



ANO-BASE 2022

3º INVENTÁRIO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS EM USINAS TERMELÉTRICAS

Geração de eletricidade, emissões e lista de empresas proprietárias das termelétricas a combustíveis fósseis do Sistema Interligado Nacional



INVENTÁRIO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS EM USINAS TERMELÉTRICAS:

geração de eletricidade, emissões e
lista de empresas proprietárias das
termelétricas a combustíveis fósseis do
Sistema Interligado Nacional
(ano-base 2022)

Outubro de 2023

Equipe técnica:

André Luis Ferreira
Felipe Barcellos e Silva
Helen Sousa
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo

Comunicação:

Isis Rosa Nóbile Diniz

Projeto gráfico:

Fábio Bosquê
Mario Kanno

Imagem capa:

Saulo Cruz/MME/ Flickr

Apoio:

Charles Stewart Mott Foundation

Sobre o IEMA:

O Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) fundada no Brasil em 2006. O IEMA tem como foco a produção e a divulgação de conhecimento técnico-científico para subsidiar a formulação e a avaliação de políticas públicas, atuando com o propósito de qualificar os processos decisórios para que os sistemas de transporte e de energia no país assegurem o uso sustentável de recursos naturais com desenvolvimento social e econômico.

Quem somos:

André Luis Ferreira
David Shiling Tsai
Fabio Galdino
Felipe Barcellos e Silva
Gabrielly de Castro Alves
Helen Sousa
Ingrid Graces
Isis Rosa Nóbile Diniz
Mônica Takeda
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo
Rodrigo Pimenta
Vinicius Oliveira

Fale conosco:

Rua Artur de Azevedo, 1212, 9º andar, Pinheiros,
São Paulo - SP, CEP 05404-003
Telefone: +55 (11) 3476-2850

<https://energiaeambiente.org.br/>
energiaeambiente@energiaeambiente.org.br

Acompanhe nossas redes sociais:



[https://twitter.com/
iema_instituto](https://twitter.com/iema_instituto)



[https://www.linkedin.com/company/
instituto-de-energia-e-meio-ambiente/](https://www.linkedin.com/company/instituto-de-energia-e-meio-ambiente/)



[https://www.facebook.com/
institutoenergiaeambiente/](https://www.facebook.com/institutoenergiaeambiente/)



[https://www.instagram.com/
energiaeambiente/](https://www.instagram.com/energiaeambiente/)



APRESENTAÇÃO

Desde o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétricas dá lugar a uma crescente diversificação das fontes de geração. Se, por um lado, observa-se uma ampliação marcante das fontes biomassa, eólica e solar, por outro, verifica-se a expansão do uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade. Ainda que, em 2022, essa geração tenha caído cerca de 49% em relação ao ano de 2021, devido principalmente à recuperação dos reservatórios das hidrelétricas, a produção de energia elétrica por termelétricas fósseis saiu de 35 TWh em 2002 para quase 69 TWh em 2022, praticamente dobrando.

Tendo em vista as implicações ambientais, sociais e econômicas dessa transição, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) vem se dedicando a um conjunto de estudos e análises com o intuito de chamar a atenção do governo, de organizações não governamentais, de formadores de opinião, de pesquisadores e da sociedade em geral para os impactos ambientais das usinas termelétricas. Os resultados do trabalho têm sido divulgados por meio de uma série de publicações visando fornecer subsídios ao processo de avaliação, licenciamento ambiental e habilitação de empreendimentos. Além disso, busca-se contribuir com o compartilhamento de informações e com a tomada de decisão sobre a viabilidade desses projetos.

A geração termelétrica e a sua correlação com emissões de poluentes foi abordada em duas das primeiras publicações: [“Regulação ambiental da termeletricidade no Brasil – controle de emissão de poluentes”](#) (2015) e [“Geração termoelétrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle”](#) (2016). Mais recentemente, também exposta no [“Boletim Leilão de Energia Elétrica”](#) (publicado continuamente) e na nota técnica [“Qualidade do Ar em Macaé \(RJ\)”](#) (2021).

Com esses estudos, consolidou-se uma base de dados com parâmetros técnicos e ambientais das usinas, tais como: combustível utilizado, ciclo termodinâmico, tipos de sistemas de controle adotados, potencial de emissões atmosféricas e uso de água para resfriamento. Em seguida, aprimorou-se uma metodologia de consolidação de dados, incluindo critérios para casos de informações ausentes ou pouco consistentes.

Esta publicação sistematiza esses dados em rankings de emissões de usinas termelétricas fósseis que forneceram energia ao Sistema Interligado Nacional em 2022, bem como de seus respectivos proprietários.

Importante destacar que se optou pela utilização dos Relatórios de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) como fontes de informações, pois eles se mostraram mais completos em termos de disponibilidade de dados de consumo de combustíveis e de emissões de poluentes atmosféricos locais.

A publicação deste inventário, já em sua terceira edição, é oportuna ao se atentar para o médio e longo prazo. A [Lei 14.182/2021](#) prevê a instalação de 8.000 MW em termelétricas a gás nas Regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil — que devem entrar no sistema entre 2026 e 2030 — e com a postergação de subsídios e da vida útil de usinas a carvão mineral até 2040, conforme [Lei 14.299/2022](#). Além disso, 2022 foi o ano em que as usinas a combustíveis fósseis vencedoras do Procedimento Simplificado de Contratação (PCS), leilão criado em caráter de emergência como tentativa de resposta à crise hídrica de 2021, entraram em operação. Essa inserção de novas centrais elétricas poluidoras no sistema foi conduzida mesmo em um cenário hídrico favorável que, conforme os resultados deste trabalho mostraram, posicionou as hidrelétricas em excelentes condições de geração e diminuiu sobremaneira a necessidade de acionamento de unidades termelétricas.

Assim, o contexto atual do setor elétrico apresenta riscos para seus planos de descarbonização rumo a uma matriz 100% renovável, bem como para a melhoria da qualidade do ar no país. Com esta terceira edição do inventário, destinada a executivos do setor elétrico, defensores socioambientais, analistas financeiros, investidores, formadores de opinião, reguladores e formuladores de políticas, o IEMA se coloca nos papéis de provedor de informações qualificadas e de observador crítico de impactos ambientais ocorridos nos últimos anos e previstos para as próximas duas décadas.

SUMÁRIO EXECUTIVO

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Matriz elétrica em transição

- **A geração termelétrica proveniente do conjunto de 72 usinas contidas neste estudo (UTES a combustíveis fósseis que forneceram eletricidade ao SIN) foi de 31,1 TWh em 2022. Ao todo, 23,3 TWh foram produzidos a partir do gás natural (41 plantas), correspondendo a 75% do total.**
- Segundo em participação no total inventariado, **o carvão mineral foi responsável pela geração de 6,9 TWh, representando 22% da produção de eletricidade fóssil, cinco pontos percentuais a mais que em 2021.** Já o óleo combustível e o óleo diesel, derivados de petróleo, tiveram participações tímidas que somadas representaram apenas 3% da geração inventariada.
- **A geração inventariada (eletricidade fóssil injetada no Sistema Interligado Nacional) caiu expressivamente de 2021 para 2022 (-67%).** A variação absoluta observada foi de -64,6 TWh, valor superior ao total gerado a partir de gás natural em 2021. Dessa queda absoluta, 70,6% foi proveniente da diminuição da operação de usinas a gás natural, enquanto 14,8%, 12,5% e 2,1% foram provenientes da retração do acionamento de usinas a carvão mineral, a óleo combustível e a óleo diesel, respectivamente.
- A geração termelétrica fóssil viu a porcentagem na representatividade de geração cair aos mesmos 10% apresentados em 2002, com geração inferior a 70 TWh, sendo inclusive ultrapassada pela primeira vez pela geração eólica (82 TWh).
- Ainda que a elevada geração fóssil em 2021 e a subsequente queda em 2022 possam ser consideradas pontuais por refletirem um momento teoricamente atípico na geração hidrelétrica devido a variações no regime hídrico, nota-se um aumento consistente na utilização de termelétricidade fóssil no decorrer dos anos, principalmente a partir da década de 2010. **Essa categoria de geração passou de 30,6 TWh em 2000 para 91,8 TWh em 2020 (representando um aumento de 200%), resultando em uma elevação de 113% nas emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico (SEEG, 2022).**
- A matriz elétrica brasileira passa por uma transição caracterizada pela crescente ampliação da participação de renováveis não hídricas, como biomassa e eólica, e pela expansão do uso de combustíveis fósseis. **De 2002 a 2022, a geração total de energia elétrica cresceu 96%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica apresentou aumento um tanto inferior (49%).** Ainda assim, a hidroeletricidade ainda ocupa a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 63% de toda eletricidade gerada em 2022.



Geração por usina termelétrica

- **Apenas cinco usinas responderam por mais de 35% da geração termelétrica inventariada:** Termorio, com 2,6 TWh (8,2%); Mauá 3, com 2,4 TWh (7,6%); Maranhão III, com 2,2 TWh (7,0%); e as usinas a carvão mineral Jorge Lacerda IV, com 1,9 TWh (6,2%) e Candiota III, com 1,8 TWh (5,8%).
- Além disso, 56% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas e **a quase totalidade da eletricidade produzida em 2022 (98%) foi disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por somente metade do conjunto total de usinas.**

Eficiência energética

- **Entre as cinco usinas com menor eficiência energética – parcela da energia liberada pela queima de um combustível convertida em eletricidade –, quatro são a carvão:** Candiota III (RS), com apenas 28% de eficiência, além de Jorge Lacerda I e II (SC), Pampa Sul (RS) e Jorge Lacerda III (SC), todas com eficiência média de 32%.
- **Entre aquelas com maior eficiência, encontram-se 15 usinas a gás natural nas primeiras posições do ranking, sendo 11 delas a ciclo combinado.**

RANKING DE GERAÇÃO POR USINA TERMELÉTRICA

● Gás natural ● Carvão mineral

	Usina		Geração [TWh]		
1	Termorio Duque de Caxias RJ	2,6	8,2%		
2	Mauá 3 Manaus AM	2,4	7,6%		
3	Maranhão III Santo Antônio dos Lopes MA	2,2	7,0%		
4	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo SC	1,9	6,2%		
5	Candiota III Candiota RS	1,8	5,8%		
6	Parnaíba I + Parnaíba V Santo Antônio dos Lopes MA	1,5	4,7%		
7	Norte Fluminense Macaé RJ	1,3	4,2%		
8	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo SC	1,3	4,2%		
9	Termobahia São Francisco do Conde BA	1,2	4,0%		
10	Pampa Sul Candiota RS	1,1	3,6%		

Distribuição da geração no território

- O subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, com o maior número de usinas operantes em 2022 (26), mesmo sofrendo queda de 74% em sua geração, seguiu como aquele com maior representatividade (34%) no total de eletricidade fóssil injetada no SIN, disponibilizando 11 TWh à rede.
- A geração elétrica se concentra em poucas unidades da federação: 76% da eletricidade inventariada foi produzida em apenas cinco estados: Rio de Janeiro, Amazonas, Maranhão, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.
- As termelétricas a combustíveis fósseis ligadas ao SIN estão distribuídas em 41 municípios, mas **62% da geração de 2022 esteve concentrada em apenas cinco: Manaus (AM), Santo Antônio dos Lopes (MA), Capivari de Baixo (SC), Candiota (RS) e Duque de Caxias (RJ).**
- Alguns municípios posicionados entre os maiores geradores de eletricidade em 2021 tiveram declínio acentuado na operação. Macaé, sede das usinas Norte Fluminense e Termomacaé, por exemplo, foi de 11,8 TWh de geração em 2021 para 1,7 TWh em 2022, passando da primeira posição para a sexta no ranking de municípios que mais forneceram energia elétrica ao SIN.

GASES DE EFEITO ESTUFA

Emissões por usina termelétrica





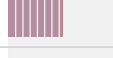


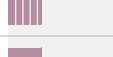
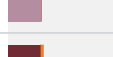
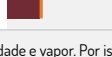
- **As 72 usinas inventariadas emitiram 19,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 2022, representando uma redução de 65% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2021.** A diminuição de emissões que ocorreu em 2022 é reflexo de um contexto de condições climáticas favoráveis à geração hidrelétrica (pós-crise hídrica) e também de crescimento de outras fontes renováveis.
- **Apenas dez usinas emitiram 63% dos gases de efeito estufa (GEE),** cinco movidas a carvão mineral como combustível principal e outras cinco a gás natural. Quase a totalidade do CO₂e inventariado (98%) foi proveniente de somente 36 plantas, representando metade das usinas fósseis do SIN inventariadas no ano-base de 2022.
- Em 2022, a usina Candiota III se destaca como maior emissora, sendo a usina menos eficiente. Sozinha, ela é responsável por 12% das emissões de GEE inventariadas.

Taxa de emissões (tCO₂e/GWh)

- A taxa de emissão é determinada pela divisão entre as emissões e a geração de eletricidade de uma planta. A figura ao lado apresenta as dez usinas termelétricas que apresentaram maiores taxas de emissões em 2022. As cinco maiores taxas de emissão são de térmicas a carvão.
- **A taxa de emissão média das usinas termelétricas conectadas ao SIN passou de 582 tCO₂e/GWh em 2021 para 637 tCO₂e/GWh em 2022** devido, principalmente, à maior participação de usinas a carvão na geração de eletricidade.
- Para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo — hidrelétricas, eólicas, solares e termelétricas nucleares, renováveis e fósseis — a diminuição expressiva na geração fóssil em favorecimento de fontes renováveis ocasionou uma queda significativa na taxa de emissão global: de 92 tCO₂e/GWh em 2021 para quase um terço disso em 2022 (32 tCO₂e/GWh).

RANKING DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA






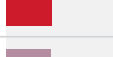
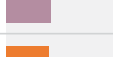
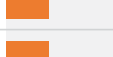

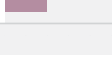
- Gás natural
- Carvão mineral
- Óleo diesel
- Óleo combustível

	Usina		Emissões [milhões de toneladas de CO ₂ e]		
1	Candiota III Candiota	RS	2,4	12,1%	
2	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	SC	1,7	8,9%	
3	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1,4	7,1%	
4	Pampa Sul Candiota	RS	1,3	6,7%	
5	Termorio* Duque de Caxias	RJ	1,3	6,5%	
6	Mauá 3 Manaus	AM	1,0	5,1%	
7	Maranhão III Santo Antônio dos Lopes	MA	0,8	4,3%	
8	Termobahia* São Francisco do Conde	BA	0,8	4,0%	
9	Parnaíba I + Parnaíba V Santo Antônio dos Lopes	MA	0,8	4,0%	
10	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	0,8	3,9%	

[Legenda]: As usinas Termorio e Termobahia são usinas de cogeração de eletricidade e vapor. Por isso, parte de suas emissões podem ter sido provenientes da geração de vapor e não de eletricidade.

TAXA DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

- Gás natural
- Carvão mineral
- Óleo diesel
- Óleo combustível

	Usina		Taxa de emissões [tCO ₂ e/GWh]	
1	Candiota III Candiota	RS	1.318	
2	Pampa Sul Candiota	RS	1.156	
3	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	1.109	
4	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1.056	
5	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	SC	898	
6	Viana Viana	ES	657	
7	Santa Cruz Rio de Janeiro	RJ	643	
8	Xavantes Aruanã Goiânia	GO	604	
9	Termo Norte I Porto Velho	RO	604	
10	Jaraqui Manaus	AM	597	



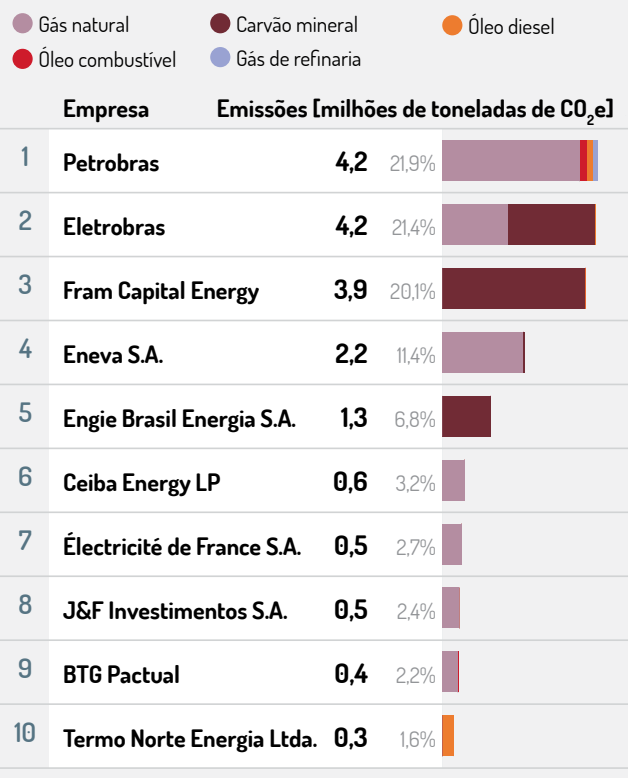
Emissões por empresas geradoras

- A geração termelétrica fóssil e as emissões de CO₂e foram alocadas em empresas geradoras de acordo com suas respectivas participações acionárias em cada usina inventariada. Apesar de haver uma quantidade relativamente grande de empresas geradoras (39), **quase 70% de toda geração fóssil inventariada para 2022 foi de responsabilidade de apenas quatro empresas:** Petrobras (25%), Eletrobras (18%), Eneva (16%) e Fram Capital Energy (13%).
- **Essas mesmas empresas responderam por 75% das emissões de 2022:** Petrobras (22%), Eletrobras (21%), Fram Capital Energy (20%) e Eneva (11%). Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem Engie (7%), Ceiba Energy (3%), Électricité de France - EDF (3%), J&F Investimentos (2%), BTG Pactual (2%) e Termo Norte Energia (2%). Somente essas dez empresas foram responsáveis por 94% das emissões de 2022, o que equivale a mais de 18 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.
- A Petrobras foi responsável pela emissão de 4,3 milhões de toneladas de gases de efeito estufa em 2022, o que significou cerca de 10 milhões de toneladas a menos do que no ano anterior.
- É interessante citar que as grandes variações de geração fizeram empresas, que outrora tinham grande relevância no total emitido no SIN, perder espaço no ranking de maiores emissoras. A exemplo disso, podemos citar a EDP, proprietária da usina Porto do Pecém I, que em 2021 foi responsável por mais de 6% das emissões inventariadas, enquanto, em 2022, emitiu menos de 0,04% do total observado.

Taxa de emissões por empresa geradora (tCO₂e/GWh)

- **Com relação à taxa de emissões de dióxido de carbono equivalente (CO₂e), a Engie foi a empresa que mais emitiu GEE por eletricidade gerada, com 1.156 tCO₂e/GWh — quase o dobro da média observada no SIN (637 tCO₂e/GWh).** Em 2022, essa empresa era responsável por 100% da usina Pampa Sul, UTE com a segunda maior taxa de emissão do SIN.
- Mesmo sendo a maior emissora em termos absolutos de 2022, a Petrobras apresentou uma taxa de emissão de 419 tCO₂e/GWh, 34% menor que a média das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN. Isso porque grande parte das usinas por ela controladas empregam tecnologias com maiores eficiências energéticas.

RANKING DE EMISSÕES POR EMPRESAS GERADORAS







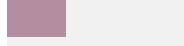

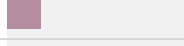
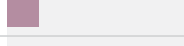
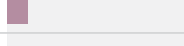
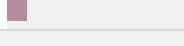


Emissões de GEE no território

- O subsistema Sul foi o maior emissor de 2022, sendo responsável por 40% do total, principalmente, devido ao importante montante de energia produzido nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, mais especificamente, nos municípios de Capivari de Baixo (20%) e Candiota (19%), sedes de usinas a carvão mineral.
- Em 2022, o subsistema Sudeste/ Centro-Oeste foi responsável por uma emissão de 5,2 milhões de toneladas de GEE (26% do total), colocando-se como o segundo que mais emitiu no ano-base deste inventário. No ano anterior, esse subsistema foi o que mais emitiu gases de efeito estufa, com 19 milhões de toneladas de CO₂e (34% do total), principalmente, devido à grande geração que houve no estado do Rio de Janeiro.
- **Cinco municípios responderam por quase 70% das emissões inventariadas:** Capivari de Baixo (SC), Candiota (RS), Manaus (AM), Santo Antônio dos Lopes (MA) e Duque de Caxias (RJ). O município de Macaé, que em 2021 era relevante tanto para a geração quanto para as emissões atmosféricas totais, foi o oitavo município a mais emitir em 2022.

RANKING DE EMISSÕES POR MUNICÍPIO

● Gás natural ● Carvão mineral

	Município	Emissões [milhões de toneladas de CO ₂ e]	
1	Capivari de Baixo SC	3,9 20,0%	
2	Candiota RS	3,7 18,9%	
3	Manaus AM	2,8 14,6%	
4	Santo Antônio dos Lopes MA	1,9 9,8%	
5	Duque de Caxias RJ	1,3 6,5%	
6	São Francisco do Conde BA	0,8 4,0%	
7	Cubatão SP	0,7 3,8%	
8	Macaé RJ	0,7 3,5%	
9	Cuiabá MT	0,5 2,4%	
10	Rio de Janeiro RJ	0,4 2,2%	

ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NO_x)

- **Foram listadas as emissões de poluentes do ar (NO_x) de apenas 32 das 72 termelétricas a combustíveis fósseis.** Para as demais usinas, as informações não estavam presentes na plataforma de dados abertos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou eram inconsistentes. Em 2022, houve uma maior quantidade de dados de emissões atmosféricas incoerentes ou faltantes em comparação com 2021.
- **As dez termelétricas com maiores emissões de NO_x disponibilizadas estão localizadas, respectivamente, nos seguintes municípios: Capivari de Baixo (SC), Duque de Caxias (RJ), Canoas (RS), Cubatão (SP), São Francisco do Conde (BA), Linhares (ES), Alto dos Rodrigues (RN) e Candiota (RS).**
- **Dos 41 municípios incluídos neste inventário, 20 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira.**
- A julgar pelos projetos de termelétricas cadastrados nos recentes leilões de energia elétrica, o adensamento de usinas em um mesmo território parece ser uma tendência para o futuro próximo, o que pode causar impactos ainda mais relevantes na qualidade do ar dessas localidades. Tal situação tem se verificado próximo de complexos industriais e portuários integrados a terminais de gás natural liquefeito (GNL).



ESCOPO

- A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas inventariadas contém termelétricas de serviço público e autoprodutoras -- usinas acopladas a indústrias para suprirem essencialmente suas próprias demandas por eletricidade -- que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) nos anos de 2020, 2021 e 2022, excluindo as plantas movidas a combustíveis renováveis e as unidades para as quais não foi possível identificar os combustíveis empregados. A geração termelétrica nos Sistemas Isolados (Sisol), supridos por pequenas ou médias usinas com pouca disponibilidade de informações, também está fora do escopo desta terceira edição do inventário.
- Um desafio importante para a elaboração deste inventário foi a dificuldade de obtenção de informações de qualidade e acessíveis publicamente, especialmente no que se refere a indicadores ambientais das usinas termelétricas e de seus controladores. Ficou evidente que há uma longa distância a percorrer no Brasil, tanto para uma efetiva gestão pública do meio ambiente quanto para a implementação transparente e consistente das recentes práticas manifestas de Governança Ambiental, Social e Corporativa (ESG - Environmental, Social and Corporate Governance) por parte das empresas do setor elétrico.



LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN: Balanço Energético Nacional

CH₄: Metano

CO: Monóxido de Carbono

CO₂: Dióxido de Carbono

CO₂e: Dióxido de Carbono Equivalente

CTF/APP: Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Naturais

EDP: EDP Energias do Brasil S.A.

EEA: European Environment Agency

EIA: Estudo de Impacto Ambiental

Eletrobras: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Eletronorte: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.

Engie: Engie Brasil Energia

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ESG: Environmental, Social and Corporate Governance

FC: Fator de Capacidade

GEE: Gases de Efeito Estufa

GNL: Gás Natural Liquefeito

GWh: Gigawatt-hora

Ibama: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IPCC: Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

J: Joule

kg: Quilogramas

MCTI: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Material Particulado

N: Norte

N₂O: Óxido Nitroso

NE: Nordeste

NO_x: Óxidos de Nitrogênio

Oema: Órgão Estadual de Meio Ambiente

OMS: Organização Mundial da Saúde

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

Petrobras: Petróleo Brasileiro S.A.

Rapp: Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais

S: Sul

S.A.: Sociedade Anônima

SEEG: Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa

SE/CO: Sudeste/Centro-Oeste

Siga: Sistema de Informações de Geração da Aneel

Sigel: Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico

SIN: Sistema Interligado Nacional

Sisol: Sistema Isolado

SO_x: Óxidos de Enxofre

t: tonelada

TCFA: Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental

tep: tonelada equivalente de petróleo

TJ: Terajoule

TWh: Terawatt-hora

UNFCCC: Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

UTE: Usina Termelétrica



SUMÁRIO

1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	13
1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil: o aumento da participação das fontes fósseis e o escopo coberto neste inventário	13
1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022	17
1.2.1 Geração de eletricidade por subsistema, estado e município	22
2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	25
2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022.....	25
2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa por subsistema, estado e município	28
2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022	29
2.3 Taxas de emissão de CO ₂ e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022.....	32
3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS	35
3.1 Taxas de emissão de CO ₂ e das empresas geradoras	42
4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS.....	43
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
6. METODOLOGIA DETALHADA.....	50
6.1 Fontes de informação	50
6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade	50
6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas.....	51
6.1.3 Consumo de combustíveis fósseis por usina inventariada	52
6.1.4 Emissões de óxidos de nitrogênio por usina inventariada	54
6.2 Procedimentos de cálculo.....	56
6.2.1 Fator de capacidade por usina	56
6.2.2 Eficiência energética.....	56
6.2.3 Emissões de gases de efeito estufa por usina	57
6.2.4 Alocação da geração de eletricidade e das emissões aos proprietários das usinas	58
6.2.5 Alocação da geração de eletricidade e das emissões aos proprietários das usinas.....	59
6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2021	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência	62



1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil: o aumento da participação das fontes fósseis e o escopo coberto neste inventário

Desde o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétricas ocorre a taxas inferiores às observadas historicamente. No gráfico da Figura 1, é possível observar que, a partir de 2011, começa a ocorrer um certo descolamento entre as curvas referentes à geração hidráulica e à geração total brasileira. Assim, de 2002 a 2022, a geração total de energia elétrica cresceu 96%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 49%.

Tal fato está atrelado à estabilização da geração hidráulica, que desde 2006 se encontra em uma faixa de 350 a 400 TWh (à exceção de 2011, 2012 e, agora, 2022, quando ultrapassou os 415 TWh); e à diversificação das fontes de geração, puxada por fontes renováveis não hídricas como biomassa, eólica e solar e pela expansão do uso de combustíveis fósseis.

