



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2014

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

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



SUMÁRIO

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



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



LISTA DE FIGURAS

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



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.....	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013.	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.....	34



1. INTRODUÇÃO

O mês de janeiro foi caracterizado pela atuação de uma massa de ar quente e seca associada ao sistema de alta pressão que se manteve ao longo do mês nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, ocasionando anomalia negativa de precipitação nas bacias dos rios São Francisco, Grande, Paranaíba, Tietê e Paranapanema. A passagem de três frentes frias pela região Sul ocasionou anomalia positiva de precipitação nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí e Iguaçu.

No mês foram verificados 12.243 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de dezembro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -2,9 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -0,1 p.p. no Sul, +8,8 p.p. no Nordeste e +14,6 p.p. no Norte-Interligado.

Na 138ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, foi destacado que, para a Copa do Mundo 2014, haverá a continuidade do trabalho coordenado pelo Ministério visando garantir o suprimento de energia elétrica com segurança e qualidade durante o evento, com o reforço e modernização das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica no país.

No dia 28 de janeiro a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL aprovou abertura da Audiência Pública nº 1/2014 para discutir o aprimoramento do Edital de Leilão para outorga de concessão da Usina Hidrelétrica - UHE Três Irmãos.

No dia 29 de janeiro houve assinatura dos contratos de concessão do Leilão de Transmissão nº 7/2013, realizado no dia 14 de novembro de 2013 e que teve deságio médio de 7,2%. Os investimentos previstos para as novas instalações são da ordem de R\$ 3,6 bilhões, com geração de mais de 12.000 empregos diretos durante as obras, cujo prazo varia de 24 a 48 meses. As instalações de transmissão serão construídas em São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Paraná, Pará, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul e Acre.

Segundo a ANEEL, em 2013, a arrecadação de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH para geração de energia elétrica a municípios, estados e União, incluindo royalties (compensação financeira devida pela Usina de Itaipu), foi de R\$ 2,1 bilhões. O dinheiro pode ser aplicado em programas de saúde, educação e segurança, mas não pode ser usado para abater dívidas, a não ser que o credor seja a União, nem para o pagamento de pessoal.

No mês de janeiro entraram em operação comercial 123,3 MW de geração, 786,0 km de linhas de transmissão e 800,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 123,3 MW de novas usinas, 786,0 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 800,0 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 janeiro de 2014, exceto quanto indicado.

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

A primeira quinzena do mês de janeiro de 2014 foi marcada por precipitação abaixo da normal climatológica em praticamente todo o Brasil, e apenas as bacias do Uruguai, Jacuí e Iguazu, na Região Sul do Brasil, receberam volumes de chuva próximos à média climatológica. Em termos de temperaturas máximas, foram observados desvios positivos superiores a 5°C em relação à média do histórico em diversas áreas, como por exemplo, no extremo norte do Paraná, centro-leste de São Paulo e noroeste de Minas Gerais.

A segunda quinzena permaneceu com pouca ocorrência de eventos de precipitação na maior parte do País, principalmente na região Central e Sudeste do Brasil. A ausência de chuva nessas regiões foi devido a não formação de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), que geralmente são comuns nesta época do ano. Destacamos a ocorrência de anomalias positivas de temperatura máxima da ordem de até 5°C para toda a faixa sul do País, abrangendo a área desde o sul de Minas Gerais.

Como resultado, no fechamento do mês, as bacias da Região Sul do Brasil apresentaram um volume de chuva próxima da normal. Por outro lado, o restante das principais bacias do País de interesse para o SIN apresentou totais mensais abaixo da climatologia, com destaque para as Bacias dos Rios São Francisco, Grande, Paranaíba, Paraíba do Sul, Tocantins e Tietê, nas quais, os volumes totais verificados apresentaram valores muito abaixo da normal para este período.

Em comparação ao mês de dezembro, houve melhoria das aflúncias brutas a todos os subsistemas, em termos absolutos, com exceção do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que apresentou recessão e fechou o mês com o 3º pior valor de aflúncia do histórico de 82 anos. Em relação à média de longo termo, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste apresentaram redução do valor de Energia Natural Afluente - ENA.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 53 %MLT – 29.909 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (3º pior valor*), 145 %MLT – 10.523 MW médios no Sul (13º melhor valor*), 77 %MLT – 10.991 MW médios no Nordeste (19º pior valor*) e 103 %MLT – 10.118 MW médios no Norte-Interligado (28º melhor valor*).

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

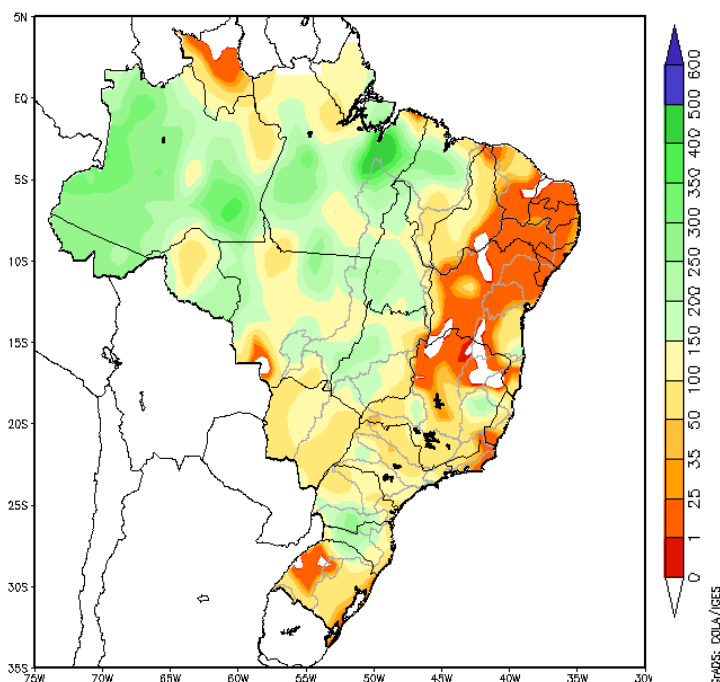


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2014 a 31/01/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

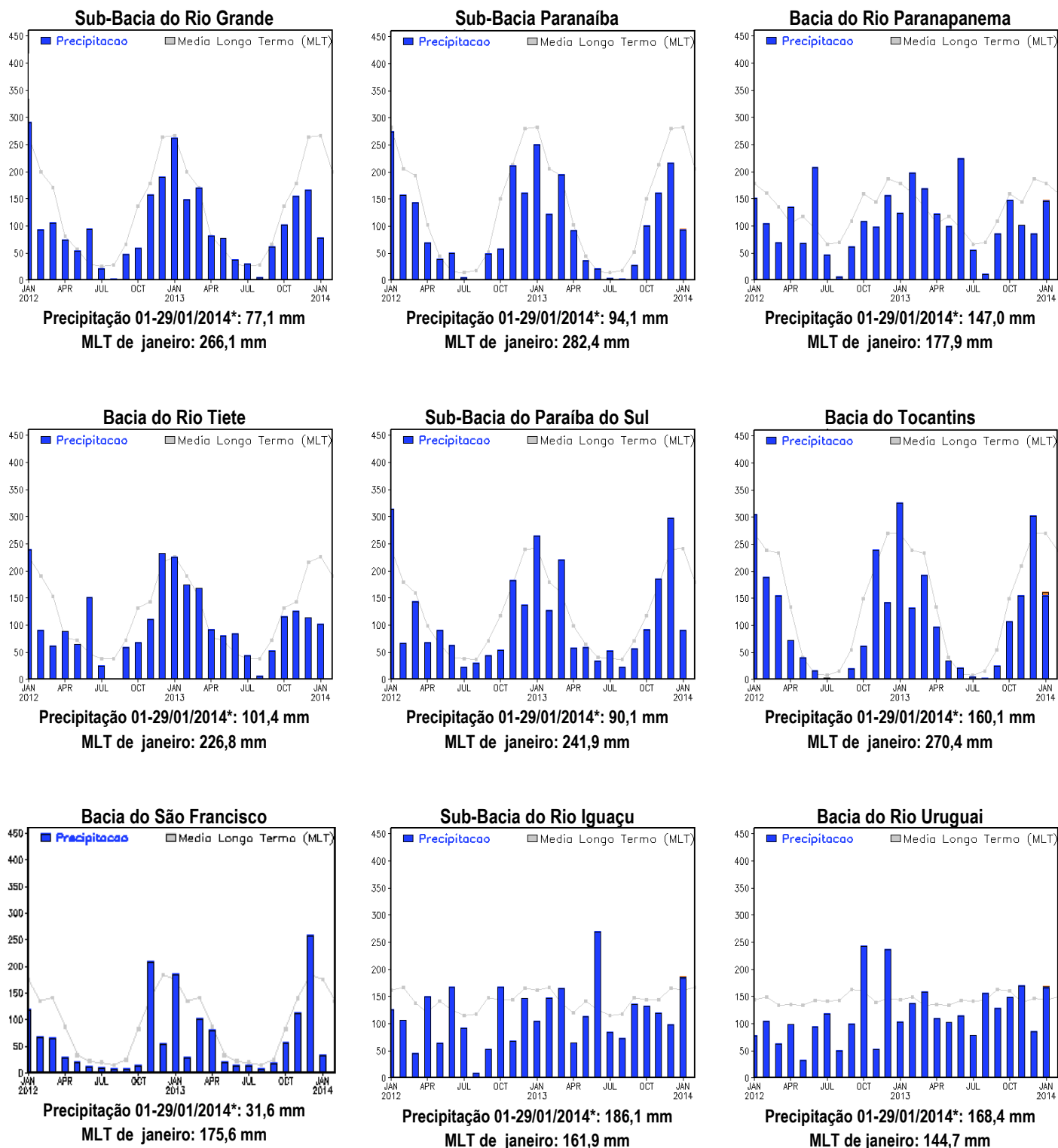


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/01 a 29/01/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

