



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2023

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Nacional de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sa Junior

Diretor do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Aline Teixeira Eleutério Martins

André Luís Gonçalves de Oliveira

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Francisco José Cerqueira Silva

Juliana Oliveira do Nascimento

Ricardo Nogueira Silveira

Rogério Alexandre Reginato

Rogério Guedes da Silva (coordenação)

Victor Protázio da Silva

Apoio da estagiária:

Raquel Nascimento Marques

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.2. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	18
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	19
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	19
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	22
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	24
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	26
8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
8.1. Matriz de Geração de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro.....	27
8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional	28
8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados.....	29
8.4. Geração Eólica	30
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	31
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	32
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	33
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	34
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	38
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	38
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2023 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (outubro - 2023).	3
Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.	4
Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.	5
Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.....	5
Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	7
Figura 8. EAR: subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.	8
Figura 10. EAR: subsistema Norte.	8
Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.	10
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. .	12
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2023.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.	21
Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.	22
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em outubro de 2023.	24
Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.....	27
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.	30
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	30
Figura 26. Evolução do GSF	31
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.	32
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.	33
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema	34
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	35
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	35
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	36
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	36
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	37
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	37
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	39
Figura 37. DEC do Brasil.....	40
Figura 38. FEC do Brasil.	41



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia armazenada nos subsistemas do SIN.	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora: estratificação por classe.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2023. ...	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em outubro de 2023 (por ambiente de contratação).	20
Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).	23
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.	25
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	25
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.	25
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano	25
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	25
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	26
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	26
Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.	28
Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	29
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano 2023.	31
Tabela 23. Descrição das Ocorrências.	38
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	38
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	38
Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em outubro de 2023, as precipitações ficaram superiores à média histórica nas bacias hidrográficas da Região Sul, conforme esperado em anos de *El Niño*. Nas demais bacias de interesse do SIN, as chuvas ficaram abaixo da média, com destaque para a seca na bacia Amazônica.

Em relação aos armazenamentos, no mês de outubro de 2023, os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Sul Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 3,4 p.p., 1,7 p.p., 7,0 p.p. e 14,1 p.p., respectivamente, comportamento típico para o período seco. Tais condições observadas são significativamente melhores do que aquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

No mês de outubro de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 221.025 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.857 MW (9,3%), com destaque para 13.528 MW de geração de fonte solar, 4.478 MW de fonte eólica e 713 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de outubro de 2023, ultrapassou os 24,4 GW de potência instalada, chegando a 24.413 MW, instalados em 2.167.501 unidades, representando 11 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 64,1% nos últimos 12 meses.

No mês de setembro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 65,3% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar e eólica aumentaram 0,1 p.p. cada uma, já a geração térmica apresentou redução em 1,5 p.p. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 93,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira, aumento de 1,0 p.p. em relação ao mês anterior.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL¹) anunciou, no dia 27 de outubro, a manutenção da bandeira tarifária verde para o mês de novembro, o que significa que não haverá cobrança de custos extras nas contas de energia elétrica. As condições favoráveis de geração hidrelétrica e consequentemente redução dos custos têm mantido a sinalização verde desde abril de 2022.

Segundo informações do Operador Nacional do Sistema (ONS²) a carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) verificada em outubro de 2023 foi de 78.375 MW médios, um crescimento de 7,5% ante outubro de 2022. Os resultados estão no Boletim de Carga Mensal do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No acumulado dos últimos 12 meses, o SIN registrou expansão de 3,1%. As informações consideram os dados da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro de 2023, exceto quando indicado. Os Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

Fontes: [ANEEL¹](#) e [ONS²](#)

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em outubro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 95% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 341% MLT no Sul, 49% MLT no Nordeste e 56% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 92% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 88% MLT no Sul, 49% MLT no Nordeste e 56% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se, no período, que a precipitação verificada ficou superior à média histórica nas bacias hidrográficas da Região Sul, conforme esperado em anos de *El Niño*. Nas demais bacias de interesse do SIN, as chuvas ficaram abaixo da média, com destaque para a seca na bacia Amazônica.

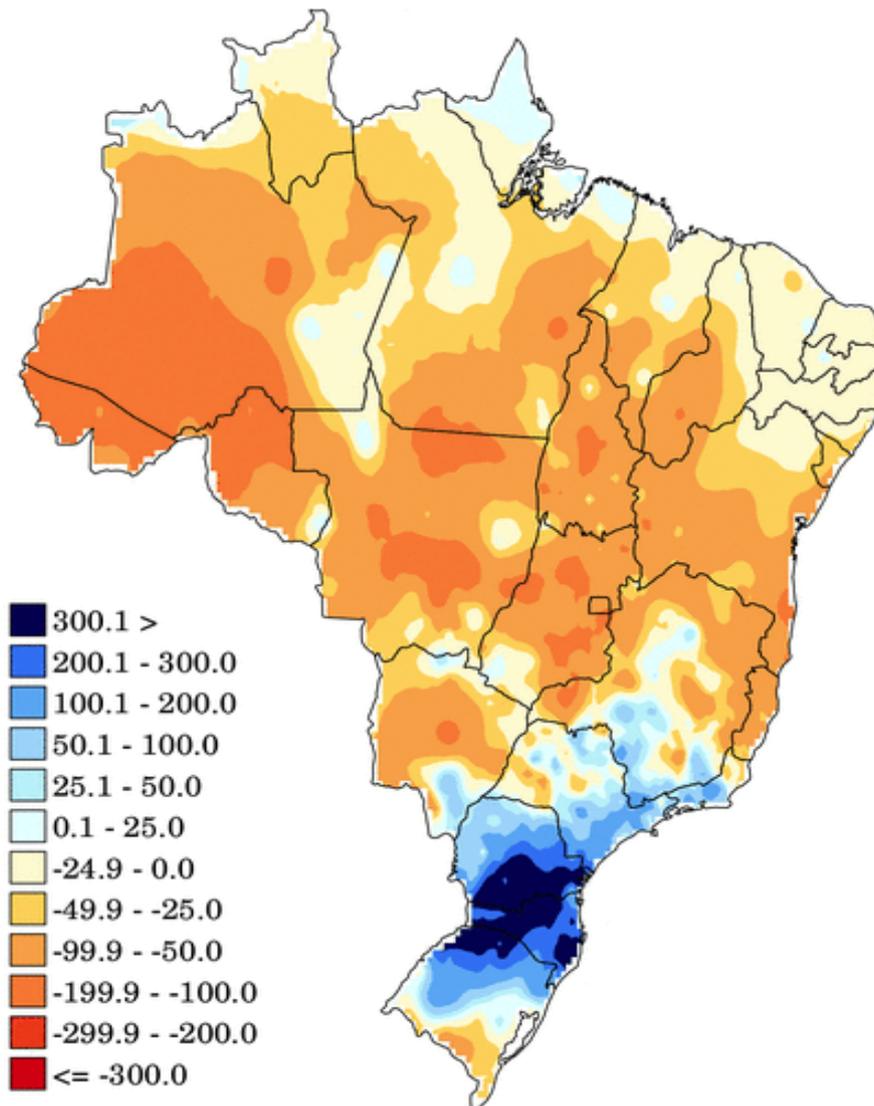


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2023 – Brasil.

Fontes: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt> (CPTEC/INPE) e https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx.



Em relação às temperaturas, registra-se que o mês de outubro de 2023 apresentou predominância de temperaturas, mínimas e máximas, acima ou na média histórica (tons vermelhos e laranjas, nas Figuras 2a e 2b) em toda a extensão do País.

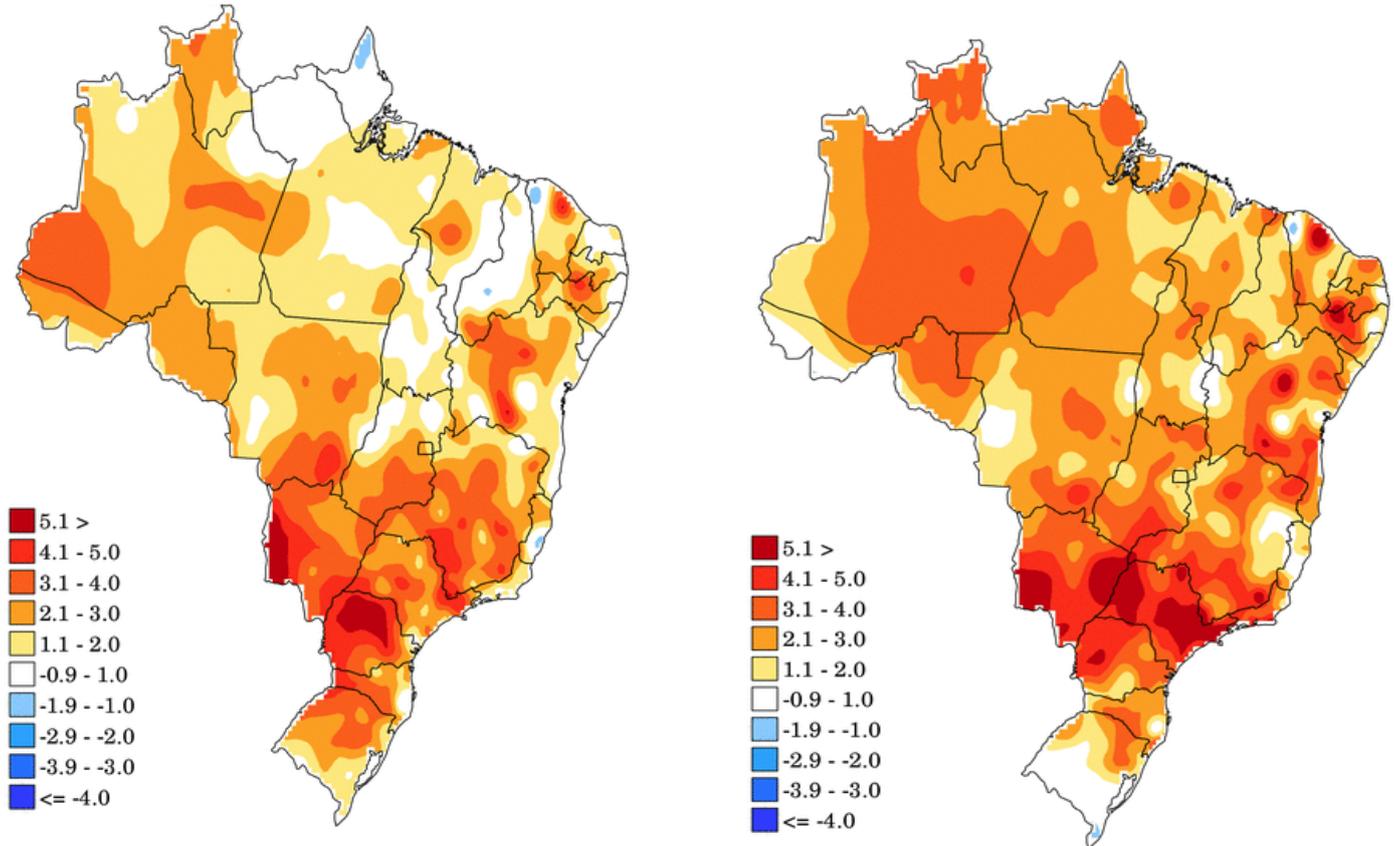


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (outubro - 2023).

As anomalias de temperaturas podem ser acessadas no site: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt>.

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1 Energia Natural Afluente Armazenável¹

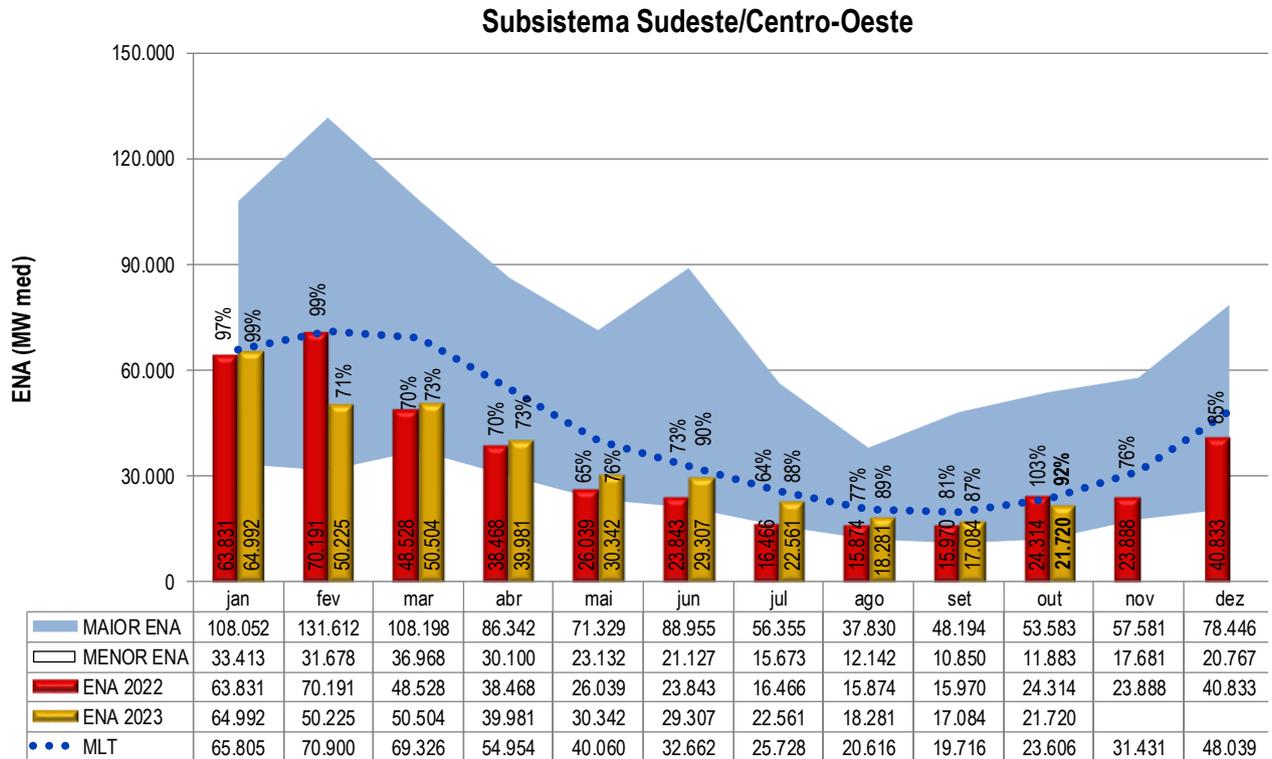


Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

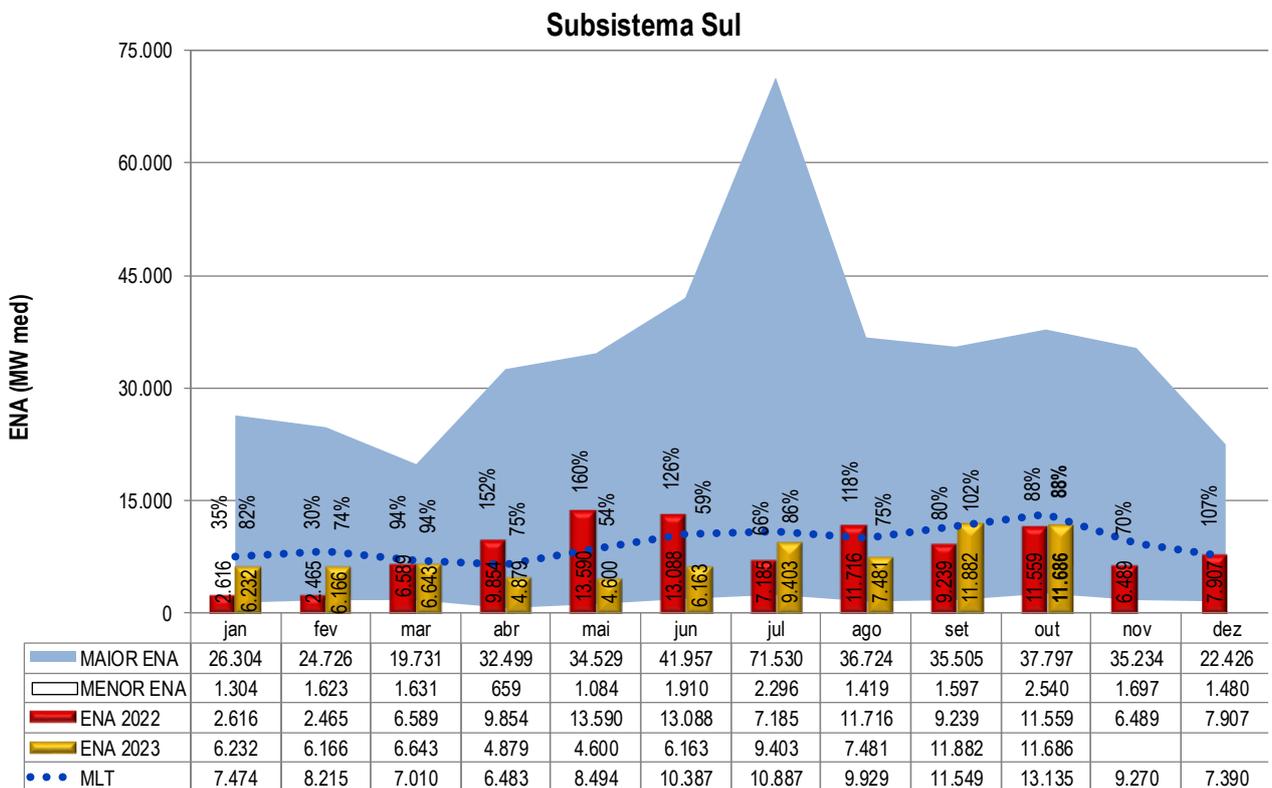


Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.

