iema
Instituto de Energia
e Meio Ambiente

ANO-BASE 2024

5º 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

iema
Instituto de Energia e Meio Ambiente

5º 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 2024)

Dezembro de 2025

Coordenação:
Raissa Gomes

Revisão e edição:
Helen Sousa
Ingrid Graces
Raissa Gomes

Equipe técnica:
André Luis Ferreira
Felipe Barcellos e Silva
Helen Sousa
Ingrid Graces
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo

Comunicação:
Isis Rosa Nóbile Diniz
Nicole Dejarmes Silva

Projeto gráfico:
Mario Kanno

Apoio:
Charles Stewart Mott Foundation

Sobre o IEMA:

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

Quem somos:

André Luis Ferreira
Anton Altino Schwyter
David Shiling Tsai
Fabio Galdino
Felipe Barcellos e Silva
Gabrielly de Castro Alves
Helen Sousa
Ingrid Graces
Isis Rosa Nóbile Diniz
Mariana Calviello Meira Ramos
Meiriele Alvarenga Cumplido
Mônica Takeda
Nicole Dejarmes Silva
Raissa Gomes
Ricardo Baitelo
Vinicius Oliveira

Fale conosco:

Rua Artur de Azevedo, 1212, sala 91, Pinheiros, São Paulo (SP), CEP 05404-003
Telefone: +55 11 3476-2850
https://energiaeambiente.org.br/
energiaeambiente@energiaeambiente.org.br

Acompanhe nossas redes sociais:

https://twitter.com/iema_instituto

https://www.linkedin.com/company/instituto-de-energia-e-meio-ambiente/

https://www.facebook.com/institutoenergiaeambiente/

https://www.instagram.com/energiaeambiente/

https://bsky.app/profile/iema.bsky.social

APRESENTAÇÃO

Desde o início dos anos 2010, a matriz elétrica brasileira vem passando por uma transição, na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica deu lugar a uma crescente diversificação das fontes de geração, inicialmente impulsionada principalmente pela geração termelétrica fóssil. As renováveis não hidrelétricas apresentaram crescimento expressivo a partir de 2015, alcançando quase 32% da geração elétrica do país em 2024. Nesse contexto, as termelétricas fósseis têm atuado como complemento à geração hidrelétrica em períodos de baixa pluviosidade e, devido a limitações estruturais do sistema na transição renovável em curso, como garantia de segurança de operação, especialmente em momentos de pico de demanda.

Diante das implicações ambientais, sociais e econômicas associadas à expansão termelétrica, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) vem se dedicando a um conjunto de estudos e análises com o intuito de chamar a atenção do governo, de organizações não governamentais, de formadores de opinião, de pesquisadores e da sociedade em geral para os impactos ambientais dessas usinas. Os resultados têm sido divulgados visando fornecer subsídios ao processo de avaliação, licenciamento ambiental e habilitação de empreendimentos a leilões de energia. Além disso, busca-se contribuir com o compartilhamento de informações e com a tomada de decisão sobre a viabilidade de novos projetos.

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

Com esses estudos, consolidou-se uma base de dados com parâmetros técnicos e ambientais das usinas, tais como: combustível utilizado, ciclo termodinâmico, tipos de sistemas de controle adotados, potencial de emissões atmosféricas e uso de água para resfriamento. Em seguida, aprimorou-se uma metodologia de consolidação de dados, incluindo critérios para casos de informações ausentes ou pouco consistentes. **O presente documento sistematiza esses dados em *rankings* de emissões de usinas termelétricas fósseis que forneceram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2024, bem como de seus respectivos proprietários.**

Essa publicação, divulgada em dezembro de 2025, se mostra oportuna diante da divulgação do Leilão de Reserva de capacidade de 2026 (EPE, 2025c), a ser realizado em março, que pode contratar novas usinas a carvão e gás natural para um horizonte de 15 anos. Os contratos firmados neste leilão poderão levar a usinas vinculadas ao sistema até 2046.

Assim, o contexto atual do setor elétrico apresenta riscos para seus planos de descarbonização rumo a uma matriz 100% renovável, também para a melhoria da qualidade do ar no país. Ainda que a geração termelétrica se faça necessária no momento atual para assegurar potência firme em períodos de baixa hidraulicidade e picos de demanda, é essencial criar caminhos que permitam que a integração do sistema renovável dependa cada vez menos dessa fonte, de modo a viabilizar uma transição energética mais alinhada com metas de redução de emissões e segurança de suprimento ao longo das próximas décadas.

Com esta quinta edição do inventário, o IEMA fornece informações críticas sobre os impactos ambientais de usinas termelétricas nos últimos anos, subsidiando a análise da operação fóssil atual e de futuras contratações.

RESUMO EXECUTIVO

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Matriz elétrica em transição

- **A geração termelétrica proveniente do conjunto de 67 usinas contidas neste estudo (usinas termelétricas, UTEs, a combustíveis fósseis que forneceram eletricidade ao SIN) foi de 39,5 TWh em 2024. Ao todo, 29,8 TWh foram produzidos a partir do gás natural (43 plantas), correspondendo a 75% do total.**

- O carvão mineral, segundo em geração, foi responsável por 8,9 TWh, contribuindo, portanto, com 23% da produção de eletricidade fóssil. Já o óleo combustível e óleo diesel tiveram participação muito mais discreta, com produção conjunta inferior a 1 TWh.

- A geração fóssil injetada no SIN apresentou aumento de 2023 para 2024 , com uma variação bruta de 12,6 TWh. Esse crescimento foi impulsionado principalmente pela geração a gás natural, que aumentou 11,1 TWh de 2023 para 2024, representando um salto de 60% em relação ao ano anterior.

- O gás natural segue predominante no despacho térmico do SIN, sendo sistematicamente a principal fonte fóssil acionada, independentemente do volume total de geração ano a ano.

- 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 2004 a 2024, a geração total de energia elétrica cresceu 94%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 49%.** Ainda assim**,** a hidroeletricidade ainda ocupa a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 56% de toda eletricidade gerada em 2024.

- As fontes hidrelétrica e termelétrica fóssil têm funcionado de maneira complementar nos últimos anos, tendo sua soma se mantido estável desde 2016.

- Em 2024 o sistema elétrico brasileiro apresentou recorde histórico de crescimento em sua geração, tendo um aumento líquido de 43 TWh,

- **A geração termelétrica fóssil total cresceu 17%, passando de 64 TWh em 2023 para 74,4 TWh em 2024.**

- **O crescimento líquido da oferta de eletricidade no país tem sido sustentado primordialmente pelas fontes solar e eólica, que ampliaram de forma contínua sua participação na matriz e alcançaram, em 2024, aproximadamente 14% (108 TWh) e 9% (71 TWh) da geração total, respectivamente.**

- **O acionamento das termelétricas ocorre em um contexto de desafios estruturais do sistema**

elétrico brasileiro frente a integração da crescente geração renovável não hidrelétrica que justificam a necessidade de operação dessas usinas para garantir estabilidade e potência firme.

- Embora a geração termelétrica fóssil tenha representado apenas 10% da matriz em 2024, observa-se um aumento na produção e na proposição de novos projetos nos últimos anos.

- O principal desafio não reside apenas nas emissões anuais, que variam conforme o acionamento das usinas, mas no **comprometimento estrutural do sistema elétrico com projetos fósseis de longo prazo.**

- **Na conjuntura atual, a geração termelétrica é necessária para assegurar potência firme em períodos de baixa hidraulicidade e picos de demanda, mas é essencial criar caminhos que reduzam gradualmente a dependência dessa fonte, permitindo que o sistema renovável assuma um papel central e alinhado às metas de redução de emissões e à segurança do suprimento nas próximas décadas.**

Geração por usina termelétrica

- **Apenas cinco usinas responderam por mais de 40% da geração termelétrica inventariada**: Parnaíba I + Parnaíba V, com 4,4 TWh (11,1%); Mauá 3, com 3,6 TWh (9,1%); Marlim Azul, com 2,9 (7,4%); , com 2,7 TWh (6,7%), e Parnaíba II, com 2,4 TWh (6,0%)

- Além disso, 65% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas e **a quase totalidade da eletricidade produzida em 2024 (96%) foi disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por somente 34 usinas.**

RANKING DE GERAÇÃO POR USINA TERMELÉTRICA

● Gás natural ● Carvão mineral

	Usina		Geração [GWh]	
1	**Parnaíba I + Parnaíba V** Santo Antônio dos Lopes	MA	**4.401**	11,1%
2	**Mauá 3** Manaus	AM	**3.611**	9,1%
3	**Marlim Azul** Macaé	RJ	**2.917**	7,4%
4	**Termorio** Duque de Caxias	RJ	**2.664**	6,7%
5	**Parnaíba II** Santo Antônio dos Lopes	MA	**2.361**	6,0%
6	**Norte Fluminense** Macaé	RJ	**2.202**	5,6%
7	**Jorge Lacerda IV** Capivari de Baixo	SC	**2.154**	5,5%
8	**GNA I** São João da Barra	RJ	**2.133**	5,4%
9	**Pampa Sul** Candiota	RS	**2.086**	5,3%
10	**Cubatão** Cubatão	SP	**1.187**	3,0%

Eficiência energética

- **As três usinas com menor eficiência energética – fator que indica a parcela da energia liberada pelo combustível convertida em eletricidade – são a carvão mineral:** Jorge Lacerda I e II, Candiota III e Figueira.

- No total, cinco das dez usinas com menores eficiências são movidas a carvão mineral, cuja eficiência média ficou em torno de 33%.

- **Entre aquelas com maior eficiência, encontram-se 12 usinas a gás natural - ciclo combinado.**

Distribuição da geração no território

- Os subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste representaram cada um cerca de 37% da geração nacional, gerando juntos 29,4 TWh.

- **Cinco estados, Rio de Janeiro, Maranhão, Amazonas, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, responderam por 88% da geração fóssil nacional.**

- As termelétricas a combustíveis fósseis ligadas ao SIN estão distribuídas em 39 municípios, mas **69% da geração de 2024 esteve concentrada em apenas cinco: Santo Antônio dos Lopes (MA), Manaus (AM), Macaé (RJ), Capivari de Baixo (SC) e Candiota (RS).**

GASES DE EFEITO ESTUFA

Emissões por usina termelétrica

- **Ao todo, as 67 usinas aqui inventariadas emitiram 23,2 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_2e) em 2024, representando um aumento de 29% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2023.** Esse aumento de emissões é reflexo de um aumento da geração após dois anos de queda na geração termelétrica.

- **Apenas dez usinas emitiram 62% dos gases de efeito estufa (GEE)**, quatro movidas a carvão mineral como combustível principal e outras seis a gás natural. Quase a totalidade do CO_2e inventariado (97%) foi proveniente de somente 34 plantas, representando quase metade das usinas fósseis do SIN inventariadas no ano-base de 2024.

- A usina Pampa Sul se destaca em 2024 como a maior emissora de GEE, sendo responsável por 11% das emissões totais registradas – 2,5 milhões tCO_2e.

RANKING DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

Gás natural · Carvão mineral · Óleo diesel · Óleo combustível

	Usina		Emissões [mil de toneladas de CO_2e]	
1	**Pampa Sul** Candiota	RS	**2.495**	10,8%
2	**Jorge Lacerda IV** Capivari de Baixo	SC	**1.820**	7,8%
3	**Parnaíba I + Parnaíba V** Santo Antônio dos Lopes	MA	**1.706**	7,4%
4	**Candiota III** Candiota	RS	**1.506**	6,5%
5	**Mauá 3** Manaus	AM	**1.418**	6,1%
6	***Termorio** Duque de Caxias	RJ	**1.304**	5,6%
7	**Jorge Lacerda III** Capivari de Baixo	SC	**1.301**	5,6%
8	**Marlim Azul** Macaé	RJ	**1.022**	4,4%
9	**Norte Fluminense** Macaé	RJ	**941**	4,1%
10	**Parnaíba II** Santo Antônio dos Lopes	MA	**914**	3,9%

*A Usina Termorio é 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 (tCO_2e/GWh)

- A taxa de emissão é determinada pela divisão entre as emissões e a geração de eletricidade de uma planta. A figura abaixo apresenta as dez usinas termelétricas que apresentaram maiores taxas de emissões em 2024. Observa-se que nove das dez maiores taxas correspondem a usinas a carvão mineral. Aspectos operacionais que influenciam esses indicadores são discutidos ao longo do relatório.

- Entre 2023 e 2024, a taxa média de emissão das termelétricas fósseis caiu 12%, passando de 671 tCO_2e/GWh para 589,5 tCO_2e/GWh, resultado principalmente da redução da participação das usinas a carvão na geração de eletricidade.

- Para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo — considerando a geração hidrelétrica, eólica, solar, nuclear e termelétrica, tanto renovável quanto fóssil — o aumento da geração fóssil em 2024 resultou em elevação da taxa global de emissão, que alcançou 33 tCO_2e/GWh. Esse valor é cerca de 22% superior ao registrado em 2023 (27 tCO_2e/GWh), embora ainda bem inferior ao patamar observado em 2021 (93 tCO_2e/GWh).

TAXA DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

Carvão mineral - Ciclo rankine
Óleo combustível - Motor de Combustão

	Usina		Taxa de emissões [tCO_2e/GWh]
1	**Figueira** Figueira	PR	**1.408**
2	**Candiota III** Candiota	RS	**1.380**
3	**Pampa Sul** Candiota	RS	**1.196**
4	**Jorge Lacerda I e II** Capivari de Baixo	SC	**1.190**
5	**Jorge Lacerda III** Capivari de Baixo	SC	**1.109**
6	**Porto do Pecém II** São Gonçalo do Amarante	CE	**897**
7	**Porto do Pecém I** São Gonçalo do Amarante	CE	**897**
8	**Porto do Itaqui** São Luís	MA	**883**
9	**Jorge Lacerda IV** Capivari de Baixo	SC	**845**
10	**Global II** Candeias	BA	**720**

Emissões por empresas geradoras

- A geração termelétrica fóssil e as emissões de CO_2e 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, **quase 67% de toda geração fóssil inventariada para 2024 foi de responsabilidade de apenas cinco empresas**: Eneva (21,7%), Petrobras (17,8%), Eletrobras (11,9%), Fram Capital (10%) e Électricité de France (EDF) (5,6%).

- **As emissões de GEE também ficaram concentradas em um pequeno grupo de empresas: 65% das emissões foram de responsabilidade de cinco companhias –** Fram Capital Energy (16,7%) Eneva (16,6%), Petrobras (16,1%), Eletrobras (8,9%) e J&F (6,5%).

- **A Eneva aumentou seu portfólio fóssil em quase 860 MW de potência instalada em 2024.** A empresa adquiriu as usinas capixabas Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW), Povoação 1 (75 MW), Viana (175 MW) e Viana I (37 MW), anteriormente vinculadas ao BTG Pactual, além das usinas Geramar I e II, cada uma com 166 MW, também sob participação majoritária do BTG.

- **Essa empresa,** que já figurava como uma das grandes empresas geradoras de termoeletricidade fóssil no SIN em anos anteriores, **foi pela primeira vez a maior geradora, ocupando um espaço que desde 2020 (primeiro ano-base dos inventários) era da Petrobras.**

Taxa de emissões por empresa geradora (tCO_2e/GWh)

- **As maiores taxas específicas de emissão observadas em 2024 estiveram associadas a empreendedores detentores de usinas a carvão mineral. Copel, J&F, Perfin, Starboard e Fram Energy apresentaram taxas de emissão próximas ou superiores a 1.000 tCO_2e/GWh.**

- Em contraste, a Eneva — segunda maior emissora em termos absolutos no período — apresentou taxa de emissão de 450 tCO_2e/GWh, inferior à média das termelétricas fósseis de serviço público do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Emissões de GEE no território

- O subsistema Sul foi o maior emissor de 2024, sendo responsável por 34% do total de emissões inventariadas, principalmente devido ao importante montante de energia produzida

RANKING DE EMISSÕES POR EMPRESAS GERADORAS

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

	Empresa	Emissões [mil de toneladas de CO_2e]	
1	Fram Capital Energy	3.882	16,7%
2	Eneva S.A.	3.853	16,6%
3	Petrobras	3.726	16,1%
4	Eletrobras	2.056	8,9%
5	J&F Investimentos S.A	1.511	6,5%
6	Perfin Space X	1.248	5,4%
7	Starboard	1.248	5,4%
8	Électricité de France S.A.	941	4,1%
9	Ceiba Energy LP	602	2,6%
10	Infraest. Brasil Holding III S.A.	512	2,2%

*Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

RANKING DE EMISSÕES POR MUNICÍPIO

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

	Município	Emissões [mil de toneladas de CO_2e]	
1	Candiota RS	4.001	17,3%
2	Capivari de Baixo SC	3.882	16,8%
3	Manaus AM	3.315	14,3%
4	Santo Antônio dos Lopes MA	2.935	12,7%
5	Macaé RJ	2.209	9,5%
6	São Gonçalo do Amarante CE	1.331	5,7%
7	Duque de Caxias RJ	1.304	5,6%
8	Cubatão SP	837	3,6%
9	São João da Barra RJ	730	3,2%
10	Seropédica RJ	543	2,3%

nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, mais especificamente nos municípios de Candiota (17,5%) e Capivari de Baixo (16,7%), sedes de usinas relevantes a carvão mineral.

- O estado do Rio de Janeiro é o maior emissor de GEE, sendo responsável por quase 23% da emissões inventariadas – 5,2 milhões tCO_2e.

- **Cinco municípios responderam por quase 70,5% das emissões inventariadas:** Candiota (RS), Capivari de Baixo (SC), Manaus (AM), Santo Antônio dos Lopes (MA) e Duque de Caxias (RJ). Assim como no ano anterior, Candiota se destaca como município mais emissor.

ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NO_X)

- **Foram listadas as emissões de poluentes do ar (NO_X) de apenas 35 das 67 termelétricas a combustíveis fósseis.** Para as demais usinas, as informações não estavam presentes na plataforma de dados abertos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou eram inconsistentes.

- **As dez termelétricas com maiores emissões de NO_X disponibilizadas estão localizadas, respectivamente, nos seguintes municípios: Capivari de Baixo (SC), Candiota (RS), Duque de Caxias (RJ), São Gonçalo do Amarante (CE), Santo Antônio dos Lopes (MA), Cubatão (SP), Porto do Itaqui (MA) e Viana (ES).**

- **Dos 39 municípios incluídos neste inventário, 13 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira.**

- A julgar pelos projetos de termelétricas cadastrados nos recentes leilões de energia elétrica, o adensamento de usinas em um mesmo território parece ser uma tendência para o futuro próximo, o que pode causar impactos ainda mais relevantes na qualidade do ar dessas localidades. Tal situação tem se verificado próximo de complexos industriais e portuários integrados a terminais de gás natural liquefeito (GNL).

ESCOPO

- A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas inventariadas contém termelétricas de serviço público e autoprodutoras – usinas acopladas a indústrias para suprirem essencialmente suas próprias demandas por eletricidade – que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de 2020 a 2024, excluindo as plantas movidas a combustíveis renováveis e as unidades para as quais não foi possível identificar os combustíveis empregados. Nessa edição, usinas com menos de 2 GWh de geração não foram inventariadas, uma vez que representavam apenas 0,002% da geração total. A geração termelétrica nos Sistemas Isolados (Sisol), supridos por pequenas ou médias usinas com pouca disponibilidade de informações, também está fora do escopo desta edição do inventário.

- Um desafio importante para a elaboração deste inventário foi a dificuldade de obtenção de informações de qualidade e acessíveis publicamente, especialmente no que se refere a indicadores ambientais das usinas termelétricas e de seus controladores. Ficou evidente que há uma longa distância a percorrer no Brasil, tanto para uma efetiva gestão pública do meio ambiente quanto para a implementação transparente e consistente das recentes práticas manifestas de Governança Ambiental, Social e Corporativa (ESG - Environmental, Social and Corporate Governance) por parte das empresas do setor elétrico.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN: Balanço Energético Nacional

CH_4: Metano

CO: Monóxido de Carbono

CO_2: Dióxido de Carbono

CO_2e: 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.

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ESG: Environmental, Social and Corporate Governance

FC: Fator de Capacidade

GEE: Gases de Efeito Estufa

GNL: Gás Natural Liquefeito

GWh: Gigawatt-hora

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

IPCC: Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

J: Joule

kg: Quilogramas

MCTI: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Material Particulado

N: Norte

N_2O: Óxido Nitroso

NE: Nordeste

NO_x: Óxidos de Nitrogênio

Oema: Órgão Estadual de Meio Ambiente

OMS: Organização Mundial da Saúde

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

Petrobras: Petróleo Brasileiro S.A.

