



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro/ 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2023

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Diretor-Substituto do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Igor Souza Ribeiro

Equipe Técnica

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luís Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Emanoelle de Oliveira Lima

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Juliana Oliveira do Nascimento

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Poliana Marcolino Correa

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Amanda de Souza Freire

Cesar Felipe de Souza Pissolati

João Pedro Alecrim Ribeiro

Marcus Vinicius Souza Fukuda

Paulo Geraldo Souza Neto

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

70.065-900 – Brasília - DF

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



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.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	18
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	18
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 Janeiro de 2023 – Brasil.	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (Janeiro - 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.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	16
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2023.	18
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2022 por subsistema.	21
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.....	22
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em dezembro de 2022.	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 classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ²	17
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB. ²	17
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2023.....	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em janeiro de 2023.	20
Tabela 12. Previsão da Expansão da Capacidade Instalada de Geração Elétrica (MW).....	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.....	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 2022.	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2022.....	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em janeiro de 2023, foram verificadas precipitações mais abundantes (superiores à média da época) sobretudo na bacia do Paraná e em Três Marias. As bacias da Região Sul e a incremental Sobradinho tiveram chuvas abaixo da média. As demais bacias tiveram grande variabilidade espacial do volume de chuva, sendo que no geral, sob a ótica da geração de energia hidrelétrica, o total de precipitação ficou próximo da média para a época.

Em relação aos armazenamentos, conforme verificado no mês de janeiro de 2023, todos os reservatórios equivalentes do Sistema Interligado Nacional, SIN, apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 16,8 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 3,0 p.p. no Sul, 8,8 p.p. no Nordeste e 29,0 p.p. no Norte. As condições hoje observadas são significativamente melhores do que àquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

Quanto aos intercâmbios internacionais de energia elétrica entre o Brasil e os países vizinhos, destaca-se a exportação de energia elétrica de aproximadamente 1.134 MW médios para a Argentina, sendo predominantemente em caráter comercial, conforme disposto na portaria MME 418/2019.

No mês de janeiro de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 207.512 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 16.432 MW (8,6%), com destaque para 11.229 MW de geração de fonte solar, que se tornou a segunda maior fonte de geração de energia elétrica atrás somente da hidrelétrica. A geração distribuída alcançou, no mês de janeiro de 2023, 17.265 MW instalados em 1.637.407 unidades, resultando em 8,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 90,4% nos últimos 12 meses.

No mês de dezembro de 2022, a geração hidráulica correspondeu a 74,9% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica aumentou em 0,2 p.p. e a térmica reduziu em 1,6 p.p., representando 12,3% e 10,2% do total gerado. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 90% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em dezembro de 2022, redução de 3,0 p.p. em relação ao mês anterior.

O grande destaque do mês de janeiro foi a posse do novo ministro de Minas e Energia, MME¹, Alexandre Silveira, que anunciou, no seu dia 2, a criação da Secretaria Nacional de Transição Energética, dedicada à estruturação de políticas públicas necessárias para colocar o país como líder mundial em energia limpa. O Ministro também salientou a importância do avanço de políticas sociais, como a conclusão do Programa Luz para Todos.

Outro destaque do primeiro mês do ano foi relatado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no dia 13 de janeiro de 2023, a programação pela primeira vez da exportação de Energia Vertida Turbinável (EVT) para a Argentina, em modalidade de comercialização, conforme previsto na Portaria do MME N° 49/2022. Esta exportação utiliza sobra de energia que não foi possível ser alocada na carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) e que tem possibilidade de ser transmitida para o país vizinho.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro 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: [MME¹](#), [ONS²](#)

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em janeiro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 119% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 94% MLT no Sul, 108% MLT no Nordeste e 131% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 99% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 82% MLT no Sul, 84% MLT no Nordeste e 120% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se que, no período, as precipitações mais abundantes (superiores à média da época) beneficiaram sobretudo a bacia do Paraná e Três Marias. As bacias da Região Sul e a incremental Sobradinho tiveram chuva abaixo da média. As demais bacias tiveram grande variabilidade espacial do volume de chuva, sendo que no geral, sob a ótica da geração de energia hidrelétrica, o total de precipitação ficou próximo da média para a época.

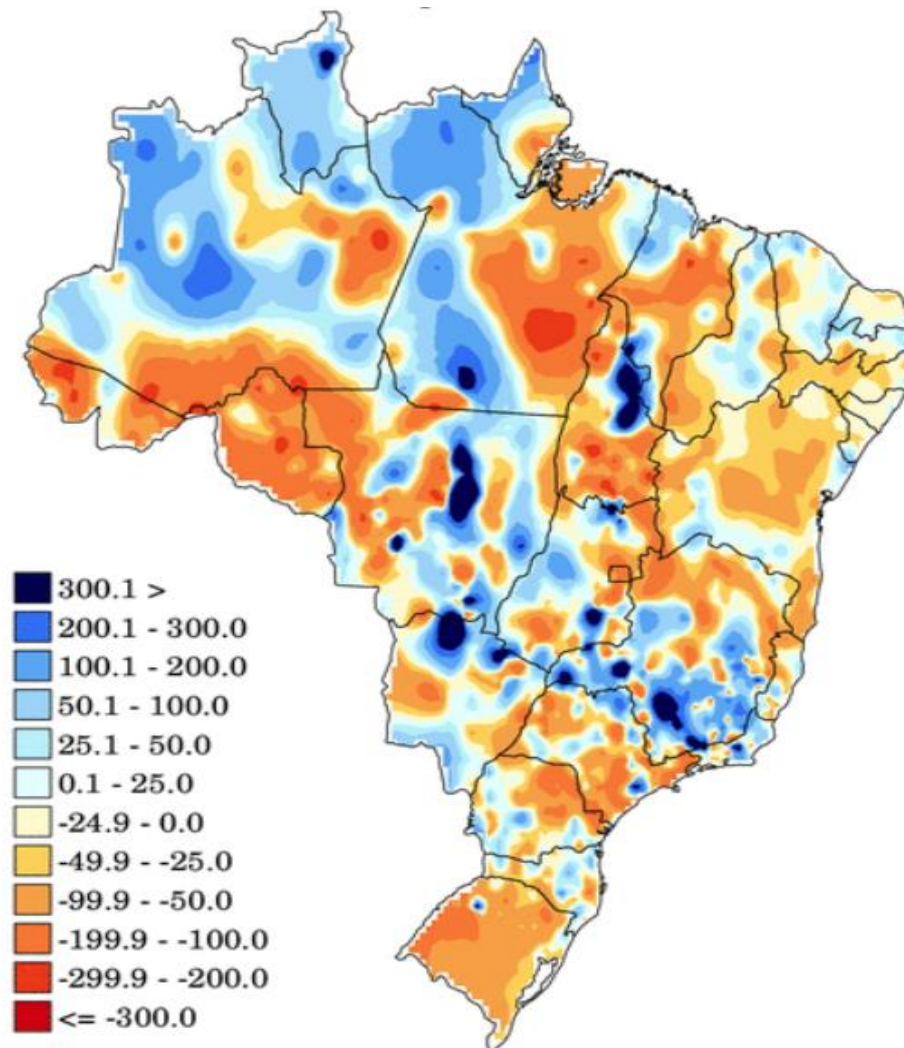


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de Janeiro de 2023 – Brasil.

Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>.

Fonte: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt> (CPTEC/INPE).



Em relação às temperaturas, registra-se que o mês de janeiro de 2023 apresentou predominância de temperaturas mínimas acima ou na média histórica (tons laranjas e branco na Figura 2) em toda a extensão do País.

As temperaturas máximas apresentaram anomalia negativa (temperaturas máximas abaixo da média histórica) ou em torno da média histórica, exceto no extremo sudoeste do Mato Grosso do Sul e nos estados do Rio Grande do Sul, Pernambuco e sudeste da Bahia, onde as temperaturas máximas ficaram acima da média histórica