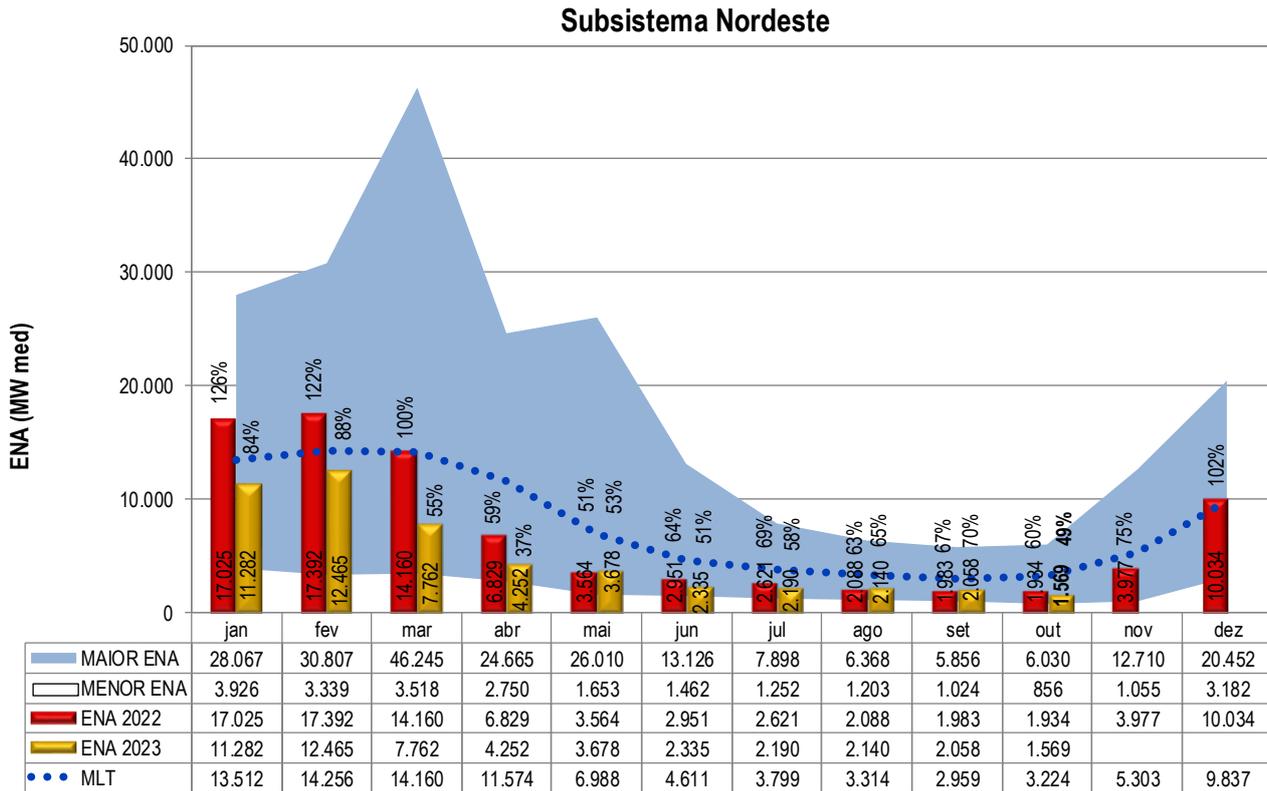


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

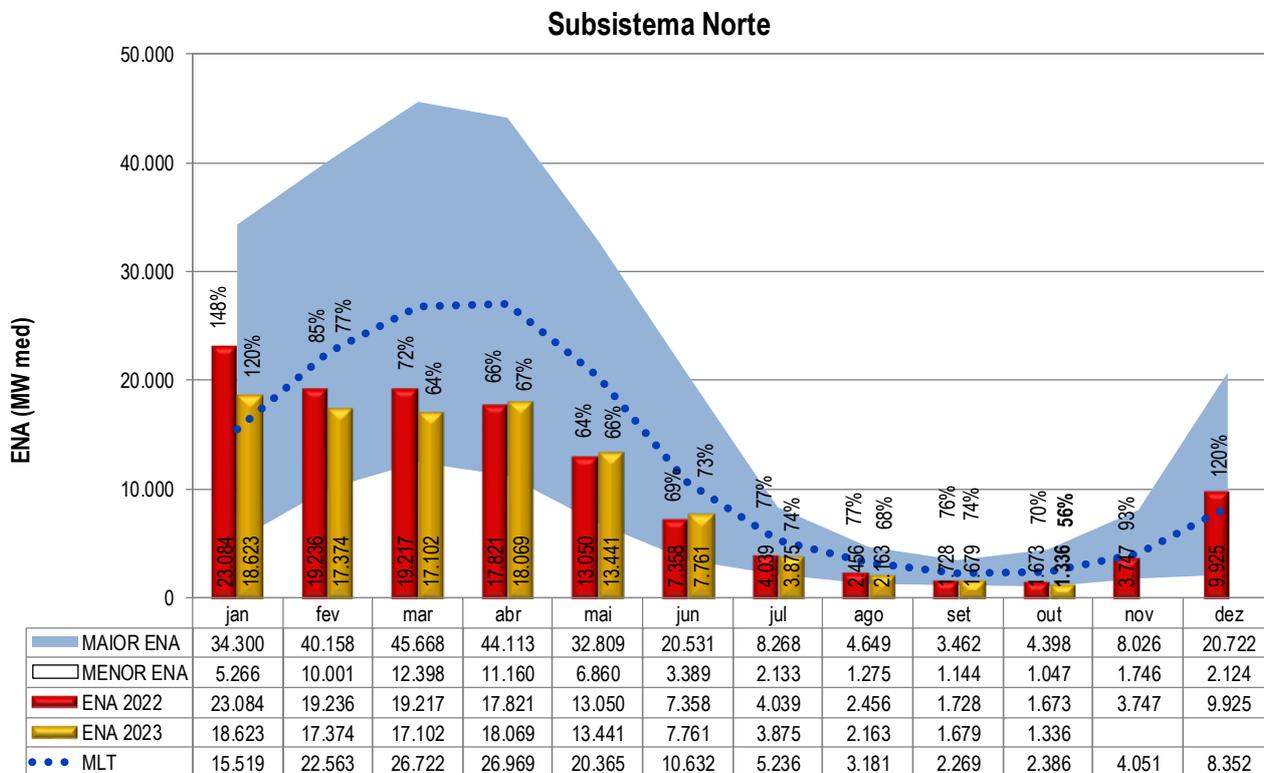


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de MLT, "maior ENA" e "menor ENA" são referentes ao histórico desde 1931 e se referem a ENAs brutas.



2.1. Energia Armazenada

A Tabela 1 apresenta os valores de energia armazenada máxima (%EAR_{máx}) nos subsistemas do SIN, nos meses de setembro e outubro de 2023, bem como a participação do armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas em comparação ao total.

Tabela 1. Energia armazenada nos subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Outubro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Setembro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	68,8	72,2	204.615	70,8
Sul	88,5	90,2	20.459	9,1
Nordeste	60,0	67,0	51.691	15,6
Norte	58,0	72,1	15.302	4,5
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de outubro de 2023, todos os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 3,4 p.p., 1,7 p.p., 7,0 p.p. e 14,1 p.p., respectivamente. Tais condições observadas são significativamente melhores do que aquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, os reservatórios apresentaram deplecionamento, comportamento típico do período seco. As usinas hidrelétricas com maiores deplecionamentos foram Tucuruí, Três Marias e G. B. Munhoz, em 22,7 p.p., 10,3 p.p. e 7,6 p.p., respectivamente.

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de setembro	Armazenamento em final de outubro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	74,7	70,7	-4,1
Fumas	Grande	34.925	83,8	78,2	-5,6
Sobradinho	São Francisco	30.184	66,3	61,6	-4,6
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	75,1	70,9	-4,2
Theodomiro C. Santiago	Paranaíba	21.604	77,2	73,8	-3,4
Três Marias	São Francisco	16.085	66,6	56,3	-10,3
Itumbiara	Paranaíba	15.698	77,4	73,0	-4,5
Tucuruí	Tocantins	7.632	58,9	36,2	-22,7
S. do Facão	Paranaíba	6.502	41,3	37,7	-3,6
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	85,5	77,9	-7,6

