



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Fevereiro – 2015





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

**Fevereiro – 2015**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Carlos Eduardo de Souza Braga

### **Secretário-Executivo**

Márcio Pereira Zimmermann

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

### **Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE**

Domingos Romeu Andreatta

### **Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico**

Thiago Pereira Soares

### **Equipe Técnica**

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: [http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas\\_publicacoes.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html)



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias .....	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável .....	4
2.4. Energia Armazenada .....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados .....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas .....	13
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA** .....	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	19
7.4. Geração Eólica .....	20
7.5. Energia de Reserva .....	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	27
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	29



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



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2015 a 27/02/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 25/02/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	17
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	18
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	30
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	32
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	34
Figura 39. DEC do Brasil.....	35
Figura 40. FEC do Brasil.....	35



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio. ....	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil. ....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015. ....	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	34



## 1. INTRODUÇÃO

Em fevereiro de 2015 os valores de aflúncias brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul. No subsistema Nordeste, a aflúncia foi a pior para o mês de fevereiro do histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 16.417 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de janeiro de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +3,8 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -8,3 p.p. no Sul, +1,9 p.p. no Nordeste e +4,4 p.p. no Norte.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou audiência pública, no período de 09/02 a 20/02/2015, com o intuito de obter subsídios e informações para o aprimoramento do sistema de bandeiras tarifárias e da regulamentação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária. Como resultado desse trabalho, no dia 27 de fevereiro de 2015, a Diretoria da Agência aprovou o novo valor das bandeiras tarifárias, com vigência a partir do dia 02 de março. Para as bandeiras tarifárias amarela e vermelha, a tarifa sofrerá acréscimos de R\$ 0,025 e R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

No dia 04 de fevereiro de 2015, foi realizada a 152ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Comitê homologou o despacho da UTE Uruguaiana pelo prazo mínimo de 60 dias a contar da data de sua entrada em operação. O retorno à operação dessa usina, que ocorreu a partir do dia 13 de fevereiro de 2015, se constitui como um benefício adicional do ponto de vista do aumento da confiabilidade da operação elétrica e suprimento de energia no SIN, especialmente considerando o cenário hidrometeorológico desfavorável atualmente vivenciado.

Entraram em operação comercial no mês 655,8 MW de capacidade instalada de geração, 100,0 km de linhas de transmissão e 2.086,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 1.085,1 MW de capacidade instalada de geração, 132,0 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 3.830,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de fevereiro de 2015, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 134.794 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.290 MW de geração de fontes hidráulicas, de 1.499 MW de fontes térmicas e de 3.252 MW de geração eólica.

No mês de janeiro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 72,4% do total gerado no Brasil, 4,5 p.p. acima ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica se manteve no mesmo patamar. Além disso, a participação de usinas térmicas na produção de energia elétrica, em termos globais, foi reduzida em 4,5 p.p., com variações por combustível entre -2,2 p.p. (biomassa) e -0,3 p.p. (nuclear).

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de janeiro de 2015, diminuiu 4,0 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 19,9%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Nordeste aumentou 2,7 p.p. em relação a dezembro de 2014, e alcançou 44,1%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 0,5 p.p. no fator de capacidade na região Sul, enquanto que na região Nordeste o fator de capacidade das usinas aumentou cerca de 3,7 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (fevereiro de 2014 a janeiro de 2015), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 1,9% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo, em termos anuais, manteve-se praticamente no mesmo patamar, com crescimento de 0,4% entre janeiro de 2015 e o mesmo mês de 2014. Nesse período, houve expansão de 3,3% na quantidade de unidades consumidoras residenciais.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 28 de fevereiro de 2015, exceto quando indicado.

\*\* O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia.

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão.

O Subsistema Norte-Interligado é composto pelos estados do Pará, Tocantins e Maranhão.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de fevereiro, a passagem frequente de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste ocasionaram valores significativos de precipitação nas bacias hidrográficas dos rios Paranapanema, Tietê e São Francisco. Nas demais bacias principais para a geração de energia hidrelétrica para o SIN ocorreu chuva fraca.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação abaixo da média climatológica em praticamente todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil. Destaca-se que no mês de janeiro choveu cerca de 70% do esperado nas bacias dos rios São Francisco e Tocantins e cerca de 85% nas bacias dos rios Paranaíba e Grande.

As temperaturas mínimas do mês variaram em torno do valor esperado para a época do ano em praticamente todo o país, com maiores anomalias positivas na Região Nordeste e no oeste da região Norte. As temperaturas máximas do mês de fevereiro estiveram acima da média climatológica principalmente na região Nordeste e no norte da região Norte e houve anomalias negativas no oeste da região Sul.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 59 %MLT – 34.842 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (6º pior valor\*), 139 %MLT – 11.620 MW médios no Sul (18º melhor valor\*), 28 %MLT – 4.170 MW médios no Nordeste (pior valor\*) e 54 %MLT – 7.270 MW médios no Norte-Interligado (6º pior valor\*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 139 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 124 %MLT.

\* considerando um histórico de afluências para o mês em 83 anos (1931 a 2013).

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

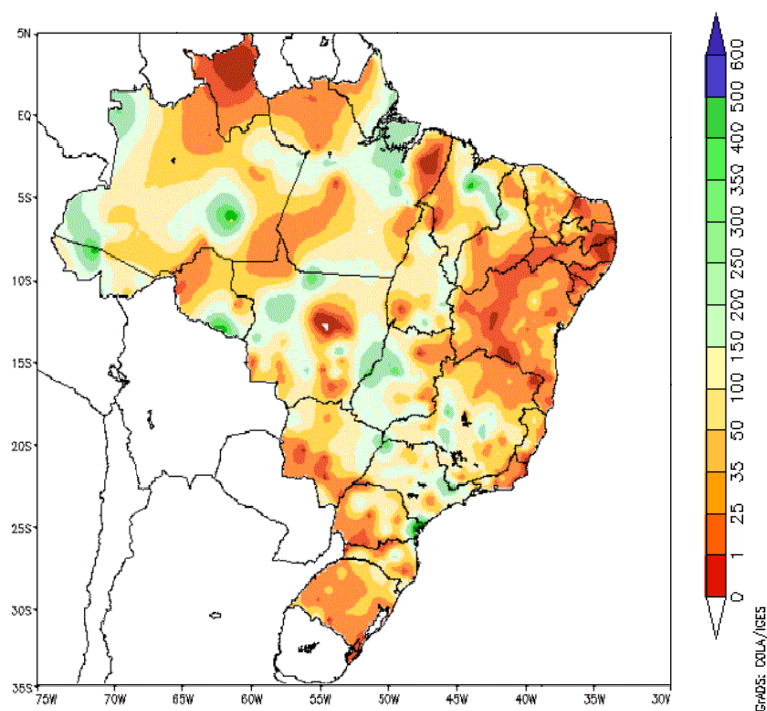


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2015 a 27/02/2015 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

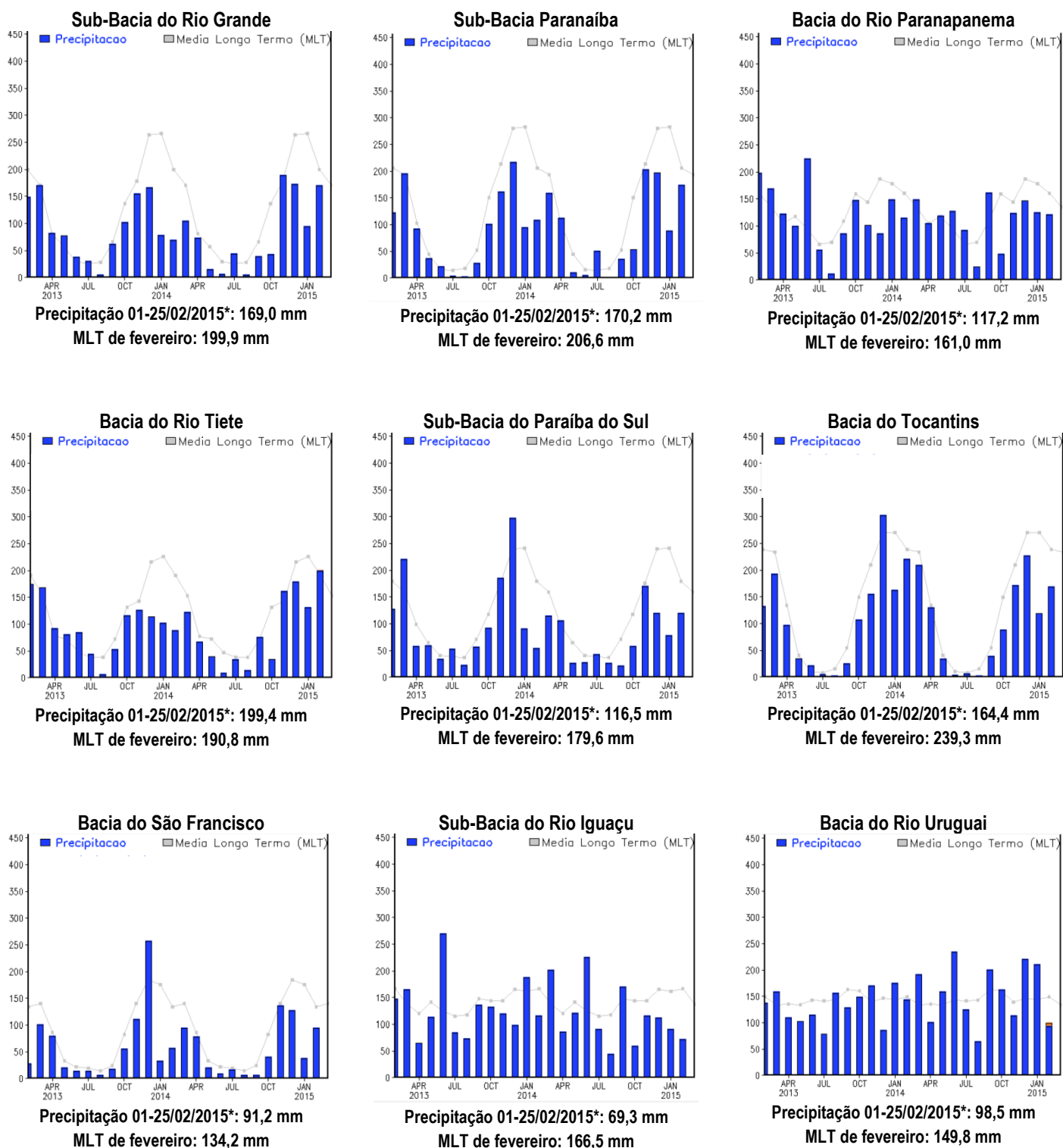


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 25/02/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