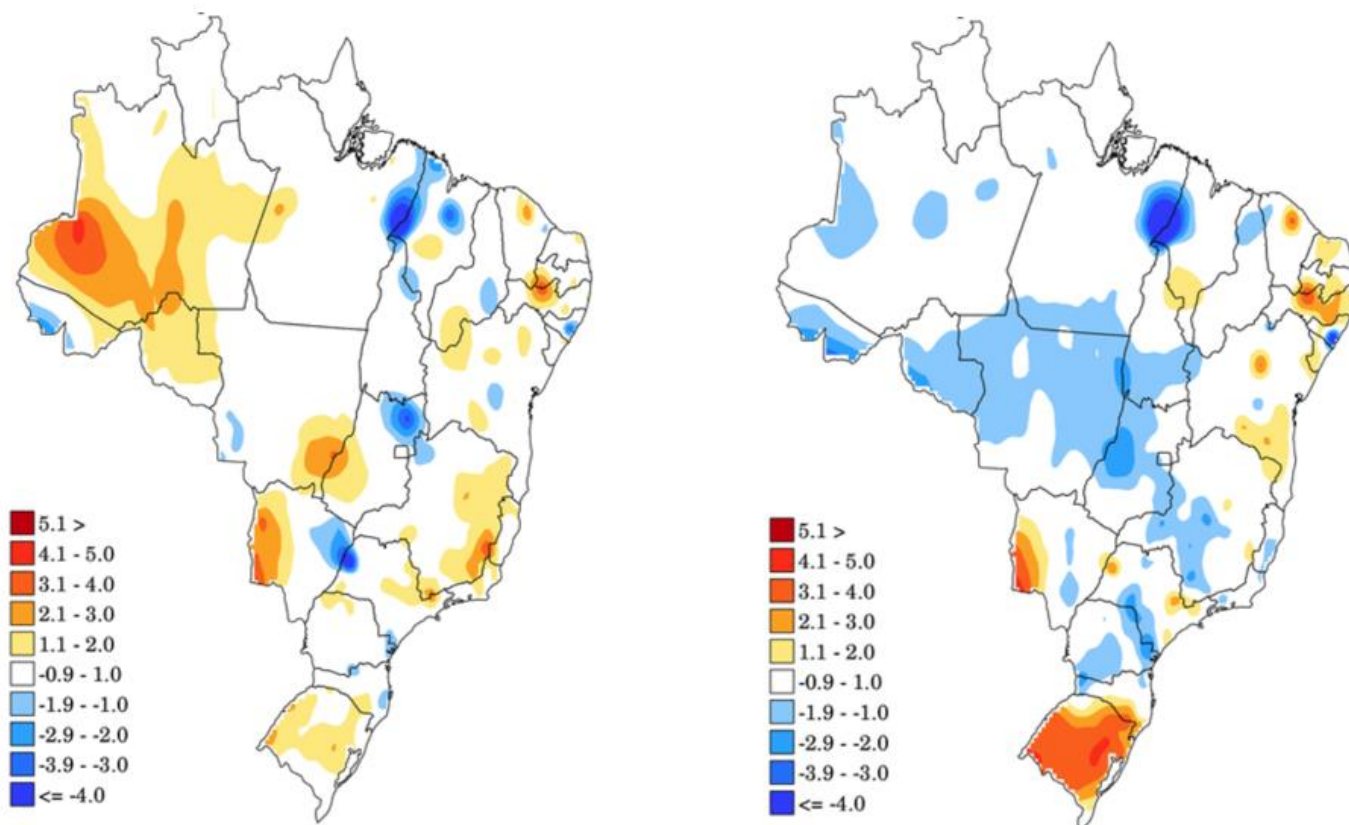


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (Janeiro - 2023),

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

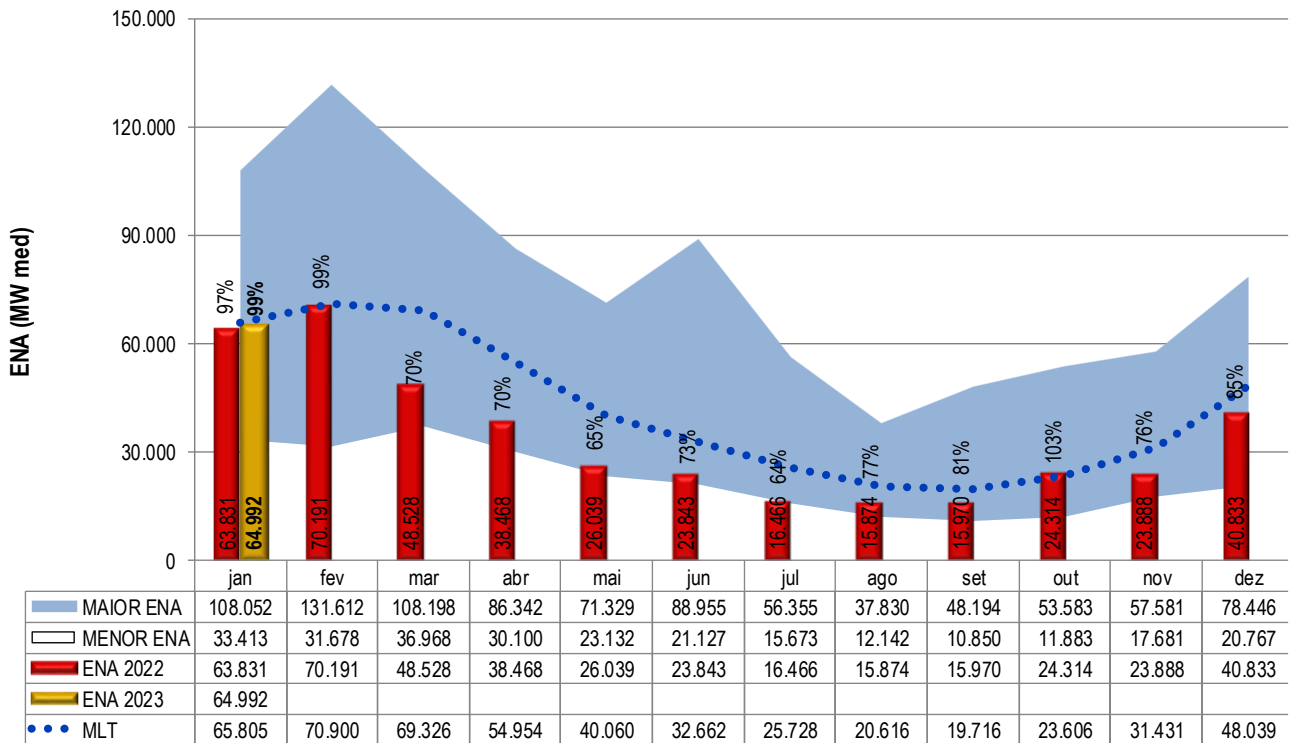


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

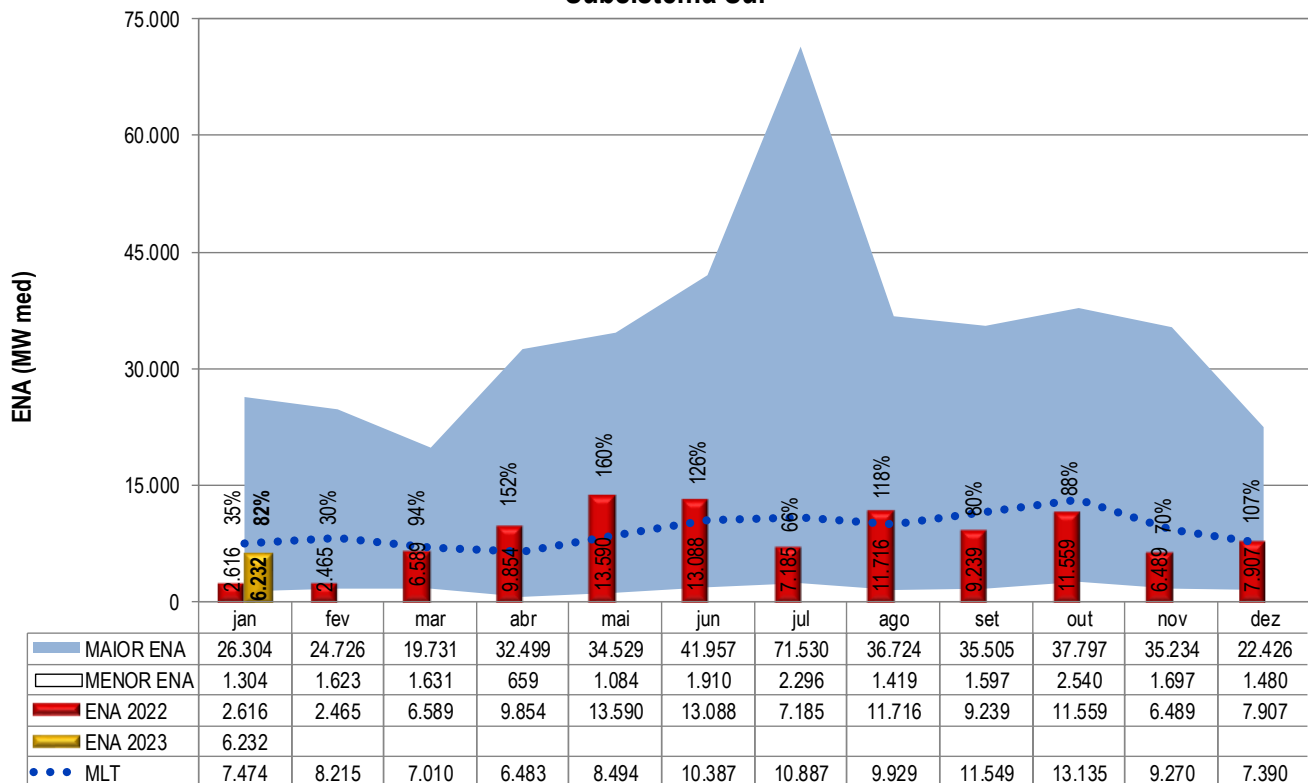


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

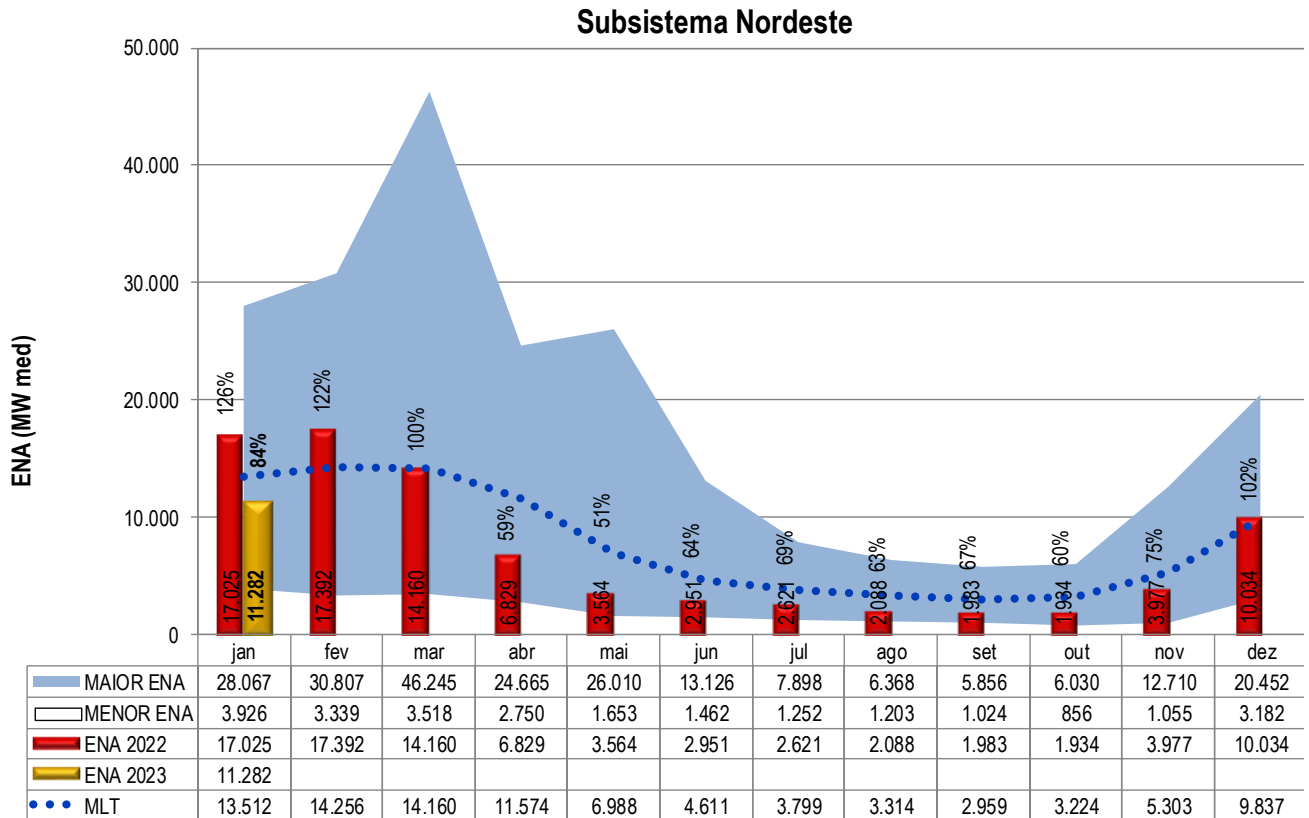


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

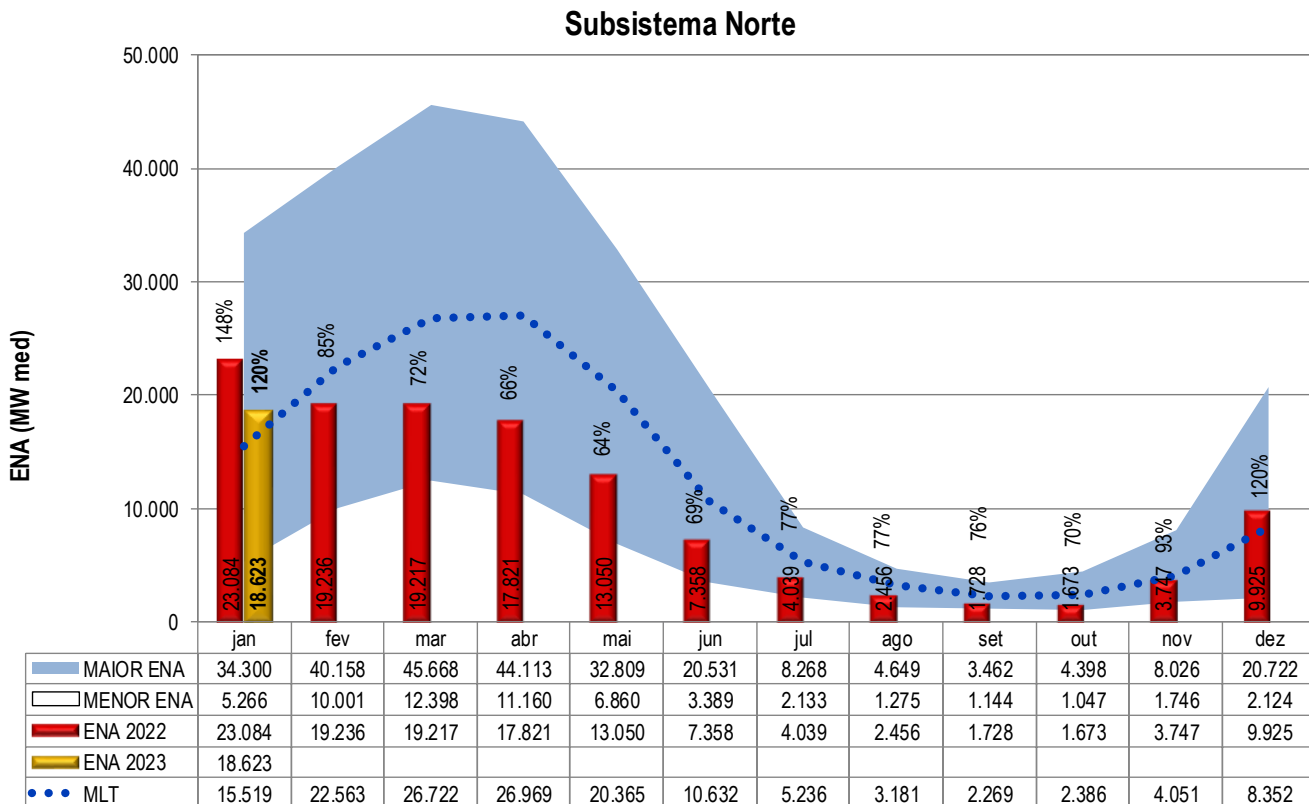


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



2.2. Energia Armazenada

A Tabela 1 apresenta os valores de energia armazenada (%EAR_{máx}) nos subsistemas do SIN nos meses de dezembro de 2022 e janeiro 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 Janeiro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Dezembro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	69,8	53,0	204.615	66,9
Sul	86,9	83,9	20.459	8,3
Nordeste	75,7	66,9	51.691	18,3
Norte	89,3	60,3	15.302	6,4
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de janeiro de 2023, todos os reservatórios equivalentes do SIN apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 16,8 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 3,0 p.p. no Sul, 8,8 p.p. no Nordeste e 29,0 p.p. no Norte. As condições hoje observadas são significativamente melhores do que àquelas 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, o comportamento predominante durante o mês de dezembro foi de replecionamento dos volumes armazenados, com destaque para as usinas hidrelétricas Tucuruí, Itumbiara e Três Marias, cujos reservatórios apresentaram acréscimos do armazenamento em 48,2 p.p., 23,8 p.p. e 20,7 em relação ao mês anterior, respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de dezembro	Armazenamento em final de janeiro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	60,2	68,5	8,4
Fumas	Grande	34.925	65,8	94,2	28,4
Sobradinho	São Francisco	30.184	70,5	75,9	5,4
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	40,9	56,0	15,1
Emborcação	Paranaíba	21.604	42,3	58,3	16,0
Três Marias	São Francisco	16.085	62,5	83,2	20,7
Itumbiara	Paranaíba	15.698	47,3	71,1	23,8
Tucuruí	Tocantins	7.632	37,8	86,0	48,2
S. do Facão	Paranaíba	6.502	24,9	28,9	4,0
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	97,9	99,4	1,4

