



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

Setembro / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Setembro / 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 setembro de 2023 – Brasil.	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (setembro - 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 setembro 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 setembro 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 setembro de 2023. .	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em setembro 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 setembro de 2023, as precipitações ficaram acima da média histórica nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Taquari-Antas. Nas demais bacias hidrográficas com maior participação de geração hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), predominaram valores inferiores à média histórica.

Em relação aos armazenamentos, no mês de setembro de 2023, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 6,7 p.p., 6,6 p.p. e 9,5 p.p., respectivamente, já o subsistema Sul replecionou 6,6 p.p. 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.

Neste mês de monitoramento, foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 132 MW médios exportados para a Argentina, sendo todo esse montante proveniente de usinas termoelétricas.

No mês de setembro de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 219.812 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 19.869 MW (9,9%), com destaque para 14.230 MW de geração de fonte solar, 4.551 MW de fonte eólica e 884 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de setembro de 2023, ultrapassou os 23,8 GW de potência instalada, chegando a 23.888 MW, instalados em 2.132.531 unidades, representando 10,9 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 75,6% nos últimos 12 meses.

No mês de agosto de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 64,1% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar aumentou 0,2 p.p., as gerações térmica e eólica apresentaram redução de sua participação em 0,5 p.p. e 2 p.p., respectivamente. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em agosto de 2023, aumento de 0,3 p.p. em relação ao mês anterior.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL¹) divulgou, no dia 29 de setembro, que será verde a bandeira tarifária que vai vigorar no mês de outubro, sem 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 dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE²) cresce em ritmo acelerado o número de empresas brasileiras que optam pelo mercado livre de energia, no qual é possível escolher o fornecedor e negociar condições personalizadas de contratação do insumo. De janeiro a agosto de 2023, mais de 4,8 mil unidades consumidoras aderiram ao segmento, correspondendo ao maior ritmo de migrações de toda a história. Em apenas oito meses, o volume de ingressantes já superou o registrado no ano passado inteiro.

No mês de setembro destaca-se também a ampliação feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS³) dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte dos atuais 8.000 MW para 10.800 MW. Após a ocorrência de 15 de agosto, esses limites de exportação precisaram ser reduzidos, dentro de uma política operativa conservadora que visou assegurar o equilíbrio do SIN até que as causas para a perturbação fossem identificadas.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro 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 CCEE² e ONS³

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em setembro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 88% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 138% MLT no Sul, 70% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 87% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 102% MLT no Sul, 70% MLT no Nordeste e 74% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se, no período, que a precipitação verificada ficou acima da média histórica nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Taquari-Antas. Nas demais bacias hidrográficas com maior participação de geração hidrelétrica no SIN, predominaram valores inferiores à média histórica.

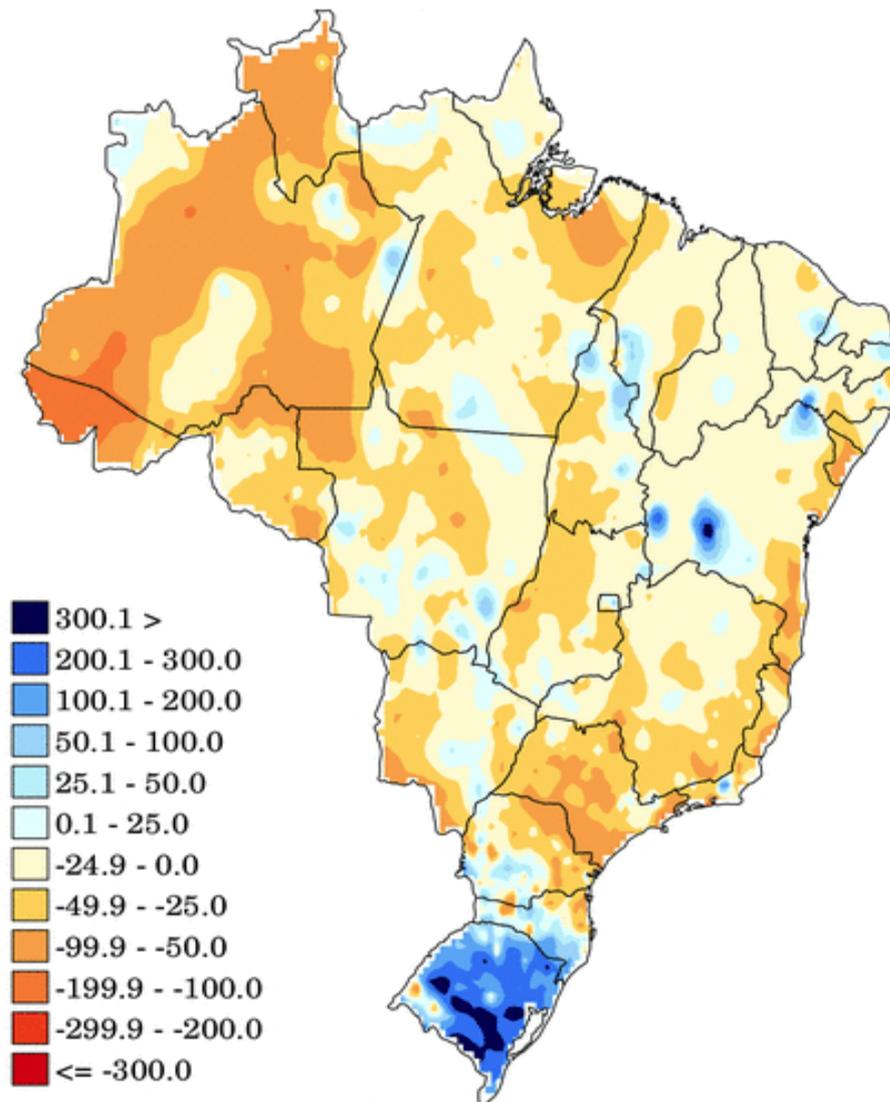


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2023 – Brasil.

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 setembro 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.

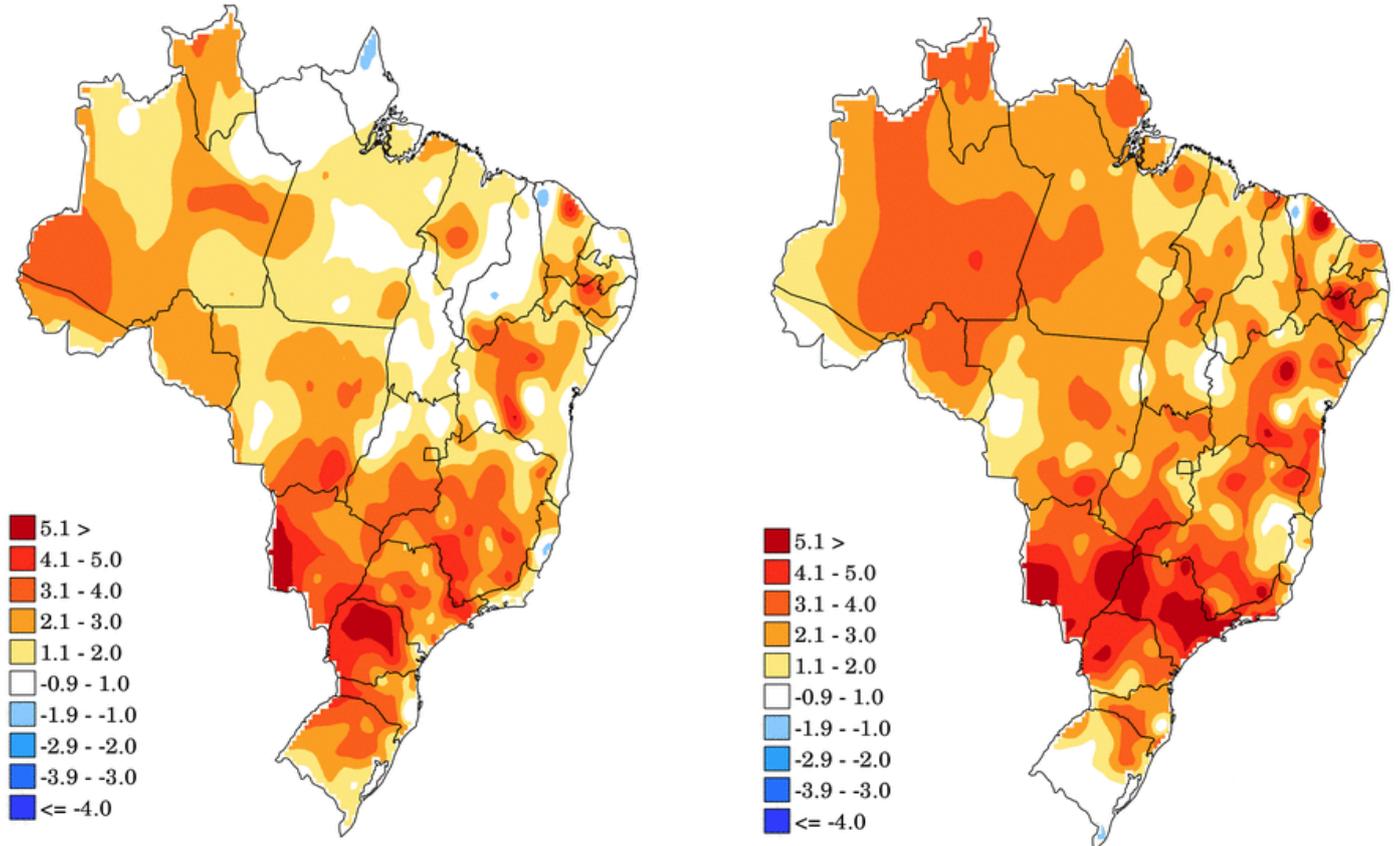


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (setembro - 2023).

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

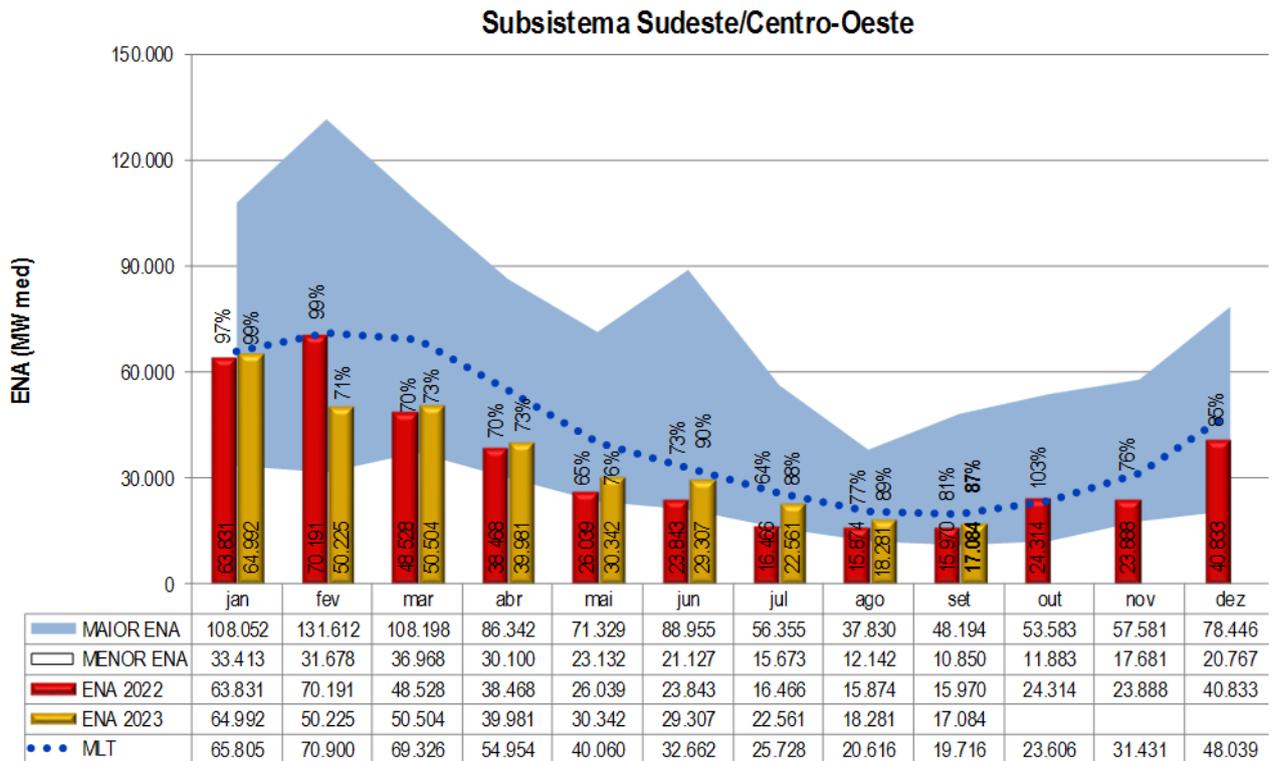


Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

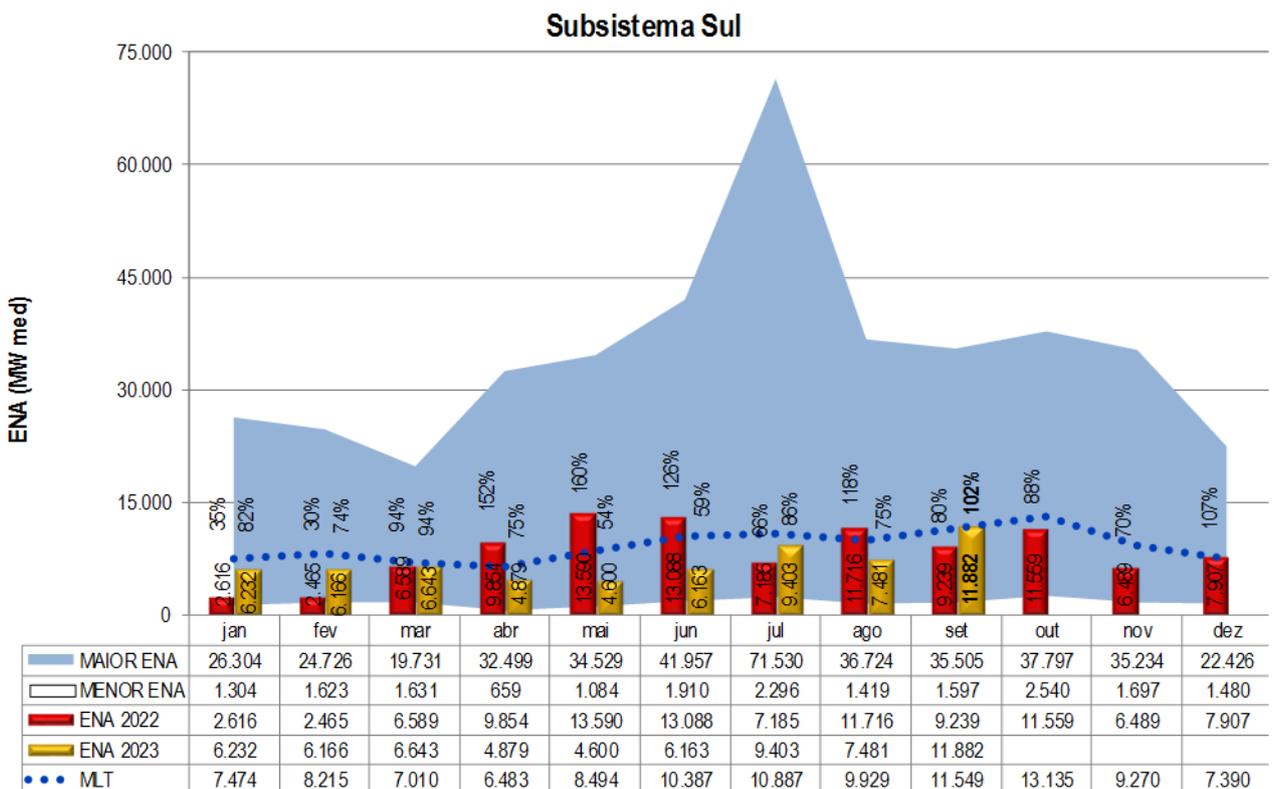


Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.

