



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Julho – 2013





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

**Julho – 2013**

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Edison Lobão

**Secretário-Executivo**

Márcio Pereira Zimmermann

**Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

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

Domingos Romeu Andreatta

**Coordenação Geral do Boletim Mensal**

Nuno Henrique Moura Nunes Brito

**Equipe Técnica**

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: <http://www.mme.gov.br/see/menu/publicacoes.html>



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias .....	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável .....	4
2.4. Energia Armazenada .....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados .....	9
3.2. Intercâmbios Internacionais .....	10
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	11
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	13
4.4. Demandas Máximas .....	14
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	14
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	18
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	19
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	20
7.4. Geração Eólica .....	20
7.5. Energia de Reserva .....	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	27
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	27
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	28
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	29



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	29
9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	30
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico .....	31
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	34
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	34
12.2. Indicadores de Continuidade .....	35
GLOSSÁRIO.....	37



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 31/07/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 30/07/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica. ....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste. ....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado. ....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste. ....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado. ....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios). ....	9
Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses. ....	10
Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN. ....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	15
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	16
Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	16
Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	17
Figura 20. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	18
Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012. ....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013. ....	22
Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH). .	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas. ....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo. ....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás. ....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão. ....	26
Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	30
Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação. ....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética. ....	32
Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares. ....	33
Figura 39. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR. ....	33
Figura 40. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 41. DEC do Brasil. ....	36
Figura 42. FEC do Brasil.....	36



## 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. ....	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe. ....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	14
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....	17
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	18
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN. ....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	28
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	29
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.¹ ....	34
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013. ....	34
Tabela 19. Evolução do DEC em 2013. ....	35
Tabela 20. Evolução do FEC em 2013. ....	35



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de julho de 2013 os totais de precipitação verificados foram inferiores aos baixos volumes esperados para essa época do ano na maioria das bacias do SIN, principalmente na região central do País e semiárido brasileiro. As maiores anomalias negativas foram verificadas no subsistema Sul em face de serem esperadas chuvas mais significativas de acordo com as médias históricas do mês. Em consequência, houve redução das aflúncias a todos os subsistemas, em comparação ao mês de junho. As condições hidrometeorológicas permaneceram desfavoráveis no Nordeste.

Com relação às temperaturas, destaca-se a intensa onda frontal que adentrou o país no final do mês de julho e contribuiu para a queda acentuada das temperaturas em parte do centrossul do Brasil.

Até o dia 03/07/2013 foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético do SIN, com exceção das UTEs Termomanaus, Pau Ferro I, Xavantes, Potiguar e Potiguar III. A partir do dia 04/07/2013, conforme deliberação do CMSE, foi mantido o despacho apenas da parcela GT1A. No mês foram verificados 10.689 MW médios de geração térmica programada pelo ONS por inflexibilidade, restrição elétrica, ordem de mérito e garantia de suprimento energético, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Quando necessário, a geração térmica despachada por segurança energética foi reduzida, de modo a minimizar a ocorrência de vertimento em usinas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, principalmente nas usinas da Bacia Paranapanema e Iguazu e na UHE Itaipu.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de junho apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -3,0 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +8,0 p.p. no Sul, -5,1 p.p. no Nordeste e -8,8 p.p. no Norte-Interligado.

No dia 09/07/2013 houve a entrada em operação das obras de transmissão do sistema Tucuruí-Manaus, que abrange o trecho de circuito duplo em 500 kV de mesma torre Tucuruí – Xingu – Jurupari – Oriximiná – Silves – Lechuga. O sistema Manaus vem operando interligado ao SIN em configuração provisória até a conclusão das instalações de conexão no sistema receptor de Manaus.

No dia 24/07/2013 foi realizado no Ministério de Minas e Energia – MME workshop sobre art. 1º da Resolução CNPE nº 03/2013, que trata da Metodologia para Internalização de Mecanismos de Aversão a Risco nos Programas Computacionais para Estudos Energéticos e Formação de Preço. Os agentes do setor tiveram a oportunidade de conhecer a nova metodologia, desenvolvida no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. Dando continuidade ao processo, a ANEEL abriu a audiência pública nº 086/2013, com o objetivo de obter subsídios para homologar a internalização desses mecanismos nos programas computacionais acima referidos.

Destaca-se o sucesso das medidas operativas adotadas de 22/07/2013 a 29/07/2013 para prover grau adicional de segurança à operação elétrica do SIN durante a Jornada Mundial da Juventude, realizada no Rio de Janeiro, cujo resultado foi evidenciado pela inexistência de registro de interrupção no sistema de transmissão ou perda de carga.

No mês de julho entraram em operação comercial 128,0 MW de geração, 33,0 km de linhas de transmissão e 400,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizam 3.922,9 MW de novas usinas, 3.729,7 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 7.674,0 MVA de transformação na Rede Básica.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de julho de 2013, exceto quanto indicado.

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O mês de julho de 2013 foi marcado por anomalias negativas de precipitação nas principais Bacias em relação às condições típicas esperadas para esta época do ano, climatologicamente caracterizada pela ocorrência de baixos acumulados de chuva na região central do País e semiárido brasileiro. Nas Bacias da Região Sul do Brasil foram verificadas maiores anomalias em face das maiores médias históricas esperadas para o mês.

Como consequência, no mês de julho foi verificada redução das afluições a todos os subsistemas, em comparação ao mês de junho, em termos absolutos e com relação à média climatológica de cada mês.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 146 %MLT – 30.733 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (3º melhor valor\*), 147 %MLT – 15.776 MW médios no Sul (16º melhor valor\*), 58 %MLT – 2.323 MW médios no Nordeste (2º pior valor\*) e 86 %MLT – 2.310 MW médios no Norte-Interligado (26º pior valor\*).

Com relação às temperaturas, na primeira quinzena do mês as mínimas estiveram acima da normal climatológica em grande parte do território nacional. Referente às temperaturas máximas, foi verificado um padrão dentro da normalidade na maior parte do País. Na segunda quinzena, as mínimas e as máximas estiveram abaixo da normal climatológica na Região Sul do Brasil, sul da Região Sudeste e oeste da Região Centro-Oeste. Uma intensa onda frontal que adentrou o país no final do mês de julho contribuiu para a queda acentuada das temperaturas em parte do centrossul do Brasil.

\* considerando um histórico de afluições para o mês em 82 anos.

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

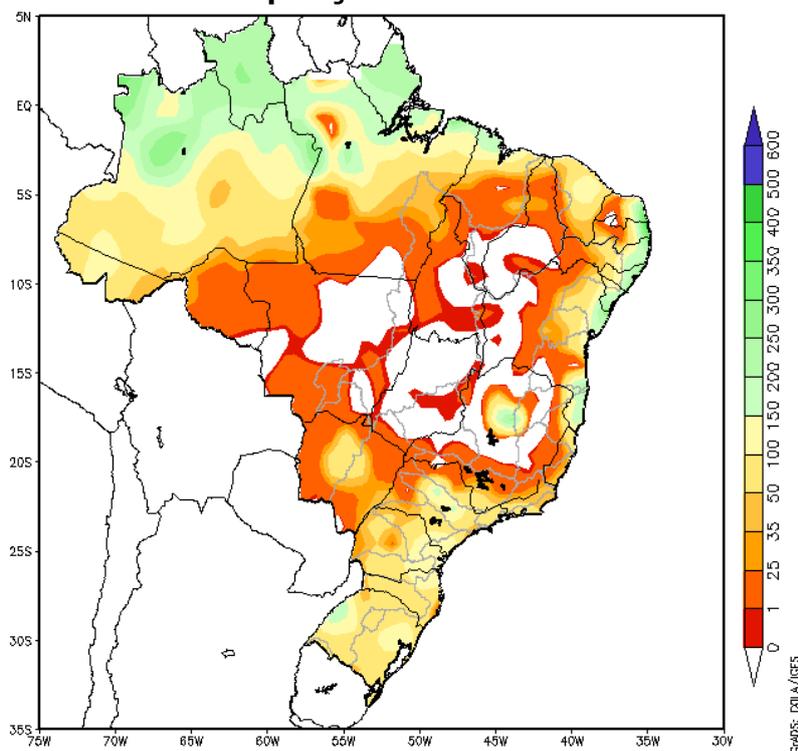


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 31/07/2013 – Brasil.

Fonte: ONS



## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

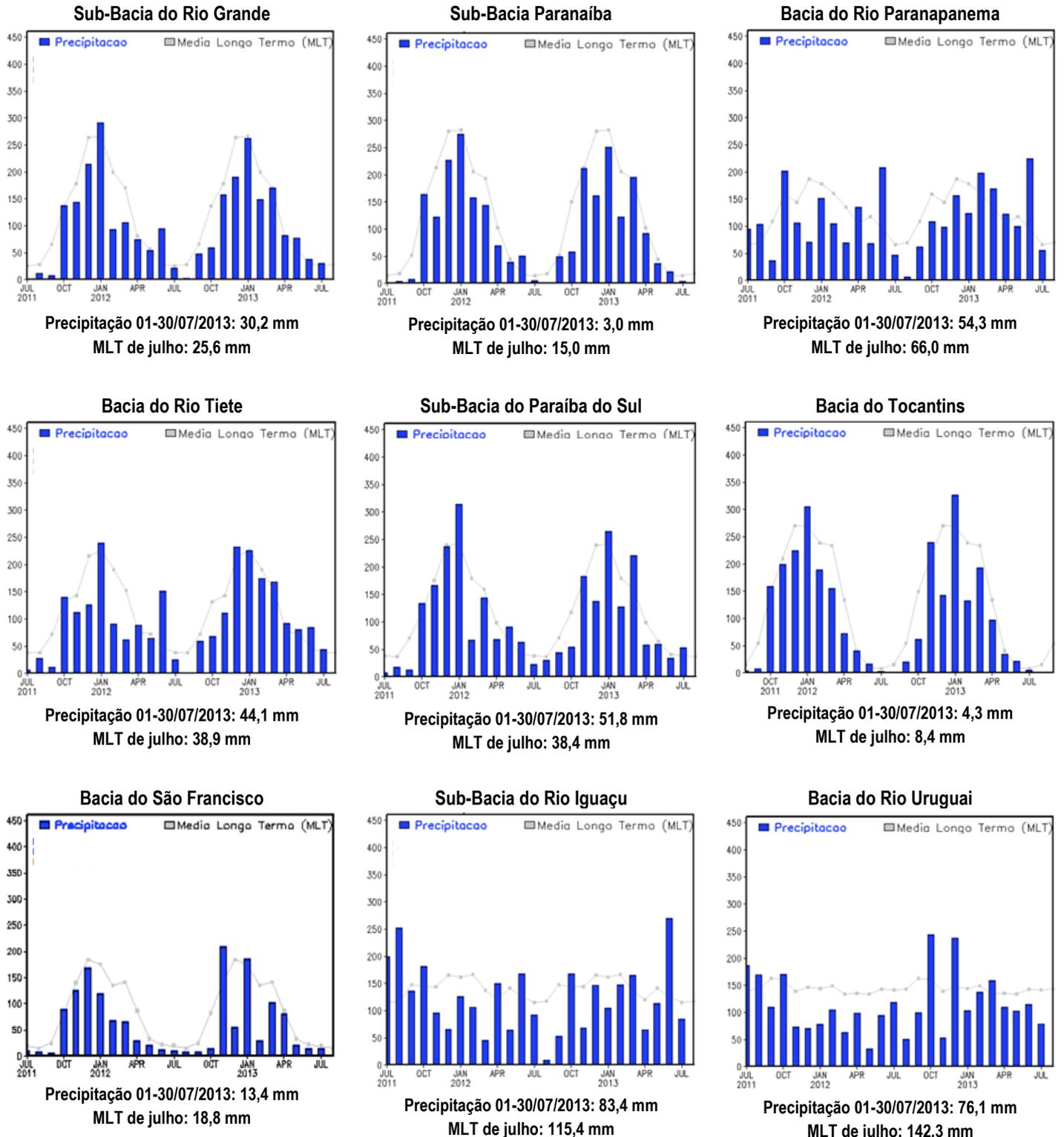


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 30/07/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

