



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Agosto – 2016





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

**Agosto – 2016**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Fernando Coelho Filho

### **Secretário-Executivo**

Paulo Pedrosa

### **Secretário de Energia Elétrica**

Fábio Lopes Alves

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

Domingos Romeu Andreatta

### **Equipe Técnica**

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

André Grobério Lopes Perim



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – 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. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2016 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 30/07/2016 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.....	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.....	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 2015.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.....	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 SIN devido a ocorrências. ....	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2016. ....	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.....	33



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de agosto de 2016, os valores de aflúências brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Nordeste e Norte e acima da média nos demais. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 10.100 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de julho de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,5 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,1 p.p. no Sul, -4,1 p.p. no Nordeste e -7,3 p.p. no Norte.

No dia 3 de agosto de 2016, foi realizada a 171ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Colegiado aprovou o Regimento Interno do CMSE, que dispõe sobre sua organização e responsabilidades. Algumas mudanças incluídas aumentam a transparência e agilidade na comunicação.

No dia 12 de agosto de 2016, foi realizado o Workshop “Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN”. Este evento, fruto de parceria entre ONS, EPE e CCEE, teve como principal objetivo esclarecer procedimentos de apuração de valores de carga e consumo, bem como prestar informações a respeito da 2ª revisão quadrimestral da carga.

Entre os dias 5 e 21 de agosto, foram realizados os Jogos Olímpicos Rio 2016. As medidas operativas e de segurança adotadas no fornecimento de energia foram exitosas, não tendo ocorrido desligamentos no sistema elétrico brasileiro que afetassem as competições e o fornecimento de energia às instalações olímpicas.

Entraram em operação comercial no mês 1.514,17 MW de capacidade instalada de geração e 400 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 6.941,20 MW de capacidade instalada de geração, 3.026,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 8.447 MVA de transformação na Rede Básica.

Da expansão verificada no mês de agosto, destaca-se a entrada em operação comercial das três últimas unidades geradoras da UHE Teles Pires, que totalizam 1.092 MW. Com isso, a referida UHE passa a ser a 9ª maior usina hidrelétrica brasileira em termos de capacidade instalada, com um total de 1.820 MW.

No mês de agosto de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 147.727 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.058 MW, sendo 5.219 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.037 MW de fontes térmicas, 2.790 MW de fonte eólica e 12 MW de fonte solar.

No mês de julho de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 72,7% do total gerado no país, 1,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 1,2 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 0,9 p.p. entre junho e julho de 2016, com destaque para as variações de +1,2 p.p. de geração a biomassa, de -0,5 p.p. de geração a carvão e de -0,4 p.p. de geração a petróleo.

Em julho, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 8,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,0%. Na região Sul, houve aumento de 6,9 p.p. deste fator, atingindo 32,8%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, o fator de capacidade médio na região Nordeste aumentou 0,8 p.p., atingindo 40,0%, e na região Sul o fator de capacidade médio das usinas eólicas aumentou 6,2 p.p., atingindo 31,4%.

Com relação ao mercado consumidor, em julho de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.448 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 0,9% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,5% no número de unidades consumidoras residenciais nos últimos 12 meses.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de agosto de 2016, 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 é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de agosto de 2016, o avanço irregular de frentes frias pela região Sul ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas do subsistema Sul. Já as bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste não apresentaram precipitação significativa devido à trajetória mais litorânea das frentes frias pela região Sudeste. Os sistemas frontais foram desviados pela atuação de massas de ar quente e seco que provocaram elevação das temperaturas de temperatura e queda da umidade nas regiões Sudeste e Nordeste e Norte.

As ENA brutas verificadas em agosto para cada subsistema foram: 105 %MLT – 20.752 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (33 ° agosto do ranking decrescente de 86 anos), 111%MLT – 11.412 MW médios no Sul ( 26° agosto do ranking decrescente de 86 anos ), 35 %MLT – 1.205 MW médios no Nordeste ( 86° -pior, agosto do ranking decrescente de 86 anos ) e 47 %MLT – 1.215 MW médios no Norte-Interligado( 86° -pior, agosto do ranking decrescente de 86 anos ), considerando um histórico de afluições para o mês em 86 anos (1931 a 2016).

Ressalta-se que foram armazenáveis 100 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 101 %MLT no Sul, 34 %MLT no Nordeste e 45 %MLT no Norte, resultando em um Armazenamento de 46% do reservatório equivalente no Sudeste/Centro-Oeste, 90,2 % do Sul, 19,2 % do Nordeste e 47,1 % na região Norte ao final de agosto sendo o nível de partida para a operação do mês de setembro.

\* considerando um histórico de afluições para o mês em 84 anos (1931 a 2014).

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

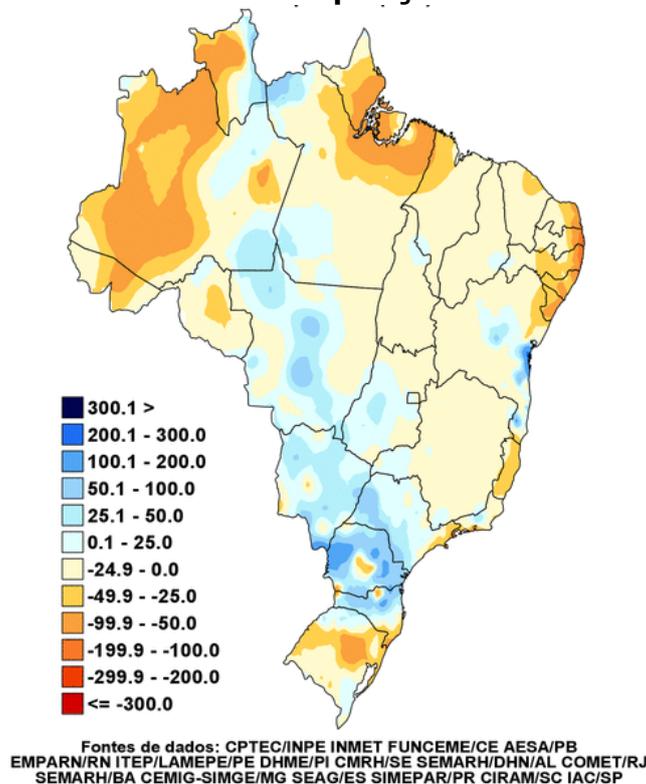


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

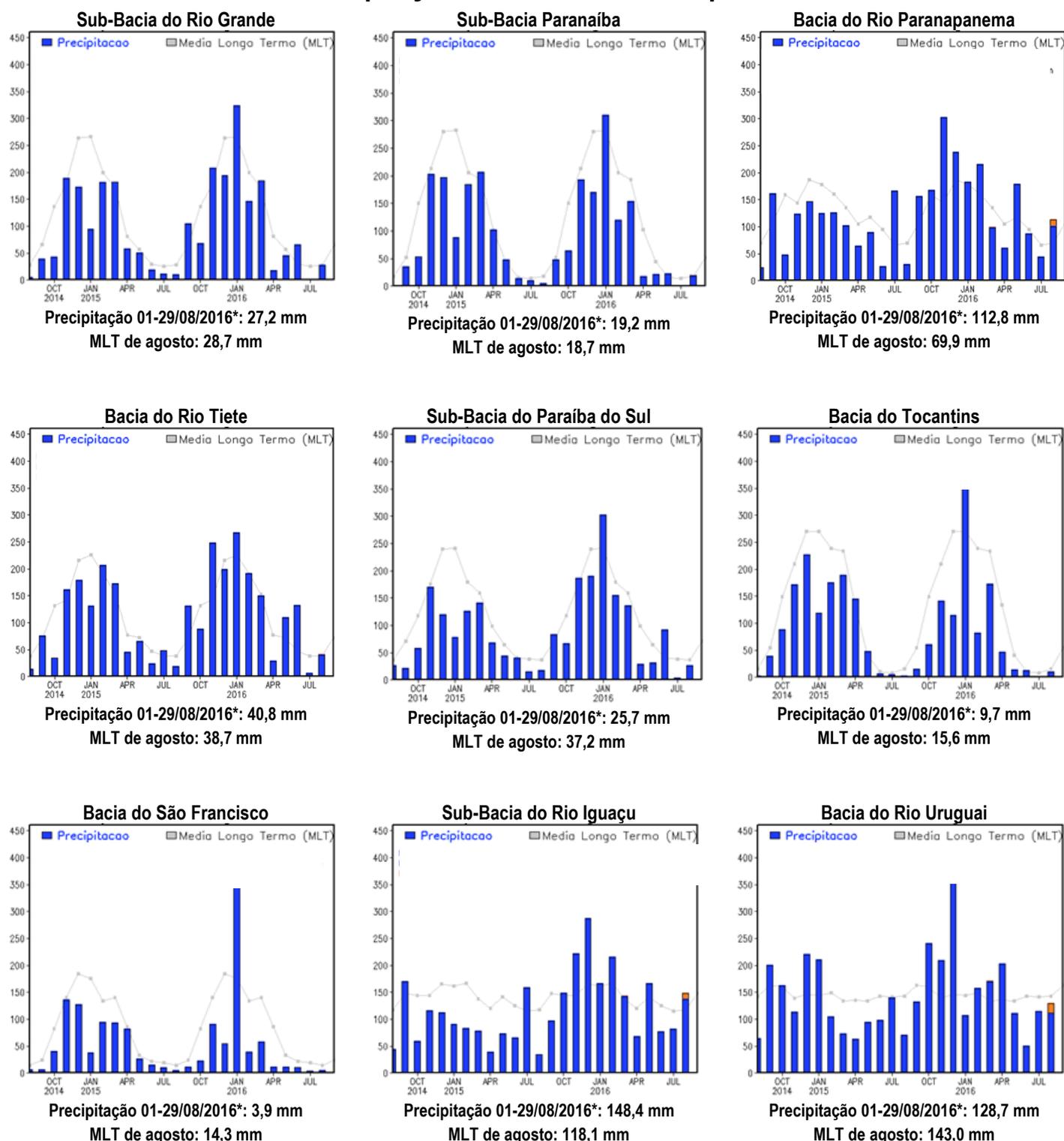


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 29/08/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

