



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro / 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 Luis 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

Marlian Leão 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 Linhas de Transmissão 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	39
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro 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 outubro 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 outubro 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. Subestações de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de setembro de 2021.....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em setembro de 2021.	21
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.....	26
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação	27
Tabela 20. Previsão da expansão da capacidade de transformação	29
Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	29
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	31
Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês.....	38
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências	39
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	39
Tabela 26. Evolução do DEC em 2021.	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.....	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

O mês de outubro de 2021 marcou a antecipação do início da estação chuvosa, a qual, mais comumente, se estabelece somente a partir de novembro. Foram chuvas acima da média, embora bastante irregulares, ocorridas de forma mais intensa na faixa do extremo norte do Brasil, grande parte da Região Sul e parte do Sudeste. A distribuição das precipitações beneficiou, principalmente, as bacias do rio Paraná, Paranapanema e a bacia do Iguaçu, apesar da zona sul do Rio Grande do Sul ter enfrentado chuvas consideravelmente abaixo da média para o período.

Os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul sofreram replecionamento em relação ao mês de setembro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 1,5 p.p. e o Sul em 23,4 p.p. Já, nos subsistemas Nordeste e Norte, observou-se deplecionamento de 4,1 p.p e 14,5 p.p, respectivamente, em relação ao mês anterior.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, teve destaque a participação do subsistema Norte que manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, com aumento de 149% da sua participação em relação ao mês anterior. O Nordeste seguiu como exportador, tendo fornecido, em outubro, um total de 5.485 MW médios, o que corresponde a aproximadamente 31% abaixo do montante de setembro. Já o subsistema Sul, manteve perfil de exportador ao SIN, praticamente, no mesmo patamar em relação ao mês anterior, tendo fornecido 440 MW médios ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste que permaneceu como importador. Verificou-se importação de energia elétrica da Argentina e do Uruguai em montante de 1.040 MW médios.

A capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu, em outubro, 187.198 MW, incluindo geração distribuída. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 9.527 MW (5,4%), com destaque para 4.311 MW de geração de fonte solar, 3.326 MW de fonte eólica e 1.782 MW de fonte térmica. A geração distribuída alcançou 7.471 MW instalados em 642.581 unidades em outubro de 2021, resultando em 4,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 83,2% nos últimos 12 meses. Destaca-se, nesse mês, a entrada em operação de 27 Usinas com 692,60 MW (70,4%) de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste - Estados da Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 76,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em setembro de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 33.476 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 64.957 MW médios, o que representou um GSF mensal de 51,5%.

Em outubro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas do SIN entre R\$ 91,79 / MWh e R\$ 1.349,09 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Nordeste, no intervalo da 0h00 à 1h00 do dia 01/10, enquanto o valor nos demais subsistemas, neste mesmo horário, permaneceu no patamar pouco acima de R\$ 500,00 / MWh. Os valores do CMO apresentaram retração na média com relação ao mês anterior, principalmente, pela antecipação do começo do período úmido, com o início, ainda lento, da recuperação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em setembro de 2021 totalizaram R\$ 2,84 bilhões, praticamente o dobro do montante verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1,44 bilhão. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de setembro se refere ao Encargo sobre Importação, responsável por montante de cerca de 49% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 1,4 bilhão.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) registrou, em 28 de setembro, três recordes distintos de produção de energia solar fotovoltaica. O primeiro foi no SIN, com um pico de geração instantânea no valor de 3.626 MW, às 10h52, representando 4,7% da demanda do Brasil. Em seguida, no Nordeste, a geração solar instantânea alcançou 2.624 MW, às 10h52, montante suficiente para atender a 21,4% da carga desta região. Logo em seguida, às 12h08, no Sudeste/Centro-Oeste, foi registrada outra marca inédita para a geração instantânea fotovoltaica, a produção de 1.056 MW que representou 2,4% da demanda do subsistema.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro 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.

Fonte: [ONS](#)

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em outubro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 94% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 92% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 86% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 92% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 89% MLT no Sul, 43% MLT no Nordeste e 86% MLT no subsistema Norte.

Embora, no mês de outubro, tenham ocorrido chuvas bastante irregulares, no geral, as chuvas foram acima do normal, marcando a antecipação do início da estação chuvosa, a qual, mais comumente, se estabelece somente a partir de novembro. A faixa no extremo norte do Brasil, grande parte da Região Sul e parte do Sudeste apresentaram os maiores índices de chuvas, beneficiando, principalmente, as bacias do rio Paraná, Paranapanema e a bacia do Iguaçu, apesar da zona sul do Rio Grande do Sul ter enfrentado chuvas consideravelmente abaixo da média para o período.

Outra bacia que não se beneficiou das precipitações de outubro foi a do rio Madeira, que apresentou chuvas abaixo da média, enquanto a bacia do São Francisco permaneceu neutra, ocorrendo volumes somente um pouco maiores na parte da cabeceira. Em virtude dessas condições climáticas apresentadas, foi possível verificar sinais de recuperação do nível de água em alguns reservatórios do SIN conforme será abordado nos próximos itens deste Boletim.

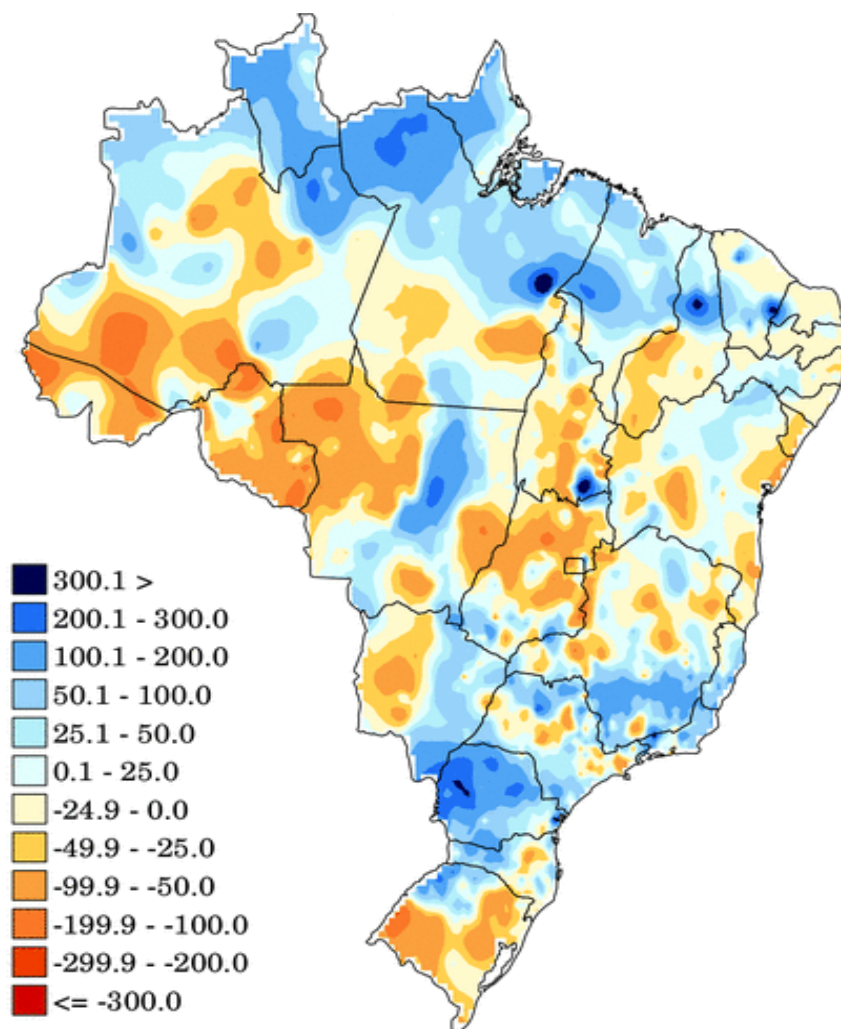


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2021 – Brasil.

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 outubro 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 do Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e Bahia, assim como na zona central da Região Nordeste do Brasil.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média) de forma intensa na zona norte de Minas Gerais, em quase a totalidade do Estado da Bahia e em grande parte dos demais Estados do Nordeste, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas. Já os Estados de Santa Catarina, Paraná e sul de São Paulo 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.