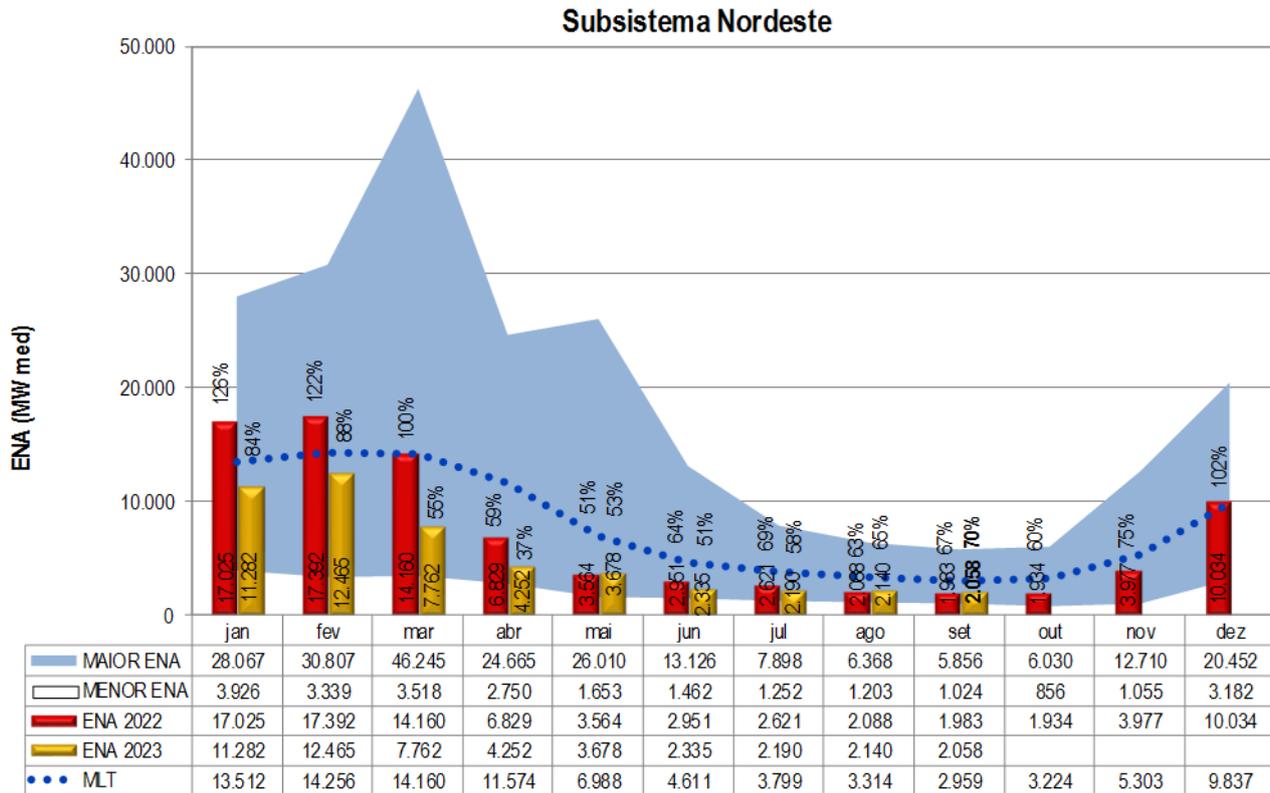


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

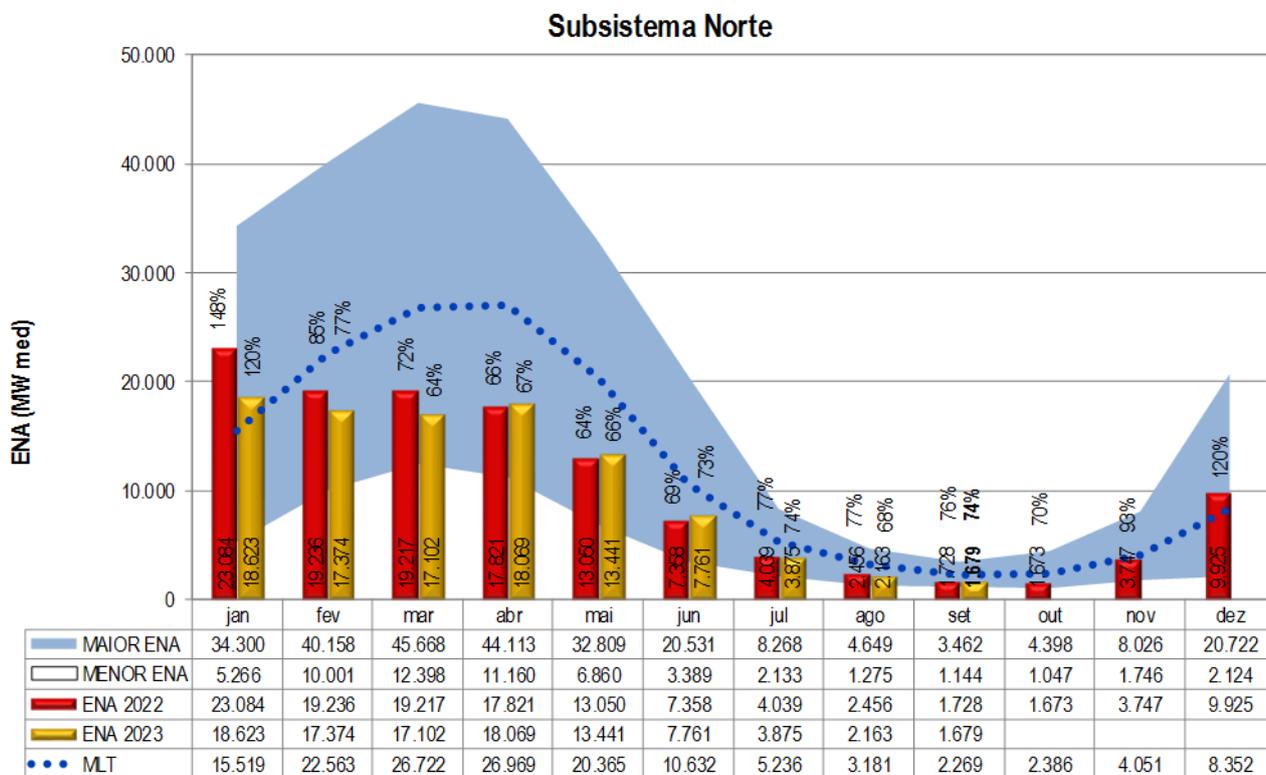


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

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 agosto e setembro 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 Setembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Agosto (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	72,2	78,9	204.615	69,7
Sul	90,2	83,6	20.459	8,7
Nordeste	67,0	73,6	51.691	16,4
Norte	72,1	81,6	15.302	5,2
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de setembro de 2023, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 6,7 p.p., 6,6 p.p. e 9,5 p.p., respectivamente, já o subsistema Sul replecionou 6,6 p.p. 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 ou estabilidade, comportamento típico do período seco. As usinas hidrelétricas com maiores deplecionamentos foram Tucuruí, Três Marias e Furnas, em 14,3 p.p., 11,9 p.p. e 9,3 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de agosto (%)	Armazenamento em final de setembro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	79,3	74,7	-4,6
Furnas	Grande	34.925	93,0	83,8	-9,3
Sobradinho	São Francisco	30.184	70,6	66,3	-4,3
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	77,8	75,1	-2,7
Theodomiro C. Santiago	Paranaíba	21.604	80,1	77,2	-2,9
Três Marias	São Francisco	16.085	78,4	66,6	-11,9
Itumbiara	Paranaíba	15.698	85,2	77,4	-7,7
Tucuruí	Tocantins	7.632	73,3	58,9	-14,3
S. do Facão	Paranaíba	6.502	39,6	41,3	1,8
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	90,2	85,5	-4,7

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

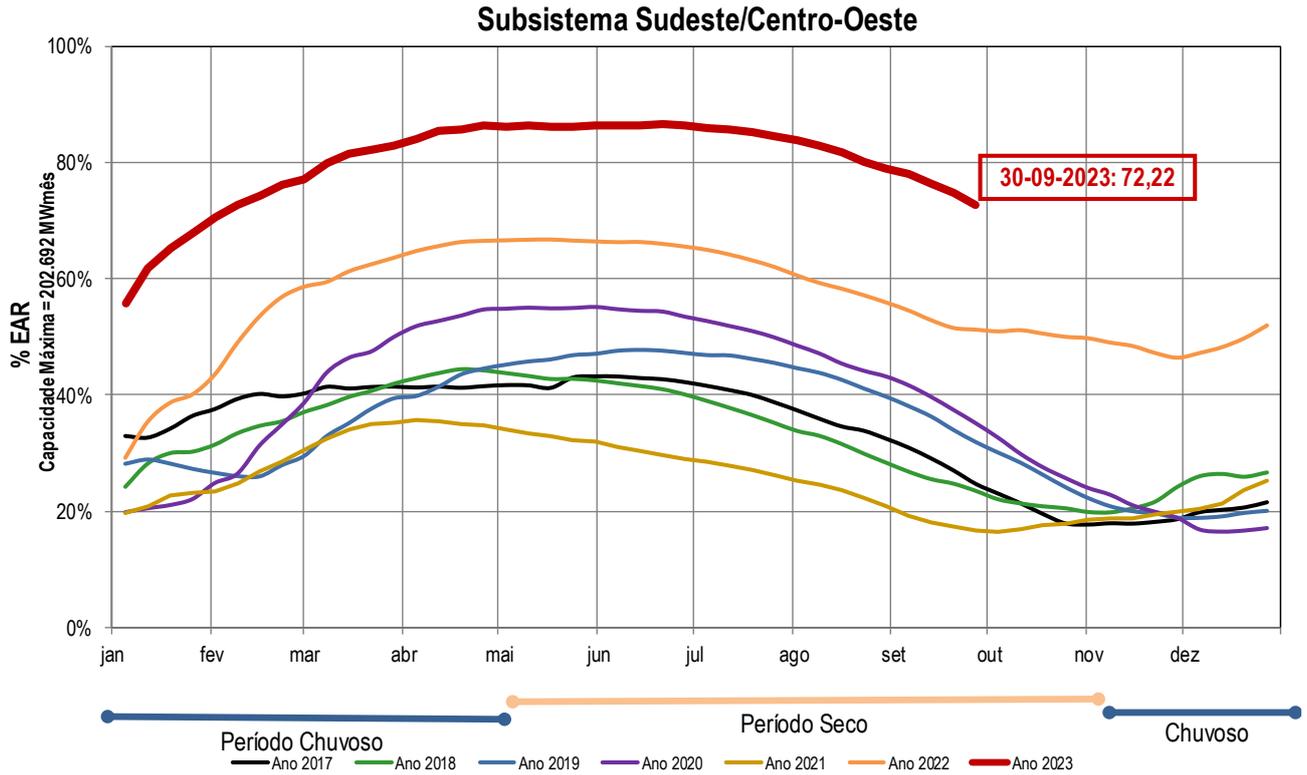


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

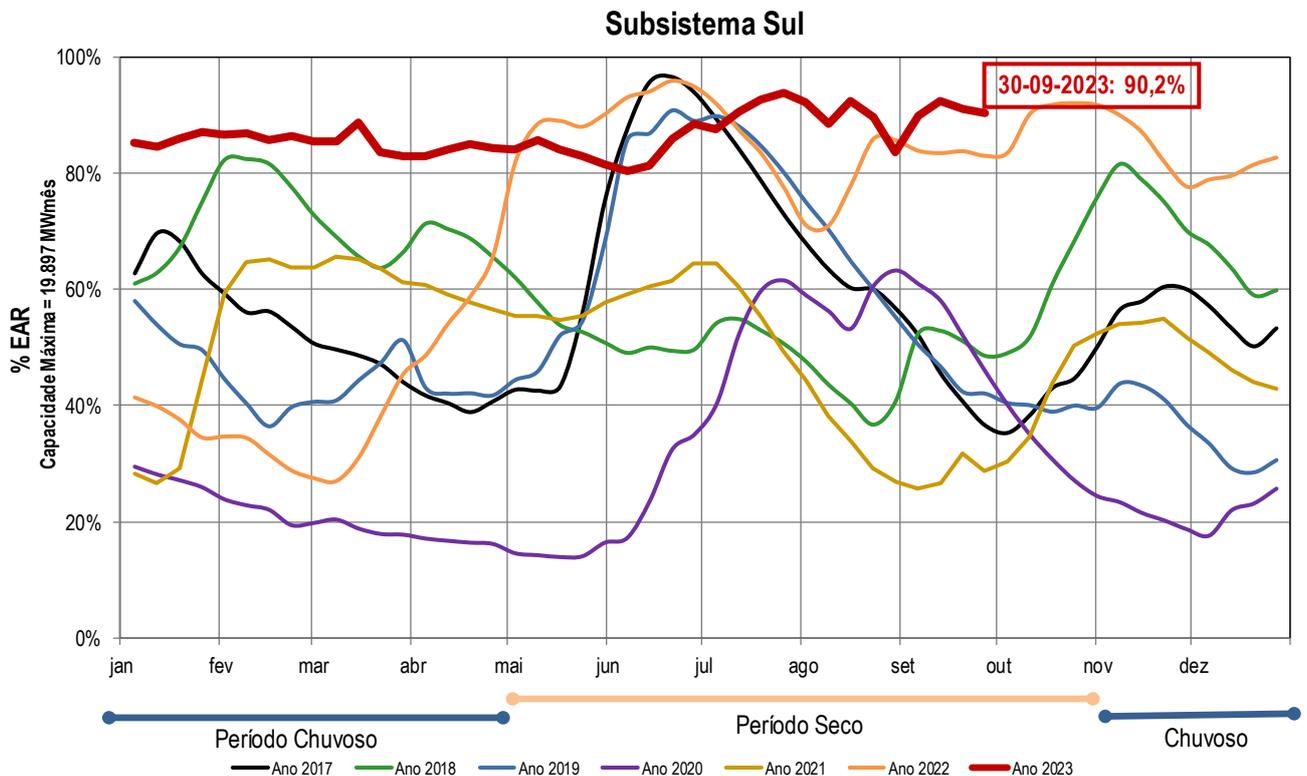


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

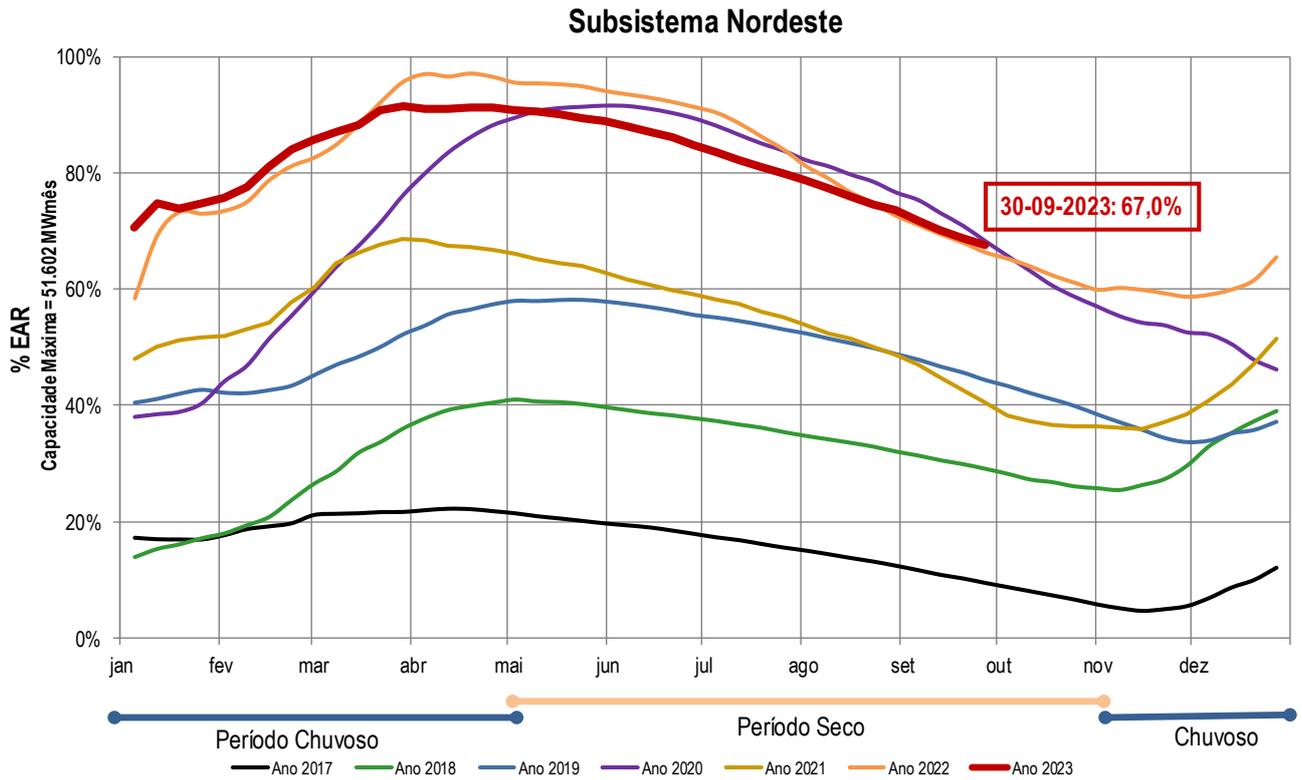


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

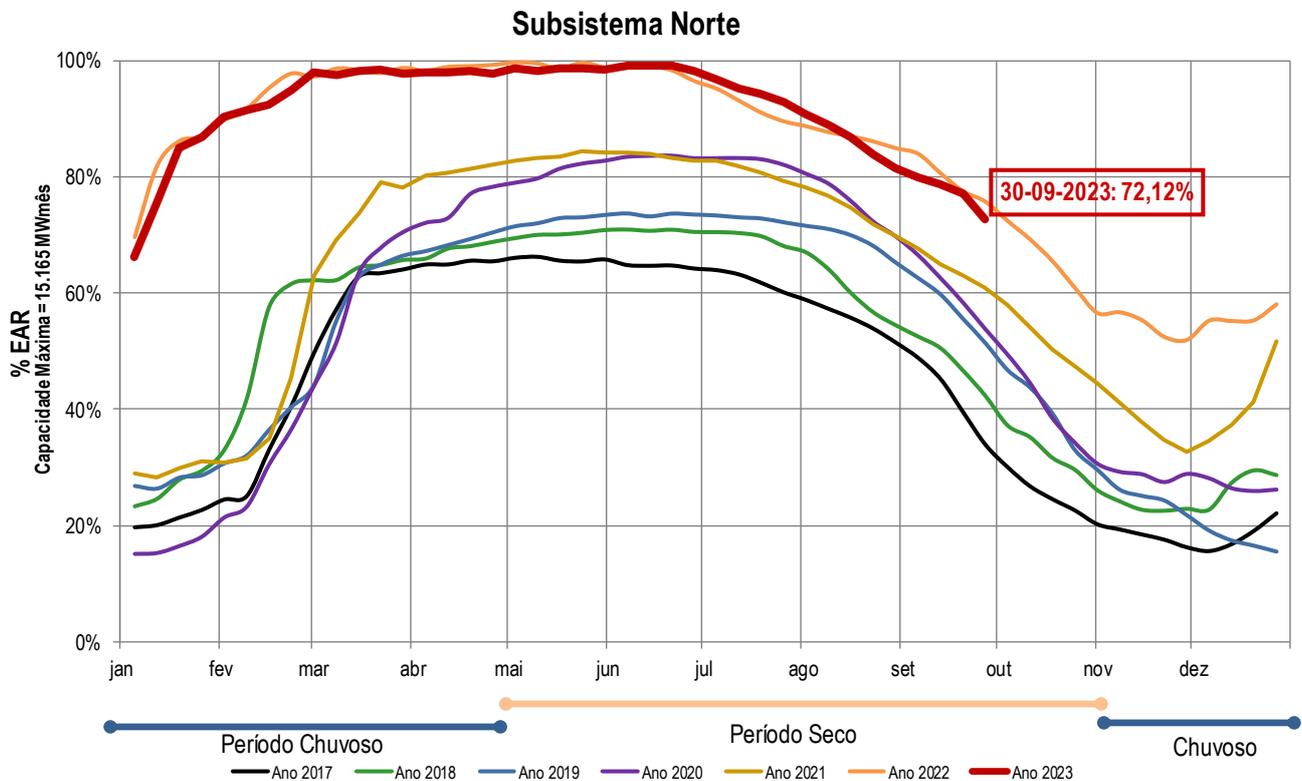


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

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 setembro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil importador de energia elétrica, recebendo o montante de 2.047 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), valor superior ao verificado de 1.587 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 5.696 MWmédios, valor ligeiramente inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 5.721 MWmédios.

