



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Setembro – 2015





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Setembro – 2015

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	18
7.4. Geração Eólica	19
7.5. Energia de Reserva	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	28



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



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2015 a 30/09/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09 a 29/09/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	15
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	29
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	33
Figura 39. DEC do Brasil.....	34
Figura 40. FEC do Brasil.....	34



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	33



1. INTRODUÇÃO

Em setembro de 2015 os valores de afluências brutas foram superiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sendo verificado no Nordeste o pior valor de afluência para setembro e no Norte o terceiro pior valor de afluência para setembro, considerando o histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 14.262 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de agosto de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -1,9 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +0,5 p.p. no Sul, -4,5 p.p. no Nordeste e -25,3 p.p. no Norte.

Entraram em operação comercial no mês 173,3 MW de capacidade instalada de geração, 8,8 km de linhas de transmissão e 200,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 4.058,2 MW de capacidade instalada de geração, 943,5 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 9.530,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de setembro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 138.964 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.470 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.406 MW de fontes térmicas e de 2.789 MW de geração eólica.

No mês de agosto de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 66,3% do total gerado no país, 1,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 1,3 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica também aumentou 0,6 p.p. em termos globais.

Os fatores de capacidade médios da geração eólica das regiões Nordeste e Sul, no mês de agosto de 2015, aumentaram 11,5 p.p. e 11,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo, respectivamente, 55,6%, e 37,2%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve aumento de 1,5 p.p. no fator de capacidade global das usinas eólicas da região Nordeste, enquanto que as da região Sul registraram recuo de 2,9 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, em agosto de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 45.896 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando aumento de 1,7% em comparação ao verificado no mês anterior e redução de 2,6% em relação ao consumo de agosto de 2014.

Atualmente representando 31,1% do consumo total de energia elétrica no Brasil, o setor industrial registrou retração de 5,7% no seu consumo de energia elétrica, em relação a agosto de 2014, e em 12 meses, acumula queda de 3,7%. Dentre os dez segmentos industriais mais consumidores de eletricidade, apenas o de extração de minerais metálicos apresentou desempenho positivo no mês, de 8,2%.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro de 2015, exceto quando indicado.

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O avanço regular de frentes frias pela Região Sul e Sudeste e a atuação de áreas de instabilidade ocasionaram volumes significativos de chuva nas bacias dos rios Jacuí, Paranapanema, Tietê, Paraíba do Sul, Grande e alto São Francisco, acarretando em desvios positivos de precipitação durante o mês de setembro.

As temperaturas mínimas do mês estiveram acima do normal para a época do ano, em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +4°C. As temperaturas máximas do mês de setembro também estiveram acima da média climatológica em grande parte do Brasil, principalmente entre o norte de Minas Gerais e o Sul da Bahia, com desvios de até +5°C.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 121 %MLT – 21.221 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (18º melhor valor*), 114 %MLT – 13.679 MW médios no Sul (25º melhor valor*), 43 %MLT – 1.331 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 67 %MLT – 1.266 MW médios no Norte-Interligado (3º pior valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 114 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 88 %MLT. Nos demais subsistemas, não foi armazenável um valor percentual de até 2 pontos.

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

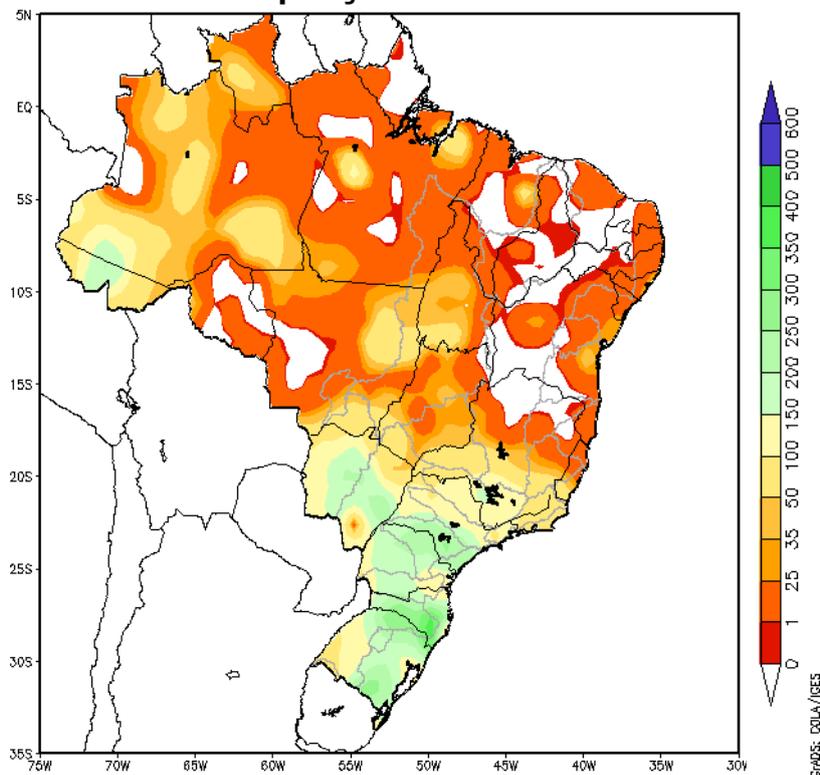


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2015 a 30/09/2015 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

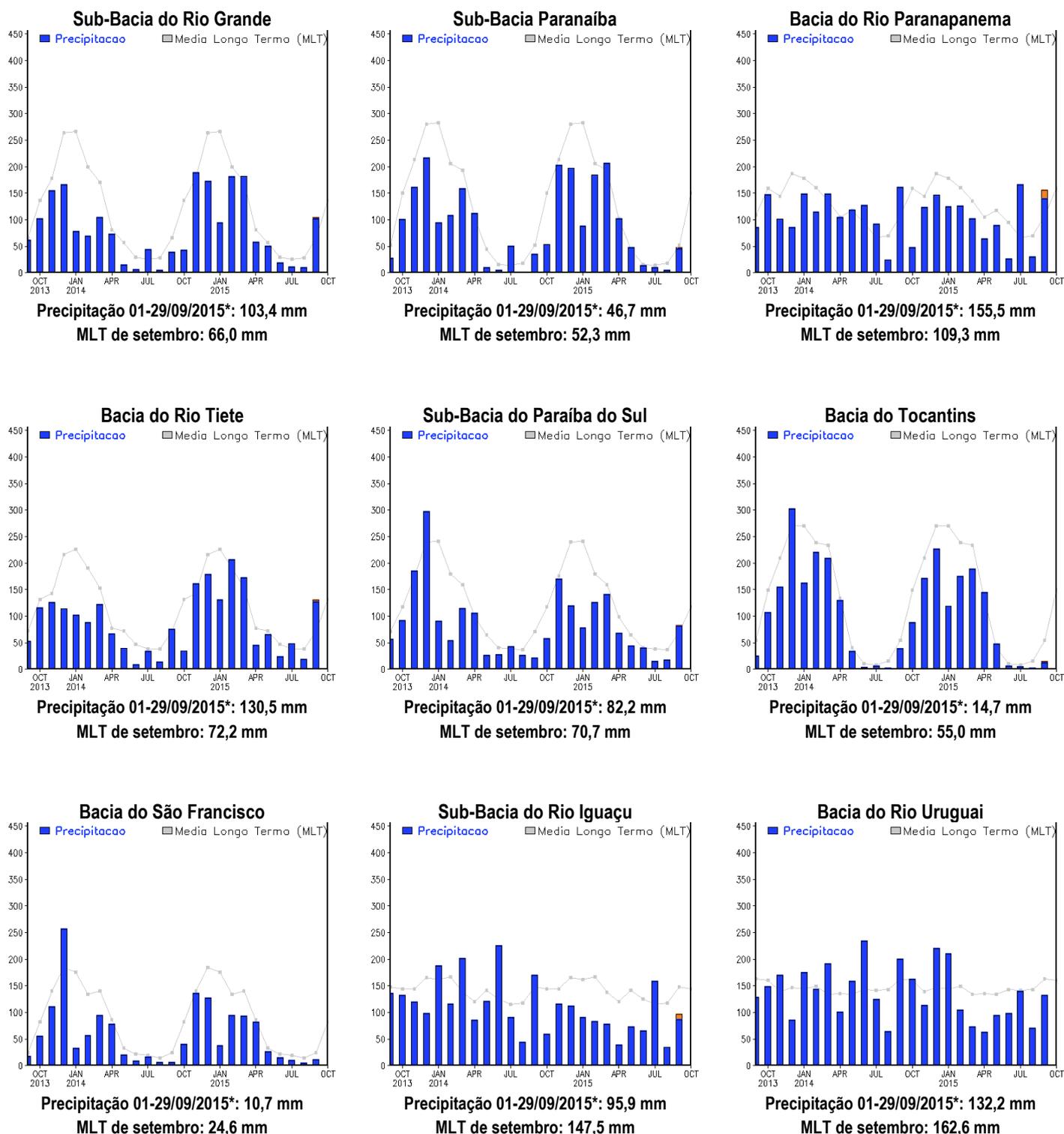


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09 a 29/09/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

