



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro – 2013





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro – 2013

Revisão 1- 30/04/2013

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>



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. Unidades Consumidoras.....	11
4.2. Consumo de Energia Elétrica	11
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	13
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	14
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	34
12.2. Indicadores de Continuidade	35
GLOSSÁRIO.....	37



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2013 a 28/02/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2013 a 27/02/2013 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.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
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.	18
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. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	30
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	32
Figura 38. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.	33
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.....	36



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	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.	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

O mês de fevereiro de 2013 foi marcado por uma nova transição meteorológica, iniciando o mês com os padrões meteorológicos observados no final de janeiro, com a configuração de uma Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), porém verificando-se escassez de chuva em grande parte do Brasil Central e na Região Nordeste ainda na primeira quinzena do mês.

Como consequência das condições meteorológicas desfavoráveis, as principais bacias apresentaram volumes de precipitação abaixo da média histórica e totais de ENA abaixo da MLT em todos os subsistemas do SIN.

Diante das elevadas temperaturas, houve aumento de carga com consequente recorde de demanda no SIN e em todos os subsistemas, com exceção do Norte-Interligado. Também houve recorde de suprimento horário da UHE Itaipu (12.534 MWh/h) no dia 23/02/2013.

Dadas as condições hidroenergéticas desfavoráveis, foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético e a variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de janeiro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +8,0 pontos percentuais no Sudeste/Centro-Oeste, -2,0 pontos percentuais no Sul, +8,9 pontos percentuais no Nordeste e +24,3 pontos percentuais no Norte-Interligado.

Em fevereiro, a UNE Angra I continuou indisponível para recarga de combustível e a UTE Uruguaiana retomou a geração em 02/02/2013, frente às deliberações do CMSE, sendo verificados 150 MW médios no mês.

Foram finalizadas as 41 avaliações em 36 subestações, referentes à aplicação do Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção, deliberado na 117ª reunião do CMSE e regulamentado pela Portaria MME nº 576/2012, com fins de diagnosticar e propor recomendações aos sistemas de proteção de instalações estratégicas do SIN. Esse processo deverá ter continuidade pela ANEEL.

No referido mês entraram em operação comercial 1.004,3 MW de geração, 349,2 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 525,0 MVA de transformação na Rede Básica, totalizando no ano 1.701,9 MW de novas usinas, 620,2 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 1.358,0 MVA de transformação na Rede Básica. Destaca-se a conclusão da duplicação do eixo 230 kV entre Samuel e Vilhena, no final de fevereiro, aumentando a confiabilidade no atendimento à região do Acre-Rondônia, além de permitir maior escoamento da geração da UHE Santo Antônio. Também foi emitida a Licença de Operação da LT 230 kV Porto Velho – Abunã – Rio Branco C2, em 27/02/2013.

No dia 25/02/2013, foram assinados 5 contratos de concessão do Leilão de Transmissão nº 07/2012, o primeiro realizado após a edição da Medida Provisória nº 579/2012. No leilão, realizado em 21/12/2012 e que terminou com deságio de 21,7%, foram licitadas 15 linhas de transmissão e 8 subestações, que devem gerar mais de 8.500 empregos diretos, segundo estimativa da ANEEL.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 28 de fevereiro 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

No mês de fevereiro as condições da Temperatura da Superfície do Mar - TSM no oceano Pacífico Equatorial permaneceram sem indicar a perspectiva de configuração dos fenômenos El Niño ou La Niña dentro do período úmido.

O início do mês de fevereiro seguiu os padrões meteorológicos observados em janeiro, com a configuração de uma Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS. No entanto, ainda na primeira quinzena do mês, a ocorrência de precipitação passou a ficar associada somente ao deslocamento de frentes frias e à atuação de áreas de instabilidade. Na segunda quinzena, verificou-se escassez de chuva em grande parte do Brasil Central e na Região Nordeste, apesar da vigência do período chuvoso de verão.

Como consequência das condições meteorológicas desfavoráveis, as principais bacias apresentaram volumes de precipitação abaixo da média histórica, com exceção da Bacia do Paranapanema, e consequentes totais de energia natural afluente abaixo da MLT em todos os subsistemas do SIN. Ressalta-se a criticidade das precipitações observadas na Bacia do São Francisco, totalizando no mês de fevereiro/2013 um valor de 27,3 mm (até 27/02/2013), ante uma MLT de precipitação de 134,2 mm para o mês.

A ENA bruta verificada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste em fevereiro foi superior à do mês anterior, atingindo no fechamento do mês 94% MLT – 55.267 MW médios, correspondendo ao 49º melhor valor de ENA para o mês em um histórico de 82 anos.

No subsistema Sul, com a melhoria das condições hidrológicas na segunda quinzena, em resposta ao maior volume de precipitação, foi verificada uma ENA bruta de 84 %MLT – 6.975 MW médios ao término do mês, correspondendo ao 44º melhor valor de ENA para o mês em um histórico de 82 anos.

No subsistema Nordeste, verificou-se uma ENA bruta de 72% MLT – 10.758 MW médios em fevereiro, principalmente como resposta das precipitações ocorridas no mês anterior. Esse valor corresponde ao 64º melhor valor de ENA para o mês em um histórico de 82 anos.

Para o subsistema Norte-Interligado, verificou-se uma ENA bruta de 92% MLT – 11.891 MW médios no mês de fevereiro, correspondendo ao 44º melhor valor para o mês em um histórico de 82 anos.

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

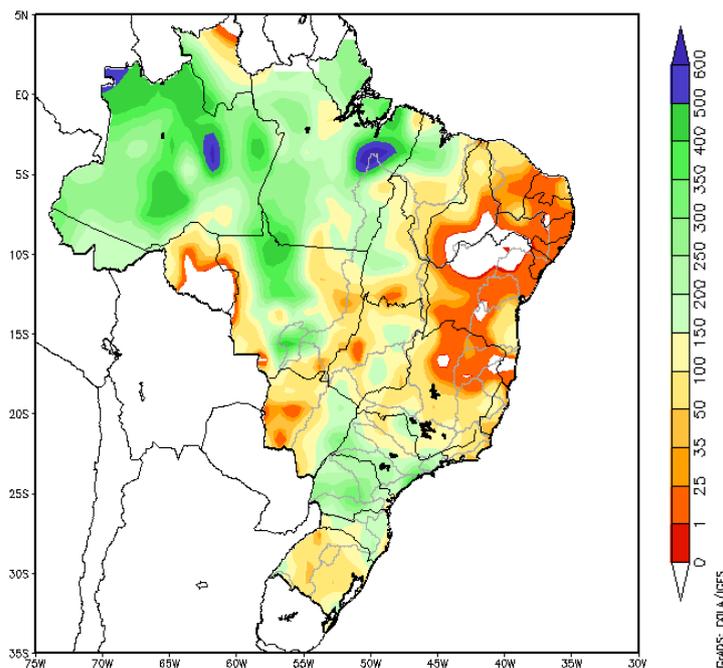


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2013 a 28/02/2013 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias *

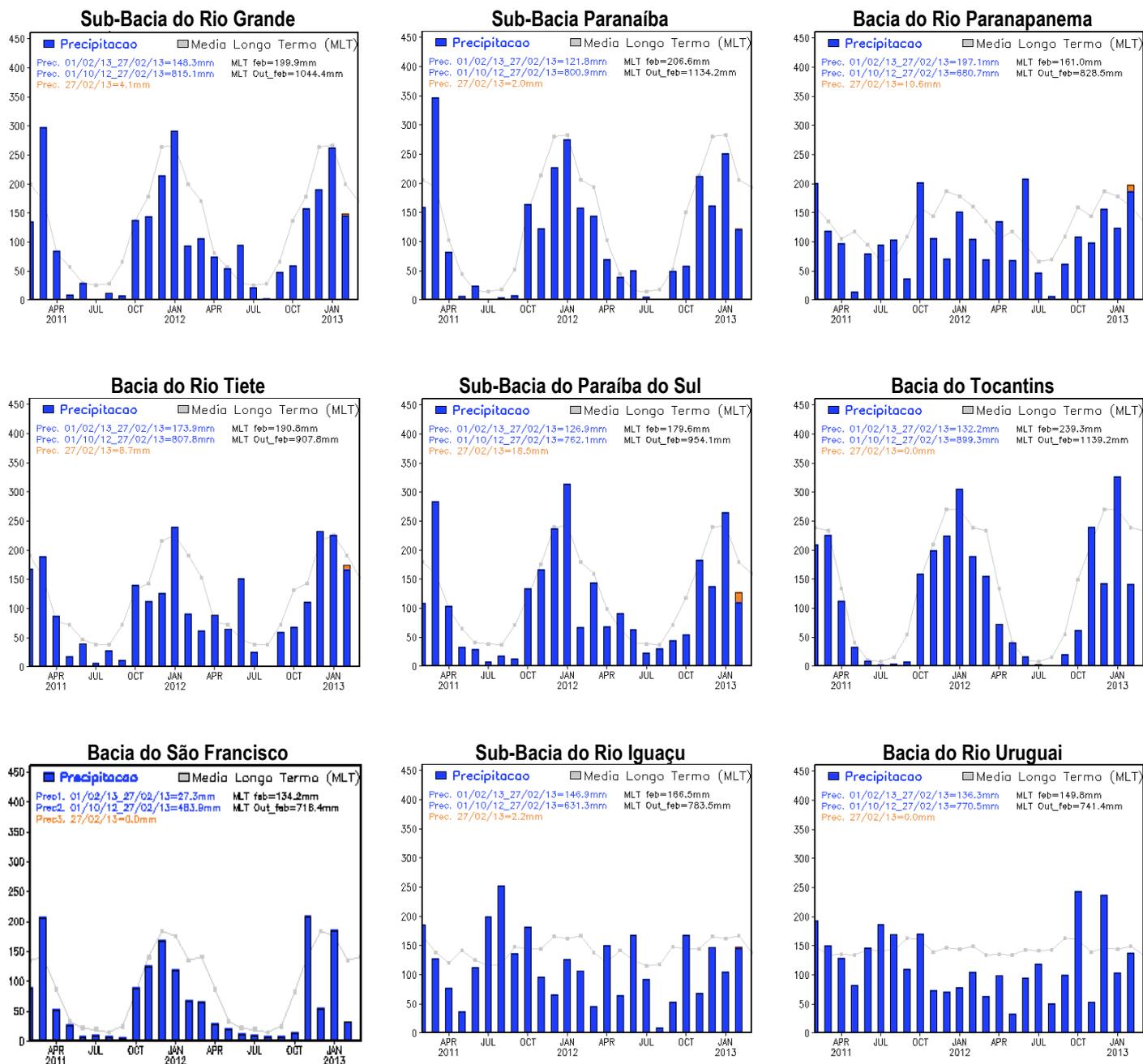


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2013 a 27/02/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

* Dados referentes até 27/02/2013 a partir de publicação do CPTEC em 01/03/2013, último dia útil antes de ser incluído o mês de março no histórico de precipitação, vista a defasagem de 2 dias na contabilização.



