



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho / 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

Regina Basilio Bacarias

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Margreicy Luise Marinho de Sousa

Matheus Lobo Leite Ferreira



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.2. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	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	38
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho 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.....	13
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.....	14
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 julho 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 julho 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 julho de 2021.....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em julho 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. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	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.....	38
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

No mês de julho, a maior parte do território nacional apresentou chuvas inferiores à média para o período, não favorecendo as principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica em termos da alimentação de suas zonas de recarga.

Os reservatórios equivalentes de todos os subsistemas do SIN foram deplecionados no mês de julho com relação a junho. O reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste finalizou o mês de julho com apenas 26% do volume total para a geração de energia. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados nos últimos anos hidrológicos - sobretudo no último (período chuvoso que vai de outubro 2020 a abril 2021) - os quais foram bem abaixo da média, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que o subsistema Norte, embora com participação cada vez menor, manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu (montante reduziu a 37% do verificado no mês anterior). Enquanto o subsistema Nordeste vem ampliando a sua participação no SIN, exportando um total de 5.424 MW médios, o que corresponde a mais que 60% acima do montante exportado em junho. Com relação ao subsistema Sul, houve redução drástica do montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação ao mês anterior, saindo do total de 3.435 MW médios em junho para 83 MW médios recebidos em julho. Além disso, verificou-se importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

No mês de julho de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 183.430 MW, incluindo geração distribuída. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.087 MW (4%), com destaque para 3.583 MW de geração de fonte solar, 3.008 MW de fontes eólicas e 276 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de julho de 2021, 6.624 MW instalados em 556.410 unidades, resultando em 3,6% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 88,9% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 79,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 36.705 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 52.386 MW médios, o que representou um GSF mensal de 70,1%.

Em julho, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas do SIN entre R\$ 148,21 / MWh e R\$ 2.672,87 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no intervalo das 18h30 às 19h00 do dia 31/07, cabendo mencionar que os demais subsistemas apresentaram CMO bem próximos ao valor máximo neste mesmo horário. Os valores do CMO se elevaram a partir do final do mês em face dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e da condição hidrológica desfavorável.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em junho de 2021 totalizaram R\$ 1,7 bilhão, montante superior ao triplo do valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 0,5 bilhão. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de junho se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 71,8% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 1,247 bilhão.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) registrou, em 28 de junho, novos recordes de geração eólica e solar. Os ventos foram responsáveis por uma geração instantânea (pico) de 10.856 MW, às 23h44, montante suficiente para atender a 96,1% da demanda do subsistema do Nordeste naquele momento. Já os raios solares proporcionaram a geração de 681 MW médios, representando 6,4% da demanda do Nordeste. Essa fonte energética também bateu recorde na geração instantânea, atingindo 1.873 MW às 12h25, representando 17,7% da demanda na região.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de julho 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 julho, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 61% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 43% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 81% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 61% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 42% MLT no Sul e no Nordeste e 67% MLT no subsistema Norte.

No mês de julho, a zona central do País apresentou chuvas abaixo da média para o período conforme a predominância da cor laranja. No entanto, a Região Sul teve um julho com chuvas acentuadamente abaixo da média já que, não apresentando uma estação seca bem definida, as poucas chuvas que ocorreram, no mesmo padrão da zona central do Brasil representam anomalias negativas de precipitação, caracterizada pelos tons laranjas mais escuros. Já o extremo norte do Brasil apresentou chuvas acima da média. Esta distribuição das precipitações não favoreceu as principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica, não ocorrendo alimentação de suas zonas de recarga.

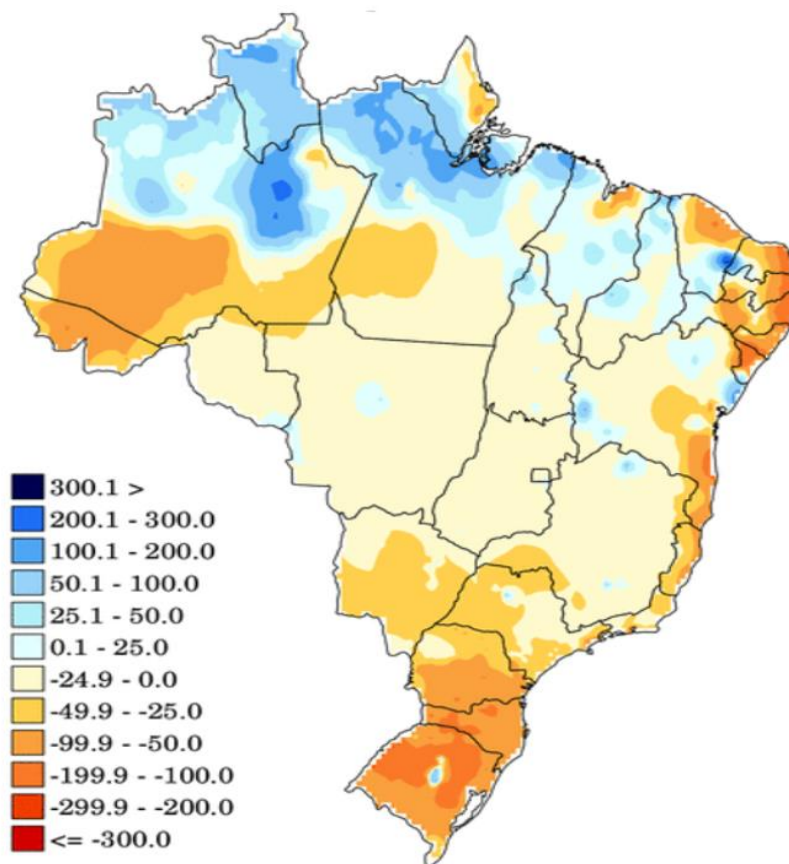


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2021 – Brasil.

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).

O mês de julho de 2021 foi caracterizado por temperaturas mínimas abaixo da média (anomalias negativas de temperatura mínima) em praticamente toda a região centro-sul do Brasil. Tal situação impulsiona o uso de energia elétrica em virtude do maior acionamento de aparelhos de aquecimento, por exemplo.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média), em partes da região Nordeste, de forma acentuada, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas. No entanto, a maior parte do território nacional manteve-se dentro ou próximo à média dos valores máximos de temperatura verificados nesta época.

