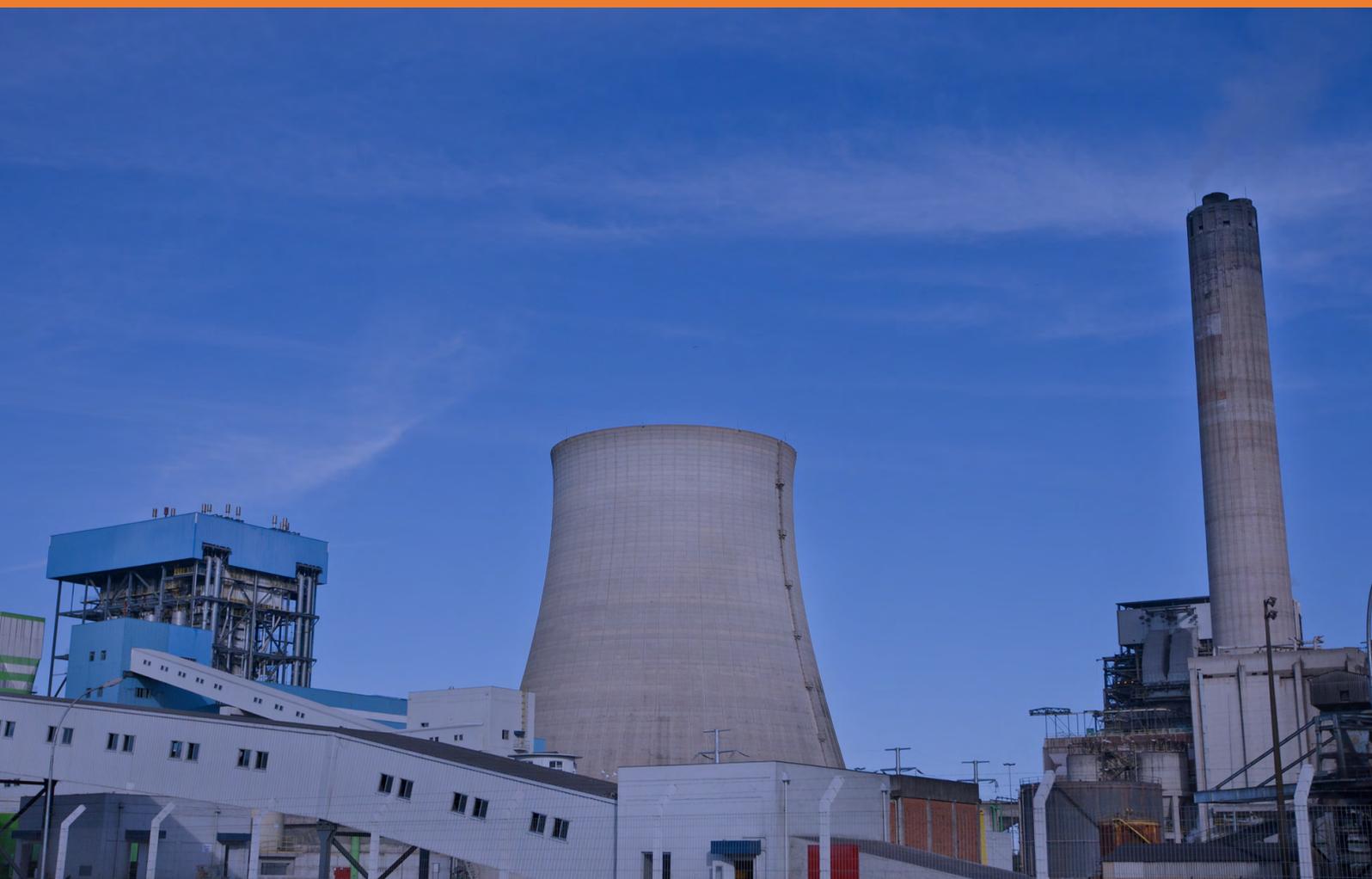


ANO-BASE 2021

2º 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 2021)

Dezembro de 2022

Equipe técnica:

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

Comunicação:

Isis Rosa Nóbile Diniz

Projeto gráfico:

Mario Kanno

Imagem capa:

Divulgação/ Governo do Estado
do Rio Grande do Sul

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 disseminação de conhecimento técnico-científico para subsidiar a formulação e a avaliação de políticas públicas, atuando sempre 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
Isis Rosa Nóbile Diniz
Ingrid Graces
Marcelo dos Santos Cremer
Mônica Takeda
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo
Vinicius Oliveira

Fale conosco:

Rua Artur de Azevedo, 1212, 9º andar, Pinheiros,
São Paulo - SP, CEP 05404-003
Telefone: +55 (11) 3476-2850
<https://energiaambiente.org.br/>
energiaambiente@energiaambiente.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/
institutoenergiaambiente/](https://www.facebook.com/institutoenergiaambiente/)



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

APRESENTAÇÃO

Desde o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição em que 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, verifica-se, por outro, a expansão do uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade. Essa geração aumentou de 30,6 TWh em 2000 para 133,8 TWh em 2021, mais que o quádruplo.

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

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. Aprimorou-se, então, uma metodologia de consolidação de dados, incluindo critérios para casos de informações ausentes ou pouco consistentes.

A presente publicação sistematiza esses dados em *rankings* de emissões de usinas termelétricas fósseis que forneceram energia ao Sistema Interligado Nacional em 2021, 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 segunda edição, ganha importância em um momento recente em que as termelétricas a combustíveis fósseis, sobretudo a gás natural, ganharam espaço como alternativas imediatas de complementação de geração hidrelétrica insuficiente e combate ao risco de um racionamento de eletricidade. A publicação também é oportuna quando se atenta para o médio e longo prazo, com a previsão, de acordo com a [Lei 14.182/2021](#), de instalação de 8.000 MW em termelétricas a gás espalhadas nas Regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil – que entrarão 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](#).

O contexto atual do setor elétrico apresenta elevados riscos para seus planos de descarbonização rumo a uma matriz 100% renovável, bem como para a melhoria da qualidade do ar no país. Assim, com esta segunda edição do inventário, destinada a executivos do setor elétrico, defensores do meio ambiente, analistas financeiros, investidores, jornalistas, 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.



RESUMO EXECUTIVO

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Escopo deste inventário

- A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas inventariadas diz respeito às 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 e 2021, 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 segunda edição do inventário.

Matriz elétrica brasileira em transição

- Desde o início dos anos 2000, 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 2000 a 2021, a geração total de energia elétrica cresceu 88%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica apresentou um aumento muito inferior (19%).**
- A fonte hidráulica diminuiu um pouco mais seu domínio na matriz elétrica brasileira de 2020 para 2021. **Devido à forte crise hídrica enfrentada nesse período e suas decorrências, a geração hidrelétrica em 2021 foi 8% menor do que no ano anterior**, alcançando o total de 362,8 TWh contra 396,4 TWh produzidos em 2020. **Nesse cenário, a participação da termelétricidade fóssil na matriz nacional saltou de 15% em 2020 para 20% em 2021, ano em que bateu cerca de 134 TWh de eletricidade produzida.**
- Ainda que a elevada participação fóssil na matriz elétrica em 2021 possa ser considerada algo pontual por refletir um momento teoricamente atípico na geração hidrelétrica, nota-se um aumento consistente na utilização de termelétricidade fóssil no decorrer dos anos, principalmente a partir da década de 2010. A geração fóssil passou de 30,6 TWh em 2000 para 92 TWh em 2020 (o que representa um aumento de 200%), resultando em uma elevação de 113% nas emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico (SEEG, 2022).
- **A geração termelétrica proveniente do conjunto de usinas contidas neste estudo foi de 95,8 TWh em 2021. Um conjunto de 82 usinas foram responsáveis por esse montante gerado. Ao todo, 68,9 TWh foram produzidos a partir do gás natural (44 plantas), o que corresponde a 72% do total.**
- Segundo em participação, **o carvão mineral (oito plantas) foi responsável pela geração de 16,5 TWh, o que representa 17% da produção de eletricidade fóssil.** Já o óleo combustível (18 plantas) e o óleo diesel (11 plantas), derivados de petróleo, tiveram participação de 9% e



2%, respectivamente. Uma única planta gerou eletricidade utilizando o gás de refinaria como combustível principal, tendo participação muito baixa em relação ao total inventariado.

- **A geração inventariada (eletricidade fóssil injetada no Sistema Interligado Nacional) cresceu expressivamente de 2020 para 2021 (77%).** A variação absoluta observada foi de 41,6 TWh, valor equivalente a tudo o que foi gerado a partir de gás natural em 2020. Desses 41,6 TWh, 66% foi de responsabilidade de usinas a gás natural, 17% de térmicas a óleo combustível, 13% de usinas a carvão mineral e 4% de plantas movidas a óleo diesel.
- Apenas 3% de toda geração de 2021 foi proveniente de usinas que não operaram em 2020. Isso indica que as plantas que já geravam em 2020 passaram a operar ainda mais, sendo, então, as grandes responsáveis pelo acréscimo de geração.

Ranking de geração por usina termelétrica

- **Apenas cinco usinas responderam por mais de um quarto da geração termelétrica inventariada:** Norte Fluminense, com 6,5 TWh (6,8%); Termorio, com 5,7 TWh (5,9%); Termomacaé, com 5,3 TWh (5,5%); Porto de Sergipe I, com 4,6 TWh (4,8%); e Mauá 3, com 4,1 TWh (4,2%). Além disso, 44% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas e **a quase totalidade da eletricidade produzida em 2021 (90%) foi disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por somente metade do conjunto total de usinas.**
- **Em comparação com 2020, 15 das 82 plantas inventariadas aumentaram sua geração em mais de 1.000 GWh.** Destacaram-se Termomacaé e Porto do Sergipe I - usina termelétrica de maior potência do país - com aumento absoluto de geração maior que 3,5 TWh cada. Dentre as usinas a carvão mineral, destaca-se a Porto do Pecém I, que mais que dobrou sua geração de 2020 para 2021, tendo gerado 2,0 TWh a mais em 2021. Além disso, em 2021, a usina GNA 1, segunda usina de maior potência do Brasil, começou a gerar, tendo produzido 2,2 TWh.

RANKING DE GERAÇÃO POR USINA TERMELÉTRICA

● Gás natural ● Carvão mineral

	Usina		Geração [TWh]		
1	Norte Fluminense Macaé RJ		6,5 6,8%		
2	Termorio Duque de Caxias RJ		5,7 5,9%		
3	Termomacaé Macaé RJ		5,3 5,5%		
4	Porto de Sergipe I Barra dos Coqueiros SE		4,6 4,8%		
5	Mauá 3 Manaus AM		4,1 4,2%		
6	Porto do Pecém I São Gonçalo do Amarante CE		3,8 4,0%		
7	Baixada Fluminense Seropédica RJ		3,5 3,7%		
8	Termopernambuco Ipojuca PE		3,3 3,4%		
9	Maranhão III Santo Antônio dos Lopes MA		2,9 3,1%		
10	Candiota III Candiota RS		2,5 2,6%		

Ranking de eficiência energética das usinas termelétricas

- A eficiência energética de uma usina termelétrica indica a parcela da energia liberada pelo combustível que é convertida em eletricidade. Usinas mais eficientes queimam menos combustível e emitem menos gases de efeito estufa por gigawatt-hora (GWh) produzido.
- **No extremo inferior de eficiência estão quatro termelétricas a carvão mineral. Já as usinas a gás natural ocuparam os primeiros 12 lugares no ranking** de eficiência do parque termelétrico fóssil do SIN.
- **Entre as cinco usinas com menor eficiência energética, quatro são movidas a carvão:** Candiota III, com apenas 28% de eficiência, além de Jorge Lacerda I e II, Pampa Sul e Jorge Lacerda III, todas com eficiência média de 32%.

Distribuição da geração de energia elétrica no território

- Apesar do subsistema Nordeste concentrar o maior número de usinas termelétricas (29 unidades), o **subsistema Sudeste/Centro-Oeste (27 usinas) foi o que mais gerou energia elétrica de origem fóssil em 2021 (40,0 TWh, 42% do total inventariado)**.
- A geração elétrica se concentra em poucas unidades da federação: **62% da eletricidade de origem fóssil foi produzida em apenas cinco estados. Rio de Janeiro, Maranhão e Amazonas responderam por mais de 48% do total** da energia elétrica fóssil produzida. Fecham esse *ranking* os estados do Ceará e Pernambuco.
- O Rio de Janeiro produziu sozinho 28% de toda geração termelétrica fóssil do SIN, tendo gerado 27,0 TWh - o dobro do produzido por esse estado em 2020.
- As termelétricas a combustíveis fósseis ligadas ao SIN estão distribuídas em 49 municípios, mas **41% da geração de 2021 esteve concentrada em apenas cinco: Macaé (RJ), Santo Antônio dos Lopes (MA), Manaus (AM), São Gonçalo do Amarante (CE) e Duque de Caxias (RJ)**.

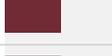
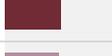
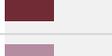
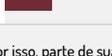
EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Ranking de emissões por usina termelétrica

- **As 82 usinas inventariadas emitiram 55,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 2021, o que representa um aumento de 75% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2020.**
- **Apenas 13 usinas emitiram 51% dos gases de efeito estufa (GEE)**, oito movidas a carvão mineral como combustível principal e outras cinco a gás natural. Quase a totalidade do CO₂e inventariado (90%) foi proveniente de somente 41 plantas, o que representa metade das usinas fósseis do SIN.
- Destaca-se a **usina Porto do Pecém I**, movida a carvão mineral, combustível altamente emissor de gases de efeito estufa, que **dobrou sua geração em 2021 em relação ao ano anterior e, conseqüentemente, despontou no ranking como a que mais emitiu no país.**

RANKING DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

● Gás natural ● Carvão mineral

	Usina		Emissões (milhões de toneladas de CO ₂ e)		
1	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante CE	3,5	6,3%	
2	Candiota III	Candiota RS	3,3	5,9%	
3	Termorio*	Duque de Caxias RJ	3,0	5,4%	
4	Termomacaé	Macaé RJ	2,9	5,2%	
5	Norte Fluminense	Macaé RJ	2,5	4,5%	
6	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo SC	1,8	3,3%	
7	Pampa Sul	Candiota RS	1,8	3,2%	
8	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante CE	1,8	3,2%	
9	Mauá 3	Manaus AM	1,7	3,1%	
10	Porto do Itaqui	São Luís MA	1,6	2,8%	
11	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros SE	1,5	2,8%	
12	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo SC	1,5	2,7%	
13	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo SC	1,5	2,7%	

Nota: A Termorio se trata de uma usina 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 (tCO₂e/GWh)

- Para uma avaliação comparativa do desempenho das termelétricas em termos de emissões, um indicador bastante adequado é a taxa de emissão, determinada pela divisão entre as emissões e a geração de eletricidade de uma planta. A figura ao lado lista as dez usinas termelétricas que apresentaram maiores taxas de emissões em 2021. Observa-se que as oito usinas com maiores taxas de emissão são movidas a carvão.

Ranking de 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 (51), **quase 70% de toda geração fóssil inventariada para 2021 foi de responsabilidade de apenas seis empresas: Petrobras (30,3%), Eneva (12,8%), Eletrobras (9,6%), Électricité de France - EDF (6,8%), Fram Capital Energy (5,0%) e EDP Energias do Brasil (4,0%).**
- Quatro empresas responderam por 61% das emissões de 2021: Petrobras (26,1%), Eneva (13,9%), Eletrobras (11,8%) e Fram Capital Energy (8,8%).** Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem EDP (6,3%), Électricité de France - EDF (4,5%), Engie (3,2%), Global (2,6%), Vulcan (2,2%) e Neoenergia (2,2%). Somente essas **dez empresas foram responsáveis por 82% das emissões, o que equivale a 45,4 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.**
- A Petrobras emitiu 6,2 milhões de toneladas de gases de efeito estufa a mais em 2021 comparando ao ano anterior, valor que equivale a quase duas vezes o que emitiu a usina cearense Porto do Pecém I, que apresentou a maior emissão de 2021. Já a Eneva e a Eletrobras emitiram um excedente de 3,1 e 2,2 milhões de toneladas de GEE, respectivamente.

TAXA DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

● Carvão mineral ● Óleo combustível

	Usina		Taxa de emissões (tCO ₂ e/GWh)	
1	Candiota III Candiota	RS	1.313	
2	Pampa Sul Candiota	RS	1.140	
3	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	1.090	
4	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1.075	
5	Porto do Pecém I São Gonçalo do Amarante	CE	914	
6	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	SC	905	
7	Porto do Itaqui São Luís	MA	880	
8	Porto do Pecém II São Gonçalo do Amarante	CE	868	
9	Arembepe Camaçari	BA	814	
10	Global II Candeias	BA	718	

RANKING DE EMISSÕES POR EMPRESAS GERADORAS

● Gás natural ● Óleo diesel ● Carvão mineral
● Gás de refinaria ● Óleo combustível

	Empresa	Emissões (milhões de toneladas de CO ₂ e)	
1	Petrobras	14,5 26,1%	
2	Eneva	7,8 13,9%	
3	Eletrobras	6,6 11,8%	
4	Fram	4,9 8,8%	
5	EDP	3,5 6,3%	
6	EDF	2,5 4,5%	
7	Engie	1,8 3,2%	
8	Global	1,5 2,6%	
9	Vulcan	1,2 2,2%	
10	Neoenergia	1,2 2,2%	

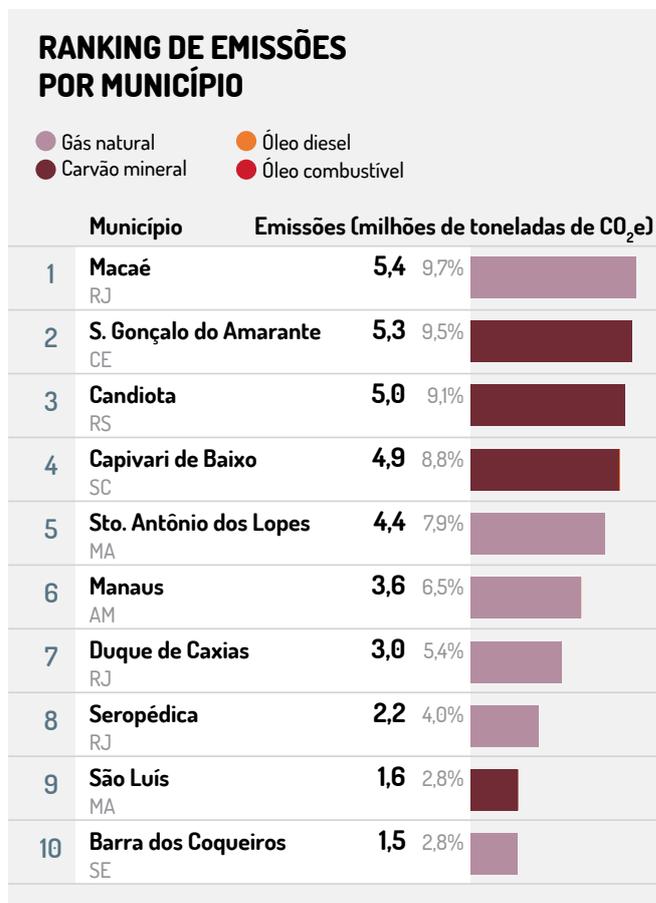


Taxa de emissões por empresa geradora (tCO₂e/GWh)

- Com relação à taxa de emissões de CO₂e, a empresa que mais emitiu gases de efeito estufa por eletricidade gerada em 2021 foi a Engie, com 1.140 tCO₂e/GWh – quase o dobro da média observada no SIN (582 tCO₂e/GWh). Isso se deve ao fato da Engie, apesar de ter vendido as também grandes emissoras usinas a carvão mineral do Complexo Jorge Lacerda à Fram Capital Energy, ter permanecido detentora de 100% do controle acionário da Pampa Sul, termelétrica a carvão com a segunda maior taxa de emissão deste inventário.
- Mesmo sendo a maior emissora em termos absolutos de 2021, a Petrobras apresentou uma taxa de emissão (468 tCO₂e/GWh) 20% menor que a média das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN. Isso porque grande parte das usinas por ela controladas utilizam tecnologias que alcançam maiores eficiências energéticas.

Distribuição das emissões de gases de efeito estufa no território

- O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o maior emissor, foi responsável por 34% do total emitido em 2021, principalmente devido ao estado do Rio de Janeiro. Em seguida, aparece o subsistema Nordeste, que emitiu 26% dos gases de efeito estufa do SIN.
- O subsistema Sul reduziu sua participação nas emissões para 21% em comparação aos 25% de 2020. Mesmo assim, vale destacar que o Sul produziu somente 13% da geração do país em 2021. As emissões desse subsistema têm maior participação do que sua geração pelo fato dele comportar cinco das oito usinas brasileiras a carvão mineral do país, combustível intensivo em carbono.
- Dez municípios responderam por 67% das emissões da geração termelétrica. Destacam-se os municípios de Macaé (RJ), maior produtor de termelétricidade fóssil do país, e os municípios São Gonçalo do Amarante (CE), Candiota (RS) e Capivari de Baixo (SC), onde se encontram 7 das 8 usinas a carvão mineral do país. Essas três últimas cidades são responsáveis por 27% de todo GEE inventariado para 2021.





EMISSÕES DE ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NO_x)

- **Foram listadas as emissões de poluentes do ar (NO_x) de apenas 40 das 82 termelétricas a combustíveis fósseis.** Para as demais usinas, as informações não estavam presentes na plataforma de dados abertos do Ibama ou se mostraram inconsistentes.
- As dez termelétricas com maiores emissões de NO_x estão localizadas, respectivamente, nos seguintes municípios: Cabo de Santo Agostinho (PE), João Pessoa (PB), Capivari de Baixo (SC), Camaçari (BA), Candiota (RS) e São Gonçalo do Amarante (CE).
- 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 nas proximidades de complexos industriais e portuários integrados a terminais de gás natural liquefeito (GNL).

ACESSO A INFORMAÇÕES DE QUALIDADE

- Um desafio importante para a elaboração deste inventário foi a dificuldade de obtenção de informações de boa 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

°C: Grau Celsius

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*

GEE: Gases de Efeito Estufa

Global: Global Participações em Energia S.A.

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

O₃: Ozônio

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

Vulcan: Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia



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 2021.....	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 2021.....	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 2021	29
2.3 Taxas de emissão de CO ₂ e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021	32
3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS	35
4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS.....	44
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
6. METODOLOGIA DETALHADA.....	51
6.1 Fontes de informação.....	51
6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade	51
6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas.....	52
6.1.3 Consumo de combustíveis fósseis por usina inventariada	53
6.1.4 Emissões de óxidos de nitrogênio por usina inventariada	55
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
6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2020.....	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 em que a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétricas tem ocorrido a taxas inferiores às observadas historicamente. De 2000 a 2021, a geração total de energia elétrica cresceu 88%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 19%.

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 e 2012, quando ultrapassou os 415 TWh), e à diversificação das fontes de geração, puxada por fontes renováveis não hídricas - biomassa e eólica - e pela expansão do uso de combustíveis fósseis.

