



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

# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Setembro / 2020**





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Setembro / 2020**

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Albuquerque

**Secretária-Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Energia Elétrica**

Rodrigo Limp Nascimento

**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

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:

Juliana Oliveira do Nascimento

Luis Felipe Marcelino Nolasco

Margreicy Luise Marinho de Sousa



## 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 .....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	10
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	12
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	12
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	16
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	17
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	17
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	20
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão .....	21
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	23
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	24
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	25
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	26
8.4. Geração Eólica .....	26
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	27
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	28
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	29
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	30
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	34
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	34
12.2. Indicadores de Continuidade .....	36



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2020 – 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. ....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. ....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN. ....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	13
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. ....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte. ....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	16
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 2020. ....	17
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema. ....	19
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022. ....	20
Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos. ....	21
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	24
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste. ....	26
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	27
Figura 26. Evolução do GSF. ....	27
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês. ....	28
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês. ....	29
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema. ....	30
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação. ....	31
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares. ....	31
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico. ....	32
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa. ....	32
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia. ....	33
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética. ....	33
Figura 36. Ocorrências no SEB. ....	35
Figura 37. DEC do Brasil. ....	36
Figura 38. FEC do Brasil. ....	37



## 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.....	10
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	11
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	12
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.....	
Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de setembro de 2020.....	
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	18
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).....	21
Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.....	22
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.....	22
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.....	22
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.....	22
Tabela 19. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	25
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	26
Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	28
Tabela 22. Descrição das principais ocorrências do mês.....	34
Tabela 23. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	34
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.....	35
Tabela 25. Evolução do DEC em 2020.....	36
Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.....	37



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de setembro, a região centro-sul do Brasil apresentou intensa anomalia negativa de precipitação, com chuvas bem abaixo da média. Já nas regiões Norte e Nordeste do País e na porção sul do Rio Grande do Sul, as chuvas ocorridas foram próximas à média ou um pouco acima, embora as médias para o período seco sejam caracterizadas por baixas precipitações. Este cenário corresponde à incapacidade de recuperação dos reservatórios por meio das aflúncias naturais que continuaram baixas durante todo o último mês tipicamente da estação seca.

Foram verificadas as seguintes ENA brutas nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN): 67% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 43% MLT no Sul, 66% MLT no Nordeste e 71% MLT no Norte.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, o subsistema Norte permaneceu com perfil exportador, porém com baixos patamares de participação na geração hidráulica do SIN, enquanto o subsistema Nordeste ampliou sua exportação para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em virtude da melhora nas condições de vento na região.

O Brasil atingiu 177.760 MW de capacidade instalada total de geração de energia em setembro, considerando geração distribuída. Nos últimos 12 meses, houve um acréscimo líquido de 9.144 MW (5,4%), com destaque para 3.424 MW de geração de fonte solar, 2.441 MW de fonte hidráulica e 2.118 MW de fontes térmicas.

A geração distribuída alcançou, no mês de setembro de 2020, 3.984 MW instalados em 313.163 unidades, representando 192,8% de crescimento em 12 meses e 2,2% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica. Desde o mês de junho, a capacidade instalada de geração solar distribuída é superior à geração solar centralizada.

Com relação à sustentabilidade da matriz elétrica nacional, as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram, ainda no mês de agosto de 2020, 91,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se geração total de 41.673 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 66.330 MW médios, o que representou um GSF mensal de 62,8%.

O mês de agosto demonstrou-se bastante favorável na geração de energia eólica. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) registrou recordes tanto na geração média quanto na geração eólica instantânea. A geração média eólica<sup>1</sup> ultrapassou o recorde anterior, que era de 8.722 MW médios no dia 06 de setembro de 2019, em três momentos, chegando a produzir, no dia 6, 9.049 MW med com fator de capacidade de aproximadamente 71,6%. Este montante é suficiente para abastecer 94,4% da demanda elétrica de todos os Estados que compõem a região Nordeste. Já o recorde de geração eólica instantânea<sup>2</sup> foi registrado no dia 22, com o pico de geração chegando a 10.169 MW, com um fator de capacidade de 81%. O montante é suficiente para abastecer naquele minuto 97% da demanda de toda a região Nordeste, ou seja, mais de 18 milhões de domicílios. O recorde anterior era de 10.121 MW, no dia 20 de junho de 2020.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 48,73 / MWh e R\$ 277,78 / MWh em setembro, com o maior valor registrado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. As elevadas temperaturas aferidas em praticamente todo o País ao longo do mês, juntamente à retomada de muitas atividades após as restrições advindas da pandemia do Covid-19 e a redução típica das aflúncias no período seco foram responsáveis pelo expressivo incremento do valor do CMO no último mês.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em agosto de 2020 totalizaram R\$ 33,2 milhões, montante inferior ao despendido no mês anterior (R\$ 36,0 milhões). Destaca-se a redução significativa que vem ocorrendo nos encargos por Restrição de Operação (*Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment*) desde a adoção do CMO semi-horário: comparando-se o montante despendido entre os anos de 2019 e 2020 no período de janeiro a agosto, o valor do presente ano totaliza pouco mais que a quinta parte da quantia despendida no ano anterior.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro de 2020, 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: <sup>1</sup> ONS / <sup>2</sup> ONS

## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 67% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 43% MLT no Sul, 66% MLT no Nordeste e 71% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 62% MLT, 41% MLT, 66% MLT e 69% MLT, respectivamente.

No mês de setembro, as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do País apresentaram intensa anomalia de precipitação, destacando-se os estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, em que as chuvas ocorreram bem abaixo da média (anomalia negativa de precipitação). Já nas regiões Norte e Nordeste do país e na porção sul do Rio Grande do Sul, as chuvas ocorridas foram próximas à média ou um pouco acima, conforme pode ser verificado na Figura 1.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, houve um ligeiro aumento do montante exportado pelo subsistema Norte que, devido à continuidade da estação seca, permanece com vazões afluentes naturais baixas e nos menores patamares de participação na geração hidráulica do SIN ao longo do ano. Já a exportação realizada pelo subsistema Nordeste apresentou novo crescimento com relação ao mês anterior em virtude da melhora nas condições de vento na região. O subsistema Sul, que vinha desempenhando papel de importador nos últimos meses, passou a exportar pequeno montante de energia para o subsistema Sudeste/Centro-oeste no mês de setembro, algo possibilitado pela obtenção de uma melhor condição de armazenamento dos reservatórios em consequência de sua operação.

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

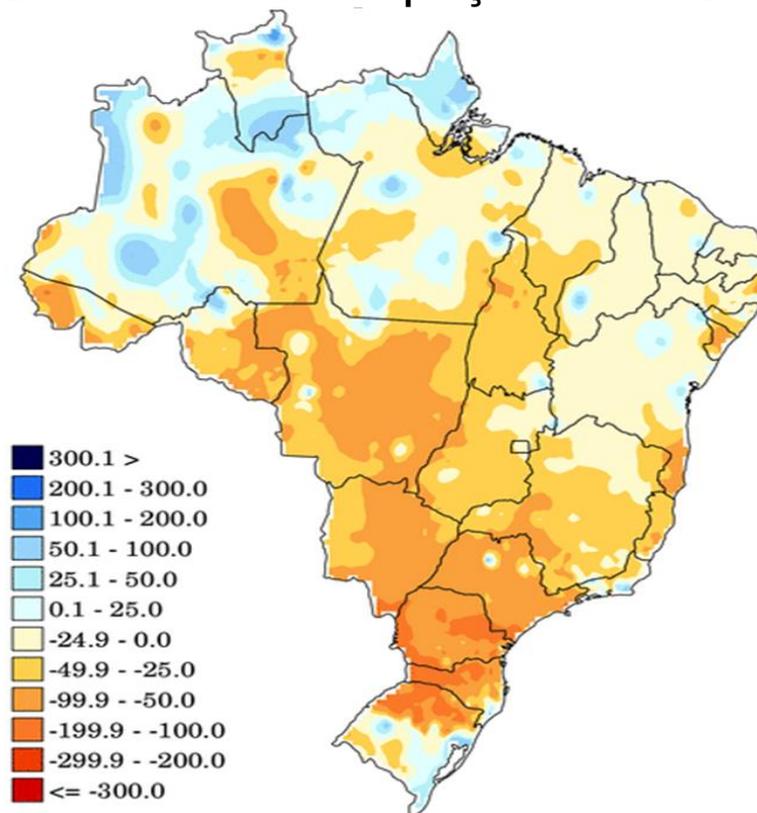


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2020 – Brasil.

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, no mês de setembro, foram verificadas anomalias negativas de forma pulverizada pelo território nacional, destacando-se apenas o norte do estado do Goiás. Já com relação às temperaturas máximas, grande parte do território nacional esteve sob influência de temperaturas acima da média esperada para o período (anomalia positiva), principalmente nas regiões Sul, Sudeste e todo o Centro-oeste destacando-se, nas duas primeiras regiões os estados do Paraná, São Paulo e Minas Gerais.

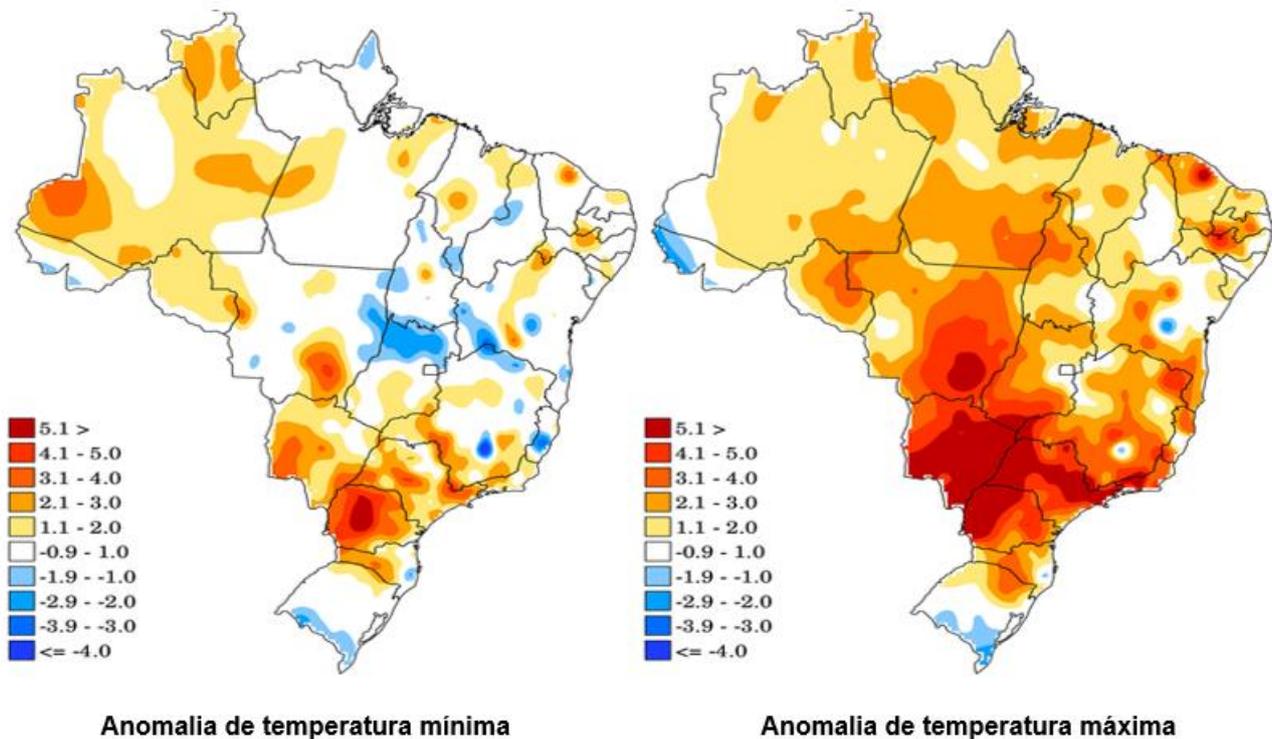


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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 <sup>1</sup>

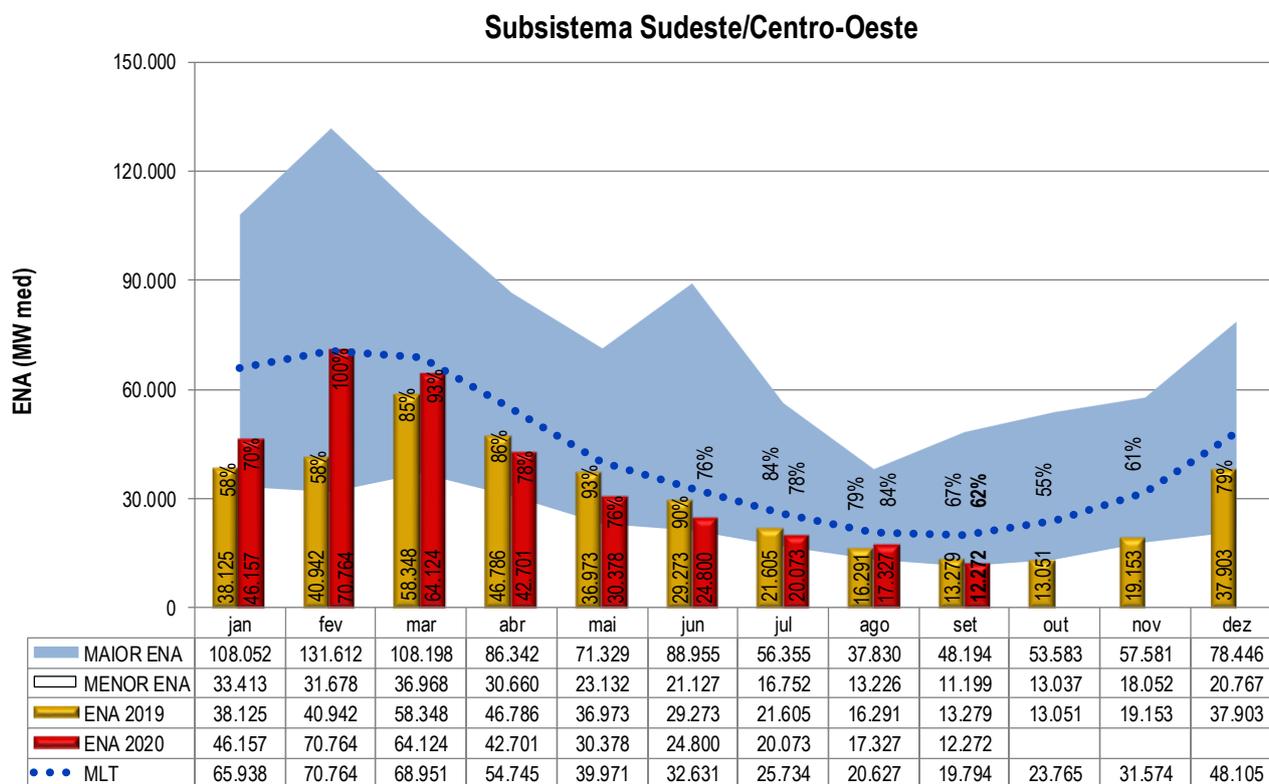


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

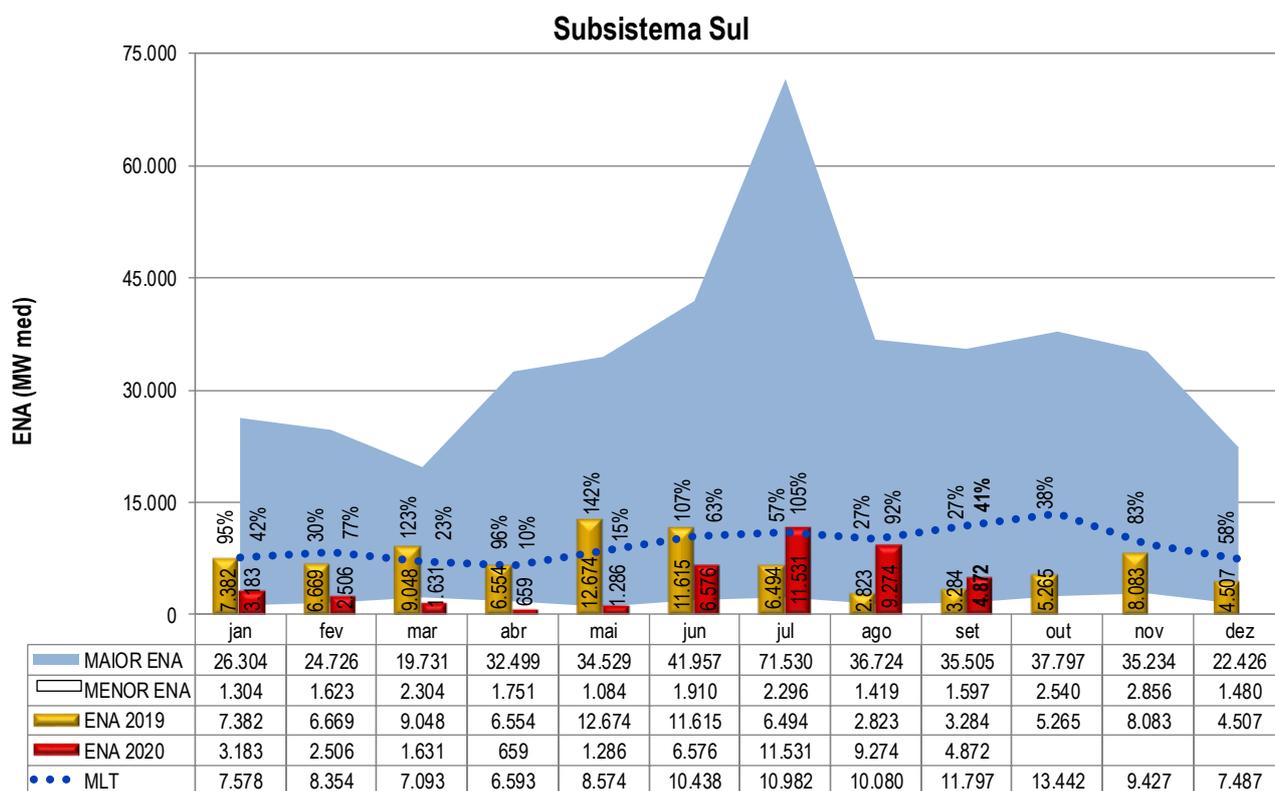


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.