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

S: Sul

S.A.: Sociedade Anônima

SE/CO: Sudeste/Centro-Oeste

Siga: Sistema de Informações de Geração da Aneel

Sigel: Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico

SIN: Sistema Interligado Nacional

Sisol: Sistema Isolado

SO_x: Óxidos de Enxofre

t: tonelada

TCFA: Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental

tep: tonelada equivalente de petróleo

TJ: Terajoule

TWh: Terawatt-hora

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

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO 3

RESUMO EXECUTIVO 5

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 5

GASES DE EFEITO ESTUFA 7

ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NOX) 9

ESCOPO 9

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS 10

1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 12

1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil 12

1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024 16

2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA 24

2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024 24

2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024 28

2.3 Taxas de emissão de CO2e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024 31

3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS 35

3.1 Taxas de emissão de CO2e das empresas geradoras 41

4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS 43

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 47

6. METODOLOGIA DETALHADA 49

6.1 Fontes de informação 49

6.2 Procedimentos de cálculo 54

6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2024 57

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 58

ANEXO 61

Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência 61

1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil

Desde o início dos anos 2010, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica ocorre a taxas inferiores às observadas historicamente. No gráfico da Figura 1, é possível observar que, a partir de 2011, começa a ocorrer um certo descolamento entre as curvas referentes à geração hidráulica e à geração total brasileira. **Assim, de 2004 a 2024, a geração total de energia elétrica cresceu 94%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 31%.**

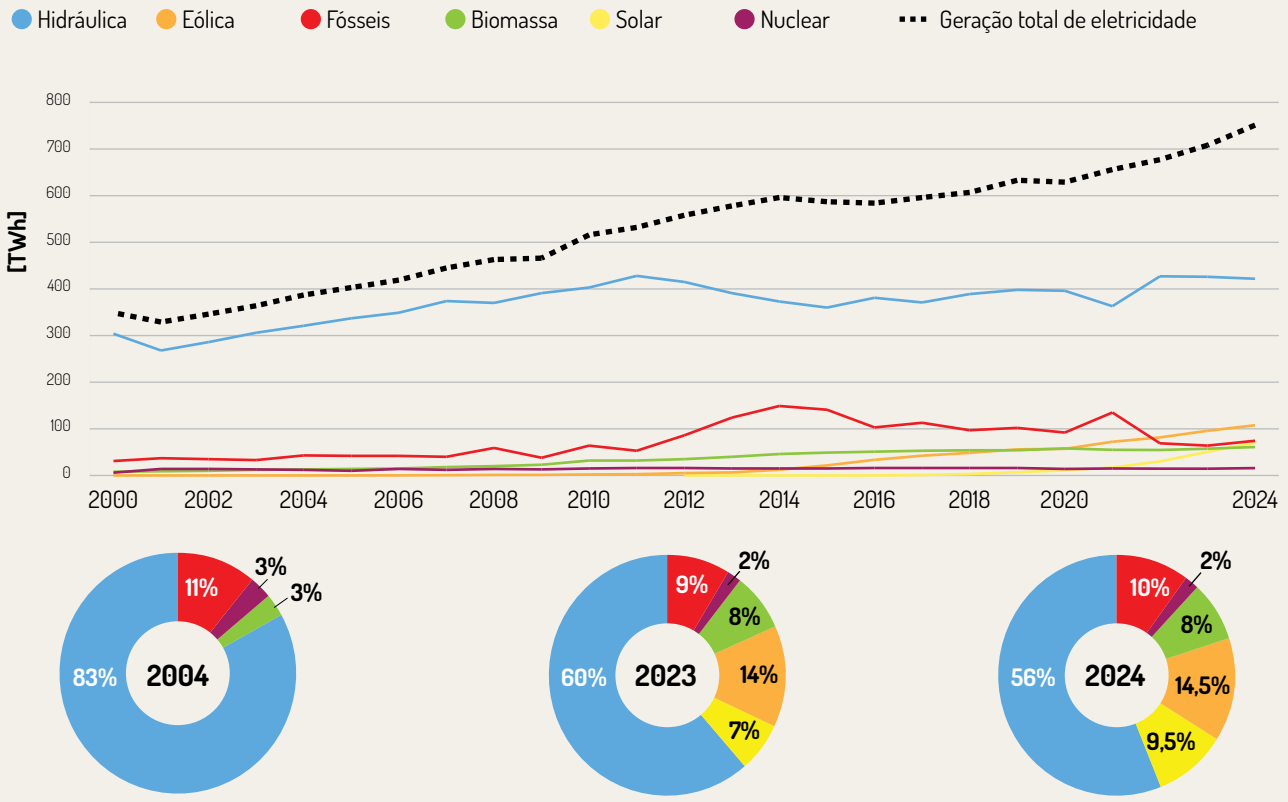
A hidroeletricidade ainda ocupa, com folga, a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 56% de toda geração em 2024. Nesse sentido, é sabido que o regime hidrológico tem grande influência sobre a produção nacional de eletricidade: se, em 2021, a forte crise hídrica reduziu a geração hidrelétrica em 8% em comparação a 2020 (maior queda desde 2001), a recuperação dos reservatórios nos últimos anos fez com que a geração hidroelétrica voltasse a patamares elevados, alcançando valores médios em torno de 425 TWh.

Não obstante, a geração termelétrica fóssil – que teve crescimento expressivo no começo da década de 2010 – tem operado como fonte complementar à hidrelétrica: a soma dessas duas fontes permanece relativamente estável, na faixa de 480 a 500 TWh desde 2016, refletindo diretamente as oscilações hidrológicas. O crescimento líquido da oferta de eletricidade no país tem sido sustentado primordialmente pelas fontes solar e eólica, que ampliaram de forma contínua sua participação na matriz e alcançaram, em 2024, aproximadamente 14% (108 TWh) e 9% (71 TWh) da geração total, respectivamente.

Apesar do crescimento das fontes renováveis, em 2024, o leve declínio da geração hidrelétrica (-4 TWh), o aumento expressivo da demanda e geração de energia (recorde histórico, com incremento de 43,2 TWh na geração total) e a necessidade de reforçar a segurança operacional do sistema, especialmente em ponta de carga[1], fizeram com que a **geração termelétrica fóssil crescesse 17%, passando de 64 TWh em 2023 para 74,4 TWh em 2024.**

1 A ponta de carga corresponde ao período de maior demanda horária do sistema elétrico, quando é necessário acionar recursos adicionais de potência – incluindo usinas termelétricas – para garantir o atendimento e a estabilidade operativa do SIN

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



Nota: A geração atribuída ao biodiesel presente no óleo diesel foi alocada dentro da geração termelétrica fóssil.
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2025b.

O acionamento das termelétricas ocorre em um contexto de desafios estruturais do sistema elétrico brasileiro, relacionados à variabilidade das fontes renováveis, à inflexibilidade operativa e a fenômenos como o curtailment e restrições de transmissão[2], que ainda limitam a plena integração da energia renovável e justificam a necessidade de operação dessas usinas para garantir estabilidade e potência firme.

Vale lembrar que a termeletricidade fóssil pode ser proveniente tanto de usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), centrais elétricas de serviço público ou centrais elétricas autoprodutoras com excedente de geração e aptas a comercializarem eletricidade, quanto de usinas que não injetam nesse sistema, isto é, plantas dos denominados Sistemas Isolados (Sisol)[3] 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, 2025) apresentava apenas usinas conectadas ao SIN despachadas pela ONS, impossibilitando, portanto, a apresentação de informações relacionadas às usinas do Sisol ou àquelas de autoprodução que não injetaram energia na rede pública de transmissão e distribuição de eletricidade. Dessa forma, é importante frisar que, conforme ilustra a figura a seguir, **este inventário tem como escopo as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao SIN entre 2020 e 2024**[4] (excluindo as plantas cujos combustíveis não foi possível determinar[5]). Além disso, usinas com menos de 2 GWh de geração não foram inventariadas, uma vez que representavam apenas 0,002% da geração total.

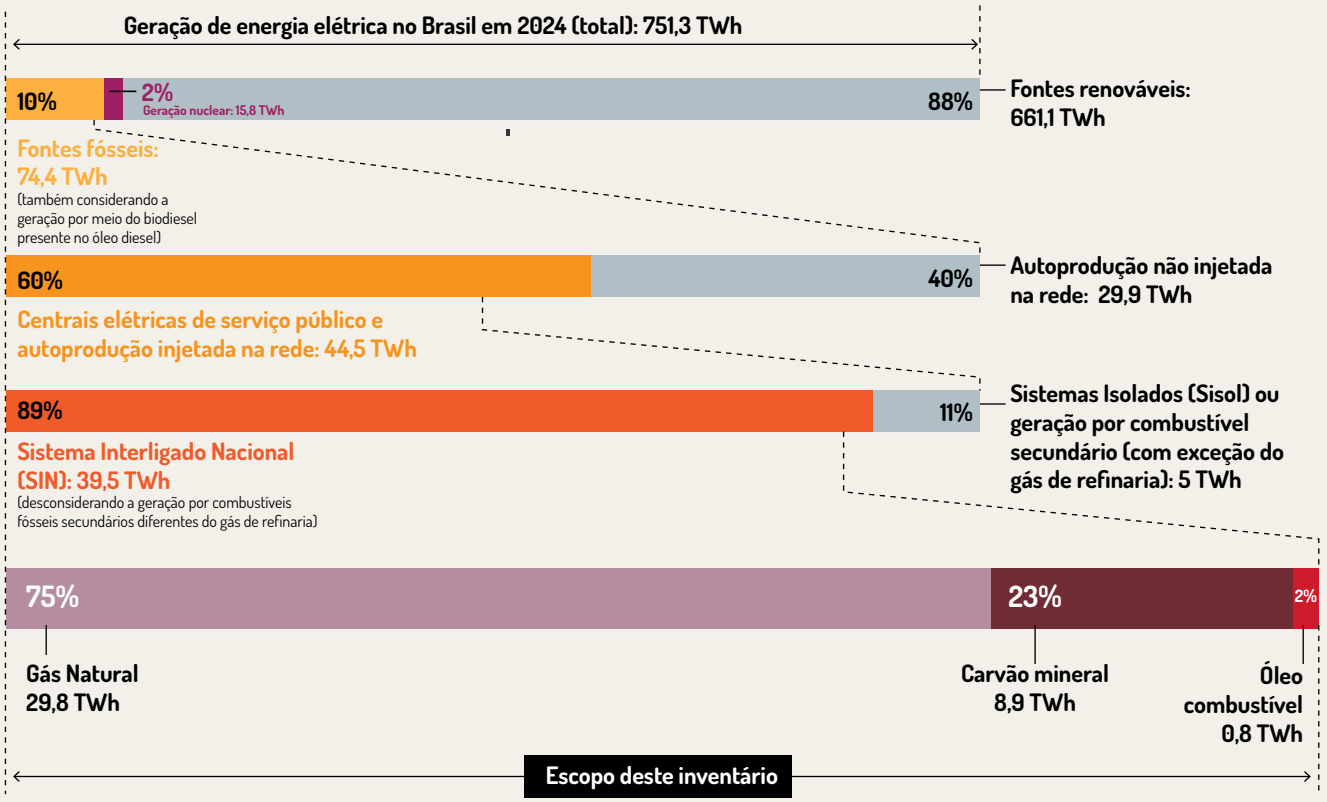
2 **Variabilidade:** Flutuações naturais na produção de fontes renováveis, como solar e eólica, que dependem do clima e do horário do dia.
Inflexibilidade operativa: Limitações do sistema ou das usinas em responder rapidamente a mudanças na demanda ou na oferta.
Curtailment: Redução ou interrupção forçada da produção de energia elétrica por usinas (especialmente renováveis), para manter equilíbrio entre oferta e demanda e a estabilidade da rede. Ocorre quando há excesso de geração, baixa demanda ou limitações de transmissão, resultando em energia potencialmente perdida.
Restrições de transmissão: Limitações na capacidade das linhas e sistemas de transmissão de transportar energia de onde ela é gerada até os centros de consumo.

3 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.

4 Embora as térmicas autoprodutoras que injetaram no SIN em 2024 estejam aqui incluídas, vale ressaltar que apenas 0,1% da geração inventariada é de responsabilidade dessa categoria de usinas.

5 Algumas usinas listadas na base de dados da ONS possuíam informações divergentes a respeito do combustível empregado, o que impossibilitava a estimativa de emissões. Por isso, tais usinas foram retiradas deste inventário. Mais informações podem ser acessadas no capítulo referente a metodologia deste trabalho.

FIGURA 2 **Escopo coberto neste inventário (ano-base 2024)**



Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2025b; e EPE, 2025b.

As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis conectadas ao SIN geraram 39,5 TWh em 2024, dos quais 29,8 TWh (75%) foram produzidos a partir do gás natural. O carvão mineral, segundo em geração, foi responsável por 8,9 TWh, contribuindo, portanto, com 23% da produção de eletricidade fóssil. Já o óleo combustível e óleo diesel tiveram participação muito mais discreta, com produção conjunta inferior a 1 TWh.

A figura a seguir destaca a predominância do gás natural no despacho térmico do SIN, sendo sistematicamente a principal fonte fóssil acionada, independentemente do volume total de geração.

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.

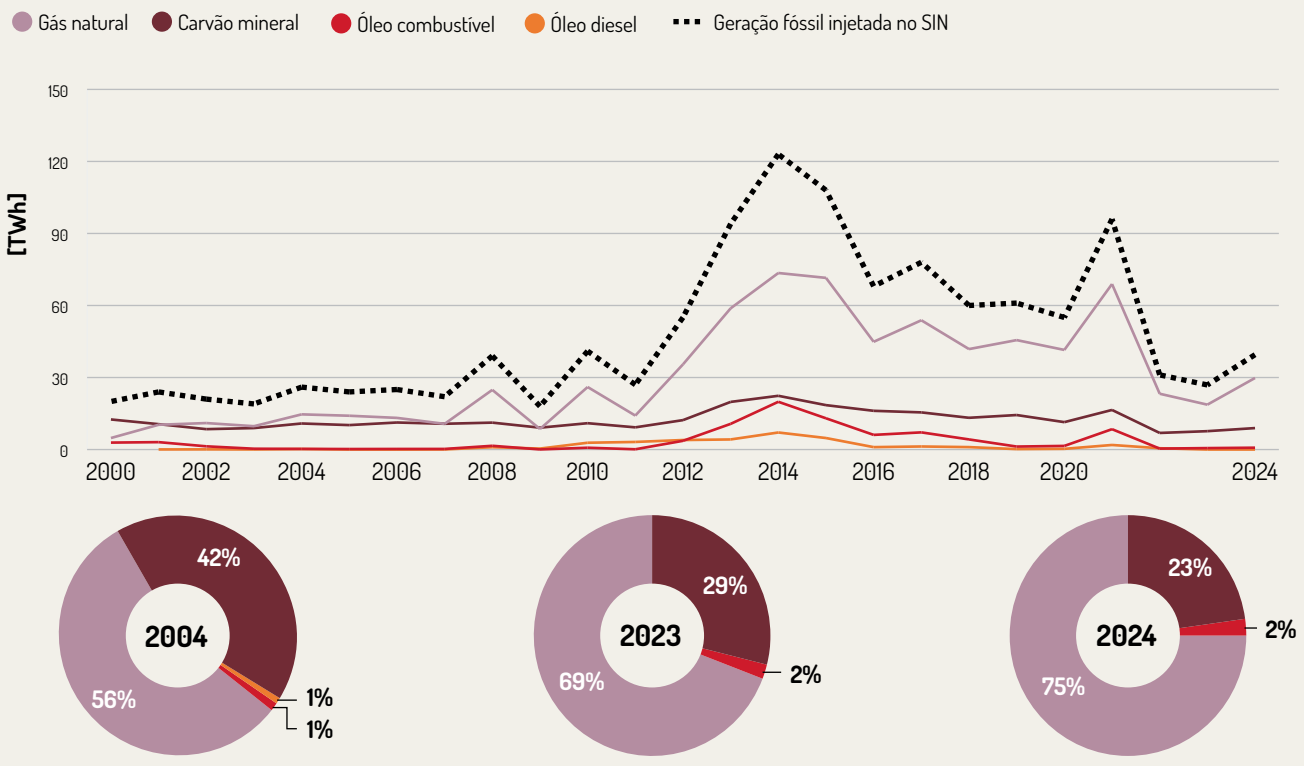
Em 2024, as usinas de autoprodutores geraram 156,6 TWh, o que equivale a 21% do total de energia elétrica ofertado no Brasil (EPE, 2025b).

Considerando apenas a termeletricidade fóssil, o montante de energia gerada em 2024 nas mais de 60 térmicas fósseis de autoprodutores foi de 31,1 TWh, valor que representou 41,8% de toda geração fóssil no país (EPE, 2025b).

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

A produção de combustíveis é a principal atividade econômica a utilizar autoprodução fóssil: em 2024, 60% (18,7 TWh) da eletricidade gerada nessa modalidade foi proveniente de usinas vinculadas à exploração de petróleo e gás ou ao refino de petróleo (EPE, 2025a). 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.

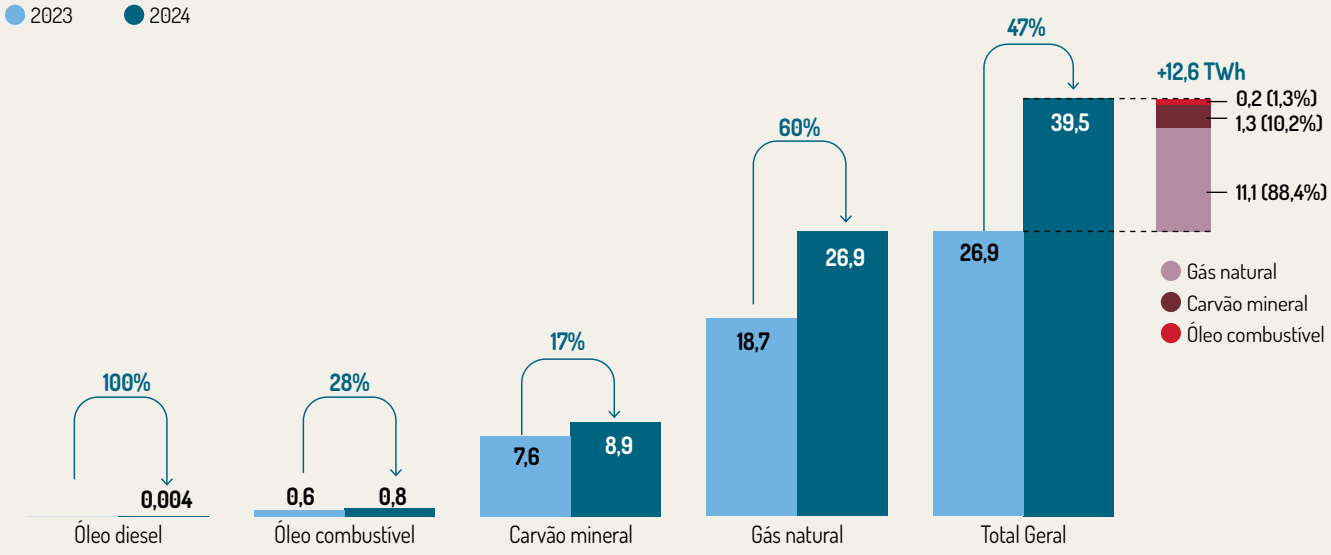
FIGURA 3 **Geração fóssil de eletricidade por combustível em centrais elétricas do SIN**



Elaboração própria a partir de ONS, 2025b.

De maneira geral, a geração fóssil injetada no SIN apresentou aumento de 2023 para 2024 , com uma variação bruta de 12,6 TWh. Esse crescimento foi impulsionado principalmente pela geração a gás natural, que aumentou 11,1 TWh de 2023 para 2024, representando um salto de 60% em relação ao ano anterior.

FIGURA 4 Variação de geração por combustível nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2023 e 2024 (TWh)



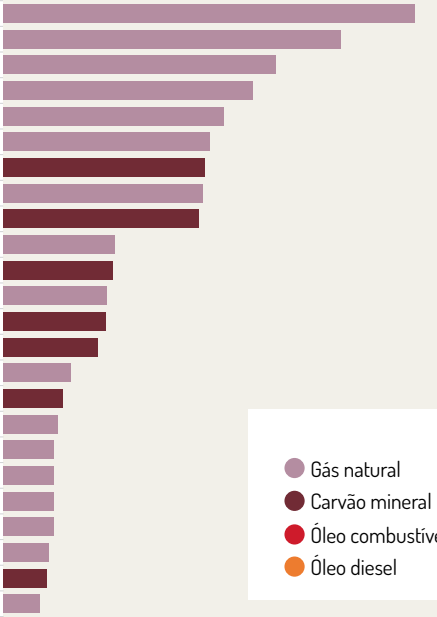
1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024

Em 2024, 67 termelétricas a combustíveis fósseis operaram no Sistema Interligado Nacional (SIN), gerando 39,5 TWh: 43 plantas movidas a gás natural como combustível principal, nove a carvão mineral, 14 a óleo combustível e uma a óleo diesel. As gerações de cada uma delas, os respectivos combustíveis principais utilizados e os locais onde estão instaladas são explicitados na próxima figura.

Um ponto a destacar é a concentração da geração em um número relativamente pequeno de usinas. A tabela 1 mostra que **cinco usinas responderam por 40% da geração termelétrica** aqui inventariada. Essas termelétricas são todas a gás natural: Parnaíba I + Parnaíba V, com 4,4 TWh (11,1%); Mauá 3, com 3,6 TWh (9,1%); Marlim Azul, com 2,9 (7,4%); Termorio, com 2,7 TWh (6,7%), e Parnaíba II, com 2,4 TWh (6,0%). Além disso, vale destacar que 65% da geração total inventariada provieram de apenas dez usinas, e a quase totalidade da eletricidade disponibilizada ao SIN em 2024 (96%) foi produzida por um pouco mais da metade do conjunto total de usinas (34 usinas).