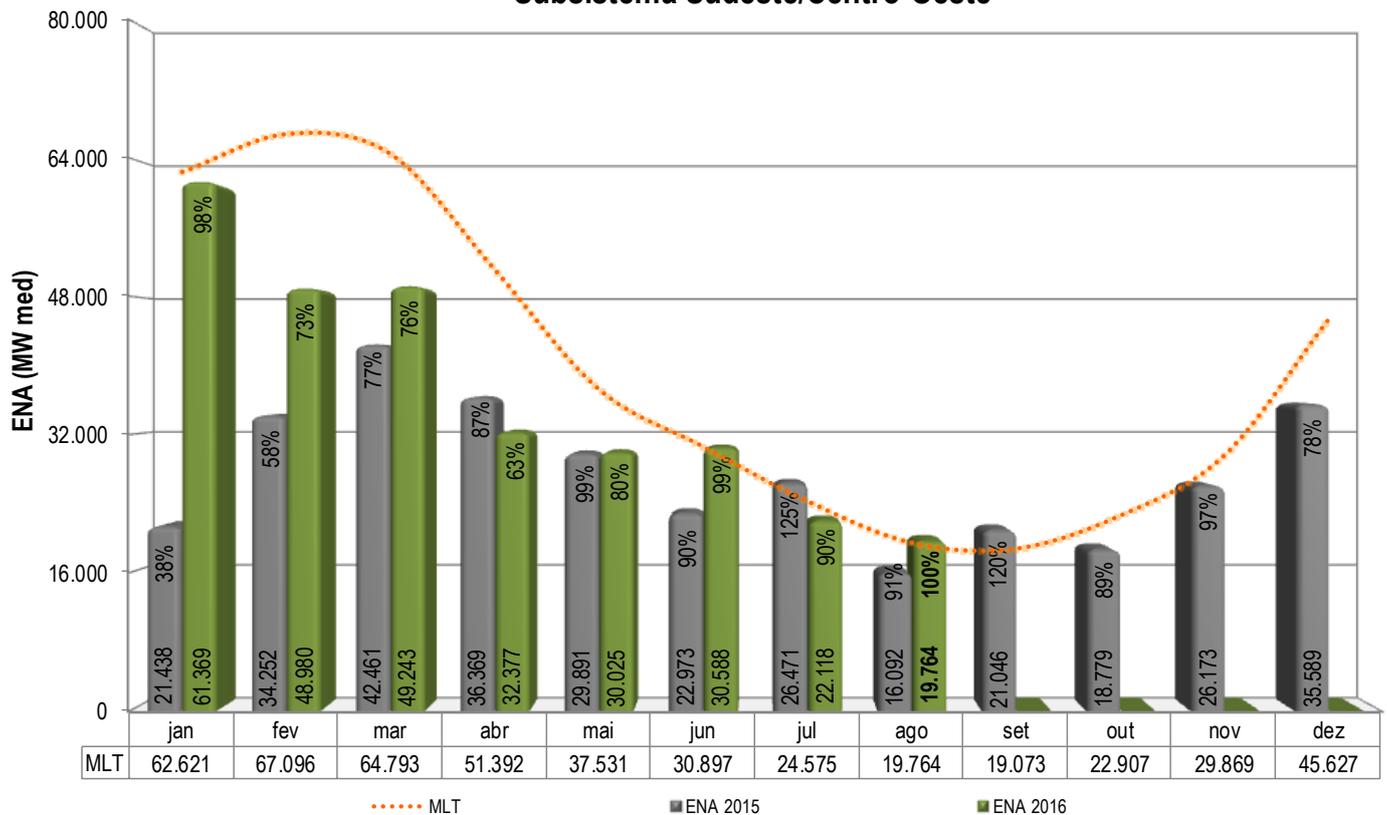


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

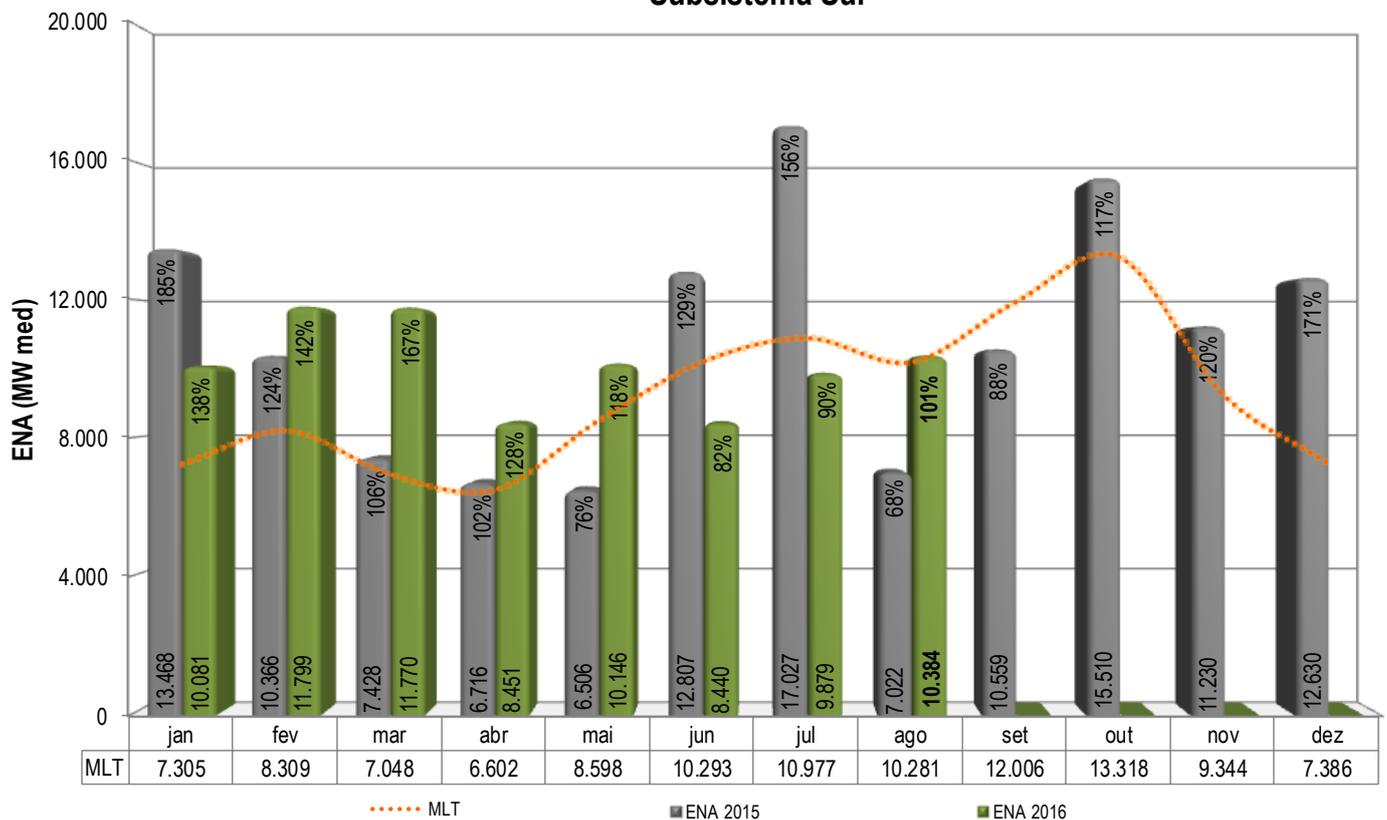


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

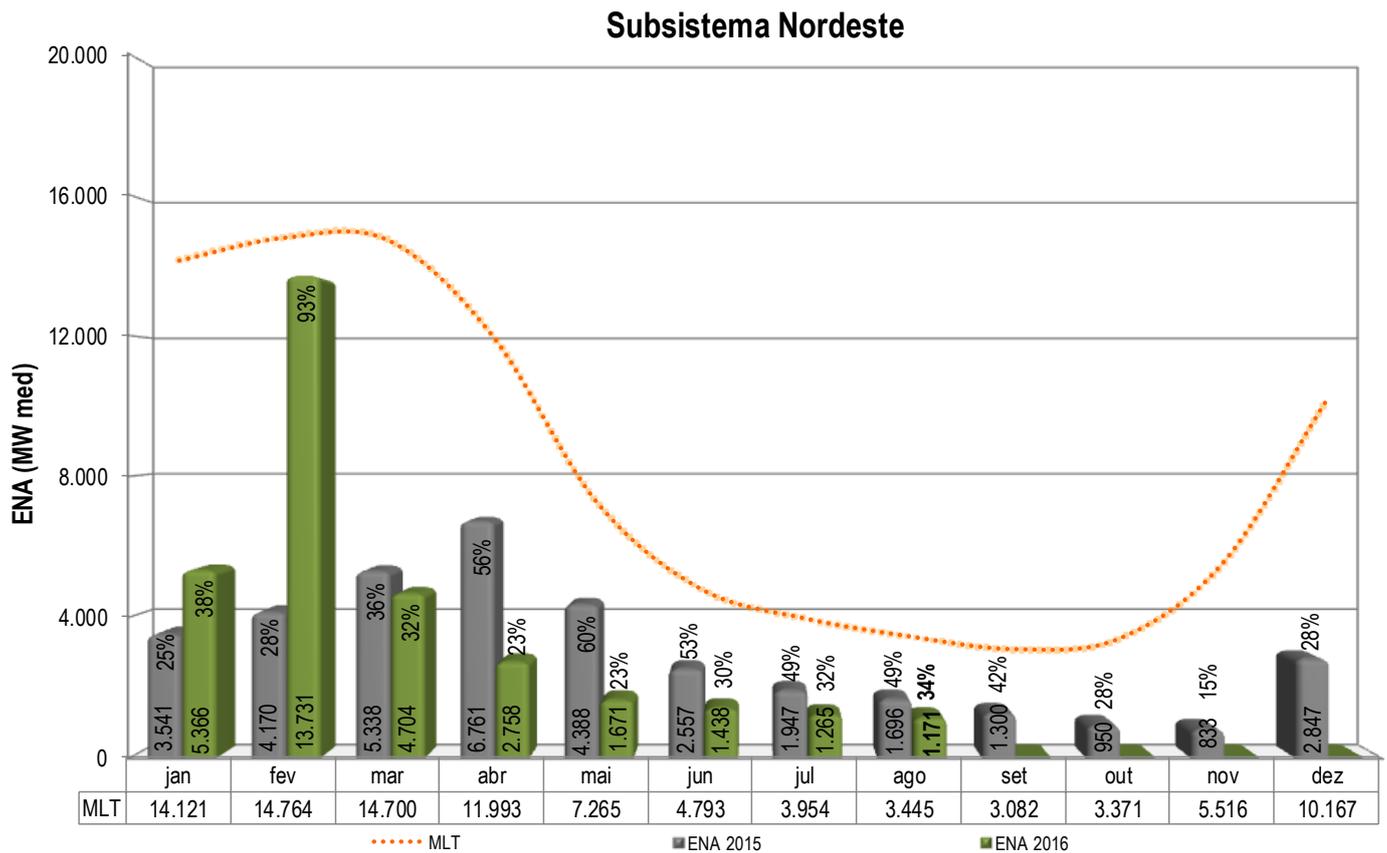


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

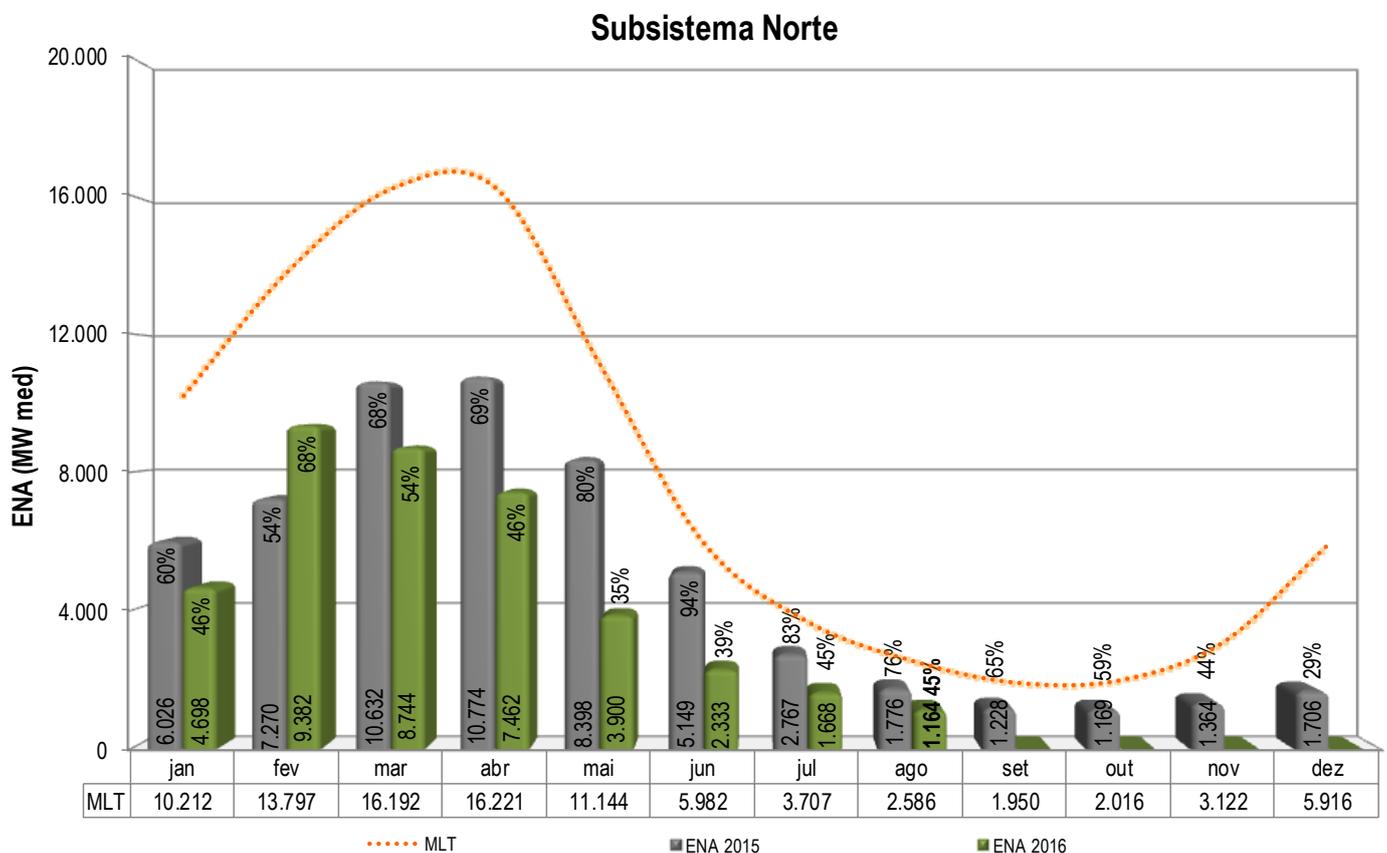


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de agosto de 2016 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul, onde houve pequena elevação. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 10.100 MWmédios de produção térmica, valor superior cerca de 1.700 MWmédios em relação ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 5,5 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de agosto, atingindo 46,0 %EAR, valor 11,7 p.p. superior ao verificado no final de agosto de 2015 (34,3 %EAR), e 22,6 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (23,4 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE) e no elo em corrente contínua.

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas favoráveis, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Ao final do mês de agosto, em relação ao mês de julho, houve aumento do armazenamento equivalente em 2,1 %EAR, valor 13,3 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de agosto de 2015 (76,9%EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 4,1 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 19,2 %EAR ao final do mês de agosto, valor 0,8 p.p. superior ao verificado ao final de agosto de 2015 (18,4 %EAR) e 2,3 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (16,9 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. A defluência mínima da UHE Sobradinho permaneceu em patamar da ordem de 800 m<sup>3</sup>/s ao longo do mês de agosto. A defluência da UHE Três Marias foi elevada do patamar de 320 m<sup>3</sup>/s para 380 m<sup>3</sup>/s no dia 1º de agosto, permanecendo assim até o final do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 47,1 %EAR ao final do mês de agosto, apresentando deplecionamento de 7,3 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 15,5 p.p. inferiores ao armazenamento do final de agosto de 2015 (62,6 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada em todos os períodos de carga, em função das condições hidroenergéticas, e com vistas à preservação do seu estoque armazenado. A defluência da UHE Serra da Mesa permaneceu em patamar da ordem de 650 m<sup>3</sup>/s para atendimento às restrições operativas no período de praias no rio Tocantins.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de agosto de 2016 referem-se ao deplecionamento de 8,4 p.p. na UHE Furnas (atingindo 65,2 % v.u.); de 8,2 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 74,9 %v.u.) e de 4,8 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 27,1 %v.u.).

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	46,0	202.859	72,7
Sul	90,2	19.958	14,0
Nordeste	19,2	51.809	7,7
Norte	47,1	15.041	5,5
<b>TOTAL</b>		<b>289.667</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

