



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 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.....	28
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	28
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	29
8.3. Matriz de Produção 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	39



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.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de 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.....	28
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.	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. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão	26
Tabela 10. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa	26
Tabela 11. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	29
Tabela 12. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	29
Tabela 13. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.	31
Tabela 14. Descrição das principais ocorrências do mês	38
Tabela 15. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	38
Tabela 16. Evolução do número de ocorrências.	38
Tabela 17. Evolução do DEC em 2021.	39
Tabela 18. Evolução do FEC em 2021.	40



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de novembro de 2021, destaca-se a configuração do período chuvoso em todas as regiões e a consequente melhoria nas condições do solo. Dessa forma, pôde-se observar aumento das aflúências, destacadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste do Brasil. 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, com exceção do Norte, em comparação ao final de outubro de 2021.

Os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de outubro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 1,5 p.p., Sul em 1,8 p.p. e o Nordeste em 1,5 p.p. Já no subsistema Norte, observou-se deplecionamento de 13,7 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 250% 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 novembro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 922 MWmédios.

No mês de novembro de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 188.480 MW, incluindo geração distribuída. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 10.413 MW (5,8%), com destaque para 4.973 MW de geração de fonte solar, 3.472 MW de fontes eólicas e 1.830 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de novembro de 2021, 7.769 MW instalados em 673.055 unidades, resultando em 4,1% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 82,5% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 74,7% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em outubro de 2021, decréscimo de 1,5 p.p. em relação ao mês anterior. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 33.522 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 63.898 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 52,5%.

Em novembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 40,54 / MWh e R\$ 193,12 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Nordeste, no intervalo da 4h30 às 5h00 do dia 05/11, enquanto os valores nos demais subsistemas, neste mesmo horário, permaneceram no patamar de pouco acima de R\$ 95,00 / MWh. Ressalta-se que, durante quase todo o mês, os valores do CMO permaneceram em torno de R\$ 84 / MWh em face à melhoria 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 outubro de 2021 totalizaram R\$ 4,9 bilhões, montante consideravelmente superior ao registrado no mês anterior, que ficou em R\$ 2,84 bilhões. A maior parcela do ESS se refere ao Encargo por Segurança Energética, responsável pelo montante de cerca de 68% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 3,4 bilhões.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de novembro 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 novembro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 93% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 56% MLT no Sul, 81% MLT no Nordeste e 149% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 91% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 53% MLT no Sul, 81% MLT no Nordeste e 148% MLT no subsistema Norte.

Em novembro, destaca-se a configuração do período chuvoso em todas as regiões e a consequente melhoria nas condições do solo. Dessa forma pôde-se observar aumento das afluições, destacadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste do Brasil. 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 outubro de 2021, com exceção do Norte.

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

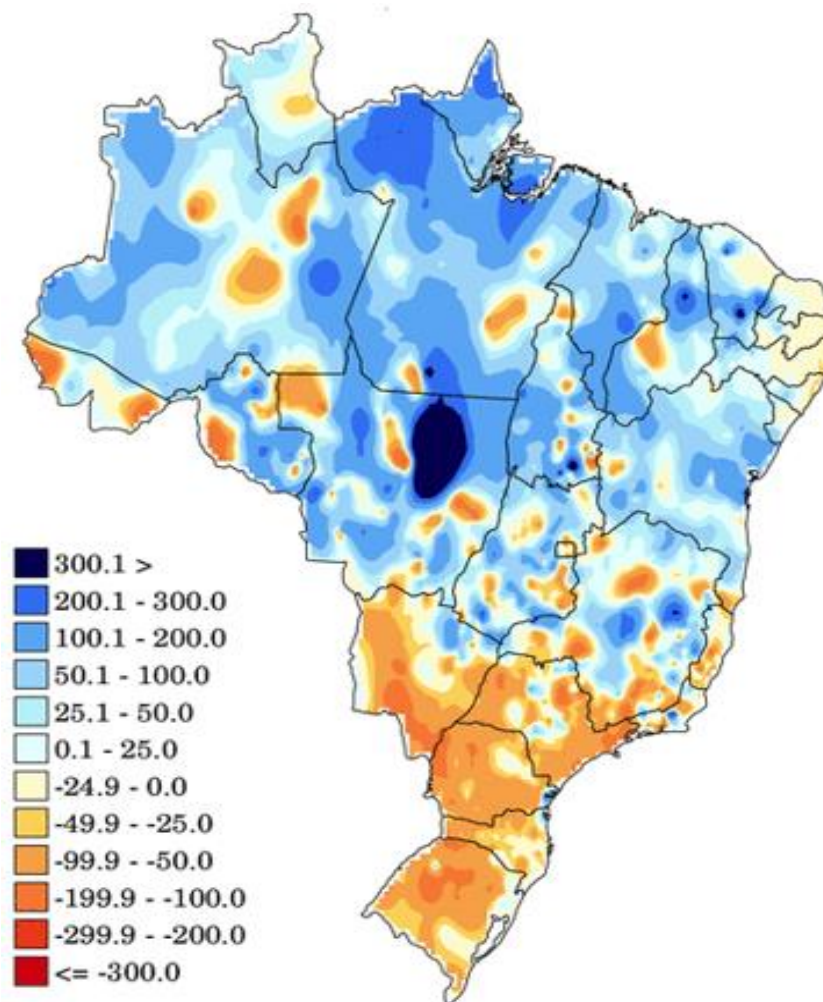


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2021 – Brasil.

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 novembro 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, tais como Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas. Já os Estados de Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso, Rondônia 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.