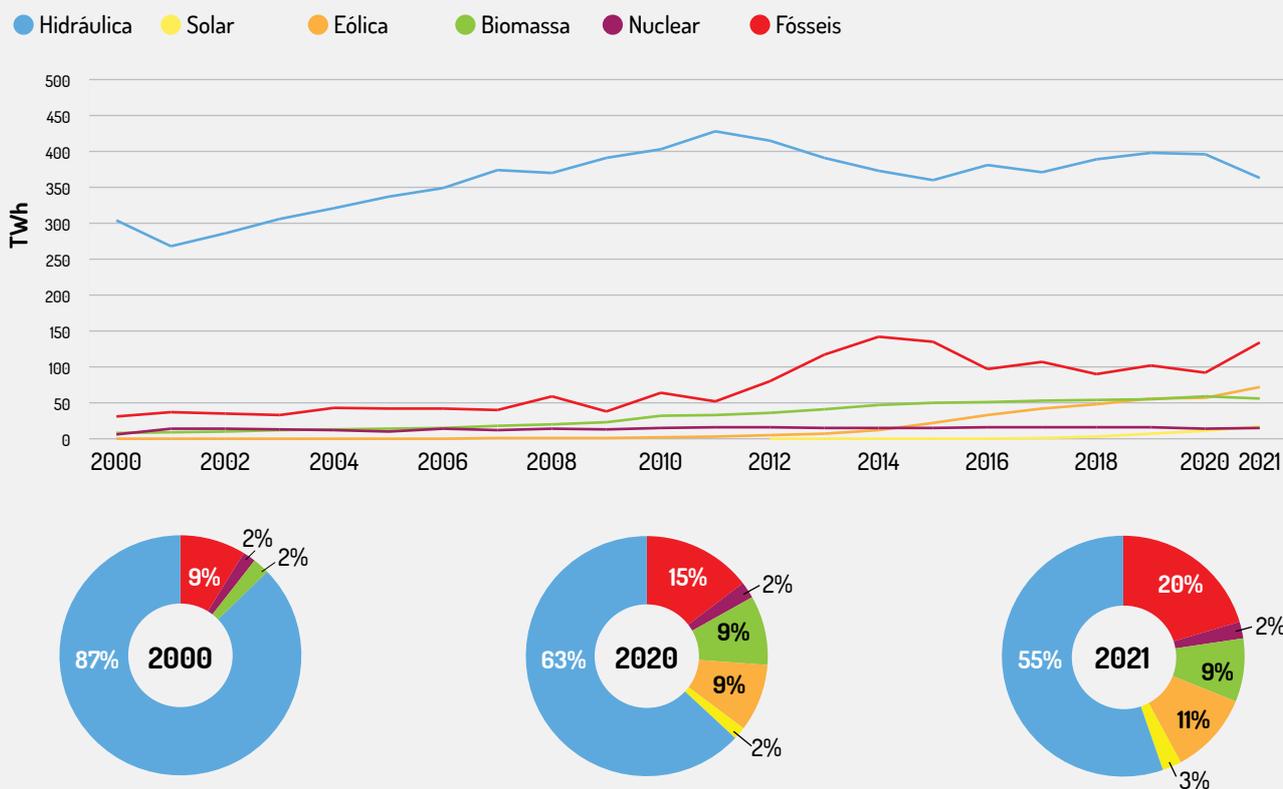
Mesmo que de 2020 para 2021 tenha havido um crescimento de 4% na geração total de eletricidade no país, que passou de 629 para 656 TWh, a fonte hidráulica, conforme ilustra a figura abaixo, diminuiu ainda mais seu domínio na matriz elétrica brasileira. Devido a forte crise hídrica enfrentada nesse período, a geração hidrelétrica em 2021 foi de 363 TWh, o que representa um valor 8% menor do que o verificado no ano anterior, além de configurar a menor geração dessa categoria desde 2015.

Em resposta a isso, buscando-se evitar o risco de racionamento de eletricidade, houve um grande aumento no acionamento de termelétricas fósseis em 2021: a participação dessa categoria de geração na matriz saltou de 15% em 2020 para 20% em 2021, alcançando 134 TWh gerados. Nesse cenário, o total de emissões de gases de efeito estufa advindas da geração de eletricidade no Brasil chegou a 76 milhões de toneladas, uma das maiores marcas da série histórica (SEEG, 2022).

Ainda que essa elevada participação fóssil possa ser considerada algo pontual por refletir um momento teoricamente atípico na geração hidrelétrica, 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 92 TWh em 2020 (o que representa 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

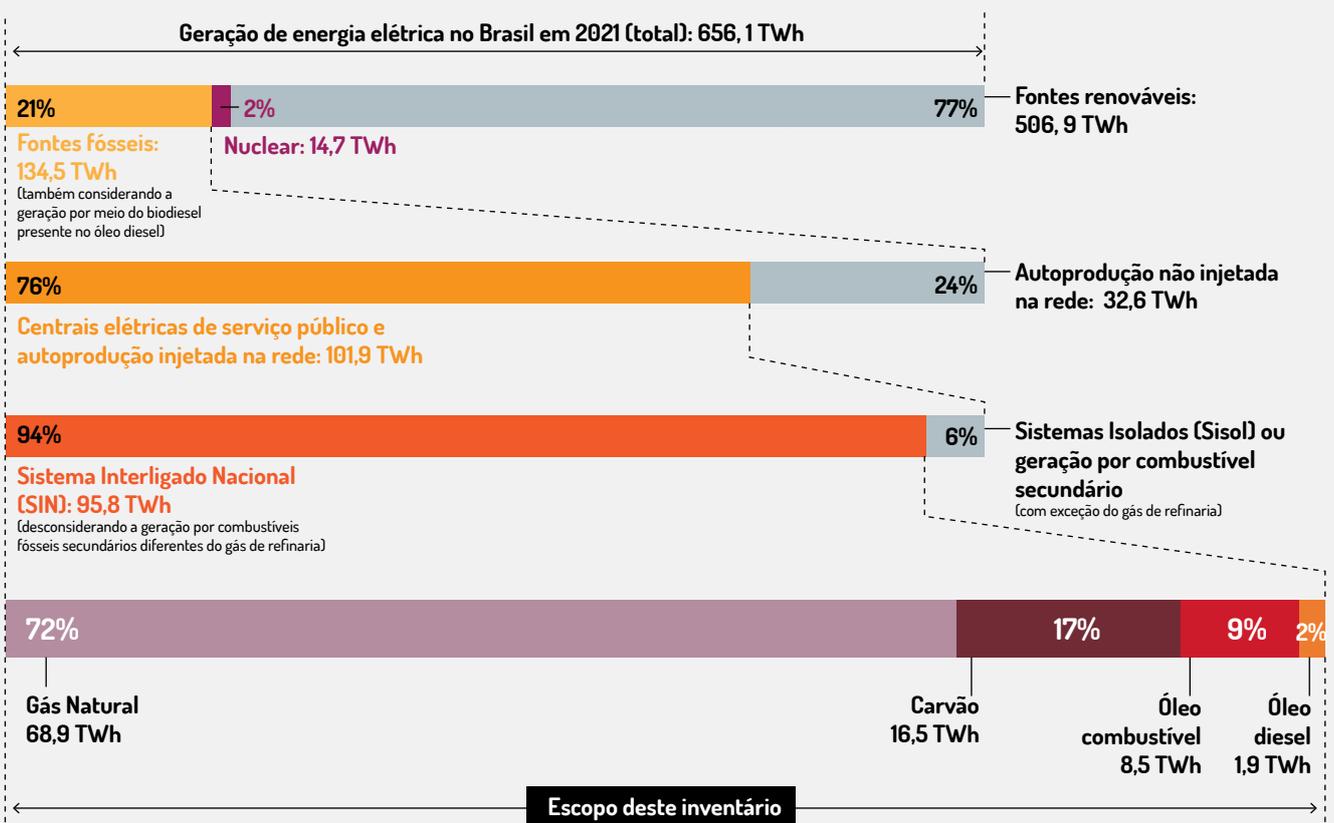


Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2022b.

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 - 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, 2022) apresentava apenas usinas conectadas ao SIN, impossibilitando, portanto, a coleta 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 e 2021²** (excluindo apenas as plantas cujos combustíveis não foi possível determinar³).

- 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.
- Embora as térmicas autoprodutoras que injetaram no SIN em 2021 estejam aqui incluídas, diferentemente do que foi apresentado na primeira versão deste inventário (ano-base 2020), vale ressaltar que apenas 0,3% da geração inventariada é de responsabilidade dessa categoria de usinas.
- 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 desse inventário. Mais informações podem ser acessadas no capítulo referente a metodologia deste trabalho.

FIGURA 2 Escopo coberto neste inventário (ano-base 2021)


La geração por gás de refinaria não está aqui representada por totalizar apenas 0,001% da eletricidade inventariado)
 Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2022; e EPE, 2022b.

Seguindo esse recorte, **as usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis conectadas ao SIN geraram 95,8 TWh em 2021**, dos quais 68,9 TWh foram produzidos a partir do gás natural. O carvão mineral, segundo em geração, foi responsável por 16,5 TWh, contribuindo, portanto, com 17% da produção de eletricidade fóssil. Já os derivados de petróleo, óleo combustível e óleo diesel, que em 2020 tiveram participação muito mais discreta, com produção conjunta menor que 2 TWh, passaram a representar mais de 10% da produção de eletricidade, tendo gerado 8,5 e 1,9 TWh, respectivamente.

A próxima figura evidencia o papel preponderante que o gás natural tem assumido nos últimos anos, tendo sido responsável por 72% de toda geração de 2021 (segundo o recorte deste inventário), contra os 32% de participação alcançados no ano 2000. Vale destacar que, embora os outros combustíveis tenham experimentado relativo crescimento no decorrer das duas últimas décadas, nenhum crescimento foi tão expressivo quanto o do gás natural. Apenas de 2020 para 2021, houve um acréscimo de 2,7 TWh injetados no SIN a partir dessa fonte.

Essa é uma tendência que deve se manter nos próximos anos, principalmente devido à contra-

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 2021, as usinas de autoprodutores geraram 114,0 TWh, o que equivale a 17% do total de energia elétrica ofertado no Brasil (EPE, 2022b).

Considerando apenas a termelétricidade fóssil, o montante de energia gerada em 2021 nas mais de 60 térmicas fósseis de autoprodutores foi de 35,2 TWh, valor que representou 26% de toda geração fóssil no país (EPE, 2022b). No conjunto, essas usinas fósseis de autoprodutores emitiram cerca de 18,1 milhões de toneladas de gases de efeito estufa (SEEG, 2022).

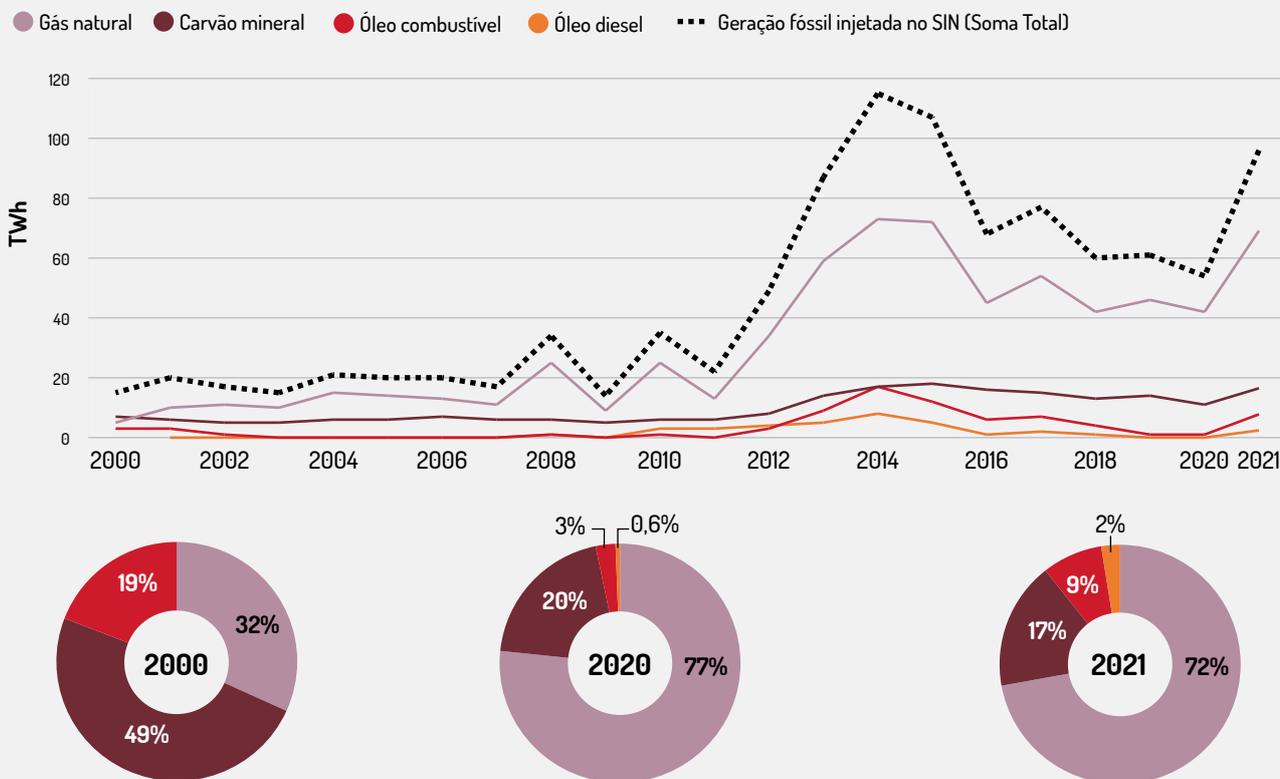
Diversas instalações industriais utilizam autoprodução de eletricidade, muitas vezes como forma de reduzir custos e aproveitar fontes energéticas vinculadas ao processo industrial em questão (exploração de petróleo e gás, produção de açúcar e álcool, siderurgia etc.).

A produção de combustíveis é a principal atividade econômica a utilizar autoprodução fóssil: em 2021, 56% (19,8 TWh) da eletricidade gerada nessa modalidade foi proveniente de usinas vinculadas à exploração de petróleo e gás ou ao refino de petróleo (EPE, 2022a). 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 no maquinário da própria planta de exploração.



tação 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.

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



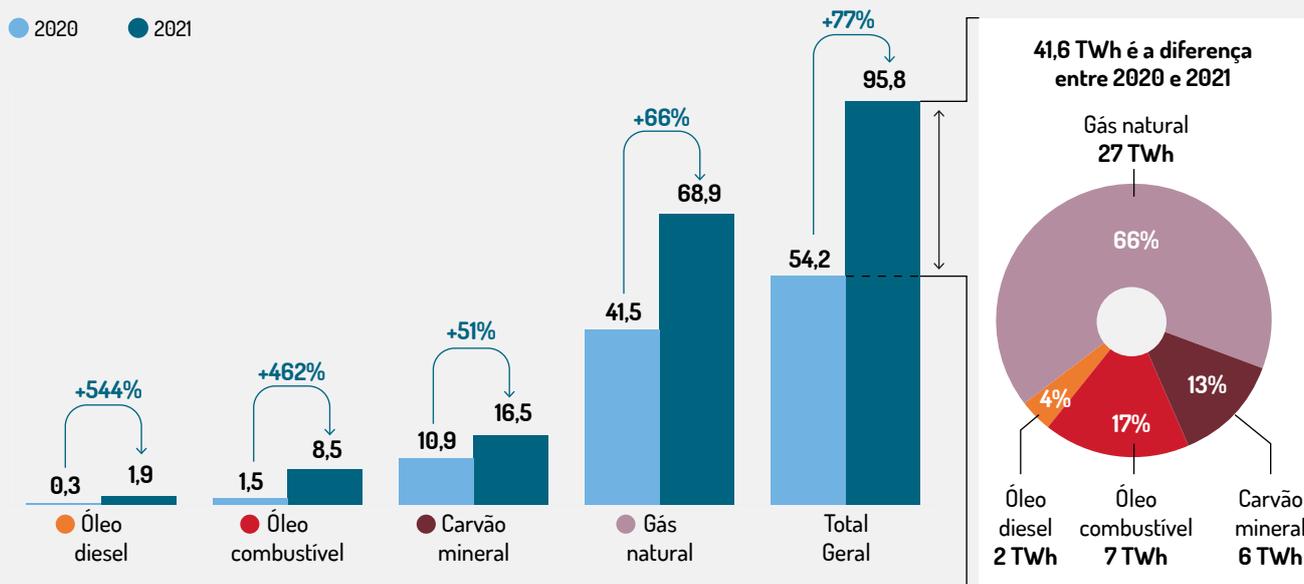
Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2022.

De maneira geral, a geração fóssil injetada no SIN cresceu expressivamente de 2020 para 2021, com uma variação bruta de 41,6 TWh, valor equivalente a tudo o que foi gerado a partir de gás natural em 2020. Destacam-se percentualmente as variações nas gerações a partir de usinas a óleo diesel e a óleo combustível, que pouco haviam sido acionadas em 2020. As poluentes termelétricas a carvão mineral também tiveram crescimento de acionamento significativo, tendo aumentado em 5,6 TWh sua geração. Tais variações podem ser melhor observadas na figura a seguir.

4 Os leilões e os impactos da obrigação de contratação de térmicas a gás (Lei 14.182/2021) são melhores trabalhados 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 4 Variação de geração por combustível nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2020 e 2021 (TWh)

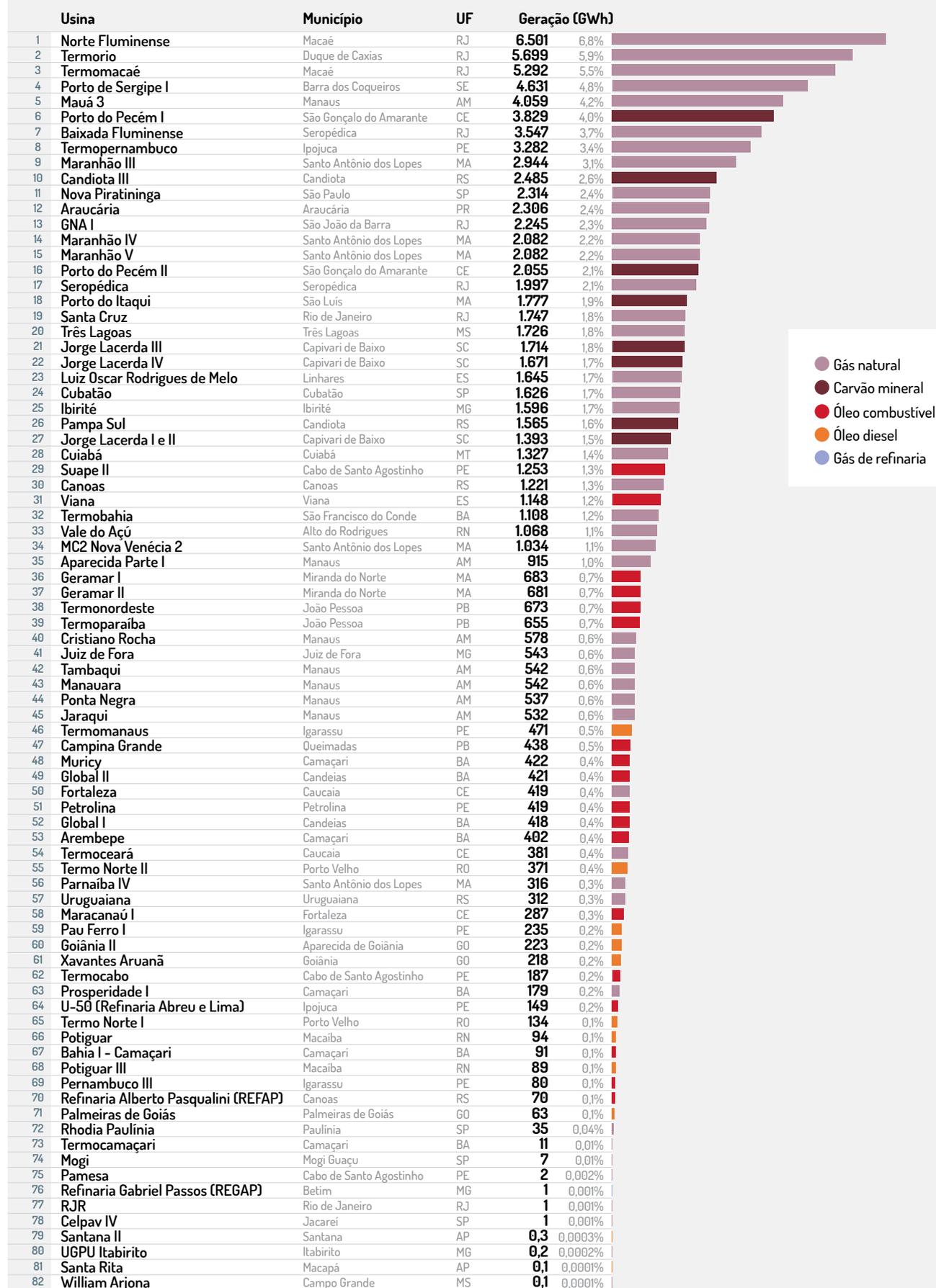


1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021

Em 2021, 82 termelétricas a combustíveis fósseis operaram no Sistema Interligado Nacional (SIN), gerando 95,8 TWh: 44 plantas movidas a gás natural como combustível principal, oito a carvão mineral, 18 a óleo combustível, 11 a óleo diesel e uma a gás de refinaria. As gerações de cada uma delas, os respectivos combustíveis principais utilizados e os locais onde estão instaladas são explicitados na próxima figura.



FIGURA 5 Eletricidade gerada por termelétrica fóssil do SIN em 2021, com destaque para o combustível principal de cada planta





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 27% da geração termelétrica aqui inventariada. Essas termelétricas, todas movidas a gás natural, são: Norte Fluminense, com 6,5 TWh (6,8%); Termorio, com 5,7 TWh (5,9%); Termomacaé, com 5,3 TWh (5,5%); Porto do Sergipe I, com 4,6 TWh (4,8%); e Mauá 3, com 4,1 TWh (4,2%). Vale observar ainda que 44% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas, e a quase totalidade da eletricidade disponibilizada ao SIN em 2021 (90%) foi produzida pela metade do conjunto total de usinas.

Em comparação com 2020, 15 das 82 plantas inventariadas aumentaram sua geração em mais de 1.000 GWh. Destacaram-se Termomacaé e Porto do Sergipe I - usina termelétrica de maior potência do país (Aneel, 2022c) - com aumento absoluto de geração maior que 3.500 GWh cada. GNA 1, segunda usina de maior potência do Brasil (Aneel, 2022c), começou a gerar em 2021, tendo produzido 2.245 GWh. Dentre as usinas a carvão mineral, destaca-se a Porto do Pecém I, que mais que dobrou sua geração de 2020 para 2021, tendo gerado 2.044 GWh a mais em 2021.