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

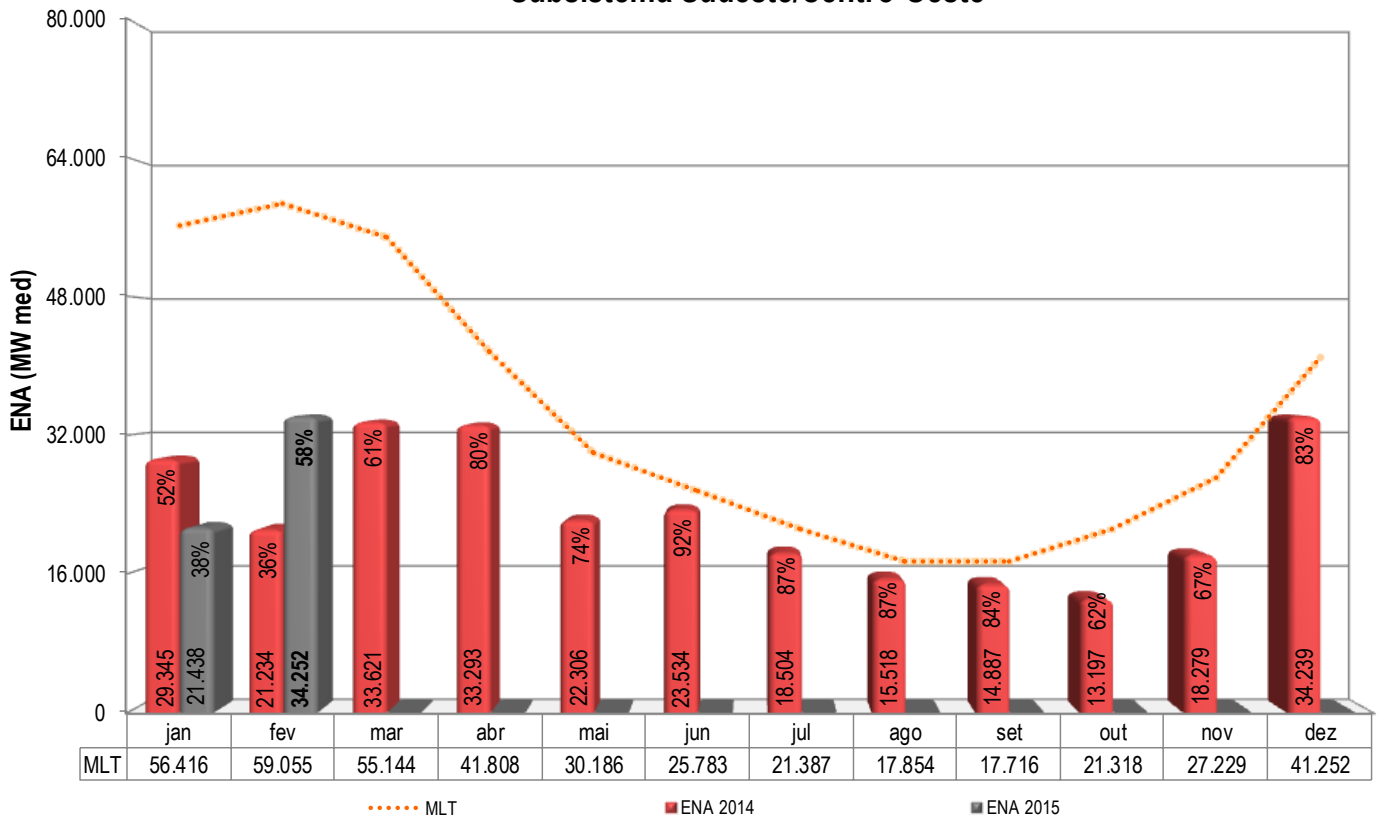


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

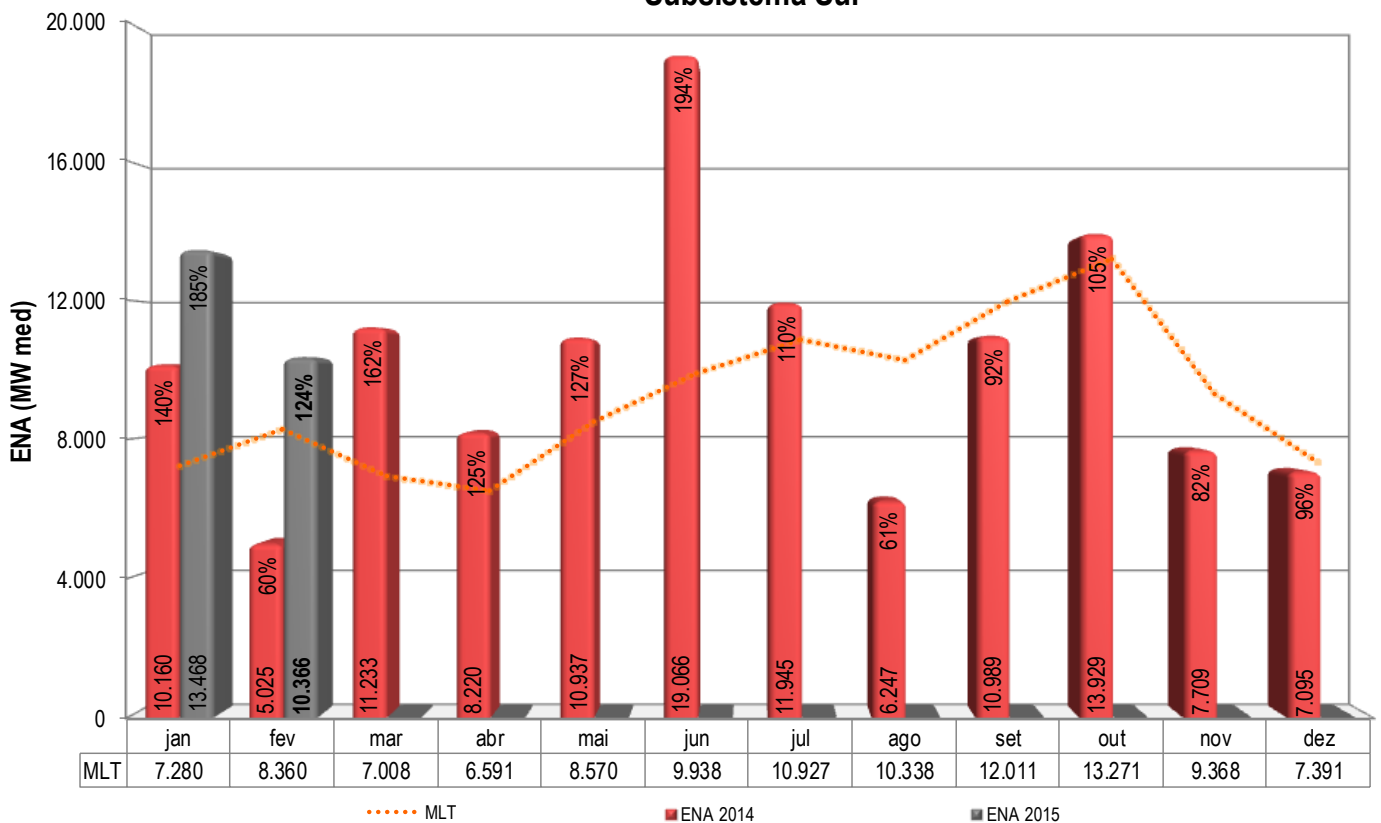


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

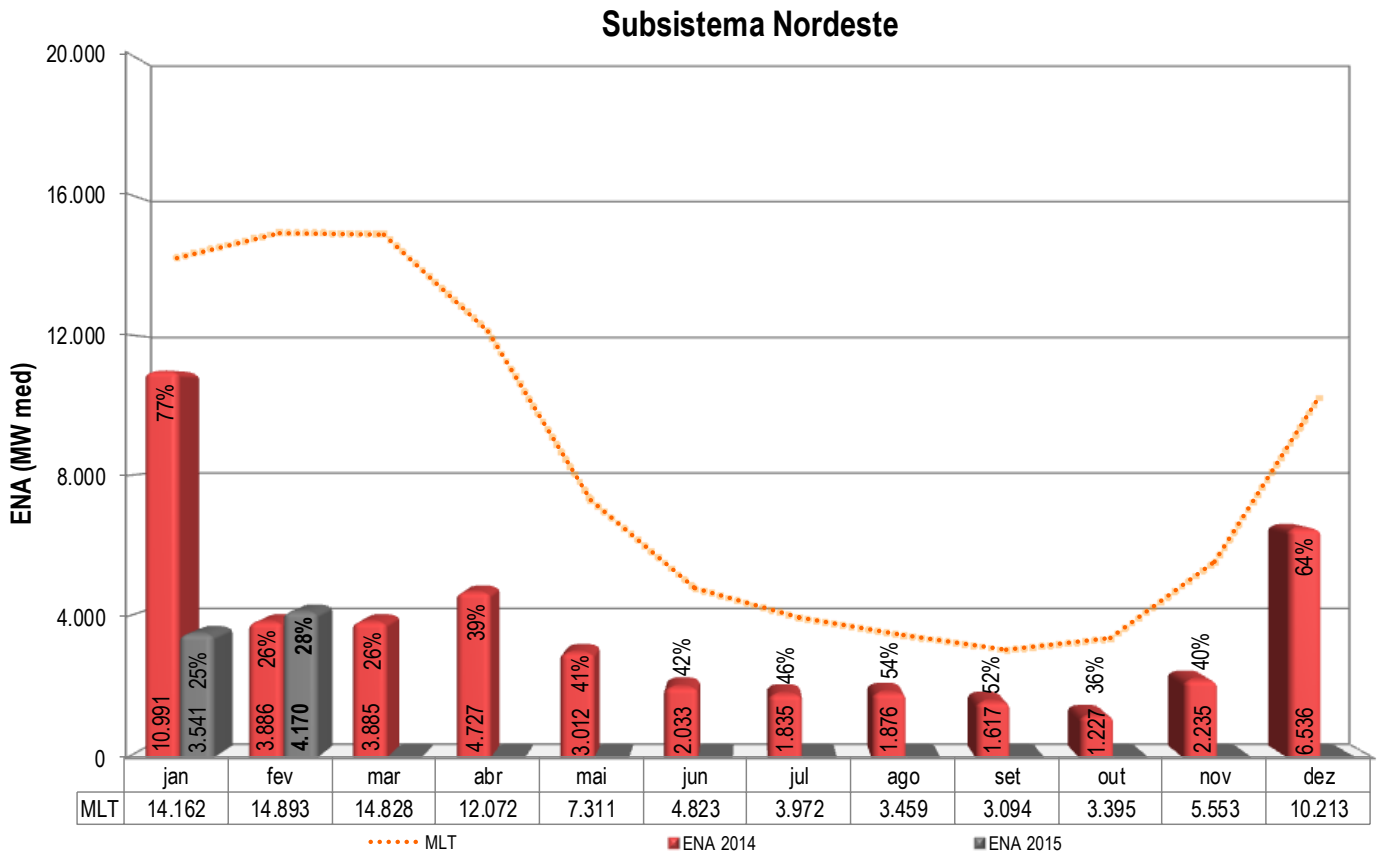


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

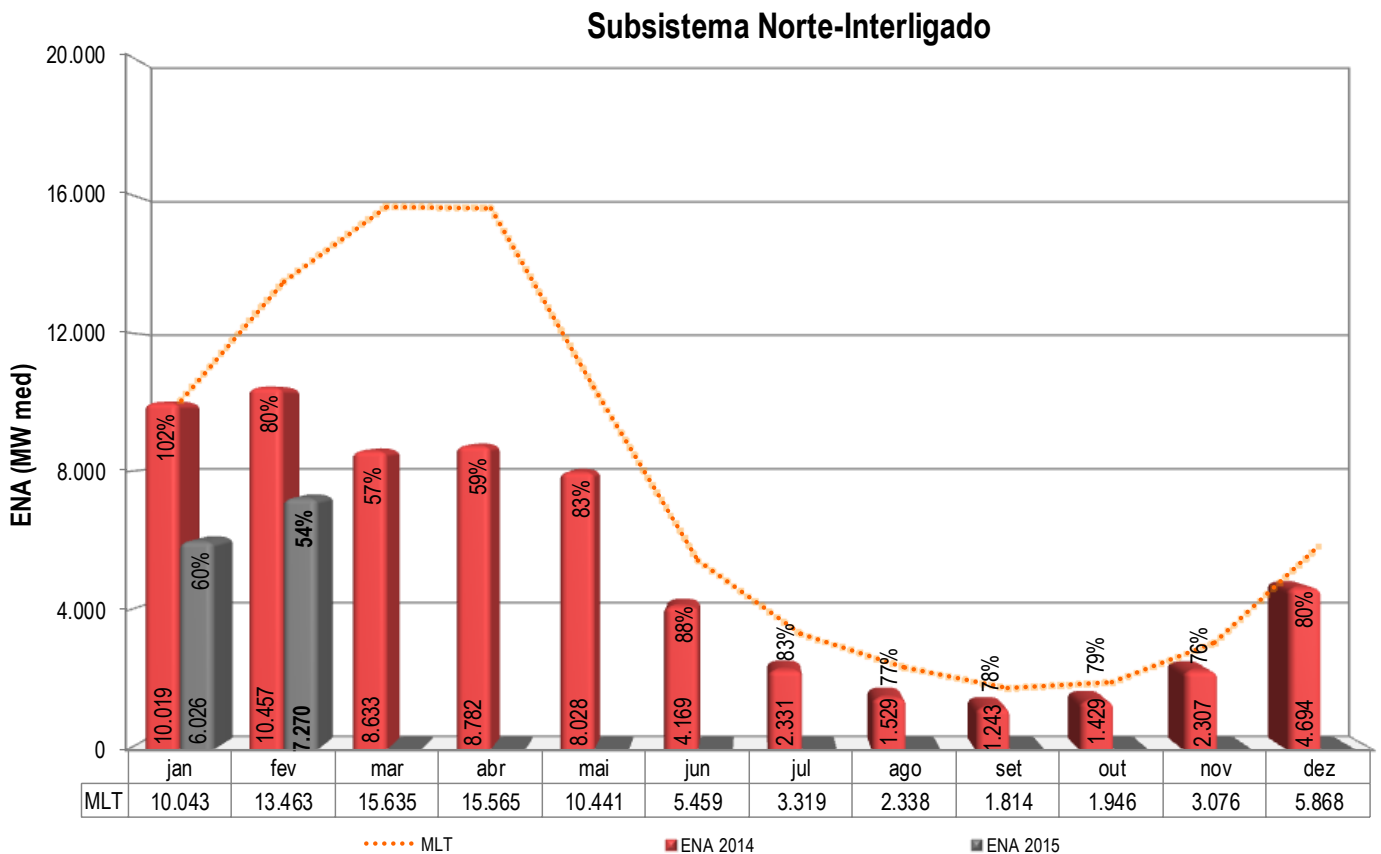


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em fevereiro de 2015 houve elevação nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. Houve contribuição de aproximadamente 16.417 MWmédios de produção térmica no mês, valor cerca de 135 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Houve aumento do armazenamento equivalente em 3,8 p.p. no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de fevereiro, atingindo 20,6 %EAR, valor 14,0 p.p. inferior ao verificado no final de fevereiro de 2014 (34,6 %EAR), e 12,8 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (33,4%EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo que nos períodos de carga leve sua geração foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, a geração das usinas foi maximizada em todos os períodos de carga durante a maior parte do mês, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se os limites elétricos vigentes na interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 8,3 p.p em comparação com janeiro de 2015, atingindo 51,1 %EAR ao final do mês, valor cerca de 13,8 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de fevereiro de 2014 (37,3 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 1,9 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 18,3 %EAR ao final do mês de fevereiro, valor 23,8 p.p. inferior ao verificado ao final de fevereiro de 2014 (42,1 %EAR) e 19,9 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (38,2 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.208 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função do aumento das vazões incrementais à jusante da UHE Três Marias, foi possível reduzir sua vazão defluente mínima para valores da ordem de 80 m<sup>3</sup>/s, a partir do dia 11 de fevereiro, continuando a assegurar o atendimento aos usos múltiplos.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 39,1 %EAR ao final do mês de fevereiro, apresentando replecionamento de 4,4 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 41,8 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de fevereiro de 2014 (80,9 %EAR). No início do mês, a geração na UHE Tucuruí foi explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre os subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Posteriormente, a geração da UHE Tucuruí foi explorada em todos os períodos de carga.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de janeiro de 2015 referem-se ao replecionamento de 8,4 p.p. na UHE Capivara (atingindo 31,4% v.u.), de 7,1 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 17,6% v.u.) e de 5,3 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 37,4% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de fevereiro, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 29,3% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um replecionamento de 2,2 p.p. em relação ao armazenamento verificado em janeiro de 2015.

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	20,6	205.002	70,3
Sul	51,1	19.873	6,8
Nordeste	18,3	51.859	17,8
Norte	39,1	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>291.546</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