2.3. Energia Natural Afluente Armazenável

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

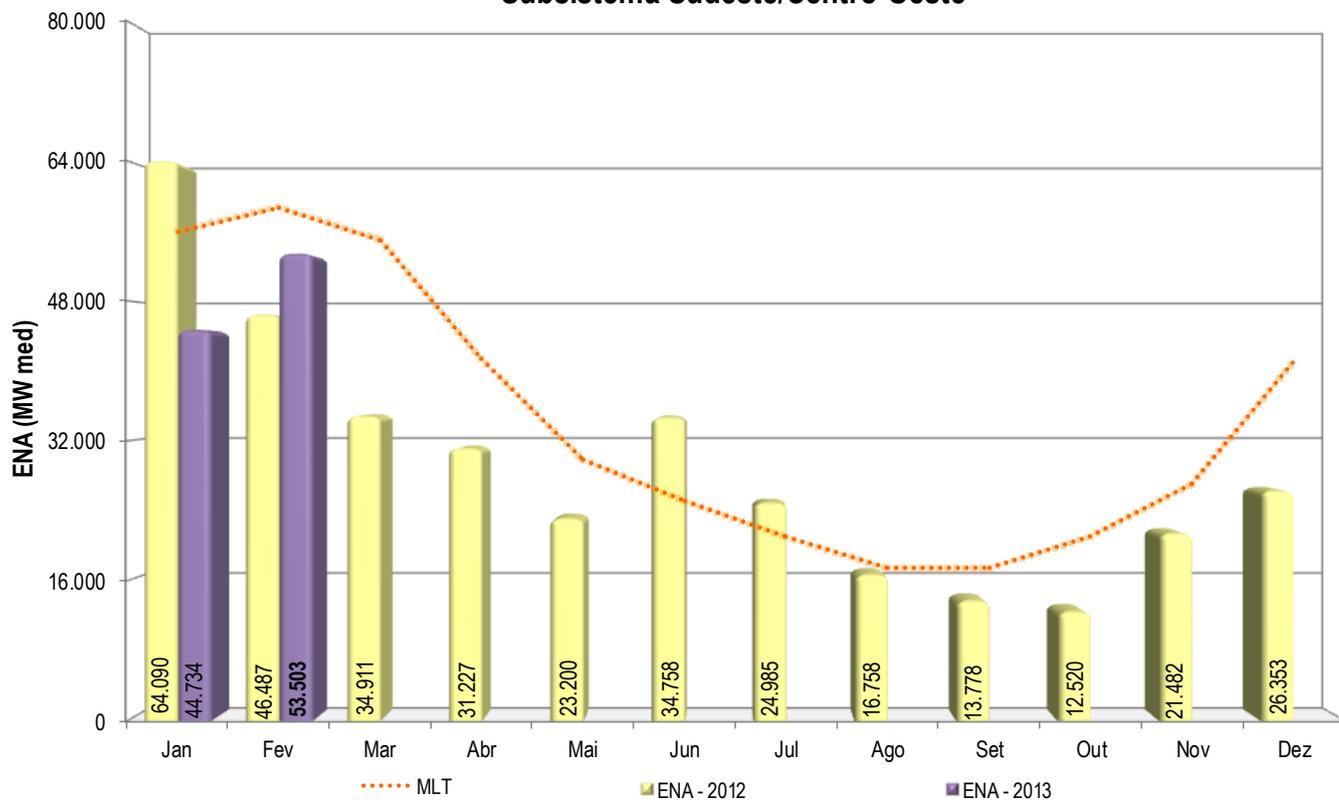


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

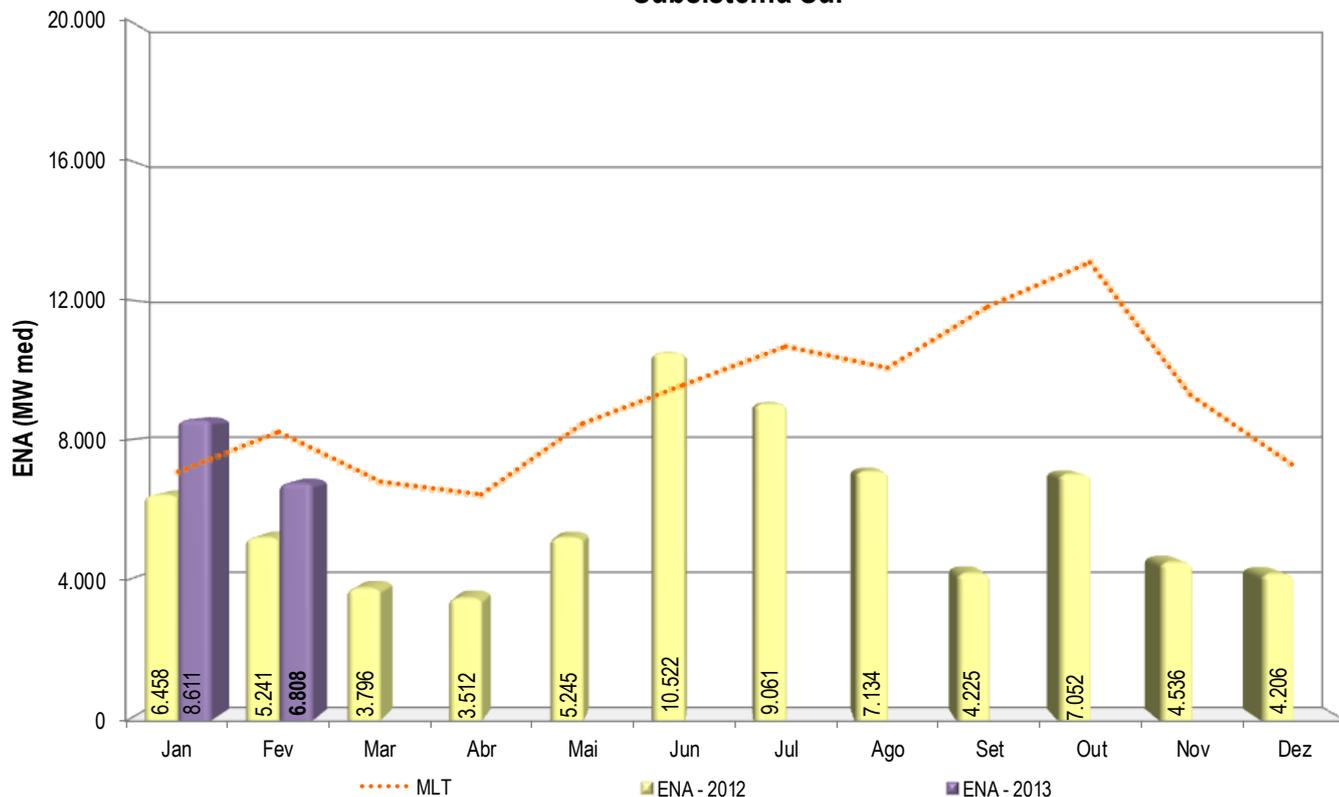


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

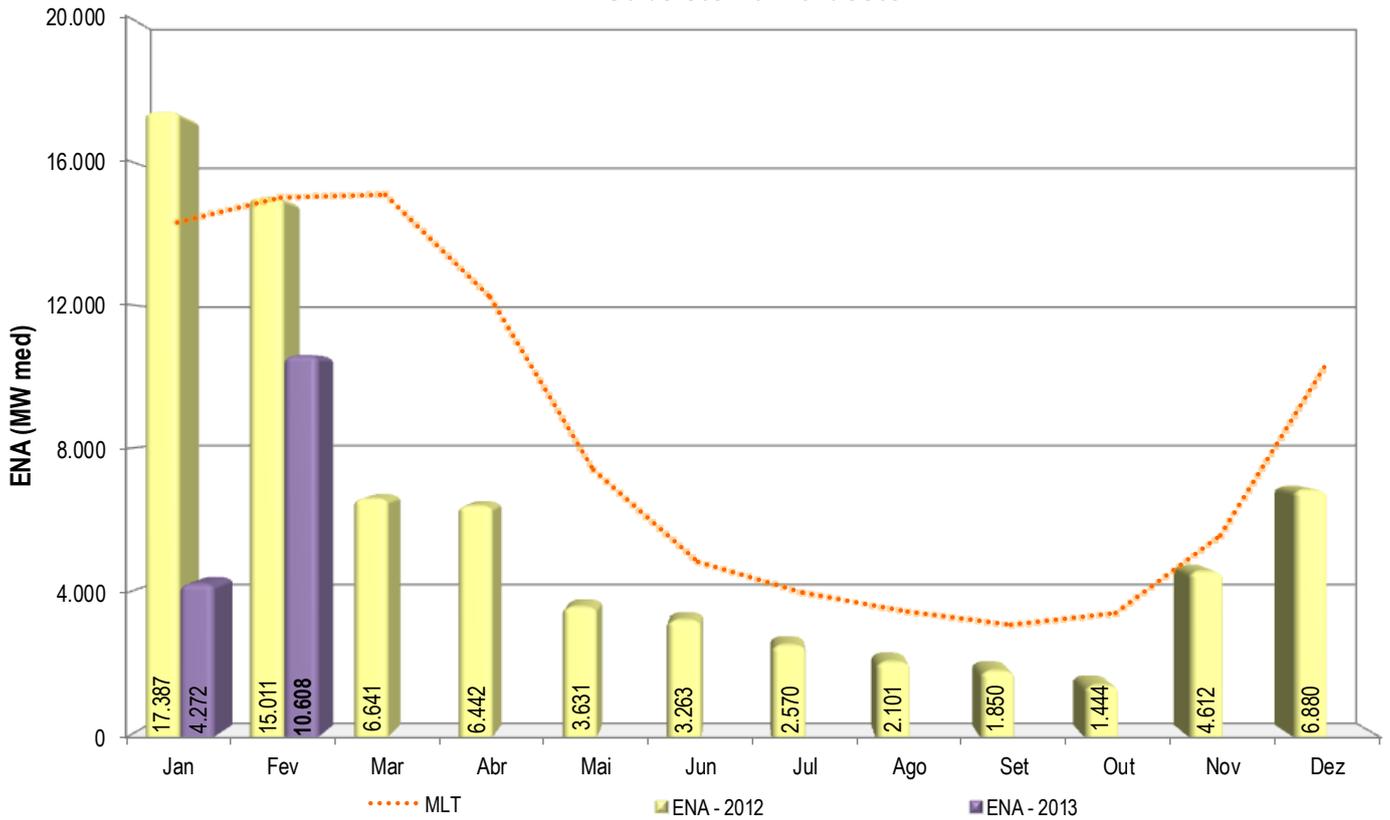


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

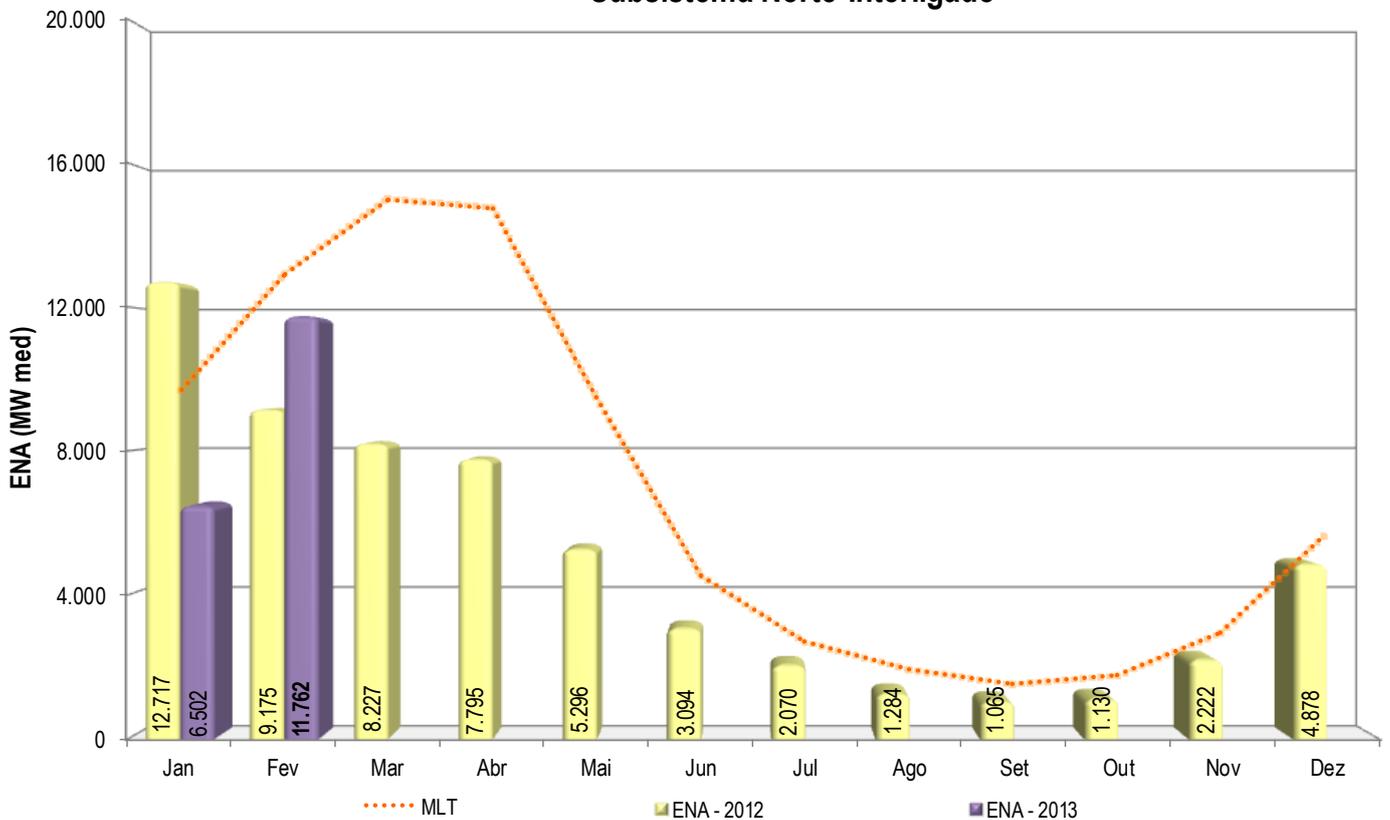


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Durante o mês de fevereiro de 2013 foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético do SIN, inclusive a óleo combustível e a óleo diesel, tendo sido verificados 12.974 MW médios, que favoreceu o replecionamento dos reservatórios das usinas hidráulicas.

Como consequência da complementaridade energética do subsistema Norte-Interligado, o armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou crescimento de 8,0 pontos percentuais (p.p.) no mês de fevereiro, encerrando o mês com 45,5 %EAR, apesar das contribuições energéticas para os subsistemas Sul e Nordeste do longo do mês.

No subsistema Sul, as condições hidroenergéticas permaneceram desfavoráveis nas usinas das bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Apesar de a geração das usinas ter sido programada visando preservar os estoques armazenados em seus reservatórios, houve deplecionamento de 2,0 pontos percentuais no armazenamento equivalente da região, o qual atingiu 41,8 %EAR ao final de fevereiro.

Também foi mantida geração minimizada na UHE Sobradinho, com vazão da ordem de 1.300 m³/s para atendimento de restrição de uso múltiplo da água a jusante da usina, sendo o intercâmbio de energia responsável pelo fechamento do balanço energético do subsistema Nordeste, onde verificou-se replecionamento do reservatório equivalente de 8,9 pontos percentuais, atingindo 41,8 %EAR ao final do mês de fevereiro.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 75,4 %EAR ao final do mês de fevereiro, elevando 24,3 pontos percentuais.

Em relação ao final de janeiro, em fevereiro houve replecionamento de 37,0 p.p. no reservatório de Tucuruí (atingindo 73,5% do volume útil – v.u.) e de 18,0 p.p. em Furnas (atingindo 50,3% v.u.). No entanto, permaneceram significativamente reduzidos os volumes de armazenamento dos reservatórios de Itumbiara (29,8% v.u.), Nova Ponte (30,1% v.u.), Emborcação (36,4% v.u.) e Sobradinho (37,9% 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	45,5	201.817	70,1
Sul	41,8	19.873	6,9
Nordeste	41,8	51.859	18,0
Norte	75,4	14.267	5,0
TOTAL		287.816	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

