



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho / 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. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.3. 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 junho 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.	12
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 junho 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 junho 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 junho de 2021.....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em junho 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 junho predominou a ocorrência de chuvas abaixo da média em importantes bacias hidrográficas para geração de energia elétrica, em um período em que as precipitações são baixas em virtude do estabelecimento da estação seca.

No mês de junho de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de maio no reservatório equivalentes do subsistema Sul, em 6,8 p.p., e deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte em 3,0 p.p., 4,2 p.p. e 1,7 p.p., respectivamente. Como era esperado em virtude do início da estação seca, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que encerrou o período chuvoso (abril) com um dos menores níveis de armazenamento já registrados no período, não recebeu aportes suficientes de vazões afluentes nos meses de maio e junho para que seu reservatório equivalente desempenhasse movimento ascensional ou permanecesse com nível constante, ocorrendo, assim, a continuidade de seu deplecionamento como mencionado no mês de junho.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que o subsistema Norte manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, em montante da ordem de 36% do valor verificado no mês anterior, que foi de 9.647 MWmédios. O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador em um total de 3.374 MWmédios, o que corresponde a mais que o quádruplo do montante exportado no mês anterior, que havia somado 767 MWmédios. Com relação ao subsistema Sul, houve redução do montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior. Além disso, verificou-se importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

No mês de junho de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 182.488 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.523 MW (3,7%), com destaque para 3.478 MW de geração de fonte solar, 2.841 MW de fontes eólicas e 240 MW de fontes hídricas. A geração distribuída alcançou, no mês de junho de 2021, 6.239 MW instalados em 521.671 unidades, resultando em 3,4% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 96,9% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 85,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em maio de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 42.509 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 38.244 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 111,2%.

Em junho, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 228,70 / MWh e R\$ 671,87 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 18h00 às 19h00 do dia 27/06, ressaltando que, a partir do final do mês os valores do CMO se elevaram retratando resposta adequado do sistema aos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em maio de 2021 totalizaram R\$ 531 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 819 milhões. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de maio se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 57,5% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 305 milhões.

Cabe mencionar que em junho foi publicada a Medida Provisória nº 1.055 que cria a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética, CREG, e dispõe sobre regras excepcionais para a gestão hidroenergética.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de junho de 2021, exceto quando indicado.

O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em junho, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 66% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 59% MLT no Sul, 38% MLT no Nordeste e 70% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 65% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 54% MLT no Sul, 38 % MLT no Nordeste e 60% MLT no subsistema Norte.

No mês de junho, a zona central do País apresentou chuvas dentro da média para o período conforme os tons claros no mapa Anomalia de Precipitação. Assim, predominou, em junho, a ocorrência de chuvas pouco abaixo ou acima da média no Brasil em um período em que as precipitações são bastante baixas em virtude do estabelecimento da estação seca. No entanto, em importantes bacias hidrográficas para geração de energia elétrica, verificou-se precipitação abaixo da média.

O reservatório equivalente do subsistema Sul replecionou em junho com relação ao mês de maio, enquanto que houve deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste finalizou o mês de junho com apenas 29% do volume total para a geração de energia. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados no corrente ano hidrológico (período chuvoso que vai de outubro a abril), os quais foram bem abaixo da média, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

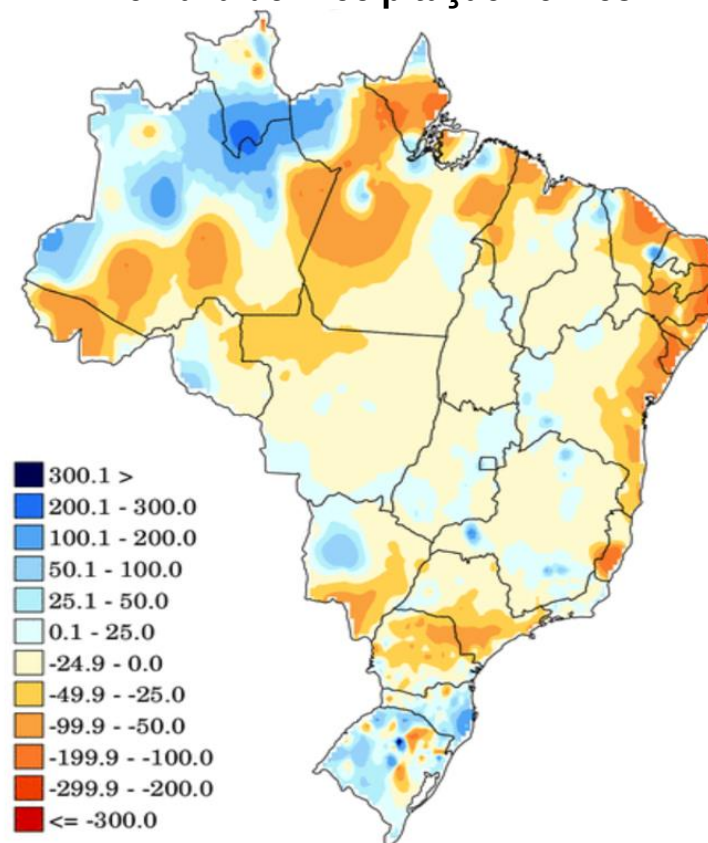


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de junho de 2021 – Brasil.

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 mínimas, não houve áreas relevantes com temperaturas abaixo da média (anomalias negativas de temperatura mínima).

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média), principalmente, no Nordeste, enquanto que as temperaturas máximas marcaram valores abaixo do normalmente verificados no período, principalmente, nos Estados do Acre e Rondônia e a sudeste de Mato Grosso, e boa parte da Região Sul do Brasil.

