



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Março – 2014





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

**Março – 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 (MW médios).....	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 março foi caracterizado pela mudança do padrão meteorológico, com a passagem frequente de frentes frias, uma por semana, pelas regiões Sul e Sudeste. Esses sistemas ocasionaram anomalia positiva de precipitação nas bacias da região Sul. No entanto, a precipitação nas bacias das regiões Sudeste/Centro-Oeste permaneceu abaixo da média do mês. As temperaturas máximas estiveram dentro da normalidade em grande parte do Brasil. Destaca-se, em um histórico de 82 anos, ser essa a pior afluência para o mês de março para o subsistema Nordeste e a 7ª pior para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

No mês foram verificados 15.639 MWh 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 fevereiro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +1,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +8,8 p.p. no Sul, -0,6 p.p. no Nordeste e +5,2 p.p. no Norte.

No dia 18 de março de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou alteração da Resolução Normativa nº 337/2008 para incluir regra sobre a destinação dos excedentes financeiros da Conta de Energia de Reserva – CONER aos consumidores que contrataram essa energia.

No dia 21 de março de 2014 foi publicada a Portaria MME nº 118/2014, dispendo sobre a realização de leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes de geração. O leilão ocorrerá no dia 30 de abril de 2014, com preços-teto de R\$ 262 / MWh para produtos por disponibilidade e de R\$ 271 / MWh para produtos por quantidade, com prazo de suprimento de 01 de maio de 2014 a 31 de dezembro de 2016.

No dia 24 de março de 2014 a Agência Nacional de Águas – ANA publicou a Resolução nº 414, que suspendeu temporariamente a descarga mínima defluente da UHE Serra da Mesa, no rio Tocantins, até o dia 31 de maio de 2014.

No dia 26 de março de 2014, a ANA publicou a Resolução nº 416, que prorrogou a redução temporária da descarga defluente mínima das UHEs Sobradinho e Xingó, no rio São Francisco, até o dia 30 de abril de 2014.

No mesmo dia, a ANEEL publicou o ranking das concessionárias de distribuição de energia elétrica em relação à qualidade do serviço prestado no ano 2013. Para as 35 concessionárias de distribuição com o mercado faturado anual de energia maior que 1 TWh, as melhores colocadas foram a Companhia Energética do Ceará - COELCE, a Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz e a Companhia Energética do Maranhão - CEMAR.

No dia 28 de março de 2014 foi realizado com sucesso o Leilão nº 2/2014 para outorga da concessão da Usina Hidrelétrica - UHE Três Irmãos, atualmente sob operação da Companhia Energética de São Paulo – CESP. Essa foi a primeira usina a ser licitada entre aquelas que não tiveram a concessão renovada conforme as regras estabelecidas pelo governo federal no final de 2012. A UHE está localizada no Rio Tietê – Pereira Barreto (SP), possui capacidade instalada de 807,50 MW e sua primeira unidade geradora entrou em operação em 1993.

Na 141ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ocorrida em 12 de março, foi realizada avaliação das condições do atendimento eletroenergético ao SIN em 2014, tendo o Comitê destacado em Nota Informativa que o sistema elétrico dispõe das condições de equilíbrio estrutural necessárias para o abastecimento de energia ao país. Além disso, foi apresentada uma síntese do atendimento às cidades-sede da Copa do Mundo 2014, destacando que as exigências da FIFA serão atendidas em todas as localidades.

No mês de março entraram em operação comercial 902,3 MW de geração, 170,1 km de linhas de transmissão e 808,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 1.970,0 MW de novas usinas, 1.254,50 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 2.401,0 MVA de transformação na Rede Básica.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março 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 de março foi marcada pela ocorrência de intensa precipitação em áreas da Região Norte do País, especialmente na região central do Amazonas, leste do Acre e oeste de Rondônia. Volumes mais expressivos de chuva também foram observados nos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, bem como na porção central da Região Sul do Brasil. Embora tenham sido observadas áreas com anomalias positivas de precipitação na Região Sudeste, ainda foi predominante o déficit de precipitação na maior parte da Região. Na Região Nordeste, também verificou-se predominância de anomalias negativas de precipitação durante o período considerado.

Na segunda quinzena as frentes frias estiveram associadas a massas de ar frio que ocasionaram queda de temperatura nas regiões Sul e Sudeste.

O mês de março foi caracterizado pela mudança do padrão meteorológico, com a passagem frequente de frentes frias, uma por semana, pelas regiões Sul e Sudeste. Esses sistemas ocasionaram anomalia positiva de precipitação nas bacias da região Sul. No entanto, a precipitação nas bacias das regiões Sudeste/Centro-Oeste permaneceu abaixo da média do mês. As temperaturas máximas estiveram dentro da normalidade em grande parte do Brasil.

Em comparação ao mês de fevereiro, o mês de março apresentou aflúências superiores em todos os subsistemas, à exceção do subsistema Nordeste. Cabe destacar que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou o 6º pior valor de energia afluyente média mensal entre todos os meses de março do histórico\*. No subsistema Nordeste, foi verificada a menor média registrada em todo o histórico dos meses de março.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 63 %MLT – 34.724 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (7º pior valor\*), 165 %MLT – 11.441 MW médios no Sul (9º melhor valor\*), 26 %MLT – 3.885 MW médios no Nordeste (pior valor\*) e 115 %MLT – 17.418 MW médios no Norte-Interligado (24º melhor valor\*).

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

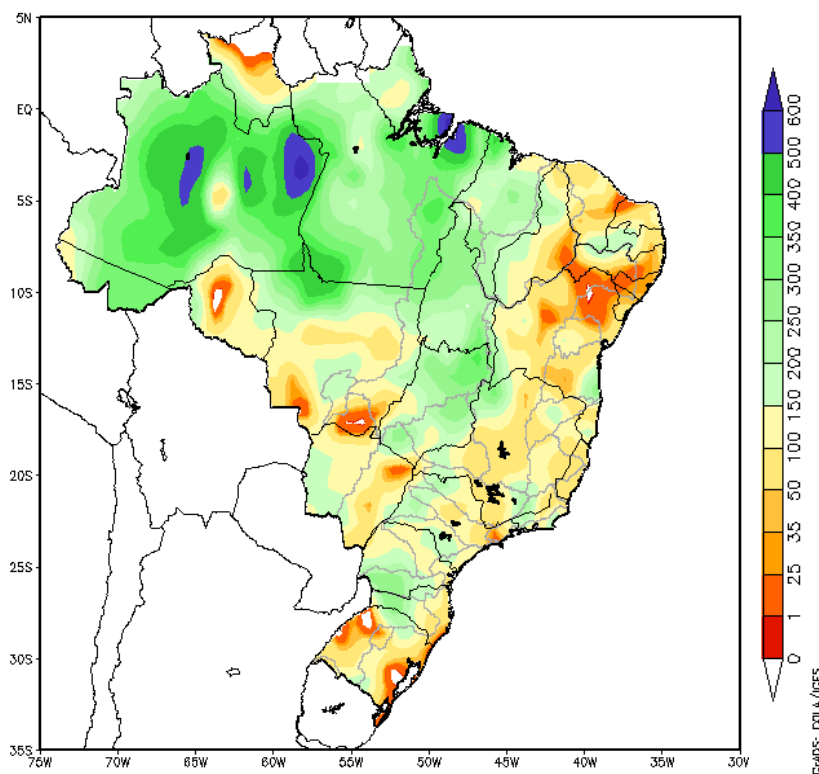


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/03/2014 a 31/03/2014 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

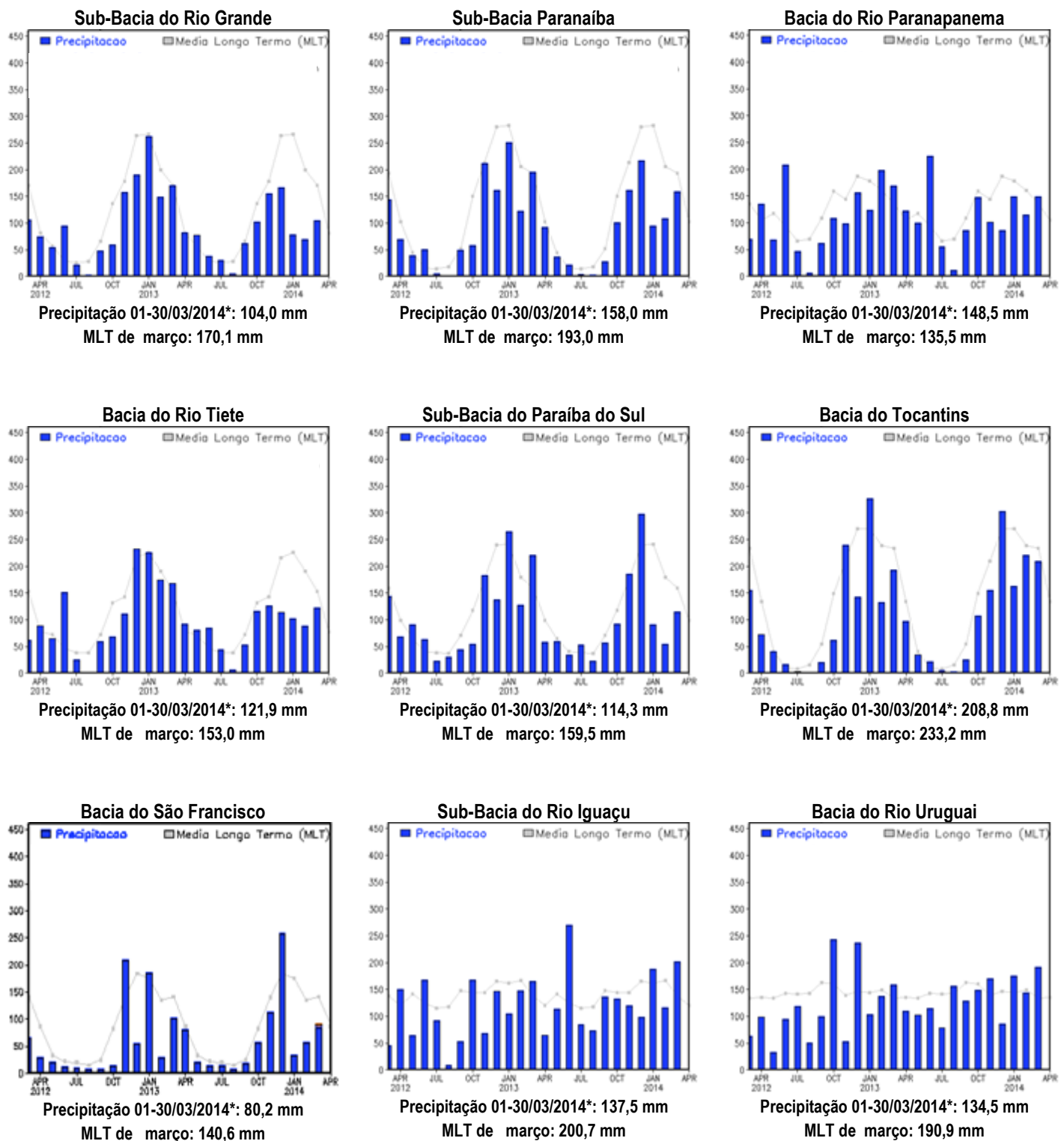


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 30/03/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