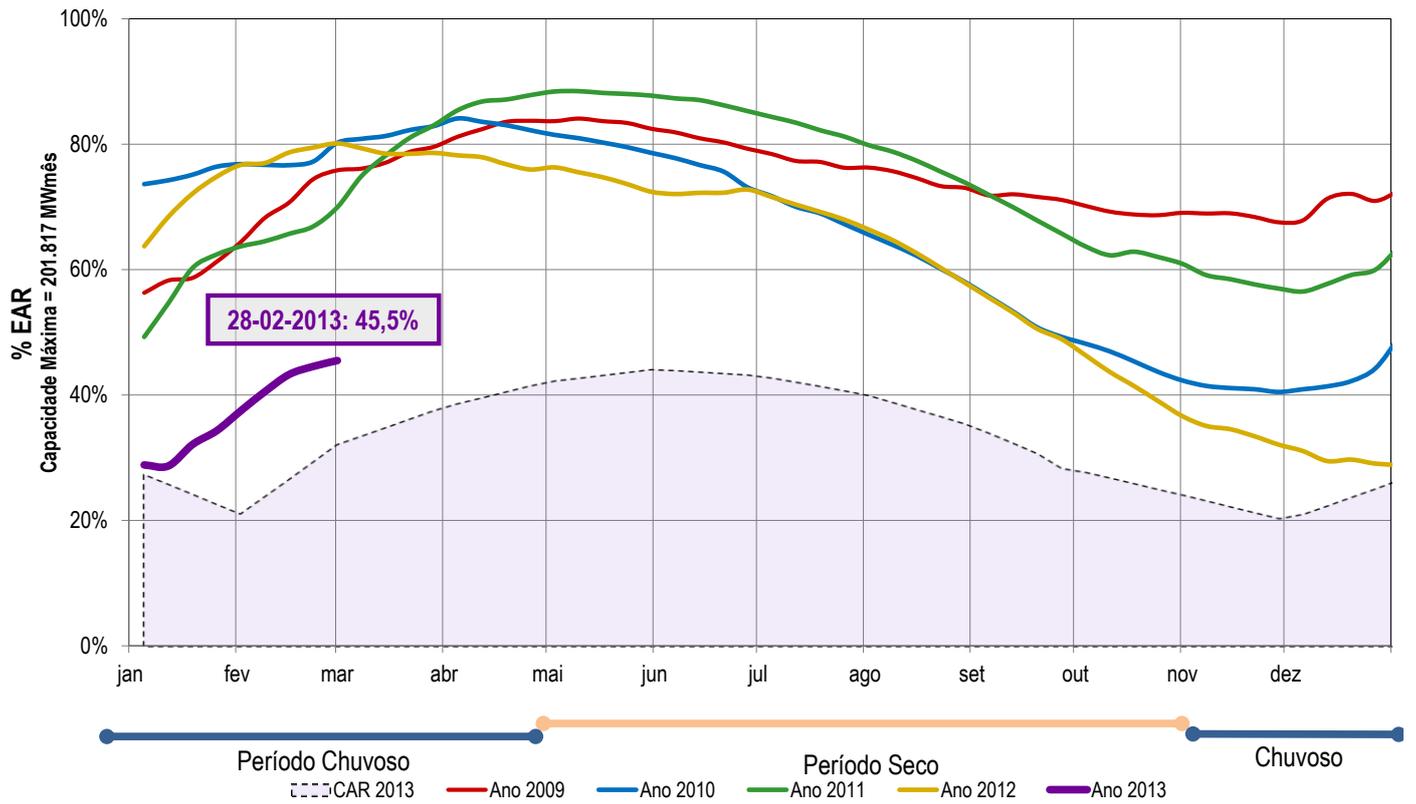


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

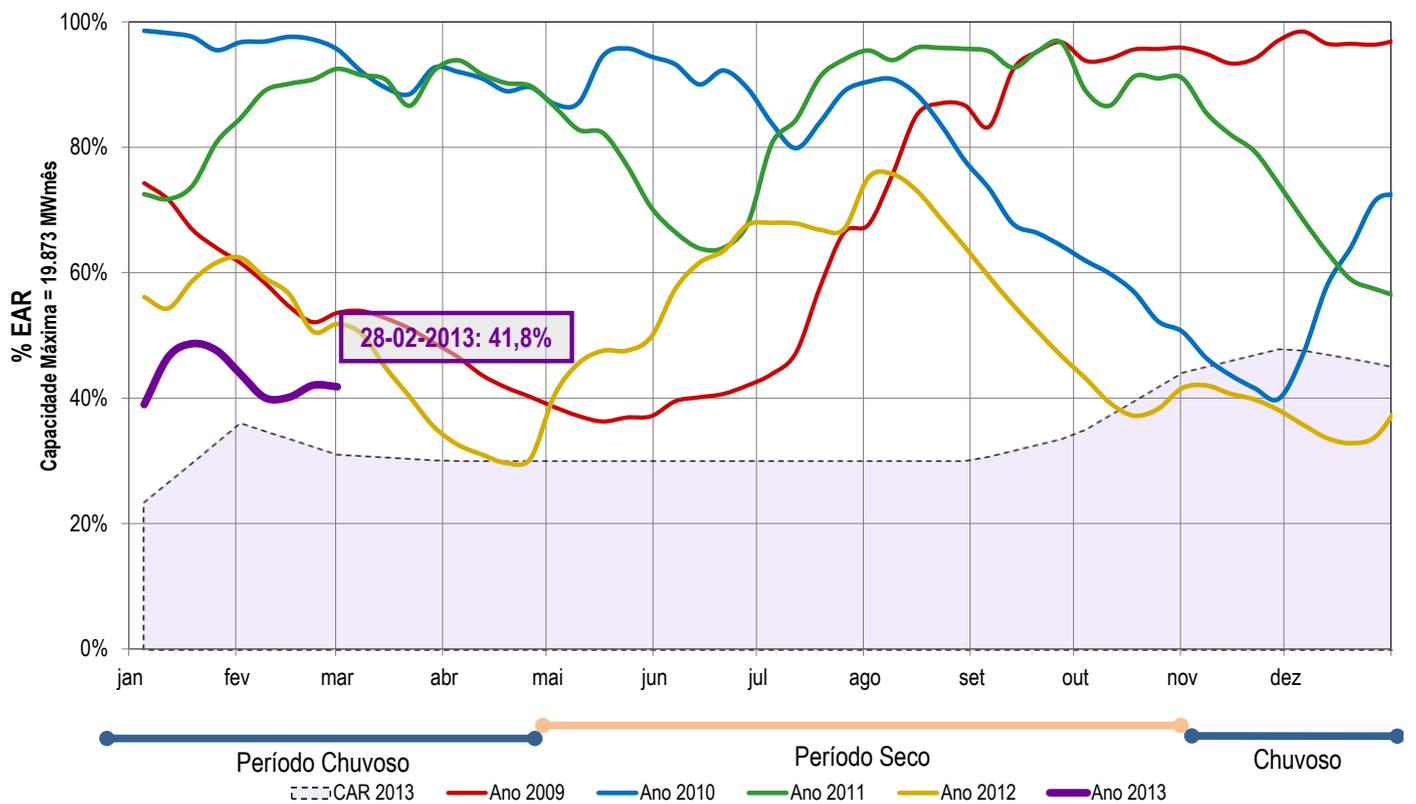


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

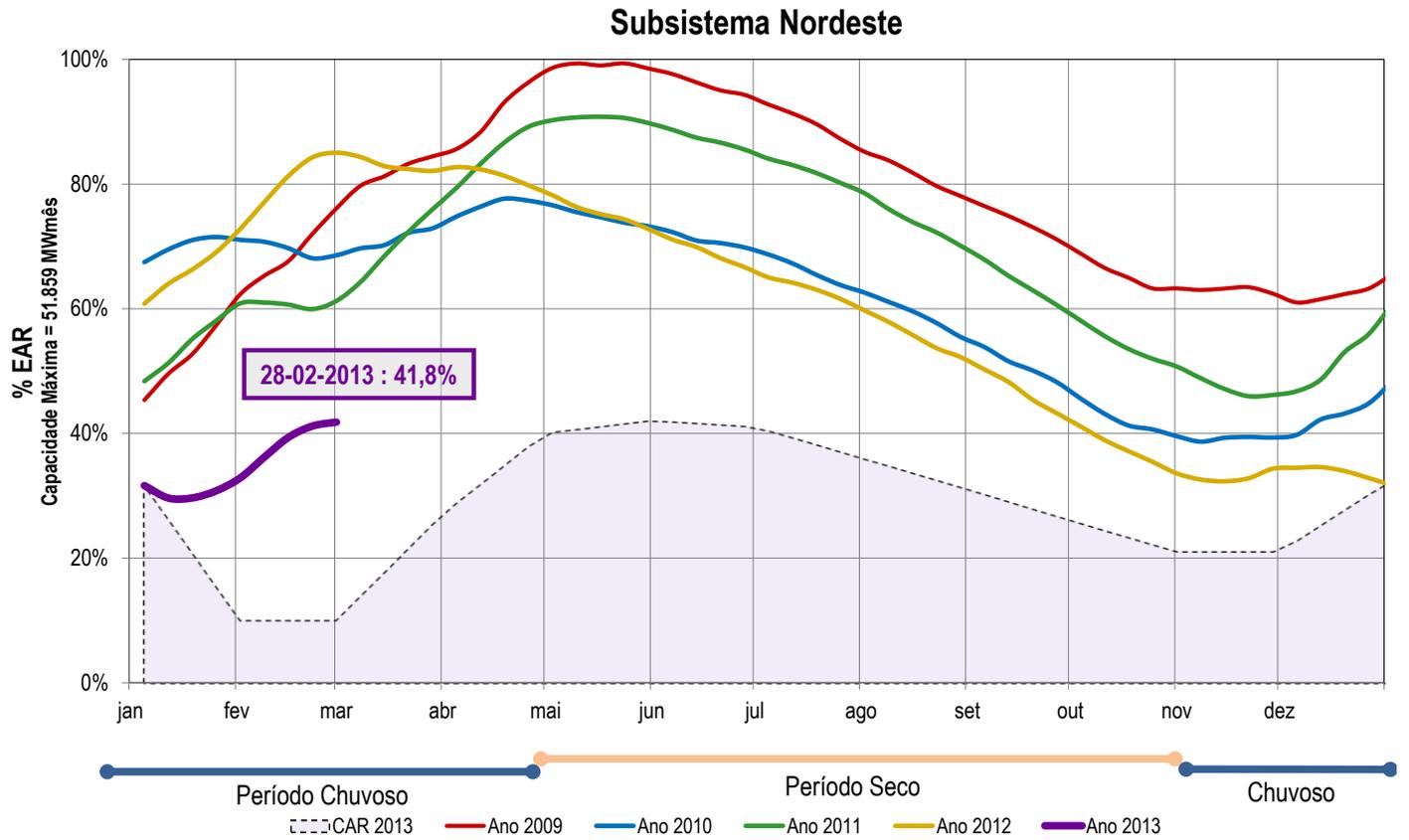


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

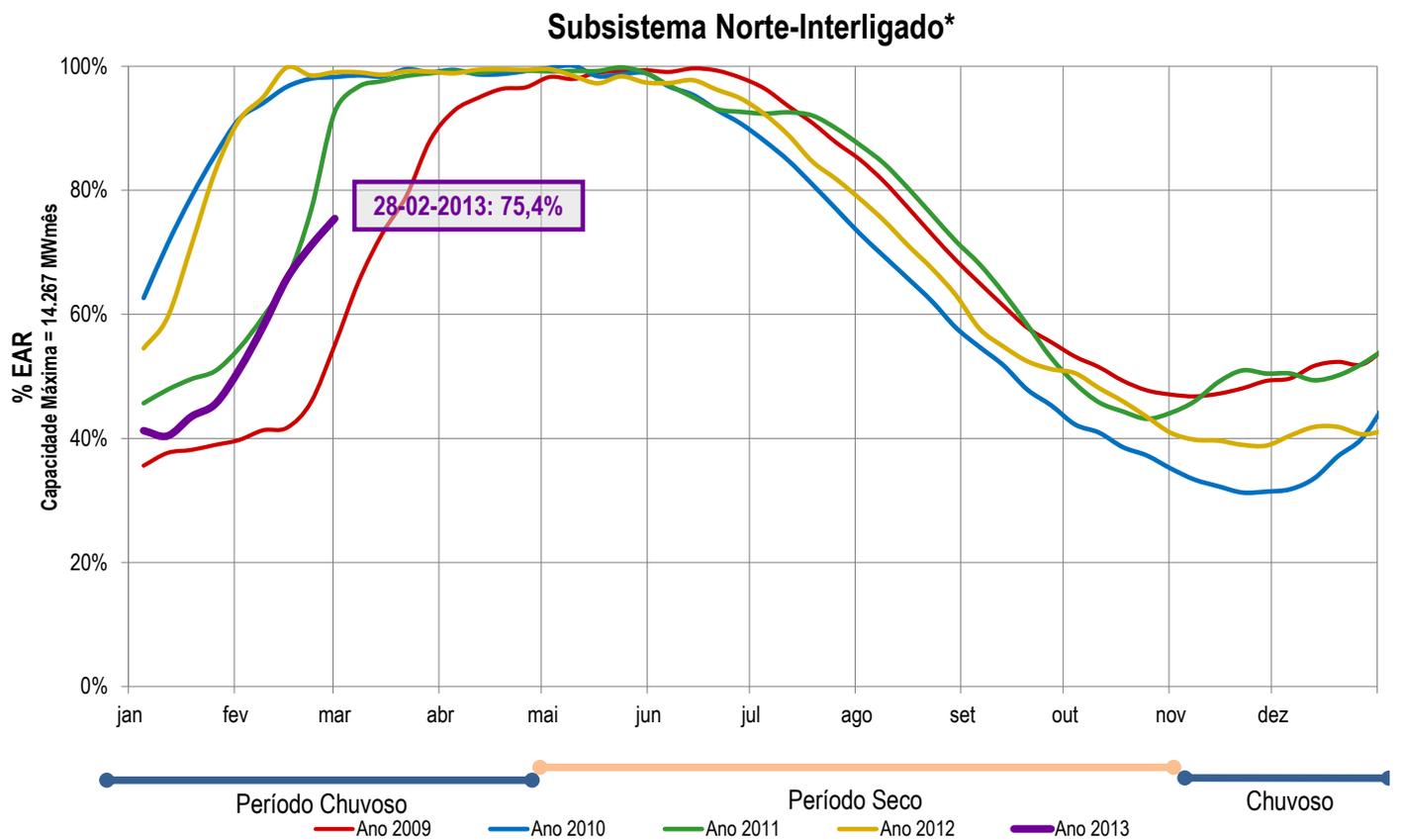


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

* Para o subsistema Norte-Interligado não existe CAR.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Com o aumento das afluições na UHE Tucuruí e o retorno à operação das unidades geradoras remanescentes da fase 2 da usina, a geração foi maximizada em todos os períodos de carga, sendo os excedentes energéticos transferidos para os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, nesta ordem de prioridade. Assim, a exportação do subsistema Norte-Interligado foi aumentada para 3.734 MW médios durante o mês de fevereiro de 2013, frente aos 1.469 MW médios verificados no mês anterior.

Em fevereiro, a exportação da região Acre-Rondônia foi de 93 MW médios, superior ao montante de 68 MW médios verificado no mês anterior, começando a refletir a conclusão do 2º circuito da LT 230 kV Samuel – Ariquemes – Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena, ocorrido no final de fevereiro, que passou a permitir maior escoamento de geração da UHE Santo Antônio.

Diante das condições hidroenergéticas bastante desfavoráveis, o subsistema Nordeste recebeu energia em um montante de 1.683 MW médios, no mesmo patamar ocorrido na última quinzena de janeiro.

O intercâmbio de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o Sul foi de 2.113 MW médios, superior ao montante de 1.725 MW médios verificado no mês de janeiro.

Em fevereiro não houve intercâmbio internacional contratual de energia elétrica com o Uruguai e Argentina.



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

Fonte: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB	200**
②	EXPN	3.800
	REC�	carga do Norte menos 5 UGs da UHE Tucuruí
③	FNE ^a	3.300
	FNE ^b	3.360
④	FSENE ^a	1.000
	FSENE ^b	600
⑤	FNS	4.100
	FMCCO	4.000
⑥	FACRO	200***
	RACRO	180
⑦	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑧	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

* para os fluxos entre subsistemas, são considerados os maiores limites de intercâmbio entre os patamares de carga e os cenários energéticos, utilizados na base de dados do Newave.

** valor contratual.

***O limite de intercâmbio FACRO foi alterado em 21/02/2013.

**** O recebimento pelo Nordeste (Fluxo RNE) tem limite de 4.200 MW e a exportação do Nordeste (Fluxo EXPNE) tem limite de 3.400 MW.



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação Norte-Interligado	FMCCO	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Sudeste/Centro-Oeste para o Norte / Nordeste
RECN	Importação Norte-Interligado	FACRO	Exportação da região Acre/Rondônia
FNE ^a	Fluxo na interligação Norte-Nordeste com recebimento pelo Norte	RACRO	Importação da região Acre/Rondônia
FNE ^b	Fluxo na interligação Norte-Nordeste com recebimento pelo Nordeste	RSUL	Recebimento pela região Sul
FSENE ^a	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Nordeste	FSUL	Exportação da região Sul
FSENE ^b	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
		INT _{Urug}	Intercâmbio internacional com o Uruguai*

3.2. Intercâmbios Internacionais

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

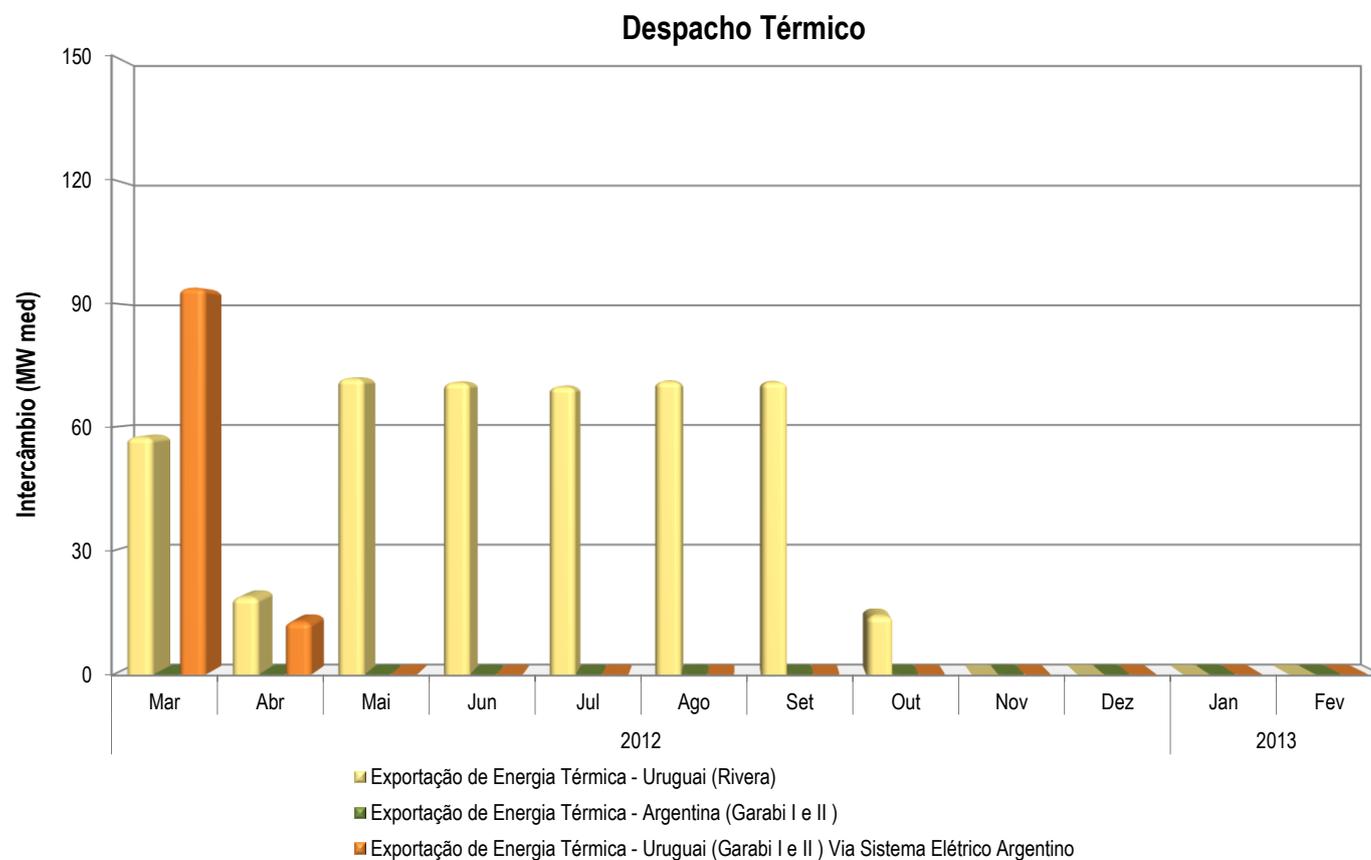


Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.

Fonte: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Unidades Consumidoras

Tabela 3. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	jan/12	jan/13	
Residencial (NUCR)	60.079.219	61.853.749	3,0%
Industrial (NUCI)	558.404	573.431	2,7%
Comercial (NUCC)	5.132.072	5.284.360	3,0%
Rural (NUCR)	4.077.765	4.151.020	1,8%
Demais classes*	684.062	709.438	3,7%
Total (NUCT)	70.531.522	72.571.998	2,9%

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

Fonte: EPE

4.2. Consumo de Energia Elétrica **

Em janeiro, o consumo de energia elétrica na rede atingiu 47.522 GWh, desconsiderando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 5,1% sobre o mesmo mês de 2012. De forma acumulada nos últimos 12 meses (Fev/12 a Jan/13), o incremento de consumo de energia verificado foi de 4,1%, em relação a igual período do ano anterior.

O consumo residencial em janeiro avançou 11,4%, em relação ao mesmo mês de 2012, impulsionado pela ocorrência de temperaturas elevadas. A classe residencial acumula em 12 meses crescimento de 6,0% sobre igual período de 2012, influenciado pela ligação de 1.774.530 novos consumidores e pelo aumento do consumo médio por residência, que atingiu 176 kWh por mês e que está associado à disponibilidade de renda das famílias.

O consumo da classe comercial apresentou aumento semelhante, de 11,1%, em relação ao mesmo mês do ano passado, mantendo o ritmo verificado desde o último trimestre de 2012, quando o crescimento já registrava 10% sobre o mesmo período do ano anterior. Além do efeito da temperatura, houve influência também da expansão da área de estabelecimentos comerciais, notadamente *shopping centers* e da intensificação do turismo de lazer, próprio dessa época do ano.

O consumo das indústrias recuou 1,9%, em relação a janeiro de 2012, como reflexo da menor produção do setor minero-metalúrgico. Por sua vez, no mesmo período, o consumo rural de energia aumentou 9,1%, relacionado, em grande parte, à ocorrência de temperaturas elevadas conjugada a um baixo índice pluviométrico.

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



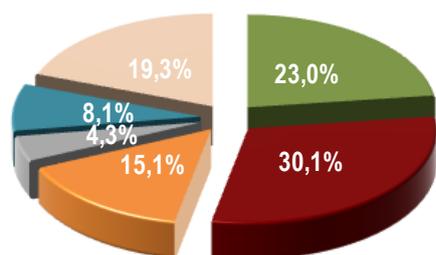
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/13 (GWh)	Evolução mensal (Jan/13 / Dez/12)	Evolução anual (Jan/13 / Jan/12)	Fev/11-Jan/12 (GWh)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Evolução
Residencial	10.912	7,7%	11,4%	111.954	118.685	6,0%
Industrial	14.323	-3,0%	-1,9%	183.707	183.195	-0,3%
Comercial	7.195	1,4%	11,1%	73.709	80.003	8,5%
Rural	2.062	7,7%	9,1%	21.135	23.267	10,1%
Demais classes*	3.836	0,9%	6,7%	43.008	45.099	4,9%
Perdas	9.194	-8,7%	3,8%	92.067	96.730	5,1%
Total	47.522	-0,6%	5,1%	525.580	546.980	4,1%

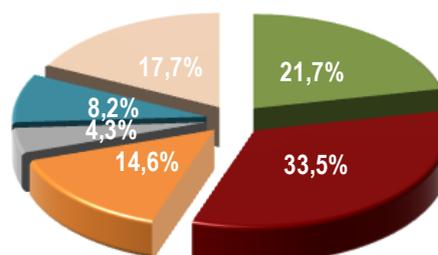
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jan/2013



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



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

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

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: EPE

Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/13 (kWh/NU)	Evolução mensal (Jan/13 / Dez/12)	Evolução anual (Jan/13 / Jan/12)	Fev/11-Jan/12 (kWh/NU)	Fev/12-Jan/13 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	176	7,3%	8,2%	155	160	3,0%
Consumo médio industrial	24.978	-3,1%	-4,5%	27.415	26.623	-2,9%
Consumo médio comercial	1.362	1,2%	7,9%	1.197	1.262	5,4%
Consumo médio rural	497	7,1%	7,2%	432	467	8,1%
Consumo médio demais classes*	5.407	1,0%	2,9%	5.239	5.298	1,1%
Consumo médio total	528	1,3%	2,5%	512	517	0,9%

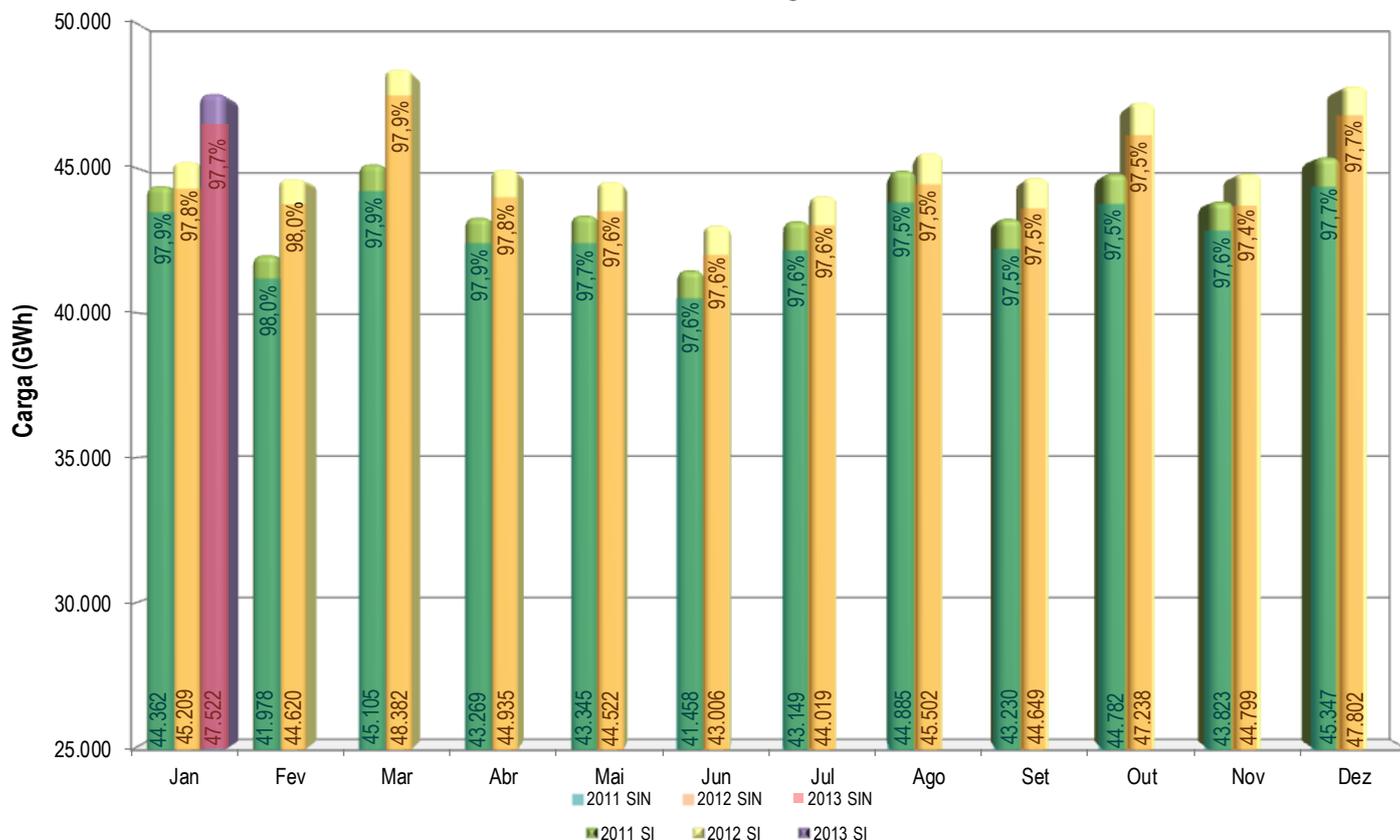
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: EPE



4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até janeiro 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 fevereiro de 2013 houve recorde de demanda no SIN e em todos os subsistemas, com exceção do Norte-Interligado.