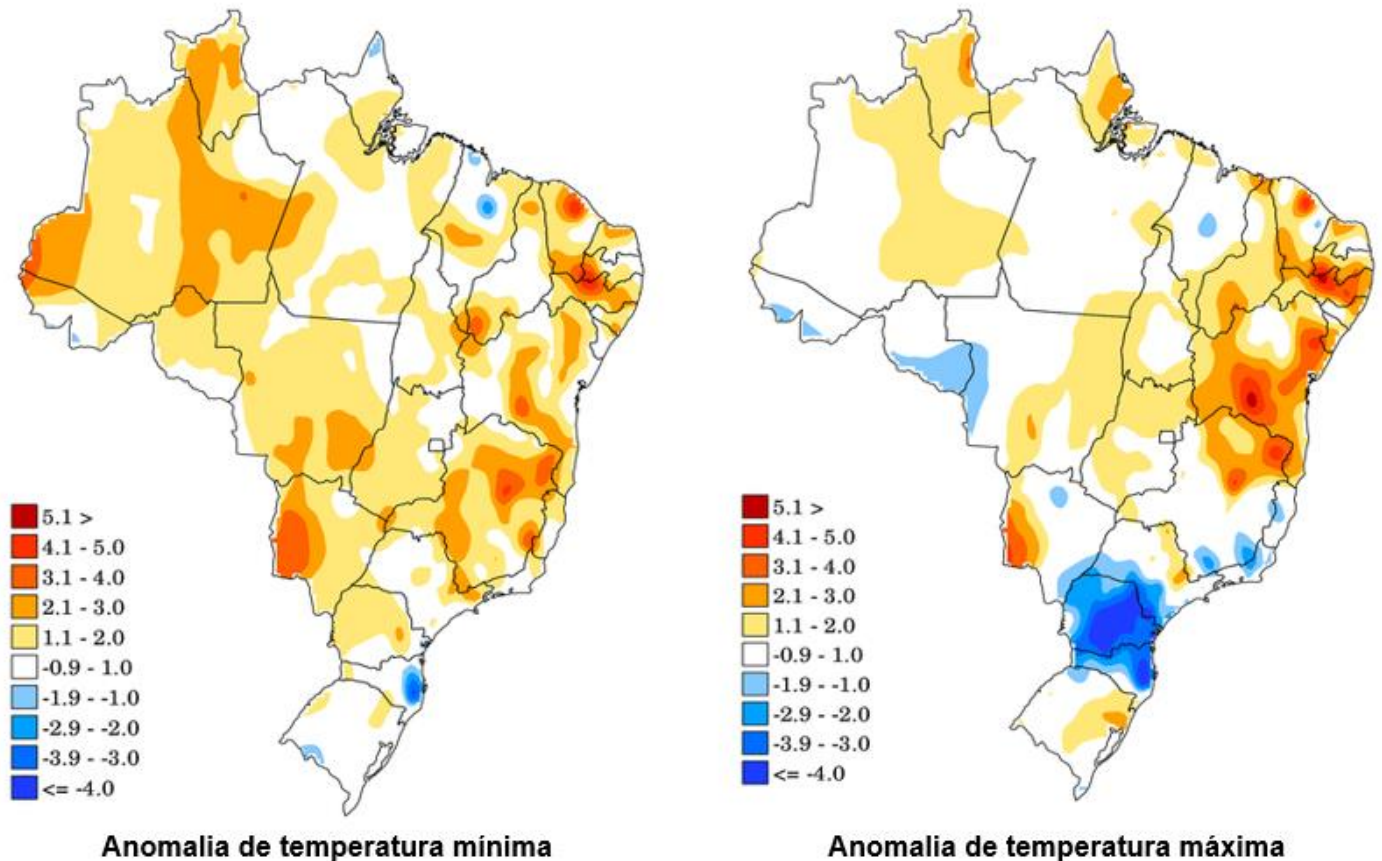


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Armazenável¹

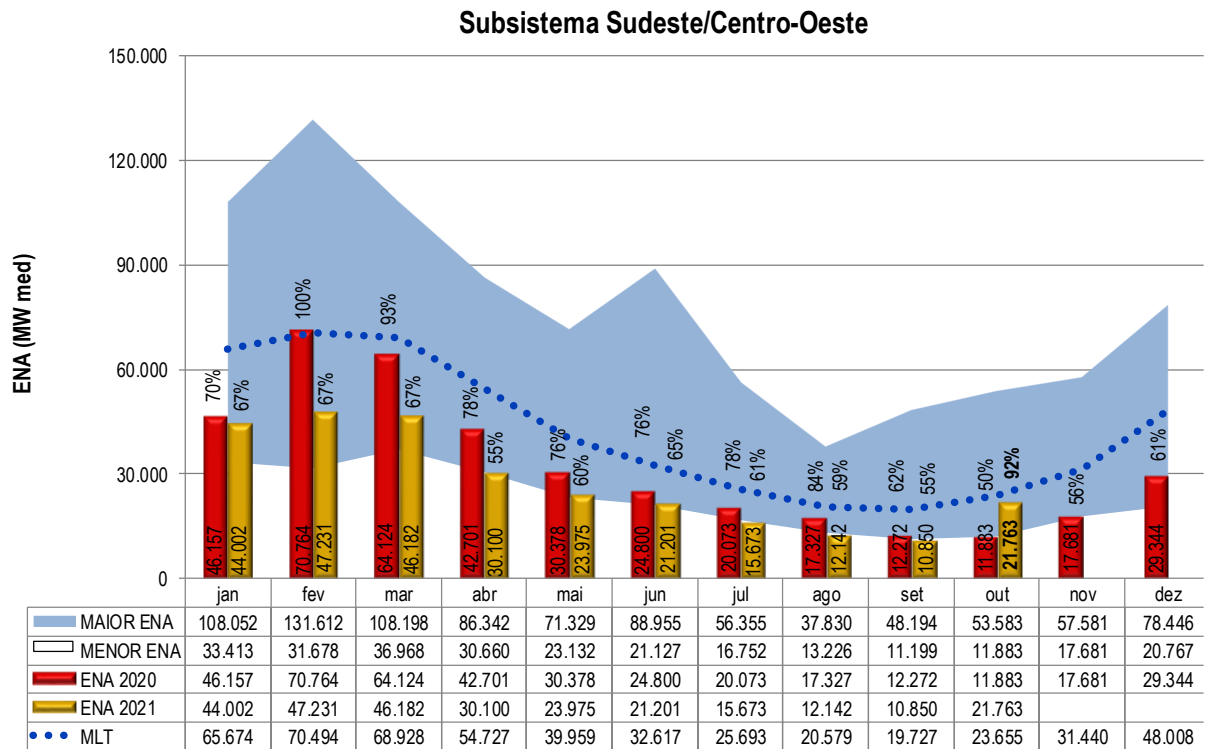


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

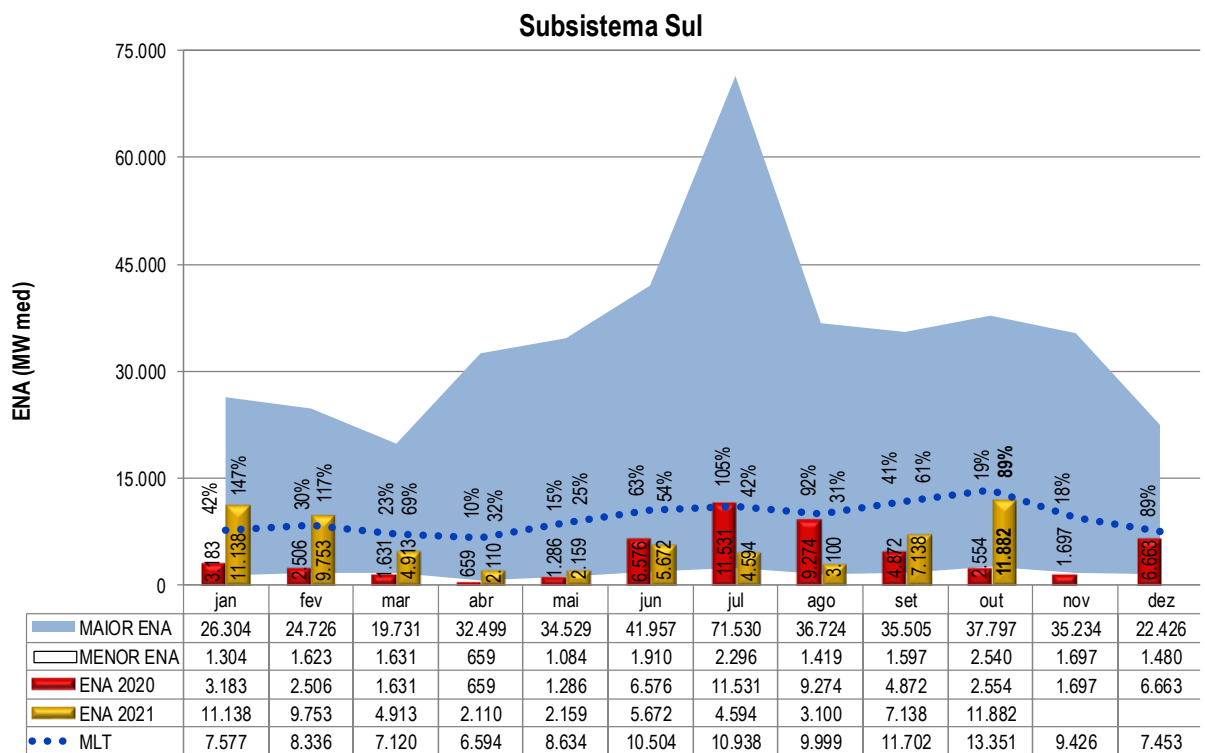


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

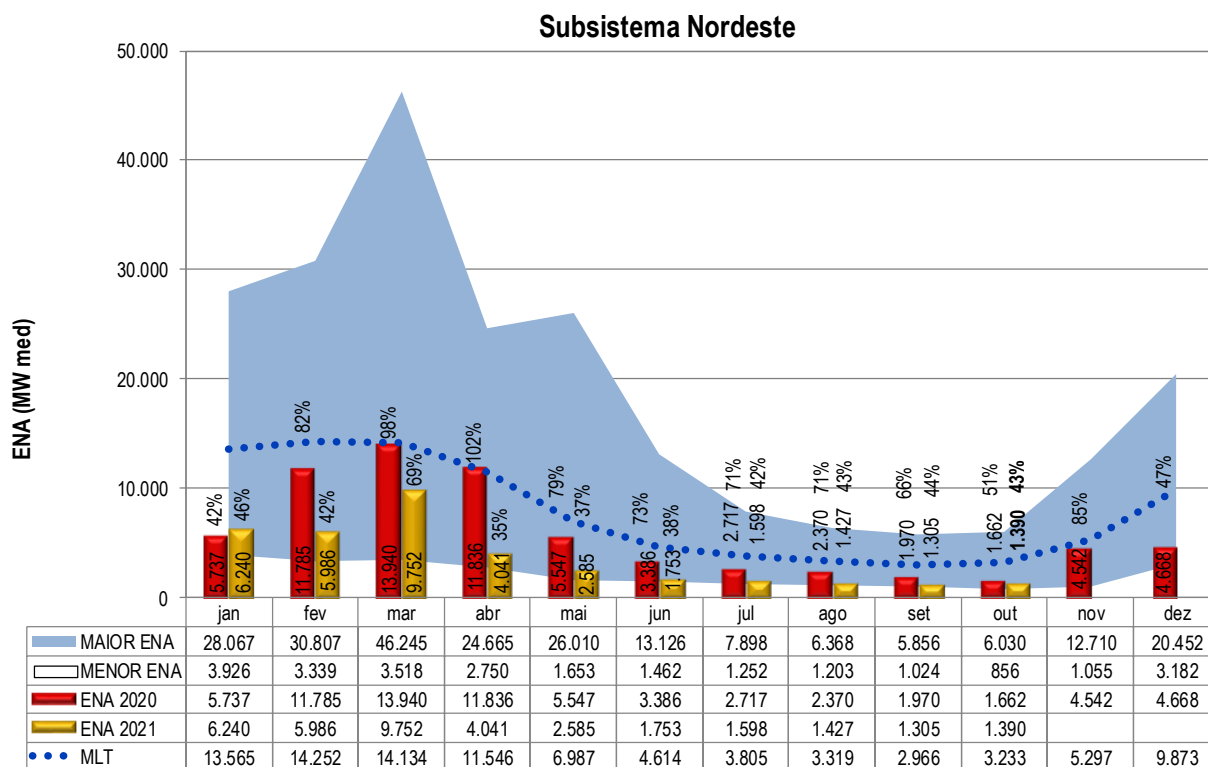


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

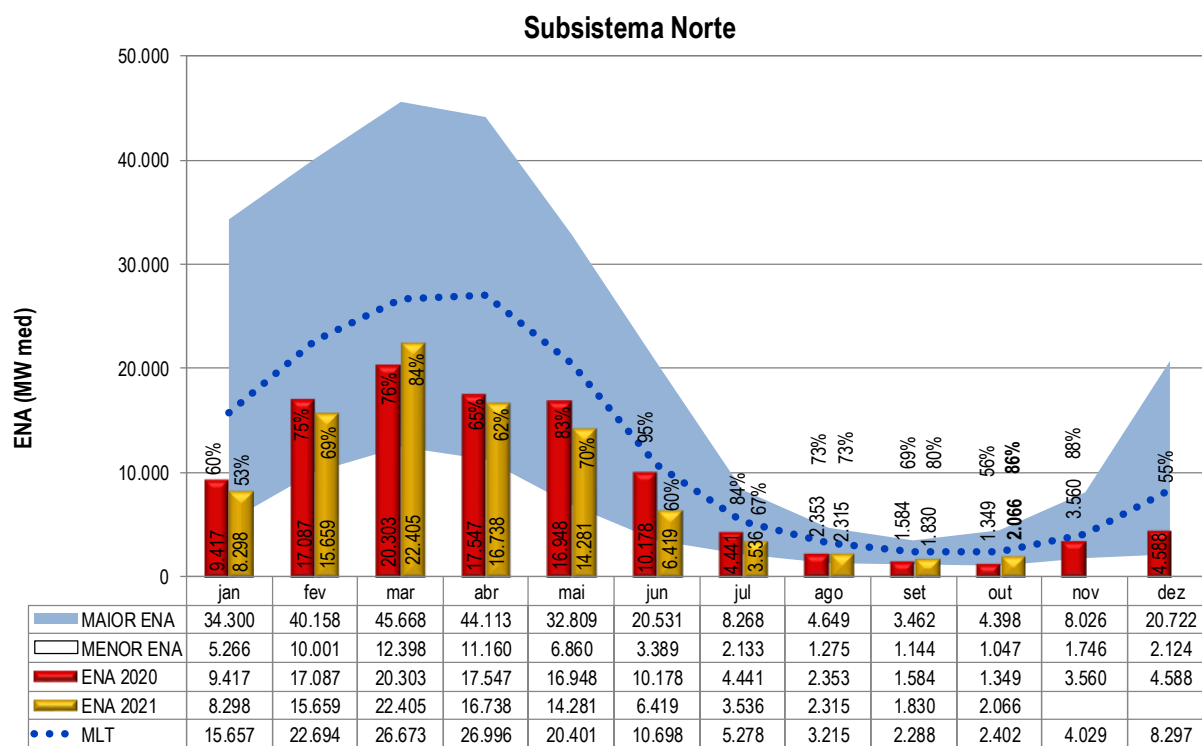


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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 outubro de 2021, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul sofreram replecionamento em relação ao mês de setembro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 1,5 p.p. e o Sul em 23,4 p.p. Já nos subsistemas Nordeste e Norte, observou-se deplecionamento de 4,1 p.p. e 14,5 p.p., respectivamente, em relação ao mês anterior.

Com o mês de outubro se caracterizando por um período de transição entre as estações seca e chuvosa, marcado pela irregularidade espacial e temporal das chuvas, foi possível verificar tanto a continuidade do movimento descensional do nível d'água em alguns reservatórios quanto a ascensão em outros 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 leve melhora, 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. Como parte das medidas excepcionais que estão sendo tomadas, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na região hidrográfica do Paraná, em 1º de junho de 2021 (Resolução ANA nº 77/2021) e, no dia 28 de junho, foi editada a MP 1055, criando a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e enfrentamento da atual situação de escassez hídrica.

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

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Outubro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Setembro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	18,2	16,7	203.567	50,6
Sul	52,0	28,6	19.897	14,1
Nordeste	36,4	40,5	51.602	25,6
Norte	46,4	60,9	15.165	9,6
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 nos reservatórios das usinas hidrelétricas G. B. Munhoz, Furnas e Itumbiara no mês de outubro, elevando-se em 46,1 p.p., 4,5 p.p. e 1,7 p.p. com relação ao mês anterior. Já as maiores quedas em pontos percentuais, com relação a setembro, ocorreram nos reservatórios das usinas de Tucuruí, Sobradinho e Três Marias, que deplecionaram seus níveis de água em 22,5 p.p., 7,0 p.p. e 4,9 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de setembro	Armazenamento em final de outubro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	24,3	22,6	-1,7
Furnas	Grande	34.925	13,8	18,3	4,5
Sobradinho	São Francisco	30.184	40,4	33,4	-7,0
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	10,4	11,4	1,1
Emborcação	Paranaíba	21.604	10,2	10,4	0,2
Três Marias	São Francisco	16.085	39,3	34,4	-4,9
Itumbiara	Paranaíba	15.698	10,9	12,6	1,7
Tucuruí	Tocantins	7.632	78,3	55,7	-22,5
S. do Fação	Paranaíba	6.502	14,8	11,6	-3,2
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	9,3	55,4	46,1

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS

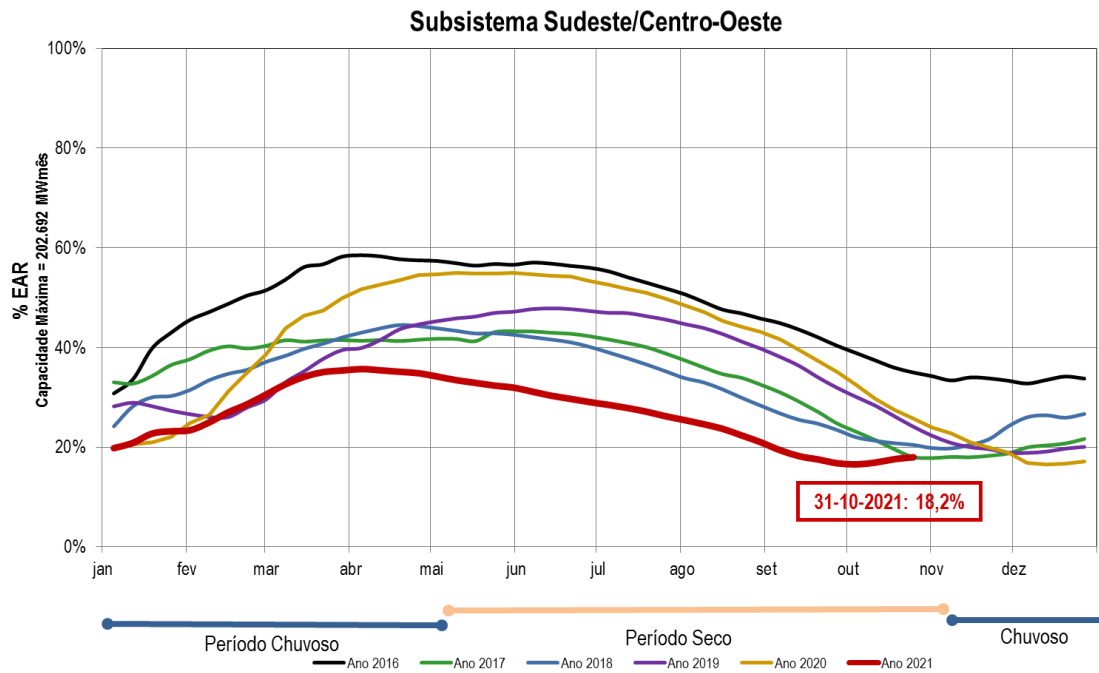


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

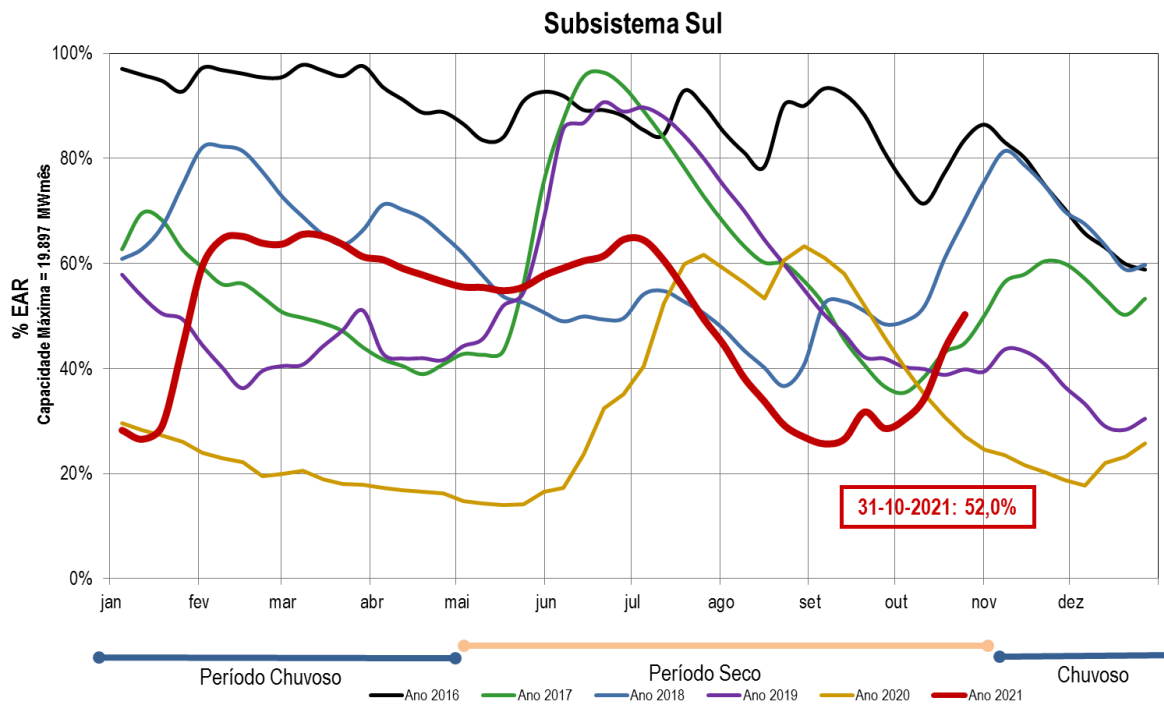


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

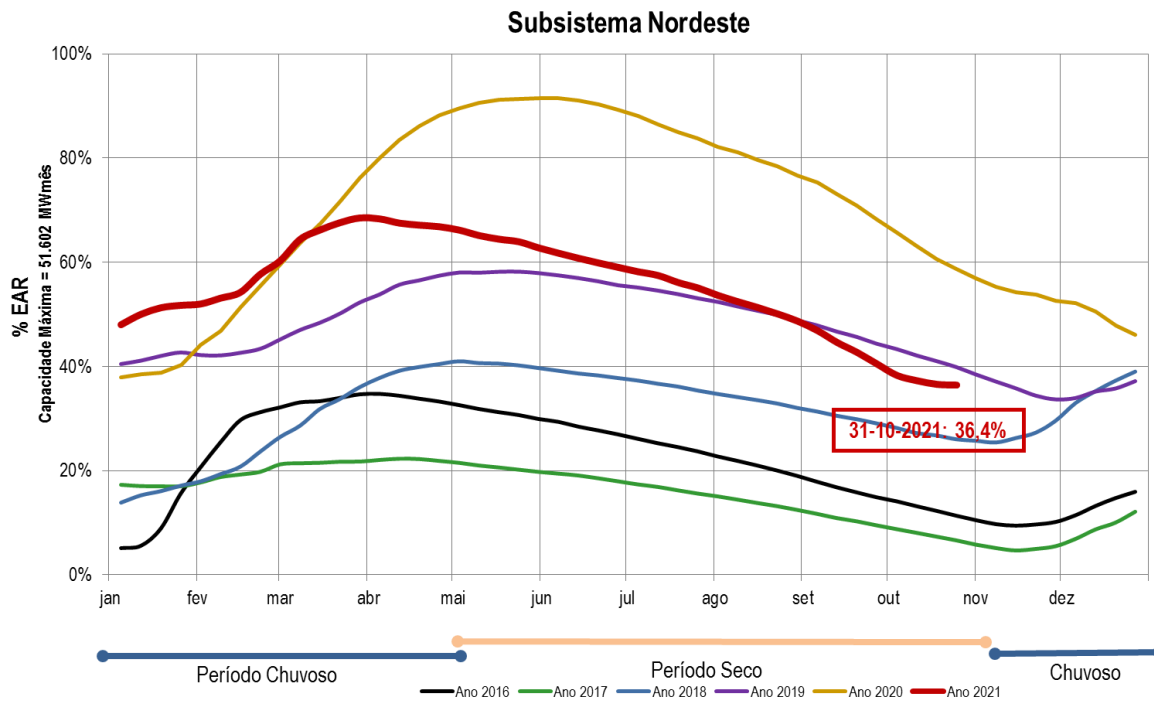


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

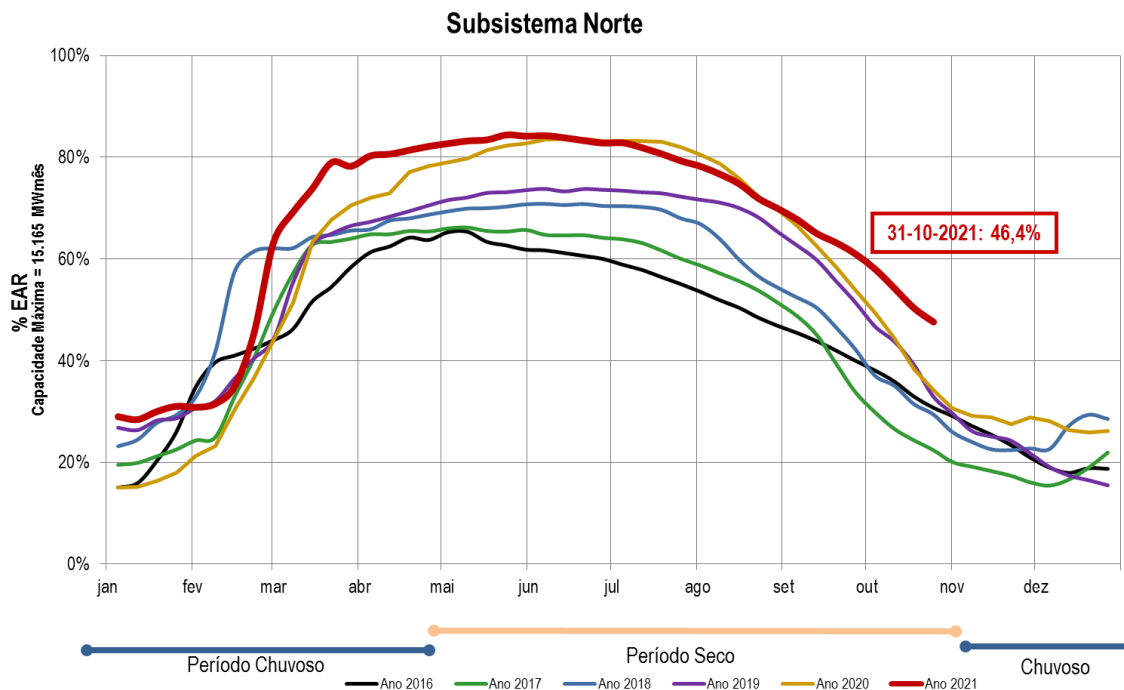


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em outubro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 1.355 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou aumento de 149% em relação ao valor verificado no mês anterior, que foi de 545 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 5.485 MWmédios, montante inferior ao exportado no mês anterior, que havia somado 7.925 MWmédios.