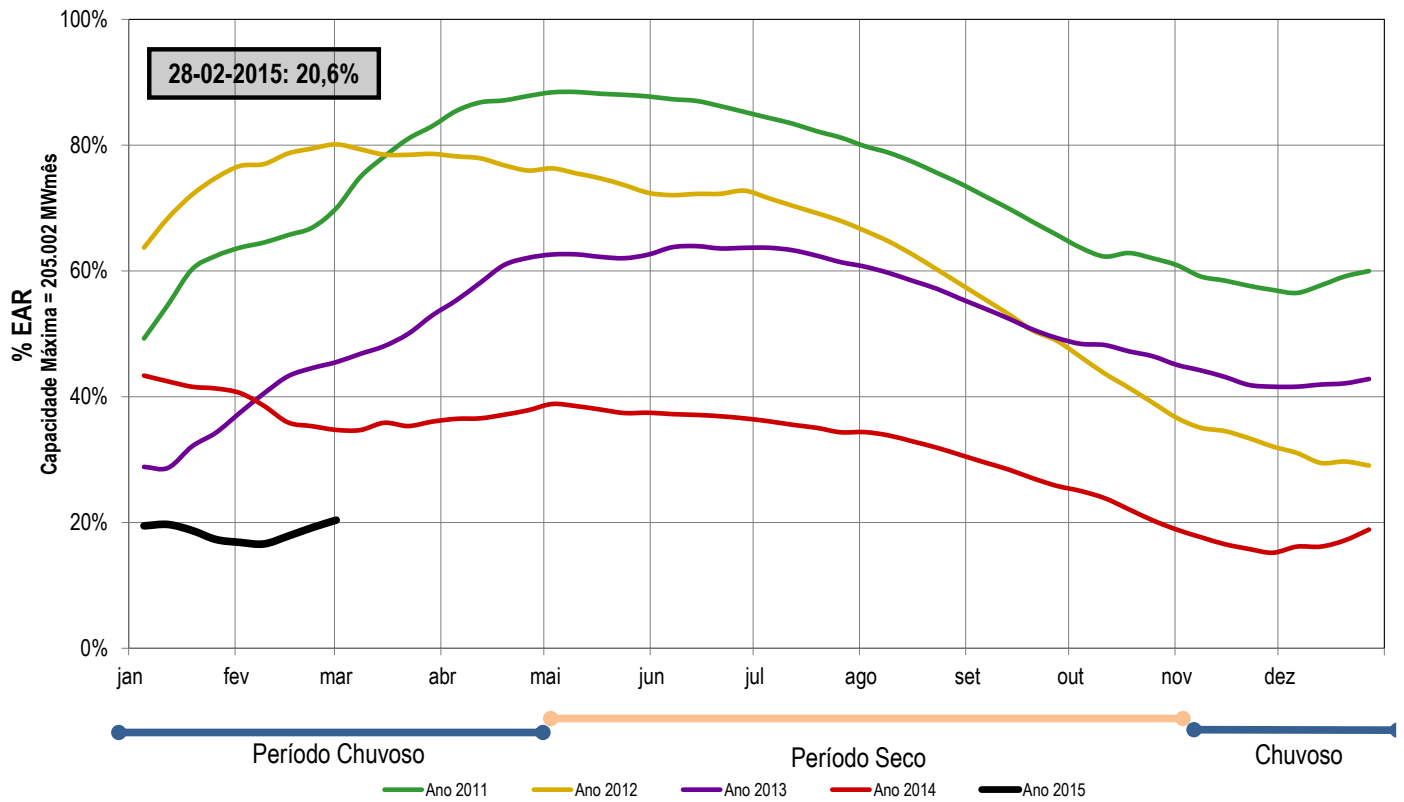


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

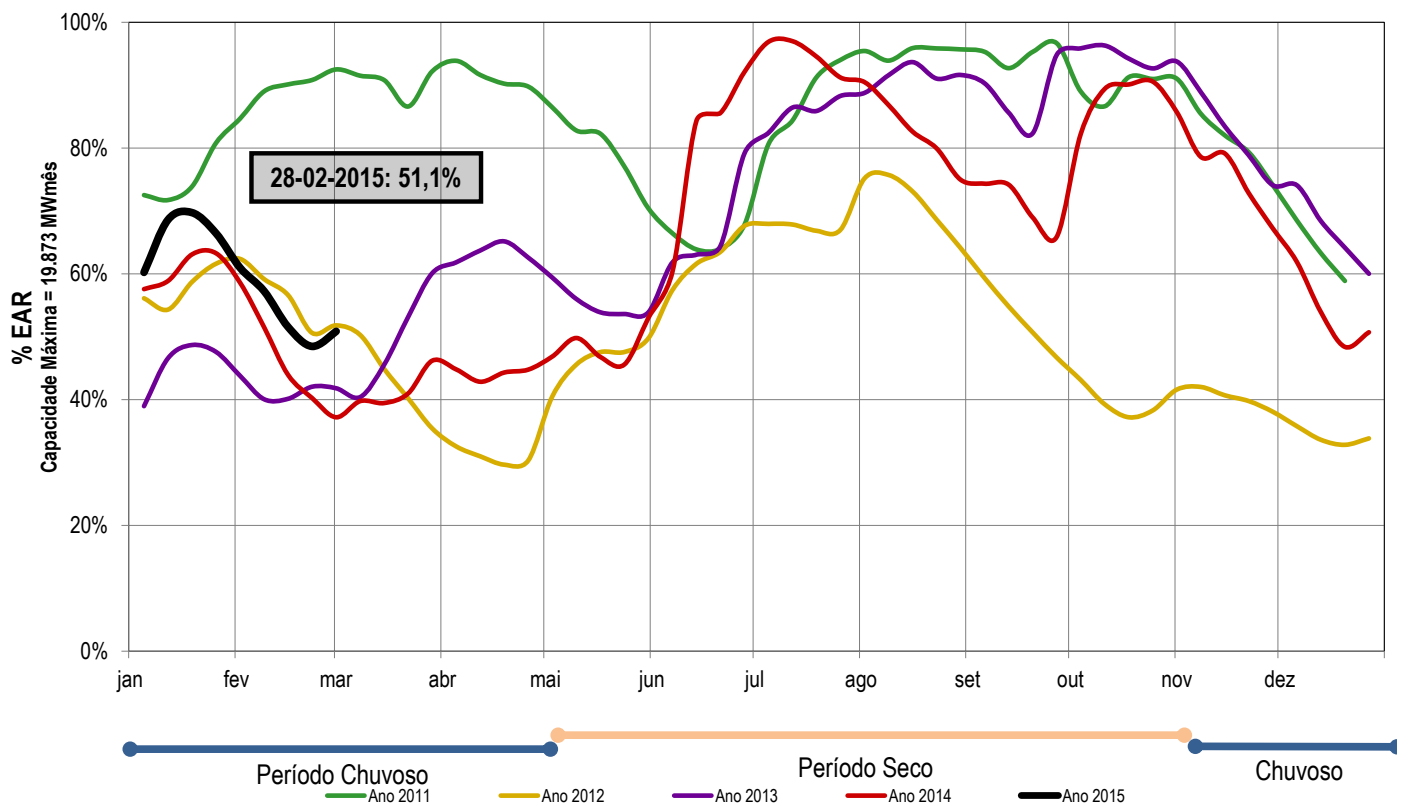


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

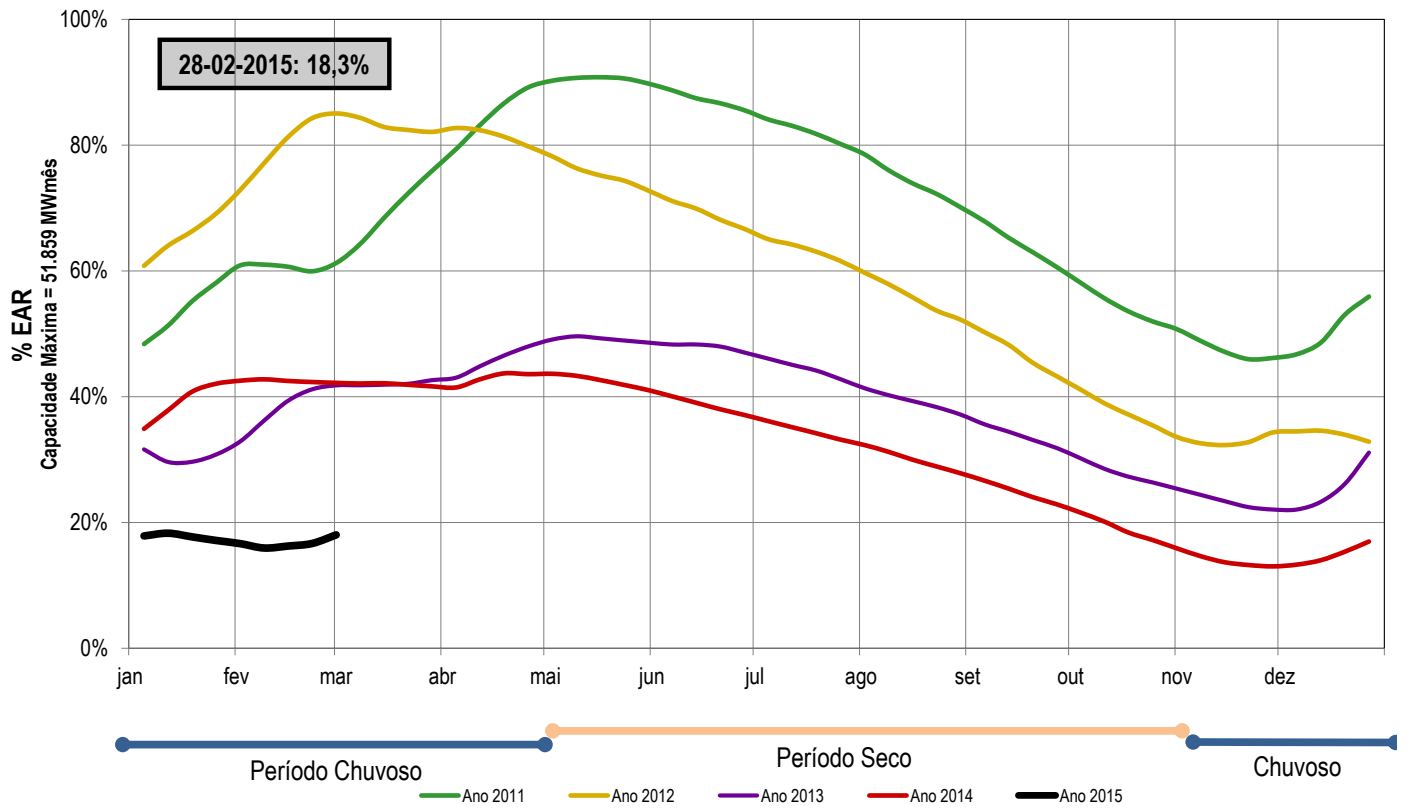


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

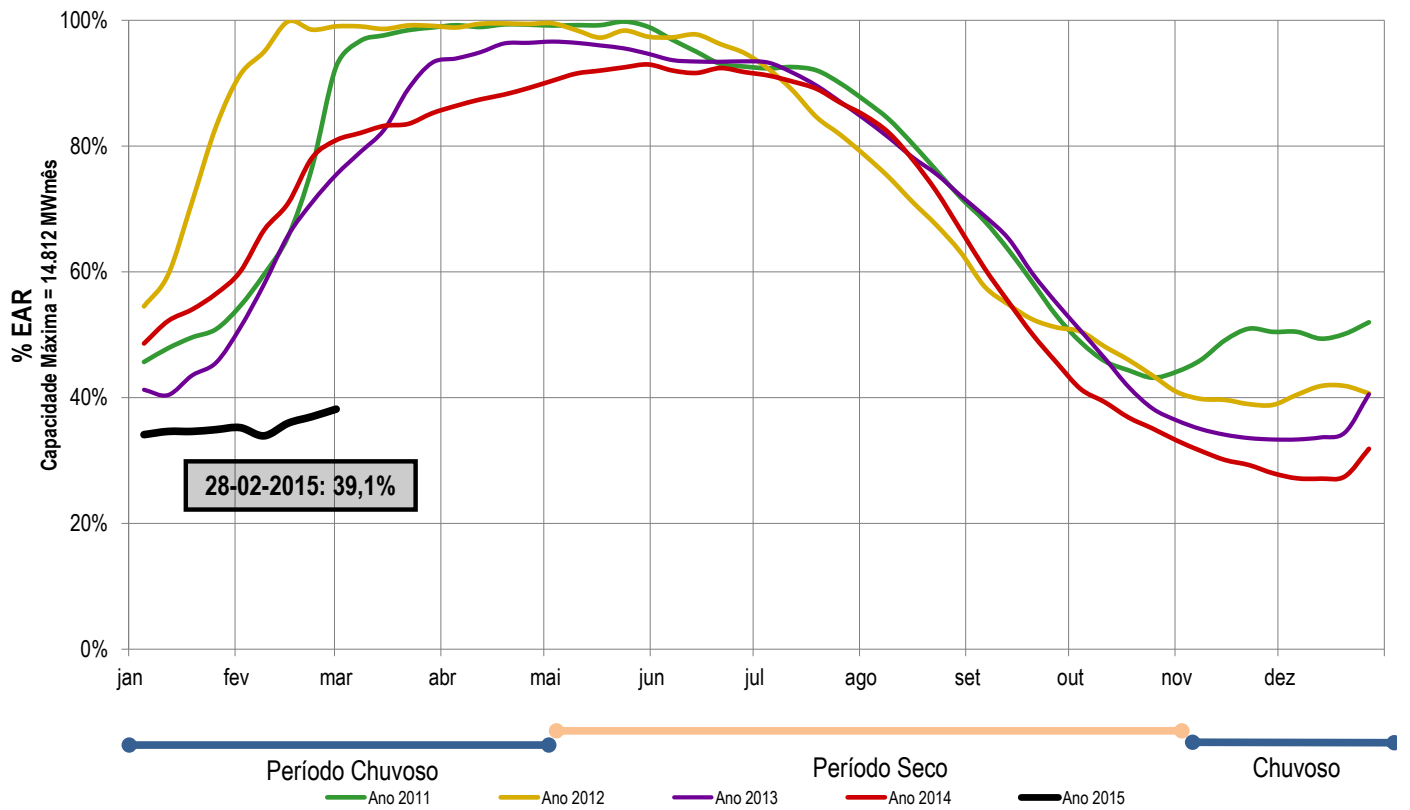


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 3.315 MWmédios para complementação do balanço energético dos demais subsistemas. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 2.107 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor, aumentando sua importação de 881 MWmédios em janeiro para 1.208 MWmédios em fevereiro. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os desestocques e possivelmente aumentar as taxas de replecionamento dos reservatórios da região.

O subsistema Sul exportou 2.359 MWmédios no mês de fevereiro.

No complexo do Rio Madeira, em janeiro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.467 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.089 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.457 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 107 MWmédios do SIN no mês de fevereiro, através da interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 98 MWmédios, da mesma ordem verificada no mês anterior.

No mês de fevereiro, houve intercâmbio internacional com a Argentina no valor de 2 MWmédios.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.550
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

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

\*\* Valor contratual.



**Legenda da seção 3.1.**

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT <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 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 51.853 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando crescimento de 5,1% em comparação ao verificado no mês anterior e de 0,4% em relação ao consumo de janeiro de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (fevereiro de 2014 a janeiro de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 5,6% em relação ao mesmo período anterior e avançou 6,1% em janeiro de 2015 em comparação ao mesmo mês de 2014. As maiores taxas de crescimento foram registradas na região Norte do país, em função de programas desenvolvidos pelas principais concessionárias de distribuição para combate às perdas comerciais e regularização das ligações. Na região Sudeste, o comportamento foi influenciado especialmente pelas altas temperaturas registradas no verão, enquanto que na região Nordeste o crescimento foi decorrente da expansão da base de consumidores.

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,0% no acumulado de 12 meses e 4,1% em relação a janeiro de 2014, taxa inferior ao verificado nos meses anteriores em termos da expansão anual. No Sudeste, a desaceleração do consumo dessa classe é notadamente observada em São Paulo (+1,2%).

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração de 4,7%, em relação a janeiro de 2014, tendo havido queda do consumo de energia por essa classe em todas as regiões do país. Nos setores metalúrgico, automobilístico, químico e têxtil houve recuo do consumo em 17%, 7%, 4% e 9%, respectivamente. Já no setor de extrativo de minerais metálicos, houve expansão de 25% no consumo de energia, motivado pelo aumento da produção de minério de ferro, dentre outros fatores.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 4,0% em comparação ao mesmo mês de 2014 e acumula em 12 meses crescimento de 9,5% em relação ao mesmo período anterior. Em São Paulo, foi registrado decréscimo do consumo dessa classe nos meses de dezembro (-3,2%) e janeiro (-4,8%), em decorrência principalmente da forte estiagem aliada à crise hídrica observada no estado.

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





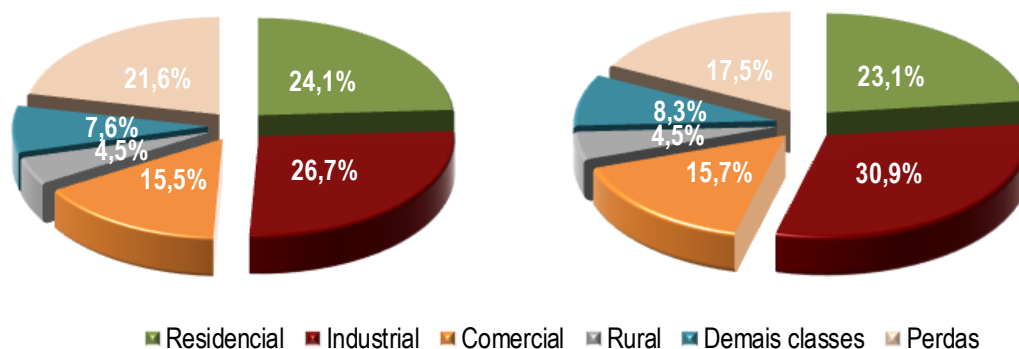
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/15 GWh	Evolução mensal (Jan/15/Dez/14)	Evolução anual (Jan/15/Jan/14)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	12.501	12,3%	6,1%	125.750	132.771	5,6%
<b>Industrial</b>	13.822	-4,6%	-4,7%	184.821	177.371	-4,0%
<b>Comercial</b>	8.049	2,4%	4,1%	84.234	90.135	7,0%
<b>Rural</b>	2.324	8,5%	4,0%	23.668	25.915	9,5%
<b>Demais classes *</b>	3.963	-2,2%	0,1%	46.494	47.651	2,5%
<b>Perdas</b>	11.194	16,0%	-2,2%	98.668	100.247	1,6%
<b>Total</b>	<b>51.853</b>	<b>5,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>563.636</b>	<b>574.090</b>	<b>1,9%</b>

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

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Jan/2015      Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas

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

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jan/15 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/15/Dez/14)	Evolução anual (Jan/15/Jan/14)	Fev/13-Jan/14 (kWh/NU)	Fev/14-Jan/15 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	189	11,8%	2,8%	164	167	2,2%
<b>Consumo médio industrial</b>	24.116	-4,6%	-2,8%	26.332	25.788	-2,1%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.444	2,1%	2,0%	1.286	1.348	4,9%
<b>Consumo médio rural</b>	542	8,1%	2,4%	468	504	7,8%
<b>Consumo médio demais classes</b>	5.316	-2,4%	-2,6%	5.344	5.327	-0,3%
<b>Consumo médio total</b>	526	2,1%	-1,9%	516	511	-1,1%

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

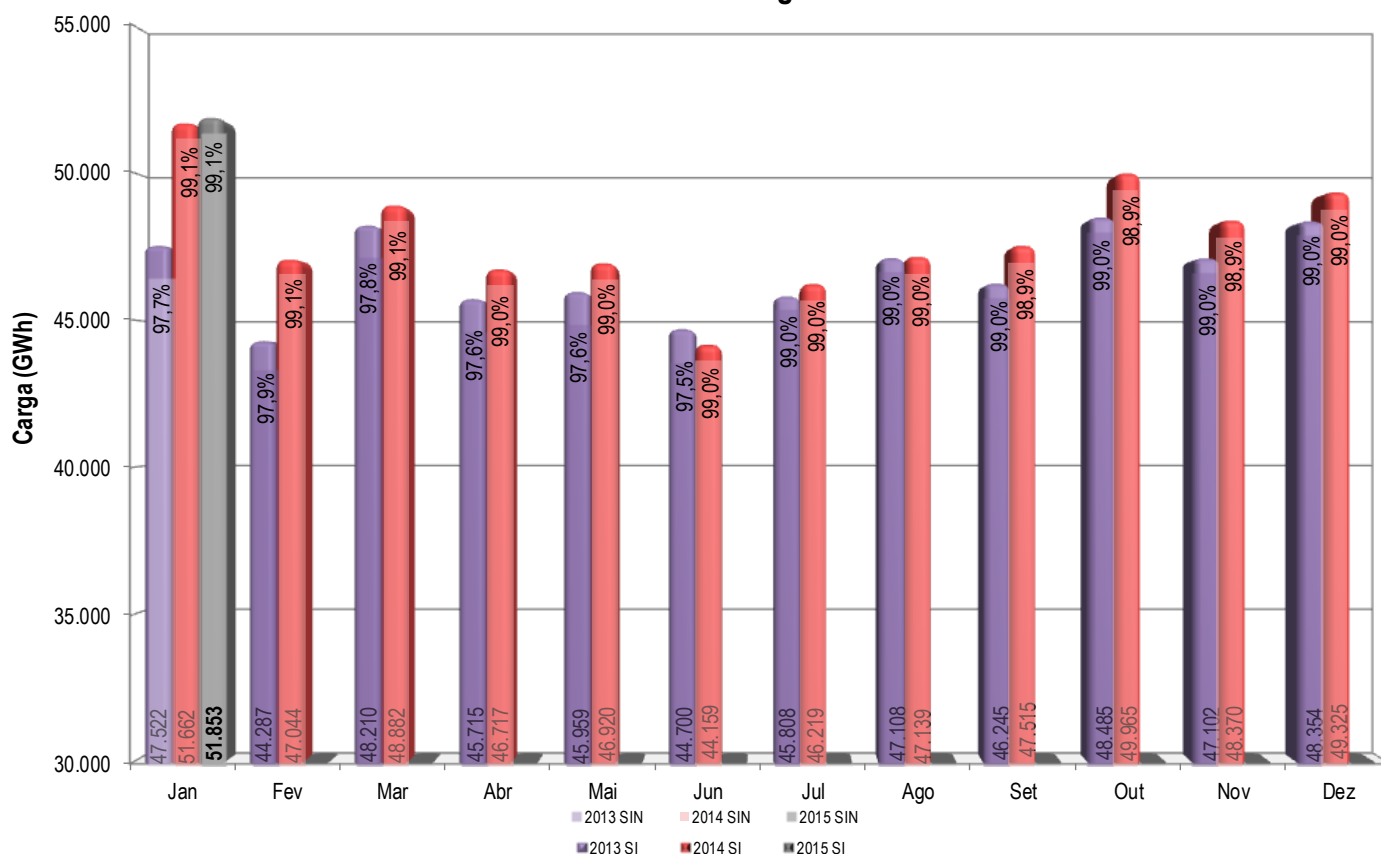
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/14	Jan/15	
Residencial (NUCR)	64.042.975	66.132.729	3,3%
Industrial (NUCI)	584.910	573.171	-2,0%
Comercial (NUCC)	5.460.408	5.572.258	2,0%
Rural (NUCR)	4.218.899	4.286.711	1,6%
Demais classes*	725.041	745.484	2,8%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>75.032.233</b>	<b>77.310.353</b>	<b>3,0%</b>

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

Fonte dos dados: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

\* Os valores apresentados referem-se ao consumo total de energia elétrica no Brasil e os percentuais referentes à parcela do SIN.



## 4.4. Demandas Máximas

No mês de fevereiro de 2015, 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>49.706</b> 12/02/2015 - 15h32	<b>16.722</b> 12/02/2015 - 14h46	<b>12.079</b> 10/02/2015 - 15h51	<b>5.957</b> 13/02/2015 - 15h45	<b>83.968</b> 12/02/2015 - 15h47
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.166</b> 19/01/2015 - 15h34	<b>6.185</b> 04/09/2014 - 14h39	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Sistema Interligado Nacional