Já o subsistema Sul manteve o perfil exportador de energia no mês de setembro, com montante verificado de 2.389 MWmédios, valor superior ao verificado de 1.080 MWmédios em agosto.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (569 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (2.944 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (341 MWmédios) e Nordeste (3.308 MWmédios) o montante de 3.649 MWmédios, e importou do subsistema Sul o montante de 2.389 MWmédios, resultando num montante líquido de 6.038 MWmédios (perfil importador).

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 132 MWmédios exportados para a Argentina, a título de intercâmbio comercial, com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas, quando não estiverem em atendimento eletroenergético para o SIN.

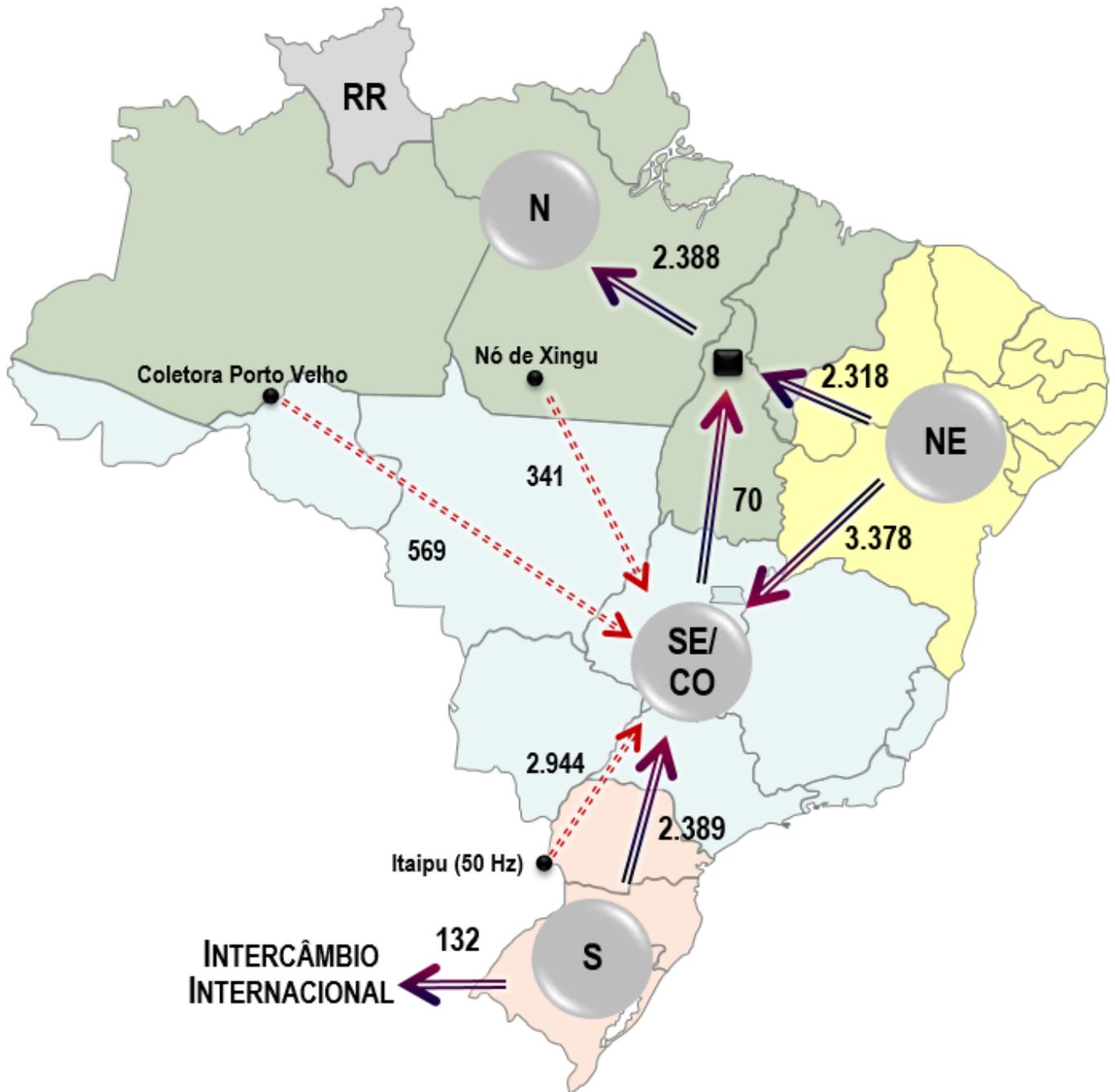


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.

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 agosto de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 54.487 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 3,5% superior ao verificado no mês anterior e 7,1% superior ao verificado em agosto 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		
	Ago/22 GWh	Jul/23 GWh	Ago/23 GWh	Evolução mensal (Ago/23/Jul/23)	Evolução anual (Ago/23/Ago/22)	Set-21/Ago-22 (GWh)	Set-22/Ago-23 (GWh)	Evolução
Residencial	12.088	12.540	12.974	3,5%	7,3%	151.780	158.096	4,2%
Industrial	15.884	15.695	16.119	2,7%	1,5%	182.512	185.849	1,8%
Comercial	7.303	7.297	7.675	5,2%	5,1%	92.012	94.459	2,7%
Rural	2.599	2.414	2.517	4,3%	-3,2%	30.600	29.644	-3,1%
Demais classes ¹	4.223	3.996	4.120	3,1%	-2,4%	50.030	49.809	-0,4%
Perdas e Diferenças ²	8.780	10.689	11.083	3,7%	26,2%	108.910	109.627	0,7%
Total	50.877	52.631	54.487	3,5%	7,1%	615.843	627.484	1,9%

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 agosto 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, com exceção da denominada “Demais classes”. Já em relação ao consumo médio de agosto de 2023 em comparação ao mês anterior, constata-se aumento no consumo médio em todas as classes.

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		
	Ago/22 kWh/NU	Jul/23 kWh/NU	Ago/23 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/23/Jul/23)	Evolução anual (Ago/23/Ago/22)	Set-21/Ago-22 (kWh/NU)	Set-22/Ago-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	154	156	161	3,2%	4,8%	161	164	1,7%
Industrial	34.594	34.011	34.894	2,6%	0,9%	33.126	33.527	1,2%
Comercial	1.202	1.190	1.235	3,8%	2,8%	1.262	1.267	0,4%
Rural	604	580	605	4,5%	0,3%	592	594	0,4%
Demais classes ¹	5.205	4.806	4.903	2,0%	-5,8%	5.139	4.940	-3,9%
Consumo médio total	467	457	471	3,2%	1,0%	469	469	-0,1%

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

Dados contabilizados até agosto de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,1% do total de unidades consumidoras entre agosto de 2022 e agosto 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
	Ago/22	Ago/23	
Residencial	78.510.813	80.413.661	2,4%
Industrial	459.141	461.932	0,6%
Comercial	6.077.205	6.214.671	2,3%
Rural	4.306.179	4.157.000	-3,5%
Demais classes ¹	811.243	840.255	3,6%
Total	90.164.581	92.087.519	2,1%

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

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de agosto 25.255 GWh, valor 1,7% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de agosto de 2023, 18.149 GWh, valor 5,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 42% do mercado, considerando valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

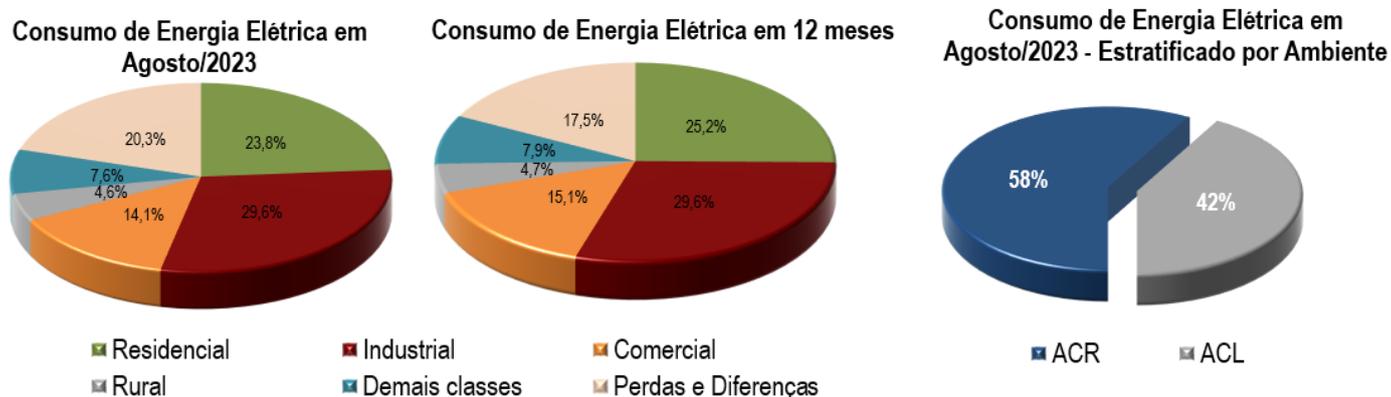


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até agosto de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em setembro de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas estabeleceram novos recordes, exceto para o subsistema Sul, conforme indicado na Tabela 6. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em setembro de 2023 em todos os subsistemas foram superiores aos de setembro de 2021 e 2022.

O SIN também registrou recorde de demanda máxima instantânea no dia 26 de setembro no valor de 97.659 MW, sendo o recorde anterior de 92.150 MW ocorrido em janeiro de 2019. Observa-se 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)	57.792	16.881	14.569	9.090	97.659
(dia - hora)	26/09/2023 - 14h30	22/09/2023 - 14h10	27/09/2023 - 15h26	26/09/2023 - 14h48	26/09/2023 - 14h31
Recorde (MW)	57.792	19.251	14.569	9.090	97.659
(dia - hora)	26/09/2023 - 14h30	31/01/2019 - 14h15	27/09/2023 - 15h26	26/09/2023 - 14h48	26/09/2023 - 14h31