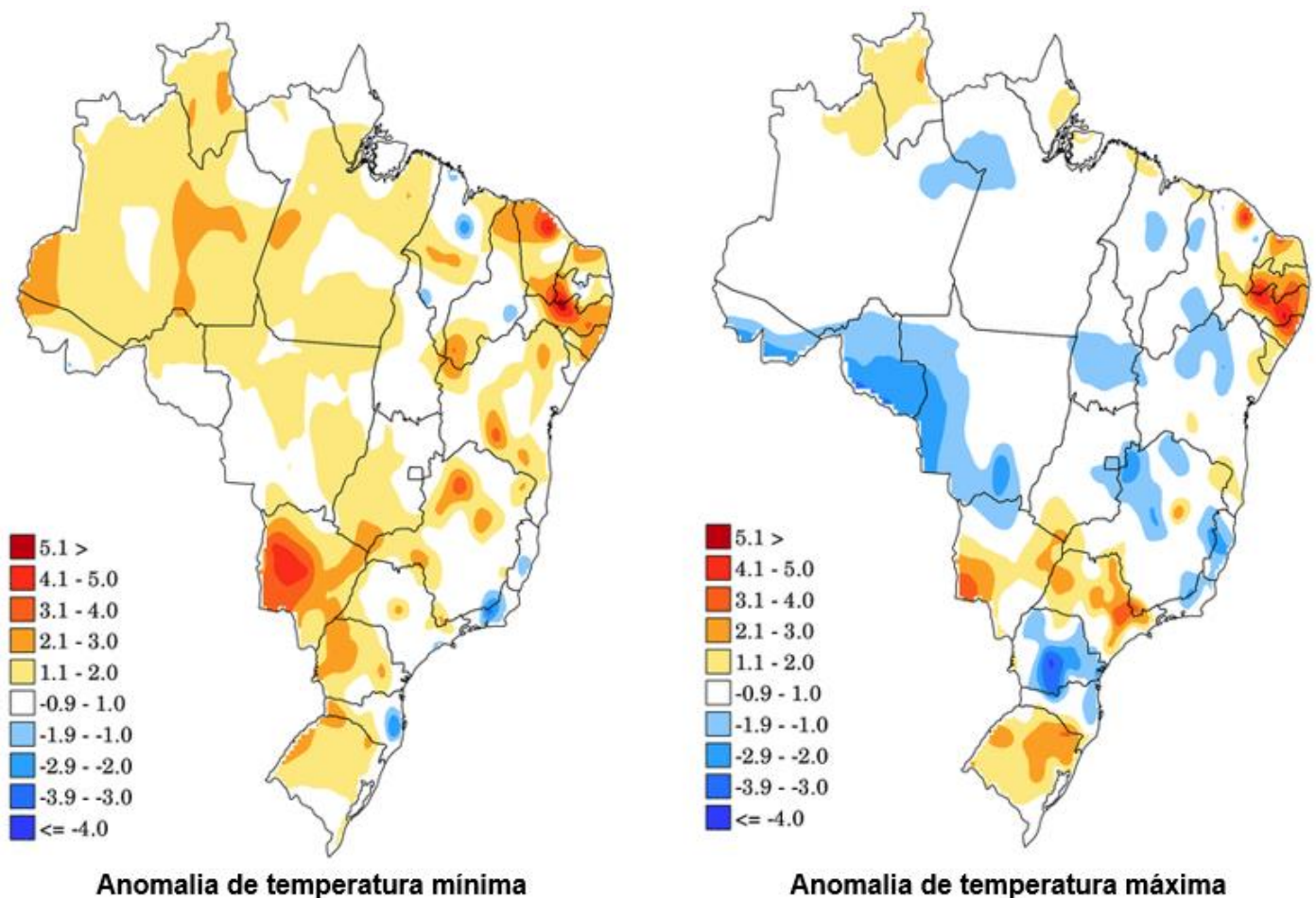


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluyente Armazenável¹

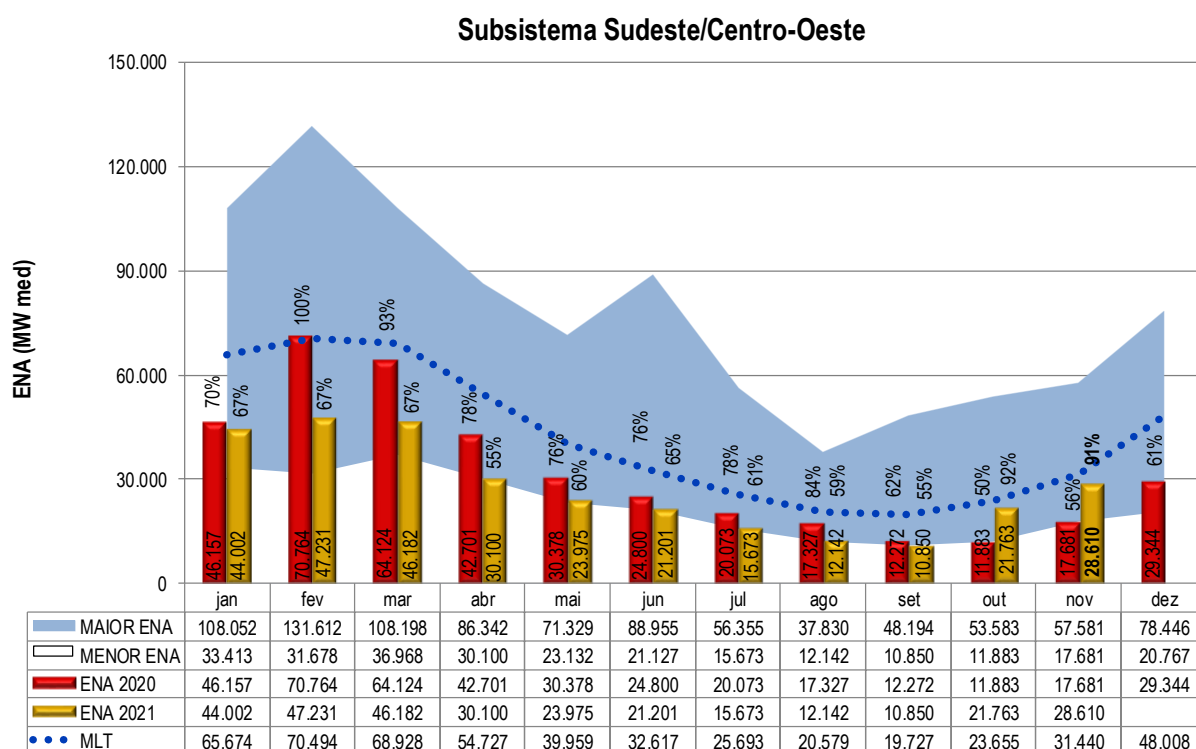


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

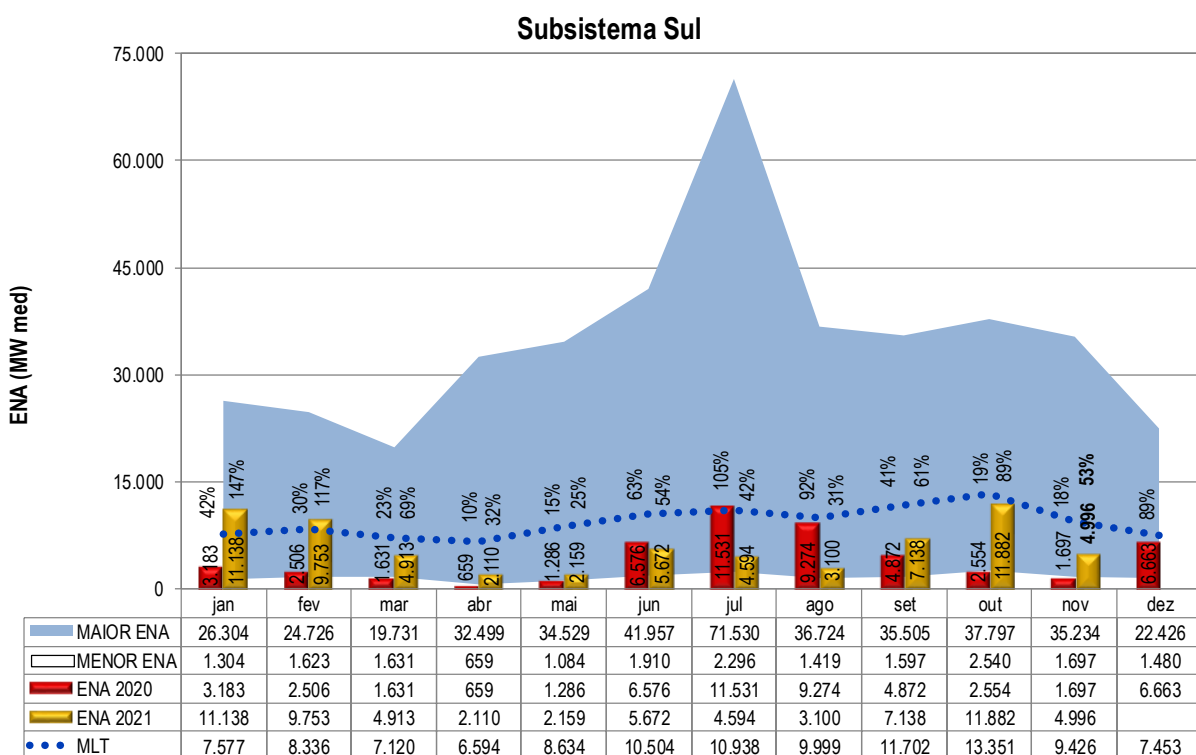


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

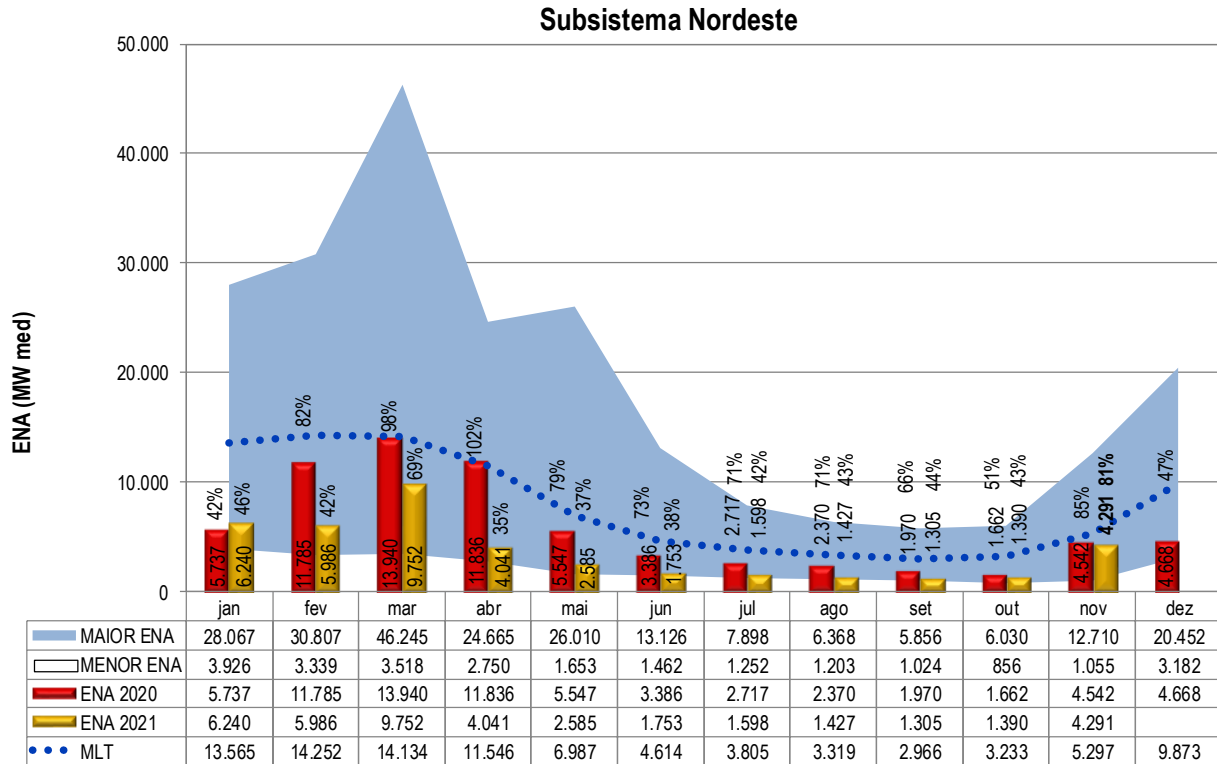


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

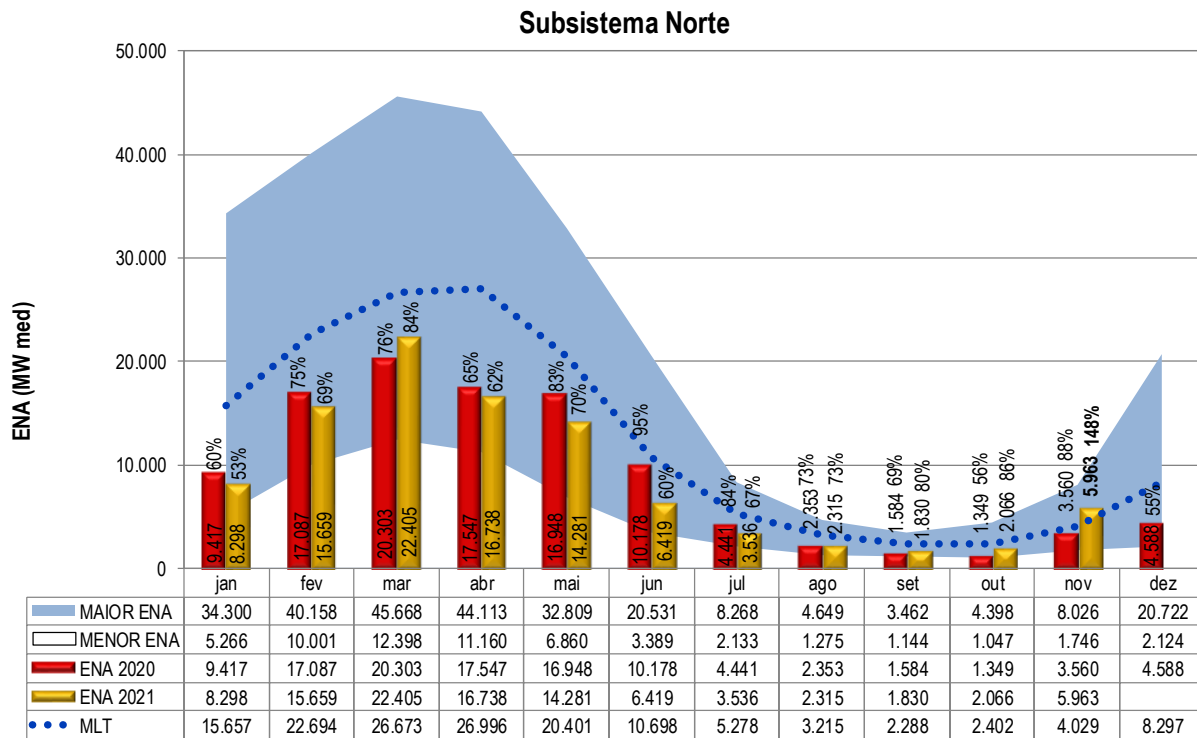


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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 novembro de 2021, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de outubro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 1,5 p.p., Sul em 1,8 p.p. e o Nordeste em 1,5 p.p. Já no subsistema Norte, observou-se deplecionamento de 13,7 p.p., em relação ao mês anterior.

Com o mês de novembro já se caracterizando como de estação chuvosa, 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 pela antecipação da estação chuvosa, foi capaz de aportar volume de escoamento às vazões afluentes dos rios, o que não acontecia nos últimos meses.

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 outubro e novembro de 2021.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Novembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Outubro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	19,7	18,2	203.567	53,2
Sul	53,8	52,0	19.897	14,2
Nordeste	37,9	36,4	51.602	26,0
Norte	32,7	46,4	15.165	6,6
TOTAL	TOTAL	TOTAL	290.231	100,0

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, destaca-se o replecionamento ocorrido no mês de novembro em quase todos os reservatórios, em especial o das usinas hidrelétricas G. B. Munhoz, Itumbiara e Sobradinho, elevando-se em 6,5 p.p., 5,2 p.p. e 3,5 p.p. em relação ao mês anterior. Já as quedas em pontos percentuais, com relação a outubro, ocorreram somente nos reservatórios das usinas de Tucuruí e Serra do Facão, que deplecionaram seus níveis de água em 25,4 p.p. e 2,2 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de outubro (%)	Armazenamento em final de novembro	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	22,6	23,3	0,7
Furnas	Grande	34.925	18,3	21,4	3,1
Sobradinho	São Francisco	30.184	33,4	36,8	3,5
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	11,4	13,1	1,7
Emborcação	Paranaíba	21.604	10,4	13,8	3,4
Três Marias	São Francisco	16.085	34,4	35,6	1,2
Itumbiara	Paranaíba	15.698	12,6	17,7	5,2
Tucuruí	Tocantins	7.632	55,7	30,4	-25,4
S. do Facão	Paranaíba	6.502	11,6	9,4	-2,2
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	55,4	61,9	6,5

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS

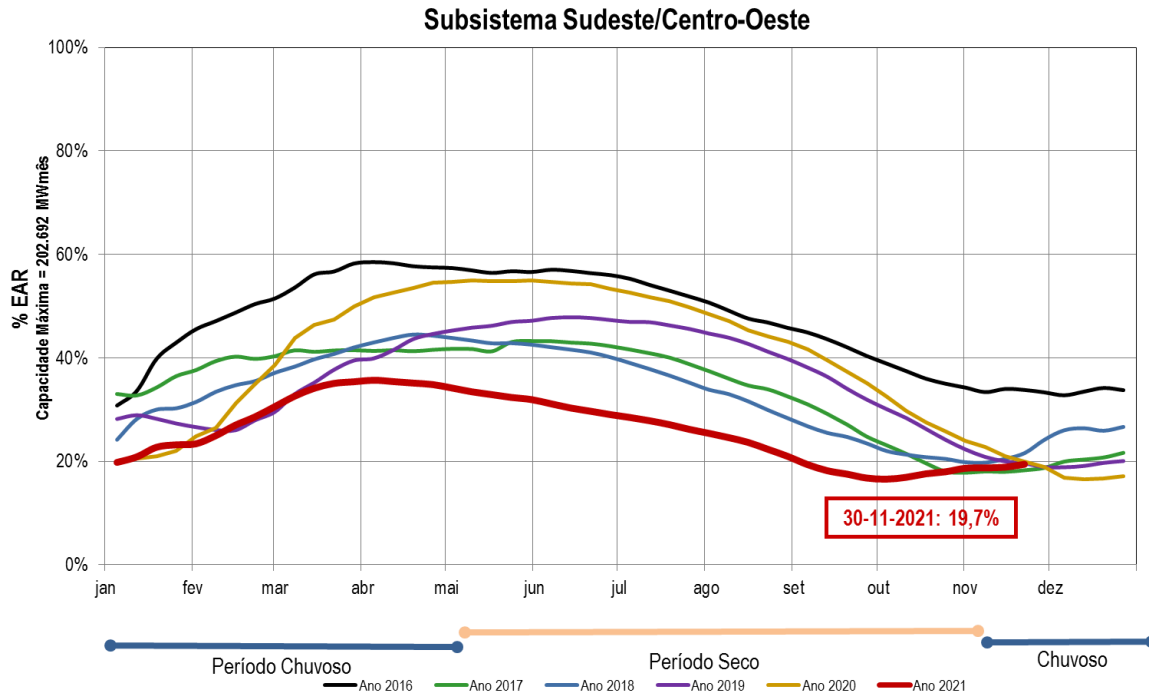


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

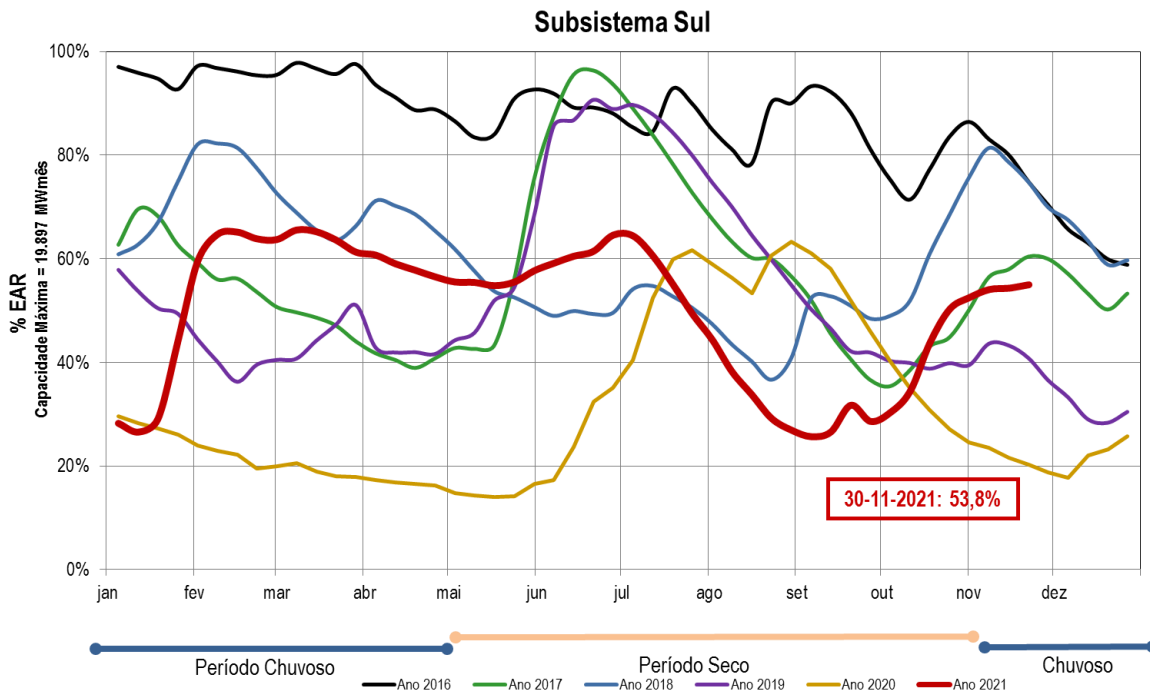


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

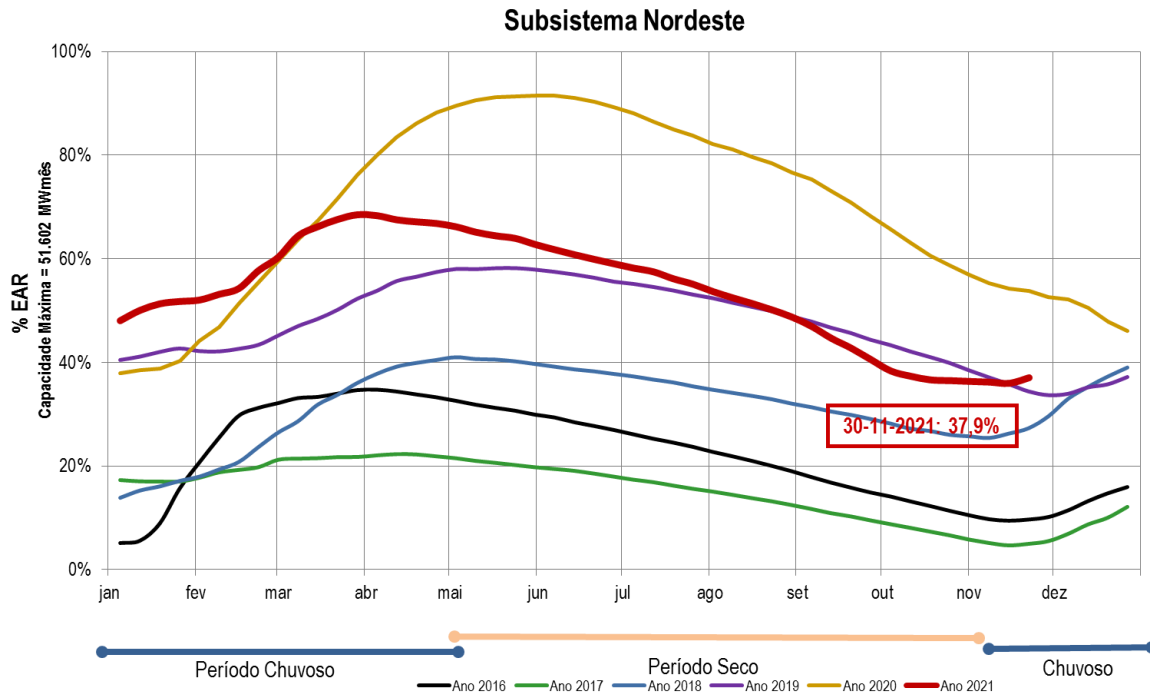


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

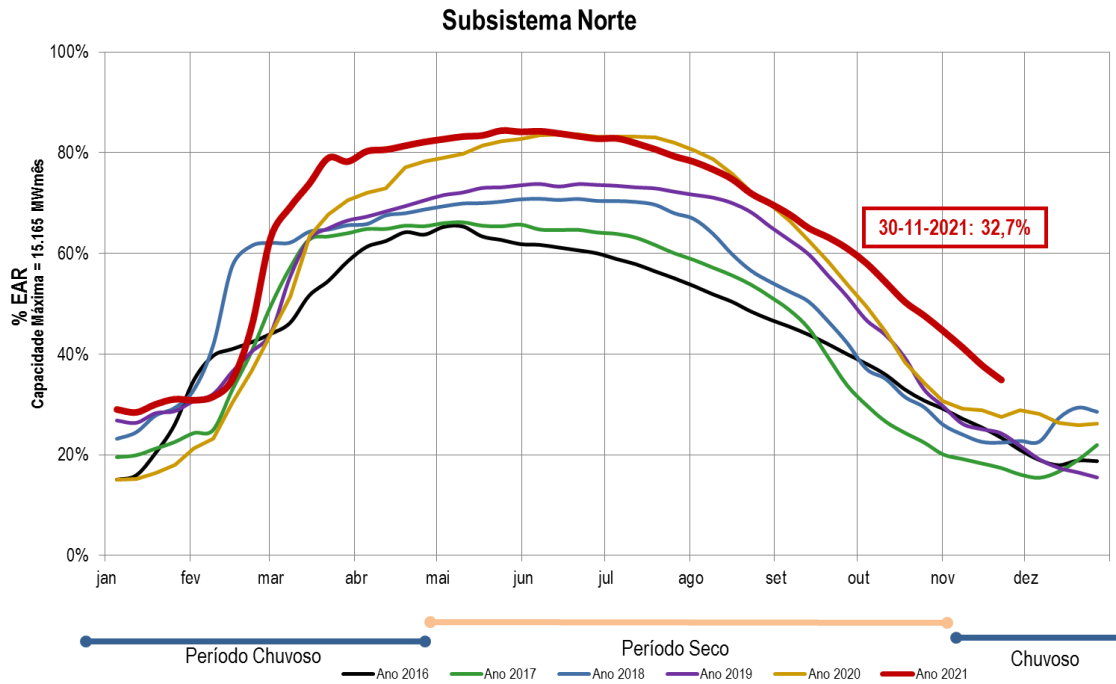


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em novembro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 4.744 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou aumento de 250% em relação ao valor verificado no mês anterior, que foi de 1.355 MWmédios.