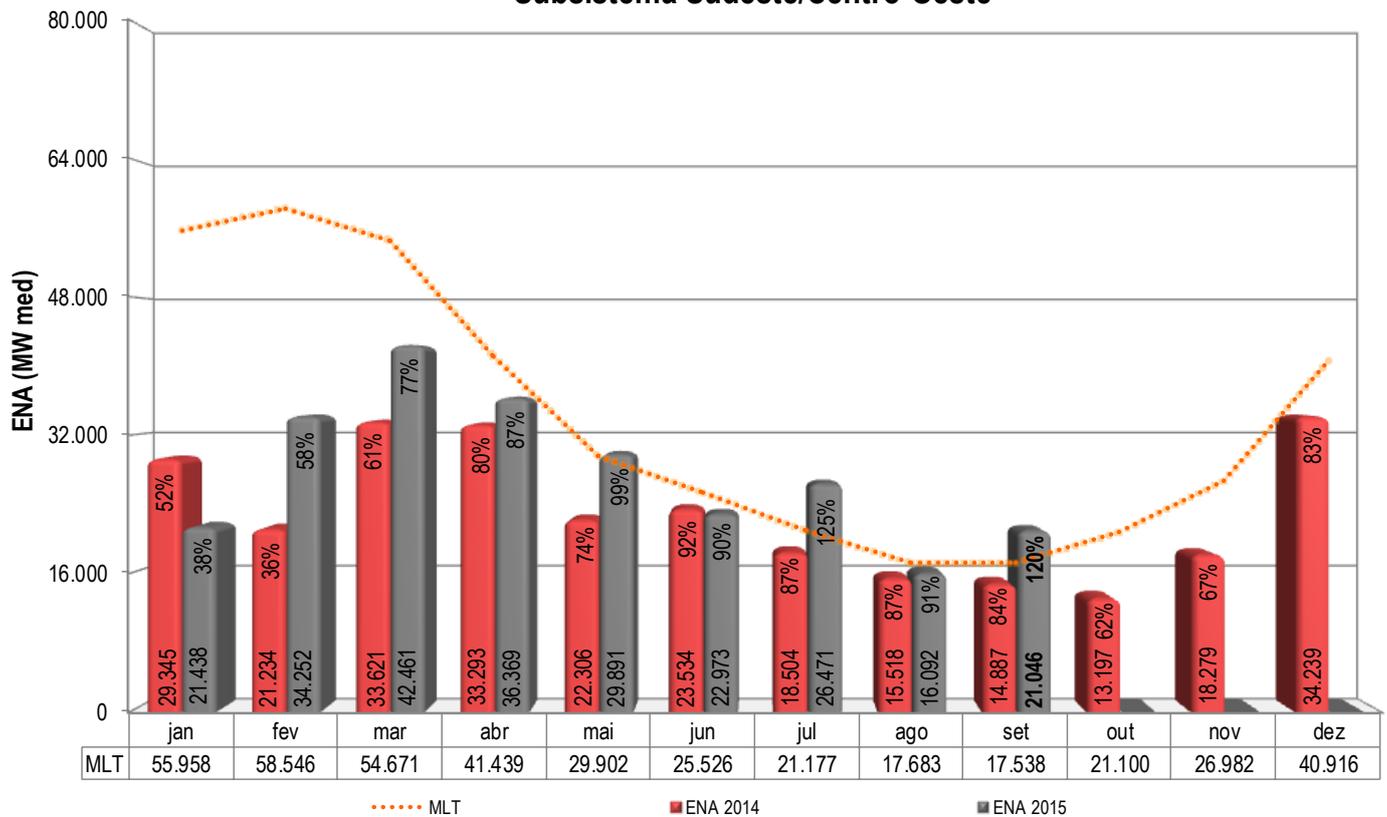


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

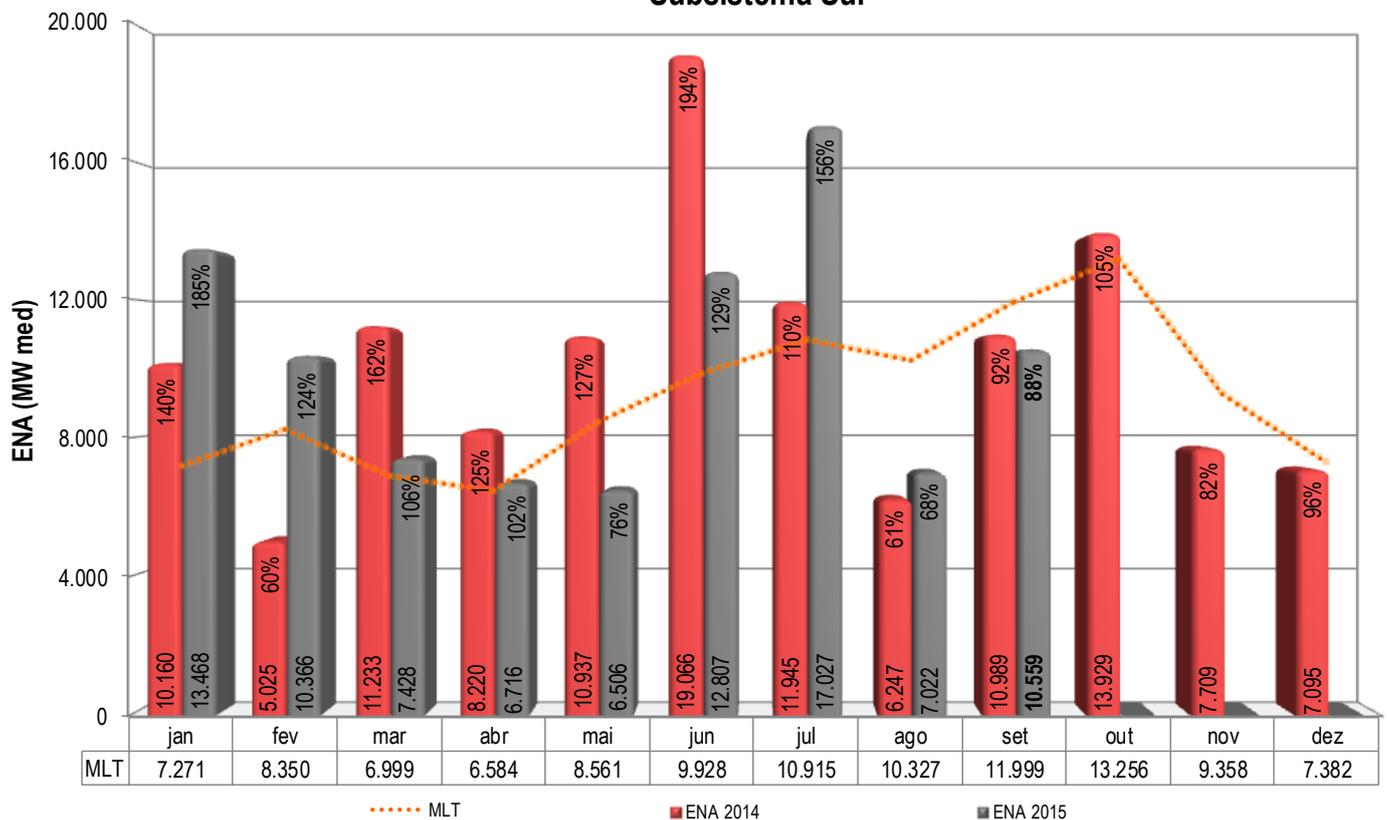


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

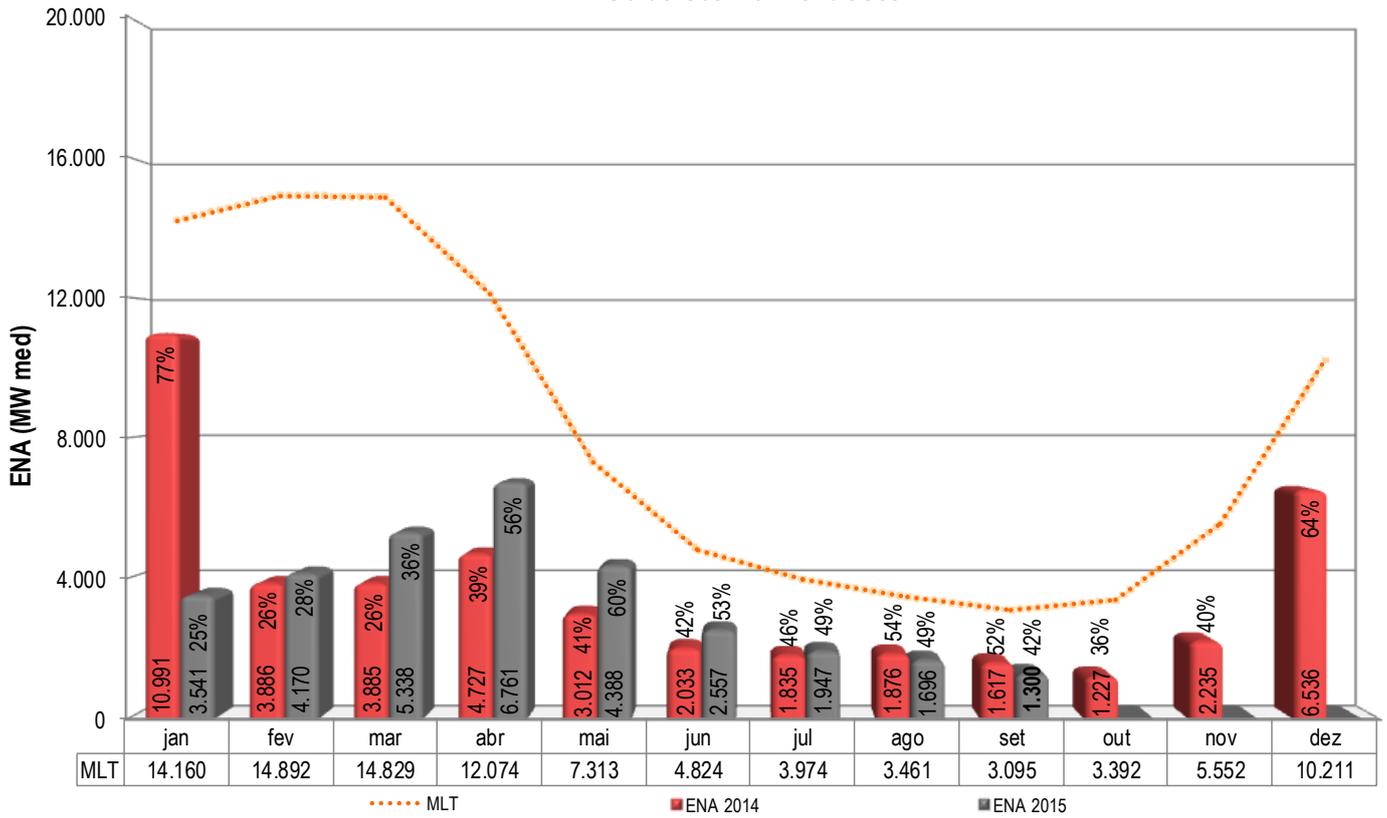


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

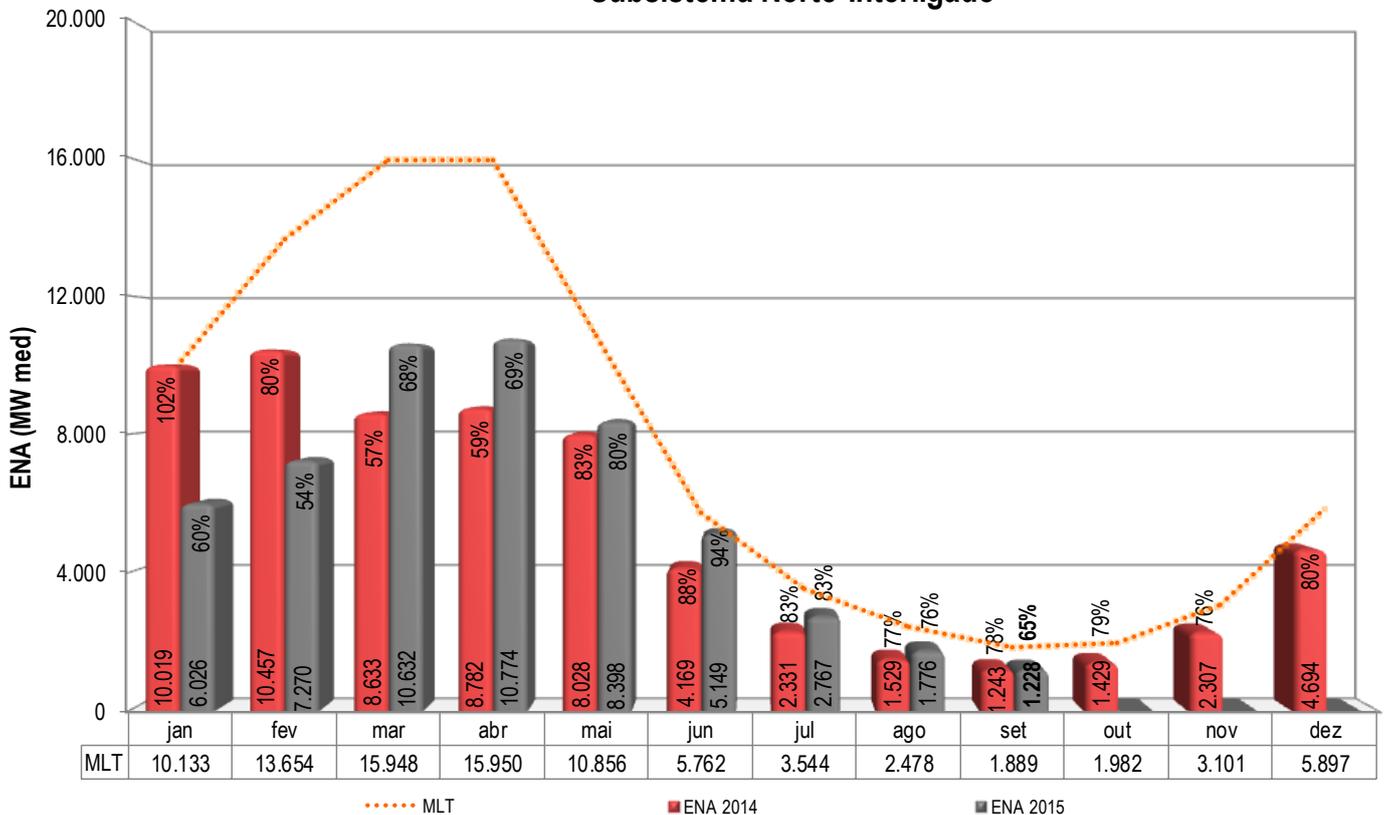


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de setembro de 2015 houve redução no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, com exceção do Sul. Apesar do armazenamento de apenas 13,9% no subsistema Nordeste ao final do mês de setembro de 2015, este valor é 1,4 ponto percentual acima do verificado na mesma época do ano de 2001. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 14.262 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 950 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 1,9 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de setembro, atingindo 32,4 %EAR, valor 7,1 p.p. superior ao verificado no final de setembro de 2014 (25,3 %EAR), e 11,8 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,6 %EAR). 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, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada ao máximo nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 0,5 p.p em comparação com agosto de 2015, atingindo 77,4 %EAR ao final do mês, valor 1,9 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de setembro de 2014 (75,5 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 4,5 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 13,9 %EAR ao final do mês de setembro, valor 8,0 p.p. inferior ao verificado ao final de setembro de 2014 (21,9 %EAR) e 1,4 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (12,5 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos a partir da UHE Sobradinho, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.030 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. A defluência da UHE Três Marias foi mantida no patamar de 400 m³/s até o dia 29 de setembro, quando atingiu valor da ordem de 450 m³/s, em uma operação integrada da cascata do Rio São Francisco, de forma a prover maior equalização entre os armazenamentos dos reservatórios das UHEs Três Marias e Sobradinho, visando a garantia dos usos múltiplos. A defluência das UHEs Sobradinho e Xingó permaneceu no patamar da ordem de 900 m³/s ao longo deste mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 37,3 %EAR ao final do mês de setembro, apresentando deplecionamento de 25,3 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 5,4 p.p. inferiores ao armazenamento do final de setembro de 2014 (42,7 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada nos períodos de carga leve e dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de setembro de 2015 referem-se ao deplecionamento de 37,6 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 40,0% v.u.), de 5,7 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 34,2%), de 5,1 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 22,1% v.u.), de 4,5 p.p. na UHE Serra da Mesa (atingindo 24,6% v.u.) e de 4,3 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 8,4% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de setembro, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 39,3% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um replecionamento de 3,7 p.p. em relação ao armazenamento verificado em agosto de 2015. No mês, a UHE Samuel atingiu 0% v.u., mas com continuidade do turbinamento.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	32,4	205.224	70,2
Sul	77,4	19.975	16,3
Nordeste	13,9	51.859	7,6
Norte	37,3	14.812	5,8
TOTAL		291.870	100,0

