



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Outubro – 2015





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

**Outubro – 2015**

Revisão 1 (14/12/2015)

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Carlos Eduardo de Souza Braga

### **Secretário-Executivo**

Luiz Eduardo Barata Ferreira

### **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 Trabuço



## 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.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO* .....	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA** .....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	18
7.4. Geração Eólica .....	19
7.5. Energia de Reserva .....	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	28



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	28
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	29
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	30
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	32
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	32
12.2. Indicadores de Continuidade .....	33



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/10/2015 a 29/10/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/10 a 27/10/2015 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.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	15
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	29
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.....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	33
Figura 39. DEC do Brasil.....	34
Figura 40. FEC do Brasil.....	34



## 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.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015. ....	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	33



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de outubro de 2015, os valores de aflúências brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com exceção do Sul, sendo verificado no Nordeste o pior valor de aflúência para outubro e no Norte o segundo pior valor de aflúência para outubro, considerando o histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 13.188 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 setembro de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -4,8 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +19,5 p.p. no Sul, -5,3 p.p. no Nordeste e -12,9 p.p. no Norte. O armazenamento do subsistema Nordeste atingiu o valor de 8,6% do volume útil, da mesma ordem do verificado na mesma época do ano de 2001 (8,5% v.u.).

Entraram em operação comercial no mês 366,14 MW de capacidade instalada de geração, 1.159,0 km de linhas de transmissão e 400,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 4.424,29 MW de capacidade instalada de geração, 2.102,5 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 9.930,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de outubro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 139.272 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve um acréscimo de 7.266 MW, sendo 2.349 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.458 MW de fontes térmicas e de 2.452 MW de geração eólica.

No mês de setembro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 67,1% do total gerado no país, 0,8 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 0,7 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica se manteve praticamente constante em termos globais, com queda de apenas 0,1 p.p.

Os fatores de capacidade médios da geração eólica das regiões Nordeste e Sul, no mês de setembro de 2015, reduziram 4,2 p.p. e 7,5 p.p. frente ao mês anterior, atingindo, respectivamente, 51,4%, e 29,7%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve aumento de 1,7 p.p. no fator de capacidade global das usinas eólicas da região Nordeste, enquanto que as da região Sul registraram recuo de 3,8 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, em setembro de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 45.906 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, mesmo patamar do verificado no mesmo anterior e representando redução de 3,6% em relação ao consumo de setembro de 2014.

Atualmente representando 30,6% do consumo total de energia elétrica no Brasil, o setor industrial registrou retração de 6,3% no seu consumo de energia elétrica, em relação a setembro de 2014, e em 12 meses, acumula queda de 4,2%. Dentre os dez segmentos industriais mais consumidores de eletricidade, apenas o de extração de minerais metálicos apresentou desempenho positivo no mês, de 8,9%.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro 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, Maranhão, Amazonas e Amapá.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O avanço regular de frentes frias pela Região Sul e Sudeste e a atuação de áreas de instabilidade ocasionaram volumes significativos de chuva nas bacias dos rios Uruguai, Iguazu e Paranapanema, acarretando em anomalias positivas de precipitação durante o mês de outubro. Nas demais bacias de relevância para a geração de energia hidrelétrica, os totais de precipitação ficaram abaixo da média climatológica.

As temperaturas mínimas do mês estiveram acima do normal para a época do ano, em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +4°C. As temperaturas máximas do mês de outubro também estiveram acima da média climatológica em grande parte do Brasil, principalmente no norte do estado de São Paulo, nos estados de Minas Gerais, Goiás, Tocantins e no sul do estado da Bahia, com desvios superiores a +5°C.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 92 %MLT – 19.412 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (39º melhor valor\*), 231 %MLT – 30.621 MW médios no Sul (3º melhor valor\*), 29 %MLT – 984 MW médios no Nordeste (pior valor\*) e 59 %MLT – 1.169 MW médios no Norte-Interligado (2º pior valor\*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 231 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 117 %MLT. Nos demais subsistemas, não foi armazenável um valor percentual de até 3 pontos percentuais da ENA bruta.

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

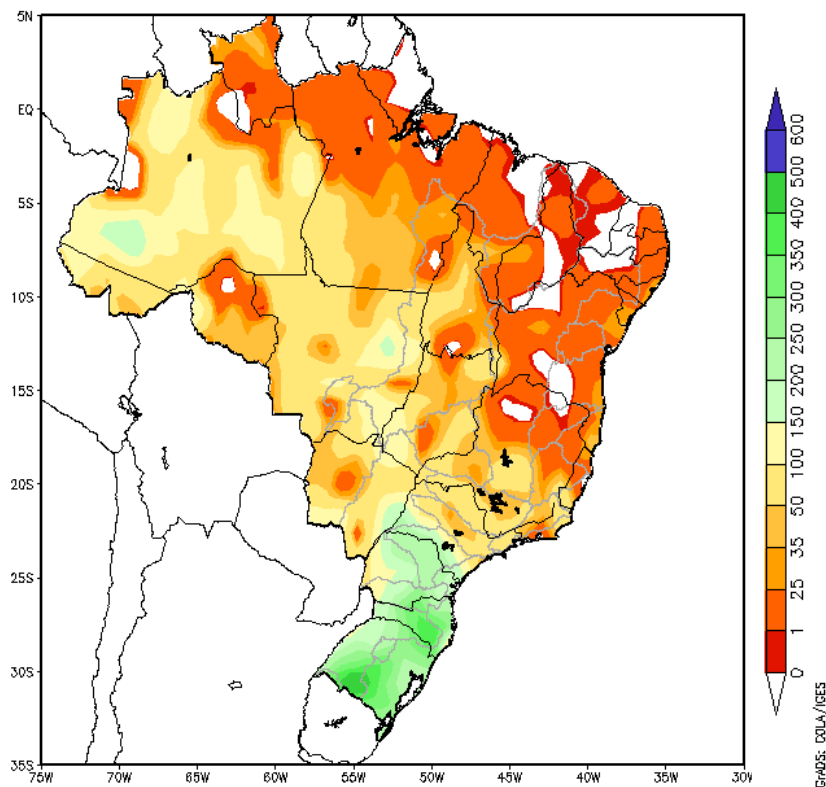


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/10/2015 a 29/10/2015 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

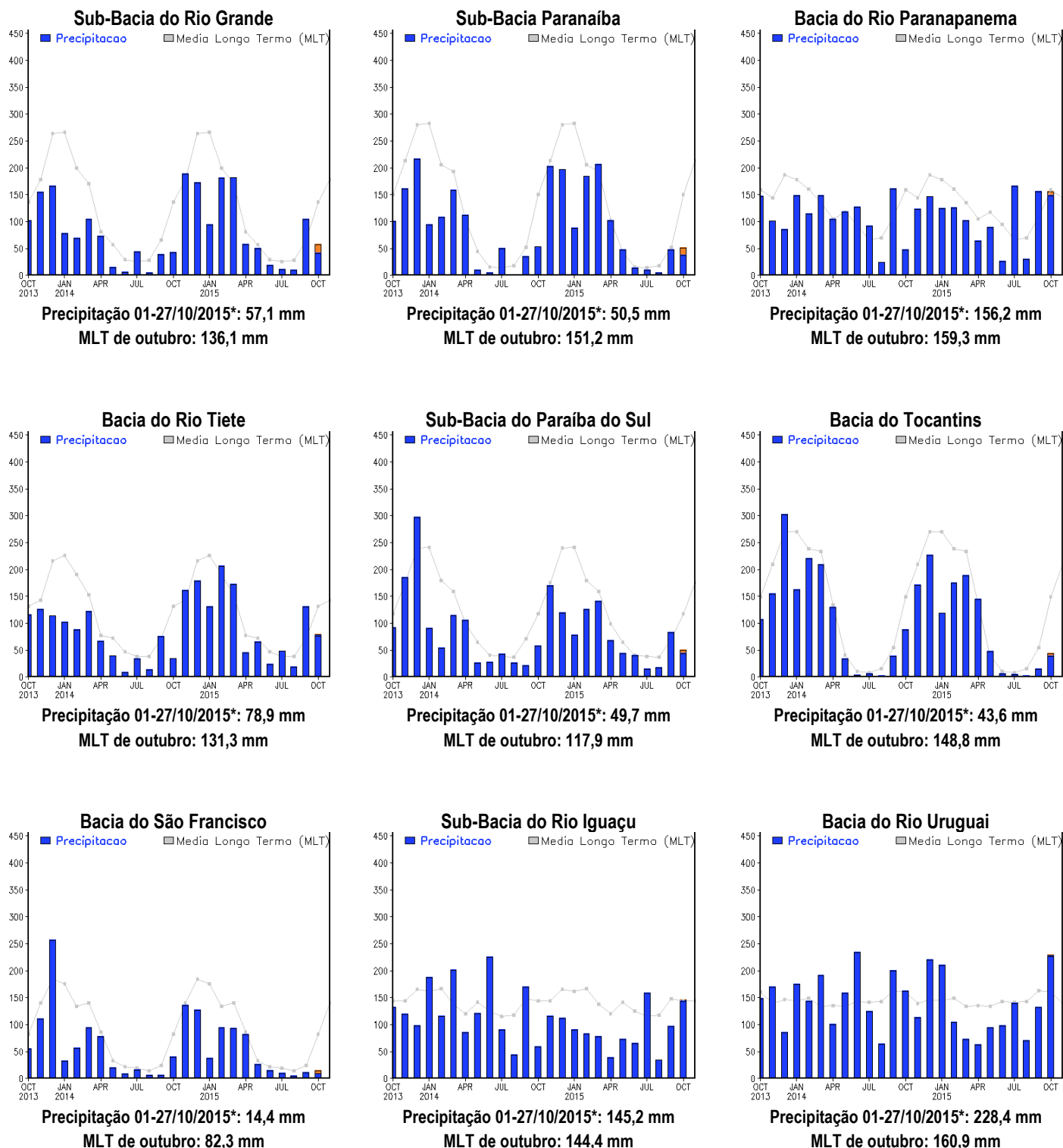


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/10 a 27/10/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