Fonte dos dados: ONS.

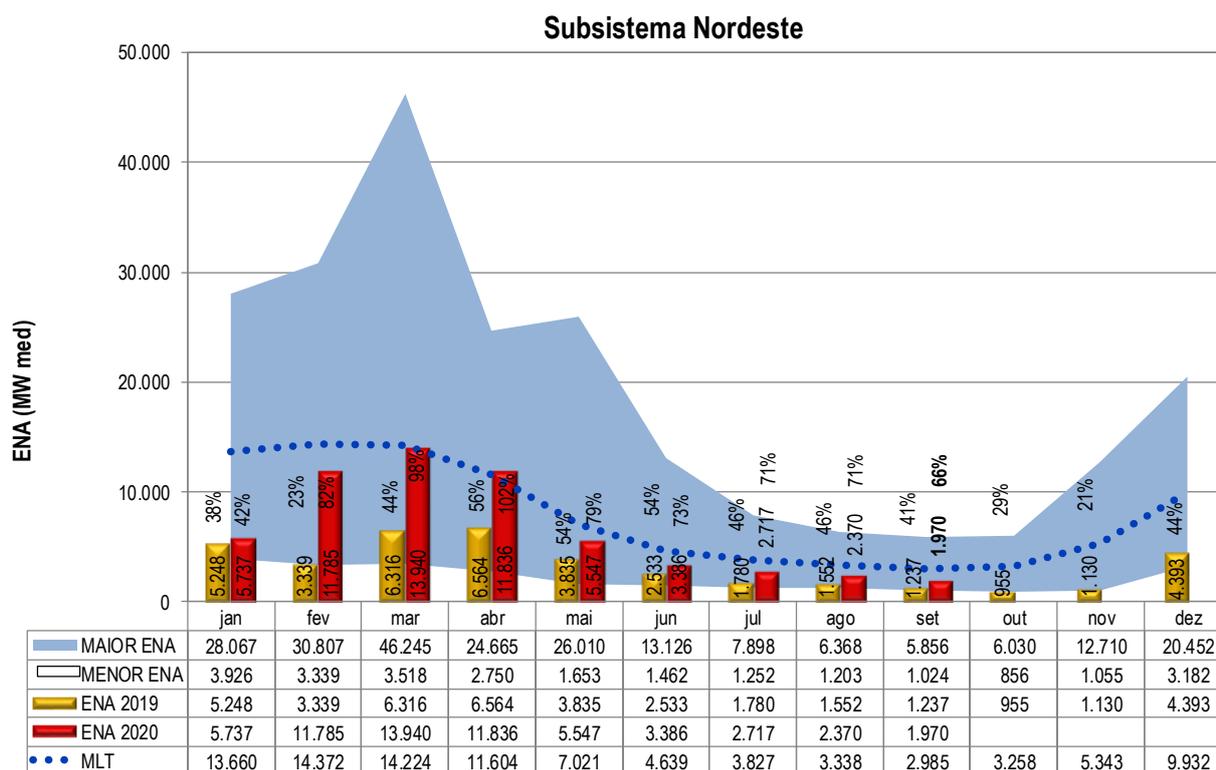


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

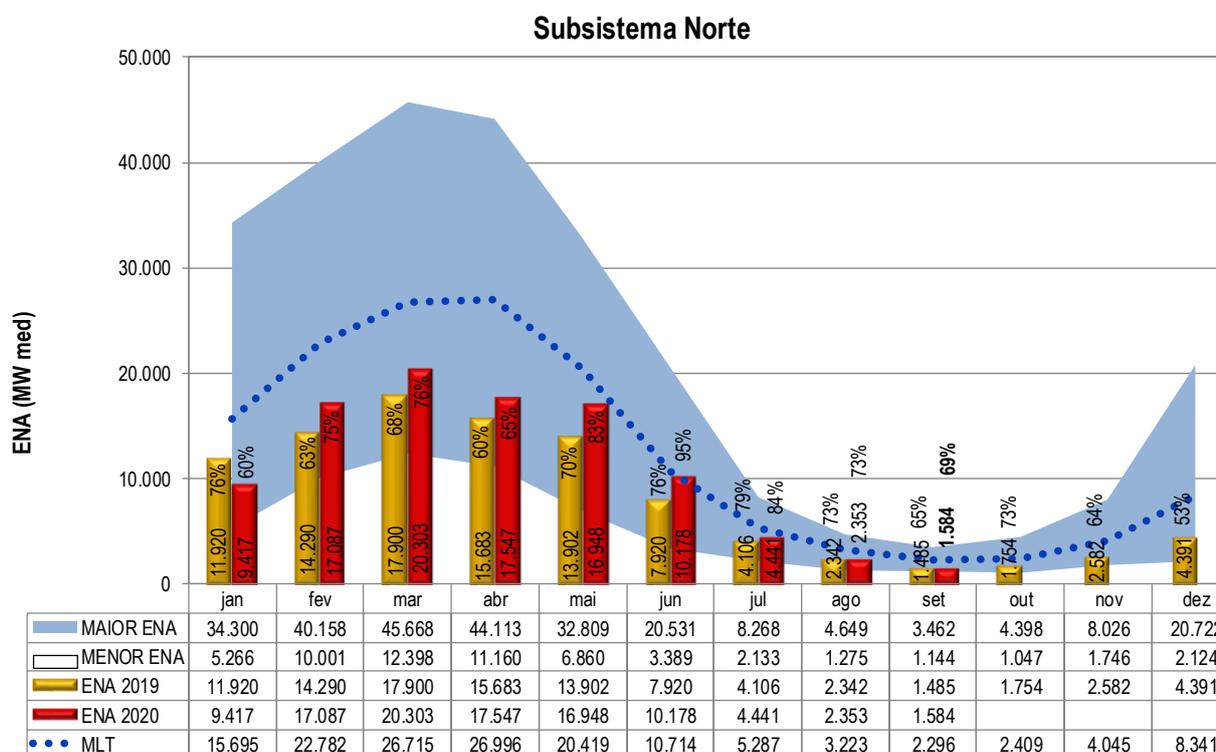


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

<sup>1</sup> 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 setembro de 2020, observou-se deplecionamento em todos os reservatórios equivalentes dos subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (9,3 p.p.), Nordeste (9,7 p.p.), Norte (18,0 p.p.) e Sul (21,7 p.p.).

O deplecionamento é o movimento esperado para os reservatórios de acumulação hídrica no período seco que vigora, na maior parte do território nacional, durante os meses de maio a setembro. Como setembro é o quinto mês consecutivo em que ocorre acentuada escassez de chuvas, os armazenamentos encontram-se com seus níveis tendendo a valores baixos, o que se reflete nos percentuais de energia armazenada no final de setembro iguais ou abaixo de 50% em todos os subsistemas, com exceção do Nordeste, que saiu do patamar dos 75,6% ao final de agosto, atingindo, no período, 65,9%. Destaca-se que a energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste atingiu a casa dos 33,0% no mesmo período, apresentando a pior condição entre os subsistemas do SIN.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Agosto (%EAR <sub>máx</sub> )	Energia Armazenada no Final de Setembro (%EAR <sub>máx</sub> )	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	42,3	33,0	203.567	58,2
Sul	63,0	41,3	19.897	8,5
Nordeste	75,6	65,9	51.602	26,4
Norte	68,0	50,0	15.165	7,0
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>290.231</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS.

A respeito dos principais reservatórios do SIN em termos de capacidade de acumulação, também houve deplecionamento em todos eles com relação ao mês anterior, destacando-se os reservatórios das UHE Tucuruí, Itumbiara e Furnas, que reduziram seus armazenamentos em 24,6 p.p., 16,1 p.p. e 11,0 p.p., respectivamente, enquanto as UHE de Ilha Solteira e Capivara praticamente mantiveram os níveis de seus reservatórios, reduzindo seus volumes em 0,4 p.p. e 0,1 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento em final de agosto (%)	Armazenamento em final de setembro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
Serra da Mesa	Tocantins	43.250	35,6	32,0	-3,6
Tucuruí	Tocantins	38.982	77,1	52,5	-24,6
Sobradinho	São Francisco	28.669	74,9	66,7	-8,2
Furnas	Grande	17.217	49,2	38,2	-11,0
Três Marias	São Francisco	15.278	77,0	66,7	-10,3
Emborcação	Paranaíba	13.056	33,3	24,8	-8,5
Ilha Solteira	Paraná	12.828	61,8	61,4	-0,4
Itumbiara	Paranaíba	12.454	40,0	23,9	-16,1
Nova Ponte	Araguari	10.380	41,2	32,7	-8,5
Capivara	Parapanema	5.724	53,3	53,2	-0,1

Fonte dos dados: ONS.

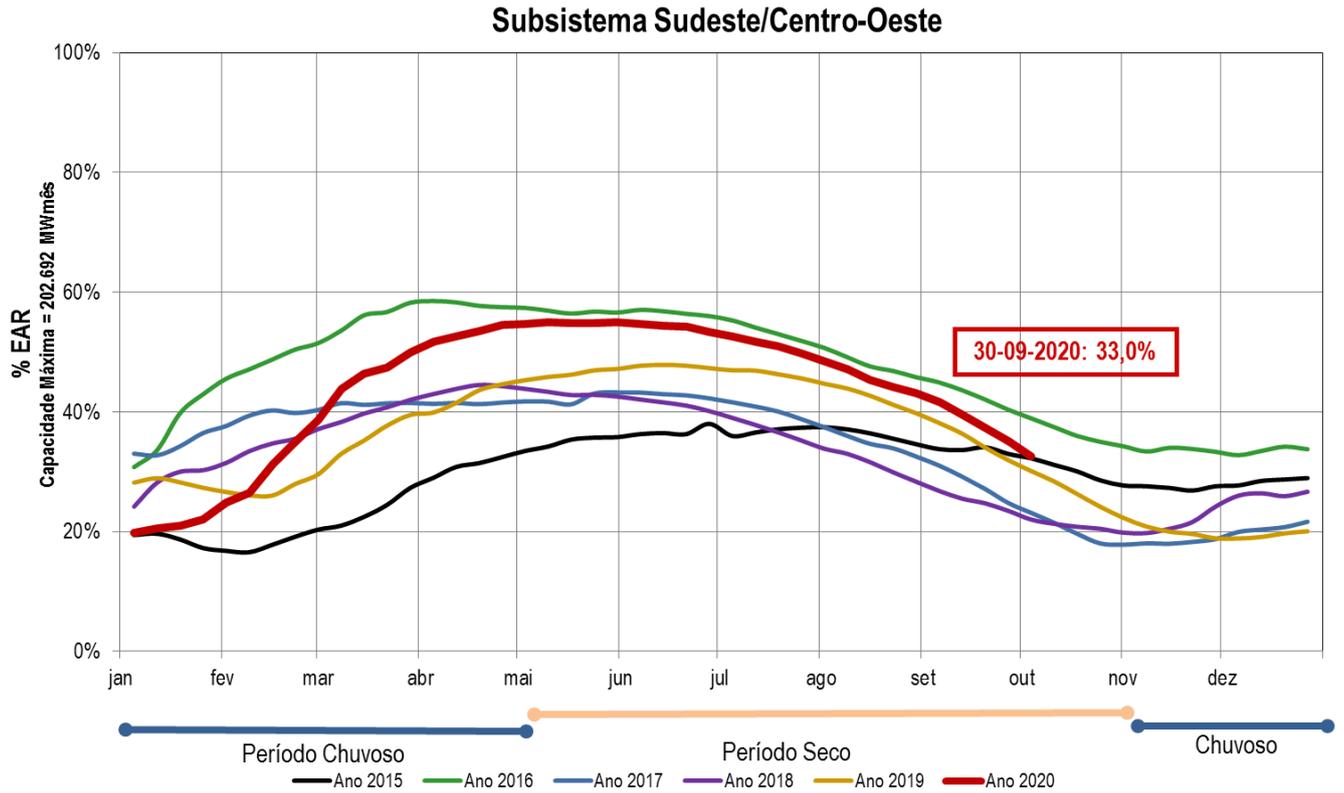


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

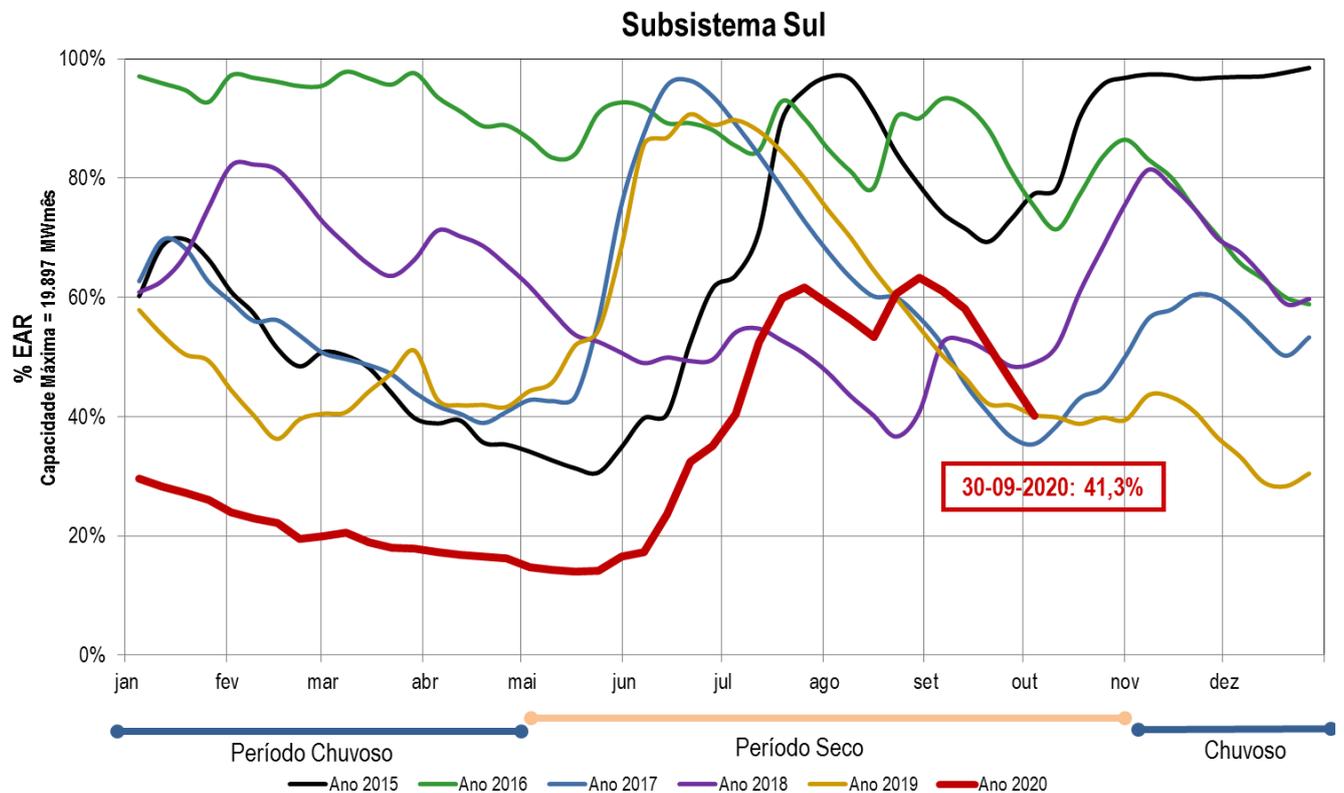


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.



Fonte dos dados: ONS.