O Sul manteve perfil exportador para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste no montante de 440 MWmédios, sendo que no mês anterior, havia exportado o montante de 377 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 663 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 2.669 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.907 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 6.840 MWmédios e importador do Sul no montante de 440 MWmédios, resultando num total de 7.280 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 6.239 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de outubro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 1.040 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.

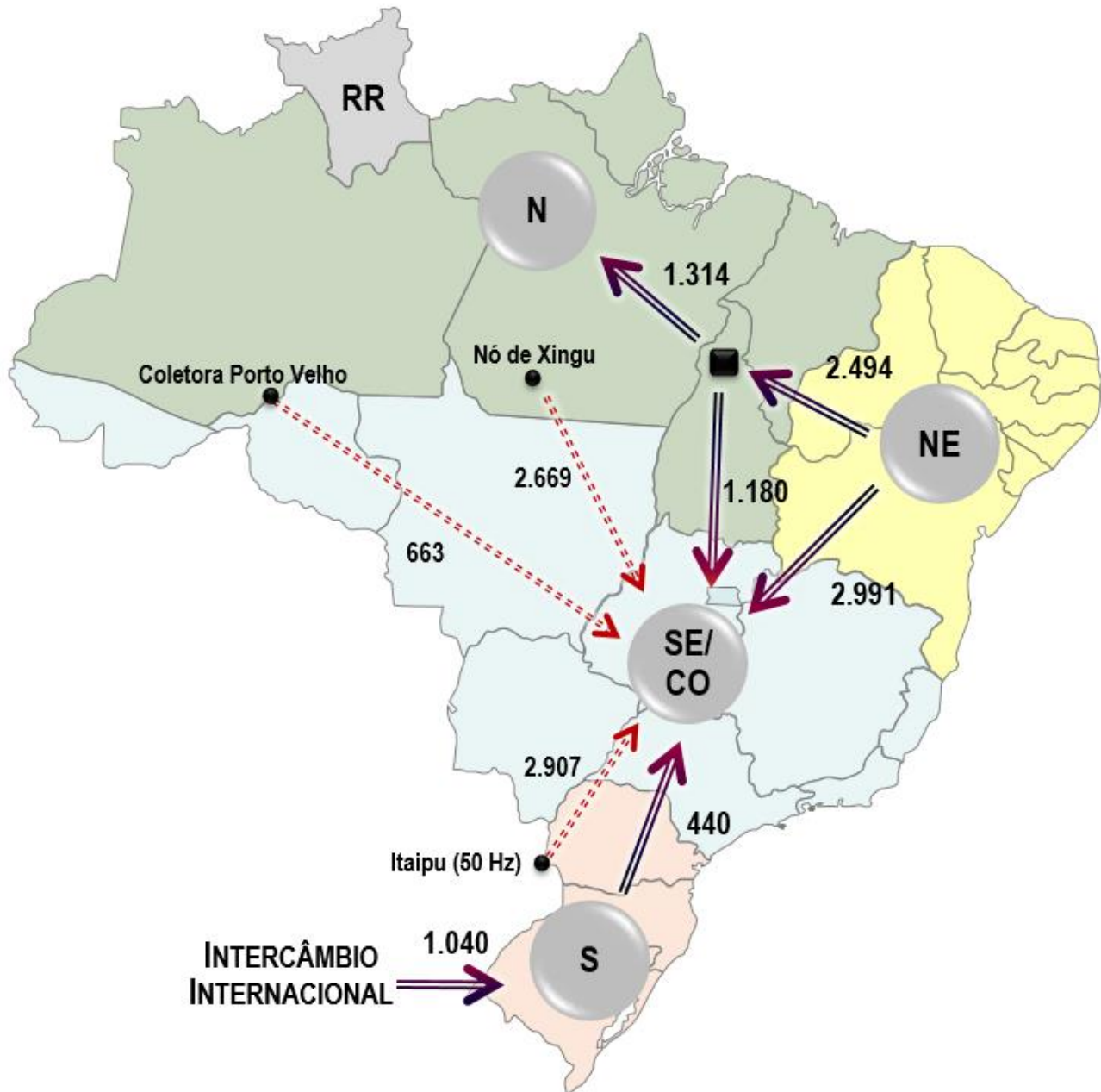


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 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 setembro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 51.262 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 1,1% superior ao verificado no mês anterior e 1,9% superior ao verificado em setembro de 2020. No mês de setembro, todas as classes apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pela classe comercial, que apresentou aumento de seu consumo em 9,2% em setembro de 2021, comparativamente a setembro de 2020. Este aumento expressivo decorre da recuperação da classe mais afetada pelas medidas de combate à pandemia, que foi a comercial, tendo ocorrido bom desempenho do setor de serviços e, em parte, pelo clima mais seco e quente no País. O consumo residencial apresentou elevação também influenciada pelo clima mais quente e seco em grande parte do território nacional. Como resultado, de acordo com a EPE, o consumo total é o maior para setembro de toda a série histórica, desde 2004.

Com relação às outras classes de consumo, depreende-se que a residencial, industrial e rural apresentam crescimento consistente em virtude de seus respectivos percentuais de evolução registrados no comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses e no comparativo com o mesmo mês do ano anterior.

Apenas as denominadas demais classes continuam apresentando uma redução no consumo ao se comparar os dois períodos acumulados de 12 meses, demonstrando que a queda no consumo dessa classe ainda não foi recuperada apesar de estarem sendo registrados aumentos consecutivos mensais.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/21 GWh	Evolução mensal (Set/21/Ago/21)	Evolução anual (Set/21/Set/20)	Out-19/Set-20 (GWh)	Out-20/Set-21 (GWh)	Evolução
Residencial	12.609	7,0%	3,0%	145.714	152.022	4,3%
Industrial	14.883	-3,1%	1,7%	163.552	179.817	9,9%
Comercial	7.278	7,7%	9,2%	84.464	85.822	1,6%
Rural	2.782	2,8%	2,2%	29.766	31.576	6,1%
Demais classes ¹	4.084	2,1%	3,5%	48.899	48.061	-1,7%
Perdas e Diferenças ²	9.627	-4,8%	-4,6%	115.491	118.048	2,2%
Total	51.262	1,1%	1,9%	587.886	615.347	4,7%

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 setembro 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: todas as classes de consumo registraram elevação em setembro de 2021 em comparação a setembro de 2020. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre setembro de 2020 e setembro de 2021, exceto a classe rural e 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		
	Set/20 kWh/NU	Ago/21 kWh/NU	Set/21 kWh/NU	Evolução mensal (Set/21/Ago/21)	Evolução anual (Set/21/Set/20)	Out-19/Set-20 (kWh/NU)	Out-20/Set-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	164	155	166	6,9%	0,9%	163	167	2,2%
Industrial	31.085	32.509	31.517	-3,1%	1,4%	28.953	31.733	9,6%
Comercial	1.137	1.148	1.236	7,7%	8,7%	1.201	1.215	1,1%
Rural	577	573	591	3,1%	2,5%	526	559	6,4%
Demais classes¹	4.882	5.044	5.131	1,7%	5,1%	5.041	5.033	-0,2%
Consumo médio total	466	462	474	2,4%	1,7%	456	471	3,4%

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

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Set/20	Set/21	
Residencial	74.517.848	76.060.888	2,1%
Industrial	470.747	472.208	0,3%
Comercial	5.861.962	5.888.637	0,5%
Rural	4.717.589	4.704.589	-0,3%
Demais classes¹	808.335	795.839	-1,5%
Total	86.376.480	87.922.161	1,8%

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

Fonte dos dados: EPE.



O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de setembro, 25.534 GWh, valor 1,5% maior 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 setembro, 14.675 GWh, valor 7,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 37,7% 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).

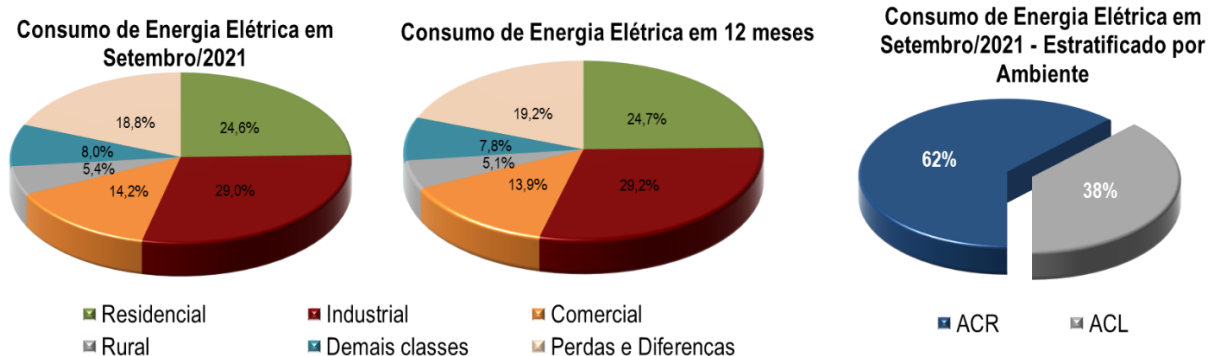


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até setembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em outubro 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 registraram demanda instantânea máxima bem próxima ao valor recorde histórico.

No comparativo a outubro dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, em outubro 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)	48.246	15.632	14.070	7.356	82.619
(dia - hora)	15/10/2021 - 18h47	26/10/2021 - 19h15	07/10/2021 - 22h06	14/10/2021 - 22h38	06/10/2021 - 16h22
Recorde (MW)	54.043	19.251	14.096	7.358	92.150
(dia - hora)	23/01/2019 - 15h01	31/01/2019 - 14h15	30/09/2021 - 22h01	25/08/2021 - 22h44	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.