No SIN, foi registrado, às 14h36 do dia 18/02/2013, um valor de 78.032 MW, superando em 1.299 MW o recorde anterior ocorrido em 08/02/2012. No mesmo horário, houve recorde no Sudeste/Centro-Oeste, com um valor de 48.549 MW, superando em 1.086 MW o recorde anterior ocorrido em 29/02/2012. No Sul, o recorde foi registrado com um valor de 15.703 MW, às 14h47 do dia 01/02/2013, superando em 427 MW o recorde ocorrido no dia anterior. No Nordeste, foi registrado um valor de 11.542 MW, às 14h33 do dia 27/02/2013, superando em 462 MW o recorde anterior, ocorrido em 30/01/2013.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW)	48.549	15.703	11.542	4.710	78.032
(dia - hora)	18/02/2013 - 14h36	01/02/2013 - 14h47	27/02/2013 - 14h33	22/02/2013 - 15h07	18/02/2013 - 14h36
Recorde (MW)	48.549	15.703	11.542	4.750	78.032
(dia - hora)	18/02/2013 - 14h36	01/02/2013 - 14h47	27/02/2013 - 14h33	22/09/2011 - 14h43	18/02/2013 - 14h36

Fonte: ONS



4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

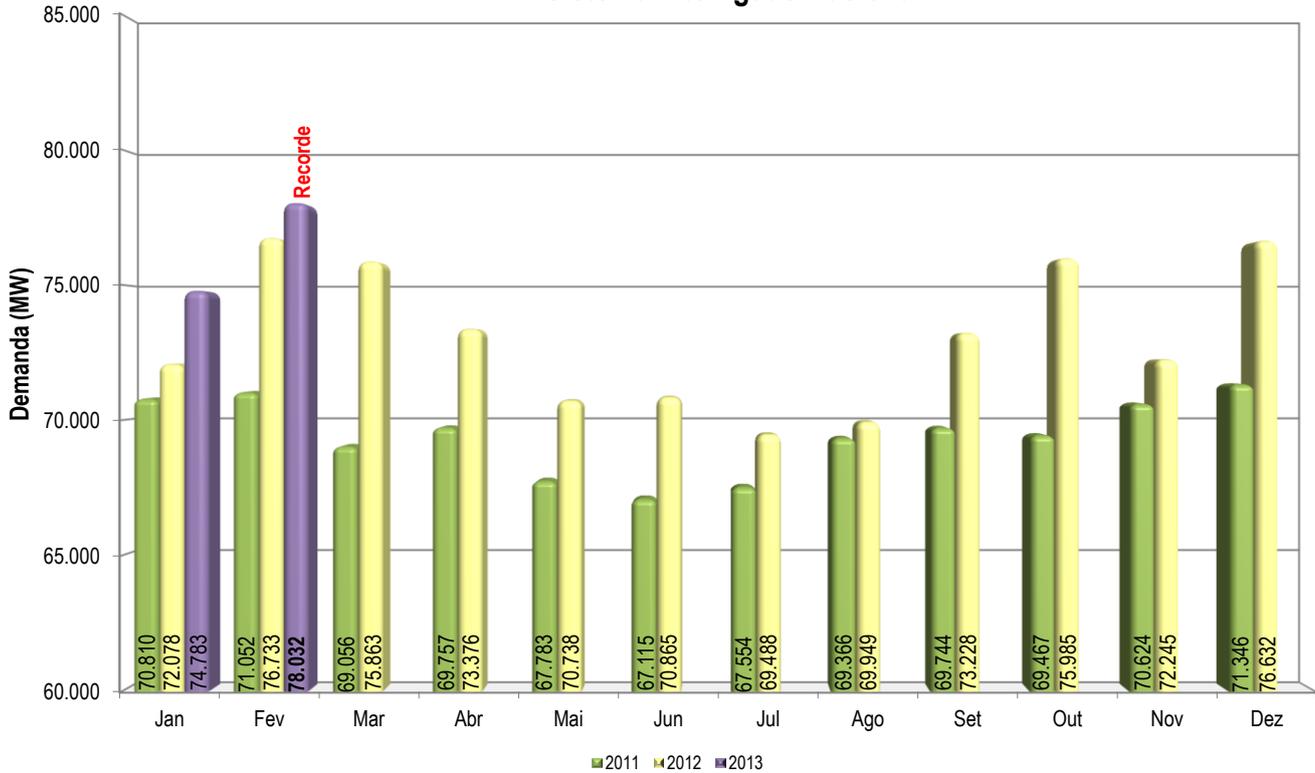


Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

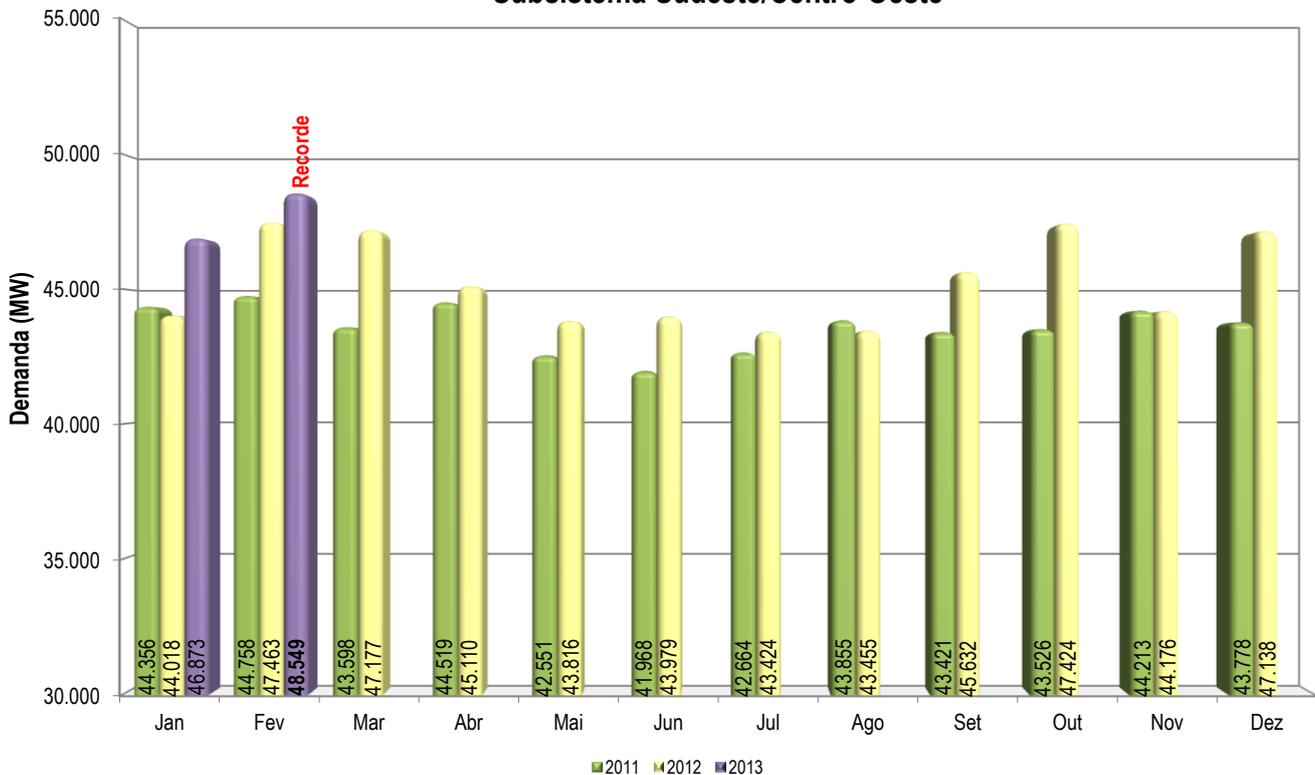


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

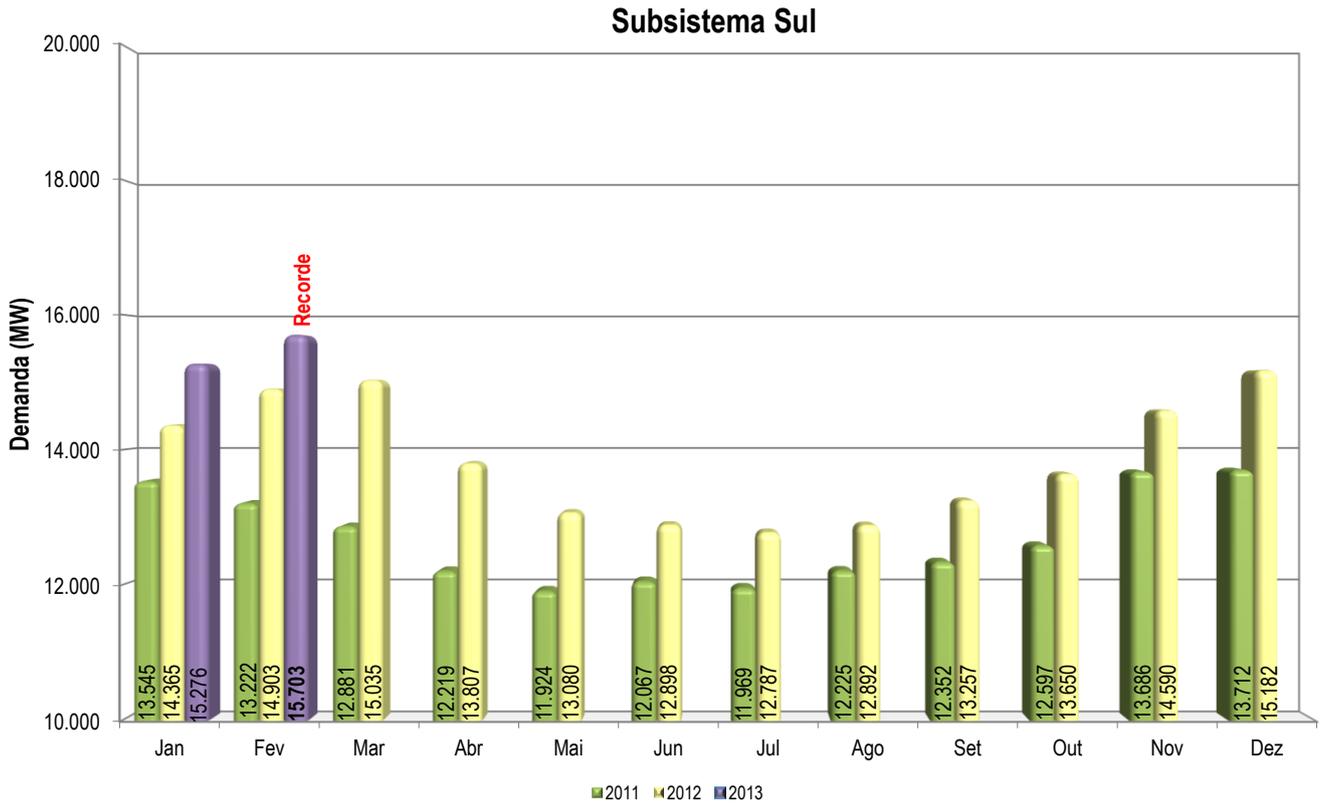


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

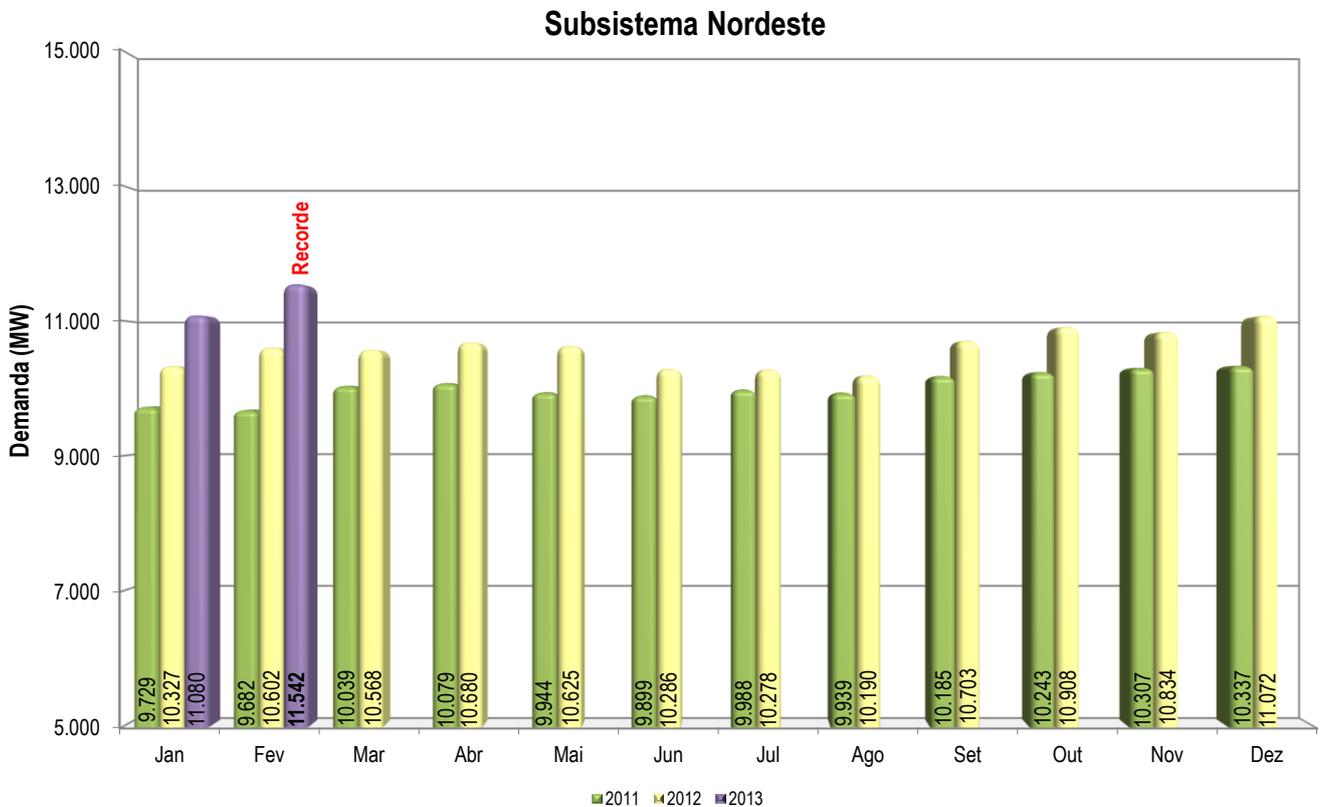


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

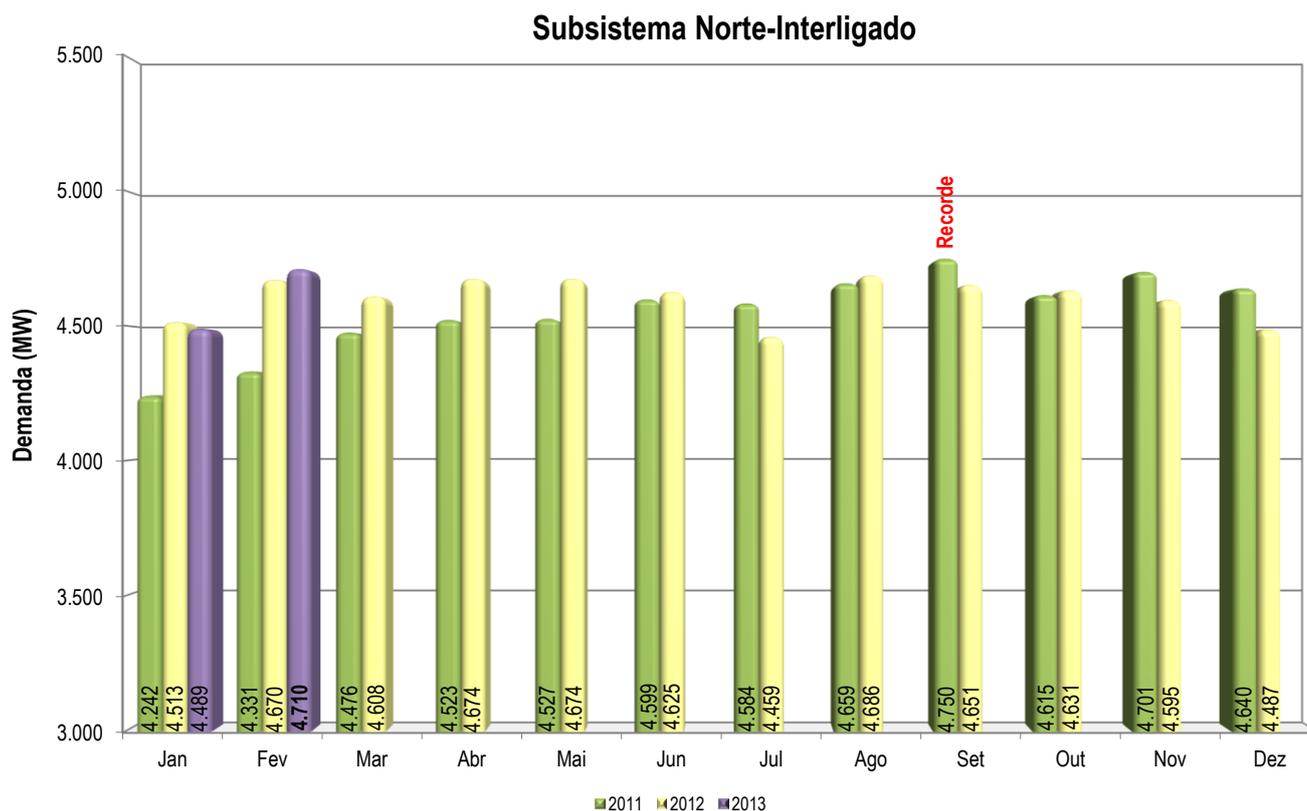


Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 122.527 MW. Destaca-se que desde julho de 2012 o percentual referente às fontes hidráulicas é inferior a 70%.

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

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)
Hidráulica	1.045	84.464
Térmica	1.627	36.121
Gás	146	13.514
Carvão	12	2.664
Petróleo	1.017	7.711
Nuclear	2	2.007
Biomassa	450	10.224
Eólica	88	1.935
Solar Fotovoltaica	12	8
Capacidade Total - Brasil	2.772	122.527

* Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.850 MW com o Paraguai e a Venezuela.

Fonte: ANEEL (BIG 28/02/2013)

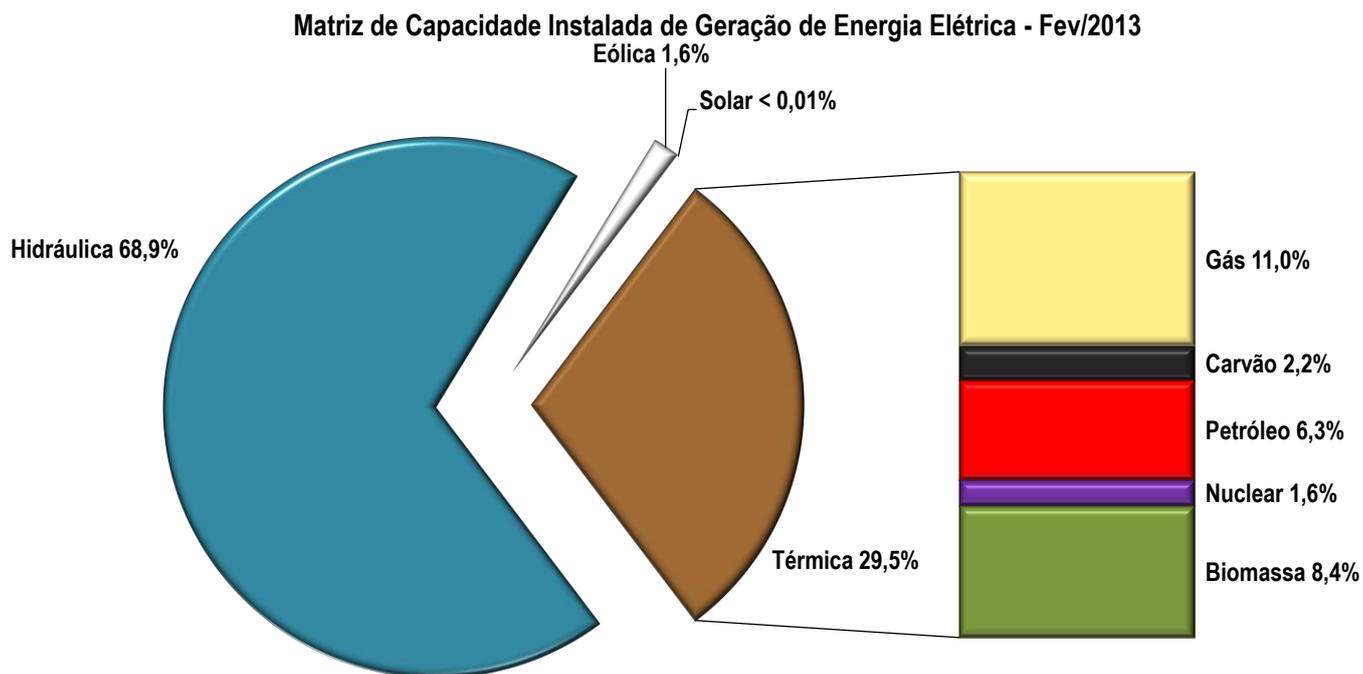


Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 28/02/2013)

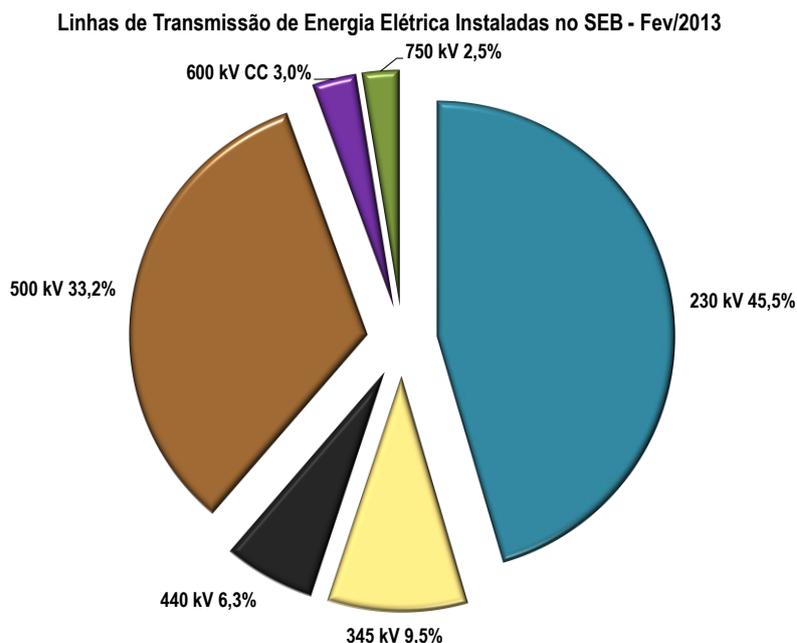
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

Tensão (kV)	Linhas Instaladas (km)*	% Total
230	48.889	45,5%
345	10.226	9,5%
440	6.728	6,3%
500	35.686	33,2%
600 (CC)	3.224	3,0%
750	2.683	2,5%
Total SEB	107.437	100,0%

Fonte: MME/ANEEL/ONS

* considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 550,6 km instalados nos sistemas isolados.