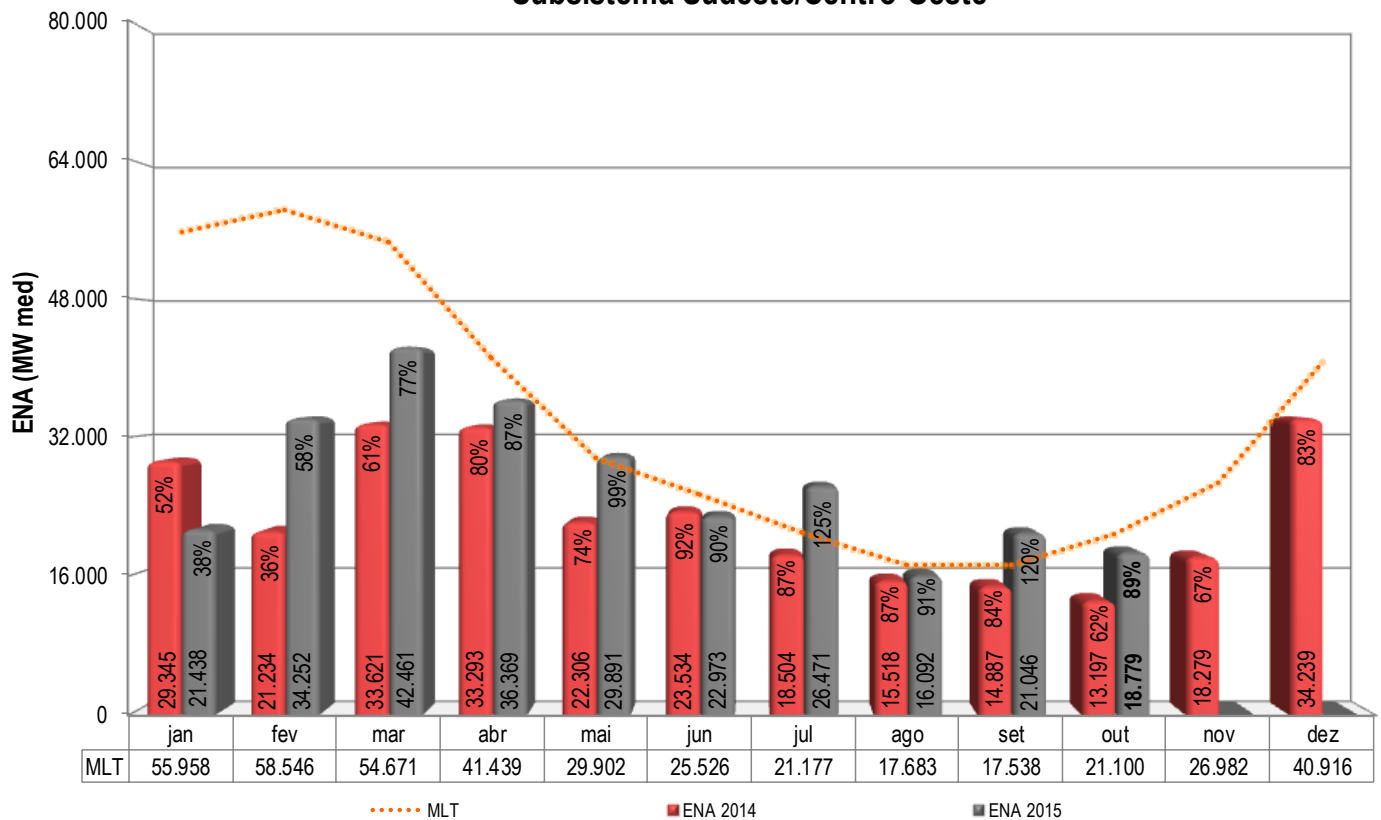


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

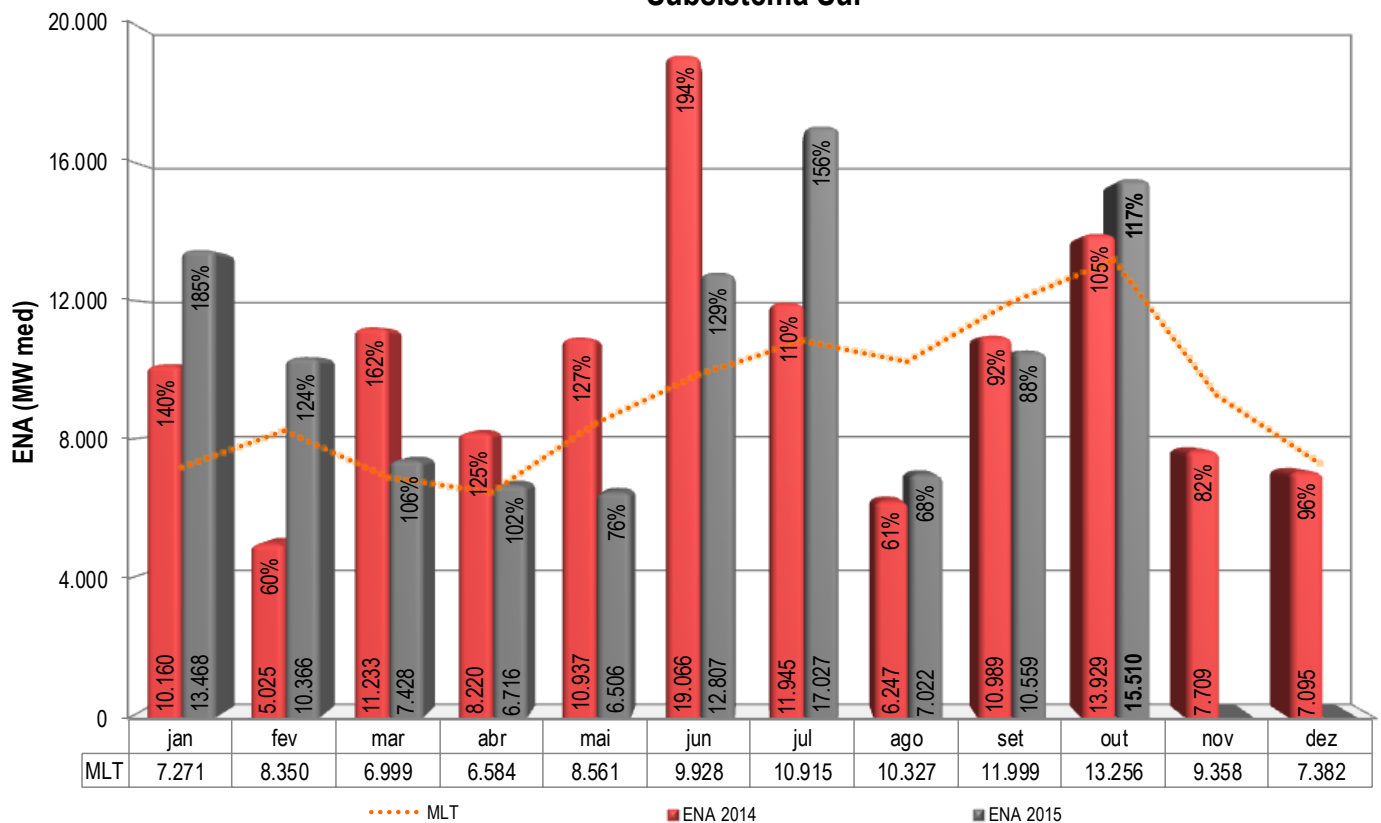


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

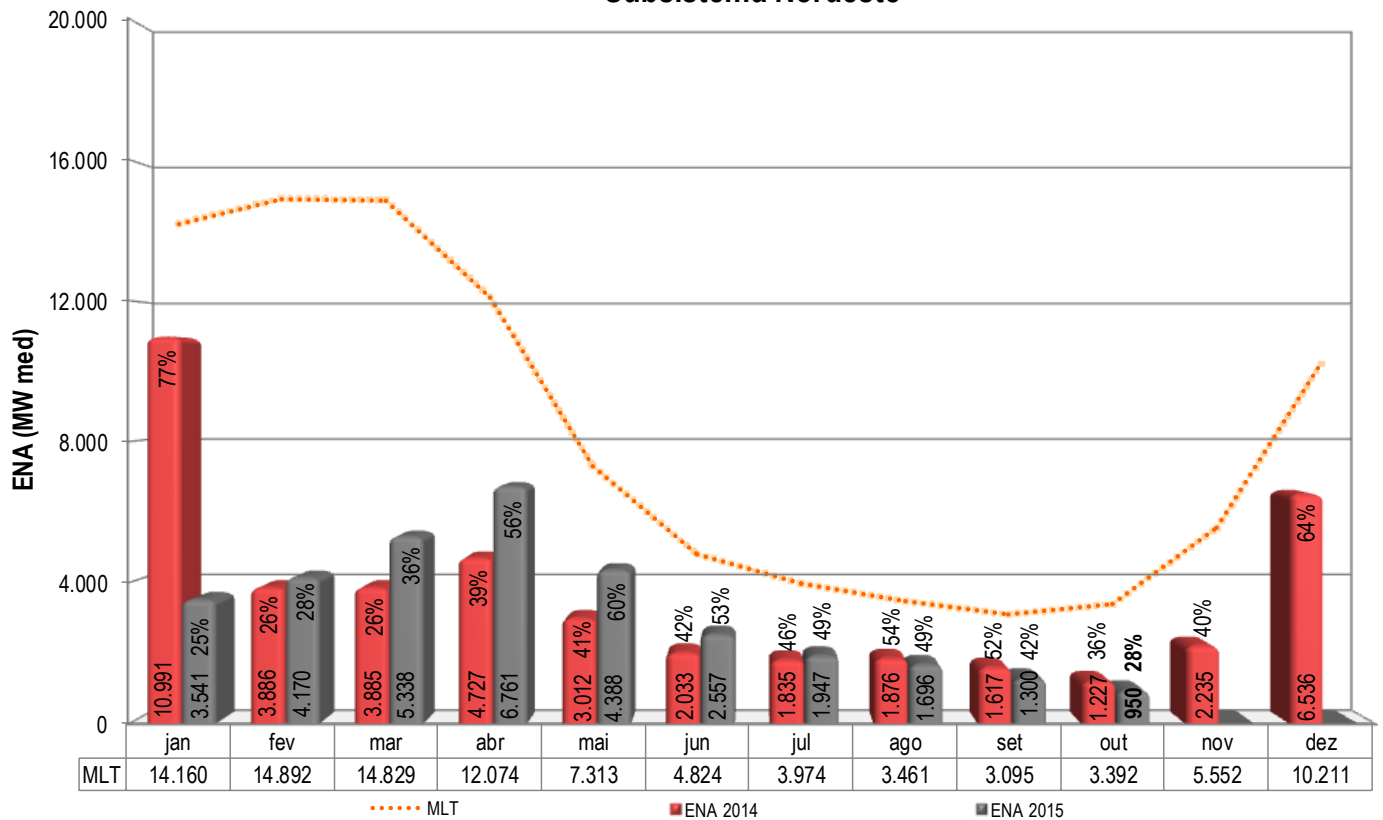


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

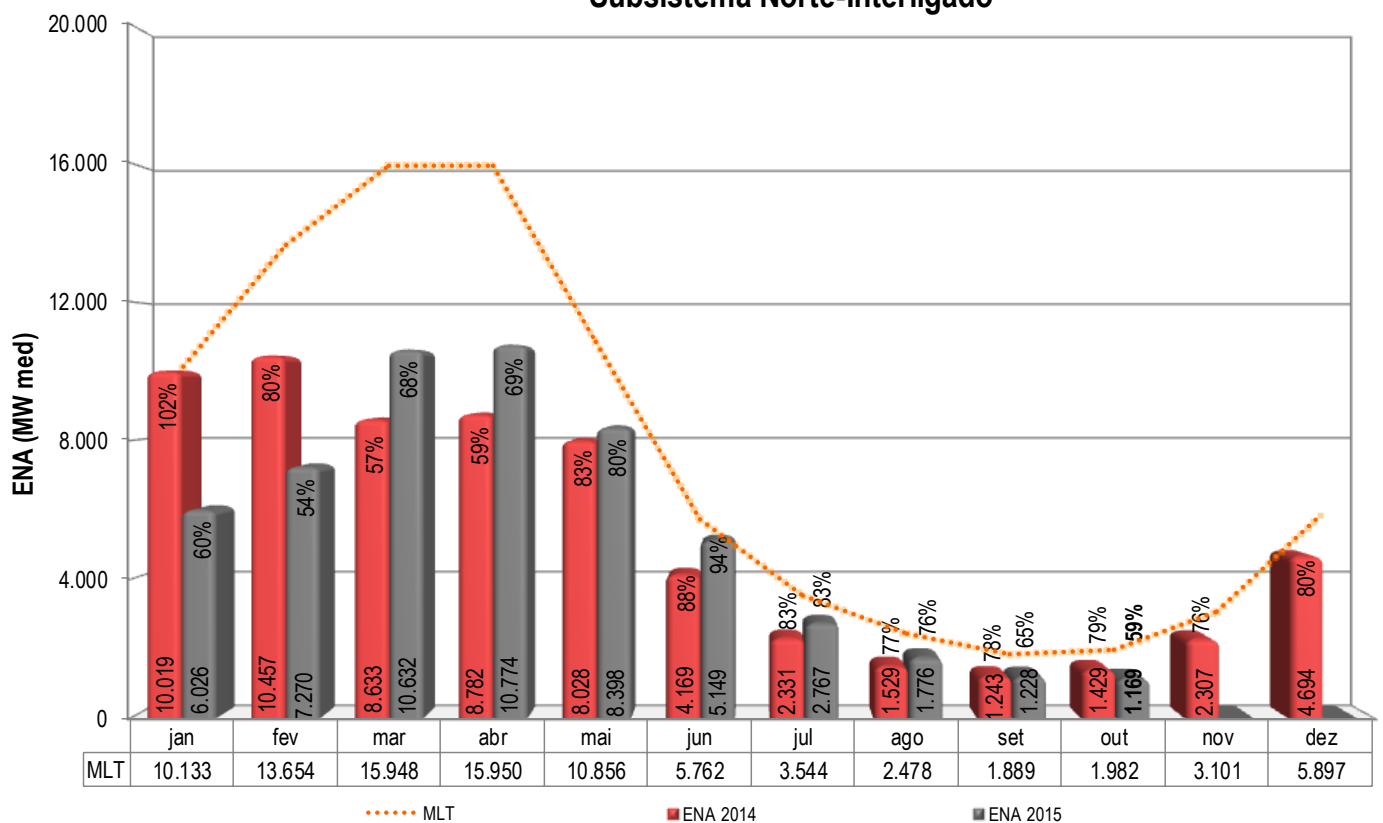


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de outubro de 2015 houve redução no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, com exceção do Sul. O armazenamento do subsistema Nordeste atingiu o valor de 8,6% do volume útil, da mesma ordem do verificado na mesma época do ano de 2001 (8,5% v.u.). Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 13.188 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 1.050 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 4,8 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de outubro, atingindo 27,6 %EAR, valor 8,9 p.p. superior ao verificado no final de outubro de 2014 (18,7 %EAR), e 6,3 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (21,3 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, ou em todos os períodos de carga, em função das aflúncias, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada ao máximo nos períodos de carga média e pesada, ou em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 19,5 p.p em comparação com setembro de 2015, atingindo 96,9 %EAR, valor 12,4 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de outubro de 2014 (84,5 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 5,3 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 8,6 %EAR ao final do mês de outubro, valor 7,1 p.p. inferior ao verificado ao final de outubro de 2014 (15,7 %EAR) e 0,1 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (8,5 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos a partir da UHE Sobradinho, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.308 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. A defluência da UHE Três Marias foi elevada para valor da ordem de 500 m<sup>3</sup>/s no dia 01 de outubro de 2015, em uma operação integrada da cascata do Rio São Francisco, de forma a prover maior equalização entre os armazenamentos dos reservatórios das UHEs Três Marias e Sobradinho, visando a garantia dos usos múltiplos. A defluência das UHEs Sobradinho e Xingó permaneceu no patamar da ordem de 900 m<sup>3</sup>/s ao longo deste mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 24,4 %EAR ao final do mês de outubro, apresentando deplecionamento de 12,9 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 8,5 p.p. inferiores ao armazenamento do final de outubro de 2014 (32,9 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada nos períodos de carga leve e dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de outubro de 2015 referem-se ao deplecionamento de 16,2 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 23,7% v.u.), de 8,2 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 13,9%) e de 6,4 p.p. na UHE Furnas (atingindo 22,0% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de outubro, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 36,2% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de 3,1 p.p. em relação ao armazenamento verificado em setembro de 2015. No final do mês de outubro, a UHE Samuel encontrava-se 0,0% v.u. e a UHE Balbina com 0,5% v.u., mas ambas com continuidade do turbinamento. A UHE Sobradinho encontrava-se com 4,3% v.u. de armazenamento.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	27,6	202.862	67,1
Sul	96,9	19.958	23,2
Nordeste	8,6	51.809	5,3
Norte	24,4	15.041	4,4
<b>TOTAL</b>		<b>289.670</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