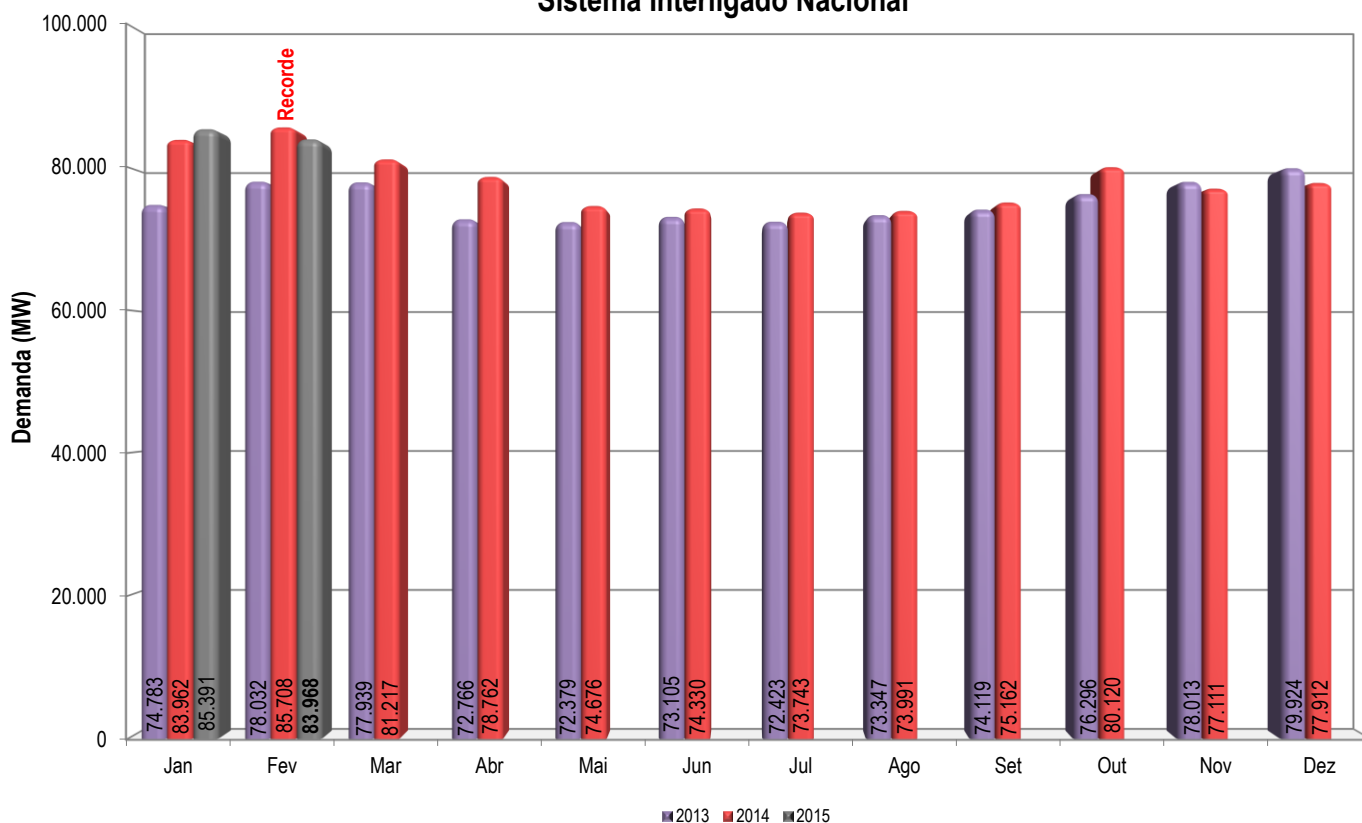


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

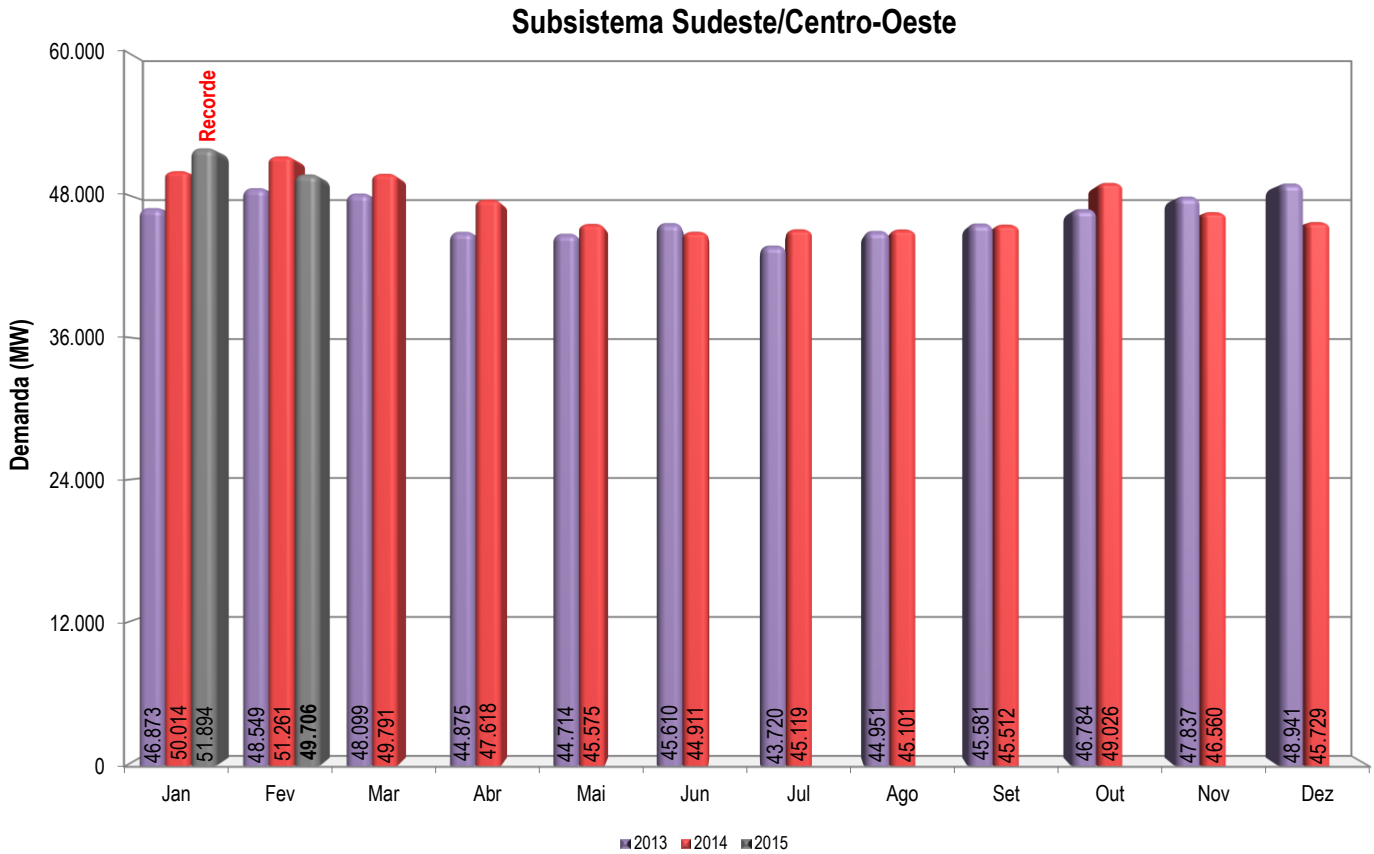


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

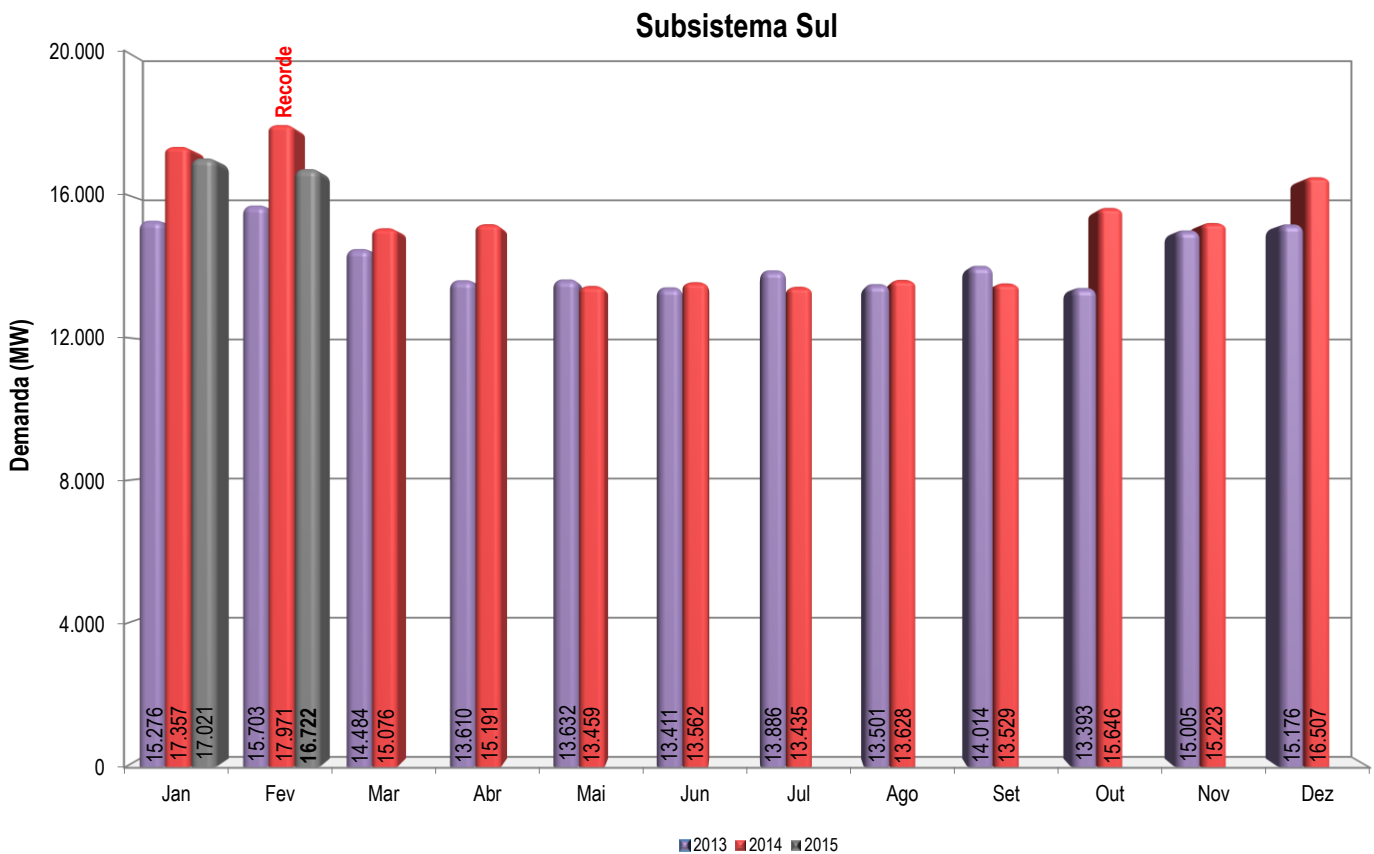


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

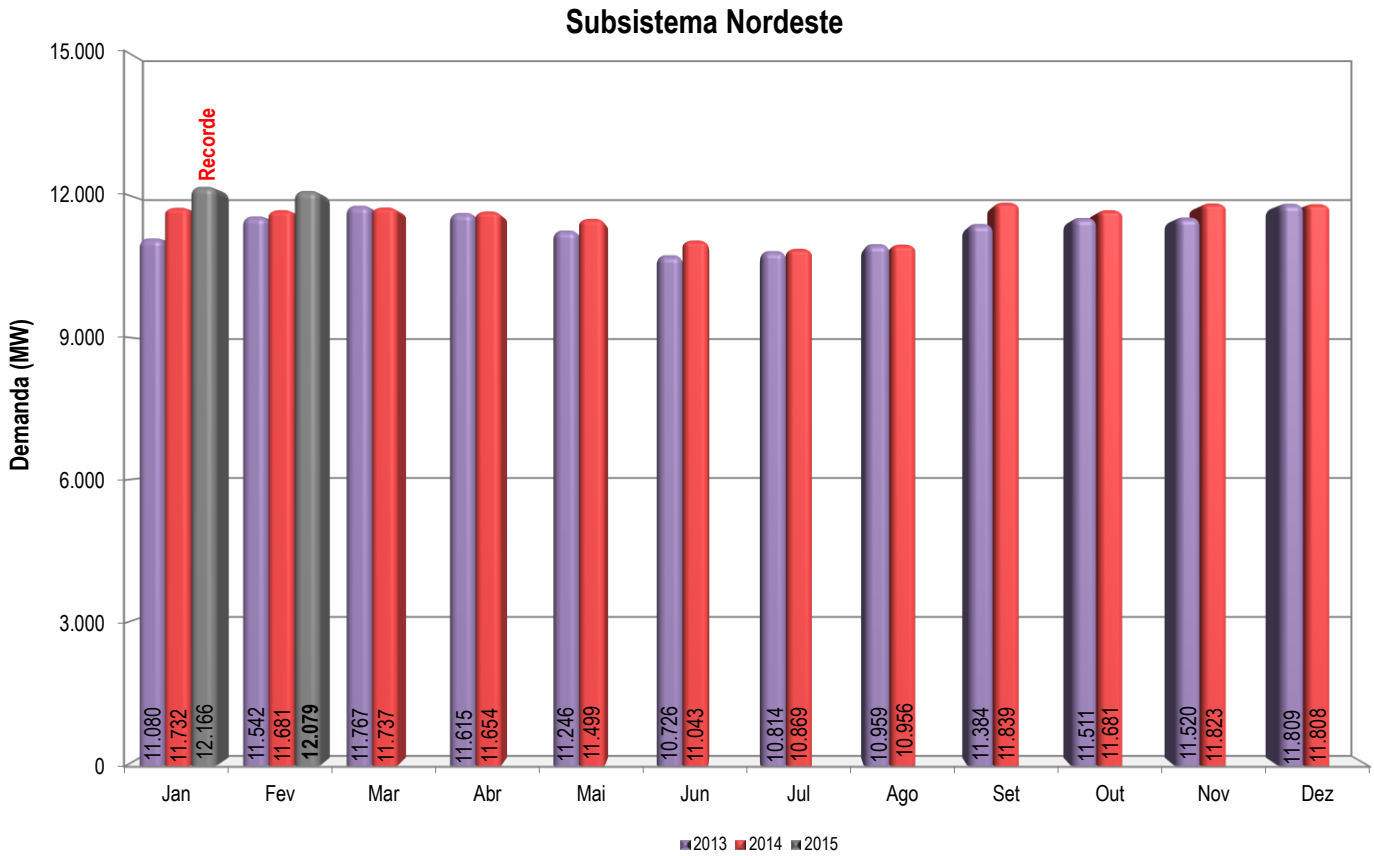


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

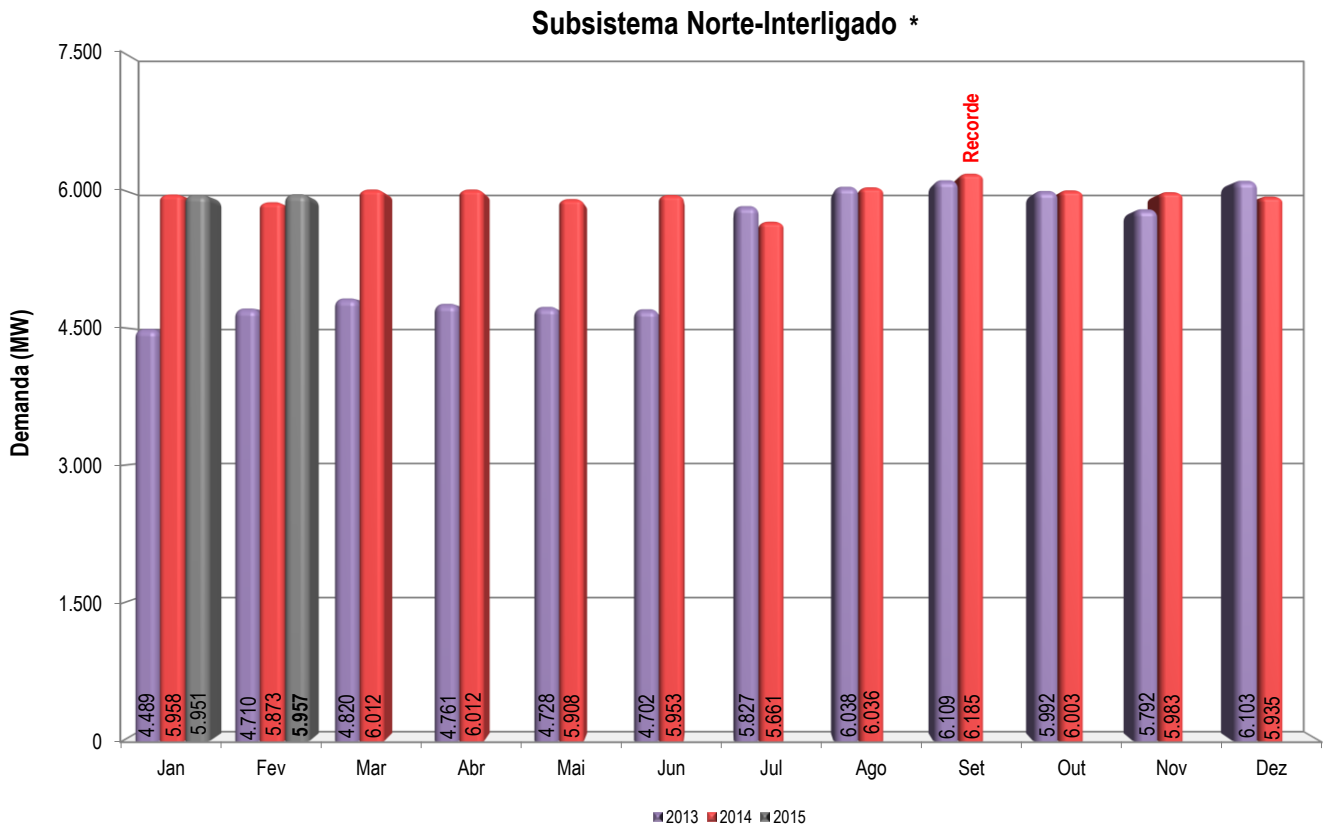


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

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



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

No mês de fevereiro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 134.794 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.290 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.499 MW de fontes térmicas e de 3.252 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Fev/14	Fev/15			Evolução da Capacidade Instalada (Fev/15 / Fev/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>86.097</b>	<b>1.162</b>	<b>89.387</b>	<b>66,3%</b>	<b>3,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>38.367</b>	<b>1.898</b>	<b>39.866</b>	<b>29,6%</b>	<b>3,9%</b>
Gás Natural	13.899	125	12.784	9,5%	-8,0%
Biomassa	11.414	504	12.391	9,2%	8,6%
Petróleo *	7.674	1.244	9.086	6,7%	18,4%
Carvão	3.389	23	3.614	2,7%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>2.273</b>	<b>254</b>	<b>5.525</b>	<b>4,1%</b>	<b>143,1%</b>
<b>Solar</b>	<b>6</b>	<b>317</b>	<b>15</b>	<b>0,01%</b>	<b>155,8%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>126.742</b>	<b>3.631</b>	<b>134.794</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,4%</b>

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

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

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 02/03/2015)

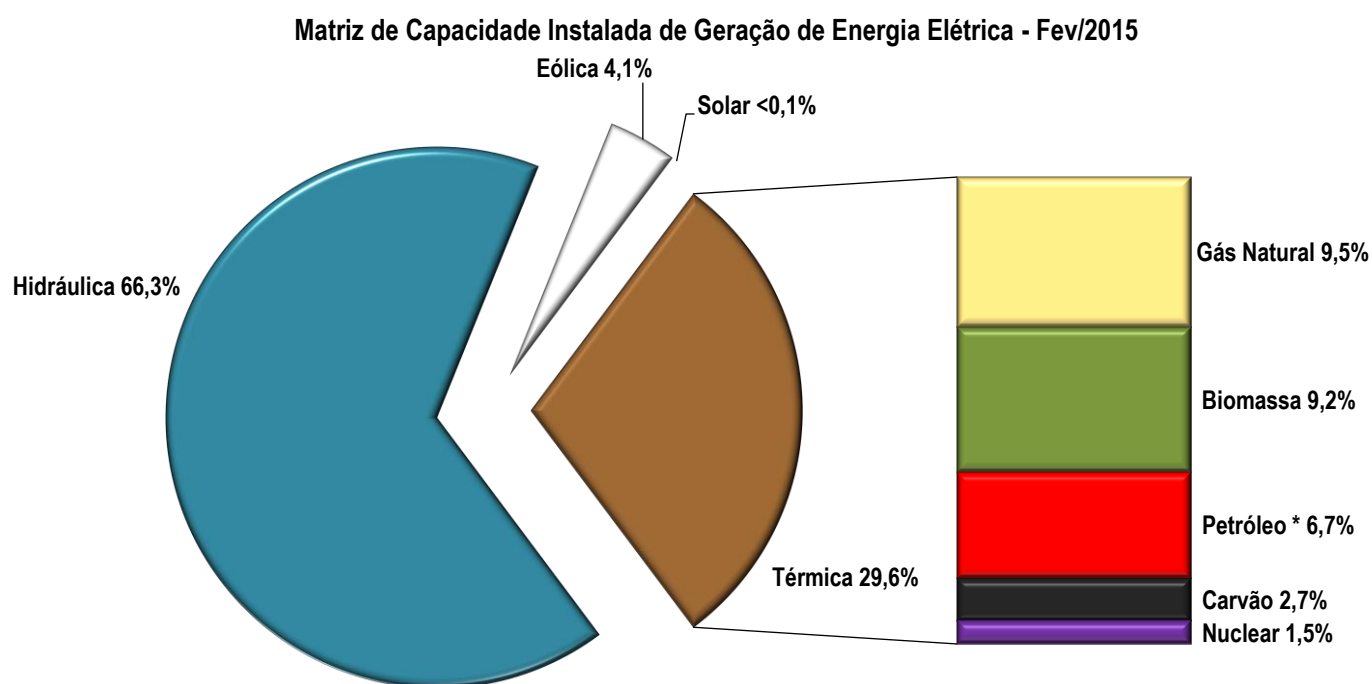


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 02/03/2015)



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

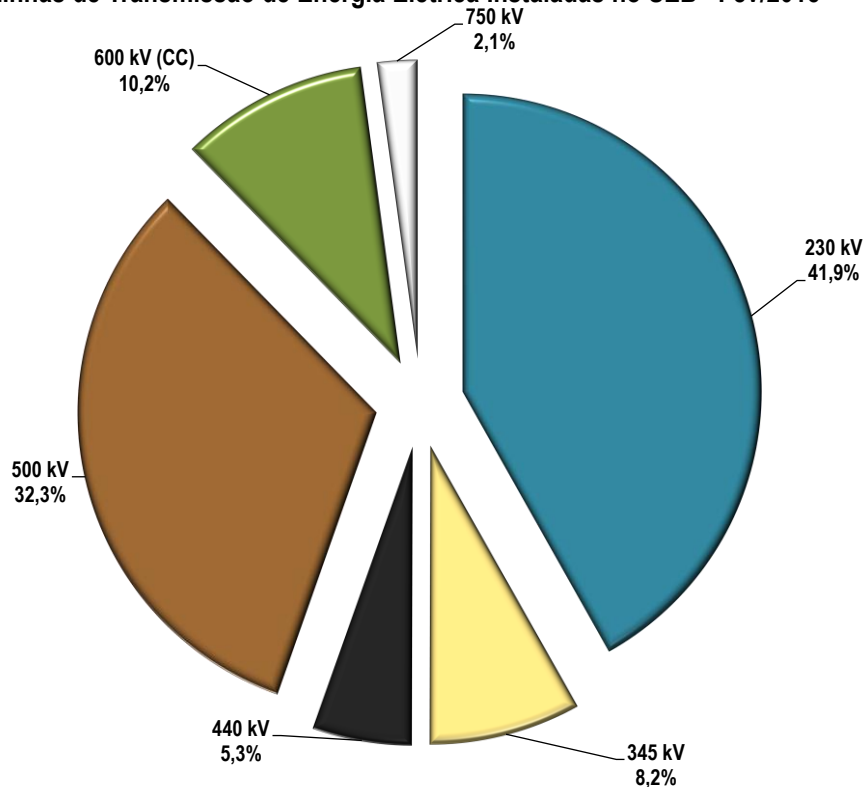
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.680	41,9%
345 kV	10.303	8,2%
440 kV	6.728	5,3%
500 kV	40.649	32,3%
600 kV (CC)	12.816	10,2%
750 kV	2.683	2,1%
<b>Total SEB</b>	<b>125.859</b>	<b>100,0%</b>

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

\* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Fev/2015



Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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

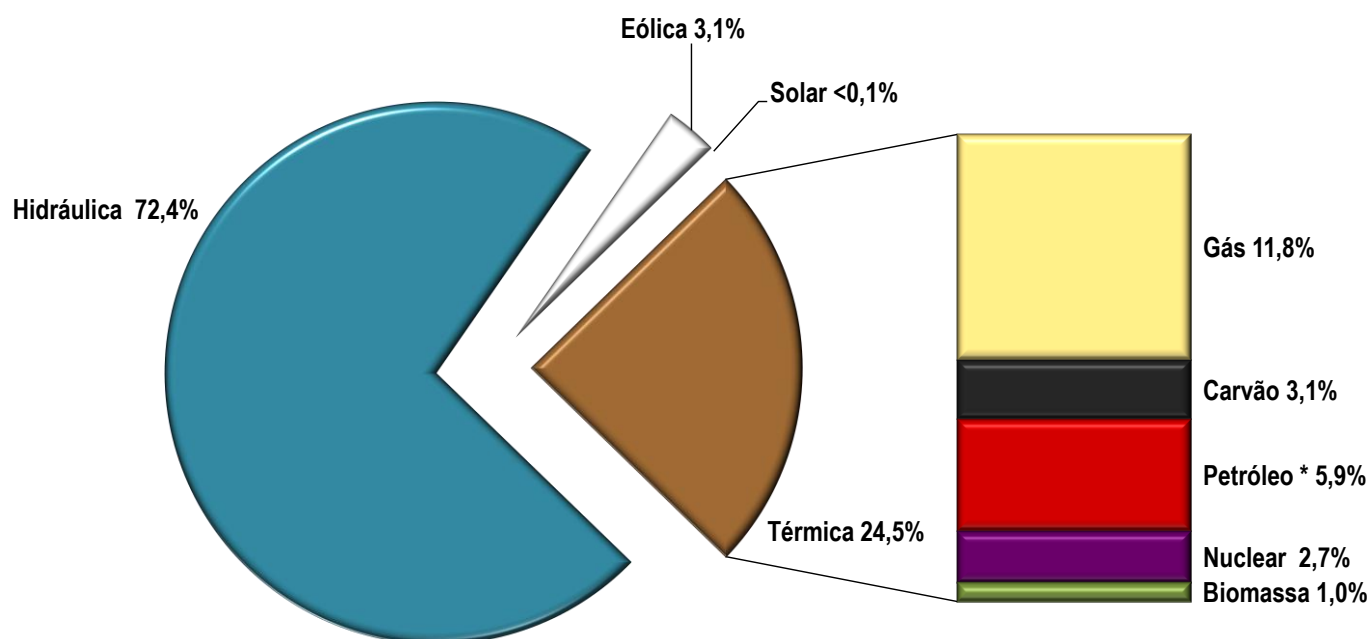


## 7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA\*\*

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

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de fevereiro de 2014 a janeiro de 2015 atingiu 550.334 GWh. No mês de janeiro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 72,4% do total gerado no país, 4,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Neste período, a produção eólica manteve a sua participação na matriz de produção de energia elétrica no mesmo patamar. Além disso, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, foi reduzida em 4,5 p.p., com destaque para as variações de -2,2 p.p. para usinas térmicas a biomassa -1,2 p.p. na geração térmica a gás e -0,8 p.p. na geração a petróleo.