Fonte dos dados: ONS

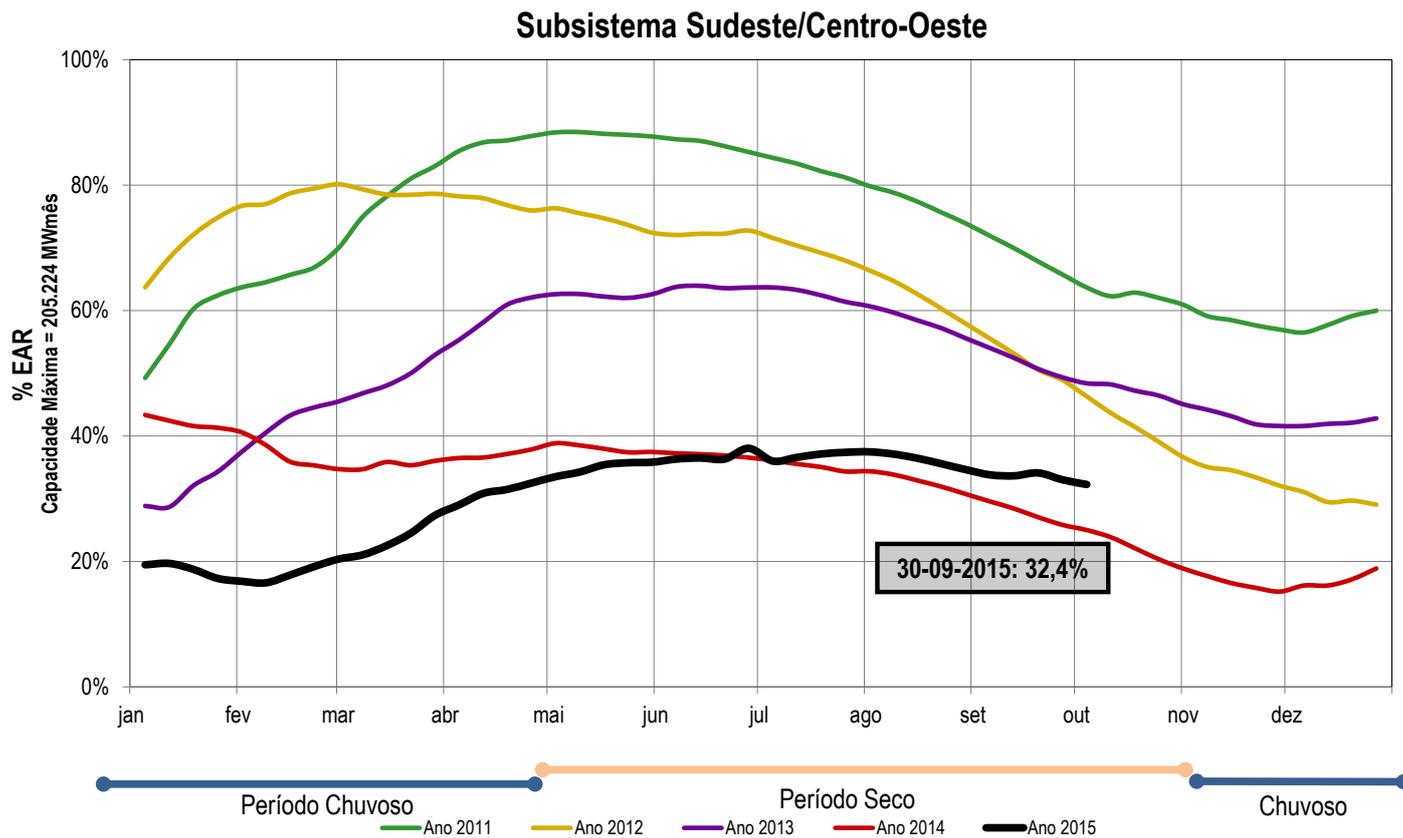


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

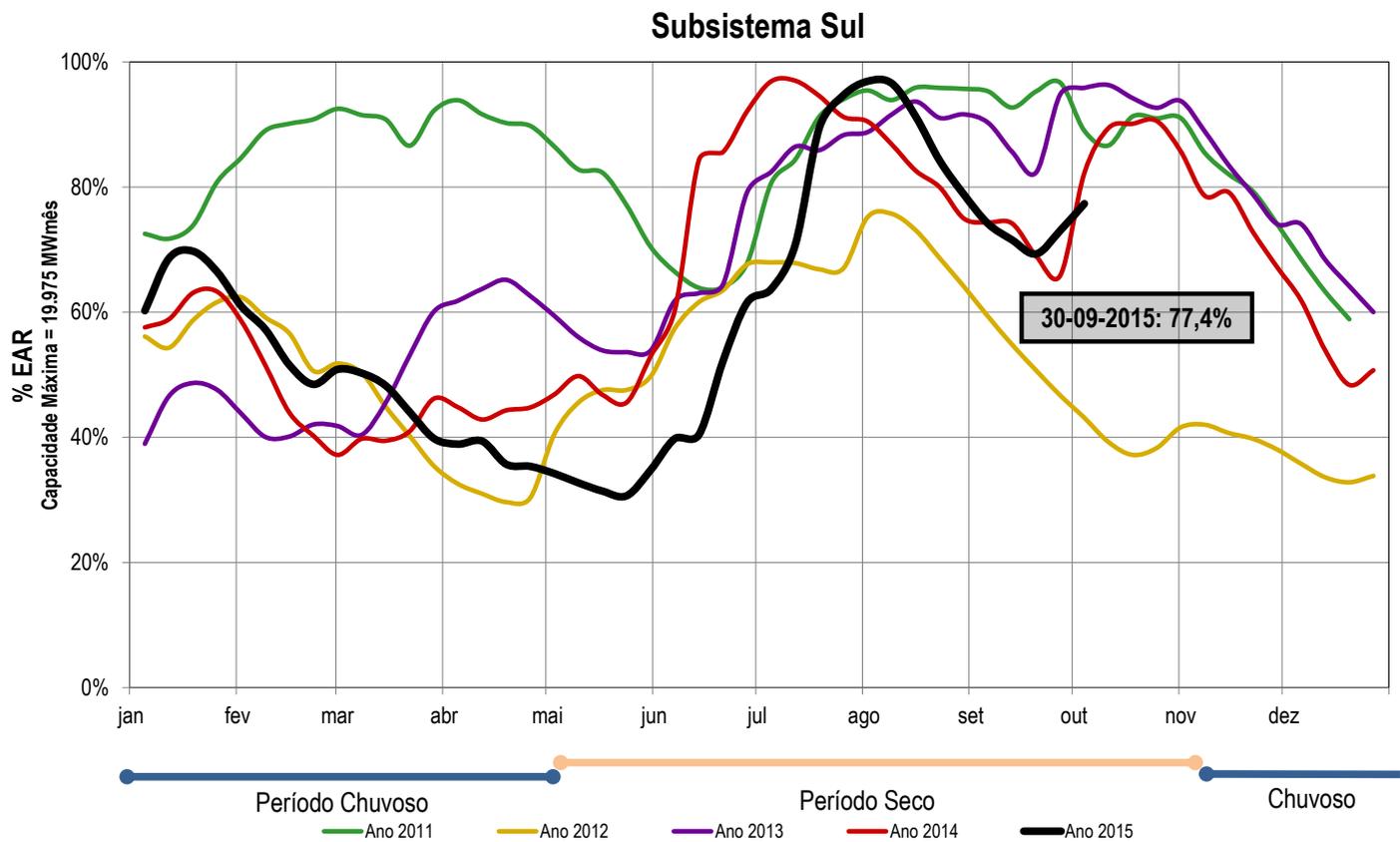


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

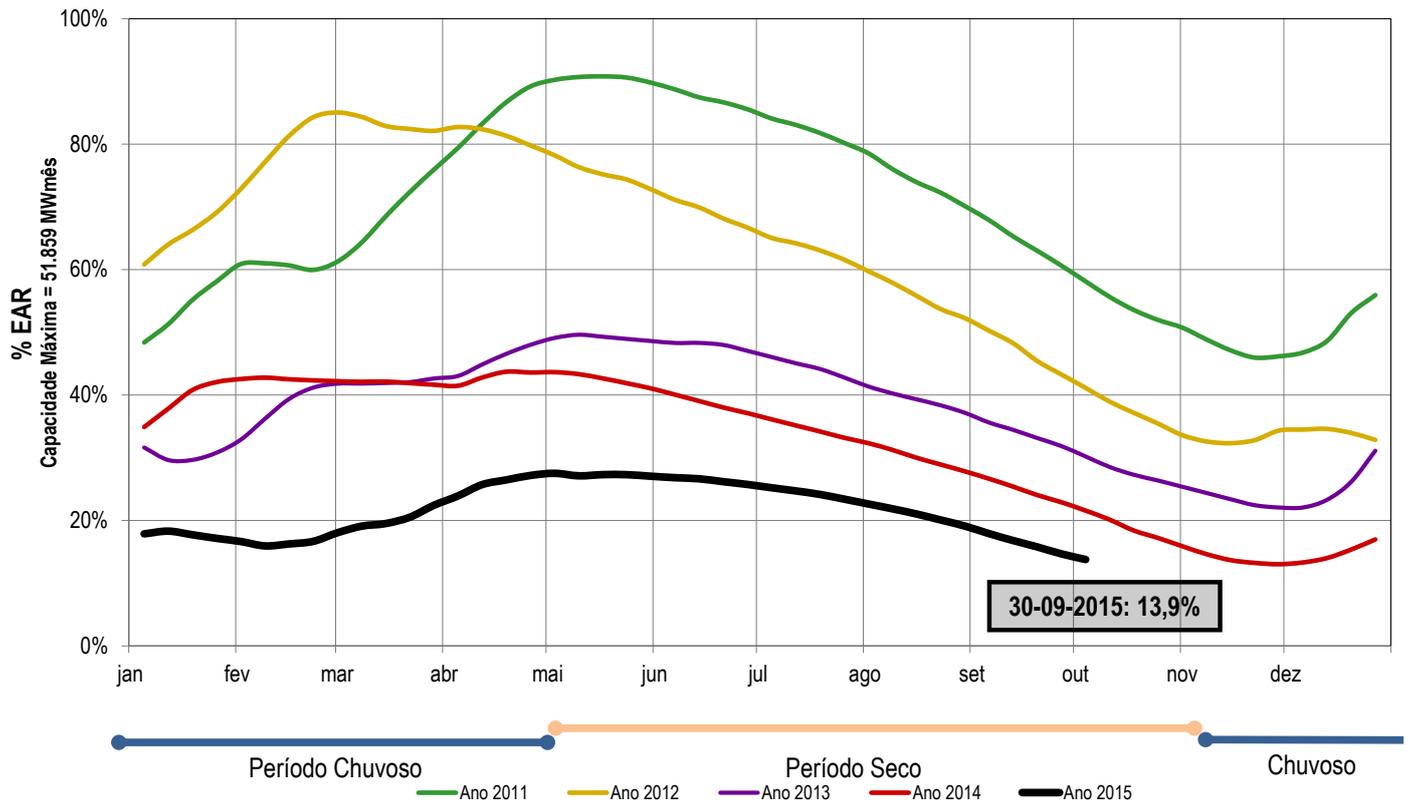


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

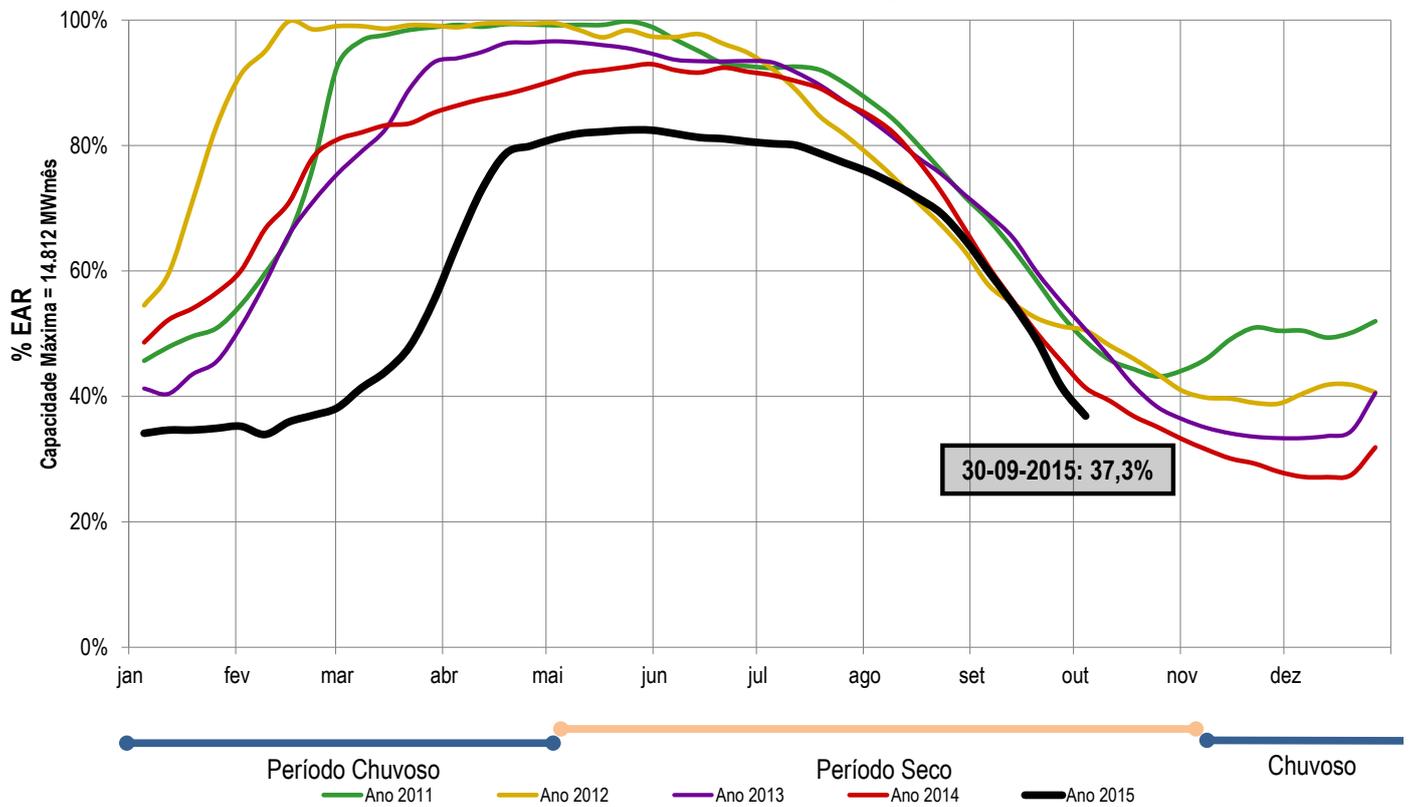


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de 1.296 MWmédios no mês de setembro para complementação do balanço energético dos demais subsistemas, superior aos 582 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em setembro, em um total de 1.030 MWmédios, superior aos 795 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 2.764 MWmédios no mês de setembro, ante a exportação de 3.007 MWmédios em agosto.

No complexo do Rio Madeira, em agosto, a UHE Jirau gerou cerca de 654 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 872 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.095 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou 422 MWmédios do SIN no mês de setembro pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 121 MWmédios, superior à verificada no mês anterior, no valor de 115 MWmédios.

No mês de setembro, houve intercâmbio internacional de energia a favor do Brasil no valor de 55 MWmédios, através da Conversora Garabi 2.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

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

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de setembro de 2015.

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

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

Em agosto de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 45.896 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando aumento de 1,7% em comparação ao verificado no mês anterior e redução de 2,6% em relação ao consumo de agosto de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (setembro de 2014 a agosto de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 1,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a agosto de 2014, foi registrada retração de 1,5%.

Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento 3,0% no acumulado de 12 meses e crescimento de 0,6% em relação a agosto de 2014.

Os resultados observados na baixa tensão refletem o atual momento adverso da economia, com famílias evitando a aquisição de novos eletrodomésticos e ao adiamento de projetos de expansão no setor comercial, fatos que, somados aos reajustes das tarifas de eletricidade, levam à desaceleração no mercado das classes residencial e comercial.

Com quedas consecutivas, o consumo industrial registrou retração de 5,7%, em relação a agosto de 2014, e em 12 meses, acumula queda de 3,7%. Tal resultado deriva do baixo nível da atividade industrial, ilustrado pelas estatísticas divulgadas pela Fundação Getúlio Vargas – FGV: (i) recuo do Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI), atingindo o valor de 77,7% em agosto de 2015, o menor nível desde outubro de 1993, quando registrou 77,1%; (ii) aumento da proporção de empresas que se consideram com estoques excessivos, atingindo 21,3% em agosto.

Dentre os dez segmentos industriais mais consumidores de eletricidade, apenas o de extração de minerais metálicos apresentou desempenho positivo no mês, de 8,2%. Por outro lado, a indústria têxtil registrou a maior queda no consumo, de 14,3%, seguido pelo segmento metalúrgico, com retração de 12,0% no mês, em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Por fim, o consumo de energia da classe rural registrou crescimento de 8,7% no mês de agosto de 2015 em relação ao mês anterior, e de 4,0% em comparação ao mesmo mês de 2014. Em 12 meses acumula crescimento de 4,7% 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		
	Ago/15 GWh	Evolução mensal (Ago/15/Jul/15)	Evolução anual (Ago/15/Ago/14)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Set/14-Ago/15 (GWh)	Evolução
Residencial	10.286	1,6%	-1,5%	130.110	131.791	1,3%
Industrial	14.277	1,6%	-5,7%	181.233	174.544	-3,7%
Comercial	7.032	3,8%	0,6%	88.008	90.664	3,0%
Rural	2.208	8,7%	4,0%	24.938	26.098	4,7%
Demais classes *	3.934	3,5%	2,0%	47.172	47.636	1,0%
Perdas	8.159	-2,5%	-4,8%	97.466	99.062	1,6%
Total	45.896	1,7%	-2,6%	568.928	569.795	0,2%

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

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Ago/2015 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

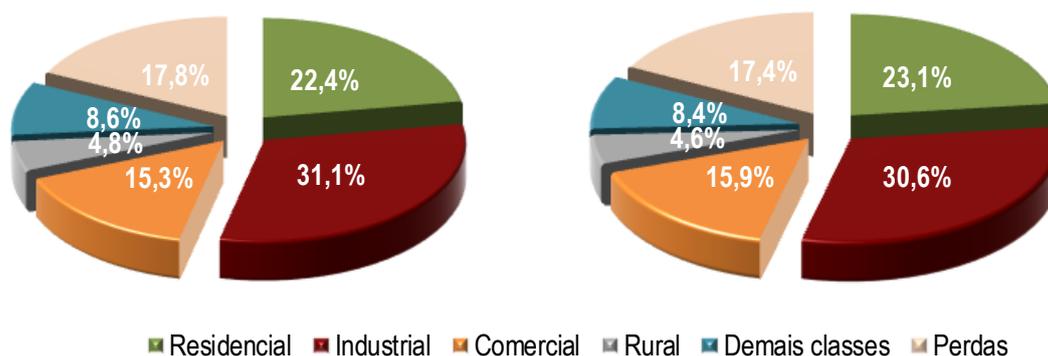


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/15 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/15/Jul/15)	Evolução anual (Ago/15/Ago/14)	Set/13-Ago/14 (kWh/NU)	Set/14-Ago/15 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	153	1,3%	-5,2%	163	164	0,6%
Consumo médio industrial	25.684	2,2%	-0,7%	26.332	26.168	-0,6%
Consumo médio comercial	1.247	-7,9%	-3,0%	1.281	1.339	4,5%
Consumo médio rural	510	8,5%	2,0%	465	503	8,1%
Consumo médio demais classes *	5.228	3,4%	0,1%	5.320	5.274	-0,9%
Consumo médio total	481	1,5%	-4,9%	516	500	-3,1%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

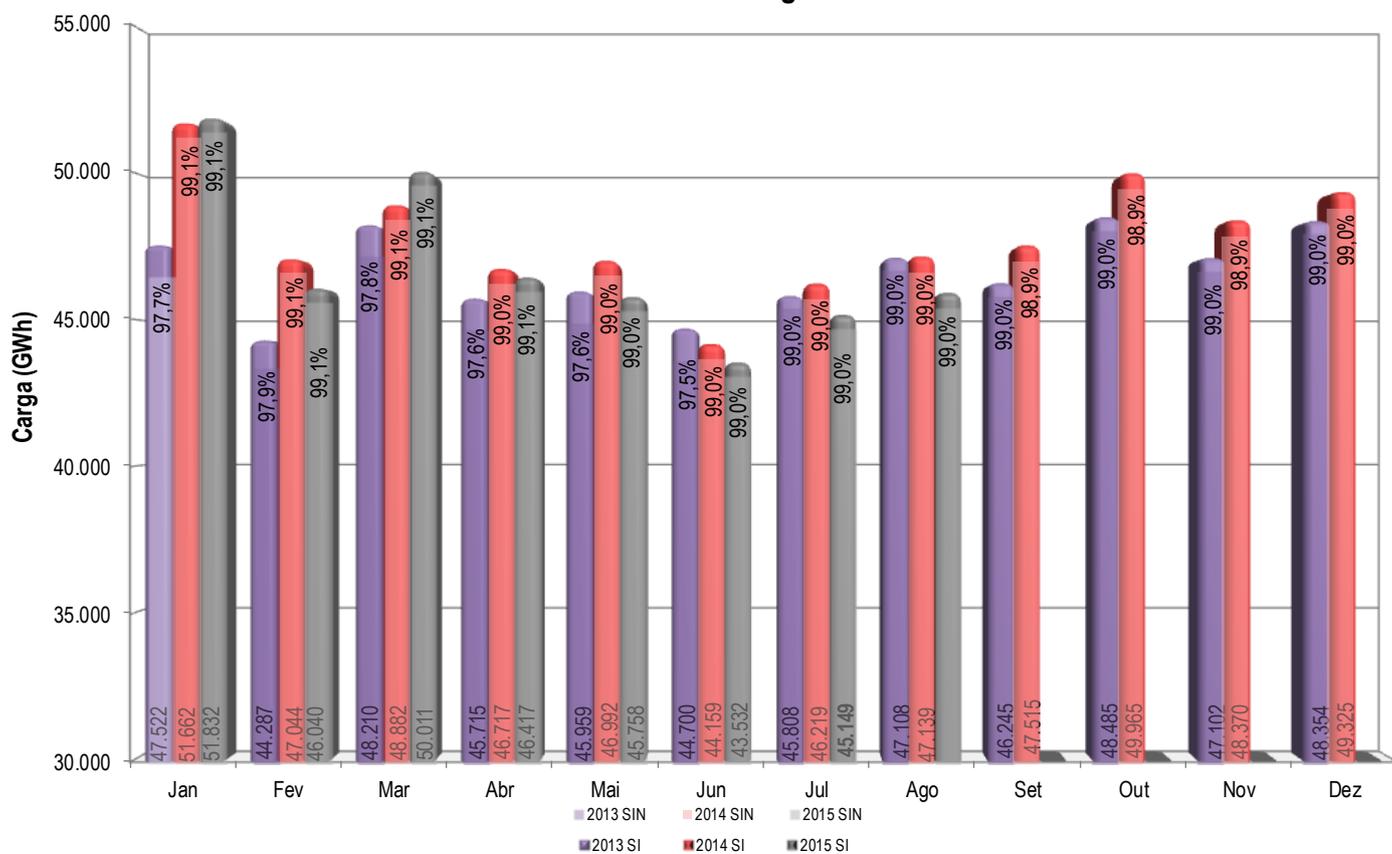
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/14	Ago/15	
Residencial (NUCR)	65.222.779	67.163.085	3,0%
Industrial (NUCI)	582.759	555.847	-4,6%
Comercial (NUCC)	5.441.348	5.641.057	3,7%
Rural (NUCR)	4.242.516	4.326.018	2,0%
Demais classes*	738.343	752.626	1,9%
Total (NUCT)	76.227.745	78.438.633	2,9%

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

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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



4.4. Demandas Máximas

No mês de setembro de 2015, com a interligação plena do sistema Amapá, houve uma série de recordes de demanda no subsistema Norte, atingindo máximo de 6.417 MW às 14h54 do dia 25 de setembro.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW)	47.548	13.944	11.507	6.417	79.134
(dia - hora)	24/09/2015 - 15h01	24/09/2015 - 14h42	24/09/2015 - 14h50	25/09/2015 - 14h54	24/09/2015 - 14h45
Recorde (MW)	51.894	17.971	12.266	6.417	85.708
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	07/04/2015 - 14h17	25/09/2015 - 14h54	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