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

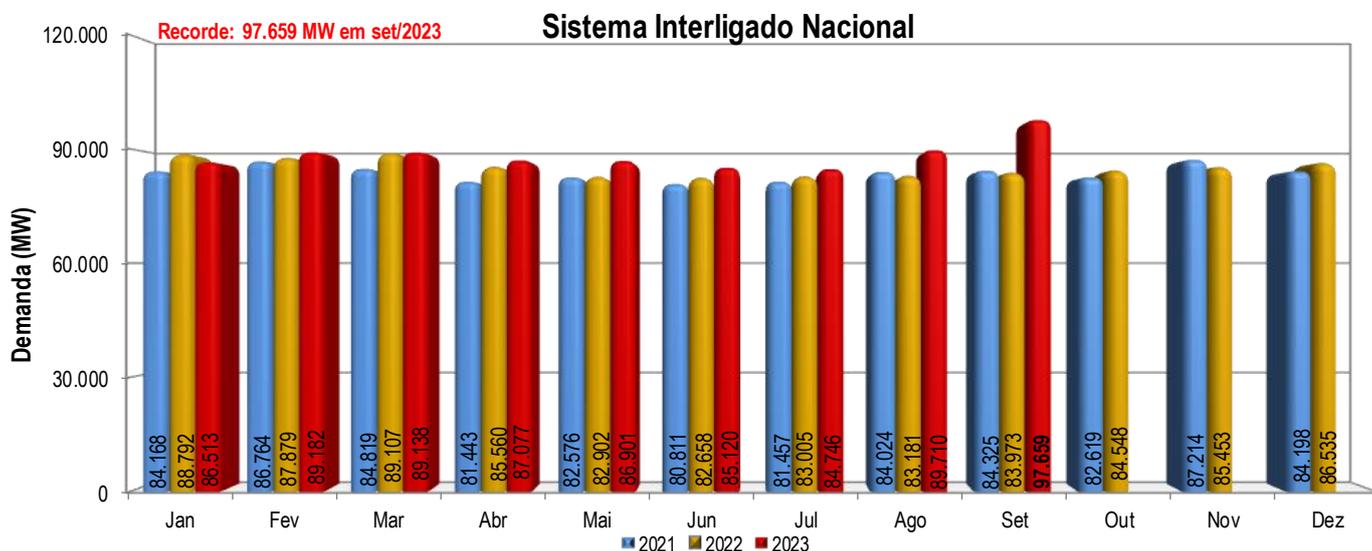


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

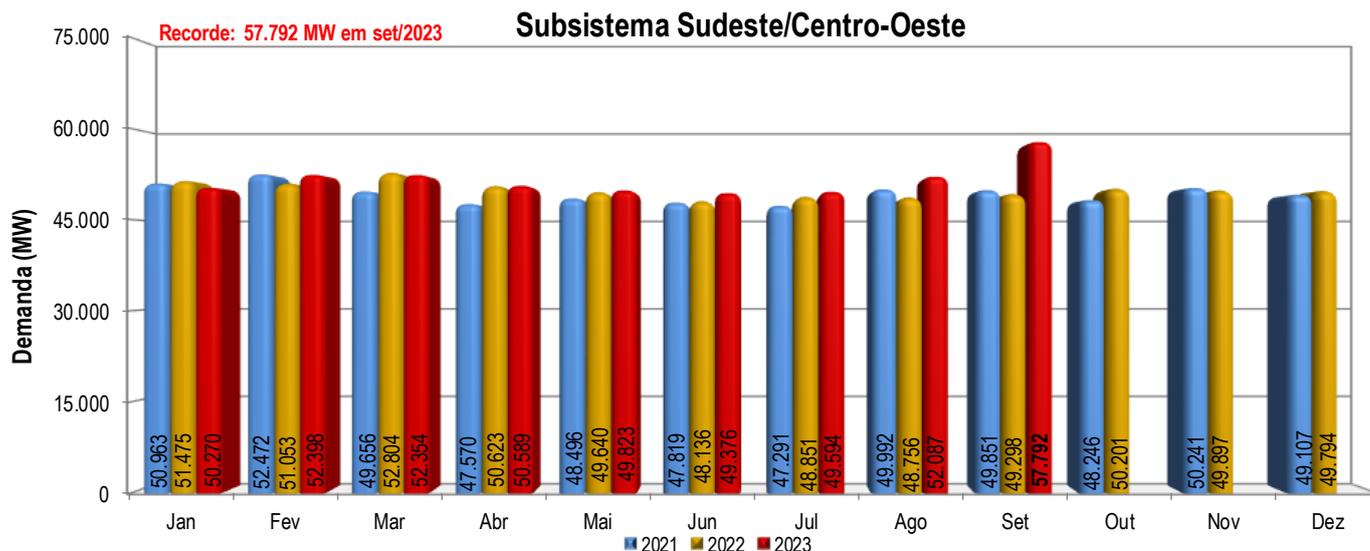


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

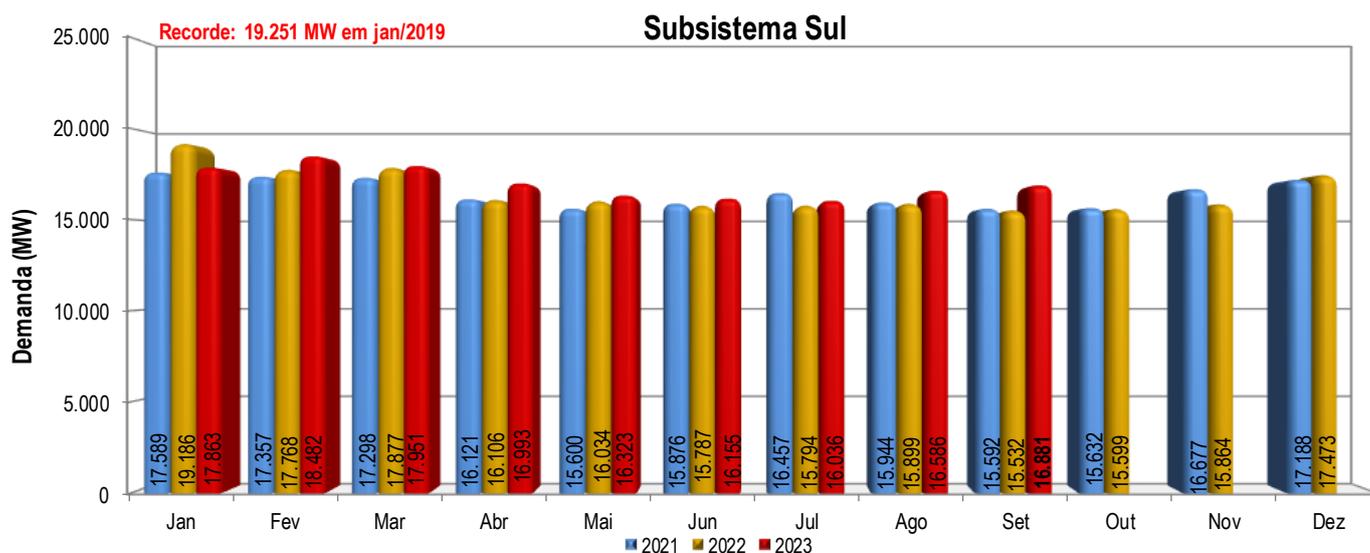


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

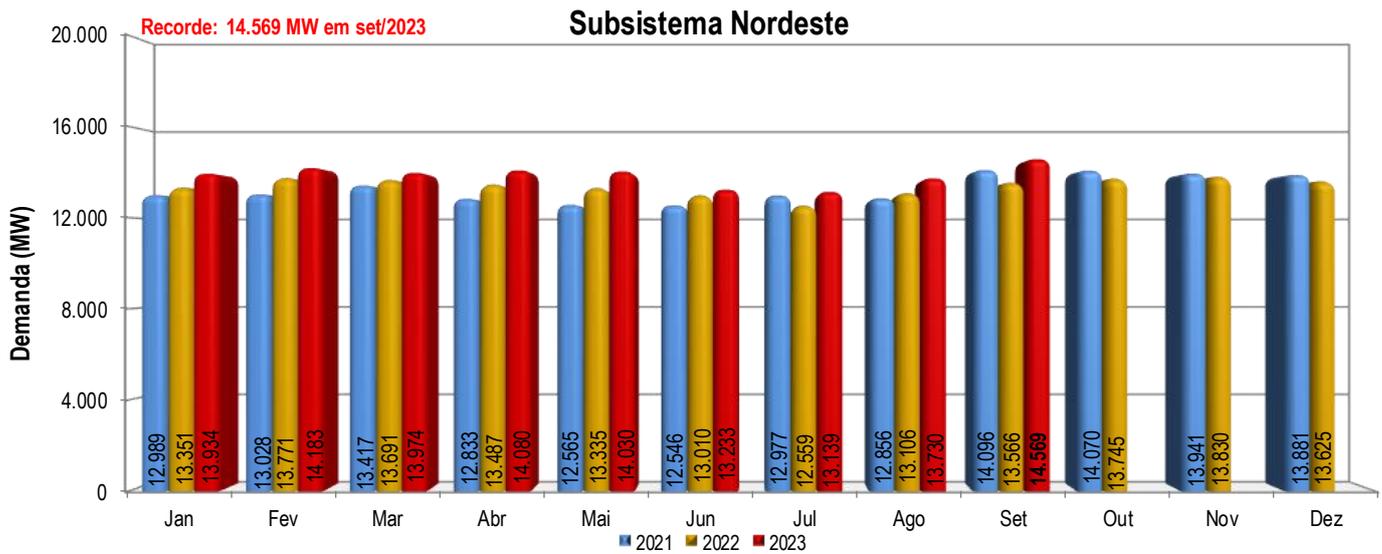


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

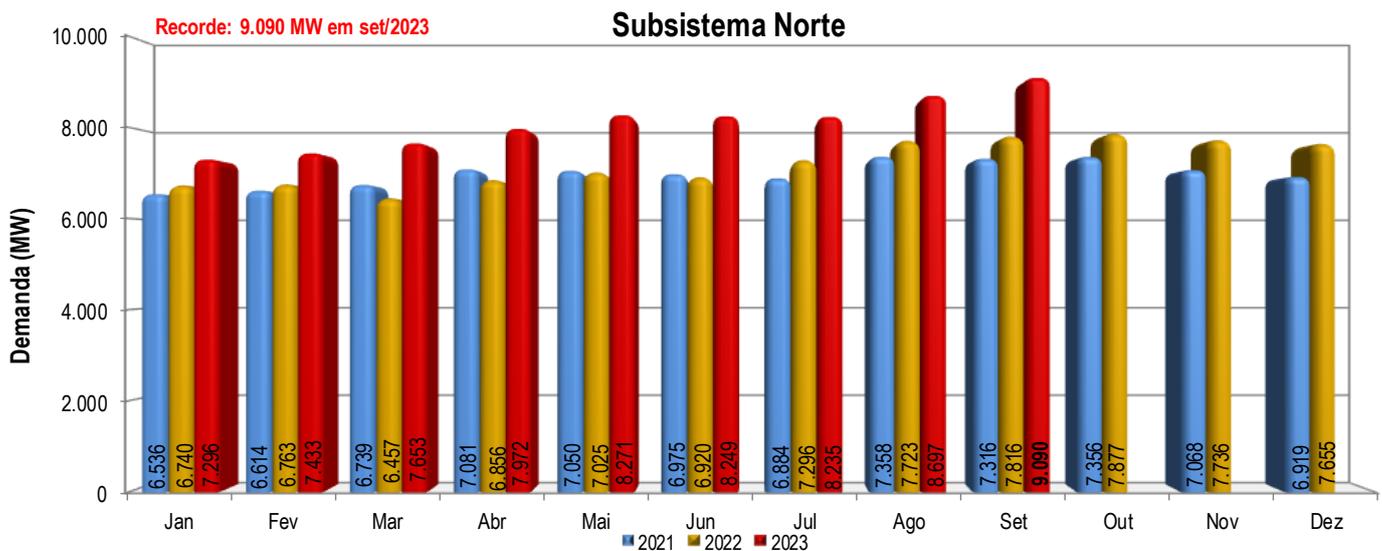


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 219.812 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 19.869 MW (9,9%), com destaque para 14.230 MW de geração de fonte solar, 4.551 MW de fonte eólica e 884 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de setembro de 2023, ultrapassou os 23,8 GW de potência instalada, chegando a 23.888 MW, instalados em 2.132.531 unidades, representando 10,9 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 75,6% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	set/22		set/23			Evolução da Capacidade Instalada Set/2022 - Set/2023
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.450	109.713	1.430	109.917	50,0%	0,2%
UHE	216	103.190	215	103.195,4	46,9%	0,0%
PCH	425	5.600	427	5.777,5	2,6%	3,2%
CGH	732	848	709	874,9	0,4%	3,2%
CGU	0	0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	77	76	79	69,1	0,0%	-9,0%
Térmica	3.544	47.843	3.588	48.727	22,2%	1,8%
Gás Natural	174	16.747	182	17.568,3	8,0%	4,9%
Biomassa	621	16.429	632	16.738,9	7,6%	1,9%
Petróleo	2.305	8.702	2.209	8.631,8	3,9%	-0,8%
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	410	135	538	171,3	0,1%	27,1%
Eólica	936	22.553	1.058	27.104	12,3%	20,2%
Eólica (não GD)	846	22.536	960	27.086,5	12,3%	20,2%
Eólica GD	90	17	98	17,3	0,0%	0,8%
Solar	1.292.792	19.834	2.148.384	34.064	15,5%	71,7%
Solar (não GD)	14.624	6.458	16.568	10.433,5	4,7%	61,6%
Solar GD	1.278.168	13.376	2.131.816	23.630,2	10,8%	76,7%
Capacidade Total sem GD	19.977	186.339	21.929	195.924	89,1%	5,1%
Geração Distribuída - GD	1.278.745	13.604	2.132.531	23.888	10,9%	75,6%
Capacidade Total - Brasil	1.298.722	199.943	2.154.460	219.812	100,0%	9,9%

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/10/2023).

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-contenidos/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 85,4% da capacidade instalada de geração em setembro de 2023 (hidráulica, biomassa – parte da térmica, eólica e solar).

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

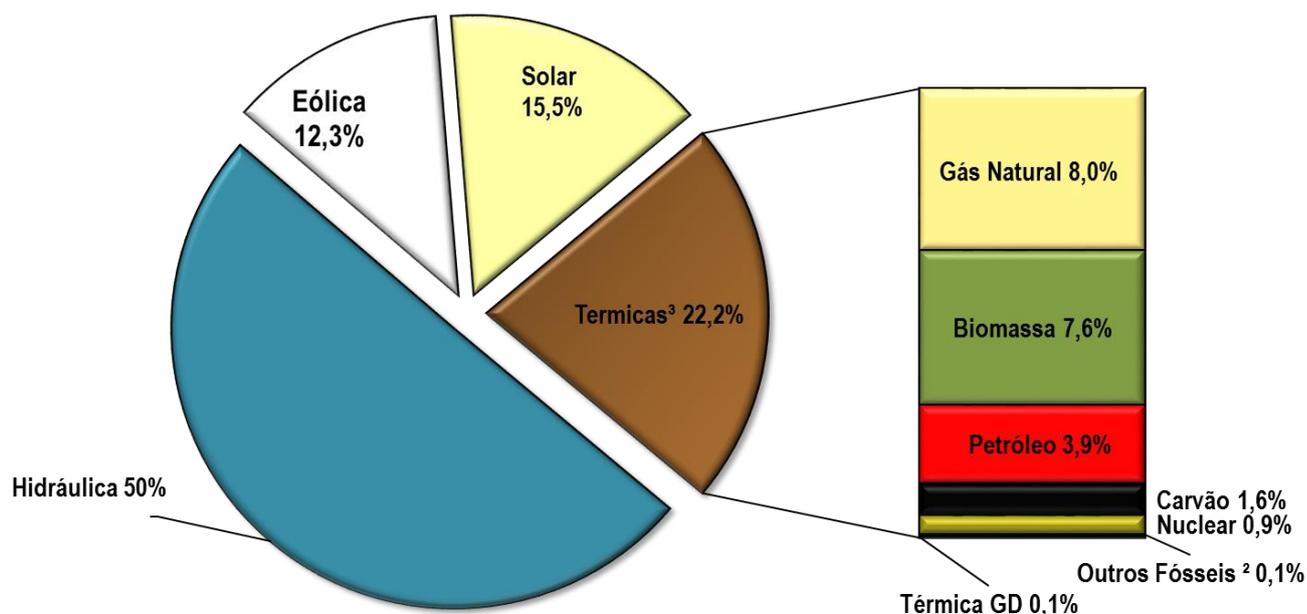


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/10/2023).

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 setembro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 184.405 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,7% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,3% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme Tabela 8. O SEB atingiu também 449.125 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 Tabela 9.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	69.987	38,0%
345	10.903	5,9%
440	6.935	3,8%
500	71.876	39,0%
600 (CC)	12.816	6,9%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	184.405	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	119.971,9	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	449.125	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 setembro 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 setembro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 224 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 5 estados, conforme mapa a seguir.

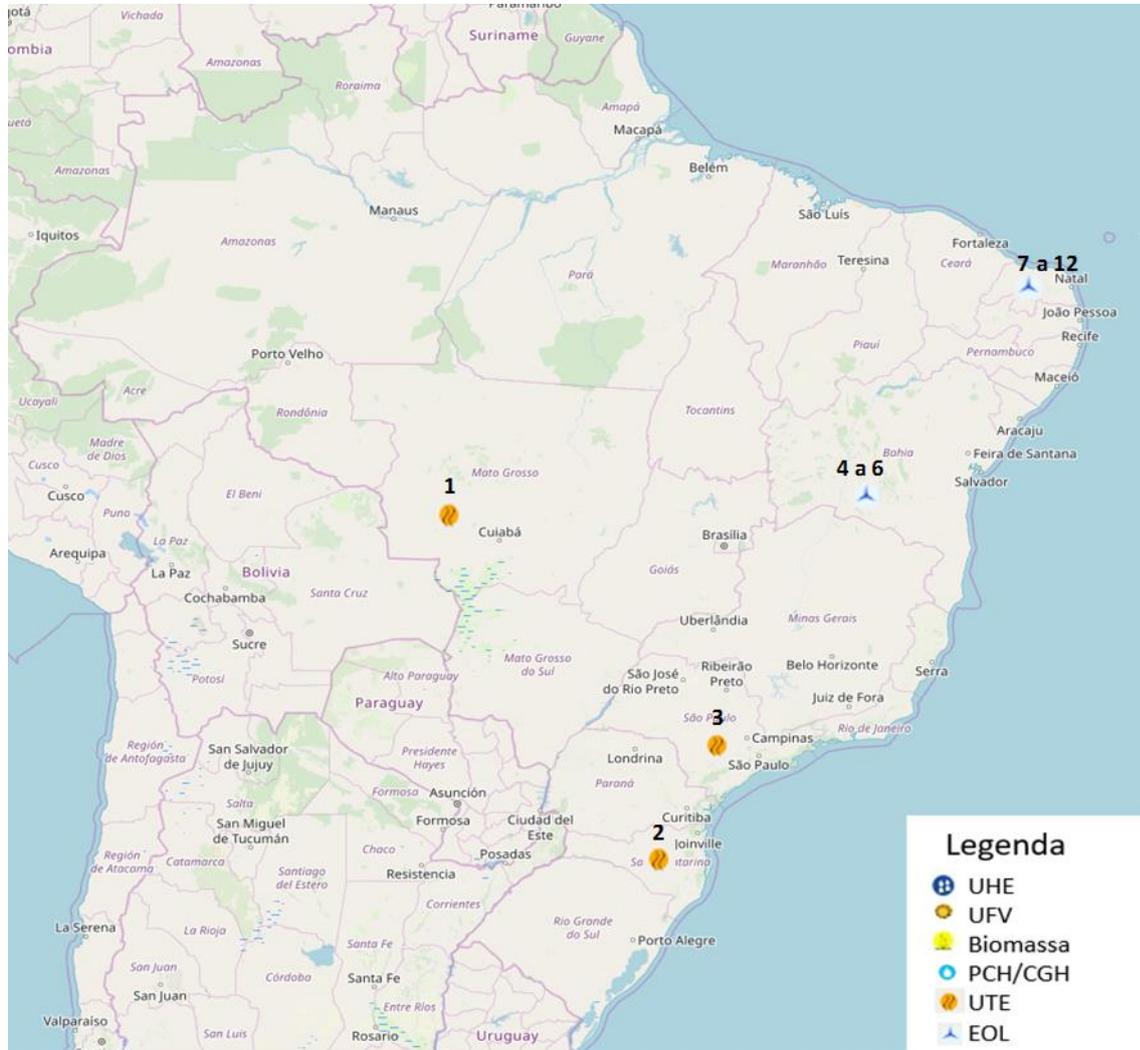


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de setembro de 2023.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	UF	CEG
1	UTE	FS Primavera	1	26,45	MT	UTE.FL.MT.054855-3.1
2	UTE	TG 04	1	7,59	SC	UTE.FL.SC.072820-9.1
3	UTE	Vesta	1 e 2	40,14	SP	UTE.PE.SP.040797-6.1
4	EOL	Ventos de São Vitor 14	6	6,20	BA	EOL.CV.BA.034660-8.1
5	EOL	Assuruá 5 IV	3 a 6	23,20	BA	EOL.CV.BA.051787-9.1
6	EOL	Ventos de São Vitor 7	1	6,20	BA	EOL.CV.BA.034838-4.1
7	EOL	Cajuína A2 (Antiga Ventos de Santa Tereza 02)	1 e 2	11,40	RN	EOL.CV.RN.047236-0.1
8	EOL	Ventos de Santa Leia 01	1 e 2	9,00	RN	EOL.CV.RN.032593-7.1
9	EOL	Ventos de Santa Leia 12	3, 4 e 7 a 10	25,80	RN	EOL.CV.RN.045010-3.1
10	EOL	Ventos de Santa Leia 14	9 e 12	9,00	RN	EOL.CV.RN.045012-0.1
11	EOL	Baixa do Sítio	5 a 9	21,00	RN	EOL.CV.RN.033964-4.1
12	EOL	AW Santa Régia	1 a 9	37,80	RN	EOL.CV.RN.032194-0.1
Potência Total (MW)				223,77		

Destaca-se, em setembro de 2023, a entrada em operação de 184 MW a partir das fontes renováveis eólica e biomassa, o que corresponde a aproximadamente 82% de toda a expansão no mês.

