



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

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

## **Dezembro / 2020**





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

**Dezembro / 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

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:**

Juliana Oliveira do Nascimento

Luis Felipe Marcelino Nolasco

Gabriel Pimenta



## 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.....	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.....	21
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão .....	22
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	24
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	26
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	26
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	27
8.4. Geração Eólica .....	28
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	29
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	30
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	31
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	32
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	36
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	36
12.2. Indicadores de Continuidade .....	38



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro 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.....	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.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
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 outubro de 2020.....	17
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema.....	20
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.....	21
Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.....	23
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	26
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	28
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	28
Figura 26. Evolução do GSF.....	29
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	30
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	31
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	32
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	33
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	33
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	34
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	34
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	35
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	35
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	37
Figura 37. DEC do Brasil.....	38
Figura 38. FEC do Brasil.....	39



## 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. ....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2020. ....	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	18
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW). ....	22
Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês. ....	23
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	23
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa. ....	23
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano. ....	24
Tabela 19. Matriz de produção de energia elétrica no SIN. ....	27
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados. ....	27
Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano. ....	29
Tabela 22. Descrição das principais ocorrências do mês. ....	36
Tabela 23. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	36
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências. ....	37
Tabela 25. Evolução do DEC em 2020. ....	38
Tabela 26. Evolução do FEC em 2020. ....	39



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de dezembro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando na maior parte do território nacional. Houve também um deslocamento da área mais afetada pelas anomalias negativas de chuva para o norte com relação ao mês anterior. Assim, a Região Sul apresentou melhoria nas precipitações, enquanto que a Região Nordeste considerável piora nas precipitações observadas em dezembro. No geral, as precipitações ficaram abaixo dos valores médios, considerando a totalidade de chuvas esperadas para o mês, o que, juntamente com as condições de solo seco, reduziram o rebatimento das mesmas em vazões.

A hidrologia do mês de dezembro de 2020 foi a segunda pior do Sistema Interligado Nacional, SIN, e a quarta pior do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, comparando todos os valores da série histórica iniciada em 1931. Além disso, o trimestre outubro/novembro/dezembro de 2020 foi o mais seco dos últimos 90 anos

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que os sistemas Norte e Nordeste mantiveram seus perfis exportadores. Para complementar o atendimento à carga, foi mantida a importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai, em menor montante em relação ao mês anterior.

O Brasil atingiu 179.314 MW de capacidade instalada total de geração de energia em dezembro, considerando geração distribuída. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.056 MW (4,1%), com destaque para 3.213 MW de geração de fonte solar, 1.871 MW de fontes térmicas e 1.758 MW de fonte eólica. A geração distribuída alcançou, no mês de dezembro de 2020, 4.577MW instalados em 365.083 unidades, resultando em 113,9% de crescimento em relação ao mesmo mês do ano anterior e 2,6% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

Com relação à sustentabilidade da matriz elétrica nacional, as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram, ainda no mês de novembro de 2020, 73,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se total de 39.232 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 62.318 MW médios, o que representou um GSF mensal de 63,0%.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 13,20 / MWh e R\$ 939,57 / MWh em dezembro, com o maior valor registrado no subsistema Sudeste / Centro-Oeste. Esse comportamento foi influenciado pela permanência de menores volumes de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN e, portanto, atraso na configuração da estação chuvosa.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em novembro de 2020 totalizaram R\$ 1.356 milhões, montante muito superior ao despendido no mês anterior (R\$ 686 milhões), representando a segunda elevação considerável seguida no valor total dos ESS. As maiores parcelas dos encargos se referem aos encargos de importação, seguidos pelos encargos por deslocamento hidráulico e segurança energética, comportamento influenciado pelas medidas heterodoxas adotadas, decorrentes das deliberações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para a devida garantia de suprimento energético no País. Assim, em função da permanência do cenário adverso de atendimento, com baixos montantes de chuvas e seus impactos nas vazões associadas, têm-se feito uso de recursos energéticos adicionais, contemplando o despacho fora da ordem de mérito das usinas térmicas, bem como a importação de energia elétrica, sem substituição, da Argentina e do Uruguai.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de dezembro 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](#)



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em dezembro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 63% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 93% MLT no Sul, 47% MLT no Nordeste e 55% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 61% MLT, 89% MLT, 47% MLT e 55% MLT, respectivamente. Esses valores representam, para o mês de dezembro, o quarto pior valor do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o segundo pior para o SIN, considerando o histórico desde 1931.

No mês de dezembro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando na maior parte do território nacional. Houve também um deslocamento da área mais afetada pelas anomalias negativas de chuva para o norte com relação ao mês anterior. Assim, a Região Sul apresentou melhoria nas precipitações enquanto que a Região Nordeste, considerável piora nas precipitações observadas em dezembro. No geral, as precipitações ficaram abaixo dos valores médios, considerando a totalidade de chuvas esperadas para o mês, o que, juntamente com as condições de solo seco, reduziram o rebatimento das mesmas em vazões. O fenômeno “La Niña” permanece atuando, influenciado nos menores índices de precipitação verificados.

Como resultado, o subsistema Sul reduziu os montantes importados do Sudeste/Centro-Oeste, tendo este ampliado seu perfil importador em comparação ao mês anterior, para fechamento do balanço energético do SIN. O Nordeste manteve-se exportador de energia, em maior volume, mesmo comportamento apresentado pelo subsistema Norte. Por fim, o intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e Uruguai foi no sentido de importação para o Brasil, em menor montante quando comparado ao mês de novembro de 2020.

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

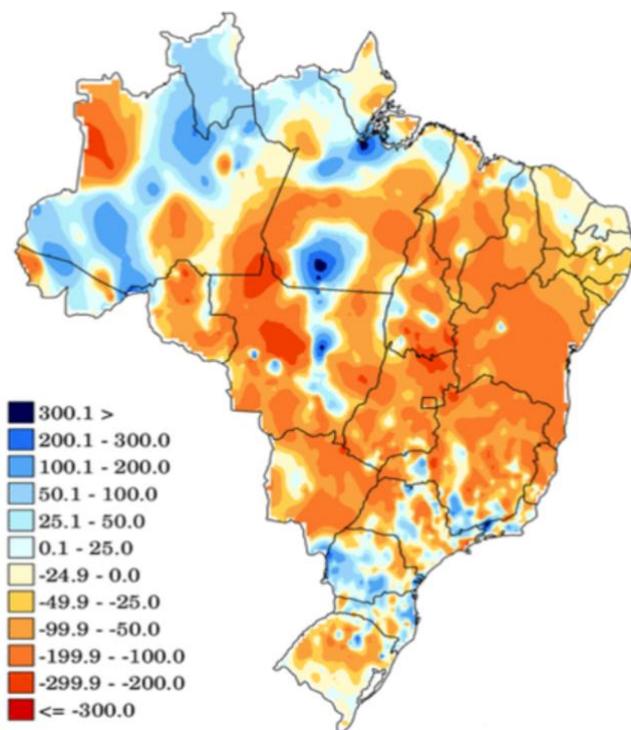


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2020 – Brasil.

Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>.



Em relação às temperaturas mínimas, no mês de dezembro, houve anomalias positivas em todas as regiões do País, destacando-se a região Norte e Sudeste, com temperaturas mínimas pouco maiores que a média do período. Já com relação às temperaturas máximas, as anomalias positivas verificadas foram mais acentuadas e concentradas nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, contribuindo para um maior consumo de energia nessas regiões.

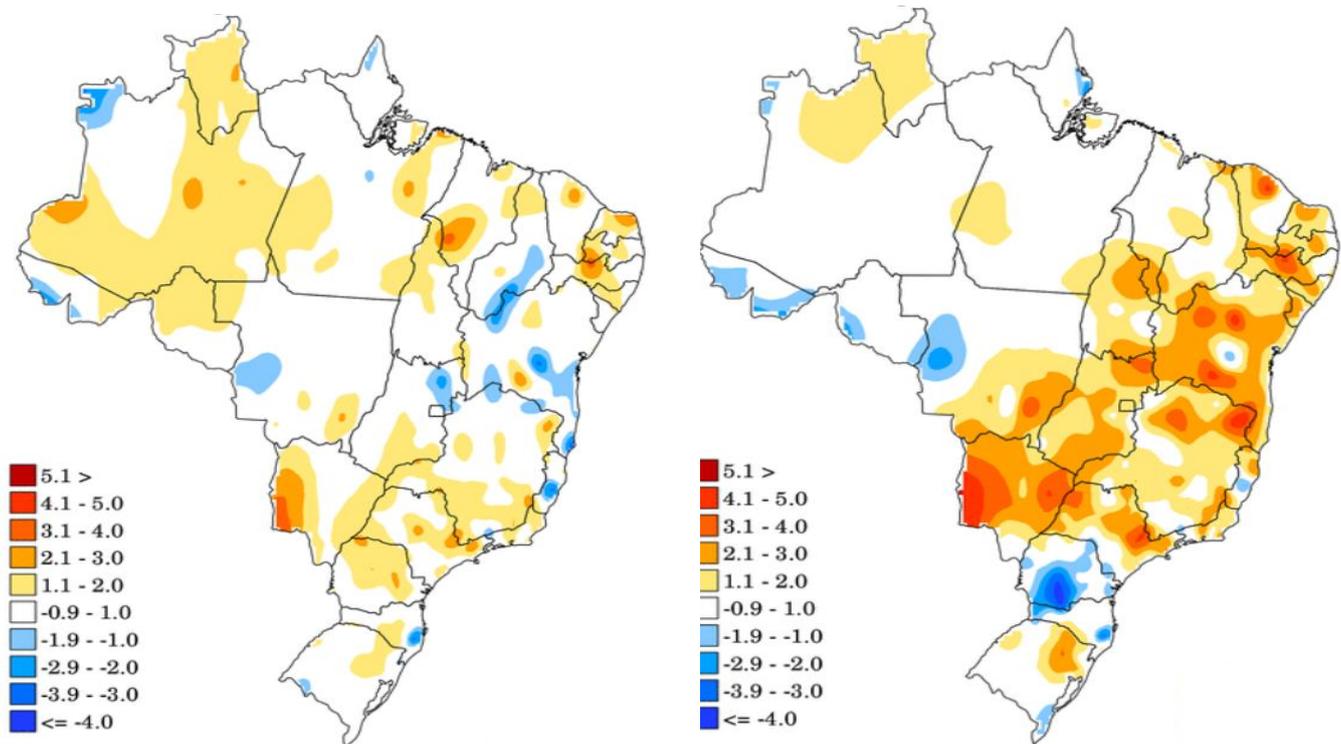


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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>