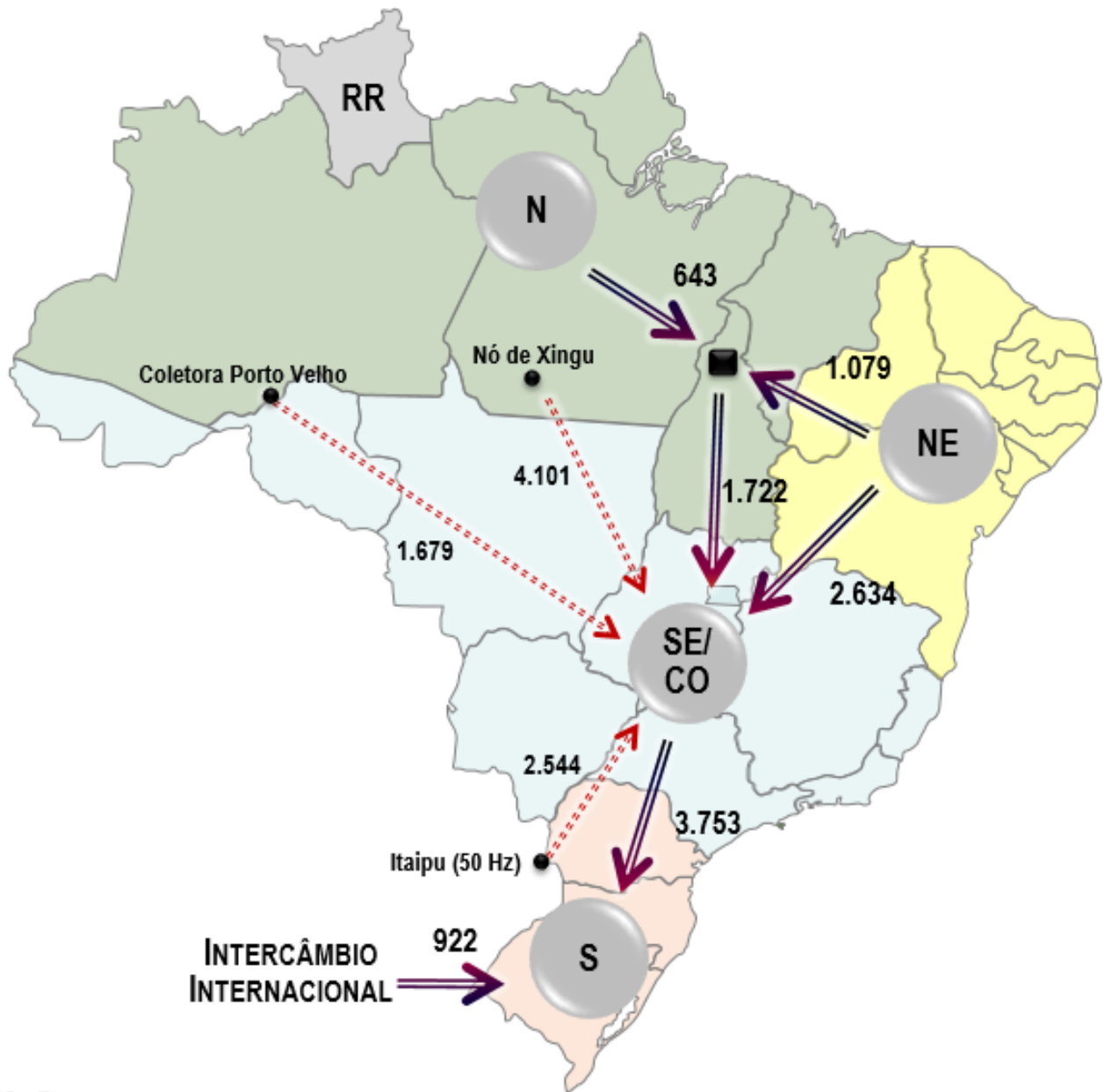
O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 3.713 MWmédios, montante inferior ao exportado no mês anterior, que havia somado 5.485 MWmédios.

O Sul apresentou perfil importador do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no montante de 3.753 MWmédios, sendo que no mês anterior, havia exportado o montante de 440 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 1.679 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 4.101 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.544 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 8.457 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 3.753 MWmédios, resultando num total de 4.704 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 8.324 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de novembro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 922 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.



Fonte: ONS e Eletronorte

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.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em outubro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 51.573 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 0,6% superior ao verificado no mês anterior e 3,1% inferior ao verificado em outubro de 2020. No mês de outubro, as classes industrial, comercial e a denominada demais classes apresentaram crescimento, comparando-se o mesmo mês do ano anterior.

Dentre os fatores que impactam o consumo de energia residencial, menciona-se a instituição do Programa de Redução Voluntária da Demanda para o Ambiente de Contratação Regulado, ACR, implementado conforme diretriz da Resolução da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética, CREG, nº 2 de 2021, mediante a concessão de bônus em fatura, no valor de R\$ 50 para cada 100 kWh, em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% por unidade consumidora do ambiente de contratação regulada, limitado a 20%, apurada de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021. Além dos incentivos financeiros à redução do consumo, também a partir de 1º de setembro de 2021, passou a vigorar a Bandeira Tarifária Escassez Hídrica, com valor 50% mais elevado do que a bandeira vermelha patamar 2.

Ademais, o comportamento dos consumidores residenciais pode ter sido influenciado pelo clima mais úmido e pelas temperaturas mais amenas no País.

Em relação à comparação do consumo total de energia elétrica com o verificado no ano anterior, em outubro de 2021, conforme análise da Empresa de Pesquisa Energética, EPE, foi registrada a primeira retração do ano, comportamento influenciado pela redução no consumo das residências. Ainda assim, outubro representou o mês com o segundo maior valor de consumo verificado nos últimos 12 meses.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/21 GWh	Evolução mensal (Out/21/Set/21)	Evolução anual (Out/21/Out/20)	Nov-19/Out-20 (GWh)	Nov-20/Out-21 (GWh)	Evolução
Residencial	12.533	-0,6%	-4,2%	146.802	151.472	3,2%
Industrial	15.551	4,5%	2,8%	164.289	180.235	9,7%
Comercial	7.513	3,2%	3,1%	83.996	86.049	2,4%
Rural	2.719	-2,3%	-5,4%	30.117	31.419	4,3%
Demais classes ¹	4.305	5,4%	5,7%	48.619	48.295	-0,7%
Perdas e Diferenças ²	8.952	-7,0%	-17,0%	115.224	116.209	0,9%
Total	51.573	0,6%	-3,1%	589.048	613.679	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 outubro 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 demais classes apresentando crescimento. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras, entre outubro de 2020 e outubro de 2021, exceto as denominadas “demais classes”.

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		
	Out/20 kWh/NU	Set/21 kWh/NU	Out/21 kWh/NU	Evolução mensal (Out/21/Set/21)	Evolução anual (Out/21/Out/20)	Nov-19/Out-20 (kWh/NU)	Nov-20/Out-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	175	166	164	-0,8%	-6,2%	164	166	1,0%
Industrial	32.182	31.517	32.955	4,6%	2,4%	29.114	31.828	9,3%
Comercial	1.245	1.236	1.274	3,0%	2,3%	1.196	1.216	1,6%
Rural	610	591	576	-2,5%	-5,5%	532	555	4,3%
Demais classes ¹	5.031	5.131	5.398	5,2%	7,3%	5.006	5.046	0,8%
Consumo médio total	491	474	484	2,2%	-1,5%	457	471	3,0%

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

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Out/20	Out/21	
Residencial	74.585.645	76.191.633	2,2%
Industrial	470.249	471.892	0,3%
Comercial	5.851.593	5.898.500	0,8%
Rural	4.714.310	4.716.723	0,1%
Demais classes ¹	809.375	797.572	-1,5%
Total	86.431.172	88.076.320	1,9%

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

Fonte dos dados: EPE.



O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de outubro, 26.079 GWh, valor 3,7% 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 outubro, 16.542 GWh, valor 7,6% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 38,8% 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).

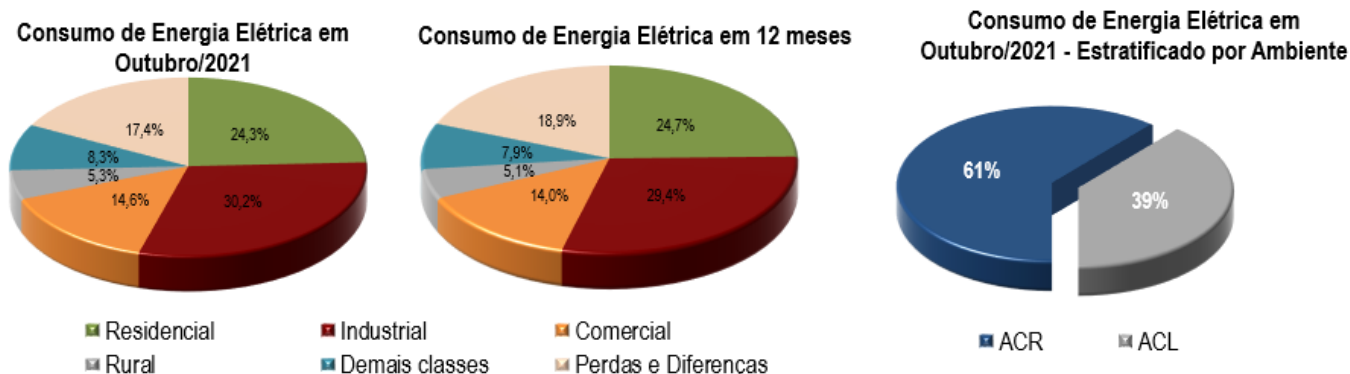


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até outubro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em novembro 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 ocorreu em outubro, registraram demanda instantânea máxima bem próxima ao valor recorde histórico.

No comparativo a novembro dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, com exceção do Sul, em novembro 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)	50.241 25/11/2021 - 16h19	16.677 23/11/2021 - 16h13	13.941 25/11/2021 - 16h33	7.068 25/11/2021 - 22h28	87.214 25/11/2021 - 16h24
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