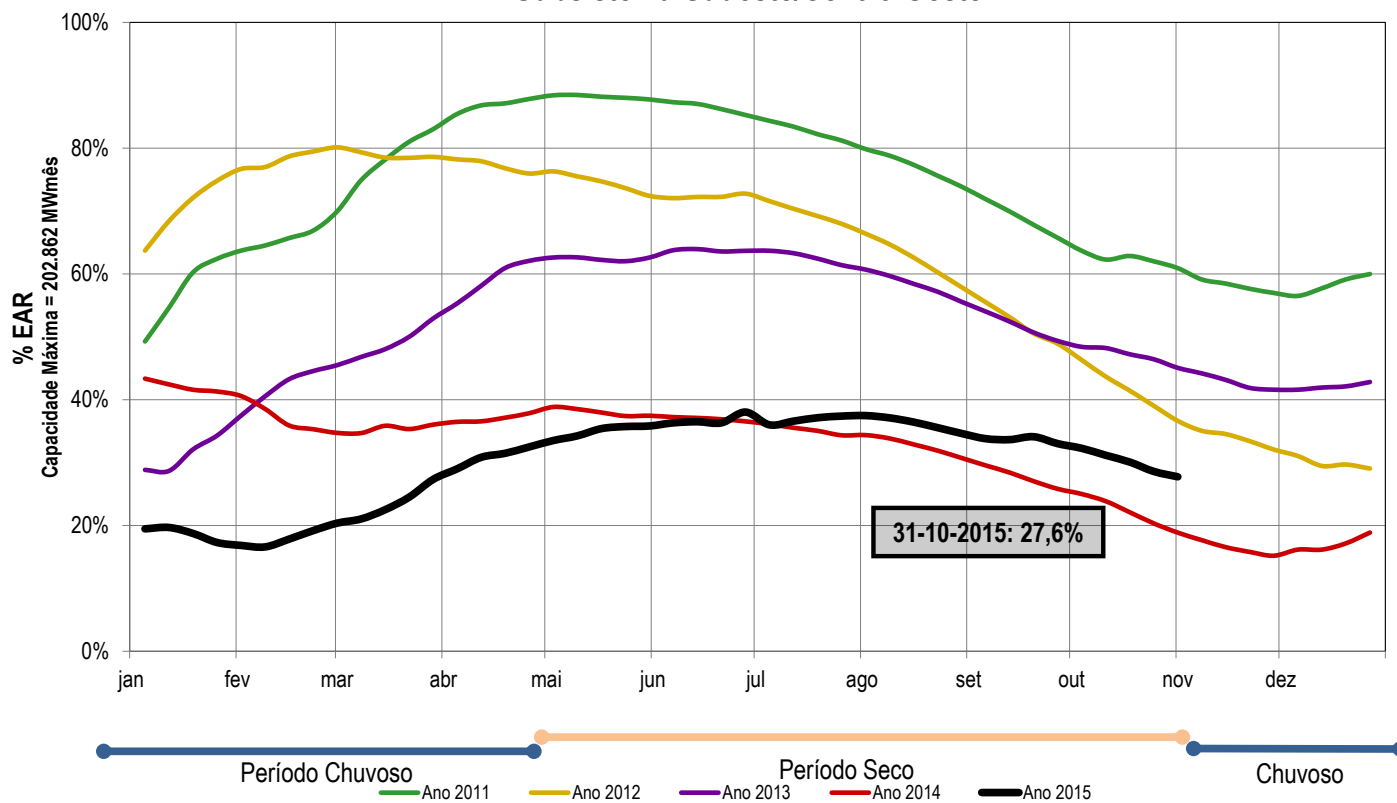


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

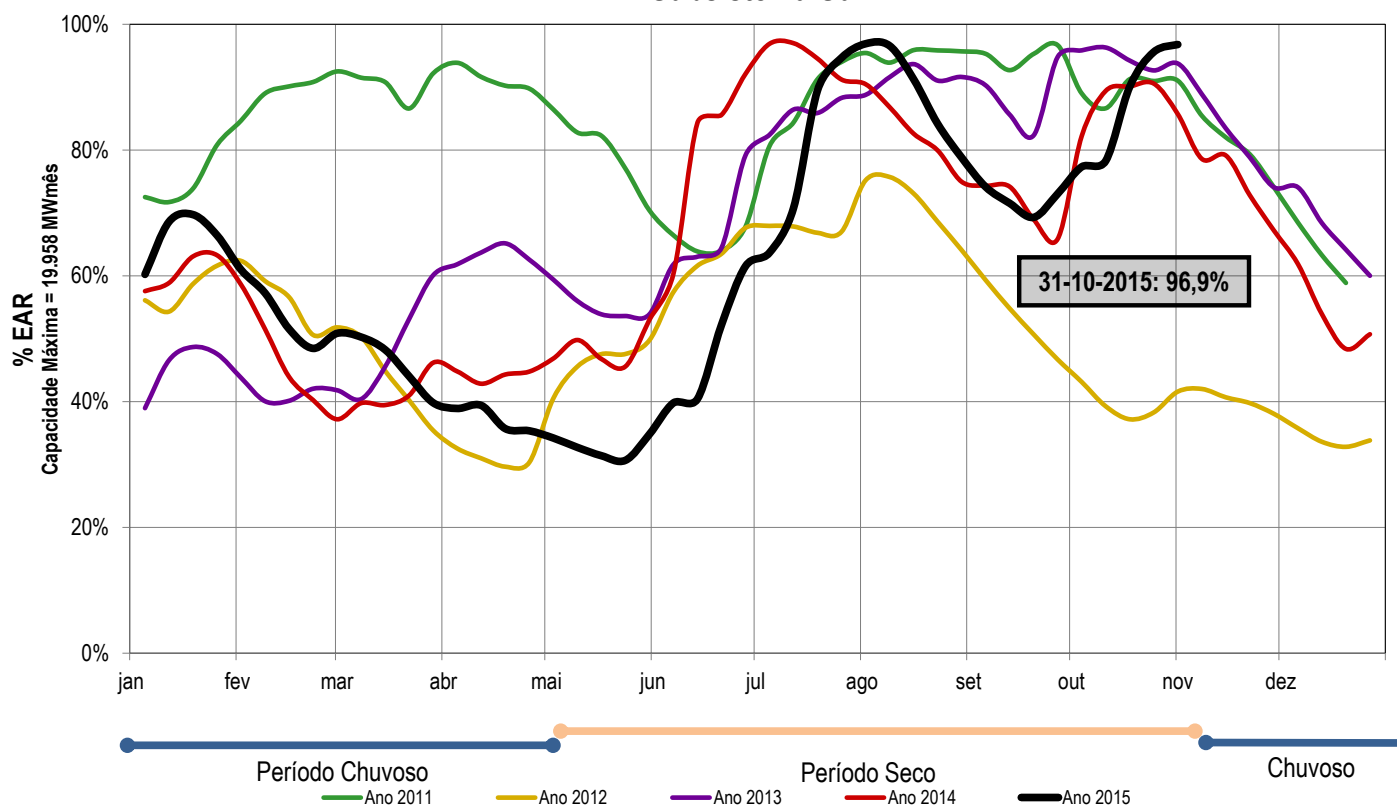


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

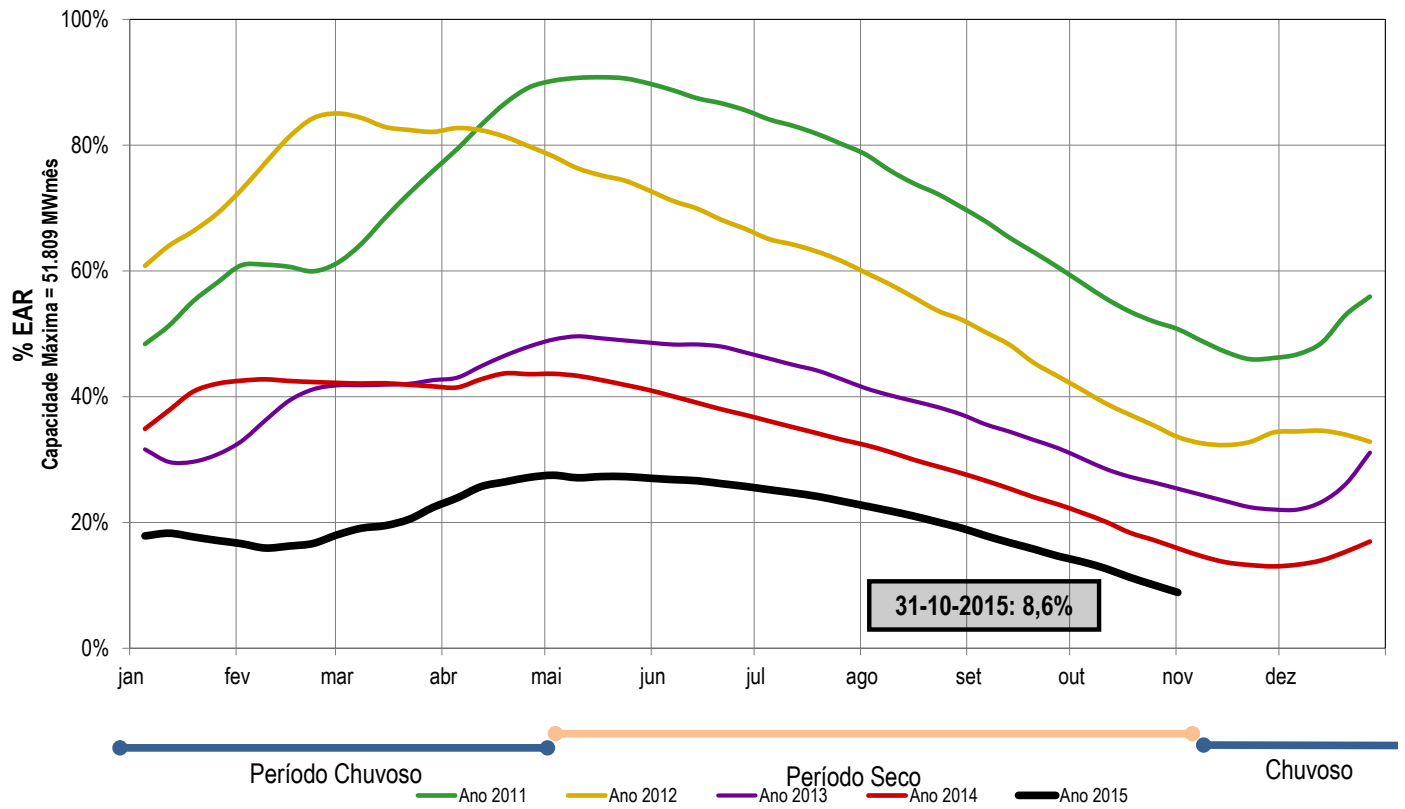


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

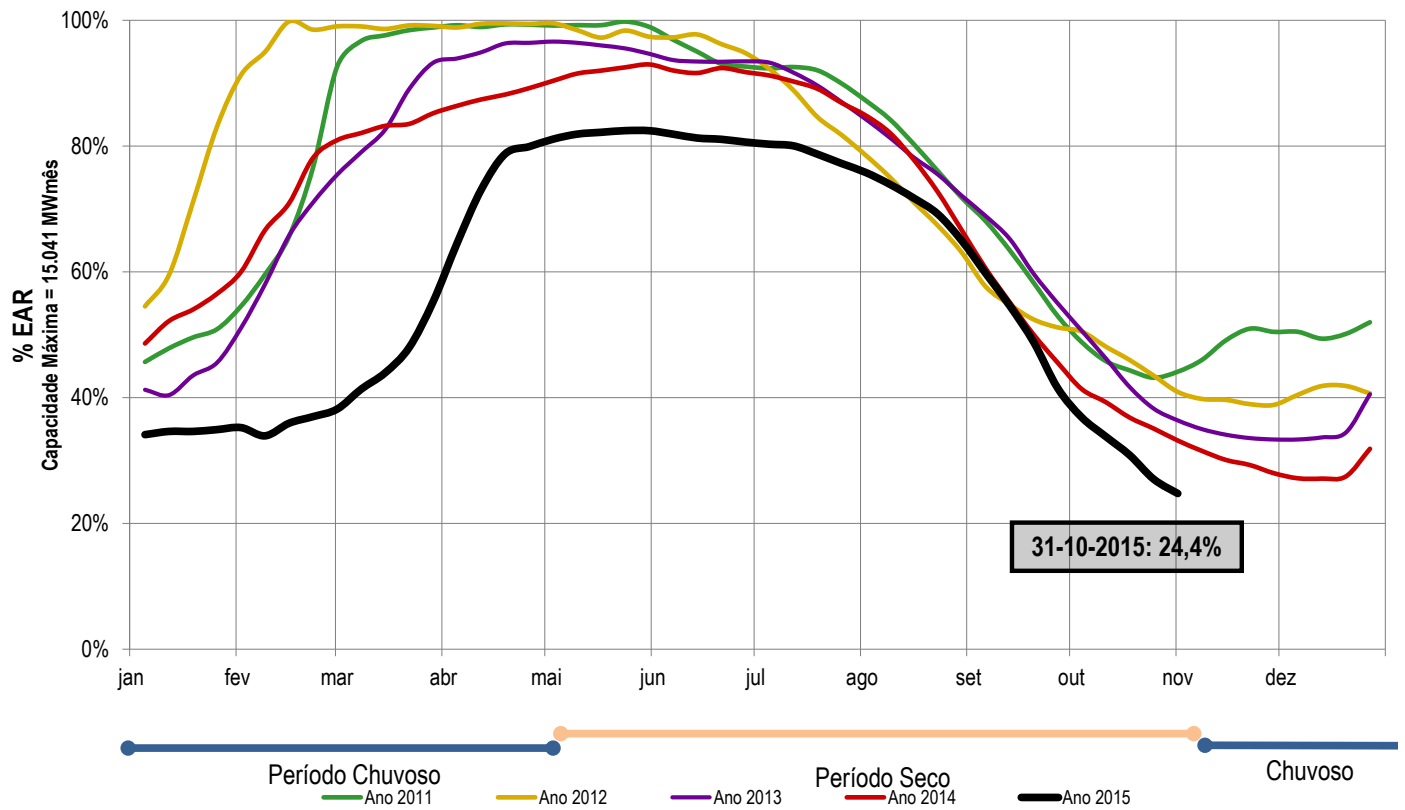


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No subsistema Norte-Interligado, houve importação de energia de 433 MWmédios no mês de outubro, invertendo o fluxo verificado no mês anterior, referente à exportação de 1.296 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em outubro, em um total de 1.308 MWmédios, superior aos 1.030 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 3.461 MWmédios no mês de outubro, ante a exportação de 2.764 MWmédios em setembro.

No complexo do Rio Madeira, em outubro, a UHE Jirau gerou cerca de 561 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 949 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.063 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou 470 MWmédios do SIN no mês de outubro pela interligação Tucuruí-Manaus, atingindo recorde de transferência diária no valor de 628 MWmédios no dia 23 de outubro.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 125 MWmédios, superior à verificada no mês anterior, no valor de 121 MWmédios.

No mês de outubro, houve intercâmbio internacional de energia a favor da Argentina, devido a sobras no subsistema Sul, no valor de 24 MWmédios, através da Conversora Garabi 2.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.700
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.300
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.800
	FSUL	6.300
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de setembro 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 setembro de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 45.906 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, mesmo patamar do verificado no mês anterior e representando redução de 3,6% em relação ao consumo de setembro de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (outubro de 2014 a setembro de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 0,8% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a setembro de 2014, foi registrada retração de 1,7%.

Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento 2,5% no acumulado de 12 meses e retração de 0,8% em relação a setembro de 2014.

Os resultados observados na baixa tensão refletem o atual momento adverso da economia, com famílias evitando a aquisição de novos eletrodomésticos e ao adiamento de projetos de expansão no setor comercial, fatos que, somados aos reajustes das tarifas de eletricidade, levam à desaceleração no mercado das classes residencial e comercial. Nesse sentido, destaca-se, por exemplo, a queda do consumo médio residencial em cerca de 2% nos últimos 12 meses, reflexo das medidas de economia de energia e redução dos gastos que têm sido adotadas.

Com quedas consecutivas, o consumo industrial registrou retração de 6,3%, em relação a setembro de 2014, e em 12 meses, acumula queda de 4,2%. Da mesma forma como nos meses anteriores, tal resultado deriva do baixo nível da atividade industrial. Dentre os dez segmentos industriais mais consumidores de eletricidade, apenas o de extração de minerais metálicos apresentou desempenho positivo no mês, de 8,9%. Por outro lado, a indústria têxtil registrou a maior queda no consumo, de 15,7%, seguido pelo segmento automotivo, que registrou retração de 14,2% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Por fim, o consumo de energia da classe rural registrou crescimento de 1,1% no mês de setembro de 2015 em relação ao mês anterior, e retração de 0,6% em comparação ao mesmo mês de 2014. Em 12 meses acumula crescimento de 4,1% em relação ao mesmo período anterior.

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





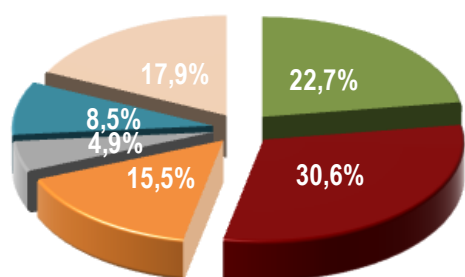
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/15 GWh	Evolução mensal (Set/15/Ago/15)	Evolução anual (Set/15/Set/14)	Out/13-Set/14 (GWh)	Out/14-Set/15 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.399	1,1%	-1,7%	130.580	131.614	0,8%
<b>Industrial</b>	14.025	-1,4%	-6,3%	181.191	173.523	-4,2%
<b>Comercial</b>	7.125	1,3%	-0,8%	88.421	90.603	2,5%
<b>Rural</b>	2.232	1,1%	-0,6%	25.129	26.147	4,1%
<b>Demais classes *</b>	3.920	-0,4%	0,2%	47.479	47.579	0,2%
<b>Perdas</b>	8.205	0,0%	-5,8%	98.454	98.732	0,3%
<b>Total</b>	<b>45.906</b>	<b>0,0%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>571.254</b>	<b>568.199</b>	<b>-0,5%</b>

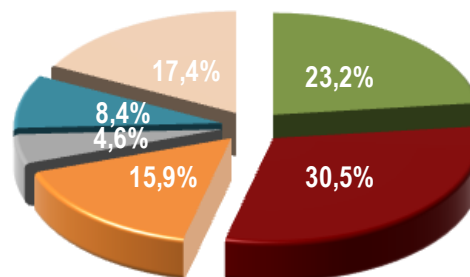
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Set/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 setembro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/15 kWh/NU	Evolução mensal (Set/15/Ago/15)	Evolução anual (Set/15/Set/14)	Out/13-Set/14 (kWh/NU)	Out/14-Set/15 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	154	0,9%	-4,3%	166	163	-2,0%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.233	-1,4%	-1,7%	25.886	26.016	0,5%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.262	1,2%	-2,6%	1.328	1.337	0,7%
<b>Consumo médio rural</b>	513	0,5%	-2,6%	491	501	2,0%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.208	-0,4%	-1,3%	5.336	5.268	-1,3%
<b>Consumo médio total</b>	<b>480</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-5,5%</b>	<b>463</b>	<b>498</b>	<b>7,6%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

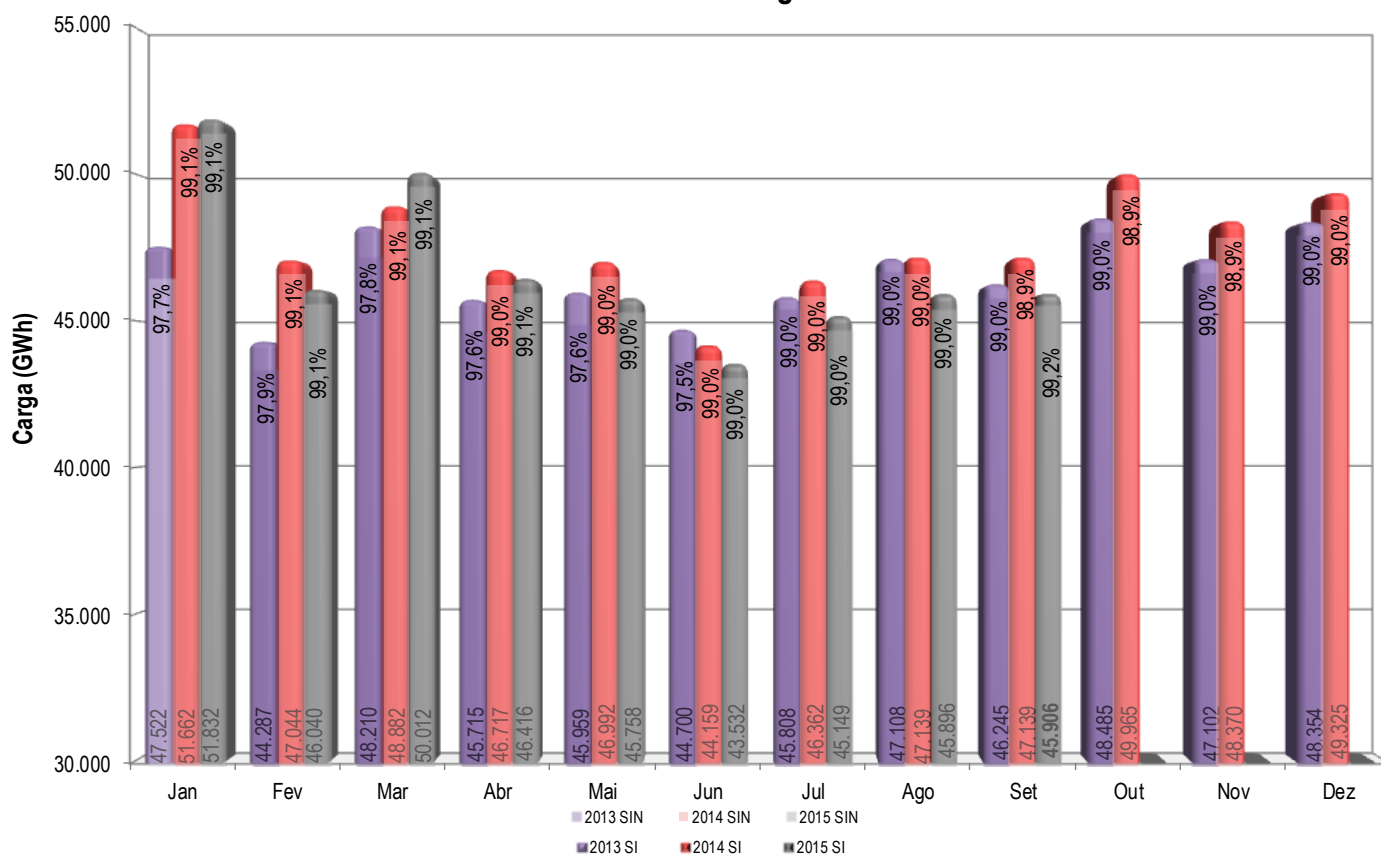
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/14	Set/15	
<b>Residencial (NUCR)</b>	65.481.128	67.313.332	2,8%
<b>Industrial (NUCI)</b>	583.303	555.815	-4,7%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.549.352	5.647.932	1,8%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.264.582	4.351.230	2,0%
<b>Demais classes *</b>	741.424	752.708	1,5%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>76.619.789</b>	<b>78.621.017</b>	<b>2,6%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro 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 setembro 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 outubro de 2015, houve atingimento de recorde de demanda no subsistema Norte, atingindo máximo de 6.492 MW às 15h53 do dia 21 de outubro, superando em 75 MW o recorde anterior, registrado no dia 25 de setembro de 2015.

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>48.330</b> 16/10/2015 - 14h44	<b>13.642</b> 08/10/2015 - 11h11	<b>11.931</b> 22/10/2015 - 15h51	<b>6.492</b> 21/10/2015 - 15h53	<b>79.137</b> 16/10/2015 - 14h27
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.266</b> 07/04/2015 - 14h17	<b>6.492</b> 21/10/2015 - 15h53	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