FIGURA 5 **Eletricidade gerada por termelétrica fóssil do SIN em 2024, com destaque para o combustível principal de cada planta**

	Usina	Município	UF	Geração [GWh]	
1	Parnaíba I + Parnaíba V	Parnaíba I + Parnaíba V	MA	4.401	11,1%
2	Mauá 3	Mauá 3	AM	3.611	9,1%
3	Marlim Azul	Marlim Azul	RJ	2.917	7,4%
4	Termorio	Termorio	RJ	2.664	6,7%
5	Parnaíba II	Parnaíba II	MA	2.361	6,0%
6	Norte Fluminense	Norte Fluminense	RJ	2.202	5,6%
7	Jorge Lacerda IV	Jorge Lacerda IV	SC	2.154	5,5%
8	GNA I	GNA I	RJ	2.133	5,4%
9	Pampa Sul	Pampa Sul	RS	2.086	5,3%
10	Cubatão	Cubatão	SP	1.187	3,0%
11	Jorge Lacerda III	Jorge Lacerda III	SC	1.173	3,0%
12	Baixada Fluminense	Baixada Fluminense	RJ	1.103	2,8%
13	Candiota III	Candiota III	RS	1.091	2,8%
14	Porto do Pecém I	Porto do Pecém I	CE	1.015	2,6%
15	Aparecida Parte I	Aparecida Parte I	AM	719	1,8%
16	Jorge Lacerda I e II	Jorge Lacerda I e II	SC	640	1,6%
17	Cristiano Rocha	Cristiano Rocha	AM	586	1,5%
18	Manauara	Manauara	AM	543	1,4%
19	Tambaqui	Tambaqui	AM	538	1,4%
20	Jaraqui	Jaraqui	AM	536	1,4%
21	Ponta Negra	Ponta Negra	AM	536	1,4%
22	Termomacaé	Termomacaé	RJ	488	1,2%
23	Porto do Pecém II	Porto do Pecém II	CE	468	1,2%
24	Karkey 013	Karkey 013	RJ	386	1,0%
25	Parnaíba III	Parnaíba III	MA	381	1,0%
26	Santa Cruz	Santa Cruz	RJ	373	0,9%
27	U-50	U-50	PE	372	0,9%
28	Porto do Itaqui	Porto do Itaqui	MA	306	0,8%
29	Ibirité	Ibirité	MG	224	0,6%
30	Termobahia	Termobahia	BA	209	0,5%
31	Seropédica	Seropédica	RJ	205	0,5%
32	Parnaíba IV	Parnaíba IV	MA	187	0,5%
33	Porto de Sergipe I	Porto de Sergipe I	SE	155	0,4%
34	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	ES	154	0,4%
35	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	153	0,4%
36	Nova Piratininga	Nova Piratininga	SP	139	0,4%
37	Termopernambuco	Termopernambuco	PE	94	0,2%
38	Canoas	Canoas	RS	84	0,2%
39	Prosperidade III	Prosperidade III	BA	80	0,2%
40	Karkey 019	Karkey 019	RJ	68	0,2%
41	Termoceará	Termoceará	CE	68	0,2%
42	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	60	0,2%
43	Maracanaú I	Maracanaú I	CE	59	0,2%
44	Vale do Açú	Vale do Açú	RN	51	0,1%
45	Porsud I	Porsud I	RJ	50	0,1%
46	Geramar I	Geramar I	MA	46	0,1%
47	Geramar II	Geramar II	MA	46	0,1%
48	REFAP	REFAP	RS	39	0,1%
49	Viana	Viana	ES	36	0,1%
50	Global I	Global I	BA	35	0,1%
51	Global II	Global II	BA	35	0,1%
52	Porsud II	Porsud II	RJ	35	0,1%
53	Pernambuco III	Pernambuco III	PE	34	0,1%
54	Prosperidade I	Prosperidade I	BA	30	0,1%
55	Prosperidade II	Prosperidade II	BA	29	0,1%
56	Barra Bonita I	Barra Bonita I	PR	28	0,1%
57	Suape II	Suape II	PE	20	0,1%
58	Termonordeste	Termonordeste	PB	14	0,04%
59	Termoparaíba	Termoparaíba	PB	14	0,04%
60	Povoação 1	Povoação 1	ES	13	0,03%
61	Cuiabá	Cuiabá	MT	10	0,03%
62	Araucária	Araucária	PR	10	0,03%
63	Campina Grande	Campina Grande	PB	9	0,02%
64	Termocabo	Termocabo	PE	7	0,02%
65	Viana 1	Viana 1	ES	6	0,01%
66	CIF Mineração	CIF Mineração	MG	4	0,01%
67	Figueira	Figueira	PR	3	0,01%



A grande variação entre o montante de energia gerado por cada usina resulta de uma série de fatores: potência, custo de geração, restrições no sistema de transmissão, inflexibilidade (tempo mínimo de operação) declarada pelos empreendedores, disponibilidade de combustível, manutenções preventivas ou corretivas, etc[6]. Nesse sentido, os fatores de capacidade[7] das usinas podem variar consideravelmente.

A figura 6 evidencia esse aspecto em 2024. Nota-se um número reduzido de usinas com fatores de capacidade superiores a 50%, enquanto grande parte das usinas (24) operaram em menos de 5% de suas capacidades máximas, possivelmente tendo sido acionadas apenas para comprovação de disponibilidade[8].

Observa-se que usinas a gás natural apresentaram os maiores fatores de capacidade do país, especialmente aquelas localizadas em Manaus, onde estão seis das dez térmicas com maior valor para esse parâmetro. A usina Manauara destaca-se como a planta que apresentou o maior fator de capacidade em 2024 (90,5%), mesmo ocupando apenas a 18º posição no *ranking* de usinas que mais geraram (figura 5), indicando sua menor potência frente às outras usinas do SIN. No entanto, na média, assim como em 2023, as termelétricas a carvão mineral foram as que mais operaram em 2024, tendo alcançado um fator de capacidade médio de 35%, ainda assim muito aquém dos 63% de 2021, principalmente pelo declínio da geração das usinas movidas a este combustível no Nordeste.

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

Número de usinas (em ordem decrescente de geração)	Geração do grupo de usinas	Participação no total de geração
67 (conjunto total de usinas)	39,5 TWh	100%
34 maiores geradoras	38,1 TWh	96%
10 maiores geradoras	25,7 TWh	65%
5 maiores geradoras	15,9 TWh	40%
3 maiores geradoras	10,9 TWh	28%
1 (maior geradora)	4,4 TWh	11%

6 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.

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

8 A comprovação de disponibilidade para usinas despacháveis centralizadamente consiste na geração plena da unidade geradora ou do grupo de unidades, supervisionada por um período mínimo de 4 horas ininterruptas (ONS, 2019).

FIGURA 6 Fator de capacidade por termelétrica fóssil do SIN em 2024, com destaque para o combustível principal de cada planta

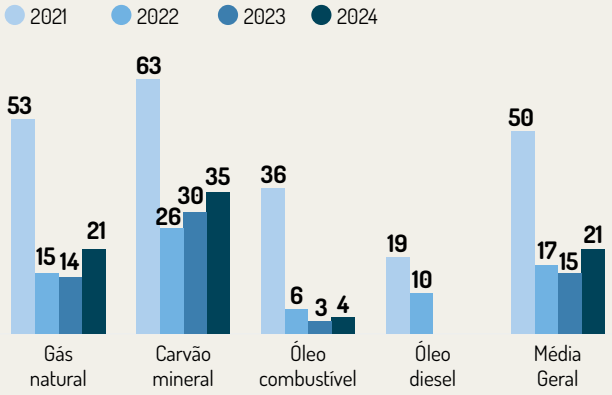
	Usina	Município	UF	Fator de capacidade por usina
1	Manauara	Manaus	AM	90,5%
2	Ponta Negra	Manaus	AM	83,1%
3	Jaraqui	Manaus	AM	80,9%
4	Cristiano Rocha	Manaus	AM	78,2%
5	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	74,3%
6	Mauá 3	Manaus	AM	69,6%
7	Pampa Sul	Candiota	RS	68,8%
8	Tambaqui	Manaus	AM	65,8%
9	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	60,7%
10	Marlim Azul	Macaé	RJ	58,7%
11	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	51,8%
12	Aparecida Parte I	Manaus	AM	49,3%
13	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	48,2%
14	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	38,3%
15	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	37,8%
16	Candiota III	Candiota	RS	35,5%
17	Barra Bonita I	Pitanga	PR	30,9%
18	Norte Fluminense	Macaé	RJ	30,3%
19	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	24,3%
20	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	23,7%
21	GNA I	São João da Barra	RJ	18,1%
22	Karkey 013	Itaguaí	RJ	17,0%
23	Prosperidade III	Camaçari	BA	16,2%
24	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	16,0%
25	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	14,6%
26	Prosperidade I	Camaçari	BA	12,0%
27	Ibirité	Ibirité	MG	10,9%
28	Porto do Itaqui	São Luís	MA	9,7%
29	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	8,7%
30	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	8,5%
31	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	7,8%
32	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	7,3%
33	Karkey 019	Itaguaí	RJ	6,6%
34	Seropédica	Seropédica	RJ	6,5%
35	Termomacaé	Macaé	RJ	6,0%
36	Porsud II	Itaguaí	RJ	5,0%
37	Porsud I	Itaguaí	RJ	4,9%
38	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	4,5%
39	Nova Piratininga	São Paulo	SP	4,1%
40	Maracanaú I	Maracanaú	CE	4,0%
41	Canoas	Canoas	RS	3,8%
42	Termoceará	Caucaia	CE	3,5%
43	Geramar I	Miranda do Norte	MA	3,2%
44	Geramar II	Miranda do Norte	MA	3,1%
45	Global I	Candeias	BA	2,7%
46	Global II	Candeias	BA	2,7%
47	Viana	Viana	ES	2,3%
48	Pernambuco III	Igarassu	PE	2,1%
49	Termopernambuco	Ipojuca	PE	2,0%
50	Povoação 1	Linhares	ES	1,9%
51	Viana 1	Viana	ES	1,8%
52	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	1,6%
53	Figueira	Figueira	PR	1,5%
54	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	1,1%
55	Termonordeste	João Pessoa	PB	0,9%
56	Termoparaíba	João Pessoa	PB	0,9%
57	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	0,6%
58	Campina Grande	Campina Grande	PB	0,6%
59	Araucária	Araucária	PR	0,2%
60	Cuiabá	Cuiabá	MT	0,2%

Gás natural
Carvão mineral
Óleo combustível

Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas (vide item 6.2.1 da Metodologia).

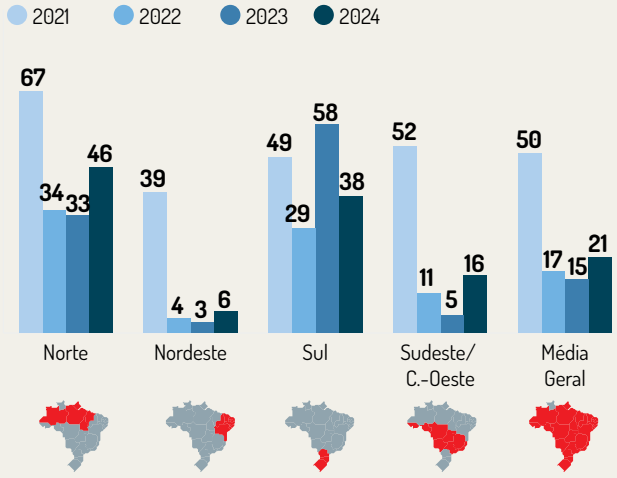
Observa-se elevada disparidade entre os subsistemas[9] do SIN quanto ao fator de capacidade médio das térmicas. Em 2024, Norte (46%) e Sul (38%) apresentaram valores significativamente superiores aos do Sudeste/Centro-Oeste (16%) e Nordeste (6%), resultado sobretudo da operação intensiva das usinas do Amazonas no Norte e das usinas a carvão no Sul

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



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

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



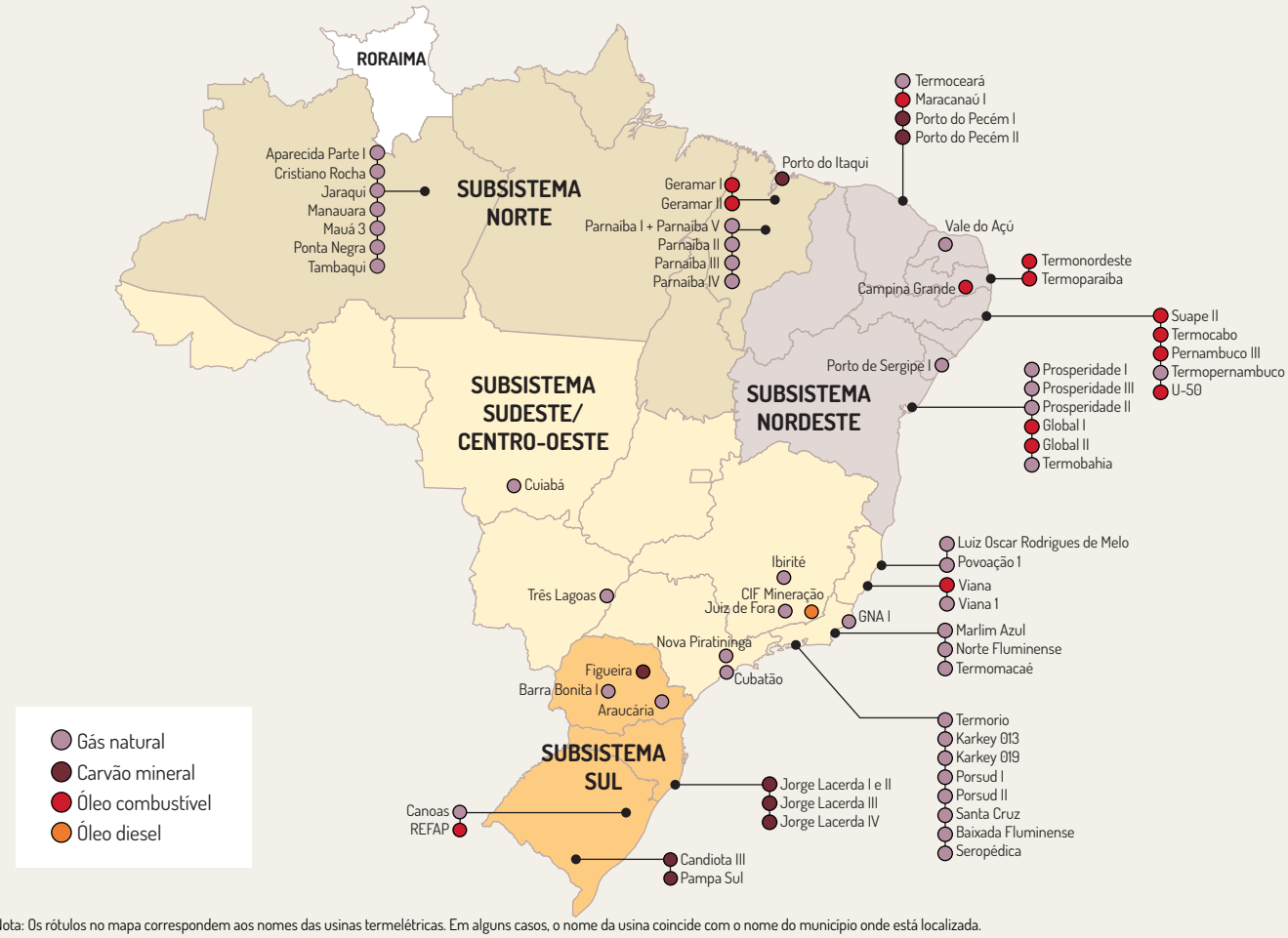
Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram consideradas. Vide item 6.2.1 da Metodologia.

9 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. O estado de Roraima foi conectado ao SIN em 2025, mas para o ano-base desse inventário foi considerado como não interligado.

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 (2024)



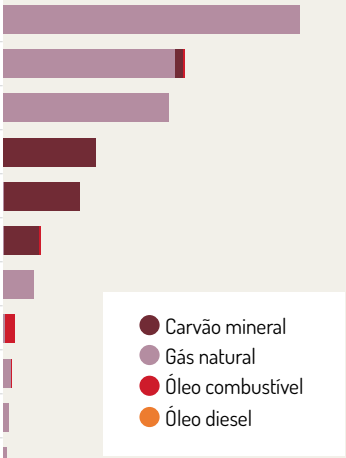
Nota: Os rótulos no mapa correspondem aos nomes das usinas termelétricas. Em alguns casos, o nome da usina coincide com o nome do município onde está localizada.

Em 2024, o parque termelétrico inventariado contabilizou usinas distribuídas por todos os subsistemas do SIN, com maior concentração no Sudeste e Centro-Oeste (23 usinas) e no Nordeste (20), seguidos pelo Norte (14) e pelo Sul (10). Apesar dessa ampla distribuição territorial, a produção de eletricidade continuou fortemente concentrada em poucas unidades da federação.

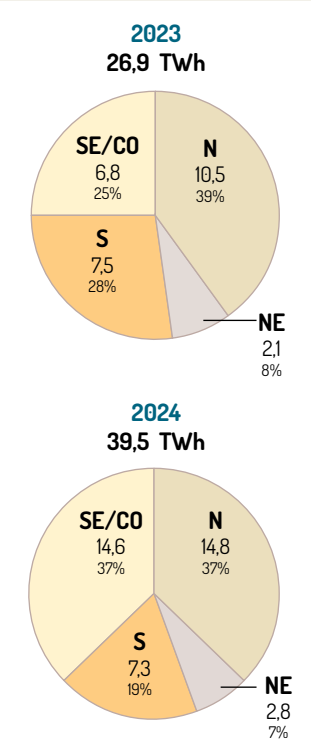
Cinco estados, Rio de Janeiro, Maranhão, Amazonas, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, responderam por 88% da geração fóssil nacional. Embora essa característica já estivesse presente em anos anteriores, observou-se uma mudança relevante entre 2023 e 2024. O Amazonas, que liderou a geração em 2023 com mais de 6 TWh, foi superado pelo Rio de Janeiro, cuja produção foi de quase 13 TWh em 2024, crescimento aproximadamente 2,7 vezes superior ao do ano anterior. Nesse contexto, os subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste passaram a representar cada um cerca de 37% da geração nacional, enquanto o Sul respondeu por cerca de 19%, mesmo com número significativamente menor de usinas.

FIGURA 10 Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2024, segundo combustível, estado e subsistema

	Estado	Subsistema	Geração [GWh]	
1	Rio de Janeiro	SE/CO	12,6	31,9%
2	Maranhão	N	7,7	19,6%
3	Amazonas	N	7,1	17,9%
4	Santa Catarina	S	4,0	10,0%
5	Rio Grande do Sul	S	3,3	8,4%
6	Ceará	NE	1,6	4,1%
7	São Paulo	SE/CO	1,3	3,4%
8	Pernambuco	NE	0,5	1,3%
9	Bahia	NE	0,4	1,1%
10	Minas Gerais	SE/CO	0,3	0,7%
11	Espírito Santo	SE/CO	0,2	0,5%
12	Sergipe	NE	0,2	0,4%
13	Mato Grosso do Sul	SE/CO	0,2	0,4%
14	Rio Grande do Norte	NE	0,1	0,1%
15	Paraná	S	0,04	0,1%
16	Paraíba	NE	0,04	0,1%
17	Mato Grosso	SE/CO	0,01	0,03%



Geração por Subsistema [TWh]

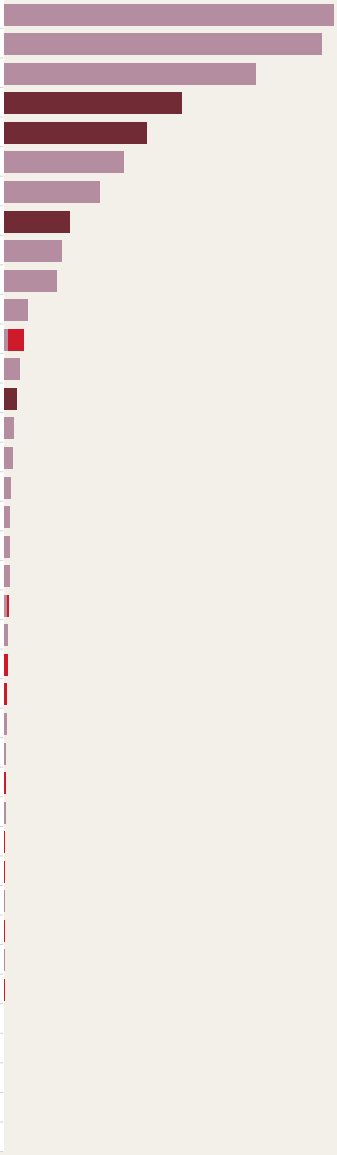


As termelétricas a combustíveis fósseis do SIN estavam distribuídas em 39 municípios em 2024, entretanto, a geração se concentrou em poucos deles. Aproximadamente, 69% da energia inventariada foi gerada em apenas cinco cidades:

- **Santo Antônio dos Lopes (MA)**: cidade onde está instalado o Conjunto Termelétrico Parnaíba de 1,8 GW de potência e abriga a primeira e a quinta usinas com maior geração em 2024;
- **Manaus (AM)**: local onde estão situadas as seis usinas com maiores fatores de capacidade em 2024 e a segunda maior geradora inventariada;
- **Macaé (RJ):** que abriga a terceira e a sexta usinas com maior geração em 2024, somando 14% da produção;
- **Capivari de Baixo (SC)**: município do conjunto a carvão mineral Jorge Lacerda, responsável por 10% da geração em 2024;
- **Candiota (RS)**: município sede das usinas Candiota III e Pampa Sul, a carvão mineral.

FIGURA 11 **Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2024, segundo combustível e município**

	Município	UF	Geração [GWh]	
1	Santo Antônio dos Lopes	MA	7.331	18,6%
2	Manaus	AM	7.069	17,9%
3	Macaé	RJ	5.607	14,2%
4	Capivari de Baixo	SC	3.967	10,0%
5	Candiota	RS	3.178	8,0%
6	Duque de Caxias	RJ	2.664	6,7%
7	São João da Barra	RJ	2.133	5,4%
8	São Gonçalo do Amarante	CE	1.483	3,8%
9	Seropédica	RJ	1.308	3,3%
10	Cubatão	SP	1.187	3,0%
11	Itaguaí	RJ	539	1,4%
12	Ipojuca	PE	467	1,2%
13	Rio de Janeiro	RJ	373	0,9%
14	São Luís	MA	306	0,8%
15	Ibirité	MG	224	0,6%
16	São Francisco do Conde	BA	209	0,5%
17	Linhares	ES	166	0,4%
18	Barra dos Coqueiros	SE	155	0,4%
19	Três Lagoas	MS	153	0,4%
20	São Paulo	SP	139	0,4%
21	Canoas	RS	122	0,3%
22	Camaçari	BA	109	0,3%
23	Miranda do Norte	MA	92	0,2%
24	Candeias	BA	70	0,2%
25	Caucaia	CE	68	0,2%
26	Juiz de Fora	MG	60	0,2%
27	Maracanaú	CE	59	0,2%
28	Alto do Rodrigues	RN	51	0,1%
29	Viana	ES	42	0,1%
30	Igarassu	PE	34	0,1%
31	Camaçari - BA	BA	29	0,1%
32	João Pessoa	PB	28	0,1%
33	Pitanga	PR	28	0,1%
34	Cabo de Santo Agostinho	PE	27	0,1%
35	Cuiabá	MT	10	0,03%
36	Araucária	PR	10	0,03%
37	Campina Grande	PB	9	0,02%
38	Volta Grande	MG	4	0,01%
39	Figueira	PR	3	0,01%



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

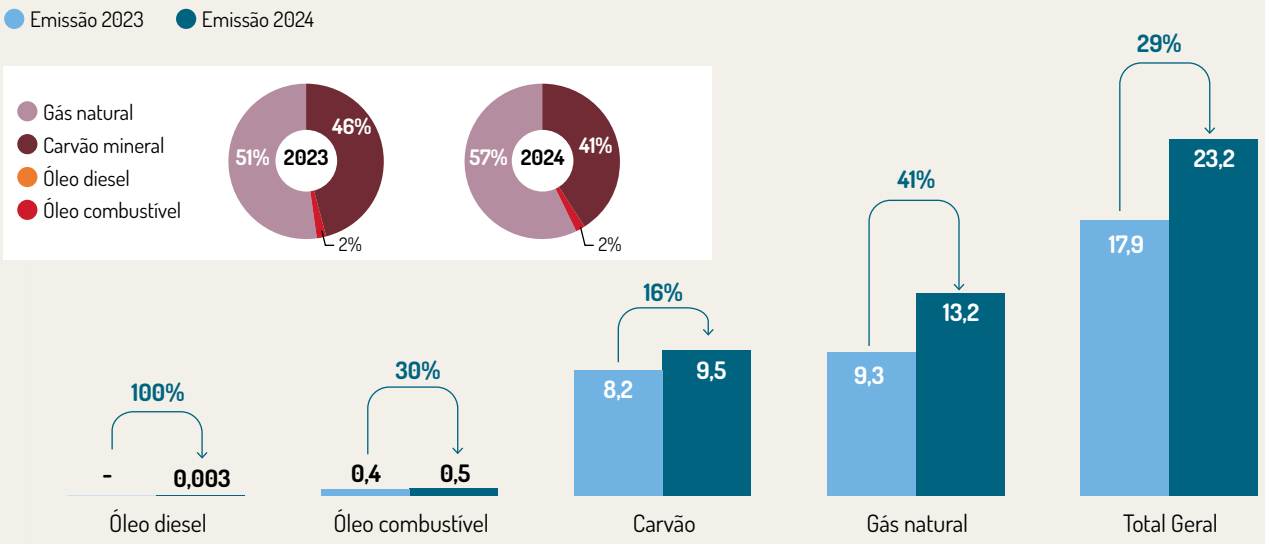
2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024

Ao todo, as 67 usinas aqui inventariadas emitiram 23,2 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_2e) em 2024, representando um aumento de 29% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2023. Esse aumento de emissões é reflexo de um aumento da geração após dois anos de queda na geração termelétrica.

