



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 2021

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

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

Fernando Antonio Giffoni Noronha Luz

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

João Pedro Alecrim Ribeiro

Matheus Lobo Leite Ferreira

Victor Orfeu Melo

Vitória Bandeira Melo



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.....	14
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	18
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	19
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	19
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	23
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	25
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	27
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	29
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	29
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	30
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	30
8.4. Geração Eólica	31
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	32
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	33
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	34
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	35
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	39
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	39
12.2. Indicadores de Continuidade	41



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2021 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.....	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.....	13
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	14
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	144
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de novembro de 2021.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.....	22
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.....	23
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em novembro de 2021.....	25
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	29
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	31
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	31
Figura 26. Evolução do GSF.....	32
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	33
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	34
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	35
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	36
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	36
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	37
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	37
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	38
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	38
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	40
Figura 37. DEC do Brasil.....	41
Figura 38. FEC do Brasil.....	42



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.	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração	21
Tabela 12. Previsão de expansão de geração (MW).	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão que entraram em operação no mês.	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação reativa.	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.	27
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão	267
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão 267	267
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	30
Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	30
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.	32
Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês 39	39
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	39
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	40
Tabela 26. Evolução do DEC em 2021.	41
Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.	42



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em dezembro de 2021, foi observada a continuidade das chuvas no Brasil, contribuindo para o aumento das afluências verificadas, com o registro de valores acima da média histórica nas regiões Nordeste e Norte. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas, contribuindo para o aumento do armazenamento equivalente de todos os subsistemas, em comparação ao final de novembro de 2021, com exceção da região Sul.

Os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de novembro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 5,9 p.p., Norte em 21,9 p.p e o Nordeste em 14,4 p.p. Já no subsistema Sul, observou-se deplecionamento de 11 p.p, em relação ao mês anterior.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se a participação do subsistema Norte que manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, com aumento de 65% da sua participação em relação ao mês anterior. O Nordeste seguiu como exportador, enquanto que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram perfil importador. Destaca-se também o intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de dezembro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 96 MW médios, valor próximo a 10% do valor importado no mês de novembro.

No mês de dezembro de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 190.160 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 10.846 MW (6,0%), com destaque para 5.331 MW de geração de fonte solar, 3.640 MW de fontes eólicas e 1.828 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de dezembro de 2021, 8.551 MW instalados em 757.250 unidades, resultando em 4,5% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 86,8% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 77,5 % da matriz de produção de energia elétrica brasileira em novembro de 2021, acréscimo de 2,8 p.p. em relação ao mês anterior. No mês de novembro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 60,2 % do total gerado no País, valor 7,1 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica e térmica tiveram decréscimo em relação ao verificado em outubro de 2,6 p.p. e de 4,5 p.p., representando 12,2 % e 25,9 %, respectivamente, do total gerado.

Em dezembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 5,64 / MWh e R\$ 154,30 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas, no intervalo da 0h00 às 0h30h do dia 11/12. Ressalta-se que, a média dos valores do CMO do mês foi de aproximadamente R\$ 69 / MWh em face à melhora permanente nas condições de atendimento do SIN, destacadamente quanto às vazões verificadas e expectativa de permanência das precipitações em relevantes bacias hidrográficas sob a ótica da geração de energia elétrica.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em novembro de 2021 totalizaram R\$ 4,96 bilhões, montante praticamente igual ao verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 4,90 bilhões. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de novembro se refere ao Encargo por Segurança Energética, responsável por cerca de 74% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 3,7 bilhões.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de dezembro de 2021, exceto quando indicado.

O 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.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em dezembro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 89% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 29% MLT no Sul, 101% MLT no Nordeste e 187% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 84% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 27% MLT no Sul, 92% MLT no Nordeste e 180% MLT no subsistema Norte.

Em dezembro, foi observada a continuidade das chuvas no Brasil, contribuindo para o aumento das aflúências verificadas, com o registro de valores acima da média histórica nas regiões Nordeste e Norte. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas, contribuindo para o aumento do armazenamento equivalente de todos os subsistemas, em comparação ao final de novembro de 2021, com exceção da região Sul.

Observou-se precipitação acima da média histórica em relevantes bacias sob a ótica da geração hidrelétrica, a saber as bacias dos rios São Francisco, Tocantins e Xingu.

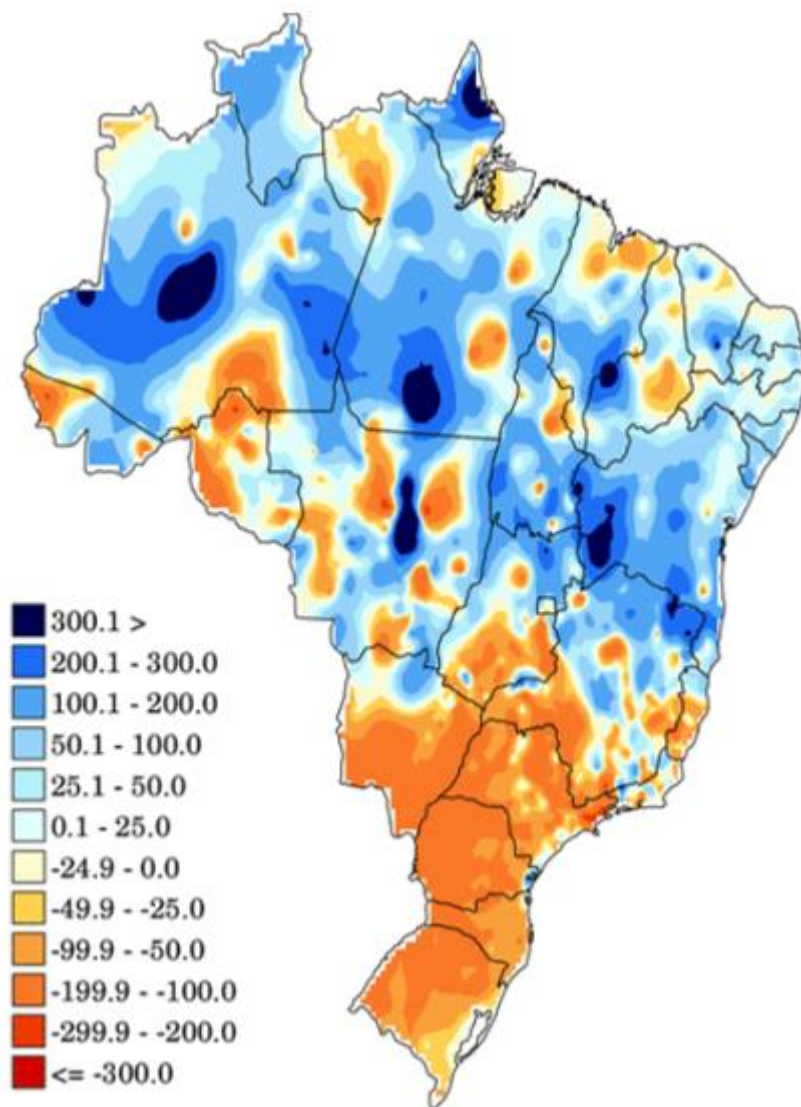


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2021 – Brasil.

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 dezembro de 2021 apresentou predominância de temperaturas mínimas acima da média (tons claros e escuros na cor laranja na Figura 2) em praticamente todo o País. Essas anomalias positivas de temperatura mínima tiveram destaque, principalmente, nos Estados da região Nordeste, Mato Grosso do Sul, assim como em grande parte da Região Norte do Brasil.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média) em parte dos Estados do Nordeste, Mato Grosso do Sul e São Paulo, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas. Já os Estados de Santa Catarina, Minas Gerais, Bahia e alguns pontos da região Centro-Norte do País registraram temperaturas máximas abaixo dos valores esperados para o período, o que, normalmente, caracteriza-se por não influenciar o uso de energia elétrica nesses locais.

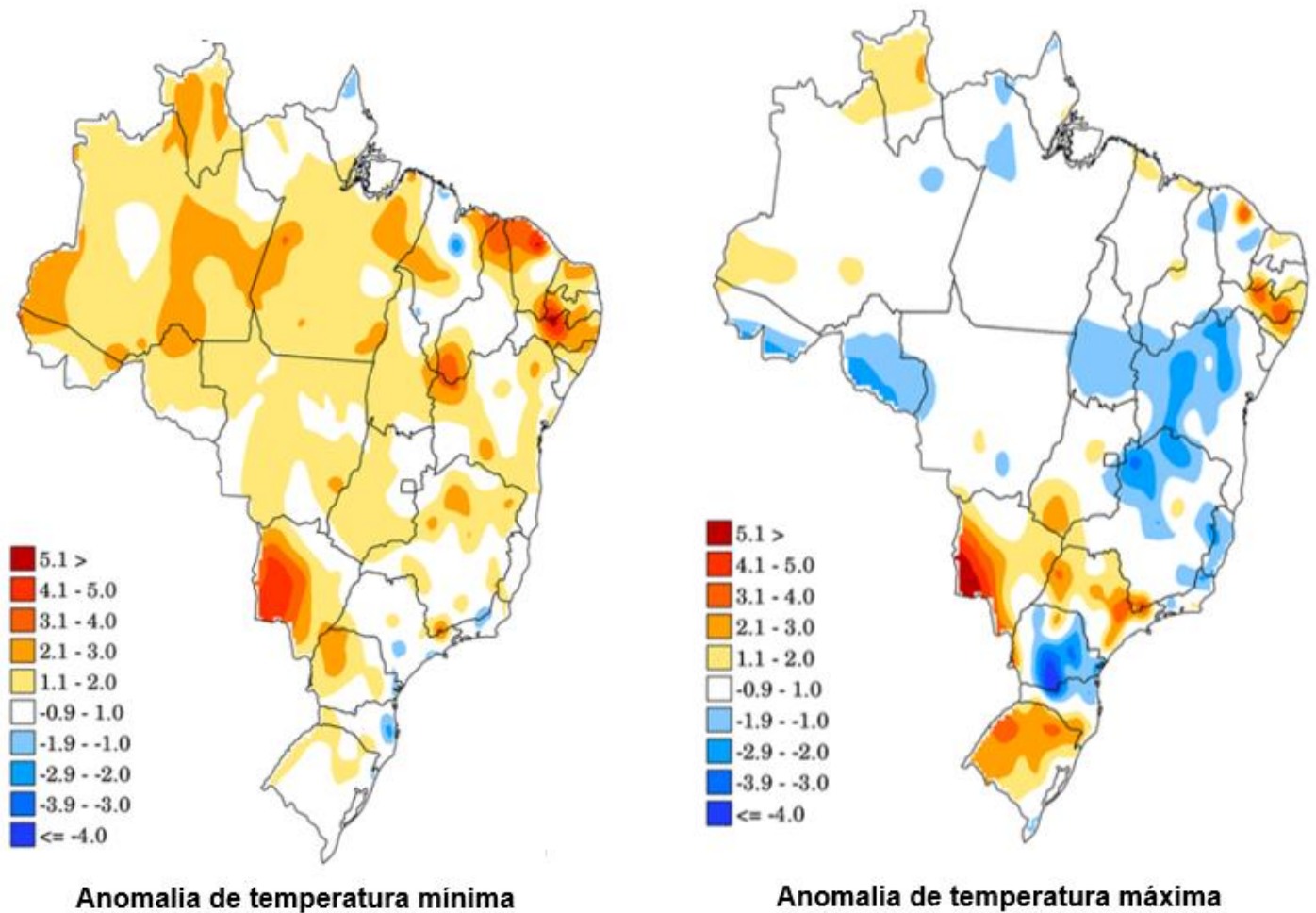


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima. (Dez 2021)