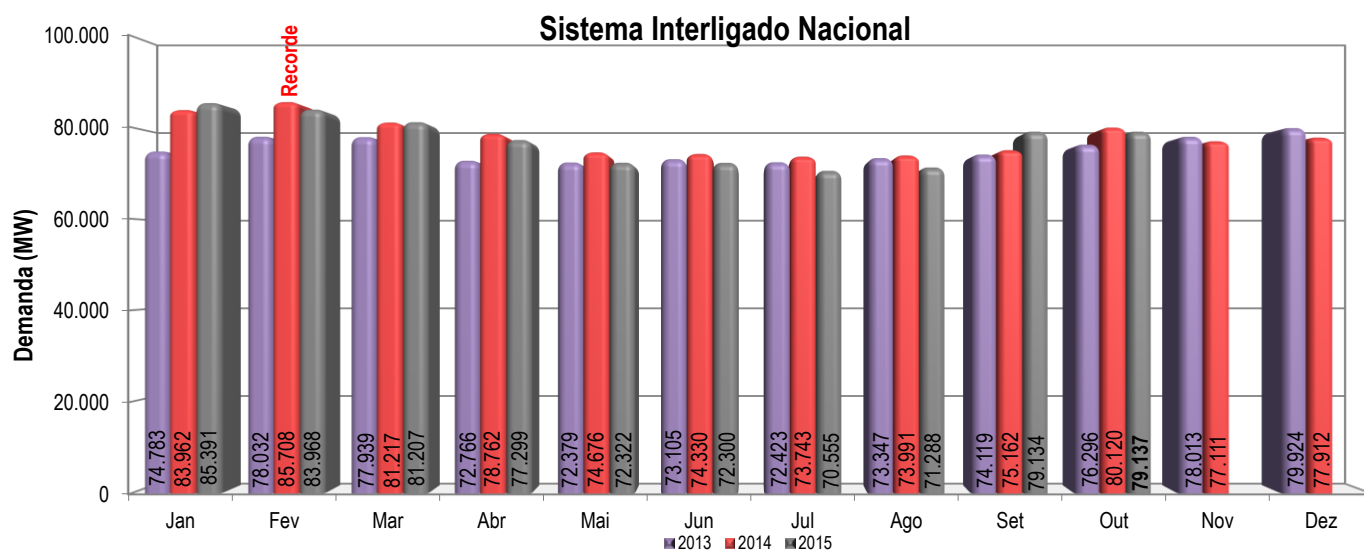


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

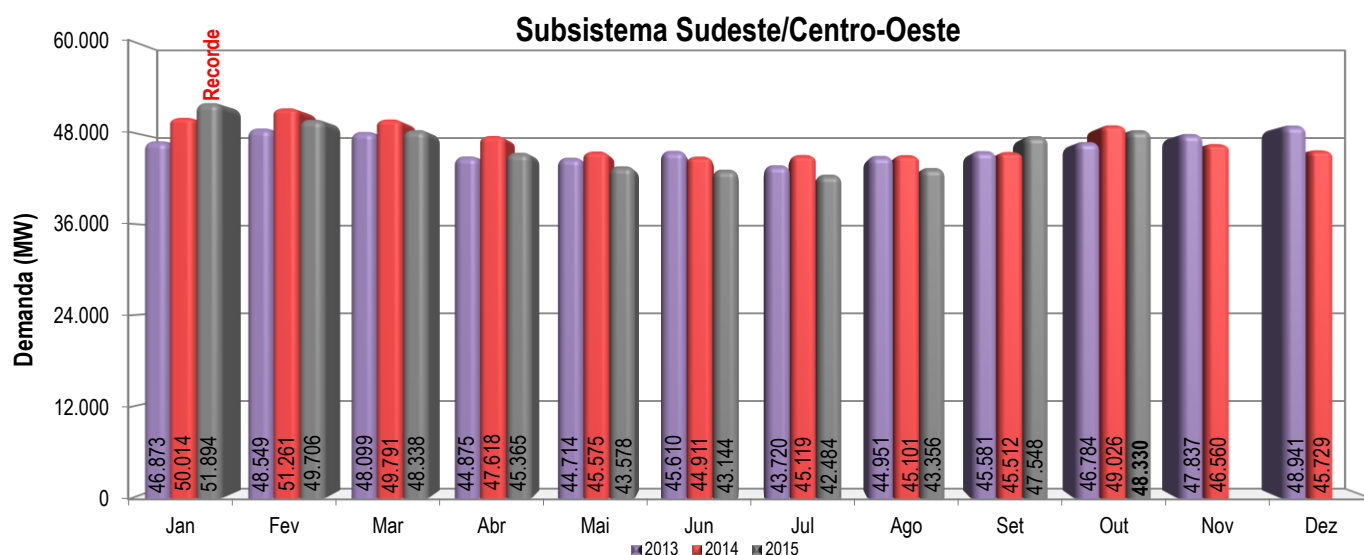


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

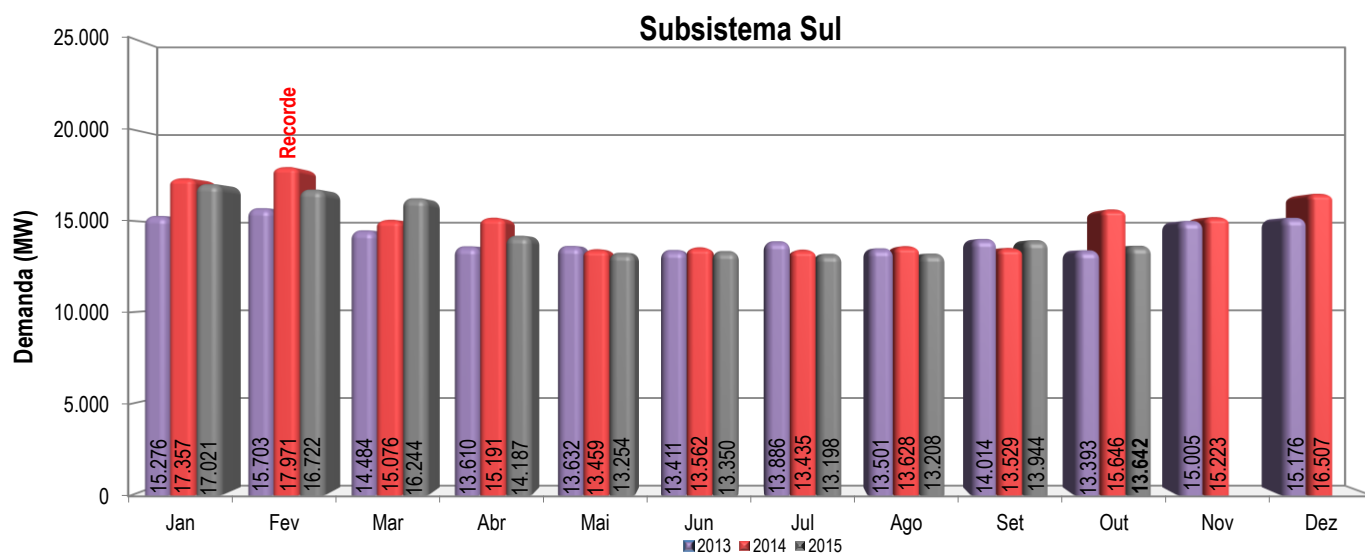


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

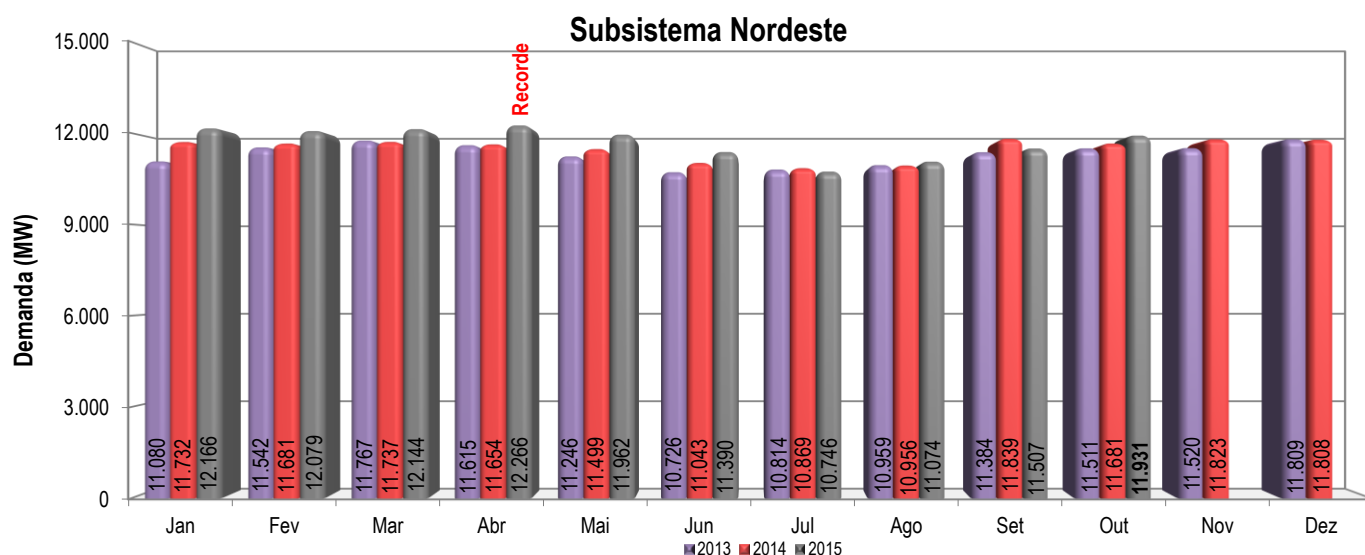


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

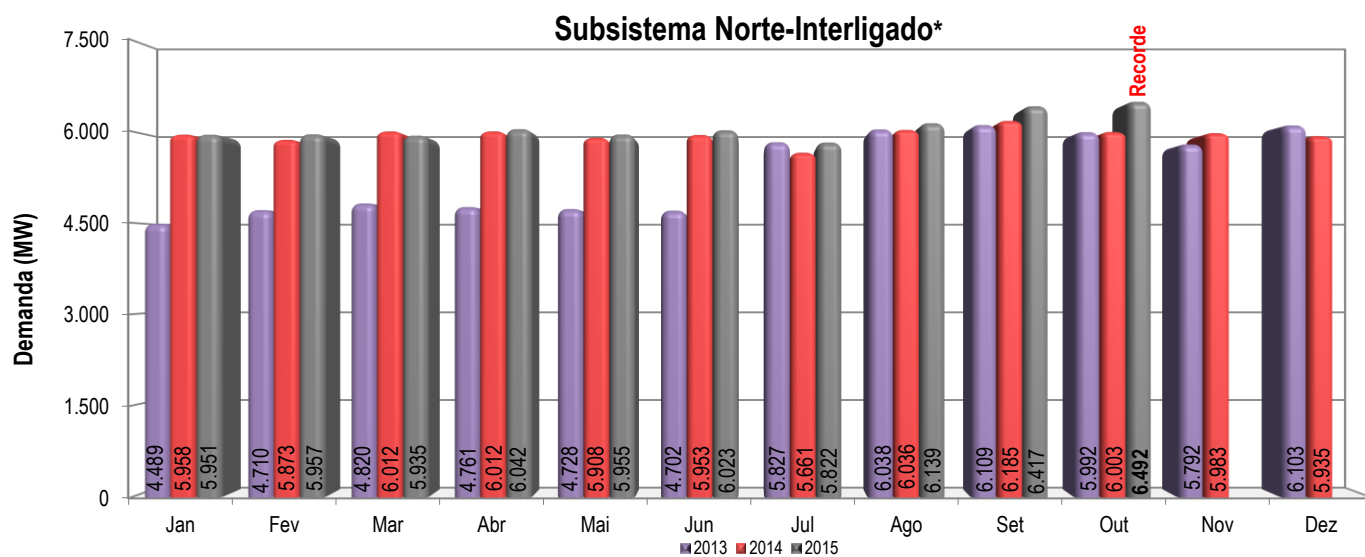


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

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 outubro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 139.272 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve um acréscimo de 7.266 MW, sendo 2.349 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.458 MW de fontes térmicas\*\* e de 2.452 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	Out/2014	Out/2015			Evolução da Capacidade Instalada Out/2015 - Out/2014
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>88.271</b>	<b>1.210</b>	<b>90.620</b>	<b>65,1%</b>	<b>2,7%</b>
<b>Térmica</b>	<b>39.493</b>	<b>2.887</b>	<b>41.951</b>	<b>30,1%</b>	<b>6,2%</b>
Gás Natural	12.590	146	12.917	9,3%	2,6%
Biomassa	12.239	511	13.172	9,4%	7,6%
Petróleo	9.081	2.174	10.105	7,3%	11,3%
Carvão	3.593	23	3.614	2,6%	0,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros*	0	31	153	0,1%	-
<b>Eólica</b>	<b>4.228</b>	<b>275</b>	<b>6.680</b>	<b>4,8%</b>	<b>58,0%</b>
<b>Solar</b>	<b>15</b>	<b>26</b>	<b>21</b>	<b>0,0%</b>	<b>44,5%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>132.006</b>	<b>4.398</b>	<b>139.272</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,5%</b>

\* Inclui outras fontes fósseis (0,147 MW).

\*\* A partir de julho de 2015, na matriz de capacidade instalada são incluídas as usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso, são incluídas como "Outros".

\*\*\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014 e exclusão dos montantes referentes a micro e minigeração distribuída, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012, em junho de 2015. 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 03/11/2015)

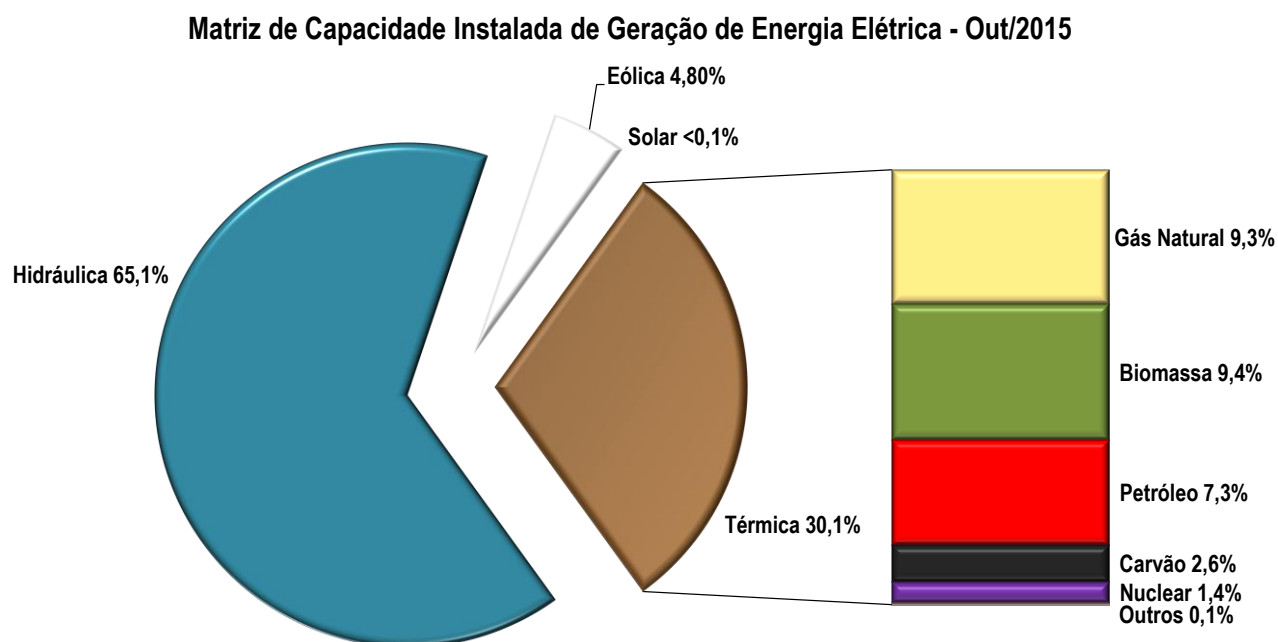


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 03/11/2015)



## 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	53.074	41,5%
345 kV	10.303	8,1%
440 kV	6.741	5,3%
500 kV	42.315	33,1%
600 kV (CC)	12.816	10,0%
750 kV	2.683	2,1%
<b>Total SEB</b>	<b>127.932</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 - Out/2015

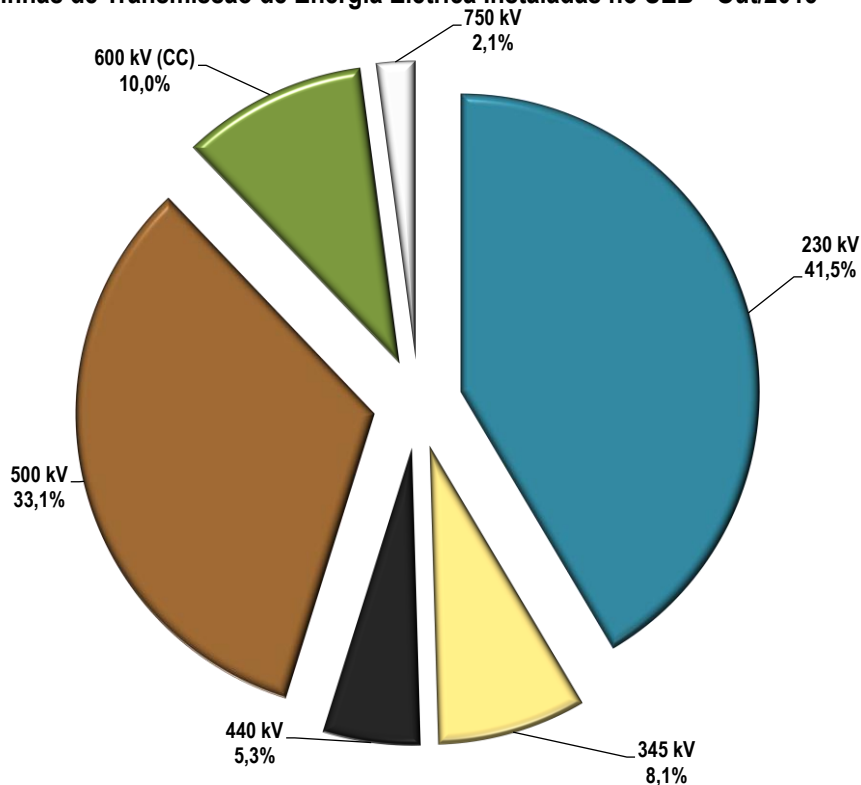


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

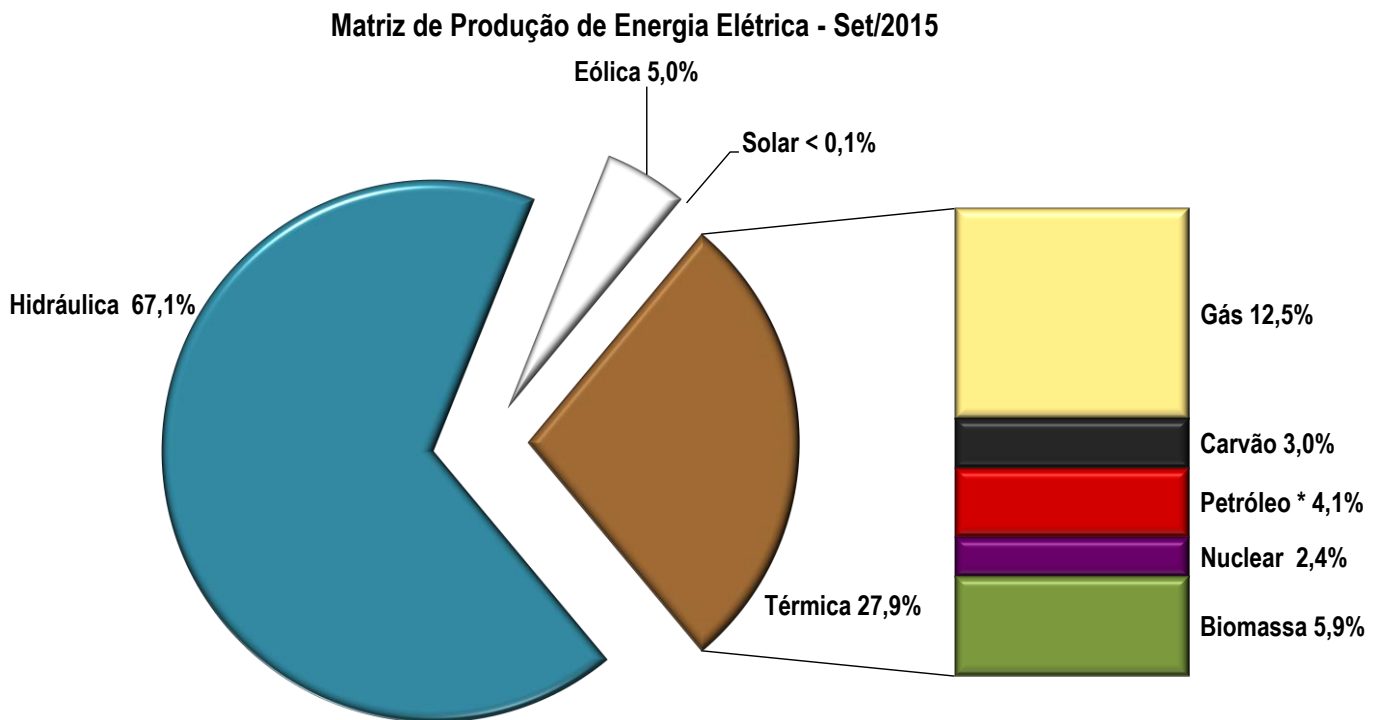
Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



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

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

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de outubro de 2014 a setembro de 2015 atingiu 542.526 GWh. No mês de setembro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 67,1% do total gerado no país, 0,8 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 0,7 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica se manteve praticamente constante em termos globais, com queda de apenas 0,1 p.p., com destaque para as variações de +1,0 p.p. de geração a gás, -0,9 de geração a biomassa e -0,4 p.p. de geração nuclear.



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

Dados contabilizados até setembro 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		
	Set/15 (GWh)	Evolução mensal (Set/15 / Ago/15)	Evolução anual (Set/15 / Set/14)	Out/13-Set/14 (GWh)	Out/14-Set/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>29.593</b>	<b>1,0%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>398.223</b>	<b>372.239</b>	<b>-6,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.021</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>127.444</b>	<b>142.893</b>	<b>12,1%</b>
Gás	5.514	9,1%	16,2%	56.321	64.489	14,5%
Carvão	1.302	1,4%	17,5%	14.873	15.854	6,6%
Petróleo *	1.538	5,5%	-39,4%	22.182	25.398	14,5%
Nuclear	1.044	-16,4%	-22,3%	14.064	14.448	2,7%
Biomassa	2.623	-13,3%	7,4%	20.005	22.703	13,5%
<b>Eólica</b>	<b>2.197</b>	<b>-12,3%</b>	<b>64,4%</b>	<b>9.746</b>	<b>18.878</b>	<b>93,7%</b>
<b>Solar</b>	<b>2,19</b>	<b>0,7%</b>	<b>-</b>	<b>4,24</b>	<b>13,96</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.813</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>535.417</b>	<b>534.023</b>	<b>-0,3%</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 setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

A geração hidráulica e térmica a gás dos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN, em 2015.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/15 (GWh)	Evolução mensal (Set/15 / Ago/15)	Evolução anual (Set/15 / Set/14)	Out/13-Set/14 (GWh)	Out/14-Set/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>0,0%</b>	<b>-99,6%</b>	<b>1.962</b>	<b>1.201</b>	<b>-38,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>275</b>	<b>0,6%</b>	<b>-69,4%</b>	<b>10.745</b>	<b>7.302</b>	<b>-32,0%</b>
Gás	5	6,3%	-98,7%	4.541	2.782	-38,7%
Petróleo *	270	0,5%	-47,3%	6.204	4.520	-27,1%
<b>TOTAL</b>	<b>276</b>	<b>0,6%</b>	<b>-74,6%</b>	<b>12.708</b>	<b>8.503</b>	<b>-33,1%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

A partir de maio de 2015, a geração da UHE Balbina e das UTEs Jaraqui, Ponta Negra, Manuara, Cristiano Rocha, Tambaqui, Aparecida, Mauá Blocos 1, 3, 4 e 5, Electron, Iranduba, Flores e São José passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN.