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 nos últimos 12 meses atingiu 535.086 GWh. Com relação ao mês anterior, verificou-se menor participação das fontes nuclear e biomassa, em virtude de indisponibilidade programada em Angra I e da sazonalidade de produção, respectivamente, e maior participação das fontes hidráulica, petróleo e carvão.

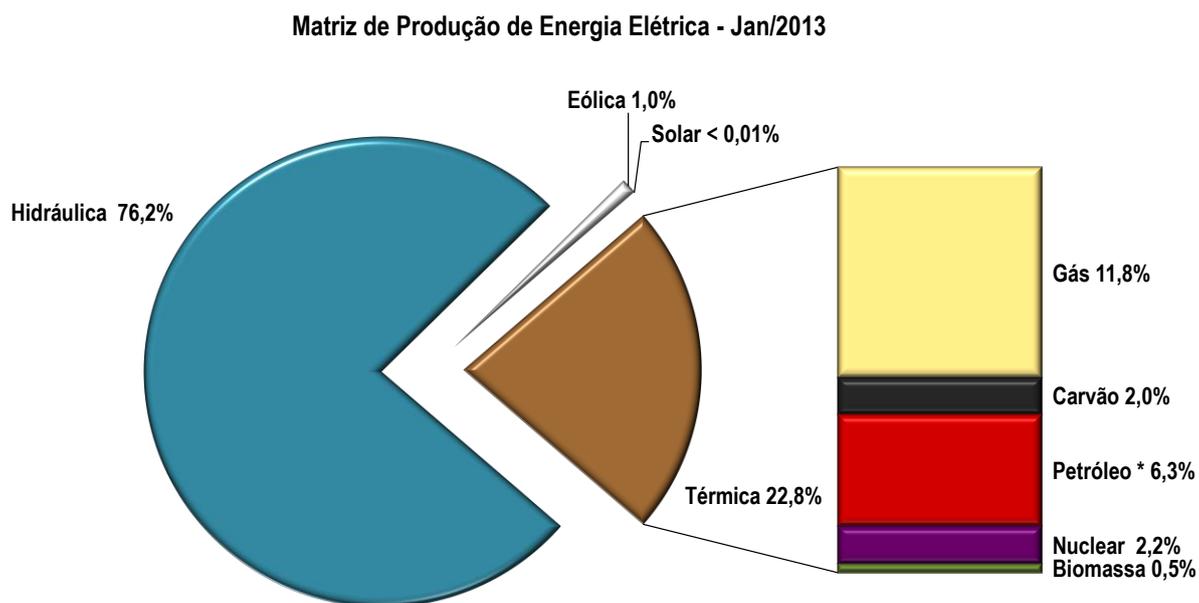


Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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



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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/13 (GWh)	Evolução mensal (Jan/13 / Dez/12)	Evolução anual (Jan/13 / Jan/12)	Fev/11-Jan/12 (GWh)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	34.795	-0,7%	-12,7%	452.797	436.212	-3,7%
Térmica	9.517	-3,3%	216,3%	45.904	81.760	78,1%
Gás	5.104	3,8%	529,6%	13.403	37.814	182,1%
Carvão	940	56,9%	92,0%	4.264	7.226	69,5%
Petróleo *	2.263	10,4%	1144,7%	2.706	8.898	228,8%
Nuclear	981	-25,2%	-26,2%	14.823	14.813	-0,1%
Biomassa	229	-76,3%	16,7%	10.709	13.008	21,5%
Eólica	479	-9,8%	36,1%	2.928	5.073	73,3%
Solar Fotovoltaica	0,24	103,9%	-	0	1,62	-
TOTAL	44.791	-1,4%	3,6%	501.629	523.046	4,3%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste.

Dados contabilizados até janeiro 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 entraram em operação unidades geradoras convertidas para gás natural nos PIE Tambaqui, Jaraqui, Manauara e Gera e nas UTE Mauá e Aparecida, da Amazonas Energia.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/13 (GWh)	Evolução mensal (Jan/13 / Dez/12)	Evolução anual (Jan/13 / Jan/12)	Fev/11-Jan/12 (GWh)	Fev/12-Jan/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	138	23,0%	-6,5%	1.965	1.559	-20,6%
Térmica	932	9,0%	21,1%	9.449	10.480	10,9%
Gás	314	-4,0%	34,1%	2.469	3.481	41,0%
Petróleo *	619	17,0%	15,5%	6.980	6.999	0,3%
TOTAL	1.071	10,6%	16,7%	11.414	12.039	5,5%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até janeiro 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 para 38,0%, frente aos 29,4% verificados no mesmo período anterior. Comparativamente, as usinas do Sul não apresentaram variação significativa do fator de capacidade médio em 12 meses.

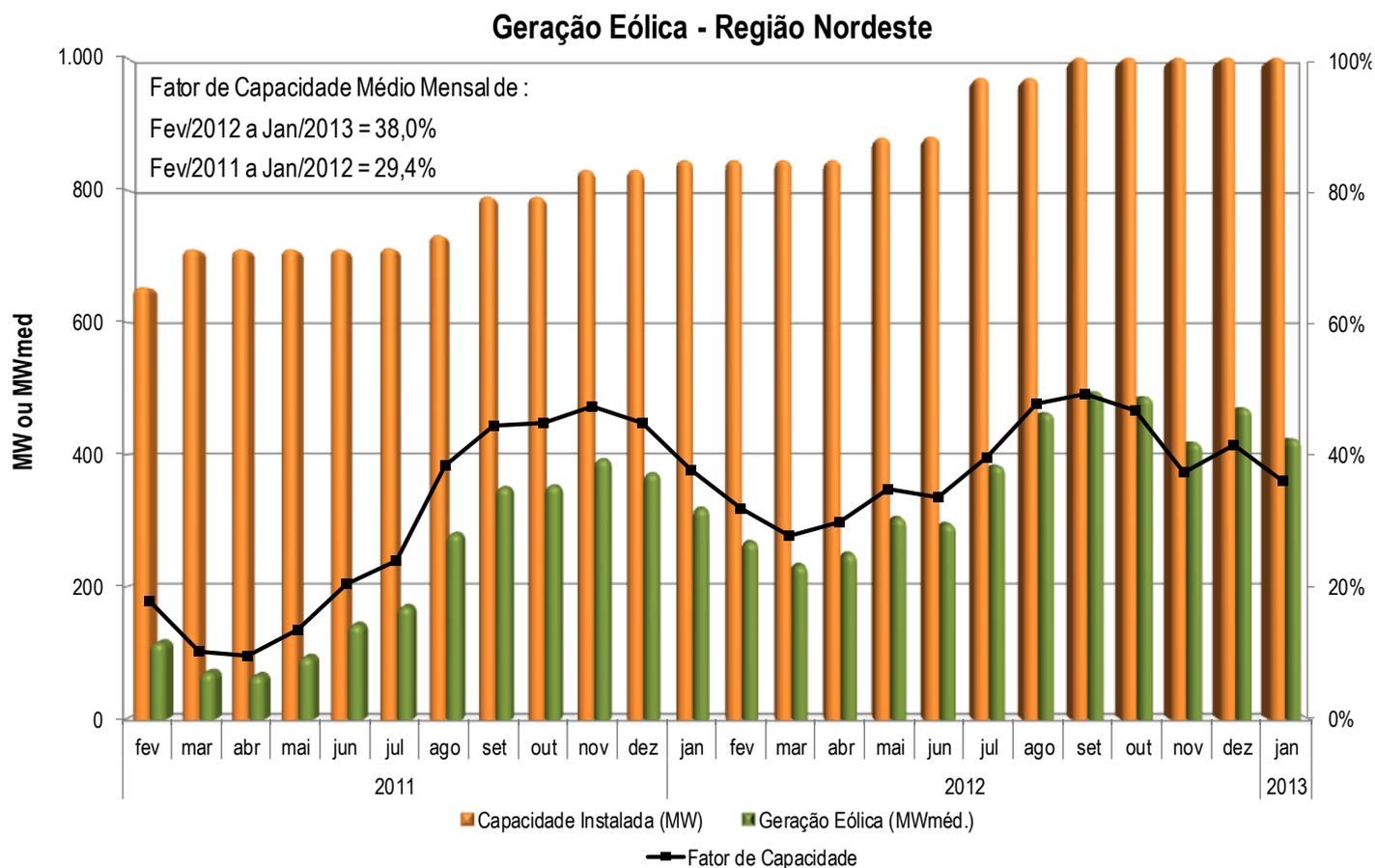


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE

* Nesta seção são consideradas todas as usinas eólicas em operação comercial cadastradas na CCEE, com exceção das unidades que geraram em teste, parcialmente, durante o mês.



Geração Eólica - Região Sul*

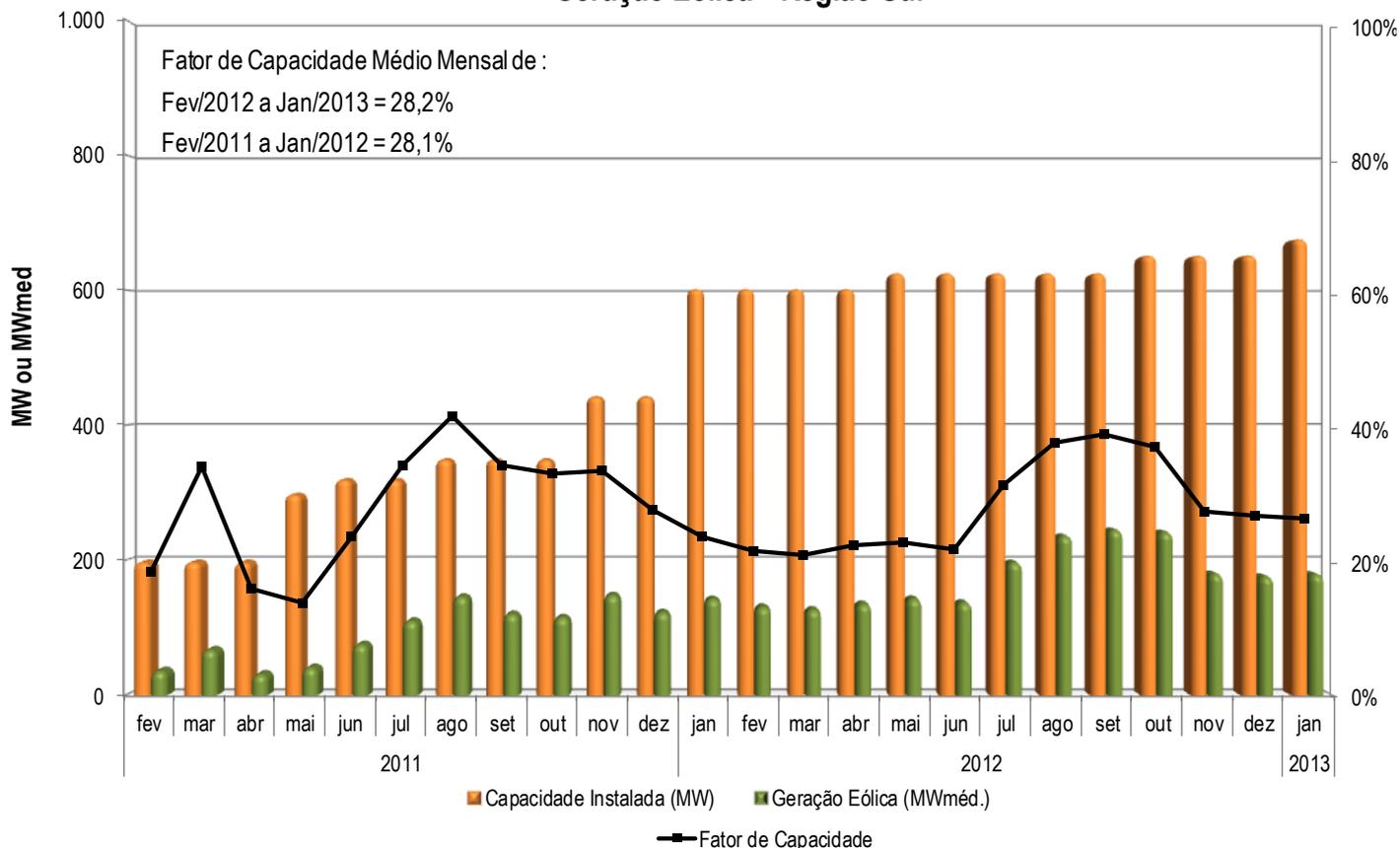


Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até janeiro 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 esperada comprometida para o CER**** no mês de janeiro de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 978,8 MW médios, dos quais foram entregues 21,8%, ou 213,1 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

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.

** 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. Reitera-se que 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.