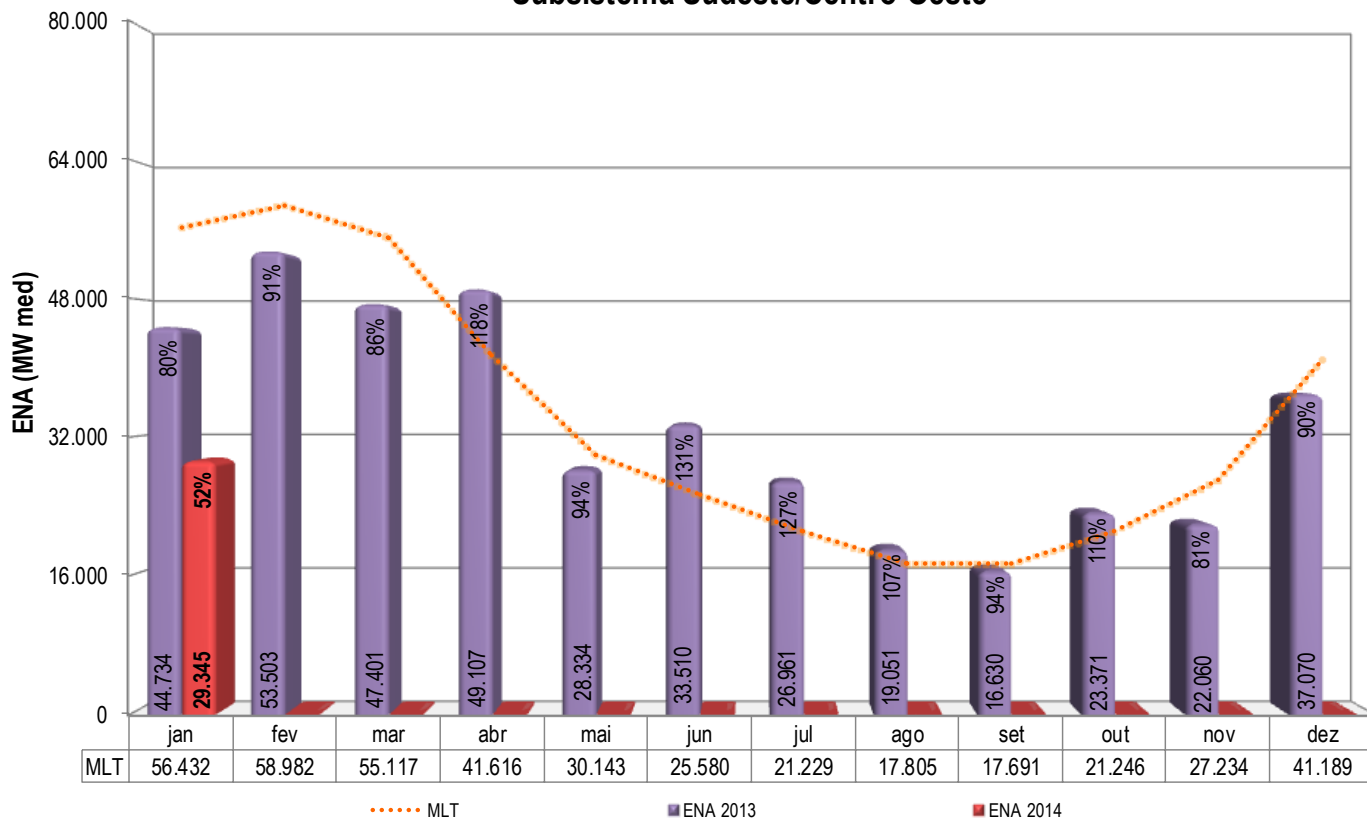


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

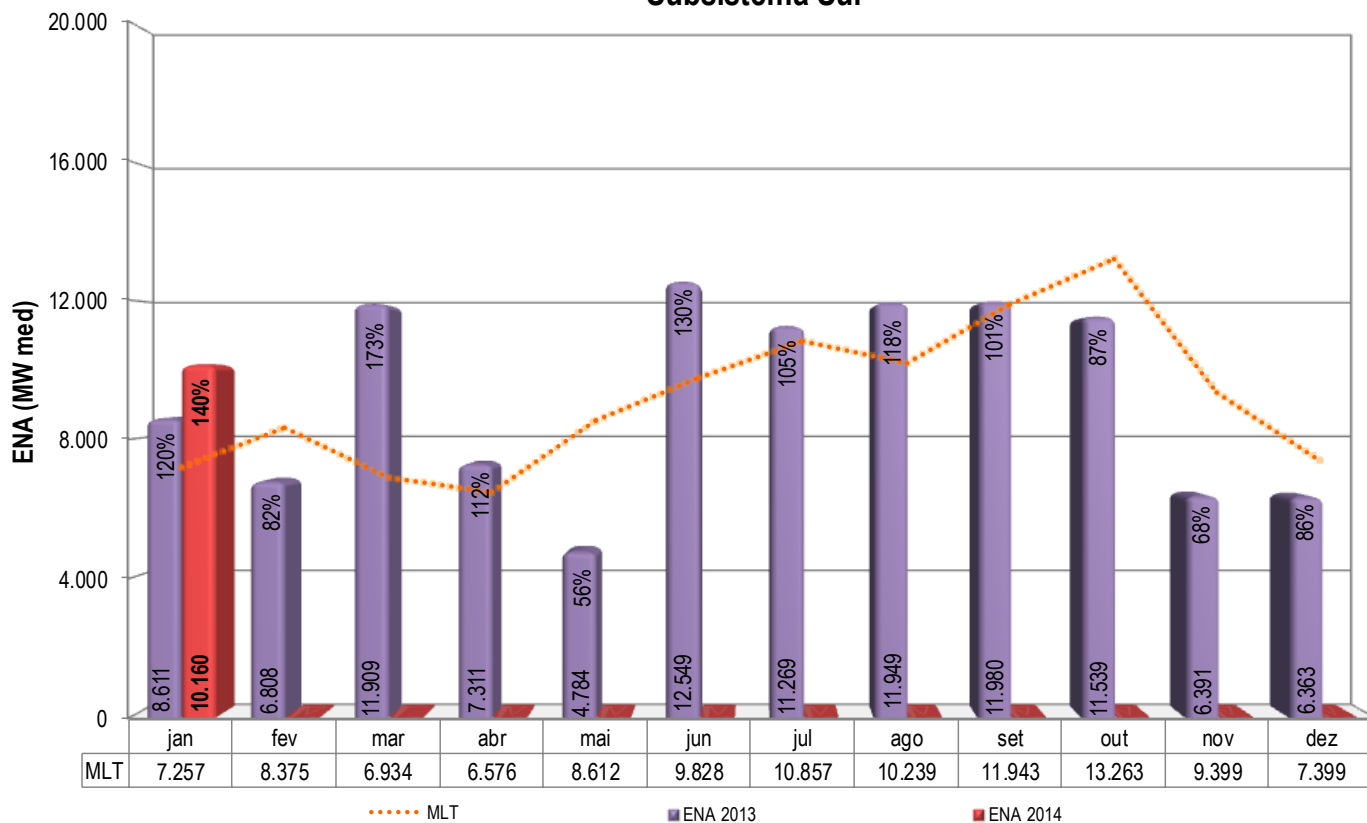


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

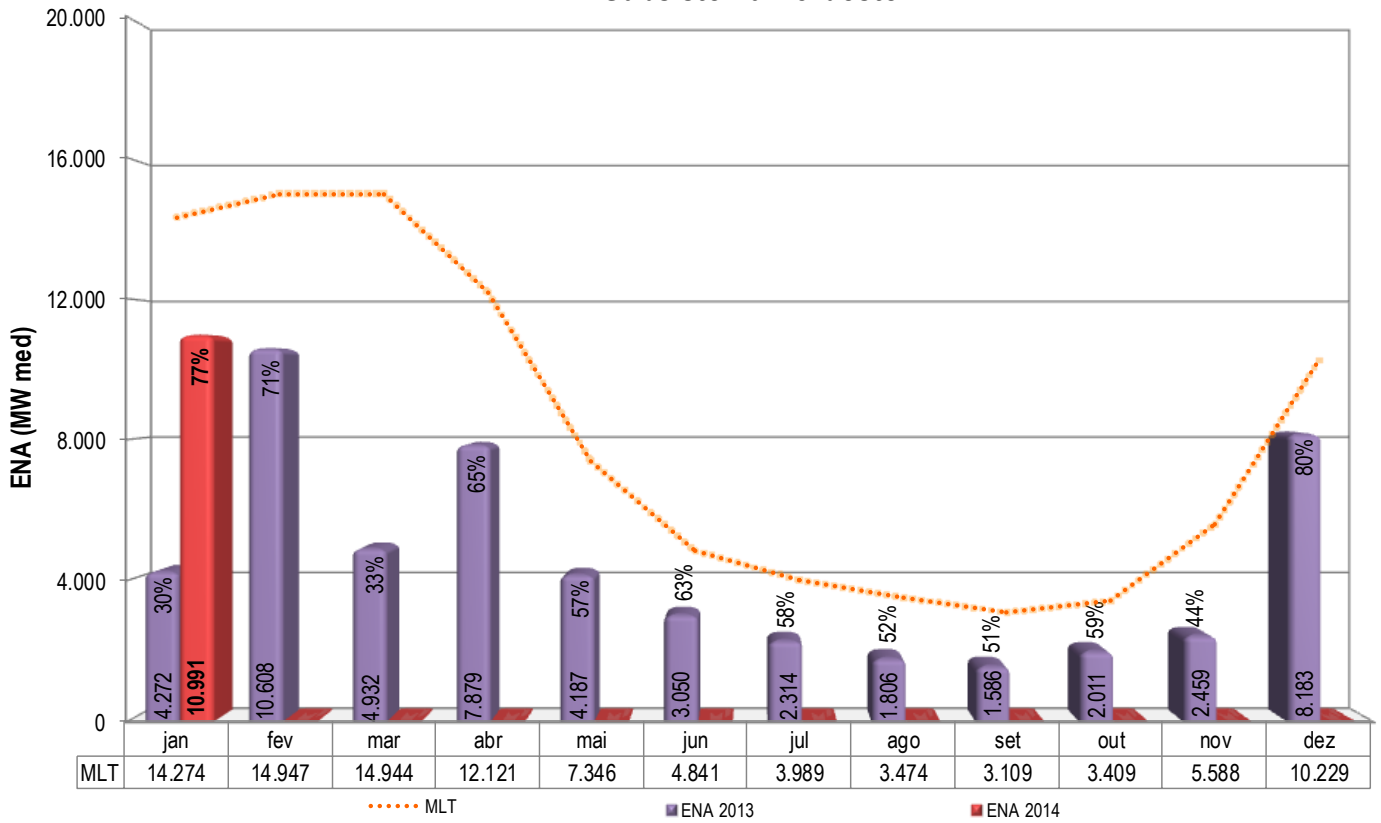


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

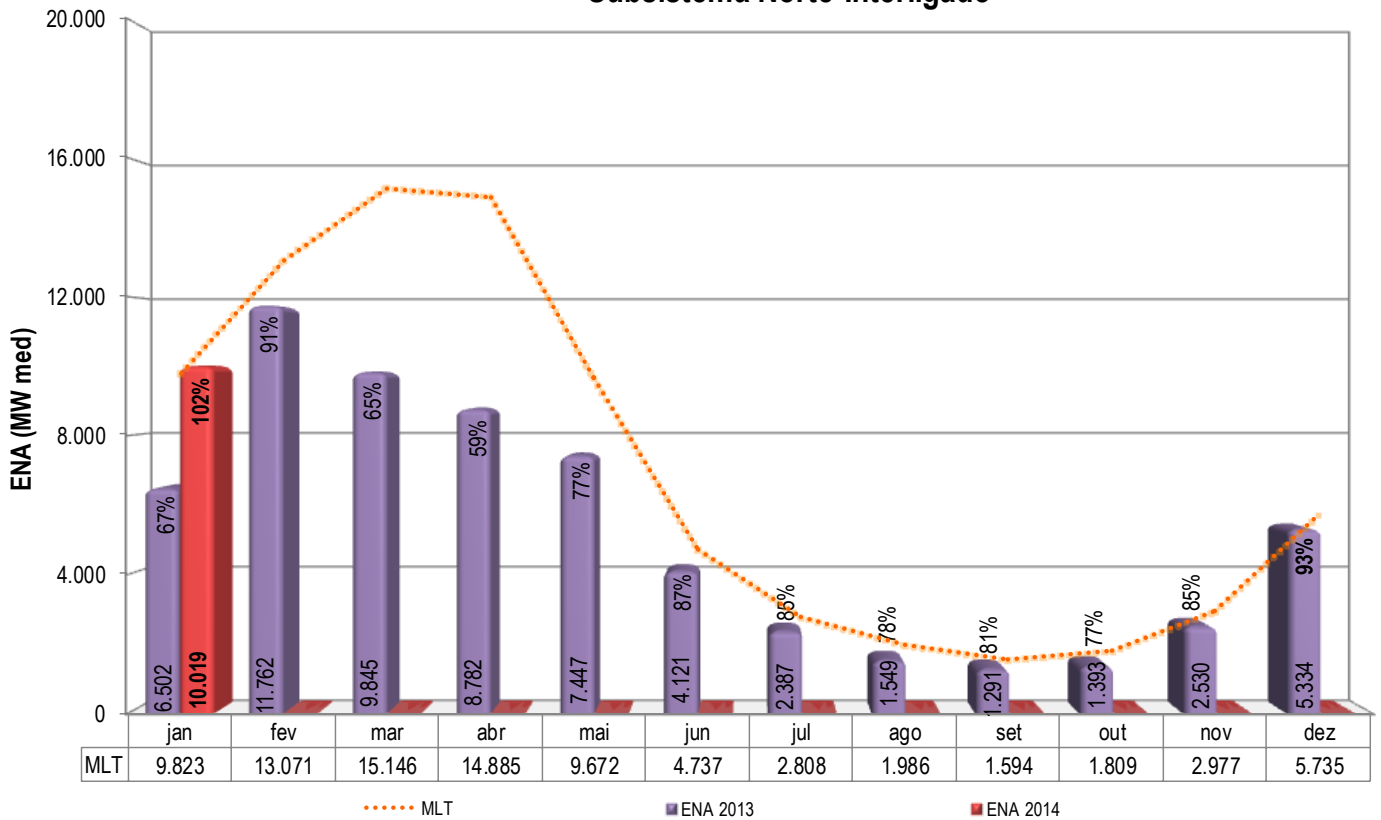


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em janeiro de 2014 ocorreu replecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Nordeste e Norte-Interligado e deplecionamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Houve contribuição de cerca de 12.243 MW médios de produção térmica no mês.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 2,9 p.p., atingindo 40,3 %EAR ao final do mês de janeiro. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas em função das condições hidroenergéticas de suas bacias, prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Como consequência houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 0,1 p.p., atingindo 57,6 %EAR ao final do mês.

Verificou-se melhoria nas aflúências ao subsistema Nordeste com replecionamento de 8,8 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 42,6 %EAR ao final do mês de janeiro, auxiliados pela produção no mês de cerca de 1.410 MW médios de geração térmica por restrição elétrica nesse subsistema.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 60,8 %EAR ao final do mês de janeiro, apresentando replecionamento de 14,6 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi explorada ao máximo de suas disponibilidades energéticas em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de dezembro referem-se ao replecionamento de 24,0 p.p. na UHE Tucuruí (68,2% v.u.) e de 17,4 p.p. na UHE Sobradinho (50,4% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos. No período também houve deplecionamento de 15,2 p.p. na UHE Capivara (65,2% v.u.), de 12,3 p.p. na UHE Ilha Solteira (45,0% v.u.) e de 8,0 p.p. na UHE Itumbiara (29,3% v.u.).

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	40,3	202.290	70,0
Sul	57,6	19.873	6,9
Nordeste	42,6	51.815	17,9
Norte	60,8	14.812	5,1
TOTAL		288.790	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

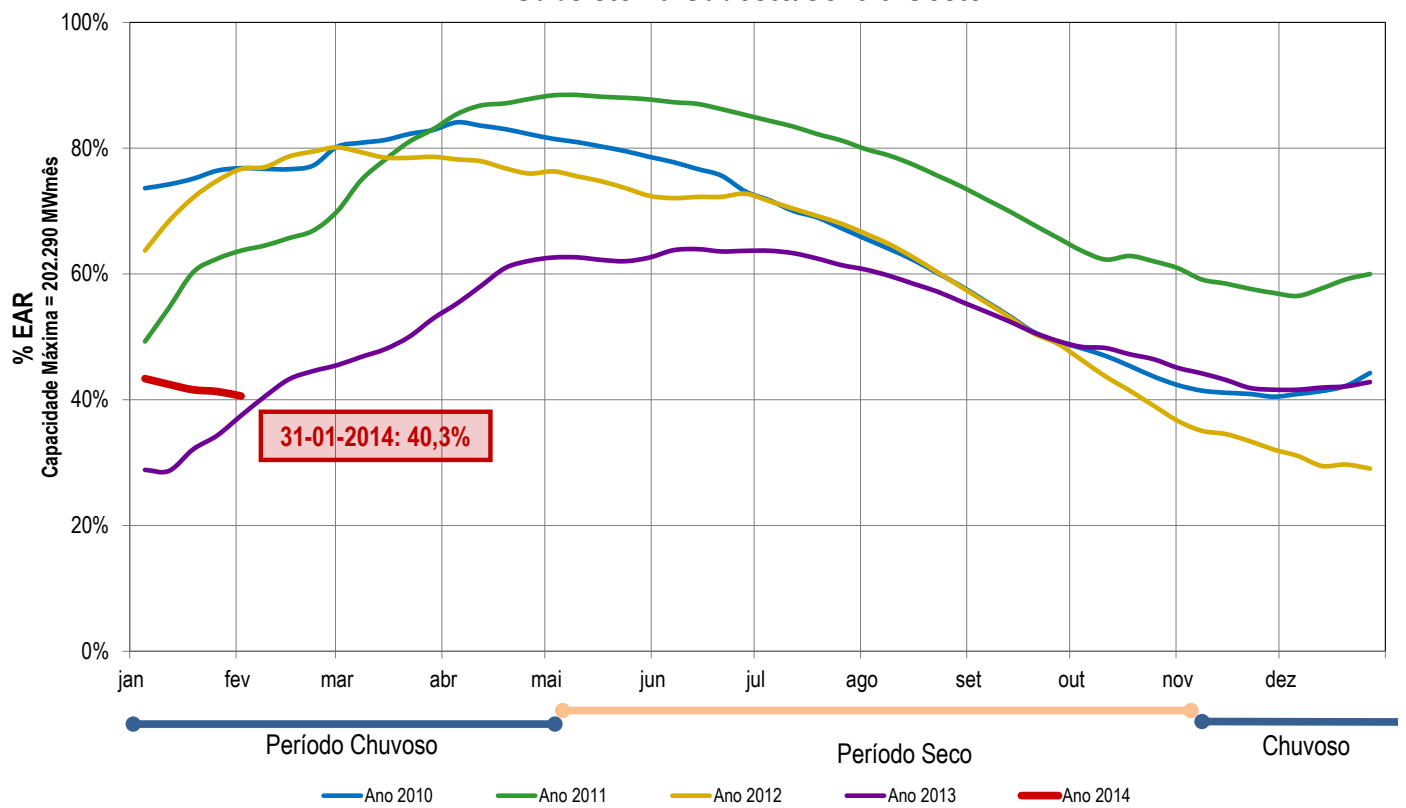


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

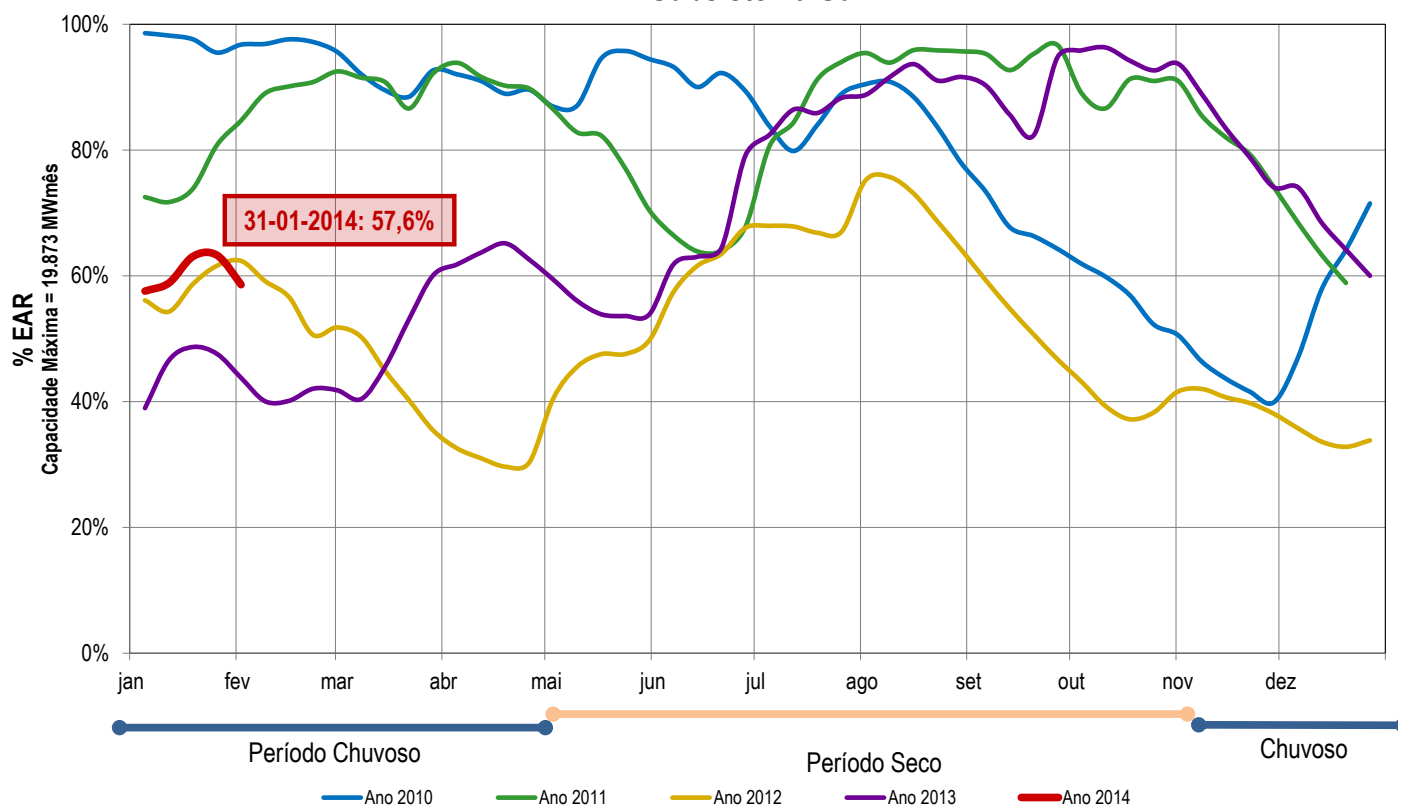


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

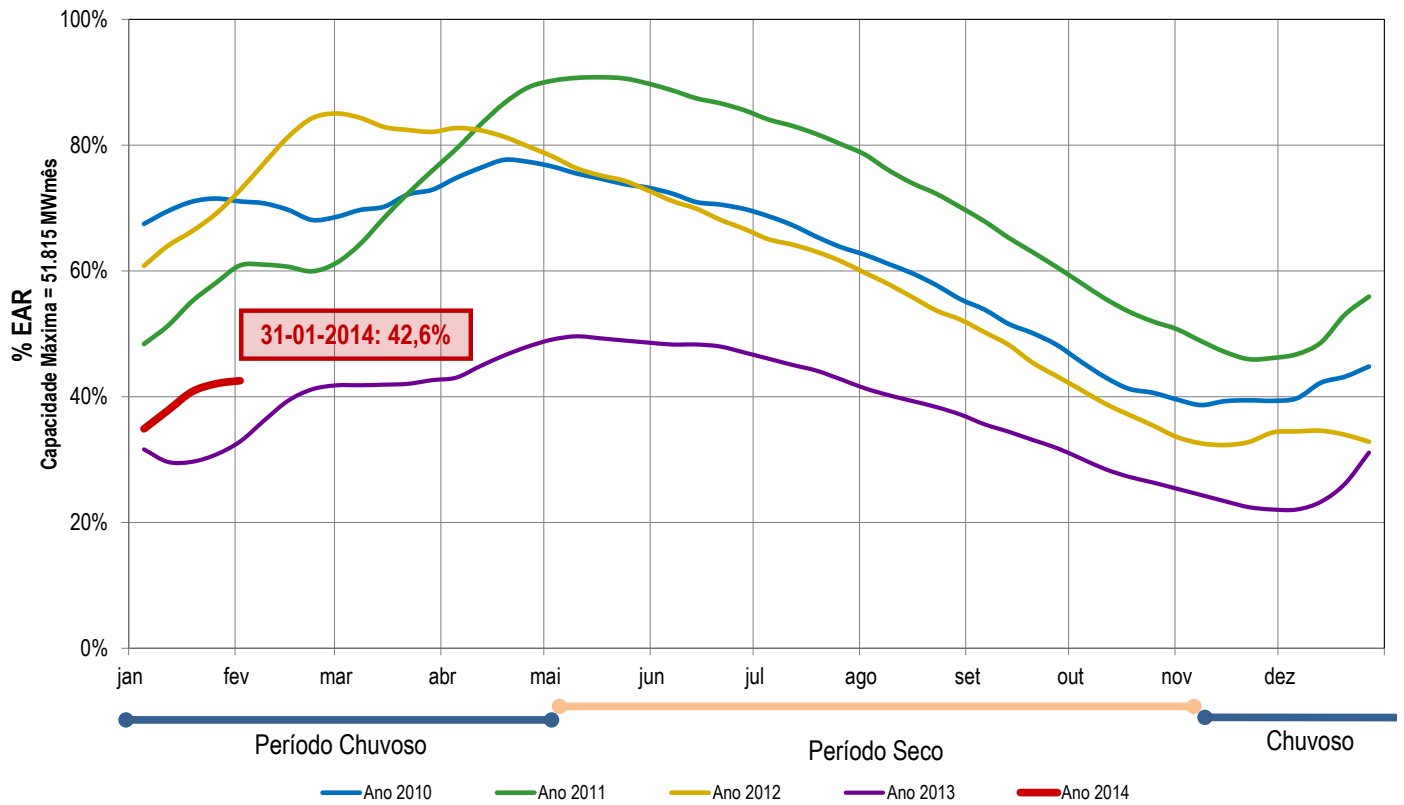


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

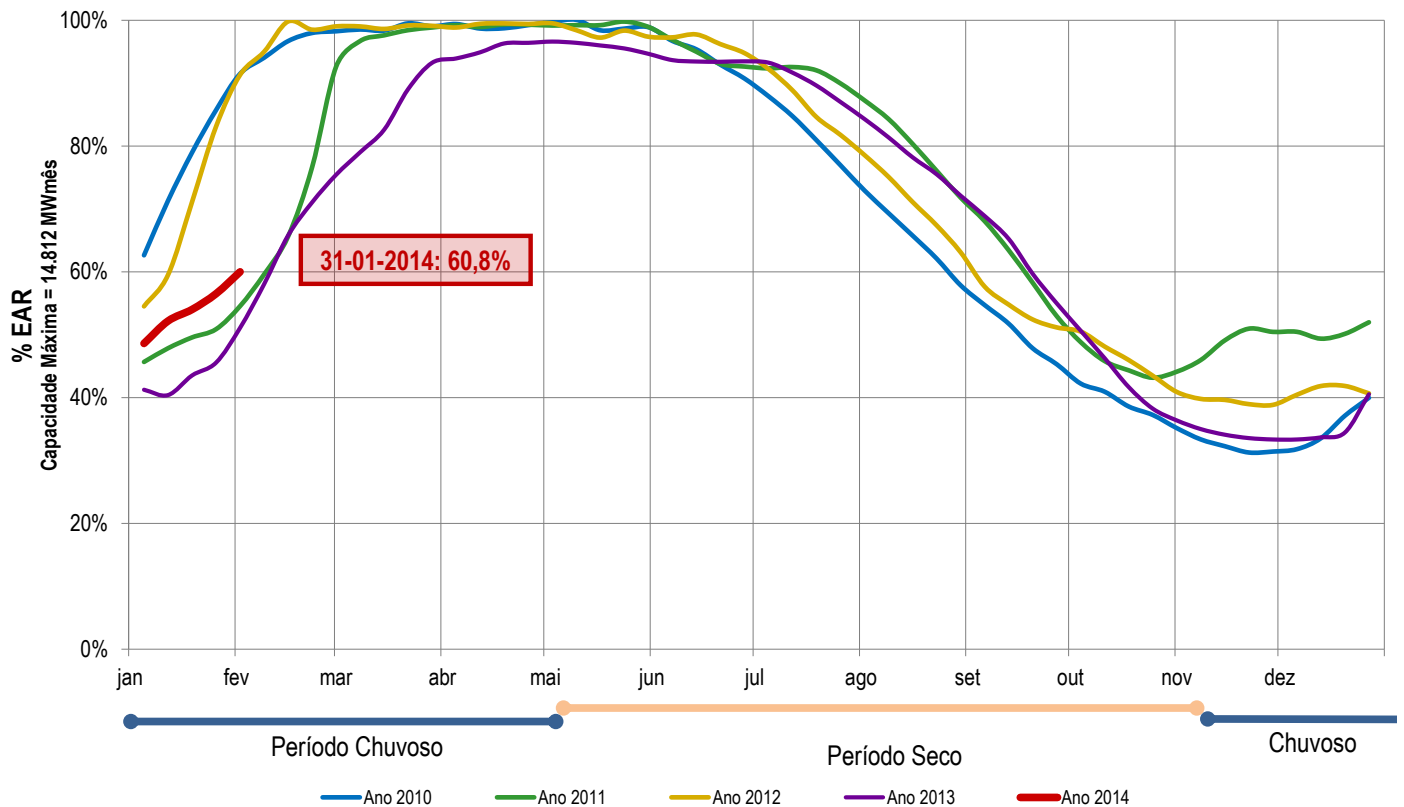


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em janeiro de 2014, em função da melhoria das afluições ao subsistema Norte-Interligado, houve uma exportação de energia da ordem de 4.095 MWmédios, bastante superior aos 439 MWmédios verificados no mês anterior. Nesse sentido, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste passou a ser importador de energia em 2.083 MWmédios, invertendo o fluxo verificado no mês anterior da ordem de 2.334 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu importador, reduzindo o fluxo de 2.773 MWmédios verificados em dezembro para 2.013 MWmédios em janeiro.