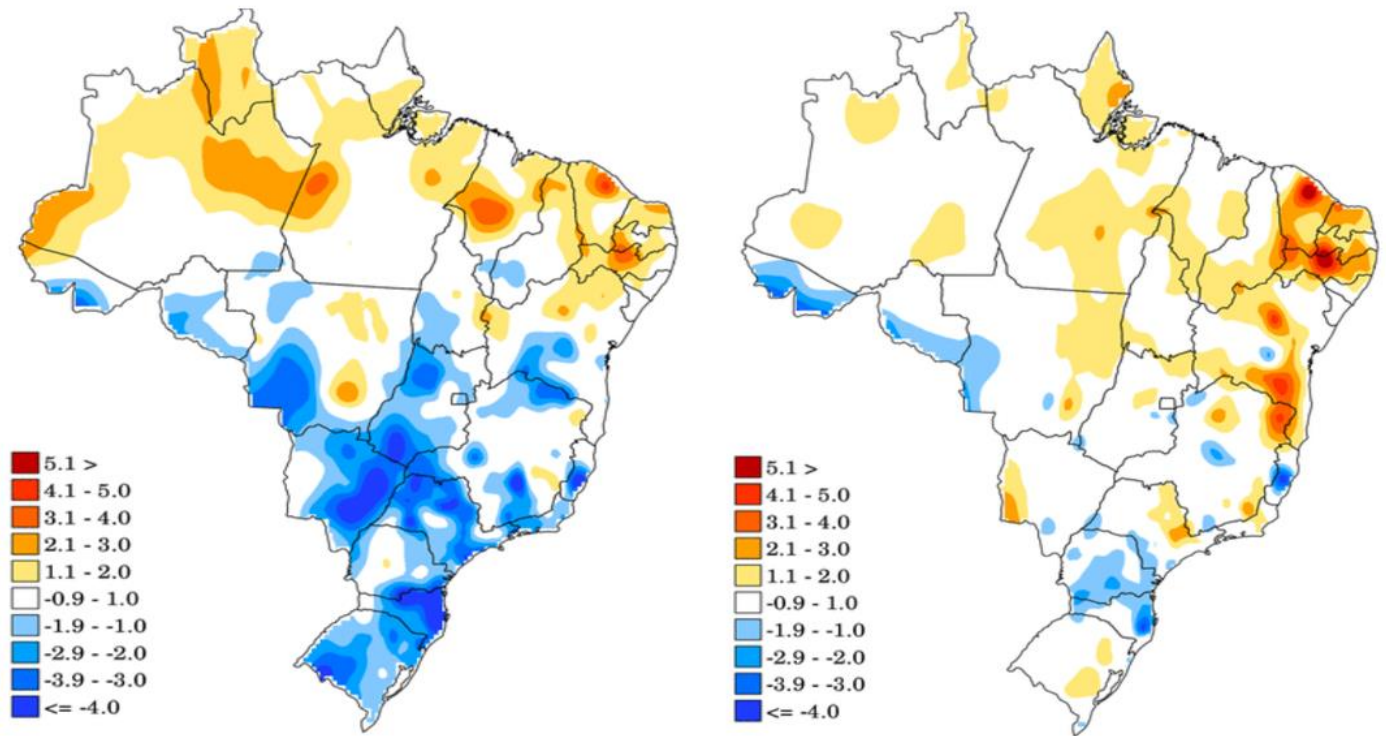


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluente Armazenável¹

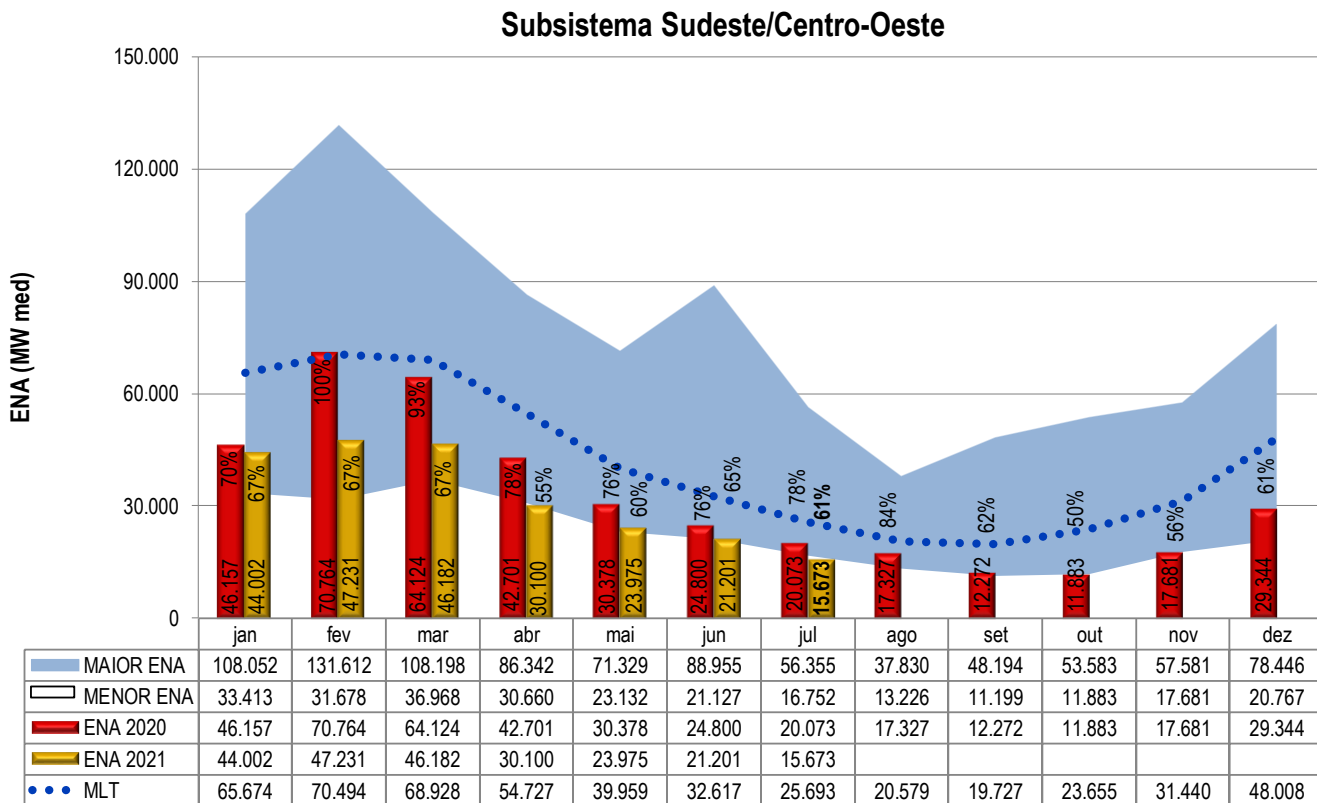


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

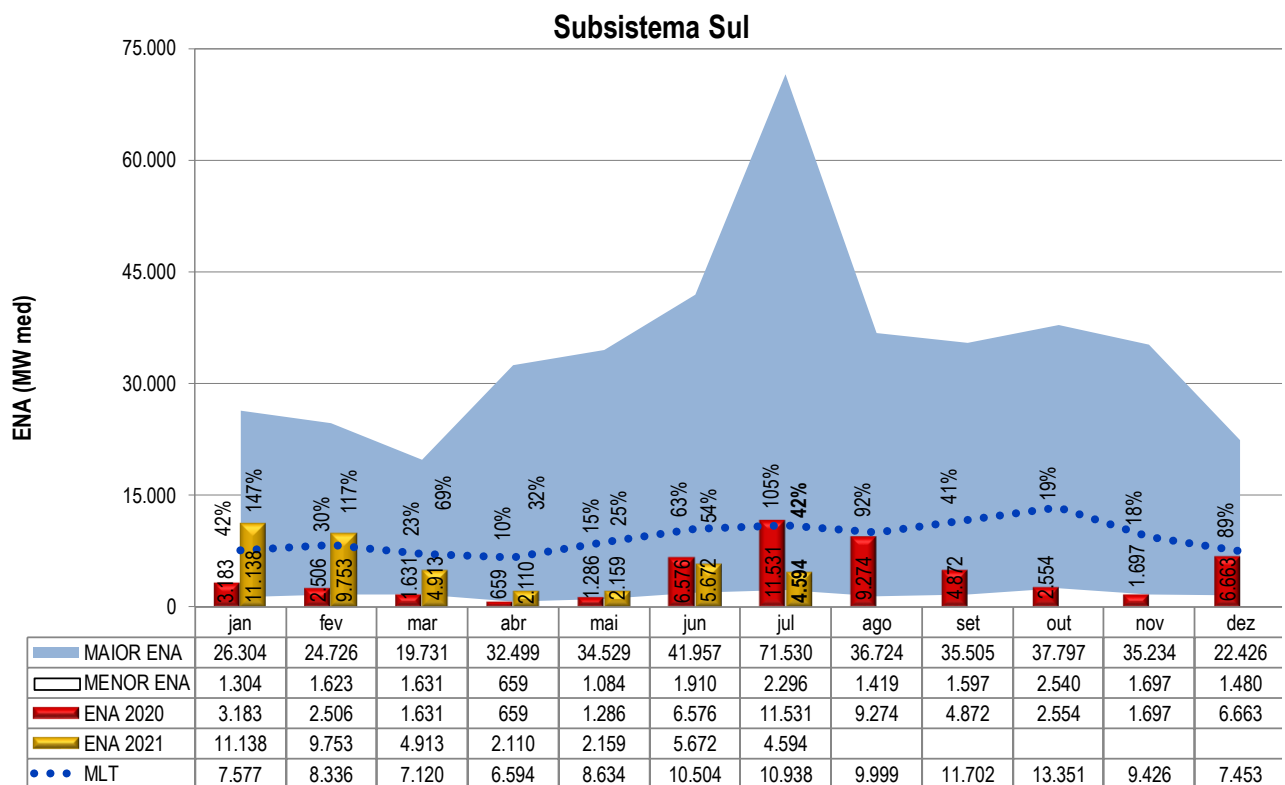


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

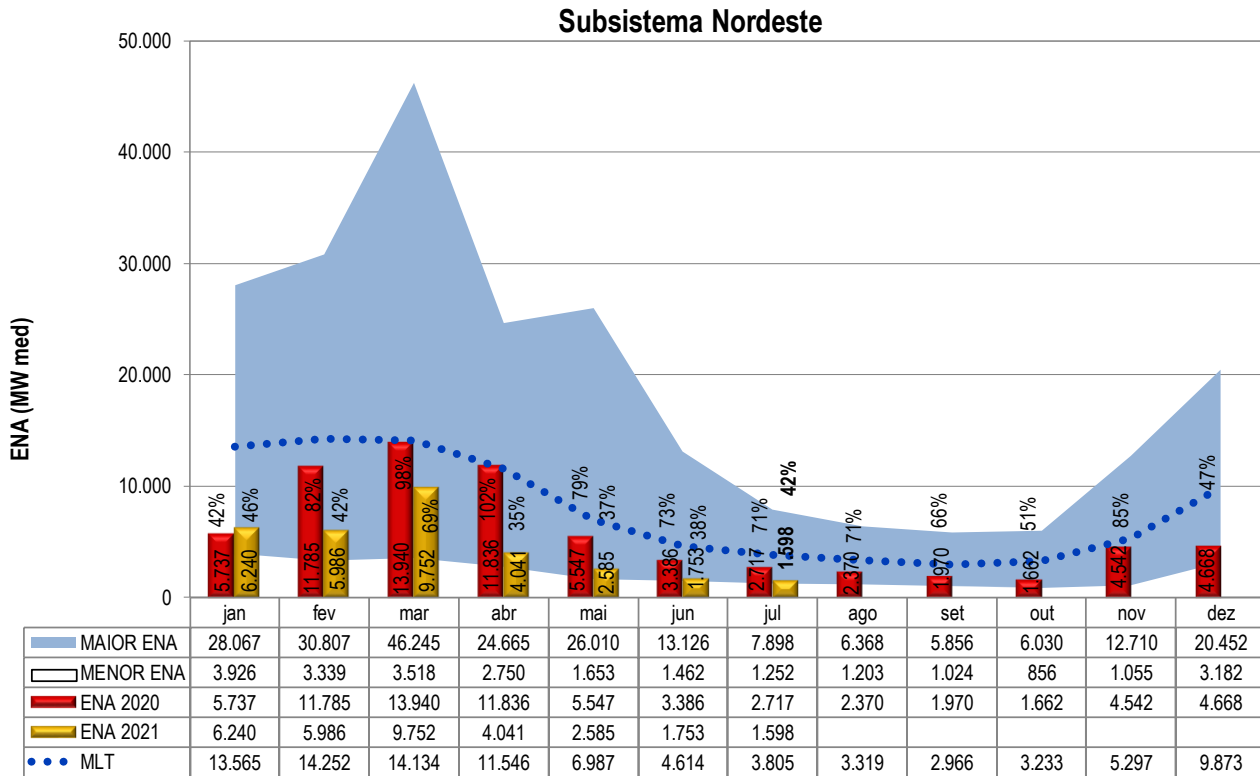


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

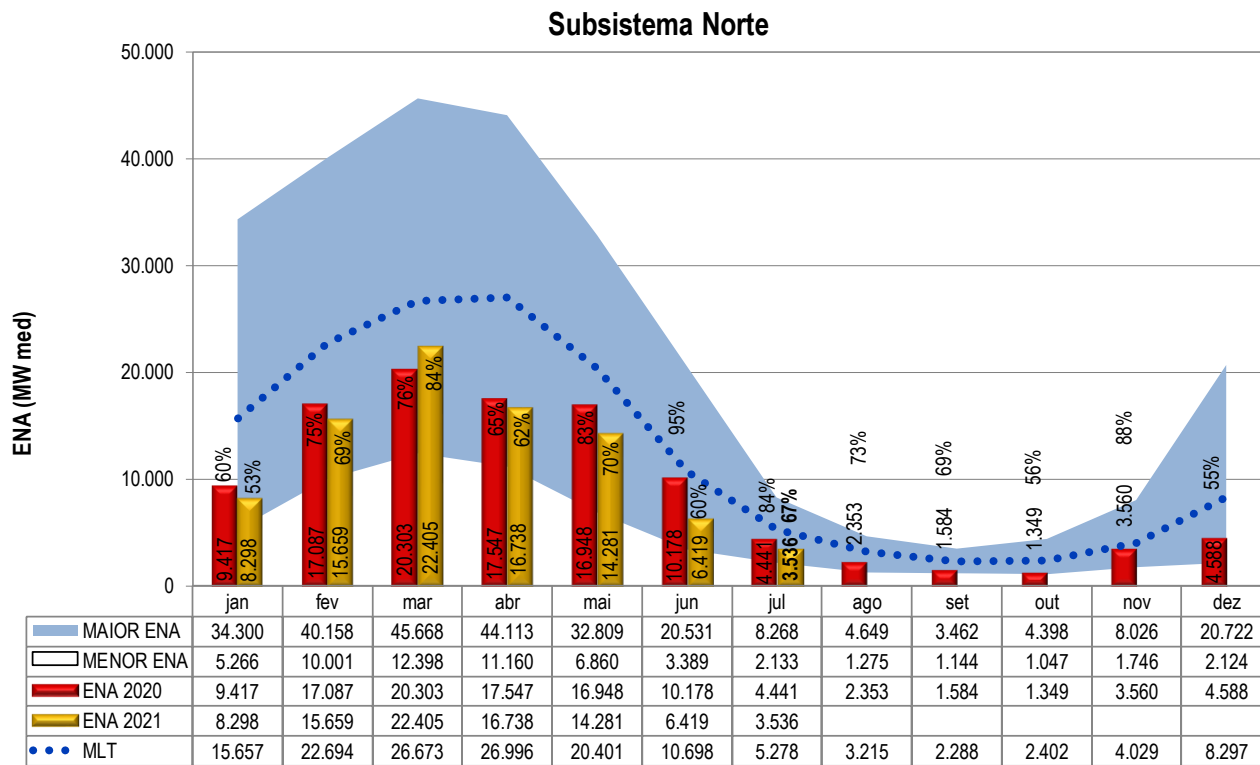


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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 julho de 2021, os reservatórios equivalentes de todos os subsistemas sofreram deplecionamento em relação ao mês de junho nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 3,1 p.p., Sul em 16,4 p.p., Nordeste em 4,4 p.p e Norte em 3,7 p.p.

Com a estação seca estabelecida em seu auge (meses de julho e agosto) na maior parte do Brasil, o deplecionamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas é o movimento que já era esperado para o mês de julho, durante o qual, as chuvas, bastante escassas, aportam pouco volume de escoamento às vazões afluentes aos rios, o que impossibilita a elevação dos níveis dos reservatórios de forma natural. Provavelmente, este comportamento perdurará até o fim da estação seca, a qual se estende tipicamente até o mês de novembro.

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).

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

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Julho (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	29,1	26,0	203.567	51,5
Sul	64,3	47,9	19.897	11,1
Nordeste	59,2	54,8	51.602	26,5
Norte	82,8	79,1	15.165	10,9
TOTAL		TOTAL	290.231	100,0

Fonte dos dados: ONS.

A respeito dos principais reservatórios do SIN em termos de capacidade de acumulação, destacam-se os reservatórios de G. B. Munhoz, Três Marias e Furnas que foram replecionados em 25,4 p.p., 6,0 p.p. e 4,8 p.p., respectivamente, com relação a junho, enquanto que somente os reservatórios de Itumbiara e S. do Facão foram replecionados em 2,4 p.p. e 1,2 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de maio (%)	Armazenamento em final de junho (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	35,1	32,1	-3,0
Furnas	Grande	34.925	29,4	24,6	-4,8
Sobradinho	São Francisco	30.184	57,6	53,3	-4,3
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	15,0	13,4	-1,6
Emborcação	Paranaíba	21.604	18,3	14,7	-3,6
Três Marias	São Francisco	16.085	61,3	55,3	-6,0
Itumbiara	Paranaíba	15.698	9,5	11,9	2,4
Tucuruí	Tocantins	7.632	98,3	96,0	-2,3
S. do Facão	Paranaíba	6.502	29,8	31,0	1,2
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	69,6	44,2	-25,4