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

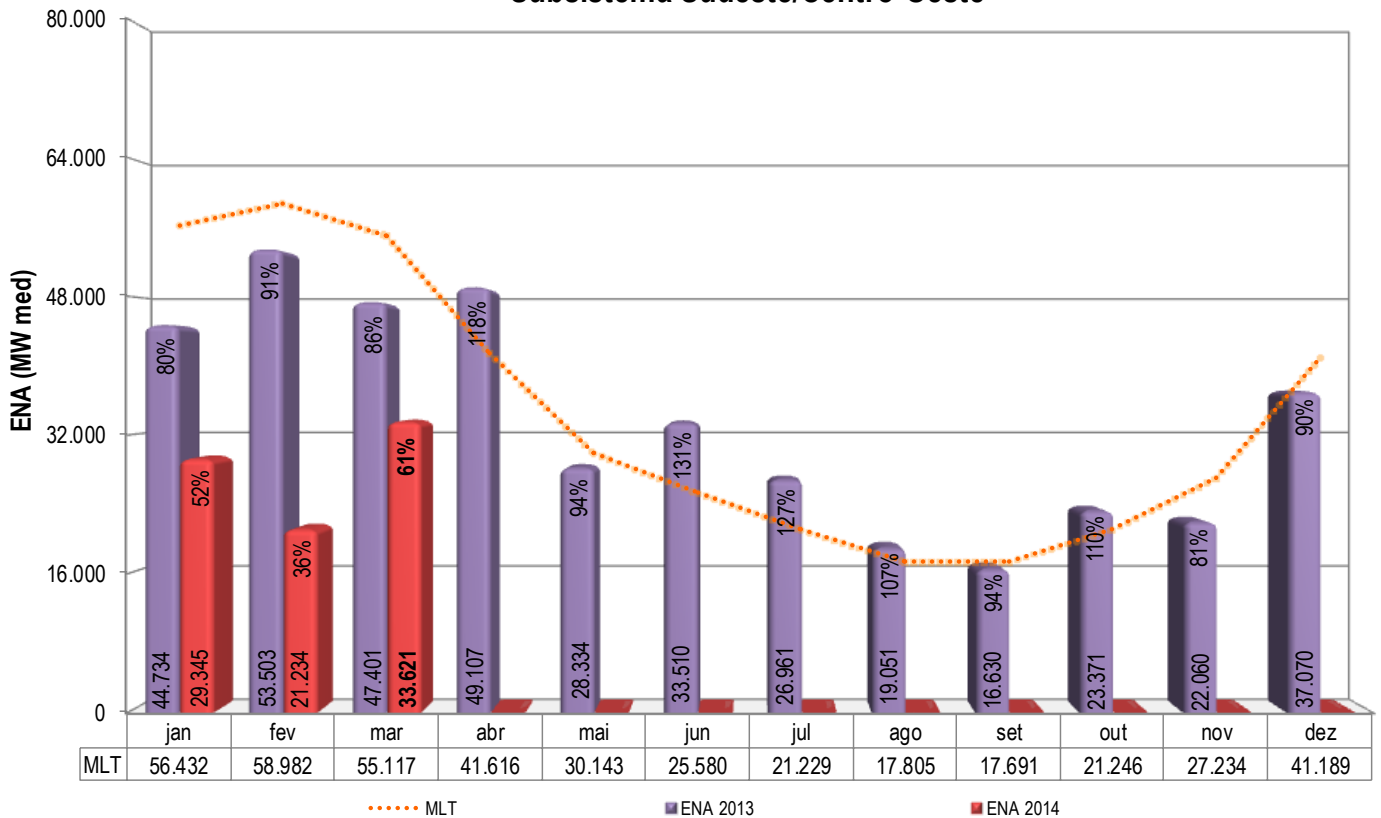


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul



Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

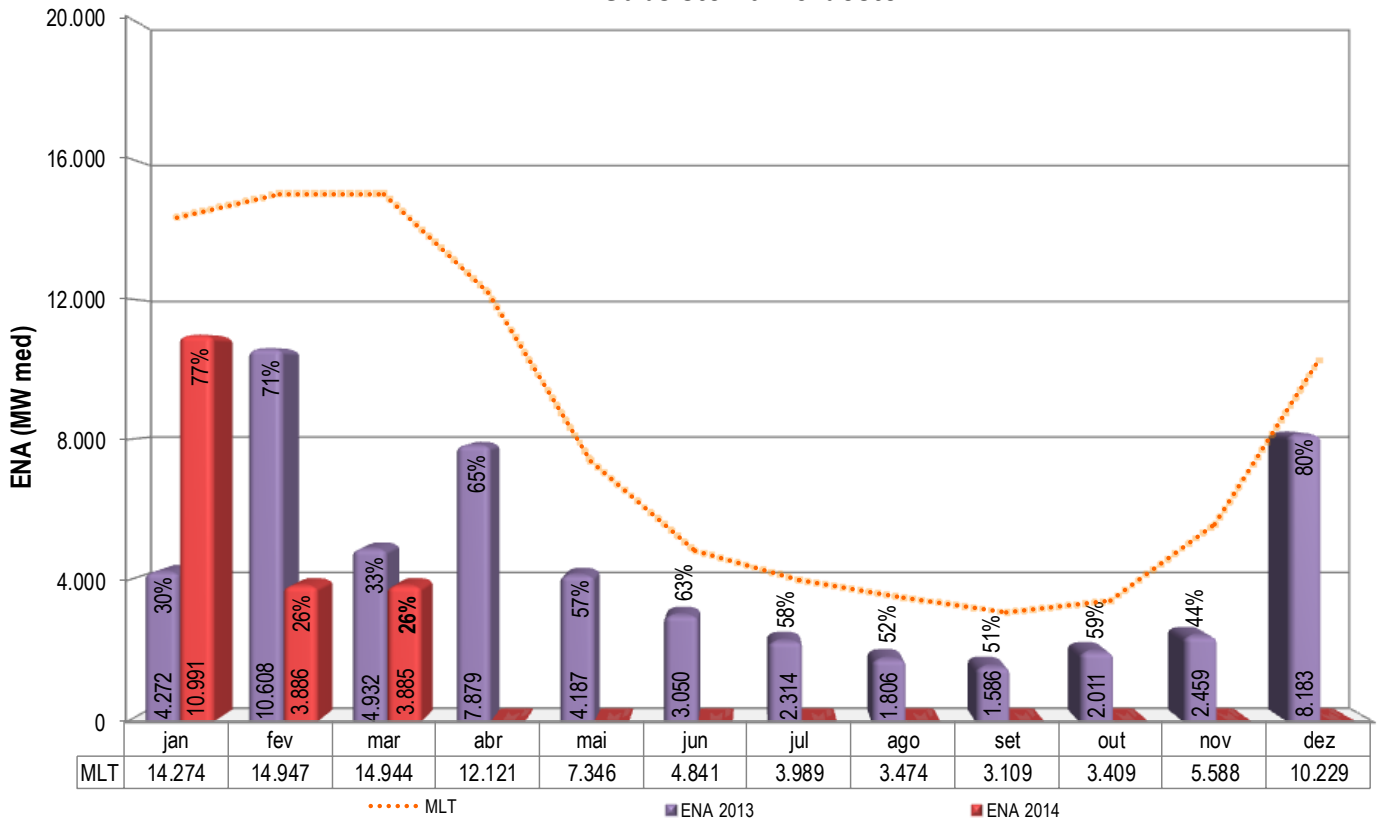


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

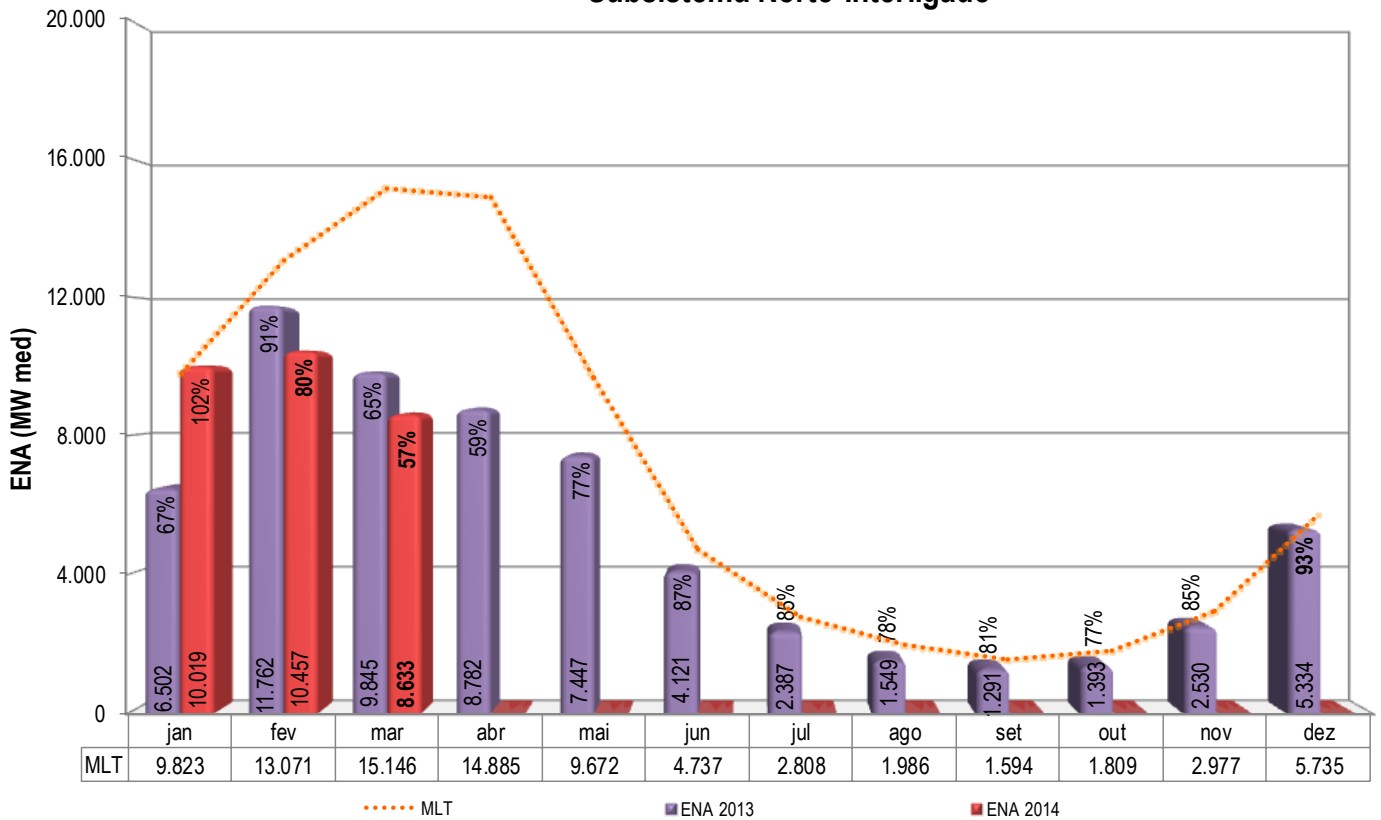


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em março de 2014 ocorreu replecionamento nos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Nordeste. Houve contribuição de cerca de 15.639 MWmédios de produção térmica no mês, cerca de 4% superior ao verificado no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um replecionamento de 1,7 p.p., atingindo 36,3 %EAR ao final do mês de março. 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. A cota a montante da UHE Itaipu iniciou o mês na ordem de 216,0 m e atingiu 218,0 m ao término do mês. Com relação à UHE Serra da Mesa, houve uma redução da vazão defluente ainda no início do mês, de 450 m<sup>3</sup>/s para 300 m<sup>3</sup>/s, permanecendo assim até o término do mês, sem serem observados os efeitos práticos da Resolução ANA nº 414/2014.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas ao máximo, em algumas semanas operativas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Ainda assim houve um replecionamento do reservatório equivalente em 8,8 p.p., atingindo 46,1 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de apenas 0,6 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 41,5 %EAR ao final do mês de março, valor inferior ao verificado no mesmo período do ano de 2013, mas ainda superior ao armazenamento de 2001. Nesse mês foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo o recebimento de energia da ordem de 2.243 MWmédios e a geração térmica local responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis, a geração da UHE Três Marias foi dimensionada inicialmente para uma defluência de 400 m<sup>3</sup>/s, sendo reduzida para 350 m<sup>3</sup>/s ainda nos primeiros dias do mês, para 300 m<sup>3</sup>/s em meados do mês e atingindo defluência de 250 m<sup>3</sup>/s ao final do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 86,1 %EAR ao final do mês de março, apresentando replecionamento de 5,2 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. A UHE Tucuruí permaneceu em seu armazenamento máximo durante o mês e apresentou vertimentos da ordem de 15.000 m<sup>3</sup>/s.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de fevereiro referem-se ao replecionamento de 7,6 p.p. na UHE Itumbiara (23,6% v.u.) e de 5,6 p.p. na UHE Serra da Mesa (40,2% v.u.) e ao deplecionamento de 6,9 p.p. na UHE Furnas (27,3% v.u.) e de 6,7 p.p. na UHE Capivara (31,2% 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	36,3	202.246	70,0
Sul	46,1	19.873	6,9
Nordeste	41,5	51.859	18,0
Norte	86,1	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>288.790</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS

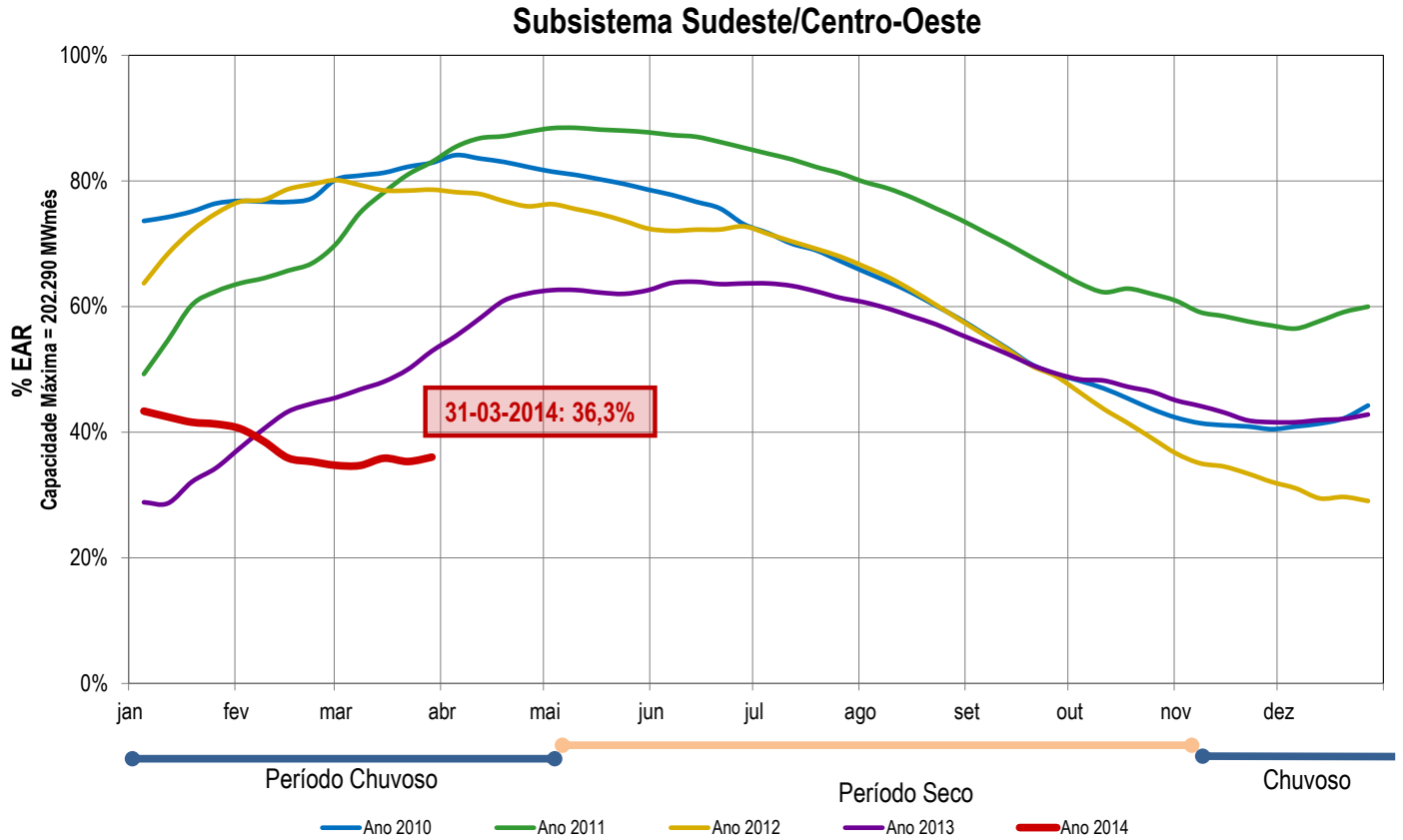


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

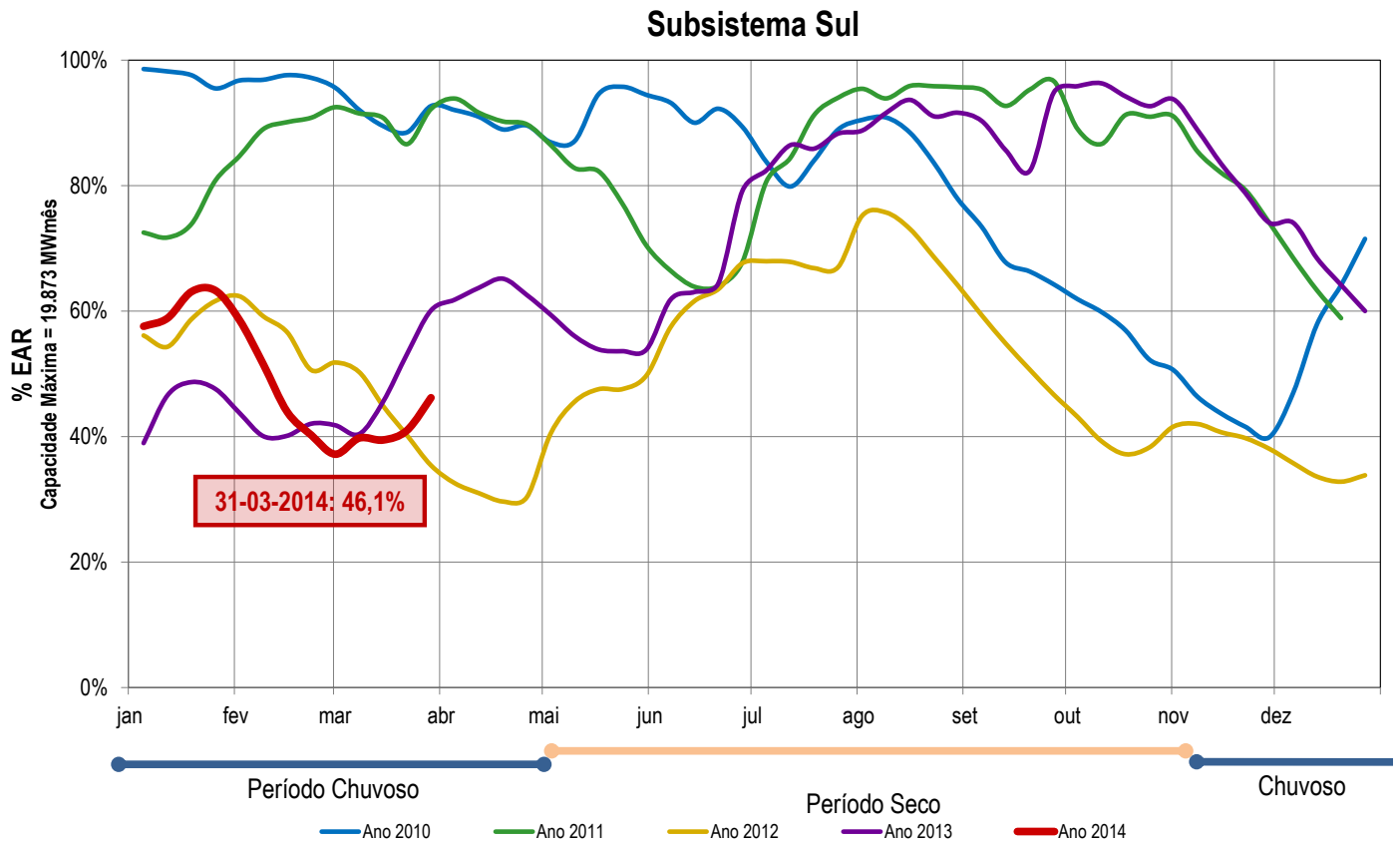


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

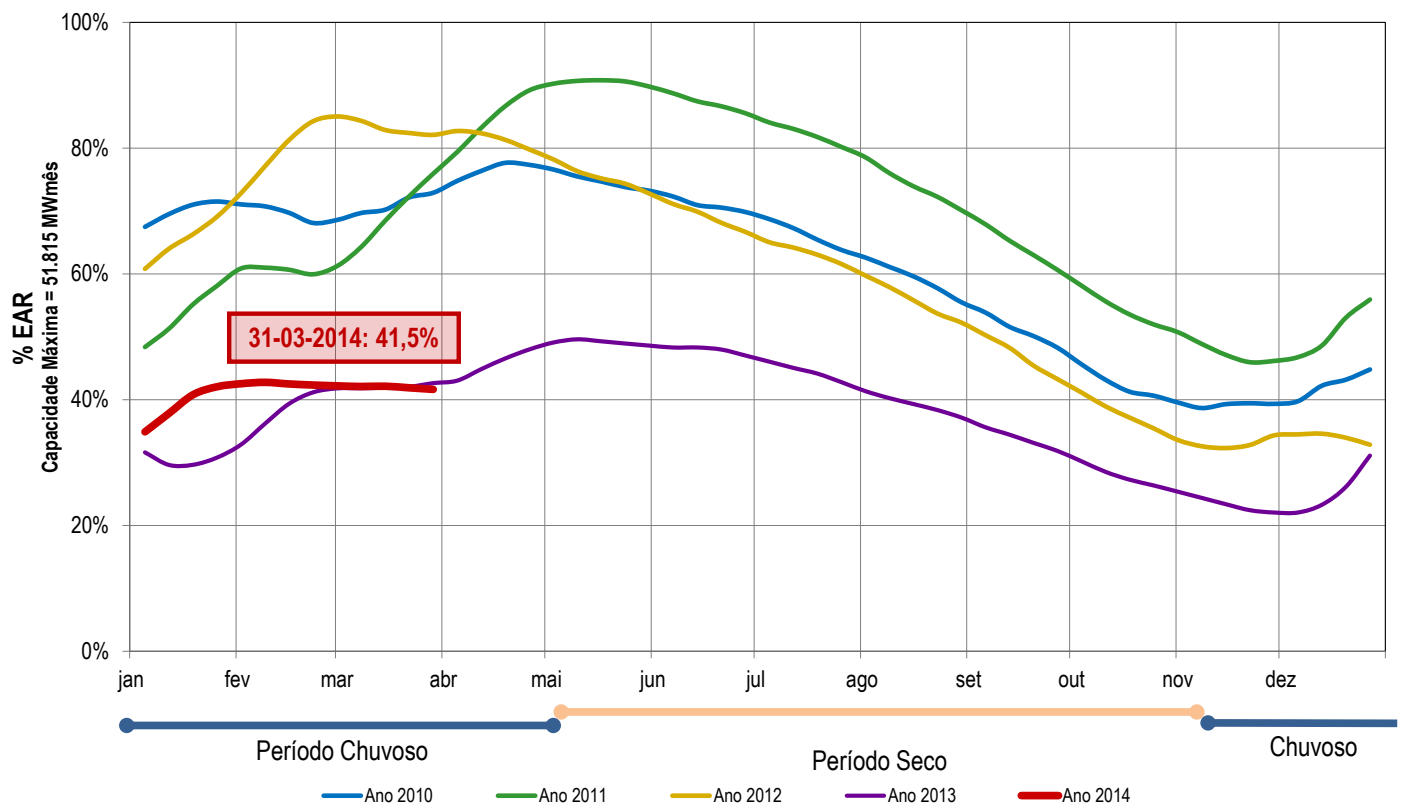


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

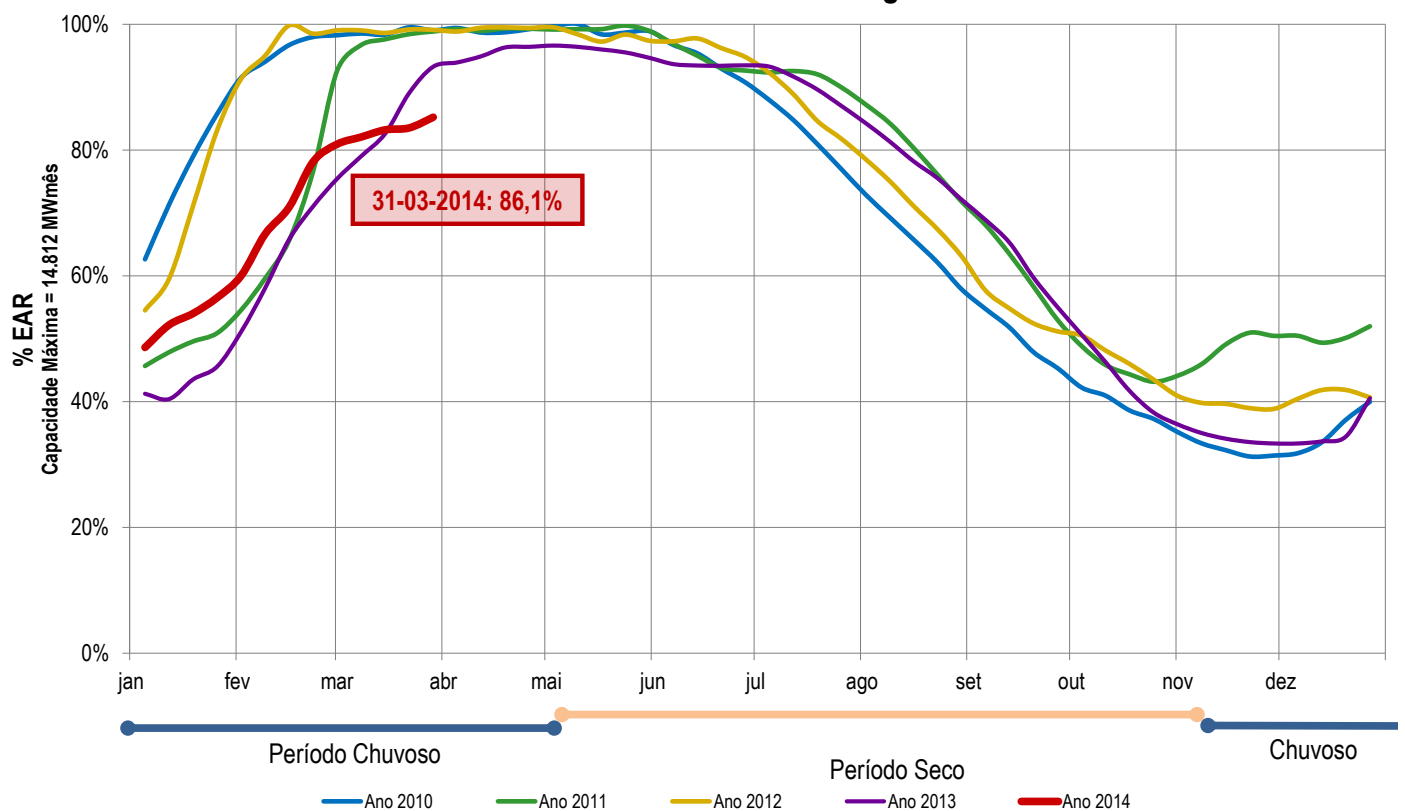


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS





### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em março de 2014, em função das elevadas aflúências ao subsistema Norte-Interligado, houve uma exportação de energia desse subsistema de cerca de 4.645 MW médios, mesma ordem de grandeza verificada no mês anterior. Nesse sentido, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste passou a ser importador de energia em 2.402 MW médios.