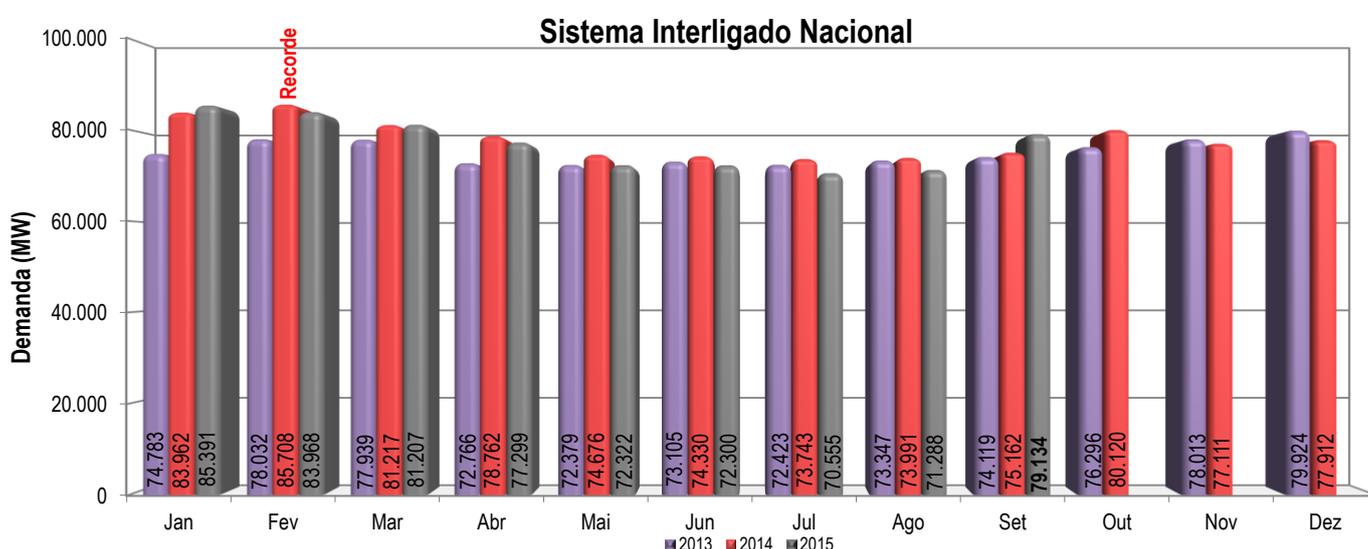


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

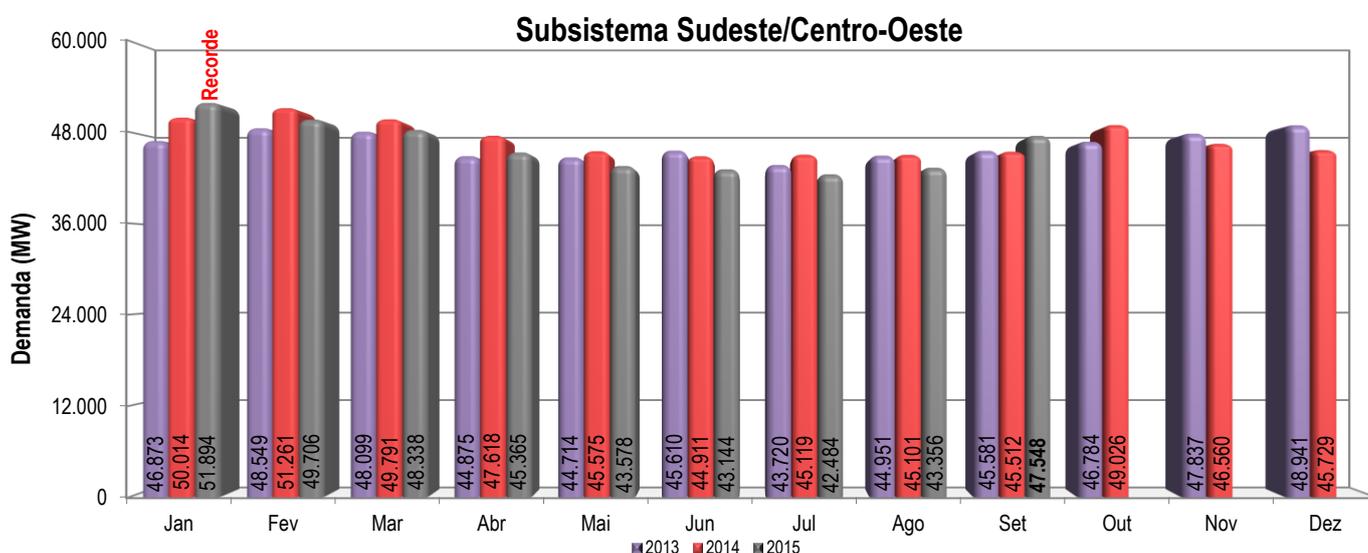


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

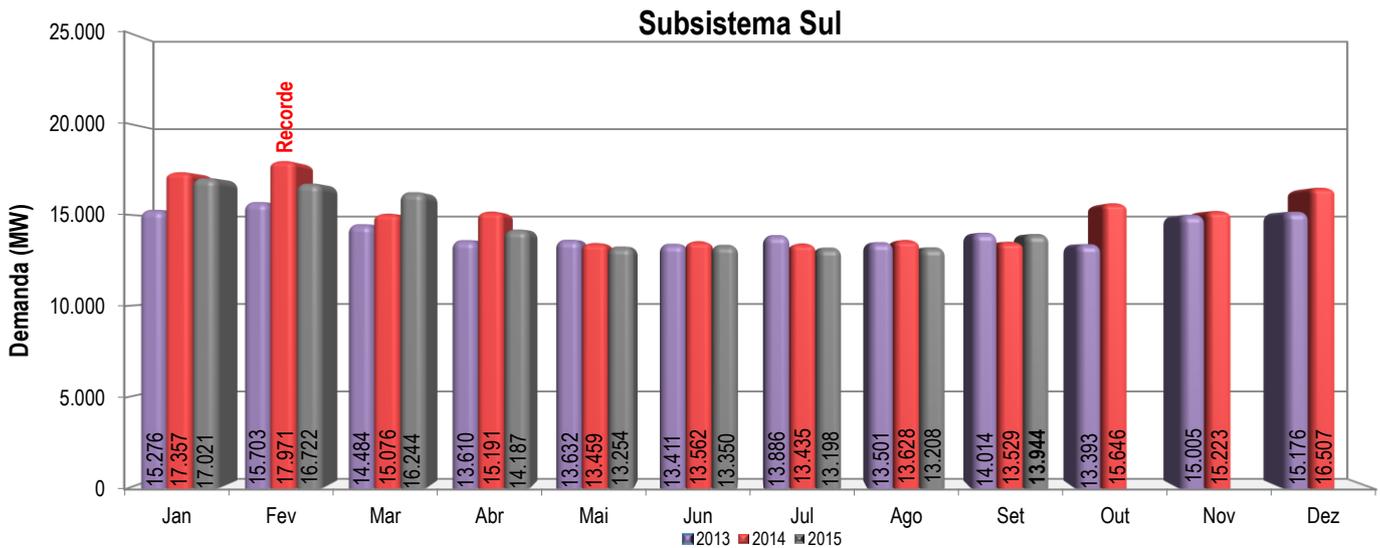


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

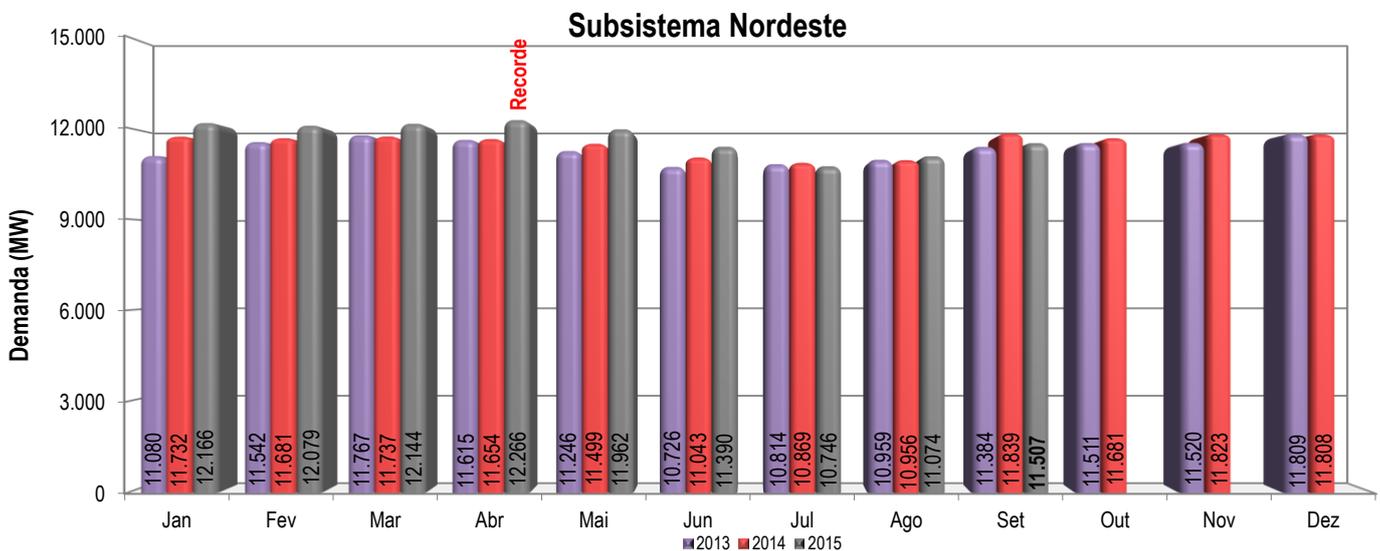


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

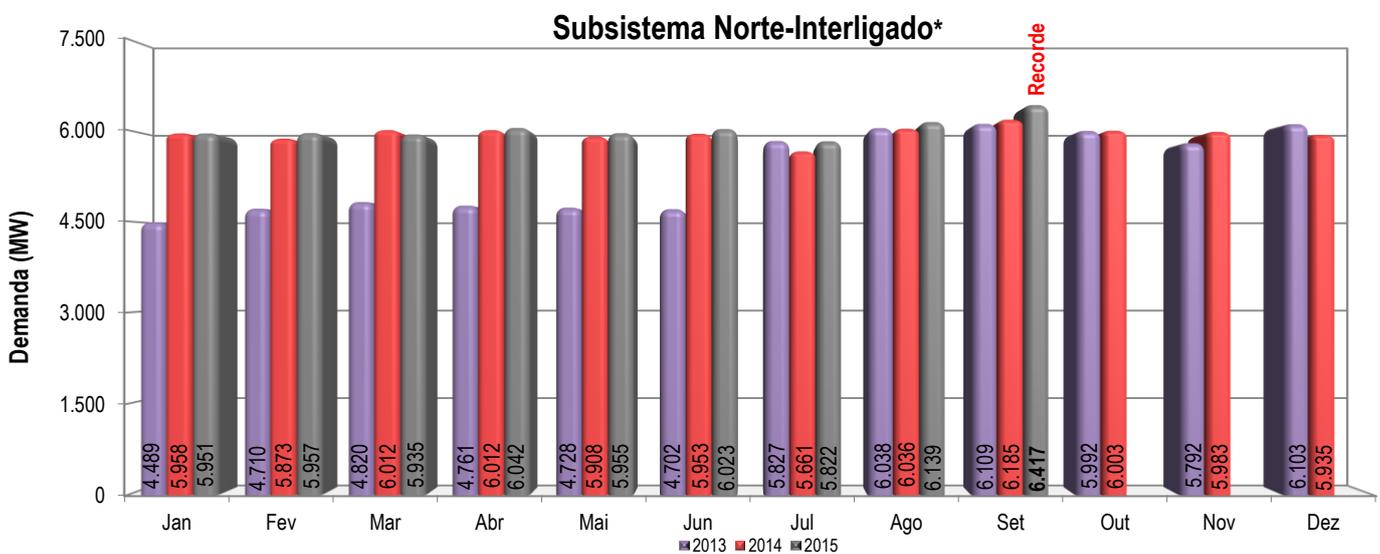


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado*.

Fonte dos dados: ONS

* A elevação do patamar de demanda registrada em julho de 2013 deve-se à interligação do sistema elétrico de Manaus ao SIN em configuração provisória.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 138.964 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.470 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.406 MW de fontes térmicas** e de 2.789 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Set/2014	Set/2015			Evolução da Capacidade Instalada Set/2015 - Set/2014
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	87.970	1.207	90.440	65,1%	2,8%
Térmica	39.467	2.863	41.873	30,1%	6,1%
Gás Natural	12.581	145	12.915	9,3%	2,7%
Biomassa	12.210	511	13.149	9,5%	7,7%
Petróleo	9.093	2.151	10.052	7,2%	10,5%
Carvão	3.593	23	3.614	2,6%	0,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros *	-	31	153	0,1%	-
Eólica	3.840	273	6.629	4,8%	72,6%
Solar	15	26	21	0,0%	38,7%
Capacidade Total - Brasil	131.293	4.369	138.964	100,0%	5,8%

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

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

Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, que passou por reequadramento de fontes em setembro de 2014 e exclusão dos montantes referentes a micro e minigeração distribuída, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012, em junho de 2015. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 30/09/2015)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Set/2015

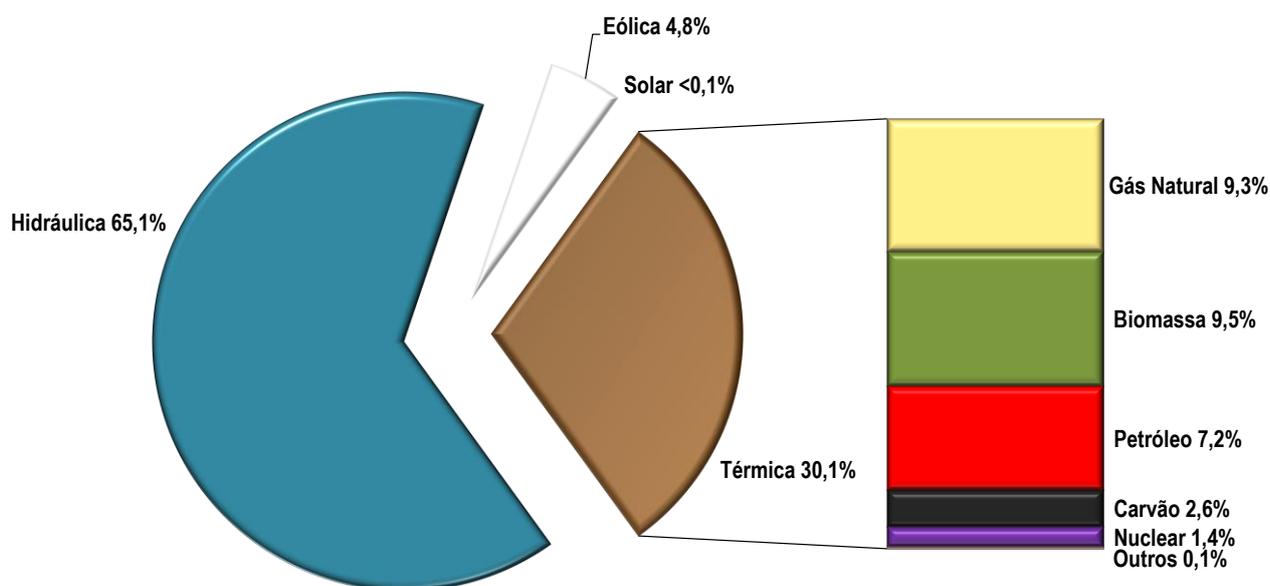


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 30/09/2015)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	53.032	41,8%
345 kV	10.303	8,1%
440 kV	6.741	5,3%
500 kV	41.198	32,5%
600 kV (CC)	12.816	10,1%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	126.773	100,0%

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima. O valor total em operação até o final de 2014 foi revisado durante 1º semestre de 2015.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Set/2015

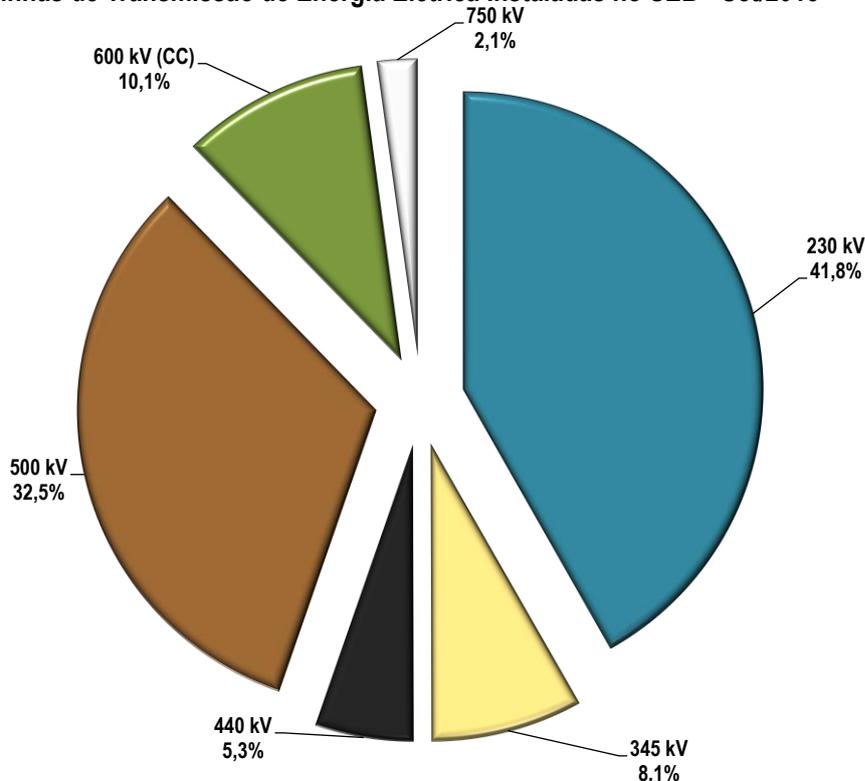


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de setembro de 2014 a agosto de 2015 atingiu 534.172 GWh. No mês de agosto de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 66,3% do total gerado no país, 1,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 1,3 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica também aumentou em termos globais, em 0,6 p.p., com destaque para as variações de +0,8 p.p. de geração a gás, +0,6 de geração a biomassa e +0,5 p.p. de geração a partir do petróleo.

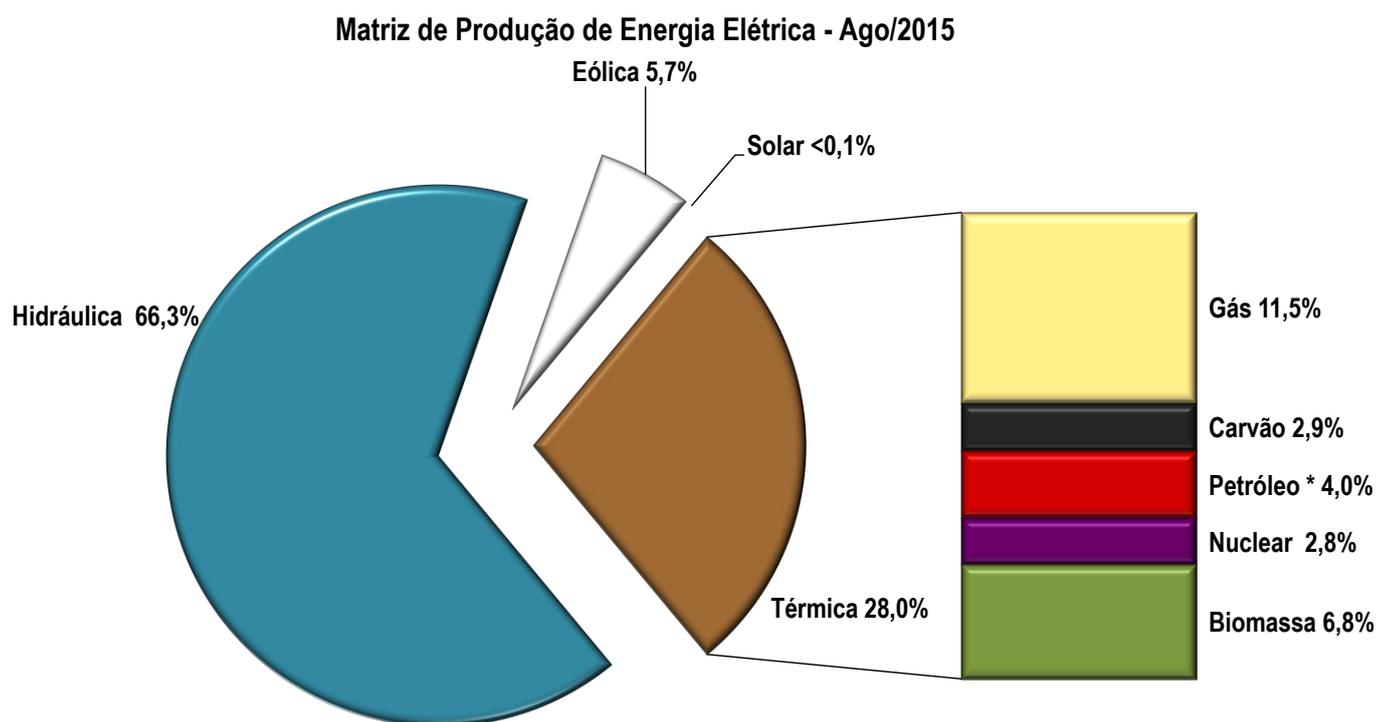


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

** 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		
	Ago/15 (GWh)	Evolução mensal (Ago/15 / Jul/15)	Evolução anual (Ago/15 / Ago/14)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Set/14-Ago/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.314	-0,6%	-0,7%	401.381	373.091	-7,0%
Térmica	12.070	3,8%	-6,9%	124.325	143.052	15,1%
Gás	5.054	9,1%	-11,9%	55.584	63.723	14,6%
Carvão	1.284	-6,9%	3,0%	14.855	15.660	5,4%
Petróleo *	1.458	-13,9%	-44,7%	20.175	26.398	30,8%
Nuclear	1.249	0,2%	113,9%	13.971	14.749	5,6%
Biomassa	3.026	12,9%	9,5%	19.740	22.523	14,1%
Eólica	2.503	32,2%	80,4%	9.092	18.017	98,2%
Solar	2,18	154,2%	-	3,55	12,57	-
TOTAL	43.890	2,0%	0,0%	534.801	534.172	-0,1%