Em função da redução das afluições à região, o subsistema Sul continuou recebendo energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste na ordem de 236 MWmédios, inferior aos 405 MWmédios verificados em dezembro.

Pelo primeiro bipolo do Madeira ± 600 kV Porto Velho – Araraquara II, responsável por escoar a maior parte de energia das UHEs Santo Antônio e Jirau, passaram 345 MWmédios no mês de janeiro, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN.

No período, Manaus recebeu cerca de 37 MWmédios do SIN.

Em dezembro houve intercâmbio internacional emergencial de energia do Brasil para a Argentina da ordem de 3 MWmédios.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuru)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de janeiro de 2014.

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT _{Urug}	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

No ano 2013, houve crescimento de 3,4% no consumo acumulado de energia elétrica em comparação ao ano 2012, considerando autoprodução e acrescido das perdas. Esse crescimento foi impulsionado pelas classes residencial e comercial, que registraram no período aumento de 6,1% e 5,7%, respectivamente. A classe industrial, por sua vez, permaneceu praticamente no mesmo patamar de consumo verificado em 2012, reflexo da fraca atividade de setores eletrointensivos, como os de extração mineral e alguns segmentos de metalurgia. Em termos de unidades consumidoras, foram realizadas mais de 2 milhões de novas ligações, predominantemente da classe residencial.

Em dezembro de 2013, por sua vez, o consumo de energia elétrica atingiu 49.068 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,6% sobre o mesmo mês de 2012. No mês, o consumo residencial avançou 5,3% em relação a dezembro de 2012, tendo a região Nordeste contribuído bastante para o resultado, com destaque para os crescimentos dos consumos médios mensais dos estados de Pernambuco, Bahia e Maranhão, bem superiores à média nacional.

O consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,1% em relação a dezembro de 2012, resultado associado, dentre outros fatores, ao alto nível de emprego no setor terciário, resultado da criação de 76% dos novos postos de trabalho no país, à expansão da atividade do comércio varejista e à reclassificação de consumidores que eram faturados na classe residencial e passaram a ser faturados na classe comercial.

O consumo das indústrias aumentou 3,1% em relação a dezembro de 2012, quando foi registrada retração de 2,9% no consumo. Por sua vez, o consumo de energia da classe rural aumentou 7,8% em comparação ao mesmo mês em 2012 e acumula em 12 meses aumento de 5,3% 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		
	Dez/13 GWh	Evolução mensal (Dez/13/Nov/13)	Evolução anual (Dez/13/Dez/12)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Evolução
Residencial	10.675	0,1%	5,3%	117.646	124.858	6,1%
Industrial	15.301	-2,9%	3,1%	183.475	184.595	0,6%
Comercial	7.585	2,6%	7,1%	79.235	83.712	5,7%
Rural	2.056	-2,7%	7,8%	22.952	24.177	5,3%
Demais classes *	3.981	0,1%	4,6%	44.806	46.399	3,6%
Perdas	9.470	20,2%	-5,9%	96.961	100.034	3,2%
Total	49.068	2,7%	2,6%	545.074	563.774	3,4%

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

Fonte: EPE

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

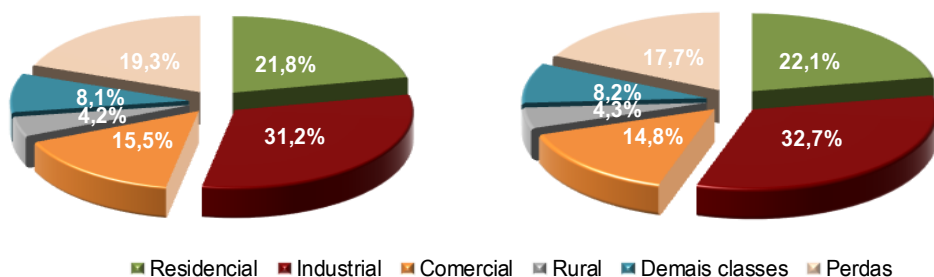


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/13 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/13/Nov/13)	Evolução anual (Dez/13/Dez/12)	Jan/12-Dez/12 (kWh/NU)	Jan/13-Dez/13 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	167	-0,2%	1,8%	159	163	2,5%
Consumo médio industrial	26.172	-2,9%	1,0%	26.692	26.312	-1,4%
Consumo médio comercial	1.393	2,3%	3,7%	1.253	1.281	2,3%
Consumo médio rural	490	-2,5%	6,0%	463	480	3,6%
Consumo médio demais classes *	5.478	0,1%	1,8%	5.281	5.321	0,7%
Consumo médio total	529	-1,0%	1,4%	516	517	0,1%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

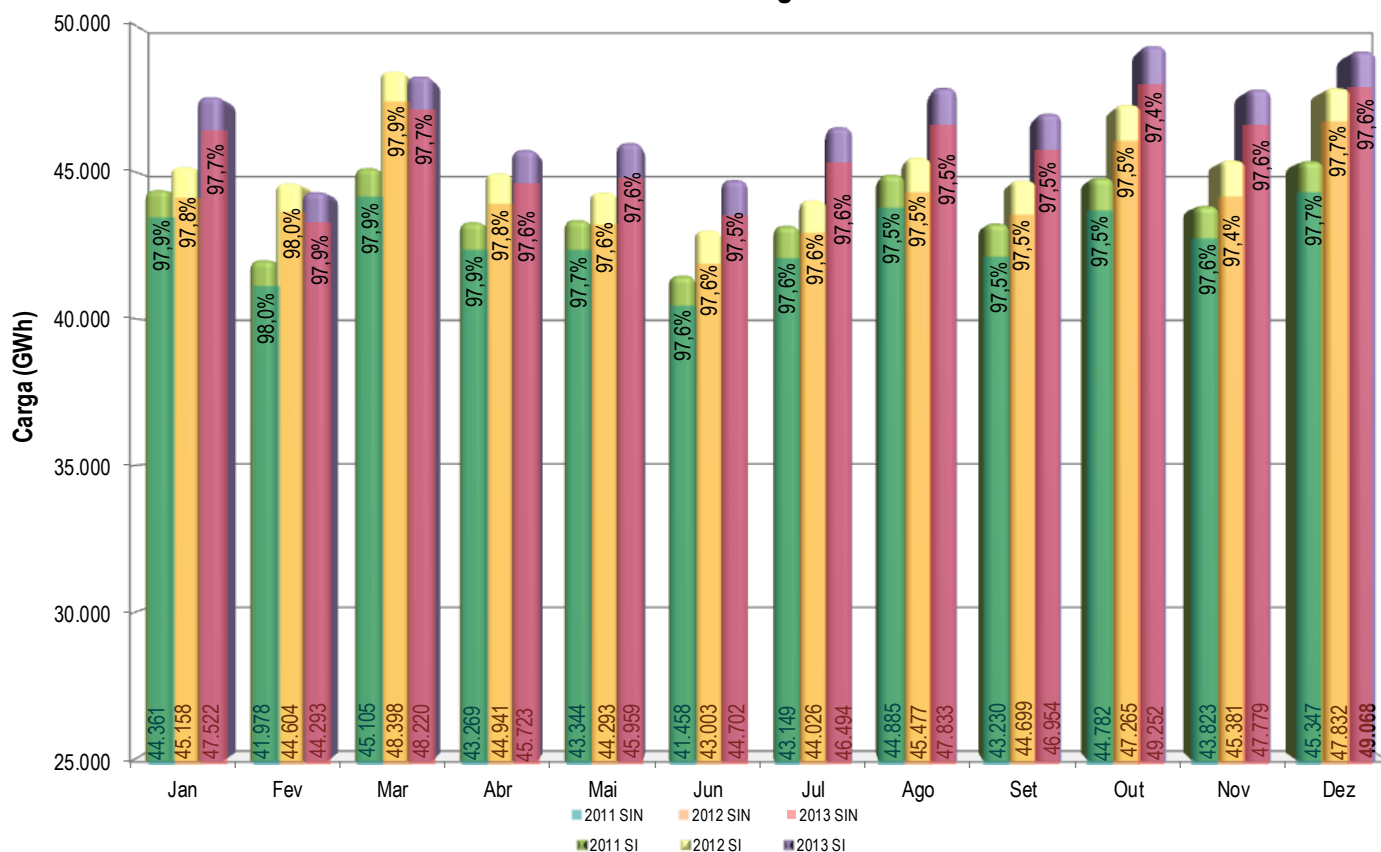
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/12	Dez/13	
Residencial (NUCR)	61.697.228	63.858.506	3,5%
Industrial (NUCI)	572.821	584.632	2,1%
Comercial (NUCC)	5.270.878	5.445.204	3,3%
Rural (NUCR)	4.129.147	4.199.477	1,7%
Demais classes*	706.971	726.690	2,8%
Total (NUCT)	72.377.045	74.814.509	3,4%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: EPE/ONS/Eletrabras

* 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

Devido à ocorrência de elevadas temperaturas no mês de janeiro de 2014 e à intensa utilização de equipamentos de climatização, houve uma série de superações de recordes de demandas máximas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e no SIN, registradas todas no período da tarde.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste ocorreram seis superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 23 com 48.955 MW, no dia 24 com 49.138 MW, no dia 27 com 49.227 MW, no dia 28 com 49.674 MW, no dia 29 com 49.883 MW e no dia 30, quando atingiu 50.014 MW, superando em 1.073 MW (2,2%) o recorde anterior ao mês.

No subsistema Sul ocorreram sete superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 10 com 15.454 MW, no dia 17 com 15.525 MW, no dia 20 com 16.194 MW, no dia 21 com 16.705 MW, no dia 22 com 17.202 MW, no dia 23 com 17.315 MW e no dia 29, quando atingiu 17.357 MW, superando em 2.181 MW (14,4%) o recorde anterior ao mês.

No SIN ocorreram cinco superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 10 com 79.962 MW, no dia 21 com 81.591 MW, no dia 22 com 82.306 MW, no dia 23 com 83.307 MW e no dia 29, quando atingiu 83.962 MW, superando em 4.038 MW (5,0%) o recorde anterior ao mês.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW)	50.014	17.357	11.732	5.958	83.962
(dia - hora)	30/01/2014 - 15h29	29/01/2014 - 14h32	17/01/2014 - 15h33	23/01/2014 - 15h48	29/01/2014 - 15h25
Recorde (MW)	50.014	17.357	11.809	6.109	83.962
(dia - hora)	30/01/2014 - 15h29	29/01/2014 - 14h32	04/12/2013 - 15h40	17/09/2013 - 15h35	29/01/2014 - 15h25