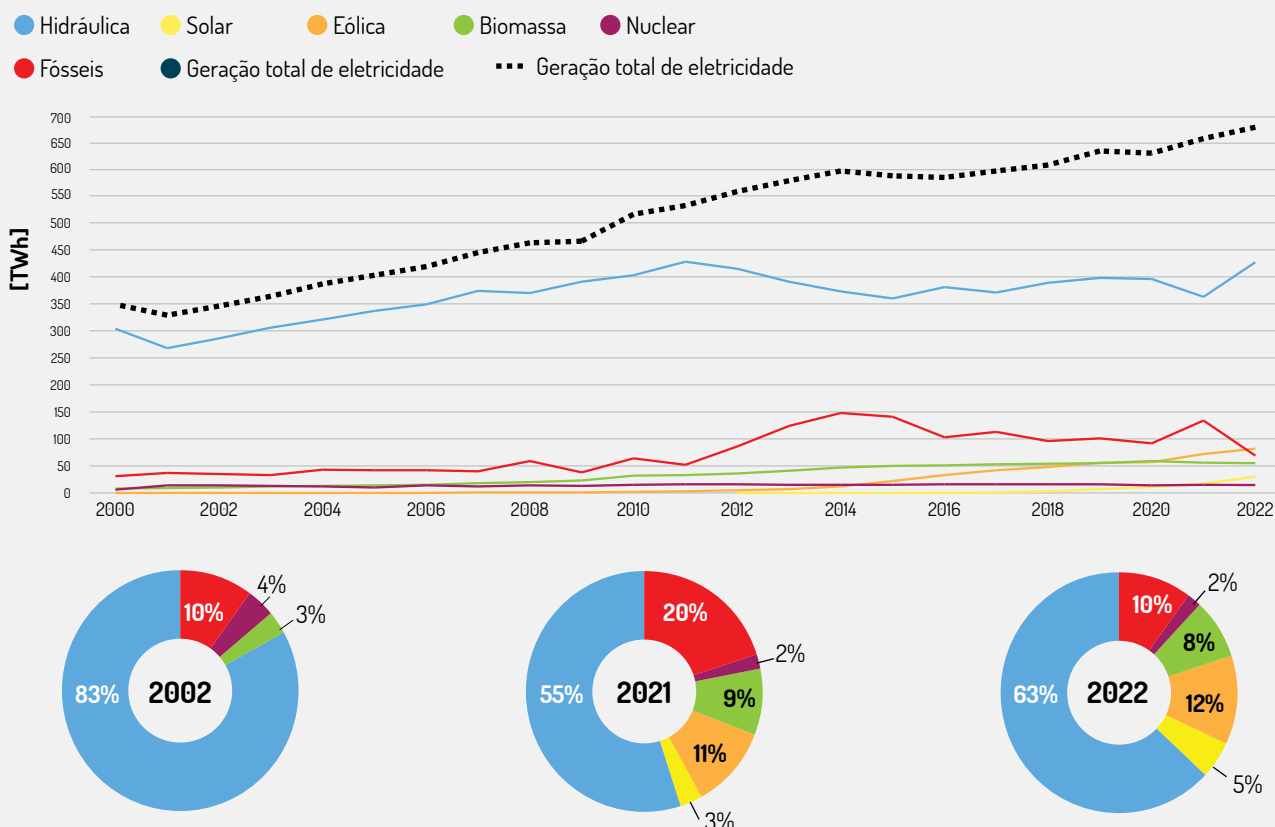
Entretanto, a hidroeletricidade ainda ocupa, com folga, a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 63% de toda geração em 2022. Nesse sentido, é sabido que o regime hidrológico tem grande influência sobre a produção nacional de eletricidade. Se, em 2021, a forte crise hídrica reduziu a geração hidrelétrica em 8% em comparação a 2020 (maior queda desde 2001), a recuperação dos reservatórios em 2022 fez com que a geração hidrelétrica alcançasse seu segundo maior patamar histórico (427 TWh).

Como consequência, a geração termelétrica fóssil que, em 2021, havia alcançado 20% de representatividade na geração (134 TWh), em 2022, caiu aos mesmos 10% apresentados em 2002, com uma geração inferior a 70 TWh, sendo, inclusive, ultrapassada pela primeira vez pela geração eólica (82 TWh).

Ainda que essa elevada participação fóssil em 2021 e a subsequente queda em 2022 possam ser consideradas pontuais por refletirem um momento atípico na geração hidrelétrica, **nota-se um crescimento consistente na capacidade instalada de termelétricas fósseis no decorrer dos anos, tendo esta aumentado 78% de 2005 a 2022**. Além disso, essa categoria de geração passou de 30,6 TWh em 2000 para 92 TWh em 2020 (representando um aumento de 200%), resultando em uma elevação de 113% nas emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico (SEEG, 2022).



FIGURA 1 Geração de eletricidade por fonte energética em centrais elétricas de serviço público ou de autoprodução



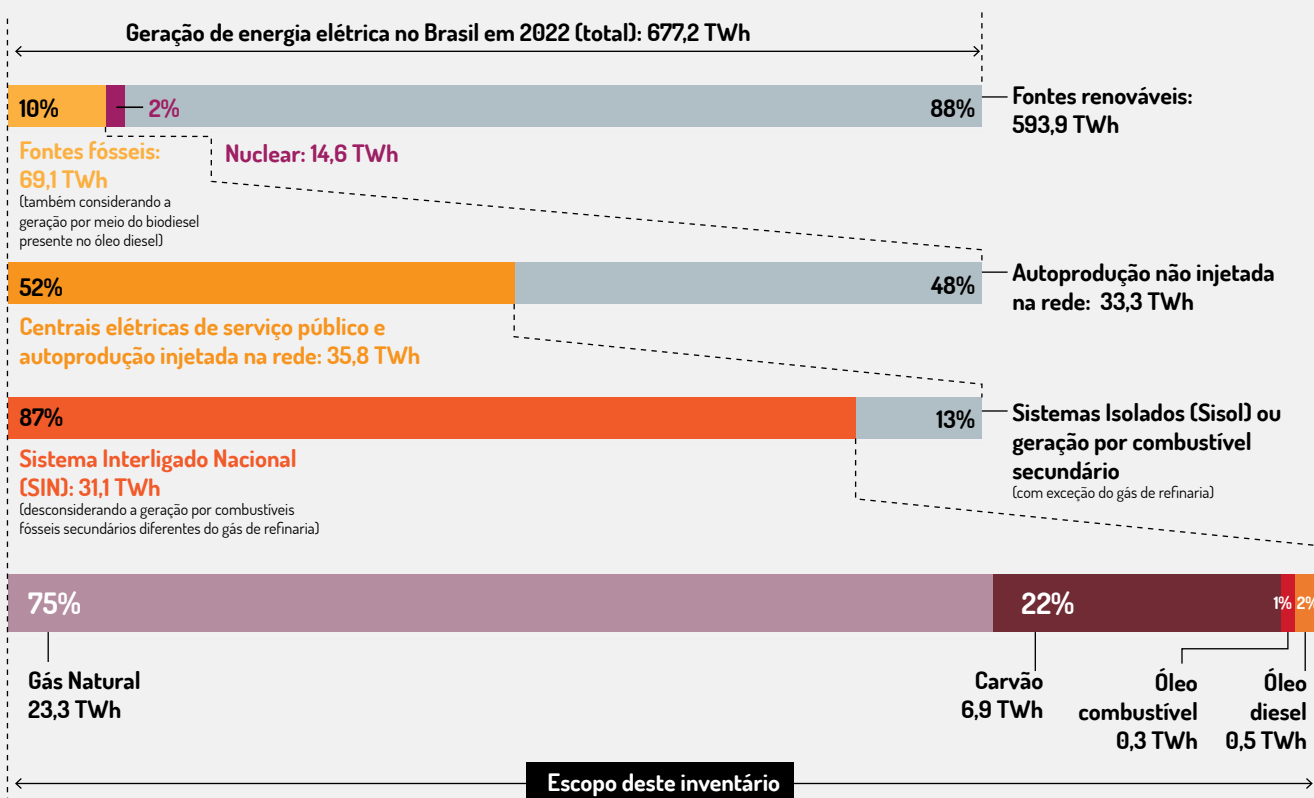
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2023b.

Vale lembrar que a termelétricidade fóssil pode ser proveniente tanto de usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), centrais elétricas de serviço público ou centrais elétricas autoprodutoras com excedente de geração e aptas a comercializarem eletricidade, quanto de usinas que não injetam nesse sistema, isto é, plantas dos denominados Sistemas Isolados (Sisol)¹ ou autoprodutoras que geram apenas para consumo próprio (BOX 1).

A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas aqui inventariadas (ONS, 2023b) apresentava apenas usinas conectadas ao SIN despachadas pela ONS, impossibilitando, portanto, a apresentação de informações relacionadas às usinas do Sisol ou àquelas de autoprodução que não injetaram energia na rede pública de transmissão e distribuição de eletricidade. Dessa forma, é importante frisar que, conforme ilustra a figura a seguir, **este inventário tem como escopo as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao SIN em 2020, 2021 e 2022²** (excluindo apenas as plantas cujos combustíveis não foi possível determinar³).

As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis conectadas ao SIN, recorte deste inventário, geraram 31,1 TWh em 2022, dos quais 23,3 TWh (75%) foram produzidos a partir do gás natural. O carvão mineral, segundo em geração, foi responsável por 6,9 TWh, contribuindo, portanto, com 22% da produção de eletricidade fóssil. Já os derivados de petróleo, óleo combustível e óleo diesel tiveram participação muito mais discreta, com produção conjunta menor que 1 TWh.

1. Os sistemas isolados se encontram principalmente em municípios distantes das linhas de transmissão e que ainda não puderam ser conectados ao SIN por motivos técnicos e/ou econômicos.
 2. Embora as térmicas autoprodutoras que injetaram no SIN em 2022 estejam aqui incluídas, vale ressaltar que apenas 0,9% da geração inventariada é de responsabilidade dessa categoria de usinas.
 3. Algumas usinas listadas na base de dados da ONS possuíam informações divergentes a respeito do combustível empregado, o que impossibilitava a estimativa de emissões. Por isso, tais usinas foram retiradas deste inventário. Mais informações podem ser acessadas no capítulo referente a metodologia deste trabalho.


FIGURA 2 Escopo coberto neste inventário (ano-base 2022)


Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2023b; e EPE, 2023b.

A próxima figura evidencia o papel preponderante que o gás natural tem assumido na geração fóssil. Nota-se que, mesmo em tempos de baixa geração termelétrica como em 2022, quando a geração a gás natural caiu para quase um terço da produzida em 2021, as usinas movidas a esse combustível são as mais acionadas entre as representantes do parque fóssil brasileiro, mantendo participação elevada na geração proveniente de combustíveis não renováveis.

Essa é uma tendência que deve continuar nos próximos anos, em consonância à contratação de novas termelétricas a gás natural nos leilões de energia de reserva de capacidade de 2021 e 2022, e também devido ao fato do sistema elétrico estar obrigado a contratar 8 GW de termelétricas a gás até 2030, conforme Lei 14.182/2021, de privatização da Eletrobras⁴.

BOX 1 - CENTRAIS ELÉTRICAS DE AUTOPRODUTORES

Autoprodutores são consumidores que investem em centrais elétricas próprias para suprir total ou parcialmente suas demandas por eletricidade. Quando a geração de energia elétrica em uma usina de autoprodutor é maior do que o montante consumido, é possível comercializar e injetar o excedente nas redes públicas de transmissão e distribuição.

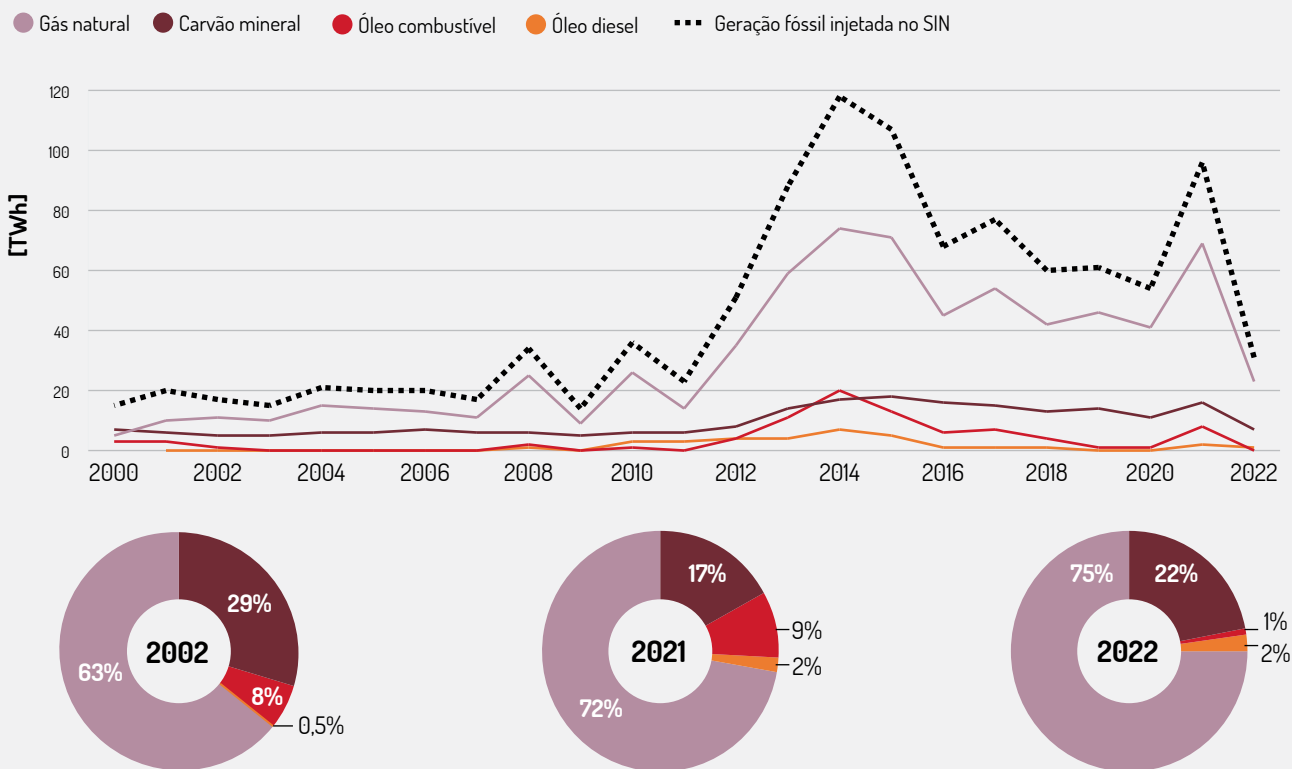
Em 2022, as usinas de autoprodutores geraram 125,6 TWh, o que equivale a 19% do total de energia elétrica ofertado no Brasil (EPE, 2023b).

Considerando apenas a termelétrica fóssil, o montante de energia gerada em 2022 nas mais de 60 térmicas fósseis de autoprodutores foi de 34,6 TWh, valor que representou 50% de toda geração fóssil no país (EPE, 2023b).

Diversas instalações industriais utilizam autoprodução de eletricidade, muitas vezes para reduzir custos e aproveitar fontes energéticas vinculadas ao processo industrial em questão (exploração de petróleo e gás, produção de açúcar e álcool, siderurgia, etc.).

A produção de combustíveis é a principal atividade econômica a utilizar autoprodução fóssil: em 2022, 65% (20,4 TWh) da eletricidade gerada nessa modalidade foi proveniente de usinas vinculadas à exploração de petróleo e gás ou ao refino de petróleo (EPE, 2023a). O gás natural é a principal fonte energética utilizada na geração dedicada de energia elétrica para a indústria de combustíveis. Uma prática bastante comum, por exemplo, é a utilização do gás diretamente retirado dos poços de petróleo para geração de eletricidade a ser utilizada na maquinário da própria planta de exploração.

4. Os leilões e os impactos da obrigação de contratação de térmicas a gás (Lei 14.182/2021) são explorados pelo IEMA nos seguintes documentos: [Boletim de Energia Elétrica - 4ª Edição](#), [Boletim de Energia Elétrica - 3ª Edição](#) e [Impactos ambientais decorrentes da inserção de termelétricas a gás natural na Medida Provisória 1.031/2021](#).

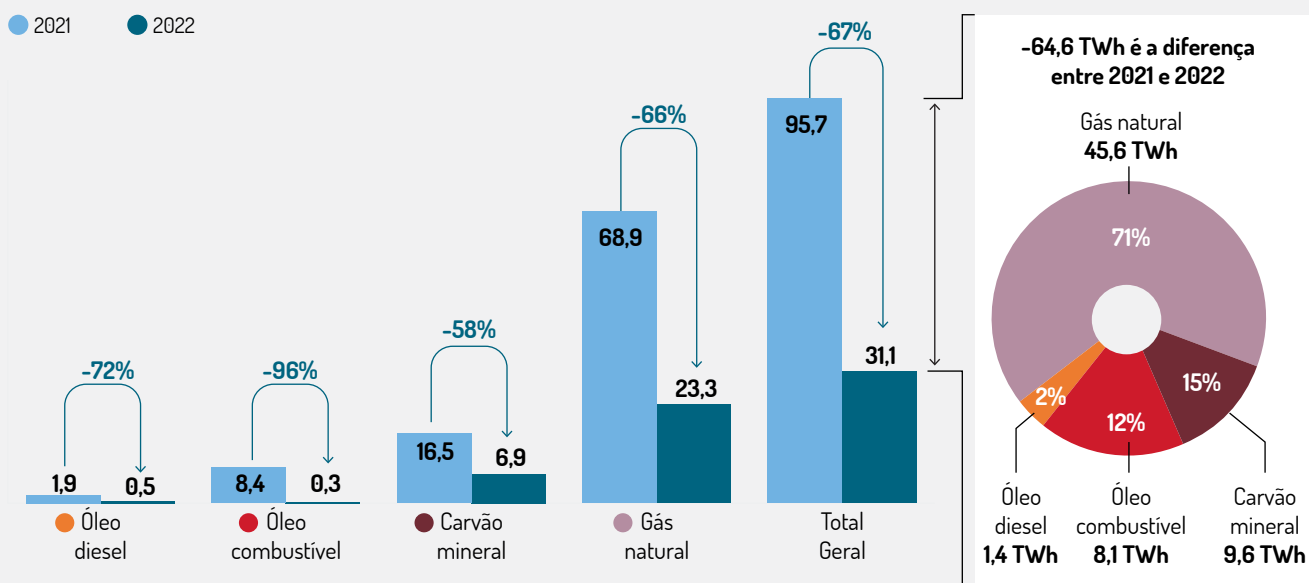

FIGURA 3 Geração fóssil de eletricidade por combustível em centrais elétricas do SIN


Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2023b.

De maneira geral, a geração fóssil injetada no SIN diminuiu expressivamente de 2021 para 2022, com uma variação bruta de -64,6 TWh, um montante superior à toda energia gerada a partir de gás natural em 2021. Destacam-se percentualmente as variações nas gerações a partir de usinas a óleo diesel e a óleo combustível, que pouco foram acionadas em 2022. As termelétricas a carvão mineral também tiveram queda de acionamento significativo, mas apresentaram a menor queda percentual, tendo aumentado sua participação para 22% da geração inventariada. Tais variações podem ser melhor observadas na figura a seguir.



FIGURA 4 Variação de geração por combustível nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2021 e 2022 [TWh]



1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022

Em 2022, 72 termelétricas a combustíveis fósseis operaram no Sistema Interligado Nacional (SIN), gerando 31,1 TWh: 41 plantas movidas a gás natural como combustível principal, nove a carvão mineral, 14 a óleo combustível e oito a óleo diesel. As gerações de cada uma delas, os respectivos combustíveis principais utilizados e os locais onde estão instaladas são explicitados na próxima figura.

Quinze dessas plantas apresentaram geração inferior a 1 GWh – em conjunto, representaram menos de 0,01% do total gerado – e, por isso, foram agrupadas na classificação “Outras”. As usinas contidas nessa classificação, suas respectivas gerações, localizações e mais informações, podem ser observadas na tabela em anexo ao fim desta publicação.

Um ponto a destacar é a concentração da geração em um número relativamente pequeno de usinas. Nota-se na tabela a seguir que cinco usinas responderam por 35% da geração termelétrica aqui inventariada. Essas termelétricas são: As usinas a gás natural Termorio, com 2,6 TWh (8,2%); Mauá 3, com 2,4 TWh (7,6%); Maranhão III, com 2,2 (7,0%); e as usinas a carvão mineral Jorge Lacerda IV, com 1,9 TWh (6,2%), e Candiota III, com 1,8 TWh (6,2%). Vale observar ainda que 56% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas, e a quase totalidade da eletricidade disponibilizada ao SIN em 2022 (98%) foi produzida pela metade do conjunto total de usinas.



FIGURA 5 Eletricidade gerada por termelétrica fóssil do SIN em 2022, com destaque para o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Geração [GWh]		
1	Termorio	Duque de Caxias	RJ	2.554	8,2%	
2	Mauá 3	Manaus	AM	2.360	7,6%	
3	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes	MA	2.188	7,0%	
4	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	1.941	6,2%	
5	Candiota III	Candiota	RS	1.796	5,8%	
6	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	1.460	4,7%	
7	Norte Fluminense	Macaé	RJ	1.322	4,2%	
8	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.316	4,2%	
9	Termobahia	São Francisco do Conde	BA	1.250	4,0%	
10	Pampa Sul	Candiota	RS	1.134	3,6%	
11	Cuiabá	Cuiabá	MT	1.131	3,6%	
12	Cubatão	Cubatão	SP	947	3,0%	
13	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	806	2,6%	
14	Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	785	2,5%	
15	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	745	2,4%	
16	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	694	2,2%	
17	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	659	2,1%	
18	Aparecida Parte I	Manaus	AM	649	2,1%	
19	Cristiano Rocha	Manaus	AM	586	1,9%	
20	GNA I	São João da Barra	RJ	573	1,8%	
21	Manauara	Manaus	AM	541	1,7%	
22	Ponta Negra	Manaus	AM	540	1,7%	
23	Tambaqui	Manaus	AM	536	1,7%	
24	Jaraqui	Manaus	AM	535	1,7%	
25	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	482	1,5%	
26	Termo Norte II	Porto Velho	RO	425	1,4%	
27	MC2 Nova Venécia 2	Santo Antônio dos Lopes	MA	389	1,3%	
28	Termomacaé	Macaé	RJ	379	1,2%	
29	Canoas	Canoas	RS	294	0,9%	
30	U-50	Ipojuca	PE	293	0,9%	
31	Povoação 1	Linhares	ES	285	0,9%	
32	Araucária	Araucária	PR	259	0,8%	
33	Ibirité	Ibirité	MG	191	0,6%	
34	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	186	0,6%	
35	Viana I	Viana	ES	150	0,5%	
36	Karkey 013	Itaguaí	RJ	115	0,4%	
37	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	110	0,4%	
38	Seropédica	Seropédica	RJ	105	0,3%	
39	Termo Norte I	Porto Velho	RO	100	0,3%	
40	Karkey 019	Itaguaí	RJ	52	0,2%	
41	Nova Piratininga	São Paulo	SP	49	0,2%	
42	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	33	0,1%	
43	Viana	Viana	ES	22	0,1%	
44	Porsud II	Itaguaí	RJ	20	0,1%	
45	Porsud I	Itaguaí	RJ	19	0,1%	
46	Figueira	Figueira	PR	18	0,1%	
47	Termopernambuco	Ipojuca	PE	15	0,05%	
48	Barra Bonita I	Pitanga	PR	11	0,04%	
49	Termoparaíba	João Pessoa	PB	8	0,03%	
50	Termonordeste	João Pessoa	PB	8	0,03%	
51	Xavantes Aruanã	Goiânia	GO	7	0,02%	
52	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	6	0,02%	
53	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	6	0,02%	
54	Porto do Itaqui	São Luís	MA	3	0,01%	
55	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás	GO	3	0,01%	
56	Termo Ceará	Caucaia	CE	2	0,01%	
57	Prosperidade I	Camaçari	BA	1	0,004%	
58	Outras			3	0,01%	



Nota: Usinas com geração inferior a 1 GWh estão agrupadas na categoria "Outras".



Outro destaque é a entrada de oito novos projetos no sistema, contratados no Leilão de Procedimento Competitivo Simplificado (emergencial) de 2021⁵. Além disso, houve fechamento de ciclo⁶ no Complexo Parnaíba⁷, e a volta da operação da usina Figueira (10 MW), movida a carvão mineral, que estava sem gerar desde 2018.

Quanto às usinas já operantes em 2021, apenas sete plantas inventariadas aumentaram sua geração – Jorge Lacerda IV (+270 GWh), U-50 (+144 GWh), Termobahia (+142 GWh), Termo Norte II (+54 GWh), Cristiano Rocha (+8 GWh), Jaraqui (+4 GWh) e Ponta Negra (+3 GWh). Na outra ponta, destacaram-se como usinas que mais deixaram de gerar as UTEs Norte Fluminense (-5,2 TWh), Termomacaé (-4,9 TWh), Porto do Sergipe e Porto do Pecém I (-3,8 TWh cada), que em 2021 foram as usinas com maior aumento de geração em comparação a 2020.

A grande variação entre o montante de energia gerado por cada usina resulta de uma série de fatores: potência, custo de geração, restrições no sistema de transmissão, inflexibilidade (tempo mínimo de operação) declarada pelos empreendedores, disponibilidade de combustível, manutenções preventivas ou corretivas, etc⁸. Nesse sentido, os fatores de capacidade⁹ das usinas podem variar consideravelmente.

A figura 6 evidencia esse aspecto em 2022. Nota-se um número reduzido de usinas com fatores de capacidade superiores a 50%, enquanto grande parte das usinas (24) operaram em menos de 1% de suas capacidades máximas, possivelmente tendo sido acionadas apenas para comprovação de disponibilidade¹⁰.

Observa-se que usinas a gás natural apresentaram os maiores fatores de capacidade do país, especialmente aquelas localizadas em Manaus, onde estão cinco das dez térmicas com maior valor para esse parâmetro. A usina Manauara destaca-se como a planta que apresentou o maior fator de capacidade em 2022 (90,5%), mesmo ocupando apenas a 21ª posição no ranking de usinas que mais geraram (figura 5), indicando sua menor potência frente às outras usinas do SIN. No entanto, na média, as termelétricas a carvão mineral foram as que mais operaram em 2022, tendo alcançado um fator de capacidade médio de 26%, ainda assim muito aquém dos 63% de 2021, principalmente pelo declínio da geração das usinas movidas a este combustível no Nordeste.

TABELA 1 Número de usinas e participação no total de geração termelétrica inventariada

Número de usinas (em ordem decrescente de geração)	Geração do grupo de usinas	Participação no total de geração
72 (conjunto total de usinas)	31,1 TWh	100%
36 maiores geradoras	30,5 TWh	98%
10 maiores geradoras	17,3 TWh	56%
5 maiores geradoras	10,8 TWh	35%
3 maiores geradoras	7,1 TWh	23%
1 (maior geradora)	2,6 TWh	8%

5. As usinas Porsud I (110 MW), Porsud II (72 MW), Karkey 13 (243 MW), Karkey 19 (116 MW), Povoação I (75 MW), Viana I (37,5 MW), Barra Bonita I (10,3 MW) e a expansão da Luiz O. R. de Melo (36 MW) foram contratadas no Leilão de Procedimento Competitivo Simplificado de 2021, que visava a contratação emergencial de usinas termelétricas, eólicas e solares em resposta à crise hídrica.

6. Em 2022 a instalação da unidade a gases de exaustão Parnaíba V, completou/fechou o ciclo das já existentes usinas a gás natural Maranhão IV e Maranhão V (Parnaíba I), dando origem a termelétrica a ciclo combinado agora denominada “Parnaíba I + Parnaíba V”.

7. O Complexo Parnaíba da empresa Eneva localiza-se em Santo Antônio dos Lopes no Maranhão e é formado pelas usinas MC2 Nova Venécia, Maranhão III, Parnaíba IV e Parnaíba I + Parnaíba V.