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

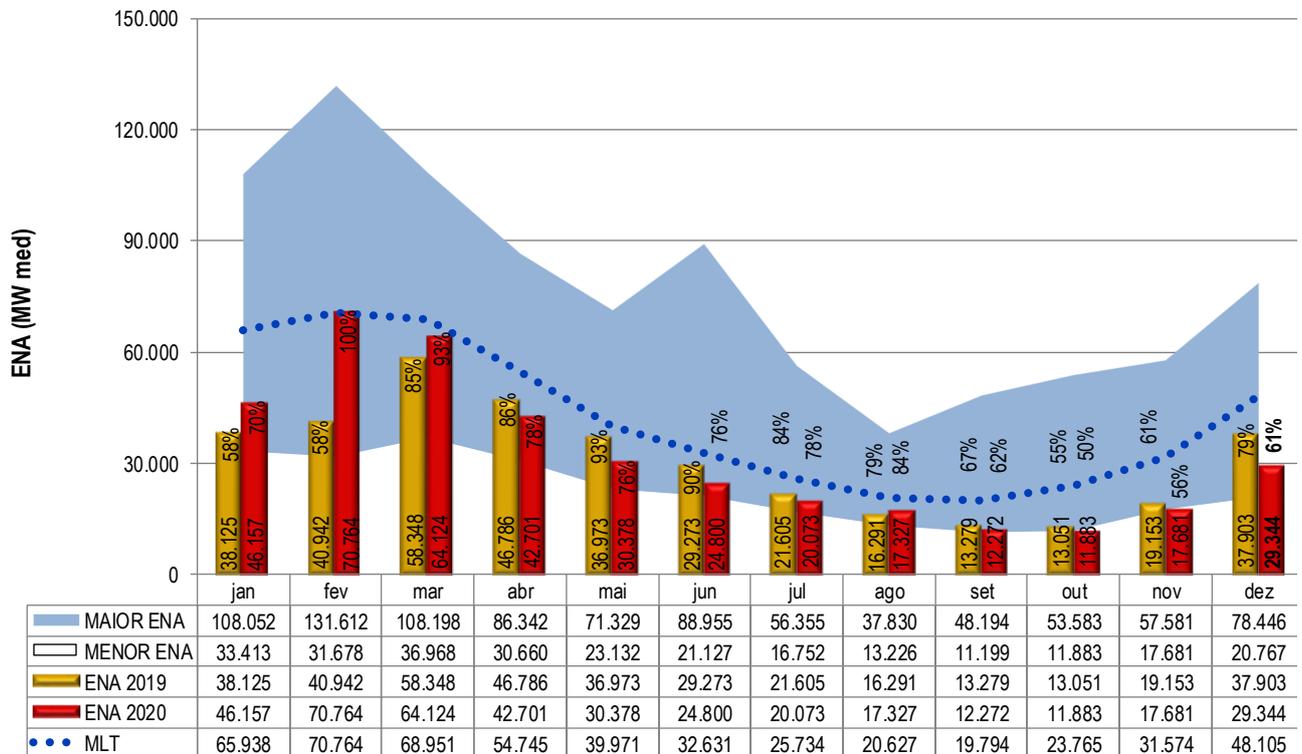


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

### Subsistema Sul

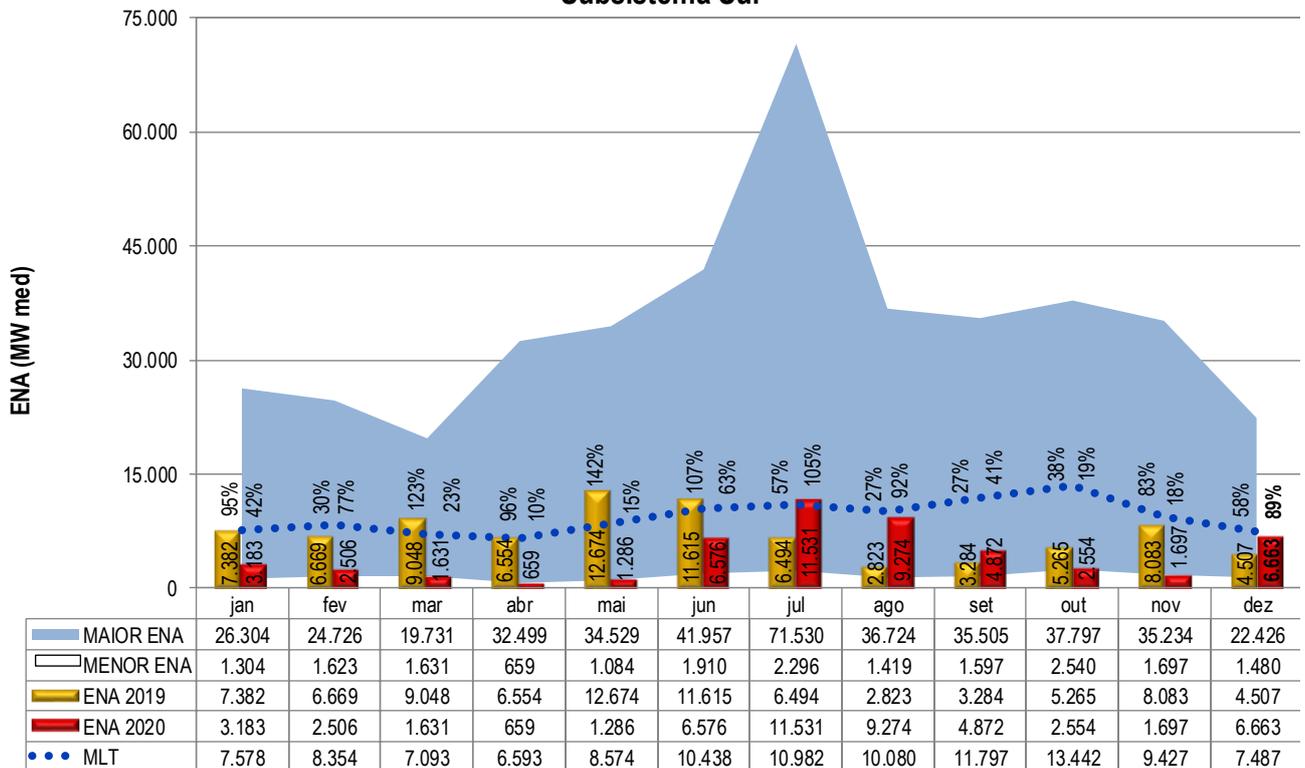


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

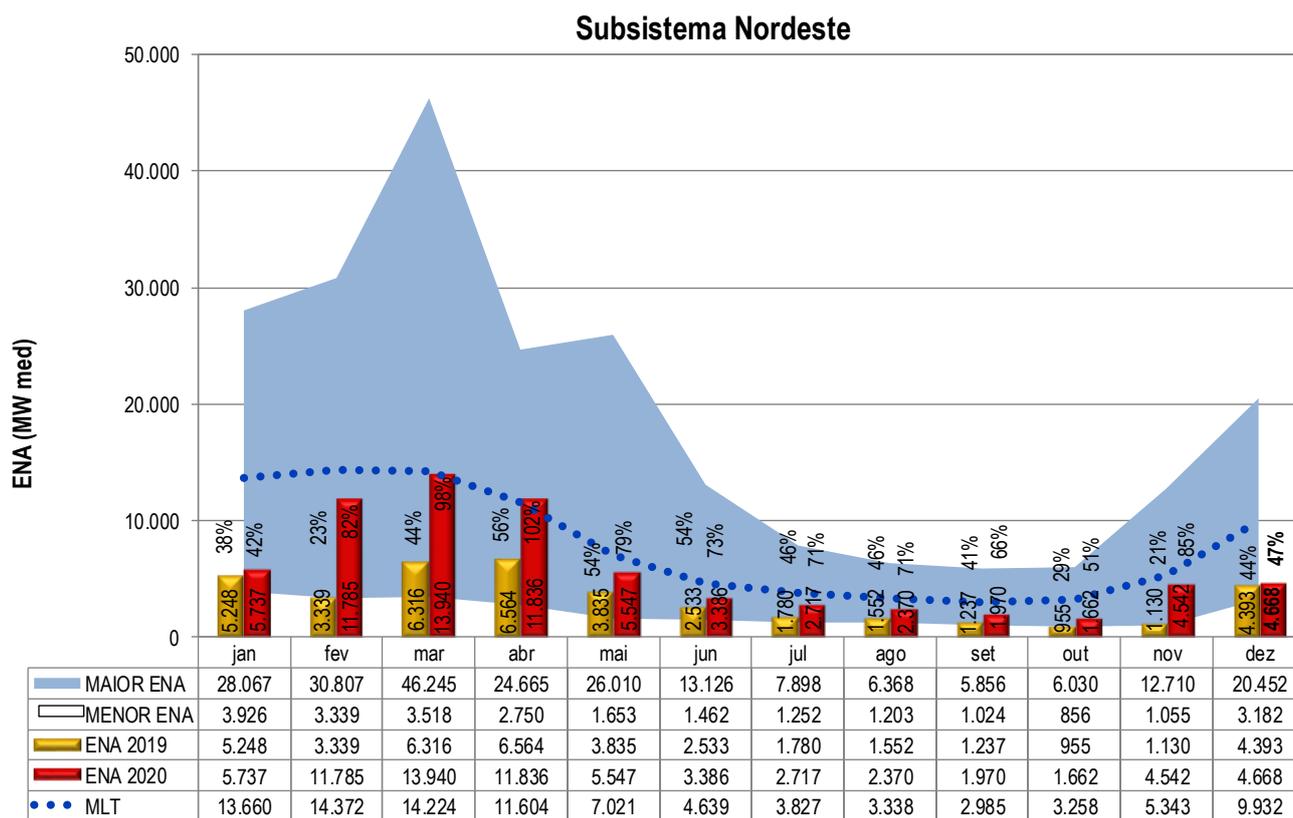


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

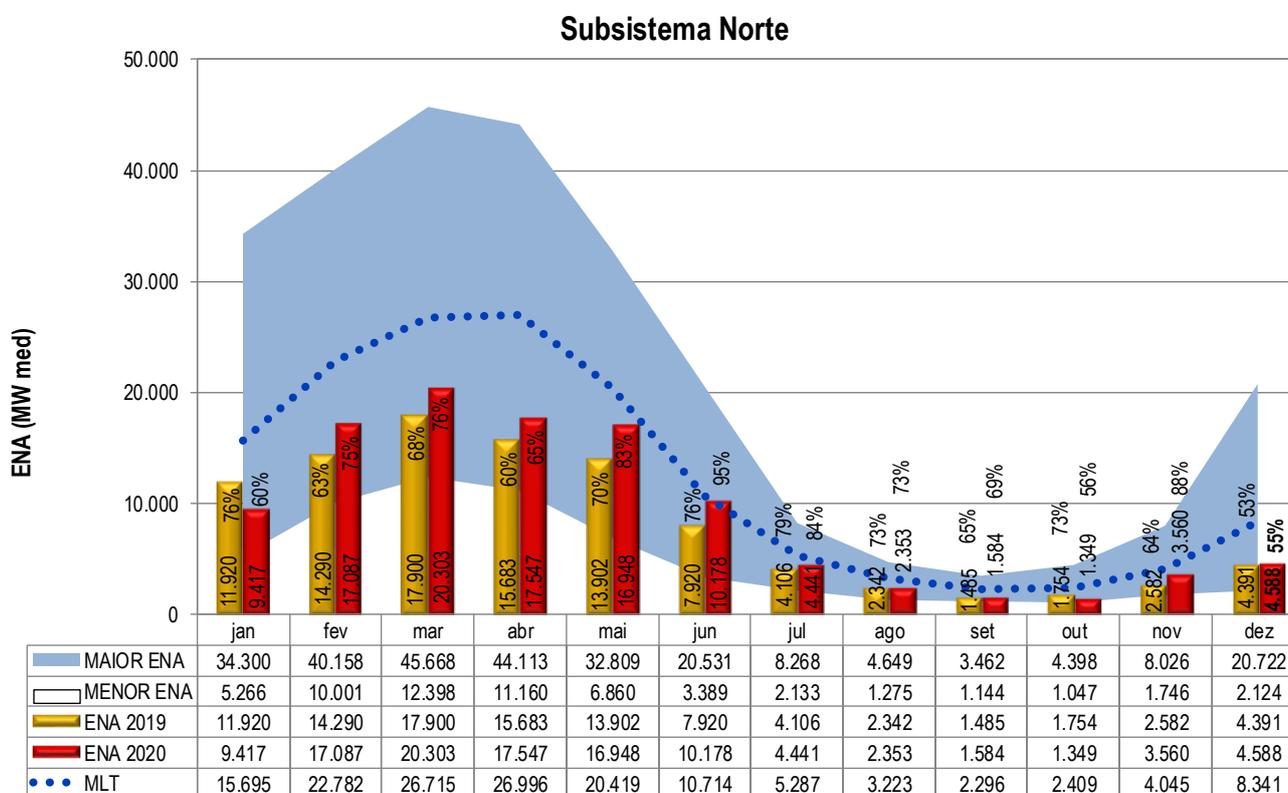


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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 dezembro de 2020, observou-se deplecionamento em relação ao mês de novembro nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Norte (1,1 p.p.) e Nordeste (6,2 p.p.), enquanto ocorreu replecionamento nos reservatórios equivalentes do Sudeste/Centro-Oeste (1,0 p.p.) e Sul (9,1 p.p.).

Com a estação chuvosa ocorrendo aquém do esperado, ainda não foi possível observar um replecionamento satisfatório dos principais reservatórios do País. Com melhores condições de chuva em dezembro, o subsistema Sul foi o que apresentou melhor recuperação dos níveis de seus reservatórios. No entanto, a situação de seca prolongada na região Sul não permitiu que o replecionamento verificado pudesse atingir níveis significativos de armazenamento. Em termos dos percentuais de capacidade máxima de cada subsistema, o Sudeste/Centro-Oeste continua sendo o pior, com 18,7% EAR<sub>máx</sub>, enquanto que o Nordeste se mantém com a melhor condição de armazenamento, com 46,0% EAR<sub>máx</sub>.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Novembro (%EAR <sub>máx</sub> )	Energia Armazenada no Final de Dezembro (%EAR <sub>máx</sub> )	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	17,7	18,7	203.567	50,8
Sul	18,3	27,4	19.897	5,1
Nordeste	52,2	46,0	51.602	37,9
Norte	28,9	27,8	15.165	6,2
<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, houve deplecionamento em praticamente todos eles com relação ao mês anterior, excetuando-se os reservatórios da UHE G. B. Munhoz que, localizado no subsistema Sul, recuperou 28,8 p.p. com relação a novembro, Itumbiara, com 7,9 p.p. de recuperação e Tucuruí, com 2,3 p. p. Em relação às maiores quedas de armazenamento, destaca-se o comportamento observado nos reservatórios da UHE S. do Facão, que reduziu 6,2 p.p., Sobradinho, com queda de 4,8 p.p. e Nova Ponte, que teve seu armazenamento reduzido em 3,3 p.p. em relação ao mês anterior. Já o reservatório da UHE Furnas manteve-se estável nos últimos 30 dias, apresentando um pequeno aumento do seu armazenamento (0,4 p.p.).

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de novembro	Armazenamento em final de dezembro (%)	Evolução Mensal (p.p)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	41.645	23,9	21,0	-2,9
FURNAS	GRANDE	34.925	16,4	16,8	0,4
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	30.184	51,2	46,4	-4,8
NOVA PONTE	PARANAÍBA	22.781	14,2	10,9	-3,3
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	21.604	9,7	8,8	-0,9
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	16.085	51,5	48,5	-3,0
ITUMBIARA	PARANAÍBA	15.698	2,6	10,5	7,9
TUCURUÍ	TOCANTINS	7.632	25,2	27,5	2,3
S. DO FACÃO	PARANAÍBA	6.502	16,5	10,3	-6,2
G. B. MUNHOZ	IGUAÇU	6.308	3,2	32,0	28,8