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

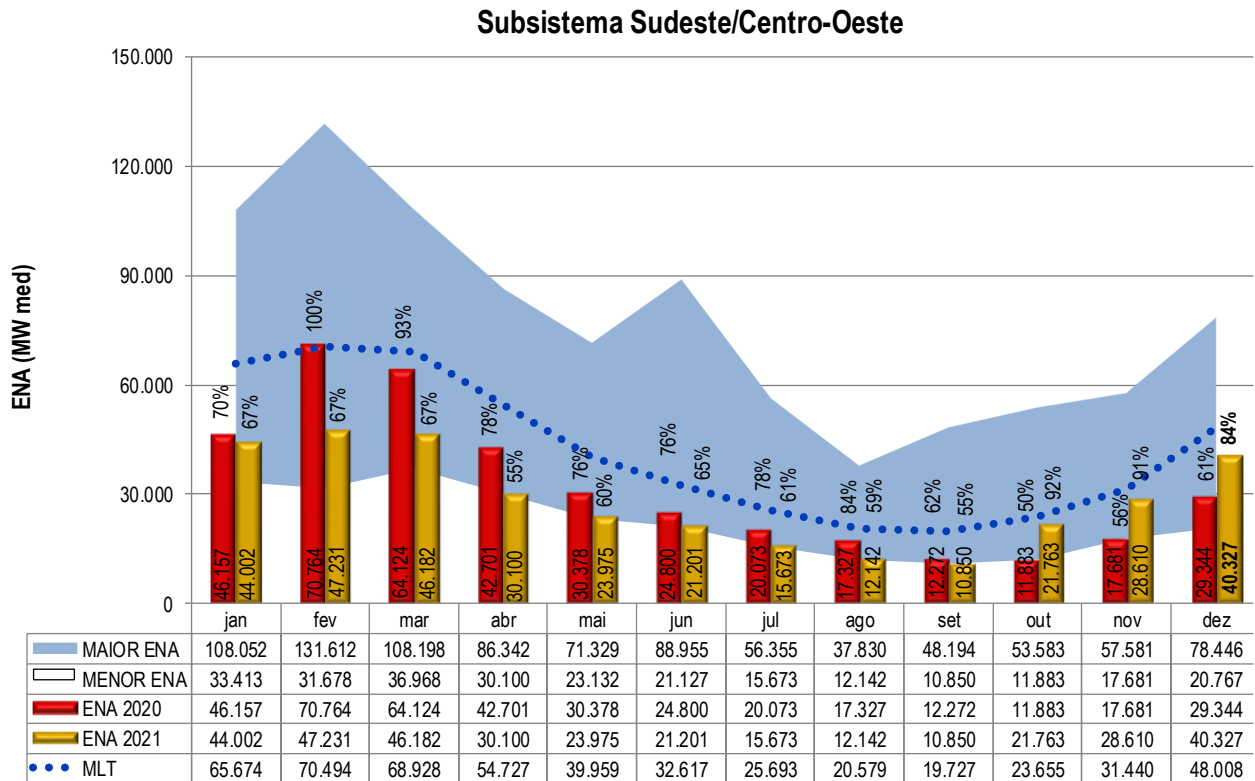


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

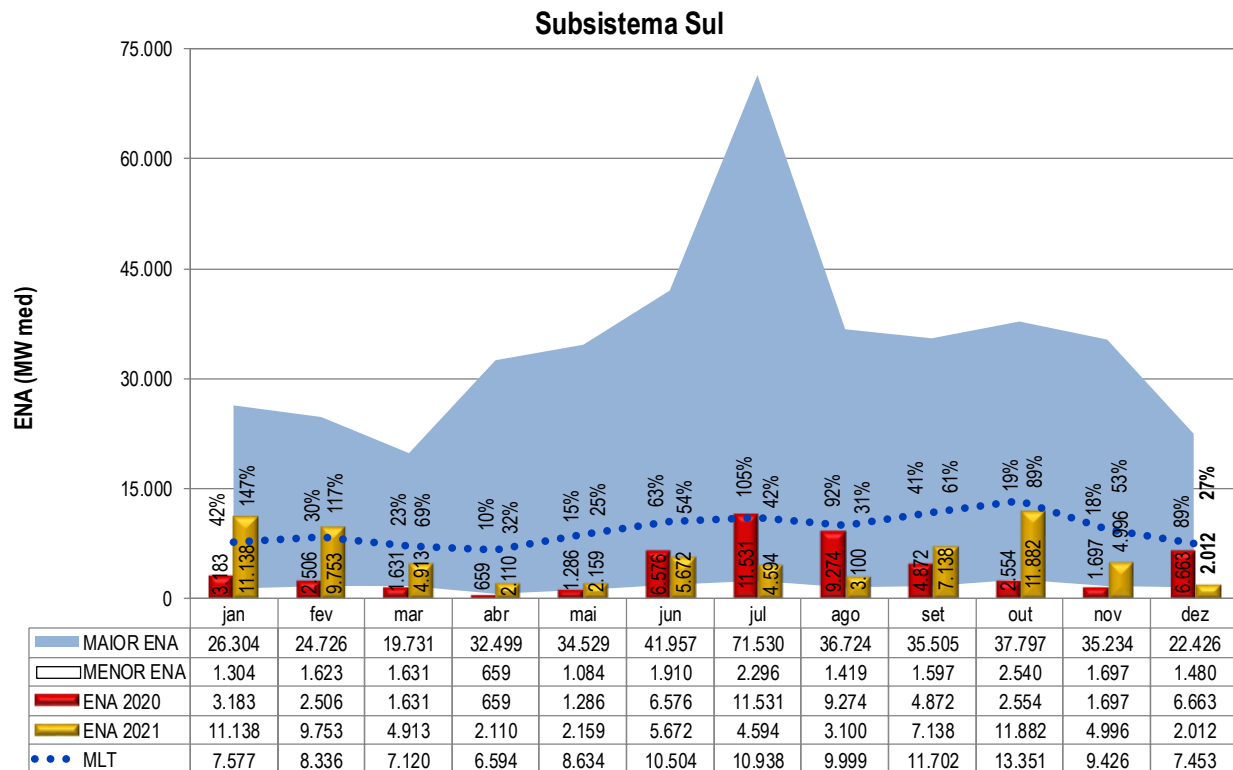


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

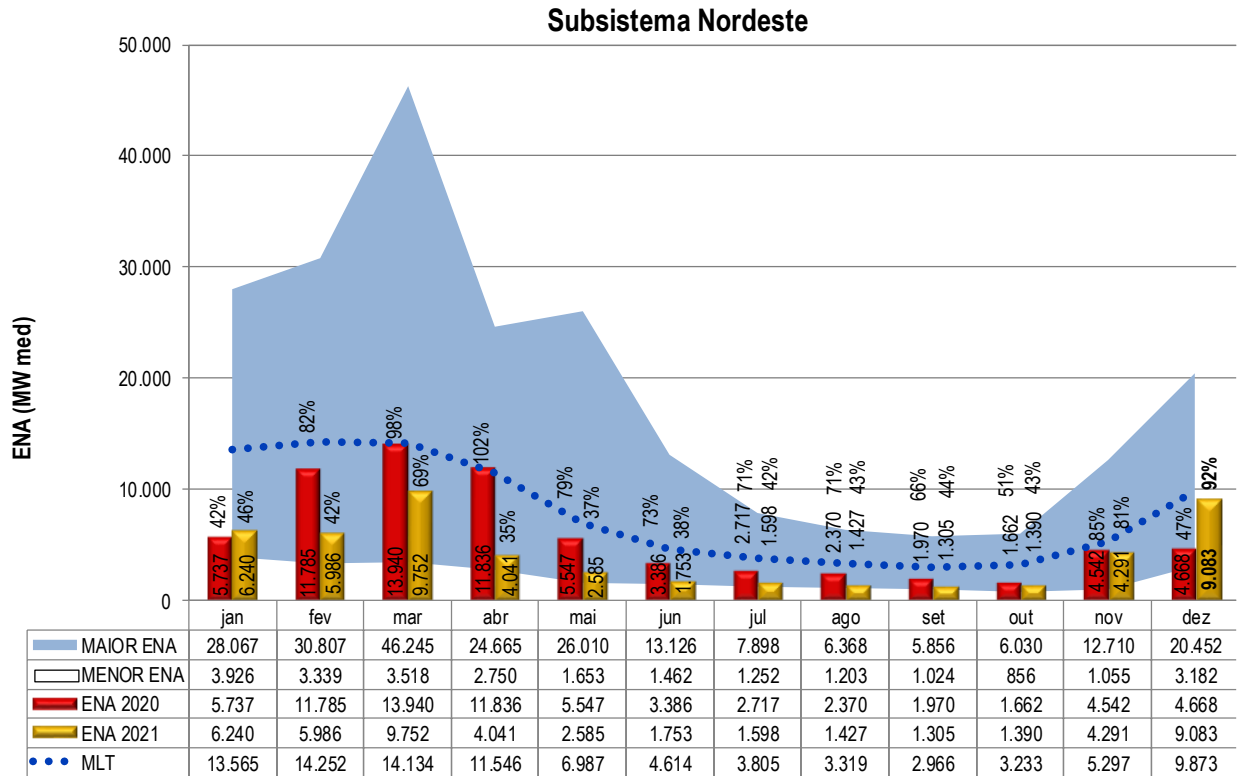


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

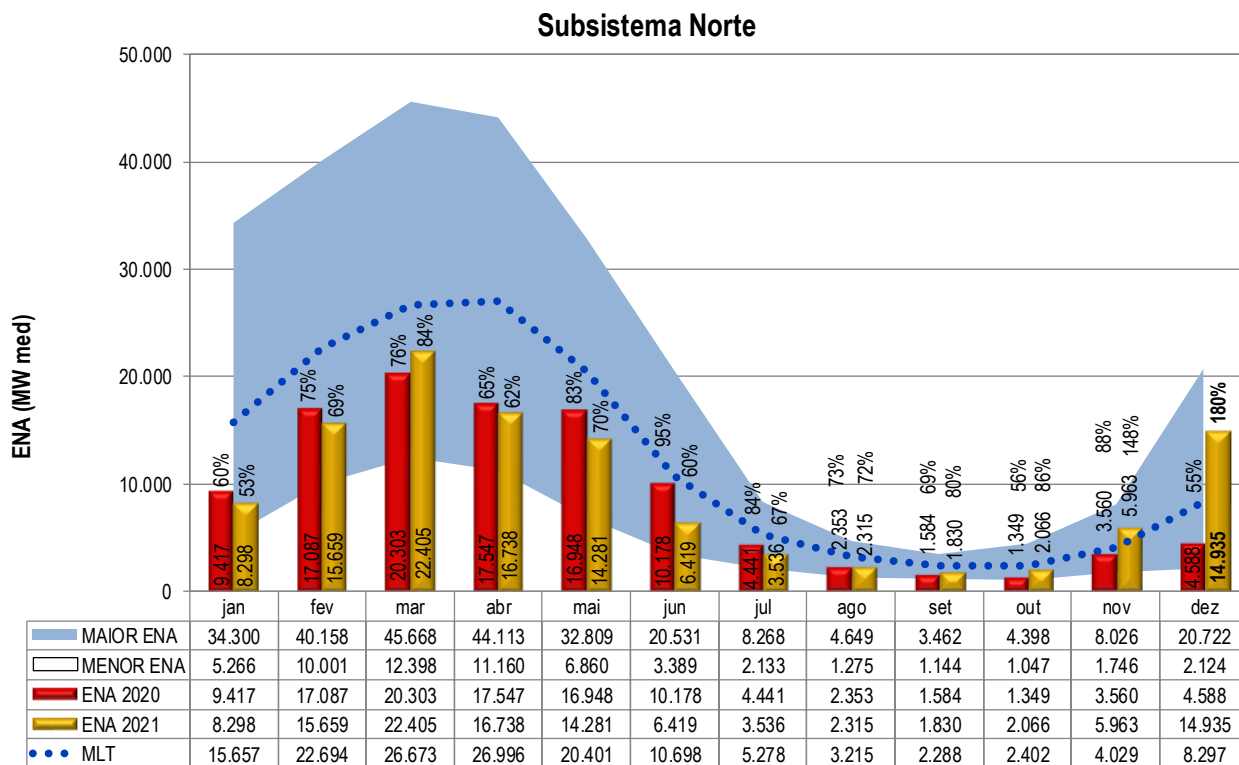


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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

No mês de dezembro de 2021, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de novembro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 5,9 p.p., Norte em 21,9 p.p e o Nordeste em 14,4 p.p. Já no subsistema Sul, observou-se deplecionamento de 11 p.p, em relação ao mês anterior.

Em dezembro foi possível verificar a continuidade do movimento de ascensão do nível d'água em vários reservatórios do SIN. O saldo de precipitações acima da média, qualificando o mês como de plena estação chuvosa, foi capaz de aportar volume de escoamento às vazões afluentes dos rios, o que não acontecia até o mês de outubro.

Apesar da importante melhora e diante das incertezas intrínsecas associadas à evolução da estação chuvosa no início de 2022, as medidas excepcionais adotadas desde outubro de 2020 e intensificadas a partir de maio de 2021, como acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo, importação de energia da Argentina e Uruguai e redução de vazões defluentes mínimas etc., continuam em vigor a fim de preservar o maior volume possível de água acumulada nos reservatórios, principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil.

A Tabela 1 a seguir apresenta a variação da energia armazenada nos subsistemas do SIN (Sistema Interligado Nacional) entre os meses de novembro e dezembro de 2021.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (%EARmáx)	Energia Armazenada no Final de Novembro (%EARmáx)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	25,6	19,7	204.561	54,4
Sul	42,8	53,8	19.657	8,7
Nordeste	52,3	37,9	51.691	28,1
Norte	54,6	32,7	15.302	8,7
TOTAL	TOTAL	TOTAL	291.211	100,0

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, destaca-se o replecionamento ocorrido no mês de dezembro em quase todos os reservatórios, em especial o das usinas hidrelétricas Tucuruí, Três Marias e Sobradinho, elevando-se em 27,9 p.p., 17,1 p.p. e 14,8 p.p. em relação ao mês anterior. Já a quedas em pontos percentuais, com relação a novembro, ocorreu somente no reservatório da usina G. B. Munhoz, que deplecionou seu nível de água em 15,6 p.p.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de novembro	Armazenamento em final de dezembro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	23,3	32,0	8,7
Fumas	Grande	34.925	21,4	29,3	7,9
Sobradinho	São Francisco	30.184	36,8	51,7	14,8
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	13,1	15,7	2,6
Emborcação	Paranaíba	21.604	13,8	19,4	5,6
Três Marias	São Francisco	16.085	35,6	52,7	17,1
Itumbiara	Paranaíba	15.698	17,7	27,9	10,2
Tucuruí	Tocantins	7.632	30,4	58,3	27,9
S. do Facão	Paranaíba	6.502	9,4	10,9	1,5
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	61,9	46,3	-15,6