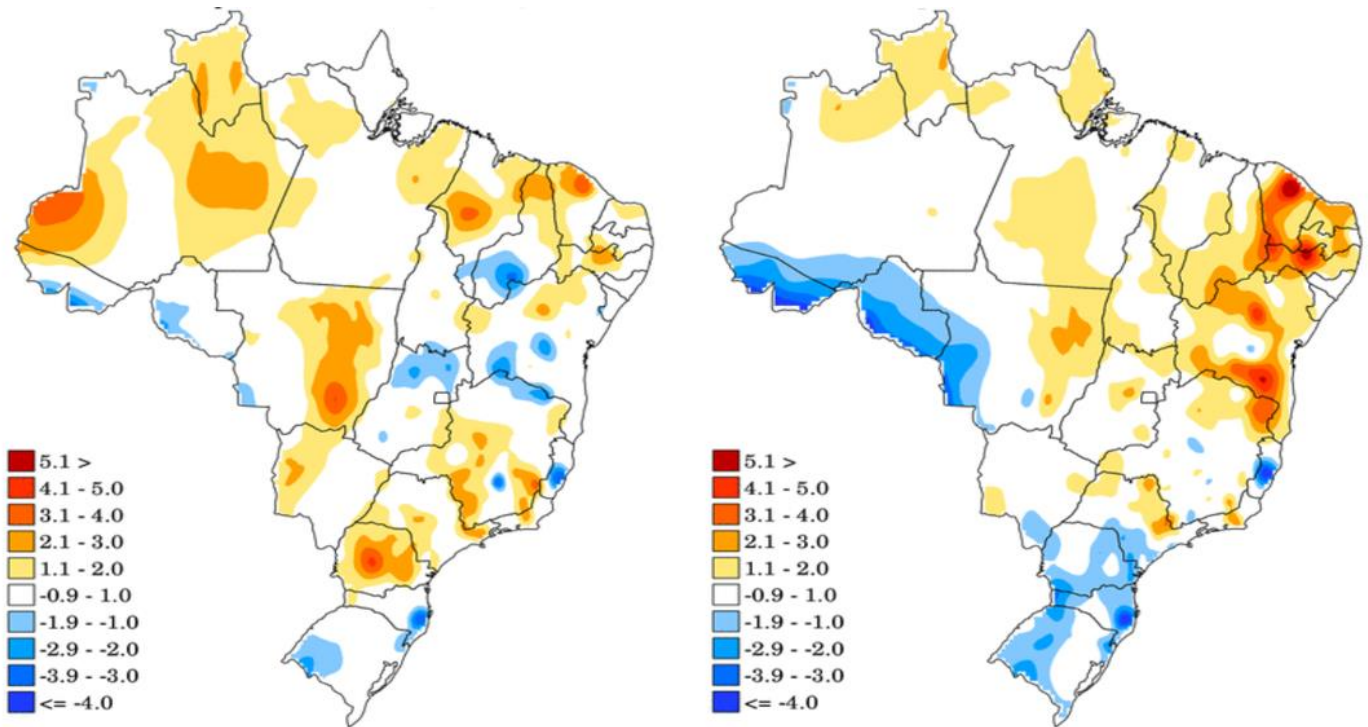


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

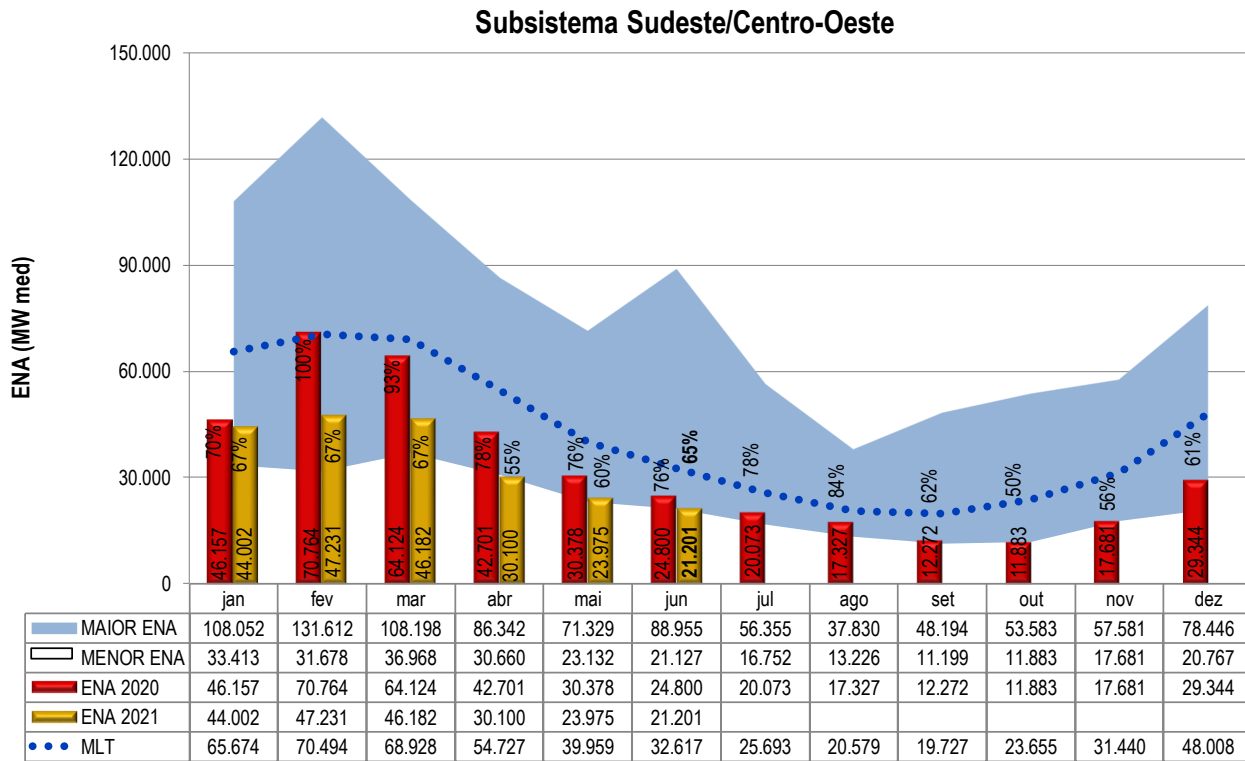


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

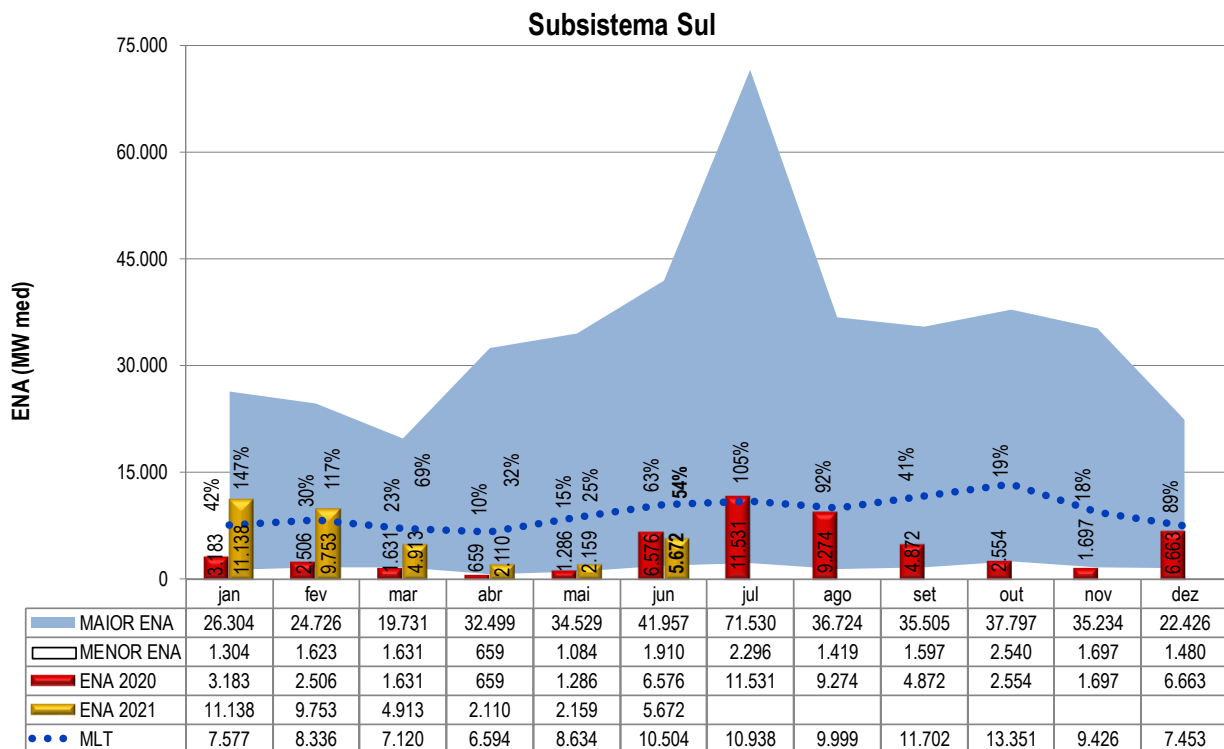


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

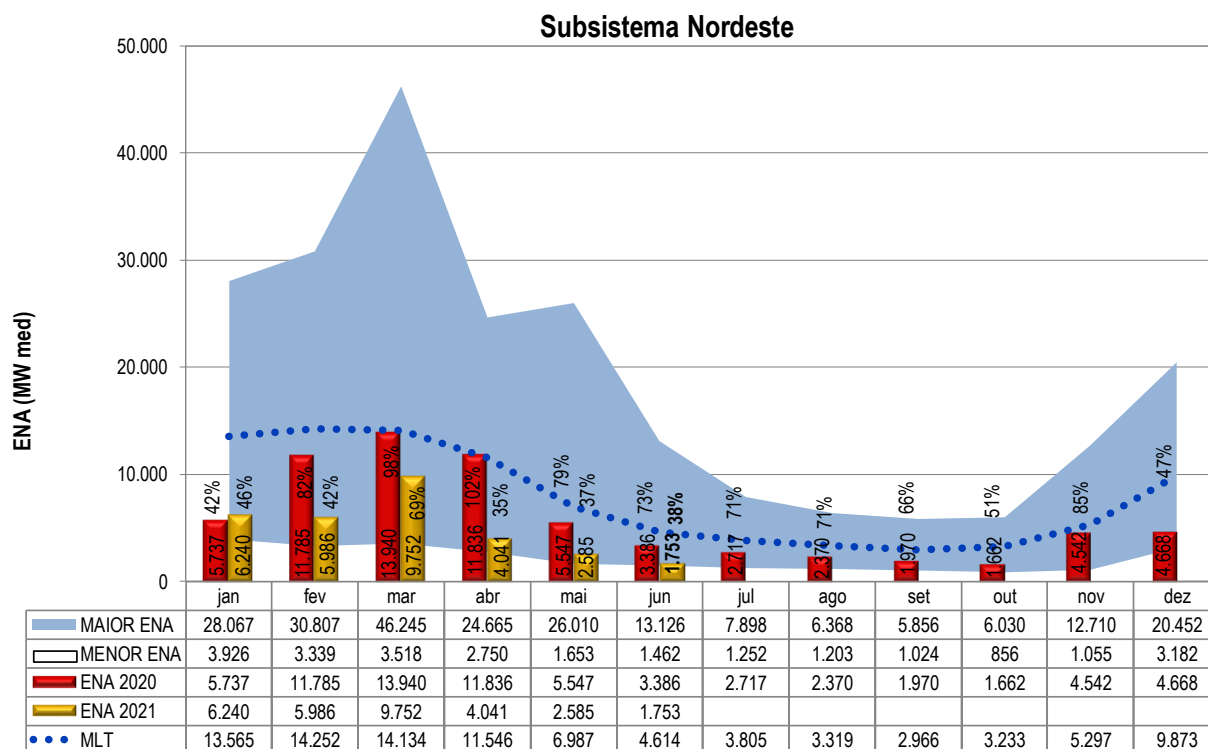


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

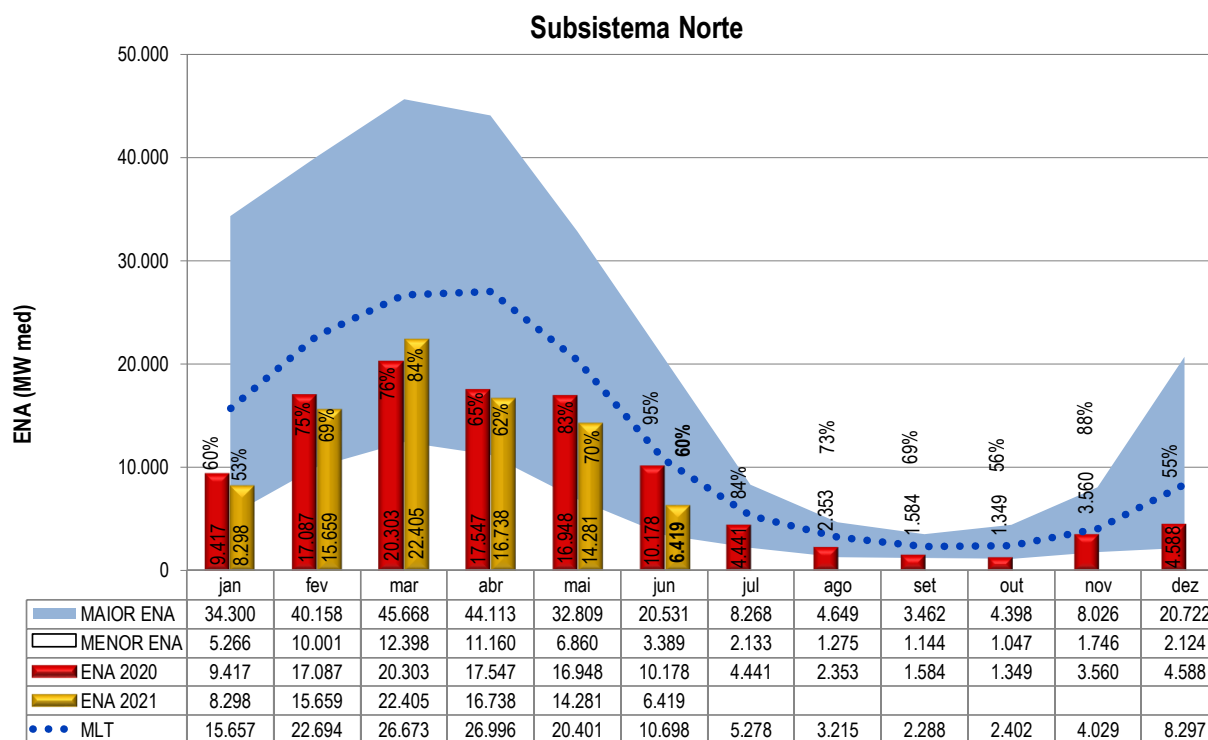


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de MLT e maior e menor ENA são referentes ao histórico desde 1931 e se referem a ENAs brutas.



2.3. Energia Armazenada

No mês de junho de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de maio no reservatório equivalentes do subsistema Sul em 6,8 p.p. Enquanto que houve deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte em 3,0 p.p., 4,2 p.p. e 1,7 p.p., respectivamente.

Como era esperado em virtude do início da estação seca, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que encerrou o período chuvoso (abril) com um dos menores níveis de armazenamento já registrados no período, não recebeu aportes suficientes de vazões afluentes nos meses de maio e junho para que seu reservatório equivalente desempenhasse movimento ascensional ou permanecesse com nível constante, ocorrendo, assim, a continuidade de seu deplecionamento como mencionado no mês de junho.

Em razão de a estação seca durar até em torno do mês de novembro e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ser responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil, medidas excepcionais estão sendo tomadas com a participação do ONS, ANA, Ibama e outros órgãos a fim de que o maior volume hídrico possível seja mantido nos reservatórios do subsistema, principalmente aqueles localizados em sua cabeceira, a começar pela redução das vazões mínimas de usinas hidrelétricas localizadas a jusante de importantes cascatas, como as UHE de Jupia e Porto Primavera. 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).

Apesar da austeridade climatológica verificada na maior parte do território nacional, o intercâmbio de energia elétrica a partir do Sudeste/Centro-Oeste e dos países vizinhos, somado às chuvas ocorridas na região Sul no mês de junho, proporcionaram a elevação do reservatório equivalente do respectivo subsistema.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Junho (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	32,1	29,1	203.567	53,4
Sul	57,5	64,3	19.897	9,3
Nordeste	63,4	59,2	51.602	26,8
Norte	84,5	82,8	15.165	10,5
	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 Furnas, Itumbiara e Sobradinho que deplecionaram em 7,5 p.p., 6,6 p.p. e 6,0 p.p., respectivamente, com relação a maio, enquanto que somente o reservatório de S. do Facão replecionou em 1,1 p.p.

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	37,0	35,1	-1,9
Furnas	Grande	34.925	36,9	29,4	-7,5
Sobradinho	São Francisco	30.184	63,6	57,6	-6,0
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	16,1	15,0	-1,1
Emborcação	Paranaíba	21.604	22,2	18,3	-3,8
Três Marias	São Francisco	16.085	66,0	61,3	-4,7
Itumbiara	Paranaíba	15.698	16,1	9,5	-6,6
Tucuruí	Tocantins	7.632	99,2	98,3	-0,9
S. do Facão	Paranaíba	6.502	28,7	29,8	1,1
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	74,9	69,6	-5,3



Fonte dos dados: ONS

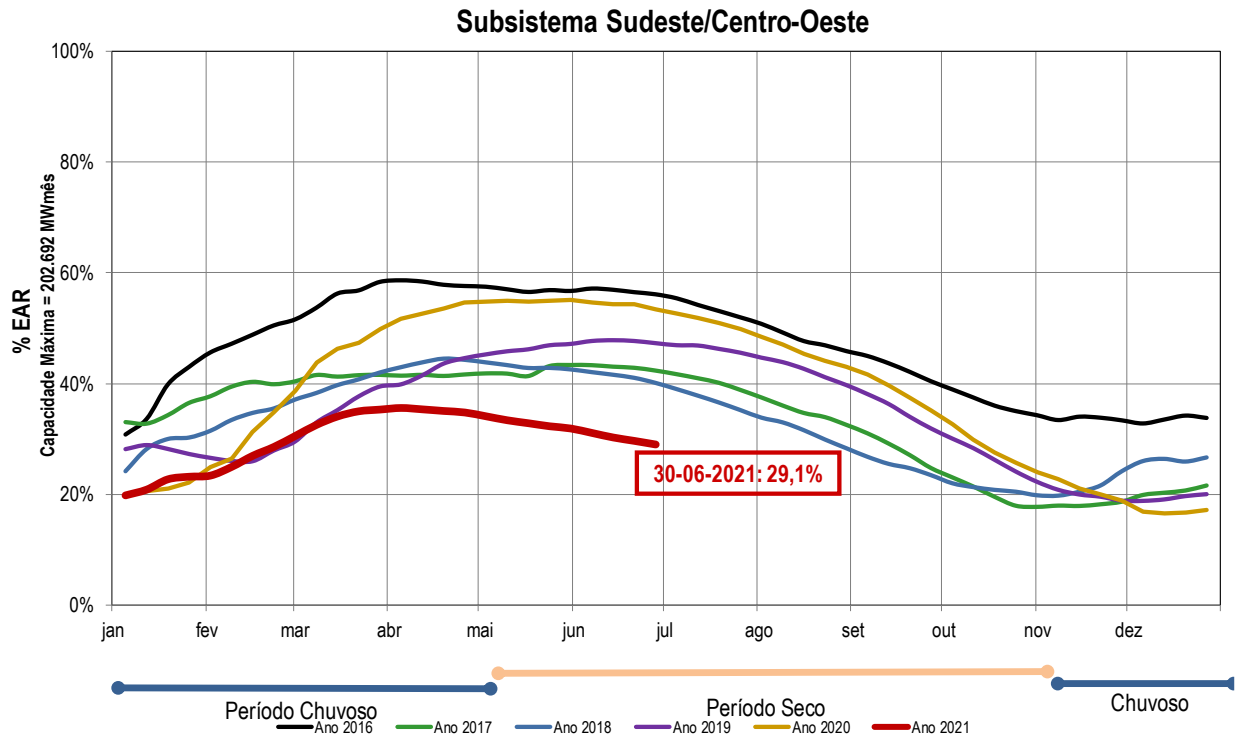


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

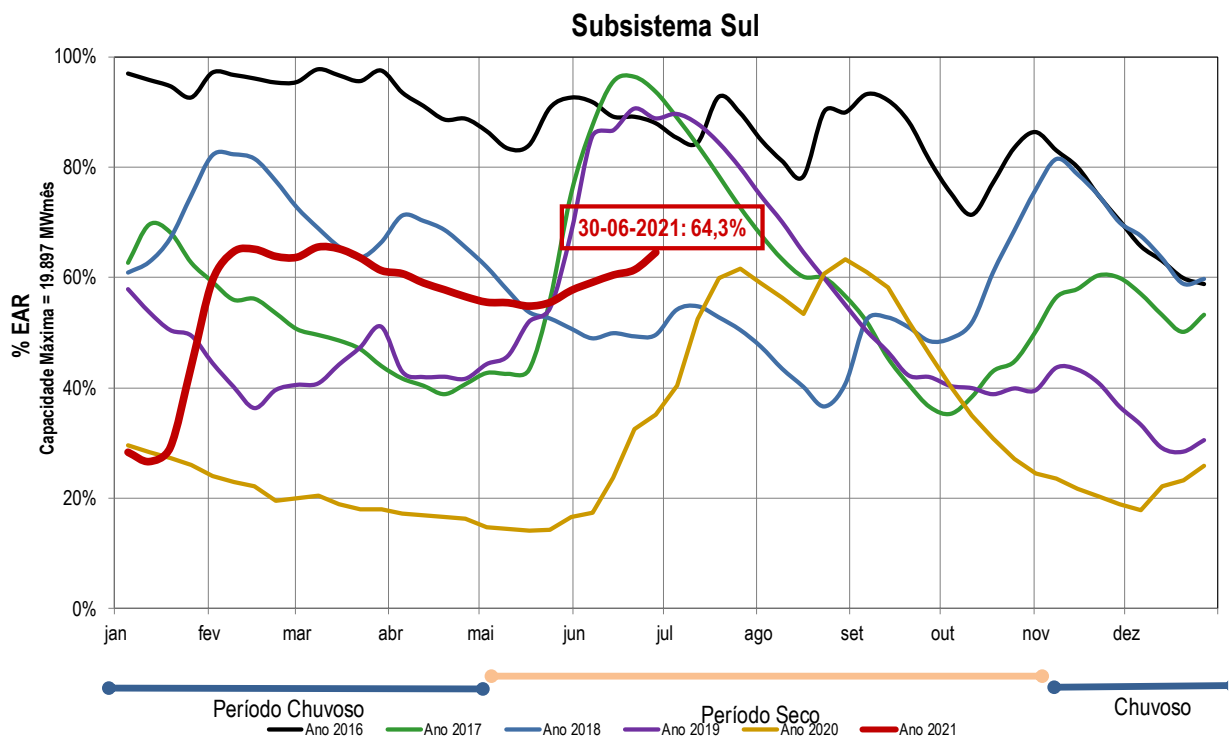


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

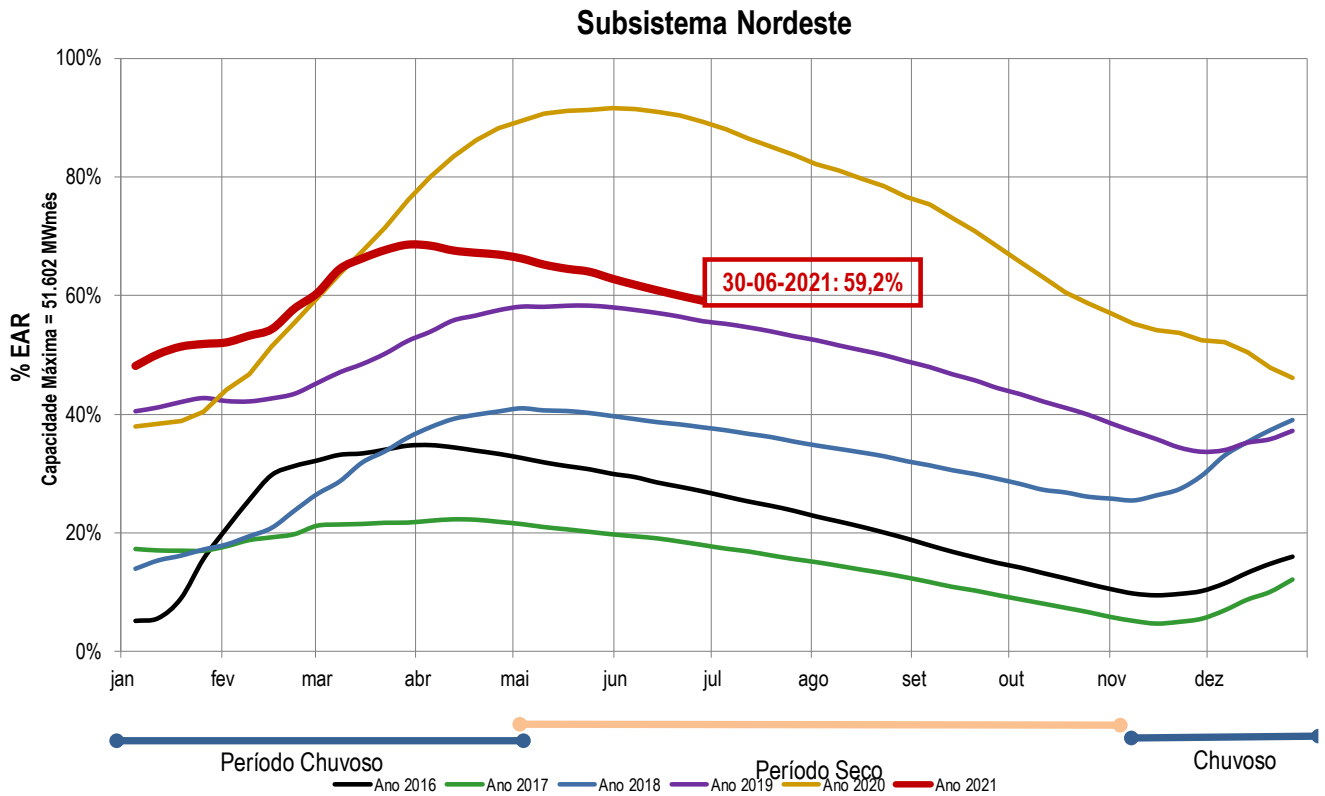


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

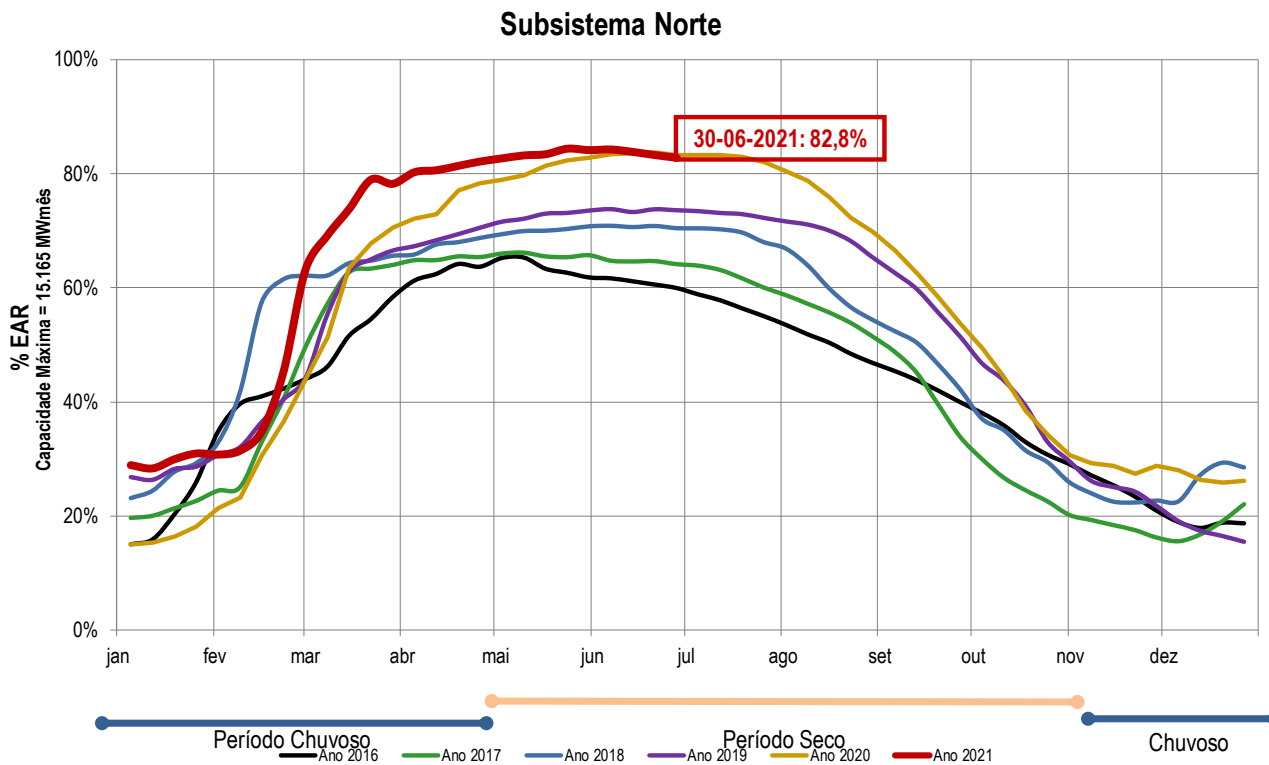


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em junho de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 3.544 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, em montante da ordem de 36% do valor verificado no mês anterior, que foi de 9.647 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador em um total de 3.374 MWmédios, o que corresponde a mais que o quádruplo do montante exportado no mês anterior, que havia somado 767 MWmédios.

