



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro/ 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 2023

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

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



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 Fevereiro de 2023 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (Fevereiro - 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 fevereiro 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 fevereiro de 2023.....	24
Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.....	27
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	30
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	30
Figura 26. Evolução do GSF.....	31
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	32
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	33
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	34
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	35
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	35
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	36
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	36
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	37
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	37
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	39
Figura 37. DEC do Brasil.....	40
Figura 38. FEC do Brasil.....	41



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por 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 fevereiro de 2023.....	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em fevereiro 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. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	38
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.	38
Tabela 25. Evolução do DEC em 2023.	40
Tabela 26. Evolução do FEC em 2023.....	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em fevereiro de 2023, as precipitações mais abundantes (superiores à média da época) beneficiaram sobretudo a bacia do rio Paraná. Por sua vez, a chuva ficou abaixo da média histórica nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Doce, São Francisco, no trecho incremental à usina hidrelétrica de Sobradinho, Araguaia-Tocantins, Xingu e Madeira. As demais bacias tiveram grande variabilidade espacial do volume de chuva, próximo da média, sendo que, no geral, sob a ótica de interesse 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 fevereiro de 2023, os reservatórios equivalentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 7,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 9,6 p.p. no Nordeste e 7,5 p.p. no Norte, exceto no Sul que apresentou deplecionamento de 0,9 p.p. 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.

Além disso, foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.440 MW médios exportados para a Argentina e Uruguai. A título de intercâmbio comercial, de acordo com as diretrizes estabelecidas na Portaria MME nº 49/2022, que dispõe sobre a exportação de energia elétrica proveniente de excedente de geração hidrelétrica, foi exportado 1.086 MW médios para a Argentina e 353 MW médios para o Uruguai. Já o restante da energia exportada para os países vizinhos ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MW médio.

No mês de fevereiro de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 209.001 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 17.066 MW (8,9%), com destaque para 11.913 MW de geração de fonte solar, 3.386 MW de fonte eólica e 1.365 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de fevereiro de 2023, ultrapassou os 18 GW de potência instalada, chegando a 18.214 MW, instalados em 2.267.824 unidades, representando 8,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 92,4% nos últimos 12 meses.

Já em termos de geração de energia elétrica, destaca-se que, em janeiro de 2023, a participação hidráulica correspondeu a 76,2% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação das gerações eólica e térmica reduziram em 0,3 p.p. e 1,1 p.p., respectivamente, representando 12,0% e 9,1% do total gerado. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 91,4% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em janeiro de 2023, aumento de 1,4 p.p. em relação ao mês anterior.

Por fim, dentre os destaques setoriais ocorridos no último mês, menciona-se a determinação, pelo ministro de Minas e Energia¹, Alexandre Silveira, da instalação emergencial de pontos de energia elétrica em escolas e hospitais das comunidades indígenas. A pasta envidará esforços para que toda a população indígena tenha acesso à energia de qualidade, em um menor prazo possível.

Outro destaque do mês refere-se ao relatado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que registrou, entre os dias 1º e 14 de fevereiro, dez novos recordes de geração de energia elétrica advinda da fonte solar. Em 11 de fevereiro, a geração média no SIN atingiu 2.242 MW médios, o que representou 3,2% da demanda. No dia seguinte, 12 de fevereiro, a geração média no SIN atingiu 2.339 MW médios e no subsistema Nordeste, 1.462 MW médios, 13,4% da demanda da região. Esse resultado superou o patamar aferido no dia 9 do mesmo mês: 1.428 MW médios, reforçando os bons resultados dessa matriz energética, principalmente para a região Nordeste.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 28 de fevereiro 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: [MME](#)¹, [ONS](#)²

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em fevereiro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 105% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 86% MLT no Sul, 98% MLT no Nordeste e 99% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 71% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 74% MLT no Sul, 88% MLT no Nordeste e 77% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se que, no período, as precipitações mais abundantes (superiores à média da época) beneficiaram sobretudo a bacia do rio Paraná. A chuva ficou abaixo da média nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Doce, São Francisco, no trecho incremental à usina hidrelétrica Sobradinho, Araguaia-Tocantins, Xingu e Madeira. As demais bacias tiveram grande variabilidade espacial do volume de chuva, próximo da média, sendo que no geral, sob a ótica de interesse da geração de energia hidrelétrica, o total de precipitação ficou próximo da média para a época.

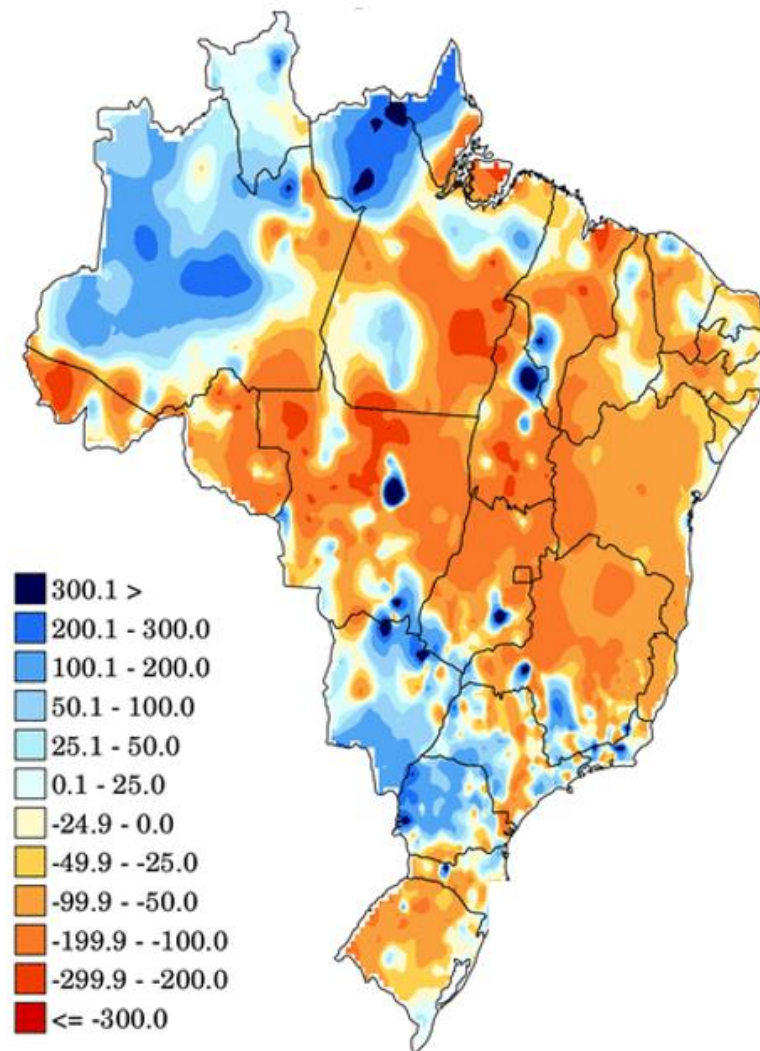


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de Fevereiro de 2023 – Brasil.

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 fevereiro 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 na maior parte dos estados da região Nordeste, norte do estado de Minas Gerais e no estado do Rio Grande do Sul, onde as temperaturas máximas ficaram acima da média histórica