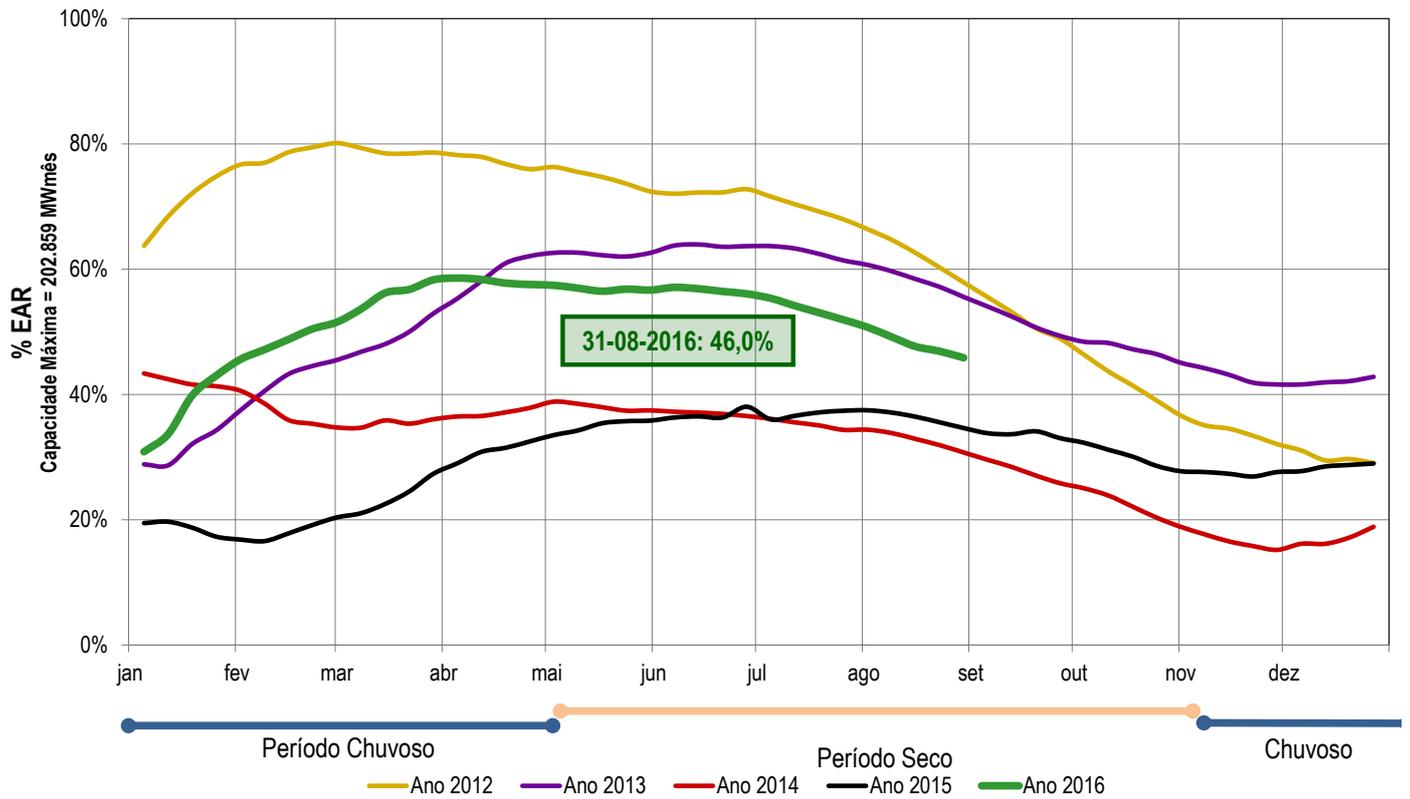


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

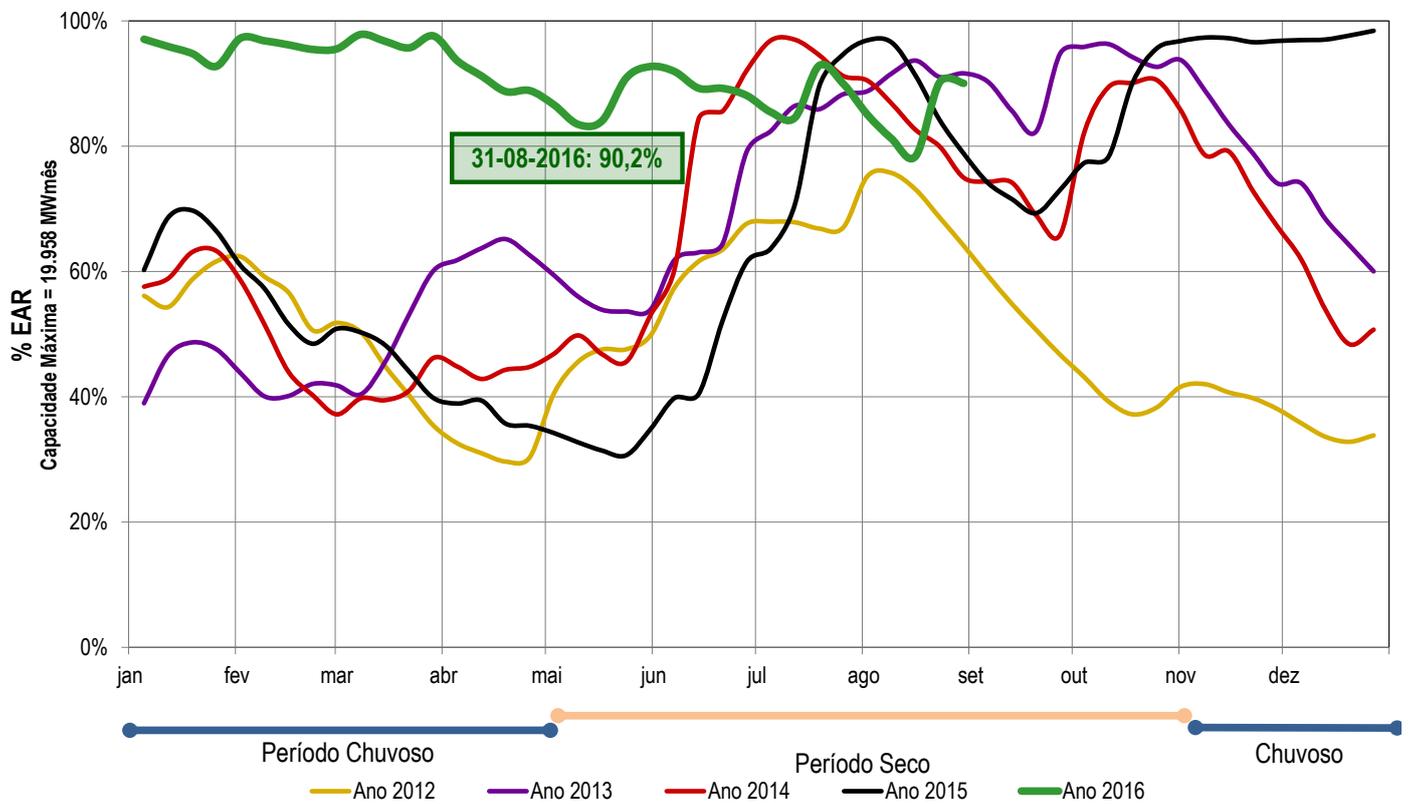


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

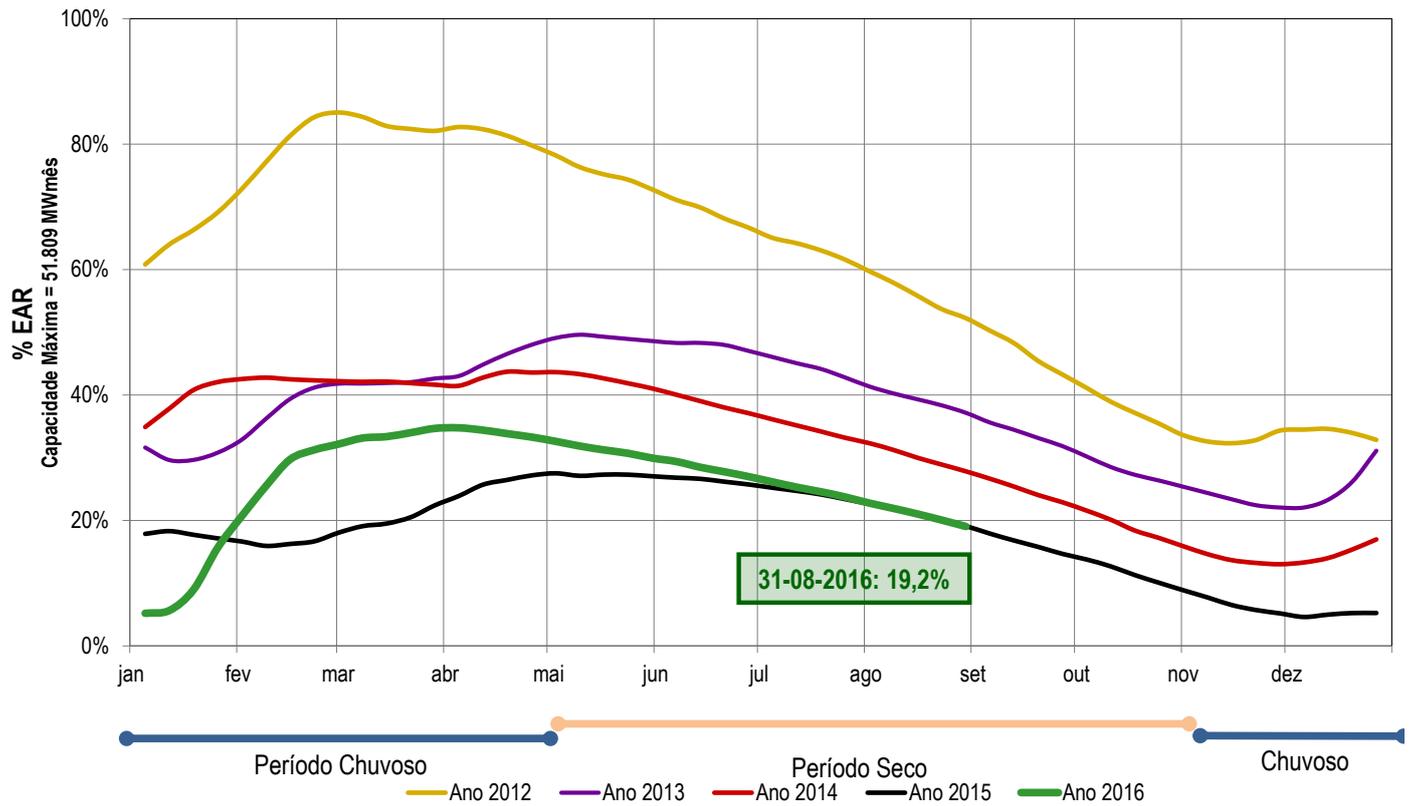


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

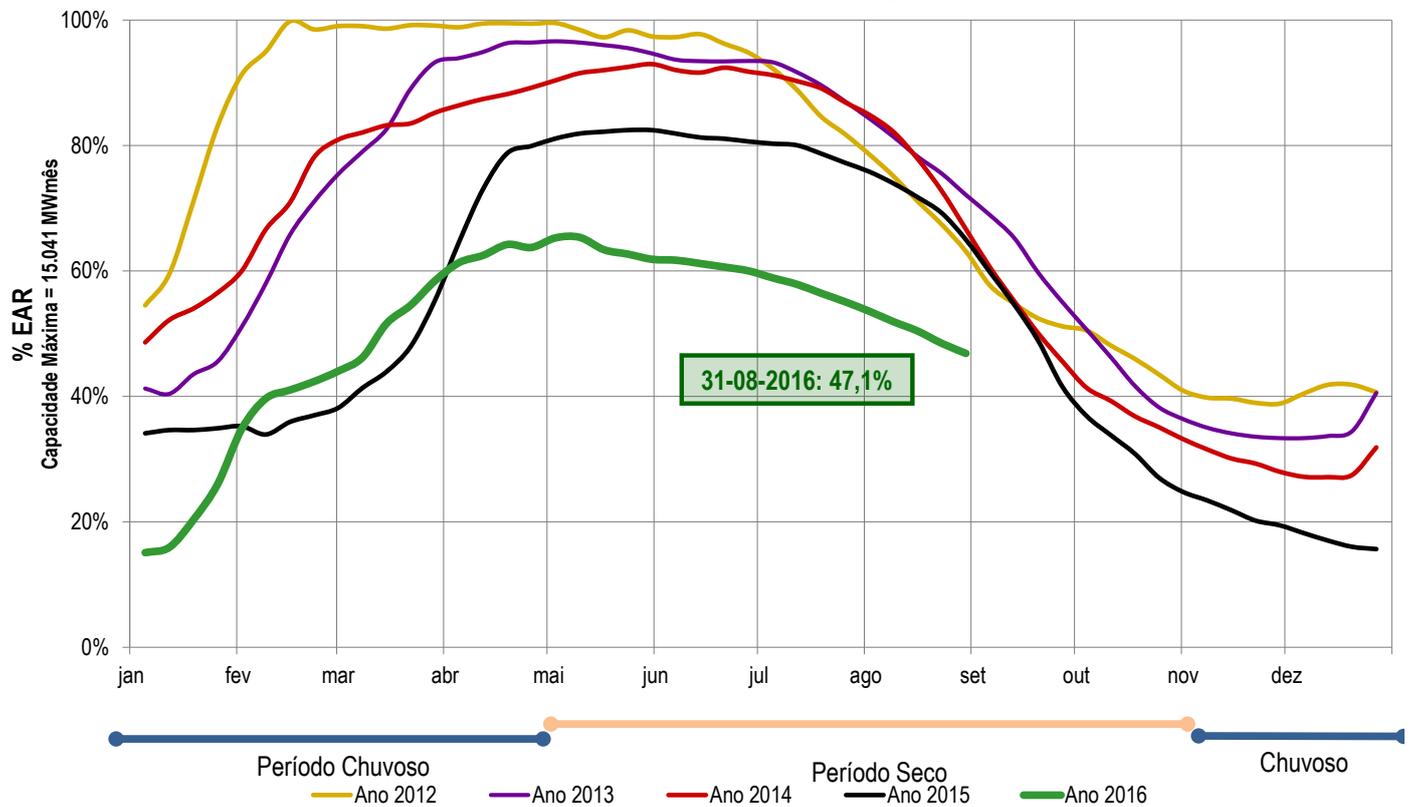


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de agosto, foi mantido o perfil importador, verificado desde o mês anterior, do subsistema Norte, com importação de 740 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em agosto em um total de 1.417 MWmédios, valor inferior aos 1.604 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.743 MWmédios no mês de agosto, ante a exportação de 1.358 MWmédios em julho.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 122 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior (114 MWmédios).

No mês de agosto, o Brasil exportou aproximadamente 43 MWmédios de energia para a Argentina, a título de energia contratual. Não houve exportação de energia a título de energia emergencial.

Além disso, foram realizados, nos dias 4 e 16, testes na conversora de frequência de Melo. Destaca-se que esta conversora, que permite o intercâmbio de energia entre Brasil e Uruguai, foi integrada ao SIN em 5 de agosto de 2016.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	5.600
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	3.400
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

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 maio de 2016. Estes valores podem ter sido revistos em periodicidade inferior, de forma a se adequar à realidade operacional.

\*\* 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 julho de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.448 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 2,5% superior ao verificado no mês anterior e representando aumento de 0,9% em relação ao consumo de julho de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (agosto de 2015 a julho de 2016), o consumo residencial registrou evolução de +0,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a julho de 2015, foi verificado crescimento de 2,8%. Apesar deste resultado, no Sudeste houve crescimento do consumo apenas em São Paulo (+2,5%) e em Minas Gerais (+1,2%), ocasionando um crescimento regional de 0,9%.

Conforme análise da EPE, o comportamento dessa classe no país pode ser decorrente do alívio nas medidas de redução do consumo adotadas pelas famílias brasileiras em reação ao choque tarifário, uma vez que em julho de 2016 não houve influência significativa nesse resultado tanto da temperatura quando do ciclo de faturamento das distribuidoras.

Em relação à classe comercial, prevaleceu em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, resultando na queda de 1,6% no seu consumo em comparação a julho de 2015. Ressalta-se que houve queda no consumo de praticamente todos os estados do Sudeste (-3,1%), Sul (-1,6%) e Centro-Oeste (-1,8%), com exceção somente de Santa Catarina (+1,9%) e Goiás (+1,6%).

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, seu desempenho, em termos anuais, se manteve praticamente estável (variação de -0,2% entre julho de 2016 e 2015). Em termos regionais, destaca-se que houve crescimento do consumo dessa classe tanto no Sul (+1,7%) quanto no Centro-Oeste (+2,8%) e no Norte (+1,3%). Sudeste e Nordeste, por sua vez, registraram retrações de -0,5% e -3,8%, respectivamente. Além disso, no mês, seis dentre os dez segmentos industriais que mais consomem energia elétrica apresentaram aumento em seus consumos em termos anuais: metalúrgico (+9,7%), papel e celulose (+5,4%), produtos alimentícios (+2,4%), químico (+1,7%), borracha e material plástico (+0,4%) e automotivo (+0,4%).

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

Os dados históricos de 2014 e 2015 foram atualizados e encaminhados pela EPE ao MME em setembro de 2016, em consonância com a atualização realizada pelo ONS da Carga Global do SIN. Este trabalho foi fruto de ação conjunta entre EPE, ONS e CCEE, que resultou também na realização do Workshop "Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN" em agosto de 2016.



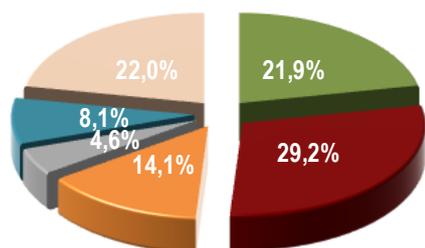
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/16 GWh	Evolução mensal (Jul/16/Jun/16)	Evolução anual (Jul/16/Jul/15)	Ago/14-Jul/15 (GWh)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.380	-1,7%	2,8%	131.694	132.139	0,3%
<b>Industrial</b>	13.860	1,5%	-0,2%	174.396	164.257	-5,8%
<b>Comercial</b>	6.706	-2,0%	-1,6%	90.670	89.652	-1,1%
<b>Rural</b>	2.204	0,4%	9,6%	25.749	26.344	2,3%
<b>Demais classes*</b>	3.857	-1,9%	-0,5%	47.965	48.378	0,9%
<b>Perdas</b>	10.443	14,6%	0,8%	118.423	125.133	5,7%
<b>Total</b>	<b>47.448</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,9%</b>	<b>588.897</b>	<b>585.903</b>	<b>-0,5%</b>

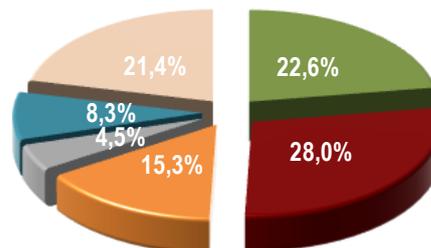
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Jul/2016**



**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 julho de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jul/16 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/16/Jun/16)	Evolução anual (Jul/16/Jul/15)	Ago/14-Jul/15 (kWh/NU)	Ago/15-Jul/16 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	151	-2,0%	0,3%	164	160	-2,1%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.565	1,7%	2,9%	25.997	25.249	-2,9%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.176	-2,2%	-3,1%	1.347	1.310	-2,7%
<b>Consumo médio rural</b>	500	0,1%	7,6%	496	499	0,5%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.019	-2,3%	-2,6%	5.316	5.247	-1,3%
<b>Consumo médio total</b>	462	-0,7%	-1,5%	501	479	-4,3%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

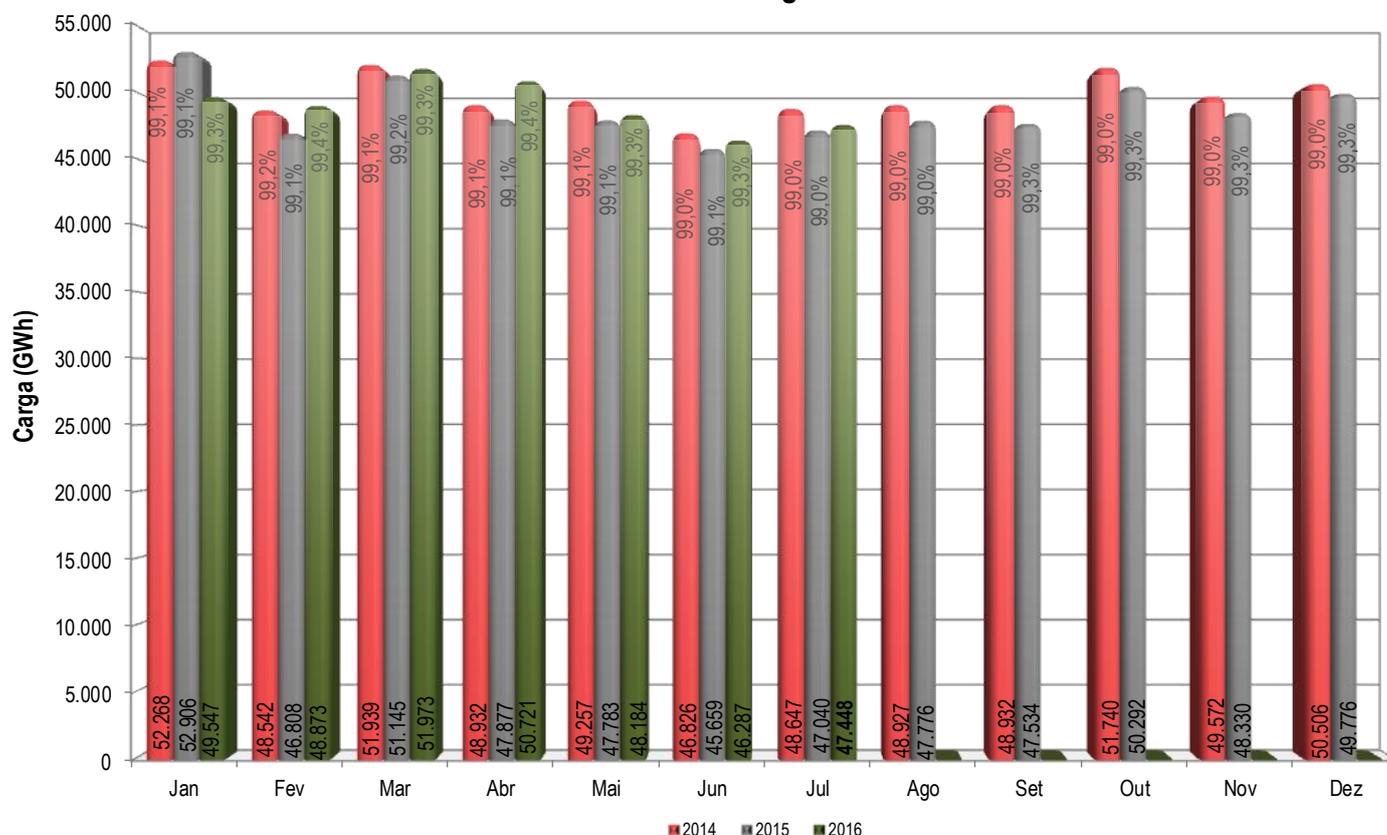
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jul/15	Jul/16	
Residencial (NUCR)	67.012.339	68.709.778	2,5%
Industrial (NUCI)	559.028	542.134	-3,0%
Comercial (NUCC)	5.611.044	5.702.222	1,6%
Rural (NUCR)	4.324.547	4.403.455	1,8%
Demais classes *	751.950	768.388	2,2%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>78.258.908</b>	<b>80.125.977</b>	<b>2,4%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: EPE

## 4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil \*\*



Dados contabilizados até julho de 2016.

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 agosto de 2016 não houve atingimento de recorde de demanda nos subsistemas e nem no SIN. Todavia, desde abril estão sendo verificadas demandas máximas mensais superiores às verificadas nos mesmos meses de 2015 no SIN. Este comportamento também vinha sendo observado nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, mas não se manteve em agosto de 2016, quando as demandas máximas verificadas foram inferiores às observadas no mesmo mês do ano anterior.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>43.329</b> 30/08/2016 - 18h40	<b>13.107</b> 09/08/2016 - 11h14	<b>11.693</b> 17/08/2016 - 14h50	<b>6.436</b> 17/08/2016 - 14h44	<b>72.684</b> 17/08/2016 - 14h48
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.473</b> 03/12/2015 - 15h29	<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