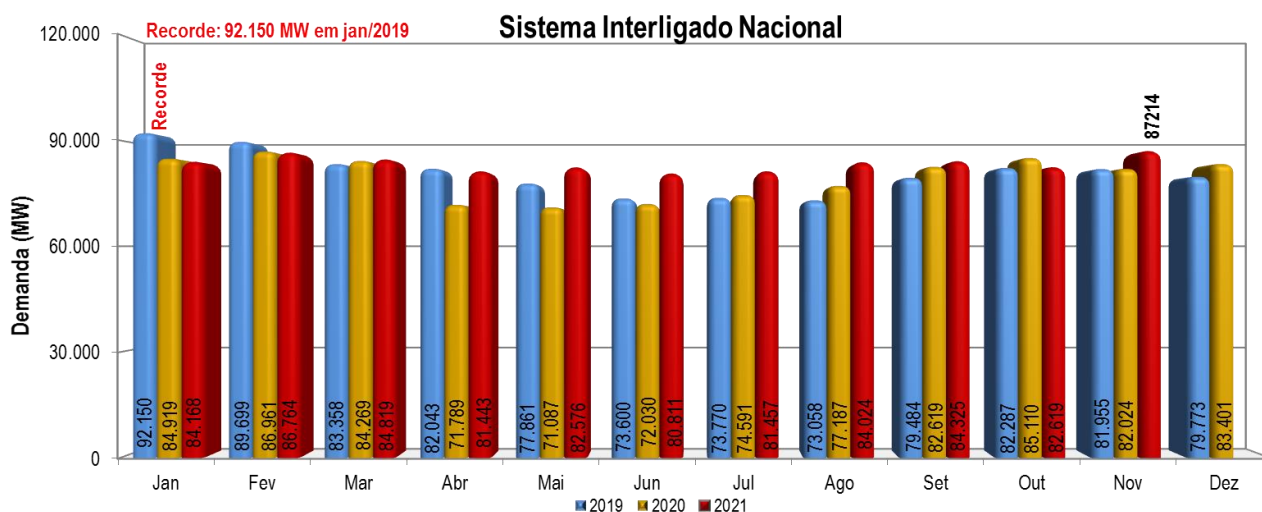


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

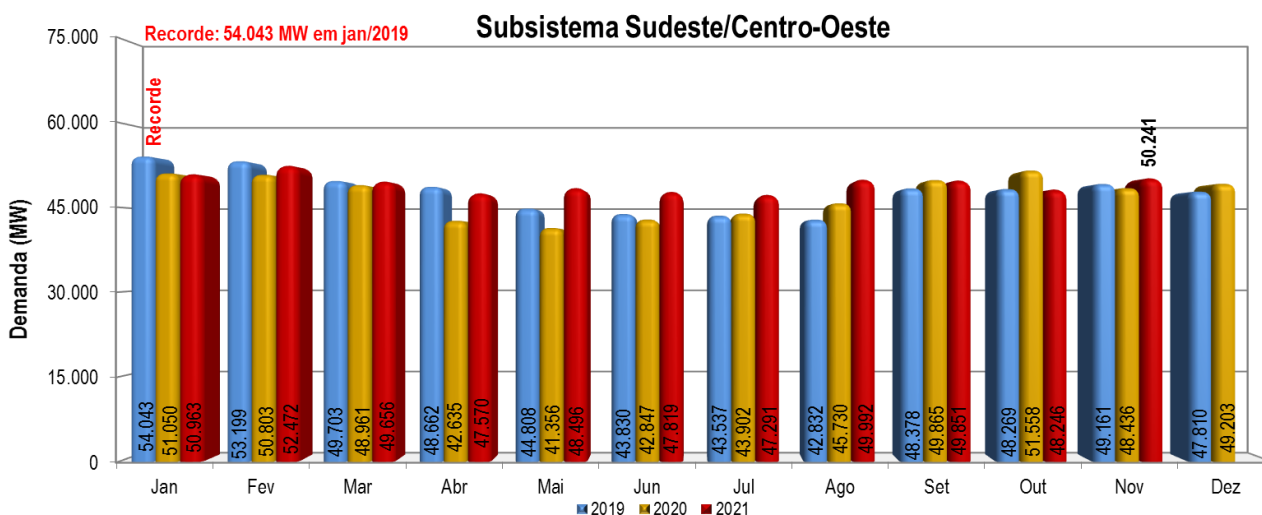


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

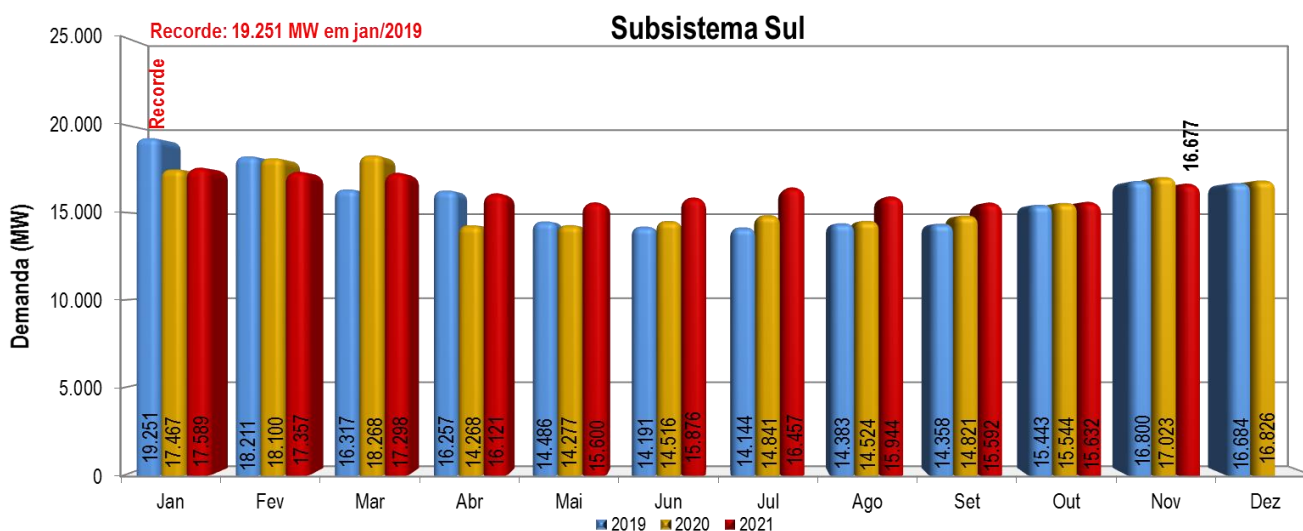


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

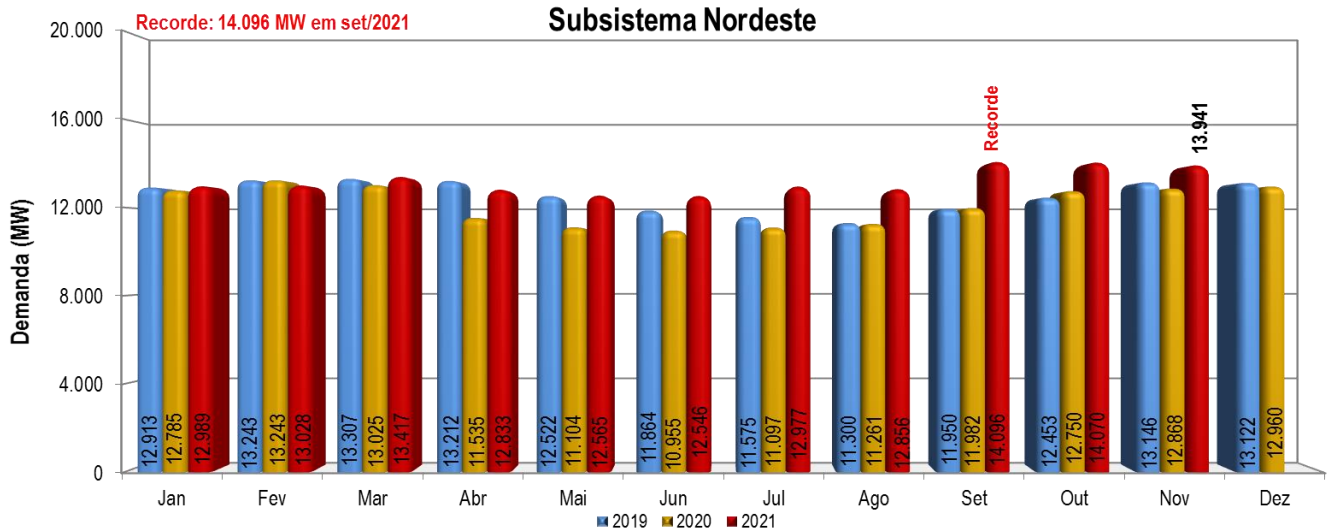


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

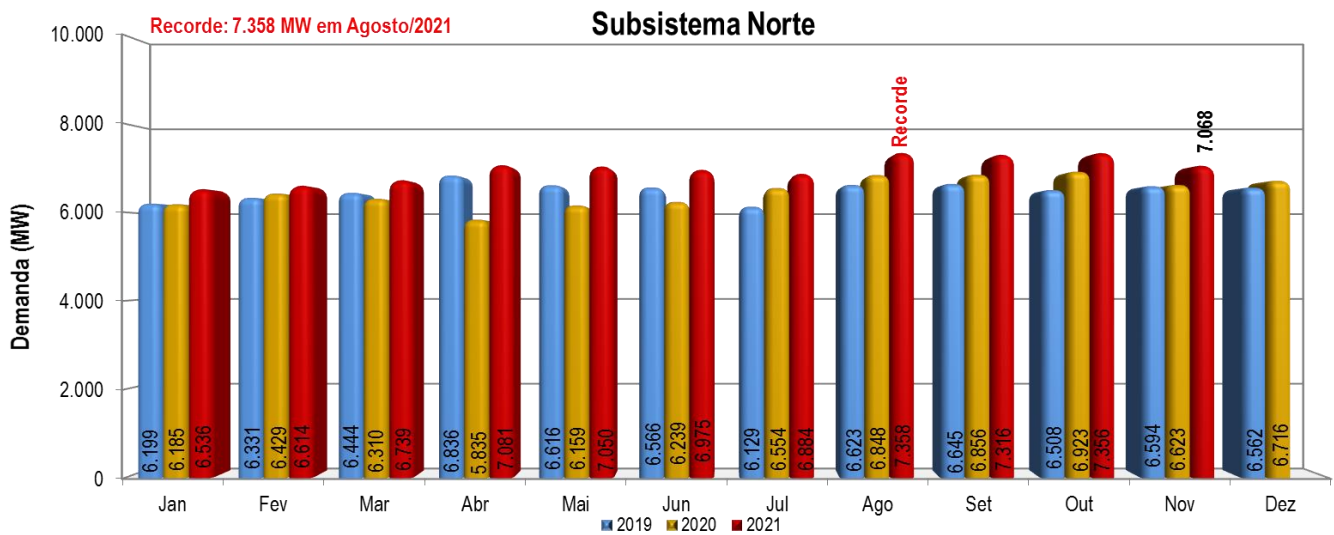


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 188.480 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 10.413 MW (5,8%), com destaque para 4.973 MW de geração de fonte solar, 3.472 MW de fontes eólicas e 1.830 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de novembro de 2021, 7.769 MW instalados em 673.055 unidades, resultando em 4,1% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 82,5% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	nov/20		Nov/2021			Evolução da
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.486	109.358	1.448	109.465	58,1%	0,1%
UHE	219	103.027	219	103.026,5	54,7%	0,0%
PCH	421	5.411	425	5.507,6	2,9%	1,8%
CGH	744	822	730	864,3	0,5%	5,1%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	101	97	73	66,9	0,0%	-31,4%
Térmica	3.346	44.982	3.459	46.812	24,8%	4,1%
Gás Natural	167	14.953	167	16.285,5	8,6%	8,9%
Biomassa	576	15.199	589	15.549,1	8,2%	2,3%
Petróleo	2.297	8.920	2.321	9.036,0	4,8%	1,3%
Carvão	22	3.583	22	3.582,8	1,9%	0,0%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis ³	10	258	10	257,5	0,1%	0,0%
Térmica GD	272	80	348	110,8	0,1%	39,1%
Eólica	730	16.581	839	20.053	10,6%	20,9%
Eólica (não GD)	665	16.566	769	20.037,6	10,6%	21,0%
Eólica GD	65	15	70	14,93	0,0%	0,1%
Solar	339.245	7.178	677.184	12.151	6,4%	69,3%
Solar (não GD)	3.907	3.114	4.620	4.574,1	2,4%	46,9%
Solar GD	335.338	4.064	672.564	7.576,6	4,0%	86,4%
Capacidade Total sem GD	9.031	173.842	9.875	180.711	95,9%	4,0%
Geração Distribuída - GD	335.776	4.256	673.055	7.769,17	4,1%	82,5%
Capacidade Total - Brasil	344.807	178.098	682.930	188.480	100,0%	5,8%

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 refletem 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.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/12/2021).



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,3% da capacidade instalada de geração em novembro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

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

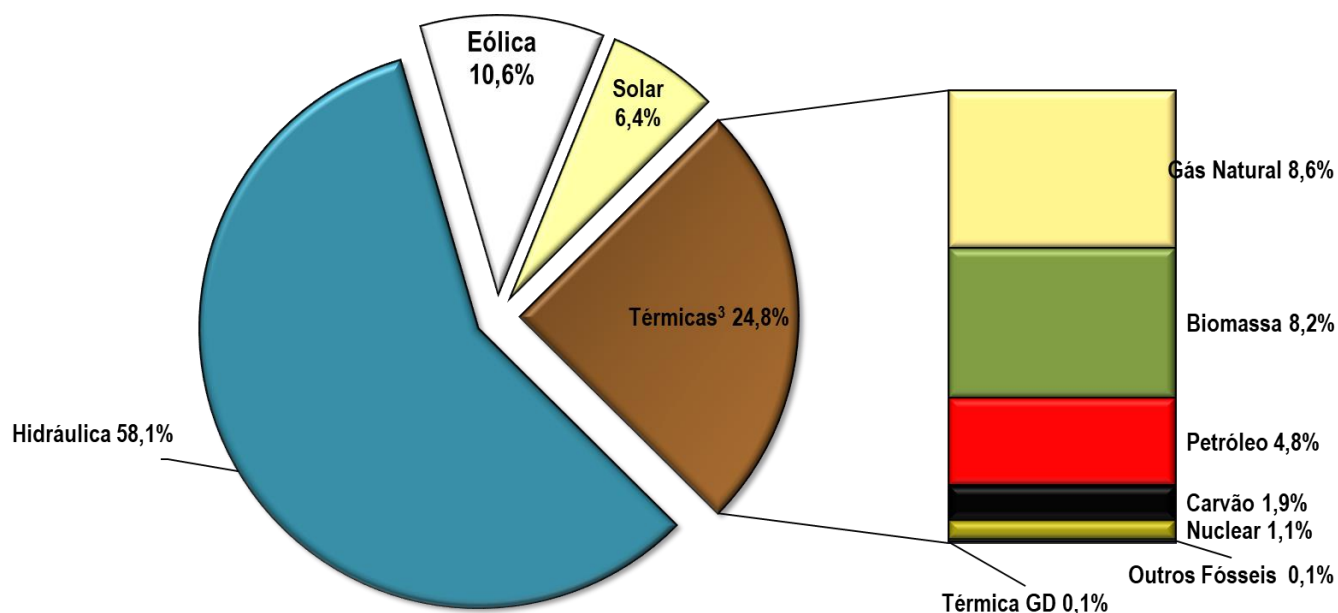


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

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 novembro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 168.164 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,1% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 37% de 500 kV, atingindo também 409.682 MVA de subestações, das quais cerca de 45,9% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 27,2% de 230 kV, conforme tabelas a seguir.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	64.042	38,1%
345	10.359	6,2%
440	6.859	4,1%
500	62.201	37,0%
600 (CC)	12.816	7,6%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,5%
TOTAL	168.164	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.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	111.503	27,2%
345	54.220	13,2%
440	30.892	7,5%
500	188.170	45,9%
750	24.897	6,1%
TOTAL	409.682	100%

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 novembro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 495,6 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 7 estados, conforme mapa a seguir.

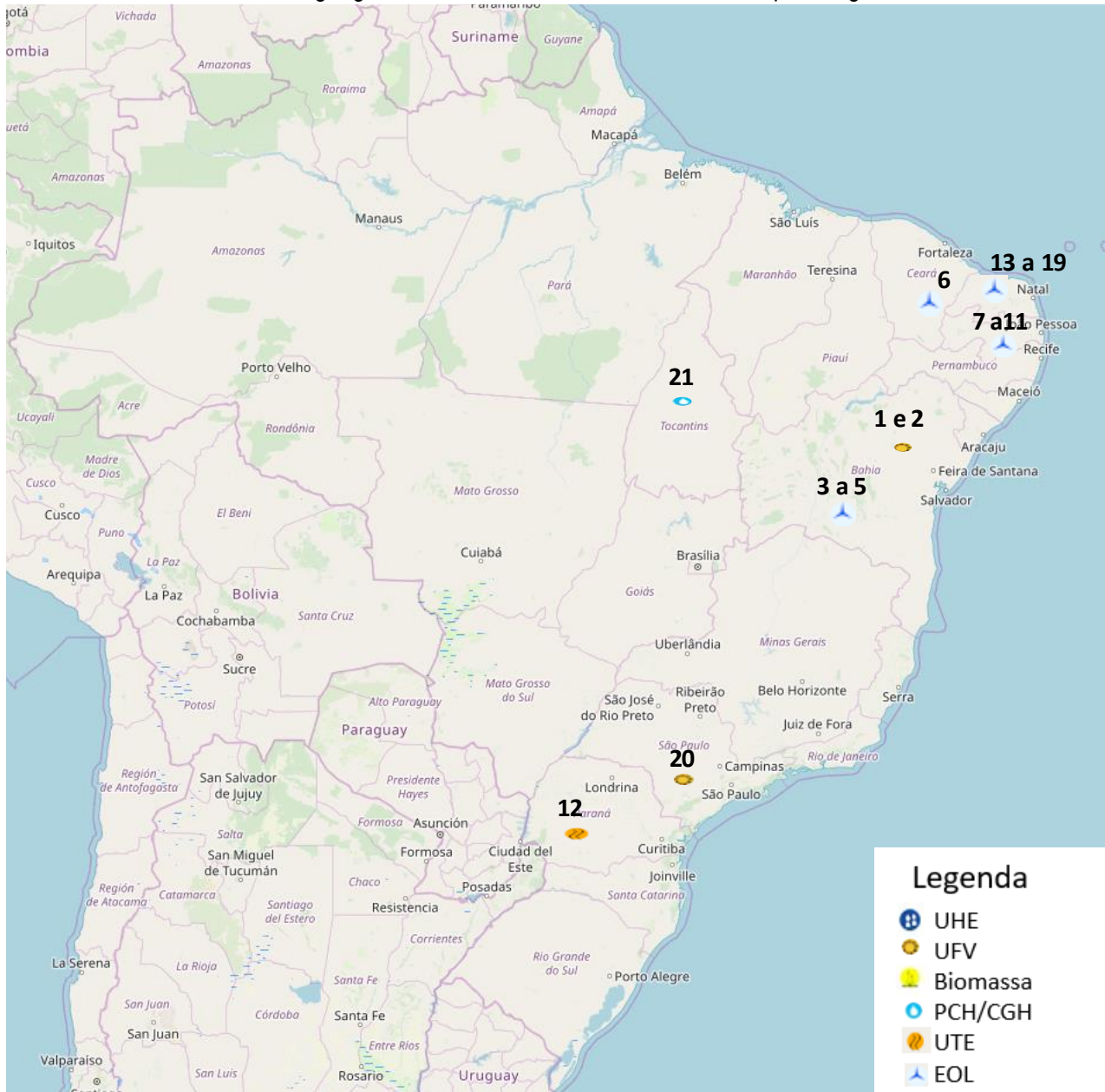


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de novembro de 2021.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	UFV	UFV Juazeiro VII	1 a 30	47,29	BA	UFV.RS.BA.043286-5.01
2	UFV	UFV Juazeiro VIII	1 a 10	15,20	BA	UFV.RS.BA.044754-4.01
3	EOL	EOL Ventos De Santa Esperança 17	1 a 10	42,00	BA	EOL.CV.BA.034509-1.01
4	EOL	EOL Ventos de Santa Esperança 21	1 a 11	46,20	BA	EOL.CV.BA.034511-3.01
5	EOL	EOL Ventos de Santa Esperança 26	1 a 11	46,20	BA	EOL.CV.BA.034514-8.01
6	EOL	EOL Serra do Mato VI	1 a 4	16,80	CE	EOL.CV.CE.032379-9.01
7	EOL	EOL Chafariz 3	5	3,47	PB	EOL.CV.PB.034642-0.01
8	EOL	EOL Chafariz 4	3 a 5	10,40	PB	EOL.CV.PB.034644-6.01
9	EOL	EOL Ventos de Arapuá 1	1 a 7	24,26	PB	EOL.CV.PB.035240-3.01
10	EOL	EOL Ventos de Arapuá 2	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.035241-1.01
11	EOL	EOL Ventos de Arapuá 3	1 a 4	13,86	PB	EOL.CV.PB.035242-0.01
12	UTE	UTE Destilaria Melhoramentos – Nova Londrina	1 a 3	7,60	PR	UTE.AI.PR.050872-1.01
13	EOL	EOL Cumarú II	10	4,20	RN	EOL.CV.RN.032208-3.01
14	EOL	EOL Cumarú V	1 e 4	8,40	RN	EOL.CV.RN.037021-5.01
15	EOL	EOL Ventos de Santa Martina 01	3 a 8 e 13	29,40	RN	EOL.CV.RN.038310-4.01
16	EOL	EOL Ventos de Santa Martina 11	10	4,20	RN	EOL.CV.RN.038320-1.01
17	EOL	EOL Ventos de Santa Martina 14	3 a 7 e 9 a 11 e 13 a 15	46,20	RN	EOL.CV.RN.038323-6.01
18	EOL	EOL Vila Espírito Santo I (Antiga Potiguar B21)	1 a 8	33,60	RN	EOL.CV.RN.040594-9.01
19	EOL	EOL Filgueira II	1 a 5	17,75	RN	EOL.CV.RN.033430-8.01
20	UFV	UFV Pereira Barreto V	1 a 216	35,91	SP	UFV.RS.SP.034365-0.01
21	PCH	PCH Manuel Alves	1 a 2	8,00	TO	PCH.PH.TO.034495-8.01
				495,58		

Destaca-se, em novembro de 2021, a entrada em operação de 19 Usinas com 444,07 MW (89,5%) de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Ceará, Paraíba, e Rio Grande do Norte.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Nov/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Nov/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Nov/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	8,00	88,23	0,00	9,01	8,00	97,24
PCH	8,00	83,72	0,00	5,50	8,00	89,22
CGH	0,00	4,51	0,00	3,51	0,00	8,02
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	0,00	1.575,75	7,60	528,74	7,60	2.104,49
Biomassa	0,00	146,89	7,60	262,43	7,60	409,31
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	125,27	1.302,67	256,31	1.686,55	381,58	2.989,21
Eólica (não GD)	125,27	1.302,67	256,31	1.686,55	381,58	2.989,21
Solar	0,00	519,89	98,40	734,14	98,40	1.254,04
Solar (não GD)	0,00	519,89	98,40	734,14	98,40	1.254,04
TOTAL	133,27	3.486,54	362,31	2.958,44	495,58	6.444,98

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 ampliação por subsistema elétrico – Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte – com destaque para o Nordeste, que realizou 88,1% desse crescimento.