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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Set/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Set/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Set/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	74,2	279,2	74,2	622,6
Biomassa	0,0	121,5	34,0	79,7	34,0	201,2
Fóssil	0,0	221,9	40,1	199,5	40,1	421,4
Eólica	43,8	1.715,5	105,8	1.610,9	149,6	3.326,4
Eólica (não GD)	43,8	1.715,5	105,8	1.610,9	149,6	3.326,4
Solar	0,0	40,0	0,0	3.000,2	0,0	3.040,2
Solar (não GD)	0,0	40,0	0,0	3.000,2	0,0	3.040,2
TOTAL	44	2.246	180	4.890	224	7.137

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de setembro 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 68% desse crescimento.

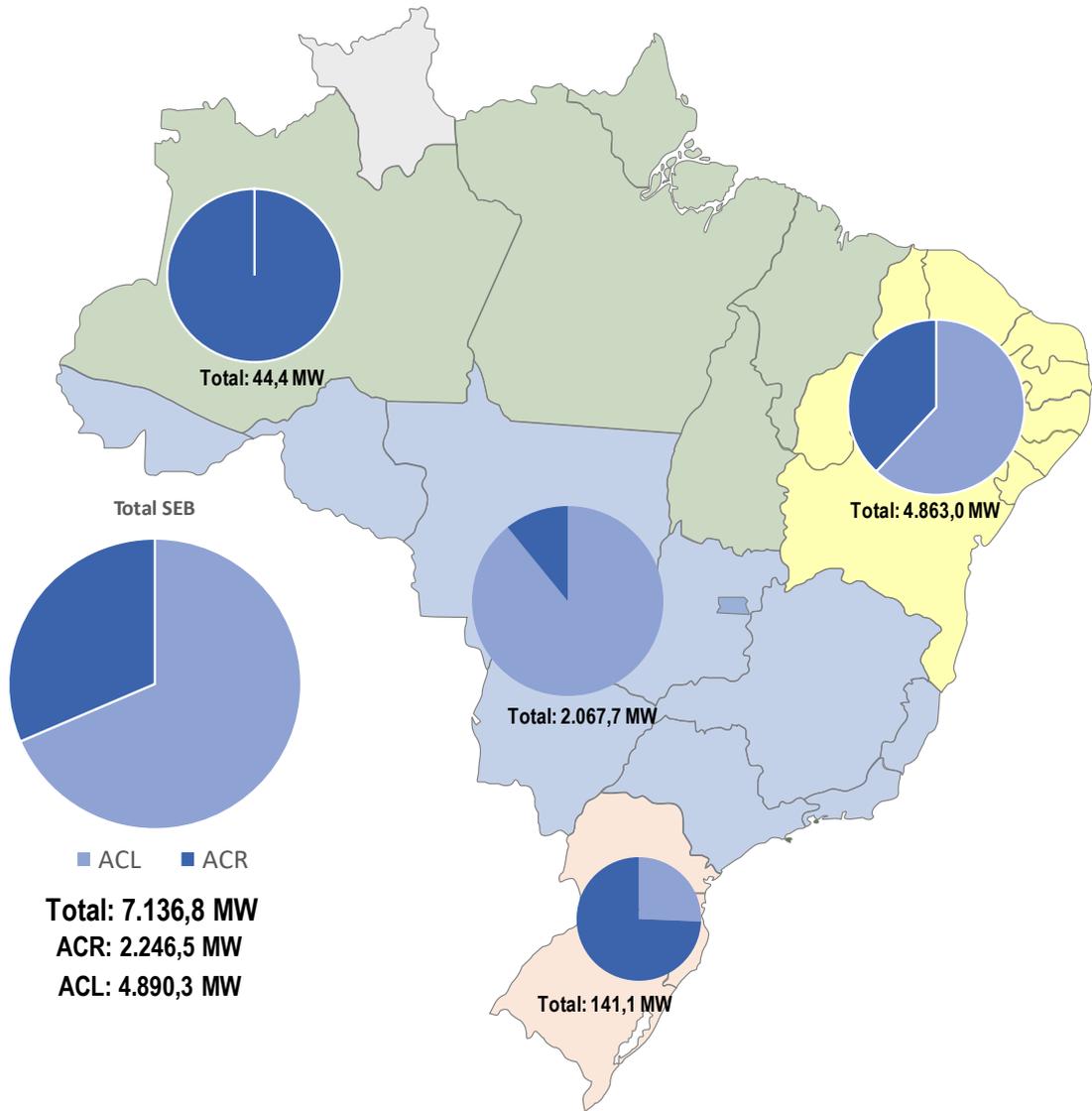


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

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 28.205 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 15.584 MW (55,3%) de fonte solar, 8.004 MW (28,4%) de fonte eólica, 4.283 MW (15,2%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 335 MW, representando menos de 1,2% do total. Destaca-se, também, que 20.814 MW (73,8%) 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.

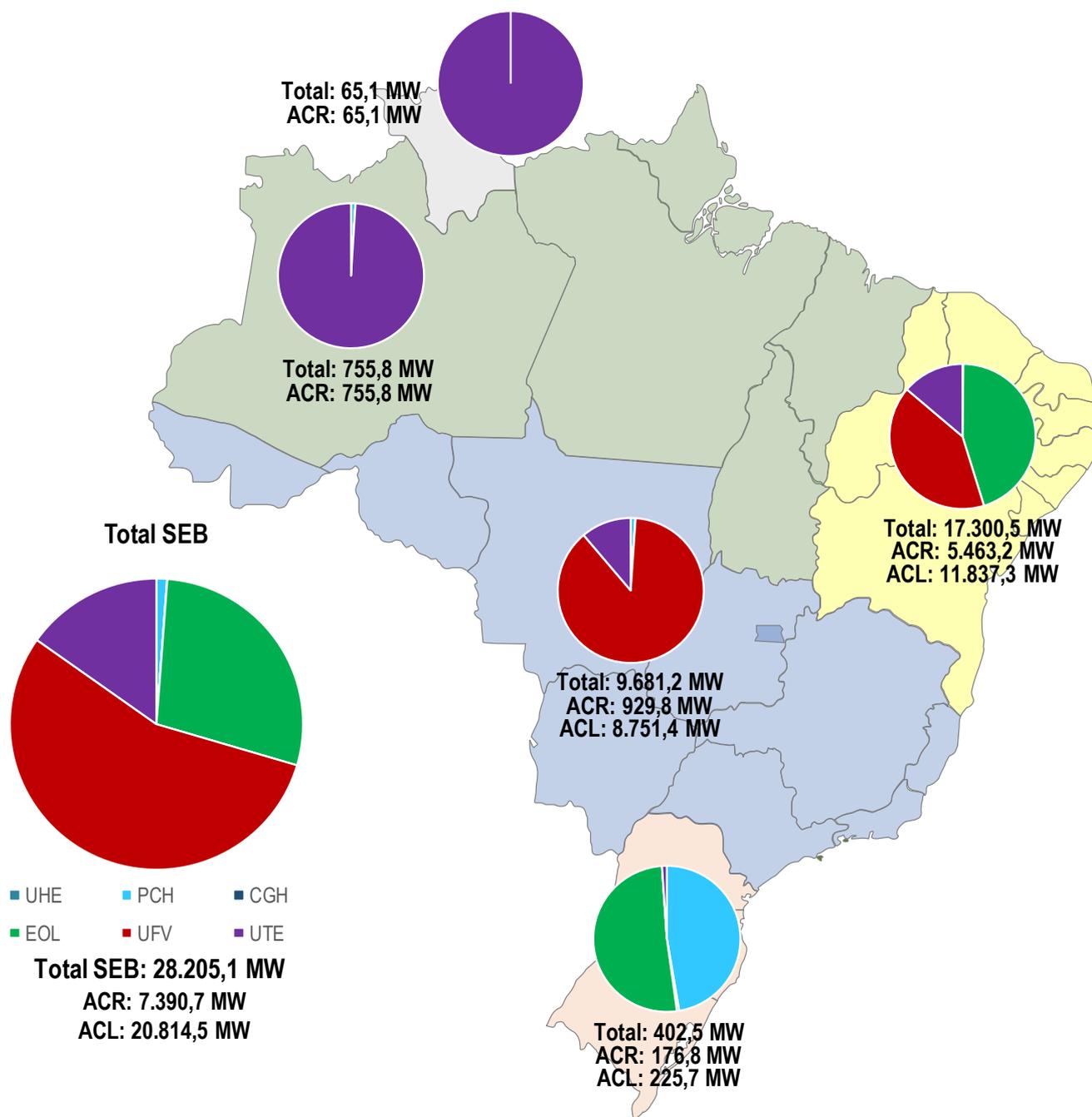


Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

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	27,7	103,4	148,1	4,2	31,9	19,5	31,9	135,3	167,6
PCH	27,7	98,8	146,1	4,2	31,9	19,5	31,9	130,7	165,6
CGH	0,0	4,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	2,0
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	684,9	678,5	2.539,9	124,9	87,5	166,7	809,8	766,0	2.706,7
Termo Nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	363,9	545,8	1.320,9	1.542,1	2.887,4	1.343,7	1.906,0	3.433,2	2.664,6
Eólica (não GD)									
Solar	105,0	410,5	462,0	492,2	6.746,5	7.367,8	597,2	7.157,0	7.829,8
Solar (não GD)									
TOTAL	1.182	1.738	4.471	2.163	9.753	8.898	3.345	11.492	13.369
TOTAL (2023 a 2025)		7.391			20.814			28.205	

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

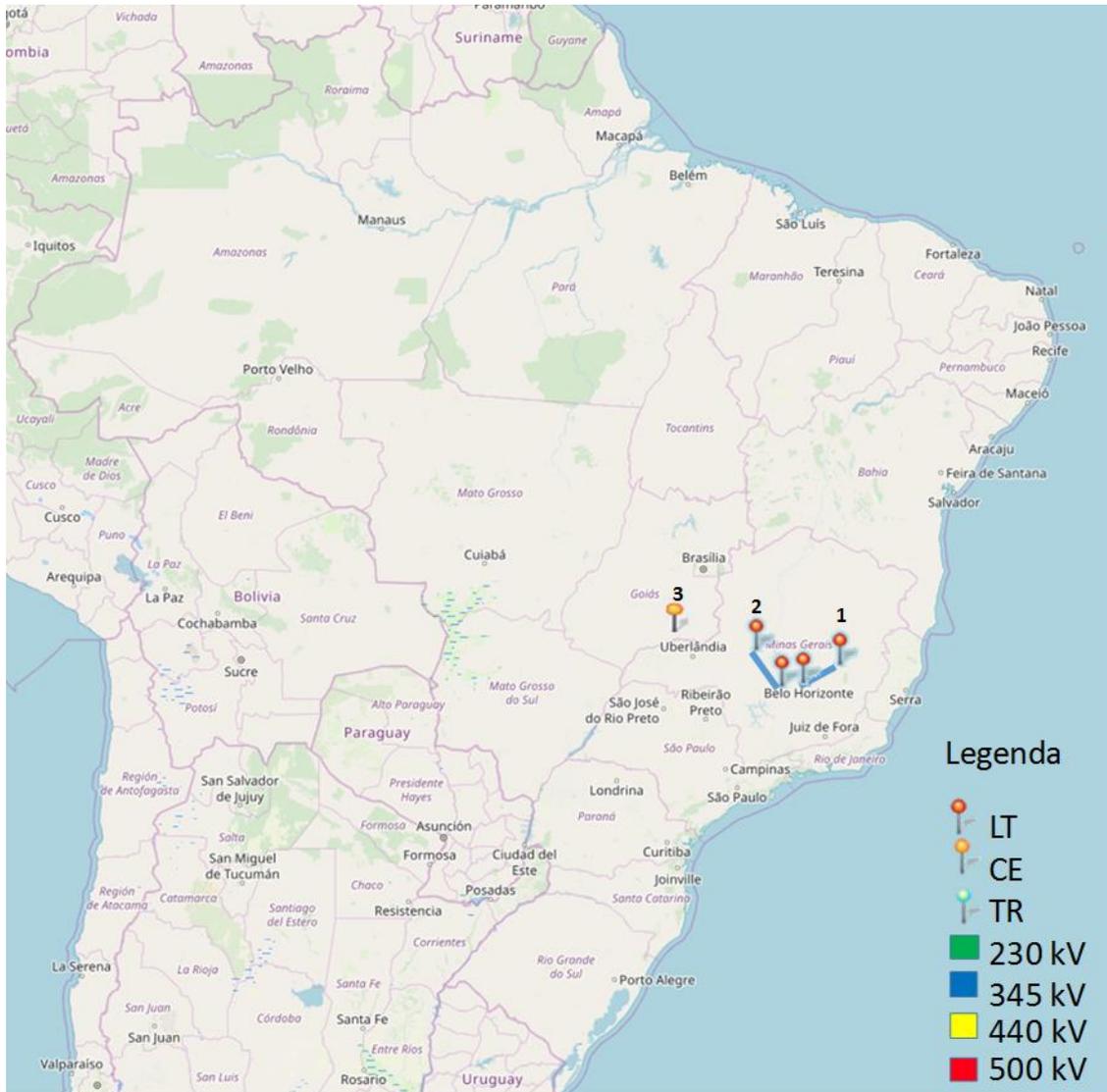


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em setembro de 2023.

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

Nesse mês, verificou-se a entrada em operação somente do Seccionamento da LT 230 kV Barreiro / Neves, na Subestação Betim 6. No entanto, devido à sua extensão reduzida, consta o valor zero na Tabela 13.

A inserção desse Seccionamento melhora o atendimento às cargas em Minas Gerais.



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	345	LT 345 kV BARREIRO 1 / BETIM 6 C1	0,0	MG
2	345	LT 345 kV BETIM 6 / NEVES 1 C1	0,0	MG
TOTAL			0,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
TOTAL			0,0	

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
3	230	BC 138 kV 80 Mvar RIO VERDE FUR 1.	80,0	GO
TOTAL			80,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	0,0	2.849,8
345	0,0	412,0
500	0,0	1.831,3
TOTAL	0,0	5.093,1

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	0,0	2.598,0
345	0,0	3.150,0
500	0,0	8.788,0
TOTAL	0,0	14.536,0

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 8.880 km de linhas de transmissão e 37.633 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	186,5	1.060,8	712,4
345	359,0	66,5	377,6
440	0,0	61,0	0,0
500	560,7	3.060,6	2.434,8
TOTAL	1.106,2	4.248,9	3.524,8

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	1.800,0	6.150,0	3.820,0
345	1.815,0	2.910,0	3.175,0
440	0,0	600,0	0,0
500	636,0	14.876,9	1.850,0
TOTAL	4.251,0	24.536,9	8.845,0

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 agosto de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 64,1% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar aumentou 0,2 p.p., as gerações térmica e eólica apresentaram redução de sua participação em 0,5 p.p. e 2 p.p., respectivamente.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em agosto de 2023, aumento de 0,3 p.p. em relação ao mês anterior.

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

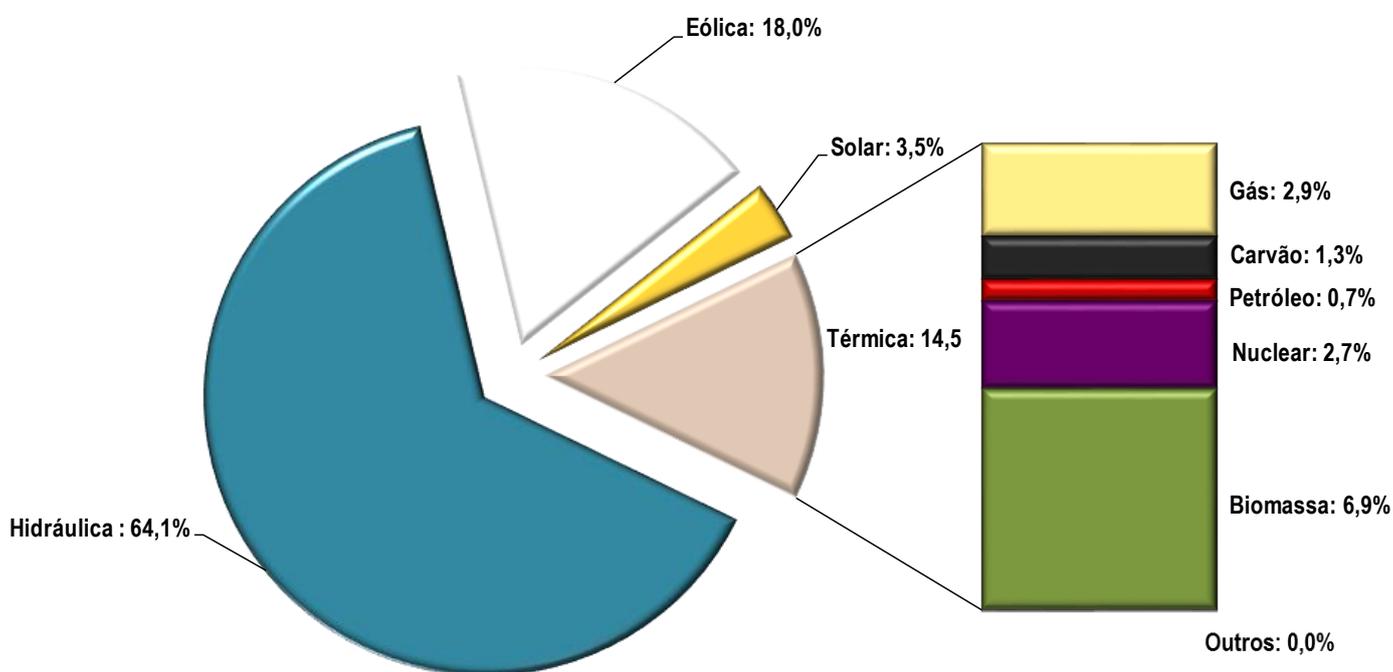


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

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 bicompostíveis. Dados contabilizados até agosto de 2023.