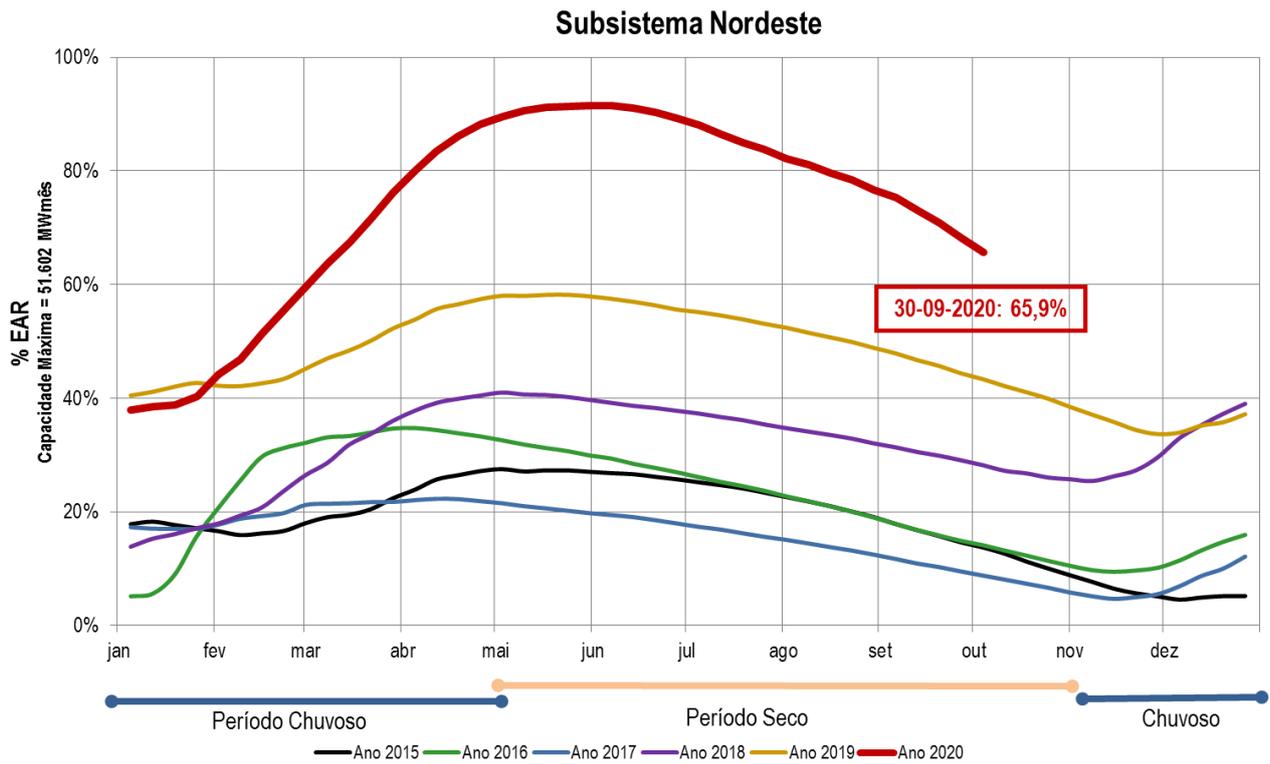


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

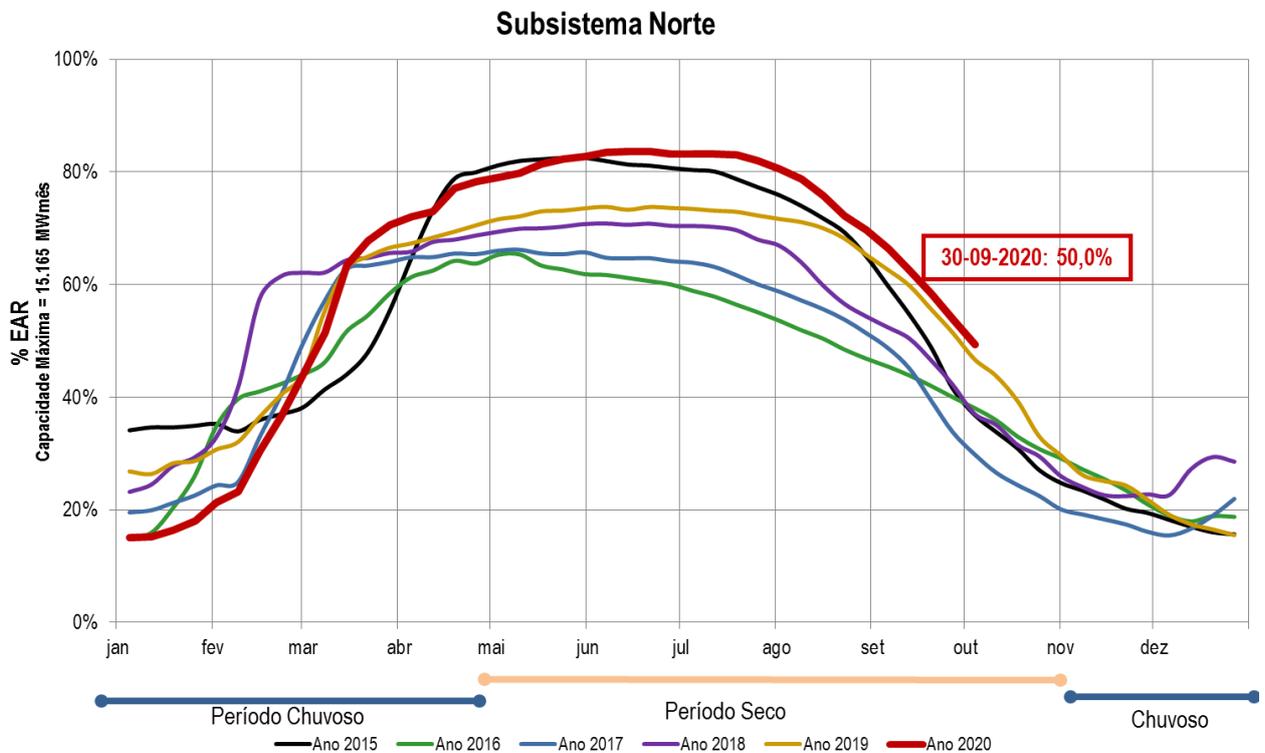


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em setembro de 2020, o subsistema Norte manteve o perfil exportador (considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu) em 260 MWmédios, superior aos 134 MWmédios verificados no mês anterior. A manutenção de baixos montantes exportados nos últimos meses por este subsistema decorre da diminuição das vazões naturais na região Norte durante o período tipicamente seco.

O subsistema Nordeste participou como exportador em um total de 4.004 MWmédios, enquanto que no mês anterior havia participado com o montante de 3.693 MWmédios. O crescente aumento de sua contribuição ao SIN em relação aos meses anteriores advém da melhoria das condições de vento na região, o que se intensifica ao longo do período seco do ano.

O subsistema Sul passou a ter perfil exportador, tendo exportado 94 MWmédios em detrimento ao perfil importador apresentado nos últimos meses, com montante importado verificado de 101 MWmédios em agosto de 2020.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho<sup>1</sup> transmitiu 825 MWmédios, Nó de Xingu<sup>2</sup> transmitiu 1.573 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu<sup>3</sup> (50 Hz) transmitiram 2.805 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte, Nordeste e Sul, totalizando 2.785 MWmédios. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 5.203 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de setembro de 2020, tendo o Brasil somente importado energia do Uruguai e tanto importado quanto exportado energia para a Argentina. O saldo mensal desses intercâmbios internacionais foi da ordem de 29 MWmédios importados.

A exportação para a Argentina deu-se somente em caráter comercial, com base na Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, a partir de geração de usinas termelétricas não despachadas para atendimento energético do SIN. Já a importação da Argentina ocorreu tanto em caráter comercial quanto em caráter de devolução de energia. Também houve importação do Uruguai, tanto em caráter comercial, quanto para a realização de testes.

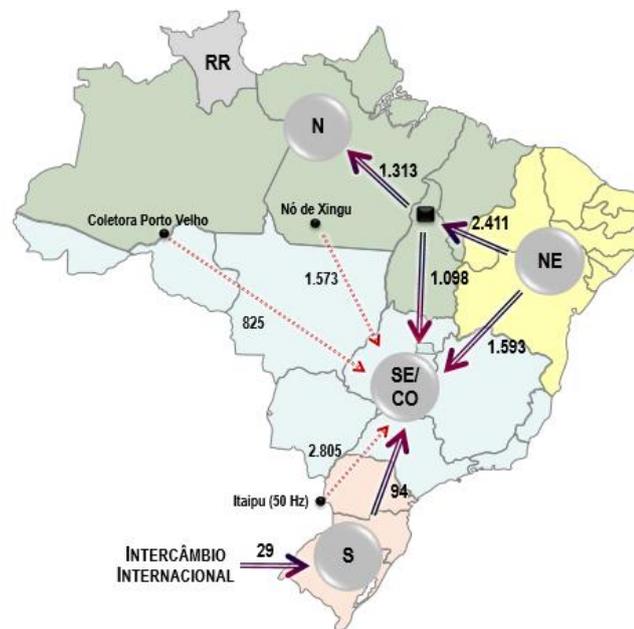


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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.



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em agosto de 2020, o consumo de energia elétrica atingiu 48.249 GWh, considerando autoprodução e perdas<sup>2</sup>, valor 1,6% superior ao verificado no mês anterior e 0,6% superior ao verificado em agosto de 2019. Em comparação ao ano passado, as classes residencial e rural continuaram – da mesma forma que o verificado na publicação do mês anterior deste Boletim – apresentando crescimento acentuado (7,7% e 9,4%, respectivamente), enquanto que a comercial e demais classes reduziram seus consumos em 9,9% e 4,6% em agosto deste ano. No entanto, a classe industrial que também vinha apresentando retração em seu consumo com relação ao ano passado, em agosto, demonstrou crescimento de 2,3% com relação ao mesmo período de 2019.

Com relação a julho, as principais variáveis que influenciaram o aumento do consumo total de energia elétrica em 1,6% foram a permanência da temperatura acima e/ou na média na maior parte do Brasil – tendo sido mais acentuadamente acima da média no subsistema Sudeste/Centro-Oeste – e a retomada gradual na produção da maioria dos setores econômicos, destacando-se a produção industrial medida pelo IBGE, que apontou alta de 3,2% em relação ao mês de julho.

Já com relação a agosto de 2019, os acréscimos e decréscimos supracitados no consumo de energia das diferentes classes guardam relação com as alterações comportamentais em decorrência das medidas de combate à pandemia do Covid-19: o impacto causado, com pico nos meses de abril e maio, começou a arrefecer no mês de agosto, com sinais positivos de setores econômicos, refletido no crescimento do consumo de energia da classe industrial.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é verificada uma evolução semelhante nos consumos de energia: as classes residencial e rural apresentaram acréscimo de 2,9% e 3,0% e as classes industrial, comercial e demais classes, decréscimo de 3,4%, 6,3% e 2,4%, respectivamente, confirmando o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/20 GWh	Evolução mensal (Ago/20/Jul/20)	Evolução anual (Ago/20/Ago/19)	Set-18/Ago-19 (GWh)	Set-19/Ago-20 (GWh)	Evolução
Residencial	11.852	1,3%	7,7%	140.751	144.882	2,9%
Industrial	14.517	4,5%	2,3%	168.552	162.774	-3,4%
Comercial	6.259	5,4%	-9,9%	90.731	85.035	-6,3%
Rural	2.585	5,4%	9,4%	28.567	29.432	3,0%
Demais classes <sup>1</sup>	3.910	4,0%	-4,6%	50.425	49.216	-2,4%
Perdas e Diferenças <sup>2</sup>	9.127	-6,1%	-2,7%	115.689	114.548	-1,0%
<b>Total</b>	<b>48.249</b>	<b>1,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>594.715</b>	<b>585.888</b>	<b>-1,5%</b>

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

<sup>2</sup> As informações “Perdas e Diferenças” são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada na SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

Dados contabilizados até agosto de 2020.

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 o mesmo comportamento percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: o consumo médio realizado nas unidades residenciais, industriais e rurais apresentou crescimento em agosto de 2020 com relação a agosto de 2019, enquanto as unidades comerciais e das demais classes demonstraram queda em seu consumo de energia.



**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		
	Ago/19 kWh/NU	Jul/20 kWh/NU	Ago/20 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/20/Jul/20)	Evolução anual (Ago/20/Ago/19)	Set-18/Ago-19 (kWh/NU)	Set-19/Ago-20 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	151	158	160	0,8%	5,6%	161	163	0,9%
Industrial	29.813	29.622	30.895	4,3%	3,6%	29.519	28.869	-2,2%
Comercial	1.181	1.014	1.069	5,4%	-9,5%	1.286	1.210	-5,9%
Rural	513	524	550	5,0%	7,1%	517	522	0,9%
Demais classes <sup>1</sup>	5.179	4.726	4.851	2,7%	-6,3%	5.311	5.089	-4,2%
<b>Consumo médio total</b>	<b>456</b>	<b>440</b>	<b>454</b>	<b>3,2%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>472</b>	<b>456</b>	<b>-3,4%</b>

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: EPE.

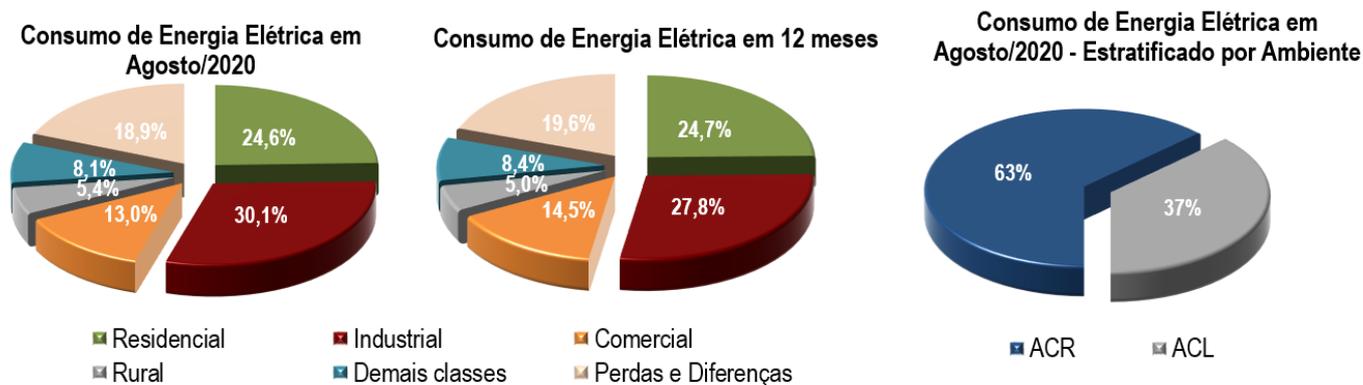
**Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Ago/19	Ago/20	
Residencial	72.826.048	74.289.668	2,0%
Industrial	475.824	469.862	-1,3%
Comercial	5.878.836	5.854.527	-0,4%
Rural	4.605.060	4.700.454	2,1%
Demais classes <sup>1</sup>	791.143	805.926	1,9%
<b>Total</b>	<b>84.576.911</b>	<b>86.120.437</b>	<b>1,8%</b>

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de agosto, 24.633 GWh, valor 1,0% inferior ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses atingiu 309.191 GWh, valor 2,7% inferior ao verificado no mesmo período anterior. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de agosto, 14.489 GWh, valor 5,6% superior ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses foi de 162.149 GWh, representando um acréscimo de 0,5% em relação ao verificado no mesmo período anterior.



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

Dados contabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



## 4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em setembro de 2020, o subsistema Norte registrou recorde de demanda máxima, alcançando o valor de 6.856 MW no dia 8, às 23h05. Os demais subsistemas, por sua vez, ficaram com seus valores máximos abaixo dos respectivos recordes já alcançados.

No comparativo a setembro dos anos anteriores, os valores máximos observados em setembro deste ano foram superiores aos observados desde 2007, quando foi iniciado esse monitoramento pelo MME, tanto com relação ao SIN quanto com relação aos subsistemas, com exceção do subsistema Nordeste que apresentou demanda instantânea máxima superior ao valor atual em setembro de 2018 (12.165 MW).

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b>	<b>49.865</b>	<b>14.821</b>	<b>11.982</b>	<b>6.856</b>	<b>82.619</b>
(dia - hora)	30/09/2020 - 15h28	30/09/2020 - 16h44	22/09/2020 - 21h51	08/09/2020 - 23h05	30/09/2020 - 15h26
<b>Recorde (MW)</b>	<b>53.199</b>	<b>18.936</b>	<b>13.307</b>	<b>6.856</b>	<b>90.525</b>
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	08/09/2020 - 23h05	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