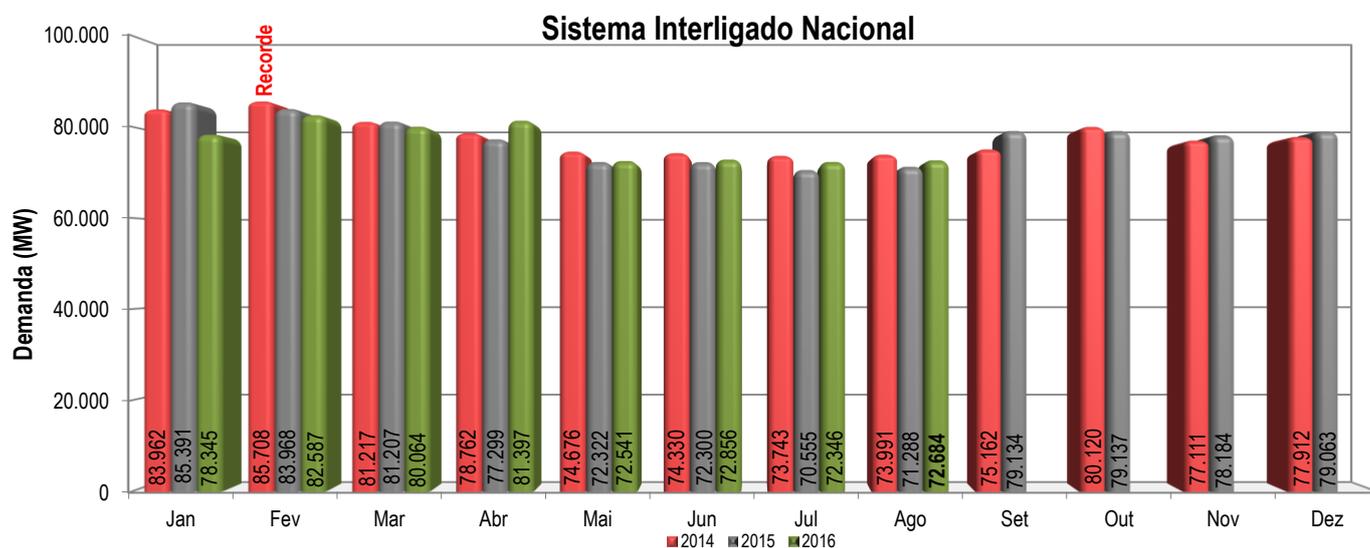


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

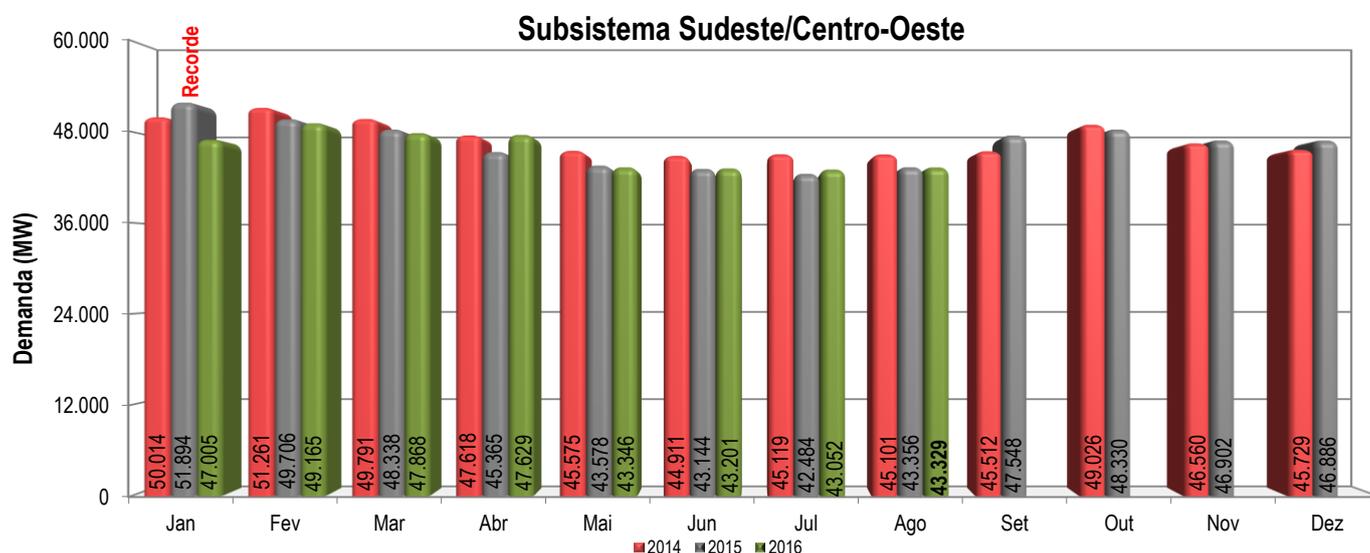


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

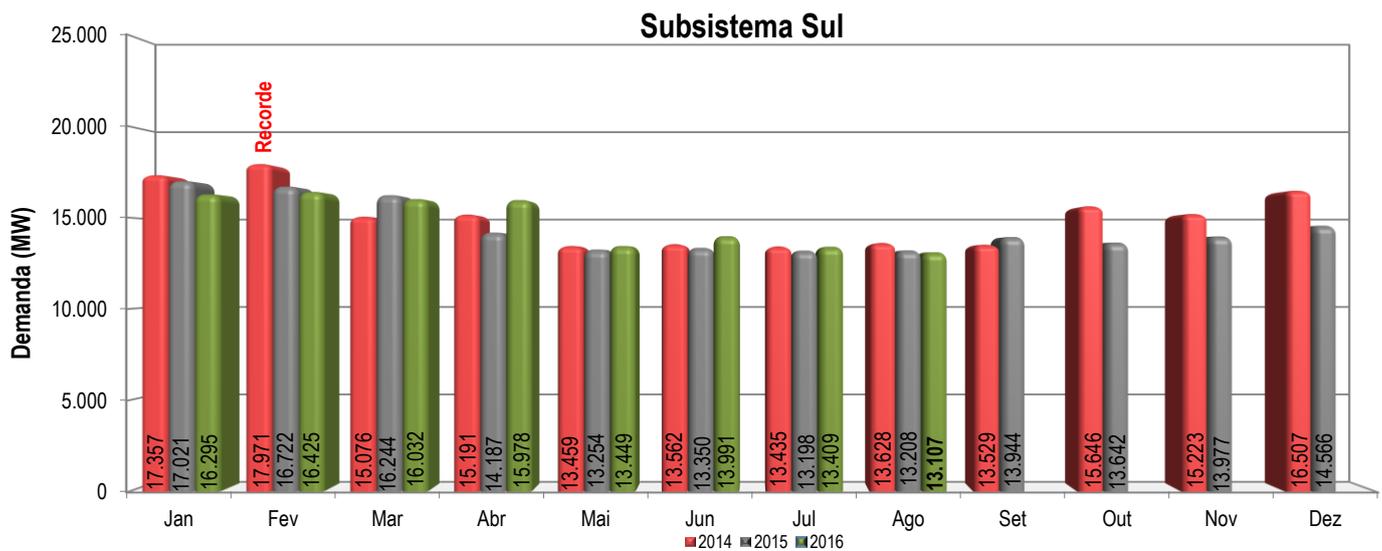


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

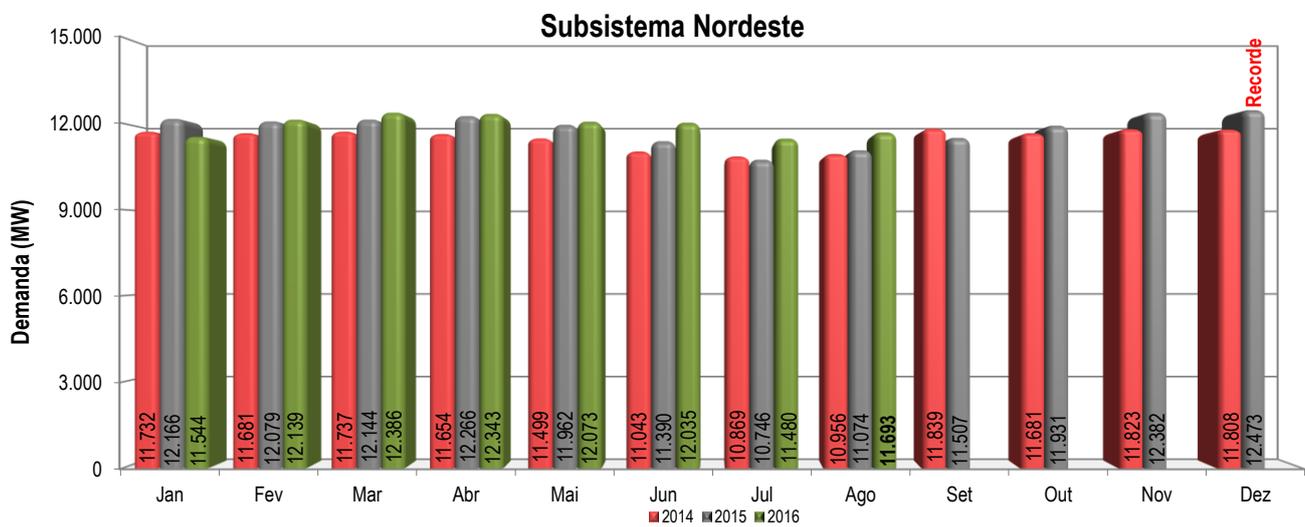


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

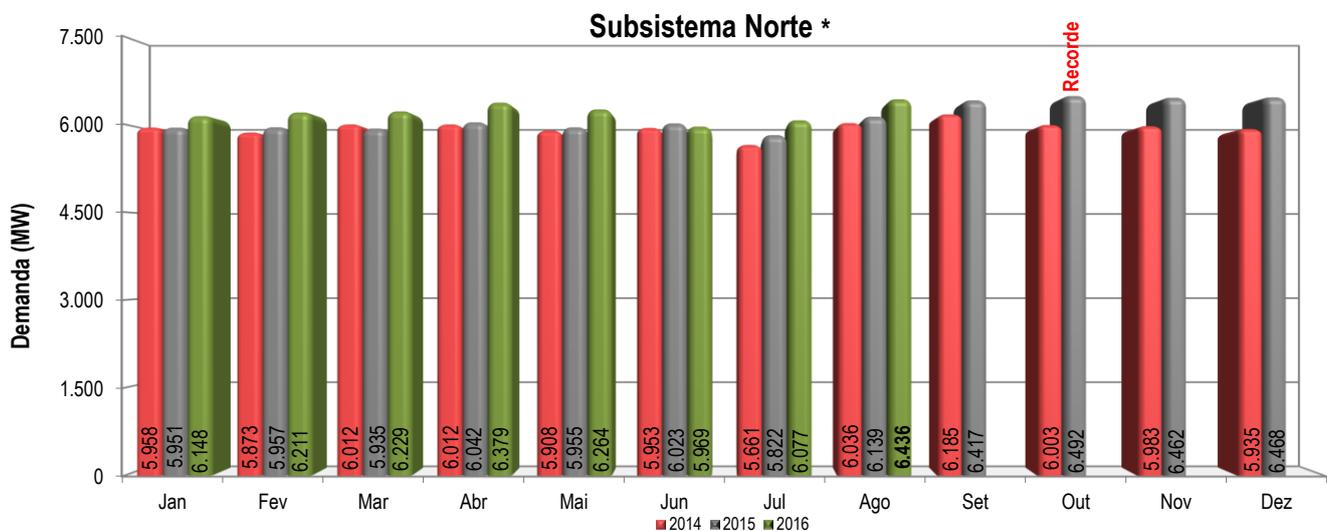


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

\* O aumento da demanda registrada a partir de agosto de 2015 no subsistema Norte deve-se à interligação do sistema elétrico do Amapá ao SIN (Despacho ANEEL nº 2.411/2015).



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

No mês de agosto de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 147.727 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.058 MW, sendo 5.219 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.037 MW de fontes térmicas\*, 2.790 MW de fonte eólica e 12 MW de fonte solar, 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	Ago/2015	Ago/2016			Evolução da Capacidade Instalada Ago/2016 - Ago/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>90.353</b>	<b>1.243</b>	<b>95.572</b>	<b>64,7%</b>	<b>5,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>41.767</b>	<b>2.958</b>	<b>42.804</b>	<b>29,0%</b>	<b>2,5%</b>
Gás Natural	12.915	154	13.039	8,8%	1,0%
Biomassa	13.057	530	13.830	9,4%	5,9%
Petróleo**	10.038	2.220	10.183	6,9%	1,4%
Carvão	3.614	22	3.612	2,5%	-0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	153	30	150	0,1%	-1,8%
<b>Eólica</b>	<b>6.537</b>	<b>383</b>	<b>9.327</b>	<b>6,3%</b>	<b>42,7%</b>
<b>Solar</b>	<b>11</b>	<b>41</b>	<b>23</b>	<b>0,0%</b>	<b>104,3%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>138.668</b>	<b>4.625</b>	<b>147.727</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,5%</b>

\*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".

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

\*\*\* 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, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL. 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 31/08/2016 e SFG)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Ago/2016

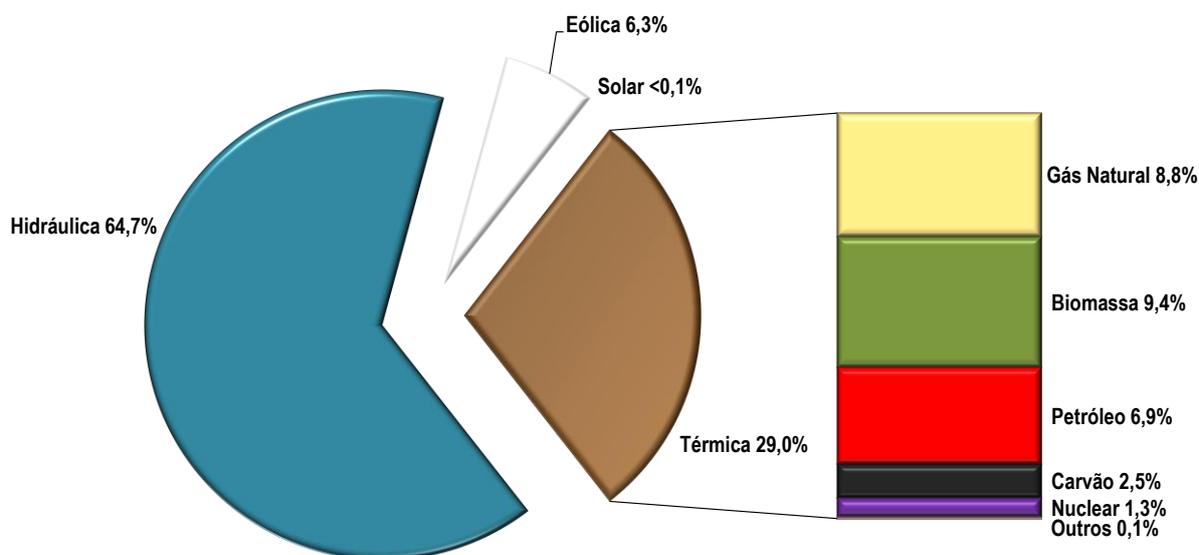


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 31/08/2016 e SFG)



## 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	54.861	41,5%
345 kV	10.317	7,8%
440 kV	6.748	5,1%
500 kV	44.859	33,9%
600 kV (CC)	12.816	9,7%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>132.285</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 - Ago/2016

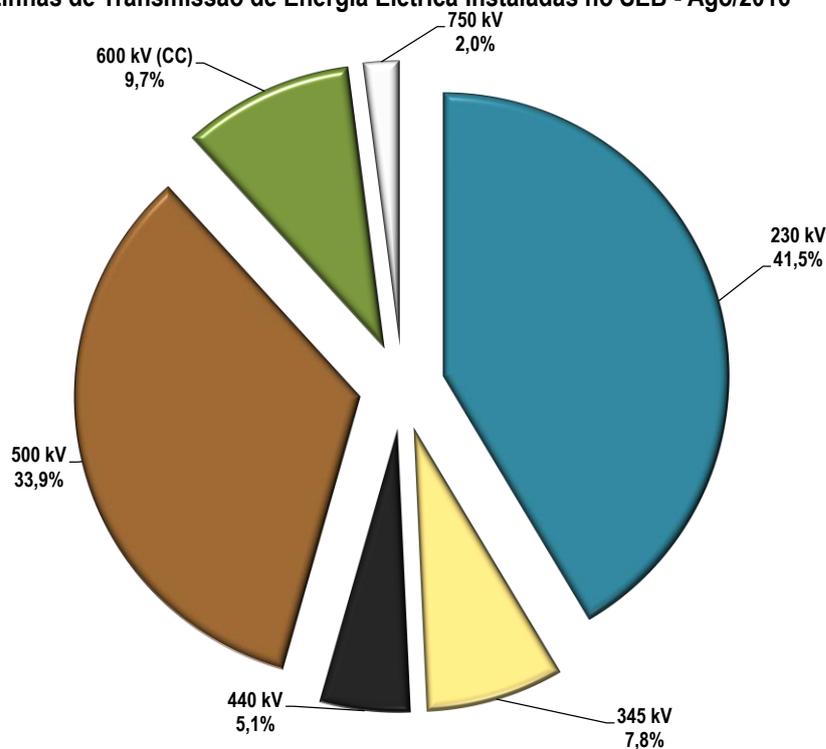


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

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 agosto de 2015 a julho de 2016 atingiu 541.447 GWh. No mês de julho de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 72,7% do total gerado no país, 1,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 1,2 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 0,9 p.p. entre junho e julho de 2016, com destaque para as variações de +1,2 p.p. de geração a biomassa, de -0,5 p.p. de geração a carvão e de -0,4 p.p. de geração a petróleo.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Jul/2016

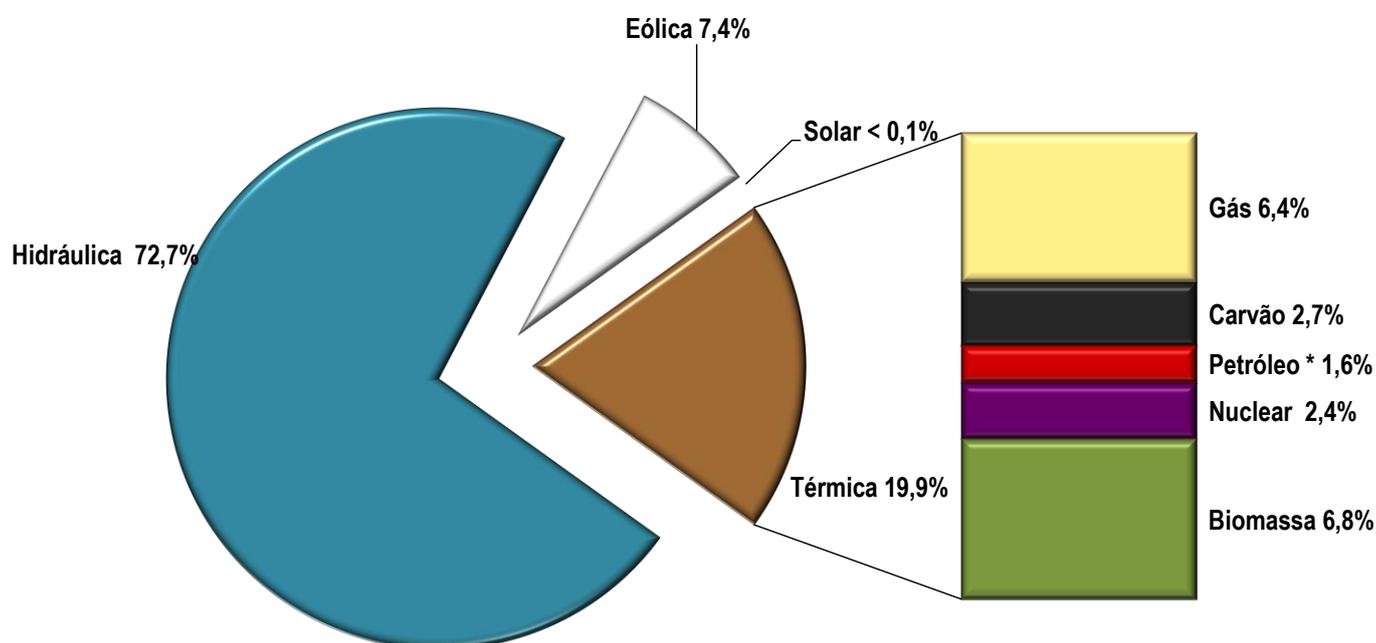


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2016.

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		
	Jul/16 (GWh)	Evolução mensal (Jul/16 / Jun/16)	Evolução anual (Jul/16 / Jul/15)	Ago/14-Jul/15 (GWh)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.911</b>	<b>1,7%</b>	<b>8,2%</b>	<b>373.306</b>	<b>395.722</b>	<b>6,0%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.516</b>	<b>2,1%</b>	<b>-26,8%</b>	<b>143.946</b>	<b>115.727</b>	<b>-19,6%</b>
Gás	2.793	-0,1%	-39,7%	64.404	49.023	-23,9%
Carvão	1.190	-14,6%	-13,8%	15.622	15.003	-4,0%
Petróleo *	475	-23,9%	-72,0%	27.575	13.838	-49,8%
Nuclear	1.053	-8,3%	-15,5%	14.084	14.342	1,8%
Biomassa	3.006	26,4%	12,1%	22.261	23.521	5,7%
<b>Eólica</b>	<b>3.251</b>	<b>24,0%</b>	<b>71,7%</b>	<b>16.901</b>	<b>27.123</b>	<b>60,5%</b>
<b>Solar</b>	<b>2,21</b>	<b>16,1%</b>	<b>-</b>	<b>11,07</b>	<b>28,22</b>	<b>155,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.679</b>	<b>3,2%</b>	<b>1,5%</b>	<b>534.164</b>	<b>538.599</b>	<b>0,8%</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 julho de 2016.