O subsistema Nordeste permaneceu importador em 2.243 MW médios, da mesma ordem verificada no mês de fevereiro.

O subsistema Sul foi exportador para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste nos primeiros dez dias do mês, a partir de quando passou a receber energia, com mais intensidade na segunda quinzena do mês. Na média do mês houve exportação do subsistema Sul em 1 MW médio, ante a importação de 1.614 MW médios no mês anterior.

No complexo do Rio Madeira, a UHE Jirau gerou cerca de 247 MW médios no mês de março, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. A UHE Santo Antônio continuou desligada desde o dia 18 de fevereiro de 2014, devido à elevação do nível a jusante dessa usina, com perda de altura de queda d'água. No mês, o primeiro bipolo em corrente contínua permaneceu desligado por questões operativas.

Além disso, Manaus recebeu cerca de 31 MW médios do SIN no mês.

Em março 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)
	REC�	(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 (MW médios).

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 fevereiro de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 47.659 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 4,5% no consumo acumulado nos últimos 12 meses (Mar/13 a Fev/14) em relação a igual período anterior. Considerando as perdas, o consumo verificado em fevereiro de 2014 foi 7,3% 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 fevereiro de 2014 acumulou crescimento de 6,4% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 13,3% em relação ao mesmo mês de 2013. Seguindo o comportamento verificado em janeiro de 2014, nas regiões Sudeste e Sul do país foi registrado aumento expressivo do consumo de energia elétrica dessa classe motivado pelo forte calor e consequente intensificação do uso de aparelhos condicionadores de ar. Em Porto Alegre, por exemplo, a temperatura máxima na cidade superou 36° durante 21 dias do mês. Já nas regiões Nordeste e Norte, o crescimento observado segue tendência realizada nos últimos meses, motivado especialmente pelas condições favoráveis de emprego e renda.

O consumo da classe comercial, da mesma maneira, foi impactado pelas condições climáticas caracterizadas por elevadas temperaturas, tendo registrado crescimento de 6,3% no acumulado de 12 meses e aumento de 16,6% em relação a fevereiro de 2013. Além disso, contribuiu para o desempenho observado a inauguração de diversos pontos comerciais, o calendário de faturamento das distribuidoras, a difusão da utilização de aparelhos de climatização de ar em pequenos estabelecimentos, especialmente onde há demanda reprimida, dentre outros fatores.

O consumo das indústrias aumentou 1,4% em relação a fevereiro 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 10,4% em comparação ao mesmo mês em 2013, refletindo uso expressivo da irrigação.

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



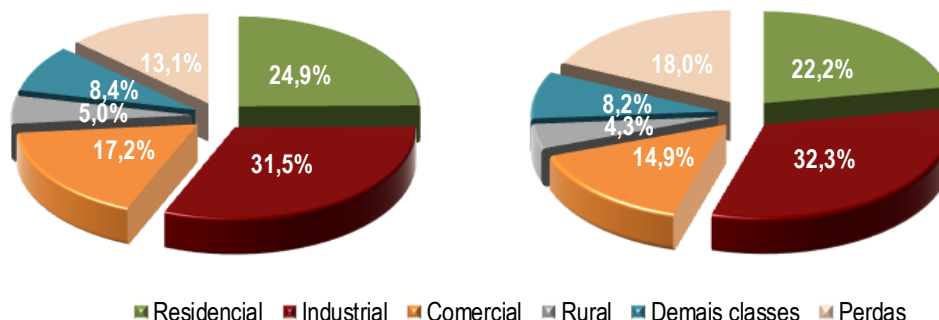
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/14 GWh	Evolução mensal (Fev/14/Jan/14)	Evolução anual (Fev/14/Fev/13)	Mar/12-Fev/13 (GWh)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.845	0,6%	13,3%	119.503	127.119	6,4%
<b>Industrial</b>	14.995	3,4%	1,4%	182.996	184.933	1,1%
<b>Comercial</b>	8.184	5,8%	16,6%	80.370	85.422	6,3%
<b>Rural</b>	2.377	4,1%	10,4%	23.376	24.622	5,3%
<b>Demais classes *</b>	4.002	1,1%	8,1%	45.153	46.813	3,7%
<b>Perdas</b>	6.256	-48,3%	-0,9%	95.813	103.077	7,6%
<b>Total</b>	<b>47.659</b>	<b>-9,0%</b>	<b>7,3%</b>	<b>547.212</b>	<b>571.984</b>	<b>4,5%</b>

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

Fonte: EPE

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



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

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/14 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/14/Jan/14)	Evolução anual (Fev/14/Fev/13)	Mar/12-Fev/13 (kWh/NU)	Mar/13-Fev/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	184	0,2%	9,5%	160	165	2,7%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.607	3,3%	-0,6%	26.551	26.319	-0,9%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.495	5,5%	12,6%	1.266	1.300	2,7%
<b>Consumo médio rural</b>	564	4,1%	8,7%	469	486	3,7%
<b>Consumo médio demais classes *</b>	5.484	0,5%	5,5%	5.284	5.346	1,2%
<b>Consumo médio total</b>	550	2,5%	5,0%	517	519	0,4%

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

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

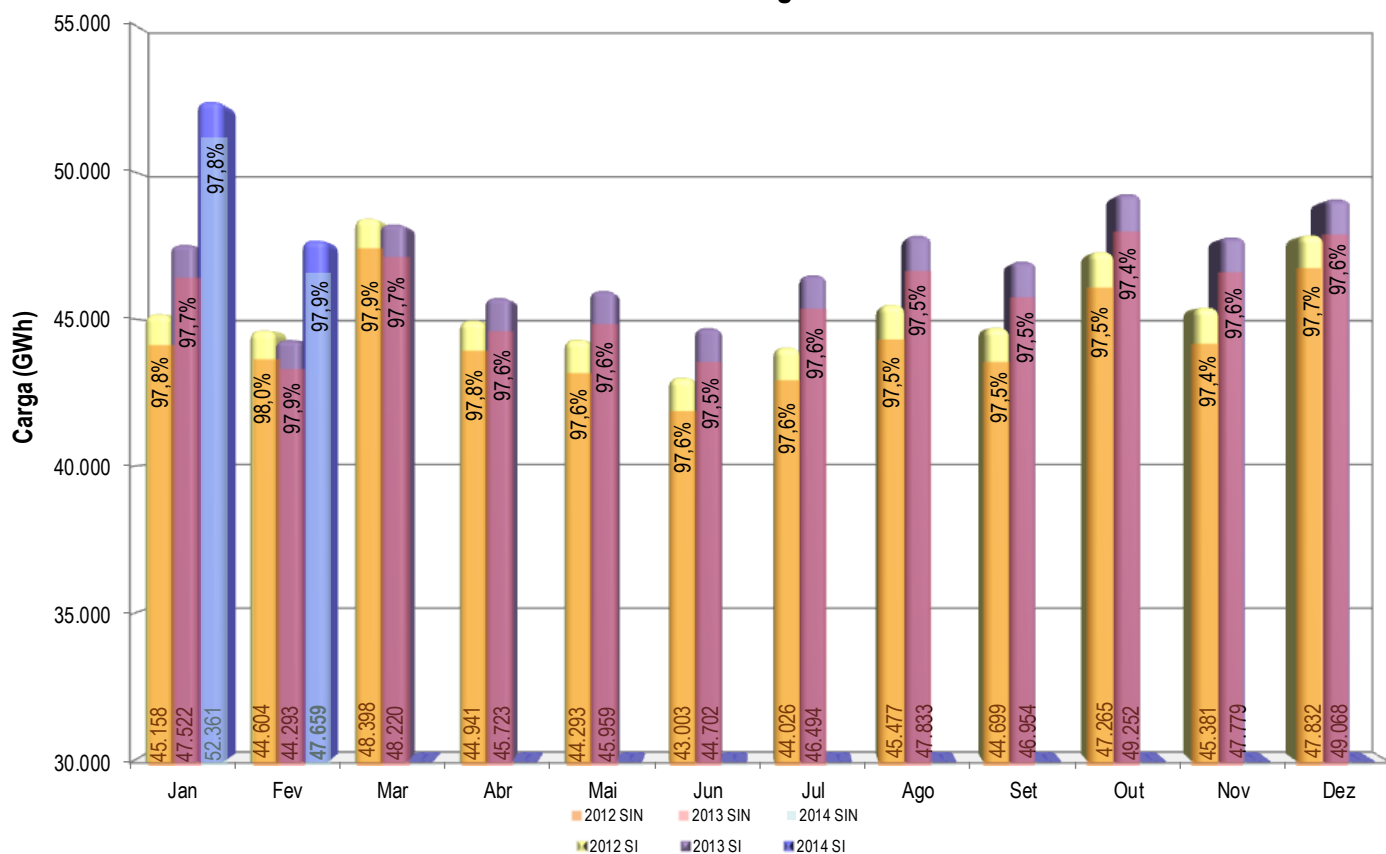
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/13	Fev/14	
Residencial (NUCR)	62.072.507	64.275.636	3,5%
Industrial (NUCI)	574.356	585.559	2,0%
Comercial (NUCC)	5.288.980	5.475.936	3,5%
Rural (NUCR)	4.151.592	4.218.058	1,6%
Demais classes*	712.059	729.739	2,5%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>72.799.494</b>	<b>75.284.928</b>	<b>3,4%</b>

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

Fonte: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até fevereiro 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 mês de março de 2014 não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>49.791</b> 17/03/2014 - 16h27	<b>15.076</b> 14/03/2014 - 14h35	<b>11.737</b> 26/03/2014 - 14h22	<b>6.012</b> 18/03/2014 - 21h50	<b>81.217</b> 17/03/2014 - 14h41
<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

