Rio Grande do Sul;
- 1º e 2º transformadores 230/69 kV – 180 MVA cada, total de 360 MVA, na SE João Câmara II (CHESF), no Rio Grande do Norte.

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

	Realizado em Fev/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>793,0</b>	<b>1.593,0</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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



### 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	4.002,0	2.403,0	75,0
345	51,0	92,0	0,0
440	152,0	0,0	0,0
500	3.437,0	4.390,0	9.334,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>10.024,0</b>	<b>6.885,0</b>	<b>9.409,0</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>25.248,0</b>	<b>12.877,0</b>	<b>4.063,0</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 17/02/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de fevereiro foi verificado um total de 15.052 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Desse total, cerca de 160 MW médios foram programados por restrição elétrica e que incluem restrições locais para intervenção em equipamentos.

O Custo Marginal de Operação – CMO elevou-se acentuadamente no mês, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sendo a previsão de vazões o parâmetro de maior impacto das revisões. O valor máximo do mês foi R\$ 1.777,54 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na terceira semana operativa do mês. Destaca-se que na primeira semana operativa de fevereiro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD atingiu o seu valor máximo de R\$822,83, estabelecido pela ANEEL, para todos os patamares de carga e submercados. O patamar recorde anterior do PLD foi de R\$569,59, para todos os patamares de carga e submercados, registrado em janeiro de 2008.

Na primeira semana operativa houve descolamento do CMO dos subsistemas Nordeste e Norte-Interligado em relação aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em todos os patamares de carga. Nas demais semanas operativas, o deslocamento permaneceu e ocorreu inclusive entre os subsistemas Nordeste e Norte-Interligado, em todos os patamares de carga, devido ao atingimento do limite de limites de intercâmbio.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