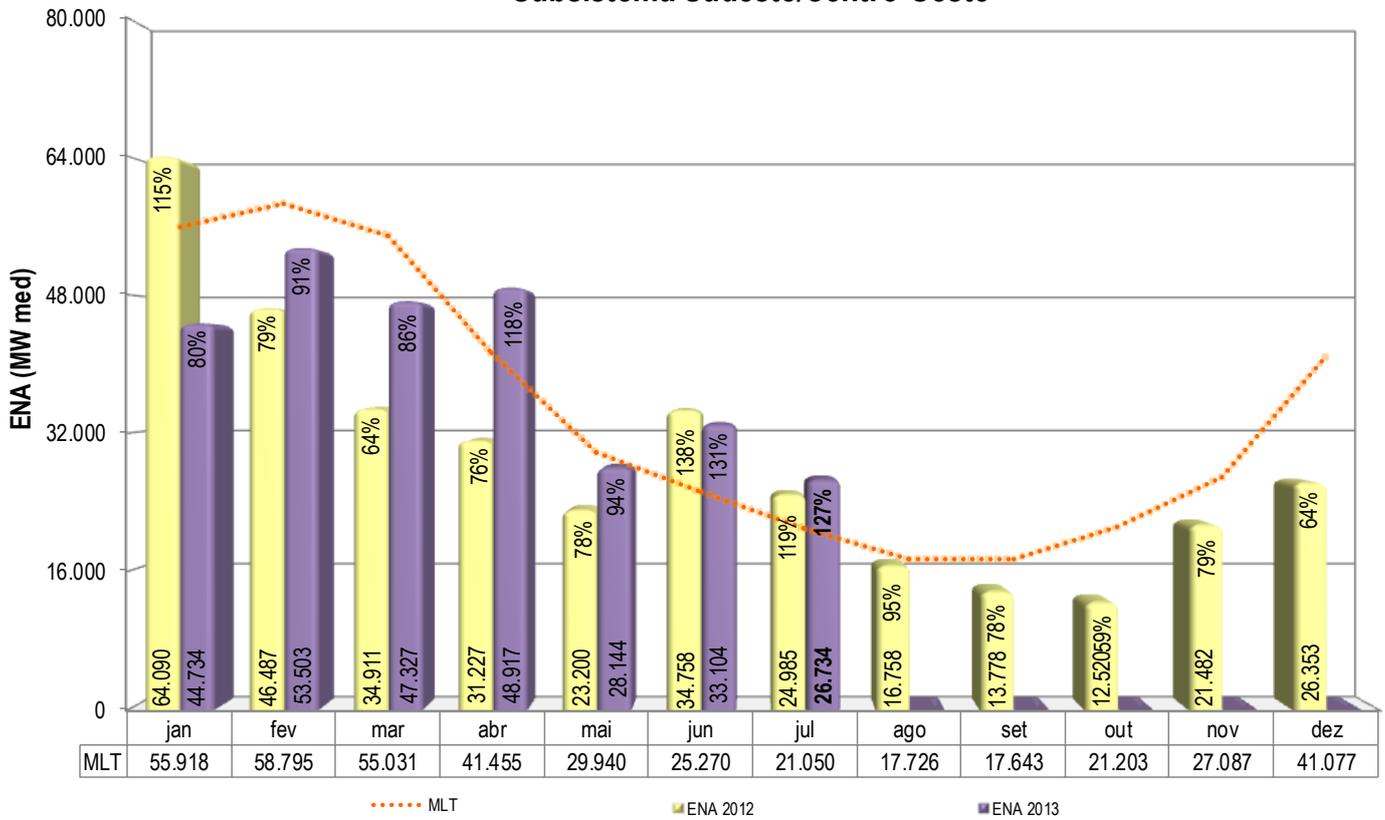


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

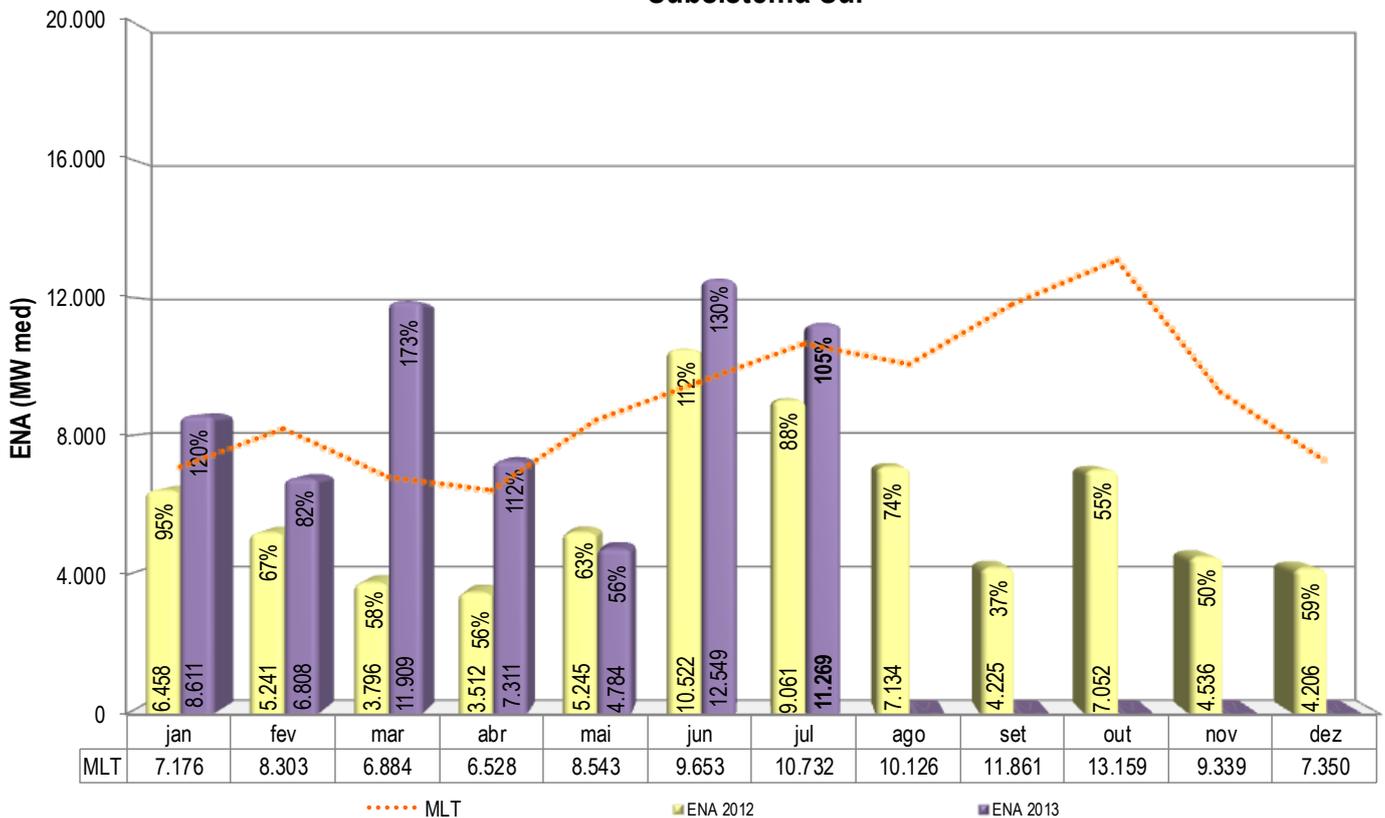


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

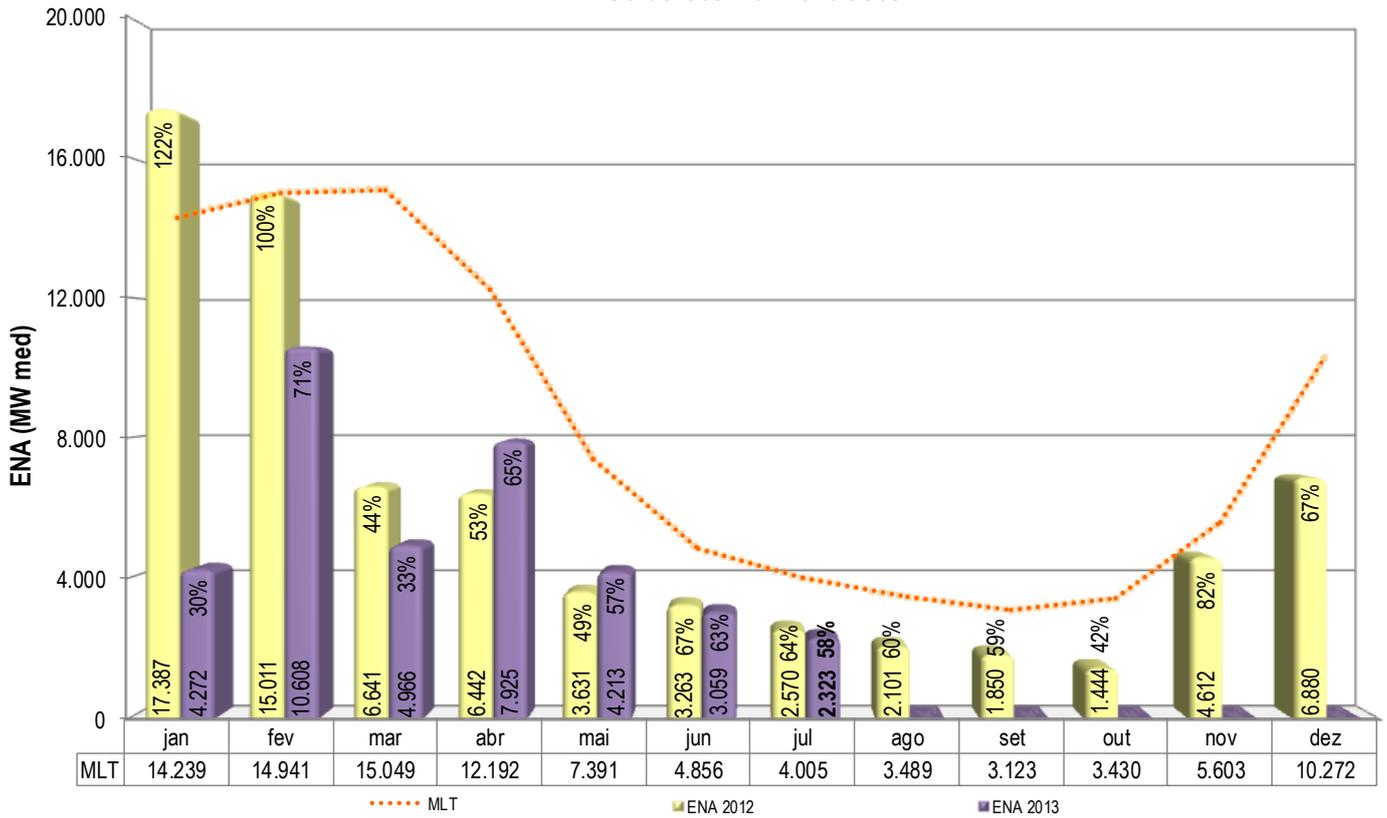


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

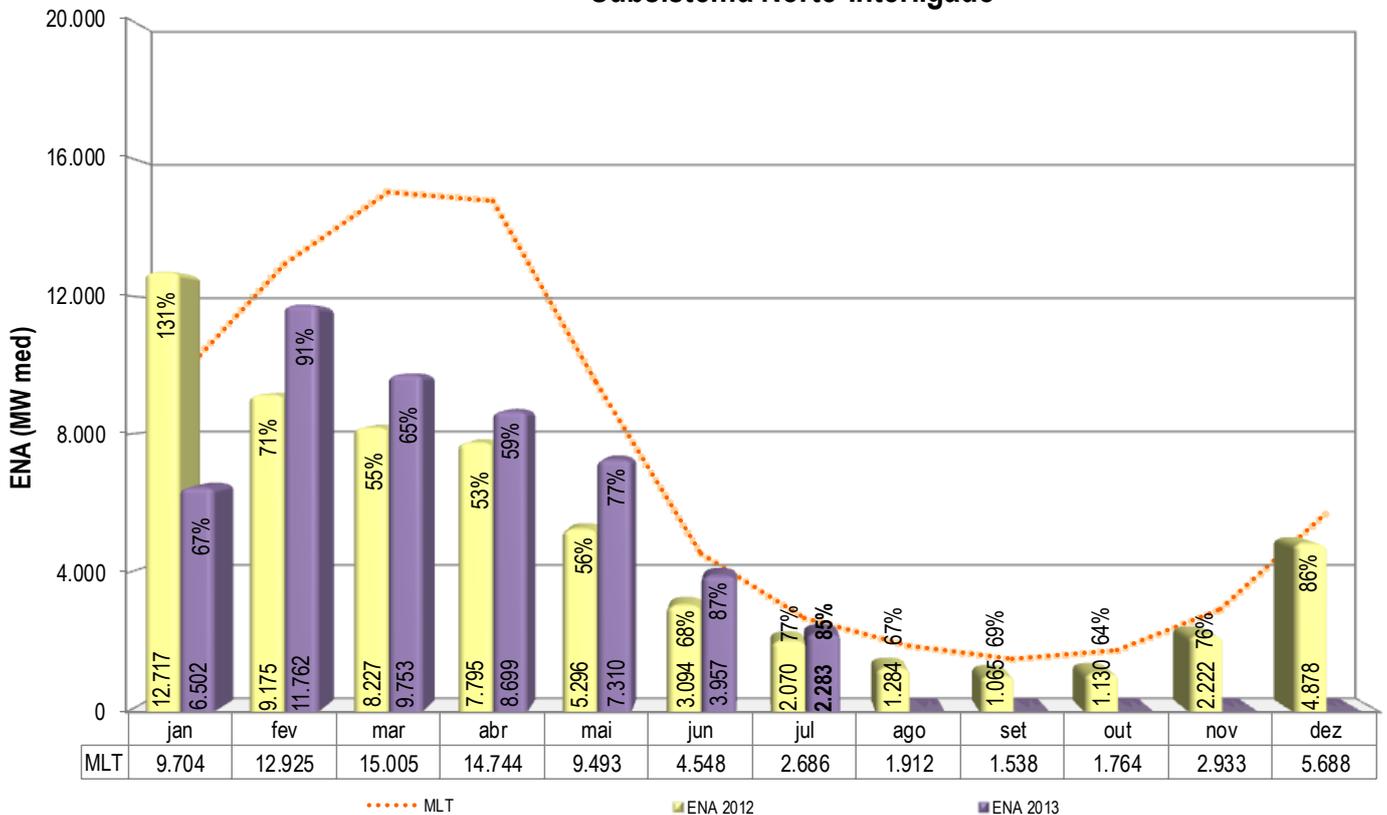


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Até o dia 03/07/2013 foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético do SIN, com exceção das UTEs Termomanaus, Pau Ferro I, Xavantes, Potiguar (desligadas em 11/05/2013) e Potiguar III (desligada em 08/06/2013). Na 131ª Reunião do CMSE, o Comitê autorizou o desligamento das usinas térmicas do grupo GT1B a partir do dia 04/07/2013, considerando os cenários hidroenergéticos apresentados pelo ONS.

Por outro lado, a geração térmica despachada no mês de julho de 2013, incluindo a parcela por garantia de segurança energética, contribuiu para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Todavia, como consequência da redução nos volumes de precipitação nas principais bacias do SIN no mês, houve diminuição das aflúncias a todos os subsistemas.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 3,0 pontos percentuais (p.p.), atingindo 60,8 %EAR ao final do mês de julho, explicado em parte pelas contribuições energéticas ao subsistema Nordeste. Por outro lado, foram verificados vertimentos não turbináveis nas usinas da Bacia Paranapanema e na UHE Itaipu, em razão dos elevados totais de precipitação ocorridos nessas Bacias no mês anterior. Os vertimentos foram reduzidos ao longo do mês com a maximização da geração da UHE Itaipu em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste, e com a redução dos volumes de chuva.

Os elevados totais de chuva ocorridos na Bacia do Rio Iguaçu em junho e a permanência de elevadas aflúncias nessa bacia contribuíram significativamente para o replecionamento do reservatório equivalente do subsistema Sul em 8,0 p.p. em julho, atingindo 88,8 %EAR ao final do mês, apesar de terem sido verificados volumes de precipitação nesse mês abaixo da média climatológica. Visando minimizar os vertimentos não turbináveis, ocorridos principalmente nas usinas da Bacia do Iguaçu, houve exportação dos excedentes energéticos para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

No subsistema Nordeste verificou-se deplecionamento de 5,1 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 41,4% EAR ao final do mês de julho, apesar das significativas contribuições energéticas a partir dos subsistemas Norte-Interligado e Sudeste/Centro-Oeste para fechamento do balanço energético.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado passou a contemplar a UHE Balbina e atingiu 84,8 %EAR ao final do mês de julho, apresentando deplecionamento de 8,8 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi utilizada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo utilizada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A geração térmica despachada por segurança energética foi reduzida quando necessário, de modo a minimizar a ocorrência de vertimento em usinas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a maior variação de energia armazenada em comparação ao final de junho ocorreu na UHE Tucuruí, onde houve deplecionamento de 10,6 p.p. (atingindo 88,6% v.u.). Encontram-se reduzidos as energias armazenadas, com menos de 50% v.u., nos reservatórios das UHEs Nova Ponte (40,9% v.u.), Emborcação (44,6% v.u.), Serra da Mesa (45,7% v.u.), Três Marias (43,0% v.u.) e Sobradinho (41,7% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	60,8	201.817	70,0
Sul	88,8	19.873	6,9
Nordeste	41,4	51.859	18,0
Norte	84,8	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>288.361</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

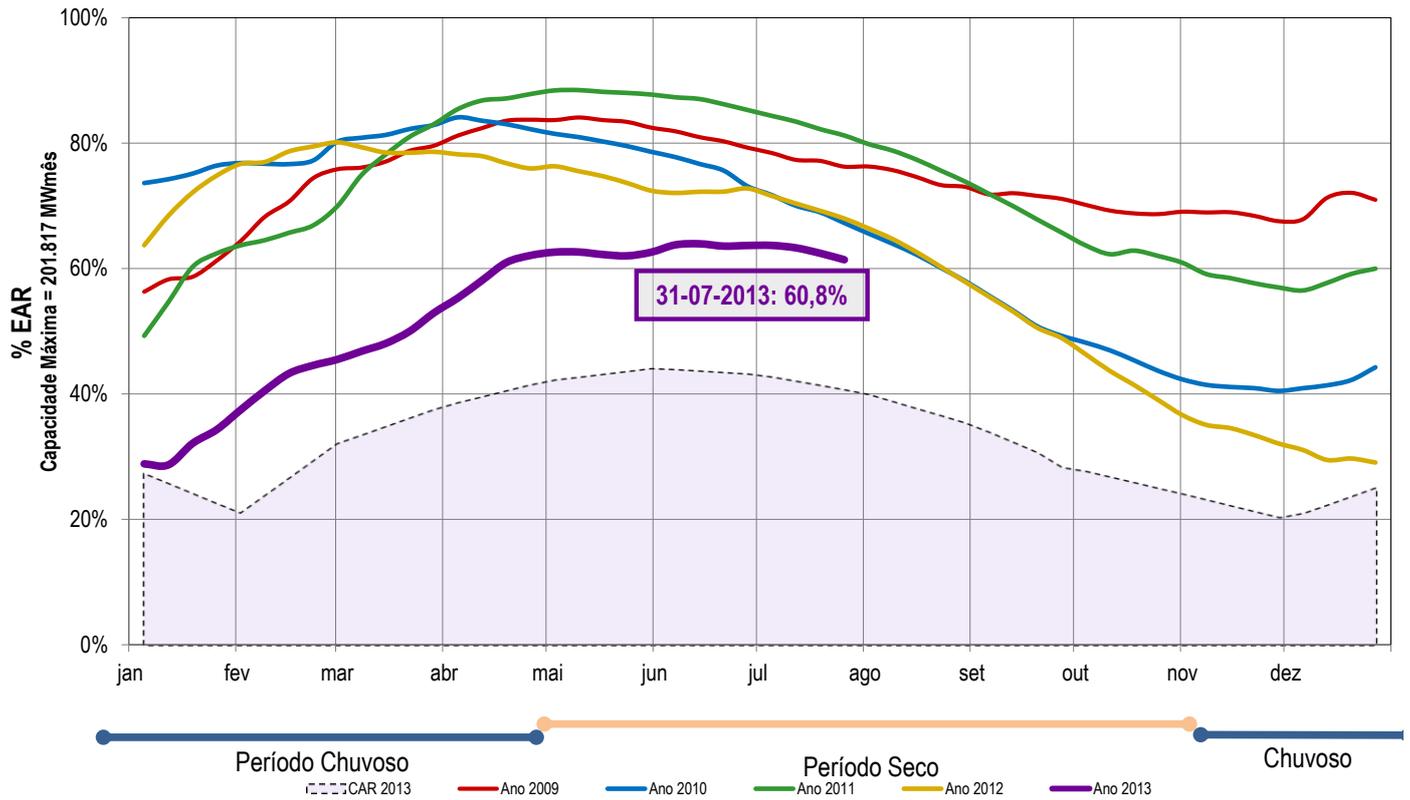


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

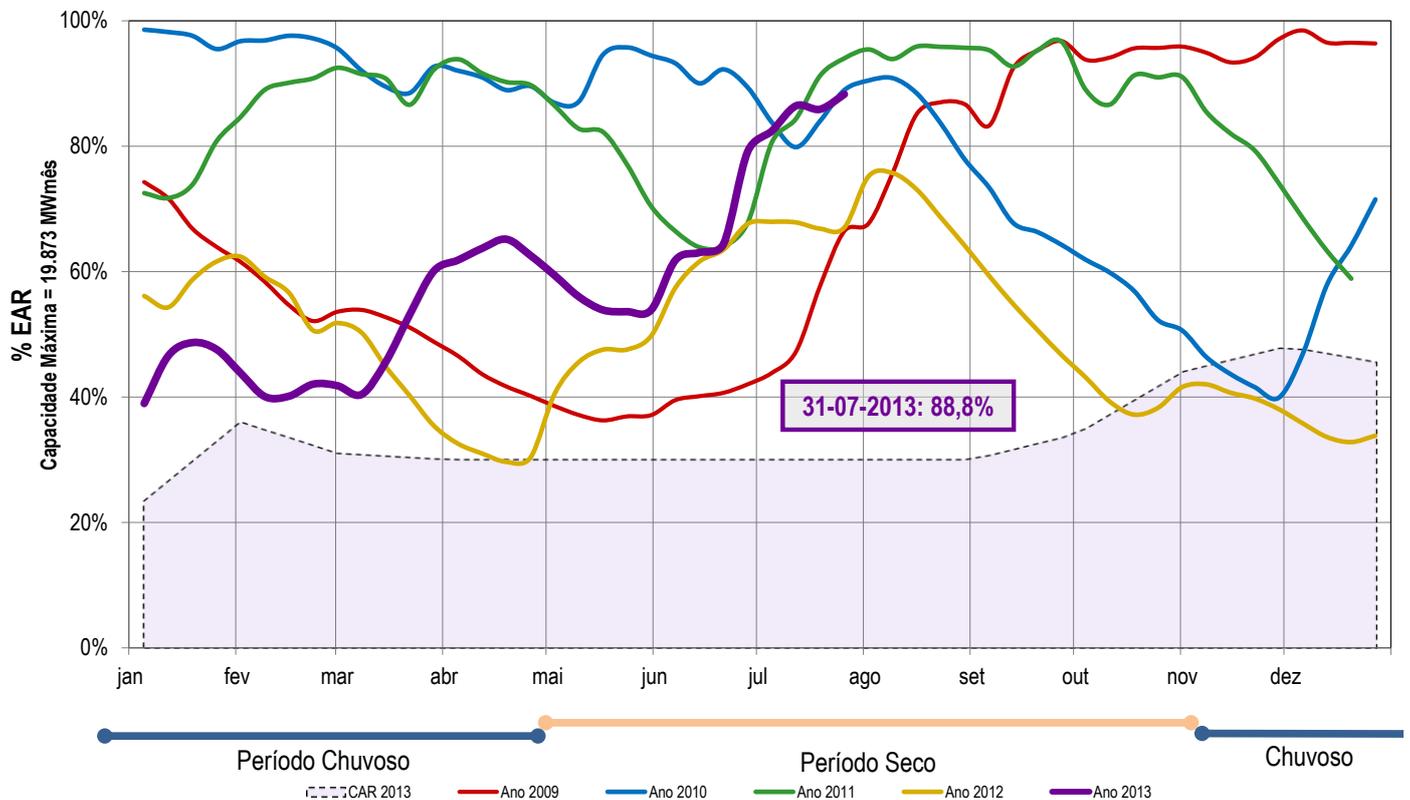


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

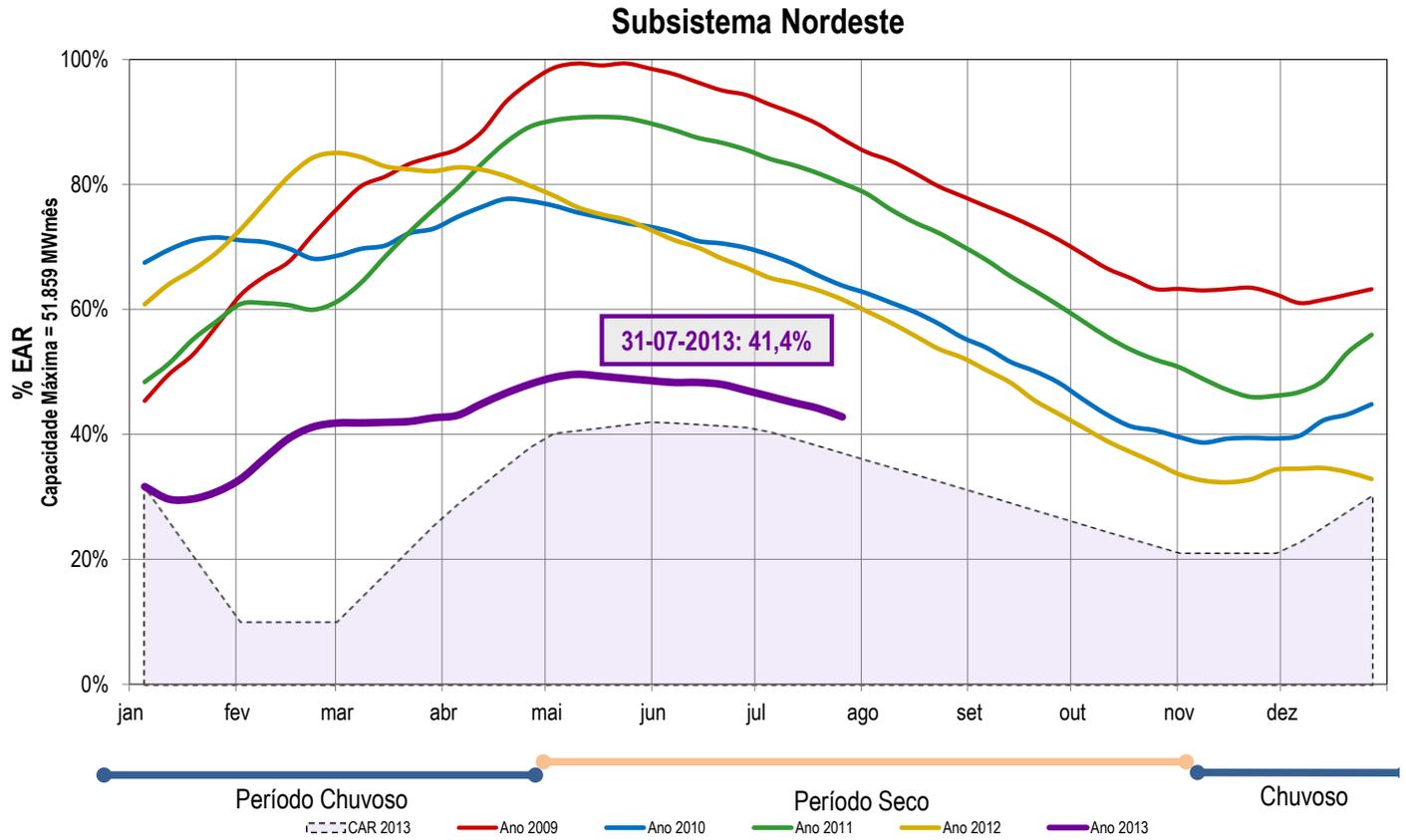


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

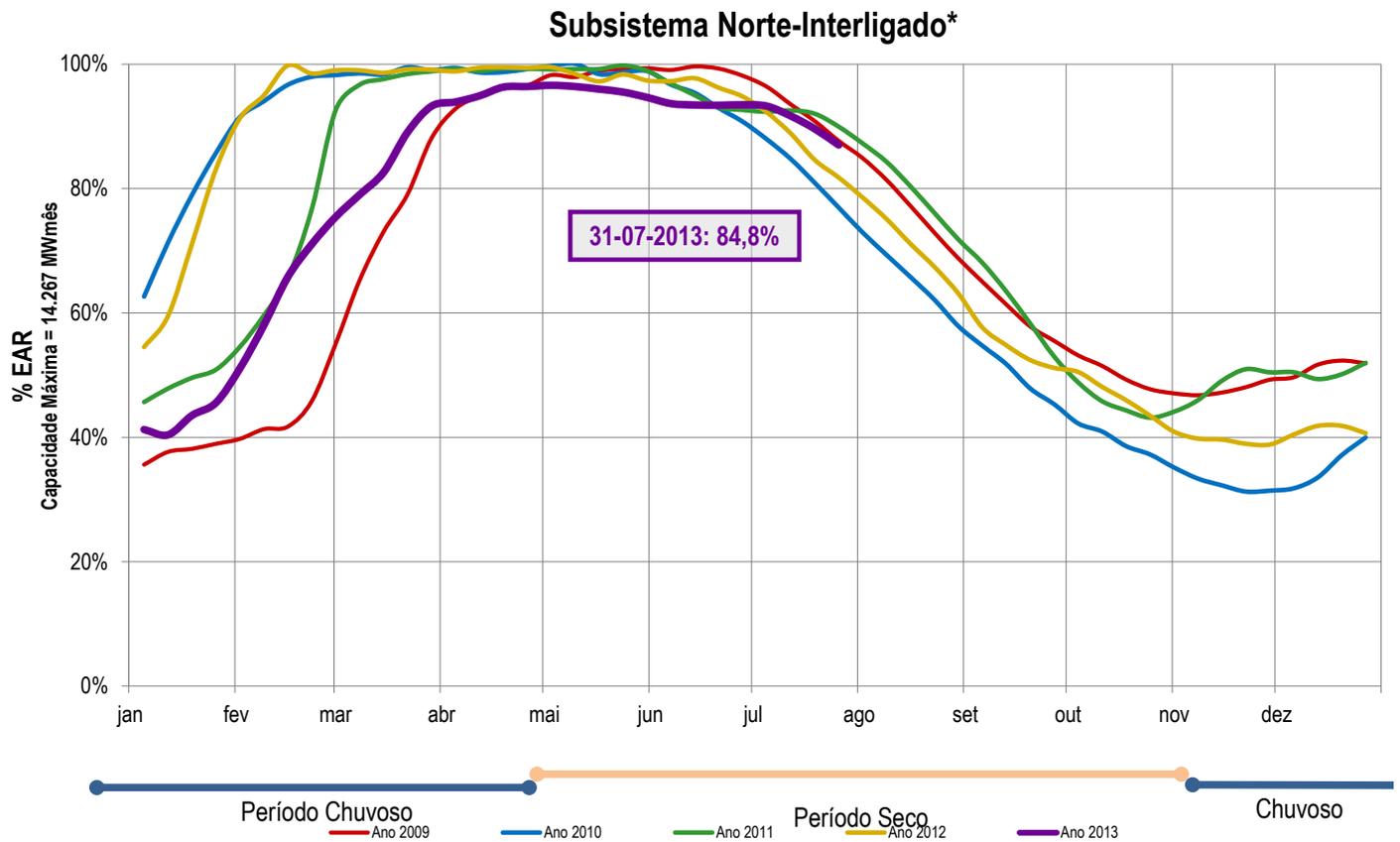


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

\* Para o subsistema Norte-Interligado não existe CAR.