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

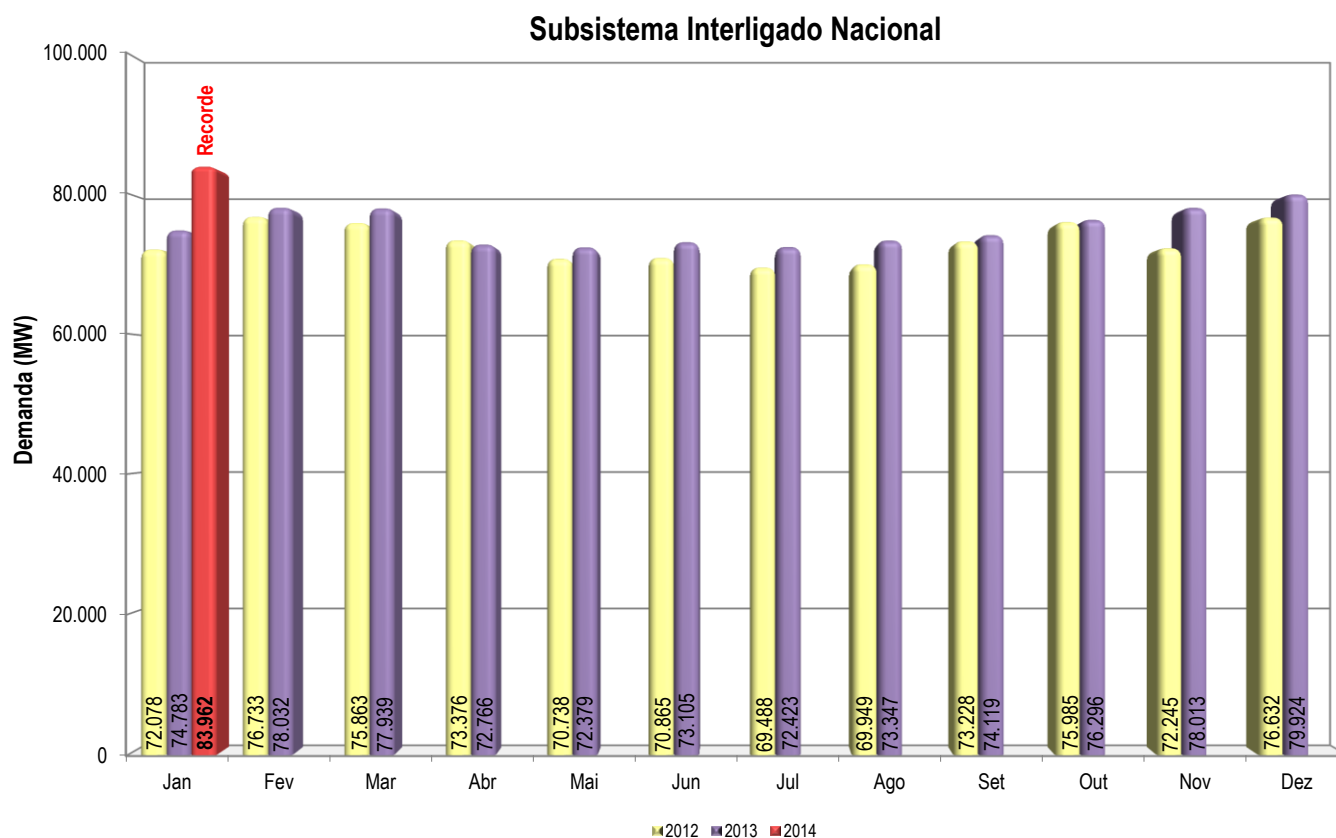


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

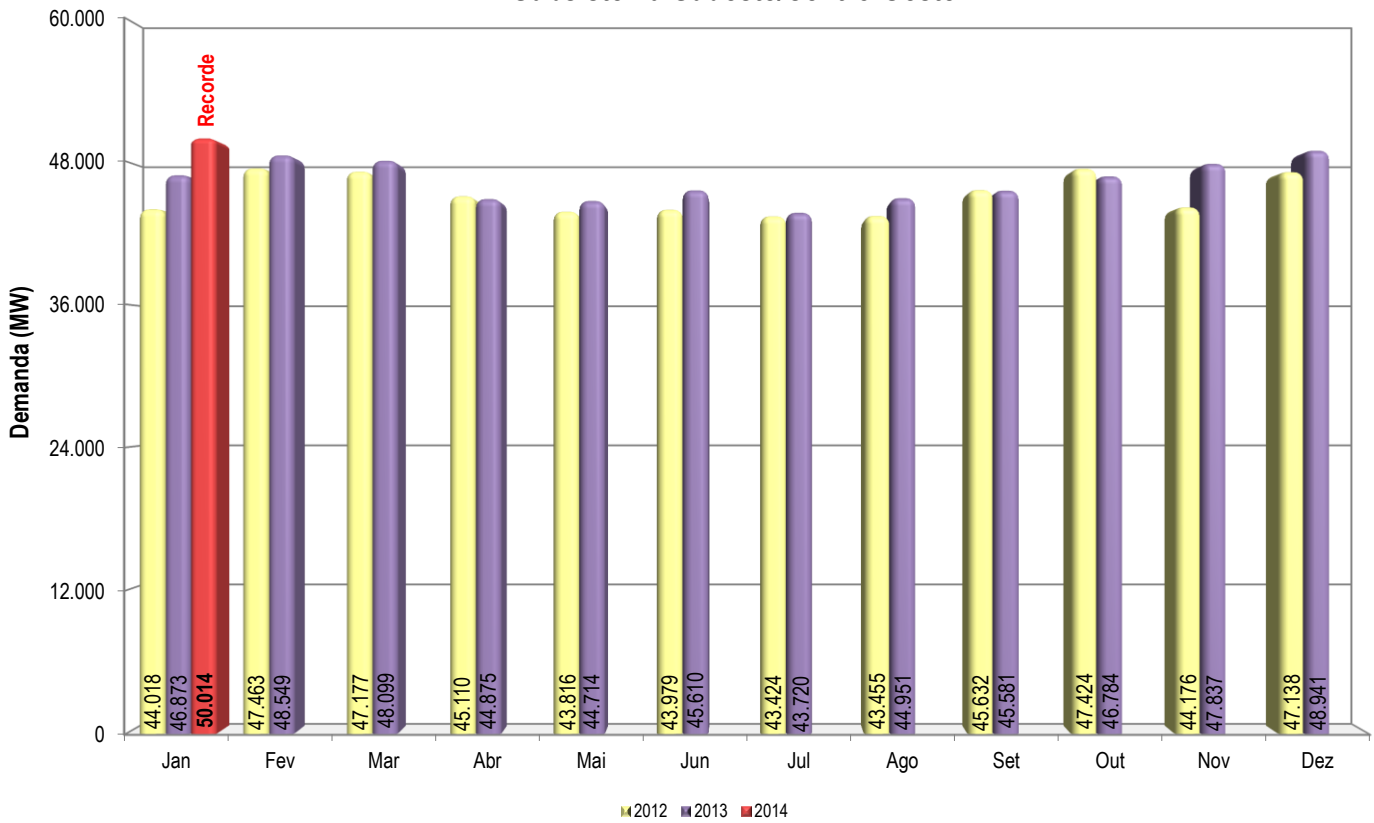


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

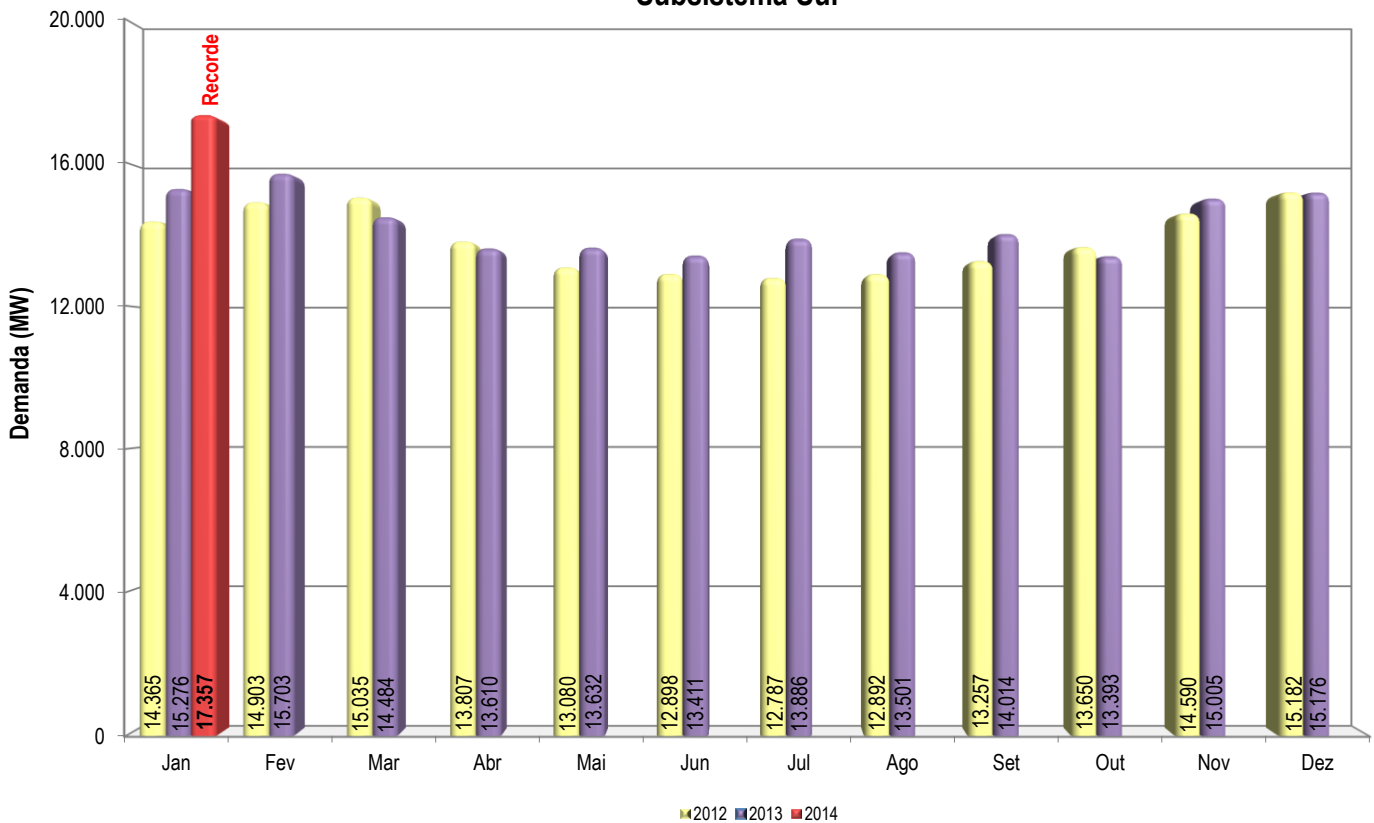


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

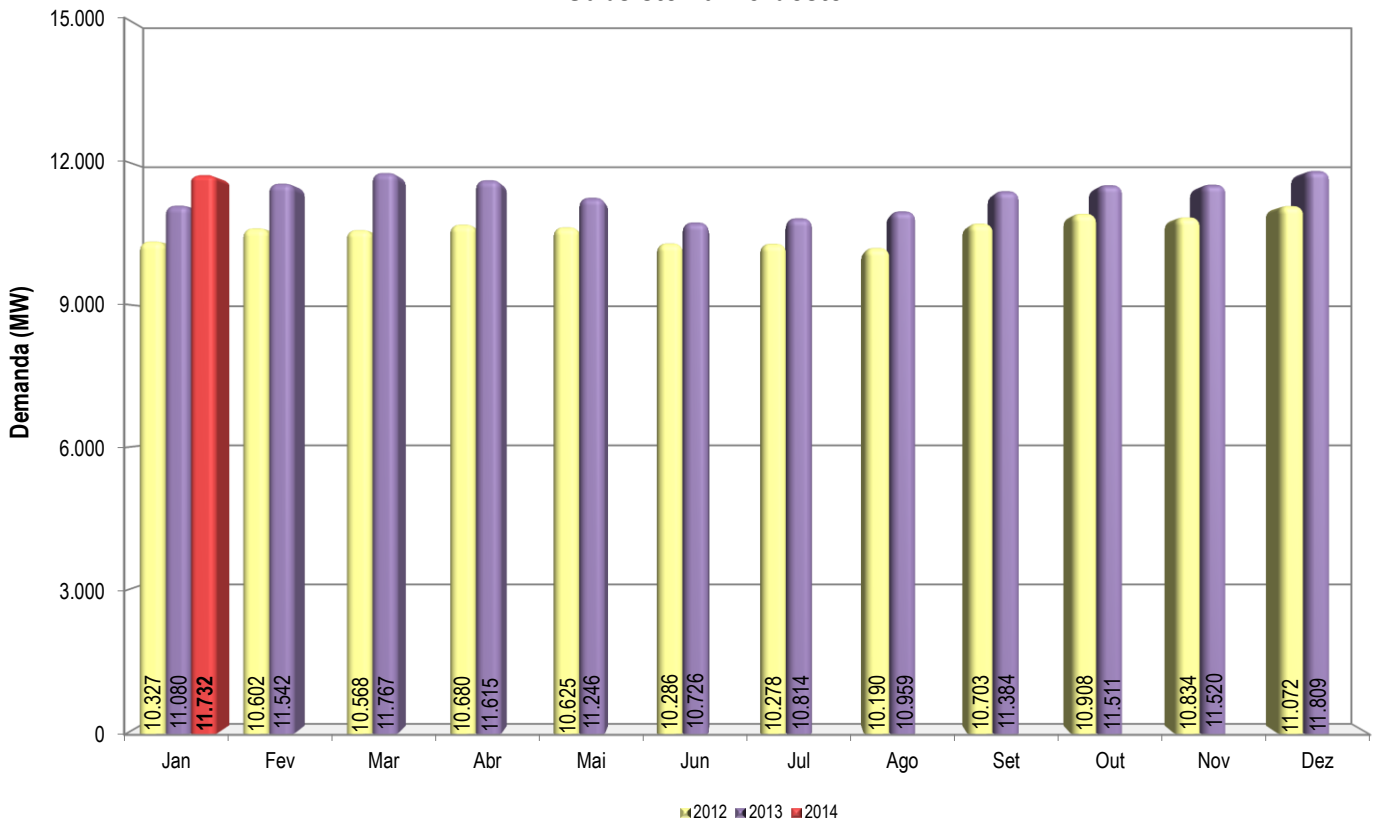


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

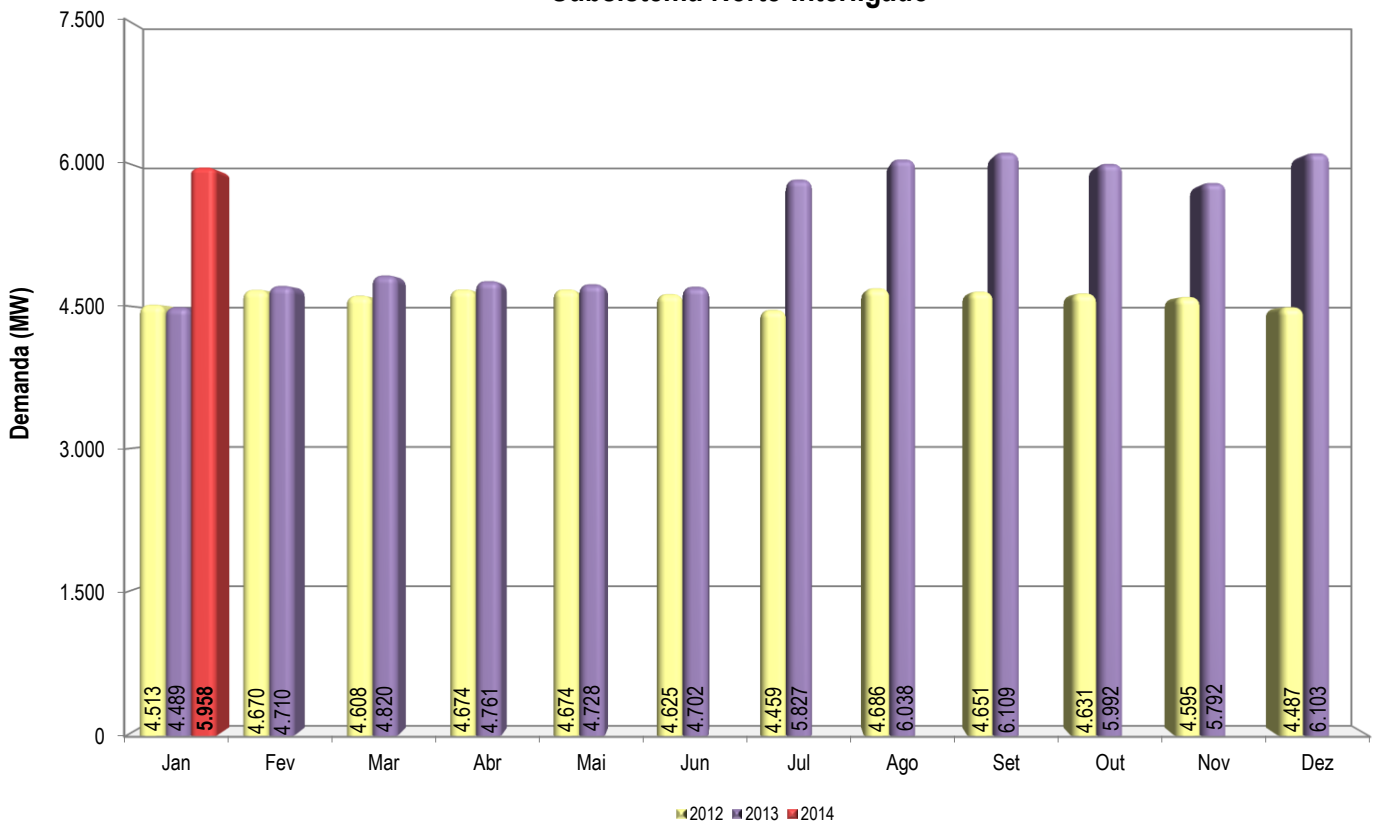


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 126.563 MW*. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se o crescimento percentual da fonte eólica (+19,2%) e térmica (+9,8%) na matriz.

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

Fonte	Jan/13	Jan/14			Evolução da Capacidade Instalada (Jan/14 / Jan/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
Hidráulica	84.402	1.091	85.950	67,9%	1,8%
Térmica	34.928	1.786	38.357	30,3%	9,8%
Gás	13.177	152	13.896	11,0%	5,5%
Carvão	2.304	13	3.389	2,6%	47,1%
Petróleo	7.324	1.144	7.672	6,1%	4,8%
Nuclear	2.007	2	1.990	1,6%	-0,8%
Biomassa	10.116	475	11.410	9,0%	12,8%
Eólica	1.889	109	2.252	1,8%	19,2%
Solar Fotovoltaica	8	52	5	<0,01%	-34,7%
Capacidade Total - Brasil	121.226	3.038	126.563	100,0%	4,4%

* A descontinuidade dos valores apresentados no Boletim Mensal de janeiro/14 em relação ao Boletim Mensal de dezembro/13 deve-se à utilização dos dados de fechamento da capacidade instalada para o Sistema Elétrico Brasileiro, conforme reunião entre MME e ANEEL, para a publicação de dezembro/13 e utilização dos dados disponíveis no BIG/ANEEL para a publicação de janeiro/14.

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

*** Adicionalmente, até o dia 31/01/2014, existem 48 usinas eólicas, que totalizam 1.271,2 MW que estão aptas a entrarem em operação comercial, segundo declaração da ANEEL.

Fonte: ANEEL (BIG 31/01/2014)

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

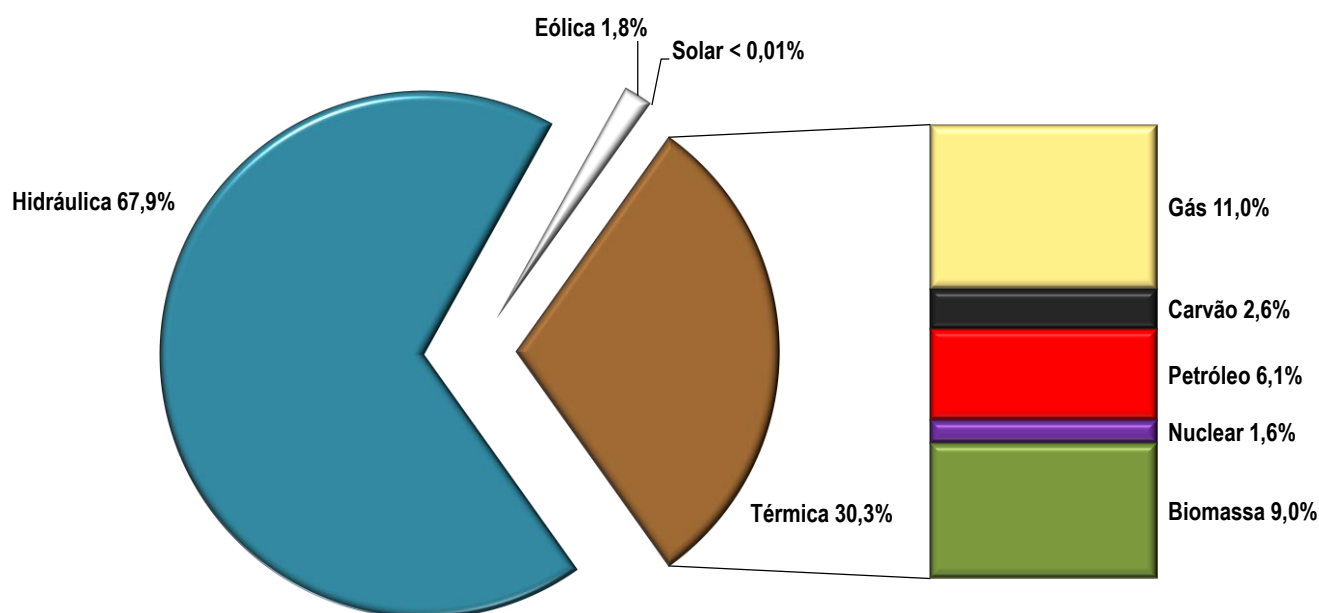


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/01/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

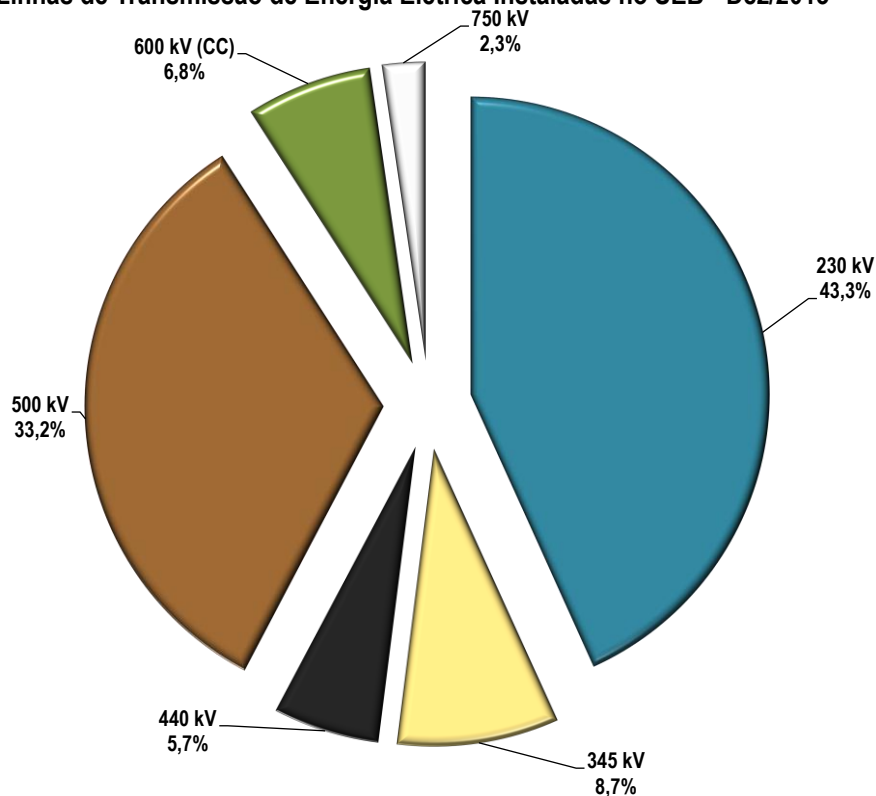
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	50.878	43,3%
345 kV	10.272	8,7%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.083	33,2%
600 kV (CC)	7.992	6,8%
750 kV	2.683	2,3%
Total SEB	117.637	100,0%

Fonte: MME/ANEEL/ONS

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

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Dez/2013



Fonte: MME/ANEEL/ONS

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



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no ano de 2013 atingiu 538.119 GWh. No mês de dezembro de 2013 a geração hidráulica correspondeu a 78,6% do total gerado no Brasil, 3,3 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observada redução da participação de usinas térmicas para todos os tipos de combustível, em parte devido à redução do valor do CMO em comparação ao mês de novembro de 2013. O maior decréscimo na participação percentual foi verificado para a fonte térmica a biomassa, que passou de 4,4% da produção nacional em novembro para 2,6% em dezembro de 2013.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dez/2013

