



Conselho de
Monitoramento e
Avaliação de
Políticas Públicas

Ciclo 2023

Relatório de Avaliação
Subsídio à Termoeletricidade

CONSELHO DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS

COMITÊ DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DE SUBSÍDIOS DA UNIÃO

Ciclo CMAP
2023

Política avaliada
Subsídio à Termoeletricidade

Coordenador da avaliação

Secretaria de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos (SMA/MPO)
Rafael Gustavo Bordin

Equipe de avaliação

**Secretaria de Monitoramento e Avaliação de
Políticas Públicas e Assuntos Econômicos (MPO)**
Rafael Gustavo Bordin
Rodrigo de Castro Luz

Controladoria-Geral da União (CGU)
Guilherme Fiorini Rodrigues de Carvalho
Josi Brandão Silva
Michael Patrick de Faria de Chantal
Gustavo Bouzon
Gustavo de Queiroz Chaves

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)
Mário Jorge Cardoso de Mendonça

**Fundação Escola Nacional de Administração
Pública (ENAP)**
Diego Menezes dos Santos Pinheiro
Jaime Macedo de Britos Bastos
Tamille Sales Dias
Vanessa Gubert

**Banco Interamericano de Desenvolvimento
(BID)**
Luciano Dias Losekann
Rhayana Holz

É permitida a reprodução total ou parcial do conteúdo
deste relatório desde que mencionada a fonte.

Lista de siglas e abreviaturas

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEG	Código Único do Empreendimento de Geração
CGU	Controladoria-Geral da União
CMAG	Comitê de Monitoramento e Avaliação de Gastos Diretos
CMAP	Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas
CMAP	Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas
CMAS	Comitê de Monitoramento e Avaliação de Subsídios da União
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DGT	Demonstrativo dos Gastos Tributários
EFD-contribuições	Escrituração fiscal digital das contribuições para o PIS/Pasep, a Cofins e a Previdência sobre a Receita
ENAP	Escola Nacional de Administração Pública
ENBPar	Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCPE	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GEE	Gases Geradores de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás natural liquefeito
GWh	Gigawatt-hora
IGP	Índice Geral de Preços
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério de Minas e Energia
MPO	Ministério do Planejamento e Orçamento
MWh	Megawatt-hora

NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada perante o Acordo de Paris (<i>Nationally Determined Contribution</i>)
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PD	Plano Decenal de Expansão
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
PPA	Plano Plurianual
PPA	Power Purchase Agreement
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RFB	Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Secretário de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos
UTE	Usina Termoelétrica

Lista de tabelas

Tabela 1 - Os principais eventos e a energia não produzida, nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste.....	24
Tabela 2 - Indicadores da política relacionados ao modelo lógico	40

Lista de quadros

Quadro 1 - Citações de documentos governamentais que apontam objetivos relacionados a um problema da matriz elétrica nos anos 2000.....	84
Quadro 2 - Base de dados bruta da capacidade instalada do ONS das usinas de Praia Formosa e Santo Antônio.....	94
Quadro 3 - Exemplo fictício dos dados brutos da capacidade instalada do ONS	96
Quadro 4 - Exemplo fictício após a manipulação da base de dados.....	97
Quadro 5 - Descrição da base de dados das usinas PPT enviadas via Ofício Nº 1100_2023-SCE_ANEEL	99
Quadro 6 - Resoluções de enquadramento de empreendimentos no PPT	101

Lista de figuras

Figura 1 - Linha do tempo com alguns eventos associados a crise elétrica de 2001.....	23
Figura 2 - Árvore do problema	28
Figura 3 - Teoria do programa da Lei nº10.312/2001.....	38
Figura 4 - Ano em que a usina classificada como PPT entrou em operação.....	51
Figura 5 - Ano em que a usina a carvão beneficiada entrou em operação.....	52

Lista de gráficos

Gráfico 1 - Capacidade instalada no Brasil, em MW, por fonte (1997 a 2003).....	19
Gráfico 2 - Participação na geração elétrica total por fonte (1997-2003)	20
Gráfico 3 - Participação na geração elétrica térmica por fonte (1997-2003)	21
Gráfico 4 - Evolução dos preços médios mensais de energia no Mercado de Curto Prazo por Submercado, julho de 2000 a dezembro de 2002, em R\$/MWh	22
Gráfico 5 - Impacto da eletricidade residencial no IGP	22
Gráfico 6 - O efeito sobre o nível de armazenamento de água em reservatórios em maio de 2001, dado o atraso de obras programadas e a não construção de obras previstas nos PD's.	25
Gráfico 7 - Capacidade instalada das usinas PPT e usinas carvão beneficiárias, em MW, (2000 a 2022)	53
Gráfico 8 - Proporção da capacidade instalada das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiárias no total das usinas térmicas (2000 a 2022)	53
Gráfico 9 - Quantidade de capacidade instalada das térmicas por tipologia de usina, em MW, (2000-2022).....	54
Gráfico 10 - Geração elétrica das usinas PPT e usinas carvão beneficiárias, em GWh, (2000 a 2022)	55
Gráfico 11 - Proporção da quantidade de geração elétrica das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiárias no total das usinas térmicas (2000 a 2022).....	56
Gráfico 12 - Quantidade de geração elétrica das térmicas por tipologia de usina, em GWh, (2000-2022)	57
Gráfico 13 - Proporção do gasto tributário (R\$) em relação a quantidade de eletricidade gerada das usinas PPT e de carvão beneficiadas por MWh (2012 a 2021).....	58
Gráfico 14 - Evolução da participação das térmicas na capacidade instalada do setor elétrico (1974 a 2022)	59
Gráfico 15 - Evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica (1997 a 2021)	60
Gráfico 16 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins Resultante da Lei 10.312/2001 – R\$ Milhões em Valores Correntes.....	66
Gráfico 17 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Confins Resultante da Lei 10.312/2001 – R\$ Milhões de 2023 (corrigidos pelo IPCA).	66
Gráfico 18 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins Resultante da Lei 10.312/2001, por regiões – R\$ Milhões (valores correntes)	67
Gráfico 19 – Evolução da Participação da Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins no PIB, na arrecadação fiscal e nos gastos tributários – %	68
Gráfico 20 – Evolução dos Gastos Tributários Referentes à Renúncia Fiscal em Energia (Linha: Energia) e em Combustíveis para Termelétricas (Subgrupo: Termeletricidade) – R\$ Bilhões correntes	68
Gráfico 21 – Participação dos subgrupos nos gastos tributários referentes ao setor de energia em 2021 - %.....	69
Gráfico 22 – Evolução Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Confins Resultante da Lei 10.312/2001, por combustível – R\$ Milhões (valores correntes).....	69
Gráfico 23 – Evolução das tarifas residenciais médias de eletricidade das distribuidoras que detêm contratos de suprimento com usinas do PPT e das distribuidoras que não contam com suprimento do PPT.....	71
Gráfico 24 – Produção de Energia de Termelétricas a Gás Natural do Programa Prioritário de Termeletricidade – 2001 – 2023. TWh.....	72
Gráfico 25 – Produção de Energia de Termelétricas a Carvão enquadradas na lei 10.312/2001 – 2001 – 2023. TWh	73
Gráfico 26 – Produção das térmicas contempladas pela lei 10.312/2001 por combustível e participação na geração total de eletricidade.....	73

Gráfico 27 – Custo Marginal de Operação dos subsistemas – Média semanal 2005-2023 R\$/MWh	74
Gráfico 28 – Valor da produção das termelétricas a gás natural – 2005-2023 - R\$ milhões.....	75
Gráfico 29 - Valor da produção das termelétricas a carvão mineral – 2005-2023 - R\$ milhões	75
Gráfico 30 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas a Gás Natural com Isenção de PIS/PASEP e Cofins – Milhões toneladas equivalentes de CO2.	76
Gráfico 31 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas a Carvão Mineral com Isenção de PIS/PASEP e Cofins – Milhões toneladas equivalentes de CO2.	77
Gráfico 32 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas com Isenção de PIS e Cofins – Milhões toneladas equivalentes de CO2.....	77
Gráfico 33 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Sudeste no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)	86
Gráfico 34 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Nordeste no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)	86
Gráfico 35 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Norte no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)	87
Gráfico 36 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Sul no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)	87
Gráfico 37 - Geração mensal de eletricidade no Submercado Sul por fonte (janeiro de 2000 a dezembro de 2002)	88
Gráfico 38 - Participação na geração elétrica térmica por fonte no Submercado Sul (janeiro de 2000 a dezembro de 2002)	89
Gráfico 39 - Exemplo fictício da potência instalada (MW) mensal da usina do CEG 123	98

Sumário

1	Descrição geral	14
2	Diagnóstico do Problema	15
2.1	Breve descrição do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	15
2.1.1	As hidrelétricas e o contexto do setor elétrico dos anos 2000	15
2.1.2	O setor de gás natural nos anos 2000	16
2.1.3	Novo modelo do setor elétrico e o Mercado Atacadista de Energia	17
2.1.4	Indicadores	18
2.2	Racionamento de eletricidade de 2001	23
2.2.1	Principais causas do racionamento em 2001	24
2.2.2	O PPT e as políticas criadas à época do racionamento de 2001	26
2.3	Lei nº 10.312, de 2001: alíquota zero para PIS/Cofins	26
2.3.1	Documentação do problema-alvo	27
2.3.2	Atualização da descrição do problema para a Lei nº 10.312	27
2.4	Sobreposição de políticas	31
2.4.1	O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) ..	31
2.4.2	A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	32
2.4.3	Análise da sobreposição de políticas	32
2.5	Alinhamento com metas nacionais e compromissos internacionais	33
3	Desenho	34
3.1	Componentes do Modelo Lógico	35
3.1.1	Insumos	35
3.1.2	Processos/atividades	35
3.1.3	Produtos	36
3.1.4	Resultados	36
3.1.5	Impactos	37
3.2	Teoria do programa	37
3.3	Indicadores	40
3.4	Análise crítica do Desenho da política	40
4	Implementação	42
5	Governança	45
5.1	Governança relacionada à gestão da crise de energia de 2001	45
5.2	Governança da política instituída pela Lei nº 10.312/01	48
6	Resultados	51
6.1	Indicadores	51
6.1.1	Usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade	51

6.1.2	Capacidade instalada.....	52
6.1.3	Geração de eletricidade	55
6.1.4	Gasto tributário e geração de eletricidade	57
6.1.5	Evolução da participação das térmicas na matriz energética	58
6.1.6	Evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica	59
7	Impactos.....	61
7.1	Revisão da literatura sobre subsídios à combustíveis fósseis.....	61
7.1.1	Subsídios à combustíveis fósseis no setor de eletricidade	62
7.2	Avaliabilidade	63
8	Estimativas do Subsídio Tributário.....	65
9	Análise da economicidade, eficiência ou custo-benefício	71
9.1	Impactos no Preço de eletricidade.....	71
9.2	Impactos na produção de eletricidade.....	71
9.3	Valor da produção de energia.....	73
9.4	Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE)	75
9.5	Considerações Finais quanto à economicidade, eficiência e custo-benefício	78
10	Proposta de aprimoramento.....	79
	Referências bibliográficas	81
	Apêndice A – Levantamento de Documentos Governamentais.....	84
	Apêndice B – Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercados.....	86
	Apêndice C – Oficinas de diagnóstico do problema.....	90
	Primeira oficina	90
	Segunda oficina	90
	Apêndice D – Entrevistas com agentes-chave do setor elétrico.....	92
	Apêndice E – Metodologia para a construção das bases de dados	93
	Base de dados - Capacidade instalada	93
	Base de dados - Geração de eletricidade	98
	Base de dados - As usinas do PPT.....	99
	Compatibilização das bases de dados	99
	Apêndice F - Resoluções da CGE das usinas PPT.....	101

Sumário Executivo

O subsídio tributário à Termoeletricidade, regulamentado inicialmente pela Lei nº 10.312/2001, reduziu a zero as alíquotas de PIS/Pasep e Cofins na compra de gás natural pelas usinas participantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT (Decreto 3.371/2000) e na compra de carvão mineral destinado a geração de energia elétrica, com os seguintes objetivos: diversificar as fontes de energia elétrica no país e garantir o suprimento da demanda em situações específicas de crise energética. Posteriormente, o benefício se estendeu para a compra de gás natural importado por meio da Lei nº 10.865/2004 (isenção de Pis-Cofins importação).

Desde a implantação da desoneração, o valor anual de renúncia fiscal aumentou continuamente até 2015, estabilizando-se em torno de R\$ 600 milhões em 2020 no demonstrativo de gastos tributários (DGT) nas bases efetivas e nas projeções até 2023 da Receita Federal do Brasil (RFB). No entanto, a avaliação constatou que PIS e Cofins não são cobrados de forma cumulativa há vários anos e, logo, a desoneração na compra do insumo não afeta o preço final da eletricidade quando vendedores e compradores estão no regime de Lucro Real, pois as alíquotas são recolhidas na venda de eletricidade. Nessa direção, a RFB alterou a metodologia de cálculo do gasto tributário na elaboração do DGT nas bases efetivas de 2021 (publicado em abril/2024), reduzindo bastante o valor do subsídio em 2021 e projetando cerca de R\$ 24 milhões para 2023.

Como evidenciado na avaliação, a Lei nº 10.312/2001 foi promulgada em um momento de grave crise hídrica e o problema central permeava a necessidade de urgente expansão da geração elétrica, devido à incapacidade de atender a demanda por eletricidade, à baixa diversidade da matriz elétrica, à necessidade de desenvolver o parque térmico e às falhas nos modelos de financiamento da expansão e de planejamento energético.

Quanto ao desenho da política, foi observado que a Lei nº 10.312/2001 instituiu o subsídio por tempo indeterminado para o carvão mineral e, no caso do gás natural, como o Decreto nº 3.371/2000 não estabeleceu o término nem o prazo máximo para permanência no PPT, também se permitiu a concessão do benefício fiscal por tempo indeterminado.

Em relação aos resultados, apesar de não evitar a crise energética de 2001, mostrou-se que as usinas beneficiadas desempenharam um importante papel na expansão da capacidade instalada na matriz térmica brasileira, alcançando uma participação de 68% (entre as usinas térmicas) em 2007.

Entretanto, ao longo do tempo, essa proporção foi gradualmente reduzida, influenciada pela instalação de novas usinas termelétricas que não possuem o referido benefício.

Nesse sentido, a análise dos resultados mostra que a matriz energética brasileira se diversificou significativamente com o desenvolvimento do parque térmico, que atualmente contempla usinas a biomassa, gás natural, carvão mineral, entre outros, representando quase 25% da capacidade total da matriz de energia elétrica em 2022¹.

Por outro lado, o impacto é negativo no aspecto ambiental, pois as termelétricas chegaram a emitir 34 milhões tCO₂e em 2014, sendo que as termelétricas a carvão têm maiores taxas de

¹ EPE, Balanço Energético Nacional 2022.

emissão de gases de efeito estufa e igualam a emissão de térmicas a gás no período analisado, mesmo representando um terço da capacidade instalada de termelétricas a gás natural.

Além disso, não foi possível verificar a existência de mecanismos de supervisão da execução e de estrutura responsável pelo acompanhamento dos efeitos da implementação. Desse modo, não há informações referentes ao histórico das usinas beneficiadas pela lei e ao valor do benefício fiscal concedido para cada usina, além da falta de articulação entre os órgãos envolvidos na política.

Diante das evidências identificadas, o Cmap recomenda a designação de unidade responsável pelo monitoramento e a adoção de medidas para o encerramento do subsídio tributário à termoeletricidade.

1 Descrição geral

A presente avaliação, realizada para atender à demanda do Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (CMAP), tem por objeto o subsídio à termoeletricidade, conforme definido no Demonstrativo de Gastos Tributários – DGT². Tal subsídio refere-se tanto ao criado através da Lei nº 10.312/2001 que reduz a zero das alíquotas de PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre a receita bruta decorrente da venda de gás natural destinado à geração de energia elétrica pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e da venda de carvão mineral destinado à geração de energia elétrica, quanto ao definido na Lei 10.865/04, que reduz a zero as alíquotas na hipótese de importação de gás natural para consumo em usinas do PPT. Essa avaliação foca, especificamente, nas leis, que originaram tal subsídio³, e tem como objetivo principal, subsidiar o desenvolvimento de análise crítica da Política, buscando possibilidades para seu aperfeiçoamento junto aos setores envolvidos.

Essa política teve como finalidades diversificar as fontes de energia elétrica no país e garantir o suprimento da demanda em situações específicas de crise energética, conforme consta da Exposição de Motivos “MF 00118 EM PL GAS”, que acompanhou o encaminhamento ao Congresso Nacional do Projeto de Lei nº 4.941, de 2001.

Nessa época, o Brasil enfrentou uma grave crise energética, com racionamento de energia elétrica em todo o país. O racionamento durou vários meses e, como é sabido, teve um grande impacto político e social. A isenção de PIS/COFINS sobre a venda de gás natural e carvão mineral destinada à produção de energia elétrica, assim como outras ações propostas pelo Governo Federa, inserem-se nesse contexto.

A isenção é aplicável às empresas que comercializam gás natural e carvão mineral para uso na geração de energia elétrica e atendam a determinados critérios e requisitos para usufruir da isenção, como estar regularmente cadastradas no Programa de Integração Social (PIS) e na Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins). Além disso, as empresas que desejam usufruir da isenção devem estar em dia com suas obrigações tributárias, tanto em relação ao PIS/Cofins quanto a outros impostos e contribuições. Pela Lei 10.865/04, essa isenção também se tornou válida para a importação do gás natural.

² O DGT apresenta “estimativa de renúncia decorrente das medidas de desoneração vigentes que se enquadram no conceito de Gasto Tributário”, conforme definido pela Receita Federal em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/relatorios/renuncia/gastos-tributarios-bases-efetivas>. Há tanto o Demonstrativo que acompanha os Projetos de Lei Orçamentária Anual, quanto os de base efetiva, calculados com base em dados efetivos de uma série de cinco anos anteriores. Ao longo desse relatório, são utilizados dados do DGT de bases efetivas mais recente, o referente a 2021 e disponível aqui:

³ Uma breve discussão relacionada à Lei 10.865/04 pode ser encontrada na seção de diagnóstico.

2 Diagnóstico do Problema

A presente seção apresenta o diagnóstico do problema, a árvore de problemas em que a Política visa resolver, assim como seus objetivos e aspectos fundamentais. Dessa forma, este capítulo será dividido em seções. Inicialmente, é apresentada uma breve descrição do setor elétrico brasileiro, seguida de algumas razões que contribuíram para o racionamento em 2001. A seguir é apresentada a Lei nº 10.312, de 2001 e as estratégias para definição do problema central, motivador da Lei. Na seção seguinte, é discutido a árvore do problema e a sobreposição de políticas. Por fim, são mostradas algumas metas nacionais e internacionais relacionadas ao setor elétrico.

2.1 Breve descrição do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Para delimitar o diagnóstico do problema, é necessário compreender o contexto histórico associado à política em questão. Durante o período de junho de 2001 até fevereiro de 2002, o Brasil enfrentou uma grave crise energética, com racionamento de energia elétrica em todo o país. Diversas ações foram tomadas, como campanhas de conscientização para uso eficiente de energia, criação de metas para redução de consumo, aplicação de bônus ou multas para quem reduzisse ou aumentasse o consumo e estímulos a diferentes fontes de geração de energia. É nesse contexto que foi promulgada a Lei nº 10.312, de 2001. Como esta envolve a geração de eletricidade nesse cenário, marcado pelo racionamento, é importante compreender o funcionamento do setor nos períodos próximos a promulgação da Lei, objetivo dessa subseção.