O Sul, por sua vez, teve o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste diminuído em comparação ao mês anterior, totalizando 3.435 MWmédios recebidos em junho, frente ao montante de 6.988 MWmédios em maio.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 4.646 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 4.347 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.563 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 6.918 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 3.435 MWmédios, resultando no saldo de 3.483 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 10.556 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de junho de 2021, tendo o Brasil importado montante de 408 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.

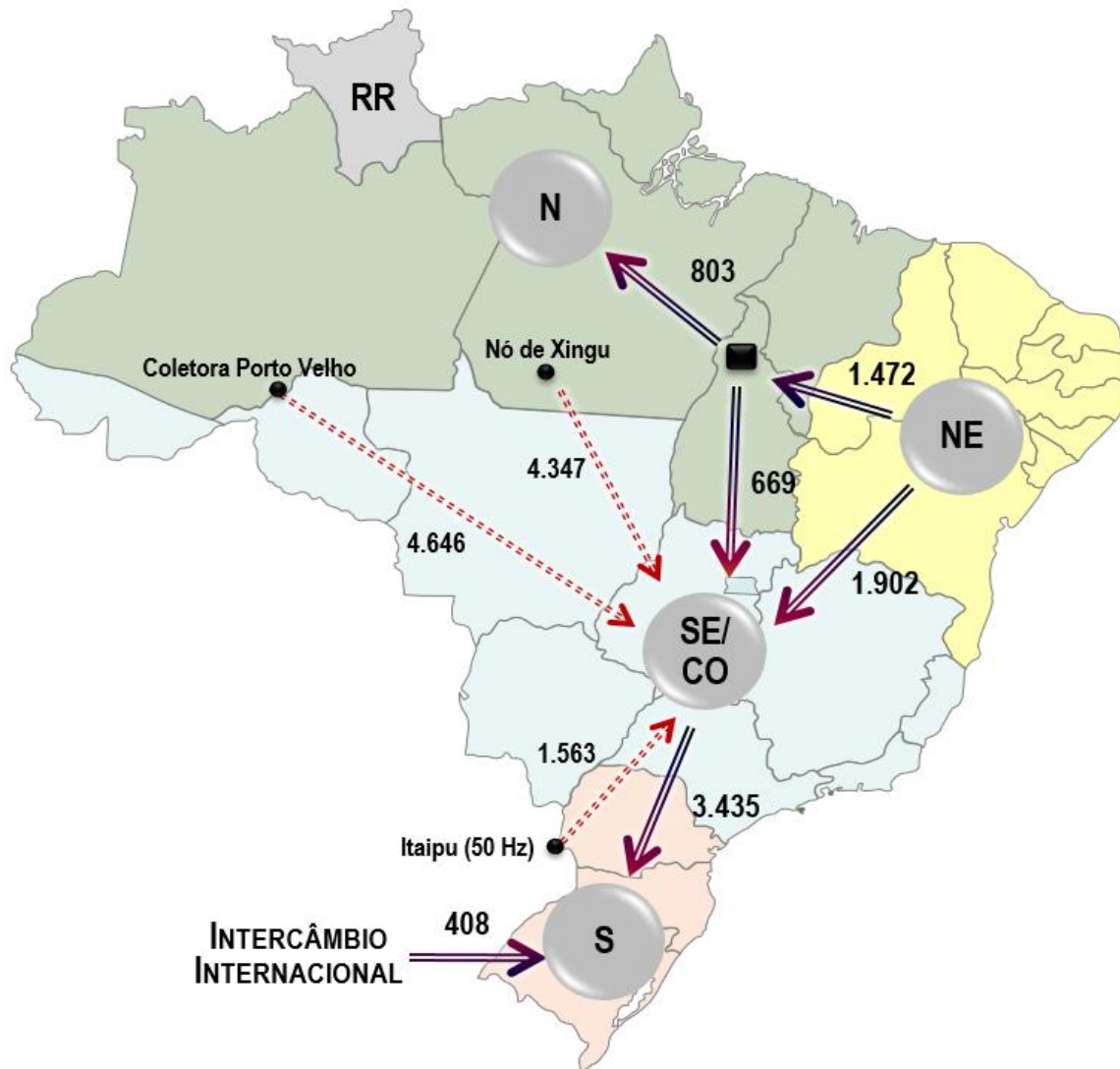


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 maio de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 50.687 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 1,4% superior ao verificado no mês anterior e 12,5% superior ao verificado em maio de 2020. No mês de maio todas as classes apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pelas classes industrial e comercial, que apresentaram elevação de seu consumo em 22,7% e 15,8%, respectivamente, em maio de 2021 comparativamente a maio de 2020, demonstrando uma grande retomada do setor.

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 5,8%, 6,7% e 6,4%, respectivamente, ao passo que as classes comercial e demais classes decréscimo de 5,9% e 4,9%, 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		
	Mai/21 GWh	Evolução mensal (Mai/21/Abr/21)	Evolução anual (Mai/21/Mai/20)	Jun-19/Mai-20 (GWh)	Jun-20/Mai-21 (GWh)	Evolução
Residencial	11.950	-10,1%	1,2%	142.984	151.213	5,8%
Industrial	15.072	-0,9%	22,7%	163.932	174.926	6,7%
Comercial	6.736	-6,2%	15,8%	88.233	83.066	-5,9%
Rural	2.567	0,4%	10,5%	29.055	30.915	6,4%
Demais classes ¹	3.966	-2,5%	2,5%	50.031	47.572	-4,9%
Perdas e Diferenças ²	10.397	35,5%	16,1%	112.775	118.433	5,0%
Total	50.687	1,4%	12,5%	587.010	606.125	3,3%

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 maio 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 maio de 2021 em comparação a maio de 2020, com exceção do consumo residencial, que apresentou uma ligeira redução de 1,6%. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre maio de 2020 e maio 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		
	Mai/20 kWh/NU	Abr/21 kWh/NU	Mai/21 kWh/NU	Evolução mensal (Mai/21/Abr/21)	Evolução anual (Mai/21/Mai/20)	Jun-19/Mai-20 (kWh/NU)	Jun-20/Mai-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	161	176	159	-10,2%	-1,6%	163	167	2,8%
Industrial	26.239	32.536	32.100	-1,3%	22,3%	29.188	31.047	6,4%
Comercial	996	1.225	1.149	-6,2%	15,3%	1.259	1.181	-6,2%
Rural	501	542	543	0,3%	8,4%	522	545	4,4%
Demais classes¹	4.834	5.098	4.957	-2,8%	2,5%	5.208	4.955	-4,8%
Consumo médio total	425	485	462	-4,8%	8,8%	465	466	0,2%

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

Dados contabilizados até maio de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Mai/20	Mai/21	
Residencial	73.280.092	75.368.553	2,8%
Industrial	468.036	469.523	0,3%
Comercial	5.838.716	5.862.164	0,4%
Rural	4.638.138	4.725.550	1,9%
Demais classes¹	800.621	800.011	-0,1%
Total	85.025.605	87.225.801	2,6%

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

Dados contabilizados até maio de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de maio 24.616 GWh, valor 3,5% 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, 15.674 GWh, valor 27,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 38,9% 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).

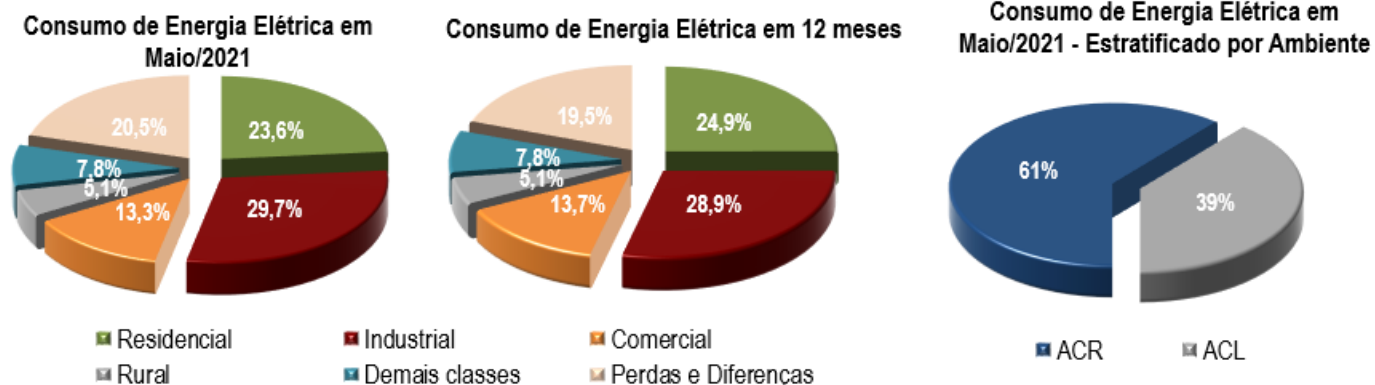


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até maio de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em junho 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 junho de 2021, foram os maiores do histórico.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	47.819 09/06/2021 - 18h49	15.876 29/06/2021 - 18h25	12.546 12/06/2021 - 18h03	6.975 02/06/2021 - 22h51	80.811 02/06/2021 - 18h41
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	13.576 20/03/2019 - 14h30	7.081 12/04/2021 - 22h43	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