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS

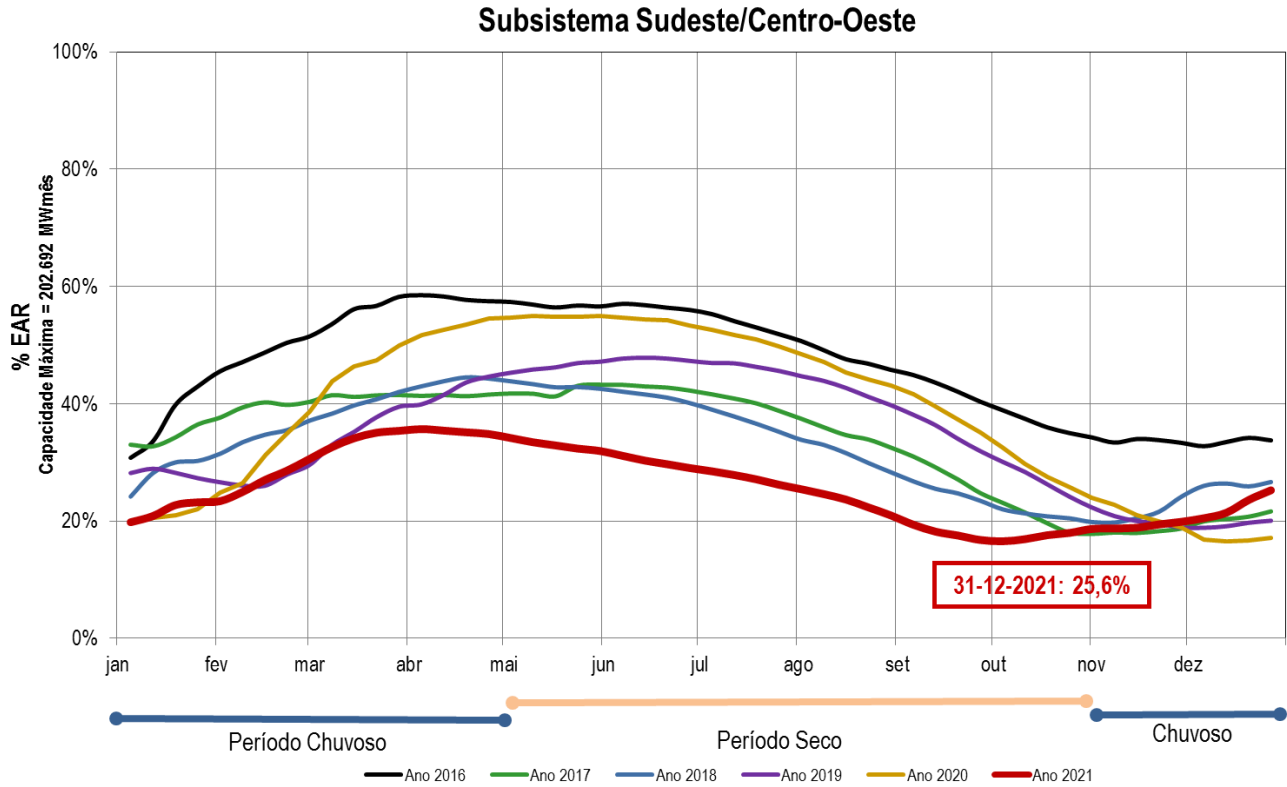


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

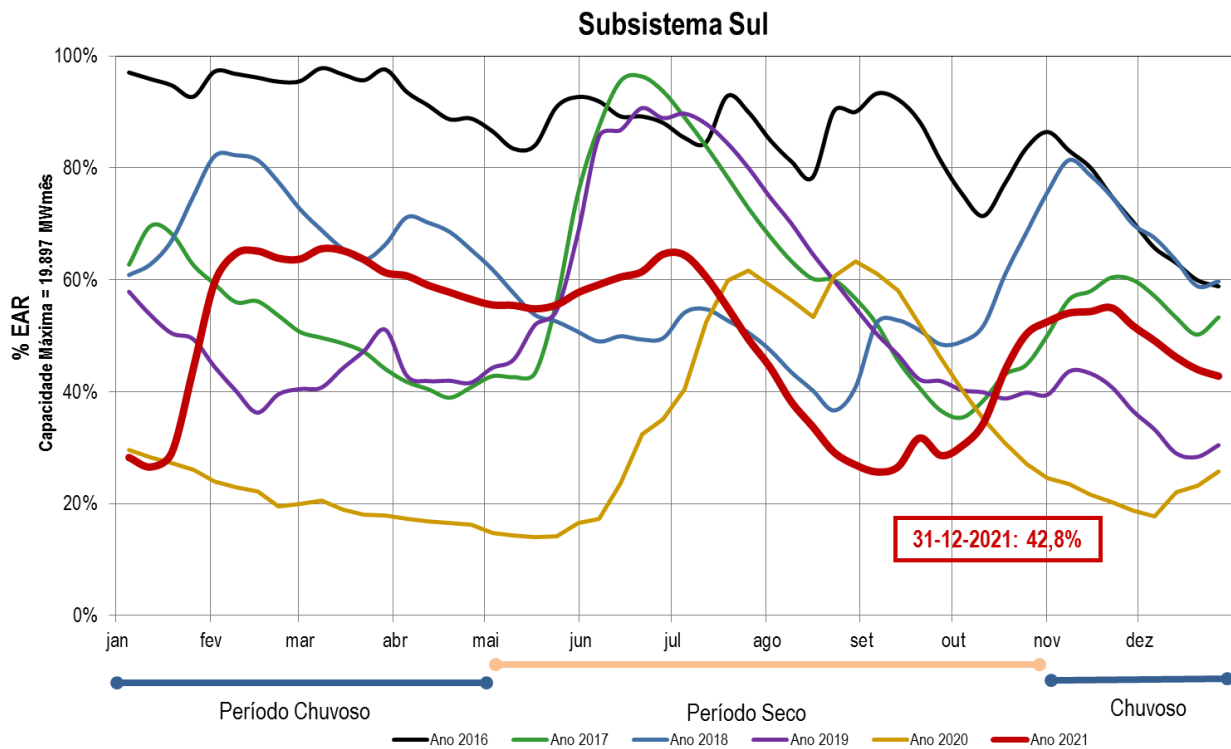


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

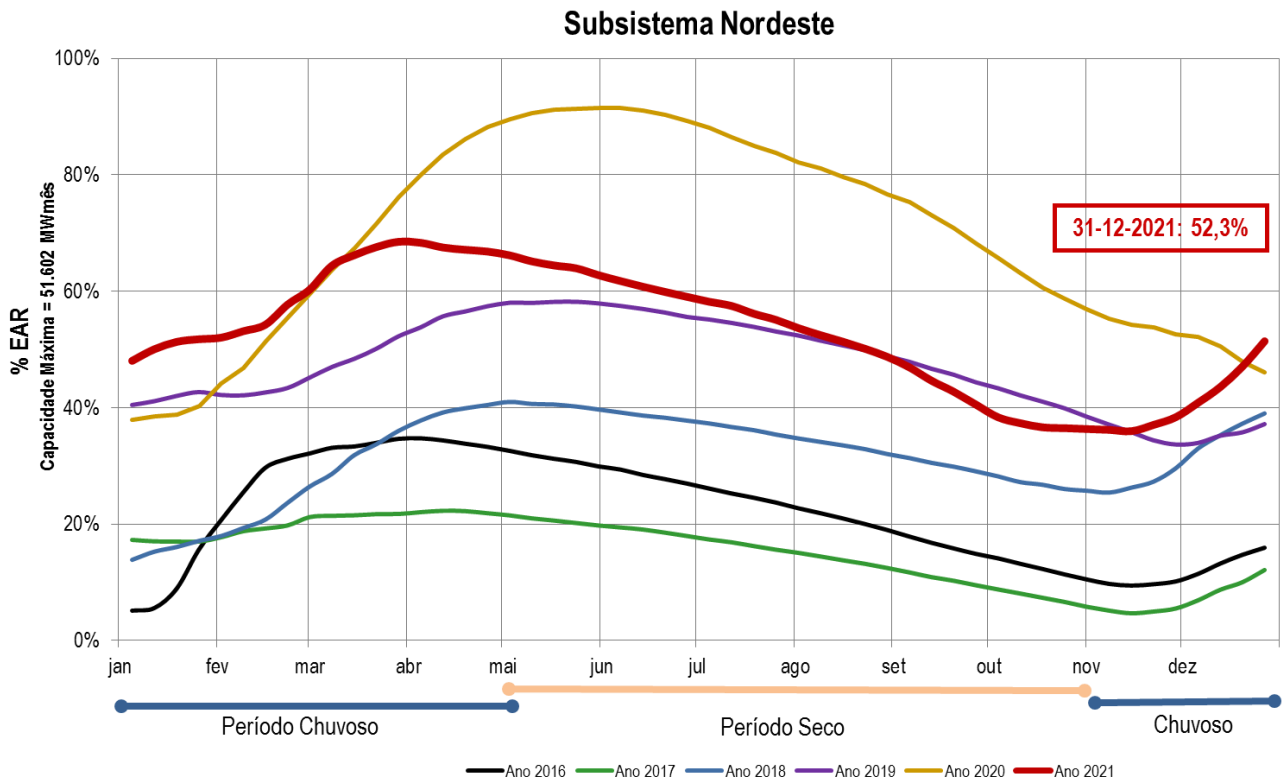


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

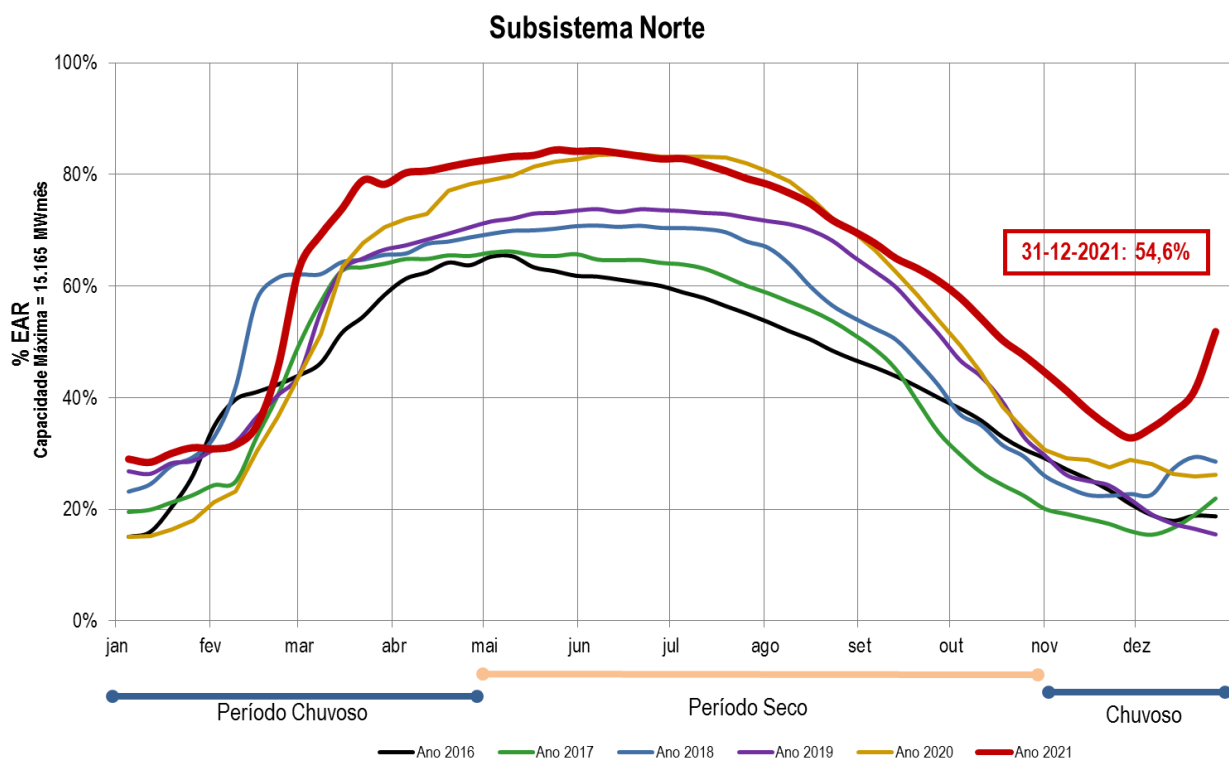


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em dezembro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 7.833 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou aumento de 65% em relação ao valor verificado no mês anterior, que foi de 4.744 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 1.959 MWmédios, montante inferior ao exportado no mês anterior, que havia somado 3.713 MWmédios.

O Sul manteve o perfil importador do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no montante de 5.436 MWmédios, valor superior ao montante importado no mês anterior que foi de 3.753 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 4.565 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 6.536 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.648 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 9.792 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 5.436 MWmédios, resultando num total de 4.356 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 12.749 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de dezembro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 96 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de possibilitar a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, contribuir para a preservação do nível de armazenamento dos reservatórios do SIN, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) deliberou que o ONS fica autorizado tanto a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito quanto a importar energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

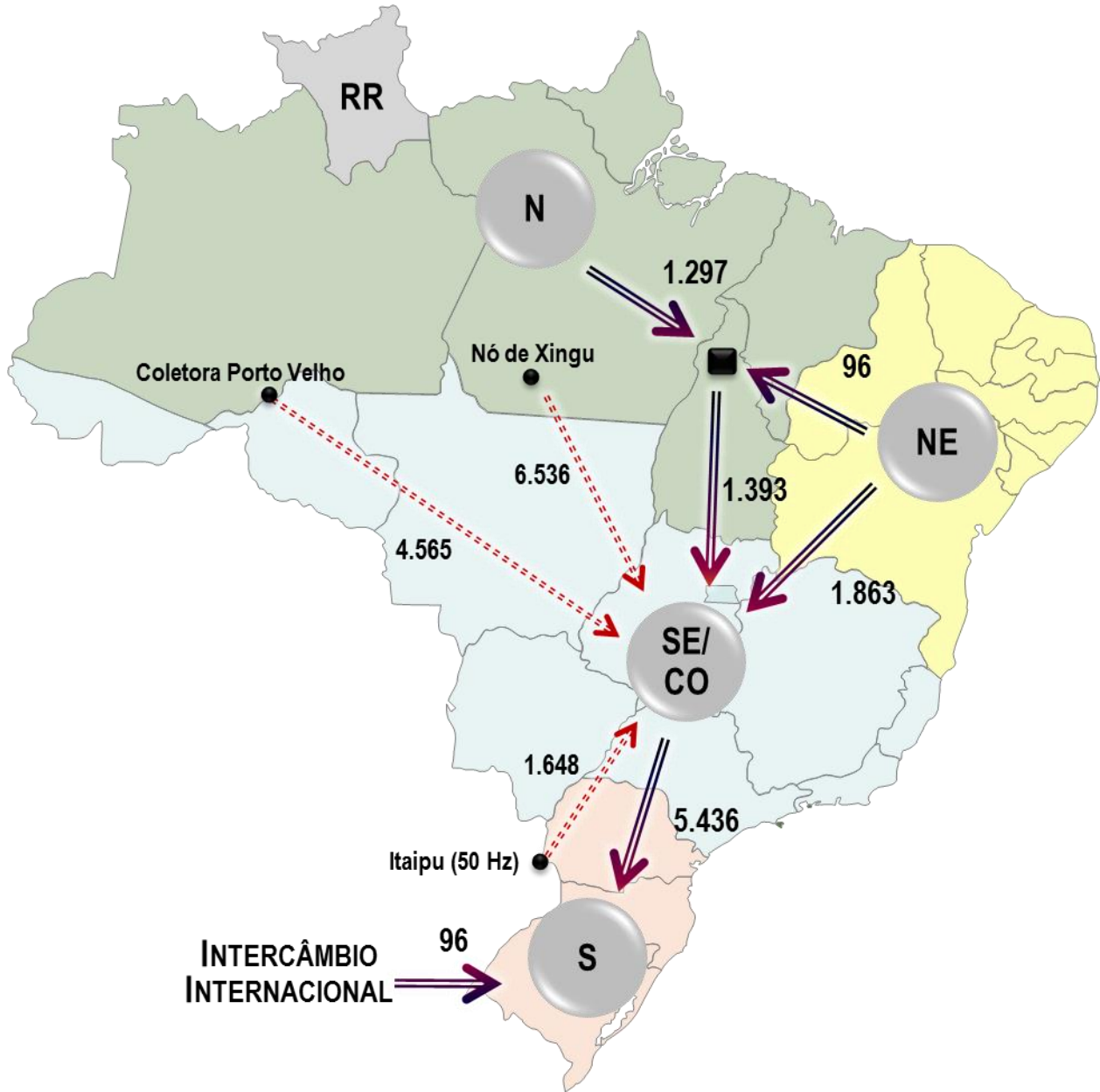


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 Iguazu (PR) e Ibiúna (SP), com uma extensão aproximada de 810 km e fazem parte do Subsistema SE/CO.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em novembro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 50.873 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 1,4% inferior ao verificado no mês anterior e 0,6% superior ao verificado em novembro de 2020. No mês de novembro, as classes industrial, comercial e a denominada demais classes apresentaram crescimento, comparando-se o mesmo mês do ano anterior.

O consumo residencial permanece reduzindo, conforme ocorreu no mês de outubro, comportamento impactado por diversos fatores, dentre os quais potencialmente a vigência do Programa de Redução Voluntária da Demanda para o Ambiente de Contratação Regulado, ACR, além da Bandeira Tarifária Escassez Hídrica, com valor 50% mais elevado do que a bandeira vermelha patamar 2.

Ademais, assim como ocorreu no mês anterior, em novembro os volumes de chuvas foram elevados em grande parte do País, afetando o comportamento dos consumidores residenciais pelo clima mais úmido e pelas temperaturas mais amenas.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/21 GWh	Evolução mensal (Nov/21/Out/21)	Evolução anual (Nov/21/Nov/20)	Dez-19/Nov-20 (GWh)	Dez-20/Nov-21 (GWh)	Evolução
Residencial	12.386	-1,2%	-3,1%	147.123	151.082	2,7%
Industrial	15.357	-1,3%	4,7%	164.803	180.921	9,8%
Comercial	7.549	0,5%	6,3%	83.006	86.493	4,2%
Rural	2.476	-8,9%	-2,1%	30.069	31.366	4,3%
Demais classes ¹	4.172	-3,1%	6,8%	48.062	48.562	1,0%
Perdas e Diferenças ²	8.933	-0,2%	-6,9%	116.307	115.547	-0,7%
Total	50.873	-1,4%	0,6%	589.369	613.970	4,2%

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

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

Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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



Quando se trata do consumo por unidade consumidora (Tabela 4), verifica-se comportamento similar ao percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: com as classes industrial, comercial e a denominada demais classes apresentando crescimento. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras, entre novembro de 2020 e novembro de 2021, exceto as classes rural, que apresentou retração, e a denominada “demais classes”, que apresentou estabilidade no comportamento.

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		
	Nov/20 kWh/NU	Out/21 kWh/NU	Nov/21 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/21/Out/21)	Evolução anual (Nov/21/Nov/20)	Dez-19/Nov-20 (kWh/NU)	Dez-20/Nov-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	171	164	162	-1,3%	-5,0%	164	165	0,6%
Industrial	31.235	32.955	32.502	-1,4%	4,1%	29.238	31.909	9,1%
Comercial	1.211	1.274	1.278	0,4%	5,6%	1.179	1.220	3,5%
Rural	537	576	527	-8,5%	-1,9%	532	557	4,5%
Demais classes ¹	4.887	5.398	5.224	-3,2%	6,9%	5.013	5.068	1,1%
Consumo médio total	473	484	476	-1,7%	0,5%	455	471	3,5%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados:

EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Nov/20	Nov/21	
Residencial	74.772.400	76.315.630	2,1%
Industrial	469.719	472.486	0,6%
Comercial	5.867.374	5.905.660	0,7%
Rural	4.707.064	4.696.623	-0,2%
Demais classes ¹	798.947	798.578	0,0%
Total	86.615.504	88.188.977	1,8%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE.



O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de novembro, 25.466 GWh, valor 1,6% menor do que o verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de novembro, 16.474 GWh, valor 9,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 39,3% 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).

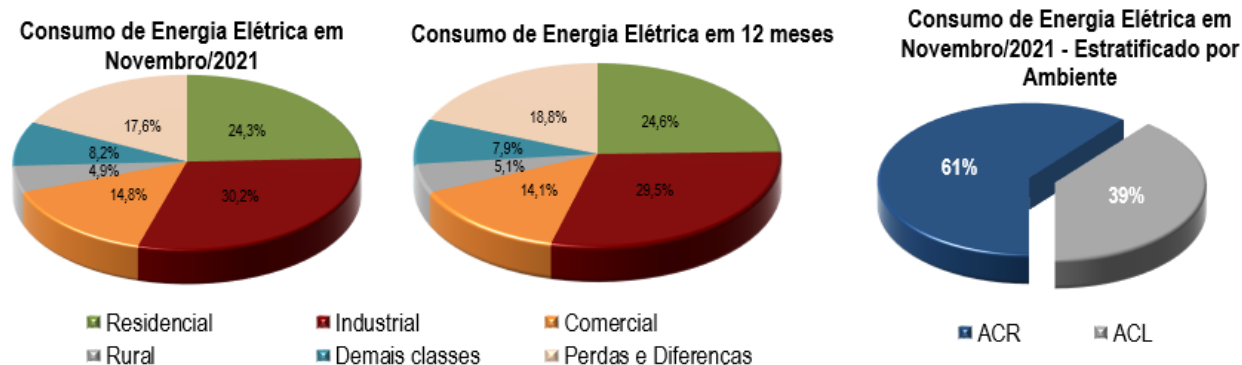


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até dezembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em dezembro de 2021, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados. No entanto, as regiões Nordeste e Norte, assim como vem ocorrendo desde outubro, registraram demanda instantânea máxima bem próxima ao valor recorde histórico.

No comparativo a dezembro dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, com exceção do Sudeste / Centro-Oeste, em dezembro de 2021, foram os maiores do histórico.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	49.107 14/12/2021 - 19h25	17.188 13/12/2021 - 15h47	13.881 02/12/2021 - 21h54	6.919 14/12/2021 - 22h49	84.198 13/12/2021 - 15h57
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.096 30/09/2021 - 22h01	7.358 25/08/2021 - 22h44	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.