## 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

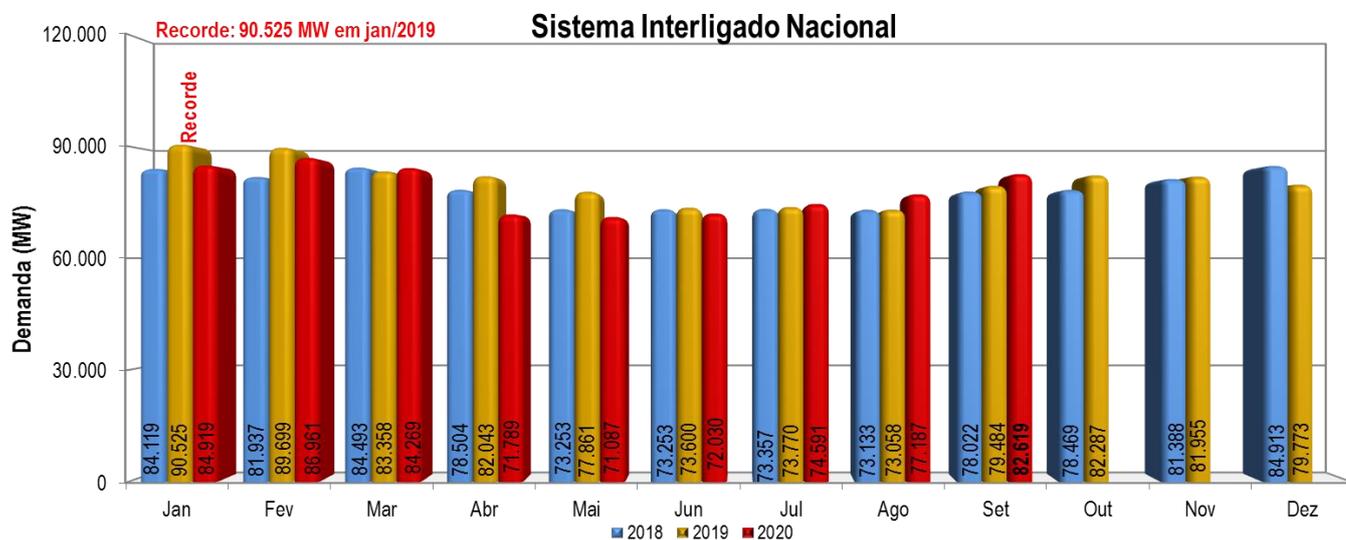


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

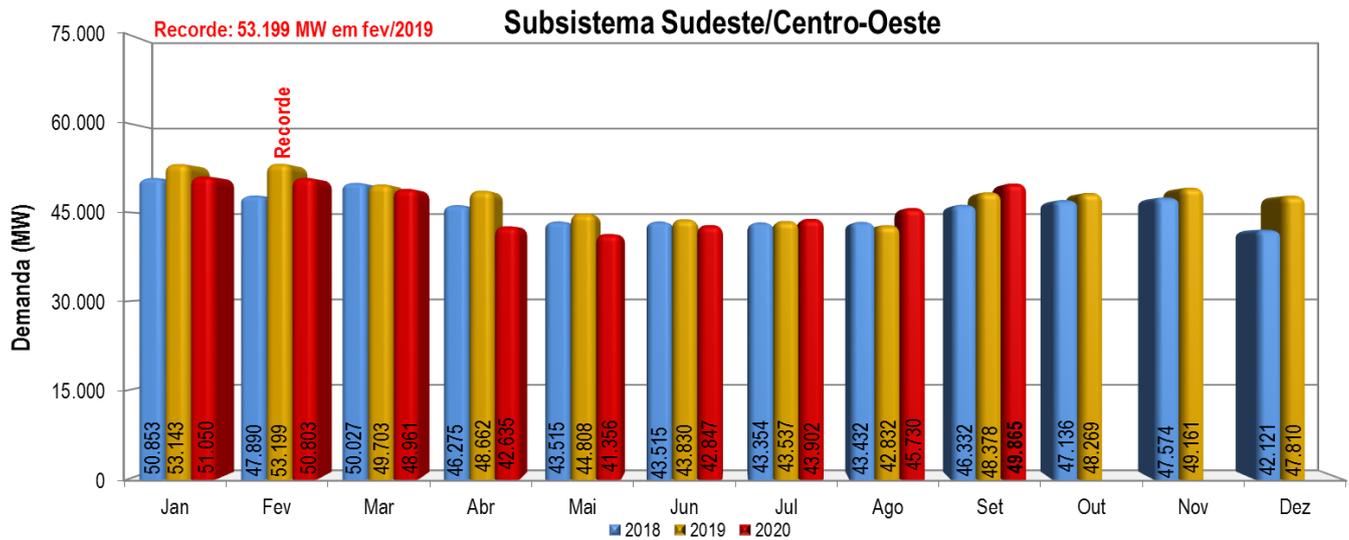


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

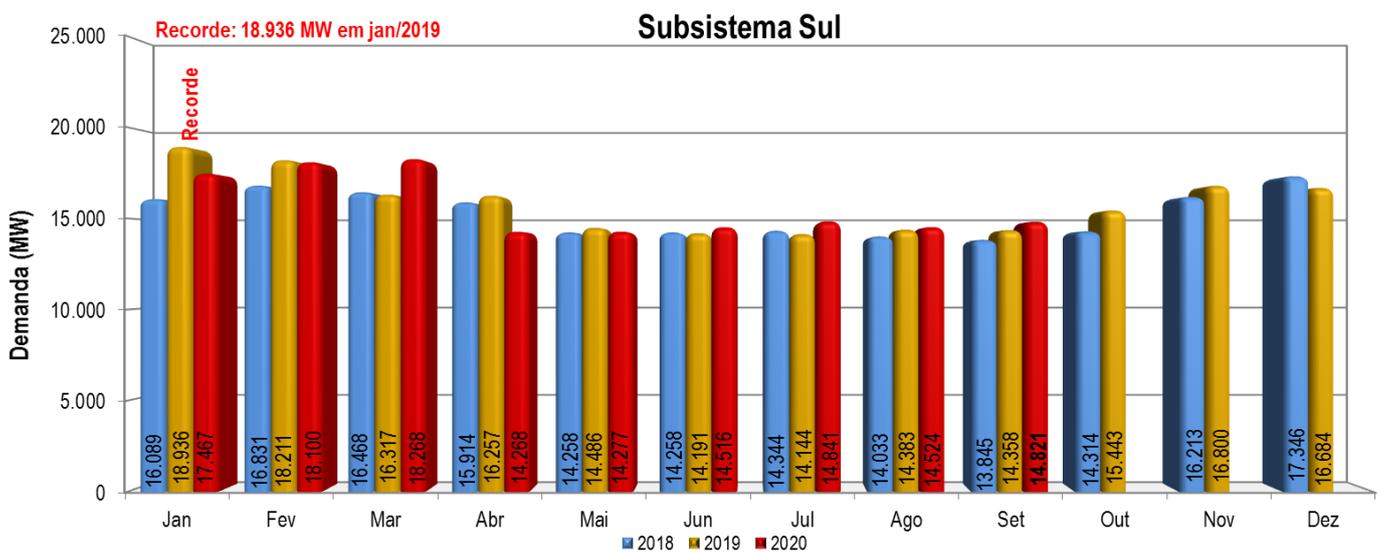


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

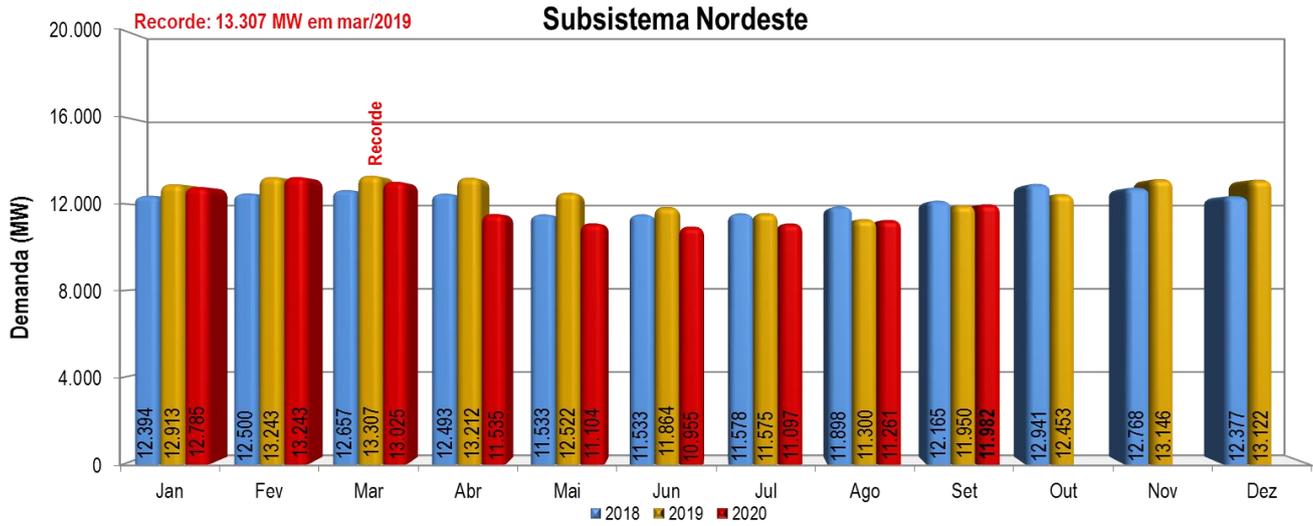


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

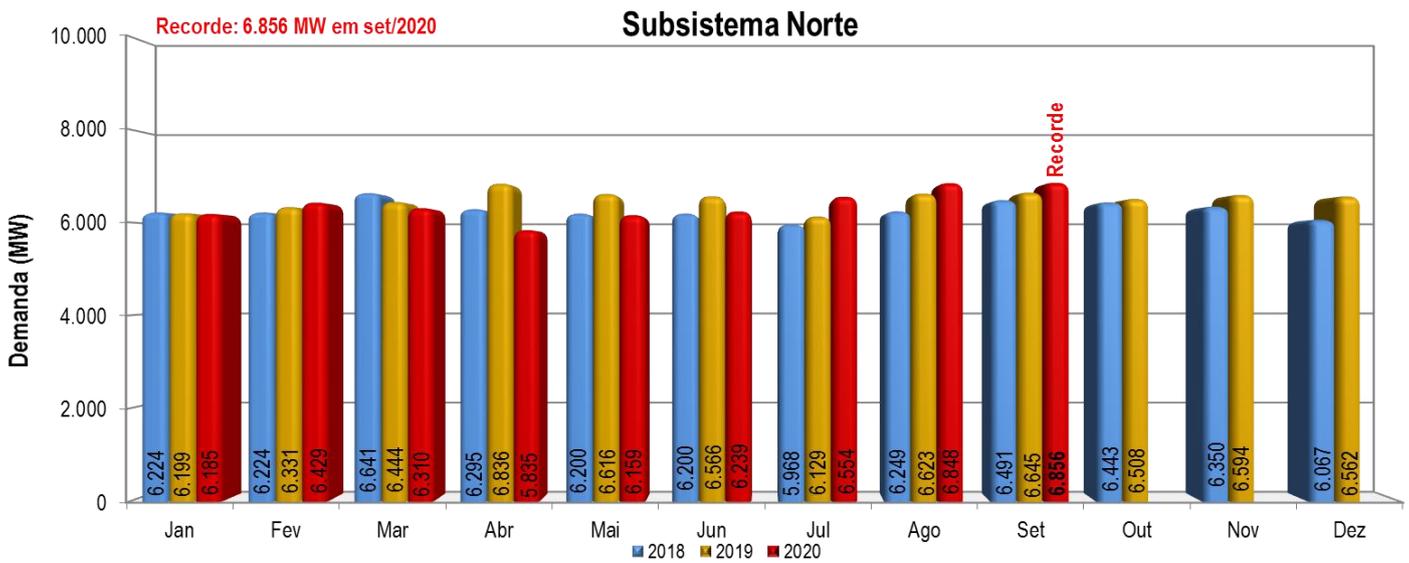


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2020, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 177.760 MW<sup>2</sup>, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 9.144 MW (5,4%), com destaque para 3.424 MW de geração de fonte solar, 2.441 MW de fonte hidráulica e 2.118 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de setembro de 2020, 3.984 MW instalados em 313.163 unidades, resultando em 79,21% de crescimento em 2020 (192,8% nos últimos 12 meses) e 2,2% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

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

Fonte	Set/2019		Set/2020			Evolução da Capacidade Instalada Set/2020 - Set/2019
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>1.449</b>	<b>106.899</b>	<b>1.480</b>	<b>109.340</b>	<b>61,5%</b>	<b>2,3%</b>
UHE	217	100.834,0	219	103.026,9	58,0%	2,2%
PCH	425	5.232,5	422	5.404,2	3,0%	3,3%
CGH	713	744,2	737	811,3	0,5%	9,0%
CGU	1	0,1	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	93	88,0	101	97,4	0,1%	10,7%
<b>Térmica</b>	<b>3.205</b>	<b>43.079</b>	<b>3.335</b>	<b>45.197</b>	<b>25,4%</b>	<b>4,9%</b>
Gás Natural	167	13.445,0	167	14.952,8	8,4%	11,2%
Biomassa	568	14.880,0	574	15.187,0	8,5%	2,1%
Petróleo	2.266	9.050,0	2.299	9.147,1	5,1%	1,1%
Carvão	23	3.597,0	22	3.582,8	2,0%	-0,4%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis <sup>3</sup>	4	69,0	10	257,5	0,1%	273,1%
Térmica GD	175	48,2	261	79,7	0,0%	65,2%
<b>Eólica</b>	<b>677</b>	<b>15.155</b>	<b>724</b>	<b>16.317</b>	<b>9,2%</b>	<b>7,7%</b>
Eólica (não GD)	618	15.145,0	659	16.302,1	9,2%	7,6%
Eólica GD	59	10,3	65	14,9	0,0%	44,8%
<b>Solar</b>	<b>115.075</b>	<b>3.482</b>	<b>316.643</b>	<b>6.906</b>	<b>3,9%</b>	<b>98,3%</b>
Solar (não GD)	3.052	2.268,0	3.907	3.113,9	1,8%	37,3%
Solar GD	112.023	1.214,4	312.736	3.792,3	2,1%	212,3%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>8.056</b>	<b>167.255</b>	<b>9.019</b>	<b>173.776</b>	<b>97,8%</b>	<b>3,9%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>112.350</b>	<b>1.361</b>	<b>313.163</b>	<b>3.984</b>	<b>2,2%</b>	<b>192,8%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>120.406</b>	<b>168.616</b>	<b>322.182</b>	<b>177.760</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,4%</b>

<sup>1</sup> 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](http://www.aneel.gov.br/scg/gd). Os decréscimos eventualmente observados nos valores de capacidade instalada por fonte na comparação com períodos anteriores se devem a revogações, repotenciações, descomissionamento de usinas ou outras situações que se reflitam na atualização do banco de dados da ANEEL.

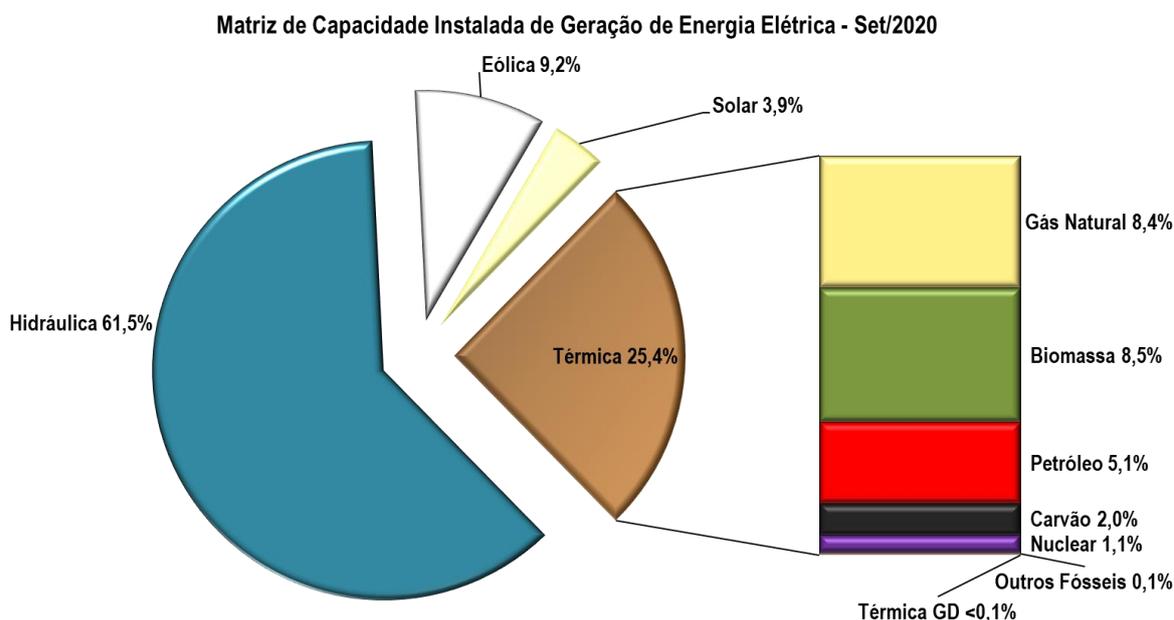
<sup>2</sup> Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela (essa última não utilizada neste momento).

<sup>3</sup> 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 – 01/10/2020).



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,1% da capacidade instalada de geração em setembro de 2020 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).



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

<sup>4</sup> Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO <sup>1</sup>

Em setembro de 2020, o Sistema Elétrico Brasileiro manteve os 158.892 km de linhas de transmissão atingidos em agosto, das quais cerca de 39% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35% de 500 kV. Conforme será mostrado na Tabela 12, não houve incremento de linhas de transmissão em setembro.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	61.294	38,6
345	10.351	6,5
440	6.756	4,3
500	55.788	35,1
600 (CC)	12.816	8,1
750	2.683	1,7
800 (CC)	9.204	5,8
<b>TOTAL</b>	<b>158.892</b>	<b>100%</b>

<sup>1</sup>. 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.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS.

## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração <sup>1,2</sup>

Em setembro de 2020, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 160,14 MW de geração, listados na Tabela 9 e distribuídos geograficamente em 7 estados, conforme mapa a seguir.



Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de setembro de 2020.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



**Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de setembro de 2020.**

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Vila de Belo Monte - COE	1 a 4	1,09	AM	UTE.PE.AM.037709-0.01
2	Eólica	EOL Ventos de São Januário 04	1 a 7	29,40	BA	EOL.CV.BA.032641-0.01
3	Eólica	EOL Ventos de São Januário 13	3 a 10	33,60	BA	EOL.CV.BA.033532-0.01
4	Eólica	EOL Ventos de São Januário 14	1, 2, 4 a 7 e 10	37,80	BA	EOL.CV.BA.033533-9.01
5	Hidráulica	PCH Tamboril	1 e 2	15,80	GO	PCH.PH.GO.035113-0.01
6	Térmica	UTE Inpasa Mutum	1	22,36	MT	UTE.FL.MT.045074-0.01
7	Eólica	EOL Vila Maranhão III	1 e 3	7,10	RN	EOL.CV.RN.038327-9.01
8	Hidráulica	PCH Rincão	1 a 2	10,00	RS	PCH.PH.RS.031956-2.01
9	Térmica	UTE Biogás Bonfim	4	2,98	SP	UTE.AI.SP.035109-1.01
				<b>160,14</b>		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em setembro de 2020, a entrada em operação de 107,9 MW de geração eólica na Região Nordeste, nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte.

**Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.**

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Set/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Set/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Set/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)
<b>Hidráulica</b>	25,80	95,06	0,00	19,40	25,80	114,46
PCH	25,80	94,06	0,00	18,20	25,80	112,26
CGH	0,00	1,00	0,00	1,20	0,00	2,20
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	4,08	1.726,01	22,36	362,23	26,44	2.088,24
Biomassa	2,98	131,94	22,36	100,36	25,34	232,30
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	0,00	38,72	0,00	1.554,36
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	1,09	78,43	0,00	223,15	1,09	301,58
<b>Eólica</b>	107,90	549,57	0,00	273,00	107,90	822,57
Eólica (não GD)	107,90	549,57	0,00	273,00	107,90	822,57
<b>Solar</b>	0,00	532,41	0,00	0,73	0,00	533,14
Solar (não GD)	0,00	532,41	0,00	0,73	0,00	533,14
<b>TOTAL</b>	<b>137,78</b>	<b>2.903,05</b>	<b>22,36</b>	<b>655,36</b>	<b>160,14</b>	<b>3.558,41</b>

Fonte dos dados: MME / SEE.



A Tabela 10 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração em 2020 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 64% desse crescimento.