4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

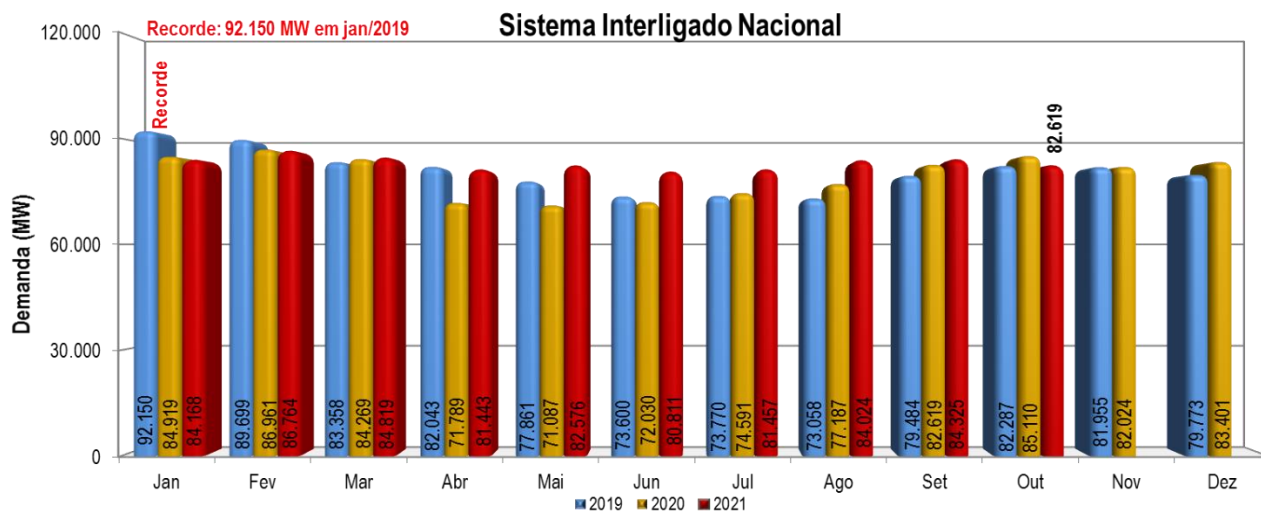


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

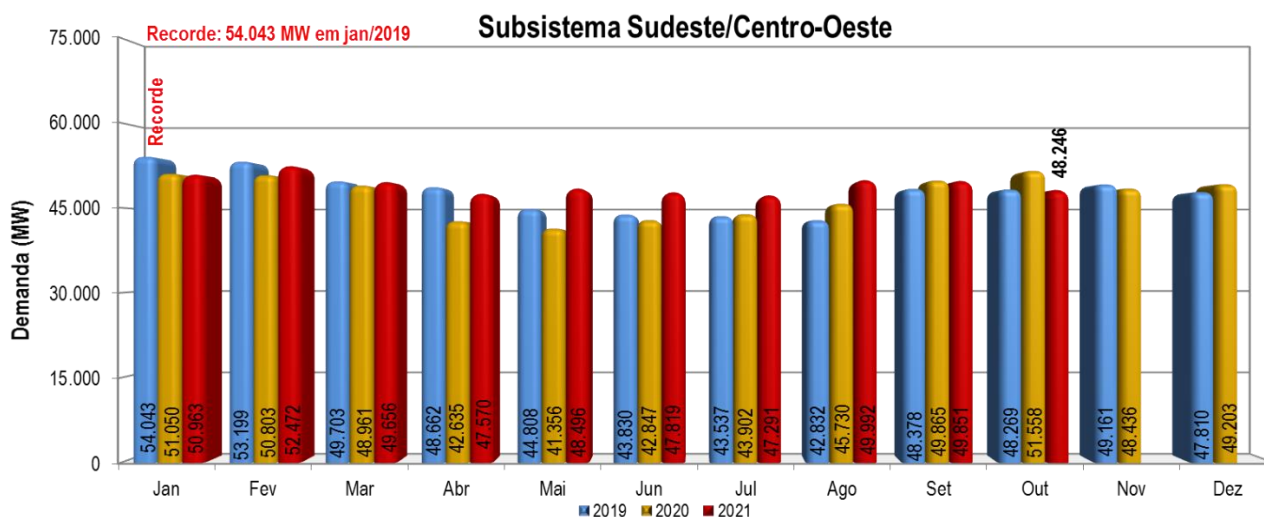


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

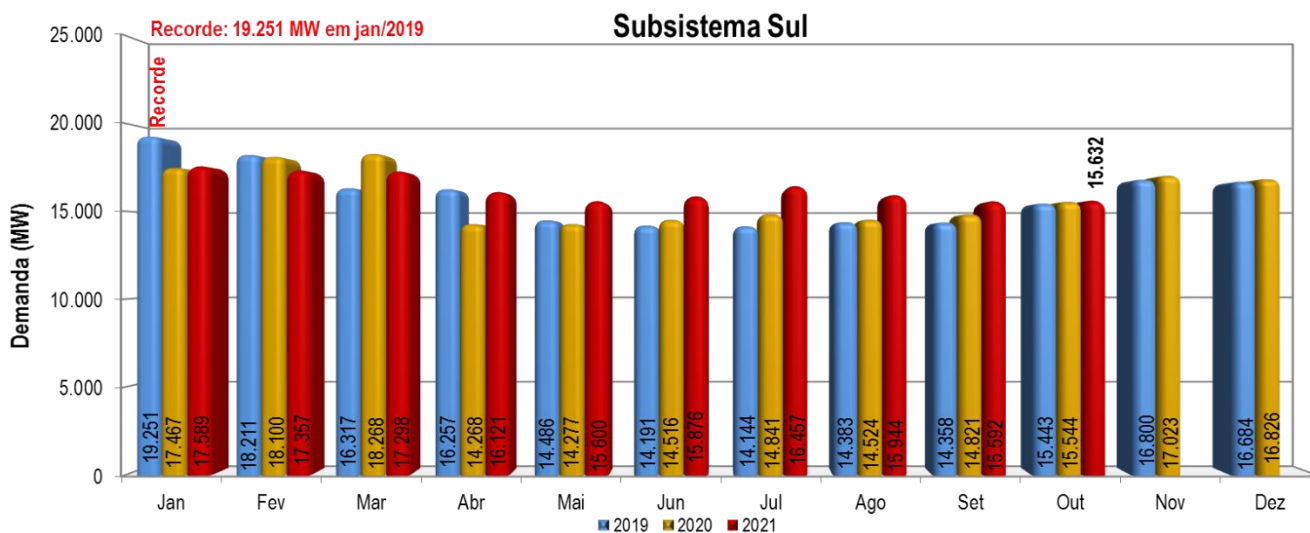


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

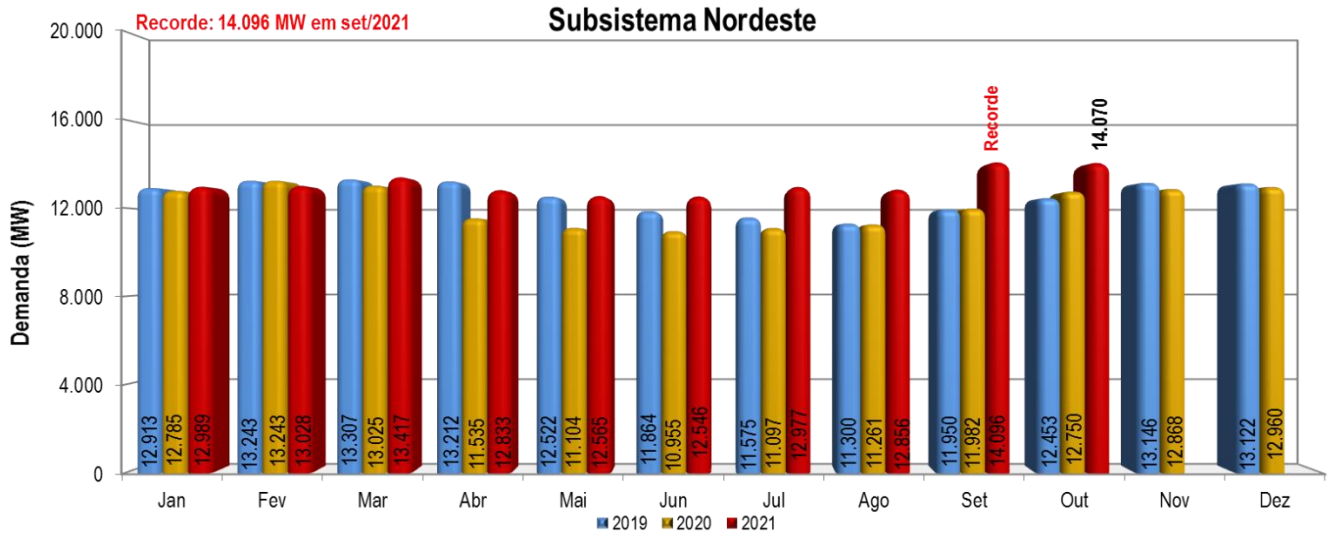


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

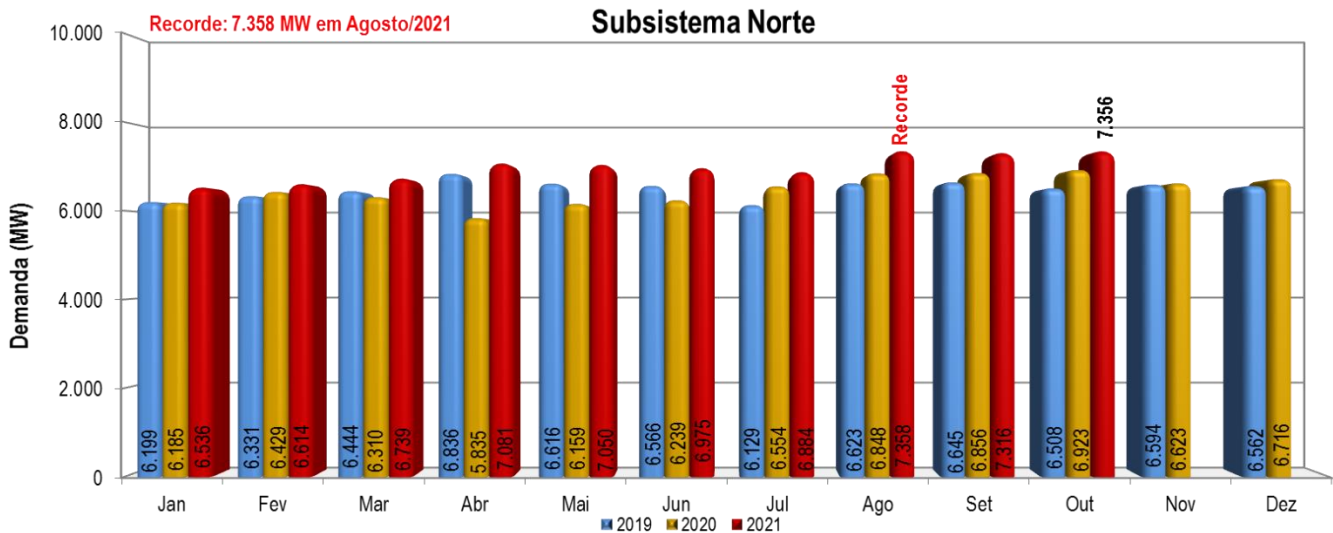


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 187.198 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 9.527 MW (5,4%), com destaque para 4.311 MW de geração de fonte solar, 3.326 MW de fontes eólicas e 1.782 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de outubro de 2021, 7.471 MW instalados em 642.581 unidades, resultando em 4,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 83,2% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Out/2020		Out/2021			Evolução da Capacidade Instalada Out/2021 - Out/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.481	109.346	1.445	109.455	58,5%	0,1%
UHE	219	103.027	219	103.026,5	55,0%	0,0%
PCH	420	5.404,3	424	5.499,6	2,9%	1,8%
CGH	740	817,2	730	864,3	0,5%	5,8%
CGU	1	0,10	1	0,1	0,0%	-50,0%
CGH GD	101	97,4	71	64,7	0,0%	-33,6%
Térmica	3.337	44.973	3.454	46.754	25,0%	4,0%
Gás Natural	167	14.952,8	166	16.261,4	8,7%	8,8%
Biomassa	574	15.187,0	588	15.516,6	8,3%	2,2%
Petróleo	2.297	8.920,8	2.320	9.035,1	4,8%	1,3%
Carvão	22	3.582,8	22	3.582,8	1,9%	0,0%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis ³	10	257,5	10	257,5	0,1%	0,0%
Térmica GD	265	81,8	346	110,8	0,1%	35,5%
Eólica	724	16.355	828	19.681	10,5%	20,3%
Eólica (não GD)	659	16.340	758	19.666,0	10,5%	20,4%
Eólica GD	65	15	70	14,93	0,0%	0,2%
Solar	324.479	6.998	646.507	11.308	6,0%	61,6%
Solar (não GD)	3.907	3.114	4.413	4.027,3	2,2%	29,3%
Solar GD	320.572	3.884	642.094	7.281,0	3,9%	87,5%
Capacidade Total sem GD	9.019	173.594	9.653	179.727	96,0%	3,5%
Geração Distribuída - GD	321.003	4.078	642.581	7.471	4,0%	83,2%
Capacidade Total - Brasil	330.022	177.672	652.234	187.198	100,0%	5,4%

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 (6 usinas com 91,5 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 – 01/11/2021).



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 outubro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

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

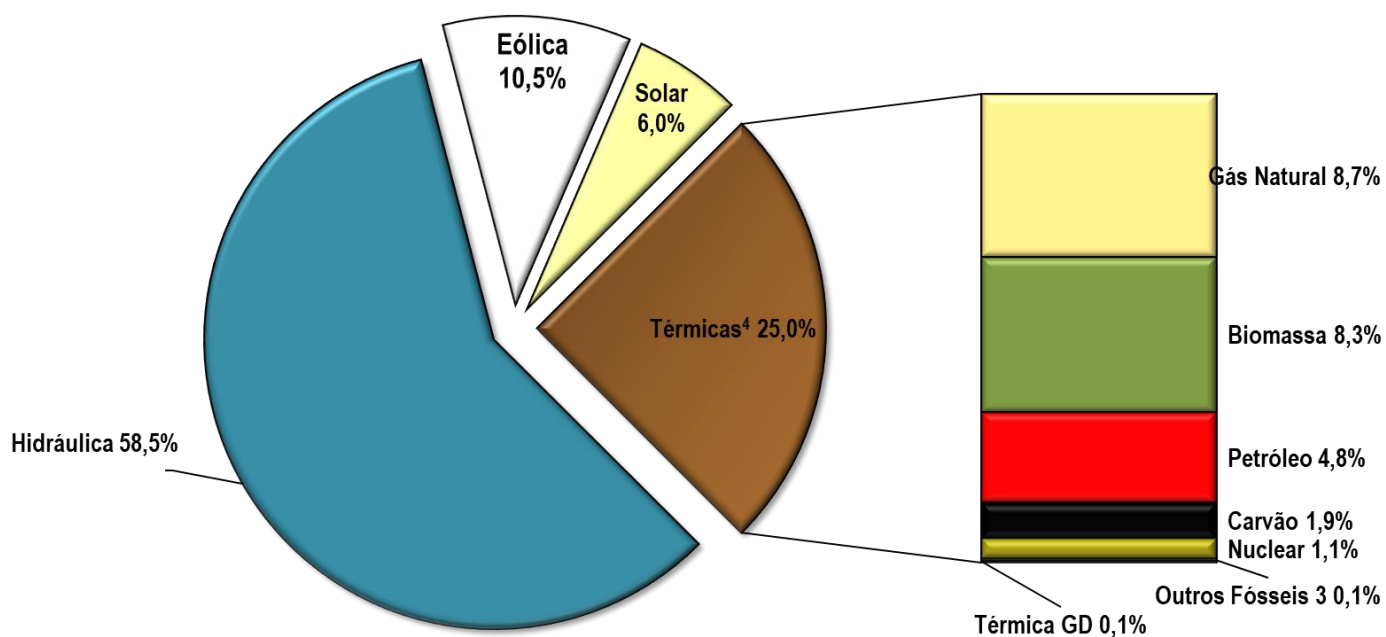


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

⁴ 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 outubro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 167.375 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,2% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36,7% de 500 kV, atingindo também 409.532 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	64.006	38,2%
345	10.359	6,2%
440	6.859	4,1%
500	61.448	36,7%
600 (CC)	12.816	7,7%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,5%
TOTAL	167.375	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	111.353	27,2%
345	54.220	13,2%
440	30.892	7,5%
500	188.170	45,9%
750	24.897	6,1%
TOTAL	409.532	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.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em outubro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 983,7 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 10 estados, conforme mapa a seguir.

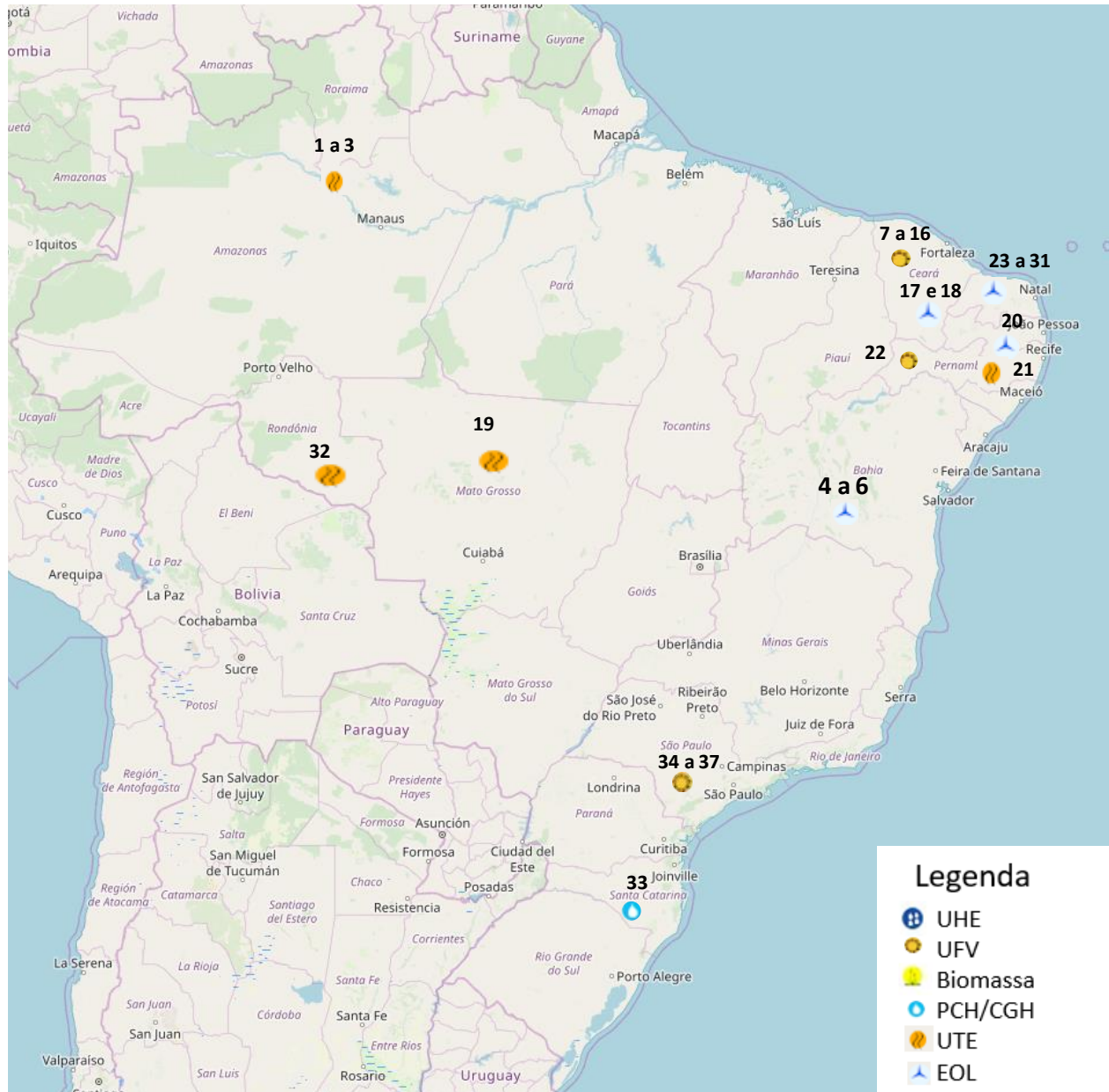


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2021.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Auto Geração Azulão	1 a 7	24,15	AM	UTE.GN.AM.047396-0.01
2	Térmica	UTE Betânia - CGA	1 a 4	1,41	AM	UTE.PE.AM.035830-4.01
3	Térmica	UTE Tamaniquá - CGA	1 a 3	0,89	AM	UTE.PE.AM.035809-6.01
4	Solar	UFV Juazeiro V	1 a 30	47,29	BA	UFV.RS.BA.043284-9.01
5	Solar	UFV Sol do Sertão XII	1 a 16	54,43	BA	UFV.RS.BA.032050-1.01
6	Solar	UFV Terra do Sol VII	1 a 16	54,43	BA	UFV.RS.BA.032053-6.01
7	Solar	UFV Alex I	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035699-9.01
8	Solar	UFV Alex III	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035883-5.01
9	Solar	UFV Alex IV	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035884-3.01
10	Solar	UFV Alex IX	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035863-0.01
11	Solar	UFV Alex V	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035859-2.01
12	Solar	UFV Alex VI	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035860-6.01
13	Solar	UFV Alex VII	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035861-4.01
14	Solar	UFV Alex VIII	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035862-2.01
15	Solar	UFV Alex X	1 a 9	30,93	CE	UFV.RS.CE.035864-9.01
16	Solar	UFV Serra do Mato III	1 a 5	8,45	CE	UFV.RS.CE.044495-2.01
17	Eólica	EOL Serra do Mato I	1 a 5	21,00	CE	EOL.CV.CE.032375-6.01
18	Eólica	EOL Serra do Mato II	1 a 5	21,00	CE	EOL.CV.CE.032376-4.01
19	Térmica	UTE Fênix	1	32,50	MT	UTE.FL.MT.029649-0.02
20	Eólica	EOL Chafariz 4	6 a 10	17,33	PB	EOL.CV.PB.034644-6.01
21	Térmica	UTE Asja Jaboatão	17	1,43	PE	UTE.RU.PE.040643-0.01
22	Solar	UFV Solar Salgueiro III	8 a 9	6,67	PE	UFV.RS.PE.034105-3.01
23	Eólica	EOL Cumaru II	5 e 7	8,40	RN	EOL.CV.RN.032208-3.01
24	Eólica	EOL Cumaru III	1 a 10	42,00	RN	EOL.CV.RN.032209-1.01
25	Eólica	EOL Cumaru IV	1 a 4 e 8 a 10	29,40	RN	EOL.CV.RN.037020-7.01
26	Eólica	EOL Cumaru V	2 e 5 a 9	25,20	RN	EOL.CV.RN.037021-5.01
27	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 01	9 a 12 e 14 a 15	25,20	RN	EOL.CV.RN.038310-4.01
28	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 11	11	4,20	RN	EOL.CV.RN.038320-1.01
29	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 12	1 a 3	12,60	RN	EOL.CV.RN.038321-0.01
30	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 13	12 a 16	21,00	RN	EOL.CV.RN.038322-8.01
31	Eólica	EOL Terra Santa I	1 a 4	14,20	RN	EOL.CV.RN.032495-7.01
32	Térmica	UTE Termo Norte I	1 a 4	64,00	RO	UTE.PE.RO.027887-4.03
33	Hidráulica	CGH Pingo de Ouro	2	0,60	SC	CGH.PH.SC.046694-8.01
34	Solar	UFV Pereira Barreto I	1 a 252	41,90	SP	UFV.RS.SP.034361-7.01
35	Solar	UFV Pereira Barreto II	1 a 252	41,90	SP	UFV.RS.SP.034362-5.01
36	Solar	UFV Pereira Barreto III	1 a 252	41,90	SP	UFV.RS.SP.034363-3.01
37	Solar	UFV Pereira Barreto IV	1 a 252	41,90	SP	UFV.RS.SP.034364-1.01
				983,73		

Destaca-se, em outubro de 2021, a entrada em operação de 27 Usinas com 692,60 MW (70,4%) de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Out/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Out/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Out/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	0,00	80,23	0,60	9,01	0,60	89,24
PCH	0,00	75,72	0,00	5,50	0,00	81,22
CGH	0,00	4,51	0,60	3,51	0,60	8,02
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	34,80	1.575,75	89,58	521,14	124,38	2.096,89
Biomassa	32,50	146,89	1,43	254,83	33,93	401,71
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.338,30	24,15	202,32	24,15	1.540,62
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	2,30	90,56	64,00	64,00	66,30	154,56
Eólica	63,00	1.184,33	178,53	1.409,24	241,53	2.593,57
Eólica (não GD)	63,00	1.184,33	178,53	1.409,24	241,53	2.593,57
Solar	285,06	519,89	332,17	644,19	617,23	1.164,08
Solar (não GD)	285,06	519,89	332,17	644,19	617,23	1.164,08
TOTAL	382,86	3.360,20	600,87	2.583,58	983,73	5.943,78

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 59% desse crescimento.