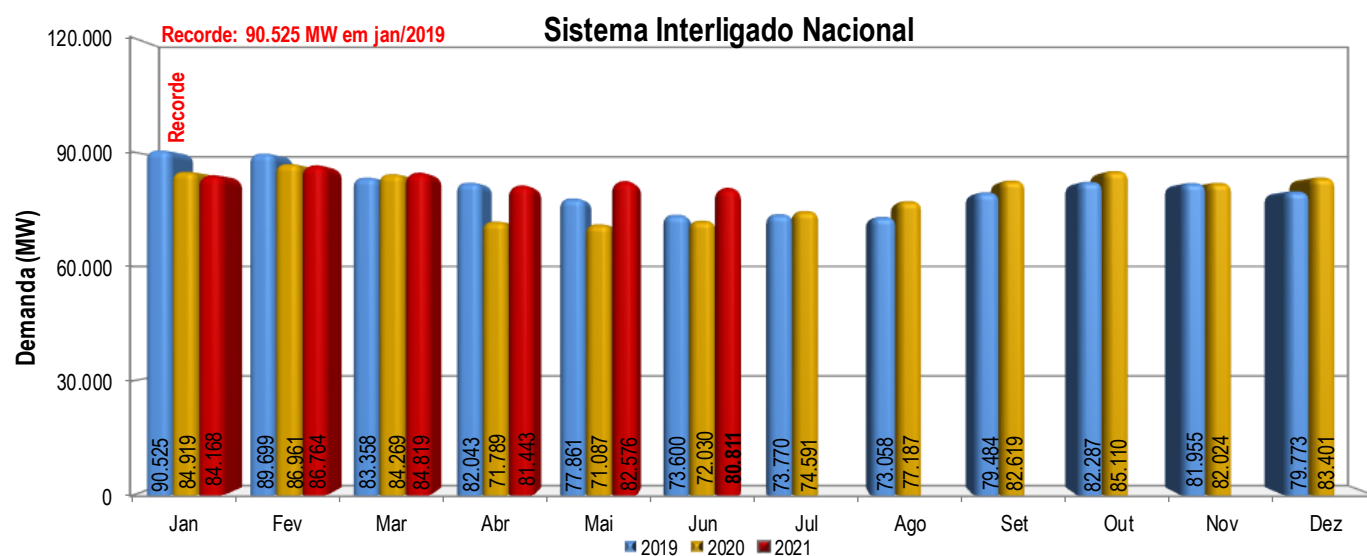


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

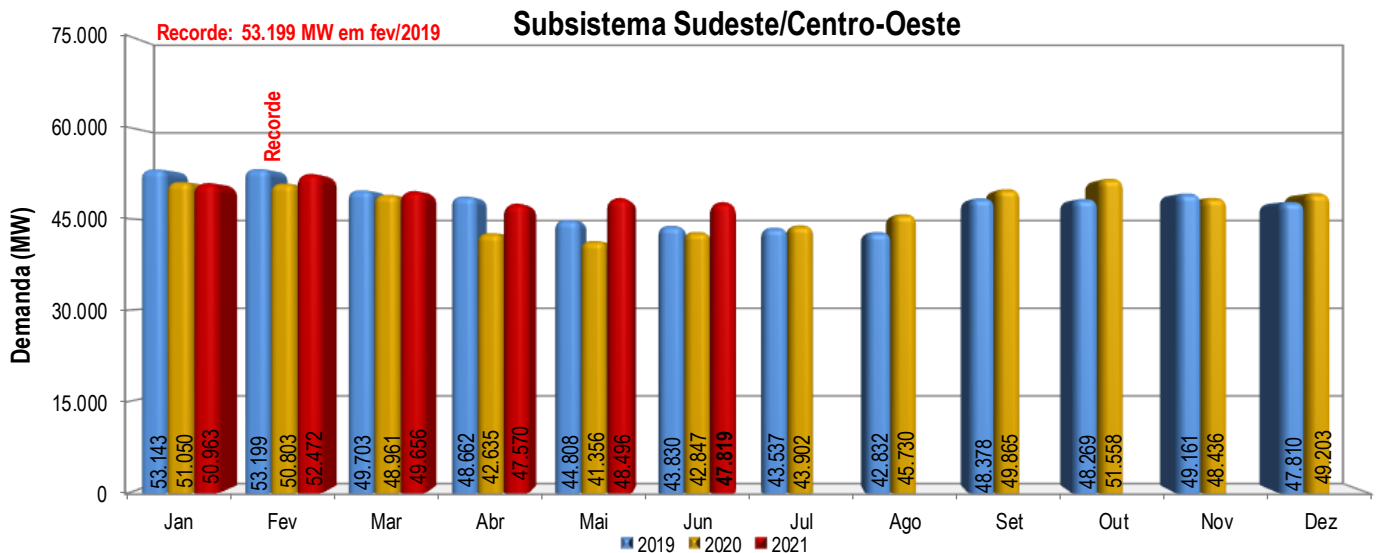


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

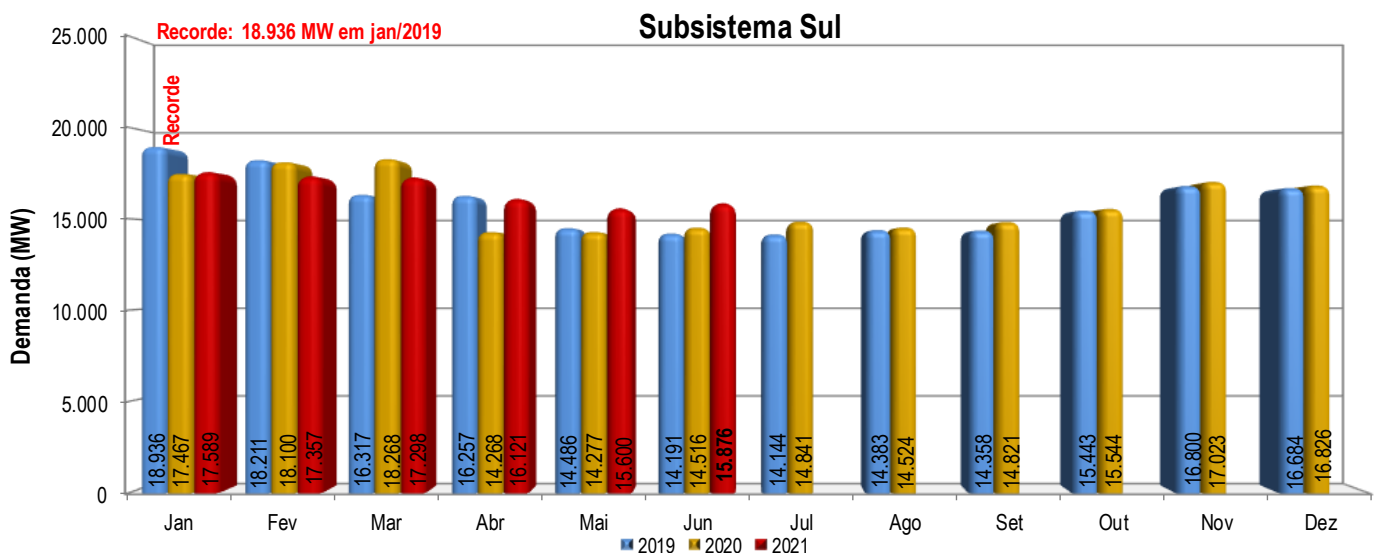


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

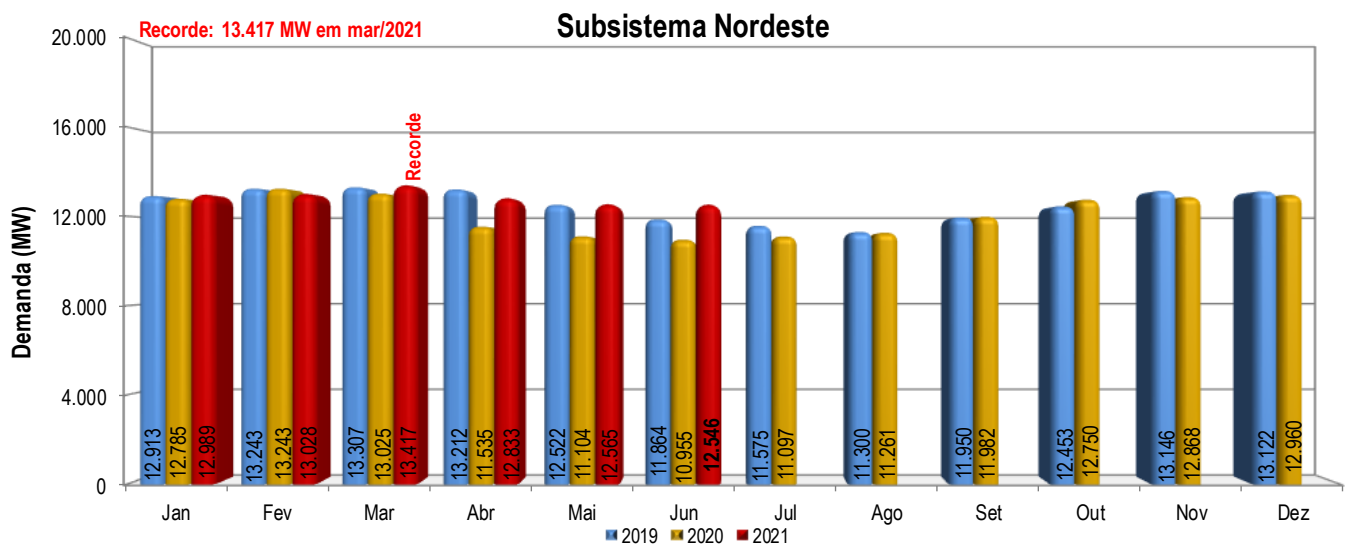


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

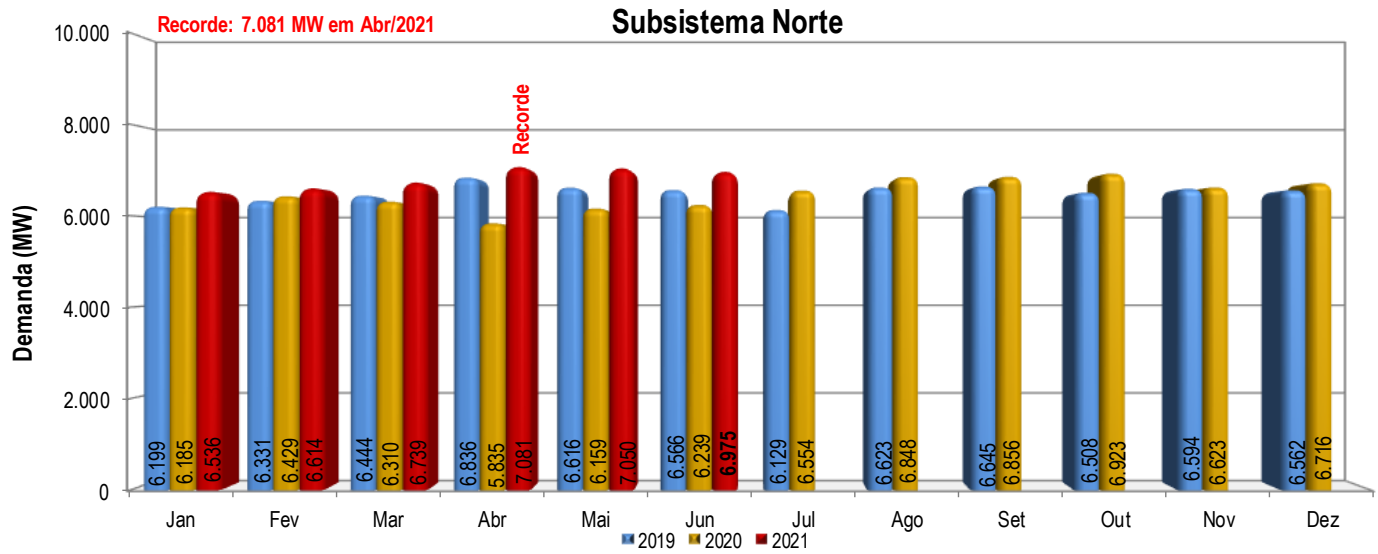


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 182.488 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.523 MW (3,7%), com destaque para 3.478 MW de geração de fonte solar, 2.841 MW de fontes eólicas e 240 MW de fontes hídricas. A geração distribuída alcançou, no mês de junho de 2021, 6.239 MW instalados em 521.671 unidades, resultando em 3,4% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 96,9% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Jun/2020		Jun/2021			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2021 - Jun/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.476	109.209	1.472	109.449	60,0%	0,2%
UHE	219	103.002,9	219	103.026,5	56,5%	0,0%
PCH	416	5.300,9	426	5.473,6	3,0%	3,3%
CGH	733	802,6	725	851,4	0,5%	6,1%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	107	102,8	101	97,4	0,1%	-5,3%
Térmica	3.308	45.112	3.413	45.076	24,7%	-0,1%
Gás Natural	166	14.943,0	164	14.821,6	8,1%	-0,8%
Biomassa	573	15.166,0	585	15.349,8	8,4%	1,2%
Petróleo	2.292	9.086,8	2.315	8.976,5	4,9%	-1,2%
Carvão	23	3.596,8	22	3.582,8	2,0%	-0,4%
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	242	72,2	315	98,1	0,1%	35,7%
Eólica	708	15.733	794	18.574	10,2%	18,1%
Eólica (não GD)	645	15.722,5	725	18.559,2	10,2%	18,0%
Eólica GD	63	10,410	69	14,93	0,0%	43,4%
Solar	257.946	5.911	525.468	9.389	5,1%	58,8%
Solar (não GD)	3.895	2.928,0	4.282	3.360,1	1,8%	14,8%
Solar GD	254.051	2.983,0	521.186	6.028,9	3,3%	102,1%
Capacidade Total sem GD	8.975	172.797	9.476	176.249	96,6%	2,0%
Geração Distribuída - GD	254.463	3.168	521.671	6.239	3,4%	96,9%
Capacidade Total - Brasil	263.438	175.966	531.147	182.488	100,0%	3,7%

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.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/07/2021).



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

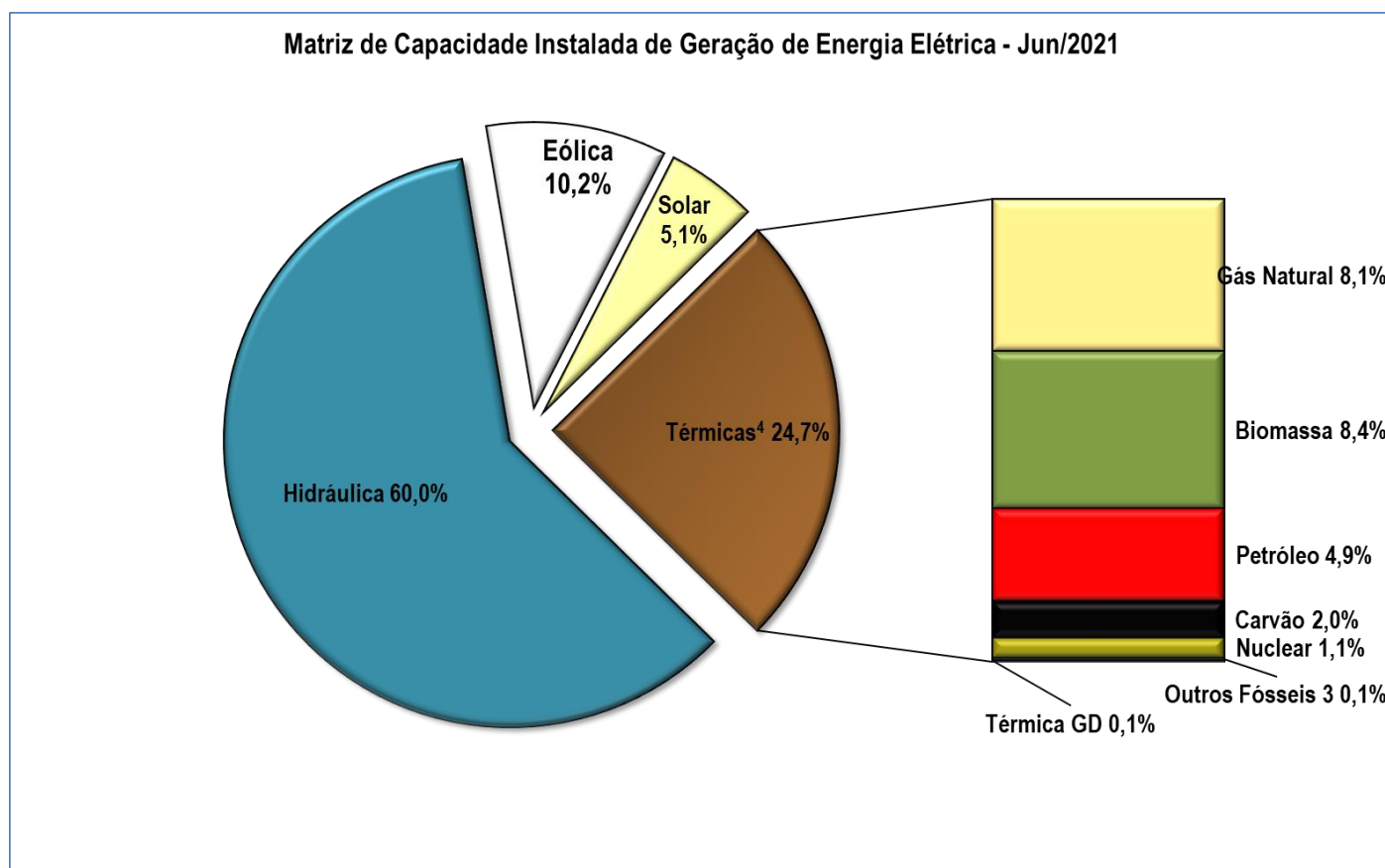


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

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 junho de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 165.600 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,4% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36,3% de 500 kV, atingindo também 404.518 MVA de subestações, das quais cerca de 46% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 26,8% 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	63.600	38,4%
345	10.360	6,3%
440	6.906	4,2%
500	60.032	36,3%
600 (CC)	12.816	7,7%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,6%
TOTAL	165.600	100%

* Em maio/2021 entrou em operação duas Linhas de Transmissão de 500 kV com o total de 489 km que não tinham sido contabilizadas.

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	108.399	26,8%
345	54.220	13,4%
440	30.892	7,6%
500	186.110	46,0%
750	24.897	6,2%
TOTAL	404.518	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 junho de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 426,97 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 5 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Eólica	EOL Ventos de São Januário 11	9	4,20	BA	EOL.CV.BA.033530-4.01
2	Eólica	EOL Serra da Babilônia C	1 a 5	25,50	BA	EOL.CV.BA.040609-0.01
3	Eólica	EOL Campo Largo XX	1 a 9	37,80	BA	EOL.CV.BA.034647-0.01
4	Eólica	EOL Campo Largo XXII	1 a 8	33,60	BA	EOL.CV.BA.034648-9.01
5	Solar	UFV Brígida	1 a 21	31,50	PE	UFV.RS.PE.034169-0.01
6	Solar	UFV Brígida 2	1 a 21	31,50	PE	UFV.RS.PE.034234-3.01
7	Hidráulica	PCH Bela Vista	1	9,77	PR	PCH.PH.PR.029576-0.01
8	Térmica	UTE Jacarezinho	1	20,00	PR	UTE.AI.PR.028153-0.01
9	Eólica	EOL Costa das Dunas	1 a 6	21,30	RN	EOL.CV.RN.037959-0.01
10	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 09	1 a 8	33,60	RN	EOL.CV.RN.038318-0.01
11	Eólica	EOL Santa Rosa E Mundo Novo III	1 a 4	16,80	RN	EOL.CV.RN.035212-8.01
12	Eólica	EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	1 a 3 e 10 a 17	38,12	RN	EOL.CV.RN.036984-5.01
13	Eólica	EOL Potiguar B 33	1 a 17	58,91	RN	EOL.CV.RN.040602-3.01
14	Eólica	EOL Terra Santa II	1 a 9	31,95	RN	EOL.CV.RN.032501-5.01
15	Térmica	UTE CGVE INNOVA	1 a 2	30,00	RS	UTE.FL.RS.040886-7.01
16	Hidráulica	CGH Igreja	2	2,43	RS	CGH.PH.RS.034672-1.02
				426,97		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em junho de 2021, a entrada em operação de 364,77 MW de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos Estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jun/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jun/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jun/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	9,77	38,89	2,43	8,41	12,20	47,30
PCH	9,77	37,37	0,00	5,50	9,77	42,87
CGH	0,00	1,51	2,43	2,91	2,43	4,42
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	0,00	192,63	50,00	64,48	50,00	257,11
Biomassa	0,00	107,99	50,00	63,43	50,00	171,41
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00	0,00	1,05	0,00	1,05
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	84,65	0,00	0,00	0,00	84,65
Eólica	139,52	517,87	162,26	929,52	301,77	1.447,39
Eólica (não GD)	139,52	517,87	162,26	929,52	301,77	1.447,39
Solar	63,00	63,00	0,00	0,00	63,00	63,00
Solar (não GD)	63,00	63,00	0,00	0,00	63,00	63,00
TOTAL	212,29	812,38	214,68	1.002,41	426,97	1.814,79

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 67% desse crescimento.