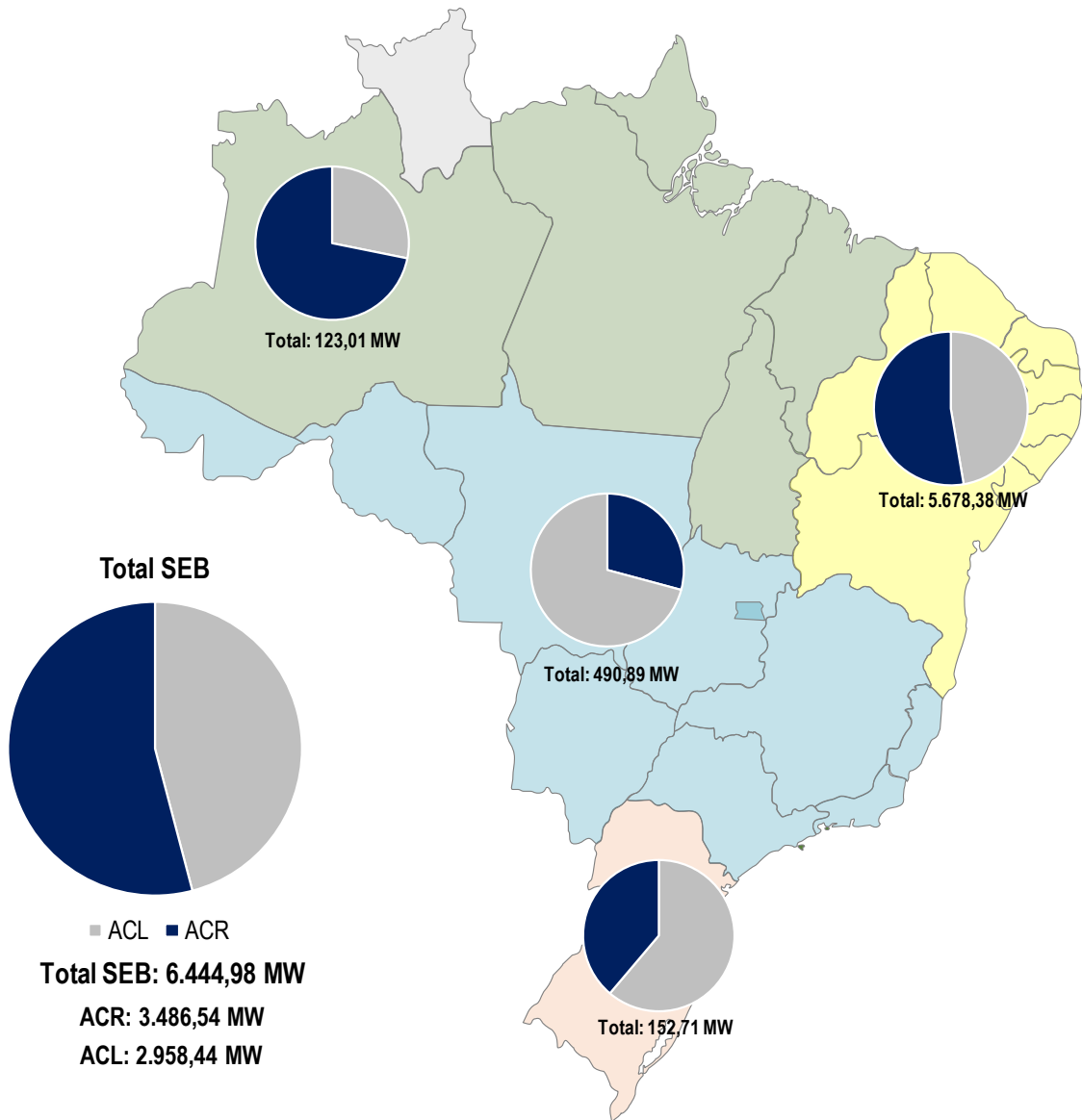


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.

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 2023, está prevista a entrada em operação de 22.252,15 MW de capacidade instalada, com destaque para 10.341,54 MW de fonte solar centralizada, 6.907,73 MW de fonte eólica, 4.440,61 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 562,28 MW, representando apenas 2,5% do total. Destaca-se, também, que 16.103,21 MW (72,4%) 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 2023.

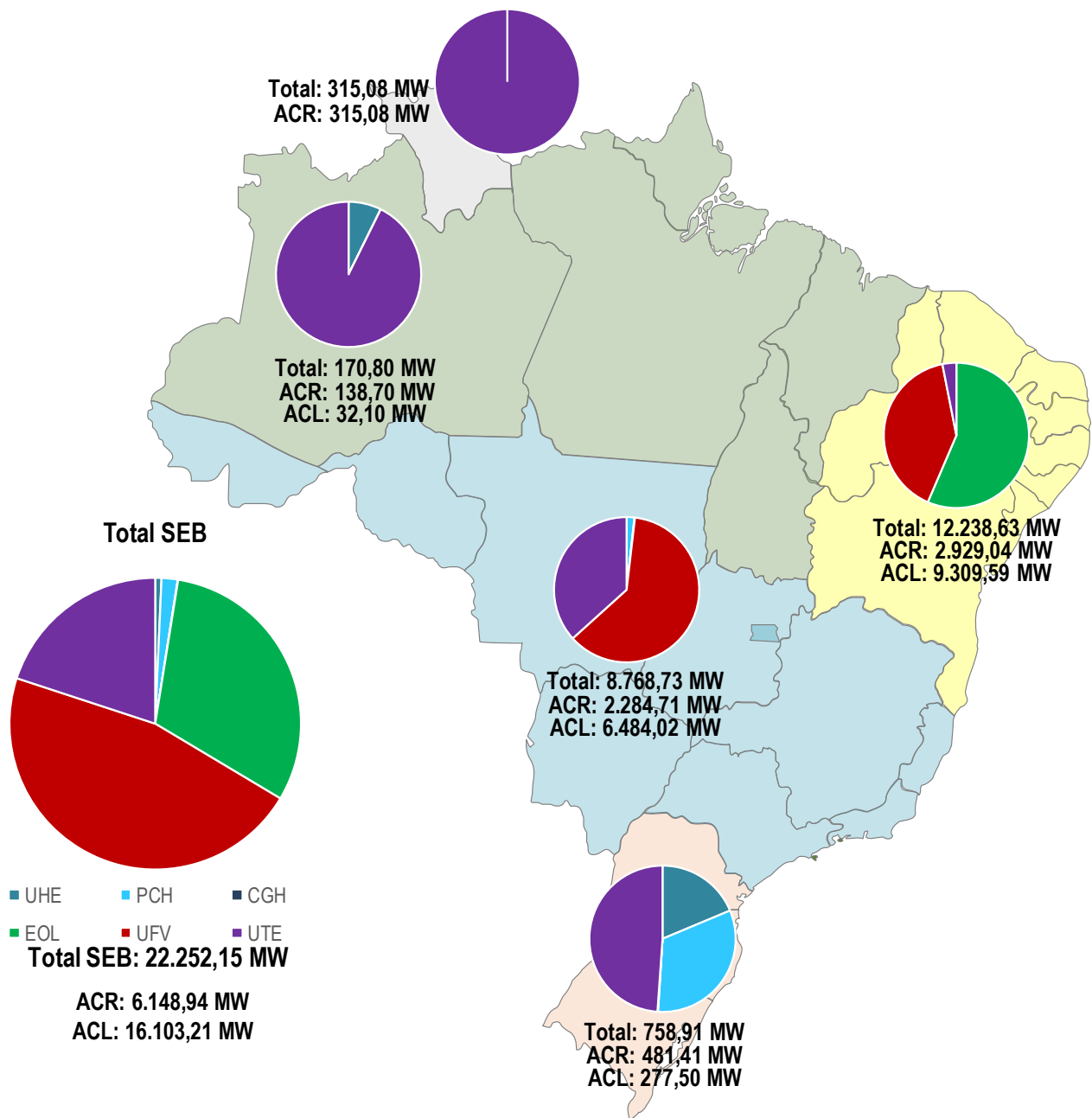


Figura 21.21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)
Hidráulica	0,00	300,30	158,09	5,10	56,60	42,19	5,10	356,90	200,28
PCH	0,00	155,80	149,59	5,10	56,60	29,69	5,10	212,40	179,28
CGH	0,00	2,60	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	8,50
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	141,90	12,50
Térmica	3,17	1.673,19	1.273,85	84,50	1.177,87	228,05	87,67	2.851,05	1.501,90
Eólica	158,73	1.283,33	557,10	151,61	1.653,59	3.103,37	310,34	2.936,92	3.660,47
Eólica (não GD)	158,73	1.283,33	557,10	151,61	1.653,59	3.103,37	310,34	2.936,92	3.660,47
Solar	0,00	485,01	256,20	140,06	4.126,64	5.333,63	140,06	4.611,65	5.589,82
Solar (não GD)	0,00	485,01	256,20	140,06	4.126,64	5.333,63	140,06	4.611,65	5.589,82
TOTAL	161,89	3.741,83	2.245,23	381,27	7.014,69	8.707,24	543,17	10.756,52	10.952,47

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

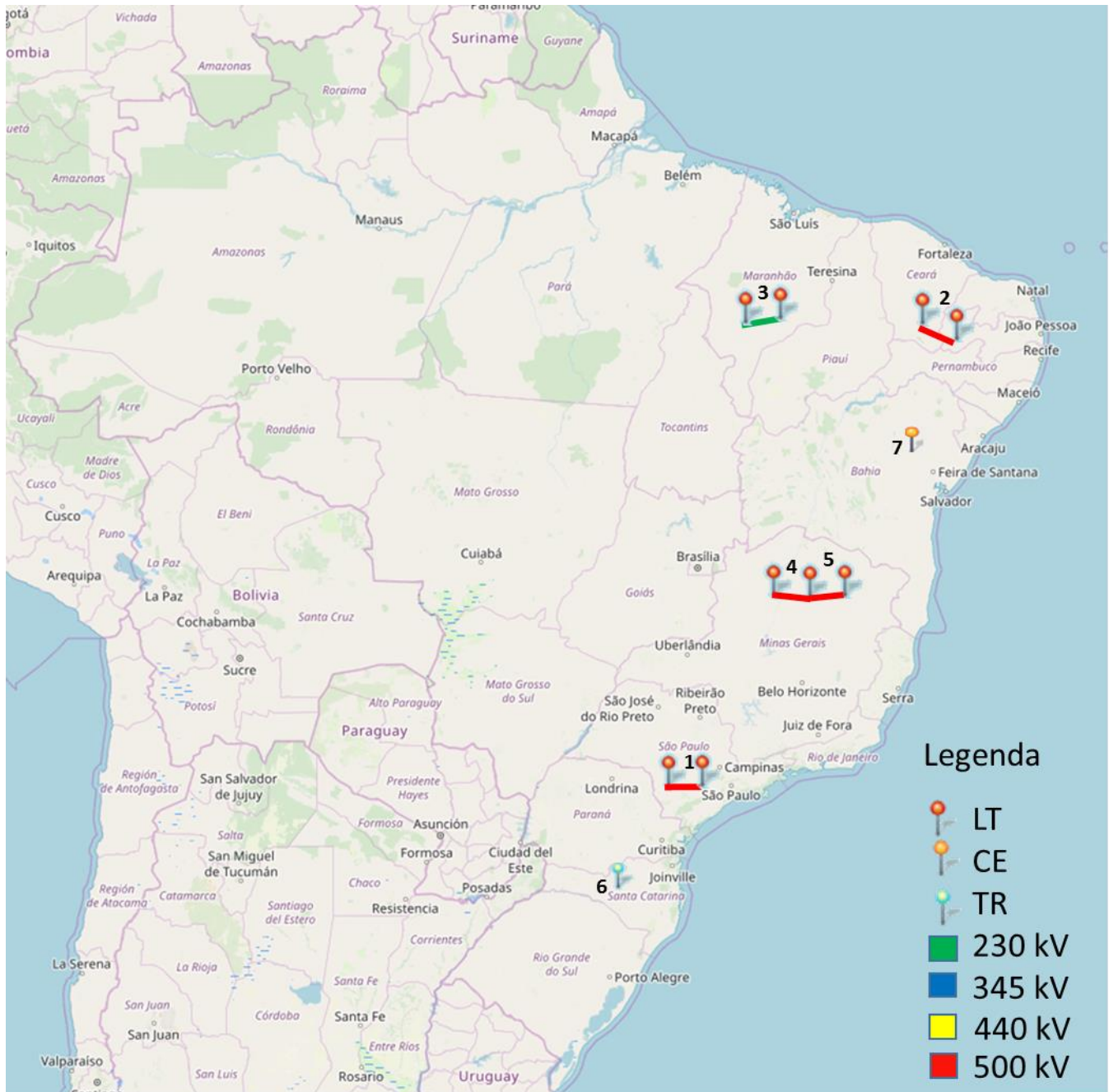


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em novembro de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Tais equipamentos caracterizam-se conforme descrito nas tabelas a seguir, sendo 788 km o total de linhas de transmissão, 150 MVA de capacidade de transformação e 20 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa que entraram em operação em novembro 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	500	LT Campinas/ Itatiba C2	25,0	SP
2	500	LT Santa Luzia II/ Milagres II C1	220,0	PB/CE
3	230	LT São Luis II/ São Luis III C2	36,0	MA
4	500	LT Pirapora 2/ Presidente Juscelino C2	177,0	MG
5	500	LT Janaúba 3/ Presidente Juscelino C2	330,0	MG
TOTAL			788,0	

Tabela 9. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
6	230	SE Palhoça - Substituição do 2º Autotransformador	150,0	SC
TOTAL			150,0	

Tabela 10. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
7	230	SE Itabuna III -Banco de Capacitores	20,0	BA
TOTAL			20,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	36,0	1.455,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	752,0	4.504,7
TOTAL	788,0	6.071,6



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	150,0	5.282,5
440	0,0	1.700,0
500	0,0	9.882,0
TOTAL	150,0	16.864,5

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 ¹

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 19.330 km de linhas de transmissão (LT) e 54.340 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)
230	0,0	2.387,9	2.597,5
345	0,0	246,2	154,0
440	0,0	37,0	61,0
500	0,0	9.348,4	4.498,0
TOTAL	0,0	12.019,5	7.310,5

Fonte dos dados: MME / SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	0,0	9.681,0	3.485,0
345	0,0	3.150,0	1.065,0
440	0,0	0,0	300,0
500	0,0	22.083,0	14.576,0
TOTAL	0,0	34.914,0	19.426,0

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. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de outubro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 53,1% do total gerado no país, valor 1,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica e térmica tiveram decréscimo em relação ao verificado em setembro de 1,4 p.p. e de 1,5 p.p., representando 14,8% e 30,4%, respectivamente, do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 74,7% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em outubro de 2021, decréscimo de 1,5 p.p. em relação ao mês anterior.

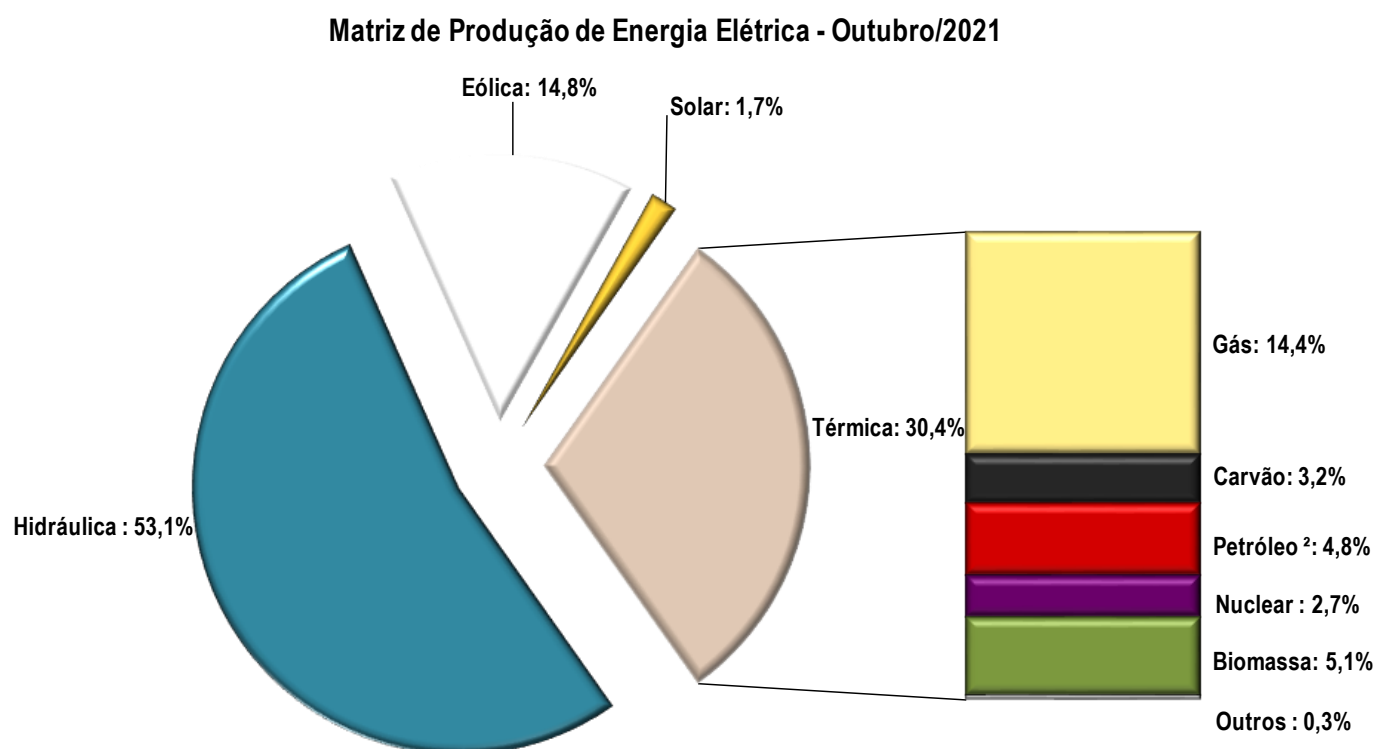


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até outubro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de outubro, a geração hidráulica no SIN teve aumento de 4,3% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com outubro de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 20,7%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 22,6%, 23,5% e 57,7%. Já em relação ao total de geração no mês de outubro, houve redução de 4,7% em relação a outubro de 2020, justificada pelas altas temperaturas naquele ano e o atraso no período inicial das chuvas.