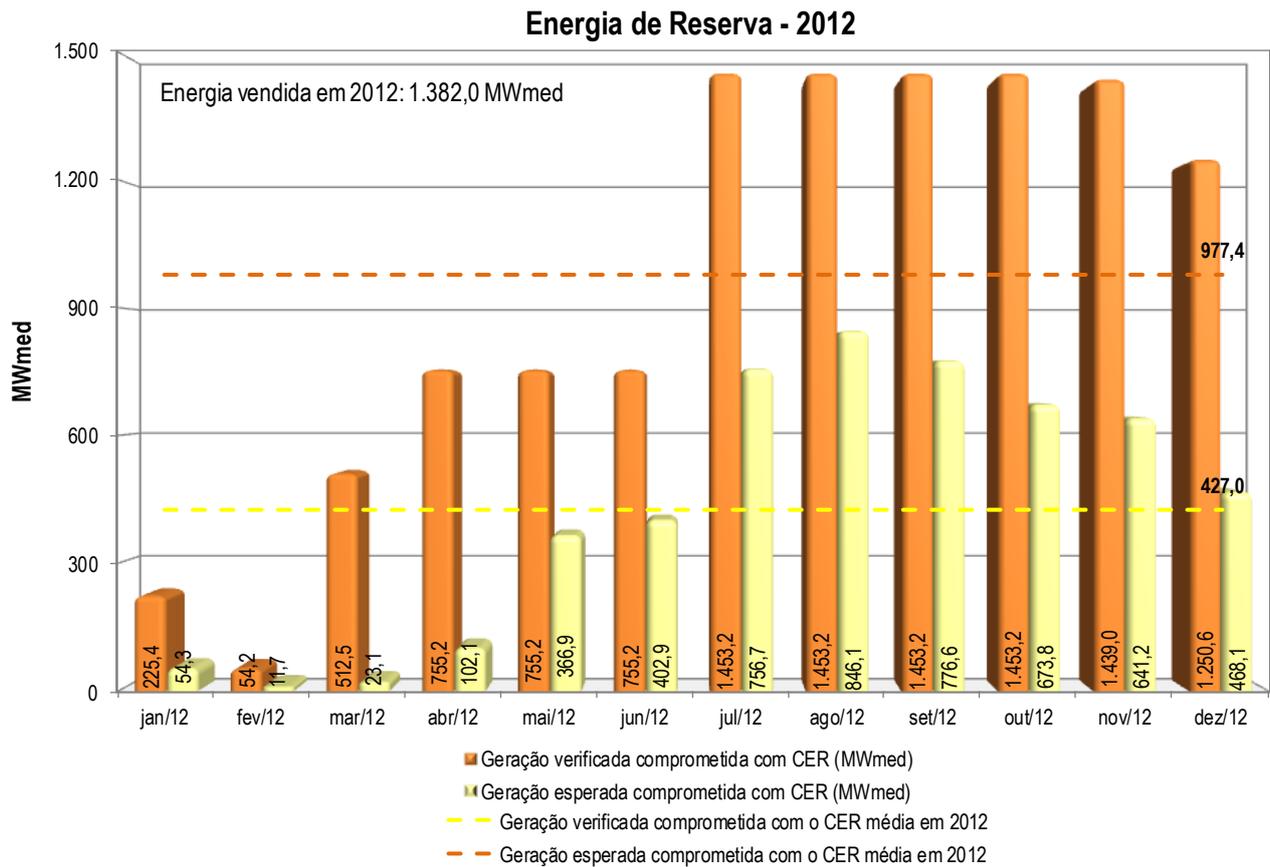


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

Fonte: CCEE

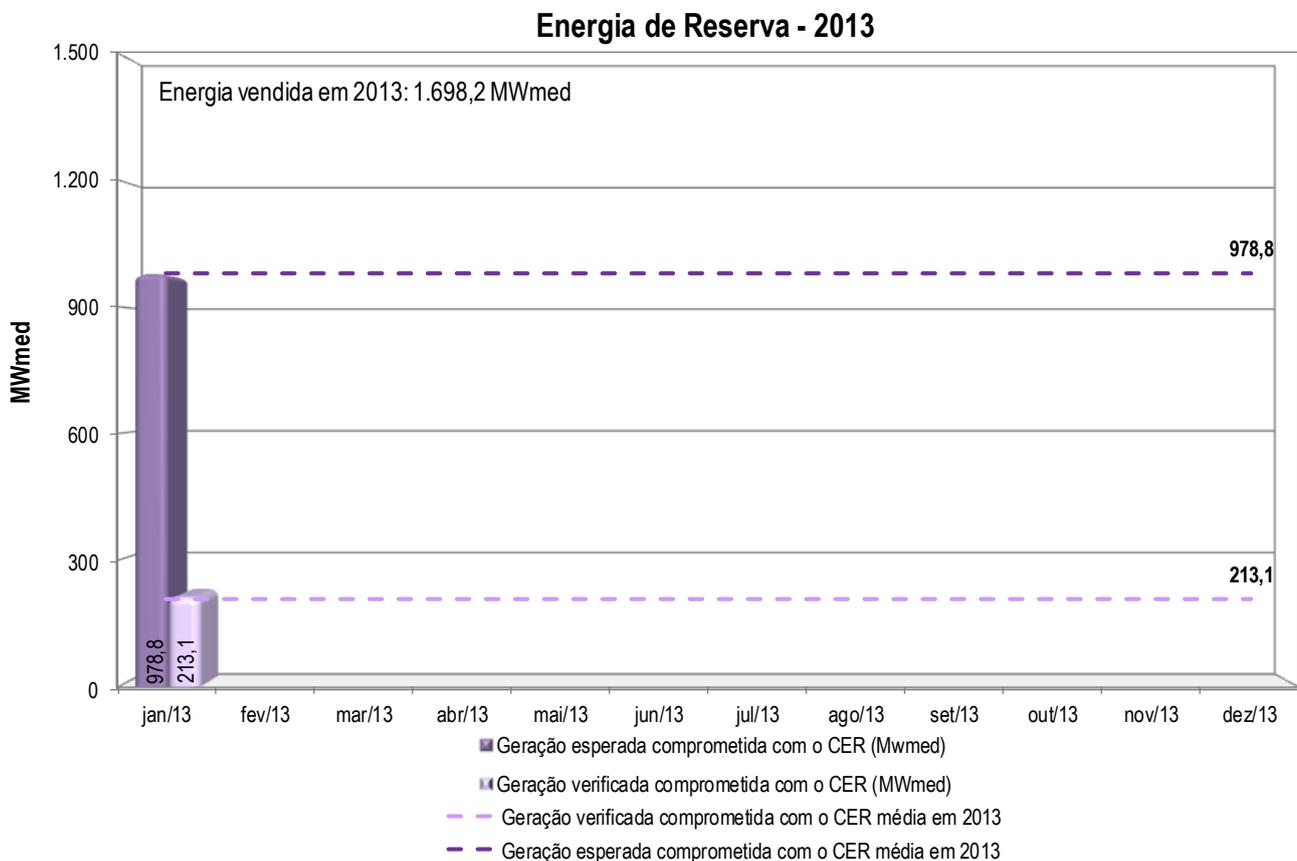


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE



Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

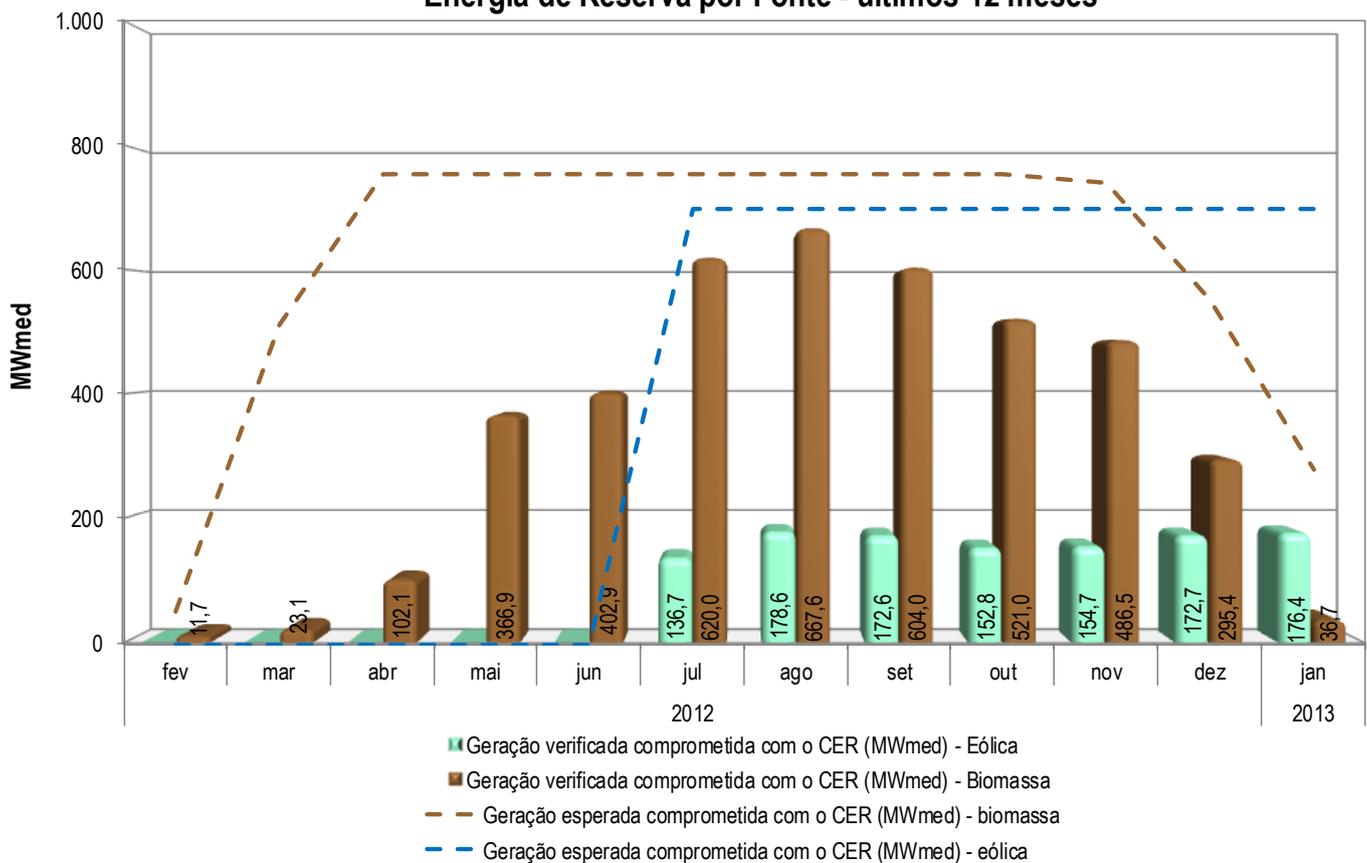


Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE

7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

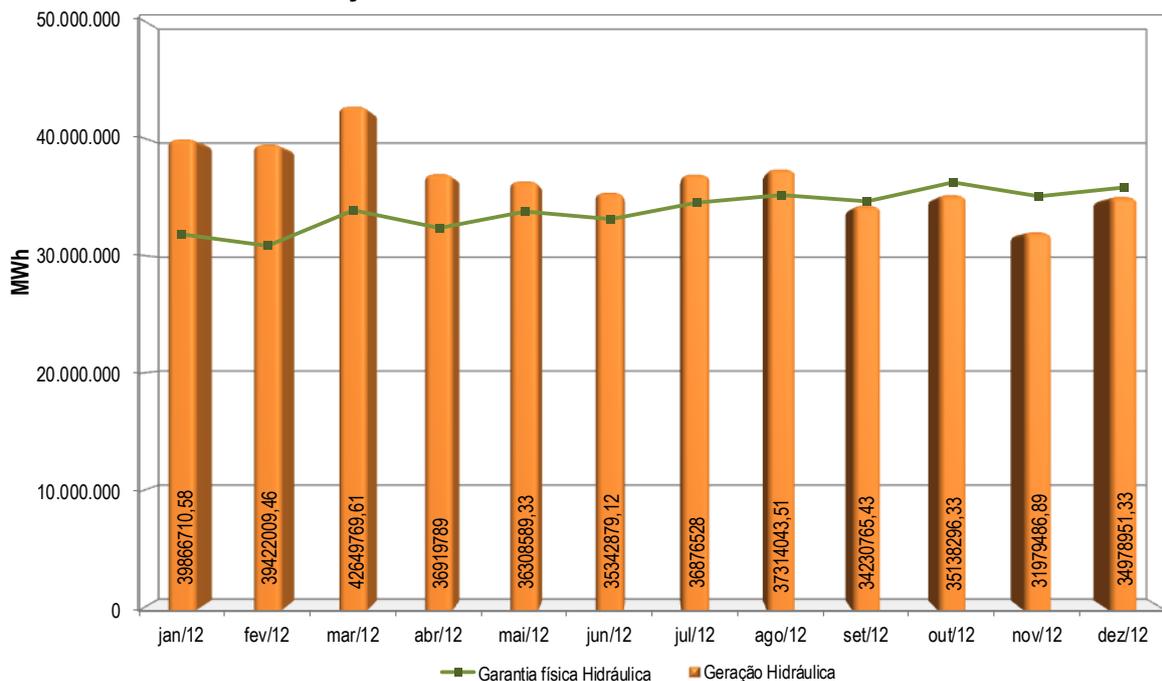


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

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

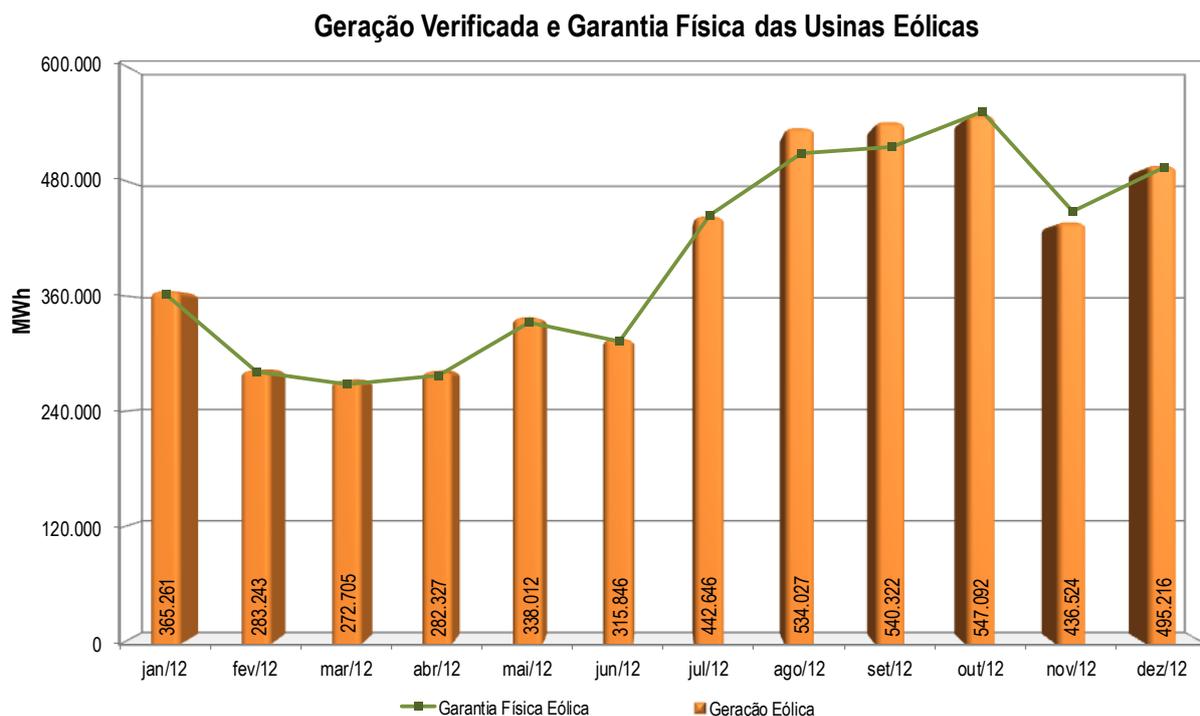


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

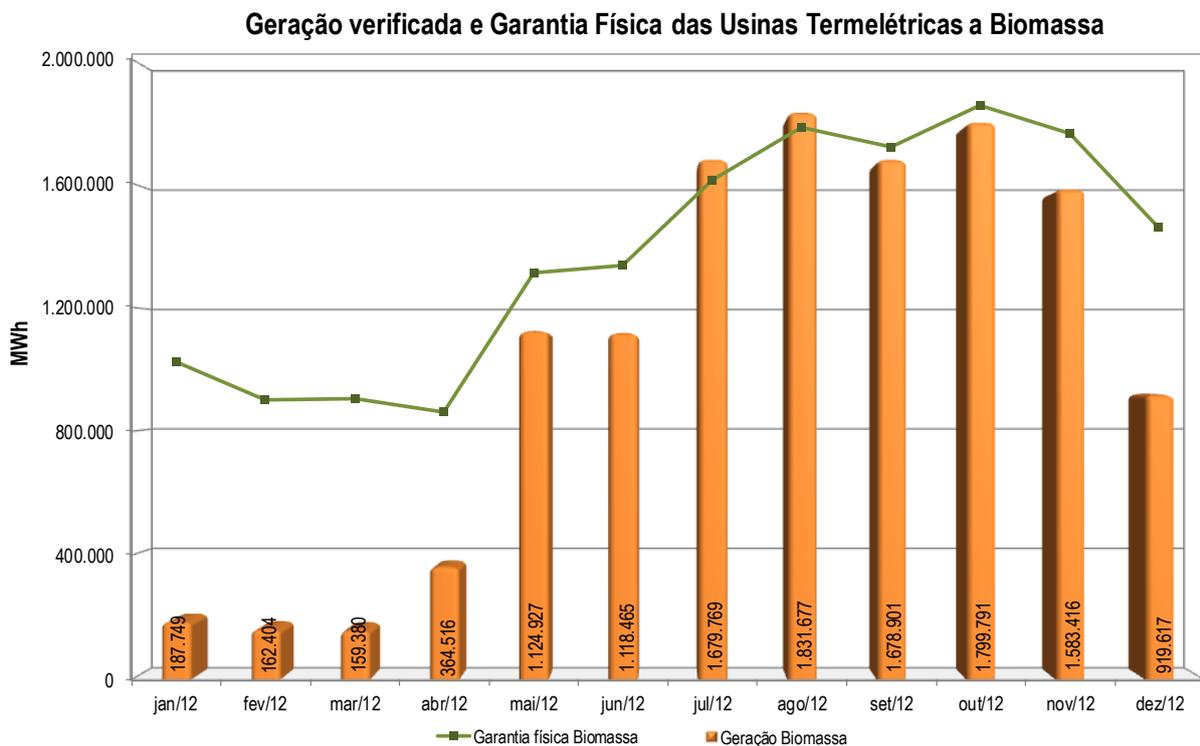


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

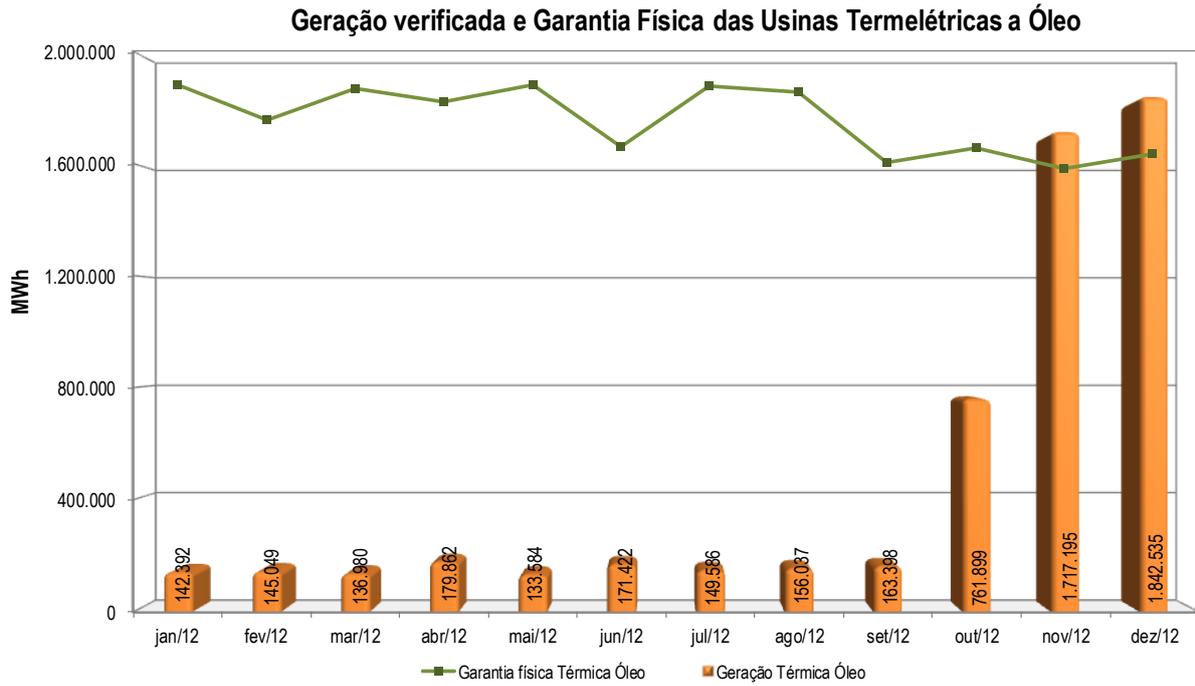


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

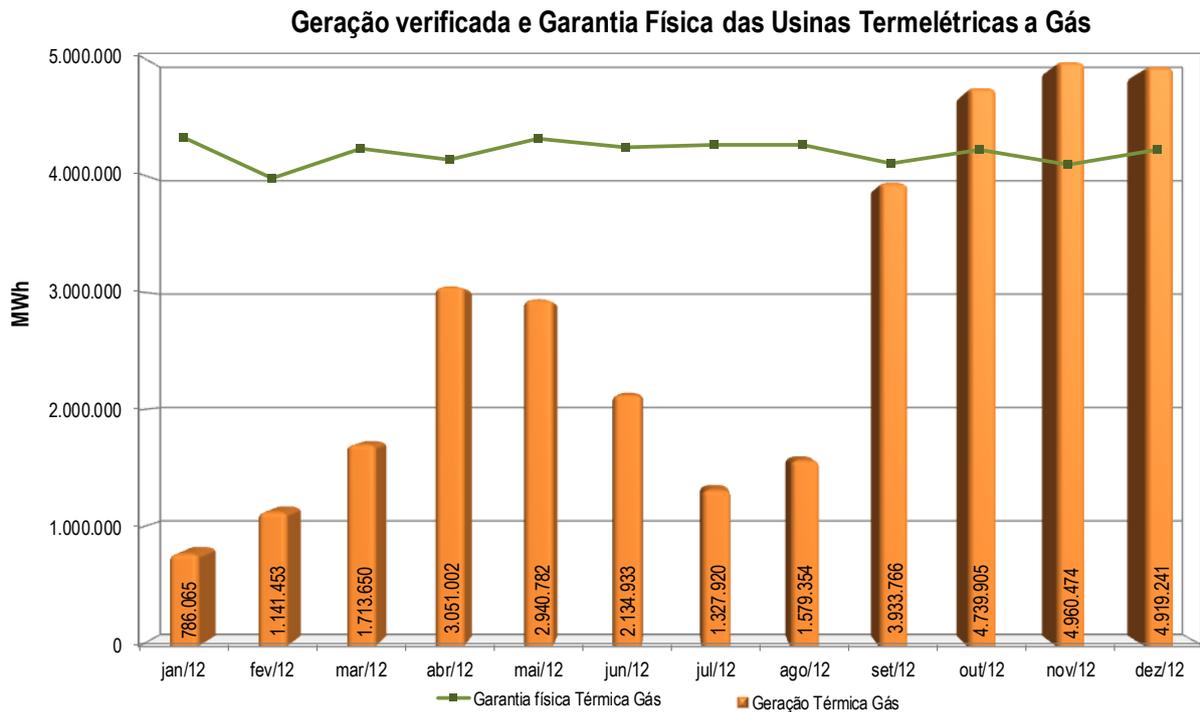


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

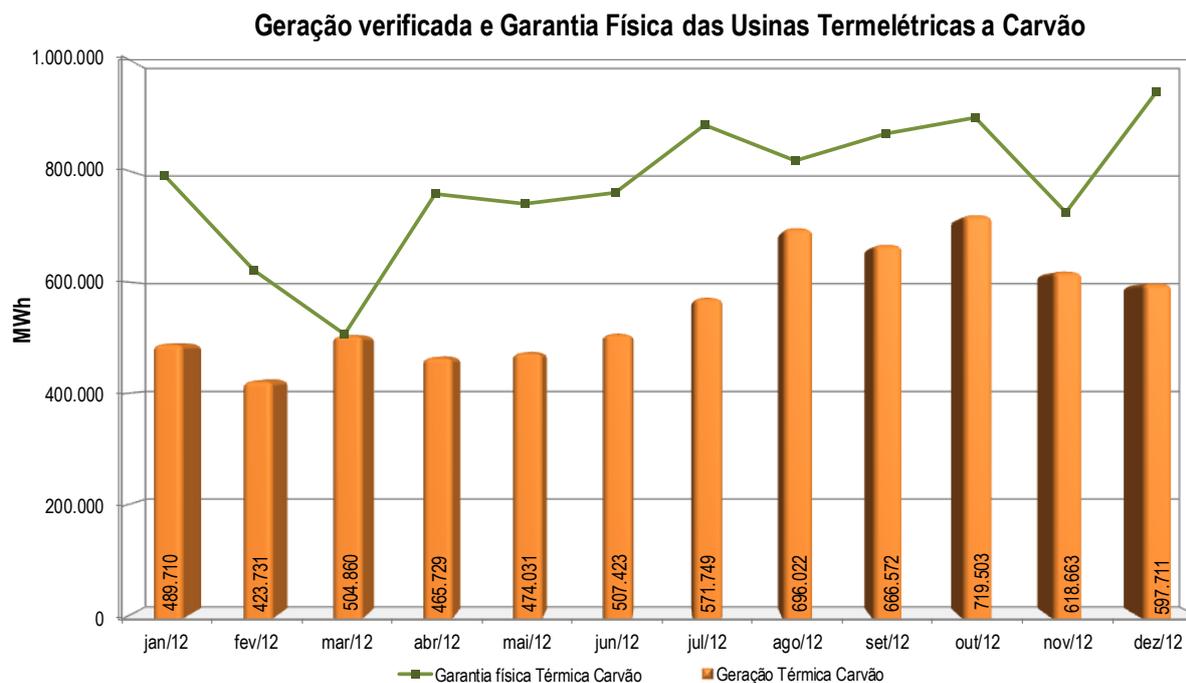


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de fevereiro de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 1.004,3 MW de geração, conforme descrito a seguir:

- UTE Maranhão IV, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 337,6 MW, no Maranhão;
- UTE Suape II, 3 máquinas, (unidade 17, 13 e 5), total de 67,3 MW, em Pernambuco;
- UTE Porto do Itaqui, 1 máquina (unidade 1), com 360,2 MW, no Maranhão;
- UTE Palmeiras do Goiás, 1 máquina (unidade 1), com 1,9 MW, em Goiás;
- UTE Jataí, 3 máquinas (unidades 1, 2 e 3), total de 105,0 MW, em Goiás;
- PCH Barra do Rio Chapéu, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 15,5 MW, em Santa Catarina;
- PCH Serra do Cavalinhos II, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 29,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- PCH Toca do Tigre, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 11,8 MW, no Rio Grande do Sul.
- UEE Pedra do Reino, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 30,0 MW, na Bahia;
- UEE Osório 3, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 26,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Mel 2, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 20,0 MW, no Rio Grande do Norte.