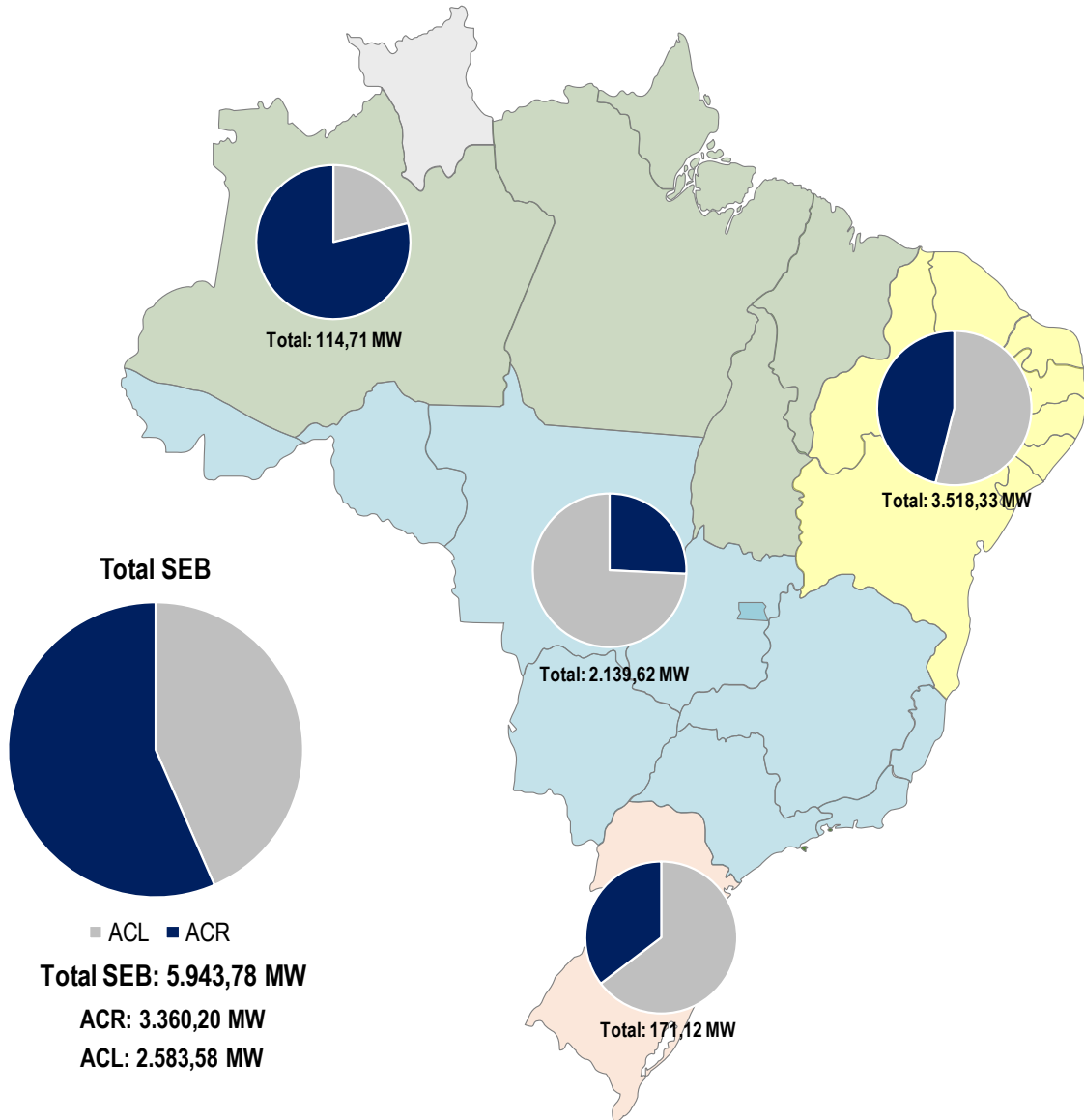


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 21.263,70 MW de capacidade instalada, com destaque para 9.978,09 MW de fonte solar centralizada, 7.459,43 MW de fonte eólica, 3.256,76 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 569,41 MW, representando apenas 2,7% do total. Destaca-se, também, que 16.425,78 MW (77,2%) 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 2023.

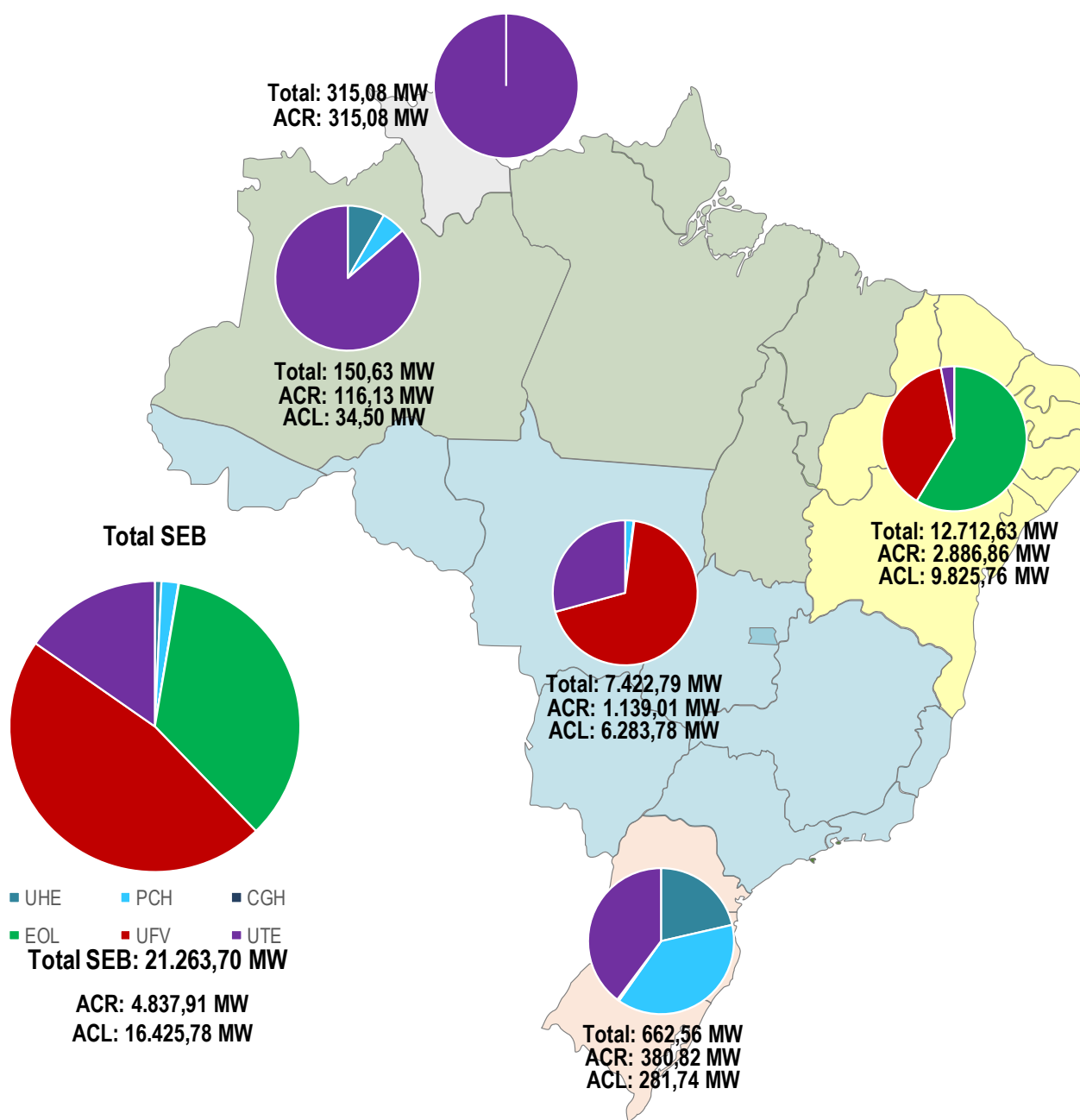


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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	28,35	293,95	141,08	0,00	61,70	44,33	28,35	355,65	185,41
PCH	28,35	149,45	130,58	0,00	61,70	31,83	28,35	211,15	162,41
CGH	0,00	2,60	10,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	10,50
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	141,90	12,50
Térmica	50,45	393,11	1.243,28	495,91	823,56	250,45	546,36	1.216,67	1.493,73
Eólica	335,86	1.178,33	603,30	439,82	1.693,29	3.208,84	775,68	2.871,62	3.812,14
Eólica (não GD)	335,86	1.178,33	603,30	439,82	1.693,29	3.208,84	775,68	2.871,62	3.812,14
Solar	0,00	314,00	256,20	441,86	2.983,80	5.982,23	441,86	3.297,80	6.238,43
Solar (não GD)	0,00	314,00	256,20	441,86	2.983,80	5.982,23	441,86	3.297,80	6.238,43
TOTAL	414,66	2.179,39	2.243,86	1.377,58	5.562,35	9.485,85	1.792,24	7.741,74	11.729,72

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

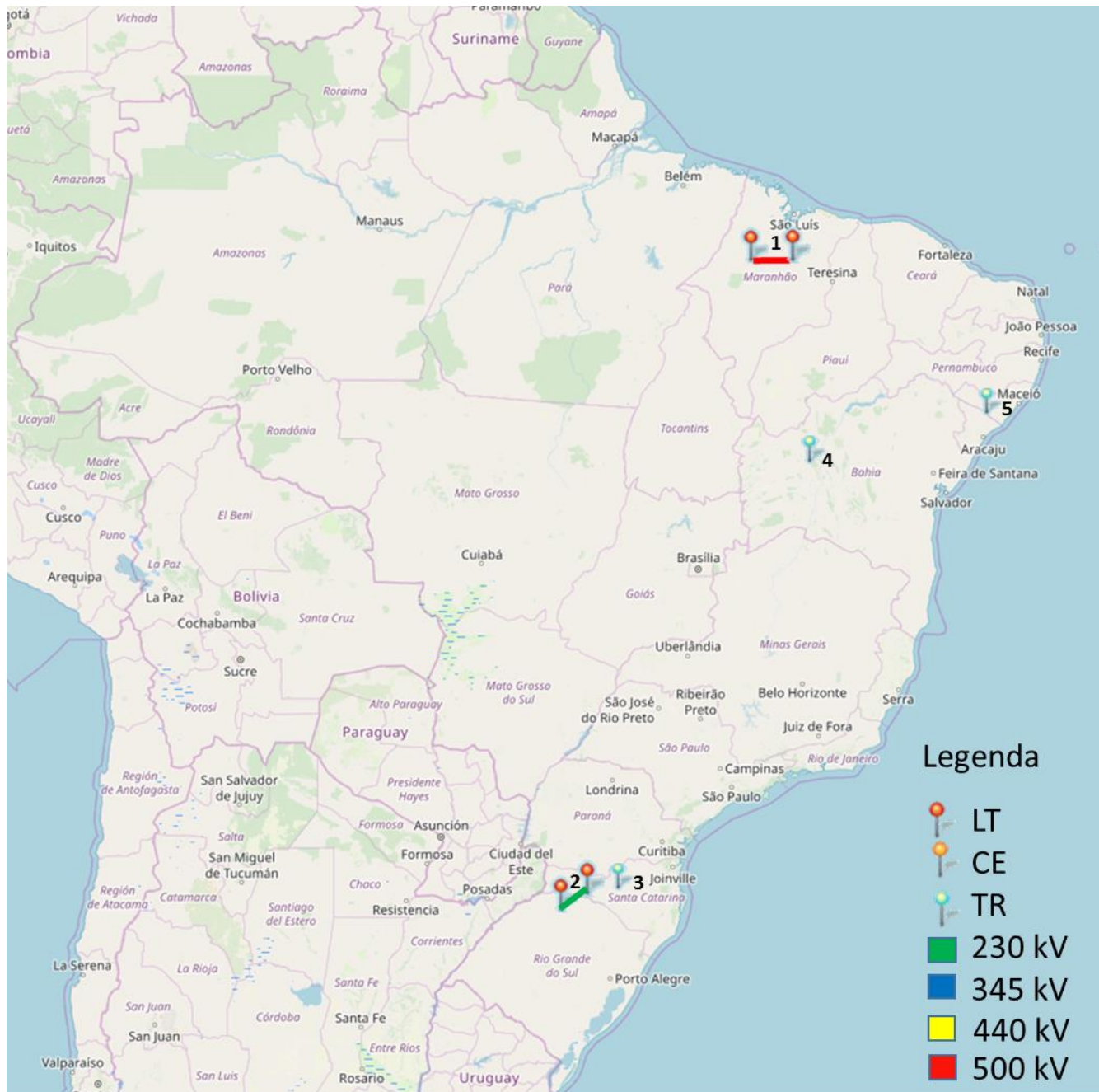


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em outubro de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Tais equipamentos caracterizam-se conforme descrito nas tabelas a seguir, sendo 156 km o total de linhas de transmissão que entraram em operação em outubro de 2021 e o total de 600 MVA de capacidade de transformação. Não houve no referido mês, entrada de equipamentos de compensação de potência reativa.

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 São Luis II /Miranda II C3	116,0	MA
2	230	LT Foz do Chapecó /Pinhalzinho C2	40,0	RS/SC
TOTAL			156,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
3	230	SE Pinhalzinho TR2 e TR3	300,0	SC
4	230	SE Matatu TR4	100,0	BA
5	230	SE Santana II TR1 e TR2	200,0	AL
TOTAL			600,0	

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 Out/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	40,0	1.419,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	116,0	3.751,5
TOTAL	156,0	5.282,4



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	600,0	5.132,5
440	0,0	1.700,0
500	0,0	9.882,0
TOTAL	600,0	16.714,5

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS/ EPE

7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação¹

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 19.347,2 km de linhas de transmissão (LT) e 53.640 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	849,5	2.173,2	1.226,7
345	38,0	212,2	150,0
440	0,0	37,0	61,0
500	2.521,1	8.254,5	3.824,0
TOTAL	3.408,6	10.676,9	5.261,7

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	3.165,0	7.191,0	2.110,0
345	600,0	3.150,0	465,0
440	0,0	0,0	300,0
500	7.260,0	18.967,0	10.432,0
TOTAL	11.025,0	29.308,0	13.307,0

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 setembro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 51,7% do total gerado no país, valor 1,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um decréscimo de 0,8 p.p. em relação ao verificado em agosto, representando 16,2% do total gerado. Já a geração térmica manteve sua participação em relação ao mês anterior, permanecendo responsável por 31,9% da geração de energia elétrica no País.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 76,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em setembro de 2021, acréscimo de 0,9 p.p. em relação ao mês anterior.

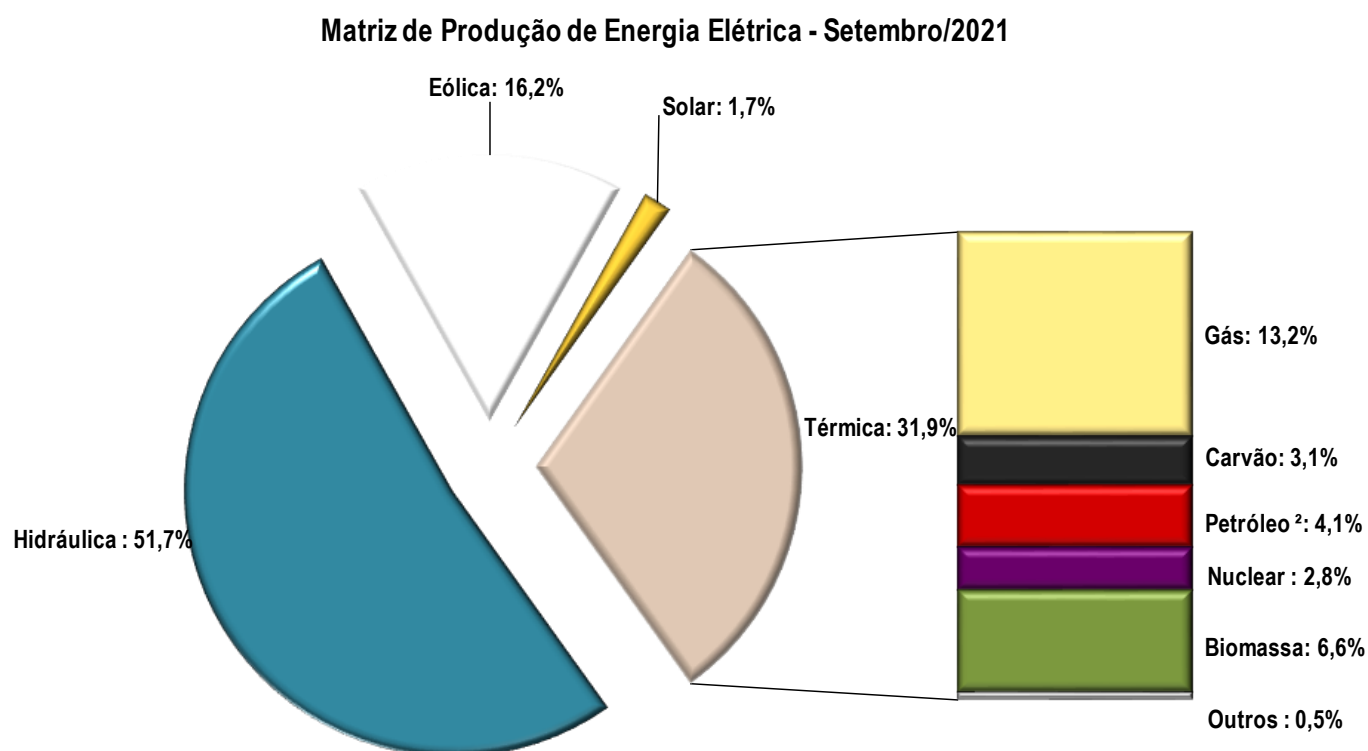


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até setembro 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 Nacional ¹

No mês de setembro, a geração hidráulica no SIN teve aumento de 4,4% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com agosto de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 25,9%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 96,6%, 14,6% e 43,8%.