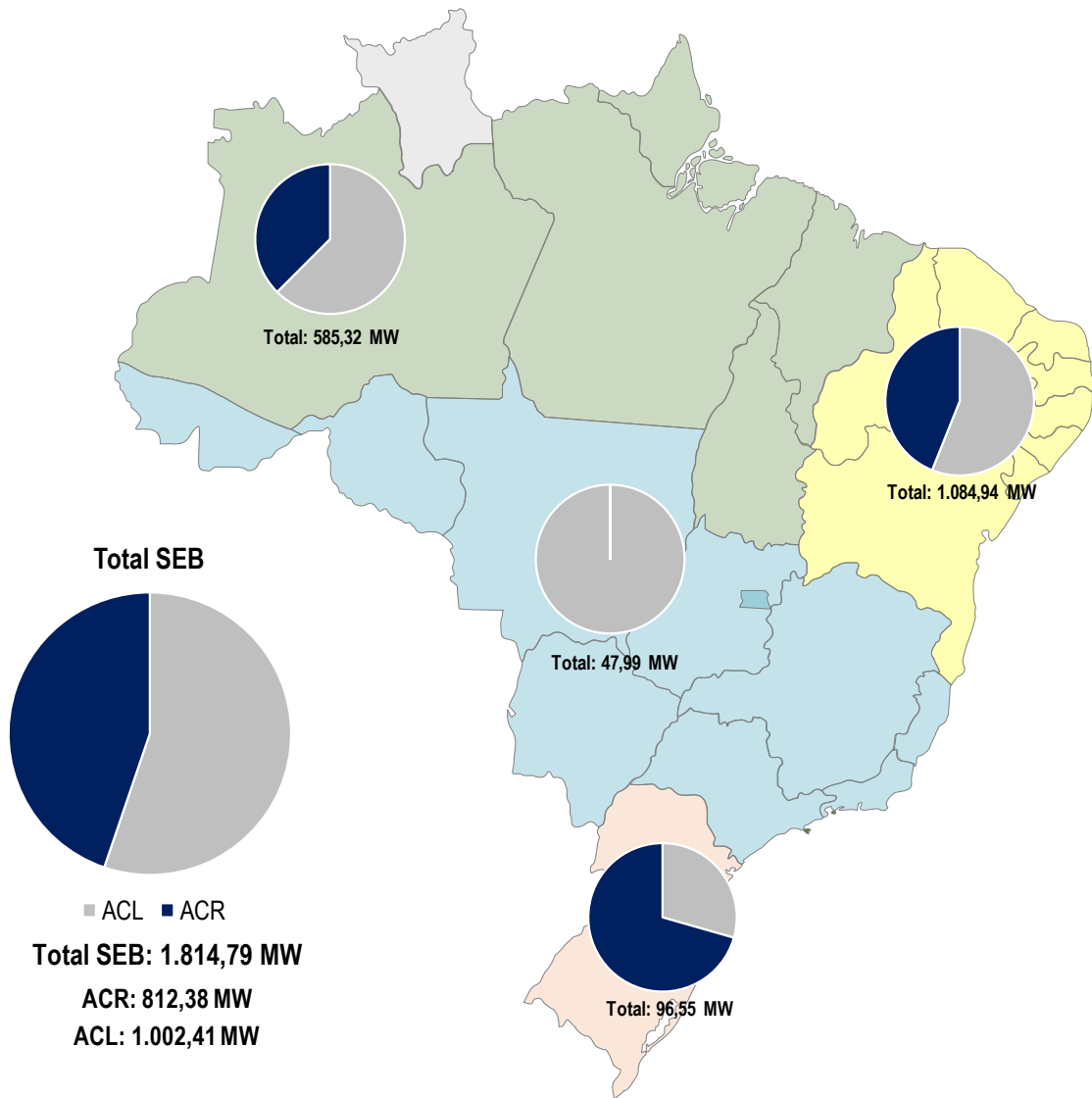


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 25.866,98 MW de capacidade instalada, com destaque para 12.987,28 MW de fonte solar centralizada, 7.398,12 MW de fonte eólica, 4.762,74 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 718,83MW, representando apenas 2,8% do total. Destaca-se, também, que 19.484,94 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.

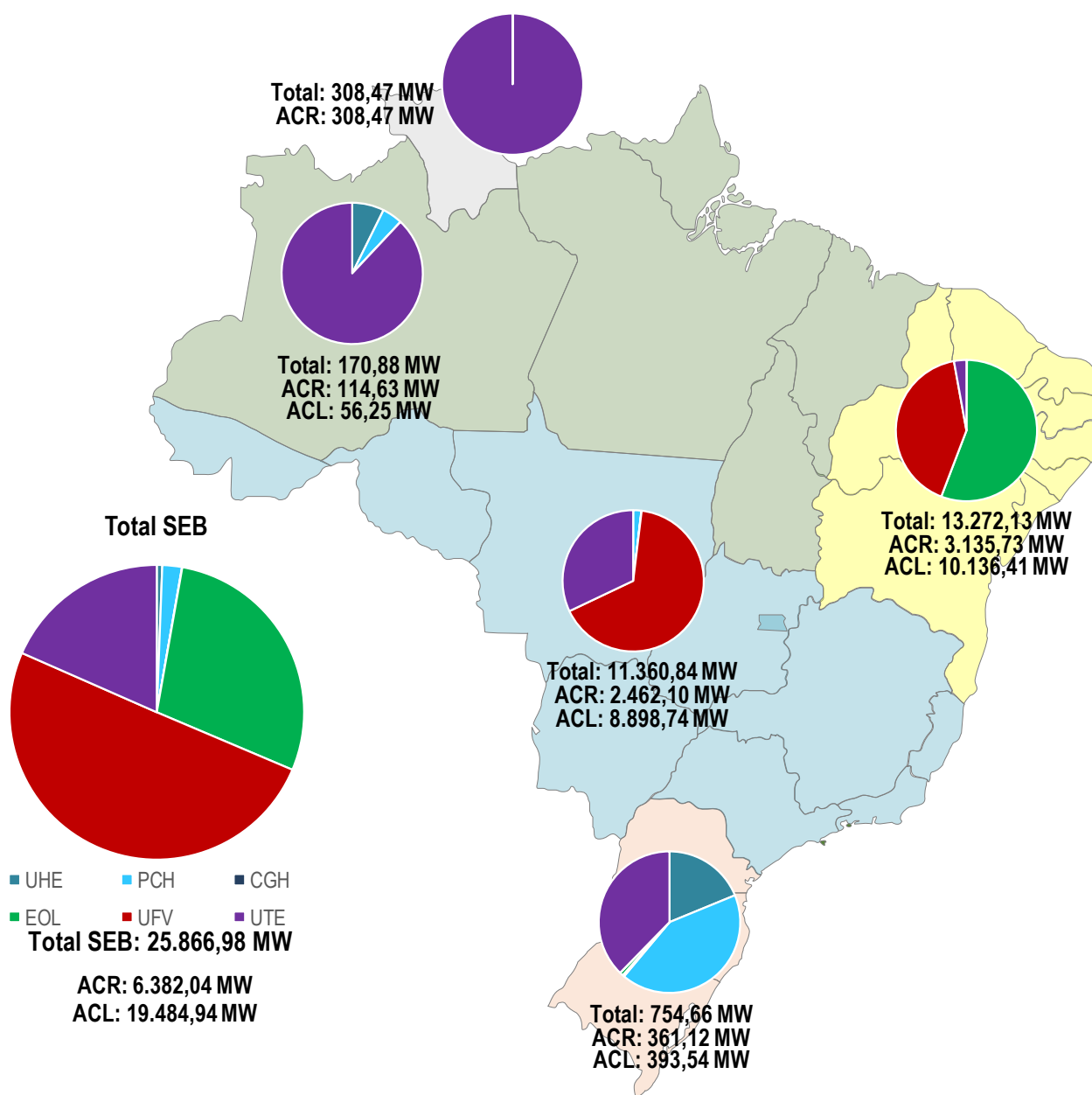


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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	77,37	272,15	165,90	0,00	104,10	99,31	77,37	376,25	265,21
PCH	73,37	126,55	163,90	0,00	91,60	99,31	73,37	218,15	263,21
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	12,50	0,00	0,00	154,40	0,00
Térmica	1.492,11	380,92	984,04	858,61	842,82	204,25	2.350,71	1.223,74	1.188,29
Eólica	875,42	920,04	267,00	829,82	2.072,08	2.433,77	1.705,23	2.992,12	2.700,77
Eólica (não GD)	875,42	920,04	267,00	829,82	2.072,08	2.433,77	1.705,23	2.992,12	2.700,77
Solar	456,90	286,50	203,70	821,96	4.693,15	6.525,08	1.278,86	4.979,65	6.728,78
Solar (não GD)	456,90	286,50	203,70	821,96	4.693,15	6.525,08	1.278,86	4.979,65	6.728,78
TOTAL	2.901,79	1.859,61	1.620,64	2.510,38	7.712,15	9.262,41	5.412,17	9.571,76	10.883,05

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

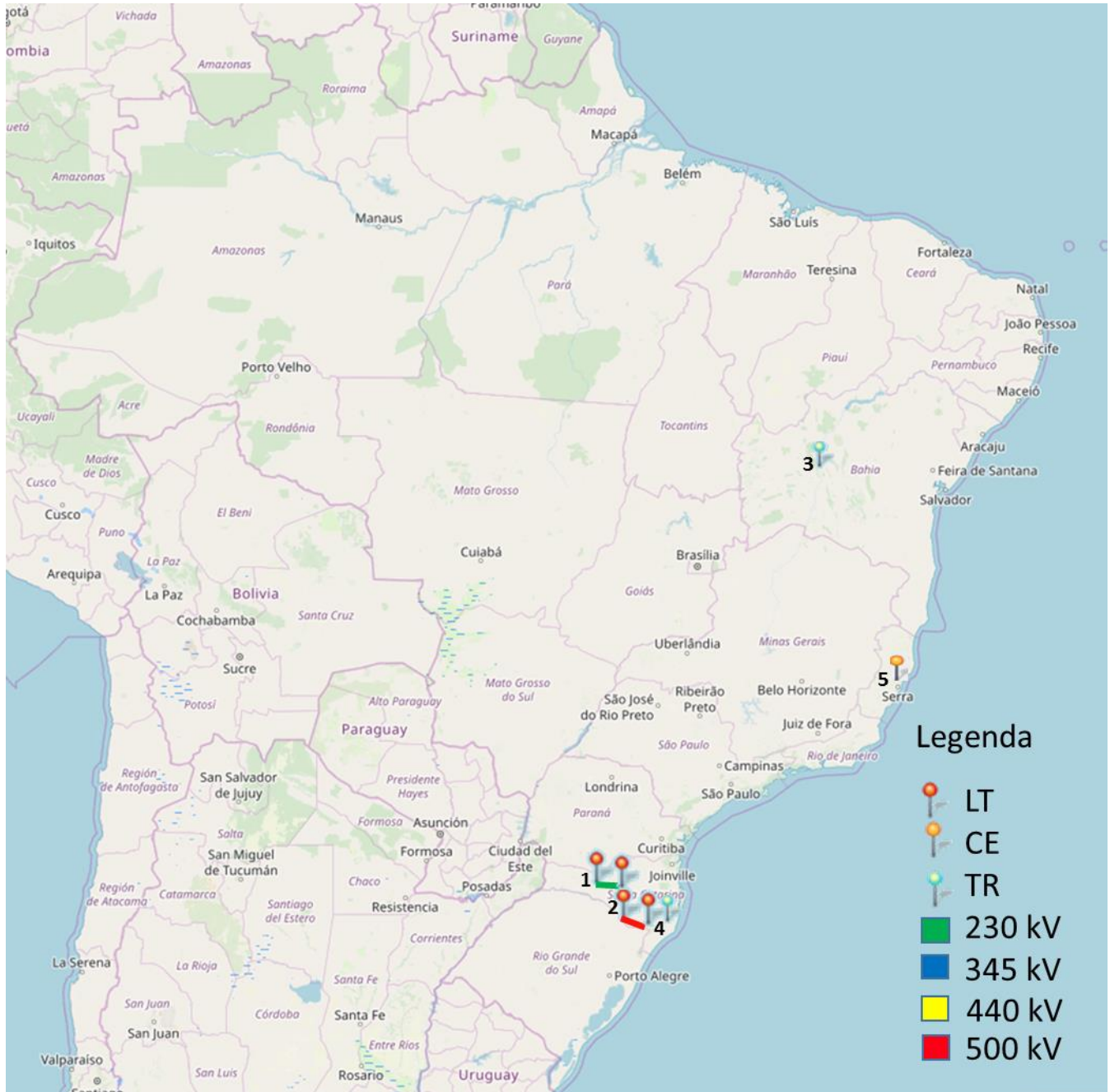


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em junho de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em junho de 2021, destaca-se a entrada em operação de 179,1 km de linhas e 772 MVA de capacidade de transformação e 136 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, 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	230	LT Siderópolis 2/ Forquilha C1	27,7	SC
2	500	LT Biguaçu/ Siderópolis 2 C1	151,4	SC
TOTAL			179,1	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
3	230	SE Cotegipe	100,0	BA
4	500	SE Siderópolis 2	672,0	SC
TOTAL			772,0	

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
5	500	SE Viana 2 (RTL)	136,0	ES
TOTAL			136,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	27,7	1.013,7
345	0,0	9,0
440	0,0	150,0
500	151,4	2.335,2
TOTAL	179,1	3.507,9

* Em maio/2021 entrou em operação 2 Linhas de Transmissão de 500 kV no total de 489 km que não tinham sido contabilizadas.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	100,0	2.179,0
440	0,0	1.700,0
500	672,0	7.822,0
TOTAL	772,0	11.701,0

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 Transformação

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 21.056,7 km de linhas de transmissão (LT) e 56.988 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	1.088,9	2.747,8	1.128,1
345	117,0	21,0	150,0
440	0,0	37,0	61,0
500	7.401,0	4.879,9	3.425,0
TOTAL	8.606,9	7.685,7	4.764,1

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	6.037,0	6.642,0	1.590,0
345	1.800,0	2.250,0	150,0
440	0,0	0,0	300,0
500	12.186,0	19.411,0	6.622,0
TOTAL	20.023,0	28.303,0	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 maio de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 67,2% do total gerado no país, valor 4,6 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um acréscimo de 1,5 p.p. em relação ao verificado no mês anterior, representando 10,9% do total gerado. O mesmo aconteceu com a geração térmica, que teve sua participação aumentada em relação ao mês anterior em 3,0 p.p., sendo responsável por 20,7% da geração de energia elétrica no país.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 85,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em maio de 2021.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Maio/2021

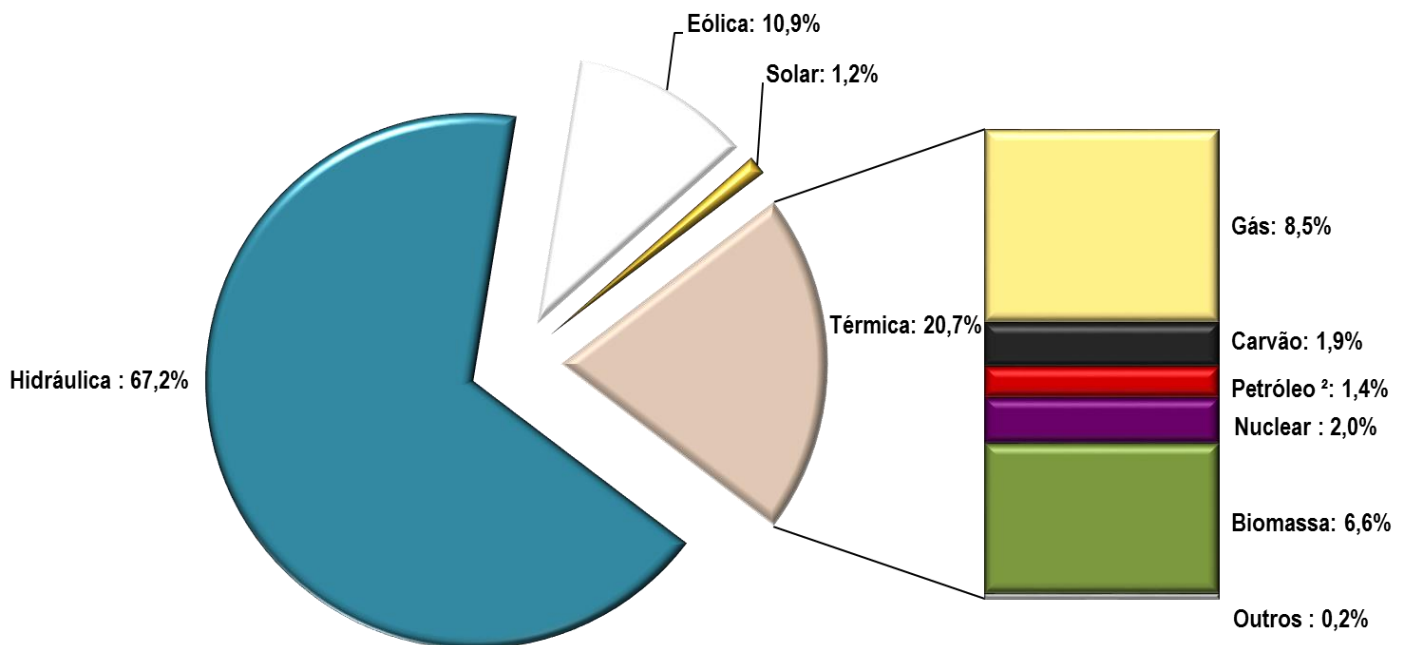


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até maio 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 maio, a geração hidráulica no SIN teve redução de 4,7% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com maio de 2020, a geração hidráulica apresentou acréscimo de 4,1%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 37,1%, 39,0% e 15,5%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 37,1% observado no mês de maio, em comparação ao mês de maio 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 3% no valor total, o que demonstra uma 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		
	Mai/20 (GWh)	Abr/21 (GWh)	Mai/21 (GWh)	Evolução mensal (Mai/21 / Abr/21)	Evolução anual (Mai/21 / Mai/20)	Jun/19-Mai/20 (GWh)	Jun/20-Mai/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.050	33.905	32.328	-4,7%	4,1%	389.689	395.803	1,6%
Térmica	7.007	8.033	9.609	19,6%	37,1%	105.401	104.859	-0,5%
Gás	1.827	4.002	4.073	1,8%	122,9%	43.987	46.514	5,7%
Carvão	414	647	929	43,6%	124,3%	12.211	10.786	-11,7%
Petróleo ²	112	259	344	33,0%	206,8%	3.362	4.774	42,0%
Nuclear	1.354	1.011	981	-3,0%	-27,6%	15.119	12.818	-15,2%
Outros	200	0	119	-	-40,4%	2.801	2.697	-3,7%
Biomassa	3.100	2.114	3.163	49,7%	2,0%	27.921	27.270	-2,3%
Eólica	3.774	4.452	5.247	17,9%	39,0%	53.631	63.855	19,1%
Solar	484	535	559	4,5%	15,5%	5.436	6.172	13,5%
TOTAL	42.315	46.924	47.743	1,7%	12,8%	554.157	570.688	3,0%