* 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 Fev/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
Hidráulica	56,3	144,7
Térmica	871,9	1.481,2
Gás	337,6	337,6
Petróleo	69,2	383,1
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	360,2	360,2
Biomassa	105,0	400,3
Eólica	76,0	76,0
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	1.004,3	1.701,9

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
Hidráulica	3.096,8	3.322,6	3.672,0
Térmica	1.886,0	792,5	240,8
Gás	761,3	693,5	0,0
Petróleo	0,0	0,0	200,8
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	720,2	0,0	0,0
Biomassa	404,5	99,0	40,0
Eólica	1.624,0	2.730,6	1.708,0
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.606,7	6.845,7	5.620,8

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 18/02/2013, coordenada pelo MME/SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de fevereiro de 2013 foram concluídas e incorporadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN 349,2 km de linhas de transmissão na Rede Básica, conforme descrito a seguir:

- LT 230 kV Picos / Tauá II, com 183,2 km, da CHESF, entre Piauí e Ceará;
- LT 230 kV Ariquemes / Ji Paraná C-2, com 164,0 km, da Jauru Transmissora de Energia, em Rondônia.

Essa linha conclui a duplicação do eixo 230 kV entre Samuel e Vilhena, que objetiva aumentar a capacidade, confiabilidade e qualidade do suprimento às cargas da região Acre – Rondônia, além de permitir maior escoamento da geração da UHE Santo Antônio;

- LT 345 kV Seccionamento Santos Dumont (Barbacena II / Juiz de Fora I), com 2,0 km, da Empresa Santos Dumont de Energia, em Minas Gerais.

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

Tensão (kV)	Realizado em Fev/2013 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	347,2	618,2
345	2,0	2,0
440	0,0	0,0
500	0,0	0,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	349,2	620,2

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados ao SIN dois novos transformadores na Rede Básica:

- 3º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Taquara (CEEE -GT), no Rio Grande do Sul;
- 1º Transformador 345/138 kV– 375 MVA na SE Santos Dumont (Empresa Santos Dumont de Energia), em Minas Gerais;

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

- 2º Reator 230 kV, de 20 Mvar, na SE Ariquemes, relativo à LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C2, da Jauru Transmissora de Energia, em Rondônia;
- Banco de Capacitor 230 kV, de 50 Mvar, da Copel – GT, na SE Jaguariaíva, no Paraná.

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

Realizado em Fev/2013 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
525,0	1.358,0

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	1.582,8	3.784,0	455,0
345	1,0	102,0	0,0
440	0,0	0,0	0,0
500	2.966,0	3.248,0	3.440,0
525	0,0	901,0	0,0
600 (CC)	2.375,0	2.375,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.924,8	10.410,0	3.895,0

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 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
TOTAL	37.906,0	24.906,0	1.353,0

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 20/02/2013, coordenada pelo MME/SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de fevereiro, foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético, com geração média verificada de 12.974 MW médios no SIN. Com o cenário hidrológico desfavorável, os CMO variaram entre R\$ 151,00 e R\$ 309,16 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, e encerraram o mês no valor superior da referida faixa. Os impactos mais significativos nas variações do CMO ao longo do mês ocorreram em função da atualização das previsões de aflúncias e dos níveis de partida dos reservatórios.

Destaca-se que o despacho térmico por ordem de mérito mostrou-se sensível ao patamar de CMO verificado no mês de fevereiro, devido à concentração de usinas com custo variável unitário – CVU nessa faixa de preço.

Nas semanas operativas de 26/01 a 01/02, 09/02 a 15/02 e 16/02 a 22/02/2013, os CMO dos subsistemas SE/CO-S e N-NE não foram equalizados em função do atingimento dos limites de transmissão entre subsistemas.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

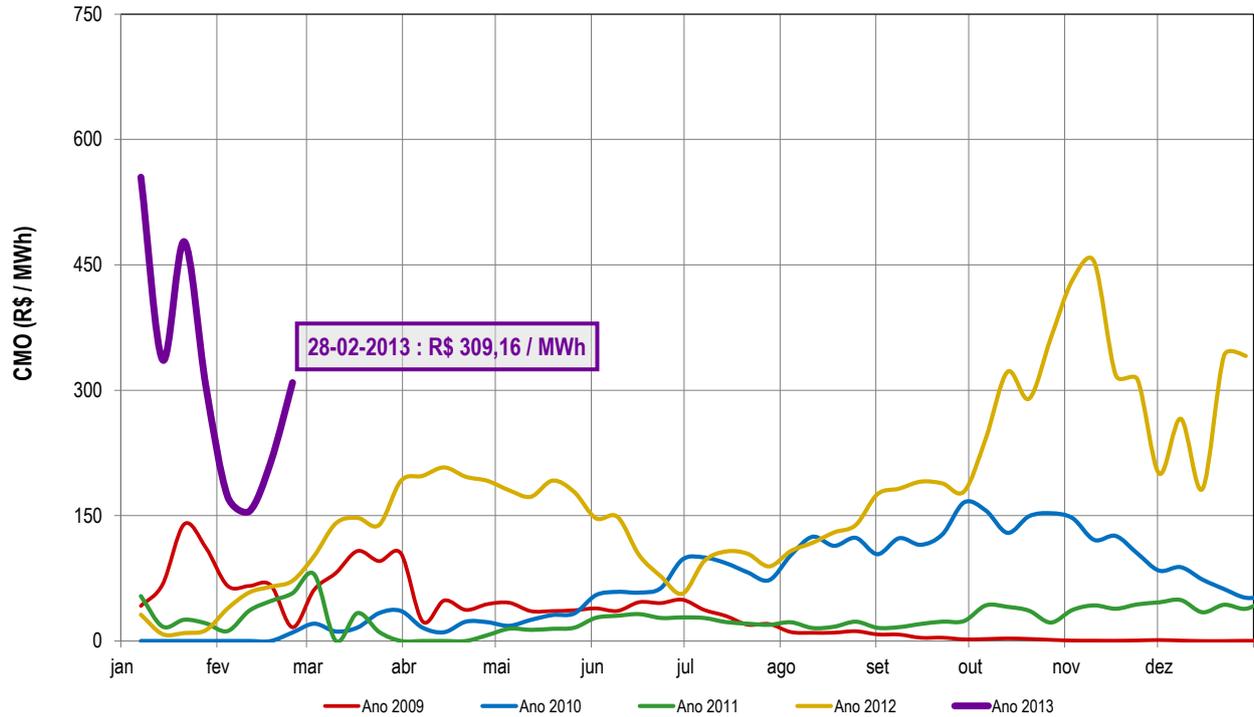


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.*

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

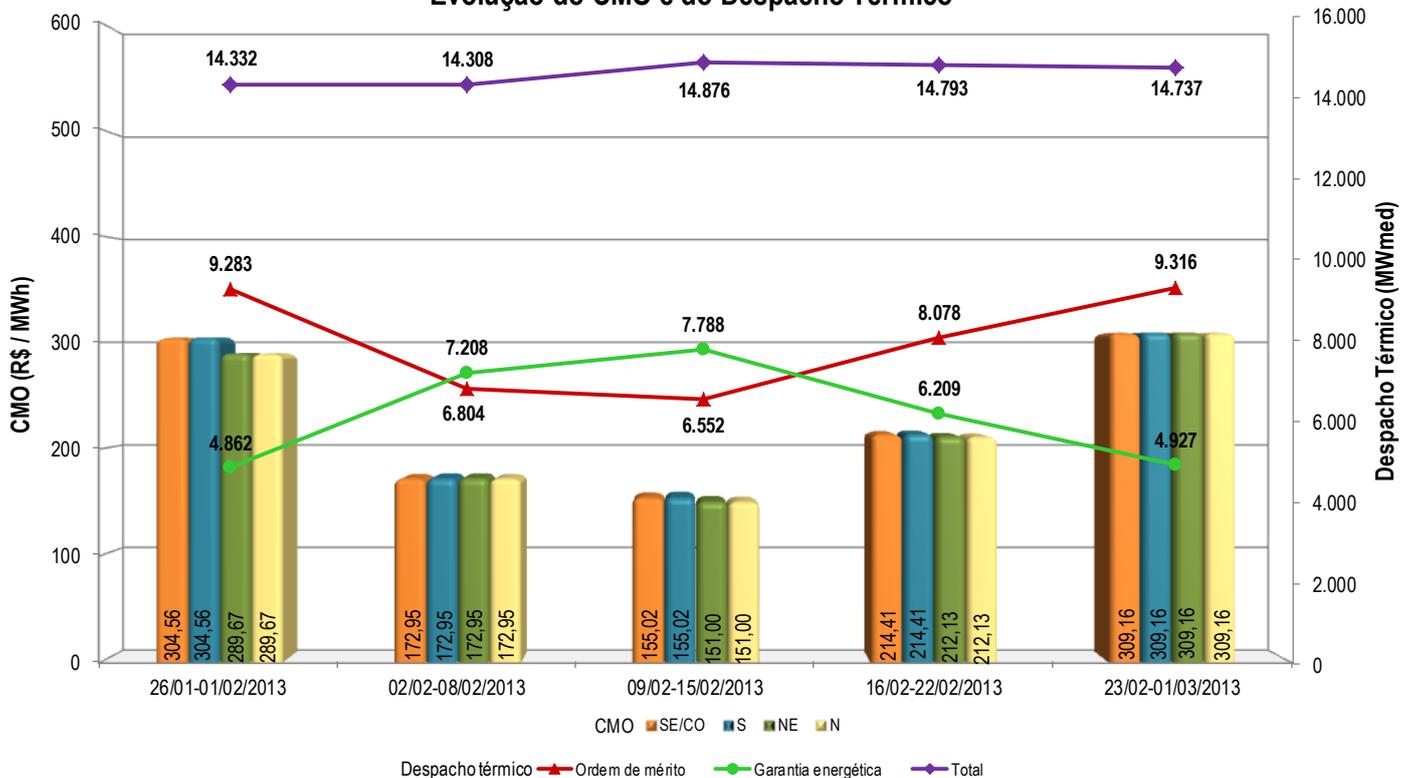


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

* 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 janeiro de 2013 foi de R\$ 639,0 milhões, uma redução de 32,8% frente ao mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 14,2 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 93,0% do total desse encargo; Segurança Energética (R\$ 548,1 milhões), que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético; Serviços Ancilares (R\$ 6,4 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); e encargo por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR) (R\$ 70,3 milhões), que está relacionado ao despacho de geração térmica devido à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco.

Ressalta-se que parcela expressiva do ESS deve-se à garantia de Segurança Energética (85,8%), haja vista o despacho complementar de todo o parque térmico. A redução dessa parcela frente a dezembro/2012 foi minimizada devido à elevação do CMO no mês de janeiro/2013.