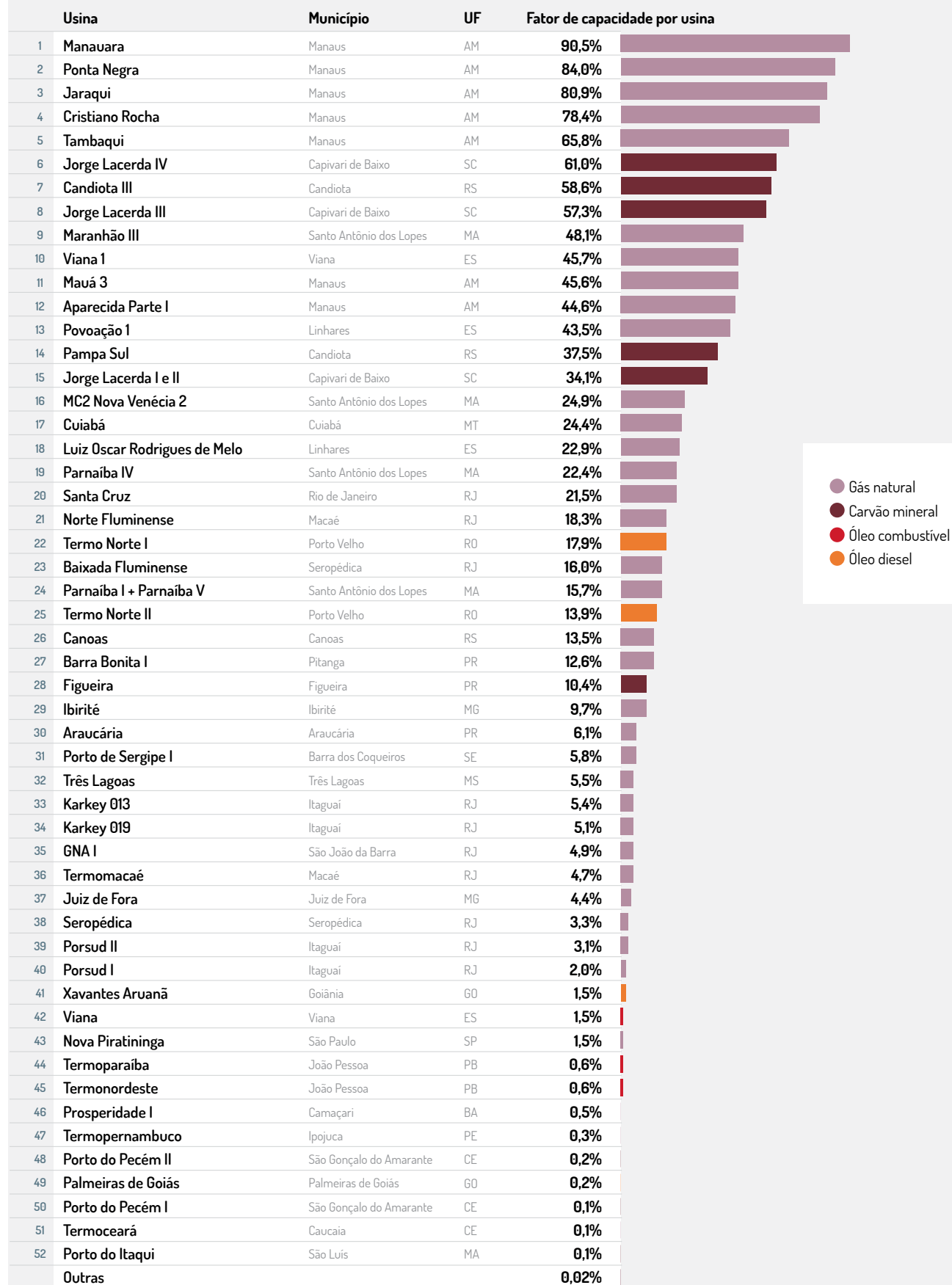
8. O Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por coordenar e controlar a geração e a transmissão de energia elétrica no SIN, otimiza operacionalmente o sistema, determinando o despacho (energia gerada) das usinas instaladas nas diferentes regiões do país.

9. Porcentagem de eletricidade gerada em uma planta em relação a sua capacidade máxima de produção em um determinado intervalo de tempo.

10. A comprovação de disponibilidade para usinas despacháveis centralizadamente consiste na geração plena da unidade geradora ou do grupo de unidades, supervisionada por um período mínimo de 4 horas ininterruptas (ONS, 2023a).



FIGURA 6 Fator de capacidade por termelétrica fóssil do SIN em 2022, com destaque para o combustível principal de cada planta



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas (vide item 6.2.1 da Metodologia). Usinas com geração inferior a 1 GWh estão agrupadas na categoria "Outras".

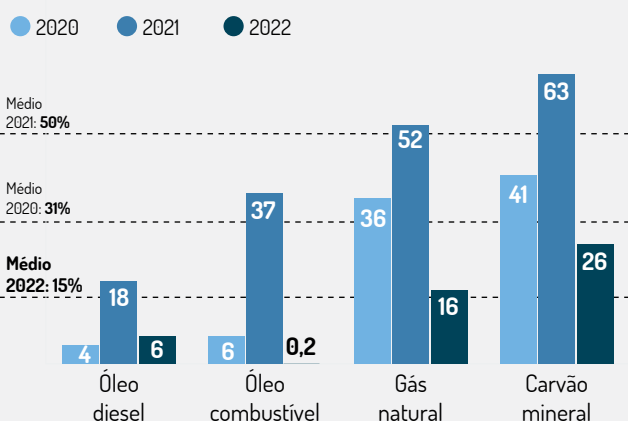
De modo geral, houve uma grande queda nos fatores de capacidade de 2021 para 2022, tendo o fator médio do SIN passado de 50% para 15%. As plantas a óleo combustível, que operaram a 37% de sua capacidade em 2021, praticamente não foram acionadas no ano seguinte. Já as plantas a gás natural operaram a um fator de capacidade de 16% contra os 52% de 2021, e as a óleo diesel a apenas 6%.

Destaca-se também uma grande diferença entre os subsistemas do SIN¹¹ quanto ao fator de capacidade médio de suas usinas. No subsistema Sul, as termelétricas operaram em 2022 com um fator de capacidade médio de 37%, valor que, ainda que menor que em 2021, foi bem superior ao alcançado pelos demais subsistemas – devido, principalmente, à inflexibilidade das UTEs a carvão ali presentes.

Por outro lado, o alto fator de capacidade das usinas de Manaus¹² não foi capaz de manter o fator médio do subsistema Norte tão elevado quanto em 2021, uma vez que o Complexo Parnaíba (1,8 GW de potência) operou a apenas 26% de sua capacidade máxima e as outras UTEs não manauaras tiveram baixo fator de capacidade.

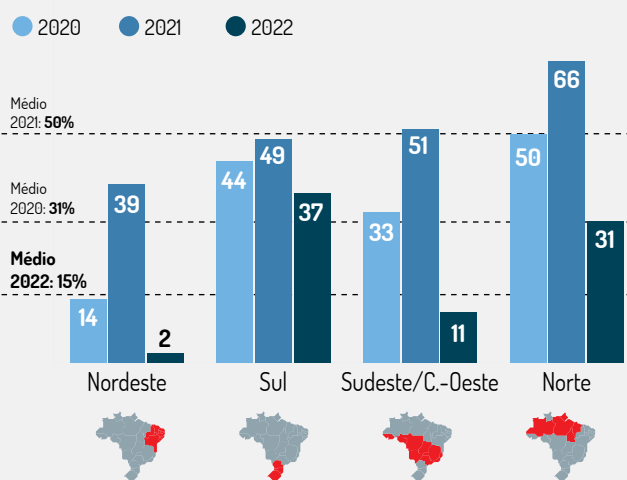
Já os subsistemas Sudeste/ Centro-Oeste e Nordeste tiveram quedas expressivas em seus fatores de capacidade, tendo alcançado os valores de 11% e 2%, respectivamente. No subsistema Nordeste, a única usina que não opera a cogeração ou em autoprodução com fator de capacidade superior a 1% foi a Porto do Sergipe I (5,8%).

FIGURA 7 Fatores de capacidade médios das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por combustível principal empregado (%)



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram consideradas. Vide item 6.2.1 da Metodologia.

FIGURA 8 Fatores de capacidade médios das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por subsistema (%)



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram consideradas. Vide item 6.2.1 da Metodologia.

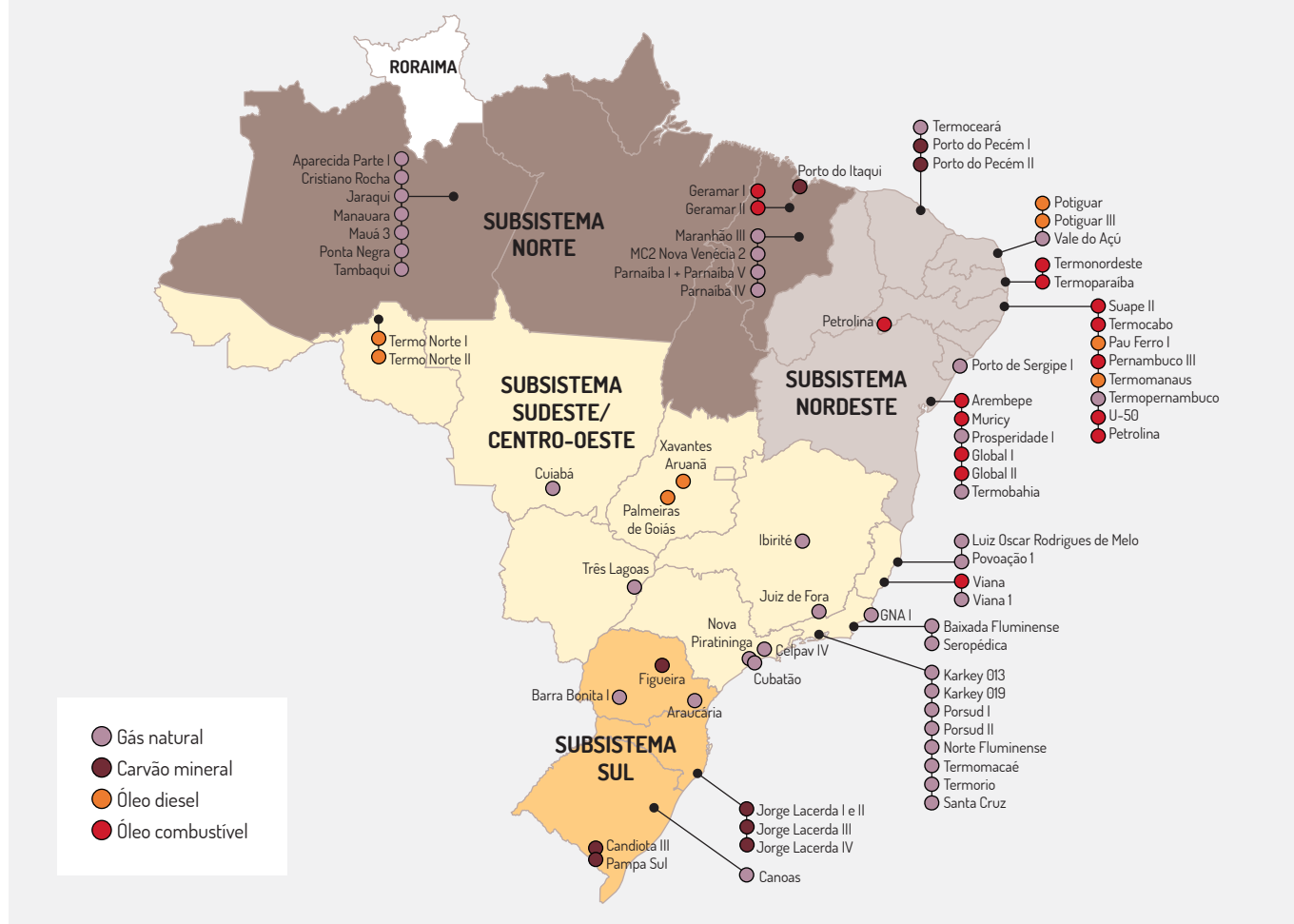
11. O SIN é composto por quatro subsistemas: Subsistema Sul (S), composto inteiramente pela Região Sul do Brasil; Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), formado pelas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, além dos estados do Acre e de Rondônia; Subsistema Nordeste (NE), composto pelos estados da Região Nordeste do país, com exceção do Maranhão; e Subsistema Norte (N), constituído pelos estados de Amapá, Amazonas, Pará, Tocantins e Maranhão. Roraima é o único estado com nenhuma região conectada ao SIN e que, portanto, ainda não pertence a um subsistema.

12. No subsistema Norte, termelétricas instaladas no município de Manaus (AM) operaram sob contratos com características de sistemas isolados, na modalidade de compra de energia por quantidade, que as autorizam a funcionar o máximo de tempo possível. Assim, essas usinas podem funcionar o ano todo e não só em demandas específicas, como no caso de muitas usinas do SIN, contratadas por disponibilidade.

1.2.1 Geração de eletricidade por subsistema, estado e município

A próxima figura ilustra os subsistemas e as regiões geográficas onde se localizam as usinas aqui inventariadas.

FIGURA 9 Distribuição geográfica das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN, com destaque para o combustível principal de cada planta (2022)

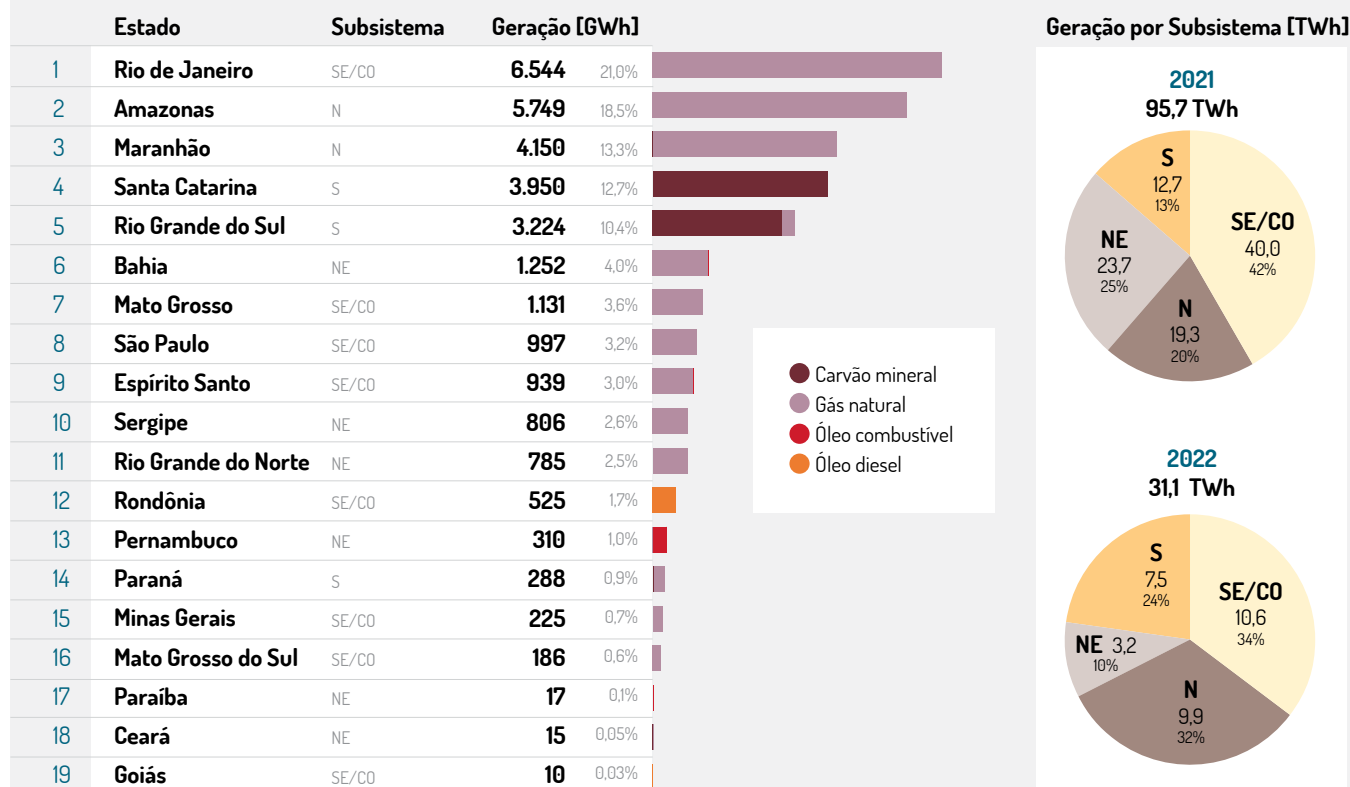


Como já dito, a geração termelétrica fóssil do SIN como um todo apresentou uma queda significativa de 2021 para 2022, resultando em uma redistribuição da produção elétrica nos diferentes subsistemas. O subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, que contava com o maior número de usinas operantes em 2022 (26), mesmo sofrendo uma redução de 74% da geração, continuou sendo o mais representativo (com 34% da participação). Por outro lado, o Nordeste, o segundo subsistema em quantidade de usinas (23), que em 2021 representava 25% de toda geração, sofreu um declínio acentuado na sua produção (queda de 87%) e passou a ser o subsistema com menor representatividade na geração, sendo responsável por apenas 10% (equivalente a 3 TWh) do total inventariado.

Já o subsistema Norte, ainda que com praticamente metade de sua geração em 2021, incrementou 12 pontos percentuais a sua representatividade e passou a ser o segundo mais representativo (32%). O subsistema Sul, por sua vez, com menor variação de geração de 2021 para 2022 (- 41%), passou a representar 24% do total inventariado.

Chama atenção a grande concentração de termo geração elétrica em poucas unidades da federação: 76% da eletricidade aqui inventariada foi produzida em apenas cinco estados - Rio de Janeiro, Amazonas, Maranhão, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Ainda que essa seja uma característica que vem se repetindo nos últimos anos, nota-se que alguns estados que em 2021 tiveram alta relevância, como Ceará e Pernambuco, em 2022 geraram muito menos, abrindo espaço para que os estados Amazonas, Santa Catarina e Rio Grande do Sul dobrassem sua representatividade.

FIGURA 10 Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2022, segundo combustível, estado e subsistema



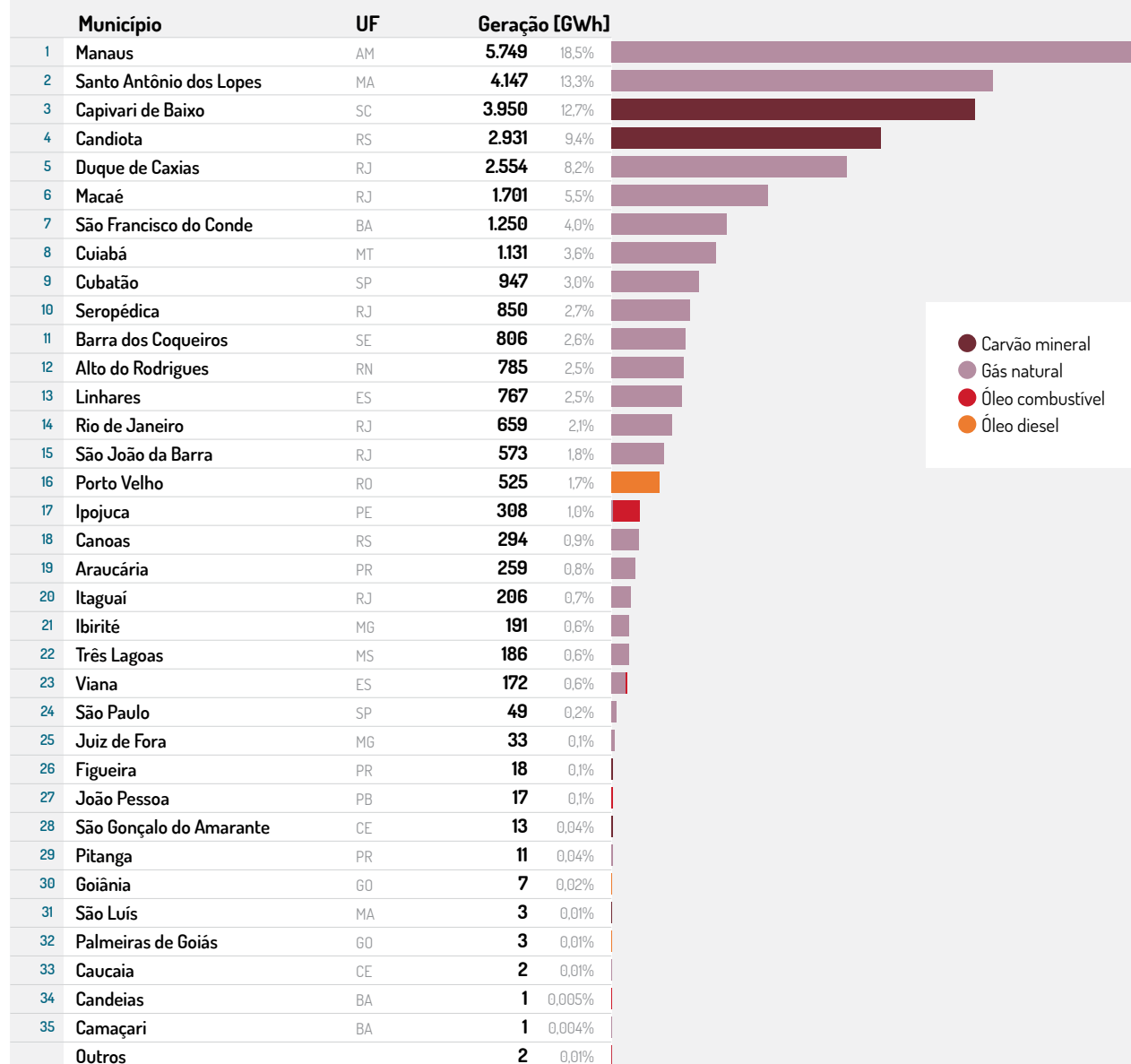
As termelétricas a combustíveis fósseis do SIN estavam distribuídas em 41 municípios em 2022, entretanto, a geração se concentrou em poucos deles. Aproximadamente, 62% da energia inventariada foi gerada em apenas cinco cidades:

- **Manaus (AM):** localidade onde se encontram usinas que operam a altos fatores de capacidade devido aos seus tipos de contrato. Mesmo com a queda de geração de 2021 para 2022 em 25%, operou a 57% de sua capacidade máxima;
- **Santo Antônio dos Lopes (MA):** cidade onde está instalado o Conjunto Termelétrico Parnaíba, que em 2022 adicionou 365 MW de potência ao SIN por meio da inauguração de uma turbina a vapor. Teve queda bruta de geração em 4 TWh, metade do que foi gerado por este município em 2021;
- **Capivari de Baixo (SC):** município do conjunto a carvão mineral Jorge Lacerda, responsável por quase 13% da geração em 2022;
- **Candiota (RS):** município sede das usinas Candiota III e Pampa Sul, a carvão mineral;
- **Duque de Caxias (RJ):** onde está situada a usina Termorio, maior geradora de 2022.

Vale destacar que alguns municípios que figuravam entre aqueles mais relevantes em 2021, tiveram declínio acentuado na geração. Macaé, sede das usinas Norte Fluminense e Termomacaé, por exemplo, foi de 11,8 TWh de geração em 2021 para 1,7 TWh em 2022, passando da primeira posição para a sexta na classificação de municípios que mais geraram. Já o município São Gonçalo do Amarante (CE), onde se localizam as usinas a carvão mineral Porto do Pecém I e Porto do Pecém II, experimentou uma queda de quase 100% na geração, tendo tido operação apenas para testes.



FIGURA 11 Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2022, segundo combustível e município



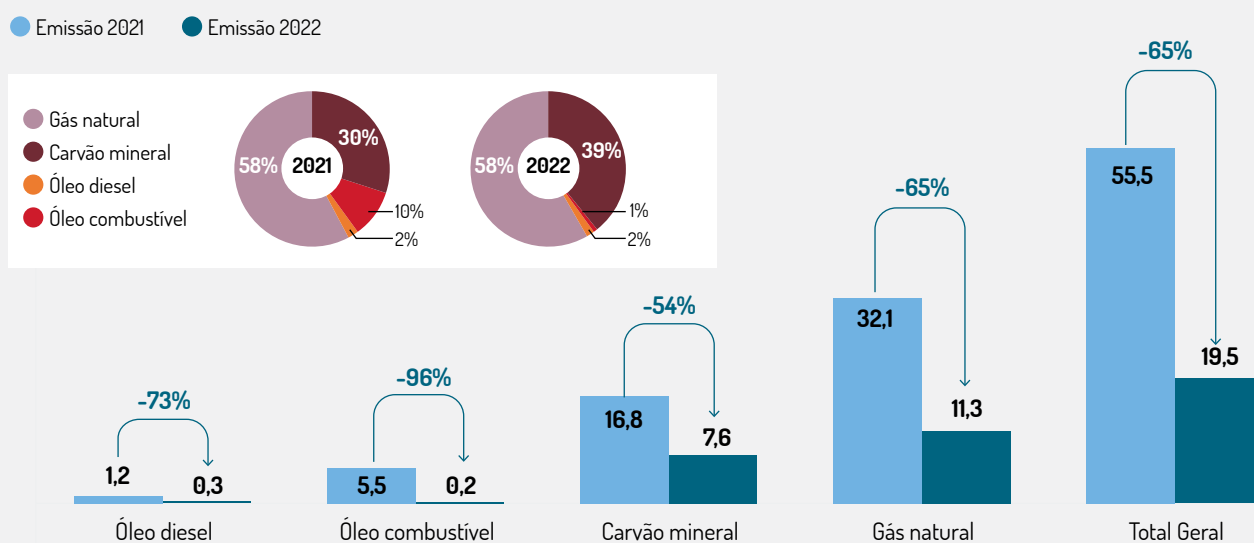
Nota: Municípios com menos de 1 GWh de geração estão representados em "Outros".

2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022

Ao todo, as 72 usinas aqui inventariadas emitiram 19,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 2022, representando uma redução de 65% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2021. Essa diminuição de emissões é reflexo de um período de condições climáticas favoráveis à geração hidrelétrica após crise hídrica, além do crescimento de outras fontes renováveis. Com isso, a queima de todos os combustíveis fósseis utilizados para geração elétrica caiu significativamente, conforme é possível observar na figura 12.

FIGURA 12 Participação e variação de emissões de gases de efeito estufa por combustível principal nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2021 e 2022 [milhões de toneladas de CO₂e]



Nota: As emissões estão distribuídas segundo combustível principal das usinas.



Assim como em 2020 e 2021, as emissões do setor elétrico brasileiro se concentraram em um número relativamente pequeno de termelétricas: 63% dos gases de efeito estufa emitidos em 2022 foram de responsabilidade de somente dez usinas. Além disso, a quase totalidade do CO₂e inventariado (98%) foi proveniente de apenas 36 plantas, representando a metade das usinas fósseis que disponibilizaram eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Cabe destacar que as quatro usinas que mais emitiram em 2022 foram usinas a carvão mineral localizadas no Sul do país, destacando-se a Candiota III, que, apesar de ser apenas a quinta maior geradora em 2022, foi a usina que mais emitiu, sendo responsável por 12% das emissões deste ano.

A figura 13 ilustra a distribuição das emissões de gases de efeito estufa por usina, além de especificar os combustíveis queimados – lembrando que, além do combustível principal, algumas usinas podem também utilizar combustíveis secundários e, por isso, apresentam emissões de mais de uma fonte energética. A tabela 2, por sua vez, quantifica o fato citado no parágrafo anterior: pequenos grupos de térmicas concentraram a maior parte das emissões.

Vale observar que a Porto do Pecém I, que em 2021 foi a UTE com as maiores emissões de gases de efeito estufa (3,5 milhões de tCO₂e), passou para a 47ª posição em 2022, com apenas 0,04% das emissões.