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

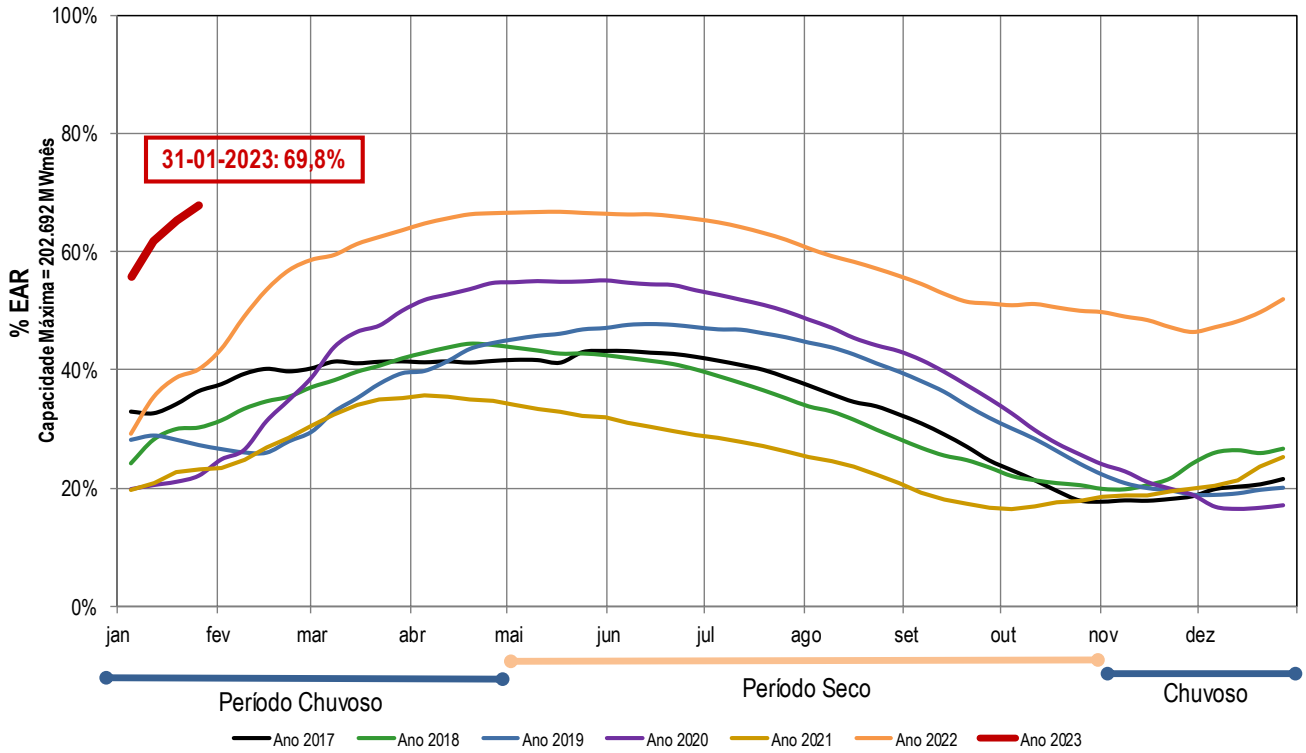


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

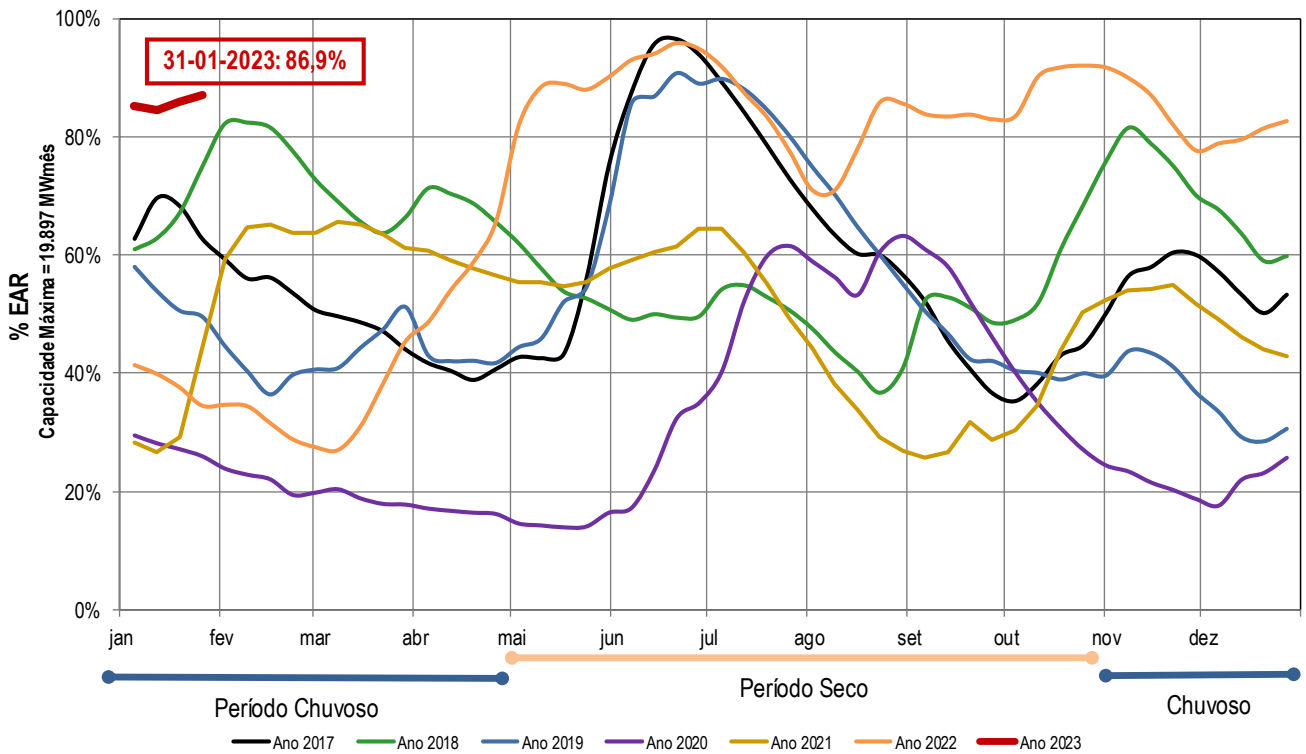


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

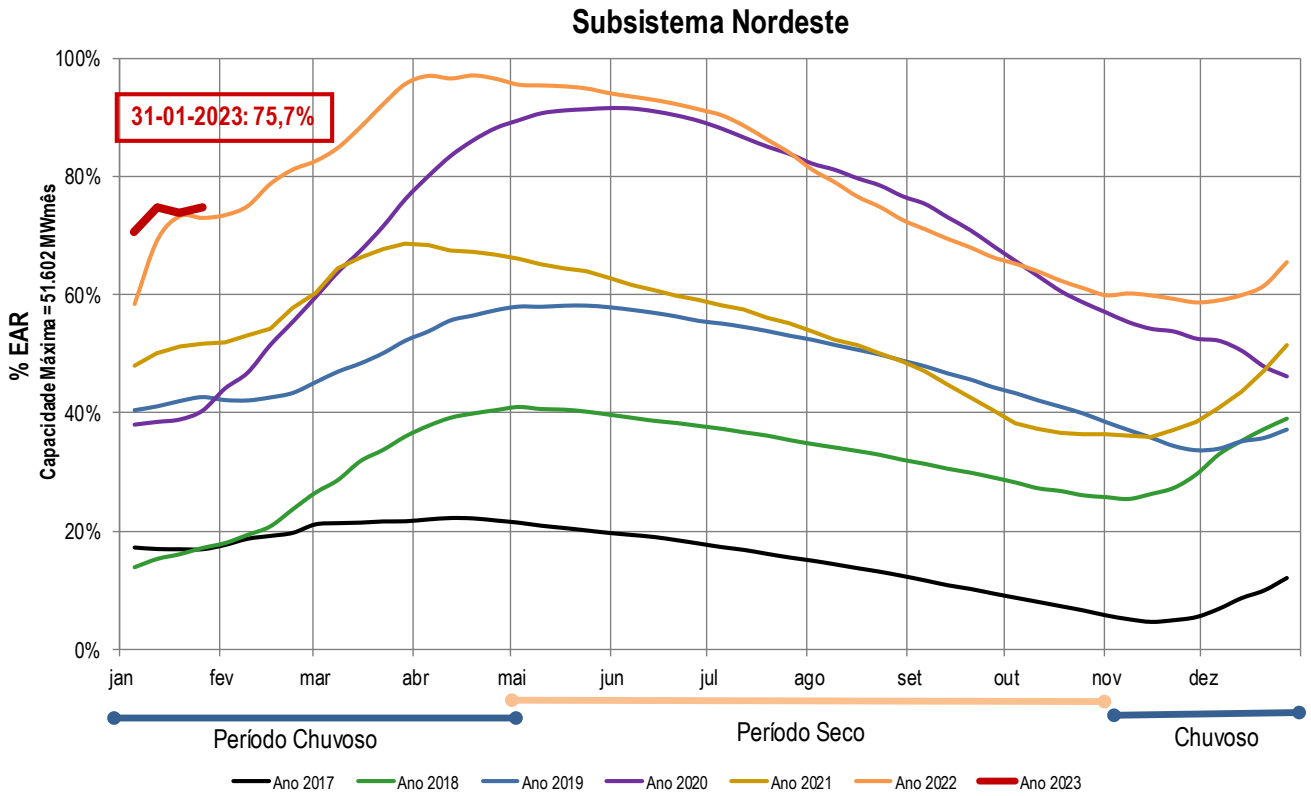


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

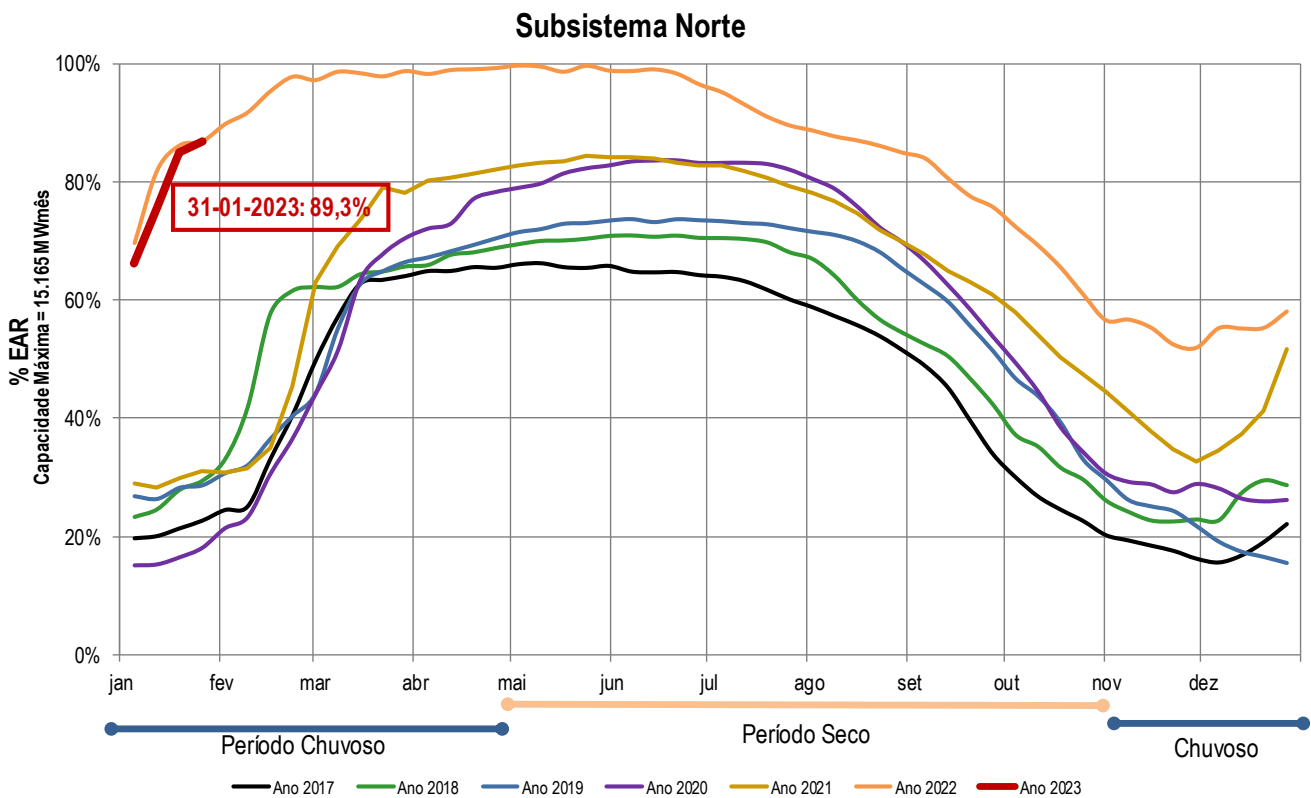


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em janeiro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil para exportador de energia elétrica, enviando o montante de 7.593 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, ante a exportação verificada de 3.753 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste, desempenhou papel de exportador com um total de 3.594 MWmédios, valor inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 4.055 MWmédios.

Já o subsistema Sul importou energia no mês de janeiro, com montante verificado de 6.529 MWmédios, diferentemente da exportação de 4.296 MWmédios realizada em dezembro.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 3.086 MWmédios, nó de Xingu² transmitiu 6.846 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.023 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 4.341 MWmédios, e realizou exportação para o subsistema Sul no montante de 6.529 MWmédios, resultando num total de 2.188 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 11.955 MWmédios.

Foi registrado intercâmbio internacional líquido⁴ de energia elétrica de aproximadamente 1.134 MWmédios exportados para a Argentina, sendo predominantemente em caráter comercial, conforme disposto na portaria MME 418/2019.

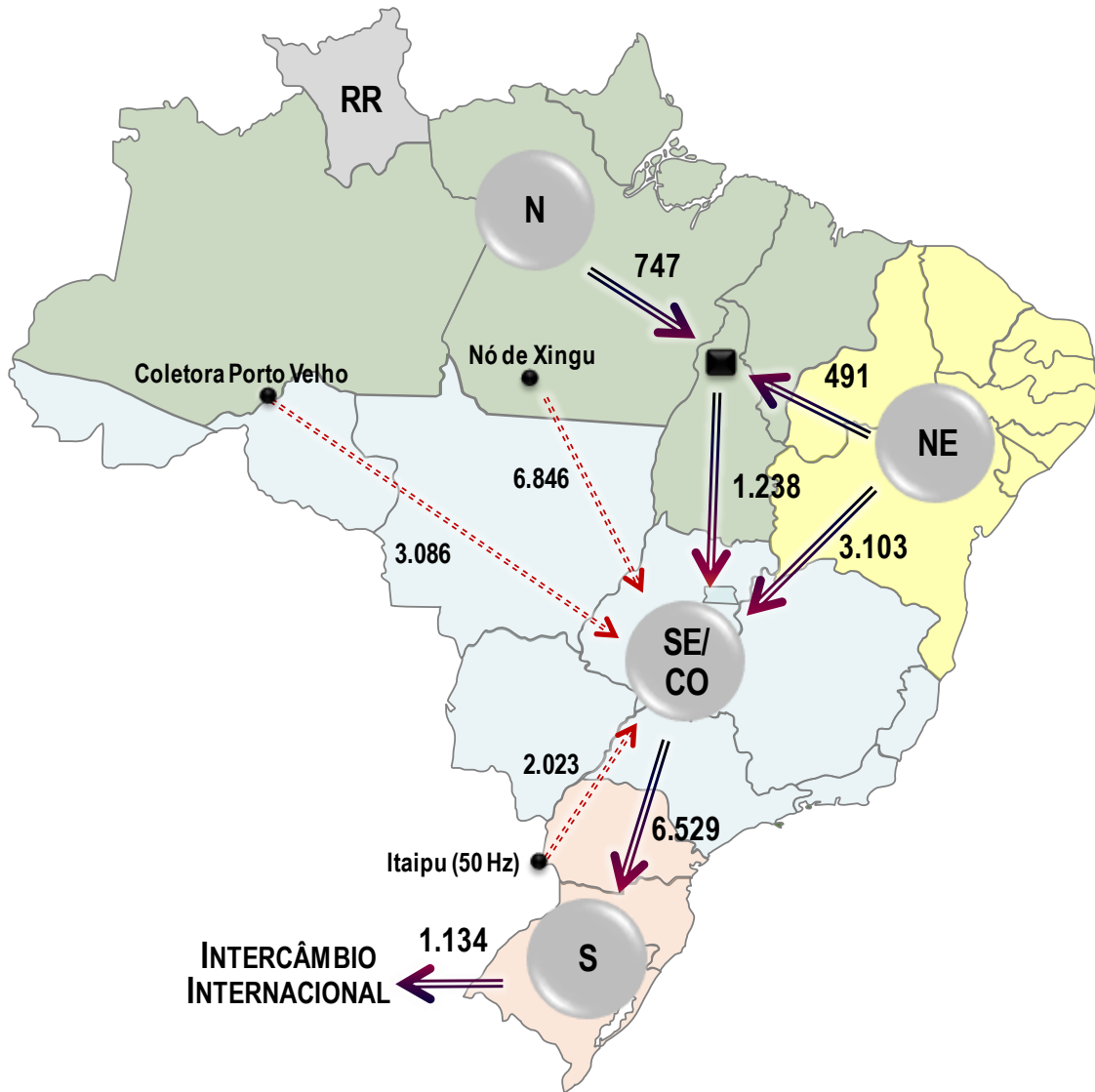


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 dezembro de 2022, o consumo de energia elétrica atingiu 51.573 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 3,3% superior ao verificado no mês anterior e 1,7% inferior ao verificado em dezembro de 2021. No mês de dezembro de 2022, comparando-se ao mesmo mês do ano anterior, as classes rural e industrial apresentaram retração, sendo que o de maior destaque de crescimento foi o das classes residencial e comercial, impulsionada pelo bom desempenho do setor de serviços.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/21 GWh	Nov/22 GWh	Dez/22 GWh	Evolução mensal (Dez/22/Nov/22)	Evolução anual (Dez/22/Dez/21)	Jan-21/Dez-21 (GWh)	Jan-22/Dez-22 (GWh)	Evolução
Residencial	13.085	12.953	13.690	5,7%	4,6%	151.253	152.941	1,1%
Industrial	15.065	15.367	14.930	-2,8%	-0,9%	182.108	182.823	0,4%
Comercial	7.959	7.721	8.095	4,8%	1,7%	87.788	92.495	5,4%
Rural	2.499	2.476	2.326	-6,1%	-6,9%	32.447	29.916	-7,8%
Demais classes ¹	4.245	4.246	4.306	1,4%	1,4%	48.178	50.332	4,5%
Perdas e Diferenças ²	9.594	7.160	8.226	14,9%	-14,3%	113.724	104.826	-7,8%
Total	52.447	49.924	51.573	3,3%	-1,7%	615.498	613.332	-0,4%

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

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

Dados contabilizados até dezembro de 2022.

Referência: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. Considera autoprodução circulante na rede.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Quando se trata do consumo médio por classe (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal das classes residencial, industrial e rural, em comparação ao mesmo mês de 2021. Tal comportamento é aderente ao destacado na Tabela 3, associado à variação verificada das unidades consumidoras de cada classe. Com relação a novembro de 2022, o consumo médio mensal se elevou em todas as classes de consumo, com exceção das classes industrial e rural, que retraíram. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre dezembro de 2021 e dezembro de 2022, exceto o número de unidades consumidoras industrial e rural, que apresentaram retração.

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

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica					Consumo Médio em 12 meses		
	Dez/21 kWh/NU	Nov/22 kWh/NU	Dez/22 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/22/Nov/22)	Evolução anual (Dez/22/Dez/21)	Jan-21/Dez-21 (kWh/NU)	Jan-22/Dez-22 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	171	164	173	5,3%	1,2%	165	161	-2,2%
Industrial	31.883	33.475	32.518	-2,9%	2,0%	32.116	33.182	3,3%
Comercial	1.347	1.267	1.326	4,7%	-1,5%	1.238	1.263	2,0%
Rural	534	581	548	-5,6%	2,7%	578	588	1,7%
Demais classes ¹	5.307	5.184	5.247	1,2%	-1,1%	5.019	5.111	1,8%
Consumo médio total	486	473	478	1,1%	-1,7%	472	468	-0,9%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2022.

Fonte dos dados: EPE.



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

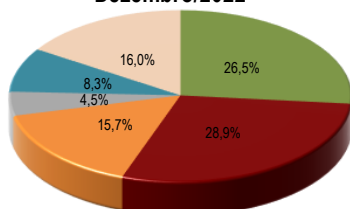
Classe de Consumo	Período		Evolução
	Dez/21	Dez/22	
Residencial	76.397.501	79.012.362	3,4%
Industrial	472.519	459.143	-2,8%
Comercial	5.910.611	6.104.605	3,3%
Rural	4.678.123	4.241.244	-9,3%
Demais classes ¹	799.868	820.616	2,6%
Total	88.258.622	90.637.970	2,7%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2022.

Fonte dos dados: EPE.

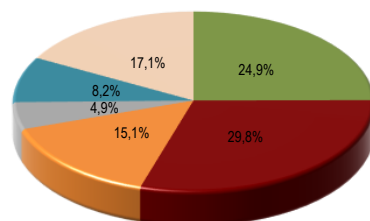
O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de dezembro 26.661 GWh, valor 0,3% superior ao verificado no mesmo mês de 2021. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de dezembro de 2022, 16.686 GWh, valor 2% superior ao verificado no mesmo mês de 2021. O ACL atingiu 39% do mercado, segundo informações do Boletim InfoMercado da CCEE, que considera valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

Consumo de Energia Elétrica em Dezembro/2022



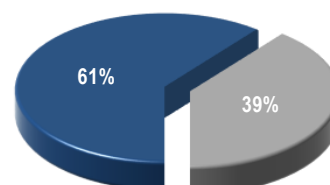
Residencial
Rural

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



Industrial
Comercial
Perdas e Diferenças
Demais classes
Rural

Consumo de Energia Elétrica em Dezembro/2022 - Estratificado por Ambiente



ACR
ACL

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

Dados contabilizados até dezembro de 2022.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em janeiro de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em janeiro de 2023 nos subsistemas Norte e Nordeste foram superiores e no subsistema SE/CO foram inferiores aos meses de janeiro de 2021 e 2022. Já no subsistema Sul a máxima observada em janeiro de 2023 foi inferior a janeiro de 2022 e superior a janeiro de 2021.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	50.270 31/01/2023 - 19h25	17.863 25/01/2023 - 21h45	13.934 23/01/2023 - 21h45	7.296 11/01/2023 - 22h58	86.513 31/01/2023 - 21h17
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.096 30/09/2021 - 22h01	7.877 08/10/2022 - 23h54	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