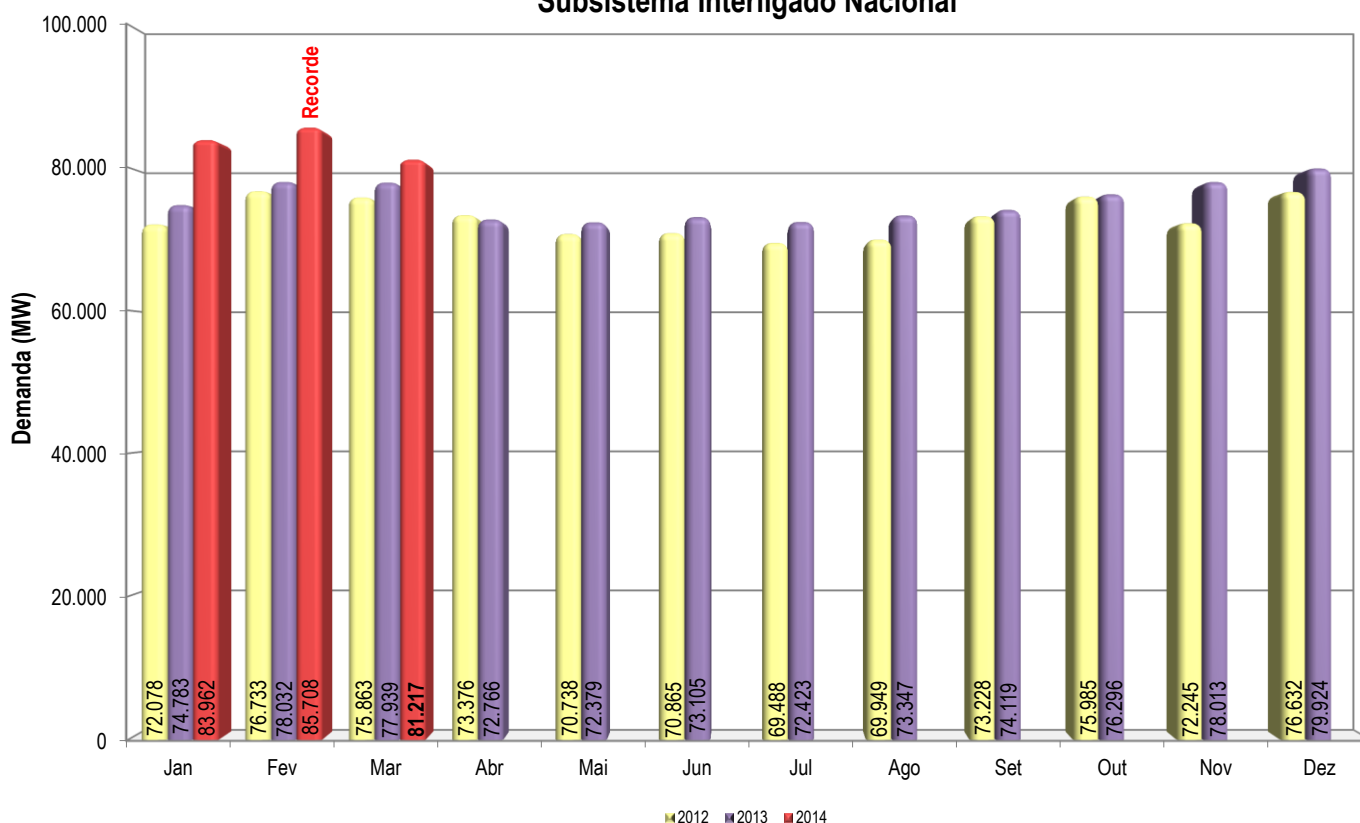


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

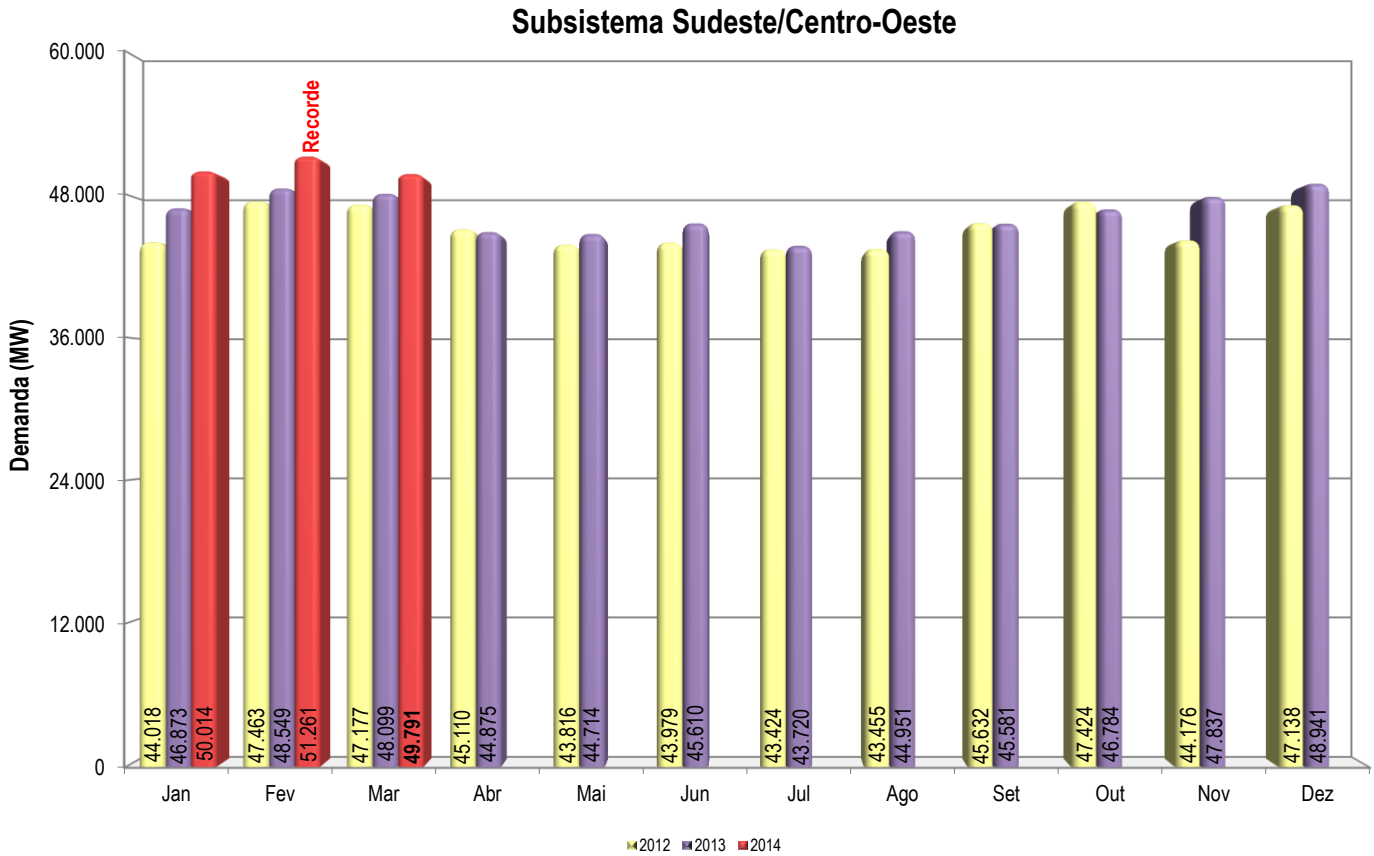


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

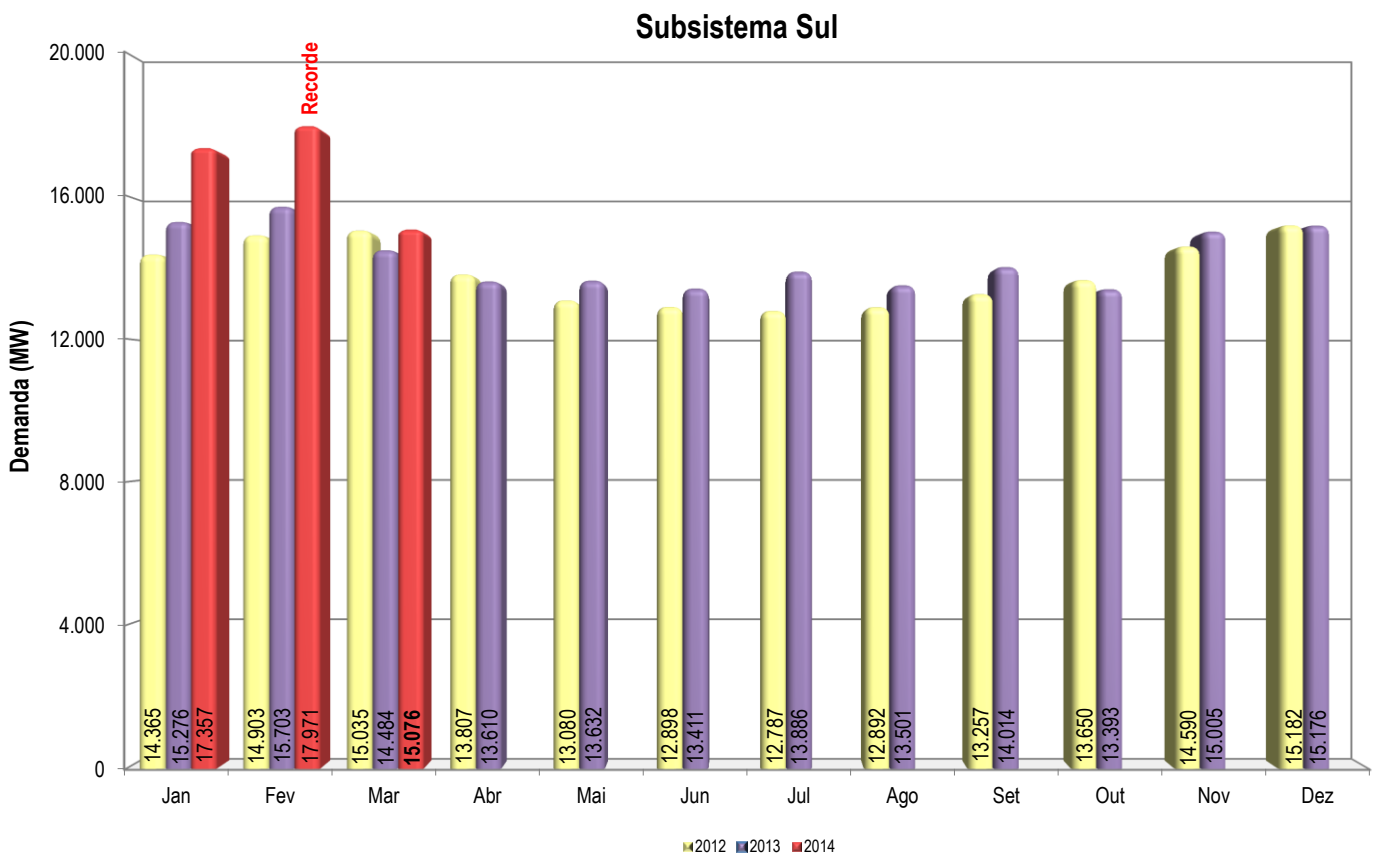


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS





### Subsistema Nordeste

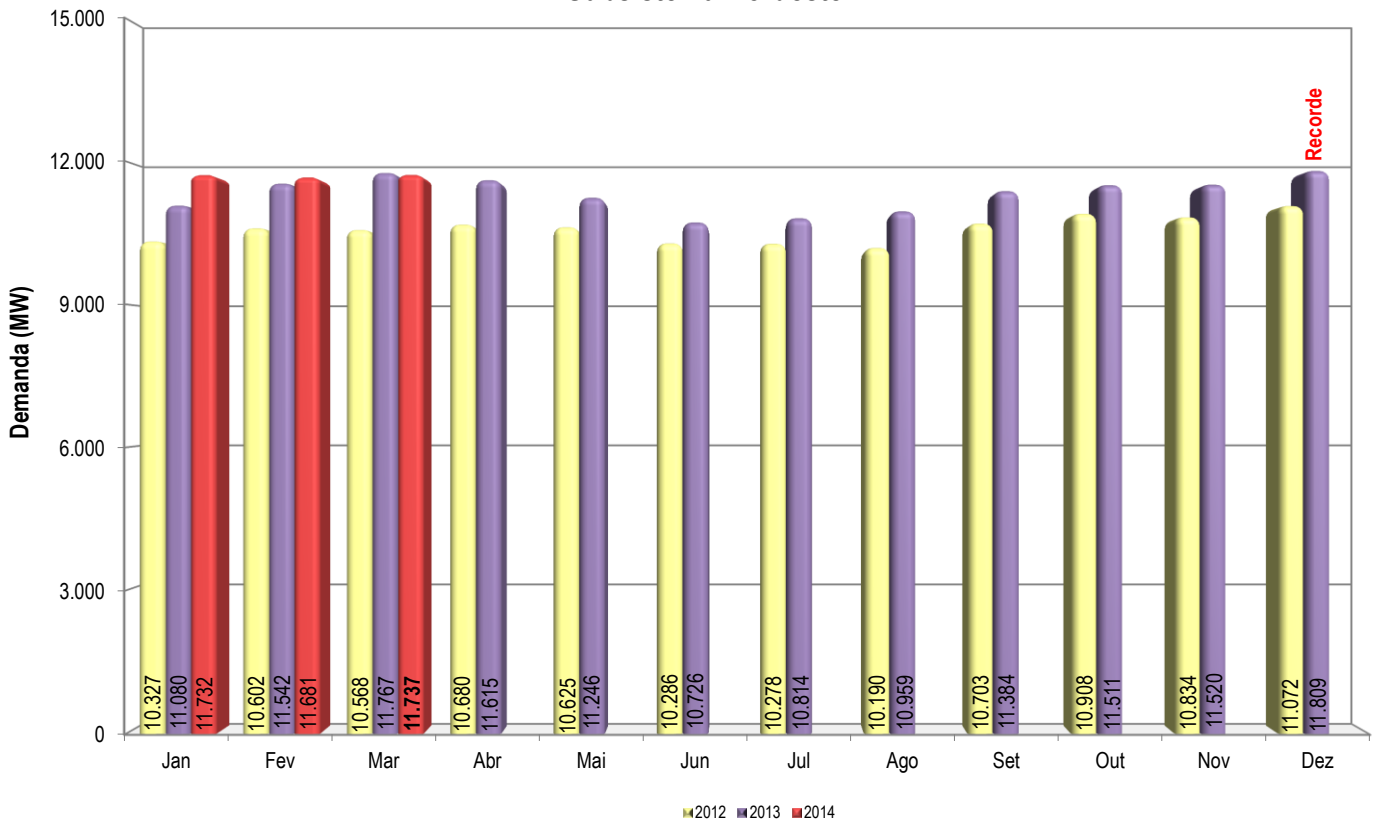


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

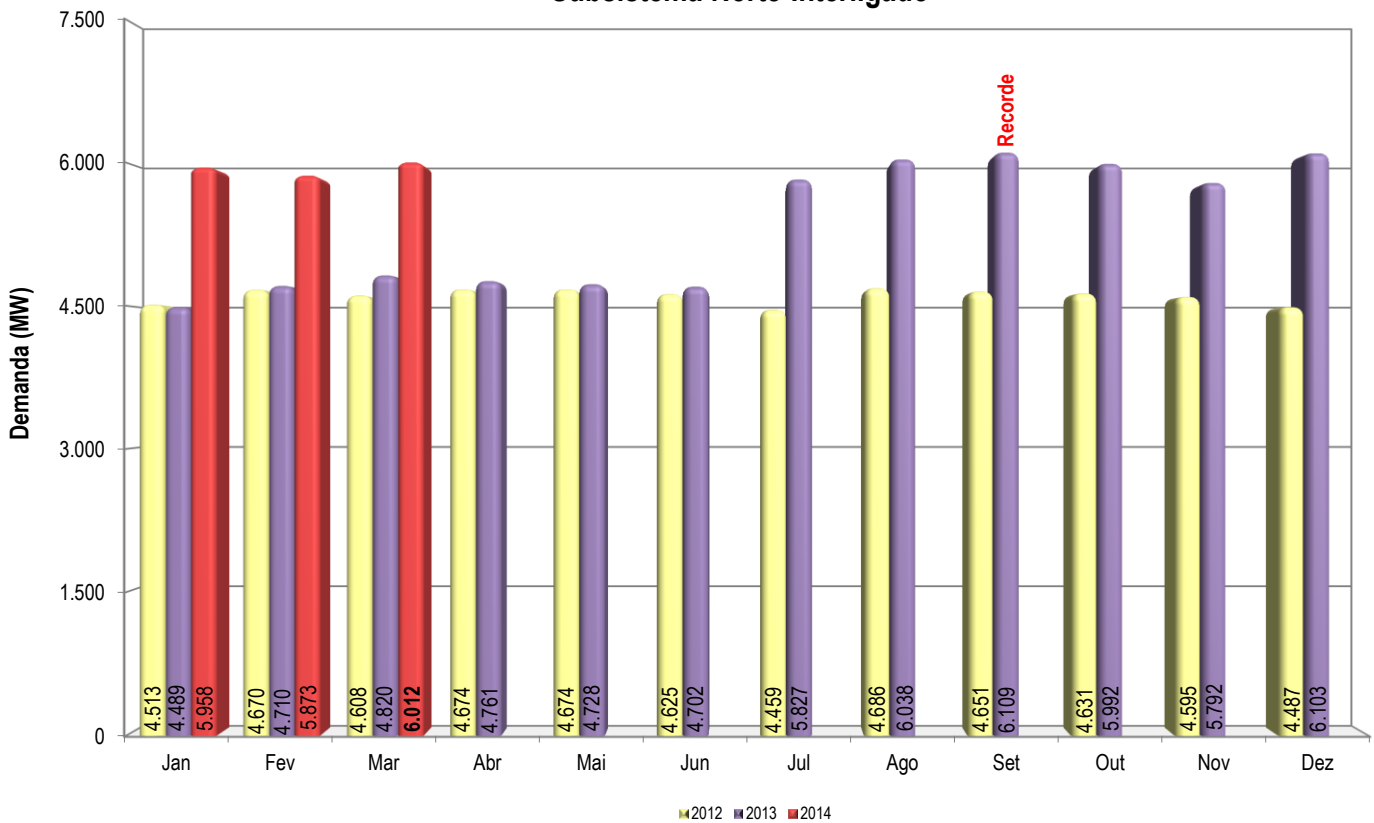


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



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

No mês de março de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 127.835 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se o crescimento percentual da fonte eólica (+19,4%) e térmica (+7,0%), em especial, carvão (+27,2%) na matriz.

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

Fonte	Mar/13	Mar/14			Evolução da Capacidade Instalada (Mar/14 / Mar/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
<b>Hidráulica</b>	<b>84.690</b>	<b>1.105</b>	<b>86.696</b>	<b>67,8%</b>	<b>2,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>36.173</b>	<b>1.800</b>	<b>38.692</b>	<b>30,3%</b>	<b>7,0%</b>
Gás	13.516	157	14.282	11,2%	5,7%
Carvão	2.664	13	3.389	2,6%	27,2%
Petróleo	7.717	1.151	7.611	6,0%	-1,4%
Nuclear	2.007	2	1.990	1,6%	-0,8%
Biomassa	10.269	477	11.419	8,9%	11,2%
<b>Eólica</b>	<b>2.045</b>	<b>117</b>	<b>2.441</b>	<b>1,9%</b>	<b>19,4%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>8</b>	<b>87</b>	<b>6</b>	<b>&lt;0,01%</b>	<b>-18,2%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>122.916</b>	<b>3.109</b>	<b>127.835</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,0%</b>

\* Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

\*\* A redução do montante de capacidade instalada das usinas nucleares observado em mar/14 em comparação à mar/13 deve-se à alteração da potência outorgada da usina Angra I de 657 MW para 640 MW, conforme Resolução Autorizativa 3.334/2012 da ANEEL. Em mar/13, ainda constava no BIG/ANEEL, documento utilizado como referência para essa seção, o valor de 657 MW para a potência fiscalizada dessa usina, resultando, assim, na diferença observada de 17 MW em termos anuais.

Fonte: ANEEL (BIG 31/03/2014)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mar/2014

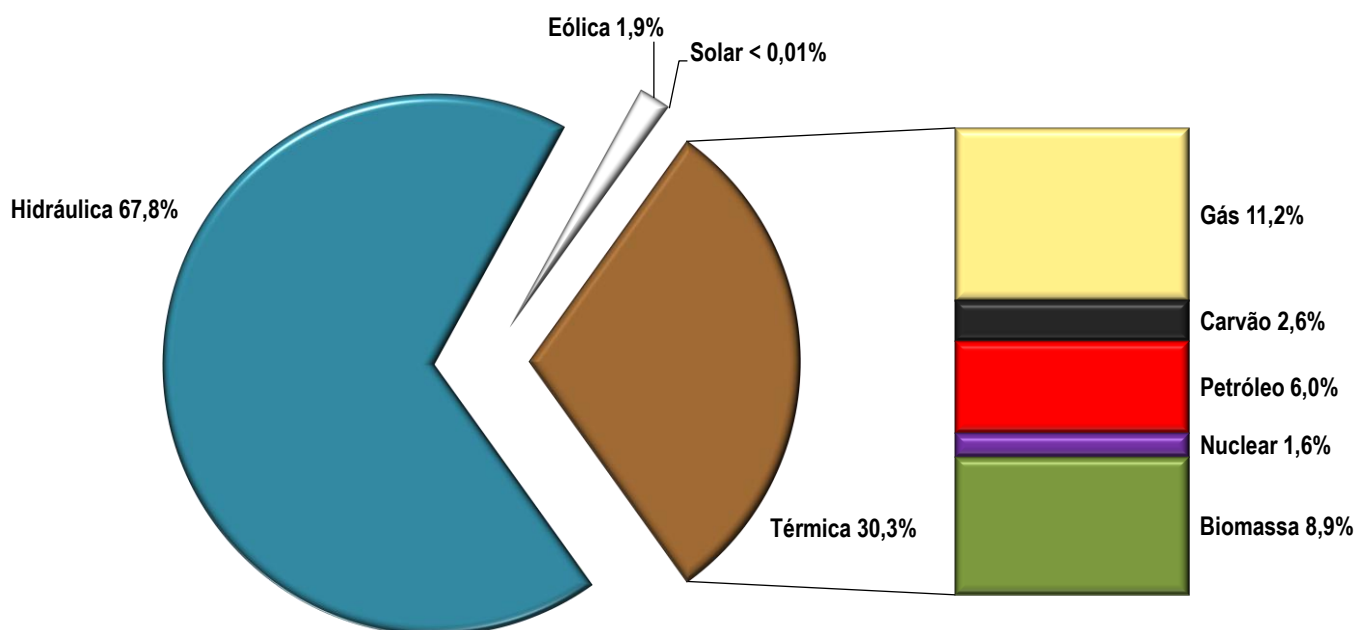


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/03/2014)



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

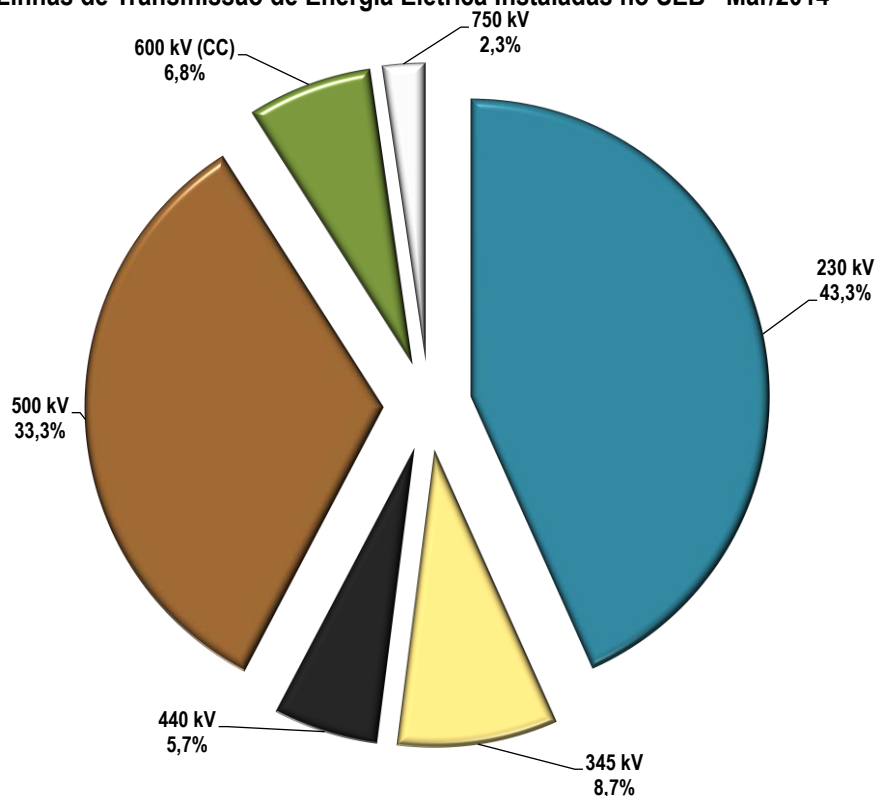
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.160	43,3%
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>118.105</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 - Mar/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 mar/13 a fev/14 atingiu 543.001 GWh. No mês de fevereiro de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 76,4% do total gerado no Brasil, 3,9 p.p. inferiores ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observado aumento da participação de usinas térmicas a gás e petróleo na matriz de produção de energia elétrica, tendo a geração nuclear, a carvão e biomassa se mantido no mesmo patamar do mês anterior. Em termos gerais, a participação de fontes térmicas na geração de energia elétrica aumentou de 18,4%, em janeiro, para 22,4% em fevereiro de 2014.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fev/2014