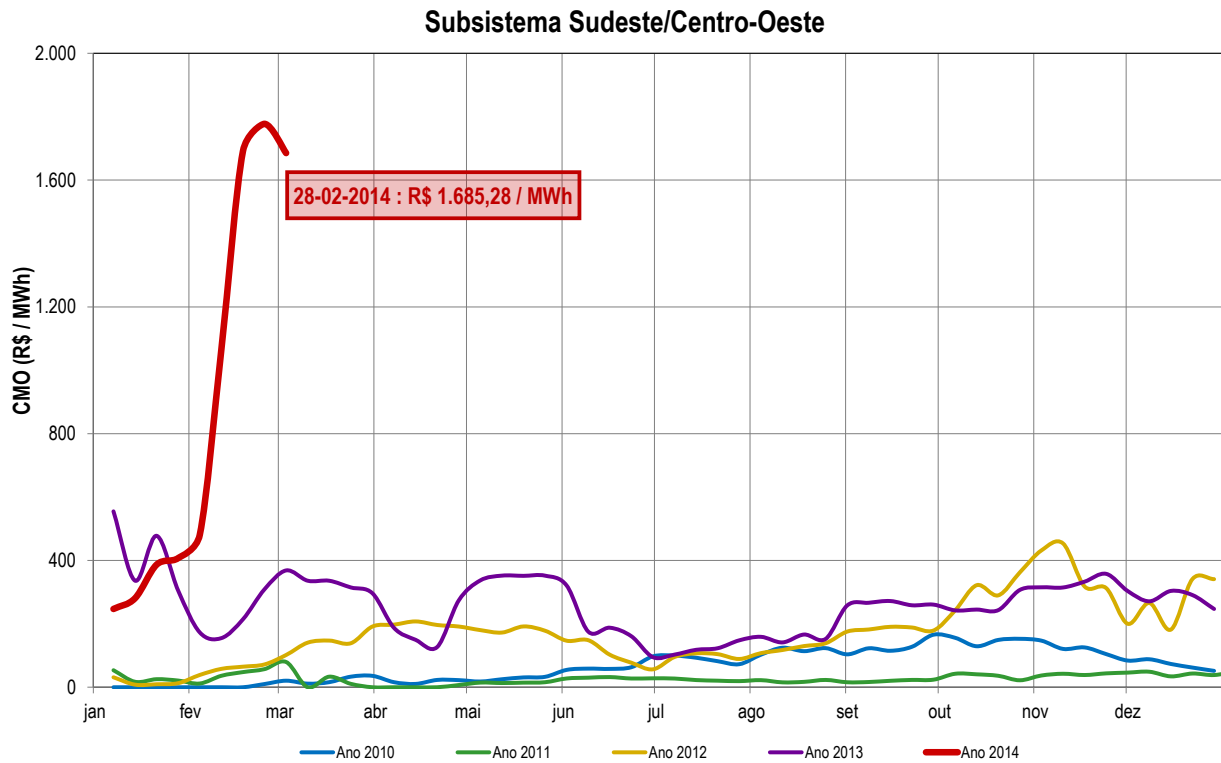


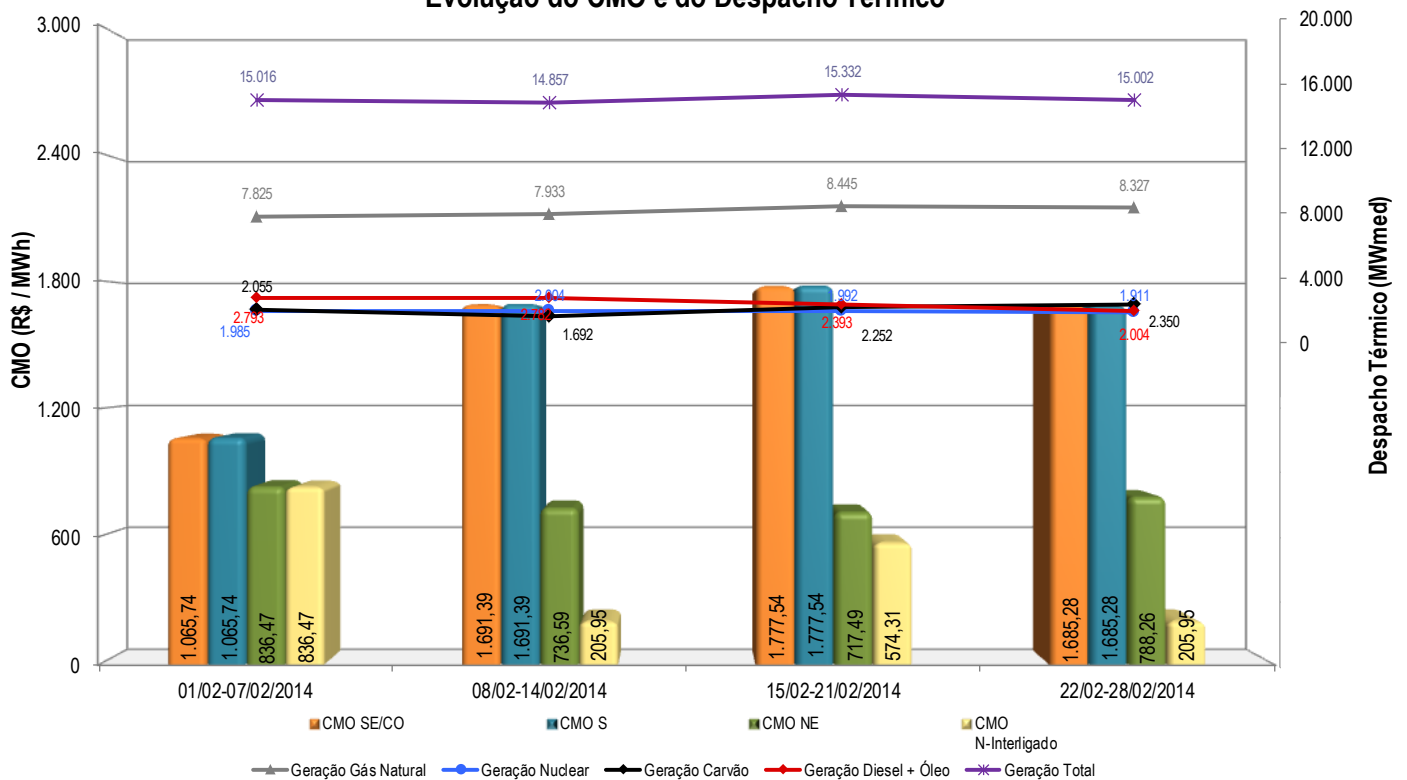
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico



Fonte: ONS



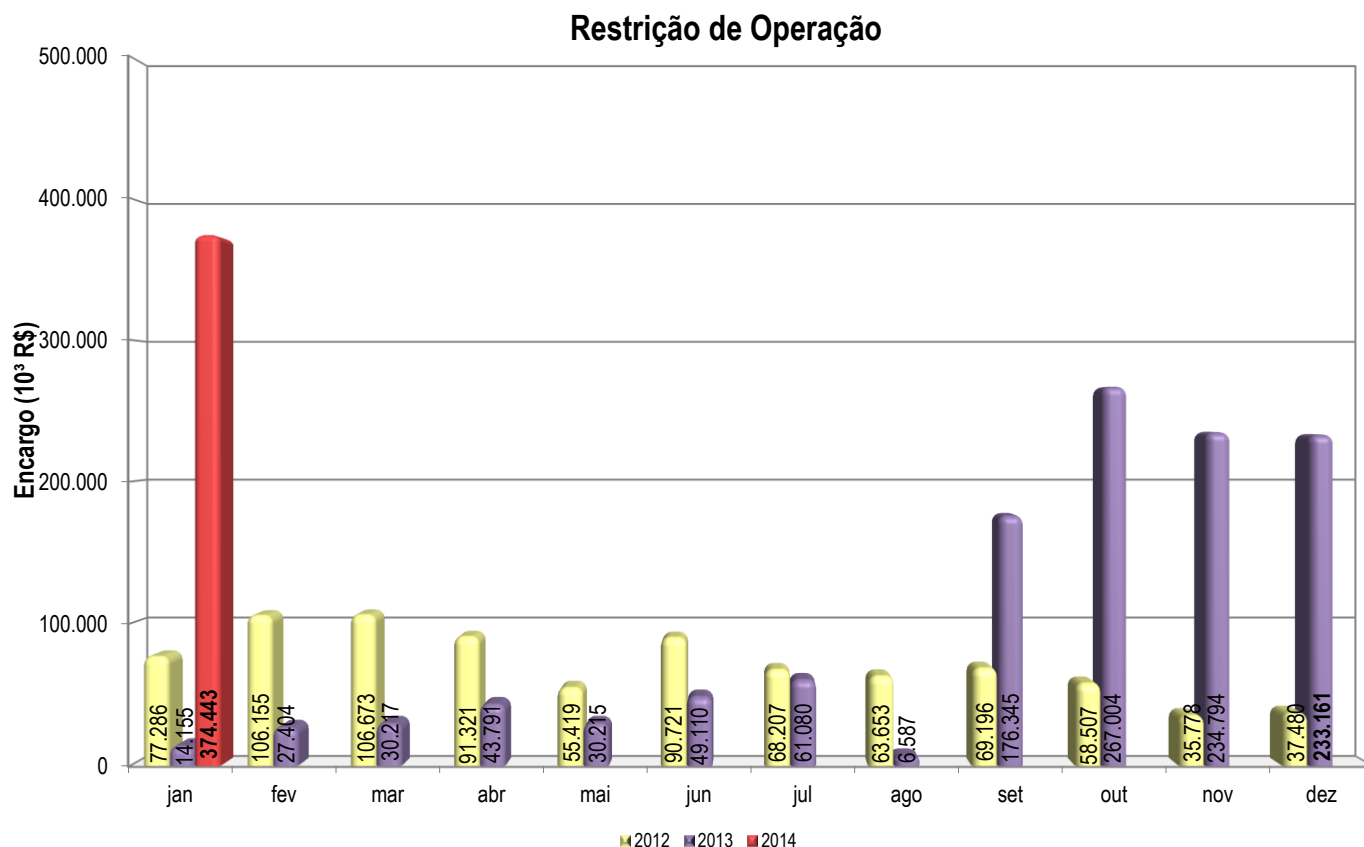
## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2014 foi de R\$ 380,1 milhões, valor quase 60% superior aos R\$ 239,4 milhões dispendidos no mês anterior. O valor de janeiro de 2014 é composto por R\$ 374,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e por R\$ 5,7 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.

Ressalta-se que não houve pagamento de encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

No período o encargo Restrição de Operação aumentou 60% em comparação ao verificado no mês anterior, especialmente devido à indisponibilização dos circuitos 1 e 2 da LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz a partir do dia 05 de janeiro, permanecendo indisponível durante todo o mês, devido à queda de torres por ações de vandalismo. Esse fato resultou na redução do intercâmbio de energia para a Região Nordeste e conseqüente necessidade de geração térmica adicional para atendimento ao mercado.