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

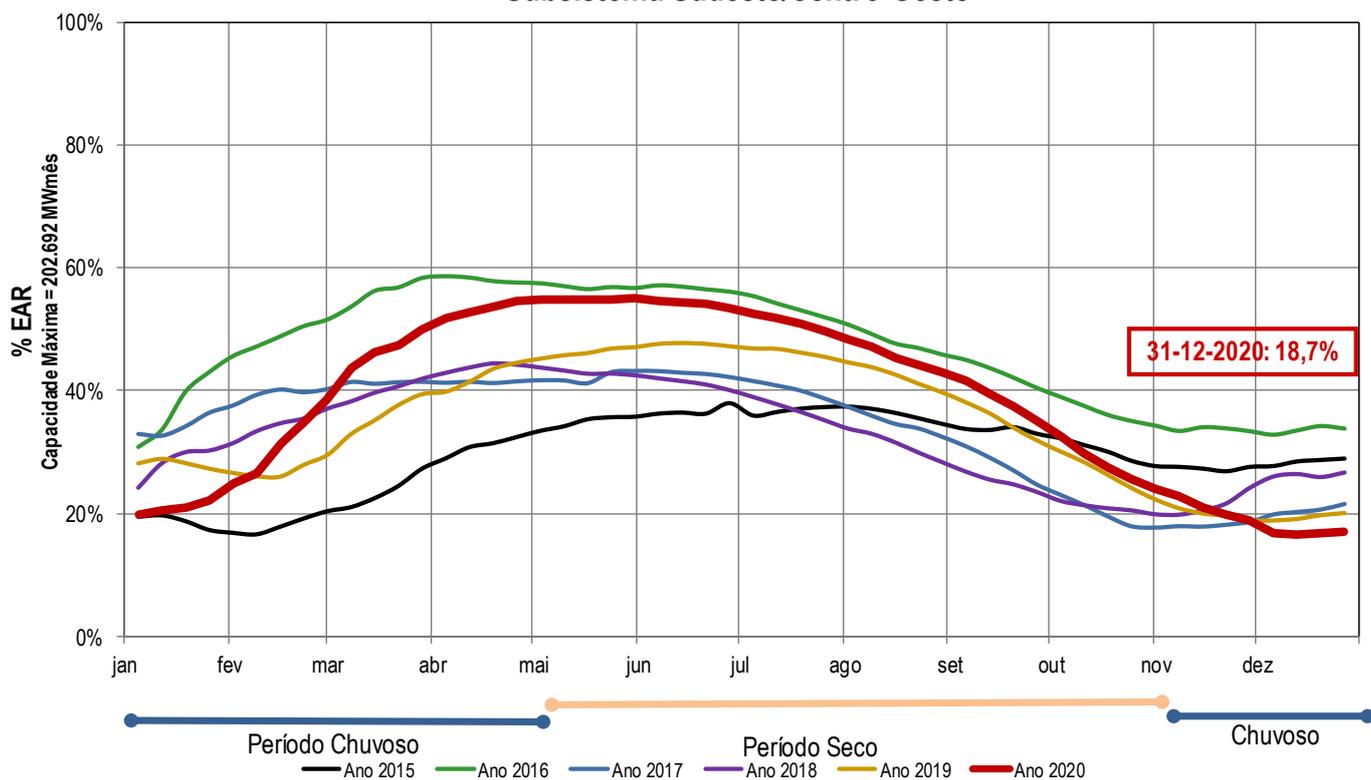


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

### Subsistema Sul

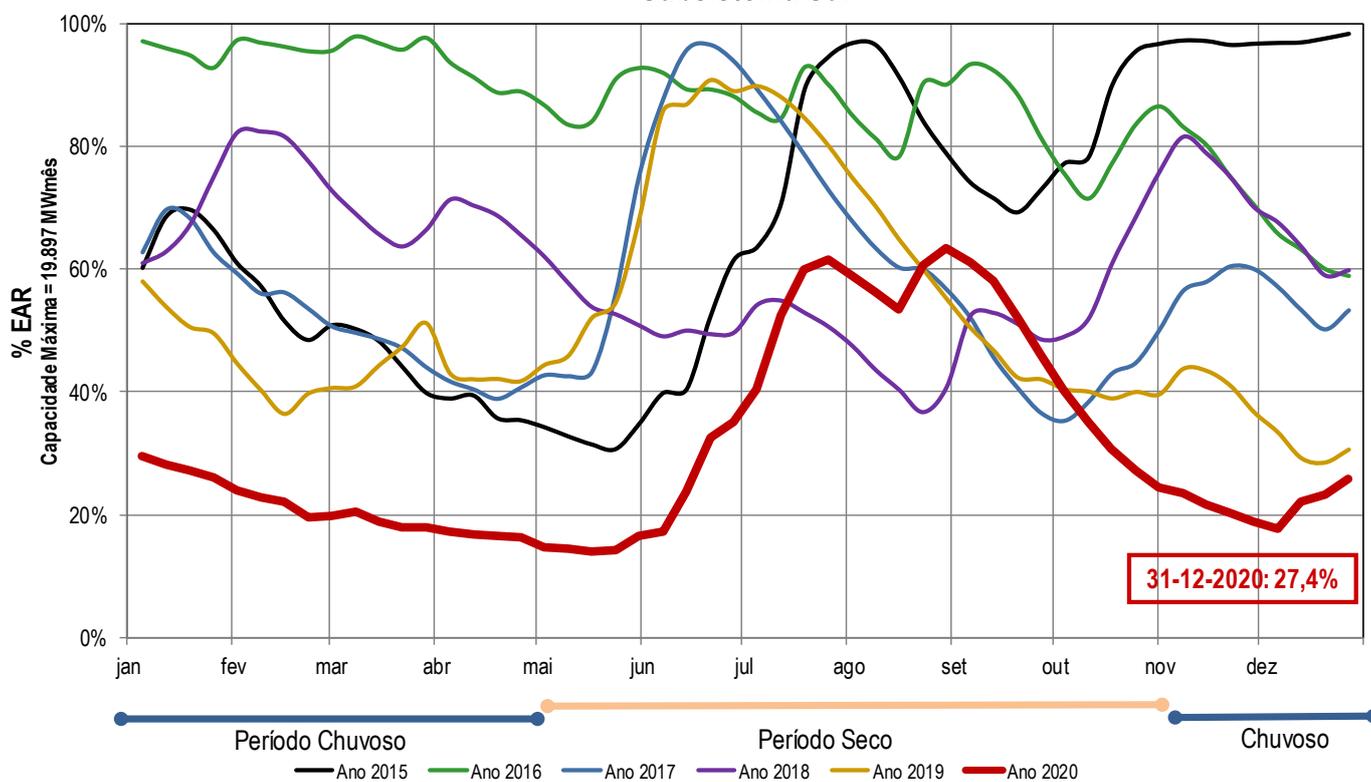


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

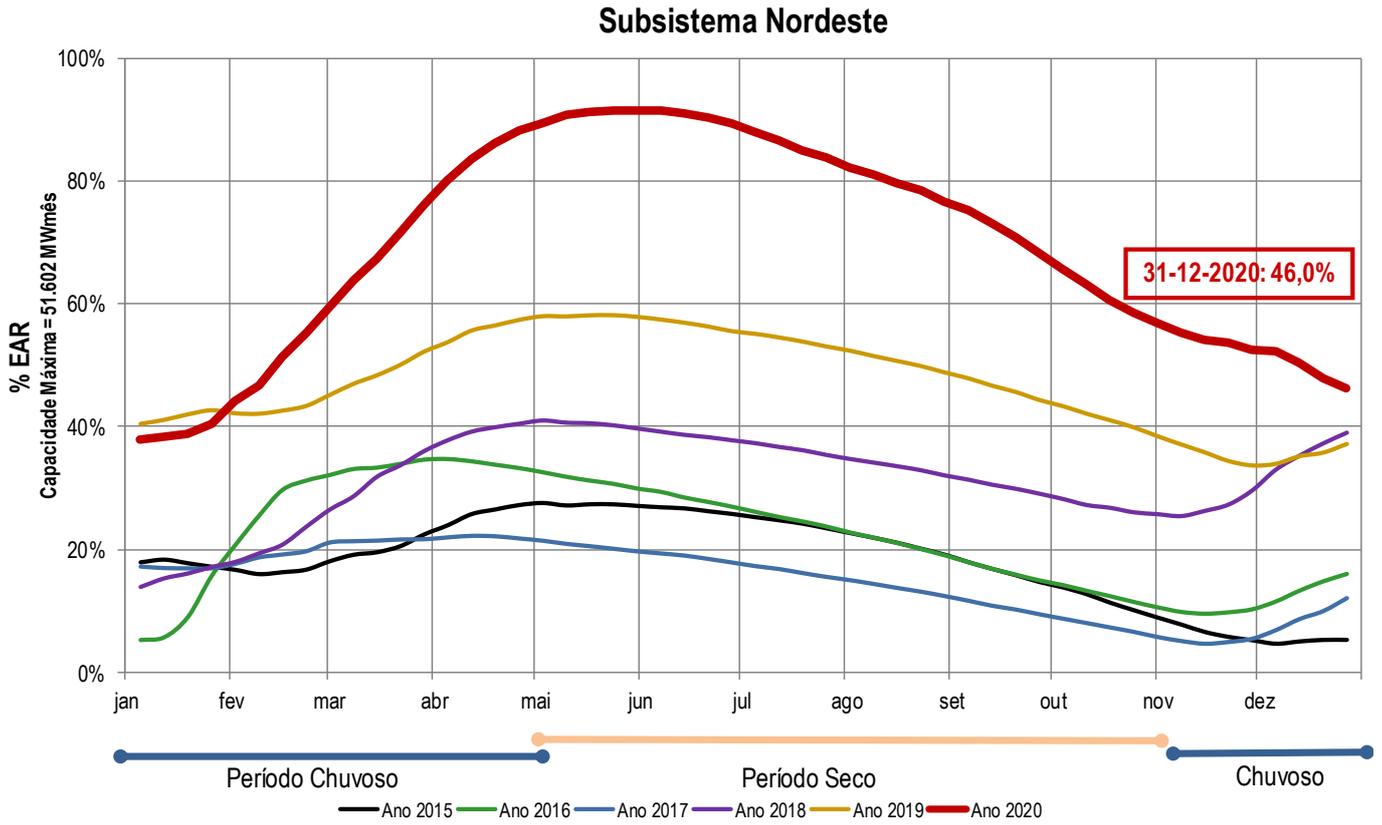


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

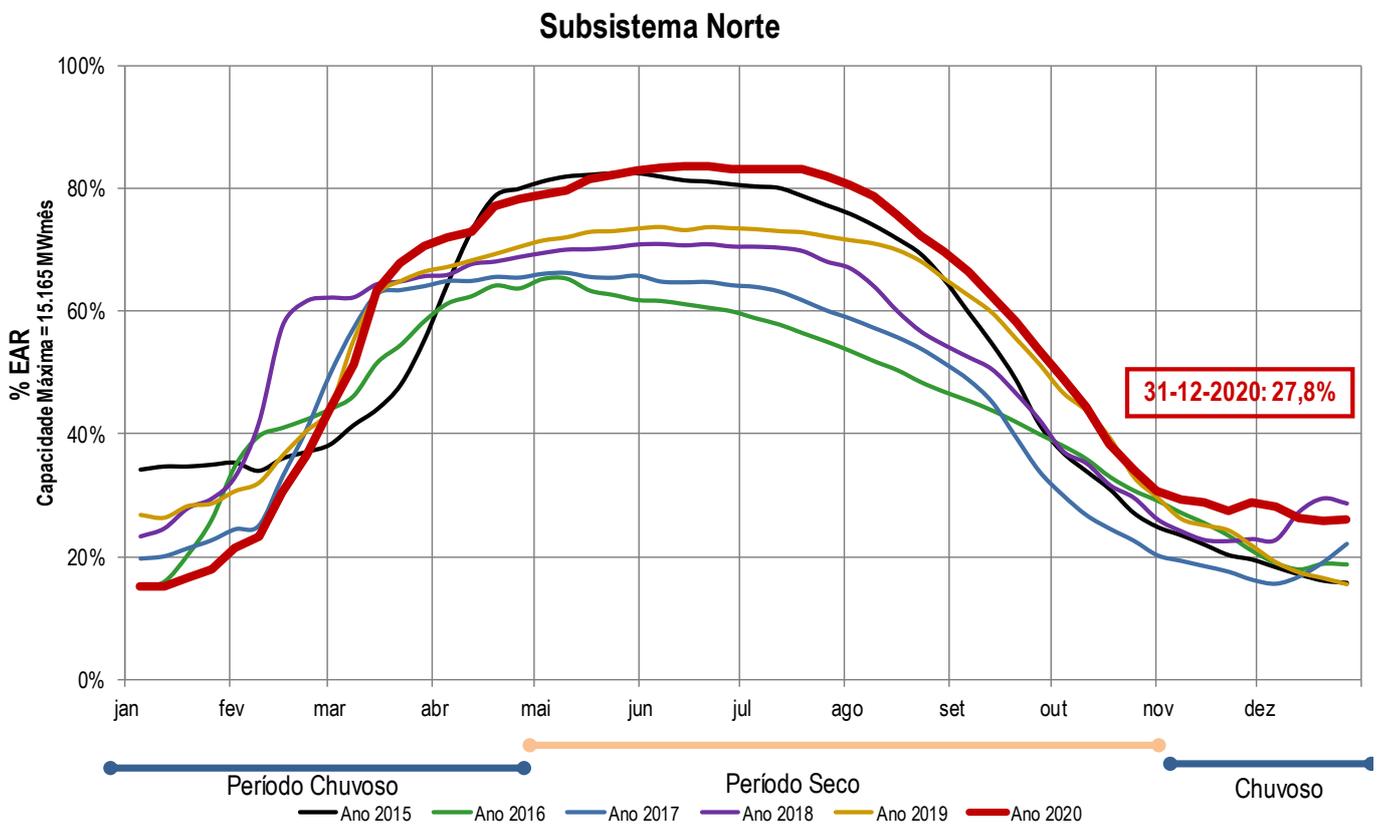


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em dezembro de 2020, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica em 1.192 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, ante a exportação de 828 MWmédios verificada no mês anterior.

O subsistema Nordeste participou como exportador em um total de 4.369 MWmédios, enquanto que no mês anterior havia participado com o montante de 3.818 MWmédios.

O Sul, por sua vez, apresentou redução de 1.276 MWmédios no montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, totalizando 3.112 MWmédios recebidos em dezembro.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho<sup>1</sup> transmitiu 2.557 MWmédios, Nó de Xingu<sup>2</sup> transmitiu 2.160 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu<sup>3</sup> (50 Hz) transmitiram 2.061 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 3.401 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 3.112 MWmédios, resultando no saldo de 289 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 6.778 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de dezembro de 2020, tendo o Brasil importado montante de 1.365 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de reduzir tanto a geração hidrelétrica no subsistema Sul quanto o respectivo deplecionamento abaixo dos 30% de seu armazenamento equivalente, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) permaneceu vigente a deliberação do Comitê que autorizou o ONS 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.

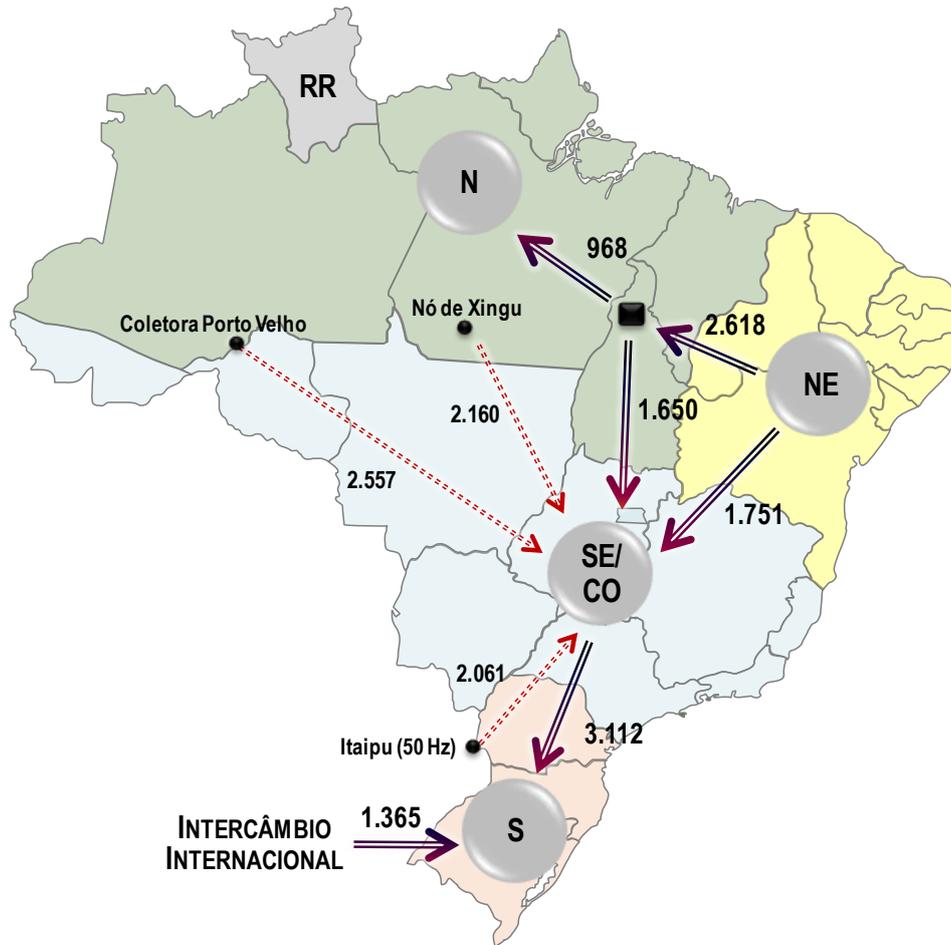


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

<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.

Fonte dos dados: ONS



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em novembro de 2020, o consumo de energia elétrica atingiu 50.582 GWh, considerando autoprodução e perdas<sup>2</sup>, valor 5,0% inferior ao verificado no mês anterior e 0,6% superior ao verificado em novembro de 2019. Semelhante ao registrado no mês anterior, em comparação ao ano passado, as classes residencial e industrial continuaram apresentando crescimento (2,6% e 3,6%, respectivamente), enquanto que a classe rural, ao contrário do que ocorreu nos últimos meses, apresentou retração, juntamente com a classe comercial e demais classes, que reduziram seus consumos em 1,9%, 12,2% e 12,5% em novembro de 2020. A persistente redução do consumo da classe comercial em relação ao verificado em 2019, ainda que cada vez mais atenuada, demonstra que o setor ainda está sob efeito das medidas adotadas para o enfrentamento do COVID-19.

Com relação a outubro de 2020, cabe mencionar que todas as classes apresentaram retração no consumo, destacando-se a acentuada retração do consumo de energia da classe rural.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar a evolução dos consumos de energia ao longo do presente ano, no qual as classes residencial e rural apresentam acréscimo de 3,5% e 4,5%, respectivamente, e as classes industrial, comercial e demais classes, decréscimo de 1,8%, 9,6% e 5,3%, respectivamente, confirmando o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil, que favoreceu o consumo residencial e rural, este também impactado pela ausência de chuvas destacadamente no segundo semestre do ano, 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.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/20 GWh	Evolução mensal (Nov/20/Out/20)	Evolução anual (Nov/20/Nov/19)	Dez-18/Nov-19 (GWh)	Dez-19/Nov-20 (GWh)	Evolução
Residencial	12.776	-2,4%	2,6%	142.191	147.123	3,5%
Industrial	14.672	-3,1%	3,6%	167.849	164.803	-1,8%
Comercial	7.104	-2,5%	-12,2%	91.787	83.006	-9,6%
Rural	2.529	-12,0%	-1,9%	28.761	30.069	4,5%
Demais classes <sup>1</sup>	3.905	-4,1%	-12,5%	50.735	48.062	-5,3%
Perdas e Diferenças <sup>2</sup>	9.596	-11,1%	12,7%	117.246	116.307	-0,8%
<b>Total</b>	<b>50.582</b>	<b>-5,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>598.570</b>	<b>589.369</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 no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

Dados contabilizados até novembro 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 e industriais apresentou crescimento em novembro de 2020 em comparação a novembro de 2019, enquanto as unidades rurais, 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		
	Nov/19 kWh/NU	Out/20 kWh/NU	Nov/20 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/20/Out/20)	Evolução anual (Nov/20/Nov/19)	Dez-18/Nov-19 (kWh/NU)	Dez-19/Nov-20 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	170	175	171	-2,6%	0,5%	162	164	1,4%
Industrial	29.837	32.182	31.235	-2,9%	4,7%	29.478	29.238	-0,8%
Comercial	1.372	1.245	1.211	-2,8%	-11,7%	1.296	1.179	-9,0%
Rural	559	610	537	-11,9%	-3,9%	520	532	2,4%
Demais classes <sup>1</sup>	5.601	5.031	4.887	-2,8%	-12,7%	5.307	5.013	-5,5%
<b>Consumo médio total</b>	<b>491</b>	<b>491</b>	<b>473</b>	<b>-3,7%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>472</b>	<b>455</b>	<b>-3,5%</b>

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

Fonte dos dados: EPE.

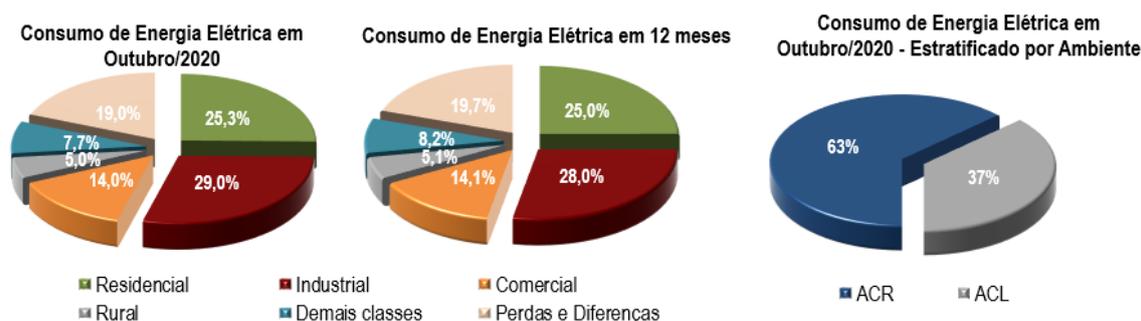
**Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Nov/19	Nov/20	
Residencial	73.270.222	74.772.400	2,1%
Industrial	474.503	469.719	-1,0%
Comercial	5.902.002	5.867.374	-0,6%
Rural	4.610.695	4.707.064	2,1%
Demais classes <sup>1</sup>	796.662	798.947	0,3%
<b>Total</b>	<b>85.054.084</b>	<b>86.615.504</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 novembro de 2020.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de novembro, 25.886 GWh, valor 7,1% menor ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses atingiu 307.275 GWh, valor 3,6% inferior ao verificado no mesmo período anterior. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de novembro, 13.897 GWh, valor 8,7% superior ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses foi de 165.818 GWh, representando um acréscimo de 2,0% 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 novembro de 2020.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



## 4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em dezembro de 2020, todos os subsistemas ficaram com seus valores de demandas instantâneas máximas abaixo dos respectivos recordes já alcançados.

No comparativo a dezembro dos anos anteriores, os valores máximos, com relação aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, observados em dezembro de 2020 foram superiores aos observados em 2018 e 2019, não sendo observado o mesmo comportamento em relação ao SIN e ao subsistema Sul, cujos valores de 2018 foram superiores aos valores de 2020.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>49.203</b> 04/12/2020 - 14h32	<b>16.826</b> 11/12/2020 - 15h26	<b>12.960</b> 21/12/2020 - 21h58	<b>6.716</b> 02/12/2020 - 22h52	<b>83.401</b> 16/12/2020 - 14h53
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>53.199</b> 01/02/2019 - 14h41	<b>18.936</b> 31/01/2019 - 14h15	<b>13.307</b> 20/03/2019 - 14h30	<b>6.923</b> 22/10/2020 - 22h44	<b>90.525</b> 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