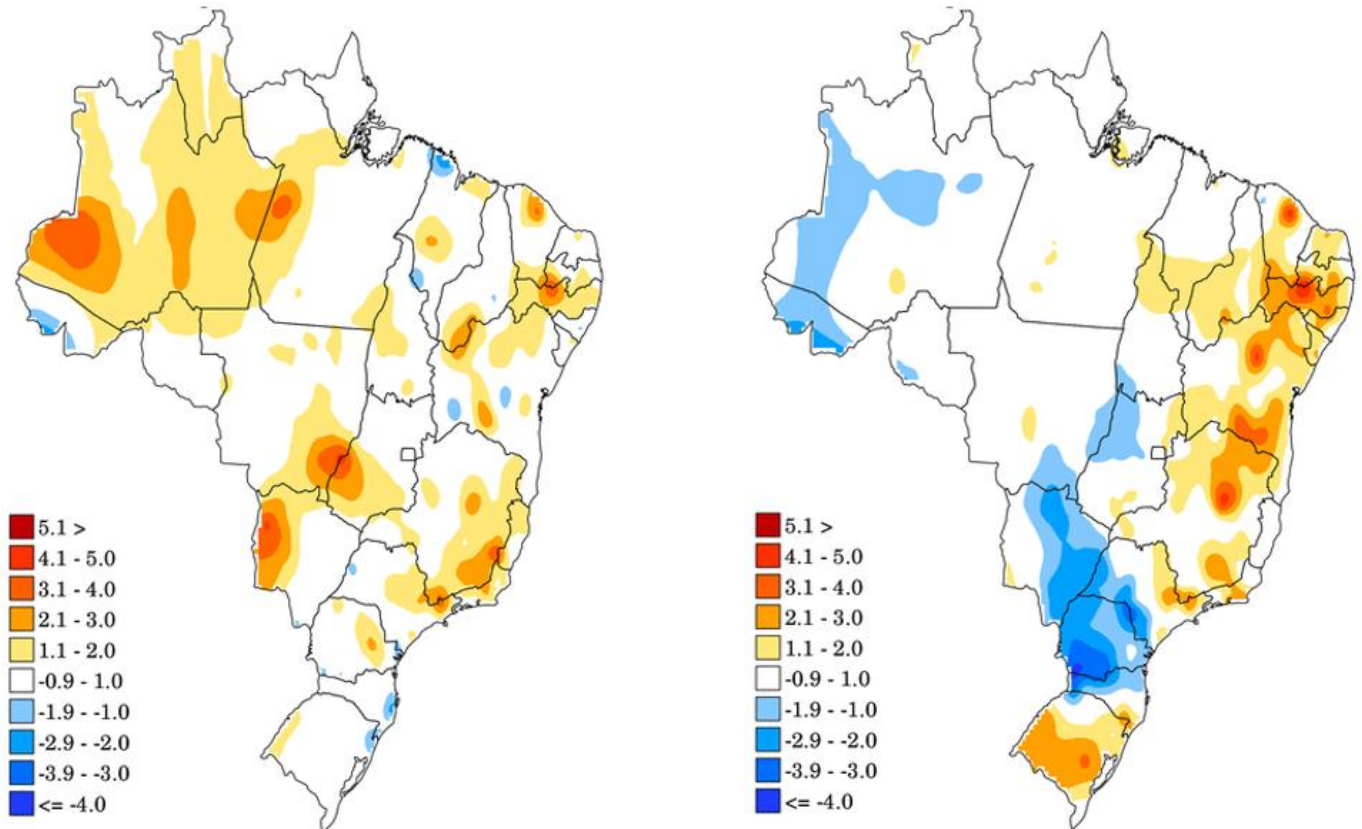


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (Fevereiro - 2023),

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

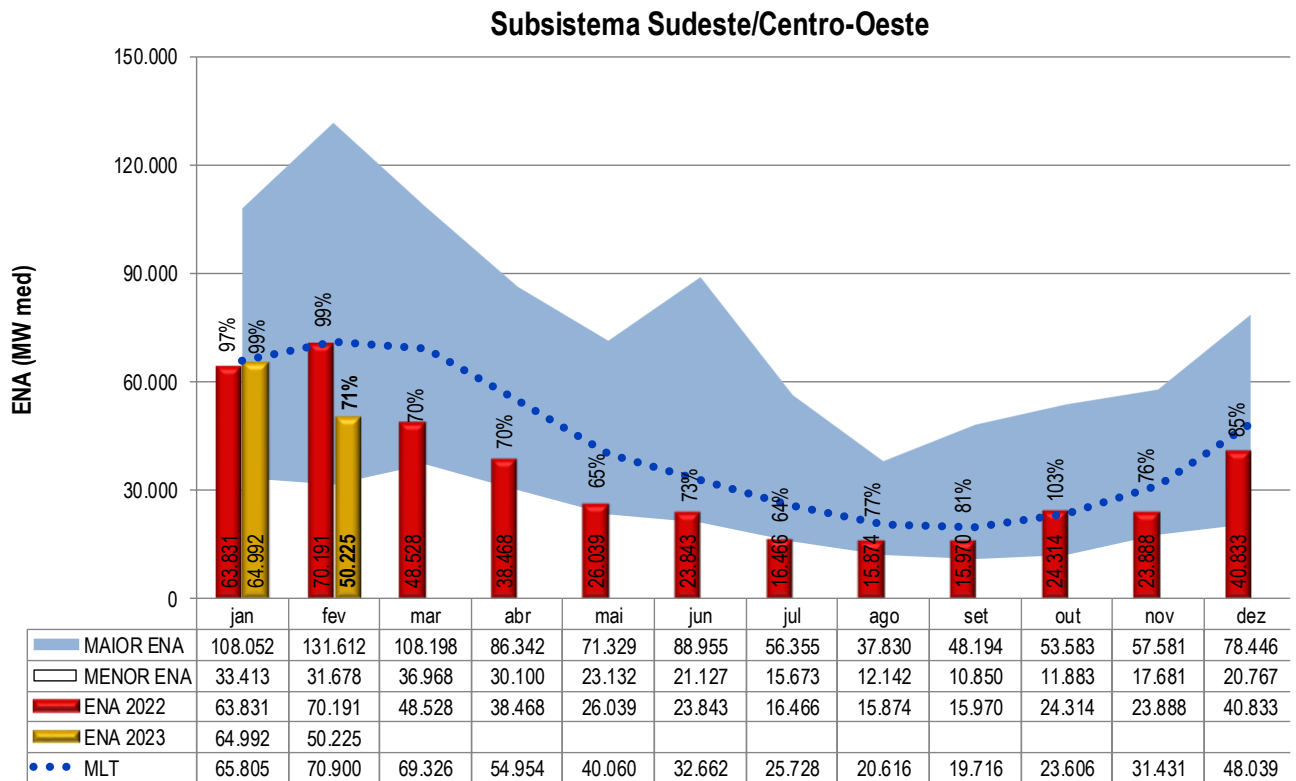


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

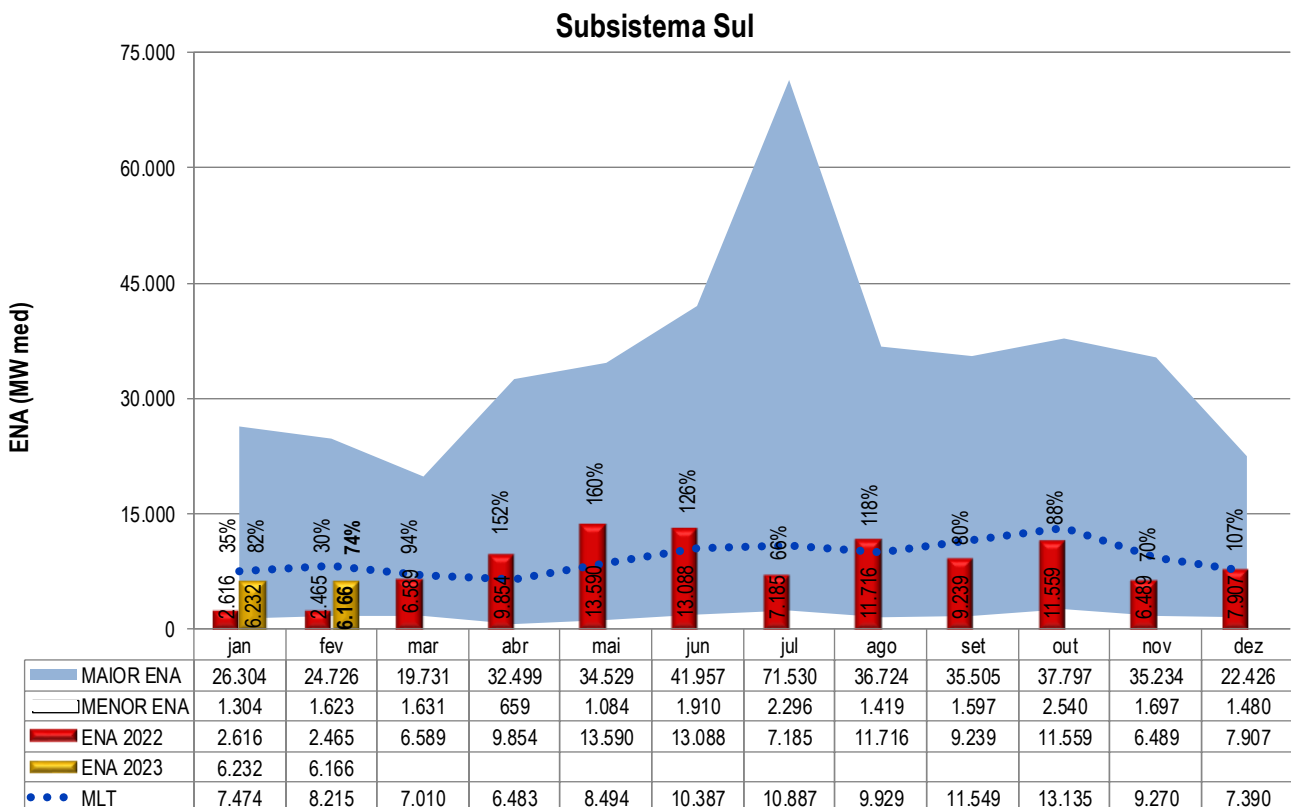


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

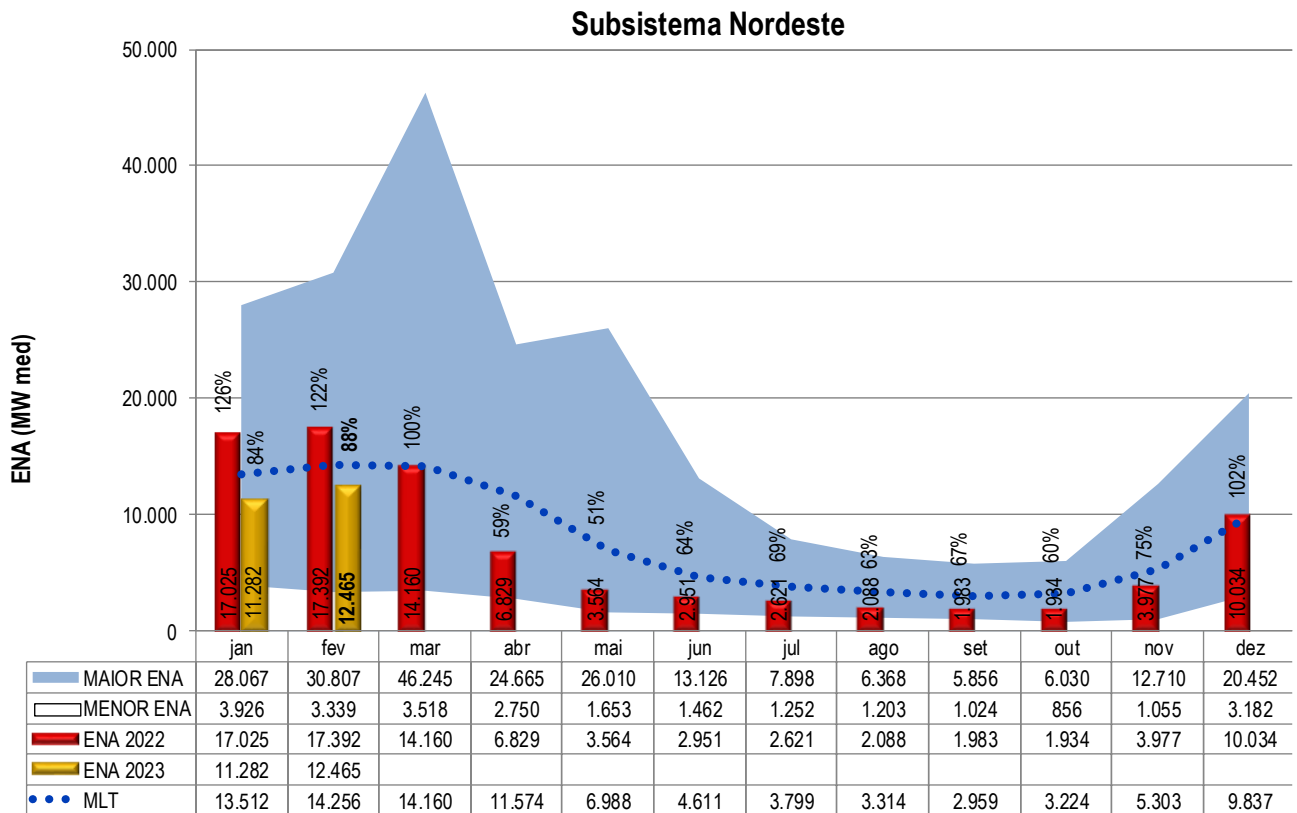


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

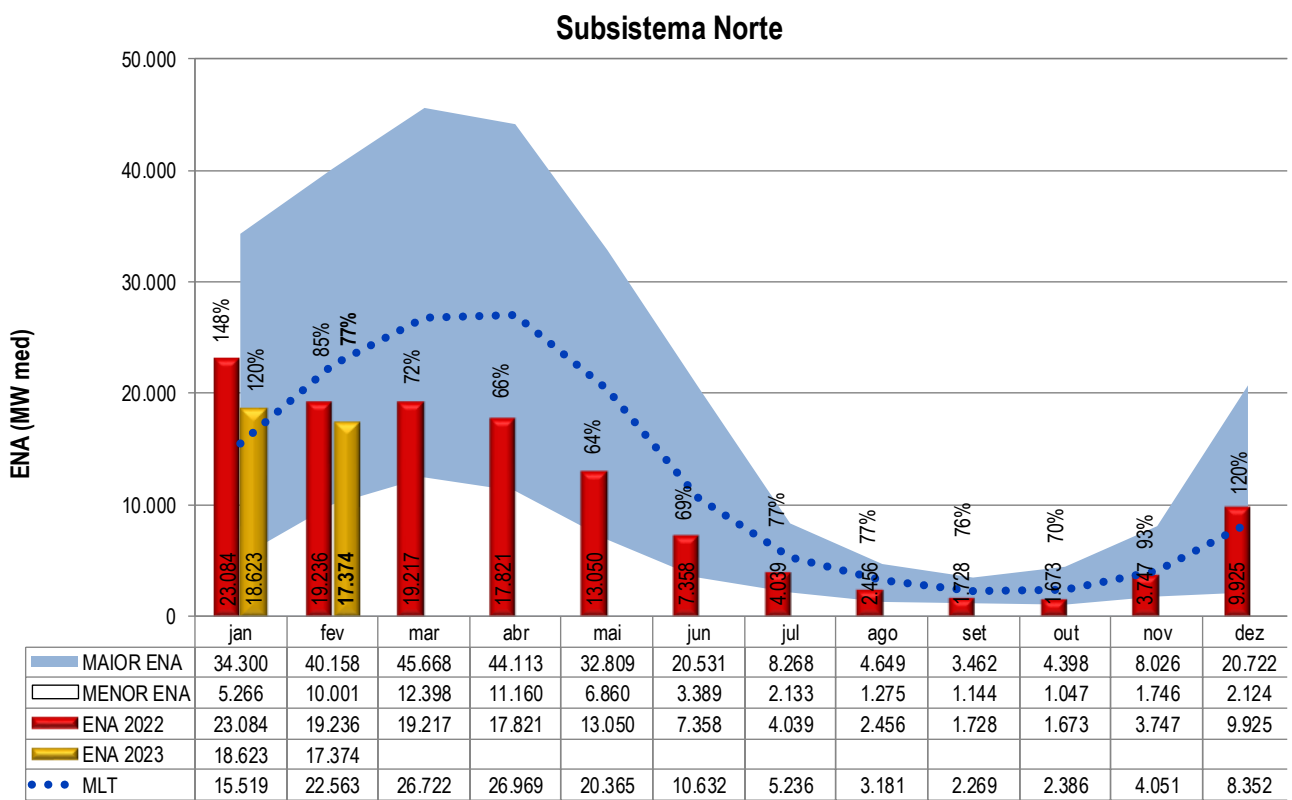


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de MLT 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 janeiro de 2023 e fevereiro 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 Fevereiro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Janeiro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	76,9	69,8	204.615	67,3
Sul	86,0	86,9	20.459	7,5
Nordeste	85,3	75,7	51.691	18,9
Norte	96,8	89,3	15.302	6,3
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de fevereiro de 2023, os reservatórios equivalentes do SIN apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 7,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 9,7 p.p. no Nordeste e 7,5 p.p. no Norte, exceto no Sul que apresentou deplecionamento de 0,9 p.p. 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 fevereiro foi de replecionamento dos volumes armazenados, com destaque para as usinas hidrelétricas Itumbiara, Sobradinho e Tucuruí, cujos reservatórios apresentaram acréscimos do armazenamento em 18,2 p.p., 11,6 p.p. e 11,0 p.p. 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 janeiro (%)	Armazenamento em final de fevereiro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	68,5	72,9	4,4
Fumas	Grande	34.925	94,2	96,1	1,9
Sobradinho	São Francisco	30.184	75,9	87,5	11,6
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	56,0	64,2	8,2
Emborcação	Paranaíba	21.604	58,3	65,4	7,1
Três Marias	São Francisco	16.085	83,2	89,8	6,6
Itumbiara	Paranaíba	15.698	71,1	89,2	18,2
Tucuruí	Tocantins	7.632	86,0	97,0	11,0
S. do Facão	Paranaíba	6.502	28,9	32,4	3,5
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	99,4	99,5	0,1