Destaca-se que entre dezembro de 2013 e janeiro de 2014 houve aumento da ordem de 45% de geração térmica por razões elétricas, resultando no aumento observado de 60% no valor do encargo associado, conforme citado anteriormente.



**Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.**

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE



### Segurança Energética

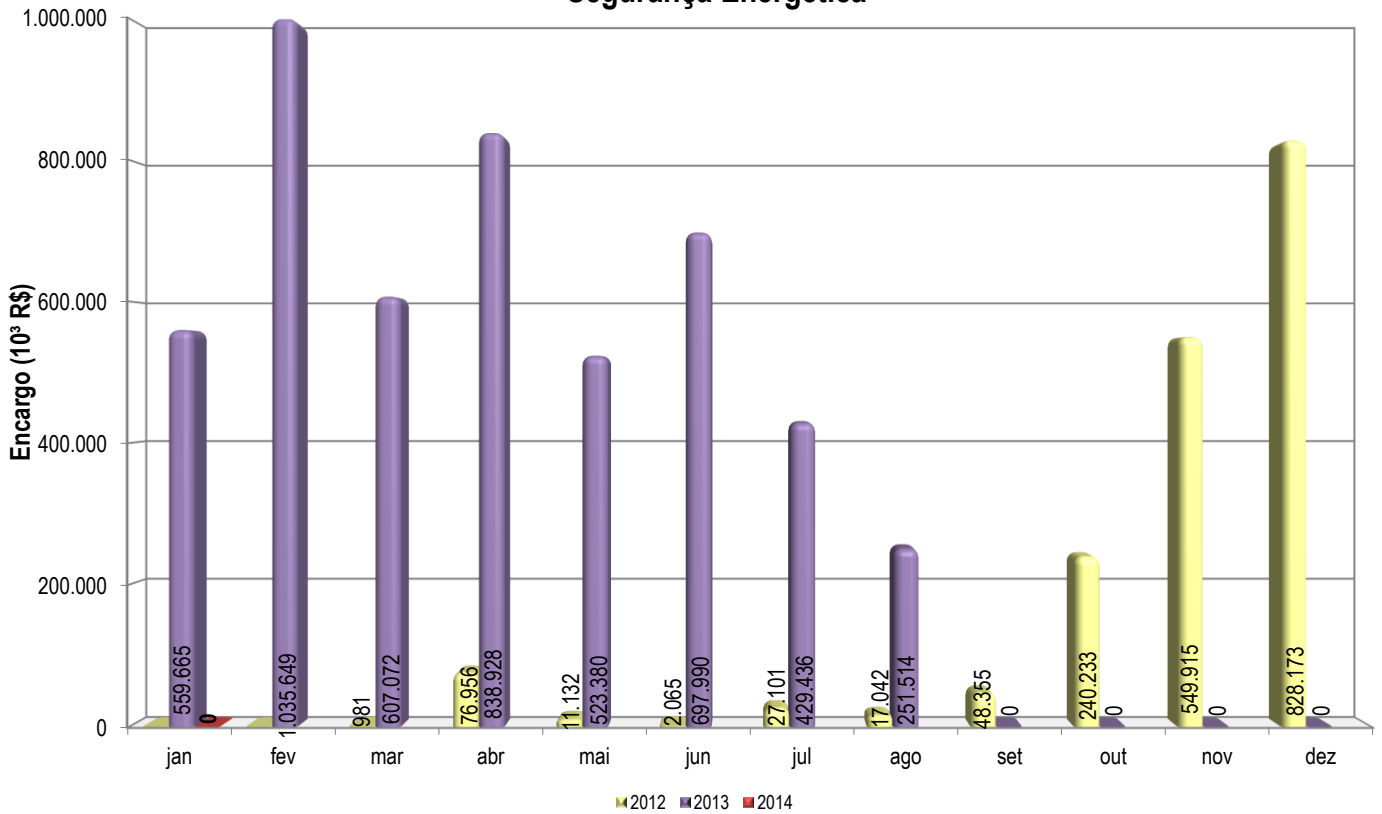


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE

### Serviços Ancilares

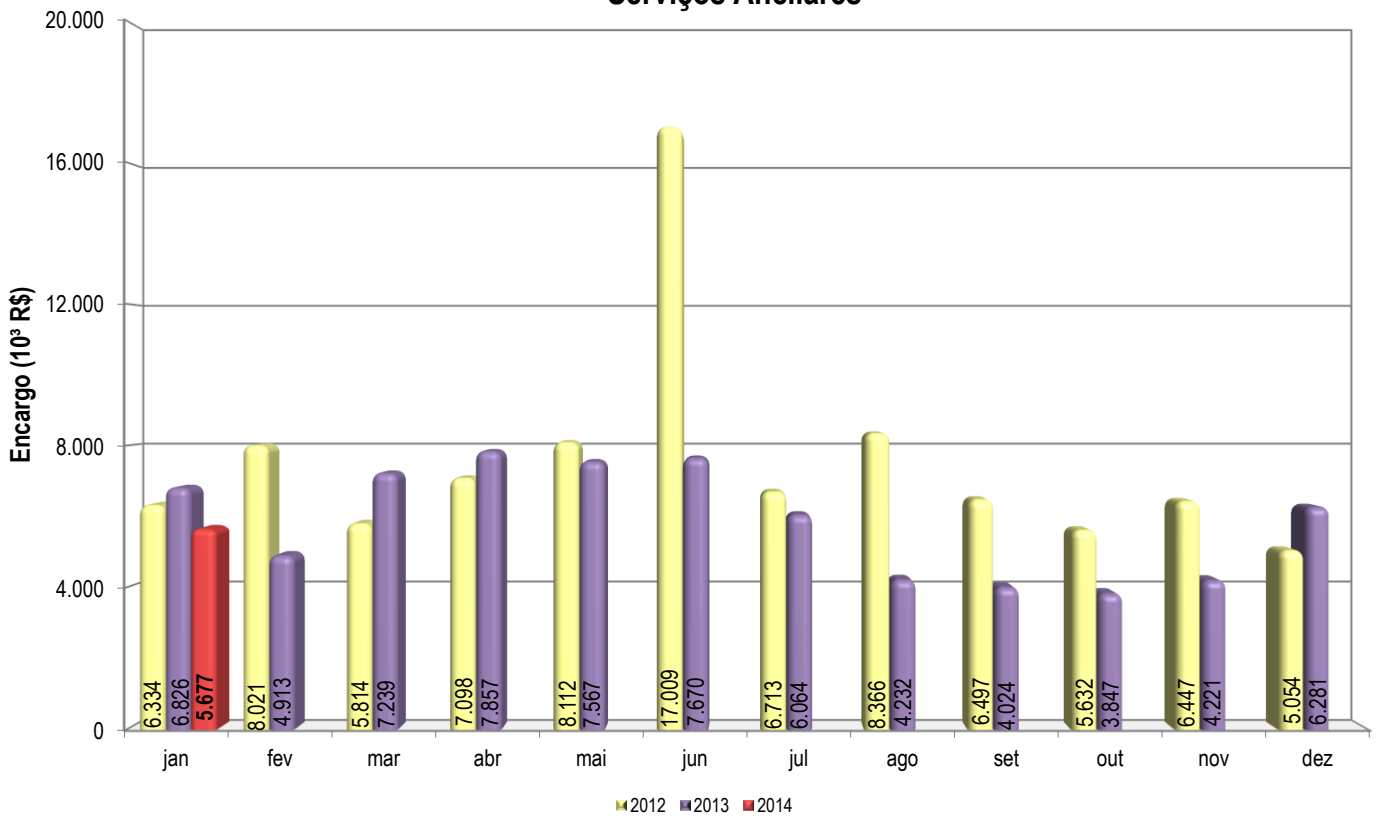


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2014.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2014 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 04 de fevereiro, às 14h03min:** Desligamento de cargas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, por atuação do ERAC e posterior corte manual por solicitação do ONS, devido a desligamentos de linhas de transmissão da Interligação Norte-Sul. Houve interrupção de **6.794,54 MW** de cargas no SIN. Causa: Curtos-circuitos simultâneos nas LTs Colinas - Miracema C2 e C3 provavelmente ocasionados por descargas atmosféricas.
- **Dia 11 de fevereiro, às 20h21min:** Desligamento automático da transformação 345/138KV da SE Vitória e das LTs 138kV Vitória / Pitanga C1, C2, C3 e C4, levando a diversos desligamentos na malha do Espírito Santo. Houve interrupção de **1124 MW** de cargas, sendo **1100MW** de