A partir de agosto de 2015, a geração da UHE Coaracy Nunes passou a ser contabilizada pela CCEE e agregada ao montante gerado no SIN.

Fonte dos dados: Eletrobras





## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de setembro de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste diminuiu 4,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 51,4%. Esse resultado foi decorrente da redução de 160,7 MW médios na geração verificada, associado à expansão de 92,2 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (outubro de 2014 a setembro de 2015), houve avanço de 1,7 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

O fator de capacidade das usinas do Sul, por sua vez, reduziu 7,5 p.p. em relação a agosto de 2015, e atingiu 29,7%, com total de geração verificada no mês de 472,6 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 3,8 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

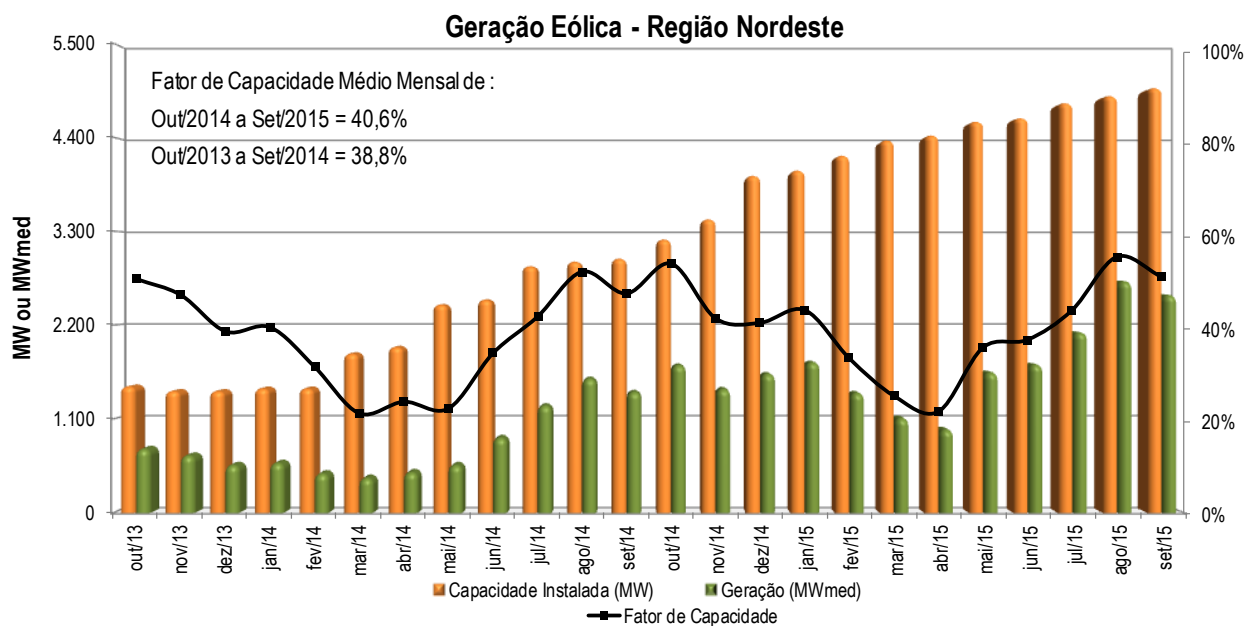


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

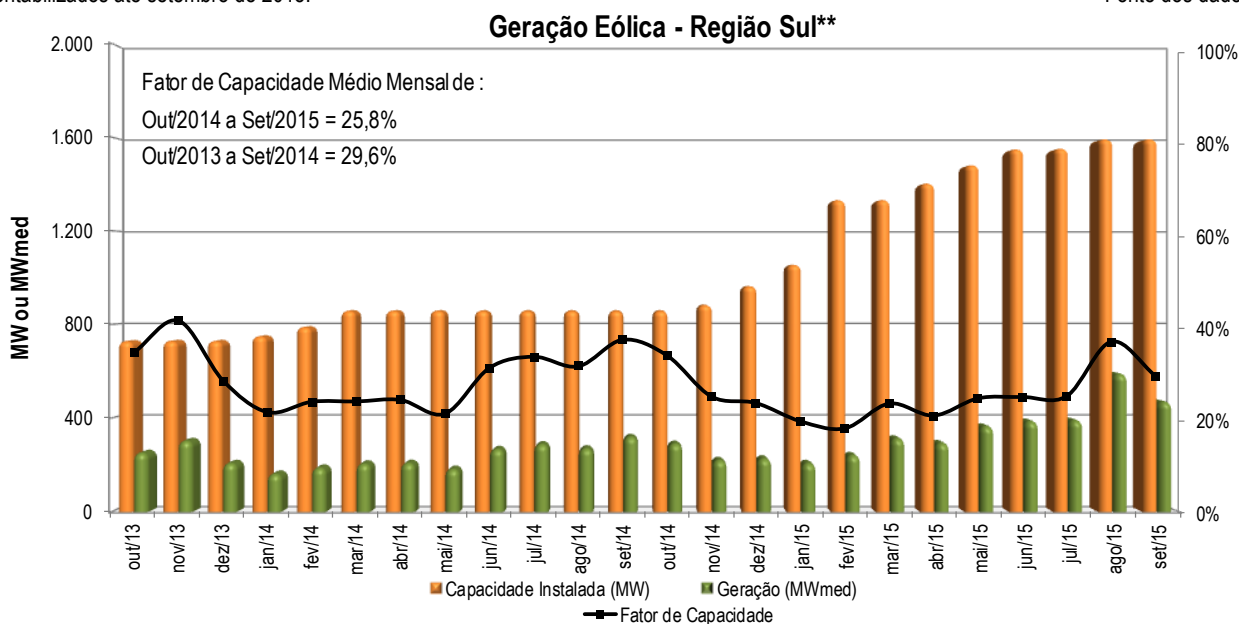


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até setembro 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.

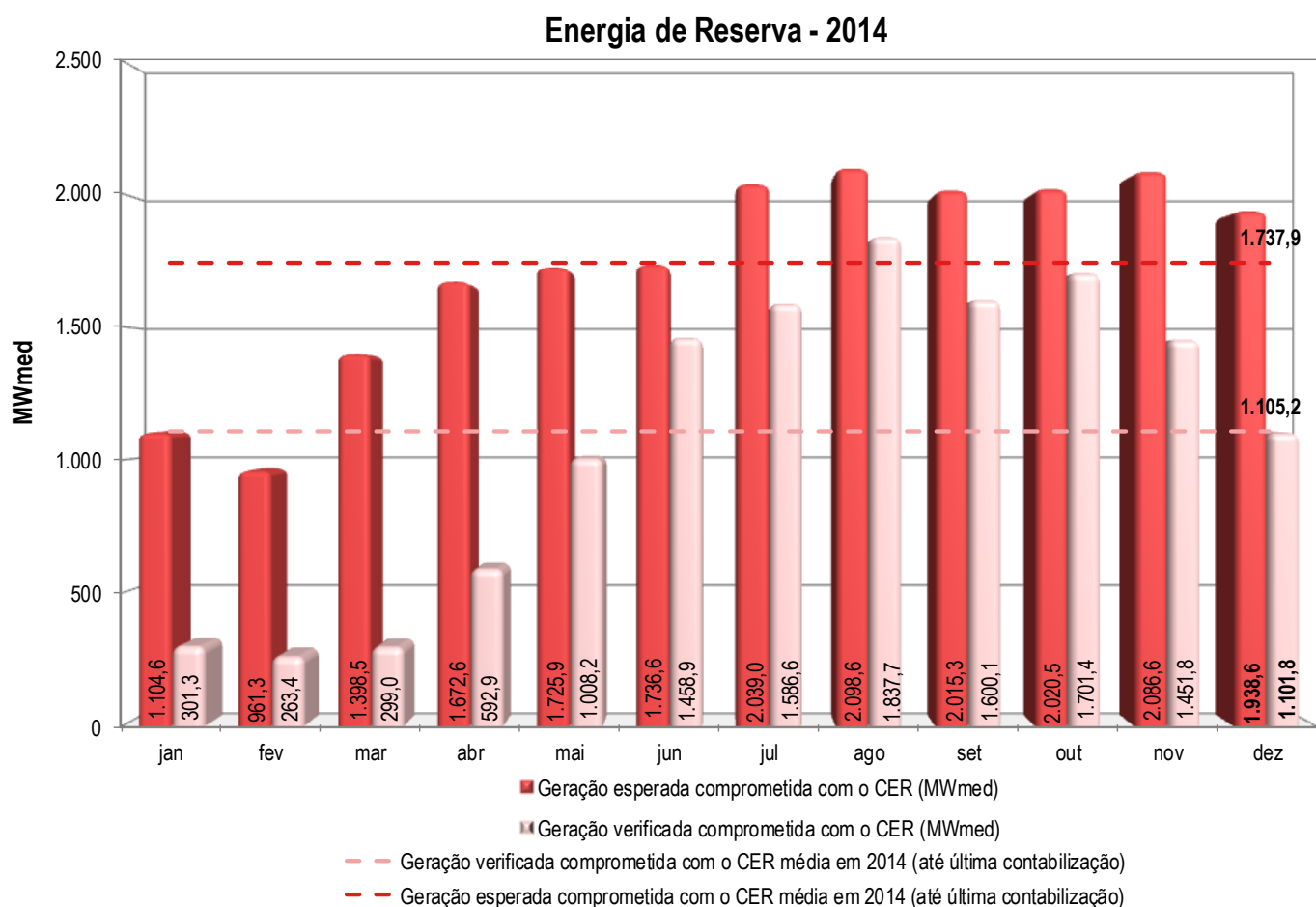


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em setembro de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.556,0 MWmédios, dos quais foram entregues 80,8%, ou 2.066,4 MWmédios. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 74,5% do esperado, ou 1.435,2 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de setembro de 2015 correspondeu a 74,0% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER\*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 96,1% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte.

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.

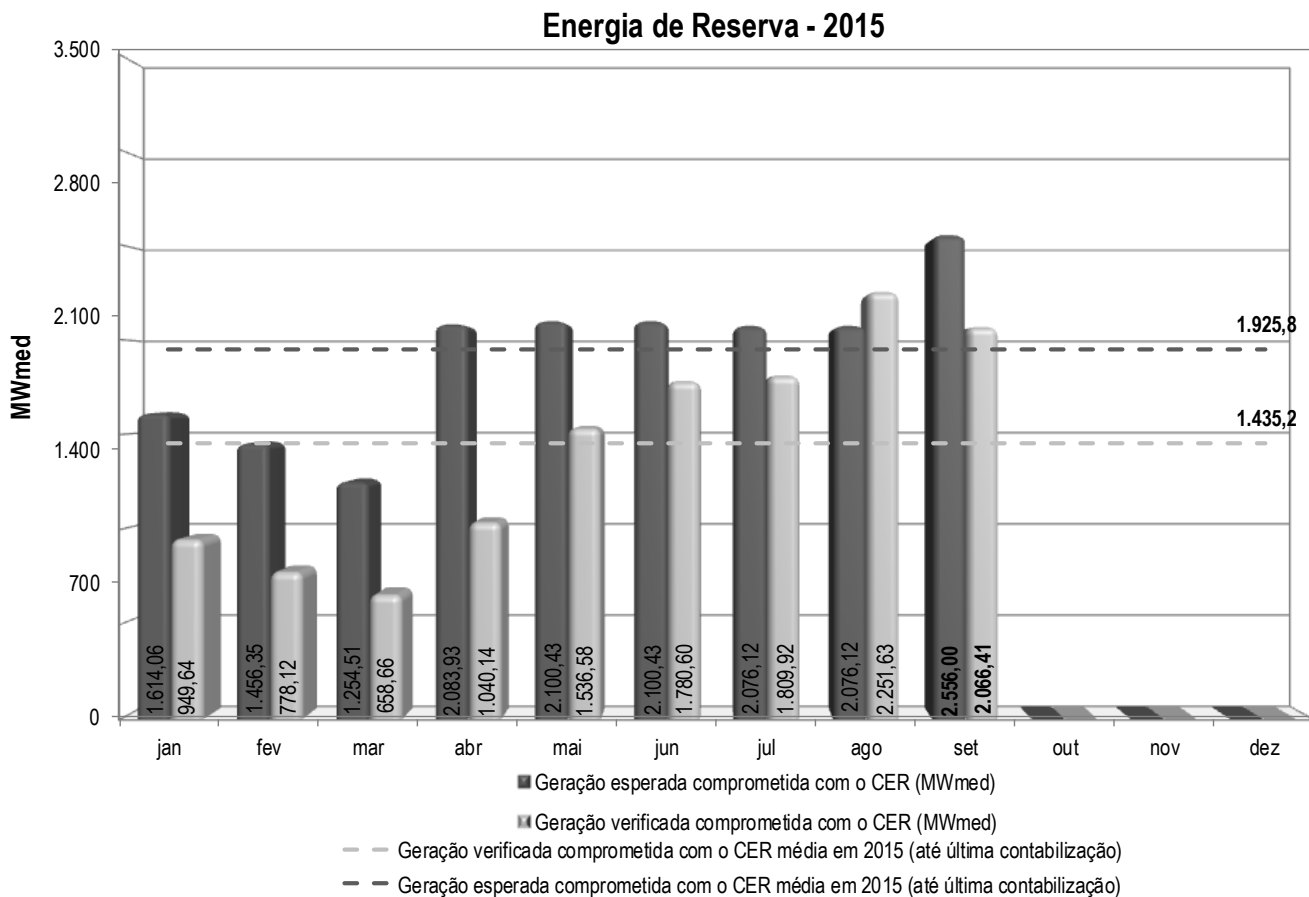


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.**

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. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

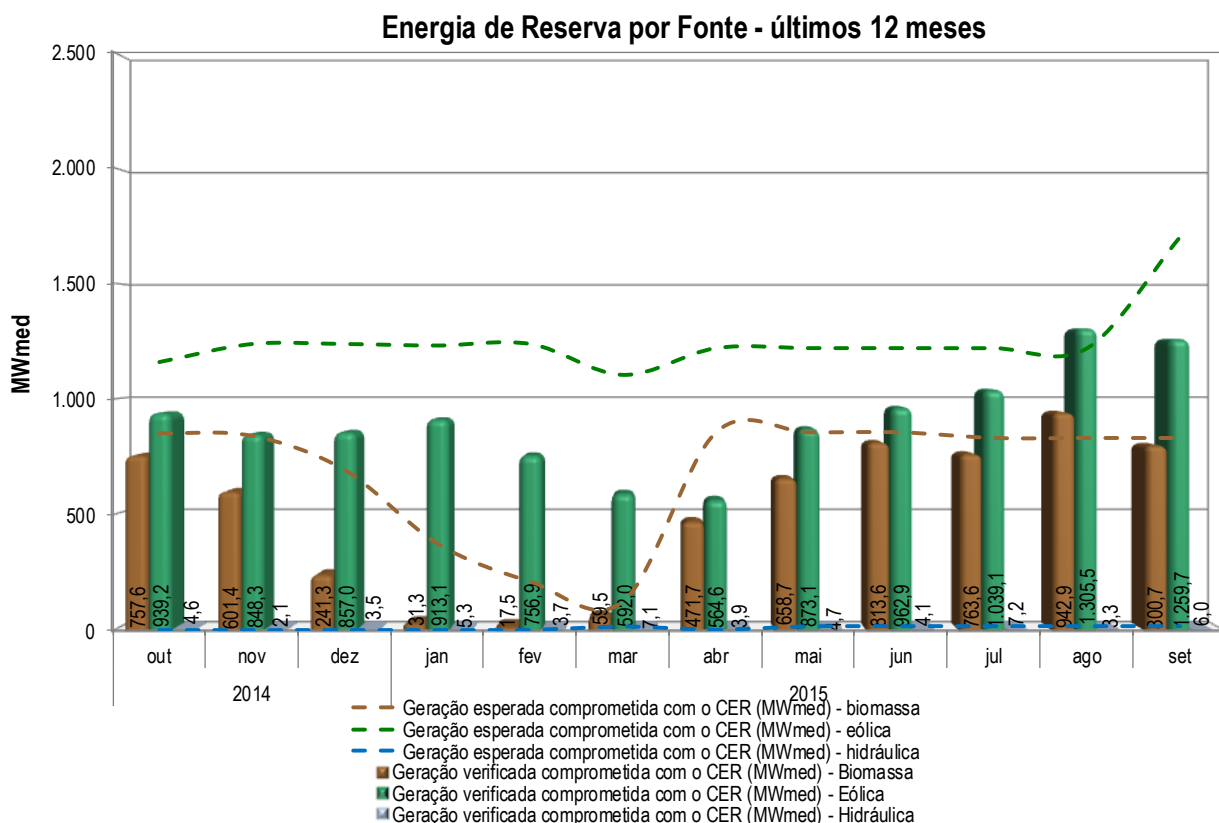
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