4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

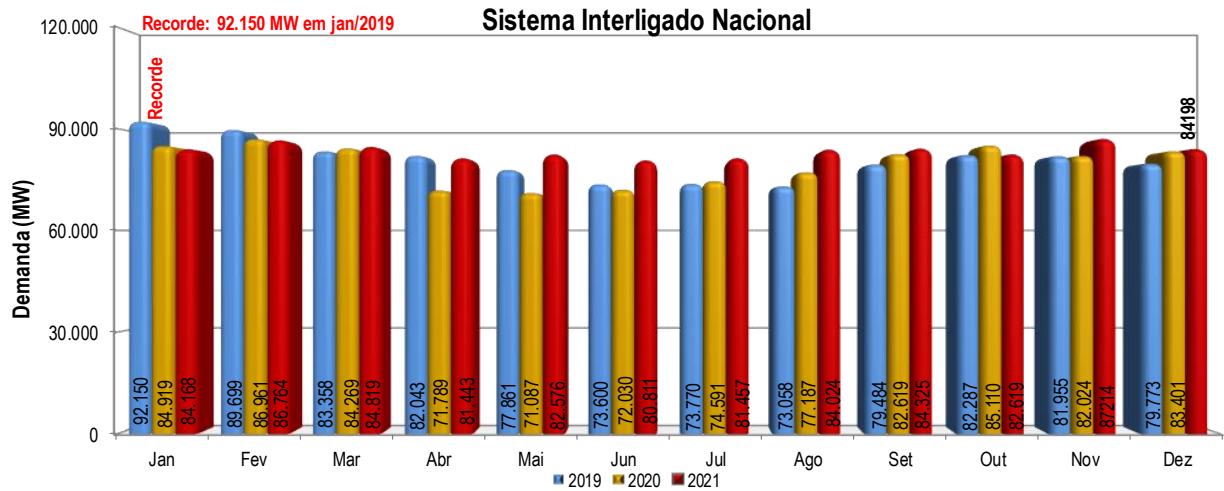


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

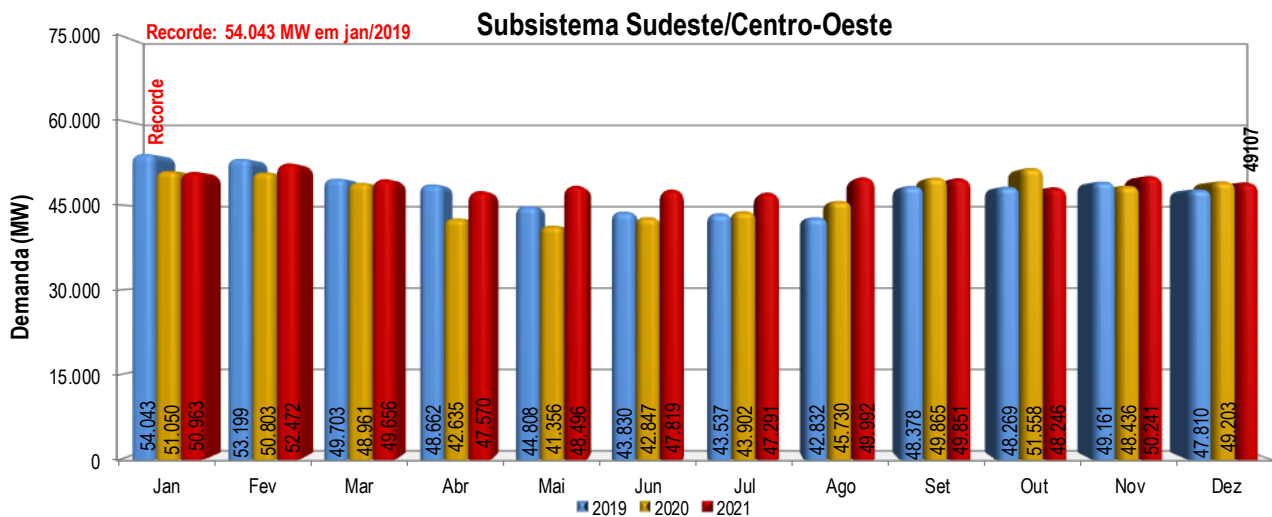


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

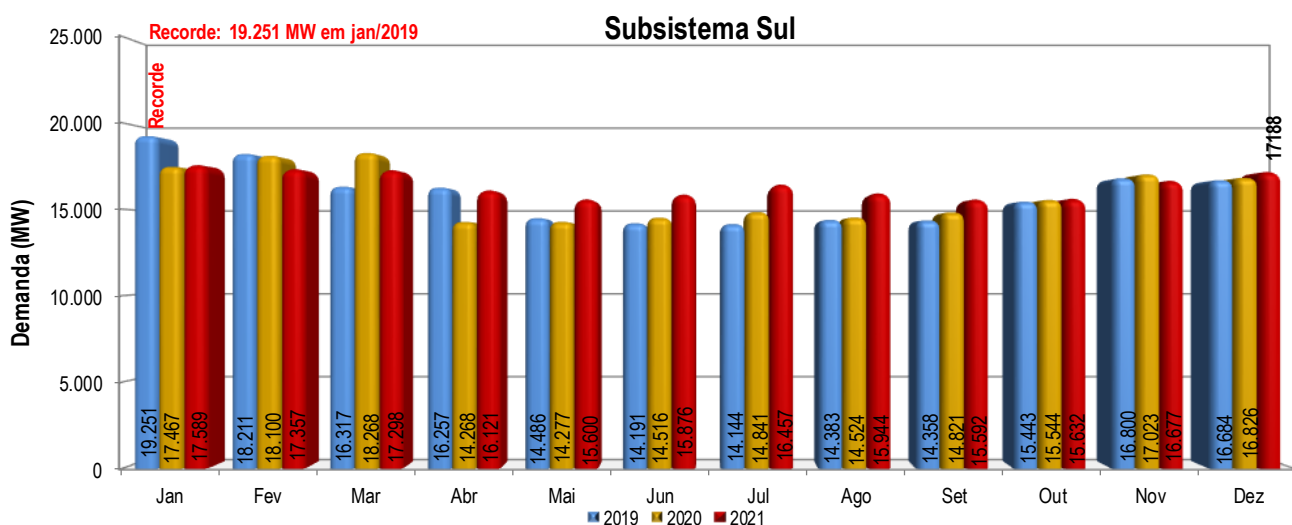


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

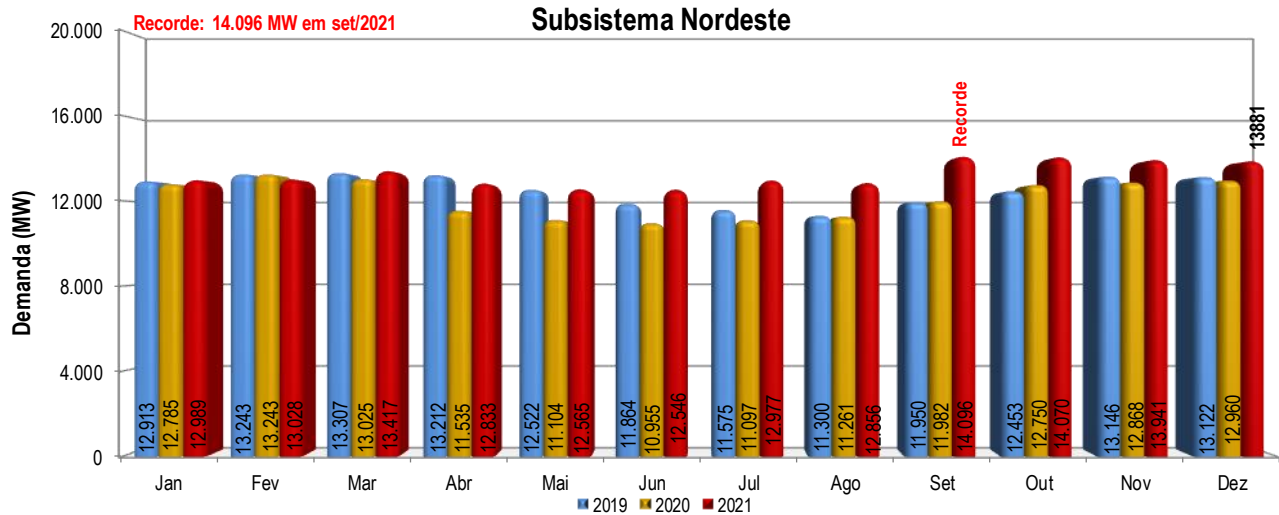


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

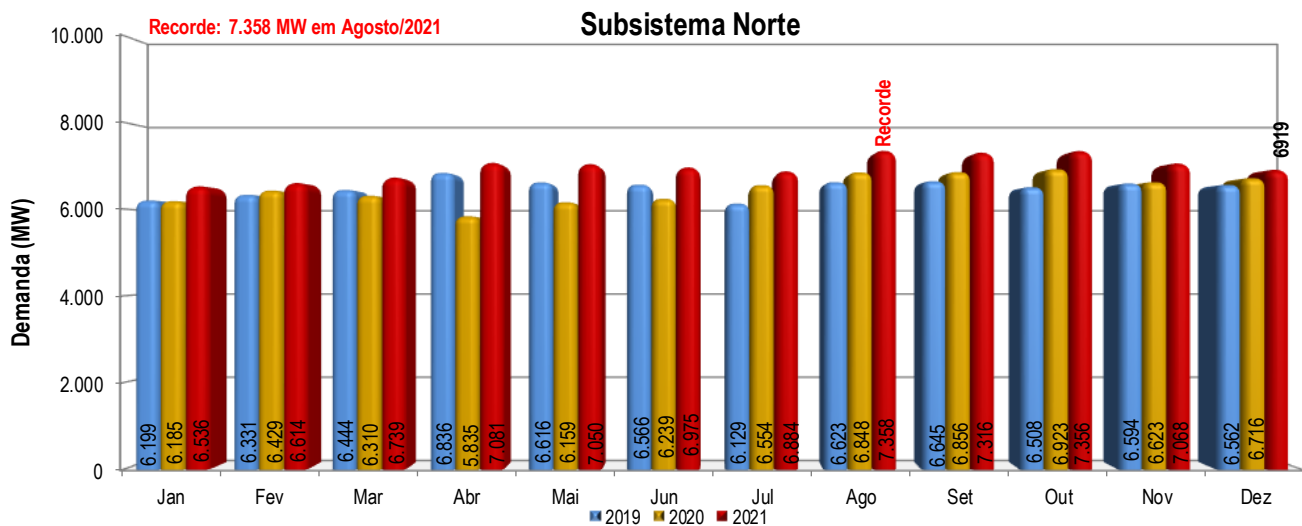


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 190.160 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 10.846 MW (6,0%), com destaque para 5.331 MW de geração de fonte solar, 3.640 MW de fontes eólicas e 1.828 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de dezembro de 2021, 8.551 MW instalados em 757.250 unidades, resultando em 4,5% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 86,8% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Dez/2020		Dez/2021			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2021 - Dez/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.481	109.369	1.449	109.416	57,5%	0,0%
UHE	221	103.027	218	103.003,4	54,2%	0,0%
PCH	421	5.429	426	5.513,0	2,9%	1,6%
CGH	737	816	732	833,6	0,4%	2,2%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	101	97	72	65,9	0,0%	-32,4%
Térmica	3.365	45.143	3.483	46.971	24,7%	4,0%
Gás Natural	165	14.946	167	16.228,9	8,5%	8,6%
Biomassa	577	15.273	593	15.847,3	8,3%	3,8%
Petróleo	2.301	9.012	2.317	8.964,3	4,7%	-0,5%
Carvão	22	3.583	22	3.582,8	1,9%	0,0%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	1,0%	0,0%
Outros Fósseis ²	8	243	10	242,5	0,1%	-0,2%
Térmica GD	290	96	372	115,2	0,1%	20,3%
Eólica	746	17.146	872	20.786	10,9%	21,2%
Eólica (não GD)	681	17.131	789	20.771,1	10,9%	21,2%
Eólica GD	65	15	83	15,03	0,0%	0,8%
Solar	368.539	7.656	761.867	12.987	6,8%	69,6%
Solar (não GD)	3.912	3.287	5.144	4.632,2	2,4%	40,9%
Solar GD	364.627	4.369	756.723	8.354,8	4,4%	91,2%
Capacidade Total sem GD	9.048	174.737	10.421	181.609	95,5%	3,9%
Geração Distribuída - GD	365.083	4.577	757.250	8.551	4,5%	86,8%
Capacidade Total - Brasil	374.131	179.314	767.671	190.160	100,0%	6,0%

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: www.aneel.gov.br/scg/gd. 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 geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,5% da capacidade instalada de geração em dezembro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Dez/2021

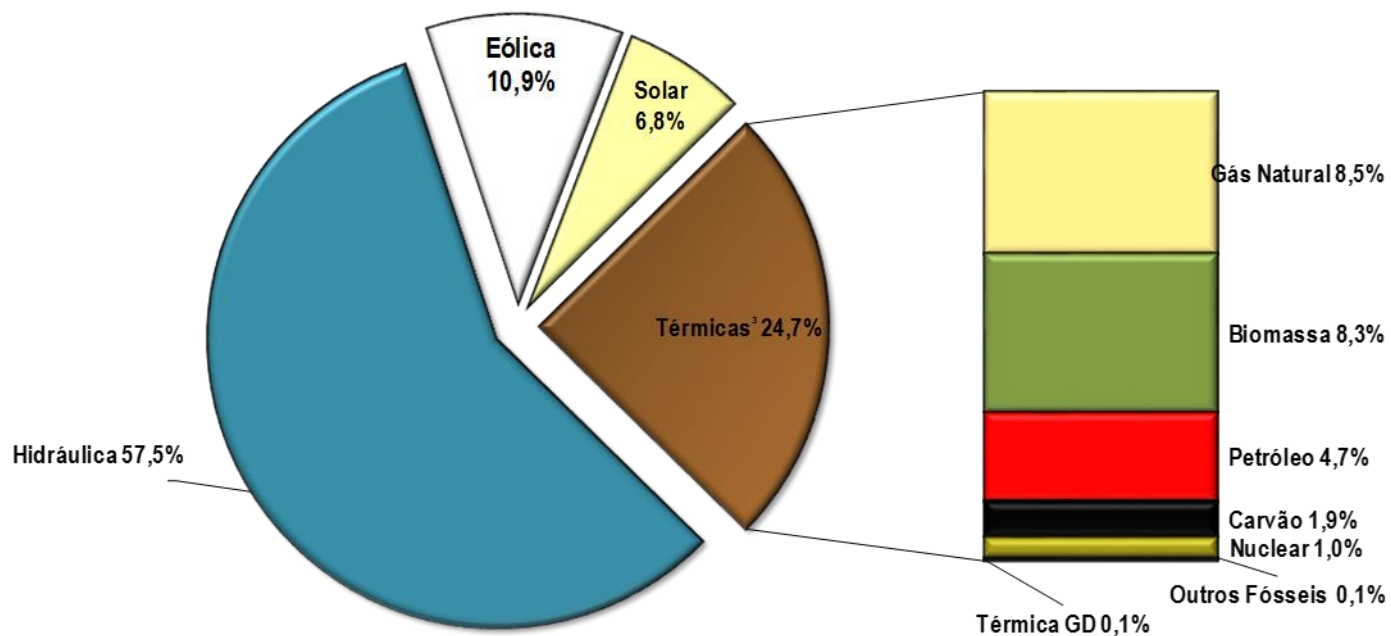


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

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 dezembro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 169.914 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 37,9% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 37,5% de 500 kV, atingindo também 410.882 MVA de subestações, das quais cerca de 46,1% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 27,1% de 230 kV, conforme tabelas a seguir.

Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.¹

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	64.333	37,9%
345	10.359	6,1%
440	6.859	4,0%
500	63.661	37,5%
600 (CC)	12.816	7,5%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,4%
TOTAL	169.914	100%

¹. Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR.

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	111.503	27,1%
345	54.220	13,2%
440	30.892	7,5%
500	189.370	46,1%
750	24.897	6,1%
TOTAL	410.882	100%

^{1 e 2} Os valores totais em operação até dezembro de 2021 (tabelas 8 e 9) foram corrigidos pelo ONS em reunião de consolidação realizada em janeiro/2022.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em dezembro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.122,50 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir.

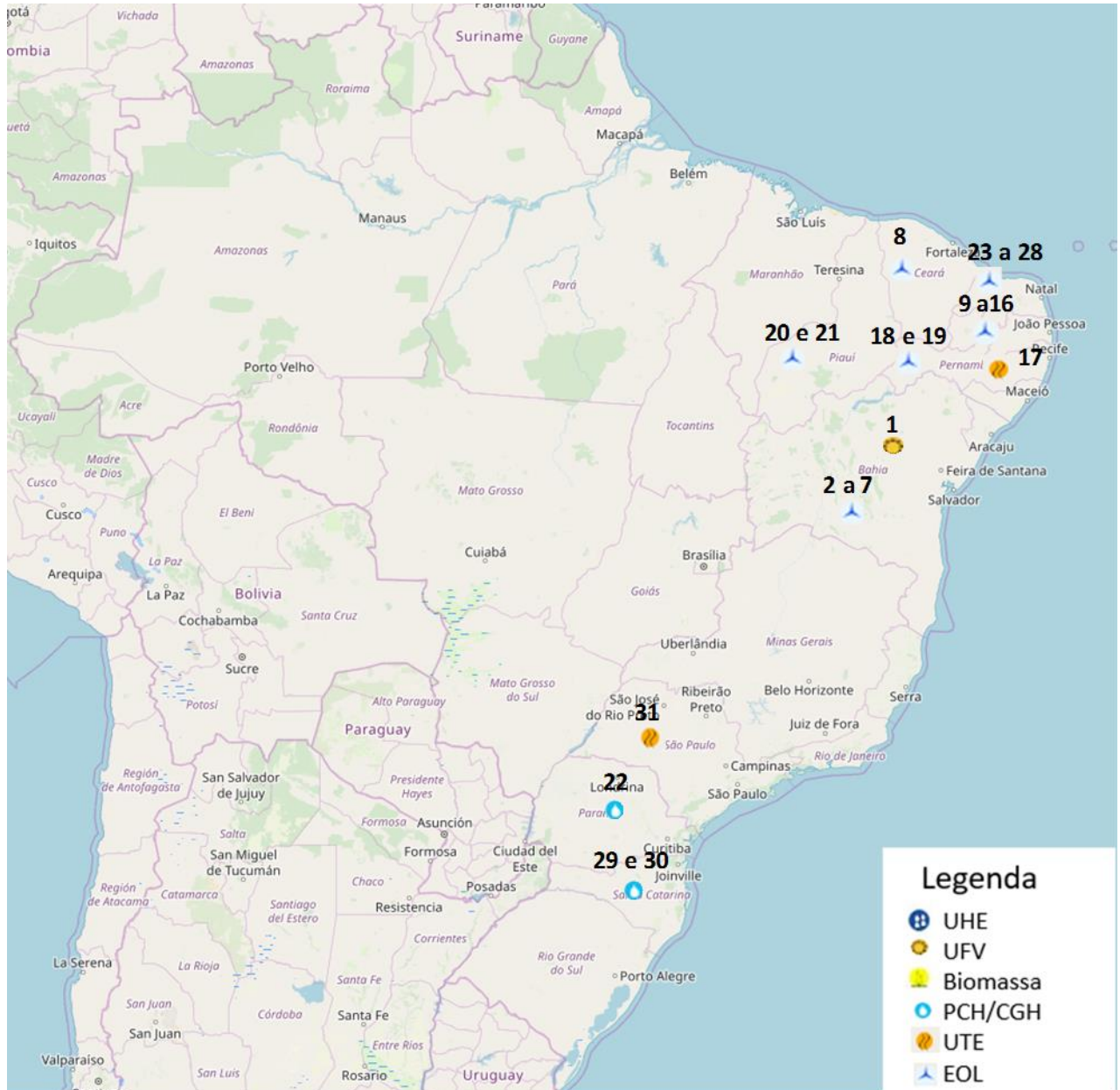


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de dezembro de 2021.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de dezembro de 2021.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	UFV	UFV Juazeiro VI	1 a 30	47,29	BA	UFV.RS.BA.043285-7.01
2	Eólica	EOL Ventos de Santa Esperança 22	1 a 11	46,20	BA	EOL.CV.BA.034512-1.01
3	Eólica	EOL Ventos da Bahia XIII	1 a 6	33,00	BA	EOL.CV.BA.032535-0.01
4	Eólica	EOL Ventos da Bahia XIV	3 e 4	11,00	BA	EOL.CV.BA.032536-8.01
5	Eólica	EOL Ventos de Santa Esperança 25	1 a 6	25,20	BA	EOL.CV.BA.034513-0.01
6	Eólica	EOL Teiú 3	1 a 10	23,50	BA	EOL.CV.BA.037093-2.01
7	Eólica	EOL Casa Nova A	10 e 11	3,00	BA	EOL.CV.BA.037209-9.01
8	Eólica	EOL Serra do Mato IV	1 a 5	21,00	CE	EOL.CV.CE.032378-0.01
9	Eólica	EOL Canoas 2	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.035181-4.01
10	Eólica	EOL Canoas 3	8 a 10	10,40	PB	EOL.CV.PB.037952-2.01
11	Eólica	EOL Canoas 4	1 a 6 e 8 e 10	27,72	PB	EOL.CV.PB.037953-0.01
12	Eólica	EOL Chafariz 3	8 a 10	10,40	PB	EOL.CV.PB.034642-0.01
13	Eólica	EOL Chafariz 4	1 e 2	6,93	PB	EOL.CV.PB.034644-6.01
14	Eólica	EOL Chafariz 5	4 e 5	6,93	PB	EOL.CV.PB.034646-2.01
15	Eólica	EOL Lagoa 3	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.038029-6.01
16	Eólica	EOL Lagoa 4	1 a 6	20,79	PB	EOL.CV.PB.038030-0.01
17	UTE	UTE Asja Jaboatão	18	1,43	PE	UTE.RU.PE.040643-0.01
18	Eólica	EOL Pau Ferro II	1 a 9	49,50	PE	EOL.CV.PE.044553-3.01
19	Eólica	EOL Tacaicó II	1 a 9	49,50	PE	EOL.CV.PE.044554-1.01
20	Eólica	EOL Aura Queimada Nova 01	1 a 7	32,20	PI	EOL.CV.PI.032863-4.01
21	Eólica	EOL Aura Queimada Nova 02	1 a 10	46,00	PI	EOL.CV.PI.040567-1.01
22	PCH	PCH Zeca Golin (Antiga Fazenda do Salto)	1 e 2	9,85	PR	PCH.PH.PR.035340-0.01
23	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 11	7	4,20	RN	EOL.CV.RN.038320-1.01
24	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 14	1 e 2 e 8 e 12	16,80	RN	EOL.CV.RN.038323-6.01
25	Eólica	EOL Ventos de São Januário 23	7 a 14	33,60	RN	EOL.CV.RN.040625-2.02
26	Eólica	EOL Santa Rosa E Mundo Novo II	1 a 7	29,40	RN	EOL.CV.RN.035211-0.01
27	Eólica	EOL Santa Rosa E Mundo Novo V	1 a 6	25,20	RN	EOL.CV.RN.037664-7.01
28	Eólica	EOL Vila Espírito Santo V (Antiga Potiuar B25)	1 a 9	37,80	RN	EOL.CV.RN.040598-1.01
29	PCH	PCH Âmbar	1 e 2	5,10	SC	PCH.PH.SC.033613-0.01
30	PCH	PCH Linha Rica	1 a 10	9,97	SC	PCH.PH.SC.032879-0.01
31	UTE	UTE Bracell	1 a 3	409,31	SP	UTE.FL.SP.043249-0.01
				1.122,50		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em dezembro de 2021, a entrada em operação de 26 Usinas com 686,85 MW (61,2%) de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte.



