



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

Dezembro / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 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

Edson Thiago Nascimento de Jesus

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Francisco José Cerqueira Silva

Joyce Feitosa da Silva

Juliana Oliveira do Nascimento

Ricardo Nogueira Silveira

Rogério Alexandre Reginato

Rogério Guedes da Silva (coordenação)

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Patrick Maximo Cordeiro

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/secretaria-nacional-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.....	23
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	25
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	28
8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	29
8.1. Matriz de Geração de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro.....	29
8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional	30
8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados.....	31
8.4. Geração Eólica	32
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	33
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	34
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	35
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	36
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	40
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	40
12.2. Indicadores de Continuidade	42



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2023 – Brasil.	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (dezembro - 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 dezembro de 2023.	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.	22
Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2026.	23
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em dezembro de 2023.	25
Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.	32
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	32
Figura 25. Evolução do GSF.	33
Figura 26. Evolução do CMO verificado no mês.	34
Figura 27. Evolução do PLD verificado no mês.	35
Figura 28. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.	36
Figura 29. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.	37
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.	37
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.	38
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.	38
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.	39
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.	39
Figura 35. Ocorrências no SEB.	41
Figura 36. DEC do Brasil.	42
Figura 37. FEC do Brasil.	43



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 novembro de 2023.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em novembro de 2023 (por ambiente de contratação).	20
Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano	26
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.	30
Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	31
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano 2023.	33
Tabela 23. Descrição das Ocorrências.	40
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	40
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	41
Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.	42
Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.	43



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em dezembro de 2023, 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. Em relação aos armazenamentos, no mês de dezembro de 2023, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 3,4 p.p., 5,5 p.p., 5,2 p.p. e 3,0 p.p., respectivamente.

A capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu, em dezembro, 225.225 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 19.698 MW (9,6%), com destaque para 13.498 MW de geração de fonte solar, 4.921 MW de fonte eólica e 1.151 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de dezembro de 2023, ultrapassou os 25 GW de potência instalada, chegando a 25.837 MW, instalados em 2.287.308 unidades, representando 11,5 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 57,5% nos últimos 12 meses.

No mês de novembro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 68% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar aumentou 0,7 p.p e eólica reduziu 3,0 p.p.; já a geração térmica apresentou aumento de 1,9 p.p. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em novembro de 2023, redução de 2,4 p.p. em relação ao mês anterior.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) apresentou, no dia 20 de dezembro, os resultados do Sumário Executivo do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional - PAR/PEL 2023 para o horizonte de 2024 a 2028. Para o ciclo analisado, estão estimados investimentos de R\$ 49 bilhões. O perfil dos investimentos é de R\$ 4,9 bilhões de novas obras e R\$ 44,1 bilhões para projetos de ciclos anteriores que estão sem outorga. Neste segundo grupo, estão, por exemplo, R\$ 21,7 bilhões em linhas de transmissão e novas subestações, leiloados em 15 de dezembro de 2023.

Outro destaque no mês foi a realização, no dia 15 de dezembro, do Leilão de Transmissão nº 2/2023². O certame foi encerrado com os três lotes negociados e possui a previsão de investimento mais alta já anunciada pela realizadora do evento, a ANEEL: R\$ 21,7 bilhões. O deságio médio foi de 40,85%, o que representa uma economia para o consumidor final da ordem de R\$ 37,9 bilhões. Os três lotes contemplam 4.471 km de linhas de transmissão e subestações com capacidade de transformação de 9.840 MVA, localizados nos estados de Goiás, Maranhão, Minas Gerais, São Paulo e Tocantins.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de dezembro 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: ONS¹ e ANEEL².

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em dezembro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 59% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 209% MLT no Sul, 18% MLT no Nordeste e 27% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 56% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 150% MLT no Sul, 18% MLT no Nordeste e 27% 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.

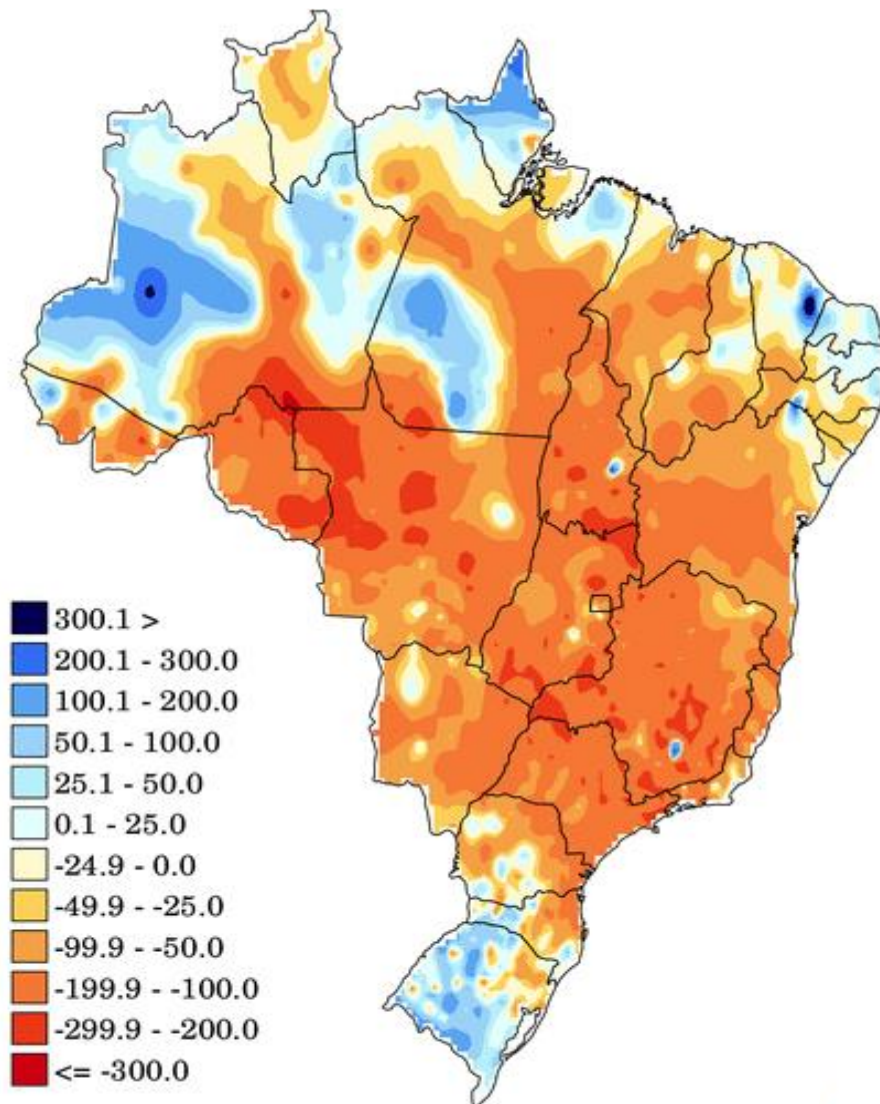


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2023 – Brasil.

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 dezembro 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, com exceção da região Sul.

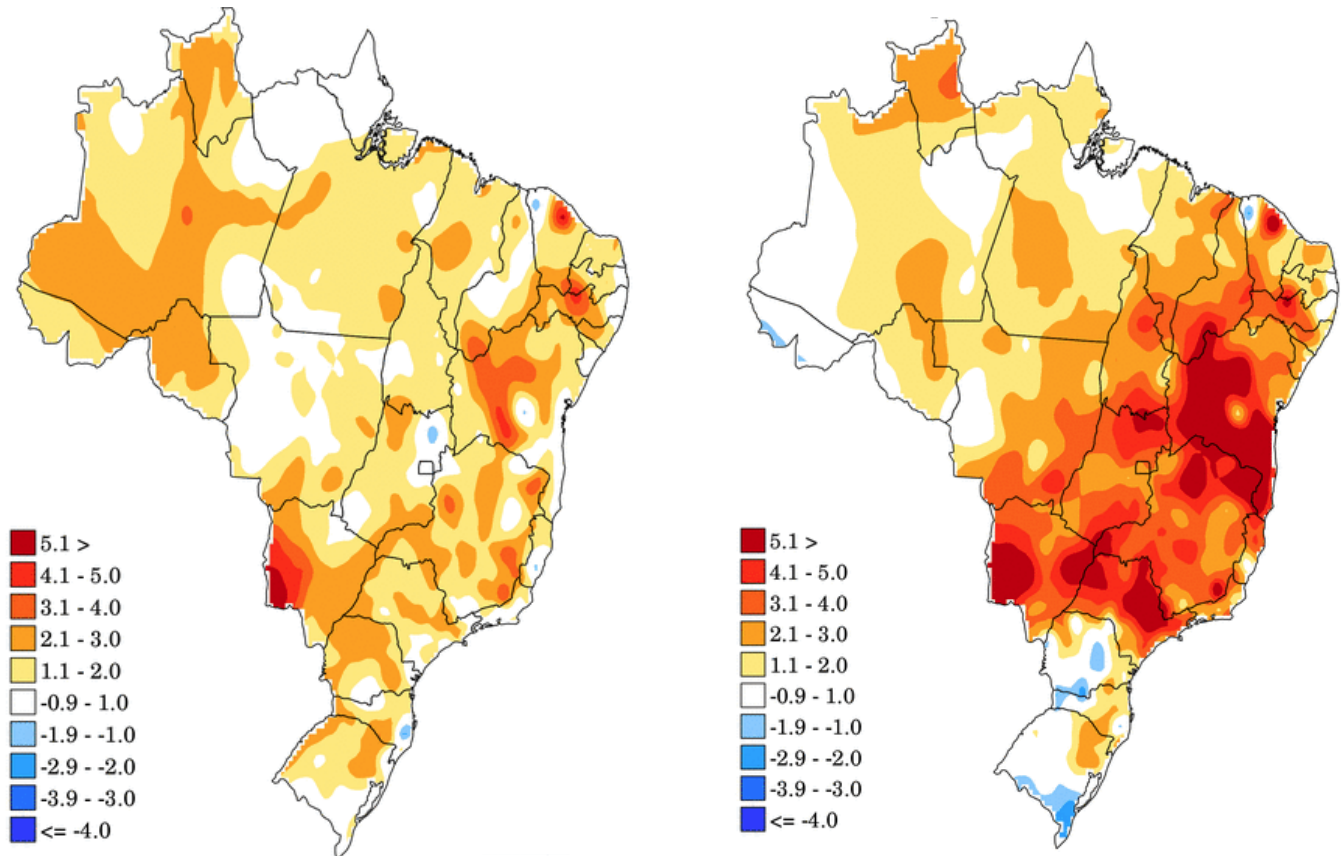


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (dezembro - 2023).

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1 Energia Natural Afluyente Armazenável¹

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

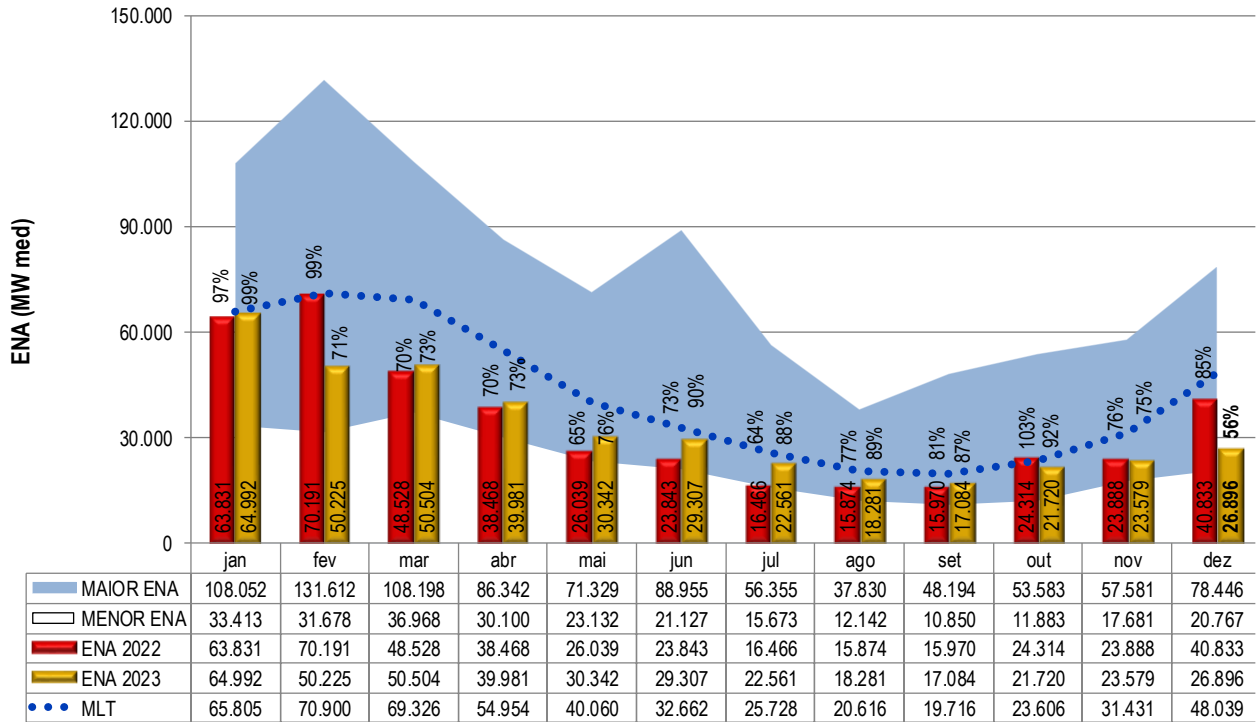


Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

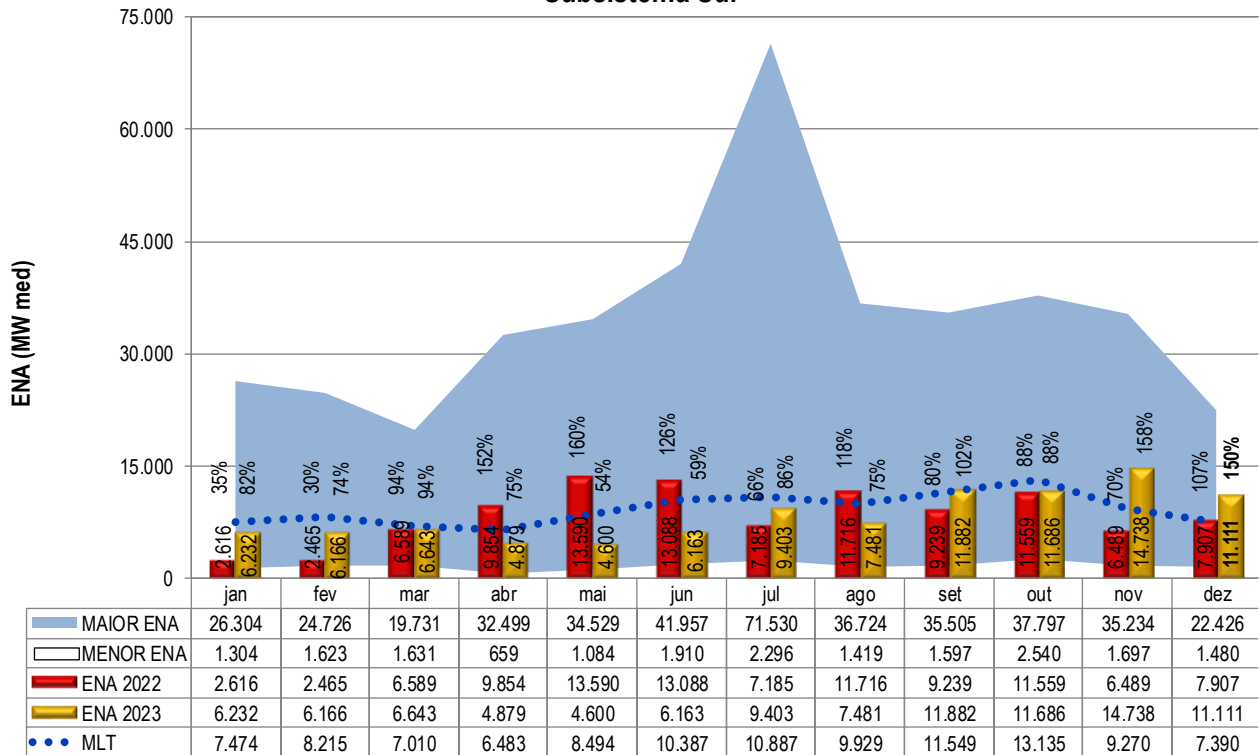


Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.