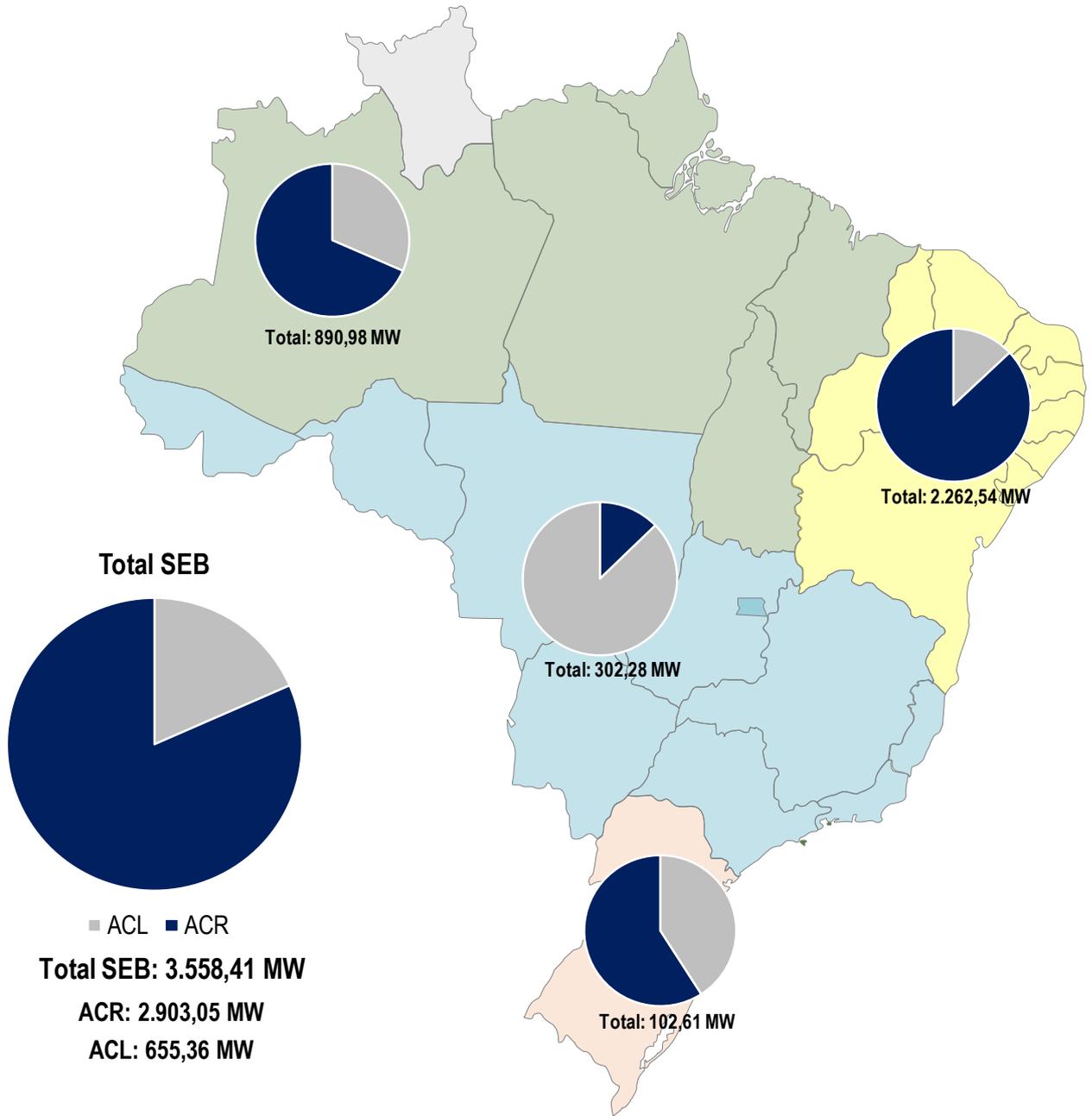


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema

Fonte dos dados: MME / SEE.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 <sup>1</sup>

Até dezembro de 2022, está prevista a entrada em operação de 21.753,80 MW de capacidade instalada, com destaque para 10.010 MW de fonte solar, 6.776,32 MW de fonte eólica, 4.360,29 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 607,23 MW, representando apenas 2,8% do total. Destaca-se, também, que 14.965,52 MW (68,8%) 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 11 mostra a ampliação prevista, para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2022.

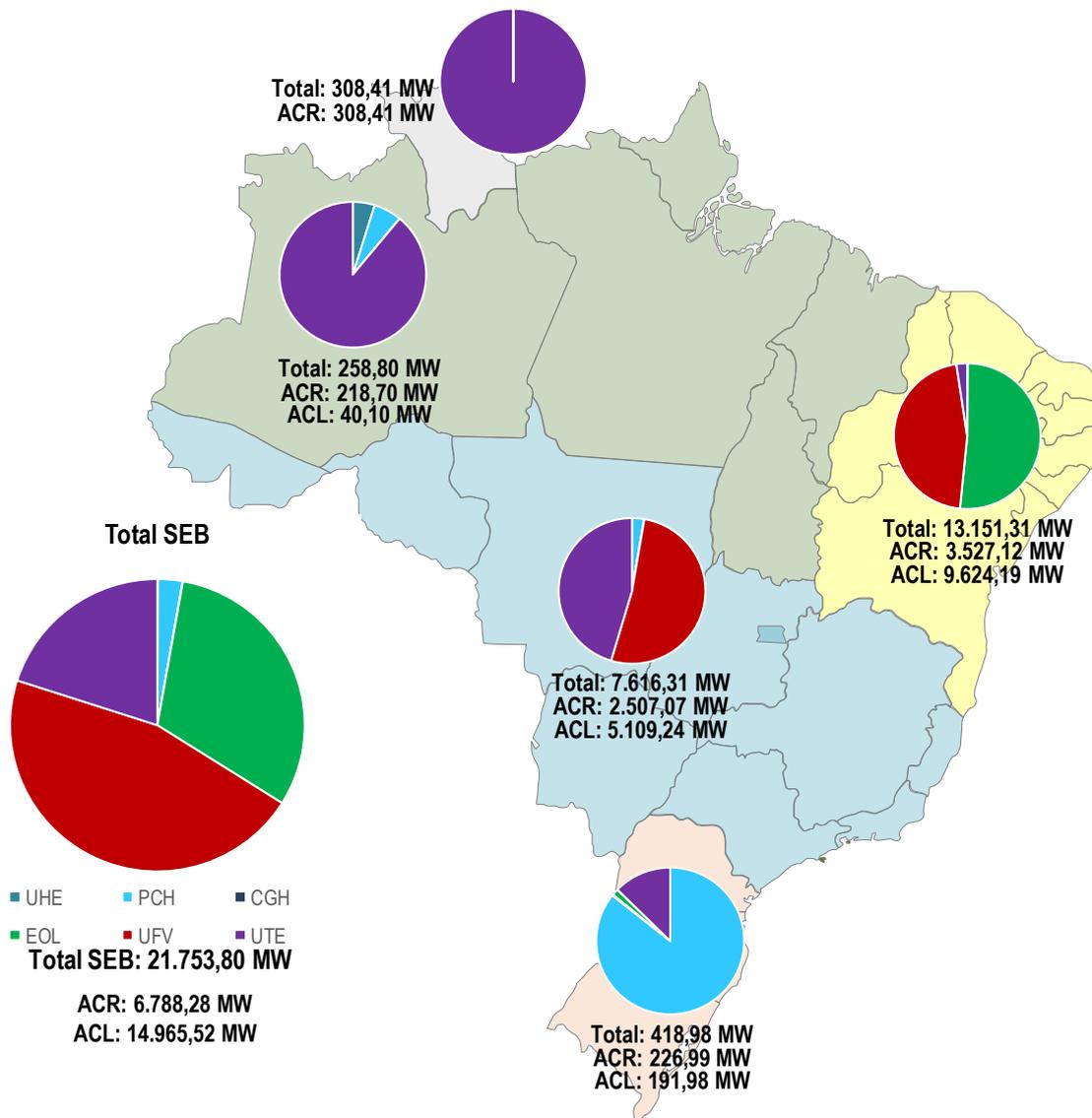


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)
<b>Hidráulica</b>	0,00	186,30	175,70	14,00	46,45	184,78	14,00	232,76	360,48
PCH	0,00	179,19	175,70	14,00	46,45	172,28	14,00	225,65	347,98
CGH	0,00	7,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,11	0,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50
<b>Térmica</b>	298,11	1.584,06	1.131,20	51,43	557,47	738,03	349,54	2.141,53	1.869,23
<b>Eólica</b>	467,35	1.098,74	953,45	58,19	1.251,31	2.947,31	525,53	2.350,04	3.900,75
Eólica (não GD)	467,35	1.098,74	953,45	58,19	1.251,31	2.947,31	525,53	2.350,04	3.900,75
<b>Solar</b>	27,00	491,40	375,00	138,17	1.606,63	7.371,77	165,17	2.098,03	7.746,77
Solar (não GD)	27,00	491,40	375,00	138,17	1.606,63	7.371,77	165,17	2.098,03	7.746,77
<b>TOTAL</b>	<b>792,45</b>	<b>3.360,49</b>	<b>2.635,34</b>	<b>261,78</b>	<b>3.461,86</b>	<b>11.241,88</b>	<b>1.054,23</b>	<b>6.822,35</b>	<b>13.877,22</b>

<sup>1</sup> 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 <sup>1</sup>

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

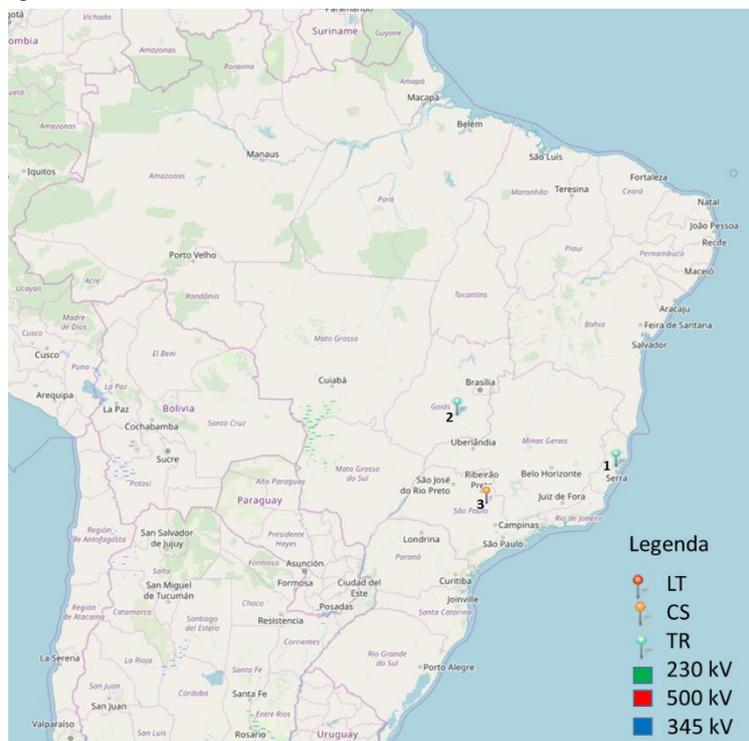


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em setembro de 2020, destaca-se que não houve entrada em operação de linhas de transmissão, havendo o incremento de 375 MVA de capacidade de transformação e de 120 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, conforme tabelas a seguir.

**Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês**

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Nome da LT	Extensão (km)	Estado(s)
TOTAL			0,0	

**Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão**

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
1	230/138/13,8	SE Verona, TR2	150,0	ES
2	230/138	SE Carajás, TR3	225,0	GO
TOTAL			375,0	

**Tabela 14. 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 Araraquara , CS1 e CS3	120,0	SP
TOTAL			120,0	

**Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.**

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/20 (km)	Acumulado em 2020 (km)
230	0,0	1.704,2
345	0,0	30,0
500	0,0	2.728,5
TOTAL	0,0	4.462,7

**Tabela 16. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.**

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/20 (MVA)	Acumulado em 2020 (MVA)
230	375,0	2.726,0
345	0,0	800,0
440	0,0	450,0
500	0,0	5.784,0
TOTAL	375,0	9.760,0

<sup>1</sup> 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 2022, está prevista a entrada em operação de 20.012,0 km de linhas de transmissão (LT) e 53.987,0 MVA de capacidade instalada de transformação.

Tabela 17. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020 (km)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)
230	1.306,3	1.596,7	1.374,7
345	0,0	267,0	17,0
440	151,0	0,0	0,0
500	3.010,0	7.622,3	4.667,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.467,3</b>	<b>9.486,0</b>	<b>6.058,7</b>

Fonte dos dados: MME / SEE.

Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020 (MVA)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)
230	2.741,0	6.507,0	4.068,0
345	0,0	1.800,0	1.350,0
440	1.700,0	0,0	0,0
500	8.250,0	16.858,0	10.713,0
<b>TOTAL</b>	<b>12.691,0</b>	<b>25.165,0</b>	<b>16.131,0</b>

Fonte dos dados: MME / SEE.

<sup>1</sup> 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 ELÉTRICA<sup>1</sup>

### 8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de agosto de 2020, a geração hidráulica correspondeu a 68,3% do total gerado no País, valor 2,6 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica aumentou 1,9 p.p. com relação ao verificado no mês anterior, representando 14,6% do total gerado. Outra fonte que também aumentou sua participação para compensar o decréscimo da participação da geração hidráulica foi a de usinas térmicas, sendo responsável por 15,9% da geração no País, valor 0,7 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 91,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em agosto de 2020.

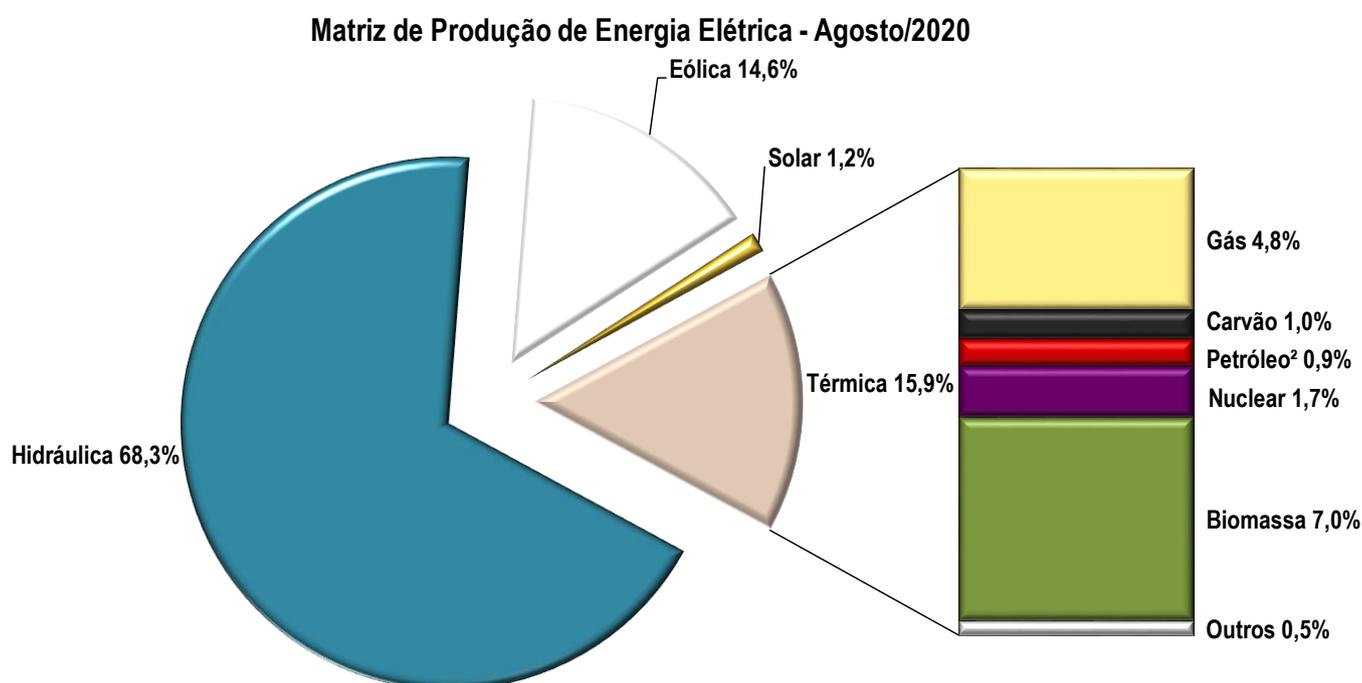


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

<sup>1</sup> A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

Dados contabilizados até agosto de 2020.

<sup>2</sup> Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional<sup>1</sup>

No mês de agosto, a geração hidráulica sofreu redução de 2,1% com relação ao mês anterior, após ter desempenhado uma ascensão de 8,6% em julho com relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com agosto de 2019, as gerações hidráulica, eólica e solar apresentaram, respectivamente, crescimento de 16,7%, 5,4% e 24,9% enquanto que a geração térmica sofreu retração de 38,9%.

No acumulado dos últimos 12 meses, somente a geração hidráulica sofreu redução, a qual foi de 3,9%. Tal comportamento pode – diante da inflexibilidade natural das fontes eólica e solar e da inflexibilidade declarada de muitas térmicas – ser explicado pela provável absorção pela fonte hidráulica, majoritariamente, da redução de carga ocorrida em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) no corrente ano – em virtude das medidas de controle da pandemia do Covid-19. Além disso, o longo período com acentuada escassez de chuvas atualmente atravessado prejudica a acumulação de água nos reservatórios, o que também contribui para uma redução da geração de energia a partir dos aproveitamentos hidrelétricos com o intuito de preservar, dentro do possível, os volumes reservados.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento de 85,5% observada no mês de agosto, em comparação ao mês anterior, referente à geração das usinas nucleares. Este fato decorre da parada de Angra II (1.350 MW de capacidade instalada), desde 22 de junho para reabastecimento de combustível e manutenção programada periódica, a qual se estendeu até o dia 25 de agosto. Os valores muito baixos de geração verificados no período de interrupção do funcionamento da usina implicam no aumento acentuado mesmo a usina tendo gerado apenas nos últimos dias do mês.

Quando o assunto é o total de energia gerada, no acumulado dos últimos 12 meses em comparação ao mesmo período anterior, pode-se verificar as consequências da pandemia com a redução de 1,4% no total da geração, embora tenha ocorrido um crescimento de 1,1% no comparativo com agosto de 2019.

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/19 (GWh)	Jul/20 (GWh)	Ago/20 (GWh)	Evolução mensal (Ago/20 / Jul/20)	Evolução anual (Ago/20 / Ago/19)	Set/18-Ago/19 (GWh)	Set/19-Ago/20 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>27.170</b>	<b>32.372</b>	<b>31.701</b>	<b>-2,1%</b>	<b>16,7%</b>	<b>412.118</b>	<b>395.900</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Térmica</b>	<b>11.503</b>	<b>6.630</b>	<b>7.029</b>	<b>6,0%</b>	<b>-38,9%</b>	<b>93.678</b>	<b>97.357</b>	<b>3,9%</b>
Gás	4.825	2.062	2.227	8,0%	-53,8%	35.459	40.056	13,0%
Carvão	1.317	446	452	1,3%	-65,7%	9.467	10.594	11,9%
Petróleo <sup>2</sup>	271	96	94	-2,1%	-65,4%	5.768	2.833	-50,9%
Nuclear	1.384	433	803	85,5%	-42,0%	14.260	13.236	-7,2%
Outros	248	235	226	-3,5%	-8,9%	2.743	2.687	-2,1%
Biomassa	3.459	3.358	3.226	-3,9%	-6,7%	25.982	27.952	7,6%
<b>Eólica</b>	<b>6.436</b>	<b>5.794</b>	<b>6.786</b>	<b>17,1%</b>	<b>5,4%</b>	<b>51.022</b>	<b>54.365</b>	<b>6,6%</b>
<b>Solar</b>	<b>443</b>	<b>527</b>	<b>553</b>	<b>4,9%</b>	<b>24,9%</b>	<b>4.186</b>	<b>5.805</b>	<b>38,7%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.551</b>	<b>45.324</b>	<b>46.068</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,1%</b>	<b>561.003</b>	<b>553.427</b>	<b>-1,4%</b>

Fonte dos dados: CCEE.