## 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

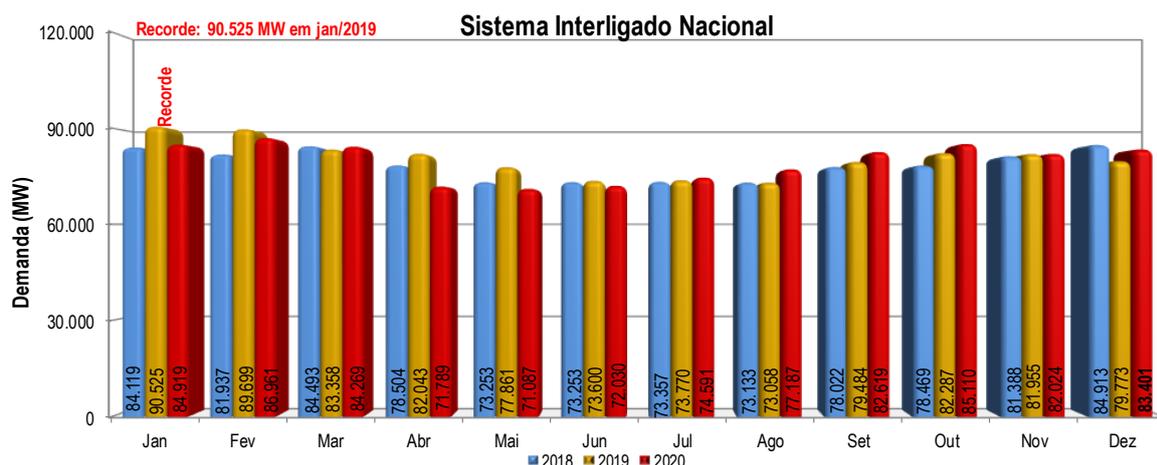


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

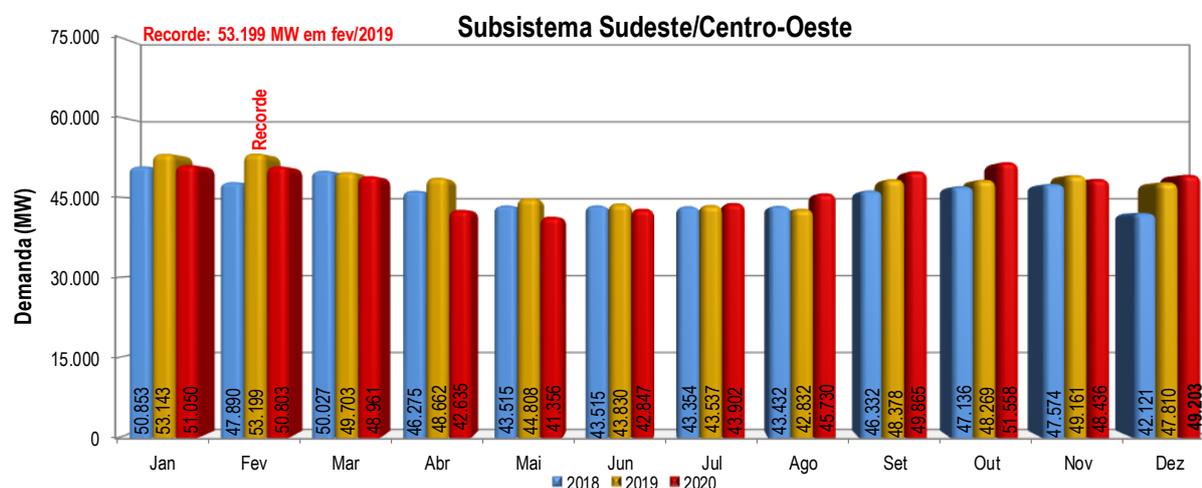


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

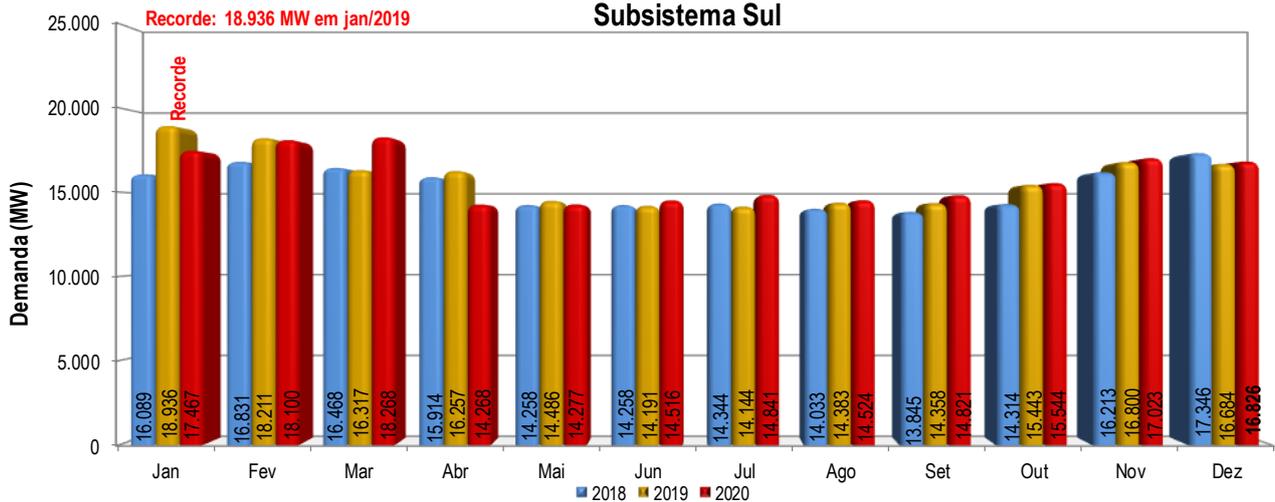


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

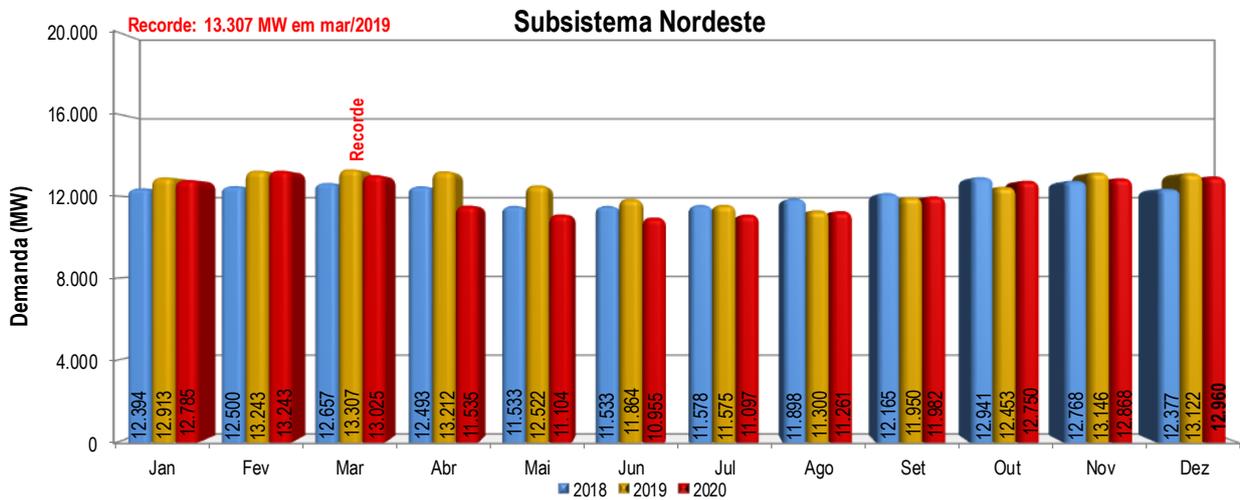


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

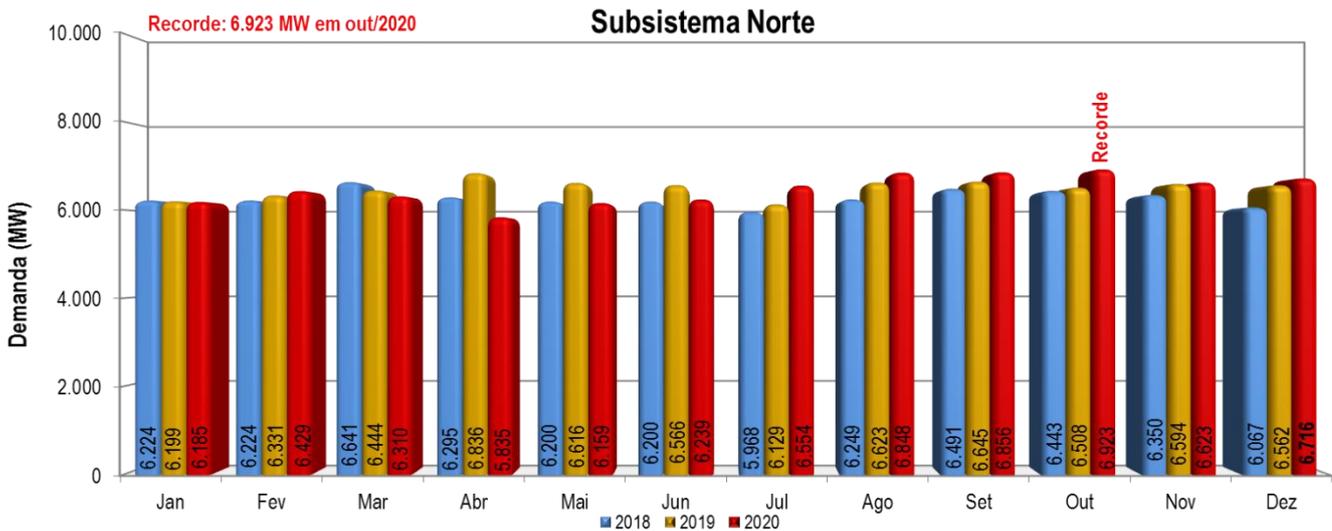


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



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

No mês de dezembro de 2020, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 179.314 MW<sup>2</sup>, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.056 MW (4,1%), com destaque para 3.213 MW de geração de fonte solar, 1.871 MW de fontes térmicas e 1.758 MW de fonte eólica. A geração distribuída alcançou, no mês de dezembro de 2020, 4.577MW instalados em 365.083 unidades, resultando em 113,9% de crescimento em relação ao mesmo mês do ano anterior e 2,6% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

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

Fonte	Dez/2019		Dez/2020			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2020 - Dez/2019
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>1.463</b>	<b>109.155</b>	<b>1.481</b>	<b>109.369</b>	<b>61,0%</b>	<b>0,2%</b>
UHE	219	102.999,0	221	103.026,9	57,5%	0,0%
PCH	425	5.292,0	421	5.428,7	3,0%	2,6%
CGH	718	767,0	737	815,5	0,5%	6,3%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	100	97,0	101	97,4	0,1%	0,4%
<b>Térmica</b>	<b>3.255</b>	<b>43.272</b>	<b>3.365</b>	<b>45.143</b>	<b>25,2%</b>	<b>4,3%</b>
Gás Natural	165	13.393,0	165	14.945,7	8,3%	11,6%
Biomassa	572	14.996,0	577	15.273,3	8,5%	1,8%
Petróleo	2.273	8.999,0	2.301	9.012,3	5,0%	0,1%
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>	8	234,0	8	243,0	0,1%	3,8%
Térmica GD	212	63,0	290	95,8	0,1%	52,0%
<b>Eólica</b>	<b>689</b>	<b>15.388</b>	<b>746</b>	<b>17.146</b>	<b>9,6%</b>	<b>11,4%</b>
Eólica (não GD)	629	15.378,0	681	17.131,2	9,6%	11,4%
Eólica GD	60	10,000	65	14,91	0,0%	49,1%
<b>Solar</b>	<b>173.846</b>	<b>4.443</b>	<b>368.539</b>	<b>7.656</b>	<b>4,3%</b>	<b>72,3%</b>
Solar (não GD)	3.769	2.473,0	3.912	3.287,1	1,8%	32,9%
Solar GD	170.077	1.970,0	364.627	4.369,3	2,4%	121,8%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>8.804</b>	<b>170.118</b>	<b>9.048</b>	<b>174.736</b>	<b>97,4%</b>	<b>2,7%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>170.449</b>	<b>2.140</b>	<b>365.083</b>	<b>4.577</b>	<b>2,6%</b>	<b>113,9%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>179.253</b>	<b>172.258</b>	<b>374.131</b>	<b>179.314</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,1%</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.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,3% da capacidade instalada de geração em dezembro de 2020 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

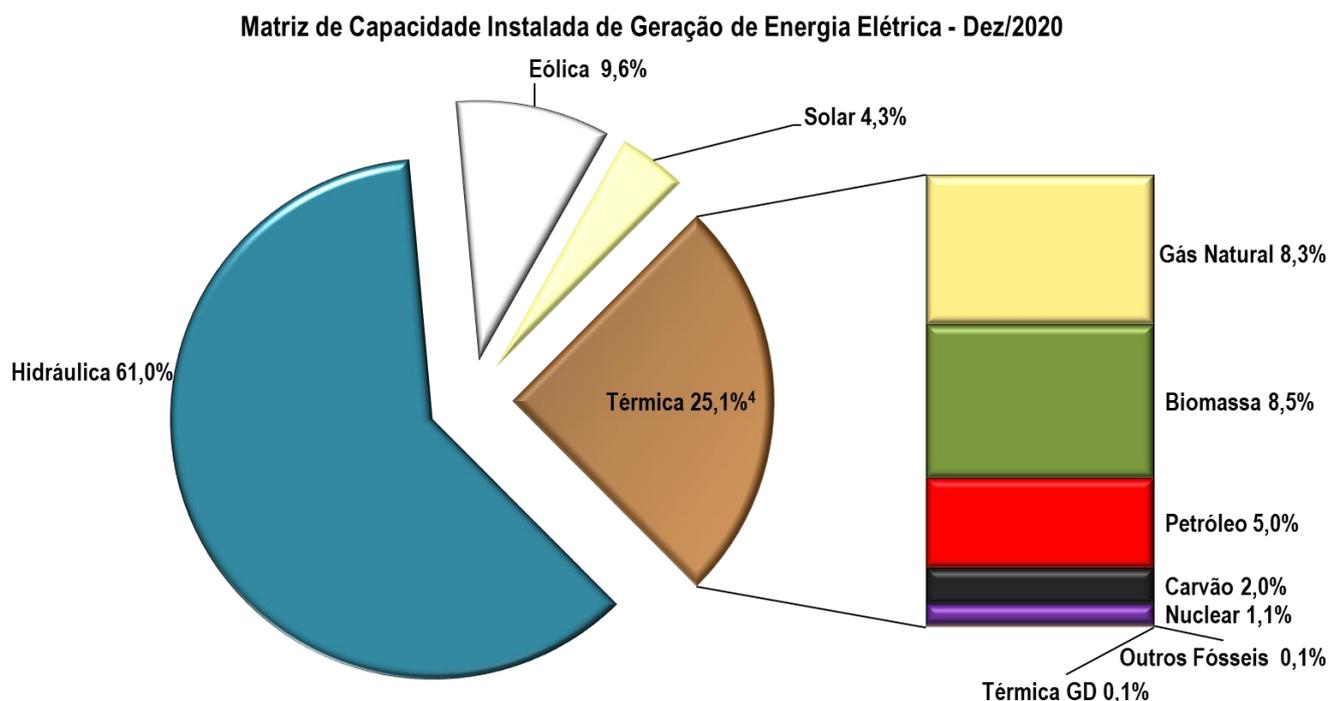


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

<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 dezembro de 2020, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 161.345 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,6% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35,5% de 500 kV.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	62.282	38,6%
345	10.351	6,4%
440	6.756	4,2%
500	57.253	35,5%
600 (CC)	12.816	7,9%
750	2.683	1,7%
800 (CC)	9.204	5,7%
<b>TOTAL</b>	<b>161.345</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 dezembro de 2020, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 791,23 MW de geração, listados na Tabela 9 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Carauari - CGA	1 a 9	9,53	AM	UTE.PE.AM.035823-1.01
2	Térmica	UTE Maraã - CGA	1 a 12	4,22	AM	UTE.PE.AM.035818-5.01
3	Térmica	UTE Santana	2	18,00	AP	UTE.PE.AP.049992-7
4	Eólica	EOL Ventos de São Januário 05	1, 3, 4, 6 a 10	33,60	BA	EOL.CV.BA.032644-5.01
5	Eólica	EOL Ventos de São Januário 06	6	4,20	BA	EOL.CV.BA.033523-1.01
6	Eólica	EOL Serra do Fogo	1 a 9	31,19	BA	EOL.CV.BA.035222-5.01
7	Eólica	EOL Umburana de Cheiro	1 a 9	31,19	BA	EOL.CV.BA.035233-0.01
8	Eólica	EOL Casa Nova A	1 a 9, 12 a 18	24,00	BA	EOL.CV.BA.037209-9.01
9	Térmica	UTE Muaná - CEPA	1 e 12	0,83	PA	UTE.PE.PA.0357197.01
10	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 09	1 a 14	44,10	PI	EOL.CV.PI.033013-2.01
11	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 11	1 a 14	44,10	PI	EOL.CV.PI.033015-9.01
12	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 14	1 a 14	42,60	PI	EOL.CV.PI.033018-3.01
13	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 10	1 a 13	40,95	PI	EOL.CV.PI.033014-0.01
14	Solar	UFV São Gonçalo 11	1 a 202	34,54	PI	UFV.RS.PI.037578-0.01
15	Solar	UFV São Gonçalo 12	1 a 202	34,54	PI	UFV.RS.PI.037579-9.01
16	Solar	UFV São Gonçalo 7	1 a 202	34,54	PI	UFV.RS.PI.033847-8.01
17	Solar	UFV São Gonçalo 8	1 a 202	34,54	PI	UFV.RS.PI.033849-4.01
18	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 05	1 a 10	31,50	PI	EOL.CV.PI.033009-4.01
19	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 06	1 a 10	31,50	PI	EOL.CV.PI.033010-8.01
20	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 08	1 a 10	31,50	PI	EOL.CV.PI.033012-4.01
21	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 07	1 a 8	25,20	PI	EOL.CV.PI.033011-6.01
22	Eólica	EOL São Fernando 2	1 a 21	72,77	RN	EOL.CV.RN.037075-4.01
23	Eólica	EOL Vila Ceará I	1 a 9	31,95	RN	EOL.CV.RN.036980-2.01
24	Eólica	EOL São Fernando 3	1 a 7	24,26	RN	EOL.CV.RN.037076-2.01
25	Eólica	EOL Xangri-lá	10	3,80	RS	EOL.CV.RS.031302-5.01
26	Hidráulica	PCH Salto do Guassupi	1 a 3	12,71	RS	PCH.PH.RS.031049-2.01
27	Hidráulica	PCH Sede II	1 e 2	7,90	RS	PCH.PH.RS.037300-1.01
28	Térmica	UTE Vale do Paraná	1 e 2	48,50	SP	UTE.AI.SP.035073-7.01
29	Térmica	UTE Biogás Bonfim	2	2,99	SP	UTE.AI.SP.035109-1.01
				<b>791,23</b>		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em dezembro de 2020, a entrada em operação de 544,59 MW de geração eólica na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Dez/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Dez/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Dez/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)
<b>Hidráulica</b>	20,61	143,57	0,00	34,20	20,61	177,77
PCH	20,61	142,57	0,00	34,20	20,61	176,77
CGH	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	66,07	1.992,36	18,00	242,79	84,07	2.235,15
Biomassa	51,49	201,41	0,00	102,79	51,49	304,20
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.554,41	0,00	0,00	0,00	1.554,41
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	14,58	236,54	18,00	140,00	32,58	376,54
<b>Eólica</b>	433,97	1.230,99	114,43	494,84	548,39	1.725,83
Eólica (não GD)	433,97	1.230,99	114,43	494,84	548,39	1.725,83
<b>Solar</b>	0,00	609,41	138,17	183,85	138,17	793,26
Solar (não GD)	0,00	609,41	138,17	183,85	138,17	793,26
<b>TOTAL</b>	<b>520,64</b>	<b>3.976,32</b>	<b>270,59</b>	<b>955,67</b>	<b>791,23</b>	<b>4.932,00</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