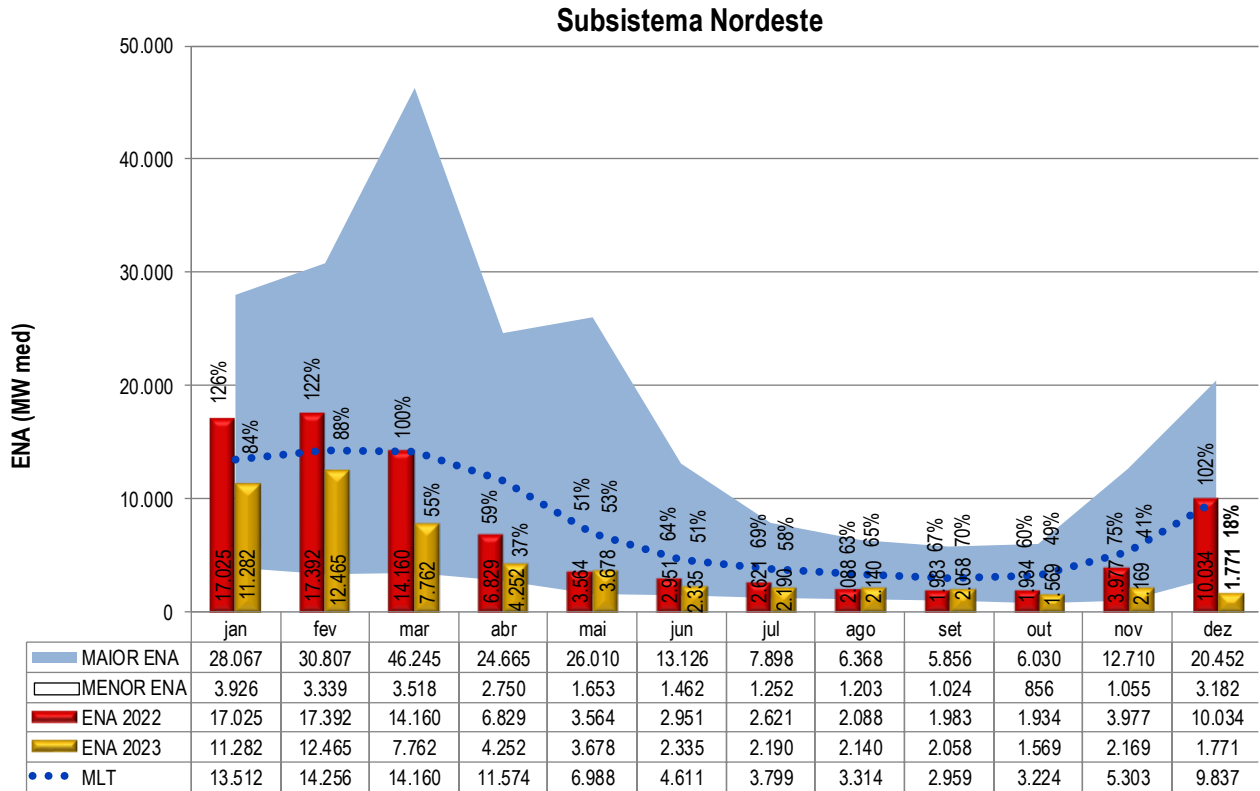


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

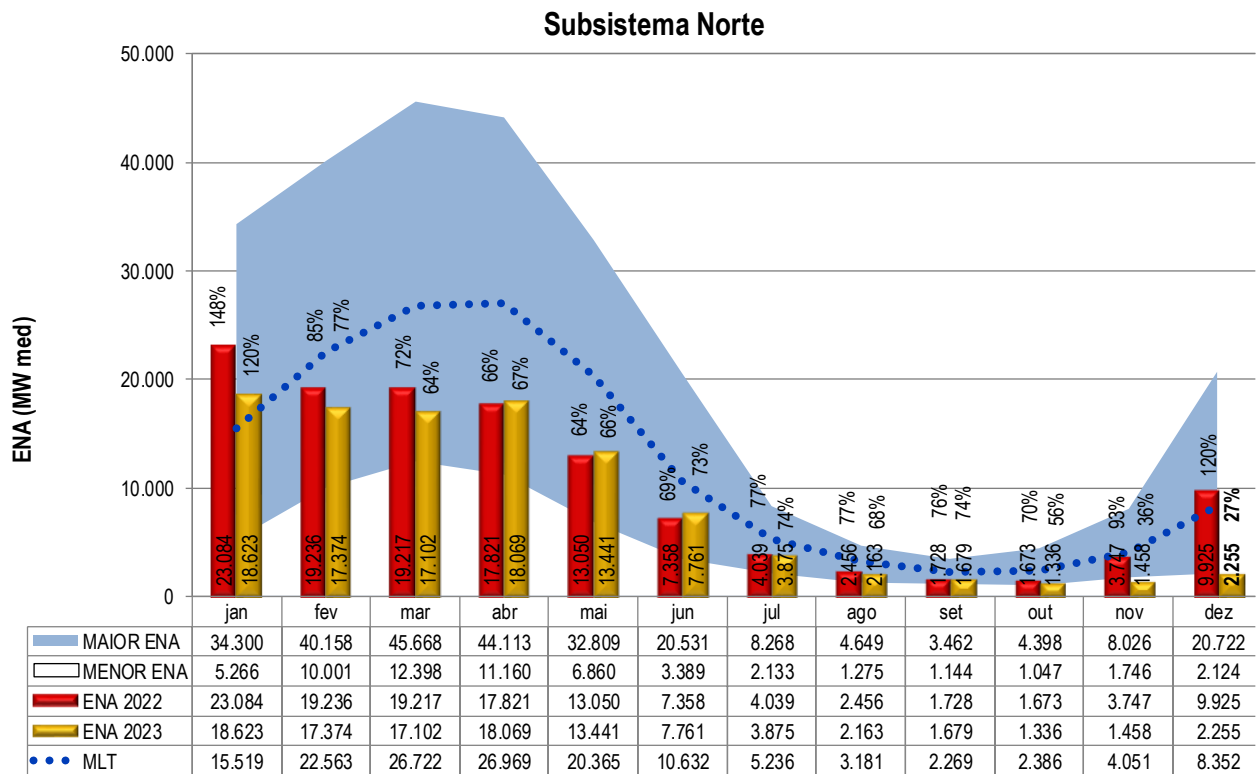


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

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 novembro e dezembro 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 Dezembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Novembro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	60,6	64,0	204.615	70,9
Sul	91,3	96,8	20.459	10,7
Nordeste	48,7	53,9	51.691	14,4
Norte	45,9	48,9	15.302	4,0
TOTAL			292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de dezembro de 2023 os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 3,4 p.p., 5,5 p.p., 5,2 p.p. e 3,0 p.p., respectivamente.

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, os reservatórios de modo geral apresentaram deplecionamento. As usinas hidrelétricas com maiores deplecionamentos percentuais foram Sobradinho, G. B. Munhoz e Tucuruí, em 6,8 p.p., 4,6 p.p. e 4,4 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de novembro	Armazenamento em final de dezembro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	66,4	64,2	-2,2
Fumas	Grande	34.925	74,2	71,5	-2,7
Sobradinho	São Francisco	30.184	57,4	50,6	-6,8
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	67,1	64,5	-2,5
Theodomiro C. Santiago	Paranaíba	21.604	71,1	69,4	-1,7
Três Marias	São Francisco	16.085	51,0	48,2	-2,8
Itumbiara	Paranaíba	15.698	68,9	64,7	-4,2
Tucuruí	Tocantins	7.632	20,9	16,4	-4,4
S. do Facão	Paranaíba	6.502	34,0	29,7	-4,3
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	99,5	95,0	-4,6