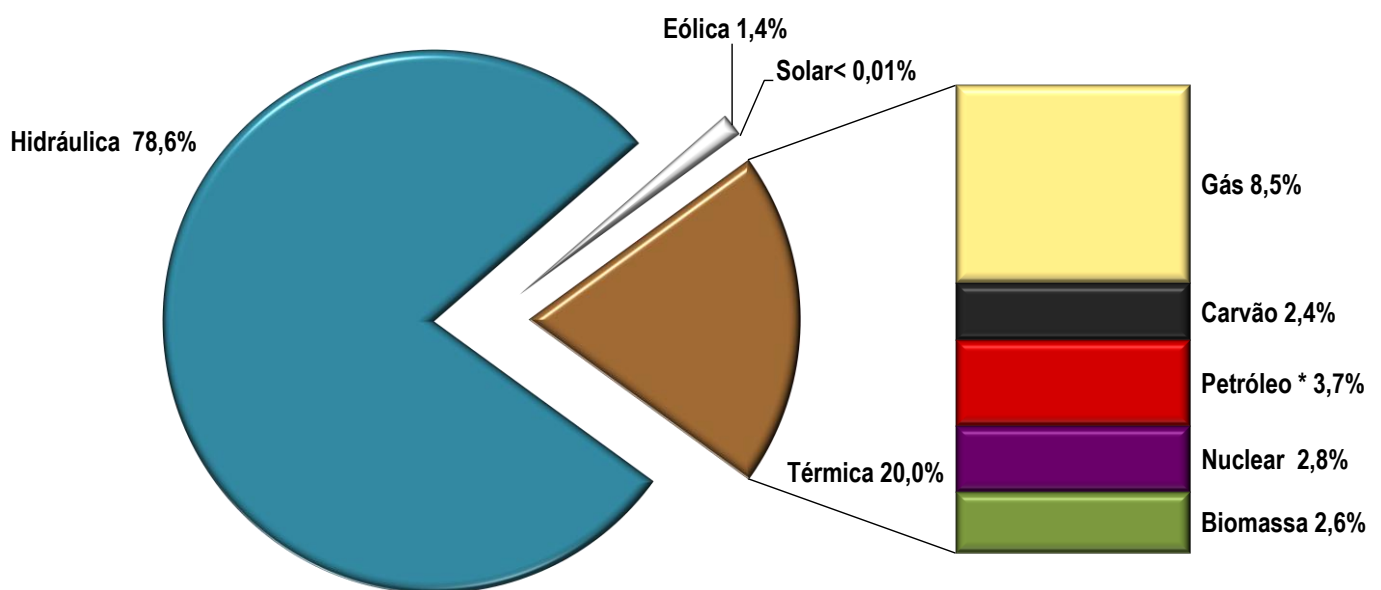


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

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



7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional **

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/13 (GWh)	Evolução mensal (Dez/13 / Nov/13)	Evolução anual (Dez/13 / Dez/12)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	36.256	6,5%	5,4%	438.289	408.963	-6,7%
Térmica	8.344	-12,4%	-14,1%	74.070	110.096	48,6%
Gás	3.569	-1,3%	-26,5%	33.298	51.523	54,7%
Carvão	1.128	-9,4%	92,4%	6.686	12.407	85,6%
Petróleo *	1.122	-16,9%	-44,4%	6.093	15.592	155,9%
Nuclear	1.307	-1,1%	1,9%	15.022	13.461	-10,4%
Biomassa	1.217	-39,1%	26,2%	12.970	17.112	31,9%
Eólica	633	-17,1%	20,5%	4.918	6.465	31,5%
Solar Fotovoltaica	0,15	15,8%	-	0,98	1,39	-
TOTAL	45.233	2,0%	1,4%	517.278	525.525	1,6%

* 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 dezembro 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		
	Dez/13 (GWh)	Evolução mensal (Dez/13 / Nov/13)	Evolução anual (Dez/13 / Dez/12)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	147	-5,8%	30,5%	1.569	1.912	21,9%
Térmica	921	2,4%	7,7%	10.317	10.682	3,5%
Gás	348	1,0%	6,5%	3.401	3.942	15,9%
Petróleo *	573	3,2%	8,3%	6.916	6.740	-2,5%
TOTAL	1.068	1,2%	10,3%	11.886	12.594	6,0%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade do mês de dezembro de 2013 diminuiu 7,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 39,5%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 12,9 p.p. no mesmo período, atingindo 28,8%. Na média anual, o fator de capacidade das usinas eólicas do Nordeste reduziu 1,7 p.p. e no Sul houve aumento de 0,4 p.p., quando comparado ao ano de 2012.

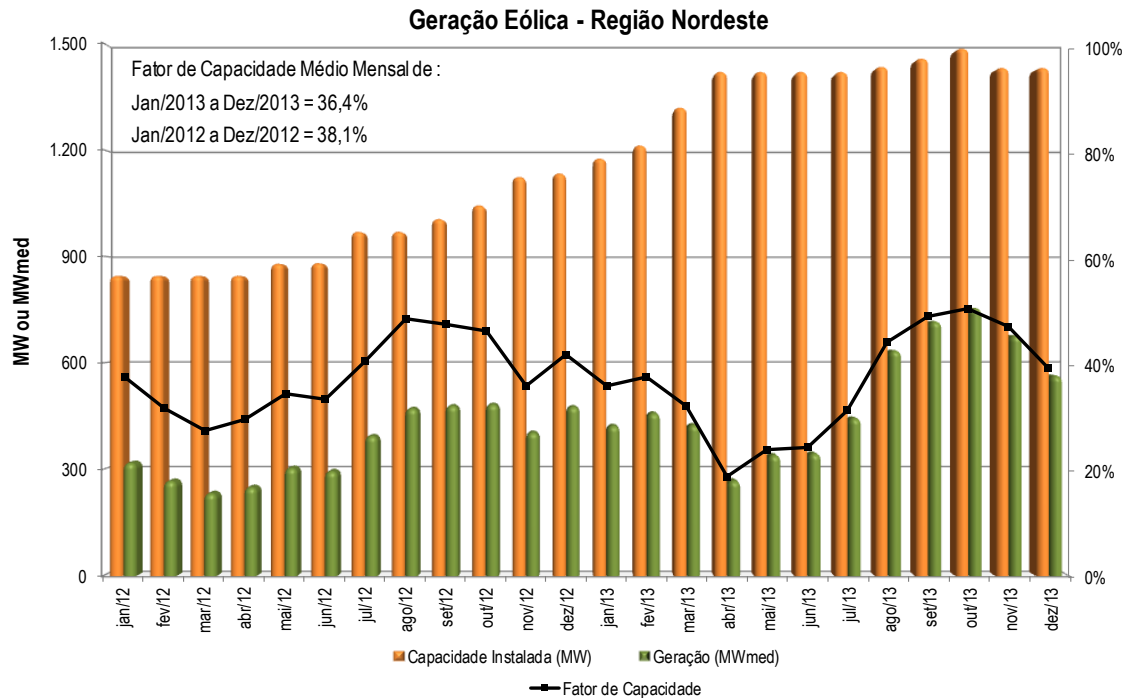


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

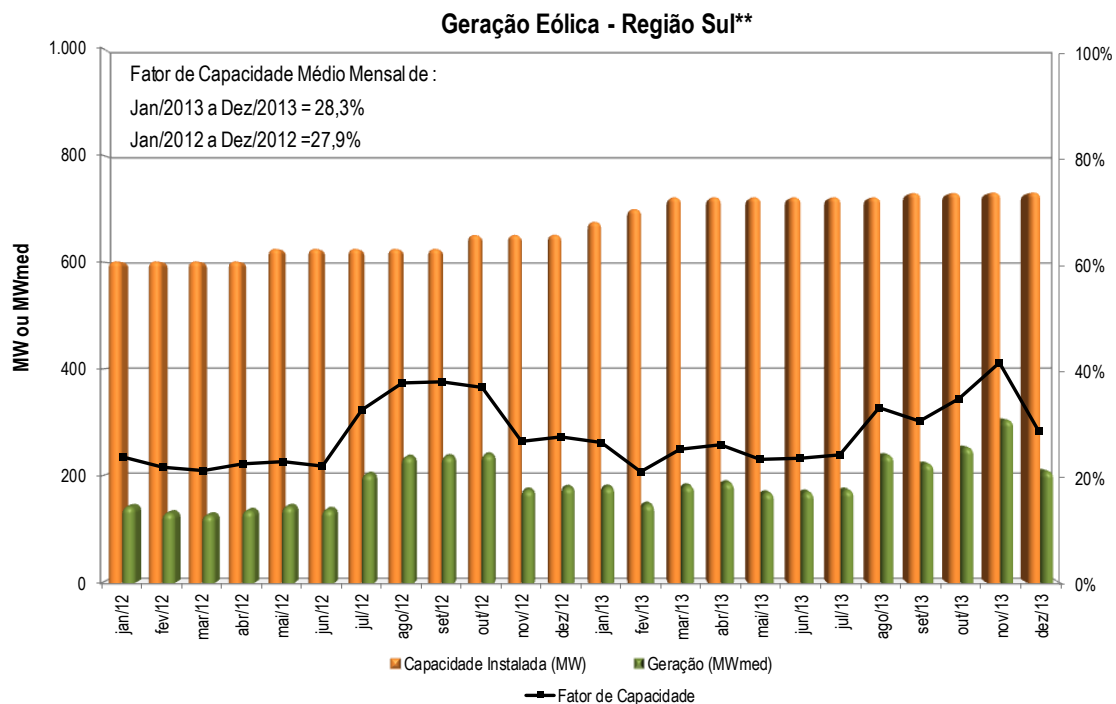


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade a partir de jul/12. No mês de novembro/2013, o decréscimo observado na capacidade instalada das usinas eólicas no Nordeste é explicado por ajustes realizados de forma a se considerar, nesse montante, somente usinas em operação comercial.

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



7.5. Energia de Reserva *

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 dezembro de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.212,3 MW médios, dos quais foram entregues 60,9%, ou 738,0 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 dezembro de 2013 a entrega correspondeu a 39,4% da energia esperada.

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.