* 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 agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No mês de agosto de 2015, a geração hidráulica e térmica a gás dos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá ao SIN. Além disso, em maio de 2015 houve a interligação plena de Manaus ao SIN.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/15 (GWh)	Evolução mensal (Ago/15 / Jul/15)	Evolução anual (Ago/15 / Ago/14)	Set/13-Ago/14 (GWh)	Set/14-Ago/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1	-98,3%	-99,6%	1.944	1.387	-28,7%
Térmica	323	23,8%	-62,9%	10.768	7.974	-25,9%
Gás	4	0,0%	-99,0%	4.487	3.162	-29,5%
Petróleo *	319	24,1%	-30,9%	6.282	4.812	-23,4%
TOTAL	324	4,1%	-70,2%	12.713	9.361	-26,4%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

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

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

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de agosto de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 11,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 55,6%. Esse resultado foi decorrente do aumento de 28,3% na geração verificada, associado à expansão de 83,6 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (setembro de 2014 a agosto de 2015), houve avanço de 1,5 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

O fator de capacidade das usinas do Sul também aumentou 11,8 p.p. em relação a agosto de 2015, e atingiu 37,2%, com total de geração verificada no mês de 592 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 2,9 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

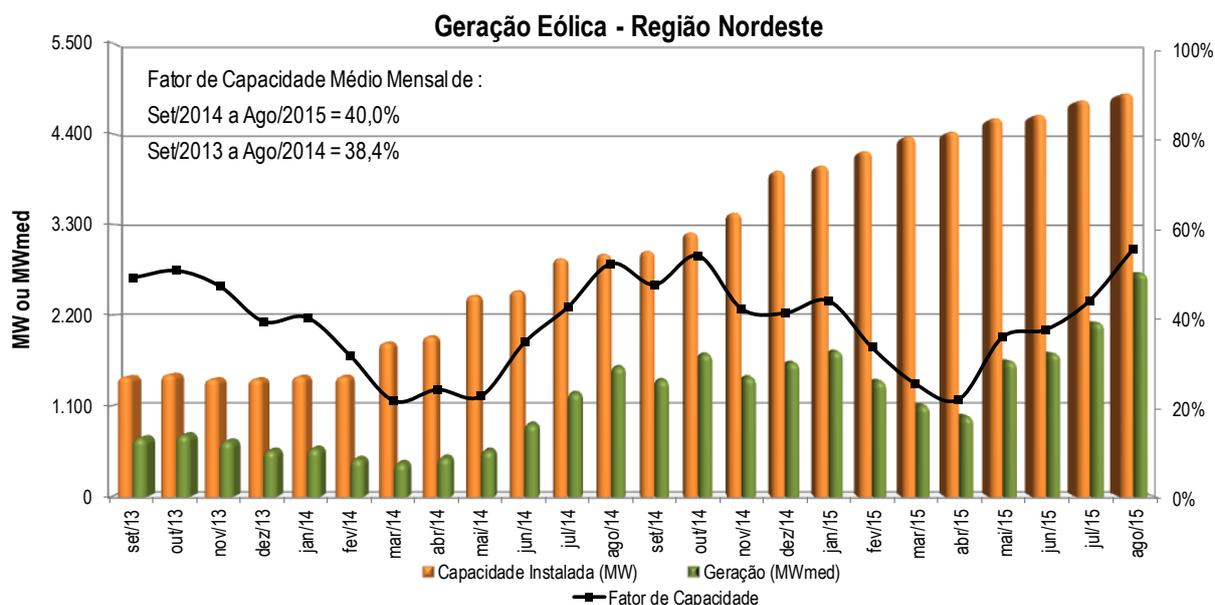


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

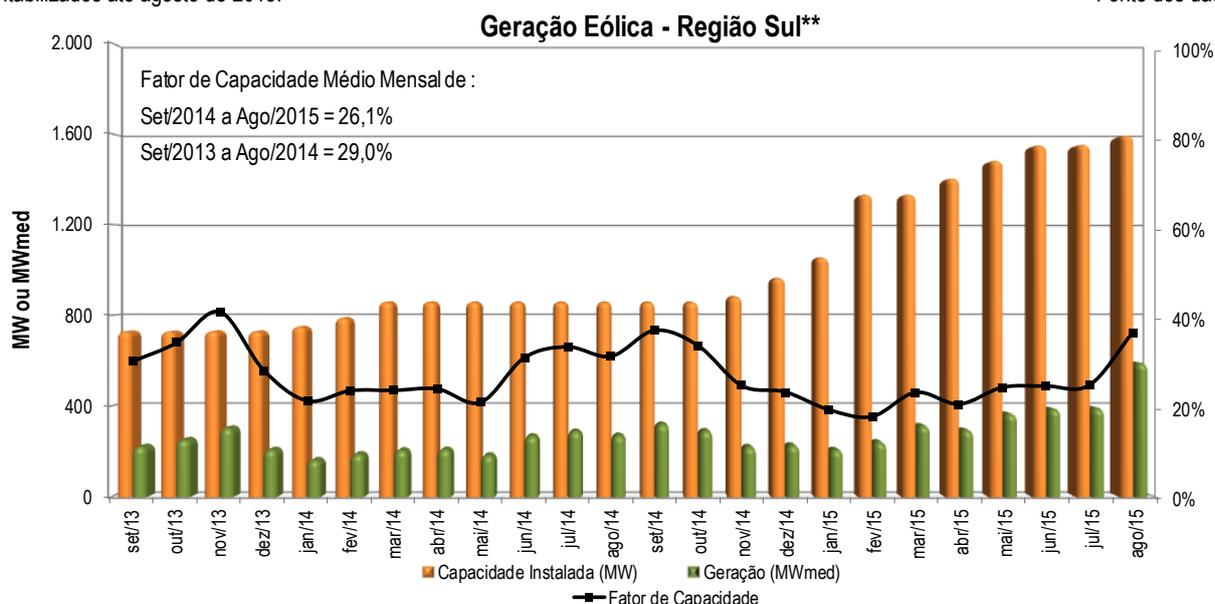


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

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



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER ** em agosto de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.076,1 MWmédios, dos quais foram entregues 108,5%, ou 2.251,6 MWmédios. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 73,4% do esperado, ou 1.357,2 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de agosto de 2015 correspondeu a 106,9% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 113,2% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte.

No ano de 2014, foi entregue 63,6% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.105,2 MWmédios, de um total esperado de 1.737,9 MWmédios.

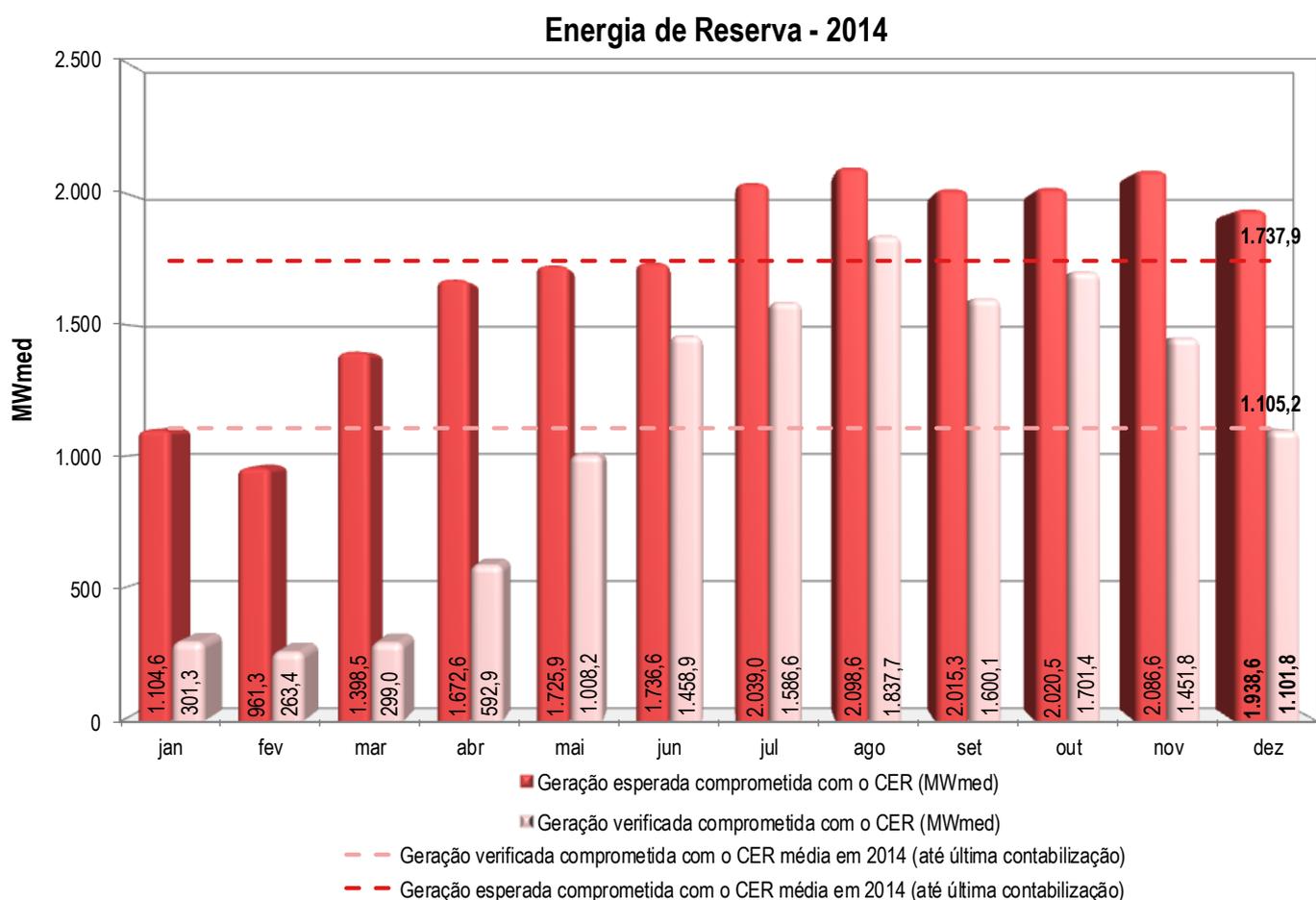


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Fonte dos dados: CCEE

* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva, de forma macro. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