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em dezembro de 2021.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Dez/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Dez/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Dez/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	19,82	108,05	5,10	10,60	24,92	118,65
PCH	19,82	103,54	5,10	10,60	24,92	114,14
CGH	0,00	4,51	0,00	0,00	0,00	4,51
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	0,00	1.559,35	410,73	890,30	410,73	2.449,64
Biomassa	0,00	130,49	410,73	623,98	410,73	754,47
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.338,30	0,00	202,32	0,00	1.540,62
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	90,56	0,00	64,00	0,00	154,56
Eólica	359,61	1.670,67	279,96	2.023,65	639,56	3.694,32
Eólica (não GD)	359,61	1.670,67	279,96	2.023,65	639,56	3.694,32
Solar	0,00	519,89	47,29	779,57	47,29	1.299,46
Solar (não GD)	0,00	519,89	47,29	779,57	47,29	1.299,46
TOTAL	379,42	3.857,96	743,08	3.704,11	1.122,50	7.562,07

Fonte dos dados: MME / SEE.

A Tabela 11 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração em 2021 por Ambiente de Contratação – Livre (ACL) e Regulado (ACR). Na Figura 20, mostra-se essa participação por subsistema elétrico – Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte – com destaque para o Nordeste, que realizou 89,2% desse crescimento.

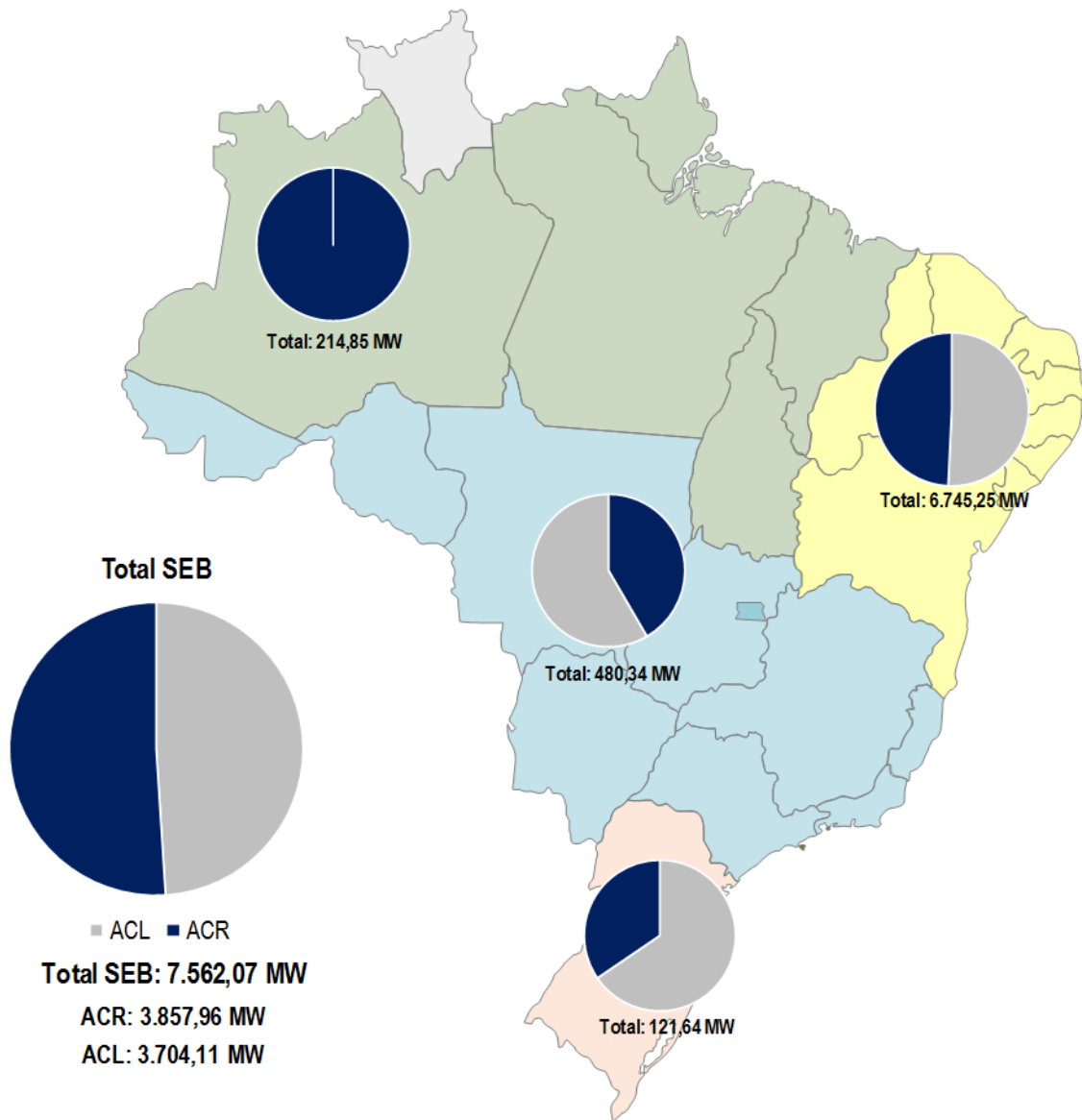


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.

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 2024, está prevista a entrada em operação de 29.178,33 MW de capacidade instalada, com destaque para 16.721,04 MW de fonte solar centralizada, 6.732,78 MW de fonte eólica, 4.872,83 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 851,68 MW, representando apenas 2,9% do total. Destaca-se, também, que 22.247,67 MW (76,2%) 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 2024.

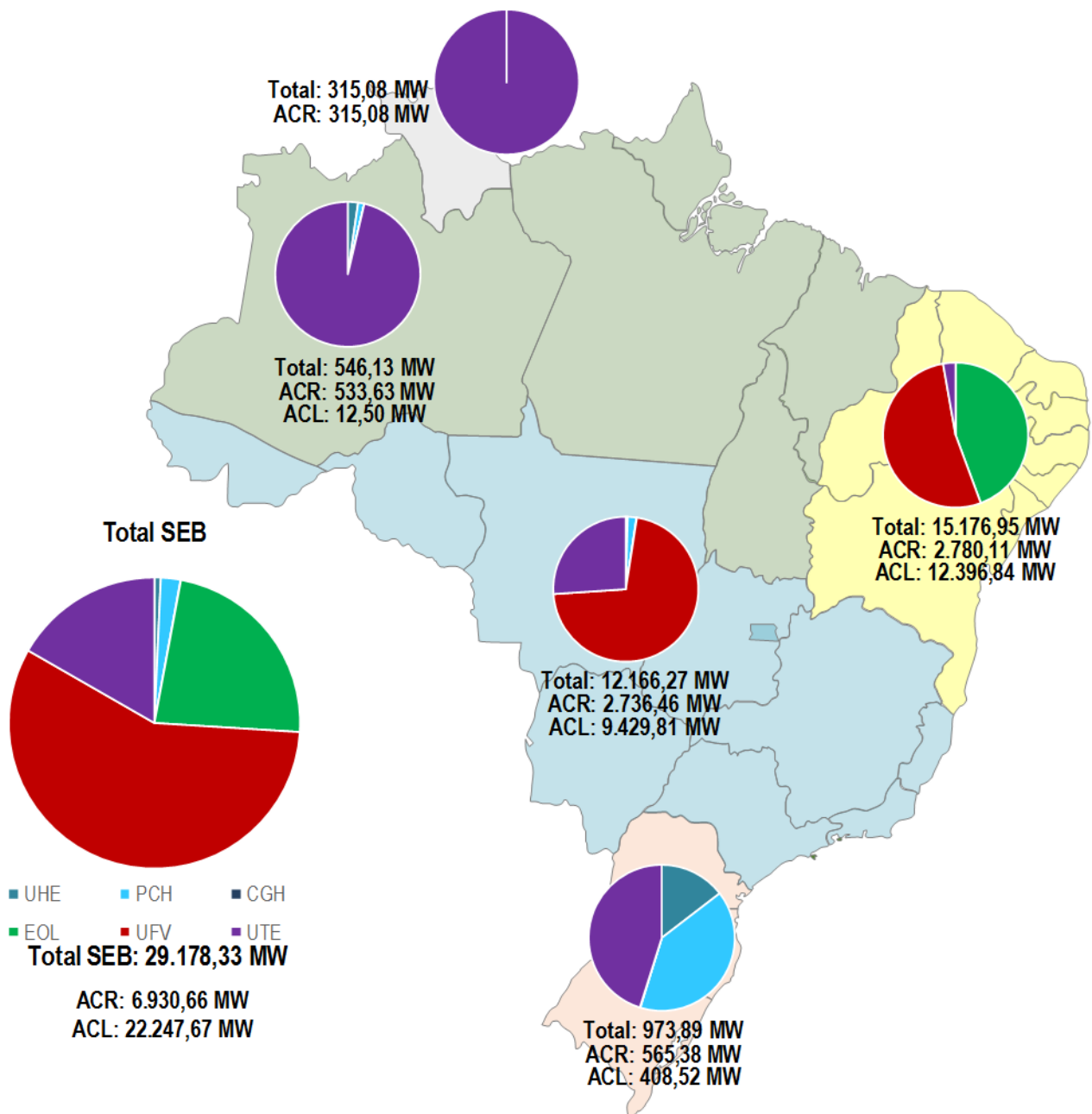


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2024.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)
Hidráulica	146,22	297,98	188,55	56,60	71,19	91,16	202,82	369,16	279,71
PCH	143,62	147,58	138,55	56,60	58,69	91,16	200,22	206,26	229,71
CGH	2,60	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	8,50	0,00
UHE	0,00	141,90	50,00	0,00	12,50	0,00	0,00	154,40	50,00
Térmica	1.559,29	1.439,29	747,90	567,11	455,35	103,88	2.126,40	1.894,65	851,78
Eólica	834,65	796,50	79,00	1.338,49	2.955,57	728,57	2.173,14	3.752,07	807,57
Eólica (não GD)	834,65	796,50	79,00	1.338,49	2.955,57	728,57	2.173,14	3.752,07	807,57
Solar	485,09	256,20	100,00	2.637,64	7.870,08	5.372,04	3.122,73	8.126,27	5.472,04
Solar (não GD)	485,09	256,20	100,00	2.637,64	7.870,08	5.372,04	3.122,73	8.126,27	5.472,04
TOTAL	3.025,25	2.789,97	1.115,45	4.599,83	11.352,19	6.295,64	7.625,08	14.142,15	7.411,10

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



Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em dezembro de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Tais equipamentos caracterizam-se conforme descrito nas tabelas a seguir, compreendendo 1.605,6 km o total de linhas de transmissão e 450 MVA de capacidade de transformação com entrada em operação em dezembro de 2021.

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 Vento Bahia III / Vento Bahia II	13,7	BA
2	230	Seccionamento LT Mossoró II / Açú II na SE Açú III	4,7	RN
3	230	Seccionamento LT Londrina ESU / Apucarana C1 na SE Londrina Sul	0,8	PR
4	230	Seccionamento LT Areia / Ponta Grossa Norte C1 na SE Ponta Grossa	4,4	PR
5	230	LT União da Vitória Norte / São Mateus do Sul C1	103,0	PR
6	230	LT Areia / União da Vitória Norte C1	53,0	PR
7	230	LT Fonte dos Ventos II / Tacaratu	1,0	PE
8	500	LT Pirapora 2 / Presidente Juscelino C1	177,0	MG
9	500	LT Serra Pelada / Itacaiúnas C1	115,0	PA/TO
10	525	LT Guaíba 3 / Nova Santa Rita C2	36,0	RS
11	525	LT Gravataí / Guaíba 3 C1	127,0	RS
12	525	LT Guaíba 3 / Povo Novo C2	245,0	RS
13	500	LT Fernão Dias / Terminal Rio C1	307,0	SP/RJ
14	500	LT Gilbués II / Miracema C3	418,0	PI/TO
TOTAL			1.605,6	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
15	230	SE Ribeiro Gonçalves	50,0	PI
16	230	SE Presidente Dutra TR4	100,0	MA
17	500	SE Barreiras II TR2	300,0	BA
TOTAL			450,0	

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

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



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	180,6	1.746,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	1.425,0	5.963,9
TOTAL	1.605,6	7.822,0

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	150,0	5.282,5
440	0,0	1.700,0
500	300,0	11.082,0
TOTAL	450,0	18.064,5

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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

Os valores totais em operação até dezembro de 2021 (tabelas 16 e 17) foram corrigidos pelo ONS em reunião de consolidação realizada em janeiro/2022.

7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação¹

Até 2024, está prevista a entrada em operação de 18.928,3 km de linhas de transmissão (LT) e 64.437,9 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)	Previsão 2024 (km)
230	1.755,9	2.998,9	292,4
345	246,2	154,0	209,0
440	37,0	61,0	0,0
500	6.260,9	3.280,5	2.945,5
TOTAL	8.987,0	6.494,4	3.446,9

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)	Previsão 2024 (MVA)
230	7.121,0	4.985,0	4.435,0
345	3.150,0	1.065,0	3.210,0
440	0,0	300,0	0,0
500	20.883,0	14.612,0	4.676,9
TOTAL	31.154,0	20.962,0	12.321,9

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. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de novembro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 60,2 % do total gerado no País, valor 7,1 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica e térmica tiveram decréscimo em relação ao verificado em outubro de 2,6 p.p. e de 4,5 p.p., representando 12,2 % e 25,9 %, respectivamente, do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 77,5 % da matriz de produção de energia elétrica brasileira em novembro de 2021, acréscimo de 2,8 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Novembro/2021

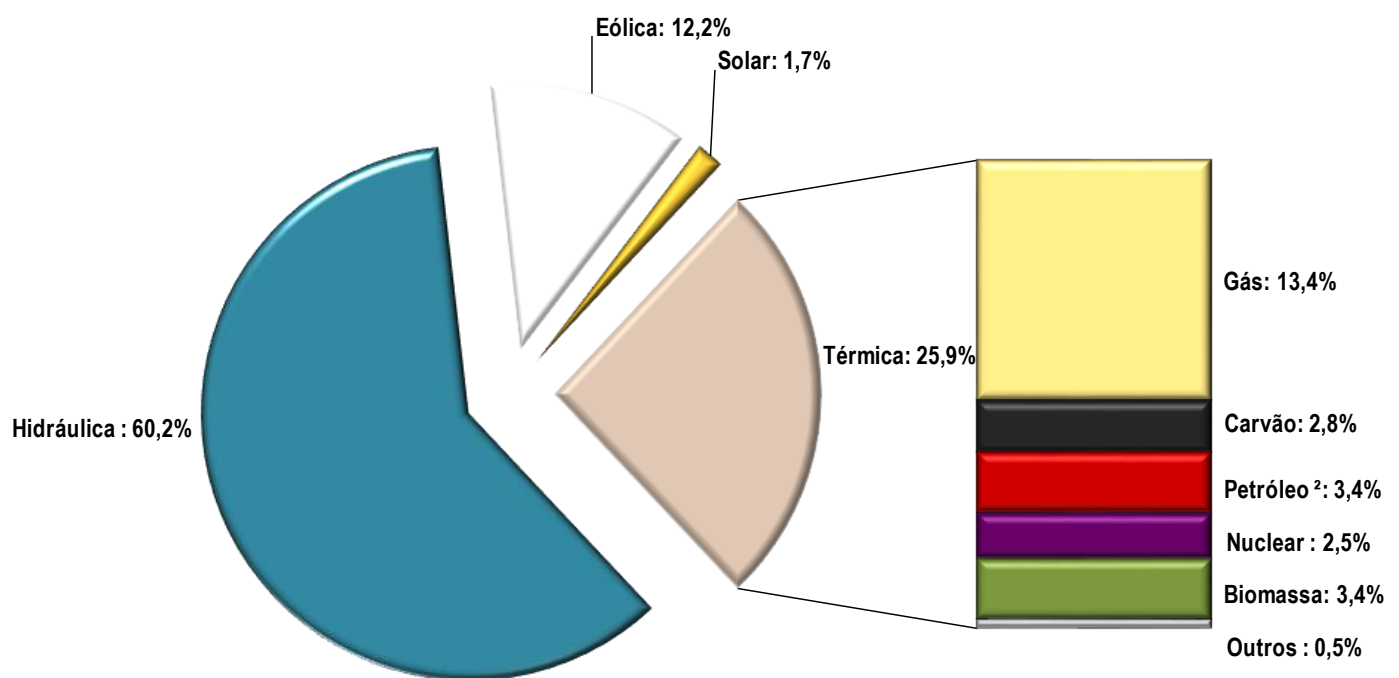


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

Dados contabilizados até novembro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional¹

No mês de novembro, a geração hidráulica no SIN teve aumento de 11,9% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com novembro de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 0,3%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 3,8%, 9,9% e 72,9%. Já em relação ao total de geração no mês de novembro, houve aumento de 2,6% em relação a novembro de 2020.