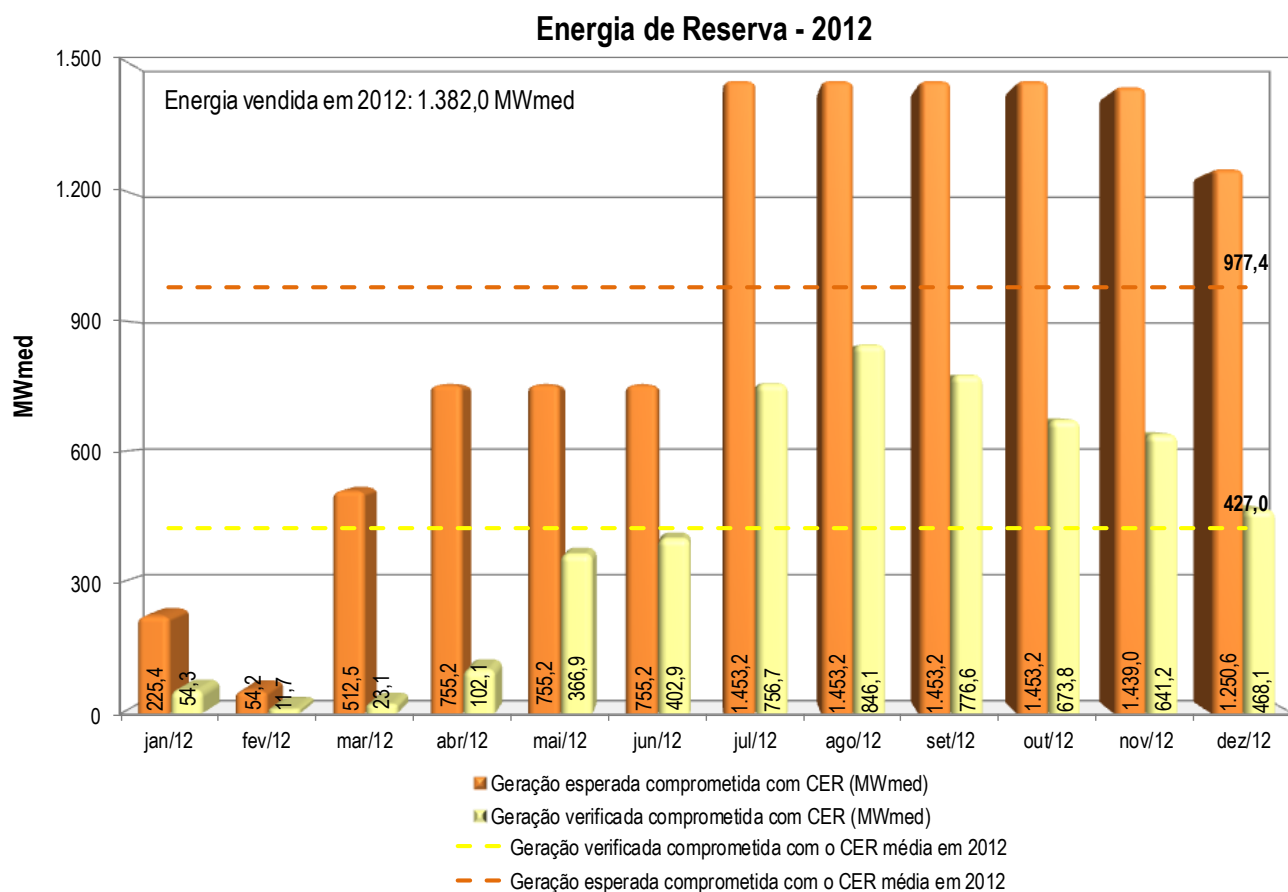


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

Fonte: CCEE

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

** Definiu-se *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.

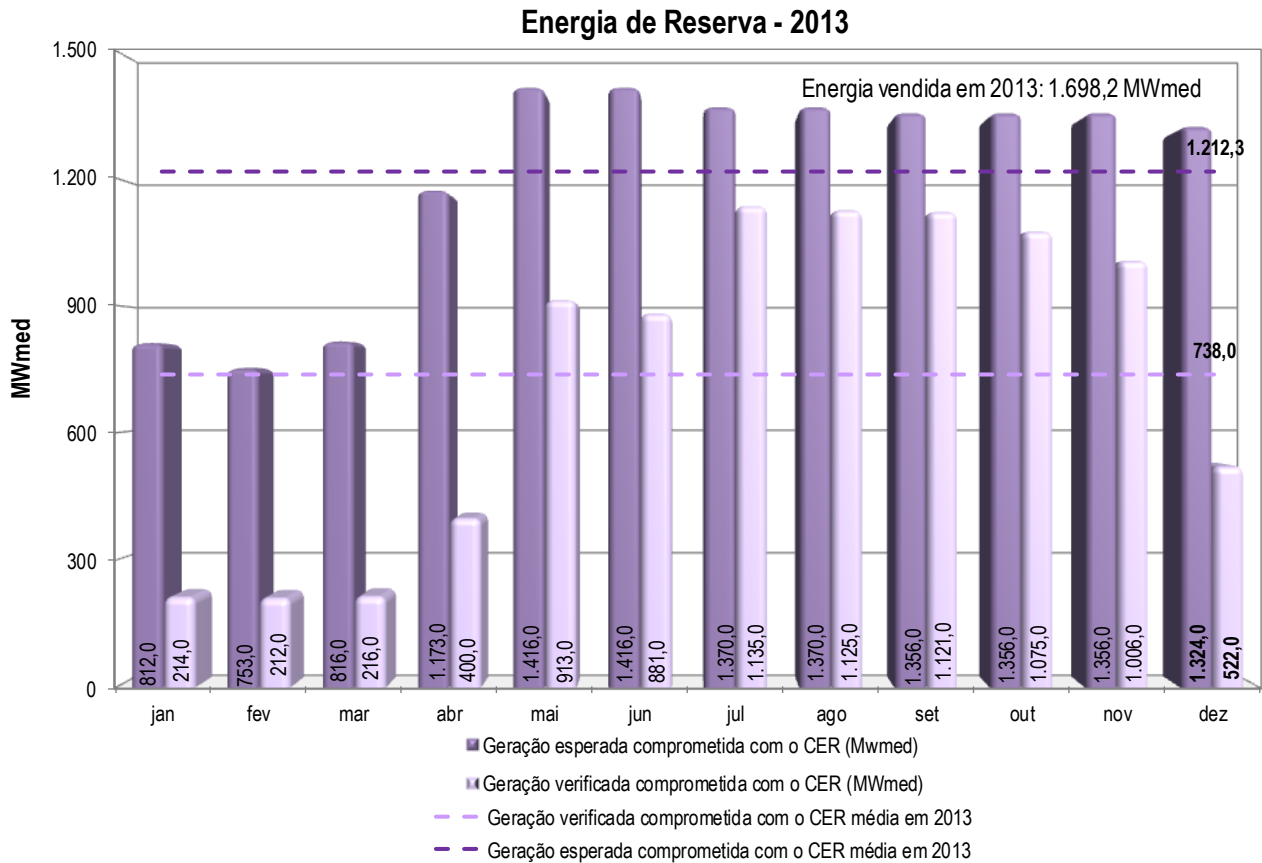


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

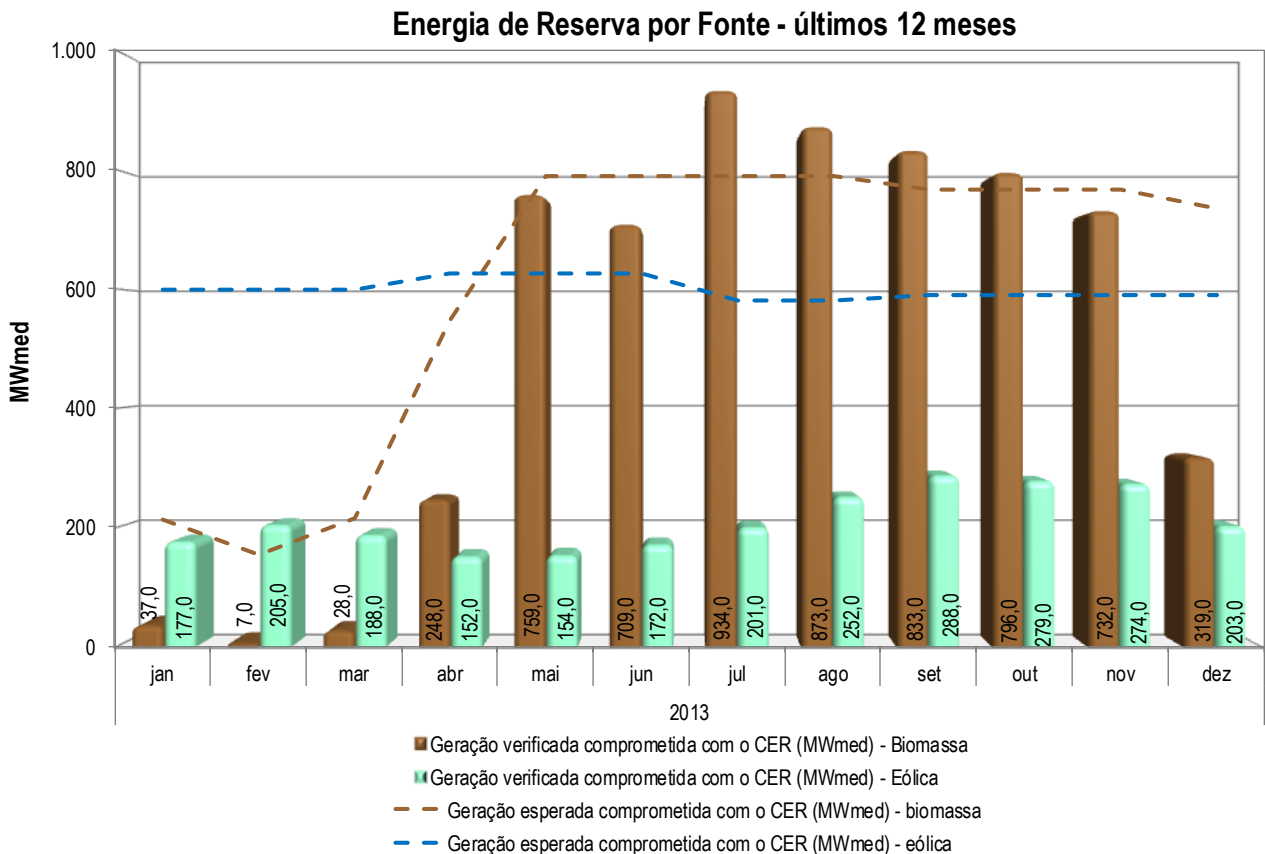


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

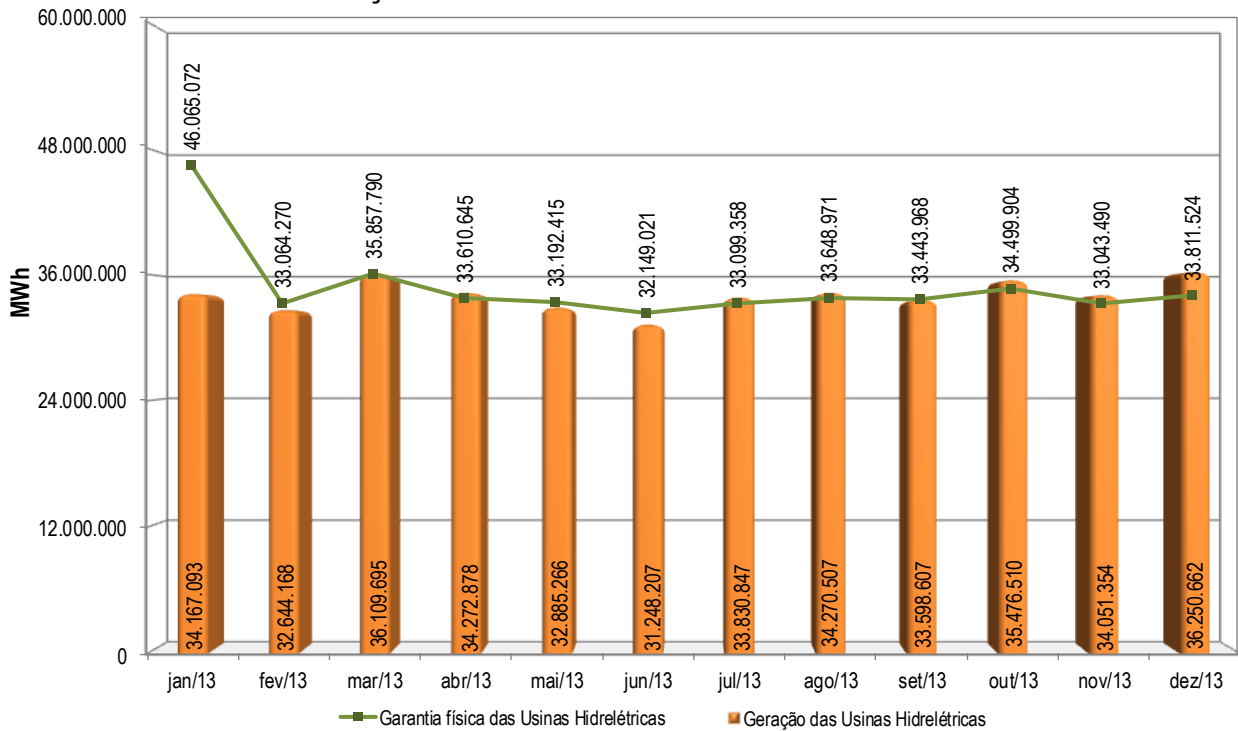


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas**

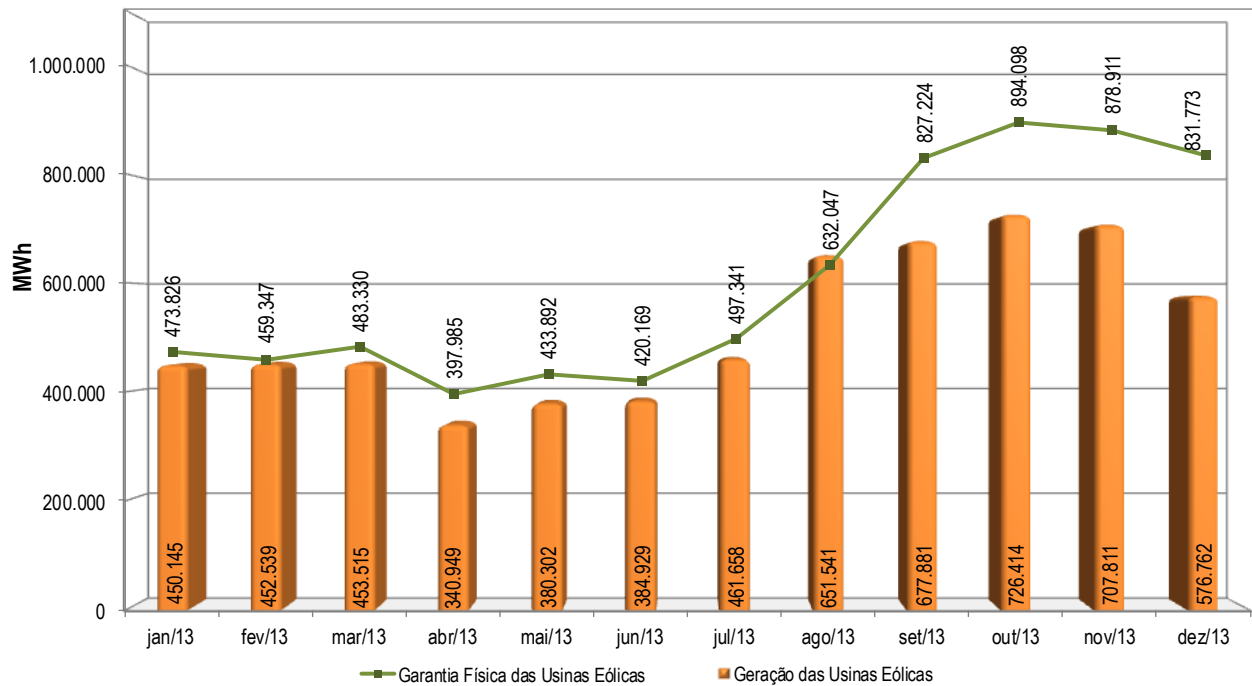


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

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

** O aumento do valor da garantia física do mês de setembro em relação aos anteriores deve-se principalmente à inclusão das garantias físicas das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