Com relação à fonte térmica, assim como tem ocorrido nos meses anteriores e publicado nos Boletins Mensais antecedentes a este, destaca-se o aumento expressivo de 96,6% observado no mês de setembro 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 11,6% no valor total, o que demonstra recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

Tabela 20. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/20 (GWh)	Ago/21 (GWh)	Set/21 (GWh)	Evolução mensal (Set/21 / Ago/21)	Evolução anual (Set/21 / Set/20)	Out/19-Set/20 (GWh)	Out/20-Set/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.289	23.631	24.668	4,4%	-25,9%	361.306	368.797	2,1%
Térmica	7.178	14.847	14.115	-4,9%	96,6%	93.458	131.882	41,1%
Gás	2.029	6.478	6.299	-2,8%	210,5%	37.371	62.711	67,8%
Carvão	364	1.600	1.484	-7,2%	307,3%	9.652	14.848	53,8%
Petróleo ²	97	1.730	1.622	-6,3%	1570,5%	2.630	10.495	299,1%
Nuclear	1.235	1.370	1.329	-3,0%	7,6%	13.132	13.357	1,7%
Outros	243	260	224	-	-7,7%	2.680	3.071	14,6%
Biomassa	3.210	3.409	3.157	-7,4%	-1,7%	27.994	27.400	-2,1%
Eólica	6.748	8.074	7.736	-4,2%	14,6%	55.123	68.414	24,1%
Solar	575	639	827	29,4%	43,8%	5.907	6.671	12,9%
TOTAL	47.791	47.191	47.346	0,3%	-0,9%	515.793	575.764	11,6%

Fonte dos dados: CCEE.

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

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Set/20 (GWh)	Ago/21 (GWh)	Set/21 (GWh)	Evolução mensal (Set/21 / Ago/21)	Evolução anual (Set/21 / Set/20)	Out/19-Set/20 (GWh)	Out/20-Set/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,3	2,9	2,2	-25,9%	-	1	25,4	-
Gás	14,6	13,1	13,7	5,0%	-5,8%	144	149,9	4,2%
Petróleo ²	346,6	292,3	331,3	13,4%	-4,4%	3.878	3.798	-2,1%
Biomassa	4,9	4,8	4,7	-2,0%	-5,4%	46	53,0	16,1%
TOTAL	367	313	352	12,4%	-4,2%	4.069	4.026	-1,0%

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 setembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de setembro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 3,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 53%, com total de 9.689 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 43,1%, o que indica aumento de 2,6 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em setembro de 2021, aumentou 6,1 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 39%, com total de 821 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34,2%, o que indica redução de 1,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

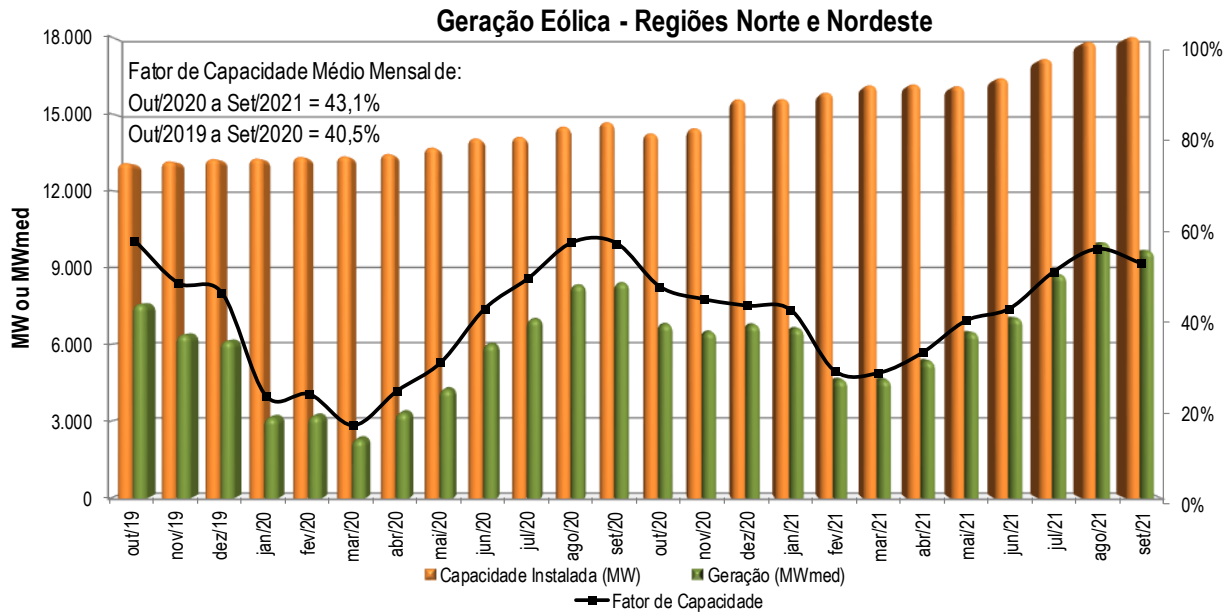


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

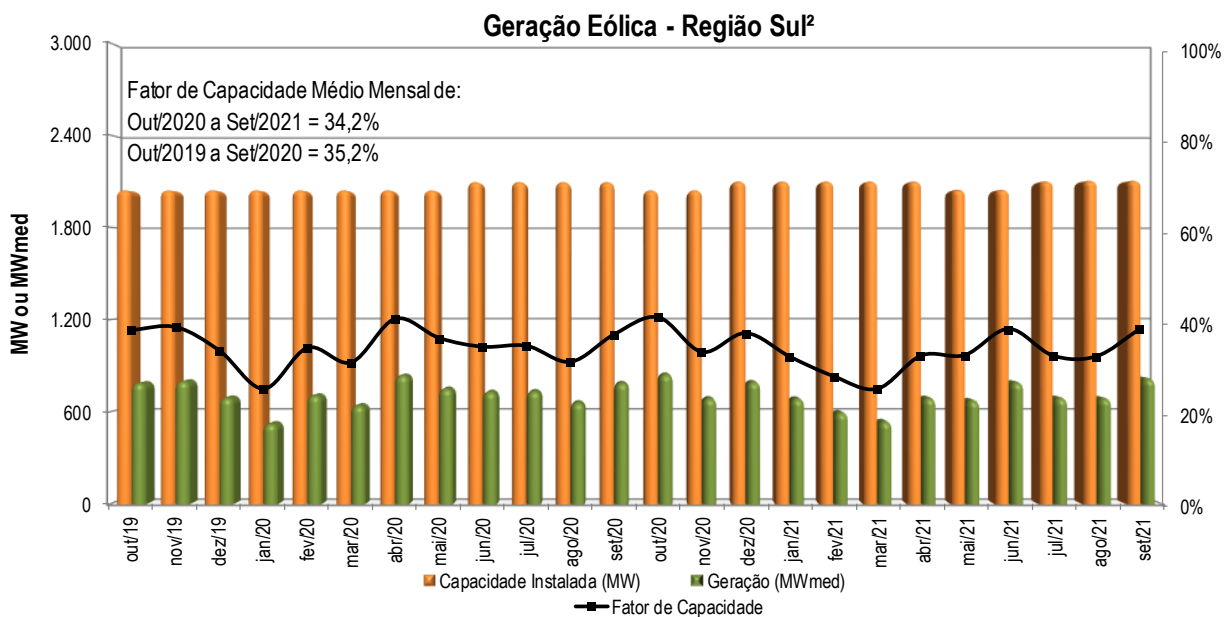


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 setembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em setembro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 33.476 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 64.957 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 51,5%.

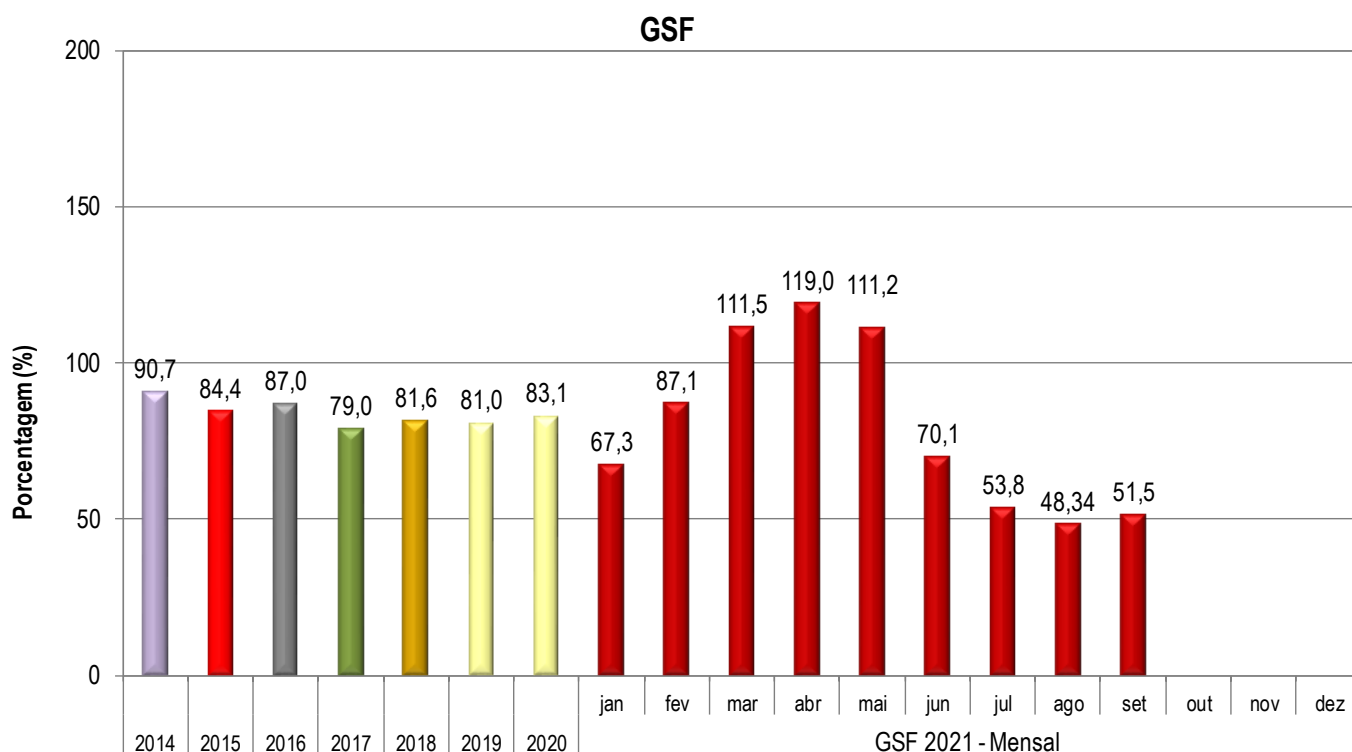


Figura 26. Evolução do GSF.

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

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	44.891	50.638	51.863	46.025	42.509	36.705	32.426	30.979	33.476			
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308	64.090	64.957			
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8	48,3	51,5			

Dados contabilizados até setembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em outubro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 91,79 / MWh e R\$ 1.349,09 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Nordeste, no intervalo da 0h00 à 1h00 do dia 01/10, enquanto os valores nos demais subsistemas, neste mesmo horário, permaneceram no patamar de pouco acima de R\$ 500,00 / MWh. Ressalta-se que, durante quase todo o mês, os valores do CMO permaneceram em torno de R\$ 200 / MWh em face às atuais perspectivas de melhoria nas condições de atendimento do SIN, com o início, ainda lento, da recuperação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

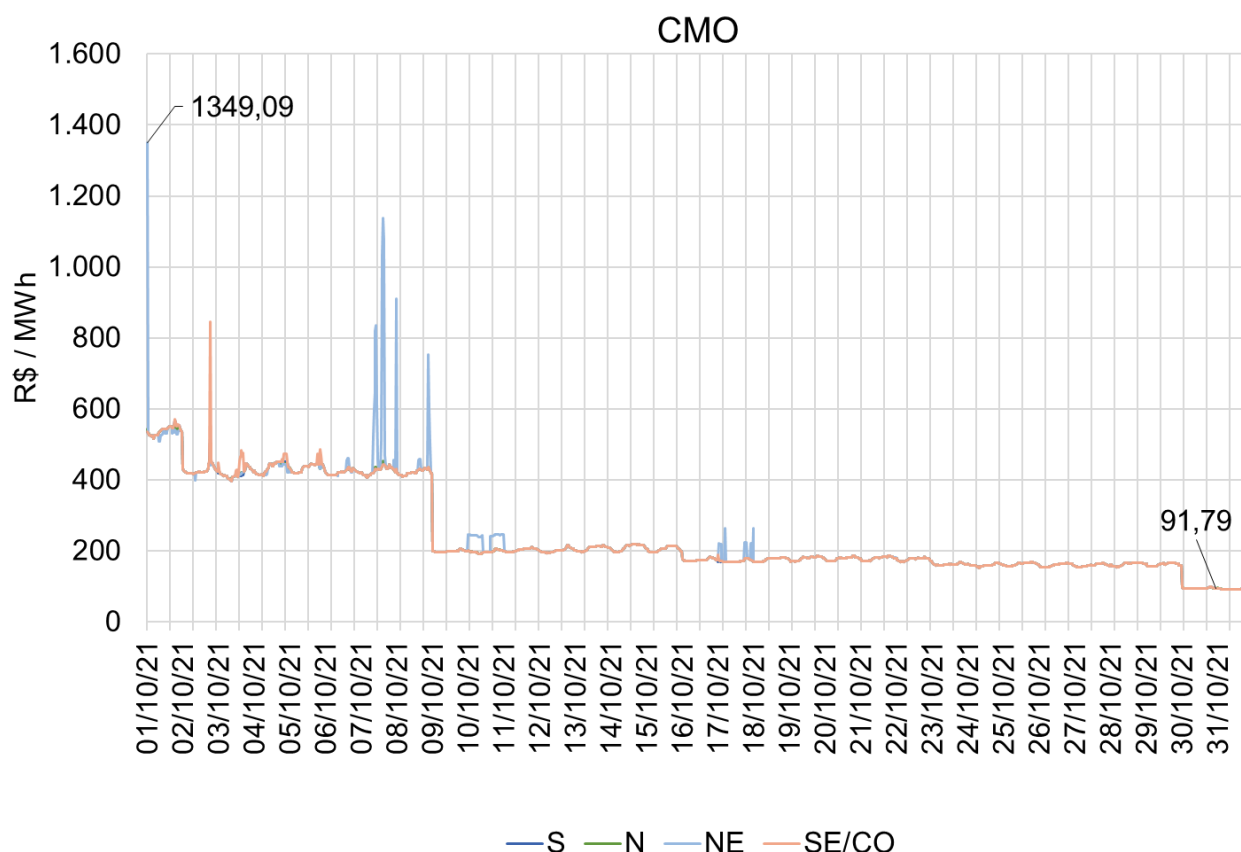


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.

No entanto, se compararmos a média dos valores de CMO do mês de setembro, R\$852,24, com a média de outubro, que foi R\$243,48, percebe-se que houve, no geral, redução dos custos marginais em setembro, comportamento influenciado pela antecipação do início do período úmido.

Os principais fatores que influenciaram na redução do CMO em relação aos valores do mês de agosto foram as atualizações da previsão de vazões e da previsão de carga.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em outubro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 94,55 / MWh e R\$ 552,33 / MWh. O maior valor registrado foi verificado nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte no intervalo das 20h00 às 21h00 do dia 01/10 e o menor valor foi verificado em todos os subsistemas entre 06h00 e 07h00 da manhã do dia 31/10. Na média, o PLD se estabeleceu em torno de R\$ 249,262 / MWh no mês de outubro.