Com relação à fonte térmica, assim como tem ocorrido nos meses anteriores e publicado nos Boletins Mensais antecedentes a este, destaca-se o aumento de 3,8% observado no mês de novembro em comparação ao mesmo mês de 2020. O fato associa-se ainda à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, em sua 236ª Reunião (Extraordinária), ocorrida em 16 de outubro de 2020, e comandos posteriores, para que o ONS possa despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito de modo a garantir a segurança do atendimento, especialmente frente à permanência de canários adversos de atendimento. Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 10,7% no valor total, o que se justifica pela recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/20 (GWh)	Out/21 (GWh)	Nov/21 (GWh)	Evolução mensal (Nov/21 / Out/21)	Evolução anual (Nov/21 / Nov/20)	Dez/19-Nov/20 (GWh)	Dez/20-Nov/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	28.889	25.722	28.790	11,9%	-0,3%	363.968	361.993	-0,5%
Térmica	11.937	14.440	12.386	-14,2%	3,8%	94.229	134.997	43,3%
Gás	5.922	6.982	6.387	-8,5%	7,8%	37.802	65.134	72,3%
Carvão	1.312	1.527	1.348	-11,8%	2,7%	9.482	15.090	59,1%
Petróleo ²	732	2.005	1.624	-19,0%	121,9%	3.203	12.919	303,4%
Nuclear	1.230	1.298	1.211	-6,7%	-1,6%	12.958	13.367	3,2%
Outros	247	170	180	-	-27,3%	3.075	2.571	-16,4%
Biomassa	2.495	2.459	1.638	-33,4%	-34,3%	27.708	25.915	-6,5%
Eólica	5.292	7.179	5.817	-19,0%	9,9%	54.954	70.305	27,9%
Solar	459	806	794	-1,5%	72,9%	5.897	7.301	23,8%
TOTAL	46.577	48.147	47.787	-0,7%	2,6%	519.048	574.596	10,7%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/20 (GWh)	Out/21 (GWh)	Nov/21 (GWh)	Evolução mensal (Nov/21 / Out/21)	Evolução anual (Nov/21 / Nov/20)	Dez/19-Nov/20 (GWh)	Dez/20-Nov/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,0	0,0	2,2	-	-	1	25,4	-
Gás	14,6	13,1	13,7	5,0%	-5,8%	144	155,2	7,9%
Petróleo ²	346,6	292,3	331,3	13,4%	-4,4%	3.878	3.669	-5,4%
Biomassa	4,9	4,8	4,7	-2,0%	-5,4%	46	51,6	13,0%
TOTAL	367	310	352	13,5%	-4,2%	4.069	3.901	-4,1%

¹ Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Na geração hidráulica, está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil. ² Em Petróleo, estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

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

Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de novembro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 36,9%, com total de 7.003 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 42,3%, o que indica aumento de 2,8 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em novembro de 2021, aumentou 1,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 38,8%, com total de 818 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34,3%, o que indica redução de 0,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

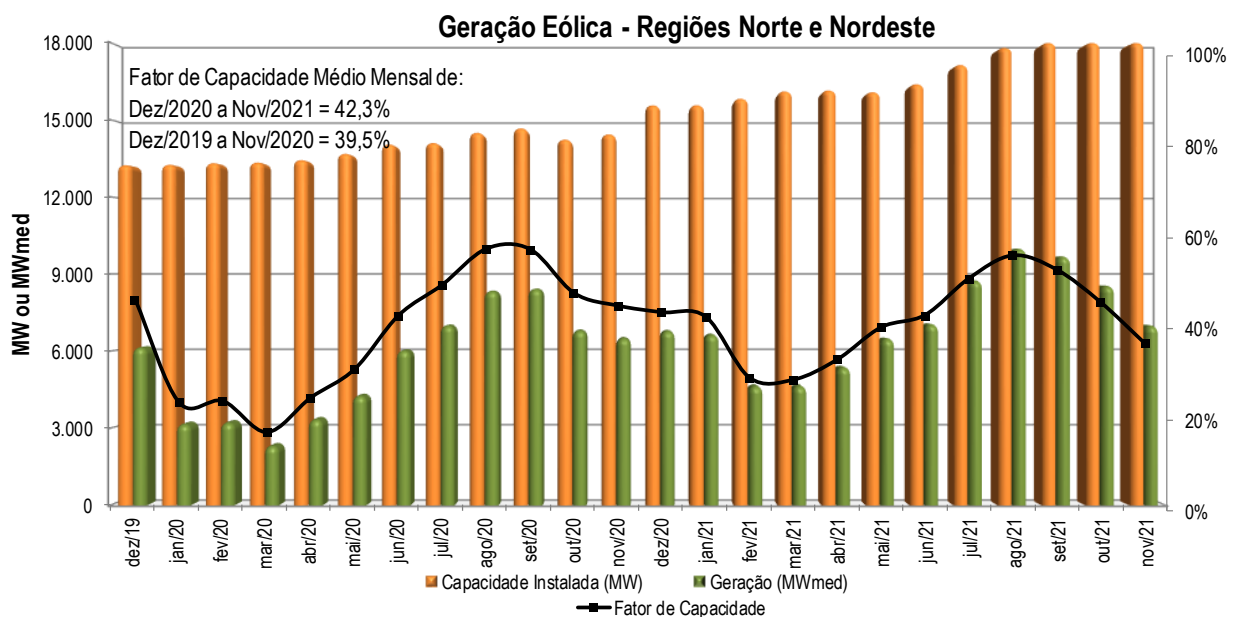


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

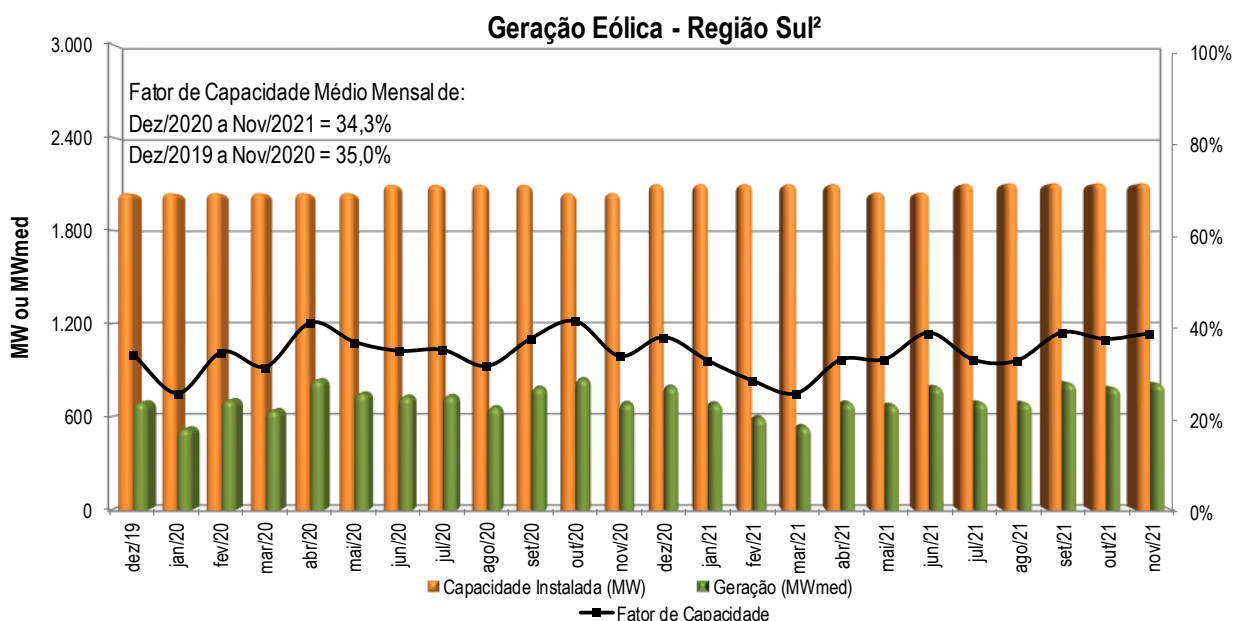


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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

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

Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em novembro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 38.788 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 60.732 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 63,9%.

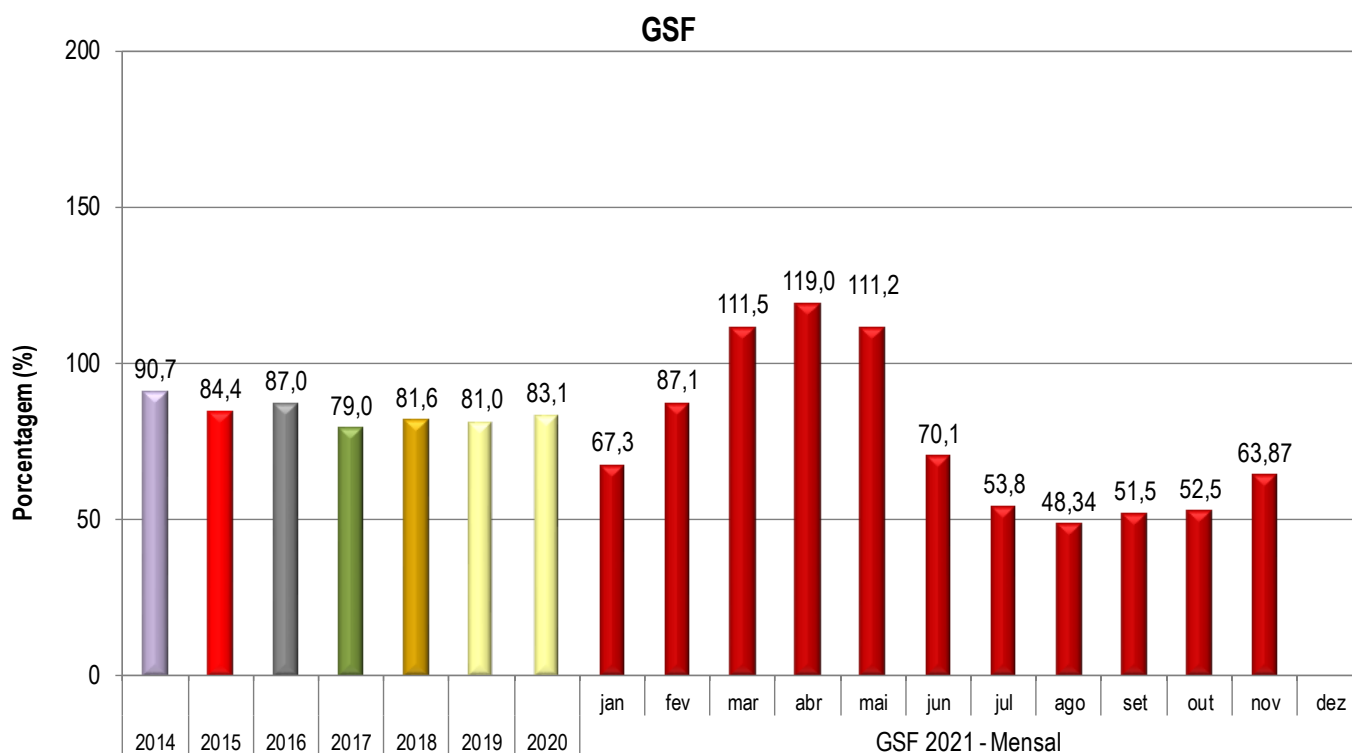


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 11. 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)	44.891	50.638	51.863	46.025	42.509	36.705	32.426	30.979	33.476	33.522	38.788	
Garantia Física Sazonalizada (MWmédio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308	64.090	64.957	63.898	60.732	
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8	48,3	51,5	52,5	63,9	

Dados contabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em dezembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 5,64 / MWh e R\$ 154,30 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas, no intervalo da 0h00 às 0h30h do dia 11/12. Ressalta-se que a média dos valores do CMO do mês foi de aproximadamente R\$ 69 / MWh em face à melhora permanente nas condições de atendimento do SIN, destacadamente quanto às vazões verificadas e expectativa de permanência das precipitações em relevantes bacias hidrográficas sob a ótica da geração de energia elétrica.

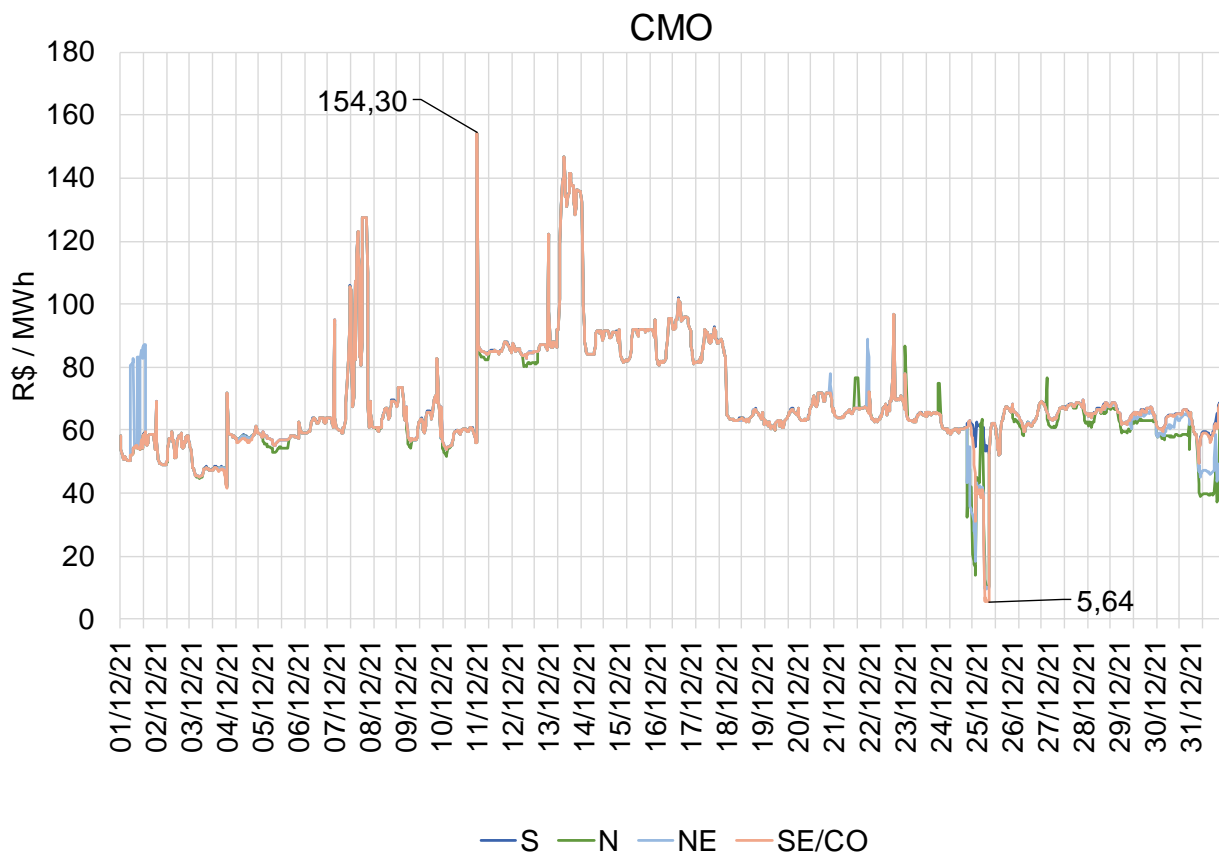


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em dezembro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 87,81 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 15h às 16h do dia 13/12. Já o menor valor, que corresponde ao PLD mínimo horário para 2021, conforme regulação, foi verificado em todos os subsistemas diversas vezes: no intervalo das 23h às 00h do dia 3/12, em diversos horários ao longo do feriado de Natal, e no dia 31/12 em diversos horários apenas nos subsistemas Norte e Nordeste. Na média, o PLD se estabeleceu em torno de R\$ 66 / MWh no mês de dezembro.