Fonte dos dados: ONS

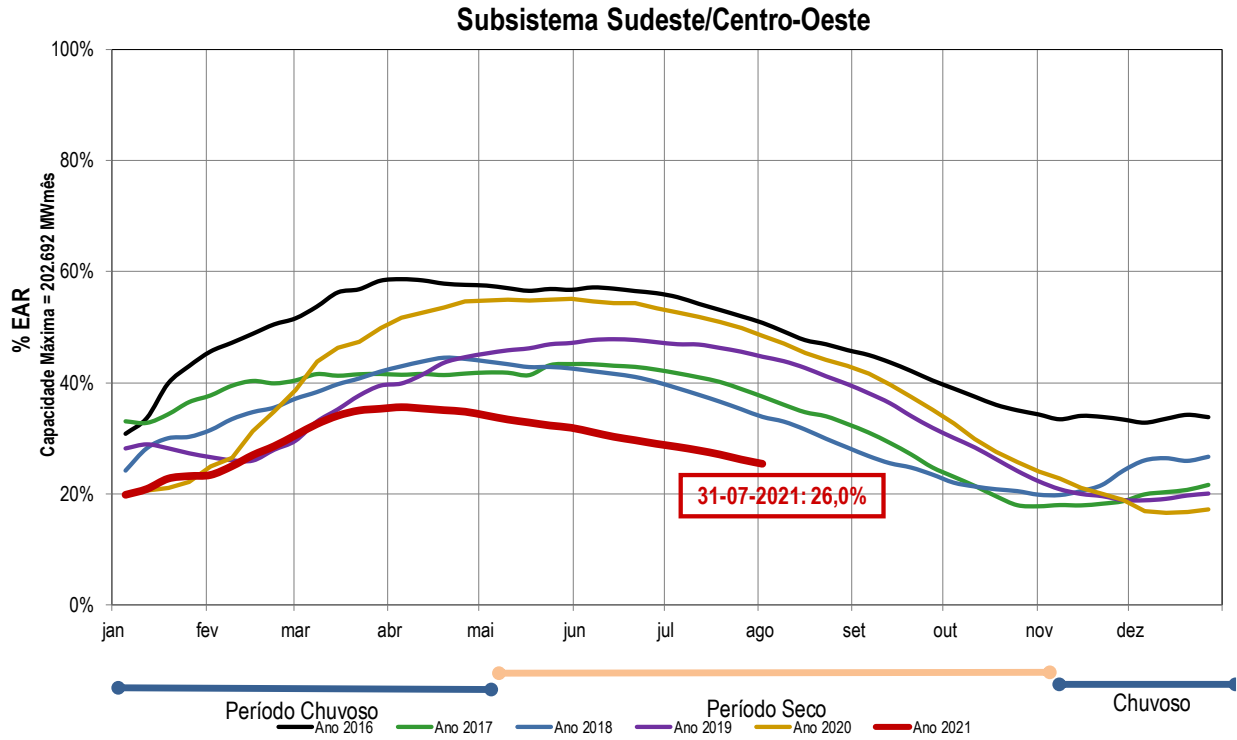


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

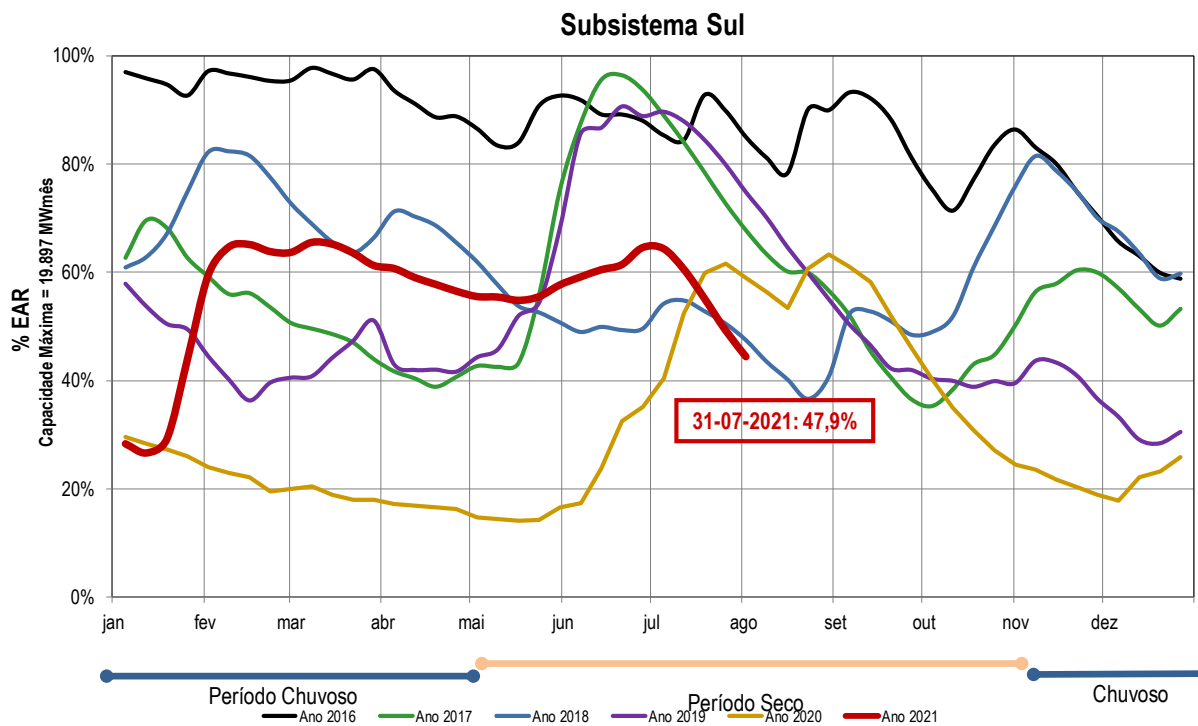


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

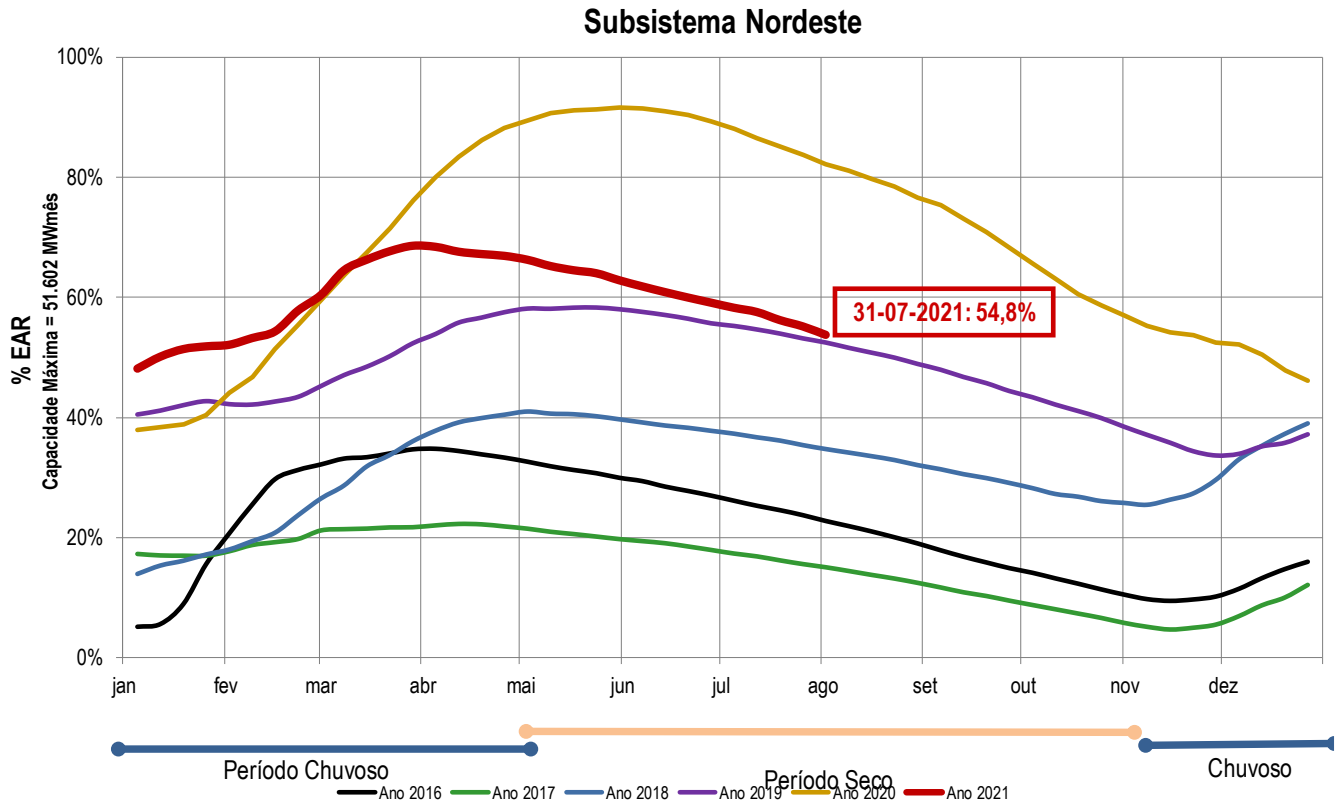


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

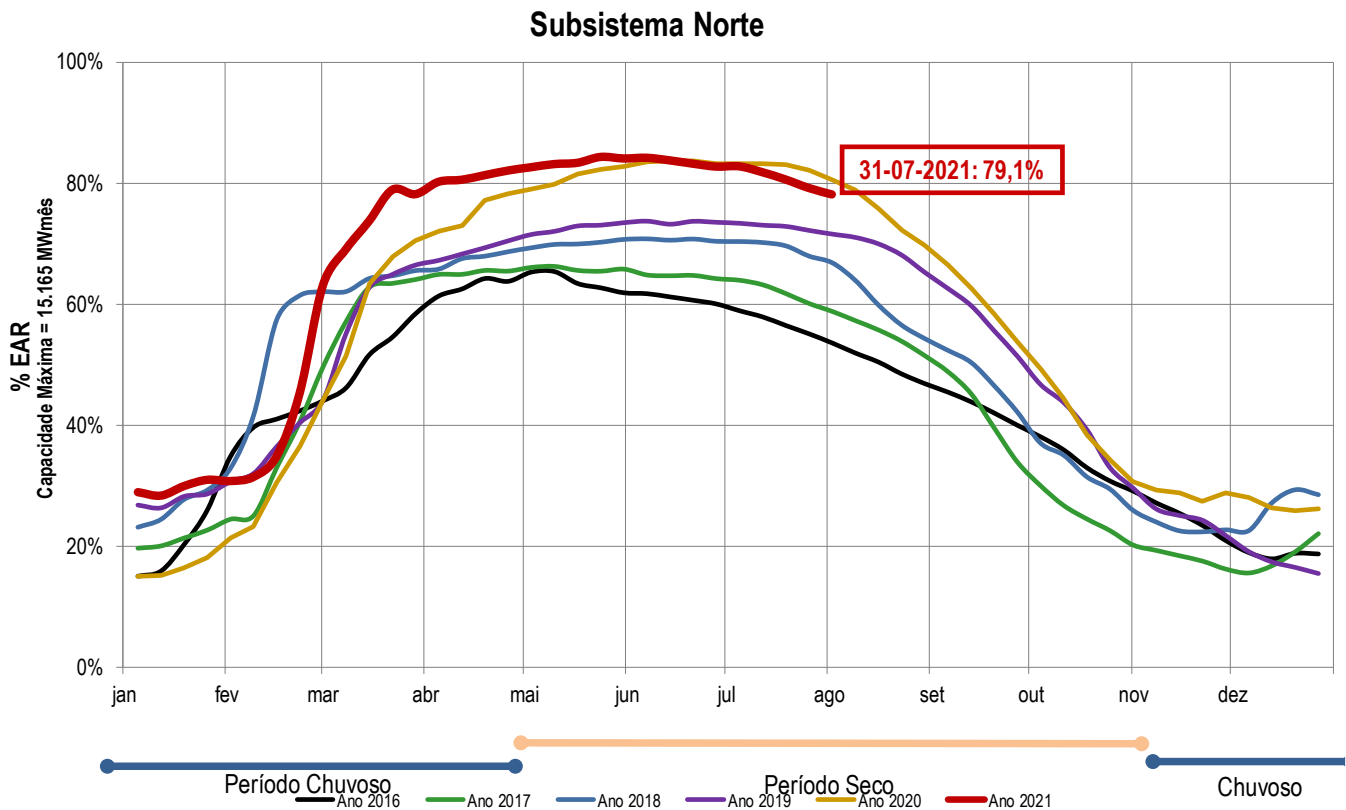


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em julho de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 1.296 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, em montante da ordem de 37% do valor verificado no mês anterior, que foi de 3.544 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador em um total de 5.424 MWmédios, montante bastante superior ao exportado no mês anterior, que havia somado 3.374 MWmédios.

O Sul, por sua vez, teve o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste acentuadamente inferior em comparação ao mês anterior, totalizando 83 MWmédios recebidos em julho, frente ao montante de 3.435 MWmédios em junho.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 2.566 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 2.770 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.229 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 6.720 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 83 MWmédios, resultando no saldo de 6.637 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 6.565 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de julho de 2021, tendo o Brasil importado montante de 617 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.

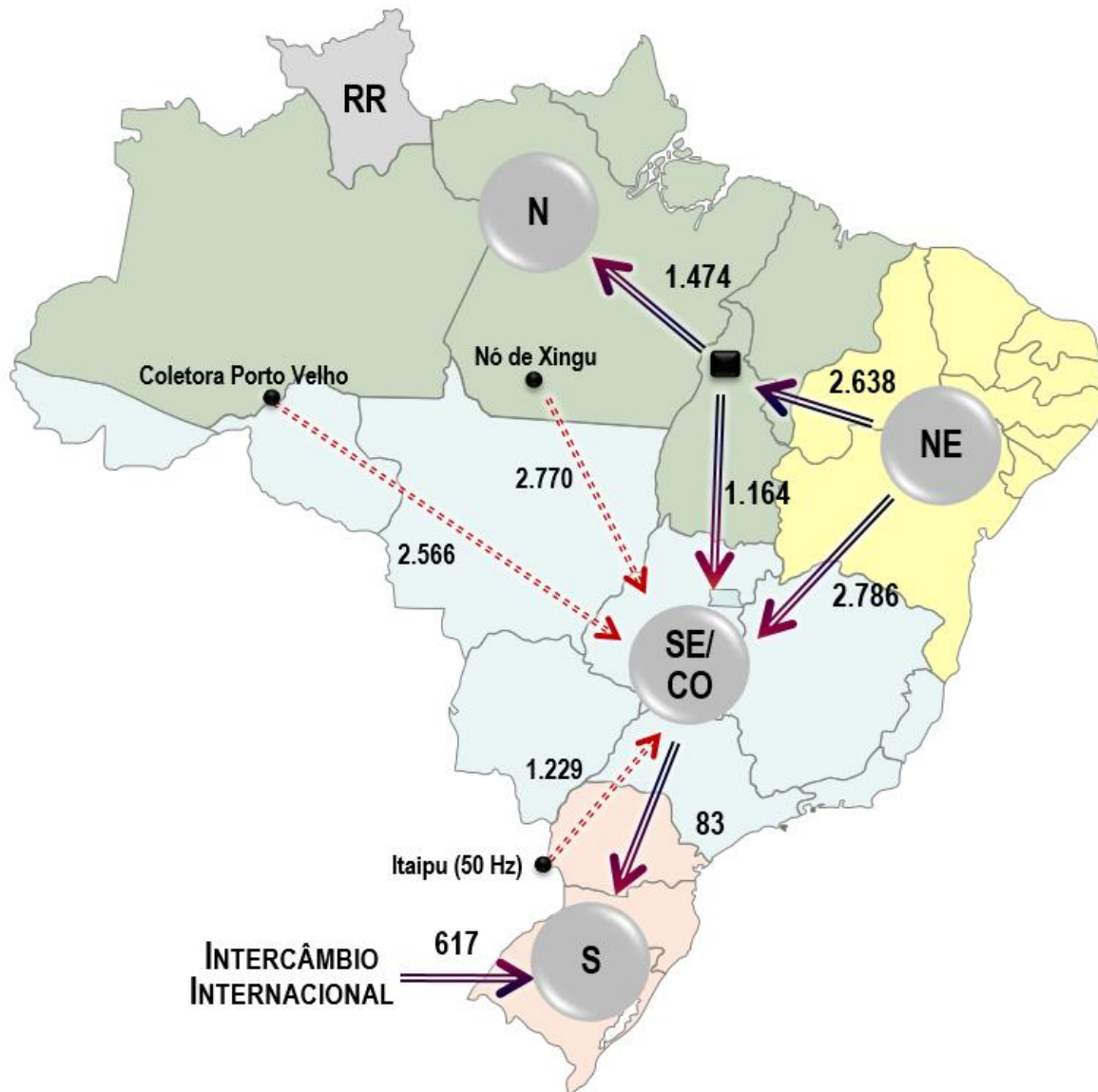


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 junho de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 49.189 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 2,9% inferior ao verificado no mês anterior e 10,1% superior ao verificado em junho de 2020. No mês de junho todas as classes apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pelas classes industrial, comercial e rural, que apresentaram elevação de seu consumo em 19,4%, 19,0% e 13,5%, respectivamente, em junho de 2021 comparativamente a junho de 2020, demonstrando uma grande retomada econômica dos mais diversos setores produtivos.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar elevação dos consumos de energia, na qual as classes residencial, industrial e rural apresentam acréscimo de 5,9%, 9,0% e 7,2%, respectivamente, ao passo que as classes comercial e demais classes decréscimo de 3,0% e 3,9%, respectivamente, confirmando o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil que favoreceu o consumo residencial, não prejudicou o desenvolvimento do rural e trouxe mais impactos negativos nas classes de consumo que ainda apresentam crescimento negativo no acumulado dos últimos 12 meses, mesmo já apresentando alguma recuperação nos últimos meses, principalmente a classe industrial.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/21 GWh	Evolução mensal (Jun/21/Mai/21)	Evolução anual (Jun/21/Jun/20)	Jul-19/Jun-20 (GWh)	Jul-20/Jun-21 (GWh)	Evolução
Residencial	11.956	0,1%	4,9%	143.303	151.776	5,9%
Industrial	14.978	-0,6%	19,4%	162.653	177.360	9,0%
Comercial	6.678	-0,9%	19,0%	86.705	84.133	-3,0%
Rural	2.658	3,5%	13,5%	29.140	31.231	7,2%
Demais classes ¹	3.886	-2,0%	3,3%	49.642	47.695	-3,9%
Perdas e Diferenças ²	9.033	-13,1%	0,0%	113.986	118.429	3,9%
Total	49.189	-2,9%	10,1%	585.428	610.624	4,3%

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 junho 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: o consumo médio realizado em todas as unidades apresentou crescimento em junho de 2021 em comparação a junho de 2020. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre junho de 2020 e junho 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		
	Jun/20 kWh/NU	Mai/21 kWh/NU	Jun/21 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/21/Mai/21)	Evolução anual (Jun/21/Jun/20)	Jul-19/Jun-20 (kWh/NU)	Jul-20/Jun-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	154	159	158	-0,3%	2,5%	162	167	3,4%
Industrial	26.747	32.100	31.822	-0,9%	19,0%	28.900	31.402	8,7%
Comercial	960	1.149	1.138	-1,0%	18,5%	1.236	1.195	-3,4%
Rural	504	543	562	3,4%	11,5%	522	550	5,3%
Demais classes¹	4.693	4.957	4.869	-1,8%	3,8%	5.160	4.980	-3,5%
Consumo médio total	417	462	459	-0,6%	10,2%	459	469	2,1%

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

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jun/20	Jun/21	
Residencial	73.811.902	75.607.994	2,4%
Industrial	469.003	470.672	0,4%
Comercial	5.844.698	5.868.822	0,4%
Rural	4.647.616	4.729.997	1,8%
Demais classes¹	801.640	798.035	-0,4%
Total	85.574.860	87.475.520	2,2%

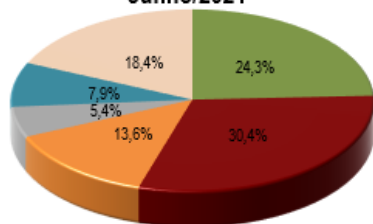
¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até junho de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de maio 24.563 GWh, valor 6,2% maior ao verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de maio, 15.593 GWh, valor 24,5% 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).

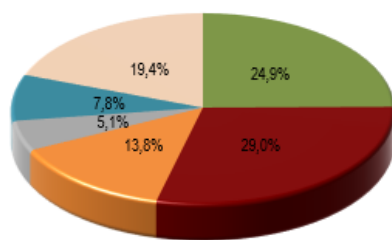


Consumo de Energia Elétrica em Junho/2021

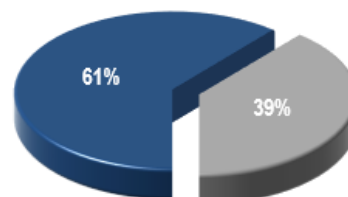


Residencial Industrial Comercial
Rural Demais classes Perdas e Diferenças

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



Consumo de Energia Elétrica em Junho/2021 - Estratificado por Ambiente



ACR ACL

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

Dados contabilizados até junho de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em julho de 2021, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados.

No comparativo a junho dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, em julho 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)	47.291	16.457	12.977	6.884	81.457
(dia - hora)	27/07/2021 - 18h40	20/07/2021 - 18h40	29/07/2021 - 21h43	22/07/2021 - 15h06	29/07/2021 - 18h40
Recorde (MW)	54.043	19.251	13.576	7.081	92.150
(dia - hora)	23/01/2019 - 15h01	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	12/04/2021 - 22h43	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