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		
	Jul/16 (GWh)	Evolução mensal (Jul/16 / Jun/16)	Evolução anual (Jul/16 / Jul/15)	Ago/14-Jul/15 (GWh)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>2,6%</b>	<b>-98,1%</b>	<b>1.601</b>	<b>12</b>	<b>-99,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>232</b>	<b>5,9%</b>	<b>-11,4%</b>	<b>8.521</b>	<b>2.835</b>	<b>-66,7%</b>
Gás	5	6,7%	15,3%	3.566	55	-98,4%
Petróleo *	227	5,9%	-11,8%	4.955	2.780	-43,9%
<b>TOTAL</b>	<b>233</b>	<b>5,9%</b>	<b>-25,3%</b>	<b>10.122</b>	<b>2.848</b>	<b>-71,9%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até julho de 2016.

A partir de maio de 2015, as usinas do sistema Manaus (capital) passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN. A integração ao SIN do sistema Amapá ocorreu em agosto de 2015, quando as informações de geração passaram a ser contabilizadas na CCEE.

Fonte dos dados: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de julho de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 8,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,0%, com total de 3.743,0 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,8 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 40,0%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 6,9 p.p. em relação a junho de 2016, e atingiu 32,8%, com total de geração verificada no mês de 582,8 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 6,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,4%.

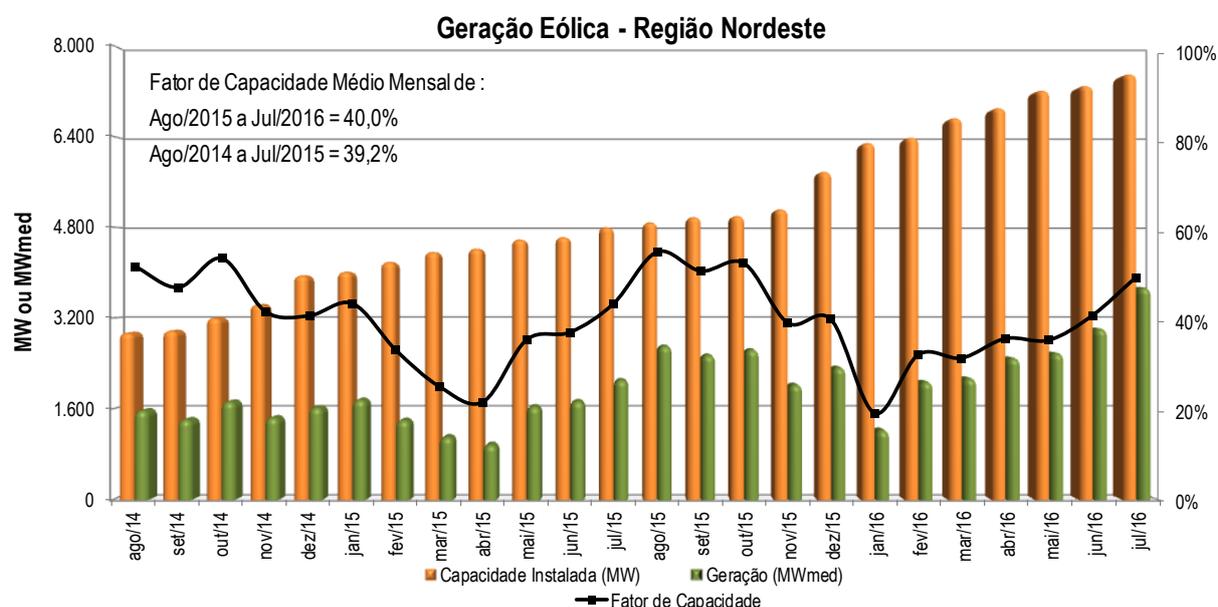


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

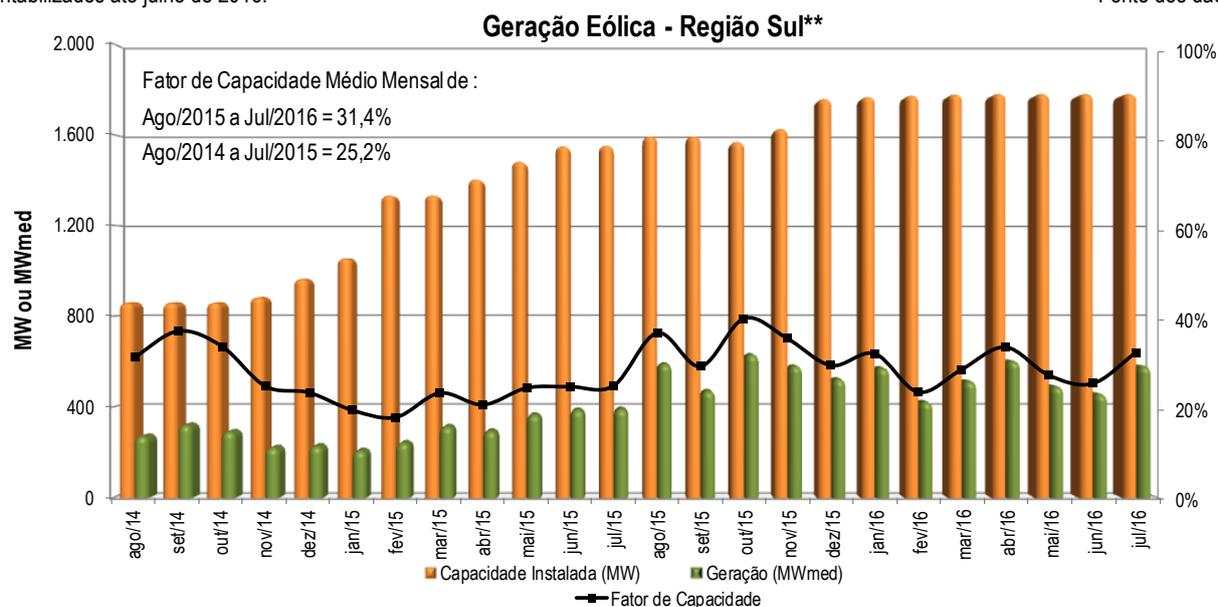


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

\*\* Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

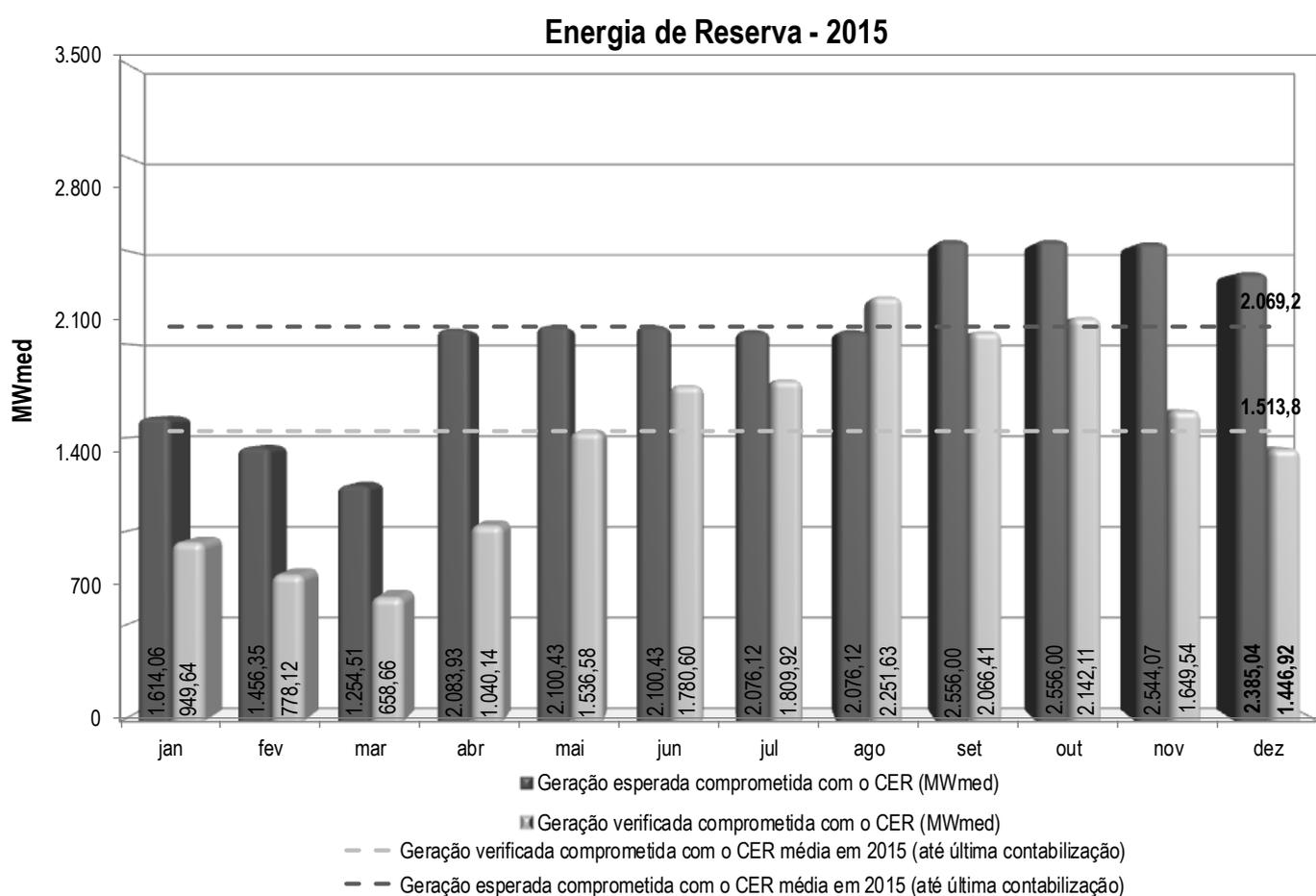


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em julho de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.764,8 MWmédios, tendo sido entregue montante superior, igual a 2.768,1 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de julho de 2016 correspondeu a 92,7% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER\*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 119,6% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

No ano de 2015, foram entregues 73,2% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.513,8 MWmédios, de um total esperado de 2.069,2 MWmédios.

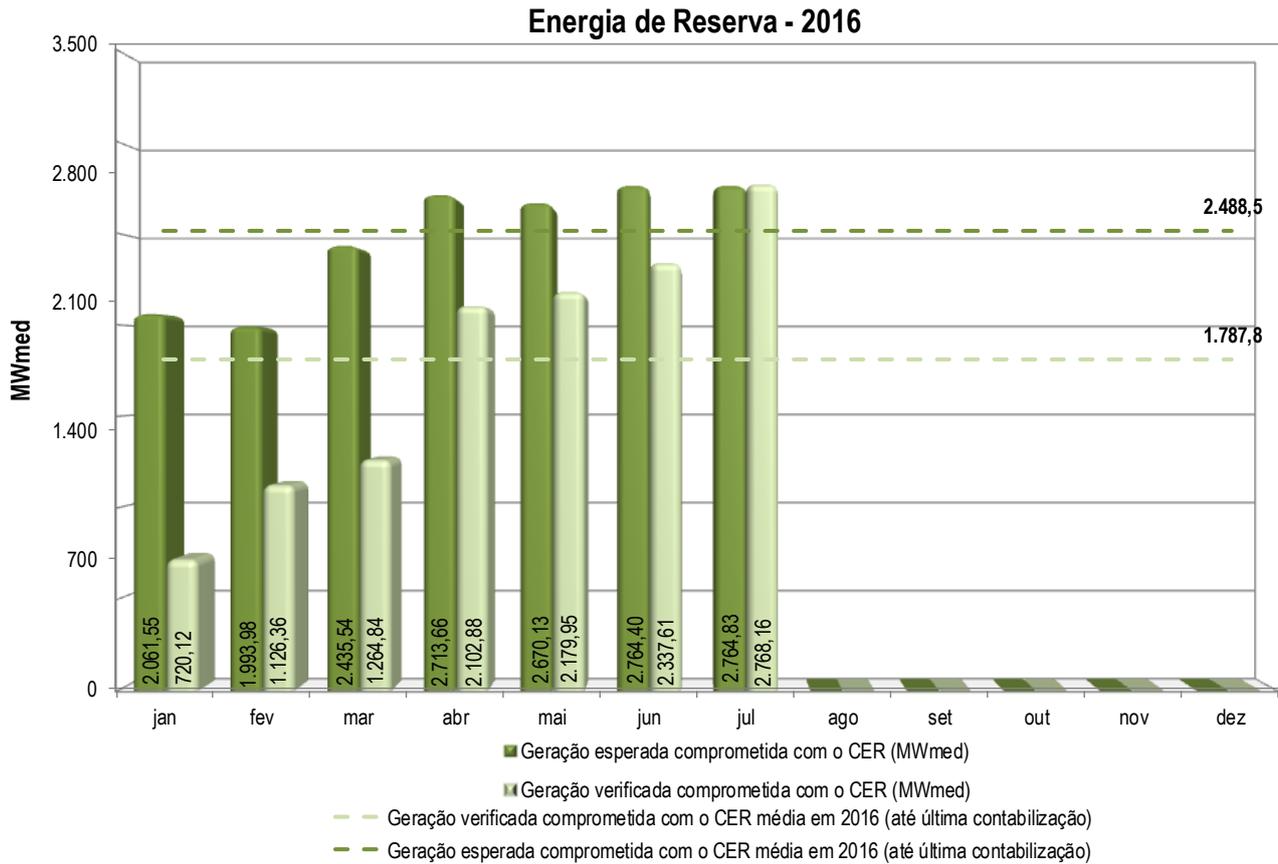


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.**

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 global o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva. 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.

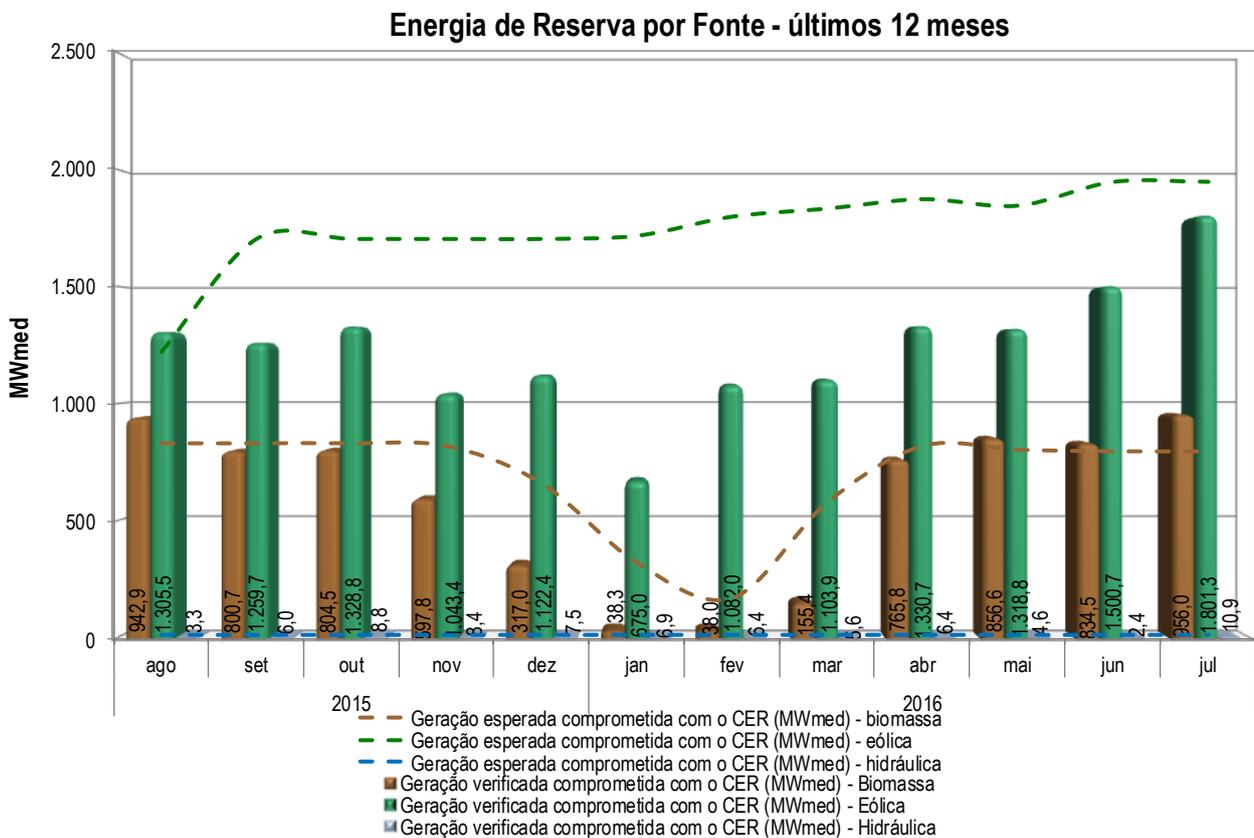
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



**Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.**

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



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

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

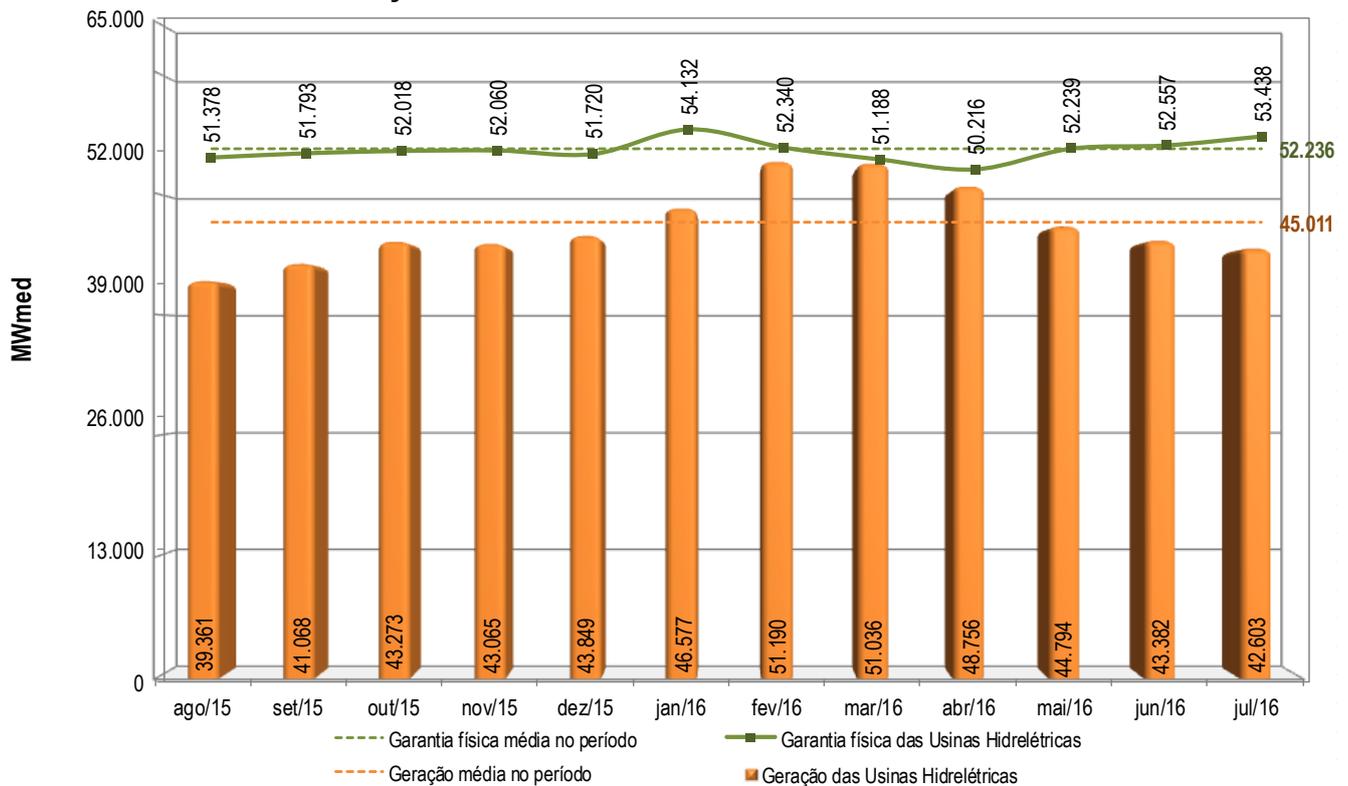


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

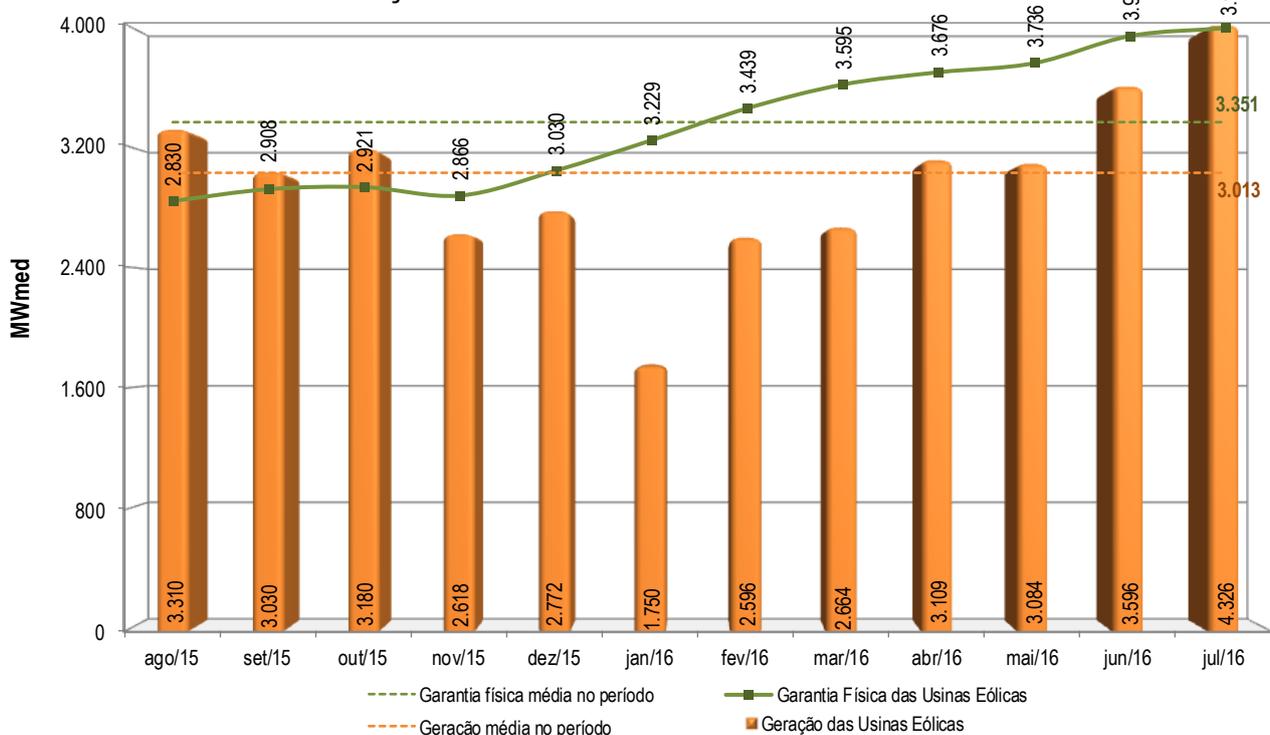


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até julho de 2016.