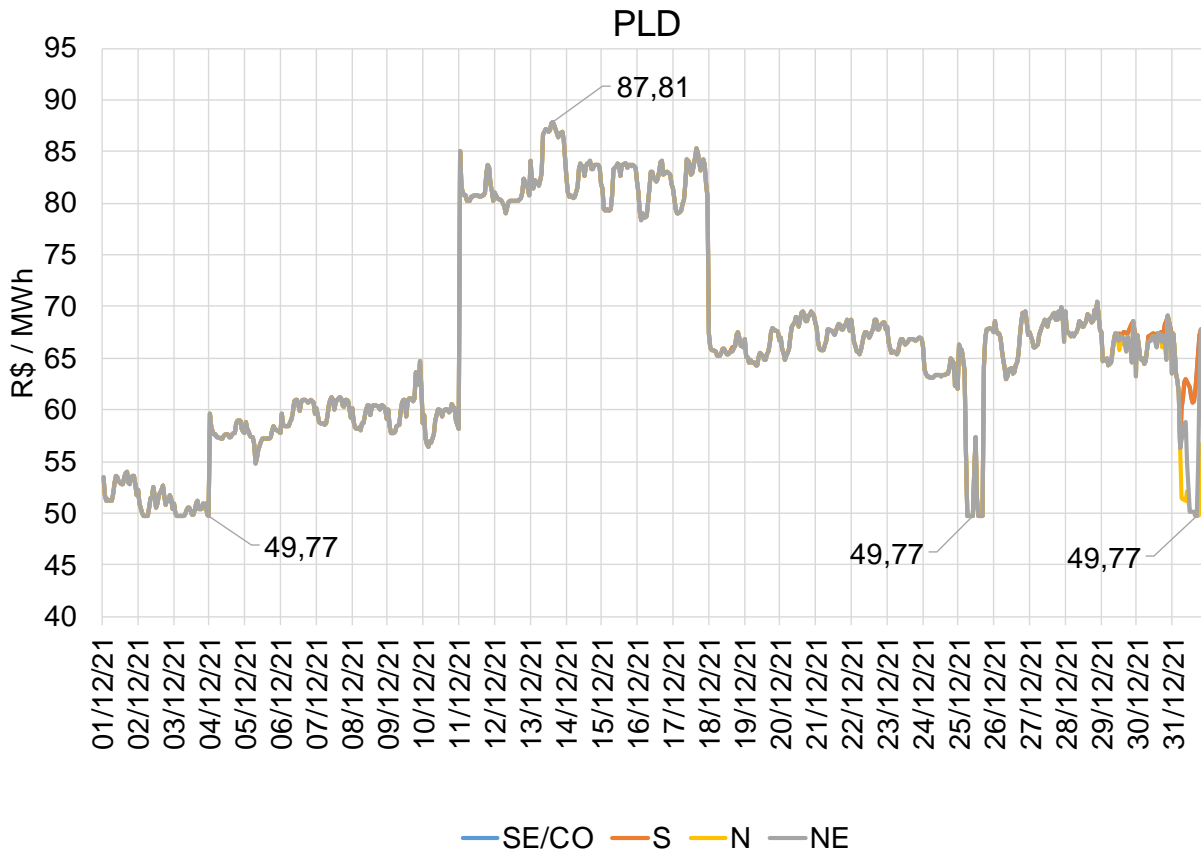


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.

11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em novembro de 2021 totalizaram R\$ 4,96 bilhões, montante praticamente igual ao verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 4,90 bilhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de novembro se refere ao Encargo por Segurança Energética, responsável por cerca de 74% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 3,7 bilhões.

Em seguida, a maior parcela verificada corresponde ao encargo por importação. Os encargos por Segurança Energética e Importação somados equivalem a aproximadamente 97% do total de encargos e são consequência da otimização energética realizada pelo ONS, e de acordo com a autorização do CMSE, que resulta no uso da fonte térmica, inclusive, fora da ordem de mérito de custo (encargo sobre segurança energética), e da energia importada (da Argentina e do Uruguai) sem substituição (encargo sobre importação).