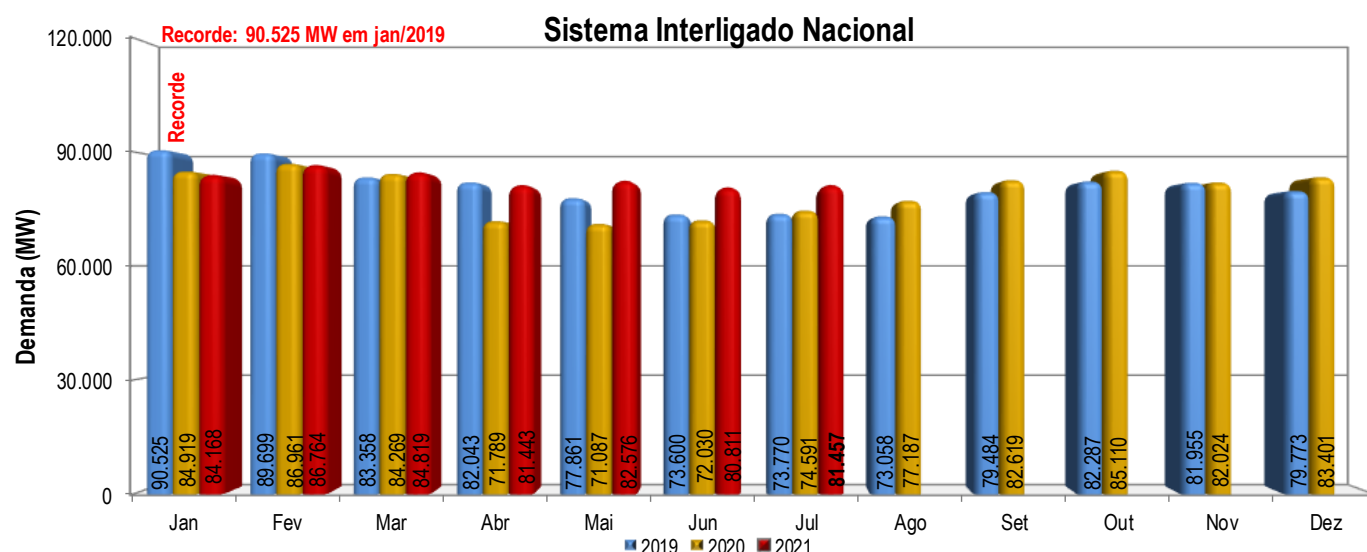


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

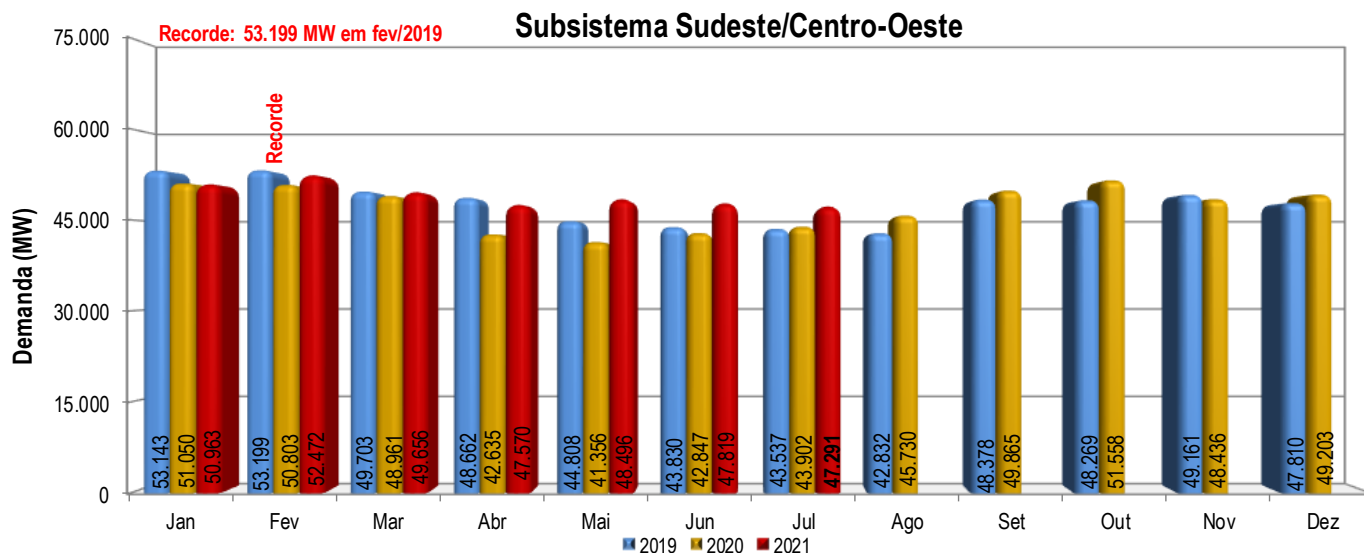


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

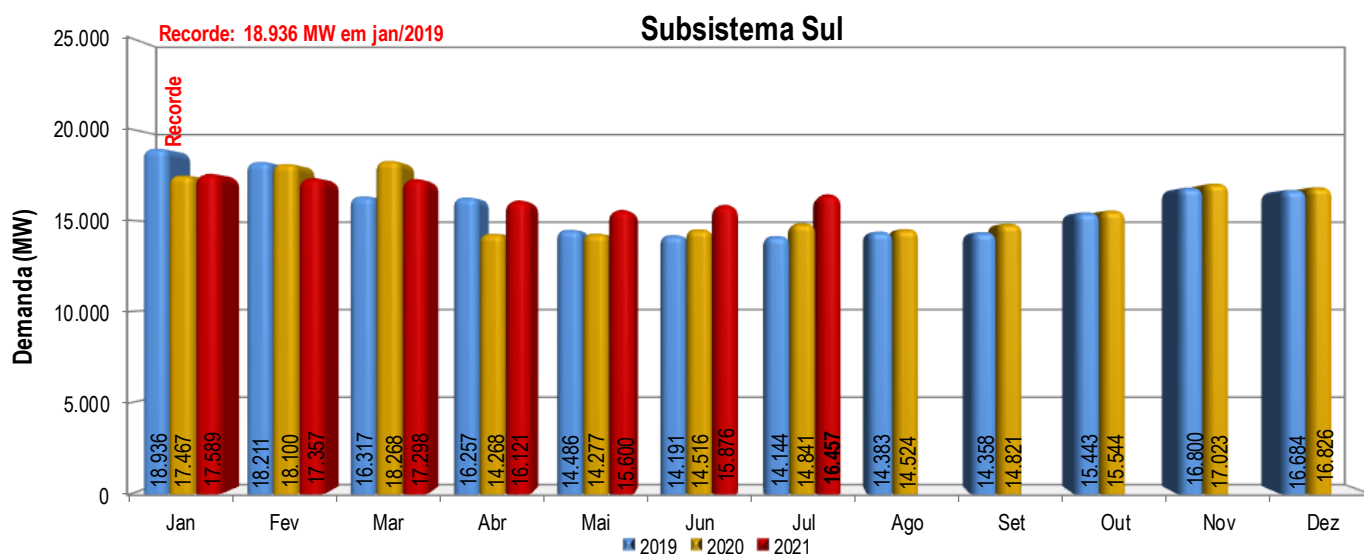


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

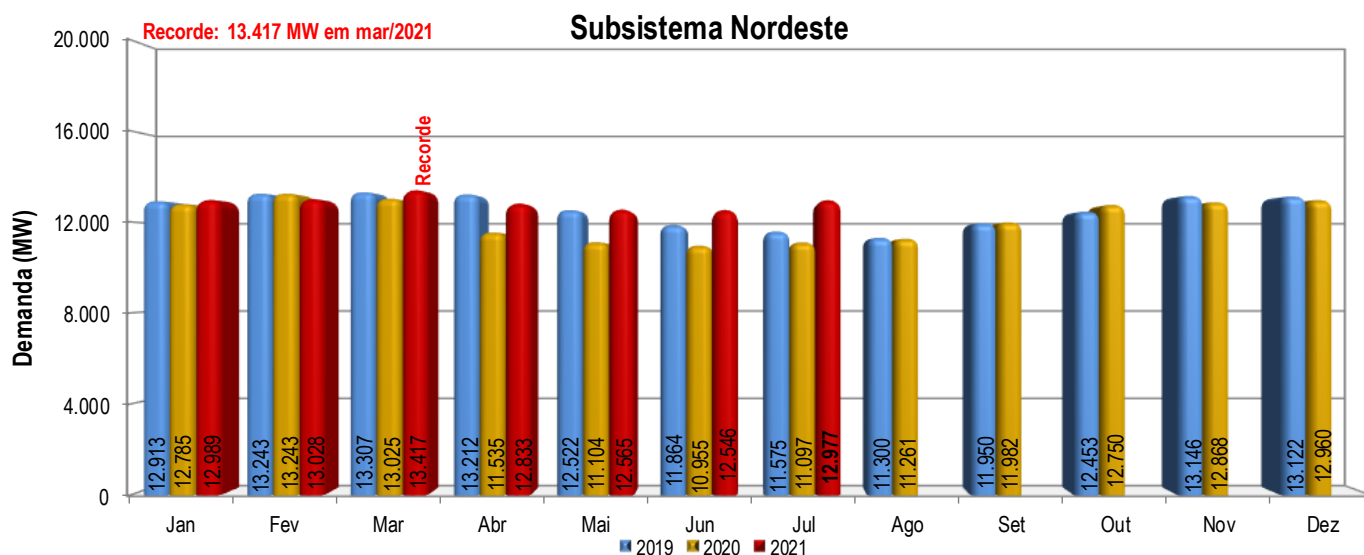


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.



Fonte dos dados: ONS.

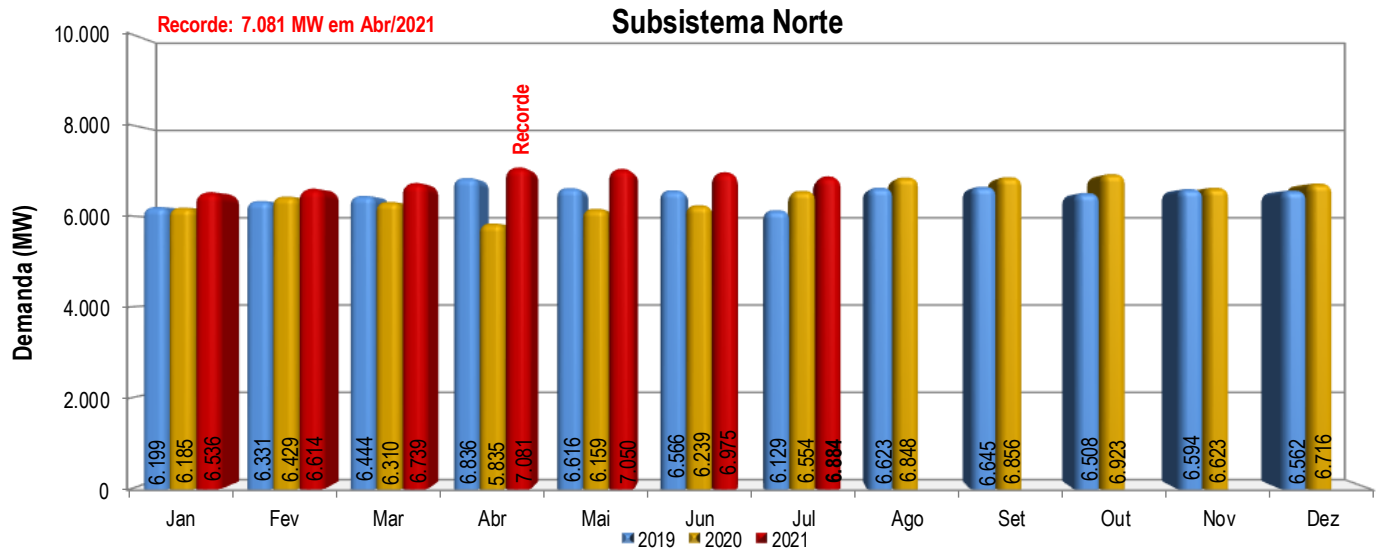


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 183.430 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.087 MW (4%), com destaque para 3.583 MW de geração de fonte solar, 3.008 MW de fontes eólicas e 276 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de julho de 2021, 6.624 MW instalados em 556.410 unidades, resultando em 3,6% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 88,9% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Jul/2020		Jul/2021			Evolução da Capacidade Instalada Jul/2021 - Jul/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.470	109.243	1.471	109.463	59,7%	0,2%
UHE	219	103.026,9	219	103.026,5	56,2%	0,0%
PCH	417	5.312,6	425	5.487,6	3,0%	3,3%
CGH	732	806,2	725	851,1	0,5%	5,6%
CGU	1	0,1	1	0,1	0,0%	-50,0%
CGH GD	101	97,4	101	97,4	0,1%	0,0%
Térmica	3.308	45.019	3.431	45.295	24,7%	0,6%
Gás Natural	166	14.944,1	165	14.965,8	8,2%	0,1%
Biomassa	572	15.118,0	588	15.415,2	8,4%	2,0%
Petróleo	2.292	9.053,2	2.315	8.976,5	4,9%	-0,8%
Carvão	22	3.582,8	22	3.582,8	2,0%	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	252	73,5	329	107,5	0,1%	46,3%
Eólica	712	15.830	804	18.838	10,3%	19,0%
Eólica (não GD)	647	15.814,9	735	18.822,9	10,3%	19,0%
Eólica GD	65	14,9	69	14,93	0,0%	0,2%
Solar	281.219	6.251	560.198	9.834	5,4%	57,3%
Solar (não GD)	3.898	2.929,4	4.287	3.430,3	1,9%	17,1%
Solar GD	277.321	3.321,5	555.911	6.404,1	3,5%	92,8%
Capacidade Total sem GD	8.978	172.836	9.494	176.806	96,4%	2,3%
Geração Distribuída - GD	277.739	3.507	556.410	6.624	3,6%	88,9%
Capacidade Total - Brasil	286.717	176.343	565.904	183.430	100,0%	4,0%

¹ Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e às quantidades publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: www.aneel.gov.br/scg/gd. Os decréscimos eventualmente observados nos valores de capacidade instalada por fonte na comparação com períodos anteriores se devem a revogações, repotenciações, descomissionamento de usinas ou outras situações que se refletem na atualização do banco de dados da ANEEL.

² Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela (essa última não utilizada neste momento).

³ 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.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,7% da capacidade instalada de geração em julho de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

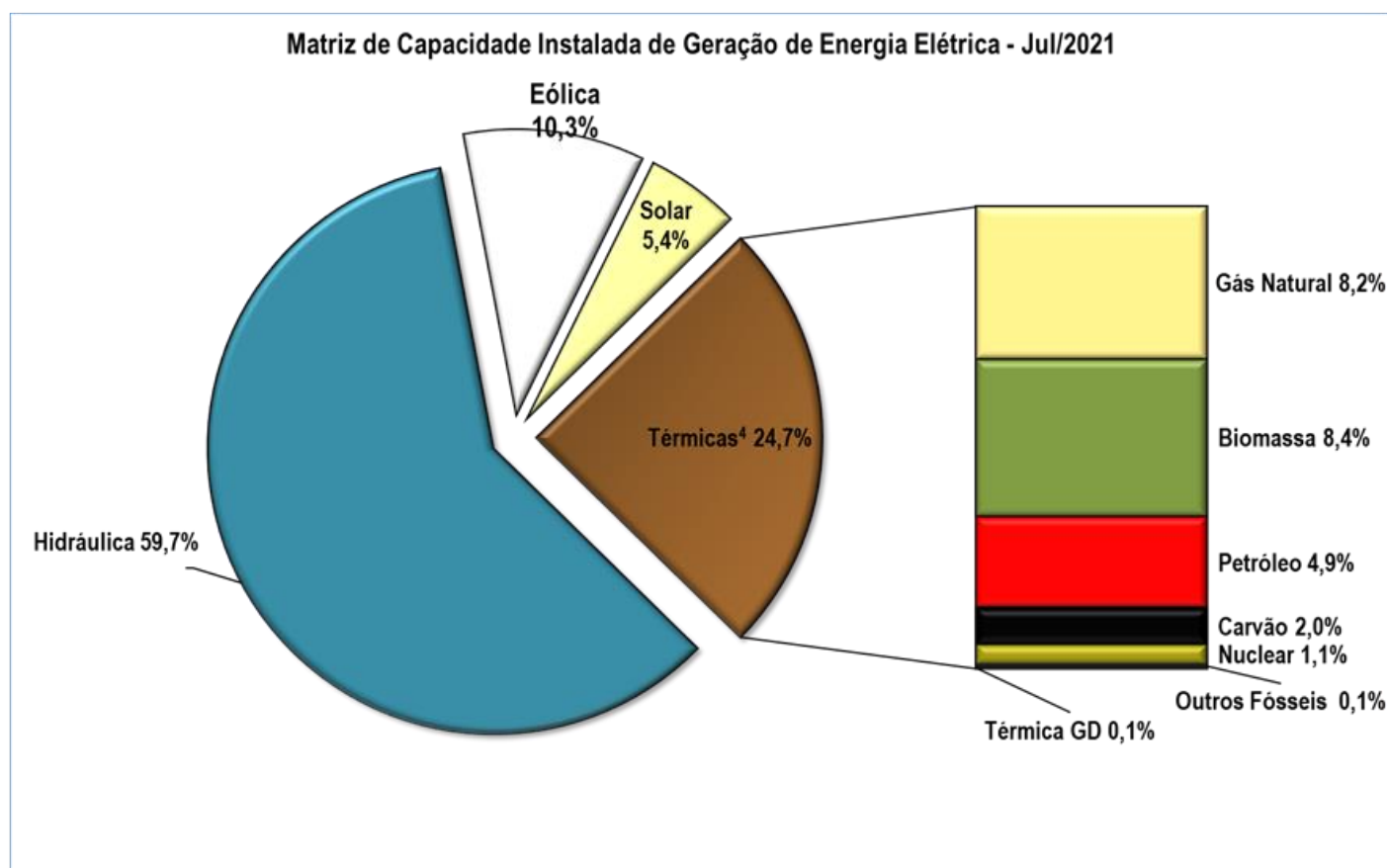


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

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 julho de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 166.111 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,3% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36,5% de 500 kV, atingindo também 406.378 MVA de subestações, das quais cerca de 46,2% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 26,7% 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	63.606	38,3%
345	10.359	6,2%
440	6.859	4,1%
500	60.584	36,5%
600 (CC)	12.816	7,7%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,5%
TOTAL	166.111	100%

* Em junho/2021, foi realizada reunião de consolidação dos quantitativos de linhas de transmissão e subestações do SIN concluídos no 1º semestre de 2021, resultando em alguns ajustes nos dados até então apresentados.