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

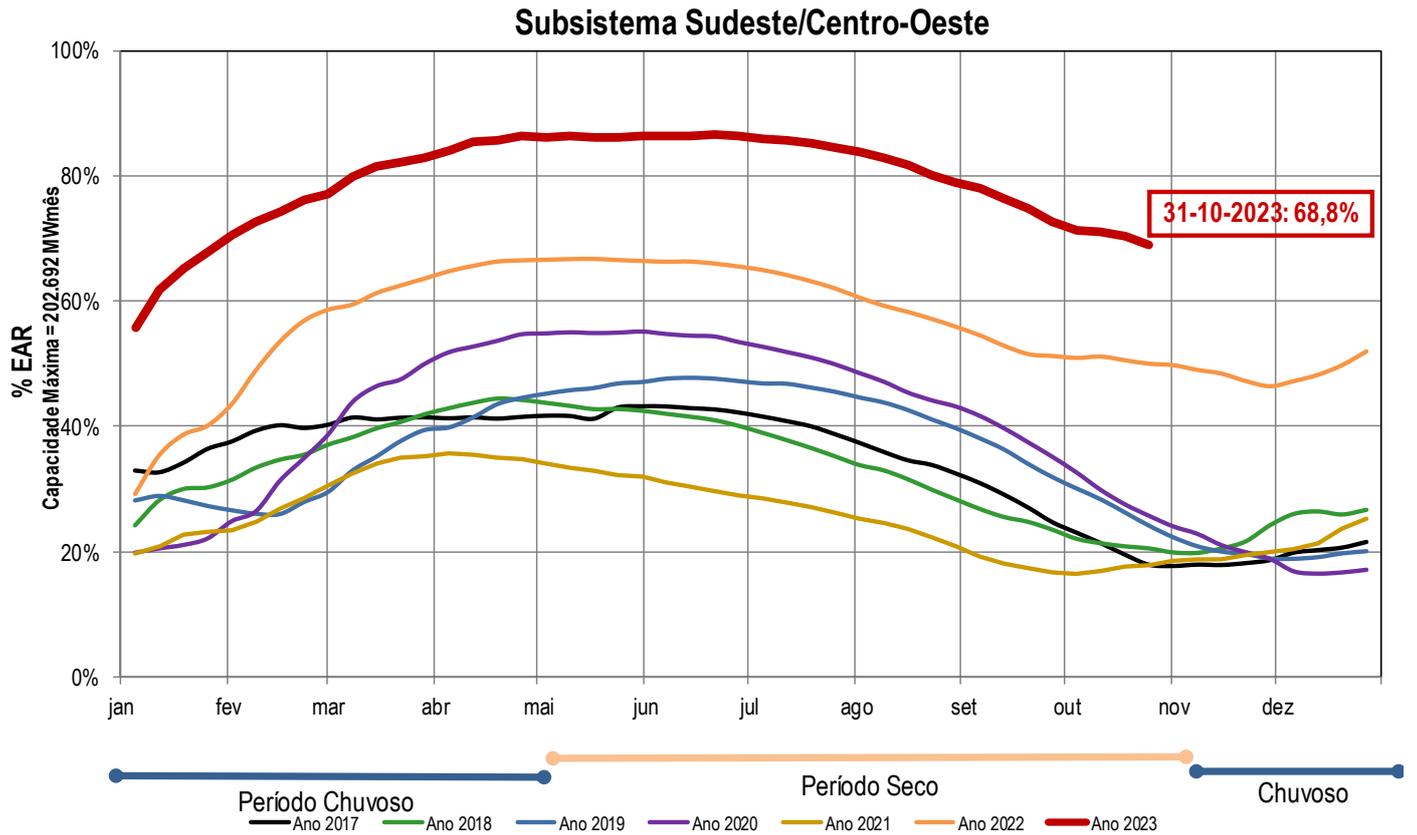


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

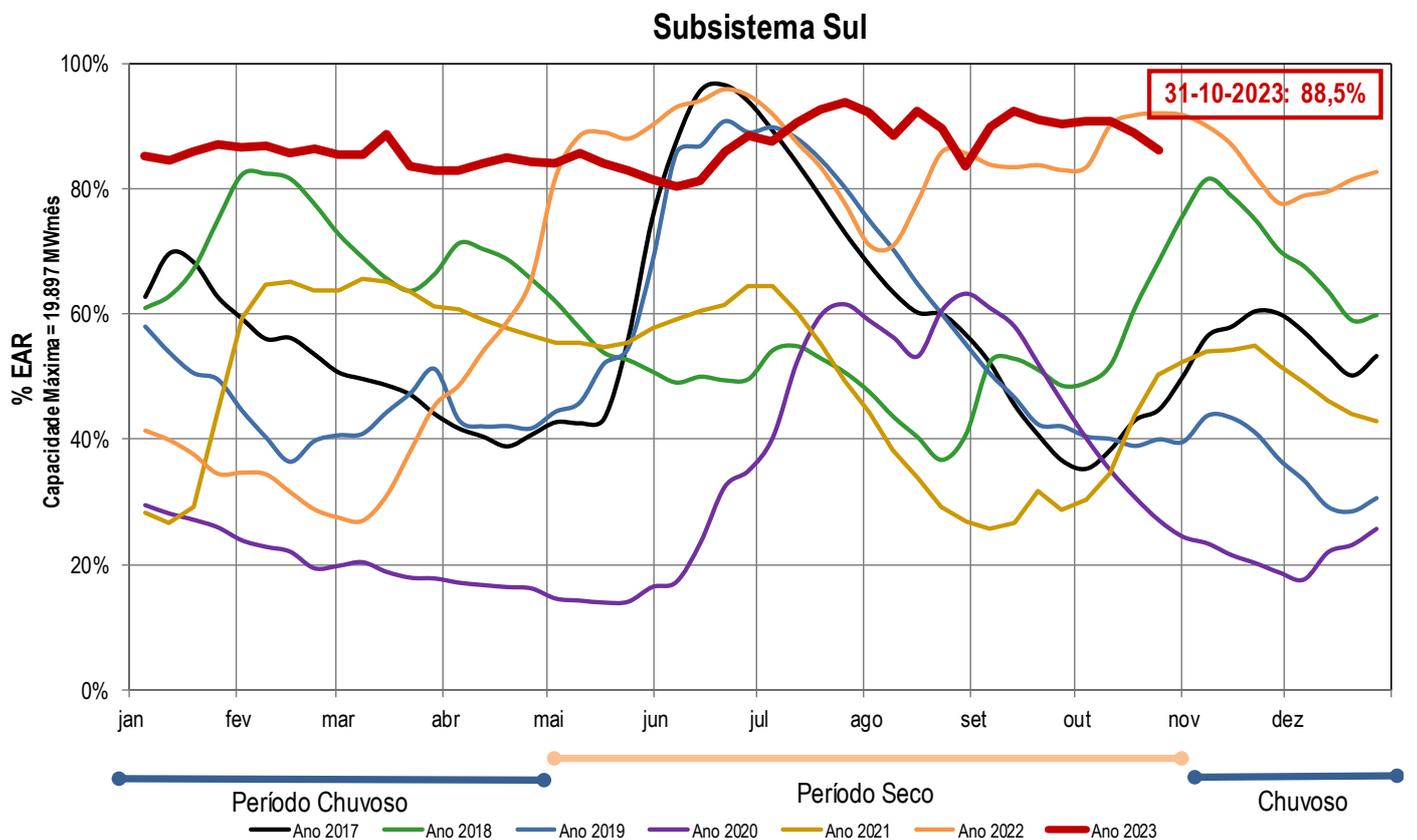


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

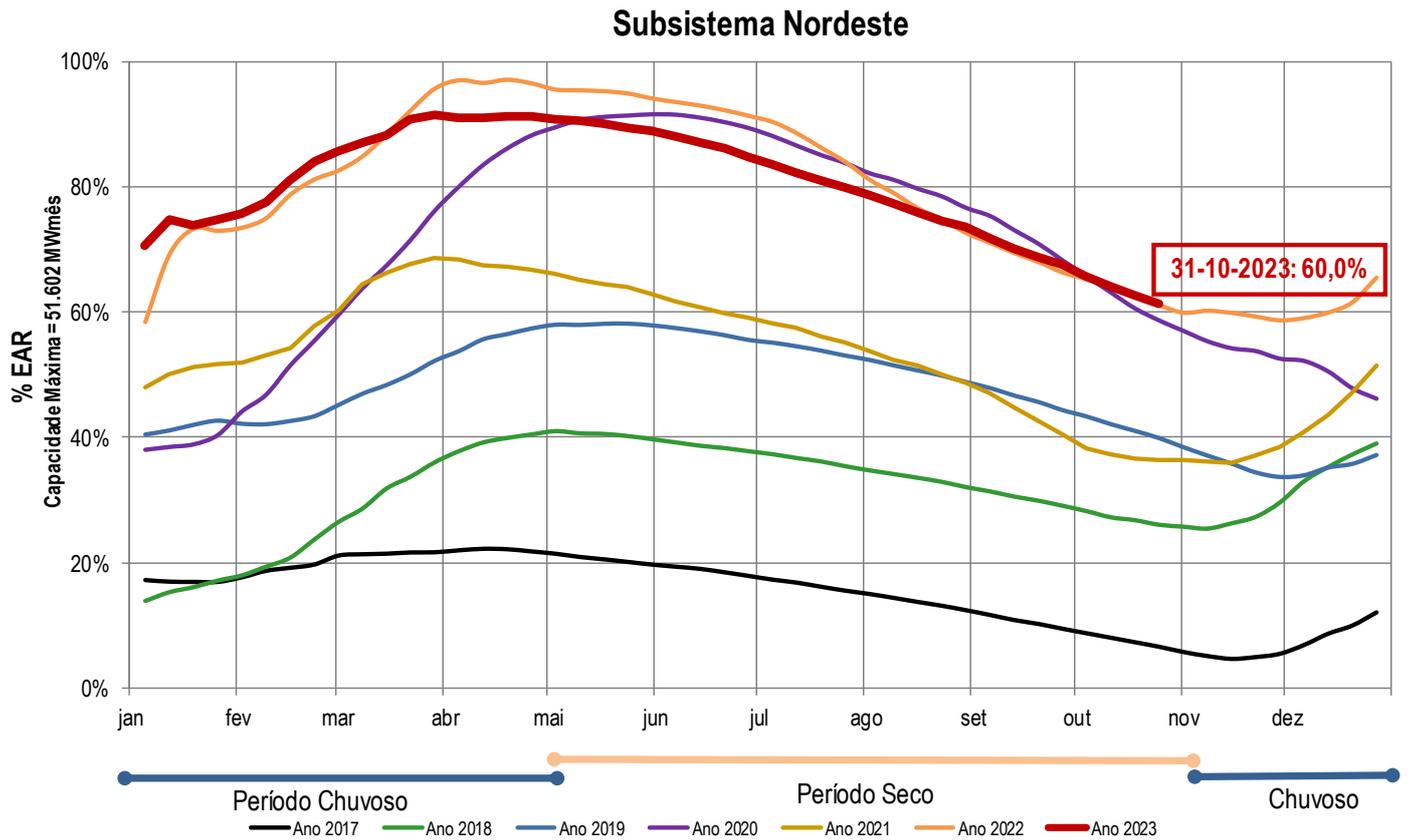


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

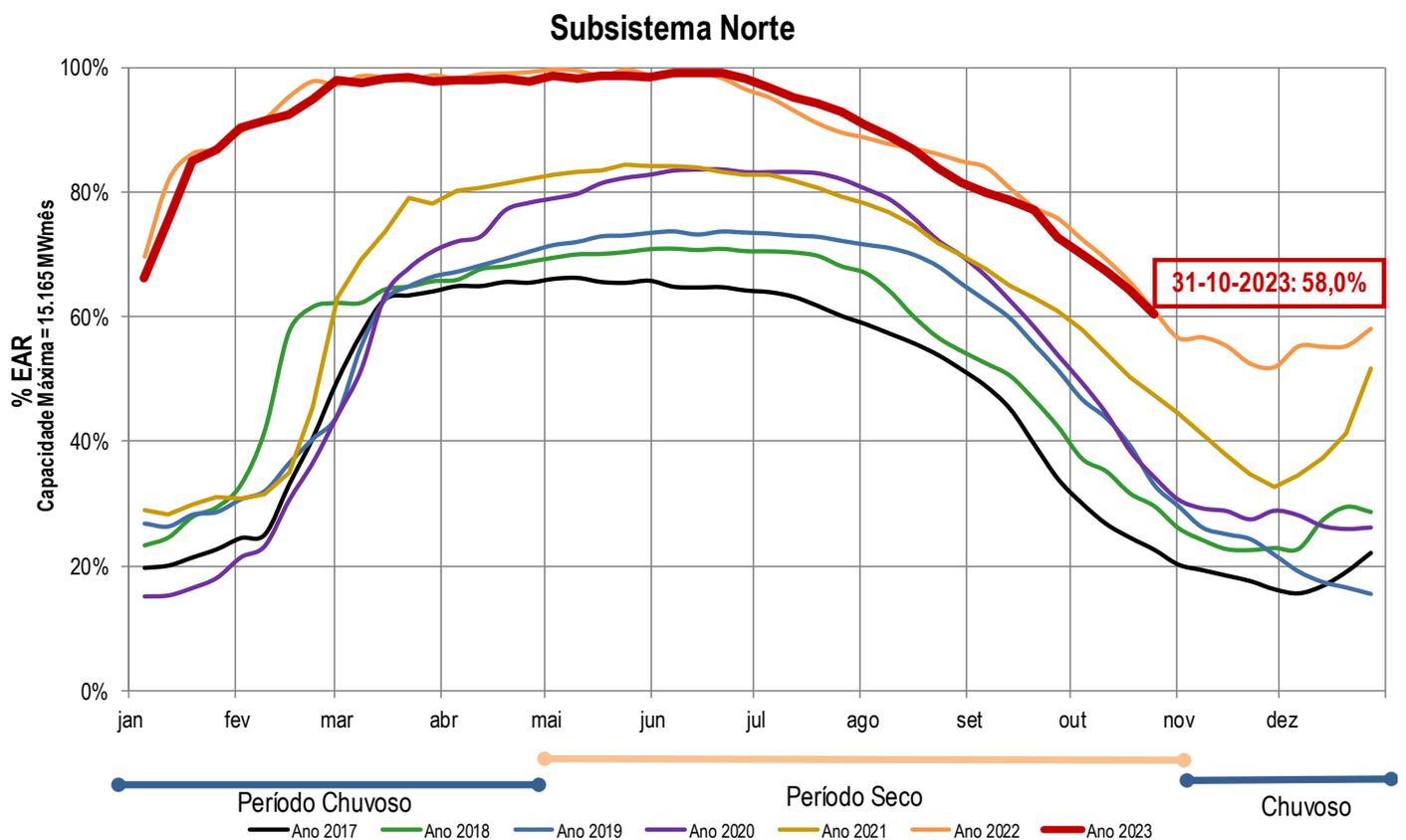


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Registra-se que a análise desta seção é realizada sob o aspecto geoeletrico adotado pelo ONS.

Em outubro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil importador de energia elétrica, recebendo o montante de 1.618 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), valor inferior ao verificado de 2.047 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 5.849 MWmédios, valor superior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 5.696 MWmédios.

Já o subsistema Sul manteve o perfil exportador de energia no mês de outubro, com montante verificado de 4.227 MWmédios, valor superior ao verificado de 2.389 MWmédios em setembro.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (166 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (3.082 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (751 MWmédios) e Nordeste (3.480 MWmédios) o montante de 4.231 MWmédios, e importou do subsistema Sul o montante de 4.227 MWmédios, resultando num montante líquido de 8.458 MWmédios (perfil importador).

No mês de outubro foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina. Foi realizada importação de 55 MWmédios, nas seguintes modalidades: comercial (22 MWmédios) e oportunidade (33 MWmédios).

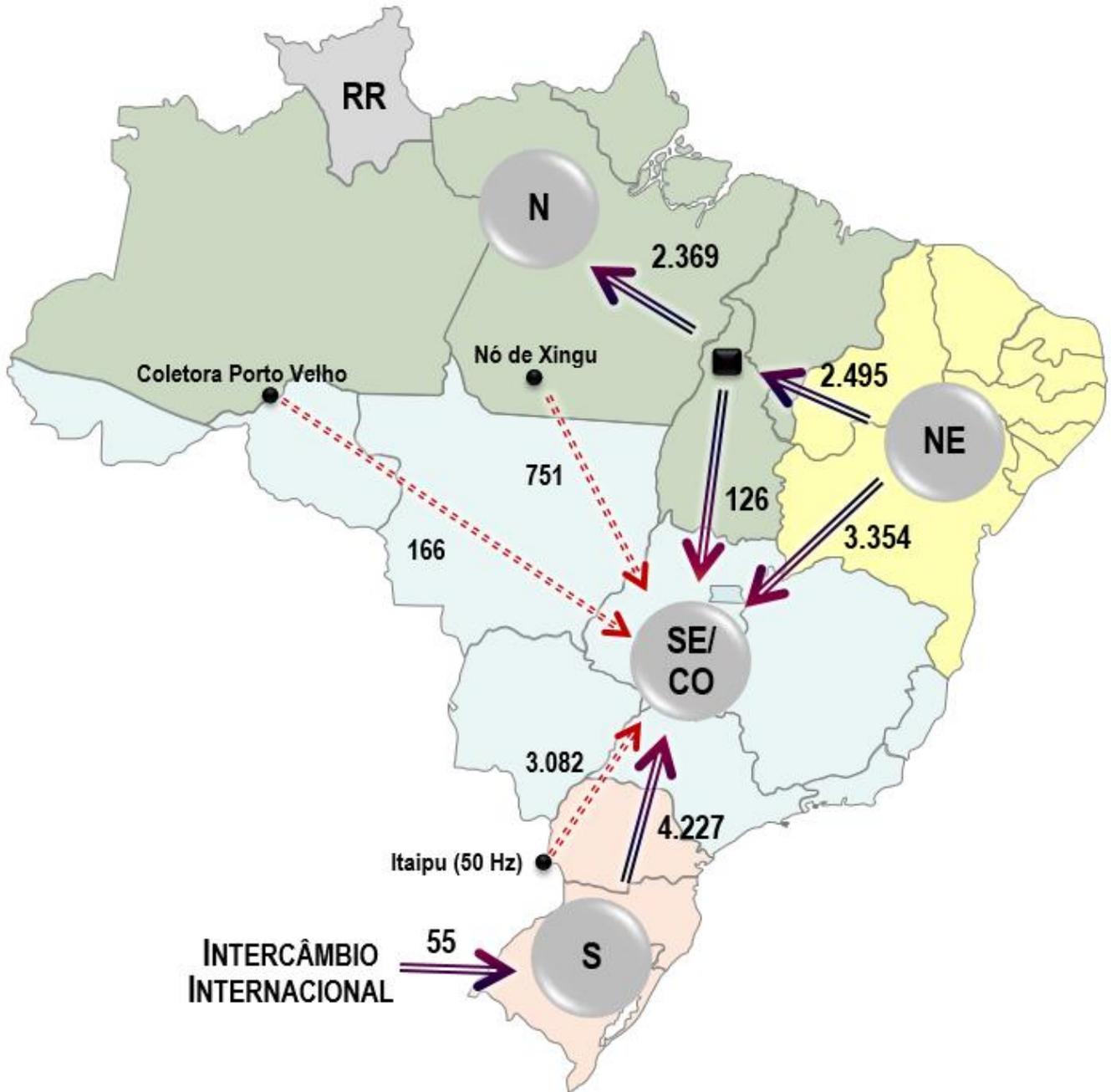


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.

¹ Os Bipolos da Coletora Porto Velho são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, que interligam as usinas de Jirau e Santo Antônio ao SIN. Localizados entre as Subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), com uma extensão aproximada de 2.375 km, fazem parte do subsistema SE/CO.

² Os Bipolos do Nó de Xingu são formados por dois bipolos CC de 800 kV, cada, que auxiliam no escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte ao SIN. O Bipolo 1 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Estreito (MG), com uma extensão aproximada de 2.087 km. Já o Bipolo 2 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ), com extensão aproximada de 2.550 km. Ambos fazem parte do subsistema Norte.

³ Os bipolos que escoam a energia produzida das unidades geradoras de Itaipu em 50 Hz são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, localizados entre as Subestações Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP), com uma extensão aproximada de 810 km e fazem parte do subsistema SE/CO.

⁴ Dados de intercâmbios internacionais obtidos no documento: Resultados Intercâmbio Internacional - ONS.



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em setembro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 50.777 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 6,8% inferior ao verificado no mês anterior e 3% superior ao verificado em setembro de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, as classes com maior destaque de crescimento foram “Residencial” e “Comercial”.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/22 GWh	Ago/23 GWh	Set/23 GWh	Evolução mensal (Set/23/Ago/23)	Evolução anual (Set/23/Set/22)	Out-21/Set-22 (GWh)	Out-22/Set-23 (GWh)	Evolução
Residencial	12.507	12.974	13.641	5,1%	9,1%	151.690	159.230	5,0%
Industrial	15.440	16.119	15.975	-0,9%	3,5%	182.791	186.384	2,0%
Comercial	7.393	7.675	8.019	4,5%	8,5%	92.129	95.085	3,2%
Rural	2.582	2.517	2.591	2,9%	0,3%	30.339	29.653	-2,3%
Demais classes ¹	4.119	4.120	4.236	2,8%	2,8%	50.139	49.926	-0,4%
Perdas e Diferenças ²	7.239	11.083	6.315	-43,0%	-12,8%	106.872	108.704	1,7%
Total	49.279	54.487	50.777	-6,8%	3,0%	613.959	628.982	2,4%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

² As informações “Perdas e Diferenças” são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no País (consolidação EPE).

Dados contabilizados até setembro de 2023.

Referência: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>.

Considera autoprodução circulante na rede.

Fontes dos dados: EPE e ONS.

Quando se trata do consumo médio por unidade consumidora (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal de todas as classes de consumo em comparação ao mesmo mês de 2022. Já em relação ao consumo médio de setembro de 2023 em comparação ao mês anterior, constata-se aumento no consumo médio em todas as classes, com exceção da “Industrial”.

Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora: estratificação por classe.

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica					Consumo Médio em 12 meses		
	Set/22 kWh/NU	Ago/23 kWh/NU	Set/23 kWh/NU	Evolução mensal (Set/23/Ago/23)	Evolução anual (Set/23/Set/22)	Out-21/Set-22 (kWh/NU)	Out-22/Set-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	158	161	170	5,2%	7,1%	160	165	3,0%
Industrial	33.626	34.894	34.560	-1,0%	2,8%	33.175	33.601	1,3%
Comercial	1.213	1.235	1.305	5,7%	7,6%	1.259	1.290	2,4%
Rural	600	605	625	3,3%	4,2%	588	596	1,5%
Demais classes ¹	5.038	4.903	5.059	3,2%	0,4%	5.111	4.969	-2,8%
Consumo médio total	464	471	483	2,6%	4,2%	467	471	1,0%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.

Dados contabilizados até setembro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 1,5% do total de unidades consumidoras entre setembro de 2022 e setembro de 2023, observando, porém, que a classe “Rural” apresentou uma retração da quantidade de unidades consumidoras no mesmo período.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Set/22	Set/23	
Residencial	78.906.853	80.393.905	1,9%
Industrial	459.164	462.244	0,7%
Comercial	6.096.584	6.143.550	0,8%
Rural	4.301.521	4.143.718	-3,7%
Demais classes ¹	817.558	837.316	2,4%
Total	90.581.680	91.980.733	1,5%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de setembro 26.327 GWh, valor 4,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de setembro de 2023, 18.135 GWh, valor 8,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 41% do mercado, considerando valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

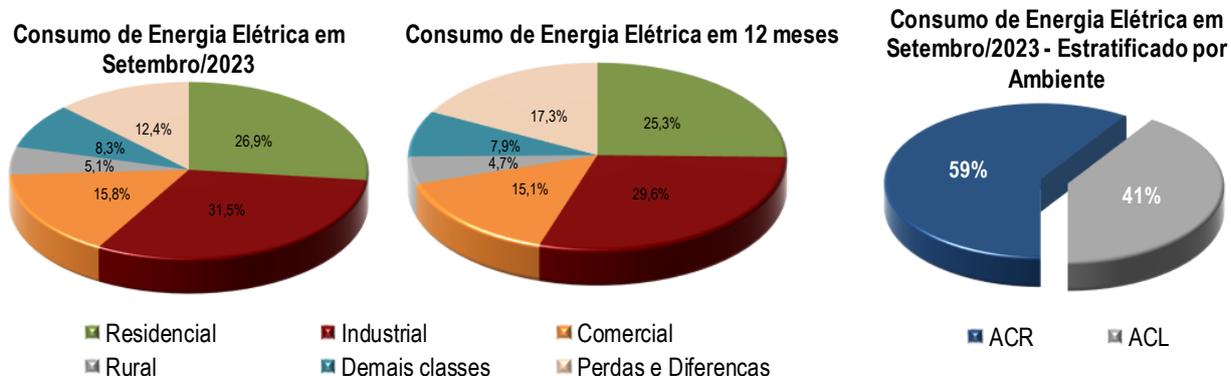


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até setembro de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em outubro de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, exceto para o subsistema Nordeste, conforme indicado na Tabela 6. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em outubro de 2023 em todos os subsistemas foram superiores ao mesmo mês dos anos de 2021 e 2022.

Cabe ressaltar que, a partir de abril de 2023, o ONS passou a incorporar dados da micro e minigeração distribuída (MMGD) nos processos de planejamento, programação e operação em tempo real. Assim, a estimativa de geração distribuída verificada, que abate o consumo diretamente na rede de distribuição, passou a ser adicionada na carga e demanda verificadas pelo Operador.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	55.018 24/10/2023 - 14h41	16.753 30/10/2023 - 11h17	15.539 24/10/2023 - 13h24	8.993 02/10/2023 - 14h48	94.092 24/10/2023 - 14h48
Recorde (MW) (dia - hora)	57.792 26/09/2023 - 14h30	19.251 31/01/2019 - 14h15	15.539 24/10/2023 - 13h24	9.090 26/09/2023 - 14h48	97.659 26/09/2023 - 14h31