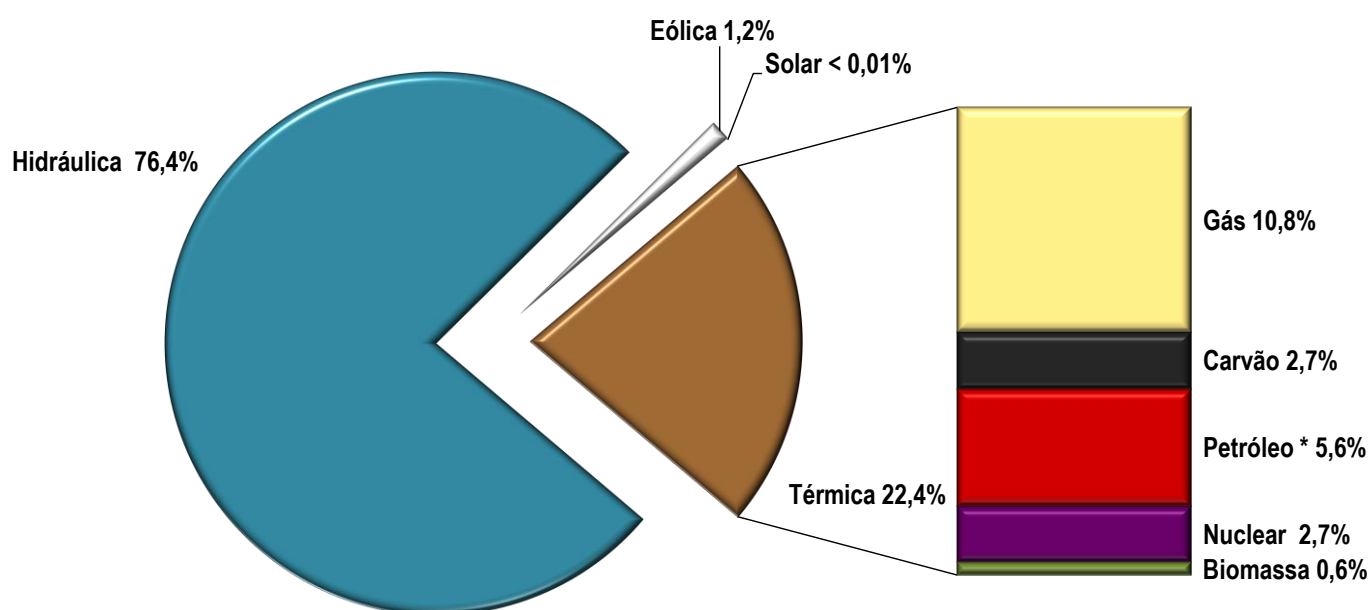


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro 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		
	Fev/14 (GWh)	Evolução mensal (Fev/14 / Jan/14)	Evolução anual (Fev/14 / Fev/13)	Mar/12-Fev/13 (GWh)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>34.465</b>	<b>-11,5%</b>	<b>5,5%</b>	<b>425.822</b>	<b>415.521</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>9.497</b>	<b>14,5%</b>	<b>13,5%</b>	<b>85.813</b>	<b>110.100</b>	<b>28,3%</b>
Gás	4.687	25,0%	0,5%	41.055	50.215	22,3%
Carvão	1.237	1,1%	47,5%	7.534	13.109	74,0%
Petróleo *	2.071	22,5%	10,5%	9.834	15.246	55,0%
Nuclear	1.222	-9,5%	48,3%	14.392	14.249	-1,0%
Biomassa	280	-0,4%	70,7%	12.997	17.281	33,0%
<b>Eólica</b>	<b>552</b>	<b>-11,9%</b>	<b>17,5%</b>	<b>5.227</b>	<b>6.700</b>	<b>28,2%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,14</b>	<b>-14,5%</b>	<b>-</b>	<b>1,22</b>	<b>1,45</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.515</b>	<b>-7,0%</b>	<b>7,3%</b>	<b>516.863</b>	<b>532.322</b>	<b>3,0%</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 fevereiro 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		
	Fev/14 (GWh)	Evolução mensal (Fev/14 / Jan/14)	Evolução anual (Fev/14 / Fev/13)	Mar/12-Fev/13 (GWh)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>110</b>	<b>-26,6%</b>	<b>-17,1%</b>	<b>1.566</b>	<b>1.640</b>	<b>4,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>627</b>	<b>-7,6%</b>	<b>-16,9%</b>	<b>10.476</b>	<b>9.039</b>	<b>-13,7%</b>
Gás	170	-4,3%	-38,0%	3.520	3.352	-4,8%
Petróleo *	457	-8,8%	-4,8%	6.956	5.687	-18,2%
<b>TOTAL</b>	<b>738</b>	<b>-11,1%</b>	<b>-16,9%</b>	<b>12.042</b>	<b>10.679</b>	<b>-11,3%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

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

Fonte: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade do mês de fevereiro de 2014 diminuiu 8,6 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 31,8%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 2,3 p.p. no mesmo período, atingindo 24,1%.

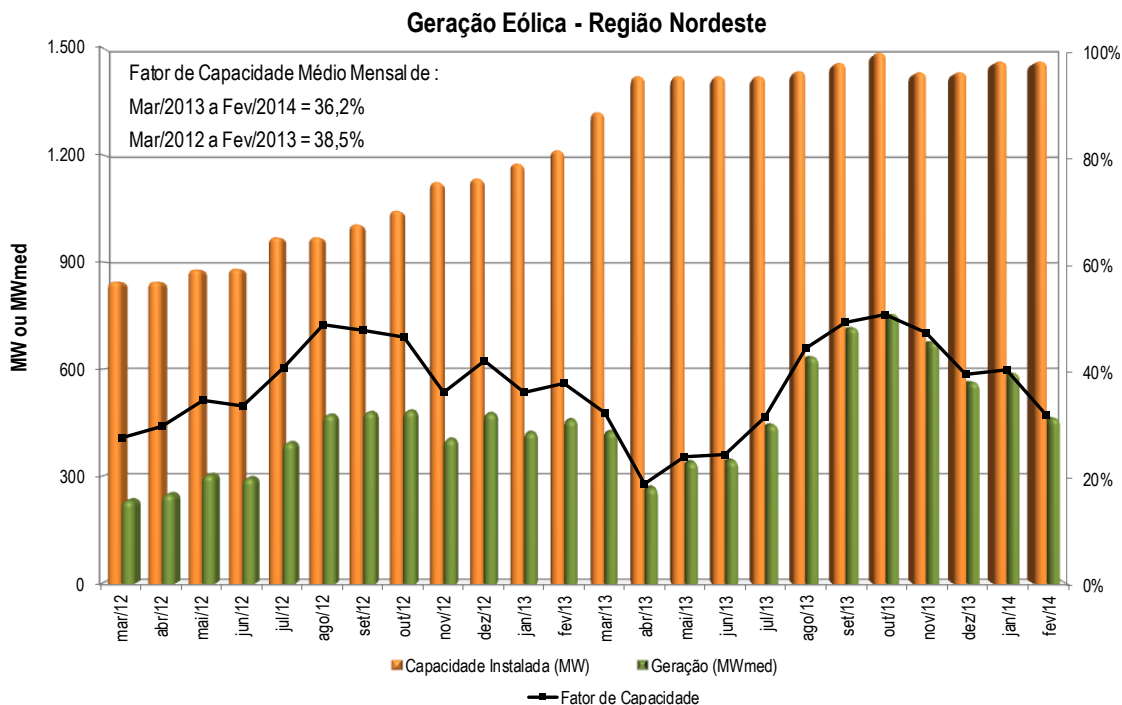


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

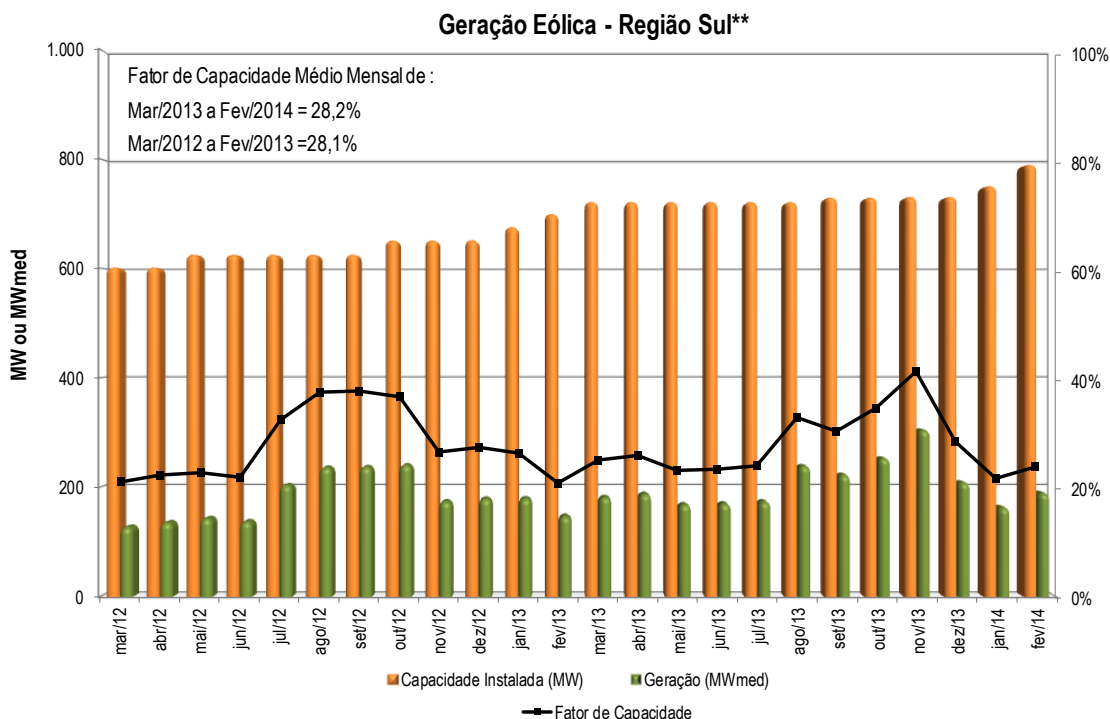


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até fevereiro 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.

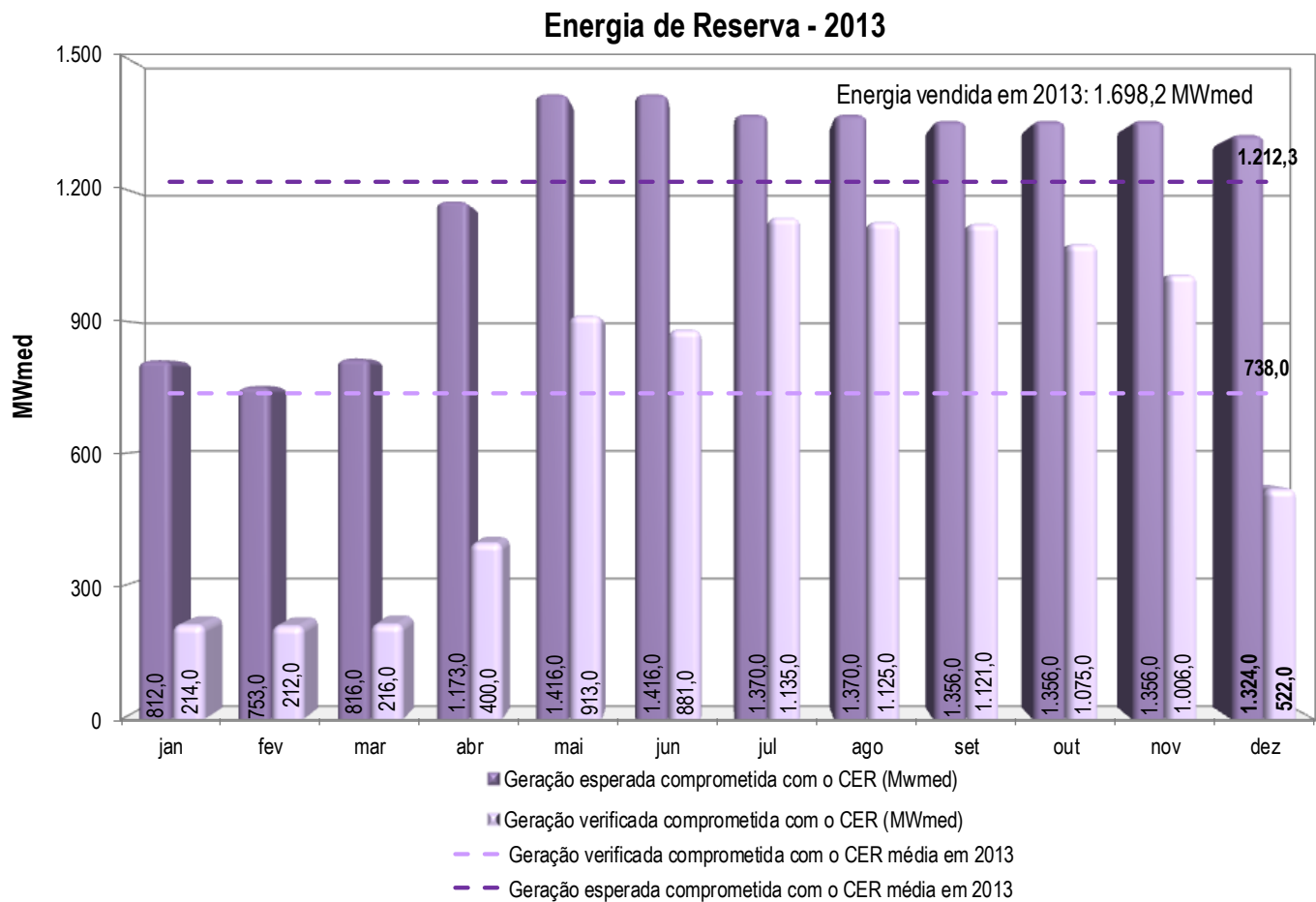




## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o CER\*\* em fevereiro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.036,6 MW médios, dos quais foram entregues 27,3%, ou 283,3 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 2013, 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.