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

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

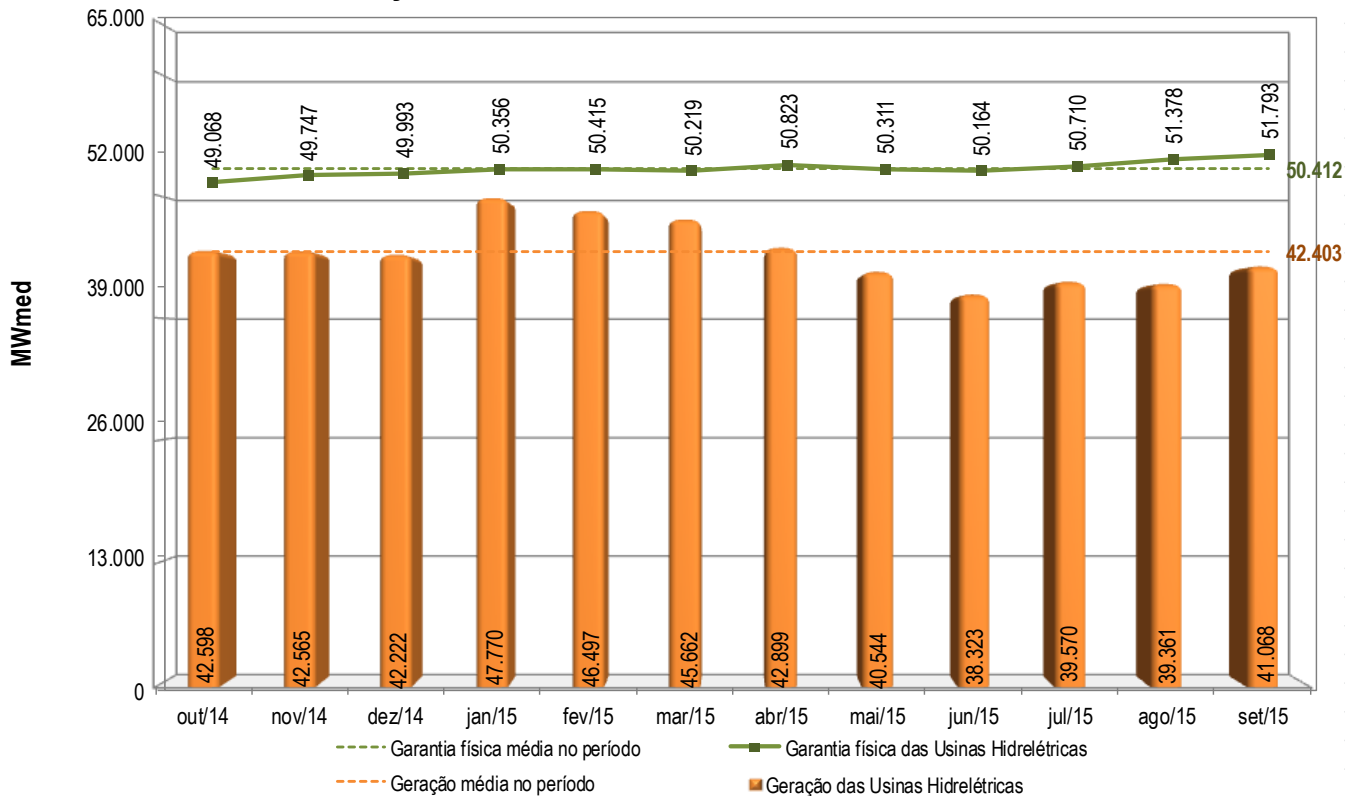


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

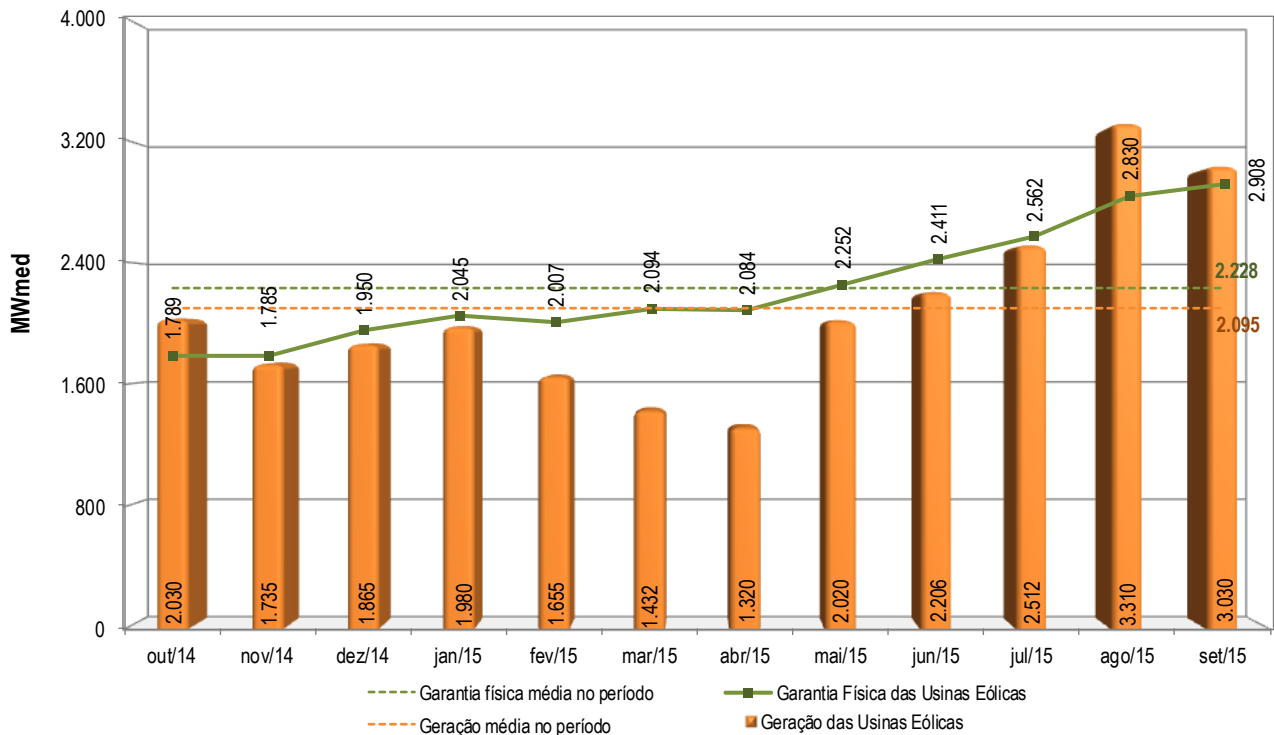


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até setembro 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