TABELA 2 Número de usinas e participação no total de emissões de gases de efeito estufa

Número de usinas (em ordem decrescente de emissões)	Emissões do grupo de usinas [toneladas de CO ₂ e]	Participação no total de emissões
72 (conjunto total de usinas)	19,5 milhões	100%
36 maiores geradoras	17,5 milhões	98%
10 maiores geradoras	12,3 milhões	63%
5 maiores geradoras	8,1 milhões	41%
3 maiores geradoras	5,5 milhões	28%
1 (maior emissora)	2,4 milhões	12%

FIGURA 13 Emissões de gases de efeito estufa por termelétrica fóssil de serviço público do SIN em 2022, com destaque para os combustíveis utilizados em cada planta

	Usina	Município	UF	Emissões [mil toneladas de CO ₂ e]	
1	Candiota III	Candiota	RS	2.368	12,1%
2	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	1.743	8,9%
3	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.390	7,1%
4	Pampa Sul	Candiota	RS	1.312	6,7%
5	Termorio*	Duque de Caxias	RJ	1.274	6,5%
6	Mauá 3	Manaus	AM	995	5,1%
7	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes	MA	847	4,3%
8	Termobahia*	São Francisco do Conde	BA	786	4,0%
9	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	782	4,0%
10	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	770	3,9%
11	Cubatão*	Cubatão	SP	735	3,8%
12	Norte Fluminense	Macaé	RJ	518	2,7%
13	Cuiabá	Cuiabá	MT	461	2,4%
14	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	424	2,2%
15	Vale do Açú*	Alto do Rodrigues	RN	405	2,1%
16	Aparecida Parte I	Manaus	AM	379	1,9%
17	Jaraquí	Manaus	AM	319	1,6%
18	Cristiano Rocha	Manaus	AM	303	1,6%
19	Tambaquí	Manaus	AM	298	1,5%
20	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	294	1,5%
21	Manauara	Manaus	AM	294	1,5%
22	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	269	1,4%
23	Ponta Negra	Manaus	AM	260	1,3%
24	Termo Norte II	Porto Velho	RO	253	1,3%
25	MC2 Nova Venécia 2	Santo Antônio dos Lopes	MA	227	1,2%
26	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	224	1,2%
27	GNA I	São João da Barra	RJ	203	1,0%
28	U-50*	Ipojuca	PE	195	1,0%
29	Termomacaé	Macaé	RJ	173	0,9%
30	Canoas	Canoas	RS	143	0,7%
31	Povoação 1	Linhares	ES	126	0,6%
32	Araucária	Araucária	PR	106	0,5%
33	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	85	0,4%
34	Ibirité	Ibirité	MG	69	0,4%
35	Viana 1	Viana	ES	68	0,3%
36	Termo Norte I	Porto Velho	RO	60	0,3%
37	Karkey 013	Itaguaí	RJ	59	0,3%
38	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	54	0,3%
39	Seropédica	Seropédica	RJ	47	0,2%
40	Figueira	Figueira	PR	40	0,2%
41	Nova Piratininga	São Paulo	SP	27	0,1%
42	Karkey 019	Itaguaí	RJ	27	0,1%
43	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	18	0,1%
44	Viana	Viana	ES	15	0,1%
45	Porsud II	Itaguaí	RJ	10	0,1%
46	Porsud I	Itaguaí	RJ	10	0,1%
47	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	8	0,04%
48	Termopernambuco	Ipojuca	PE	7	0,04%
49	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	7	0,04%
50	Barra Bonita I	Pitanga	PR	6	0,03%
51	Termoparaíba	João Pessoa	PB	6	0,03%
52	Termonordeste	João Pessoa	PB	6	0,03%
53	Xavantes Aruanã	Goiânia	GO	4	0,02%
54	Porto do Itaquí	São Luís	MA	3	0,02%
55	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás	GO	2	0,01%
56	Termo Ceará	Caucaia	CE	1	0,01%
	Outros			3	0,01%



Nota: As usinas a cogeração de eletricidade e vapor e/ou de autoprodução estão destacadas com barras hachuradas e asteriscos em frente a seus nomes, uma vez que, devido aos seus arranjos tecnológicos, podem ter emissões diferentes das aqui apresentadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia. Usinas com emissões inferiores a mil tCO₂e estão agrupadas da categoria "Outros".

2.1 Emissões de gases de efeito estufa por subsistema, estado e município

O subsistema Sul foi o maior emissor de 2022, sendo responsável por 40% do total de emissões inventariadas, principalmente devido ao importante montante de energia produzida nos estados Santa Catarina e Rio Grande do Sul, mais especificamente nos municípios de Capivari de Baixo (20%) e Candiota (19%), como já dito, sedes de usinas relevantes a carvão mineral.

No ano de 2021, o subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, com 19 milhões de toneladas de CO₂e (34% do total) foi aquele que mais emitiu gases de efeito estufa (GEE), principalmente por conta da grande geração no estado do Rio de Janeiro. Já em 2022, passou a ser responsável por uma emissão de 5,2 milhões de toneladas de GEE (26% do total), colocando-se como o segundo subsistema que mais emitiu no ano-base deste inventário.

As próximas figuras ilustram esses e outros resultados por subsistema, estado e município.

FIGURA 14 Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2022, segundo combustível, estado e subsistema

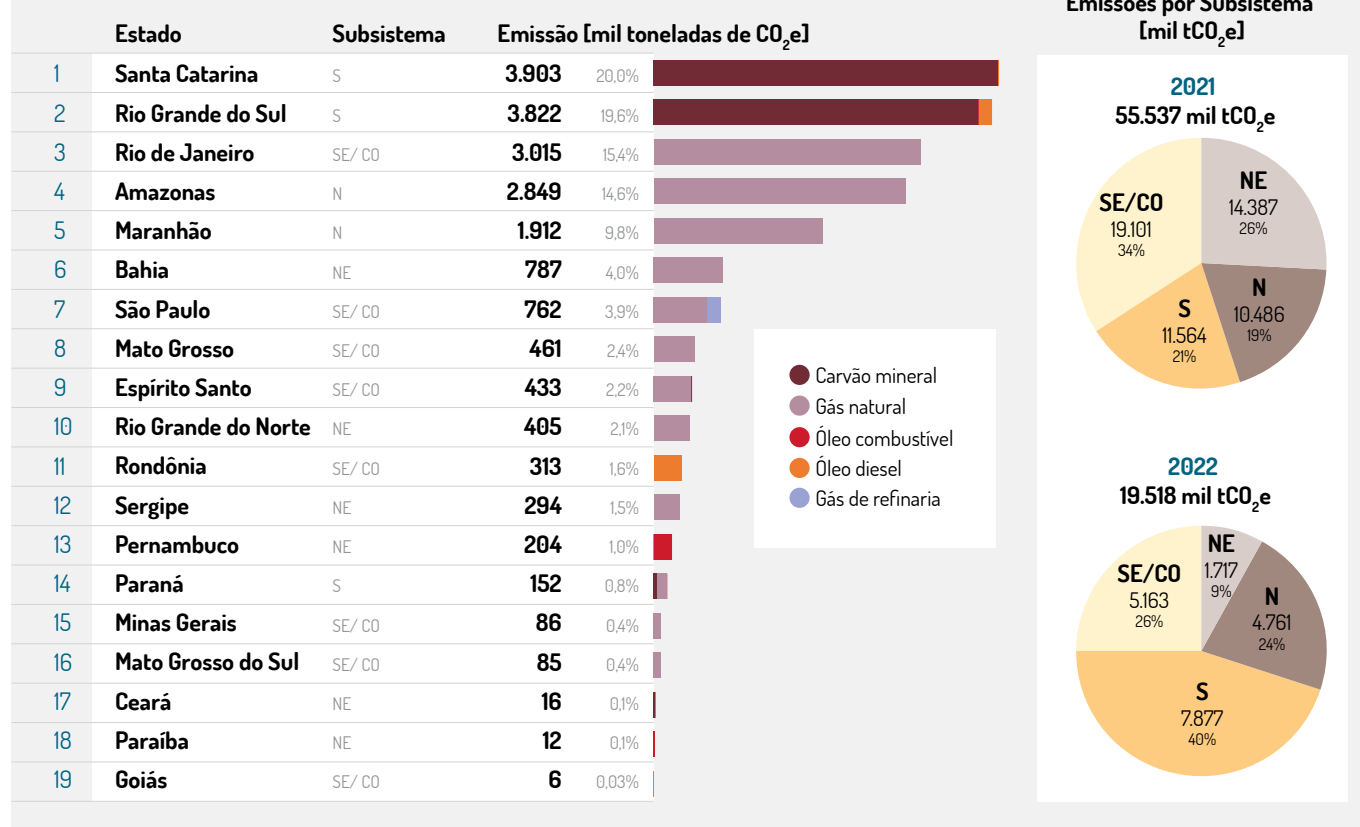
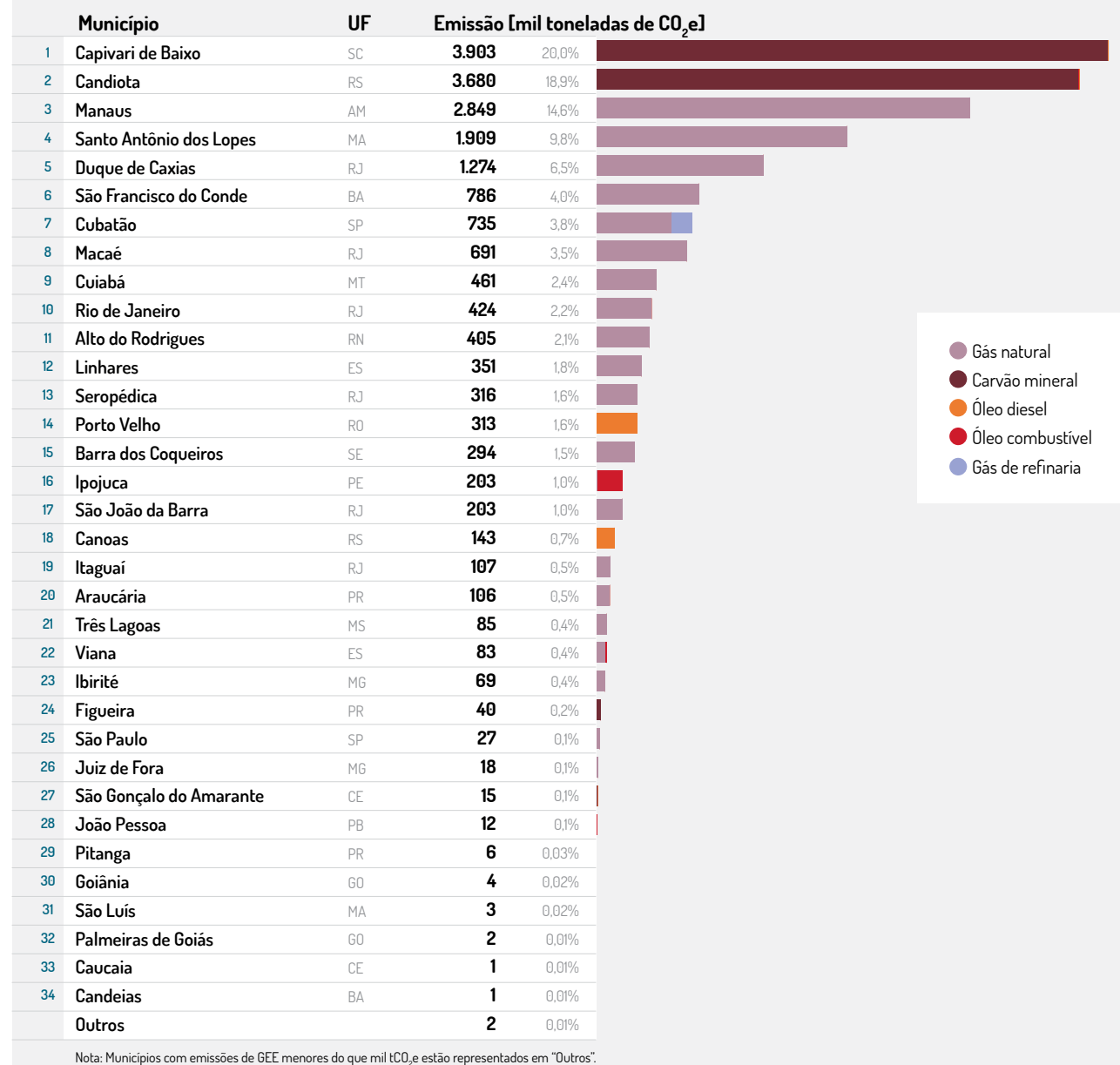




FIGURA 15 Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2022, segundo combustível e município



2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022

Comparando o ranking de eletricidade gerada por usina (figura 5) com o de emissões (figura 13), observa-se que o posicionamento de cada termelétrica não necessariamente é igual nas duas listagens. **A Maranhão III, por exemplo, é a terceira térmica fóssil que mais produziu energia elétrica em 2022 (7% do total gerado no recorte deste inventário), mas é a sétima maior emissora, emitindo 4,3% do montante aqui inventariado. A usina Candiota III, por outro lado, está em primeiro lugar no ranking de emissões - respondendo por 12% do total em 2022 - e, no entanto, apresenta-se como a quinta em termos de geração elétrica - sendo responsável por apenas 6% da energia elétrica produzida.**



Isso ocorre porque as emissões de gases de efeito estufa de uma usina termelétrica não estão associadas apenas ao montante de energia elétrica gerada e ao tipo de combustível queimado¹³ (carvão mineral, gás natural ou derivados de petróleo). A eficiência energética de operação de uma planta de geração também influencia fortemente suas emissões.

A eficiência energética de uma usina termelétrica indica a parcela da energia liberada pelo combustível convertida em eletricidade. Assim, quanto menor a eficiência, maior é a parcela de energia contida no combustível rejeitada para o meio ambiente na forma de calor e, portanto, não convertida em eletricidade. Em termos mais concretos, usinas mais eficientes queimam menos combustível e emitem menos gases de efeito estufa por gigawatt-hora (GWh) produzido.

A eficiência energética de uma usina termelétrica é influenciada por vários fatores, tais como: condições de manutenção, tempo mínimo de operação, idade do empreendimento e temperatura ambiente. Mas o principal fator determinante é a tecnologia de conversão energética utilizada, comumente denominada como ciclo de potência. São quatro os ciclos de potência comercialmente mais utilizados – Rankine, Brayton (ou ciclo aberto), ciclo combinado e motor de combustão interna. Cada um desses ciclos apresenta faixas de eficiência energética específicas e é mais apropriado para determinados combustíveis (IEMA, 2016).

O parque termelétrico movido a combustíveis fósseis que forneceu energia elétrica ao SIN em 2022 foi formado por: 20 usinas a ciclo combinado, seis a ciclo Brayton, nove a Rankine, 36 utilizando motores de combustão interna e mais uma usina a gás natural para a qual não foi possível localizar informações sobre seu ciclo de potência. Todas as usinas a ciclo combinado ou Brayton tiveram o gás natural como combustível principal, com exceção da Termo Norte II, central a ciclo combinado que utiliza óleo diesel. Já as térmicas a ciclo Rankine foram movidas a carvão mineral. Por fim, houve três categorias de plantas que utilizam motores de combustão interna: as movidas a gás natural (15 unidades), as movidas a óleo combustível (14 usinas) e aquelas a óleo diesel (7).

A próxima figura traz o ranking de eficiência energética das usinas inventariadas, explicitando os respectivos ciclos de potência e os combustíveis principais utilizados. Nota-se que a eficiência, via de regra, está correlacionada ao ciclo de potência das usinas.

BOX 2 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA - CICLOS DE POTÊNCIA

Ciclo Rankine: O ciclo Rankine é o ciclo de potência básico para geração de eletricidade com turbinas a vapor, ainda hoje utilizado na grande maioria das usinas termelétricas em operação no mundo. Praticamente todas as centrais elétricas a carvão mineral operam com esse ciclo, mas outros combustíveis também podem ser empregados. Nessa tecnologia, a queima do combustível em uma caldeira externa produz energia térmica, aquecendo um fluido interno, comumente água. Com o aumento de sua temperatura, esse fluido passa para o estado de vapor, superaquecido e a alta pressão. Esse vapor, por sua vez, movimenta uma turbina acoplada a um gerador elétrico, produzindo energia elétrica. Para fechar o circuito, o vapor é resfriado/condensado, voltando ao estado líquido, o que possibilita que o processo se reinicie quando o fluido for, então, reaquecido por meio da caldeira de combustão.

Ciclo Brayton (ou aberto): O ciclo Brayton é utilizado para geração de eletricidade com turbinas a gás. Nessa tecnologia, a queima do combustível, comumente gás natural, ocorre em uma câmara de combustão, gerando gases de exaustão em alta temperatura e pressão. Esses mesmos gases são injetados em uma turbina, acoplada a um gerador elétrico. A injeção desses gases rotaciona a turbina e, conseqüentemente, o gerador, produzindo eletricidade. Os gases de exaustão ainda quentes (entre cerca de 500 e 650 °C) são, então, liberados para a atmosfera por meio da chaminé da usina.

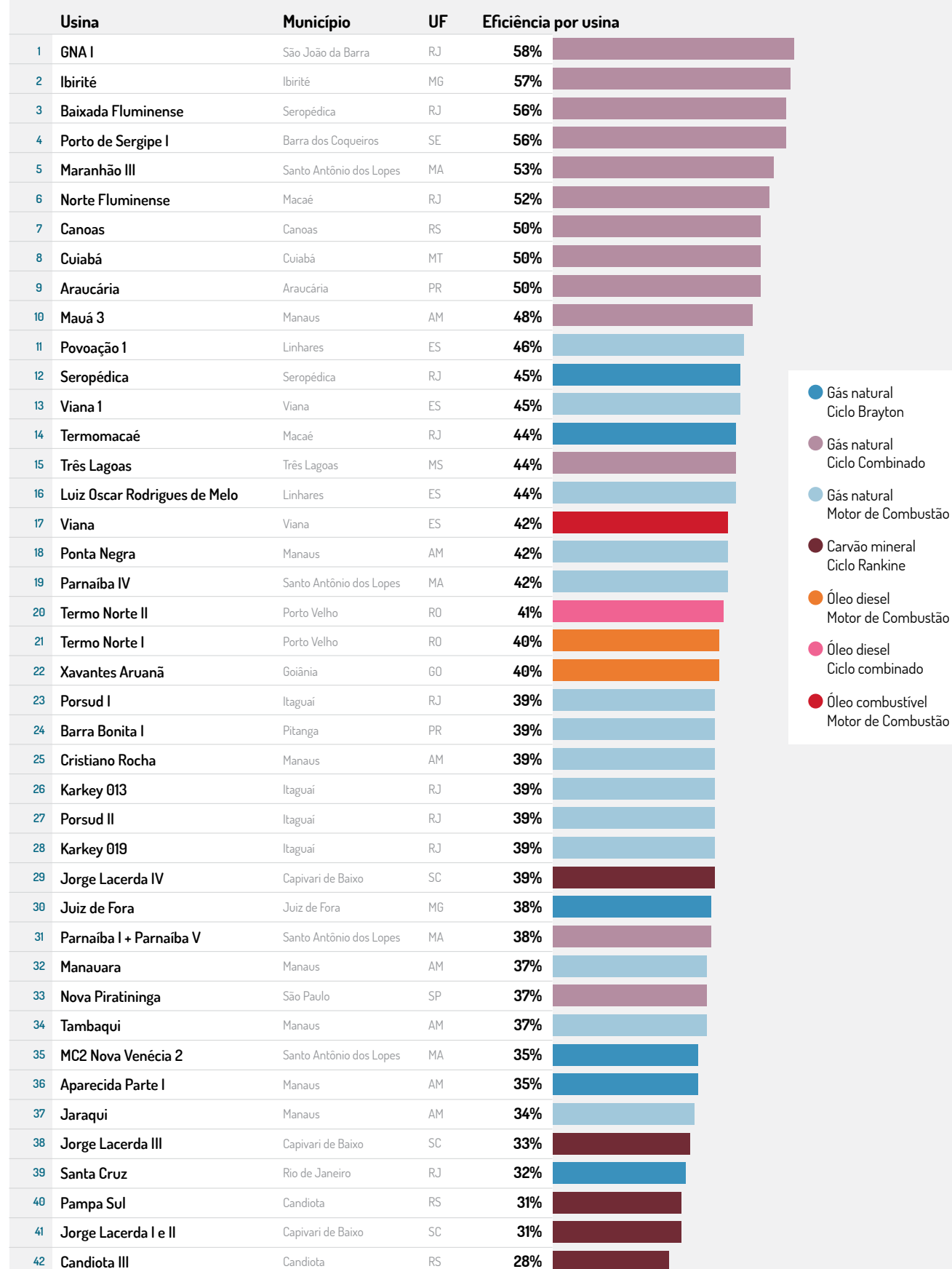
Motor de combustão interna: Os motores a combustão interna são aqueles nos quais o combustível é queimado dentro do equipamento, movimentando um mecanismo constituído por pistão, biela e virabrequim, a exemplo do que ocorre em veículos automotores. A produção de eletricidade se dá pelo acoplamento desses motores a geradores elétricos.

Ciclo combinado: Como o nome sugere, o ciclo combinado resulta da união entre os ciclos Rankine e Brayton. Os gases de exaustão a altas temperaturas da turbina a gás (ciclo Brayton), que antes seriam enviados para a atmosfera, são aproveitados como fonte de calor para gerar o vapor no ciclo Rankine. Assim, em condições usuais, usinas termelétricas que adotam essa tecnologia são mais eficientes do que usinas que operam isoladamente a ciclo Rankine ou a Brayton. Menos comumente, um arranjo em ciclo combinado pode acontecer a partir da combinação entre um módulo de motor de combustão interna e o ciclo Rankine.

13. Ao serem queimados, combustíveis com intensidade de carbono mais elevadas, como o carvão mineral, emitem maior quantidade de gases de efeito estufa para prover a mesma quantidade de energia que seria fornecida por fontes menos intensivas em carbono, como o gás natural.



FIGURA 16 Eficiência energética por termelétrica fóssil do SIN em 2022, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta

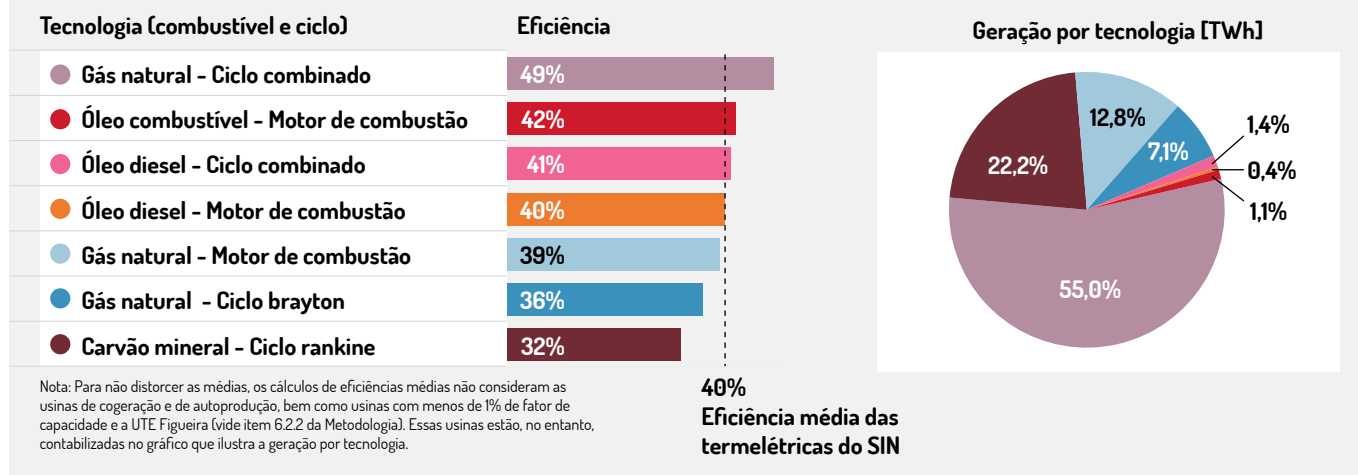


Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% e a UTE Figueira. Vide item 6.2.2 da Metodologia.

As usinas a ciclo combinado se mostram como as mais eficientes, ocupando as dez primeiras colocações no ranking de eficiência do parque termelétrico fóssil do Sistema Interligado Nacional (SIN). Por outro lado, no extremo inferior de eficiência se encontram térmicas a carvão mineral: Candiota III, Jorge Lacerda I e II, Pampa Sul e Jorge Lacerda III, quatro das cinco usinas com piores eficiências estimadas.

A eficiência média do conjunto de usinas que operaram em cada combinação combustível-ciclo, bem como a eficiência média de todo o parque inventariado em 2022 estão evidenciadas na próxima figura.

FIGURA 17 Eficiência energética média e geração de eletricidade total por ciclo de potência e combustível das termelétricas do SIN em 2022



2.3 Taxas de emissão de CO₂ e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022

Os níveis absolutos de emissão são úteis para entender as contribuições de cada usina no total emitido no SIN. Porém, para uma avaliação comparativa do desempenho dessas termelétricas, o indicador mais adequado é a taxa de emissão, determinada pela razão entre as emissões e a eletricidade gerada por uma planta.

As taxas de emissão para as usinas inventariadas estão apresentadas em ordem decrescente na figura 18, que destaca ainda o ciclo de potência e o combustível principal de cada empreendimento, duas características que, como discutido nos parágrafos acima, influenciam as emissões. Já a figura 19 consolida os valores médios de emissão do SIN para o ano de 2022 considerando cada ciclo e combustível.

Como é possível visualizar nas figuras 18 e 19, as termelétricas a carvão mineral ciclo rankine possuem taxa de emissão bem superior às outras tecnologias. Nesse sentido, o aumento da participação dessa categoria de usinas na geração termelétrica do SIN, já comentada anteriormente, ocasionou um aumento de 9% na taxa de emissão média inventariada, que subiu de 582 tCO₂e/ GWh em 2021 para 637 tCO₂e/ GWh em 2022.

Já para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, a diminuição expressiva na geração fóssil, em favorecimento de fontes renováveis, ocasionou uma queda significativa na taxa de emissão global: usando a soma de toda eletricidade ofertada pelo SIN, ou seja, considerando a geração em todas as categorias de usinas (hidrelétricas, eólicas, solares e termelétricas nucleares, renováveis e fósseis) como denominador do indicador de taxa de emissão, chega-se a um valor de 32 tCO₂e/ GWh para 2022, quase um terço daquele alcançado em 2021 (92 tCO₂e/ GWh). Salienta-se que as emissões utilizadas para o cálculo da taxa de emissão global se referem apenas às térmicas fósseis e, por serem consideravelmente menores, não foram contabilizadas as emissões provenientes de térmicas a biomassa (que, apesar de serem neutras em CO₂, precisariam ter as emissões de CH₄ e N₂O contabilizadas).



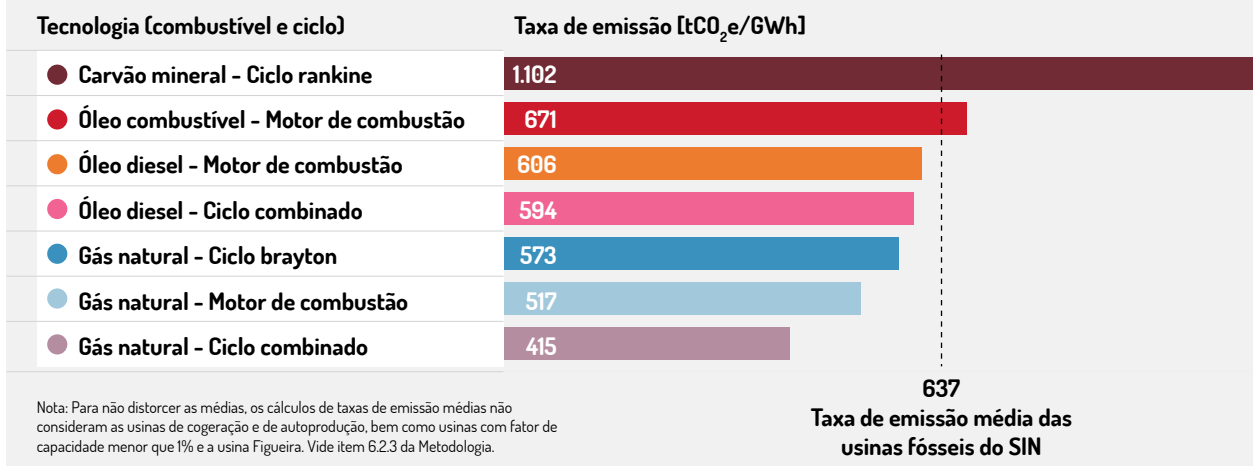
FIGURA 18 Taxa de emissão específica por termelétrica fóssil do SIN em 2022, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Taxa de emissão por usina [tCO ₂ e/GWh]	
1	Candiota III	Candiota	RS	1.318	
2	Pampa Sul	Candiota	RS	1.156	
3	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	1.109	
4	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.056	
5	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	898	
6	Viana	Viana	ES	657	
7	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	643	
8	Xavantes Aruanã	Goiânia	GO	604	
9	Termo Norte I	Porto Velho	RO	604	
10	Jaraquí	Manaus	AM	597	
11	Termo Norte II	Porto Velho	RO	594	
12	Aparecida Parte I	Manaus	AM	584	
13	MC2 Nova Venécia 2	Santo Antônio dos Lopes	MA	583	
14	Tambaqui	Manaus	AM	556	
15	Nova Piratininga	São Paulo	SP	545	
16	Manauara	Manaus	AM	543	
17	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	535	
18	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	533	
19	Barra Bonita I	Pitanga	PR	517	
20	Karkey 019	Itaguaí	RJ	517	
21	Cristiano Rocha	Manaus	AM	517	
22	Karkey 013	Itaguaí	RJ	517	
23	Porsud I	Itaguaí	RJ	517	
24	Porsud II	Itaguaí	RJ	517	
25	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	489	
26	Canoas	Canoas	RS	486	
27	Ponta Negra	Manaus	AM	481	
28	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	466	
29	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	460	
30	Termomacaé	Macaé	RJ	458	
31	Viana 1	Viana	ES	454	
32	Seropédica	Seropédica	RJ	450	
33	Povoação 1	Linhares	ES	442	
34	Mauá 3	Manaus	AM	422	
35	Araucária	Araucária	PR	410	
36	Cuiabá	Cuiabá	MT	408	
37	Norte Fluminense	Macaé	RJ	392	
38	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes	MA	387	
39	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	364	
40	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	361	
41	Ibirité	Ibirité	MG	359	
42	GNA I	São João da Barra	RJ	353	

- Gás natural
Ciclo Brayton
- Gás natural
Ciclo Combinado
- Gás natural
Motor de Combustão
- Carvão mineral
Ciclo Rankine
- Óleo diesel
Motor de Combustão
- Óleo diesel
Ciclo combinado
- Óleo combustível
Motor de Combustão

Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% e a UTE Figueira não foram representadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia.