### Energia de Reserva - 2014

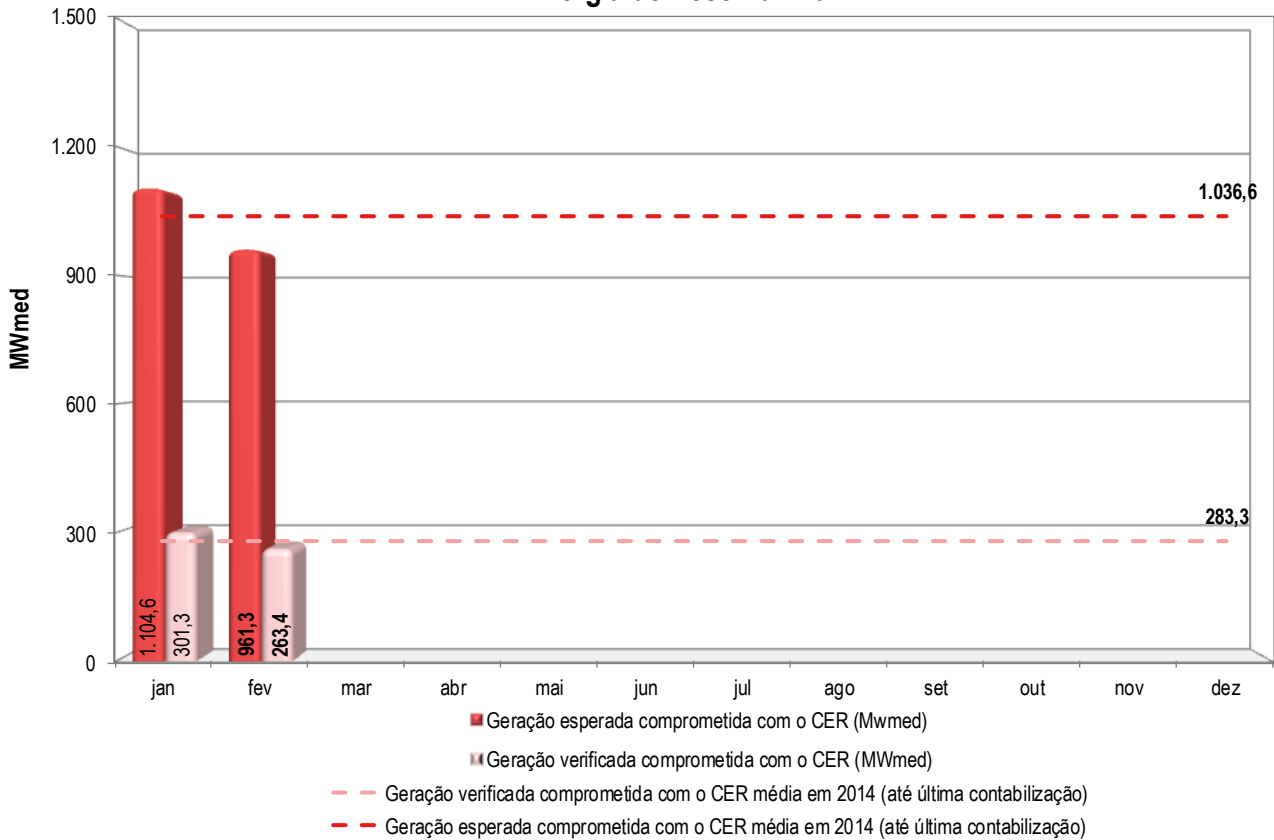


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

### Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

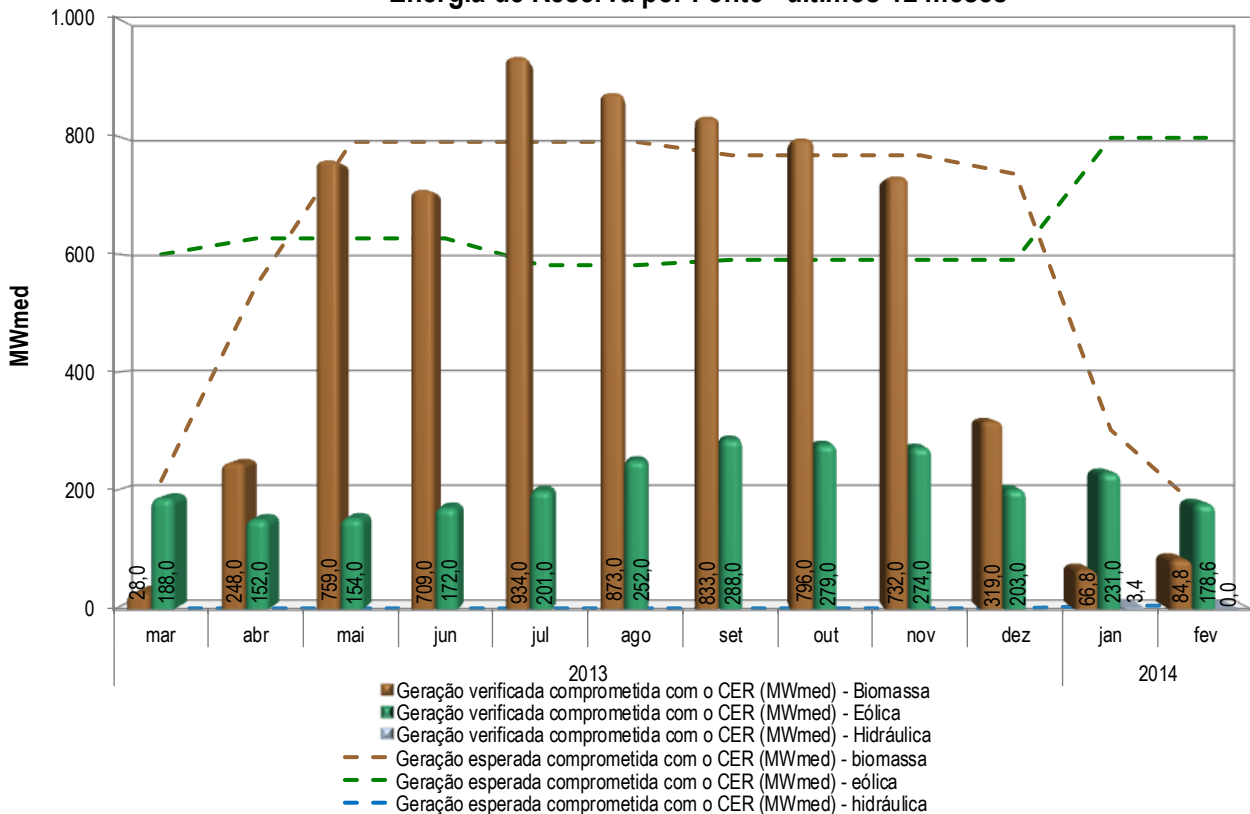


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

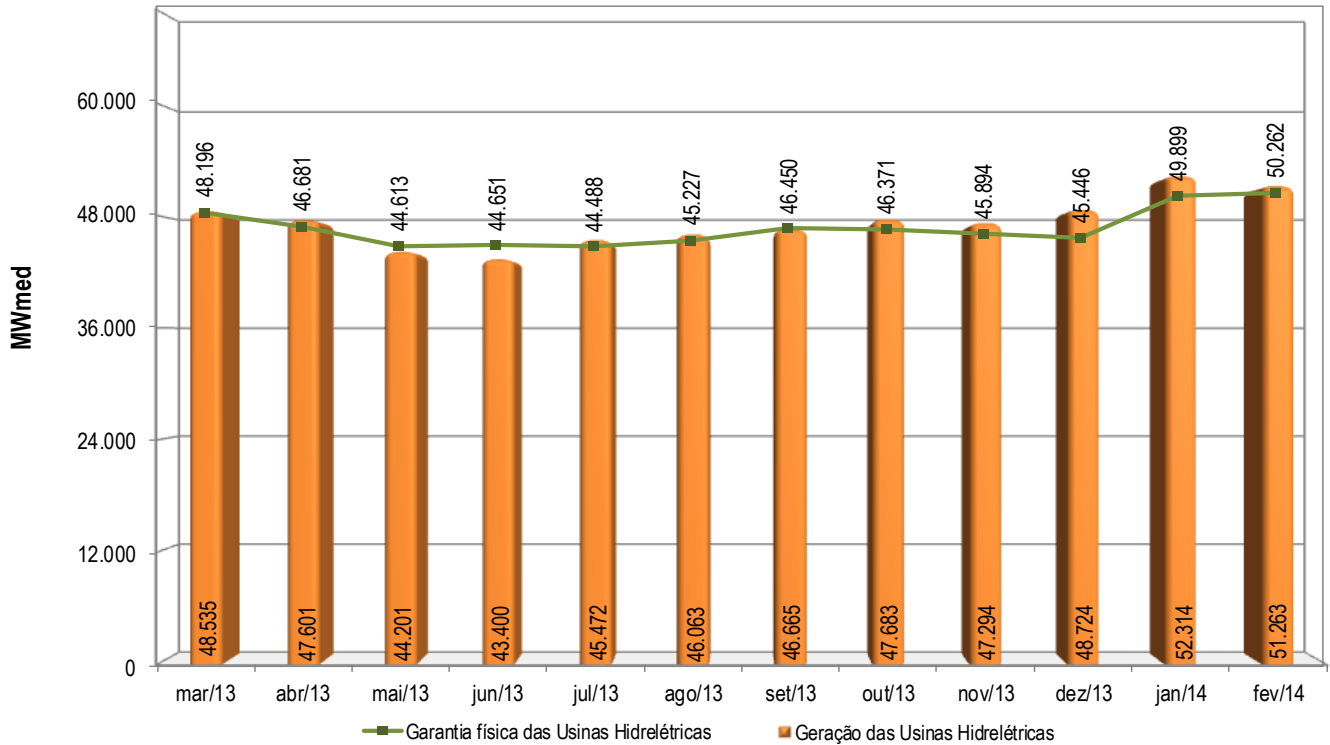


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

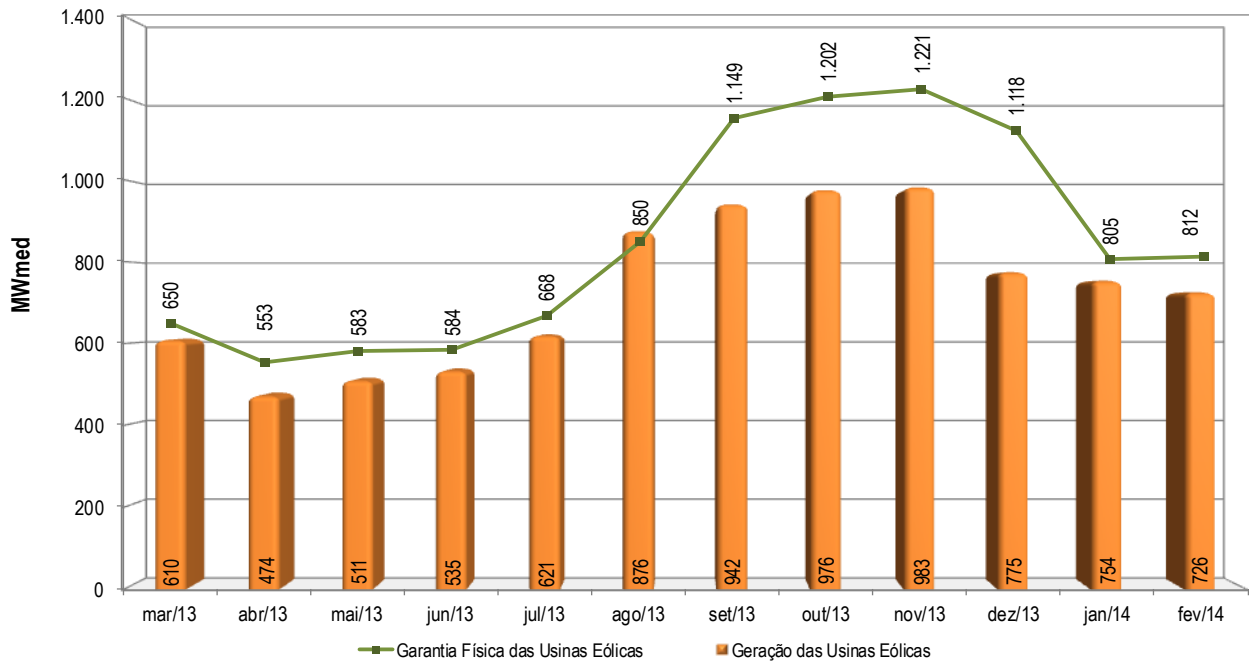


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até fevereiro 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