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 22,6% observado no mês de outubro em comparação ao mesmo mês de 2020. O fato associa-se 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 do cenário de volumes reduzidos de chuvas nas principais bacias hidrográficas 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 10,6% 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 11. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/20 (GWh)	Set/21 (GWh)	Out/21 (GWh)	Evolução mensal (Out/21 / Set/21)	Evolução anual (Out/21 / Out/20)	Nov/19-Out/20 (GWh)	Nov/20-Out/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.427	24.668	25.722	4,3%	-20,7%	364.406	362.092	-0,6%
Térmica	11.774	14.115	14.440	2,3%	22,6%	93.379	134.548	44,1%
Gás	5.023	6.299	6.982	10,8%	39,0%	37.077	64.669	74,4%
Carvão	1.321	1.484	1.527	2,9%	15,6%	9.609	15.054	56,7%
Petróleo ²	473	1.622	2.005	23,7%	324,0%	2.771	12.027	334,0%
Nuclear	1.269	1.329	1.298	-2,3%	2,3%	13.061	13.386	2,5%
Outros	601	224	170	-	-71,8%	3.057	2.639	-13,7%
Biomassa	3.087	3.157	2.459	-22,1%	-20,3%	27.806	26.771	-3,7%
Eólica	5.813	7.736	7.179	-7,2%	23,5%	54.865	69.781	27,2%
Solar	511	827	806	-2,5%	57,7%	5.915	6.966	17,8%
TOTAL	50.525	47.346	48.147	1,7%	-4,7%	518.566	573.386	10,6%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

Tabela 12. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/20 (GWh)	Set/21 (GWh)	Out/21 (GWh)	Evolução mensal (Out/21 / Set/21)	Evolução anual (Out/21 / Out/20)	Nov/19-Out/20 (GWh)	Nov/20-Out/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,0	2,2	2,2	0,0%	-	1	25,4	-
Gás	14,6	13,1	13,7	5,0%	-5,8%	144	153,5	6,7%
Petróleo ²	346,6	292,3	331,3	13,4%	-4,4%	3.878	3.730	-3,8%
Biomassa	4,9	4,8	4,7	-2,0%	-5,4%	46	52,7	15,4%
TOTAL	367	312	352	12,7%	-4,2%	4.069	3.961	-2,6%

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 outubro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.

8.4. Geração Eólica¹

No mês de outubro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 7,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 45,9%, com total de 8.548 MW médios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 43%, o que indica aumento de 3,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em outubro de 2021, diminuiu 1,4 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 37,6%, com total de 791 MW médios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 33,9%, o que indica redução de 1,5 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

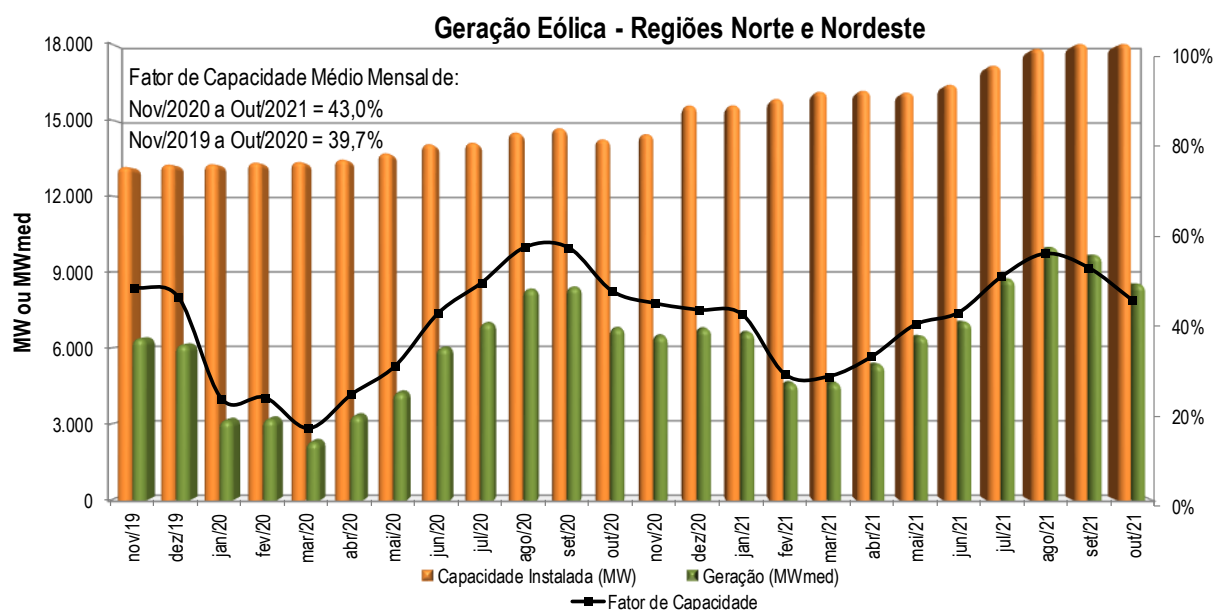


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

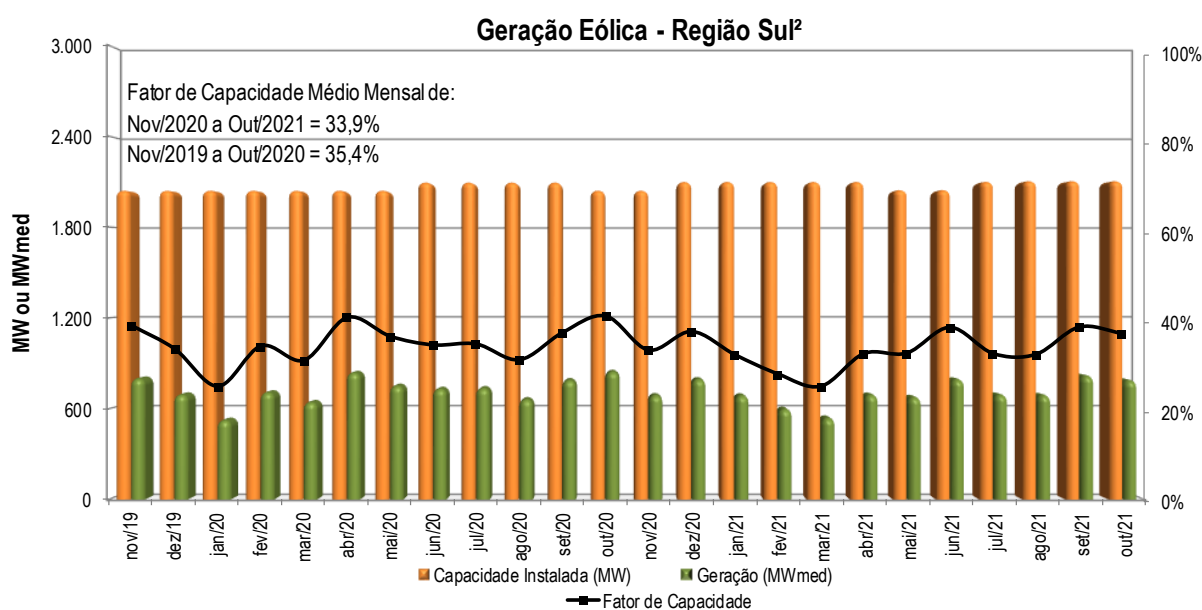


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 outubro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em outubro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 33.522 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 63.898 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 52,5%.

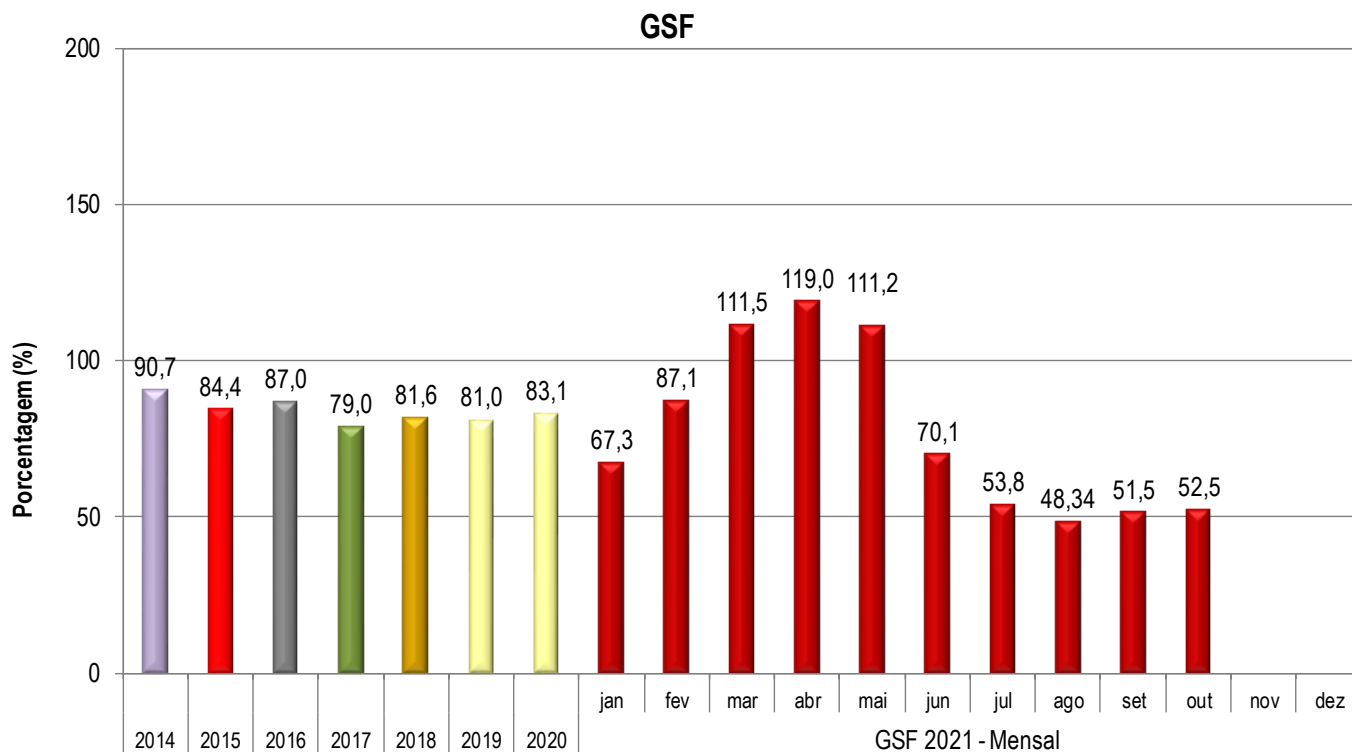


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 13. 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		
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308	64.090	64.957	63.898		
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8	48,3	51,5	52,5		

Dados contabilizados até outubro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em novembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 40,54 / MWh e R\$ 193,12 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Nordeste, no intervalo da 4h30 às 5h do dia 05/11, enquanto os valores nos demais subsistemas, neste mesmo horário, permaneceram no patamar de pouco acima de R\$ 95,00 / MWh. Ressalta-se que, durante quase todo o mês, os valores do CMO permaneceram em torno de R\$ 84 / MWh em face à melhoria 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.

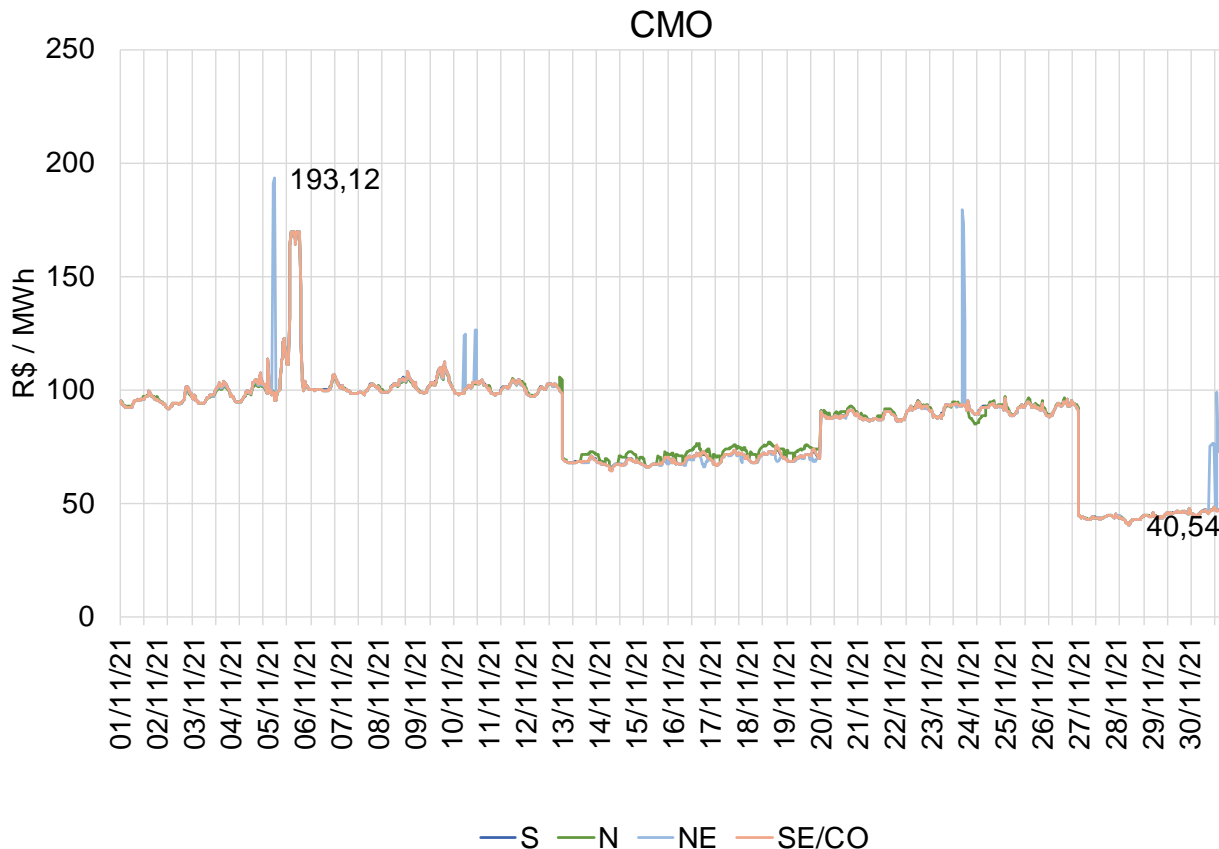


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em novembro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 128,29 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 15h às 16h do dia 05/11 e o menor valor, correspondente ao valor mínimo regulatório para o PLD horário em 2021, foi verificado em todos os subsistemas em diversos horários dos dias 27, 28, 29 e 30/11. Na média, o PLD se estabeleceu em torno de R\$ 88 / MWh no mês de novembro.