**Matriz de Produção de Energia Elétrica - Jan/2015**



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

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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





## 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/15 (GWh)	Evolução mensal (Jan/15 / Dez/14)	Evolução anual (Jan/15 / Jan/14)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>35.601</b>	<b>13,1%</b>	<b>-8,5%</b>	<b>413.713</b>	<b>383.004</b>	<b>-7,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>11.237</b>	<b>-10,5%</b>	<b>35,5%</b>	<b>108.968</b>	<b>141.887</b>	<b>30,2%</b>
Gás	5.430	-4,4%	44,9%	50.192	63.700	26,9%
Carvão	1.537	7,3%	25,6%	12.711	15.643	23,1%
Petróleo *	2.438	-4,9%	44,3%	15.050	27.234	81,0%
Nuclear	1.335	-3,1%	-1,2%	13.851	14.124	2,0%
Biomassa	496	-67,0%	76,5%	17.165	21.185	23,4%
<b>Eólica</b>	<b>1.534</b>	<b>6,4%</b>	<b>144,6%</b>	<b>6.618</b>	<b>12.854</b>	<b>94,2%</b>
<b>Solar</b>	<b>1,20</b>	<b>29,7%</b>	<b>-</b>	<b>1,42</b>	<b>7,73</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>48.373</b>	<b>6,4%</b>	<b>1,1%</b>	<b>529.299</b>	<b>537.752</b>	<b>1,6%</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 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

No acumulado de fevereiro de 2014 a janeiro de 2015, com relação aos 12 meses anteriores, a produção térmica global nos sistemas isolados se manteve praticamente no mesmo patamar, com redução de 10,1% na geração a base de petróleo e aumento de 15,5% na geração a gás.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/15 (GWh)	Evolução mensal (Jan/15 / Dez/14)	Evolução anual (Jan/15 / Jan/14)	Fev/13-Jan/14 (GWh)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>145</b>	<b>1,9%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>1.924</b>	<b>1.934</b>	<b>0,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>867</b>	<b>-5,4%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>10.695</b>	<b>10.647</b>	<b>-0,4%</b>
Gás	413	18,4%	3,3%	4.026	4.649	15,5%
Petróleo *	454	-20,0%	-9,5%	6.669	5.998	-10,1%
<b>TOTAL</b>	<b>1.011</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>12.619</b>	<b>12.582</b>	<b>-0,3%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

\*\* Está incluída a produção de energia elétrica do Sistema Manaus, que está interligado ao SIN desde julho de 2013, mas em configuração provisória.

\*\*\*Até a emissão deste Boletim, não foram disponibilizados pela Eletrobras os dados de geração da Eletrobras Distribuição Roraima (geração térmica 'petróleo').

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: Eletrobras.



## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de janeiro de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,7 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 44,1%. Esse resultado foi decorrente do acréscimo de 136 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 62 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (fevereiro/2014 a janeiro/2015), houve avanço de 3,7 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 4,0 p.p. em relação a dezembro de 2014, e atingiu 19,9%, com total de geração verificada no mês de 210 MW médios e expansão de 91 MW. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 0,5 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

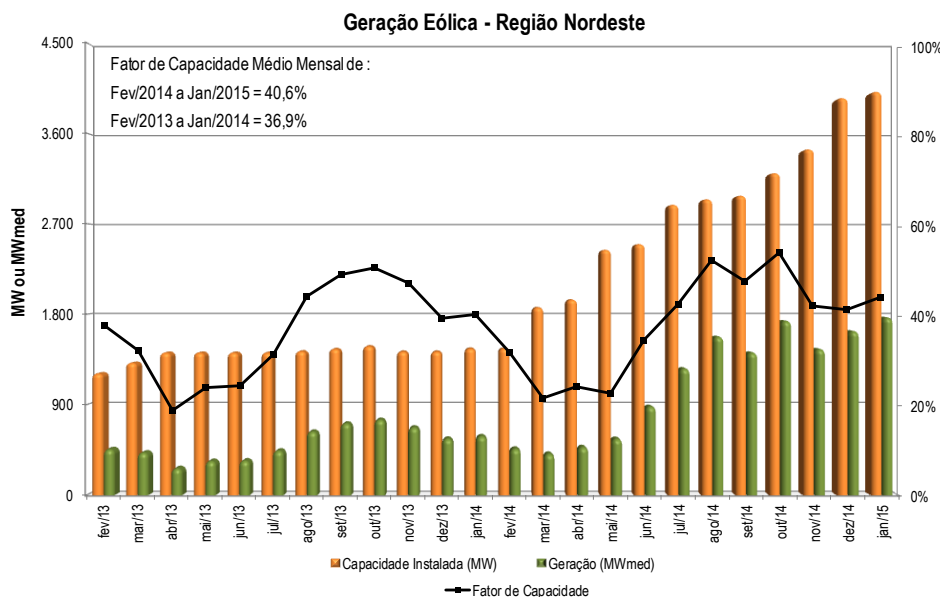


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

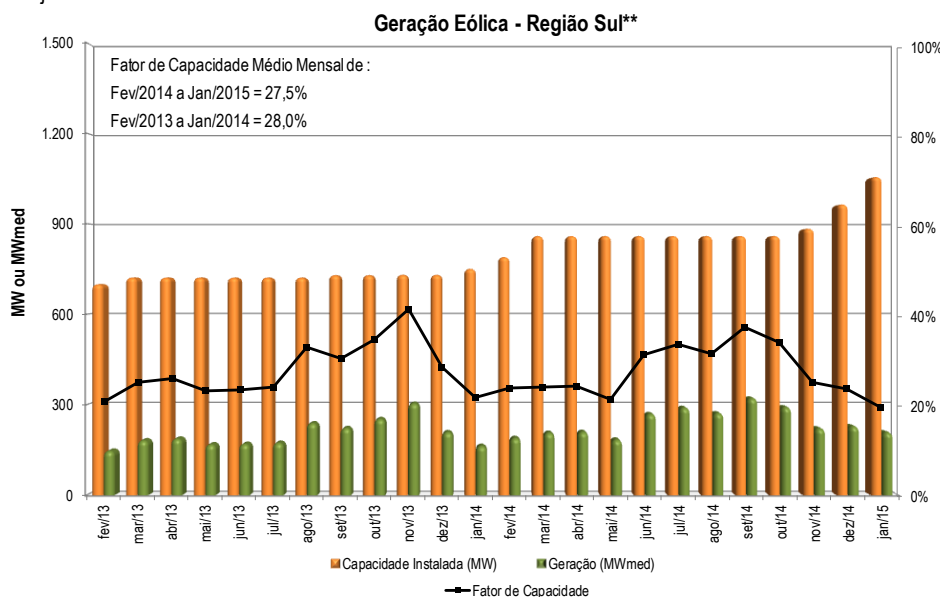


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

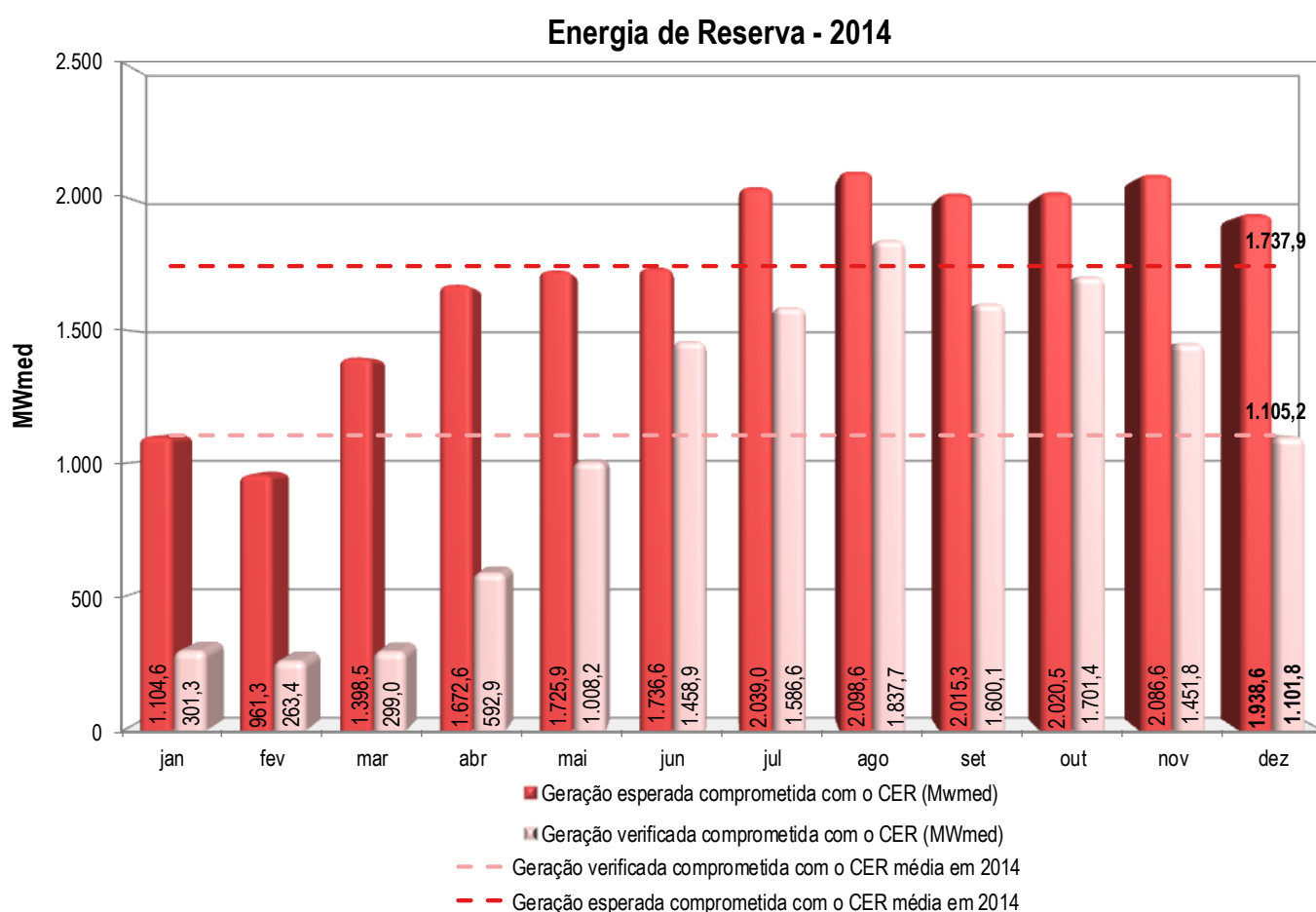


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em janeiro de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.614,1 MWmédios, dos quais foram entregues 58,8%, ou 949,6 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de janeiro de 2015 correspondeu a 69,6% da geração esperada comprometida para o CER \*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu apenas 18,9% do valor esperado comprometido para o CER \*\*.

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



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

Fonte dos dados: CCEE

\* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva de forma macro.