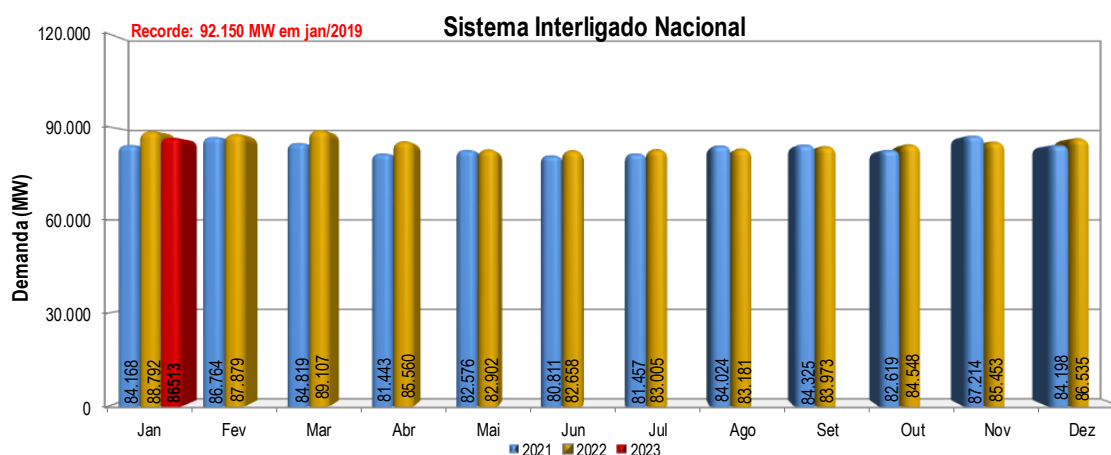


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

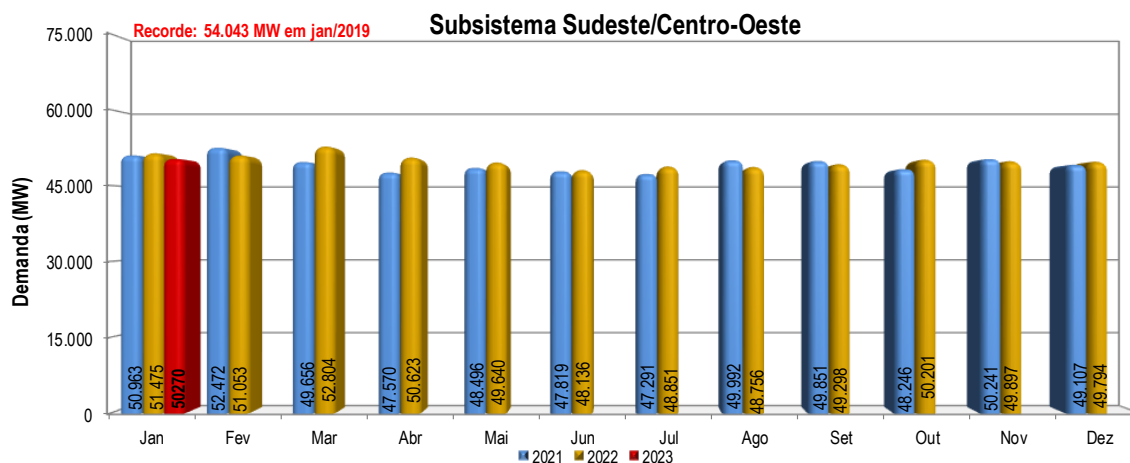


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

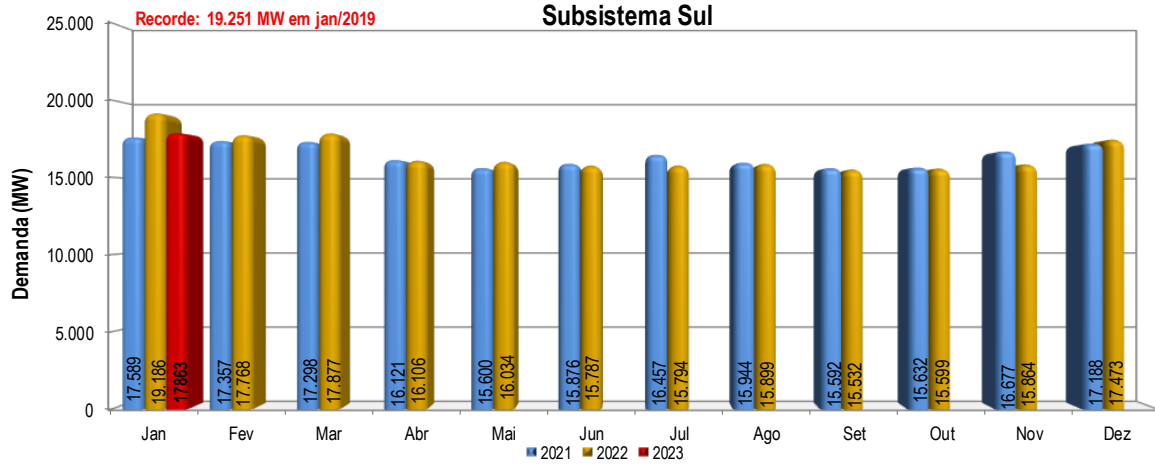


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

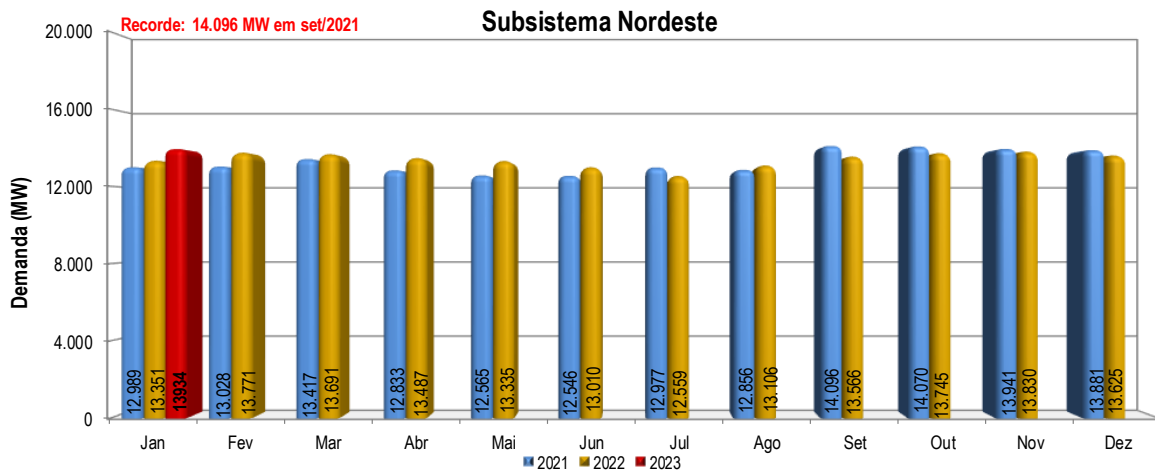


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

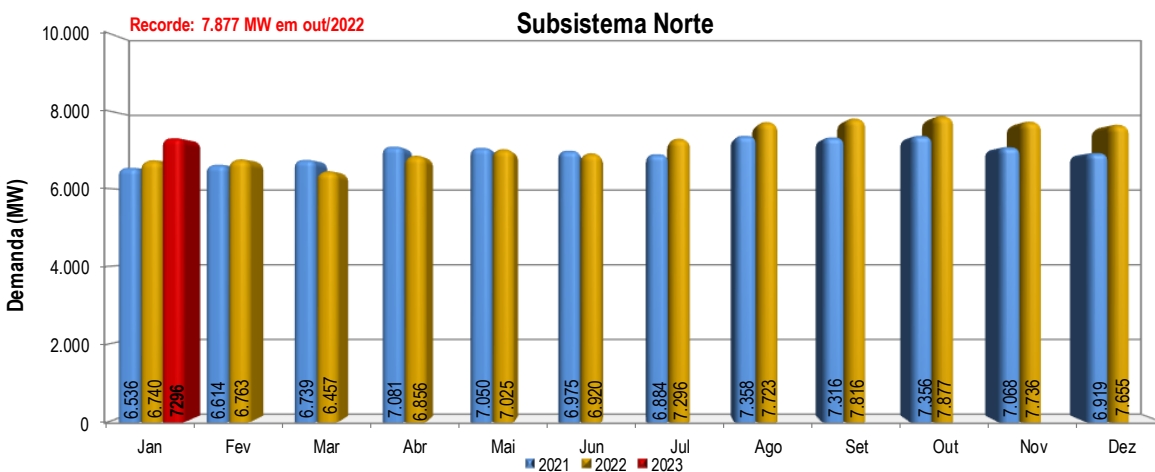


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 207.512 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 16.432 MW (8,6%), com destaque para 11.229 MW de geração de fonte solar, que tornou-se a segunda maior fonte de geração de energia elétrica atrás somente da hidrelétrica. A geração distribuída alcançou, no mês de janeiro de 2023, 17.265 MW instalados em 1.637.407 unidades, resultando em 8,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 90,4% nos últimos 12 meses

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

Fonte	Jan/2022		Jan/2023			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2023 - Jan/2022
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.449	109.420	1.441	109.844	52,9%	0,4%
UHE	218	103.003,0	215	103.195,4	49,7%	0,2%
PCH	426	5.513,0	429	5.705,5	2,7%	3,5%
CGH	734	840,5	718	865,3	0,4%	2,9%
CGU	1	0,1	0	0,0	0,0%	-100,0%
CGH GD	70	63,1	79	77,5	0,0%	22,8%
Térmica	3.484	46.969	3.507	48.292	23,3%	2,8%
Gás Natural	167	16.280,6	182	17.456,1	8,4%	7,2%
Biomassa	592	15.790,1	623	16.539,1	8,0%	4,7%
Petróleo	2.318	8.967,4	2.181	8.445,1	4,1%	-5,8%
Carvão	22	3.582,8	22	3.465,8	1,7%	-3,3%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,0%	0,0%
Outros Fósseis ²	10	242,5	8	243,0	0,1%	0,2%
Térmica GD	373	115,3	489	152,5	0,1%	32,3%
Eólica	881	21.180	999	24.637	11,9%	16,3%
Eólica (não GD)	797	21.164,8	904	24.619,5	11,9%	16,3%
Eólica GD	84	15,0	95	17,22	0,0%	14,5%
Solar	822.998	13.511	1.653.218	24.740	11,9%	83,1%
Solar (não GD)	7.077	4.635,2	16.474	7.722,1	3,7%	66,6%
Solar GD	815.921	8.876,2	1.636.744	17.018,2	8,2%	91,7%
Capacidade Total sem GD	12.364	182.010	21.758	190.247	91,7%	4,5%
Geração Distribuída - GD	816.448	9.070	1.637.407	17.265	8,3%	90,4%
Capacidade Total - Brasil	828.812	191.080	1.659.165	207.512	100,0%	8,6%

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 SFG/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-contudos/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 que se reflitam na atualização do banco de dados da ANEEL.

² São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (10 usinas com 257,5 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 capacidade instalada de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 84,7% da capacidade instalada de geração em janeiro de 2023 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

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

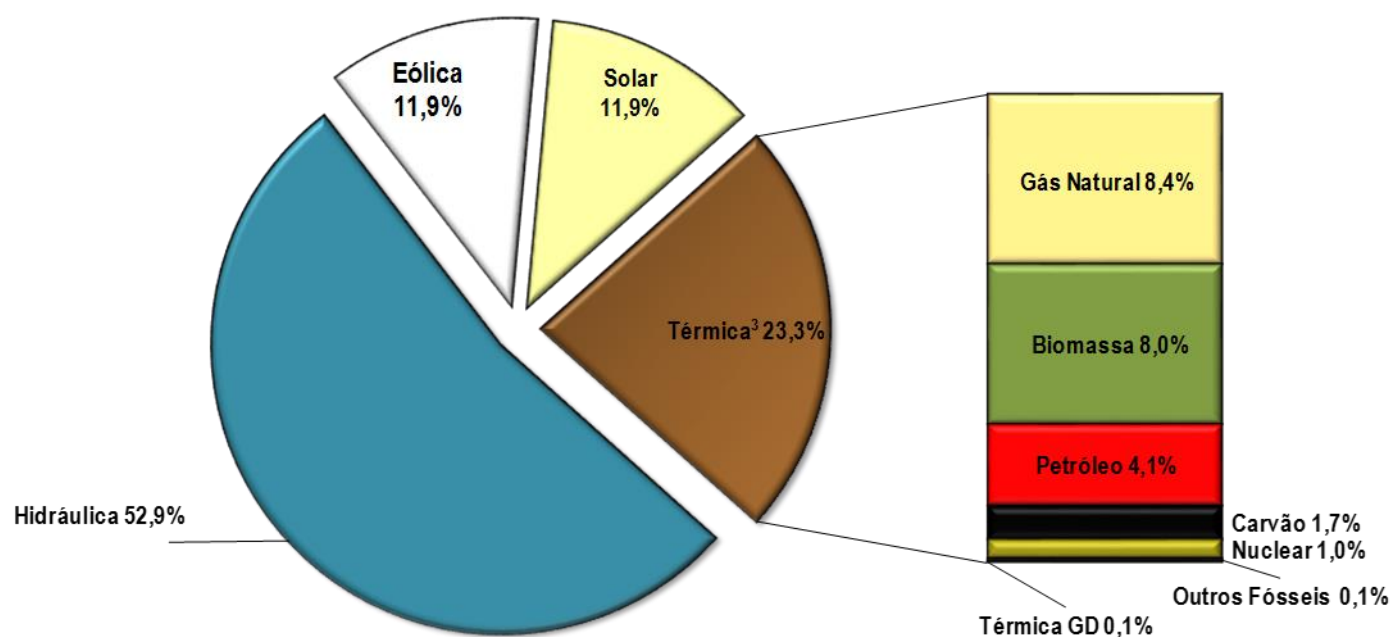


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/02/2023).

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar pequena 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 janeiro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 179.766 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,3% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,7% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme tabela 8. O SEB atingiu também 436.455 MVA de subestações em funcionamento. Deste total, 46,8% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,2% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme tabela 9 abaixo.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	67.592	37,6%
345	10.491	5,8%
440	6.935	3,9%
500	70.045	39,0%
600 (CC)	12.816	7,1%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,1%
TOTAL	179.766	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	117.839,9	27,0%
345	55.545,1	12,7%
440	30.891,9	7,1%
500	207.281,0	47,5%
750	24.897,0	5,7%
TOTAL	436.455	100%

Fonte dos dados: MME / ANEEL / 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 dezembro de 2022 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 janeiro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.274 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.

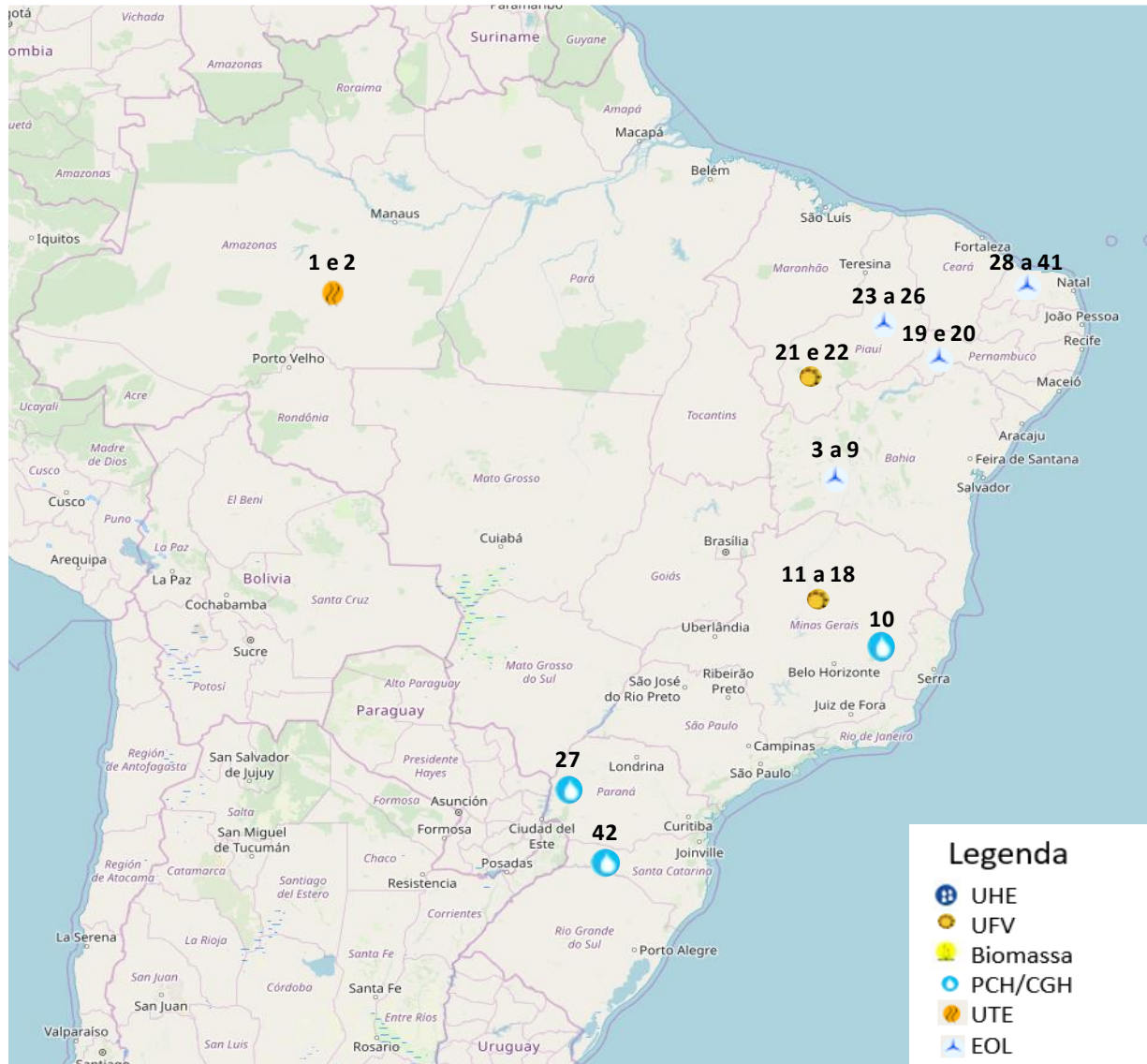


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Santa Rita do Well - CGA	1 a 4	1,4	AM	UTE.P.E.AM.035832-0.01
2	Térmica	UTE Vila Bitencourt - CGA	1 a 3	0,9	AM	UTE.P.E.AM.035812-6.01
3	Eólica	EOL Assuruá 4 II	1 a 7	31,5	BA	EOL.CV.BA.050464-5.01
4	Eólica	EOL Ventos de São Januário 15	10 a 16	31,5	BA	EOL.CV.BA.032642-9.01
5	Eólica	EOL Ventos de São Januário 16	3 e 4	9,0	BA	EOL.CV.BA.033547-9.01
6	Eólica	EOL Ventos de São Januário 17	9 a 15	31,5	BA	EOL.CV.BA.033548-7.01
7	Eólica	EOL Ventos de São Januário 18	1	4,5	BA	EOL.CV.BA.033549-5.01
8	Eólica	EOL Tucano VIII	1, 3, 5 e 8	24,8	BA	EOL.CV.BA.032580-5.01
9	Eólica	EOL Tucano X	1 a 3 e 7	24,8	BA	EOL.CV.BA.032584-8.01
10	Hidráulica	CGH Pacífico Mascarenhas	2	3,4	MG	CGH.PH.MG.001928-3.02
11	Solar	UFV AC III	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037403-2.01
12	Solar	UFV AC IV	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037404-0.01
13	Solar	UFV AC V	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037390-7.01
14	Solar	UFV AC VI	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037405-9.01
15	Solar	UFV AC VII	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037548-9.01
16	Solar	UFV AC VIII	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037549-7.01
17	Solar	UFV AC XX	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037631-0.01
18	Solar	UFV AC XXII	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037633-7.01
19	Eólica	EOL Ouro Branco 1	1, 2, 4, 5 e 8	22,5	PE	EOL.CV.PE.031807-8.01
20	Eólica	EOL Ouro Branco 2	4, 5, 7 e 8	18,0	PE	EOL.CV.PE.031808-6.01
21	Solar	UFV Caldeirão Grande II (antiga Santo Anastácio)	1 a 9	30,9	PI	UFV.RS.PI.031690-3.02
22	Solar	UFV Caldeirão Grande III (antida Santa Veridiana)	5 a 9	17,2	PI	UFV.RS.PI.031685-7.02
23	Eólica	EOL Oitis 6	3, 4 e 9	16,5	PI	EOL.CV.PI.044365-4.01
24	Eólica	EOL Ventos de São Roque 1	2	5,5	PI	EOL.CV.PI.038103-9.01
25	Eólica	EOL Ventos de São Roque 17	4 a 9	33,0	PI	EOL.CV.PI.038111-0.01
26	Eólica	EOL Ventos de São Roque 18	4 a 9	33,0	PI	EOL.CV.PI.038112-8.01
27	Hidráulica	PCH Boa Vista II	3 e 4	16,0	PR	PCH.PH.PR.000273-9.01
28	Eólica	EOL Jerusalém I	1 a 7	29,4	RN	EOL.CV.RN.037294-3.01
29	Eólica	EOL Jerusalém II	1 a 7	29,4	RN	EOL.CV.RN.037295-1.01
30	Eólica	EOL Jerusalém III	1 a 7	29,4	RN	EOL.CV.RN.037296-0.01
31	Eólica	EOL Jerusalém IV	1 a 7	29,4	RN	EOL.CV.RN.037297-8.01
32	Eólica	EOL Jerusalém V	1 a 7	29,4	RN	EOL.CV.RN.037298-6.01
33	Eólica	EOL Jerusalém VI	1 a 8	33,6	RN	EOL.CV.RN.037299-4.01
34	Eólica	EOL Monte Verde VI	1 a 11	46,2	RN	EOL.CV.RN.040585-0.01
35	Eólica	EOL Monte Verde I	1 a 16	67,2	RN	EOL.CV.RN.032518-0.01
36	Eólica	EOL Monte Verde II	1 a 16	67,2	RN	EOL.CV.RN.032519-8.01
37	Eólica	EOL Monte Verde III	1 a 14	58,8	RN	EOL.CV.RN.033881-8.01
38	Eólica	EOL Monte Verde IV	1 a 11	46,2	RN	EOL.CV.RN.038035-0.01
39	Eólica	EOL Monte Verde V	1 a 8	33,6	RN	EOL.CV.RN.040584-1.01
40	Eólica	EOL Boqueirão I	1 a 10	42,0	RN	EOL.CV.RN.040816-6.01
41	Eólica	EOL Boqueirão II	1 a 9	37,8	RN	EOL.CV.RN.040818-2.01
42	Hidráulica	PCH Águas da Serra	1 a 3	22,5	SC	PCH.PH.SC.035496-1.01
Potência Total (MW)				1.274		

Destaca-se, em janeiro de 2023, a entrada em operação de 1.272 MW a partir de fontes renováveis (eólica, solar, hidráulica e biomassa), o que corresponde a 99% de toda a expansão no mês.