Na figura 5, pode-se perceber que enquanto algumas usinas do parque termelétrico movido a combustível fóssil do SIN geraram milhares de gigawatts-hora (GWh), outras geraram centenas, dezenas ou nem isso. Essa grande variação entre as usinas quanto ao montante de energia gerada resulta de uma série de fatores: potência, custo de geração, restrições no sistema de transmissão, inflexibilidade (tempo mínimo de operação) declarada pelos empreendedores, projeções futuras de atendimento, disponibilidade de combustível, manutenções preventivas ou corretivas etc⁵. Dessa forma, os fatores de capacidade das usinas - que representam a porcentagem de eletricidade gerada em uma planta em relação a sua capacidade máxima de produção em um determinado intervalo de tempo - podem variar consideravelmente.

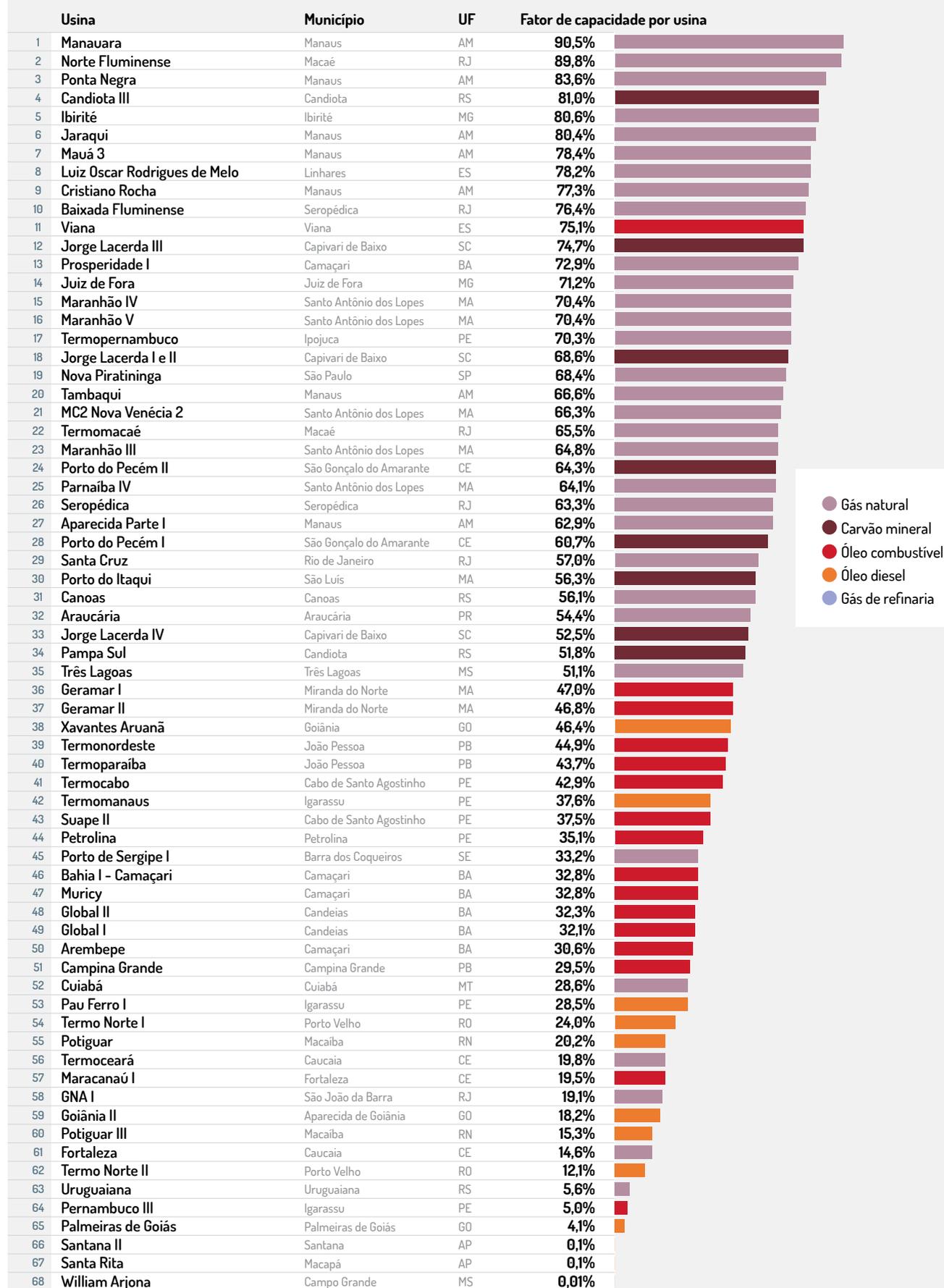
A figura 6 evidencia a grande variabilidade entre os fatores de capacidade das usinas. A usina Manauara, por exemplo, destaca-se como a planta que apresentou o maior fator de capacidade em 2021 (91%). Por outro lado, ela esteve apenas na 43ª posição no *ranking* de usinas que mais geraram (figura 5), o que indica sua baixa potência instalada frente a outras centrais termelétricas.

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
82 (conjunto total de usinas)	95,8 TWh	100%
41 maiores geradoras	86,7 TWh	90%
20 maiores geradoras	62,6 TWh	65%
10 maiores geradoras	42,3 TWh	44%
5 maiores geradoras	26,2 TWh	27%
3 maiores geradoras	17,5 TWh	18%
1 (maior geradora)	6,5 TWh	7%

⁵ 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.

FIGURA 6 Fator de capacidade por termelétrica fóssil do SIN em 2021, com destaque para o combustível principal de cada planta

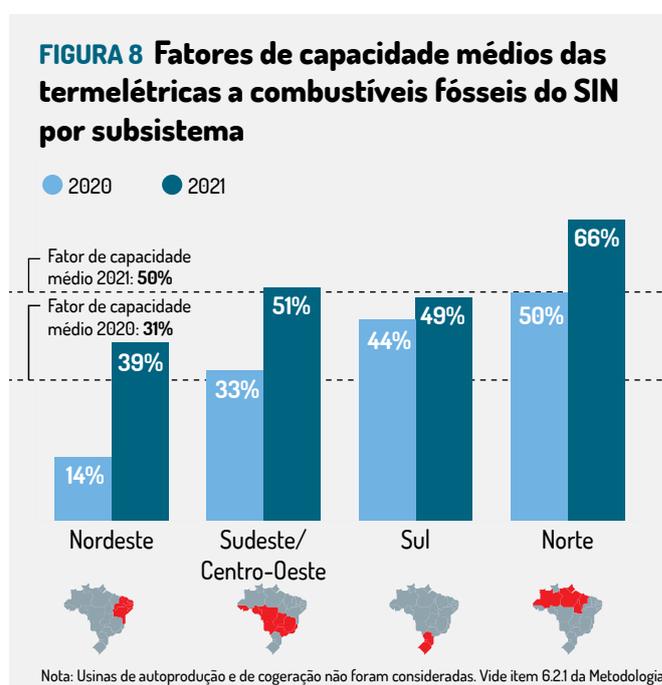
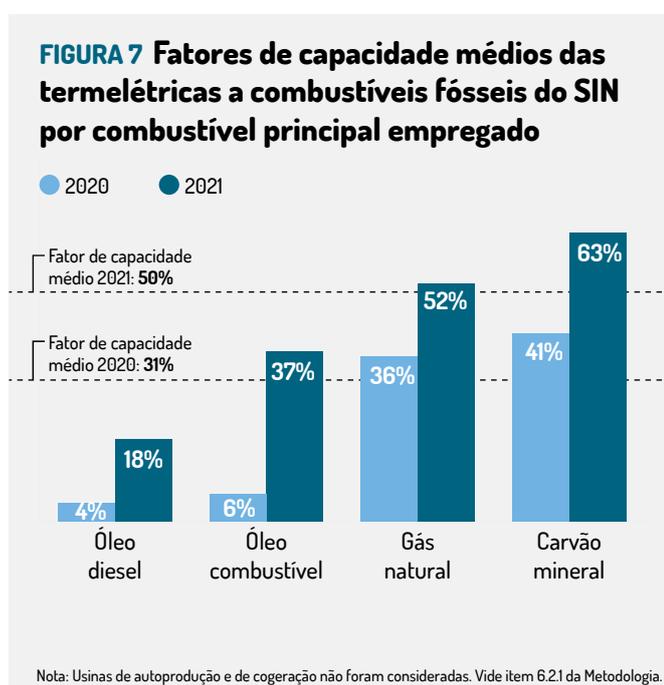


Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas. Vide item 6.21 da Metodologia.

Observa-se na figura anterior que usinas a gás natural apresentaram os maiores fatores de capacidade do país, especialmente aquelas localizadas em Manaus, capital do estado do Amazonas, onde estão cinco das dez térmicas com maior valor para esse parâmetro, repetindo o feito de 2020. No entanto, na média, foram as termelétricas a carvão mineral que mais operaram em 2021, tendo alcançado um fator de capacidade de 63%, contra os 41% de 2020.

De modo geral, houve um grande aumento nos fatores de capacidade de 2020 para 2021, tendo o valor médio do sistema passado de 31% para 50%. As plantas a óleo combustível, muito pouco acionadas em 2020, passaram a operar a 37% de sua capacidade. Dentre as usinas, destacam-se Ibitiré (gás natural), Viana (óleo combustível) e Juiz de Fora (gás natural), que passaram de aproximadamente 20% de fator de capacidade em 2020 para quase 80% em 2021.

O fato das seis usinas não operantes em 2020⁶ representarem apenas 3% de toda geração de 2021, bem como o alto fator de capacidade médio observado, indica que as plantas que já geravam em 2020 passaram a operar ainda mais, sendo, então, as grandes responsáveis pelo acréscimo de geração.



Destaca-se também uma grande diferença entre os subsistemas⁷ do SIN quanto ao fator de capacidade médio de suas usinas. No subsistema Norte, as termelétricas operaram em 2021 com um fator de capacidade médio de 66%, valor bem superior ao alcançado pelos demais⁸. Já o subsistema Nordeste, apesar de ter mais que dobrado o seu fator de capacidade em comparação a 2020 e de possuir a maior capacidade instalada do país, teve o menor fator de capacidade, 39%.

6 As usinas Celpav IV, GNA I, Termo Norte I, Termo Norte II, Uruguaiana e William Arjona não operaram em 2020 segundo o Histórico de Operação da ONS (ONS, 2022).

7 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.

8 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 é o 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

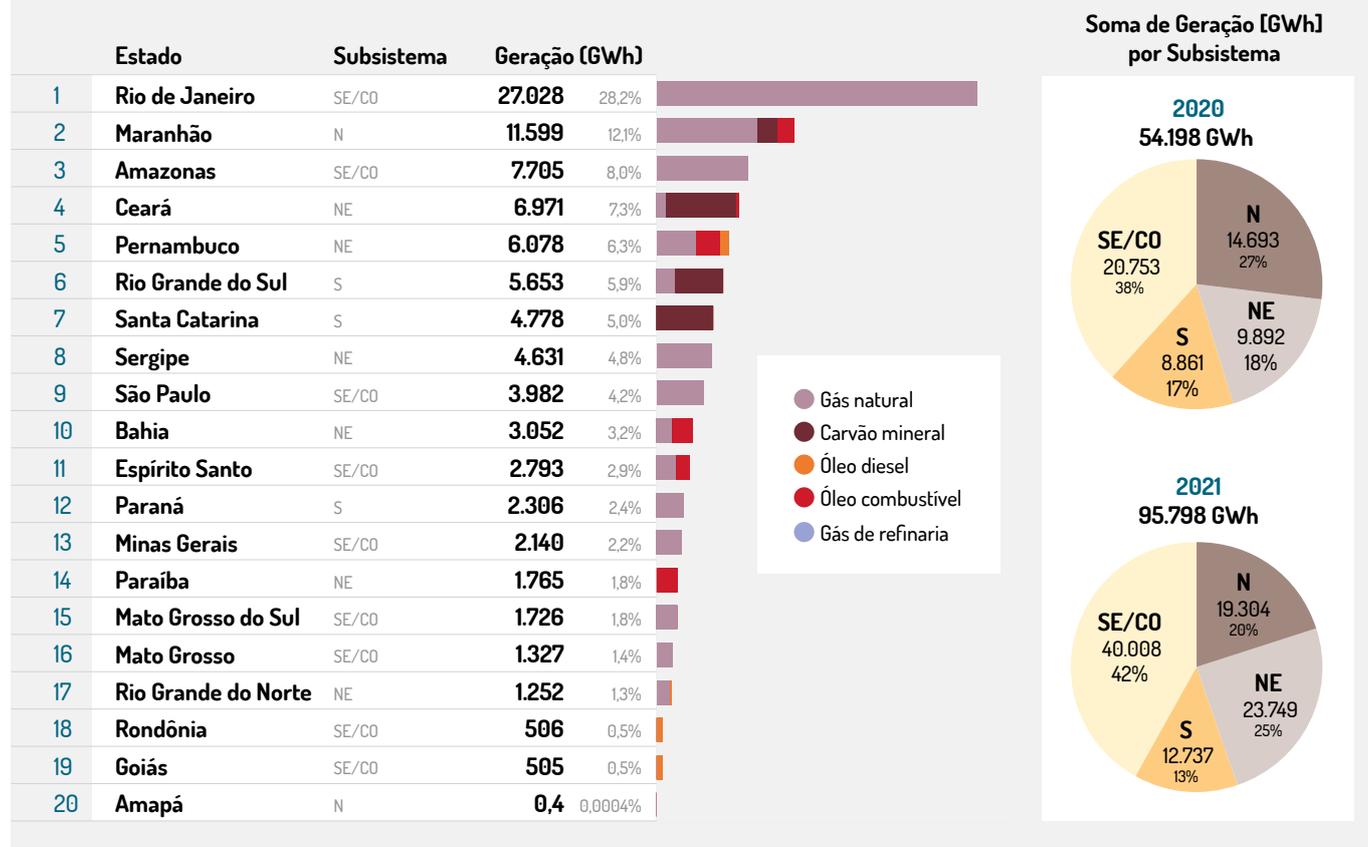


Apesar do subsistema Nordeste concentrar o maior número de usinas (29 unidades), é possível verificar na próxima figura que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com 27 usinas, foi o que mais gerou energia elétrica em 2021 (42% do total inventariado).

Os subsistemas Norte e Sul, apesar de terem aumentado sua geração em mais de 3,8 TWh cada, perderam participação na geração total por não acompanharem o grande crescimento dos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Para se ter uma ideia, os 19,2 TWh adicionais injetados pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 2020 para 2021 equivalem a tudo o que foi injetado pelo subsistema Norte em 2021.

Chama atenção a grande concentração de termogeração elétrica em poucas unidades da federação: 62% da eletricidade aqui inventariada foi produzida em apenas cinco estados - Rio de Janeiro, Maranhão, Amazonas, Ceará e Pernambuco. Sozinho, o Rio de Janeiro produziu mais de 28% de toda a termoeletricidade fóssil do SIN (27 TWh - o dobro de 2020), o que o torna a unidade da federação com a maior geração.

FIGURA 10 Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2021, segundo combustível, estado e subsistema



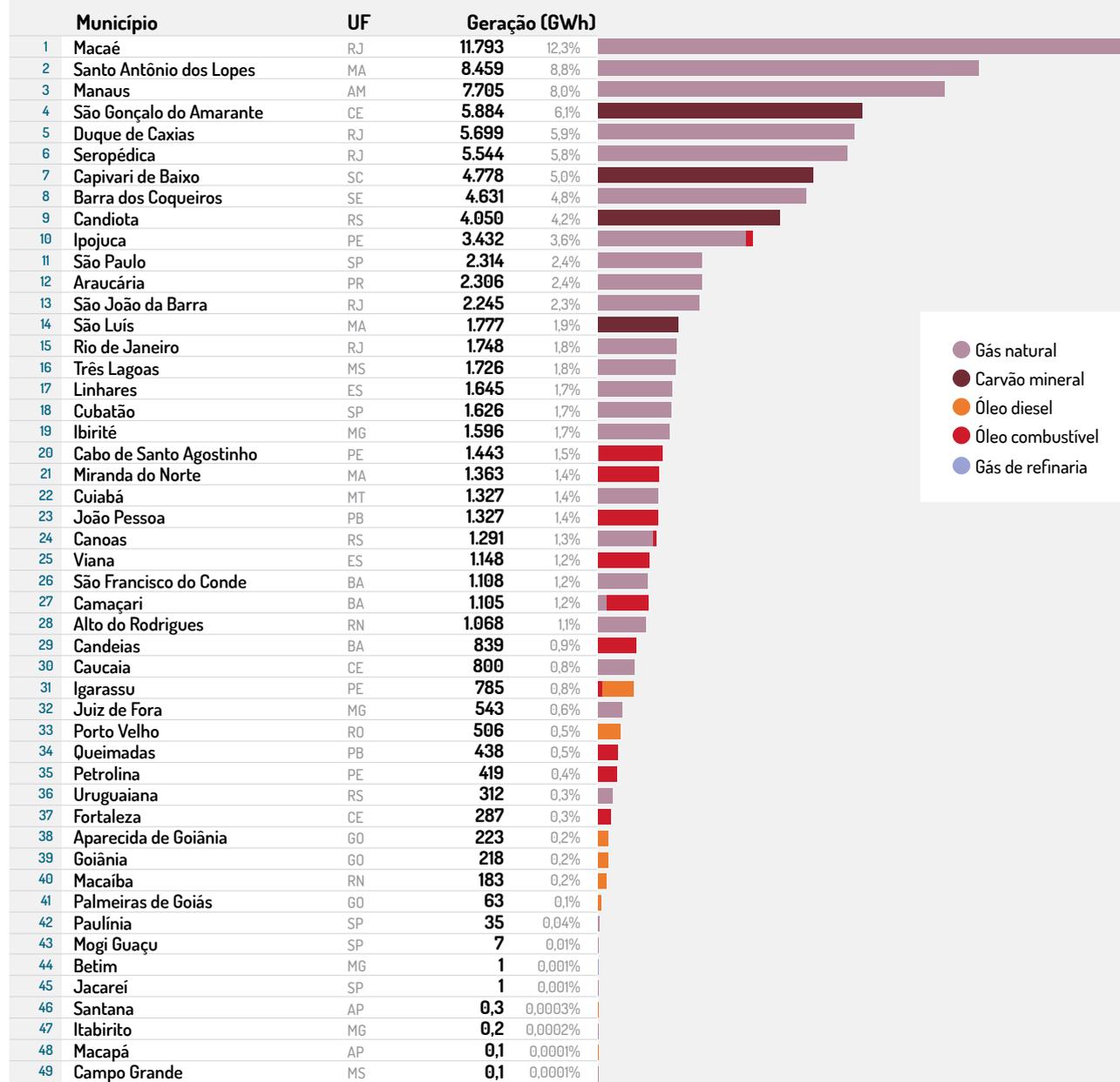
Ainda que as termelétricas a combustíveis fósseis do SIN estejam distribuídas em 49 municípios, a geração de 2021 esteve concentrada em poucos deles. Aproximadamente 41% da energia inventariada foi gerada em apenas cinco cidades:

- **Macaé (RJ):** sede da termelétrica Norte Fluminense, maior geradora do ano de 2021, e também da usina Termomacaé, terceira maior geradora. Aumentou sua geração em mais de 5 TWh em comparação com 2020, tendo suas térmicas operado a um fator de capacidade superior a 65%.
- **Santo Antônio dos Lopes (MA):** cidade onde está instalado o Conjunto Termelétrico Parnaíba, que operou a um fator de capacidade médio de 68% em 2021 e injetou 2,6 TWh a mais que 2020 no sistema.
- **Manaus (AM):** onde se encontram usinas que apresentaram alto fator de capacidade tanto em 2020 quanto em 2021; por esse motivo, teve pouca variação de geração de 2020 para 2021.
- **São Gonçalo do Amarante (CE):** sede das termelétricas a carvão mineral Porto do Pecém I e II, que, juntas, cresceram ao SIN mais de 3 TWh em comparação a 2020.
- **Duque de Caxias (RJ):** onde está situada a usina Termorio, segunda maior geradora de 2021.

Vale destacar ainda outros municípios que apresentaram alta variação absoluta de geração entre os anos de 2020 e 2021. São eles: Barra dos Coqueiros (sede da Porto do Sergipe I), com variação positiva de 3,5 TWh e Seropédica (sede das usinas Baixada Fluminense e Seropédica), com aumento de 3,1 TWh.



FIGURA 11 Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2021, segundo combustível e município



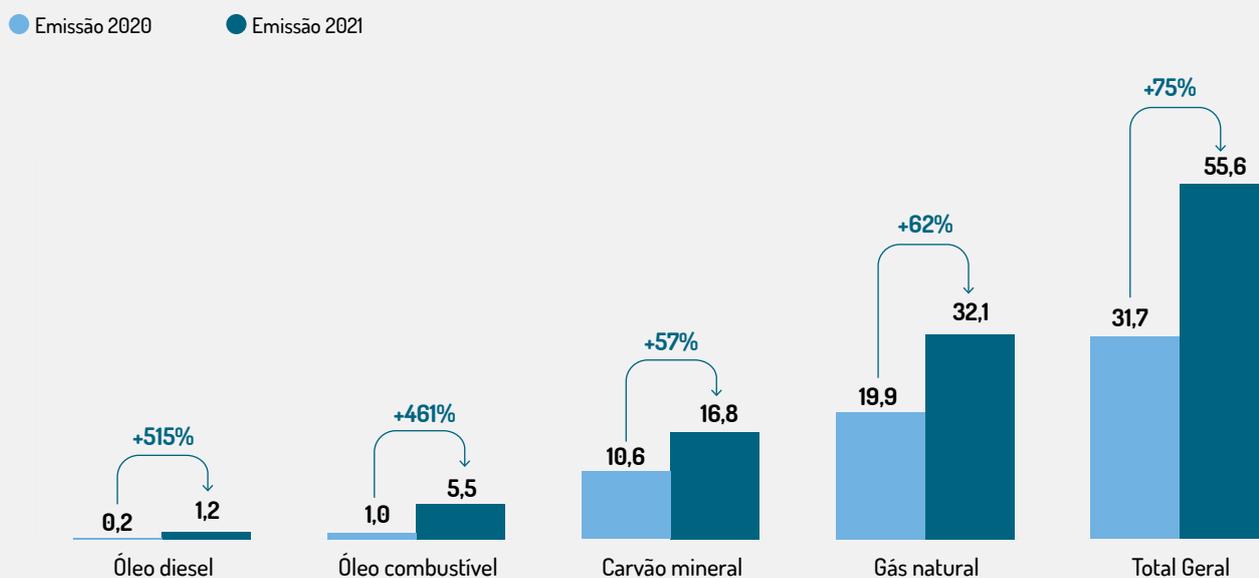


2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021

Ao todo, as 82 usinas aqui inventariadas emitiram 55,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 2021, o que representa um aumento de 75% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2020. Esse aumento de emissões é reflexo de um cenário de condições climáticas desfavoráveis à geração hidrelétrica e também de incentivo à termelétricidade. Com isso, a queima de todos os combustíveis fósseis utilizados para geração elétrica cresceu significativamente (com exceção do gás de refinaria), conforme é possível observar na figura abaixo.