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

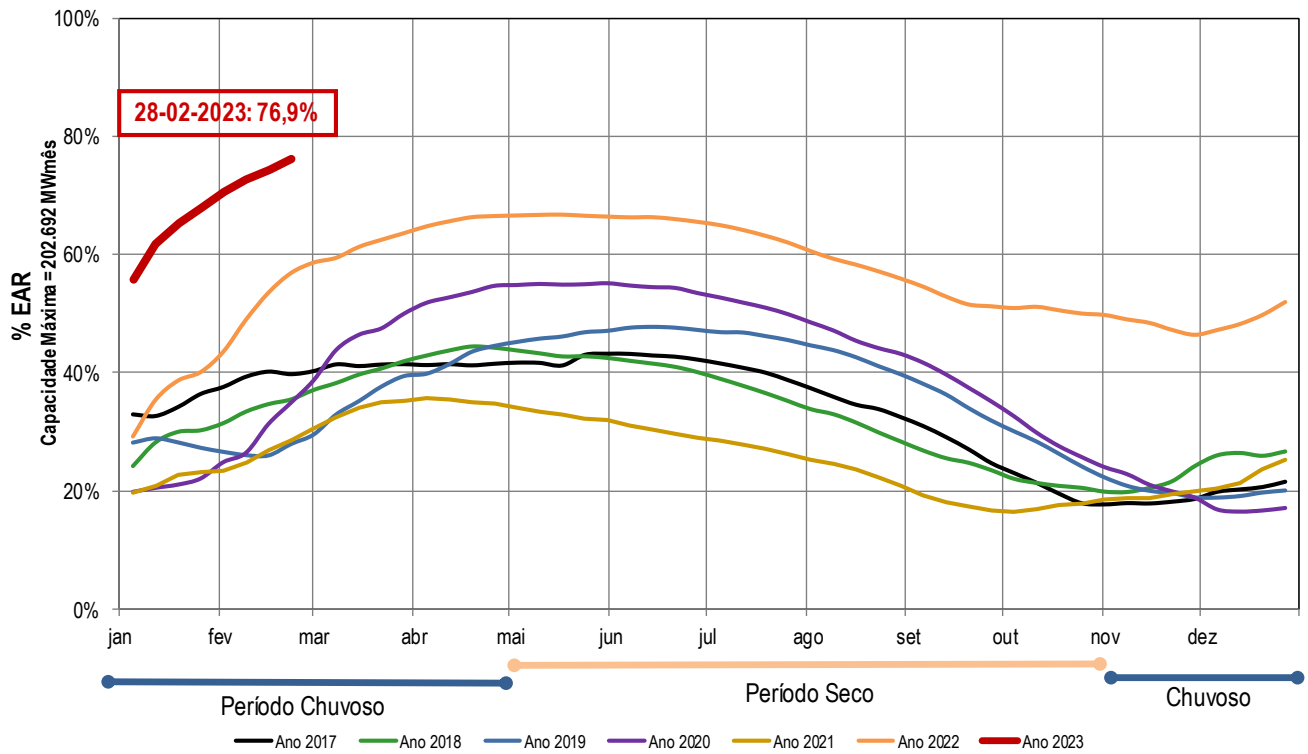


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

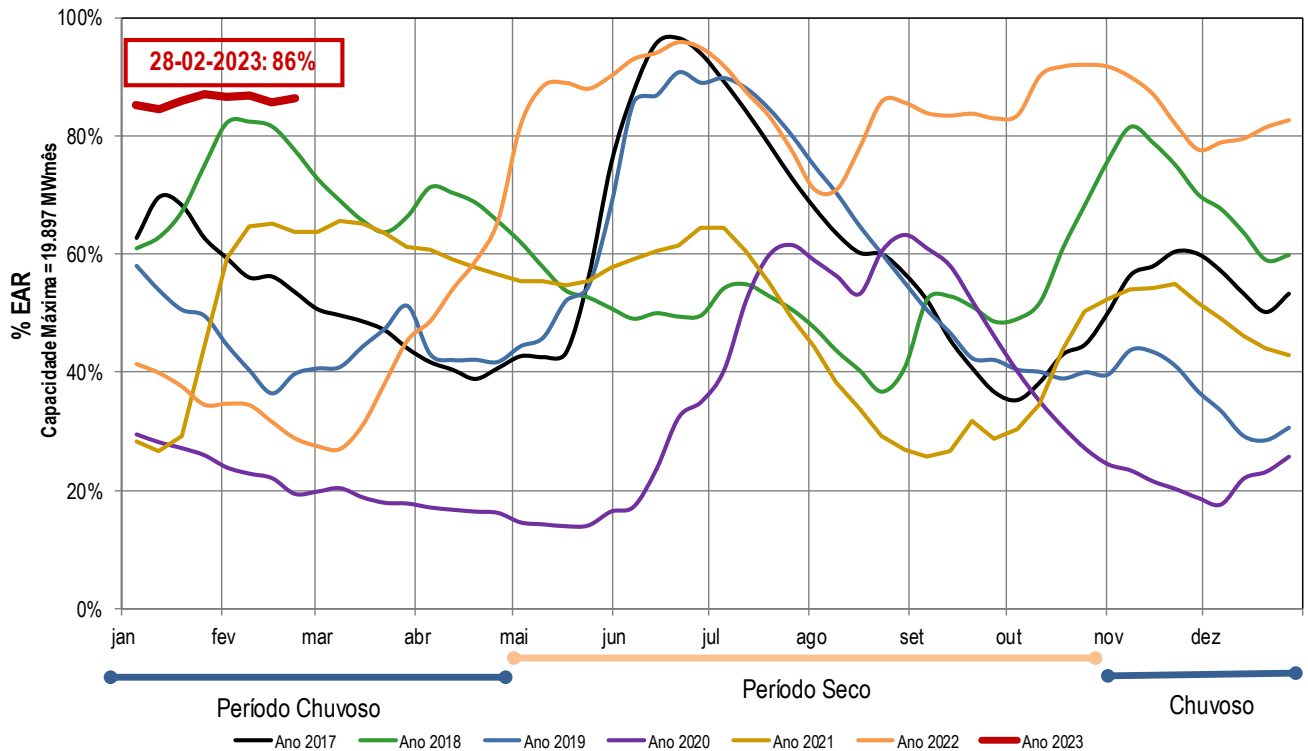


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

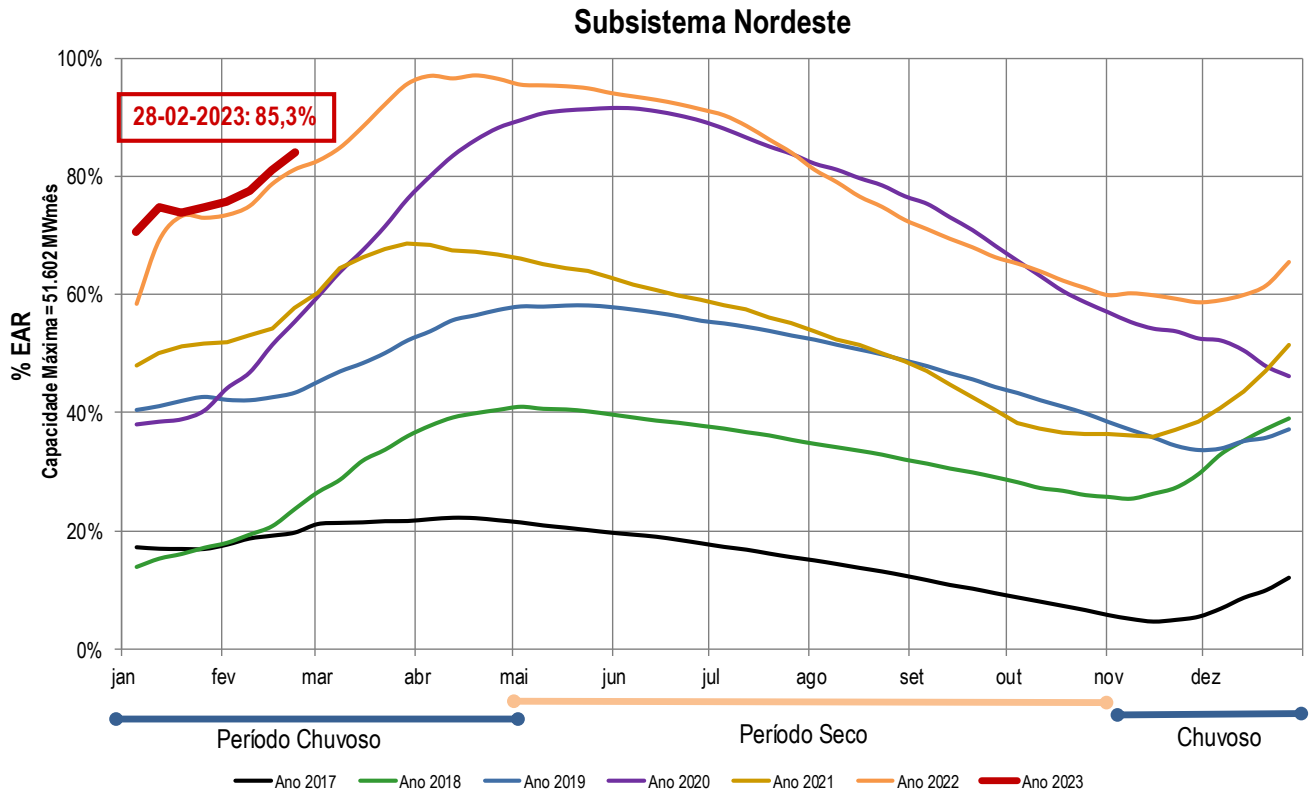


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

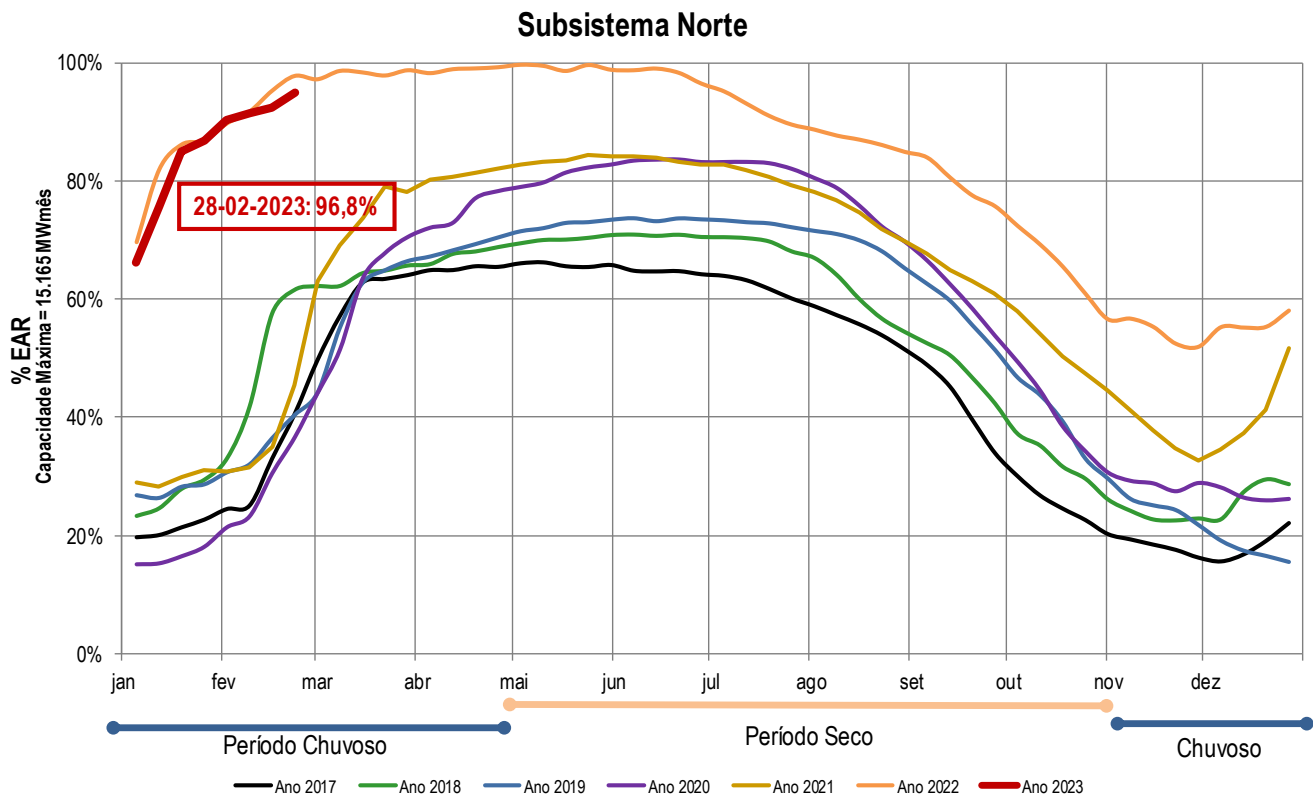


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em fevereiro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, enviando o montante de 7.952 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, ante a exportação verificada de 7.593 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 4.266 MWmédios, valor superior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 3.594 MWmédios.

Já o subsistema Sul importou energia no mês de fevereiro, com montante verificado de 6.074 MWmédios, comportamento semelhante ao verificado em janeiro, com montante de importação de 6.529 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 3.294 MWmédios, nó de Xingu² transmitiu 6.505 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.676 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 5.713 MWmédios, e realizou exportação para o subsistema Sul no montante de 6.074 MWmédios, resultando num total de 361 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 12.475 MWmédios.

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.440 MWmédios exportados para a Argentina e Uruguai. A título de intercâmbio comercial, de acordo com as diretrizes estabelecidas na Portaria MME nº 49/2022, que dispõe sobre a exportação de energia elétrica proveniente de excedente de geração hidrelétrica, foi exportado 1.086 MWmédios para a Argentina e 353 MWmédios para o Uruguai. Já o restante da energia exportada para os países vizinhos ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MWmédio.

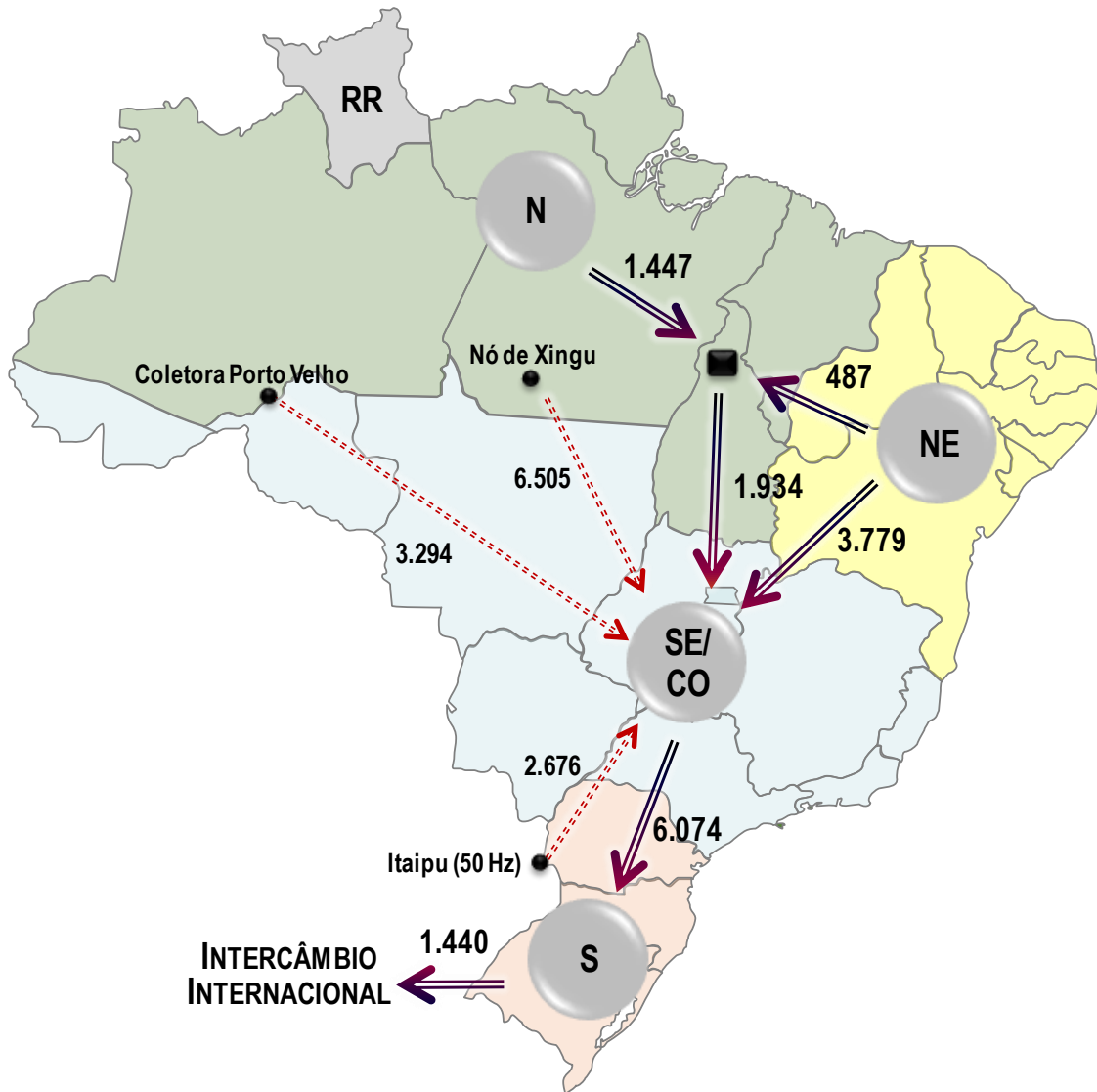


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 janeiro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 53.390 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 3,5% superior ao verificado no mês anterior e 1,2% inferior ao verificado em janeiro de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, destaca-se a retração do consumo da classe rural, bem como o crescimento das classes residencial e comercial. Este foi impulsionado pelo bom desempenho do setor de serviços, fato também evidenciado no aumento de 5,1% do consumo verificado nos últimos 12 meses para o comércio.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/22 GWh	Dez/22 GWh	Jan/23 GWh	Evolução mensal (Jan/23/Dez/22)	Evolução anual (Jan/23/Jan/22)	Fev-21/Jan-22 (GWh)	Fev-22/Jan-23 (GWh)	Evolução
Residencial	13.070	13.690	13.311	-2,8%	1,8%	150.669	153.182	1,7%
Industrial	14.757	14.930	14.942	0,1%	1,3%	182.025	183.008	0,5%
Comercial	7.965	8.095	8.079	-0,2%	1,4%	88.098	92.608	5,1%
Rural	2.635	2.326	2.383	2,5%	-9,6%	32.243	29.664	-8,0%
Demais classes ¹	4.147	4.306	4.123	-4,2%	-0,6%	48.283	50.308	4,2%
Perdas e Diferenças ²	11.487	8.226	10.553	28,3%	-8,1%	113.703	103.893	-8,6%
Total	54.059	51.573	53.390	3,5%	-1,2%	615.021	612.663	-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 janeiro de 2023.

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 industrial e comercial, em comparação ao mesmo mês de 2022. Tal comportamento é aderente ao destacado na Tabela 3, associado à variação verificada das unidades consumidoras de cada classe. Com relação a dezembro de 2022, o consumo médio mensal se elevou nas classes industrial e rural, ao passo que houve retração nas demais classes. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento predominante no número das unidades consumidoras entre janeiro de 2022 e janeiro de 2023, 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		
	Jan/22 kWh/NU	Dez/22 kWh/NU	Jan/23 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/23/Dez/22)	Evolução anual (Jan/23/Jan/22)	Fev-21/Jan-22 (kWh/NU)	Fev-22/Jan-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	171	173	168	-2,9%	-1,4%	164	161	-1,6%
Industrial	31.207	32.518	32.541	0,1%	4,3%	32.079	33.213	3,5%
Comercial	1.308	1.326	1.323	-0,2%	1,2%	1.205	1.264	4,9%
Rural	586	548	558	1,7%	-4,9%	598	578	-3,2%
Demais classes ¹	5.178	5.247	5.002	-4,7%	-3,4%	5.024	5.086	1,2%
Consumo médio total	481	478	472	-1,3%	-2,0%	471	467	-0,9%

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

Dados contabilizados até janeiro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jan/22	Jan/23	
Residencial	76.565.783	79.108.671	3,3%
Industrial	472.861	459.176	-2,9%
Comercial	6.091.318	6.104.902	0,2%
Rural	4.495.848	4.273.572	-4,9%
Demais classes ¹	800.870	824.263	2,9%
Total	88.426.680	90.770.584	2,7%

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

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de janeiro 25.783 GWh, valor 1,6% inferior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de janeiro de 2023, 17.053 GWh, valor 4,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 39,8% 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).

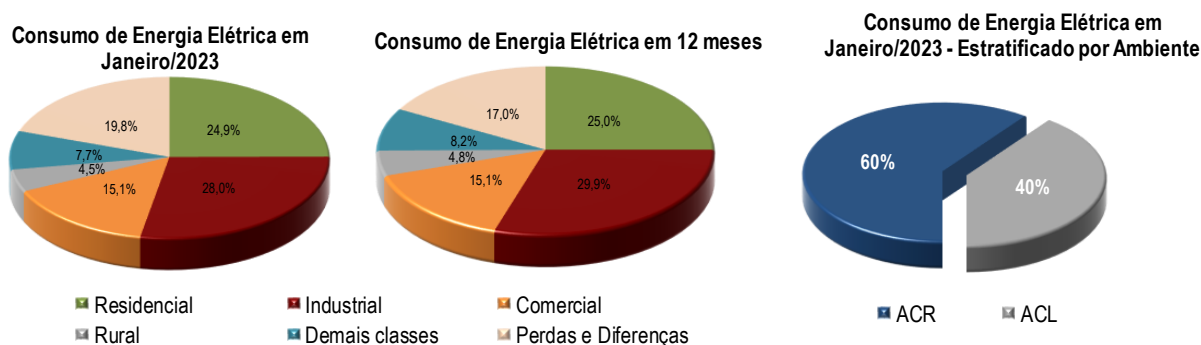


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até janeiro de 2023.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em fevereiro de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de quase todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, exceto do subsistema Nordeste, que apresentou novo recorde no dia 15 de fevereiro de 2023, às 21h57. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em fevereiro de 2023, em todos os subsistemas, foram superiores aos de fevereiro de 2021 e 2022, exceto o Subsistema Sudeste / Centro-Oeste, cujo valor de 2021 foi ligeiramente superior ao de 2023.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	52.398 16/02/2023 - 19h22	18.482 13/02/2023 - 21h45	14.183 15/02/2023 - 21h57	7.433 13/02/2023 - 22h41	89.182 13/02/2023 - 21h13
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.183 15/02/2023 - 21h57	7.877 08/10/2022 - 23h54	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