Fonte dos dados: MME / SEE



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em janeiro de 2023.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jan/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Jan/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Jan/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	41,9	41,9	0,0	0,0	41,9	41,9
PCH	38,5	38,5	0,0	0,0	38,5	38,5
CGH	3,4	3,4	0,0	0,0	3,4	3,4
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	2,3	2,3	0,0	0,0	2,3	2,3
Biomassa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros Fósseis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petróleo	2,3	2,3	0,0	0,0	2,3	2,3
Eólica	570,6	570,6	295,1	295,1	865,7	865,7
Eólica (não GD)	570,6	570,6	295,1	295,1	865,7	865,7
Solar	0,0	0,0	364,1	364,1	364,1	364,1
Solar (não GD)	0,0	0,0	364,1	364,1	364,1	364,1
TOTAL	615	615	659	659	1.274	1.274

A Tabela 11 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada em 2023 por Ambiente de Contratação – Livre (ACL) e Regulado (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 72% desse crescimento.

Fonte dos dados: MME, ANEEL.

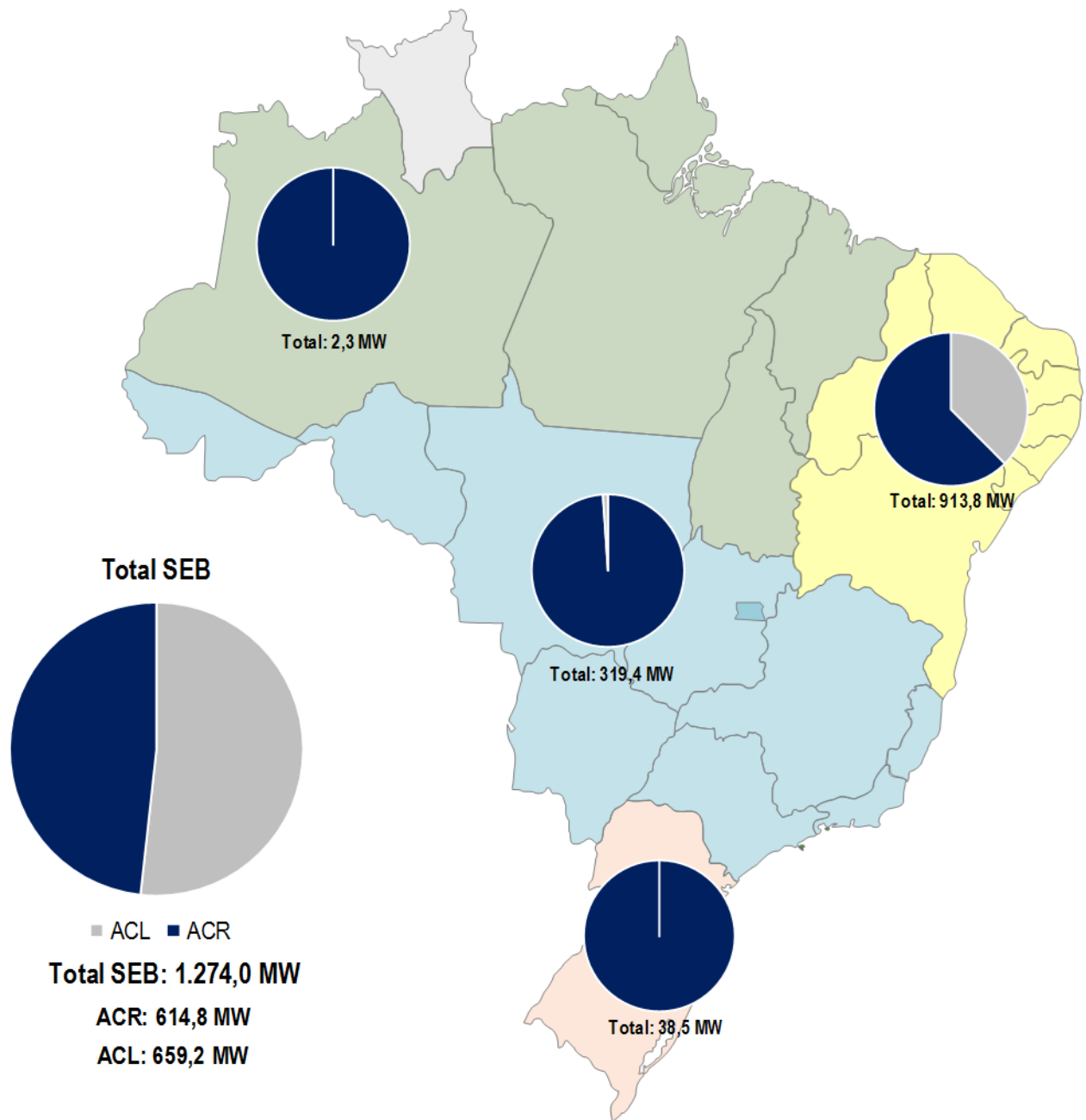


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2022 por subsistema.

Fonte dos dados: MME / SEE.

¹ Nesta seção, estão incluídos todos os empreendimentos de geração 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), 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 36.422 MW de capacidade instalada, com destaque para 22.683 MW (62,3%) de fonte solar, 8.443 MW (23,2%) de fonte eólica, 4.762 MW (13,1%) de fonte térmica e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 534 MW, representando menos de 2% do total. Destaca-se, também, que 27.903 MW (76,6%) 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.

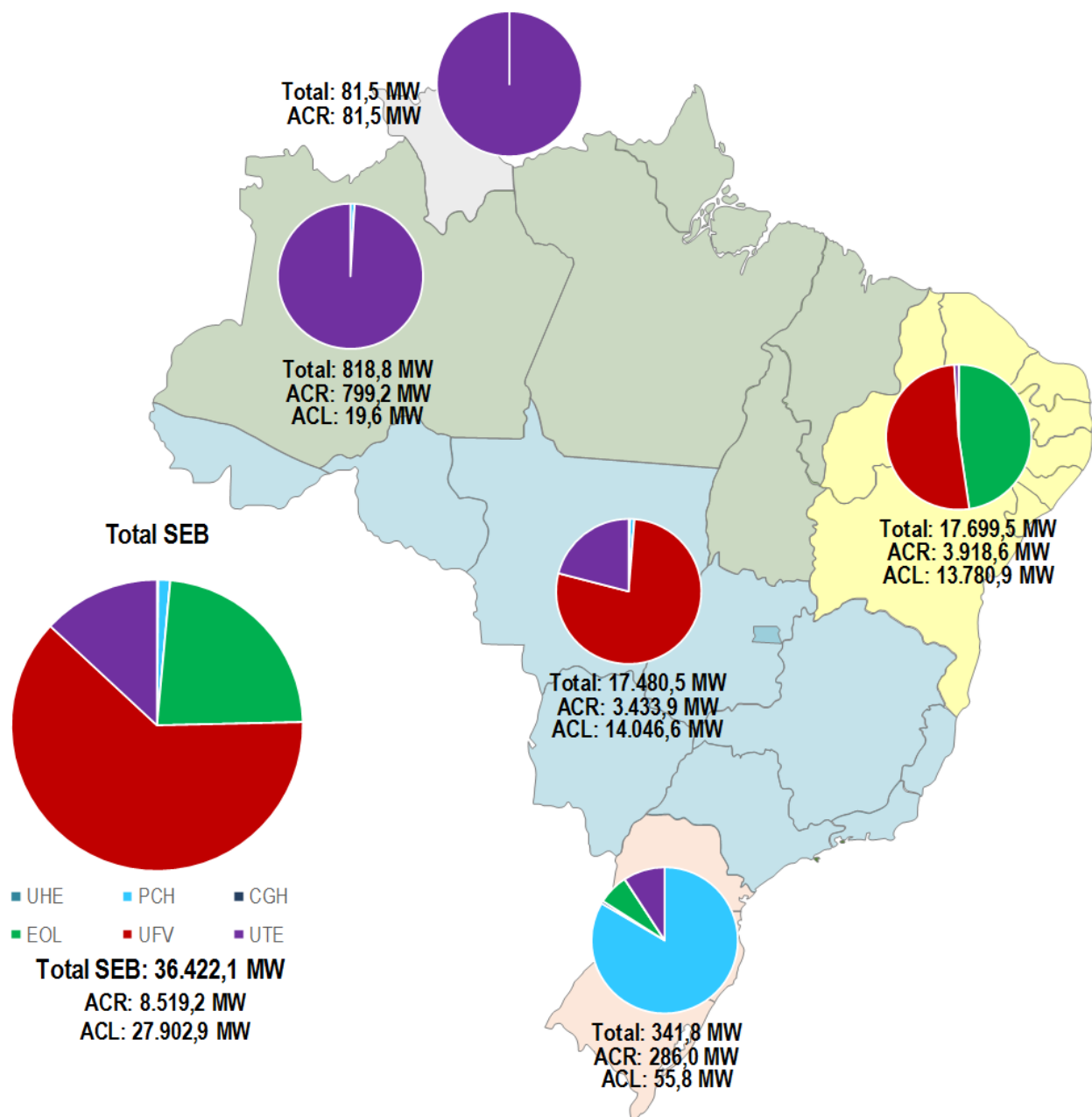


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 12. Previsão da Expansão da Capacidade Instalada de Geração Elétrica (MW).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)
Hidráulica	92,9	157,2	219,6	4,2	37,6	22,5	97,1	194,8	242,1
PCH	88,3	157,2	167,6	4,2	37,6	22,5	92,5	194,8	190,1
CGH	4,6	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	4,6	0,0	2,0
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	348,1	1.259,0	2.611,1	282,5	54,0	207,5	630,6	1.313,0	2.818,6
Eólica	1.566,1	651,4	546,3	3.068,7	1.888,0	722,4	4.634,8	2.539,4	1.268,7
Eólica (não GD)	1.566,1	651,4	546,3	3.068,7	1.888,0	722,4	4.634,8	2.539,4	1.268,7
Solar	217,5	388,0	462,0	3.448,6	11.149,8	7.017,1	3.666,1	11.537,8	7.479,1
Solar (não GD)	217,5	388,0	462,0	3.448,6	11.149,8	7.017,1	3.666,1	11.537,8	7.479,1
TOTAL	2.225	2.456	3.839	6.804	13.129	7.970	9.029	15.585	11.808
TOTAL (2023 a 2025)		8.519			27.903			36.422	

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

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

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

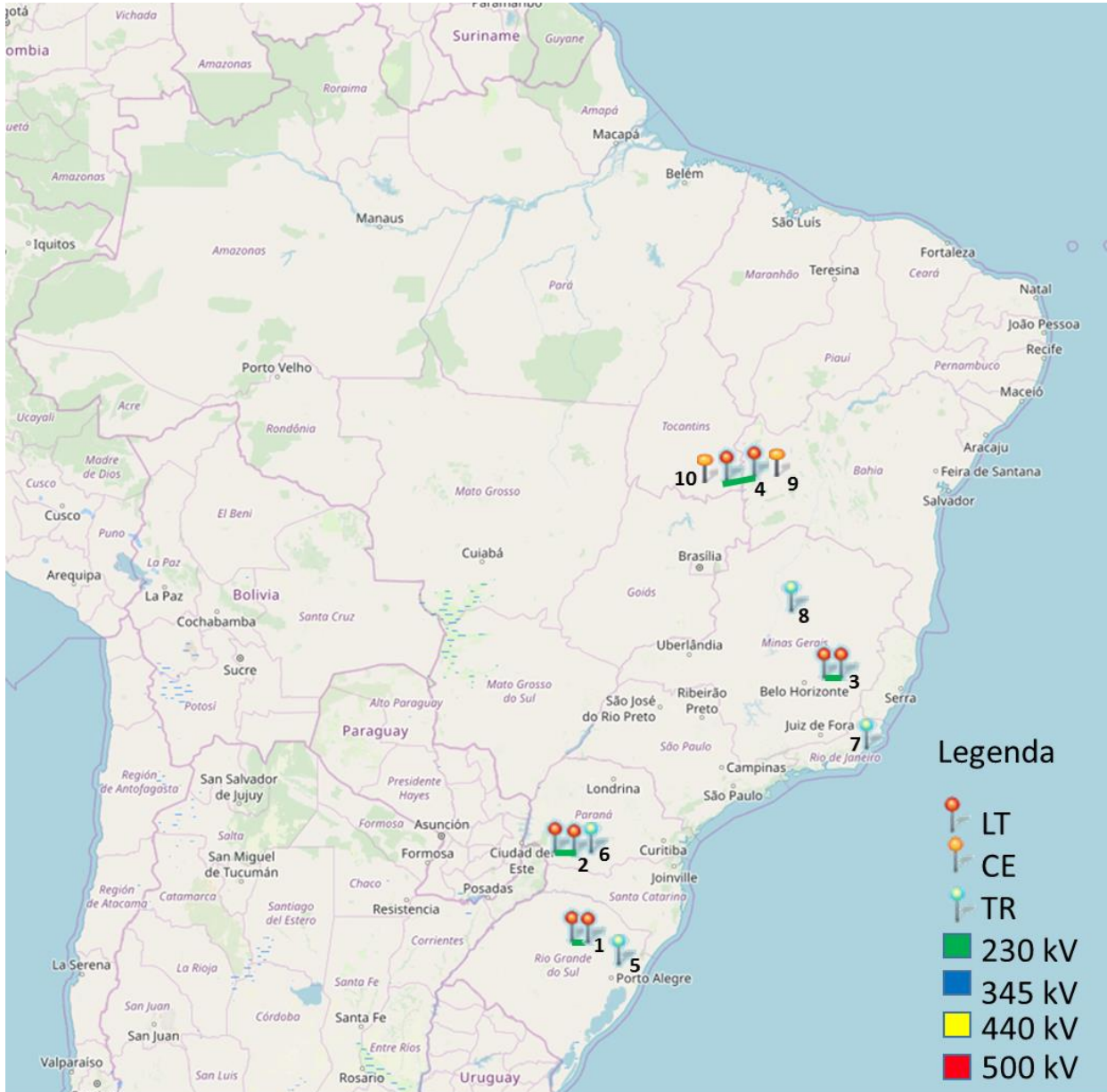


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em janeiro de 2023.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

As instalações de transmissão que entraram em operação em janeiro de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 455 km de linhas de transmissão, 1.866 MVA de capacidade de transformação e 40 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, e contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica no País.

Destaca-se a implantação da LT Dianópolis / Barreiras II C1 TO/BA, em 230 kV com 255 quilômetros de extensão. A inserção dessa LT ao SIN proporciona maior robustez no suprimento de energia elétrica à região sudeste do estado de Tocantins.



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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Linha de Transmissão	Extensão (km)	Estado
1	230	Seccionamento da LT Povo Novo/ Nova Santa Rita na SE Guaíba	4,0	RS
2	230	LT Sarandi / Paranavai Norte CD	170,0	PR
3	230	LT Mesquita / Timóteo 2	26,0	MG
4	230	LT Dianópolis II / Barreiras II C1	255,0	TO/BA
TOTAL			455,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
5	230	SE Torres 2 TR1 e TR2	166,0	RS
6	230	SE Paranavai Norte TR1 e TR2	300,0	PR
7	345	SE Lagos TR2 e TR3	800,0	RJ
8	500	SE Janauba 3 TR3 e TR4	600,0	MG
TOTAL			1.866,0	

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
9	230	SE Barreiras II RT1	20,0	BA
10	230	SE Dianópolis II RT3	20,0	TO
TOTAL			40,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	455,0	455,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	0,0
TOTAL	455,0	455,0

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	466,0	466,0
345	800,0	800,0
500	600,0	600,0
TOTAL	1.866,0	1.866,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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



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

Até 2025, está prevista a entrada em operação de 11.880 km de linhas de transmissão e 50.218 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 (km)	Previsão 2024 (km)	Previsão 2025 (km)
230	2.291,9	493,2	403,0
345	773,0	64,5	397,4
440	0,0	61,0	0,0
500	3.144,8	2.786,6	1.463,8
TOTAL	6.209,7	3.405,3	2.264,2

Fonte dos dados: MME / SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023 (MVA)	Previsão 2024 (MVA)	Previsão 2025 (MVA)
230	5.501,0	5.000,0	2.910,0
345	5.465,0	2.210,0	4.375,0
440	300,0	300,0	0,0
500	10.974,0	9.686,9	3.496,0
TOTAL	22.240,0	17.196,9	10.781,0

Fonte dos dados: MME / SEE.