FIGURA 19 Taxa de emissão média para as termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por combustível principal e ciclo de potência

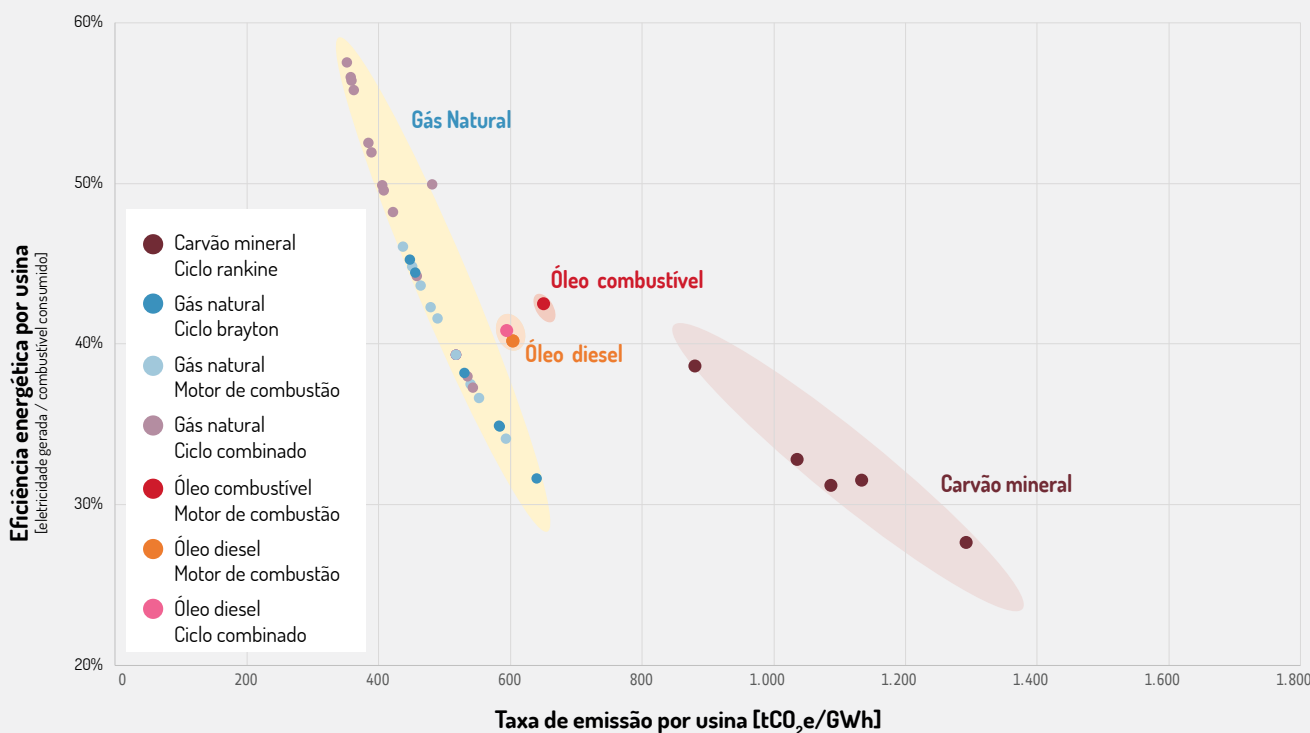


BOX 3 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA E TAXAS DE EMISSÃO

A figura 20 relaciona a eficiência energética de cada usina à sua respectiva taxa de emissão de gases de efeito estufa – considerando os valores de 2022. Cada ponto representa uma usina e é possível perceber a formação de clusters (aglomerados/grupos). Os pontos referentes a usinas a carvão estão mais à direita, já que o carvão se trata de uma fonte mais intensiva em carbono emitido por quantidade de combustível queimado. Por outro lado, os pontos referentes a usinas a gás se concentram à esquerda do gráfico, uma vez que tal combustível é menos intensivo em carbono.

Dentro de cada cluster, as termelétricas mais eficientes se localizam na parte superior da figura. No aglomerado relativo ao gás natural, isso evidencia dois subgrupos: (i) usinas a ciclo combinado (eficiências mais altas) e (ii) usinas a motor de combustão interna e a ciclo Brayton (eficiências intermediárias a menores). As usinas a motor a combustão a óleo diesel e óleo combustível operaram a fatores de capacidade em sua maioria inferiores a 1%, desta forma foram retiradas da representação e por isso são pouco representativas na figura.

FIGURA 20 Relação entre eficiência energética e taxa de emissão específica de cada usina, com destaque para os ciclos de potência e combustíveis principais



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% e a UTE Figueira não foram representadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia.



3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS

Neste capítulo, são apresentados os resultados da alocação de geração elétrica fóssil e de emissões de CO₂e aos proprietários das usinas térmicas (empresas geradoras). O critério adotado para a alocação foi a participação acionária de cada empresa nas termelétricas inventariadas.

Quatro fontes de informação da Aneel foram consultadas para identificar as empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas: o sistema Polímero (Aneel, 2023a), o Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2023b), o Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2023c) e a planilha “Agentes de Geração de Energia Elétrica” (Aneel, 2022d). Além disso, com o intuito de preencher lacunas encontradas nas bases de dados, foram realizadas buscas em sites institucionais de empresas e/ou de usinas¹⁴. Os resultados são mostrados na tabela a seguir.

TABELA 3 Empresas geradoras e suas respectivas participações de controle em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN nos anos de 2021 e 2022

Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2021	2022
Âmbar Energia S.A.	Uruguaiana (640 MW)	100%	N/I
Aruana Energia S.A.	Termonordeste (171 MW)	2%	2%
	Termoparaíba (171 MW)	2%	2%
	Xavantes Aruanã (54 MW)	-	100%
Bolognesi Energia S.A.	Campina Grande (169 MW)	100%	N/I
	Cristiano Rocha (85 MW)	23%	23%
	Maracanaú I (168 MW)	100%	N/I
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	78%	78%
	Pernambuco III (201 MW)	78%	78%
Brasympe Energia S.A.	Termocabo (50 MW)	60%	60%
Brentech Energia S.A.	Goiânia II (140 MW)	100%	N/I
BTG Pactual	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW)	100%	100%
	Povoação 1 (75 MW)	N/I	100%
	Viana (175 MW)	100%	100%
	Viana 1 (37 MW)	N/I	100%
Cantarelli Adm. e Participações Ltda	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	5%	-
Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A	Prosperidade I (28 MW)	96%	96%

14. No tópico 6.1.2 do capítulo 6 (Metodologia Detalhada) deste documento, encontram-se os procedimentos adotados e as referências utilizadas para identificação das empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas.



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2021	2022
Ceiba Energy LP	Jaraqui (75 MW)	100%	100%
	Tambaqui (93 MW)	100%	100%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	Aparecida Parte I (166 MW)	100%	100%
	Candiota III (350 MW)	100%	100%
	Mauá 3 (591 MW)	100%	100%
	Santa Cruz (350 MW)	100%	100%
	Santa Rita (24 MW)	100%	N/I
	Santana II (30 MW)	100%	N/I
Companhia Energética de Petrolina	Petrolina (136 MW)	100%	100%
Companhia Paranaense de Energia - Copel	Araucária (484 MW)	81%	81%
	Figueira (20 MW)	N/I	100%
CPFL Energia	Termonordeste (171 MW)	53%	53%
	Termoparaíba (171 MW)	53%	53%
Delta Geração de Energia Investimentos e Participações Ltda.	William Arjona (177 MW)	100%	N/I
Ebrasil S.A	Pau Ferro I (94 MW)	95%	5%
	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	45%	-
	Termocabo (50 MW)	24%	24%
	Termomanaus (143 MW)	95%	95%
	Termonordeste (171 MW)	35%	42%
	Termoparaíba (171 MW)	35%	42%
EDP Energias do Brasil S.A.	Porto do Pecém I (720 MW)	100%	100%
Électricité de France S.A.	Norte Fluminense (827 MW)	100%	100%
Enel Brasil S.A	Fortaleza (327 MW)	100%	N/I
Eneva S.A.	Maranhão III (519 MW)	100%	100%
	Maranhão IV (338 MW)	100%	N/I
	Maranhão V (338 MW)	100%	N/I
	MC2 Nova Venécia 2 (178 MW)	100%	100%
	Parnaíba I + Parnaíba V (1.061 MW)	N/I	100%
	Parnaíba IV (56 MW)	100%	100%
	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	-	100%
	Porto do Itaqui (360 MW)	100%	100%
	Porto do Pecém II (365 MW)	100%	100%
Engie Brasil Energia S.A	Pampa Sul (345 MW)	100%	100%
EPG Brasil Ltda	Barra Bonita I (10 MW)	N/I	25%
Equatorial Energia S.A	Geramar I (166 MW)	25%	-
	Geramar II (166 MW)	25%	-
Fram Capital Energy	Jorge Lacerda I e II (232 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda III (262 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda IV (363 MW)	100%	100%
Fundo de Investimentos Pirineus	Barra Bonita I (10 MW)	N/I	75%
Gaele Participações e Empreendimentos LTDA	Prosperidade I (28 MW)	4%	4%
Gás Natural Açú S.A.	GNA I (1.338 MW)	45%	42%
Global Participações em Energia S.A	Arembepe (150 MW)	90%	-
	Bahia I - Camaçari (32 MW)	90%	-
	Global I (149 MW)	89%	89%
	Global II (149 MW)	89%	89%
	Manauara (68 MW)	89%	89%
	Muricy (147 MW)	90%	-
	Potiguar (53 MW)	89%	89%
	Potiguar III (66 MW)	89%	89%
Hidrotérmica S.A.	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	22%	22%
	Pernambuco III (201 MW)	22%	22%
HS Investimentos S.A	Geramar I (166 MW)	21%	21%
	Geramar II (166 MW)	21%	21%
Hygo Energy Transition Limited (Bermuda)	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	50%	-
J&F Investimentos S.A	Cuiabá (529 MW)	100%	100%



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2021	2022
JRLC Participações LTDA	Termonordeste (171 MW)	2%	-
	Termoparaíba (171 MW)	2%	-
Karpowership Brasil Energia Ltda.	Karkey 013 (243 MW)	N/I	100%
	Karkey 019 (116 MW)	N/I	100%
	Porsud I (110 MW)	N/I	100%
	Porsud II (72 MW)	N/I	100%
Multiner Fundo de Investimento em participações	Cristiano Rocha (85 MW)	69%	69%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	0,0001%	0,0001%
Neoenergia S.A	Termopernambuco (533 MW)	100%	100%
NFE Power Latam Participações e Comércio Ltda.	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	0,01%	-
OZ&M Incorporação Participação Ltda	Termocabo (50 MW)	2%	2%
	Termonordeste (171 MW)	5%	3%
	Termoparaíba (171 MW)	5%	3%
Petrobras	Araucária (484 MW)	19%	19%
	Baixada Fluminense (530 MW)	100%	100%
	Canoas (249 MW)	100%	100%
	Cubatão (250 MW)	100%	100%
	Ibirité (226 MW)	100%	100%
	Juiz de Fora (87 MW)	100%	100%
	Nova Piratininga (386 MW)	100%	100%
	Rômulo Almeida (138 MW)	100%	N/I
	Seropédica (360 MW)	100%	100%
	Suape II (381 MW)	20%	20%
	Termobahia (186 MW)	100%	100%
	Termo Ceará (220 MW)	100%	100%
	Termomacaé (923 MW)	100%	100%
	Termorio (989 MW)	100%	100%
	Três Lagoas (386 MW)	100%	100%
	U-50 (100 MW)	100%	100%
Vale do Açú (323 MW)	100%	100%	
Radesca Participações Empresariais	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
São Francisco Energia S/A	Arembepe (150 MW)	-	100%
	Muricy (147 MW)	-	100%
Savana Spe Incorporação LTDA	Suape II (381 MW)	80%	80%
Servtec Investimentos e Participações Ltda.	Geramar I (166 MW)	25%	25%
	Geramar II (166 MW)	25%	25%
Siemens	GNA I (1.338 MW)	22%	25%
SPIC Brasil	GNA I (1.338 MW)	33%	33%
Suzano S.A	Celpav IV (139 MW)	100%	100%
SZF Participações LTDA	Termocabo (50 MW)	14%	14%
Termo Norte Energia Ltda.	Termo Norte I (64 MW)	100%	100%
	Termo Norte II (349 MW)	100%	100%
Usina Xavantes S.A.	Xavantes Aruanã (54 MW)	100%	-
Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	Geramar I (166 MW)	25%	50%
	Geramar II (166 MW)	25%	50%
	Ponta Negra (73 MW)	100%	100%
WVMC Participações LTDA	Termonordeste (171 MW)	2%	-
	Termoparaíba (171 MW)	2%	-
Não identificados	Aparecida Parte I (166 MW)	0,3%	0,3%
	Arembepe (150 MW)	10%	-
	Bahia I - Camaçari (32 MW)	10%	-
	Candiota III (350 MW)	0,1%	0,04%
	Cristiano Rocha (85 MW)	1%	1%
	Geramar I (166 MW)	4%	4%
	Geramar II (166 MW)	4%	4%
	Global I (149 MW)	11%	11%
	Global II (149 MW)	11%	11%
	Manauara (68 MW)	11%	11%



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2021	2022
	Mauá 3 (591 MW)	0,3%	0,3%
	Muricy (147 MW)	10%	-
	Pau Ferro I (94 MW)	5%	95%
	Potiguar (53 MW)	11%	11%
	Potiguar III (66 MW)	11%	11%
	Santa Cruz (350 MW)	0,4%	0,3%
	Santa Rita (24 MW)	0,3%	N/I
	Termomanaus (143 MW)	5%	5%
	Santana II (30 MW)	0,3%	N/I

N/I - Não inventariada

Nota: No ano de 2022, a UTE Parnaíba V, movida a gases de exaustão, fechou o ciclo combinado das usinas com turbinas a gás natural já existentes, Maranhão IV e Maranhão V (Parnaíba I). Isso deu origem à Termelétrica Parnaíba I + Parnaíba V. Em consequência dessa mudança, as usinas Maranhão IV e Maranhão V (Parnaíba I) receberam a classificação “N/I” a partir de 2022, enquanto a unidade Parnaíba I + Parnaíba V foi classificada como “N/I” no ano de 2021.

A tabela evidencia a participação de pelo menos 50 diferentes empresas geradoras no conjunto de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis que injetaram eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2021 e/ou em 2022 – isso sem contabilizar os “não identificados”, que englobam pessoas físicas para as quais se optou por não apresentar detalhes. Em 2021, um total de 75 usinas fósseis geraram energia ao SIN, sendo essas controladas, ao todo, por 46 diferentes empresas pelo menos. Já **em 2022, ano de referência dos resultados apresentados neste inventário, o SIN foi alimentado por 72 termelétricas a combustíveis fósseis controladas por um grupo de 39 empresas acionistas (desconsiderando os não identificados).**

Um total de 34 empresas se mantiveram no mercado de 2021 para 2022, tendo algumas apresentado mudanças de portfólio. Dentre elas destaca-se a aquisição da UTE Porto de Sergipe I, maior usina do país em potência, pela Eneva.

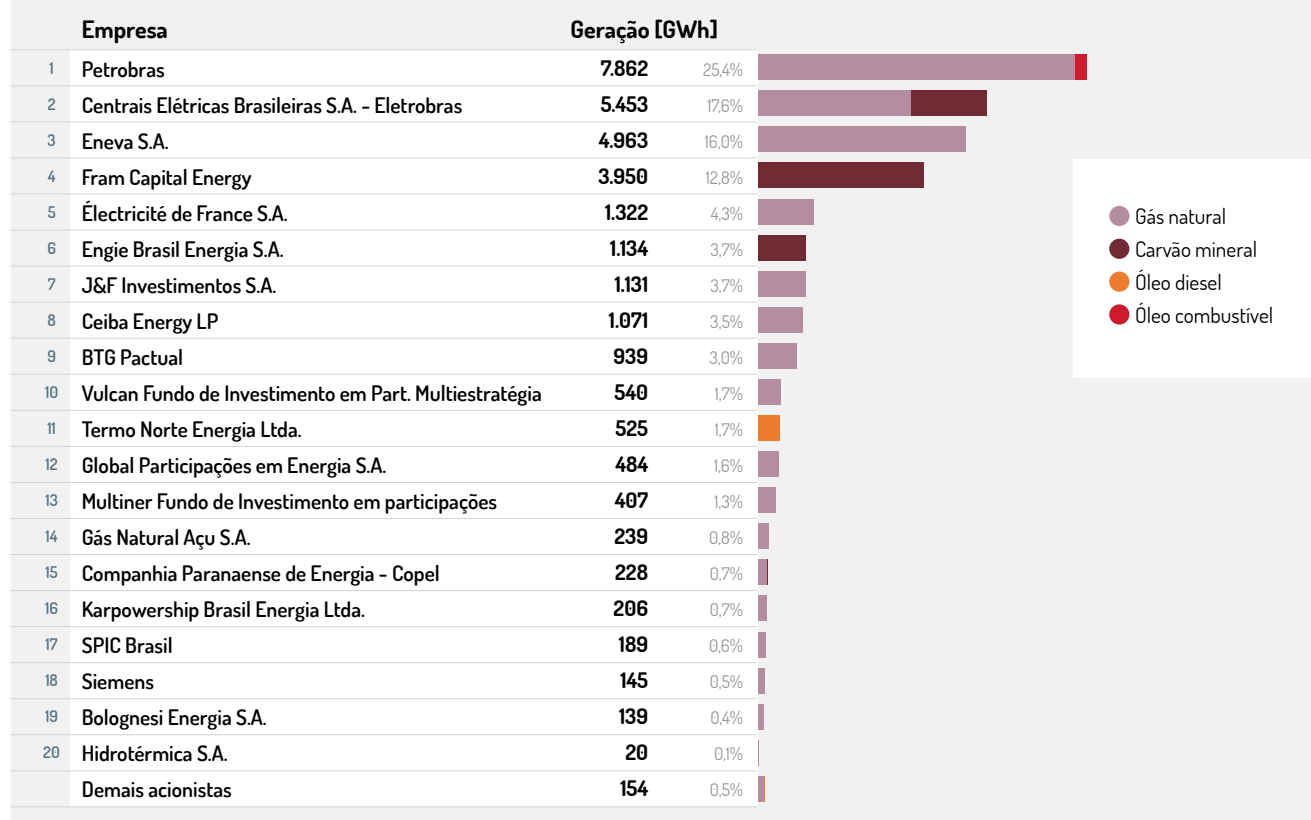
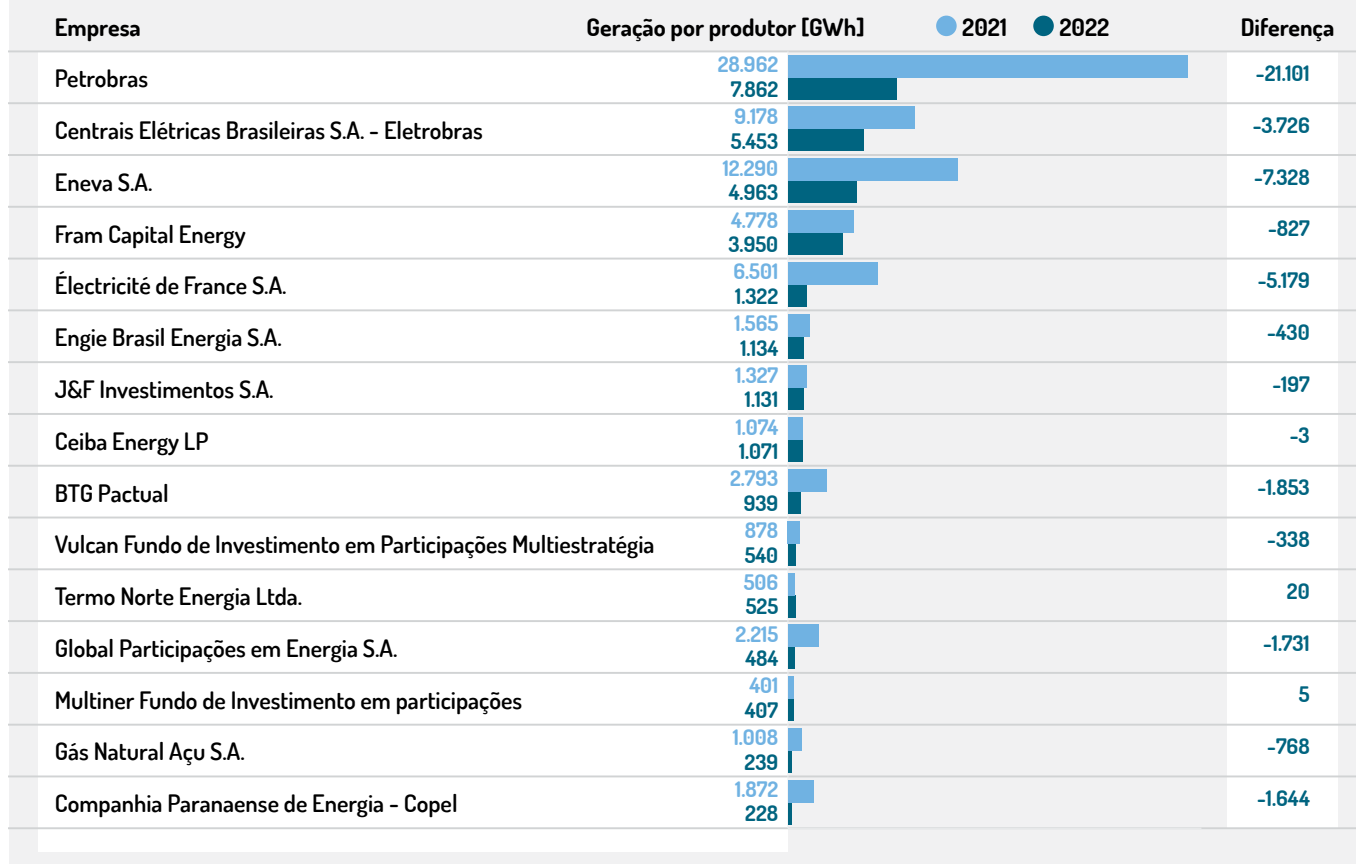
Além disso, nove empresas geradoras apareceram na listagem de 2021, mas não na de 2022; e cinco passaram a figurar na lista apenas em 2022 (três associadas a usinas que não operaram em 2021 e duas que passaram a fazer parte da cadeia de controle de usinas que já estavam operando em 2021).

Apesar dessa quantidade relativamente grande de empreendedores, a eletricidade fóssil disponibilizada ao SIN em 2022 se revelou bastante concentrada em poucas empresas. A partir da figura a seguir, observa-se que **mais de 70% de toda geração inventariada foi de responsabilidade de apenas quatro empresas: Petrobras (25%), Eletrobras (18%), Eneva (16%) e Fram Capital Energy (13%).**

A Figura 21 traz a geração por empresa geradora. Nela, os empreendedores com menos de 20 GWh¹⁵ de produção elétrica foram agrupados na categoria “demais acionistas” junto aos empreendedores não identificados.

Com a retomada da geração hidráulica após crise hídrica, praticamente todas as empresas que já operavam em 2021 viram sua geração fóssil despencar. A Petrobras foi a empresa com maior variação bruta, tendo deixado de gerar mais de 21 TWh em suas usinas fósseis ligadas ao SIN de 2021 para 2022. Já a Eneva, que registrou a segunda maior variação bruta, gerou mais de 7 TWh a menos em 2022 em relação a 2021. Nesse cenário, mesmo as empresas que iniciaram sua operação em 2022 tiveram baixas gerações, tendo alcançado, em conjunto, pouco mais de 200 GWh.

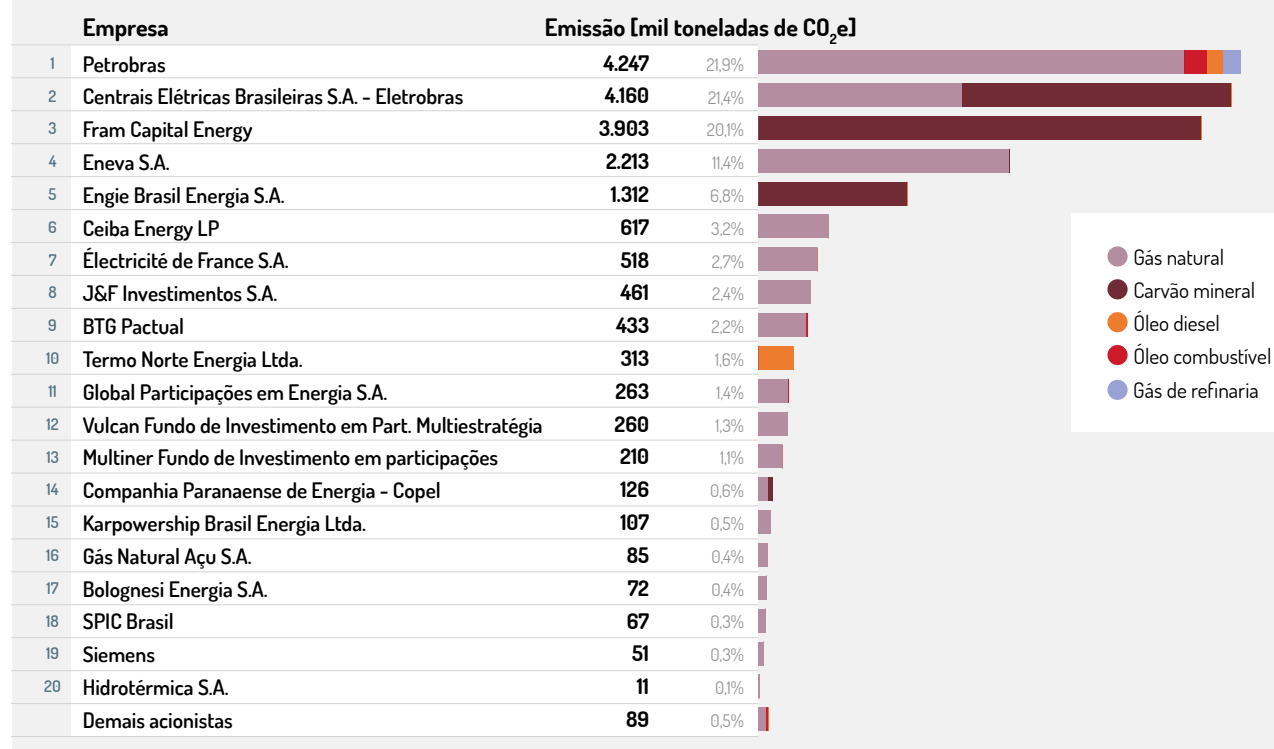
15. As empresas Radesca, Neenergia, CPFL, FI Pirineus, Aruana, Ebrasil, EDP, EPG, Cavaliere, CEP, OZ&M, Savana, São Francisco Energia, Gaele, Suzano, Servtec, HS, Brasymp e SZF geraram menos de 20 GWh cada e possuem pouca relevância para geração inventariada (menos de 0,2% em conjunto).