cargas da ECELSEA na região central e norte do Espírito Santo e **24 MW** de cargas da CEMIG supridas a partir da SE Conselheiro Pena. Causa: Explosão e incêndio de TCs referentes ao lado de 138 kV do Autotransformador AT-03 da SE Vitória.
- **Dia 15 de fevereiro, às 16h53min:** Desligamento automático do setor de 230KV da subestação Messias (CHESF), com subsequente desenergização das subestações 230KV Maceió, Penedo, Rio Largo II e Arapiraca III. Houve interrupção de **627 MW** de carga, sendo **472 MW** da Eletrobrás Distribuição Alagoas, **12 MW** da distribuidora Energisa Sergipe e **143 MW** do consumidor industrial BRASKEM. Causa: Manobra indevida de fechamento da chave seccionadora de 230 kV 34M7-5 de baipasse da LT 230 kV Angelim/Messias 04M7, durante normalização da LT após intervenção.

### 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2014.

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	6.795										
S	637	238										
SE/CO	2.281	1.439										
NE	252	877										
N-Int***	318	376										
Isolados	0	0										
<b>TOTAL</b>	<b>3.488</b>	<b>9.725</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2014.

Número de Ocorrências												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	1										
S	3	1										
SE/CO	8	3										
NE	2	2										
N-Int***	2	1										
Isolados	0	0										
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: ONS, Eletronorte