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	108.599	26,7%
345	54.220	13,3%
440	30.892	7,6%
500	187.770	46,2%
750	24.897	6,1%
TOTAL	406.378	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 julho de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 479,67 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE William Arjona	1, 2, 4 e 5	144,12	MS	UTE.GN.MS.027075-0.01
2	Eólica	EOL Serra da Babilônia E	1 a 5	25,50	BA	EOL.CV.BA.040611-2.01
3	Eólica	EOL Serra da Babilônia D	1 a 6	30,60	BA	EOL.CV.BA.040610-4.01
4	Eólica	EOL Chafariz 7	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.037958-1.01
5	Solar	UFV Solar Salgueiro	1 a 9	30,00	PE	UFV.RS.PE.033606-8.01
6	Solar	UFV Solar Salgueiro II	1 a 9	30,00	PE	UFV.RS.PE.034160-6.01
7	Hidráulica	PCH Bela Vista	2	9,77	PR	PCH.PH.PR.029576-0.01
8	Eólica	EOL Aventura II	1 a 5	21,00	RN	EOL.CV.RN.033002-7.01
9	Eólica	EOL Aventura III	1 a 6	25,20	RN	EOL.CV.RN.033026-4.01
10	Eólica	EOL Aventura IV	1 a 7	29,40	RN	EOL.CV.RN.037949-2.01
11	Eólica	EOL Aventura V	1 a 7	29,40	RN	EOL.CV.RN.037950-6.01
12	Eólica	EOL Figueira Branca	1 a 3	10,65	RN	EOL.CV.RN.038002-4.01
13	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 09	9, 11 e 12	12,60	RN	EOL.CV.RN.038318-0.01
14	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 10	7, 9 a 11 e 13 a 15	29,40	RN	EOL.CV.RN.038319-8.01
15	Hidráulica	PCH Celso Ramos	3 e 4	8,30	SC	PCH.PH.SC.000742-0.01
16	Térmica	UTE Asja Jaboatão	13 a 15	4,28	PE	UTE.RU.PE.040643-0.01
17	Térmica	UTE Almeirim – CEPA	12	0,80	PA	UTE.PE.PA.035708-1.01
18	Solar	UFV Assú V	31 a 33	4,00	RN	UFV.RS.RN.034184-3.01
				479,67		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em julho de 2021, a entrada em operação de 312,4 MW de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jul/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jul/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jul/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	18,07	56,96	0,00	8,41	18,07	65,37
PCH	18,07	55,45	0,00	5,50	18,07	60,95
CGH	0,00	1,51	0,00	2,91	0,00	4,42
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	0,80	199,83	148,39	212,87	149,19	412,70
Biomassa	0,00	114,39	4,28	67,70	4,28	182,09
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00	144,12	145,17	144,12	145,17
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,80	85,45	0,00	0,00	0,80	85,45
Eólica	217,80	739,66	30,60	960,12	248,40	1.699,78
Eólica (não GD)	217,80	739,66	30,60	960,12	248,40	1.699,78
Solar	60,00	123,00	4,00	4,00	64,00	127,00
Solar (não GD)	60,00	123,00	4,00	4,00	64,00	127,00
TOTAL	296,67	1.119,45	182,99	1.185,40	479,67	2.304,85

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 71% desse crescimento.

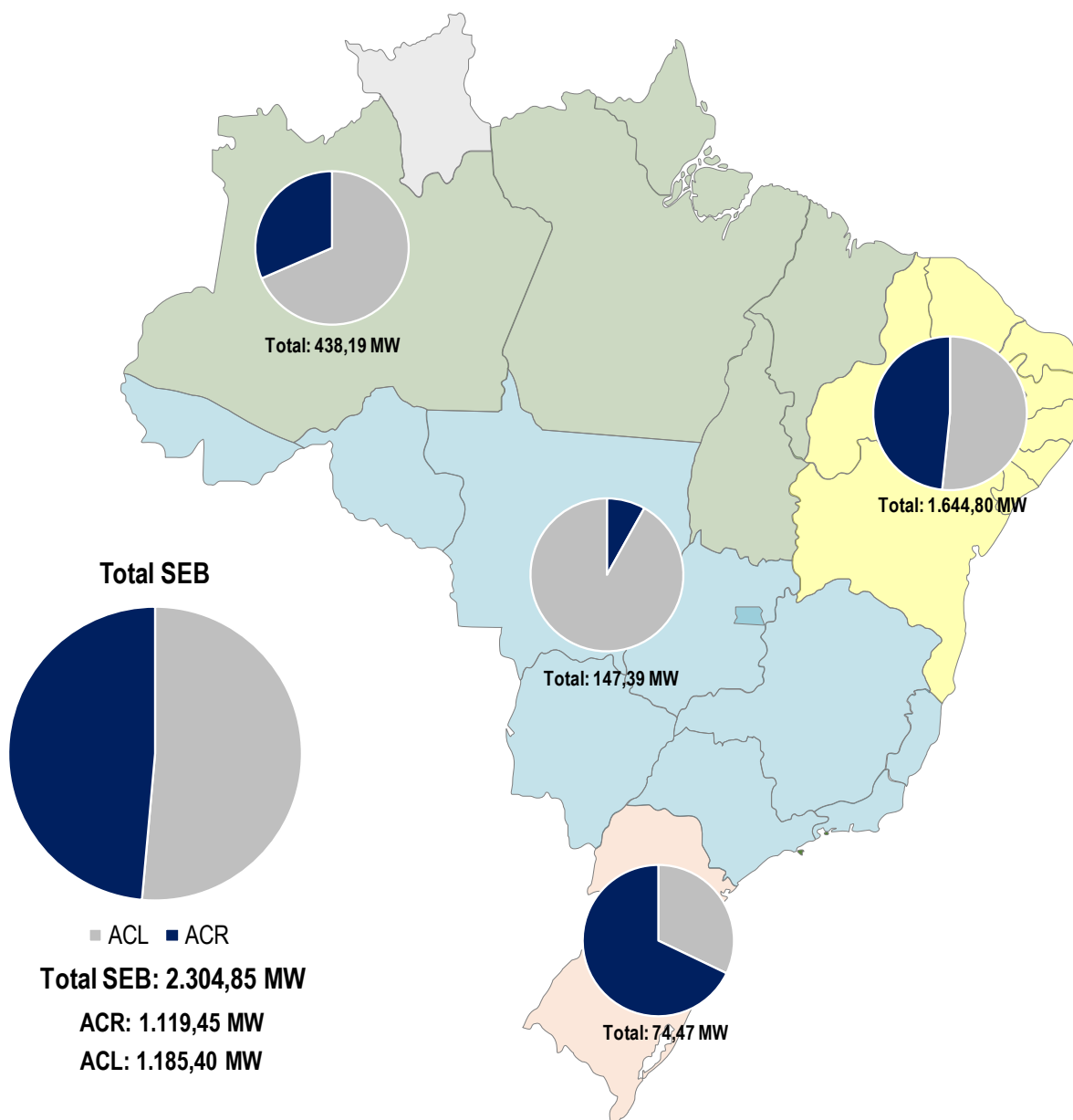


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 25.919,98 MW de capacidade instalada, com destaque para 13.445,38 MW de fonte solar centralizada, 7.263,32 MW de fonte eólica, 4.558,75 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 651,83MW, representando apenas 2,5% do total. Destaca-se, também, que 19.515,59 MW (75,3%) 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.

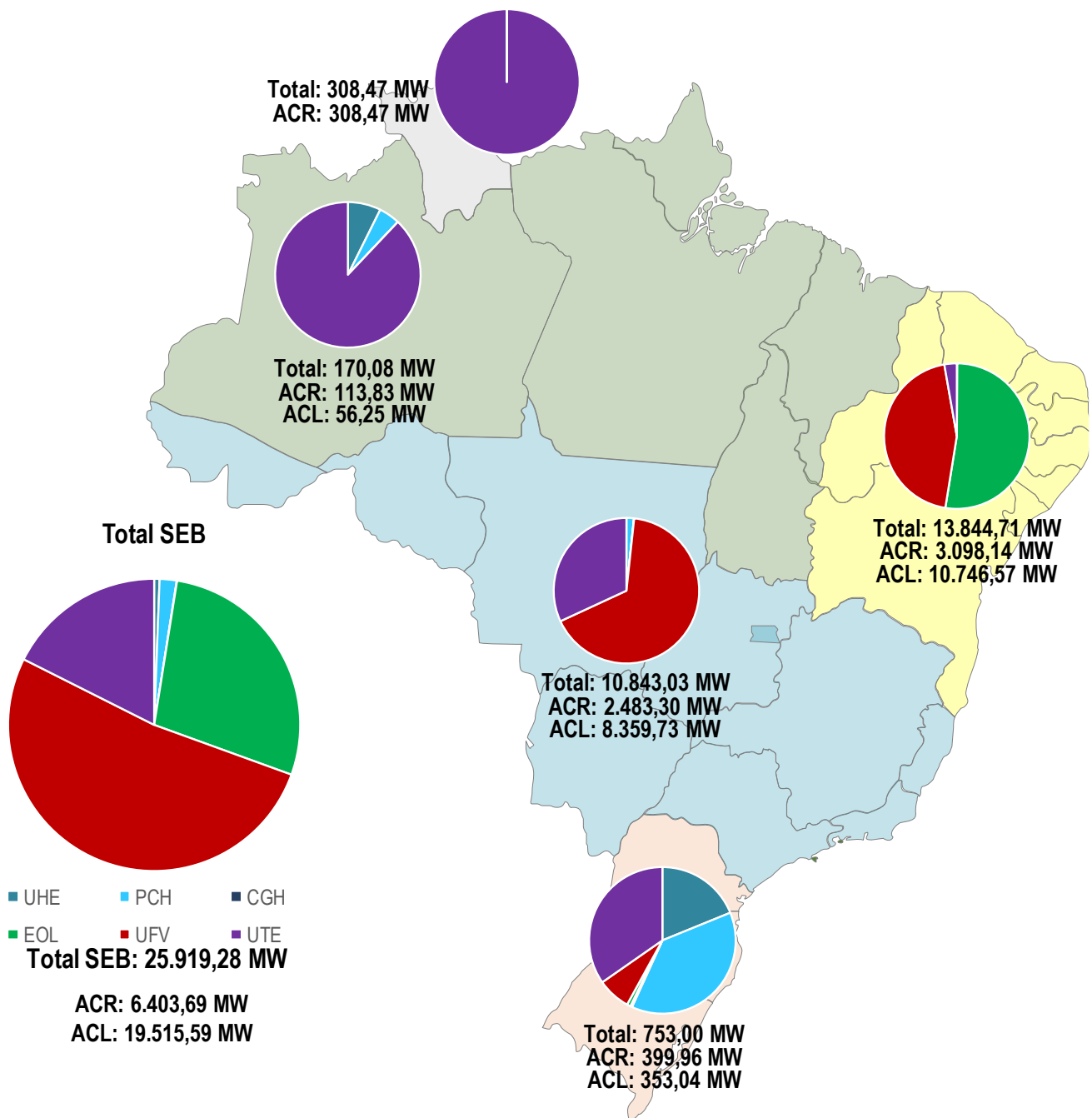


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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	58,43	289,25	185,45	0,00	59,70	59,01	58,43	348,95	244,46
PCH	54,43	143,65	183,45	0,00	59,70	46,51	54,43	203,35	229,96
CGH	4,00	3,70	2,00	0,00	0,00	0,00	4,00	3,70	2,00
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	141,90	12,50
Térmica	1.449,06	361,45	1.088,11	325,14	1.206,44	128,55	1.774,20	1.567,89	1.216,66
Eólica	687,83	798,24	598,80	845,94	1.298,36	3.034,16	1.533,76	2.096,60	3.632,96
Eólica (não GD)	687,83	798,24	598,80	845,94	1.298,36	3.034,16	1.533,76	2.096,60	3.632,96
Solar	396,90	234,00	256,20	996,47	3.441,55	8.120,27	1.393,36	3.675,55	8.376,47
Solar (não GD)	396,90	234,00	256,20	996,47	3.441,55	8.120,27	1.393,36	3.675,55	8.376,47
TOTAL	2.592,21	1.682,93	2.128,56	2.167,54	6.006,05	11.342,00	4.759,75	7.688,99	13.470,55

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 julho, 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 julho de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em julho de 2021, destaca-se a entrada em operação de 445,8 km de linhas e 60 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, não tendo ocorrido incremento de capacidade de transformação, conforme tabelas a seguir.

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Nome da LT	Extensão (km)	Estado(s)
1	500	LT Campina Grande III/ Santa Luzia II C1	123,8	PB
2	500	LT Queimada Nova II/ Milagres II C1	322,0	PI/CE
TOTAL			445,8	

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

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

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
3	500	SE Janaúba 3 - CS 2 - (-90/+150) Mvar	60,0	MG
TOTAL			60,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	0,0	1.019,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	445,8	2.887,5
TOTAL	445,8	4.018,5

* Em junho/2021, foi realizada reunião de consolidação dos quantitativos de linhas de transmissão e subestações do SIN concluídos no 1º semestre de 2021, resultando em alguns ajustes nos dados até então apresentados.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	0,0	3.179,0
440	0,0	1.700,0
500	0,0	8.682,0
TOTAL	0,0	13.561,0

* Em junho/2021, foi realizada reunião de consolidação dos quantitativos de linhas de transmissão e subestações do SIN concluídos no 1º semestre de 2021, resultando em alguns ajustes nos dados até então apresentados.

¹ O 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 ¹ Transformação

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 21.050,6 km de linhas de transmissão (LT) e 56.858,5 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	991,5	2.784,2	1.189,1
345	38,0	100,0	262,2
440	0,0	37,0	61,0
500	8.123,0	4.516,6	2.948,0
TOTAL	9.152,5	7.437,8	4.460,3

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	5.318,5	7.441,0	1.740,0
345	600,0	3.150,0	450,0
440	0,0	0,0	300,0
500	10.482,0	21.205,0	6.172,0
TOTAL	16.400,5	31.796,0	8.662,0

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 SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de junho de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 58,7% do total gerado no país, valor 8,5 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um acréscimo de 1,6 p.p. em relação ao verificado no mês anterior, representando 12,5% do total gerado. O mesmo aconteceu com a geração térmica, que teve sua participação aumentada em relação ao mês anterior em 6,9 p.p., sendo responsável por 27,6% da geração de energia elétrica no país.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 79,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2021, redução de 6,8 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Junho/2021

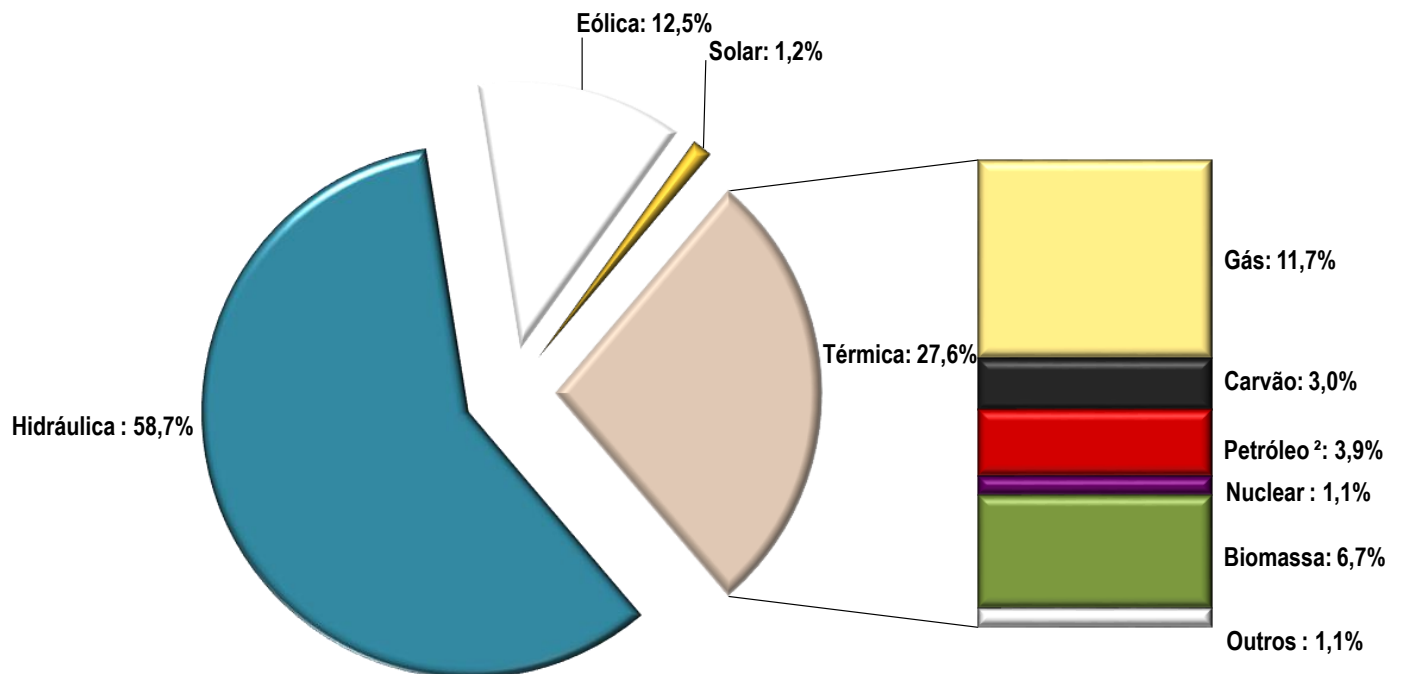


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída. Dados contabilizados até junho 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 junho, a geração hidráulica no SIN teve redução de 16,2% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com junho de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 7,6%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 74,1%, 18,3% e 18,3%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 74,1% observado no mês de junho, em comparação ao mês de junho de 2020, fato associado 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, 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 11,3% no valor total, o que demonstra certa recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/20 (GWh)	Mai/21 (GWh)	Jun/21 (GWh)	Evolução mensal (Jun/21 / Mai/21)	Evolução anual (Jun/21 / Jun/20)	Jul/19-Jun/20 (GWh)	Jul/20-Jun/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.327	32.328	27.096	-16,2%	-7,6%	351.924	393.079	11,7%
Térmica	7.141	9.609	12.434	29,4%	74,1%	105.276	110.151	4,6%
Gás	2.136	4.073	5.418	33,0%	153,7%	44.156	49.796	12,8%
Carvão	532	929	1.398	50,5%	162,8%	12.379	11.652	-5,9%
Petróleo ²	193	344	1.497	334,8%	675,6%	3.226	6.079	88,4%
Nuclear	948	981	531	-45,9%	-44,0%	14.758	12.401	-16,0%
Outros	177	119	507	-	186,3%	2.719	3.027	11,3%
Biomassa	3.155	3.163	3.083	-2,5%	-2,3%	28.038	27.197	-3,0%
Eólica	4.886	5.247	5.779	10,1%	18,3%	53.369	64.748	21,3%
Solar	486	559	576	3,0%	18,3%	5.561	6.261	12,6%
TOTAL	41.840	47.743	45.884	-3,9%	9,7%	516.130	574.240	11,3%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/20 (GWh)	Mai/21 (GWh)	Jun/21 (GWh)	Evolução mensal (Jun/21 / Mai/21)	Evolução anual (Jun/21 / Jun/20)	Jul/19-Jun/20 (GWh)	Jul/20-Jun/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0,0	2,5	3,7	46,7%	-	0,0	20,8	-
Térmica	320,4	335,9	316,9	-5,6%	-1,1%	4.054	4.085	0,8%
Gás	13,1	14,3	9,1	-36,8%	-31,0%	138,3	155,2	12,2%
Petróleo ²	302,9	316,7	304,8	-3,7%	0,6%	3.869	3.876	0,2%
Biomassa	4,4	4,9	3,1	-36,6%	-29,0%	45,9	54,1	18,0%
TOTAL	320	338	321	-5,3%	0,1%	4.054	4.106	1,3%