Assim como nos outros anos inventariados, as emissões do setor elétrico brasileiro se concentraram em um número relativamente pequeno de termelétricas: 62% dos gases de efeito estufa emitidos em 2024 foram de responsabilidade de somente dez usinas. Além disso, a quase totalidade do CO_2e inventariado (97%) foi proveniente de apenas 34 plantas, representando quase metade das

FIGURA 12 Participação e variação de emissões de gases de efeito estufa por combustível principal nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em em 2023 e 2024 [milhões de toneladas de CO_2e]



Nota: As emissões estão distribuídas segundo combustível principal das usinas

usinas fósseis que disponibilizaram eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN). As maiores contribuições vieram de plantas a carvão no Sul, com Pampa Sul emitindo 2,5 milhões de tCO_2e e Jorge Lacerda IV, 1,8 milhão de tCO_2e. O complexo a gás natural Parnaíba I + Parnaíba V registrou a terceira maior emissão, com aproximadamente 1,7 milhão de tCO_2e.

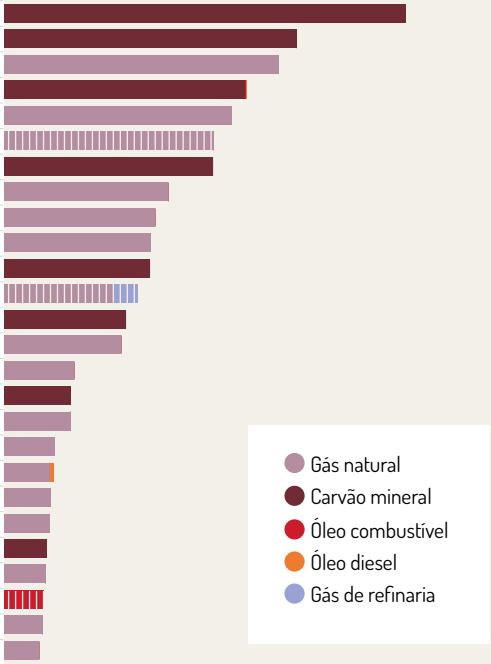
A figura 13 ilustra a distribuição das emissões de gases de efeito estufa por usina, além de especificar os combustíveis queimados – lembrando que, além do combustível principal, algumas usinas podem também utilizar combustíveis secundários e, por isso, apresentam emissões de mais de uma fonte energética. 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_2e)	Participação no total de emissões
67 (conjunto total de usinas)	23,2 milhões	100%
34 maiores geradoras	22,4 milhões	97%
10 maiores geradoras	14,4 milhões	62%
5 maiores geradoras	8,9 milhões	39%
3 maiores geradoras	6 milhões	26%
1 (maior emissora)	2,5 milhões	11%

FIGURA 13 **Emissões de gases de efeito estufa por termelétrica fóssil de serviço público do SIN em 2024, com destaque para os combustíveis utilizados em cada planta**

	Usina	Município	UF	Emissões [mil toneladas de CO_2e]	
1	Pampa Sul	Candiota	RS	2.495	10,8%
2	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	1.820	7,8%
3	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	1.706	7,4%
4	Candiota III	Candiota	RS	1.506	6,5%
5	Mauá 3	Manaus	AM	1.418	6,1%
6	*Termorio	Duque de Caxias	RJ	1.304	5,6%
7	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.301	5,6%
8	Marlim Azul	Macaé	RJ	1.022	4,4%
9	Norte Fluminense	Macaé	RJ	941	4,1%
10	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	914	3,9%
11	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	910	3,9%
12	*Cubatão	Cubatão	SP	837	3,6%
13	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	761	3,3%
14	GNA I	São João da Barra	RJ	730	3,1%
15	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	439	1,9%
16	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	420	1,8%
17	Aparecida Parte I	Manaus	AM	420	1,8%
18	Cristiano Rocha	Manaus	AM	321	1,4%
19	Jaraqui	Manaus	AM	312	1,3%
20	Manauara	Manaus	AM	293	1,3%
21	Tambaqui	Manaus	AM	290	1,2%
22	Porto do Itaqui	São Luís	MA	270	1,2%
23	Ponta Negra	Manaus	AM	261	1,1%
24	*U-50	Ipojuca	PE	251	1,1%
25	Termomacaé	Macaé	RJ	246	1,1%
26	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	223	1,0%
27	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	222	1,0%
28	Karkey 013	Itaguaí	RJ	204	0,9%
29	*Termobahia	São Francisco do Conde	BA	136	0,6%
30	Seropédica	Seropédica	RJ	104	0,4%
31	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	93	0,4%
32	Ibirité	Ibirité	MG	88	0,4%
33	Nova Piratininga	São Paulo	SP	85	0,4%
34	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	76	0,3%
35	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	65	0,3%
36	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	56	0,2%
37	Prosperidade III	Camaçari	BA	42	0,2%
38	Termoceará	Caucaia	CE	38	0,2%
39	Termopernambuco	Ipojuca	PE	37	0,2%
40	Maracanaú I	Maracanaú	CE	36	0,2%
41	Karkey 019	Itaguaí	RJ	36	0,2%
42	*Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	35	0,2%
43	Canoas	Canoas	RS	35	0,2%
44	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	32	0,1%
45	Geramar I	Miranda do Norte	MA	31	0,1%
46	Geramar II	Miranda do Norte	MA	31	0,1%
47	Porsud I	Itaguaí	RJ	27	0,1%
48	*REFAP	Canoas	RS	26	0,1%
49	Global I	Candeias	BA	25	0,1%
50	Global II	Candeias	BA	25	0,1%
51	Viana	Viana	ES	24	0,1%
52	Pernambuco III	Igarassu	PE	23	0,1%
53	Barra Bonita I	Pitanga	PR	19	0,1%
54	Prosperidade I	Camaçari	BA	19	0,1%
55	Porsud II	Itaguaí	RJ	18	0,1%
56	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	15	0,1%
57	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	15	0,1%
58	Termonordeste	João Pessoa	PB	10	0,04%
59	Termoparaíba	João Pessoa	PB	10	0,04%
60	Campina Grande	Campina Grande	PB	8	0,03%
61	Povoação 1	Linhares	ES	6	0,03%
62	Cuiabá	Cuiabá	MT	5	0,02%
63	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	4	0,02%
64	Araucária	Araucária	PR	4	0,02%
65	Figueira	Figueira	PR	4	0,02%
66	Viana 1	Viana	ES	3	0,01%
67	*CIF Mineração	Volta Grande	MG	3	0,01%



Nota: As usinas a cogeração de eletricidade e vapor e/ou de autoprodução estão destacadas com barras hachuradas e asteriscos em frente a seus nomes, uma vez que, devido aos seus arranjos tecnológicos, podem ter emissões diferentes das aqui apresentadas. Vide item 6.2.4 da Metodologia.

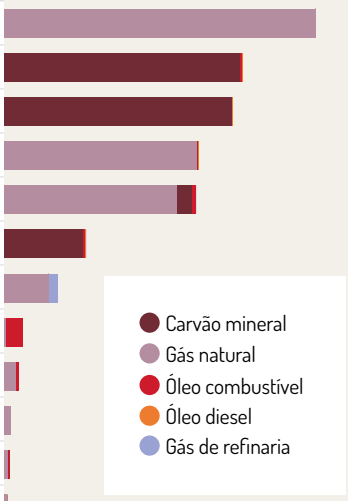
2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa por subsistema, estado e município

O subsistema Sul foi o maior emissor de 2024, sendo responsável por 34% do total de emissões inventariadas, principalmente devido ao importante montante de energia produzida nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, mais especificamente nos municípios de Candiota (17,5%) e Capivari de Baixo (16,7%), como já dito, sedes de usinas relevantes a carvão mineral.

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 2024, segundo combustível, estado e subsistema

	Estado	Subsistema	Emissão [mil toneladas de CO_2e]	
1	Rio de Janeiro	SE/CO	5.294	22,8%
2	Rio Grande do Sul	S	4.063	17,5%
3	Santa Catarina	S	3.882	16,7%
4	Amazonas	N	3.315	14,3%
5	Maranhão	N	3.268	14,1%
6	Ceará	NE	1.405	6,1%
7	São Paulo	SE/CO	922	4,0%
8	Pernambuco	NE	331	1,4%
9	Bahia	NE	262	1,1%
10	Minas Gerais	SE/CO	122	0,5%
11	Espírito Santo	SE/CO	108	0,5%
12	Mato Grosso do Sul	SE/CO	65	0,3%
13	Sergipe	NE	56	0,2%
14	Rio Grande do Norte	NE	35	0,2%
15	Paraíba	NE	27	0,1%
16	Paraná	S	27	0,1%
17	Mato Grosso	SE/CO	5	0,02%



Emissões por Subsistema [mihões tCO_2e]

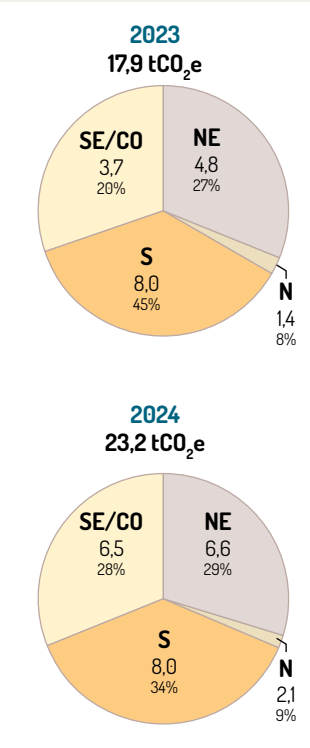
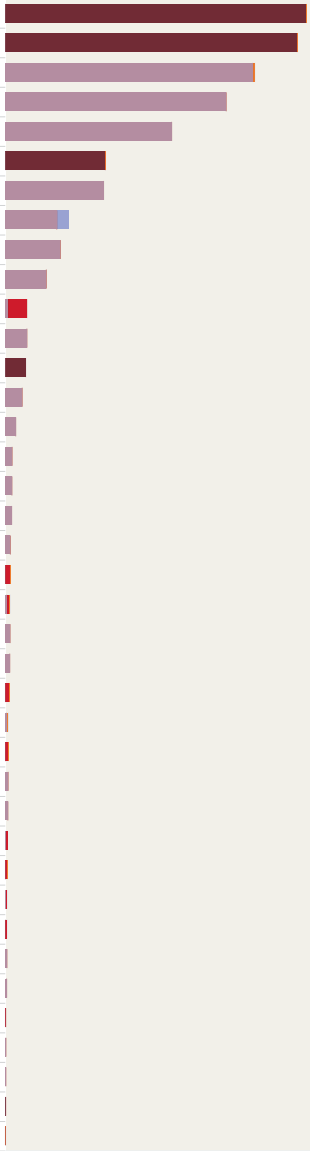


FIGURA 15 Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2024, segundo combustível e município

	Município	UF	Emissão [mil toneladas de CO_2e]	
1	Candiota	RS	4.001	17,3%
2	Capivari de Baixo	SC	3.882	16,7%
3	Manaus	AM	3.315	14,3%
4	Santo Antônio dos Lopes	MA	2.935	12,7%
5	Macaé	RJ	2.209	9,5%
6	São Gonçalo do Amarante	CE	1.331	5,7%
7	Duque de Caxias	RJ	1.304	5,6%
8	Cubatão	SP	837	3,6%
9	São João da Barra	RJ	730	3,1%
10	Seropédica	RJ	543	2,3%
11	Ipojuca	PE	288	1,2%
12	Itaguaí	RJ	285	1,2%
13	São Luís	MA	270	1,2%
14	Rio de Janeiro	RJ	223	1,0%
15	São Francisco do Conde	BA	136	0,6%
16	Ibirité	MG	88	0,4%
17	São Paulo	SP	85	0,4%
18	Linhares	ES	81	0,4%
19	Três Lagoas	MS	65	0,3%
20	Miranda do Norte	MA	63	0,3%
21	Canoas	RS	61	0,3%
22	Camaçari	BA	61	0,3%
23	Barra dos Coqueiros	SE	56	0,2%
24	Candeias	BA	50	0,2%
25	Caucaia	CE	38	0,2%
26	Maracanaú	CE	36	0,2%
27	Alto do Rodrigues	RN	35	0,2%
28	Juiz de Fora	MG	32	0,1%
29	Viana	ES	27	0,1%
30	Igarassu	PE	23	0,1%
31	João Pessoa	PB	20	0,1%
32	Cabo de Santo Agostinho	PE	19	0,1%
33	Pitanga	PR	19	0,1%
34	Camaçari - BA	BA	15	0,1%
35	Campina Grande	PB	8	0,03%
36	Cuiabá	MT	5	0,02%
37	Araucária	PR	4	0,02%
38	Figueira	PR	4	0,02%
39	Volta Grande	MG	3	0,01%



2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024

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 Marlim Azul, por exemplo, é a terceira térmica fóssil que mais produziu energia elétrica em 2024 (7% do total gerado no recorte deste inventário), mas é a oitava maior emissora, emitindo 4% do montante aqui inventariado. A usina Pampa Sul, por outro lado, está em primeiro lugar no *ranking* de emissões - respondendo por 11% do total em 2024 - e, no entanto, apresenta-se como a nona em termos de geração elétrica - sendo responsável por apenas 5% 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 queimado[10] (carvão mineral, gás natural ou derivados de petróleo). A eficiência energética de operação de uma planta de geração também influencia fortemente suas emissões.

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

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

O parque termelétrico movido a combustíveis fósseis que forneceu energia elétrica ao SIN em 2024 foi formado por: 21 usinas a ciclo combinado, cinco a ciclo Brayton, nove a Rankine e 31 utilizando motores de combustão interna[11] e uma a óleo diesel para a qual não se identificou a tecnologia[12]. Todas as usinas a ciclo combinado ou Brayton tiveram o gás natural como combustível principal. Já as térmicas a ciclo Rankine foram movidas a carvão mineral. Por fim, houve duas categorias de plantas que utilizam motores de combustão interna: as movidas a gás natural (17 unidades) e as movidas a óleo combustível (14 usinas).

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, consequentemente, o gerador, produzindo eletricidade. Os gases de exaustão ainda quentes (entre cerca de 500 e 650 °C) são, então, liberados para a atmosfera por meio da chaminé da usina.

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

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

10 Ao serem queimados, combustíveis com intensidade de carbono mais elevadas, como o carvão mineral, emitem maior quantidade de gases de efeito estufa para prover a mesma quantidade de energia que seria fornecida por fontes menos intensivas em carbono, como o gás natural.
11 A usina Barra Bonita I é descrita em seu Estudo de Impacto Ambiental (EIA) como uma usina que combina o motor a combustão com o ciclo Brayton. Como segundo a literatura a geração para o ciclo Brayton nessa esquematização é mínima, considerou-se o ciclo dela apenas como motor a combustão.
12 Não foi possível localizar o ciclo termodinâmico da usina CIF Mineração.

FIGURA 16 **Eficiência energética por termelétrica fóssil do SIN em 2024, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta**

	Usina	Município	UF	Eficiência por usina
1	GNA I	São João da Barra	RJ	59%
2	Marlim Azul	Macaé	RJ	58%
3	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	56%
4	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	53%
5	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	52%
6	Canoas	Canoas	RS	52%
7	Ibirité	Ibirité	MG	52%
8	Mauá 3	Manaus	AM	52%
9	Termopernambuco	Ipojuca	PE	51%
10	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	51%
11	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	48%
12	Norte Fluminense	Macaé	RJ	48%
13	Maracanaú I	Maracanaú	CE	45%
14	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	45%
15	Viana 1	Viana	ES	45%
16	Povoação 1	Linhares	ES	44%
17	Ponta Negra	Manaus	AM	42%
18	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	41%
19	U-50	Ipojuca	PE	41%
20	Viana	Viana	ES	41%
21	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	41%
22	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	41%
23	Geramar II	Miranda do Norte	MA	41%
24	Geramar I	Miranda do Norte	MA	41%
25	Termomacaé	Macaé	RJ	40%
26	Seropédica	Seropédica	RJ	40%
27	Pernambuco III	Igarassu	PE	40%
28	Termoceará	Caucaia	CE	39%
29	Global I	Candeias	BA	39%
30	Global II	Candeias	BA	39%
31	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	39%
32	Porto do Itaqui	São Luís	MA	39%
33	Porsud II	Itaguaí	RJ	38%
34	Porsud I	Itaguaí	RJ	38%
35	Prosperidade III	Camaçari	BA	38%
36	Karkey 013	Itaguaí	RJ	38%
37	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	38%
38	Karkey 019	Itaguaí	RJ	38%
39	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	38%
40	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	38%
41	Tambaqui	Manaus	AM	38%
42	Manauara	Manaus	AM	38%
43	Cristiano Rocha	Manaus	AM	37%
44	Jaraqui	Manaus	AM	35%
45	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	35%
46	Aparecida Parte I	Manaus	AM	35%
47	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	34%
48	Nova Piratininga	São Paulo	SP	33%
49	Prosperidade I	Camaçari	BA	32%
50	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	31%
51	Pampa Sul	Candiota	RS	30%
52	Barra Bonita I	Pitanga	PR	30%
53	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	29%
54	Candiota III	Candiota	RS	26%
55	Figueira	Figueira	PR	24%

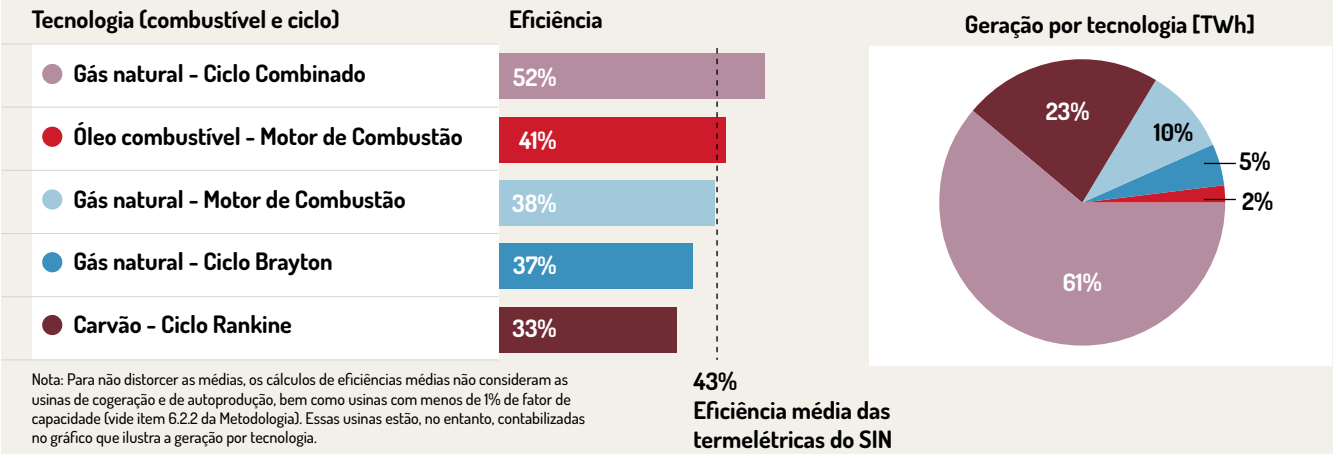
- Gás natural Ciclo Brayton
- Gás natural Ciclo Combinado
- Gás natural Motor de Combustão
- Carvão mineral Ciclo Rankine
- Óleo combustível Motor de Combustão

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

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). Assim como no ano passado, as usinas menos eficientes novamente foram as termelétricas a carvão mineral. Em 2024, as três últimas posições ficaram com as usinas Jorge Lacerda I e II, Candiota III e Figueira. No total, cinco das dez usinas com menores eficiências são movidas a carvão mineral, cuja eficiência média ficou em torno de 33%.

A eficiência média do conjunto de usinas que operaram em cada combinação combustível-ciclo, bem como a eficiência média de todo o parque inventariado em 2024 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 2024



Nota: Para não distorcer as médias, os cálculos de eficiências médias não consideram as usinas de cogeração e de autoprodução, bem como usinas com menos de 1% de fator de capacidade (vide item 6.2.2 da Metodologia). Essas usinas estão, no entanto, contabilizadas no gráfico que ilustra a geração por tecnologia.