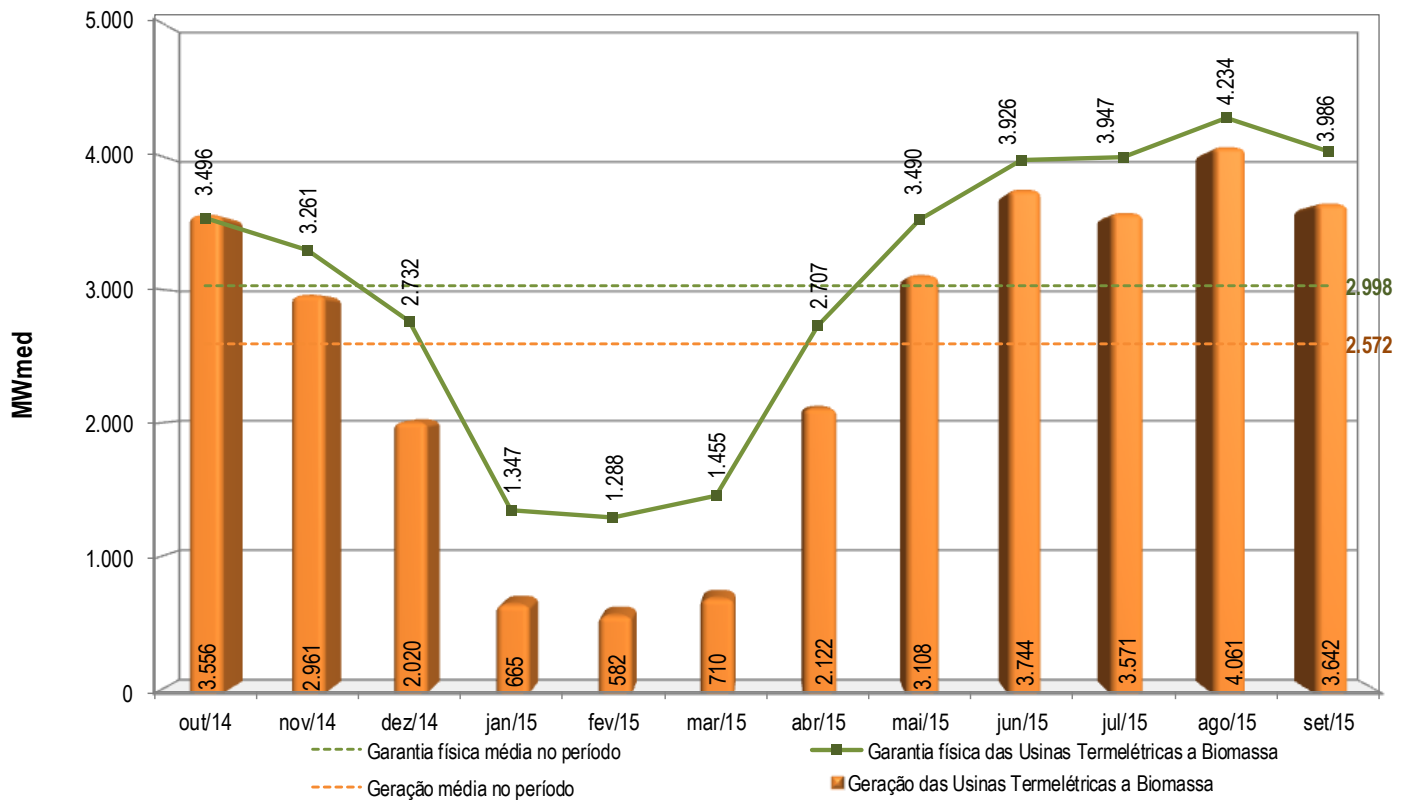


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

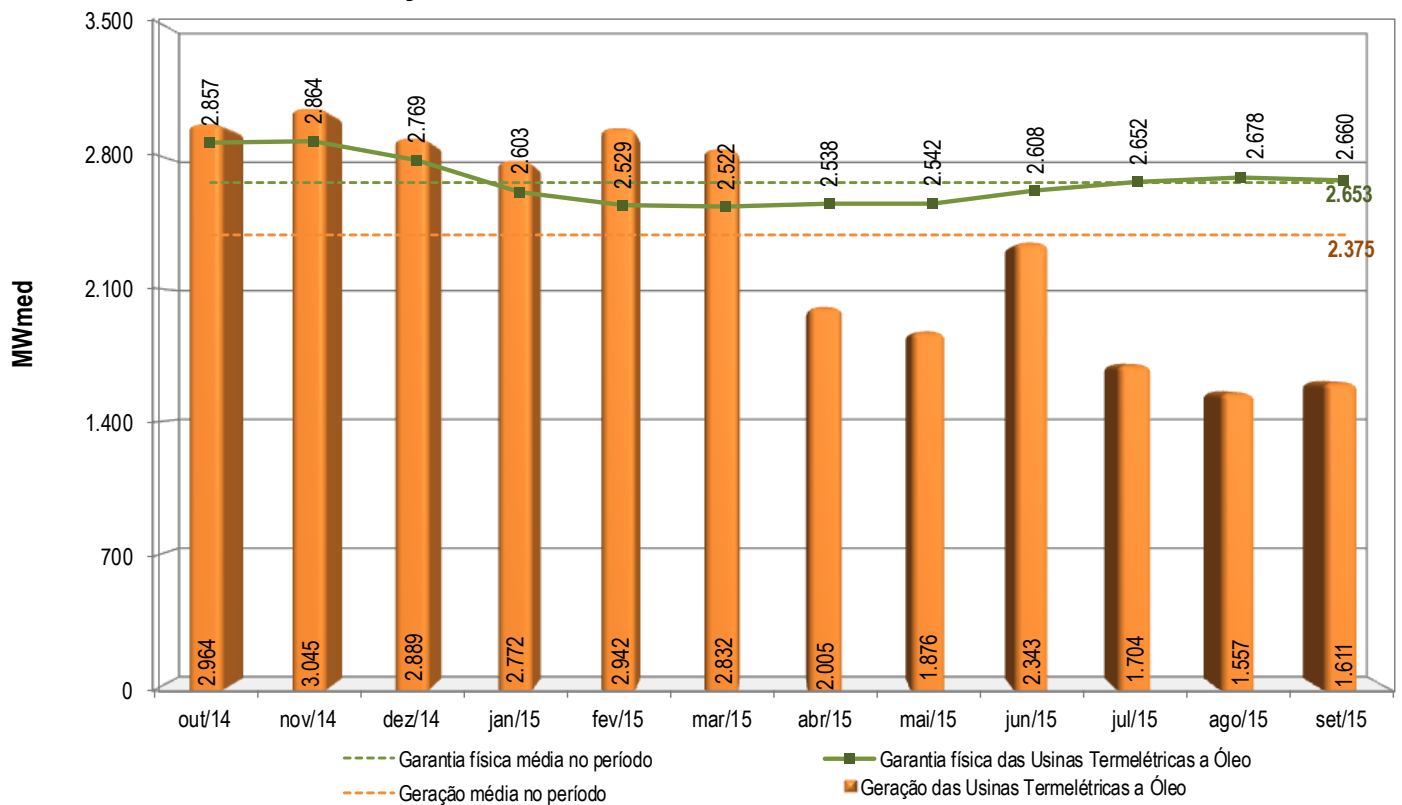


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

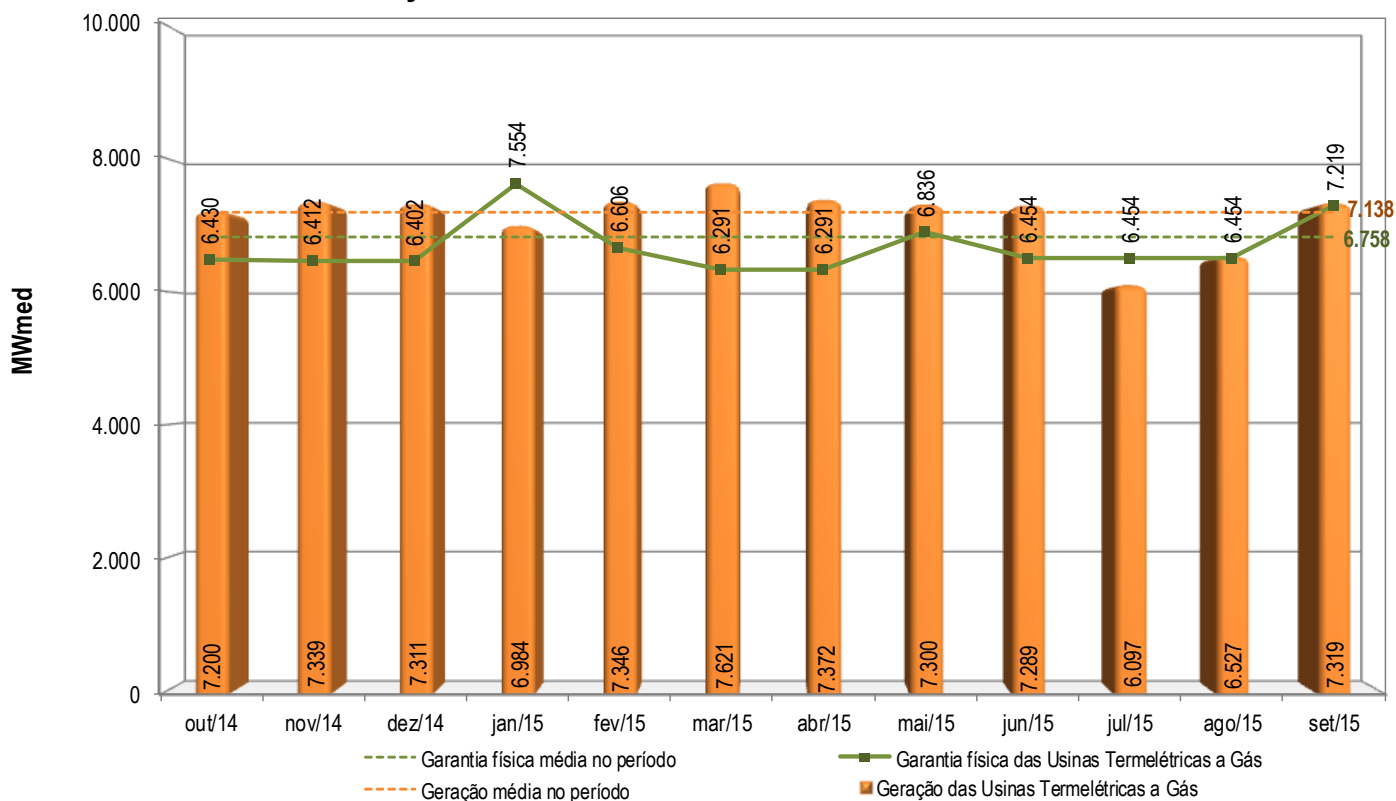


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

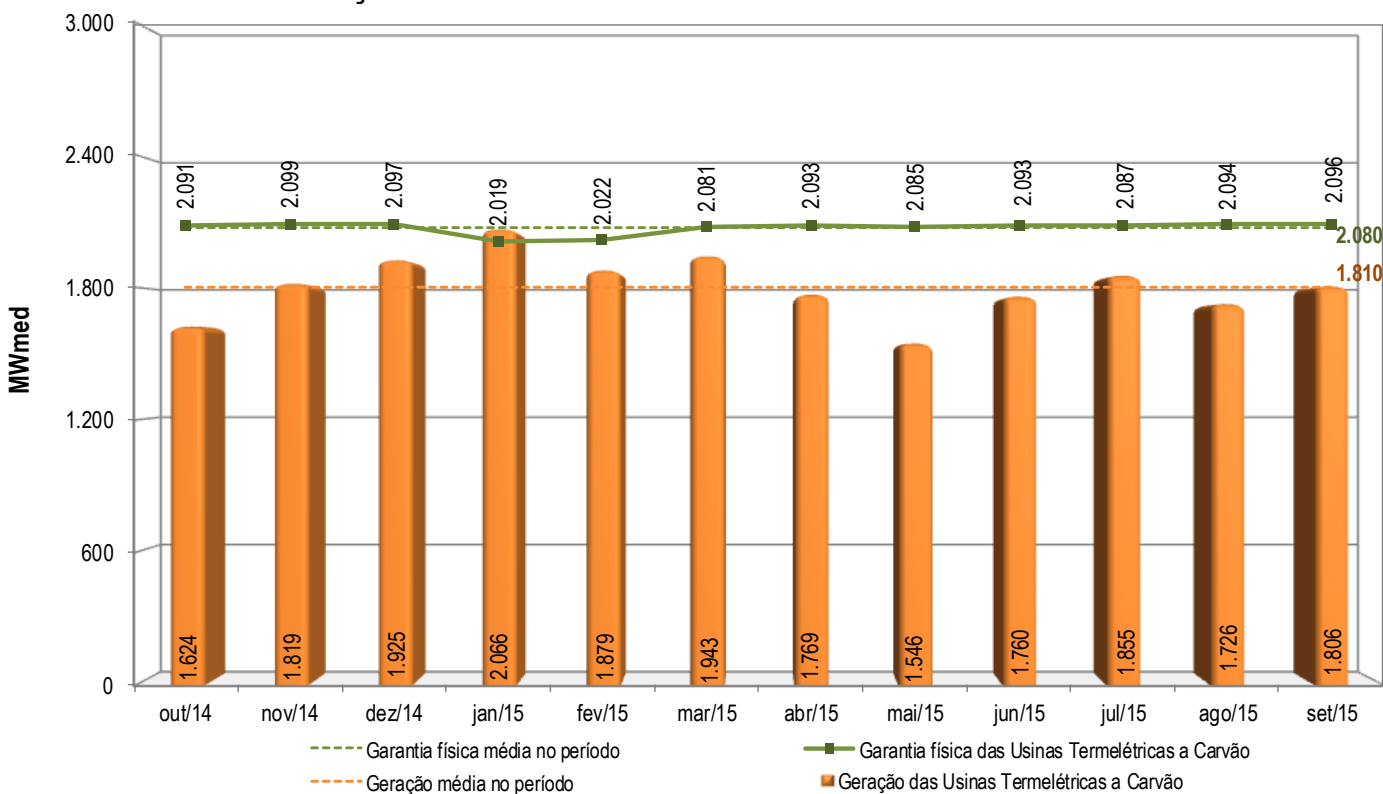


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

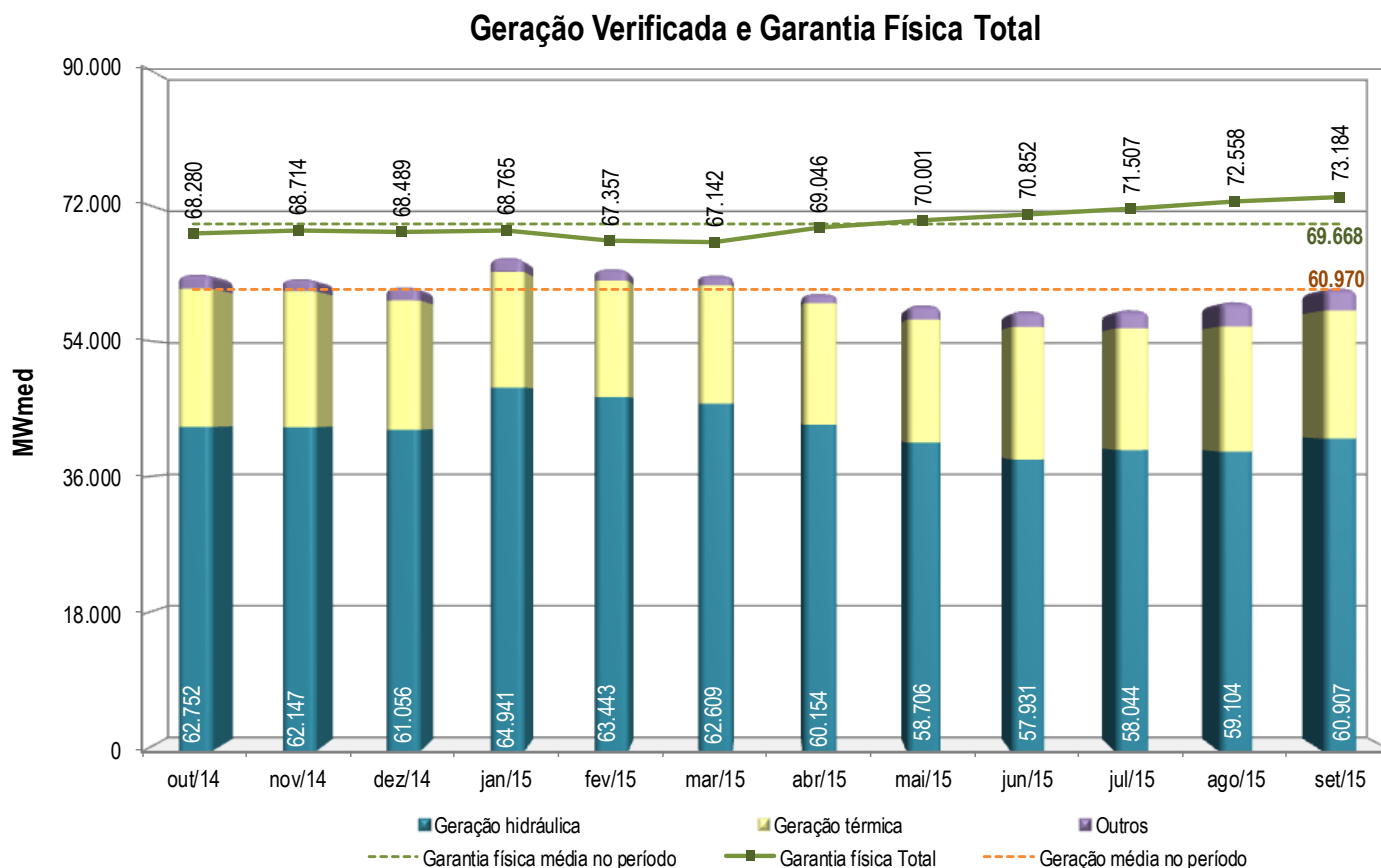


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO \*

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

No mês de Outubro foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 366,14 MW de geração:

- UHE Jirau (CEG UHE.PH.RO.029736-4.01), UG11 e UG16, com 75 MW cada, no estado de Rondônia;
- PCH Doido (CEG PCH.PH.TO.031244-4.01), UG1 e UG2, total de 6 MW, no estado de Tocantins;
- UEE Mussambê (CEG EOL.CV.BA.031352-1.01), UG7 a UG12 e UG14, total de 16,45 MW, no estado da Bahia;
- UEE Asa Branca II (CEG EOL.CV.RN.030547-2.01), UG1 a UG6, total de 16,2 MW, no estado do Rio Grande do Norte;
- UEE Chuí 09 (CEG EOL.CV.RS.031517-6.01), UG1 a UG10, total de 17,9 MW, no estado do Rio Grande do Sul;
- UTE Fartura (CEG UTE.AI.SP.029203-6.01), UG3, total de 40 MW, no estado de São Paulo;
- UTE U-50 (CEG UTE.PE.PE.030438-7.01), UG1, total de 50 MW, no estado de Pernambuco;
- UHE Santo Antônio (CEG UHE.PH.RO.029707-0.01), UG34, total de 69,59 MW, no estado de Rondônia.

\* 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 Out/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
<b>Eólica</b>	50,550	1.688,310
<b>Hidráulica</b>	225,590	1.445,617
PCH + CGH	6,000	92,027
UHE	219,590	1.353,590
<b>Solar</b>	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	90,000	1.290,363
Biomassa	40,000	783,213
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	295,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	50,000	212,150
<b>TOTAL</b>	<b>366,140</b>	<b>4.424,290</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2015 (MW)	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)
<b>Eólica</b>	1.392,580	2.899,640	2.675,000
<b>Hidráulica</b>	2.210,680	5.766,060	4.827,080
PCH + CGH	26,500	187,960	317,630
UHE	2.184,180	5.578,100	4.509,450
<b>Solar</b>	0,000	10,000	1.713,462
Fotovoltaica	0,000	10,000	1.713,462
<b>Térmica</b>	0,000	313,800	748,323
Biomassa	0,000	145,000	370,300
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	168,800	378,023
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>3.603,260</b>	<b>8.989,500</b>	<b>9.963,865</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 17/09/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

\*\* Os dados de previsão para o ano corrente (2015) são atualizados mensalmente considerando a entrada em operação dos empreendimentos no ano ('Acumulado em 2015', da tabela 11) e eventuais postergações para os anos posteriores, conforme datas de tendência.





## 9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

### 9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de outubro de 2015, foram incorporadas as seguintes LT ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 1.159,0 km:

- LT 230 Kv Samuel / Porto Velho C3, com 42,0 km de extensão, da Linha Verde, no estado de RO.
- LT 500 kV C. Grande / Garanhuns II C3, com 190,0 km de extensão, da Garanhuns, nos estados de PB/PE
- LT 500 kV Claudia / Paranaita C1, com 300,0 km de extensão, da Matrinchã, no estado do MT.
- LT 500 kV Claudia / Paranaita C2, com 300,0 km de extensão, da Matrinchã, no estado do MT.
- LT 500 kV Claudia / Sinop C1, com 103,0 km de extensão, da Matrinchã, no estado do MT.
- LT 500 kV Garanhuns II / US. L. Gonzaga C2, com 224,0 de extensão, da Garanhuns, no estado de PE

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	42,0	433,9
345	0,0	0,0
440	0,0	13,0
500	1.117,0	1.655,6
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.159,0</b>	<b>2.102,5</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foi incorporado 1 novo transformadores ao SIN, num total de 400 MVA:

- TR1 500/230 kV – 400 MVA , na SE SINOP (MATRINCHÃ), no Mato Grosso.

\* 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 Out/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>400,0</b>	<b>9.930,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



No mês de setembro, foram incorporados os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa ao SIN:

- Reator (500 kV – 100 Mvar) na SE Campina Grande III (Garanhuns), na Paraíba.
- Reator (500 kV – 100 Mvar) na SE Garanhus II (Garanhuns), em Pernambuco.
- Reator (500 kV – 100 Mvar) na SE Garanhus II (Garanhuns), em Pernambuco.
- Reator (500 kV – 165 Mvar) na SE Claudia (Matrinchã), no Mato Grosso.
- Reator (500 kV – 165 Mvar) na SE Claudia (Matrinchã), no Mato Grosso.
- Reator (500 kV – 165 Mvar) na SE Paranaita (Matrinchã), no Mato Grosso.
- Reator (500 kV – 165 Mvar) na SE Paranaita (Matrinchã), no Mato Grosso.

### 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
138	202,5	87,0	98,0
230	1.069,0	5.047,3	1.507,0
345	0,0	106,0	60,0
440	0,0	637,0	161,0
500	3.331,0	5.711,8	6.587,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.602,5</b>	<b>11.589,1</b>	<b>8.413,0</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>8.456,0</b>	<b>19.273,0</b>	<b>12.787,0</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 19/08/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de outubro de 2015, houve contribuição de aproximadamente 13.188 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.050 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores do subsistema Nordeste, superior aos CMOs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a partir do dia 17 de outubro de 2015. Neste período, também houve descolamento dos valores do subsistema Sul, inferior aos CMOs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Houve descolamento também dos valores do subsistema Norte a partir do dia 24 de outubro de 2015, se igualando aos CMOs do subsistema Nordeste.

O valor máximo de CMO de outubro foi registrado na quarta semana operativa do mês, no valor de R\$ 300,57 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, no subsistema Nordeste, descolado dos demais subsistemas, justificado pela política de limitação na geração hidráulica nas usinas da cascata do São Francisco, devido à política de minimização da defluência nas UHEs Sobradinho e Xingó. Neste contexto, esgotado o limite de recebimento de energia pelo subsistema Nordeste, o mesmo passa a depender de seu próprio recurso de geração térmica, considerando o despacho por ordem de mérito, para o fechamento do balanço energético.

Na quinta semana operativa, houve o atingimento do valor mínimo de R\$ 132,81 / MWh, no subsistema Sul.

Destaca-se que, durante todo o período, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a 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.

Além disso, a geração térmica por garantia de suprimento energético verificada em outubro atingiram valor da ordem de 4.840 MWmédios, ante aos 4.730 MWmédios verificados no mês anterior. A geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 185 MWmédios em outubro, ante aos cerca de 60 MWmédios em setembro.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

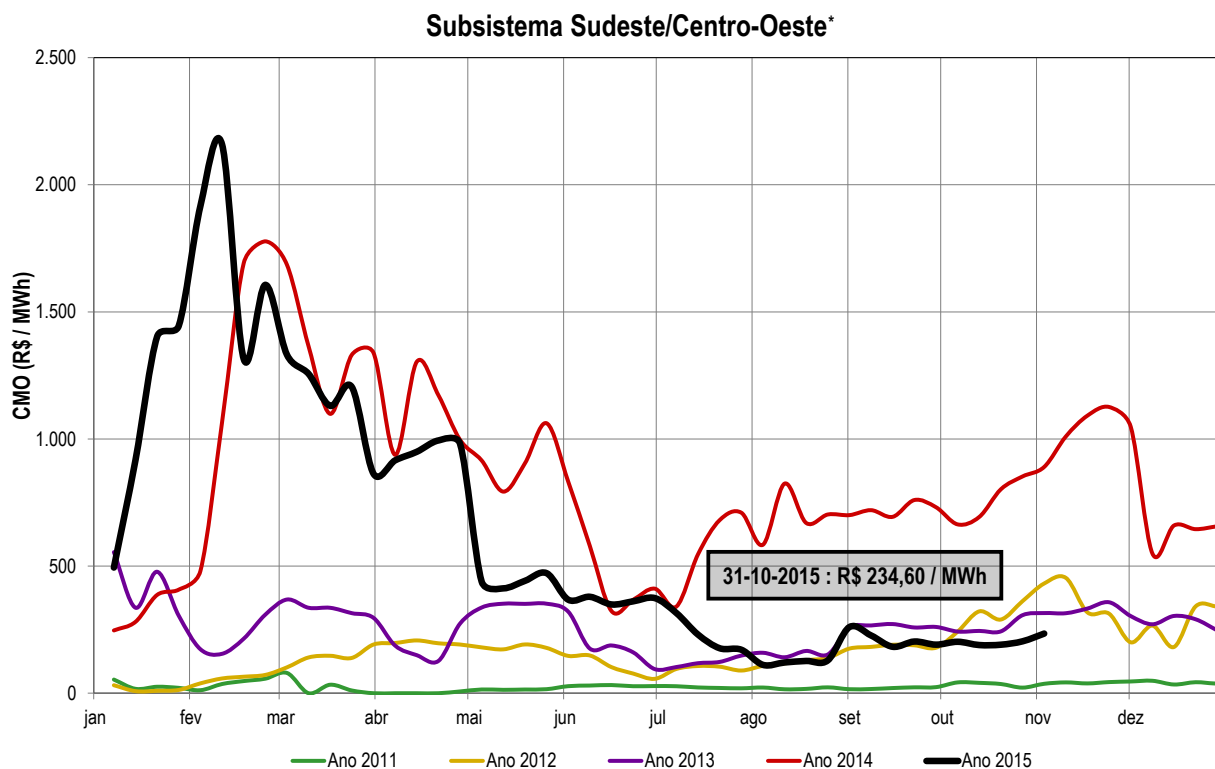


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



## 10.2. Despacho Térmico

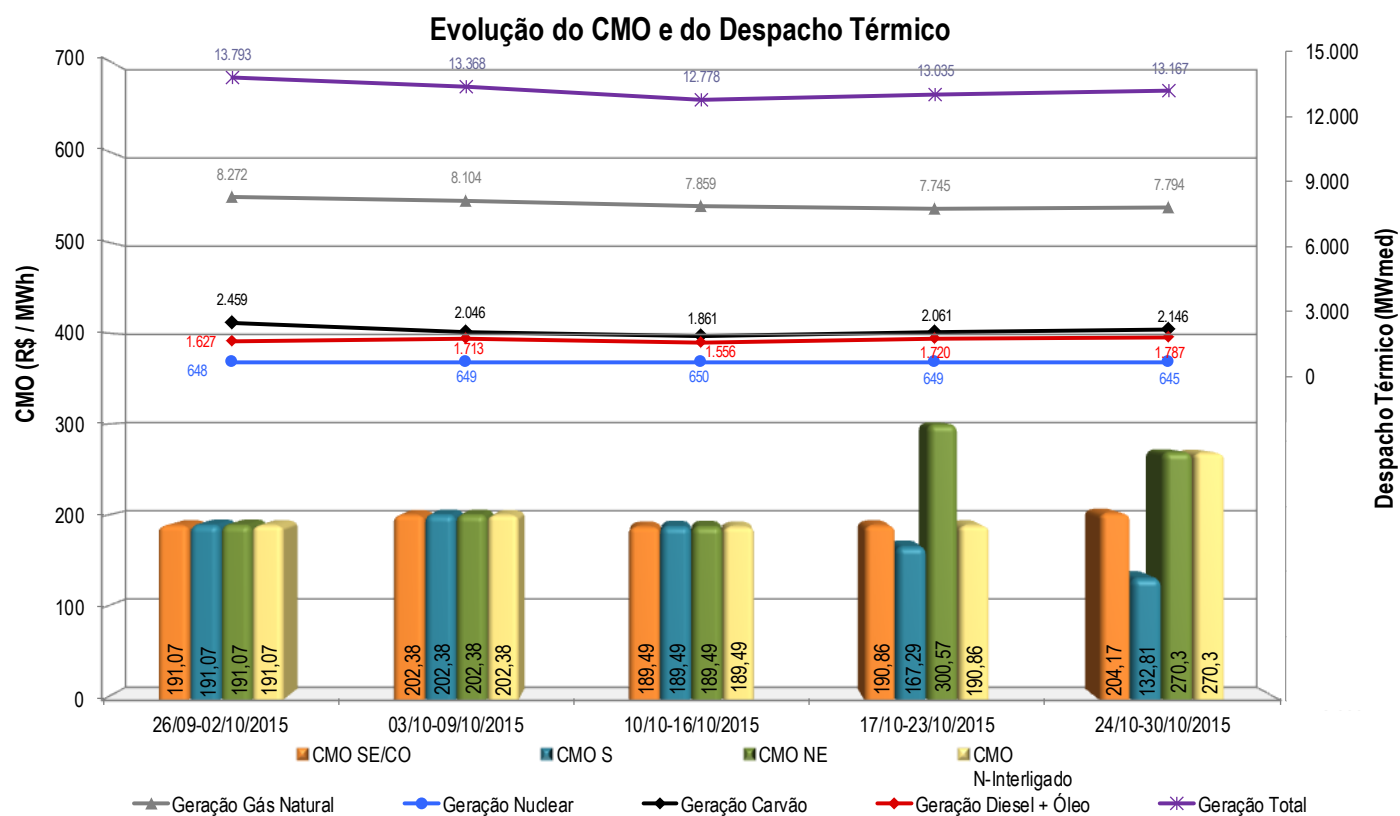


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2015 foi de R\$ 608,1 milhões, montante 34,4% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 927,9 milhões). O valor do mês de setembro de 2015 é composto por R\$ 66,5 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 14,5 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 527,1 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.