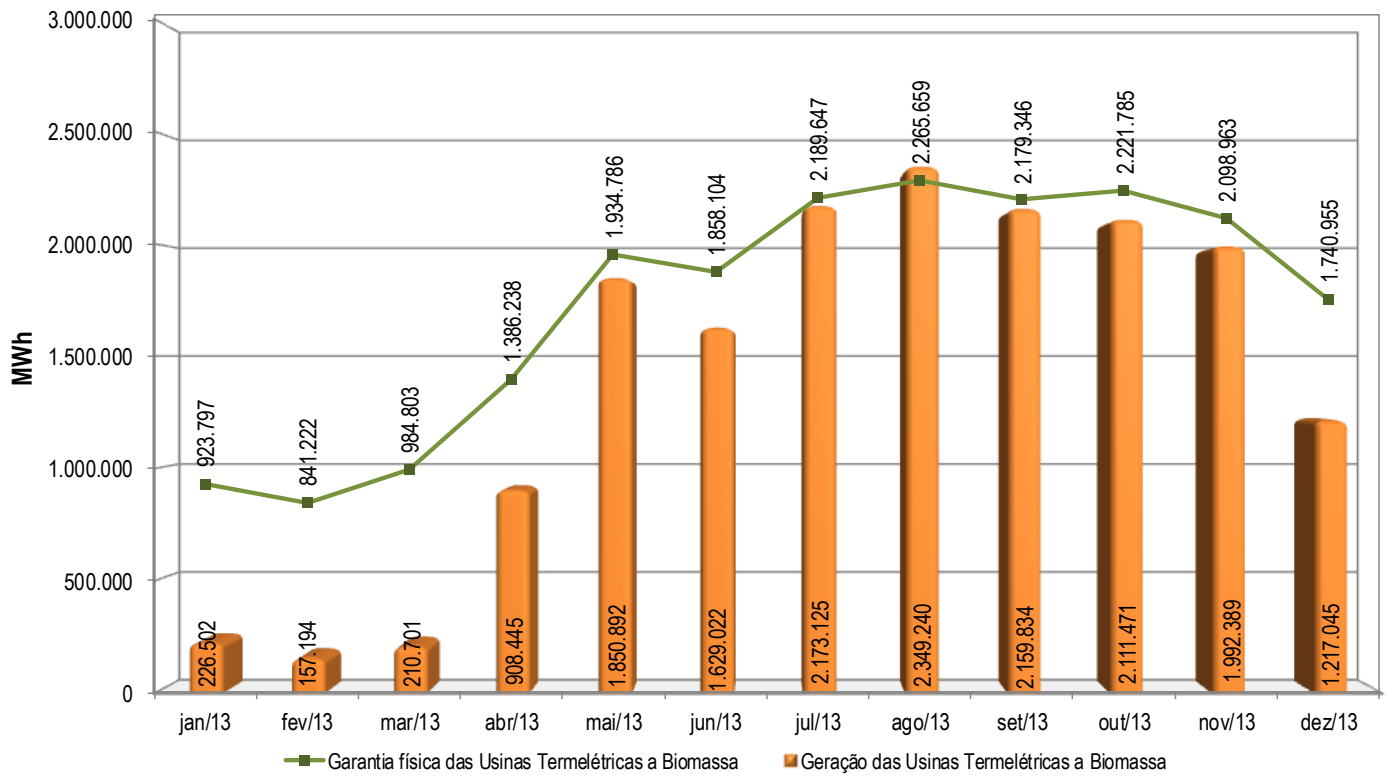


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

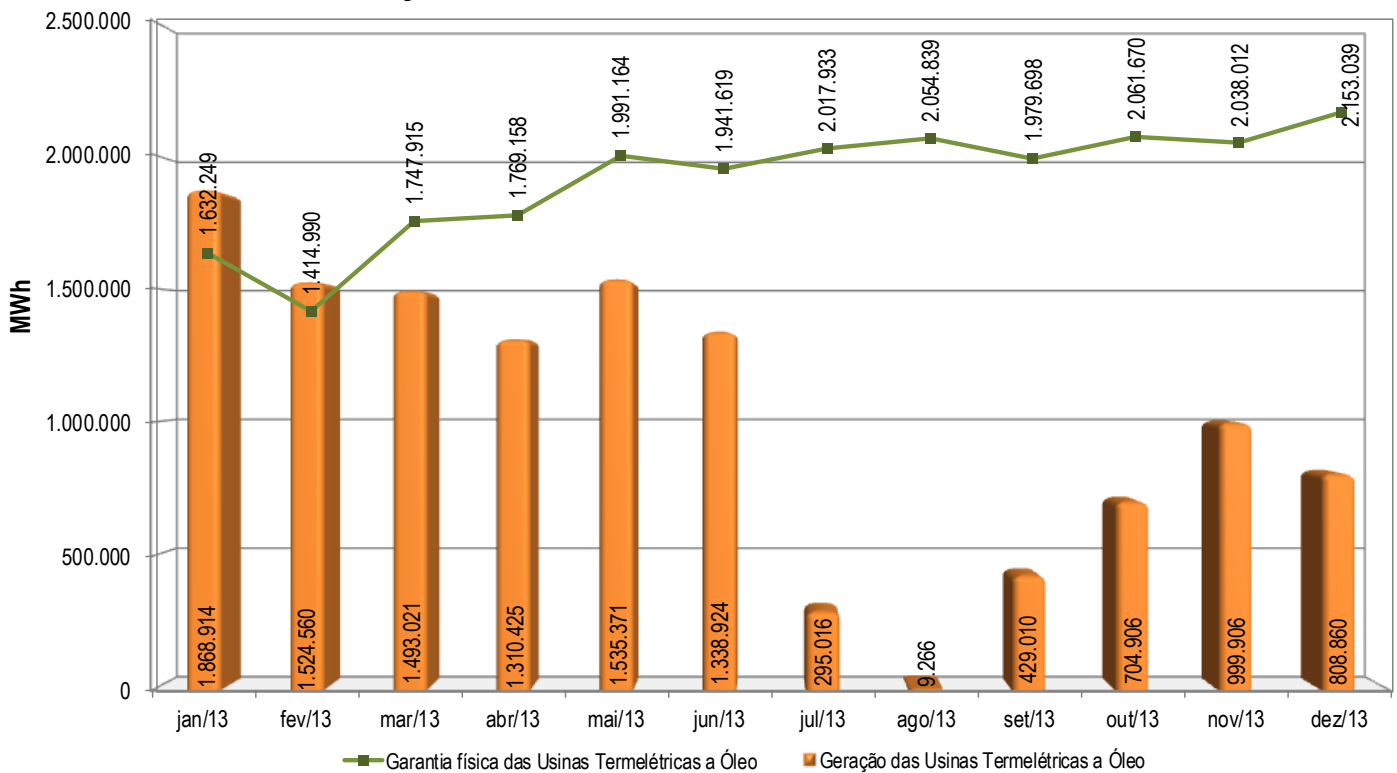


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

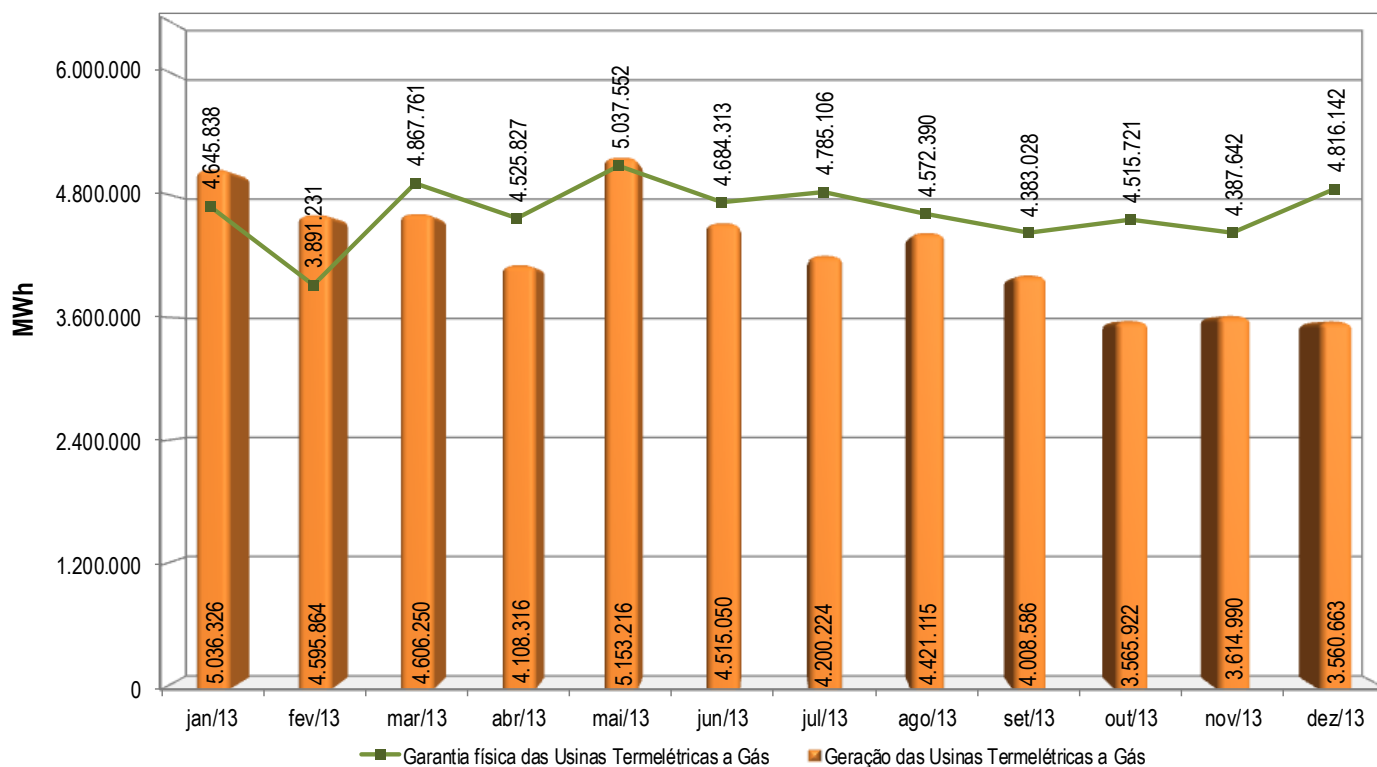


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

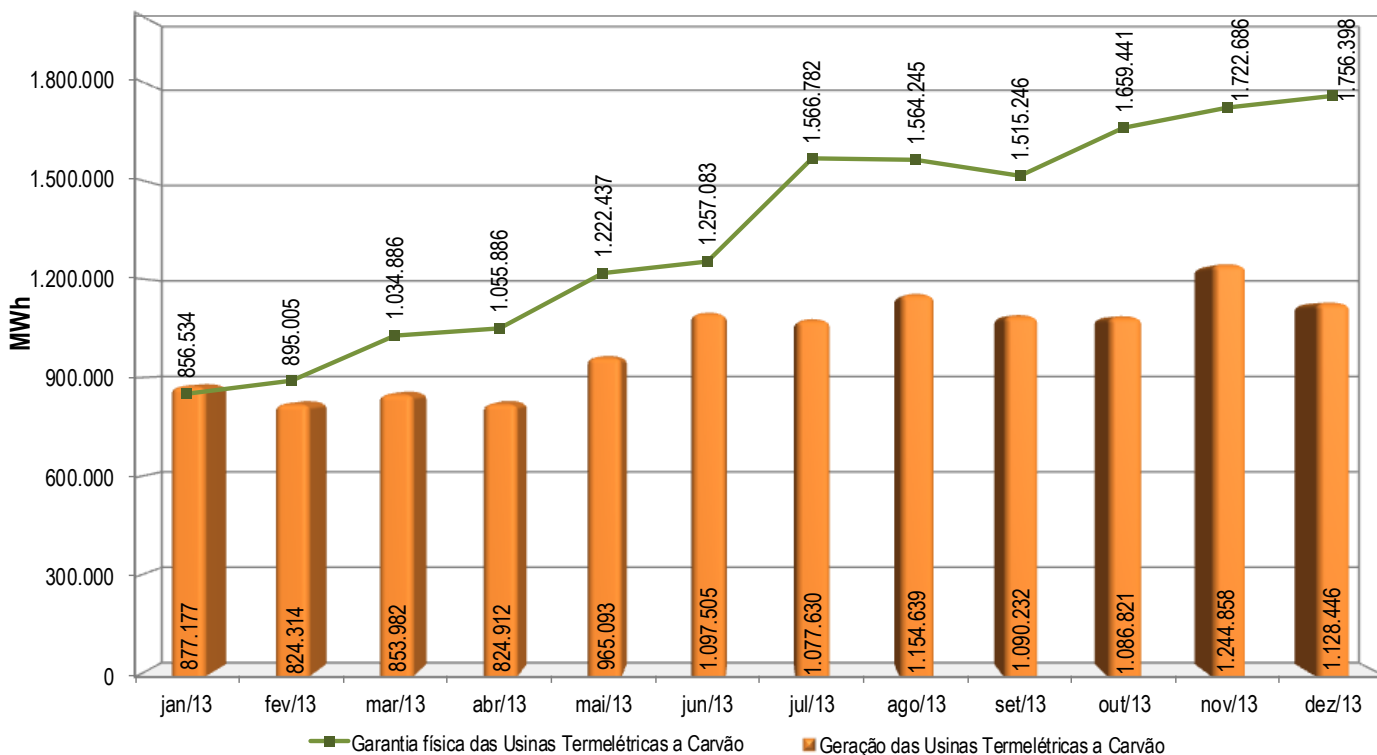


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

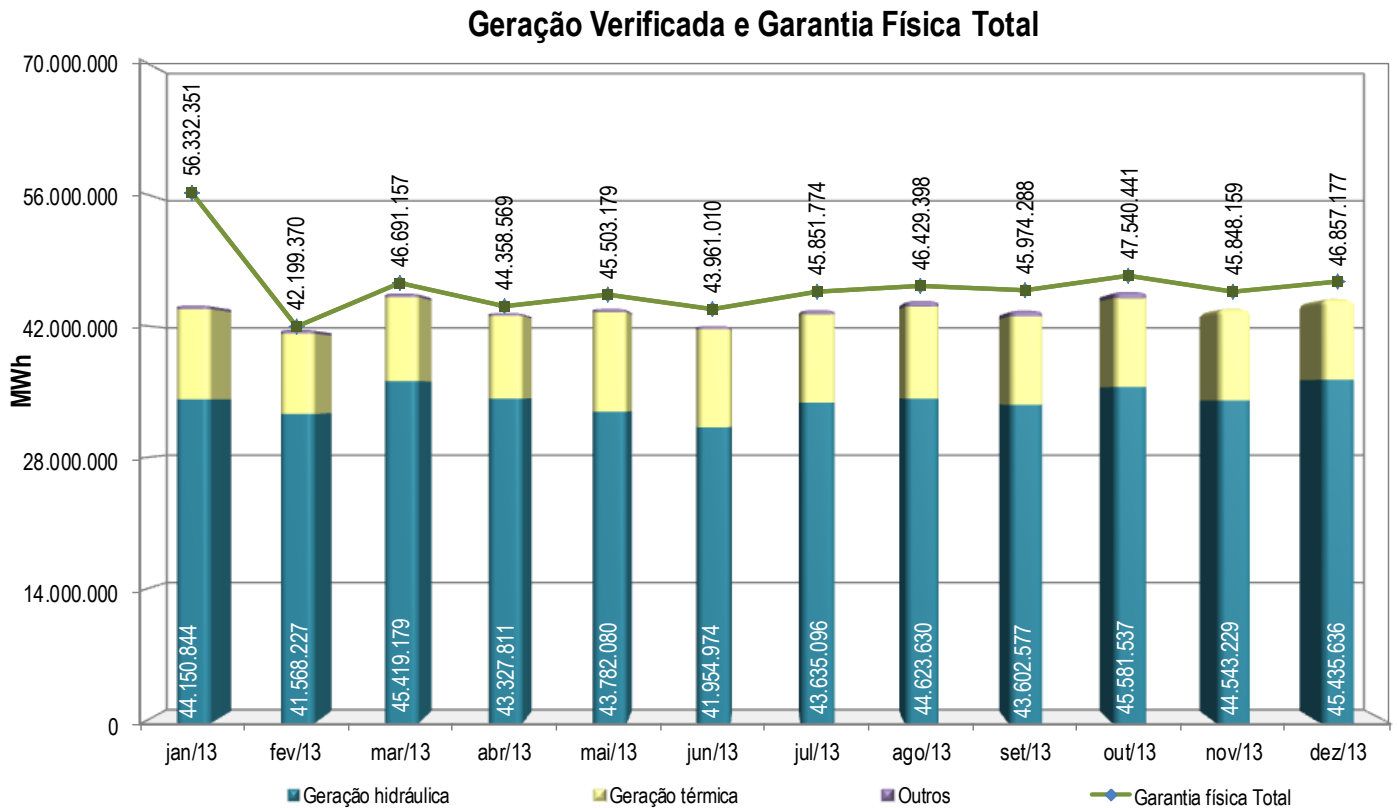


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de janeiro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 123,29 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 1 máquina (unidade 23), com 73,29 MW, em Rondônia;
- UEE Atlântica V, 6 máquinas (unidades 1 a 3, 5 a 7), total de 18,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Cerro dos Trindades, 1 máquina (unidade 4), com 2,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Flexeiras I, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 30,0 MW, no Ceará.

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



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

Fonte	Realizado em Jan/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	73,3	73,3
Térmica	0,0	0,0
Gás	0,0	0,0
Petróleo	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	0,0	0,0
Eólica	50,0	50,0
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	123,3	123,3

Fonte: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
Hidráulica	3.902,6	3.678,6	4.833,8
Térmica	1.725,6	248,0	50,0
Gás	1.492,2	208,0	0,0
Petróleo	7,4	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	226,0	40,0	50,0
Eólica	2.696,9	5.564,2	281,9
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	8.325,1	9.490,8	5.165,7

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 22/01/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de Janeiro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 786,0 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Laranjal / Macapá C1 e C2, total de 488,0 km, da Empresa Macapá Transmissora, no Amapá.
- LT 230 kV Jurupari / Laranjal C1 e C2, total de 190,0 km, Macapá Transmissora, no Pará e Amapá.
- LT 230 kV Itacaiúnas / Carajás C3, com 108,0 km, ATE VIII, no Pará.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	786,0	786,00
345	0,0	0,00
440	0,0	0,00
500	0,0	0,00
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,00
TOTAL	786,0	786,00

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:

- 3º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Maringá (COPEL-GT), no Paraná;
- 1º e 2º transformadores 230/69 kV – total de 200 MVA na SE Laranjal (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- 1º, 2º e 3º transformador 230/69 kV – total de 450 MVA na SE Macapá (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;

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

- Reator de Linha (RT1) (230kV – 25 MVar) na SE Laranjal (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- Reator de Linha (RT2) (230kV – 25 MVar) na SE Laranjal (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- Reator de Linha (RT1) (230kV – 25 MVar) na SE Macapá (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- Reator de Linha (RT2) (230kV – 25 MVar) na SE Macapá (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- Compensador Estático (CE) (345kV – 100 MVar) na SE Santos Dumont (ESDE), em Minas Gerais.

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

	Realizado em Jan/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	800,0	800,0

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.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	4.108,0	2.379,0	75,0
345	97,0	46,0	0,0
440	152,0	0,0	0,0
500	3.172,0	4.655,0	9.334,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	9.911,0	7.080,0	9.409,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
TOTAL	24.518,0	13.370,0	1.700,0

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 17/12/2013, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de janeiro foi verificado um total de 12.243 MW médios de geração térmica despachada pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Desse total, cerca de 1.658 MW médios foram programados por restrição elétrica, dos quais aproximadamente 1.410 MW médios no subsistema Nordeste e que incluem restrições locais para intervenção em equipamentos.

O Custo Marginal de Operação – CMO variou de forma sempre crescente no mês, com exceção do subsistema Norte-Interligado durante a segunda semana operativa, sendo a previsão de vazões o parâmetro de maior impacto das revisões. O valor máximo do mês foi R\$ 481,00 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na última semana operativa do mês.

Houve descolamento do CMO do subsistema Norte-Interligado em carga leve na segunda semana operativa do mês. Também houve descolamento do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do subsistema Norte-Interligado em carga leve na semana operativa de 11 a 17/01 e no subsistema Nordeste em carga leve na semana operativa de 25 a 31/01, devido ao atingimento do limite de recebimento de energia pelo submercado, ao serem retiradas da simulação as restrições intrasubmercado.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

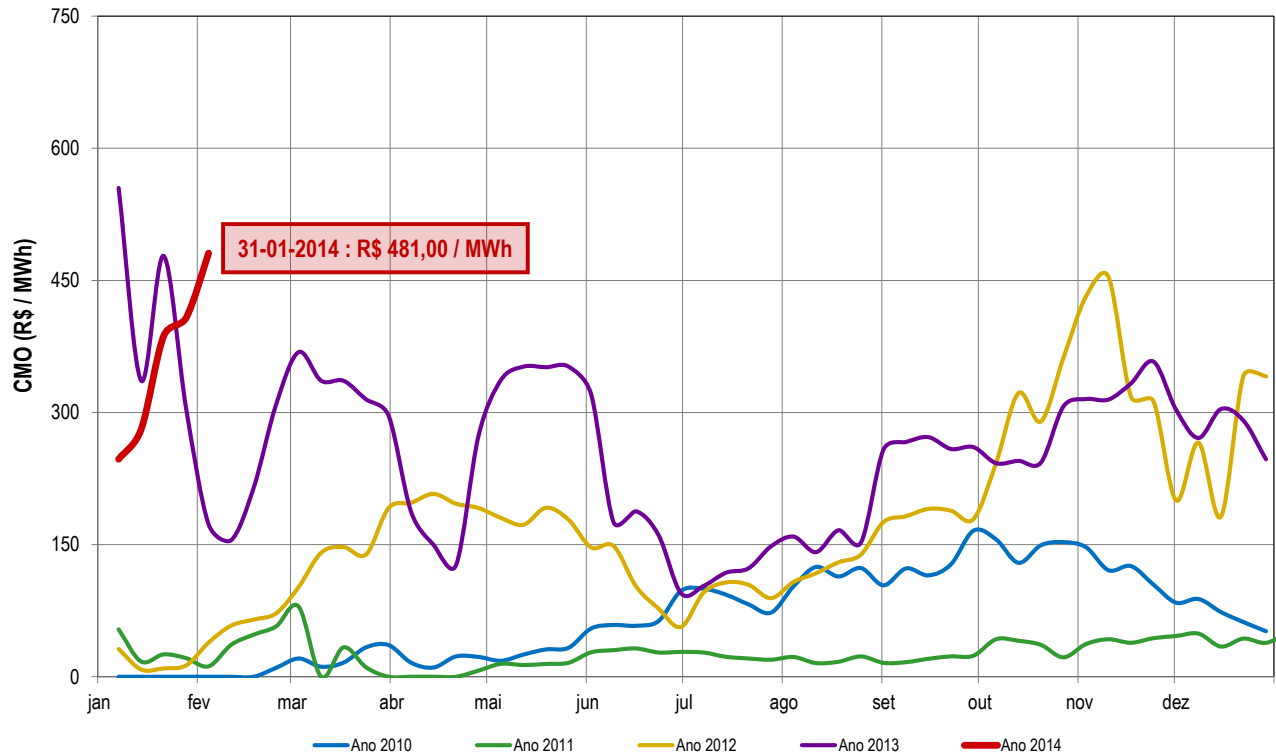


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

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

10.2. Despacho Térmico

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

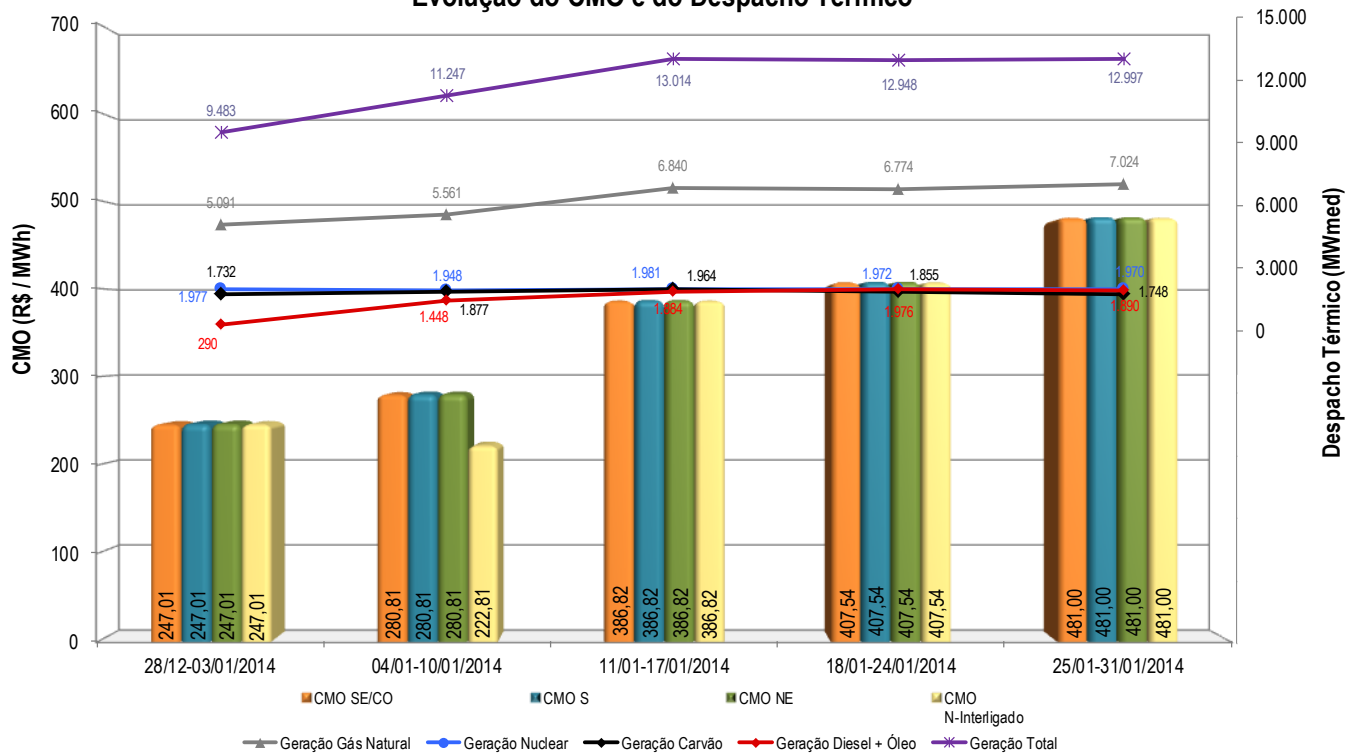


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2013 foi de R\$ 239,4 milhões, valor muito próximo ao dispendido no mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 233,1 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e Serviços Ancilares (R\$ 6,3 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.

Ressalta-se que não houve pagamento de encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

No ano de 2013 houve aumento de cerca de 174% no valor dispendido com o encargo de Segurança Energética em relação ao ano anterior, devido à aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP até agosto de 2013, quando da internalização do mecanismo de aversão a risco *Conditional Value at Risk* – CVAR nos modelos de formação de preço.

No período o encargo Restrição de Operação aumentou 36% principalmente devido à redução do intercâmbio para a Região Nordeste em virtude da perturbação no dia 28 de agosto de 2013 e na possibilidade de queimadas nos locais por onde passam as principais linhas que transportam energia para aquela região.