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 junho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de junho de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 2,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 43%, com total de 7.057 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 40,2%, o que indica redução de 2,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em junho de 2021, aumentou 5,8 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 39%, com total de 797 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 35,2%, o que indica um acréscimo de 1,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

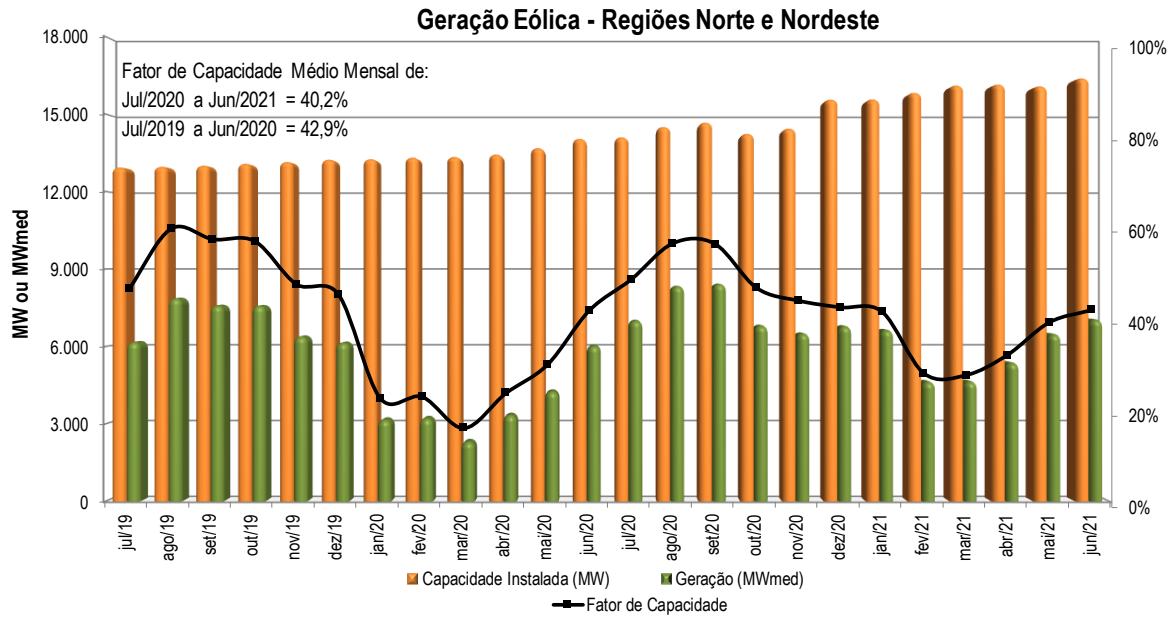


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

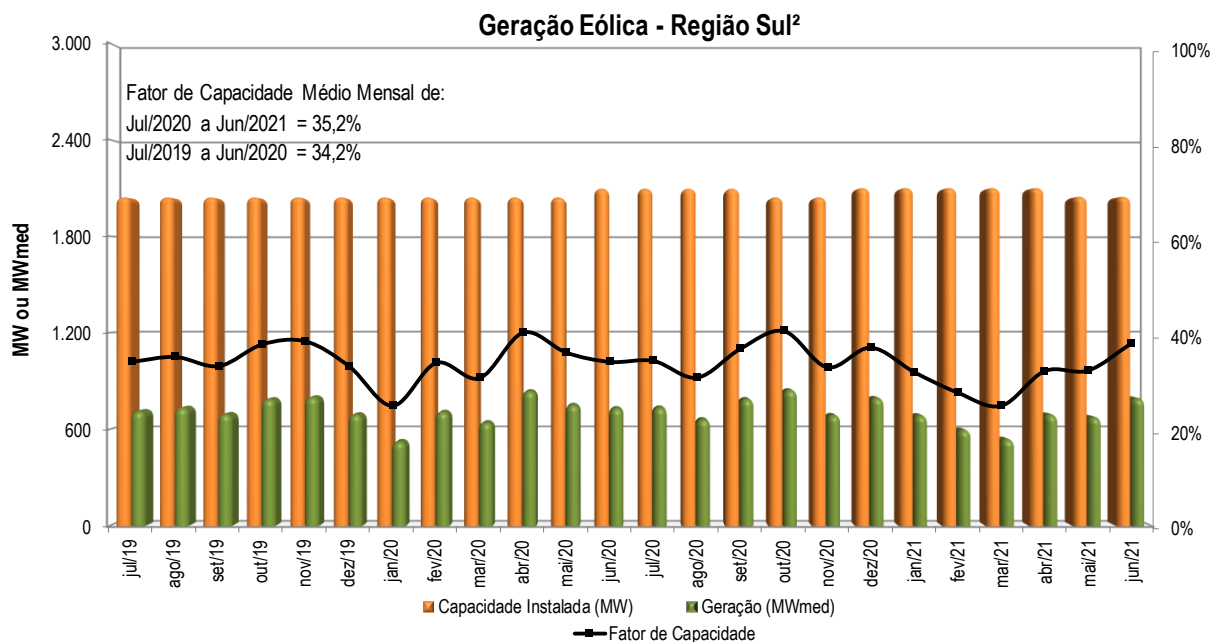


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 junho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia¹

Em junho de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 36.705 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 52.386 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 70,1%.

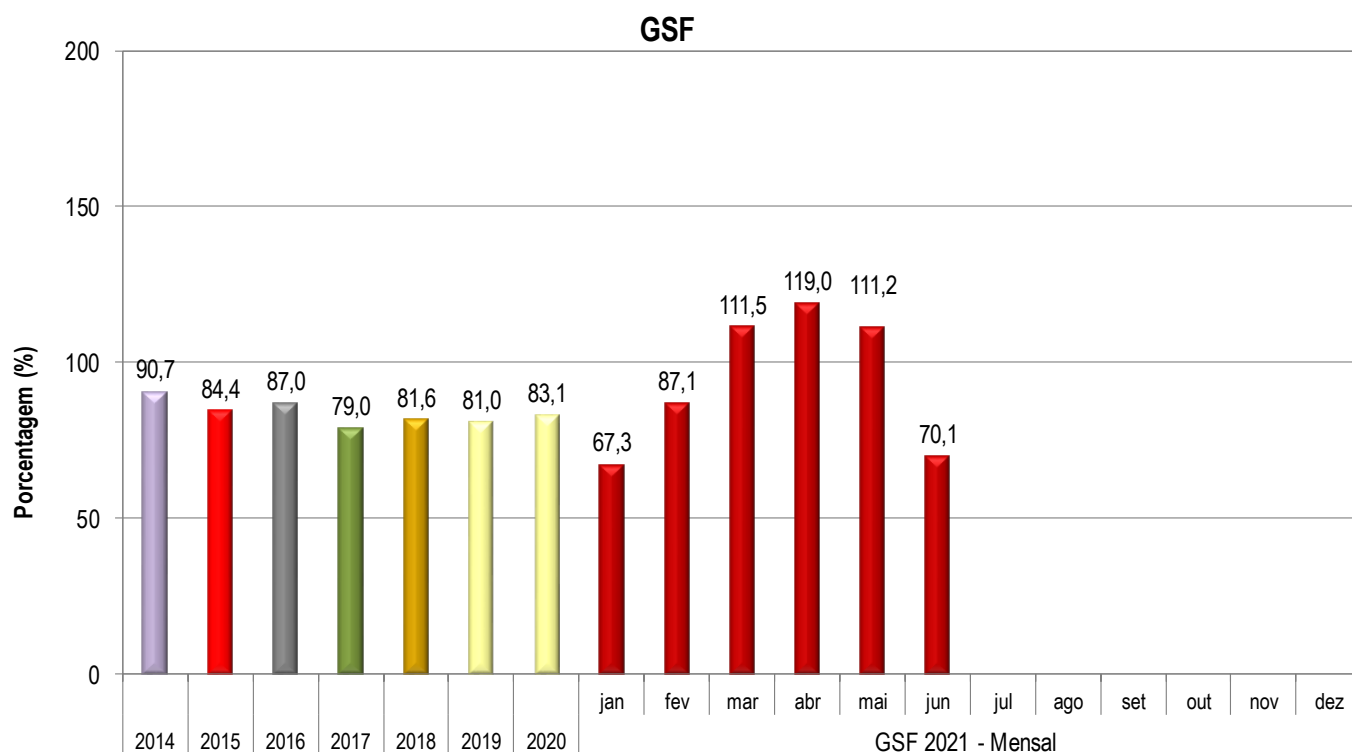


Figura 26. Evolução do GSF.

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						
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386						
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1						

Dados contabilizados até junho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.

¹ Valores históricos corrigidos em dezembro/2020, em comparação com as publicações anteriores.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em julho, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 148,21 / MWh e R\$ 2.672,87 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Sudeste / Centro Oesteno intervalo das 18h30 às 19h00 do dia 31/07, cabendo mencionar que o valor nos demais subsistemas neste mesmo horário foram bem próximos ao valor máximo. Ressalta-se também que, a partir do final do mês os valores do CMO se elevaram em face dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e da condição hidrológica desfavorável.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de 228,70 / MWh e R\$ 671,87 / MWh., percebe-se que houve uma expressiva elevação dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pela manutenção da estação seca e pelo baixo volume dos reservatórios das principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

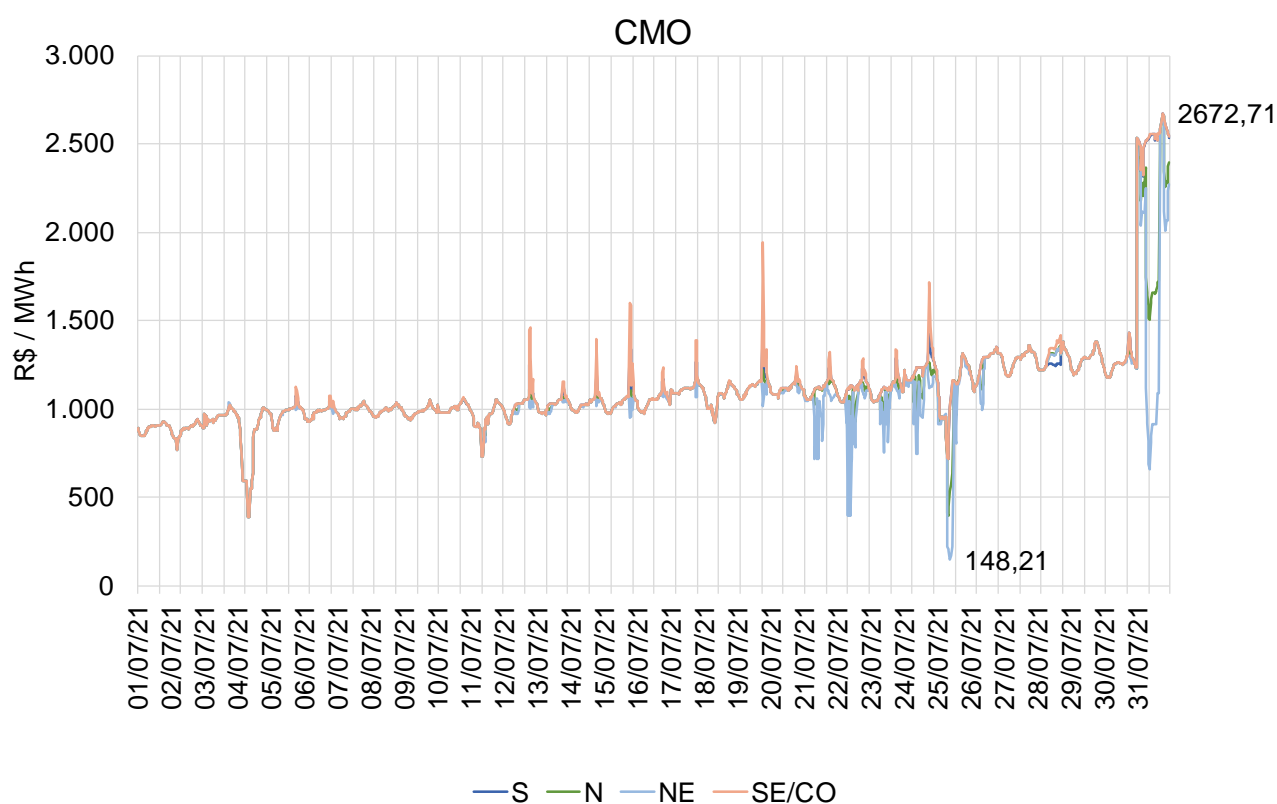


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em junho, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 162,84 / MWh e R\$ 765,11 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 18h00 às 19h00 do dia 04/07 e o menor valor foi verificado no subsistema Nordeste, entre 09h00 e 10h00 da manhã do dia 25/07.

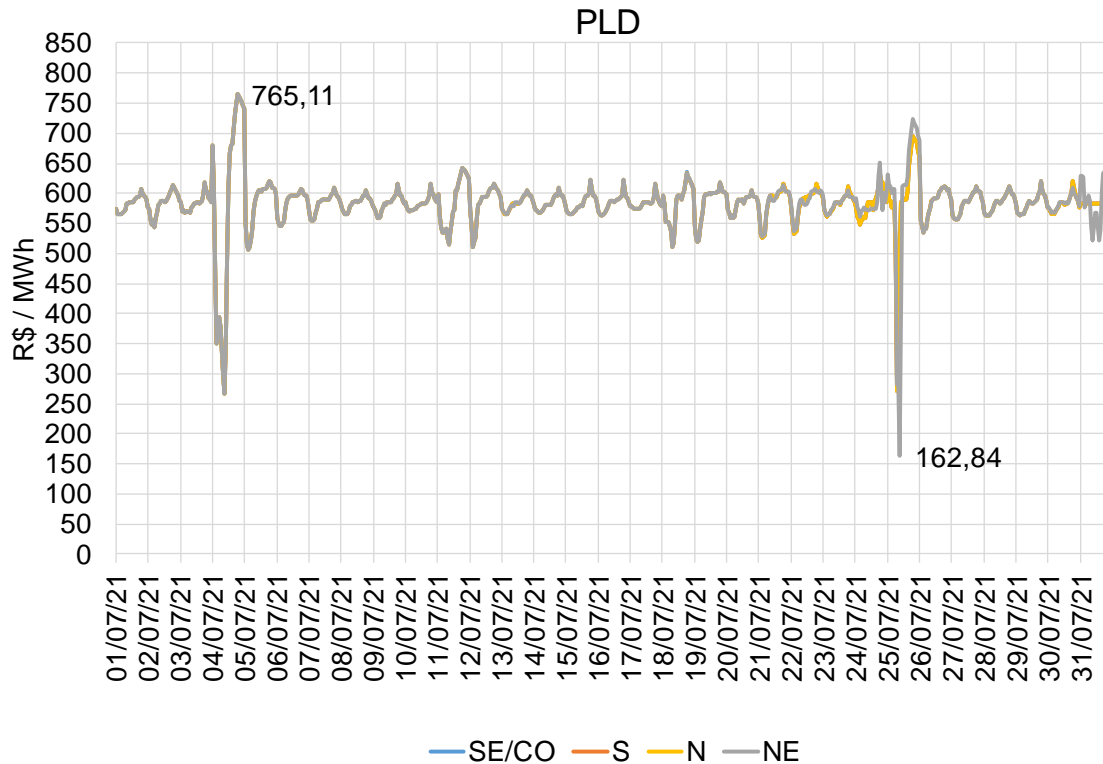


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em junho de 2021 totalizaram R\$ 1,738 bilhão, montante bem superior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 531 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de junho se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 71,8% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 1,247 bilhão.