### 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados<sup>3</sup>

Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/19 (GWh)	Jul/20 (GWh)	Ago/20 (GWh)	Evolução mensal (Ago/20 / Jul/20)	Evolução anual (Ago/20 / Ago/19)	Set/18-Ago/19 (GWh)	Set/19-Ago/20 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>0</b>	<b>1,13</b>	<b>0,98</b>	<b>-13,7%</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>2,11</b>	<b>-</b>
<b>Térmica</b>	<b>336,64</b>	<b>343,03</b>	<b>358,60</b>	<b>4,5%</b>	<b>6,5%</b>	<b>3.677,00</b>	<b>4.089,57</b>	<b>11,2%</b>
Gás	10,94	14,02	15,07	7,5%	37,8%	78,18	147,98	89,3%
Petróleo <sup>2</sup>	320,66	324,21	338,60	4,4%	5,6%	3.548,73	3.896,05	9,8%
Biomassa	5,05	4,80	4,93	2,7%	-2,3%	50,09	45,54	-9,1%
<b>TOTAL</b>	<b>337</b>	<b>344</b>	<b>360</b>	<b>4,5%</b>	<b>6,8%</b>	<b>3.677</b>	<b>4.092</b>	<b>11,3%</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Em Petróleo, estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

<sup>3</sup> Destaca-se que estas 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 agosto de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

### 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

No mês de agosto de 2020, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 7,85 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 57,5%, com total de 8.347 MW médios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 40,4%, o que indica decréscimo de 0,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em agosto de 2020, decresceu 3,5 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 31,7%, com total de 664 MW médios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34,9%, o que indica acréscimo de 2,4 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

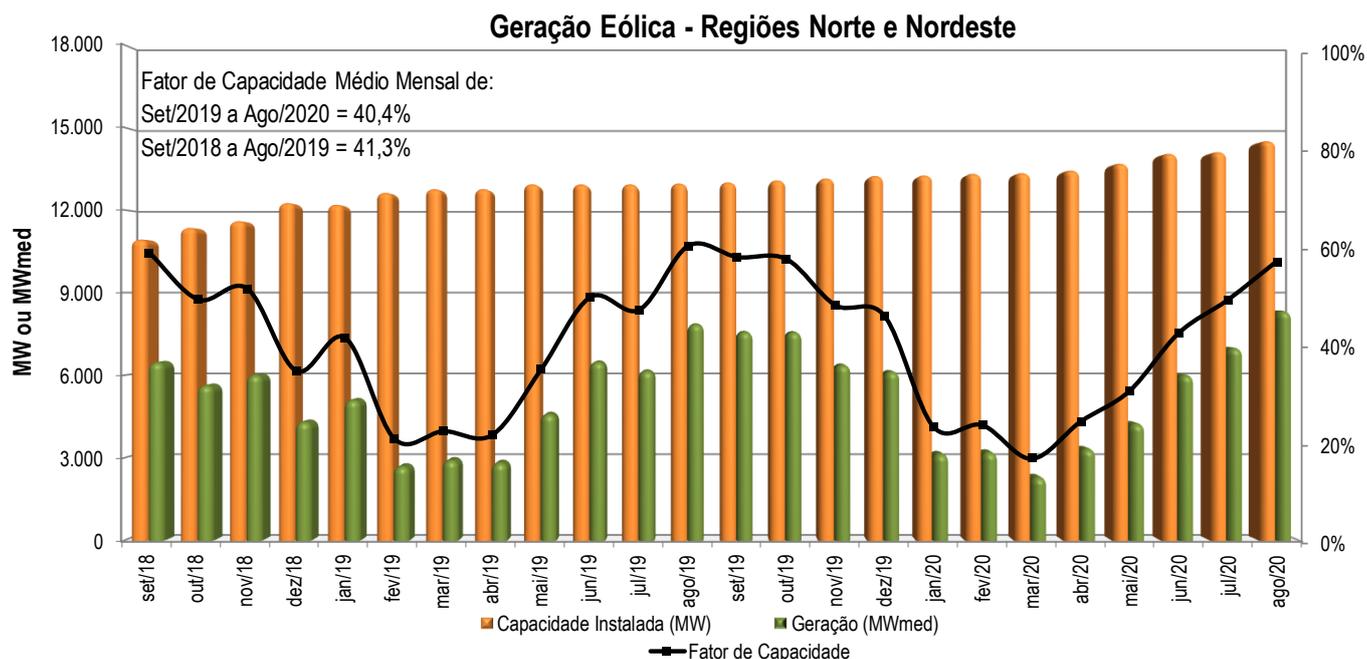


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

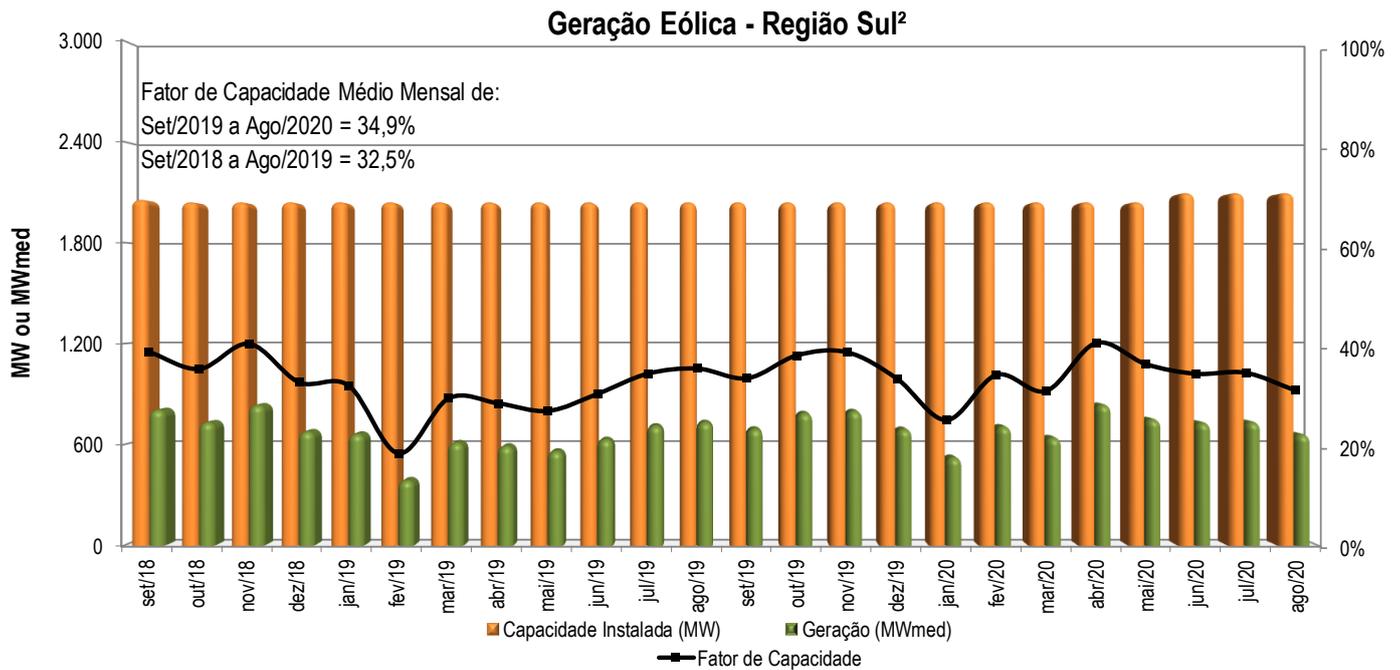


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

## 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em agosto de 2020, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 41.673 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 66.330 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 62,8%.

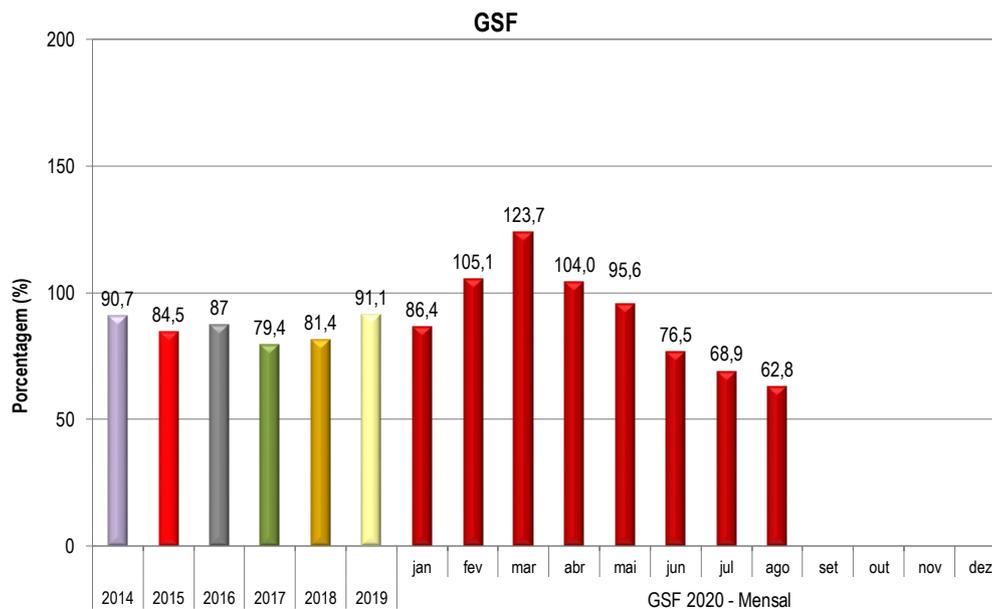


Figura 26. Evolução do GSF.



Tabela 18. 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)	49.404	53.178	52.686	43.190	40.711	40.374	42.495	41.673				
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	57.201	50.581	42.606	41.522	42.580	52.782	61.717	66.330				
GSF (%)	86,4	105,1	123,7	104,0	95,6	76,5	68,9	62,8				

Dados contabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 48,73 / MWh e R\$ 277,78 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no intervalo das 14h30 às 15h00 do dia 30/09 e o menor valor foi verificado no subsistema Nordeste na manhã do dia 01/09, entre 8h30 e 9h00.

No mês de setembro de 2020, não foi registrada ocorrência de valores nulos de CMO, os quais já em julho haviam ocorrido em poucas ocasiões e somente no subsistema Nordeste. A retomada de muitas atividades após as restrições advindas da pandemia do Covid-19 e a redução típica das afluições no período seco, que está sendo atravessado, são fatores que contribuem para o aumento do patamar mínimo do CMO. As elevadas temperaturas aferidas em praticamente todo o país ao longo do mês de setembro também foram responsáveis pelo expressivo incremento do valor do CMO no último mês.

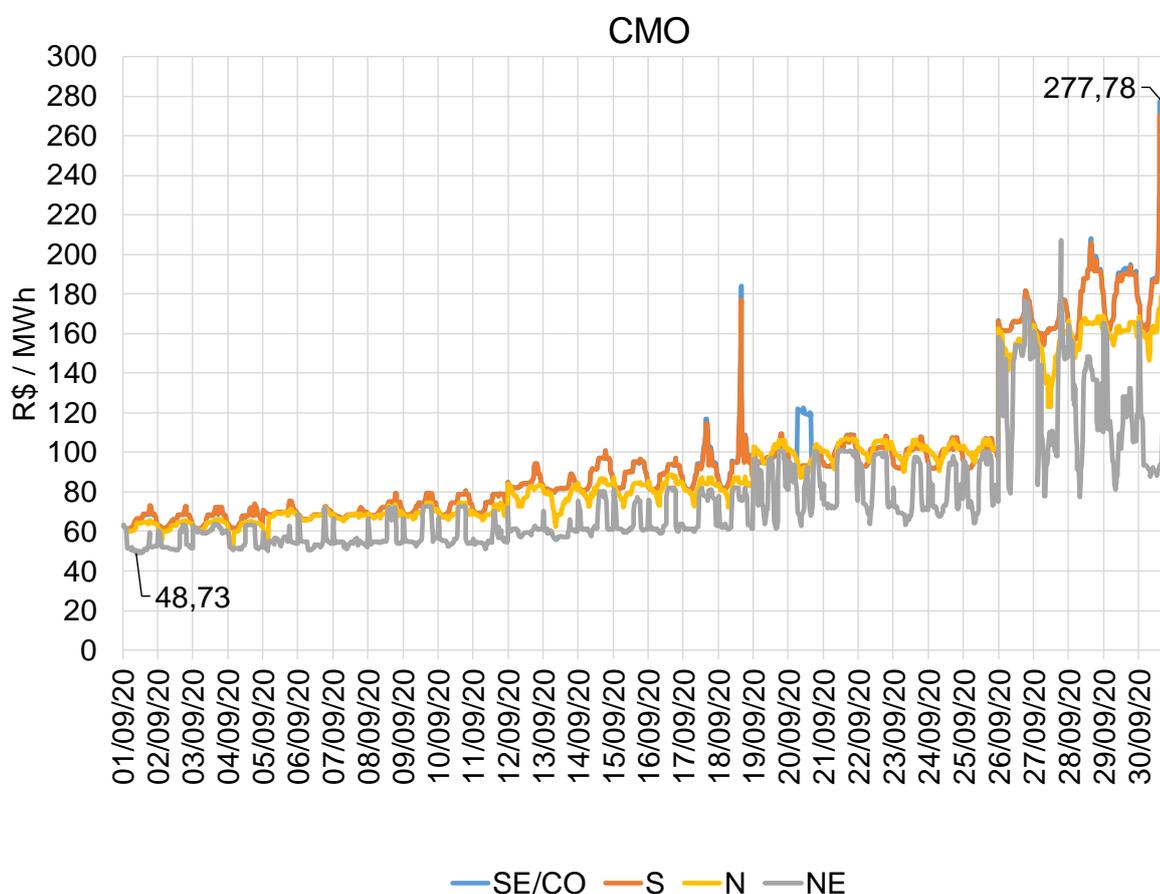


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



## 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em setembro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) médios semanais permaneceram nas duas primeiras semanas na faixa entre R\$ 51,88 / MWh e R\$ 76,24 / MWh, sofrendo elevação nas duas semanas consecutivas, chegando ao valor de R\$ 105,54 / MWh. Na última semana operativa do mês, o PLD voltou a sofrer contração para valores entre R\$ 56,82 / MWh e R\$ 58,27 / MWh. Destaca-se que o subsistema Nordeste permaneceu com PLD descolado dos demais subsistemas ao longo de todo o mês, devido ao atingimento do limite de exportação de energia a partir desse subsistema.

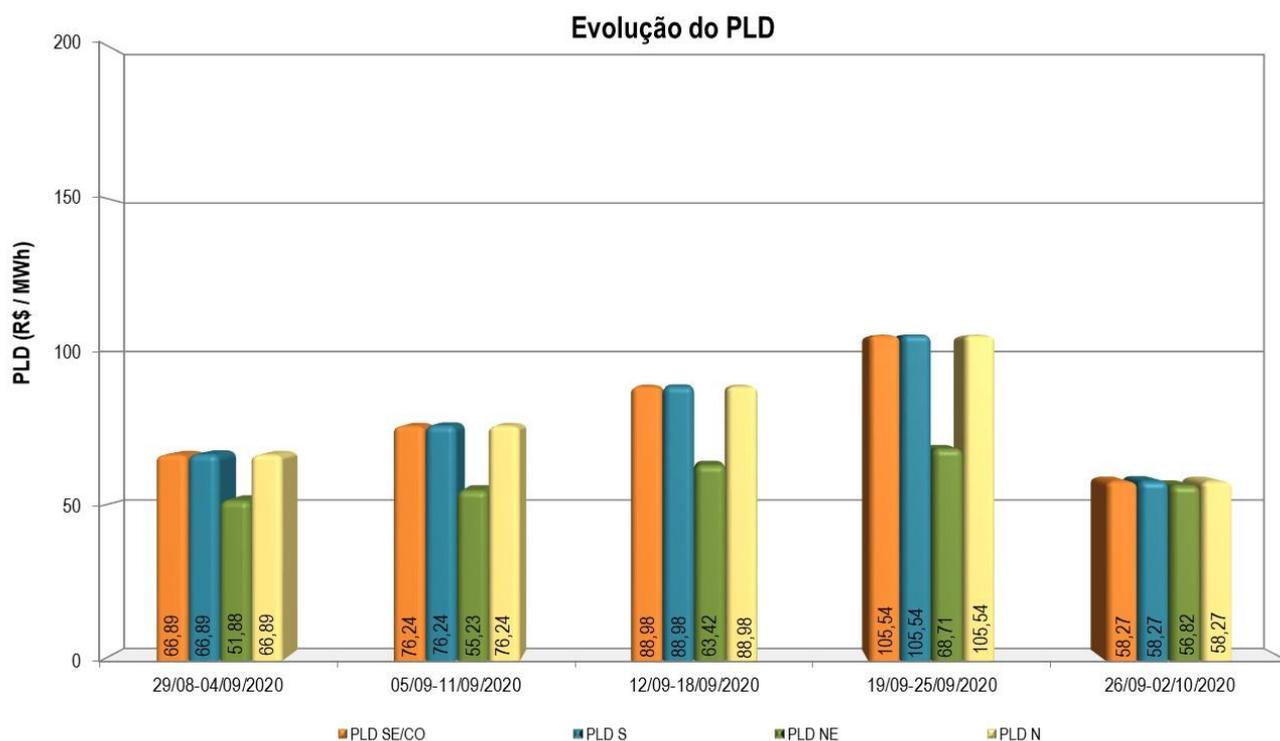


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



## 11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA<sup>1</sup>

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em agosto de 2020 totalizaram R\$ 33,2 milhões, montante inferior ao despendido no mês anterior (R\$ 36,0 milhões). Conforme ilustrado na figura abaixo, as maiores parcelas dos encargos se referem à restrição de operação *constrained-on* e aos serviços ancilares, que apresentaram, neste mês, a mesma ordem de grandeza.