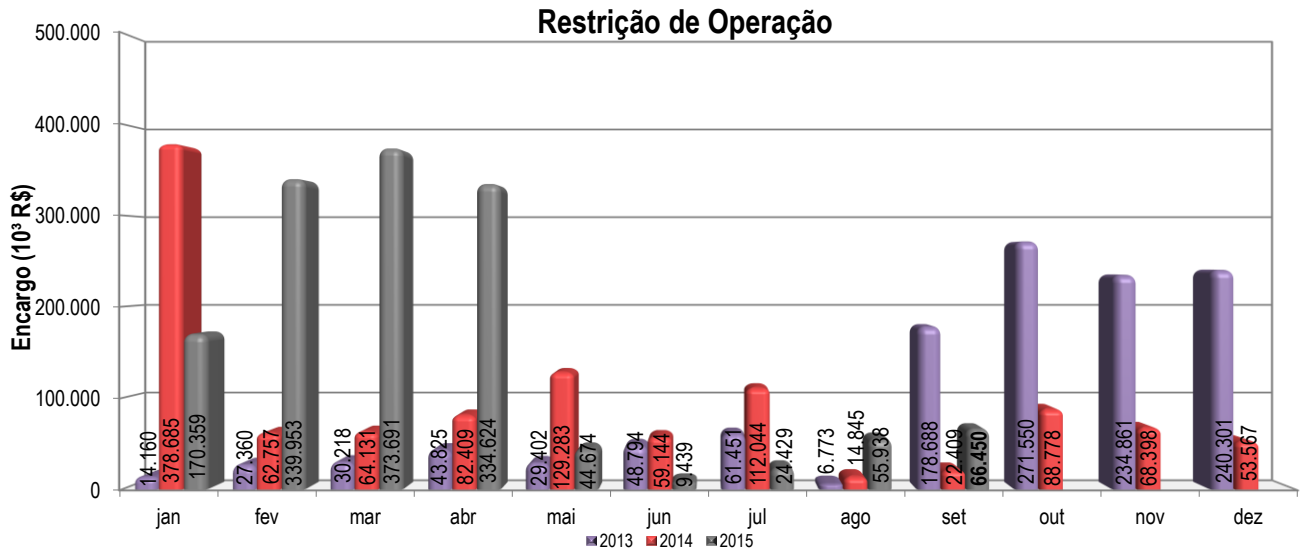


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

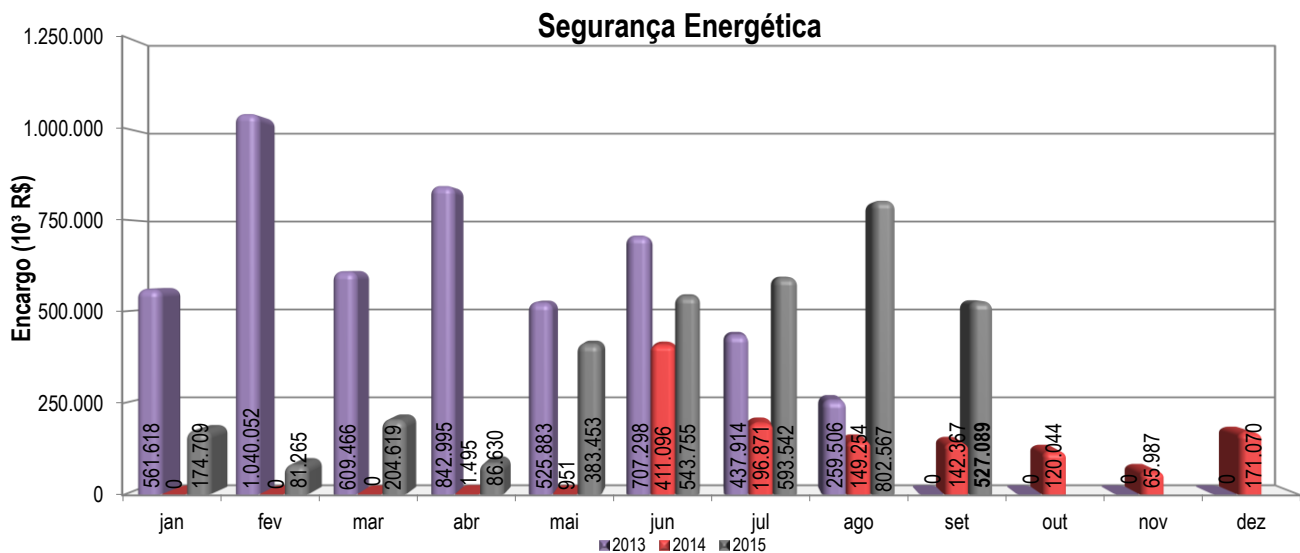


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

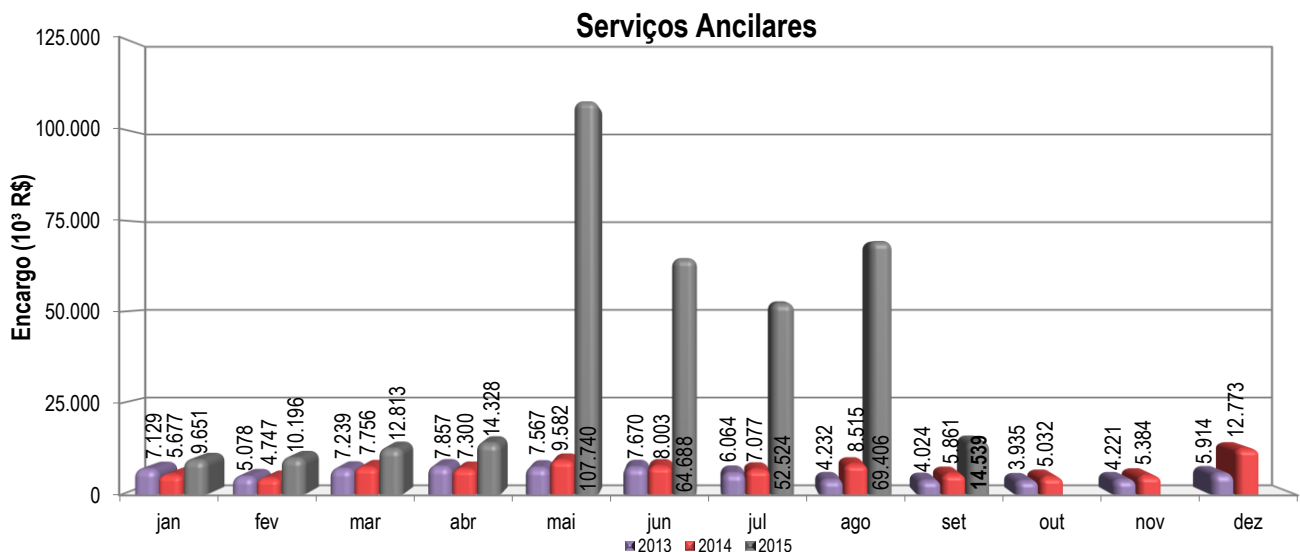


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2015 a quantidade de ocorrências foi inferior ao verificado em outubro de 2014, porém o montante de carga interrompida foi superior ao mesmo mês de 2014. Destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 04 de outubro, às 19h30min:** Desligamento automático do lado de 138 kV do autotransformador T3 da SE Montes Claros 2 (CEMIG), de 345/138 kV. Com o T4 fora de serviço no instante da perturbação, ocorreu sobrecarga no T5. Conseqüentemente, houve atuação correta do ECE. Houve interrupção de 230 MW de cargas da CEMIG em Minas Gerais. Causa: Atuação acidental da proteção diferencial da barra de 345 kV, sem falta no sistema elétrico, após retorno de intervenção.
- **Dia 05 de outubro, às 14h19min:** Desligamento dos transformadores 230/138 kV da SE Mauá III (Amazonas Energia), provocando ilhamento das máquinas do subsistema 1-Mauá III de alimentação às cargas da cidade de Manaus, e conseqüentemente subfrequência na área, culminando com os desligamentos de unidades geradoras. Às 14h57min e às 16h36min, durante a normalização desta perturbação, ocorreram novos desligamentos. Houve interrupção de **600 MW** de cargas da Amazonas Energia no Amazonas. Causa: Atuação indevida da proteção de sobrecorrente com restrição por tensão (51V).
- **Dia 22 de outubro, às 09h11min:** Desligamento da LT 138 kV Blumenau II – Pomerode (Eletrosul), por descarga atmosférica, seguido de desligamentos por atuações de proteções de retaguarda da SE Blumenau II e instalações associadas. Houve interrupção de **242 MW** de cargas da CELESC em Santa Catarina. Causa: Falha do sistema de proteção da LT 138 kV Blumenau II - Pomerode, no bay Blumenau II.

### 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	0	0	1.034	0	0	0	0	0			5.487	6.795
S	128	0	0	181	0	109	483	0	773	242			1.916	1.201
SE/CO	1.555	465	756	255	140	105	0	144	1.548	503			5.471	8.923
NE	0	0	1.608	0	189	934	0	315	0	0			3.046	3.405
N-Int***	0	0	222	1.047	429	120	301	1.796	1.981	735			6.631	6.119
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
<b>TOTAL</b>	<b>6.136</b>	<b>465</b>	<b>2.586</b>	<b>1.483</b>	<b>1.792</b>	<b>1.268</b>	<b>784</b>	<b>2.255</b>	<b>4.302</b>	<b>1.480</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>22.551</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	0	0	1	0	0	0	0	0			2	1
S	1	0	0	1	0	1	3	0	2	1			9	6
SE/CO	5	2	2	1	1	1	0	1	5	2			20	29
NE	0	0	5	0	1	1	0	2	0	0			9	15
N-Int***	0	0	1	4	3	1	2	8	4	2			25	27
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</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

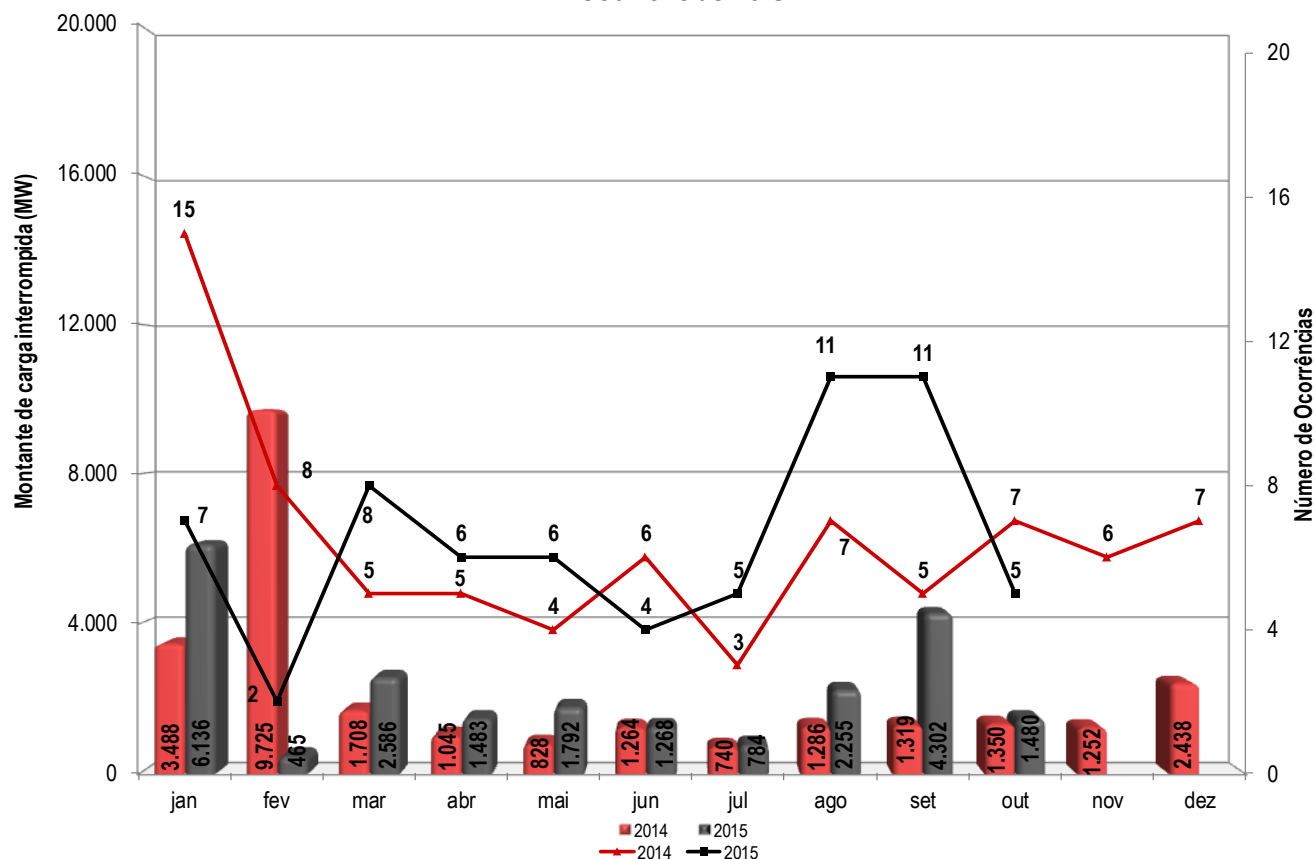


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,94	1,73	1,65	1,33	1,18	1,11	1,17	1,09	1,40				12,60	13,91
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97	0,86	1,01	1,01	1,32				10,31	12,60
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69	0,73	0,84	0,80	1,26				8,51	9,51
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70	1,22	1,19	1,30	2,52				19,73	16,62
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54	1,53	1,37	1,23	1,07				14,86	16,68
N	4,45	3,60	3,89	3,84	3,22	2,71	3,23	2,77	2,78				30,61	34,77

Dados contabilizados até setembro 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	1,00	0,85	0,88	0,71	0,66	0,62	0,69	0,67	0,78				6,86	11,00
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63	0,59	0,71	0,62	0,80				6,65	10,29
SE	0,67	0,52	0,48	0,36	0,37	0,37	0,43	0,44	0,54				4,18	7,50
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20	0,90	1,01	1,13	2,00				13,37	14,54
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72	0,76	0,64	0,69	0,60				7,01	11,51
N	2,45	2,09	2,29	2,14	1,90	1,71	2,31	1,95	1,80				18,69	32,33

Dados contabilizados até setembro 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.

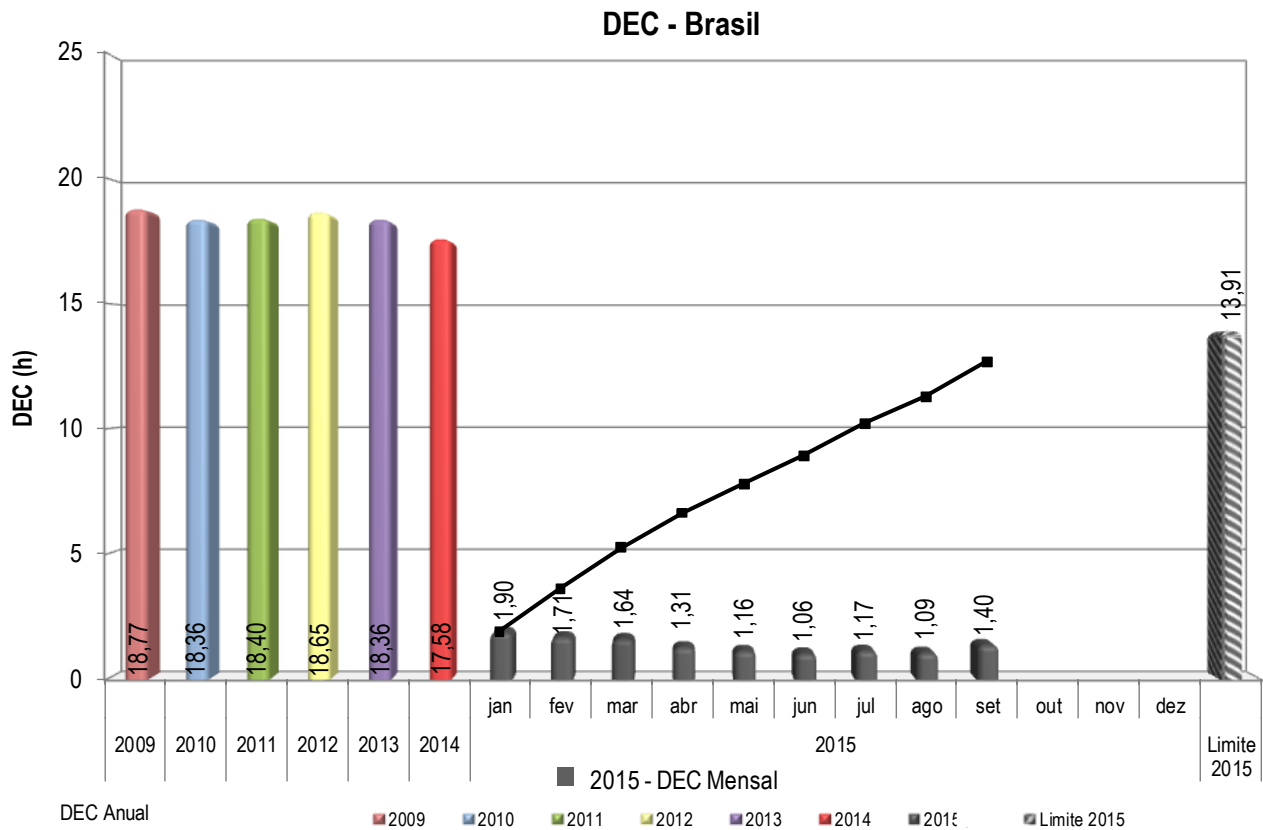


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

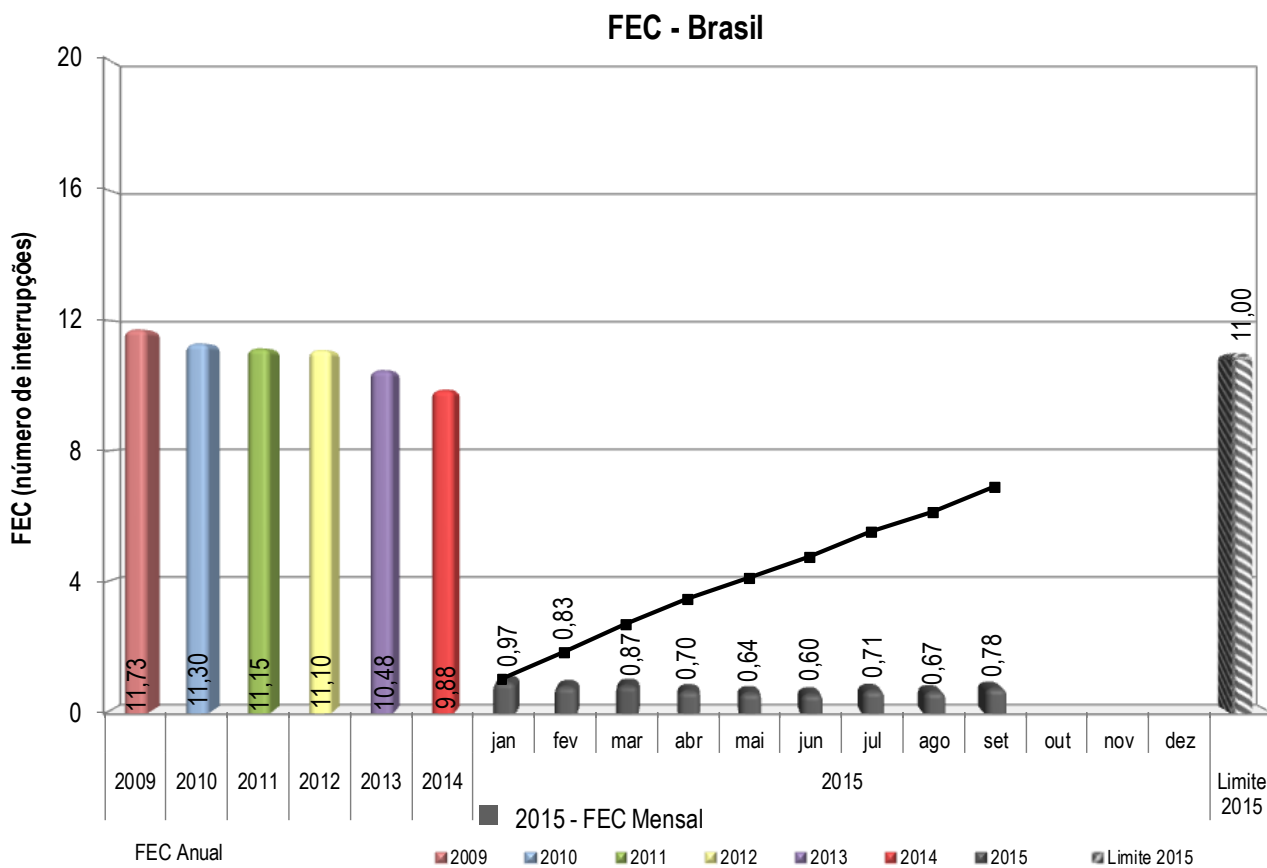


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até setembro 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>Proinfa</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	