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

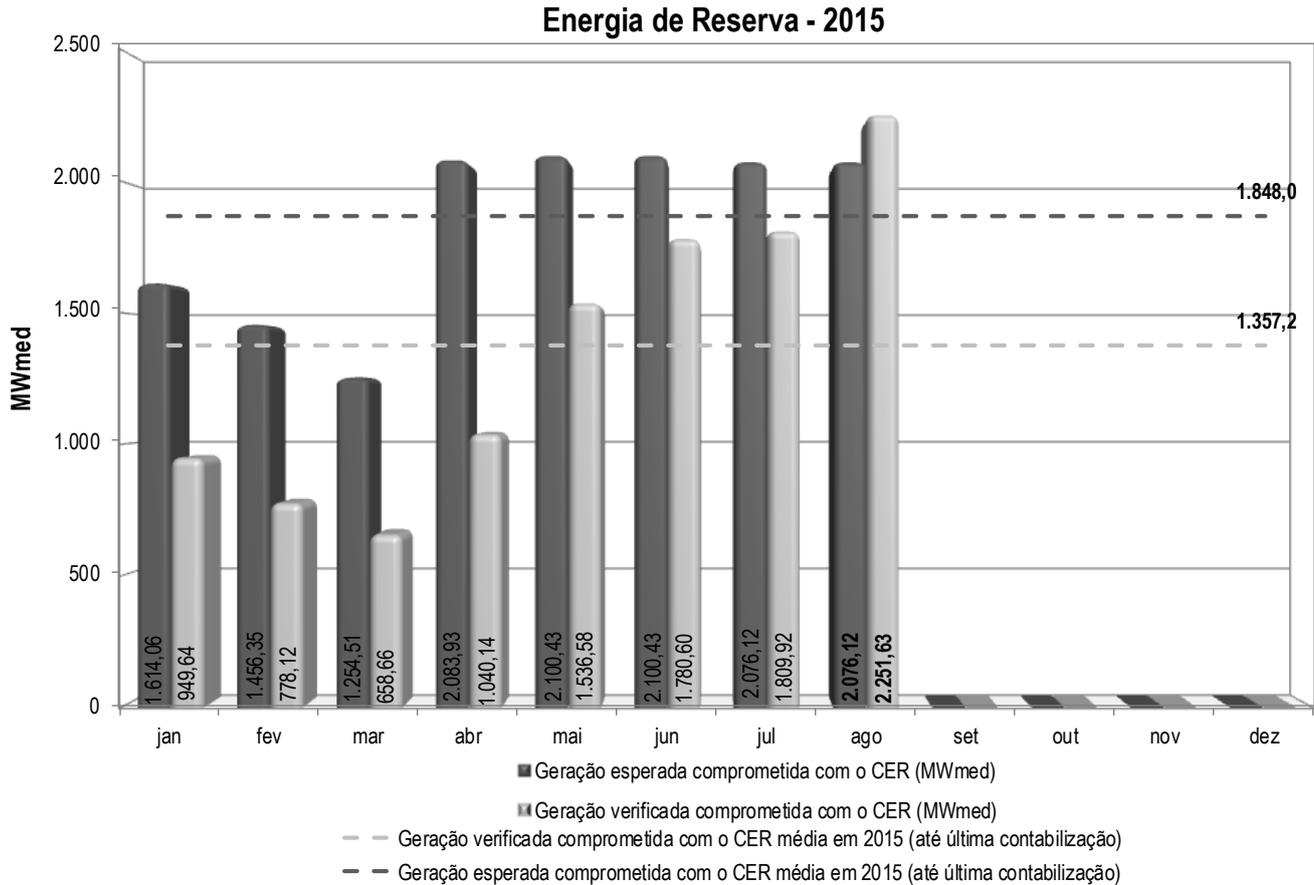


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

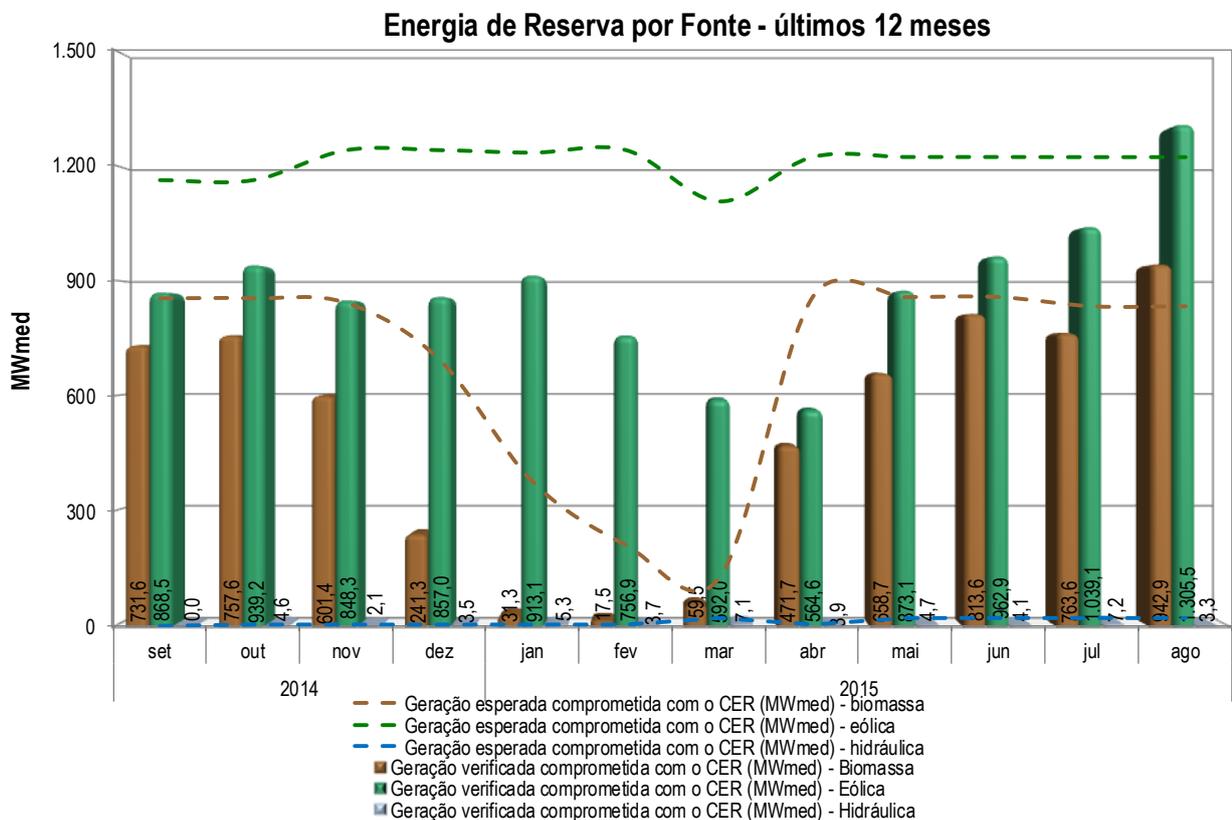


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

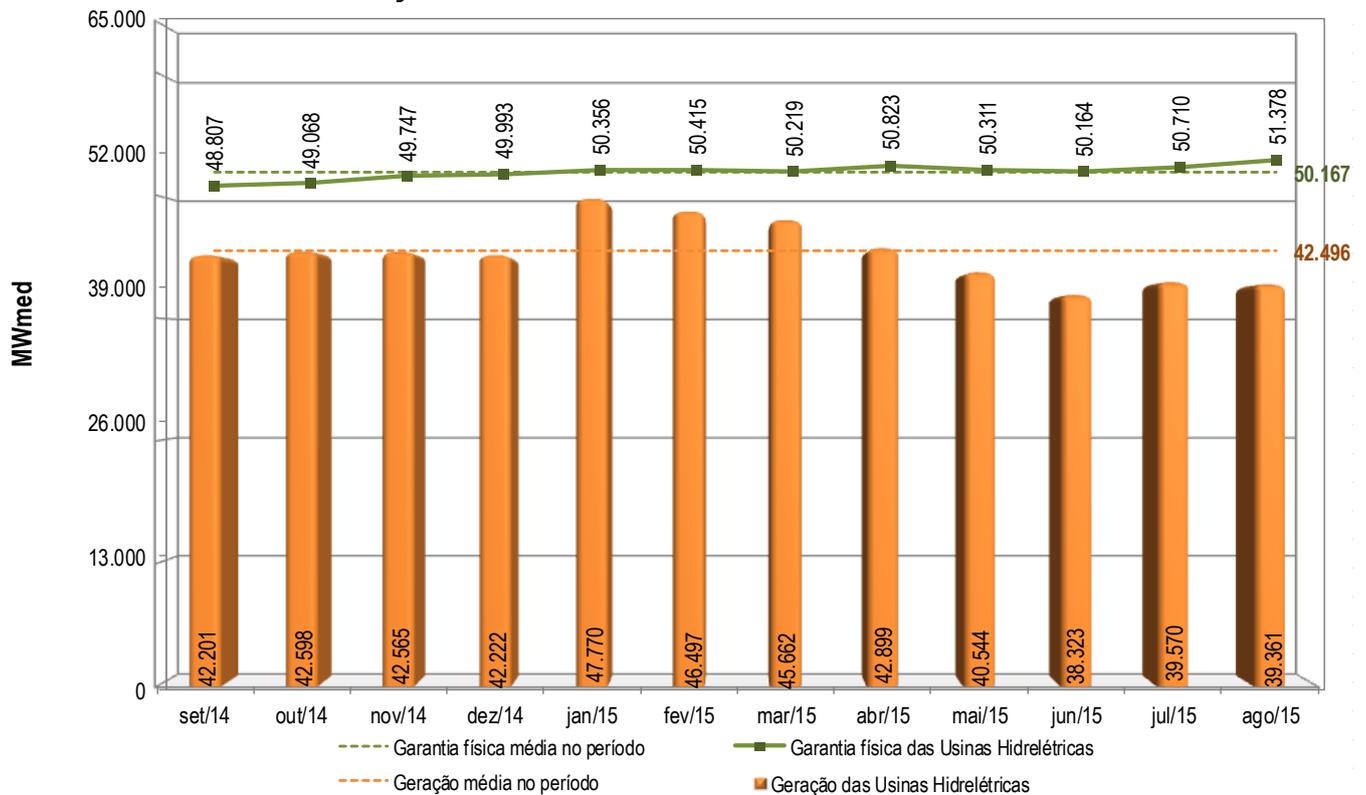


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

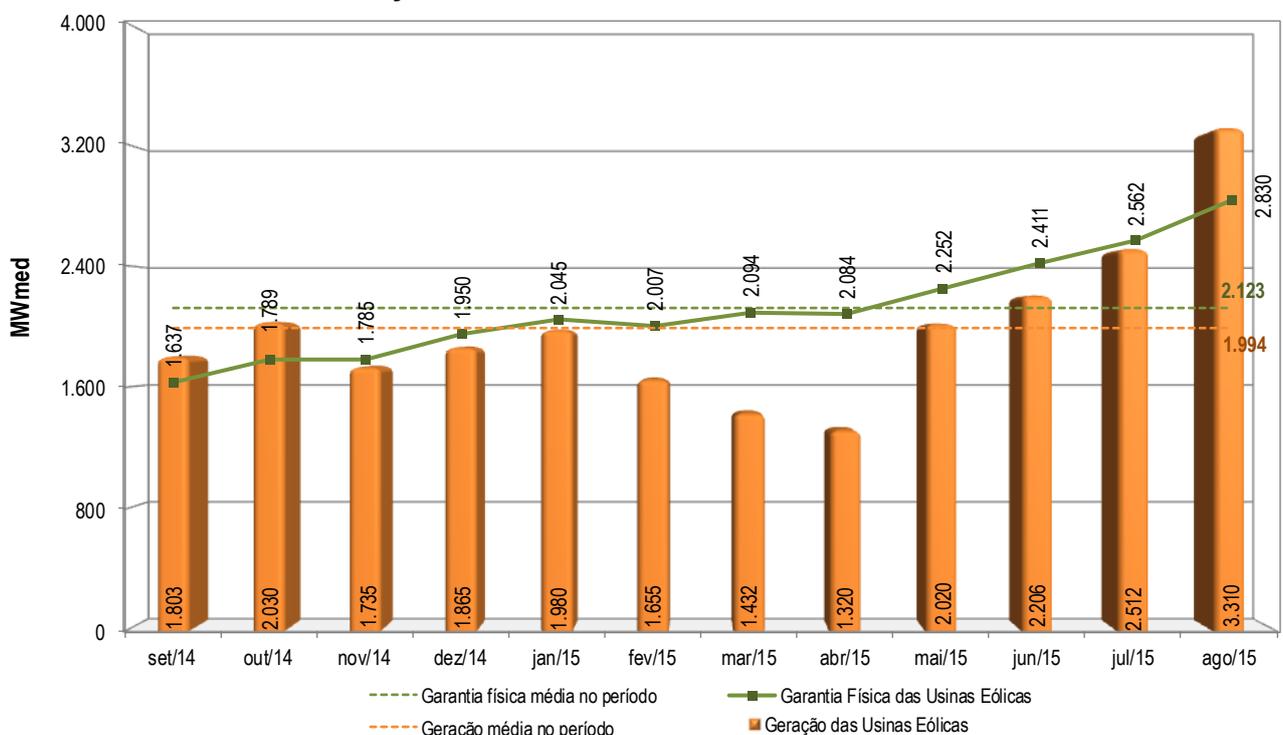


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

** A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

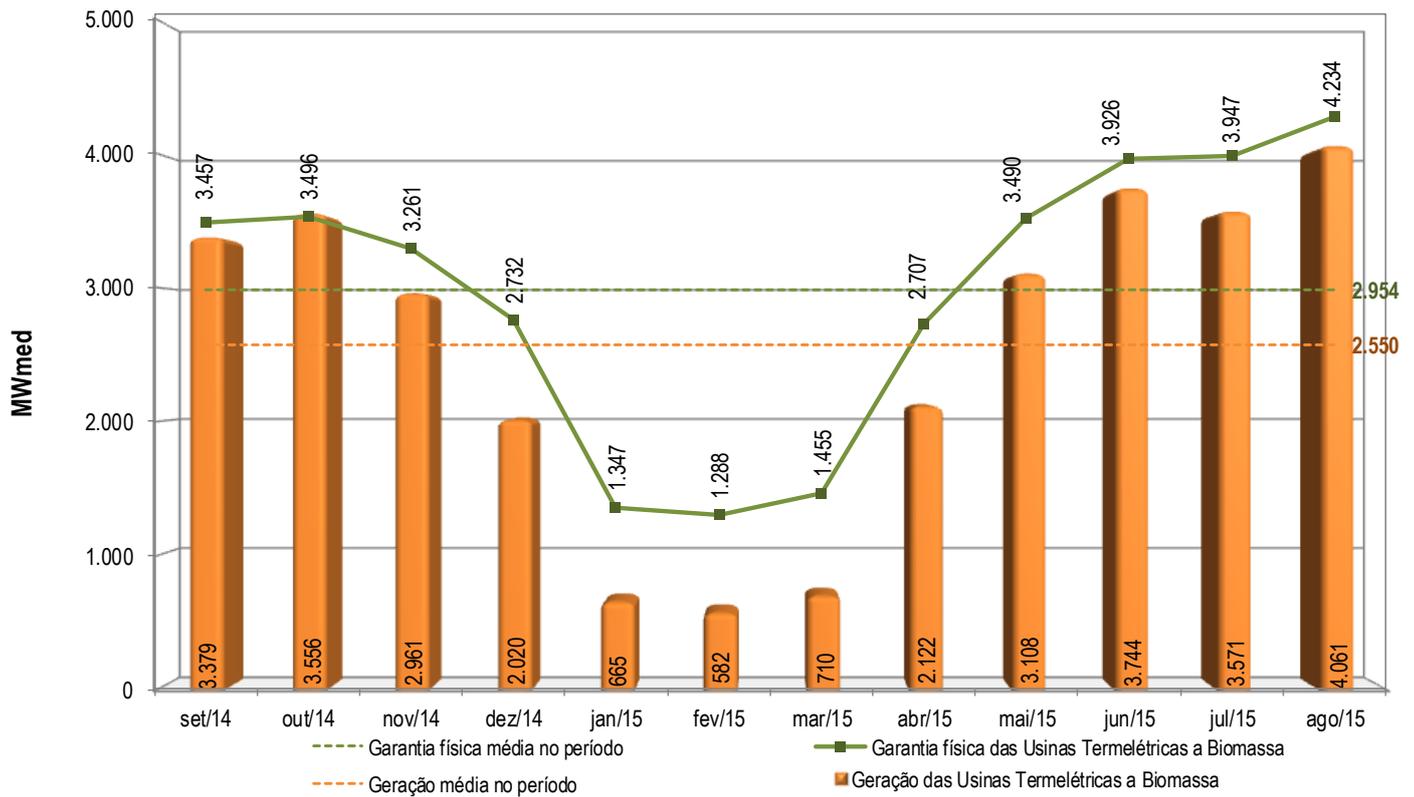


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até a de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