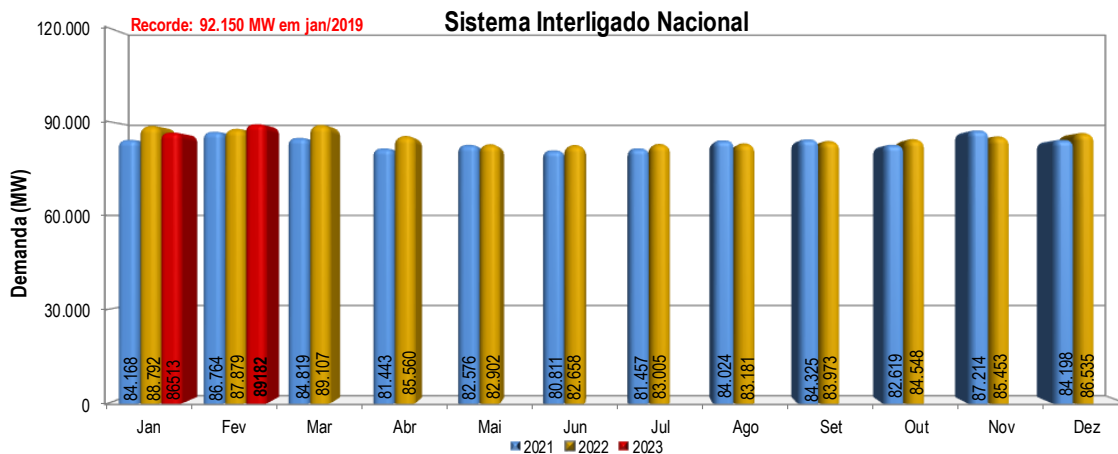


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

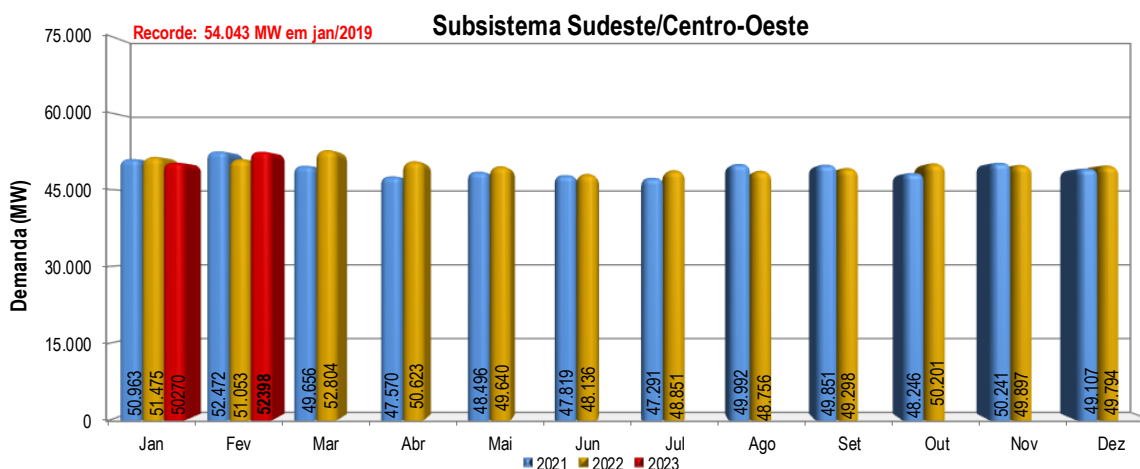


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

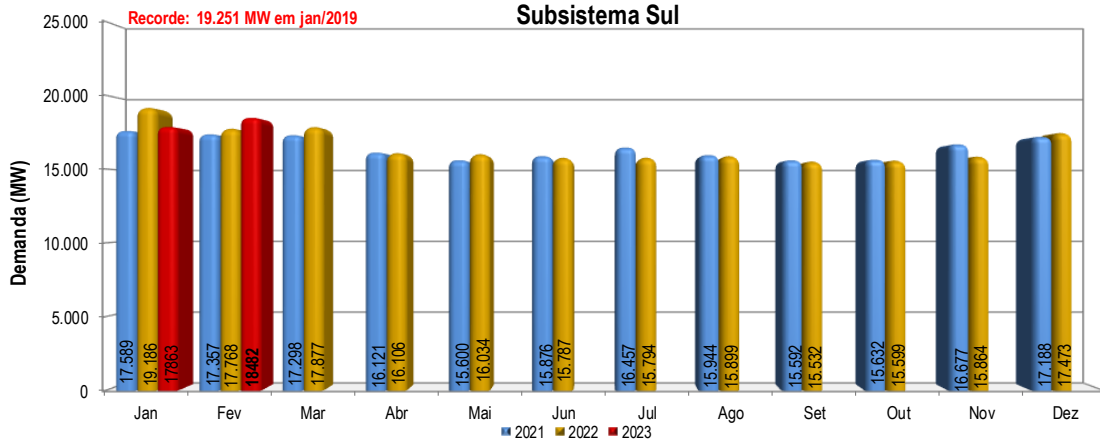


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

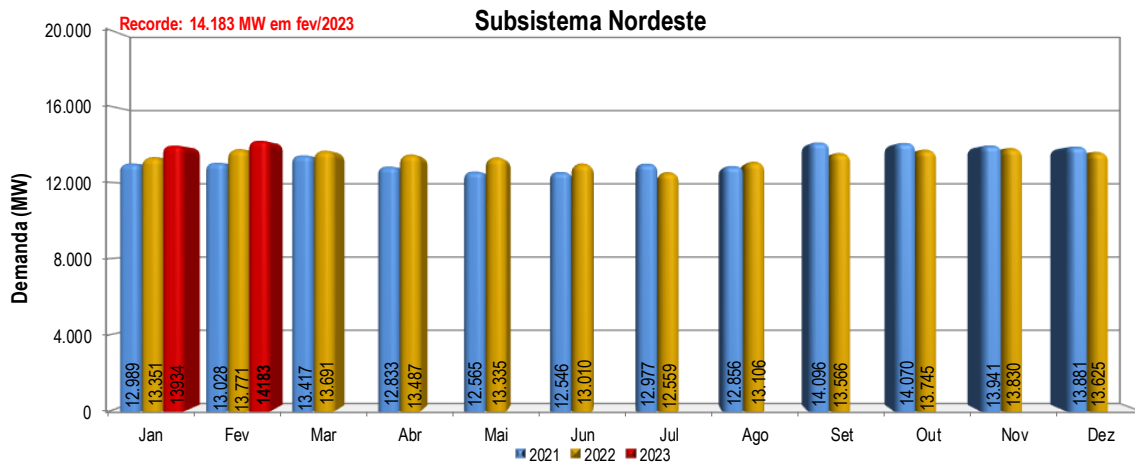


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

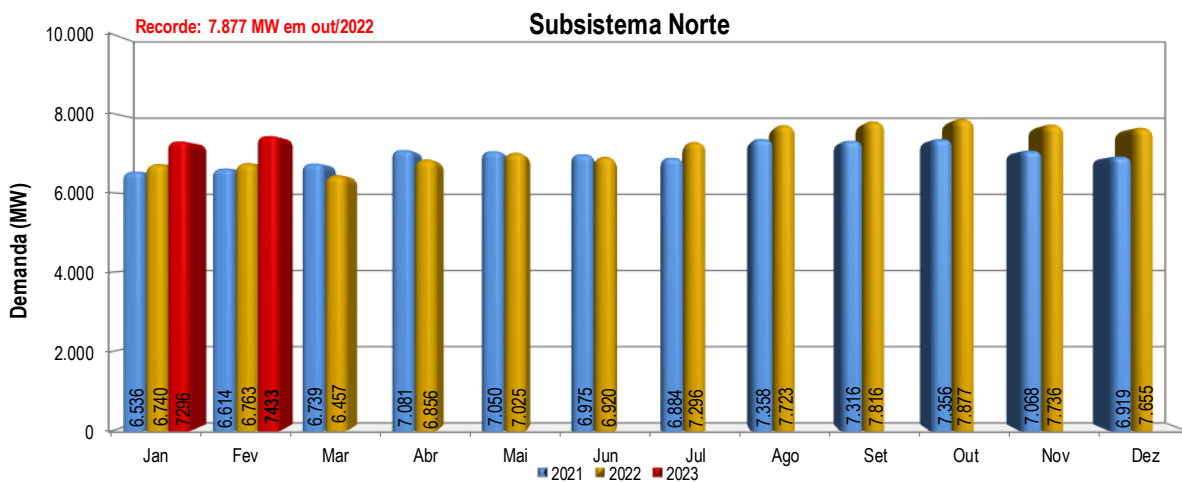


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 209.001 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 17.065 MW (8,9%), com destaque para 11.913 MW de geração de fonte solar, 3.386 MW de fonte eólica e 1.365 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de fevereiro de 2023, ultrapassou os 18 GW de potência instalada, chegando a 18.214 MW, instalados em 1.746.037 unidades, representando 8,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 92,4% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Fev/2022		Fev/2023			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2023 - Fev/2022
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.456	109.429	1.447	109.839	52,6%	0,4%
UHE	218	103.003,4	215	103.195,4	49,4%	0,2%
PCH	426	5.513,0	427	5.700,7	2,7%	3,4%
CGH	736	844,8	714	856,8	0,4%	1,4%
CGU	1	0,1	0	0,0	0,0%	-100,0%
CGH GD	75	67,7	91	85,9	0,0%	26,9%
Térmica	3.490	47.012	3.512	48.388	23,2%	2,9%
Gás Natural	168	16.329,3	181	17.454,9	8,4%	6,9%
Biomassa	593	15.792,5	624	16.572,1	7,9%	4,9%
Petróleo	2.317	8.944,3	2.183	8.506,5	4,1%	-4,9%
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	257,5	8	243,0	0,1%	-5,6%
Térmica GD	378	115,5	492	155,6	0,1%	34,7%
Eólica	898	21.490	1.003	24.876	11,9%	15,8%
Eólica (não GD)	809	21.473,7	909	24.858,9	11,9%	15,8%
Eólica GD	89	16,7	94	17,2	0,0%	3,3%
Solar	864.876	14.004	1.740.075	25.898	12,4%	84,9%
Solar (não GD)	7.161	4.735,3	16.508	7.943,6	3,8%	67,8%
Solar GD	857.715	9.269,1	1.723.567	17.954,9	8,6%	93,7%
Capacidade Total sem GD	12.463	182.467	21.793	190.788	91,3%	4,6%
Geração Distribuída - GD	858.257	9.469	1.724.244	18.214	8,7%	92,4%
Capacidade Total - Brasil	870.720	191.936	1.746.037	209.001	100,0%	8,9%

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-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 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 84,8% da capacidade instalada de geração em fevereiro de 2023 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

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

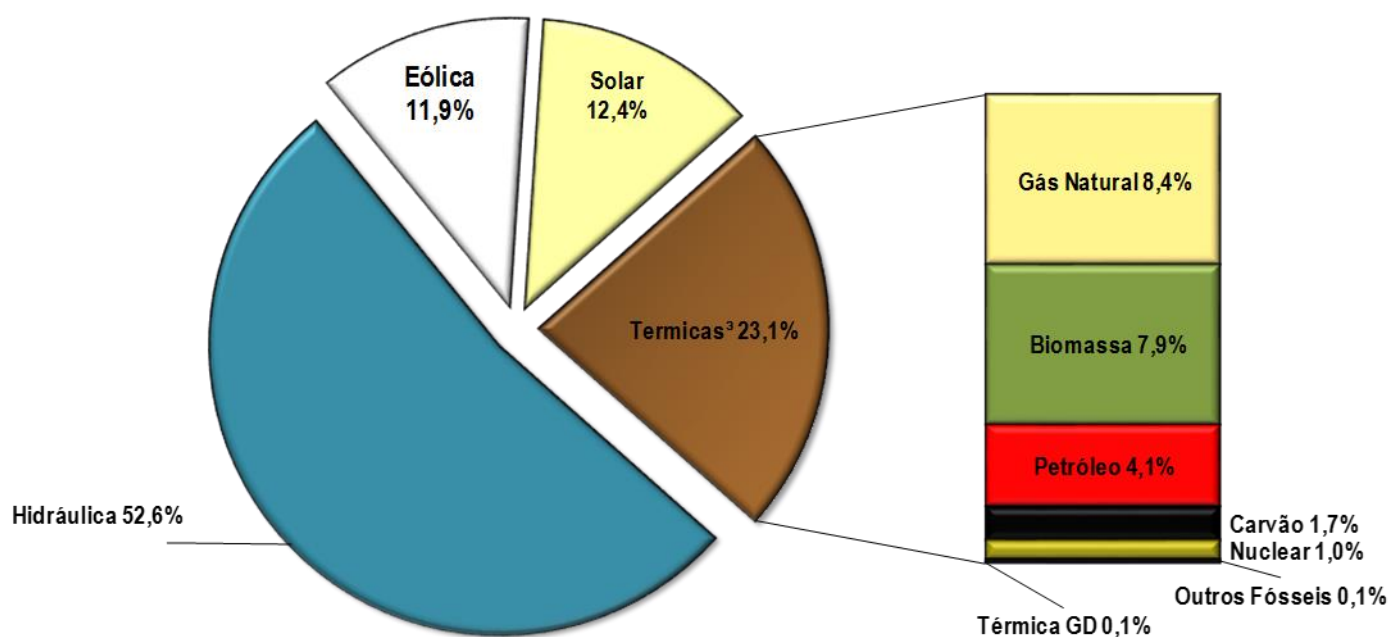


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/03/2023).

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 fevereiro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 181.072 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,2% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,8% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme tabela 8 abaixo. O SEB atingiu também 437.755 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	68.012	37,6%
345	10.491	5,8%
440	6.935	3,8%
500	70.931	39,2%
600 (CC)	12.816	7,1%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,1%
TOTAL	181.072	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	118.139,9	27,0%
345	55.545,1	12,7%
440	30.891,9	7,1%
500	208.281,0	47,6%
750	24.897,0	5,7%
TOTAL	437.755	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 fevereiro de 2023 foram corrigidos pelo ONS na consolidação.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em fevereiro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 748 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.

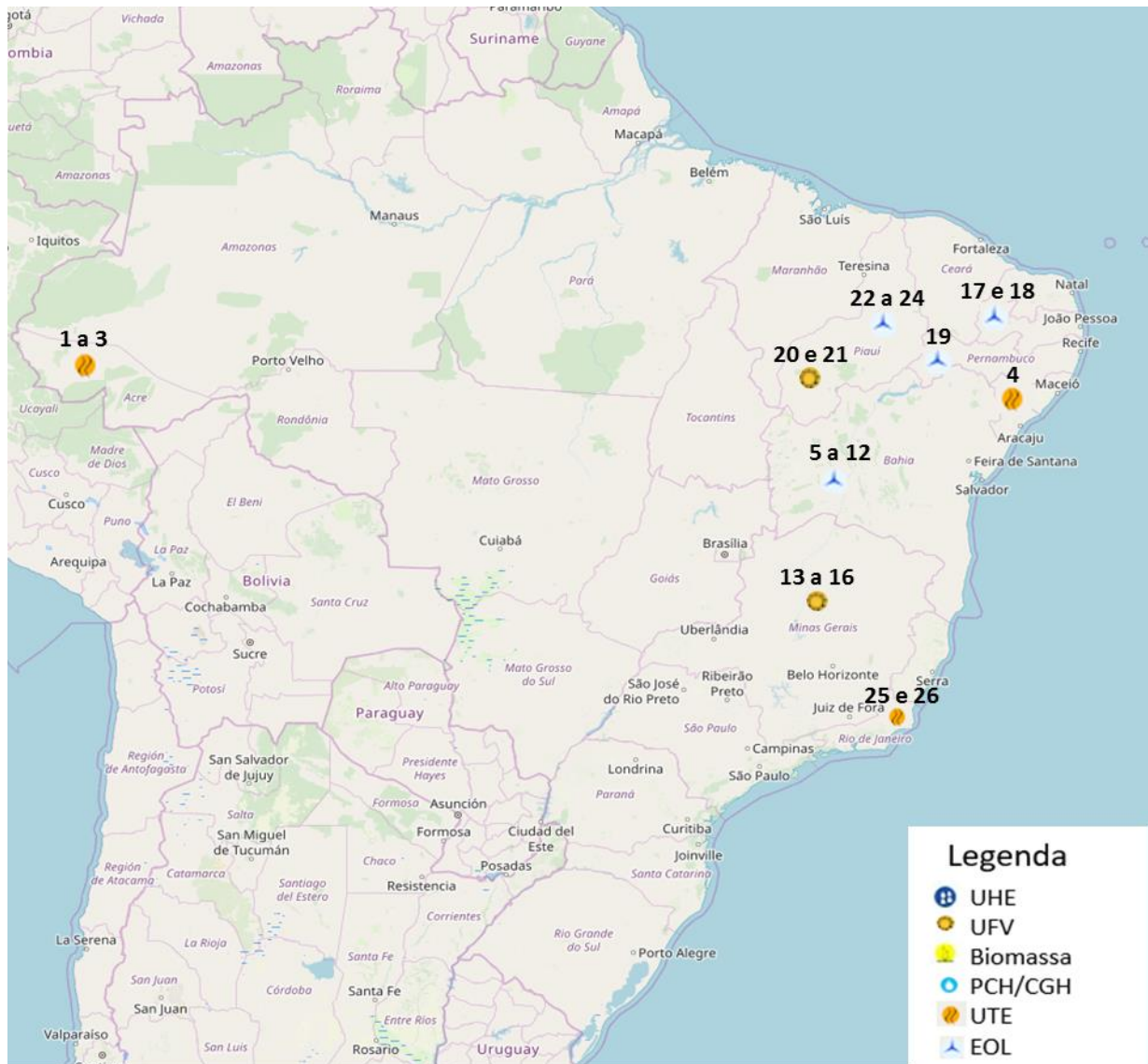


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Cruzeiro do Sul D	1 a 91	52,9	AC	UTE.PE.AC.051294-0.01
2	Térmica	UTE Feijó D	1 a 16	7,2	AC	UTE.PE.AC.051302-4.01
3	Térmica	UTE Tarauacá D	1 a 21	9,4	AC	UTE.PE.AC.051415-2.01
4	Térmica	UTE CVW Energética	1	40,0	AL	UTE.AI.AL.049853-0.01
5	Eólica	EOL Assuruá 4 IV	1 a 8	36,0	BA	EOL.CV.BA.050466-1.01
6	Eólica	EOL Assuruá 4 V	1 a 8	36,0	BA	EOL.CV.BA.050467-0.01
7	Eólica	EOL Assuruá 4 VI	7	4,5	BA	EOL.CV.BA.050468-8.01
8	Eólica	EOL Ventos de São Januário 17	16	4,5	BA	EOL.CV.BA.033548-7.01
9	Eólica	EOL Ventos de São Januário 18	3 a 5 e 7 a 11	36,0	BA	EOL.CV.BA.033549-5.01
10	Eólica	EOL Ventos de São Januário 19	5 e 8	9,0	BA	EOL.CV.BA.037101-7.01
11	Eólica	EOL Oitis 21	1 a 7	38,5	BA	EOL.CV.BA.044360-3.01
12	Eólica	EOL Tucano X	4 a 6	18,6	BA	EOL.CV.BA.032584-8.01
13	Solar	UFV AC IX	1 a 6	29,6	MG	UFV.RS.MG.037550-0.01
14	Solar	UFV Araxá 2	1 a 14	45,0	MG	UFV.RS.MG.040852-2.01
15	Solar	UFV Janaúba 15	1 a 252	50,0	MG	UFV.RS.MG.040871-9.01
16	Solar	UFV Janaúba 17	1 a 252	50,0	MG	UFV.RS.MG.040873-5.01
17	Eólica	EOL Serra do Seridó IX	3 a 9	38,5	PB	EOL.CV.PB.040613-9.01
18	Eólica	EOL Serra do Seridó VI	3 e 8	11,0	PB	EOL.CV.PB.038304-0.01
19	Eólica	EOL Ouro Branco 2	2 e 3	9,0	PE	EOL.CV.PE.031808-6.01
20	Solar	UFV Caldeirão Grande III (antiga Santa Veridiana)	1 a 4	13,7	PI	UFV.RS.PI.031685-7.02
21	Solar	UFV Caldeirão Grande IV (antiga Santo Amaro do Piauí)	1 a 8	27,5	PI	UFV.RS.PI.031691-1.02
22	Eólica	EOL Oitis 1	2	5,5	PI	EOL.CV.PI.044555-0.01
23	Eólica	EOL Oitis 3	1 a 3	16,5	PI	EOL.CV.PI.044362-0.01
24	Eólica	EOL Oitis 4	9	5,5	PI	EOL.CV.PI.044363-8.01
25	Térmica	UTE Porsud II	5	3,9	RJ	UTE.GN.RJ.055707-2.01
26	Térmica	UTE Santa Cruz	31	150,0	RJ	UTE.GN.RJ.027243-4.01
Potência Total (MW)				748		

Destaca-se a entrada em operação de 525 MW a partir de fontes renováveis (eólica, solar, hidráulica e biomassa), o que corresponde a 70% de toda a expansão no mês.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Fev/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Fev/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Fev/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	0,0	41,9	0,0	0,0	0,0	41,9
PCH	0,0	38,5	0,0	0,0	0,0	38,5
CGH	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	3,4
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	113,3	115,6	150,0	150,0	263,3	265,6
Biomassa	40,0	40,0	0,0	0,0	40,0	40,0
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	3,9	3,9	150,0	150,0	153,9	153,9
Outros Fósseis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petróleo	69,5	71,8	0,0	0,0	69,5	71,8
Eólica	113,5	688,6	155,6	450,7	269,1	1.139,3
Eólica (não GD)	113,5	688,6	155,6	450,7	269,1	1.139,3
Solar	0,0	0,0	215,9	580,0	215,9	580,0
Solar (não GD)	0,0	0,0	215,9	580,0	215,9	580,0
TOTAL	227	846	521	1.181	748	2.027

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 63% desse crescimento.