Fonte: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em julho de 2013 a exportação do subsistema Norte-Interligado foi reduzida para 577 MW médios, em virtude da redução das afluições à UHE Tucuruí, frente aos 1.353 MW médios verificados no mês anterior.

Houve exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 2.149 MW médios para os subsistemas Norte-Interligado e Nordeste. Particularmente com relação à região Acre / Rondônia, houve exportação de um montante de 145 MW médios.

Em função de persistirem as condições hidroenergéticas bastante desfavoráveis no subsistema Nordeste, houve continuidade do cenário importador, sendo verificado um total de 2.726 MW médios no mês para fechamento do balanço energético, valor 30% superior ao verificado no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 760 MW médios em julho, mas houve importação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante principalmente os 10 últimos dias do mês.

Em julho o intercâmbio internacional de energia elétrica com Uruguai e Argentina foi nulo.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	Geração menos demanda
	RECN	Carga do Norte menos 5 UGs da UHE Tucuruí
③	EXPNE	3.400
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.200
⑤	FACRO	200
	RACRO	180
⑥	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑦	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).

Fonte: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de maio de 2013.

\*\* Valor contratual.

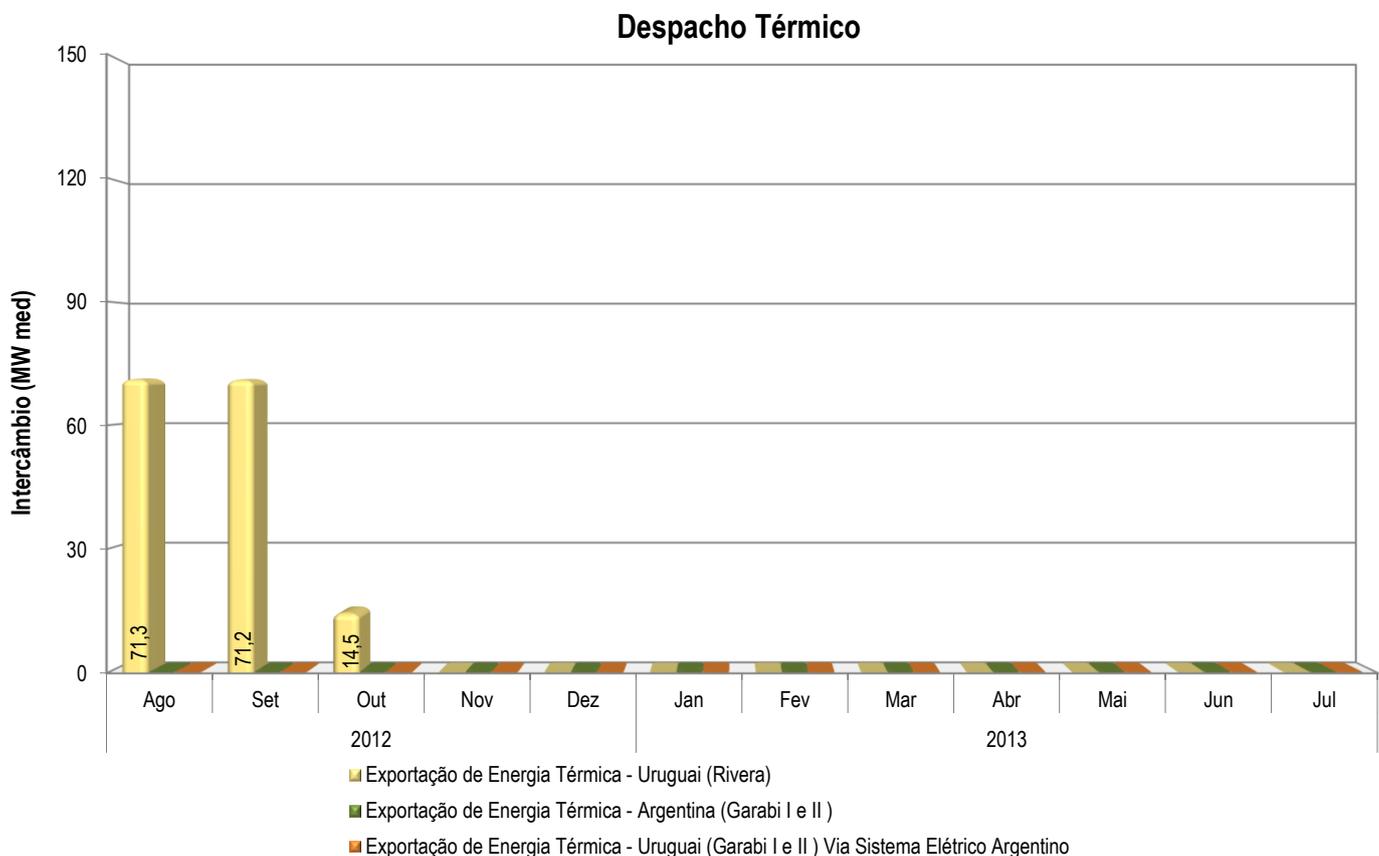


**Legenda da seção 3.1.**

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	FACRO	Exportação da região Acre/Rondônia
RECN	Importação do Norte-Interligado	RACRO	Importação da região Acre/Rondônia
EXPNE	Exportação do Nordeste	RSUL	Recebimento pela região Sul
RNE	Importação do Nordeste	FSUL	Exportação da região Sul
FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste	INT <sub>Arg</sub>	Intercâmbio internacional com a Argentina
FSENE	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste	INT <sub>Urug</sub>	Intercâmbio internacional com o Uruguai

### 3.2. Intercâmbios Internacionais

Não houve intercâmbio internacional de energia entre Brasil e Argentina ou Uruguai contabilizado no mês de julho de 2013.



**Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.**

Fonte: ONS



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica \*\*

Em junho de 2013 o consumo de energia elétrica atingiu 44.702 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando aumento de 4,0% sobre o mesmo mês de 2012. De forma acumulada nos últimos 12 meses (Jul/12 a Jun/13), o incremento de consumo de energia verificado foi de 2,8% em relação a igual período anterior.

O consumo residencial em junho avançou 5,2% em relação ao mesmo mês de 2012, impulsionado principalmente pelos valores verificados na região Nordeste, cujo crescimento registrado foi acima da média nacional. A classe residencial acumula crescimento de 5,5% em 12 meses sobre o mesmo período anterior, influenciado pela ligação de 1.968.403 novos consumidores, que representa uma expansão de 3,2% em relação a junho de 2012, e pelo aumento de 2,2% do consumo médio por residência acumulado em 12 meses.

O consumo da classe comercial apresentou aumento de 5,0% em relação a junho de 2012, crescimento inferior ao verificado no mês anterior, indicando a moderação do crescimento do consumo dessa classe. De forma acumulada em 12 meses o consumo registra alta de 6,8%.

O consumo das indústrias cresceu 1,1% em relação a junho de 2012, mas no acumulado de 12 meses apresentou queda de 1,0% quando comparado ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo de energia da classe rural aumentou 4,6% em comparação ao mesmo mês em 2012 e acumula em 12 meses aumento de 5,0% 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		
	Jun/13 GWh	Evolução mensal (Jun/13/Mai/13)	Evolução anual (Jun/13/Jun/12)	Jul/11-Jun/12 (GWh)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.104	-1,3%	5,2%	114.797	121.167	5,5%
<b>Industrial</b>	15.326	-1,5%	1,1%	184.788	183.011	-1,0%
<b>Comercial</b>	6.596	-3,4%	5,0%	76.224	81.401	6,8%
<b>Rural</b>	1.853	-1,4%	4,6%	22.281	23.386	5,0%
<b>Demais classes *</b>	3.786	-1,7%	2,2%	43.921	45.471	3,5%
<b>Perdas</b>	7.037	-7,5%	8,7%	93.879	96.606	2,9%
<b>Total</b>	<b>44.702</b>	<b>-2,7%</b>	<b>4,0%</b>	<b>535.890</b>	<b>551.042</b>	<b>2,8%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jun/2013      Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

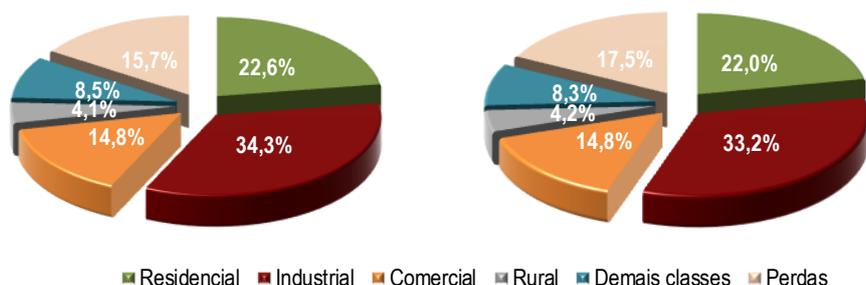


Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: EPE



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/13 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/13/Mai/13)	Evolução anual (Jun/13/Jun/12)	Jul/11-Jun/12 (kWh/NU)	Jul/12-Jun/13 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	161	-1,4%	1,9%	158	161	2,2%
Consumo médio industrial	26.463	-1,7%	-1,7%	27.354	26.334	-3,7%
Consumo médio comercial	1.242	-3,2%	2,9%	1.220	1.277	4,7%
Consumo médio rural	450	-0,6%	4,4%	452	473	4,8%
Consumo médio demais classes*	5.307	-1,8%	-0,2%	5.251	5.311	1,1%
<b>Consumo médio total</b>	<b>514</b>	<b>-1,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>517</b>	<b>516</b>	<b>-0,2%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: EPE

## 4.2. Unidades Consumidoras

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/12	Jun/13	
Residencial (NUCR)	60.635.849	62.604.252	3,2%
Industrial (NUCI)	562.959	579.133	2,9%
Comercial (NUCC)	5.204.557	5.310.358	2,0%
Rural (NUCR)	4.111.473	4.118.669	0,2%
Demais classes *	696.993	713.468	2,4%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>71.211.831</b>	<b>73.325.880</b>	<b>3,0%</b>

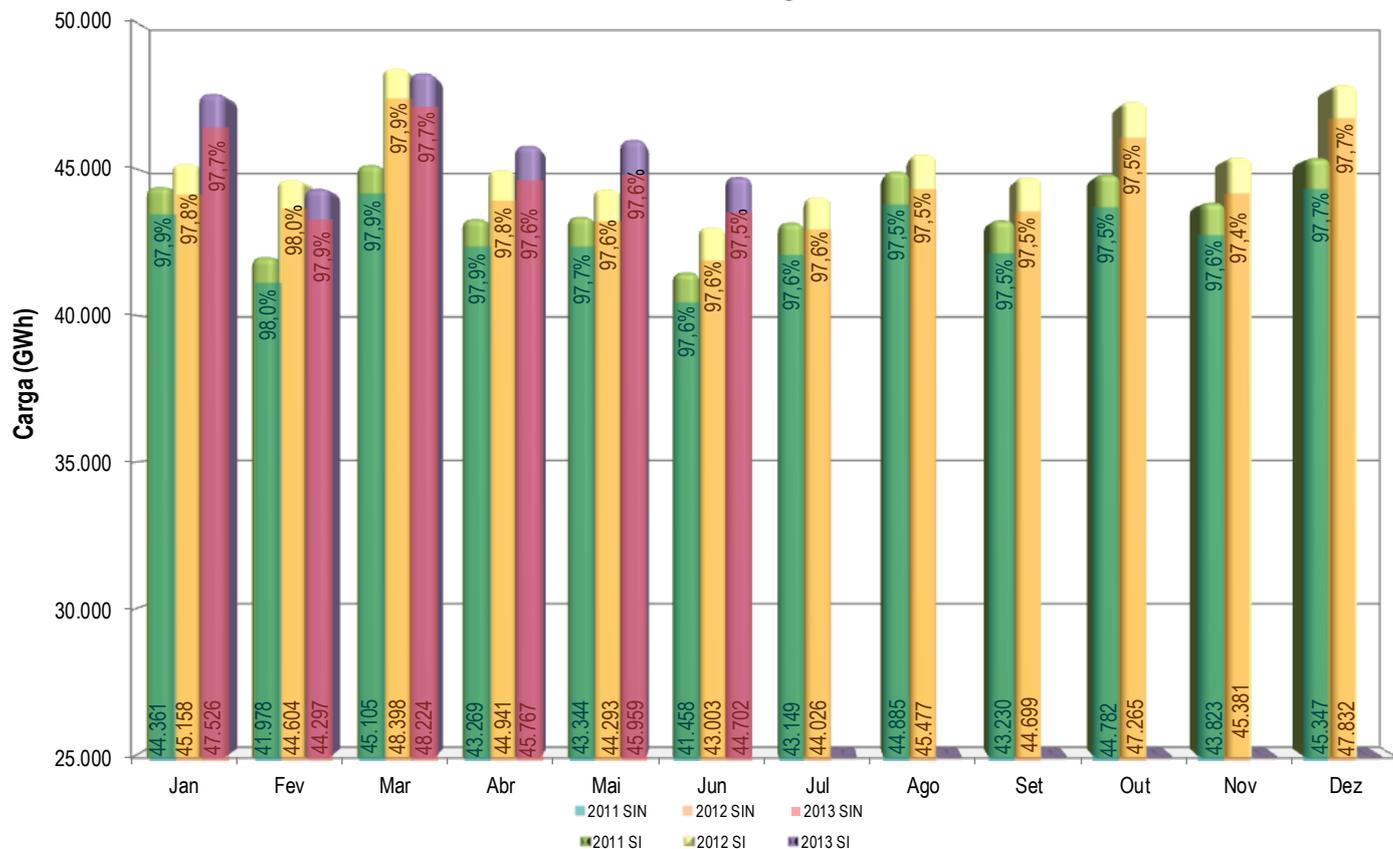
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: EPE



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

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: EPE

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



## 4.4. Demandas Máximas

No mês de julho de 2013 houve recorde de demanda no subsistema Norte-Interligado, cuja demanda máxima atingiu 5.827 MW às 14h43 do dia 30/07/2013. Esse fato deve-se à inclusão das cargas do sistema elétrico de Manaus ao subsistema Norte-Interligado após a conclusão da LT Tucuruí-Manaus, ocorrida em 09/07/2013, que opera em configuração provisória.

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>43.720</b> 17/07/2013 - 18h33	<b>13.886</b> 24/07/2013 - 18h34	<b>10.814</b> 20/07/2013 - 18h20	<b>5.827</b> 30/07/2013 - 14h43	<b>72.423</b> 31/07/2013 - 18h37
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>48.549</b> 18/02/2013 - 14h36	<b>15.703</b> 01/02/2013 - 14h47	<b>11.767</b> 13/03/2013 - 14h37	<b>5.827</b> 30/07/2013 - 14h43	<b>78.032</b> 18/02/2013 - 14h36

Fonte: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Sistema Interligado Nacional