2.1.1 As hidrelétricas e o contexto do setor elétrico dos anos 2000

A característica geográfica do Brasil torna as hidrelétricas uma opção natural para a produção de energia elétrica. Na década de 1990, as usinas hidrelétricas representavam cerca de 93% da matriz elétrica do país e, apesar do incremento de outras fontes, as hidrelétricas ainda respondiam por 87% da geração no país em 2000.⁴

Nas hidrelétricas, a construção de barragens é necessária para criar grandes reservatórios de água, garantindo uma capacidade significativa de armazenamento para a geração de energia elétrica. Esses reservatórios desempenham funções essenciais: segundo a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), os reservatórios tem dois papéis primordiais: *i)* poupança – armazenar a energia nos anos de muita chuva e utilizar nos anos mais “secos” e *ii)* conjunturais – utilizar a energia para absorver um aumento inesperado na demanda ou eventuais atrasos na expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Em 2000, a maior parte da geração hidrelétrica compreendia cerca de 7 (sete) bacias distribuídas pelo país, o que permitia tirar proveito da diversidade hidrológica. Ou seja, poderia haver períodos em que houvesse excesso de chuva em uma região e falta em outra. Nesses casos, a eletricidade poderia ser consumida em regiões diferentes de onde foi produzida graças ao chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), um complexo sistema de longas linhas de transmissão que conecta a geração de energia de diferentes usinas às áreas de consumo.⁵

Esse desenho do setor elétrico brasileiro permite o consumo de eletricidade mesmo se ocorrer períodos hidrológicos secos por alguns anos. Se o sistema estiver “equilibrado”, ou seja, for possível gerar eletricidade suficiente para atender a demanda com um pequeno grau de risco

⁴ Dados do Balanço Energético Nacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

⁵ Segundo a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), em 2000, a bacia do São Francisco, na região Nordeste, estava enfrentando problemas de seca, enquanto a bacia do rio Iguaçu, na região Sul, contava com grande volume de água para a geração de eletricidade.

de falha, apenas em situações de grave seca haveria problemas de abastecimento. Por outro lado, em uma situação de “desequilíbrio”, a geração de eletricidade é altamente dependente de condições hidrológicas favoráveis. Essa característica do sistema será importante para a discussão de causas do problema, realizada mais a frente nessa seção.

2.1.2 O setor de gás natural nos anos 2000

A partir dos anos 1990, a política energética brasileira direcionou-se à diversificação da matriz energética, destacando a preferência pelo uso do gás natural como substituto do óleo combustível na indústria. Isso fez com que, entre 1990 e 1997, a presença do gás natural na matriz energética brasileira praticamente duplicasse (EPE, 2017).

Contudo, a expansão da oferta nacional não seria suficiente para atender a toda a demanda prevista para os anos seguintes. De acordo com Holanda (2001), a carência na oferta de gás natural para o mercado nacional era resultado da falta de investimentos na expansão da produção, combinada com os efeitos do Plano Real sobre o crescimento econômico e a consequente pressão no consumo de insumos energéticos, destacando-se o aumento no consumo de energia elétrica.

Ainda segundo Holanda (2001), a demanda crescente por gás natural na geração de energia elétrica intensificou-se devido à diminuição gradual do potencial hidrelétrico no Sul-Sudeste, região que abriga a maior parte da atividade industrial no país. Além disso, as taxas de juros historicamente elevadas no Brasil reforçaram a competitividade das termelétricas a gás natural, beneficiadas pelo menor tempo de construção em comparação com empreendimentos hidrelétricos, além da localização próxima a centros de carga, resultando em economias nos custos de transmissão a longa distância.

Diante da possibilidade de escassez no suprimento interno de gás natural, as soluções possíveis incluíam a importação por meio de GNL, que apresentava preços elevados na época, ou por meio de gasodutos. Segundo a EPE (2017), na década de 1980 cogitava-se a importação de gás natural boliviano, assim como de gás argentino e peruano, via gasodutos. A importação via gasodutos, especialmente do gás boliviano, foi considerada economicamente viável, resultando na assinatura de um contrato entre Brasil e Bolívia em 1992. O projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) teve início em 1991, com a operação comercial iniciada em 1999⁶. Em 2000, o gás boliviano representava 26% da oferta brasileira de gás natural (EPE, 2017).

No lado brasileiro, a responsabilidade pela implementação do gasoduto ficou a cargo da Petrobrás, que detinha o monopólio estatal sobre a exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e gás natural na época. Contratos de compra de longo prazo foram estabelecidos, garantindo um pagamento por um volume mínimo de gás natural diário por vinte anos com cláusulas *take-or-pay*, assegurando o comprometimento financeiro mesmo se a oferta não fosse totalmente utilizada. O preço do gás da Bolívia, contratado pela Petrobrás, era indexado à variação dos preços internacionais calculados a partir de uma “cesta” de produtos derivados do petróleo.

⁶ O projeto inicial do gasoduto tinha como objetivo principal a integração dos campos de gás bolivianos ao mercado consumidor brasileiro, com foco especial no atendimento da demanda industrial. No entanto, o escopo do projeto foi expandido devido aos planos de intensificação do uso do gás natural na geração termelétrica do Brasil.

2.1.3 Novo modelo do setor elétrico e o Mercado Atacadista de Energia

Entre a promulgação da Constituição de 88, que extinguiu os impostos únicos federais cuja aplicação era direcionada aos setores de infraestrutura, e a Lei das Concessões, de 1995, que deu base jurídica para atuação da iniciativa privada nestes setores, houve um vazio legislativo, que desestabilizou a capacidade estatal de prover manutenção e expansão destas infraestruturas, ao mesmo tempo que inibiu soluções privadas para atendimento à demanda destes setores.

Após um início de abertura da economia, com o governo Fernando Collor (1990-92) e Itamar Franco (1992-94), e após a lei das concessões (1995), já durante o governo de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), foi colocado em marcha o processo tardio de desestatização dos setores de infraestrutura, com a criação de órgãos com a finalidade de regular, monitorar e operar estes setores, dentre eles o setor elétrico.

Neste setor, anteriormente à CF/88, os planos governamentais eram determinativos e, para sua concretização, faziam uso de recursos sob domínio governamental. Depois da CF/88 foi continuada a prática dos planos governamentais, porém de caráter indicativo, com a crença de que bastaria o governo indicar as necessidades, por meio dos planos, para que a iniciativa privada se mobilizasse para promover soluções, o que não ocorreu durante a década dos 90's. Nesse sentido, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), composto por profissionais de diversas empresas, sob a coordenação da Eletrobrás, com a função de elaborar os Planos Decenais de Expansão (PD). Tais planos consistiam em um elemento central no processo de tomada de decisões governamentais e tinha como principal finalidade a elaboração de um cronograma de expansão da capacidade de geração e transmissão de energia para os próximos dez anos, sendo revisado anualmente.

A partir de 1998, com esse novo modelo para o SEB, as empresas distribuidoras, ou os consumidores livres⁷, celebravam contratos bilaterais de compra e venda de energia com as empresas geradoras. A quantidade (MWh) e o preço da energia (R\$/ MWh) eram negociados entre os agentes e qualquer diferença na quantidade de energia produzida – pela geradora – e o previamente contratado – com a distribuidora – seria compensado no Mercado Atacadista de Energia (MAE)⁸.

Assim, se um gerador produz mais energia do que esta contratado, ele vendia esse excesso ao MAE e receberia uma remuneração adicional por isso. Contudo, se produzisse menos do que o acordado, compraria essa diferença no MAE. Com isso, nesse novo desenho do setor elétrico, a remuneração de um gerador é uma combinação de duas rendas: i) renda estável, proveniente dos contratos bilaterais de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs⁹), e ii) renda

⁷ Consumidores livres podem ser associados a indústrias e grandes consumidores que operam em níveis significativos de demanda de energia, possuindo a liberdade de negociar diretamente com os geradores de energia ou comercializadoras as condições contratuais.

⁸ É válido notar que o valor de transação de energia no MAE reflete as condições imediatas de atendimento do sistema. Quando os reservatórios estão mais vazios, os preços no MAE tendem a ser mais elevados ou se os reservatórios estão vertendo esses valores podem cair para valores próximos de zero.

⁹ O Power Purchase Agreement (PPA) ou Contrato de Aquisição de Energia Elétrica, é um instrumento bilateral onde o produtor de energia se compromete a fornecer um determinado volume de energia elétrica ao comprador durante um período específico. No PPA, são definidos os termos e condições para a venda de energia, incluindo o preço por quilowatt-hora (kWh), a duração do contrato e as condições de pagamento. O PPA pode ser utilizado para viabilizar projetos de energia, pois permite ao produtor garantir uma receita estável e previsível ao longo do tempo.

variável, determinada pela parcela da energia produzida/contratada que foi vendida/comprada no MAE.

Os preços no MAE apresentavam oscilações significativas, e as distribuidoras e os geradores buscavam alternativas para evitar essas incertezas de preço do MAE. Com isso, as distribuidoras procuravam garantir contratações quase integrais e os geradores buscavam minimizar a parcela variável de sua remuneração via PPAs que cobriam quase toda a sua capacidade de geração (Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001)^{10,11}.

Nesse modelo de setor elétrico, a responsabilidade pela expansão da capacidade de geração deixou de ser centralizada nas empresas geradoras, sendo as distribuidoras os novos agentes chaves da ampliação da capacidade de geração. Essa atribuição das distribuidoras estava alinhada ao interesse em contratar energia de longo prazo, via PPAs, para atender à crescente demanda energética de seus consumidores.¹²

2.1.4 Indicadores

A análise de indicadores permite uma descrição ainda mais robusta de todo o contexto do setor elétrico.

2.1.4.1 Capacidade instalada

A capacidade instalada no Brasil cresceu ao longo do período de 1997 a 2003, saindo de 59.151 MW em 1997 para 79.815 MW em 2003 (Gráfico 1). Durante o período analisado, a maior capacidade instalada era associada a geração hídrica, seguido da térmica. A capacidade instalada de geração nuclear era de 657 MW em 1997, atingindo 2.007 MW em 2003¹³.

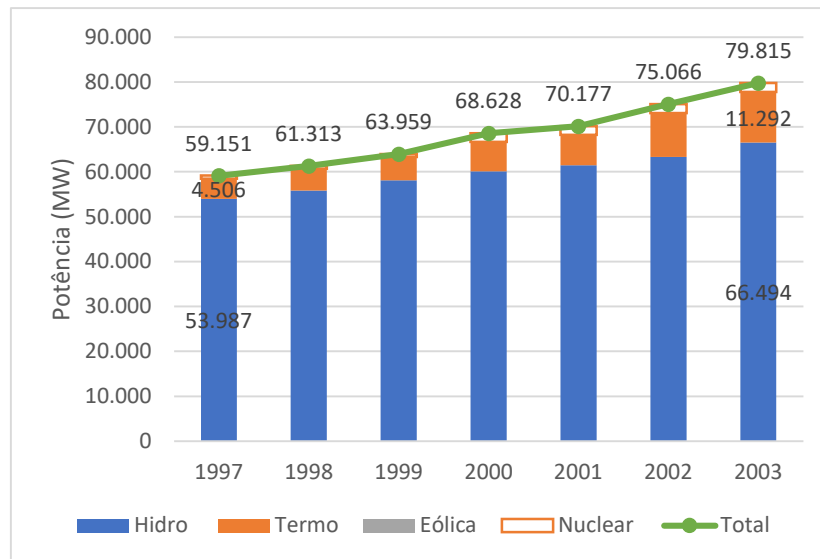
¹⁰ Existia uma exigência regulatória que impunha um nível mínimo de contratação de 85% da demanda energética agregada.

¹¹ Segundo a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), “O fluxo de caixa desses contratos é peça chave para o *project finance* de novas usinas. Na maioria dos casos, uma usina não se viabiliza financeiramente quando não existe um *Power Purchase Agreement* (PPA), devido à alta variabilidade de preços no MAE, típica de um sistema predominantemente hidroelétrico, como é o sistema brasileiro.” (pág. 8). A busca da distribuidora em garantir “contratações quase integrais” significa que ela não queria depender do MAE, dado que o preço da energia poderia estar mais caro, caso o período em questão estivesse associado a uma seca, por exemplo. Então, a distribuidora buscava contratar uma quantidade de energia que atendesse ao seu mercado.

¹² Se a distribuidora não conseguisse contratar energia de longo prazo para atender o seu mercado, elas deveriam atuar na expansão da geração elétrica, para então, conseguir uma quantidade de energia que fosse suficiente ao atendimento do seu mercado.

¹³ Essa evolução pode ser vista no Anexo I – Capacidade instalada, no Balanço Energético Nacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de 2021, disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/balanco-energetico-nacional/anteriores/3-tabelas-completas>. Acesso em 6 de junho de 2024.

Gráfico 1 - Capacidade instalada no Brasil, em MW, por fonte (1997 a 2003)



Fonte: EPE. Anexo I - Capacidade instalada do Balanço Energético Nacional, 1970 – 2021.

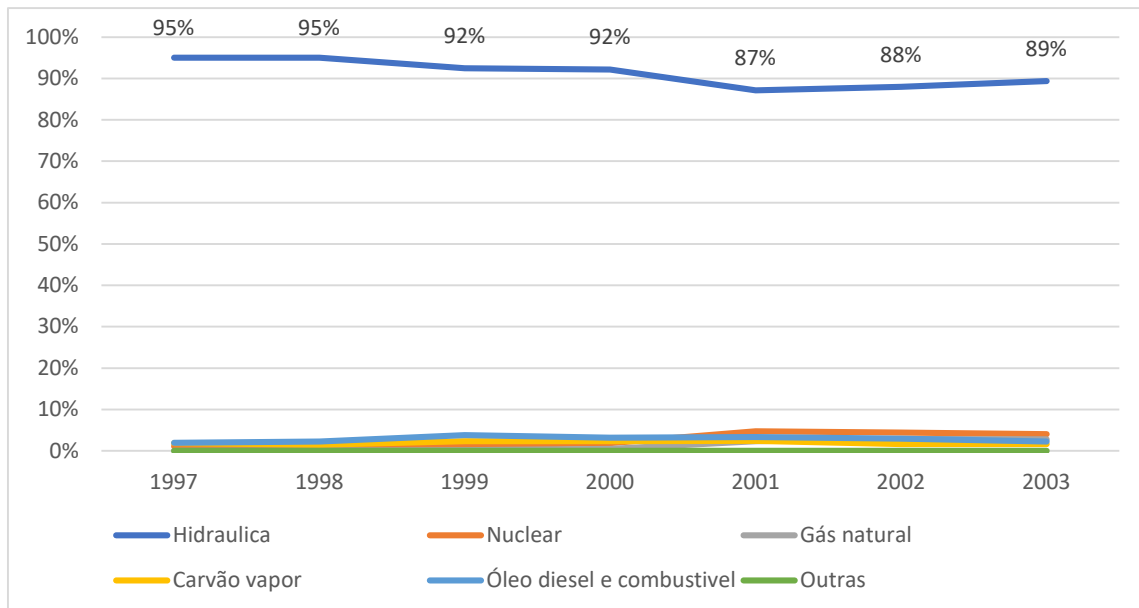
Nota: Considera a capacidade instalada das centrais elétricas de serviço público e a produção independente de energia.

Através do Gráfico 1, é possível observar que enquanto a capacidade instalada da geração hídrica aumentou 23%, se comparando 1997 com 2003, a capacidade instalada da geração térmica quase triplicou. Contudo, apesar do expressivo aumento da capacidade térmica, a geração no Brasil era predominante hídrica, com pouca participação de outras fontes. É válido apontar que a capacidade instalada da geração elétrica pela matriz eólica tinha baixa representatividade – 1 MW em 1997 e 22 MW em 2003¹⁴.

Quanto a geração elétrica, de acordo os dados do Balanço Energético Nacional, da EPE, em 1997, as centrais elétricas de serviço público geraram 288.845 GWh, sendo 95% associado a geração hídrica. Nos anos seguintes, essa participação decaiu, chegando em 2000 com 92%. Dos 323.899 GWh gerados em 2000, 25.355 GWh foram associados a geração térmica (óleo diesel, combustível, carvão, gás natural e nuclear). O Gráfico 2 apresenta a participação das fontes energéticas na geração elétrica de 1997 a 2003 no Brasil.

¹⁴ Como detalhado na nota de rodapé anterior, é possível consultar essa evolução no Anexo I do Balanço Energético de 2021.

Gráfico 2 - Participação na geração elétrica total por fonte (1997-2003)



Fonte: EPE. Capítulo 5 (Balanço dos Centros de Transformação) do Balanço Energético Nacional, 1970 – 2021.

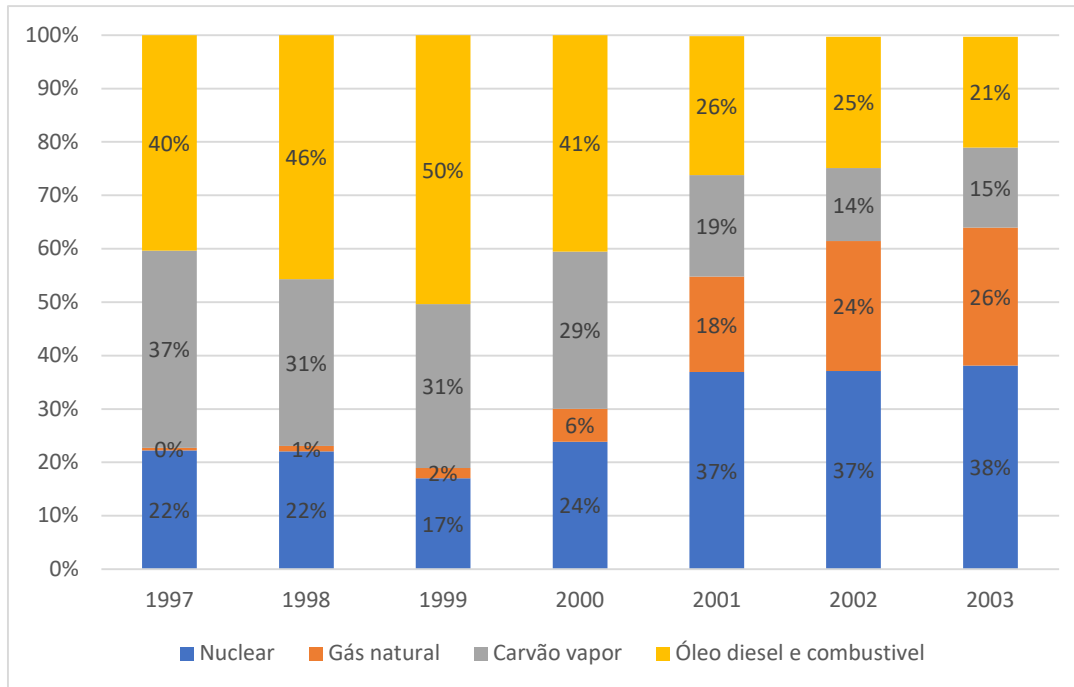
Com relação a geração não hídrica, é apresentado no Gráfico 3 a participação de cada fonte na geração de eletricidade no Brasil entre 1997 e 2003. O óleo diesel e combustível representava 40% da geração em 1997, aumentando sua participação em 1999 para 50%, dado sua geração de 11.764 GWh. Contudo, nos anos seguintes sua participação proporcional reduziu, assim como a quantidade, dado que entre 2000 e 2003, o maior valor observado foi em 2000, quando foi responsável pela geração de 10.271 GWh.

A presença da geração nuclear cresceu, e a partir de 2001 se tornou a fonte não hídrica com maior quantidade de GWh gerado. Apesar de ter sido responsável por gerar 3.169 GWh em 1997, em 2001 foi responsável pela geração de 14.279 GWh (37%).

Com relação ao carvão, observa-se uma perda de participação relativa na geração, especialmente, a partir de 2000 que contou com 29% (7.448 GWh) da geração térmica. Contudo, nos anos seguintes (2002 com 5.080 GWh e 2003 com 5.251 GWh), a quantidade gerada foi semelhante ao observado em 1997 (5.264 GWh).

O gás natural experimentou um aumento expressivo na participação da geração no período. Em 1999 foi responsável por 2% (450 GWh) e em 2000 sua participação aumentou para 6%, chegando em 2003 com 26% de participação, dado sua geração de 9.073 GWh.

Gráfico 3 - Participação na geração elétrica térmica por fonte (1997-2003)



Fonte: EPE. Capítulo 5 (Balanço dos Centros de Transformação) 1970 – 2021.