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

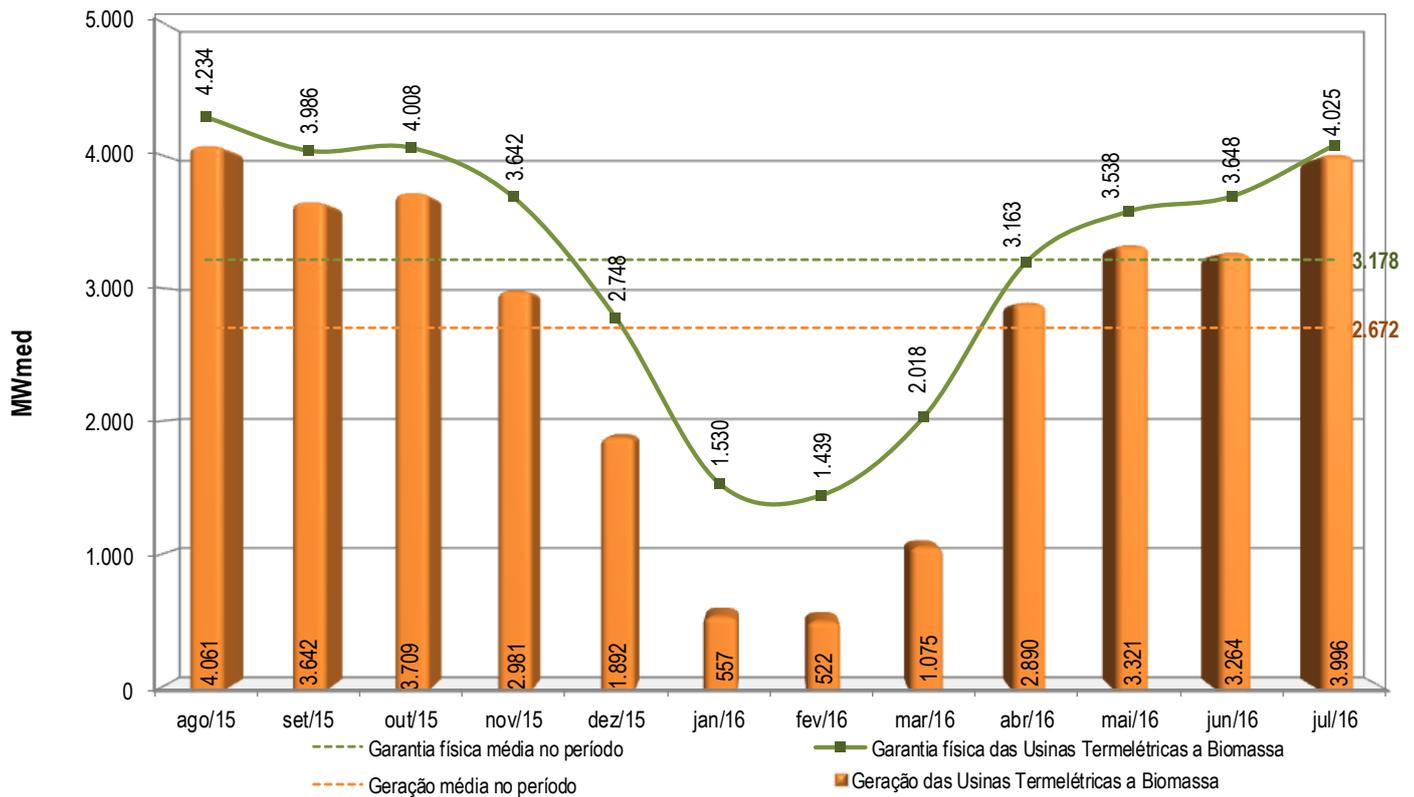


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

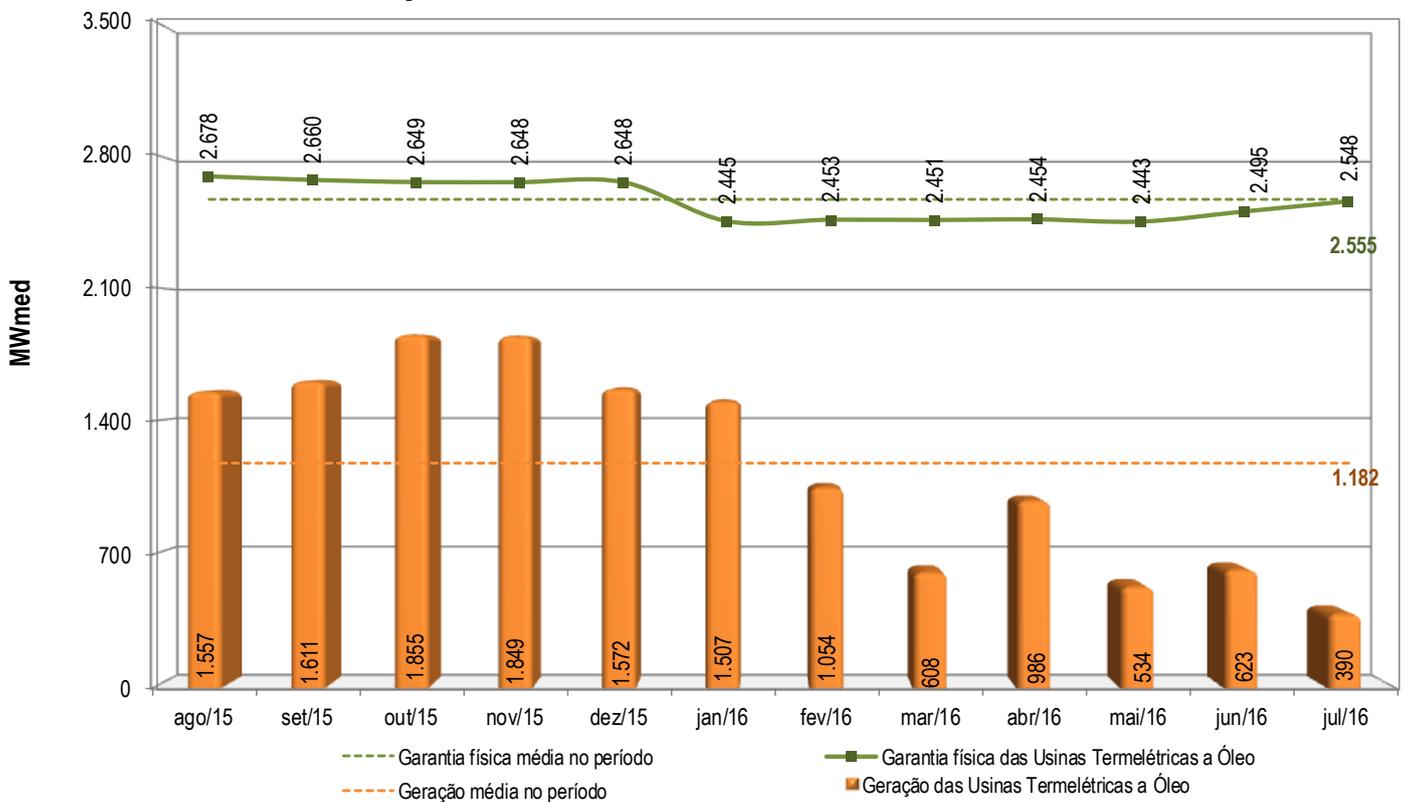


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



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

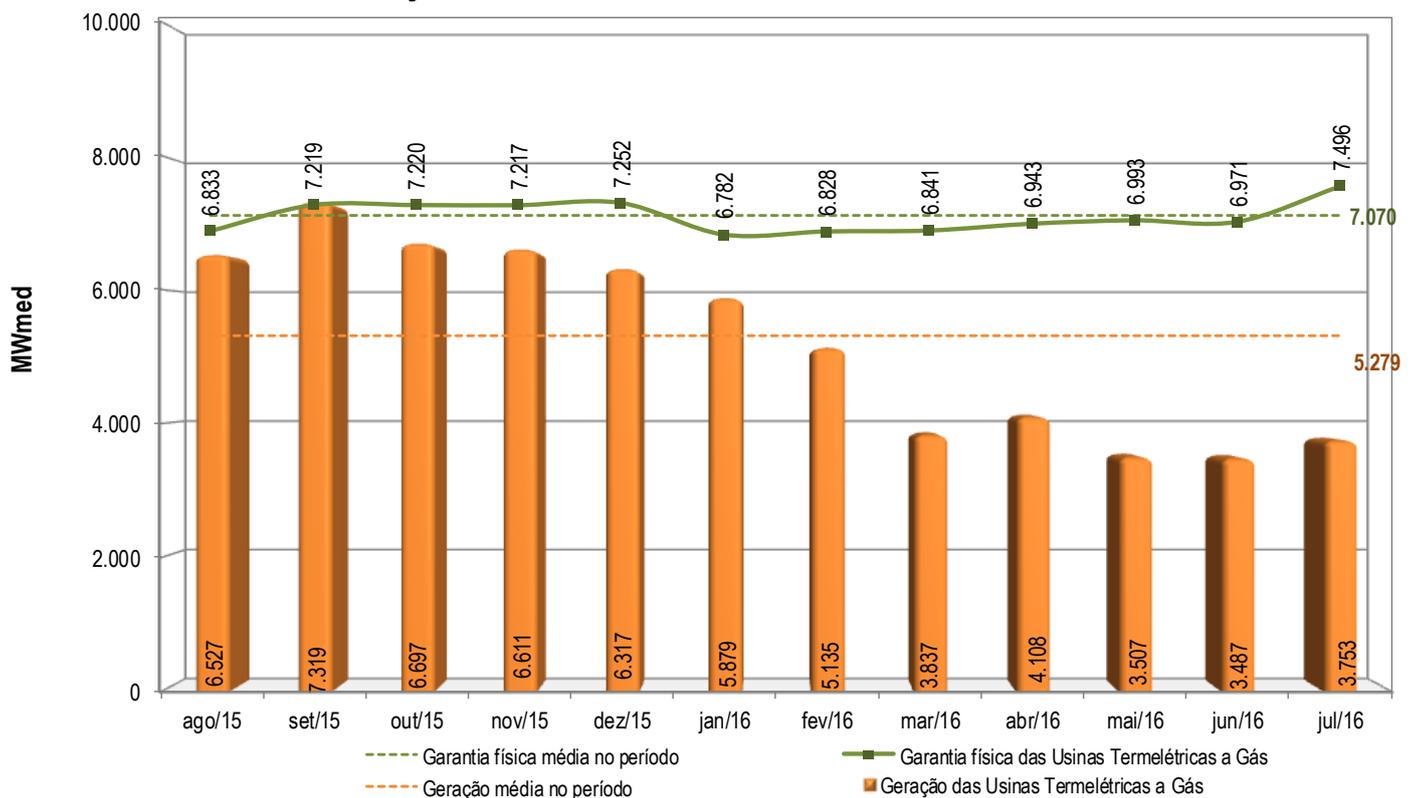


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

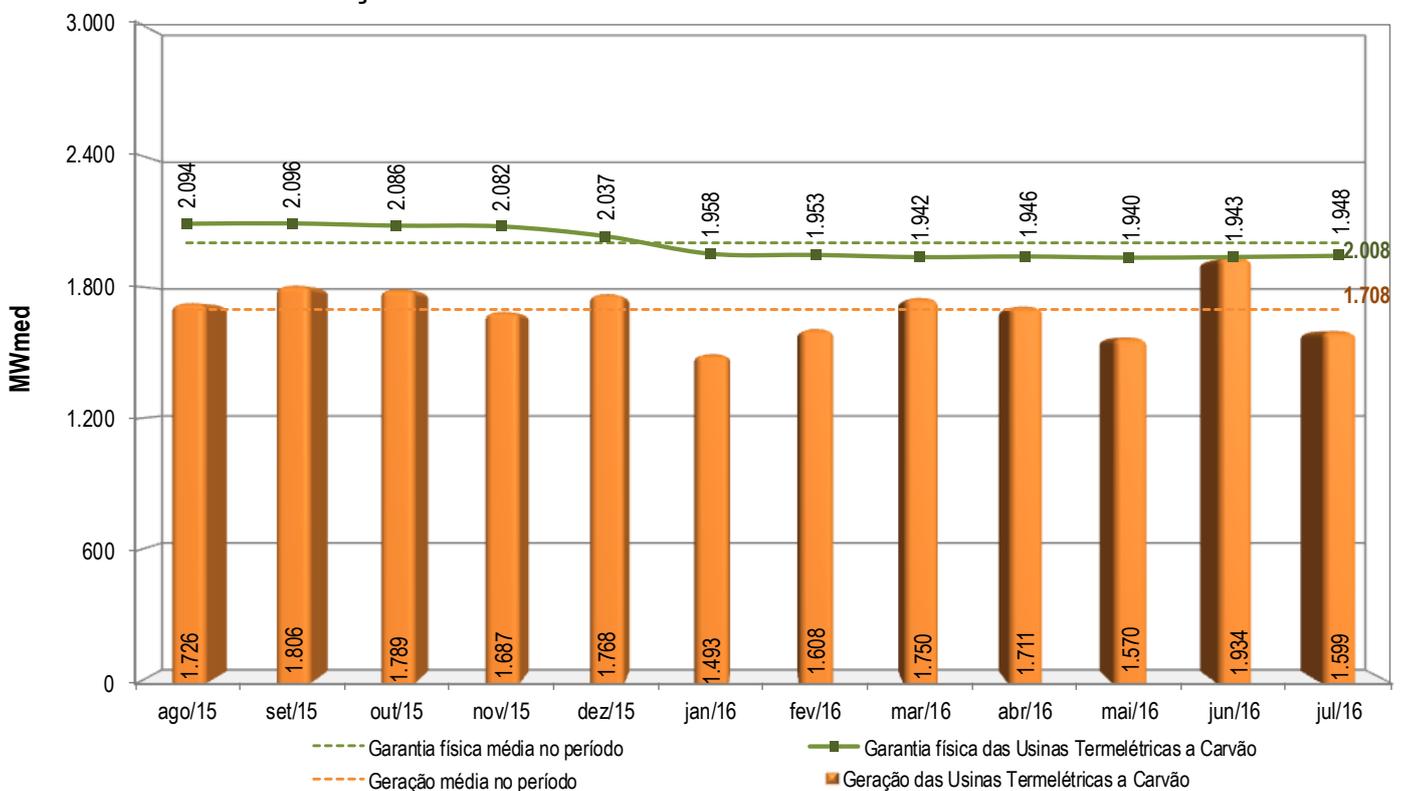


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

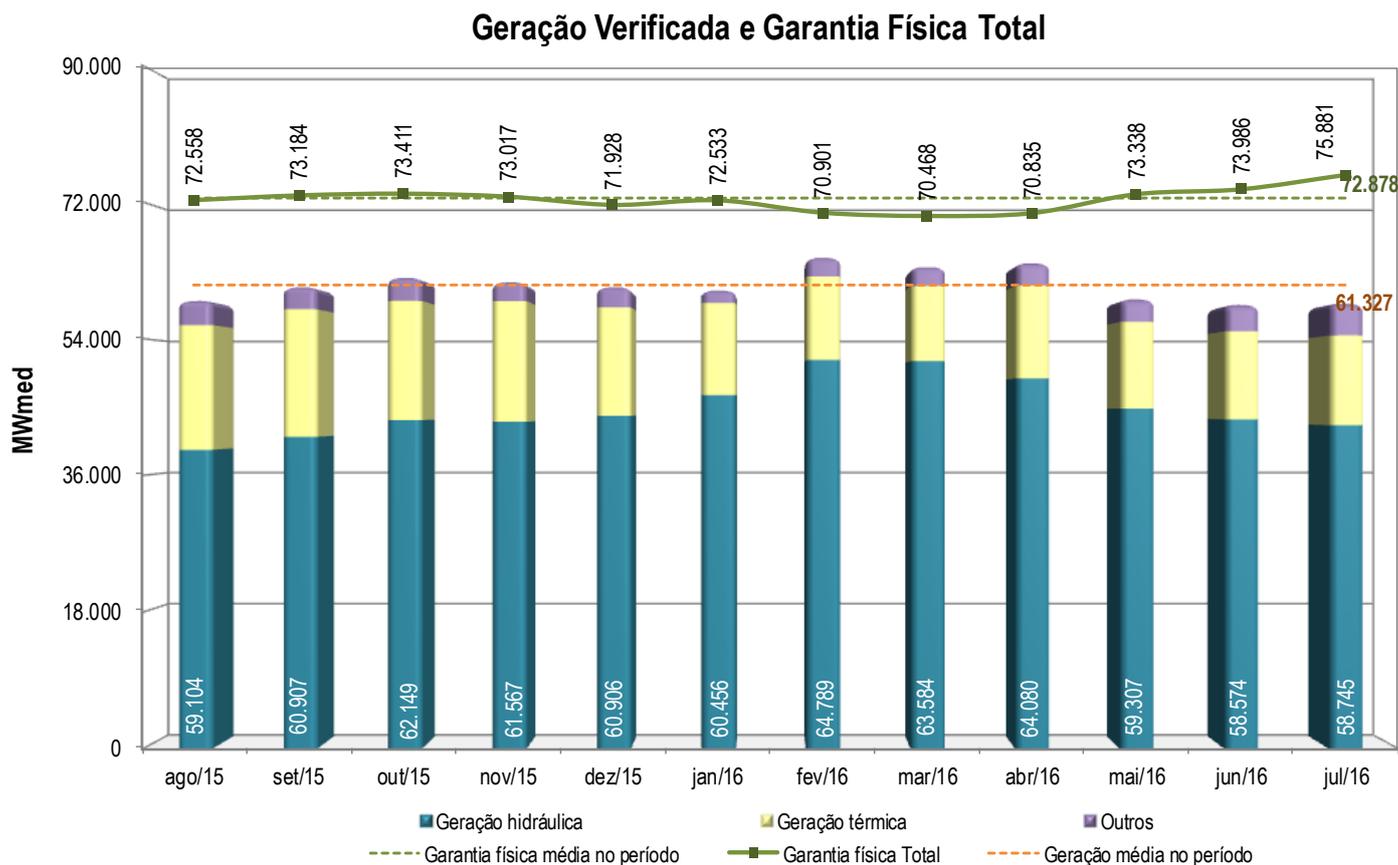


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de agosto de 2016 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.514,165 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UGs: Pimental 03, total de 38,85 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- UHE Cachoeira Caldeirão - UG: 3, de 73 MW, no Amapá. CEG: UHE.PH.AP.031186-3.01;
- UHE Jirau - UGs: 43, total de 75 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029736-4.01;
- UHE Teles Pires - UGs: 3 a 5, total de 1.092 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030557-0.01;
- PCH Manopla - UG: 1, de 2,875 MW, no Pernambuco. CEG: PCH.PH.PE.030572-3.01;
- UEE Vila Amazonas V - UGs: 1 a 8, total de 24 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031750-0.01;
- UEE Testa Branca III - UGs: 5 a 10, total de 13,2 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033479-0.01;
- UTE Klabin Celulose - UG: 1, de 165 MW, no Paraná. CEG: UTE.FL.PR.031098-0.01;
- UTE Manoel Urbano - UGs: 1 a 5, total de 2,2 MW, no Acre. CEG: UTE.PE.AC.034376-5.01;
- UTE Nova Califórnia - UGs: 1 a 11, total de 4,84 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032292-0.01;
- UEE Ventos de São Benedito - UGs: 4, 6, 8 e 11 a 14, total de 14,7 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031373-4.01;
- UTE Assis Brasil - TEG - UGs: 1 a 5, total de 2,2 MW, no Acre. CEG: UTE.PE.AC.034375-7.01;
- UEE São Domingos - UGs: 6, 9 e 12, total de 6,3 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032215-6.01;

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL).



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

Fonte	Realizado em Ago/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
<b>Eólica</b>	58,200	1.793,080
<b>Hidráulica</b>	1.281,725	3.881,129
PCH + CGH	2,875	129,149
UHE	1.278,850	3.751,980
<b>Solar</b>	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	174,240	1.266,987
Biomassa	165,000	620,547
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	518,800
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	18,000
Petróleo	9,240	109,640
<b>TOTAL</b>	<b>1.514,165</b>	<b>6.941,196</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 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	552,430	2.399,900	3.371,650
<b>Hidráulica</b>	1.384,120	4.674,026	5.151,595
PCH + CGH	30,390	238,928	181,541
UHE	1.353,730	4.435,098	4.970,054
<b>Solar</b>	0,000	1.019,670	949,472
Fotovoltaica	0,000	1.019,670	949,472
<b>Térmica</b>	479,100	327,673	360,998
Biomassa	100,000	88,000	360,998
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	379,100	239,673	0,000
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>2.415,650</b>	<b>8.421,269</b>	<b>9.833,715</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 acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/08/2016, 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 agosto de 2016 não houve expansão de novas linhas de transmissão no SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	0,0	760,9
345	0,0	14,0
440	0,0	15,0
500	0,0	2.237,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>3.026,9</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

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

No mês de agosto de 2016 foram incorporados ao SIN 3 novos transformadores, num total de 400,0 MVA:

- TR3 230/138 kV – 100 MVA, na SE Santa Maria (Eletronorte), no Pará.
- TR2 230/69 kV – 150 MVA, na SE Mirueira II (Chesf), no Pernambuco.
- TR4 230/138 kV – 150 MVA, na SE Joinville Norte (Eletrosul), em Santa Catarina.

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

	Realizado em Ago/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>400,0</b>	<b>8.447,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

\* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Para o mês de agosto de 2016, o montante total para 2016 de entrada em operação de transformação na Rede Básica foi atualizado.

No mês de agosto não foram incorporados ao SIN equipamentos de compensação de potência reativa.



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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
138	183,0	300,1	0,0
230	509,3	2.460,0	1.074,5
345	0,0	21,4	22,0
440	0,0	0,0	0,0
500	2.166,3	2.777,4	1.286,4
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.858,6</b>	<b>5.558,9</b>	<b>6.566,9</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 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
<b>TOTAL</b>	<b>5.015,0</b>	<b>21.325,0</b>	<b>22.477,0</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 20/08/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE. Além disso, os dados de previsão da expansão também foram atualizados em relação ao mês anterior em função de consolidação das informações constantes no SIGET/ANEEL.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de agosto de 2016 houve contribuição de aproximadamente 10.100 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.700 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 entre os subsistemas, ao longo do mês, em função do atingimento dos limites de intercâmbio entre eles.

O valor máximo de CMO em agosto, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado a partir do dia 27 em todos os subsistemas com exceção do Sul, no valor de R\$ 128,02 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 70,40 / MWh, foi atingido entre os dias 20 e 26 de agosto nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Além disso, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 422,56 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2016, conforme estabelecido pela ANEEL.

A geração térmica por garantia de suprimento energético (GE) verificada em agosto de 2016 atingiu valor da ordem de 1.400 MWmédios, ante os 1.560 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 1.660 MWmédios em agosto, ante aos cerca de 170 MWmédios verificados em julho de 2016.

Sobre este tema, ressalta-se que permanece vigente a deliberação da 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, que possibilitou o despacho por GE em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí.

Além disso, em relação à geração por restrição elétrica, destaca-se que o seu aumento expressivo em relação ao mês de julho de 2016 foi influenciado, dentre outros motivos, pela realização das Olimpíadas 2016, evento sediado no Rio de Janeiro. Dessa forma, durante todo o mês, foi indicado o despacho de usinas térmicas visando à segurança elétrica em áreas onde ocorreram eventos dos Jogos, conforme as “Diretrizes para a Programação e Operação do SIN durante os Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016”, trabalho elaborado pelo ONS.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste\*

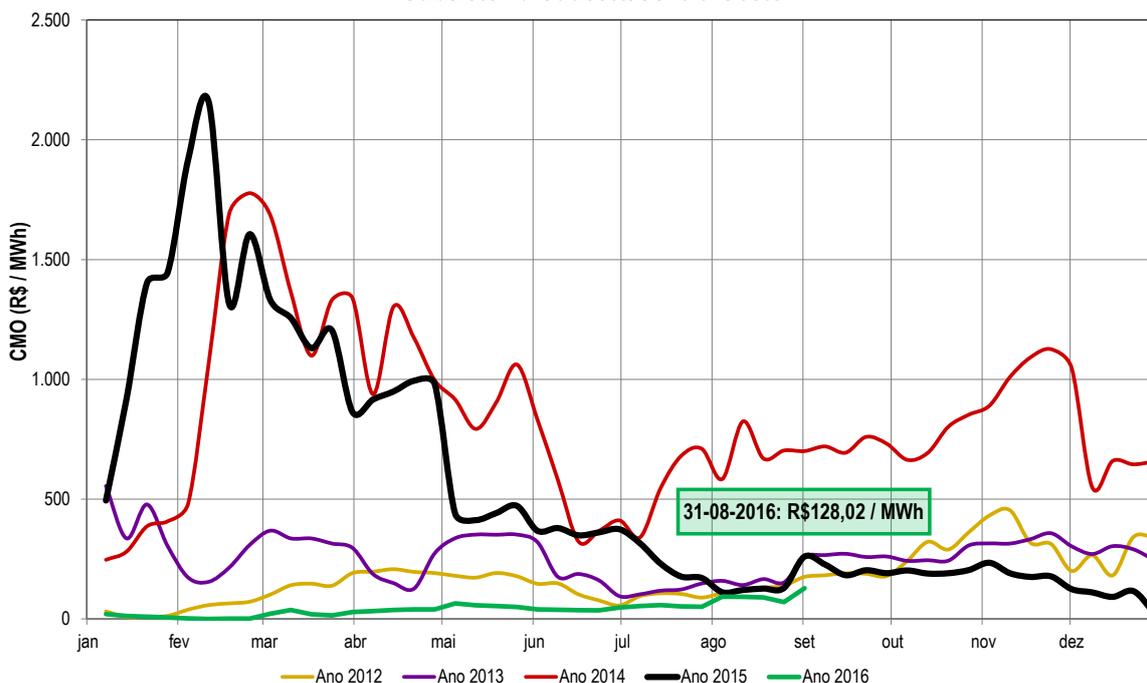


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



## 10.2. Despacho Térmico

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

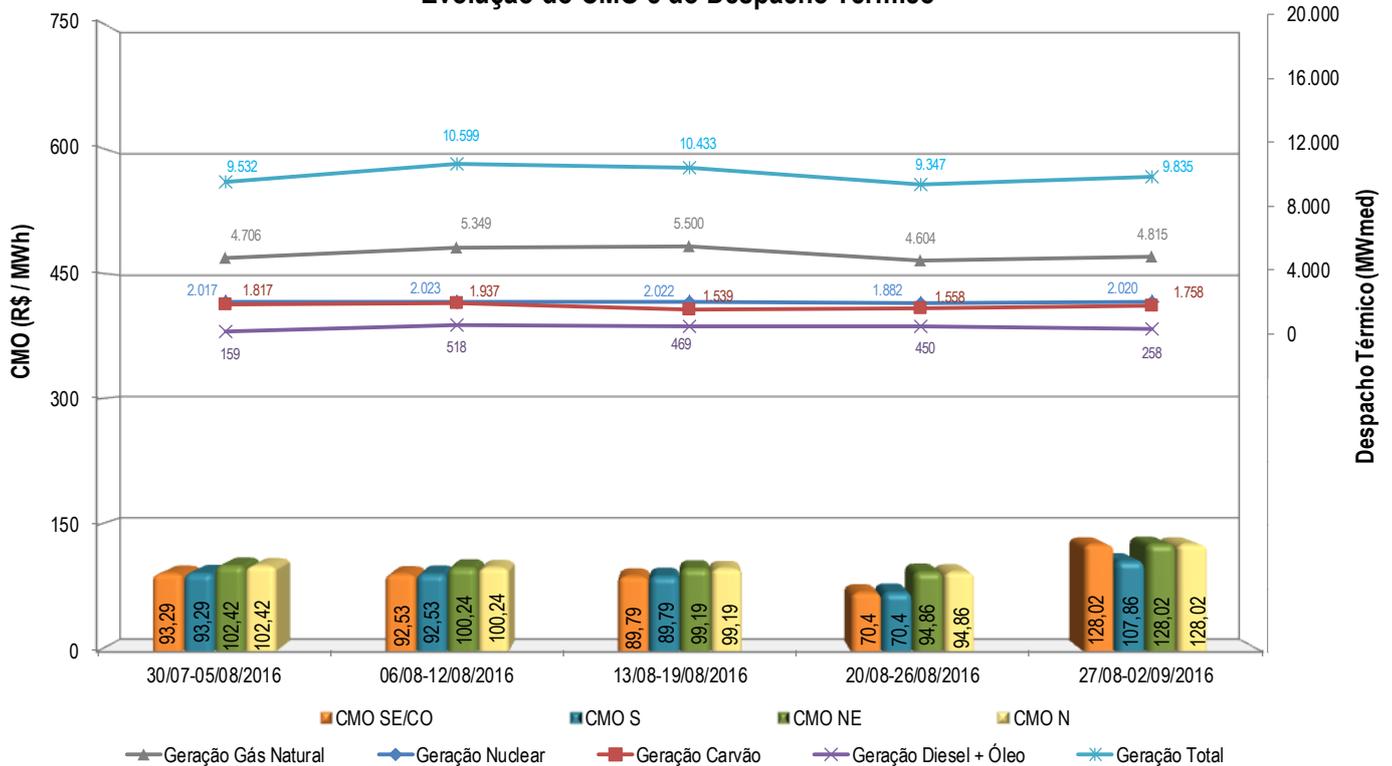


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS\*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2016 foi de R\$ 170,1 milhões, montante 44% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 305,5 milhões). O valor do mês de julho de 2016 é composto por R\$ 67,7 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\$ 15,2 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\$ 87,2 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e conseqüente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Também está associado à geração térmica complementar para controle do deplecionamento da UHE Tucuruí.

Destaca-se que, em julho de 2016, a expansão da capacidade instalada e o bom desempenho da geração eólica na região Nordeste contribuíram para a redução do CMO e da geração térmica fora da ordem de mérito, resultando, conseqüentemente, na diminuição observada de cerca de 25% do encargo Segurança Energética em comparação ao mês anterior.