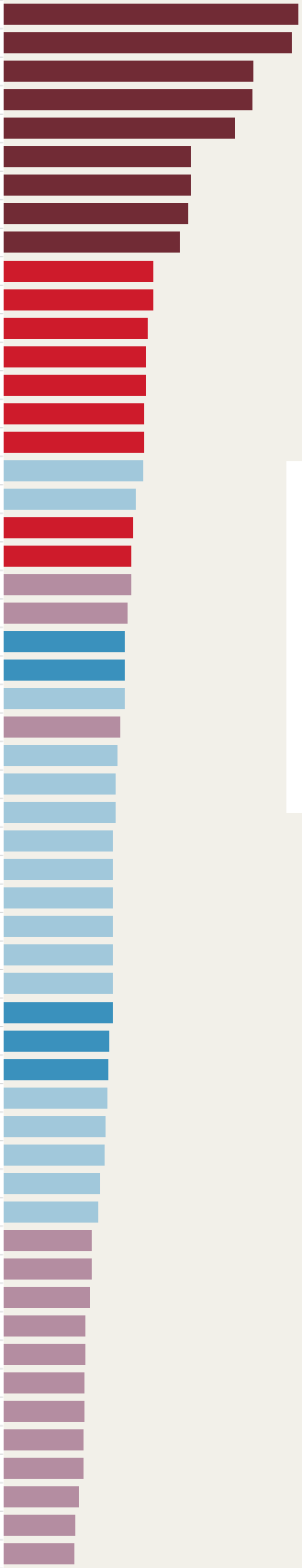
2.3 Taxas de emissão de CO2e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024

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 destaca ainda o ciclo de potência e o combustível principal de cada empreendimento, duas características que, como discutido nos parágrafos acima, influenciam as emissões. Já a figura 19 consolida os valores médios de emissão do SIN para o ano de 2024 considerando cada ciclo e combustível.

FIGURA 18 **Taxa de emissão específica por termelétrica fóssil do SIN em 2024, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta**

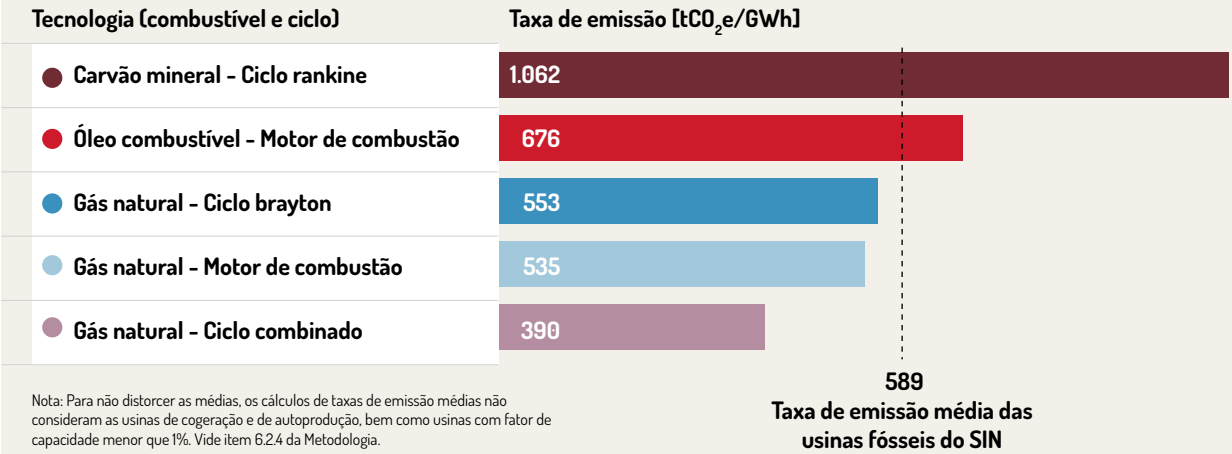
	Usina	Município	UF	Taxa de emissão por usina [tCO_2e/GWh]
1	Figueira	Figueira	PR	1.408
2	Candiota III	Candiota	RS	1.380
3	Pampa Sul	Candiota	RS	1.196
4	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	1.190
5	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.109
6	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	897
7	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	897
8	Porto do Itaqui	São Luís	MA	883
9	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	845
10	Global II	Candeias	BA	720
11	Global I	Candeias	BA	720
12	Pernambuco III	Igarassu	PE	694
13	Geramar I	Miranda do Norte	MA	684
14	Geramar II	Miranda do Norte	MA	684
15	Viana	Viana	ES	677
16	U-50	Ipojuca	PE	674
17	Barra Bonita I	Pitanga	PR	671
18	Prosperidade I	Camaçari	BA	636
19	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	622
20	Maracanaú I	Maracanaú	CE	614
21	Nova Piratininga	São Paulo	SP	613
22	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	597
23	Aparecida Parte I	Manaus	AM	584
24	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	583
25	Jaraqui	Manaus	AM	583
26	Termoceará	Caucaia	CE	563
27	Cristiano Rocha	Manaus	AM	547
28	Manauara	Manaus	AM	541
29	Tambaqui	Manaus	AM	538
30	Karkey 019	Itaguaí	RJ	528
31	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	528
32	Porsud I	Itaguaí	RJ	528
33	Prosperidade III	Camaçari	BA	528
34	Porsud II	Itaguaí	RJ	528
35	Karkey 013	Itaguaí	RJ	528
36	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	528
37	Seropédica	Seropédica	RJ	508
38	Termomacaé	Macaé	RJ	505
39	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	499
40	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	491
41	Ponta Negra	Manaus	AM	487
42	Povoação 1	Linhares	ES	466
43	Viana 1	Viana	ES	456
44	Norte Fluminense	Macaé	RJ	427
45	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	425
46	Canoas	Canoas	RS	419
47	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	398
48	Termopernambuco	Ipojuca	PE	395
49	Mauá 3	Manaus	AM	393
50	Ibirité	Ibirité	MG	393
51	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	388
52	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	387
53	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros	SE	364
54	Marlim Azul	Macaé	RJ	350
55	GNA I	São João da Barra	RJ	342



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

Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% não foram representadas. Vide item 6.2.4 da Metodologia.

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



Nota: Para não distorcer as médias, os cálculos de taxas de emissão médias não consideram as usinas de cogeração e de autoprodução, bem como usinas com fator de capacidade menor que 1%. Vide item 6.2.4 da Metodologia.

A UTE Figueira, que apresentou a menor eficiência e a maior taxa específica de emissão em 2024, operou com fator de capacidade de 1,5%, condição que influencia os indicadores de eficiência e de emissões específicas, conforme discutido na metodologia. Ressalta-se que esse efeito ocorre de forma contínua em usinas com baixa utilização ao longo do ano, não se restringindo a um limiar específico adotado para fins de representação gráfica, podendo também afetar outras usinas que operaram com baixos fatores de capacidade.

Como evidenciado nas figuras anteriores, as termelétricas a carvão mineral operando em ciclo Rankine apresentam taxas de emissão significativamente superiores às demais tecnologias fósseis. A redução da participação dessas usinas na geração termelétrica do SIN entre 2023 e 2024 teve impacto direto na intensidade média de emissões do setor. Como resultado, a taxa média de emissão das termelétricas fósseis caiu 12% no período, passando de 671 tCO_2e/GWh em 2023 para 589,5 tCO_2e/GWh em 2024.

Em contrapartida, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, observou-se em 2024 um aumento da geração fóssil após dois anos consecutivos de retração. Esse movimento se refletiu em elevação da taxa global de emissão do sistema. Considerando-se como denominador a eletricidade total ofertada pelo SIN — incluindo geração hidrelétrica, eólica, solar, nuclear e termelétrica, tanto renovável quanto fóssil — a taxa global de emissão alcançou 33 tCO_2e/GWh em 2024, valor cerca de 22% superior ao registrado em 2023 (27 tCO_2e/GWh), embora ainda significativamente inferior ao patamar observado em 2021 (93 tCO_2e/GWh).

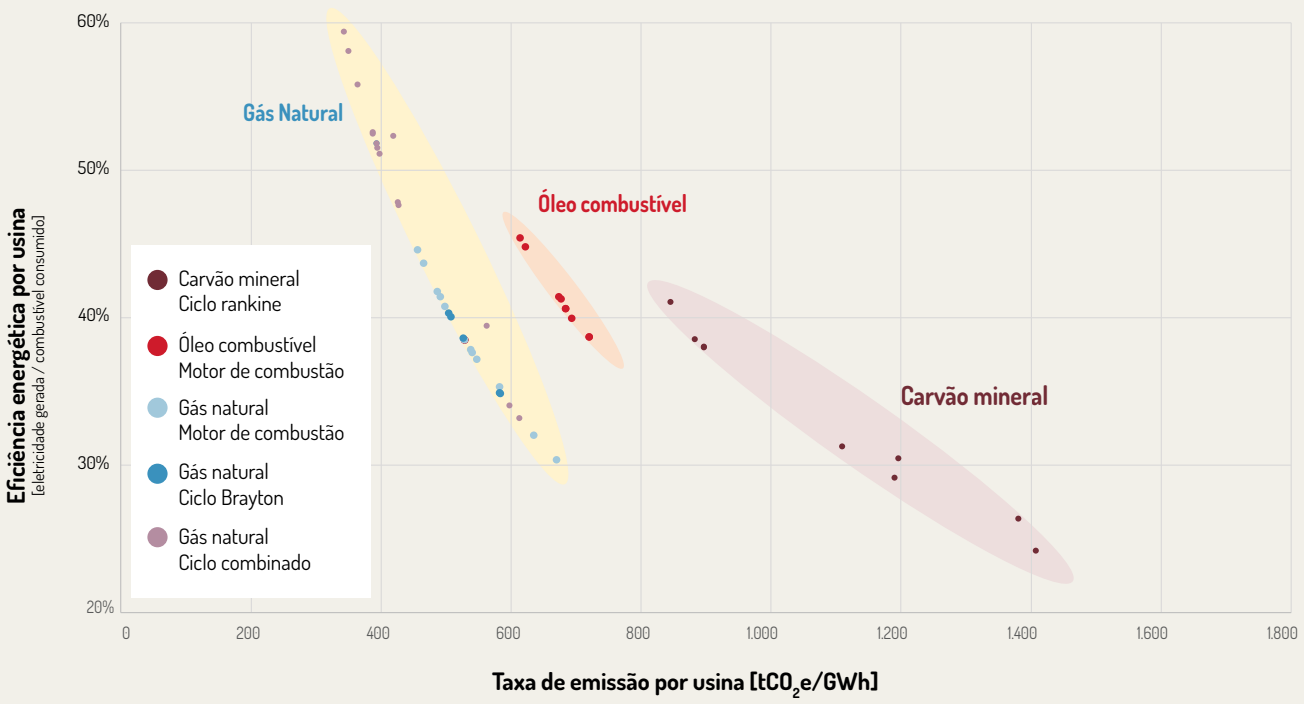
Ressalta-se que, para o cálculo dessa taxa global, foram consideradas apenas as emissões provenientes das termelétricas fósseis. As emissões associadas à geração a biomassa não foram contabilizadas, uma vez que, embora neutras em CO_2, exigiriam a inclusão de emissões de CH_4 e N_2O, as quais não estão contempladas nesta análise.

BOX 3 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA E TAXAS DE EMISSÃO

A figura 20 relaciona a eficiência energética de cada usina à sua respectiva taxa de emissão de gases de efeito estufa – considerando os valores de 2024. Cada ponto representa uma usina e é possível perceber a formação de ***clusters*** (aglomerados/grupos). Os pontos referentes a usinas a carvão estão mais à direita, já que o carvão se trata de uma fonte mais intensiva em carbono emitido por quantidade de combustível queimado. Por outro lado, os pontos referentes a usinas a gás se concentram à esquerda do gráfico, uma vez que tal combustível é menos intensivo em carbono.

Dentro de cada ***cluster***, as termelétricas mais eficientes se localizam na parte superior da figura. No aglomerado relativo ao gás natural, isso evidencia dois subgrupos: (i) usinas a ciclo combinado (eficiências mais altas) e (ii) usinas a motor de combustão interna e a ciclo Brayton (eficiências intermediárias a menores). As usinas a motor a combustão com óleo combustível operam em uma faixa de eficiência semelhante à do segundo subgrupo, mas, devido à maior intensidade de carbono do óleo combustível, as taxas de emissão dessas usinas são mais elevadas e, portanto, o cluster se encontra mais 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



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% não foram representadas. Vide item 6.2.4 da Metodologia.

3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS

Neste capítulo, são apresentados os resultados da alocação de geração elétrica fóssil e de emissões de CO_2e aos proprietários das usinas térmicas (empresas geradoras). O critério adotado para a alocação foi a participação acionária de cada empresa nas termelétricas inventariadas.

Quatro fontes de informação da Aneel foram consultadas para identificar as empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas: o sistema Polímero (Aneel, 2025a), o Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2025b), o Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2025d) e a planilha "Agentes de Geração de Energia Elétrica" (Aneel, 2025e). Além disso, com o intuito de preencher lacunas encontradas nas bases de dados, foram realizadas buscas em sites institucionais de empresas e/ou de usinas[13]. 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 2023 e 2024

		Participação	
Empresa Produtora	**Usina (Potência Instalada)**	**2023**	**2024**
AMG Brasil S.A	CIF Mineração (4 MW)	NI	100%
Aruana Energia S.A	Termonordeste (171 MW)	2%	2%
	Termoparaíba (171 MW)	2%	2%
Banco XP S.A.	Porto do Pecém I (720 MW)		7%
Bolognesi Energia S.A.	Campina Grande (169 MW)	100%	100%
	Cristiano Rocha (85 MW)	23%	23%
	Maracanaú I (168 MW)	100%	100%
	Pernambuco III (183 MW)	78%	78%
Brasympe Energia S.A. - Exceto Petrobras	Termocabo (50 MW)	48%	48%

13 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 2023	Participação 2024
BTG Pactual	Geramar I (166 MW)	50%	
	Geramar II (166 MW)	50%	
	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW)	100%	
	Ponta Negra (73 MW)	100%	100%
	Povoação 1 (75 MW)	100%	
	Viana (175 MW)	100%	
	Viana 1 (37 MW)	100%	
Cactos Fundo de Investimento	Porto do Pecém I (720 MW)		10%
Caroá Fundo de Investimento	Porto do Pecém I (720 MW)		2%
Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A	Prosperidade I (28 MW)	96%	96%
	Prosperidade II (37 MW)	96%	96%
	Prosperidade III (56 MW)	96%	96%
	Prosperidade IV (9 MW)	96%	NI
Ceiba Energy LP	Jaraqui (75 MW)	100%	100%
	Tambaqui (93 MW)	100%	100%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	Aparecida Parte I (166 MW)	100%	100%
	Mauá 3 (591 MW)	100%	100%
	Santa Cruz (500 MW)	100%	100%
Companhia Paranaense de Energia - Copel	Araucária (484 MW)	NI	81%
	Figueira (20 MW)	100%	100%
CPFL Energia	Termonordeste (171 MW)	53%	53%
	Termoparaíba (171 MW)	53%	53%
Demais acionistas	Aparecida Parte I (166 MW)		0%
	Cristiano Rocha (85 MW)	1%	1%
	Geramar I (166 MW)	4%	
	Geramar II (166 MW)	4%	
	Global I (149 MW)	11%	11%
	Global II (149 MW)	11%	11%
	Guarani (150 MW)	11%	NI
	Manauara (68 MW)	11%	11%
	Mauá 3 (591 MW)	0,3%	0,3%
	Santa Cruz (500 MW)	0,2%	0,2%
	Apoena (147 MW)	11%	NI
Ebrasil S.A	Termocabo (50 MW)	24%	24%
	Termonordeste (171 MW)	42%	42%
	Termoparaíba (171 MW)	42%	42%
EDP Energias do Brasil S.A.	Porto do Pecém I (720 MW)	20%	20%
Électricité de France S.A.	Norte Fluminense (827 MW)	100%	100%
Eneva S.A.	Fortaleza (327 MW)	100%	NI
	Geramar I (166 MW)		100%
	Geramar II (166 MW)		100%
	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW)		100%
	Parnaíba I + Parnaíba V (1.041 MW)	100%	100%
	Parnaíba II (519 MW)	100%	100%
	Parnaíba III (178 MW)	100%	100%
	Parnaíba IV (56 MW)	100%	100%
	Porto de Sergipe I (1.593 MW)	NI	100%
	Porto do Itaqui (360 MW)	100%	100%
	Porto do Pecém II (365 MW)	100%	100%
	Povoação 1 (75 MW)		100%
	Viana (175 MW)		100%
	Viana 1 (37 MW)		100%

Empresa Produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação 2023	Participação 2024
EPG Brasil Ltda	Barra Bonita I (10 MW)	25%	25%
Fram Capital Energy	Jorge Lacerda I e II (190 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda III (220 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda IV (330 MW)	100%	100%
Fundo de Investimentos Pirineus	Barra Bonita I (10 MW)	75%	75%
Gaele Participações e Empreendimentos LTDA	Prosperidade I (28 MW)	4%	4%
	Prosperidade II (37 MW)	4%	4%
	Prosperidade III (56 MW)	4%	4%
	Prosperidade IV (9 MW)	4%	NI
Gás Natural Açu S.A.	GNA I (1.338 MW)	42%	42%
Global Participações em Energia S.A	Global I (149 MW)	89%	89%
	Global II (149 MW)	89%	89%
	Guarani (150 MW)	89%	NI
	Manauara (68 MW)	89%	89%
	Apoena (147 MW)	89%	NI
Grupo Solvay	Rhodia Paulínia (14 MW)	100%	NI
Hidrotérmica S.A.	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
	Pernambuco III (183 MW)	22%	22%
HS Investimentos S.A	Geramar I (166 MW)	21%	
	Geramar II (166 MW)	21%	
Infraestrutura Brasil Holding III S.A.	Marlim Azul (566 MW)	50%	50%
J&F Investimentos S.A	Candiota III (350 MW)	100%	100%
	Cuiabá (529 MW)	NI	100%
Jericó Fundo de Investimentos	Porto do Pecém I (720 MW)		41%
Karpowership Brasil Energia Ltda.	Karkey 013 (259 MW)	100%	100%
	Karkey 019 (116 MW)	100%	100%
	Porsud I (116 MW)	100%	100%
	Porsud II (78 MW)	100%	100%
Mercurio Asset	Porto do Pecém I (720 MW)	80%	20%
Mitsubishi Power Americas, INC.	Marlim Azul (566 MW)	20%	20%
Multiner Fundo de Investimento em participações	Cristiano Rocha (85 MW)	69%	69%
Neoenergia S.A	Termopernambuco (533 MW)	100%	100%
OZ&M Incorporação Participação Ltda	Termocabo (50 MW)	2%	2%
	Termonordeste (171 MW)	3%	3%
	Termoparaíba (171 MW)	3%	3%
Perfin Space X	Pampa Sul (345 MW)	50%	50%

Empresa Produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação 2023	Participação 2024
Petrobras	Araucária (484 MW)	NI	19%
	Baixada Fluminense (530 MW)	100%	100%
	Canoas (249 MW)	NI	100%
	Cubatão (250 MW)	100%	100%
	Ibirité (235 MW)	100%	100%
	Juiz de Fora (87 MW)	100%	100%
	Nova Piratininga (386 MW)	100%	100%
	REFAP (72 MW)	100%	100%
	Seropédica (360 MW)	100%	100%
	Suape II (381 MW)	20%	20%
	Termobahia (186 MW)	100%	100%
	Termocabo (50 MW)	12%	12%
	Termoceará (220 MW)	100%	100%
	Termomacaé (923 MW)	100%	100%
	Termorio (989 MW)	100%	100%
	Três Lagoas (386 MW)	100%	100%
	U-50 (100 MW)	100%	100%
	Vale do Açú (323 MW)	100%	100%
Radesca Participações Empresariais	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
Savana Spe Incorporação LTDA	Suape II (381 MW)	80%	80%
Servtec Investimentos e Participações Ltda.	Geramar I (166 MW)	25%	
	Geramar II (166 MW)	25%	
Shell Gas B.V	Marlim Azul (566 MW)	30%	30%
Siemens	GNA I (1.338 MW)	25%	25%
SPIC Brasil	GNA I (1.338 MW)	33%	33%
Starboard	Pampa Sul (345 MW)	50%	50%
SZF Participações LTDA	Termocabo (50 MW)	14%	14%

*Nota: NI - Usina não inventariada no ano em questão por não gerar ou gerar menos do que 2 GWh

A tabela indica que pelo menos 45 empresas distintas possuíam participação societária em usinas termelétricas a combustíveis fósseis que injetaram eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2023 e/ou 2024. Em 2023, 67 usinas fósseis forneceram energia ao SIN, associadas a, no mínimo, 40 empresas. Em 2024 – ano-base deste inventário – o mesmo número de usinas (67) gerou eletricidade a partir de combustíveis fósseis, vinculadas a 42 empresas, desconsiderando os casos sem identificação societária.

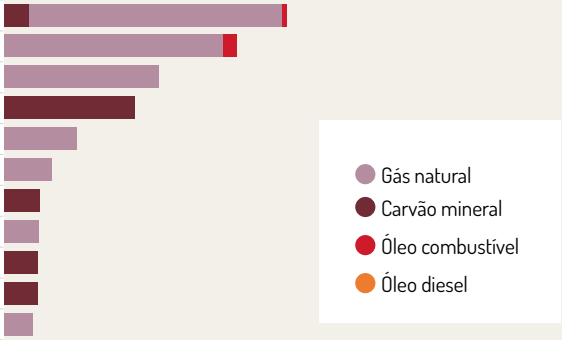
Um total de 38 empresas se mantiveram no mercado de 2023 para 2024, tendo algumas apresentado mudanças de portfólio. Dentre as mudanças mais significativas destaca-se o aumento do portfólio fóssil da Eneva em quase 860 MW de potência instalada. Em 2024, a empresa adquiriu as usinas capixabas Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW), Povoação 1 (75 MW), Viana (175 MW) e Viana I (37 MW), anteriormente vinculadas ao BTG Pactual, além das usinas Geramar I e II, cada uma com 166 MW, também sob participação majoritária do BTG. A J&F, por sua vez, concluiu em 2024 a aquisição da Candiota III, cuja negociação havia iniciado em 2023.

A Figura 21 traz a geração por empresa geradora. Nela, os empreendedores com menos de 0,2% da produção elétrica foram agrupados na categoria “demais acionistas” junto aos empreendedores não identificados.