Esse patamar elevado do valor total dos encargos, que vem ocorrendo desde novembro de 2020, bem como sua distribuição entre seus diversos tipos, constitui-se em consequência da necessidade de garantir a segurança do suprimento energético, diante de um cenário de escassez hídrica que se apresentou nos últimos anos e foi agravado no último período chuvoso (novembro a abril), fortemente marcado pela baixa pluviosidade. O aumento de seu montante no mês de junho é o movimento esperado já que o período se caracteriza por baixas precipitações na maior parte do território nacional. Apesar das esperadas consequências financeiras, o CMSE verificou a necessidade de autorizar o despacho fora da ordem de mérito das térmicas como também de realizar importação da Argentina e do Uruguai. Além dessas medidas, diversas outras também foram tomadas com o objetivo de preservação máxima dos reservatórios de acumulação das hidrelétricas para os usos múltiplos e, ao mesmo tempo, garantir o suprimento eletro energético do País. Entre tais medidas destacam-se: flexibilização das restrições hidráulicas de algumas usinas hidrelétricas, ações para aumento da disponibilidade das usinas termelétricas, e outras.

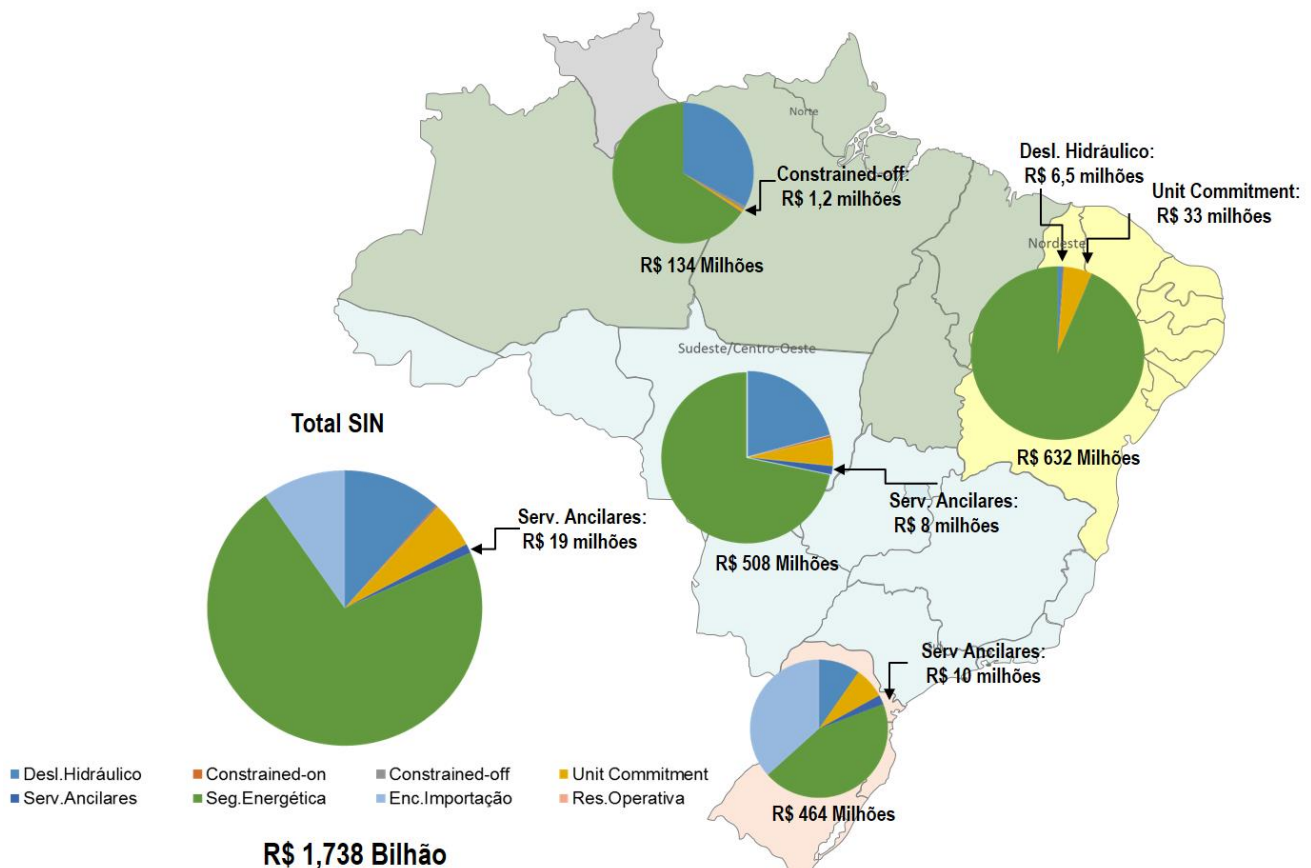


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

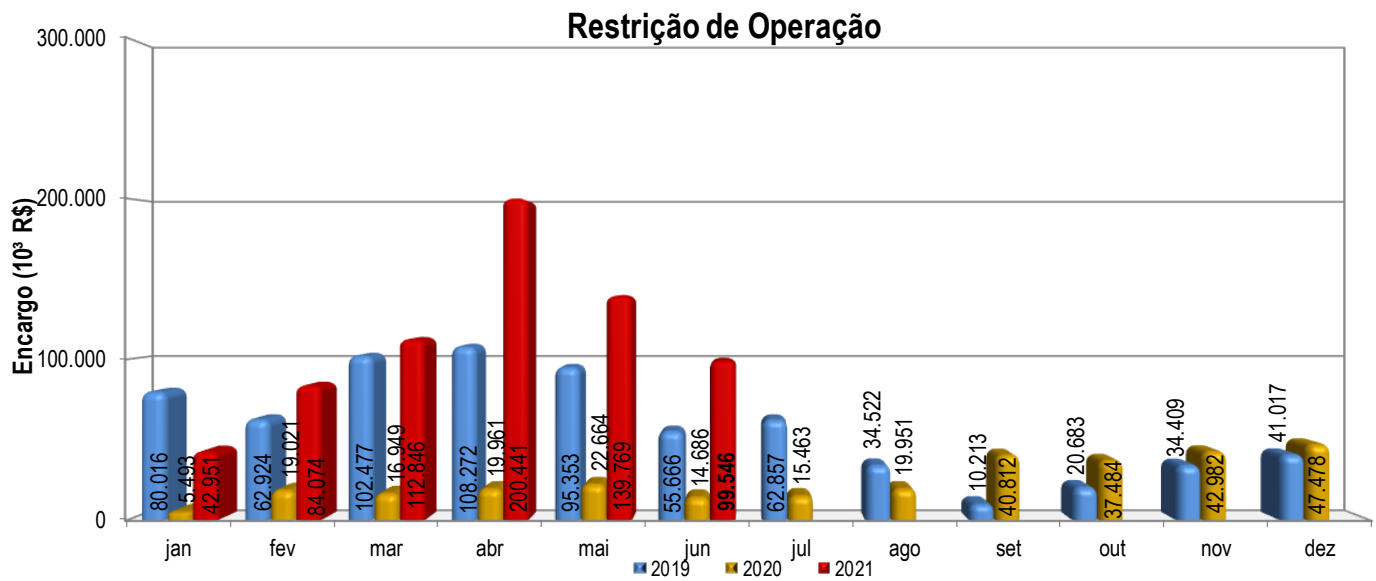


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

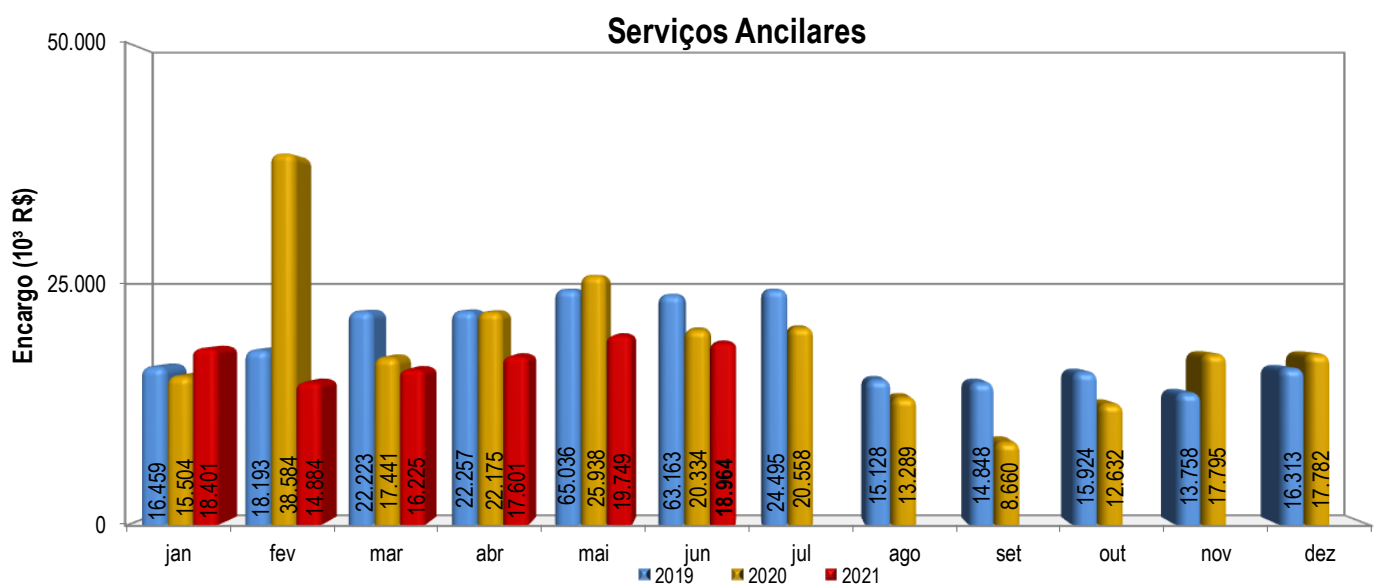


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

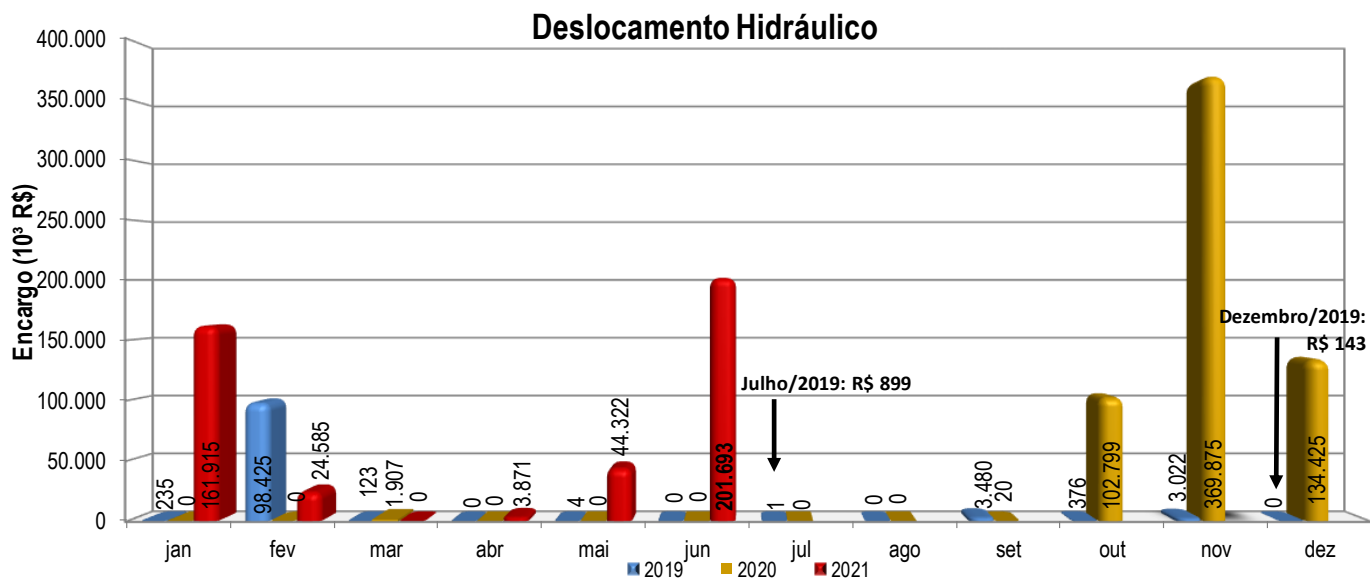


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

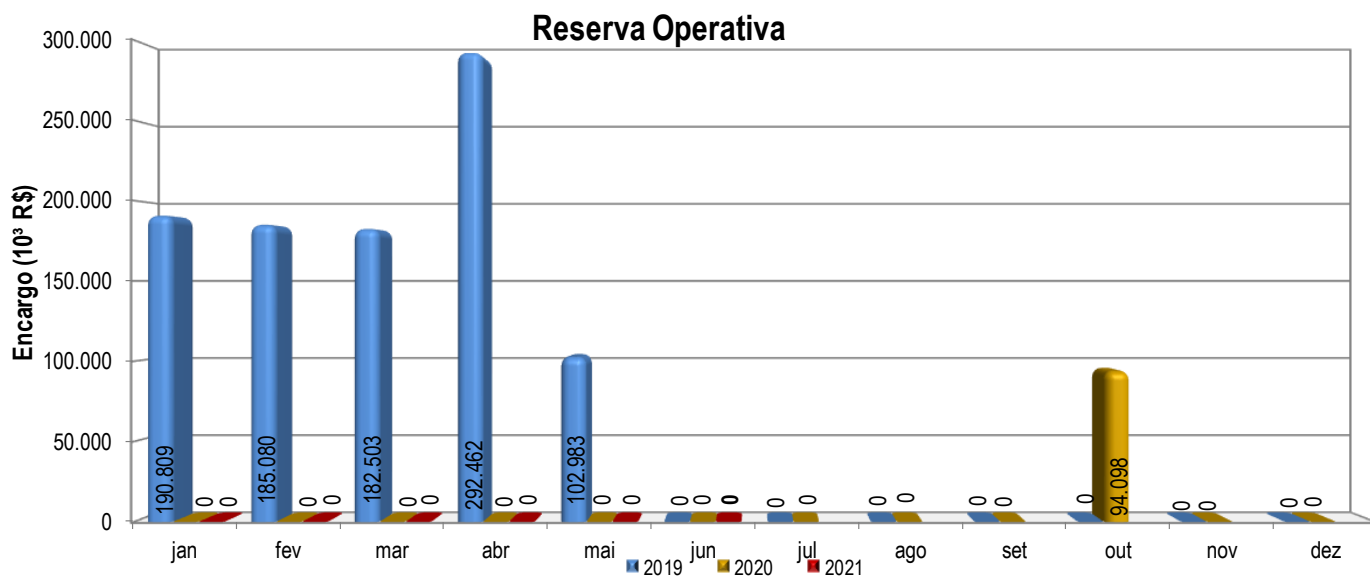


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

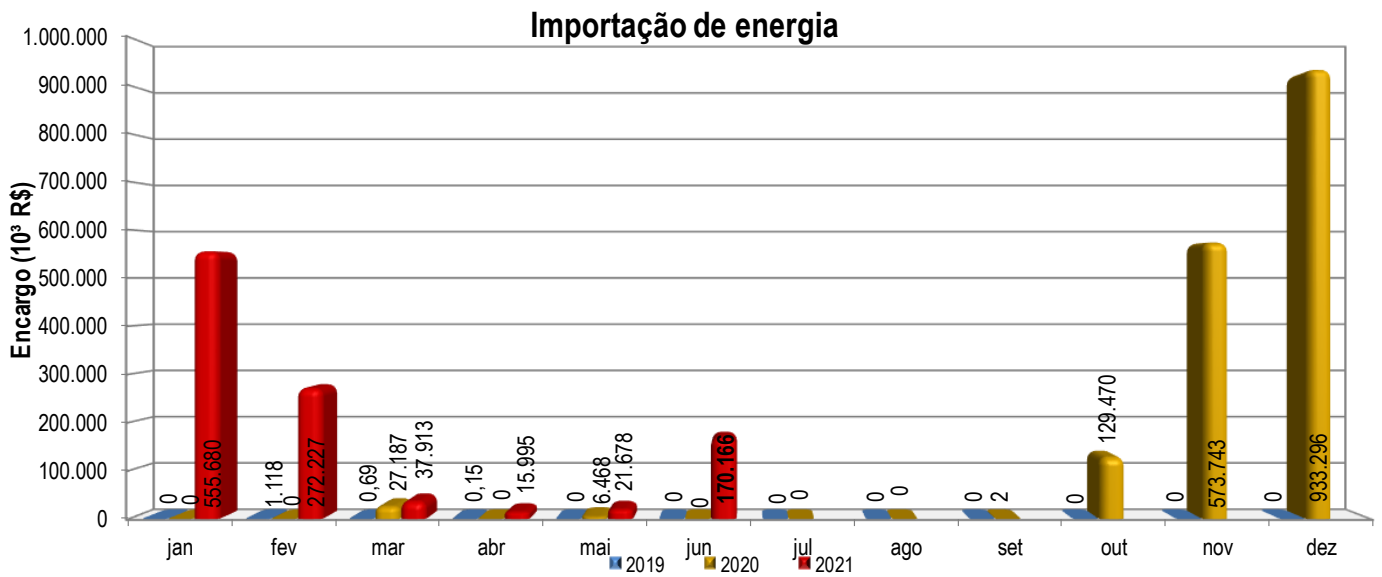


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

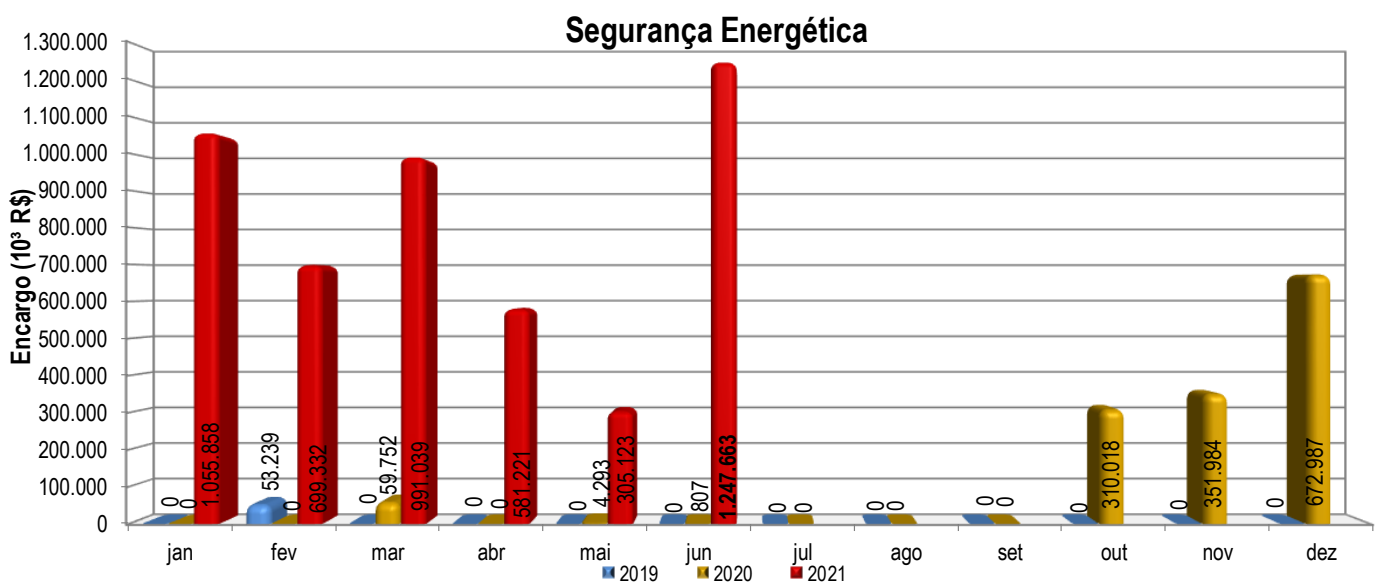


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2021, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 522 MW de corte de carga.

Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
27/jun	Desligamento automático da LT 230 kV Areia - São Mateus do Sul	128,0	SC e PR	Acidente durante atividades de comissionamento da integração das novas linhas de transmissão da ENGIE a serem conectadas à SE São Mateus do Sul e na interface com o disjuntor TIE
04/jul	Desligamento automático do barramento de 138 kV, da SE Cordovil	128,0	RJ	Curto-circuito monofásico provocado por queda de balão
14/jul	Desligamento automático da UTE Monte Cristo I	130,0	RR	Falha de isolamento de cabo de média tensão localizado entre o grupo gerador 3 e o transformador 3 desta Usina.