FIGURA 21 Produção de termelétricidade fóssil em 2022 por empresa geradora e combustível principal das usinas controladas

FIGURA 22 Comparativo da produção de eletricidade nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais geraram em 2022




Assim como a geração de eletricidade, as emissões de CO₂e em 2022 estiveram igualmente concentradas em poucas grandes empresas, como mostram a figura 23 e a tabela 4. **Apenas quatro empresas responderam por 75% das emissões: Petrobras (22%), Eletrobras (21%), Fram Capital Energy (20%) e Eneva (11%).** Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem Engie (7%), Ceiba Energy (3%), Électricité de France - EDF (3%), J&F Investimentos (2%), BTG Pactual (2%) e Termo Norte Energia (2%). Somente essas dez empresas foram responsáveis por 94% das emissões de 2022, o que equivale a mais de 18 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.

FIGURA 23 Emissões de gases de efeito estufa em 2022 por empresa geradora e combustível queimado nas usinas controladas





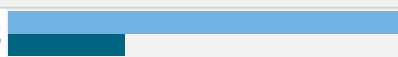
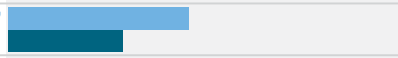

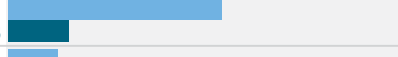
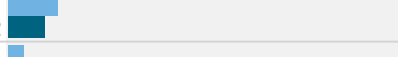
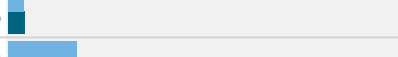
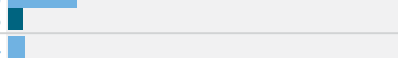
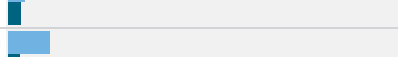
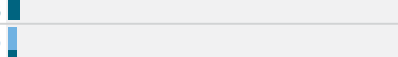
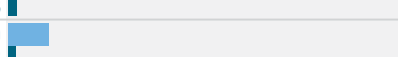
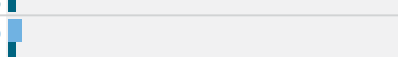
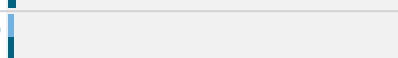
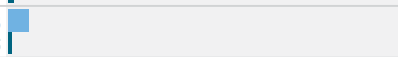
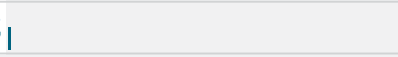
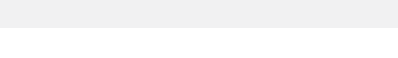
Tendo a produção de eletricidade por fontes fósseis de energia diminuído substancialmente em 2022 em relação à 2021, as emissões relacionadas a cada empresa geradora também sofreram grandes variações negativas. De forma análoga à figura 22, o próximo gráfico evidencia a diferença entre as emissões de CO₂e de responsabilidade de cada empresa geradora em 2021 e em 2022. A Petrobras, por exemplo, emitiu 10 milhões de toneladas de gases de efeito estufa a menos em 2022 do que no ano anterior.

É interessante citar que a grande variação na geração e nas emissões fez com que empresas que outrora tinham grande relevância para geração fóssil perdessem posições no ranking de emissoras. Um exemplo é a EDP, proprietária da usina Porto do Pecém I, que detinha mais de 6% das emissões inventariadas em 2021 e, em 2022, emitiu menos de 0,04% do total.

TABELA 4 Número de empresas geradoras e participação no total de emissões de gases de efeito estufa

Número de empresas geradoras (em ordem decrescente de emissões)	Emissões do grupo de empresas geradoras [toneladas de CO ₂ e]	Participação no total de emissões
40 empresas geradoras + parcela de emissões de proprietários não identificados	19,5 milhões	100%
10 mais emissoras	18,2 milhões	94%
5 mais emissoras	15,8 milhões	82%
3 mais emissoras	12,3 milhões	63%
1 (maior emissora)	4,2 milhões	22%

FIGURA 24 Comparativo das emissões de gases de efeito estufa nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais emitiram em 2022

Empresa	Emissões [mil toneladas de CO ₂ e]	● 2021 ● 2022	Diferença
Petrobras	14.468 4.247		-10.221
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6.567 4.160		-2.407
Fram Capital Energy	4.874 3.903		-971
Eneva S.A.	7.750 2.213		-5.537
Engie Brasil Energia S.A.	1.791 1.312		-479
Ceiba Energy LP	549 617		68
Électricité de France S.A.	2.503 518		-1.985
J&F Investimentos S.A.	614 461		-153
BTG Pactual	1.519 433		-1.086
Termo Norte Energia Ltda.	303 313		10
Global Participações em Energia S.A.	1.469 263		-1.206
Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	505 260		-245
Multiner Fundo de Investimento em participações	195 210		15
Companhia Paranaense de Energia - Copel	743 126		-617
Karpowership Brasil Energia Ltda.	- 107		107



3.1 Taxas de emissão de CO₂e das empresas geradoras

A taxa de emissão, determinada pela razão entre emissões e eletricidade gerada, é um indicador adequado para comparação relativa do desempenho de empresas. Via de regra, a taxa de emissão de uma empresa considera tudo o que foi emitido e gerado em todo o seu portfólio de usinas, incluindo diferentes fontes energéticas (hidráulica, eólica, biomassa, fósseis, etc.). Porém, como o escopo deste inventário são termelétricas a combustíveis fósseis operando no SIN, as taxas de emissão para as empresas geradoras aqui calculadas consideram apenas esse universo. Nesse sentido, dentro desse trabalho, esse indicador é influenciado somente pelo combustível utilizado e pela eficiência energética das usinas nas quais as empresas são acionárias. As taxas de emissão das empresas geradoras para o ano de 2022 são apresentadas na figura abaixo.

FIGURA 25 Taxa de emissão por empresa geradora em 2022, considerando seus portfólios de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN

	Empresa	Taxa de emissão [tCO ₂ e/GWh]
1	Engie Brasil Energia S.A.	1.156
2	Fram Capital Energy	988
3	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	763
4	Aruana Energia S.A.	604
5	Termo Norte Energia Ltda.	596
6	Ceiba Energy LP	576
7	Companhia Paranaense de Energia - Copel	552
8	Global Participações em Energia S.A.	543
9	Demais acionistas	540
10	EPG Brasil Ltda	517
11	Bolognesi Energia S.A.	517
12	Fundo de Investimentos Pirineus	517
13	Hidrotérmica S.A.	517
14	Multiner Fundo de Investimento em participações	517
15	Radesca Participações Empresariais	517
16	Karpowership Brasil Energia Ltda.	517
17	Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	481
18	BTG Pactual	461
19	Eneva S.A.	445
20	Petrobras	419
21	J&F Investimentos S.A.	408
22	Électricité de France S.A.	392
23	Siemens	353
24	SPIC Brasil	353
25	Gás Natural Açú S.A.	353

637
Taxa de emissão média (tCO₂e/GWh)

Nota: Para não distorcer as médias, os cálculos de taxas de emissão não consideram as usinas de cogeração e de autoprodução, bem como as usinas com fator de capacidade inferior a 1% e a UTE Figueira. Com isso, apenas 25 empresas puderam ter sua taxa de emissão calculada. Para mais informações, vide item 6.2.3 da Metodologia.

A empresa que mais emitiu gases de efeito estufa por eletricidade gerada em 2022, segundo o recorte deste inventário, foi a Engie, com emissão específica de 1.156 tCO₂e/GWh, ou seja, quase o dobro da média observada no SIN de 637 tCO₂e/GWh. Em 2022, a empresa era detentora de 100% do controle acionário da Pampa Sul¹⁶, usina a carvão mineral com a segunda maior taxa de emissão entre as térmicas que forneceram energia ao SIN em 2022 (vide figura 18).

Por outro lado, apesar de ser a maior emissora em termos absolutos, a Petrobras apresentou taxa de emissão (419 tCO₂e/GWh) inferior à média das termelétricas a combustíveis fósseis de serviço público do SIN. Isso ocorre por conta das características da maior parte das usinas por ela controladas, que utilizam como combustível o gás natural e o ciclo combinado como tecnologia de geração predominante.

16. Em junho de 2023, a Engie concluiu a venda da usina a carvão mineral Pampa Sul para um fundo de investimentos gerido pelas companhias Starboard e Perfin (Engie, 2023). Em 2021 a companhia já havia vendido o Complexo Jorge Lacerda, também a carvão mineral, para a Fram Capital Energy.



4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS

Além de estimar emissões de gases de efeito estufa, entre os objetivos iniciais deste inventário está a apresentação das quantidades de poluentes atmosféricos – óxidos de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP), óxidos de enxofre (SO_x) e monóxido de carbono (CO) – emitidas nas usinas inventariadas. Os números foram levantados por meio do portal de dados abertos do Ibama, que disponibiliza informações sobre emissões de poluentes atmosféricos locais por termelétricas. Essas informações são provenientes dos Relatórios de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp), que devem ser enviados ao Ibama pelas empresas geradoras de termelétricidade (Ibama, 2023b).

Para avaliação dos conjuntos de dados por poluente (NO_x , MP, SO_x e CO), foram contabilizados tanto o número de usinas sem disponibilidade de informação quanto, para aquelas que possuíam informações, o número de termelétricas que informaram valores em ordens de grandeza inconsistentes com o resultado esperado considerando como base de comparação os fatores médios de emissão para cada combinação de combustível e ciclo de potência reportados no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019). Como uma análise adicional mais criteriosa, foi avaliado se as taxas de emissão alcançadas para cada usina ao se aplicar a razão entre suas emissões reportadas no Rapp e seu consumo de combustíveis se enquadravam nos intervalos de confiança dos respectivos fatores médios de referência indicados no Guia Europeu.

O conjunto de dados referentes às emissões de NO_x foi aquele que apresentou menores números de lacunas ou inconsistências de ordem de grandeza¹⁷. Além disso, uma maior quantidade de usinas reportaram emissões de NO_x que resultavam em fatores de emissão por consumo de combustível (toneladas por joule - t/J) nos intervalos de confiança do Guia Europeu.

Em adição a ter sido possível a obtenção de melhores informações sobre NO_x nos documentos disponíveis para acesso público, esse é um gás emitido em grandes quantidades em qualquer termelétrica que utiliza combustível fóssil¹⁸. Sua presença no ar em concentrações elevadas está associada a uma variedade de preocupações ambientais e de saúde pública, incluindo a formação de ozônio (que se trata de um gás tóxico quando presente na troposfera), ocorrência de chuva ácida, acidificação de sistemas aquáticos, danos florestais, degradação da visibilidade e formação de partículas finas.

Assim, optou-se por incluir neste inventário apenas as emissões de NO_x , excluindo-se, no entanto, os valores que apresentaram ordens de grandeza inconsistentes.

17. Foram considerados como valores com ordens de grandeza inconsistentes as emissões que eram 85% menores ou 120% maiores do que as que seriam encontradas utilizando os fatores de emissão disponíveis no Guia Europeu e os próprios consumos de combustíveis das usinas.

18. Enquanto os óxidos de nitrogênio (NO_x) são motivo de preocupação em termelétricas que utilizam qualquer combustível fóssil, o material particulado (MP) e os óxidos de enxofre (SO_x) são poluentes mais relacionados a usinas que utilizam carvão mineral como fonte energética



Na tabela 5, é apresentada a avaliação dos dados de NO_x disponíveis no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2023b). É possível verificar que, das 72 usinas inventariadas, não foi possível localizar dados de emissão de NO_x para 18 delas. Das outras 54 plantas com dados localizados, 16 reportaram emissões em ordens de grandeza inconsistentes e para seis não foi possível avaliar a consistência das informações¹⁹. Além disso, dentre as 32 termelétricas com dados disponíveis e com ordens de grandeza consistentes, 8 não passaram no teste adicional de aderência aos intervalos de confiança do Guia Europeu.

Vale destacar que em comparação ao ano anterior notou-se uma diminuição considerável na quantidade de dados reportados com ordem de grandeza consistente: em 2021, 58 usinas informaram algum dado de NO_x ao IBAMA, dos quais 43 eram coerentes com os ciclos de potência e os combustíveis empregados, representando 57% das usinas inventariadas, esse ano o número foi de apenas 44%.

TABELA 5 Avaliação dos dados de emissões de NO_x disponíveis no portal de dados abertos do Ibama

Usina	Dado disponível	Emissão em ordem de grandeza consistente	"Razão entre emissão e consumo de combustível produz fator dentro do intervalo de confiança do valor de referência da Agência Ambiental Europeia"
Aparecida Parte I	Não	Não	Não
Araucária	Sim	Sim	Sim
Arembepe	Sim	Não	Não
Baixada Fluminense	Sim	Sim	Sim
Barra Bonita I	Não	Não	Não
Candiota III	Sim	Não	Não
Canoas	Sim	Sim	Sim
Celpav IV	Não	Não	Não
Cristiano Rocha	Sim	Sim	Não
Cubatão	Sim	Sim	Sim
Cuiabá	Sim	Sim	Não
Figueira	Não	Não	Não
Geramar I	Sim	Não	Não
Geramar II	Sim	Não	Não
Global I	Sim	Não	Não
Global II	Sim	Não	Não
GNA I	Sim	Sim	Não
Ibirité	Sim	Sim	Sim
Jaraqui	Sim	Não	Não
Jorge Lacerda I e II	Sim	Sim	Sim
Jorge Lacerda III	Sim	Sim	Sim
Jorge Lacerda IV	Sim	Sim	Sim
Juiz de Fora	Sim	Sim	Sim
Karkey 013	Não	Não	Não
Karkey 019	Não	Não	Não
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Sim	Sim	Sim
Manauara	Não	Não	Não
Maranhão III	Sim	NA	NA
Mauá 3	Não	Não	Não

19. Não se avaliou a consistência dos dados da usina de autoprodução U-50, uma vez que não foi possível determinar se tais valores disponíveis no portal de dados abertos do Ibama se referiam apenas às emissões da geração de eletricidade injetada no SIN ou se, além disso, contemplavam os totais emitidos pelo conjunto de processos das indústrias em que essas autoprodutoras estão associadas. Da mesma forma, não foi possível avaliar os dados de usinas que tiveram dados reportados para complexos de geração nos quais existem diferentes ciclos de potência, uma vez que as emissões não podem ser consideradas como proporcionais às respectivas gerações. Vide o item 6.1.4 da metodologia.



Usina	Dado disponível	Emissão em ordem de grandeza consistente	"Razão entre emissão e consumo de combustível produz fator dentro do intervalo de confiança do valor de referência da Agência Ambiental Europeia"
MC2 Nova Venécia 2	Sim	NA	NA
Muricy	Sim	Não	Não
Norte Fluminense	Sim	Sim	Não
Nova Piratininga	Sim	Sim	Não
Palmeiras de Goiás	Sim	Sim	Sim
Pampa Sul	Sim	Sim	Não
Parnaíba I + Parnaíba V	Sim	Sim	Não
Parnaíba IV	Sim	NA	NA
Pau Ferro I	Não	Não	Não
Pernambuco III	Sim	Não	Não
Petrolina	Não	Não	Não
Ponta Negra	Sim	Sim	Não
Porsud I	Não	Não	Não
Porsud II	Não	Não	Não
Porto de Sergipe I	Sim	Sim	Sim
Porto do Itaqui	Sim	Não	Não
Porto do Pecém I	Sim	Sim	Sim
Porto do Pecém II	Sim	Sim	Sim
Potiguar	Não	Não	Não
Potiguar III	Não	Não	Não
Povoação 1	Sim	Sim	Sim
Prosperidade I	Não	Não	Não
Santa Cruz	Sim	Não	Não
Seropédica	Sim	Sim	Sim
Suape II	Sim	Não	Não
Tambaqui	Sim	Não	Não
Termo Norte I	Sim	NA	NA
Termo Norte II	Sim	NA	NA
Termobahia	Sim	Sim	Sim
Termocabo	Não	Não	Não
Termo Ceará	Sim	Sim	Sim
Termomacaé	Sim	Sim	Sim
Termomanaus	Não	Não	Não
Termonordeste	Sim	Não	Não
Termoparaíba	Sim	Não	Não
Termopernambuco	Sim	Não	Não
Termorio	Sim	Sim	Sim
Três Lagoas	Sim	Sim	Sim
U-50	Sim	NA	NA
Vale do Açú	Sim	Sim	Sim
Viana	Sim	Sim	Sim
Viana 1	Sim	Sim	Sim
Xavantes Aruanã	Não	Não	Não

Nota: A sigla "NA" significa "Não Avaliado" (vide o item 6.1.4 da metodologia).

Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2023b.



Considerando as emissões de NO_x disponíveis e com ordem de grandeza consistente (mantendo os dados que não passaram no teste de aderência ao intervalo de confiança do Guia Europeu), a figura 26 evidencia o total emitido por cada usina em 2022.

FIGURA 26 Emissões de NO_x de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2022, com destaque para o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Emissões [toneladas de NO _x]	
1	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	7.431	
2	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	5.038	
3	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	2.657	
4	Termorio	Duque de Caxias	RJ	1.425	
5	Canoas	Canoas	RS	805	
6	Cubatão	Cubatão	SP	741	
7	Termobahia	São Francisco do Conde	BA	679	
8	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	564	
9	Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	379	
10	Pampa Sul	Candiota	RS	376	
11	Cristiano Rocha	Manaus	AM	303	
12	GNA I	São João da Barra	RJ	301	
13	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	233	
14	Ponta Negra	Manaus	AM	228	
15	Norte Fluminense	Macaé	RJ	211	
16	Viana	Viana	ES	205	
17	Termomacaé	Macaé	RJ	200	
18	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	198	
19	Povoação I	Linhares	ES	182	
20	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	166	
21	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	100	
22	Viana I	Viana	ES	91	
23	Cuiabá	Cuiabá	MT	63	
24	Araucária	Araucária	PR	59	
25	Ibirité	Ibirité	MG	59	
26	Seropédica	Seropédica	RJ	54	
27	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	17	
28	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás	GO	14	
29	Nova Piratininga	São Paulo	SP	12	
30	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	8	
31	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	5	
32	Termoçarará	Caucaia	CE	1	

-  Gás natural
-  Carvão mineral
-  Óleo diesel
-  Óleo combustível

Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2023b.



No que se refere aos poluentes atmosféricos com impactos locais, é essencial identificar as emissões de NO_x dentro do território, especialmente devido à presença de múltiplas usinas termelétricas em operação em alguns municípios. Um exemplo que ilustra essa realidade é o município de Capivari de Baixo, em Santa Catarina, que se destaca ao registrar a maior emissão de NO_x entre todos os municípios. Essa predominância se deve à existência de três usinas a carvão mineral (combustível altamente poluidor), individualmente responsáveis por elevadas emissões, cuja soma consolida o município como um dos maiores emissores.

Além disso, a liberação desse poluente em uma única região deve ser acompanhada de informações para a identificação da problemática. Um caso em destaque é Manaus, que lidera como o município de maior geração em 2022, onde somente duas das sete usinas no município forneceram informações consideradas coerentes para o ano base de 2022, conforme a base do IBAMA. Agravando essa situação, há a ausência de uma rede de monitoramento da qualidade do ar no município, o que impossibilita avaliar os verdadeiros impactos das emissões de poluentes locais.

Manaus é apenas um exemplo de município sem dados. Dos 41 municípios incluídos neste inventário, 20 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira. Em alguns casos, embora existam estações de monitoramento, os dados históricos coletados por elas não são disponibilizados ao público por meio de canais oficiais dos órgãos ambientais. **A falta de transparência de informações gera desafios para a realização de avaliações das condições reais da qualidade do ar nas proximidades. Ainda assim, na contramão dessa lacuna de informações, diversos projetos termelétricos estão sendo considerados para implantação, muitos deles já com licenças concedidas pelos órgãos ambientais competentes.**



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em 2022, as 72 termelétricas fósseis conectadas ao SIN, escopo deste inventário, produziram 31,1 TWh de eletricidade, dos quais 75% foram provenientes de usinas a gás natural como combustível principal. Ao todo, esse conjunto de usinas emitiu 19,5 milhões de toneladas de CO₂e em 2022 – sendo que 98% desse valor foi proveniente de apenas 36 usinas (metade do parque).

Comparando os resultados de 2021 com os de 2022, observou-se uma queda de 65% nas emissões inventariadas.

Em função dos níveis alarmantes dos reservatórios hidrelétricos e do risco de racionamento, o debate sobre o aumento da diversificação e da segurança da matriz elétrica brasileira se reacendeu em 2021. A diminuição gradual da participação da hidreletricidade na matriz, tanto em geração quanto em termos de novos projetos, abriu espaço para o crescimento das fontes eólica e solar, mas, sobretudo, deu vantagens argumentativas para o incremento da utilização de termelétricas fósseis naquele ano. A contratação e a operação dessa categoria de usinas foram privilegiadas sob o argumento de segurança ao sistema no suprimento de potência, além de outros fatores, como a viabilização econômica do gás natural nacional advindo do pré-sal.

Em 2022, de forma oposta, o cenário foi desfavorável para termelétricas fósseis, com a retomada dos reservatórios hídricos, que levaram a geração hidrelétrica ao seu segundo maior patamar na história, e a ascensão jamais vista das renováveis eólica e solar. A geração eólica ultrapassou a geração termelétrica fóssil pela primeira vez em 2022, enquanto a geração solar experimentou um crescimento de 80% de um ano para outro. Como resultado, a geração termelétrica fóssil decaiu em quase 50% e voltou a representar os mesmos 10% da matriz elétrica brasileira que representava em 2002.

É preciso destacar que mesmo em situação de baixa demanda por termelétricidade, houve alto acionamento de usinas movidas a carvão mineral – 39% das emissões de usinas ligadas ao SIN foram decorrentes da geração dessas UTEs. Em consonância a isso, **a taxa de emissão média das usinas inventariadas passou de 582 tCO₂e/ GWh em 2021 para 637 tCO₂e/ GWh em 2022.**

Quanto à atribuição de emissões às proprietárias das usinas inventariadas, apenas quatro empresas foram responsáveis por mais de 75% de tudo o que foi emitido, sendo elas: Petrobras (22%), Eletrobras (21%), Fram Capital Energy (20%) e Eneva (11%). Em termos de taxas de emissões, destacaram-se negativamente as empresas Engie, Fram Capital Energy e Eletrobras. Estas com taxas elevadas em comparação com a média nacional e detentoras de usinas a carvão mineral. A Petrobras, apesar de ser a maior emissora em termos absolutos, é apenas a vigésima empresa geradora no ranking de emissões por eletricidade gerada (tCO₂e/GWh).

Além das emissões de gases de efeito estufa, a geração termelétrica fóssil resulta em uma série de outros problemas ambientais, como estresse hídrico por conta da utilização de água para resfriamento de sistemas, poluição atmosférica local ou competição no despacho de energia com fontes renováveis. Ademais, essa categoria de geração contribui significativamente para o encarecimento das contas de eletricidade.



Vale ressaltar que um desafio importante para a continuidade deste trabalho é o acesso público a informações confiáveis, especialmente no que se refere a indicadores ambientais. A fonte selecionada, (Rapp/Ibama), ainda que a mais completa em termos de disponibilidade de informações de consumo de combustíveis, apresentou dados incongruentes ou ausentes para 31 usinas. O quadro é ainda mais problemático para as emissões de poluentes locais: das 72 usinas, apenas 32 publicaram números coerentes para NO_x ; enquanto apenas 5, 11 e 24 forneceram dados coerentes de MP, SO_x e CO, respectivamente²⁰.

Há a necessidade de se aprimorar o processo de coleta e de validação das informações das usinas. Atualmente, são os empreendedores os responsáveis pelo preenchimento das informações coletadas e só há auditoria em caso de denúncias ou ações fiscalizatórias específicas. É preciso aumentar o rigor e a análise das informações disponibilizadas pelas empresas geradoras em seus Rapp/Ibama. A fragilidade das bases de dados oficiais de emissões atmosféricas no país mostra uma longa distância a percorrer, tanto para uma efetiva gestão ambiental por parte do poder público quanto para a implementação de práticas transparentes e consistentes de Governança Ambiental, Social e Corporativa (ESG - *Environmental, Social and Corporate Governance*) por parte das empresas do setor elétrico.

A ausência de dados era prevista e é importante ser pontuada para que se possa aprimorar as análises sobre a realidade do parque termelétrico brasileiro. Além de continuar documentando a geração de eletricidade e as emissões atmosféricas de termelétricas, nas próximas edições deste inventário, espera-se ser possível ampliar o recorte amostral das usinas analisadas, incluindo, por exemplo, plantas dos sistemas isolados e/ou informações referentes há anos anteriores a 2020. Assim, há o desejo de que este documento influencie positivamente a divulgação correta de dados pelas empresas geradoras, pelo Ibama e por outros órgãos competentes, contribuindo para a consolidação de um planejamento energético que considere as emissões atmosféricas do sistema e trabalhe para diminuí-las.

Ainda que a geração termelétrica fóssil tenha caído em 2022 por conta da retomada dos reservatórios hidrelétricos, tem se observado um aumento da produção e da proposição de novos projetos termelétricos nos últimos anos. Períodos com condições climatológicas mais ou menos favoráveis ao abastecimento de reservatórios poderão se repetir no futuro, ocasionando variações no acionamento de usinas térmicas e, conseqüentemente, em suas emissões atmosféricas. Então, o maior motivo de preocupação está no fato de o setor elétrico, em resposta a essas variações, estar se comprometendo com projetos fósseis que operarão por vários anos. Inclusive, alguns deles planejados para funcionar de forma inflexível (sem grandes interrupções na geração). Assim, a preocupação está além da questão do aumento ou da diminuição das emissões anuais de GEE, que ocorrem conforme mais usinas são acionadas.

Muitas vezes apoiada pela indústria do gás, se essa tendência for mantida, estará se forçando o uso de termelétricas mesmo em momentos com condições climáticas favoráveis para a geração renovável. O que, fatalmente, aumentará desnecessariamente a quantidade de emissões e os outros impactos socioambientais inerentes à termelétricidade. Por isso, buscando esclarecer riscos e propor alternativas, o IEMA continuará analisando e divulgando informações acerca da expansão termelétrica em território nacional, como os boletins de análise pré e pós-leilões, notas técnicas a respeito das mudanças no setor elétrico brasileiro e inventários anuais de emissões atmosféricas.

20. Estatísticas referentes a consultas realizadas no portal de dados abertos do Ibama no segundo semestre de 2023.



6. METODOLOGIA DETALHADA

6.1 Fontes de informação

6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade

Para a elaboração deste inventário, as informações sobre as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020, 2021 e 2022, bem como suas respectivas gerações de eletricidade, foram obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu Histórico da Operação²¹, plataforma pública atualizada periodicamente (ONS, 2023b).