Mediante a dinâmica da geração de eletricidade no Brasil no período de 1997 e 2003, o que se pode observar é que apesar da predominância hídrica, as fontes térmicas avançaram na sua participação, com o destaque da geração de gás natural. Contudo, não é possível constatar o mesmo destaque para o carvão mineral. Pelo contrário, tanto a participação quanto a quantidade absoluta gerada reduziram no período analisado.

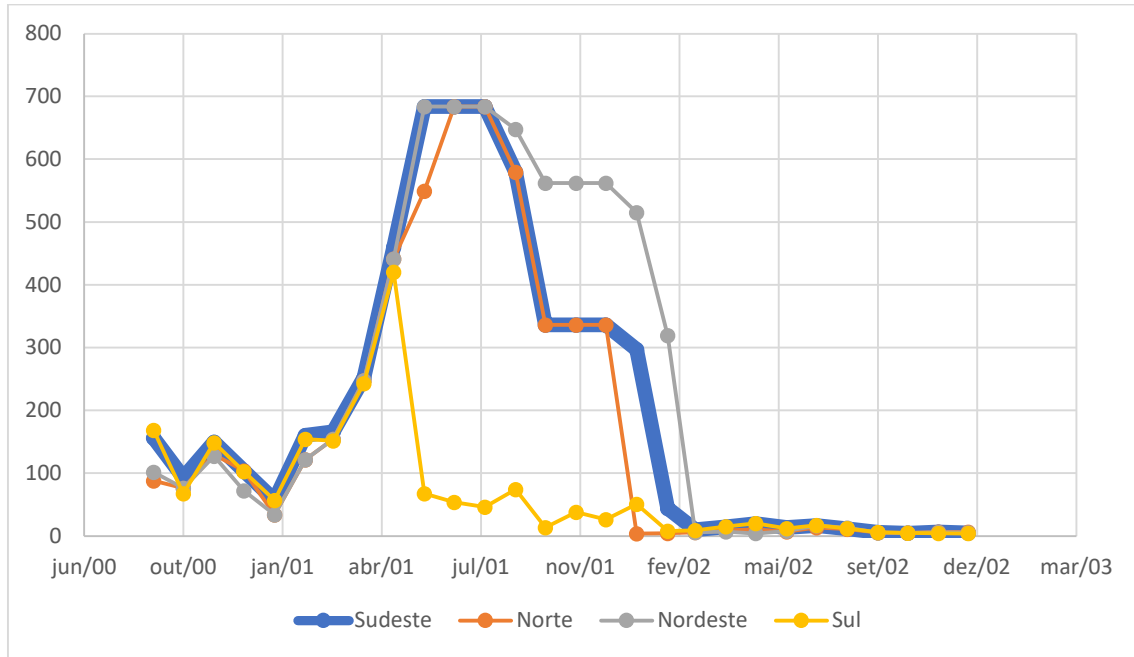
2.1.4.2 Geração elétrica nos subsistemas

Como o Brasil dispõe de um sistema de transmissão que permite despachar eletricidade de usinas a partir de um submercado para atendimento da demanda em outros submercados, é importante analisar como funcionou a dinâmica do intercâmbio de energia no SIN no período. Nesse sentido, o Apêndice B apresenta os níveis mensais de intercâmbio de energia nos submercados na época em que a política foi criada.

2.1.4.3 Custos de eletricidade nos anos 2000

Outro aspecto importante para analisar é com relação aos custos da eletricidade. O Gráfico 4 traz a evolução dos preços médios mensais praticados no mercado de curto prazo para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002. É interessante analisar os preços do MAE dado a sua característica de ser uma contabilização do preço de produção de cada usina em cada período de apuração. Isso significa que, se os reservatórios estão cheios em uma hidrelétrica, por exemplo, o preço MAE seria muito baixo, diferentemente de uma situação de dificuldade de atendimento a demanda.

Gráfico 4 - Evolução dos preços médios mensais de energia no Mercado de Curto Prazo por Submercado, julho de 2000 a dezembro de 2002, em R\$/MWh

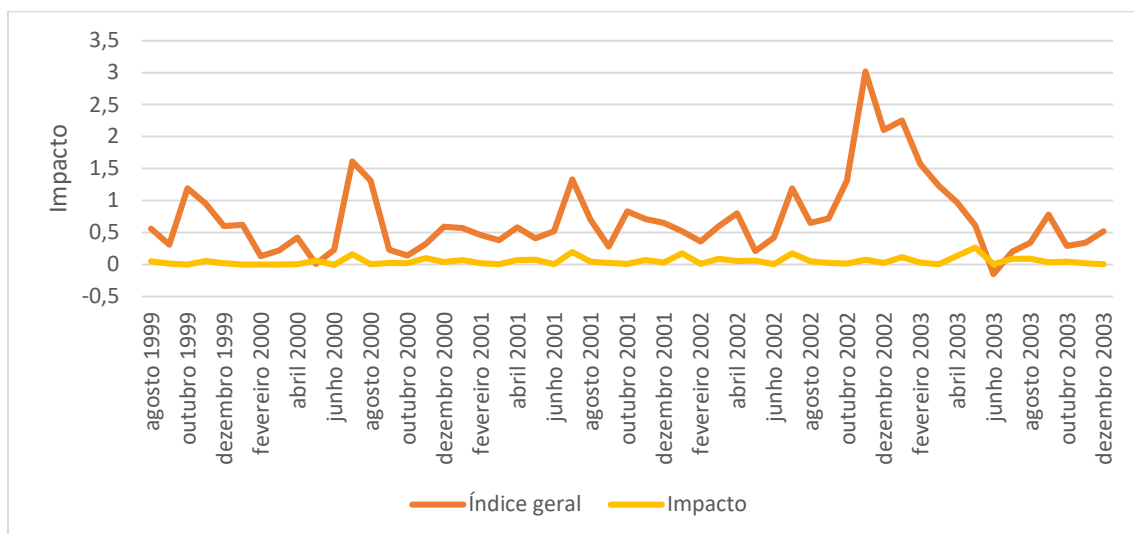


Fonte: CCEE. Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual.

No início de 2001 os preços MAE exibiram um comportamento de elevado crescimento, principalmente nos Submercados Sudeste, Nordeste e Norte em virtude do quadro de racionamento enfrentado nessas regiões. O Submercado Sul apresentou os preços reduzidos, segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2003) a explicação para esse comportamento está associada a abundância de água neste submercado neste período. A partir de fevereiro de 2002, observa-se a redução no preço MAE em todos os Submercados.

O Gráfico 5 apresenta o impacto da eletricidade residencial no Índice Geral de Preços (IGP) em pontos percentuais.

Gráfico 5 - Impacto da eletricidade residencial no IGP



Fonte: IBGE/Sidra.

Analisando o impacto da eletricidade residencial no IGP, apresentada no Gráfico 5, percebe-se que o maior impacto foi verificado em maio de 2003, com um valor de 0,265 ponto percentual em que se observou uma alta de 6,45% na conta de luz. O segundo semestre de 2001 começou com uma alta de 5,25% da conta de luz resultando em um impacto de 0,193 pontos percentuais no índice geral. Apesar de uma variabilidade no índice geral, o que se observa é que não há uma relação relevante do impacto da eletricidade residencial no IGP considerando o período analisado.

Dessa forma, uma das estratégias do Governo Federal foi de sinalizar, via aumento de preços, as dificuldades de geração elétrica que o país enfrentava. Estudos preliminares do Ministério da Fazenda e do Planejamento sobre o tema indicavam que a estratégia de preços era superior a estratégia de cortes de energia programados para redução do consumo. De acordo com Rockmann e Mattos (2021):

Em suma, os efeitos de cortes de suprimento aparentemente lineares não costumam ser eles próprios lineares e podem levar à desarticulação da economia. Um racionamento baseado na sinalização através do preço da energia é eficiente em racionar recursos escassos, apesar de poder provocar efeitos inflacionários de curto prazo', apontava um estudo preliminar dos ministérios da Fazenda e do Planejamento sobre o tema (Rockman e Mattos, 2021, pág. 54).

Assim, apesar da preocupação com o processo inflacionário entendia-se que esses seriam de pouca duração desde que a crise elétrica fosse superada.

2.2 Racionamento de eletricidade de 2001

Em julho de 2001 teve início o racionamento de energia elétrica: embora as chuvas sejam associadas como motivadoras para a crise, o que se observou foi que a dificuldade de atendimento do consumo de eletricidade teve como causa uma série de fatores. O objetivo dessa seção não é explorar todas as causas, mas fazer uma descrição das principais causas, para compreender o contexto histórico que marcou a criação da Lei nº 10.312, de 2001.

A linha do tempo da Figura 1 apresenta alguns eventos importantes desse contexto.

Figura 1 - Linha do tempo com alguns eventos associados a crise elétrica de 2001



Fonte: elaboração própria.

2.2.1 Principais causas do racionamento em 2001

O PD de 1998 apontou que era necessário expandir a capacidade de geração em torno de 62% até 2007 (BNDES, 1998). Contudo, conforme apontado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), os atrasos nas obras, como pode ser visto na Tabela 1, impossibilitaram a geração adicional previstas nos PD's. Além disso, construções de geração adicional previstas no PD 1998 não foram realizadas.

Tabela 1 - Os principais eventos e a energia não produzida, nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste

Usina	Energia Agregada (MW)	Entrada Prevista	Entrada Real	Atraso (horas)	Perda Energética (GWh)
Porto Primavera 1	90.7	31-jul.-98	23-jan.-99	4.224	383
Porto Primavera 2	90.7	30-set.-98	21-mar.-99	4.128	374
Porto Primavera 3	90.7	31-dez.-98	29-mar.-99	2.112	192
Porto Primavera 4	90.7	31-mar.-99	29-jan.-00	7.296	662
Porto Primavera 5	90.7	30-jun.-99	19-abr.-00	7.056	640
Porto Primavera 6	90.7	30-set.-99	14-jul.-00	6.912	627
Porto Primavera 7	90.7	31-dez.-99	26-set.-00	6.480	588
Porto Primavera 8	90.7	31-mar.-00	22-dez.-00	6.384	579
Porto Primavera 9	90.7	30-jun.-00	09-abr.-01	6.792	616
Porto Primavera 10	90.7	30-set.-00		5.088	461
Porto Primavera 11	32.8	31-dez.-00		2.880	94
Cuiabá I-1	135.0	30-set.-98	06-abr.-99	4.512	609
Miranda - Unidade 1	117.0	28-fev.-98	29-mai.-98	2.160	253
Miranda - Unidade 2	63.0	30-abr.-98	26-jul.-98	2.088	132
Arjona	127.5	31-dez.-98		20.424	2.604
Angra II	812.0	30-jun.-99	21-jul.-00	9.288	7.542
Total (GWh)					16.356

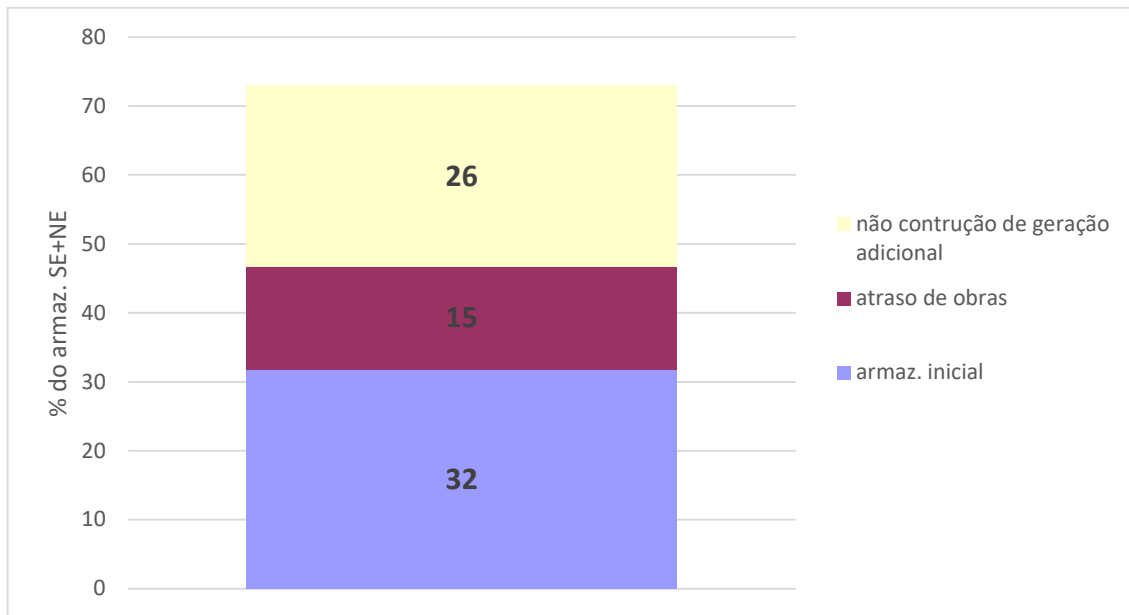
Fonte: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001).

No que diz respeito à transmissão, também ocorreram atrasos na construção. Conforme destacado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), esse atraso ocorreu no projeto de transmissão planejado para Itaipu, conhecido como terceiro circuito de Itaipu, resultando na utilização do vertimento¹⁵ nessa usina. Adicionalmente, o atraso na infraestrutura de transmissão também impediu a importação de energia da Argentina. Ambos os atrasos representaram uma quantidade significativa de energia não despachada para o Sudeste, uma região fortemente impactada pela indisponibilidade de geração hídrica.

A Gráfico 6 resume o impacto do atraso nas obras programadas e da não execução das obras previstas nos Planos Decenais (PDs) sobre o nível de armazenamento em maio de 2001.

¹⁵ O vertimento é o processo de liberar o excesso de água de um reservatório, represa ou barragem.

Gráfico 6 - O efeito sobre o nível de armazenamento de água em reservatórios em maio de 2001, dado o atraso de obras programadas e a não construção de obras previstas nos PD's.



Fonte: adaptado da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001).

Com relação ao consumo de eletricidade, realizando uma comparação com o consumo previsto no PD de 1998 a 2000 e o consumo observado, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) evidencia que não há um descompasso entre a quantidade de eletricidade consumida prevista e a observada. Além disso, como havia uma regulamentação que exigia um respaldo físico e os contratos entre as geradoras e as distribuidoras cobriam praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001, não havia incentivo, por parte das distribuidoras em expandir a geração¹⁶.

Segundo a Comissão, simulações realizadas a partir do armazenamento de água na região Sudeste¹⁷ indicaram que a possibilidade de racionamento em 2000 não poderia ter sido descartada em novembro de 1999. Naquele período, a condição de armazenamento do sistema era excepcionalmente desfavorável, resultante do desequilíbrio que levou ao uso excessivo da água armazenada nos reservatórios¹⁸.

Ainda segundo a Comissão, a premissa de que todo contrato deve ter respaldo em uma geração física leva à conclusão de que a capacidade geradora existente antes de 1998, somada àquela construída no período de 1998 a 2001, deveria ser suficiente para atender à demanda do sistema nesse intervalo. No entanto, a realidade mostrou que o consumo não foi plenamente atendido, indicando a prévia necessidade da geração adicional. Isso revela que o respaldo de geração dos contratos iniciais era insuficiente para proporcionar cobertura total ao consumo, mantendo um

¹⁶ No contexto da geração hidrelétrica, esse respaldo é representado pela energia assegurada da usina. Já para usinas térmicas, o respaldo é determinado pela capacidade de produção contínua da usina. Isso significa que como os contratos estavam assegurados, não havia incentivo para que as distribuidoras expandissem a geração.

¹⁷ Apresentadas na Nota Técnica ONS-DPP 059/1999 (1999 apud Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001) de novembro de 1999.

¹⁸ Caso a energia armazenada em novembro de 1999 fosse superior a 70% da energia armazenada máxima, um valor típico para um sistema equilibrado, as simulações não indicariam um déficit energético.

nível adequado de confiabilidade. Assim, a energia assegurada nos contratos iniciais foi superdimensionada.

2.2.2 O PPT e as políticas criadas à época do racionamento de 2001

A partir de 1999, uma série de medidas com foco na necessidade de geração adicional foram implementadas. Dentre elas, pode-se indicar a Geração Emergencial, de 1999, que buscou contratar usinas térmicas móveis para compensar o atraso previsto em Angra II e o Leilão de Capacidade, de 2000, que previa adicionar 2.500 MW para garantir a capacidade térmica e o PPT.

É nesse ambiente, que o PPT foi instituído, via Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Inicialmente, previa a implantação de quarenta e nove usinas térmicas, sendo quarenta e três a gás natural. Com isso, almejava-se atingir uma capacidade total de cerca de 17 mil MW, sendo 15,3 mil MW baseados em gás natural (SANTOS, 2016).

O PPT também tinha como objetivo aumentar a confiabilidade do sistema, já que o nível dos reservatórios das hidrelétricas, no referido ano, estava abaixo do adequado (EPE, 2005). O programa adotou medidas atrativas para mitigar riscos, como garantias de suprimento de combustível a um preço fixo, compromissos de compra de eletricidade pelas distribuidoras e acesso a uma linha especial de crédito pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (SANTOS, 2016).

Inicialmente, como se tratava de usinas térmicas a gás natural, que contariam com o insumo energético importado e indexado preços internacionais, os investidores das usinas térmicas solicitaram que fosse incluído fórmulas para que as variações de preços pudessem ser repassadas às distribuidoras. No entanto, as regras desenvolvidas pela Aneel ainda geravam riscos econômicos aos geradores. Contudo, cerca de um ano da criação do PPT esse impasse cambial foi resolvido com a publicação da Portaria Interministerial nº 176, de 2001, permitiu que o repasse do preço do gás natural acompanhasse as variações decorrentes da aquisição do insumo cotado em dólar.

2.3 Lei nº 10.312, de 2001: alíquota zero para PIS/Cofins

Nesse contexto de dificuldade de geração de eletricidade, o governo federal enviou ao Congresso Federal o Projeto de Lei nº 4.941, de 2001, que reduziu a zero as alíquotas de PIS/Cofins nas operações de venda de gás natural e carvão mineral utilizados para a geração de energia elétrica. Em novembro de 2001, foi promulgada a Lei nº 10.312.

Conforme consta da Exposição de Motivos “MF 00118 EM PL GAS”, que acompanhou o encaminhamento do Projeto de Lei nº 4.941, de 2001, o Ministro da Fazenda, Pedro Malan, expõe que:

2. A proposta objetiva incentivar a diversificação da matriz energética do País, fomentando a utilização de gás natural e de carvão mineral na geração de energia elétrica, mediante desoneração da incidência das contribuições para o PIS/Pasep e da Cofins na cadeia de comercialização daqueles insumos.

.....

6. No que se refere ao gás natural, cabe informar que existe, atualmente, apenas uma usina em operação no País, que utiliza desse insumo como fonte energética, tendo iniciado suas atividades em janeiro do corrente ano.

7. Quanto ao carvão mineral, a arrecadação produzida no ano de 2000, relativamente às mencionadas contribuições, foi da ordem de 11 milhões de reais.

8. Assim, essa ínfima perda potencial de arrecadação poderá ser plenamente compensada pela incidência monofásica das mencionadas contribuições nas operações de venda de gás natural não destinados à geração de energia elétrica, bem assim pela sustentação da atividade industrial que será possibilitada pela utilização dessas fontes primárias, o que constitui alternativa relevante em momento como o atual, de enfrentamento da crise energética. (Câmara dos Deputados, 2001)

2.3.1 Documentação do problema-alvo

Embora não tenham sido identificados estudos que embasaram a criação da Lei nº 10.312/2001, o levantamento dos documentos e dos registros da época mostram que havia esforços governamentais relacionados à diversificação da matriz elétrica. No Apêndice A, o Quadro 1 sintetiza alguns desses documentos.

Embora nos levantamentos realizados não tenham sido encontrados estudos que embasem a Lei nº 10.312/2001, através da exposição de motivos apresentada junto ao Projeto de Lei nº 4.941 de 2001, conforme os documentos reunidos naquela época, é possível associar a intenção do governo federal de promover o setor de gás natural e carvão mineral na produção de energia elétrica¹⁹.