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 Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Mai/20 (GWh)	Abr/21 (GWh)	Mai/21 (GWh)	Evolução mensal (Mai/21 / Abr/21)	Evolução anual (Mai/21 / Mai/20)	Jun/19-Mai/20 (GWh)	Jun/20-Mai/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0,00	2,48	2,50	0,9%	-	0	17	-
Gás	12,6	14,0	14,3	2,6%	14,1%	73	159	118,9%
Petróleo ²	305	302	317	4,7%	3,7%	1.925	3.874	101,3%
Biomassa	4,62	4,57	4,88	6,8%	5,7%	27	55	105,6%
TOTAL	323	323	338	4,6%	4,9%	2.024	4.106	102,8%

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 maio de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de maio de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 7,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 40,4%, com total de 6.494 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 42,9%, o que indica acréscimo de 2,1 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em maio de 2021, aumentou 0,1 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 33,2%, com total de 679 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 33,9%, o que indica um decréscimo de 1,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

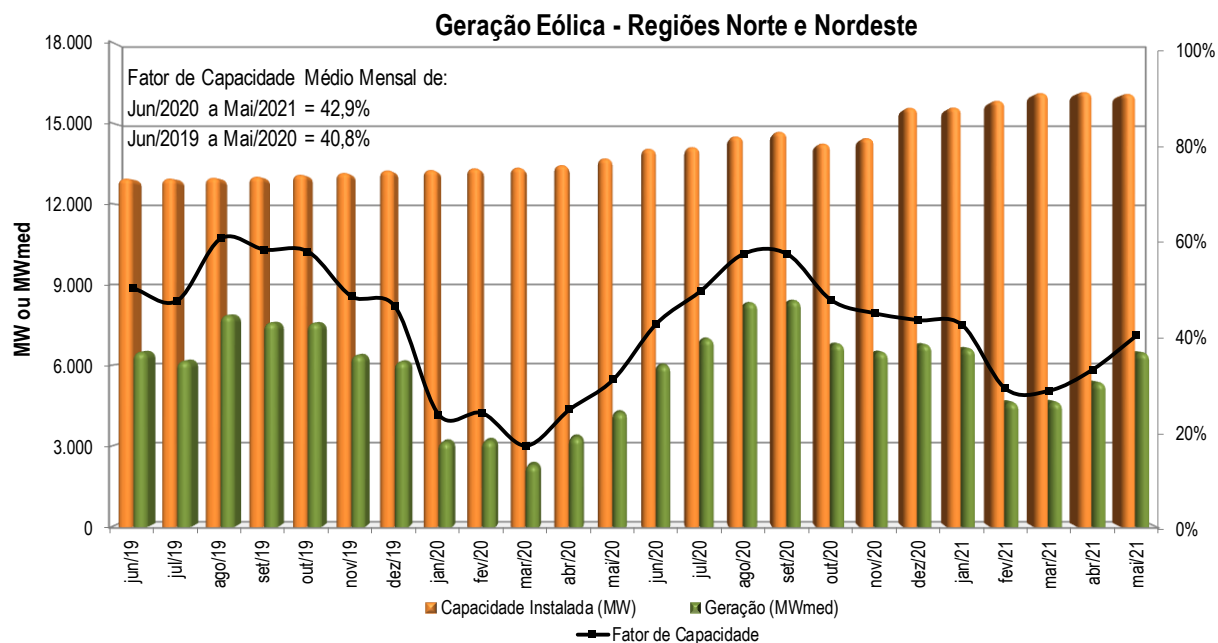


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

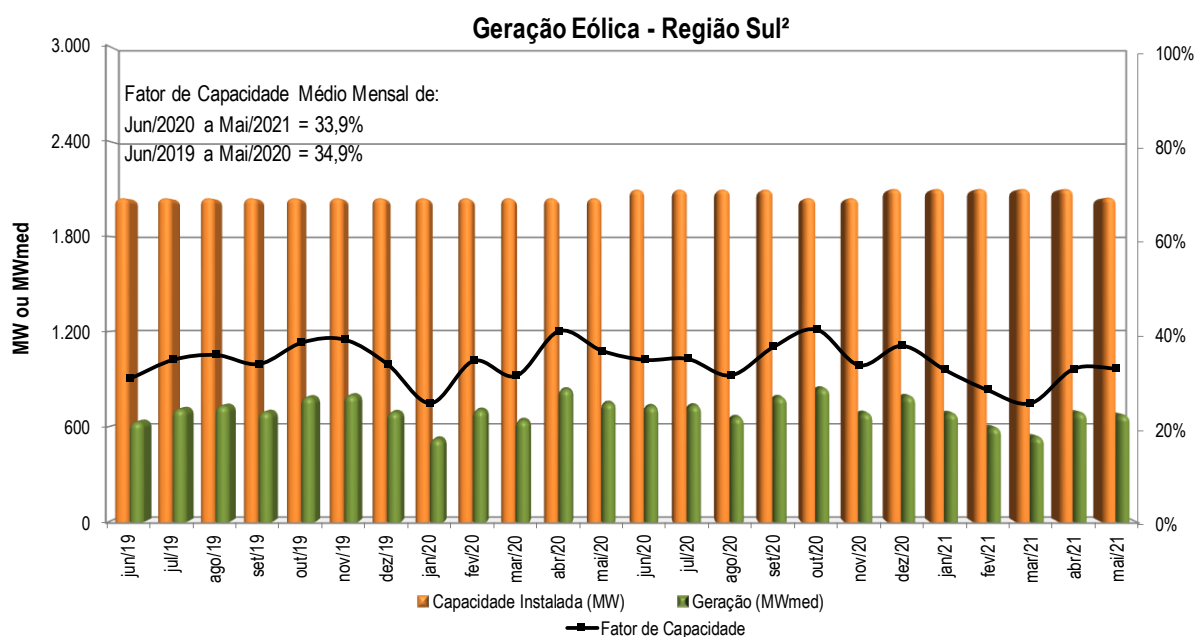


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 maio de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia¹

Em maio de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 42.509 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 38.244 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 111,2%.

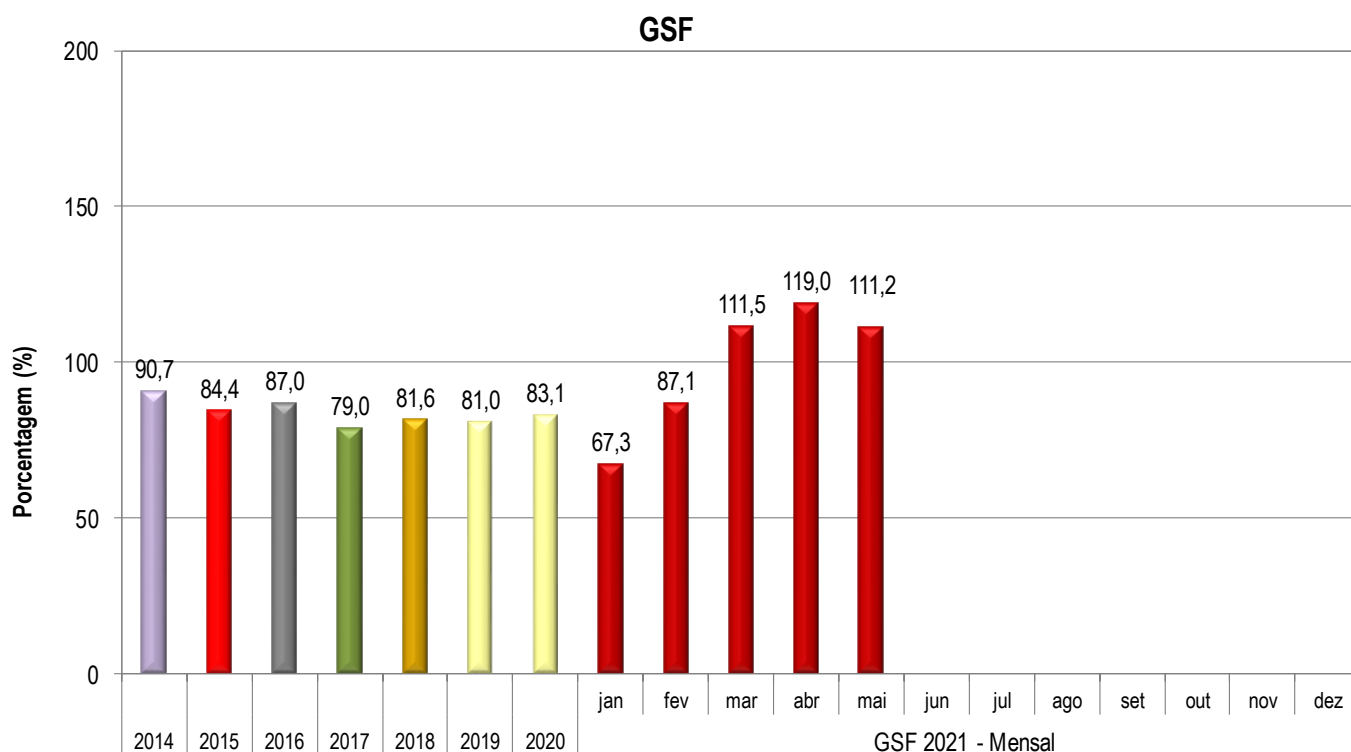


Figura 26. Evolução do GSF.

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

Dados contabilizados até maio 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 junho, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 228,70 / MWh e R\$ 671,87 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 18h00 às 19h00 do dia 27/06, ressaltando 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 R\$ 0,00 / MWh e R\$ 526,96 / MWh, percebe-se que houve uma sensível 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.

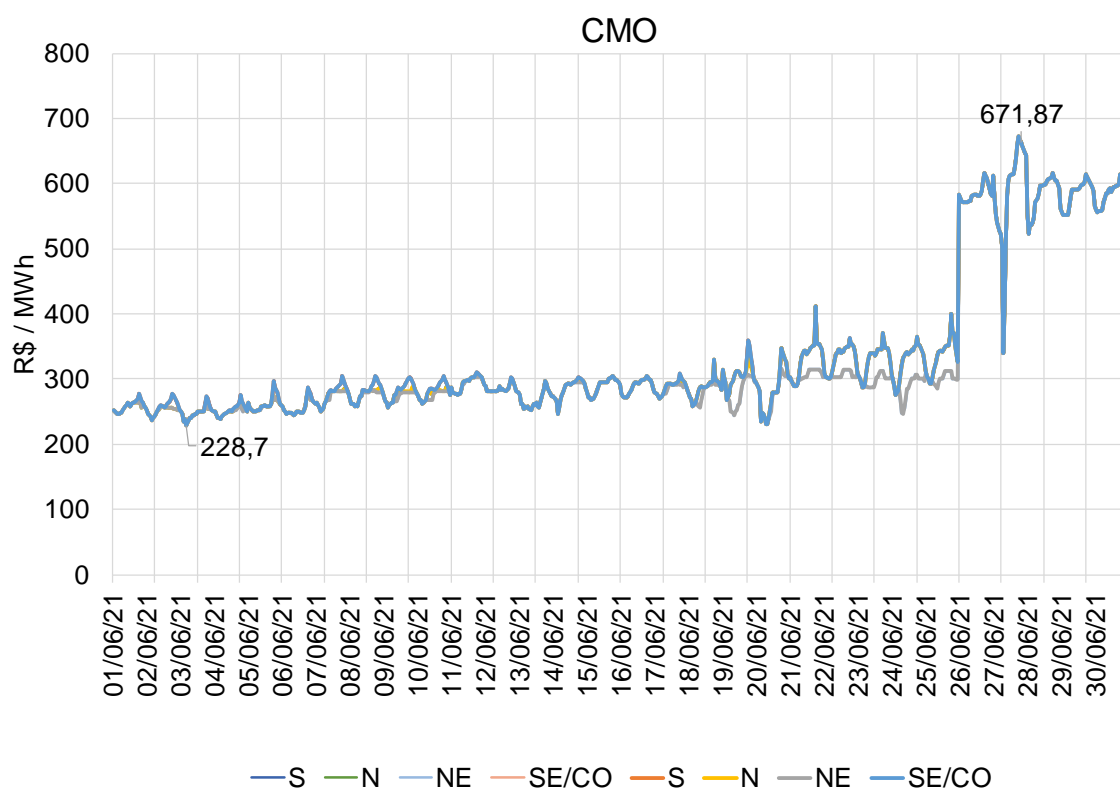


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em junho, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 228,70 / MWh e R\$ 671,87 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 18h00 às 19h00 do dia 27/06 e o menor valor foi verificado por todos os subsistemas, entre 04h00 e 05h00 da manhã do dia 03/06.

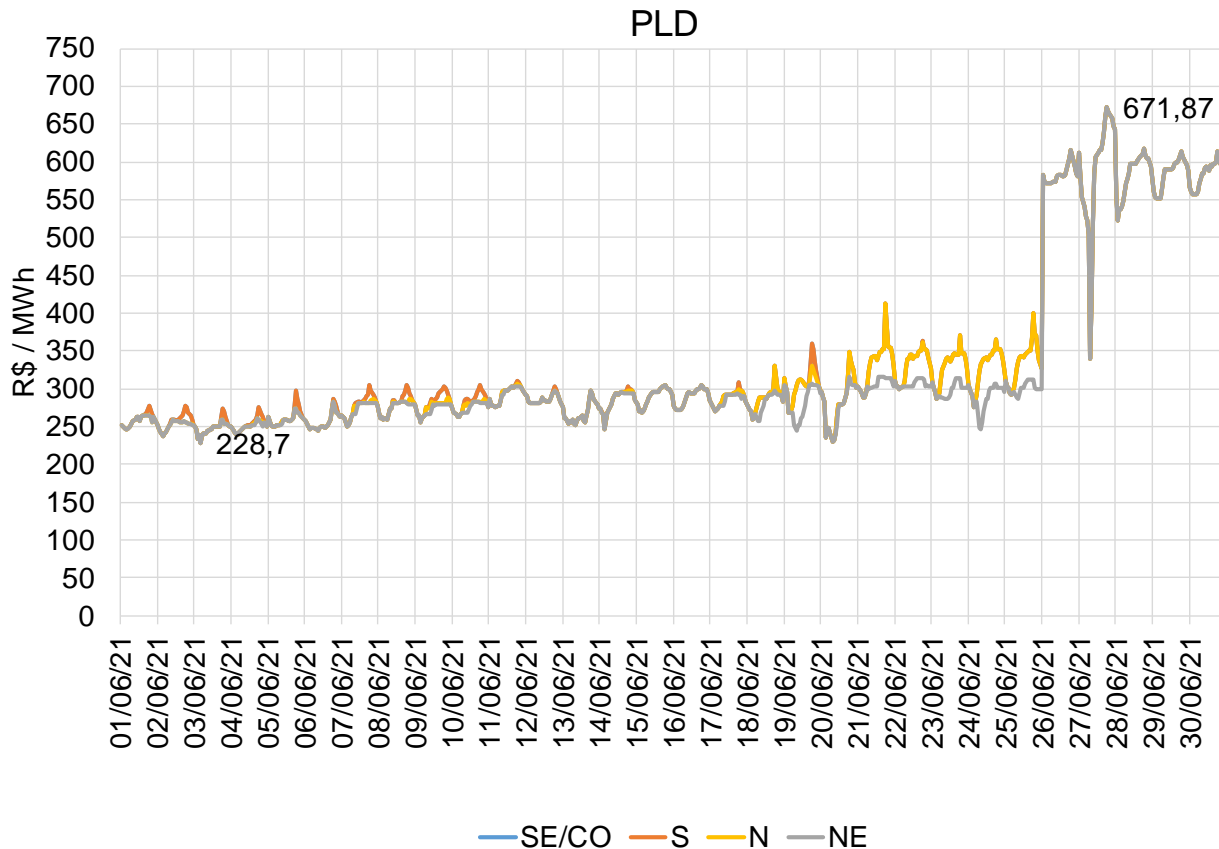


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em maio de 2021 totalizaram R\$ 531 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 819 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de maio se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 57,5% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 305 milhões.