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

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

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

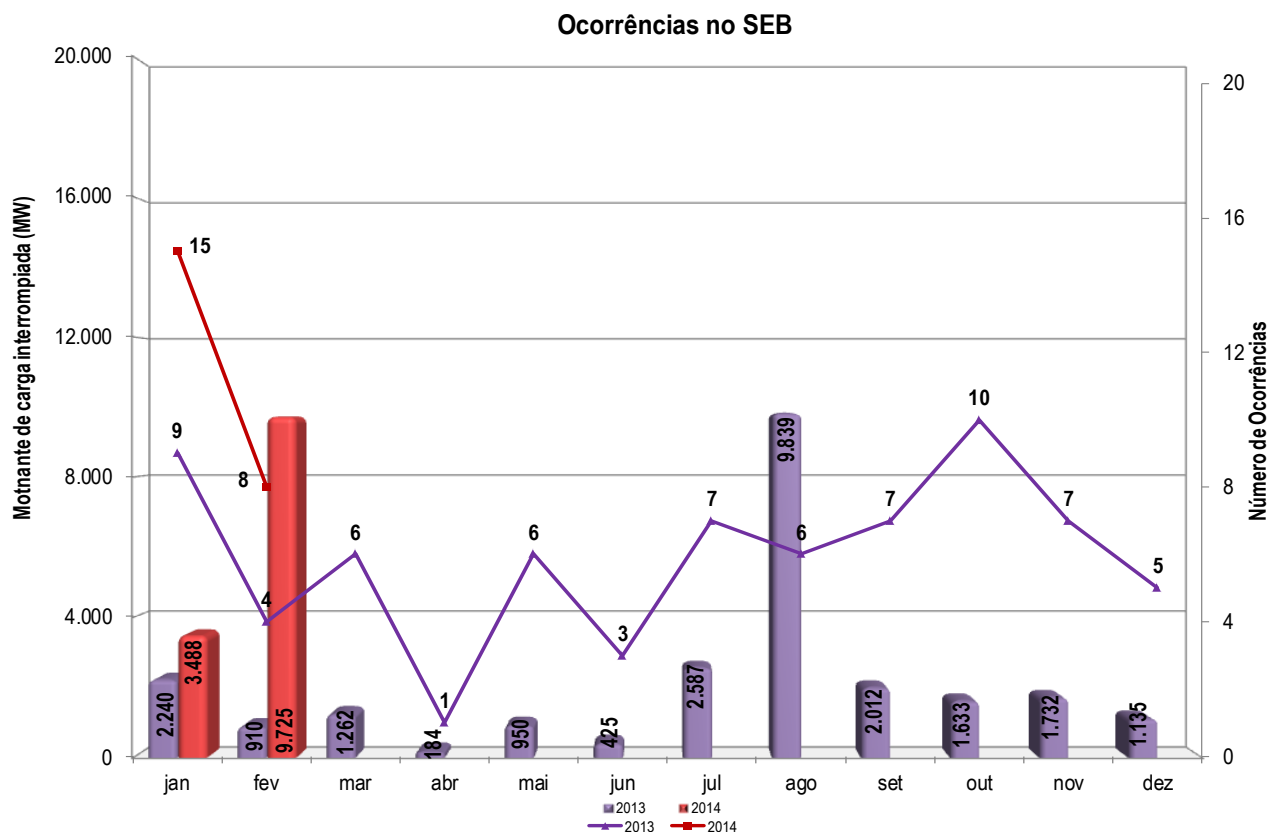


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que para o ano de 2014 foi definido o limite de 14,48 para o DEC, menor que o do ano anterior, e de 11,84 para o FEC, maior que no ano anterior.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,91												1,91	14,48
S	2,14												2,14	13,36
SE	1,28												1,28	8,90
CO	4,33												4,33	15,88
NE	1,79												1,79	16,98
N	4,39												4,39	44,11

Dados contabilizados até janeiro 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 - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,03												1,03	11,84
S	1,33												1,33	11,17
SE	0,67												0,67	7,20
CO	2,13												2,13	14,45
NE	0,87												0,87	12,08
N	2,59												2,59	42,05

Dados contabilizados até janeiro 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.