2.3.2 Atualização da descrição do problema para a Lei nº 10.312/2001

Como discutido nas subseções anteriores, a ausência de estudos que evidenciem os problemas que a Lei nº 10.312, de 2001 visava solucionar ou amenizar abre espaço para diversas possibilidades. Sendo assim, para fundamentar a discussão em torno do problema à época buscou-se documentos, oficinas com os gestores²⁰, dados empíricos e a realização de entrevistas com agentes chaves²¹ que atuaram no governo durante o racionamento.

Quanto aos indicadores, apresentados ao longo da subseção 2.1.4, é possível perceber que a região Sul não enfrentava desafios na geração elétrica no período da criação da Lei nº 10.312, de 2001. A preocupação com os impactos inflacionários do preço da energia na economia, embora importante, não parecia ser um ponto central de atenção na época. Portanto, ambos os fatores não se mostraram relevantes o suficiente para serem identificados como o problema central que a Lei nº 10.312, de 2001, visava resolver.

Entretanto, ao examinar os esforços para expandir o parque térmico, especialmente devido à limitada diversificação na matriz elétrica, torna-se evidente um aumento na geração de energia a partir do gás natural, enquanto a produção de eletricidade proveniente do carvão se mantém estável. A dinâmica desses indicadores revela que o crescimento na geração por meio do gás natural pode ser sugerido como um efeito do interesse do governo nesse tipo específico de parque térmico. No entanto, essa afirmação não se sustenta ao considerar os indicadores

¹⁹ As discussões em plenário sobre o PL justificavam a urgência da política com a necessidade de expandir o parque termelétrico e reduzir a dependência das hidrelétricas. As justificativas econômicas para os incentivos tributários propostos no PL eram baseadas no fato de que o Brasil contava apenas com uma termelétrica a gás natural e poucas usinas a carvão, o que não resultaria em perda de receita.

²⁰ Essas oficinas estão detalhadas no Apêndice C.

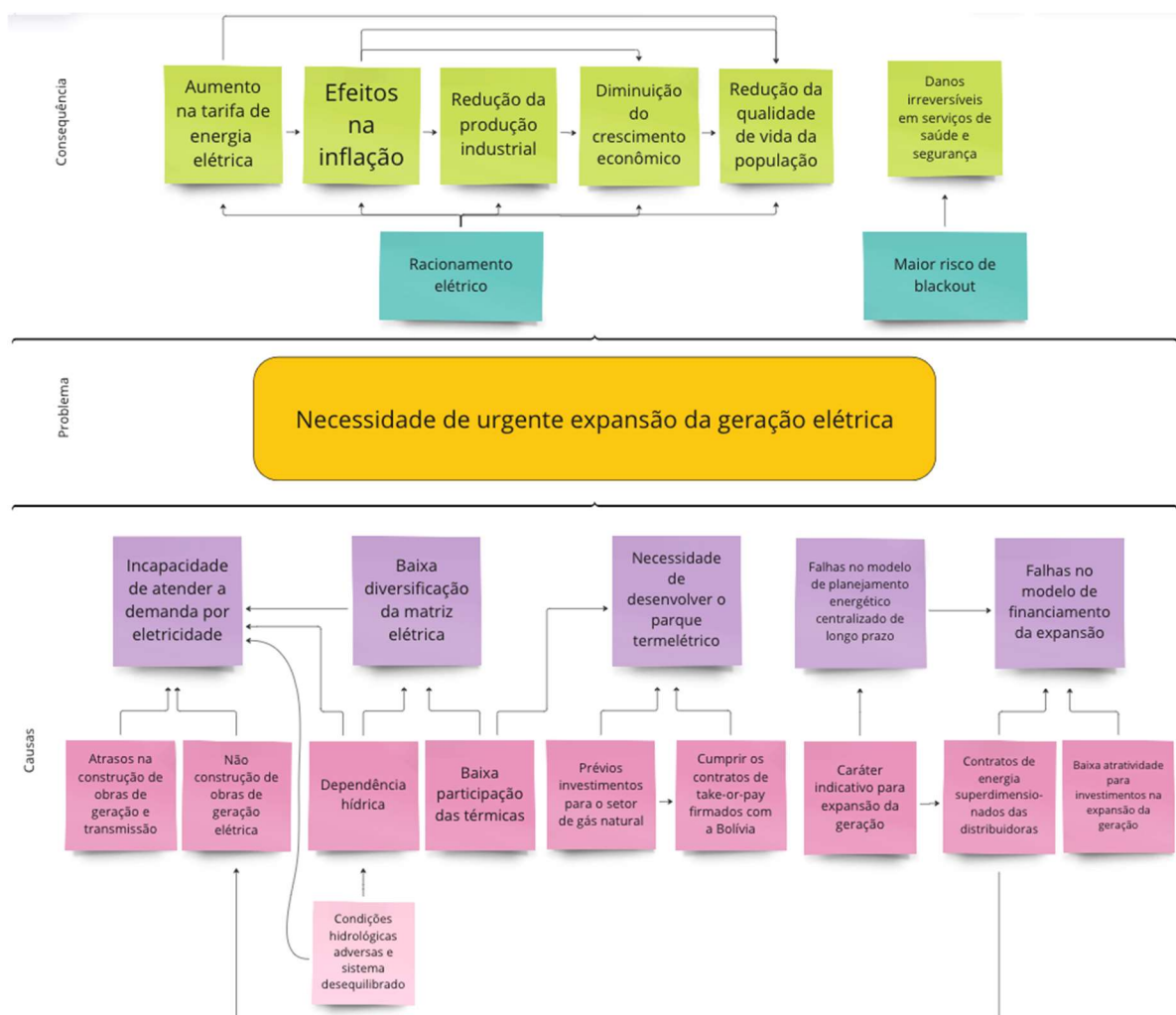
²¹ Essas entrevistas estão detalhadas no Apêndice D.

relacionados ao carvão, dada a estabilidade na produção ao longo do final da década de 1990 e início dos anos 2000.

Quanto aos documentos levantados, sobre a isenção do gás natural e do carvão na geração elétrica, há indicações relacionados a um anseio por incentivos da inserção dessas fontes na matriz elétrica, principalmente com relação ao gás natural (como apresentado no Quadro 1, disponível no Apêndice A). Os registros da época indicam que era uma diretriz do governo promover a diversificação da matriz energética e que a nova visão da matriz elétrica preconizava a utilização de usinas termelétricas.

Sendo assim, mediante aos apontamentos das oficinas (Apêndice C) e os achados relacionados ao problema que motivou a criação da Lei nº 10.312, de 2001, a Árvore do Problema elaborada é apresentada na Figura 2. O problema central, as causas e os efeitos estão listados em postites com cores diferentes – em roxo as causas, em rosa as subcausas, em amarelo o problema central, em verde escuro os efeitos e em verde claro os subefeitos. As relações entre causas/efeitos e subcausas/subefeitos estão representadas por setas.

Figura 2 - Árvore do problema



Fonte: Elaboração própria com base em oficinas e análise documental, disponível em <https://miro.com/app/board/uXjVNboBSpY=?moveToWidget=3458764572876932247&cot=14>.

Como evidenciado, a Lei nº 10.312, de 2001, foi promulgada em um momento que o país atravessava uma grave crise hídrica e o problema central permeava a necessidade de urgente

expansão da geração elétrica. As causas principais do problema central estão relacionadas i) à incapacidade de atender a demanda por eletricidade; ii) a baixa diversidade da matriz elétrica; iii) a necessidade de desenvolver o parque térmico; iv) as falhas no modelo de financiamento da expansão e; v) as falhas no modelo de planejamento energético centralizado de longo prazo. Os efeitos principais, ou as consequências, do problema central estão relacionadas ao racionamento elétrico e ao maior risco de *blackout*.

a) Causa - Incapacidade de atender a demanda por eletricidade

O decreto do racionamento elétrico em primeiro de março de 2001, tornou evidente que o país tinha um quadro de incapacidade de atender a demanda por eletricidade. Isso deriva, principalmente, dos atrasos na construção de obras de geração e transmissão, a não construção de obras de geração elétrica necessárias, a baixa diversificação da matriz elétrica, a dependência hídrica e as condições hidrológicas desfavoráveis em um sistema desequilibrado.

Quanto aos atrasos e a não construção de obras para geração elétrica observa-se, pela Tabela 1, que foi responsável por não gerar 62 TWh de energia, ou seja, 40% do armazenamento de água dos subsistemas do Sudeste e Nordeste juntos. Observa-se que uma das subcausas para a não construção de obras adicionais foi devido, especialmente, ao superdimensionamento dos contratos das distribuidoras com as geradoras.²²

A baixa diversidade da matriz elétrica e a dependência hídrica, mostrada no Gráfico 2, em um ambiente de condições hidrológicas desfavoráveis, diante de um sistema “desequilibrado”, também contribuíram para o não atendimento da demanda por eletricidade.²³

b) Causa - Baixa diversidade da matriz elétrica

Como já ressaltado, a baixa diversidade da matriz elétrica mostra que o país desfrutava de uma dependência hídrica para a geração elétrica enquanto tinha uma baixa participação das térmicas tanto na capacidade instalada, quanto na geração. Contudo, apesar do setor elétrico brasileiro ser projetado para atender o consumo de eletricidade mesmo se tratando de vários anos de secas, com o “desequilíbrio”, o sistema passa a depender das condições hidrológicas favoráveis. Dessa forma, como os anos de 2000 e início de 2001, contou com poucas chuvas, principalmente nos subsistemas Sudeste e Nordeste, observa-se que esses fatores influenciaram na instauração do problema central.²⁴

c) Causa - Necessidade de desenvolver o parque termelétrico

O problema central deriva também do não desenvolvimento pleno do parque termelétrico, destacado pela baixa participação das térmicas tanto na capacidade instalada quanto na geração

²² A seguir (no ponto “e) *Causas - Falhas no modelo de financiamento da expansão*”), será mais bem explicitado a questão do superdimensionamento dos contratos das distribuidoras. Contudo, as subseções 2.1.3 e 2.2.1 também exploram o tema.

²³ A seguir (no ponto “b) *Causas – Baixa diversidade da matriz elétrica*”), será mais bem explicitado a questão diversidade da matriz elétrica como uma das causas do problema central.

²⁴ As discussões sobre esse “desequilíbrio” do sistema podem ser mais bem compreendidas nas subseções 2.1.1 e 2.2.1.

elétrica e o redirecionamento do setor elétrico em busca de uma matriz elétrica com maior participação das térmicas.²⁵

Apesar dos investimentos prévios no setor de gás natural, em especial, a construção do Gasbol, é evidente que a geração térmica ainda estava em estágio inicial no Brasil, apresentando oportunidades significativas para expansão. Além disso, os contratos da venda de gás natural entre a Petrobrás e a Bolívia previam cláusulas *take-or-pay*, dessa maneira, mesmo na ausência de utilização efetiva do gás boliviano na geração elétrica brasileira, o país ficaria responsável pelos custos associados a esses insumos.

- d) Causa - Falhas no modelo de planejamento energético centralizado de longo prazo

A causa das falhas de um planejamento centralizado é referente, principalmente, ao novo modelo do setor elétrico, instituído a partir de 1998, em que o modelo de planejamento da expansão do setor elétrico deixou de ser determinativo, sendo indicativo.

Como ressaltado na subseção 2.1.3, antes de 1998, a ampliação da capacidade de geração seguia uma lógica de planejamento centralizado, a oferta de energia era constantemente incrementada para acompanhar o crescimento da demanda, principalmente por meio de investimentos realizados por empresas estatais. A partir de 1998, a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos tinha um caráter indicativo para a geração e a responsabilidade para os investimentos da expansão da geração ficariam a cargo das distribuidoras.

- e) Causa - Falhas no modelo de financiamento da expansão

Quanto as falhas no modelo de financiamento da expansão, observa-se que tiveram como subcausas os contratos de energia das distribuidoras que estavam com quantidades superdimensionadas e a baixa atratividade para investimentos na expansão da geração. Conforme destacado na subseção 2.2.1, a expansão da capacidade de geração dependia principalmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras (ou os consumidores livres) e as empresas geradoras. Assim, a iniciativa para expandir a oferta de energia ficou a cargo das empresas distribuidoras, que passaram a demonstrar interesse em contratar energia a longo prazo para atender à crescente demanda energética de seus consumidores. Dado que as distribuidoras já possuíam contratos assegurados, não havia incentivos para se envolverem ativamente na expansão, evidenciando o superdimensionamento dos contratos firmados entre as distribuidoras e as geradoras.²⁶

- f) Efeitos – racionamento elétrico e maiores riscos de blecautes

Quanto ao efeito do problema central no racionamento elétrico observa-se a existência de muitos sub-efeitos. Conforme destacado no Gráfico 4, os preços de energia no mercado de curto prazo apresentaram-se acima da média, elevando os custos das distribuidoras ao adquirirem energia para seus respectivos mercados. Adicionalmente, foram estabelecidas multas para aqueles que não conseguissem reduzir o consumo de energia estipulado pelo governo. Esses

²⁵ O Quadro 1 aponta que a diretriz era direcionada ao investimento na geração de energia térmica.

²⁶ Os contratos dimensionados se referem a quantidade de energia contratada pelas distribuidoras.

dois fatores podem ter contribuído diretamente para o aumento geral das contas de energia elétrica, influenciando, também, os índices de inflação.

A necessidade de reduzir o consumo de energia também foi direcionado a indústria, influenciando na redução da produção industrial e conseqüentemente, na diminuição do crescimento econômico. De maneira geral, a população brasileira foi obrigada a ajustar seus padrões de consumo de eletricidade, resultando em mudanças nas rotinas diárias e atividades. A redução do uso de aparelhos de ar-condicionado, por exemplo, é apenas um exemplo das várias adaptações necessárias para enfrentar os desafios impostos pelo racionamento elétrico. Essas mudanças, por sua vez, podem ter gerado efeitos na redução da qualidade de vida da população

Os subefeitos relacionado ao maior risco de *blackouts*, resultante de interrupções abruptas no fornecimento de eletricidade, pode acarretar danos irreversíveis nos setores de saúde e segurança. Instituições de saúde, como hospitais, enfrentam a possibilidade de longas horas sem eletricidade, afetando a programação de cirurgias e a prestação de cuidados aos pacientes. Essa vulnerabilidade pode resultar em complicações médicas e no comprometimento dos procedimentos de emergência. Além disso, a interrupção do fornecimento elétrico pode, também, ter impactado na ausência de iluminação pública nas ruas, tornando-as propícias a incidentes criminosos.

2.4 Sobreposição de políticas

A Lei nº 10.312, de 2001, incentivou a geração elétrica a partir das fontes de gás natural e carvão mineral. Outras políticas criadas à época da referida Lei também se relacionavam a incentivos com relação a geração elétrica, como a Lei nº 10.438, de 2002, que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A seção atual se subdivide em três. Na primeira e segunda subseções são apresentados o Proinfa e a CDE, respectivamente. Por fim, é exibido uma breve análise sobre a existência ou não de sobreposição de políticas.

2.4.1 O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O Proinfa foi uma iniciativa voltada para o desenvolvimento da geração de energia elétrica por meio de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa, a partir de empreendedores independentes autônomos.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, da EPE (2007), os objetivos principais eram relacionados a diversificação das fontes de geração de energia elétrica, aumentando a segurança no abastecimento; a valorização das características e potencialidades regionais e locais, criando empregos, cursos de capacitação e formação de mão-de-obra; e a redução das emissões de gases de efeito estufa, dado o enfoque nas fontes renováveis.

O Proinfa, regulamentado pelo Decreto nº 5.025 em 30 de março de 2004, compreendia de duas fases. Na primeira fase, estabeleceu-se a meta de implantar 3.300 MW de capacidade instalada em centrais eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, divididos igualmente entre as fontes. Os contratos de compra de energia, com duração de 20 anos, eram celebrados pela Eletrobrás após um processo de Chamada Pública, baseados nos valores econômicos definidos pela Aneel.

Com vistas a auxiliar financeiramente os empreendimentos do Proinfa, em março de 2004, a diretoria do BNDES criou o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes

Alternativas de Energia Elétrica. Era previsto que o BNDES apoiasse as empresas a realizarem os investimentos necessários para a geração de energia elétrica desde que tenham assinado o Contrato de Compra e Venda de Energia com a Eletrobrás.

Em 2021, com a desestatização da Eletrobras, foi promulgado o Decreto nº 10.791, criando a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar). Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ENBPar assumiu a gestão do Proinfa, sendo responsável pela contratação da energia elétrica gerada no programa e pela elaboração do Plano Anual do Proinfa. A Aneel continuou a regulamentar os procedimentos para o rateio da energia elétrica e dos custos do Proinfa.

O custo do programa, cuja energia é contratada pela ENBPar, é pago por todos os consumidores finais do SIN, exceto os classificados como baixa renda. A remuneração das usinas é proporcional à sua geração e é paga por meio da CDE. Os consumidores conectados ao SIN e que pagam a CDE têm direito a uma cota mensal de energia do Proinfa. A Aneel é responsável por determinar e divulgar anualmente as cotas de energia do programa para cada unidade consumidora, levando em consideração o consumo dos últimos 12 meses.

Segundo a ENBPar, desde a implementação do Proinfa, foram adicionados ao SIN um total de 131 novos empreendimentos, totalizando uma capacidade instalada de 2.975,10 MW, divididos em:

- 60 pequenas centrais hidrelétricas, com capacidade instalada de 1.159,24 MW;
- 52 usinas eólicas, com capacidade instalada de 1.282,52 MW; e
- 19 termelétricas movidas a biomassa, com capacidade instalada de 533,34 MW.

A Lei também estipulava uma segunda fase, prevista para iniciar após o término da primeira – 20 anos após o início do programa. Essa fase visava estipular regras para que a participação das três fontes (PCH, biomassa e eólica) representasse 10% de toda a demanda de eletricidade.

2.4.2 A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE é um fundo setorial que financia diversas políticas relacionadas ao desenvolvimento energético e é administrado pela Aneel. Os objetivos principais se relacionam: a atuação na competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, na universalização do acesso a energia elétrica em todo país e na modicidade tarifária.

Dentre as políticas que integram a CDE, destaca-se a política do Carvão Mineral Nacional, em que as usinas termelétricas que utilizam esse combustível, contam com o subsídio de até 100% do valor da compra do insumo. Segundo o Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas – CMAP (2019), o objetivo de tal subsídio é o de promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral. Atualmente, a Lei nº 12.783, de 2013, que alterou a Lei nº 10.438, de 2002, prevê que o subsídio acabe com o encerramento do contrato, ou no máximo em 2027.

2.4.3 Análise da sobreposição de políticas

No caso da geração elétrica a partir do carvão mineral, observa-se uma dualidade de benefícios. Tanto a Lei nº 10.312, de 2001, quanto a CDE oferecem estímulos financeiros diretos ao carvão nacional. Essa sobreposição de políticas, em especial do carvão mineral, resulta em uma situação em que as tais usinas são beneficiadas de maneira dupla, podendo receber apoio tanto do

contribuinte brasileiro quanto de instrumentos financeiros destinados ao desenvolvimento do setor elétrico.

No que se refere ao setor de gás natural, existe uma convergência clara entre o PPT e a Lei nº 10.312, de 2001, dado que a todas as usinas classificadas como PPT podem ser beneficiadas pela referida Lei. Com relação aos incentivos a geração elétrica no Brasil, existe uma interconexão significativa entre o PPT, Proinfa e a Lei nº 10.312, de 2001, apesar do Proinfa ser direcionado para usinas de fonte alternativas renováveis.

De maneira geral, a sobreposição de políticas dificulta a identificação do efeito puro que a política está causando no problema em que se espera mitigar ou solucionar. Além disso, incentivos financeiros podem ter a característica de distorcer o mercado, tornando as usinas beneficiadas artificialmente competitivas.

2.5 Alinhamento com metas nacionais e compromissos internacionais

Na Contribuição Nacionalmente Determinada (*Nationally Determined Contribution – NDC*), atualizada em 8 de fevereiro de 2022, o Brasil ratificou seu compromisso de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de referência de 2005, em 2025. Além de assumir o compromisso de reduzir as emissões de GEE em 50% abaixo dos níveis de 2005, em 2030 e, em 2050, alcançar a neutralidade climática.