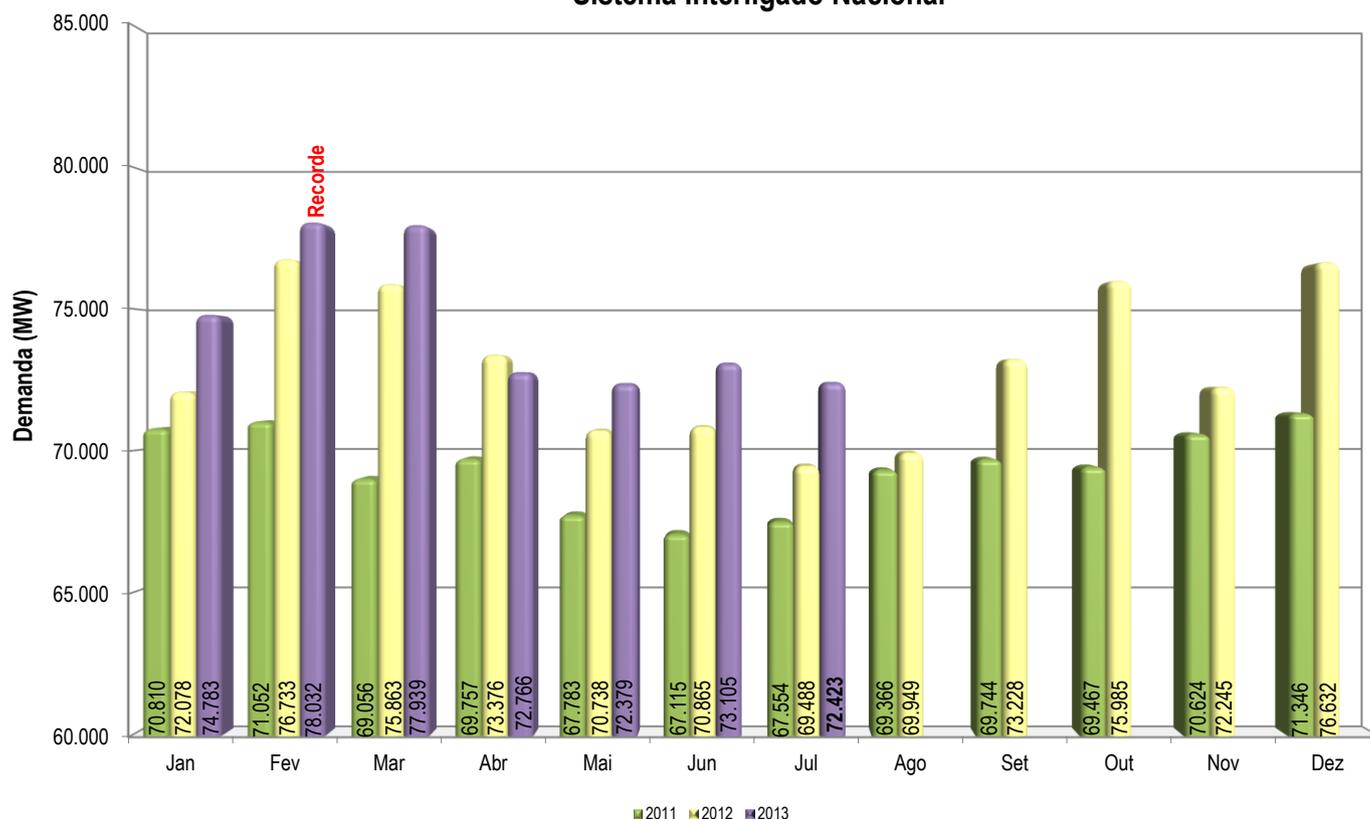


Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

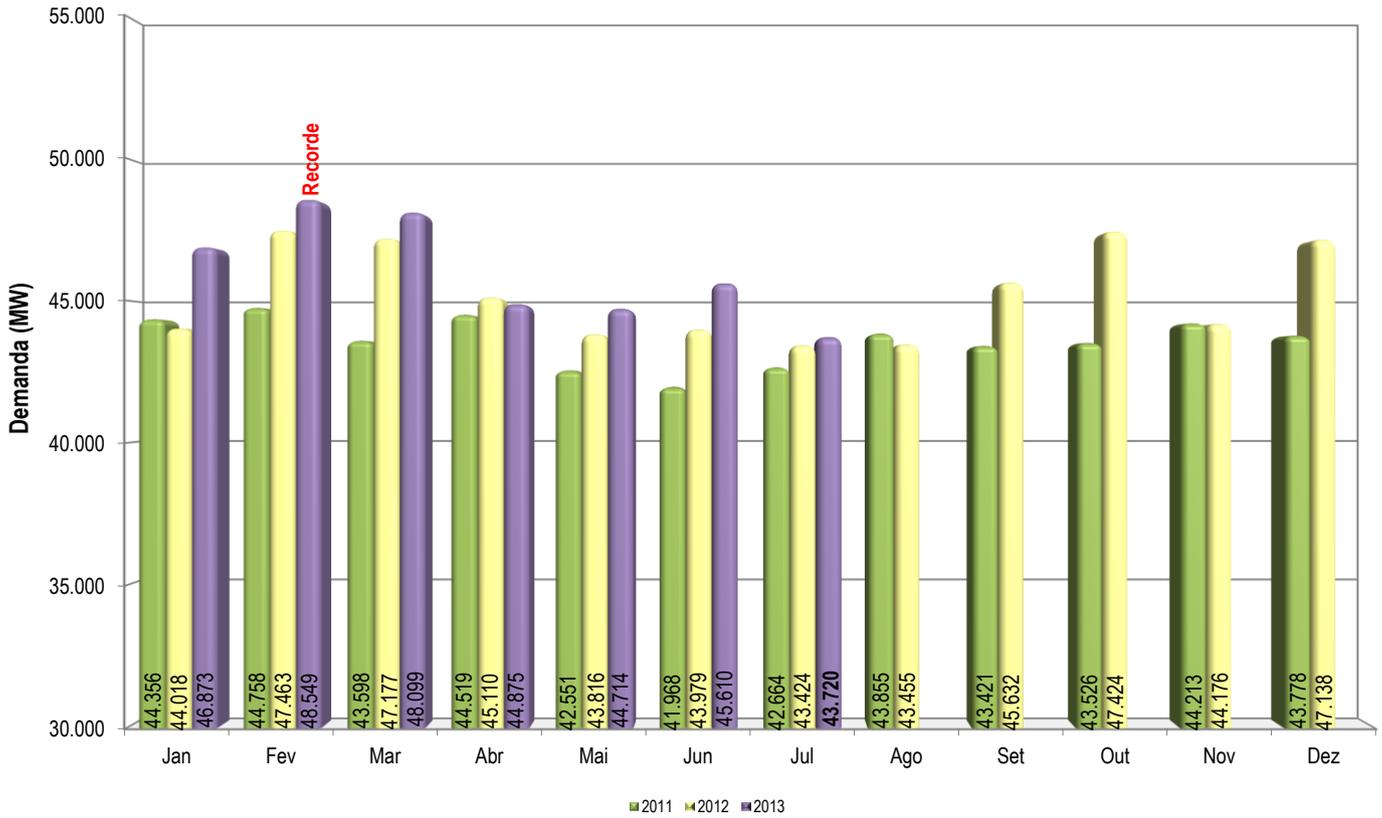


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

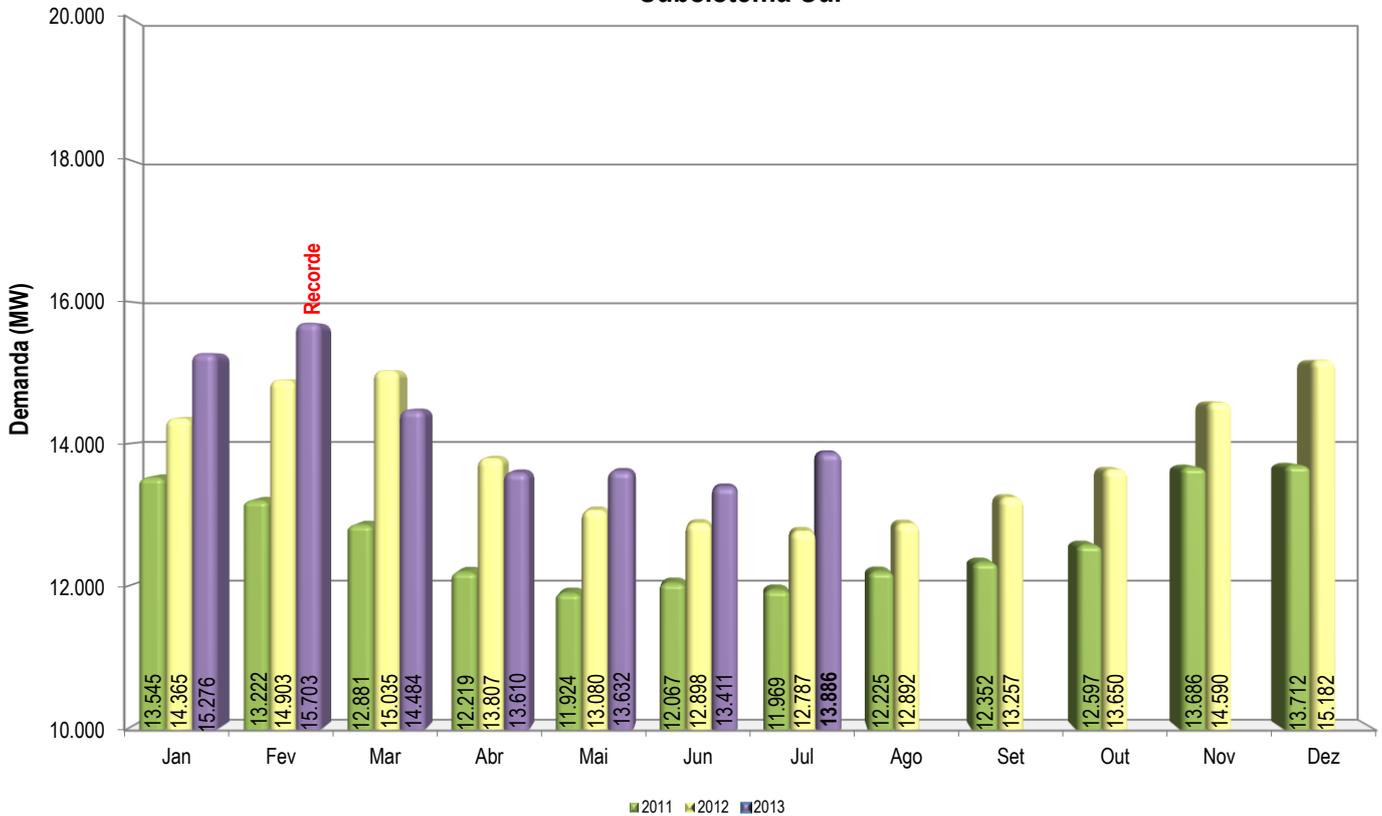


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

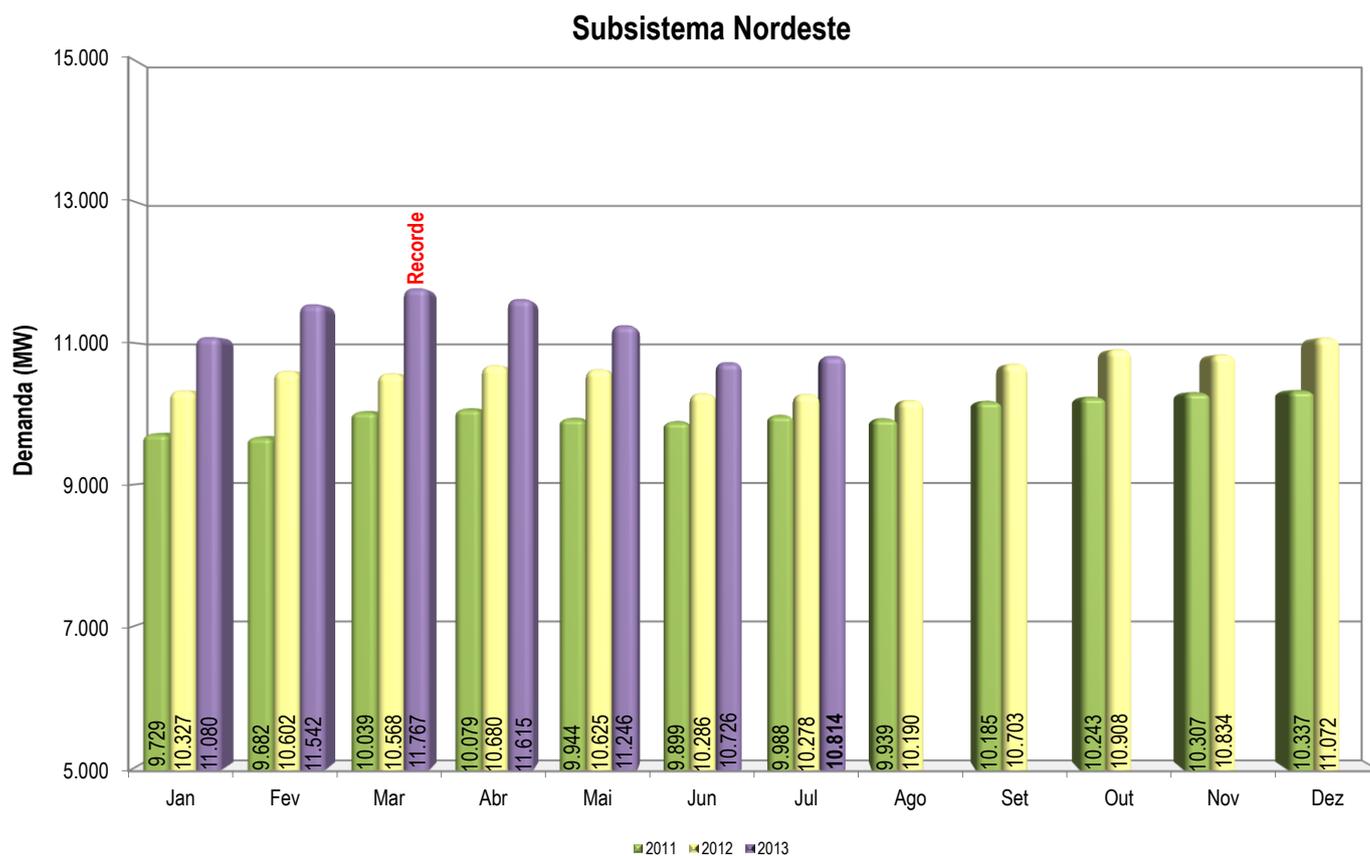


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

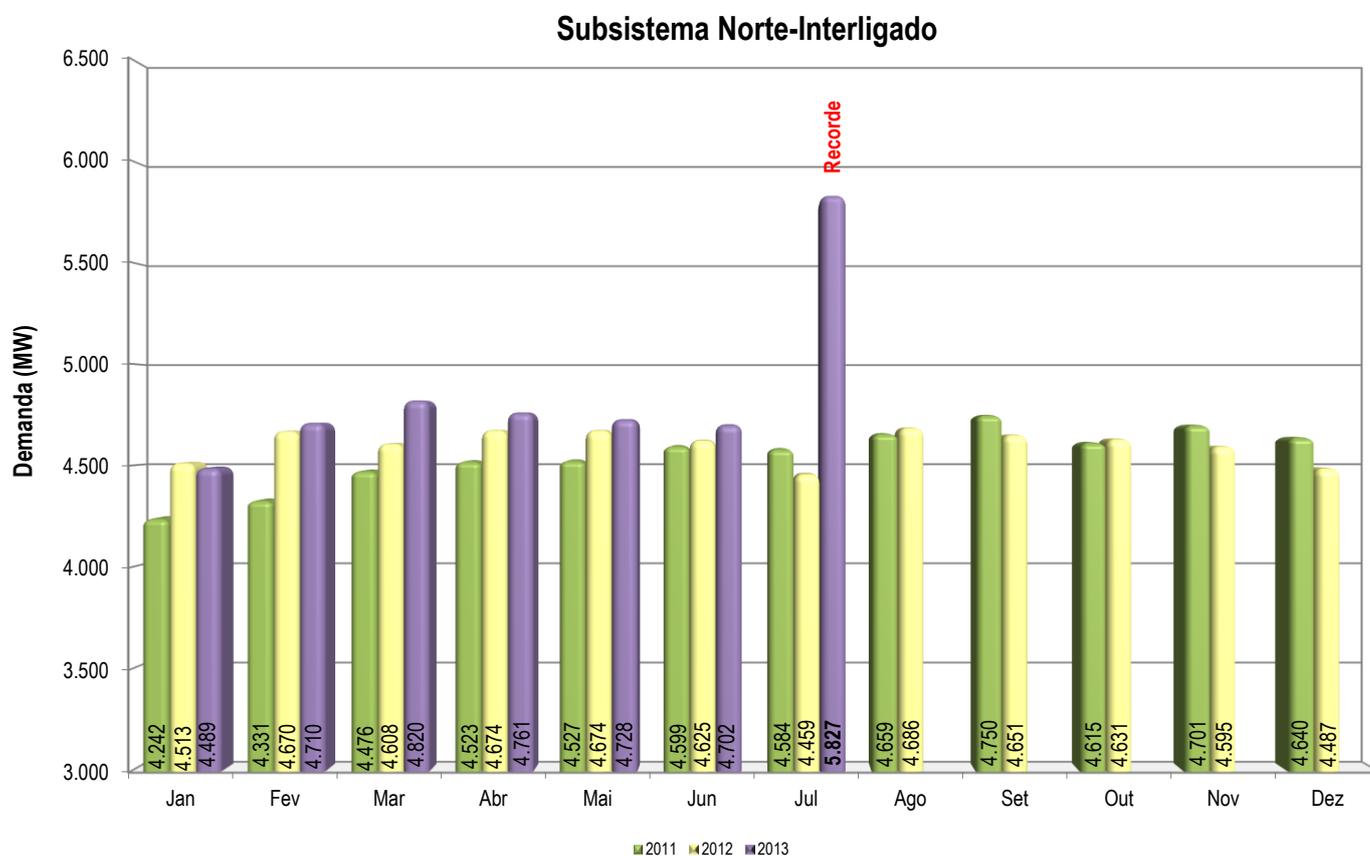


Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



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

No mês de julho de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 124.386 MW. Destaca-se o crescimento percentual nos últimos 12 meses da fonte eólica (+23,2%) e térmica a carvão (+47,2%) na matriz e a redução da participação percentual referente às fontes hidráulicas para abaixo de 70% desde julho de 2012.

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

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)
<b>Hidráulica</b>	<b>1.071</b>	<b>85.368</b>	<b>68,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>1.728</b>	<b>36.906</b>	<b>29,7%</b>
Gás	149	13.620	10,9%
Carvão	12	3.024	2,4%
Petróleo	1.104	7.464	6,0%
Nuclear	2	1.990	1,6%
Biomassa	461	10.808	8,8%
<b>Eólica</b>	<b>96</b>	<b>2.109</b>	<b>1,7%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>2.909</b>	<b>124.386</b>	<b>100,0%</b>

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

Fonte: ANEEL (BIG 31/07/2013)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2013

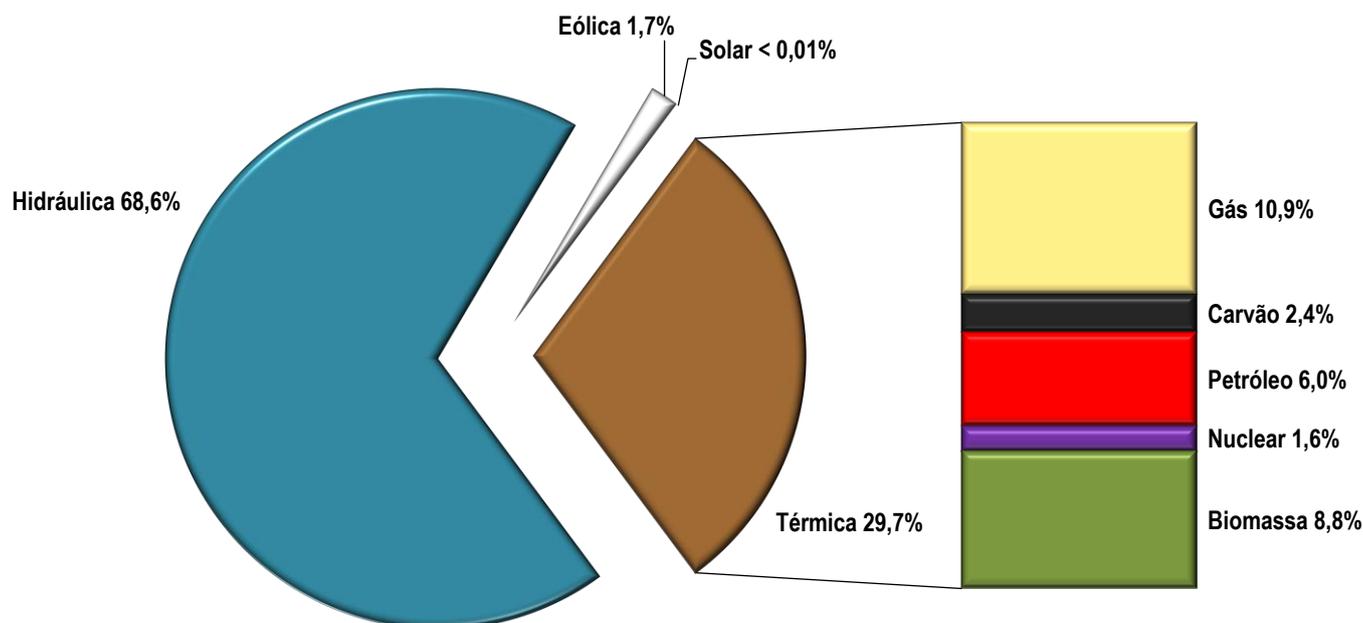


Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/07/2013)



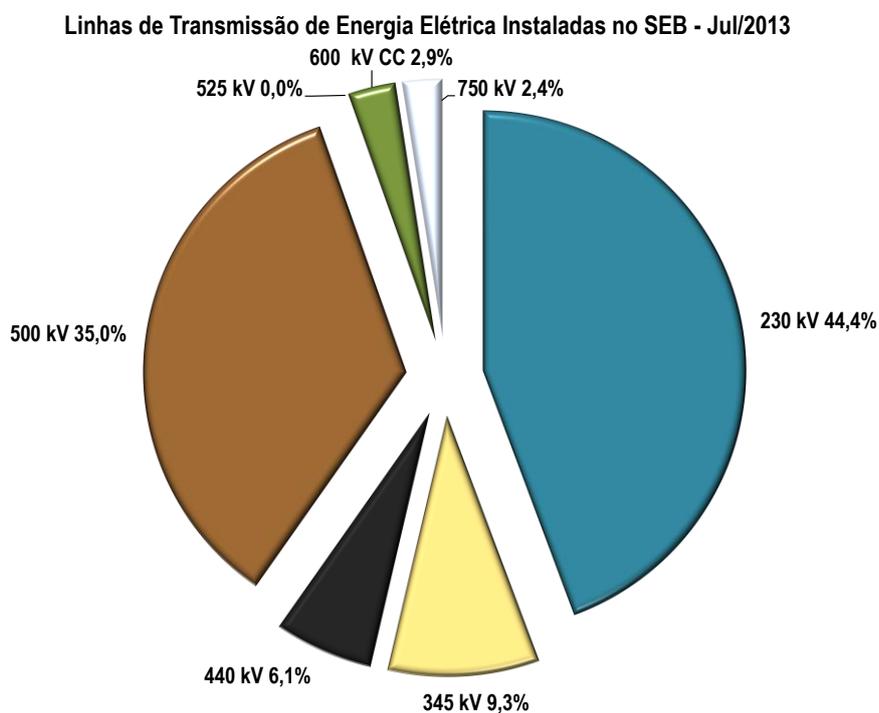
## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	49.036	44,4%
345	10.229	9,3%
440	6.728	6,1%
500	38.646	35,0%
525	0	0,0%
600 (CC)	3.224	2,9%
750	2.683	2,4%
<b>Total SEB</b>	<b>110.546</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: MME/ANEEL/ONS

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



Fonte: MME/ANEEL/ONS

Figura 20. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.



## 7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de jul/12 a jun/13 atingiu 536.405 GWh. No mês de junho de 2013 a geração hidráulica foi reduzida para 73,6% do total gerado no Brasil, 0,7 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Houve maior produção de energia elétrica a partir de geração térmica a gás (+1,0 p.), a biomassa e a carvão (0,4 p.p. cada) em junho em relação a maio. A geração nuclear aumentou sua participação (+1,9 p.p.) no mês devido ao retorno à operação da usina Angra II, após saída programada durante o mês de maio para troca de combustível e manutenção.

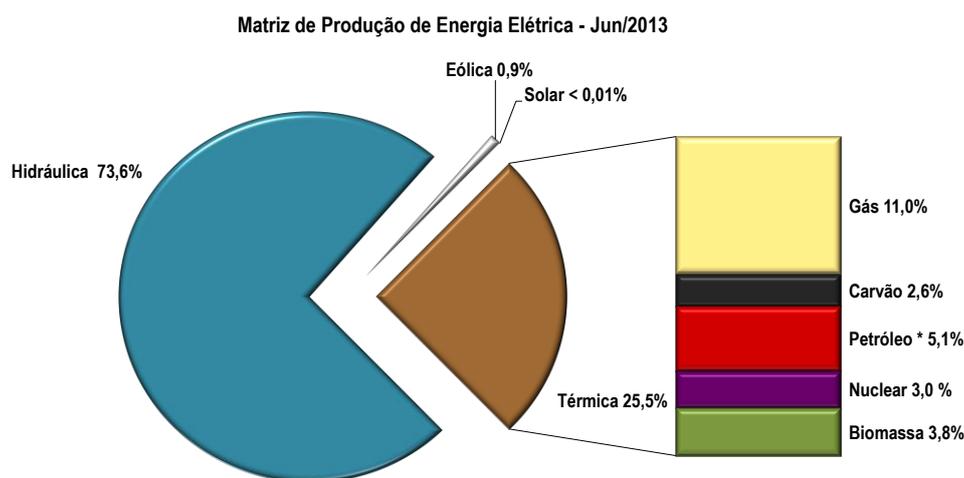


Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

### 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		
	Jun/13 (GWh)	Evolução mensal (Jun/13 / Mai/13)	Evolução anual (Jun/13 / Jun/12)	Jul/11-Jun/12 (GWh)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.612</b>	<b>-5,5%</b>	<b>-10,3%</b>	<b>455.515</b>	<b>414.019</b>	<b>-9,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>10.124</b>	<b>-2,4%</b>	<b>87,1%</b>	<b>52.378</b>	<b>104.475</b>	<b>99,5%</b>
Gás	4.432	-13,1%	102,8%	19.880	49.421	148,6%
Carvão	1.119	10,4%	120,6%	5.191	9.586	84,7%
Petróleo *	1.653	-11,4%	571,8%	2.902	16.589	471,7%
Nuclear	1.272	146,6%	-5,7%	14.419	14.109	-2,2%
Biomassa	1.647	-12,5%	46,5%	9.987	14.771	47,9%
<b>Eólica</b>	<b>392</b>	<b>-0,3%</b>	<b>24,2%</b>	<b>3.868</b>	<b>5.558</b>	<b>43,7%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,08</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1,49</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>42.128</b>	<b>-4,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>511.762</b>	<b>524.054</b>	<b>2,4%</b>

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

\*\* Os valores de produção incluem geração em teste.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE



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

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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/13 (GWh)	Evolução mensal (Jun/13 / Mai/13)	Evolução anual (Jun/13 / Jun/12)	Jul/11-Jun/12 (GWh)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>180</b>	<b>5,5%</b>	<b>26,3%</b>	<b>1.717</b>	<b>1.698</b>	<b>-1,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>881</b>	<b>0,8%</b>	<b>4,3%</b>	<b>9.930</b>	<b>10.653</b>	<b>7,3%</b>
Gás	313	-6,3%	19,6%	3.079	3.716	20,7%
Petróleo *	569	5,2%	-2,5%	6.851	6.937	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>1.061</b>	<b>1,6%</b>	<b>7,5%</b>	<b>11.647</b>	<b>12.351</b>	<b>6,0%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.  
Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: Eletrobras

### 7.4. Geração Eólica \*

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade médio dos últimos 12 meses aumentou 0,4 p.p. frente ao mesmo período anterior, atingindo 37,0%. Comparativamente, as usinas do Sul apresentaram evolução de 1,1 p.p. no fator de capacidade no mesmo período.