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



### Energia de Reserva - 2015

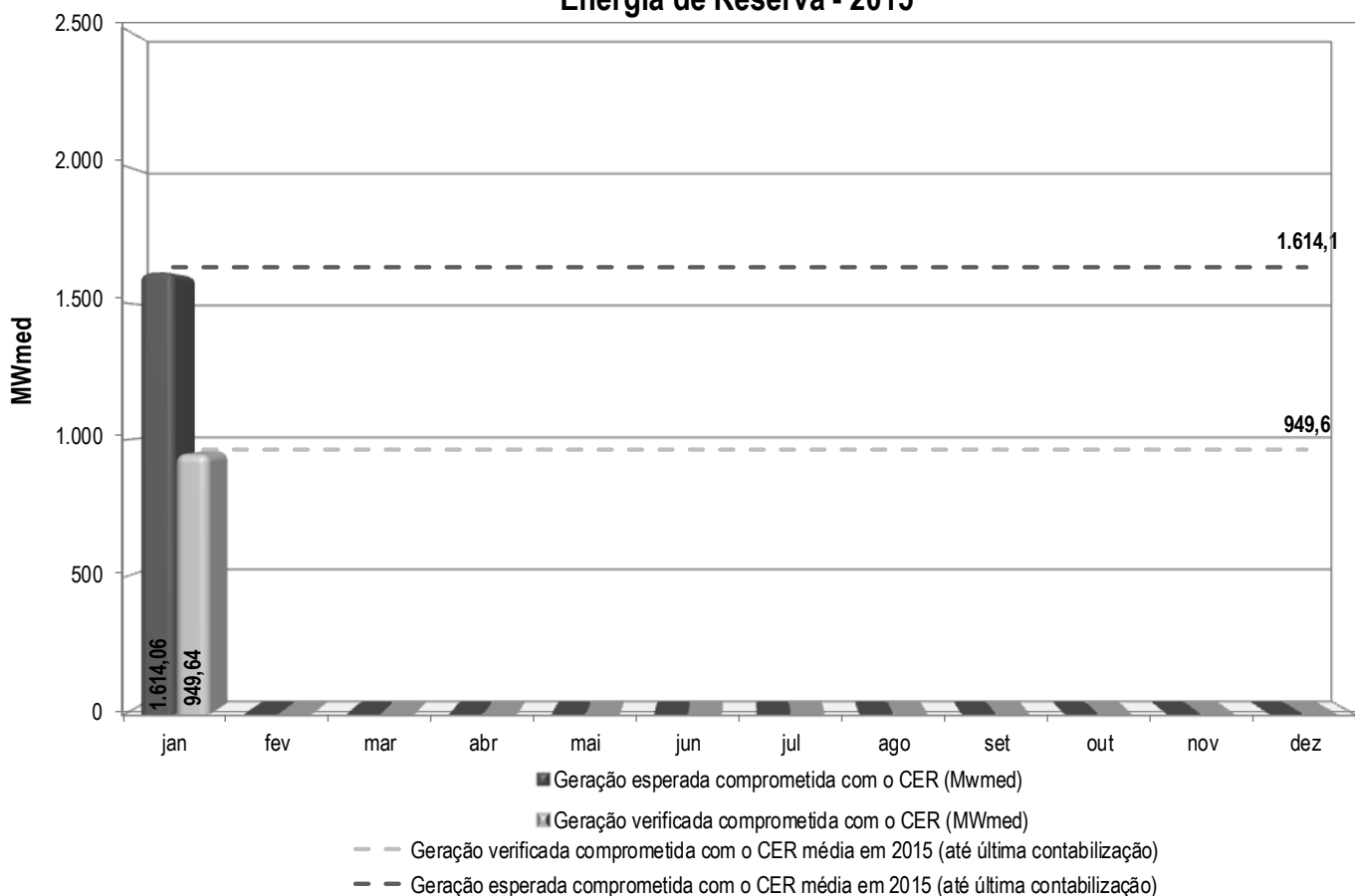


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

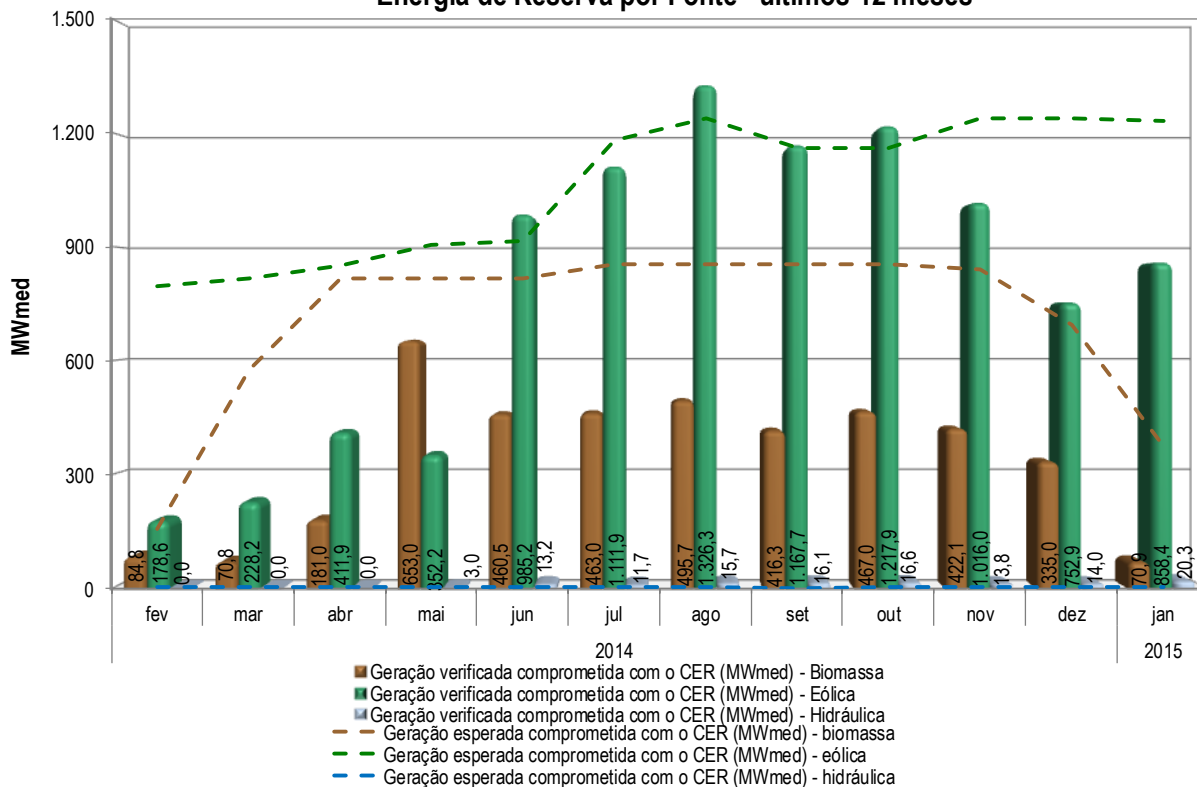


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

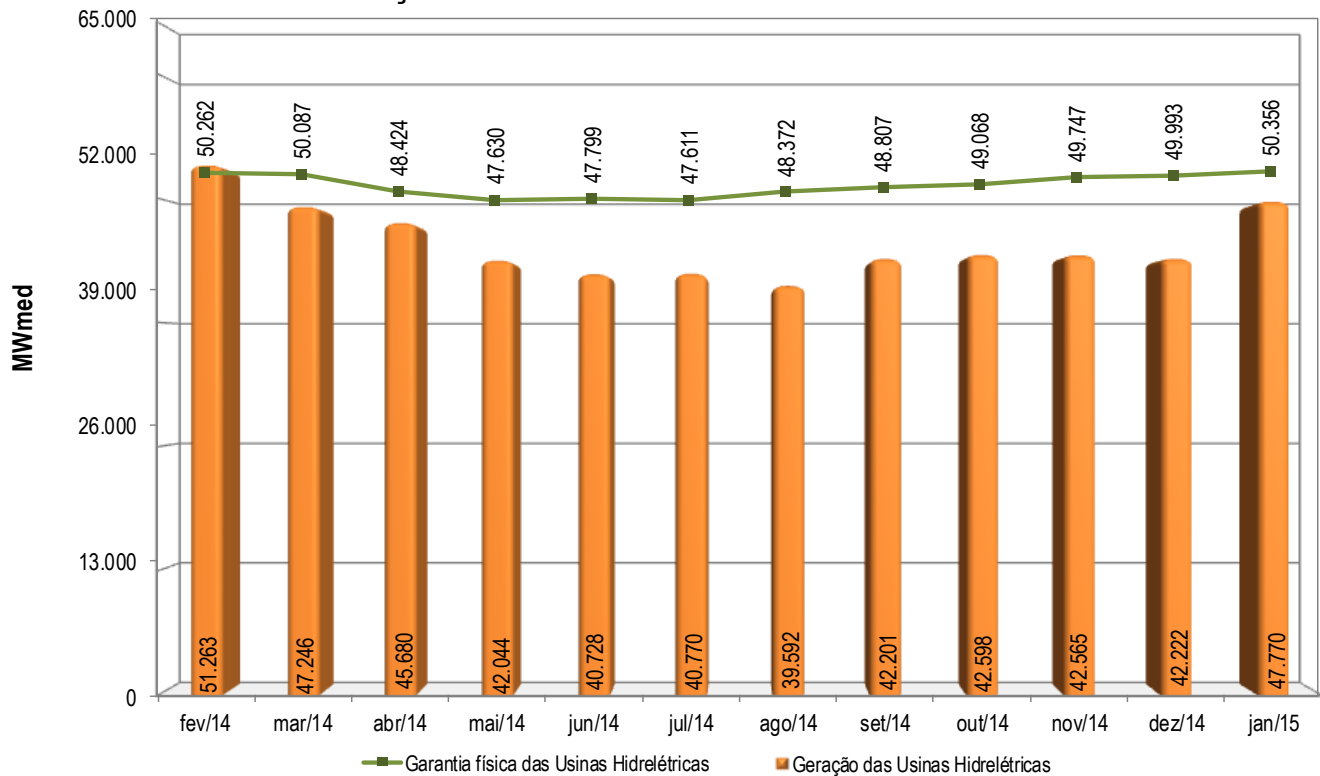


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

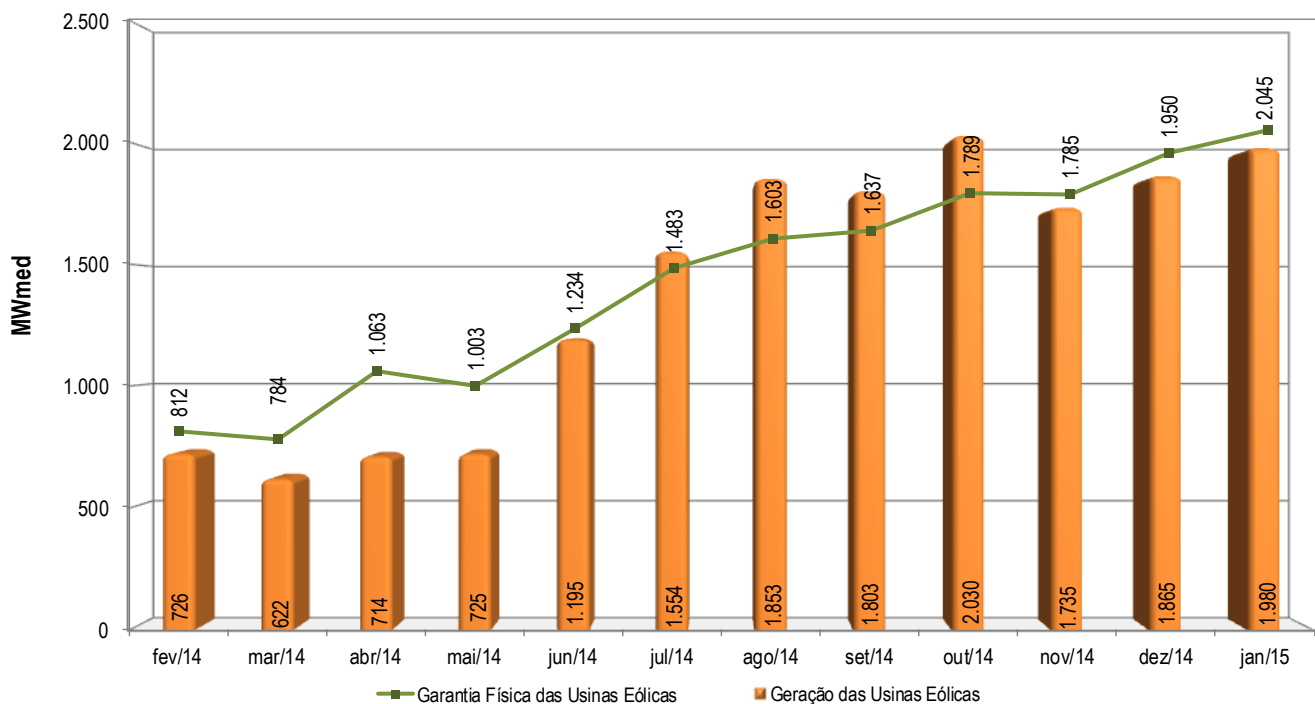


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

\*\* A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



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

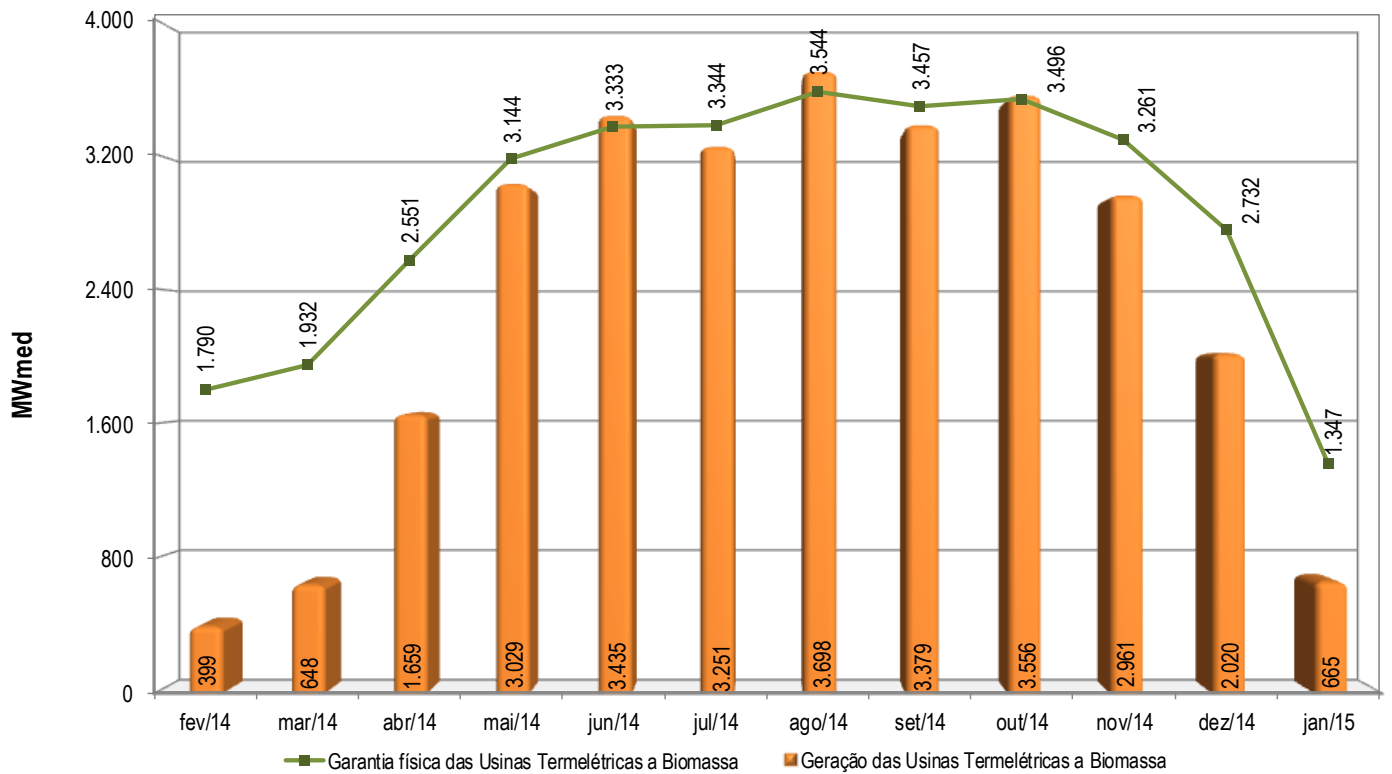


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

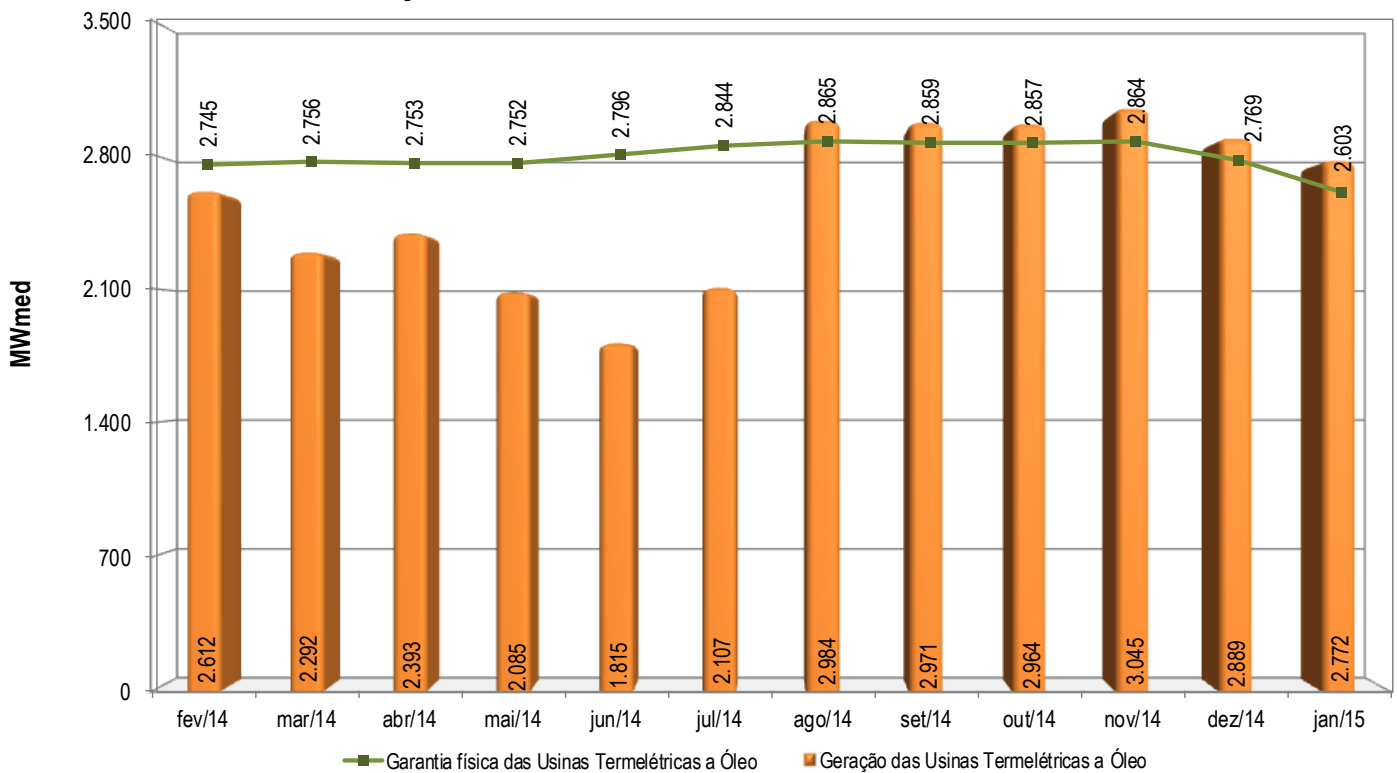


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

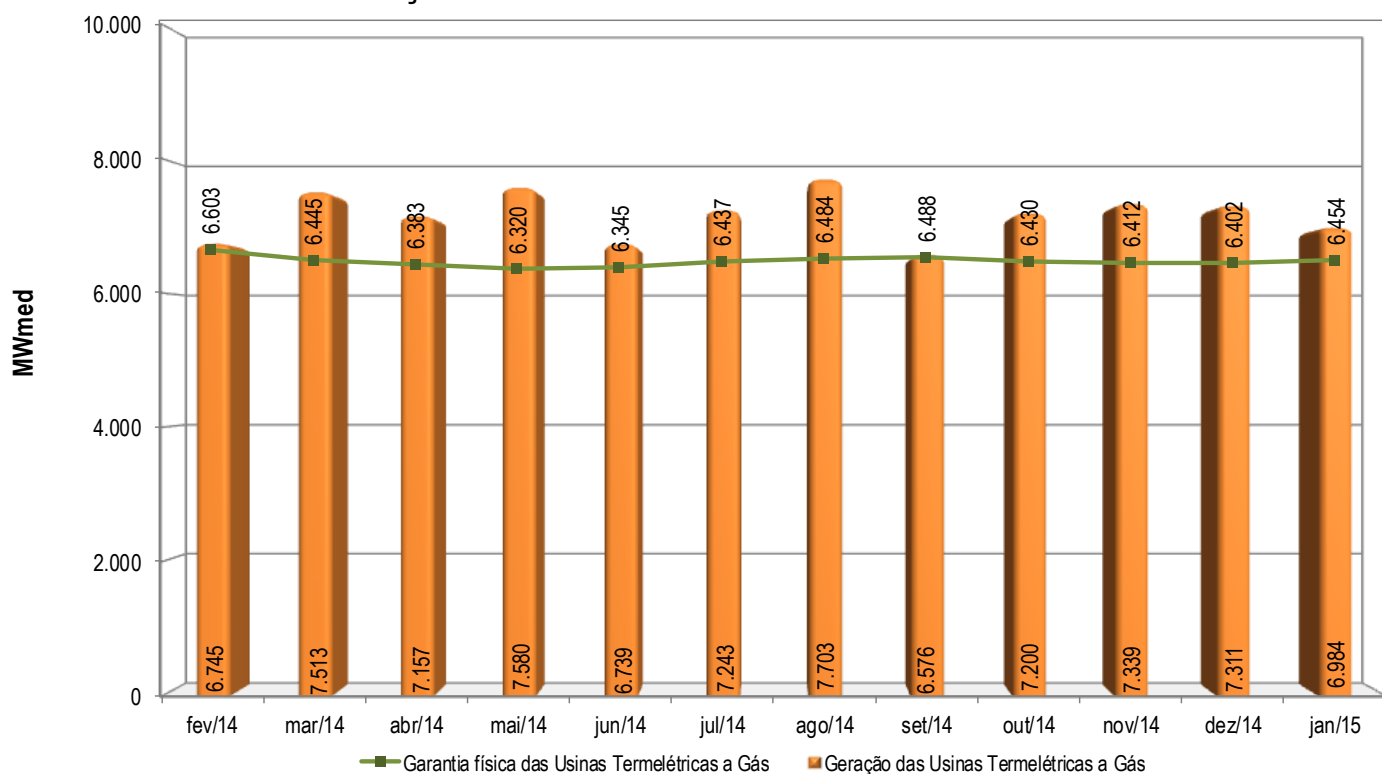


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até janeiro de 2015 com ajuste.