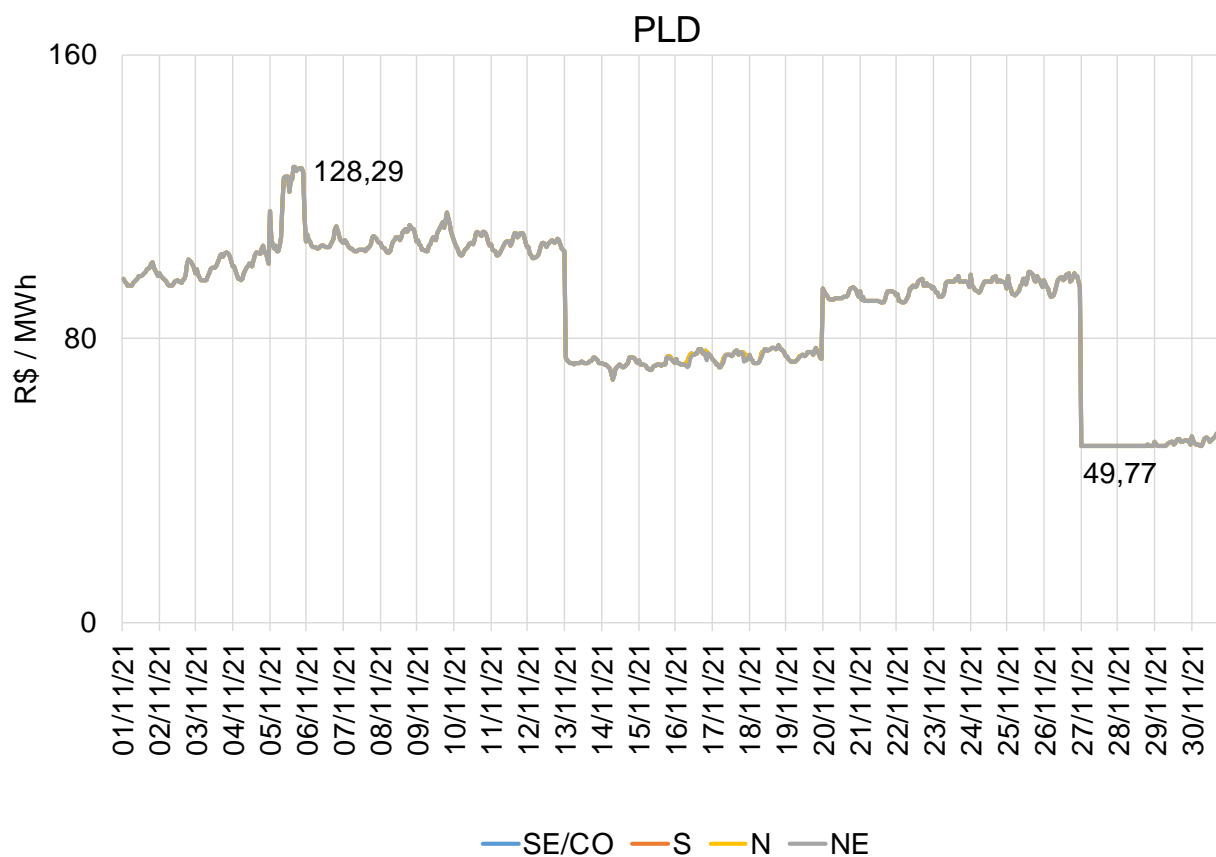


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em outubro de 2021 totalizaram R\$ 4,90 bilhões, montante consideravelmente superior ao verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 2,84 bilhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de outubro se refere ao Encargo por Segurança Energética, responsável por cerca de 68% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 3,4 bilhões.

Em seguida, as maiores parcelas verificadas correspondem aos encargos por importação e deslocamento hidráulico. Os três encargos de maior montante em outubro 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) frente à necessidade de poupar água nos reservatórios (deslocamento hidráulico).