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

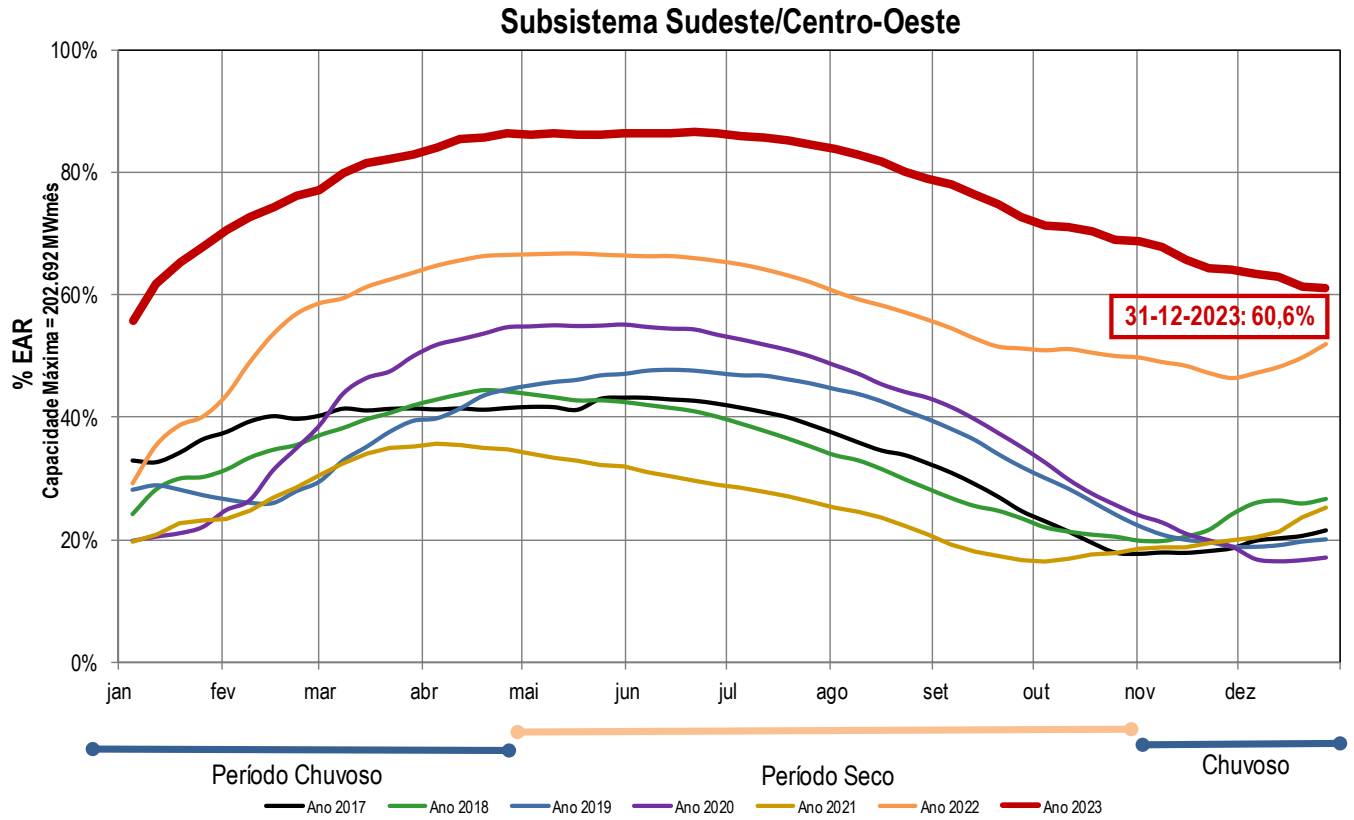


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

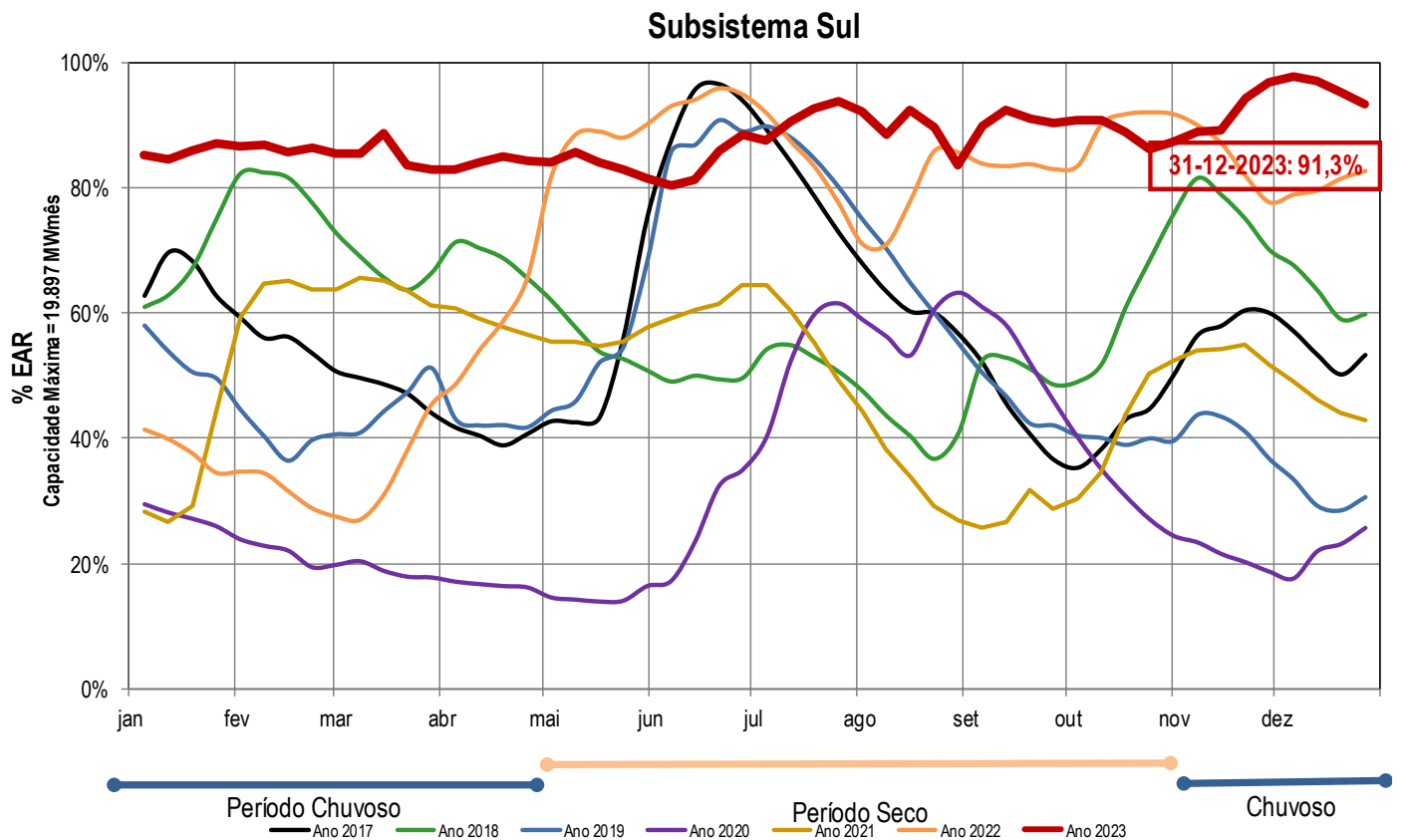


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

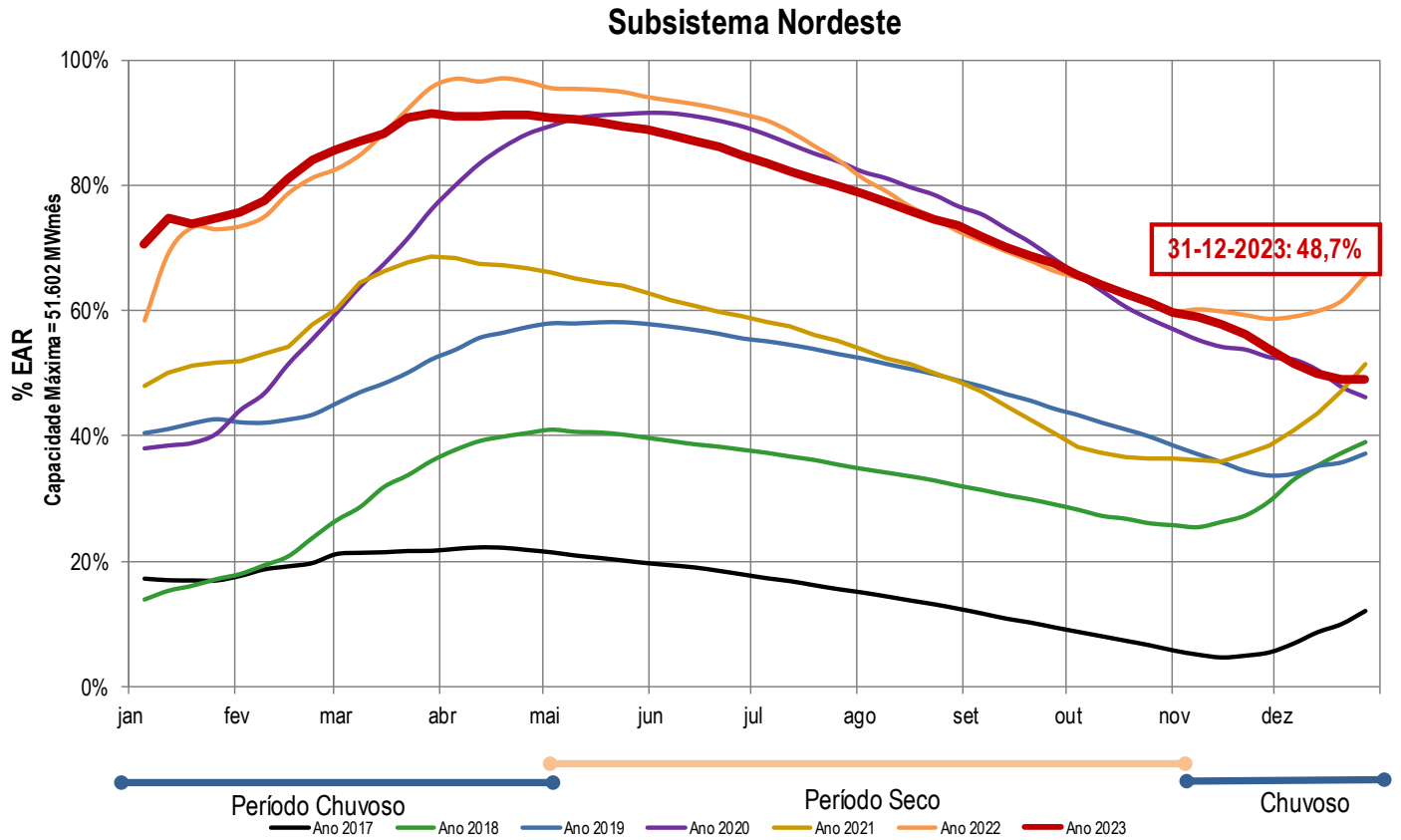


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

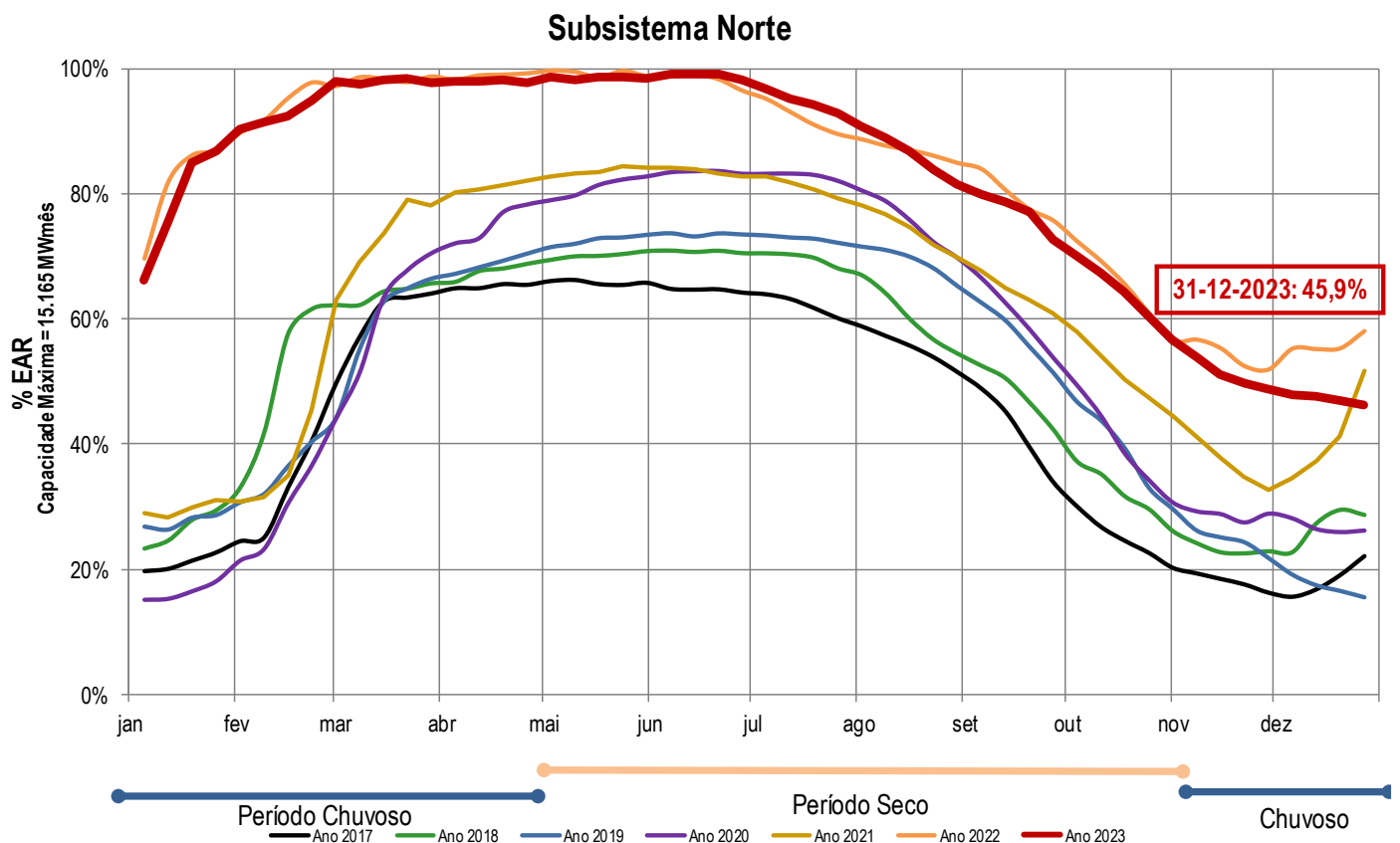


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

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 dezembro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil importador de energia elétrica, recebendo o montante de 2.130 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), valor superior ao verificado de 1.700 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 4.631 MWmédios, valor ligeiramente inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 4.674 MWmédios.

Já o subsistema Sul manteve o perfil exportador de energia no mês de dezembro, com montante verificado de 2.478 MWmédios, valor inferior ao verificado de 3.174 MWmédios em novembro.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (2.747 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (3.131 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (264 MWmédios) e Nordeste (2.237 MWmédios) o montante de 2.501 MWmédios, e importou do subsistema Sul o montante de 2.478 MWmédios, resultando num montante líquido de 4.979 MWmédios (perfil importador).

No mês de dezembro foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e Uruguai. Foi realizada importação da Argentina de aproximadamente 6 MWmédios nas modalidades oportunidade e emergencial, bem como exportação termelétrica de 4 MWmédios na modalidade emergencial. Com o Uruguai foi realizada importação comercial de 11 MWmédios. Esses tipos de intercâmbios ocorrem com base na Portaria nº 60/2022/GM/MME - que estabelece diretrizes para importação de energia elétrica interruptível sem devolução, a partir da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai - e 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.

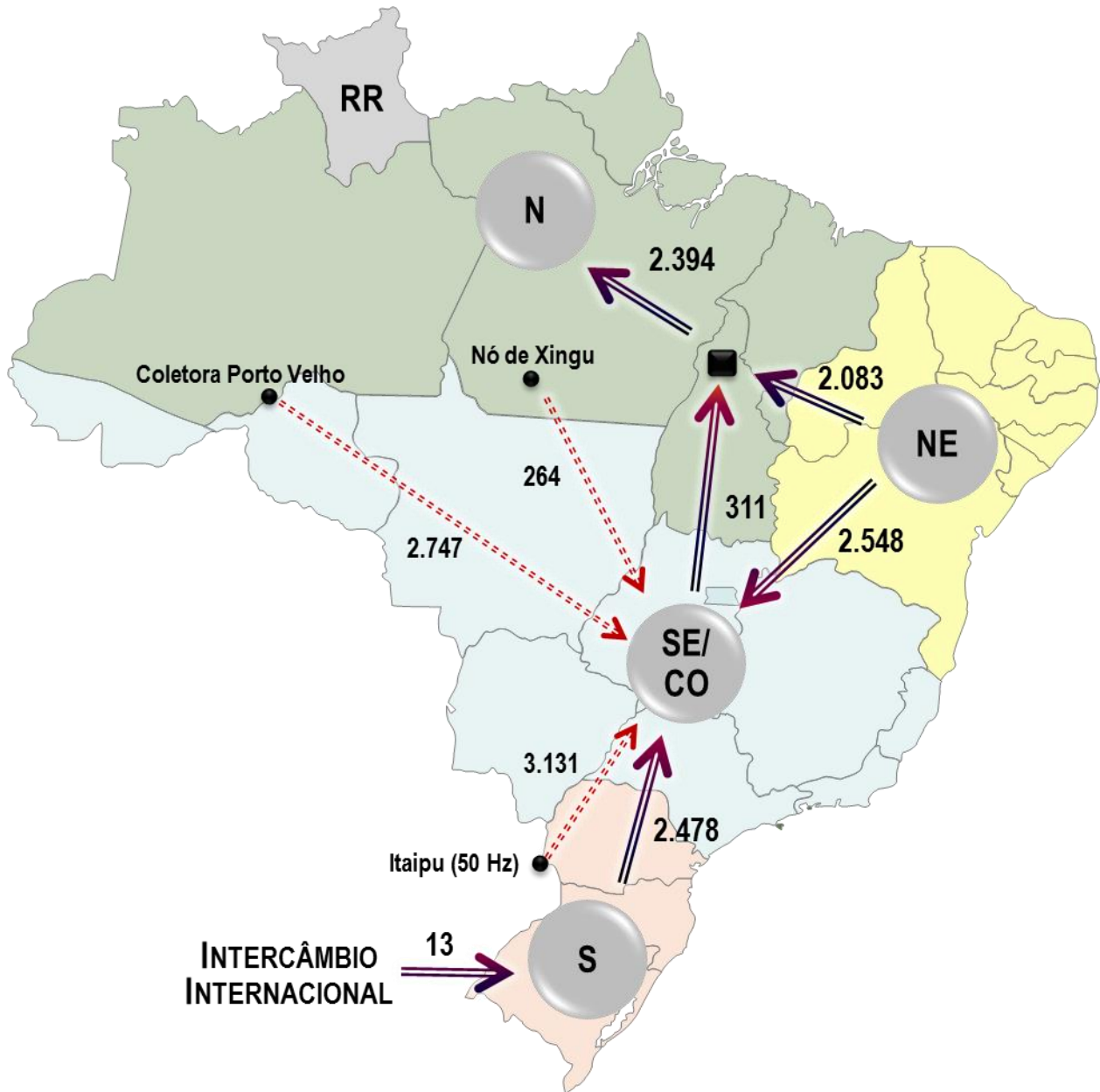


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.

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.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em novembro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 58.611 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 0,2% inferior ao verificado no mês anterior e 17,4% superior ao verificado em novembro 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		
	Nov/22 GWh	Out/23 GWh	Nov/23 GWh	Evolução mensal (Nov/23/Out/23)	Evolução anual (Nov/23/Nov/22)	Dez-21/Nov-22 (GWh)	Dez-22/Nov-23 (GWh)	Evolução
Residencial	12.953	14.337	14.787	3,1%	14,2%	152.336	162.794	6,9%
Industrial	15.367	16.217	15.968	-1,5%	3,9%	182.958	187.516	2,5%
Comercial	7.721	8.398	8.608	2,5%	11,5%	92.360	96.887	4,9%
Rural	2.476	2.661	2.722	2,3%	9,9%	30.089	29.990	-0,3%
Demais classes ¹	4.246	4.307	4.322	0,4%	1,8%	50.271	50.179	-0,2%
Perdas e Diferenças ²	7.160	12.786	12.205	-4,6%	70,4%	106.193	120.994	13,9%
Total	49.924	58.707	58.611	-0,2%	17,4%	614.206	648.361	5,6%

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 novembro 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 no mês de novembro de 2023 (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal de todas as classes de consumo em comparação ao mesmo mês de 2022, exceto demais classes. Em comparação ao mês anterior só a classe industrial sofreu retração.

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		
	Nov/22 kWh/NU	Out/23 kWh/NU	Nov/23 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/23/Out/23)	Evolução anual (Nov/23/Nov/22)	Dez-21/Nov-22 (kWh/NU)	Dez-22/Nov-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	164	178	183	2,9%	11,2%	161	168	4,1%
Industrial	33.475	35.029	34.458	-1,6%	2,9%	33.212	33.720	1,5%
Comercial	1.267	1.365	1.396	2,3%	10,2%	1.263	1.309	3,7%
Rural	581	642	666	3,7%	14,6%	588	611	3,9%
Demais classes ¹	5.184	5.126	5.140	0,3%	-0,8%	5.114	4.973	-2,8%
Consumo médio total	473	498	502	0,9%	6,1%	468	476	1,5%

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

Dados contabilizados até novembro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,2% do total de unidades consumidoras entre novembro de 2022 e novembro 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
	Nov/22	Nov/23	
Residencial	78.747.238	80.847.758	2,7%
Industrial	459.063	463.413	0,9%
Comercial	6.094.888	6.166.152	1,2%
Rural	4.263.310	4.088.549	-4,1%
Demais classes ¹	819.212	840.852	2,6%
Total	90.383.712	92.406.724	2,2%

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

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de novembro, 27.925 GWh, valor 8,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de novembro de 2023, 18.482 GWh, valor 9,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 40% do mercado, considerando valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

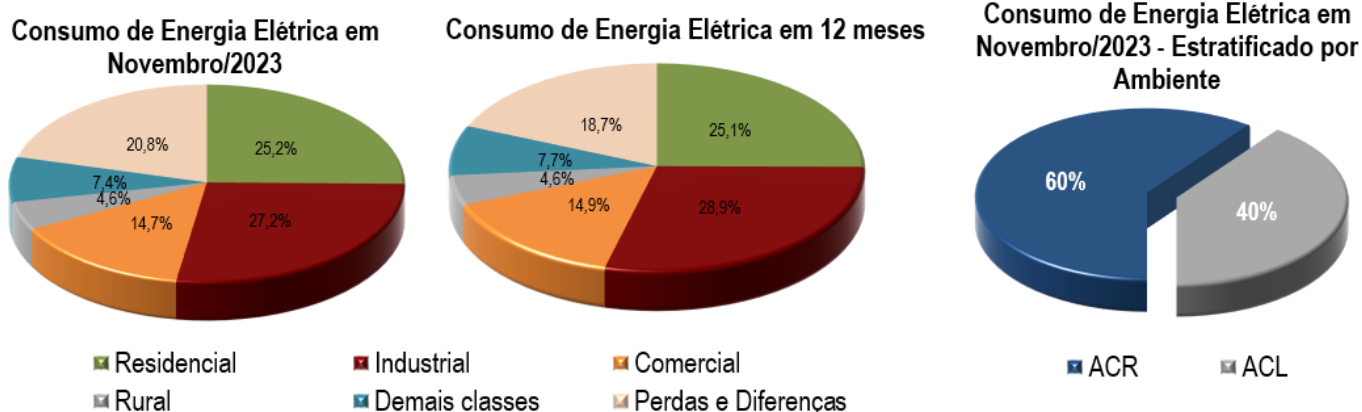


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até novembro de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em dezembro de 2023, o valor de demanda instantânea máxima ficou acima do recorde já alcançado no subsistema Sul, que alcançou novo recorde no dia 18 de dezembro, conforme indicado na Tabela 6. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em dezembro de 2023 em todos os subsistemas foram superiores ao mesmo mês dos anos de 2021 e 2022, reflexo da onda de calor que ocorreu no país.

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)	58.559	20.284	15.461	8.479	100.250
(dia - hora)	07/12/2023 - 14h42	18/12/2023 - 14h04	05/12/2023 - 15h43	27/12/2023 - 00h17	18/12/2023 - 14h09
Recorde (MW)	61.390	20.284	16.314	9.090	101.475
(dia - hora)	14/11/2023 - 14h20	18/12/2023 - 14h04	27/11/2023 - 11h25	26/09/2023 - 14h48	14/11/2023 - 14h20