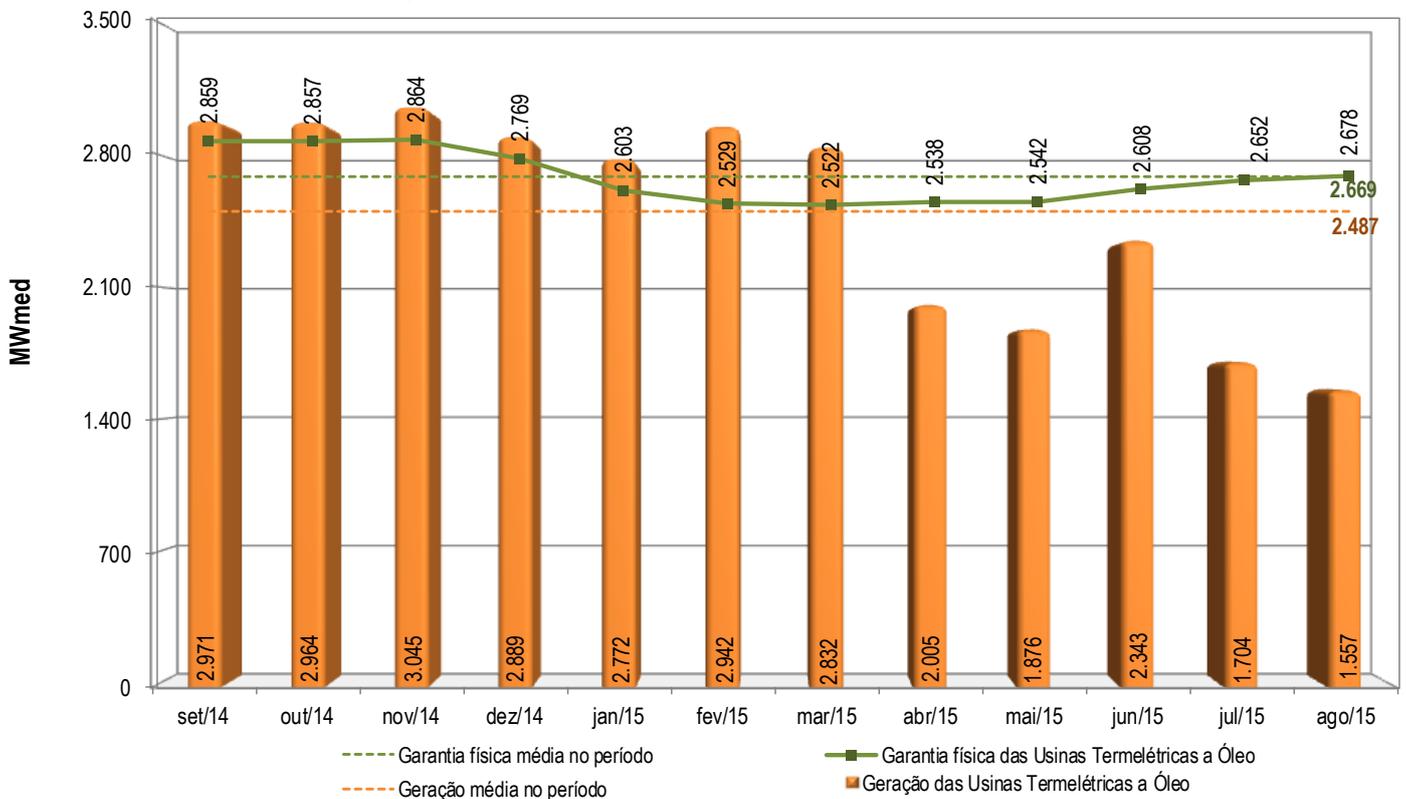


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

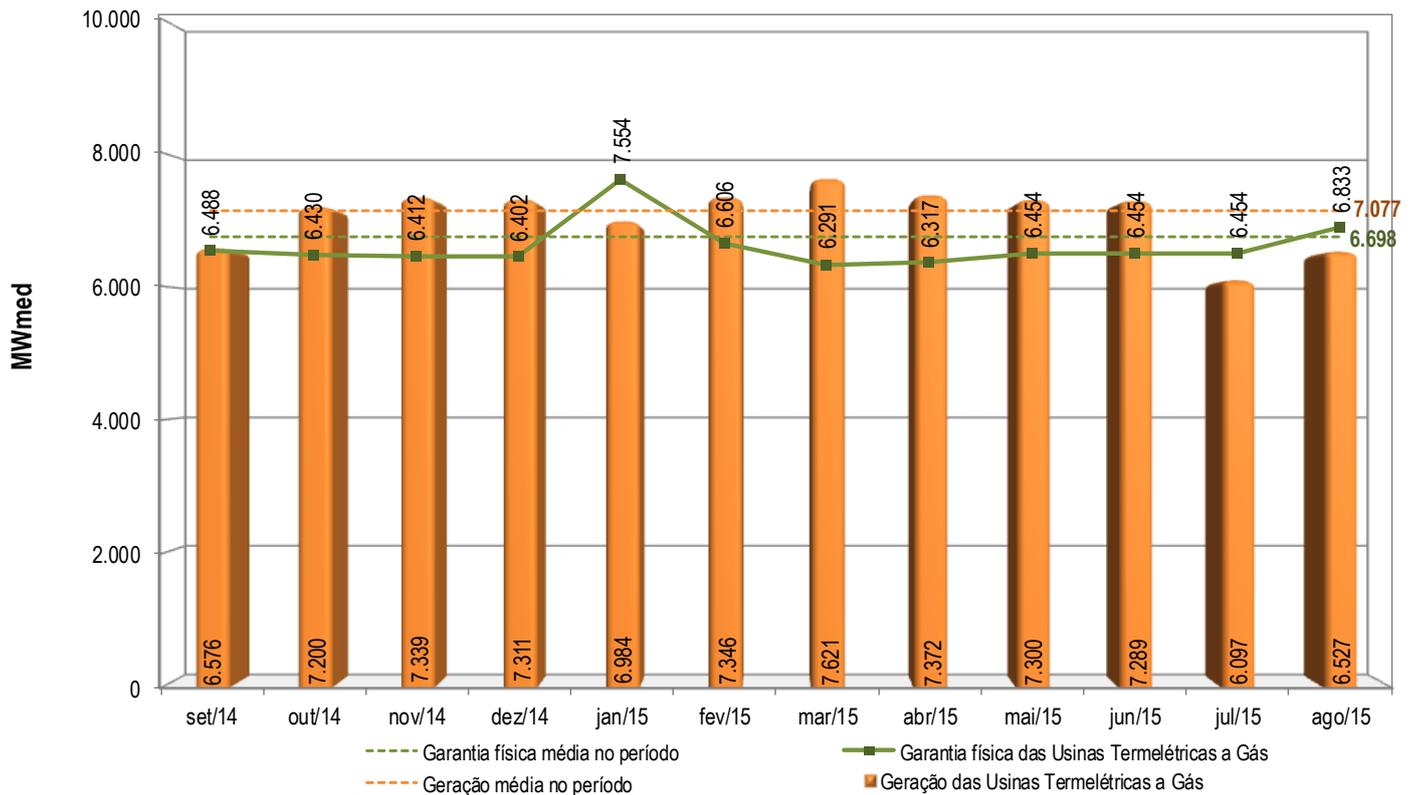


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

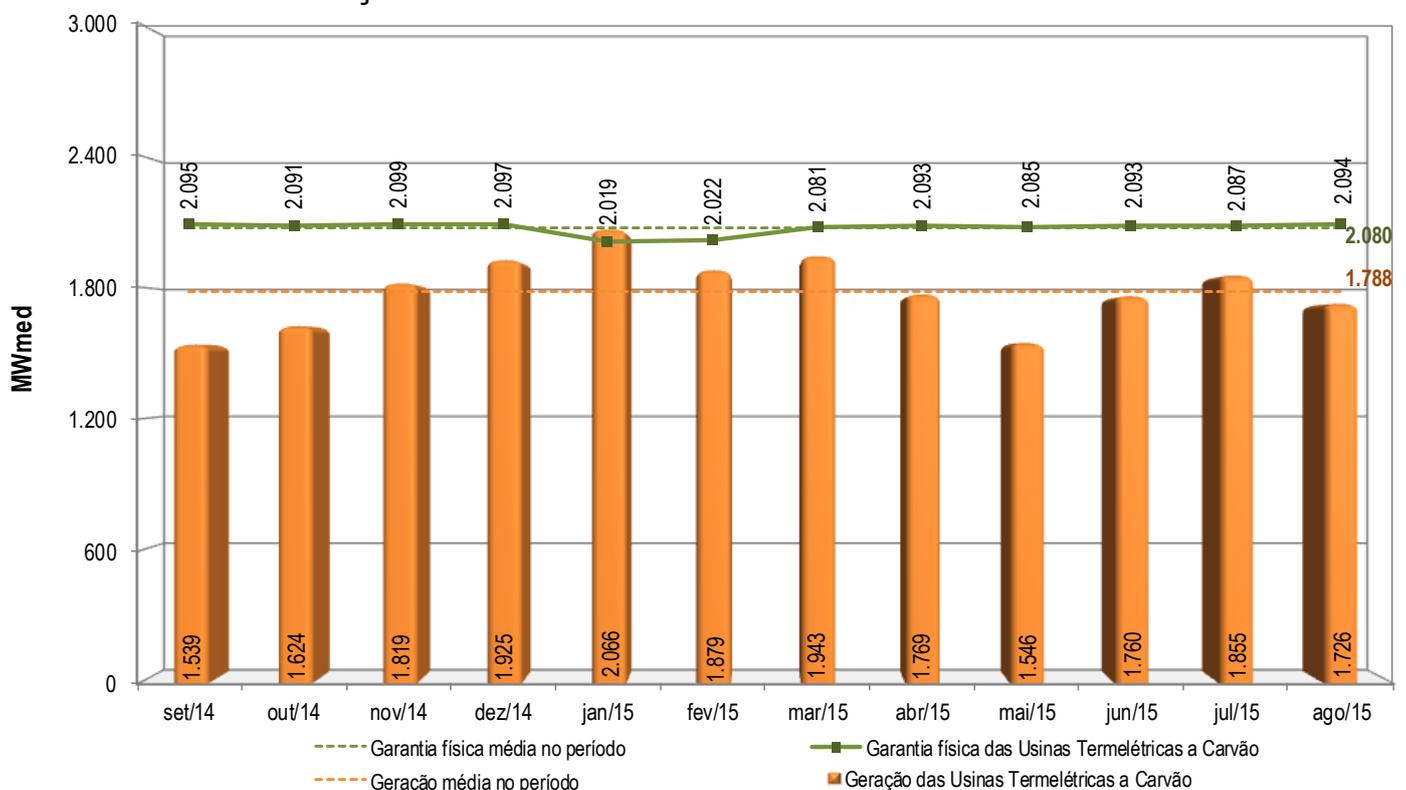


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

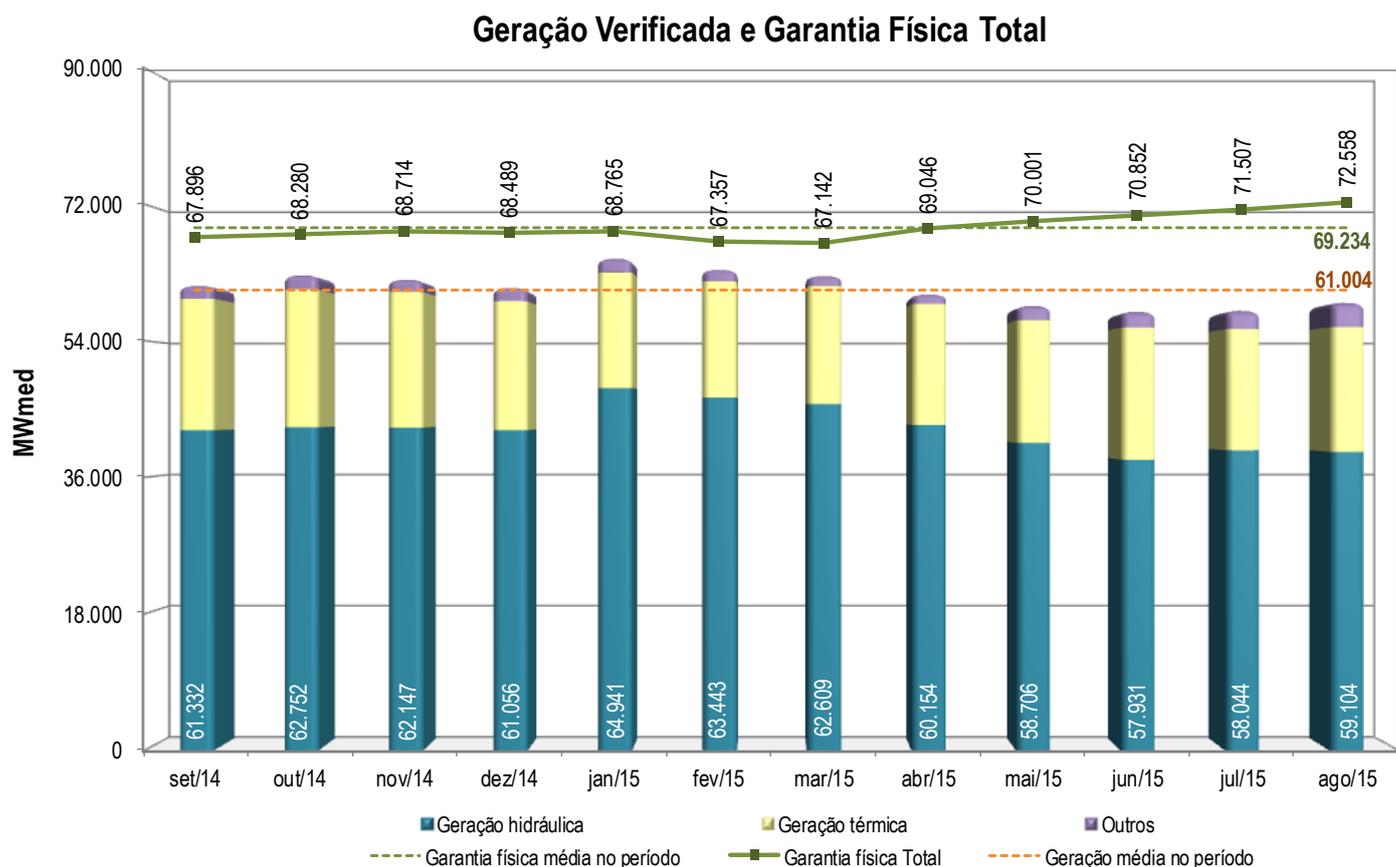


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO *

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de Setembro foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 173,28 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UHE Jirau	UG21	75 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
UEE Asa Branca III	UG1 a UG10	27 MW	RN	EOL.CV.RN.030548-0.01
PCH Xavantina	UG1 e UG2	6,075	SC	PCH.PH.SC.030263-5.01
UEE Caetité A	UG1 a UG14	23 MW	BA	EOL.CV.BA.031344-0.01
UEE Caetité B	UG1 a UG13	22,1 MW	BA	EOL.CV.BA.031342-4.01
UEE Caetité C	UG1 a UG12	8,5 MW	BA	EOL.CV.BA.031523-0.01
UEE Asa Branca II	UG7a UG10	10,8 MW	RN	EOL.CV.RN.030547-2.01

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



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

Fonte	Realizado em Set/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
Eólica	92,200	1.637,760
Hidráulica	81,075	1.220,027
PCH + CGH	6,075	86,027
UHE	75,000	1.134,000
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	0,000	1.200,363
Biomassa	0,000	743,213
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	295,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	162,150
TOTAL	173,275	4.058,150

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2015 (MW)	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)
Eólica	1.601,240	3.017,400	2.675,000
Hidráulica	2.511,345	5.765,368	4.831,680
PCH + CGH	32,575	184,968	317,630
UHE	2.478,770	5.580,400	4.514,050
Solar	0,000	10,000	1.713,462
Fotovoltaica	0,000	10,000	1.713,462
Térmica	58,000	313,800	898,323
Biomassa	58,000	145,000	520,300
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	168,800	378,023
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	4.170,585	9.106,568	10.118,465

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

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/09/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

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



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de setembro de 2015, foram incorporadas as seguintes LT ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 8,8 km:

- LT 230 kV Seccionamento (SE Garanhuns) Paulo Afonso – Angelim C2, C3 e C4, com 2,1 km de extensão, da IE Garanhuns, no estado do Pernambuco;
- LT 500 kV Seccionamento (SE Garanhuns) Luiz Gonzaga – Angelim, com 0,7 km de extensão, da IE Garanhuns, no estado do Pernambuco;
- LT 230 kV Seccionamento (SE Nova Prata) Monte Claro – Passo Fundo C2, com 6,0 km de extensão, da CEEE-GT, no estado do Rio Grande do Sul.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	8,1	391,9
345	0,0	0,0
440	0,0	13,0
500	0,7	538,6
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	8,8	943,5

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 2 novos transformadores ao SIN, num total de 200 MVA:

- TR2 230/69 kV – 100 MVA, na SE Encruzo Novo (Encruzo Novo), no Maranhão.
- TR4 230/69 kV – 100 MVA, na SE Juazeiro II (CHESF), na Bahia.

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

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

	Realizado em Set/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
TOTAL	200,0	9.530,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de setembro não foi incorporado equipamento de compensação de potência reativa ao SIN.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
230	1.818,9	3.936,0	1.505,2
345	0,0	106,0	36,0
440	0,0	643,0	1,8
500	4.425,0	7.678,0	5.243,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.243,9	12.363,0	6.786,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
TOTAL	8.456,0	19.273,0	12.787,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 19/08/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de setembro de 2015, houve contribuição de aproximadamente 14.262 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 950 MWmédios superior ao verificado no mês anterior (13.315 MWmédios).

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores do subsistema Nordeste com os demais subsistemas em algumas semanas operativas.

O valor máximo de CMO de setembro foi registrado na terceira semana operativa do mês, no valor de R\$ 264,64 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, no subsistema Nordeste, deslocado dos demais subsistemas, justificado pela política de limitação na geração hidráulica nas usinas da cascata do São Francisco, devido à política de minimização da defluência nas UHEs Sobradinho e Xingó. Neste contexto, esgotado o limite de recebimento de energia pelo subsistema Nordeste, o mesmo passa a depender de seu próprio recurso de geração térmica, considerando o despacho por ordem de mérito, para o fechamento do balanço energético.

Nesta mesma semana operativa, houve o atingimento do valor mínimo de R\$ 182,68 / MWh, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.

Destaca-se que, durante todo o período, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 388,48 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Além disso, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético verificados em setembro (da ordem de 4.728 MWmédios) foram da mesma ordem do verificado no mês anterior (4.787 MWmédios).

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

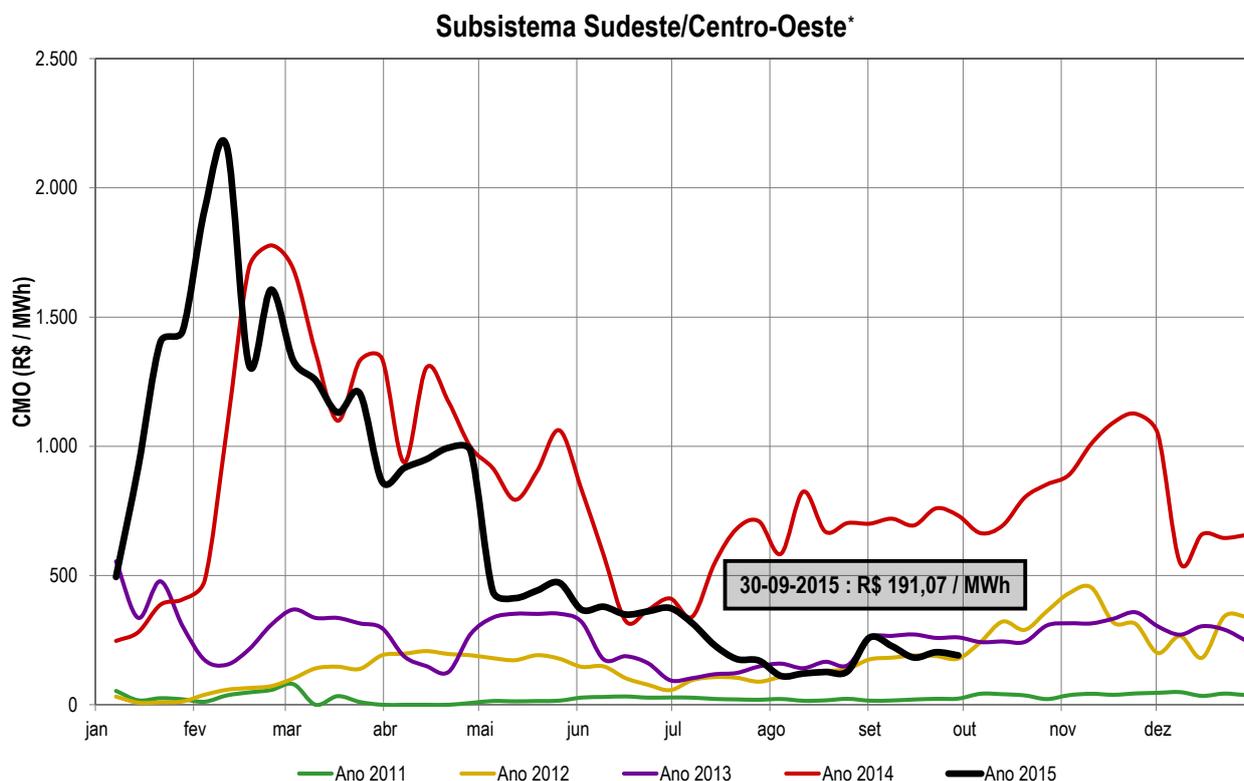


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



10.2. Despacho Térmico

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

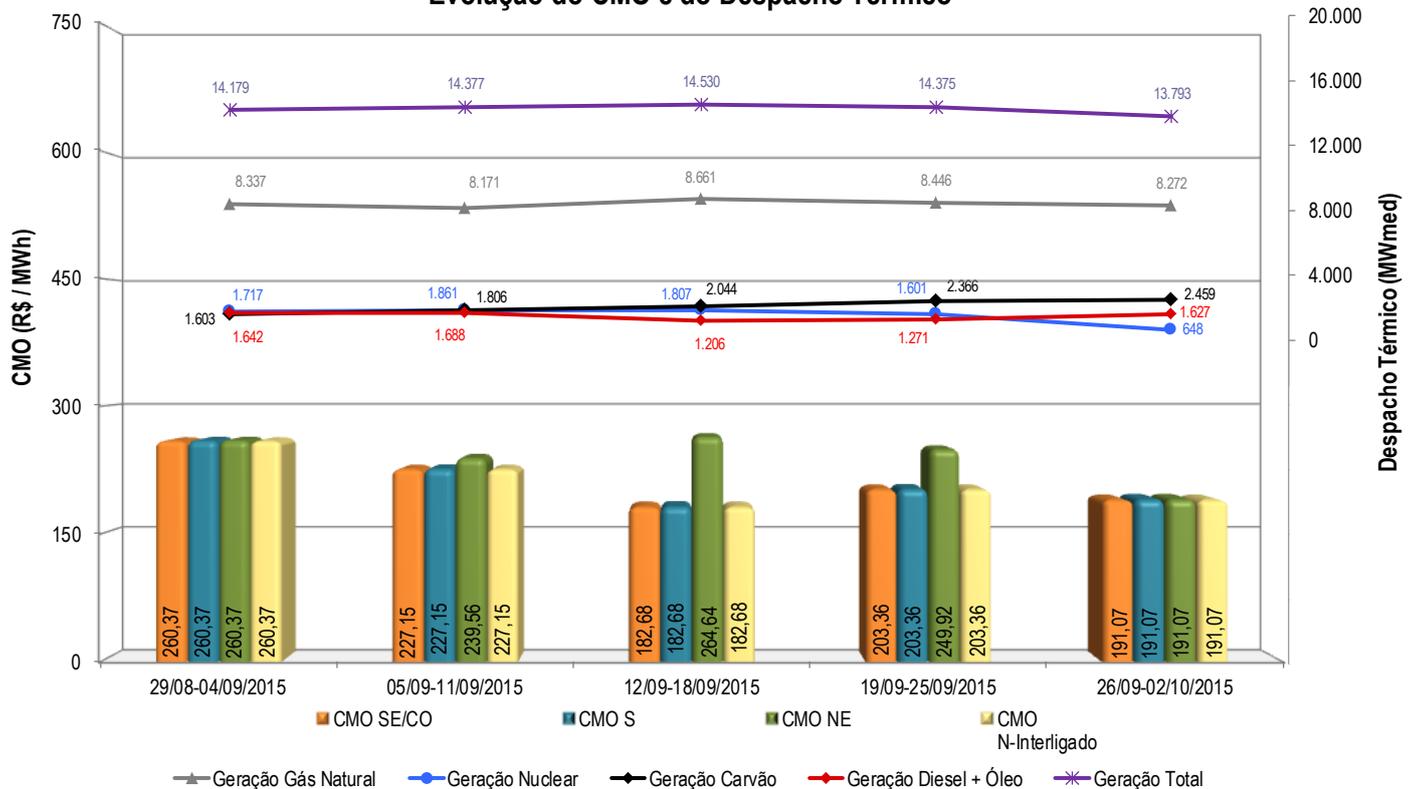


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2015 foi de R\$ 927,9 milhões, montante 38,4% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 670,5 milhões). O valor do mês de agosto de 2015 é composto por R\$ 55,9 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 69,4 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 802,6 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

Destaca-se que o montante referente ao encargo de Serviços Ancilares foi impactado pelo Despacho ANEEL nº 1.928/2015, que alocou, provisoriamente nesta rubrica, o ressarcimento à Amazonas Distribuidora de Energia dos custos de geração das usinas termelétricas localizadas na região de Manaus.