Geração Eólica - Região Nordeste

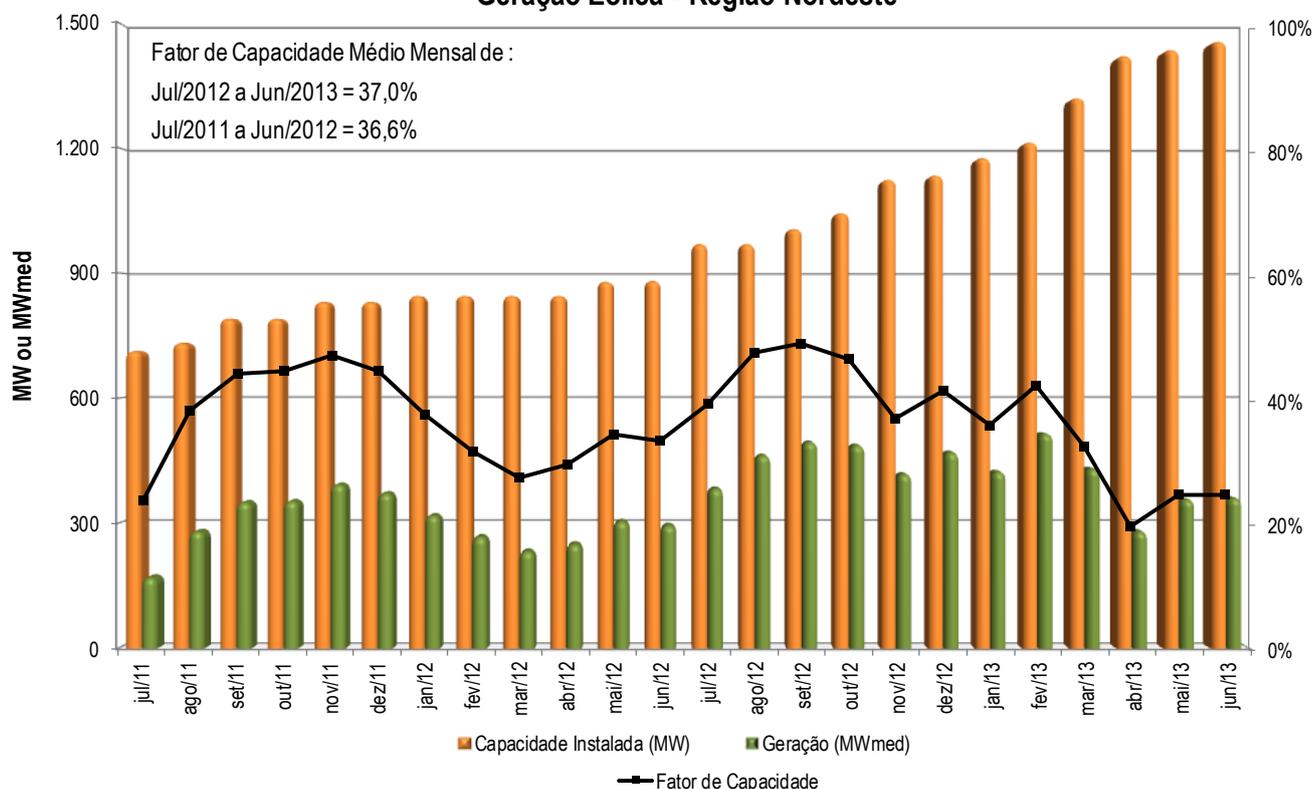


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste.

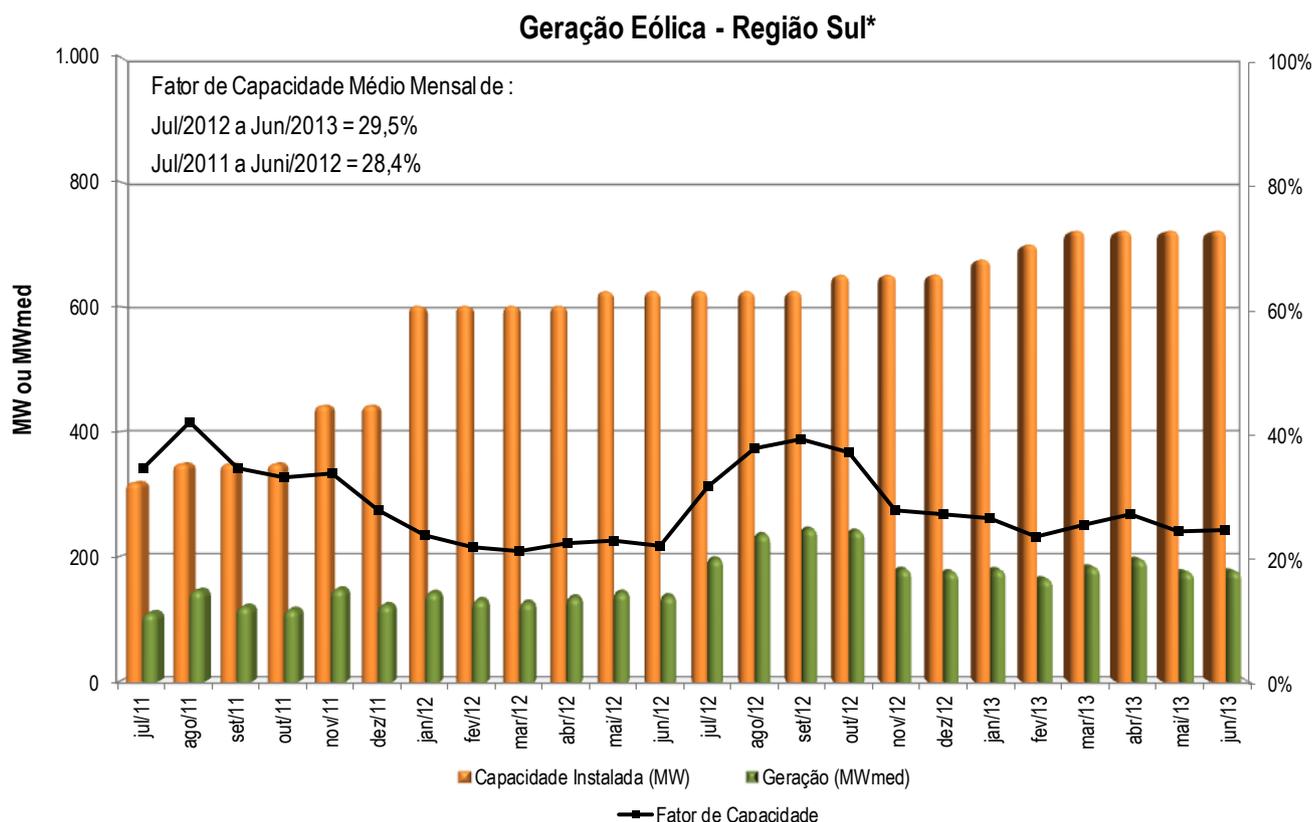


Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

## 7.5. Energia de Reserva\*\*

O montante de energia de reserva vendida no ano de 2013\*\*\* é de 1.698,2 MW médios, como resultado dos seguintes produtos: Produto 2009-ER15 (35 MWmed), Produto 2010-ER15 (495 MWmed), Produto 2012-EOL20 (753 MWmed), Produto 2011-BIO15 (74,8 MWmed), Produto 2012-BIO15 (30,2 MWmed), Produto 2013-BIO15 (33,4 MWmed), Produto 2013-EOL20 (255,1 MWmed) e Produto 2013-PCH30 (21,7 MWmed).

A geração média esperada comprometida para o CER\*\*\*\* entre janeiro e junho de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.067,0 MW médios, dos quais foram entregues 42,3%, ou 451,6 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação. No mês de junho a entrega correspondeu a 59% da energia esperada.

Ressalta-se que para o mês de junho foram desconsideradas as energias esperadas das usinas eólicas que tiveram início do período de suprimento alterado pela ANEEL, a fim de concatená-los com a entrada em operação comercial das instalações de transmissão associadas.

No ano de 2012, era esperada a geração\*\*\*\* de 977,4 MW médios, constituído por usinas a biomassa e eólicas (a partir de julho de 2012), e dos quais foi destinada ao CER 43,7 % da energia contratada, ou 427,0 MW médios.

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

\*\*\* Definiu-se *energia vendida no ano civil* como a soma dos montantes de cada usina, em MW médios, respectivos a cada produto vendido nos Leilões de Reserva com entrada em vigência até o final do ano civil.

\*\*\*\* 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.

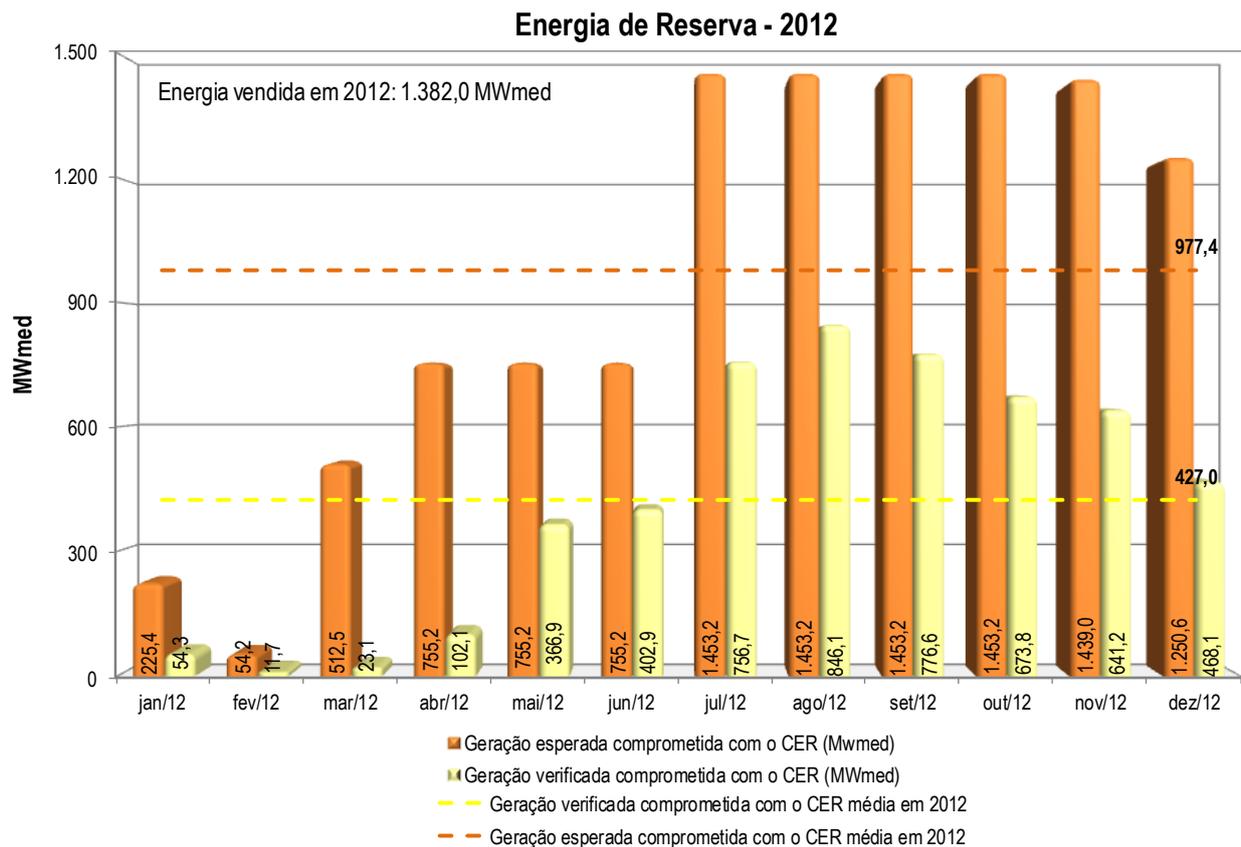


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

Fonte: CCEE

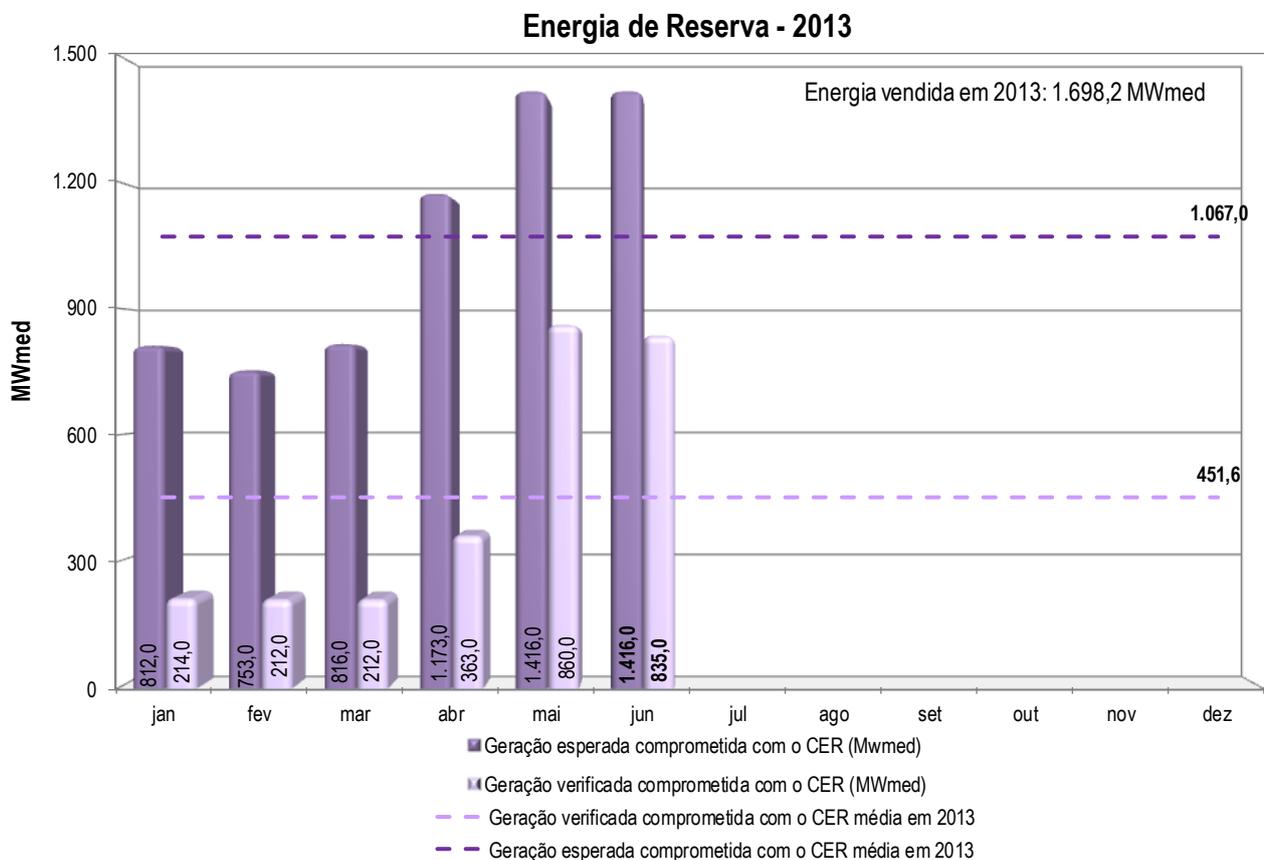


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

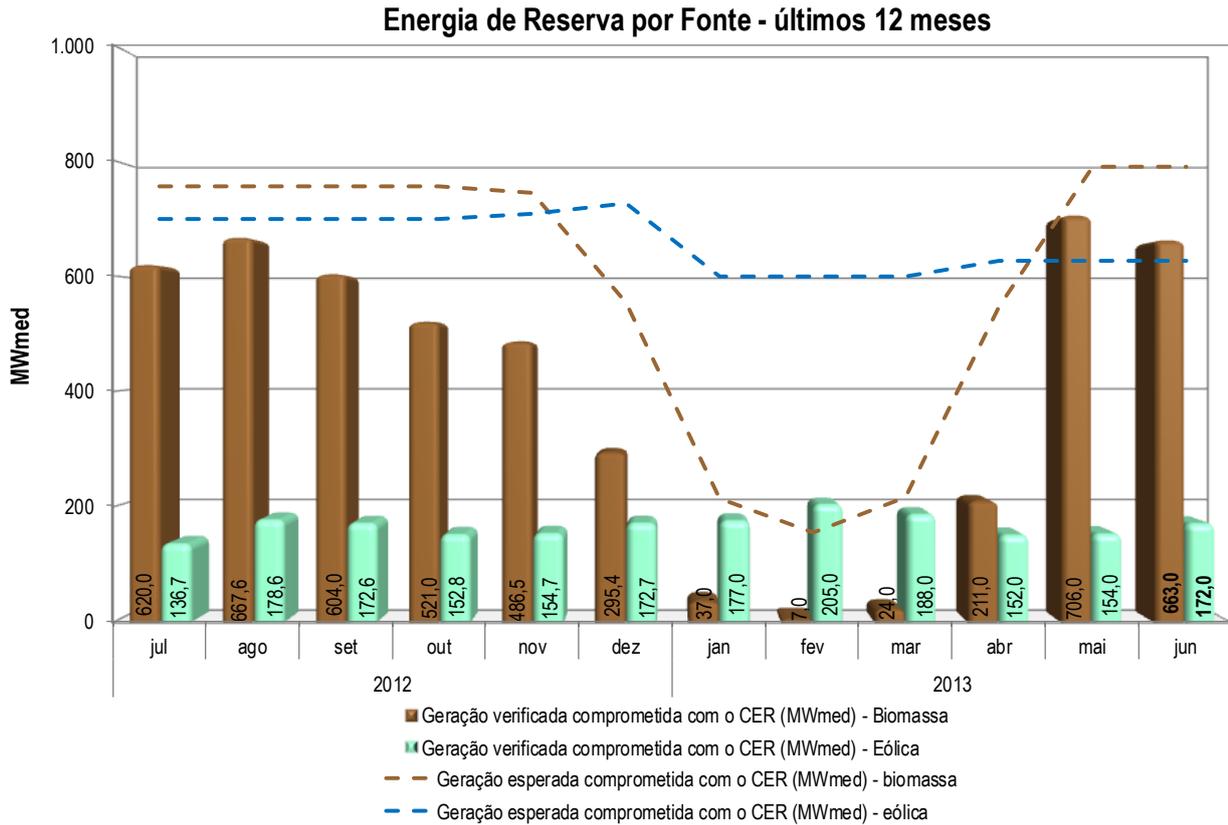


Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

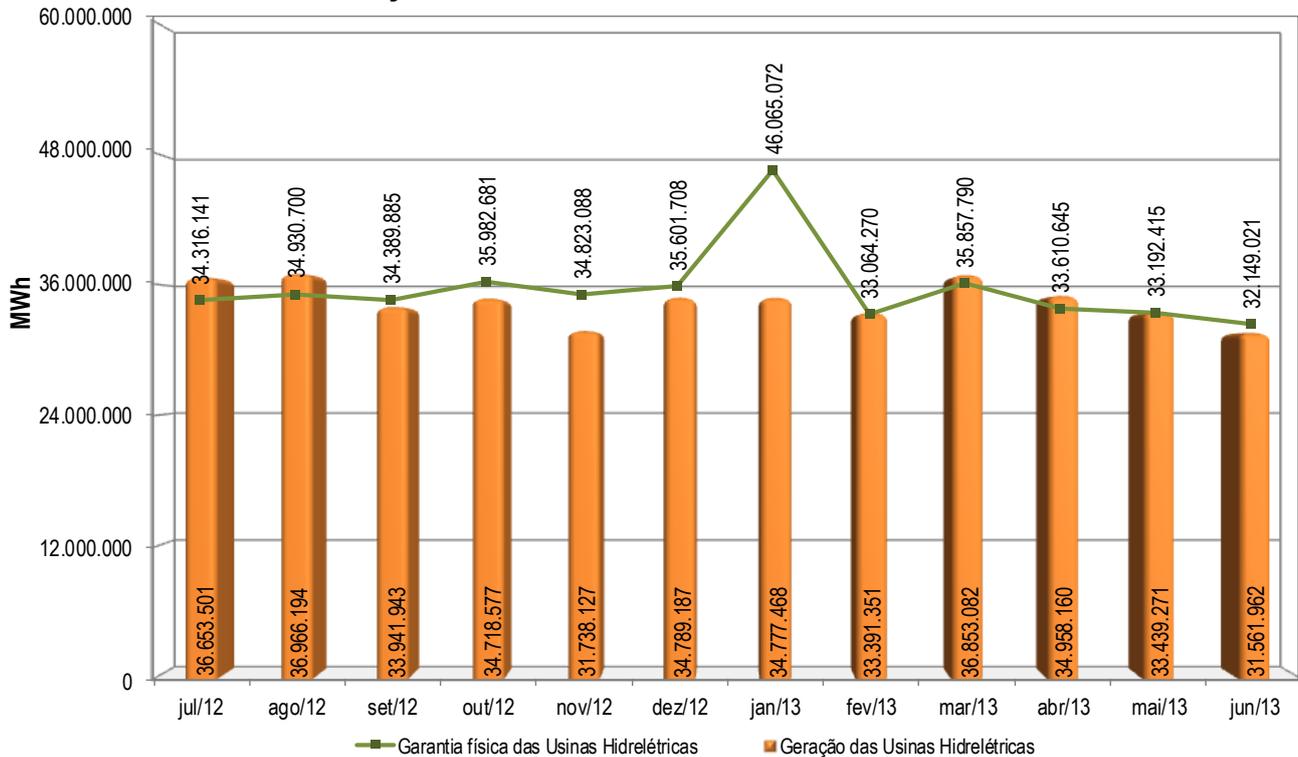


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até junho de 2013.