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

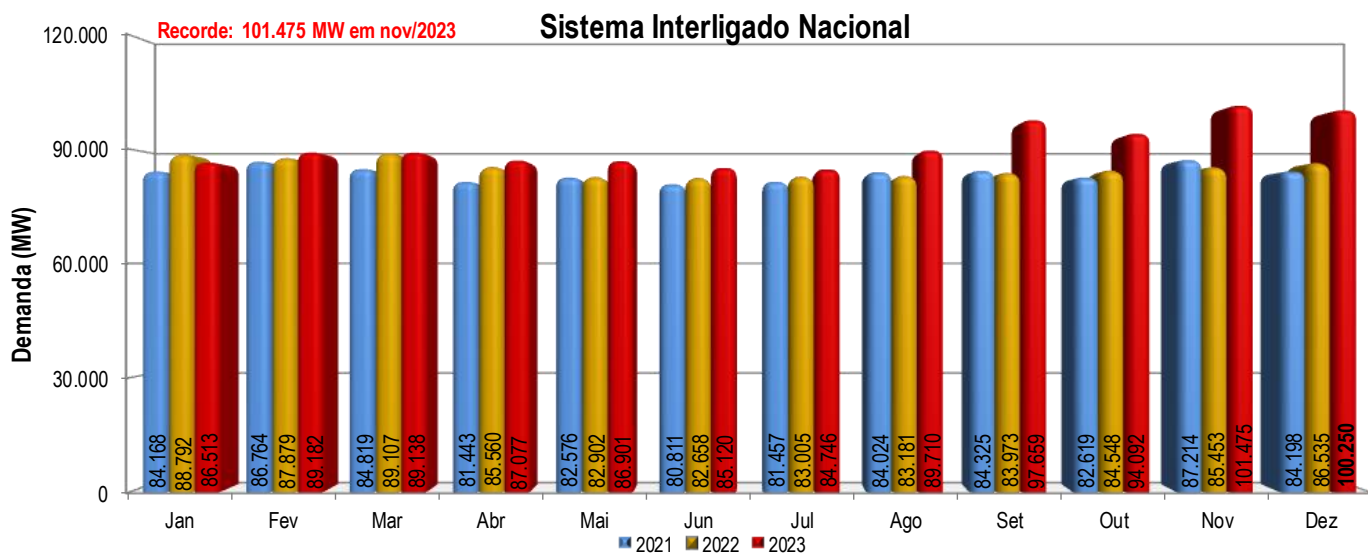


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

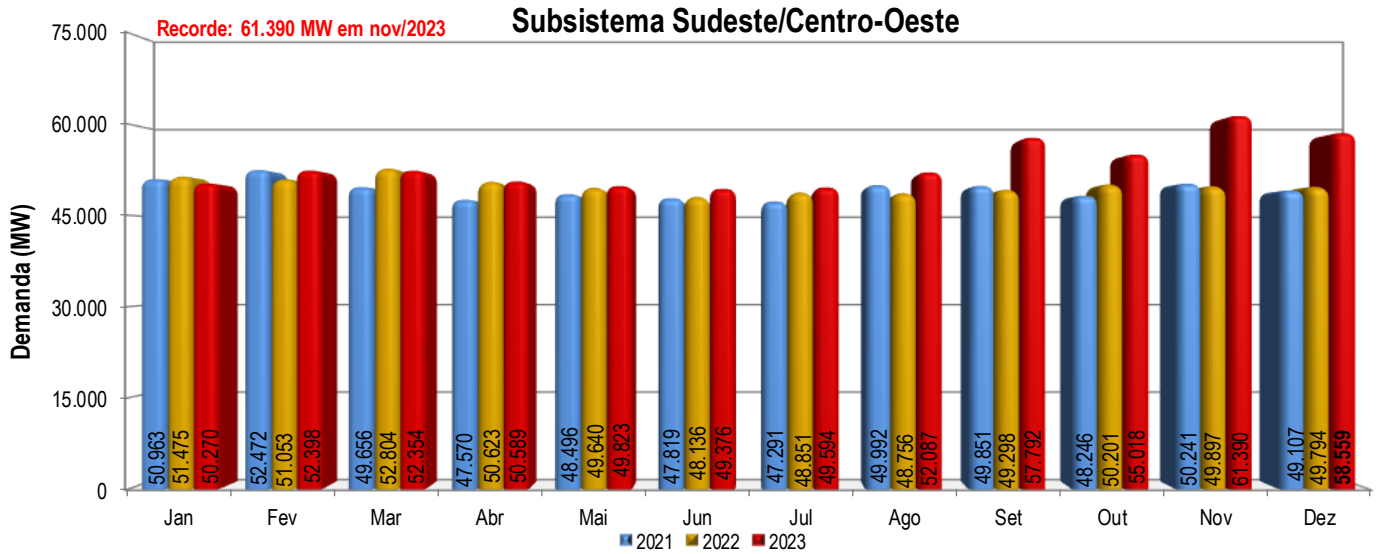


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

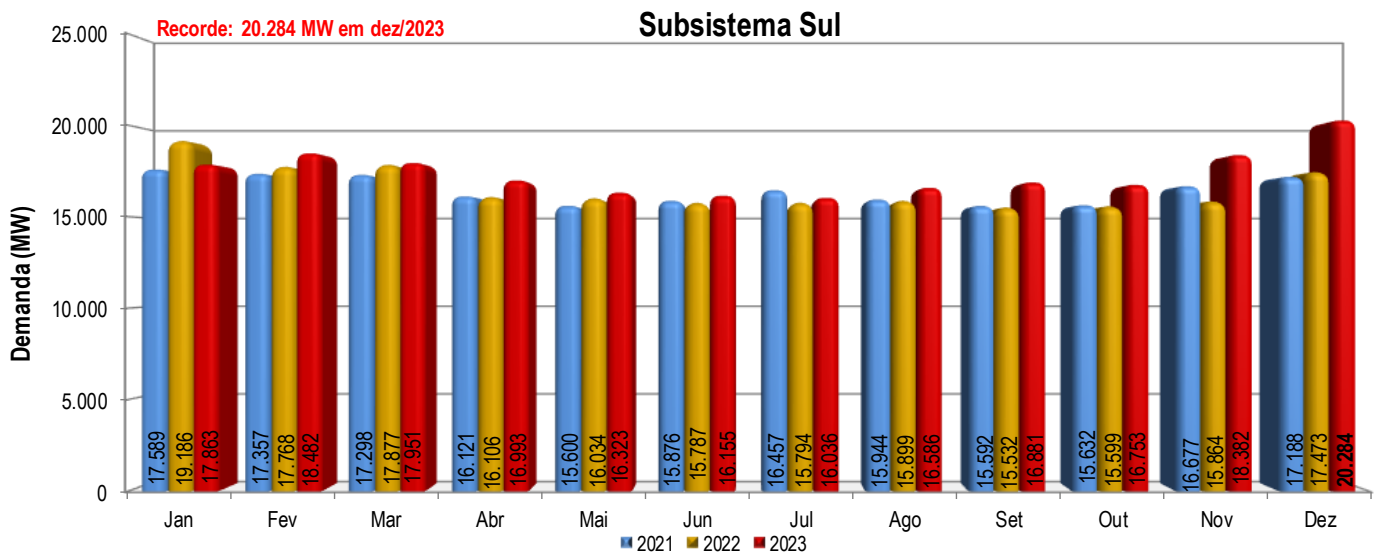


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

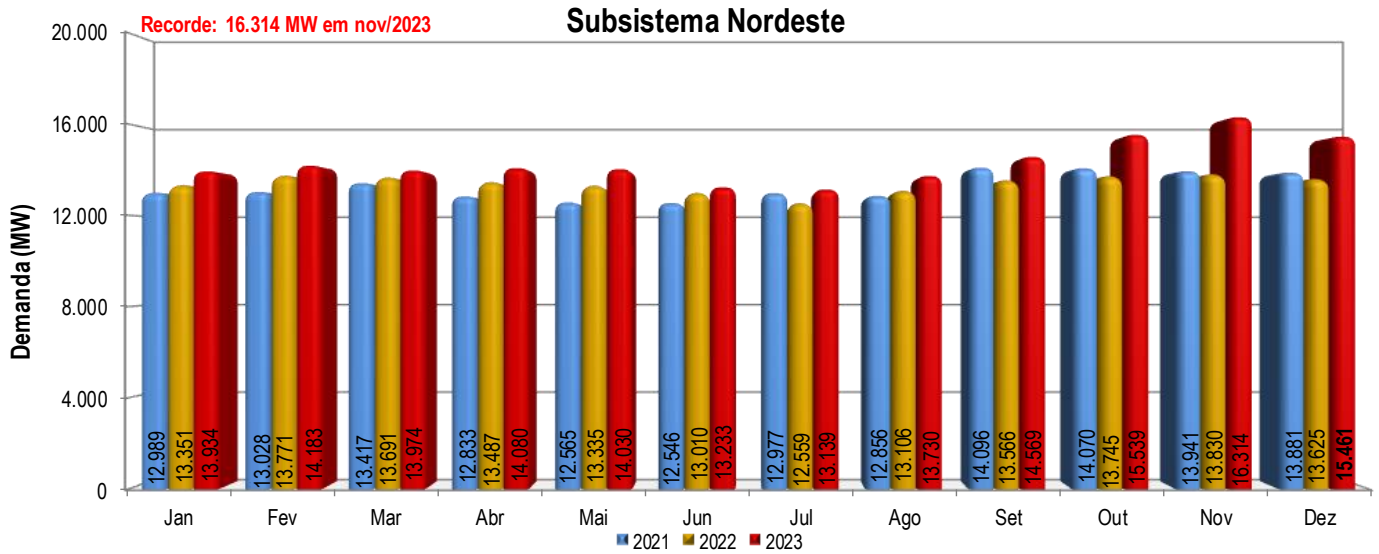


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

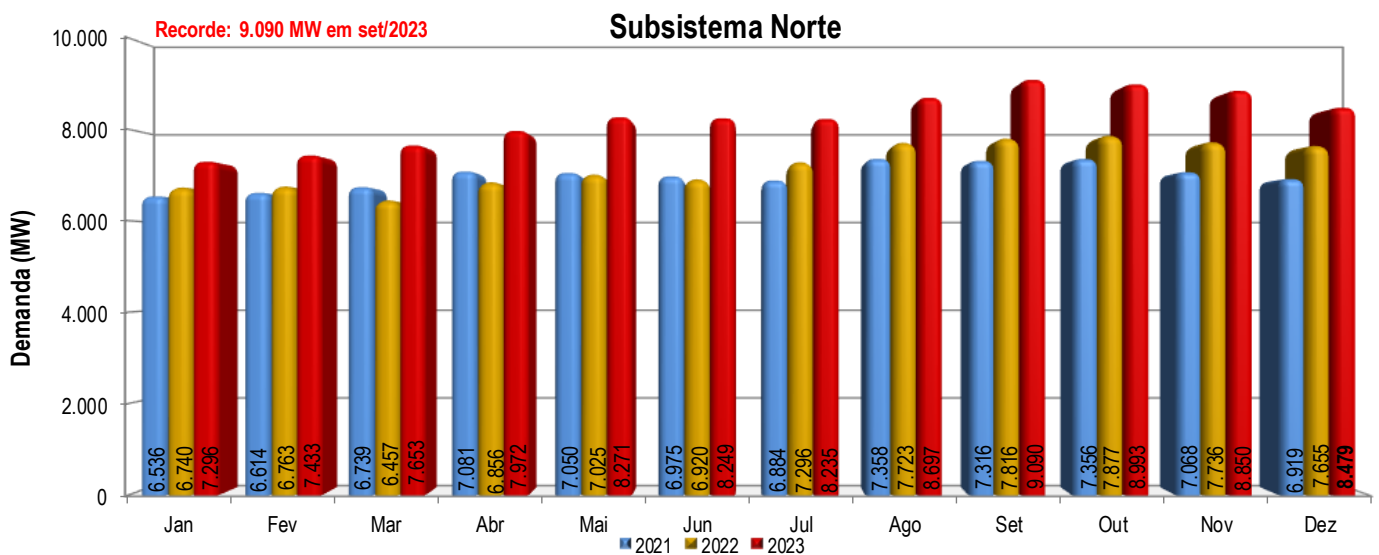


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 225.225 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 19.698 MW (9,6%), com destaque para 13.498 MW de geração de fonte solar, 4.921 MW de fonte eólica e 1.151 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de dezembro de 2023, ultrapassou os 25 GW de potência instalada, chegando a 25.837 MW, instalados em 2.287.308 unidades, representando 11,5 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 57,5% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	dez/22		dez/23			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2022 - Dez/2023
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.444	109.798	1.407	109.926	48,8%	0,1%
UHE	217	103.195	215	103.197,8	45,8%	0,0%
PCH	428	5.662	428	5.801,7	2,6%	2,5%
CGH	720	863	687	857,8	0,4%	-0,7%
CGU	0	0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	79	77	77	68,7	0,0%	-11,3%
Térmica	3.467	48.420	3.622	49.571	22,0%	2,4%
Gás Natural	182	17.447	183	18.296,9	8,1%	4,9%
Biomassa	623	16.531	638	16.783,3	7,5%	1,5%
Petróleo	2.202	8.480	2.210	8.695,8	3,9%	2,5%
Carvão	22	3.583	21	3.460,9	1,5%	-3,4%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	0,9%	0,0%
Outros Fósseis	8	243	4	166,0	0,1%	-31,7%
Térmica GD	428	145	564	178,5	0,1%	23,1%
Eólica	976	23.761	1.105	28.682	12,7%	20,7%
Eólica (não GD)	884	23.744	1.008	28.664,4	12,7%	20,7%
Eólica GD	92	17	97	17,3	0,0%	0,6%
Solar	1.572.954	23.548	2.303.200	37.046	16,4%	57,3%
Solar (não GD)	17.952	7.387	16.630	11.474,0	5,1%	55,3%
Solar GD	1.555.002	16.161	2.286.570	25.572,2	11,4%	58,2%
Capacidade Total sem GD	23.240	189.127	22.026	199.389	88,5%	5,4%
Geração Distribuída - GD	1.555.601	16.401	2.287.308	25.837	11,5%	57,5%
Capacidade Total - Brasil	1.578.841	205.527	2.309.334	225.225	100,0%	9,6%

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/01/2024).

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

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

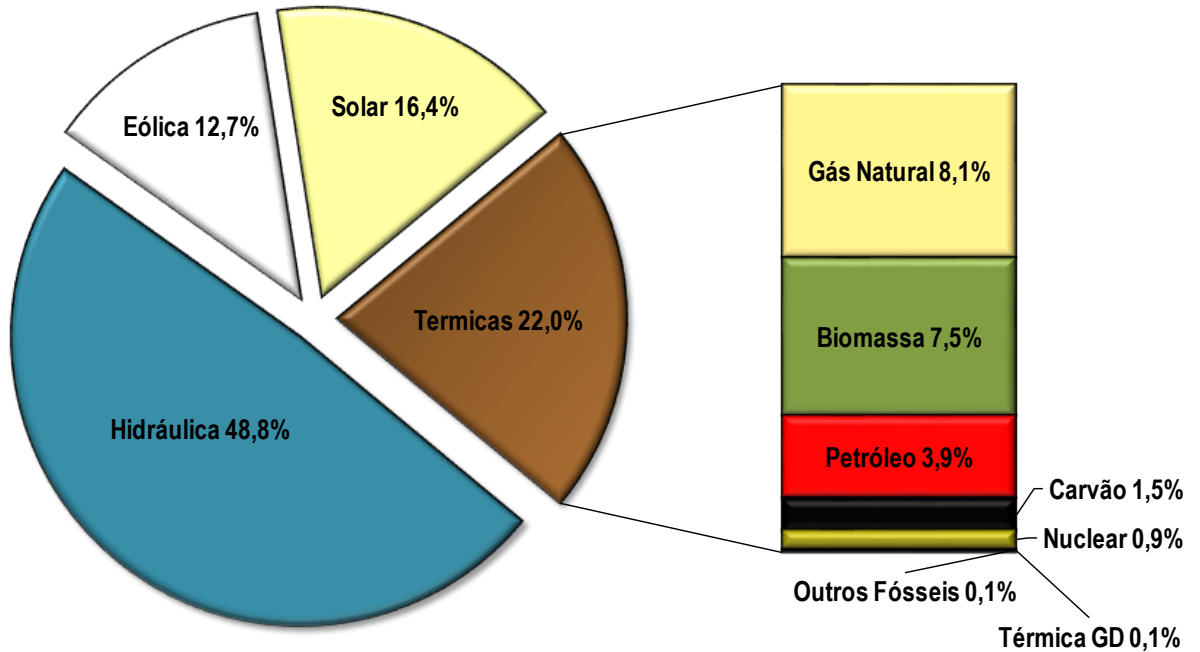


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/01/2024).

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 dezembro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 185.224 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 452.951 MVA de subestações em funcionamento. Deste total, 46,7% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,3% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme tabela 9.

Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	70.296	38,0%
345	11.095	6,0%
440	6.935	3,7%
500	72.196	39,0%
600 (CC)	12.816	6,9%
750	2.683	1,4%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	185.224	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	122.183,7	27,0%
345	58.645,1	12,9%
440	30.891,9	6,8%
500	216.333,0	47,8%
750	24.897,0	5,5%
TOTAL	452.951	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 ajustados, considerando informações prestadas pelo ONS em relação à expansão verificada em 2023.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em dezembro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.912 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fontes dos dados: MME e ANEEL.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	EOL	Canudos I	1 a 14	49,70	BA	EOL.CV.BA.046757-0.1
2	EOL	Canudos II	1 a 14	49,70	BA	EOL.CV.BA.046758-8.1
3	EOL	Ventos de São Vitor 1	3	6,20	BA	EOL.CV.BA.034809-0.1
4	EOL	Ventos de São Vitor 4	3 e 5	12,40	BA	EOL.CV.BA.034656-0.1
5	EOL	Aroeira 6	1 a 9	38,70	BA	EOL.CV.BA.044951-2.1
6	EOL	Aroeira 7	1 a 11	47,30	BA	EOL.CV.BA.044952-0.1
7	EOL	Aroeira 8	1 a 10	43,00	BA	EOL.CV.BA.044953-9.1
8	EOL	Ventos de São Vitor 12	5	6,20	BA	EOL.CV.BA.034659-4.1
9	EOL	Ventos de São Vitor 6	1 e 3	12,40	BA	EOL.CV.BA.034830-9.1
10	EOL	Ventos de São Vitor 7	3	6,20	BA	EOL.CV.BA.034838-4.1
11	EOL	Ventos de Santa Eugenia 05	1 a 3, e 5	22,80	BA	EOL.CV.BA.038081-4.1
12	EOL	Ventos de Santa Eugenia 06	3 a 4, e 6	17,10	BA	EOL.CV.BA.038082-2.1
13	EOL	Ventos de Santa Eugenia 10	1 a 4	22,80	BA	EOL.CV.BA.038086-5.1
14	EOL	Ventos de Santa Eugenia 11	1 a 5	22,80	BA	EOL.CV.BA.038087-3.1
15	EOL	Aroeira 1	1 a 11	47,30	BA	EOL.CV.BA.044940-7.1
16	EOL	Aroeira 2	1 a 10	43,00	BA	EOL.CV.BA.044947-4.1
17	EOL	Aroeira 5	1 a 10	43,00	BA	EOL.CV.BA.044950-4.1
18	EOL	Ventos de Santa Eugenia 12	1 a 7	39,90	BA	EOL.CV.BA.038088-1.1
19	EOL	Aroeira 3	1 a 10	43,00	BA	EOL.CV.BA.044948-2.1
20	EOL	Aroeira 4	1 a 10	43,00	BA	EOL.CV.BA.044949-0.1
21	EOL	Ventos de Santa Eugênia 13	2	5,70	BA	EOL.CV.BA.038089-0.1
22	EOL	Ventos de São Roque 19	1 a 8	45,60	PI	EOL.CV.PI.038113-6.1
23	EOL	Ventos de São Roque 22	1 a 8	45,60	PI	EOL.CV.PI.038116-0.1
24	EOL	Santo Agostinho 2	1 a 5	31,00	RN	EOL.CV.RN.033833-8.1
25	EOL	Santo Agostinho 25	1	6,20	RN	EOL.CV.RN.035214-4.1
26	EOL	Cajuína B12 (Antiga Ventos de Santa Tereza 04)	1 e 7	11,40	RN	EOL.CV.RN.047238-7.1
27	EOL	Cajuína B11 (Antiga Ventos de Santa Tereza 07)	1 e 3	11,40	RN	EOL.CV.RN.047241-7.1
28	EOL	Oeste Serido I	1 a 5	22,50	RN	EOL.CV.RN.044974-1.1
29	EOL	Oeste Serido III	1 a 6	27,00	RN	EOL.CV.RN.044976-8.1
30	EOL	Oeste Seridó IX	1 a 5	22,50	RN	EOL.CV.RN.047162-3.1
31	EOL	Oeste Seridó X	1 a 6	27,00	RN	EOL.CV.RN.047164-0.1
32	EOL	Oeste Seridó VI	1 a 4	18,00	RN	EOL.CV.RN.047163-1.1
33	EOL	Oeste Seridó IV	1 a 6	27,00	RN	EOL.CV.RN.047165-8.1
34	EOL	Oeste Serido II	1 a 5	22,50	RN	EOL.CV.RN.044975-0.1
35	EOL	Baixa do Sítio	2 e 4, 10 a 11	16,80	RN	EOL.CV.RN.033964-4.1
36	PCH	Tio Hugo	1 a 2	9,80	RS	PCH.PH.RS.037469-5.1
37	UFV	Milagres I	1 a 172	32,68	CE	UFV.RS.CE.044573-8.1
38	UFV	Milagres II	1 a 172	32,68	CE	UFV.RS.CE.044574-6.1
39	UFV	Milagres IV	1 a 172	32,68	CE	UFV.RS.CE.044579-7.1
40	UFV	Milagres V	1 a 172	32,68	CE	UFV.RS.CE.044576-2.1
41	UFV	Milagres III	1 a 172	32,68	CE	UFV.RS.CE.044575-4.1
42	UFV	Maravilhas I	1 a 90	27,00	PE	UFV.RS.PE.050605-2.1
43	UFV	Maravilhas II	1 a 90	27,00	PE	UFV.RS.PE.050606-0.1
44	UFV	Belmonte 1-1	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040725-9.1
45	UFV	Belmonte 1-2	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040726-7.1
46	UFV	Belmonte 1-3	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040727-5.1
47	UFV	Belmonte 1-4	1 e 2	5,00	PE	UFV.RS.PE.040728-3.1
48	UFV	UTX Amajari	1	1,05	RR	UFV.RS.RR.071827-0.1
49	UFV	UTX Pacaraima	1	1,05	RR	UFV.RS.RR.071828-9.1
50	UTE	Auto Geração Azulão	8	5,30	AM	UTE.GN.AM.047396-0.1
51	UTE	Marlim Azul (Antiga Vale Azul II)	1	565,50	RJ	UTE.GN.RJ.032211-3.1
Potência Total (MW)				1911,8		

Destaca-se, em dezembro de 2023, a entrada em operação de 1.341 MW a partir das fontes renováveis eólica, fotovoltaica e pequena central hidrelétrica o que corresponde a 70% de toda a expansão no mês.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Dez/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Dez/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Dez/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	9,8	169,4	0,0	0,0	9,8	169,4
PCH	9,8	158,0	0,0	0,0	9,8	158,0
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	565,5	908,9	5,3	306,0	570,8	1.214,9
Biomassa	0,0	121,5	0,0	101,2	0,0	222,7
Fóssil	565,5	787,4	5,3	204,8	570,8	992,2
Eólica	207,0	1.962,4	749,7	2.956,6	956,7	4.919,0
Eólica (não GD)	207,0	1.962,4	749,7	2.956,6	956,7	4.919,0
Solar	218,4	308,4	156,1	3.712,6	374,5	4.021,0
Solar (não GD)	218,4	308,4	156,1	3.712,6	374,5	4.021,0
TOTAL	1.001	3.349	911	6.975	1.912	10.324

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de dezembro 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 68,5% desse crescimento.

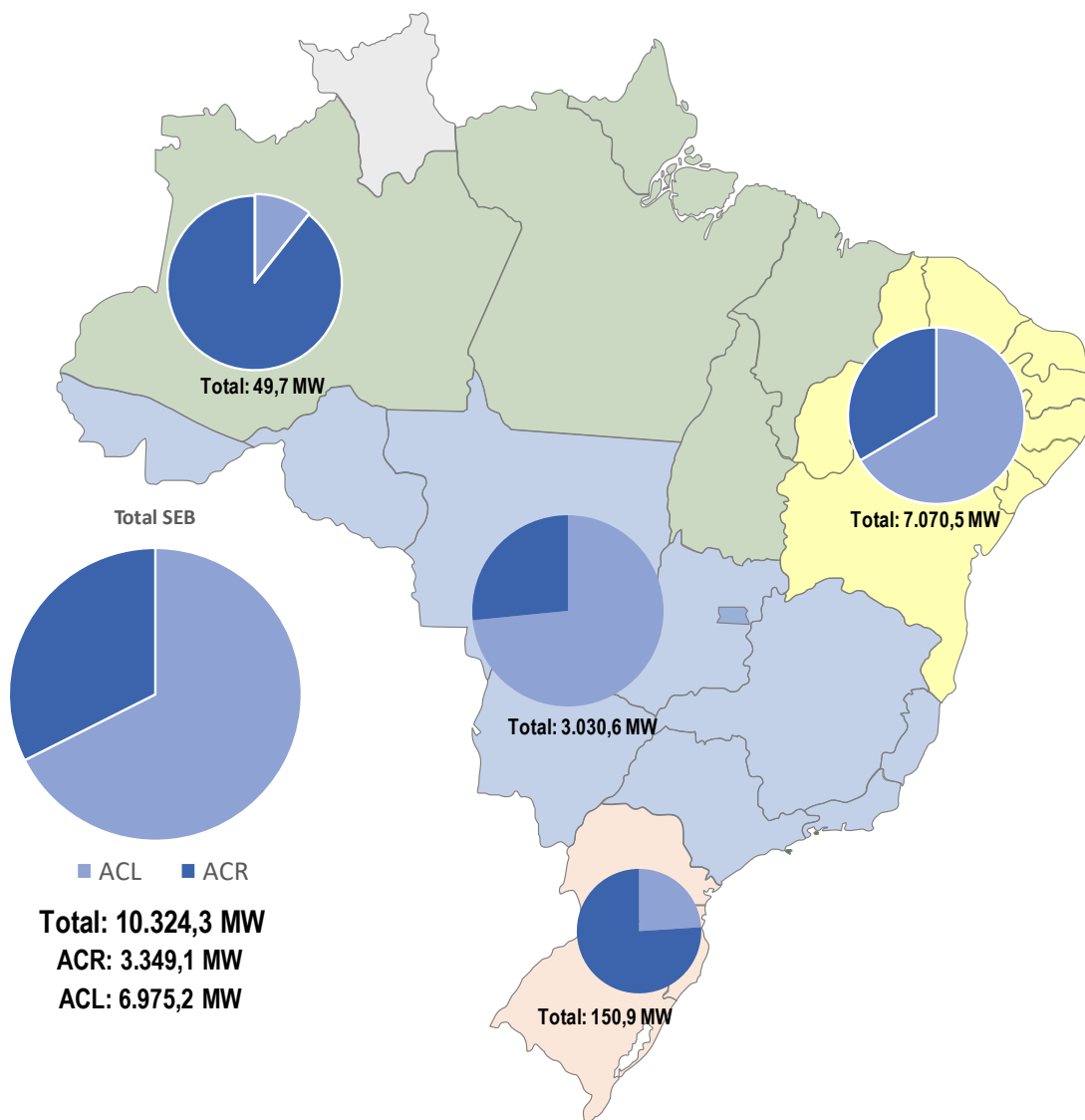


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

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.

³ Os valores totais consideram a expansão verificada no Estado de Roraima (22,63 MW) apesar desses valores não estarem representados no mapa.



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2026, está prevista a entrada em operação de 38.616 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 23.596 MW (61,1%) de fonte solar, 7.487 MW (19,4%) de fonte eólica, 6.972 MW (18%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 562 MW, representando somente 1,4% do total. Destaca-se, também, que 27.610 MW (71,5%) 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.

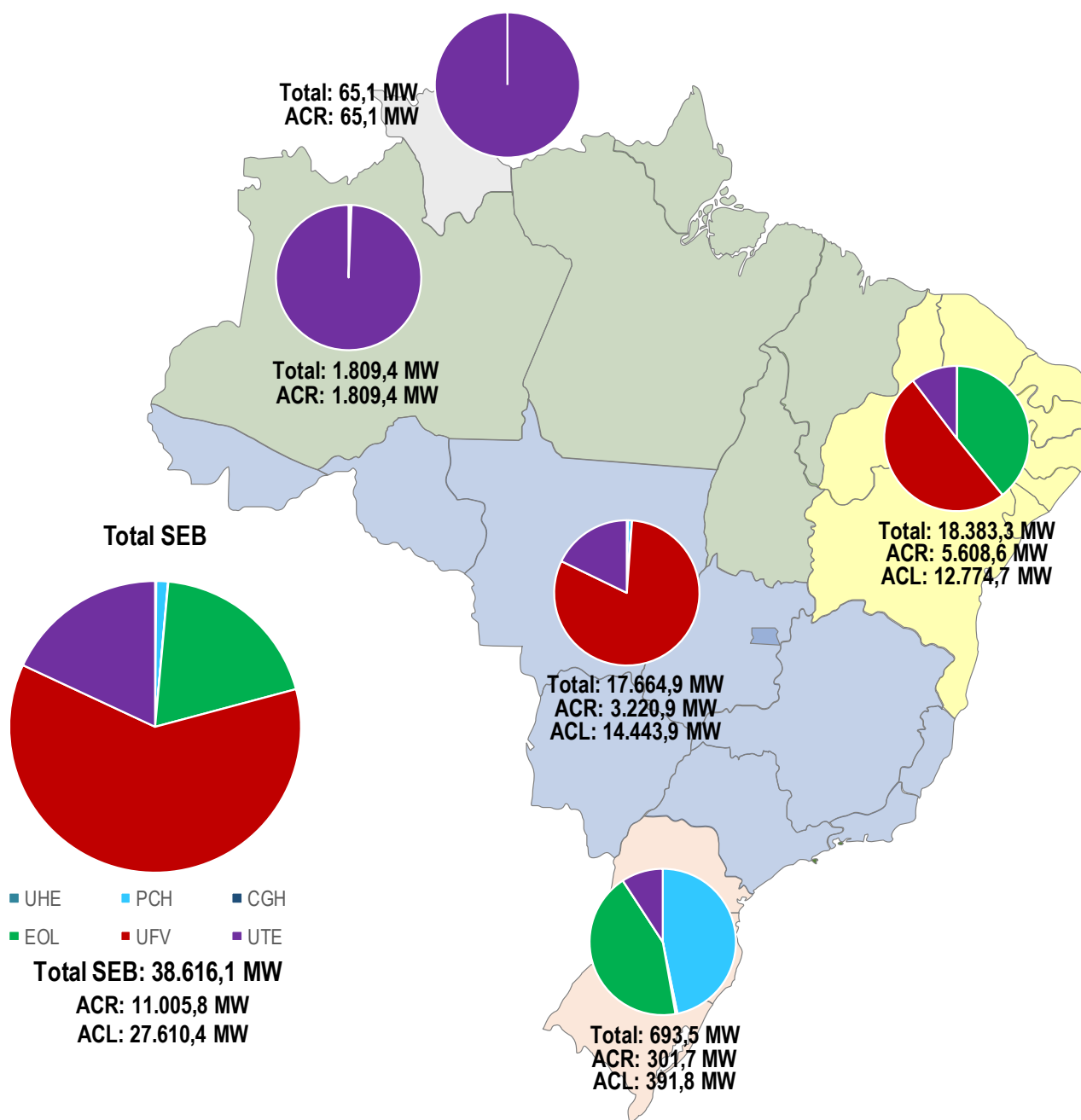


Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2026.

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		
	2024 (MW)	2025 (MW)	2026 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2026 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2026 (MW)
Hidráulica	109,7	195,5	162,9	32,2	16,8	44,6	141,8	212,3	207,5
PCH	105,1	139,1	161,9	32,2	16,8	44,6	137,2	155,9	206,5
CGH	4,6	6,4	1,0	0,0	0,0	0,0	4,6	6,4	1,0
UHE	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	0,0
Térmica	1.182,0	2.459,7	2.774,1	258,4	219,7	78,3	1.440,4	2.679,4	2.852,4
Termo Nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	741,9	933,9	480,0	3.098,3	1.287,9	944,5	3.840,2	2.221,8	1.424,5
Eólica (não GD)									
Solar	177,5	491,3	1.297,2	4.506,3	4.806,4	12.317,0	4.683,8	5.297,7	13.614,2
Solar (não GD)									
TOTAL	2.211	4.080	4.714	7.895	6.331	13.384	10.106	10.411	18.099
TOTAL (2024 a 2026)		11.006			27.610			38.616	

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, coordenadas pela ANEEL, com participação do DPME/SNEE/MME, 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 dezembro 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 dezembro de 2023.

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



As instalações de transmissão que entraram em operação em dezembro de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 201 km de Linhas de Transmissão e 1.525 MVA de capacidade de transformação, com destaque para a **LT SILVÂNIA / TRINDADE C1 de 155 km**. A inserção dessa linha melhora o atendimento às cargas nos estados do DF, GO e MG.

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	500	LT SILVÂNIA / TRINDADE C 1	155,00	DF/GO/MG
2	500	LT SAMAMBAIA /SILVÂNIA C-1	20,00	DF/GO/MG
3	500	LT SILVÂNIA /ITUMBIARA C-1	12,18	DF/GO/MG
4	230	LT ABAIARA /MILAGRES C-1	7,00	CE
5	230	LT BOM NOME /ABAIARA C-1	7,00	PE/CE
TOTAL			201,18	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
6	500	TR ZONA OESTE TR2	900,00	RJ
7	230	TR kV AQUIRAZ II T4	180,00	CE
8	230	TR TUBARAO SUL ATR2	150,00	SC
9	230	TR MORRO CHAPEU II TR2	180,00	BA
10	230	TR NOVA PRATA 2 TR5	115,00	RS
TOTAL			1.525,00	

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	

Nota: Deixou de ser monitorada.

Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano ²

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	14,0	3.158,6
345	0,0	603,5
440	0,0	0,0
500	187,2	2.150,5
TOTAL	201,2	5.912,6



Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.²

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	625,0	4.809,8
345	0,0	3.900,0
500	900,0	9.652,0
TOTAL	1.525,0	18.361,8

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 valores totais acumulados em 2023 foram ajustados considerando informações prestadas pelo ONS.



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

Até 2026, está prevista a entrada em operação de 11.315 km de linhas de transmissão e 37.715 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 2024	Previsão 2025	Previsão 2026
230	1.219,1	749,5	390,8
345	220,0	433,1	19,8
440	0,0	72,0	32,0
500	3.290,8	4.161,8	726,0
TOTAL	4.729,9	5.416,4	1.168,6

Fonte dos dados: MME/SE.

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2024	Previsão 2025	Previsão 2026
230	6.490,0	3.677,0	600,0
345	4.150,0	3.975,0	1.200,0
440	600,0	0,0	600,0
500	12.290,9	3.572,0	560,0
TOTAL	23.530,9	11.224,0	2.960,0

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, coordenadas pela ANEEL, com participação do DPME/SNEE/MME, SDS/MME, EPE, ONS e CCEE.