Conforme EPE (2016), a NDC do Brasil reflete compromissos voltados para uma trajetória que prioriza a ampliação de fontes renováveis no consumo e na geração de energia. Em 2015, um dos objetivos estabelecidos é alcançar, até 2030, uma participação de, no mínimo, 66% da fonte hídrica na geração de eletricidade, excluindo a autoprodução. Além disso, expandir o uso de fontes de energia não fóssil no âmbito doméstico, aumentando a parcela de energias renováveis (além da hídrica) no fornecimento de energia elétrica para, pelo menos, 23% até 2030.

O compromisso do país em direção às energias renováveis também pode ser visto no Projeto de Lei nº 327, de 2021, que tramita na Câmara e que prevê a criação de uma política para regular a transição do modelo energético atual para um padrão baseado em fontes renováveis e em baixas emissões de carbono.

O MME é o principal responsável pela Política Nacional de Transição Energética. Os eixos da política envolvem transformações setoriais que incluem a energia na indústria, a energia nos transportes e o setor elétrico. Apesar do setor elétrico ser majoritariamente renovável, é previsto a expansão das fontes renováveis, em especial a solar e eólica.

3 Desenho da Política

Essa seção apresenta o Modelo Lógico da Política Pública e a Teoria do Programa, que expressa de forma objetiva como a política incide sobre as causas do problema, projetando seus resultados e impactos ao longo do tempo.

Não foi encontrado modelo lógico elaborado previamente. Dessa forma, através de oficina realizada na presença de gestores e especialistas²⁷, foi elaborado o modelo lógico ex post para a política.

Conforme dito, a referida Lei, por hipótese, se enquadra no âmbito da política instituída pelo PPT. Embora não esteja entre as normas que estabelecem o PPT, os subsídios instituídos pela Lei nº 10.312/2001 não podem ser entendidos nem analisados isoladamente. De acordo com o “Diagnóstico do Problema”, devemos entender a Lei nº 10.312/2001 como uma medida que se coaduna com os objetivos de política propostos pelo PPT. Assim, no contexto de crise hídrica existente naquele momento histórico, temos que a Lei nº 10.312/2001 deve ser entendida como mais um instrumento visando ao aumento da geração de eletricidade e à diversificação das fontes de energia.

Cabe aqui também destacar que, para além da Lei nº 10.312/2001, a Lei 10.865/04, que reduz a zero as alíquotas na hipótese de importação de gás natural para consumo em usinas do PPT, deve ser entendida como um instrumento, conectado ao PPT²⁸. Essa medida tinha como objetivo também aperfeiçoar os regimes não-cumulativos do PIS/Pasep e Confins, instituídos pouco tempo antes²⁹.

Assim, foi elaborado o modelo lógico do PPT, com destaque para a Lei nº 10.312/2001. Este está alicerçado nas seguintes hipóteses gerais:

- a) Embora não esteja entre as normas editadas pelo PPT, podemos enquadrar o subsídio como sendo uma medida que se coaduna com os objetivos da política inseridos dentro desse programa;
- b) Presume-se que Lei 10.312/2001 visava contribuir para a expansão da geração por termoeletricidade, de modo a garantir o abastecimento de energia elétrica em tempos de baixos níveis dos reservatórios de regularização do Sistema Interligado Nacional (SIN), além da diversificação das fontes energéticas.

É relevante ressaltar que o modelo lógico é elaborado dentro do contexto, presente à época, também detalhado na seção Diagnóstico:

- i. incerteza e insegurança do mercado frente as alterações no mercado de energia elétrica;
- ii. crise cambial;
- iii. matriz energética 90% hídrica; e
- iv. crise hídrica e, por consequência, energética.

²⁷ Essa oficina está descrita no Apêndice C e foi realizada no dia 15/12/2023. Estiveram presentes representantes do MME (Adriano Silva e Cássio Giuliani Carvalho), CGU (Guilherme Fiorini de Carvalho, Gustavo Bouzon, Gustavo Chaves, Josi Brandão Silva e Michael Chantal), IPEA (Mario Mendonça), MF (Carlos Eduardo Cabral Carvalho), Receita Federal (Fernando Mombelli), BID (Luciano Losekam e Rhayana Holz) e SMA/MPO (Geraldo Andrade da Silva Filho, Rafael Gustavo Bordin, Rebeca Regatieri e Rodrigo de Castro Luz). Posteriormente o modelo lógico foi refinado em reunião com o MME em 16/02/2024.

²⁸ Essa Lei, entretanto, não foi alvo de análise detalhada nessa avaliação.

²⁹ Isso está explícito no relatório que acompanha a Medida Provisória nº 164 de 2004, disponível em: <https://imagem.camara.gov.br/MostrIntegralimagem.asp?strSiglaProp=MPV&intProp=164&intAnoProp=2004&intParteProp=118#/>.

A seguir listamos os elementos do modelo lógico³⁰ e grifamos aqueles relativos à política da Termoeletricidade³¹.

3.1 Componentes do Modelo Lógico

3.1.1 Insumos

Insumos são “recursos do setor público - orçamentários ou não - necessários para atingir os objetivos da política”³². Para a Lei nº 10.312/2001 poder ser bem executada, são necessárias diferentes estruturas para suportar as funções de elaboração, execução e supervisão.

Os principais insumos identificados são:

- i. Recursos Humanos:
 - Técnicos do Ministério de Minas e Energia;
 - Técnicos do Ministério da Fazenda;
 - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) MP 2147/2001;
 - Técnicos da ONS;
 - Técnicos da Aneel;
 - Técnicos da Secretaria da Receita Federal do Brasil.
- ii. Normativos:
 - Decreto nº 3.371/2000 - Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências;
 - **Lei 10.312/2001** - Dispõe sobre a incidência das Contribuições para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social nas operações de venda de gás natural e de carvão mineral;
- iii. Infraestrutura:
 - Investimentos públicos na ampliação da rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e em gasodutos;
 - Equipamentos necessários para geração termoeletrica (turbinas, etc.).
- iv. Matéria-prima:
 - Disponibilidade de gás natural e carvão mineral;

3.1.2 Processos/atividades

Processos são as “ações que combinam os recursos disponíveis para produzir bens e serviços a fim de atacar as causas do problema”³³.

Com base nas informações levantadas em oficina, foi possível identificar os macroprocessos a seguir:

- i. Regulamentar a política (regras infralegais) e o controle de acesso ao PPT (no caso do gás natural):
 - Essa atividade gera como produto intermediário a Portaria interministerial MME/Fazenda nº 176/2001 e nº 234/2002, que estipula as regras de preço para o gás e consumo para as usinas do PPT.
- ii. Analisar o enquadramento dos projetos às isenções previstas em lei (GCE):

³⁰ O modelo lógico pode ser consultado em:

<https://miro.com/app/board/uXjVNboBSpY=?moveToWidget=3458764574545537270&cot=14>.

³¹ O esquema ilustrativo do modelo lógico encontra-se na plataforma Miro e pode ser consultado através do link (<https://miro.com/app/board/uXjVNboBSpY/>).

³² Conforme o Guia Prático de Análise *Ex Post* de Avaliação de Políticas Públicas (p. 59).

³³ Conforme o Guia Prático de Análise *Ex Post* de Avaliação de Políticas Públicas (p. 59).

- Essa atividade gera como produto intermediário³⁴ a Portaria MME no 43/2000 (projetos de geração);
 - Essa atividade gera como produto intermediário a Portaria MME nº 551/2000 (Projetos de cogeração³⁵);
 - Essa atividade gera como produtos intermediários as Resoluções da GCE para acréscimo de usinas ao PPT³⁶.
- iii. Estabelecer regras para comercialização de energia para as usinas termelétricas:
- Conduzir processos de comercialização de EE (MME e Aneel);
 - Firmar contratos de venda da energia (PPA) das usinas termelétricas (endereçados para distribuidoras específicas);
 - Financiar construções (BNDES);
 - Construir usinas termelétricas movidas a gás natural;
 - Monitorar e reenquadrar as usinas no PPT, fiscalizar os contratos (MME/ANEEL);
 - Fiscalização e monitoramento das isenções previstas na Lei 10.312/2001.

3.1.3 Produtos

Produtos “são os bens ou serviços resultantes de um processo, ou seja, as entregas (*outputs*) que a política pública faz para atacar as causas do problema e gerar resultados”³⁷.

De forma geral, identificaram-se os seguintes produtos:

- Contratos firmados de fornecimento de energia elétrica;
- Usinas construídas;
- **UTES enquadradas na isenção tributária - Lei 10.312/01;**
- Fornecimento de GN às usinas PPT por 20 anos com valores regulamentados em contrato e isenção de tributos.

3.1.4 Resultados

Resultados “são mudanças incidentes sobre as causas do problema, que decorrem de um ou mais produtos”³⁸.

Nesse sentido, são esperados os seguintes resultados:

- Incremento na geração de energia elétrica
 - a. Expansão do parque gerador termelétrico;
 - b. Aumento da participação das térmicas na matriz elétrica;
- Aumento da flexibilidade de fontes para despacho³⁹;
- Diminuição de incerteza perante o investidor privado;
- Utilização do gás natural proveniente dos contratos *take or pay* do Gasbol;
- Mitigação do custo final da energia termelétrica.

³⁴ Esse não é um produto entregue diretamente à sociedade e é utilizado, posteriormente, como insumo em outras atividades.

³⁵ A cogeração é a geração simultânea de energia térmica e de energia mecânica/elétrica utilizando uma única fonte de combustível, normalmente utilizadas em indústrias.

³⁶ As Resoluções da GCE para acréscimo de usinas ao PPT estão dispostas no Apêndice F.

³⁷ Conforme o Guia Prático de Análise *Ex Post* de Avaliação de Políticas Públicas (p. 59).

³⁸ Conforme o Guia Prático de Análise *Ex Post* de Avaliação de Políticas Públicas (p. 59).

³⁹ Se refere à operação ou gestão da geração de energia para atender à demanda elétrica em tempo real.

3.1.5 Impactos

Impactos são “mudança de mais longo prazo no problema que a política busca enfrentar, alinhado aos objetivos da política”⁴⁰.

A partir do modelo lógico, espera-se que os efeitos de longo prazo sejam materializados da seguinte forma:

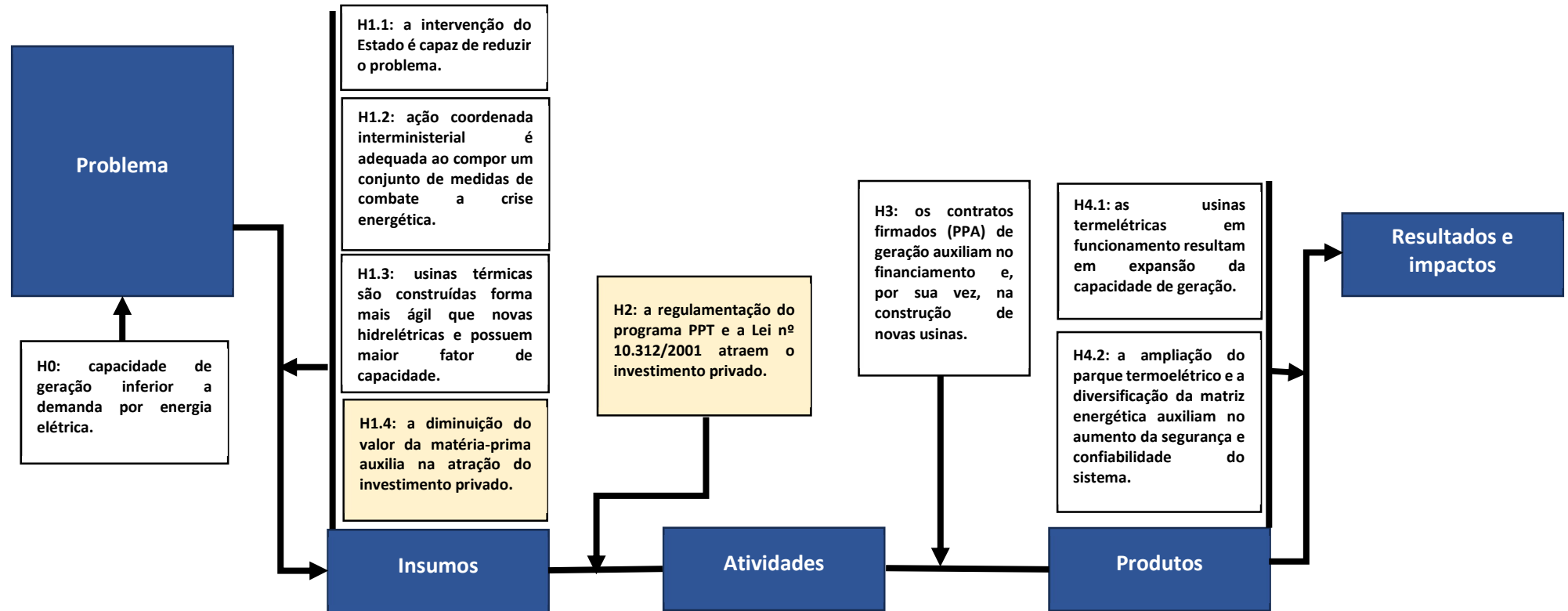
- Diversificação da matriz de geração;
- Diminuição da dependência hídrica;
- Aumento da segurança energética com base no gás natural e carvão mineral;
- Contribuição para o aumento do Produto Interno Bruto.

3.2 Teoria do programa

Conforme o Guia Prático de Análise Ex Post de Avaliação de Políticas Públicas, a teoria do programa estrutura a racionalidade por trás da política pública. Com base no modelo lógico, a teoria do programa permite que se desenvolvam e se testem a formulação e as hipóteses do desenho da política, permitindo que esse seja modificado ou refinado por meio do processo de avaliação. A Figura 3 apresenta a teoria do programa elaborada pela equipe de avaliadores da política.

⁴⁰ Conforme o Guia Prático de Análise *Ex Post* de Avaliação de Políticas Públicas (p. 59).

Figura 3 - Teoria do programa da Lei nº10.312/2001



Fonte: elaboração própria com base em oficinas e análise documental.

Como explicado na seção de Diagnóstico, há pelo menos uma importante hipótese (H0) que confirma a presença do problema central delineado na Árvore de Problemas e que justifica uma ação por parte do Poder Público: ela está relacionada à incapacidade de atender a demanda por eletricidade, detalhada na seção de Diagnóstico.

No conjunto H1, estão as hipóteses que motivam a intervenção estatal. A primeira delas é de que a ação do Poder Público é capaz de mitigar o problema. Levando-se em consideração a discussão presente na seção de Diagnóstico, em que aponta a falha no modelo de planejamento energético centralizado de longo prazo foi uma das causas do problema, pode-se entender que um planejamento adequado por parte do Poder Público é capaz de auxiliar na resolução da questão.

A segunda hipótese é um complemento da primeira e ressalta que a questão energética envolve diferentes órgãos como ministérios, agências, entre outros. Dessa forma a ação interministerial coordenada, como ocorreu através da GCE, mostra-se eficaz para combater a crise energética.

A terceira hipótese do H1 é: usinas térmicas são construídas forma mais ágil que novas hidrelétricas e possuem maior fator de capacidade. Outro ponto relevante é o maior fator de capacidade das termelétricas, possibilitando assim entregar uma oferta energética mais estável e confiável.

Por fim, a quarta hipótese do H1 está diretamente relacionado aos efeitos da Lei nº 10.312/2001, ou seja, a redução do valor da matéria-prima (carvão mineral e gás natural) auxilia na atração do investimento privado para a geração termelétrica.

A proposição H2 refere-se à presença dos recursos essenciais para a execução dos procedimentos. A regulamentação infralegal do programa PPT e a Lei nº 10.312/2001 podem fornecer um ambiente regulatório claro e estável para o investimento privado. A clareza nas regras e regulamentos pode reduzir a incerteza para os investidores, tornando o ambiente de investimento mais previsível. Além de criar um ambiente propício para o investimento privado, há de se destacar o compartilhamento de riscos e o estímulo à inovação e eficiência. Esses elementos podem atrair investidores privados interessados em participar de projetos de infraestrutura em parceria com o setor público.

As proposições do grupo H3 se referem à eficácia dos processos para alcançar os produtos desejados. A hipótese de que os contratos firmados (PPA) de geração auxiliam no financiamento e, conseqüentemente, na construção de novas usinas pode ser explicada considerando a dinâmica entre procedimentos e produtos na teoria do programa, especialmente no contexto de projetos de energia. Os PPAs estabelecem compromissos de compra de energia por um período considerável. Essa clareza nos procedimentos proporciona segurança tanto para os desenvolvedores de projetos quanto para os financiadores, pois garante uma fonte estável de receita ao longo do contrato.

As hipóteses do grupo H4 estão relacionadas à suficiência dos produtos para que os resultados e impactos sejam alcançados. Elas sugerem, de maneira complementar, o seguinte: as usinas termelétricas em funcionamento resultam em expansão da capacidade de geração; e a ampliação do parque termoelétrico e a diversificação da matriz energética auxiliam no aumento da segurança e confiabilidade do sistema.

Com a expansão da geração proporcionada pelas usinas termelétricas em funcionamento, gerando eletricidade de forma contínua e confiável, o sistema elétrico torna-se mais capaz de atender à demanda crescente por energia elétrica.

As usinas termoelétricas podem operar independentemente das condições climáticas, ao contrário de fontes de energia renovável como solar e eólica, que dependem do sol e do vento. Portanto, a diversificação da matriz energética com a inclusão de termoelétricas fornece uma fonte de energia complementar que pode compensar a intermitência das energias renováveis, garantindo assim uma oferta mais estável de eletricidade. Isso ajuda a mitigar os riscos associados à dependência de uma única fonte de energia, contribuindo para a segurança e estabilidade do fornecimento de energia.

Ainda pode-se destacar que a expansão da capacidade de geração através das usinas termelétricas pode ter impactos econômicos positivos, incluindo a criação de empregos diretos e indiretos no setor de energia.

3.3 Indicadores

Foram elencados indicadores para os componentes do modelo lógico de atividades, produtos e resultados, relacionados explicitamente à Lei 10.312/2001; insumos e impactos não possuem indicadores exclusivos para essa política de subsídio.

A Tabela 2 relaciona os indicadores elencados pelos avaliadores assim como o componente do Modelo Lógico em que está atrelado. Na seção de Resultados, eles são detalhados e interpretados.

Tabela 2 - Indicadores da política relacionados ao modelo lógico

Componente do Modelo Lógico	Indicador
Atividades	UTES enquadradas na isenção tributária - Lei nº 10.312/01
Produtos	Nº de usinas beneficiadas pelo subsídio de PIS/COFINS
Resultados	Evolução da capacidade de geração adicionada por usinas beneficiadas (PPT e carvão mineral) que se habilitam a redução de PIS/COFINS
	Evolução da quantidade de geração elétrica das usinas beneficiadas (PPT e carvão mineral) que se habilitam a redução de PIS/COFINS
	Evolução do Gasto tributário por MWh através da lei 10.312/2001 para carvão mineral e GN
	Proporção de usinas PPT e usinas a carvão (capacidade de geração) que se habilitam a redução de PIS/COFINS em relação as usinas termelétricas
Impactos	Evolução da participação das térmicas na capacidade instalada do setor elétrico
	Evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica

Fonte: elaboração própria.

Visto que um subsídio não deve ser mantido indefinidamente, observa-se que o programa foi elaborado sem levar em consideração a necessidade de se estabelecer metas ou indicadores. De certa forma, isso se explica pelo contexto existente na época de criação do subsídio com importante crise energética, cambial, recente abertura do setor de energia ao setor privado e urgência de se desenvolver novas fontes geradoras.

3.4 Análise crítica do Desenho da política

Apesar das hipóteses que sustentam o modelo lógico possam suportar algum grau de razoabilidade, cabem algumas. Na redação do PL e na Lei 10.312/2001, não está explícito por qual canal de transmissão o efeito da redução da tarifa se daria sobre a expansão da termoeletricidade. Se pelo aumento da atratividade do investimento, o que nos parece mais razoável ou pelo impacto na redução da tarifa de energia para o consumidor ou por outro meio.