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

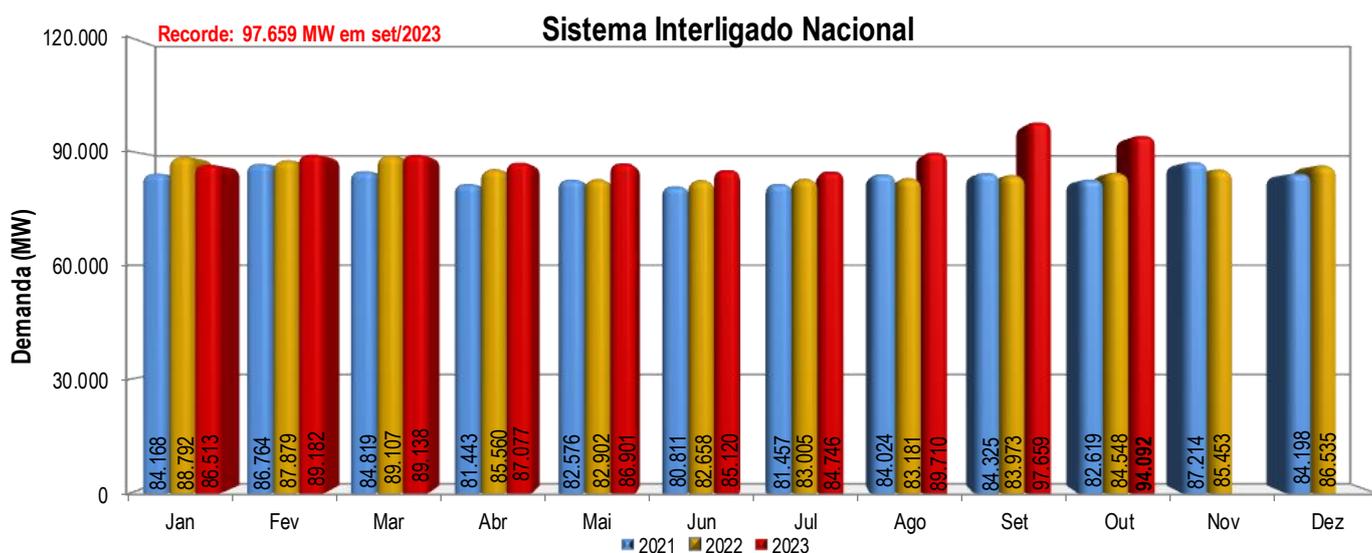


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

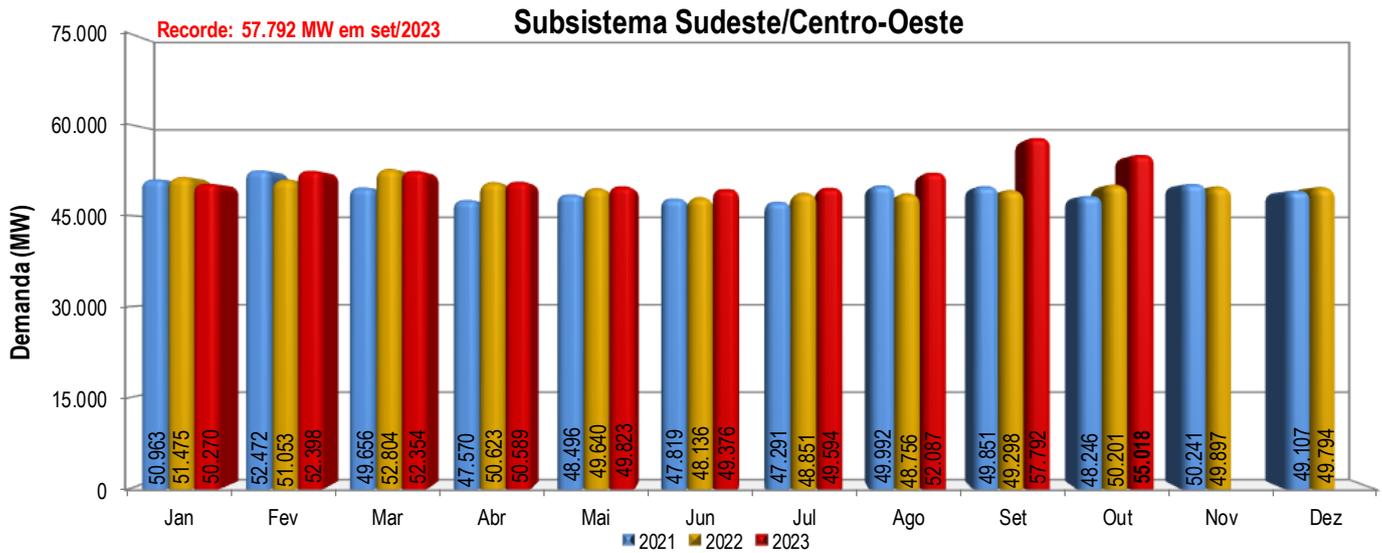


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

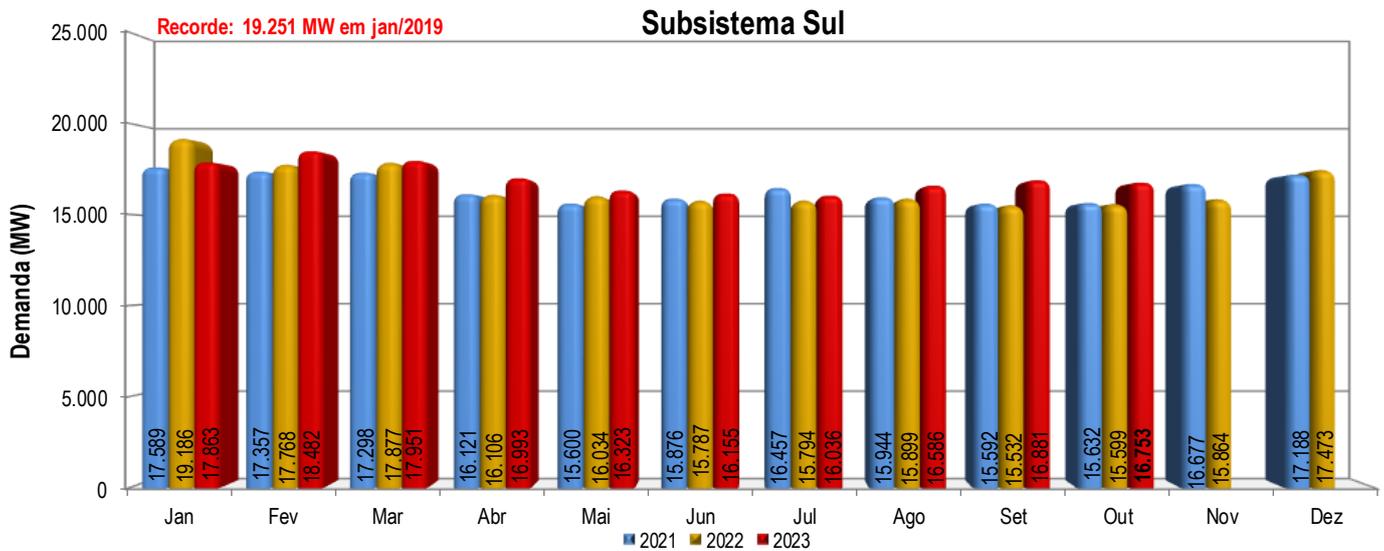


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

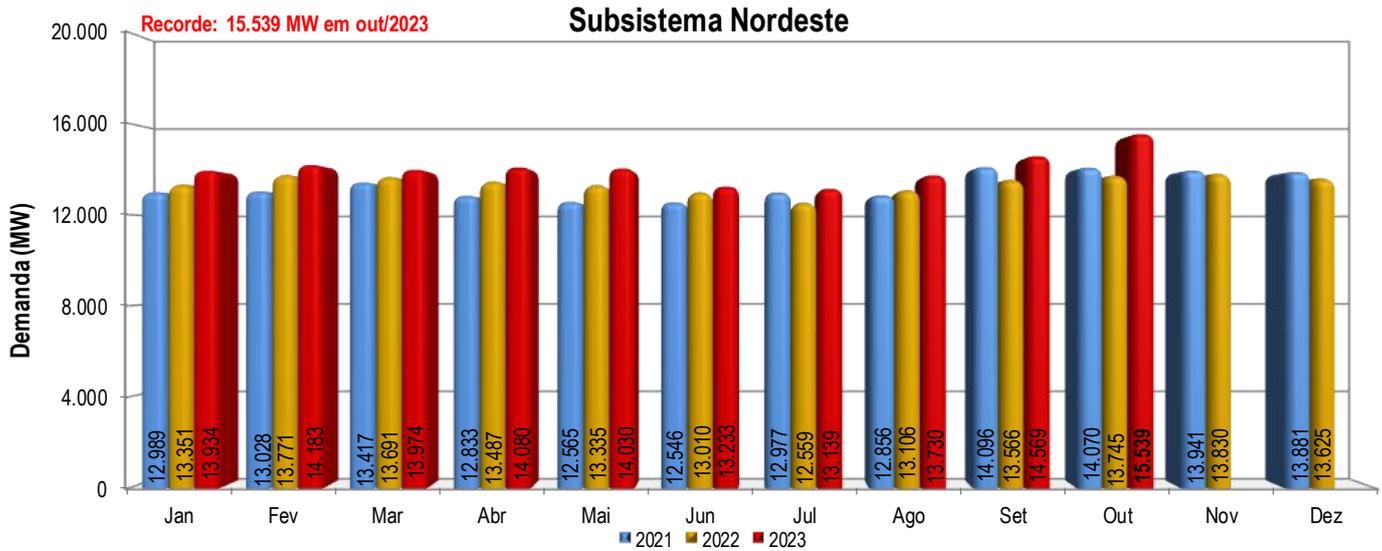


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

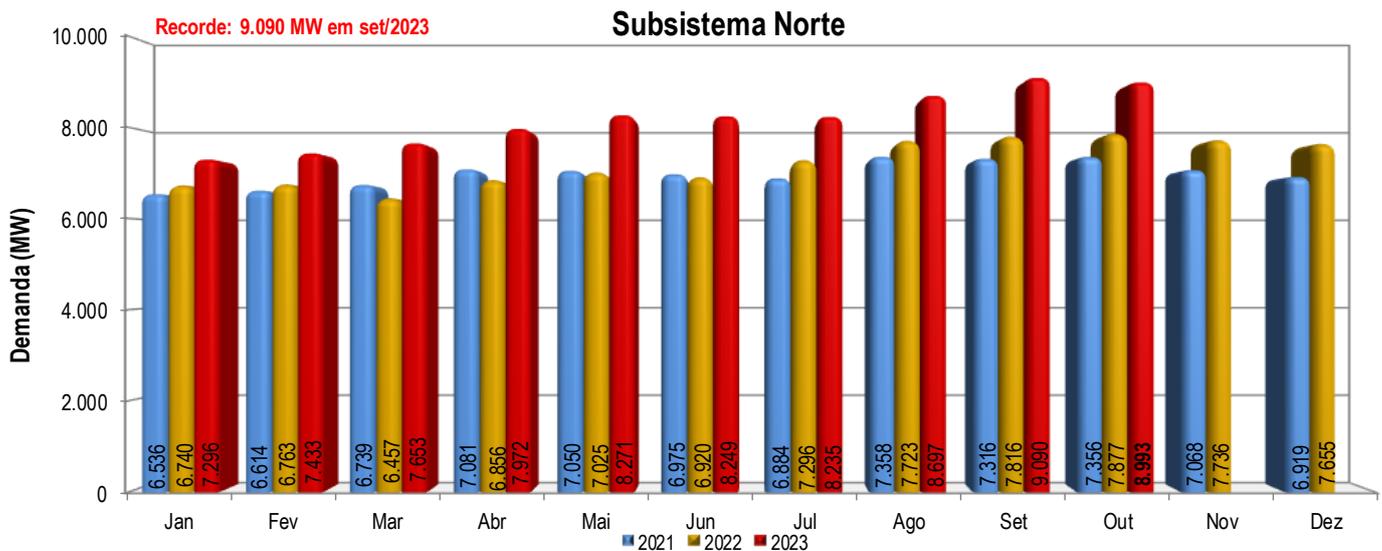


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 221.025 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.857 MW (9,3%), com destaque para 13.528 MW de geração de fonte solar, 4.478 MW de fonte eólica e 713 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de outubro de 2023, ultrapassou os 24,4 GW de potência instalada, chegando a 24.413 MW, instalados em 2.167.501 unidades, representando 11% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 64,1% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	out'22		out'23			Evolução da Capacidade Instalada Set/2022 - Set/2023
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.440	109.760	1.407	109.898	49,7%	0,1%
UHE	216	103.203	215	103.195,4	46,7%	0,0%
PCH	428	5.639	426	5.775,7	2,6%	2,4%
CGH	719	842	689	858,1	0,4%	1,9%
CGU	0	0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	77	76	77	68,7	0,0%	-9,5%
Térmica	3.554	48.033	3.600	48.746	22,1%	1,5%
Gás Natural	178	16.794	182	17.576,1	8,0%	4,7%
Biomassa	621	16.469	634	16.745,5	7,6%	1,7%
Petróleo	2.306	8.801	2.209	8.631,8	3,9%	-1,9%
Carvão	22	3.583	21	3.460,9	1,6%	-3,4%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	0,9%	0,0%
Outros Fósseis	10	257	4	166,0	0,1%	-35,5%
Térmica GD	415	138	548	175,9	0,1%	27,1%
Eólica	954	23.025	1.069	27.503	12,4%	19,4%
Eólica (não GD)	863	23.008	971	27.485,3	12,4%	19,5%
Eólica GD	91	17	98	17,3	0,0%	0,7%
Solar	1.413.358	21.350	2.183.365	34.878	15,8%	63,4%
Solar (não GD)	15.420	6.700	16.587	10.726,6	4,9%	60,1%
Solar GD	1.397.938	14.650	2.166.778	24.151,1	10,9%	64,9%
Capacidade Total sem GD	20.785	187.287	21.940	196.611	89,0%	5,0%
Geração Distribuída - GD	1.398.521	14.881	2.167.501	24.413	11,0%	64,1%
Capacidade Total - Brasil	1.419.306	202.168	2.189.441	221.025	100,0%	9,3%

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 06/11/2023).

¹ Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFT/ANEEL e às quantidades publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>, nas opções correspondentes ao SIGA e à Geração Distribuída. Os decréscimos eventualmente observados nos valores de capacidade instalada por fonte, na comparação com períodos anteriores, se devem a revogações, repotenciações, descomissionamento de usinas ou outras situações, conforme atualização do banco de dados da ANEEL.

² São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFT/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCE/ANEEL (8 usinas com 243 MW total) e que, por isso, não fazem parte da base de dados do SIGA/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e, por essa razão, são incluídas dentro das Outras Fontes Fósseis.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 85,5% da capacidade instalada de geração em outubro de 2023 (hidráulica, biomassa – parte da térmica, eólica e solar).

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - out/2023

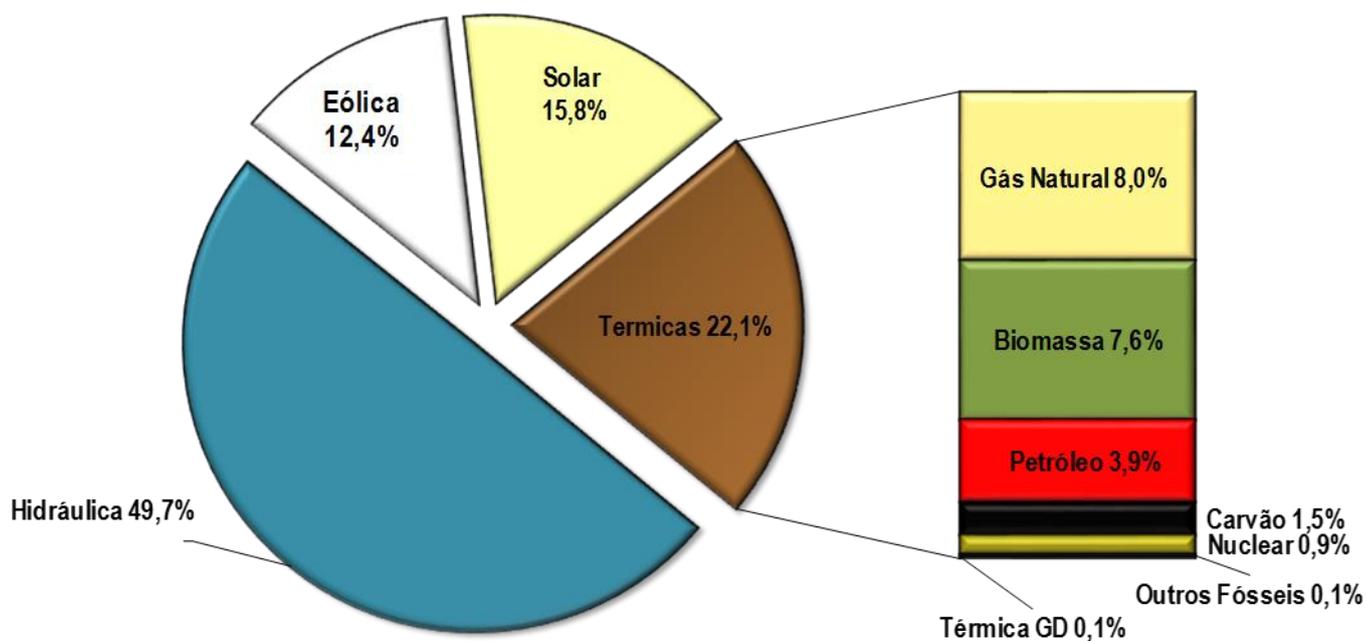


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 06/11/2023).

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento de casas decimais, que poderão eventualmente gerar divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

Em outubro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 184.620 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,7% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 e 52,3% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme a Tabela 8. O SEB atingiu também 449.350 MVA de subestações em funcionamento. Deste total, 46,5% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,5% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme a Tabela 9.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	70.095	38,0%
345	10.903	5,9%
440	6.935	3,8%
500	71.984	39,0%
600 (CC)	12.816	6,9%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	184.620	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	120.196,9	26,7%
345	57.895,1	12,9%
440	30.891,9	6,9%
500	215.469,0	48,0%
750	24.897,0	5,5%
TOTAL	449.350	100%

Fontes dos dados: MME, ANEEL e ONS.

¹ Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR.

² Os valores totais em operação até outubro de 2023 foram corrigidos pelo ONS na consolidação.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração ^{1,2}

Em outubro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 639 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 5 estados, conforme mapa a seguir.



Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2023.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.



Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2023.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	UTE	LAR Cooperativa Agroindustrial	1	21,47	MS	UTE.FL.MS.048551-9.1
2	EOL	Ventos de São Roque 03	1 a 3	17,10	PI	EOL.CV.PI.038105-5.1
3	EOL	Ventos de São Roque 05	1 a 8	45,60	PI	EOL.CV.PI.038107-1.1
4	EOL	Ventos de São Roque 06	1 a 8	45,60	PI	EOL.CV.PI.038108-0.1
5	EOL	Ventos de São Roque 07	1 a 8	45,60	PI	EOL.CV.PI.038109-8.1
6	EOL	Ventos de São Vitor 2	5	6,20	BA	EOL.CV.BA.034811-2.1
7	EOL	Assuruá 5 II	1 a 8	46,40	BA	EOL.CV.BA.051785-2.1
8	EOL	Ventos de São Vitor 1	2, 4 e 5	18,60	BA	EOL.CV.BA.034809-0.1
9	EOL	Oitis 21	8	5,50	BA	EOL.CV.BA.044360-3.1
10	EOL	Assuruá 5 IV	1, 2, 7 e 8	23,20	BA	EOL.CV.BA.051787-9.1
11	EOL	Assuruá 5 VI	1	5,80	BA	EOL.CV.BA.051789-5.1
12	EOL	Ventos de São Vitor 12	4	6,20	BA	EOL.CV.BA.034659-4.1
13	EOL	Assuruá 5 I	1 a 7	40,60	BA	EOL.CV.BA.051784-4.1
14	EOL	Santo Agostinho 26	1 e 2	12,40	RN	EOL.CV.RN.035215-2.1
15	EOL	Santo Agostinho 27	1 a 6	37,20	RN	EOL.CV.RN.035216-0.1
16	EOL	Cajuína B9 (Antiga Ventos de São Ricardo 11)	3 e 6	11,40	RN	EOL.CV.RN.049180-2.1
17	EOL	Baixa do Sítio	3	4,20	RN	EOL.CV.RN.033964-4.1
18	UFV	Serra do Mel V (Antiga Serra do Mel VII)	1 a 152	48,03	RN	UFV.RS.RN.047422-3.1
19	UFV	Serra do Mel VI (Antiga Serra do Mel VIII)	1 a 152	48,18	RN	UFV.RS.RN.047423-1.1
20	UFV	Belmonte 2-1	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040735-6.1
21	UFV	Belmonte 2-2	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040736-4.1
22	UFV	Belmonte 2-3	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040737-2.1
Potência Total (MW)				639,29		

Destaca-se, em outubro de 2023, a entrada em operação de 639,29 MW a partir das fontes renováveis eólica, fotovoltaica e biomassa, o que corresponde a 100% de toda a expansão no mês.

Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em outubro de 2023 (por ambiente de contratação).

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Out/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Out/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Out/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	0,0	147,6	0,0	0,0	0,0	147,6
PCH	0,0	136,2	0,0	0,0	0,0	136,2
CGH	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	11,4
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	0,0	343,4	21,5	300,7	21,5	644,1
Biomassa	0,0	121,5	21,5	101,2	21,5	222,7
Fóssil	0,0	221,9	0,0	199,5	0,0	421,4
Eólica	0,0	1.715,5	371,6	2.024,4	371,6	3.721,3
Eólica (não GD)	0,0	1.715,5	371,6	2.024,4	371,6	3.721,3
Solar	50,0	90,0	196,2	3.196,4	246,2	3.286,4
Solar (não GD)	50,0	90,0	196,2	3.196,4	246,2	3.286,4
TOTAL	50	2.296	589	5.521	639	7.799

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de outubro de 2023 e o acumulado neste ano, estratificado por tipo de fonte e por Ambiente de Contratação (ACL e ACR).