A Eneva, que já figurava como uma das grandes empresas geradoras de termoeletricidade fóssil no SIN em anos anteriores, **foi pela primeira vez a maior geradora, ocupando um espaço que desde 2020 (primeiro ano-base dos inventários) era da Petrobras.** O incremento do portfólio foi importante para o crescimento de quase 4 TWh (87%) em sua produção, mas foi a consolidação da UTE Parnaíba I + Parnaíba V, com ciclo combinado recém fechado, que colocou a empresa nessa posição.

FIGURA 21 Produção de termeletricidade fóssil em 2024 por empresa geradora e combustível principal das usinas controladas*

	Empresa	Geração [GWh]	
1	Eneva S.A.	8,6	21,7%
2	Petrobras	7,1	17,8%
3	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	4,7	11,9%
4	Fram Capital Energy	4,0	10,0%
5	Électricité de France S.A.	2,2	5,6%
6	Infraestrutura Brasil Holding III S.A.	1,5	3,7%
7	J&F Investimentos S.A	1,1	2,8%
8	Ceiba Energy LP	1,1	2,7%
9	Perfin Space X	1,0	2,6%
10	Starboard	1,0	2,6%
11	Gás Natural Açu S.A.	0,9	2,3%
12	Shell Gas B.V	0,9	2,2%
13	SPIC Brasil	0,7	1,8%
14	Mitsubishi Power Americas, INC.	0,6	1,5%
15	Global Participações em Energia S.A	0,5	1,4%
16	Karpowership Brasil Energia Ltda.	0,5	1,4%
17	Siemens	0,5	1,4%
18	BTG Pactual	0,5	1,4%
19	Jericó Fundo de Investimentos	0,4	1,1%
20	Multiner Fundo de Investimento em participações	0,4	1,0%
21	Bolognesi Energia S.A.	0,2	0,6%
22	EDP Energias do Brasil S.A.	0,2	0,5%
23	Mercurio Asset	0,2	0,5%
24	Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A	0,1	0,3%
25	Cactos Fundo de Investimento	0,1	0,3%
	Demais acionistas	0,4	1,0%



Nota: Empresas com menos de 0,2% da geração foram agrupadas em "Demais acionistas" junto de acionistas não identificados

*As empresas Neoenergia S.A, Banco XP S.A, Hidrotérmica S.A, Fundo de Investimentos Pirineus, Caroá Fundo de Investimento, Radesca Participações Empresariais, Savana Spe Incorporação LTDA, CPFL Energia, Ebrasil S.A, Companhia Paranaense de Energia - Copel, EPG Brasil Ltda, Gaele Participações e Empreendimentos LTDA, AMG Brasil S.A, Brasympe Energia S.A. - Exceto Petrobras, SZF Participações LTDA, OZ&M Incorporação Participação Ltda, Aruana Energia S.Ageraram menos de 0,2% do total cada e possuem pouca relevância para geração inventariada (menos de 0,83% em conjunto).

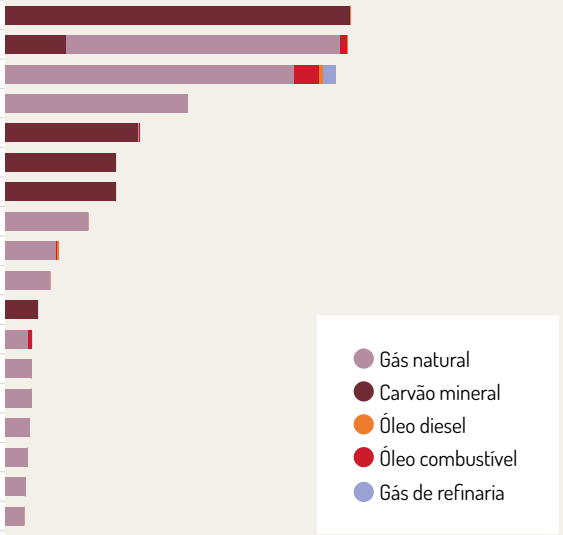
FIGURA 22 Comparativo da produção de eletricidade nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais geraram em 2024

Empresa	Geração por produtor [GWh] (2023 / 2024)	Diferença
Eneva S.A.	4.567 / 8.559	3.992
Petrobras	5.760 / 7.052	1.292
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	3.422 / 4.691	1.269
Fram Capital Energy	4.015 / 3.967	-49
Électricité de France S.A.	487 / 2.202	1.716
Infraestrutura Brasil Holding III S.A.	238 / 1.461	1.224
J&F Investimentos S.A	1.859 / 1.102	-757
Ceiba Energy LP	1.079 / 1.074	-5
Perfin Space X	763 / 1.043	280
Starboard	763 / 1.043	280
Gás Natural Açu S.A.	106 / 891	785
Shell Gas B.V	142 / 872	730
SPIC Brasil	84 / 704	620
Mitsubishi Power Americas, INC.	95 / 583	489
Global Participações em Energia S.A	513 / 546	34

A produção de 2024 manteve-se concentrada em poucas empresas: **Eneva (21,7%), Petrobras (17,8%), Eletrobras (11,9%), Fram Capital (10%) e Électricité de France (EDF) (5,6%) responderam por 67% da geração inventariada**. No caso da EDF, observa-se ainda um aumento de 353% na geração entre 2023 e 2024, conforme apresentado no gráfico a seguir.

FIGURA 23 Emissões de gases de efeito estufa em 2024 por empresa geradora e combustível queimado nas usinas controladas*

	Empresa	Emissão (mil toneladas de CO_2e)	
1	Fram Capital Energy	3.882	16,7%
2	Eneva S.A.	3.853	16,6%
3	Petrobras	3.726	16,1%
4	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	2.056	8,9%
5	J&F Investimentos S.A	1.511	6,5%
6	Perfin Space X	1.248	5,4%
7	Starboard	1.248	5,4%
8	Électricité de France S.A.	941	4,1%
9	Ceiba Energy LP	602	2,6%
10	Infraestrutura Brasil Holding III S.A.	512	2,2%
11	Jericó Fundo de Investimentos	374	1,6%
12	Global Participações em Energia S.A	307	1,3%
13	Shell Gas B.V	305	1,3%
14	Gás Natural Açu S.A.	305	1,3%
15	Karpowership Brasil Energia Ltda.	285	1,2%
16	BTG Pactual	261	1,1%
17	SPIC Brasil	241	1,0%
18	Multiner Fundo de Investimento em participações	223	1,0%
19	Mitsubishi Power Americas, INC.	204	0,9%
20	Siemens	184	0,8%
21	Mercurio Asset	182	0,8%
22	EDP Energias do Brasil S.A.	182	0,8%
23	Bolognesi Energia S.A.	137	0,6%
24	Cactos Fundo de Investimento	92	0,4%
25	Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A	73	0,3%
26	Banco XP S.A.	64	0,3%
	Demais acionistas	191	0,8%



Nota: Empresas com menos de 0,2% das emissões foram agrupadas em "Demais empresas" junto de acionistas não identificados.

*As empresas Neoenergia S.A, Hidrotérmica S.A., Caroá Fundo de Investimento, Fundo de Investimentos Pirineus, Savana Spe Incorporação LTDA, CPFL Energia, Radesca Participações Empresariais, Ebrasil S.A, Companhia Paranaense de Energia - Copel, EPG Brasil Ltda, Gaele Participações e Empreendimentos LTDA, AMG Brasil S.A, Brasympe Energia S.A. - Exceto Petrobras, SZF Participações LTDA, OZ&M Incorporação Participação Ltda e Aruana Energia S.A emitiram menos de 0,2% do total cada e possuem pouca relevância para geração inventariada (menos de 0,63% em conjunto).

Assim como a geração de eletricidade, as emissões de CO_2e em 2024 estiveram igualmente concentradas em poucas grandes empresas, como mostram a figura 23 e a tabela 4. **Apenas cinco empresas responderam por 65% das emissões: Fram Capital Energy (16,7%) Eneva (16,6%), Petrobras (16,1%), Eletrobras (8,9%) e J&F (6,5%). Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem Perfin Space X e Starboard (ambas com 5,4%), EDF (4,1%), Ceiba Energy (2,6%) e Infraestrutura Brasil Holding III (2,2%). Somente essas dez empresas foram responsáveis por 84% das emissões de 2024, o que equivale a mais de 19,6 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.**

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

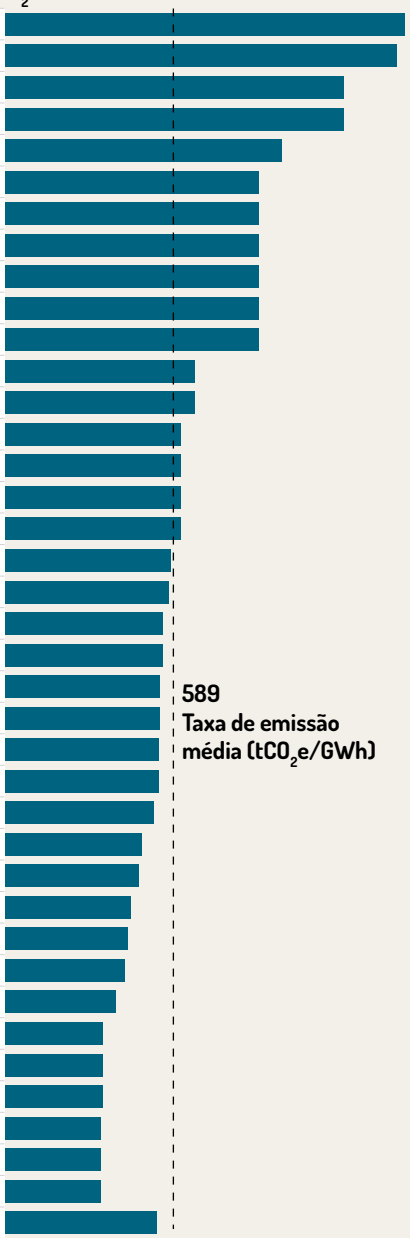
Número de empresas geradoras (em ordem decrescente de emissões)	Emissões do grupo de empresas geradoras (toneladas de CO_2e)	Participação no total de emissões
42 empresas geradoras + parcela de emissões de proprietários não identificados	23,2 milhões	100%
10 mais emissoras	19,6 milhões	84%
5 mais emissoras	15,0 milhões	65%
3 mais emissoras	11,5 milhões	49%
1 (maior emissora)	3,9 milhões	17%

3.1 Taxas de emissão de CO2e das empresas geradoras

A taxa de emissão, determinada pela razão entre emissões e eletricidade gerada, é um indicador adequado para comparação relativa do desempenho de empresas. Via de regra, a taxa de emissão de uma empresa considera tudo o que foi emitido e gerado em todo o seu portfólio de usinas, incluindo diferentes fontes energéticas (hidráulica, eólica, biomassa, fósseis, etc.). Porém, como o escopo deste inventário são termelétricas a combustíveis fósseis operando no SIN, as taxas de emissão para as empresas geradoras aqui calculadas consideram apenas esse universo. Nesse sentido, dentro desse trabalho, esse indicador é influenciado somente pelo combustível utilizado e pela eficiência energética das usinas nas quais as empresas são acionárias. As taxas de emissão das empresas geradoras para o ano de 2024 são apresentadas na figura abaixo.

FIGURA 24 Taxa de emissão por empresa geradora em 2024, considerando seus portfólios de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN

	Empresa	Taxa de emissão [tCO_2e/GWh]
1	Companhia Paranaense de Energia - Copel	1.408
2	J&F Investimentos S.A	1.380
3	Starboard	1.196
4	Perfin Space X	1.196
5	Fram Capital Energy	979
6	Mercurio Asset	897
7	Jericó Fundo de Investimentos	897
8	EDP Energias do Brasil S.A.	897
9	Banco XP S.A.	897
10	Caroá Fundo de Investimento	897
11	Cactos Fundo de Investimento	897
12	EPG Brasil Ltda	671
13	Fundo de Investimentos Pirineus	671
14	OZ&M Incorporação Participação Ltda	622
15	Ebrasil S.A	622
16	Brasympe Energia S.A. - Exceto Petrobras	622
17	SZF Participações LTDA	622
18	Hidrotérmica S.A.	587
19	Bolognesi Energia S.A.	583
20	Global Participações em Energia S.A	561
21	Ceiba Energy LP	560
22	Gaele Participações e Empreendimentos LTDA	551
23	Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A	551
24	Radesca Participações Empresariais	547
25	Multiner Fundo de Investimento em participações	547
26	Karpowership Brasil Energia Ltda.	528
27	BTG Pactual	487
28	Petrobras	478
29	Eneva S.A.	450
30	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	438
31	Électricité de France S.A.	427
32	Neoenergia S.A	395
33	Mitsubishi Power Americas, INC.	350
34	Shell Gas B.V	350
35	Infraestrutura Brasil Holding III S.A.	350
36	SPIC Brasil	342
37	Siemens	342
38	Gás Natural Açu S.A.	342
39	Demais acionistas	538



Nota: Para não distorcer as médias, os cálculos de taxas de emissão não consideram as usinas de cogeração e de autoprodução, bem como as usinas com fator de capacidade inferior a 1%. Para mais informações, vide item 6.2.4 da Metodologia.

O maior valor de emissão específica em 2024, segundo o recorte deste inventário, foi observado na Copel, com 1.408 tCO_2e/GWh — cerca de 2,5 vezes a média das termelétricas fósseis do SIN (589 tCO_2e/GWh). Em 2024, a Copel detinha 100% do controle da UTE Figueira (20 MW), usina a carvão mineral que apresentou a maior taxa específica de emissão entre as termelétricas que forneceram energia ao SIN (vide Figura 18). Ainda assim, suas emissões absolutas foram pouco representativas, correspondendo a menos de 0,02% do total inventariado. Destacam-se também com altas taxas de emissão as empresas J&F (1.380 tCO_2e/GWh), Perfin (1.196 tCO_2e/GWh), Starboard (1.196 tCO_2e/GWh) e Fram Energy (979 tCO_2e/GWh), donas de usinas a carvão mineral entre as 5 mais emissoras de 2024.

Por outro lado, a Eneva, segunda maior emissora em termos absolutos, apresentou taxa de emissão (450 tCO_2e/GWh) inferior à média das termelétricas a combustíveis fósseis de serviço público do SIN. Isso ocorre porque, mesmo tendo portfólio fóssil diverso, com usinas a óleo combustível, carvão mineral e a gás natural com tecnologia ciclo brayton e motor a combustão, está gerou predominantemente com suas usinas a gás natural com tecnologia ciclo combinado (cerca de 80%).

4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS

Além de estimar emissões de gases de efeito estufa, entre os objetivos iniciais deste inventário é a apresentação das quantidades de poluentes atmosféricos – óxidos de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP), óxidos de enxofre (SO_x) e monóxido de carbono (CO) – emitidas nas usinas inventariadas. Os números foram levantados por meio do portal de dados abertos do Ibama, que disponibiliza informações sobre emissões de poluentes atmosféricos locais por termelétricas. Essas informações são provenientes dos Relatórios de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp), que devem ser enviados ao Ibama pelas empresas geradoras de termeletricidade (Ibama, 2025b).

A avaliação dos conjuntos de dados por poluente (NO_x, MP, SO_x e CO) considerou tanto o número de usinas sem informações disponíveis quanto aquelas que forneceram dados de emissão. Para estas últimas, mesmo que os valores apresentados estivessem em ordens de grandeza inconsistentes com os resultados esperados, a comparação foi realizada com os fatores médios de emissão para cada combinação de combustível e ciclo de potência, conforme descrito no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019). Como uma análise adicional mais criteriosa, foi avaliado se as taxas de emissão alcançadas para cada usina ao se aplicar a razão entre suas emissões reportadas no Rapp e seu consumo de combustíveis se enquadravam nos intervalos de confiança dos respectivos fatores médios de referência indicados no Guia Europeu.

O conjunto de dados referentes às emissões de NO_x foi aquele que apresentou menores números de lacunas ou inconsistências de ordem de grandeza[14], resultando em fatores de emissão por consumo de combustível (toneladas por joule - t/J) dentro dos intervalos de confiança especificados no Guia Europeu.

Além de ter sido possível obter informações mais precisas sobre as emissões de NO_x a partir dos documentos disponíveis ao público, é importante destacar que esse gás é emitido em grandes quantidades por qualquer termelétrica que utilize combustível fóssil[15]. Sua presença no ar em concentrações elevadas está associada a uma variedade de preocupações ambientais e de saúde pública, incluindo a formação de ozônio (que se trata de um gás tóxico quando presente na troposfera), ocorrência de chuva ácida, acidificação de sistemas aquáticos, danos florestais, degradação da visibilidade e formação de partículas finas.

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

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

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

Na tabela 5, é apresentada a avaliação dos dados de NO_X disponíveis no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2025b). É possível verificar que, das 67 usinas inventariadas, não foi possível localizar dados de emissão de NO_X para 12 delas (18%). Das outras 55 plantas com dados localizados, 20 reportaram emissões em ordens de grandeza inconsistentes. Além disso, dentre as 35 termelétricas com dados disponíveis e com ordens de grandeza consistentes, 12 não passaram no teste adicional de aderência aos intervalos de confiança do Guia Europeu. A ausência de dados é ainda mais preocupante em relação aos outros poluentes, tanto pela quantidade de dados disponibilizados quanto pela qualidade das informações.

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 2024.

No que se refere aos poluentes atmosféricos com impactos locais, é essencial identificar as emissões de NO_X dentro do território, especialmente devido à presença de múltiplas usinas termelétricas em operação em alguns municípios.

A liberação desse poluente em uma única região deve ser acompanhada de informações para a identificação da problemática. Um exemplo relevante é o município de Macaé, que já possuía duas termelétricas operantes e em 2023 teve a inauguração da usina Marlim Azul em área identificada como saturada em termos de qualidade do ar. Esse município em 2020 apresentou recorrentes ultrapassagens dos limites diários de O_3 – mais de 80 dias com ocorrências, conforme apontado por estudo (IEMA, 2021).

Para além da defasagem de dados em áreas monitoradas, há também a problemática de territórios sem nenhum tipo de monitoramento ou com monitoramento, mas sem disponibilizar essa informação para a população. Dos 39 municípios incluídos neste inventário, 13 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira. Em alguns casos, embora existam estações de monitoramento, os dados históricos coletados por elas não são disponibilizados ao público por meio de canais oficiais dos órgãos ambientais.

A falta de transparência de informações gera desafios para a realização de avaliações das condições reais da qualidade do ar nas proximidades. Ainda assim, na contramão dessa lacuna de informações, diversos projetos termelétricos estão sendo considerados para implantação, muitos deles já com licenças concedidas pelos órgãos ambientais competentes.

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

Usina	Dado disponível	Considerando intervalo de confiança pré-estabelecido (10-230%)	Considerando intervalo de confiaça do Guia Europeu
Aparecida Parte I	Não	Não	Não
Araucária	Sim	Não	Não
Baixada Fluminense	Sim	Sim	Sim
Barra Bonita I	Sim	Não	Não
Campina Grande	Sim	Sim	Sim
Candiota III	Sim	Sim	Não
Canoas	Sim	Sim	Não
CIF Mineração	Não	Não	Não
Cristiano Rocha	Sim	Sim	Não
Cubatão	Sim	Sim	Sim
Cuiabá	Sim	Sim	Não
Figueira	Sim	Sim	Não
Geramar I	Sim	Não	Não
Geramar II	Sim	Não	Não
Global I	Sim	Não	Não
Global II	Sim	Não	Não
GNA I	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	Não
Juiz de Fora	Sim	Sim	Sim
Karkey 013	Não	Não	Não
Karkey 019	Não	Não	Não
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Sim	Sim	Sim
Manauara	Sim	Não	Não
Maracanaú I	Sim	Não	Não
Marlim Azul	Sim	Sim	Não
Mauá 3	Não	Não	Não
Norte Fluminense	Sim	Sim	Não
Nova Piratininga	Sim	Sim	Não
Pampa Sul	Sim	Não	Não
Parnaíba I + Parnaíba V	Sim	Não	Não
Parnaíba II	Sim	Sim	Sim
Parnaíba III	Sim	Sim	Sim
Parnaíba IV	Sim	Não	Não
Pernambuco III	Sim	Não	Não
Ponta Negra	Sim	Sim	Não
Porsud I	Não	Não	Não
Porsud II	Não	Não	Não
Porto de Sergipe I	Não	Não	Não
Porto do Itaqui	Sim	Sim	Não
Porto do Pecém I	Sim	Sim	Não
Porto do Pecém II	Sim	Não	Não
Povoação 1	Sim	Sim	Sim
Prosperidade I	Sim	Não	Não
Prosperidade II	Não	Não	Não
Prosperidade III	Não	Não	Não
REFAP	Não	Não	Não
Santa Cruz	Sim	Não	Não
Seropédica	Sim	Sim	Sim
Suape II	Sim	Sim	Sim
Tambaqui	Sim	Não	Não
Termobahia	Sim	Sim	Sim
Termocabo	Sim	Não	Não
Termoceará	Sim	Sim	Sim
Termomacaé	Sim	Sim	Sim
Termonordeste	Sim	Sim	Sim
Termoparaíba	Sim	Sim	Sim
Termopernambuco	Sim	Não	Não
Termorio	Sim	Sim	Sim
Três Lagoas	Sim	Sim	Sim
U-50	Não	Não	Não
Vale do Açú	Sim	Sim	Sim
Viana	Sim	Sim	Sim
Viana 1	Sim	Sim	Sim

Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2025b.