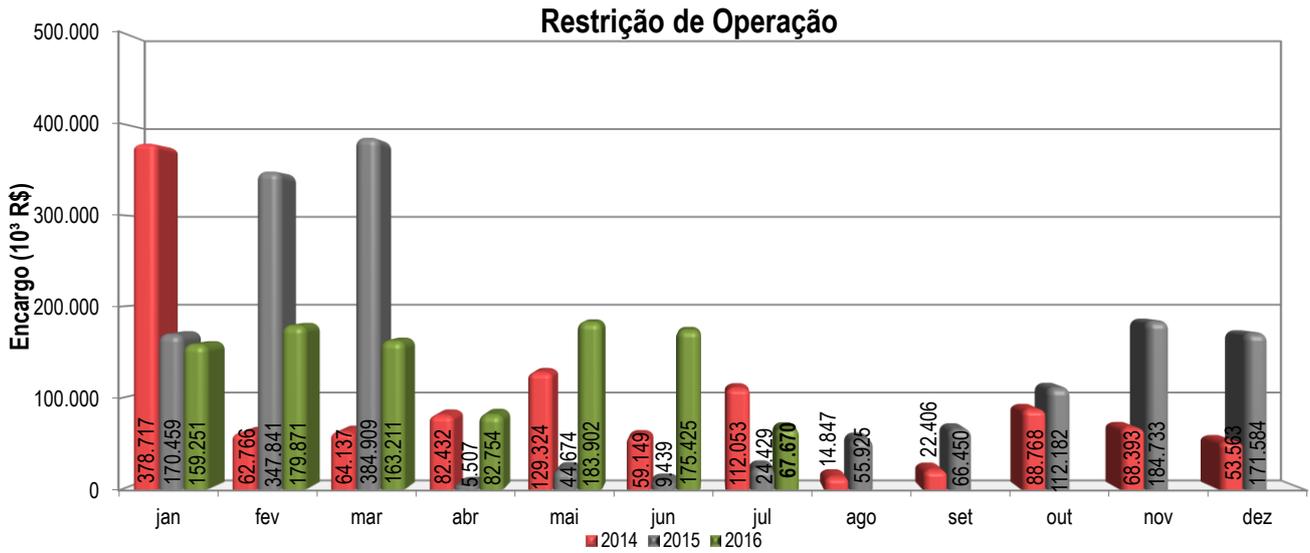


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

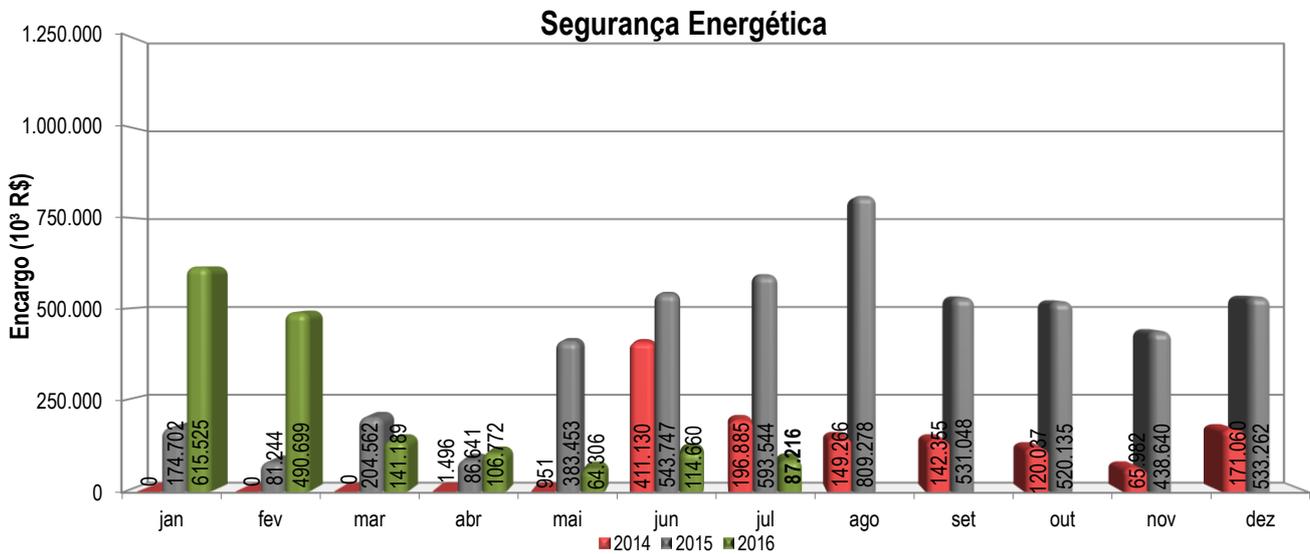


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

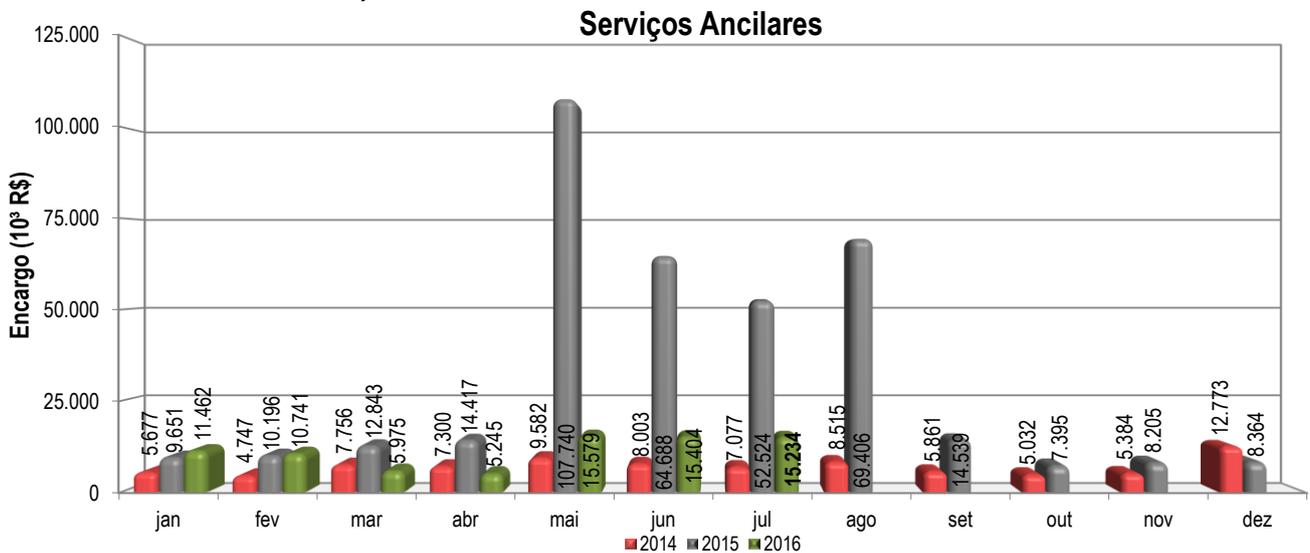


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2016, a quantidade de ocorrências no SIN foi inferior ao mesmo mês de 2015. No entanto o montante de cargas interrompidas foi superior, sobretudo devido às ocorrências dos dias 30 e 31. Seguem principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 30 de agosto, às 12h49min:** Abertura das interligações Norte – Sul e Nordeste - Sudeste, desconectando as regiões Norte e Nordeste do SIN. Houve interrupção de **3.113 MW** de cargas nas regiões Norte e Nordeste por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC. Causa: Desligamento automático das LT 500 kV Colinas – Miracema C2 (TAESA) e (Eletronorte) C1 por provável queimada, estando a LT 500 kV Colinas – Miracema C3 (INTESA) desligada desde as 12h14min por provável queimada.
- **Dia 31 de agosto, às 14h54min:** Desligamento das LT 500 kV São José - Angra e Adrianópolis - São José, seguida desligamentos na rede de 138 kV de distribuição da Ampla e da Light. Houve interrupção de **2.400 MW** de cargas, sendo **1.551 MW** da Light, **608 MW** da Ampla, **51 MW** da Energisa Norte Fluminense, no Rio de Janeiro, e **190 MW** da Energisa Minas Gerais, em Minas Gerais. Causa: Abertura da LT 500 kV Adrianópolis - São José devido a curto-circuito no TC da linha ocasionado por condições atmosféricas adversas seguido de desligamento da LT 500 kV São José – Angra também devido a curto-circuito no TC da linha ocasionado por condições atmosféricas adversas.

Também houve uma ocorrência com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, com interrupção acima de 100 MW de cargas, com origem na LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista (Corpoelec / Eletronorte) provocado por provável descarga atmosférica.

Os índices de DEC e FEC mensais para o Brasil têm decrescido gradualmente de janeiro a julho de 2016.

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

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	3.066	0	0	0	0	3.113					6.179	5.487
S	606	0	0	0	0	0	0	0					606	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210	0	1.297	0	2.815					6.791	7.066
NE	506	0	0	304	0	529	357	0					1.696	4.688
N-Int	1.695	258	590	477	408	706	498	168					4.800	7.911
<b>TOTAL</b>	<b>3.484</b>	<b>980</b>	<b>4.726</b>	<b>991</b>	<b>408</b>	<b>2.532</b>	<b>855</b>	<b>6.096</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20.072</b>	<b>27.068</b>

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	1	0	0	0	0	1					2	2
S	1	0	0	0	0	0	0	0					1	9
SE/CO	3	4	4	1	0	3	0	4					19	24
NE	1	0	0	1	0	2	1	0					5	14
N-Int	1	1	2	2	1	3	3	1					14	32
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>41</b>	<b>81</b>

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  minutos. Os dados dos sistemas isolados estão em consolidação e os desligamentos citados serão incluídos posteriormente, no respectivo boletim do mês de fechamento.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

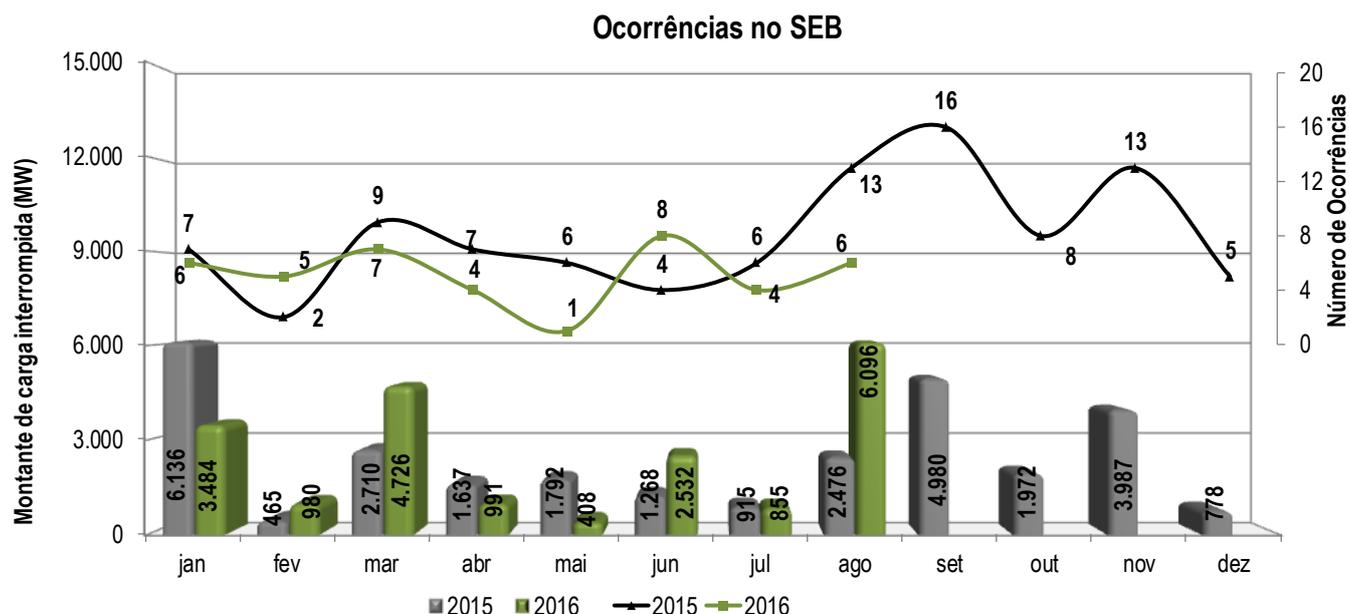


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2016.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,77	1,66	1,44	1,19	1,07	1,05	0,98						9,16	13,30
S	1,31	1,42	1,21	1,30	0,91	0,78	0,86						7,79	11,79
SE	1,31	1,51	1,09	0,74	0,80	0,76	0,70						6,91	9,32
CO	2,38	2,32	1,82	1,34	1,13	0,97	0,94						10,89	15,92
NE	2,28	1,45	1,41	1,39	1,25	1,21	1,11						10,09	15,75
N	3,32	3,41	4,19	3,23	2,65	3,22	2,73						22,74	32,33

Dados contabilizados até julho de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,86	0,84	0,79	0,69	0,62	0,62	0,62						5,04	10,31
S	0,84	0,89	0,73	0,78	0,57	0,52	0,58						4,90	9,51
SE	0,61	0,67	0,57	0,42	0,43	0,40	0,39						3,51	7,26
CO	1,43	1,47	1,16	1,02	0,77	0,84	0,80						7,49	13,40
NE	0,82	0,62	0,70	0,68	0,64	0,67	0,61						4,73	10,57
N	2,22	2,14	2,51	2,09	1,79	1,96	2,08						14,77	29,60

Dados contabilizados até julho de 2016 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.

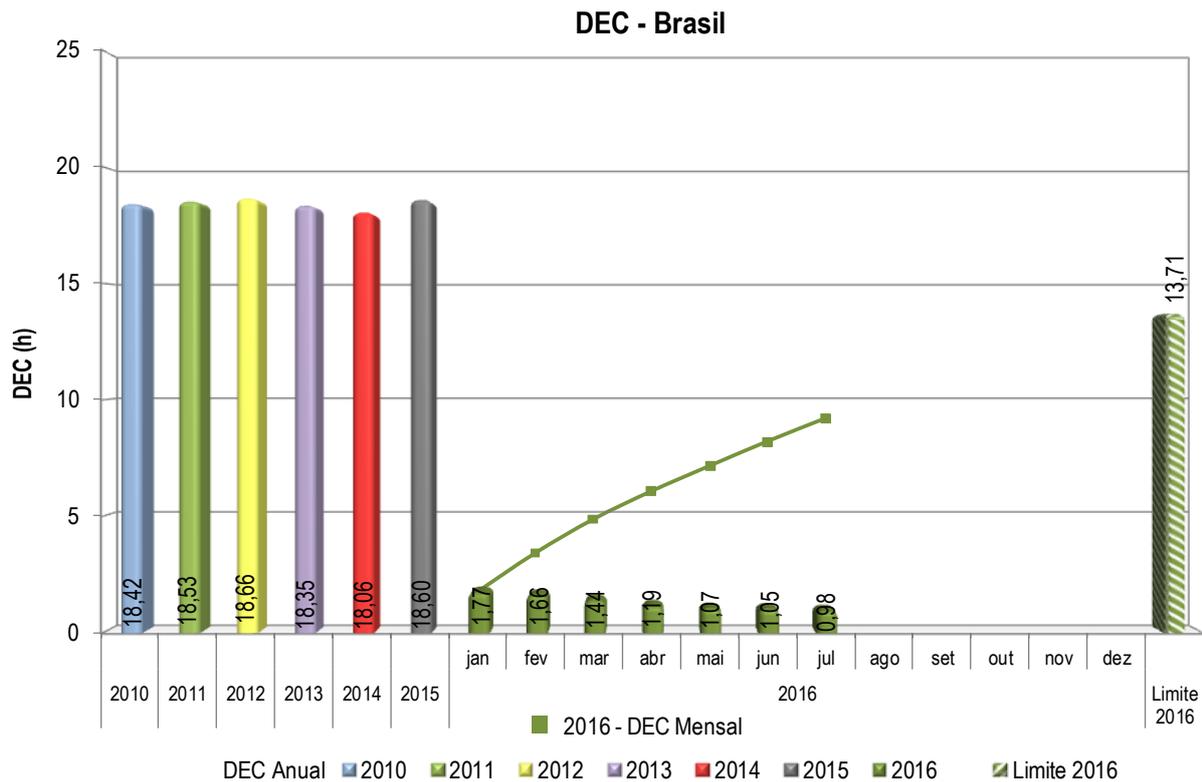


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

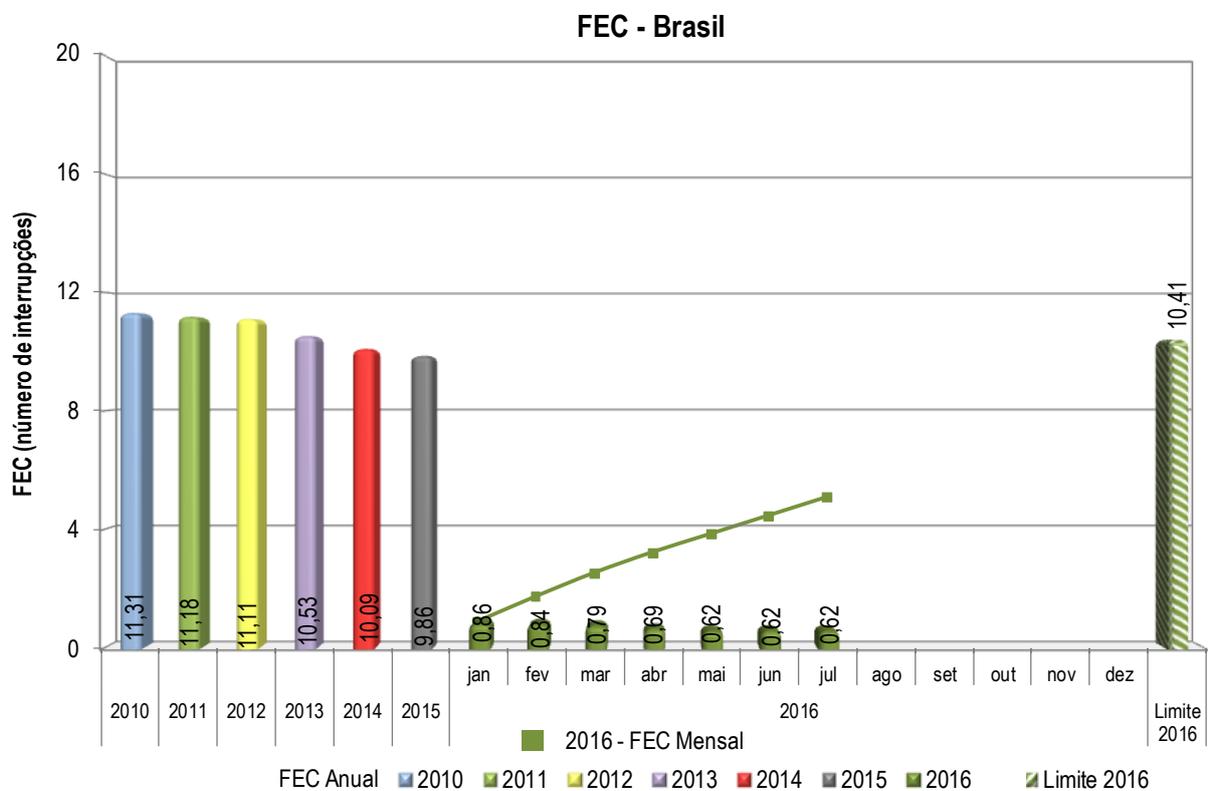


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2016 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	