Desde 1995, a iniciativa privada já tinha livre acesso ao setor de geração. No entanto, havia ainda muitos problemas para serem resolvidos para efetivação do investimento privado não ocorreu devido à expectativa da definição de um marco regulatório específico. Também, a demora na definição da política de preço do gás natural importado da Bolívia. O governo tinha a expectativa de que o capital privado construísse termelétricas usando o gás natural importado da Bolívia (TOLMASQUIM, 2000). Porém, a desvalorização cambial ocorrida em 1999 inibiu substancialmente o investimento em termoeletricidade. Assim, medidas paliativas como a Lei 10.312/2001 teriam apenas efeito reduzido ou marginal sobre a problemática da termoeletricidade no País.

Embora a Lei nº 10.312/2001 estabeleça que a desoneração de PIS/Pasep e Cofins seja destinada para as usinas PPT e que utilizam carvão mineral, a mesma lei não estabelece uma estrita conexão entre ela e o programa PPT de modo que certas questões ficam em aberto. Como, por exemplo, se com o término de concessão dos contratos das usinas do PPT, implicaria no término de vigência dos efeitos da Lei nº 10.312/2001.

Embora tenha auxiliado, tanto o PPT como a Lei nº10.312/2001 fizeram parte de um conjunto de medidas que objetivaram a criação de um ambiente propício à expansão da termoeletricidade no país. Tal ambiente teve significativo avanço com a reforma do setor elétrico brasileiro de 2004, também conhecida como Lei 10.848/2004, introduzindo várias mudanças significativas no setor elétrico do Brasil, buscando promover a concorrência e aumentar a eficiência no mercado de energia. Entre as principais medidas que aceleraram a entrada da iniciativa privada, podemos destacar os leilões de energia, nos quais diferentes tecnologias de geração competem para fornecer energia para as distribuidoras. Os leilões de energia garantiram contratos de longo prazo para os vencedores, proporcionando previsibilidade e segurança para os investidores que desejavam construir termoeletricas.

4 Implementação

Nessa seção, é apresentada uma análise da implementação da política, tomando como guia as questões orientadoras para análise de implementação de políticas públicas presentes no Guia Ex Post de Avaliação de Políticas Públicas do Governo Federal. Aqui, a política avaliada é a redução a 0 (zero) das alíquotas de PIS/PASEP e Cofins, para venda de carvão mineral e gás natural utilizados na geração de energia elétrica, implementada pela Lei nº 10.312/2001. Para facilitar o entendimento do leitor, iremos nos referir a ela como “política de termoeletricidade” ou “termoeletricidade” ao longo do texto.

O primeiro passo definido no referido guia diz respeito à definição do objeto da análise, identificando-se e avaliando-se os riscos da política e a estruturação das questões avaliativas. No caso da política em questão, pelo fato de ser uma política de desoneração tributária, é essencial a análise da dimensão da eficácia da implementação, em especial no que tange à elegibilidade e o controle do rol de beneficiários para o atingimento do público-alvo.

No intuito de responder se os “bens e serviços” são efetivamente entregues aos beneficiários e como tem sido o acompanhamento dessa entrega pela gestão da política, é importante definir, primeiramente, quais são os beneficiários da política. Conforme Lei nº 10.312/2001, alterada pela Lei 10.431/2011, em seus artigo 1º e 2º, ficam reduzidas a 0 (zero) as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) incidentes sobre a receita bruta decorrente da venda de gás natural canalizado, destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e sobre a receita decorrente da venda de carvão mineral destinado à geração de energia elétrica.

Ao se considerar o primeiro beneficiário da política, quais sejam, as usinas termoeletricas participantes do PPT, programa instituído por meio do Decreto nº 3.371/2000, percebe-se que os controles e riscos associados ao programa impactam diretamente os controles e riscos associados à política ora avaliada. Por essa razão, tecem-se as considerações a seguir.

O referido programa, instituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia, é uma das medidas adotadas para aumentar a segurança energética nacional, buscando viabilizar a implementação de novos empreendimentos de geração termoeletrica com objetivo de garantir o abastecimento de energia elétrica em tempos de baixos níveis dos reservatórios de regularização do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Conforme o art. 2º do Decreto que rege o programa (Decreto nº 3.371/2000), as usinas termoeletricas, integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade, fariam jus à algumas prerrogativas, entre essas, a garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, por um preço tabelado abaixo do preço de mercado. Destaca-se que o PPT foi uma ação pontual, não havendo contratações de novas usinas⁴¹ no âmbito do programa posteriormente. Desta forma, com o final dos contratos de concessão das usinas do PPT, o benefício relacionado ao desconto dado na compra do gás natural chegaria ao seu término.

Todavia, em relação a data de término do próprio programa⁴², conforme o Decreto nº 3.371/2000, não dispõe de dispositivo que estabeleça o término do PPT e não estabelece prazo máximo para que um empreendimento permaneça enquadrado no programa. Assim, após a entrada em operação comercial, não há previsão para que um empreendimento deixe de ser considerado como integrante do PPT. Por conseguinte, sempre faria jus ao benefício fiscal concedido pela Lei nº 10.312/2001, por tempo indefinido.

No que tange ao rol de participantes do PPT e mecanismos de controle de elegibilidade – que seriam essenciais para evitar possíveis desvirtuamentos da política alvo deste trabalho – de acordo com o art. 3º

⁴¹ Exceto a Usina de Uruguaiana em 2004.

⁴² Nota Informativa nº 35/2023/SAER/SE.

do Decreto nº 3.371/2000, o Programa seria coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que deveria baixar as normas para a sua execução.

Ainda sobre esse tema, o artigo 51 da Lei nº 12.431/2011, a qual dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda em algumas operações e realiza outras alterações na legislação tributária, estabelece condições para que a pessoa jurídica efetue vendas de gás natural canalizado destinadas a usinas termelétricas, para os efeitos da redução de alíquotas de que trata o art. 1º da Lei nº 10.312, de 27 de novembro de 2001. As condições estabelecidas na Lei incluem: (i) manter registro dos atos de inclusão, exclusão e suspensão dessas usinas no PPT e (ii) estar em situação regular em relação a impostos e contribuições administrados pela Receita Federal.

Ainda que previsto em lei, estabelecer controles administrativos a serem exercidos pelas empresas que efetuam a venda de gás natural e são indiretamente beneficiadas pelos subsídios concedidos parece pouco efetivo para fins da gestão desses subsídios, em especial quando já se tinha a previsão legal de fim do modelo de monopólio estatal em 1997.

Ademais, ao se questionar o Ministérios de Minas e Energia sobre quais são as usinas que fazem parte do PPT, nota-se que não há uma lista consolidada com todas as usinas que fazem ou já fizeram parte do programa. Por exemplo, na lista enviada pelos gestores⁴³, não constam algumas usinas que foram incluídas no programa pela Portaria nº 43, de 25 de fevereiro de 2000, do Ministério de Minas e Energia. Entre essas, pode-se citar as usinas de Dunas, Capuava e Vale do Açu. Ademais, não consta igualmente a usina de Uruguaiana, incluída pela Portaria nº 52, de 14 de abril de 2004, também do Ministério de Minas e Energia.

Assim, conclui-se que não foi possível identificar controles em relação ao rol de usinas que fazem parte do PPT, à quantidade individualizada de benefício recebido e ao tempo restante dos contratos de concessão. Nesse caso, a ausência de controle do rol de participantes do PPT tem como consequência direta a impossibilidade de controle do rol dos beneficiários da política instituída pela Lei nº 10.312/2001.

No que se refere ao item II (estar em situação regular em relação a impostos e contribuições administrados pela Receita Federal), verifica-se, na resposta da Receita Federal do Brasil⁴⁴, que não havia e não há procedimento para atestar a regularidade ou não como condicionante para concessão do benefício.

Em relação ao segundo beneficiário da política instituída pela Lei nº 10.312/2001, quais sejam as usinas a carvão mineral, a concessão do benefício se dá de forma universal, ou seja, todas as usinas desse tipo seriam beneficiadas pelo menor custo dos insumos.

Assim, considerando que o Ministério de Minas e Energia é a pasta responsável pela política, conforme anexo I do Decreto nº 9.834/2019, entende-se que o rol dos beneficiários deveria ser repassado pelo MME à Receita Federal do Brasil, para que este órgão realizasse o controle das isenções nas vendas. Contudo, consoante afirmado por representantes do Ministério de Minas e Energia, não há, atualmente, qualquer procedimento realizado pela pasta em relação à política, tampouco pela Receita Federal.

Dessa forma, não obstante existam dados disponibilizados CCEE sobre quais usinas usam o combustível na geração, não estão disponíveis publicamente informações pormenorizadas sobre quais são as usinas beneficiadas com a redução da alíquota, a quantidade de carvão utilizado e sobre a quantificação do benefício aferido pelas usinas.

Para apresentar um panorama dos gastos tributários com o gás natural e com o carvão, têm-se que os valores referentes à política de termoeletricidade foram, em 2020, de R\$ 503.583.974,30, de acordo com

⁴³ Nota Informativa nº 35/2023/SAER/SE

⁴⁴ Ofício nº 538/2023/AUDIT/RFB em resposta ao Ofício Nº 4.678/2023/MPO.

o Demonstrativo dos Gastos Tributários, base efetiva de 2020. A Receita Federal do Brasil detalhou⁴⁵ o gasto anual, apresentando o valor de R\$ 503.831.219,88, dos quais R\$ 432.720.063,33 se referem ao gás natural e R\$ 71.111.156,54 ao carvão mineral. Para o ano de 2024, o PLOA prevê o gasto tributário de R\$ 1.034.970.841,00 para a política de termoeletricidade.

Ainda, nota-se que, apesar do fato de que a isenção fiscal tenha sido praticamente automática, com a promulgação da lei, não é possível verificar a presença de uma estrutura para acompanhamento dos efeitos da implementação da política na tarifa, avaliação de resultados, nem tão pouco existem mecanismos de supervisão da execução da política.

Ademais, não há instrumentos normativos e procedimentos para controles de inclusão ou exclusão de beneficiários e para eventual comunicação com os órgãos interessados. Também não existem informações públicas que indiquem se as condições relacionadas à política estão sendo devidamente cumpridas, sendo ausente a previsão de eventuais penalidades e restrições no caso de seu descumprimento.

Destaca-se a falta de divulgação da política para o público-alvo, para os agentes institucionais e econômicos do setor elétrico e para a sociedade. Sendo a publicidade um princípio constitucional que rege a administração pública, é de suma importância que políticas que reduzam a arrecadação tributária, e, assim, diminuam a capacidade operativa do Estado, sejam amplamente divulgadas e motivadas.

Desta forma, deve ser aplicada a regra da publicidade e transparência no tratamento dessas informações, de forma a possibilitar o controle social da política pública.

Por fim, observa-se que não há uma gestão de riscos e controle na condução da política, resultando em inobservância dos preceitos da Instrução Normativa MP/CGU nº 01/2016.

⁴⁵ Nota Cetad/Copan nº 170/2023, de 07/11/2023.

5 Governança

Nessa seção, é analisada a estrutura de governança da política, seus mecanismos de liderança, estratégia e controle que permitam avaliar, direcionar e monitorar a sua gestão.

De acordo com o Referencial Básico de Governança aplicável a órgãos e entidades da administração pública, publicado pelo Tribunal de Contas da União (TCU), a governança no setor público é definida como um conjunto de mecanismos de liderança, estratégia e controle postos em prática para avaliar, direcionar e monitorar a gestão, com vistas à condução de políticas públicas e à prestação de serviços de interesse da sociedade.

Segundo o art. 3º do Decreto nº 9.203/2017, são princípios da governança pública: (i) capacidade de resposta, (ii) integridade, (iii) confiabilidade, (iv) melhoria regulatória, (v) prestação de contas e responsabilidade e (vi) transparência. Desse modo, uma estrutura de governança funcional é essencial para o sucesso de uma política pública e para seu controle por outras instituições públicas e pela sociedade, pois permite a prestação de contas à sociedade e a entrega de mais benefícios aos cidadãos.

Ademais, o art. 5º do Decreto nº 9.203/17 apresenta os seguintes mecanismos de governança pública:

- a) **Liderança:** compreende conjunto de práticas de natureza humana ou comportamental exercida nos principais cargos das organizações, para assegurar a existência das condições mínimas para o exercício da boa governança;
- b) **Estratégia:** compreende a definição de diretrizes, objetivos, planos e ações, além de critérios de priorização e alinhamento entre organizações e partes interessadas, para que os serviços e produtos de responsabilidade da organização alcancem o resultado pretendido; e
- c) **Controle:** compreende processos estruturados para mitigar os possíveis riscos com vistas ao alcance dos objetivos institucionais e para garantir a execução ordenada, ética, econômica, eficiente e eficaz das atividades da organização, com preservação da legalidade e da economicidade no dispêndio de recursos públicos.

Por sua vez, de acordo com a publicação “Avaliação de políticas públicas: guia prático de análise ex-post”, a governança das políticas públicas é balizada por princípios e mecanismos que se entrelaçam, formando uma complexa estrutura, composta por normativos, regulamentos, instituições e, principalmente, indivíduos, que são os gestores ou executores das políticas públicas.

Nesse sentido, com a avaliação de governança da política pública, espera-se verificar como a liderança, a estratégia e o controle da política permitem e contribuem para a produção dos resultados esperados e para o alcance dos seus objetivos.

Assim, esta seção busca avaliar a governança da política pública instituída pela Lei nº 10.312/2001, a qual subsidia o PIS/Pasep e a Cofins na venda de gás natural para as usinas que integram o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), bem como na venda de carvão mineral destinado à geração de energia elétrica, reduzindo a alíquota a zero.

É importante ressaltar que a Lei nº 10.312/2001 foi aprovada em um momento de racionamento de energia no Brasil. Dessa forma, preliminarmente, será apresentada uma breve descrição da governança do setor elétrico à época do racionamento e, posteriormente, será apresentada a avaliação da governança do subsídio tributário em análise.

5.1 Governança relacionada à gestão da crise de energia de 2001

A governança existente à época da crise de energia de 2001 não constitui escopo de avaliação deste relatório. Entretanto, é importante contextualizar como era a governança do setor elétrico no passado, de forma a compreender como os atores governamentais lideravam e controlavam as políticas setoriais.

Nesse sentido, torna-se elucidativo apresentar os aspectos da governança contidos no “Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica”, publicado em julho de 2001, e que tinha como objetivo avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

De acordo com o citado Relatório, antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia decorria basicamente por meio de investimentos das empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

Entre 1998 e 2004, foi implantada nova sistemática para o Setor Elétrico, na qual a expansão da geração passou a depender primordialmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras ou os consumidores livres com as empresas geradoras, deixando de seguir um planejamento centralizado.

Na transição dessa nova sistemática, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras. Dessa forma, a expansão da oferta energética passou a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPAs para atender à demanda energética crescente de seus consumidores.

No período entre 1998 e 2001, as distribuidoras estavam contratadas em 100% de suas demandas e, dessa forma, não tiveram razões para promover a expansão da geração. Apesar de as distribuidoras estarem amparadas por contratos, a situação era crítica para o sistema elétrico, pois o nível dos reservatórios estava baixo e a capacidade real de entrega dos contratos firmados estava superdimensionada.

O ONS apontava⁴⁶ para o ano de 2000 a probabilidade de racionamento de cerca de 14%, acima do limite de 5%. Ciente da situação, o Ministério de Minas e Energia (MME) tentou implementar uma série de medidas com o objetivo de evitar ou, pelo menos, aliviar a deterioração da situação energética:

- a) Em meados de 1999, a Eletrobrás realizou uma série de gestões para identificar e contratar **geração emergencial** (em particular, usinas térmicas montadas em barcaças que poderiam ser conectadas à rede elétrica nos portos), com o objetivo de compensar parte do atraso antevisto de Angra II, programada para entrar em operação em setembro de 1999. Foram identificados geradores no montante de algumas centenas de MW que poderiam ser alugados;
- b) O **Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)**, criado em fevereiro de 2000, era visto como “a única saída para resolver o problema”, tornando-se, assim, o principal foco de preocupações do MME. Data daquela época a identificação das 49 térmicas e a oferta de condições especiais para os equipamentos que entrassem em operação antes de 2003;
- c) O **Programa Emergencial de Termoelétricas**, cujo nome nunca foi oficializado, foi usado para marcar uma reorientação do PPT feita no início do ano 2000, tendo os esforços sido concentrados em cerca de 15 projetos, com entrada antecipada da parcela de ciclo simples em algumas usinas. Nesta época, a Petrobras foi vista como a solução para o andamento garantido do Programa;
- d) Em fins do ano 2000, a Resolução nº 560 da ANEEL estabeleceu os critérios e as diretrizes para o **processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional** de 2500 MW e determinou que o MAE promovesse a compra emergencial desta capacidade térmica, cujos custos seriam repassados diretamente aos consumidores, através do Encargo de Serviços do Sistema.

Cabe destacar que nenhuma dessas medidas havia se concretizado quando o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica foi publicado, em 2001.

No caso da geração emergencial de meados de 1999, a ANEEL e a Eletrobrás chegaram a um impasse sobre quem arcaria com os custos desta geração. A ANEEL tinha a preocupação de evitar uma perda financeira imediata para os consumidores. Por sua vez, a Eletrobrás buscava evitar que sua remuneração

⁴⁶ Nota Técnica ONS-DPP 059/1999

não estivesse equacionada. Em função desse grave impasse, não foi efetivada a contratação da geração emergencial, ocasionando uma maior redução no armazenamento dos reservatórios hidráulicos.

No caso do PPT e do Programa Emergencial, sua implementação foi prejudicada, principalmente, porque houve um longo impasse entre o MME, a ANEEL, o Ministério da Fazenda e a Petrobras com relação ao repasse aos consumidores da variação cambial do preço do gás no intervalo entre reajustes anuais de tarifas.

Por fim, o leilão de capacidade determinado pela ANEEL não pôde ser realizado porque as atividades de contabilização e liquidação do MAE ficaram paralisadas por um ano, em decorrência de divergência quanto aos compromissos contratuais de Angra II.

Em resumo, o relatório informou que houve descoordenação entre os setores de eletricidade, petróleo e gás, e área econômica. Dentro do Setor Elétrico, houve difusão e indefinição de responsabilidades entre o MME e a ANEEL, que poderiam ter sido solucionadas pelo Contrato de Gestão entre as duas instituições. Dessa forma, cada agente atuou de acordo com sua interpretação de seu mandato legal e com lógica própria, utilizando os instrumentos de ação disponíveis. O somatório de ações, com lógicas individuais, levou à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas pudessem ser tomadas a tempo.

Além do exposto, a Comissão identificou as seguintes causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise:

- a) Lacunas de atribuições e de atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Secretaria de Energia do MME:
 - Embora o CNPE tivesse sido criado pela Lei nº 9.478/97, sua regulamentação só ocorreu por meio do Decreto nº 3.520/00. Portanto, até a publicação do decreto, algumas de suas atribuições eram exercidas pelo MME. Por sua vez, as atribuições do antigo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) foram formalmente transferidas para o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), subordinado à Secretaria de Energia do Ministério. No entanto, nem a Secretaria nem o CCPE estavam aparelhados - em termos de recursos técnicos e humanos - para exercer plenamente estas funções, sendo que a Secretaria de Energia dependia do apoio da Eletrobrás.
- b) Dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado:
 - Em todo o processo de transição para a nova sistemática do setor elétrico, a ANEEL enfatizou os aspectos tarifários, com preocupação de evitar o aumento de tarifas para o consumidor.
- c) Desobediência a condições contratuais:
 - A divergência quanto aos compromissos contratuais de Angra II, que levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano, resultou em perda de confiança dos agentes no mercado atacadista, fundamental para o funcionamento do Setor.

De acordo com a Comissão, nenhuma instituição esteve encarregada de garantir a lógica global do processo e exercer a coordenação, entre as esferas de governo, na implementação da política energética, especialmente, na transição para a nova sistemática e no enfrentamento de crises. Além disso, a regulação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas, de forma a criar um ambiente de credibilidade que tivesse propiciado o investimento, contemplando, ao mesmo tempo, o interesse do consumidor e dos investidores. Por fim, faltou a percepção dos agentes públicos e privados de que os contratos seriam honrados.