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

No mês de agosto de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 7% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou redução de 1,3%. Quanto ao comparativo com agosto de 2022, as gerações hidráulica, térmicas e solares sofreram aumento de 1,8%, 0,2% e 50,3%, respectivamente. Enquanto que a geração eólica apresentou redução de 2%. Em relação ao total de geração no mês de agosto, houve aumento de 2% em relação a agosto 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 2,0%.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/22 (GWh)	Jul/23 (GWh)	Ago/23 (GWh)	Evolução mensal (Ago/23 / Jul/23)	Evolução anual (Ago/23 / Ago/22)	Set/21-Ago/22 (GWh)	Set/22-Ago/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.742	30.220	32.326	7,0%	1,8%	401.352	423.983	5,6%
Térmica	6.945	7.050	6.958	-1,3%	0,2%	99.573	67.891	-31,8%
Gás	1.509	1.386	1.374	-0,9%	-9,0%	40.964	17.420	-57,5%
Carvão	657	732	676	-7,6%	3,0%	9.479	6.142	-35,2%
Petróleo ²	89	84	89	5,7%	0,3%	7.757	1.265	-83,7%
Nuclear	1.087	1.351	1.381	2,2%	27,1%	14.027	14.804	5,5%
Outros	296	0	0	0%	-99,9%	2.720	1.760	-35,3%
Biomassa	3.307	3.497	3.437	-1,7%	3,9%	24.627	26.500	7,6%
Eólica	9.272	9.785	9.083	-7,2%	-2,0%	75.069	88.994	18,5%
Solar	1.158	1.611	1.741	8,1%	50,3%	10.417	17.073	63,9%
TOTAL	49.117	48.666	50.108	3,0%	2,0%	586.412	597.941	2,0%

Fonte dos dados: CCEE.



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

Em agosto de 2023, nos sistemas isolados a geração hidráulica apresentou redução de 15,7% e a geração térmica a gás natural aumentou 6,9%, em relação ao mês anterior. Quando comparada com agosto de 2022, a geração hidráulica aumentou em 46,7% e a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 39,1%.

A geração total no mês de agosto 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 15,4%, comparativamente ao mesmo período anterior.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/22 (GWh)	Jul/23 (GWh)	Ago/23 (GWh)	Evolução mensal (Ago/23 / Jul/23)	Evolução anual (Ago/23 / Ago/22)	Set/21-Ago/22 (GWh)	Set/22-Ago/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2,5	4,3	3,6	-15,7%	46,7%	33	40	20,1%
Gás	58,7	76,4	81,6	6,9%	39,1%	375,6	814,4	116,8%
Petróleo ²	207,6	222,1	243,6	9,7%	17,3%	3.042,6	3.010,6	-1,1%
Biomassa	18,6	15,9	22,2	39,6%	19,7%	135,3	273,3	102,0%
TOTAL	287	319	351	10,2%	22,2%	3.587	4.138	15,4%

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 agosto de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de agosto de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste reduziu 6,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 44,7%, com total de 11.391 MWmédios de geração verificada no mês. Embora tenha reduzido em relação ao mês anterior, o mês de agosto caracterizou-se pela alta produção de geração eólica nessa região, característica do período conhecido como “temporada dos ventos altos”, que acontece na região Nordeste do Brasil, entre julho e outubro. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,6% valor 0,8 p.p. maior em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em agosto de 2023, reduziu 2,6 p.p. com relação ao mês anterior, 31,1%, com total de 656 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 30,7%, o que indica redução de 2,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

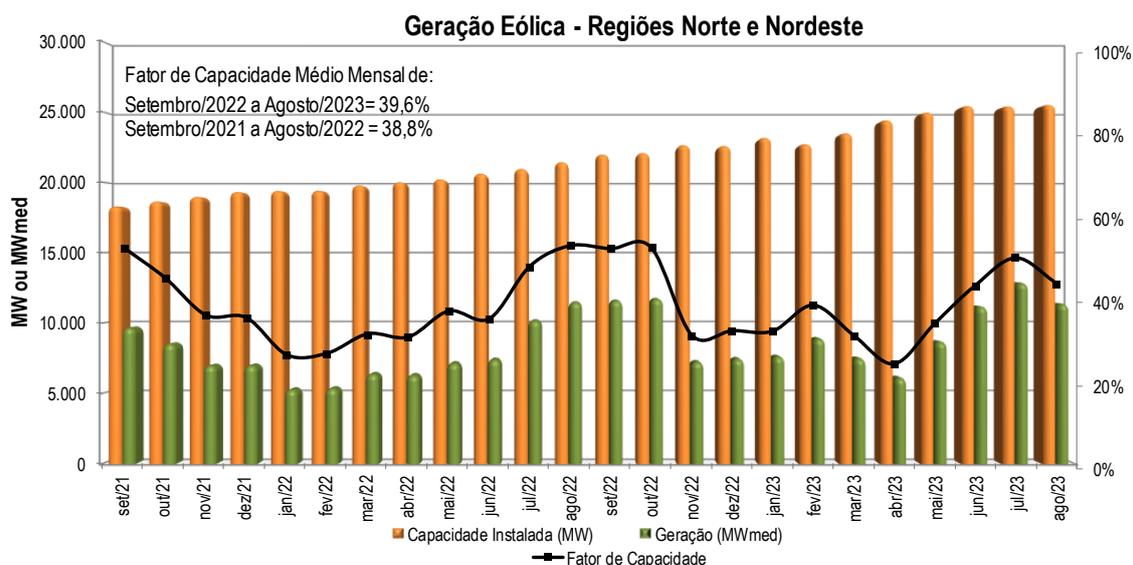


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

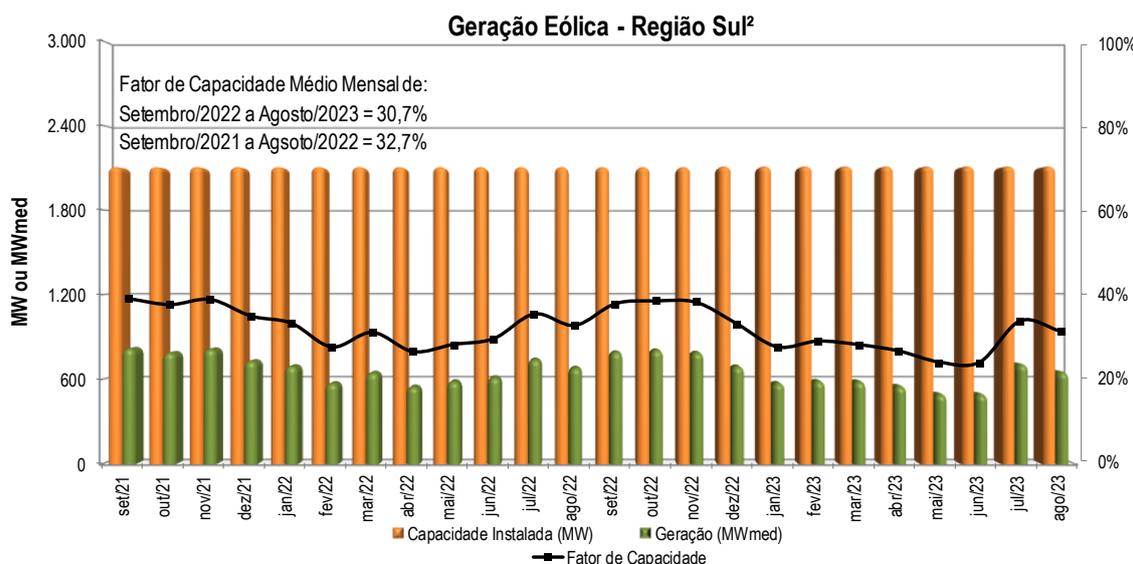


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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 agosto de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em agosto de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 42.495 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 52.963 MWmédios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 80,2%.

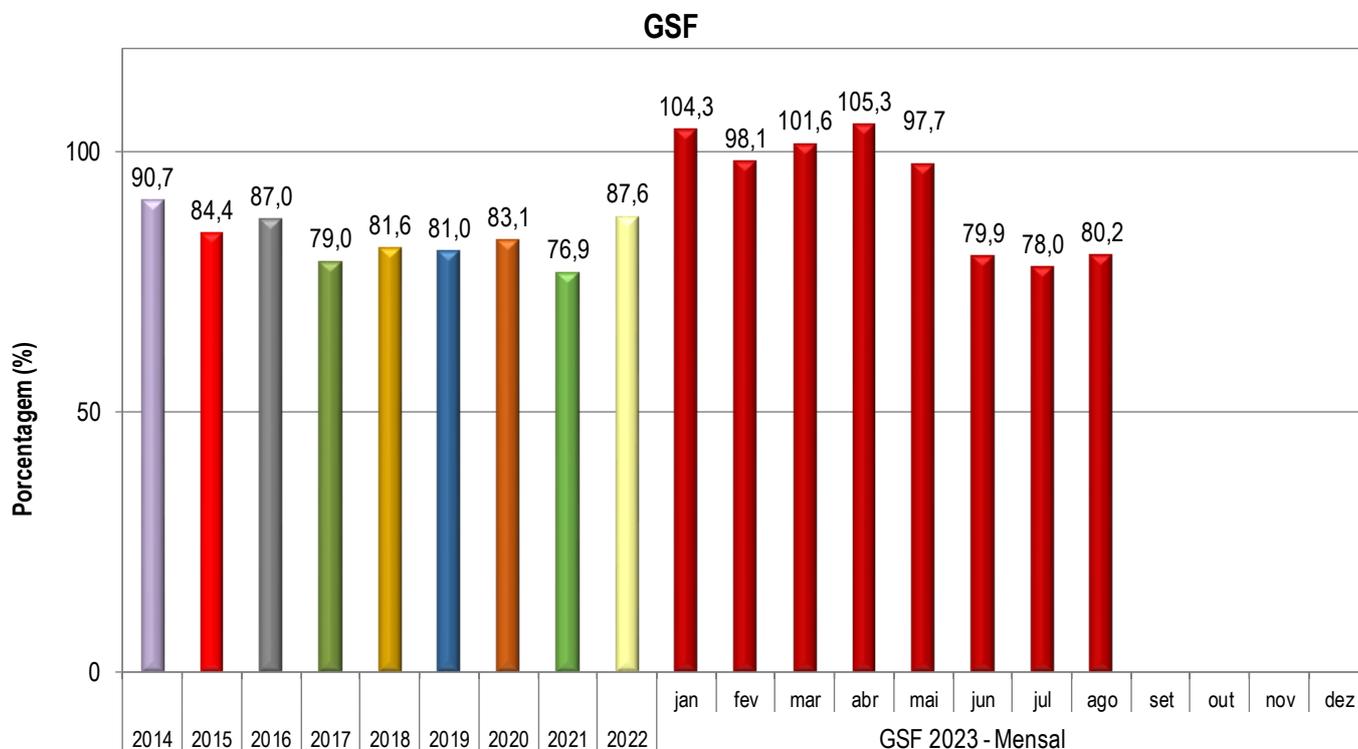


Figura 26. Evolução do GSF

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				
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525	47.493	51.764	50.721	52.963				
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3	97,7	79,9	78,0	80,2				

Dados contabilizados até agosto de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em setembro 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\$ 1.535 / MWh. Cabe destacar que o valor máximo ocorreu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no dia 28 de setembro.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos até o dia 24 de setembro, 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.

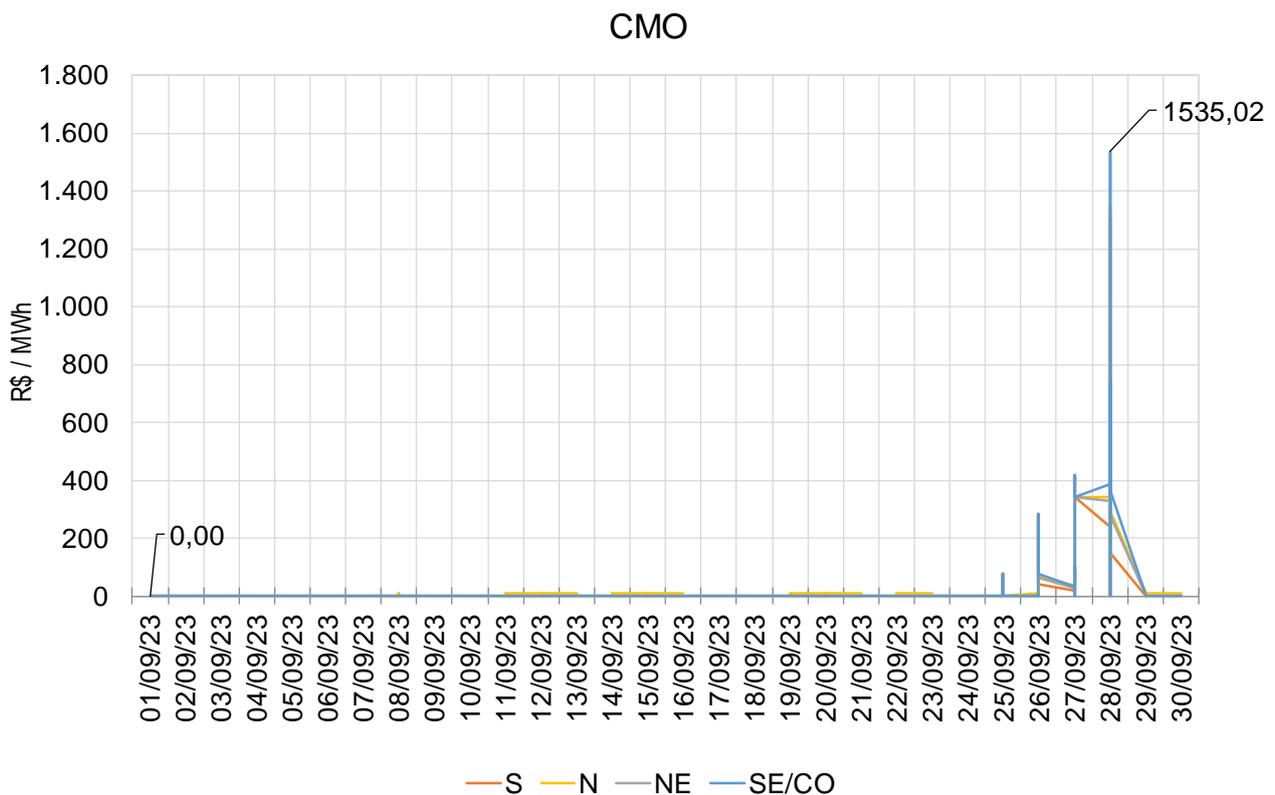


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em setembro de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou entre R\$ 69,04 / MWh e R\$ 620,95 / MWh em todos os subsistemas, sendo que a permanência em seu limite inferior perdurou durante quase todo o mês, havendo forte incremento a partir do dia 27 de setembro.

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.