¹. Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela DMSE/SEE/MME, com participação da SPE/MME, AESA/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 dezembro de 2022, a geração hidráulica correspondeu a 74,9% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica aumentou em 0,2 p.p. e a térmica reduziu em 1,6 p.p., representando 12,3% e 10,2% do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 90% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em dezembro de 2022, redução de 3,0 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil - Dezembro/2022

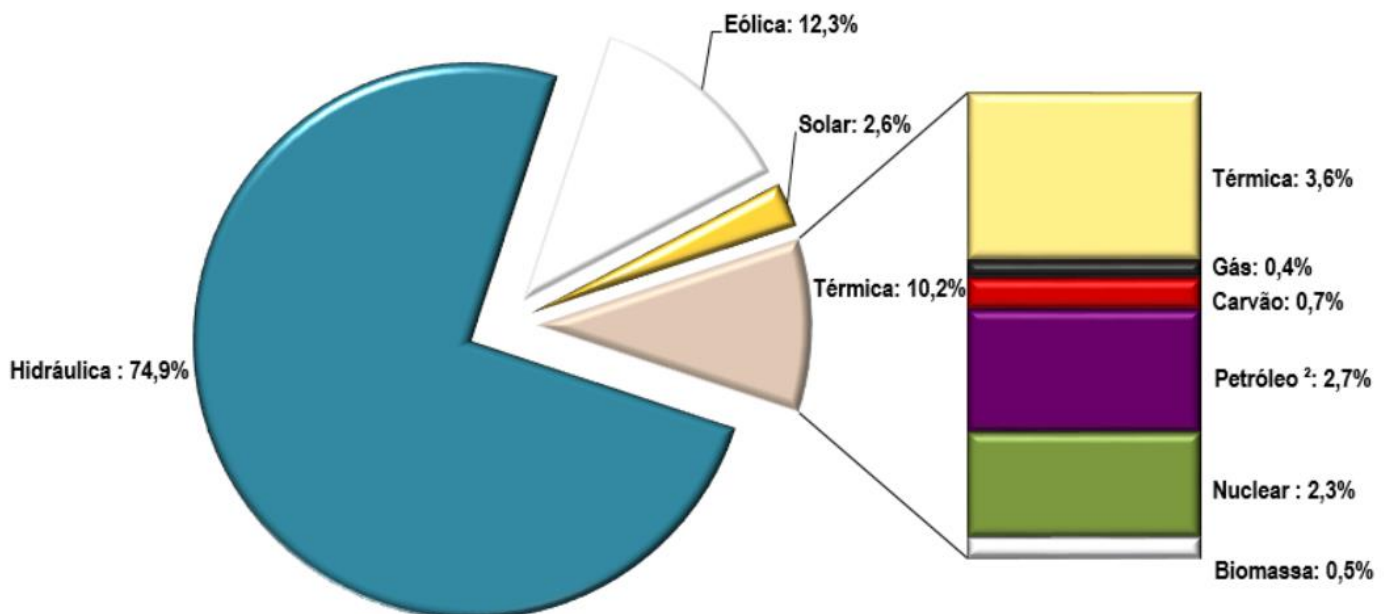


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

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 dezembro de 2022.

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de dezembro, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 7,3% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com dezembro de 2021, as gerações hidráulica, eólica e solar apresentaram acréscimo de 13%, 5,3% e 73,3%, respectivamente. Já a geração térmica sofreu redução de 50%. Em relação ao total de geração no mês de dezembro, houve aumento de 0,8% em relação a dezembro de 2021.

Com relação à fonte térmica, ressalta-se que a relevante redução da geração observada, em comparação ao verificado em 2021, está associada à recuperação dos armazenamentos em 2022, o que possibilitou a suspensão da indicação de despachos termelétricos adicionais por decisão do CMSE e o consequente retorno à operação ordinária do SIN.

Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 2,4%.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/21 (GWh)	Nov/22 (GWh)	Dez/22 (GWh)	Evolução mensal (Dez/22 / Nov/22)	Evolução anual (Dez/22 / Dez/21)	Jan/21-Dez/21 (GWh)	Jan/22-Dez/22 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.568	35.337	37.926	7,3%	13,0%	363.178	425.136	17,1%
Térmica	9.675	5.417	4.833	-10,8%	-50,0%	134.272	72.669	-45,9%
Gás	5.539	1.524	1.781	16,9%	-67,8%	64.942	22.353	-65,6%
Carvão	1.016	527	185	-64,9%	-81,8%	14.537	6.037	-58,5%
Petróleo ²	669	99	127	28,3%	-81,0%	12.836	2.266	-82,3%
Nuclear	1.359	753	1.353	79,7%	-0,5%	13.464	13.329	-1,0%
Outros	186	214	268	25,2%	44,2%	2.861	2.989	4,5%
Biomassa	906	2.300	1.119	-51,3%	23,5%	25.631	25.695	0,2%
Eólica	5.915	5.805	6.231	7,3%	5,3%	70.451	79.170	12,4%
Solar	759	1.145	1.316	14,9%	73,3%	7.576	12.346	63,0%
TOTAL	49.918	47.704	50.306	5,5%	0,8%	575.477	589.322	2,4%

Fonte dos dados: CCEE.



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

Em dezembro, as gerações hidráulica e térmica a gás nos sistemas isolados apresentaram aumento de 53,3% e 1,6%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Quando comparada com dezembro de 2021, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 358%, consequência da entrada em operação da UTE Jaguatirica II no estado de RR, no primeiro semestre de 2022. Foi também verificado expressivo aumento da geração termelétrica a biomassa em decorrência da entrada em operação comercial, em 2022, de usinas vencedoras do Leilão nº 1/2019 para atendimento a Boa Vista (Roraima) e localidades conectadas, dentre elas as UTE Bonfim, Cantá, Pau Rainha e Santa Luz.

A geração total no mês de dezembro diminuiu 7,2% em relação ao verificado em 2021. Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observada queda da geração, comparativamente ao mesmo período anterior, comportamento impactado, dentre outros fatores, pela interligação de sistemas elétricos anteriormente isolados ao Sistema Interligado Nacional.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/21 (GWh)	Nov/22 (GWh)	Dez/22 (GWh)	Evolução mensal (Dez/22 / Nov/22)	Evolução anual (Dez/22 / Dez/21)	Jan/21-Dez/21 (GWh)	Jan/22-Dez/22 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2,2	2,3	3,6	53,3%	62,0%	29	36	23,1%
Gás	13,5	60,7	61,7	1,6%	358,0%	156,5	564,8	260,8%
Petróleo ²	310,2	379,2	222,8	-41,2%	-28,2%	3.646,0	2.957,5	-18,9%
Biomassa	13,2	24,8	26,7	7,9%	102,6%	61,0	209,5	243,4%
TOTAL	339	467	315	-32,6%	-7,2%	3.893	3.768	-3,2%

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 dezembro de 2022.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de dezembro de 2022, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 1,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 33,2%, com total de 7.492 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41%, o que indica redução de 0,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em dezembro de 2022, diminuiu 5,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 32,9%, com total de 695 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 33,8%, o que indica redução de 1,4 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

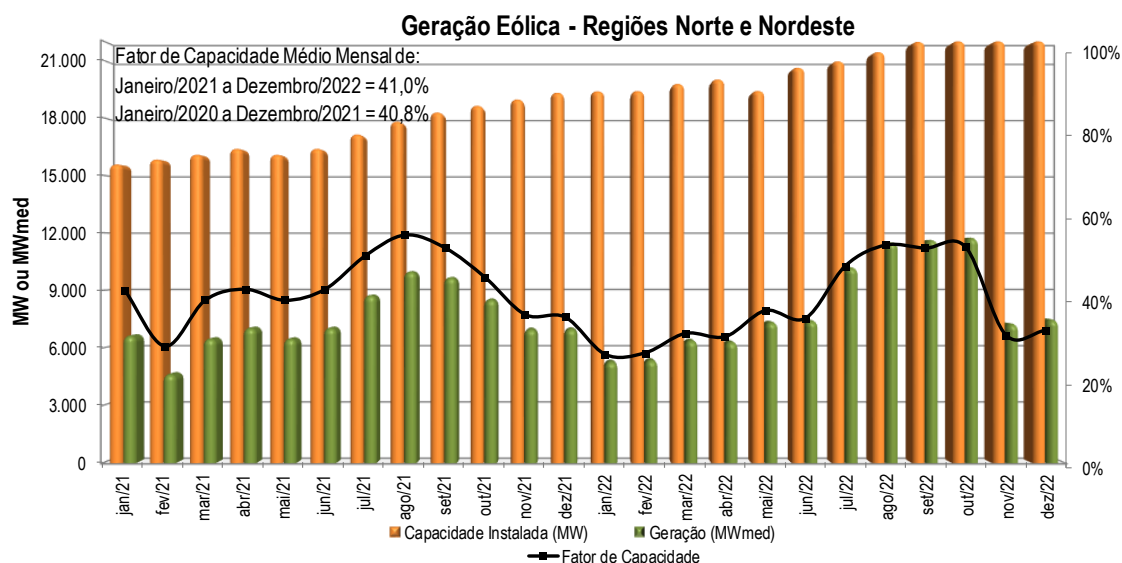


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

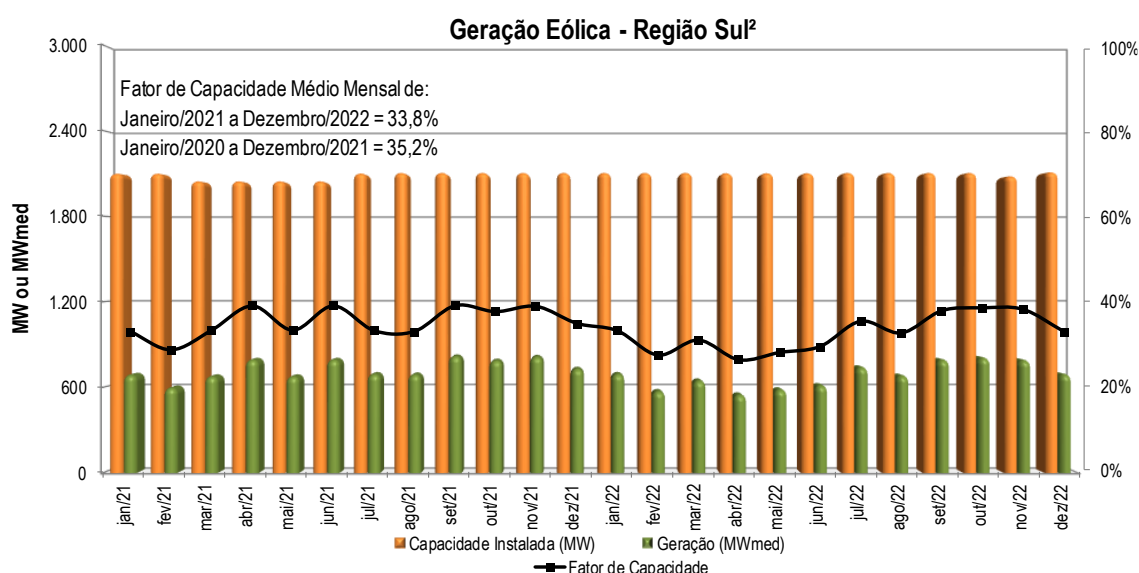


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 dezembro de 2022.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em dezembro de 2022, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 49.808 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 58.375 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 85,3%.

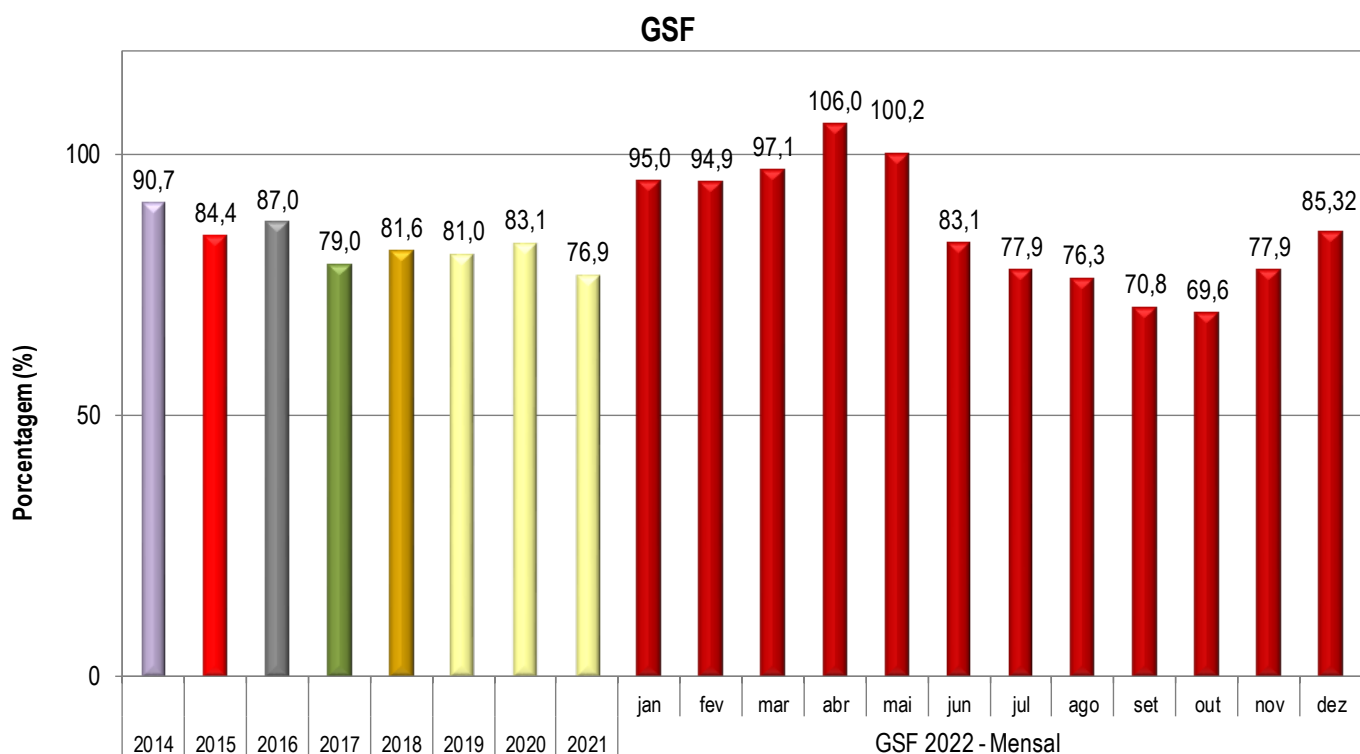


Figura 26. Evolução do GSF.

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

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	49.686	53.381	54.654	51.478	47.130	45.663	43.096	41.652	41.908	42.496	48.074	49.808
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	52.294	56.280	56.276	48.587	47.043	55.324	54.603	54.985	59.176	61.024	61.755	58.375
GSF (%)	95,0	94,9	97,1	106,0	100,2	83,1	77,9	76,3	70,8	69,6	77,9	85,3

Dados contabilizados até dezembro de 2022

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em janeiro 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\$ 18,30 / MWh, tendo o máximo valor ocorrido subsistema Norte no dia 6 de janeiro. Nos demais subsistemas os valores observados ao longo de todos o mês permaneceram nulos.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos, conforme já havia sido verificado nos meses anteriores, como reflexo do menor acionamento termelétrico no período, comportamento resultante da otimização eletro energética realizada e do aumento das precipitações verificadas no País, bem como das perspectivas futuras, que caracterizam o período tipicamente úmido.

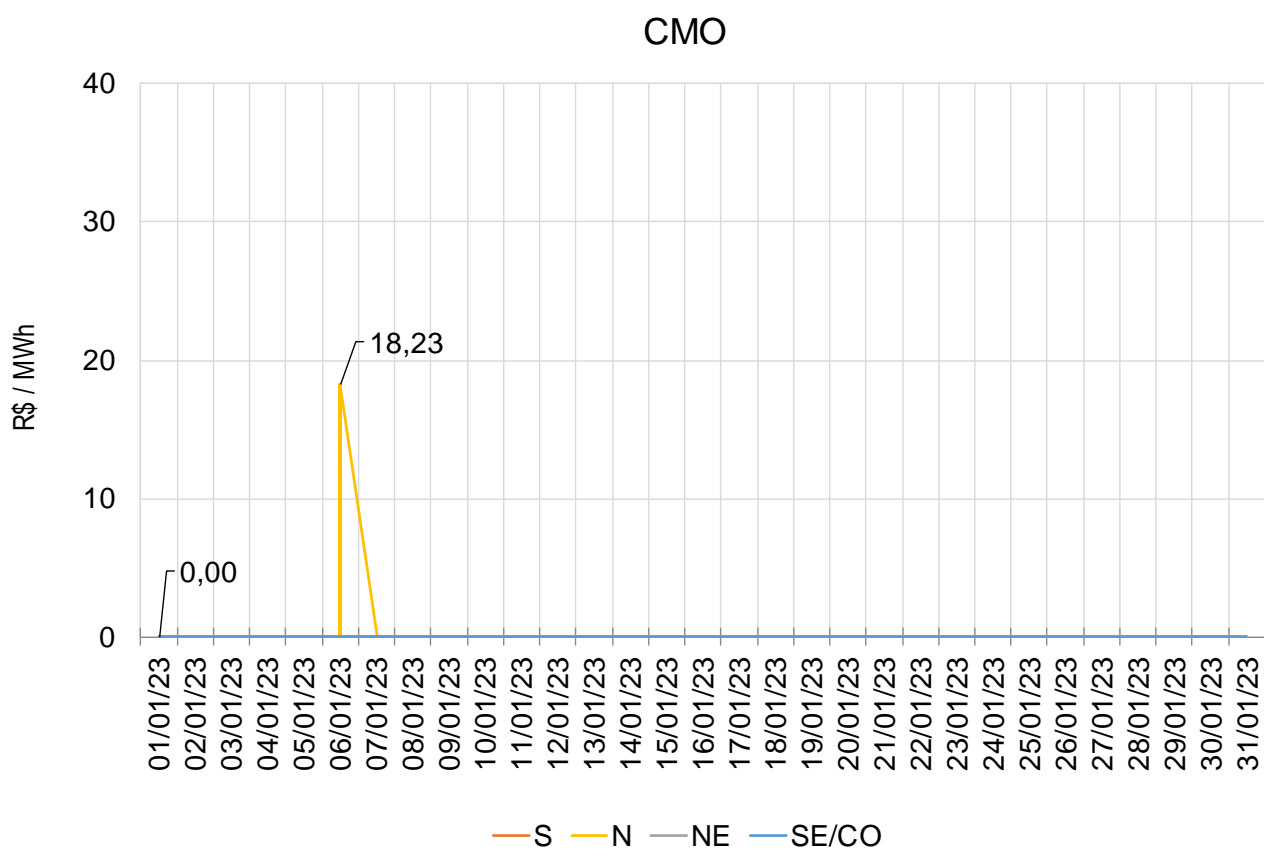


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em janeiro de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou fixo em todos os subsistemas no valor mínimo de R\$ 69,04 / MWh, acompanhando tendência dos últimos quatro meses, em que o patamar mínimo perdurou por praticamente todo o período. Assim, percebe-se que a curva volta a ter um formato retilíneo, situação muito similar à apresentada nos meses de fevereiro a junho de 2022.