Foi nesse cenário de desafios e baixa governança do setor elétrico que a política de subsídio à geração termelétrica advinda das usinas a gás natural integrantes do PPT e das usinas a carvão mineral foi implementada.

5.2 Governança da política instituída pela Lei nº 10.312/01

A aprovação da Lei nº 10.312/01 se deu a partir do Projeto de Lei nº 4.941/2001. Conforme constou da Exposição de Motivos que acompanhou o encaminhamento do projeto, a proposta objetivou incentivar a diversificação da matriz energética do Brasil, fomentando a utilização de gás natural e de carvão mineral na geração de energia elétrica, mediante desoneração da incidência das contribuições para o PIS/Pasep e da Cofins na cadeia de comercialização daqueles insumos.

Em relação ao objetivo elencado, não foram identificados normativos ou outros documentos que detalhassem as metas ou os resultados esperados, bem como a forma como se esperava atingir a citada diversificação. Assim, verificou-se que o objetivo da lei foi estabelecido de forma genérica. Dessa forma, constata-se que não foi estabelecida uma estratégia compreendendo a definição de diretrizes, objetivos, planos e ações.

Por seu turno, é importante ressaltar que já existia uma iniciativa de diversificação da matriz energética brasileira, que era o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), instituído pelo Decreto nº 3.371/2000.

Visando a avaliar os outros aspectos de governança, foram feitos questionamentos à Receita Federal do Brasil (RFB)⁴⁷ e ao Ministério de Minas e Energia (MME)⁴⁸. Esses questionamentos foram respondidos pelo MME⁴⁹ e parcialmente pela RFB⁵⁰. No que diz respeito ao aspecto da liderança, a Lei nº 10.312/2001 não especificou diretamente quem seria o gestor da política pública, apesar de prever ato conjunto dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia, indicando competência temática desses ministérios, participação na elaboração da lei e responsabilidades pela implementação.

Posteriormente, o Decreto nº 9.834/2019, que instituiu o Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (Cmap), relacionou em seu Anexo I os órgãos gestores e os corresponsáveis pelas políticas públicas financiadas por benefícios de natureza tributária, financeira e creditícia, buscando enfrentar essas lacunas comuns em legislações anteriores. Esse anexo apresenta o Ministério de Minas e Energia (MME) como órgão gestor da Política de Termoeletricidade. É importante mencionar que o Decreto nº 9.834/2019 foi substituído pelo Decreto nº 11.558/2023, porém a eficácia do citado Anexo I foi mantida.

Tendo em vista o papel de gestor atribuído ao MME, o Ministério foi questionado⁵¹ se, no caso de aumento de sua capacidade de geração, as usinas faziam jus à redução de alíquota sobre essa geração maior. Em resposta o MME informou⁵² que a concessão da redução de alíquota e as normas instrumentais para essa concessão são de temática tributária, o que foge às competências do Ministério de Minas e Energia.

Outro questionamento feito diz respeito aos procedimentos adotados para comunicar a eventual exclusão de usinas do PPT às partes interessadas, por exemplo, à Receita Federal do Brasil (RFB) e aos vendedores de gás natural. O MME informou que não foram encontrados normativos relacionados à forma de comunicação de eventual exclusão de usina do PPT às partes interessadas, com exceção da

⁴⁷ Ofício SEI nº 4678/2023/MPO, de 18/10/2023.

⁴⁸ Ofício SEI nº 4681/2023/MPO, de 18/10/2023.

⁴⁹ Ofício nº 1100/2023-SCE/ANEEL, de 21/11/2023, e Nota Informativa nº 35/2023/SAER/SE, 29/11/2023.

⁵⁰ Ofício nº 538/2023/AUDIT/RFB.

⁵¹ Ofícios SEI nº 4681/2023/MPO, de 18/10/2023.

⁵² Ofício nº 1100/2023-SCE/ANEEL, de 21/11/2023 e Nota Informativa nº 35/2023/SAER/SE, 29/11/2023.

publicação de um ato de exclusão na Imprensa Oficial, que ocorreu por meio da Resolução nº 100, de 15/01/2002, da GCE.

Além disso, o MME informou que o Projeto de Lei que resultou na Lei nº 10.312/2001 foi proposto à Presidência da República pelo Ministério da Fazenda. Deve-se ressaltar que, apesar de ter sido proposta pelo Ministério da Fazenda, a referida lei também foi assinada pelo Ministro de Minas e Energia à época. Dessa forma, o Ministério da Fazenda aparece como signatário da Lei devido à sua função arrecadatória, realizada pela Receita Federal do Brasil.

Dado que a Lei nº 10.312/2001 aborda exclusivamente questões tributárias, observa-se que o MME não se identifica como o principal responsável pela gestão da Política de Termoeletricidade, em que pese esta política beneficiar setor sob sua jurisdição e buscar resolver um problema público relacionado à sua área de atuação. Diante do exposto, observa-se que não existe uma estrutura clara de liderança e de comunicação com as partes interessadas.

No rol de controles que poderiam ser implementados, destacam-se o controle dos beneficiários do subsídio, inclusive com verificação dos critérios de elegibilidade. Esse controle é importante, principalmente, no caso do benefício na venda de gás natural, tendo em vista que somente as usinas do âmbito do PPT seriam favorecidas. Nesse sentido, a Lei nº 10.312/2001 cita expressamente, em seu art. 3º, que a Receita Federal do Brasil poderá estabelecer normas operacionais destinadas ao controle do cumprimento do disposto nessa Lei, inclusive mediante exigência de registro especial de vendedores e adquirentes.

Em relação aos controles, perguntou-se⁵³ para a RFB quais eram os procedimentos adotados para o registro de vendedores e adquirentes que fazem jus à redução da alíquota de PIS/Pasep e Cofins, bem como os procedimentos adotados para verificar quais adquirentes (usinas) ainda são integrantes do PPT, condição necessária para a redução das alíquotas na venda de gás natural canalizado. A RFB não forneceu uma resposta ao questionamento.

Também se solicitou que a RFB descrevesse, no caso de empreendimentos que utilizam gás natural canalizado ou carvão mineral em parte para geração de energia elétrica e em parte para outras finalidades, como controla a separação entre as vendas que fazem jus à alíquota reduzida de PIS/Pasep e Cofins daquelas que estão sujeitas à alíquota padrão de PIS/Pasep e Cofins. Neste caso, também não foi apresentada resposta.

Devido à falta de resposta da RFB, buscou-se verificar a existência de outro tipo de controle, a partir do demonstrativo de gastos tributários.

Em relação à metodologia de cálculo do gasto tributário com as termoelétricas, a RFB informou que a renúncia foi calculada utilizando-se o conceito de perda de arrecadação, simulando o valor de tributos que seria devido por meio da utilização de alíquotas padrões do regime não cumulativo (1,65% PIS e 7,6% Cofins) em uma base tributária sobre a qual incidiu a alíquota zero. A citada simulação é feita a partir das informações contidas na escrituração fiscal digital da contribuição para o PIS/PASEP e da Cofins (EFD-Contribuições), que é uma forma de registro e envio de documentos fiscais.

Nos documentos fiscais registrados na EFD-Contribuições, os vendedores preenchem o código 205 (Carvão mineral destinado à geração de energia elétrica) ou 212 (Gás natural canalizado destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade), indicando que a alíquota daquele documento é zero.

Entretanto, não foram identificados controles visando a verificar se os vendedores fazem jus àquela redução de alíquota. Por exemplo, no caso do carvão mineral, embora a maioria dos fornecedores esteja

⁵³ Ofício SEI nº 4678/2023/MPO, de 18/10/2023.

concentrada na Região Sul do país, dados da RFB⁵⁴ indicam que o carvão mineral foi vendido com o código 205, mesmo que em proporções menores, em todas as 27 unidades da federação.

Diante do exposto, constata-se que, em relação à política pública instituída pela Lei nº 10.312/01, não existe uma estrutura de governança, resultando em problemas, como a falta de comunicação entre os agentes, a inexistência de monitoramento e acompanhamento de resultados, bem como ausência de controles.

⁵⁴ Nota Cetad/Copan nº 170/2023, de 07/11/2023.

6 Resultados

Segundo o Guia Prático de Análise Ex-Post (2018), a Avaliação de Resultado tem objetivo aprofundar a compreensão dos indicadores de resultados e dos impactos da política, podendo ser utilizados métodos quantitativos ou qualitativos. Analisar a evolução desses indicadores pode demonstrar se os objetivos esperados foram alcançados, além de possibilitar uma maior compreensão de mudanças não planejadas.

Nesse sentido, a Avaliação de Resultados irá se concentrar em apresentar os indicadores que estão relacionados ao problema para a motivação dos benefícios fiscais à termoeletricidade da Lei nº 10.312, de 2001, e dispostos no Modelo Lógico (item 3.3 - Indicadores). Os indicadores levantados são apresentados de forma anual e abrangem as usinas PPT e de carvão que se habilitam ao benefício fiscal da redução de PIS/COFINS, doravante denominadas usinas beneficiadas.

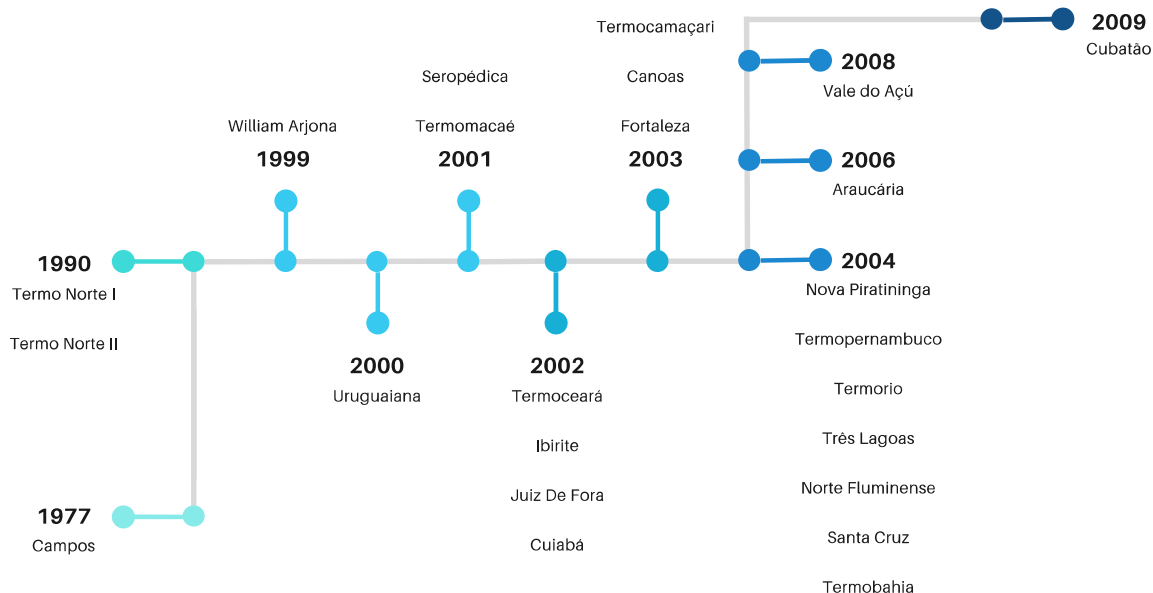
6.1 Indicadores

6.1.1 Usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade

Ao todo, 74 usinas foram enquadradas como PPT e beneficiárias do subsídio à termoeletricidade⁵⁵. Como já salientado no Apêndice E, desse total de usinas, 24 foram encontradas na base de dados do ONS. A Figura 4 apresenta o ano em que a usina entrou em operação.

Pela Figura 4, é possível perceber que das 24 usinas PPT, anteriormente à promulgação da legislação, apenas as usinas de Campos, Termo Norte I, Termo Norte II, William Arjona e Uruguaiana já contavam com uma capacidade instalada. É importante salientar que, com exceção de Uruguaiana, as demais citadas, receberam investimentos para que o parque gerador funcionasse a gás natural.⁵⁶

Figura 4 - Ano em que a usina classificada como PPT entrou em operação



⁵⁵ De acordo com o "OFÍCIO SEI Nº 4681/2023/MPO" e as considerações da CGU.

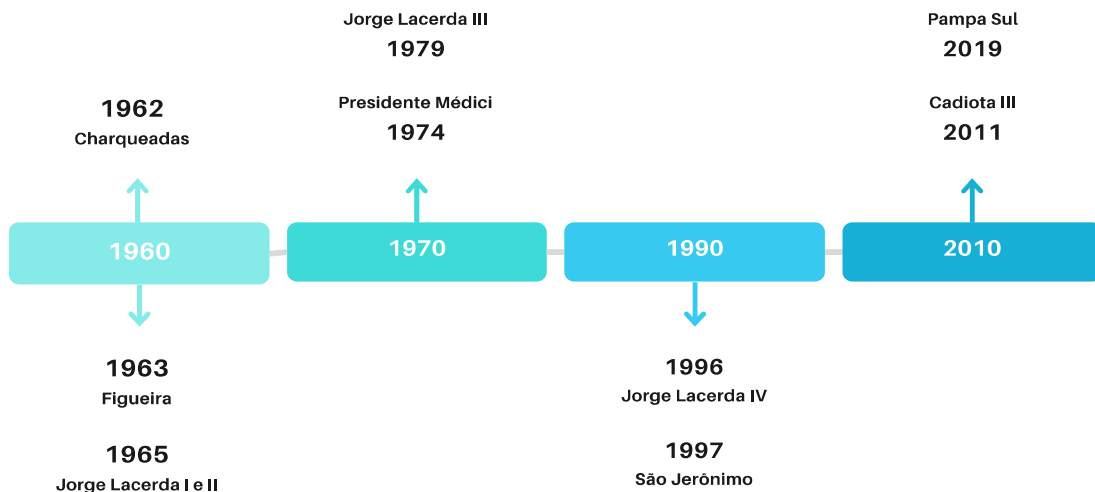
⁵⁶ Vale ressaltar que a usina Santa Cruz foi inicialmente instalada na década de 1960 tendo como combustível principal da usina o óleo combustível. Contudo, em 2004 a usina começou a operar com gás natural. Por esse motivo, foi decidido pela equipe avaliadora da presente Avaliação Executiva que as informações de Santa Cruz anteriores a 2004 não seriam consideradas.

Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de capacidade instalada do ONS.

Ao longo dos anos 2000, as demais 19 usinas PPT foram progressivamente construídas, com a última, a usina de Cubatão, sendo inaugurada em 2009.

O ano de entrada de operação das usinas a carvão beneficiadas é apresentado na Figura 5. Observa-se que das 9 usinas a carvão beneficiadas, apenas duas (Candiota III e Pampa Sul) iniciaram suas operações após a promulgação da Lei.⁵⁷

Figura 5 - Ano em que a usina a carvão beneficiada entrou em operação



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de capacidade instalada do ONS.

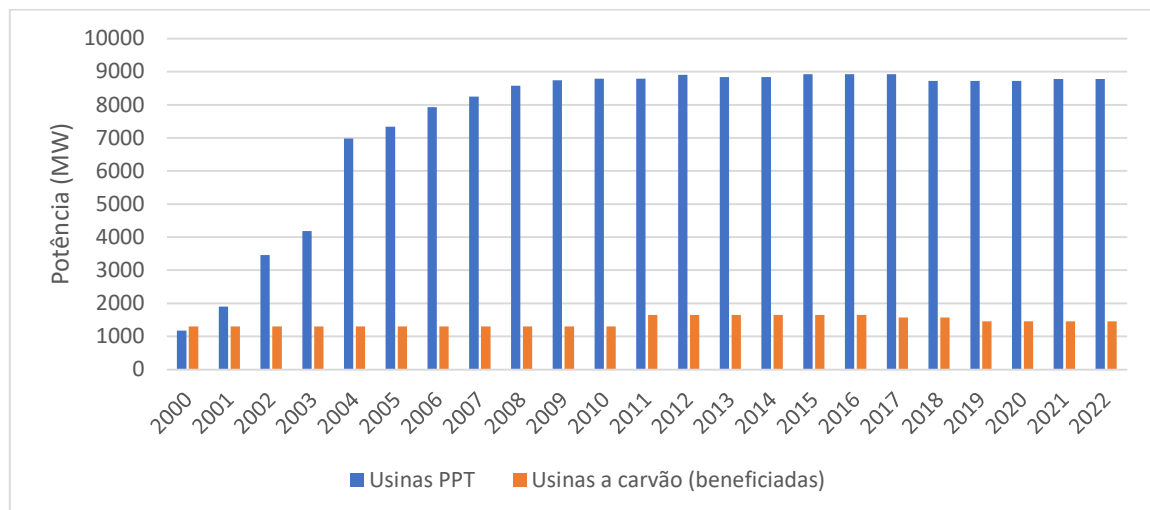
6.1.2 Capacidade instalada

O Gráfico 7 apresenta a evolução da capacidade instalada das usinas PPT e das usinas a carvão, para o período de 2000 a 2022.⁵⁸

⁵⁷ É válido apontar que as Usinas podem ter expandido sua capacidade instalada ao longo dos anos e/ou desativado suas unidades. Sendo assim, tanto a Figura 4 quanto a Figura 5 apenas informam o ano de entrada em operação.

⁵⁸ Todas as Figuras referentes a capacidade instalada anual, utiliza o valor registrado em dezembro como mês representativo do ano.

Gráfico 7 - Capacidade instalada das usinas PPT e usinas carvão beneficiárias, em MW, (2000 a 2022)

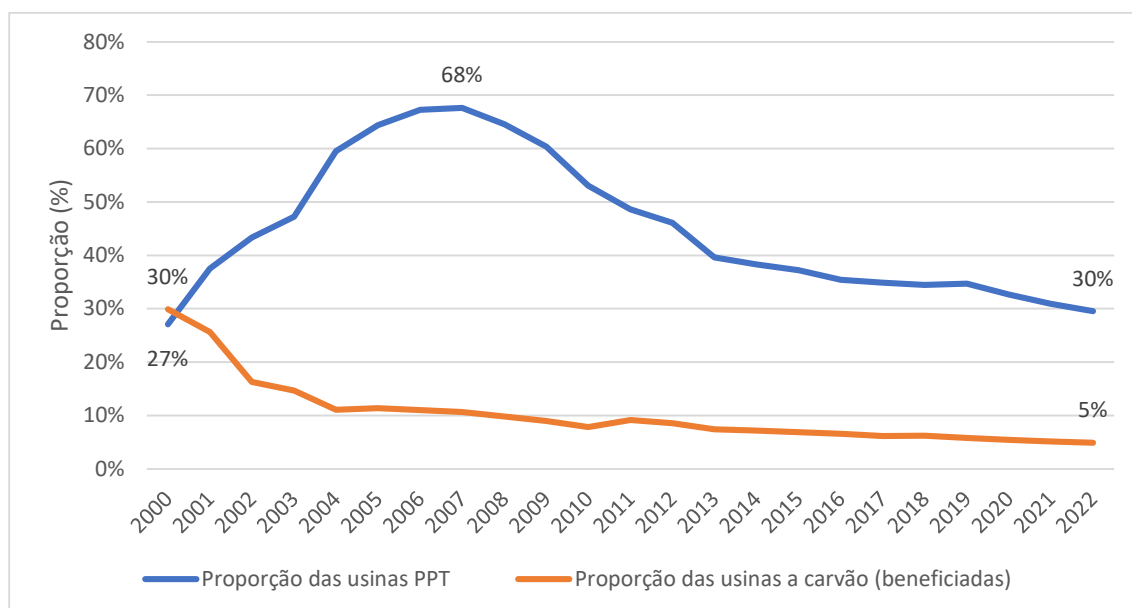


Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de capacidade instalada do ONS.

Pelo Gráfico 7, é possível constatar o crescimento e a estabilidade da capacidade total instalada das usinas PPT e à carvão ao longo do período analisado. Em 2000, a capacidade das usinas de PPT era de 1.177 MW, enquanto as usinas a carvão possuíam uma capacidade de 1.298 MW. Em 2022, esses valores aumentaram para 8.776 MW e 1.455 MW, respectivamente.

Diante desse aumento da capacidade instalada, é válido analisar a participação das usinas beneficiadas com o total das usinas térmicas. Dessa forma, o Gráfico 8 apresenta a proporção da capacidade instalada das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiárias no total do parque térmico do país.