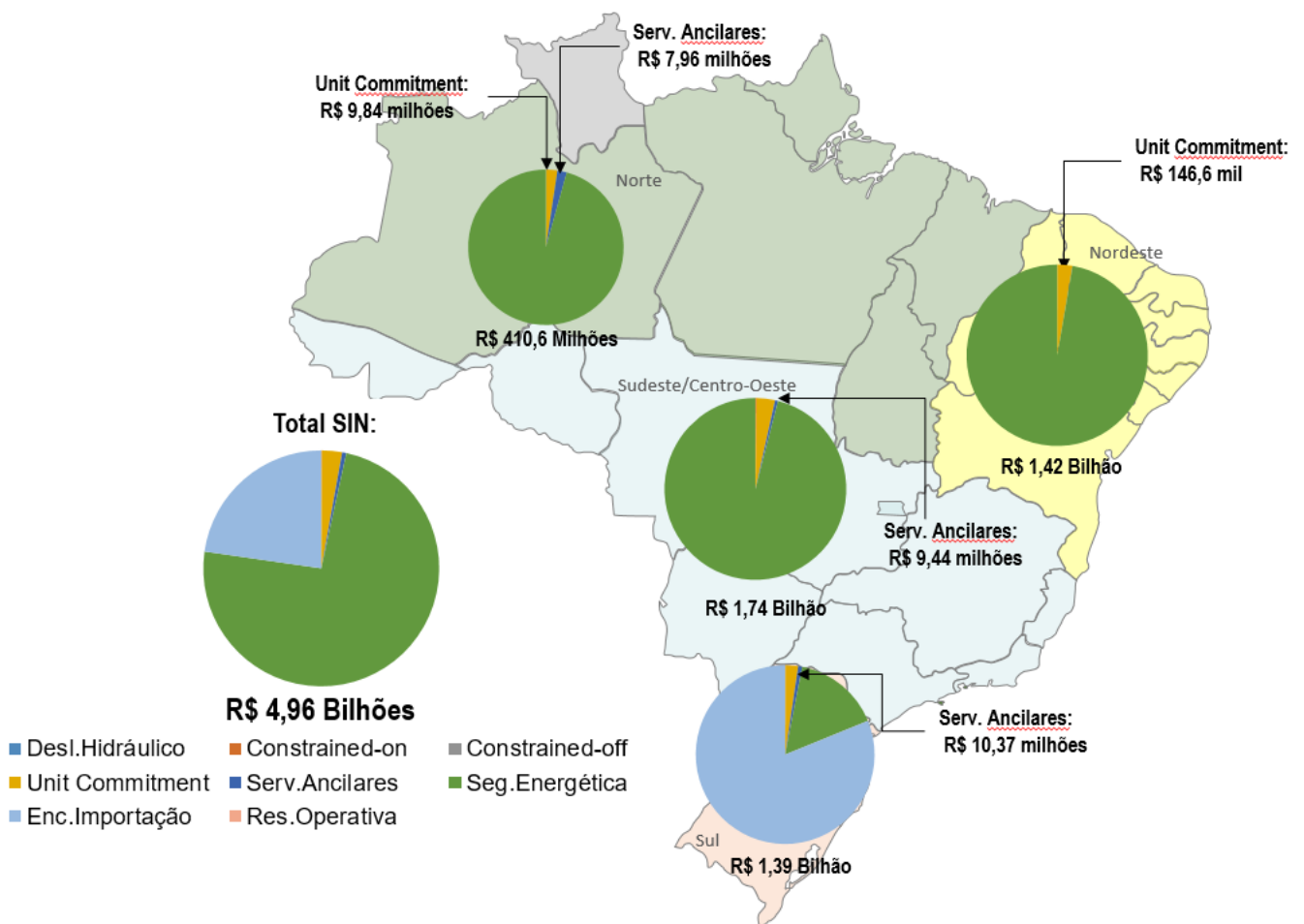


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

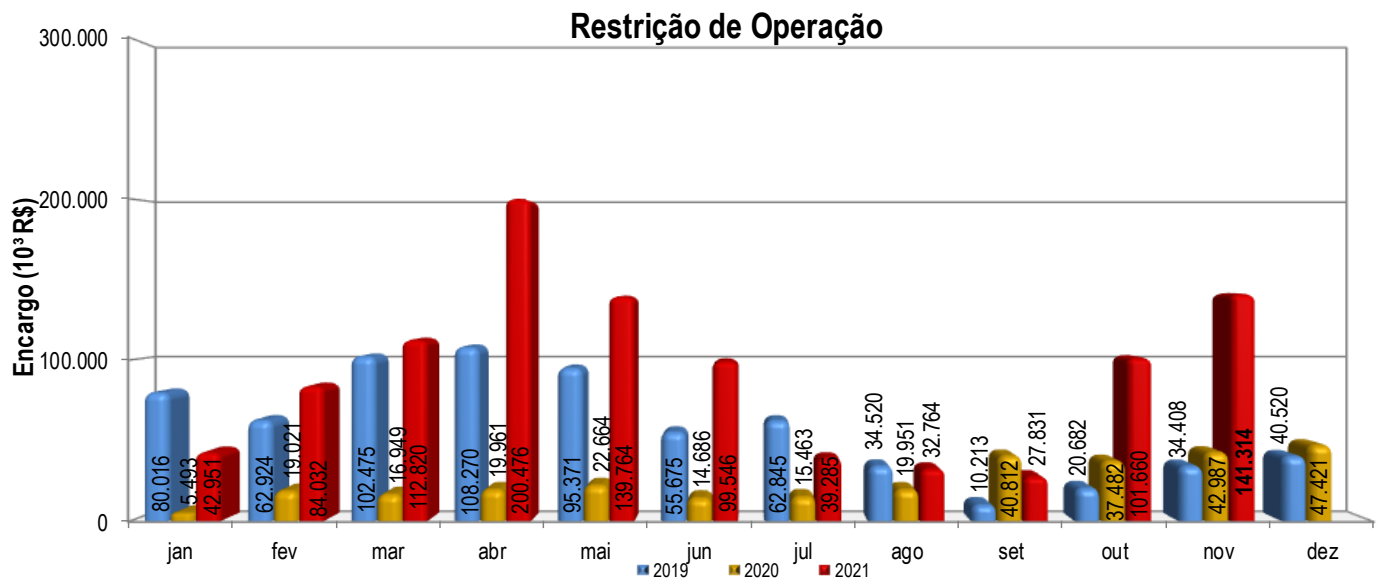


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

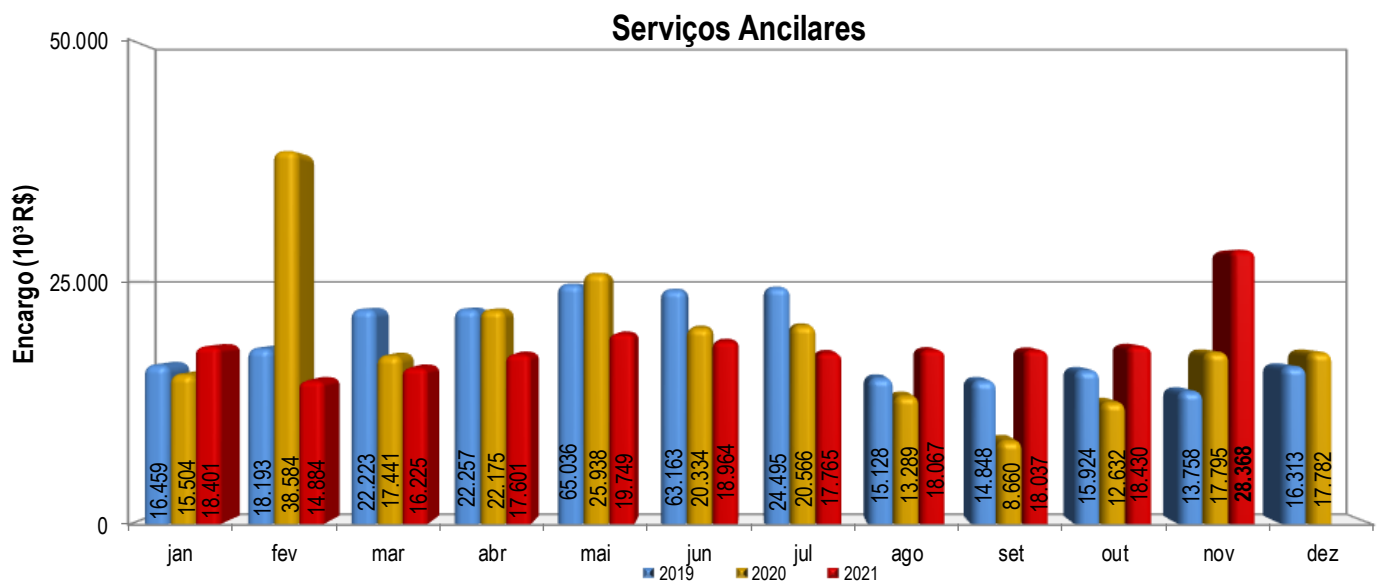


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

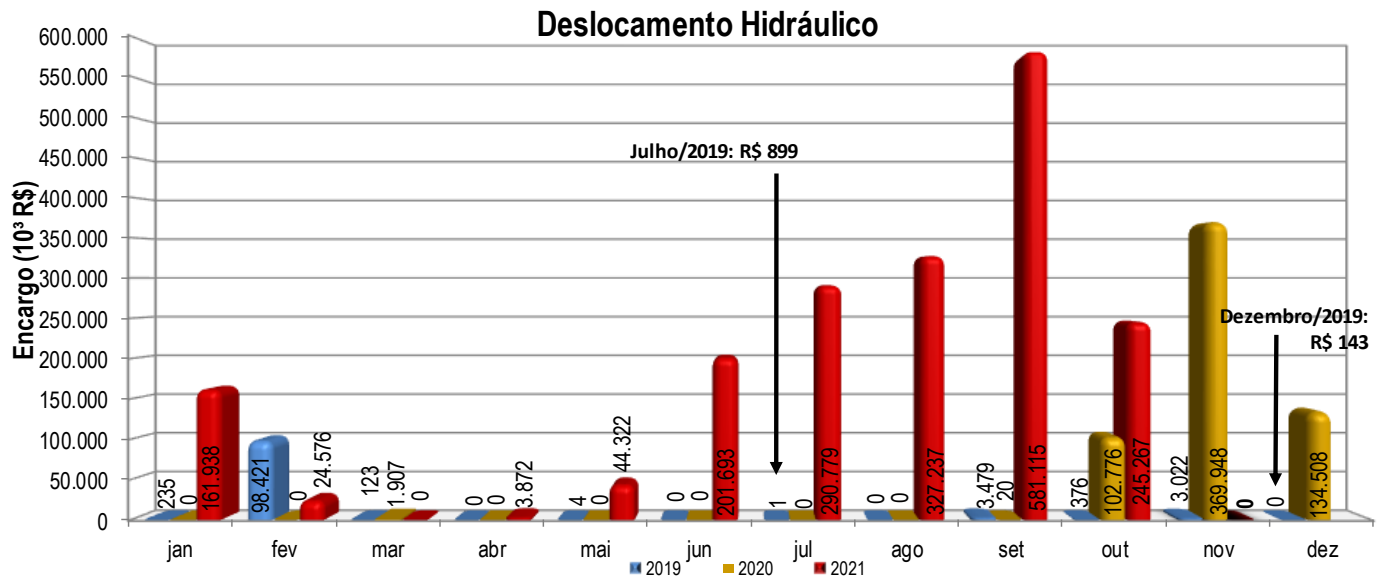


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

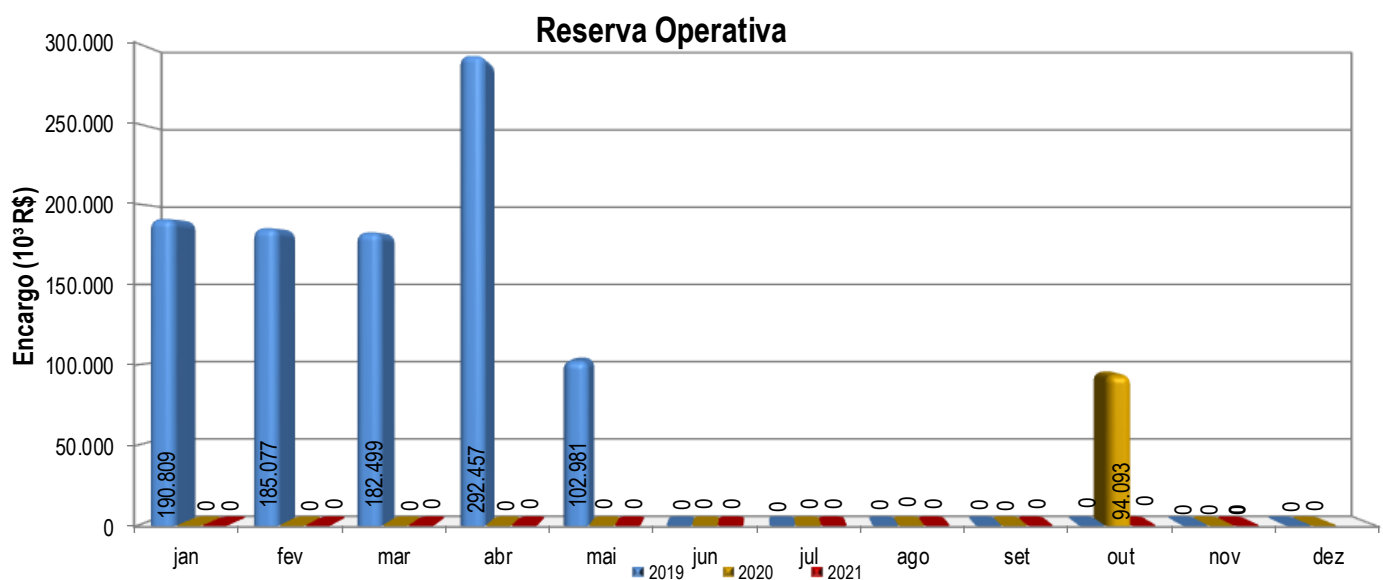


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

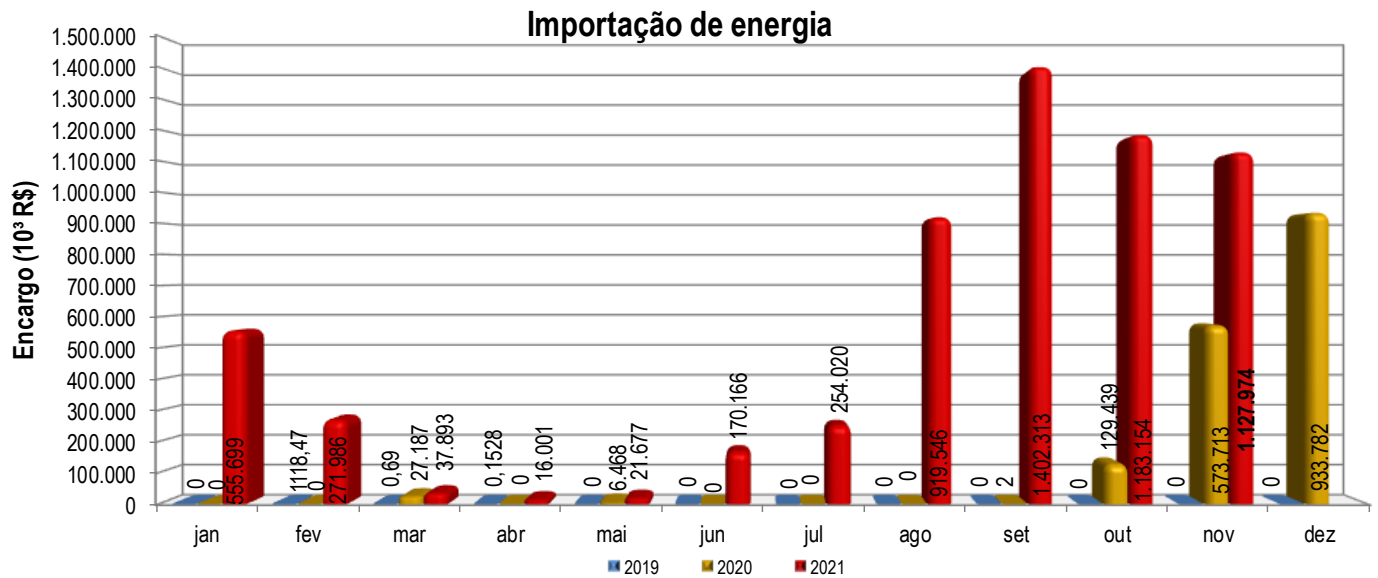


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

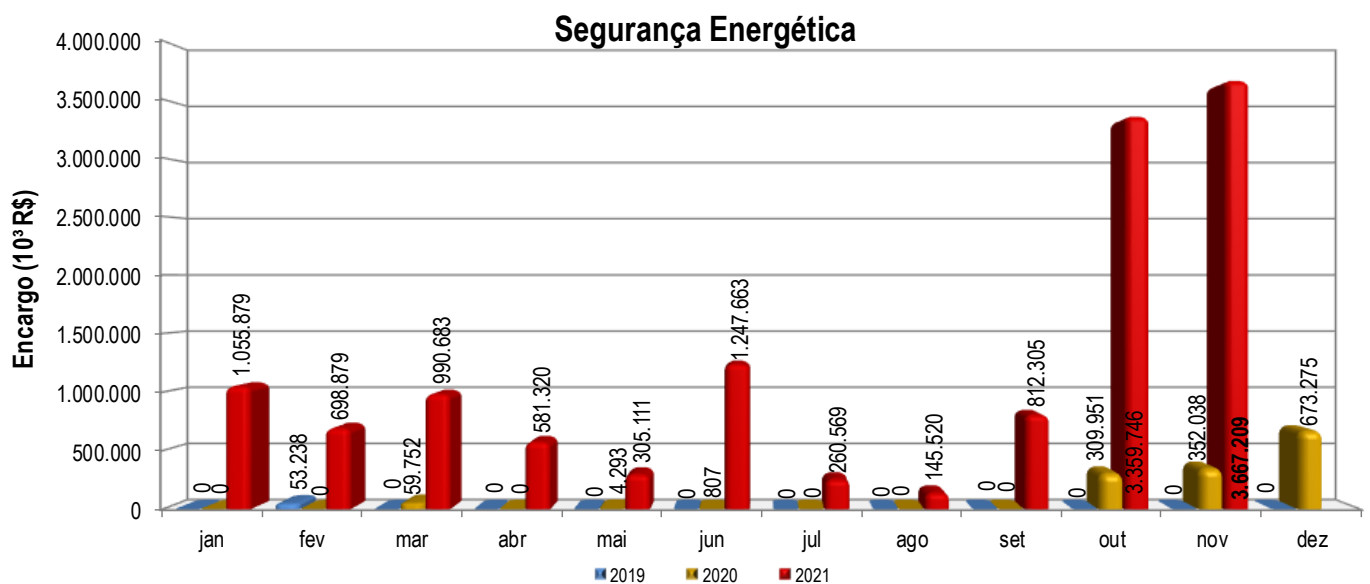


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2021, foram verificadas 3 (três) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 917 MW de corte de carga.

Tabela 12. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
02/dez	Desligamento automático das UG11 e UG21 da UTE Santa Cruz.	521,0	RJ	Desligamento automático da UG11 da UTE Santa Cruz pela atuação acidental da proteção crowbar, responsável pela proteção do regulador de tensão (AVR), devido à falha no sensor de corrente. A UG11 estava suprindo o serviço auxiliar que alimenta as bombas de água do sistema de refrigeração do óleo dos compressores de gás das turbinas a gás UG11 e UG21 e, por isso ocorreu o desligamento automático da UG21.
27/dez	Curto-circuito, simultâneo, nas LT de 69 kV Tomba/Belgo FAC e LT 69 kV Tomba/ Centro Industrial Feira de Santana – Pirelli – SE Vipal – Belgo FAI	245,0	BA	Descargas atmosféricas.
27/dez	Desligamento de transformadores da SE Tomba	151,0	BA	Como decorrência da perturbação anterior, houve centelhamento na chave seccionadora 32B3-1, que interliga as seções de barra de 69 kV 02B3-1 e 02B3-2 da SE Tomba. De modo a garantir a segurança da equipe e dos equipamentos, os referidos transformadores foram desligados manualmente.
		917,0		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 13. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2021 Jan-Dez	2020 Jan-Dez
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	267	0	0	0	283	161	128	0	0	0	0	0	839	1.309
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128	902	1.952	477	0	521	5.187	4.507
NE	356	606	366	261	219	0	0	233	172	0	226	396	2.836	2.390
N	248	0	0	1.447	446	757	266	231	0	172	0	0	3.567	5.154
Isolados	0	138	167	825	0	0	0	296	0	133	0	0	1.559	1.032
TOTAL	871	1.074	877	2.534	1.480	918	522	1.662	2.124	782	226	917	13.987	14.393



Tabela 14. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2021 Jan-Dez	2020 Jan-Dez
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	1	0	0	0	2	1	1	0	0	0	0	0	5	3
SE/CO	0	1	1	0	1	0	1	2	4	2	0	1	13	17
NE	1	3	2	1	2	0	0	1	1	0	1	2	14	12
N	1	0	0	6	1	3	2	1	0	1	0	0	15	14
Isolados	0	1	1	6	0	0	0	2	0	1	0	0	11	7
TOTAL	3	5	4	13	6	4	4	6	5	4	1	3	58	53

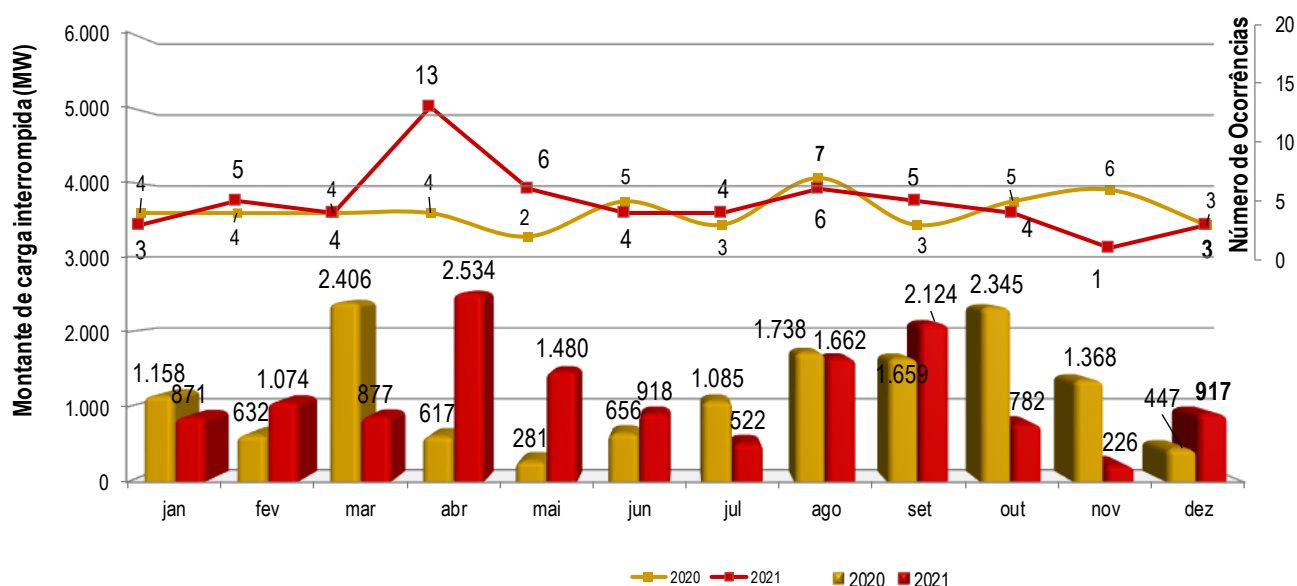


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

Até o mês de novembro de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 10,78 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,51 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 11,95 horas estabelecido pela ANEEL

Tabela 15. Evolução do DEC em 2021.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83	0,74	0,78	0,83	1,05	1,15	1,06		10,78	11,51	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70	0,65	0,76	0,89	0,97		9,19	10,37	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49	1,00	0,59	0,80	0,58		7,31	8,20	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83	0,55	1,70	2,07	1,48		13,96	14,56	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92	1,02	0,99	1,15	1,25	1,50		13,51	14,46	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87	2,24	3,59	2,54	2,18		25,02	26,86	32,13

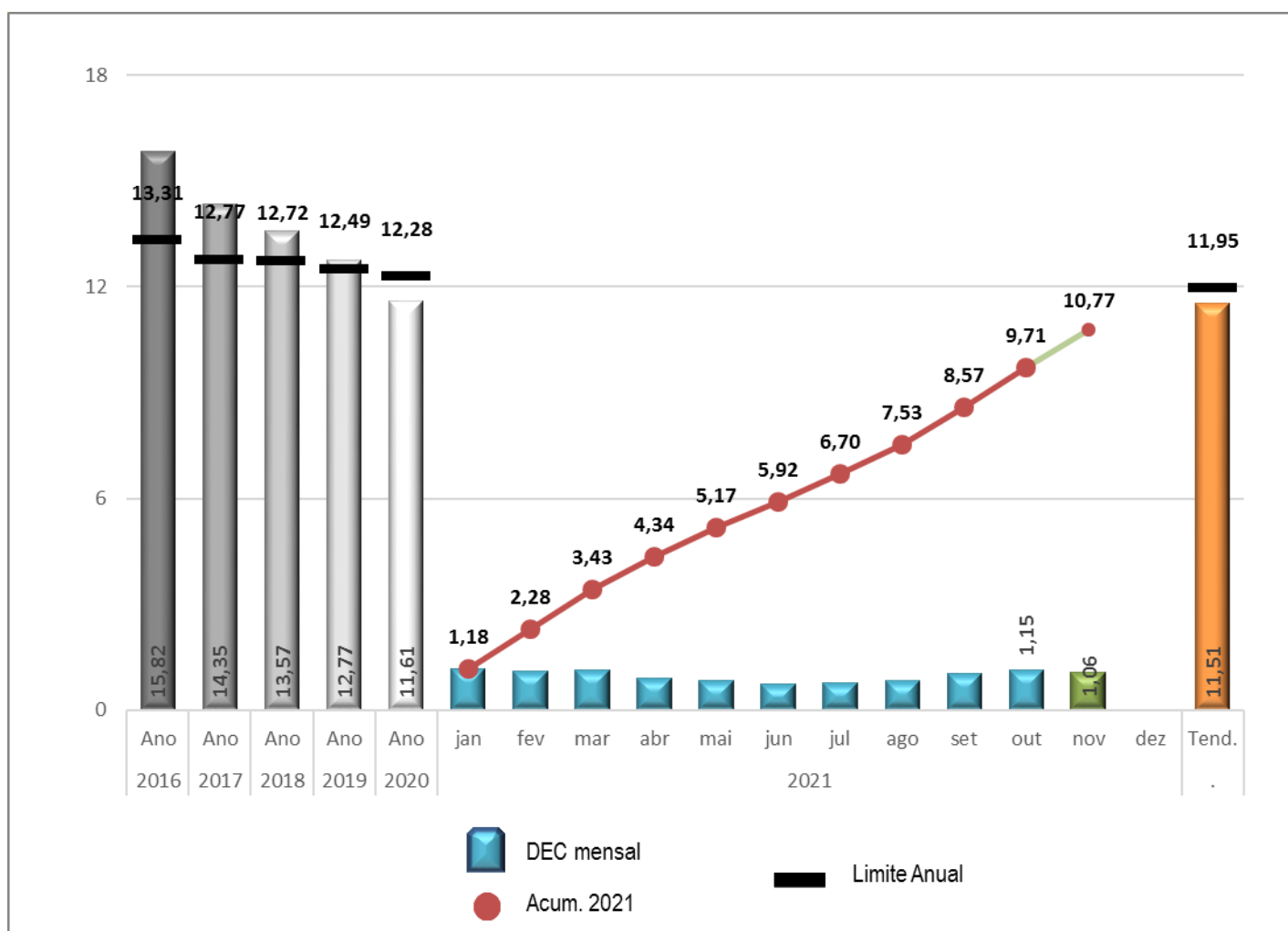


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de novembro de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 5,49 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,08 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,58 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Tabela 16. Evolução do FEC em 2021.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	0,57	0,53	0,57	0,48	0,46	0,41	0,43	0,46	0,53	0,54	0,51		5,49	6,08	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47	0,43	0,43	0,46	0,48	0,52		5,38	6,32	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26	0,29	0,59	0,38	0,41	0,33		4,10	4,55	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54	0,47	0,33	0,81	0,79	0,56		6,88	7,88	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40	0,46	0,47	0,56	0,53	0,60		5,79	6,11	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20	1,10	1,25	1,22	1,33	1,26		13,43	13,33	26,88

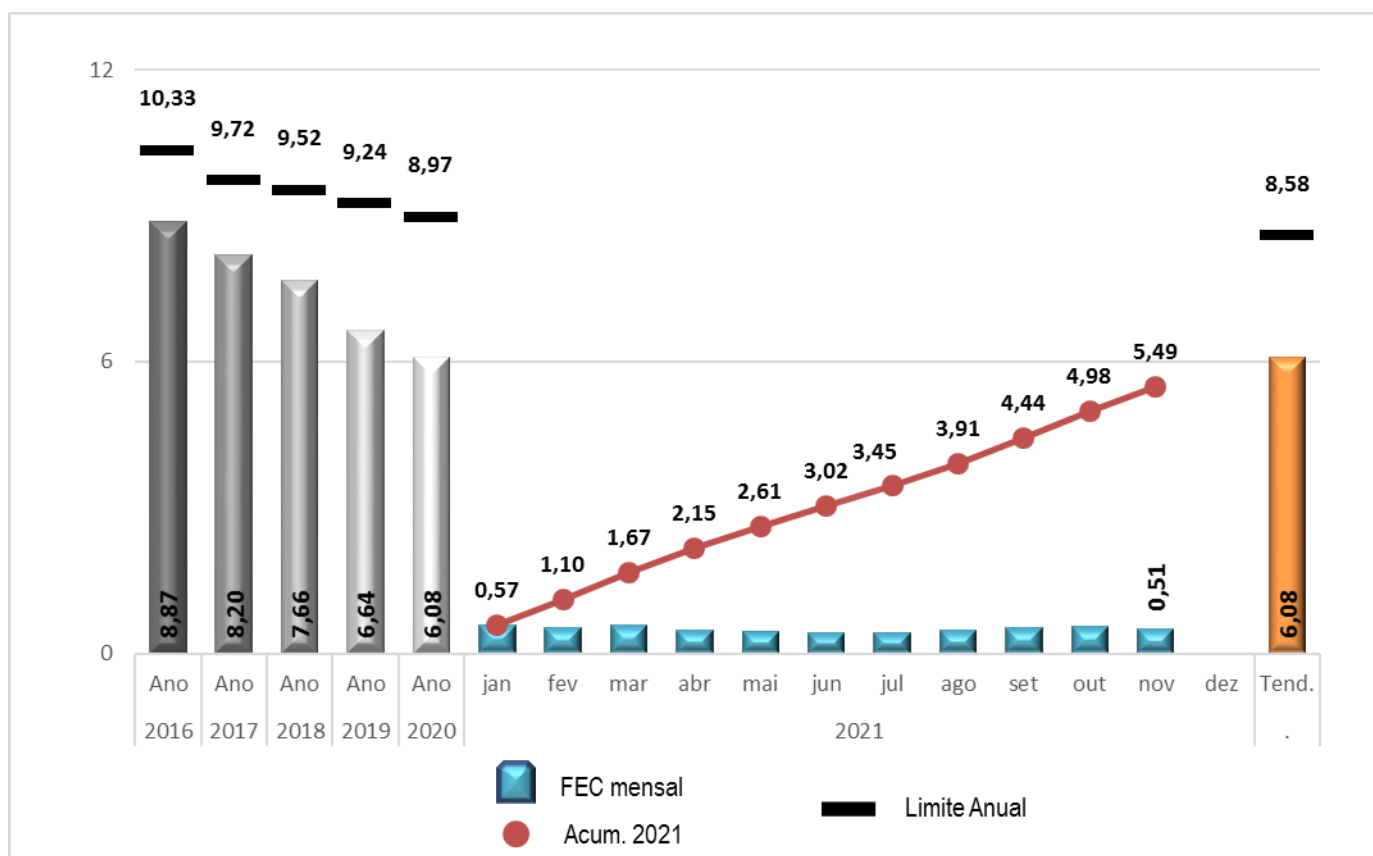


Figura 38. FEC do Brasil

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2021. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

³ Valor do DEC / FEC acumulado nos últimos 12 meses.

Dados contabilizados até novembro de 2021 e sujeitos à alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: 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.



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	