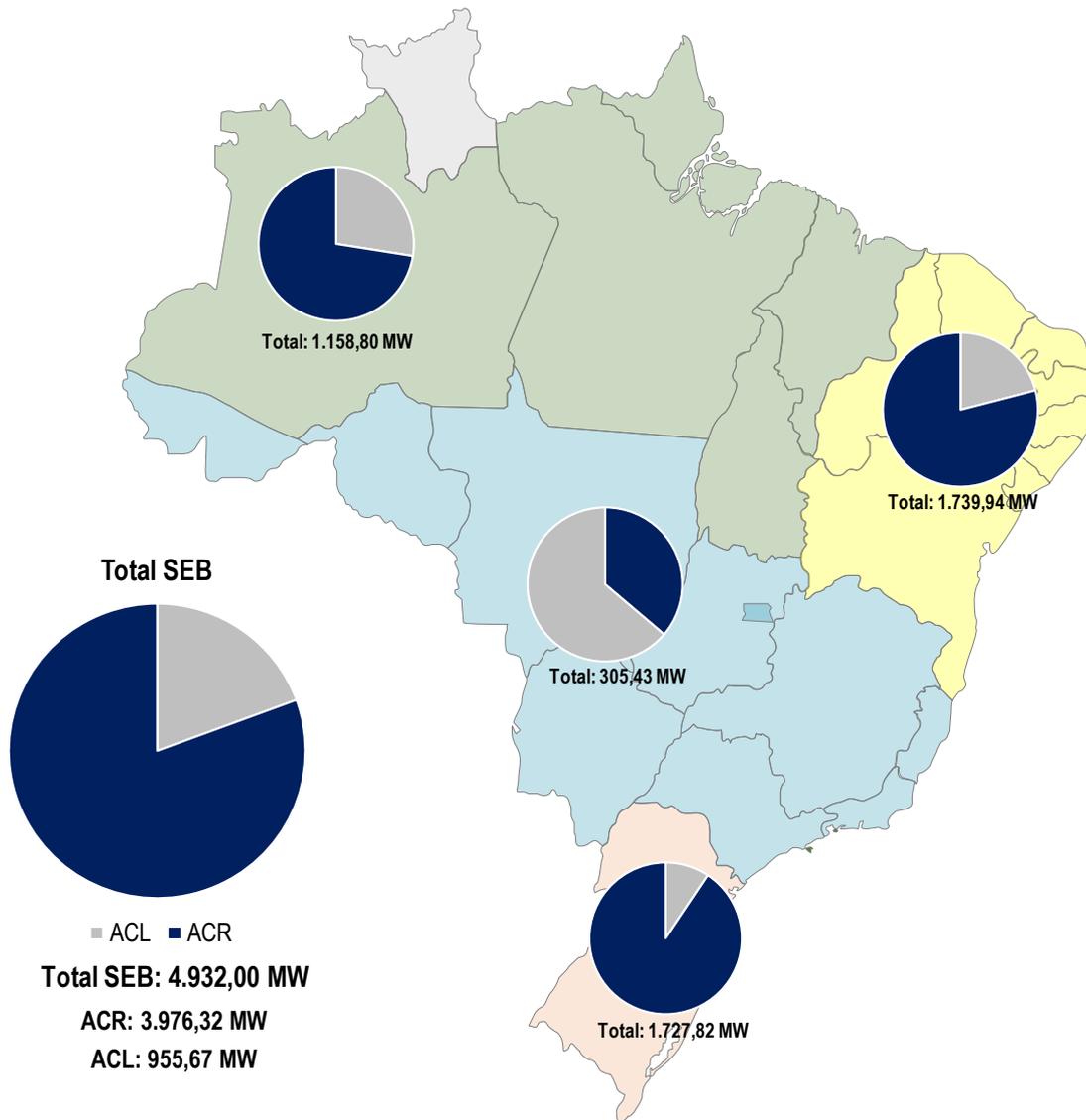


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema

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 2023, está prevista a entrada em operação de 28.986,37 MW de capacidade instalada, com destaque para 13.322,68 MW de fonte solar, 9.476,01 MW de fonte eólica, 5.051,81 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 975,77 MW, representando apenas 3,4% do total. Destaca-se, também, que 22.052,35 MW (76%) 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 2023.

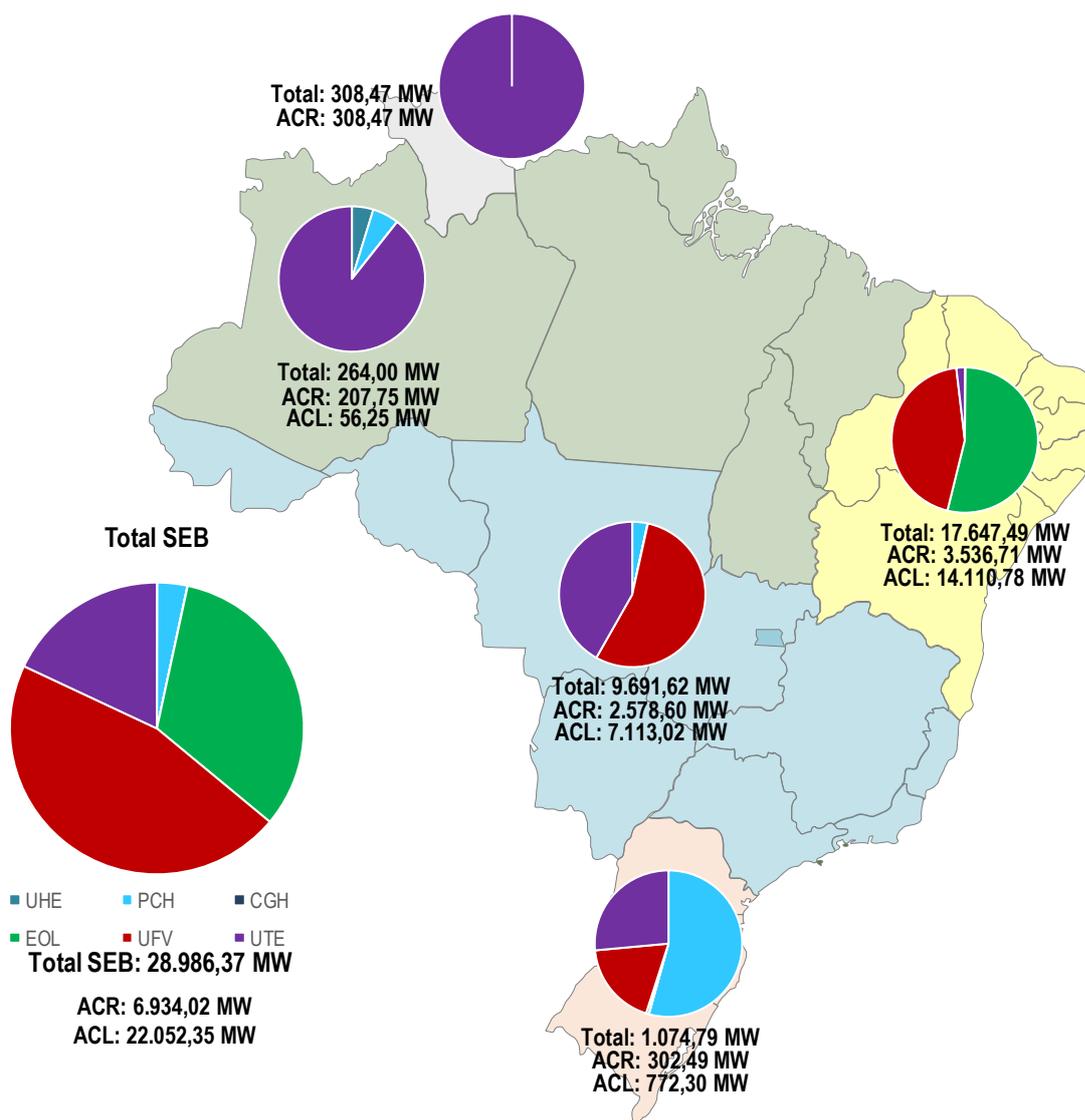


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE.



**Tabela 11. 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)
<b>Hidráulica</b>	62,08	207,42	217,00	5,50	186,00	297,77	67,58	393,42	514,77
PCH	55,97	204,32	217,00	5,50	173,50	297,77	61,47	377,82	514,77
CGH	6,11	3,10	0,00	0,00	0,00	0,00	6,11	3,10	0,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	0,00
<b>Térmica</b>	1.778,87	858,63	363,00	339,39	1.364,42	507,58	2.118,26	2.223,05	870,58
<b>Eólica</b>	738,20	1.511,52	187,20	991,99	4.239,50	1.807,61	1.730,19	5.751,02	1.994,81
Eólica (não GD)	738,20	1.511,52	187,20	991,99	4.239,50	1.807,61	1.730,19	5.751,02	1.994,81
<b>Solar</b>	431,40	375,00	203,70	443,82	8.589,83	3.278,94	875,21	8.964,83	3.482,64
Solar (não GD)	431,40	375,00	203,70	443,82	8.589,83	3.278,94	875,21	8.964,83	3.482,64
<b>TOTAL</b>	<b>3.010,55</b>	<b>2.952,57</b>	<b>970,90</b>	<b>1.780,69</b>	<b>14.379,76</b>	<b>5.891,90</b>	<b>4.791,24</b>	<b>17.332,32</b>	<b>6.862,80</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 dezembro, entraram em operação os equipamentos presentes no mapa abaixo de acordo com suas respectivas localizações geográficas.

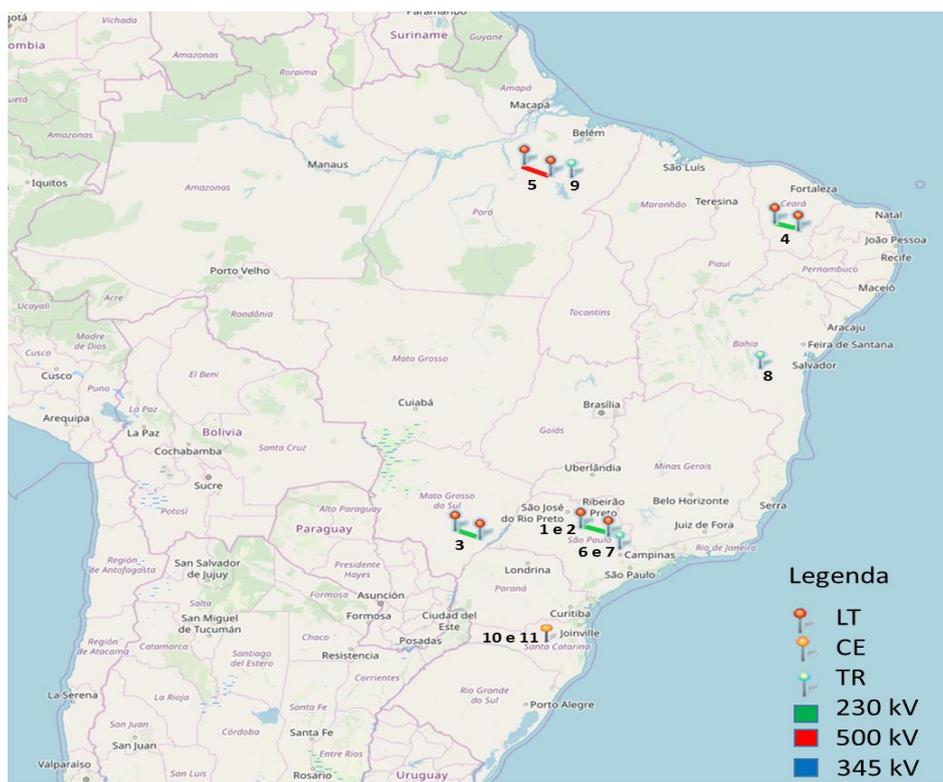


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em dezembro de 2020, destaca-se a entrada em operação de 351,6 km de linhas e 1.500 MVA de capacidade de transformação e 100 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)
1	230	LT Nova Porto Primavera / Rosana C1	18,2	SP
2	230	LT Nova Porto Primavera / Rosana C2	18,2	SP
3	230	LT Rio Brilhante / Campo Grande 2 C1	149,0	MS
4	230	LT Russas II / Banabuiu C1	110,0	CE
5	500	LT Vila do Conde / Marituba C1	56,2	PA
<b>TOTAL</b>			<b>351,6</b>	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
6	230	SE Rosana TR1	250,0	SP
7	230	SE Rosana TR2	250,0	SP
8	230	SE Naranjuba TR4	100,0	BA
9	500	SE Marituba TR1	900,0	PA
<b>TOTAL</b>			<b>1.500,0</b>	



**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
10	230	SE Desterro RB1	50,0	SC
11	230	SE Desterro RB2	50,0	SC
TOTAL			100,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/20 (km)	Acumulado em 2020 (km)
230	295,4	2.692,1
345	0,0	30,0
500	56,2	4.193,0
TOTAL	351,6	6.915,1

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/20 (MVA)	Acumulado em 2020 (MVA)
230	600,0	4.638,0
345	0,0	800,0
440	0,0	450,0
500	900,0	11.934,0
TOTAL	1.500,0	17.822,0

<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

1

## 7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 24.888,5 km de linhas de transmissão e 67.104,0 MVA de capacidade instalada de transformação.



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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)
230	2.255,3	1.178,0	2.294,9
345	79,0	205,0	4,0
440	151,0	0,0	37,0
500	6.459,0	7.480,8	4.744,5
<b>TOTAL</b>	<b>8.944,3</b>	<b>8.863,8</b>	<b>7.080,4</b>

Fonte dos dados: MME / SEE.

**Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação**

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	7.789,0	5.234,0	2.140,0
345	1.350,0	2.100,0	750,0
440	1.700,0	0,0	300,0
500	15.742,0	17.673,0	12.326,0
<b>TOTAL</b>	<b>26.581,0</b>	<b>25.007,0</b>	<b>15.516,0</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 novembro de 2020, a geração hidráulica correspondeu a 61,6% do total gerado no País, valor 2,1% inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica caiu 0,1 p.p. com relação ao verificado no mês anterior, representando 11,3% do total gerado. Já as usinas térmicas tiveram sua participação ampliada com relação ao mês anterior, aumentando 2,2 p.p. e sendo responsável por 26,1% da geração de energia elétrica no País.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 73,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em novembro de 2020.

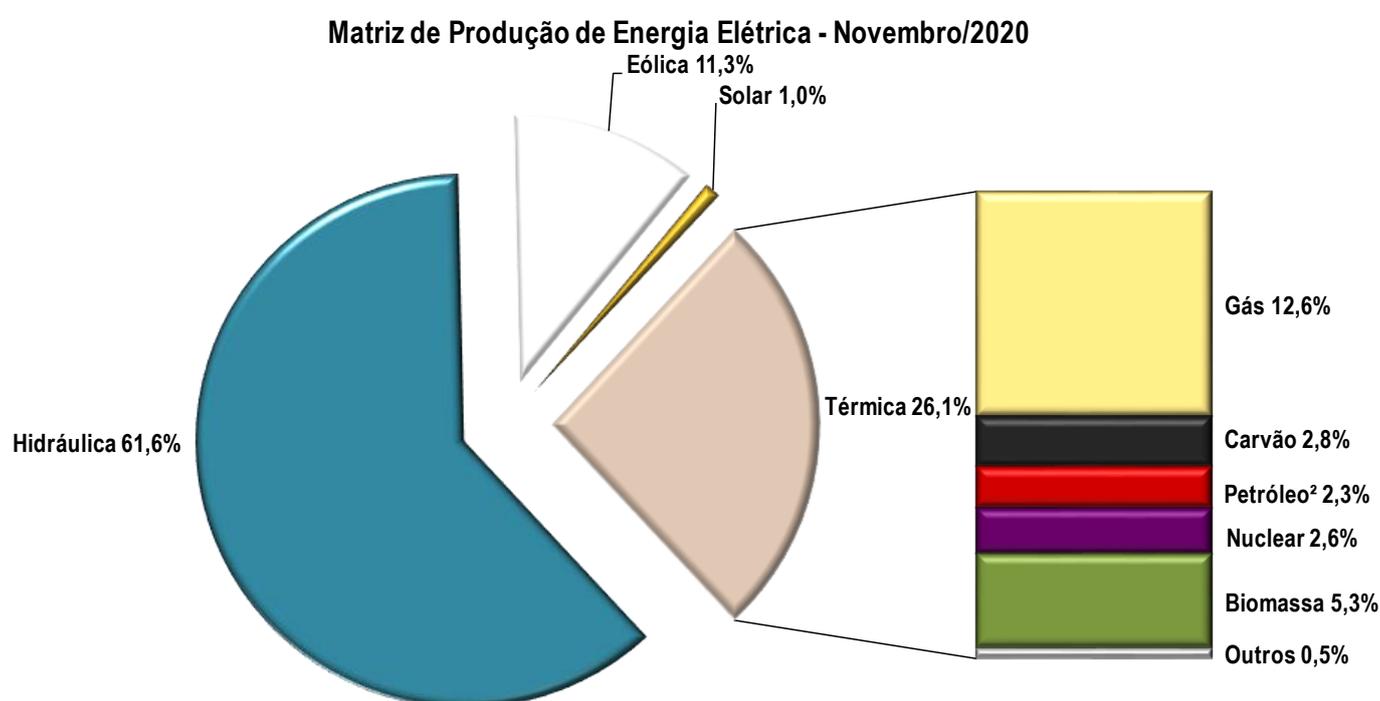


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até novembro 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 novembro, a geração hidráulica apresentou retração de 10,9% com relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com novembro de 2019, as gerações hidráulica e solar apresentaram, respectivamente, queda de 5,6% e 3,8%, enquanto que as gerações térmica e eólica sofreram elevação de 7,7% e 1,7%, respectivamente.