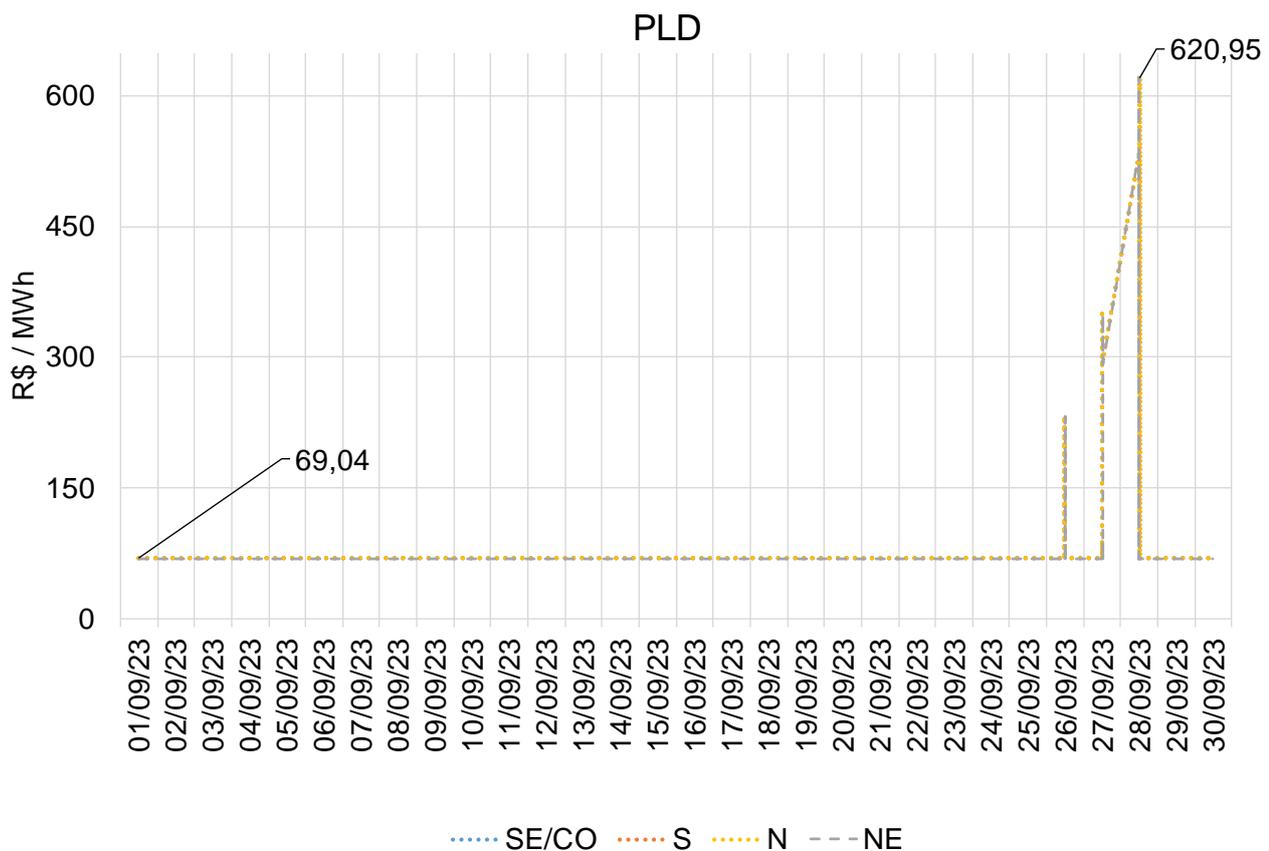


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.

11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em agosto de 2023 totalizaram R\$ 23,1 milhões, montante inferior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 24,8 milhões. Conforme ilustrado na figura a seguir, ocorreu Encargo por Serviços Ancilares, responsável por aproximadamente 75% do total, e Encargo por Restrição de Operação Constrained-On, responsável por 25%.

Portanto, no mês de agosto, não houve cobranças referentes a Encargos por Deslocamento Hidráulico, Encargos sobre Importação, Constrained-off, Reserva Operativa e Segurança Energética.

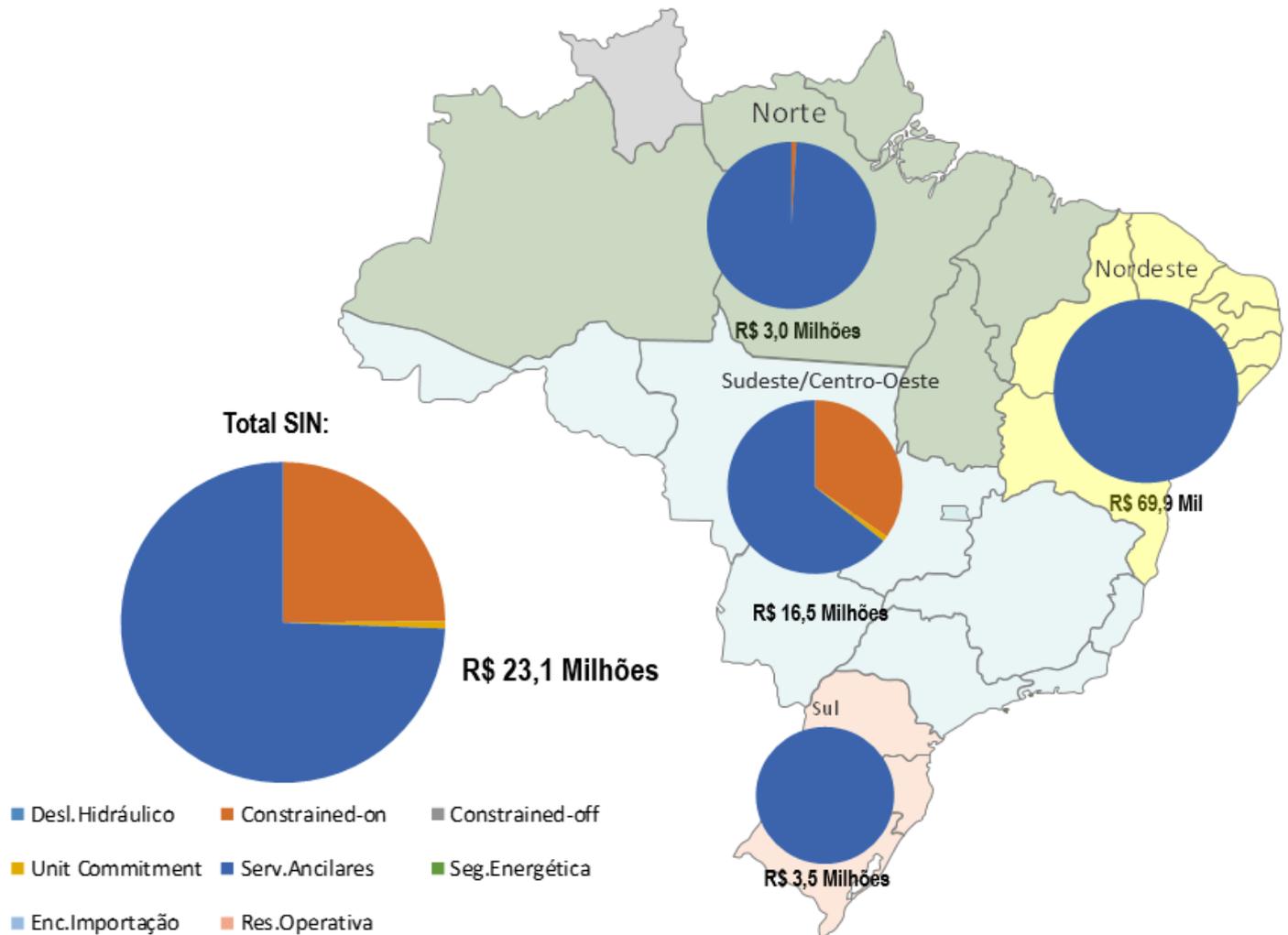


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

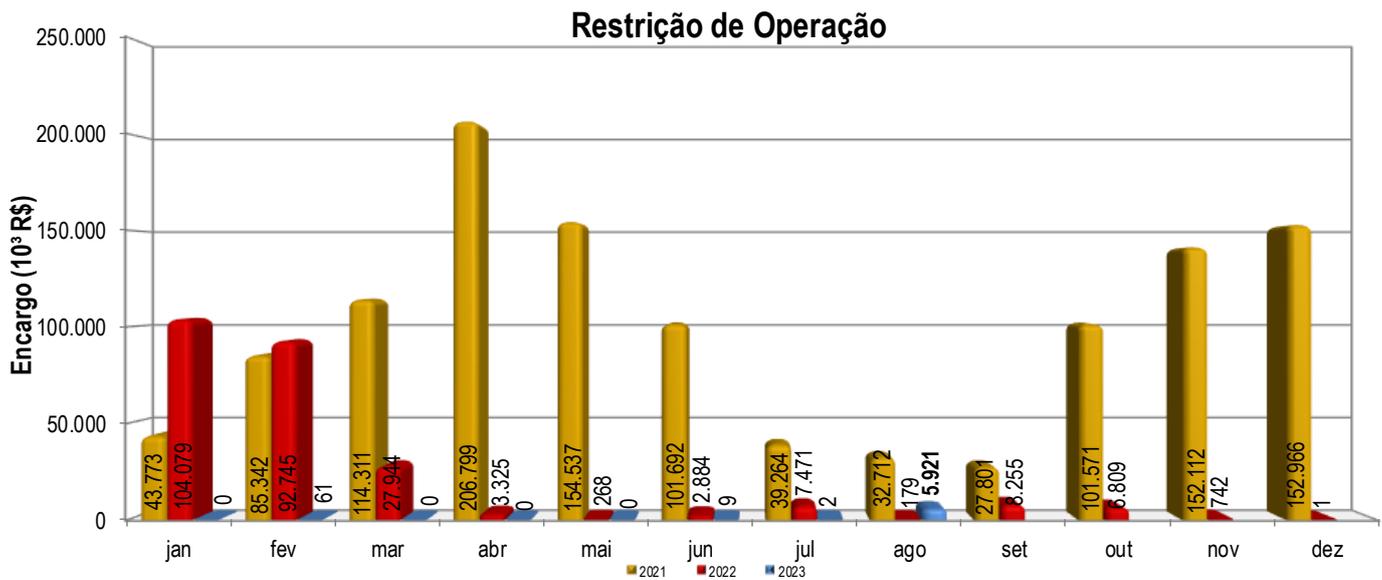


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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.