Esse patamar elevado do valor total dos encargos, que vem ocorrendo desde novembro de 2020, bem como sua distribuição, constitui-se como consequência da necessidade de garantir a segurança do suprimento energético, diante de um cenário de baixa pluviosidade que vem se mantendo já há alguns meses e permaneceu durante o mês de maio, durante o qual, a maior parte do território nacional sofreu com chuvas abaixo da média para o período, conforme relatado na edição anterior deste boletim. 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. Tais medidas têm como objetivo principal a recuperação parcial dos reservatórios de acumulação de parte das hidrelétricas.

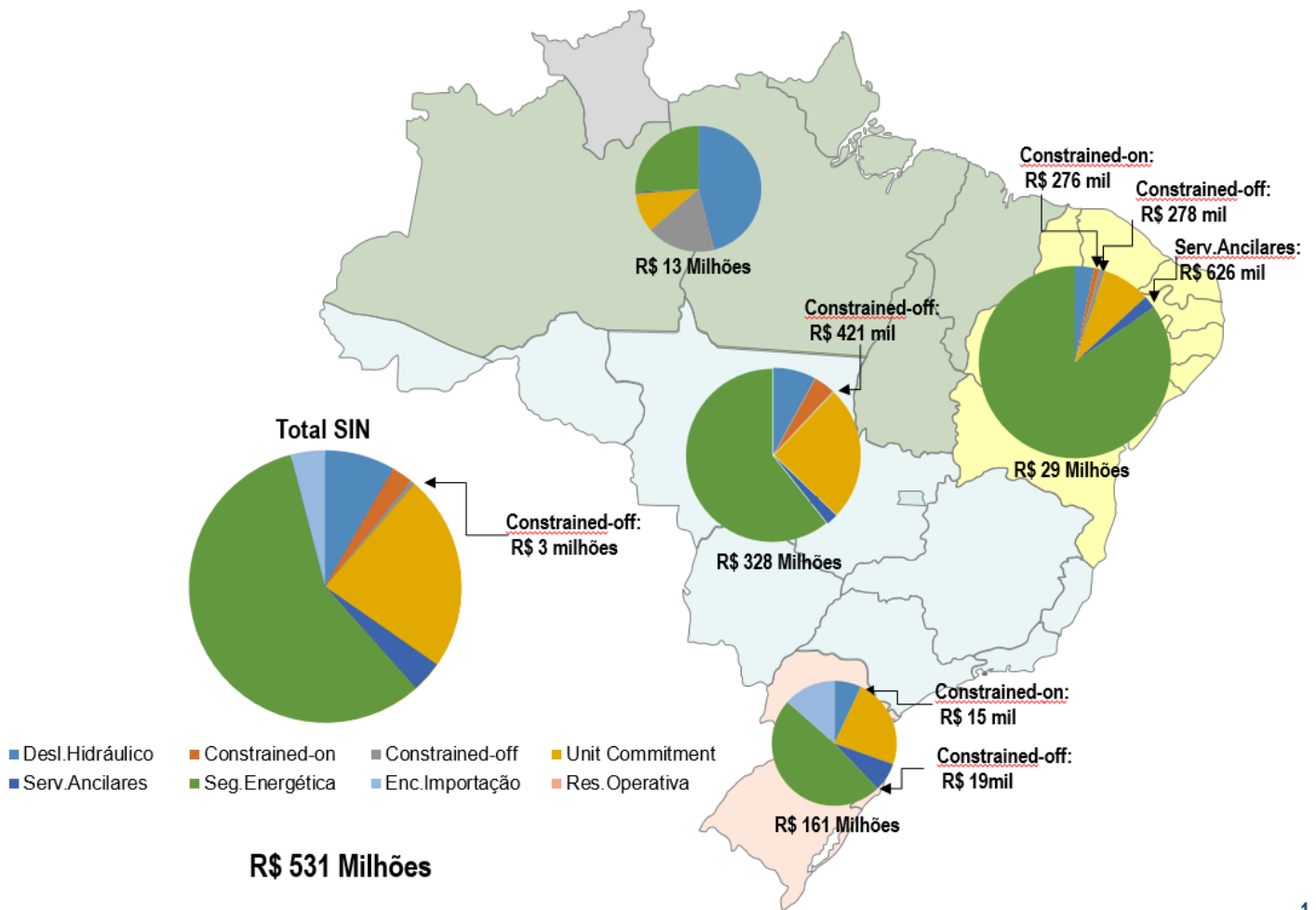


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

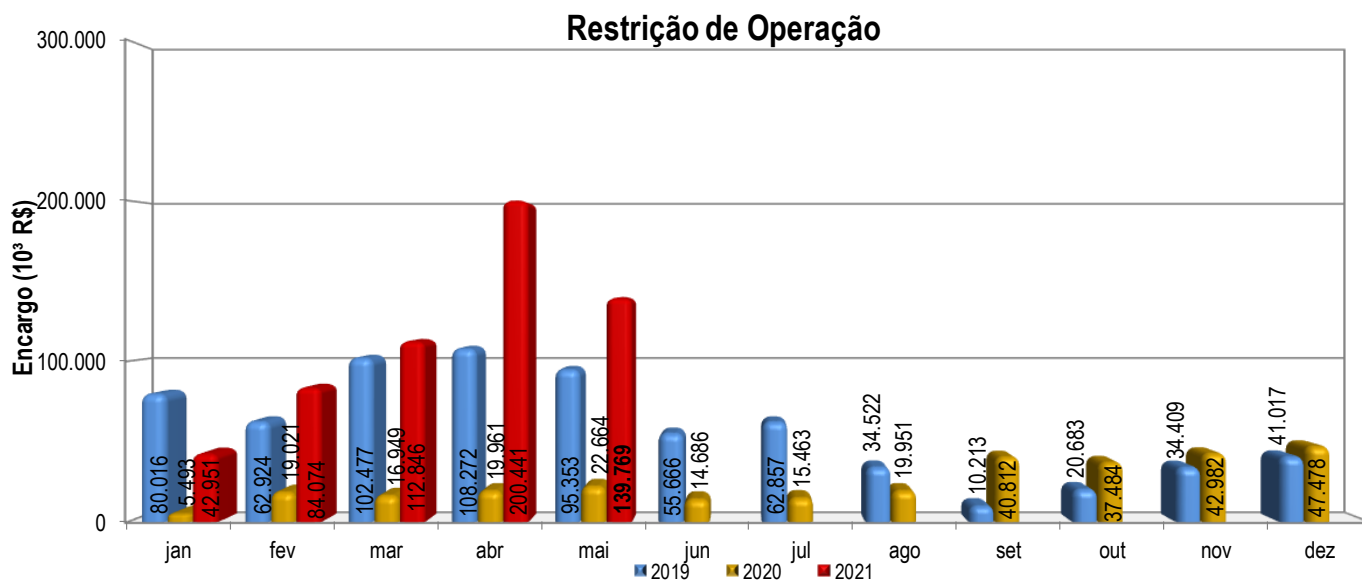


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

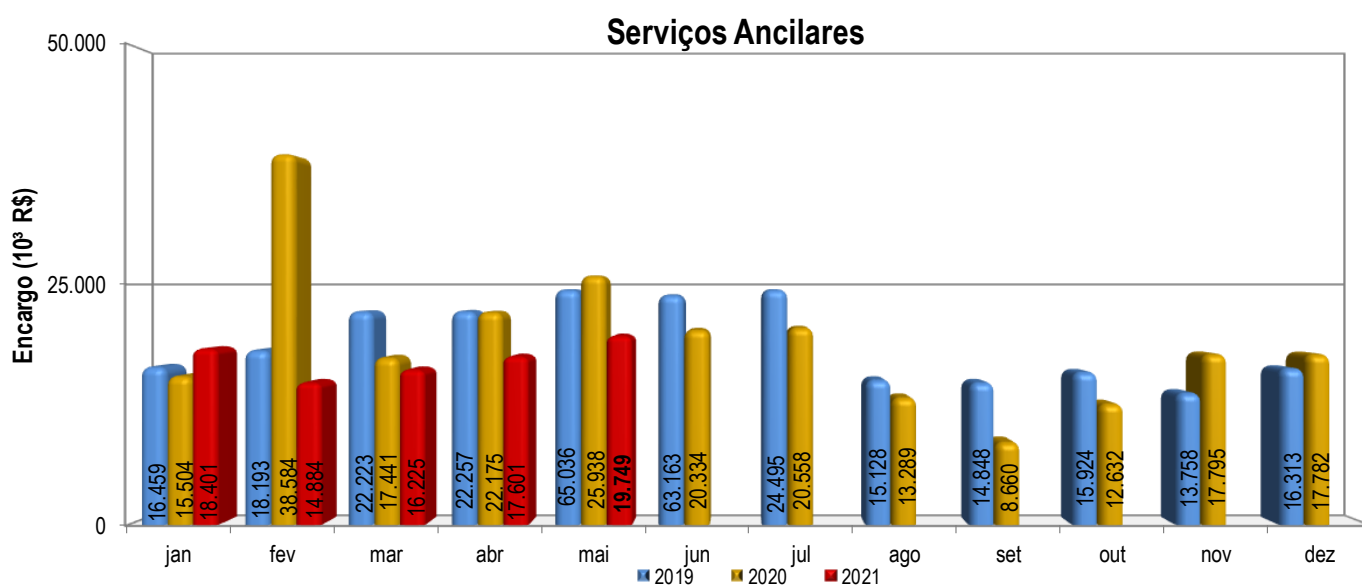


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

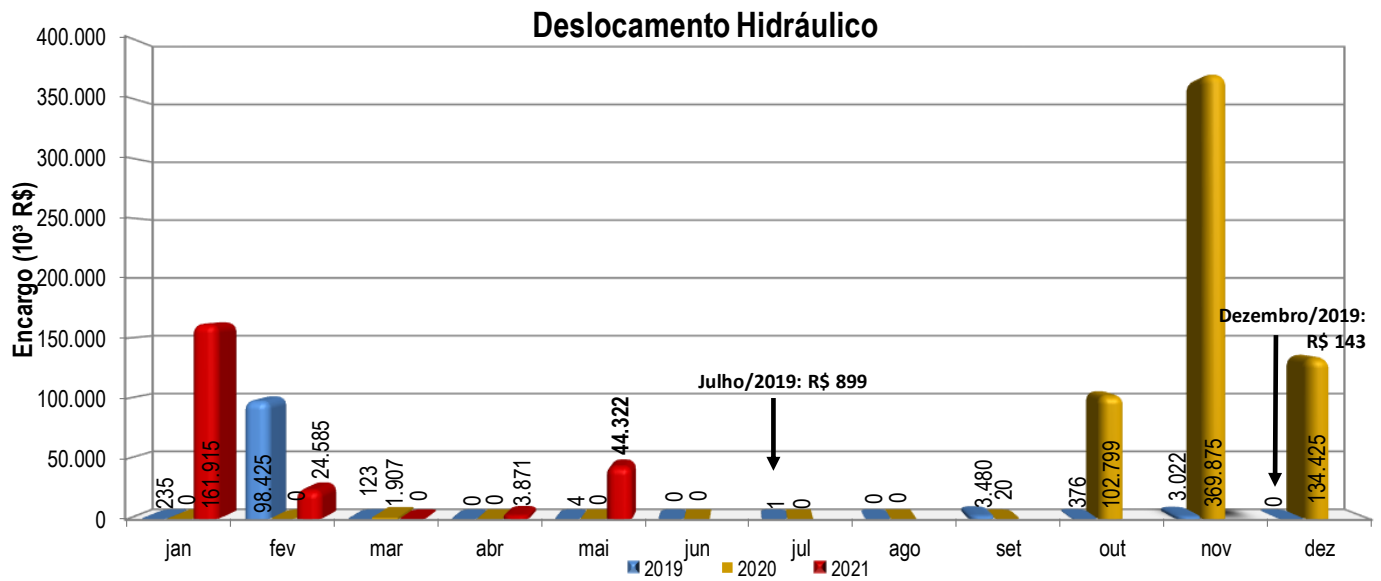


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

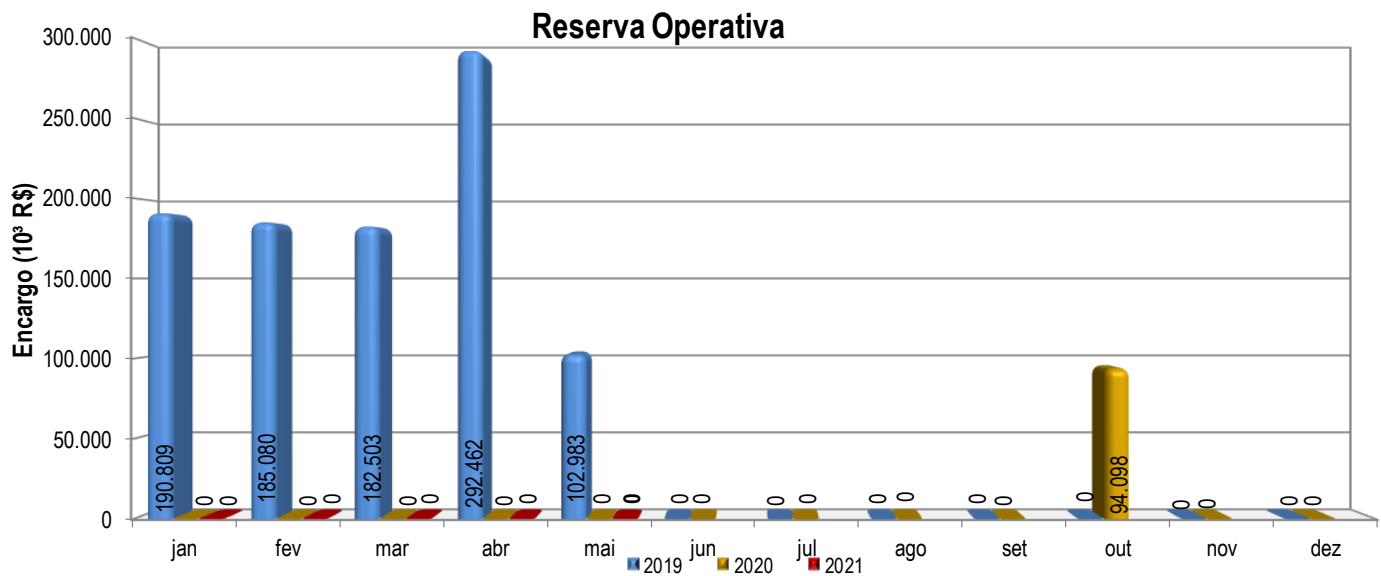


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

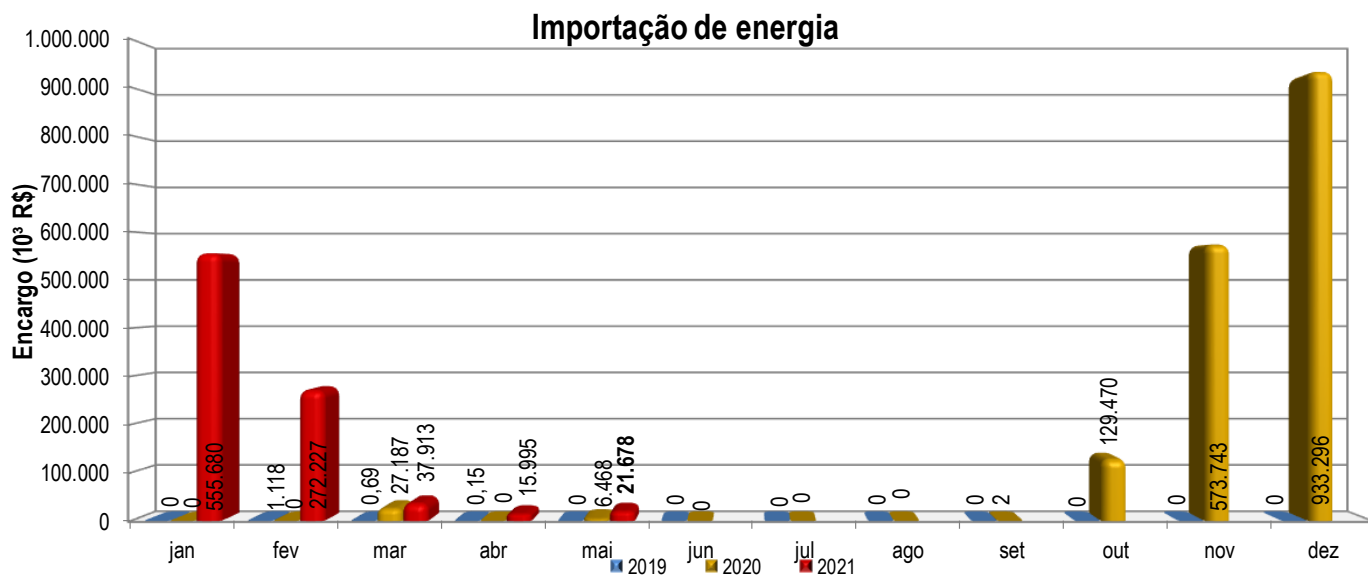


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

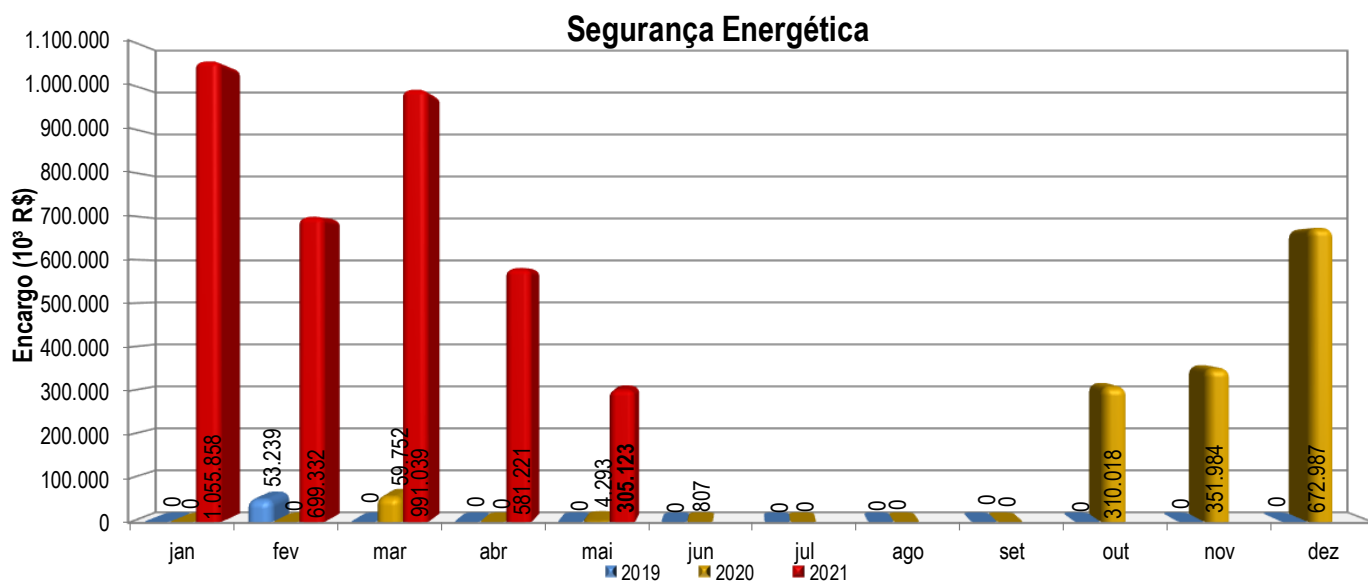


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2021, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 918 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
02/jun	Desligamento automático da LT 230 kV Campos Novos - Videira, C1 e C2, em ambos os terminais	161,0	SC	curto-circuito monofásico (fases A e C), provocado por queda de torres.
05/jun	Desligamento automático dos transformadores TF2, TF3 e TF4, de 230/69 kV, e do setor de 69 kV SE Utinga	181,0	PA	Em análise pelo ONS e pelo agente envolvido.
16/jun	Desligamento automático acidental do Compensador Estático (CE01MC) da SE Macapá	237,0	AP	Falha no circuito de alimentação da unidade de aquisição e controle (UAC) do CE, durante a realização de atividades para preparação da implantação do novo transformador 7TR04.
22/jun	Desligamento automático da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2, devido a um curto monofásico (fase B), em ambos os circuitos	339,0	AM	Provavelmente descargas atmosféricas
		918,0		

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-Jun	2020 Jan-Jun