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste.

Fonte: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas

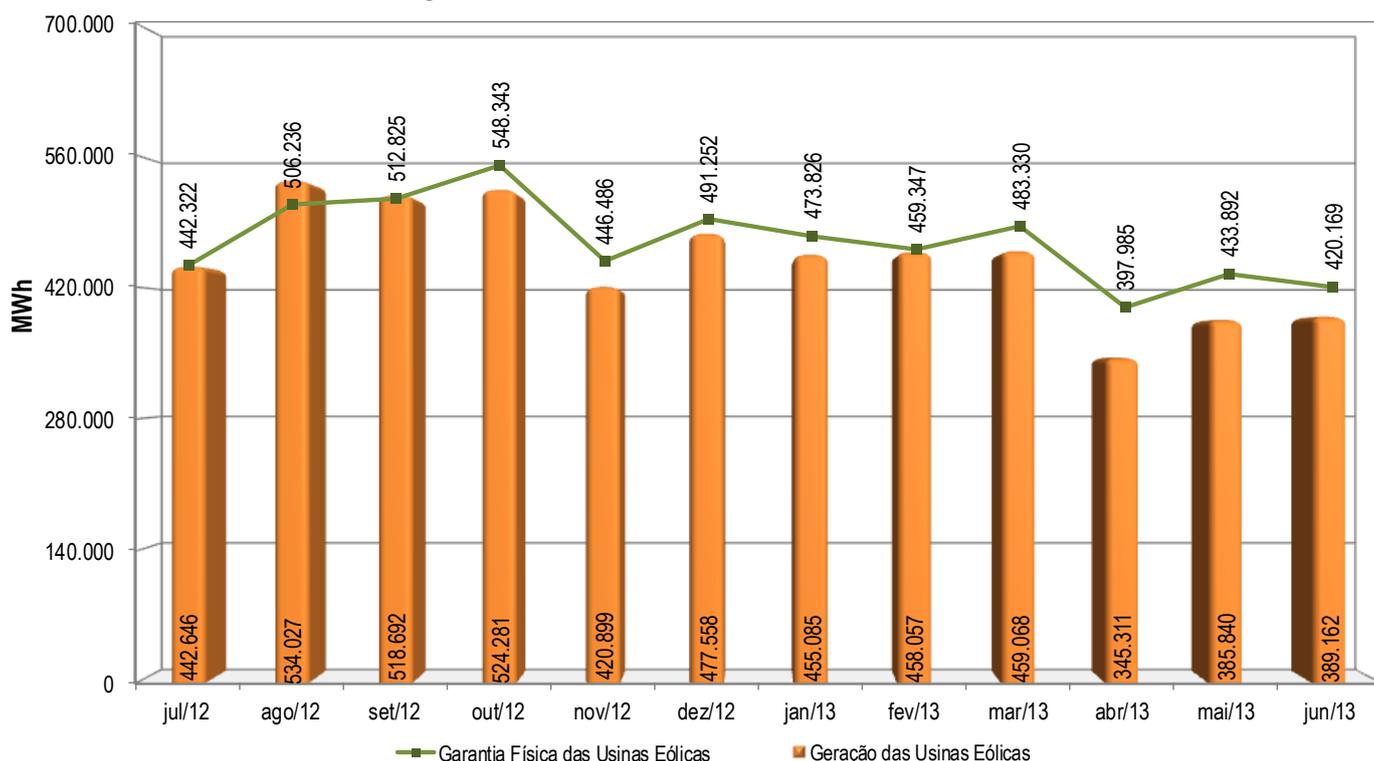


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

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

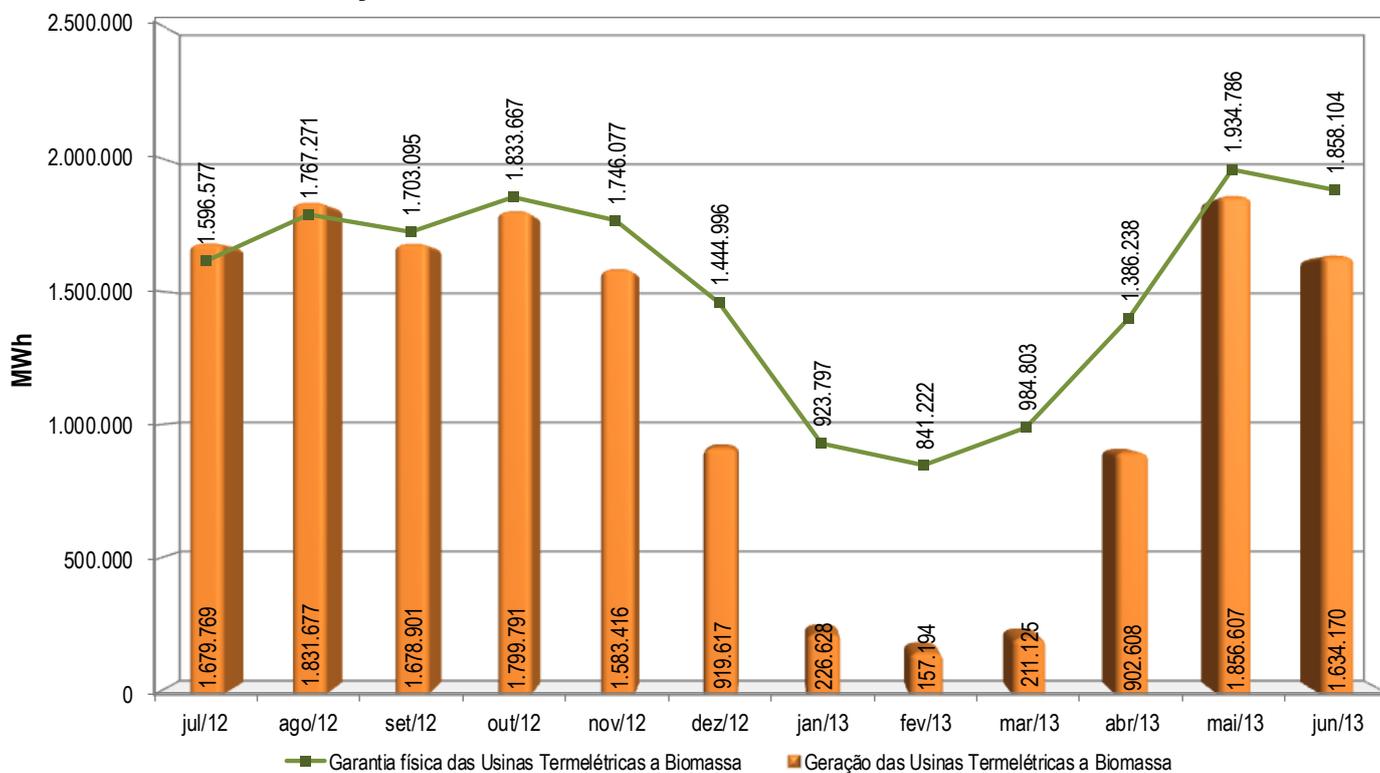


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE



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

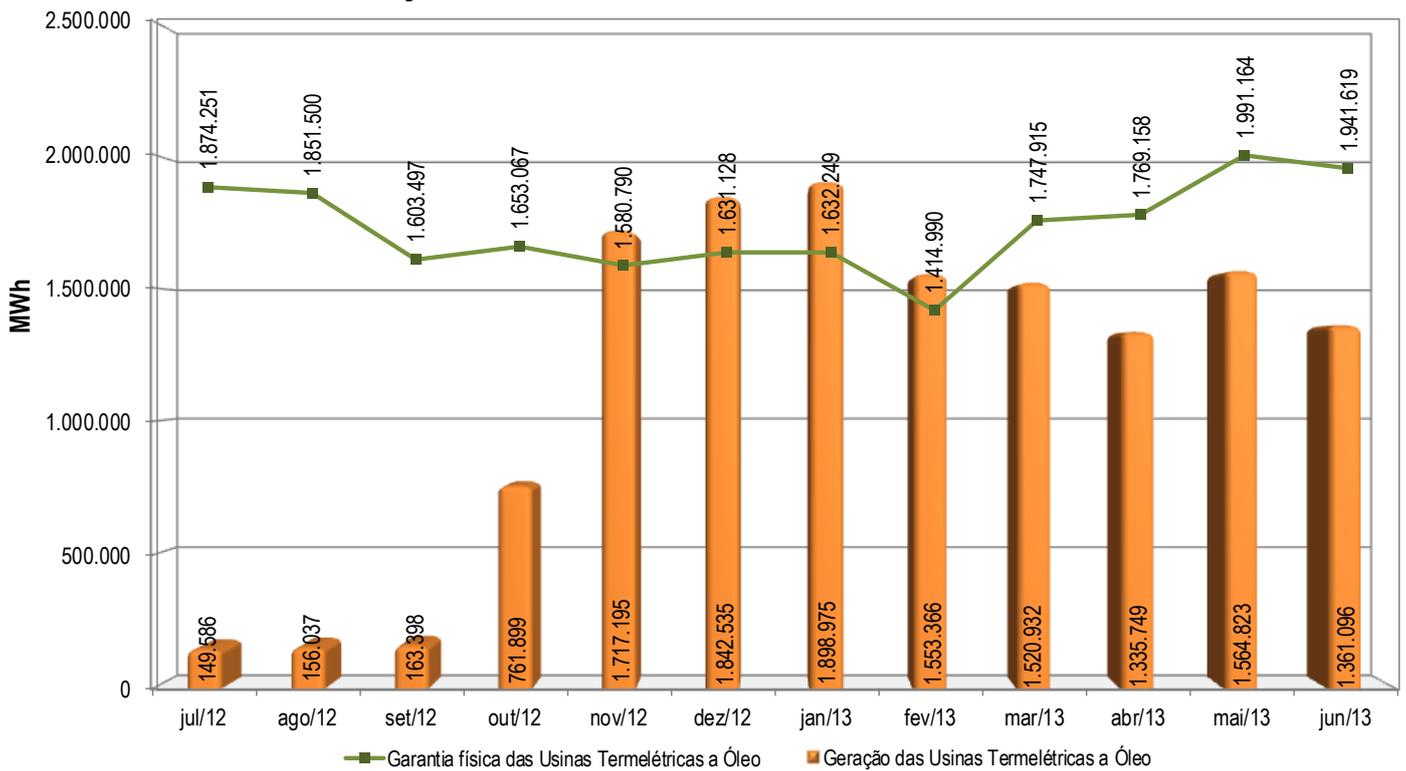


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

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

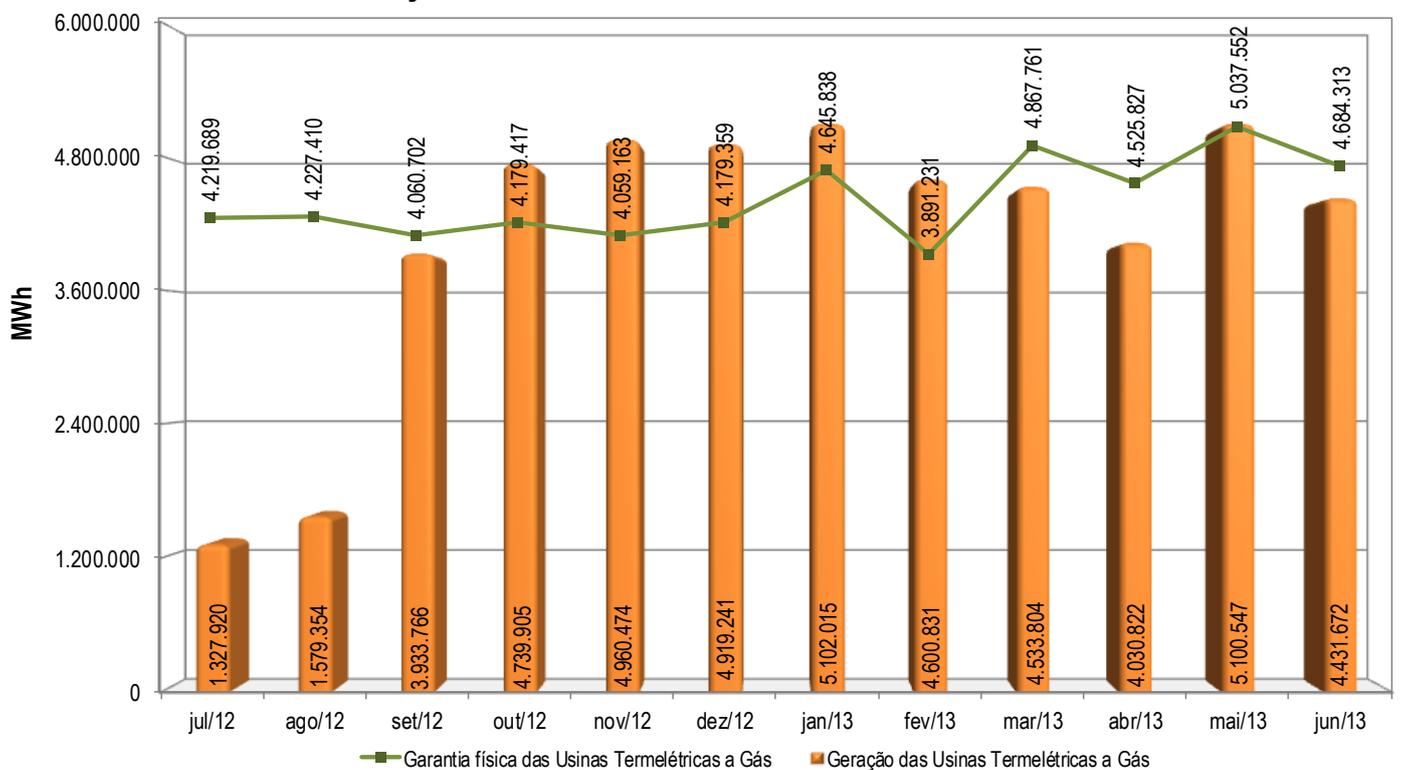


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE



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

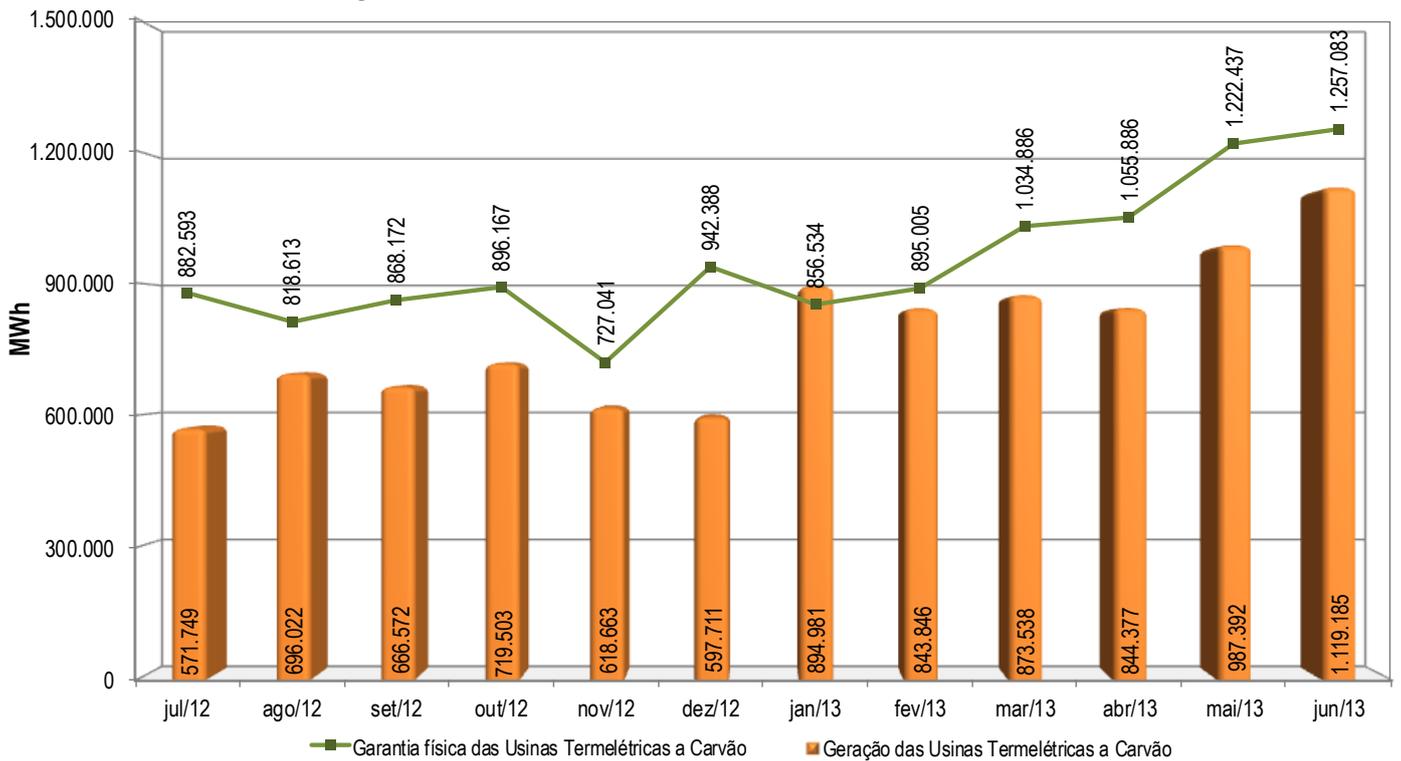


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física Total

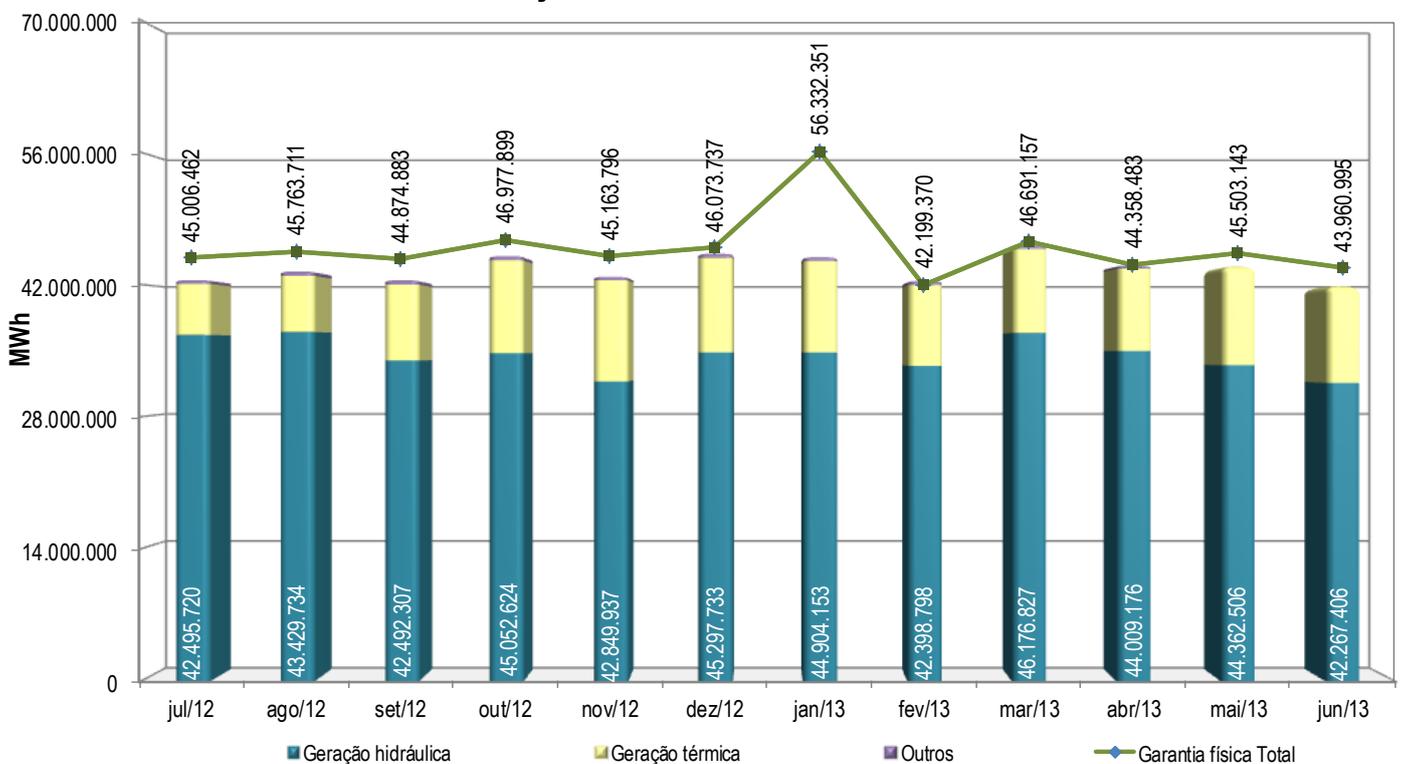


Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE



## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO \*

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

No mês de julho de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 128,0 MW de geração, conforme descrito a seguir:

- UHE São Domingos, 1 máquina (unidade 2), com 24,0 MW, no Mato Grosso do Sul;
- PCH Ilha Comprida, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 20,1 MW, em Mato Grosso;
- PCH Cavernoso II, 2 máquinas (unidades 2 e 3), total de 12,7 MW, no Paraná;
- PCH São Borges, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 12,7 MW, em Santa Catarina;
- UTE São José da Estiva, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 27,5 MW, em São Paulo;
- UTE Mandu, 1 máquina (unidade 3), com 25,0 MW, em São Paulo;
- UTE Cargill Três Lagoas, 1 máquina (unidade 1), com 6,0 MW, em Mato Grosso do Sul.