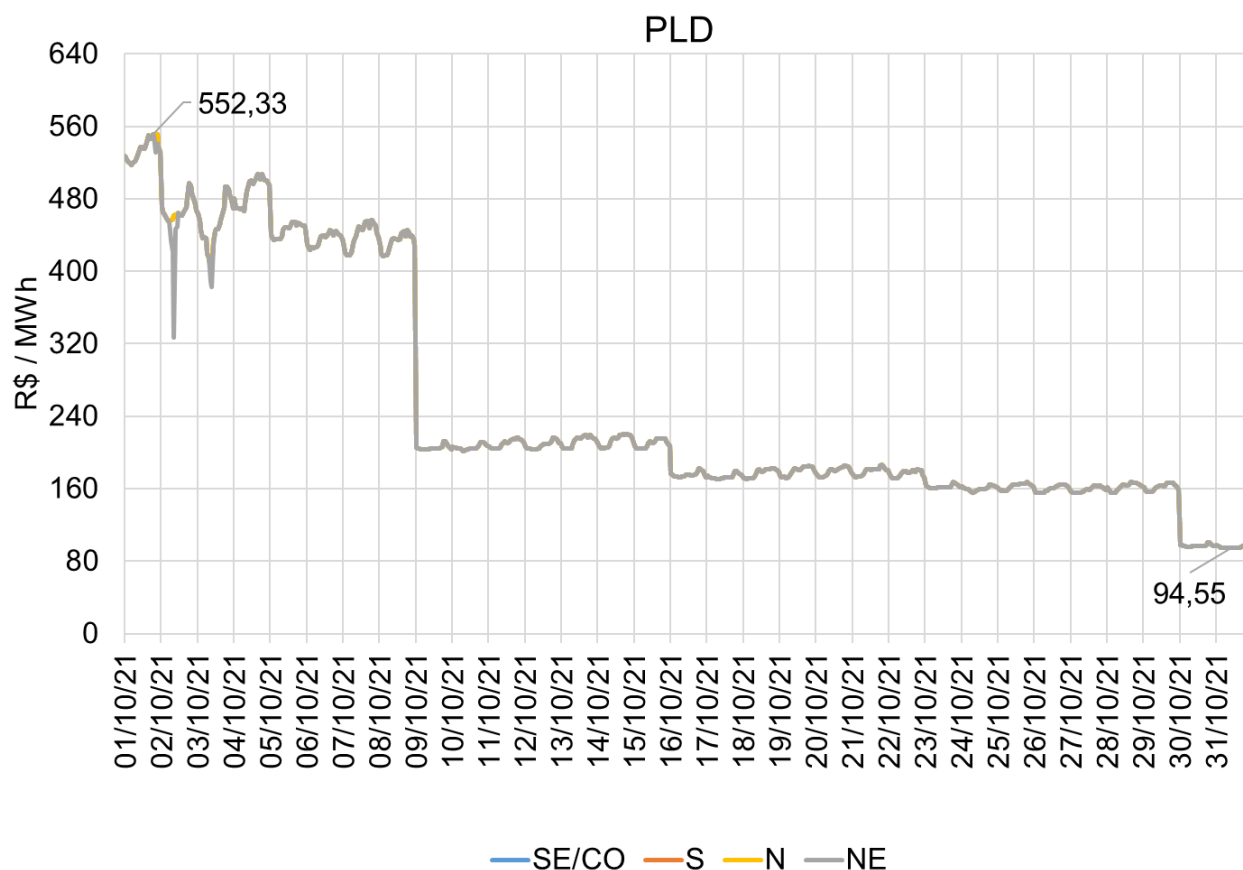


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em setembro de 2021 totalizaram R\$ 2,84 bilhões, praticamente o dobro do montante verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1,44 bilhão. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de setembro se refere ao Encargo sobre Importação, responsável por montante de cerca de 49% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 1,4 bilhão.

Em seguida, as maiores parcelas verificadas correspondem aos encargos por segurança energética e deslocamento hidráulico. Os três encargos de maior montante em setembro 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). A elevação das temperaturas no período, juntamente com o acumulado de baixa pluviosidade ocorrida nos últimos meses, impulsiona tanto o consumo de água quanto o de energia, contribuindo para o aumento da carga e, conseqüentemente, para o salto no valor total dos ESS conforme supracitado.