Fonte dos dados: MME, ANEEL.

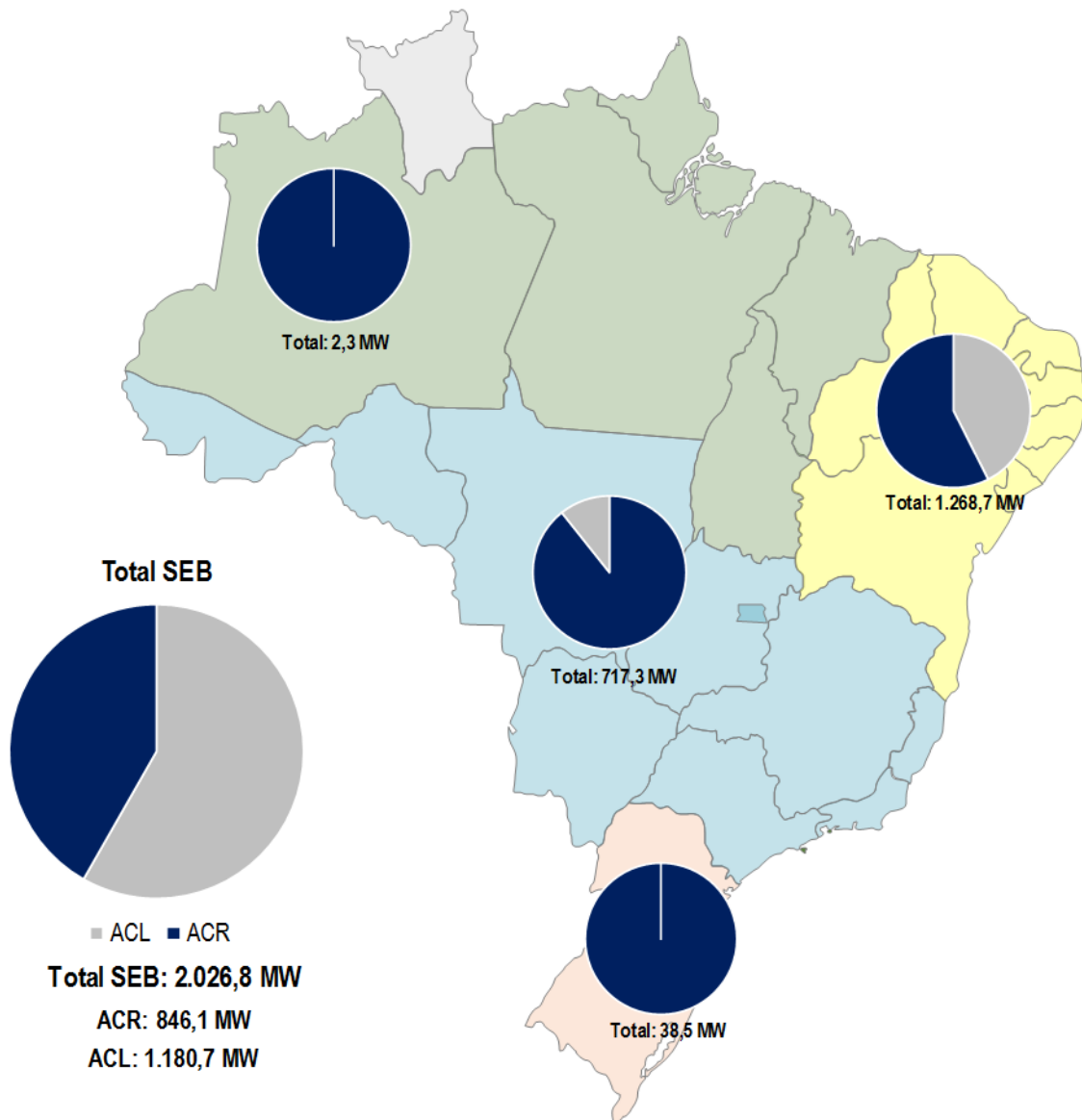


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2022 por subsistema.

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 37.409 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 23.616 MW (63,1%) de fonte solar, 8.640 MW (23,1%) de fonte eólica, 4.619 MW (12,3%) de fonte térmica e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 534 MW, representando menos de 2% do total. Destaca-se, também, que 29.092 MW (77,8%) estão fora do Ambiente de Contratação Regulada.

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

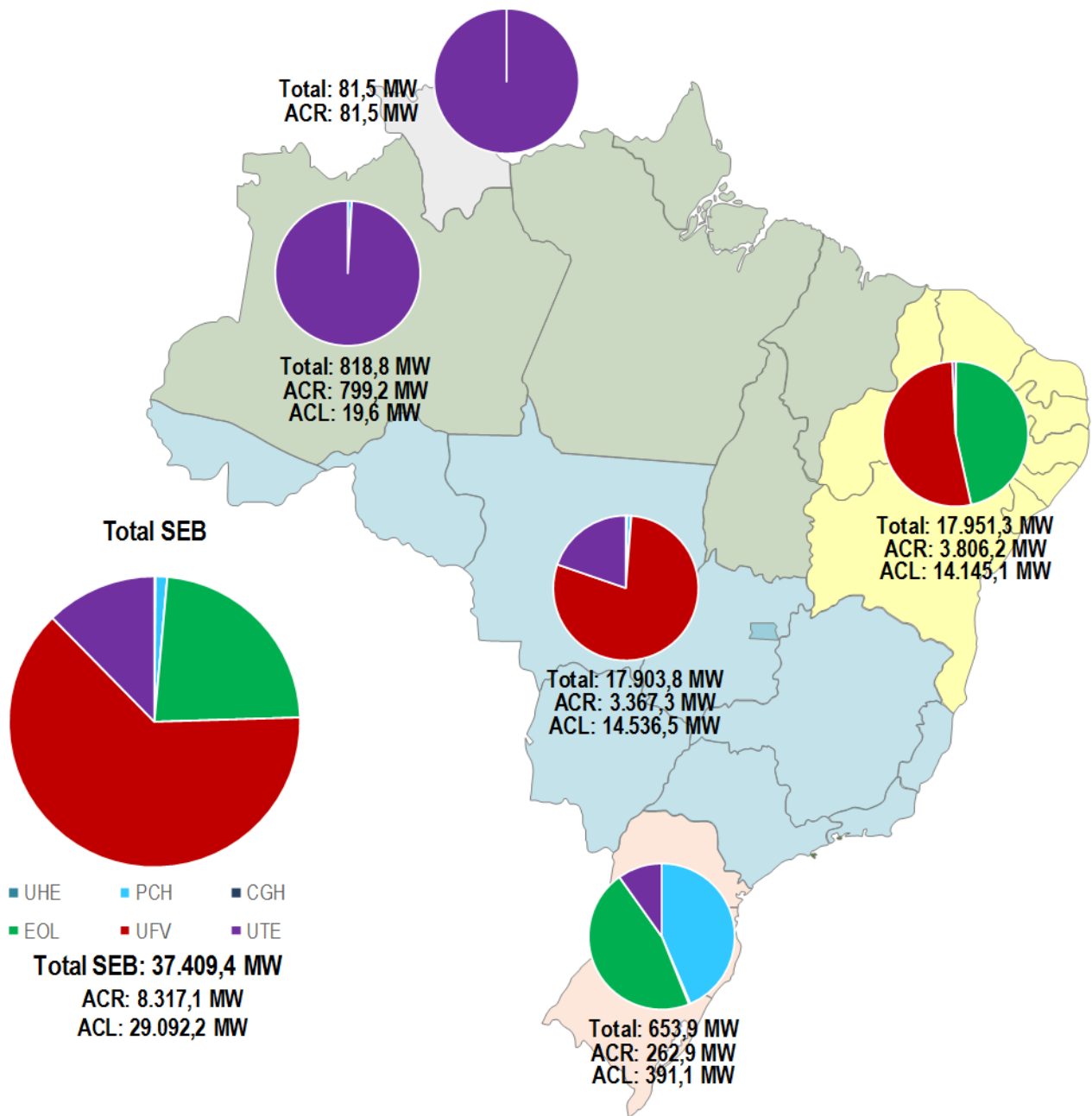


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.



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	120,2	148,5	201,0	19,6	23,6	21,0	139,8	172,1	222,0
PCH	115,6	148,5	149,0	19,6	23,6	21,0	135,2	172,1	170,0
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	866,7	655,6	2.589,4	248,0	95,4	163,8	1.114,7	751,1	2.753,2
Eólica	1.470,6	421,9	775,8	3.256,4	1.830,9	884,6	4.727,0	2.252,8	1.660,4
Eólica (não GD)	1.470,6	421,9	775,8	3.256,4	1.830,9	884,6	4.727,0	2.252,8	1.660,4
Solar	372,5	233,0	462,0	3.280,8	11.998,1	7.269,8	3.653,3	12.231,1	7.731,8
Solar (não GD)	372,5	233,0	462,0	3.280,8	11.998,1	7.269,8	3.653,3	12.231,1	7.731,8
TOTAL	2.830	1.459	4.028	6.805	13.948	8.339	9.635	15.407	12.367
TOTAL (2023 a 2025)		8.317			29.092			37.409	

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

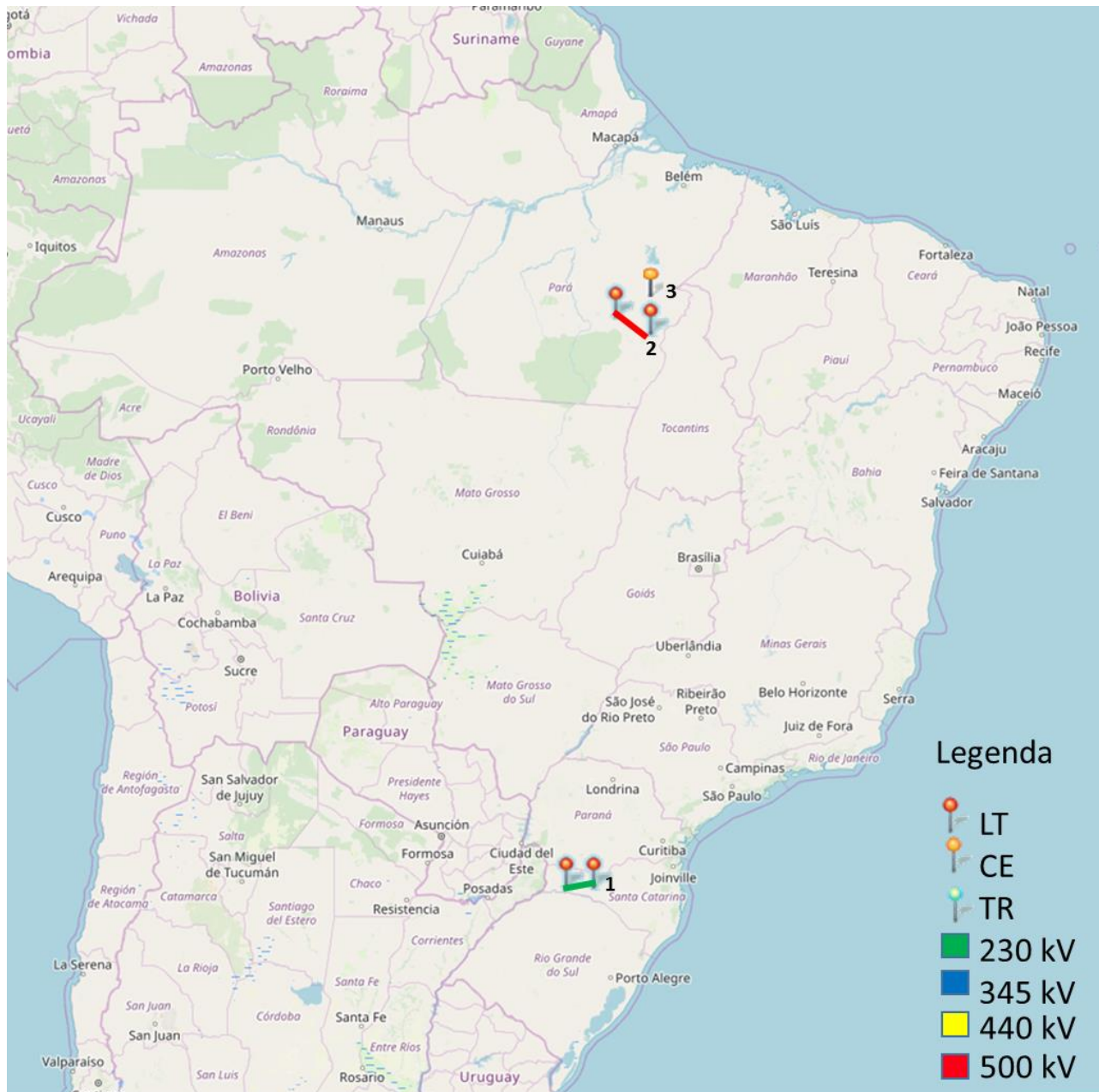


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

As instalações de transmissão que entraram em operação em fevereiro de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 1.096 km de linhas de transmissão e 180 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, contribuindo para a maior disponibilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica no País.

Destaca-se a entrada em operação da LT Xingu / Serra Pelada C1 e C2, no Pará, em 500 kV, com 886 quilômetros de extensão. A inserção dessa linha possibilita o aumento dos limites de escoamento da geração da UHE Belo Monte para o restante do País.



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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Linha de Transmissão	Extensão (km)	Estado
1	230	LT Itá / Pinhalzinho 2 C1 e C2	210,0	SC
2	500	LT Xingu / Serra Pelada C1 e C2	886,0	PA
TOTAL			1.096,0	

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

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

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
3	500	SE Serra Pelada RT8	180,0	PA
TOTAL			180,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	210,0	875,0
500	886,0	886,0
TOTAL	1.096,0	1.761,0

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	0,0	766,0
345	0,0	800,0
500	0,0	1.600,0
TOTAL	0,0	3.166,0

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 10.573 km de linhas de transmissão e 48.918 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	2.081,9	493,2	403,0
345	773,0	64,5	397,4
440	0,0	61,0	0,0
500	2.034,8	2.800,6	1.463,8
TOTAL	4.889,7	3.419,3	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	5.201,0	5.000,0	2.910,0
345	5.465,0	2.210,0	4.375,0
440	300,0	300,0	0,0
500	8.630,0	11.030,9	3.496,0
TOTAL	19.596,0	18.540,9	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 janeiro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 76,2% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação das gerações eólica e térmica reduziram em 0,3 p.p. e 1,1 p.p., respectivamente, representando 12,0% e 9,1% do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 91,4% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em janeiro de 2023, aumento de 1,4 p.p. em relação ao mês anterior.