FIGURA 25 **Emissões de NO_x de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2024, com destaque para o combustível principal de cada planta**

	Usina	Município	UF	Emissões [toneladas de NO_x]
1	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	7.587
2	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	4.132
3	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	2.254
4	Candiota III	Candiota	RS	1.520
5	Termorio	Duque de Caxias	RJ	1.160
6	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	948
7	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	945
8	Cubatão	Cubatão	SP	790
9	Porto do Itaqui	São Luís	MA	512
10	Viana	Viana	ES	392
11	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	341
12	Norte Fluminense	Macaé	RJ	294
13	Cristiano Rocha	Manaus	AM	286
14	Termomacaé	Macaé	RJ	284
15	Marlim Azul	Macaé	RJ	238
16	Canoas	Canoas	RS	187
17	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	183
18	Ponta Negra	Manaus	AM	180
19	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	161
20	Termoceará	Caucaia	CE	160
21	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	152
22	Seropédica	Seropédica	RJ	109
23	Termobahia	São Francisco do Conde	BA	108
24	Ibirité	Ibirité	MG	72
25	Termonordeste	João Pessoa	PB	62
26	Termoparaíba	João Pessoa	PB	60
27	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	58
28	Campina Grande	Campina Grande	PB	51
29	Nova Piratininga	São Paulo	SP	39
30	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	34
31	Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	27
32	Povoação 1	Linhares	ES	13
33	Figueira	Figueira	PR	6
34	Viana 1	Viana	ES	5
35	Cuiabá	Cuiabá	MT	1

Nota: As usinas a cogeração de eletricidade e vapor e/ou de autoprodução estão destacadas com barras hachuradas e asterisco, respectivamente.
Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2024b.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em 2024, as 67 termelétricas fósseis conectadas ao SIN, escopo deste inventário, produziram 39,5 TWh de eletricidade, dos quais 75% foram provenientes de usinas a gás natural como combustível principal. Ao todo, esse conjunto de usinas inventariadas em 2024 emitiu 23,2 milhões de toneladas de CO_2e – sendo que 97% desse valor foi proveniente de apenas 34 usinas (cerca de metade do parque). **Comparando os resultados de 2023 com os de 2024, observou-se um aumento de 29% nas emissões inventariadas.**

A matriz elétrica brasileira vem passando por uma transição, na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica deu lugar a uma crescente diversificação das fontes de geração, inicialmente impulsionada principalmente pela geração termelétrica fóssil. As renováveis não hidrelétricas apresentaram crescimento expressivo a partir de 2015, alcançando quase 32% da geração elétrica do país em 2024. Apenas entre 2023 e 2024, o aumento líquido dessas fontes foi de 35,5 TWh, puxado principalmente por eólicas e solares.

Nesse cenário, a crescente participação de fontes renováveis variáveis tensiona a lógica tradicional do sistema hidrotérmico. Embora o país disponha de abundância de energia renovável, sua integração plena ainda é limitada por desafios estruturais, como variabilidade, inflexibilidade operativa, *curtailment* e restrições de transmissão. Por esse motivo, o acionamento de termelétricas continua sendo um recurso utilizado pela ONS para garantir potência firme, estabilidade e atendimento local em momentos específicos.

Em 2024 o sistema elétrico brasileiro apresentou recorde histórico de crescimento em sua geração, tendo um aumento líquido de 43 TWh, impulsionado pelo aumento da demanda e recorde de potência instalada implantada (ANEEL, 2025c). Com exceção da geração hidrelétrica, todas fontes tiveram aumento relativo se comparado a 2023.

A geração termelétrica fóssil injetada no SIN cresceu 47% e o crescimento da geração a gás natural inventariada (60%) em comparação aos outros combustíveis refletiu-se na diminuição da taxa de emissão média para as termelétricas fósseis do SIN. **Em 2023 essa taxa era de 671 tCO_2e/ GWh, passando a 589 tCO_2e/ GWh, em 2024.**

Quanto à atribuição de emissões às proprietárias das usinas inventariadas, apenas cinco empresas foram responsáveis por 65% de tudo o que foi emitido, sendo elas: **Fram Capital Energy (16,7%) Eneva (16,6%), Petrobras (16,1%), Eletrobras (8,9%) e J&F (6,5%)**. Em termos de taxas de emissões, destacaram-se negativamente as empresas Copel, J&F Investimentos, Perfin Space X, Starboard e Fram Capital Energy. Estas com taxas elevadas em comparação com a média nacional e detentoras de usinas a carvão mineral.

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.

Embora a geração termelétrica fóssil tenha representado apenas 10% da matriz em 2024, observa-se um aumento na produção e na proposição de novos projetos nos últimos anos. Um exemplo é o Leilão de Reserva de Capacidade 2026, que registrou o cadastramento de 314 térmicas a gás natural e/ou carvão, das quais 83% são projetos novos (EPE, 2025b).

O principal desafio não reside apenas nas emissões anuais, que variam conforme o acionamento das usinas, mas no **comprometimento estrutural do sistema elétrico com projetos fósseis de longo prazo**, o que limita a capacidade de avançar rumo a uma matriz menos emissora, mesmo com o crescimento expressivo das fontes renováveis. Frequentemente apoiada pela indústria do gás e do carvão, essa tendência pode levar ao acionamento de termelétricas mesmo em condições climáticas favoráveis à geração renovável, aumentando desnecessariamente emissões e outros impactos socioambientais inerentes às termelétricas.

Buscando esclarecer riscos e propor alternativas, o IEMA continuará analisando e divulgando informações sobre a expansão termelétrica no país, por meio de boletins de análise pré e pós-leilões, notas técnicas sobre mudanças no setor elétrico brasileiro e inventários anuais de emissões atmosféricas.

Na conjuntura atual, a geração termelétrica é necessária para assegurar potência firme em períodos de baixa hidraulicidade e picos de demanda, mas é essencial criar caminhos que reduzam gradualmente a dependência dessa fonte, permitindo que o sistema renovável assuma um papel central e alinhado às metas de redução de emissões e à segurança do suprimento nas próximas décadas.

Vale ressaltar que um desafio importante para a continuidade deste trabalho é o acesso público a informações confiáveis, especialmente no que se refere a indicadores ambientais. A fonte selecionada, Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp/Ibama), ainda que a mais completa em termos de disponibilidade de informações de consumo de combustíveis, apresentou dados incongruentes ou ausentes para 19 usinas. O quadro é ainda mais problemático para as emissões de poluentes locais: das 67 usinas, apenas 35 publicaram números coerentes para NO_x; enquanto apenas cinco, nove e 16 forneceram dados coerentes de MP, SO_x e CO, respectivamente.

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

6. METODOLOGIA DETALHADA

6.1 Fontes de informação

6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade

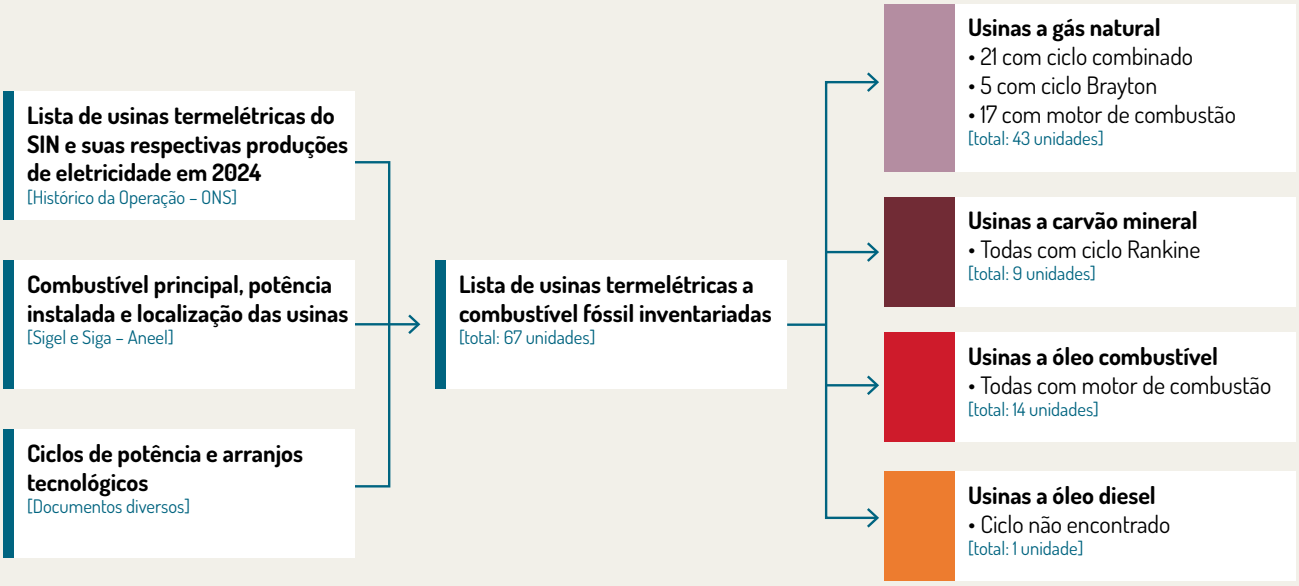
Para a elaboração deste inventário, as informações sobre as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de 2020 a 2024, bem como suas respectivas gerações de eletricidade, foram obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu Histórico da Operação, plataforma pública atualizada periodicamente (ONS, 2025). Para essa atualização do inventário optou-se por inventariar apenas usinas que tenham gerado mais de 2 GWh no respectivo ano, uma vez que usinas com geração inferior a esta tem participação muito baixa nos valores finais deste documento.

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, 2025b) e do Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2025d).

Já para a identificar o arranjo tecnológico (se são ou não usinas de cogeração e/ou de autoprodução) e o ciclo de potência das plantas, além das fontes já citadas, foram consultadas documentações inerentes aos processos de licenciamento ambiental, em especial os Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e as licenças ambientais expedidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou pelos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (Oema). Além disso, foram empreendidas buscas sistemáticas nos sites das empresas/usinas geradoras e em documentos oficiais, como o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2025).

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

FIGURA 26 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 empreendimentos[16]. A agência reguladora, por sua vez, publica periodicamente tais composições em seu portal na *internet*, por meio do sistema de dados abertos, Polímero (Aneel, 2025a).

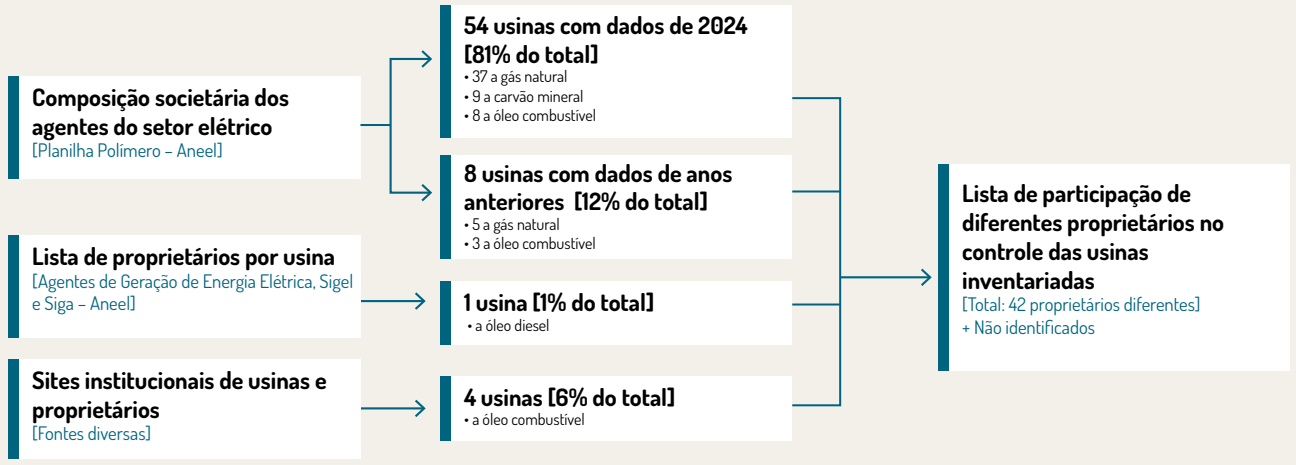
Para identificar os proprietários, foram utilizadas as informações disponíveis na base de dados do sistema Polímero referentes aos trimestres mais recente do ano analisado. Além disso, foram necessárias buscas em arquivos referentes a períodos menos recentes para complementar dados não presentes na base atual. Desta forma, foi possível identificar os proprietários de 67 usinas térmicas aqui inventariadas, bem como as respectivas participações desses proprietários no capital social de cada uma dessas termelétricas.

Para complementar as informações disponibilizadas no sistema Polímero, foram consultadas outras três plataformas da Aneel: o Sigel (Aneel, 2025b), o Siga (Aneel, 2025d) e a base de Agentes de Geração de Energia Elétrica (Aneel, 2025e). Por meio dessas plataformas, foram identificados os proprietários de uma usina. Para as quatro 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.

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

FIGURA 27 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)[17], disponibilizadas no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2025c). Tais relatórios são preenchidos pelos próprios empreendedores responsáveis, tratando-se de uma obrigação vinculada ao pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA)[18]. 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)[19].

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, 2025) e dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2025b). 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 39 termelétricas tiveram os dados de consumo diretamente retirados dos valores referentes a 2024 publicados em seus Rapp/Ibama. Destas, 27 utilizam o gás natural, seis delas têm o carvão mineral como combustível principal e seis são movidas a óleo combustível.

17 "O Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp) é uma ferramenta instituída como obrigação acessória à TCFA pela Política Nacional de Meio Ambiente (Lei 6.938/81, art. 17-C, § 1º). O Rapp tem como função a obtenção de dados e informações para colaborar com procedimentos de fiscalização e controle ambiental. O modelo do relatório é definido pelo Ibama, que atualmente é regulamentado pela Instrução Normativa do Ibama n.º 22/2021." (Ibama, 2025d).

18 "A Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA) é uma espécie de tributo para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. A TCFA está prevista no art. 17-B da Lei Federal n.º 6.938/1981 (Política Nacional de Meio Ambiente), que teve a redação dada pela Lei Federal n.º 10.165/2000. Foi regulamentada pelo Ibama por meio da Instrução Normativa n.º 17, de 2011, republicada no DOU de 20 de abril de 2012. É definida pelo cruzamento do grau de potencial poluidor com o porte econômico do empreendimento. Essas informações são fornecidas pelo próprio contribuinte, ao se inscrever no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP)." (Ibama, 2025e).

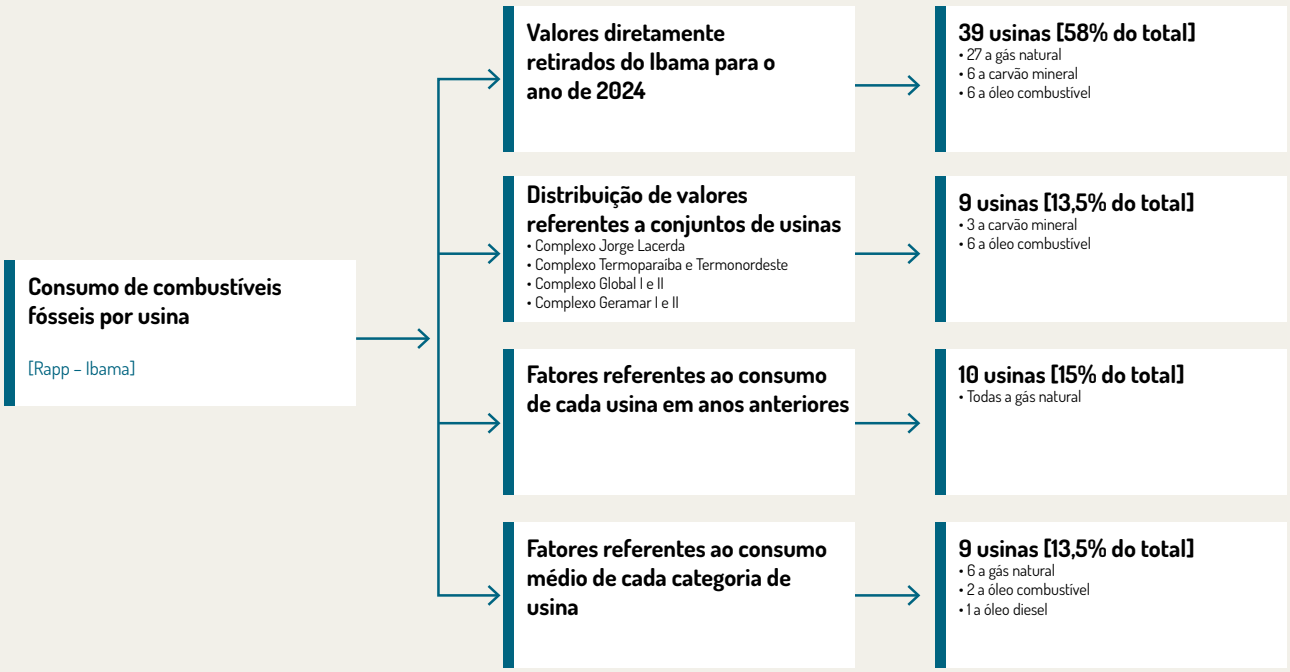
19 O art. 17, II, da Lei 6.938/1981, que dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, instituiu, sob a administração do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama), o Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (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, 2025a)

Para obter o consumo de outras nove plantas, foram distribuídos valores referentes a conjuntos de usinas, também disponíveis via Rapp/Ibama. Assim, por exemplo, o consumo total do complexo Global, informado a partir da base do Ibama, foi distribuído para as duas usinas que o compõem (Global I e Global II) de maneira proporcional à geração. Essa mesma metodologia foi aplicada para a distribuição do consumo para os complexos Termoparaíba/Termonordeste, e Geramar.

Para o complexo Jorge Lacerda, utilizou-se a distribuição de consumo de combustível entre as usinas na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (CCCE, 2025) como base para a divisão proporcional do consumo indicado no Rapp/Ibama entre as unidades Jorge Lacerda I e II, Jorge Lacerda III e Jorge Lacerda IV.

Para as térmicas cuja informação não estava disponível no Rapp/Ibama, foi necessário utilizar fatores de consumo de combustível por eletricidade gerada. Para outras 10 usinas[20], tais fatores foram calculados a partir dos consumos de cada uma delas referentes a um ano anterior disponível nos dados abertos do Ibama. Já para nove plantas que não possuíam dados de consumo referentes a anos anteriores[21], foram aplicados fatores de consumo médios específicos para cada tecnologia (combinação de combustível principal e ciclo de potência). Os fatores foram calculados a partir dos dados de 2024 disponíveis no Rapp/Ibama, dividindo-se o total de combustível consumido por todas as usinas de uma determinada tecnologia pela eletricidade total gerada por essas mesmas usinas. A exceção são as usinas a óleo diesel, para as quais foi adotado um fator médio do Balanço Energético Nacional (EPE, 2025a), devido à baixa cobertura de dados no Rapp/Ibama.

FIGURA 28 Origem dos dados de consumo de combustíveis por usina e simplificações adotadas



20 Aparecida Parte I, Araucária, Baixada Fluminense, Ibirité, Mauá 3, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV, Porto de Sergipe I e Seropédica
21 CIF Mineração, Karkey 013, Karkey 019, Porsud I, Porsud II, Prosperidade II, Prosperidade III, REFAP e U-50

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, 2025b)[22].

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

- Muitas cidades brasileiras não têm mais apresentado concentrações atmosféricas de CO acima dos padrões legais e das recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) (IEMA, 2025);
- As taxas de emissão observadas para SO_X e MP apresentaram diferenças significativas em relação ao indicado na literatura de referência[23];
- Das 67 termelétricas que injetaram energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2024, um total de 12 usinas não informaram as emissões dos poluentes locais SO_X,MP e CO em seus respectivos Rapp/Ibama. Vale destacar entretanto que muitas usinas reportaram uma emissão nula não representativa[24].

Para avaliar os valores de emissão de NO_X para cada empreendimento, foi empregado um conjunto de critérios para qualificar os dados disponibilizados. Esses critérios foram explanados no capítulo 4 (Emissões de Poluentes Locais) deste relatório. Com isso, excluiu-se os valores de NO_X muito acima ou muito abaixo do esperado para uma dada geração de eletricidade e um determinado arranjo tecnológico de combustível e ciclo de potência[25]. Além disso, a partir de fatores de emissão de referência disponíveis no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019), foi possível também listar usinas que podem ter apresentado emissões um pouco acima ou um pouco abaixo do esperado (vide tabela 5). Os valores dessas usinas ainda assim foram mantidos e apresentados neste inventário, uma vez que não é possível afirmar que estão de fato incorretos.

Vale frisar que não se utilizou fatores médios para estimar as emissões de NO_X daquelas usinas cujas informações eram inconsistentes ou não estavam disponíveis no portal de dados abertos do Ibama. Isso porque as emissões desse poluente podem variar significativamente 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 35 das 67 usinas inventariadas, tratando-se apenas daquelas que divulgaram tais informações via Rapp/Ibama[26], que tinham dados relativamente coerentes e que não são classificadas como autoprodutoras.

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

23 Para avaliação da confiabilidade dos dados de emissão de poluentes atmosféricos em 2024 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).

24 21 usinas apresentaram dados nulos para SOX, 16 para MP e 11 para CO.

25 As 16 seguintes usinas tiveram suas informações de emissões de NOX desconsideradas: Araucária, Barra Bonita I, Geramar I, Geramar II, Global I, Global II, GNA I, Jaraqui, Manauara, Maracanaú I, Pampa Sul, Parnaíba I + Parnaíba V, Parnaíba IV, Pernambuco III, Porto do Pecém II, Prosperidade I, Santa Cruz, Tambaqui, Termocabo, Termopernambuco.

26 Não foi possível encontrar informações de emissões de NOX das 16 seguintes usinas: Aparecida Parte I, Barra Bonita I, Figueira, Fortaleza, Karkey 013, Karkey 019, Manauara, Mauá 3, Porsud I, Porsud II, Prosperidade II, Prosperidade III, Prosperidade IV, REFAP, Termocabo e U-50.

6.2 Procedimentos de cálculo

6.2.1 Fator de capacidade por usina

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

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

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

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

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, 2025).

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 cogeração[27] de eletricidade e vapor não tiveram parte de suas gerações utilizadas/injetadas nas respectivas indústrias em que estão vinculadas. Não há clareza, portanto, se a geração injetada no SIN por cada termelétrica a cogeração contempla o total gerado nessas plantas ou somente uma parte da eletricidade produzida em um ano.

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

6.2.2 Eficiência energética

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

27 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 combustíveis[28], conforme fórmula a seguir:

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

Sendo:

E [tep] = Eletricidade gerada na usina

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

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

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

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

Como discutido no capítulo sobre geração, observou-se que uma significativa parcela das usinas que aparecem na lista de unidades geradoras da ONS (ONS, 2025) operou com um fator de capacidade muito baixo, sugerindo que, muito possivelmente, funcionaram apenas para fins de teste. Considerando que, em muitos desses casos, grande parte da geração das usinas ocorreu durante os processos de ligar ou desligar as unidades, os cálculos de eficiência realizados podem não refletir com acurácia o desempenho real das usinas durante períodos prolongados de operação. Assim, usinas com menos de 1% de fator de capacidade também não foram representadas/ consideradas nos gráficos de eficiência.