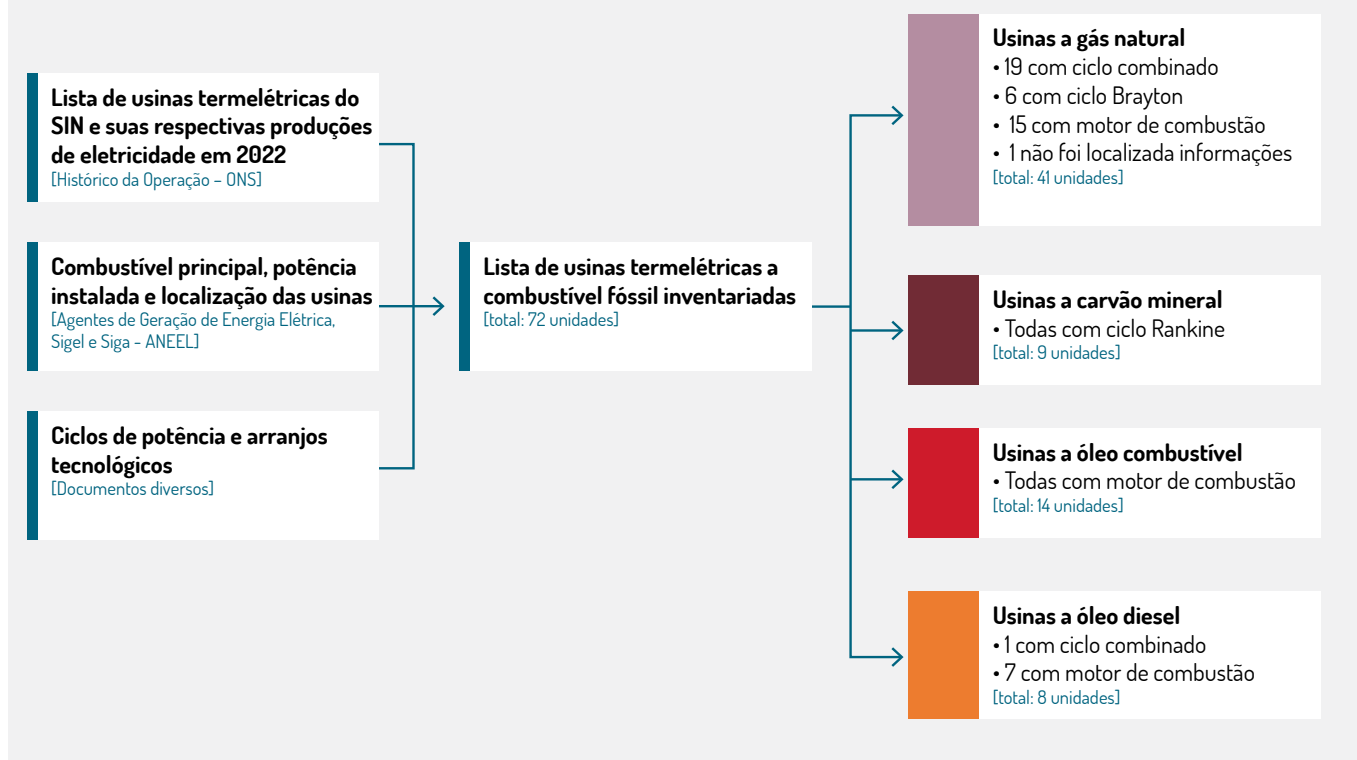
Detalhes sobre localização geográfica, potência instalada e combustível principal utilizado por cada usina listada foram acessados por meio do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2023b) e do Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2023c).

Já para a identificar o arranjo tecnológico (se são ou não usinas de cogeração e/ou de autoprodução) e o ciclo de potência das plantas, além das fontes já citadas, foram consultadas documentações inerentes aos processos de licenciamento ambiental, em especial os Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e as licenças ambientais expedidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou pelos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (Oema). Além disso, foram empreendidas buscas sistemáticas nos sites das empresas/usinas geradoras e em documentos oficiais, como o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2022).

A figura a seguir sintetiza as fontes de informação utilizadas para identificação e caracterização tecnológica das usinas termelétricas inventariadas.

21. A empresa Eneva, sob consulta do IEMA, informou que os dados de geração das usinas Maranhão III e Parnaíba I + Parnaíba V diferiam daqueles reportados no Histórico de Operação da ONS. Nesse contexto, optou-se por considerar os valores fornecidos diretamente pelo empreendedor. Outra usina que apresentou divergência nos dados de geração foi a UTE Uruguaiana, que, segundo resposta da empresa Âmbor Energia à consulta do IEMA, operou apenas para testes. Por esse motivo, a geração reportada pela ONS (apenas 2 GW) foi desconsiderada e a usina retirada deste inventário.

FIGURA 27 Informações e fontes consultadas para consolidação da lista de usinas termelétricas inventariadas



6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas

Os atores do setor elétrico têm como obrigação informar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a composição societária de seus empreendimentos²². A agência reguladora, por sua vez, publica periodicamente tais composições em seu portal na internet, por meio do sistema de dados abertos, Polímero (Aneel, 2023a).

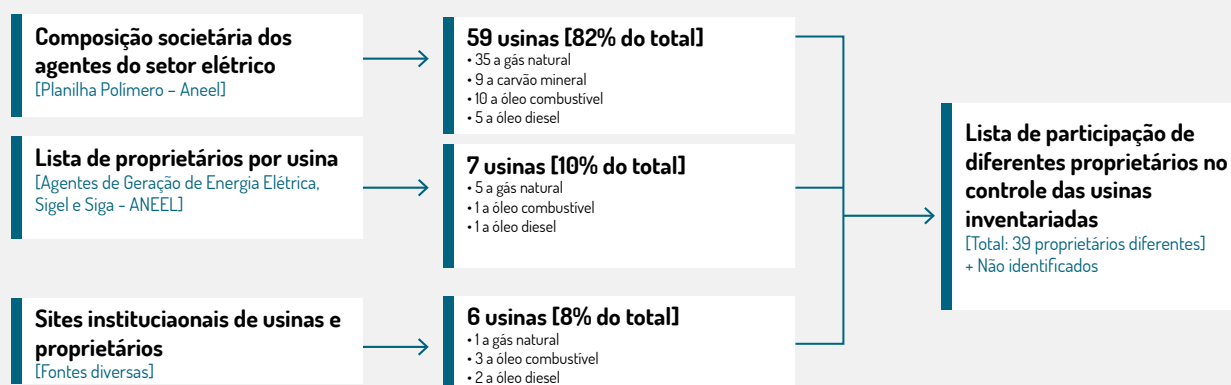
Para identificar os proprietários, foram utilizadas as informações disponíveis na base de dados do sistema Polímero referentes aos trimestres dos anos mais recentes, como o primeiro de 2023 e o último de 2022. Além disso, foram necessárias buscas em arquivos referentes a períodos menos recentes para complementar dados não presentes na base atual. Desta forma, foi possível identificar os proprietários de 60 usinas térmicas aqui inventariadas, bem como as respectivas participações desses proprietários no capital social de cada uma dessas termelétricas.

Para complementar as informações disponibilizadas no sistema Polímero, foram consultadas outras três plataformas da Aneel: o Sigel (Aneel, 2023b), o Siga (Aneel, 2023c) e a base de Agentes de Geração de Energia Elétrica (Aneel, 2023d). Por meio dessas plataformas, foram identificados os proprietários de mais sete usinas. Para as plantas restantes, sobre as quais ainda se tinham dúvidas em relação aos proprietários, realizaram-se buscas nos respectivos sites institucionais.

22. Conforme art. 4º do Módulo II do Anexo da Resolução Normativa Aneel n.º 948 de 16 de novembro de 2021, que aprovou a Regulação Econômico-Financeira (regulamentação de operações, aplicáveis às delegatárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica), “o concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica deverá enviar à Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), da Aneel, na concretização da operação de transferência acionária e periodicamente, no último dia de cada trimestre civil, informação atualizada relativa à respectiva composição societária; identificado o grupo de controle e explicitando todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores” (Aneel, 2021b). Essa obrigatoriedade também é mencionada no art. 2º (XX) da Resolução Normativa Aneel n.º 921 de 23 de fevereiro de 2021: “manter atualizado em sistema disponibilizado no sítio eletrônico da Aneel o organograma do Grupo Econômico, informando quaisquer alterações na composição societária” (Aneel, 2021a).

Identificar “quem possui o quê”, ou seja, quais são os proprietários das termelétricas inventariadas e quais suas respectivas participações no capital social desses ativos, foi um trabalho complexo. Os capitais sociais são regularmente negociados e seus controladores podem se fundir, reorganizar-se ou mesmo cessar as operações. Assim, embora considerável esforço tenha sido realizado para garantir a acurácia das informações societárias aqui presentes, podem existir desvios inadvertidos na atribuição de propriedade de usinas para as quais as informações públicas não estavam atualizadas ou não puderam ser encontradas. A próxima figura resume as referências utilizadas para determinar os proprietários de cada planta.

FIGURA 28 Origem dos dados de proprietários por usina termelétrica inventariada



6.1.3 Consumo de combustíveis fósseis por usina inventariada

Para a maioria das usinas, números oficiais e públicos sobre o consumo de combustíveis só puderam ser acessados nas informações referentes aos Relatórios Anuais de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp)²³, disponibilizadas no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2023c). Tais relatórios são preenchidos pelos próprios empreendedores responsáveis, tratando-se de uma obrigação vinculada ao pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA)²⁴. Os sujeitos ao pagamento da taxa e, conseqüentemente, obrigados a entregar o Rapp são identificados por meio do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Naturais (CTF/APP)²⁵.

Para validar os valores de consumo reportados nos Rapp/Ibama também foram examinadas outras fontes formais, que disponibilizavam pelo menos parte das informações buscadas, como o Boletim da Indústria de Gás Natural (MME, 2023) e dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2023b). Além disso, foi analisada a coerência entre a geração de eletricidade e o consumo de combustíveis de cada usina, considerando suas características tecnológicas (ciclo de potência e combustíveis utilizados).

23. “O Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp) é uma ferramenta instituída como obrigação acessória à TCFA pela Política Nacional de Meio Ambiente (Lei 6.938/81, art. 17-C, § 1º). O Rapp tem como função a obtenção de dados e informações para colaborar com procedimentos de fiscalização e controle ambiental. O modelo do relatório é definido pelo Ibama, que atualmente é regulamentado pela Instrução Normativa do Ibama n.º 22/2021.” (Ibama, 2023d).

24. “A Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA) é uma espécie de tributo para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. A TCFA está prevista no art. 17-B da Lei Federal n.º 6.938/1981 (Política Nacional de Meio Ambiente), que teve a redação dada pela Lei Federal n.º 10.165/2000. Foi regulamentada pelo Ibama por meio da Instrução Normativa n.º 17, de 2011, republicada no DOU de 20 de abril de 2012. É definida pelo cruzamento do grau de potencial poluidor com o porte econômico do empreendimento. Essas informações são fornecidas pelo próprio contribuinte, ao se inscrever no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP).” (Ibama, 2023e).

25. O art. 17, II, da Lei 6.938/1981, que dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, instituiu, sob a administração do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama), o Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP). A obrigação de registro no Cadastro incide sobre a pessoa física ou jurídica que exercer atividade sob controle por meio de licenciamento ambiental realizado pelo órgão competente (federal, distrital, estadual ou municipal). (Ibama, 2023a)



Dessa maneira, estabeleceu-se uma base de comparação em que foi possível perceber que os números obtidos via Rapp/Ibama estavam bastante próximos daqueles divulgados por outras fontes - que foram preteridas por serem dispersas e por cobrirem um número menor de usinas. Tal comparação reforçou a escolha dos dados abertos do Ibama como referência dos consumos de combustíveis aqui utilizados. No entanto, ainda assim foram encontradas lacunas ou inconsistências para algumas usinas.

Um total de 32 termelétricas tiveram os dados de consumo diretamente retirados dos valores referentes a 2022 publicados em seus Rapp/Ibama, 25 utilizam o gás natural, cinco delas têm o carvão mineral como combustível principal, uma é movida a óleo combustível e uma a diesel.

Para obter o consumo de outras cinco plantas, foram distribuídos valores referentes a conjuntos de usinas, também disponíveis via Rapp/Ibama. Assim, por exemplo, o consumo total do complexo Jorge Lacerda, informado a partir da base do Ibama, foi distribuído para as três usinas que o compõem (Jorge Lacerda I e II, III e IV) de maneira proporcional à parcela de consumo dessas usinas reportada em planilhas de acompanhamento da CDE²⁶ (CCEE, 2022). Já para o conjunto Termonordeste + Termoparaíba, a distribuição foi feita conforme a proporcionalidade de suas gerações.

Com o intuito de levantar o consumo de combustíveis das centrais elétricas com informações inconsistentes²⁷ ou ausentes no portal de dados abertos do Ibama, procurou-se contato direto com as autoridades técnicas responsáveis por cada uma delas. Ao fim dessa etapa, foi possível obter os consumos de mais seis usinas, cinco a gás natural e uma movida a carvão mineral.

Para as térmicas cujos proprietários não responderam aos contatos realizados, foi necessário utilizar fatores de consumo de combustível por eletricidade gerada. Para 17 usinas²⁸, tais fatores foram calculados a partir dos consumos de cada uma delas referentes ao ano anterior disponível nos dados abertos do Ibama. Já para 12 plantas que não possuíam dados de consumo referentes a anos anteriores²⁹, foram aplicados fatores de consumo médios específicos para cada tecnologia (combinação de combustível principal e ciclo de potência). Esses fatores foram calculados a partir dos próprios dados de 2022 presentes nos Rapp/Ibama, dividindo o montante de combustível consumido por todas as usinas de uma determinada tecnologia pela eletricidade total gerada nessas mesmas usinas. No entanto, especificamente para as plantas a óleo diesel, os fatores foram calculados utilizando os dados de consumo e geração do BEN (EPE, 2023b), pois a amostra de usinas que consumiram esses combustíveis e que disponibilizaram suas informações via Rapp/Ibama era muito pequena.

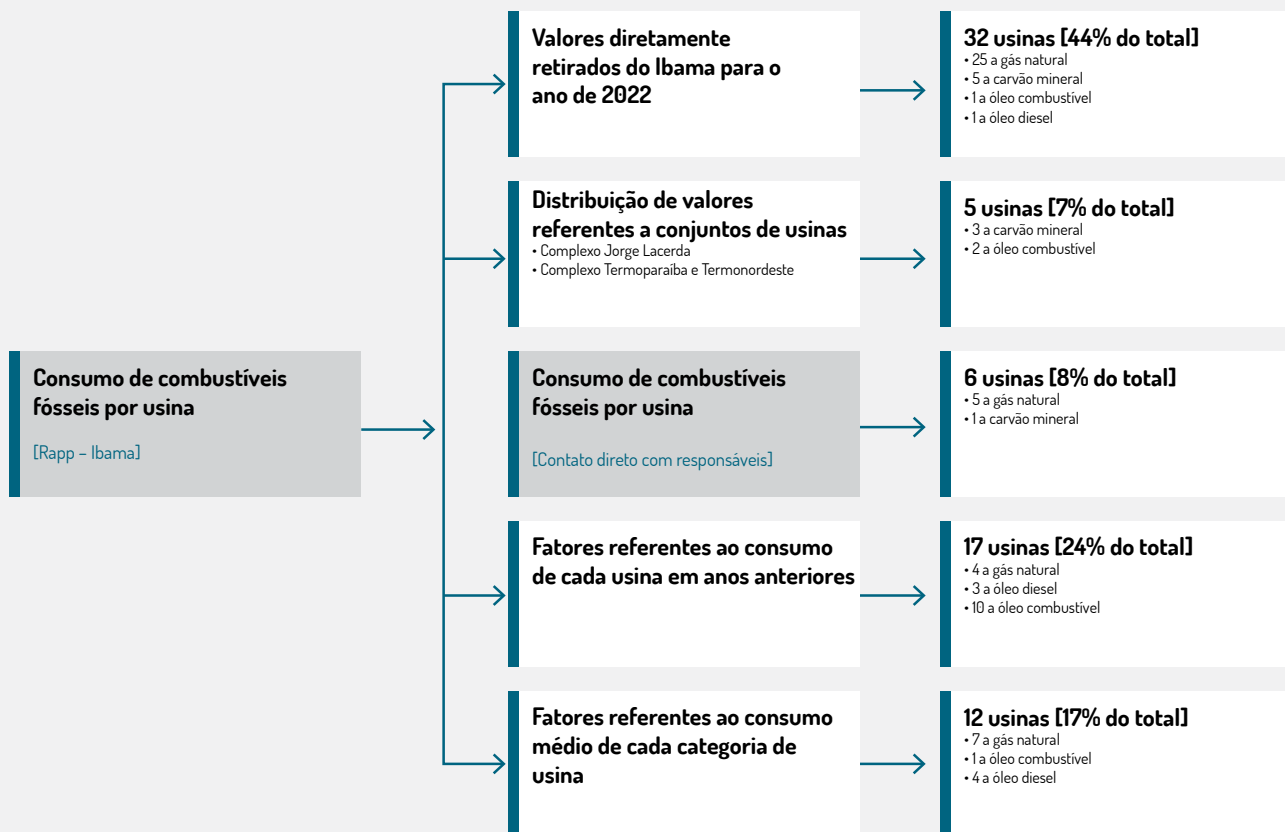
26. Criada em abril de 2002, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE é um encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético do Brasil, de acordo com a programação do Ministério de Minas e Energia (MME).

27. O principal exemplo de inconsistência encontrada foi o fato de uma usina possuir, segundo os dados originalmente disponíveis, uma eficiência de transformação de energia térmica - proveniente da queima de combustível - em energia elétrica muito distante da faixa média esperada para sua tecnologia (ciclo de potência e combustível).

28. Aparecida Parte I, Arembepe, Geramar I, Geramar II, Global I, Global II, Ibirité, Mauá 3, Muricy, Pernambuco III, Petrolina, Potiguar, Potiguar III, Prosperidade II, Suape II, Termo Norte II e Termocabo.

29. Barra Bonita I, Celpa IV, Cristiano Rocha, Karkey 013, Karkey 019, Pau Ferro I, Porsud I, Porsud II, Termo Norte I, Termomanaus, U-50 e Xavantes Aruanã.

FIGURA 29 Origem dos dados de consumo de combustíveis por usina e simplificações adotadas



6.1.4 Emissões de óxidos de nitrogênio por usina inventariada

Em sua seção de emissões de poluentes atmosféricos, o portal de dados abertos do Ibama apresenta as quantidades, em toneladas, de óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x), material particulado (MP) e monóxido de carbono (CO) emitidas por diferentes usinas termelétricas, segundo dados provenientes dos respectivos Relatórios Anuais de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp) reportados pelas próprias empresas (Ibama, 2023b)³⁰.

Neste inventário, no entanto, optou-se por apresentar apenas as emissões de NO_x relatadas nos Rapp/Ibama. Isso devido a três razões:

- Muitas cidades brasileiras não têm mais apresentado concentrações atmosféricas de CO acima dos padrões legais e das recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) (IEMA, 2023);
- As taxas de emissão observadas para SO_x e MP apresentaram diferenças significativas em relação ao indicado na literatura de referência³¹;
- Das 72 termelétricas que injetaram energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2022, um total de 37 usinas não informaram as emissões de SO_x em seus respectivos Rapp/Ibama, 28 deixaram de fornecer os dados sobre MP e 24 não forneceram dados de CO.

30. Assim como realizado com o consumo de combustíveis, as emissões referentes a um determinado complexo termelétrico foram distribuídas em cada usina que o compõe utilizando a mesma proporção entre a geração de eletricidade na usina e a emissão, exceto para complexos com usinas com diferentes tecnologias. Os seguintes complexos tiveram suas emissões distribuídas nas usinas que os compõem: Complexo Geramar (usinas Geramar I e III), Complexo Jorge Lacerda (usinas Jorge Lacerda I e II, III e IV), Complexo Termoparaíba e Termonordeste e Complexo Global (usinas Global I e II).

31. Para avaliação da confiabilidade dos dados de emissão de poluentes atmosféricos em 2022 nas usinas termelétricas inventariadas, disponibilizados por meio de Rapp/Ibama, foram utilizados como referências os fatores médios de emissão publicados pela Agência Ambiental Europeia em seu Guia Técnico para Preparação de Inventários (EEA, 2019), que faz parte das fontes bibliográficas do Inventário Nacional (MCTI, 2020b).



Para avaliar os valores de emissão de NO_x para cada empreendimento, foi empregado um conjunto de critérios para qualificar os dados disponibilizados. Esses critérios foram explanados no capítulo 4 (Emissões de Poluentes Locais) deste relatório. Com isso, excluiu-se os valores de NO_x muito acima ou muito abaixo do esperado para uma dada geração de eletricidade e um determinado arranjo tecnológico de combustível e ciclo de potência³². Também foram excluídos os valores de complexos que contam com usinas com diferentes ciclos de potência, para os quais a distribuição das emissões de NO_x não seria diretamente proporcional à razão entre a geração de cada usina e a geração do complexo como um todo³³. Além disso, a partir de fatores de emissão de referência disponíveis no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019), foi possível também listar usinas que podem ter apresentado emissões um pouco acima ou um pouco abaixo do esperado (vide tabela 5). Os valores dessas usinas ainda assim foram mantidos e apresentados neste inventário, uma vez que não é possível afirmar que estão de fato incorretos.

Vale frisar que não se utilizou fatores médios para estimar as emissões de NO_x daquelas usinas cujas informações eram inconsistentes ou não estavam disponíveis no portal de dados abertos do Ibama. Isso porque as emissões desse poluente podem variar relevantemente a depender das condições em que o combustível é queimado, tornando o uso de fatores médios mais suscetível a imprecisões. Por isso, este inventário apresenta as emissões de NO_x de 32 das 72 usinas inventariadas, tratando-se apenas daquelas que divulgaram tais informações via Rapp/Ibama³⁴, que tinham dados relativamente coerentes e que não são classificadas como autoprodutoras³⁵ ou como integrantes de complexos que contam com usinas de diferentes ciclos de potência.

32. As 16 seguintes usinas tiveram suas informações de emissões de NO_x desconsideradas: Arembepe, Candiota III, Geramar I, Geramar II, Global I, Global II, Jaraqui, Muricy, Pernambuco III, Porto do Itaqui, Santa Cruz, Suape II, Tambaqui, Termonordeste, Termoparaíba e Termopernambuco.

33. As usinas pertencentes ao complexo localizado em Santo Antônio dos Lopes (Maranhão III, MC2 Nova Venécia 2, Parnaíba IV) e o complexo Termo Norte (Termo Norte I e Termo Norte II) foram desconsiderados da análise devido à impossibilidade de atribuir individualmente as emissões de cada uma, decorrente das diferenças tecnológicas utilizadas em cada usina.

34. Não foi possível encontrar informações de emissões de NO_x das 18 seguintes usinas: Aparecida Parte I, Barra Bonita I, Celpav IV, Figueira, Karkey 013, Karkey 019, Manauara, Mauá 3, Pau Ferro I, Petrolina, Porsud I, Porsud II, Potiguar, Potiguar III, Prosperidade I, Termocabo, Termomanaus e Xavantes Aruanã.

35. Não foi possível determinar se os valores relacionados a térmicas autoprodutoras disponíveis no portal de dados abertos do Ibama se referiam apenas às emissões da geração de eletricidade ou se, além disso, contemplavam os totais emitidos pelo conjunto de processos das indústrias em que essas usinas estão associadas. Assim, foram desconsiderados os dados da usina U-50.



6.2 Procedimentos de cálculo

6.2.1 Fator de capacidade por usina

O fator de capacidade de uma central elétrica é a relação/razão entre a produção efetiva de eletricidade em um determinado intervalo de tempo e sua capacidade máxima de geração nesse mesmo período (energia que geraria se operasse na potência máxima em 100% do tempo analisado). Em outras palavras, significa a proporção entre a eletricidade fornecida e a capacidade instalada de um sistema de geração de energia.

Por exemplo, uma planta que poderia ter gerado 1.000 GWh de energia em um ano, mas só gerou 500 GWh, teve um fator de capacidade de 50%. Isso significa que a usina esteve operando em potência máxima durante 50% do tempo que poderia ou que operou com potência menor do que a máxima no período analisado.

A seguinte fórmula pode ser aplicada para cálculo do fator de capacidade de uma usina:

$$\text{Fator de Capacidade}_{\text{usina}} = \frac{E_{\Delta t}}{P * \Delta t}$$

Sendo:

$E_{\Delta t}$ [Wh] = Energia elétrica gerada no intervalo de tempo analisado

P [W] = Potência instalada da usina

Δt [h] = Intervalo de tempo analisado (em horas)

Observações sobre termelétricas autoprodutoras e/ou de cogeração

É importante destacar que os dados de geração por usina disponibilizados pela ONS só dizem respeito à produção de eletricidade injetada no SIN (ONS, 2023b).

Com isso, não é possível determinar o total de energia gerada em centrais elétricas de autoprodução, considerando que uma parcela das gerações dessas usinas pode ter sido utilizada pelas respectivas indústrias associadas, não sendo, então, contabilizada nas estatísticas da ONS.

Também não se pode afirmar que as usinas a cogeração³⁶ de eletricidade e vapor não tiveram parte de suas gerações utilizadas/injetadas nas respectivas indústrias em que estão vinculadas. Não há clareza, portanto, se a geração injetada no SIN por cada termelétrica a cogeração contempla o total gerado nessas plantas ou somente uma parte da eletricidade produzida em um ano.

Assim, na ausência de certeza sobre a geração total, optou-se por não considerar usinas a cogeração e/ou de autoprodução (indicadas no Anexo) nos gráficos de fator de capacidade incluídos neste inventário. Caso contrário, tais fatores poderiam estar artificialmente subestimados.

6.2.2 Eficiência energética

A eficiência energética de uma termelétrica indica a parcela da energia térmica resultante da queima de um combustível convertida em energia elétrica. Inovações tecnológicas perseguem equipamentos e arranjos mais eficientes, possibilitando que uma usina aproveite ao máximo a energia proveniente da queima de um combustível para gerar energia elétrica, minimizando perdas inerentes a essa transformação. Assim, usinas com maior eficiência energética consomem menos combustível para gerar o mesmo montante de eletricidade que uma planta menos eficiente produziria, economizando recursos e diminuindo, por exemplo, as emissões atmosféricas por unidade de energia elétrica produzida.

36. Uma usina a cogeração de eletricidade e vapor é quase sempre também uma usina de autoprodução, que pode, portanto, gerar tanto energia elétrica quanto vapor para suprir as demandas da indústria em que está associada. Por outro lado, vale frisar que nem toda usina de autoprodução utiliza cogeração de eletricidade e vapor, podendo, então, configurar-se como uma planta dedicada apenas à geração de energia elétrica a ser disponibilizada a uma determinada indústria.

A eficiência energética é calculada pela razão entre a energia elétrica gerada e a energia obtida a partir da queima de combustíveis³⁷, conforme fórmula a seguir:

$$\text{Eficiência Energética}_{\text{usina}} = \frac{E}{\Sigma \text{Consumo}_{\text{comb}}}$$

Sendo:

E [tep] = Eletricidade gerada na usina

$\Sigma \text{Consumo}_{\text{comb}}$ [tep] = Somatória dos consumos de combustíveis (principal e secundários)

Observações sobre termelétricas autoprodutoras, a cogeração ou que operaram a baixos fatores de capacidade

Usinas de cogeração podem utilizar o calor produzido pela queima de combustível para, de forma integrada, produzir tanto vapor quanto eletricidade. Como não é possível separar o consumo de combustível para geração de eletricidade do consumo para produção de vapor, optou-se por não representar esse tipo de usina nos gráficos relacionados à eficiência. Isso porque as eficiências dessas usinas estariam potencialmente subestimadas, uma vez que considerariam apenas a eletricidade gerada em relação a todo combustível queimado.

Nesse sentido, optou-se também por não representar as eficiências de usinas de autoprodução, já que não é possível afirmar com certeza suas gerações elétricas totais e se são ou não de cogeração (vide os últimos parágrafos do tópico anterior).

Como discutido no capítulo sobre geração, observou-se que uma significativa parcela das usinas que aparecem na lista de unidades geradoras da ONS (ONS, 2023b) operou com um fator de capacidade muito baixo, sugerindo que, muito possivelmente, funcionaram apenas para fins de teste. Considerando que, em muitos desses casos, grande parte da geração das usinas ocorreu durante os processos de ligar ou desligar as unidades, os cálculos de eficiência realizados podem não refletir com acurácia o desempenho real das usinas durante períodos prolongados de operação. Devido a essa razão, optou-se por representar apenas as usinas com um fator de capacidade (FC) superior a 1%. A UTE Figueira, mesmo tendo FC superior a 10%, também não foi representada nos gráficos de eficiência energética, já que a empresa responsável pelo empreendimento, Copel, afirmou, em resposta a pedidos de esclarecimentos enviados pelo IEMA, que essa usina também só operou para testes.