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.

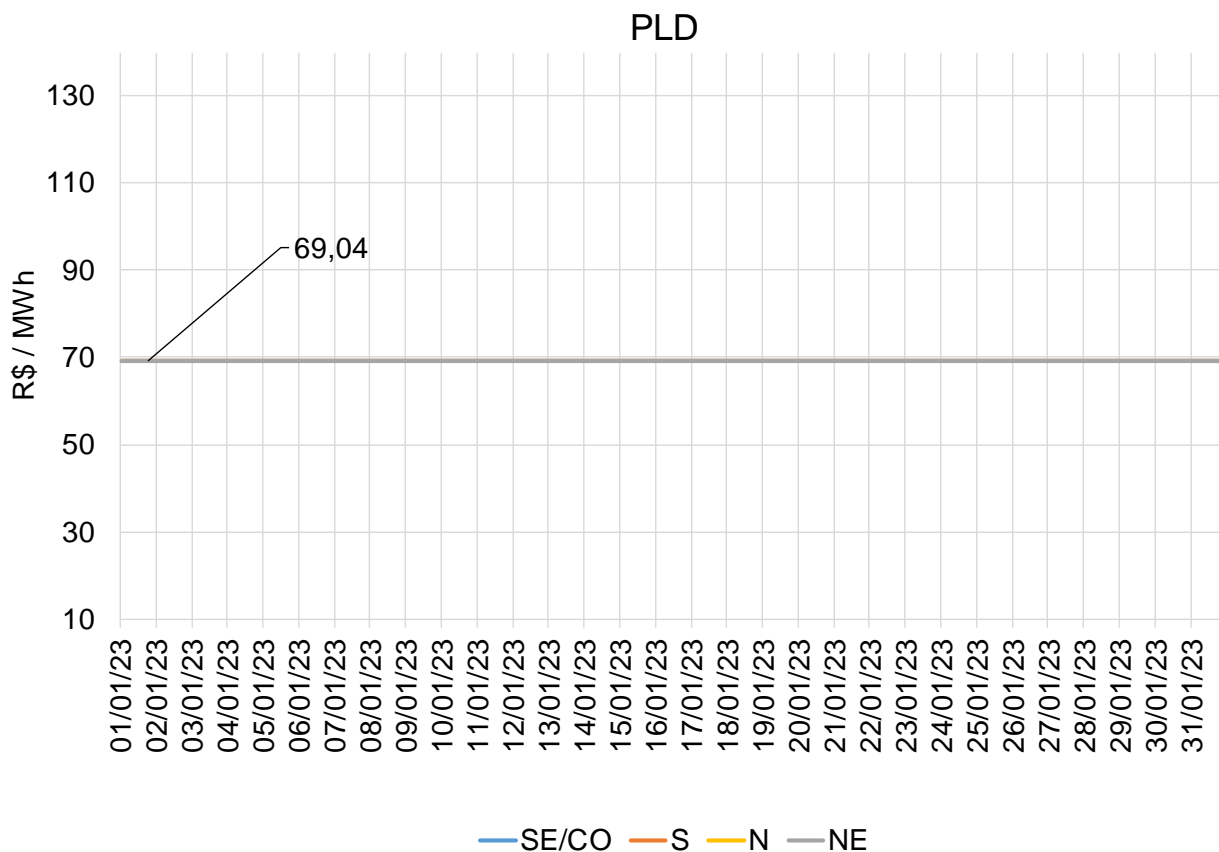


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em dezembro de 2022 totalizaram R\$ 17,2 milhões, montante superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 16,1 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a parcela referente ao Encargo por Serviços Ancilares foi responsável por 100% do total.

No mês de dezembro não houve cobranças referentes a Encargos por Deslocamento Hidráulico, Encargos sobre Importação, Constrained-off, Constrained-on, Unit Commitment de Energia e Reserva Operativa.

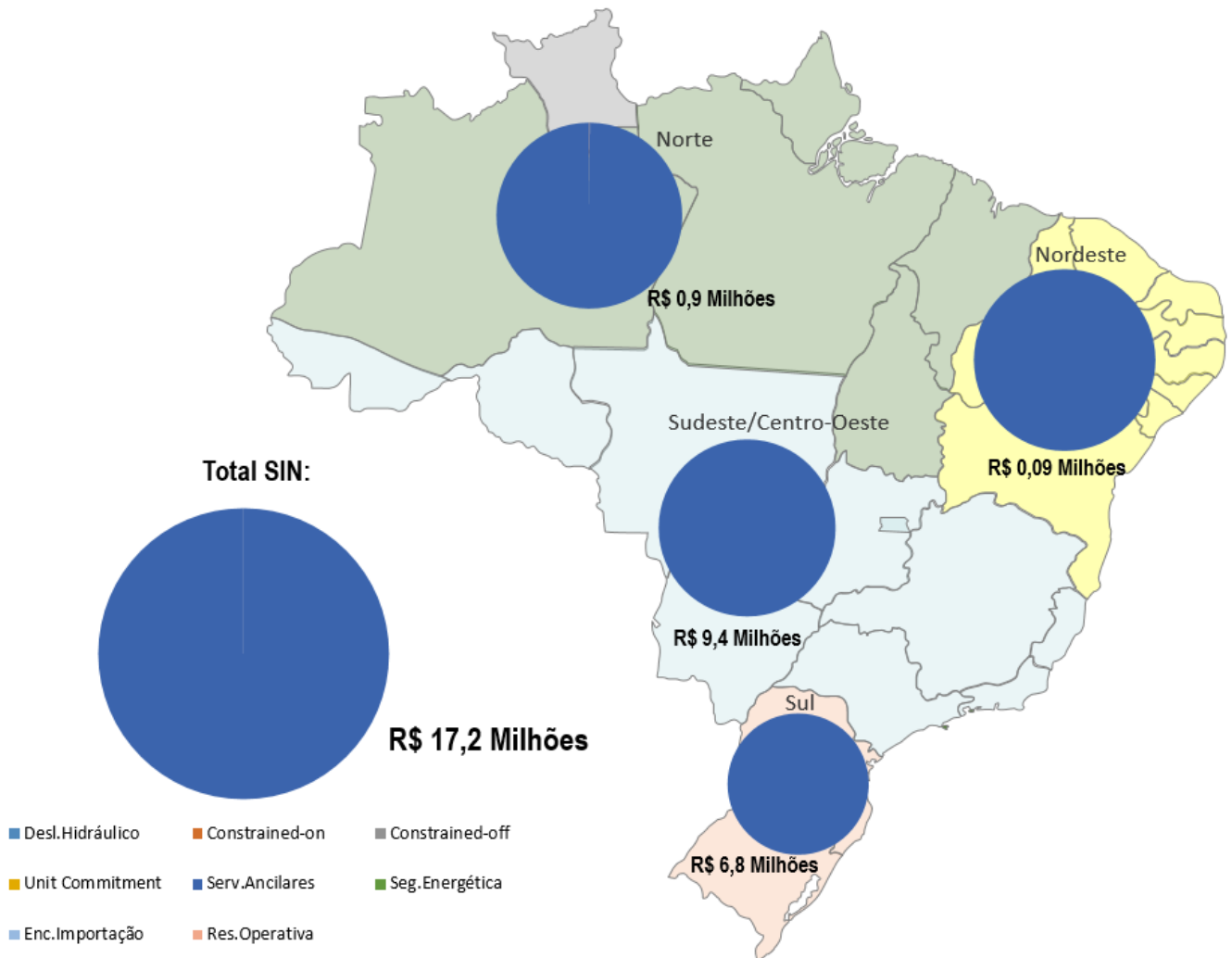


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2022.

Fonte dos dados: CCEE.