Fonte dos dados: CCEE

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

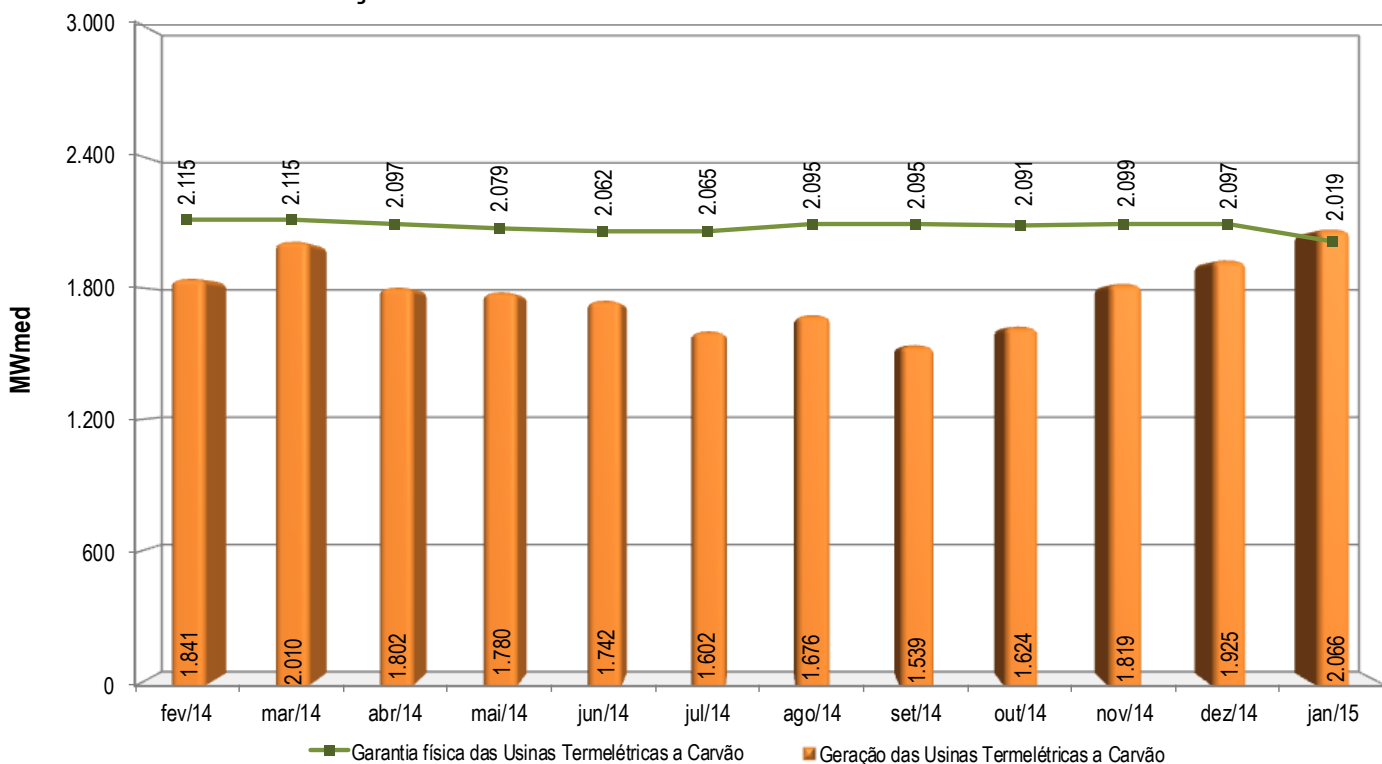


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física Total

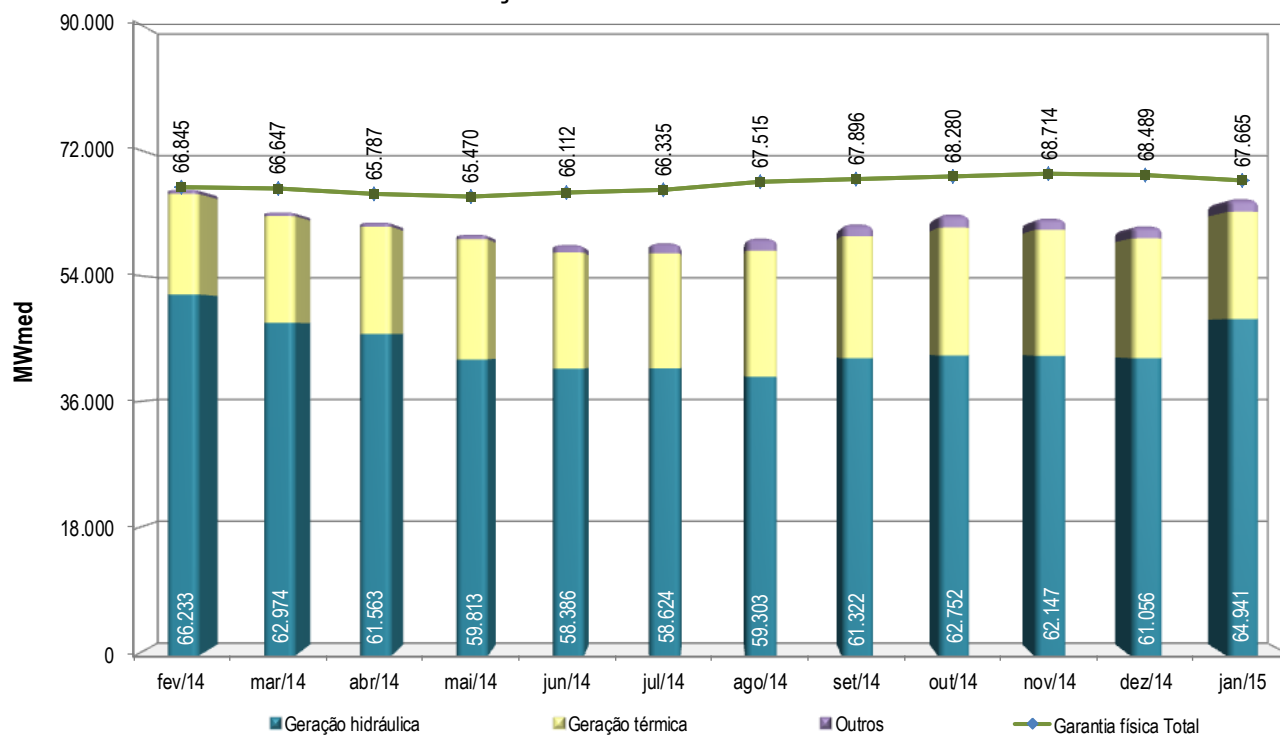


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de fevereiro de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 655,8 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UHE Jirau	UG 10 e UG 14	150,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
UTE TRT	UG1	21,0 MW	RJ	UTE.CM.RJ.029507-8.01
UTE Unidade de Geração de Energia Elétrica Agreenco	UG 1	34,0 MW	MT	UTE.AI.MT.029649-0.01
UEE Tacaicó	UG 1 a UG 8	18,8 MW	PE	EOL.CV.PE.030789-0.01
UEE Pedra do Gerônimo	UG 1 a UG 13	30,55 MW	PE	EOL.CV.PE.030806-4.01
UEE Pau Ferro	UG 1 a UG 13	30,55 MW	PE	EOL.CV.PE.030805-6.01
UEE Corredor do Sernandes II	UG 1 a 4 e 6 a 8	18,9 MW	RS	EOL.CV.RS.030842-0.01
UEE Verace I	UG 1 a UG 10	20,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030745-9.01
UEE Verace II	UG 1 a UG 10	20,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030742-4.01
UEE Verace III	UG 1 a UG 13	26,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030746-7.01
UEE Verace IV	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030741-6.01
UEE Verace V	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030829-3.01
UEE Verace VI	UG 1 a UG 9	18,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030740-8.01
UEE Verace VII	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030747-5.01
UEE Verace VIII	UG 1 a UG 13	26,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030755-6.01
UEE Verace IX	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030748-3.01
UEE Verace X	UG 1 a UG 14	28,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030749-1.01
UEE Dreen Boa Vista	UG 1 a UG 7	14,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030512-0.01
UEE Dreen Olho D'água	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030549-9.01
UEE Dreen São Bento do Norte	UG 1 a UG 15	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030536-7.01
UEE Farol	UG 1 a UG 10	20,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030502-2.01

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





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

Fonte	Realizado em Fev/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
<b>Hidráulica</b>	150,0	240,3
<b>Térmica</b>	55,0	241,0
Gás	21,0	207,0
Petróleo	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	34,0	34,0
<b>Eólica</b>	450,8	603,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>655,8</b>	<b>1.085,1</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
<b>Hidráulica</b>	3.563,7	5.654,0	4.588,1
<b>Térmica</b>	264,0	268,8	1.247,4
Gás	88,0	168,8	729,1
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	176,0	100,0	518,3
<b>Eólica</b>	2.524,5	3.290,1	1.971,4
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	889,7
<b>TOTAL</b>	<b>6.352,2</b>	<b>9.212,9</b>	<b>8.696,6</b>

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

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 19/02/2015, 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 2015, foram incorporadas as seguintes LTs ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 100,0 km:

- LT 230 kV Curitiba/ Joinville Norte C2, com 100 km de extensão, da IESUL, no estado de Paraná e Santa Catarina.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	100,0	100,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	32,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>132,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 8 novos transformadores ao SIN, em um total de 2.086 MVA:

- TF1 230/69 kV – 100 MVA , na SE Tucuruí (ELETRONORTE), no Pará.
- TR2 500/230 kV – 450 MVA na SE Tucuruí (ELETRONORTE), no Pará.
- TF3 230/138 kV – 100 MVA , na SE Tucuruí (ELETRONORTE), no Pará.
- TF4 230/138 kV – 100 MVA , na SE Tucuruí (ELETRONORTE), no Pará.
- TR2 500/230 kV – 600 MVA na SE Suape (CHESF), em Pernambuco.
- TR7 440/230 kV – 336 MVA na SE Assis (CTEEP), em São Paulo.
- TR2 230/69 kV – 100 MVA na SE Tauá II (IEP), no Ceará.
- TR3 440/138 kV – 300 MVA na SE Araras (CTEEP), em São Paulo.

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

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

	Realizado em Fev/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>2.086,0</b>	<b>3.830,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS

Também no mês de fevereiro foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- Compensador Síncrono (525 kV – 100/-100 Mvar) na SE Marmeleiro (TSLE), no Rio Grande do Sul.



### 9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão \*

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
230	4.239,0	3.571,0	1.583,0
345	46,0	60,0	0,0
440	152,0	643,0	161,0
500	5.263,0	9.468,0	3.931,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>9.700,0</b>	<b>13.742,0</b>	<b>5.675,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

### 9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação \*

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
<b>TOTAL</b>	<b>18.446,0</b>	<b>17.521,0</b>	<b>5.115,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 25/02/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de fevereiro de 2015, foi verificado um total de 16.417 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram ao longo do mês de fevereiro, devido principalmente à atualização da previsão de vazões e dos armazenamentos iniciais previstos para os reservatórios nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

O máximo valor de CMO de fevereiro foi registrado na segunda semana operativa do mês e atingiu R\$ 2.158,57 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 462,98 / MWh no subsistema Norte, no último dia do mês.

Destaca-se que a aplicação da metodologia vigente resultou no atingimento de CMOs superiores ao 1º patamar de déficit, de R\$1.420,34 / MWh, determinado pela Resolução Homologatória nº 1.837 da ANEEL, em todos os subsistemas entre os dias 07 e 13 de fevereiro e adicionalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no período de 01 a 06 de fevereiro e 21 a 27 de fevereiro. Além disso, durante todo o mês, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em R\$ 388,48 / MWh em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Com a elevação do CMO, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético, em fevereiro (195 MW médios), foram reduzidos em comparação com janeiro de 2015 (512 MW médios), quando já se registravam altos valores de CMO.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

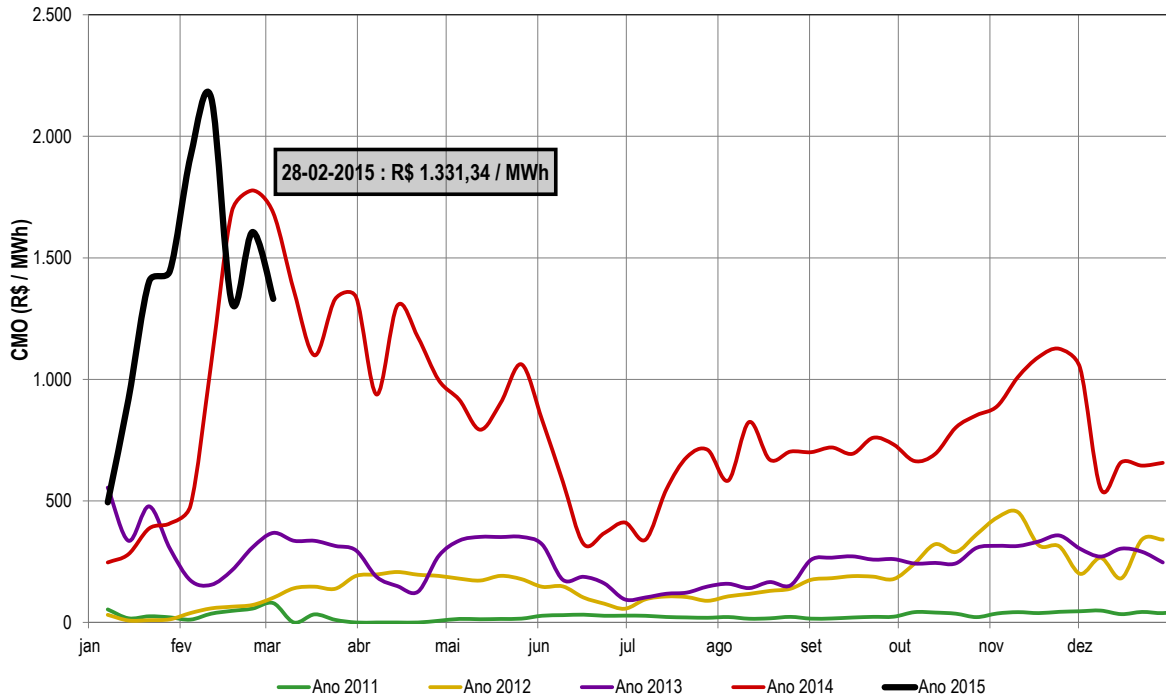


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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

## 10.2. Despacho Térmico

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico

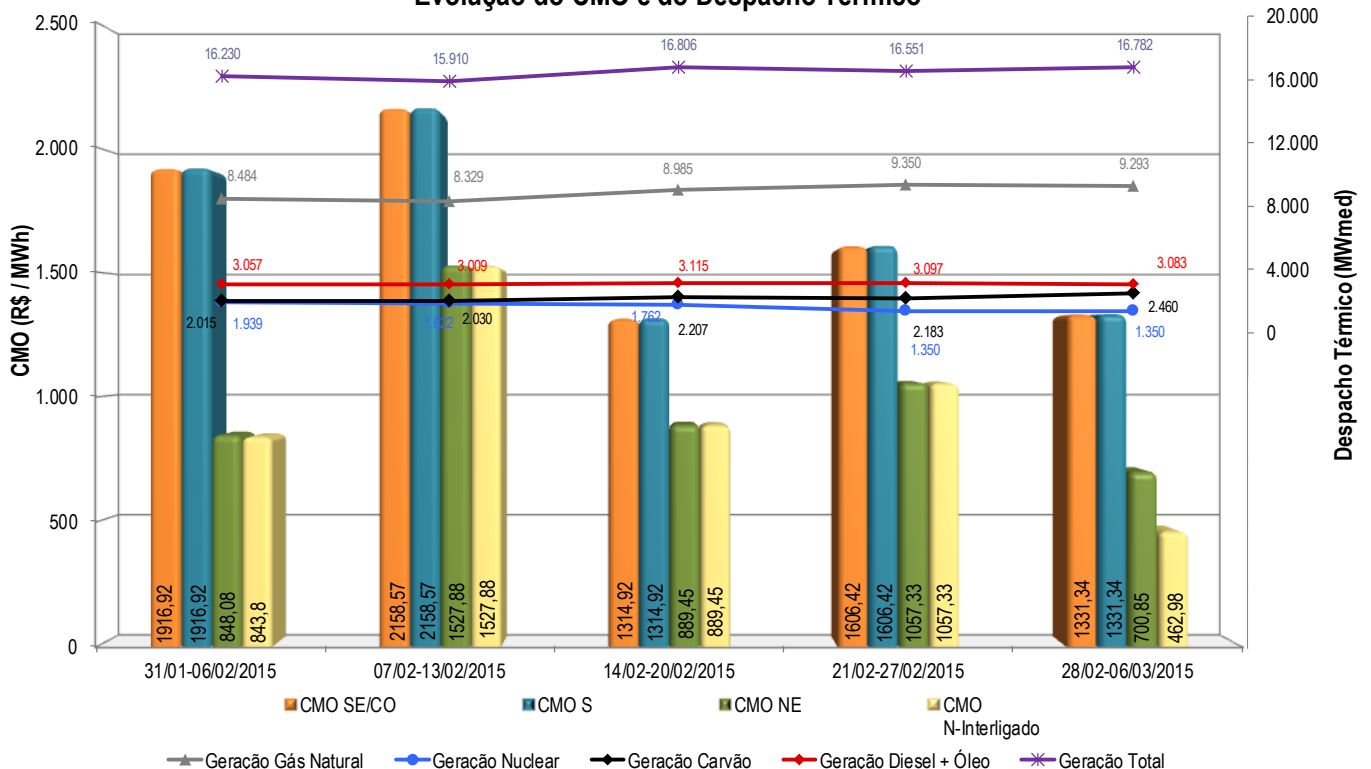


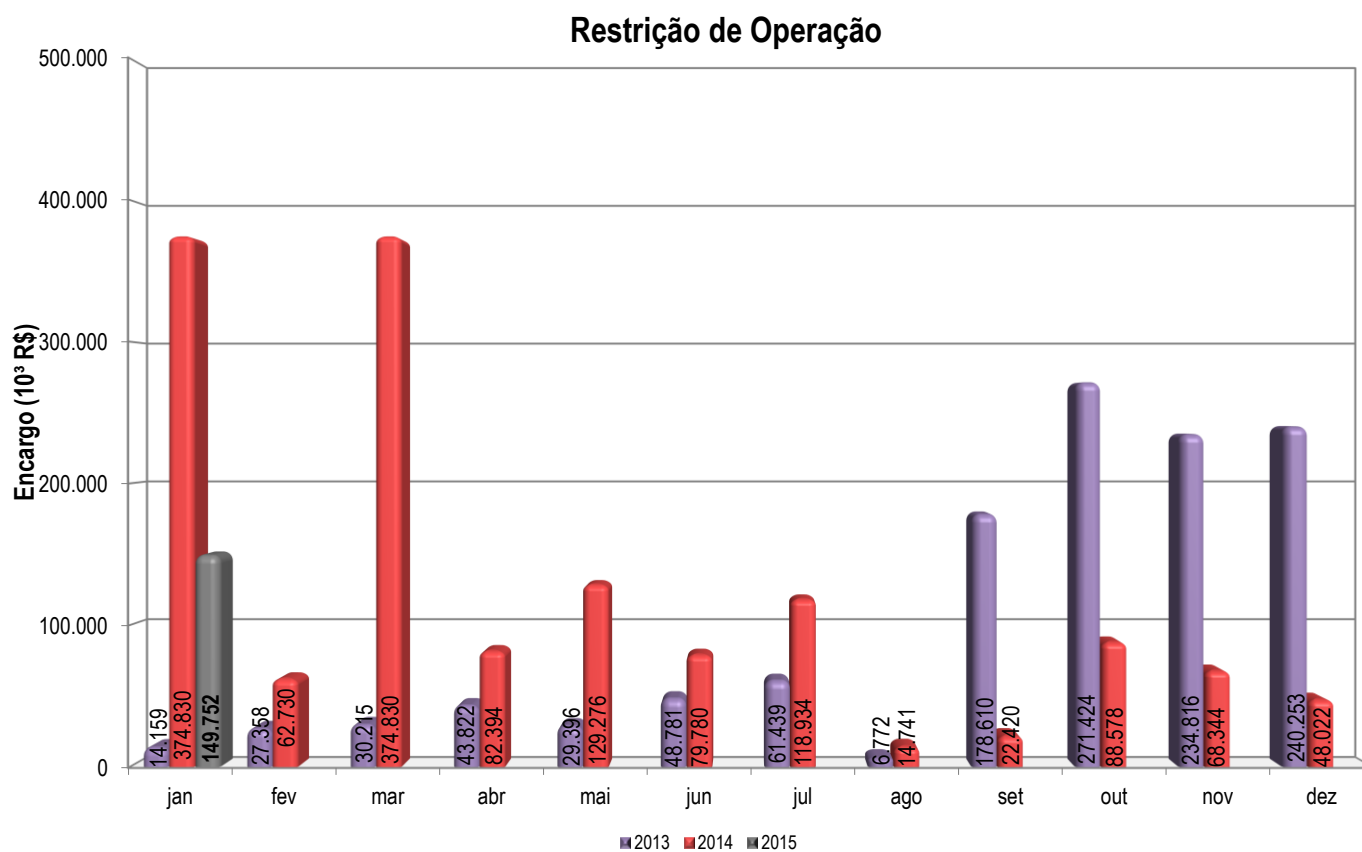
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