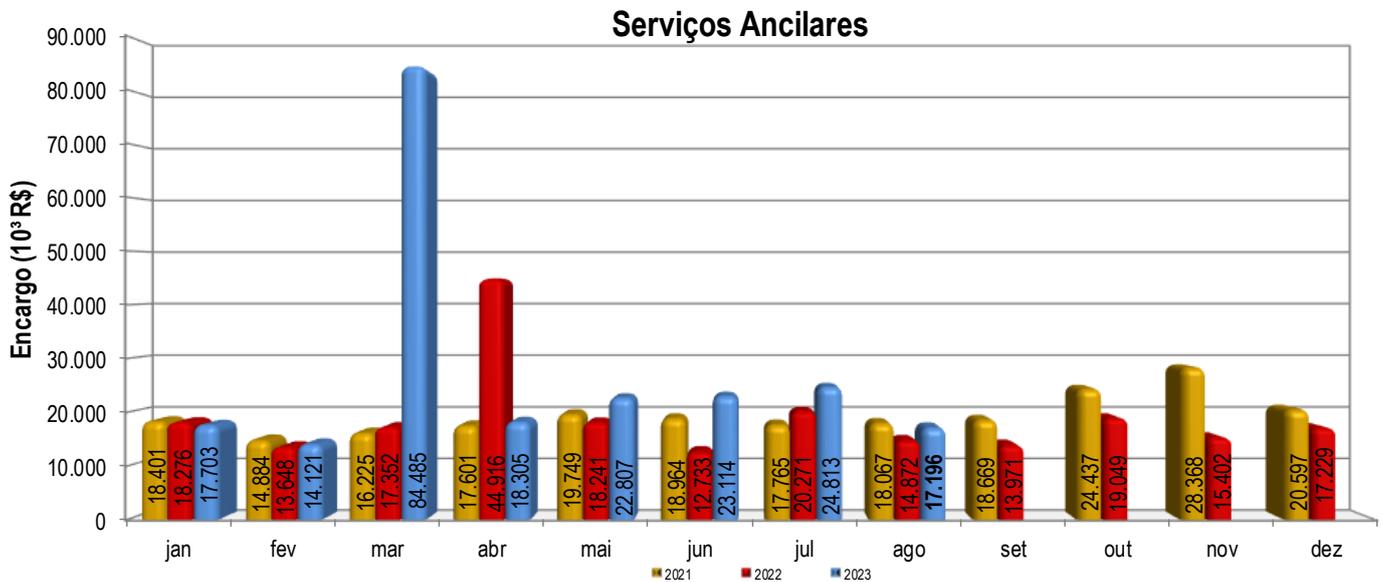


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

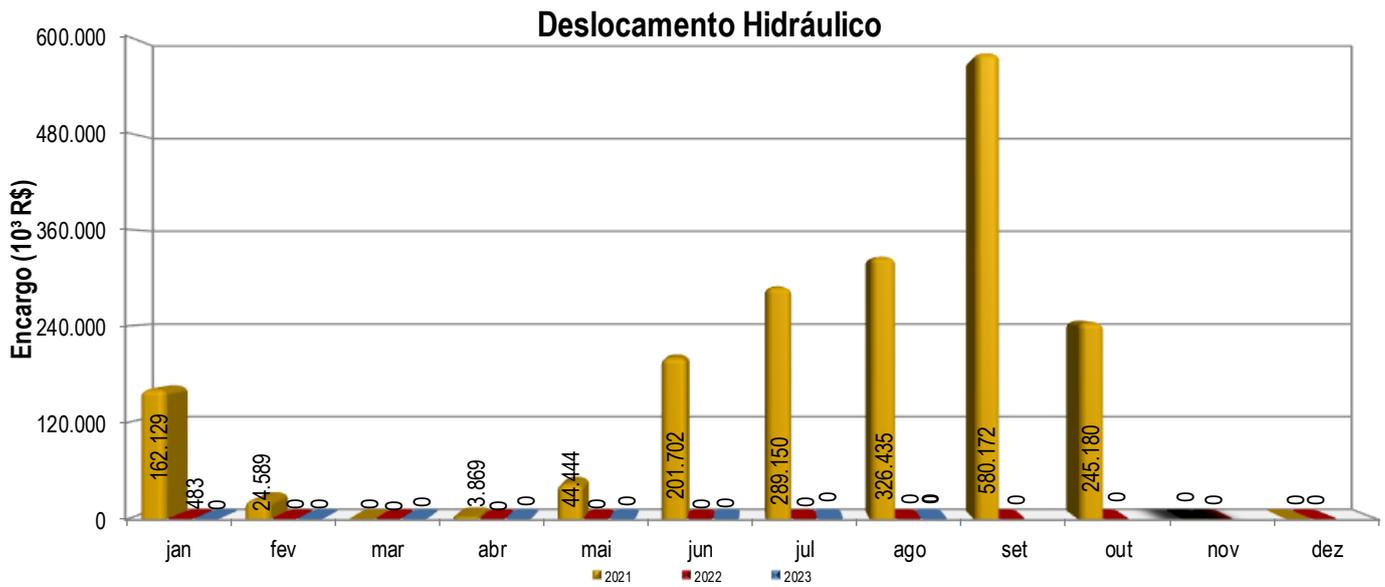


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

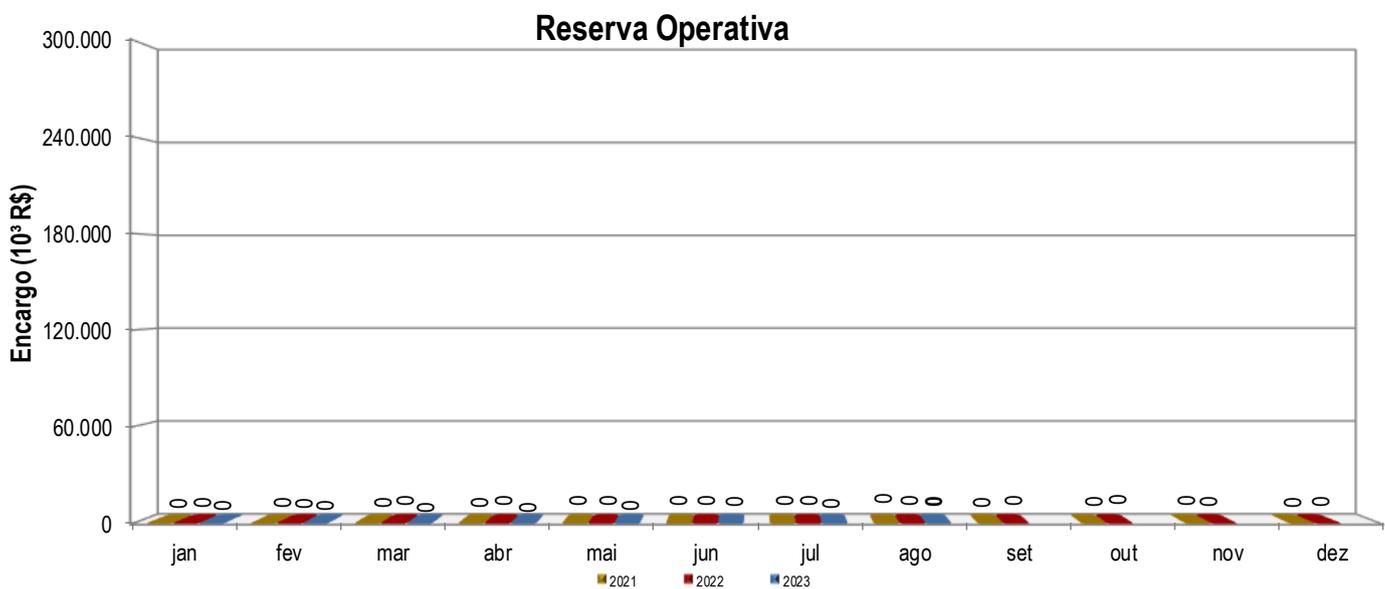


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

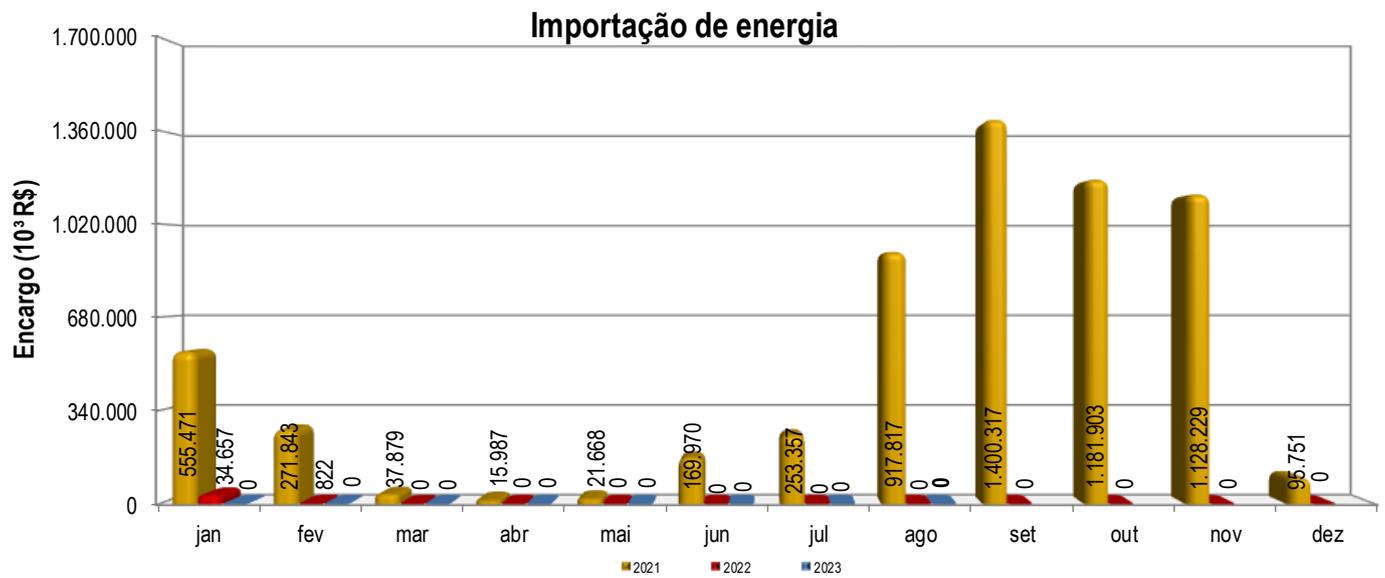


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

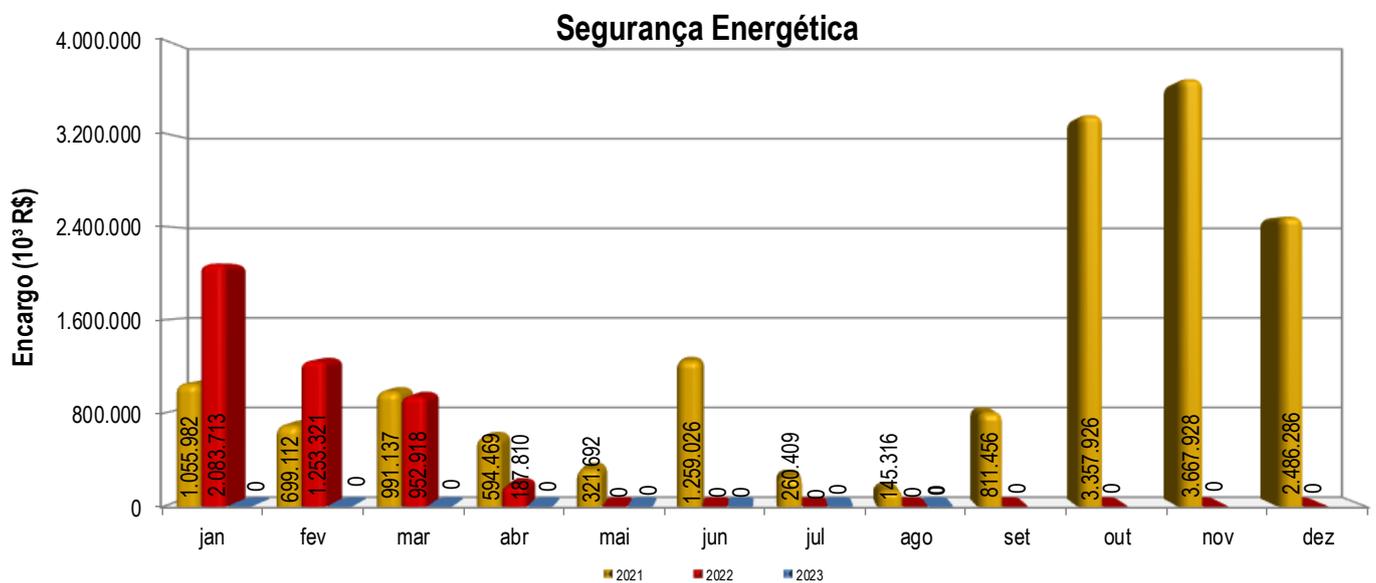


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

No mês de setembro de 2023, foram verificadas 3 (três) ocorrências 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 1.008 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
14/set	Houve interrupção de 126,51 MW de cargas, sendo 62,4 MW da distribuidora Neoenergia Pernambuco e 64,11 MW da distribuidora Neoenergia Coelba, que atendem parte do interior dos estados da Bahia e Pernambuco.	126,5	BA e PE	Em análise pelo ONS e Agentes envolvidos.
20/set	Desligamento automático dos transformadores 01, 02 e 03 (345/88 kV) e de todo o setor de 88 kV da SE Milton Fornasaro.	715,3	SP	A perturbação teve início com um curto-circuito bifásico envolvendo as fases Azul e Vermelha, na LT 88 kV Milton Fornasaro - Pirituba C2 de propriedade da ENEL, por causa a ser determinada pela ENEL
23/set	Desligamento automático do setor de 500 kV da SE Grajaú.	166,0	RJ	A perturbação consistiu no desligamento automático das linhas LT 500 kV Adrianópolis - Grajaú C1 e LT 500 kV Grajaú - Nova Iguaçu C1 devido a um curto-circuito que envolveu a fase vermelha na LT 500 kV Grajaú - Nova Iguaçu C1 e fase azul na LT 500 kV Adrianópolis - Grajaú C1, provocada por uma linha de pipa, conforme declarações de moradores e confirmação obtida durante a inspeção realizada pelo agente Furnas.
		1.007,8		

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				23.368	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	460
SE/CO	310	0	684	282	0	156	0	378	881				2.691	1.165
NE	153	0	298	132	161	0	0	0	127				871	1.571
N	0	0	677	0	0	351	0	0	0				1.028	1.185
Isolados	0	0	0	178	0	0	0	0	0				178	1.154
TOTAL	463	0	1.659	592	161	507	0	23.746	1.008	0	0	0	28.136	5.535

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				1	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	2
SE/CO	2	0	2	2	0	1	0	1	2				10	4
NE	1	0	1	1	1	0	0	0	1				5	7
N	0	0	2	0	0	1	0	0	0				3	4
Isolados	0	0	0	1	0	0	0	0	0				1	7
TOTAL	3	0	5	4	1	2	0	2	3	0	0	0	20	24

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

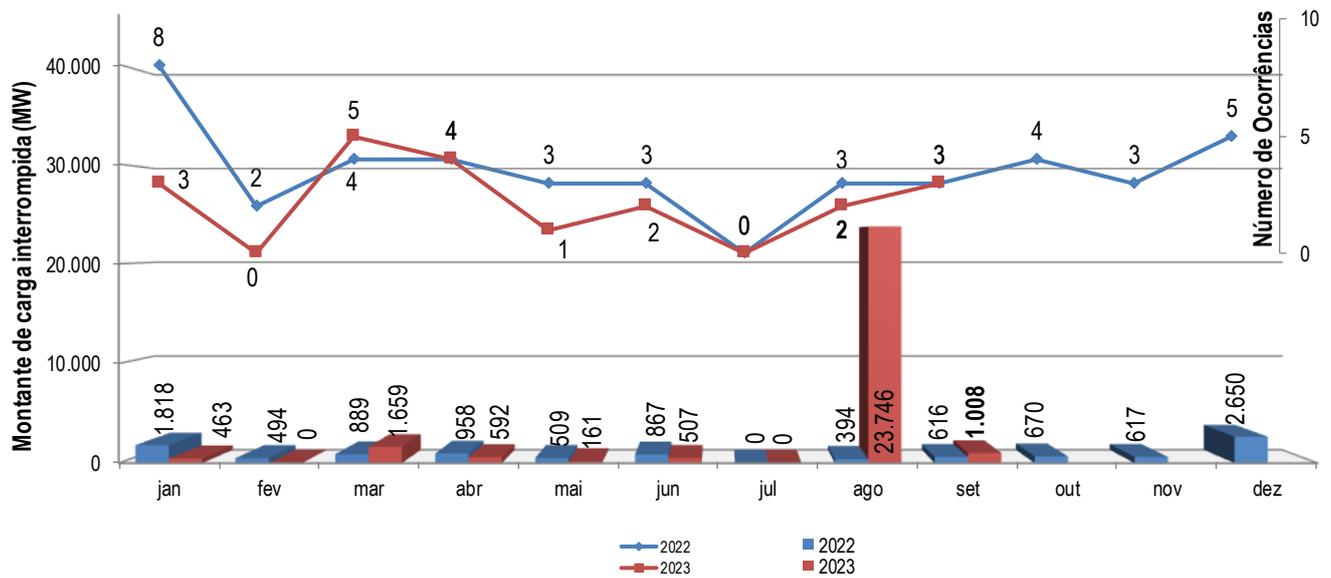


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 agosto de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 6,65 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,15 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 a seguir.

Ressalta-se que quanto menor for o valor do DEC, melhor será a qualidade do serviço 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					8,72	13,47	12,11
NE	1,09	1,12	1,09	1,07	0,94	0,87	0,87	0,86					7,90	11,85	13,10
N	1,79	1,70	1,85	1,69	1,60	1,48	1,45	1,76					13,28	21,60	29,90
SE	0,74	0,75	0,74	0,58	0,47	0,37	0,52	0,55					4,79	7,07	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66	0,59	0,63	0,65	0,74					5,93	9,25	9,39
Brasil	0,99	0,99	0,96	0,84	0,71	0,68	0,72	0,79					6,65	10,15	11,28

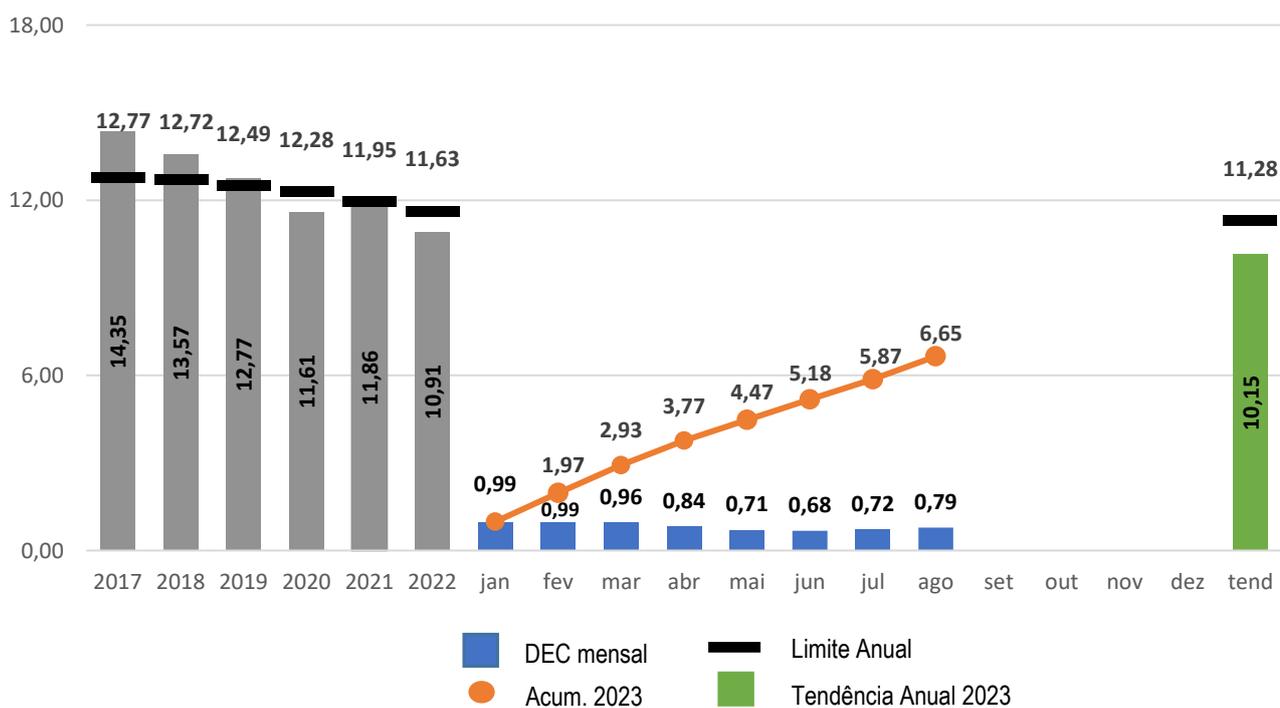


Figura 37. DEC do Brasil.



Até o mês de agosto de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,33 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,12 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 a seguir.

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					4,69	7,18	8,51
NE	0,46	0,42	0,42	0,46	0,40	0,40	0,39	0,39					3,34	5,13	7,95
N	0,98	0,91	0,93	0,90	0,90	0,86	0,87	0,91					7,25	11,41	24,42
SE	0,36	0,35	0,36	0,27	0,26	0,20	0,28	0,31					2,41	3,62	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41	0,36	0,38	0,35	0,43					3,56	5,56	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41	0,37	0,36	0,37	0,42					3,33	5,12	7,84

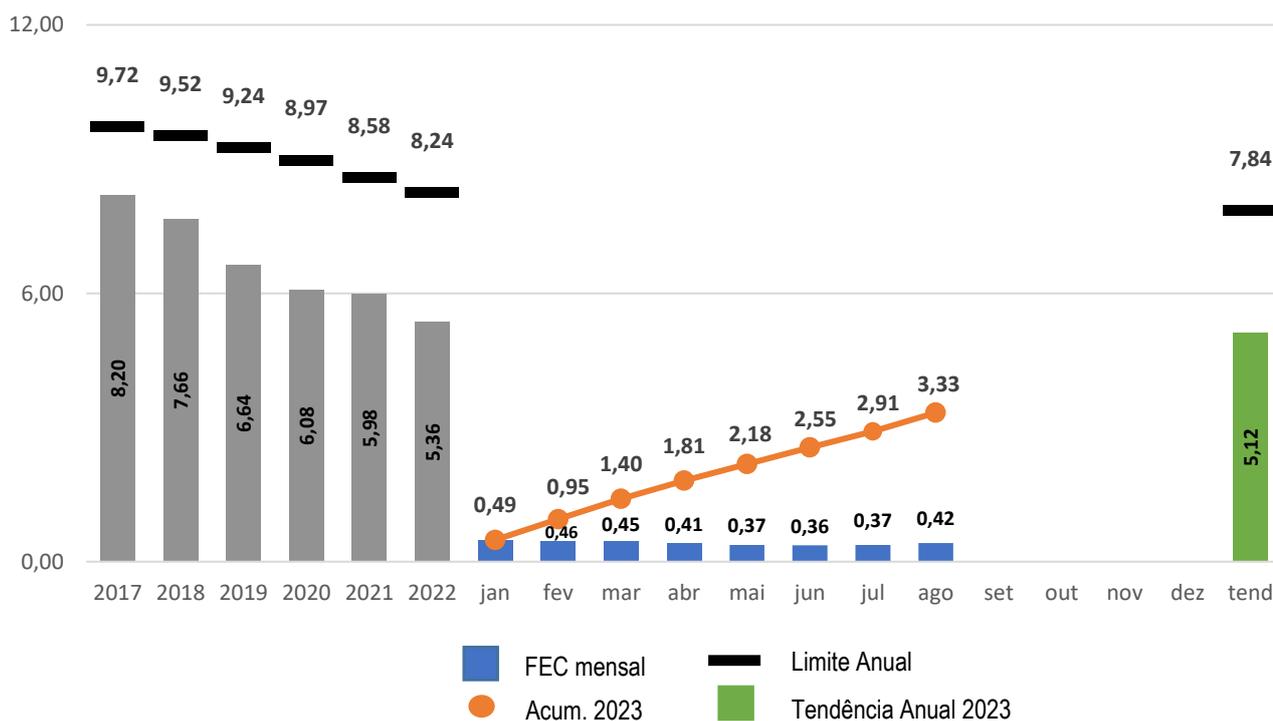


Figura 38. FEC do Brasil.

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 agosto 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 Afluenta	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	