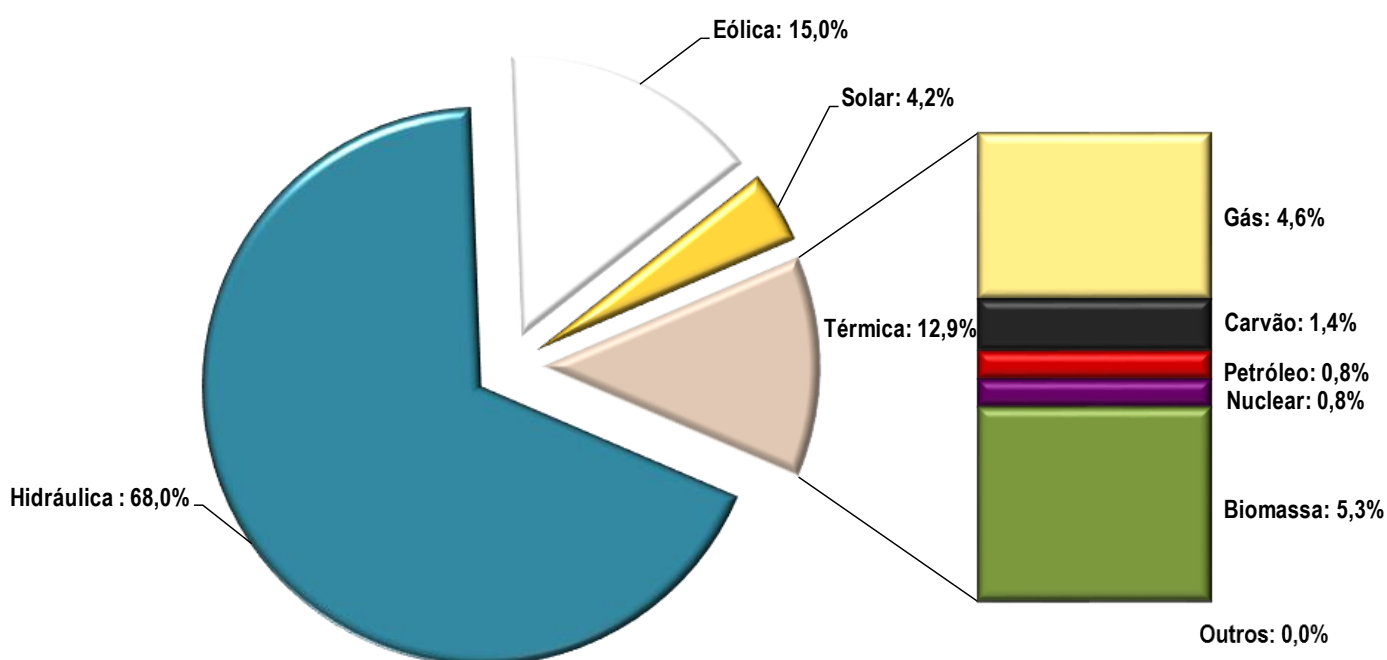
8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ¹

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

No mês de novembro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 68,0% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar aumentou 0,7 p.p e eólica reduziu 3,0 p.p.; já a geração térmica apresentou aumento de 1,9 p.p.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,5% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em novembro de 2023, redução de 2,4 p.p. em relação ao mês anterior.

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



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 novembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de novembro de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 1,1% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou aumento de 18,8%. Quanto ao comparativo com novembro de 2022, as gerações hidráulica, térmica, eólica e solar sofreram aumento de 2,4%, 20,4%, 37,4% e 93,6%, respectivamente. Em relação ao total de geração no mês de novembro, houve aumento de 10,9% em relação a novembro 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 3,3%.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/22 (GWh)	Out/23 (GWh)	Nov/23 (GWh)	Evolução mensal (Nov/23 / Out/23)	Evolução anual (Nov/23 / Nov/22)	Dez/21-Nov/22 (GWh)	Dez/22-Nov/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	35.337	35.812	36.193	1,1%	2,4%	420.778	430.557	2,3%
Térmica	5.417	5.489	6.522	18,8%	20,4%	77.512	67.274	-13,2%
Gás	1.524	1.284	2.358	83,7%	54,8%	26.111	17.521	-32,9%
Carvão	527	646	761	17,7%	44,3%	6.868	6.303	-8,2%
Petróleo ²	99	106	168	58,0%	69,9%	2.808	1.319	-53,0%
Nuclear	753	330	410	24,2%	-45,5%	13.336	13.529	1,4%
Outros	214	0	0	0%	-100,0%	2.907	1.000	-65,6%
Biomassa	2.300	3.122	2.824	-9,5%	22,8%	25.482	27.602	8,3%
Eólica	5.805	9.538	7.978	-16,4%	37,4%	78.854	91.182	15,6%
Solar	1.145	1.842	2.217	20,4%	93,6%	11.790	19.146	62,4%
TOTAL	47.704	52.681	52.910	0,4%	10,9%	588.934	608.159	3,3%

Fonte dos dados: CCEE.



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

Em novembro de 2023, nos sistemas isolados todas as fontes de geração apresentaram redução, destaque para a geração hidráulica e a térmica a petróleo que apresentaram redução de 5,9% cada em relação ao mês anterior. Quando comparada com novembro de 2022, a geração hidráulica reduziu 7,5%, a geração térmica a petróleo reduziu 35,3% e a geração térmica a gás aumentou em 39,2%.

A geração total no mês de novembro reduziu 24,2% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 6,7%, comparativamente ao mesmo período anterior.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/22 (GWh)	Out/23 (GWh)	Nov/23 (GWh)	Evolução mensal (Nov/23 / Out/23)	Evolução anual (Nov/23 / Nov/22)	Dez/21-Nov/22 (GWh)	Dez/22-Nov/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2,3	2,3	2,2	-5,9%	-7,5%	34	40	18,1%
Gás	60,7	85,5	84,5	-1,1%	39,2%	516,5	879,9	70,3%
Petróleo ²	379,2	260,8	245,3	-5,9%	-35,3%	3.044,9	2.861,2	-6,0%
Biomassa	24,8	21,9	21,8	-0,5%	-12,0%	196,0	262,9	34,1%
TOTAL	467	371	354	-4,5%	-24,2%	3.791	4.044	6,7%

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 novembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de novembro de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste reduziu 8,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 38,3%, com total de 9.735 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,1% valor inferior ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em novembro de 2023, aumentou 3,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 38,3%, com total de 787 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 1,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

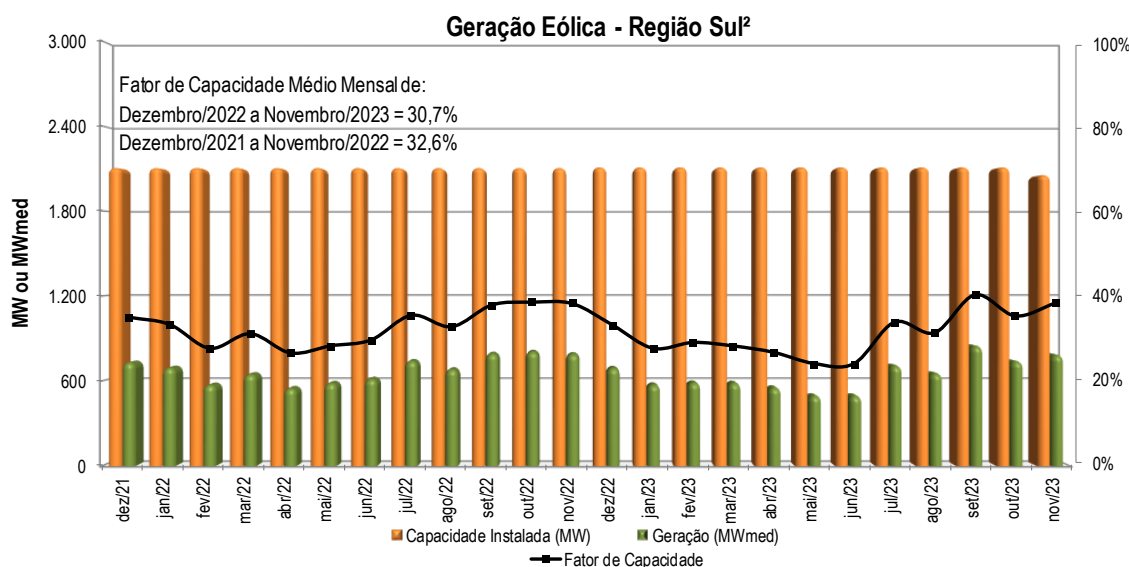
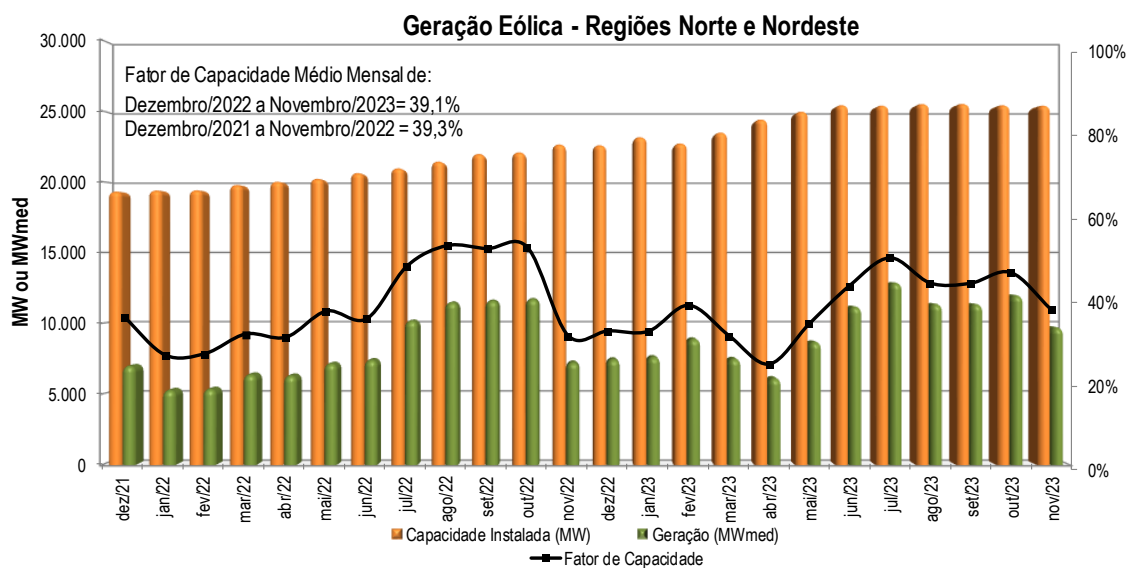


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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 novembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em novembro de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 49.216 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 59.260 MWmédios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 83,1%.

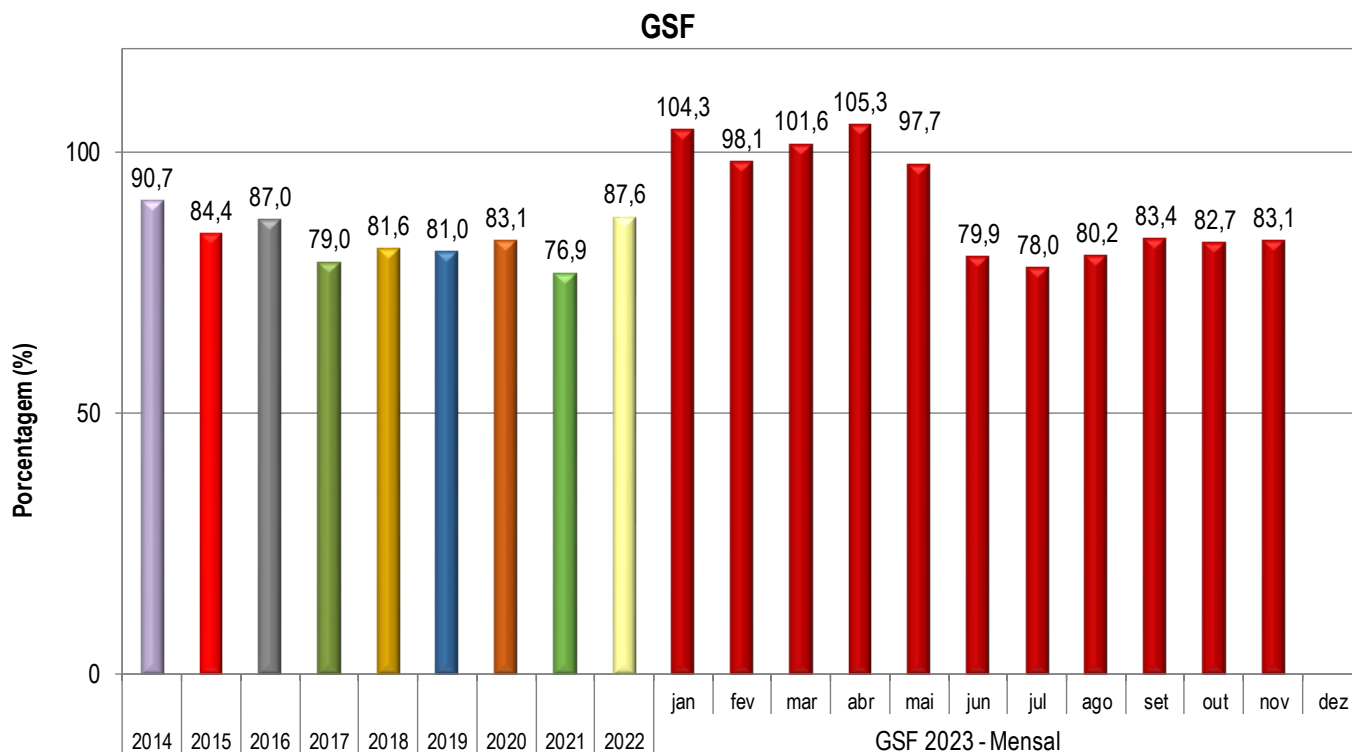


Figura 25. Evolução do GSF

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	47.100	49.216	
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525	47.493	51.764	50.721	52.963	54.039	56.935	59.260	
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3	97,7	79,9	78,0	80,2	83,4	82,7	83,1	

Dados contabilizados até novembro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em dezembro 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\$ 395,09 / MWh. Cabe destacar que o valor máximo ocorreu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no dia 18 de dezembro.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos ao longo do mês, com picos esporádicos em alguns dias somente, 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.

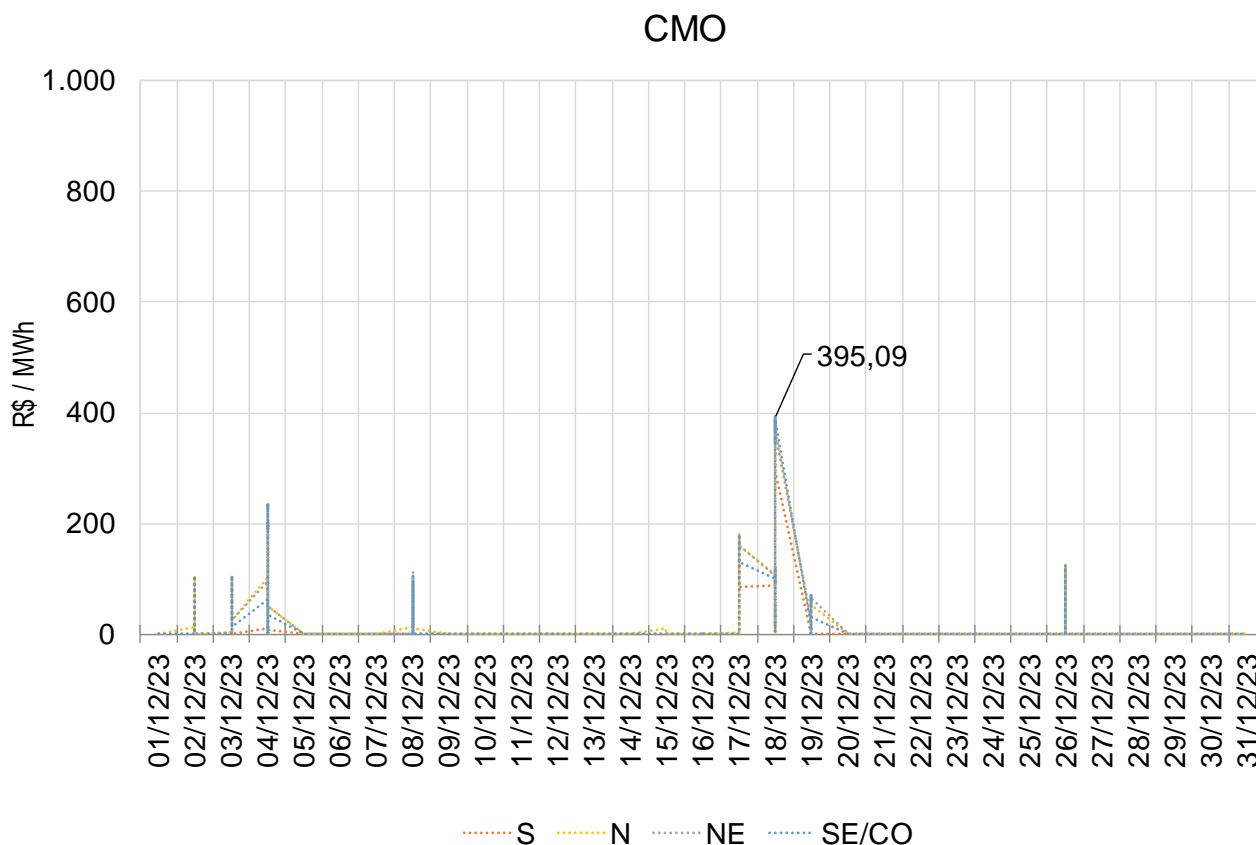


Figura 26. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em dezembro de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou entre R\$ 69,04 / MWh e R\$ 389,16 / 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 18 e 19 de dezembro.

Cumprir 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.