Com relação à fonte térmica, destaca-se o comportamento observado em novembro de 2020, em comparação ao mesmo mês do ano anterior, está associado, dentre outros fatores, 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.

Quando o assunto é o total de energia gerada, no acumulado dos últimos 12 meses, em comparação ao mesmo período anterior, pode-se verificar a redução de 1,7% no total da geração, com retração também de 1,7% no comparativo com novembro de 2019, comportamento impactado em 2020 pelas medidas de enfrentamento no País contra a pandemia de COVID-19.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Nov/19 (GWh)	Out/20 (GWh)	Nov/20 (GWh)	Evolução mensal (Nov/20 / Out/20)	Evolução anual (Nov/20 / Nov/19)	Dez/18-Nov/19 (GWh)	Dez/19-Nov/20 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>30.610</b>	<b>32.427</b>	<b>28.889</b>	<b>-10,9%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>407.164</b>	<b>400.600</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>11.087</b>	<b>11.774</b>	<b>11.937</b>	<b>1,4%</b>	<b>7,7%</b>	<b>100.373</b>	<b>94.229</b>	<b>-6,1%</b>
Gás	5.196	5.023	5.922	17,9%	14,0%	39.971	37.802	-5,4%
Carvão	1.438	1.321	1.312	-0,7%	-8,8%	11.172	9.482	-15,1%
Petróleo <sup>2</sup>	300	473	732	54,7%	143,8%	4.628	3.203	-30,8%
Nuclear	1.332	1.269	1.230	-3,1%	-7,7%	14.733	12.958	-12,0%
Outros	229	601	247	-58,9%	8,0%	2.715	3.075	13,3%
Biomassa	2.592	3.087	2.495	-19,2%	-3,7%	27.156	27.708	2,0%
<b>Eólica</b>	<b>5.204</b>	<b>5.813</b>	<b>5.292</b>	<b>-9,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>53.193</b>	<b>54.954</b>	<b>3,3%</b>
<b>Solar</b>	<b>477</b>	<b>511</b>	<b>459</b>	<b>-10,2%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>4.700</b>	<b>5.897</b>	<b>25,5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>47.378</b>	<b>50.525</b>	<b>46.577</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>565.430</b>	<b>555.680</b>	<b>-1,7%</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		
	Nov/19 (GWh)	Out/20 (GWh)	Nov/20 (GWh)	Evolução mensal (Nov/20 / Out/20)	Evolução anual (Nov/20 / Nov/19)	Dez/18-Nov/19 (GWh)	Dez/19-Nov/20 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-5,1%</b>	<b>---</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>---</b>
<b>Térmica</b>	<b>348</b>	<b>382</b>	<b>356</b>	<b>-6,6%</b>	<b>2,5%</b>	<b>3.801</b>	<b>4.150</b>	<b>9,2%</b>
Gás	10	11	12	6,8%	15,8%	96	152	58,2%
Petróleo <sup>2</sup>	333	366	340	-7,1%	2,0%	3.664	3.942	7,6%
Biomassa	4	5	5	-3,0%	8,3%	41	56	35,4%
<b>TOTAL</b>	<b>348</b>	<b>383</b>	<b>357</b>	<b>-6,6%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3.801</b>	<b>4.156</b>	<b>9,3%</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> 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 novembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

No mês de novembro de 2020, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 2,8 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 45,1%, com total de 6.514 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,5%, o que indica decréscimo de 0,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em novembro de 2020, reduziu 7,6 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 33,9%, com total de 691 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 35,0 %, o que indica acréscimo de 0,4 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

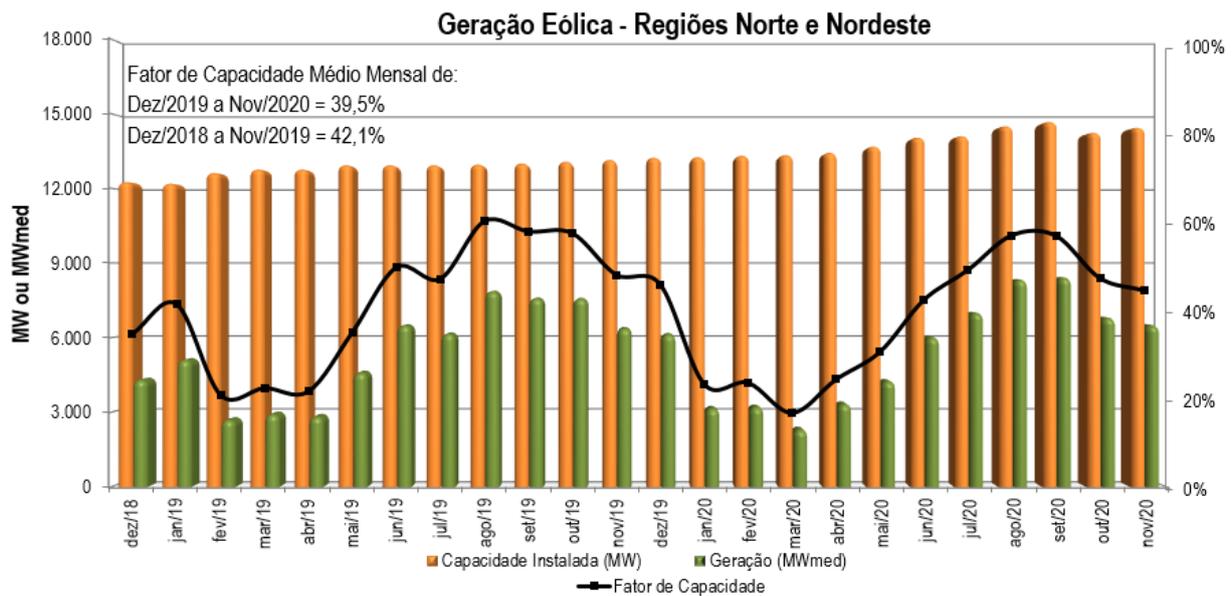


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

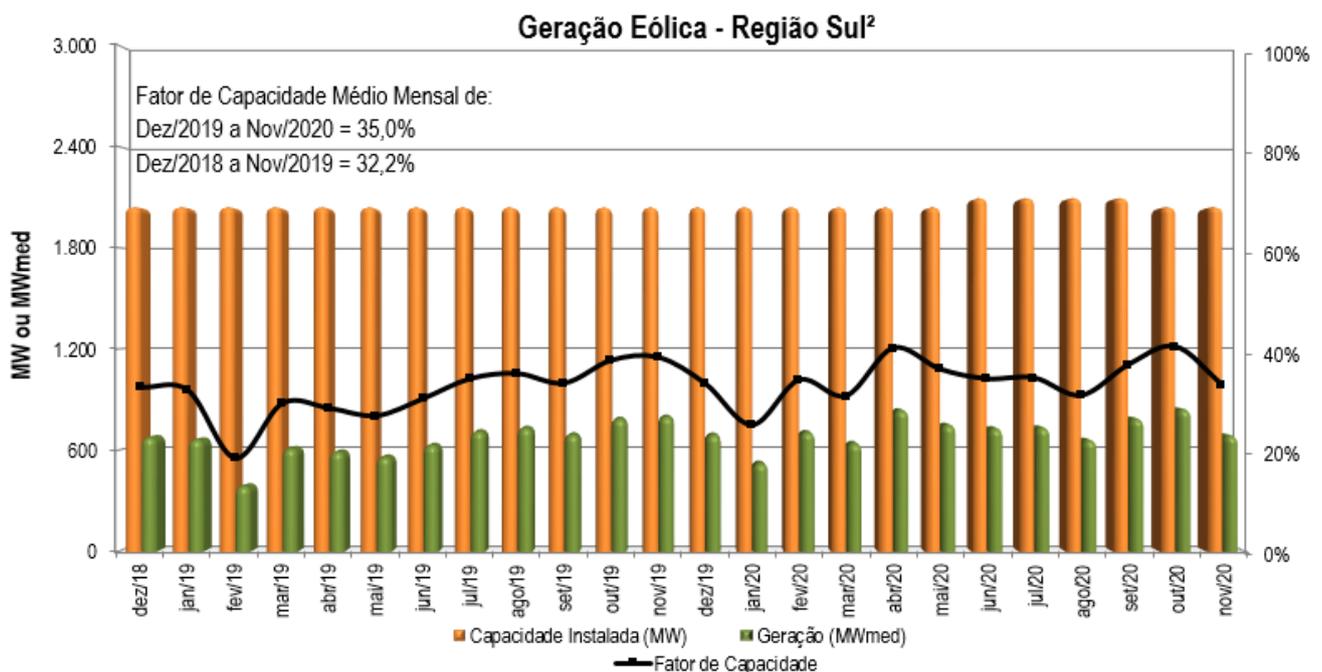


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

<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 novembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia<sup>1</sup>

Em novembro de 2020, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 39.232 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 62.318 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 63,0%.

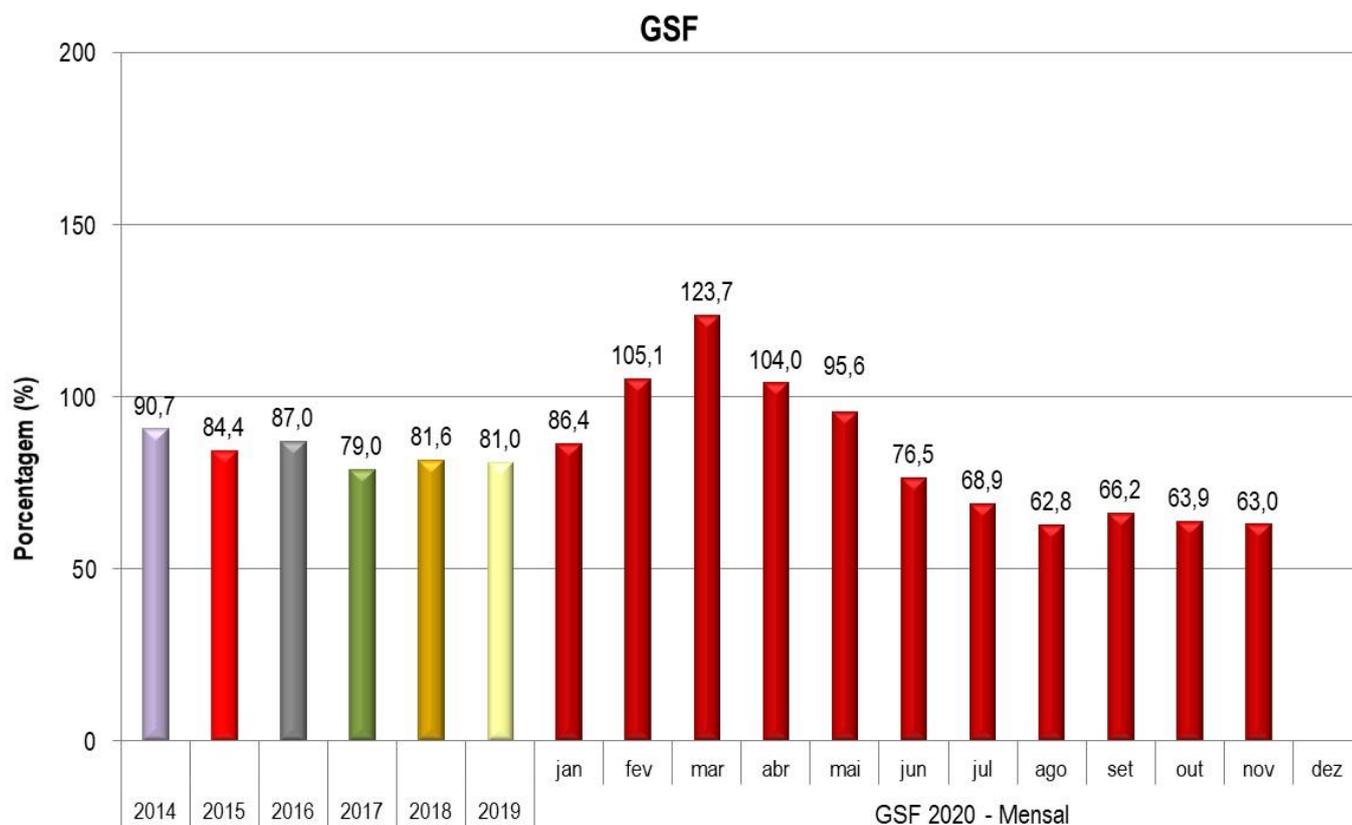


Figura 26. Evolução do GSF.

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	45.395	42.750	39.232	
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	57.201	50.581	42.606	41.522	42.580	52.782	61.717	66.330	68.532	66.860	62.318	
GSF (%)	86,4	105,1	123,7	104,0	95,6	76,5	68,9	62,8	66,2	63,9	63,0	

Dados contabilizados até novembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

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



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 13,20/ MWh e R\$ 939,57 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sudeste / Centro-Oeste no intervalo das 16h30 às 17h00 do dia 1/12 e o menor valor foi verificado no subsistema Nordeste, no dia 13/12, das 7h00 às 7h30.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de R\$ 109,48/ MWh e R\$ 1.547,13 / MWh, percebe-se que houve redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pela expectativa do aumento dos volumes de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

Cabe destacar, ainda, o descolamento dos CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul em relação aos demais subsistemas, ao longo dos primeiros 20 dias do mês, devido ao atingimento dos limites de intercâmbio, em cenário com relevante geração renovável inflexível do Nordeste e com a necessidade de geração térmica mais expressiva nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul para fazer frente à condição hidroenergética desfavorável.

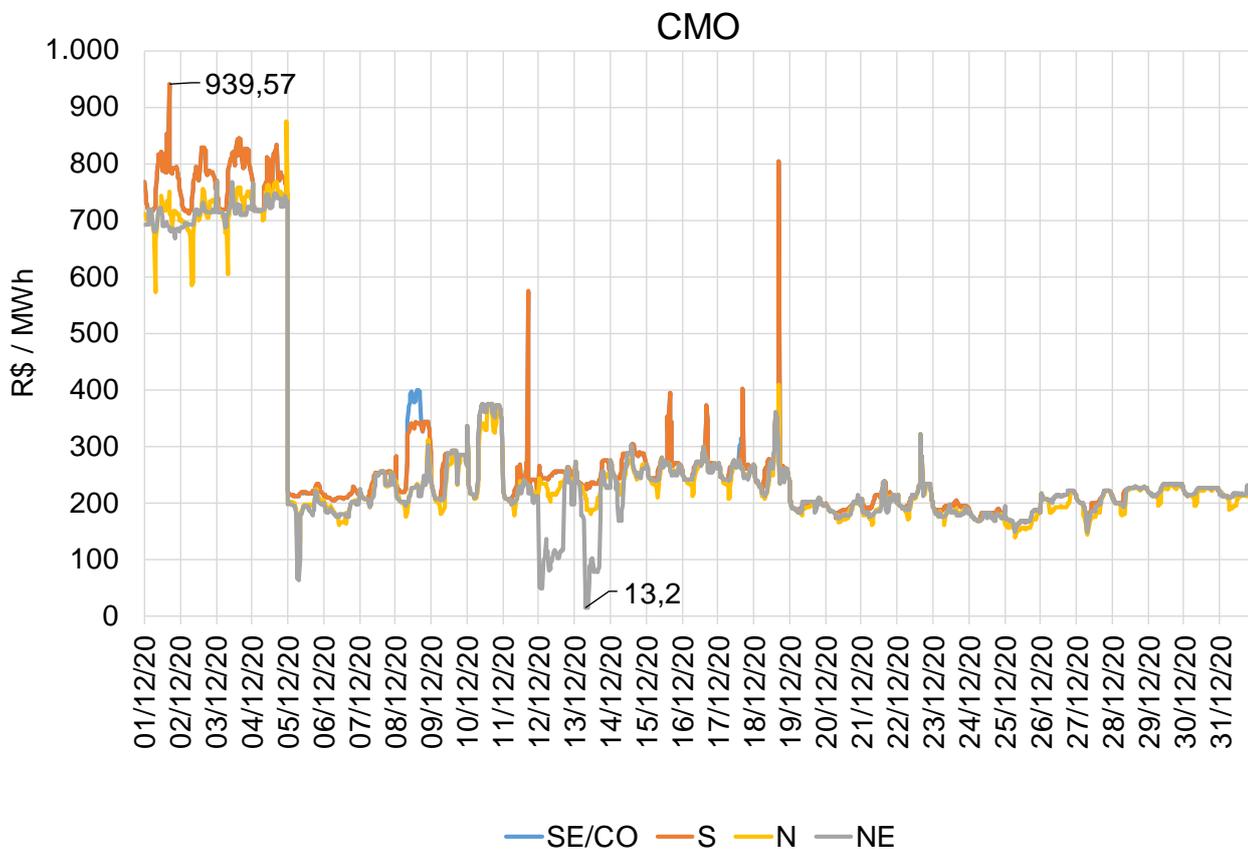


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



## 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em dezembro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) médios semanais permaneceram equalizados entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte durante todo o mês. Nestes subsistemas, o PLD oscilou entre R\$ 198,36 / MWh e R\$ 559,75 / MWh (teto do PLD), tendo seu valor reduzido no final do mês, impactado pelas melhores perspectivas de aflúncias e menores requisitos de carga.

Por sua vez, o PLD do subsistema Nordeste, com a melhor condição de armazenamento hídrico atualmente, permaneceu pela primeira semana do mês de dezembro em valores mais baixos, e seu descolamento em relação aos demais subsistemas decorre do atingimento do limite de exportação de energia a partir desse subsistema.