6.2.3 Emissões de gases de efeito estufa por usina

Uma vez que as emissões de CO₂ dependem sobretudo da quantidade de combustível queimado e pouco variam em relação à forma de queima, optou-se por utilizar, para todas as usinas, os já consolidados fatores de emissão para termelétricas reportados no Inventário Nacional (MCTI, 2020b), listados na tabela 6. Também foram empregados os fatores de metano (CH₄) e óxido nítrico (N₂O), outros gases de efeito estufa (GEE) emitidos em usinas térmicas. Para se obter um valor único de GEE medido em dióxido de carbono equivalente (CO₂e), os resultados de CH₄ e de N₂O emitidos devem ser multiplicados, respectivamente, por 28 e 265, conforme métrica utilizada na Quarta Comunicação Nacional do Brasil à UNFCCC (MCTI, 2020a).

As emissões de CO₂e são, então, calculadas por meio da seguinte equação:

$$\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}} = \left[\text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{CO}_2} \right] + \left[28 * \text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{CH}_4} \right] + \left[265 * \text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{N}_2\text{O}} \right]$$

Sendo:

$\text{FE}_{\text{combustível}}$ [TJ] = Fator de emissão de CO₂, CH₄ ou N₂O (em kg) para o consumo de um dado combustível

37. Para o cálculo de eficiência, é necessário converter todas as variáveis para uma única unidade de medida de energia. Neste inventário, todas as medidas foram convertidas para tonelada equivalente de petróleo (tep), multiplicando os consumos de combustíveis e as gerações de eletricidade (em unidades comerciais, como tonelada ou watt-hora) pelos respectivos fatores de conversão para tep médios disponíveis no Balanço Energético Nacional (EPE, 2023a).

TABELA 6 Fatores de emissão de gases de efeito estufa para queima de combustíveis em termelétricas

		kgCO ₂ /TJ	kgCH ₄ /TJ	kgN ₂ O/TJ
Carvão vapor 3100	(carvão mineral lignito)	101.000	0,6	0,8
Carvão vapor 3300	(carvão mineral lignito)	101.000	0,6	0,8
Carvão vapor 4500	(carvão mineral sub-betuminoso)	96.100	0,6	0,8
Carvão vapor 6000	(carvão mineral betuminoso)	94.600	0,6	0,8
Gás de refinaria		57.600	4,0	1,0
Gás natural seco		56.100	4,0	1,0
Óleo diesel		67.133	4,0	0,6
Óleo combustível		77.400	0,8	0,3

Nota: O fator de emissão do óleo diesel considera que 10% do volume desse combustível queimado em centrais elétricas em 2022 foi composto por biodiesel (EPE, 2023b); outros 90% são de diesel de petróleo, que possui fator de 74.100 kgCO₂/TJ (MCTI, 2020b). Conforme metodologia indicada pelo IPCC para inventariar emissões nacionais, a queima da parcela de biodiesel é considerada neutra em emissões de CO₂, pois todo carbono emitido fora anteriormente capturado da atmosfera durante o crescimento da biomassa (essencialmente soja) usada como matéria-prima para fabricação desse biocombustível (IPCC, 2006).

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI, 2020b.

Frisa-se, por fim, que algumas usinas apresentam consumo de mais de um combustível, um principal e um ou dois secundários. Para o cálculo das emissões totais desses empreendimentos, soma-se a emissão referente a cada um desses combustíveis.

6.2.4 Taxa de emissão

Para comparar a intensidade de carbono de diferentes termelétricas, independentemente da quantidade de tempo que elas tenham operado, utiliza-se como indicador a taxa de emissão, que pondera as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pela quantidade de energia elétrica produzida em uma usina. Quanto maior a taxa de emissão, maior a quantidade de GEE emitida por uma termelétrica para cada unidade de eletricidade gerada.

A taxa de emissão de uma usina é calculada conforme fórmula abaixo:

$$\text{Taxa de emissão}_{\text{usina}} = \frac{\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}}}{E_{\text{usina}}}$$

Sendo:

E [GWh] = Energia elétrica gerada

$\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}}$ [t] = Emissão de dióxido de carbono equivalente

Observações sobre termelétricas autoprodutoras, a cogeração ou que operaram a baixos fatores de capacidade

Assim como para o fator de capacidade e para a eficiência energética, há lacunas de informações que dificultam a interpretação das emissões absolutas e das taxas de emissão de usinas autoprodutoras e/ou de cogeração.

Em usinas a cogeração, que podem utilizar a energia proveniente da queima de combustíveis para gerar, de forma integrada, tanto eletricidade quanto vapor, parte dos combustíveis consumidos pode ter sido queimada para produzir vapor e não eletricidade. Portanto, na prática, uma parcela das emissões atribuídas a essas usinas pode não dizer respeito à geração de eletricidade diretamente. Considerando que as emissões, independentemente da finalidade, ocorreram, optou-se por seguir as apresentando nos gráficos deste inventário, porém chamando a atenção a partir de hachuras e/ou asteriscos para o fato dos valores, possivelmente, representarem as emissões de todos os processos da usina (geração de eletricidade e de vapor).

Como a taxa de emissão pondera cada unidade de CO₂e emitida (em toneladas) por cada unidade de eletricidade gerada (em gigawatt-hora), o cálculo desse indicador para uma usina de cogeração estaria potencialmente superestimado por considerar, por um lado, o carbono emitido tanto por geração de eletricidade quanto de vapor, mas, por outro, ponderar tal emissão apenas pela eletricidade gerada. Nesse sentido, como um dos objetivos de indicadores que relacionam duas grandezas é permitir a comparabilidade entre resultados, considerou-se mais coerente a não representação de usinas a cogeração nos gráficos de taxas de emissão.



Além disso, como já explicado no subitem sobre fator de capacidade, há certa dúvida sobre algumas usinas de autoprodução serem também usinas de cogeração, por isso, optou-se por seguir os mesmos critérios das usinas a cogeração para as de autoprodução no que diz respeito a emissões e taxas de emissão.

Por fim, como também já comentado no subitem sobre fator de capacidade, sabe-se que a UTE Figueira foi acionada apenas para testes. Nessas condições, o índice de queima de combustível por eletricidade gerada pode ser consideravelmente maior do que o alcançável durante uma operação normal, mais prolongada. Dessa forma, a taxa de emissão (tCO₂e/GWh) dessa usina não foi apresentada neste inventário, já que representaria uma operação atípica e um valor superestimado. Por esse mesmo motivo, não foram calculadas as taxas de emissão de termelétricas que apresentaram baixíssimos fatores de capacidade, uma vez que muitas dessas unidades podem ter sido ligadas apenas para testes ou podem apresentar um padrão de consumo de combustíveis maior quando operam por um curto intervalo de tempo (tendendo, nesse período, a emitir mais por eletricidade gerada).

6.2.5 Alocação da geração de eletricidade e das emissões aos proprietários das usinas

A partir da identificação da cadeia de proprietários controladores das termelétricas inventariadas, conforme explanado no tópico 6.1.2 deste documento, realizou-se um exercício de distribuição da geração de eletricidade e das emissões de cada usina aos respectivos proprietários. Tal alocação foi feita proporcionalmente à porcentagem de participação de cada proprietário no capital social de uma ou mais térmicas.

Assim, se uma usina hipotética, controlada em 20% pelo produtor “A” e em 80% pelo “B”, emitiu 100 mil toneladas de CO₂e, a parcela de emissões alocada para o produtor “A” será de 20 mil toneladas, enquanto o produtor “B” será responsável pelas outras 80 mil. Se esse produtor “B” ainda tiver 100% de controle sobre outra usina que emitiu 50 mil toneladas de carbono, suas emissões totais serão de 130 mil toneladas (80 mil referentes a uma usina e 50 mil à outra).

As origens dessas porcentagens de controle utilizadas neste inventário estão detalhadas no tópico 6.1.2 e evidenciadas na tabela 3 desta publicação.

6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2021

No segundo semestre de 2022, o IEMA divulgou o segundo Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas, tendo 2021 como ano-base. Em todas as edições do Inventário, é empregado um esforço de revisão dos dados históricos, buscando manter a base de informações o mais atualizada possível.

Por isso, é possível observar pequenas alterações nos dados de 2021 apresentados neste documento em relação aos dados apresentados no inventário/documento anterior.

Embora não tenham ocorrido alterações metodológicas em relação ao inventário anterior, essa atual edição contém uma pequena modificação no número de usinas que injetaram eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2021. Essa variação decorre de atualizações oficiais da base de dados históricos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma das principais fontes de informações utilizadas para elaboração do Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Aneel Nº 921, de 23 de Fevereiro de 2021.** Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 7. 2021a. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021921.pdf>>. Acesso em: 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Aneel Nº 948, de 16 de Novembro de 2021.** Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 120. 2021b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021948.pdf>>. Acesso em: 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Composição Societária dos Agentes do Setor Elétrico. **Dados Abertos, 2023.** Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/composicao-societaria-polimero>>. Acesso em: 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Download. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel)**, 2023b. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/Down/>>. Acesso em: 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga). **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2023c. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Agentes de Geração de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2023d. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/agentes-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 2023.

BRASIL. **Lei nº 14.182, de 12 de Julho de 2021.** Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); altera as Leis n 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 13.182, de 3 de novembro de 2015, 13.203, de 8 de dezembro de 2015, 14.118, de 13 de janeiro de 2021, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 9.074, de 7 de julho de 1995; e revoga dispositivos da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm>. Acesso em: 2022.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Memória de cálculo dos reembolsos realizados à empresa Diamante. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>>. Acesso em: 2023.

EEA - EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. **EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019 - Energy Industries - Combustion in Energy and Transformation Industries.** European Environment Agency (EEA). Copenhagen, p. 116. 2019. Disponível em: <<https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>>. Acesso em: 2022.

ENGIE. **ENGIE conclui venda da Usina Termelétrica Pampa Sul para Starboard e Perfin.** Disponível em: <<https://www.engie.com.br/imprensa/press-release/engie-conclui-venda-da-usina-termelétrica-pampa-sul-para-starboard-e-perfin/>>. Acesso em: 2023.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2023 - Ano base 2022.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, 2023a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 2023.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional (BEN) - Séries Históricas e Matrizes - Capítulo 5 - Balanco dos Centros de Transformação 1970-2022.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2023b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 2023.



IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (IBAMA)**, 2023a. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/cadastrados/ctf/ctf-app/ctf-app>>. Acesso em: 2023.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Emissões de Poluentes Atmosféricos. **Dados Abertos**, 2023b. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/emissoes-de-poluente-atmosfericos>>. Acesso em: 2023.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Fontes Energéticas. **Dados Abertos**, 2023c. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/fontes-energeticas>>. Acesso em: 2023.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Relatório de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (RAP). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama)**, 2023d. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/relatorios/atividades-poluidoras>>. Acesso em: 2023.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama)**, 2023e. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/taxas/tcfa/sobre-a-tcfa>>. Acesso em: 2023.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Série Termoeletricidade em Foco - Uso de Água em Termoeletricas**. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). São Paulo, p. 34. 2016. Disponível em: <<http://energiaambiente.org.br/produto/uso-de-agua-em-termoeletricas>>. Acesso em: 2023.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Plataforma da Qualidade do Ar. **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2023. Disponível em: <<https://energiaambiente.org.br/qualidadedoar>>. Acesso em: 2023.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy - Chapter 2: Stationary Combustion**. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). [S.l.], p. 47. 2006. Disponível em: <<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>>. Acesso em: 2023.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI). Brasília, p. 622. 2020a. Disponível em: <<https://repositorio.mcti.gov.br/handle/mctic/4782>>. Acesso em: 2023.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Quarta Comunicação Nacional e Relatórios de Atualização Bial de Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa - Relatório de Referência - Setor Energia - Subsetor Queima de Combustíveis - Abordagem Setorial**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI). Brasília, p. 178. 2020b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-de-referencia-setorial>>. Acesso em: 2023.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 190 - Destaques de Dezembro de 2022**. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2022-2/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2022.pdf>>. Acesso em: 2023.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Manual de Procedimentos da Operação Módulo 5 - Submódulo 5.12**. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instrucoes%20de%20Operacao%20-%20SM%205.12%2F3.7.%20Operacao%20de%20Instalacoes%2F3.7.5.%20Sul%2F3.7.5.2.%20Area%2030%20kV%20do%20Rio%20Grande%20do%20Sul%2FIO-OI.S.PAL1_Rev.01.pdf>. Acesso em: 2023.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Histórico da Operação - Geração de Energia**. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2023b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: Maio de 2023.

SEEG - SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. Emissões por Setor - Energia. **SEEG Brasil**, 2022. Disponível em: <<https://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia>>. Acesso em: 2022

ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2021					2022				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁRS]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁRS]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]
UTECMRS029767-4	Candiota III	Candiota - RS	Carvão Mineral	Rankine	350	2.485	81%	28%	3.263.176	1.313	1.796	59%	28%	2.368.185	1.318
UTECMPR000955-5	Figueira	Figueira - PR	Carvão Mineral	Rankine	20	-	-	-	-	-	18	10%	16%	39.802	2.185
UTECMSC001260-2	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	Rankine	232	1.393	69%	32%	1.519.199	1.090	694	34%	31%	769.695	1.109
UTECMSC027093-8	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	Rankine	262	1.714	75%	32%	1.842.704	1.075	1.316	57%	33%	1.389.986	1.056
UTECMSC027094-6	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo - SC	Carvão Mineral	Rankine	363	1.671	53%	38%	1.511.766	905	1.941	61%	39%	1.742.984	898
UTECMRS032282-2	Pampa Sul	Candiota - RS	Carvão Mineral	Rankine	345	1.565	52%	32%	1.790.544	1.144	1.134	38%	31%	1.311.595	1.156
UTECMMA029700-3	Porto do Itaqui	São Luís - MA	Carvão Mineral	Rankine	360	1.777	56%	39%	1.564.261	880	3	0,1%	NA*	3.146	NA*
UTECMCE029720-8	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante - CE	Carvão Mineral	Rankine	720	3.829	61%	37%	3.501.060	914	6	0,1%	NA*	7.835	NA*
UTECMCE030098-5	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante - CE	Carvão Mineral	Rankine	365	2.055	64%	39%	1.783.427	868	6	0,2%	NA*	7.026	NA*
UTEGNAM027250-7	Aparecida Parte I	Manaus - AM	Gás Natural	Brayton	166	915	63%	35%	534.225	584	649	45%	35%	379.133	584
UTEGNMG001276-9	Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG	Gás Natural	Brayton	87	543	71%	38%	290.172	534	33	4%	38%	17.837	533
UTEGNMA030202-3	Maranhão IV	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Brayton	338	2.082	70%	34%	1.238.165	595	-	-	-	-	-
UTEGNMA030203-1	Maranhão V	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Brayton	338	2.082	70%	34%	1.238.165	595	-	-	-	-	-
UTEGNMA030196-5	MC2 Nova Venécia 2	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Brayton	178	1.034	66%	36%	592.526	573	389	25%	35%	226.646	583
UTEGNRJ027243-4	Santa Cruz	Rio de Janeiro - RJ	Gás Natural	Brayton	350	1.747	57%	33%	1.073.731	615	659	22%	32%	424.167	643
UTEGNRJ027952-8	Seropédica	Seropédica - RJ	Gás Natural	Brayton	360	1.997	63%	43%	953.456	477	105	3%	45%	47.099	450
UTEGNRJ028029-1	Termomacacé	Macaé - RJ	Gás Natural	Brayton	923	5.292	65%	37%	2.904.535	549	379	5%	44%	173.481	458
UTEGNMS027075-0	William Arjona	Campo Grande - MS	Gás Natural	Brayton	177	0	0,01%	NA*	51	NA*	-	-	-	-	-
UTEGNPRO27733-9	Araucária	Araucária - PR	Gás Natural	Combinado	484	2.306	54%	51%	914.994	397	259	6%	50%	106.176	410
UTEGNRJ030769-6	Baixada Fluminense	Seropédica - RJ	Gás Natural	Combinado	530	3.547	76%	56%	1.289.157	363	745	16%	56%	268.624	361
UTEGNRS028038-0	Canoas	Canoas - RS	Gás Natural	Combinado	249	1.221	56%	50%	582.686	477	294	13%	50%	142.659	486
UTEGNSP028014-3	Cubatão	Cubatão - SP	Gás Natural	Combinado	250	1.626	74%	NA**	973.018	NA**	947	43%	NA**	735.338	NA**
UTEGNMT027003-2	Cuiabá	Cuiabá - MT	Gás Natural	Combinado	529	1.327	29%	44%	613.954	463	1.131	24%	50%	461.263	408
UTEGNCE028357-6	Fortaleza	Caucaia - CE	Gás Natural	Combinado	327	419	15%	49%	172.465	412	-	-	-	-	-
UTEGNRJ032955-0	GNA I	São João da Barra - RJ	Gás Natural	Combinado	1.338	2.245	19%	49%	928.752	414	573	5%	58%	202.641	353
UTEGNMG001096-0	Ibirité	Ibirité - MG	Gás Natural	Combinado	226	1.596	81%	57%	573.258	359	191	10%	57%	68.629	359
UTEGNMA030800-5	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Combinado	519	2.944	65%	51%	1.178.038	400	2.188	48%	53%	846.852	387
UTEGNAM031888-4	Mauá 3	Manaus - AM	Gás Natural	Combinado	591	4.059	78%	48%	1.711.483	422	2.360	46%	48%	995.259	422
UTEGNRJ001544-0	Norte Fluminense	Macaé - RJ	Gás Natural	Combinado	827	6.501	90%	53%	2.502.891	385	1.322	18%	52%	517.808	392

Legendas: NA* - Baixo fator de capacidade pode influenciar eficiência e taxa de emissão; NA** - Usina a cogeração; NA*** - Usina de autoprodução. Vide itens 6.2.2 e 6.2.3 da Metodologia.

Nota: As usinas Maranhão IV e Maranhão V (Parnaíba I), a ciclo Brayton, passaram a integrar a usina a ciclo combinado Parnaíba I + Parnaíba V em 2022 e por isso não apresentam informações desagregadas para este ano.

ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2021					2022				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]
UTEGNSP028191-3	Nova Piratininga	São Paulo - SP	Gás Natural	Combinado	386	2.314	68%	43%	1.090.562	471	49	1%	37%	26.953	545
UTEGNMA030202-3 UTEGNMA030203-1 UTEGNMA040562-0	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Combinado	1.061	-	-	-	-	-	1.460	16%	38%	781.710	535
UTEGNSE032228-8	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros - SE	Gás Natural	Combinado	1.593	4.631	33%	61%	1.543.566	333	806	6%	56%	293.825	364
UTEGNBA028206-5	Romulo Almeida	Camaçari - BA	Gás Natural	Combinado	138	11	1%	34%	6.414	603	-	-	-	-	-
UTEGNBA027263-9	Termobahia	São Francisco do Conde - BA	Gás Natural	Combinado	186	1.108	68%	NA**	689.351	NA**	1.250	77%	NA**	785.698	NA**
UTEGNCE028358-4	Termo Ceará	Caucaia - CE	Gás Natural	Combinado	220	381	20%	36%	242.927	638	2	0,1%	NA*	1.124	NA*
UTEGNPE028031-3	Termopernambuco	Ipojuca - PE	Gás Natural	Combinado	533	3.282	70%	54%	1.238.520	377	15	0,3%	NA*	7.410	NA*
UTEGNRJ027888-2	Termorio	Duque de Caxias - RJ	Gás Natural	Combinado	989	5.699	66%	NA**	2.978.417	NA**	2.554	29%	NA**	1.274.481	NA**
UTEGNMS027975-7	Três Lagoas	Três Lagoas - MS	Gás Natural	Combinado	386	1.726	51%	45%	781.940	453	186	5%	44%	85.469	460
UTEGNRN028225-1	Vale do Açú	Alto do Rodrigues - RN	Gás Natural	Combinado	323	1.068	38%	NA**	689.512	NA**	785	28%	NA**	404.618	NA**
UTEGNPR037896-8	Barra Bonita I	Pitanga - PR	Gás Natural	Motor de Combustão	10	-	-	-	-	-	11	13%	39%	5.917	517
UTEPEAM029499-3	Cristiano Rocha	Manaus - AM	Gás Natural	Motor de Combustão	85	578	77%	42%	281.839	487	586	78%	39%	303.302	517
UTEGNAM029272-9	Jaraqui	Manaus - AM	Gás Natural	Motor de Combustão	75	532	80%	40%	273.379	514	535	81%	34%	319.415	597
UTEGNRJ055914-8	Karkey 013	Itaguaí - RJ	Gás Natural	Motor de Combustão	243	-	-	-	-	-	115	5%	39%	59.464	517
UTEGNRJ055917-2	Karkey 019	Itaguaí - RJ	Gás Natural	Motor de Combustão	116	-	-	-	-	-	52	5%	39%	26.903	517
UTEGNES030054-3	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares - ES	Gás Natural	Motor de Combustão	204	1.645	92%	43%	781.365	475	482	23%	44%	224.470	466
UTEGNAM029432-2	Manauara	Manaus - AM	Gás Natural	Motor de Combustão	68	542	91%	40%	273.583	505	541	90%	37%	293.781	543
UTEGNMA031193-6	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás Natural	Motor de Combustão	56	316	64%	41%	155.572	492	110	22%	42%	53.904	489
UTEGNAM029361-0	Ponta Negra	Manaus - AM	Gás Natural	Motor de Combustão	73	537	84%	40%	283.062	527	540	84%	42%	259.917	481
UTEGNRJ055706-4	Porsud I	Itaguaí - RJ	Gás Natural	Motor de Combustão	110	-	-	-	-	-	19	2%	39%	9.947	517
UTEGNRJ055707-2	Porsud II	Itaguaí - RJ	Gás Natural	Motor de Combustão	72	-	-	-	-	-	20	3%	39%	10.319	517
UTEGNES056045-6	Povoação 1	Linhares - ES	Gás Natural	Motor de Combustão	75	-	-	-	-	-	285	43%	46%	126.054	442
UTEGNBA032545-7	Prosperidade I	Camaçari - BA	Gás Natural	Motor de Combustão	28	179	73%	42%	87.460	489	1	0,5%	NA*	596	NA*
UTEPEAM029276-1	Tambaqui	Manaus - AM	Gás Natural	Motor de Combustão	93	542	67%	40%	275.295	507	536	66%	37%	297.941	556
UTEGNES056350-1	Viana 1	Viana - ES	Gás Natural	Motor de Combustão	37	-	-	-	-	-	150	46%	45%	68.038	454
UTEGNSP002904-1	Celpav IV	Jacareí - SP	Gás Natural	Não encontrado	139	1	0,1%	NA*	254	NA*	0	0,004%	NA*	21	NA*
UTEPEBA029555-8	Arembepe	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de Combustão	150	402	31%	34%	327.122	814	0	0,01%	NA*	66	NA*
UTEPEBA028615-0	Bahia I - Camaçari	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de Combustão	32	91	33%	44%	58.345	638	-	-	-	-	-

Legendas: NA* - Baixo fator de capacidade pode influenciar eficiência e taxa de emissão; NA** - Usina a cogeração; NA*** - Usina de autoprodução. Vide itens 6.2.2 e 6.2.3 da Metodologia.



ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2021					2022				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]
UTEPEPB000612-2	Campina Grande	Campina Grande - PB	Óleo combustível	Motor de Combustão	169	438	30%	45%	271.773	621	-	-	-	-	-
UTEPEMA029705-4	Geramar I	Miranda do Norte - MA	Óleo combustível	Motor de Combustão	166	683	47%	43%	443.678	650	0	0,01%	NA*	55	NA*
UTEPEMA029668-6	Geramar II	Miranda do Norte - MA	Óleo combustível	Motor de Combustão	166	681	47%	43%	442.327	650	0	0,003%	NA*	26	NA*
UTEPEBA029653-8	Global I	Candeias - BA	Óleo combustível	Motor de Combustão	149	418	32%	39%	300.208	718	1	0,1%	NA*	650	NA*
UTEPEBA029639-2	Global II	Candeias - BA	Óleo combustível	Motor de Combustão	149	421	32%	39%	302.586	718	1	0,04%	NA*	398	NA*
UTEPECE029654-6	Maracanaú I	Maracanaú - CE	Óleo combustível	Motor de Combustão	168	287	20%	44%	182.668	636	-	-	-	-	-
UTEPEBA029554-0	Muricy	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de Combustão	147	422	33%	44%	264.771	627	0	0,01%	NA*	57	NA*
UTEPEPE030120-5	Pernambuco III	Igarassu - PE	Óleo combustível	Motor de Combustão	183	80	5%	42%	52.485	660	0	0,002%	NA*	19	NA*
UTEPEPE028584-6	Petrolina	Petrolina - PE	Óleo combustível	Motor de Combustão	136	419	35%	45%	258.348	617	1	0,1%	NA*	541	NA*
UTEPEPE029719-4	Suape II	Cabo de Santo Agostinho - PE	Óleo combustível	Motor de Combustão	381	1.253	38%	45%	769.334	614	1	0,02%	NA*	321	NA*
UTEGNPE028326-6	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho - PE	Óleo combustível	Motor de Combustão	50	187	43%	45%	115.827	620	0	0,01%	NA*	26	NA*
UTEPEPB029641-4	Termonordeste	João Pessoa - PB	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	673	45%	42%	445.043	662	8	1%	NA*	5.798	690
UTEPEPB029638-4	Termoparaíba	João Pessoa - PB	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	655	44%	42%	431.938	660	8	1%	NA*	5.802	690
UTEPEPE030438-7	U-50	Ipojuca - PE	Óleo combustível	Motor de Combustão	100	149	17%	NA***	96.867	NA***	293	33%	NA***	195.397	NA***
UTEPEES029664-3	Viana	Viana - ES	Óleo combustível	Motor de Combustão	175	1.148	75%	43%	737.192	642	22	1%	42%	14.749	657
UTEGNRO028033-0	Termo Norte II	Porto Velho - RO	Óleo diesel	Ciclo Combinado	349	371	12%	41%	220.127	593	425	14%	41%	252.667	594
UTEPEGO029460-8	Goiânia II	Aparecida de Goiânia - GO	Óleo diesel	Motor de Combustão	140	223	18%	37%	146.709	657	-	-	-	-	-
UTEPEGO001946-1	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás - GO	Óleo diesel	Motor de Combustão	176	63	4%	36%	42.686	673	3	0,2%	NA*	1.774	NA*
UTEPEPE029561-2	Pau Ferro I	Igarassu - PE	Óleo diesel	Motor de Combustão	94	235	29%	39%	145.850	620	0	0,0001%	NA*	1	NA*
UTEPERNO28655-9	Potiguar	Macaíba - RN	Óleo diesel	Motor de Combustão	53	94	20%	37%	60.186	641	0	0,02%	NA*	45	NA*
UTEPERNO29556-6	Potiguar III	Macaíba - RN	Óleo diesel	Motor de Combustão	66	89	15%	37%	57.108	641	0	0,02%	NA*	83	NA*
UTEPEAP049991-9	Santa Rita	Macapá - AP	Óleo diesel	Motor de Combustão	24	0	0,1%	NA*	75	NA*	-	-	-	-	-
UTEPEAP049990-0	Santana II	Macapá - AP	Óleo diesel	Motor de Combustão	30	0	0,1%	NA*	155	NA*	-	-	-	-	-
UTEPERO027887-4	Termo Norte I	Porto Velho - RO	Óleo diesel	Motor de Combustão	64	134	24%	39%	83.266	620	100	18%	40%	60.443	604
UTEPEPE029562-0	Termomanaus	Igarassu - PE	Óleo diesel	Motor de Combustão	143	471	38%	39%	291.774	620	0	0,00002%	NA*	0	NA*
UTEPEGO028654-0	Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	Óleo diesel	Motor de Combustão	54	218	46%	39%	135.129	620	7	2%	40%	4.377	604

Legendas: NA* - Baixo fator de capacidade pode influenciar eficiência e taxa de emissão; NA** - Usina a cogeração; NA*** - Usina de autoprodução. Vide itens 6.2.2 e 6.2.3 da Metodologia.



energiaeambiente.org.br