Na Figura 20 mostra-se essa ampliação por subsistema elétrico (Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte), com destaque para o Nordeste, que realizou 70,8% desse crescimento.

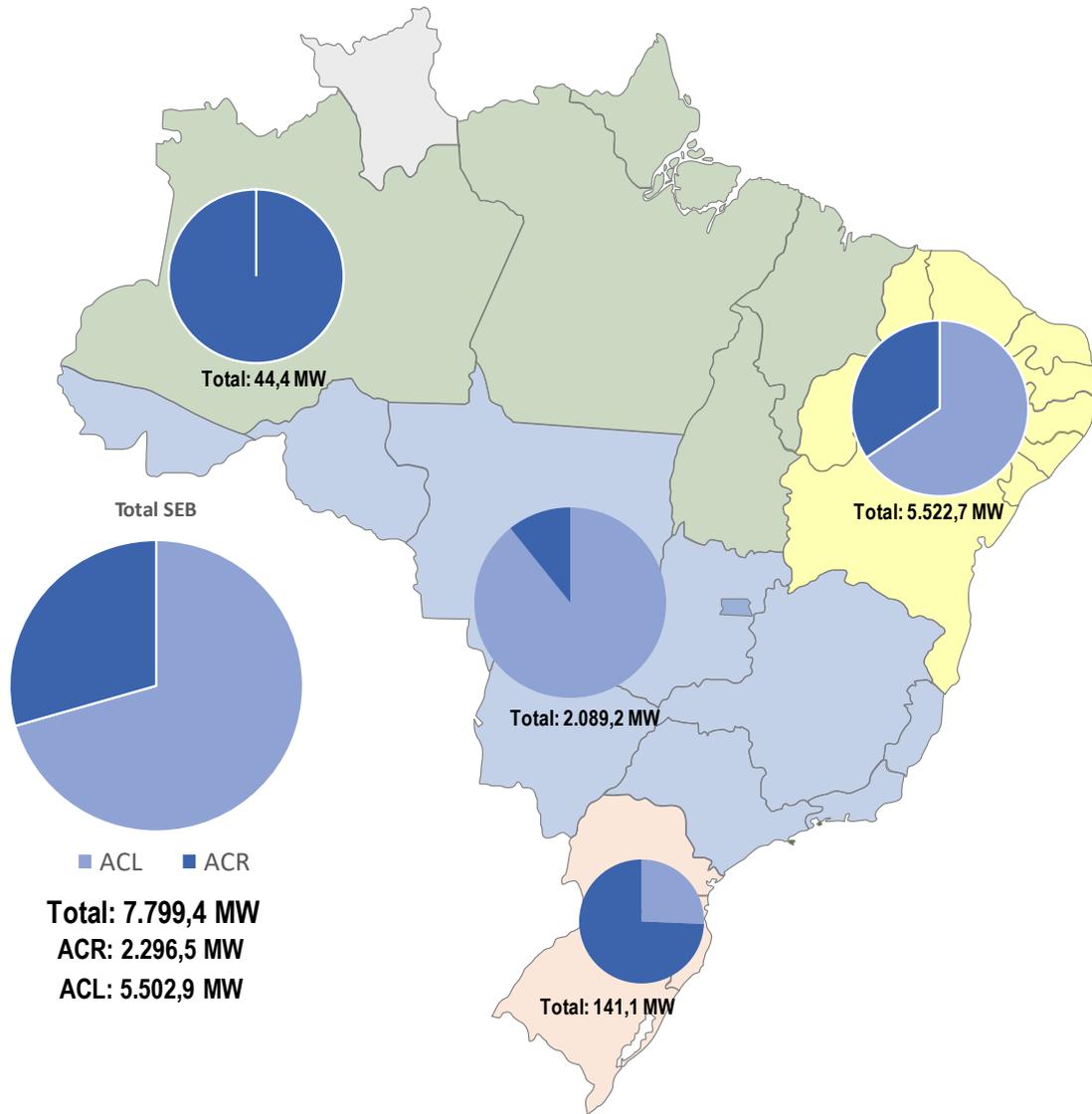


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

Fonte dos dados: MME e ANEEL.

¹ Nesta seção, estão incluídos todos os empreendimentos de geração centralizada cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), ambiente de contratação livre (ACL) e Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Dessa forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

² Em ACL estão consideradas todas as usinas não contempladas no Ambiente de Contratação Regulada, ainda que não haja contratos de comercialização celebrados no Ambiente de Contratação Livre.



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2025, está prevista a entrada em operação de 23.374 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 10.953 MW (46,9%) de fonte solar, 7.687 MW (32,9%) de fonte eólica, 4.358 MW (18,6%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 376 MW, representando 1,6% do total. Destaca-se, também, que 15.997 MW (68,4%) estão fora do Ambiente de Contratação Regulada.

A Figura 21, a seguir, apresenta os acréscimos previstos por ambiente de contratação, distribuídos de acordo com os subsistemas do Sistema Interligado Nacional. A Tabela 12 mostra a ampliação prevista para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2025.

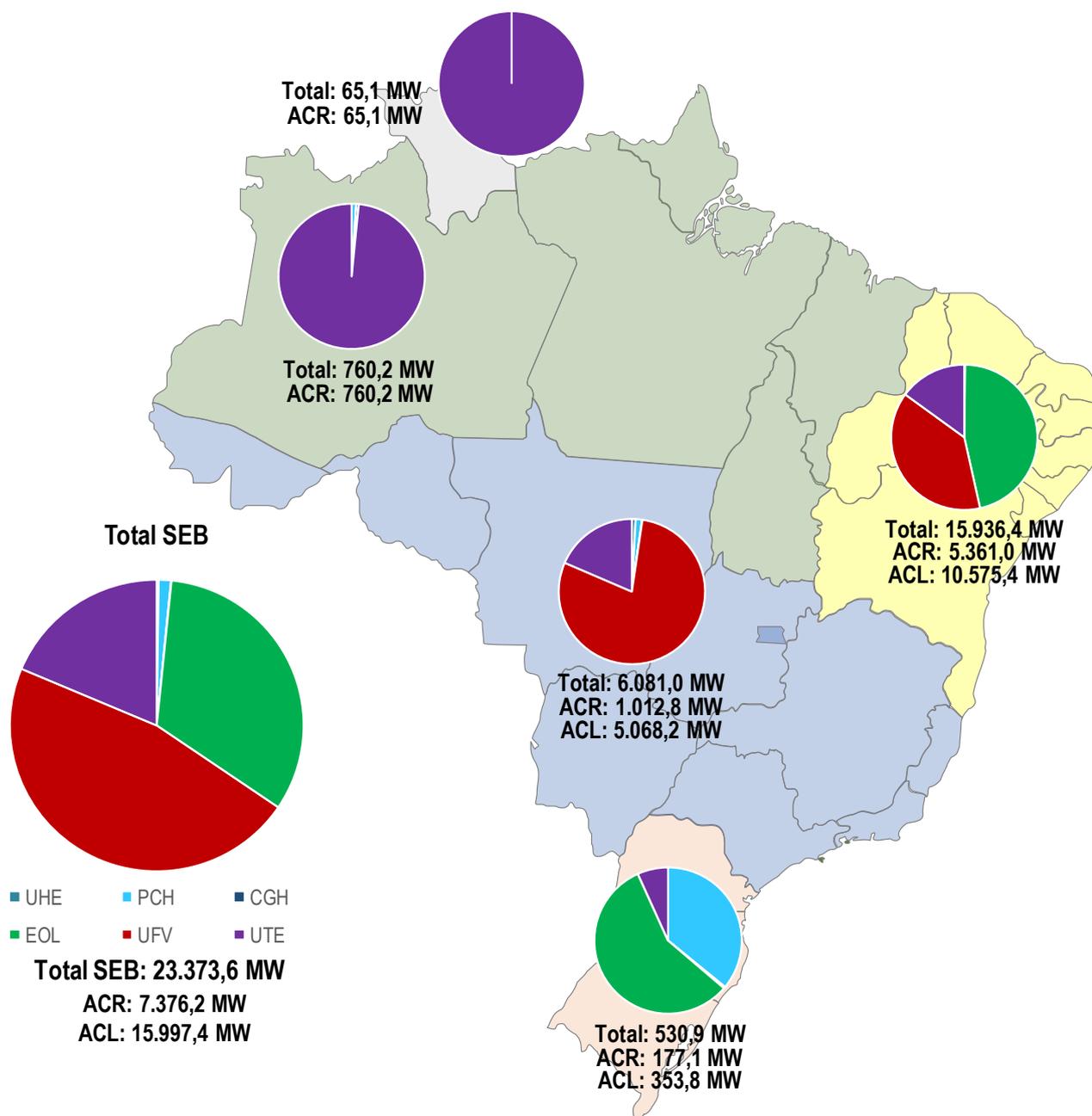


Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fonte dos dados: MME e ANEEL.



Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)
Hidráulica	0,0	131,5	195,5	4,2	31,9	12,9	4,2	163,4	208,4
PCH	0,0	126,9	139,1	4,2	31,9	12,9	4,2	158,8	152,0
CGH	0,0	4,6	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	6,4
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	683,3	680,1	2.579,9	71,0	152,3	191,7	754,3	832,4	2.771,7
Termo Nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	393,3	596,2	1.320,9	1.284,1	3.097,8	994,2	1.677,4	3.694,0	2.315,1
Eólica (não GD)									
Solar	55,0	410,5	330,0	275,8	5.695,7	4.185,7	330,8	6.106,2	4.515,7
Solar (não GD)									
TOTAL	1.132	1.818	4.426	1.635	8.978	5.385	2.767	10.796	9.811
TOTAL (2023 a 2025)		7.376			15.997			23.374	

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SNEE/DPME, com a datas de tendência de entrada em operação conforme acordado nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SNEE/DPME, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Dessa forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME/SNEE.



7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão ¹

No mês de outubro entraram em operação os equipamentos presentes no mapa abaixo de acordo com suas respectivas localizações geográficas.

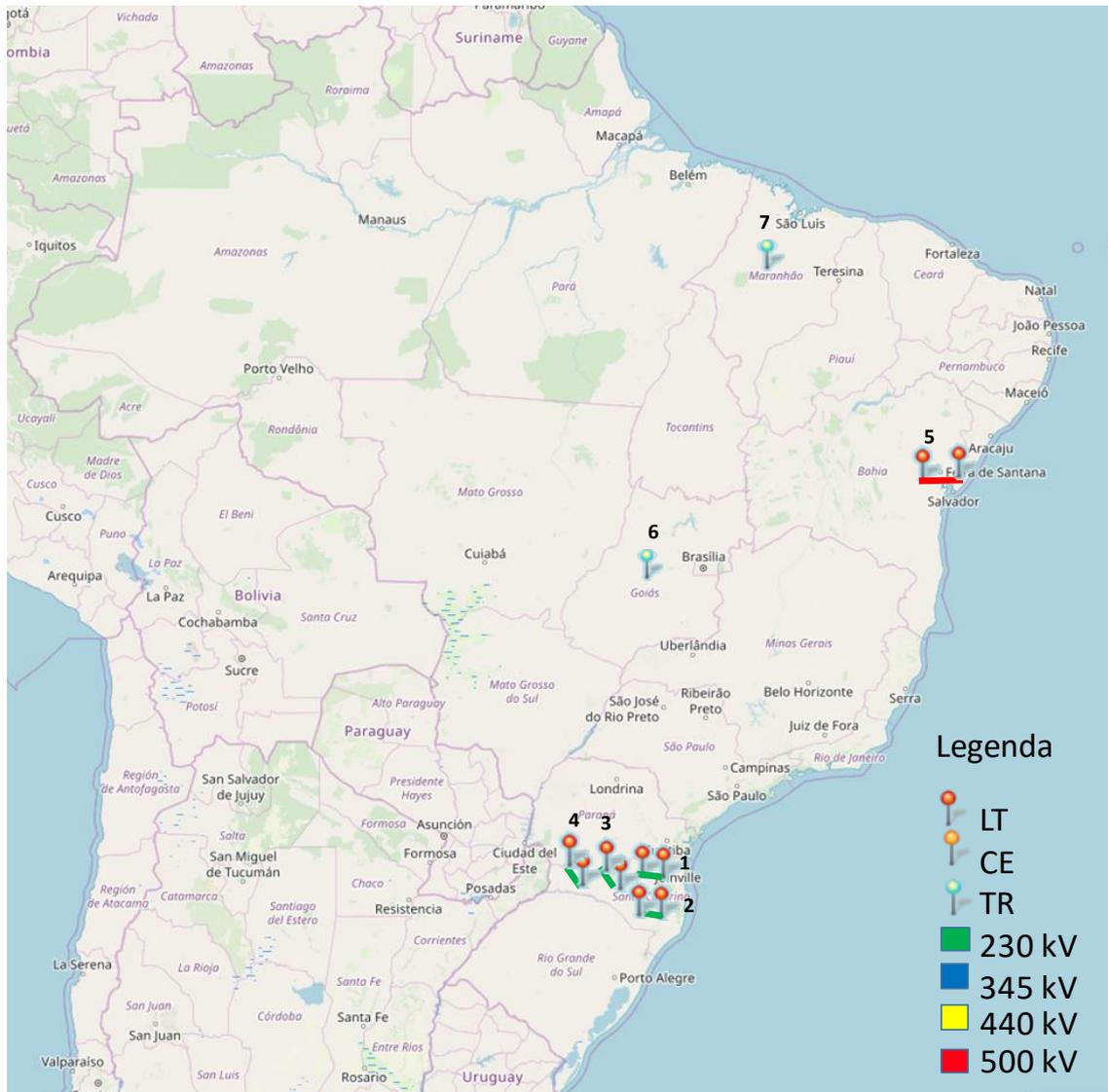


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em outubro de 2023.

Fontes dos dados: MME, ANEEL, ONS e EPE.

As instalações de transmissão que entraram em operação em outubro de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 215,5 km de linhas de transmissão, 225 MVA de capacidade de transformação, contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de Energia Elétrica no País.

Destaca-se a entrada em operação da **LT 500 kV CAMACARI IV / SAPEACU-C1**, BA, com 107,5 km de extensão. A inserção dessa linha melhora o atendimento às cargas no estado da Bahia.



Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Linha de Transmissão	Extensão (km)	Estado
1	230	LT 230 kV GASPAR 2 / INDAIAL 2 C 1	51,0	SC
2	230	LT 230 kV GASPAR 2 / INDAIAL 2 C 2	51,0	SC
3	230	LT 230 kV INDAIAL 2 / RIO DO SUL C 1	3,0	SC
4	230	LT 230 kV INDAIAL 2 / RIO DO SUL C 2	3,0	SC
5	500	LT 500 kV CAMACARI IV / SAPEACU C 1	107,5	BA
TOTAL			215,5	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
6	230	TR 230 / 138 kV PIRINEUS TR 3	225,0	GO
7	500	RTR 500 kV 33.3 MVAr IMPERATRIZ RTR 6	0,0	MA
TOTAL			225,0	

Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
TOTAL			0,0	

Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	108,0	2.957,8
345	0,0	412,0
500	107,5	1.938,8
TOTAL	215,5	5.308,6

Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	225,0	2.823,0
345	0,0	3.150,0
500	0,0	8.788,0
TOTAL	225,0	14.761,0

Fontes dos dados: MME, ANEEL, ONS e EPE.

¹ O MME, por meio da SNEE/DPME, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados.

² Os dados das Tabelas 16 e 17 referentes aos meses anteriores foram consolidados para a publicação do Boletim.



7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação

Até 2025, está prevista a entrada em operação de 10.111 km de linhas de transmissão e 37.408 MVA de capacidade instalada de transformação conforme tabelas a seguir.

Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023	Previsão 2024	Previsão 2025
230	161,2	852,8	712,4
345	359,0	30,5	413,6
440	0,0	0,0	72,0
500	593,0	2.754,3	4.161,8
TOTAL	1.113,2	3.637,6	5.359,8

Fonte dos dados: MME/SE.

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023	Previsão 2024	Previsão 2025
230	1.575,0	6.150,0	3.820,0
345	1.800,0	2.125,0	3.975,0
440	0,0	600,0	0,0
500	2.136,0	12.326,9	2.900,0
TOTAL	5.511,0	21.201,9	10.695,0

Fonte dos dados: MME/SNEE.

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SNEE/DPME, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pelo DPME/SNEE/MME, com participação da SNPTE/MME, SDS/MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE.