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0							0	0
S	267	0	0	0	283	161							711	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0							1.207	898
NE	356	606	366	261	219	0							1.808	752
N	248	0	0	1.447	446	757							2.898	2.297
Isolados	0	138	167	825	0	0							1.130	620
TOTAL	871	1.074	877	2.534	1.480	918	0	0	0	0	0	0	7.754	5.750



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2021	2020
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Jun	Jan-Jun
SIN ²	0	0	0	0	0	0							0	0
S	1	0	0	0	2	1							4	3
SE/CO	0	1	1	0	1	0							3	7
NE	1	3	2	1	2	0							9	5
N	1	0	0	6	1	3							11	4
Isolados	0	1	1	6	0	0							8	4
TOTAL	3	5	4	13	6	4	0	0	0	0	0	0	35	23

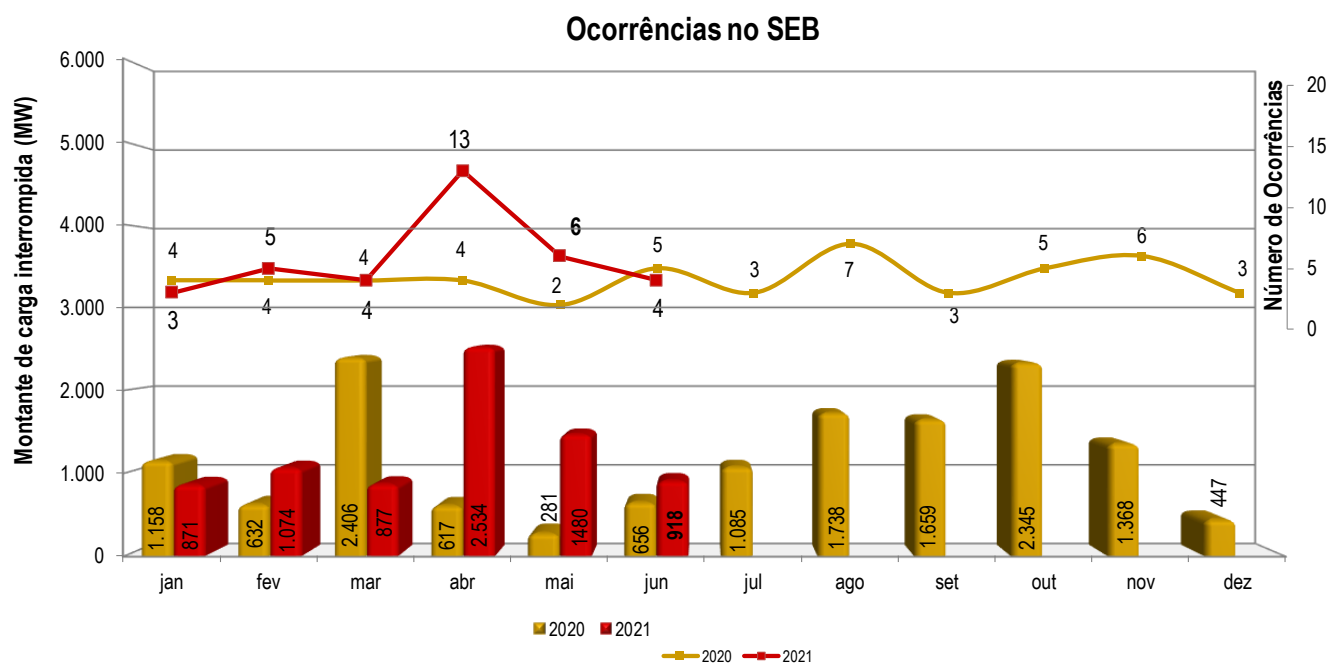


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 maio de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 5,17 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,59 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	Már	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ²	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83								5,17	11,59	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77								4,45	10,80	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53								3,41	7,99	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88								6,42	14,58	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10								6,69	14,05	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88								10,89	23,79	32,13

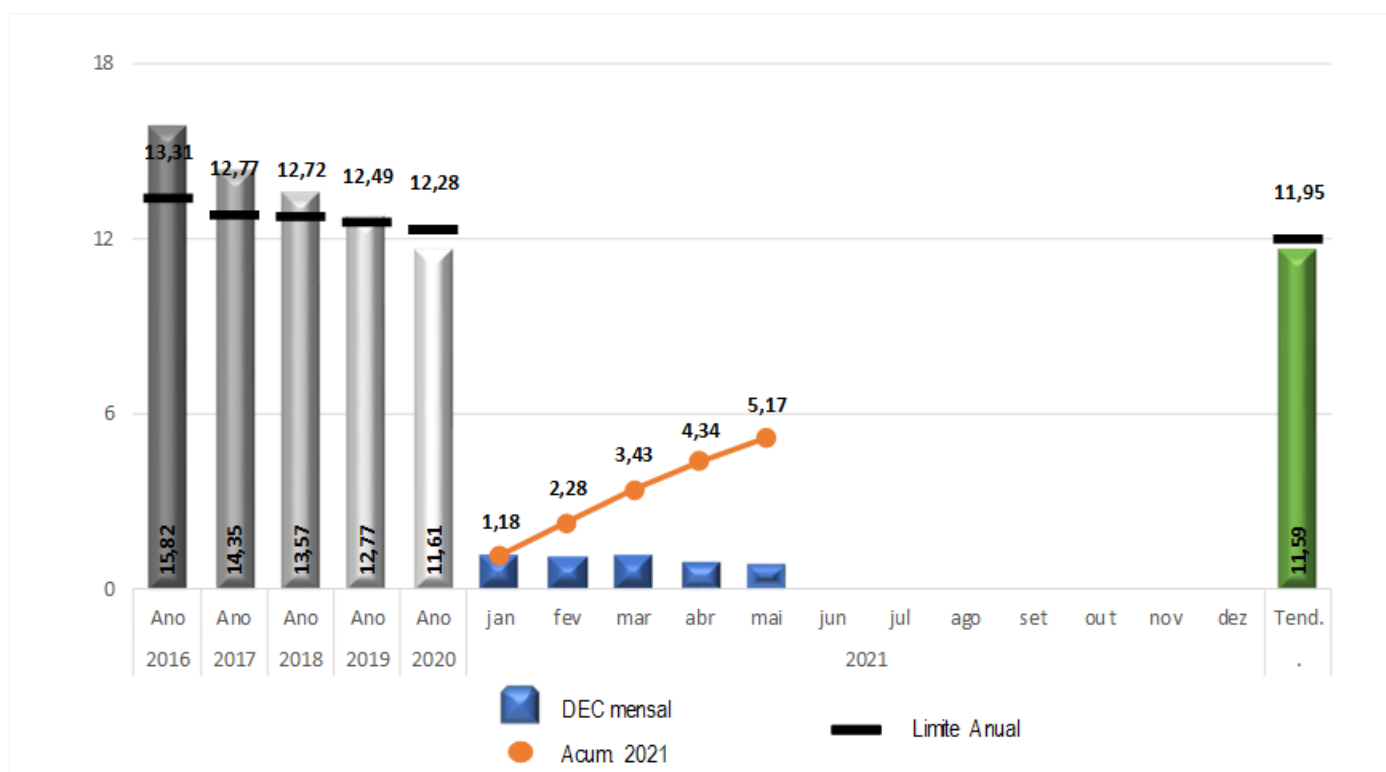


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de maio de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 2,61 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,12 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								2,61	6,12	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45								2,58	6,34	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33								1,84	4,65	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47								3,38	7,84	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47								2,79	6,18	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23								6,08	13,05	26,88

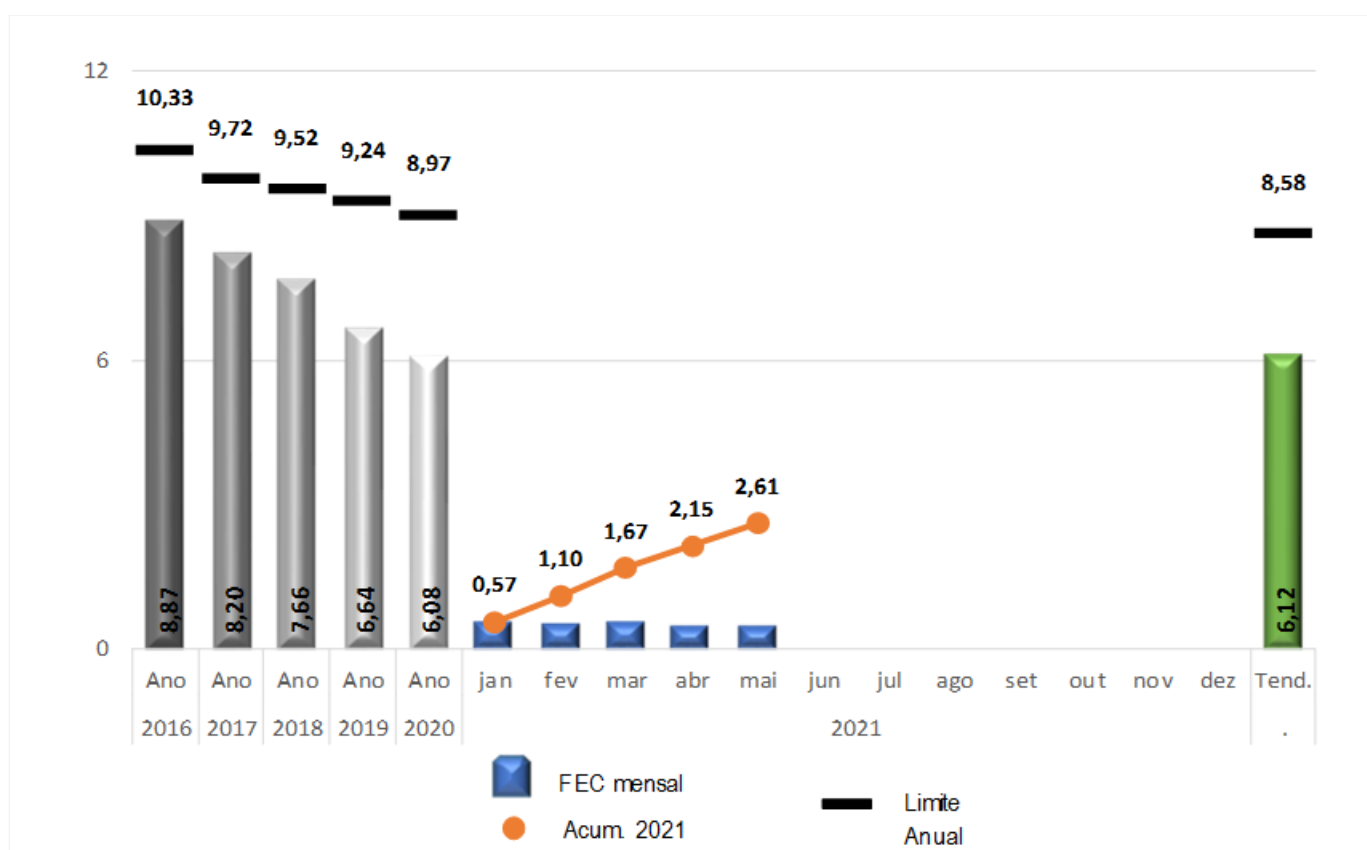


Figura 38. FEC do Brasil

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 maio 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	