Ainda que a parcela referente aos encargos por Restrição de Operação *Constrained-On* seja a maior verificada no mês (apenas um pouco acima da referente aos serviços ancilares), vale destacar que desde a adoção do CMO semi-horário, em janeiro do presente ano, sentiu-se significativa queda dos encargos por Restrição de Operação (*Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment*). Para efeito comparativo, o acumulado de janeiro a agosto de 2019 despendido com este encargo soma aproximadamente R\$ 599 milhões, enquanto o mesmo período de 2020 totaliza o montante de cerca de R\$ 134 milhões, uma redução de quase à quinta parte do quantitativo anterior.

Assim, no mês de agosto, os ESS verificados para todos os subsistemas apresentaram a seguinte composição em valores aproximados: R\$ 13,8 milhões de Restrição de Operação *Constrained-On*; R\$ 13,3 milhões referentes aos Serviços Ancilares; R\$ 6,0 milhões por *Unit Commitment*; e R\$ 104,7 mil de Restrição de Operação *Constrained-Off*. Não houve cobranças referentes a Encargos por Deslocamento Hidráulico; Segurança Energética; Encargos sobre Importação de Energia e sobre Reserva Operativa.

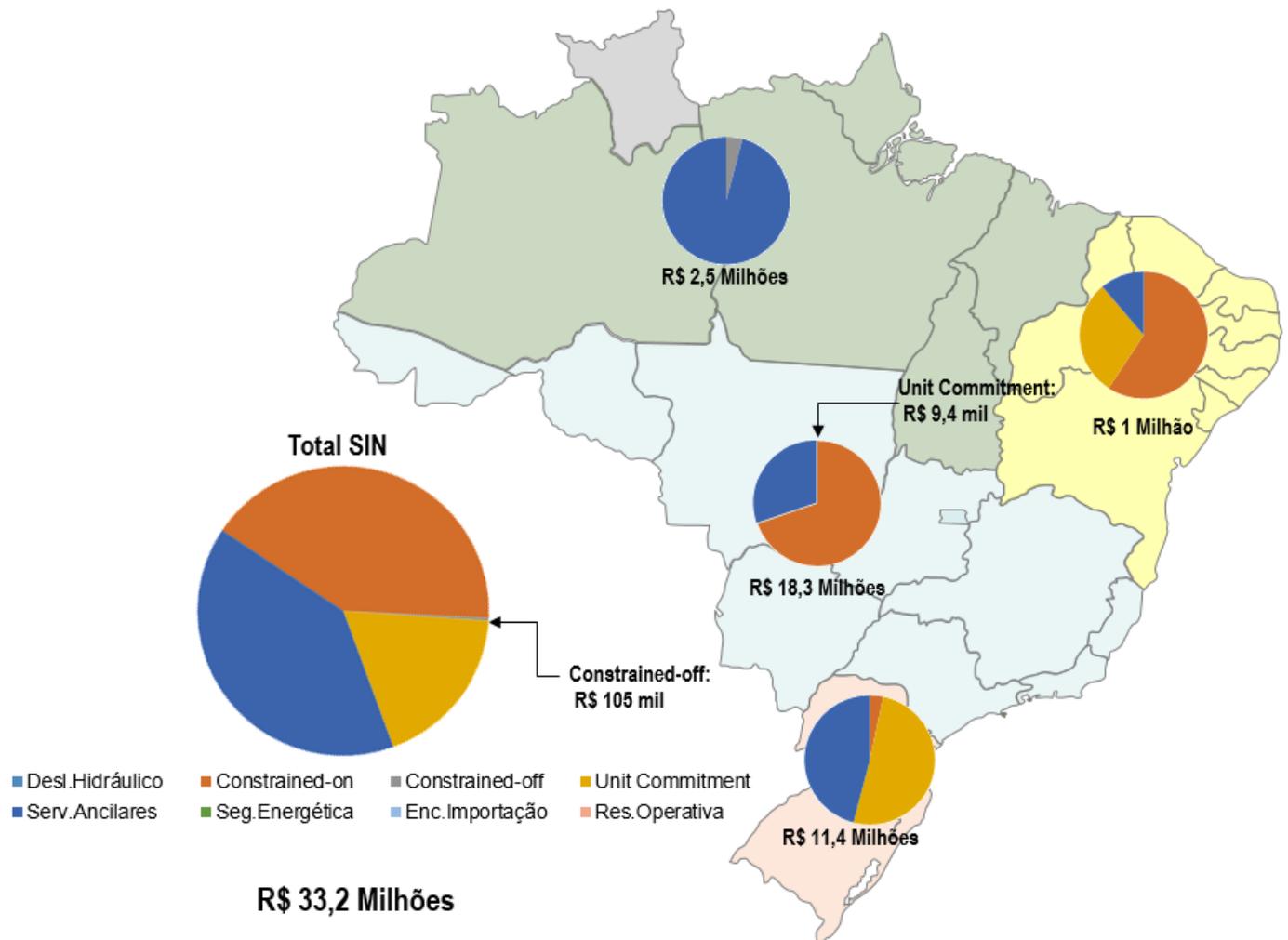


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2020.

<sup>1</sup> As definições de todos os encargos estão descritas no Glossário do Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

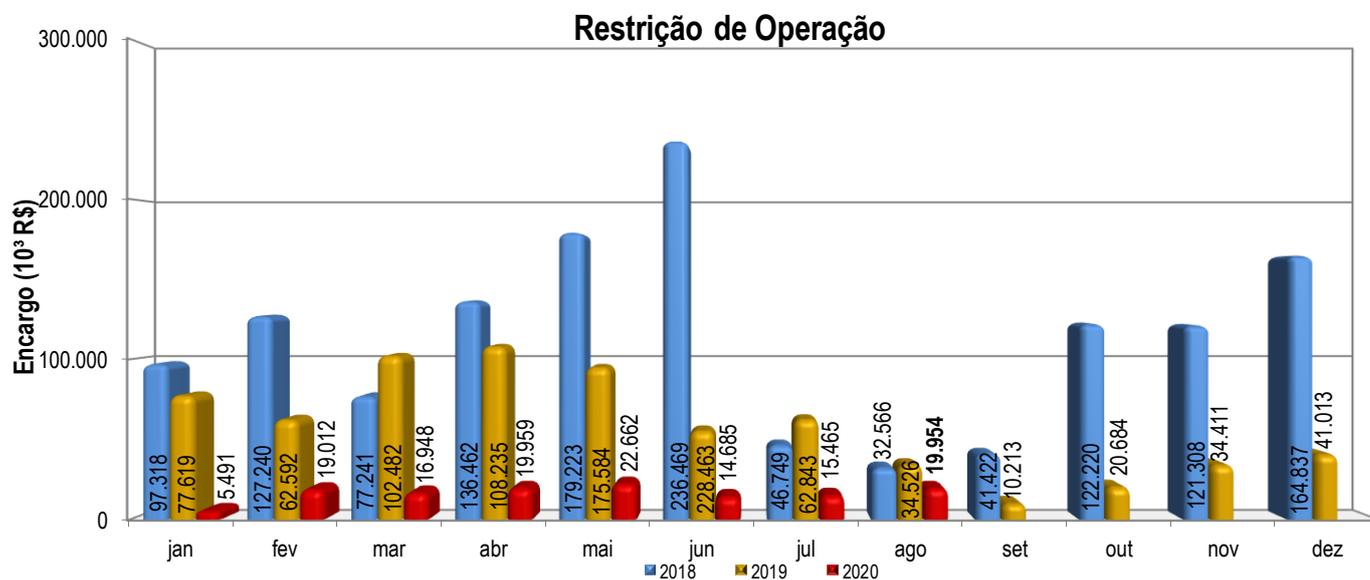


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

Fonte dos dados: CCEE.

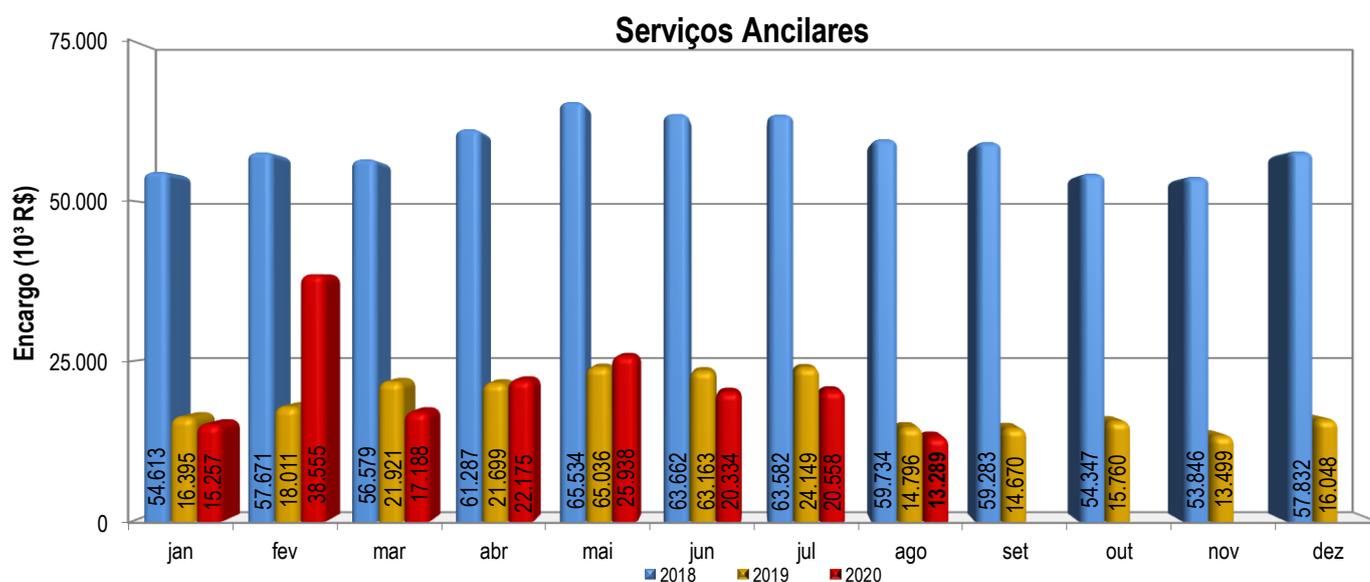


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

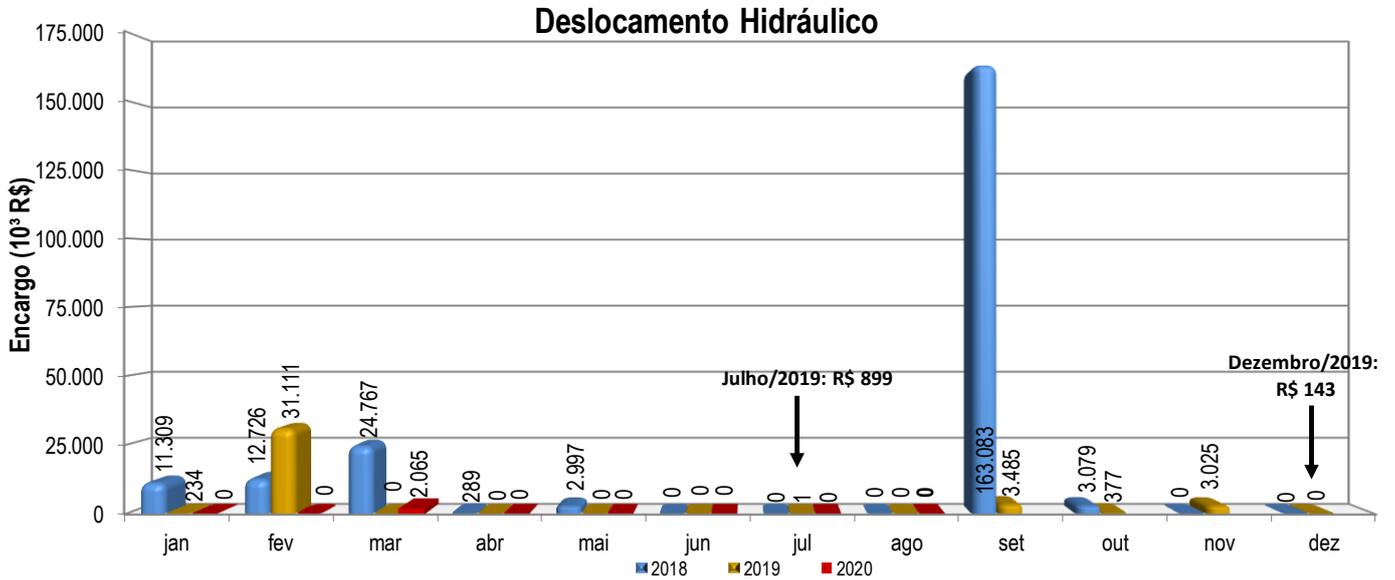


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

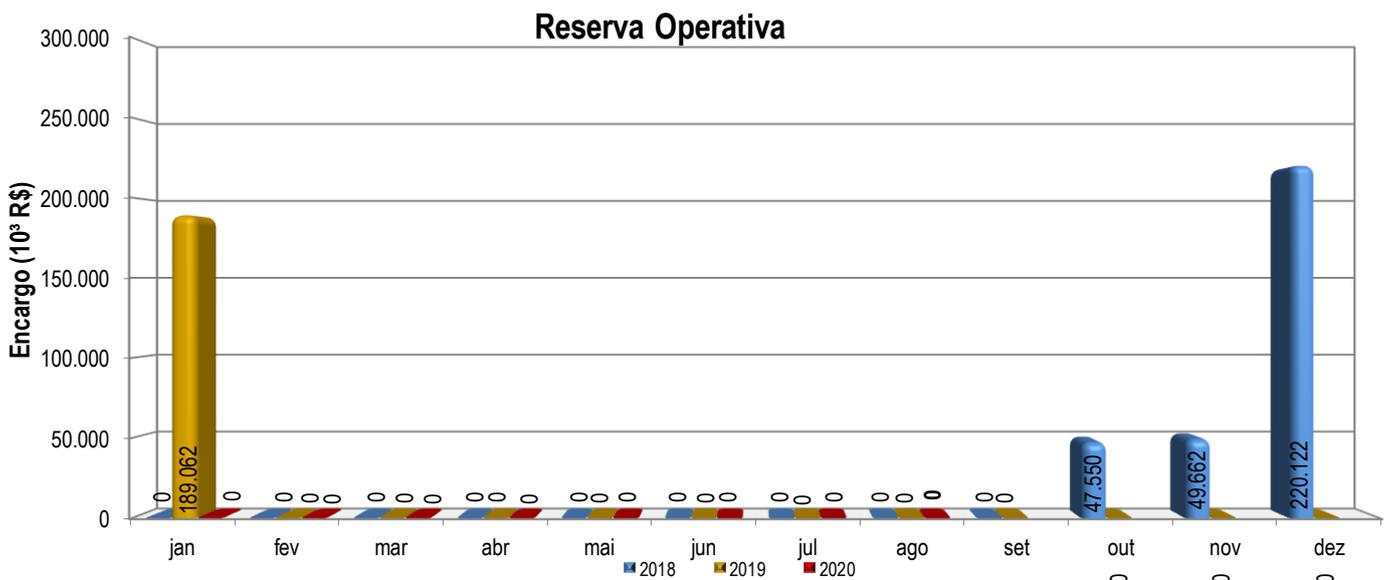


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

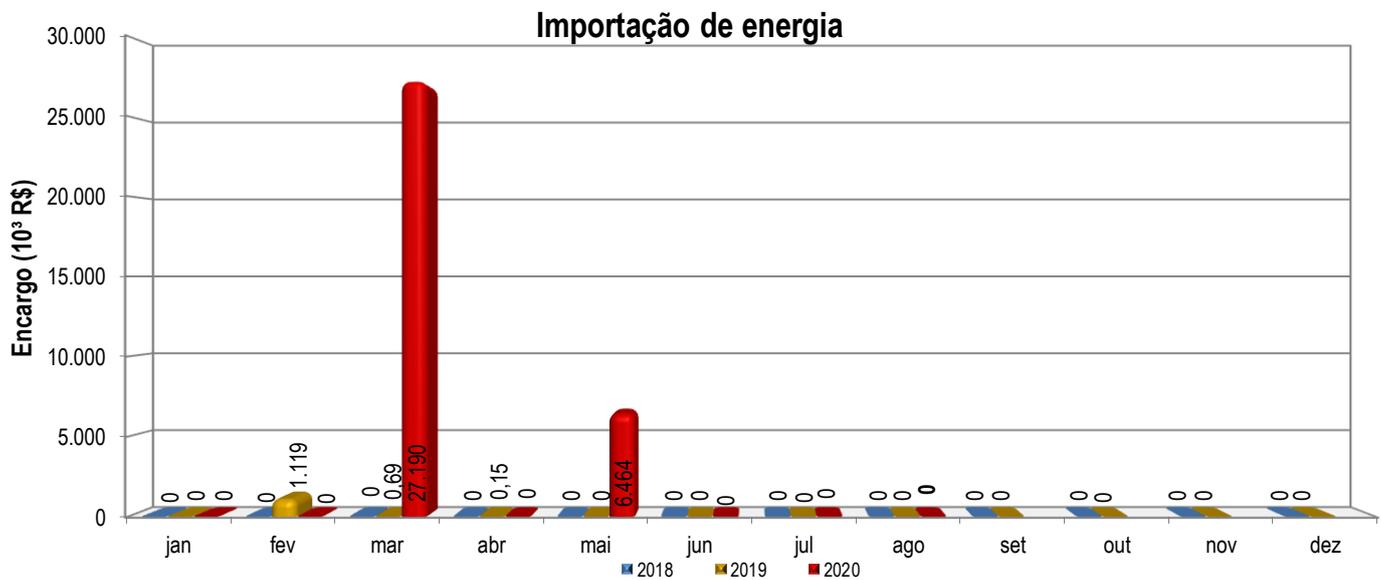


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

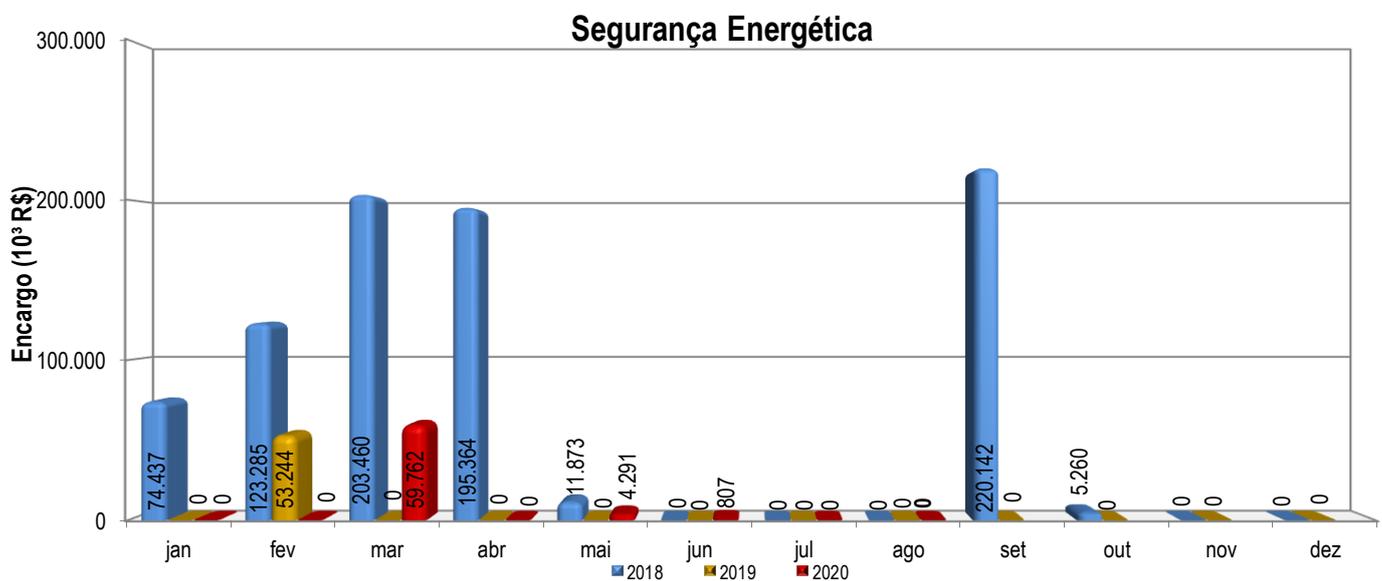


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2020, foram verificadas três ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando, aproximadamente, 1.659 MW de corte de carga.