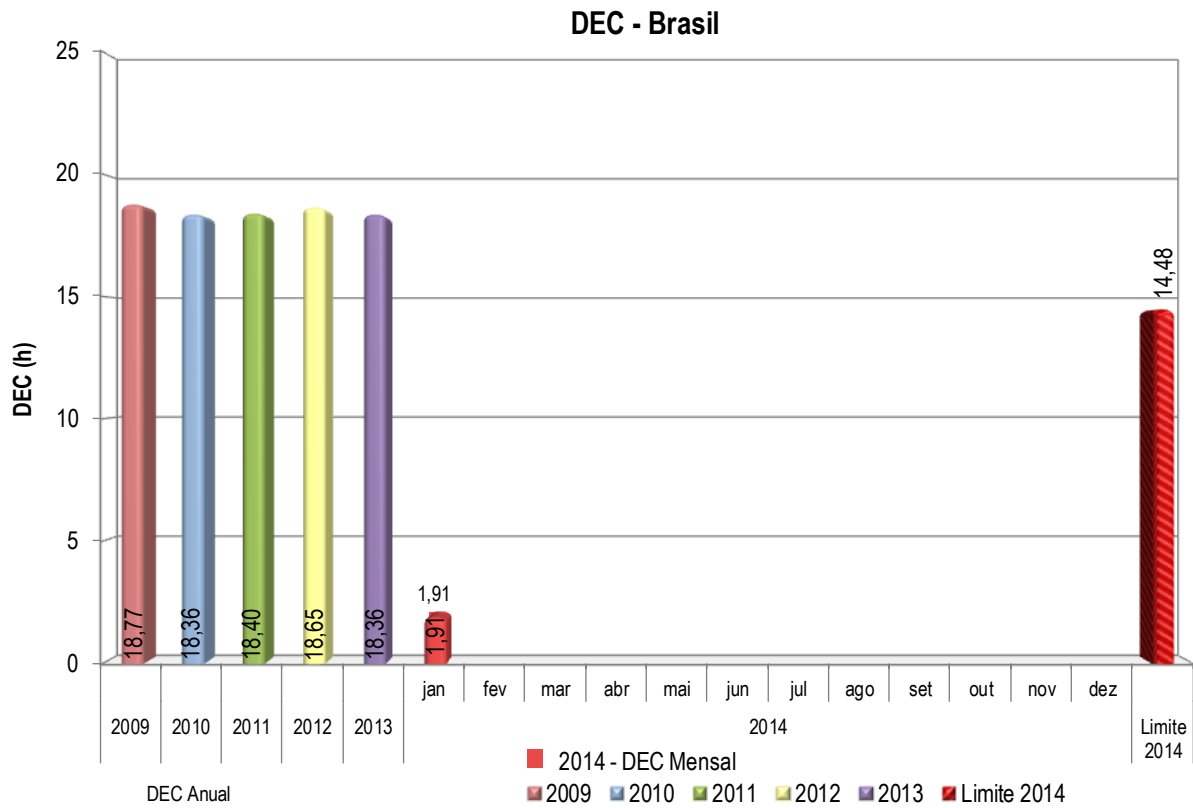


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

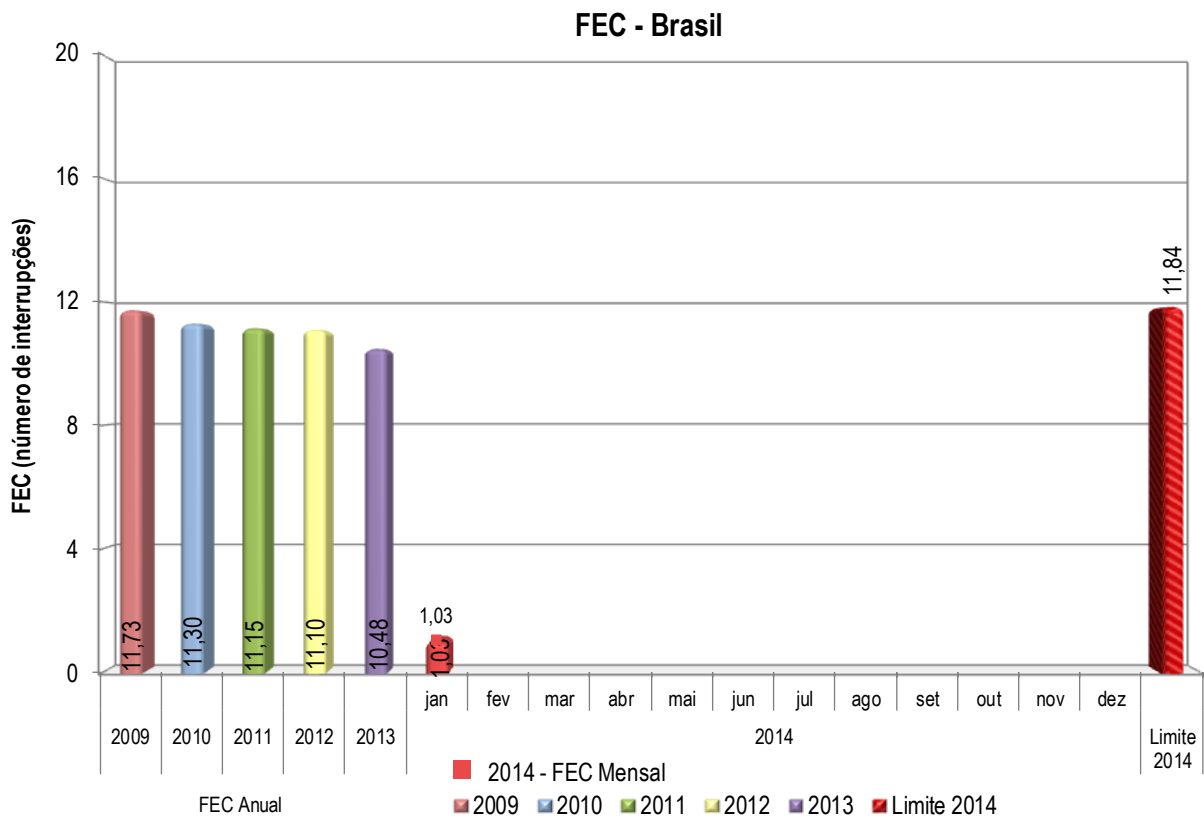


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



## GLOSSÁRIO

<b>ABRADEE</b> – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reactivo
<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>MW</b> - Megawatt ( $10^6$ W)
<b>BIG</b> – Banco de Informações de Geração	<b>MWh</b> – Megawatt-hora ( $10^6$ Wh)
<b>CAG</b> – Controle Automático de Geração	<b>MWmês</b> – Megawatt-mês ( $10^6$ Wmês)
<b>CVaR</b> – Conditional Value at Risk	<b>N</b> - Norte
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CER</b> - Contrato de Energia de Reserva	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>OCTE</b> – Óleo Leve para Turbina Elétrica
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>OC1A</b> – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
<b>CUST</b> – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	<b>OPGE</b> – Óleo Combustível para Geração Elétrica
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>POCP</b> – Procedimentos Operativos de Curto Prazo
<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