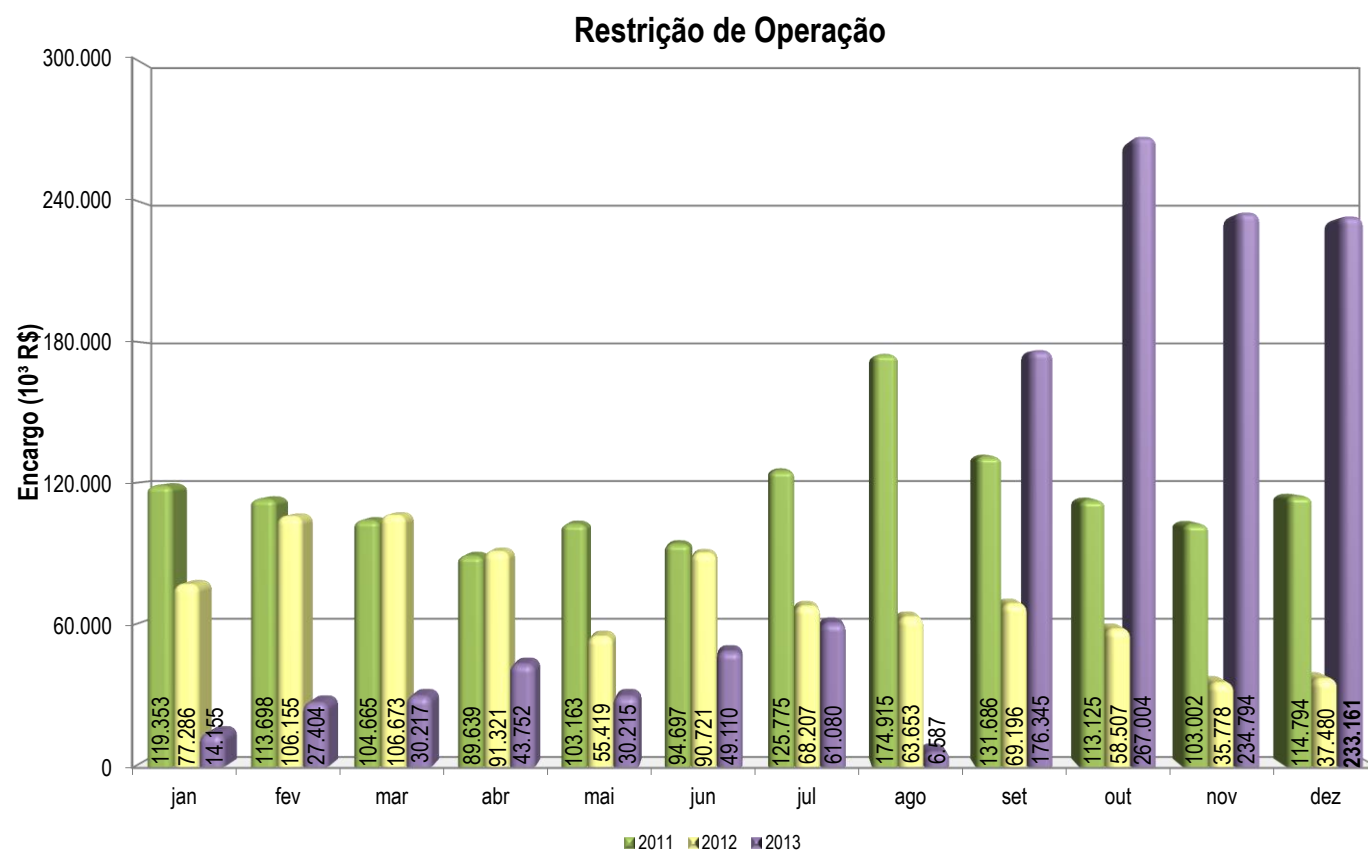


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

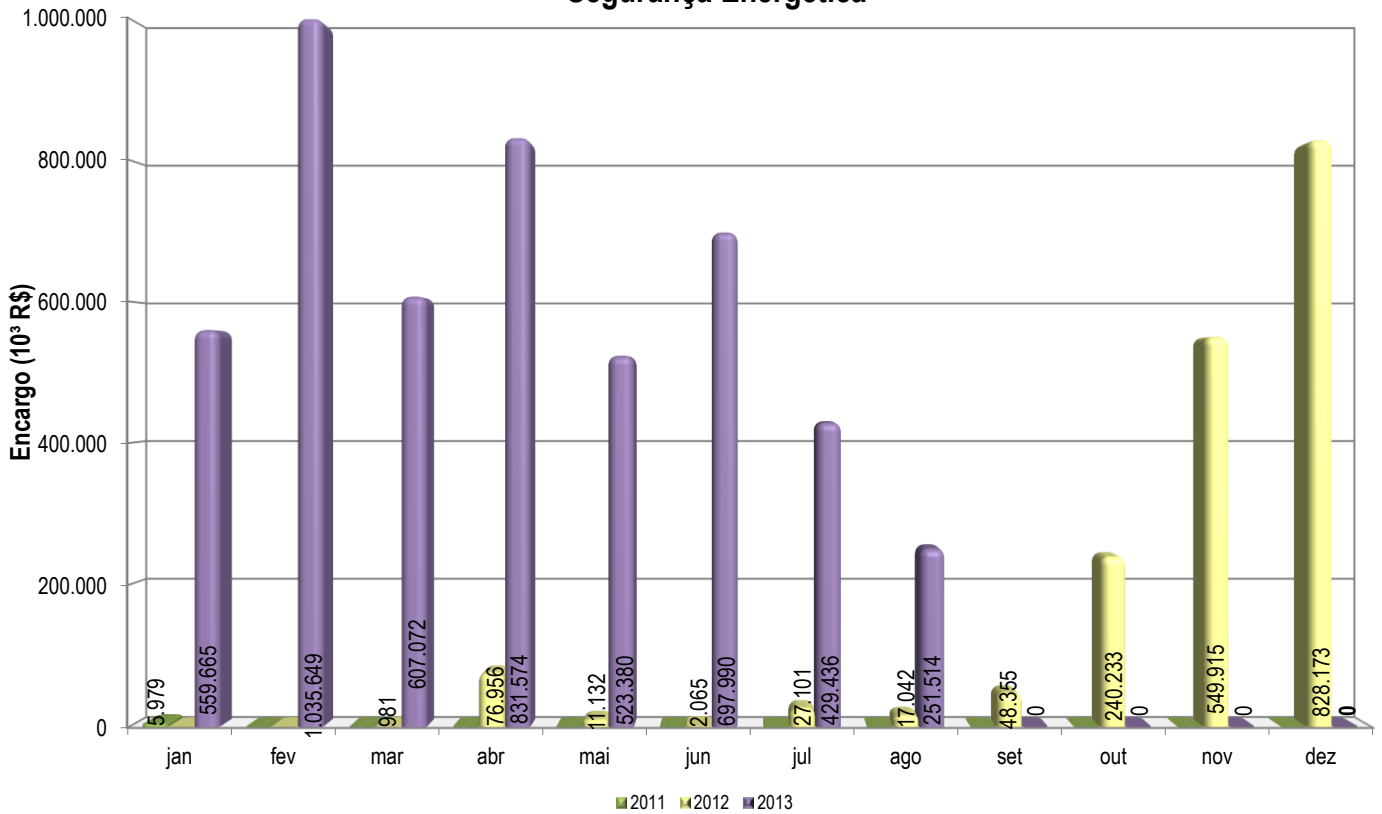


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

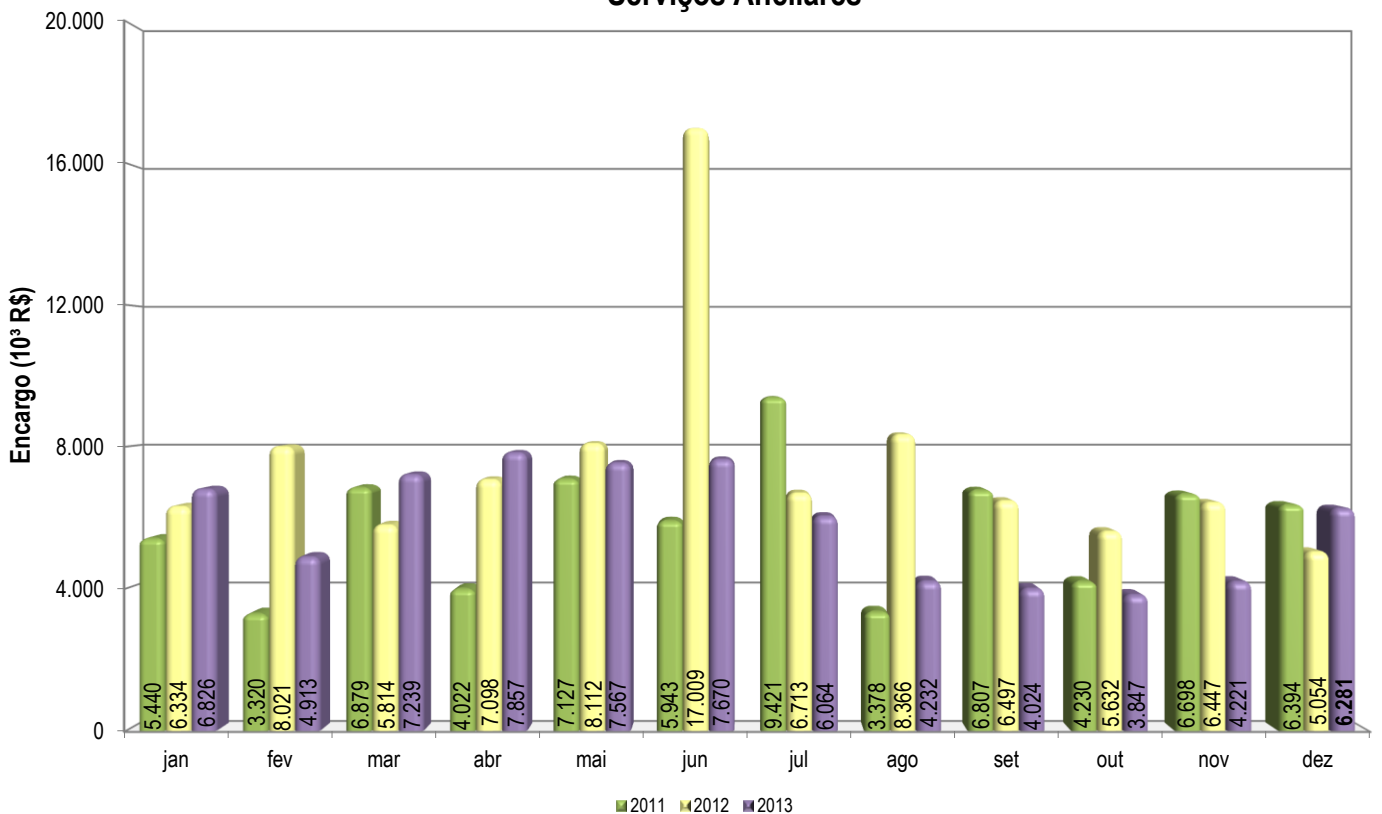


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2013.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2014 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 03 de janeiro, às 15h58min:** Desligamento geral do setor de 345 kV da SE Nordeste (CTEEP). Houve interrupção de **514 MW** de cargas, sendo **174 MW** da AES Eletropaulo e **340 MW** da EDP Bandeirante, no estado de São Paulo. Causa: Explosão e incêndio de transformador de corrente da fase vermelha do bay do disjuntor P1 de paralelo de barras.
- **Dia 22 de janeiro, às 16h07min:** Desligamento automático das LTs 345 kV Adrianópolis - Venda das Pedras, Adrianópolis – Macaé, da Eletrobras Furnas, e de linhas e transformadores na região norte do estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, com atuação do SEP de perda dupla no tronco de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória e do Esquema de Conservação de Carga da SE Campos. Houve interrupção de **469 MW** de cargas, sendo **280 MW** de cargas da AMPLA e **189 MW** da EDP Escelsa, nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Causa: Descargas atmosféricas e ventos fortes na região.
- **Dia 23 de janeiro, às 14h18min:** Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Apucarana (COPEL-GT), pela atuação da proteção contra falha de disjuntor, com consequente desligamento dos transformadores TR-2 e TR-1 230/138 kV da SE Campo Mourão e TR-A 230/138 kV da SE Sarandi, esses dois últimos por sobrecarga. Houve interrupção de **419 MW** de cargas da COPEL, no estado do Paraná. Causa: Falha do disjuntor geral de 138 kV do transformador TF-3, após envio acidental de sinal de desligamento por falha humana. Em Campo Mourão, houve atuação indevida do relé de proteção de sobrecorrente do TR-2.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2014.

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0											
S	637											
SE/CO	2.281											
NE	252											
N-Int***	318											
Isolados	0											
TOTAL	3.488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2014.

Número de Ocorrências												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0											
S	3											
SE/CO	8											
NE	2											
N-Int***	2											
Isolados	0											
TOTAL	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

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

*** O Sistema Manaus se encontra interligado ao SIN em configuração provisória.

Fonte: ONS, Eletronorte

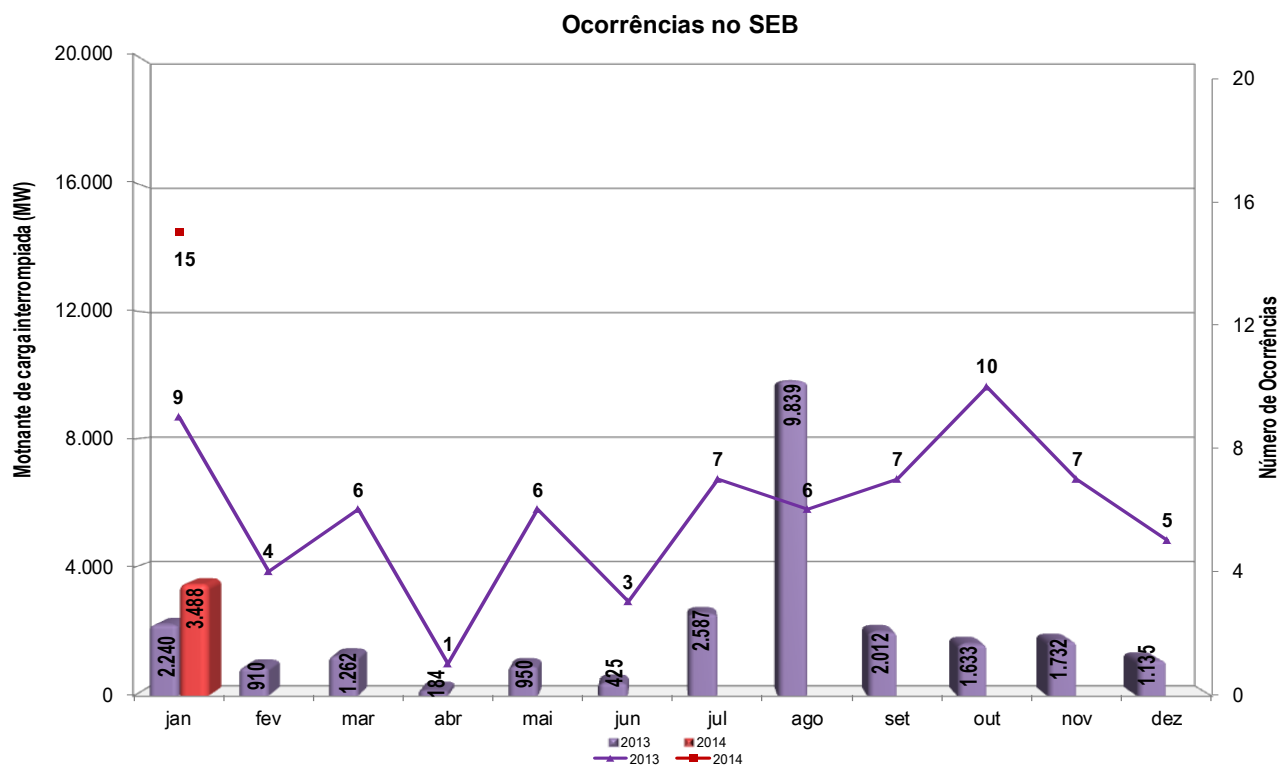


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que em dezembro de 2013 o DEC acumulado do Brasil terminou o ano com 3,17 pontos acima do limite definido, tendo o atingido em todas as regiões. O FEC acumulado da região Centro-Oeste atingiu o limite para o ano de 2013.

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	1,47	1,32	1,22	1,35	1,23	1,41	1,54	1,67	1,84	18,36	15,19
S	1,31	1,36	1,09	1,04	1,04	1,03	1,26	1,22	1,20	1,20	1,57	1,68	15,01	14,07
SE	1,43	1,10	1,19	0,73	0,82	0,68	0,84	0,68	0,81	0,87	0,90	1,23	11,27	9,98
CO	3,10	2,69	2,68	2,04	1,53	1,47	1,46	1,47	2,95	3,65	3,43	3,45	29,75	18,05
NE	2,08	1,61	1,61	1,95	1,46	1,42	1,44	1,47	1,43	1,60	1,55	1,94	19,56	18,53
N	5,19	5,78	6,71	5,41	5,06	4,68	4,97	4,20	4,44	5,08	6,18	4,56	62,24	39,87

Dados contabilizados até dezembro 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	0,84	0,76	0,74	0,77	0,77	0,86	0,90	0,90	0,95	10,48	12,47
S	0,85	0,94	0,76	0,67	0,70	0,66	0,75	0,78	0,81	0,80	0,98	1,08	9,79	11,95
SE	0,72	0,59	0,58	0,41	0,44	0,41	0,49	0,42	0,48	0,48	0,51	0,56	6,08	8,17
CO	2,00	1,87	2,12	1,49	1,19	1,14	1,16	1,43	1,93	2,50	2,12	2,14	20,99	16,36
NE	0,99	0,82	0,89	0,94	0,72	0,72	0,69	0,77	0,77	0,81	0,78	0,81	9,72	13,31
N	3,24	3,12	3,65	3,38	3,06	3,04	2,78	2,65	2,94	3,05	2,71	2,75	36,35	38,46

Dados contabilizados até dezembro 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.

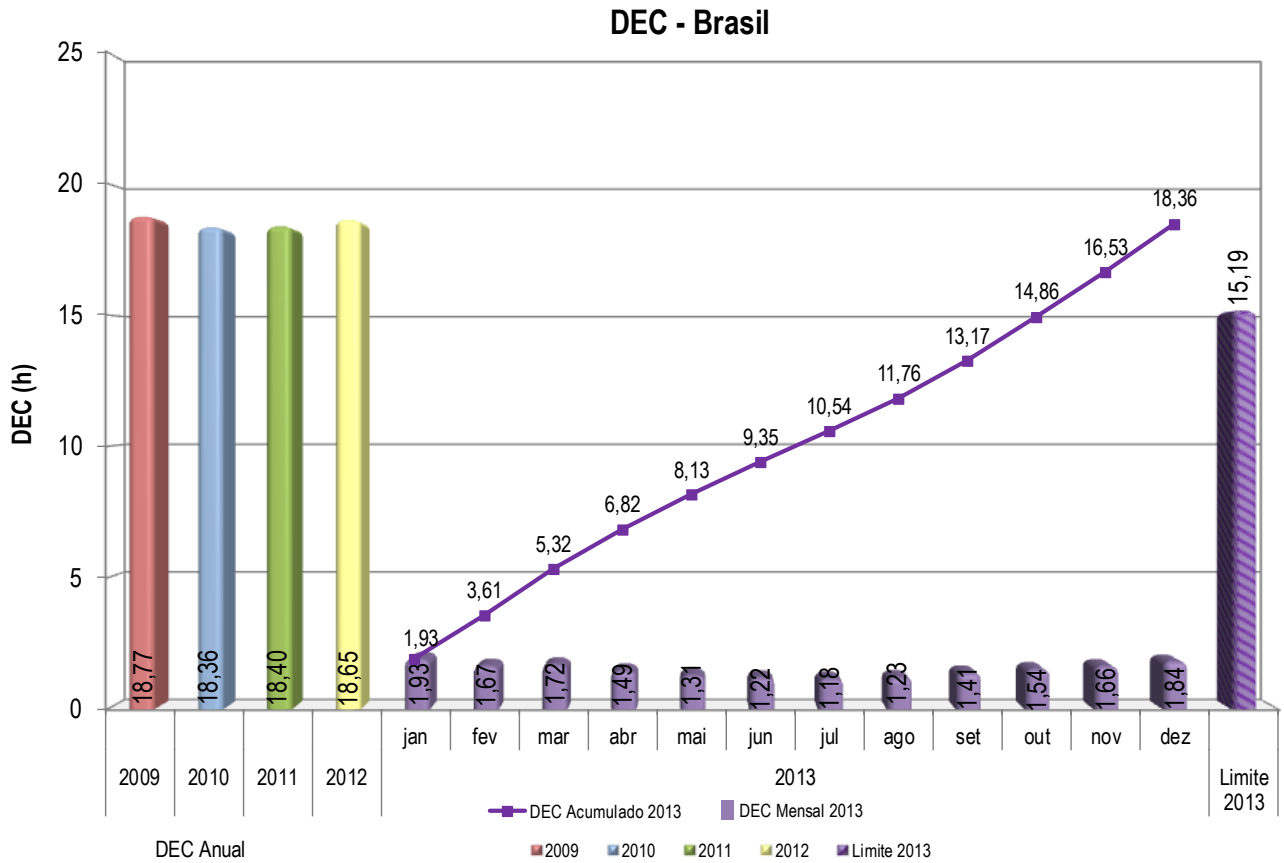


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

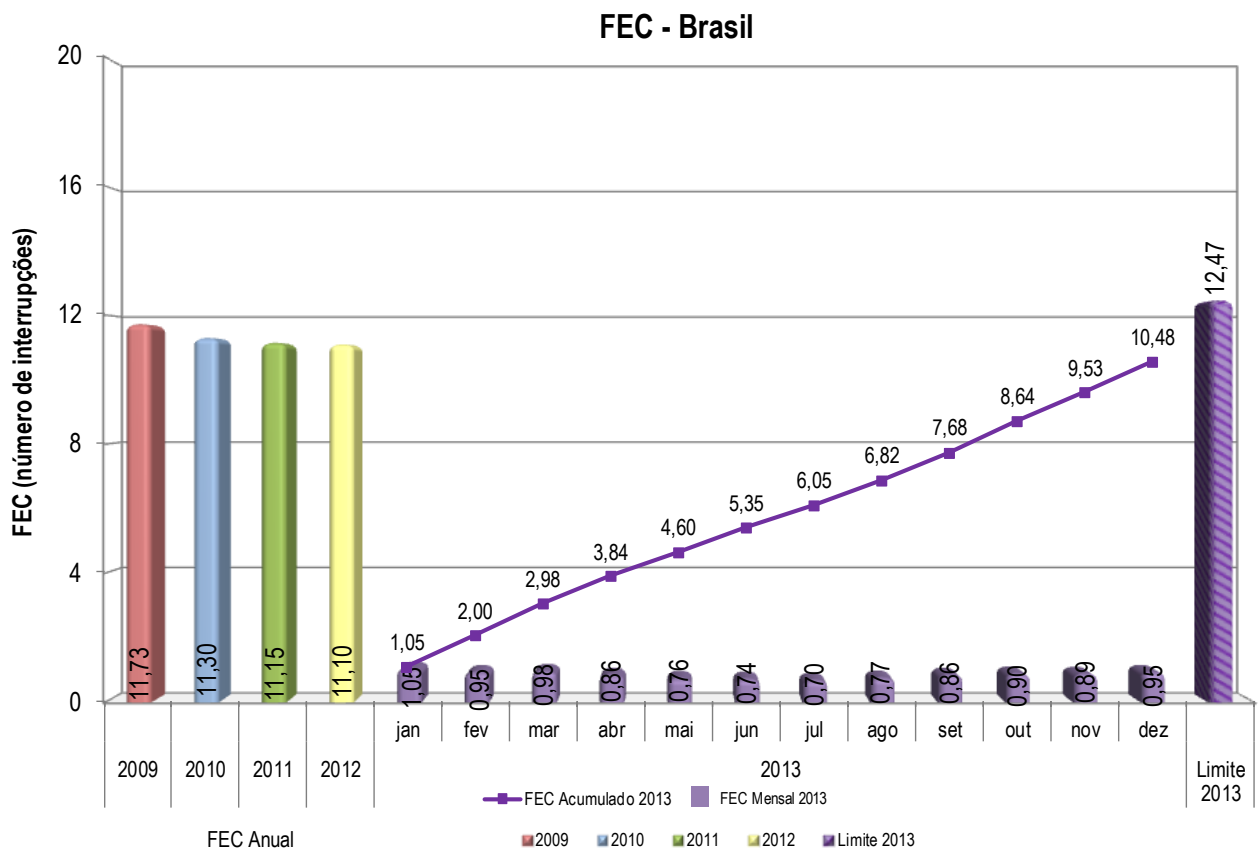


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

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