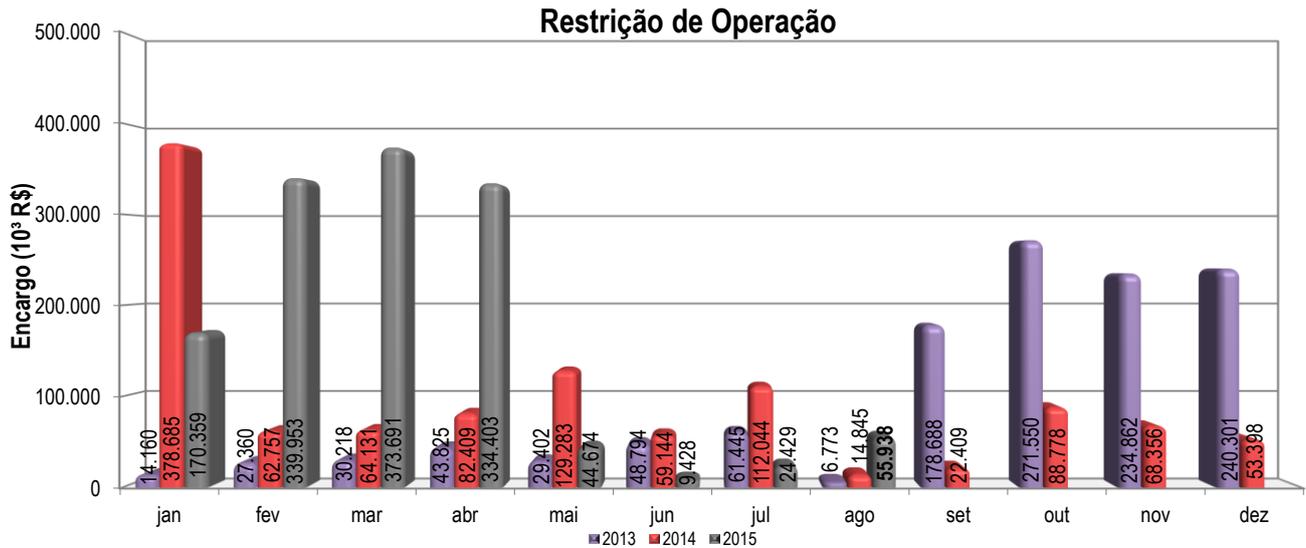


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

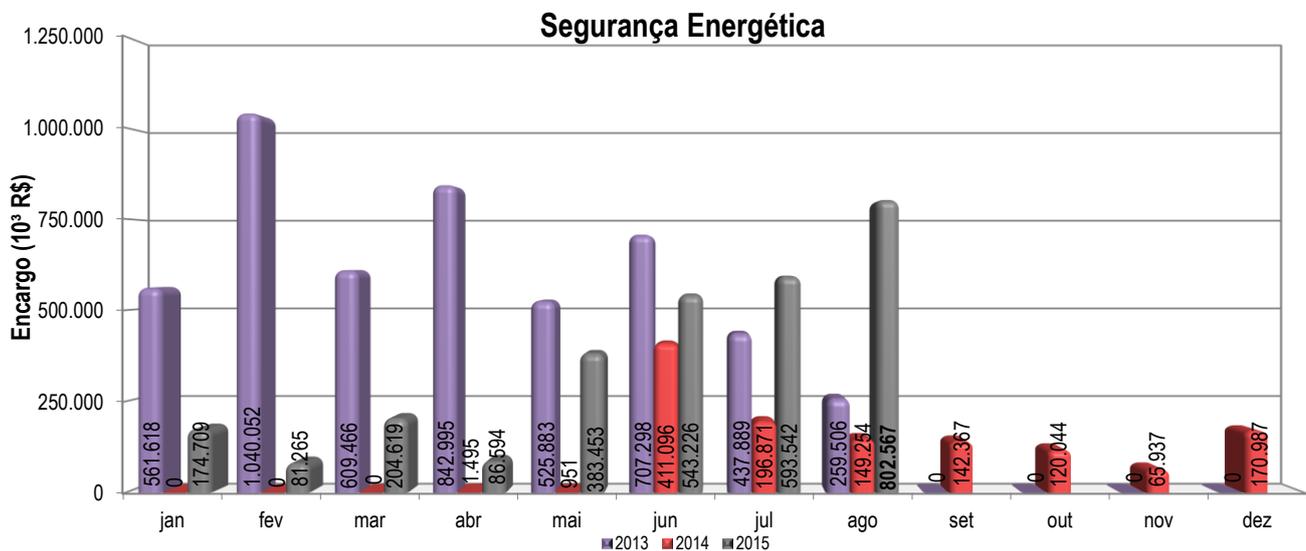


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

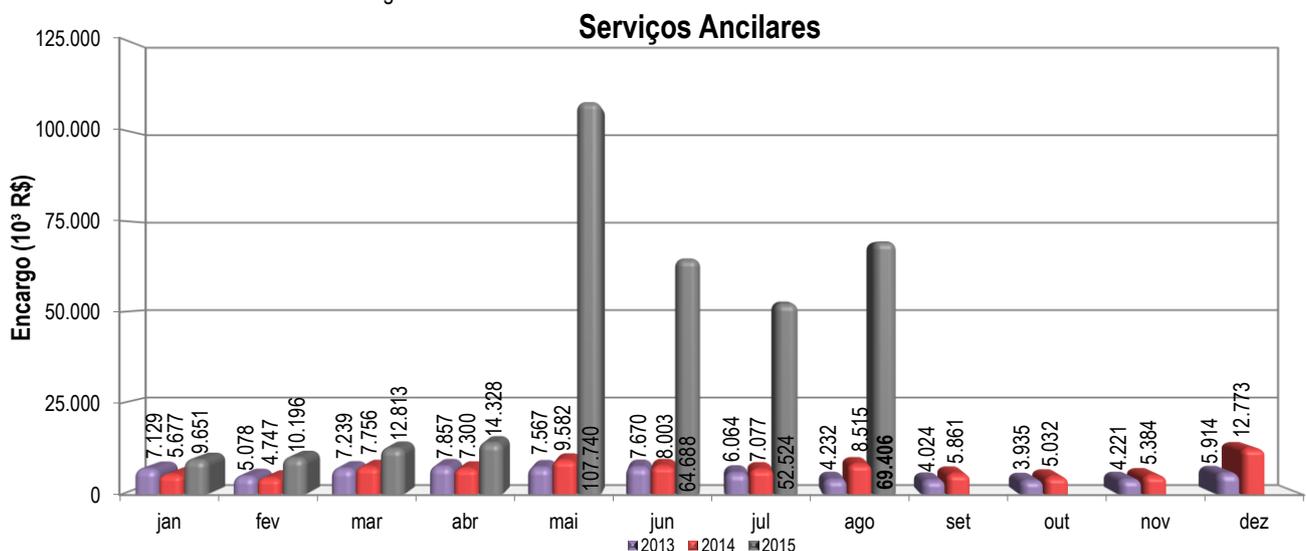


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2015 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao verificado no mesmo mês de 2014. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 03 de setembro, às 17h41min:** Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Xanxerê (CELESC) e dos transformadores 230/138 kV da SE Xanxerê (ELETROSUL) somente no lado de 138 kV, após curto circuito na LT 138 kV Xanxerê Celesc – Chapecó II. Houve interrupção de **425 MW** de cargas da CELESC, no estado de Santa Catarina. Causa: Recusa do disjuntor do terminal de Xanxerê (Celesc) da referida LT.
- **Dia 18 de setembro, às 15h26min:** Desligamento automático das LTs 345KV Brasília Sul – Samambaia C1 e C2, com posterior não atuação do SEP de perda dupla das linhas. Houve interrupção de **632 MW** de cargas, sendo **460 MW** da CEB no Distrito Federal, e **172 MW** da CELG no estado do Goiás. Causa: Queimada sob as LTs e defeito na chave que habilita o referido SEP na SE Brasília Sul.
- **Dia 18 de setembro, às 15h44min:** Desligamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã C2, seguido de afundamento de tensão nas SE Rio Branco e Porto Velho e abertura das LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 e C2. Houve interrupção de **757 MW** de cargas, sendo **582 MW** da CERON no estado de Rondônia e **175 MW** da ELETROACRE no estado do Acre. Causa: Perda de sincronismo da área AC/RO, após afundamento de tensão e excedente de geração na região.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	4.453	0	0	0	1.034	0	0	0	0				5.487	6.795
S	128	0	0	181	0	109	483	0	773				1.674	1.201
SE/CO	1.555	465	756	255	140	105	0	144	1.548				4.968	8.923
NE	0	0	1.608	0	189	934	0	315	0				3.046	3.405
N-Int***	0	0	222	1.047	429	120	301	1.796	1.981				5.896	6.119
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0
TOTAL	6.136	465	2.586	1.483	1.792	1.268	784	2.255	4.302	0	0	0	21.071	26.443

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	1	0	0	0	1	0	0	0	0				2	1
S	1	0	0	1	0	1	3	0	2				8	6
SE/CO	5	2	2	1	1	1	0	1	5				18	29
NE	0	0	5	0	1	1	0	2	0				9	15
N-Int***	0	0	1	4	3	1	2	8	4				23	27
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0
TOTAL	7	2	8	6	6	4	5	11	11	0	0	0	60	78

* 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 dos dados: ONS, Eletronorte

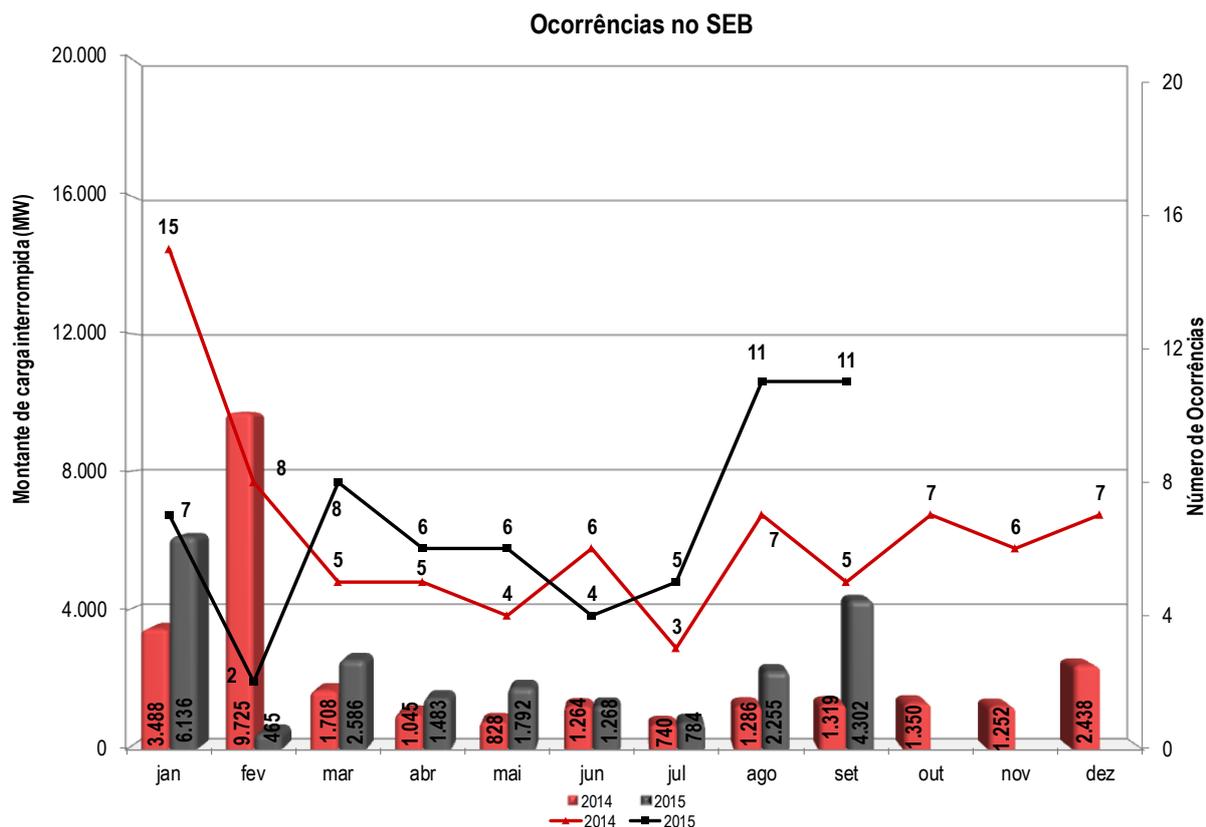


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,95	1,73	1,65	1,33	1,18	1,11	1,17	1,09					11,21	13,90
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97	0,86	1,01	1,01					8,99	12,59
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69	0,73	0,84	0,80					7,26	9,51
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70	1,22	1,19	1,30					17,21	16,63
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54	1,53	1,37	1,23					13,80	16,68
N	4,54	3,60	3,89	3,84	3,22	2,71	3,23	2,77					27,89	34,78

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,01	0,85	0,88	0,71	0,66	0,62	0,69	0,67					6,07	11,00
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63	0,59	0,71	0,62					5,85	10,29
SE	0,67	0,52	0,48	0,36	0,37	0,37	0,43	0,44					3,63	7,50
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20	0,90	1,01	1,13					11,36	14,54
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72	0,76	0,64	0,69					6,41	11,51
N	2,46	2,09	2,29	2,14	1,90	1,71	2,31	1,95					16,88	32,33

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

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

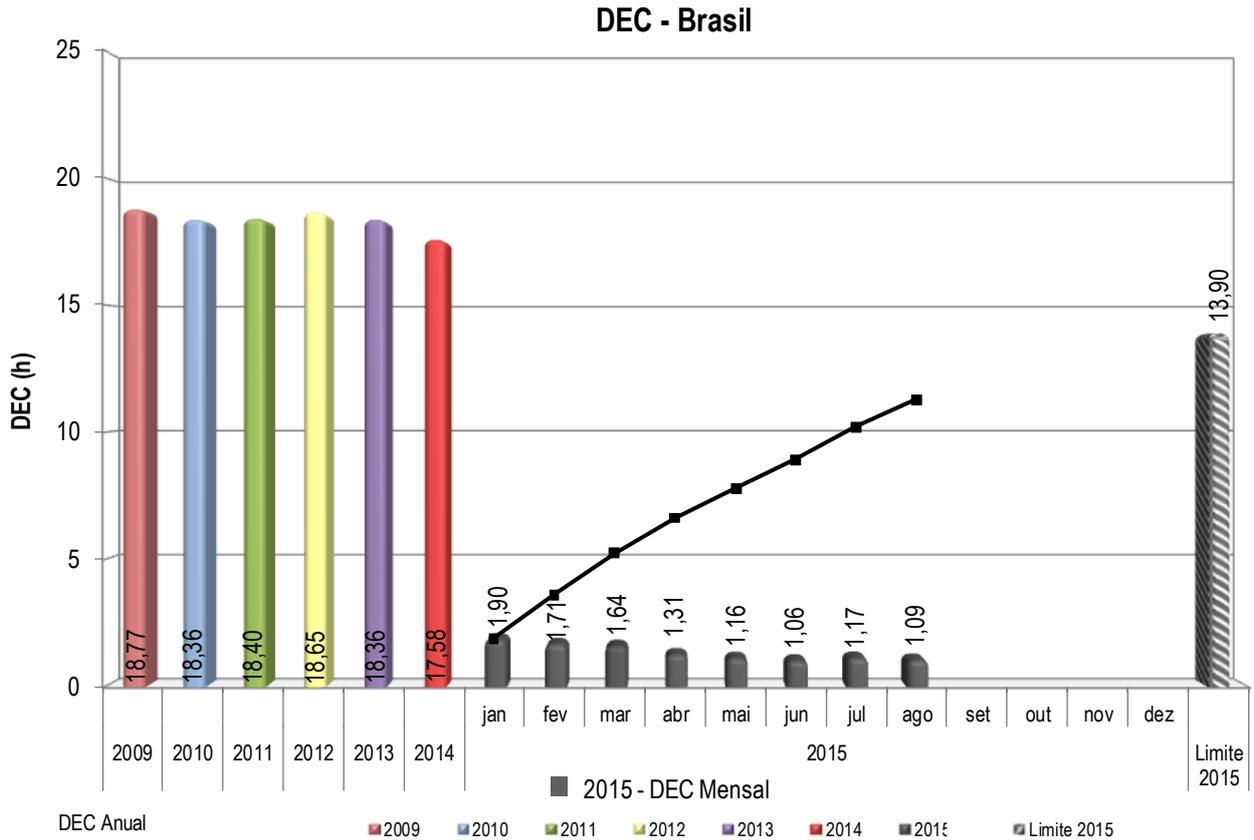


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

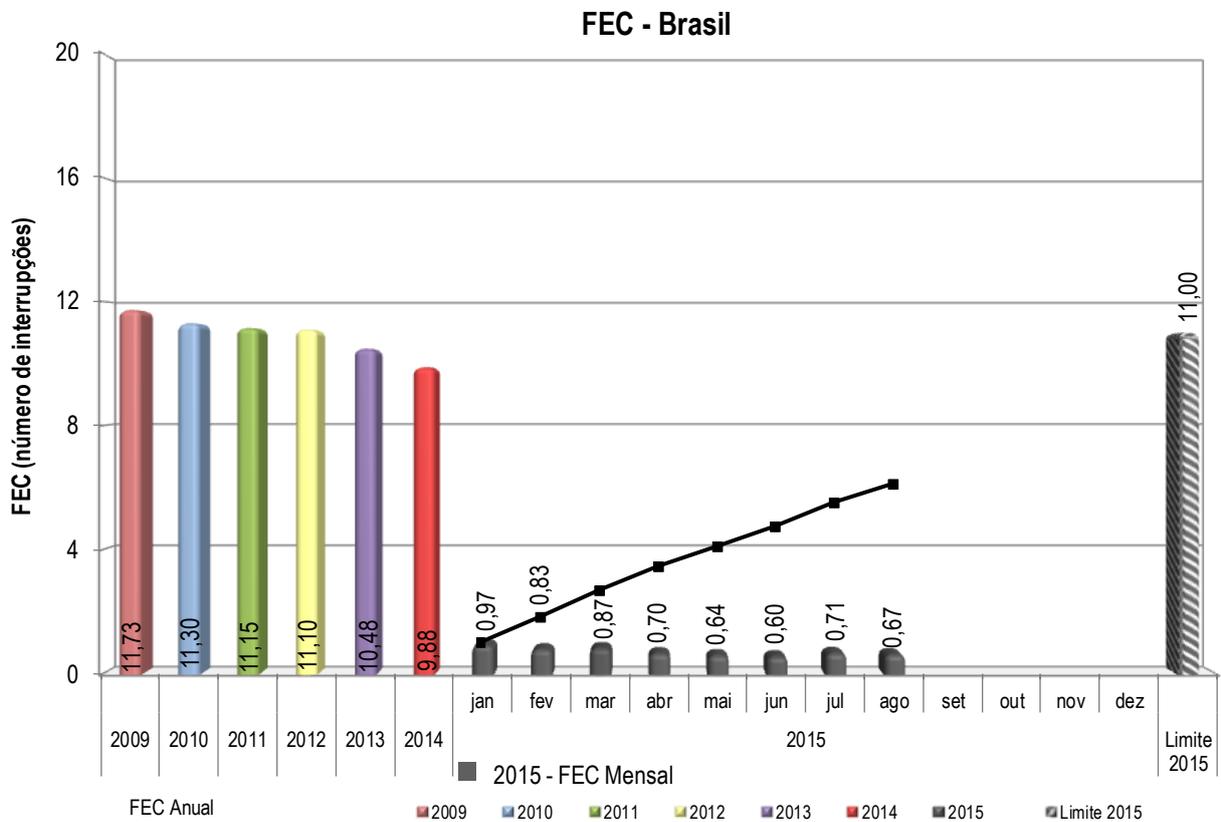


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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