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

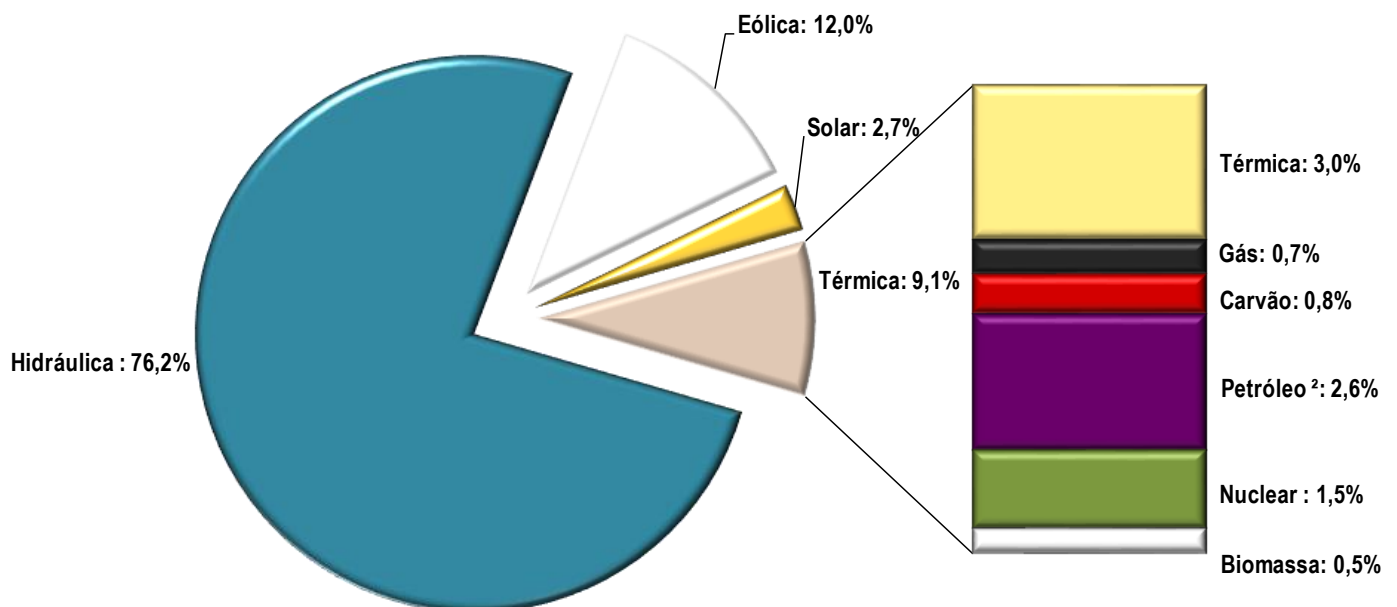


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

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

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

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de janeiro, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 5% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com janeiro de 2022, as gerações hidráulica, eólica e solar apresentaram acréscimo de 5%, 38,8% e 70,1%, respectivamente. Já a geração térmica sofreu redução de 44,4%. Em relação ao total de geração no mês de janeiro, houve aumento de 1,4% em relação a janeiro de 2022.

Com relação à fonte térmica, ressalta-se que a relevante redução da geração observada, em comparação ao verificado em janeiro de 2022, ainda está associada à recuperação dos armazenamentos durante o ano de 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		
	Jan/22 (GWh)	Dez/22 (GWh)	Jan/23 (GWh)	Evolução mensal (Jan/23 / Dez/22)	Evolução anual (Jan/23 / Jan/22)	Fev/21-Jan/22 (GWh)	Fev/22-Jan/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	37.917	37.926	39.814	5,0%	5,0%	366.811	427.034	16,4%
Térmica	7.925	4.833	4.407	-8,8%	-44,4%	131.812	69.151	-47,5%
Gás	4.462	1.781	1.480	-16,9%	-66,8%	63.737	19.370	-69,6%
Carvão	607	185	344	86,1%	-43,3%	13.726	5.775	-57,9%
Petróleo ²	558	127	185	45,9%	-66,8%	12.393	1.893	-84,7%
Nuclear	1.353	1.353	1.366	1,0%	1,0%	13.558	13.343	-1,6%
Outros	257	268	257	-4,0%	0,1%	2.775	2.989	7,7%
Biomassa	689	1.119	774	-30,9%	12,3%	25.622	25.780	0,6%
Eólica	4.533	6.231	6.292	1,0%	38,8%	69.458	80.929	16,5%
Solar	827	1.316	1.408	7,0%	70,1%	7.885	12.926	63,9%
TOTAL	51.203	50.306	51.921	3,2%	1,4%	575.966	590.039	2,4%

Fonte dos dados: CCEE.



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

Em janeiro, as gerações hidráulica e térmica a gás nos sistemas isolados apresentaram aumento de 1,4% e 4,9%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Quando comparada com janeiro de 2022, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 377%, 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 janeiro aumentou 9,2% em relação ao verificado em 2022. 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		
	Jan/22 (GWh)	Dez/22 (GWh)	Jan/23 (GWh)	Evolução mensal (Jan/23 / Dez/22)	Evolução anual (Jan/23 / Jan/22)	Fev/21-Jan/22 (GWh)	Fev/22-Jan/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2,2	3,6	3,6	1,4%	61,4%	31	37	18,6%
Gás	13,6	61,7	64,7	4,9%	377,0%	156,8	616,0	292,7%
Petróleo ²	260,8	222,8	213,1	-4,4%	-18,3%	3.597,4	2.909,8	-19,1%
Biomassa	4,6	26,7	25,5	-4,5%	457,5%	61,4	230,5	275,3%
TOTAL	281	315	307	-2,5%	9,2%	3.847	3.793	-1,4%

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

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

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

Dados contabilizados até janeiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de janeiro de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 0,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 33,1%, com total de 7.656 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,3%, o que indica redução de 0,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em janeiro de 2023, diminuiu 5,6 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 27,3%, com total de 576 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,0%, o que indica redução de 1,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

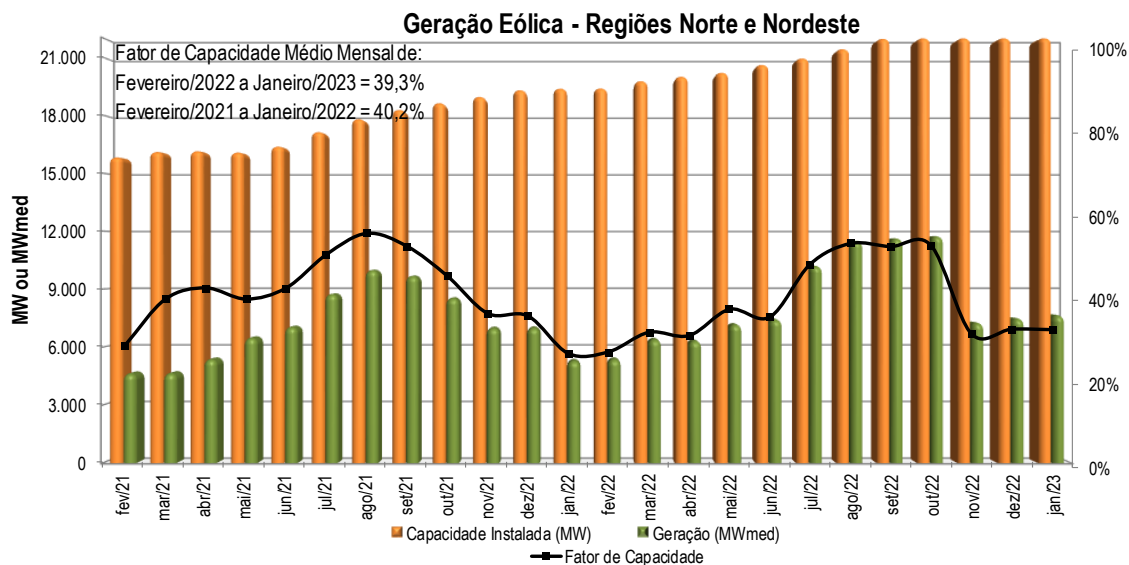


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

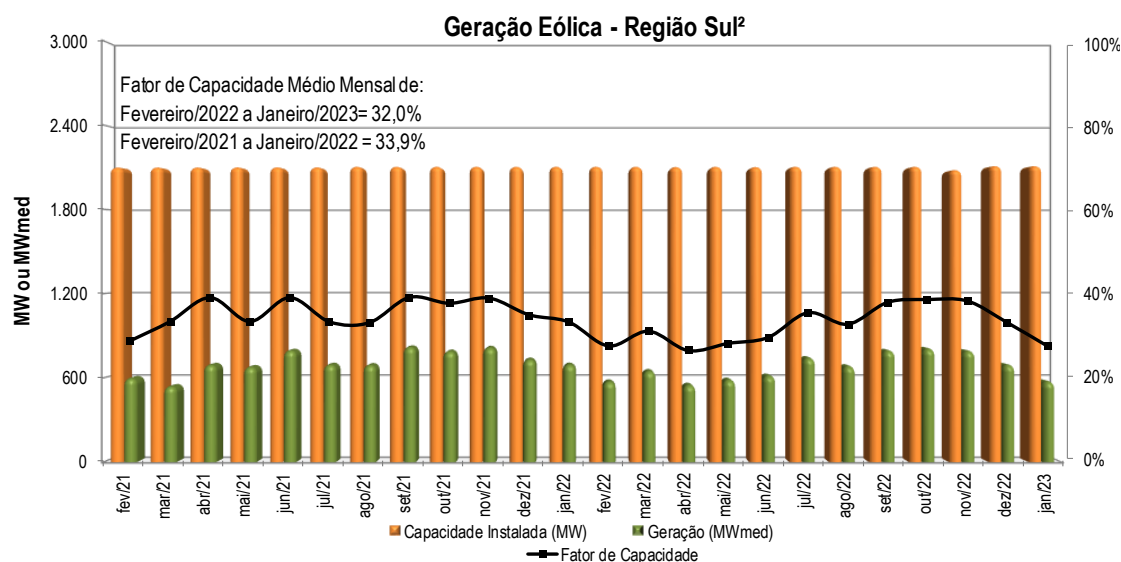


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 janeiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em janeiro de 2023, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 52.217 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 50.049 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 104,3%.

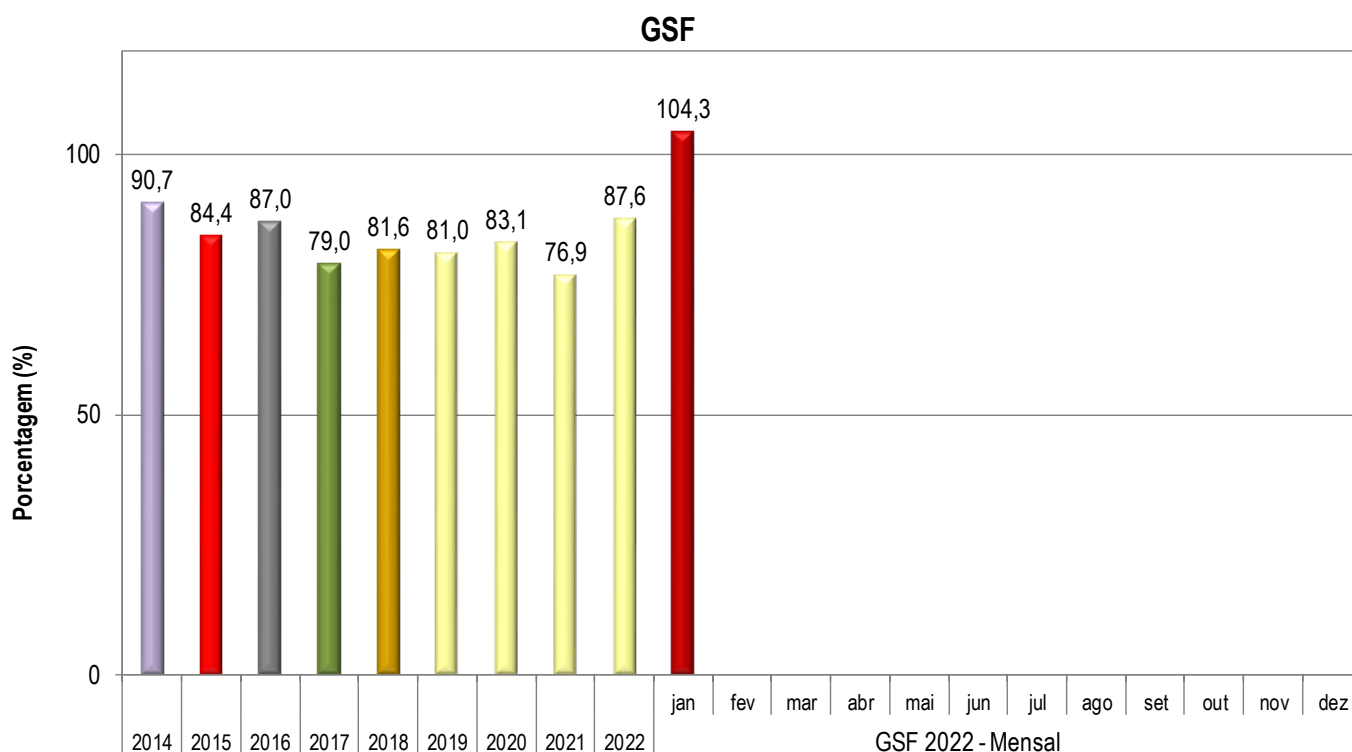


Figura 26. Evolução do GSF.

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)	52.217											
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049											
GSF (%)	104,3											

Dados contabilizados até janeiro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em fevereiro de 2023, o Custo Marginal de Operação (CMO) semi-horário nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte foi precificado invariavelmente a R\$ 0,00 / MWh ao longo de todo o mês para todos os subsistemas.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos, conforme já havia sido verificado nos meses anteriores, como reflexo das disponibilidades energéticas e das condições favoráveis de atendimento do SIN, associadas à continuidade das precipitações verificadas no País, que caracterizam o período tipicamente úmido.

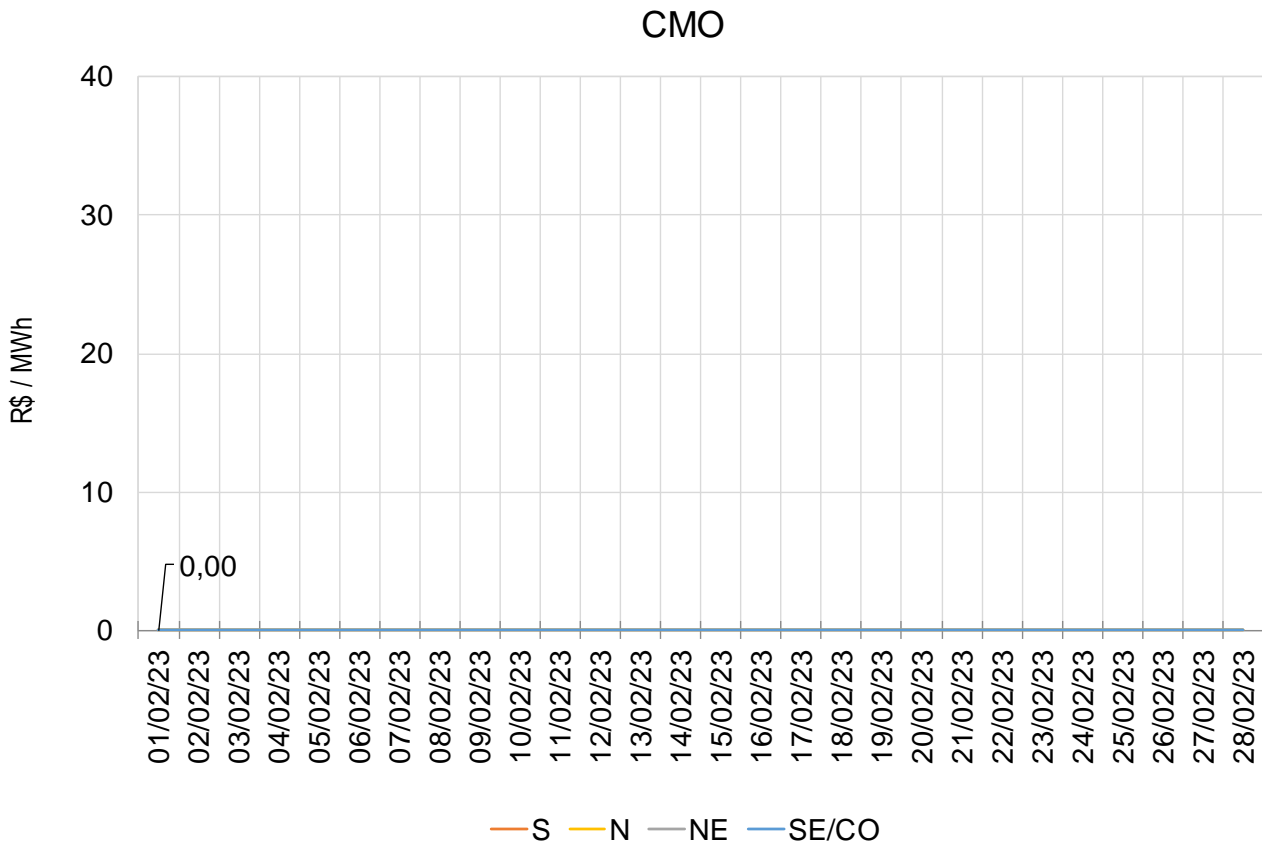


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em fevereiro 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.