14/jul	Desligamento automático da UTE Monte Cristo I	136,0	RR	Falha de isolamento de cabo de média tensão localizado entre o grupo gerador 3 e o transformador 3 desta Usina. Este evento está associado à reincidência da falha ocorrida na perturbação anterior.
		522,0		

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.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2021 Jan-Jul	2020 Jan-Jul
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0						0	0
S	267	0	0	0	283	161	128						839	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128						1.335	1.672
NE	356	606	366	261	219	0	0						1.808	752
N	248	0	0	1.447	446	757	266						3.164	2.478
Isolados	0	138	167	825	0	0	0						1.130	750
TOTAL	871	1.074	877	2.534	1.480	918	522	0	0	0	0	0	8.276	6.836



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2021 Jan-Jul	2020 Jan-Jul
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0						0	0
S	1	0	0	0	2	1	1						5	3
SE/CO	0	1	1	0	1	0	1						4	8
NE	1	3	2	1	2	0	0						9	5
N	1	0	0	6	1	3	2						13	5
Isolados	0	1	1	6	0	0	0						8	5
TOTAL	3	5	4	13	6	4	4	0	0	0	0	0	39	26

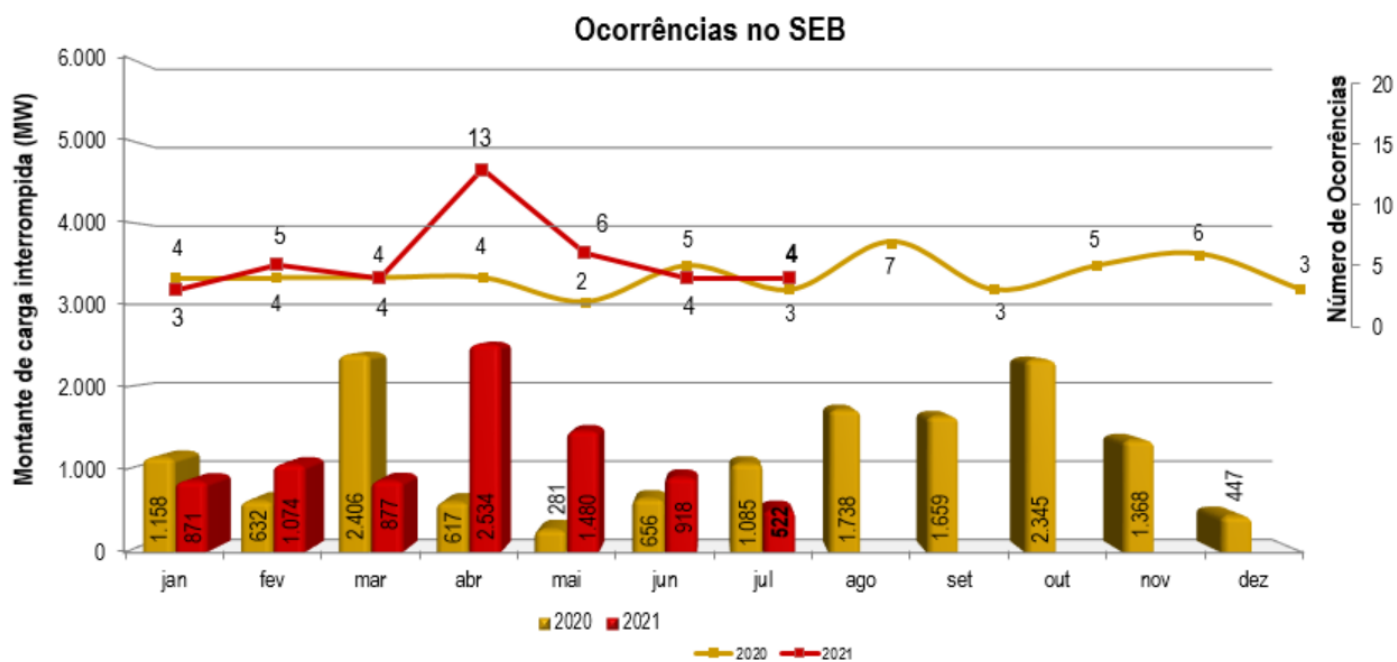


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 junho de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 5,92 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,48 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							5,92	11,48	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77							5,23	10,77	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44							3,85	7,84	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91							7,33	14,56	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92							7,61	13,85	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73							12,62	24,01	32,13

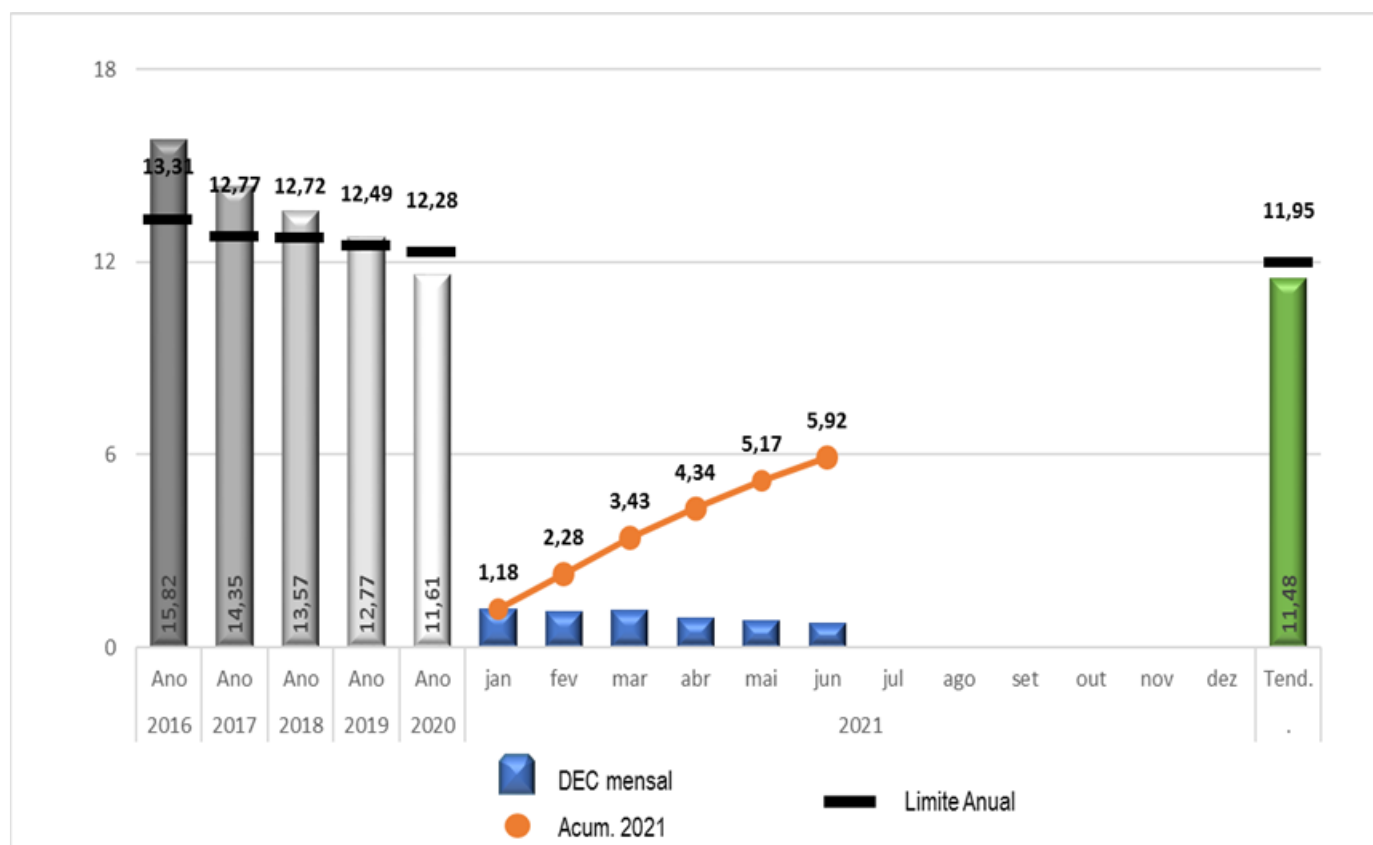


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de junho de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,02 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							3,02	6,08	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47							3,05	6,32	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26							2,10	4,55	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54							3,92	7,88	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40							3,19	6,11	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20							7,28	13,33	26,88

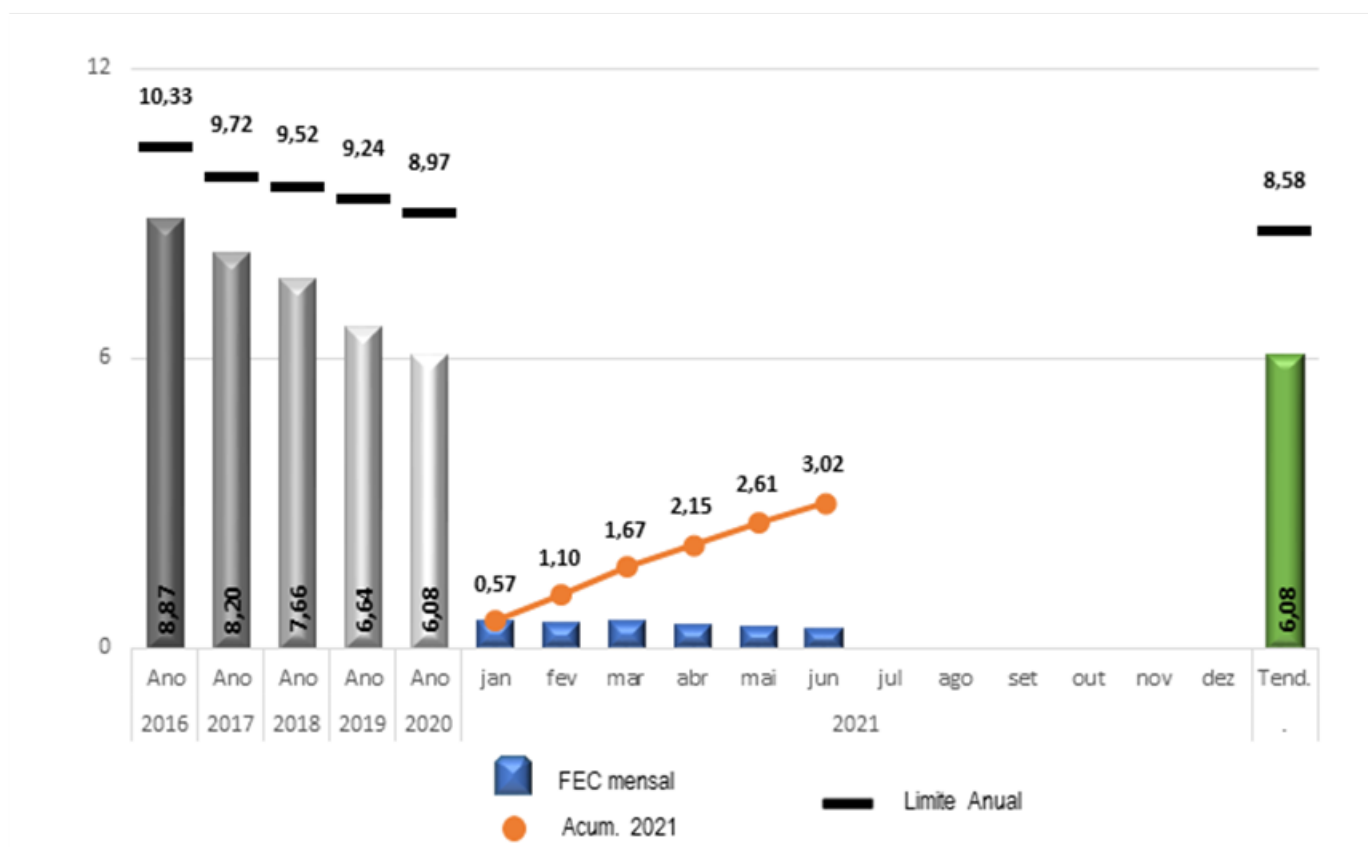


Figura 38. FEC do Brasil

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 junho 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	