8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ¹

8.1. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de setembro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 65,3% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar e eólica aumentaram 0,1 p.p. cada uma, já a geração térmica apresentou redução em 1,5 p.p.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 93,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em setembro de 2023, aumento de 1,0 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil - Setembro/2023

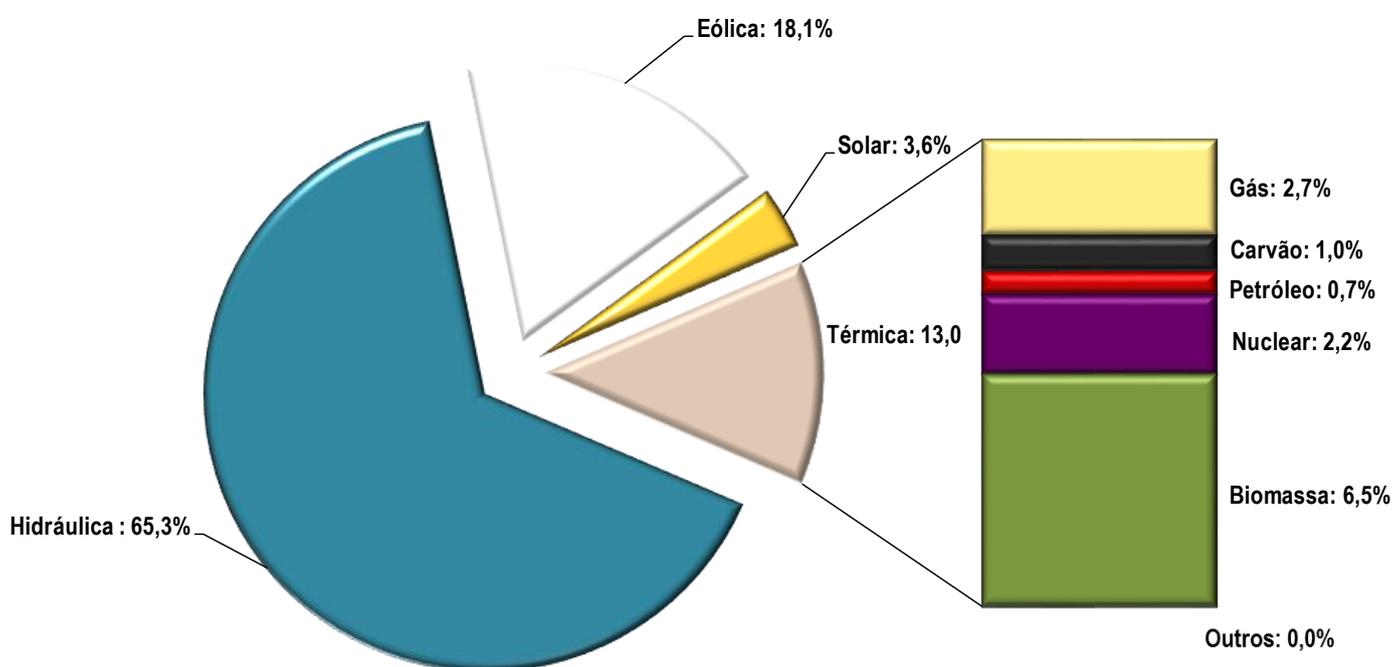


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

¹ Nessa seção, a geração de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

² Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis. Dados contabilizados até setembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional ¹

No mês de setembro de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 2,6% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou redução de 10,2%. Quanto ao comparativo com setembro de 2022, as gerações hidráulica, eólica e solares sofreram aumento de 7,5%, 0,2% e 41,9%, respectivamente. Enquanto que a geração térmica apresentou redução de 5,7%. Em relação ao total de geração no mês de setembro, houve aumento de 5,2% em relação a setembro de 2022.

Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 2,3%.

Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/22 (GWh)	Ago/23 (GWh)	Set/23 (GWh)	Evolução mensal (Set/23 / Ago/23)	Evolução anual (Set/23 / Set/22)	Out/21-Set/22 (GWh)	Out/22-Set/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	30.870	32.326	33.174	2,6%	7,5%	407.554	426.288	4,6%
Térmica	6.631	6.958	6.251	-10,2%	-5,7%	92.090	67.511	-26,7%
Gás	1.590	1.374	1.274	-7,3%	-19,9%	36.255	17.104	-52,8%
Carvão	623	676	501	-25,9%	-19,6%	8.618	6.020	-30,1%
Petróleo ²	107	89	81	-9,1%	-24,5%	6.243	1.238	-80,2%
Nuclear	1.016	1.381	1.130	-18,2%	11,2%	13.714	14.918	8,8%
Outros	280	0	0	0%	-100,0%	2.776	1.481	-46,7%
Biomassa	3.015	3.437	3.264	-5,0%	8,3%	24.485	26.749	9,2%
Eólica	9.174	9.083	9.189	1,2%	0,2%	76.508	89.008	16,3%
Solar	1.280	1.741	1.816	4,3%	41,9%	10.869	17.609	62,0%
TOTAL	47.955	50.108	50.429	0,6%	5,2%	587.021	600.415	2,3%

Fonte dos dados: CCEE.



8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ³

Em setembro de 2023, nos sistemas isolados a geração hidráulica e térmica a gás natural apresentaram redução de 4,3% e 4,1%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Quando comparada com setembro de 2022, a geração hidráulica aumentou em 11,3% e a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 31,8%.

A geração total no mês de setembro aumentou 22,2% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 15,9%, comparativamente ao mesmo período anterior.

Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/22 (GWh)	Ago/23 (GWh)	Set/23 (GWh)	Evolução mensal (Set/23 / Ago/23)	Evolução anual (Set/23 / Set/22)	Out/21-Set/22 (GWh)	Out/22-Set/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	3,1	3,6	3,5	-4,3%	11,3%	34	40	17,9%
Gás	59,4	81,6	78,3	-4,1%	31,8%	421,3	833,3	97,8%
Petróleo ²	262,6	243,6	254,2	4,4%	-3,2%	2.973,9	3.002,3	1,0%
Biomassa	20,1	22,2	19,7	-11,2%	-1,8%	150,7	272,9	81,0%
TOTAL	287	319	351	10,2%	22,2%	3.580	4.149	15,9%

¹ Os valores de geração incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Na geração hidráulica, está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

² Em Petróleo, estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

³ As informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser enviadas, ao MME, pela CCEE, e não mais pela Eletrobrás, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até setembro de 2023.

CCEE.

Fonte dos dados:



8.4. Geração Eólica¹

No mês de setembro de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste reduziu 0,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 44,6%, com total de 11.377 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39% valor idêntico ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em setembro de 2023, aumentou 9,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 40,3%, com total de 850 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 30,9%, o que indica redução de 1,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

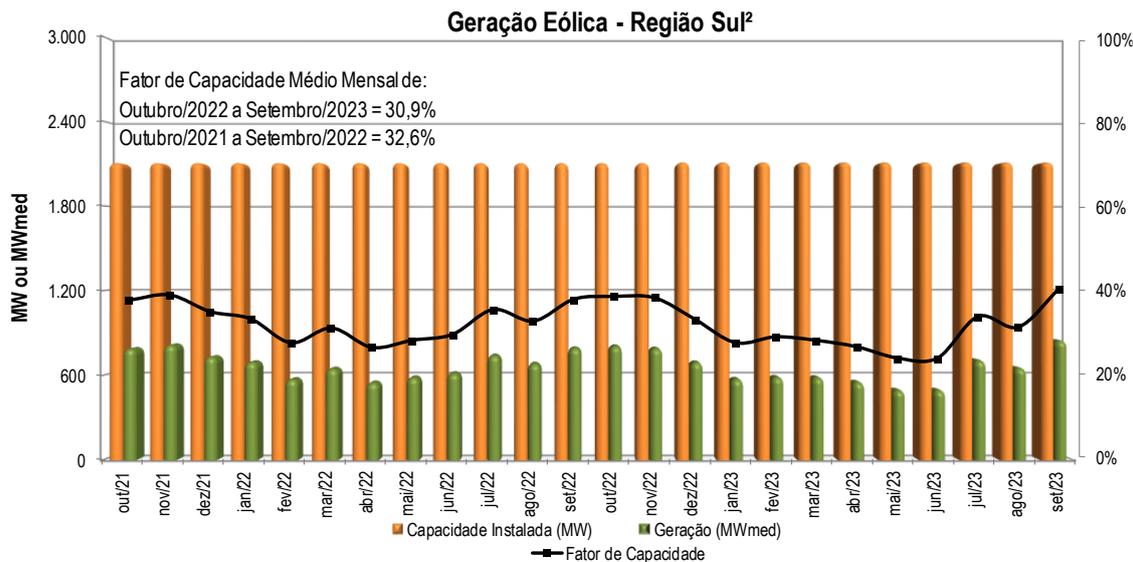
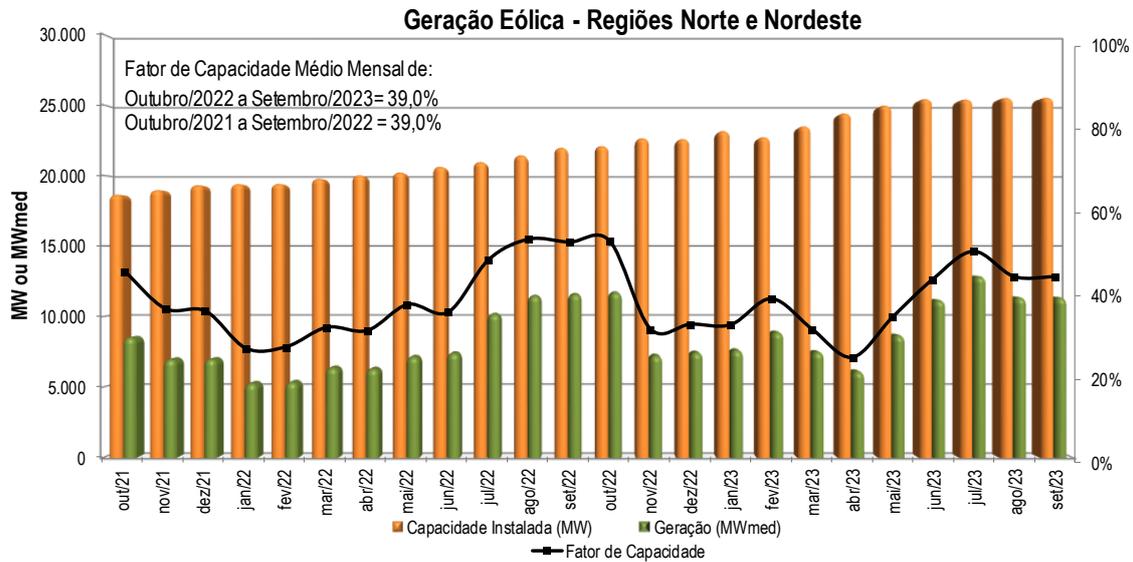


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

¹ Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Revogações e Suspensões de Operação Comercial de Unidades Geradoras são abatidas da Capacidade Instalada apresentada.

² Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até setembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em setembro de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 45.072 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 54.039 MWmédios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 83,4%.

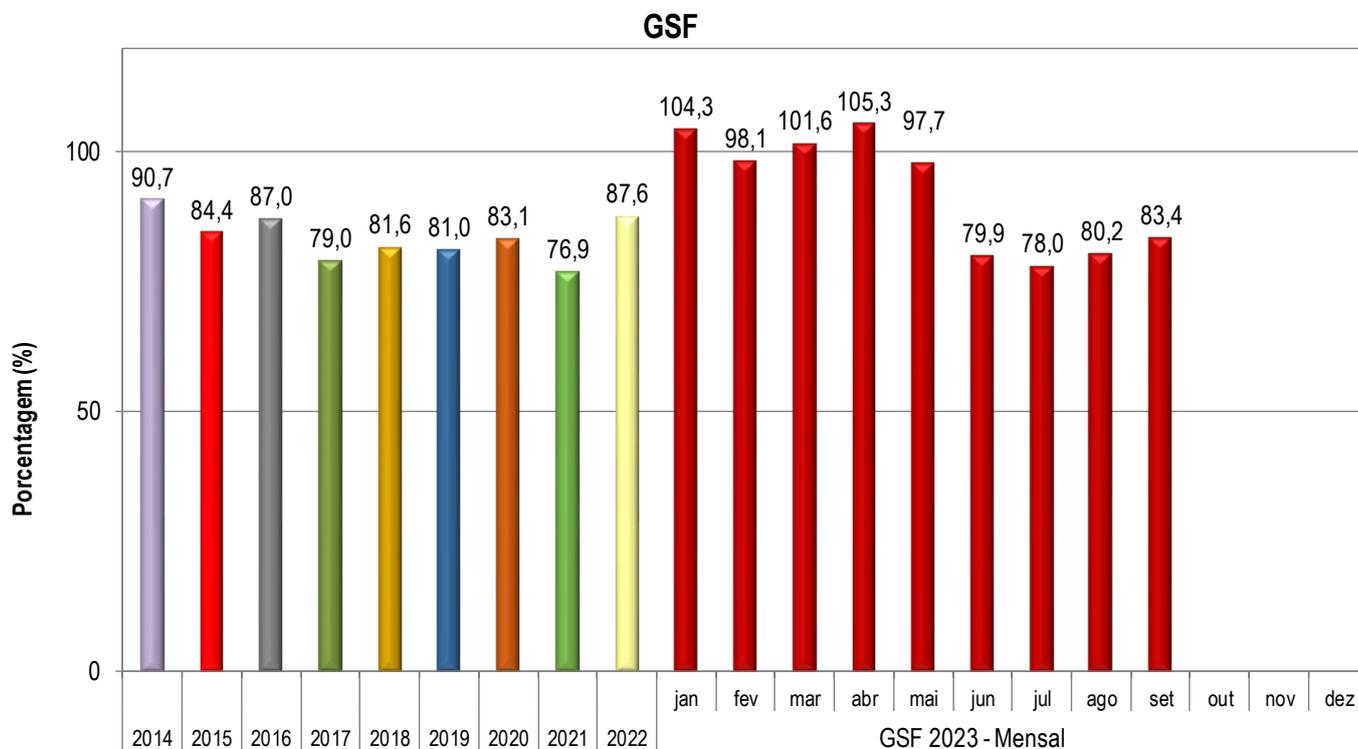


Figura 26. Evolução do GSF

Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano 2023.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	52.217	49.363	57.144	51.118	46.419	41.363	39.575	42.495	45.072			
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525	47.493	51.764	50.721	52.963	54.039			
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3	97,7	79,9	78,0	80,2	83,4			

Dados contabilizados até setembro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em outubro de 2023, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 837,78 / MWh. Cabe destacar que o valor máximo ocorreu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no dia 25 de outubro.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos até o dia 24 de outubro, conforme já havia sido verificado nos meses anteriores, como reflexo do menor acionamento termelétrico no período, comportamento resultante da otimização eletroenergética realizada e das boas condições dos reservatórios do País.

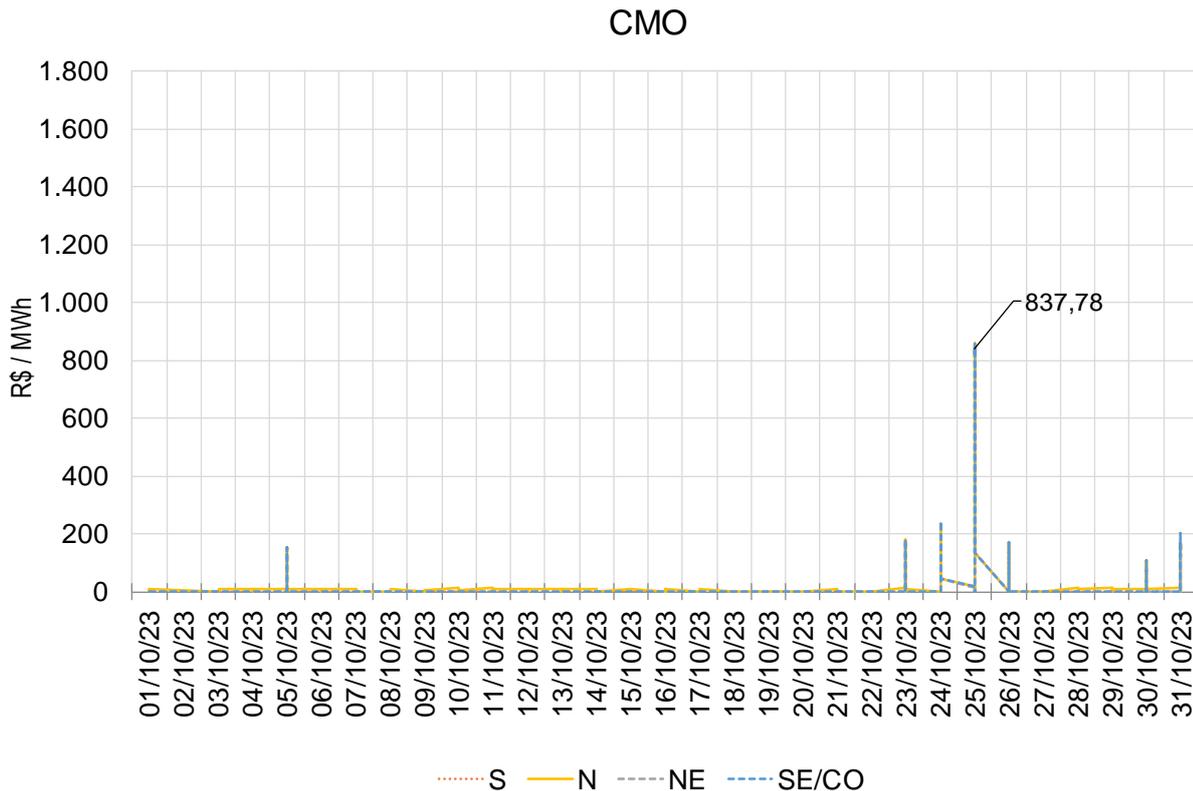


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em outubro de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou entre R\$ 69,04 / MWh e R\$ 349,83 / MWh em todos os subsistemas, sendo que a permanência em seu limite inferior perdurou durante quase todo o mês, havendo forte incremento entre os dias 24 e 26 de outubro.

Cumpra mencionar que os limites regulatórios dos valores do PLD estabelecidos pela ANEEL para o ano de 2023 são: R\$ 69,04 / MWh (mínimo), R\$ 678,29 / MWh para o PLD máximo estrutural, e de R\$ 1.391,56 / MWh para o PLD máximo horário.