Cumprе 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.

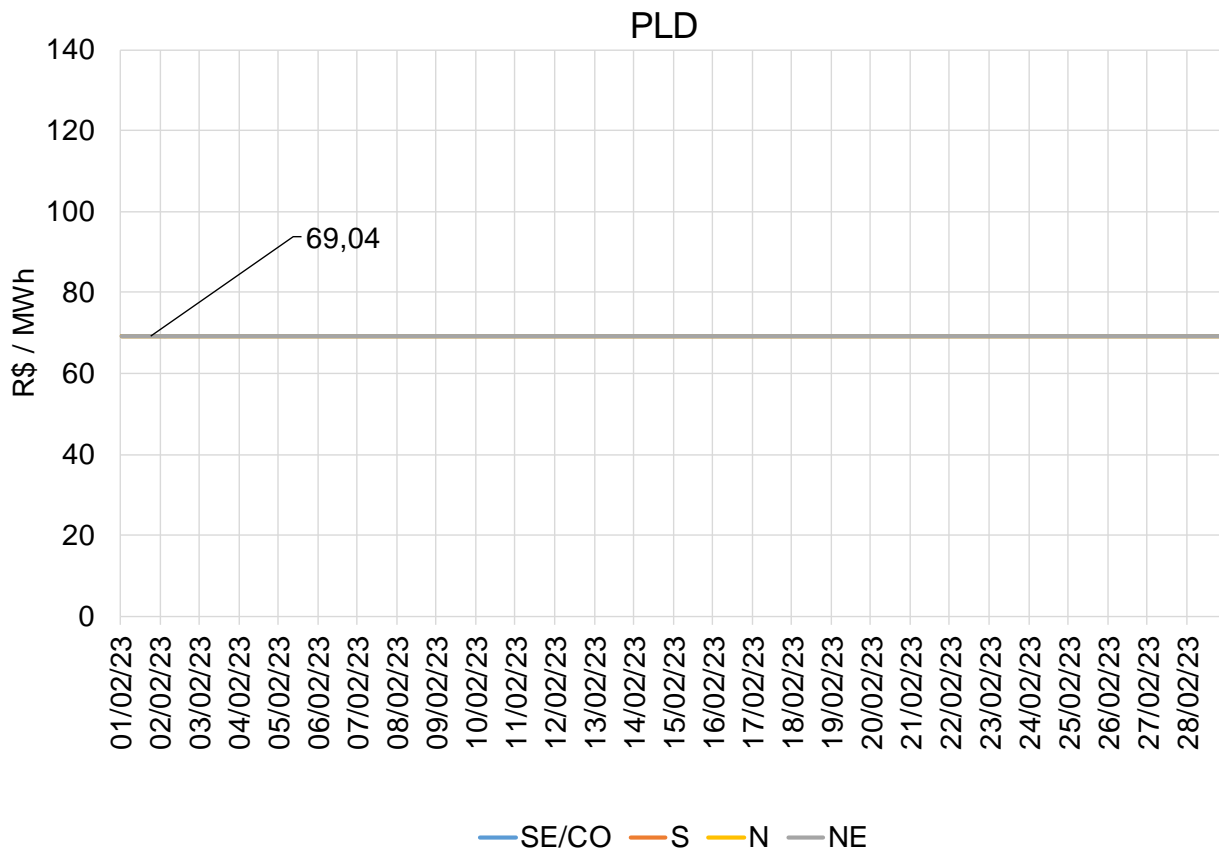


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em janeiro de 2023 totalizaram R\$ 17,7 milhões, montante levemente superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 17,2 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a parcela referente ao Encargo por Serviços Ancilares foi responsável por 100% do total.