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração 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 Jul/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
<b>Hidráulica</b>	69,5	1.036,5
<b>Térmica</b>	58,5	2.665,7
Gás	0,0	675,2
Petróleo	0,0	383,1
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	720,3
Biomassa	58,5	887,0
<b>Eólica</b>	0,0	220,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>128,0</b>	<b>3.922,9</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS



## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
<b>Hidráulica</b>	2.077,5	3.147,6	4.072,0
<b>Térmica</b>	1.208,7	1.444,5	40,0
Gás	511,9	1.364,5	0,0
Petróleo	200,8	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	360,0	0,0	0,0
Biomassa	136,0	80,0	40,0
<b>Eólica</b>	842,5	3.171,2	1.912,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.128,7</b>	<b>7.763,3</b>	<b>6.024,8</b>

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

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/07/2013, coordenada pelo 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 julho de 2013 foi incorporada ao Sistema Interligado Nacional – SIN uma nova linha de transmissão na Rede Básica:

- LT 230 kV Montes Claros / Garibaldi C1, com 33,0 km, da RS Energia, no Rio Grande do Sul.

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

Tensão (kV)	Realizado em Jul/13 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	33,0	764,7
345	0,0	5,0
440	0,0	0,0
500	0,0	2.960,0
525	0,0	0,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>33,0</b>	<b>3.729,7</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS



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

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes transformadores:

- 1º transformador 500/230 kV – 450 MVA na SE Jurupari (XINGU TRANSMISSORA), no Pará;
- 2º transformador 345/138 kV – 400 MVA na SE Mascarenhas de Moraes (FURNAS), em Minas Gerais;
- 1º, 2º e 3º transformadores 500/230 kV – 600 MVA cada, na SE Lechuga (MANAUS TRANSMISSORA), no Amazonas;
- 1º transformador 500/138 kV – 150 MVA na SE Silves (MANAUS TRANSMISSORA), no Amazonas.

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

- 6 Bancos de Capacitores 230 kV, de 55 Mvar cada, da MTE, na SE Lechuga, no Amazonas;
- 6 Bancos de Capacitores 230 kV, de 55 Mvar cada, da MTE, na SE Lechuga, no Amazonas.

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

Transformação (MVA)	Realizado em Jul/13 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
<b>TOTAL</b>	2.800,0	7.674,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

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

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

Tensão (kV)	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
230	2.564,0	4.786,0	585,0
345	79,0	121,0	0,0
440	0,0	152,0	0,0
500	1.129,0	2.569,0	4.088,0
525	0,0	1.665,0	0,0
600 (CC)	2.375,0	2.375,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL *</b>	<b>6.147,0</b>	<b>11.668,0</b>	<b>4.673,0</b>

\* Considerando as informações da Reunião Mensal do Monitoramento da Expansão da Transmissão ocorrida em 17 de Julho de 2013, foram consolidados os valores acima referentes à previsão de expansão de linhas de transmissão, o que reflete em um aumento significativo em relação ao período anterior.

Fonte: MME / ANEEL / ONS / EPE

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

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
<b>TOTAL</b>	16.830,0	27.269,0	7.387,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS / EPE

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 17/07/2013, coordenada pelo SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

Até o dia 03/07/2013 foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético do SIN, com exceção das UTEs Termomanaus, Pau Ferro I, Xavantes, Potiguar (desligadas em 11/05/2013) e Potiguar III (desligada em 08/06/2013). Na 131ª Reunião do CMSE, o Comitê autorizou o desligamento das usinas térmicas do grupo denominado GT1B a partir do dia 04/07/2013, considerando os cenários hidroenergéticos apresentados pelo ONS.

Por outro lado, no dia 09/07/2013 houve a entrada em operação das obras de transmissão do sistema Tucuruí-Manaus, que abrange o trecho de circuito duplo em 500 kV de mesma torre Tucuruí – Xingu – Jurupari – Oriximiná – Silves – Lechuga. O sistema Manaus vem operando interligado ao SIN em configuração provisória até a conclusão das instalações de conexão no sistema receptor de Manaus. Nesse contexto, adicionalmente às usinas de Manaus a óleo que não são despachadas centralizadamente, passaram a ser despachadas pelo ONS as usinas a gás de Jaraqui, Tambaqui, Manauara, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Mauá e Aparecida.

Nesse contexto, foi verificada geração térmica de 10.689 MW médios ao longo do mês.

Os CMOs variaram entre R\$ 50,75 / MWh, menor valor do mês, ocorrido no subsistema Sul, e R\$ 148,05 / MWh, ocorrido em todos os subsistemas, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, e encerraram o mês com o maior valor verificado. Destaca-se o descolamento do CMO entre todos os subsistemas na primeira semana operativa do mês e no subsistema Sul na segunda e terceira semanas operativas, em função do atingimento dos limites de transmissão.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

#### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

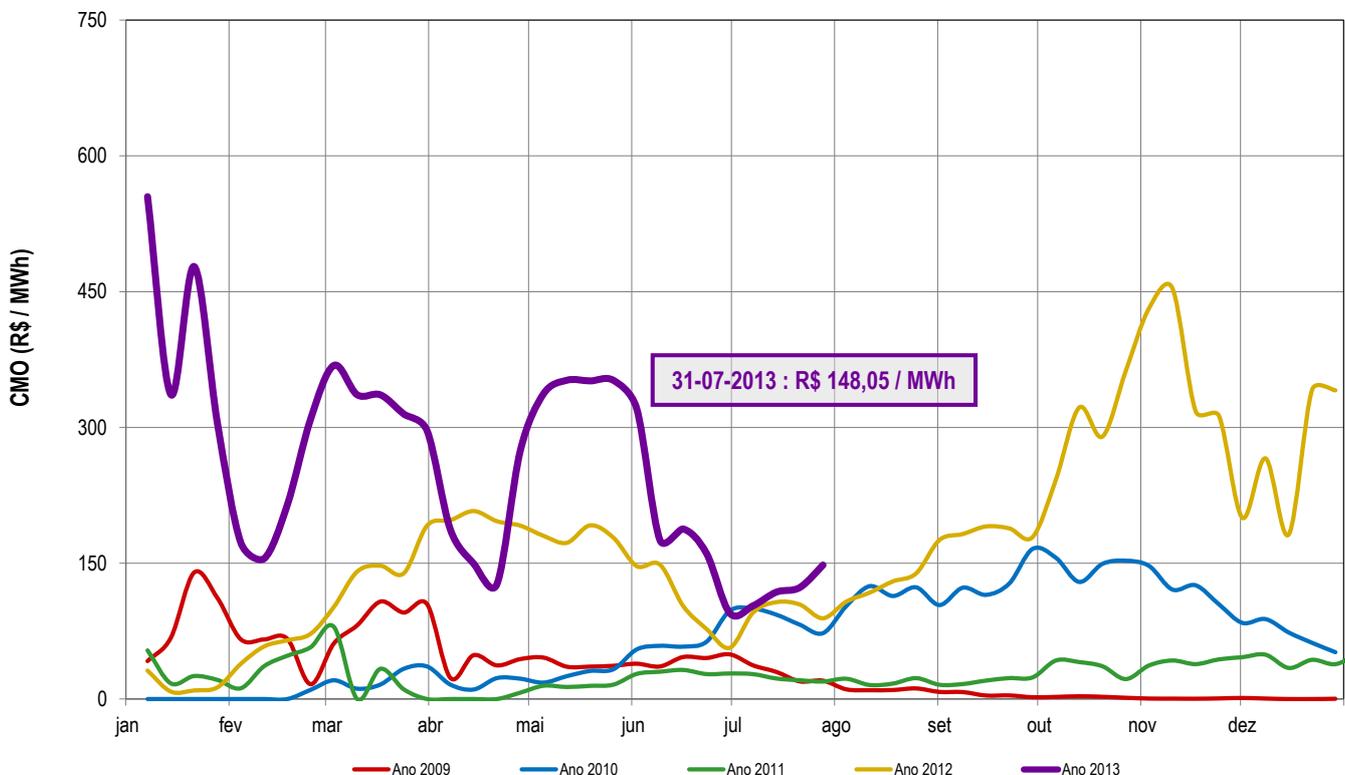


Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

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



## 10.2. Despacho Térmico \*

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico

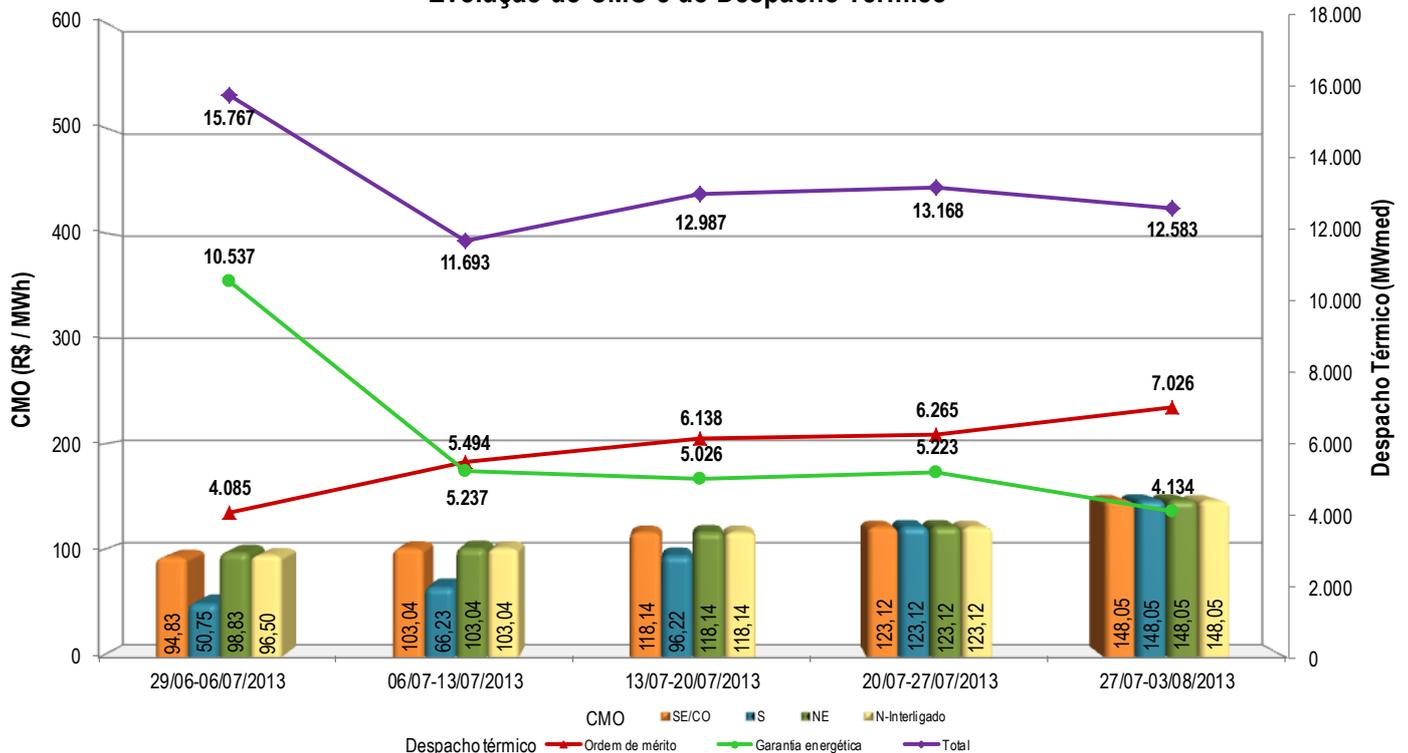


Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

\* Os valores de despacho térmico referem-se à previsão do ONS em cada revisão do PMO.

Fonte: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2013 foi de R\$ 754,77 milhões, 34,5% superior ao mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 49,11 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN, destacando-se a geração da UTE Termonorte II, que correspondeu a 73,6% do total desse encargo; Segurança Energética (R\$ 697,99 milhões), que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético; e Serviços Ancilares (R\$ 7,67 milhões), 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. No mês de junho não houve o pagamento de encargo por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco – CAR.

Ressalta-se que parcela expressiva do ESS deve-se à garantia de Segurança Energética, que representou 92,5% de todo o ESS no referido mês e foi superior ao verificado no mês anterior principalmente devido à redução do CMO no mês de junho em relação a maio.