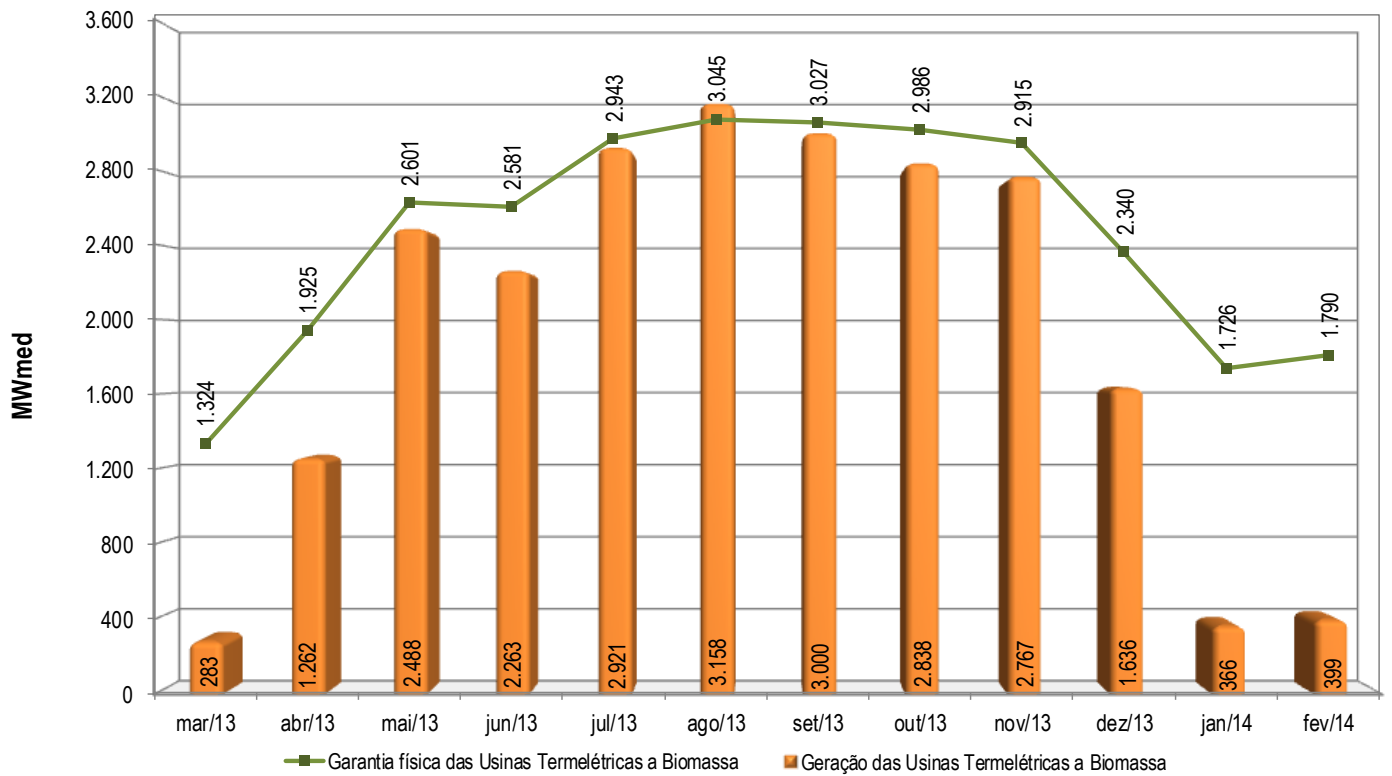


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

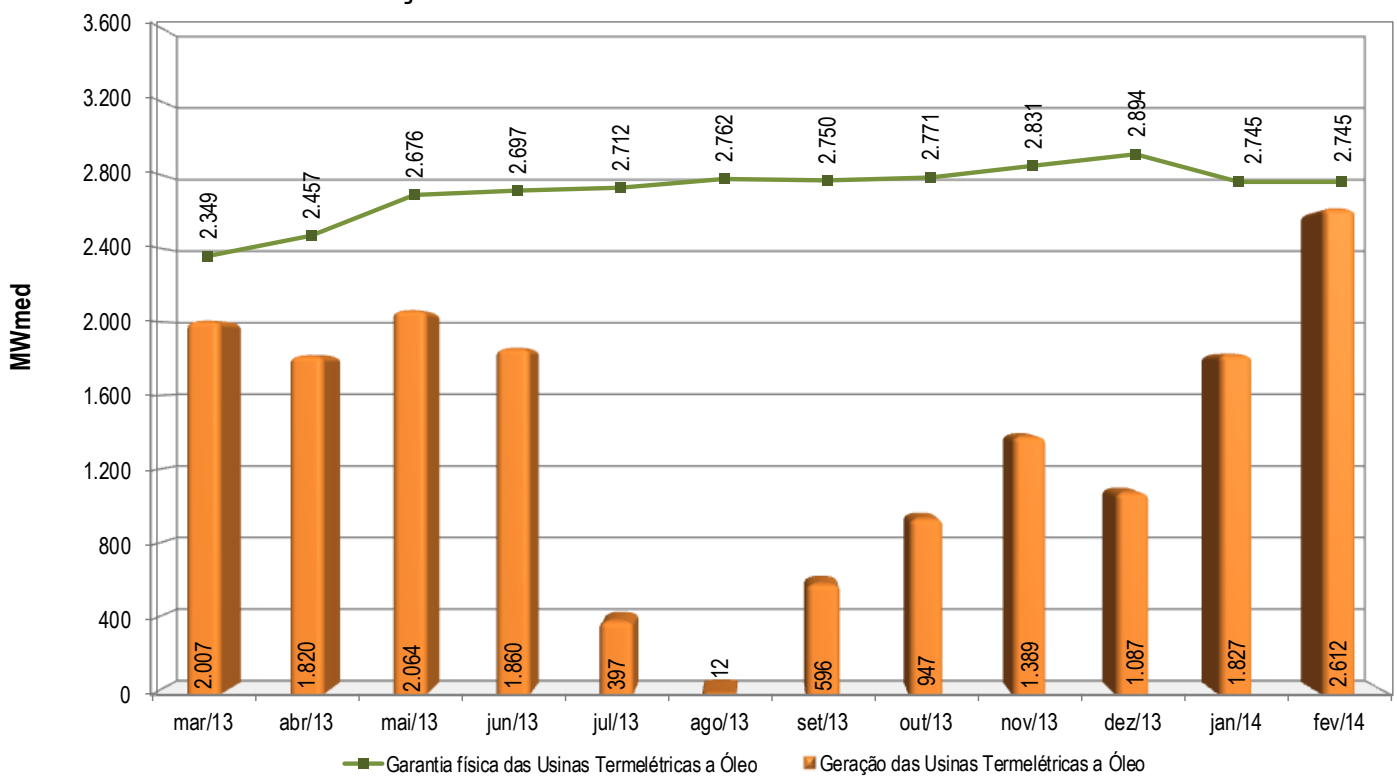


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE



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

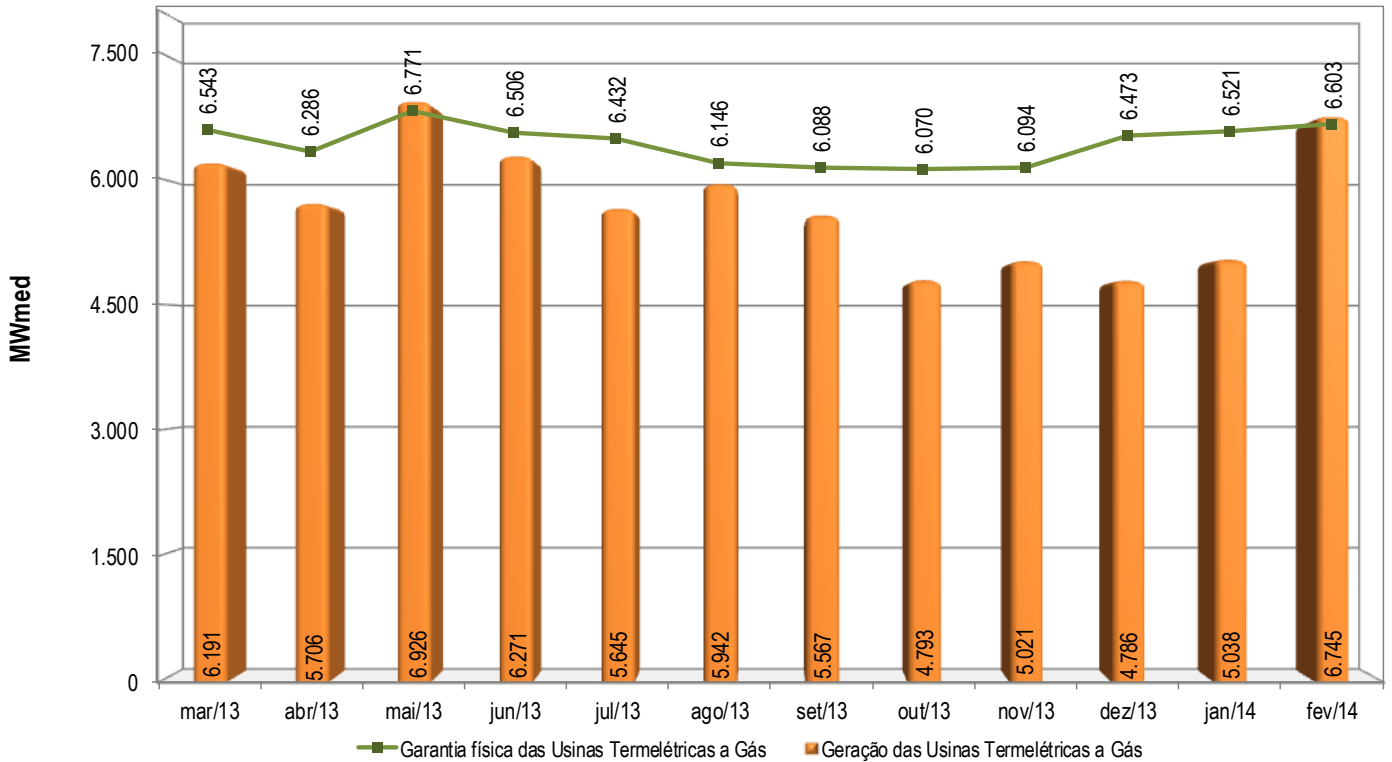


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

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

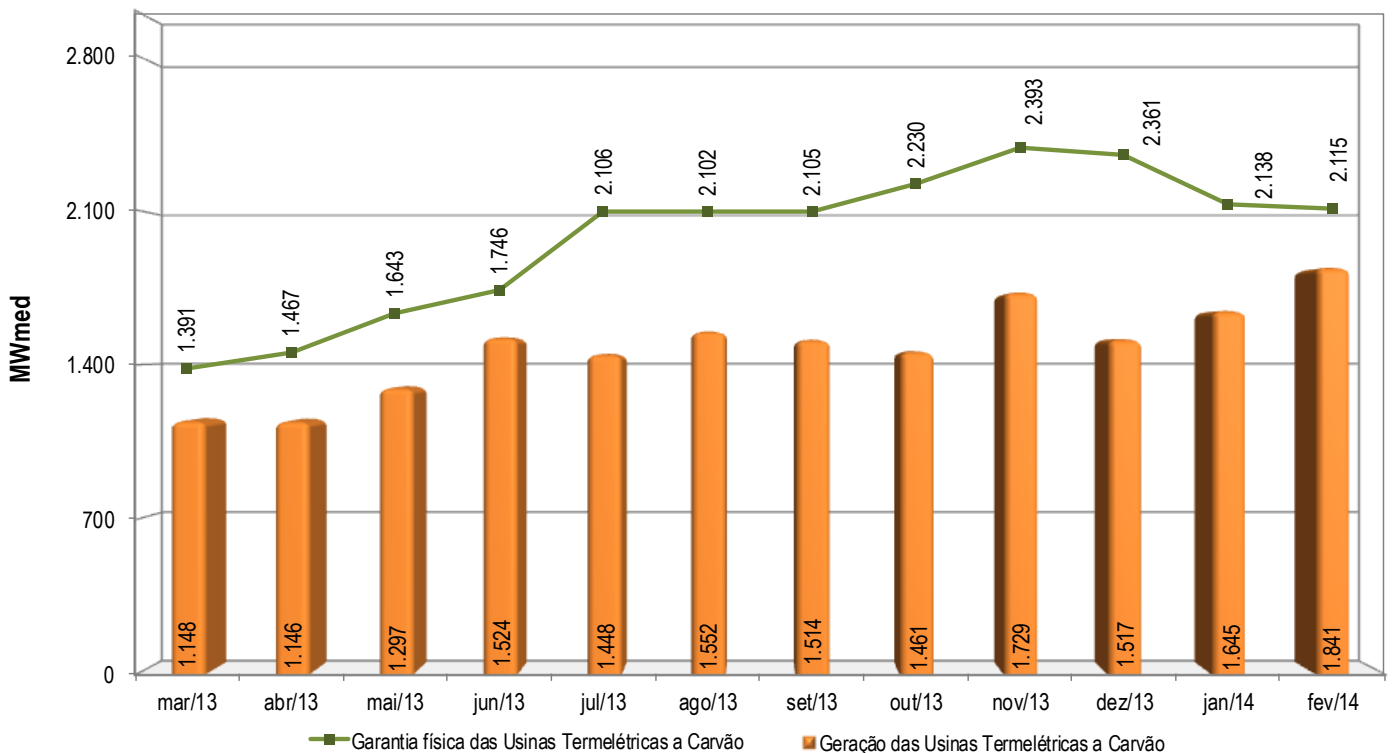


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física Total

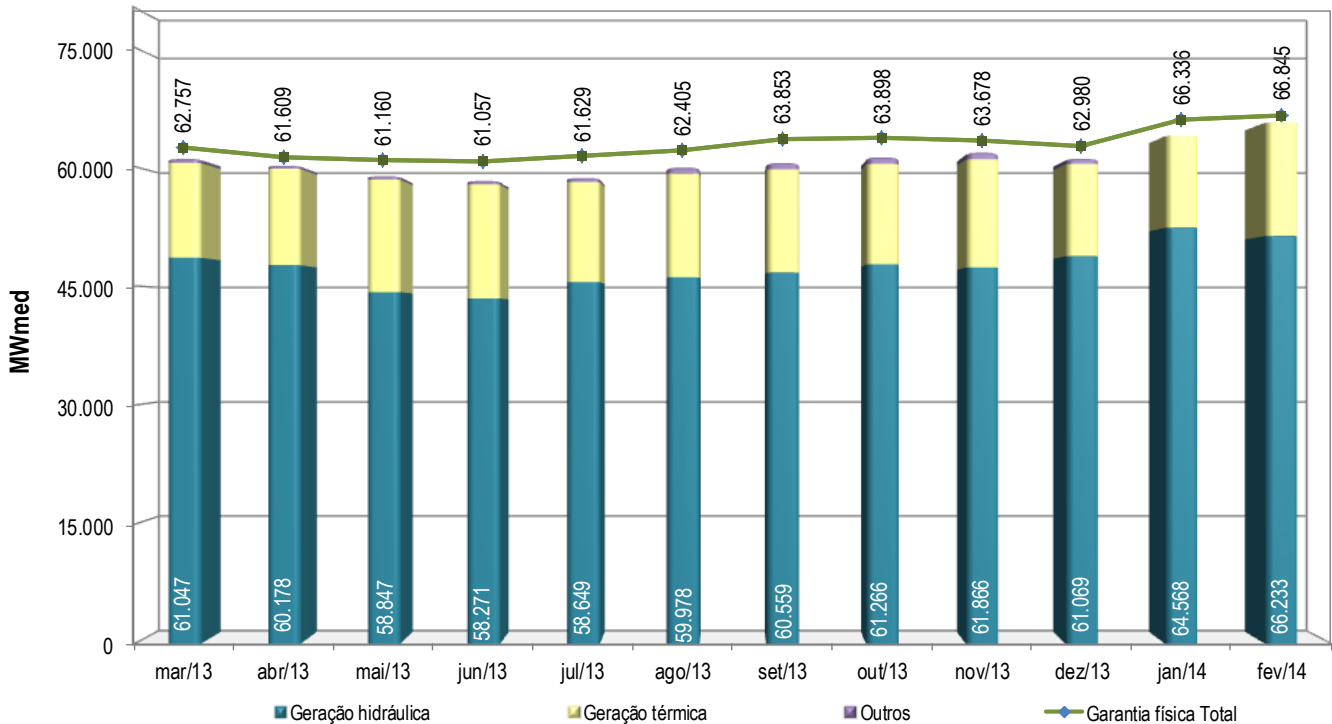


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de março de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 902,3 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Jirau, 2 máquinas (unidades 2 e 39), total de 150,0 MW, em Rondônia;
- UHE Santo Antônio, 3 máquinas (unidades 16,25 e 26), total de 219,87 MW, em Rondônia;
- PCH Cesar Filho, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 7,0 MW, em Rondônia;
- UEE Cajucoco, 20 máquinas (unidades 1 a 20), total de 30,0 MW, no Ceará;
- UEE Atlântica IV, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Morro dos Ventos I, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,8 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Morro dos Ventos III, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,8 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Morro dos Ventos IV, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,8 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Morro dos Ventos VI, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,8 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Morro dos Ventos IX, 19 máquinas (unidades 1 a 19), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara I, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara II, 8 máquinas (unidades 8 a 15), total de 16,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara III, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara IV, 1 máquina (unidade 9), com 2,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara V, 1 máquina (unidade 14), com 2,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara VI, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Eurus VI, 4 máquinas (unidades 1 a 4), total de 8,0 MW, no Rio Grande do Norte;



- UEE Icarai I, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 27,3 MW, no Ceará;
- UEE Icarai II, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 37,8 MW, no Ceará;
- UEE Embuaca, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 27,3MW, no Ceará;
- UEE Faísa I, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 29,4 MW, no Ceará;
- UEE Faísa II, 12 máquinas (unidades 1 a 12), total de 25,2 MW, no Ceará;
- UEE Faísa IV, 12 máquinas (unidades 1 a 12), total de 25,2 MW, no Ceará;
- UEE Mundaú, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 30,0MW, no Ceará;

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração (ACR+ACL) cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de despacho da ANEEL. Do montante total de 902,3 MW que entraram em operação em março/2014, 263,2 MW correspondem a unidades geradoras de 12 usinas eólicas atestadas em 2012.

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

Fonte	Realizado em Mar/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
<b>Hidráulica</b>	376,9	903,6
<b>Térmica</b>	0,0	359,4
Gás	0,0	352,0
Petróleo	0,0	7,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	0,0	0,0
<b>Eólica</b>	525,4	704,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	2,1
<b>TOTAL</b>	<b>902,3</b>	<b>1.970,0</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>	2.181,2	4.529,6	4.914,8
<b>Térmica</b>	1.409,8	248,0	50,0
Gás	1.167,8	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>	2.408,1	5.160,4	281,9
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>5.999,1</b>	<b>9.938,0</b>	<b>5.246,7</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 19/03/2014, 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 Março de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 170,1 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Jorge Teixeira/ Lechuga C1, com 30,0 km, da Empresa ELETRONORTE, no Amazonas.
- LT 230 kV Jorge Teixeira/ Lechuga C2, com 30,0 km, da Empresa ELETRONORTE, no Amazonas.
- LT 230 kV Jardim / Penedo C1, com 110 km, da Empresa CHESF, em Sergipe e Alagoas.
- LT 230 kV Seccionamento Águas Lindas ( Brasília Sul / Barro Alto ), com 0,1 km, da Empresa FURNAS, no Distrito Federal e Goiás.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	170,1	1.067,50
345	0,0	0,00
440	0,0	0,00
500	0,0	187,00
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>170,1</b>	<b>1.254,50</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:

- 1º e 2º transformadores 230/13,8 kV – total de 100 MVA na SE Uberaba (COPEL-GT), no Paraná;
- 5º transformador 345/230 kV – 225 MVA na SE Bandeirantes (FURNAS), em Goiás;
- 6º transformador 345/138 kV – 300 MVA na SE São Gotardo 2 (SGTE), em Minas Gerais;
- 9º transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Maçambará (CEEE GT), no Rio Grande do Sul;
- 4º transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Sobral 2 (CHESF), no Ceará;

Foram incorporados ao SIN os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator de Linha (RT1) (230kV – 10 MVar) na SE Penedo (CHESF), em Alagoas;
- Reator de Linha (RT2) (500kV – 148 MVar) na SE Camaçari IV (CHESF), na Bahia;
- Banco de Capacitor (BC1) (230kV – 30 MVar) na SE Maçambará (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;

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

	Realizado em Mar/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>808,0</b>	<b>2.401,0</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	3.466,0	2.868,0	849,0
345	51,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	449,0
500	2.974,0	4.853,0	9.401,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>9.025,0</b>	<b>7.813,0</b>	<b>10.713,0</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>24.224,0</b>	<b>15.393,0</b>	<b>6.923,0</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 17/03/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de março foi verificado um total de 15.639 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Desse total, cerca de 46 MW médios foram programados por restrição elétrica e que incluem restrições locais para intervenção em equipamentos.

O Custo Marginal de Operação – CMO manteve-se elevado durante o mês, seguindo comportamento verificado no mês anterior, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sendo a previsão de vazões o parâmetro de maior impacto das revisões do Programa Mensal de Operação – PMO. O valor máximo do mês foi R\$ 1.364,25 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na primeira semana operativa do mês. Destaca-se que nas duas primeiras semanas operativas de março, 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 nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Nas demais semanas operativas, o PLD manteve-se em valor máximo para todos os patamares de carga e submercados.

Nas duas primeiras semanas operativas houve descolamento do CMO dos subsistemas Nordeste e Norte-Interligado, inclusive entre esses subsistemas, em relação aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em todos os patamares de carga. Nas demais semanas operativas, o deslocamento dos subsistemas Nordeste e Norte-Interligado permaneceu, atingindo, no entanto, valores de CMO muito próximos aos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul ao final do mês. O descolamento do CMO ocorre devido ao atingimento dos limites de intercâmbio entre subsistemas.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

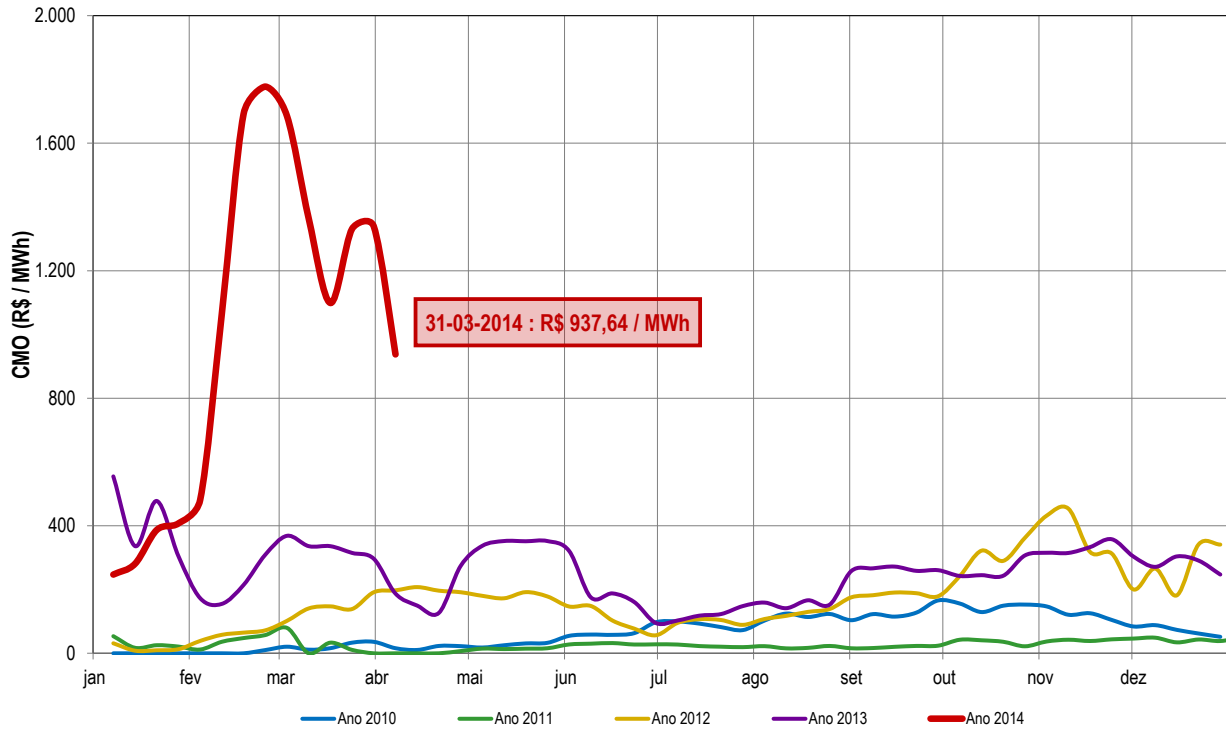


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

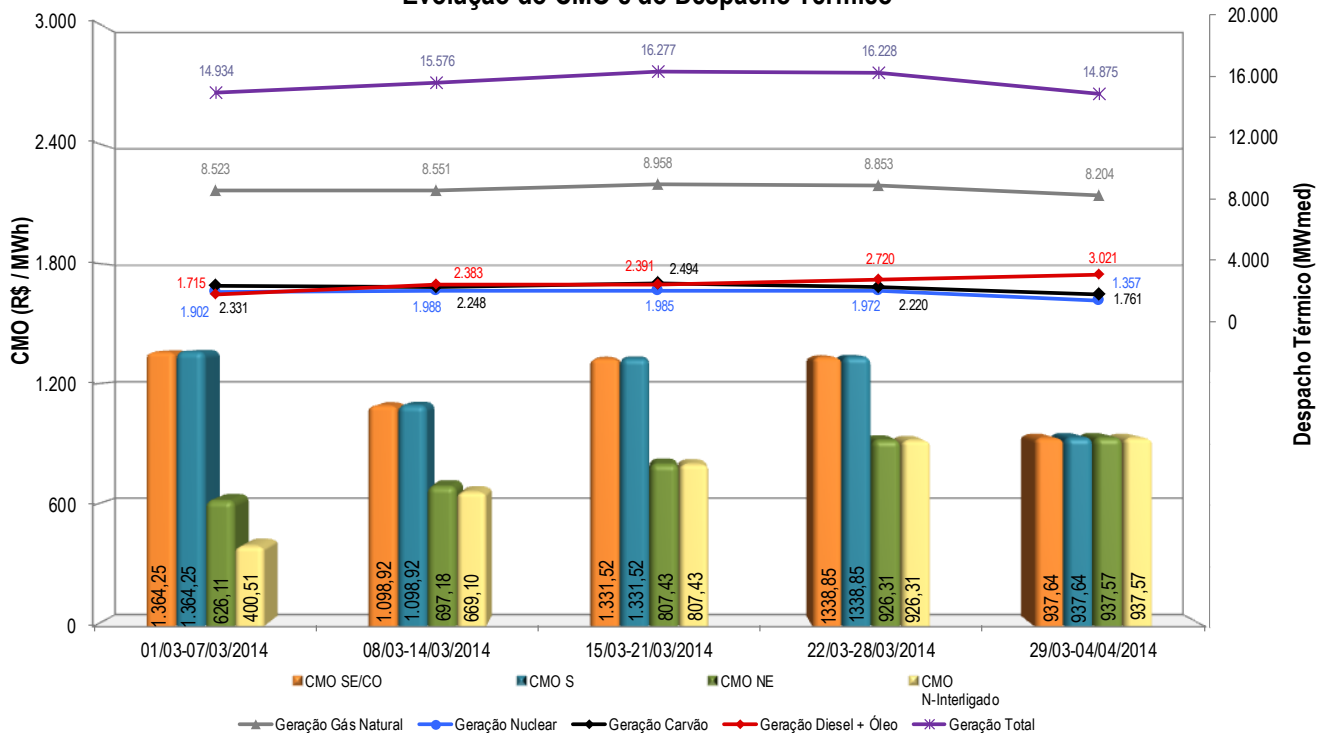


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2014 foi de R\$ 53,5 milhões, valor 86% inferior aos R\$ 380,1 milhões dispendidos no mês anterior. O valor de fevereiro de 2014 é composto por R\$ 48,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e por R\$ 4,7 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.

A significativa redução do encargo Restrição de Operação, de R\$ 374,4 milhões em janeiro para R\$ 48,8 milhões em fevereiro está relacionado ao aumento do CMO para valores muitas vezes superiores aos valores máximos dos Custos Variáveis Unitários – CVUs das usinas termelétricas.