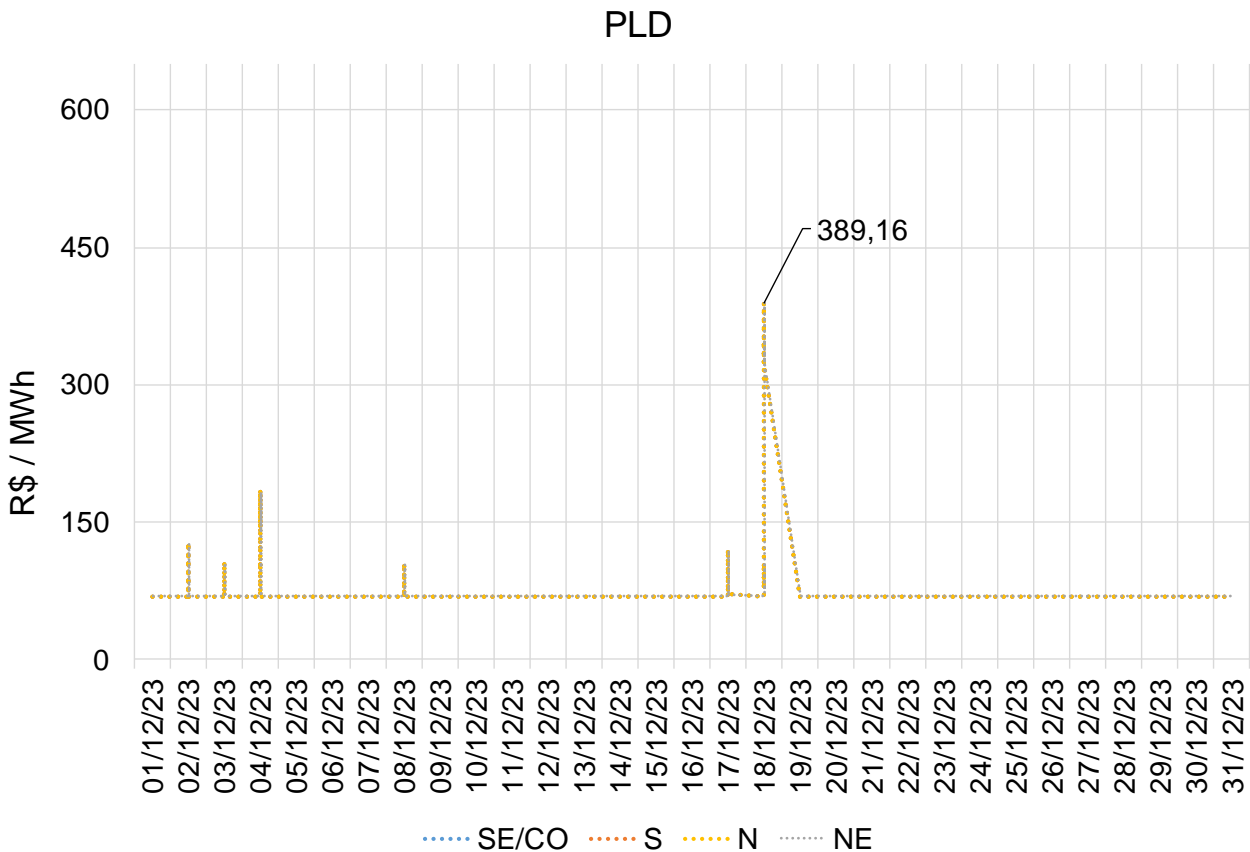


Figura 27. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.

11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em novembro de 2023 totalizaram R\$ 384,3 milhões, montante superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 93,6 milhões. Conforme ilustrado na figura a seguir, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de novembro se refere ao Encargo por Constrained-on, responsável por cerca de 50% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 190,4 milhões.

Assim, no mês de novembro, os ESS verificados para todos os subsistemas apresentaram a seguinte composição em valores aproximados: R\$ 194,2 milhões referentes a Constrained-on, R\$ 175,8 milhões por Unit Commitment, R\$ 263,7 mil por Deslocamento Hidráulico, R\$ 11,8 milhões de Serviços Ancilares, R\$ 1,1 milhão por Importação e R\$ 1,1 milhão por Constrained-off. Não houve cobranças referentes a Encargos sobre Segurança Energética e Reserva Operativa.

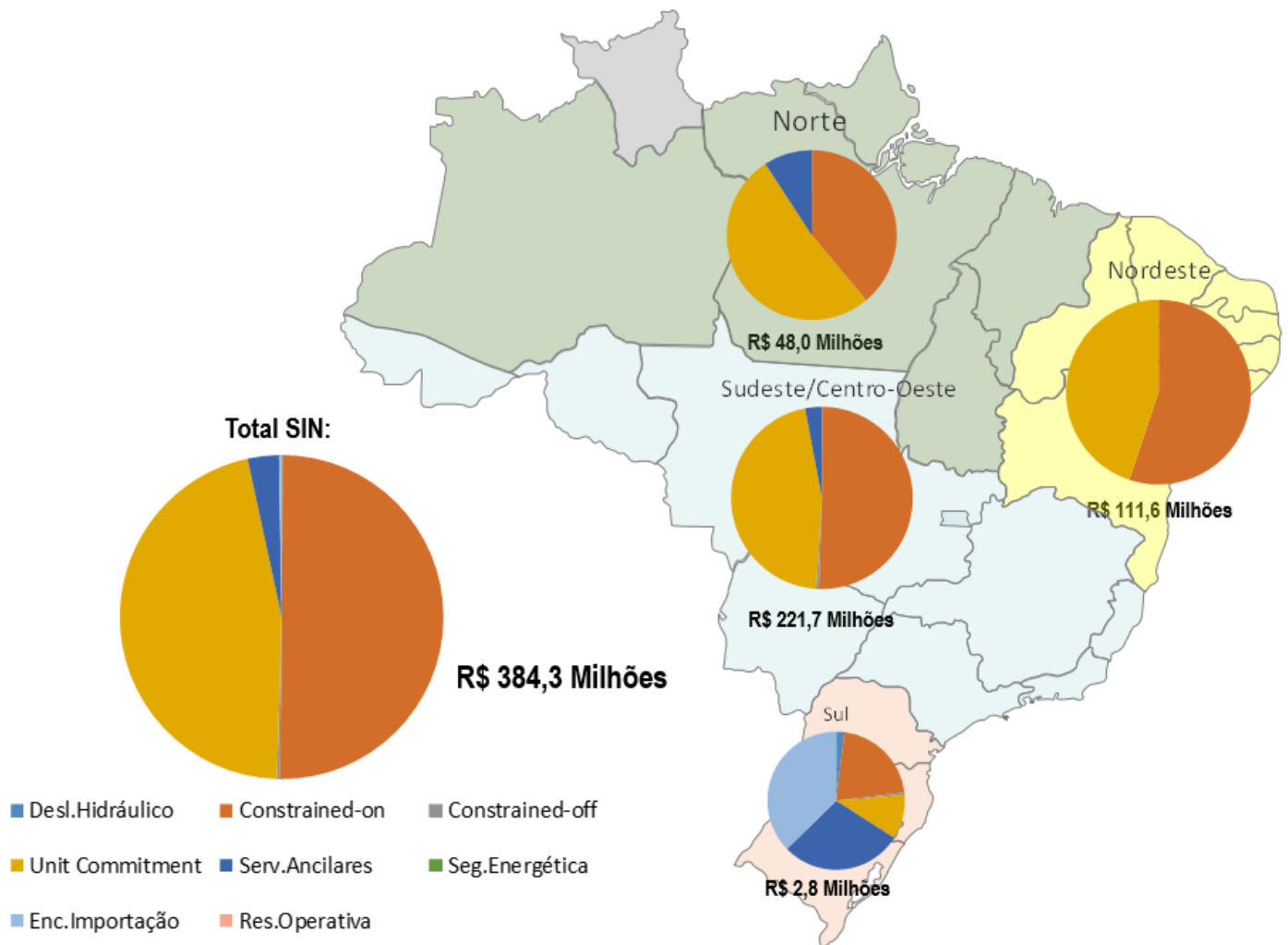


Figura 28. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

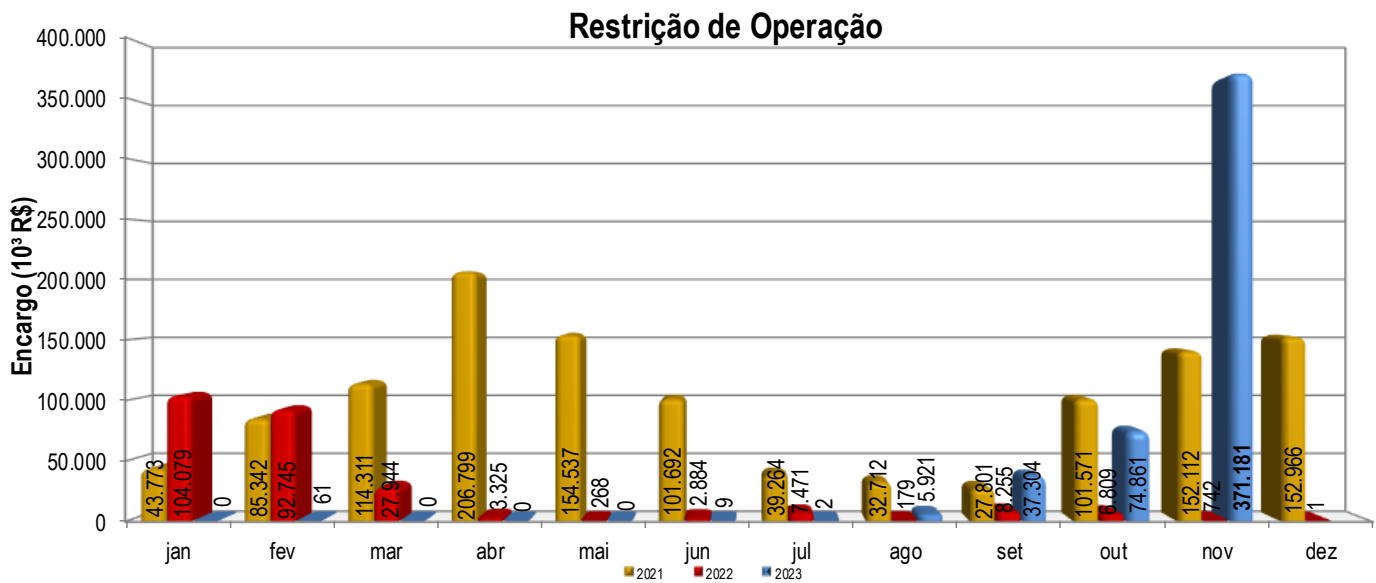


Figura 29. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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.