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

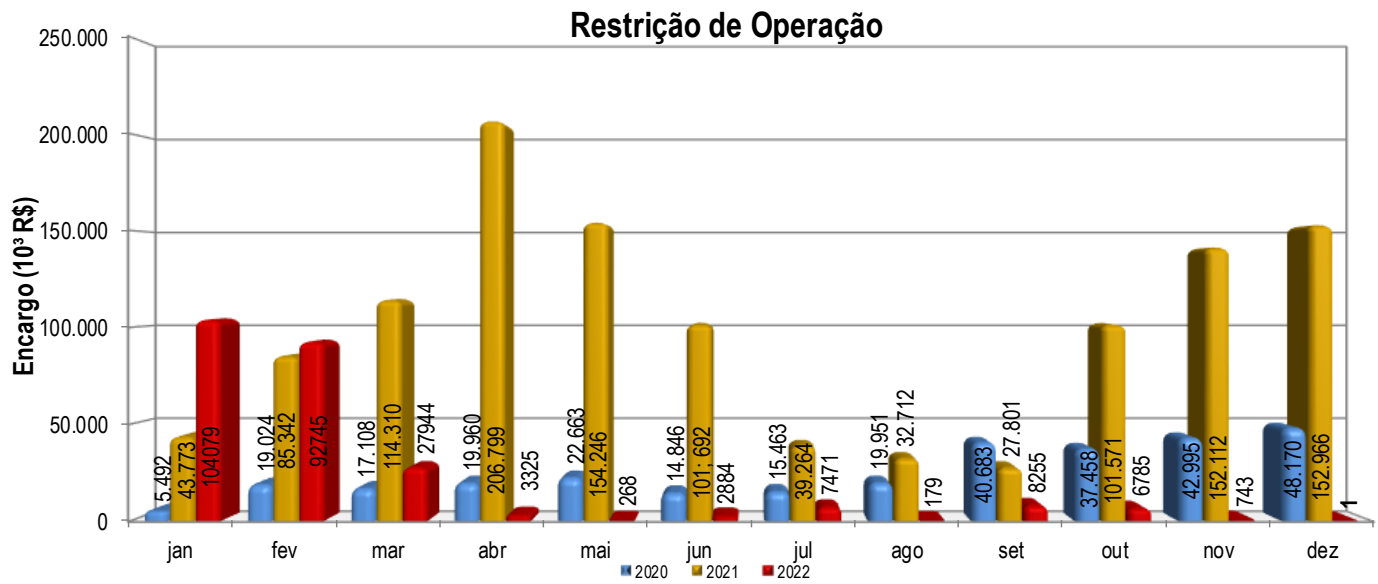


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

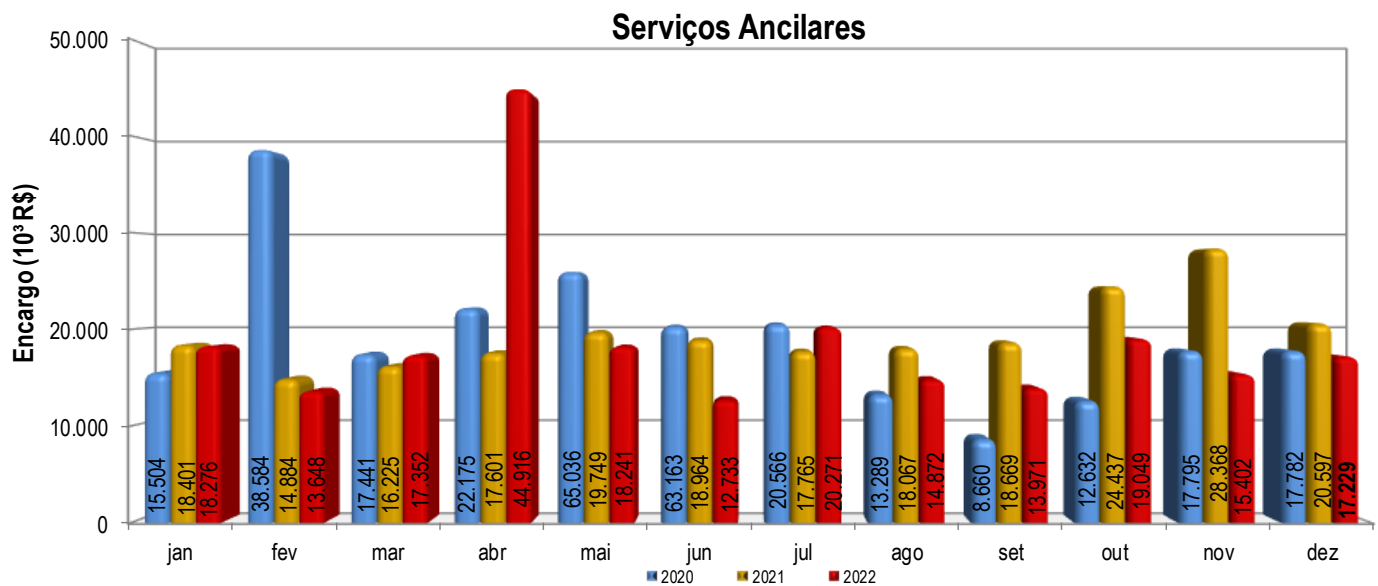


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

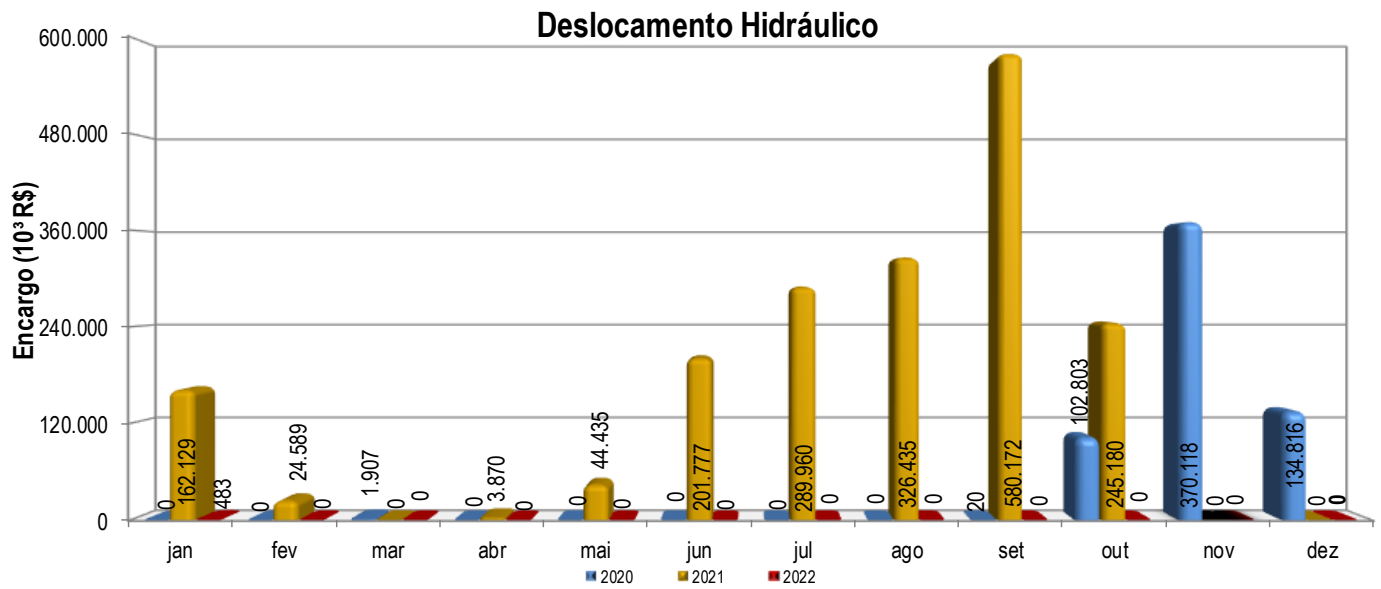


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

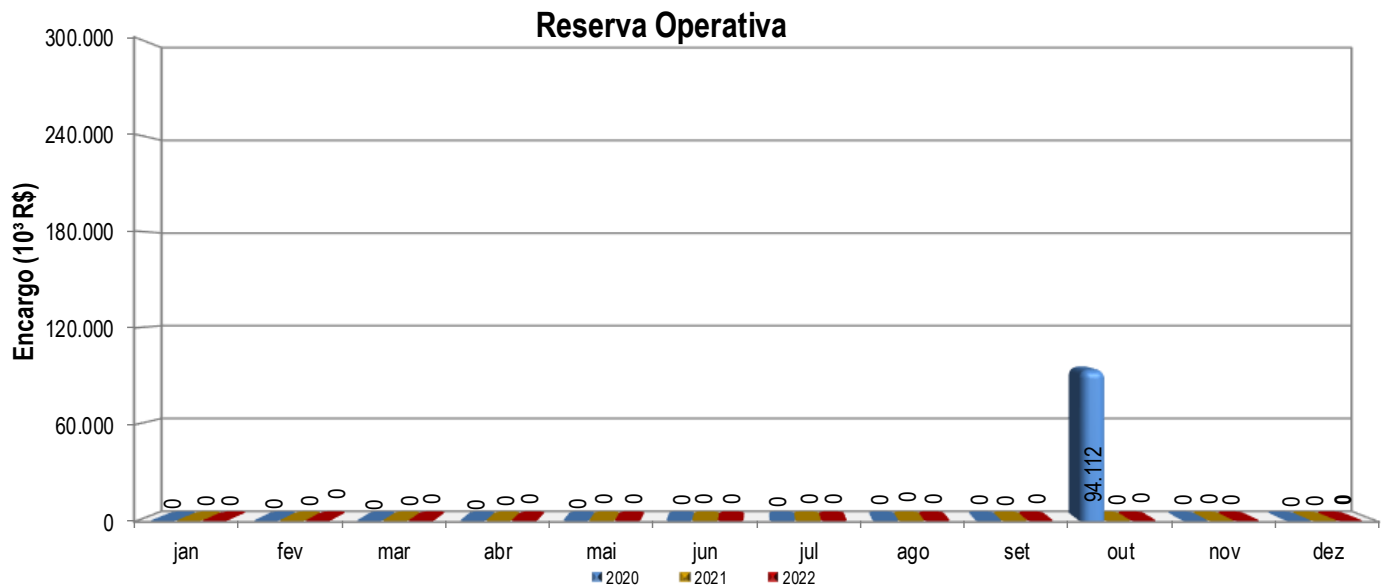


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

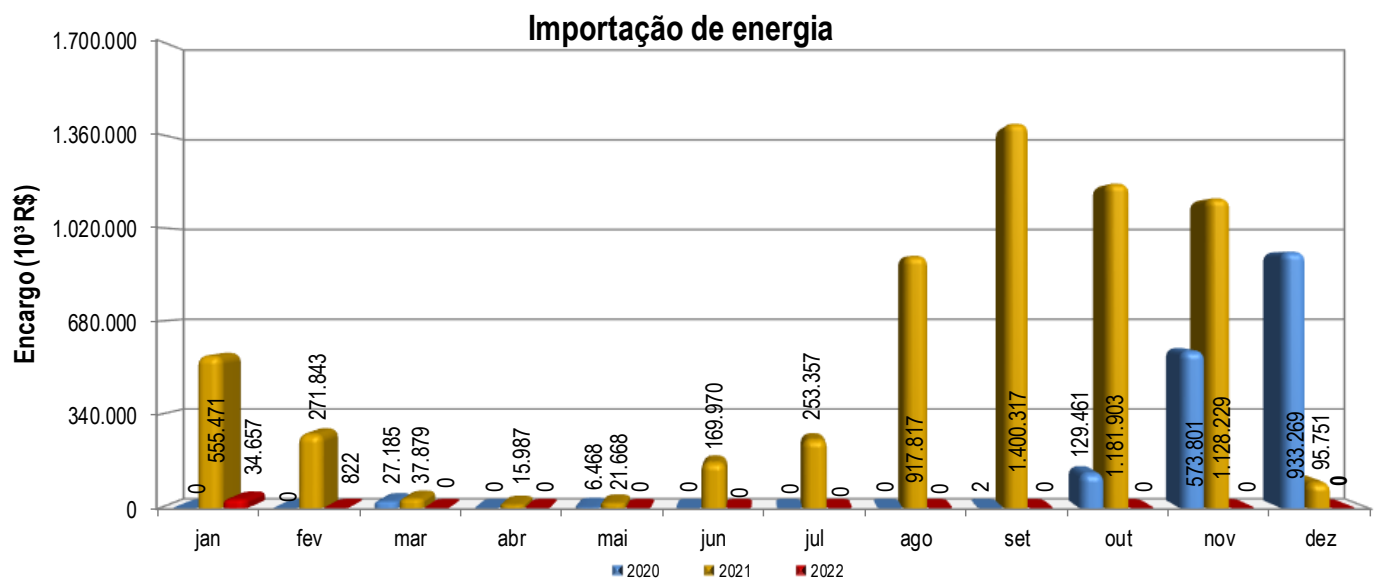


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

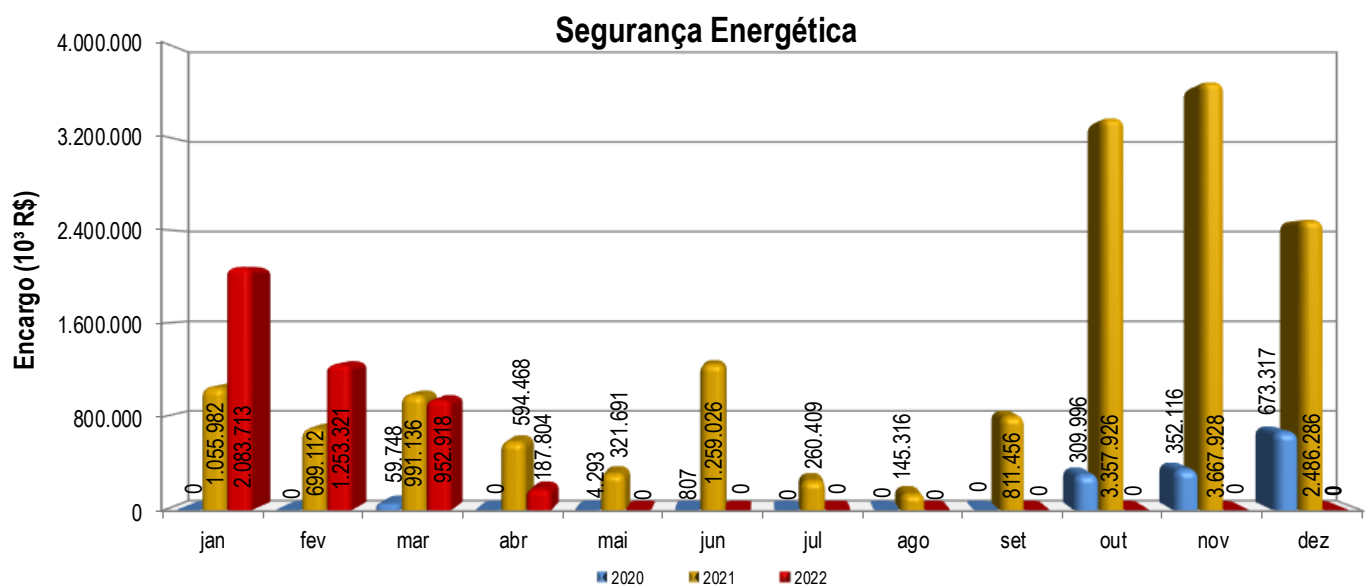


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2022.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2023, foram verificadas 3 (três) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 463 MW de corte de carga.

Tabela 23. Descrição das Ocorrências.

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
11/jan	Desligamento do barramento de 69kV da SE Campina Grande II.	153,0	PB	A ser verificada.
23/jan	Desligamento dos 4 transformadores 345 / 138 kV e de todo o setor de 138 kV da SE Campos.	130,0	RJ	A ser verificada.
29/jan	Desligamento manual dos circuitos 2 e 3 da LT 138 kV Pirapora 2 – Pirapora 1	180,0	MG	Necessidade de retirada de indivíduo que escalou uma das torres (compartilhada) das LTs.
		463,0		

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

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	2022 Jan
SIN ²	0												0	0
S	0												0	145
SE/CO	310												310	843
NE	153												153	551
N	0												0	0
Isolados	0												0	279
TOTAL	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	463	1.818

Fonte 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	2022 Jan
SIN ²	0												0	0
S	0												0	1
SE/CO	2												2	2
NE	1												1	3
N	0												0	0
Isolados	0												0	2
TOTAL	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	8

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.

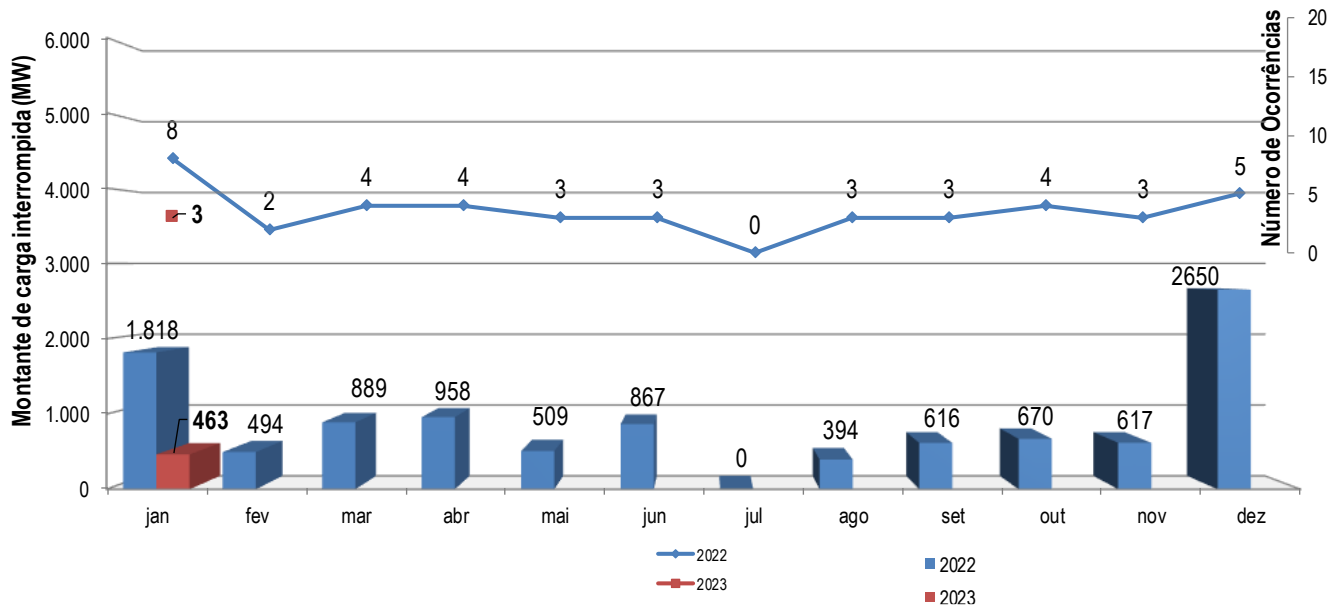


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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.

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.



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 qual representa o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado.

Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, até o mês de dezembro de 2022, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 10,91 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,63 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões centro oeste, nordeste e sul apresentaram resultados fora dos limites, 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 2022.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) -DEC - 2022															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	1,47	1,29	1,54	1,11	0,97	0,73	0,78	0,92	1,17	1,19	1,08	1,29	13,49	13,54	12,86
NE	1,46	1,30	1,57	1,36	1,10	0,99	1,04	0,94	0,90	0,96	1,05	1,03	13,63	13,69	13,45
N	2,10	2,17	2,25	2,24	1,96	1,69	1,55	1,93	2,05	2,21	1,95	2,08	24,30	24,19	30,77
SE	0,80	0,66	0,74	0,60	0,55	0,43	0,46	0,54	0,52	0,60	0,58	0,65	7,13	7,14	8,07
S	1,20	0,79	1,01	0,68	0,78	0,75	0,75	0,75	0,75	0,88	0,75	0,94	10,05	10,03	9,81
Brasil	1,17	1,00	1,16	0,96	0,86	0,73	0,75	0,79	0,81	0,89	0,86	0,94	10,91	10,91	11,63

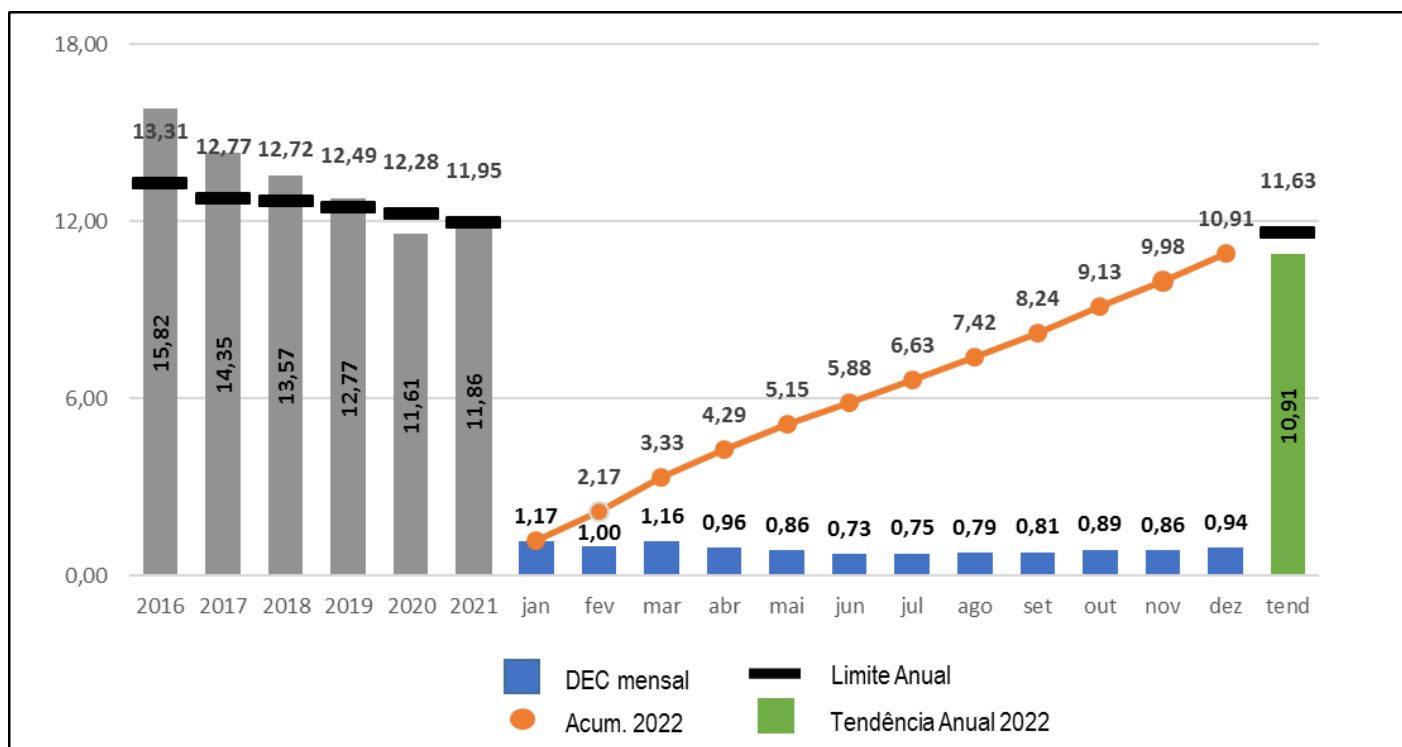


Figura 37. DEC do Brasil



Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, até o mês de dezembro de 2022, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 5,36 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 8,24 interrupções estabelecido pela ANEEL. 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 2022.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2022															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	0,60	0,51	0,65	0,55	0,51	0,45	0,50	0,58	0,75	0,57	0,58	0,58	6,84	6,84	9,35
NE	0,52	0,51	0,57	0,50	0,44	0,40	0,43	0,41	0,41	0,46	0,46	0,45	5,56	5,57	8,40
N	1,05	1,14	1,14	1,12	0,98	0,95	0,92	1,16	1,06	1,07	1,00	1,03	12,61	12,61	25,22
SE	0,41	0,33	0,38	0,32	0,29	0,24	0,28	0,29	0,29	0,32	0,29	0,34	3,78	3,78	5,72
S	0,68	0,46	0,51	0,37	0,41	0,43	0,43	0,45	0,46	0,49	0,48	0,58	5,75	5,73	7,33
Brasil	0,53	0,46	0,52	0,44	0,41	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	0,43	0,47	5,36	5,36	8,24

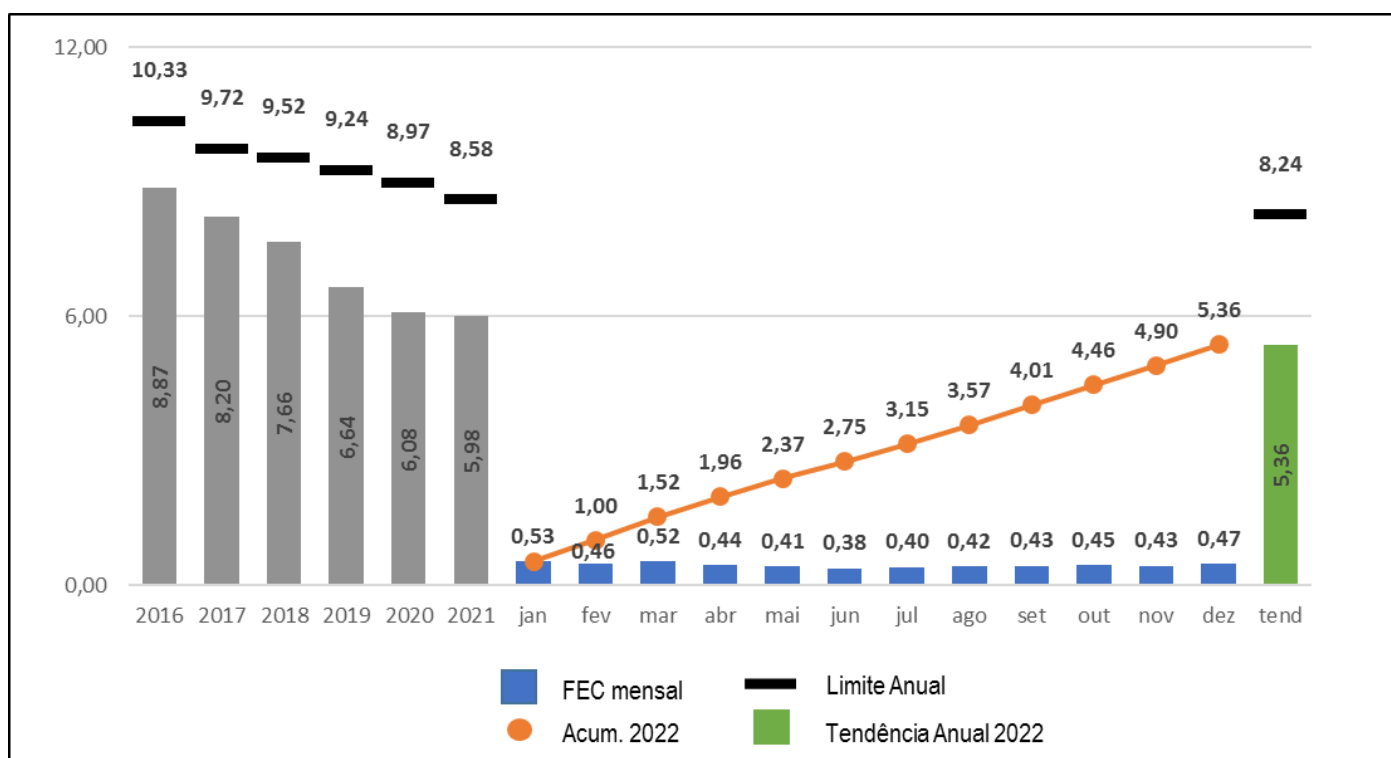


Figura 38. FEC do Brasil

Fonte dos dados: ANEEL.

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2022. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

³ Tendência do DEC / FEC prevista para 2022.

Dados contabilizados até dezembro de 2022 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.

Fonte dos dados: ONS/CCEE/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	