FIGURA 12 Variação de emissões de gases de efeito estufa por combustível nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2020 e 2021 (milhões de toneladas de CO₂e)





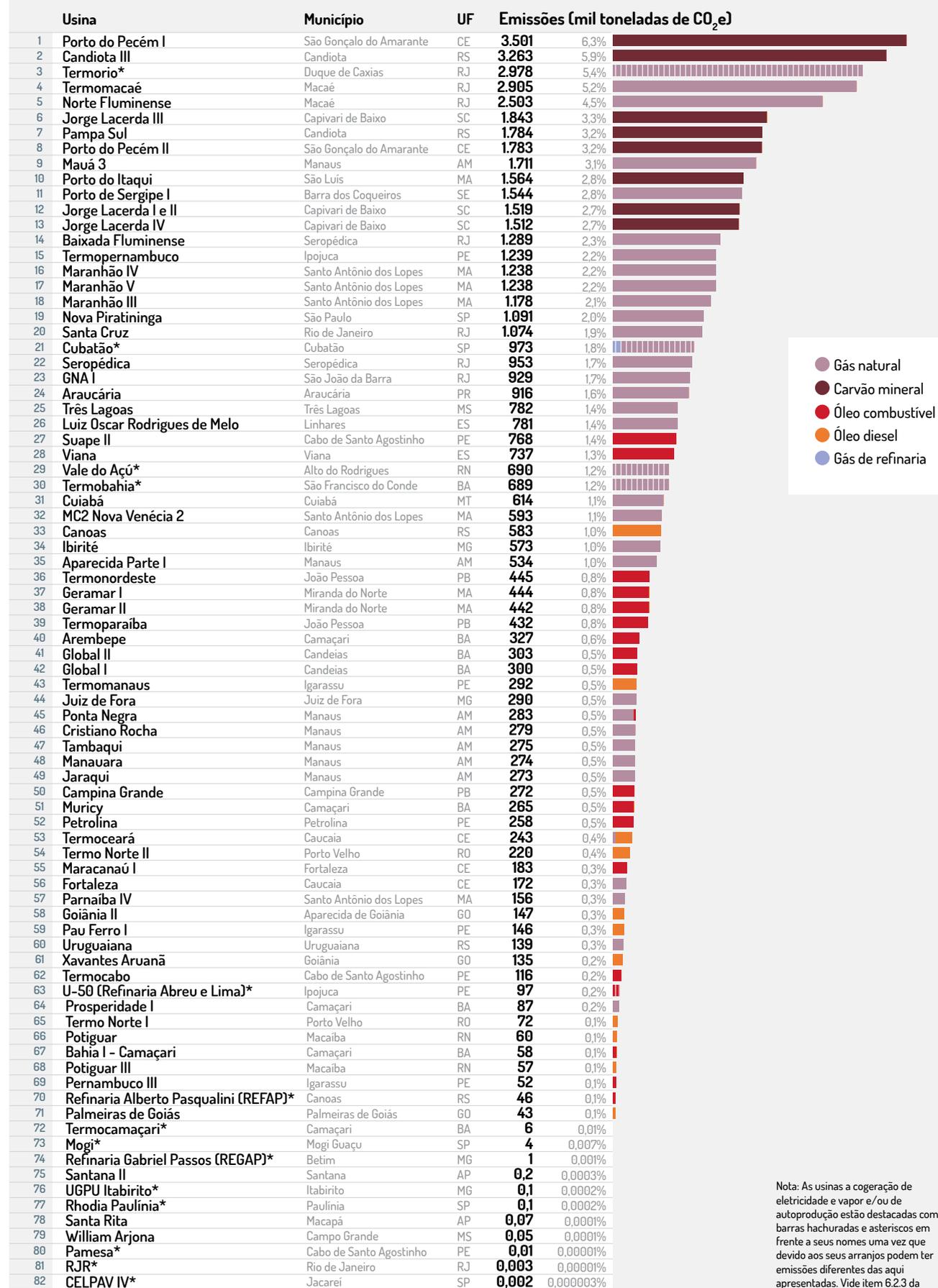
Assim como em 2020, as emissões do setor elétrico brasileiro se concentraram em um número relativamente pequeno de termelétricas: 43% dos gases de efeito estufa emitidos em 2021 foram de responsabilidade de somente dez usinas - seis delas têm o carvão mineral como combustível principal e outras quatro utilizam o gás natural. Destaca-se a usina Porto do Pecém I, movida a carvão mineral, combustível altamente emissor de gases de efeito estufa, que dobrou sua geração em 2021 em relação ao ano anterior e, conseqüentemente, despontou no *ranking* como a que mais emitiu no país. Ademais, a quase totalidade do CO₂e aqui inventariado (90%) foi proveniente de apenas 41 plantas, o que representa a metade das usinas fósseis que disponibilizam eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

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.

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
82 (conjunto total de usinas)	55,6 milhões	100%
41 maiores emissoras	50,3 milhões	90%
20 maiores emissoras	36,8 milhões	66%
10 maiores emissoras	23,8 milhões	43%
5 maiores emissoras	15,2 milhões	27%
3 maiores emissoras	9,7 milhões	18%
1 (maior emissora)	3,5 milhões	6%

FIGURA 13 Emissões de gases de efeito estufa por termelétrica fóssil do SIN em 2021, com destaque para os combustíveis utilizados em cada planta



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

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi o maior emissor de 2021, sendo responsável por 34% do total de emissões inventariadas, principalmente devido ao importante montante de energia produzida no estado do Rio de Janeiro.

No ano de 2020, o subsistema Nordeste, com 6 milhões de toneladas de CO₂e (19% do total), foi aquele que menos emitiu gases de efeito estufa (GEE). Já em 2021, passou a ser responsável por uma emissão de 14,4 milhões de toneladas de GEE (26% do total), colocando-se como o segundo subsistema que mais emitiu no ano-base deste inventário. O crescimento observado foi impulsionado pelo aumento na geração de usinas instaladas em municípios do Ceará e de Pernambuco, como São Gonçalo do Amarante (CE), que figura na segunda posição do *ranking* de emissões por município e que, comparando com o ano anterior, teve um acréscimo de geração de mais de 3 TWh.

O subsistema Sul reduziu sua participação nas emissões para 21% em comparação aos 25% de 2020. Mesmo assim, vale destacar que o Sul produziu somente 13% da geração do país em 2021. As emissões desse subsistema têm maior participação do que sua geração pelo fato dele comportar cinco das oito usinas brasileiras a carvão mineral do país, combustível intensivo em carbono.

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 2021, segundo combustível, estado e subsistema

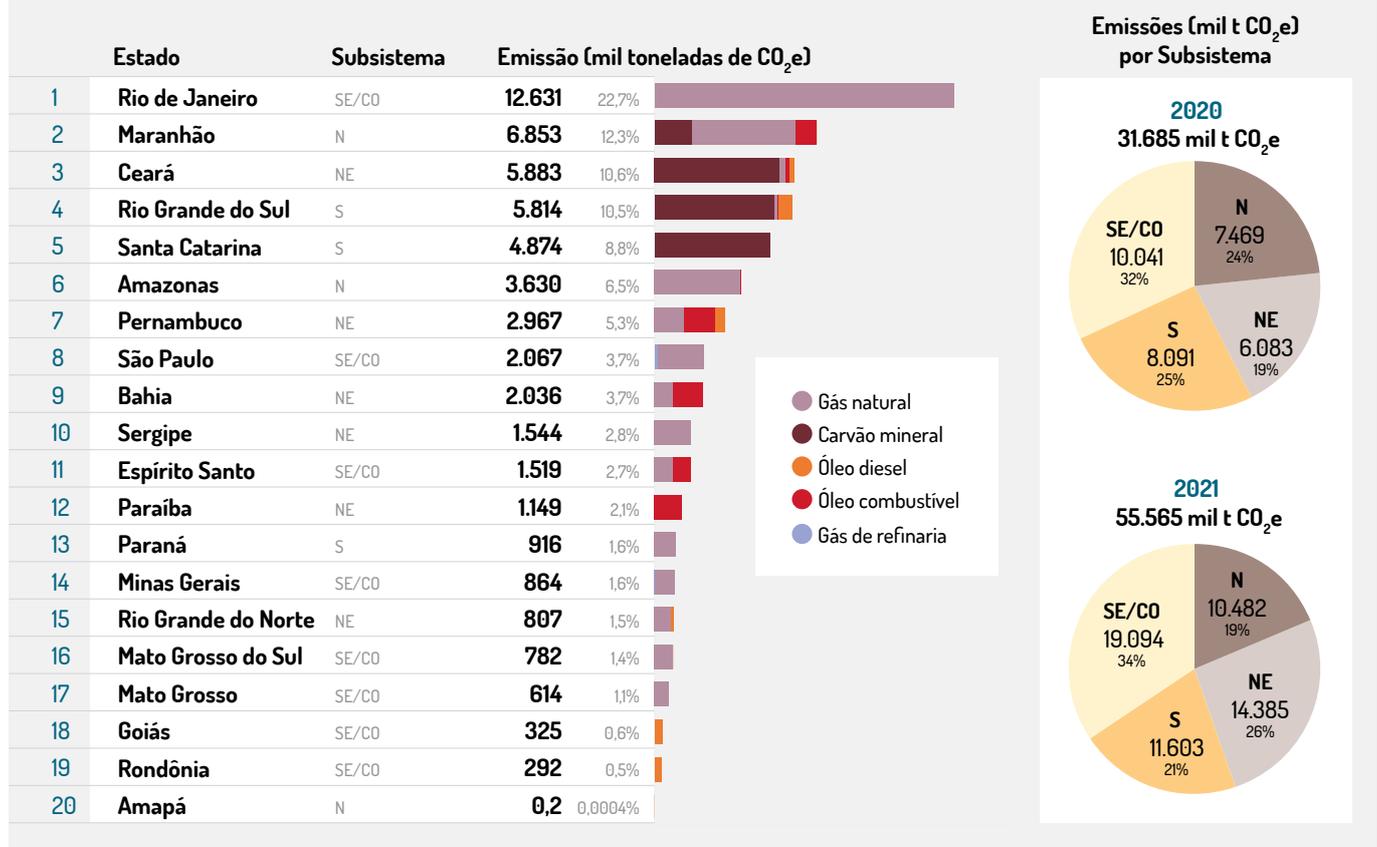
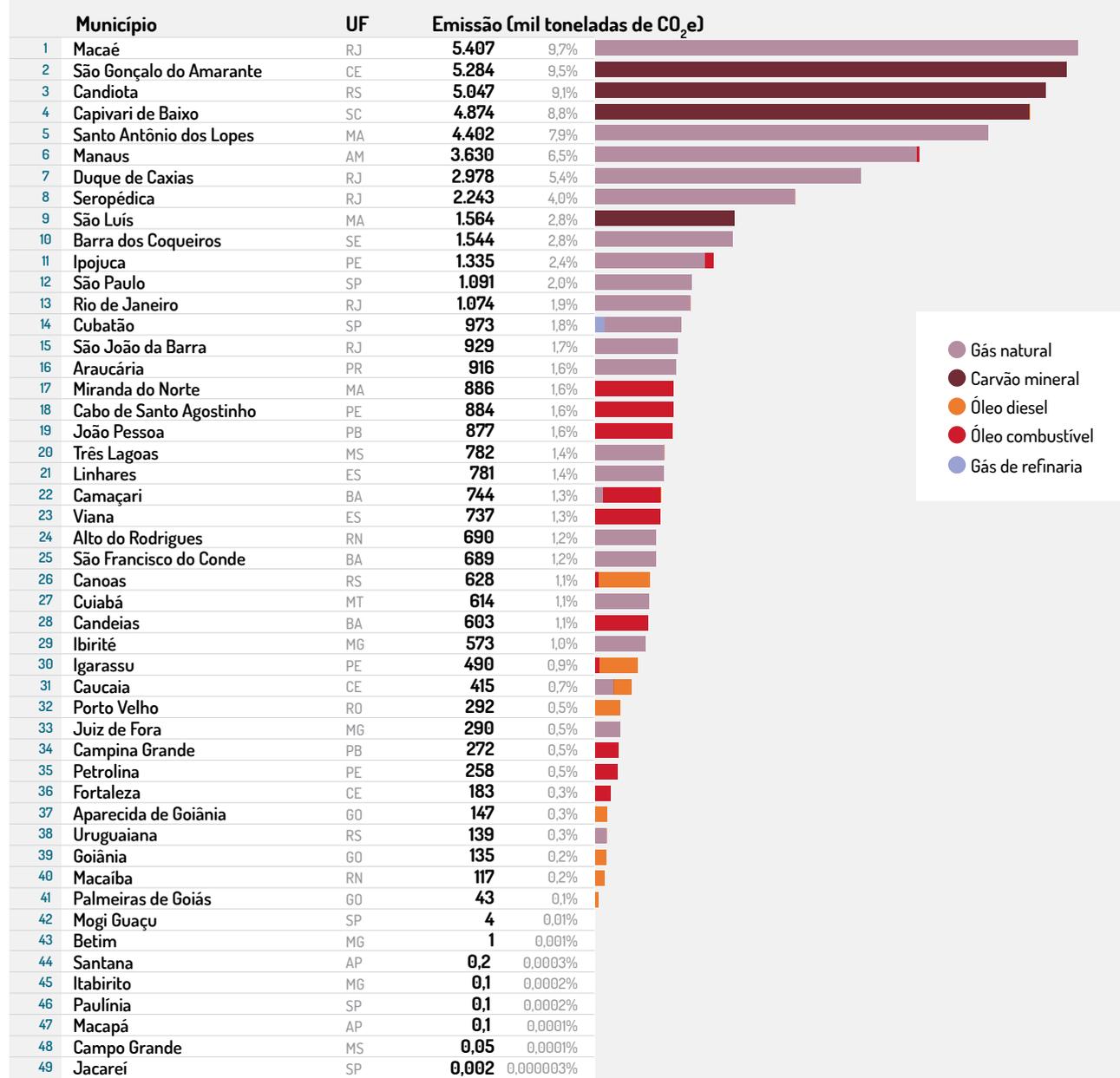


FIGURA 15 Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2021, segundo combustível e município



2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021

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 Porto de Sergipe I, por exemplo, é a quarta térmica fóssil que mais produziu energia elétrica em 2021 (4,8% do total gerado no recorte deste inventário), mas é a 11ª maior emissora, emitindo 2,8% do montante aqui inventariado. A usina Porto do Pecém I, por outro lado, está em primeiro lugar no *ranking* de emissões - respondendo por 6,3% do total em 2021 - e, no entanto, apresenta-se como a 6ª em termos de geração elétrica - sendo responsável por apenas 4% 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 queimado⁹ (carvão mineral, gás natural ou derivados de petróleo). A eficiência energética de operação de

⁹ Ao serem queimados, combustíveis com intensidade de carbono mais elevadas, como é o caso do 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.

uma planta de geração também influencia fortemente suas emissões.

A eficiência energética de uma usina termelétrica indica a parcela da energia liberada pelo combustível que é convertida em eletricidade. Assim, quanto menor a eficiência, maior é a parcela de energia contida no combustível que é 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, idade do empreendimento e temperatura ambiente, mas a principal 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 2021 foi formado por: 20 usinas a ciclo combinado, 12 a ciclo Brayton, oito a Rankine, 37 utilizando motores de combustão interna e mais cinco usinas (uma a gás de refinaria e as outras quatro a gás natural) para as quais não foi possível localizar informações sobre seus ciclos 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 (nove unidades), as movidas a óleo combustível (18 usinas) e aquelas a óleo diesel (10).

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.

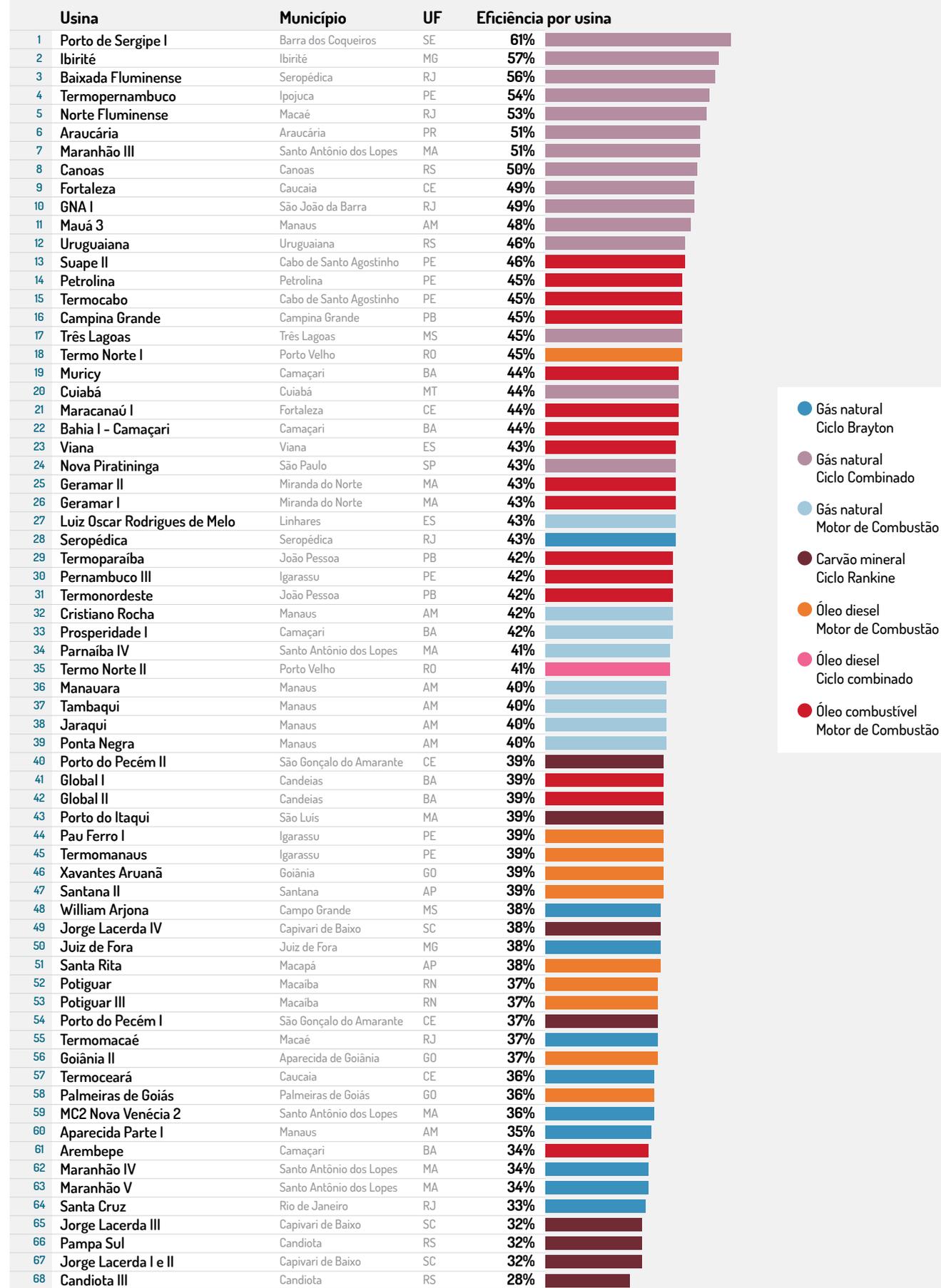
Ciclo Brayton (ou aberto): O ciclo Brayton é utilizado para geração de eletricidade com turbinas a gás. Nessa tecnologia, a queima do combustível, comumente gás natural, ocorre em uma câmara de combustão, gerando gases de exaustão em alta temperatura e pressão. Esses mesmos gases são injetados em uma 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.

Ciclo combinado: O ciclo combinado, como o nome sugere, 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.

Motor de combustão interna: Os motores a combustão interna são aqueles em que 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.



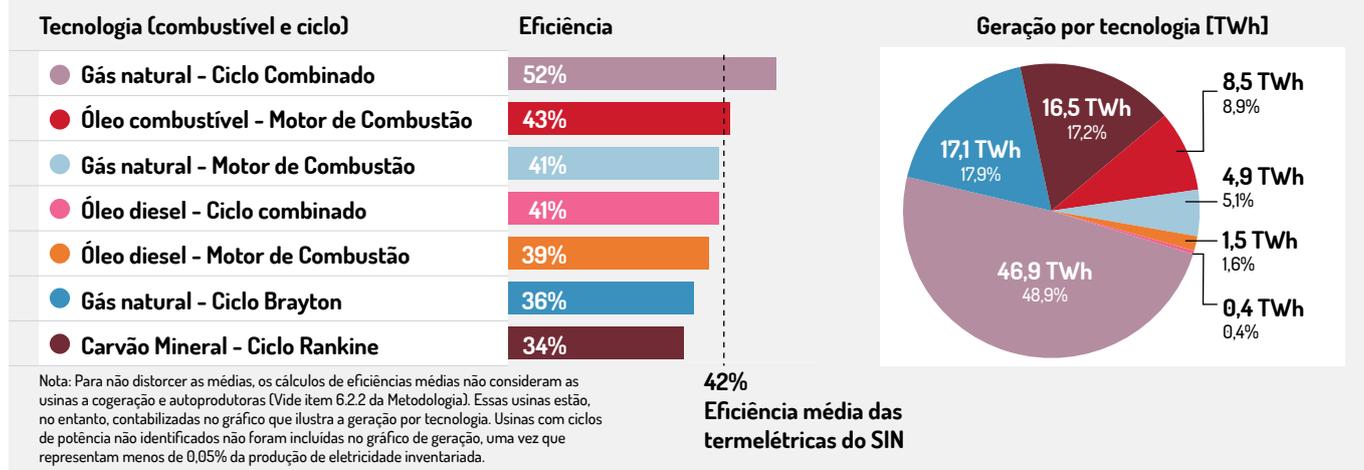
FIGURA 16 Eficiência energética por termelétrica fóssil do SIN em 2021, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta



As usinas a ciclo combinado se mostram como as mais eficientes, ocupando as 12 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 são as quatro usinas com piores eficiências estimadas.

A eficiência média do conjunto de usinas que operaram em cada combinação ciclo-combustível, bem como a eficiência média de todo o parque inventariado em 2021 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 2021



2.3 Taxas de emissão de CO₂ e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021

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 a seguir, que ainda destaca 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 2021 considerando cada ciclo e combustível.