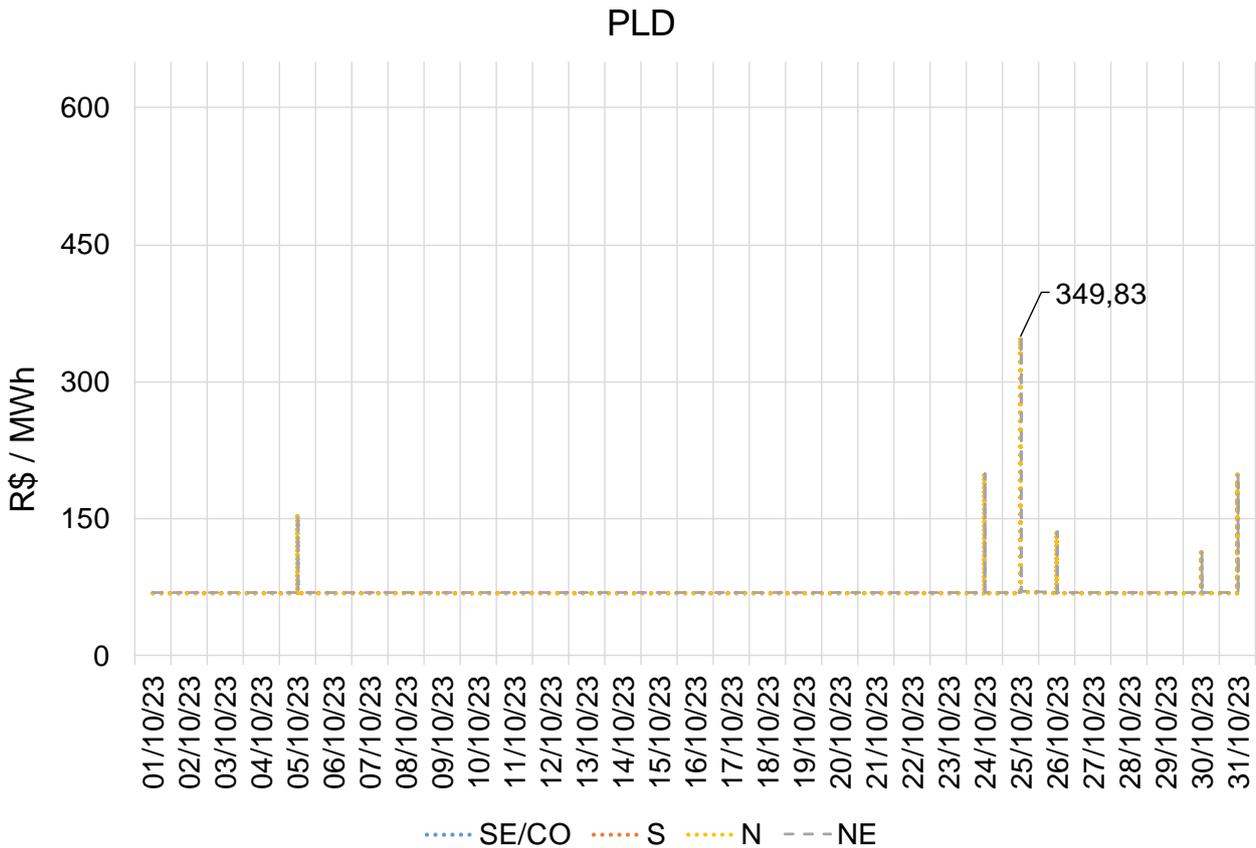


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em setembro de 2023 totalizaram R\$ 53,8 milhões, montante superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 23,1 milhões. Conforme ilustrado na figura a seguir, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de setembro se refere ao Encargo por Constrained-off, responsável por cerca de 38% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 20,2 milhões.

Assim, no mês de setembro, os ESS verificados para todos os subsistemas apresentaram a seguinte composição em valores aproximados: R\$ 20,2 milhões referentes a Constrained-off, R\$ 15,4 milhões de Serviços Ancilares, R\$ 14,4 milhões por Constrained-on, R\$ 2,7 milhões por Unit Commitment, R\$ 0,8 milhões por Importação e R\$ 0,3 milhões por Deslocamento Hidráulico. Não houve cobranças referentes a Encargos sobre Segurança Energética e Reserva Operativa.

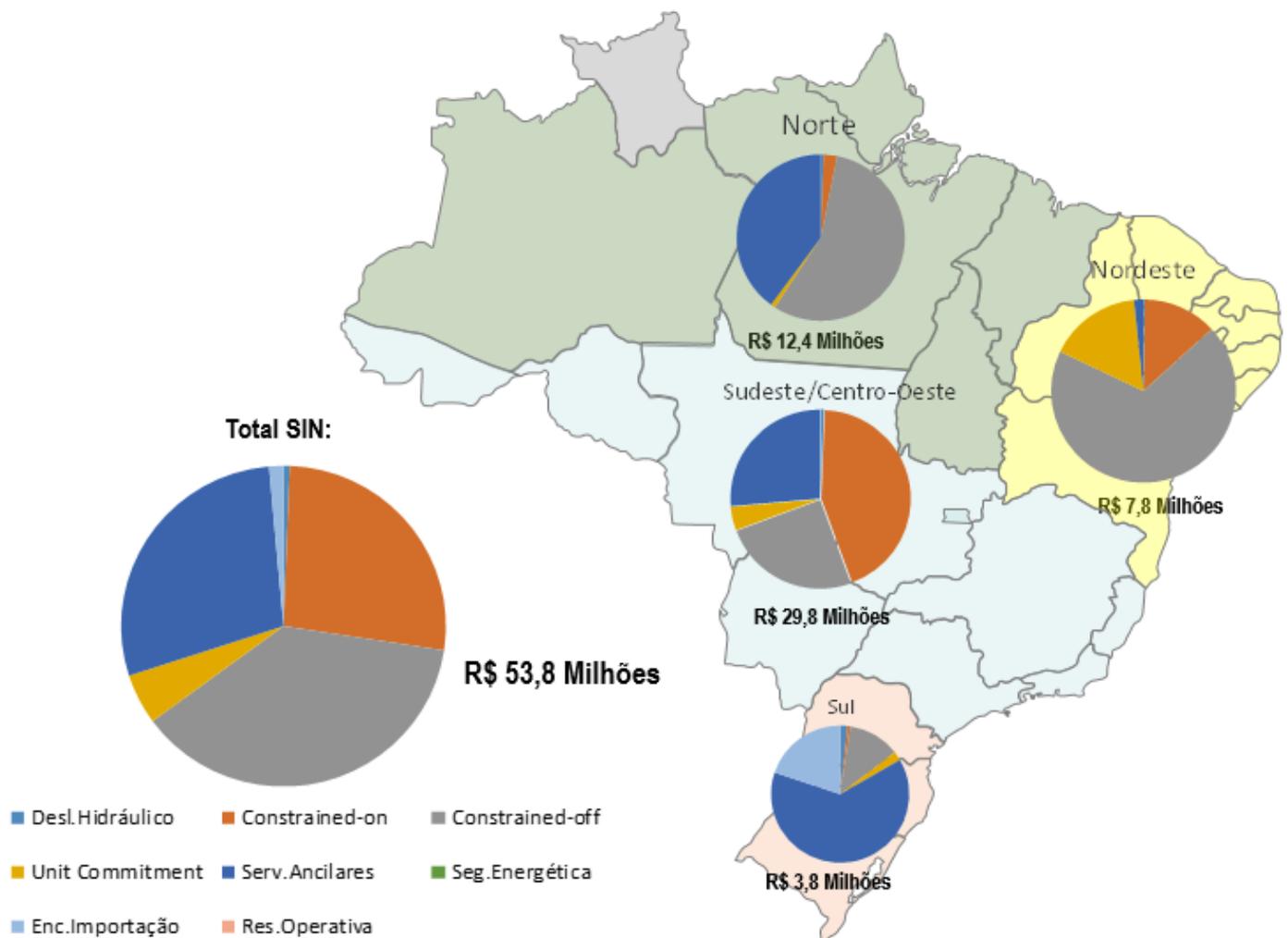


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2023.

¹ As definições de todos os encargos estão descritas no Glossário do Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

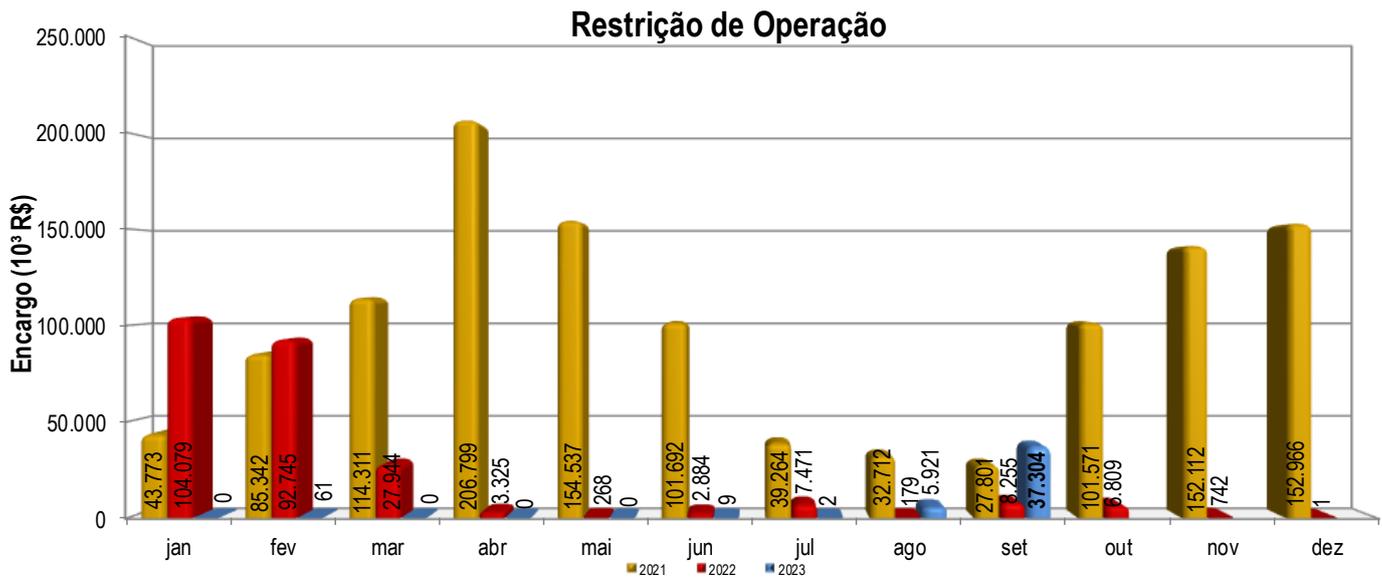


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* Em Restrição de Operação, consideram-se os encargos por Restrição *Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment* que são definidos no Glossário deste Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