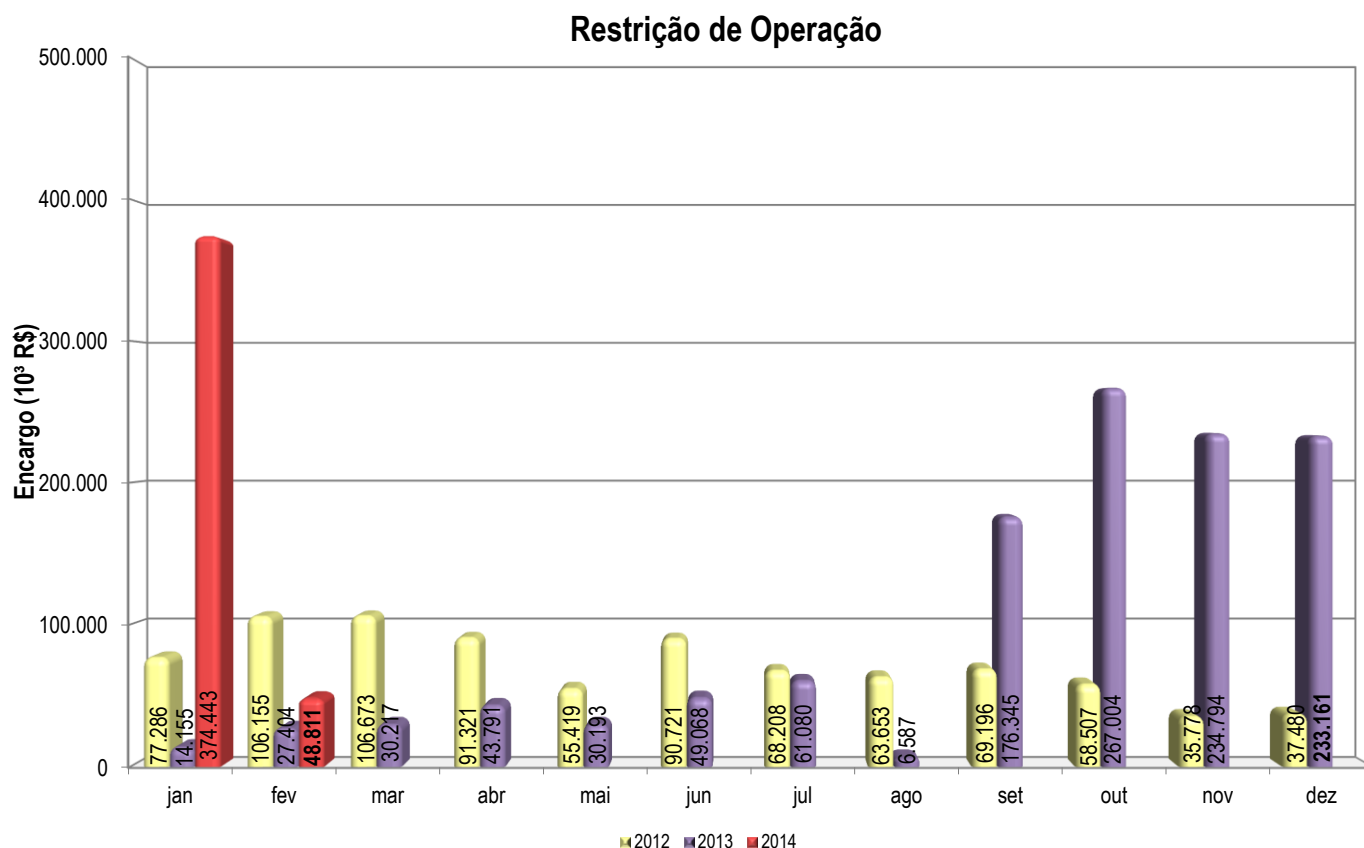


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

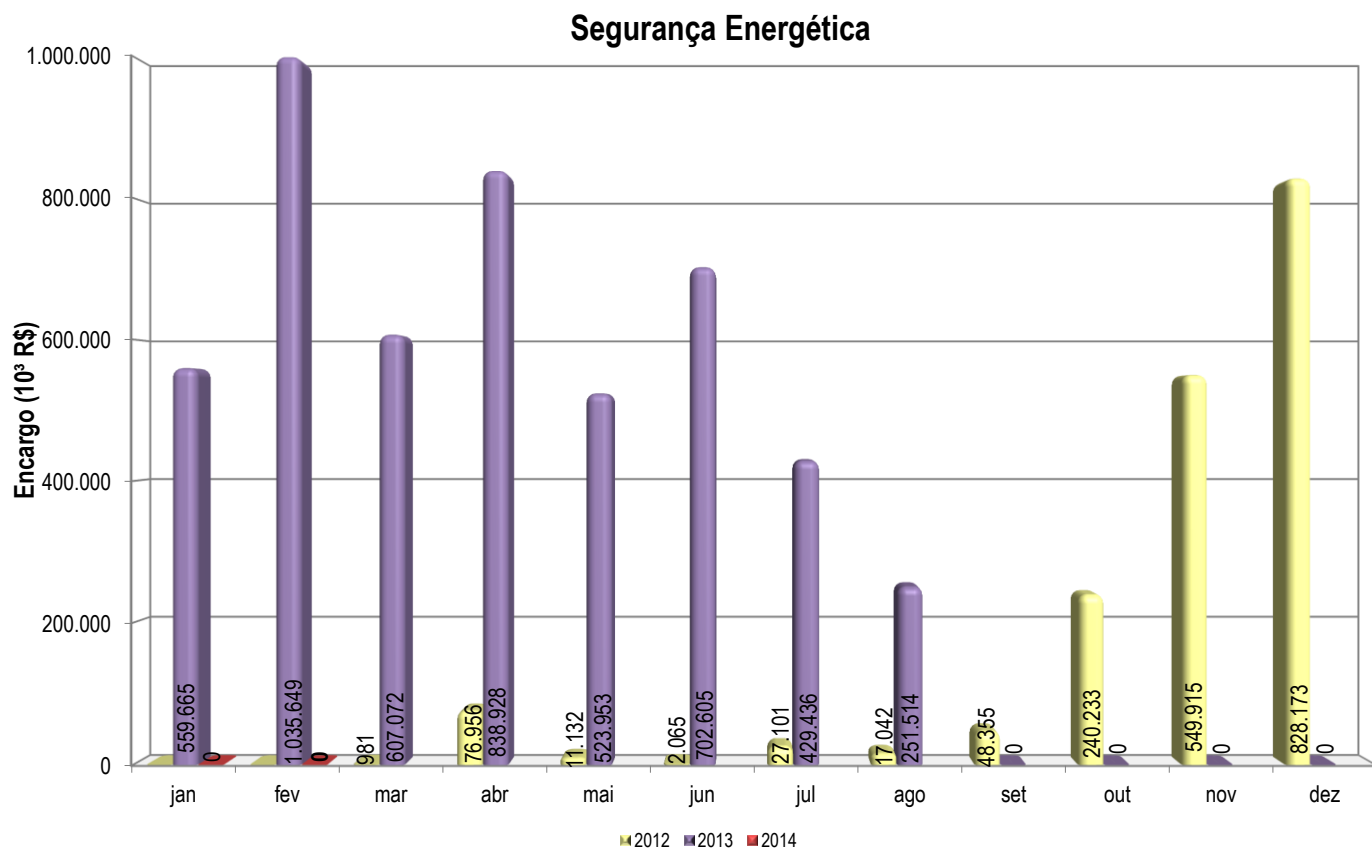


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE

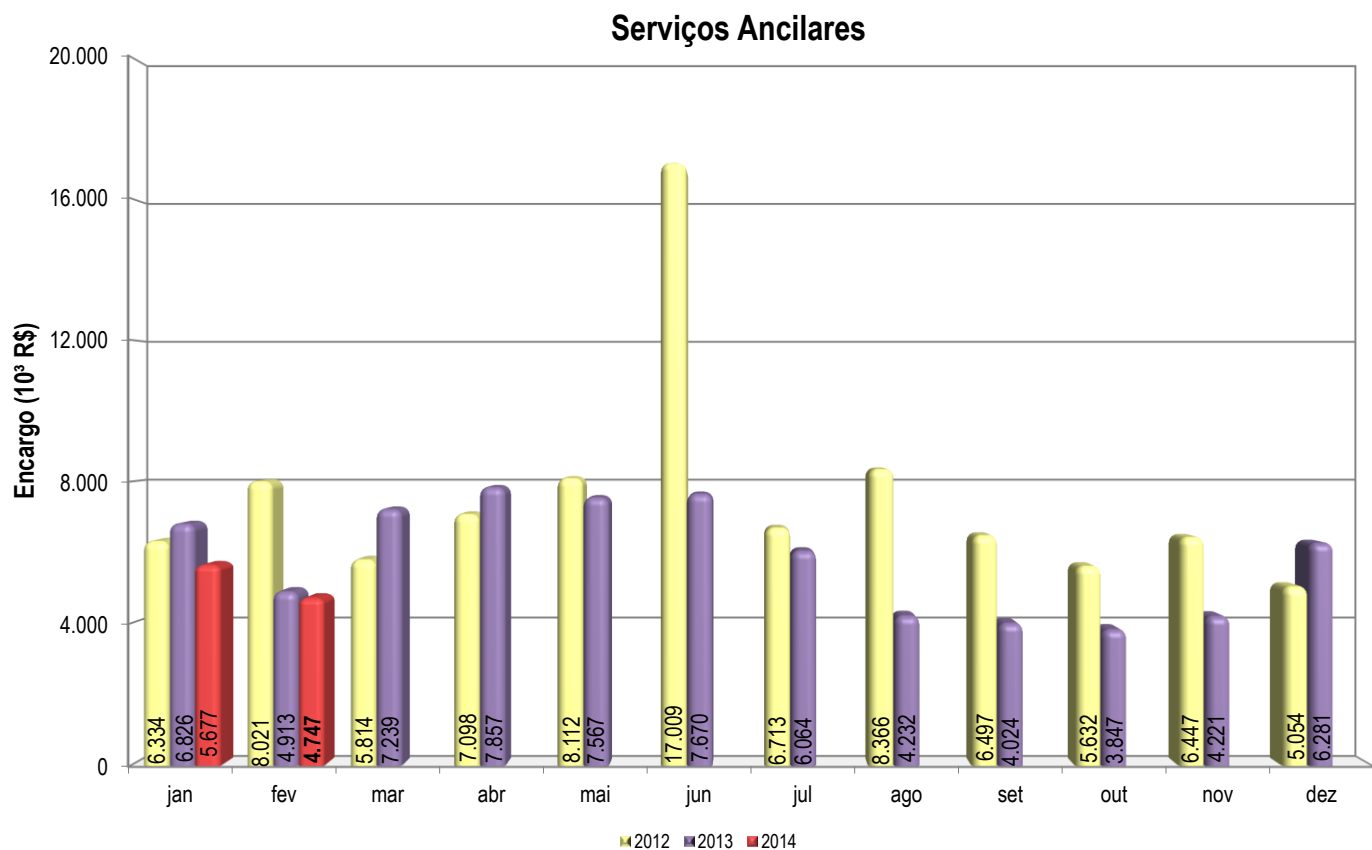


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2014.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2014 o número de ocorrências foi inferior ao mesmo período de 2013 e o montante de carga interrompida foi superior ao valor verificado no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 07 de março, às 14h47min:** Desligamento automático dos setores de 345kV e 138kV da SE Campinas durante execução de serviços para retirada de fiação dos painéis de proteção desativados da LT 345 kV Campinas - Guarulhos. Houve interrupção de **783 MW** de cargas da CPFL no estado de São Paulo. Causa: Desligamento do barramento B devido a uma falha em projeto referente ao sistema de proteção modernizado da mesma LT.
- **Dia 11 de março, às 13h37min:** Desligamento automático do Autotransformador AT02 da SE Itatiba, após alguns segundos do desligamento manual do AT01 para manutenção. Houve interrupção de **437 MW** de carga no estado de São Paulo. Causa: Desligamento acidental do AT02 por erro no ajuste do relé de sobrecorrente temporizada do lado de 138 kV.
- **Dia 20 de março, às 09h48min:** Desligamento geral da SE Sobral II (CHESF). Houve interrupção de **196 MW** de carga da COELCE no estado do Ceará. Causa: Atuação acidental da proteção contra falha do disjuntor 62BF do futuro transformador 230/69 kV na SE Sobral II 04T4, durante testes de integração realizados nesse equipamento.

### 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	0									
S	637	238	168									
SE/CO	2.281	1.439	1.344									
NE	252	877	196									
N-Int***	318	376	0									
Isolados	0	0	0									
<b>TOTAL</b>	<b>3.488</b>	<b>9.725</b>	<b>1.708</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	0									
S	3	1	1									
SE/CO	8	3	3									
NE	2	2	1									
N-Int***	2	1	0									
Isolados	0	0	0									
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>5</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>

\* 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.

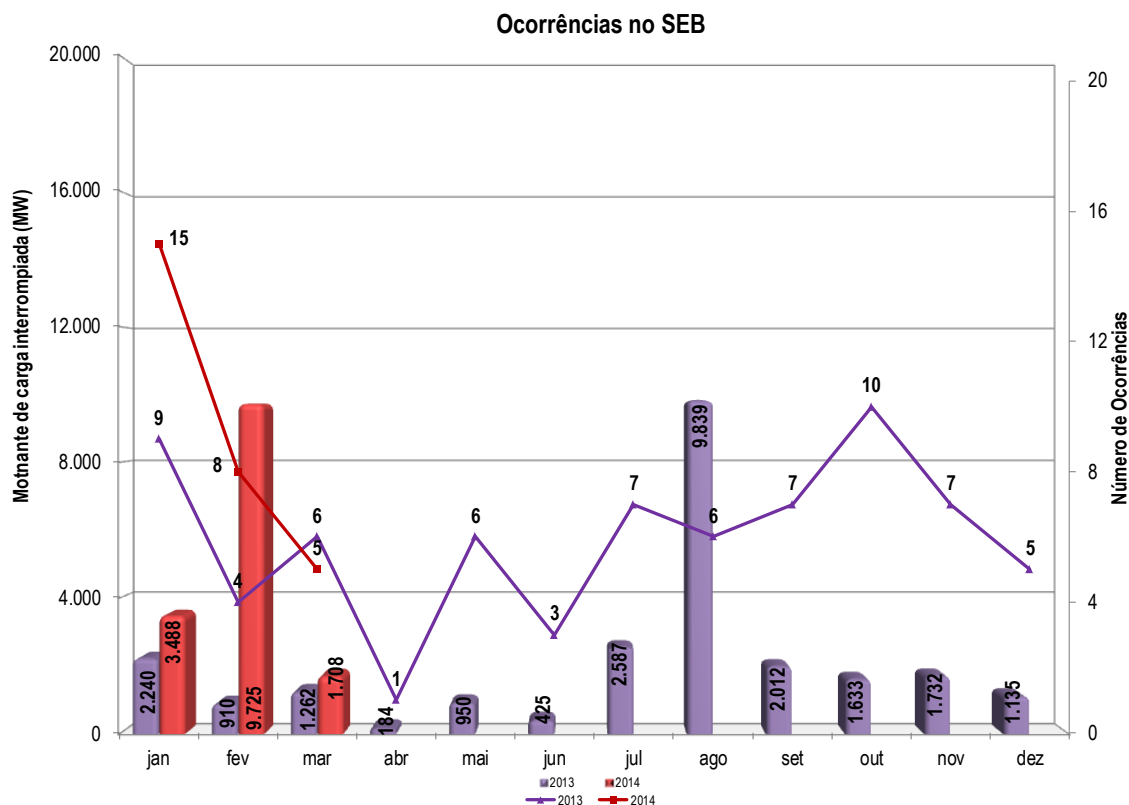


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que no mês de fevereiro foi redefinido o limite de 14,69 para o DEC, menor que o do ano anterior, e de 11,95 para o FEC.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,94	1,70												3,64	14,69
S	2,14	1,94												4,07	13,36
SE	1,28	1,10												2,38	9,73
CO	3,65	2,48												6,13	17,18
NE	1,79	1,73												3,52	16,97
N	4,42	4,62												9,02	40,27

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

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2014														Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,05	0,92												1,97	11,95
S	1,33	1,13												2,46	11,17
SE	0,67	0,55												1,21	7,85
CO	1,95	1,64												3,59	15,10
NE	0,87	0,85												1,72	12,08
N	2,67	2,56												5,24	38,14

Dados contabilizados até fevereiro 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.



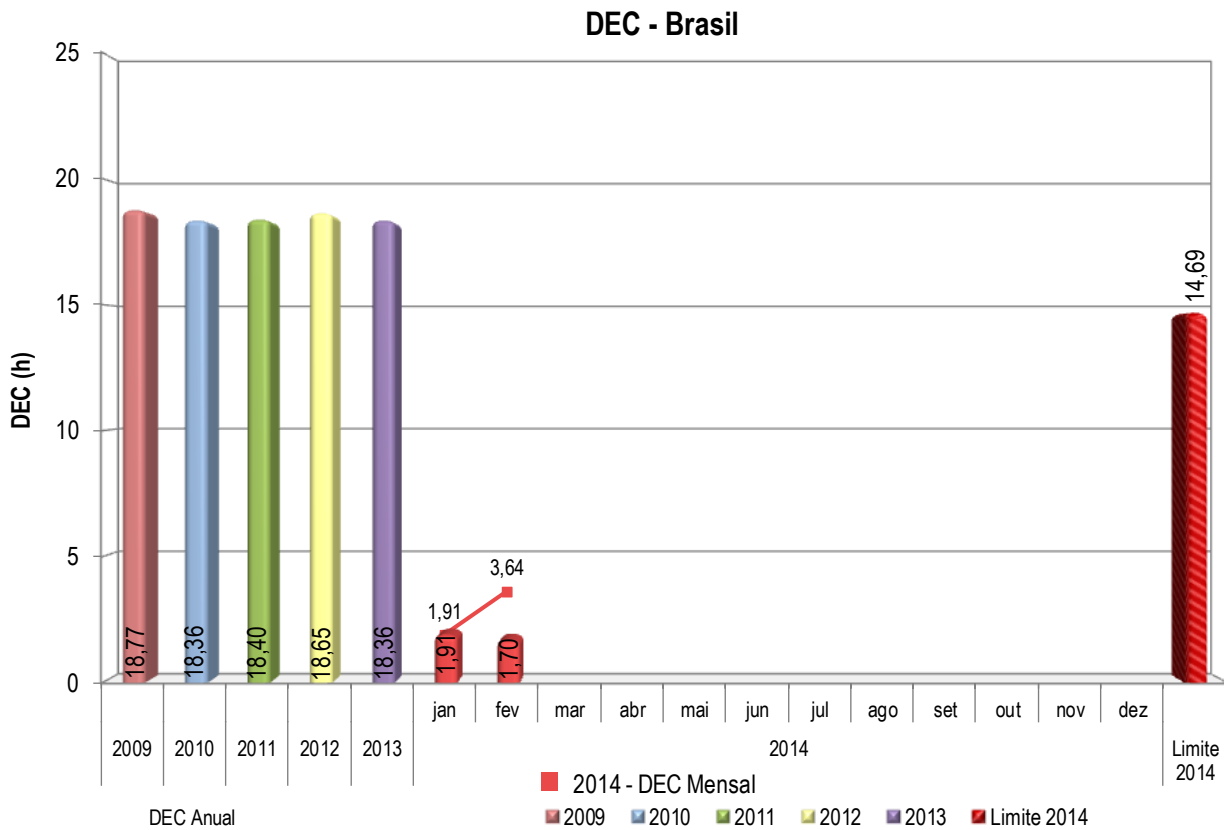


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

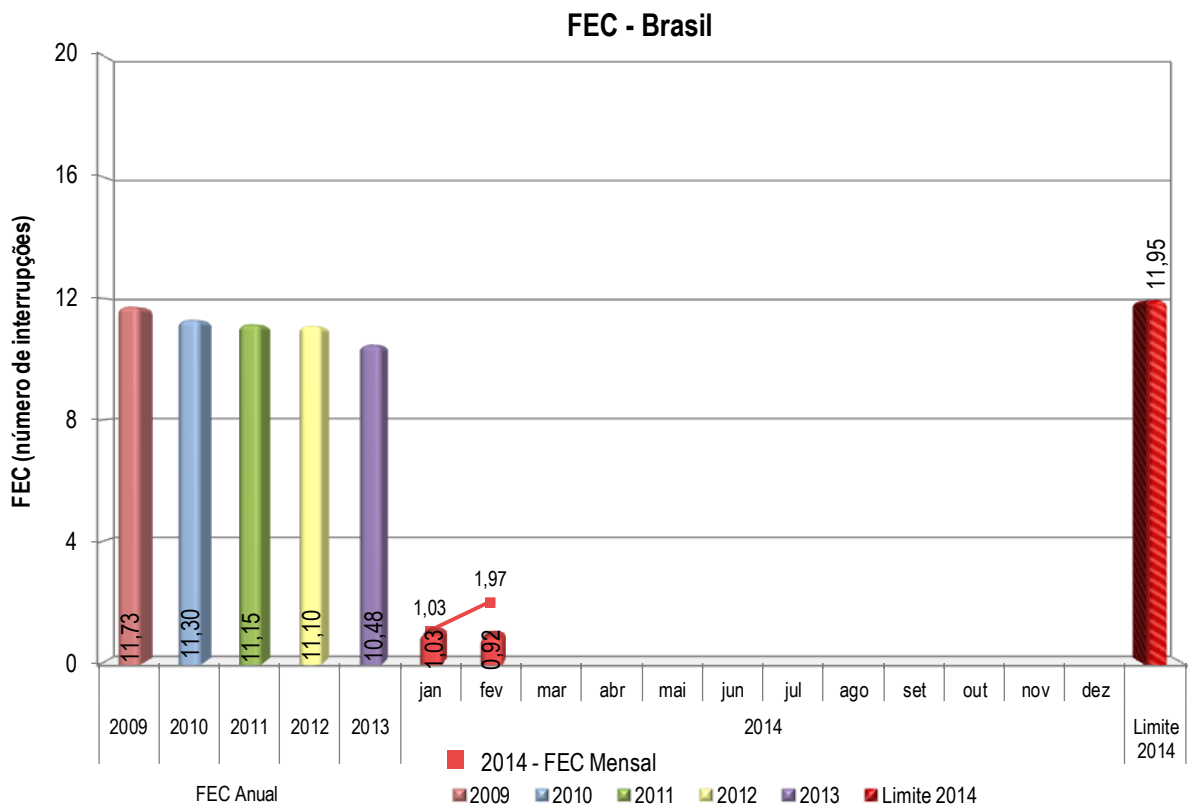


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro 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-reativo
<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