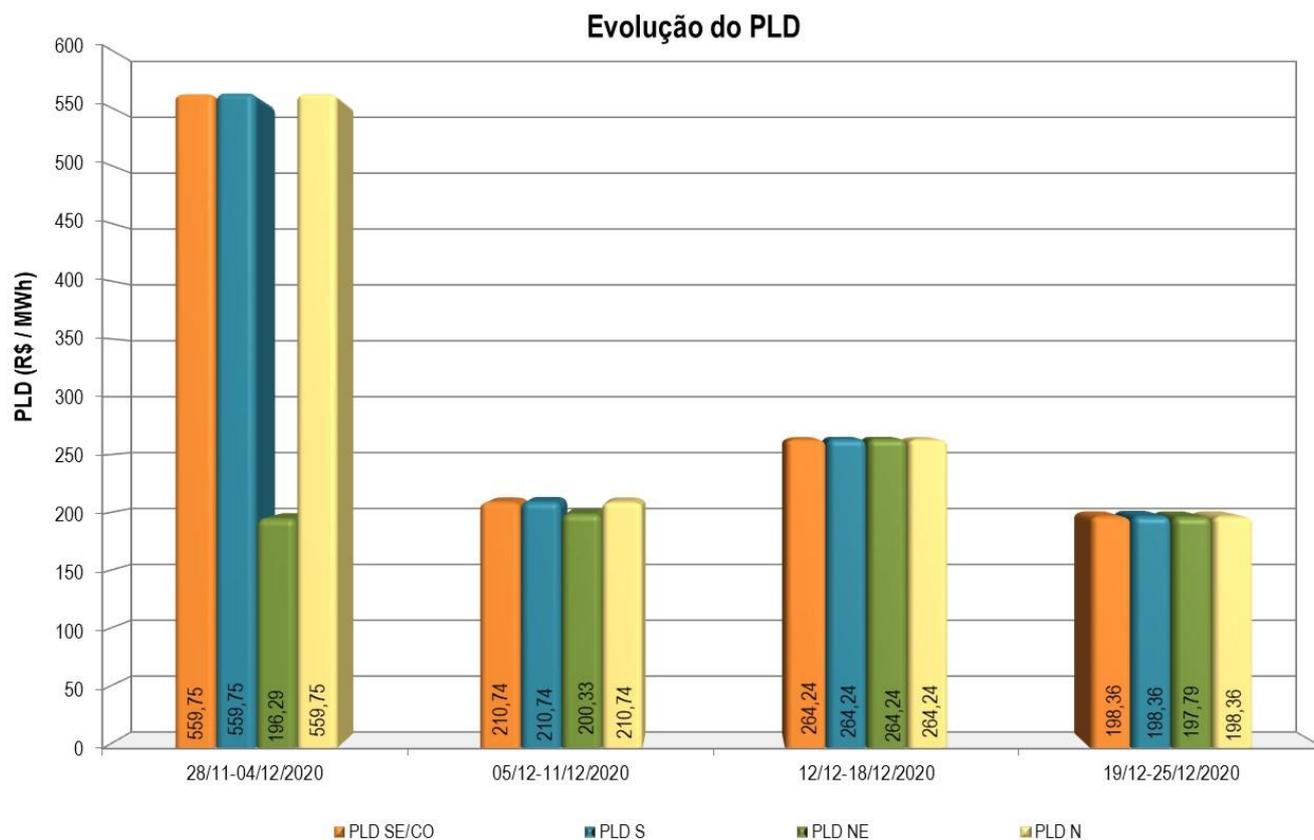


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



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

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em novembro de 2020 totalizaram R\$ 1.356 milhões, montante muito superior ao despendido no mês anterior (R\$ 686 milhões), representando a segunda elevação considerável seguida no valor total dos ESS. Conforme ilustrado na figura abaixo, as maiores parcelas dos encargos se referem aos encargos de importação, seguidos pelos encargos por deslocamento hidráulico e segurança energética. A elevação do valor total dos encargos, bem como sua distribuição, vem ocorrendo 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, conforme relatado anteriormente nesse Boletim, tendo sido autorizado pelo CMSE que o ONS utilize, como medida excepcional, o despacho fora da ordem de mérito das térmicas, bem como a importação de energia elétrica, sem substituição, da Argentina e do Uruguai.