6.2.3 Emissões de gases de efeito estufa por usina

Uma vez que as emissões de CO_2 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 (CH_4) e óxido nitroso (N_2O), outros gases de efeito estufa (GEE) emitidos em usinas térmicas. Para se obter um valor único de GEE medido em dióxido de carbono equivalente (CO_2e), os resultados de CH_4 e de N_2O 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 CO_2e são, então, calculadas por meio da seguinte equação:

$$\text{Emissão}^{CO_2e}_{usina} = \left(\text{Consumo}_{combustível} * FE^{CO_2}_{combustível}\right) + \left(28 * \text{Consumo}_{combustível} * FE^{CH_4}_{combustível}\right) + \left(265 * \text{Consumo}_{combustível} * FE^{N_2O}_{combustível}\right)$$

Sendo:

$FE_{combustível}$ [TJ] = Fator de emissão de CO_2, CH_4 ou N_2O (em kg) para o consumo de um dado combustível

28 Para o cálculo de eficiência, é necessário converter todas as variáveis para uma única unidade de medida de energia. Neste inventário, todas as medidas foram convertidas para tonelada equivalente de petróleo (tep), multiplicando os consumos de combustíveis e as gerações de eletricidade (em unidades comerciais, como tonelada ou watt-hora) pelos respectivos fatores de conversão para tep médios disponíveis no Balanço Energético Nacional (EPE, 2025a).

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

		$kgCO_2/TJ$	$kgCH_4/TJ$	kgN_2O/TJ
Carvão vapor 3100	(carvão mineral lignito)	101.000	0,6	0,8
Carvão vapor 3300	(carvão mineral lignito)	101.000	0,6	0,8
Carvão vapor 4500	(carvão mineral sub-betuminoso)	96.100	0,6	0,8
Carvão vapor 6000	(carvão mineral betuminoso)	94.600	0,6	0,8
Gás de refinaria		57.600	4	1
Gás natural seco		56.100	4	1
Óleo diesel		64.171	4	0,6
Óleo combustível		77.400	0,8	0,3

Nota: O fator de emissão do óleo diesel considera que 13,4% do volume desse combustível queimado em centrais elétricas em 2024 foi composto por biodiesel (EPE, 2025b); outros 86,6% são de diesel de petróleo, que possui fator de 74.100 kgCO2/TJ (MCTI, 2020b). Conforme metodologia indicada pelo IPCC para inventariar emissões nacionais, a queima da parcela de biodiesel é considerada neutra em emissões de CO2, pois todo carbono emitido fora anteriormente capturado da atmosfera durante o crescimento da biomassa (essencialmente soja) usada como matéria-prima para fabricação desse biocombustível (IPCC, 2006).
Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI, 2020b.

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

6.2.4 Taxa de emissão

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

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

$$\text{Taxa de emissão}_{usina} = \frac{\text{Emissão}_{usina}^{CO_2e}}{E_{usina}}$$

Sendo:

E [GWh] = Energia elétrica gerada

$\text{Emissão}_{usina}^{CO_2e}$ [t] = Emissão de dióxido de carbono equivalente

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

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

Em usinas a cogeração, que podem utilizar a energia proveniente da queima de combustíveis para gerar, de forma integrada, tanto eletricidade quanto vapor, parte dos combustíveis consumidos pode ter sido queimada para produzir vapor e não eletricidade. Portanto, na prática, uma parcela das emissões atribuídas a essas usinas pode não dizer respeito à geração de eletricidade diretamente. Considerando que as emissões, independentemente da finalidade, ocorreram, optou-se por seguir apresentando essas usinas 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 ute (geração de eletricidade e de vapor).

Como a taxa de emissão pondera cada unidade de CO_2e emitida (em toneladas) por cada unidade de eletricidade gerada (em gigawatt-hora), o cálculo desse indicador para uma usina de cogeração estaria potencialmente superestimado por considerar, por um lado, o carbono emitido tanto por geração de eletricidade quanto de vapor, mas, por outro, ponderar tal emissão apenas pela eletricidade gerada. Nesse sentido, como um dos objetivos de indicadores que relacionam duas grandezas é permitir a comparabilidade entre resultados, considerou-se mais coerente a não representação de usinas a cogeração nos gráficos de taxas de emissão.

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

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

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

Assim, se uma usina hipotética, controlada em 20% pelo produtor "A" e em 80% pelo "B", emitiu 100 mil toneladas de CO_2e, a parcela de emissões alocada para o produtor "A" será de 20 mil toneladas, enquanto o produtor "B" será responsável pelas outras 80 mil. Se esse produtor "B" ainda tiver 100% de controle sobre outra usina que emitiu 50 mil toneladas de carbono, suas emissões totais serão de 130 mil toneladas (80 mil referentes a uma usina e 50 mil à outra).

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

6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2024

No segundo semestre de 2024, o IEMA divulgou o quarto Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas, tendo 2023 como ano-base. Em todas as edições do Inventário, é empregado um esforço de revisão dos dados históricos, buscando manter a base de informações o mais atualizada possível.

A partir deste inventário, as potências das usinas passaram a ser vinculadas diretamente ao SIGA do ano correspondente. Até então, utilizava-se a potência mais recente para todos os anos, o que não refletia possíveis alterações anuais. Observou-se que a ANEEL apresenta certo atraso na atualização desses dados, como no caso da usina Santa Cruz, cuja potência foi ajustada para 500 MW (fechamento do ciclo) em fevereiro de 2023, mas que ainda não constava modificada no SIGA referente a março de 2023. De modo geral, e com exceção do caso citado, que foi modificado mesmo sem constar na base, optou-se por seguir os dados apresentados pelo SIGA.

Por estes motivos, é possível observar pequenas alterações nos dados de anos anteriores apresentados neste documento em relação aos dados apresentados no inventário/documento anterior.

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: 2025.

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: 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Composição Societária dos Agentes do Setor Elétrico. **Dados Abertos, 2025a**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/composicao-societaria-polimero/resource/ef4129fc-d72b-47db-9a79-d49f5c5ee879>. Acesso em: 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Download. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel)**, 2025b. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso em: 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Matriz elétrica teve aumento de 10,9 GW em 2024, maior expansão da série histórica*. 2025c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica>. Acesso em: 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga). **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2025d. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Agentes de Geração de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2025e. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/agentes-de-geracao-de-energia-eletrica>. Acesso em: 2025.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIO DE ENERGIA ELÉTRICA. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Câmara de Comércio de Energia Elétrica, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. Acesso em: 2025

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: 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2025 - Ano base 2024**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, 2025a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>. Acesso em: 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional (BEN) - Séries Históricas e Matrizes - Capítulo 5 - Balanço dos Centros de Transformação 1970-2024**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2025b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas<. Acesso em: 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe Cadastramento LRCAP 2026**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2025c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-912/Informe%20Cadastramento%20LRCAP%202026.pdf>. Acesso em:2025

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)**, 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/cadastros/ctf/ctf-app/ctf-app>. Acesso em: 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Emissões de Poluentes Atmosféricos. **Dados Abertos**, 2025b. Disponível em: <https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/emissoes-de-poluentes-atmosfericos>. Acesso em: 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Fontes Energéticas. **Dados Abertos**, 2025c. Disponível em: <https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/fontes-energeticas>. Acesso em: 2025.

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)**, 2025d. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/relatorios/atividades-poluidoras>. Acesso em: 2025.

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)**, 2025e. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/taxas/tcfa/sobre-a-tcfa>. Acesso em: 2025.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Qualidade do ar em Macaé (RJ). **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2021. Disponível em: <https://energiaeambiente.org.br/produto/nota-tecnica-qualidade-do-ar-em-macae-rj>. Acesso em: 2025.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Série Termoeletricidade em Foco - Uso de Água em Termoelétricas**. 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: 2025.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Plataforma da Qualidade do Ar. **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2025. Disponível em: <https://energiaeambiente.org.br/qualidadedoar>. Acesso em: 2025.

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: 2025.

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: 2025.

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: 2025.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 2014 - Destaques de Dezembro de 2024**. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, 2025. 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/2024/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2024.pdf/view>. Acesso em: 2025.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração**. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%202019.08.pdf>. Acesso em: 2025.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Histórico da Operação - Geração de Energia.** Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2025. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 2025.

ANEXO

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

CÓDIGO ÚNICO DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO (CEG)	USINA (NOME)	MUNICÍPIO - UF	COMBUSTÍVEL PRINCIPAL	CICLO DE POTÊNCIA	POTÊNCIA INSTALADA 2024	2023					2024				
						GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (GWh)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (tCO2e - GWP AR5)	TAXA DE EMISSÃO (tCO2e/GWh)	GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (GWh)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (tCO2e - GWP AR5)	TAXA DE EMISSÃO (tCO2e/GWh)
UTECMRS029767-4	Candiota III	Candiota (RS)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	350	1.859	60,6%	30%	2.239.516	1.205	1.091	35,50%	26%	1.506.158	1.380
UTECMPR000955-5	Figueira	Figueira (PR)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	20	46	26,3%	22%	71.717	1.558	3	1,48%	24%	3.663	1.408
UTECMSC001260-2	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo (SC)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	190	702	42,2%	33%	727.659	1.037	640	38,34%	29%	761.373	1.190
UTECMSC027093-8	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo (SC)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	220	1.008	52,3%	32%	1.074.858	1.067	1.173	60,70%	31%	1.301.299	1.109
UTECMSC027094-6	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo (SC)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	330	2.306	79,8%	38%	2.078.162	901	2.154	74,30%	41%	1.819.798	845
UTECMRS032282-2	Pampa Sul	Candiota (RS)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	345	1.526	50,5%	31%	1.789.209	1.173	2.086	68,85%	30%	2.495.328	1.196
UTECMMA029700-3	Porto do Itaqui	São Luís (MA)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	360	33	1,0%	34%	33.090	1.003	306	9,66%	39%	269.921	883
UTECMCE029720-8	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante (CE)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	720	67	1,1%	35%	63.611	955	1.015	16,04%	38%	910.330	897
UTECMCE030098-5	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante (CE)	Carvão Mineral	Ciclo Rankine	365	104	3,3%	37%	95.594	918	468	14,61%	38%	420.214	897
UTEGNAM027250-7	Aparecida Parte I	Manaus (AM)	Gás natural	Ciclo Brayton	166	688	47,3%	35%	401.727	584	719	49,28%	35%	419.629	584
UTEGNMG001276-9	Juiz de Fora	Juiz de Fora (MG)	Gás natural	Ciclo Brayton	87	9	1,2%	37%	5.094	545	60	7,83%	39%	31.615	528
UTEGNMA030196-5	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás natural	Ciclo Brayton	178	149	9,5%	35%	86.679	583	381	24,34%	35%	222.091	583
UTEGNRJ027952-8	Seropédica	Seropédica (RJ)	Gás natural	Ciclo Brayton	360	96	3,1%	40%	48.921	508	205	6,50%	40%	104.310	508
UTEGNRJ028029-1	Termomacaé	Macaé (RJ)	Gás natural	Ciclo Brayton	923	200	2,5%	44%	91.495	458	488	6,02%	40%	246.236	505
UTEGNPR027733-9	Araucária	Araucária (PR)	Gás natural	Ciclo Combinado	484						10	0,24%	NA*	4.171	NA*
UTEGNRJ030769-6	Baixada Fluminense	Seropédica (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	530	204	4,4%	51%	81.203	398	1.103	23,69%	51%	439.164	398
UTEGNRS028038-0	Canoas	Canoas (RS)	Gás natural	Ciclo Combinado	249						84	3,84%	52%	35.110	419
UTEGNSP028014-3	Cubatão	Cubatão (SP)	Gás natural	Ciclo Combinado	250	1.140	52,1%	NA**	827.464	NA**	1.187	54,06%	NA**	836.698	NA**
UTEGNMT027003-2	Cuiabá	Cuiabá (MT)	Gás natural	Ciclo Combinado	529						10	0,22%	NA*	4.930	NA*
UTEGNCE028357-6	Fortaleza	Caucaia (CE)	Gás natural	Ciclo Combinado	327	78	2,7%	46%	34.746	446					
UTEGNRJ032955-0	GNA I	São João da Barra (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	1.338	254	2,2%	53%	97.403	384	2.133	18,14%	59%	730.382	342
UTEGNMG001096-0	Ibirité	Ibirité (MG)	Gás natural	Ciclo Combinado	235	86	4,2%	52%	33.894	393	224	10,87%	52%	88.127	393
UTEGNRJ032211-3	Marlim Azul	Macaé (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	566	474	9,6%	52%	185.258	391	2.917	58,72%	58%	1.021.713	350
UTEGNAM031888-4	Mauá 3	Manaus (AM)	Gás natural	Ciclo Combinado	591	2.624	50,7%	48%	1.106.452	422	3.611	69,60%	52%	1.418.363	393
UTEGNRJ001544-0	Norte Fluminense	Macaé (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	827	487	6,7%	50%	197.128	405	2.202	30,32%	48%	941.130	427
UTEGNSP028191-3	Nova Piratininga	São Paulo (SP)	Gás natural	Ciclo Combinado	386	26	0,8%	NA*	18.367	NA*	139	4,10%	33%	85.191	613
UTEGNMA030202-3	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás natural	Ciclo Combinado	1.041	1.768	19,4%	47%	762.613	431	4.401	48,15%	52%	1.705.727	388
UTEGNMA030800-5	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás natural	Ciclo Combinado	519	2.358	51,9%	51%	938.867	398	2.361	51,82%	53%	913.958	387
UTEGNSE032228-8	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros (SE)	Gás natural	Ciclo Combinado	1.593						155	1,11%	56%	56.413	364
UTEGNSP027956-0	Rhodia Paulínia	Paulínia (SP)	Gás natural	Ciclo Combinado	14	22	17,9%	NA***	198.697	NA***					
UTEGNRJ027243-4	Santa Cruz	Rio de Janeiro (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	500	119	2,7%	27%	90.167	759	373	8,49%	34%	222.659	597
UTEGNBA027263-9	Termobahia	São Francisco do Conde (BA)	Gás natural	Ciclo Combinado	186	645	39,6%	NA**	434.244	NA**	209	12,79%	NA**	135.537	NA**
UTEGNCE028358-4	Termoceará	Caucaia (CE)	Gás natural	Ciclo Combinado	220	51	2,6%	34%	30.869	611	68	3,50%	39%	38.086	563
UTEGNPE028031-3	Termopernambuco	Ipojuca (PE)	Gás natural	Ciclo Combinado	533	98	2,1%	50%	39.751	405	94	2,02%	51%	37.322	395
UTEGNRJ027888-2	Termorio	Duque de Caxias (RJ)	Gás natural	Ciclo Combinado	989	2.247	25,9%	NA**	1.092.722	NA**	2.664	30,65%	NA**	1.304.110	NA**
UTEGNMS027975-7	Três Lagoas	Três Lagoas (MS)	Gás natural	Ciclo Combinado	386	136	4,0%	44%	63.029	462	153	4,52%	48%	65.119	425
UTEGNRN028225-1	Vale do Açú	Alto do Rodrigues (RN)	Gás natural	Ciclo Combinado	323	518	18,3%	NA**	334.475	NA**	51	1,81%	NA**	35.261	NA**
UTEGNPR037896-8	Barra Bonita I	Pitanga (PR)	Gás natural	Motor de Combustão	10	30	32,9%	31%	19.638	660	28	30,89%	30%	18.778	671
UTEPEAM029499-3	Cristiano Rocha	Manaus (AM)	Gás natural	Motor de Combustão	85	584	78,1%	46%	258.978	443	586	78,16%	37%	320.882	547

CÓDIGO ÚNICO DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO (CEG)	USINA (NOME)	MUNICÍPIO - UF	COMBUSTÍVEL PRINCIPAL	CICLO DE POTÊNCIA	POTÊNCIA INSTALADA 2024	2023					2024				
						GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (GWh)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (tCO2e - GWP AR5)	TAXA DE EMISSÃO (tCO2e/GWh)	GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (GWh)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (tCO2e - GWP AR5)	TAXA DE EMISSÃO (tCO2e/GWh)
UTEGNAM029272-9	Jaraqui	Manaus (AM)	Gás natural	Motor de Combustão	75	539	81,5%	36%	306.723	569	536	80,89%	35%	312.406	583
UTEGNRJ055914-8	Karkey 013	Itaguaí (RJ)	Gás natural	Motor de Combustão	259	302	13,7%	41%	150.635	499	386	17,01%	38%	204.123	528
UTEGNRJ055917-2	Karkey 019	Itaguaí (RJ)	Gás natural	Motor de Combustão	116	126	12,4%	41%	62.930	499	68	6,65%	38%	35.765	528
UTEGNES030054-3	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares (ES)	Gás natural	Motor de Combustão	240	202	9,6%	43%	94.665	469	154	7,30%	41%	75.522	491
UTEGNAM029432-2	Manauara	Manaus (AM)	Gás natural	Motor de Combustão	68	541	90,4%	37%	293.587	543	543	90,48%	38%	293.454	541
UTEGNMA031193-6	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás natural	Motor de Combustão	56	78	15,8%	41%	38.797	499	187	37,84%	41%	93.329	499
UTEGNAM029361-0	Ponta Negra	Manaus (AM)	Gás natural	Motor de Combustão	73	533	82,9%	42%	257.166	482	536	83,15%	42%	261.086	487
UTEGNRJ055706-4	Porsud I	Itaguaí (RJ)	Gás natural	Motor de Combustão	116	25	2,6%	41%	12.446	499	50	4,93%	38%	26.518	528
UTEGNRJ055707-2	Porsud II	Itaguaí (RJ)	Gás natural	Motor de Combustão	78	29	4,5%	41%	14.290	499	35	5,02%	38%	18.234	528
UTEGNES056045-6	Povoação 1	Linhares (ES)	Gás natural	Motor de Combustão	75	409	62,2%	43%	193.431	473	13	1,93%	44%	5.915	466
UTEGNBA032545-7	Prosperidade I	Camaçari (BA)	Gás natural	Motor de Combustão	28	9	3,6%	42%	4.260	489	30	12,00%	32%	18.770	636
UTEGNBA037897-6	Prosperidade II	Camaçari - BA (BA)	Gás natural	Motor de Combustão	37	26	7,9%	41%	12.867	499	29	8,67%	38%	15.064	528
UTEGNBA033467-7	Prosperidade III	Camaçari (BA)	Gás natural	Motor de Combustão	56	31	6,2%	41%	15.283	499	80	16,20%	38%	42.080	528
UTEGNBA056665-9	Prosperidade IV	Camaçari (BA)	Gás natural	Motor de Combustão	9	2	2,6%	41%	1.083	499					
UTEPEAM029276-1	Tambaqui	Manaus (AM)	Gás natural	Motor de Combustão	93	540	66,3%	36%	302.354	560	538	65,82%	38%	289.577	538
UTEGNES056350-1	Viana 1	Viana (ES)	Gás natural	Motor de Combustão	37	204	62,2%	43%	96.696	474	6	1,78%	45%	2.679	456
UTEPEBA029554-0	Apoena	Camaçari (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	147	10	0,7%	NA*	6.416	NA*					
UTEPEPB000612-2	Campina Grande	Campina Grande (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	169	15	1,0%	41%	10.409	688	9	0,59%	NA*	7.557	NA*
UTEPEMA029705-4	Geramar I	Miranda do Norte (MA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	166	15	1,0%	42%	9.650	662	46	3,15%	41%	31.419	684
UTEPEMA029668-6	Geramar II	Miranda do Norte (MA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	166	15	1,0%	42%	9.744	662	46	3,14%	41%	31.320	684
UTEPEBA029653-8	Global I	Candeias (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	149	8	0,6%	NA*	5.596	NA*	35	2,69%	39%	25.327	720
UTEPEBA029639-2	Global II	Candeias (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	149	9	0,7%	NA*	5.935	NA*	35	2,66%	39%	25.073	720
UTEPEBA029555-8	Guarani	Camaçari (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	150	8	0,6%	NA*	5.965	NA*					
UTEPECE029654-6	Maracanaú I	Maracanaú (CE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	168	11	0,8%	NA*	7.249	NA*	59	4,02%	45%	36.418	614
UTEPEPE030120-5	Pernambuco III	Igarassu (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	183	18	1,1%	41%	12.103	684	34	2,08%	40%	23.245	694
UTEPEPE029719-4	Suape II	Cabo de Santo Agostinho (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	381	29	0,9%	NA*	20.476	NA*	20	0,60%	NA*	14.979	NA*
UTEGNPE028326-6	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	50	5	1,2%	44%	3.362	629	7	1,57%	45%	4.268	622
UTEPEPB029641-4	Termonordeste	João Pessoa (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	21	1,4%	39%	14.564	697	14	0,95%	NA*	9.889	NA*
UTEPEPB029638-4	Termoparaíba	João Pessoa (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	22	1,5%	39%	15.453	697	14	0,92%	NA*	9.660	NA*
UTEPEPE030438-7	U-50	Ipojuca (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	100	350	40,0%	42%	232.463	664	372	42,39%	41%	251.015	674
UTEPEES029664-3	Viana	Viana (ES)	Óleo combustível	Motor de Combustão	175	19	1,2%	44%	11.891	637	36	2,33%	41%	24.130	677
UTEPERS002192-0	REFAP	Canoas (RS)	Óleo combustível	Motor de Combustão	72	45	7,2%	NA***	29.988	NA***	39	6,11%	NA***	26.001	NA***
UTEPEMG030721-1	CIF Mineração	Volta Grande (MG)	Óleo diesel	Não encontrado	4						4	13,10%	NA***	2.594	NA***

Notas:

NA - Baixo fator de capacidade pode influenciar efiência e taxa de emissão*

*NA** - Usina a cogeração*

*NA*** - Usina de autoprodução*

Vide itens 6.2.2 e 6.2.4 da Metodologia

iema
Instituto de Energia
e Meio Ambiente

Rua Artur de Azevedo, 1212, sala 91, São Paulo (SP)
CEP 05404-003 | Telefone: +55 (11) 3476-2850
energiaeambiente@energiaeambiente.org.br
energiaeambiente.org.br