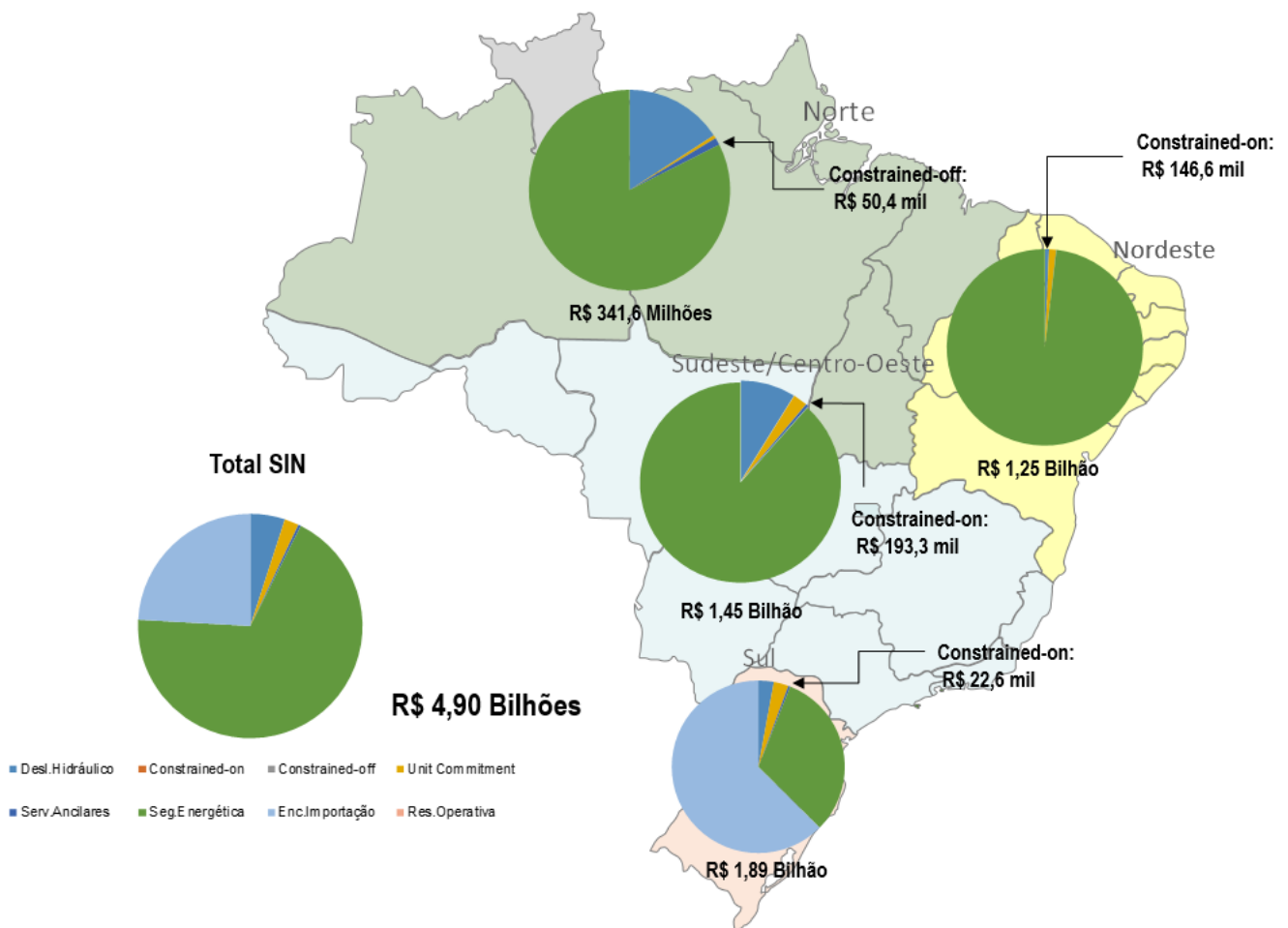


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

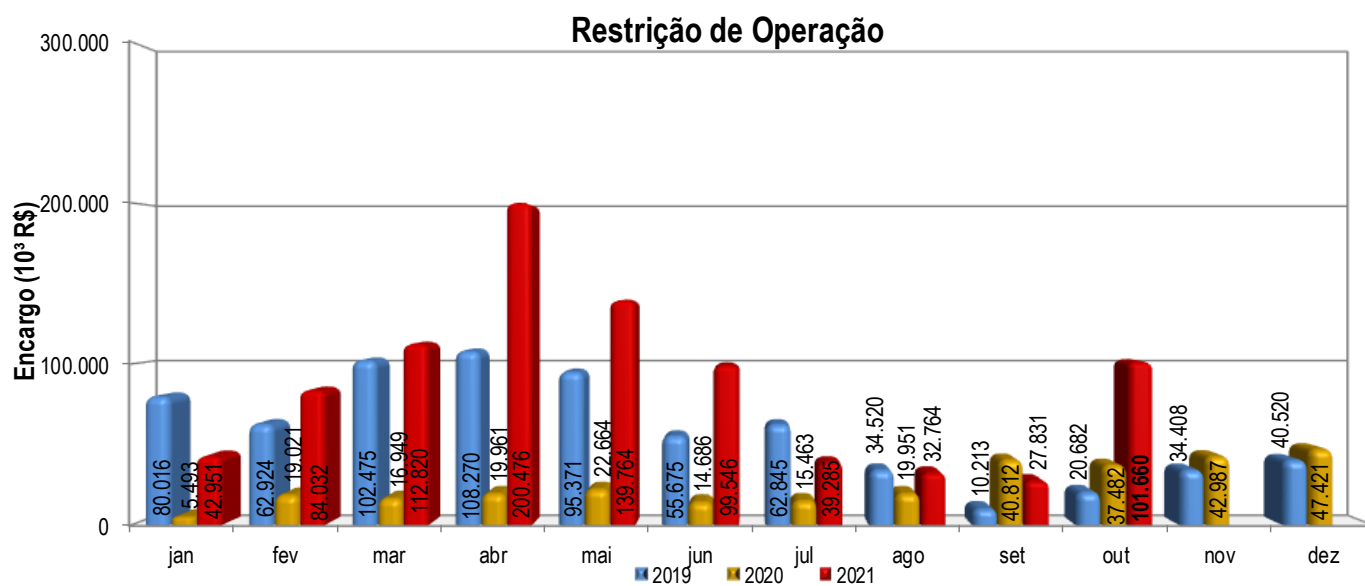


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

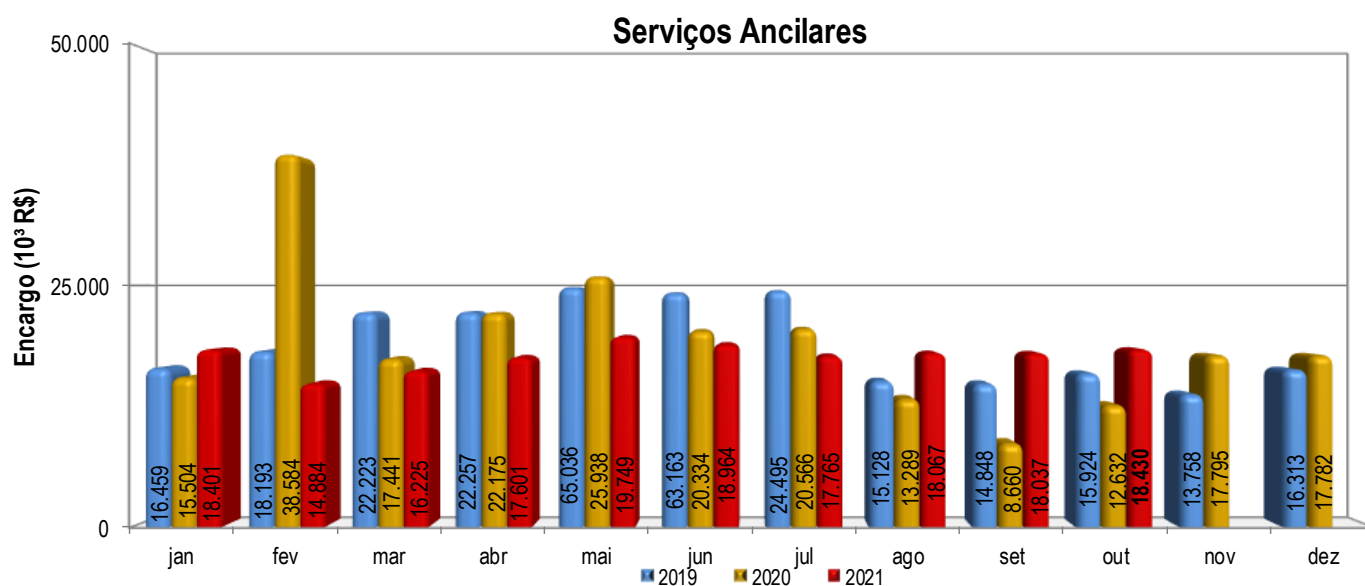


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

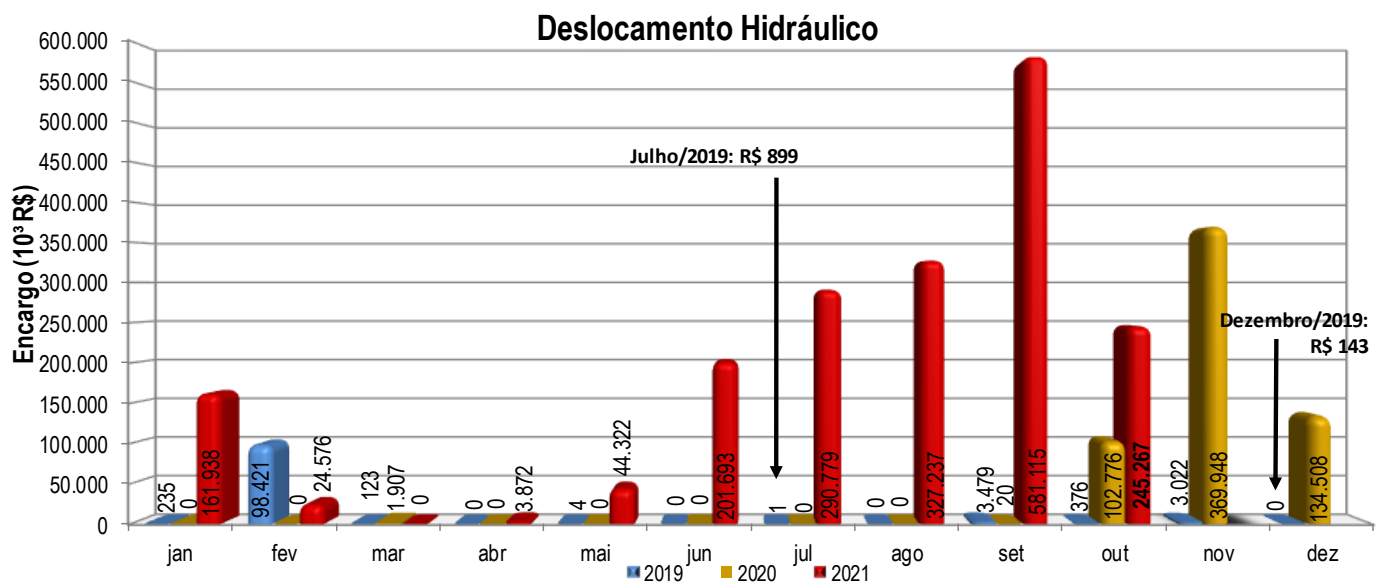


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

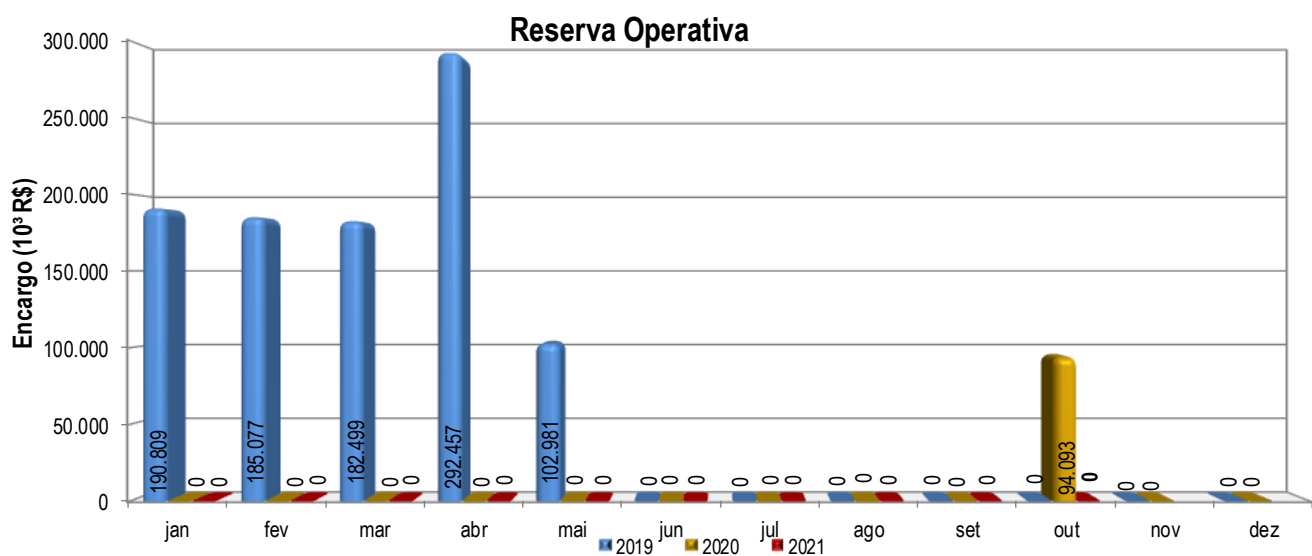


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

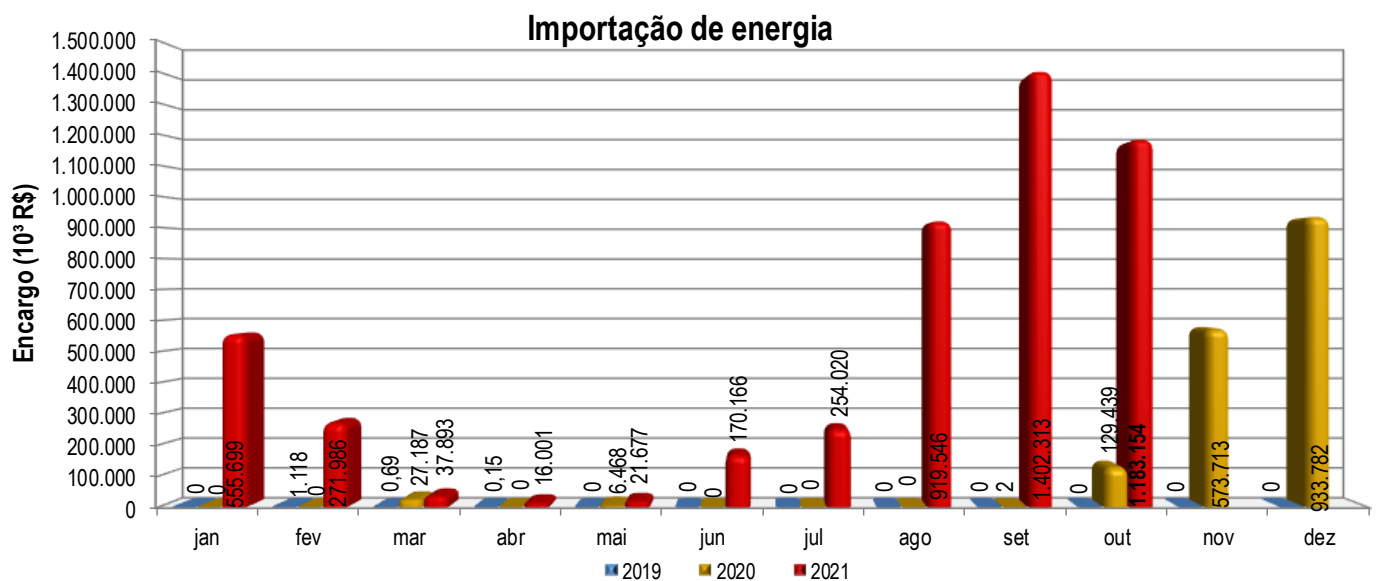


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

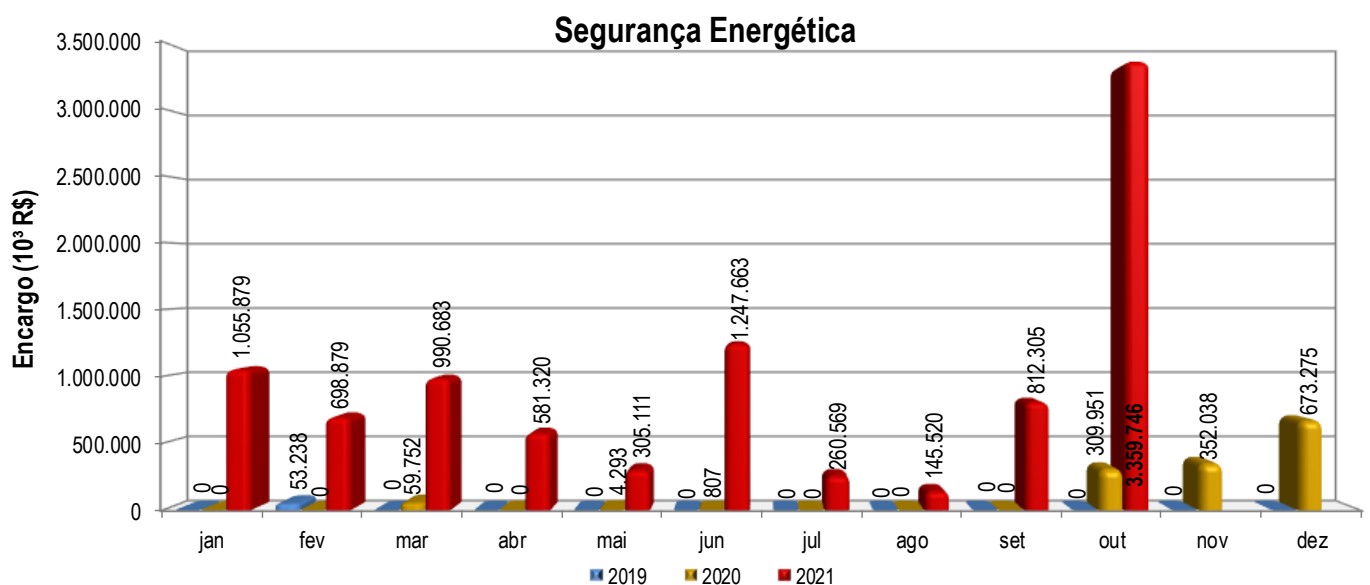


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2021, foi verificada uma ocorrência no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 226 MW de corte de carga.

Tabela 14. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
24/nov	Desligamento total das subestações 230 kV Itapebi, Eunápolis e Teixeira de Freitas II.	226,0	BA	Desligamento acidental (falha humana) do DJ 14F6 da LT 230 kV Funil-Itapebi 04F6 na SE Itapebi coincidente com os trabalhos do SGI 61.705-21 (atualização da base do SAGE) provocando também o desligamento da UHE Itapebi pela atuação acidental de SEP.
		226,0		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 15. 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	2021 Jan-Nov	2020 Jan-Nov
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	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128	902	1.952	477	0	0	4.666	4.507
NE	356	606	366	261	219	0	0	233	172	0	226	0	2.440	2.198
N	248	0	0	1.447	446	757	266	231	0	172	0	0	3.567	5.025
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	0	13.070	13.945

Tabela 16. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2021 Jan-Nov	2020 Jan-Nov
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	0	12	15
NE	1	3	2	1	2	0	0	1	1	0	1	0	12	10
N	1	0	0	6	1	3	2	1	0	1	0	0	15	12
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	0	55	47

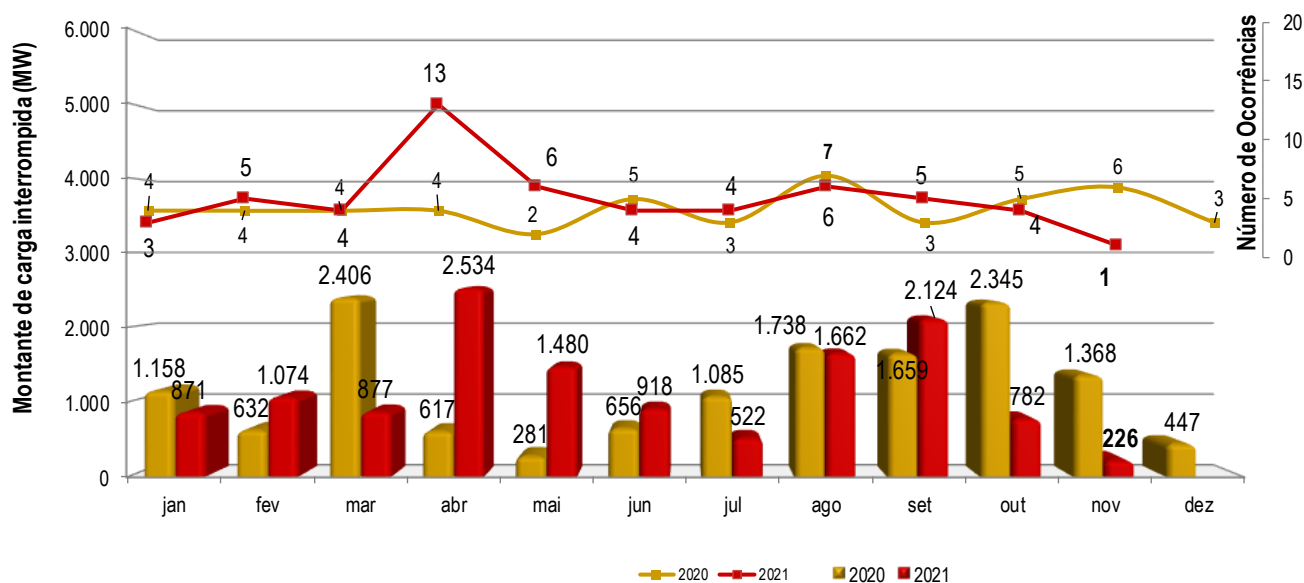


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 outubro de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 9,71 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 17. Evolução do DEC em 2021.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021														Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Região	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez				
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83	0,74	0,78	0,83	1,05	1,15			9,72	11,48	11,95	
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70	0,65	0,76	0,89			8,22	10,77	9,89	
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49	1,00	0,59	0,80			6,73	7,84	8,47	
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83	0,55	1,70	2,07			12,48	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			12,01	13,85	13,74	
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87	2,24	3,59	2,54			22,85	24,01	32,13	

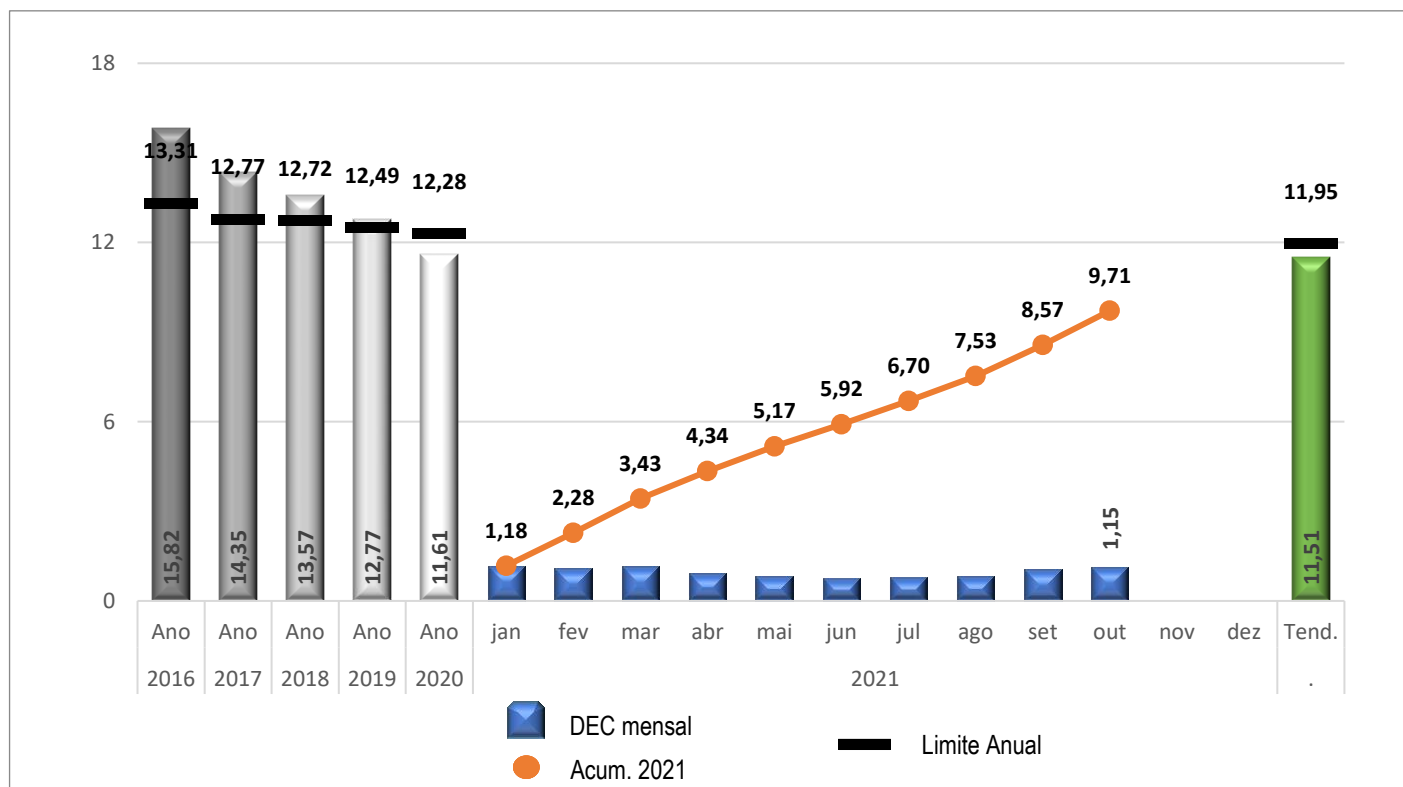


Figura 37. DEC do Brasil

Até o mês de outubro de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 4,98 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 18. 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			4,98	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			4,86	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			3,78	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			6,32	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			5,20	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			12,17	13,33	26,88

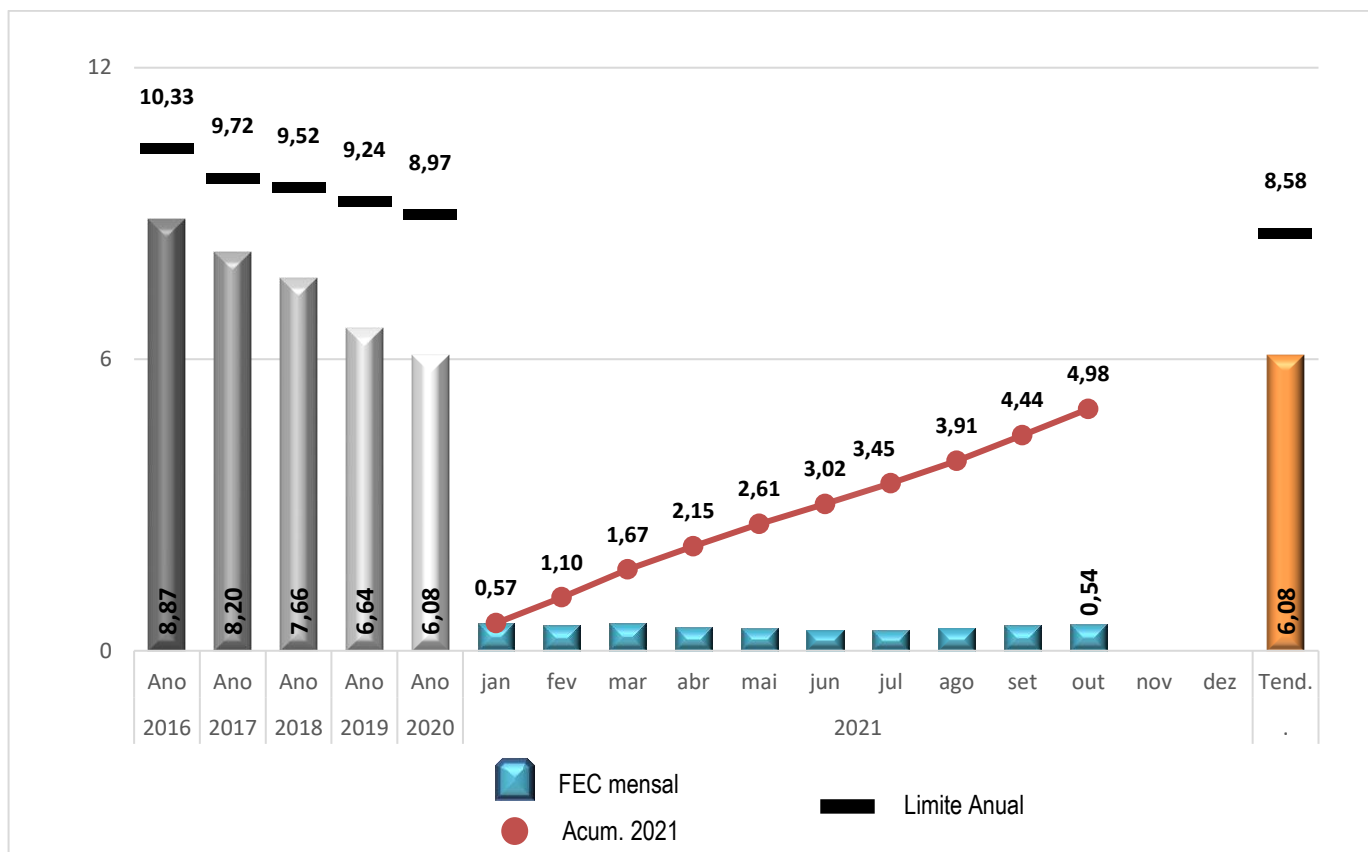


Figura 38. FEC do Brasil

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 outubro 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	