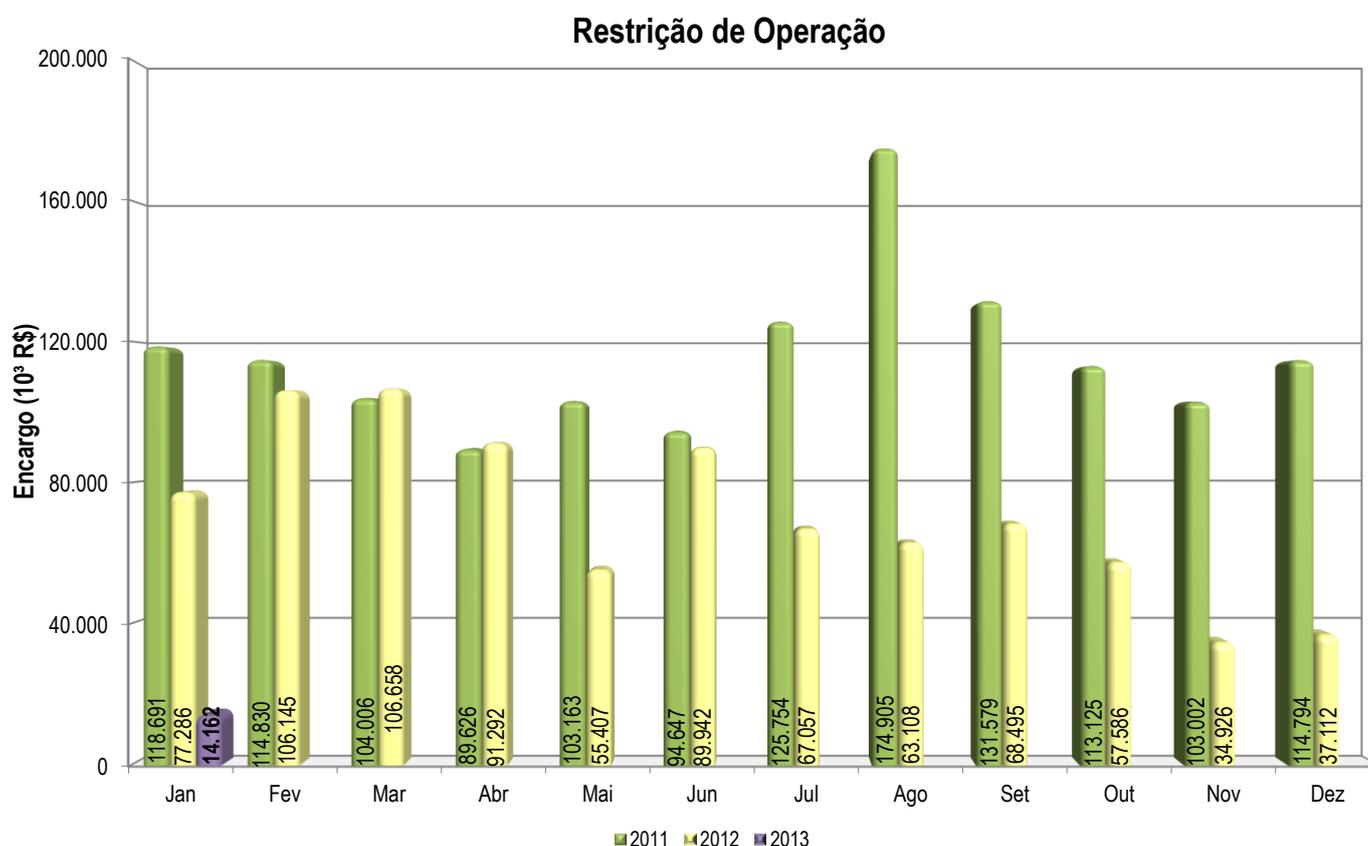


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

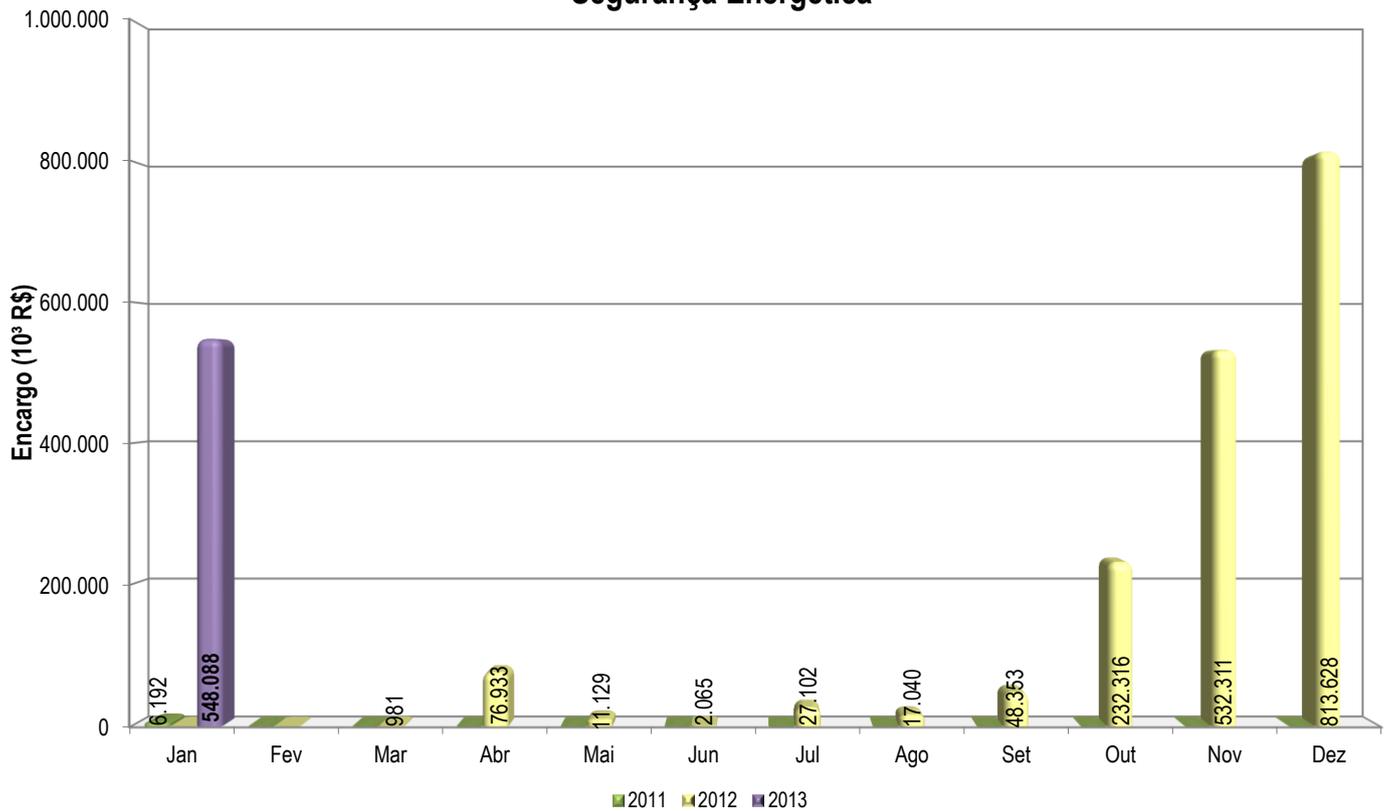


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

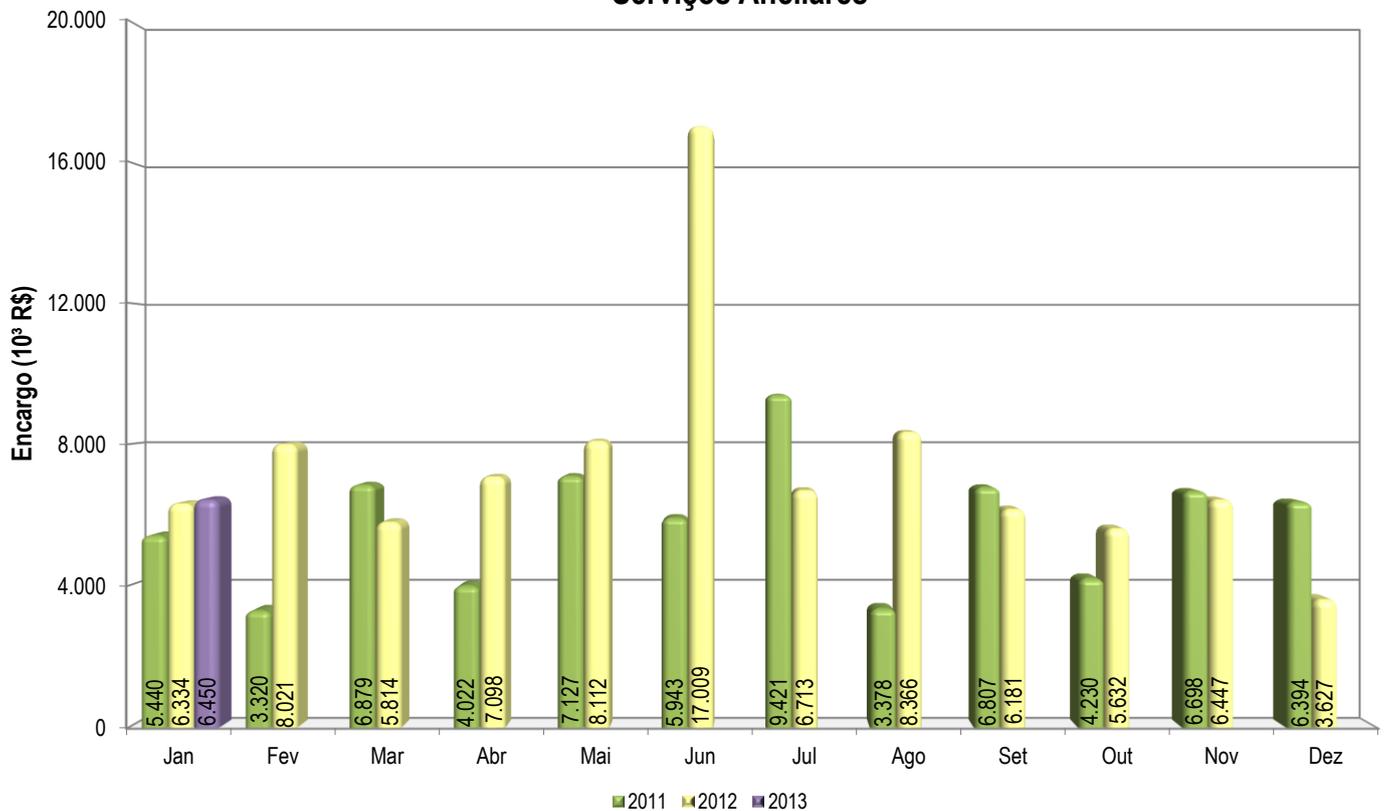


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE

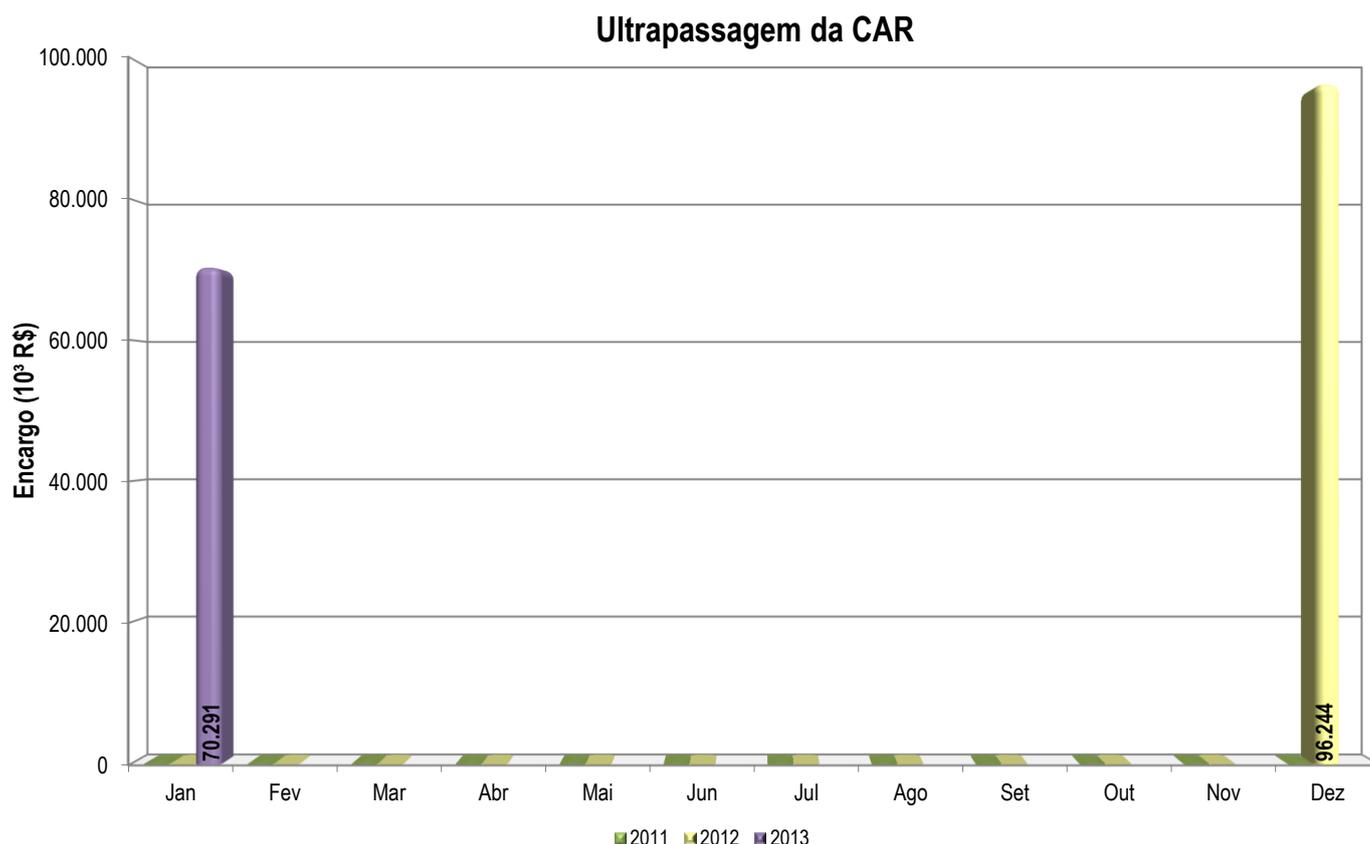


Figura 38. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.

Dados contabilizados até janeiro de 2013.

Fonte: CCEE

12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2013 tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo período de 2012. A seguir, destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 01/02, às 12h18:** Desligamento automático das LT 230 kV Sobradinho / Juazeiro II C1 e C2, com consequente desligamento das demais linhas da região até a SE de Senhor do Bonfim II, além da UTE Petrolina e das UEE Seabra, Macaúbas e Novo Horizonte. Houve interrupção de **340,6 MW** de cargas, sendo **240,0 MW** da Coelba, no estado da Bahia, e **100,6 MW** da CELPE, no estado de Pernambuco. Causa: Desligamento acidental durante manobras de normalização das barras de distribuição de cargas dos serviços auxiliares DC na SE Sobradinho.
- **Dia 18/02, às 22h40:** Desligamento automático do barramento de 230 kV da SE Anhanguera. Houve interrupção de **228,0 MW** de carga da CELG, no estado de Goiás. Causa: Abertura do barramento, como proteção de retaguarda, devido falha no disjuntor de 230 kV do Autotransformador T1 de 230/138/13,8 kV, após atuação indevida da proteção do equipamento, ocasionada por excessiva umidade na caixa de passagem de cabos das suas proteções intrínsecas.



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0										
S	0	0										
SE/CO	861	432										
NE	563	341										
N-Int	0	138										
Isolados	816	0										
TOTAL	2.240	910	0									

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										
S	0	0										
SE/CO	4	2										
NE	2	1										
N-Int	0	1										
Isolados	3	0										
TOTAL	9	4	0									

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

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

** Perda de carga simultânea em mais de uma região

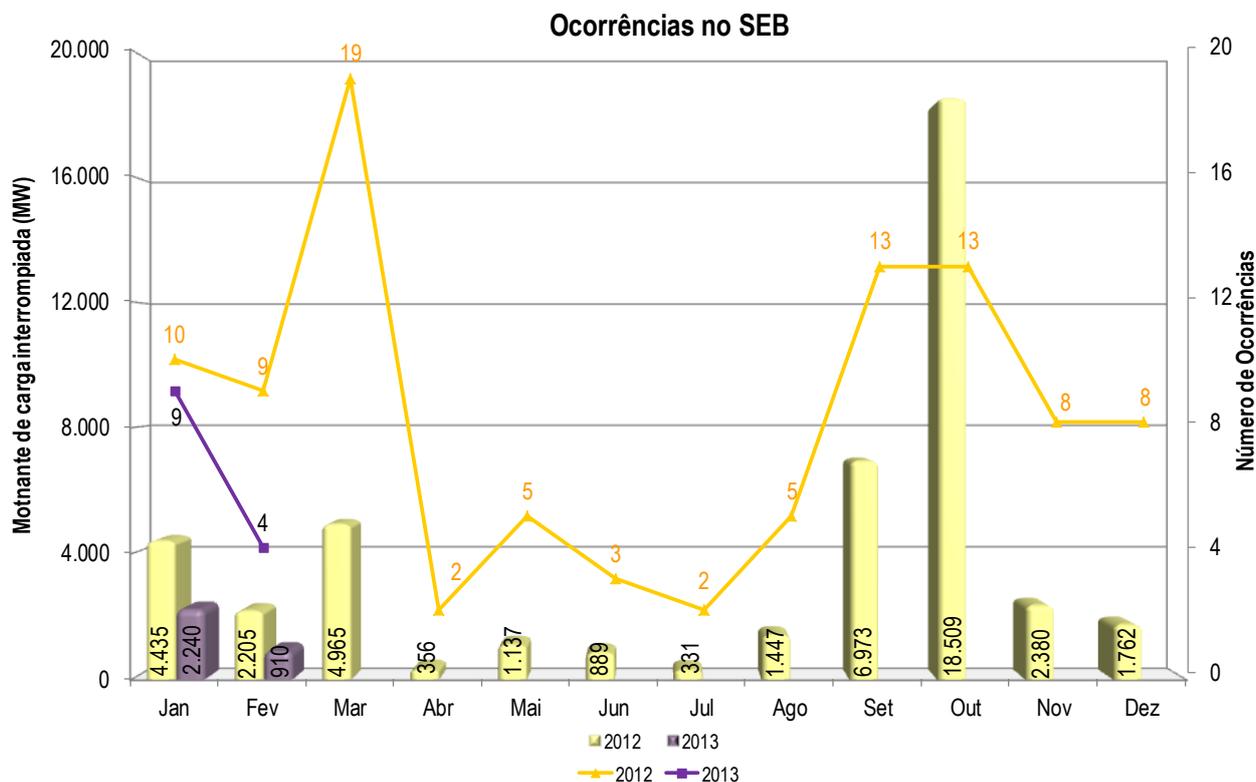


Figura 39. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS



12.2. Indicadores de Continuidade

Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2013														Acum. Ano	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,93													1,93	15,09
S	1,31													1,31	14,11
SE	1,43													1,43	9,97
CO	3,10													3,10	17,97
NE	2,08													2,08	18,45
N	5,26													5,26	39,06

Dados contabilizados até janeiro 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														Acum. Ano	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,05													1,05	12,41
S	0,85													0,85	11,98
SE	0,72													0,72	8,16
CO	2,00													2,00	16,29
NE	0,99													0,99	13,27
N	3,26													3,26	37,93

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

Fonte: ANEEL

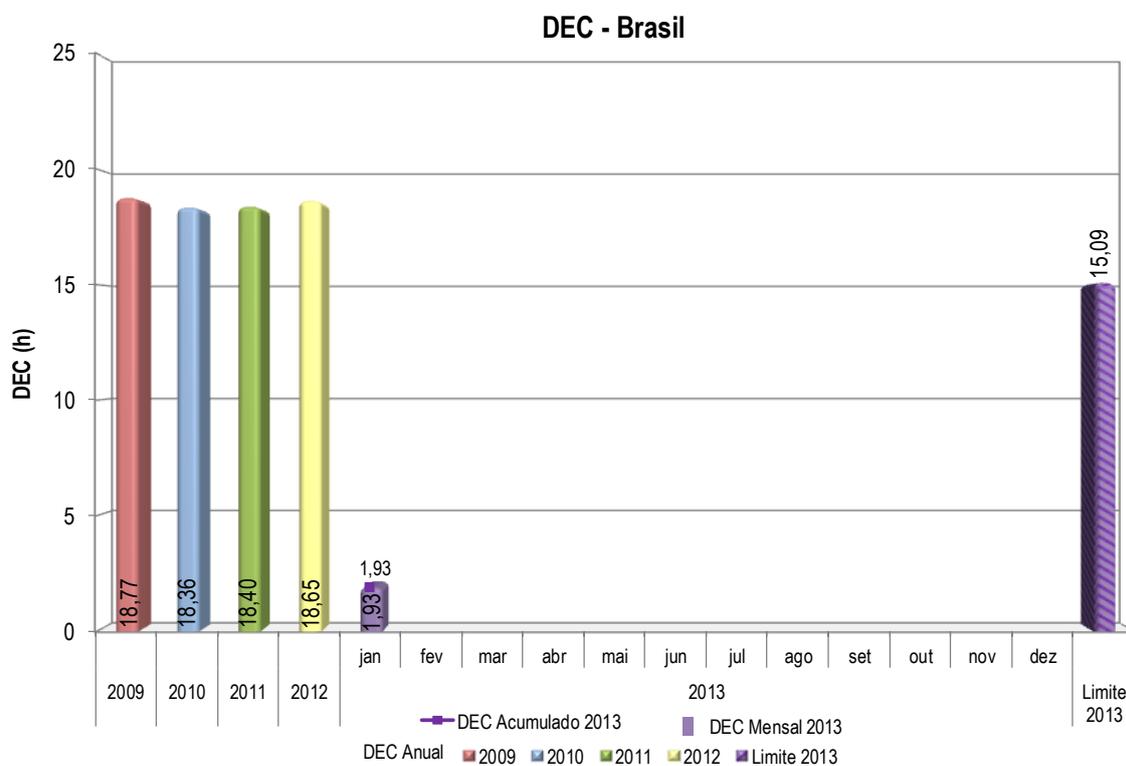


Figura 40. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

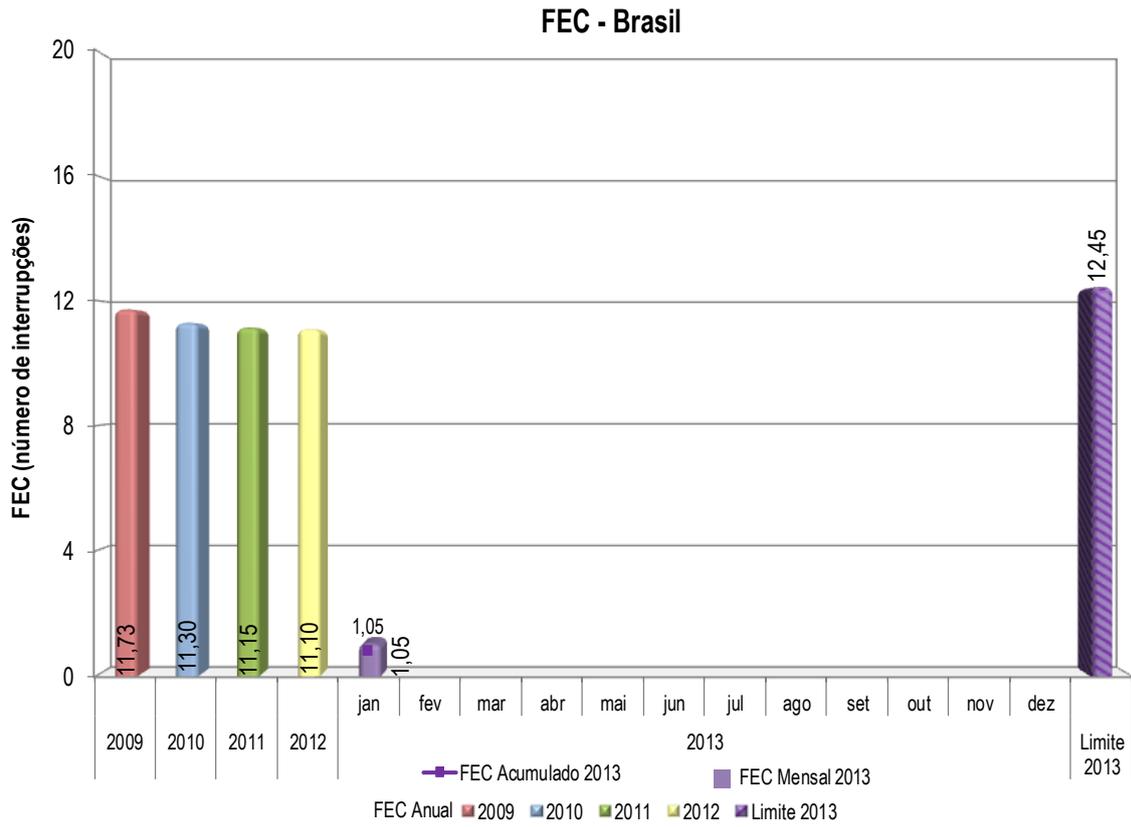


Figura 41. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até janeiro 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)
CAR – Curva de Aversão ao Risco	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