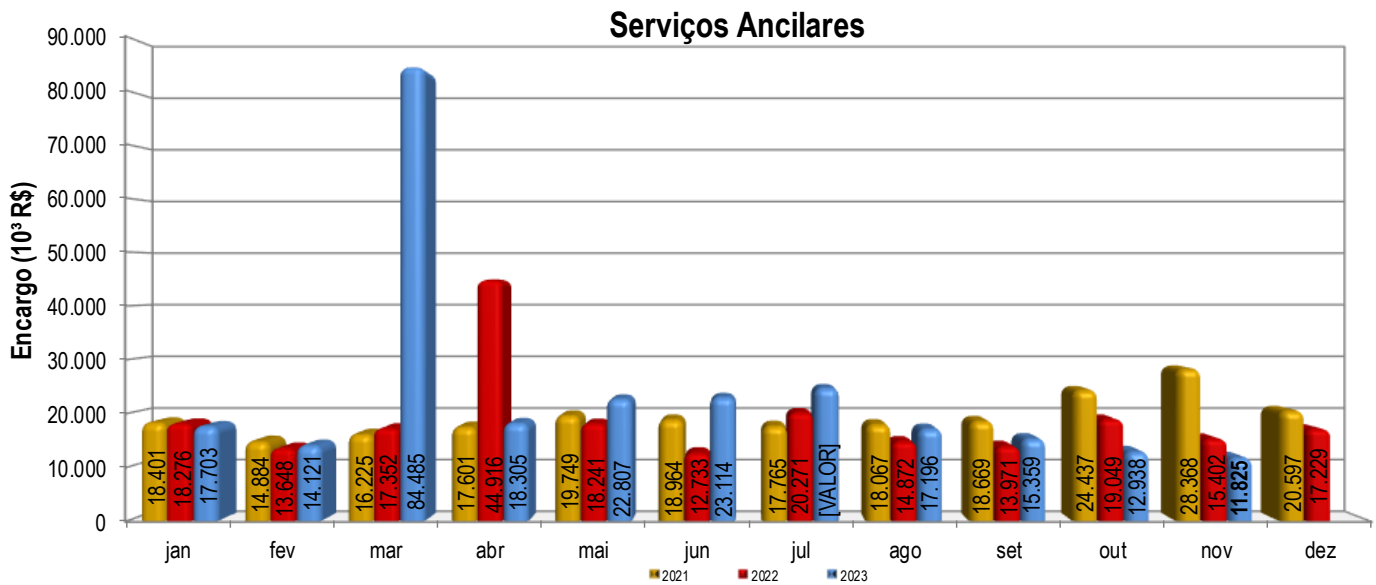


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

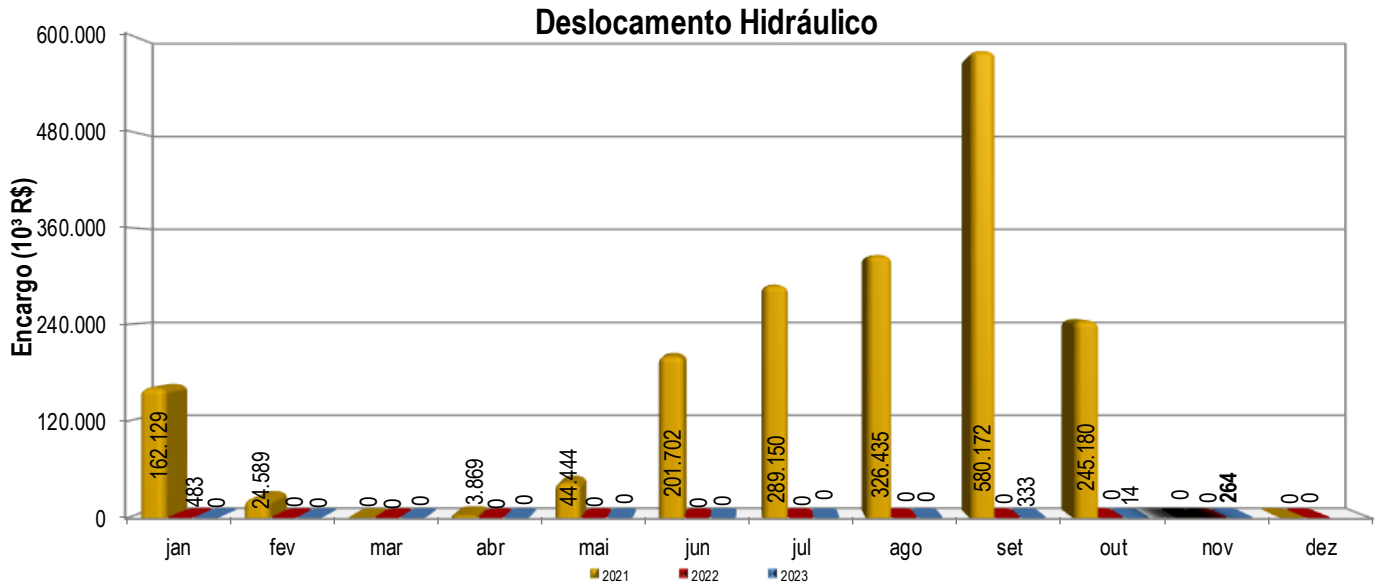


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

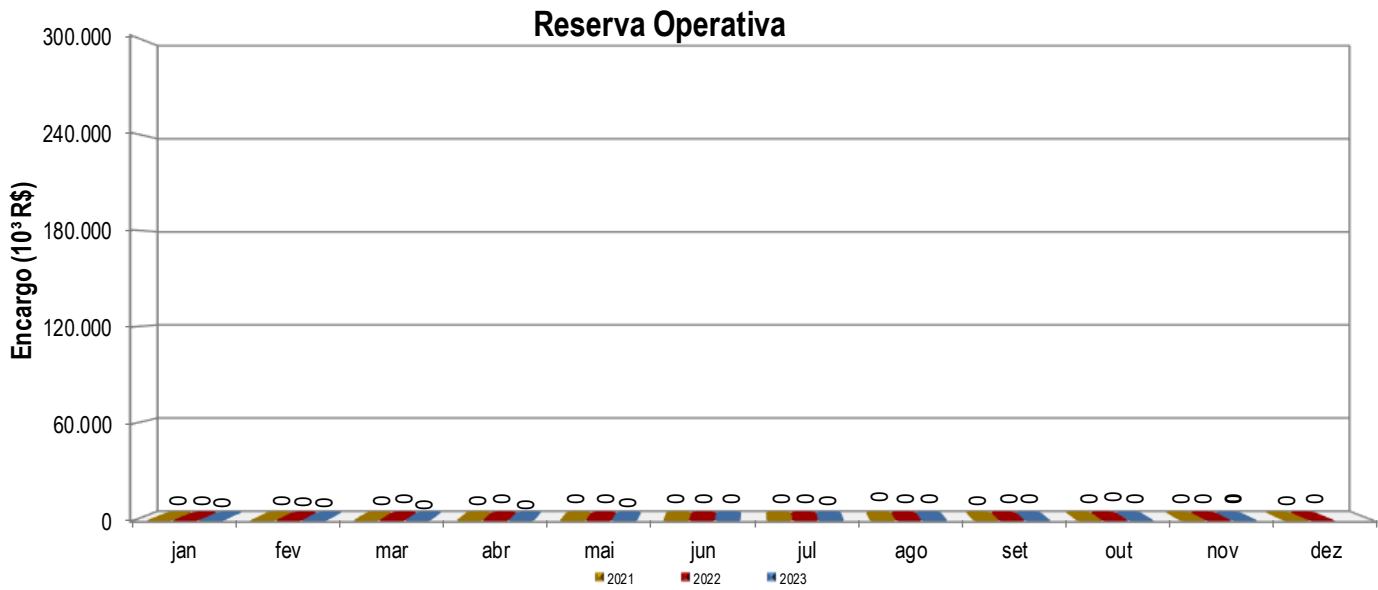


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

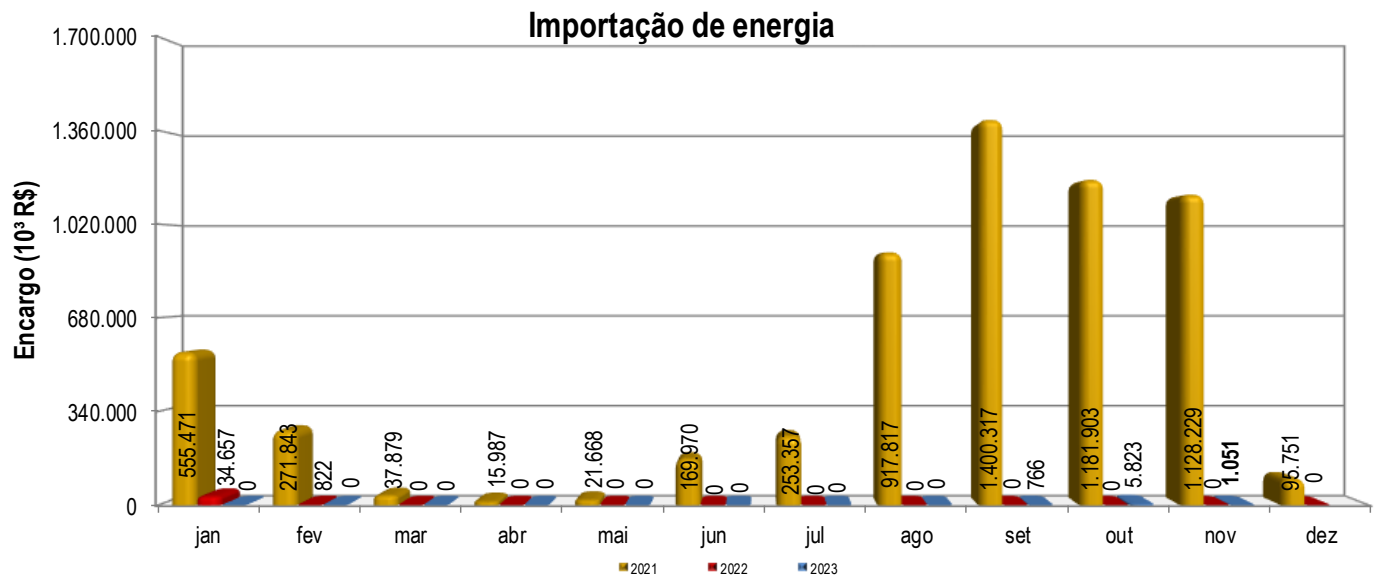


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

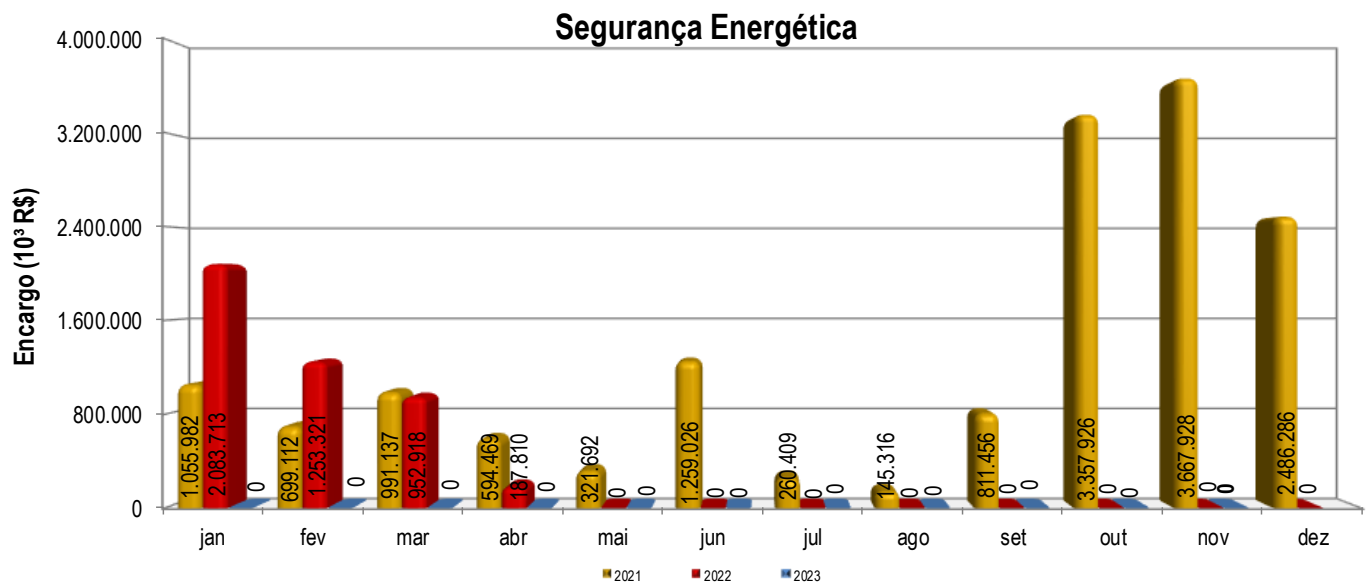


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

No mês de dezembro 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 498 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
10/dez	Desligamento automático dos transformadores 230 / 69 kV da SE Mirueira.	202,3	Pernambuco	O desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Mirueira ocorreu durante manobras de abertura da chave seccionadora 32A2-8 da referida SE para execução da intervenção 66.814-23
19/dez	Desligamento automático das transformações 230/69 kV da SE Cauípe.	165,8	Ceará	O desligamento das transformações na SE Cauípe foi coincidente com desligamento seguido de religamento automático de forma sucessiva da LT 500kV Teresina II / Tianguá II C1(V9), que estava energizada em vazio pelo terminal da SE Tianguá II. Foi obtida a informação de incidência de chuvas na região no momento dos desligamentos.
25/dez	Desligamento da LT 230 kV Ipatinga 1 / Aperam (com derivação na SE Timóteo 1)	130,2	Minas Gerais	Em análise pelo ONS e pelos agentes envolvidos.
		498,3		

Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2023 Jan-Dez	2022 Jan-Dez
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	23.368	0	0	0	0	23.368	1.994
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460
SE/CO	310	0	684	282	0	156	0	378	881	0	1.969	130	4.791	1.910
NE	153	0	298	132	161	0	0	0	127	0	0	368	1.239	2.117
N	0	0	677	0	0	351	0	0	0	0	228	0	1.256	2.717
Isolados	0	0	0	178	0	0	0	0	0	108	166	0	452	1.284
TOTAL	463	0	1.659	592	161	507	0	23.746	1.008	108	2.363	498	31.106	10.482

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2023	2022
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
SE/CO	2	0	2	2	0	1	0	1	2	0	6	1	17	8
NE	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	2	7	11
N	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	4	12
Isolados	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	3	8
TOTAL	3	0	5	4	1	2	0	2	3	1	8	3	32	42

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

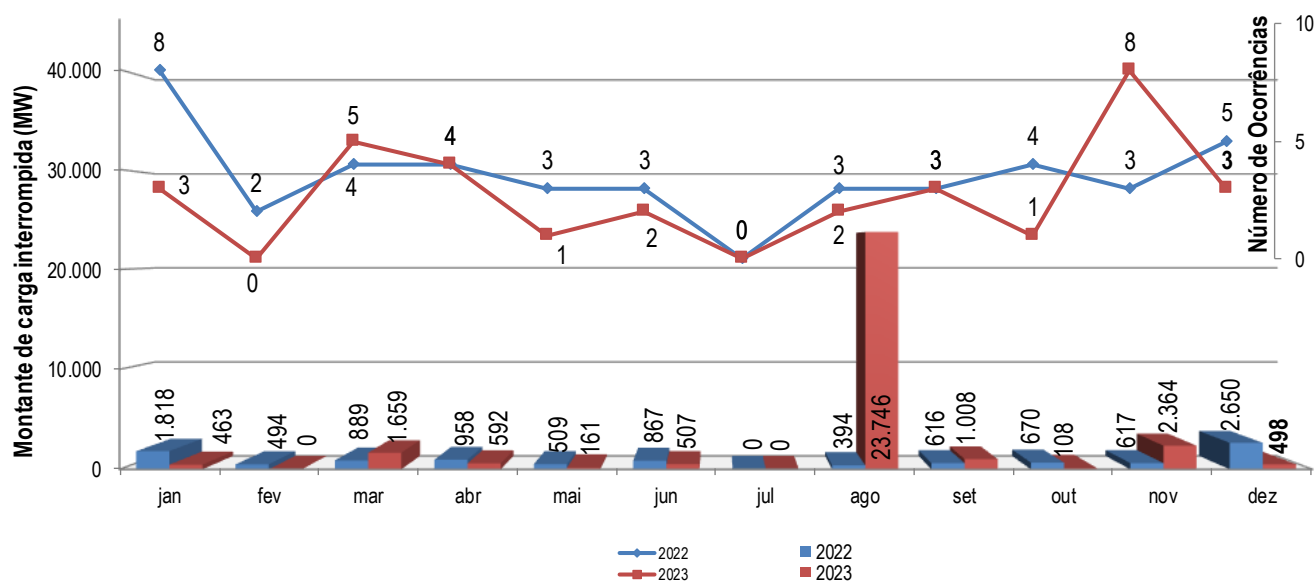


Figura 35. Ocorrências no SEB.

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 novembro de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 9,45 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,44 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,29 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões Centro-Oeste e Sul apresentaram 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	2,06	1,85		14,22	15,50	12,11
NE	1,09	1,12	1,09	1,07	0,94	0,87	0,87	0,86	0,87	0,98	1,03		10,78	11,82	13,10
N	1,79	1,70	1,85	1,69	1,60	1,48	1,45	1,76	1,80	2,07	1,95		19,13	21,20	29,94
SE	0,74	0,75	0,74	0,58	0,47	0,37	0,52	0,55	0,61	0,60	0,70		6,66	7,28	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66	0,59	0,63	0,65	0,74	0,86	0,80	0,89		8,48	9,42	9,39
Brasil	0,99	0,99	0,96	0,84	0,71	0,68	0,72	0,79	0,89	0,95	1,00		9,45	10,44	11,29

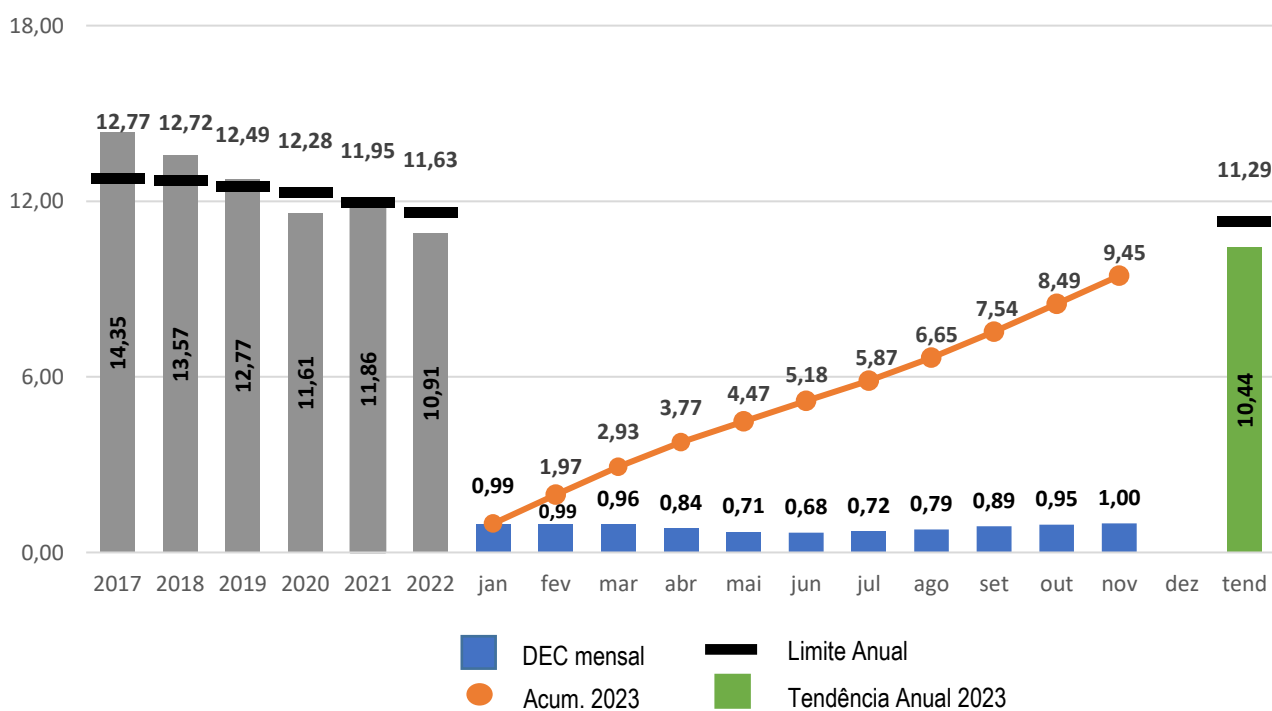


Figura 36. DEC do Brasil.



Até o mês de novembro de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 4,72 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,21 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,85 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	0,93	0,83		7,32	7,89	8,51
NE	0,46	0,42	0,42	0,46	0,40	0,40	0,39	0,39	0,43	0,48	0,44		4,69	5,14	7,95
N	0,98	0,91	0,93	0,90	0,90	0,86	0,87	0,91	0,88	0,98	0,87		9,98	11,02	24,44
SE	0,36	0,35	0,36	0,27	0,26	0,20	0,28	0,31	0,33	0,32	0,34		3,39	3,70	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41	0,36	0,38	0,35	0,43	0,48	0,42	0,47		4,93	5,52	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41	0,37	0,36	0,37	0,42	0,47	0,47	0,46		4,72	5,21	7,85

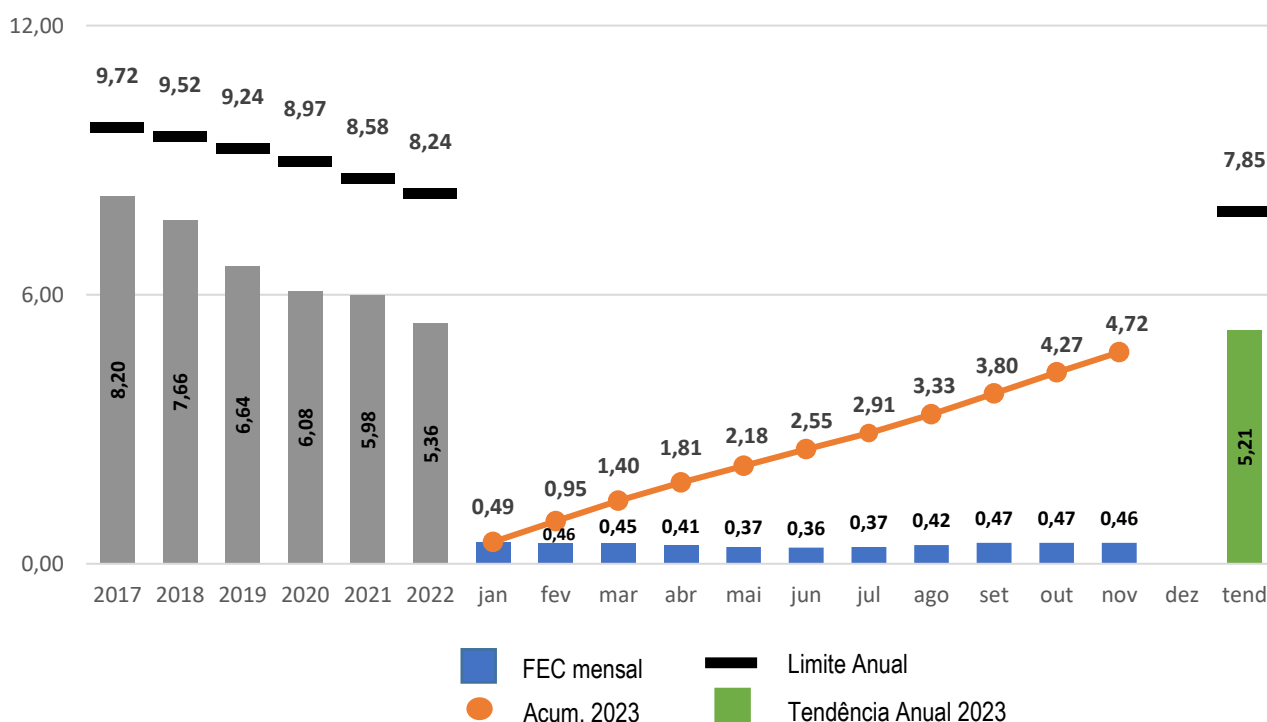


Figura 37. FEC do Brasil.

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 novembro 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	