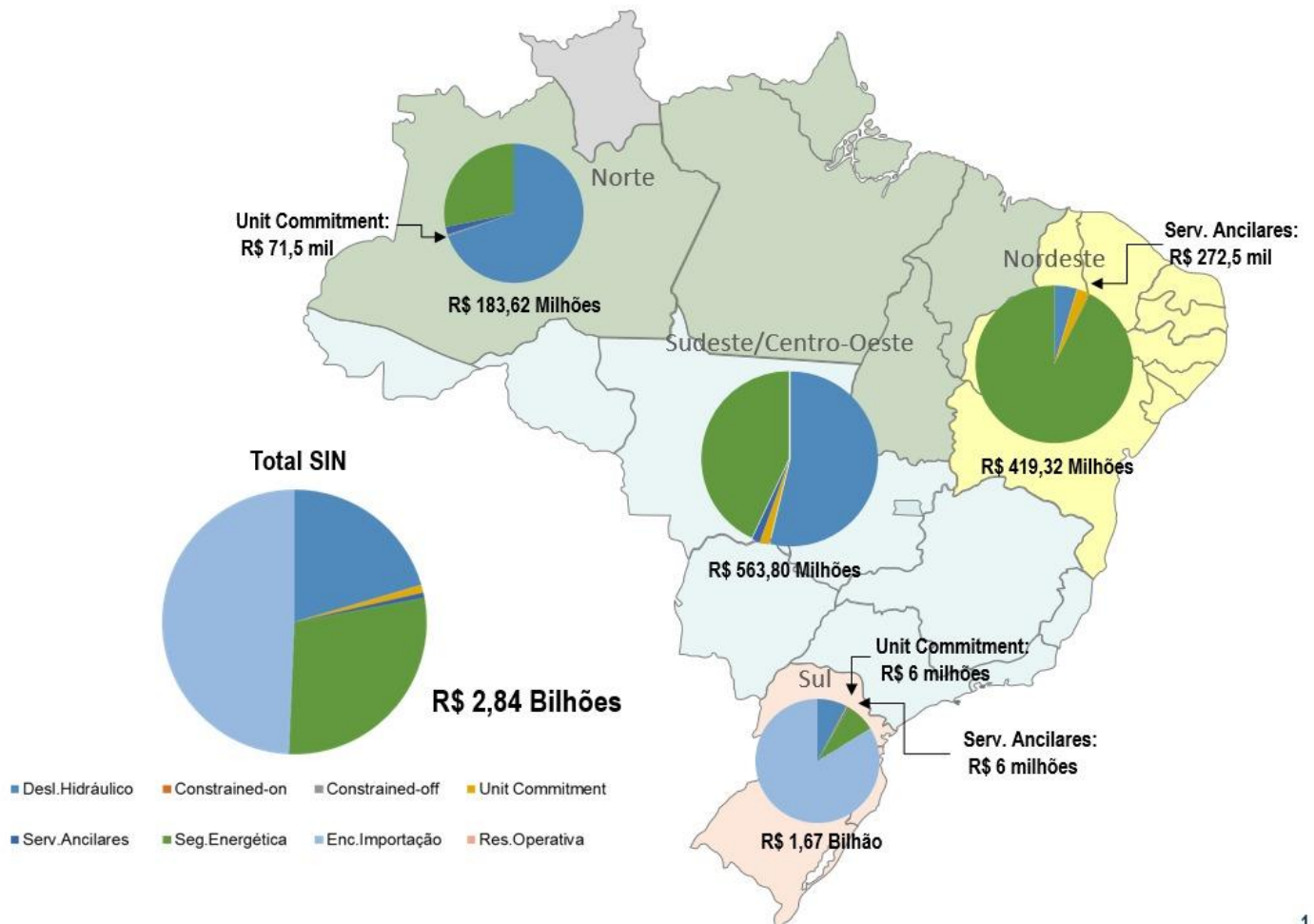


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

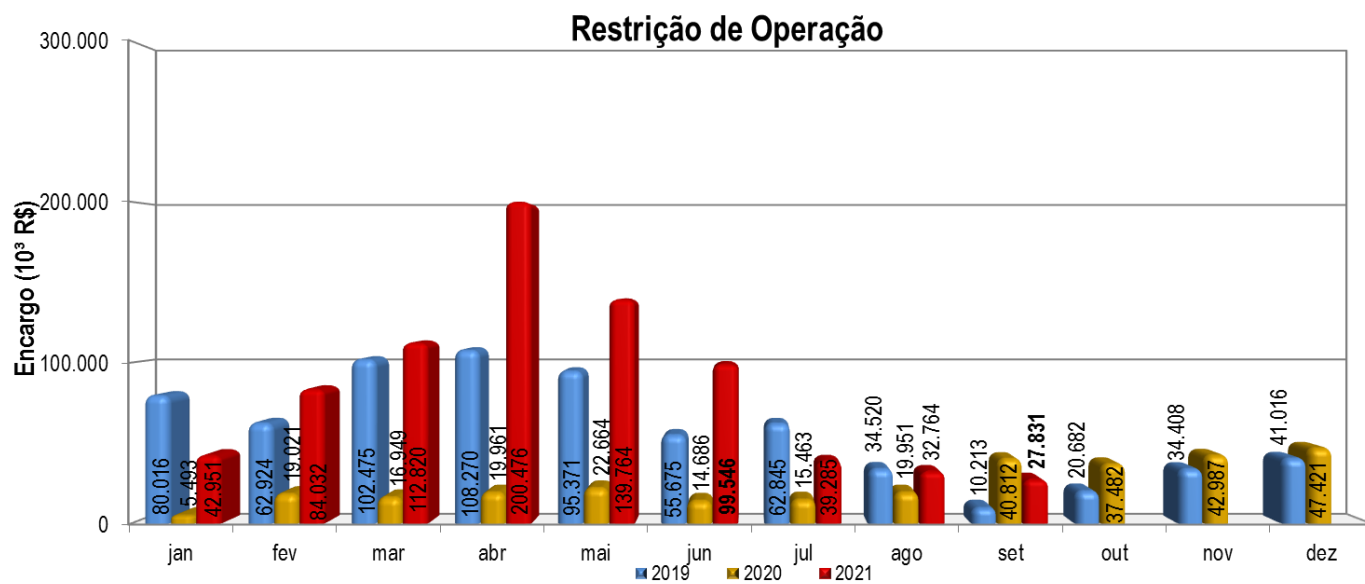


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

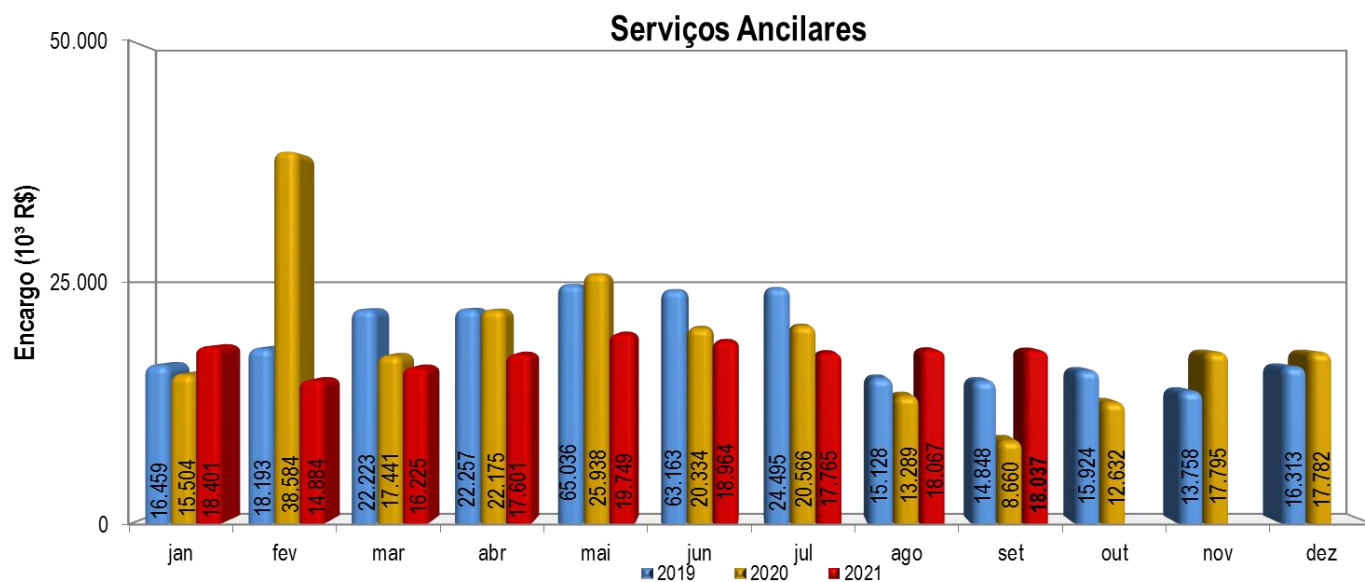


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

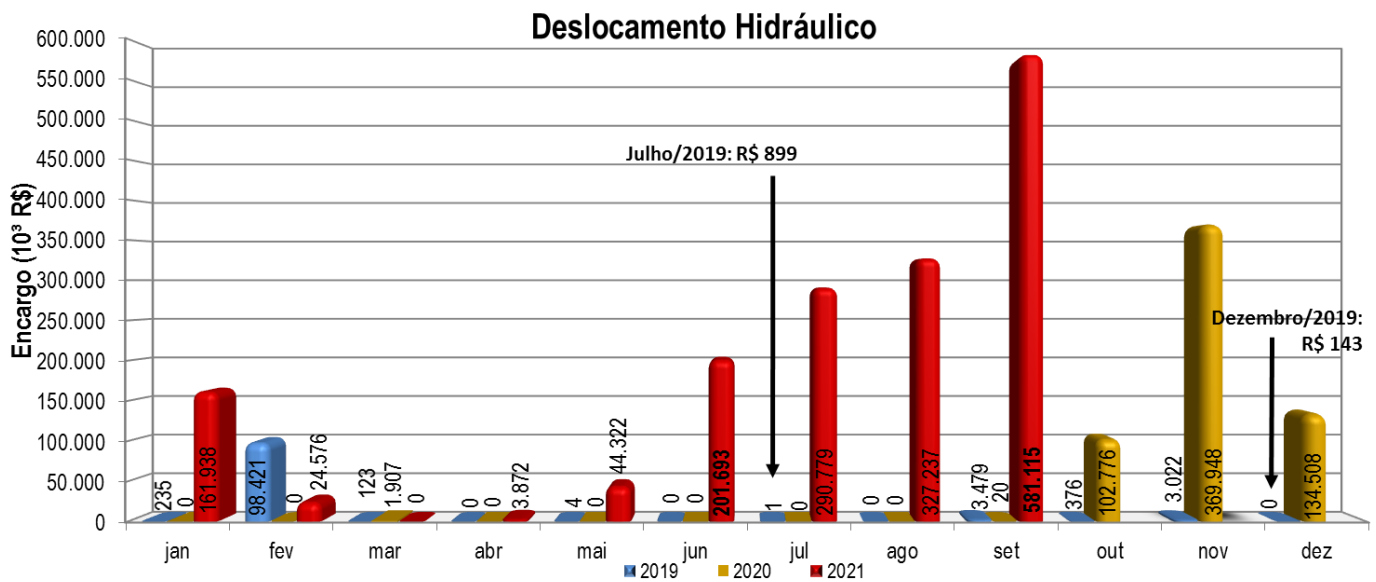


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

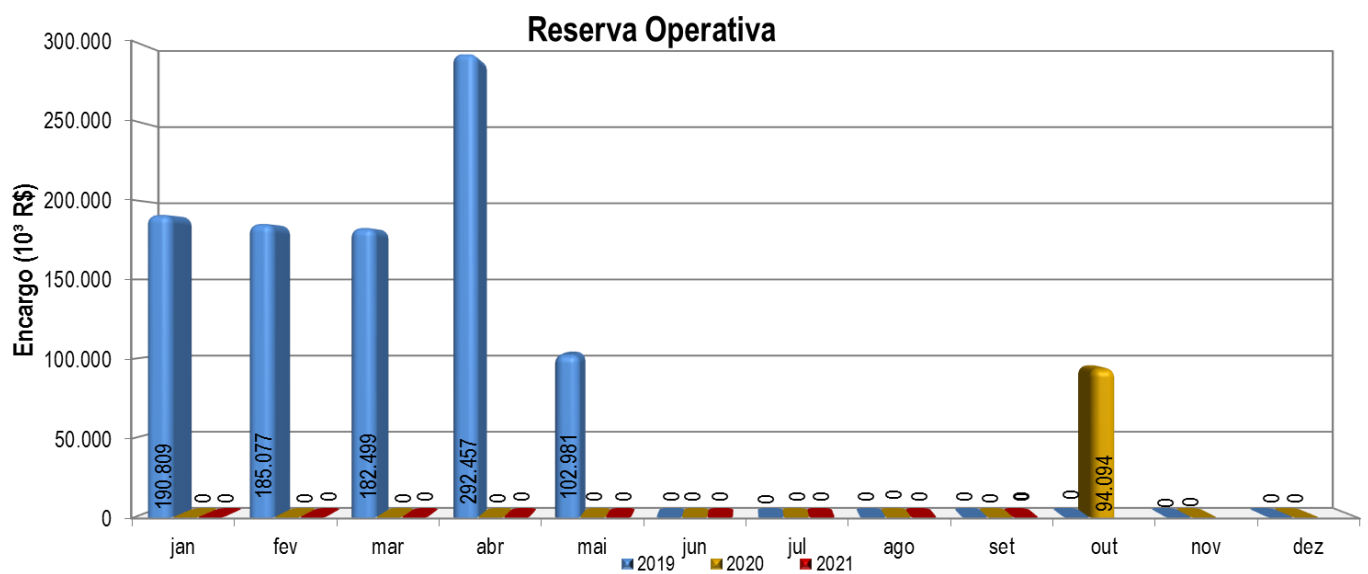


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

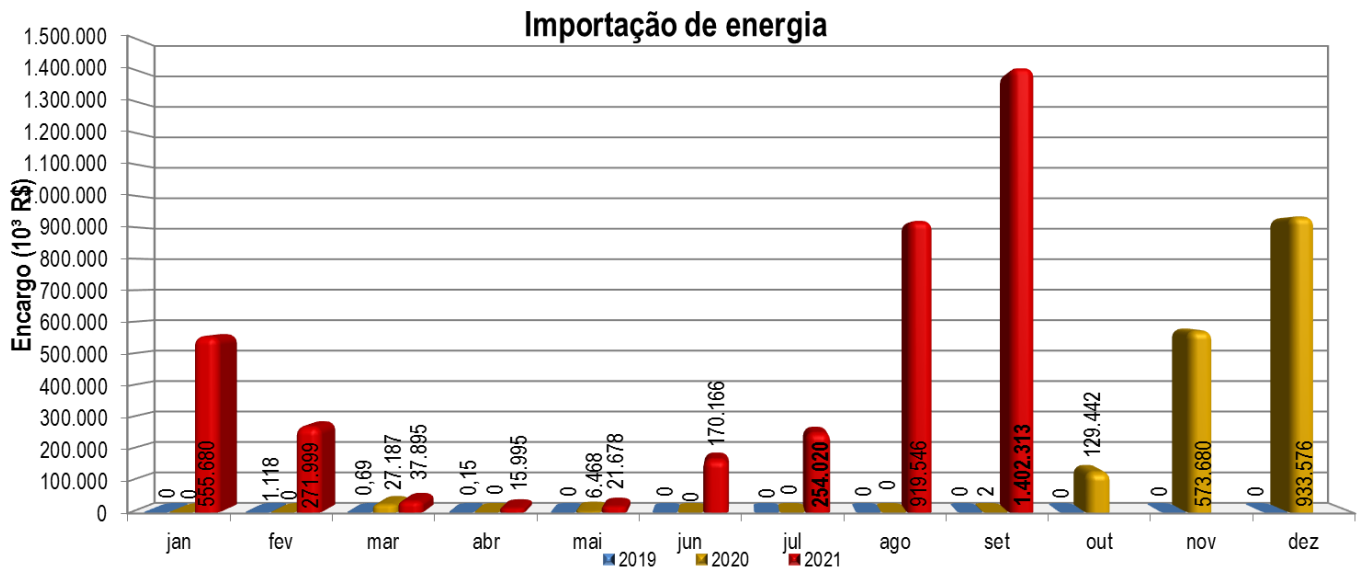


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

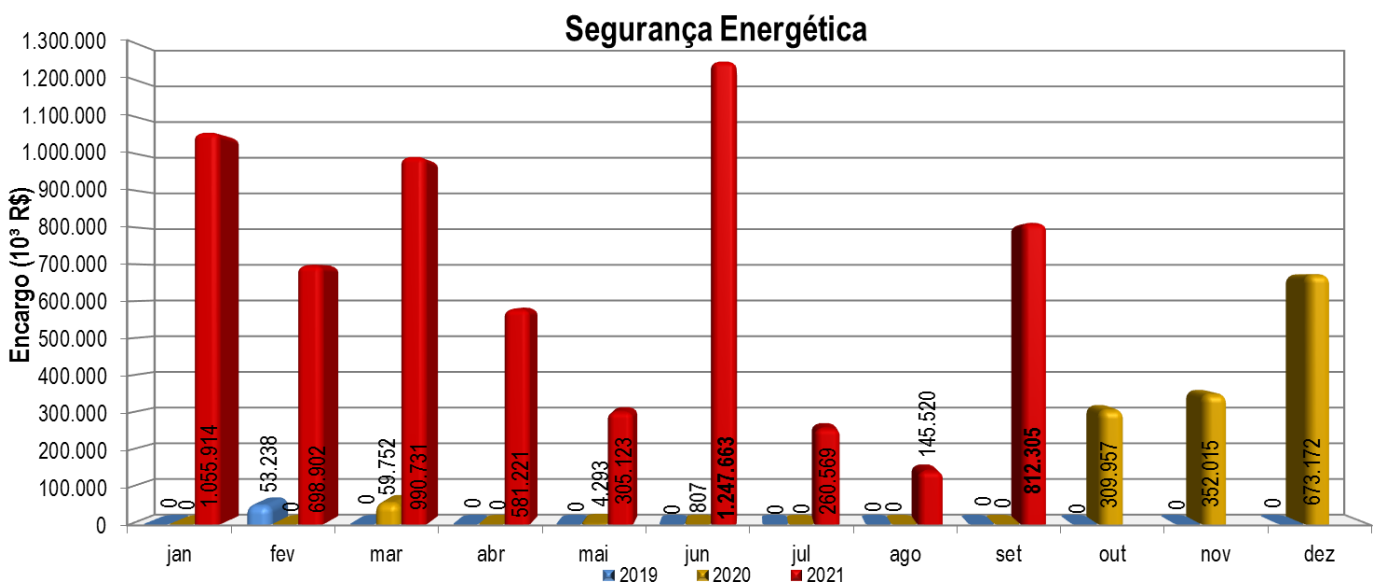


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2021, foram verificadas 4 (quatro) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 782 MW de corte de carga. Além dessas ocorrências, está relacionada na tabela abaixo uma ocorrência (130 MW) do dia 6 de setembro, que não havia sido informada na publicação do Boletim Mensal referente ao mês de setembro de 2021, totalizando 912 MW apresentados abaixo.

Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
06/set	Desligamento automático dos transformadores 230/69 kV e de todo o setor de 69 kV da SE Campina Grande II PB.	130,0	PB	A perturbação consistiu no desligamento automático dos disjuntores conectados ao barramento de 69 kV da SE Campina Grande II, devido à atuação accidental dos relés auxiliares de desligamento e bloqueio 86.3, 86.4, 86.5, 86.6 e 86.7 associados ao transformador de aterramento 02A1 de 69 kV.
03/out	Desligamento automático de todo o setor de 440 kV e de 138 kV (fora de Rede de Operação do ONS) da Subestação Embu-Guaçu.	291,0	SP	Houve ainda o desligamento da LT 230 kV Piratininga-Interlagos C1 e C2, pela atuação incorreta das proteções de sobrecorrente, em ambos os terminais, e dos transformadores 1 e 2 de 345/230 kV de Interlagos por configuração, além dos desligamentos das LT 345 kV Interlagos-Ibiúna C1 e C2 pelas atuações incorretas das proteções de retaguarda de sobrecorrente direcionais residuais temporizadas nos terminais da SE Ibiúna e por recepção de TDD no C1 do terminal da SE Interlagos.
06/out	Desligamento da barra 1 do setor de 138 kV da SE Pitanga e consequente desligamento do lado de baixa dos transformadores TR3, TR4 e TR5 345 / 138 kV da SE Vitória.	186,0	ES	A perturbação consistiu no desligamento automático da Barra 1 de 138 kV da SE Pitanga devido a um curto-circuito na LT 138 kV Carapina - Pitanga C4, no terminal da SE Pitanga, causado por falha em um isolador da chave bypass, da fase azul. A falta foi eliminada pela atuação da proteção diferencial de barras (87B) na SE Pitanga.
14/out	Às 05:51 ocorreu o desligamento das primeiras unidades geradoras na UTE Monte Cristo I, ocasionando a atuação do ERAC, ocorrendo o desligamento total do Sistema Roraima, com carga de 133,00 MW. Às 06:36 ocorreu o início da normalização do sistema. Às 07:21 foram normalizadas todas as cargas do Sistema Roraima.	133,0	RR	No momento da ocorrência estavam sendo realizados os testes de energização em vazio dos equipamentos de 230 kV na UTE Jaguaritica II (Linha, barra e um transformador). Durante a energização não houve anormalidades, nenhuma atuação ou partida de proteção.
24/out	Desligamento automático de todo o setor de 69 kV da SE Porto Velho, levando ao desligamento dos transformadores TF-01, TF-03 e TF-06 230/69 kV da SE Porto Velho	172,0	RO	A perturbação consistiu no desligamento automático dos transformadores 01, 03 e 06 pela atuação das proteções de sobrecorrente temporizada do lado de 69 kV, para defeito monofásico (fase Azul), causado por acidente de trabalho com vítima, que foi hospitalizada, quando estava sendo executado o SGI 58.965-21 para eliminar não conformidade térmica nos contatos da parte ativa da chave PVS4-03.
		912,0		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2021 Jan-Set	2020 Jan-Set
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			839	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128	902	1.952	477			4.666	2.097
NE	356	606	366	261	219	0	0	233	172	0			2.214	1.446
N	248	0	0	1.447	446	757	266	231	0	172			3.567	4.631
Isolados	0	138	167	825	0	0	0	296	0	133			1.559	875
TOTAL	871	1.074	877	2.534	1.480	918	522	1.662	2.124	782	0	0	12.844	10.232 *

Valores do mês de setembro atualizados.

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2021 Jan-Set	2020 Jan-Set
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			5	3
SE/CO	0	1	1	0	1	0	1	2	4	2			12	10
NE	1	3	2	1	2	0	0	1	1	0			11	7
N	1	0	0	6	1	3	2	1	0	1			15	10
Isolados	0	1	1	6	0	0	0	2	0	1			11	6
TOTAL	3	5	4	13	6	4	4	6	5	4	0	0	54	36 *

Valores do mês de setembro atualizados.

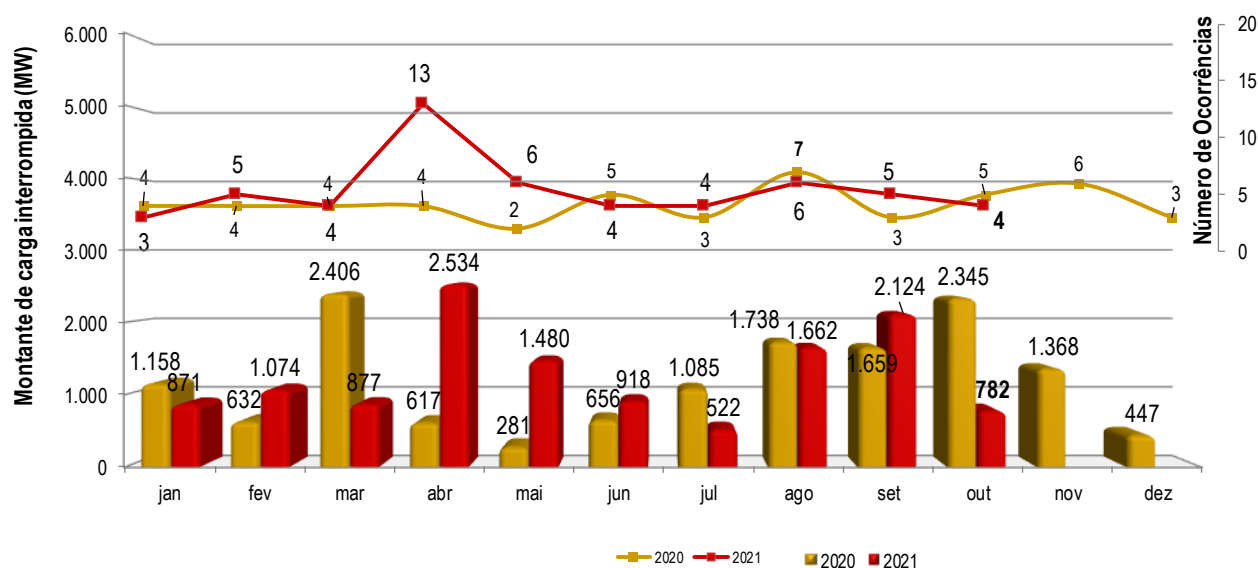


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 setembro de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 8,57 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 26. 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				8,57	11,48	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70	0,65	0,76				7,33	10,77	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49	1,00	0,59				5,93	7,84	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83	0,55	1,70				10,41	14,56	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92	1,02	0,99	1,15				10,77	13,85	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87	2,24	3,59				20,31	24,01	32,13

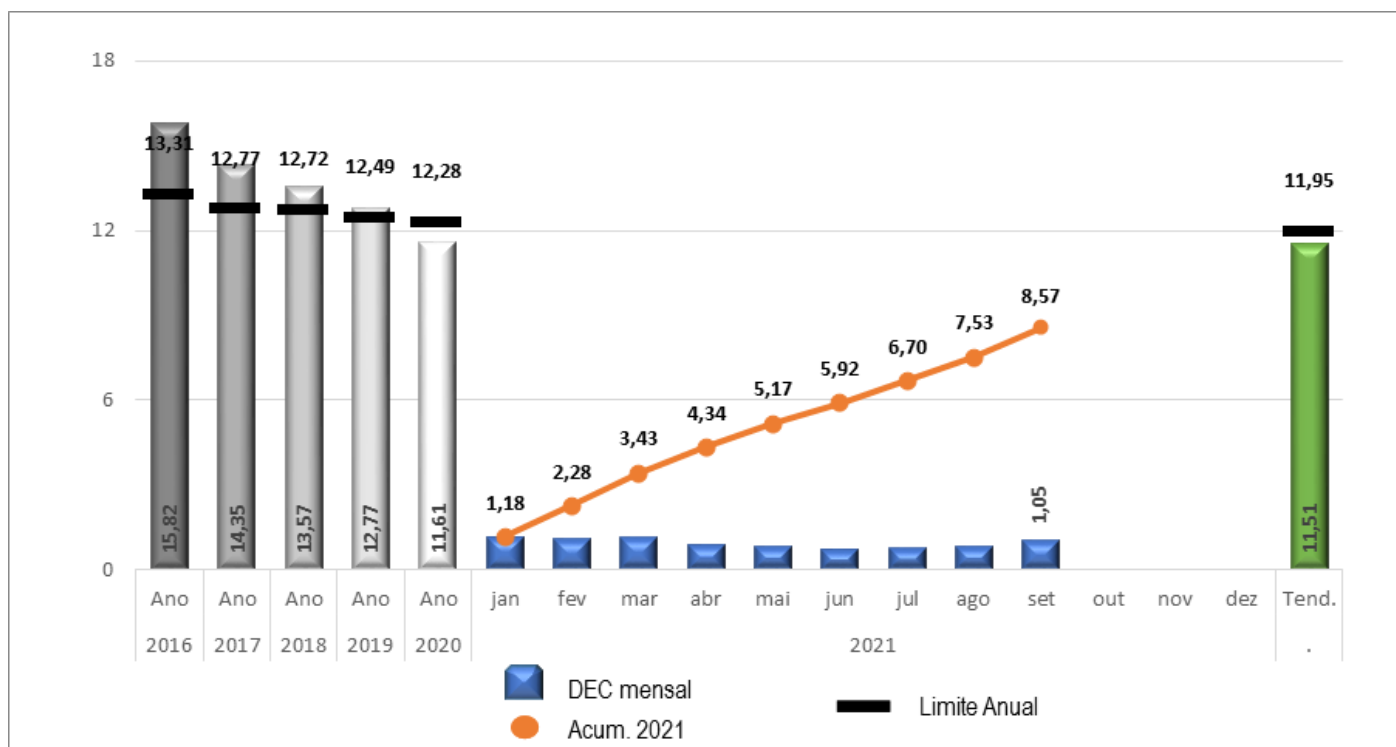


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de setembro de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 4,44 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 27. 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				4,44	6,08	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47	0,43	0,43	0,46				4,38	6,32	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26	0,29	0,59	0,38				3,36	4,55	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54	0,47	0,33	0,81				5,53	7,88	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40	0,46	0,47	0,56				4,67	6,11	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20	1,10	1,25	1,22				10,84	13,33	26,88

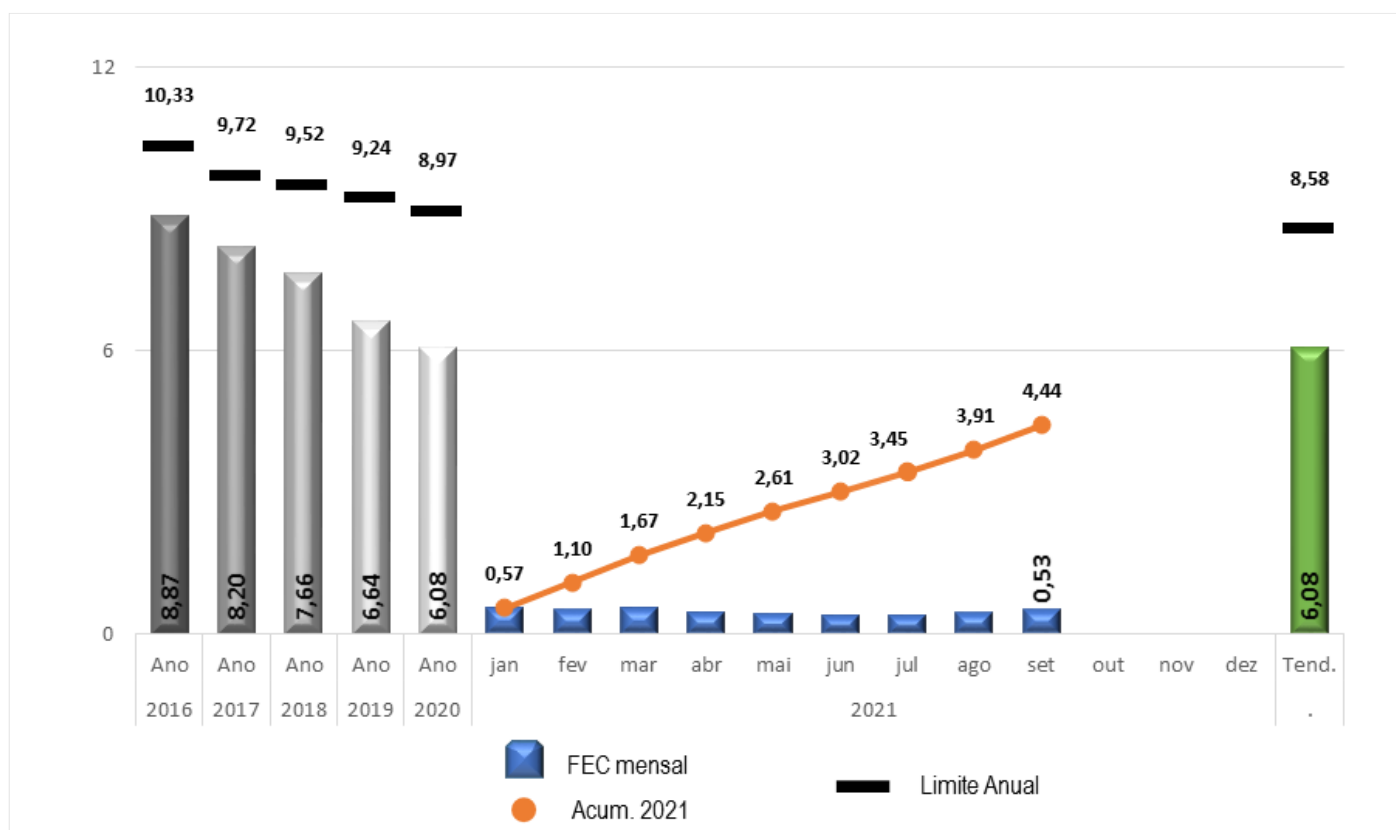


Figura 38. FEC do Brasil

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 setembro 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 Afluenta	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	