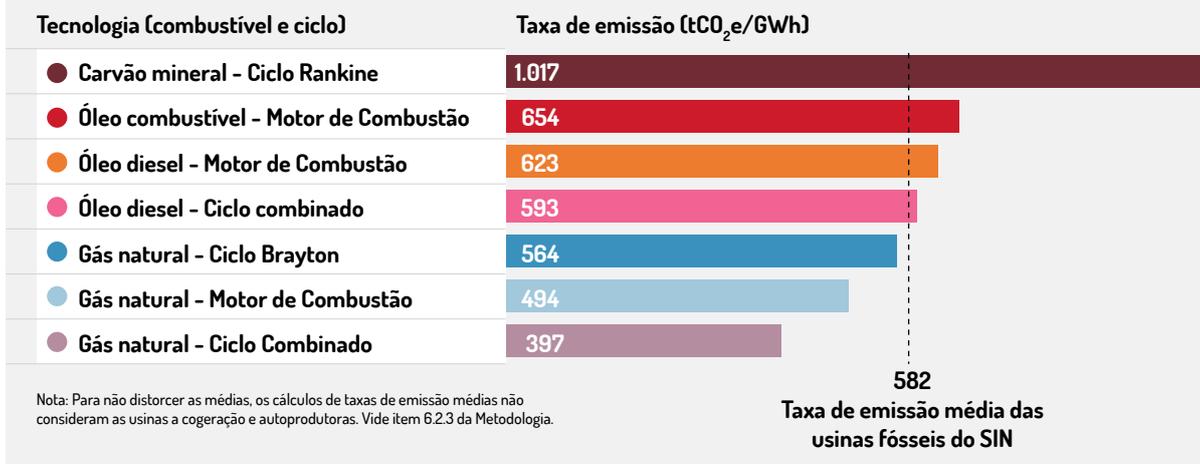
FIGURA 18 Taxa de emissão específica por termelétrica fóssil do SIN em 2021, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Taxa de emissão por usina (tCO ₂ e/GWh)	
1	Candiota III	Candiota	RS	1.313	
2	Pampa Sul	Candiota	RS	1.140	
3	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	1.090	
4	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.075	
5	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	914	
6	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	905	
7	Porto do Itaqui	São Luís	MA	880	
8	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	868	
9	Arembepe	Camaçari	BA	814	
10	Global I	Candeias	BA	718	
11	Global II	Candeias	BA	718	
12	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás	GO	673	
13	Termonordeste	João Pessoa	PB	662	
14	Pernambuco III	Igarassu	PE	660	
15	Termoparaíba	João Pessoa	PB	660	
16	Goiânia II	Aparecida de Goiânia	GO	657	
17	Geramar I	Miranda do Norte	MA	650	
18	Geramar II	Miranda do Norte	MA	650	
19	Viana	Viana	ES	642	
20	Potiguar III	Macaíba	RN	641	
21	Potiguar	Macaíba	RN	641	
22	Santa Rita	Macapá	AP	640	
23	Bahia I - Camaçari	Camaçari	BA	638	
24	Termo Ceará	Caucaia	CE	638	
25	Maracanaú I	Fortaleza	CE	636	
26	Muricy	Camaçari	BA	627	
27	Campina Grande	Campina Grande	PB	621	
28	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	620	
29	Xavantes Aruanã	Goiânia	GO	620	
30	Termomanaus	Igarassu	PE	620	
31	Santana II	Santana	AP	620	
32	Pau Ferro I	Igarassu	PE	620	
33	Petrolina	Petrolina	PE	617	
34	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	615	
35	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	613	
36	Maranhão V	Santo Antônio dos Lopes	MA	595	
37	Maranhão IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	595	
38	Termo Norte II	Porto Velho	RO	593	
39	Aparecida Parte I	Manaus	AM	584	
40	MC2 Nova Venécia 2	Santo Antônio dos Lopes	MA	573	
41	Termomacaé	Macaé	RJ	549	
42	Termo Norte I	Porto Velho	RO	536	
43	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	534	
44	William Arjona	Campo Grande	MS	529	
45	Ponta Negra	Manaus	AM	527	
46	Jaraqui	Manaus	AM	513	
47	Tambaqui	Manaus	AM	507	
48	Manauara	Manaus	AM	505	
49	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	492	
50	Prosperidade I	Camaçari	BA	489	
51	Cristiano Rocha	Manaus	AM	483	
52	Seropédica	Seropédica	RJ	477	
53	Canoas	Canoas	RS	477	
54	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	475	
55	Nova Piratininga	São Paulo	SP	471	
56	Cuiabá	Cuiabá	MT	463	
57	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	453	
58	Uruguaiana	Uruguaiana	RS	445	
59	Mauá 3	Manaus	AM	422	
60	GNA I	São João da Barra	RJ	414	
61	Fortaleza	Caucaia	CE	412	
62	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes	MA	400	
63	Araucária	Araucária	PR	397	
64	Norte Fluminense	Macaé	RJ	385	
65	Termopernambuco	Ipojuca	PE	377	
66	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	363	
67	Ibirité	Ibirité	MG	359	
68	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	333	

- 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 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

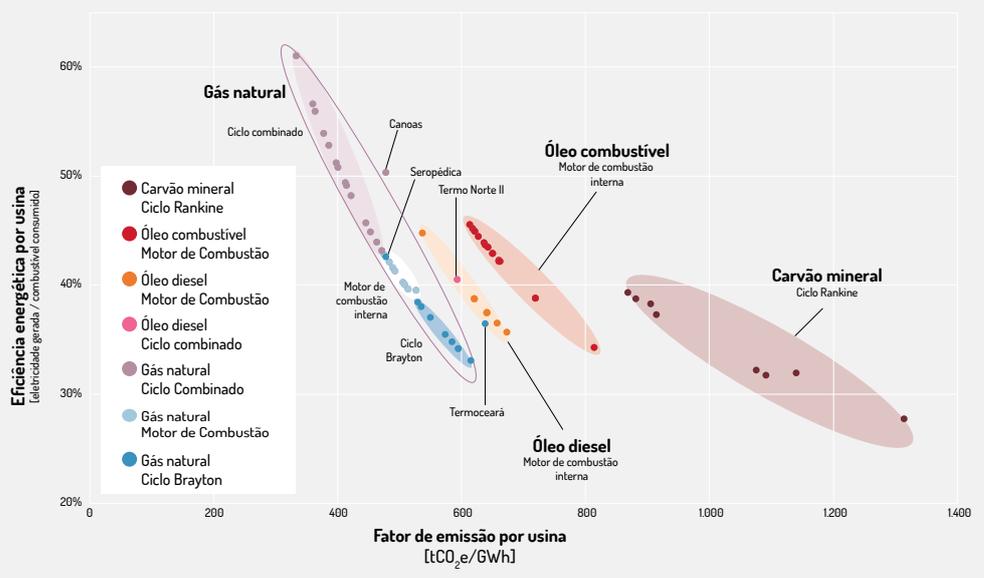


BOX 3 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA E TAXAS DE EMISSÃO

O gráfico ao lado (figura 20) relaciona a eficiência energética de cada usina à sua respectiva taxa de emissão de gases de efeito estufa - considerando os valores de 2021. Cada ponto representa uma usina e é possível perceber quatro clusters (aglomerados/grupos) bem claros: (1) plantas a gás natural, (2) a óleo diesel com motor de combustão interna, (3) a óleo combustível também com motor, e (4) a carvão mineral com ciclo Rankine. 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 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 três subgrupos: (i) usinas a ciclo combinado (eficiências mais altas), (ii) a motor de combustão interna (eficiências intermediárias), e (iii) a ciclo Brayton (eficiências menores).

É possível identificar usinas em posições atípicas, configurando-se como pontos chamados de *outliers*. As usinas a gás Canoas e Termoceará se localizam mais à direita dos subgrupos referentes a seus ciclos de potência (combinado e Brayton, respectivamente), aproximando-se das usinas que utilizam óleo diesel. Esse comportamento é decorrente do uso de diesel (combustível secundário dessas usinas) em uma proporção superior do que de gás natural (combustível principal). Como o óleo diesel é mais intensivo em carbono do que o gás natural, essas térmicas, em 2021, apresentaram taxas de emissão superiores do que as esperadas para o uso do gás, deslocando, no gráfico, seus respectivos pontos para a direita.

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



Também se afasta do esperado a usina Seropédica, uma outlier entre as unidades a gás natural que utilizam ciclo Brayton para geração de eletricidade, apresentando uma eficiência acima das representantes de seu grupo. É possível que os dados de consumo de combustível e/ou de geração de eletricidade dessa usina estejam inconsistentes ou tenham escopos diferentes. No entanto, como são informações consolidadas e de fontes oficiais, optou-se por manter os números conforme as referências originais.

Por fim, cabe destacar a usina Termo Norte II, único exemplar de planta que emprega a combinação óleo diesel-ciclo combinado. Percebe-se que o ponto que a representa ficou posicionado mais próximo de usinas que utilizam óleo diesel, mas com motores de combustão, do que de usinas que utilizam ciclo combinado, mas com gás natural. No entanto, não é possível tirar maiores conclusões sobre essa combinação combustível-ciclo, já que não houve outras usinas com essa conformação tecnológica operando no SIN.

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 CO₂ e aos proprietários das usinas térmicas, aqui referidos como empresas geradoras. O critério adotado para a alocação foi a participação acionária de cada empresa nas termelétricas inventariadas.

Para identificar as empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas, foram consultadas três plataformas da Aneel: o sistema Polímero (Aneel, 2022a), o Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2022b) e o Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2022c). Além disso, com o intuito de preencher lacunas encontradas nas bases de dados, foram realizadas buscas em sites institucionais de empresas e/ou de usinas¹⁰. 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 2020 e 2021

Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2020	2021
Air Liquide Brasil Ltda.	UGPU Itabirito (5 MW)	100,0%	100,0%
Alcântara, Mendes e Cia. Ltda.	Jaraqui (75 MW)	1,0%	-
	Tambaqui (93 MW)	1,0%	-
Âmbar Uruguaiana Energia S.A.	Uruguaiana (640 MW)	100,0%	100,0%
Arcadis Logos S.A.	Jaraqui (75 MW)	1,0%	-
	Tambaqui (93 MW)	1,0%	-
Aruana Energia S.A.	Termonordeste (171 MW)	2,5%	2,5%
	Termoparaíba (171 MW)	2,5%	2,5%
Bolognesi Energia S.A.	Campina Grande (169 MW)	100,0%	100,0%
	Cristiano Rocha (85 MW)	23,3%	23,3%
	Maracanaú I (168 MW)	100,0%	100,0%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	78,3%	78,3%
	Pernambuco III (183 MW)	78,3%	78,3%
Brasympe Energia S.A.	Termocabo (50 MW)	60,0%	60,0%
Brentech Energia S.A.	Goiânia II (140 MW)	100,0%	100,0%
Cantarelli Adm. e Participações Ltda.	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	-	5,3%
Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A.	Prosperidade I (28 MW)	96,0%	96,0%

¹⁰ 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	
		2020	2021
Ceiba Energy LP	Jaraqui (75 MW)	-	100,0%
	Tambaqui (93 MW)	-	100,0%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	Aparecida Parte I (166 MW)	99,7%	99,7%
	Candiota III (350 MW)	99,9%	99,9%
	Mauá 3 (591 MW)	99,7%	99,7%
	Santa Cruz (350 MW)	99,6%	99,6%
	Santa Rita (24 MW)	99,7%	99,7%
	Santana II (30 MW)	99,7%	99,7%
Companhia Energética de Petrolina	Petrolina (136 MW)	100,0%	100,0%
Companhia Paranaense de Energia - Copel	Araucária (484 MW)	81,2%	81,2%
Contour Global do Brasil Participações S.A.	Mogi (31 MW)	100,0%	100,0%
CPFL Energia	Termonordeste (171 MW)	53,3%	53,3%
	Termoparaíba (171 MW)	53,3%	53,3%
Delta Geração de Energia Investimentos e Participações Ltda.	William Arjona (177 MW)	100,0%	100,0%
Ebrasil S.A.	Pau Ferro I (94 MW)	95,0%	41,7%
	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	50,0%	44,8%
	Termocabo (50 MW)	24,0%	24,0%
	Termomanaus (143 MW)	95,0%	41,7%
	Termonordeste (171 MW)	34,8%	34,8%
	Termoparaíba (171 MW)	34,8%	34,8%
EDP Energias do Brasil S.A. Électricité de France S.A. - EDF	Porto do Pecém I (720 MW)	100,0%	100,0%
	Ibirité (226 MW)	50,0%	-
	Norte Fluminense (827 MW)	100,0%	100,0%
Enel Brasil S.A.	Fortaleza (327 MW)	100,0%	100,0%
Eneva S.A.	Maranhão III (519 MW)	100,0%	100,0%
	Maranhão IV (338 MW)	100,0%	100,0%
	Maranhão V (338 MW)	100,0%	100,0%
	MC2 Nova Venécia 2 (178 MW)	100,0%	100,0%
	Parnaíba IV (56 MW)	100,0%	100,0%
	Porto do Itaqui (360 MW)	100,0%	100,0%
	Porto do Pecém II (365 MW)	100,0%	100,0%
	Pampa Sul (345 MW)	100,0%	100,0%
Engie Brasil Energia S.A.	Jorge Lacerda I e II (232 MW)	100,0%	-
	Jorge Lacerda III (262 MW)	100,0%	-
	Jorge Lacerda IV (363 MW)	100,0%	-
	Pampa Sul (345 MW)	100,0%	100,0%
Equatorial Energia S.A.	Geramar I (166 MW)	25,0%	25,0%
	Geramar II (166 MW)	25,0%	25,0%
Fram Capital Energy	Jorge Lacerda I e II (232 MW)	-	100,0%
	Jorge Lacerda III (262 MW)	-	100,0%
	Jorge Lacerda IV (363 MW)	-	100,0%
Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia	Geramar I (166 MW)	25,0%	-
	Geramar II (166 MW)	25,0%	-
Gaele Participações e Empreendimentos Ltda.	Prosperidade I (28 MW)	4,0%	4,0%
GGR Participações S.A.	Jaraqui (75 MW)	3,3%	-
	Tambaqui (93 MW)	3,3%	-
Global Participações em Energia S.A.	Arembepe (150 MW)	100,0%	89,8%
	Bahia I - Camaçari (32 MW)	100,0%	89,8%
	Global I (149 MW)	89,0%	89,0%
	Global II (149 MW)	89,0%	89,0%
	Manauara (68 MW)	48,0%	89,2%
	Muricy (147 MW)	100,0%	89,8%
	Potiguar (53 MW)	89,0%	89,0%
	Potiguar III (66 MW)	89,0%	89,0%
GNP S.A.	Geramar I (166 MW)	50,0%	-
	Geramar II (166 MW)	50,0%	-



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2020	2021
Golar Power Brasil Participações S.A.	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	50,0%	-
Grupo Solvay	Rhodia Paulínia (14 MW)	100,0%	100,0%
Hidrotérmica S.A.	Cristiano Rocha (85 MW)	3,4%	3,4%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	21,7%	21,7%
	Pernambuco III (183 MW)	21,7%	21,7%
HS Investimentos S.A.	Geramar I (166 MW)	-	21,0%
	Geramar II (166 MW)	-	21,0%
Hygo Energy Transition Limited	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	-	50,0%
J&F Investimentos S.A.	Cuiabá (529 MW)	100,0%	100,0%
JRLC Participações Ltda.	Termonordeste (171 MW)	2,4%	2,4%
	Termoparaíba (171 MW)	2,4%	2,4%
Linhares Brasil Energia Participações S.A.	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW)	100,0%	100,0%
Mitsui & Co. Ltda.	RJR (12 MW)	100,0%	100,0%
Multiner Fundo de Investimento em Participações	Cristiano Rocha (85 MW)	69,4%	69,4%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	0,0001%	0,0001%
	Pernambuco III (183 MW)	0,01%	0,01%
Neoenergia S.A.	Termopernambuco (533 MW)	100,0%	100,0%
NFE Power Latam Participações e Comércio Ltda.	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	-	0,01%
Orteng SPE Projetos e Montagens Ltda.	Jaraqui (75 MW)	1,0%	-
	Tambaqui (93 MW)	1,0%	-
OZ&M Incorporação Participação Ltda.	Termocabo (50 MW)	2,0%	2,0%
	Termonordeste (171 MW)	4,6%	4,6%
	Termoparaíba (171 MW)	4,6%	4,6%
Pamesa do Brasil S.A.	Pamesa (4 MW)	100,0%	100,0%
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Araucária (484 MW)	18,8%	18,8%
	Baixada Fluminense (530 MW)	100,0%	100,0%
	Canoas (249 MW)	100,0%	100,0%
	Cubatão (250 MW)	100,0%	100,0%
	Ibirité (226 MW)	50,0%	100,0%
	Jaraqui (75 MW)	93,7%	-
	Juiz de Fora (87 MW)	100,0%	100,0%
	Manauara (68 MW)	52,0%	-
	Nova Piratininga (386 MW)	100,0%	100,0%
	Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) (72 MW)	100,0%	100,0%
	Refinaria Gabriel Passos (REGAP) (57 MW)	100,0%	100,0%
	Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) (52 MW)	100,0%	100,0%
	Seropédica (360 MW)	100,0%	100,0%
	Suape II (381 MW)	20,0%	20,0%
	Tambaqui (93 MW)	93,7%	-
	Termobahia (186 MW)	100,0%	100,0%
	Termocamaçari (138 MW)	100,0%	100,0%
	Termo Ceará (220 MW)	100,0%	100,0%
	Termomacaé (923 MW)	100,0%	100,0%
	Termorio (989 MW)	100,0%	100,0%
Três Lagoas (386 MW)	100,0%	100,0%	
U-50 (Refinaria Abreu e Lima) (100 MW)	100,0%	100,0%	
Vale do Açú (323 MW)	100,0%	100,0%	
Prumo Logística S.A.	GNA I (1.338 MW)	-	44,9%
Radesca Participações Empresariais	Cristiano Rocha (85 MW)	3,0%	3,0%
Savana Spe Incorporação Ltda.	Suape II (381 MW)	80,0%	80,0%
Servtec Investimentos e Participações Ltda.	Geramar I (166 MW)	-	25,0%
	Geramar II (166 MW)	-	25,0%
Siemens Participações	GNA I (1.338 MW)	-	22,1%
SPIC Brasil	GNA I (1.338 MW)	-	33,0%



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2020	2021
Suzano S.A.	Celpav IV (139 MW)	100,0%	100,0%
SZF Participações Ltda.	Termocabo (50 MW)	14,0%	14,0%
Termo Norte Energia Ltda.	Termo Norte I (64 MW)	100,0%	100,0%
	Termo Norte II (349 MW)	100,0%	100,0%
Usina Xavantes S.A.	Xavantes Aruanã (54 MW)	100,0%	100,0%
Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	Geramar I (166 MW)	-	25,0%
	Geramar II (166 MW)	-	25,0%
	Ponta Negra (73 MW)	100,0%	100,0%
	Viana (175 MW)	100,0%	100,0%
WVMC Participações Ltda.	Termonordeste (171 MW)	2,4%	2,4%
	Termoparaíba (171 MW)	2,4%	2,4%
Não identificadas	Aparecida Parte I (166 MW)	0,3%	0,3%
	Arembepe (150 MW)	-	10,2%
	Bahia I - Camaçari (32 MW)	-	10,2%
	Candiota III (350 MW)	0,1%	0,1%
	Cristiano Rocha (85 MW)	1,0%	1,0%
	Geramar I (166 MW)	-	4,0%
	Geramar II (166 MW)	-	4,0%
	Global I (149 MW)	11,0%	11,0%
	Global II (149 MW)	11,0%	11,0%
	Manauara (68 MW)	-	10,8%
	Mauá 3 (591 MW)	0,3%	0,3%
	Muricy (147 MW)	-	10,2%
	Pau Ferro I (94 MW)	5,0%	58,3%
	Potiguar (53 MW)	11,0%	11,0%
	Potiguar III (66 MW)	11,0%	11,0%
	Santa Cruz (350 MW)	0,4%	0,4%
	Santa Rita (24 MW)	0,3%	0,3%
	Santana II (30 MW)	0,3%	0,3%
	Termomanaus (143 MW)	5,0%	58,3%

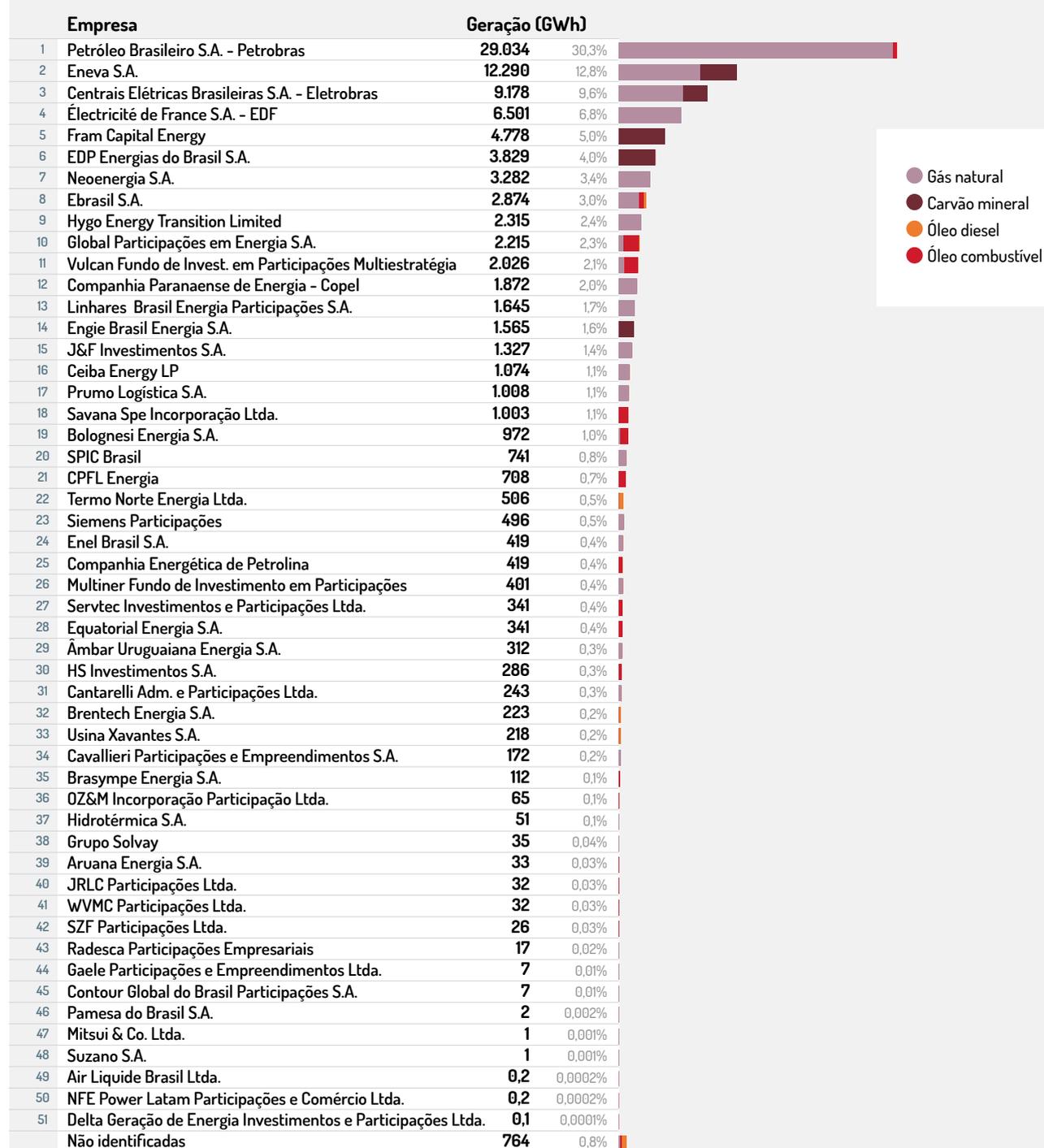
A tabela evidencia a participação de 58 diferentes empresas geradoras no conjunto de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis que injetaram eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2020 e/ou em 2021 - isso sem contabilizar as não identificadas. Em 2020, um total de 77 usinas fósseis geraram energia ao SIN, sendo essas controladas, ao todo, por 44 diferentes empresas pelo menos. Já em 2021, ano de referência dos resultados apresentados neste inventário, o SIN foi alimentado por 82 termelétricas a combustíveis fósseis, controladas, dessa vez, por um grupo de 51 empresas acionistas - desconsiderando as não identificadas.