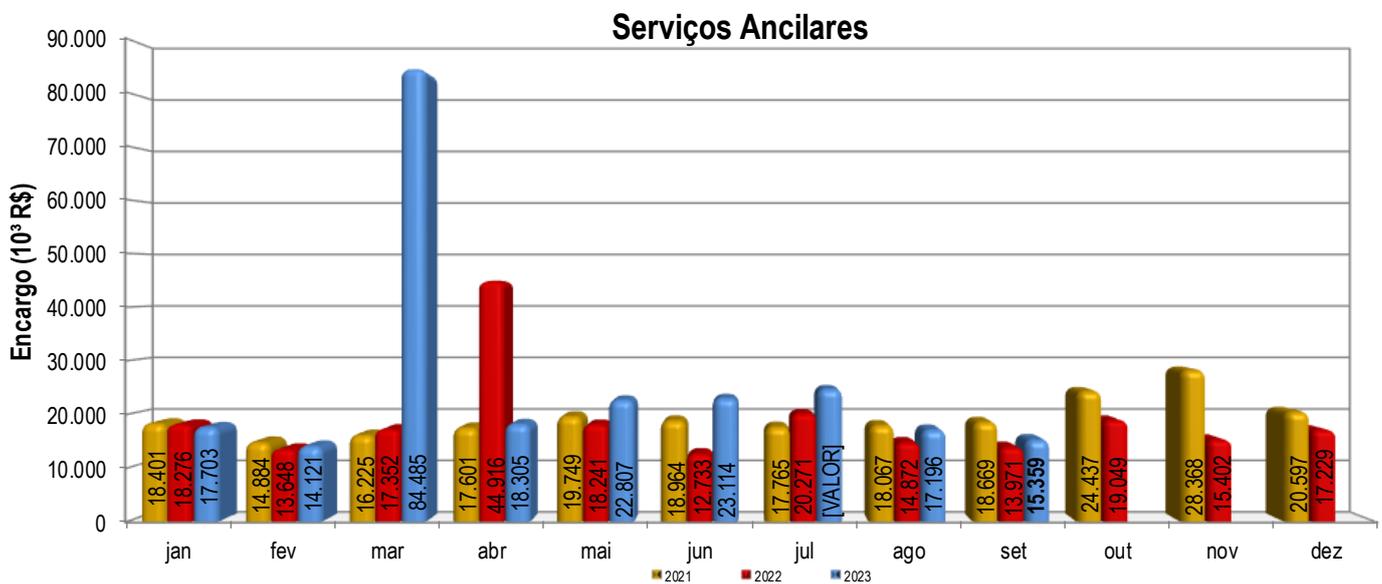


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

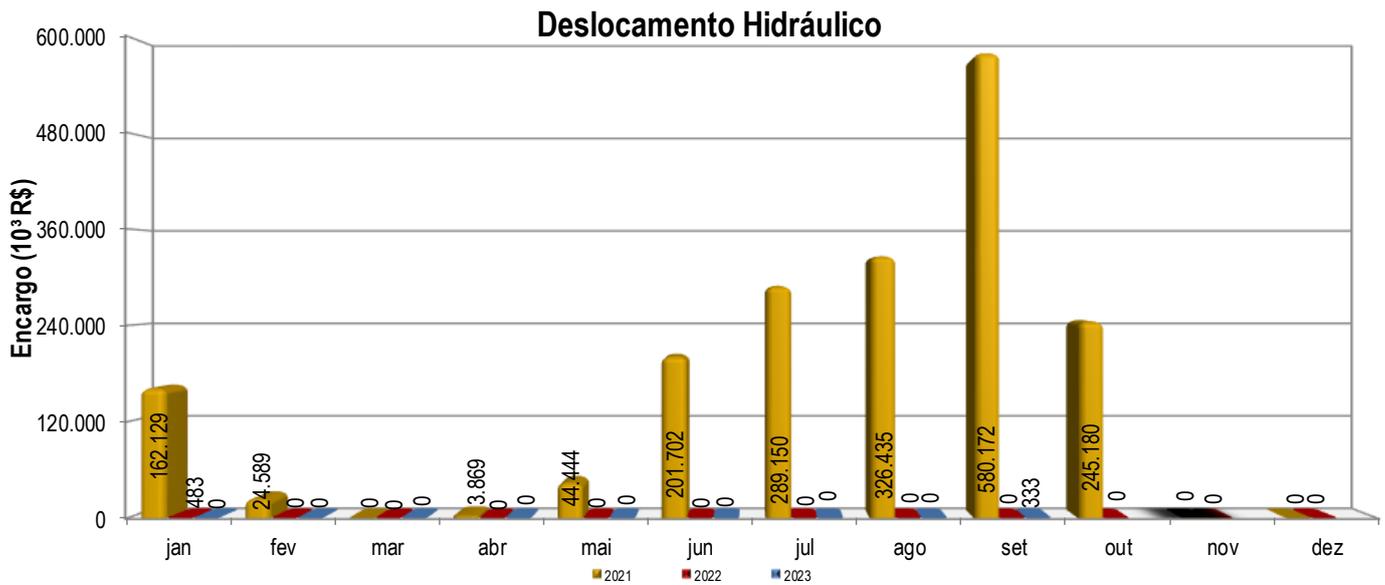


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

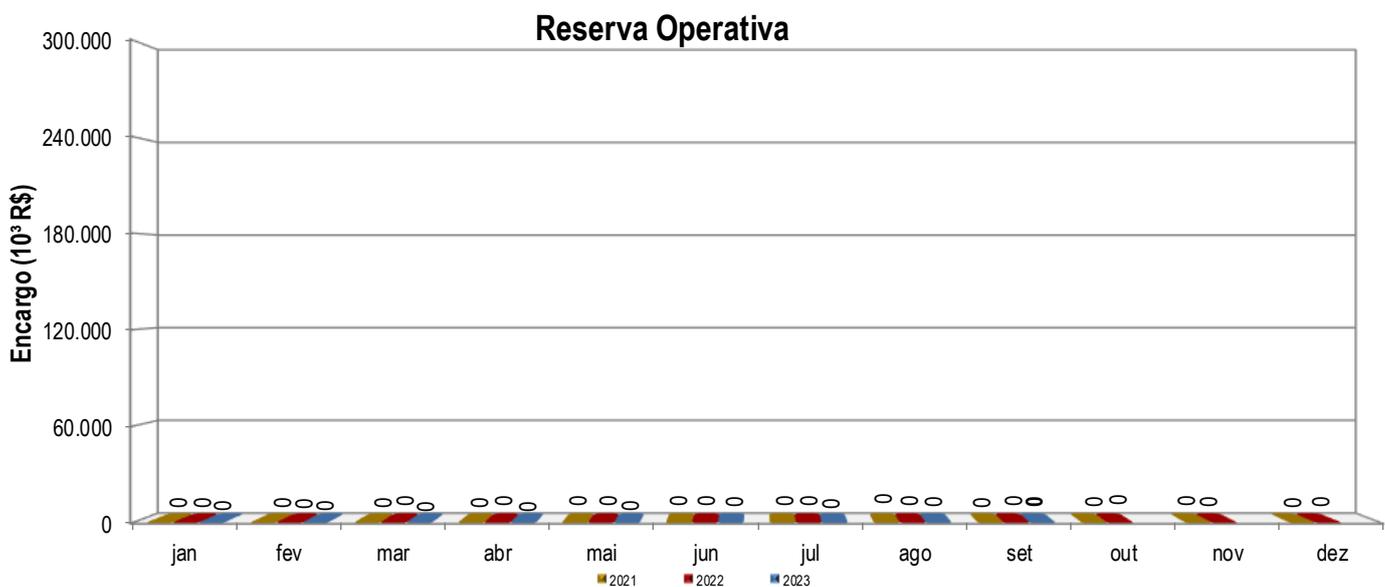


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

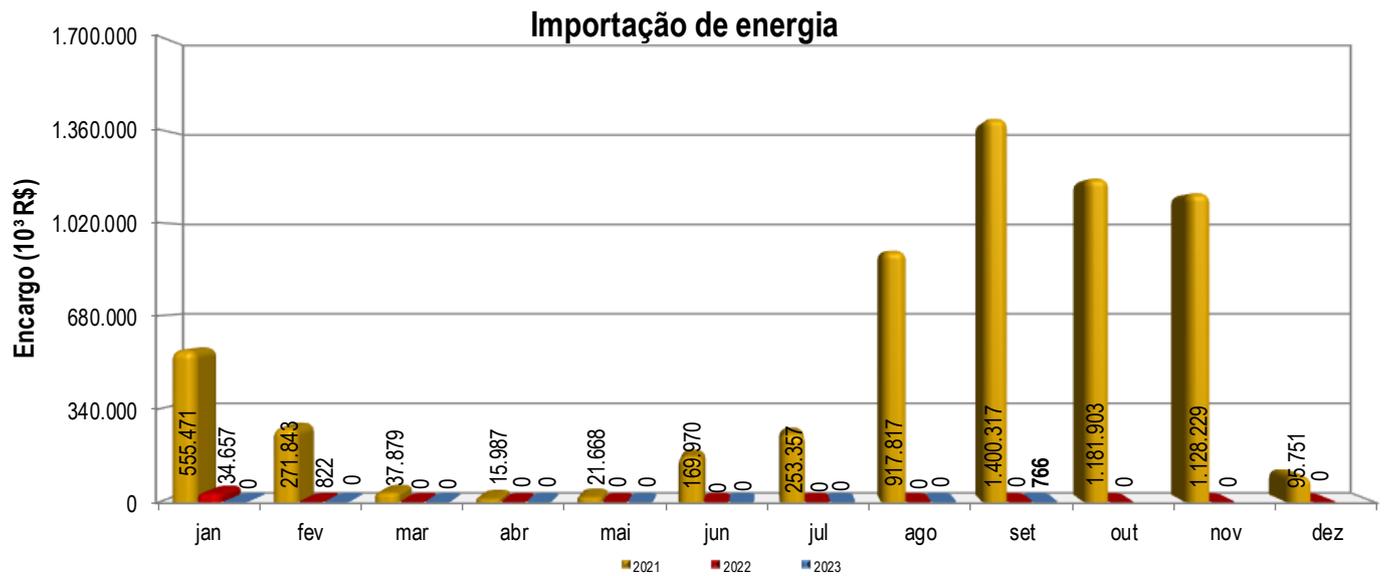


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

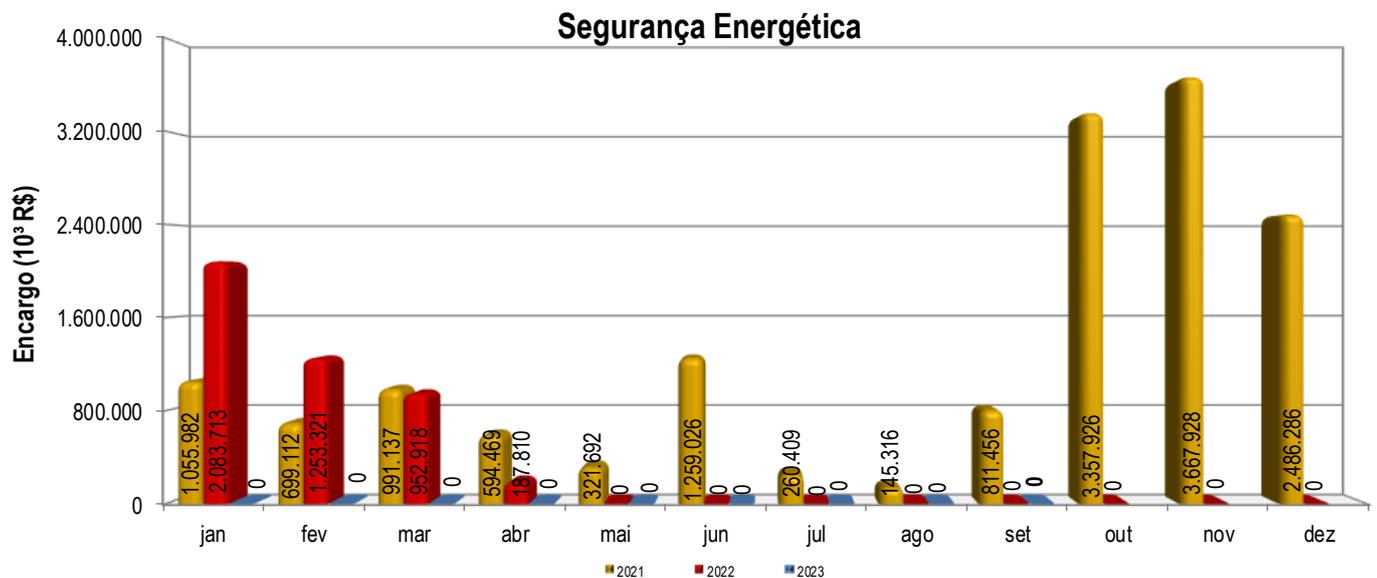


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

No mês de outubro de 2023, foram verificadas 1 (uma) ocorrência no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW (no caso do SIN, a duração da interrupção deve ser igual ou superior a dez minutos), totalizando aproximadamente 108,4 MW.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro

Tabela 23. Descrição das Ocorrências

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
31/out	Desligamento automático da SE Distrito 69/13,8 kV e de todos os equipamentos a ela conectados, bem como das UTEs Distrito, Palmaplan, Bonfim, Baliza e Cantá.	108,4	Roraima	Foi identificado curto-circuito entre as buchas de 69 KV fases "A e "B" no transformador DTTF4-02 na SE Distrito, o referido curto foi causado por um animal (iguana) que subiu no transformador. O transformador DTTF4-02 foi isolado para substituição das buchas de 69 KV fases "A e "B".
		108,4		

Tabela 24. 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	2023 Jan-Set	2022 Jan-Set
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	23.368	0	0			23.368	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	460
SE/CO	310	0	684	282	0	156	0	378	881	0			2.691	1.368
NE	153	0	298	132	161	0	0	0	127	0			871	1.848
N	0	0	677	0	0	351	0	0	0	0			1.028	1.715
Isolados	0	0	0	178	0	0	0	0	0	108			286	1.154
TOTAL	463	0	1.659	592	161	507	0	23.746	1.008	108	0	0	28.244	6.545

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2023 Jan-Set	2022 Jan-Set
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0			1	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	2
SE/CO	2	0	2	2	0	1	0	1	2	0			10	5
NE	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0			5	9
N	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0			3	7
Isolados	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1			2	7
TOTAL	3	0	5	4	1	2	0	2	3	1	0	0	21	30

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

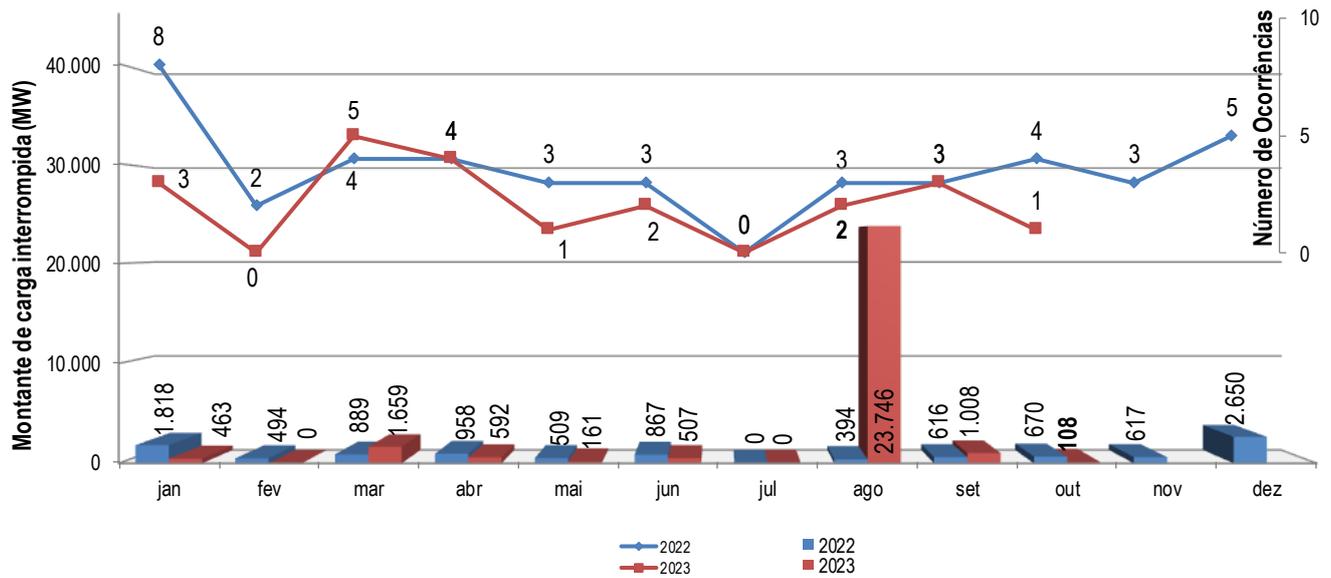


Figura 36. Ocorrências no SEB.

¹ Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga ≥ 100 MW nos sistemas isolados.
² Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

A avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica toma como base o Indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), que representa o tempo que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado, bem como o Indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), o que representa o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado.

Até o mês de setembro de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 7,54 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,24 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,28 horas estabelecido pela ANEEL. Apenas a região centro-oeste apresentou resultado de tendência fora do limite, conforme se verifica nas tabelas e gráficos abaixo.

Ressalta-se que, quanto menor for o valor do DEC, melhor será para o consumidor do sistema elétrico, pois o sistema estará operando por maior quantidade de horas sem interrupções.

Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) -DEC - 2023															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	1,41	1,62	1,07	1,15	0,76	0,74	0,84	1,15	1,57				10,29	13,86	12,11
NE	1,09	1,12	1,09	1,07	0,94	0,87	0,87	0,86	0,87				8,76	11,82	13,10
N	1,79	1,70	1,85	1,69	1,60	1,48	1,45	1,76	1,80				15,08	21,35	29,91
SE	0,74	0,75	0,74	0,58	0,47	0,37	0,52	0,55	0,61				5,39	7,15	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66	0,59	0,63	0,65	0,74	0,86				6,79	9,36	9,39
Brasil	0,99	0,99	0,96	0,84	0,71	0,68	0,72	0,79	0,89				7,54	10,24	11,28

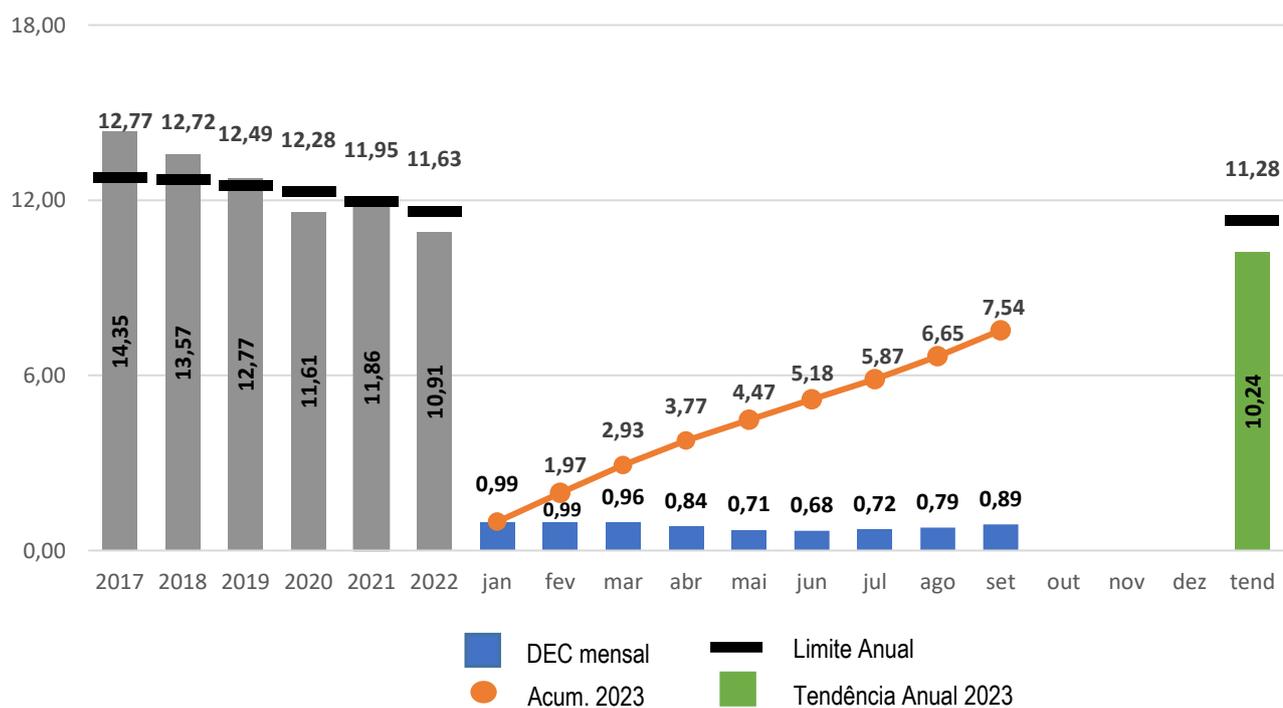


Figura 37. DEC do Brasil.



Até o mês de setembro de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,80 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,16 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,84 interrupções estabelecido pela ANEEL. Individualmente, todas as regiões apresentaram resultado de tendência dentro do limite, conforme se verifica nas tabelas e gráficos abaixo.

Ressalta-se que quanto menor for o valor do FEC, melhor será para o consumidor do sistema elétrico, pois o sistema estará operando com menor quantidade de interrupções.

Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2023															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	0,69	0,85	0,53	0,54	0,46	0,45	0,47	0,71	0,86				5,55	7,28	8,51
NE	0,46	0,42	0,42	0,46	0,40	0,40	0,39	0,39	0,43				3,77	5,14	7,95
N	0,98	0,91	0,93	0,90	0,90	0,86	0,87	0,91	0,88				8,13	11,24	24,43
SE	0,36	0,35	0,36	0,27	0,26	0,20	0,28	0,31	0,33				2,73	3,66	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41	0,36	0,38	0,35	0,43	0,48				4,04	5,59	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41	0,37	0,36	0,37	0,42	0,47				3,80	5,16	7,84

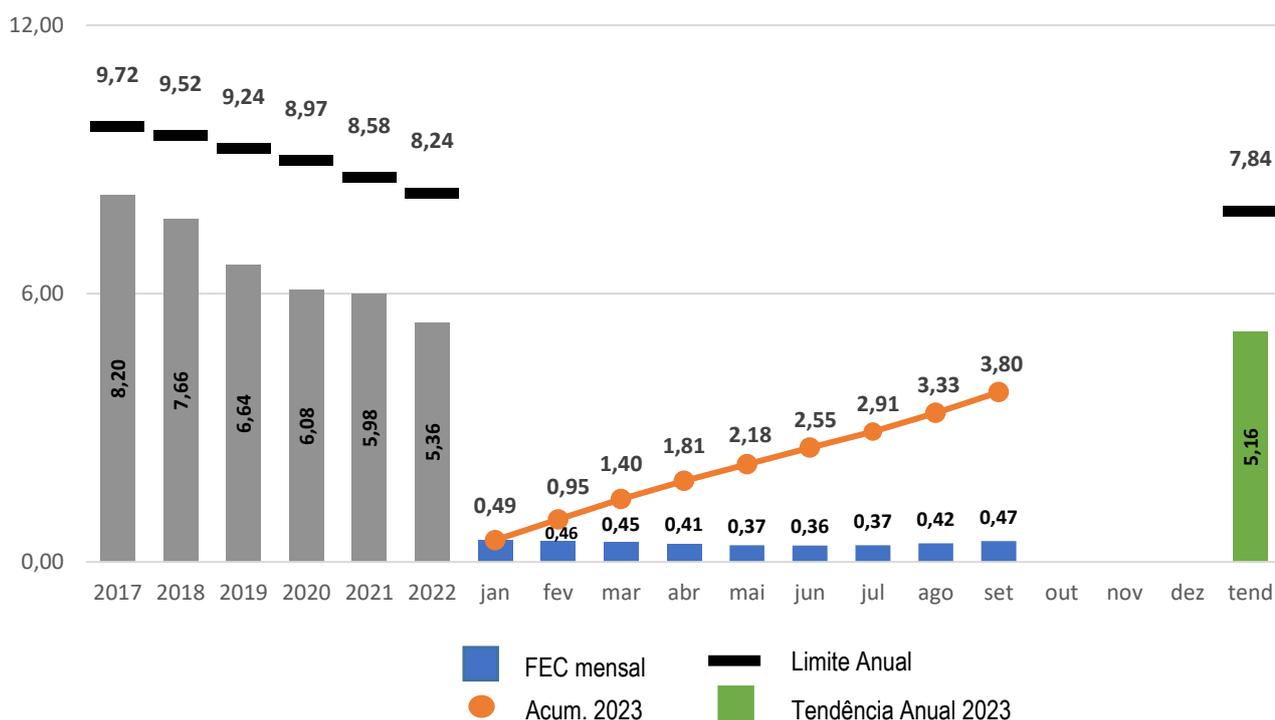


Figura 38. FEC do Brasil.

Fonte dos dados: ANEEL.

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2023. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

³ Tendência do DEC / FEC prevista para 2023.

Dados contabilizados até setembro de 2023 e sujeitos à alteração pela ANEEL.



GLOSSÁRIO

Energia Natural Afluente (ENA): Energia afluente a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos, calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais afluentes a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos.

Energia Armazenada (EAR): Energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pelo volume armazenado nos reservatórios em seus respectivos níveis operativos.

Custo Marginal de Operação (CMO): Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de uma unidade de Carga no sistema, sem a necessidade de expansão.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que concerne ao despacho centralizado das usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) podem participar opcionalmente.

Encargo por Restrição de Operação (Rest. Operação): Relacionado, principalmente, ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN.

- **Restrição de Operação *Constrained-On*:** Ocorre quando a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.

- **Restrição de Operação *Constrained-Off*:** Ocorre quando a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

- **Restrição de *Unit Commitment*:** Quando, por restrições técnicas das usinas térmicas, são programados despachos além da ordem de mérito, com o objetivo final de atender uma solicitação de despacho na ordem de mérito do ONS.

Encargo por Serviços Ancilares (Serv. Ancilares): 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).

Encargo por Deslocamento Hidráulico (Desl. Hidráulico): Relacionado ao ressarcimento às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica.

Encargo sobre Reserva Operativa (Res. Operativa): Relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e a respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido.

Encargo sobre Importação de Energia (Enc. Importação): Relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018.

Encargo sobre Segurança Energética (Seg. Energética): Relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Fontes dos dados: ONS, CCEE e ANEEL.



LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre	MLT - Média de Longo Termo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MME - Ministério Minas e Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
BC – Banco de Capacitor	Mvar - Megavolt-ampère-reactivo
CAG – Controle Automático de Geração	MW - Megawatt (10^6 W)
CC - Corrente Contínua	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CE – Compensador Estático	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	NE - Nordeste
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CGU – Usina Geradora Undielétrica	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CMO – Custo Marginal de Operação	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CO - Centro-Oeste	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	PIE - Produtor Independente de Energia
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PMO - Programa Mensal de Operação
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EAR – Energia Armazenada	RT - Reator
ENA - Energia Natural Afluente	S - Sul
EOL – Usina Eólica	SE - Sudeste
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
FC - Fator de Carga	SI - Sistemas Isolados
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SIN - Sistema Interligado Nacional
GD - Geração Distribuída	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GE - Garantia de Suprimento Energético	TR – Transformador
GNL - Gás Natural Liquefeito	UEE - Usina Eólica
GSF - Generation Scaling Factor	UFV – Usina Fotovoltaica
GW - Gigawatt (10^9 W)	UHE - Usina Hidrelétrica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UNE - Usina Nuclear
h - Hora	UTE - Usina Termelétrica
Hz - Hertz	VU - Volume Útil
km - Quilômetro	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
LT – Linha de Transmissão	