Tabela 19. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
08/set	Desligamento automático da LT 500kV Silves/Lechuga C1 e C2 e da Área Manaus.	1.376,4	AM	A perturbação teve início em uma falta monofásica na LT 500 kV Tucuruí - Marabá C3, provocada por queimada. Na sequência, ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Silves - Lechuga C1 e C2, havendo também, no mesmo horário, o desligamento automático incorreto da LT 230 kV Tucuruí - Altamira C1.
15/set	Desligamento automático da LT 230 kV Lechuga/Manaus C2 e da UTE Jaraqui.	112,6	AM	Em análise pelo ONS e agente envolvidos, sendo descarga atmosférica a causa provável da ocorrência. Havia chuva acentuada na região com rajadas de vento e trovoadas.
22/set	Desligamento automático dos transformadores TR1 e TR2 de 230/69 kV da subestação Maceió.	169,5	AL	Houve desligamento automático acidental do TR3 e do TR4 de 230/69 kV da SE Maceió, por recepção de sinais de disparo externo e bloqueio, acompanhado alguns minutos depois por desligamento automático acidental do TR1 de 230/69 kV da SE Maceió, pelo mesmo motivo. Em seguida houve o desligamento correto do TR2 de 230/69 kV da SE Maceió, por condição de sobrecarga no mesmo. As causas se resumem, portanto a atuações acidentais de proteção, em virtude de falha de isolamento no cabeamento.
		<b>1.658,5</b>		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

### 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro <sup>1</sup>

Tabela 20. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2020 Jan-Set	2019 Jan-Set	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
S	832	0	231	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.183	146
SE/CO	327	156	0	162	0	254	774	425	0	0	0	0	0	2.097	3.461
NE	0	299	0	0	162	291	0	524	170	0	0	0	0	1.446	1.767
N	0	0	1.980	206	0	111	181	664	1.489	0	0	0	0	4.631	1.433
Isolados <sup>3</sup>	0	177	195	129	119	0	130	125	0	0	0	0	0	875	4.855
<b>TOTAL</b>	<b>1.158</b>	<b>632</b>	<b>2.406</b>	<b>617</b>	<b>281</b>	<b>656</b>	<b>1.085</b>	<b>1.738</b>	<b>1.659</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.232</b>	<b>11.661</b>



Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2020 Jan-Set	2019 Jan-Set	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0
S	1	0	1	1	0	0	0	0	0					3	1
SE/CO	3	1	0	1	0	2	1	2	0					10	12
NE	0	2	0	0	1	2	0	1	1					7	8
N	0	0	2	1	0	1	1	3	2					10	8
Isolados <sup>3</sup>	0	1	1	1	1	0	1	1	0					6	36
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>36</b>	<b>65</b>	

Z

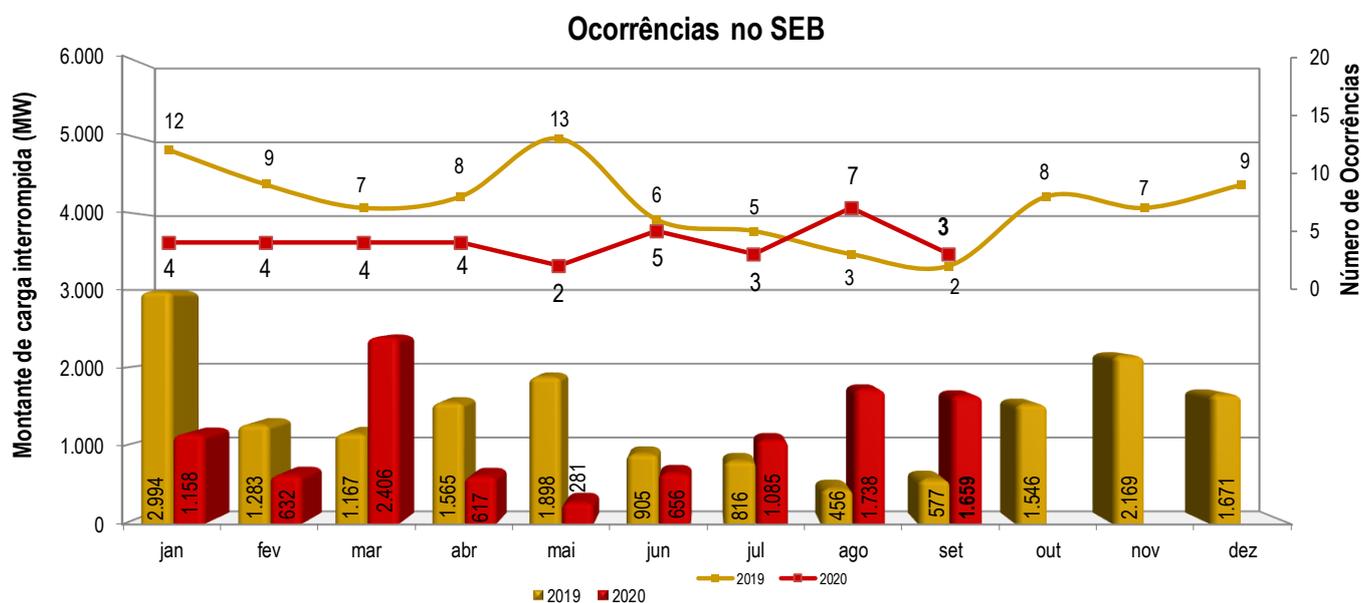


Figura 36. Ocorrências no SEB.

<sup>1</sup> Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  min para ocorrências no SIN e corte de carga  $\geq 100$  MW nos sistemas isolados.

<sup>2</sup> Perda de carga simultânea em mais de uma região.

<sup>3</sup> Devido a um equívoco conceitual, algumas edições anteriores deste Boletim apresentaram carga interrompida e número de ocorrências superiores às ocorrências realmente verificadas nos sistemas isolados. Em função disso, as tabelas 23 e 24 acima foram revisadas, passando a apresentar, nas linhas com referência aos isolados, números inferiores em comparação às edições dos meses anteriores. Em consequência, o gráfico da Figura 36 também apresenta alteração com relação às edições anteriores.

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.



## 12.2. Indicadores de Continuidade<sup>1</sup>

Até o mês de agosto de 2020, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 7,62 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,72 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 12,28 horas estabelecido pela ANEEL.

Tabela 22. Evolução do DEC em 2020.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano <sup>2</sup>	Tend. Ano <sup>3</sup>	Limite Ano
Brasil	1,24	1,12	1,08	0,87	0,88	0,86	0,79	0,79					7,62	11,72	12,28
S	1,15	0,90	0,70	0,64	0,74	0,80	0,86	0,77					6,57	10,75	10,35
SE	0,86	0,84	0,66	0,45	0,56	0,60	0,52	0,52					5,01	7,60	8,47
CO	1,54	1,49	1,17	1,17	1,00	0,93	0,74	0,84					8,87	16,14	13,78
NE	1,58	1,38	1,76	1,37	1,22	1,11	1,02	0,94					10,38	14,46	14,08
N	2,25	1,94	1,98	1,83	1,86	1,51	1,52	1,93					14,83	25,15	32,99

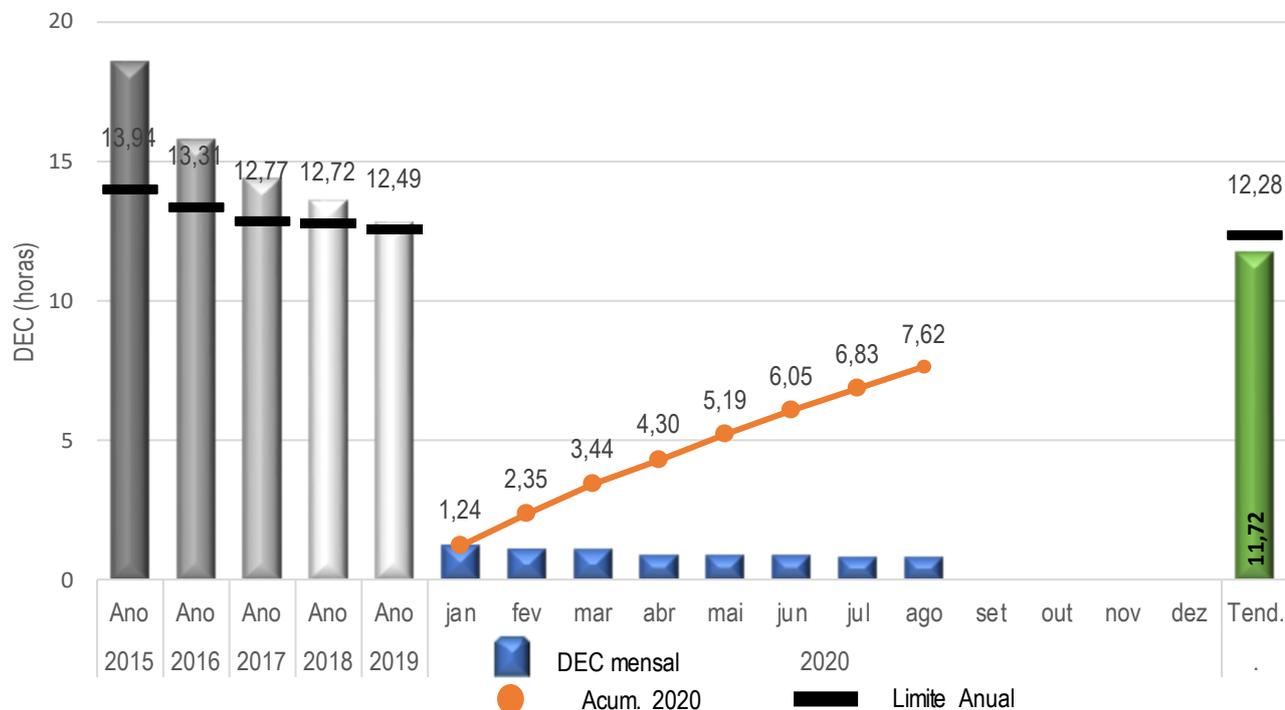


Figura 37. DEC do Brasil



Tabela 23. Evolução do FEC em 2020.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano <sup>2</sup>	Tend. Ano <sup>3</sup>	Limite Ano
Brasil	0,59	0,55	0,51	0,44	0,48	0,46	0,44	0,44					3,92	6,13	8,97
S	0,77	0,56	0,47	0,43	0,47	0,49	0,49	0,48					4,15	6,62	7,92
SE	0,43	0,43	0,36	0,26	0,35	0,36	0,34	0,32					2,85	4,45	6,22
CO	0,72	0,75	0,60	0,63	0,66	0,50	0,52	0,51					4,89	8,35	10,60
NE	0,61	0,56	0,65	0,55	0,53	0,48	0,46	0,45					4,29	6,39	8,94
NO	1,03	0,99	0,93	0,97	1,03	0,92	0,87	1,07					7,81	12,52	27,77

Até o mês de agosto de 2020, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,92 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,13 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,97 interrupções estabelecido pela ANEEL.

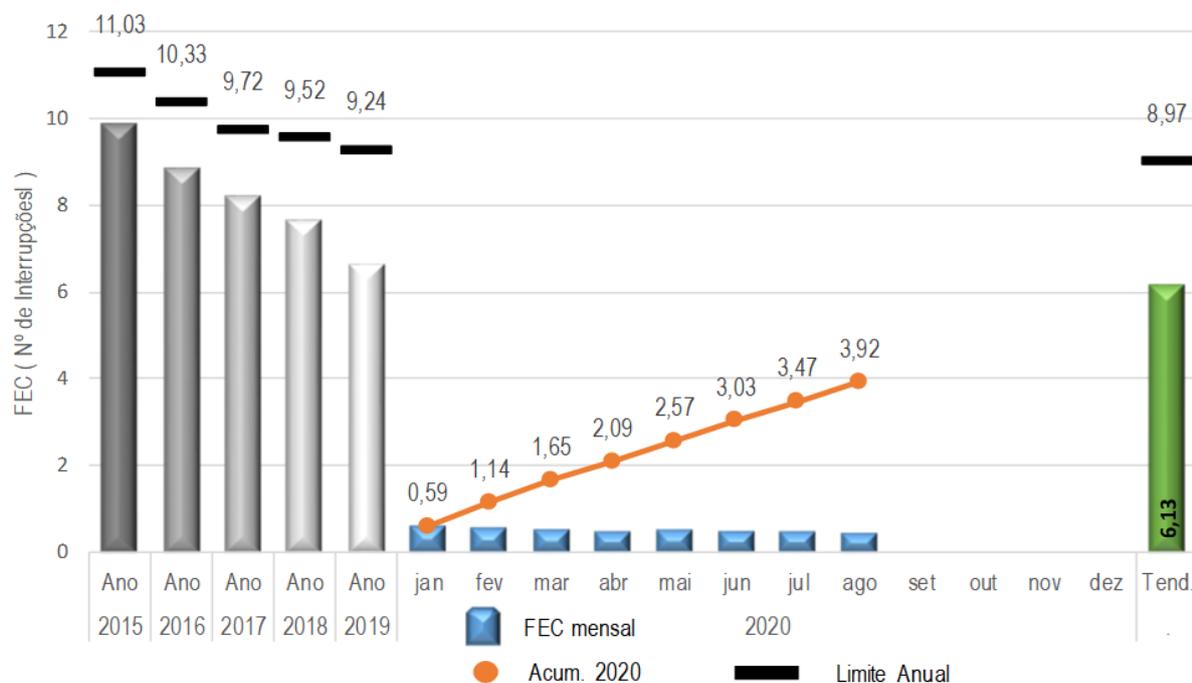


Figura 38. FEC do Brasil

<sup>1</sup> Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

<sup>2</sup> Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2020. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

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

Dados contabilizados até agosto de 2020 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.

**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

<b>ACL</b> – Ambiente de Contratação Livre	<b>MLT</b> - Média de Longo Termo
<b>ACR</b> – Ambiente de Contratação Regulada	<b>MME</b> - Ministério Minas e Energia
<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>MRE</b> - Mecanismo de Realocação de Energia
<b>BC</b> – Banco de Capacitor	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reactivo
<b>CAG</b> – Controle Automático de Geração	<b>MW</b> - Megawatt ( $10^6$ W)
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>MWh</b> – Megawatt-hora ( $10^6$ Wh)
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>MWmês</b> – Megawatt-mês ( $10^6$ Wmês)
<b>CE</b> – Compensador Estático	<b>N</b> - Norte
<b>CEG</b> – Código Único de Empreendimentos de Geração	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CGU</b> – Usina Geradora Undielétrica	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>CVaR</b> – <i>Conditional Value at Risk</i>	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PMO</b> - Programa Mensal de Operação
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>Proinfra</b> - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>RT</b> - Reator
<b>ENA</b> - Energia Natural Afluente	<b>S</b> - Sul
<b>EOL</b> – Usina Eólica	<b>SE</b> - Sudeste
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GD</b> - Geração Distribuída	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GE</b> - Garantia de Suprimento Energético	<b>TR</b> – Transformador
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<b>UEE</b> - Usina Eólica
<b>GSF</b> - Generation Scaling Factor	<b>UFV</b> – Usina Fotovoltaica
<b>GW</b> - Gigawatt ( $10^9$ W)	<b>UHE</b> - Usina Hidrelétrica
<b>GWh</b> – Gigawatt-hora ( $10^9$ Wh)	<b>UNE</b> - Usina Nuclear
<b>h</b> - Hora	<b>UTE</b> - Usina Termelétrica
<b>Hz</b> - Hertz	<b>VU</b> - Volume Útil
<b>km</b> - Quilômetro	<b>ZCAS</b> – Zona de Convergência do Atlântico Sul
<b>kV</b> – Quilovolt ( $10^3$ V)	<b>ZCOU</b> – Zona de Convergência de Umidade
<b>LT</b> – Linha de Transmissão	