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

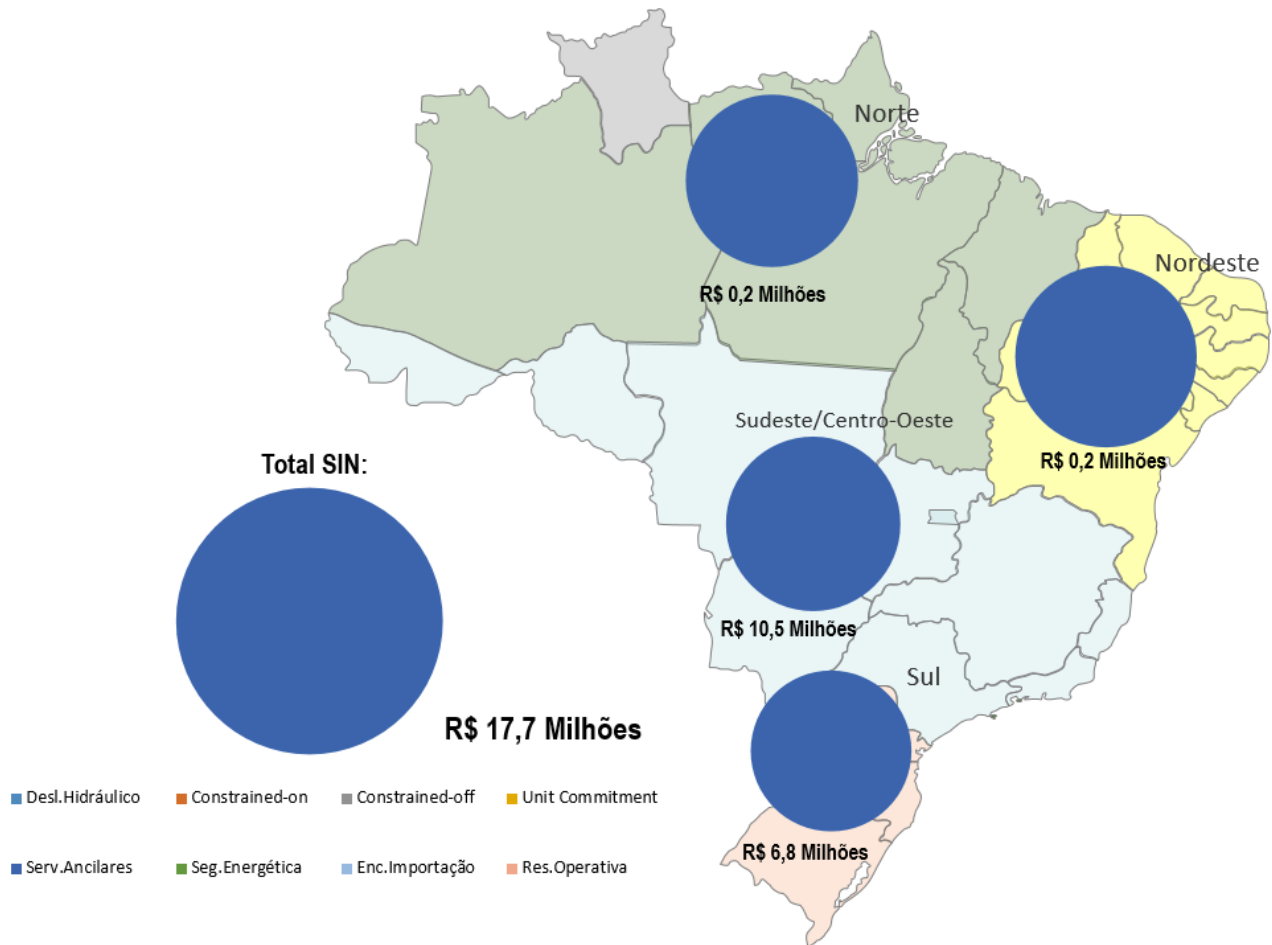


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

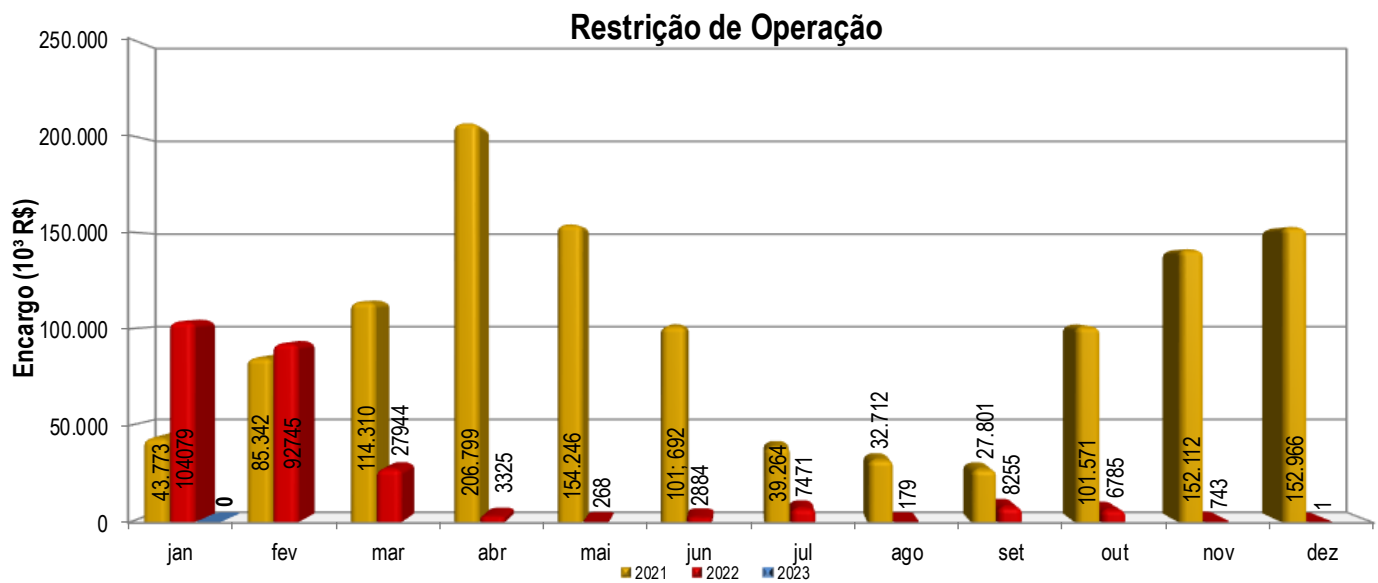


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

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

Fonte dos dados: CCEE

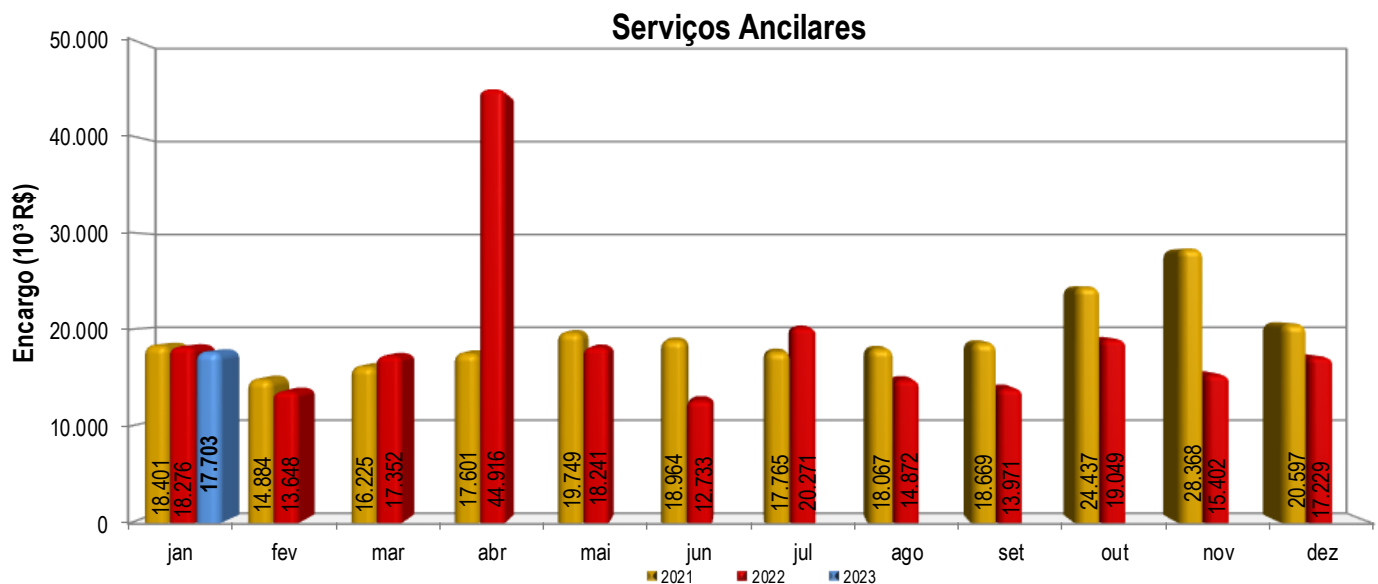


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

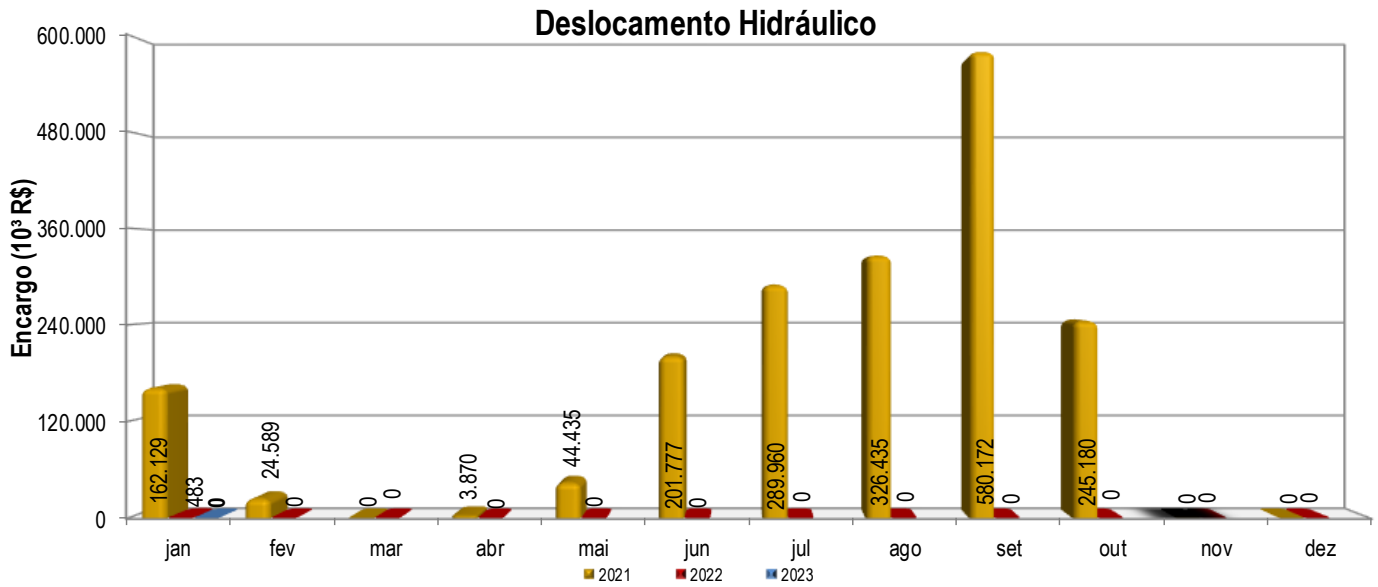


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

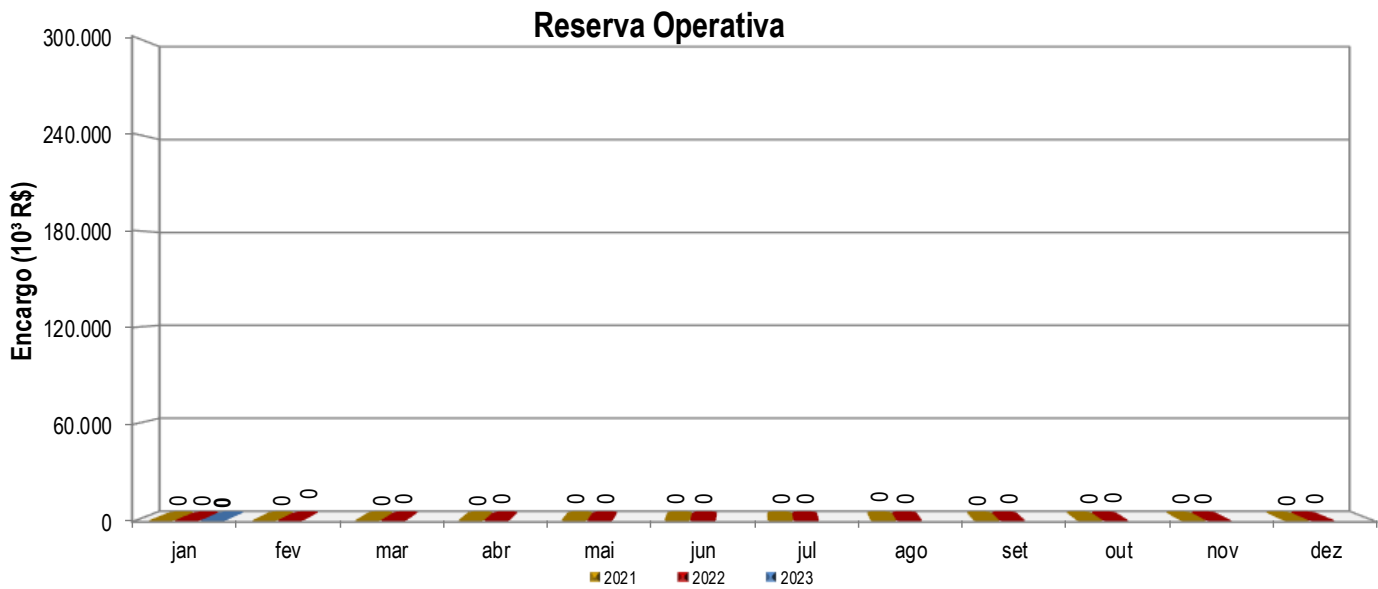


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

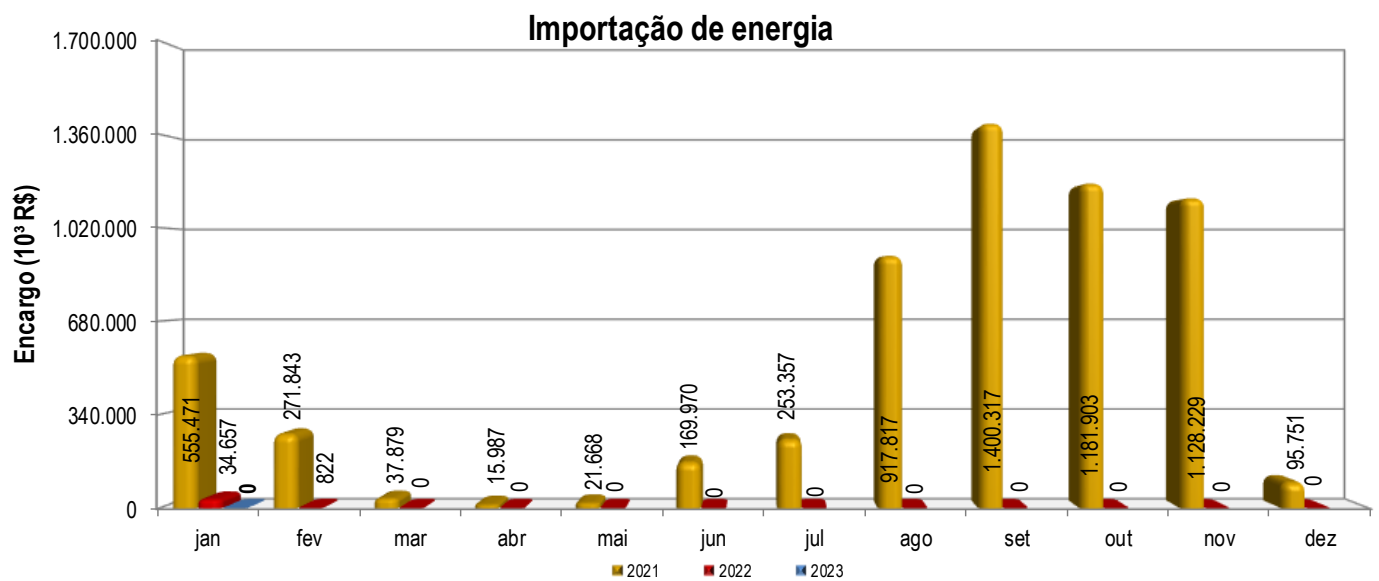


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

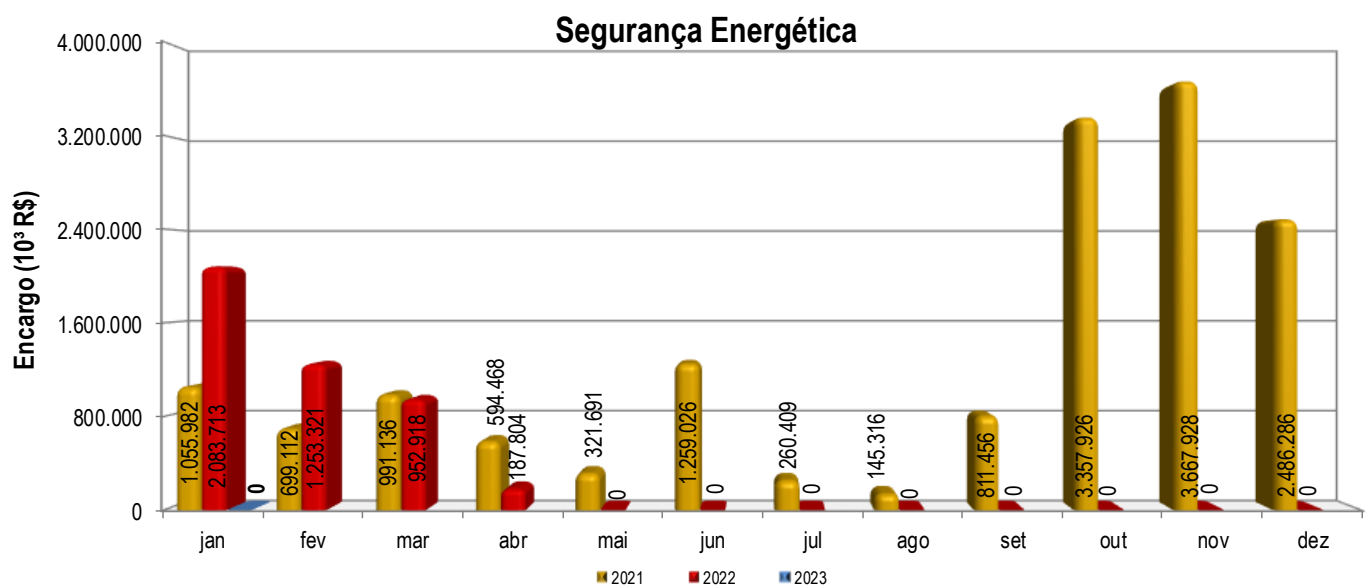


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2023, não foram verificadas ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 23. 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-Fev	2022 Jan-Fev
SIN ²	0	0											0	0
S	0	0											0	145
SE/CO	310	0											310	843
NE	153	0											153	551
N	0	0											0	318
Isolados	0	0											0	455
TOTAL	463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	463	2.312

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.

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

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.

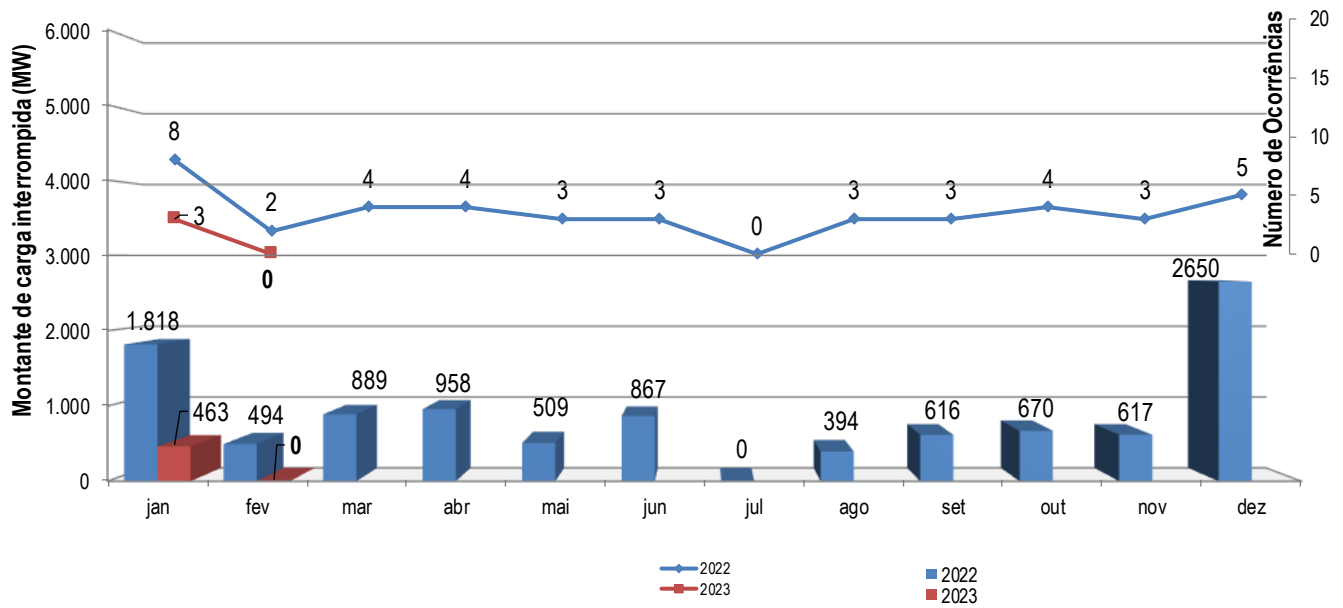


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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.

No mês de janeiro de 2023, o valor do DEC - Brasil foi de 0,98 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,72 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,19 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sul apresentaram resultados de tendência 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 25. 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												1,41	13,48	12,12
NE	1,10												1,10	13,33	13,09
N	1,75												1,75	23,84	29,22
SE	0,74												0,74	7,07	7,90
S	0,94												0,94	9,77	9,39
Brasil	0,98												0,98	10,72	11,19

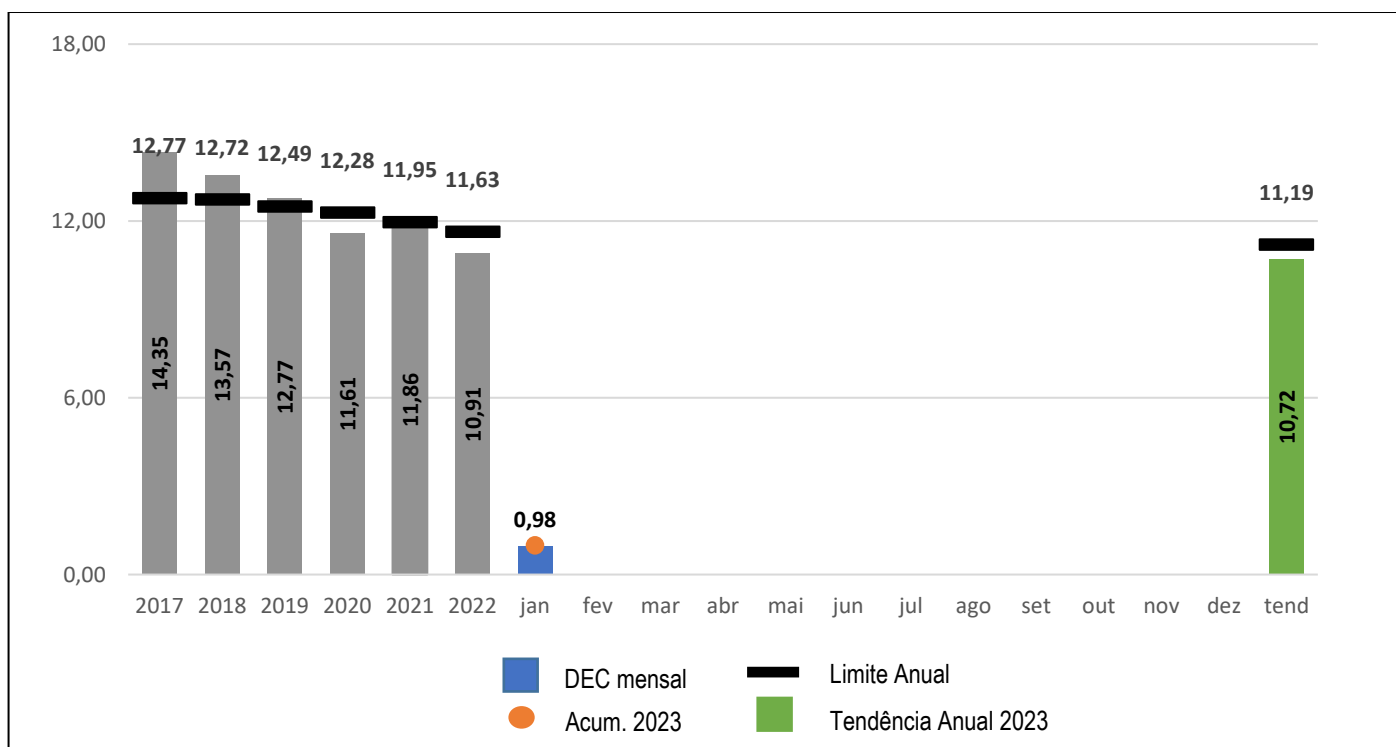


Figura 37. DEC do Brasil.



No mês de janeiro de 2023, o valor do FEC - Brasil foi de 0,49 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,31 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,73 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 26. 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												0,69	6,93	8,52
NE	0,46												0,46	5,51	7,95
N	0,95												0,95	12,51	23,28
SE	0,36												0,36	3,73	5,51
S	0,61												0,61	5,66	6,87
Brasil	0,49												0,49	5,31	7,73

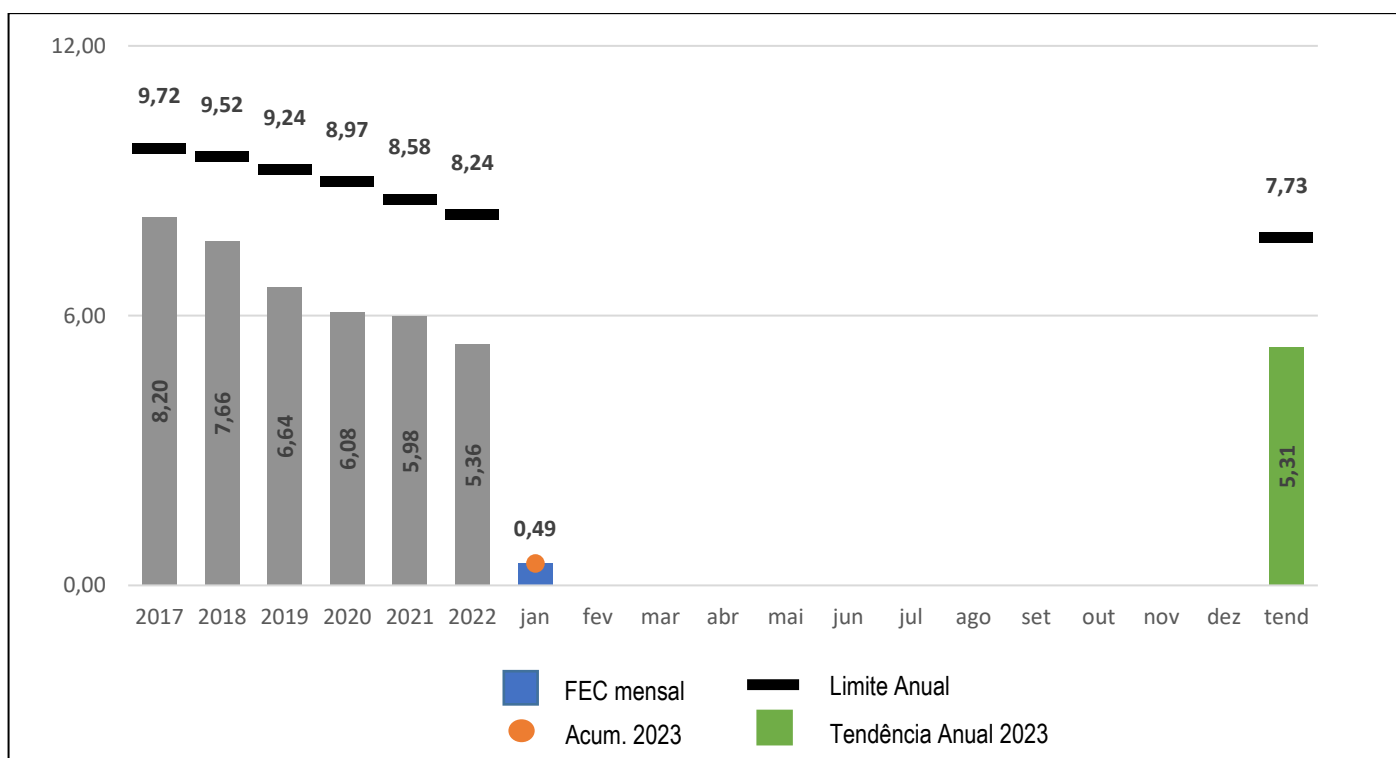


Figura 38. FEC do Brasil.

Fonte dos dados: ANEEL.

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

³ Tendência do DEC / FEC prevista para 2023.

Dados contabilizados até janeiro 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.

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	