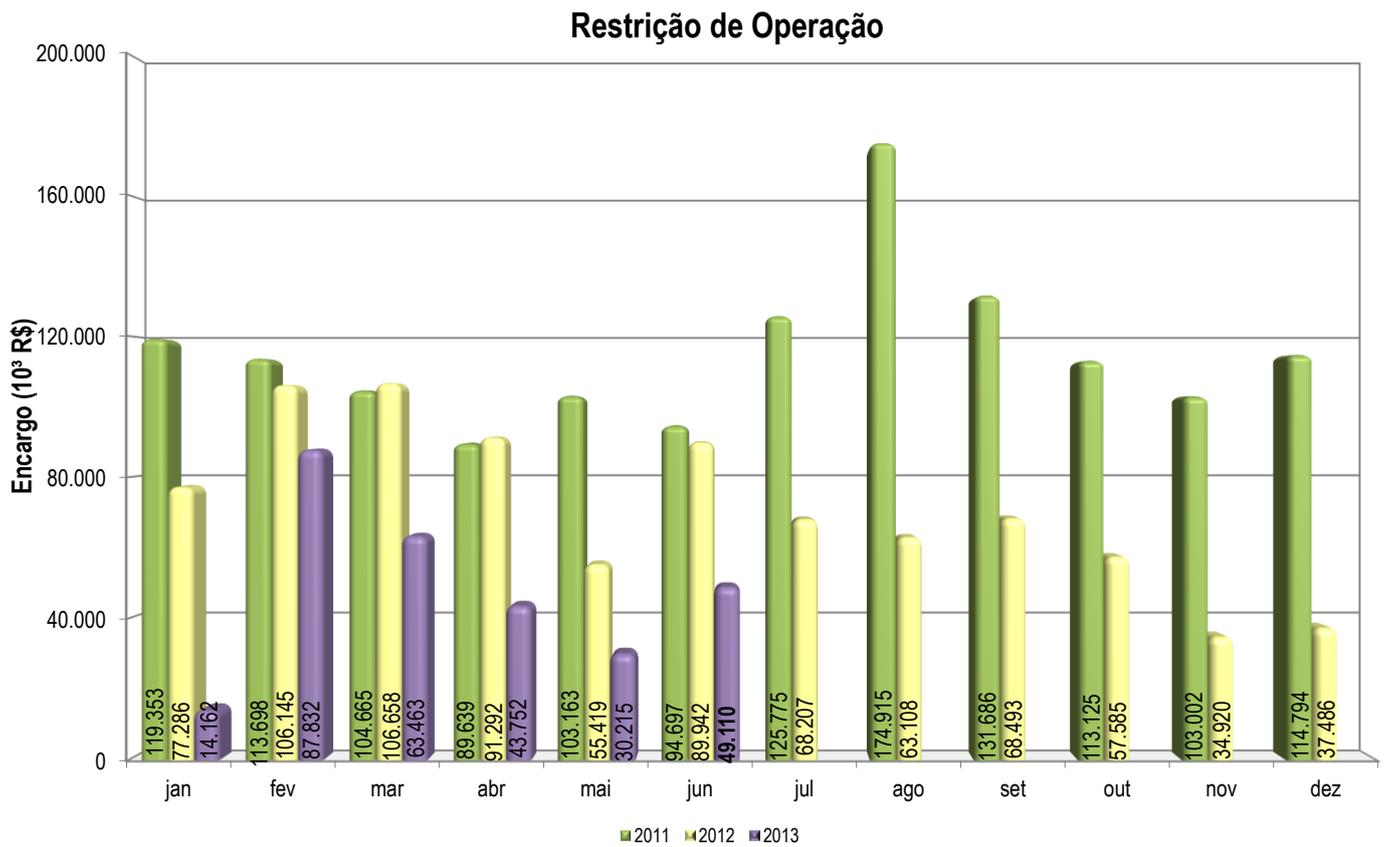


Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

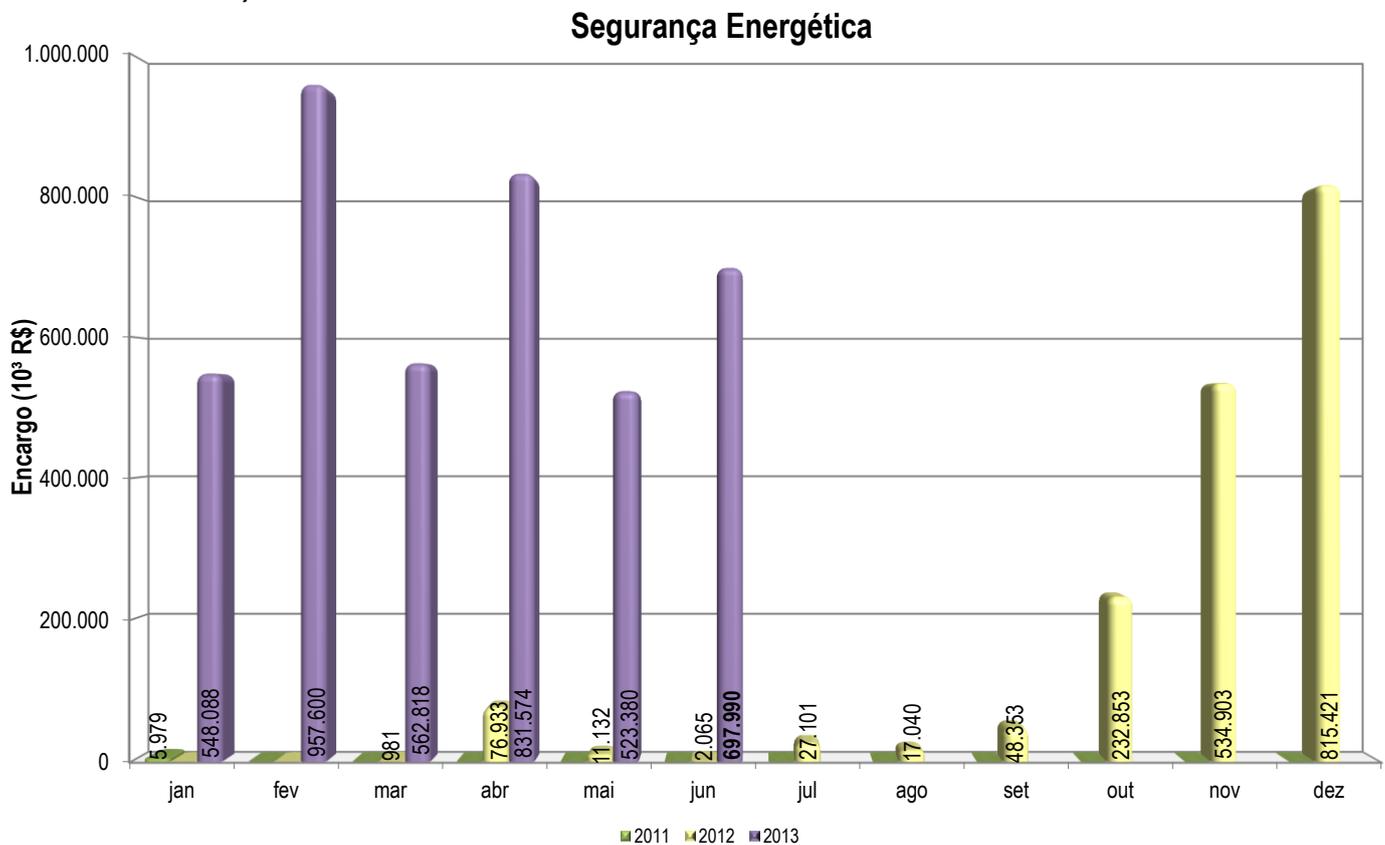


Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

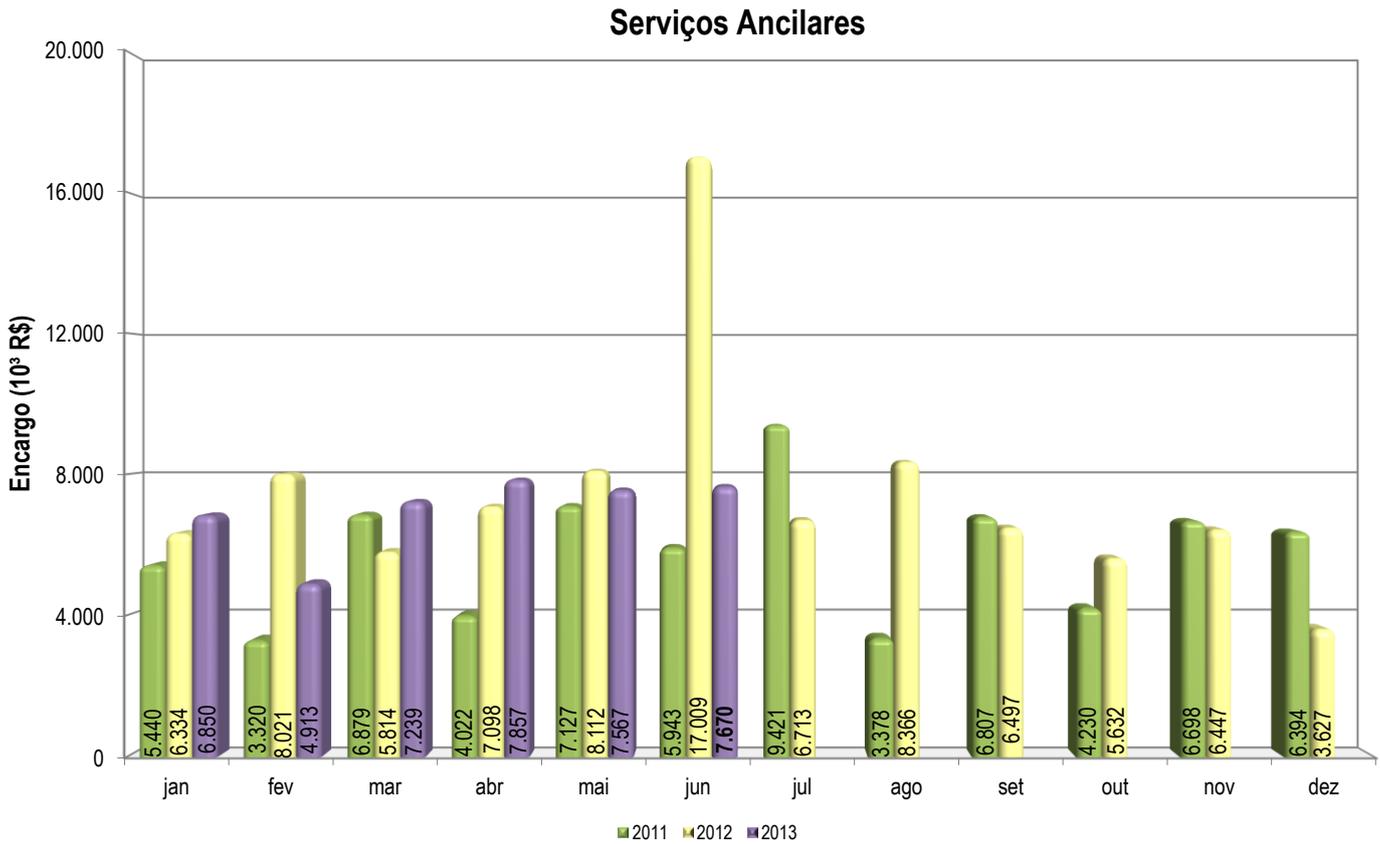


Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE

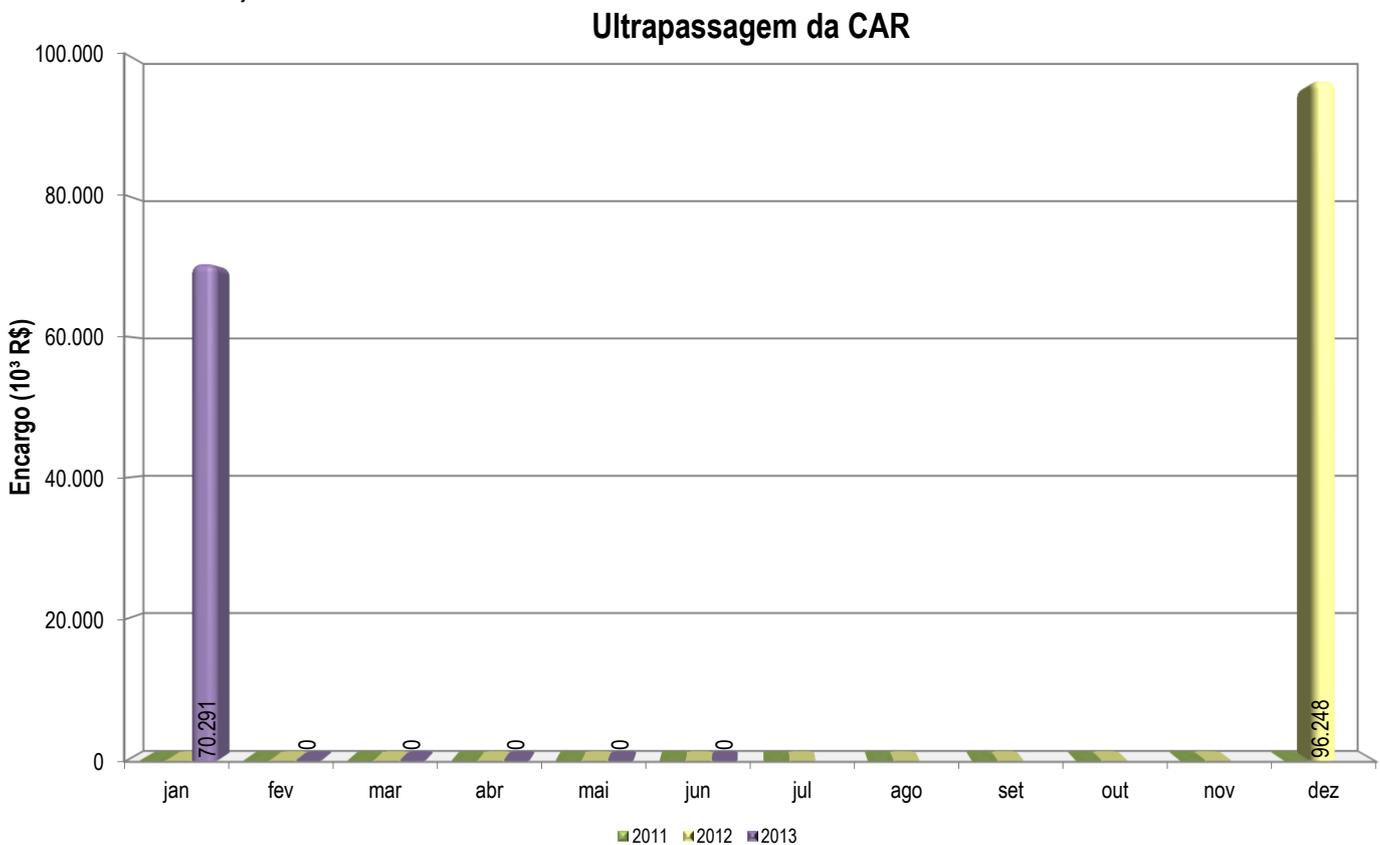


Figura 39. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.

Dados contabilizados até junho de 2013.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2013 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2012. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 12/07, às 23h27:** Desligamento automático do transformador MNTF6-03, seguido pelos desligamentos do alimentador 69 kV Manaus – Cachoeirinha, por rompimento do condutor de fase, do transformador MNTF6-02, por configuração e do MNTF6-01, por sobrecarga, todos da Amazonas Energia. Houve interrupção de **1.076 MW** de cargas da Amazonas Energia, no estado do Amazonas. Causa: Provável desligamento acidental do MNTF6-03 durante intervenção.
- **Dia 19/07, à 01h38:** Desligamento automático da Barra nº 3 de 88 kV, da SE Milton Fornasaro (CTEEP), durante intervenção na Barra nº 4. Houve interrupção de **486 MW** de cargas da AES Eletropaulo, no estado de São Paulo. Causa: Atuação acidental do sistema de proteção durante substituição da placa de polarização e sinalização do disjuntor paralelo das barras de 88 kV.
- **Dia 17/07, às 18h08:** Desligamentos dos autotransformadores de 230/138/13,8 kV TF1, TF3 e TF4, pelo lado de 138 kV e do TF2, pelo lado de 230 kV, da SE Xanxerê, e da LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê, seguido do desligamento das LTs 138 kV Pinhalzinho – Quebra Queixo C1 e 2 pela atuação do Esquema de Corte de Geração de Quebra Queixo. Houve interrupção de **394 MW** de carga da CELESC, no estado de Santa Catarina. Causa: Rompimento e queda do "jumper" da fase C do barramento sobre o suporte da fase A da chave seccionadora 571.

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

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.<sup>1</sup>

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0					
S	0	0	0	0	0	0	394					
SE/CO	861	432	130	0	243	0	611					
NE	563	341	174	0	213	213	152					
N-Int***	0	138	443	0	272	212	1.430					
Isolados	816	0	515	184	222	0	0					
<b>TOTAL</b>	<b>2.240</b>	<b>910</b>	<b>1.262</b>	<b>184</b>	<b>950</b>	<b>425</b>	<b>2.587</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013.

Número de Ocorrências												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0					
S	0	0	0	0	0	0	1					
SE/CO	4	2	1	0	2	0	2					
NE	2	1	1	0	1	2	1					
N-Int***	0	1	2	0	1	1	3					
Isolados	3	0	2	1	2	0	0					
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

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

\*\*\* O Sistema Manaus se encontra interligado ao SIN em caráter provisório.

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

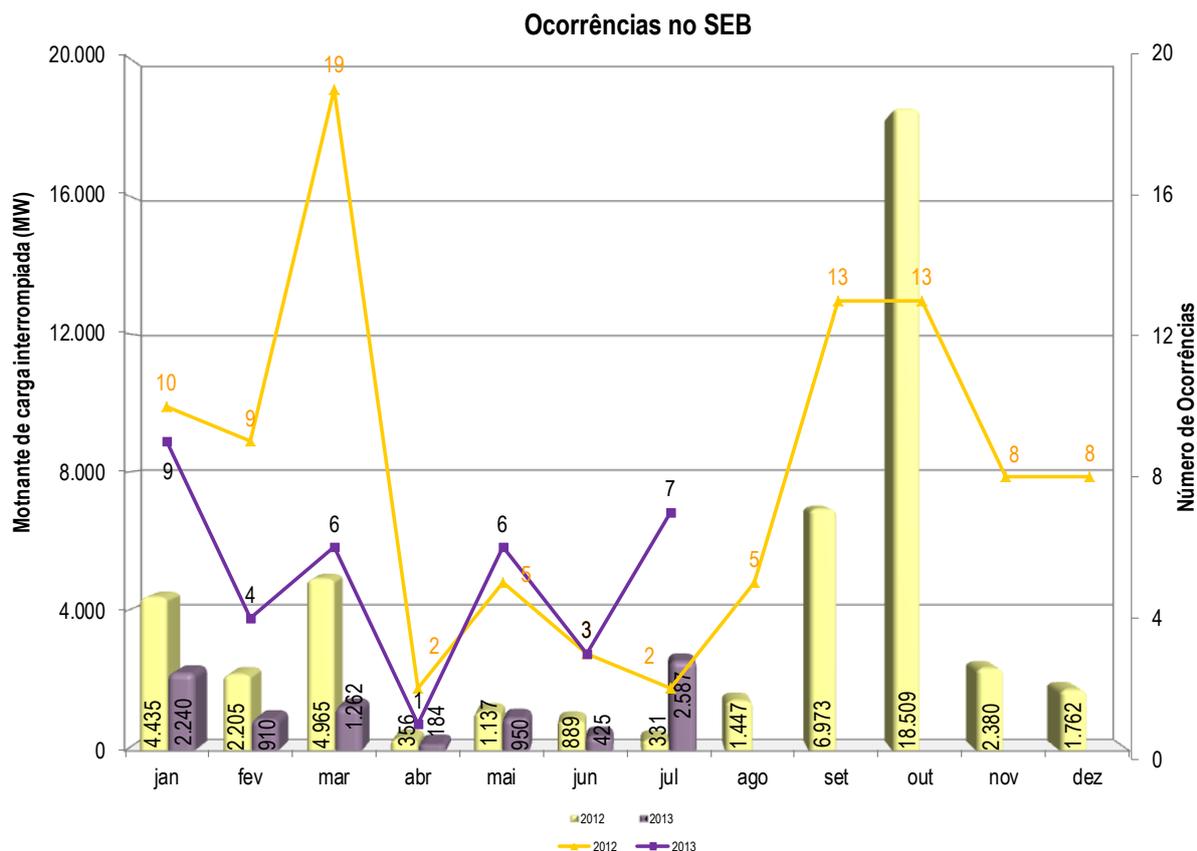


Figura 40. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,93	1,67	1,72	1,49	1,32	1,22							9,35	15,16
S	1,31	1,36	1,09	1,04	1,04	1,03							5,84	14,08
SE	1,43	1,10	1,19	0,69	0,82	0,68							5,28	9,97
CO	3,10	2,69	2,68	2,04	1,53	1,47							12,01	17,95
NE	2,08	1,61	1,61	1,95	1,46	1,42							8,71	18,49
N	5,19	5,78	6,84	5,45	5,01	4,68							28,26	39,77

Dados contabilizados até junho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,95	0,98	0,86	0,76	0,74							5,35	12,46
S	0,85	0,94	0,76	0,67	0,70	0,66							3,93	11,95
SE	0,72	0,59	0,58	0,38	0,44	0,41							2,73	8,16
CO	2,00	1,87	2,12	1,49	1,19	1,14							8,68	16,28
NE	0,99	0,82	0,89	0,94	0,72	0,72							4,37	13,30
N	3,25	3,12	3,70	3,38	3,03	3,04							16,46	38,37

Dados contabilizados até junho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

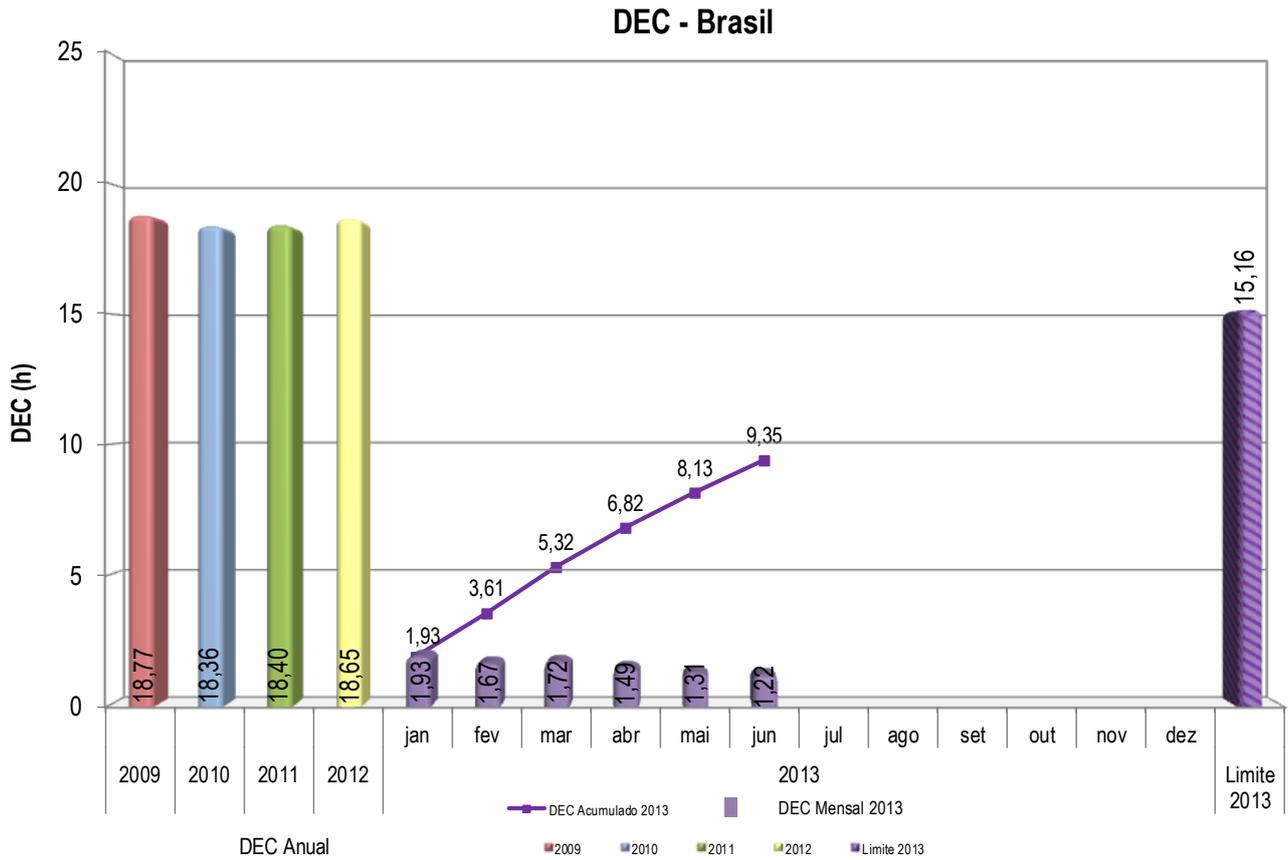


Figura 41. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até junho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

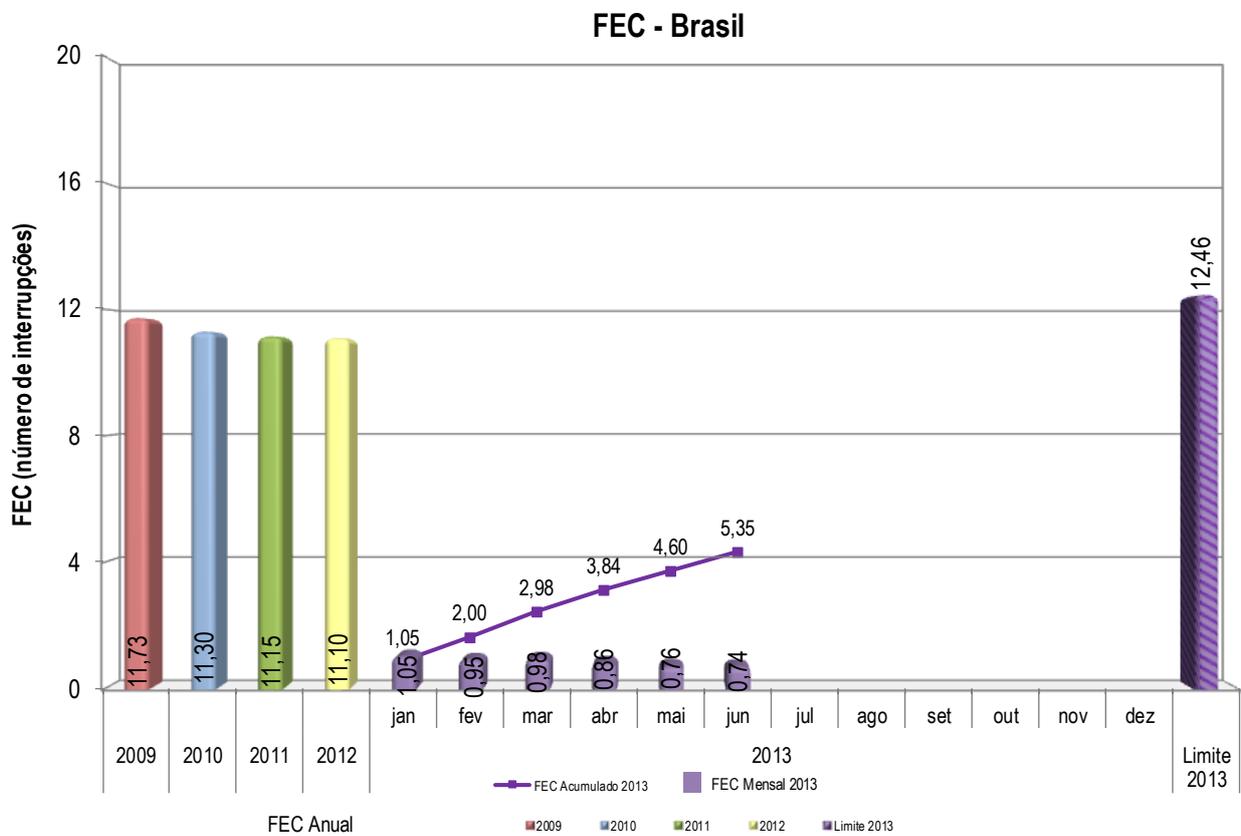


Figura 42. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até junho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL



## GLOSSÁRIO

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