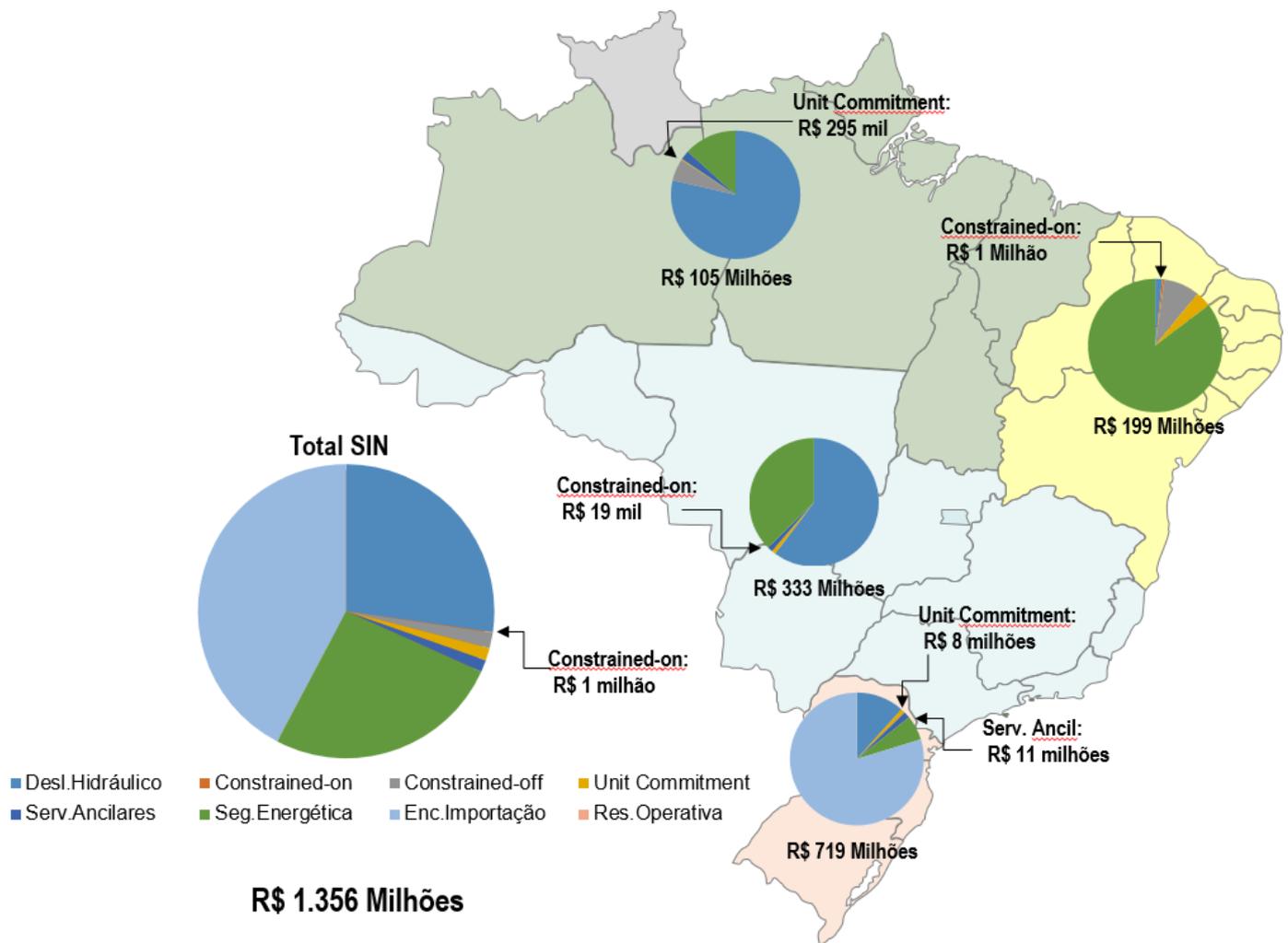


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

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

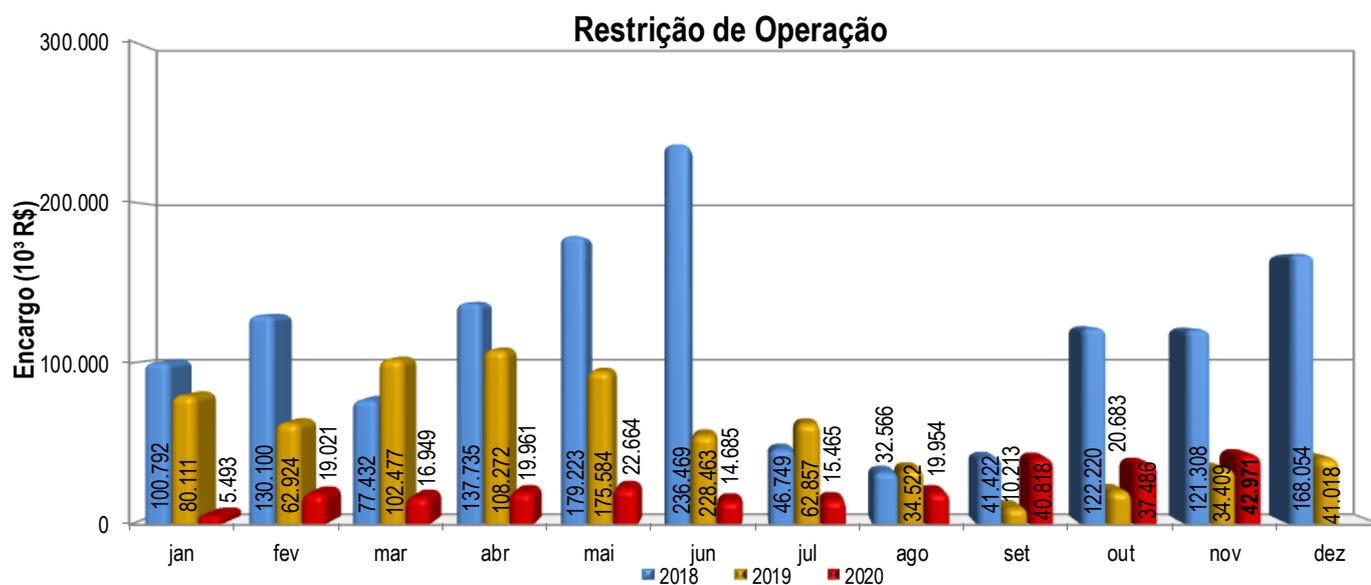


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

\* 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

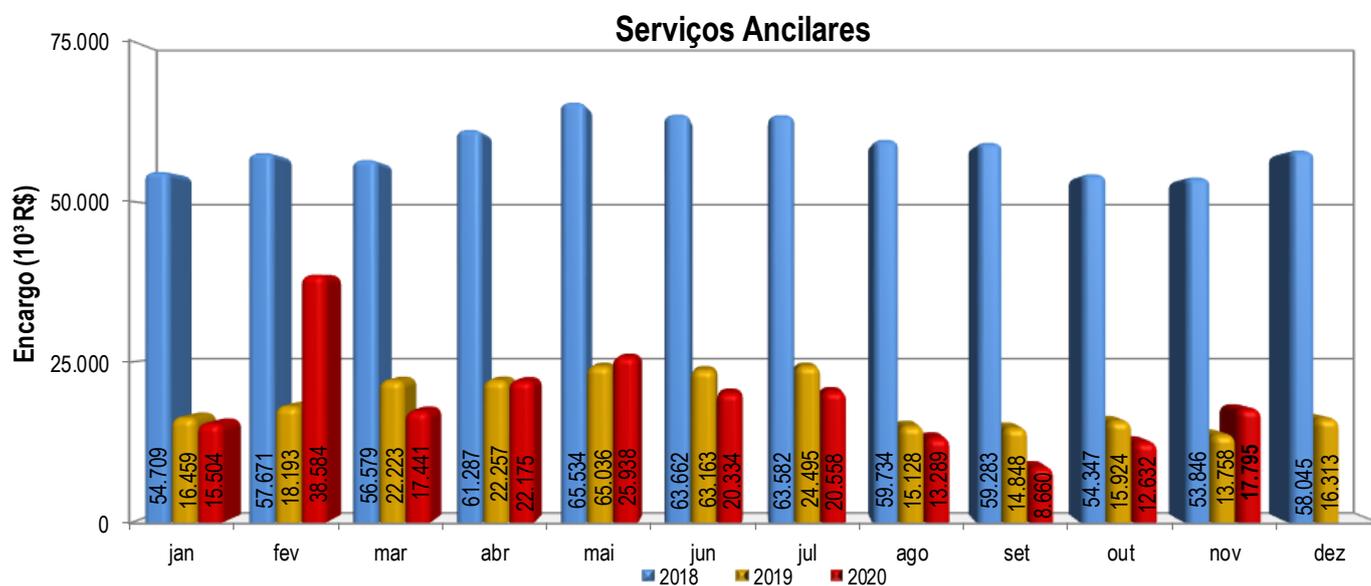


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

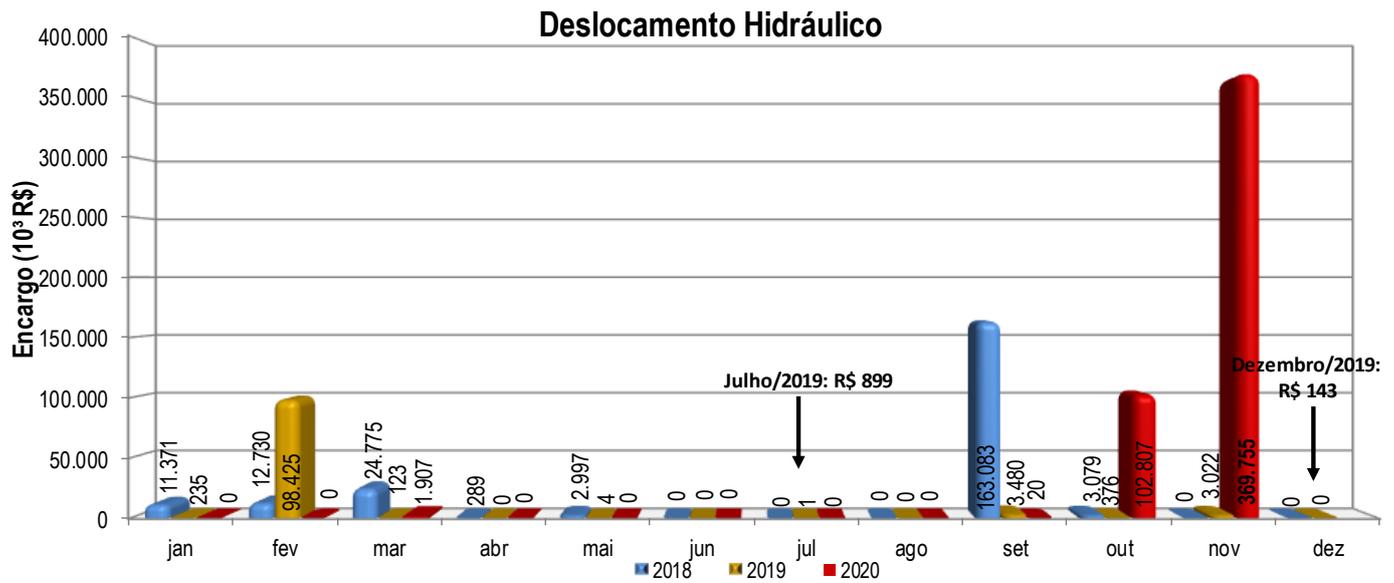


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

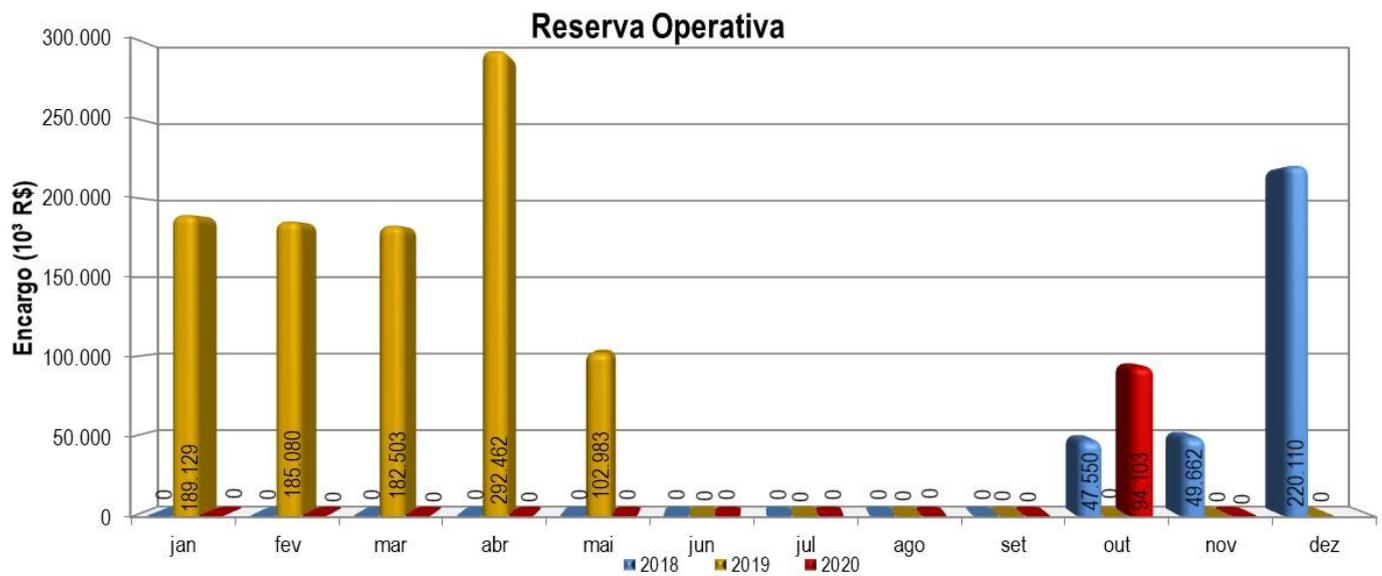


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

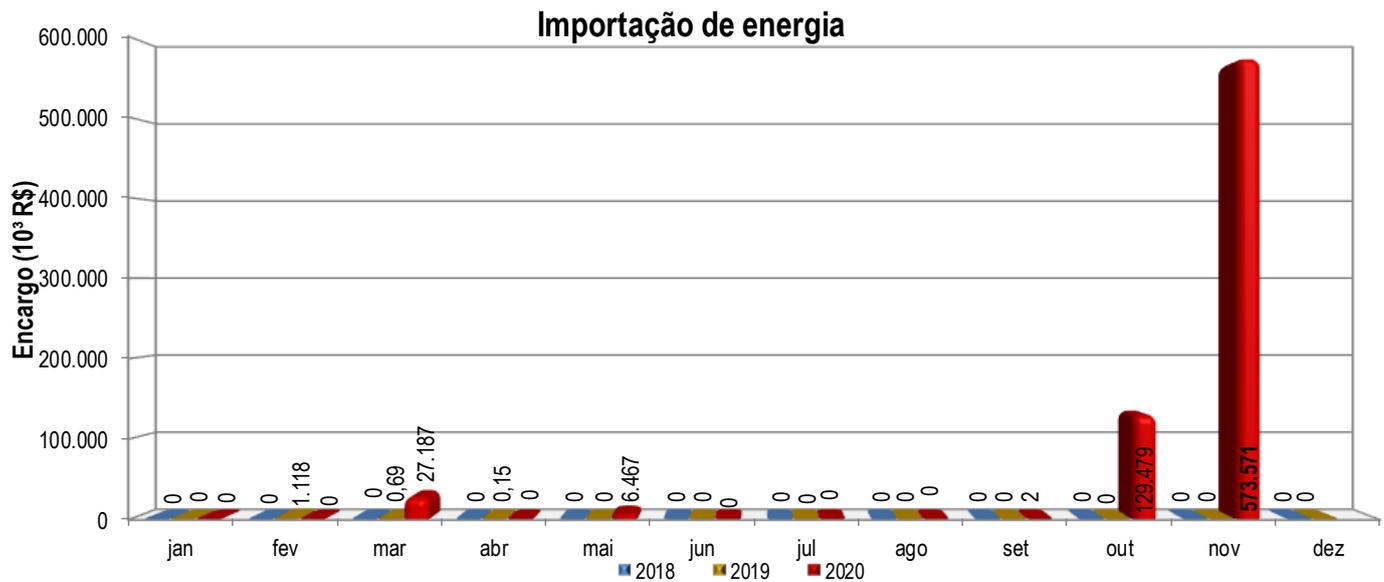


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

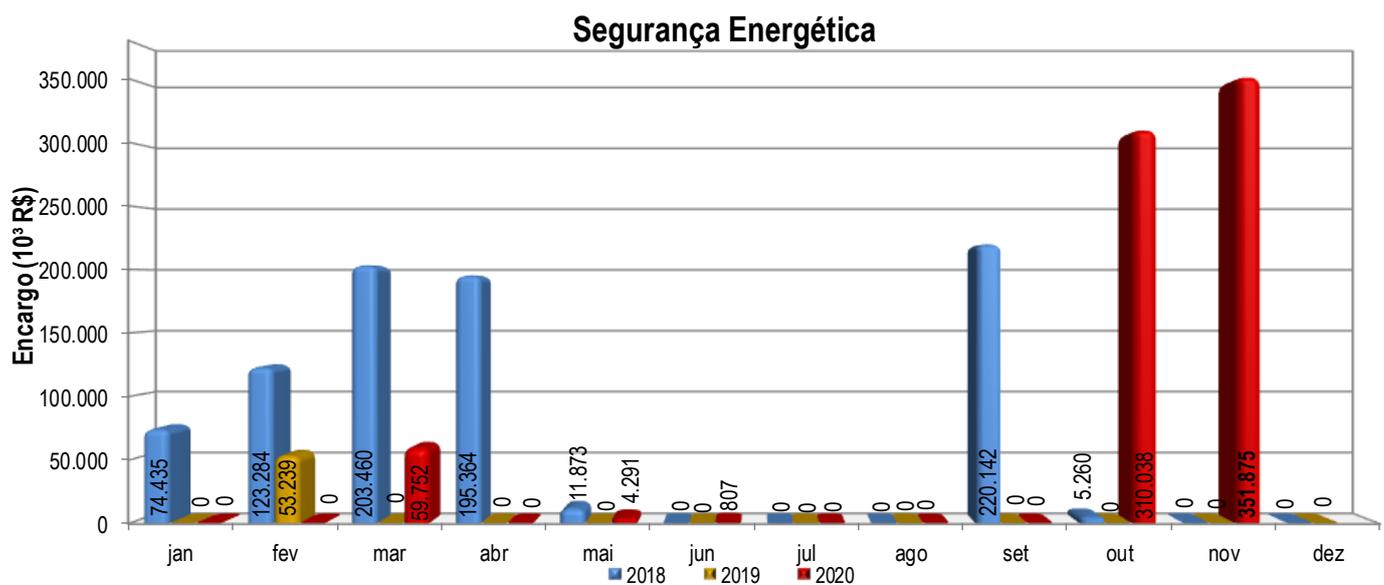


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro 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, 447 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
11/dez	Desligamento automático da LT 230 kV Alegrete 2/ Maçambará C1	126,3	RS	O desligamento ocorreu devido a um curto-circuito no barramento de 230 kV da SE Alegrete 2, localizado na cadeia de suspensão do cabo da fase C do TC da LT 230 kV Alegrete 2/ Maçambará C1, provocado por dejetos de aves.
30/dez	Desligamento automático da LT 230 kV Laranjal/ Macapá C1 e C2	129,0	AP	O desligamento teve início com curto-circuito simultâneo provocado provavelmente por descarga atmosférica.
31/dez	Desligamento da rede da concessionária Equatorial Distribuição Piauí	192,1	PI	Provável causa: fortes chuvas acompanhadas de rajadas de vento e descargas atmosféricas na cidade de Teresina, com consequentes danos na rede de distribuição.
		<b>447,4</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.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2020 Jan-Dez	2019 Jan-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	126	1.309	146
SE/CO	327	156	0	162	0	254	774	425	0	2.066	344	0	4.507	6.990
NE	0	299	0	0	162	291	0	524	170	122	630	192	2.390	2.781
N	0	0	1.980	206	0	111	181	664	1.489	0	394	129	5.154	2.275
Isolados	0	177	195	129	119	0	130	125	0	157	0	0	1.032	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>2.345</b>	<b>1.368</b>	<b>447</b>	<b>14.393</b>	<b>17.046</b>



Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2020	2019
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	4	1
SE/CO	3	1	0	1	0	2	1	2	0	3	2	0	15	26
NE	0	2	0	0	1	2	0	1	1	1	2	1	11	14
N	0	0	2	1	0	1	1	3	2	0	2	1	13	12
Isolados	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	7	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>5</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>50</b>	<b>89</b>

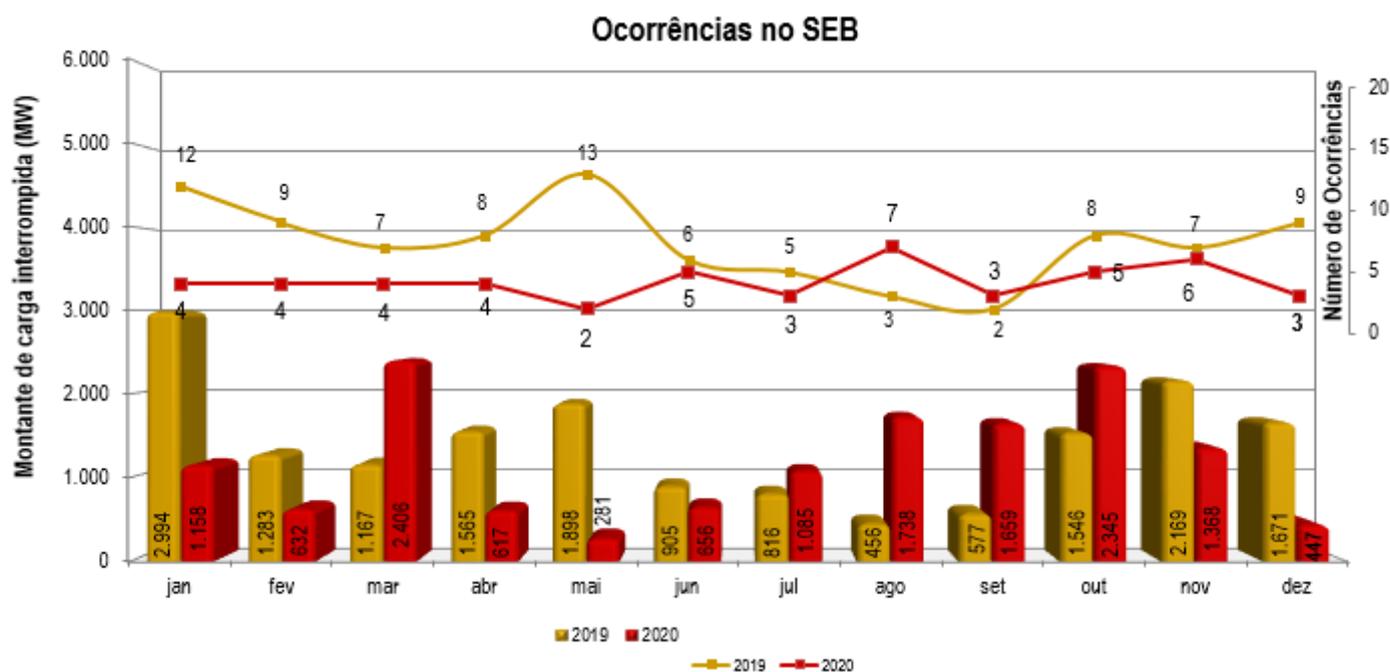


Figura 36. Ocorrências no SEB.

<sup>1</sup> 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.

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

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.

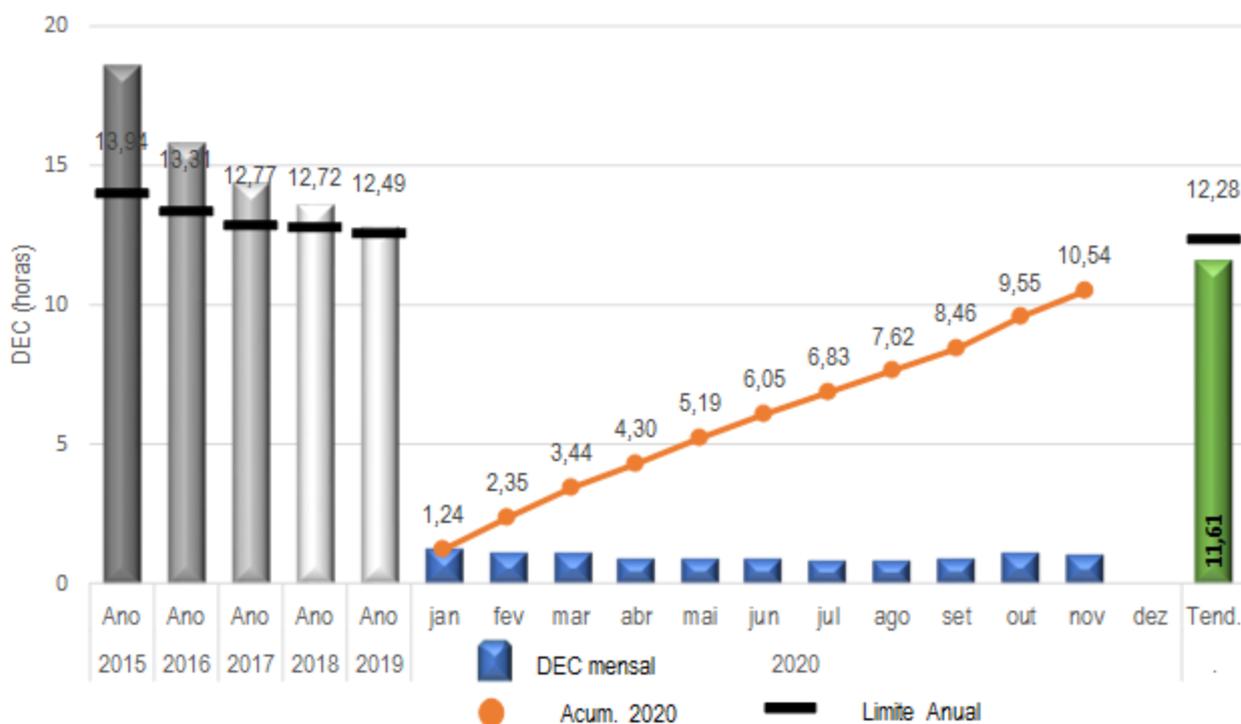


## 12.2. Indicadores de Continuidade<sup>1</sup>

Até o mês de novembro de 2020, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 10,54 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,61 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	0,84	1,09	0,99		10,54	11,61	12,28
S	1,15	0,90	0,70	0,64	0,74	0,80	0,86	0,77	0,89	0,94	0,90		9,30	10,41	10,35
SE	0,86	0,84	0,66	0,45	0,56	0,60	0,52	0,52	0,54	0,86	0,66		7,07	7,73	8,47
CO	1,54	1,49	1,17	1,17	1,00	0,93	0,74	0,84	1,04	1,66	1,34		12,91	14,80	13,78
NE	1,58	1,38	1,76	1,37	1,22	1,11	1,02	0,94	0,92	1,12	1,30		13,72	14,87	14,08
N	2,25	1,94	1,98	1,83	1,86	1,51	1,52	1,93	2,18	2,12	1,80		20,93	23,37	32,99



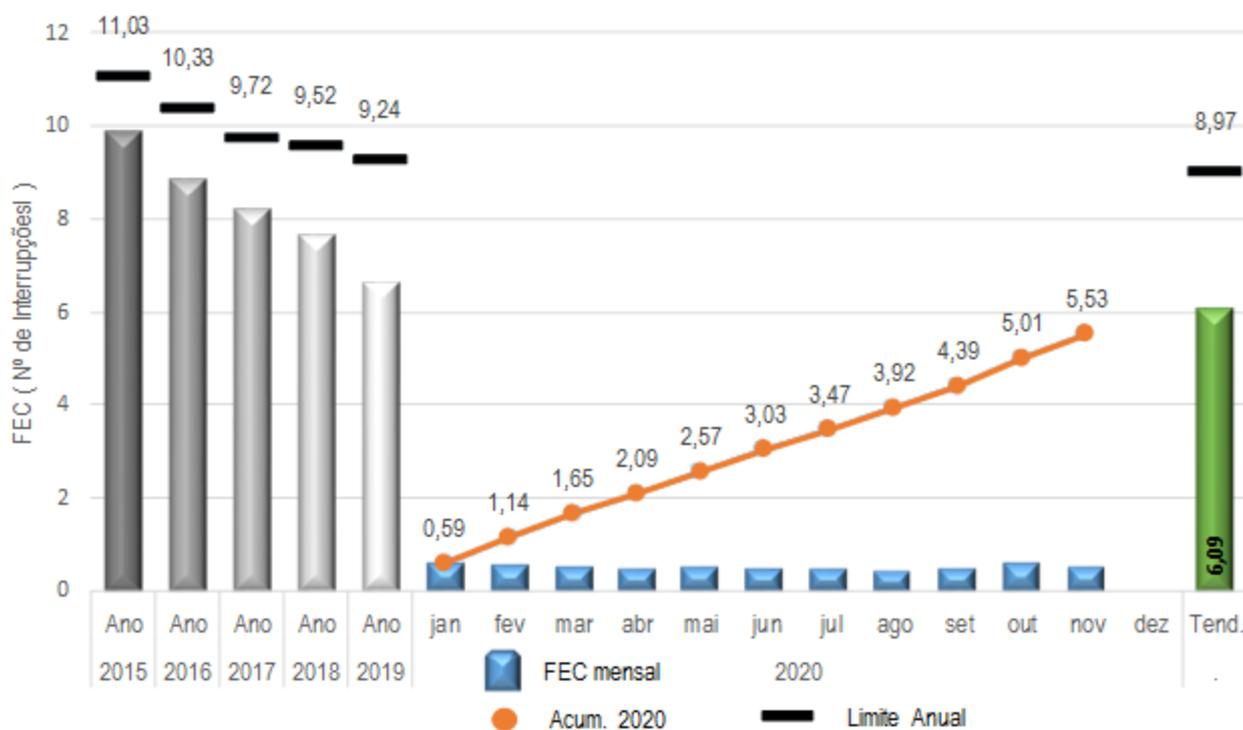
**Figura 37. DEC do Brasil**



Até o mês de novembro de 2020, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 5,53 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,09 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,97 interrupções estabelecido pela ANEEL.

**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	0,47	0,62	0,52		5,53	6,09	8,97
S	0,77	0,56	0,47	0,43	0,47	0,49	0,49	0,48	0,52	0,58	0,57		5,82	6,46	7,92
SE	0,43	0,43	0,36	0,26	0,35	0,36	0,34	0,32	0,36	0,54	0,40		4,15	4,55	6,22
CO	0,72	0,75	0,60	0,63	0,66	0,50	0,52	0,51	0,64	0,88	0,65		7,06	7,84	10,60
NE	0,61	0,56	0,65	0,55	0,53	0,48	0,46	0,45	0,43	0,56	0,56		5,84	6,43	8,94
NO	1,03	0,99	0,93	0,97	1,03	0,92	0,87	1,07	1,13	1,13	0,91		10,99	12,04	27,77



**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 novembro 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.

- **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

<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-reativo
<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	