Um total de 37 empresas se mantiveram no mercado de 2020 para 2021, sendo que apenas seis delas tiveram alguma mudança em seus portfólios de termelétricas. A Petrobras é um exemplo de empresa que apresentou mudança, deixando de ter qualquer participação nas usinas Jaraqui, Manauara e Tambaqui, e passando a ter 100% de controle sobre a Ibirité.

Além disso, sete empresas geradoras apareceram na listagem de 2020, mas não da de 2021; e 14 passaram a figurar na lista apenas em 2021 (sete associadas a usinas que não operaram em 2020 e outras sete que passaram a fazer parte da cadeia de controle de usinas que já estavam operando em 2020).

Em relação às usinas mais emissoras, chama atenção a venda das três usinas que compõem o complexo Jorge Lacerda, passando da Engie Brasil Energia S.A. para controle da Fram Capital Energy. Também houve mudança na composição acionária da usina Porto do Sergipe I, que está entre as 15 usinas que mais emitiram gases de efeito estufa em 2021.

Apesar dessa quantidade relativamente grande de empreendedores, a eletricidade fóssil disponibilizada ao SIN em 2021 se revelou bastante concentrada em poucas empresas. A partir da figura a seguir, observa-se que quase 70% de toda geração inventariada foi de responsabilidade de apenas seis empresas: Petrobras (30,3%), Eneva (12,8%), Eletrobras (9,6%), Électricité de France - EDF (6,8%), Fram Capital Energy (5,0%) e EDP Energias do Brasil (4,0%).

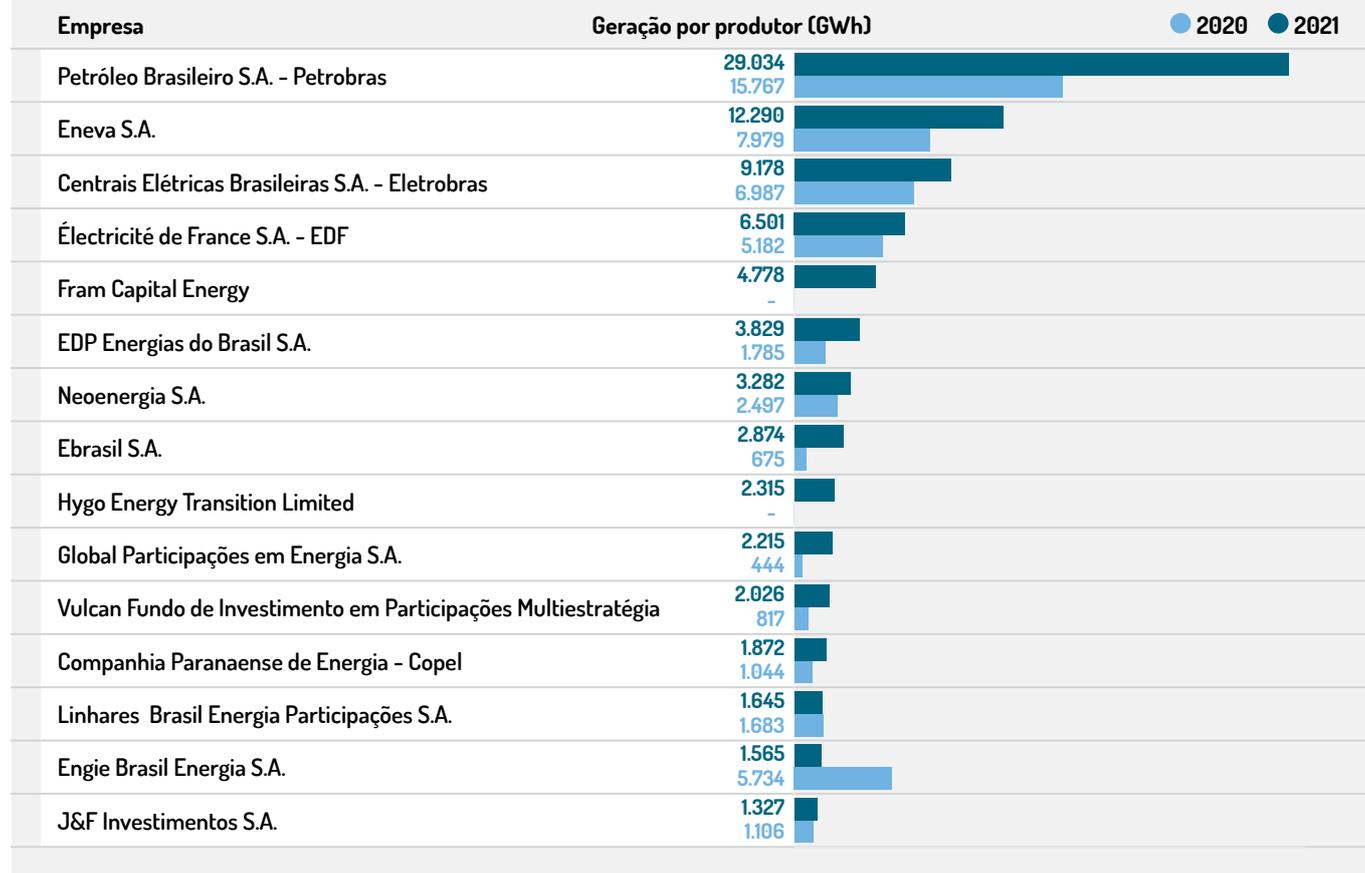

FIGURA 21 Produção de termelétricidade fóssil em 2021 por empresa geradora e combustível principal das usinas controladas


Como 2021 foi um ano com condições climáticas particularmente desfavoráveis à geração elétrica por meio de energia hidráulica, o que fez explodir a geração via fontes fósseis, a grande maioria das empresas geradoras tiveram acréscimos relevantes na quantidade de eletricidade que forneceram ao SIN em relação ao ano anterior. Somente 11 empresas geraram menos em 2021 do que haviam feito em 2020, sendo que sete delas são controladoras de usinas que não foram acionadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 2021. A Engie Brasil Energia S.A. foi a empresa que mais deixou de gerar eletricidade por meio de termelétricas fósseis em 2021 em relação a 2020, apesar de ainda estar entre as 15 maiores produtoras da categoria. Isso porque, como já mencionado anteriormente, a Engie deixou de controlar usinas de grande porte a carvão (Jorge Lacerda I e II, Jorge Lacerda III e Jorge Lacerda IV), mas ainda permanece responsável pela planta gaúcha de Pampa Sul (também movida a carvão mineral).

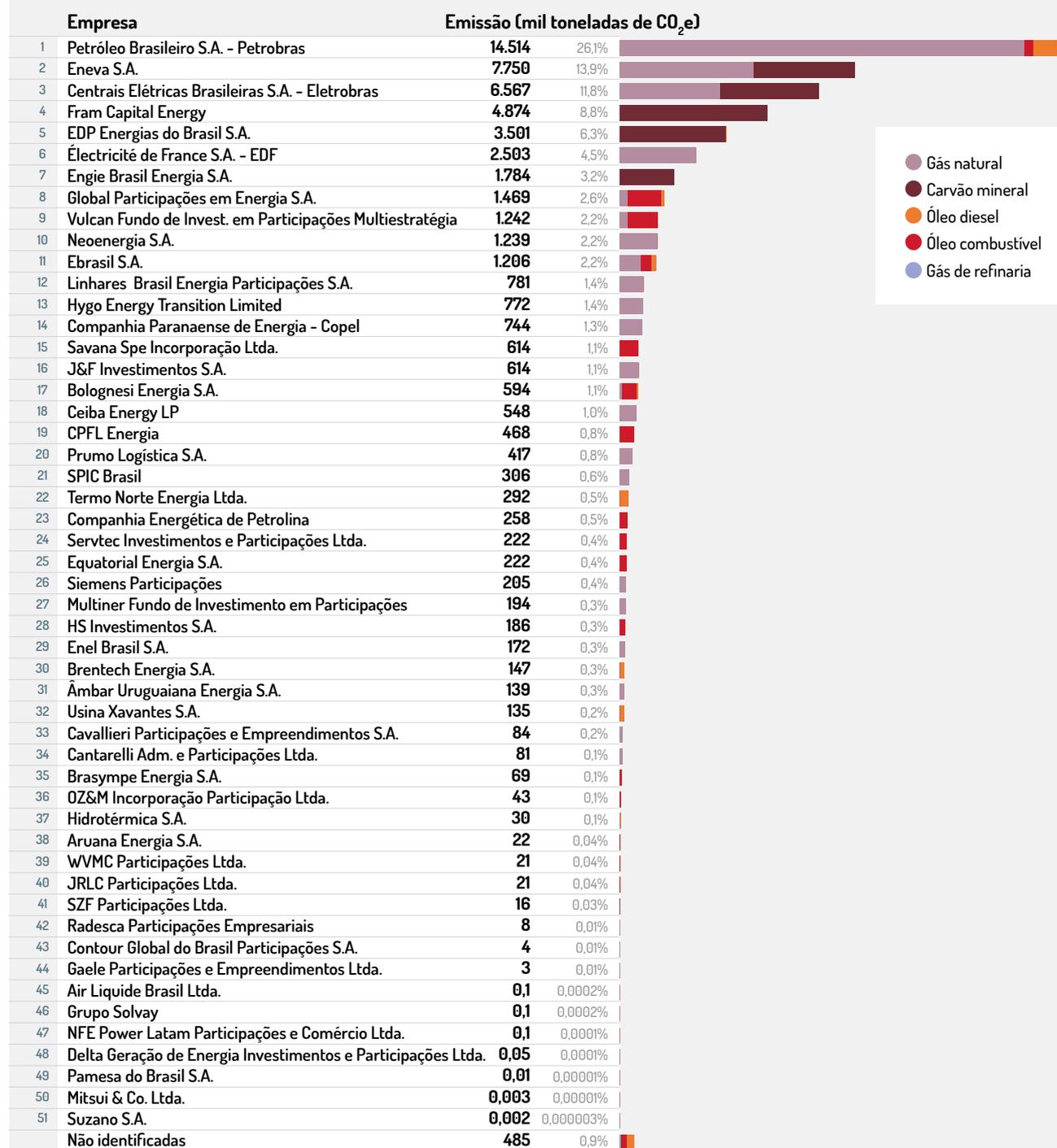


Para ilustrar essa tendência de aumento do despacho térmico, a próxima figura destaca a produção de termelétricidade fóssil em 2021 e em 2020 para as 15 maiores produtoras brasileiras.

FIGURA 22 Comparativo da produção de eletricidade nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais geraram em 2021



Assim como a geração de eletricidade, as emissões de CO₂e em 2021 estiveram igualmente concentradas em poucas grandes empresas, como mostram a figura 23 e a tabela 4. Apenas quatro empresas responderam por mais de 60% das emissões: Petrobras (26,1%), Eneva (13,9%), Eletrobras (11,8%) e Fram Capital Energy (8,8%). Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem EDP (6,3%), Électricité de France - EDF (4,5%), Engie (3,2%), Global (2,6%), Vulcan (2,2%) e Neoenergia (2,2%). Somente essas dez empresas foram responsáveis por 82% das emissões de 2021, o que equivale a mais de 45 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.


FIGURA 23 Emissões de gases de efeito estufa em 2021 por empresa geradora e combustível queimado nas usinas controladas


Tendo a produção de eletricidade por fontes fósseis de energia aumentado substancialmente em 2021 em relação à 2020, as emissões relacionadas a cada empresa geradora também sofreram grandes variações positivas. De forma análoga à figura 24, o próximo gráfico evidencia a diferença entre as emissões de CO₂e de responsabilidade de cada empresa geradora em 2020 e em 2021. A Petrobras, por exemplo, emitiu 6,2 milhões de toneladas de gases de efeito estufa a mais em 2021 do que no ano anterior, valor que equivale a quase duas vezes o que emitiu a usina cearense Porto do Pecém I, que apresentou a maior emissão de 2021.

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
51 empresas geradoras + parcela de emissões de proprietários não identificados	55,6 milhões	100%
10 mais emissoras	45,4 milhões	82%
5 mais emissoras	37,2 milhões	67%
3 mais emissoras	28,8 milhões	52%
1 (maior emissora)	14,5 milhões	26%

FIGURA 24 Comparativo das emissões de gases de efeito estufa nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais emitiram em 2021

Empresa	Emissões [mil toneladas de CO ₂ e]	
	2020	2021
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	14.514	8.291
Eneva S.A.	7.750	4.660
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6.567	4.402
Fram Capital Energy	4.874	-
EDP Energias do Brasil S.A.	3.501	1.517
Électricité de France S.A. - EDF	2.503	1.999
Engie Brasil Energia S.A.	1.784	5.658
Global Participações em Energia S.A.	1.469	262
Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia	1.242	461
Neoenergia S.A.	1.239	940
Ebrasil S.A.	1.206	350
Linhares Brasil Energia Participações S.A.	781	801
Hygo Energy Transition Limited	772	-
Companhia Paranaense de Energia - Copel	744	415
Savana Spe Incorporação Ltda.	614	83

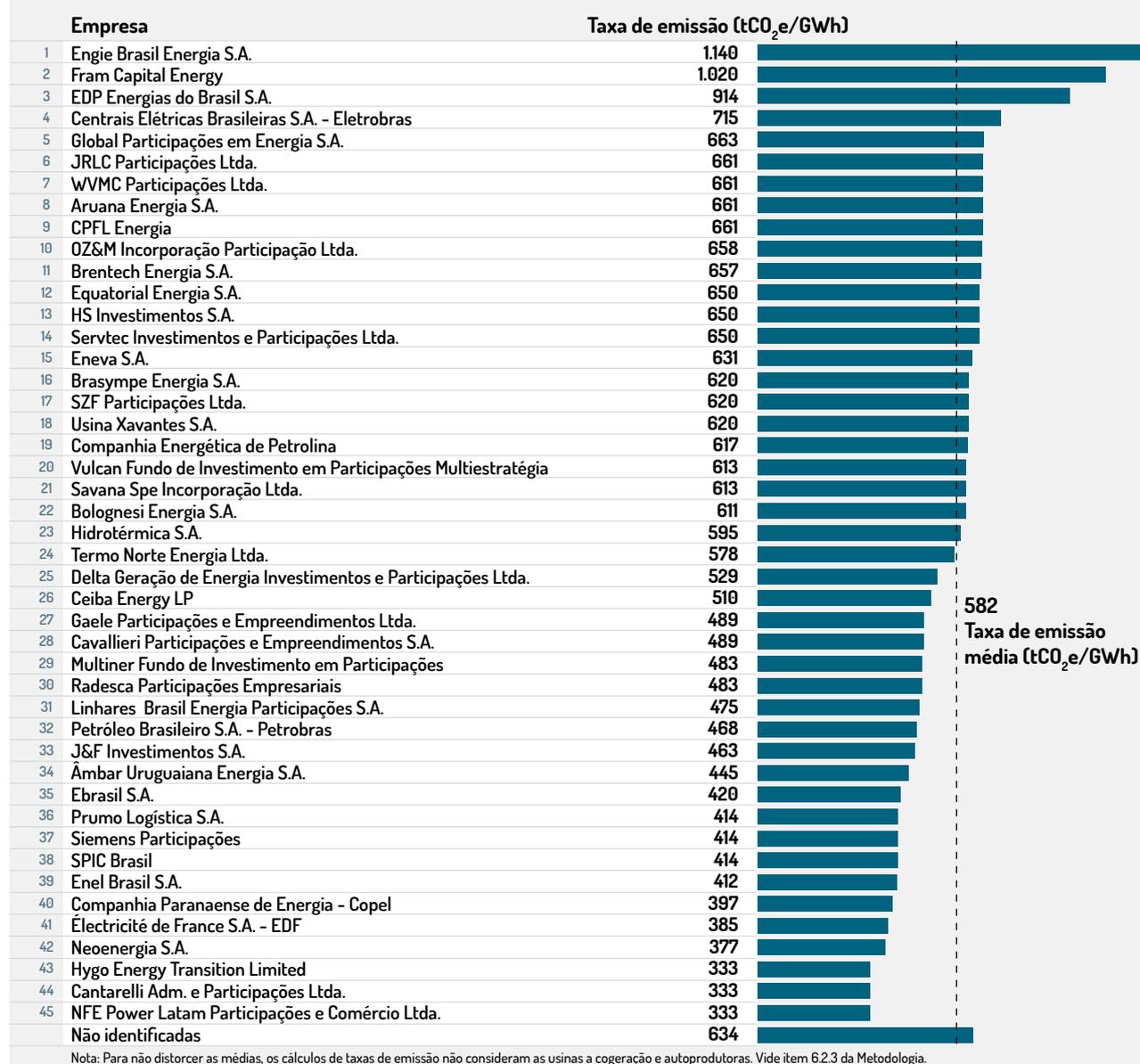
3.1 Taxas de emissão de CO₂e das empresas geradoras

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.). En-



tretanto, como o escopo deste inventário são termelétricas a combustíveis fósseis operando no SIN, as taxas de emissão aqui calculadas levam em conta 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 2021 são apresentadas na figura abaixo.

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



A empresa que mais emitiu gases de efeito estufa por eletricidade gerada em 2021, segundo o recorte deste inventário, foi a Engie, com emissão específica de 1.140 tCO₂e/GWh - quase o dobro da média observada no SIN, que foi de 582 tCO₂e/GWh. Essa empresa é detentora de 100% do controle acionário da Pampa Sul, usina a carvão mineral com a segunda maior taxa de emissão entre as térmicas que forneceram energia ao SIN em 2021 (vide figura 18).

Por outro lado, a Petrobras, apesar de ser a maior emissora em termos absolutos, apresentou uma taxa de emissão (468 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.



4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS

Além de estimar emissões de gases de efeito estufa, entre os objetivos iniciais deste inventário, estava 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. Buscou-se levantar tais números por meio do portal de dados abertos do Ibama, que disponibiliza informações sobre emissões de poluentes atmosféricos locais por termelétricas conforme os Relatórios de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp), enviados ao Ibama pelas empresas geradoras (Ibama, 2022b).

Para avaliação dos conjuntos de dados por poluente (NO_x , MP, SO_x ou 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 dentro dos 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 grandeza¹¹. 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) dentro dos intervalos de confiança do Guia Europeu.

Além de se obter mais informações nos documentos disponíveis para acesso público, o NO_x é emitido em grandes quantidades em qualquer termelétrica que utiliza combustível fóssil¹². 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 os valores que apresentaram ordens de grandeza inconsistentes.

Na tabela 5, é apresentada a avaliação dos dados de NO_x disponíveis no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2022b). É possível verificar que, das 82 usinas inventariadas, não foi possível localizar dados de emissão de NO_x para 23 delas. Das outras 59 plantas com dados localizados,

11 Foram considerados como valores com ordens de grandeza inconsistentes as emissões que eram 90% menores ou 130% maiores do que as que seriam encontradas utilizando os fatores de emissão disponíveis no Guia Europeu e os próprios consumos de combustíveis das usinas.

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



não foi possível avaliar a consistência das informações referentes a 6 delas¹³ e 13 reportaram emissões em ordens de grandeza inconsistentes. Além disso, dentro do conjunto de 40 termelétricas com dados disponíveis e com ordens de grandeza consistentes, 14 não passaram no teste adicional de aderência aos intervalos de confiança do Guia Europeu.

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	Não	Não	Não
Arembepe	Sim	Sim	Sim
Bahia I - Camaçari	Sim	Sim	Não
Baixada Fluminense	Sim	Sim	Sim
Campina Grande	Sim	Sim	Sim
Candiota III	Sim	Sim	Não
Canoas	Sim	Sim	Sim
CELPV IV	Sim	NA	NA
Cristiano Rocha	Sim	Sim	Sim
Cubatão	Sim	Sim	Sim
Cuiabá	Não	Não	Não
Fortaleza	Sim	Sim	Sim
Geramar I	Sim	Não	Não
Geramar II	Sim	Não	Não
Global I	Sim	Sim	Não
Global II	Sim	Sim	Não
GNA I	Sim	Sim	Não
Goiânia II	Sim	Não	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
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Sim	Sim	Sim
Manauara	Não	Não	Não
Maracanaú I	Sim	Não	Não
Maranhão III	Sim	Sim	Não
Maranhão IV	Não	Não	Não
Maranhão V	Não	Não	Não
Mauá 3	Não	Não	Não
MC2 Nova Venécia 2	Não	Não	Não
Mogi	Não	Não	Não
Muricy	Sim	Sim	Não
Norte Fluminense	Sim	Sim	Sim
Nova Piratininga	Sim	Sim	Não
Palmeiras de Goiás	Sim	Sim	Sim
Pamesa	Não	Não	Não

13 Não se avaliou a consistência dos dados de algumas usinas de autoprodução, 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 ou se, além disso, contemplavam os totais emitidos pelo conjunto de processos das indústrias em que essas autoprodutoras estão associadas.



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
Pampa Sul	Sim	Sim	Não
Parnaíba IV	Não	Não	Não
Pau Ferro I	Não	Não	Não
Pernambuco III	Sim	Não	Não
Petrolina	Não	Não	Não
Ponta Negra	Sim	Não	Não
Porto de Sergipe I	Sim	Sim	Não
Porto do Itaqui	Não	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
Prosperidade I	Sim	Sim	Não
Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)	Sim	NA	NA
Refinaria Gabriel Passos (REGAP)	Sim	NA	NA
Rhodia Paulínia	Sim	NA	NA
RJR	Sim	NA	NA
Santa Cruz	Não	Não	Não
Santa Rita	Não	Não	Não
Santana II	Não	Não	Não
Seropédica	Sim	Sim	Sim
Suape II	Sim	Sim	Sim
Tambaqui	Sim	Não	Não
Termo Norte I	Sim	Não	Não
Termo Norte II	Sim	Sim	Não
Termobahia	Sim	Sim	Sim
Termocabo	Sim	Não	Não
Termocamaçari	Sim	Sim	Sim
Termo Ceará	Sim	Sim	Sim
Termomacaé	Sim	Sim	Sim
Termomanaus	Não	Não	Não
Termonordeste	Sim	Sim	Não
Termoparaíba	Sim	Sim	Não
Termopernambuco	Sim	Não	Não
Termorio	Sim	Sim	Sim
Três Lagoas	Sim	Sim	Sim
U-50 (Refinaria Abreu e Lima)	Sim	NA	NA
UGPU Itabirito	Não	Não	Não
Uruguaiana	Sim	Não	Não
Vale do Açú	Sim	Sim	Sim
Viana	Sim	Não	Não
William Arjona	Não	Não	Não
Xavantes Aruanã	Não	Não	Não

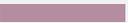
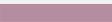
Nota: A sigla "NA" significa "Não Avaliado" (vide nota de rodapé 13).