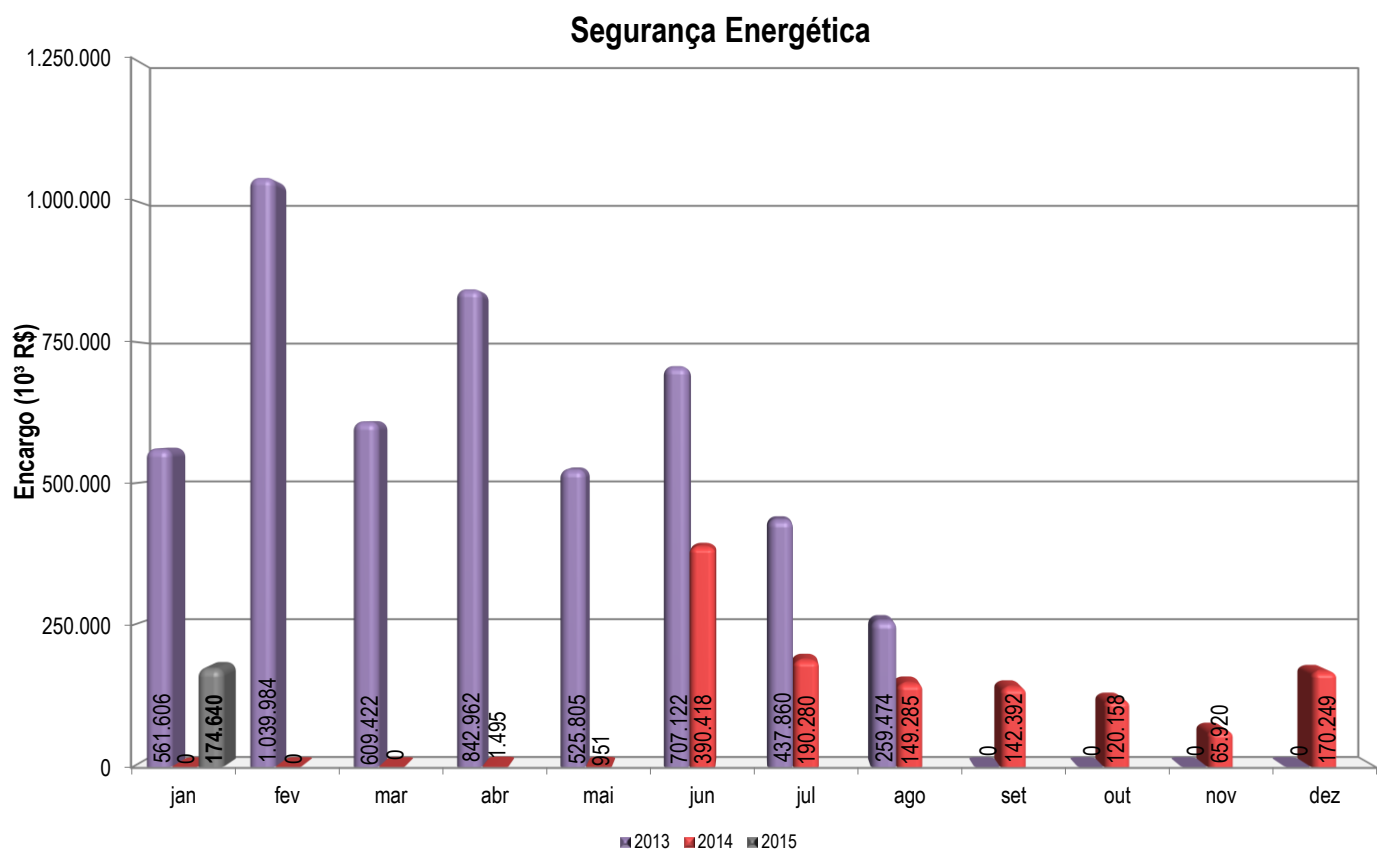
O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2015 foi de R\$ 334,0 milhões, montante 45% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 231,0 milhões). O valor do mês de janeiro de 2015 é composto por R\$ 149,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 9,6 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 174,6 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.



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

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2015.

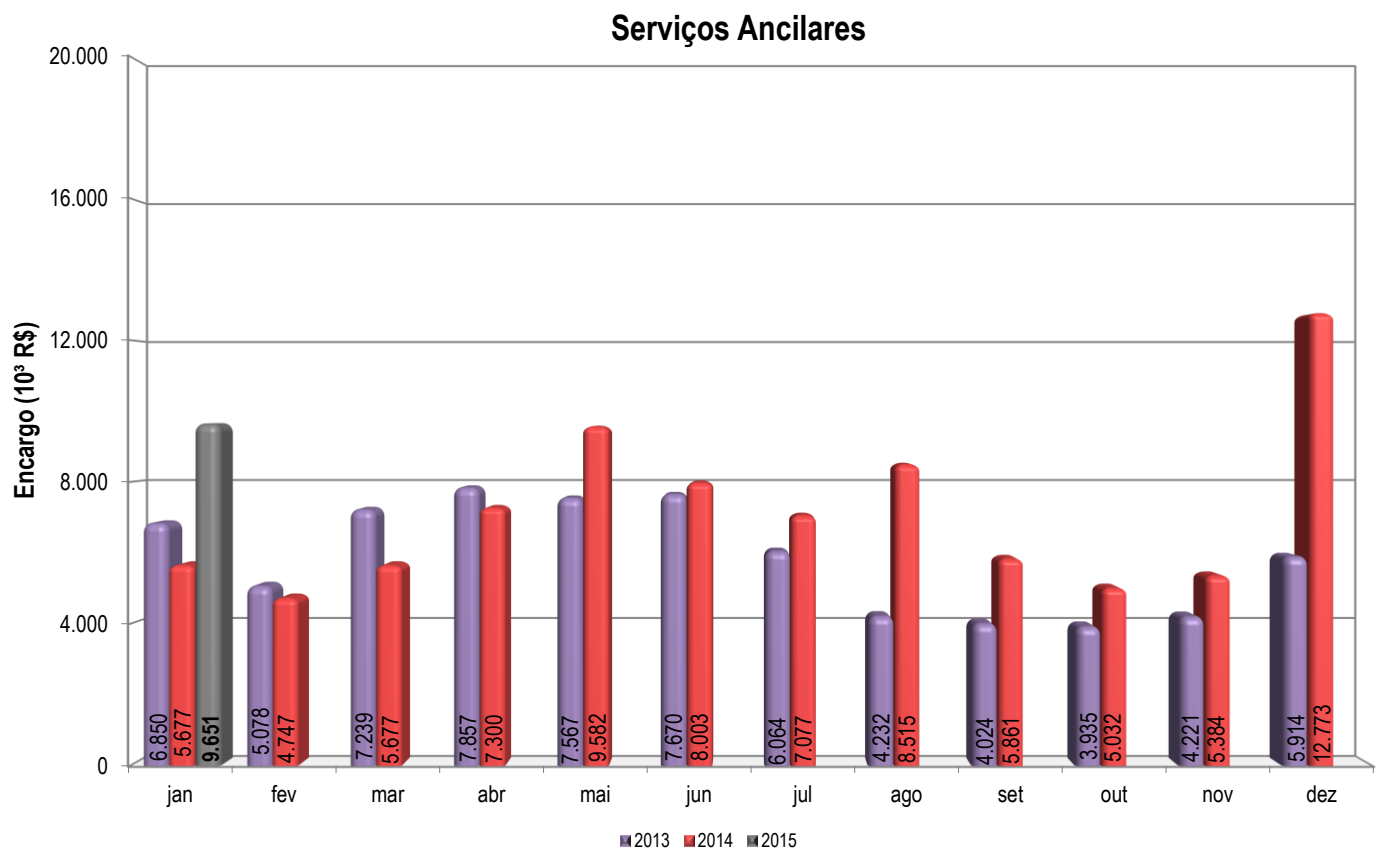
Fonte dos dados: CCEE



**Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.**

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



**Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.**

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2015 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores ao verificado no mesmo mês de 2014. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 03 de fevereiro, às 21h27min:** Desligamento automático dos transformadores 345/138 kV TR-1 e TR-4 da SE Venda das Pedras e dos capacitores dessa SE, após curto-circuito na LT 138 kV Zona Sul – Sete Pontes. Houve interrupção de **283 MW** de cargas da AMPLA no estado do Rio de Janeiro. Causa: Descoordenação entre as proteções da linha e dos transformadores.
- **Dia 19 de fevereiro, às 16h55min:** Desligamento dos setores de 161 kV e 138 kV da SE Ipatinga 1, linhas de transmissão associadas e unidades geradoras da UHE Salto Grande. Houve interrupção de **182 MW** de cargas da CEMIG no estado de Minas Gerais. Causa: Atuação da proteção de gás do autotransformador T1 230/161 kV da SE Ipatinga 1, que se encontrava desligado devido à ocorrência do dia 31/01/2015, durante inspeção.

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

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	4.453	0											4.453	6.795
S	128	0											128	1.201
SE/CO	1.555	465											2.020	8.923
NE	0	0											0	3.405
N-Int***	0	0											0	6.119
Isolados	0	0											0	0
<b>TOTAL</b>	<b>6.136</b>	<b>465</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>	<b>6.601</b>	<b>26.443</b>

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	1	0											1	1
S	1	0											1	6
SE/CO	5	2											7	29
NE	0	0											0	15
N-Int***	0	0											0	27
Isolados	0	0											0	0
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>2</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>	<b>9</b>	<b>78</b>

\* 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.

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte



### Ocorrências no SEB

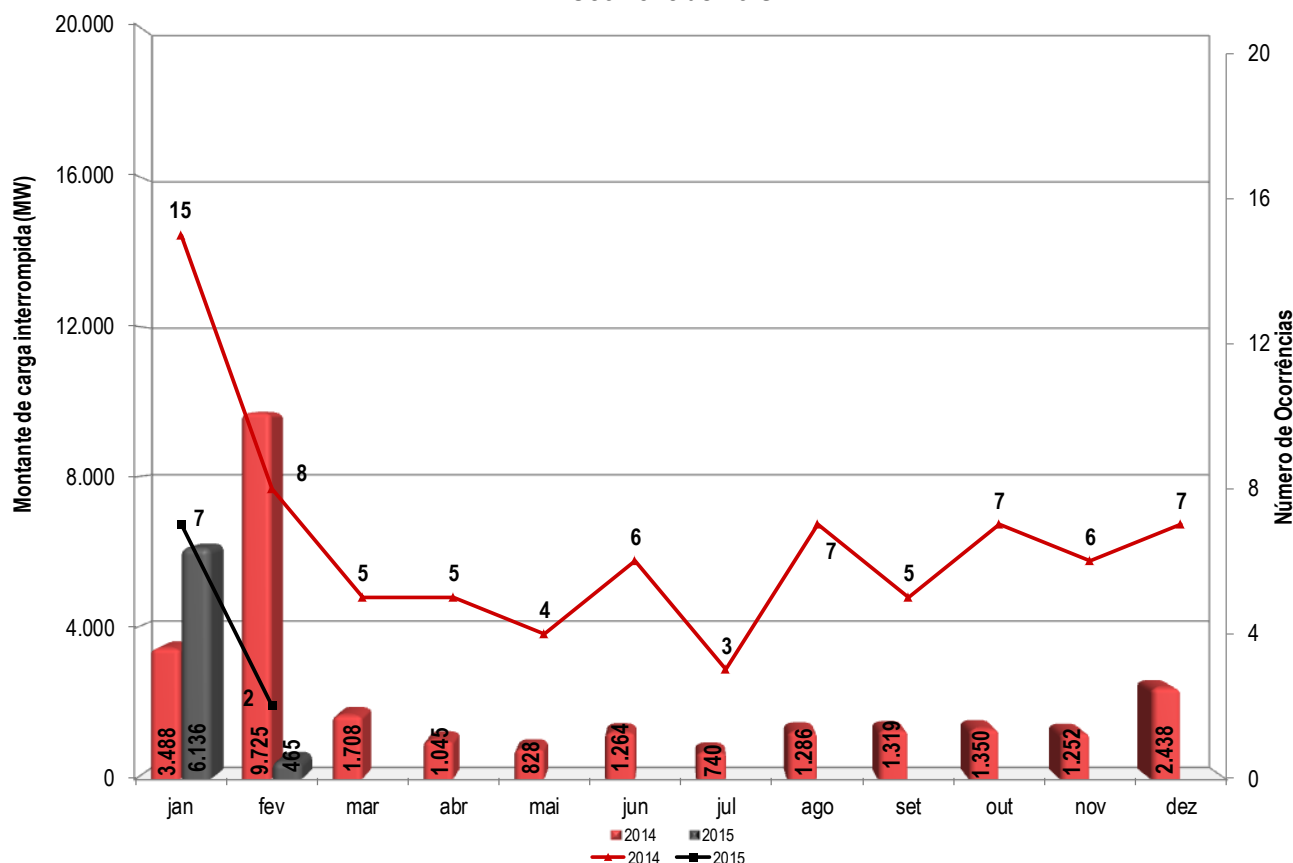


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,92												1,92	16,64
S	2,09												2,09	13,45
SE	1,42												1,42	12,59
CO	3,97												3,97	16,68
NE	1,73												1,73	28,70
N	3,63												3,63	9,50

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,98												0,98	14,55
S	1,20												1,20	10,57
SE	0,68												0,68	10,29
CO	2,18												2,18	11,51
NE	0,78												0,78	26,52
N	2,00												2,00	7,49

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

Fonte dos dados: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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



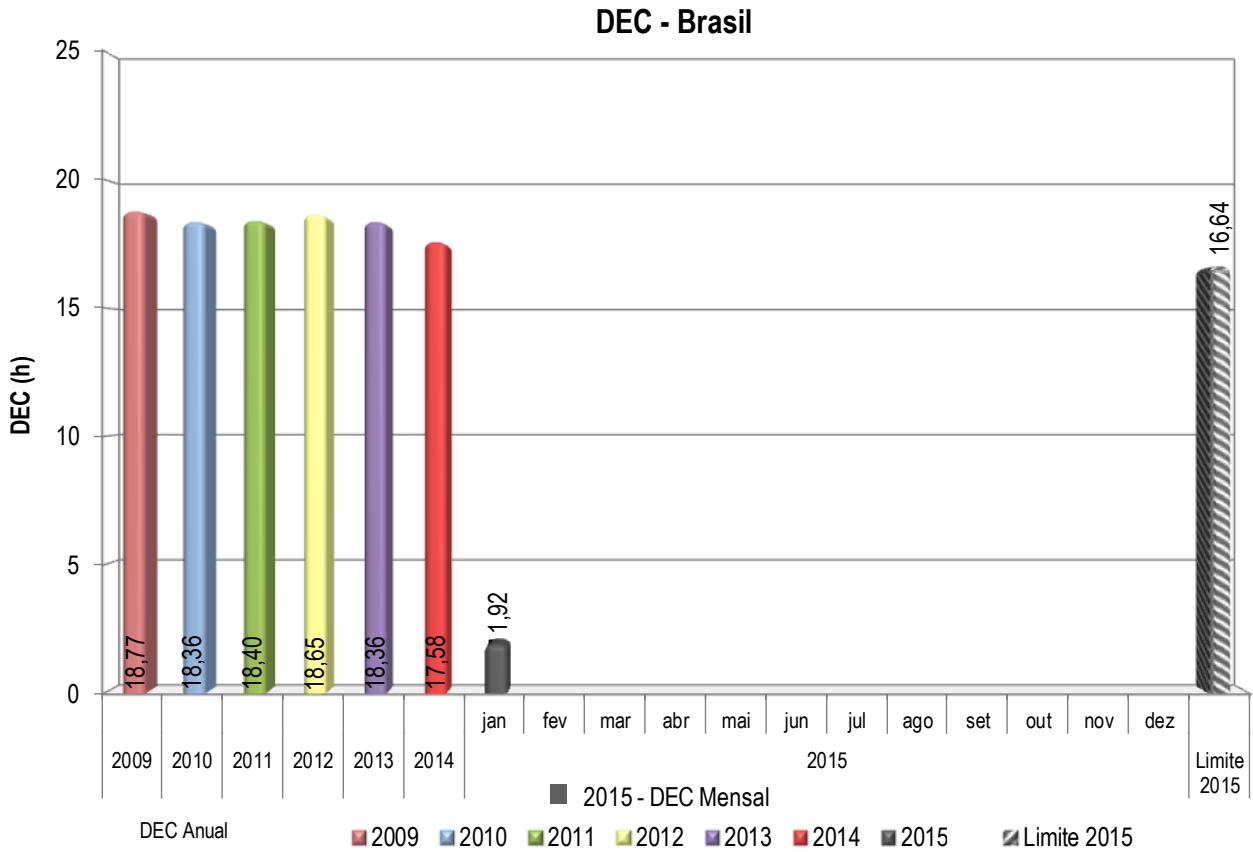


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

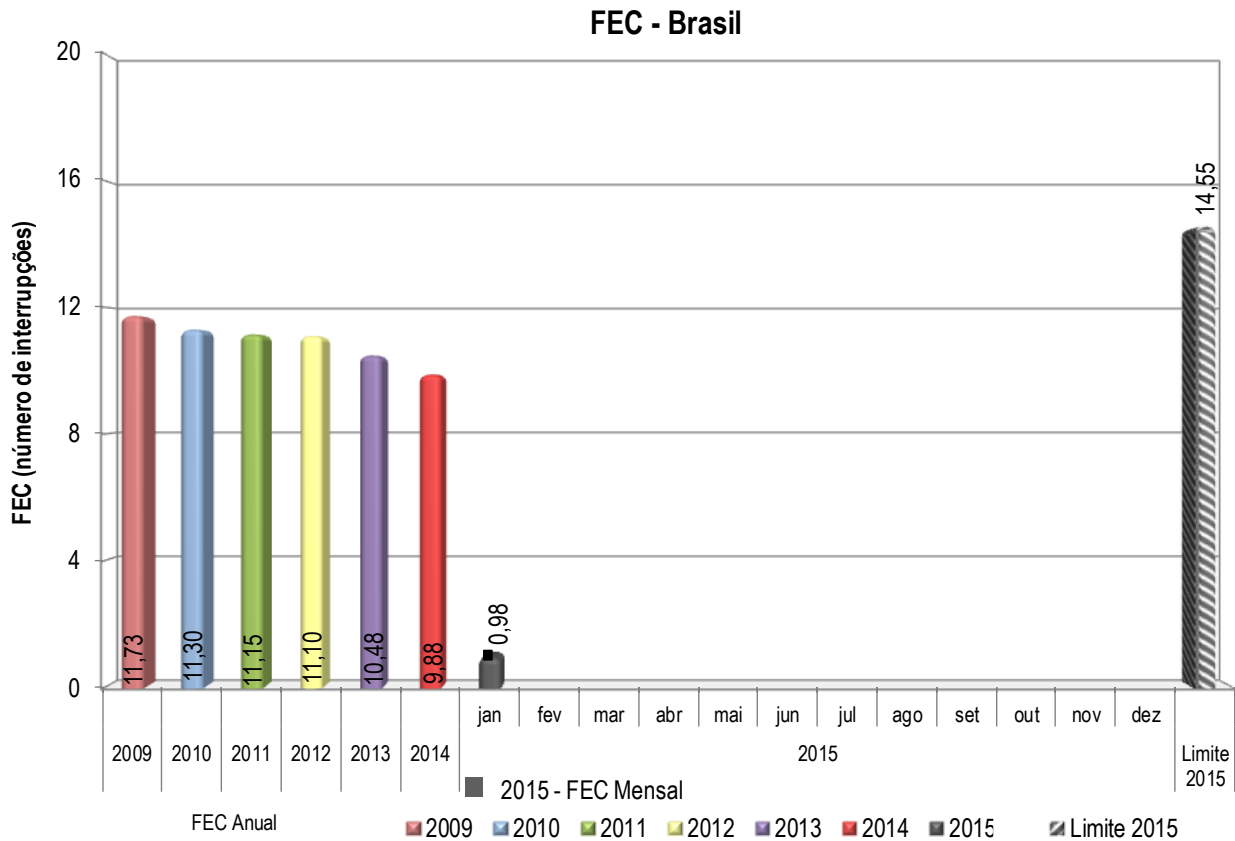


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

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