Fonte: Elaboração própria a partir de Ibama, 2022b.



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 2021.

FIGURA 26 Emissões de NO_x de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2021, com destaque para o combustível principal de cada planta

Usina	Município	UF	Emissões [toneladas de NO _x]	
1 Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	10.691	
2 Termonordeste	João Pessoa	PB	7.931	
3 Termoparaíba	João Pessoa	PB	7.721	
4 Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	6.850	
5 Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	5.924	
6 Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	5.739	
7 Areembepe	Camaçari	BA	5.472	
8 Muricy	Camaçari	BA	4.950	
9 Candiota III	Candiota	RS	4.043	
10 Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	3.726	
11 Canoas	Canoas	RS	3.298	
12 Termomacaé	Macaé	RJ	3.028	
13 Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	3.008	
14 Termorio	Duque de Caixias	RJ	2.881	
15 Campina Grande	Oueimadas	PB	2.508	
16 Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	2.014	
17 Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	1.637	
18 GNA I	São João da Barra	RJ	1.294	
19 Norte Fluminense	Macaé	RJ	1.267	
20 Bahia I - Camaçari	Camaçari	BA	1.159	
21 Termoceará	Caucaia	CE	1.106	
22 Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	1.101	
23 Seropédica	Seropédica	RJ	1.067	
24 Cubatão	Cubatão	SP	951	
25 Cristiano Rocha	Manaus	AM	659	
26 Termobahia	São Francisco do Conde	BA	649	
27 Três Lagoas	Três Lagoas	MS	627	
28 Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	569	
29 Ibirité	Ibirité	MG	490	
30 Nova Piratininga	São Paulo	SP	477	
31 Pampa Sul	Candiota	RS	477	
32 Global II	Candeias	BA	360	
33 Global I	Candeias	BA	357	
34 Prosperidade I	Camaçari	BA	356	
35 Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás	GO	350	
36 Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	304	
37 Termo Norte II	Porto Velho	RO	219	
38 Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes	MA	100	
39 Fortaleza	Caucaia	CE	93	
40 Termocamaçari	Camaçari	BA	5	

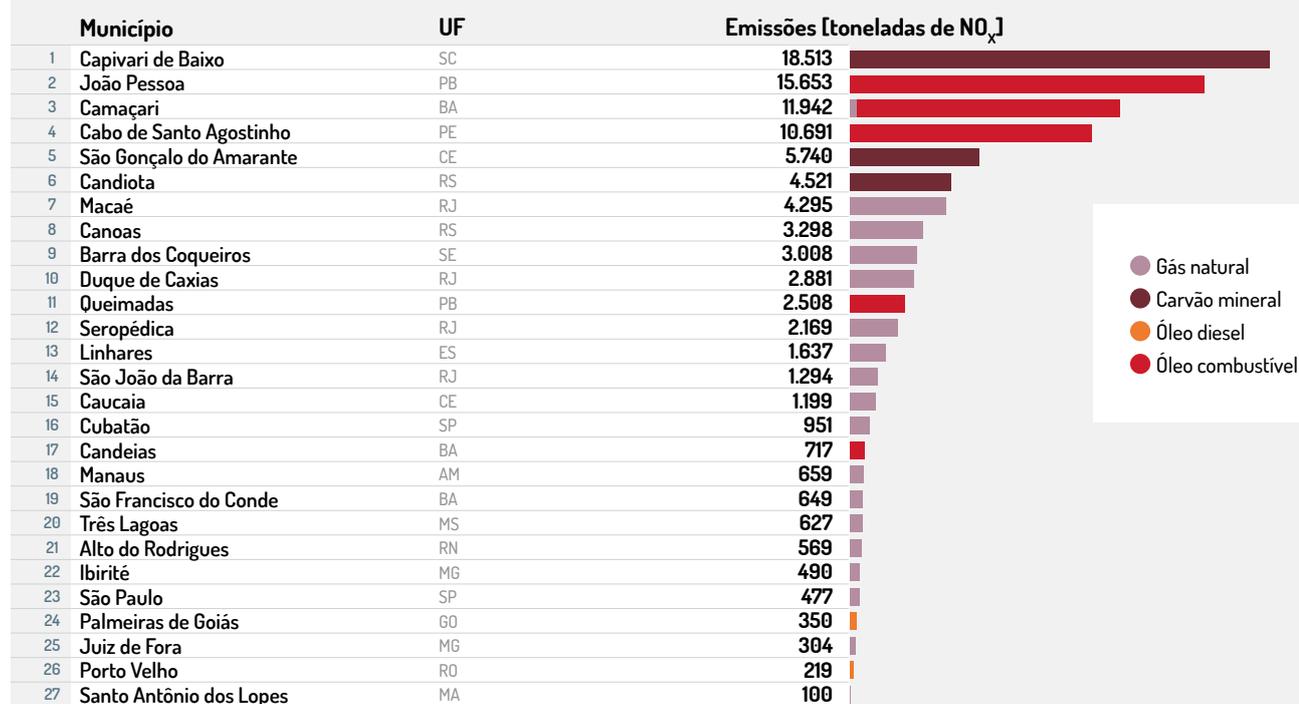
 Gás natural
 Carvão mineral
 Óleo diesel
 Óleo combustível

Nota: As usinas Termorio, Cubatão, Termobahia, Vale do Açú e Termocamaçari estão com barras hachuradas por se tratarem de plantas com a possibilidade de trabalhar em regime de cogeração de eletricidade e vapor. Sendo assim, parte de suas emissões de NO_x podem não ter decorrido diretamente da produção de energia elétrica, mas sim de vapor. As usinas consideradas como de autoprodução, não foram consideradas para representação dos dados de emissão para poluentes locais.

Fonte: Elaboração própria a partir de Ibama, 2022b.

A figura 27, por sua vez, aloca o NO_x emitido nos municípios onde estão localizadas as 40 usinas com dados consistentes disponíveis. Em se tratando de um poluente atmosférico, com impactos locais, é fundamental localizar emissões de NO_x no território, especialmente pelo fato de alguns municípios possuírem mais de uma usina termelétrica em operação. Destaca-se a cidade de Capivari de Baixo, em Santa Catarina, que mantém um aglomerado de usinas a carvão mineral e apresentou os maiores valores de emissão entre os municípios.

FIGURA 27 Emissões de NO_x em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2021, segundo combustível principal e município



Fonte: Elaboração própria a partir de Ibama, 2022b.

Um ponto de atenção emerge para vários municípios quando consideramos as emissões conjuntas de NO_x das usinas termelétricas neles localizadas. Grandes volumes desse poluente emitidos em um só local devem sempre ser motivo de cuidado. A emissão contabilizada em 2021 nas três usinas instaladas em Capivari de Baixo, município de Santa Catarina, por exemplo, é equivalente a mais de seis vezes o que a frota de cerca de 13,5 mil ônibus municipais de São Paulo emitiu durante esse mesmo ano.

Outro ponto preocupante é o fato de muitos dos municípios elencados na figura 27 não possuírem estações de monitoramento da qualidade do ar e, mesmo assim, serem considerados para a instalação de uma série de novos projetos termelétricos, muitos já licenciados pelos devidos órgãos ambientais.

O agravante de tudo isso é que, 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. Tal situação tem se verificado nas proximidades de complexos industriais e portuários integrados a terminais de gás natural liquefeito (GNL) ou próximos a gasodutos de escoamento de gás ou a minas de carvão (IEMA, 2021).



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

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 reaqueceu novamente 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. 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.

Como resultado, a geração termelétrica fóssil, que representava apenas 9% da matriz elétrica brasileira em 2000, passou a ser responsável por 15% da produção de eletricidade em 2020 e saltou para 20% em 2021. Em termos absolutos, a geração termelétrica fóssil mais que quadruplicou de 2000 para 2021, passando de 30,6 TWh para 134 TWh em 2021.

Em 2021, as 82 termelétricas fósseis conectadas ao SIN produziram 95,8 TWh de eletricidade. Desse montante, 72% foi gerado a partir de usinas operando com gás natural como combustível principal. Ao todo, esse conjunto de 82 usinas emitiu 55,6 milhões de toneladas de CO₂ em 2021, sendo que 90% desse valor foi proveniente de apenas 41 usinas (metade do parque).

Quanto à atribuição de emissões às proprietárias das usinas inventariadas, nota-se que apenas quatro empresas foram responsáveis por mais de 60% de tudo o que foi emitido, sendo elas: Petrobras (26,1%), Eneva (13,9%), Eletrobras (11,8%) e Fram Capital Energy (8,8%). Em termos de taxas de emissões, destacaram-se negativamente as empresas Engie, Fram Capital Energy e EDP - todas com taxas elevadas em comparação com a média nacional. A Petrobras, apesar de ser a maior emissora em termos absolutos, é apenas a trigésima segunda 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.

Por isso, o IEMA continuará lançando uma sequência de documentos acerca dos riscos 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.

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 mais de 30 usinas. O quadro é



ainda mais problemático para as emissões de poluentes locais: das 82 usinas, apenas 40 publicaram números coerentes para NO_x ; enquanto apenas 12, 16 e 24 forneceram dados coerentes de SO_x , MP e CO, respectivamente¹⁴.

Aponta-se a necessidade de aprimorar o processo de coleta e 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 necessário 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.

Nesse sentido, espera-se que este documento influencie de forma positiva a divulgação correta de dados pelas empresas geradoras, pelo Ibama e por outros órgãos competentes, contribuindo para a consolidação de um planejamento energético que leve em conta as emissões atmosféricas do sistema e trabalhe para diminuí-las.

A ausência de dados era prevista e é importante de 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, espera-se que, em próximas edições deste inventário, seja possível ampliar o recorte amostral das usinas analisadas, incluindo, por exemplo, plantas dos sistemas isolados e/ou informações referentes a anos anteriores a 2020.



6. METODOLOGIA DETALHADA

6.1 Fontes de informação

6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade

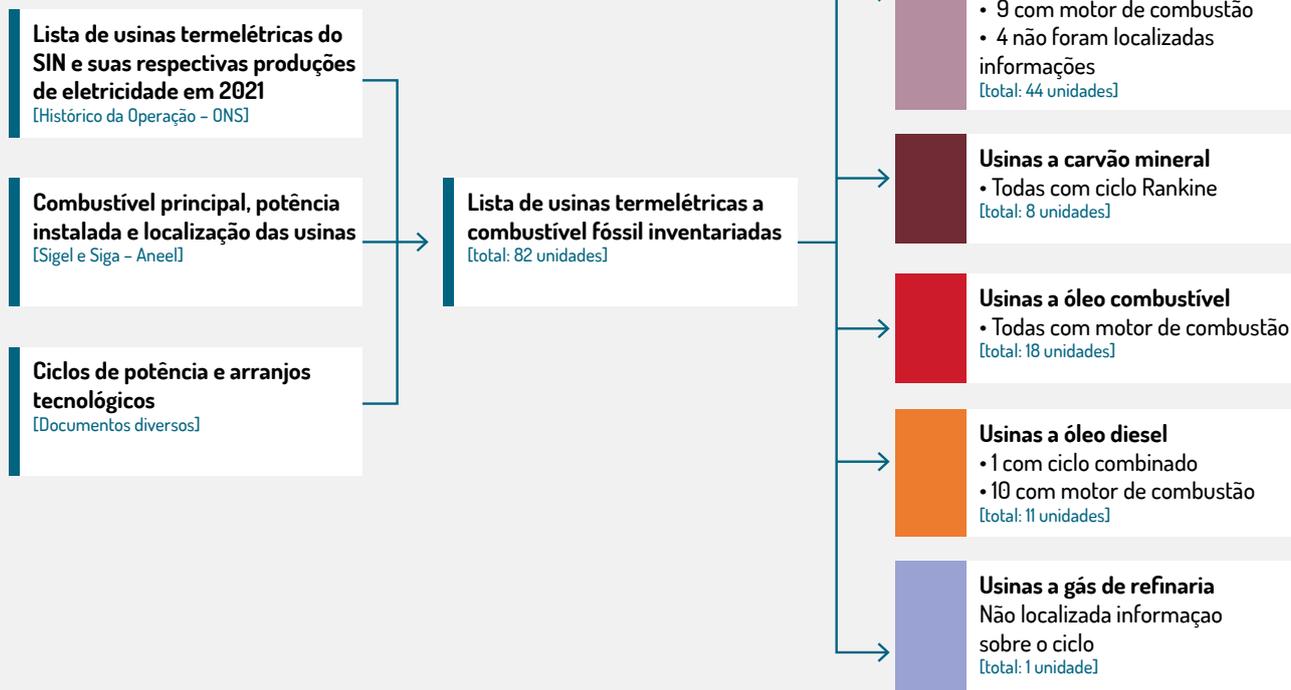
Para a elaboração deste inventário, as informações sobre as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020 e 2021, bem como suas respectivas gerações de eletricidade, foram obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em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

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, 2022b) e do Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2022c).

Já para 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.

FIGURA 28 Informações e fontes consultadas para consolidação da lista de usinas termelétricas inventariadas



6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas

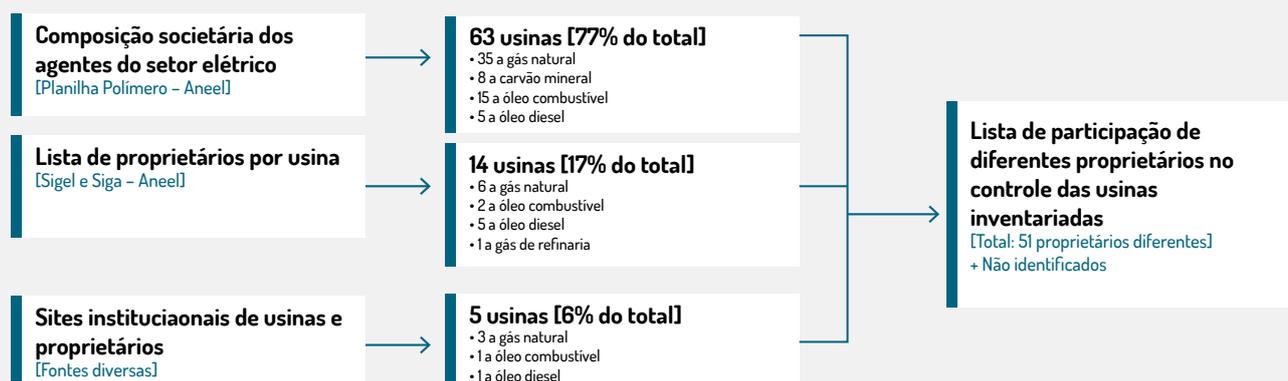
Os atores do setor elétrico têm como obrigação informar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a composição societária de seus empreendimentos¹⁵. A agência reguladora, por sua vez, publica periodicamente tais composições em seu portal na *internet*, por meio do sistema Polímero (Aneel, 2022a).

Utilizando-se as informações referentes ao segundo e ao quarto trimestre de 2021, disponíveis na base de dados do sistema Polímero, foi possível, então, identificar os proprietários de 63 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 duas plataformas da Aneel, o Sigel (Aneel, 2022b) e o Siga (Aneel, 2022c), onde foram identificados os proprietários de mais 14 usinas. Para as plantas restantes, sobre as quais ainda se tinham dúvidas em relação aos proprietários, realizaram-se buscas nos respectivos *sites* institucionais.

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.

15 Conforme art. 4º do Módulo II do Anexo da Resolução Normativa Aneel nº 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 nº 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).

FIGURA 29 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)¹⁶, disponibilizadas no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2022c). Tais relatórios são preenchidos pelos próprios empreendedores responsáveis, tratando-se de uma obrigação vinculada ao pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA)¹⁷. Os sujeitos ao pagamento da taxa e, consequentemente, obrigados a entregar o Rapp são identificados por meio do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Naturais (CTF/APP)¹⁸.

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, 2022) e dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2022b). 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).

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 40 termelétricas tiveram os dados de consumo diretamente retirados dos valores referentes a 2021 publicados em seus Rapp/Ibama - quatro delas têm o carvão mineral como combustível principal, 26 utilizam o gás natural, oito são movidas a óleo combustível e duas a diesel.

Para obter o consumo de outras nove plantas, foram distribuídos valores, também disponíveis via Rapp/Ibama, referentes a conjuntos de usinas. Assim, por exemplo, o consumo total do complexo Geramar foi distribuído para as duas usinas que o compõem (Geramar I e II) de maneira proporcional à parcela de eletricidade gerada em cada uma delas.

16 “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 nº 22/2021.” (Ibama, 2022d).

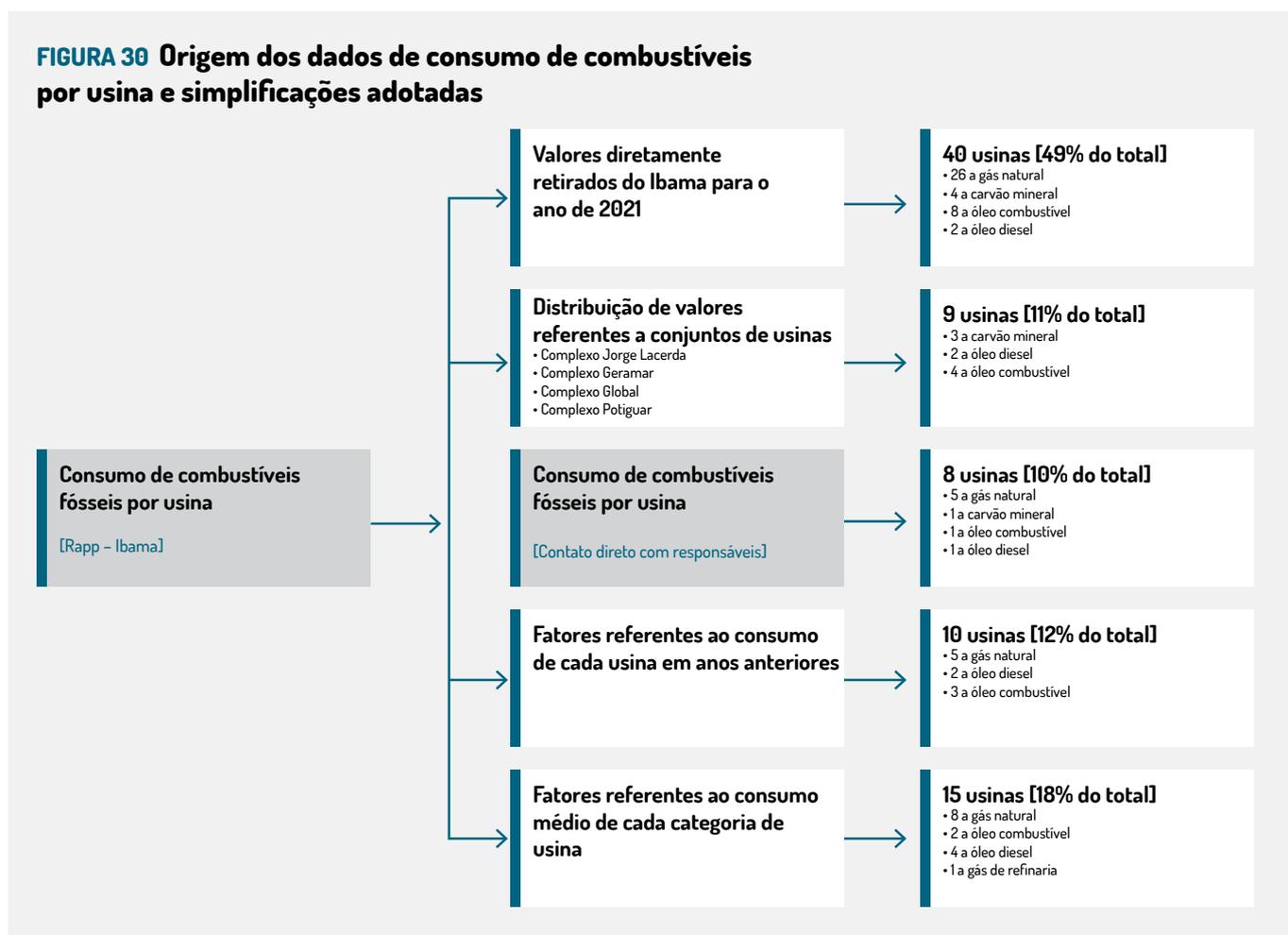
17 “A Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA) é uma espécie de tributo para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. A TCFA está prevista no art. 17-B da Lei Federal nº 6.938/1981 (Política Nacional de Meio Ambiente), que teve a redação dada pela Lei Federal nº 10.165/2000. Foi regulamentada pelo Ibama por meio da Instrução Normativa nº 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, 2022e).

18 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, 2022a)

Com o intuito de levantar o consumo de combustíveis das centrais elétricas com informações inconsistentes¹⁹ ou ausentes no portal de dados abertos do Ibama, procurou-se contato direto com as autoridades técnicas responsáveis por cada uma delas. Ao fim desta etapa, foi possível obter os consumos de mais 8 usinas - uma movida a carvão mineral, cinco a gás natural, uma a óleo combustível e uma a óleo diesel.

Para as térmicas cujos proprietários não responderam aos contatos realizados, foi necessário utilizar fatores de consumo de combustível por eletricidade gerada²⁰. Para 10 usinas²¹, tais fatores foram calculados a partir dos consumos de cada uma delas referentes ao ano anterior disponível nos dados abertos do Ibama. Já para 15 plantas que não possuíam dados de consumo referentes a anos anteriores²², foram aplicados fatores médios específicos para cada tecnologia (combinação de combustível principal e ciclo de potência). Esses fatores foram calculados a partir dos próprios dados de 2021 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 e a gás de refinaria, os fatores foram calculados utilizando os dados de consumo e geração do BEN (EPE, 2022b), pois a amostra de usinas que consumiram esses combustíveis e que disponibilizaram suas informações via Rapp/Ibama era muito pequena.

FIGURA 30 Origem dos dados de consumo de combustíveis por usina e simplificações adotadas



19 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).

20 Para as usinas classificadas como de autoprodução, o fator de consumo foi aplicado considerando apenas a informação de geração injetada no SIN.

21 Aparecida Parte I, Araucária, Arembepe, Goiânia II, Jaraqui, Mauá 3, Tambaqui, Termo Norte II, Termonordeste e Termoparaíba.

22 Celpav IV, Cristiano Rocha, Mogi, Pamesa, Pau Ferro I, Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Rhodia Paulínia, RJR, Santana II, Termomanaus, U-50 (Refinaria Abreu e Lima), UGPU Itabirito, William Arjona e Xavantes Aruanã.



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, 2022b)²³.

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

- Sabe-se que 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, 2022).
- As taxas de emissão observadas para SO_x e MP apresentaram diferenças significativas em relação ao indicado na literatura de referência²⁴.
- Das 82 termelétricas que forneceram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2021, um total de 33 usinas não informaram as emissões de SO_x em seus respectivos Rapp/Ibama, 28 deixaram de fornecer os dados sobre MP e 22 não forneceram dados de CO.

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, optou-se por excluir 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 potência²⁵. 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 nesse inventário, uma vez que não é possível afirmar que estão de fato incorretos.

Vale frisar que se optou por não utilizar 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 de forma relevante 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 40 das 82 usinas inventariadas, tratando-se apenas daquelas que divulgaram tais informações via Rapp/Ibama²⁶, que tinham dados relativamente coerentes e que não são classificadas como autoprodutoras²⁷.

23 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 em questão e o total gerado pelo complexo. Os seguintes complexos tiveram suas emissões distribuídas nas usinas que os compõem: Complexo Geramar (usinas Geramar I e III), Complexo Global (usinas Global I e II), Complexo Jorge Lacerda (usinas Jorge Lacerda I e II, III e IV), Complexo Termoparaíba e Termonordeste, Complexo Termo Norte (usinas Termo Norte I e II).

24 Para avaliação da confiabilidade dos dados de emissão de poluentes atmosféricos em 2021 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).

25 As 13 seguintes usinas tiveram suas informações de emissões de NO_x desconsideradas: Geramar I, Geramar II, Goiânia II, Jaraqui, Maracaná I, Pernambuco III, Ponta Negra, Tambaqui, Termo Norte I, Termocabo, Termopernambuco, Uruguaiana e Viana.

26 Não foi possível encontrar informações de emissões de NO_x das 23 seguintes usinas: Aparecida Parte I, Araucária, Cuiabá, Manauara, Maranhão IV, Maranhão V, Mauá 3, MC2 Nova Venécia 2, Mogi, Pamesa, Parnaíba IV, Pau Ferro I, Petrolina, Porto do Itaqui, Potiguar, Potiguar III, Santa Cruz, Santa Rita, Santana II, Termomanaus, UGPU Itabirito, William Arjona e Xavantes Aruanã.

27 Não foi possível determinar se os valores relacionados à 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 de seis usinas: U-50 (Refinaria Abreu e Lima), RJR, Celpav IV, Rhodia Paulínia, Refinaria Gabriel Passos (REGAP) e Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP).

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, 2022).

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 cogeração²⁸ 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 que é convertida em energia elétrica. Inovações tecnológicas perseguem equipamentos e arranjos mais eficientes, que possibilitem que uma usina aproveite ao máximo a energia proveniente da queima de um combustível para gerar energia elétrica, minimizando perdas inerentes à essa transformação. Assim, usinas com maior eficiência energética consomem menos combustível para gerar o mesmo montante de eletricidade que uma planta menos eficiente produziria, o que economiza recursos e diminui, por exemplo, as emissões atmosféricas por unidade de energia elétrica produzida.

²⁸ 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 combustíveis²⁹, 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 e/ou de cogeração

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 a eficiência 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).

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 nitroso (N₂O), que são 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

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
Óleo combustível		77.400	0,8	0,3
Óleo diesel		66.442*	4	0,6
Gás de refinaria		57.600	4	1
Gás natural seco		56.100	4	1

Nota: O fator de emissão do óleo diesel considera que 11% do volume desse combustível queimado em centrais elétricas em 2021 foi composto por biodiesel (EPE, 2022b); outros 89% 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.

²⁹ 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 médio disponíveis no Balanço Energético Nacional (EPE, 2022a).



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.

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 e/ou de cogeração

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. Levando em conta 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.

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.

6.2.4 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 de forma proporcional 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 uma 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 2020

No primeiro semestre de 2022, o IEMA publicou o primeiro Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas, tendo 2020 como ano-base. A partir daí, almejando melhores resultados, foram feitas algumas adequações metodológicas. Tais adequações foram, assim, aplicadas na elaboração desta segunda edição do Inventário para cálculo dos resultados referentes à operação de termelétricas tanto em 2021 quanto em 2020 (ou seja, os números então alcançados para 2020 foram recalculados utilizando a nova metodologia).

Por isso, é possível observar pequenas alterações nos dados de 2020 apresentados neste documento em relação aos dados apresentados no inventário/documento anterior.

As mudanças metodológicas empregadas nesta segunda edição em relação à primeira estão listadas a seguir:

- Alteração da fonte dos dados de geração anual de eletricidade por usina do Sistema Interligado Nacional (SIN); o primeiro inventário utilizava o Boletim Diário da Operação da ONS (ONS, 2021), enquanto o segundo inventário adota a base do Histórico da Operação da ONS (ONS, 2022), mais completa.
- Inserção das plantas classificadas como autoprodutoras que injetaram no SIN em 2020 e 2021 na lista de usinas inventariadas.
- Alteração no combustível principal da usina Pampa Sul de carvão vapor 4500 no inventário de ano-base 2020 para carvão vapor 3100 no inventário de ano-base 2021.
- Alteração no teor de biodiesel presente no óleo diesel, de acordo com as informações mais atualizadas do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2022b).
- Alteração na fonte de dados utilizados para cálculo do fator médio de consumo de óleo diesel por eletricidade gerada, passando-se a considerar o consumo e a geração do BEN (EPE, 2022b).
- Para comunicação mais clara, usinas anteriormente atribuídas à Eletrosul, à Eletronorte e à Furnas foram associadas à Eletrobras (empresa matriz).



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. **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2022a. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/composicao-sociedade-dos-agentes-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Download. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel)**, 2022b. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/Down/>>. Acesso em: 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga). **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2022c. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/siga>>. Acesso em: 2022.

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.

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/part-b-sectoral-guidance-chapters/1-energy/1-a-combustion/1-a-1-energy-industries/view>>. Acesso em: 2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2022 - Ano base 2021.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, p. 299. 2022a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>>. Acesso em: 2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional (BEN) - Séries Históricas e Matrizes - Capítulo 5 - Balanco dos Centros de Transformação 1970-2021.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Compleatas>>. Acesso em: 2022.

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)**, 2022a. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/cadastros/ctf/ctf-app/ctf-app>>. Acesso em: 2022.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Emissões de Poluentes Atmosféricos. **Dados Abertos**, 2022b. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/emissoes-de-poluente-atmosfericos>>. Acesso em: 2022.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Fontes Energéticas. **Dados Abertos**, 2022c. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/fontes-energeticas>>. Acesso em: 2022.



IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Relatório de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (RAPP). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama)**, 2022d. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/relatorios/atividades-poluidoras/relatorio-de-atividades-potencialmente-poluidoras-e-utilizadoras-de-recursos-ambientais-rapp>>. Acesso em: 2022.

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)**, 2022e. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/tcfa>>. Acesso em: 2022.

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://energiaeambiente.org.br/produto/uso-de-agua-em-termoeletricas>>. Acesso em: 2022.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Análise Prévia dos Leilões de Energia Existente A-4 e A-5 de 25 de Junho de 2021**. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). São Paulo, p. 10. 2021. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/produto/analise-previa-dos-leiloes-de-energia-existente-lee-a-4-e-a-5-de-25-de-junho-de-2021>>. Acesso em: 2022.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Plataforma da Qualidade do Ar. **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2022. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/qualidadedoar>>. Acesso em: 2022.

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: 2021.

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://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/comunicacoes-nacionais-do-brasil-a-unfccc>>. Acesso em: 2022.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Quarta Comunicação Nacional e Relatórios de Atualização Bienal do 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: 2022.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 178 - Destaques de Dezembro de 2021**. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, p. 19. 2022. 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/2021>>. Acesso em: 2022.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Produção Térmica por Usina. **Boletim Diário da Operação**, 2021. Disponível em: <<https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>>. Acesso em: 2021.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Resultados da Operação - Histórico da Operação - Geração de Energia. **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**, 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 2022.

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	2020			2021						
					Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO ₂ e - GWP AR5]	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 AR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e / GWh]
UTE.CM.RS.029767-4	Candiota III	Candiota - RS	Carvão mineral	Rankine	1.242	40%	28%	1.640.984	1.321	2.485	81%	28%	3.263.176	1.313
UTE.CM.SC.001260-2	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo - SC	Carvão mineral	Rankine	894	44%	32%	962.456	1.076	1.393	69%	32%	1.519.199	1.090
UTE.CM.SC.027093-8	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo - SC	Carvão mineral	Rankine	1.444	63%	32%	1.555.663	1.077	1.714	75%	32%	1.842.704	1.075
UTE.CM.SC.027094-6	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo - SC	Carvão mineral	Rankine	1.858	58%	38%	1.682.938	906	1.671	53%	38%	1.511.766	905
UTE.CM.RS.032282-2	Pampa Sul	Candiota - RS	Carvão mineral	Rankine	1.538	51%	38%	1.457.065	947	1.565	52%	32%	1.783.604	1.140
UTE.CM.MA.029700-3	Porto do Itaquí	São Luís - MA	Carvão mineral	Rankine	1.115	35%	40%	960.938	862	1.777	56%	39%	1.564.261	880
UTE.CM.CE.029720-8	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante - CE	Carvão mineral	Rankine	1.785	28%	40%	1.516.780	850	3.829	61%	37%	3.501.060	914
UTE.CM.CE.030098-5	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante - CE	Carvão mineral	Rankine	1.013	32%	40%	871.480	860	2.055	64%	39%	1.783.427	868
UTE.PE.MG.028596-0	Refinaria Gabriel Passos (REGAP)	Betim - MG	Gás de refinaria	Não encontrado	13	NSA*	NSA*	6.159	NSA*	1	NSA*	NSA*	675	NSA*
UTE.PE.PR.002195-4	Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR)	Araucária - PR	Gás de refinaria	Não encontrado	0,2	NSA**	NSA**	80	NSA**	-	-	-	-	-
UTE.GN.AM.027250-7	Aparecida Parte I	Manaus - AM	Gás natural	Brayton	905	62%	35%	528.292	584	915	63%	35%	534.225	584
UTE.GN.MG.001276-9	Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG	Gás natural	Brayton	149	19%	38%	79.287	534	543	71%	38%	290.172	534
UTE.GN.MA.030202-3	Maranhão IV	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás natural	Brayton	1.066	36%	34%	638.913	599	2.082	70%	34%	1.238.165	595
UTE.GN.MA.030203-1	Maranhão V	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás natural	Brayton	1.101	37%	34%	658.245	598	2.082	70%	34%	1.238.165	595
UTE.GN.MA.030196-5	MC2 Nova Venézia 2	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás natural	Brayton	377	24%	34%	226.514	601	1.034	66%	36%	592.526	573
UTE.GN.SP.028076-3	Mogi	Mogi Guaçu - SP	Gás natural	Brayton	6	NSA**	NSA**	3.209	NSA**	7	NSA**	NSA**	3.631	NSA**
UTE.GN.RJ.027243-4	Santa Cruz	Rio de Janeiro - RJ	Gás natural	Brayton	940	31%	33%	587.986	626	1.747	57%	33%	1.073.731	615
UTE.GN.RJ.027952-8	Seropédica	Seropédica - RJ	Gás natural	Brayton	617	20%	37%	335.066	543	1.997	63%	43%	953.456	477
UTE.GN.CE.028358-4	Termoceará	Caucaia - CE	Gás natural	Brayton	42	2%	36%	24.106	571	381	20%	36%	242.927	638
UTE.GN.RJ.028029-1	Termomacacé	Macacé - RJ	Gás natural	Brayton	1.636	20%	38%	870.064	532	5.292	65%	37%	2.904.535	549
UTE.GN.RN.028225-1	Vale do Açú	Alto do Rodrigues - RN	Gás natural	Brayton	1.154	NSA*	NSA*	757.534	NSA*	1.068	NSA*	NSA*	689.512	NSA*
UTE.GN.MS.027075-0	William Ajijona	Campo Grande - MS	Gás natural	Brayton	-	-	-	-	-	0,1	0,01%	38%	49	529
UTE.GN.PR.027733-9	Araucária	Araucária - PR	Gás natural	Combinado	1.286	30%	51%	510.655	397	2.306	54%	51%	915.696	397
UTE.GN.RJ.030769-6	Baixada Fluminense	Seropédica - RJ	Gás natural	Combinado	1.797	39%	53%	683.861	381	3.547	76%	56%	1.289.157	363
UTE.GN.RS.028038-0	Canoas	Canoas - RS	Gás natural	Combinado	538	25%	51%	241.945	450	1.221	56%	50%	582.686	477
UTE.GN.SP.028014-3	Cubatão	Cubatão - SP	Gás natural	Combinado	1.422	NSA*	NSA*	927.497	NSA*	1.626	NSA*	NSA*	973.018	NSA*
UTE.GN.MT.027003-2	Cuiabá	Cuiabá - MT	Gás natural	Combinado	1.106	24%	37%	602.344	545	1.327	29%	44%	613.954	463
UTE.GN.CE.028357-6	Fontaleza	Caucaia - CE	Gás natural	Combinado	224	8%	51%	89.868	401	419	15%	49%	172.465	412
UTE.GN.RJ.032955-0	GNA I	São João da Barra - RJ	Gás natural	Combinado	-	-	-	-	-	2.245	19%	49%	928.752	414
UTE.GN.MG.001096-0	Ibirité	Ibirité - MG	Gás natural	Combinado	551	28%	53%	210.957	383	1.596	81%	57%	573.258	359
UTE.GN.MA.030800-5	Maranhão III	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás natural	Combinado	3.136	69%	52%	1.219.681	389	2.944	65%	51%	1.178.038	400
UTE.GN.AM.031888-4	Mauá 3	Manaus - AM	Gás natural	Combinado	3.911	75%	48%	1.649.359	422	4.059	78%	48%	1.711.483	422
UTE.GN.RJ.001544-0	Norte Fluminense	Macacé - RJ	Gás natural	Combinado	4.907	68%	53%	1.893.747	386	6.501	90%	53%	2.502.891	385
UTE.GN.SP.028191-3	Nova Piratininga	São Paulo - SP	Gás natural	Combinado	728	21%	31%	471.585	647	2.314	68%	43%	1.090.562	471
UTE.GN.SE.032228-8	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros - SE	Gás natural	Combinado	1.094	8%	42%	531.557	486	4.631	33%	61%	1.543.566	333
UTE.GN.BA.027263-9	Termobathia	São Francisco do Conde - BA	Gás natural	Combinado	958	NSA*	NSA*	630.794	NSA*	1.108	NSA*	NSA*	689.351	NSA*
UTE.GN.BA.028206-5	Termocamaçari	Camaçari - BA	Gás natural	Combinado	22	NSA*	NSA*	12.390	NSA*	11	NSA*	NSA*	6.414	NSA*
UTE.GN.PE.028031-3	Termopernambuco	Ipojuca - PE	Gás natural	Combinado	2.497	53%	54%	940.243	377	3.282	70%	54%	1.238.520	377
UTE.GN.RJ.027888-2	Termório	Duque de Caxias - RJ	Gás natural	Combinado	3.670	NSA*	NSA*	1.800.912	NSA*	5.699	NSA*	NSA*	2.978.417	NSA*

NSA*: Não se aplica (usina autoprodutora e de cogeração de vapor e eletricidade)
NSA**: Não se aplica (usina autoprodutora)



Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	2020			2021						
					Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [GWP AR5]	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 AR5]	Taxa de emissão [tCO ₂ e/GWh]
UTE.GN.MS.027975-7	Três Lagoas	Três Lagoas - MS	Gás natural	Combinado	981	29%	45%	438.901	447	1.726	51%	45%	781.940	453
UTE.GN.RS.002913-0	Uruguaiana	Uruguaiana - RS	Gás natural	Combinado	-	-	-	-	-	312	6%	46%	138.989	445
UTE.PE.AM.029499-3	Cristiano Rocha	Manaus - AM	Gás natural	Motor de combustão	570	76%	42%	276.359	484	578	77%	42%	279.232	483
UTE.GN.AM.029272-9	Jaraqui	Manaus - AM	Gás natural	Motor de combustão	515	78%	40%	264.170	513	532	80%	40%	272.835	513
UTE.GN.ES.030054-3	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares - ES	Gás natural	Motor de combustão	1.683	80%	43%	801.166	476	1.645	78%	43%	781.365	475
UTE.GN.AM.029432-2	Manauara	Manaus - AM	Gás natural	Motor de combustão	536	89%	41%	267.705	499	542	91%	40%	273.583	505
UTE.GN.MA.031193-6	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes - MA	Gás natural	Motor de combustão	171	35%	41%	84.119	491	316	64%	41%	155.572	492
UTE.GN.AM.029361-0	Ponta Negra	Manaus - AM	Gás natural	Motor de combustão	530	82%	39%	279.397	527	537	84%	40%	283.062	527
UTE.GN.BA.032545-7	Prosperidade I	Camaçari - BA	Gás natural	Motor de combustão	88	36%	48%	37.327	422	179	73%	42%	87.460	489
UTE.PE.AM.029276-1	Tambaqui	Manaus - AM	Gás natural	Motor de combustão	542	66%	40%	274.974	507	542	67%	40%	275.295	507
UTE.GN.MG.032658-5	UGPU Itabrito	Itabrito - MG	Gás natural	Motor de combustão	1	NSA**	NSA**	351	NSA**	0,2	NSA**	NSA**	114	NSA**
UTE.GN.SP.002904-1	Celpav IV	Jacarei - SP	Gás natural	Não encontrado	-	-	-	-	-	1	NSA**	NSA**	2	NSA**
UTE.GN.PE.029189-7	Pamesa	Cabo de Santo Agostinho - PE	Gás natural	Não encontrado	2	NSA**	NSA**	5	NSA**	2	NSA**	NSA**	6	NSA**
UTE.GN.SP.027956-0	Rhodia Paulínia	Paulínia - SP	Gás natural	Não encontrado	30	NSA**	NSA**	87	NSA**	35	NSA**	NSA**	97	NSA**
UTE.GN.RJ.031153-7	RJR	Rio de Janeiro - RJ	Gás natural	Não encontrado	7	NSA**	NSA**	21	NSA**	1	NSA**	NSA**	3	NSA**
UTE.PE.BA.029555-8	Arembepe	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de combustão	27	2%	33%	22.711	851	402	31%	34%	327.122	814
UTE.PE.BA.028615-0	Bahia I - Camaçari	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de combustão	8	3%	38%	5.448	716	91	33%	44%	58.345	638
UTE.PE.PB.000612-2	Campina Grande	Queimadas - PB	Óleo combustível	Motor de combustão	53	4%	42%	35.395	663	438	30%	45%	271.773	621
UTE.PE.MA.029705-4	Geramar I	Miranda do Norte - MA	Óleo combustível	Motor de combustão	109	7%	43%	70.461	647	683	47%	43%	443.678	650
UTE.PE.MA.029669-6	Geramar II	Miranda do Norte - MA	Óleo combustível	Motor de combustão	97	7%	43%	63.001	647	681	47%	43%	442.327	650
UTE.PE.BA.029653-8	Global I	Candeias - BA	Óleo combustível	Motor de combustão	53	4%	39%	38.378	722	418	32%	39%	300.208	718
UTE.PE.BA.029639-2	Global II	Candeias - BA	Óleo combustível	Motor de combustão	53	4%	39%	38.303	716	421	32%	39%	302.586	718
UTE.PE.CE.029654-6	Maracanã I	Fortaleza - CE	Óleo combustível	Motor de combustão	62	4%	45%	38.376	618	287	20%	44%	182.668	636
UTE.PE.BA.029554-0	Muricy	Camaçari - BA	Óleo combustível	Motor de combustão	36	3%	42%	24.114	664	422	33%	44%	264.771	627
UTE.PE.PE.030120-5	Pernambuco III	Igarassu - PE	Óleo combustível	Motor de combustão	29	2%	42%	19.503	664	80	5%	42%	52.485	660
UTE.PE.PE.028584-6	Petrolina	Petrolina - PE	Óleo combustível	Motor de combustão	23	2%	47%	13.564	595	419	35%	45%	258.348	617
UTE.PE.RS.002192-0	Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)	Canoas - RS	Óleo combustível	Motor de combustão	61	NSA*	NSA*	39.730	NSA*	70	NSA*	NSA*	45.616	NSA*
UTE.PE.PE.029719-4	Suape II	Cabo de Santo Agostinho - PE	Óleo combustível	Motor de combustão	163	5%	44%	103.976	639	1.253	38%	46%	767.809	613
UTE.GN.PE.028326-6	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho - PE	Óleo combustível	Motor de combustão	38	9%	44%	23.914	635	187	43%	45%	115.827	620
UTE.PE.PB.029641-4	Termomordeste	João Pessoa - PB	Óleo combustível	Motor de combustão	124	8%	42%	82.814	669	673	45%	42%	445.043	662
UTE.PE.PB.029638-4	Termoparaíba	João Pessoa - PB	Óleo combustível	Motor de combustão	124	8%	42%	82.597	667	655	44%	42%	431.938	662
UTE.PE.PE.030438-7	U-50 (Refinaria Abreu e Lima)	Ipojuca - PE	Óleo combustível	Motor de combustão	161	NSA**	NSA**	104.541	NSA**	149	NSA**	NSA**	96.867	NSA**
UTE.PE.ES.029664-3	Viana	Viana - ES	Óleo combustível	Motor de combustão	287	19%	44%	181.899	635	1.148	75%	43%	737.192	642
UTE.GN.RJ.029033-0	Termo Norte II	Porto Velho - RO	Óleo diesel	Combinado	-	-	-	-	-	371	12%	41%	220.127	593
UTE.PE.GO.029460-8	Goânia II	Aparecida de Goiânia - GO	Óleo diesel	Motor de combustão	117	10%	37%	76.937	656	223	18%	37%	146.709	657
UTE.PE.GO.001946-1	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás - GO	Óleo diesel	Motor de combustão	52	3%	37%	34.148	652	63	4%	36%	42.686	673
UTE.PE.PE.029561-2	Pau Ferro I	Igarassu - PE	Óleo diesel	Motor de combustão	14	2%	38%	8.704	635	235	29%	39%	145.850	620
UTE.PE.RN.028655-9	Potiguar	Macailiba - RN	Óleo diesel	Motor de combustão	12	2%	38%	7.283	630	94	20%	37%	60.186	641
UTE.PE.RN.029556-6	Potiguar III	Macailiba - RN	Óleo diesel	Motor de combustão	12	2%	38%	7.167	630	89	15%	37%	57.108	641
UTE.PE.AP.049991-9	Santa Rita	Macapá - AP	Óleo diesel	Motor de combustão	5	2%	38%	3.163	639	0,1	0,1%	38%	75	640
UTE.PE.AP.049990-0	Santana II	Santana - AP	Óleo diesel	Motor de combustão	6	2%	38%	4.030	635	0,3	0,1%	39%	155	620
UTE.PE.RJ.027887-4	Termo Norte I	Porto Velho - RO	Óleo diesel	Motor de combustão	-	-	-	-	-	134	24%	45%	72.012	536
UTE.PE.PE.029562-0	Termomanaus	Igarassu - PE	Óleo diesel	Motor de combustão	21	2%	38%	13.240	635	171	38%	39%	291.774	620
UTE.PE.GO.028654-0	Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	Óleo diesel	Motor de combustão	55	12%	38%	35.165	635	218	46%	39%	135.129	620

NSA*: Não se aplica (usina autoprodutora e de cogeração de vapor e eletricidade)
NSA**: Não se aplica (usina autoprodutora)



energiaambiente.org.br