Gráfico 8 - Proporção da capacidade instalada das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiárias no total das usinas térmicas (2000 a 2022)



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de capacidade instalada do ONS.

O que se destaca na análise do Gráfico 8 é que, em 2000, as usinas PPT eram responsáveis por 27% da capacidade instalada das térmicas, enquanto as usinas a carvão beneficiadas detinham uma participação de 30%.

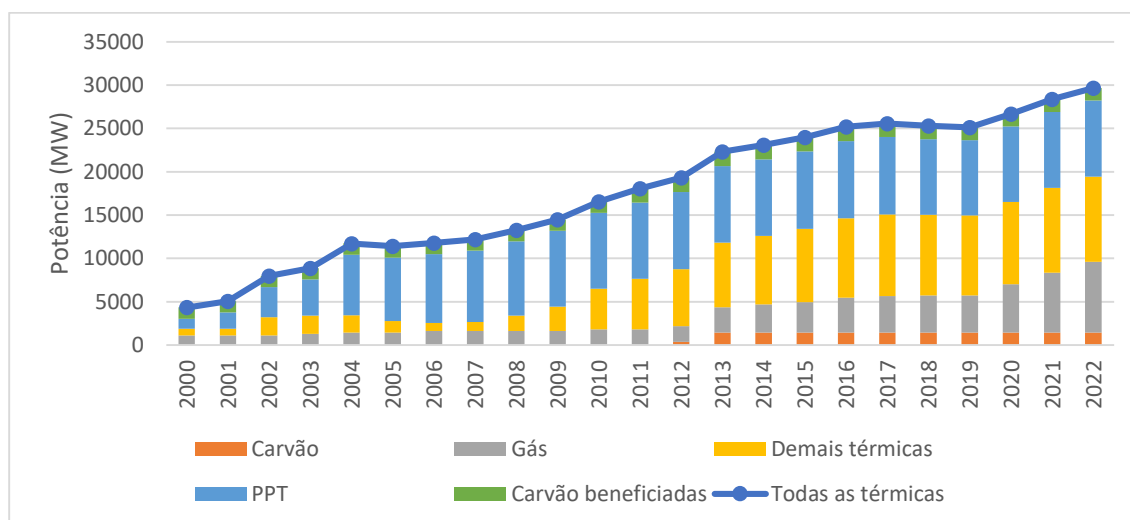
Até 2007, as usinas PPT experimentaram um crescimento significativo em sua participação no parque térmico nacional, atingindo uma parcela de 68%. No entanto, a partir desse ponto, essa proporção começou a declinar progressivamente, devido a entrada de outras usinas no sistema, resultando em uma participação de 30% em 2022 na capacidade instalada das térmicas.

Além disso, também se observou uma perda de participação das usinas a carvão beneficiadas. De forma que, em 2022, estas representavam apenas 5% do parque térmico do país.

Frente à redução na participação das usinas beneficiadas pela Lei nº 10.312, de 2001 na capacidade instalada das usinas térmicas, é crucial compreender a dinâmica da evolução das térmicas nesse período.

Nesse sentido, o Gráfico 9 ilustra a evolução da capacidade instalada das térmicas, em MW, segregando em: i) usinas PPT, ii) usinas a gás natural, iii) usinas a carvão beneficiadas, iv) usinas a carvão não beneficiadas e v) demais térmicas (usinas que operam utilizando biomassa, óleo combustível, óleo diesel ou resíduos industriais).

Gráfico 9 - Quantidade de capacidade instalada das térmicas por tipologia de usina, em MW, (2000-2022)



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de capacidade instalada do ONS.

Nota: A categoria “Demais térmicas” envolve usinas que utilizam o combustível biomassa, óleo combustível, óleo diesel e resíduos industriais.

Pelo Gráfico 9 fica evidente o crescimento do parque térmico na matriz elétrica brasileira. Em 2000, a capacidade instalada era de cerca de 5.000 MW, enquanto em 2022, esse número aumentou para aproximadamente 30.000 MW.

A participação das usinas a gás natural não beneficiadas pela Lei nº 10.312, de 2001, cresceu, especialmente, a partir de 2010, saindo de cerca de 1.800 MW para 8.100 MW, o que representa 28% do total da capacidade instalada das térmicas. Quanto às usinas a carvão também não beneficiadas pela legislação, observa-se que o crescimento ocorreu a partir de 2012, adicionando 360 MW de capacidade instalada, e chegando em 2022 com 1.445 MW.

Além disso, também houve o aumento da participação das demais térmicas (biomassa, óleo combustível, óleo diesel e resíduos industriais) na capacidade total do país. Em 2000 contavam com 775 MW e expandiram para cerca de 10.000 MW em 2022.

A partir dos gráficos apresentados na presente subseção, é possível notar que as usinas PPT foram importantes para expandir a capacidade instalada na matriz térmica brasileira, principalmente durante os anos 2000. No entanto, é notável que, ao longo do tempo, novas usinas a gás natural entraram em operação e alcançaram em 2022 uma participação semelhante às usinas PPT. Isso pode evidenciar que as usinas a gás natural podem ser competitivas no Brasil, mesmo sem os mesmos incentivos fiscais das usinas PPT.

É importante ressaltar que o problema central dos anos 2000, que motivou a criação da Lei nº 10.312, de 2001, consistia na urgente necessidade da expansão da geração elétrica no país. Como forma de mitigar esse problema da época, buscou-se incentivar a geração térmica via benefícios fiscais concedidos às usinas PPT e de carvão. Dessa forma, o atual cenário das usinas a gás natural não beneficiadas pela legislação pode sugerir que a manutenção dos benefícios fiscais não seja mais necessária.

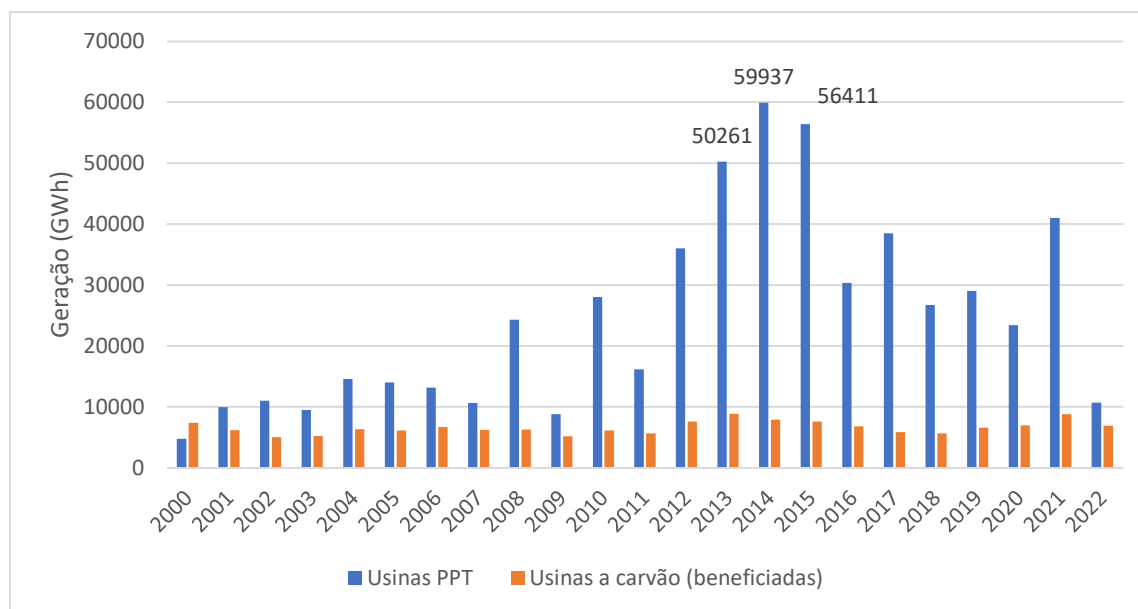
Com relação ao carvão, diferentemente das usinas PPT, as usinas a carvão beneficiadas já estavam instaladas no país e não contaram com uma expansão significativa da capacidade. A entrada de novas usinas a carvão (não beneficiadas pela Lei) pode evidenciar que também há uma atratividade que vai além dos benefícios fiscais previstos na Lei.⁵⁹

Dessa forma, semelhantemente às usinas PPT, essa dinâmica das novas usinas a carvão pode justificar a não permanência do benefício fiscal provido pela Lei nº 10.312/01. E que este já não possui efeito sobre o problema central que motivou a criação da Lei.

6.1.3 Geração de eletricidade

O Gráfico 10 apresenta a evolução da geração elétrica das usinas PPT e das usinas a carvão, para o período de 2000 a 2022.

Gráfico 10 - Geração elétrica das usinas PPT e usinas carvão beneficiárias, em GWh, (2000 a 2022)



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de Geração elétrica do ONS.

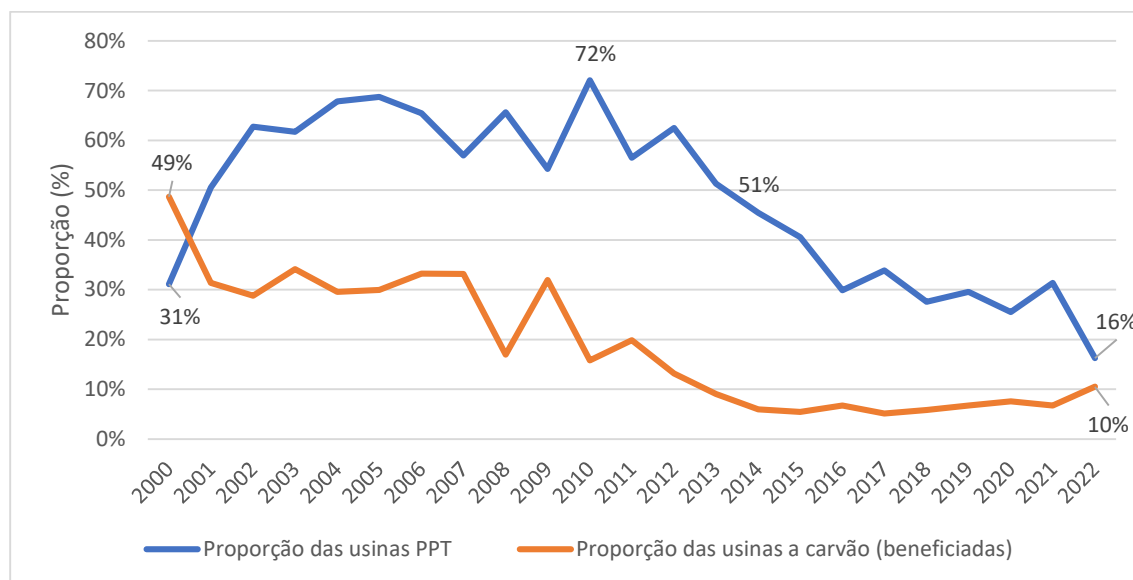
Através do Gráfico 10 observa-se que as usinas PPT possuem uma tendência de flutuação na quantidade gerada de eletricidade, com picos notáveis em anos específicos, como em 2013, 2014 e 2015, alcançando,

⁵⁹ É importante ressaltar que as usinas não beneficiadas pela Lei nº 10.312/01, podem contar com os incentivos financeiros previstos na CDE. Essa discussão é apresentada na seção de “Diagnóstico do Problema”.

aproximadamente, 50 TWh, 60 TWh e 56 TWh, respectivamente. As usinas a carvão beneficiadas possuem um comportamento mais estável na quantidade gerada, sendo responsáveis por adicionar uma média de 7 TWh anualmente.

Sendo assim, é pertinente analisar a participação dessas gerações no contexto mais amplo das usinas térmicas. O Gráfico 11 ilustra essa análise ao apresentar a proporção anual da geração elétrica das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiadas no total da geração das termelétricas do país.

Gráfico 11 - Proporção da quantidade de geração elétrica das usinas PPT e das usinas a carvão beneficiárias no total das usinas térmicas (2000 a 2022)

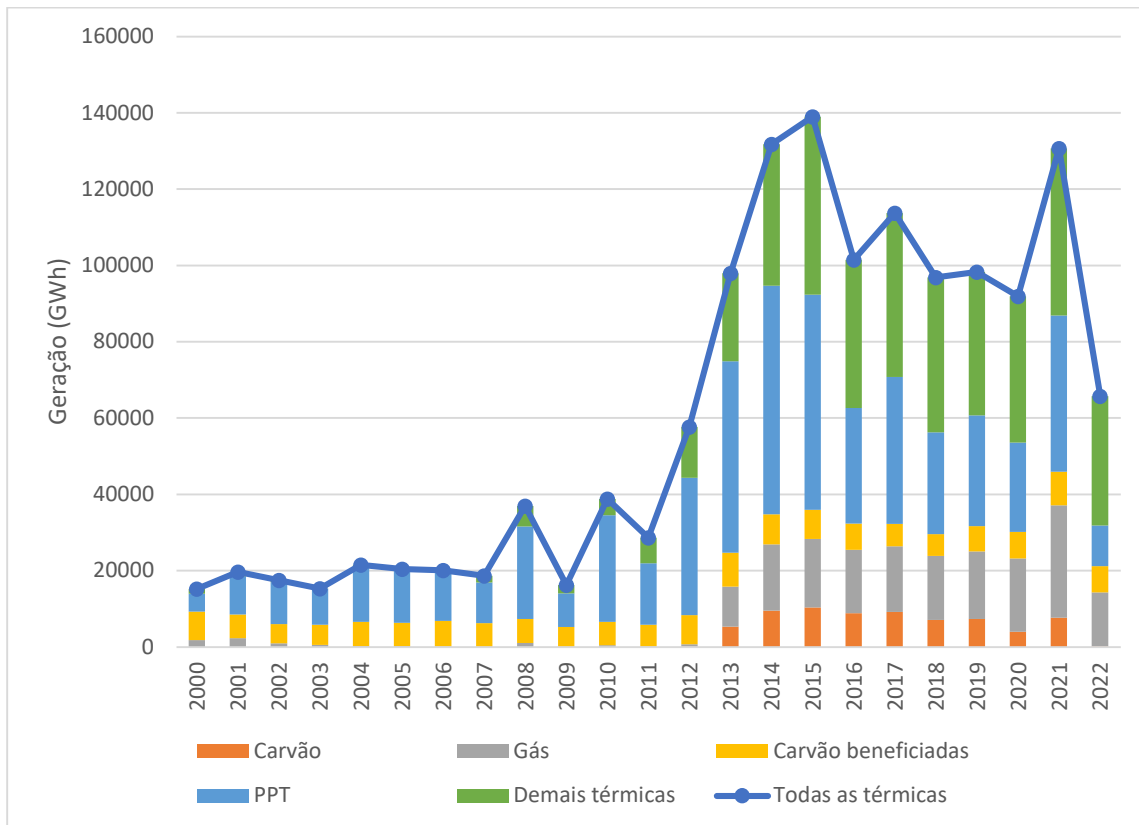


Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de Geração elétrica do ONS.

Pelo Gráfico 11 é possível constatar um aumento inicial significativo na participação da geração térmica das usinas PPT, que passaram de 31% em 2000 para 72% em 2010. No entanto, ao longo do tempo, observa-se uma tendência de queda na participação da geração térmica, em que saiu de 51% em 2013 para 16% em 2022. Essa trajetória descendente também é evidenciada no caso das usinas de carvão beneficiadas, cuja participação na geração térmica diminuiu de 49% em 2000 para 10% em 2022.

Com vistas a compreender a evolução da geração térmica e a dinâmica de participação de diferentes tipos de usinas para analisar flutuações sazonais, o Gráfico 12 apresenta a geração térmica anual, em GWh, das: i) usinas PPT, ii) usinas a gás natural, iii) usinas a carvão beneficiadas, iv) usinas a carvão não beneficiadas e v) demais térmicas (usinas que operam utilizando biomassa, óleo combustível, óleo diesel ou resíduos industriais).

Gráfico 12 - Quantidade de geração elétrica das térmicas por tipologia de usina, em GWh, (2000-2022)



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade e dos dados de Geração elétrica do ONS.

Como evidenciado nos gráficos Gráfico 11 e Gráfico 12, em 2013 as usinas PPT ainda tinham uma participação majoritária na geração térmica, contudo, pela Gráfico 12 é possível perceber que essa perda de participação nos anos seguintes ocorreu, em especial, devido ao aumento verificado na geração das demais térmicas.

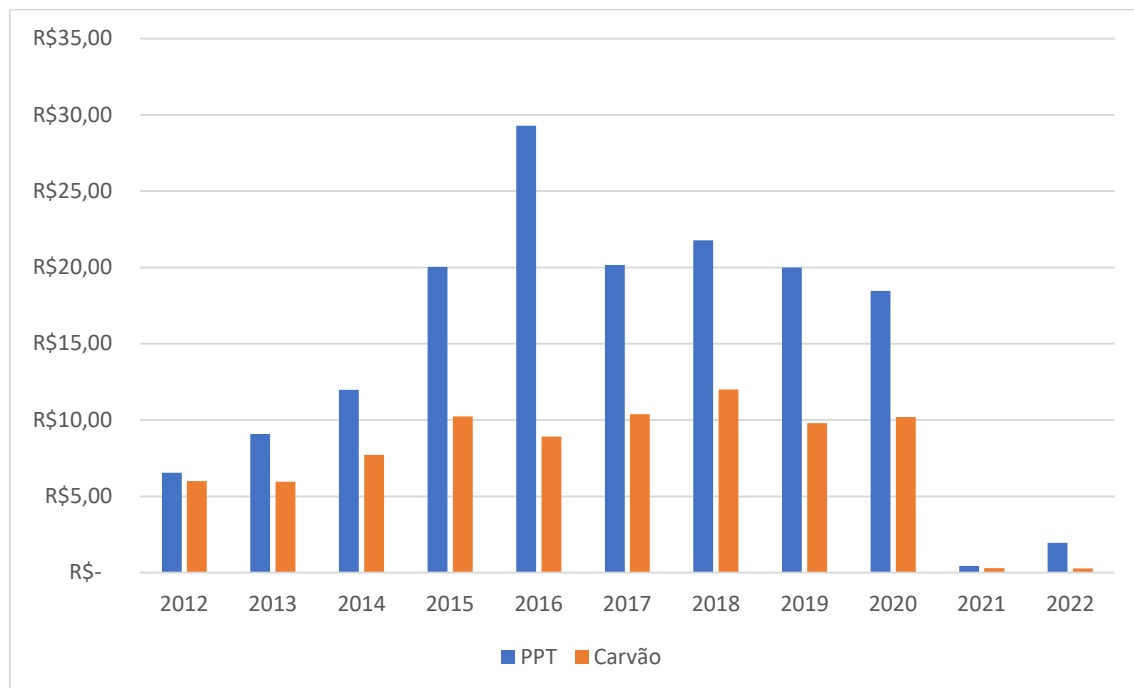
No período de 2000 a 2013, as usinas PPT foram responsáveis pela geração média de 17.939 GWh, e as usinas a carvão beneficiadas com 6.353 GWh. No período de 2014 a 2022, o primeiro lugar, quanto a média da geração, ocorreu para as demais usinas térmicas, 39.990 GWh, seguido das usinas PPT com 35.113, e a gás 18.489 GWh.

Comparando as usinas a gás e PPT, apenas no ano de 2022, as usinas a gás superaram a quantidade de eletricidade gerada das usinas PPT, a diferença entre elas foi de cerca de 3.500 GWh..

6.1.4 Gasto tributário e geração de eletricidade

Para compor a presente análise, foram utilizados os dados da Receita Federal dos gastos tributários destinados as usinas do PPT e de carvão beneficiadas. Sendo assim, o Gráfico 13 demonstra a proporção do gasto tributário em relação a quantidade de eletricidade gerada pelas usinas PPT e de carvão beneficiadas, no período de 2012 a 2021.

Gráfico 13 - Proporção do gasto tributário (R\$) em relação a quantidade de eletricidade gerada das usinas PPT e de carvão beneficiadas por MWh (2012 a 2021)



Fonte: elaboração própria a partir da listagem das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade dos dados de Geração elétrica do ONS e da Receita Federal.

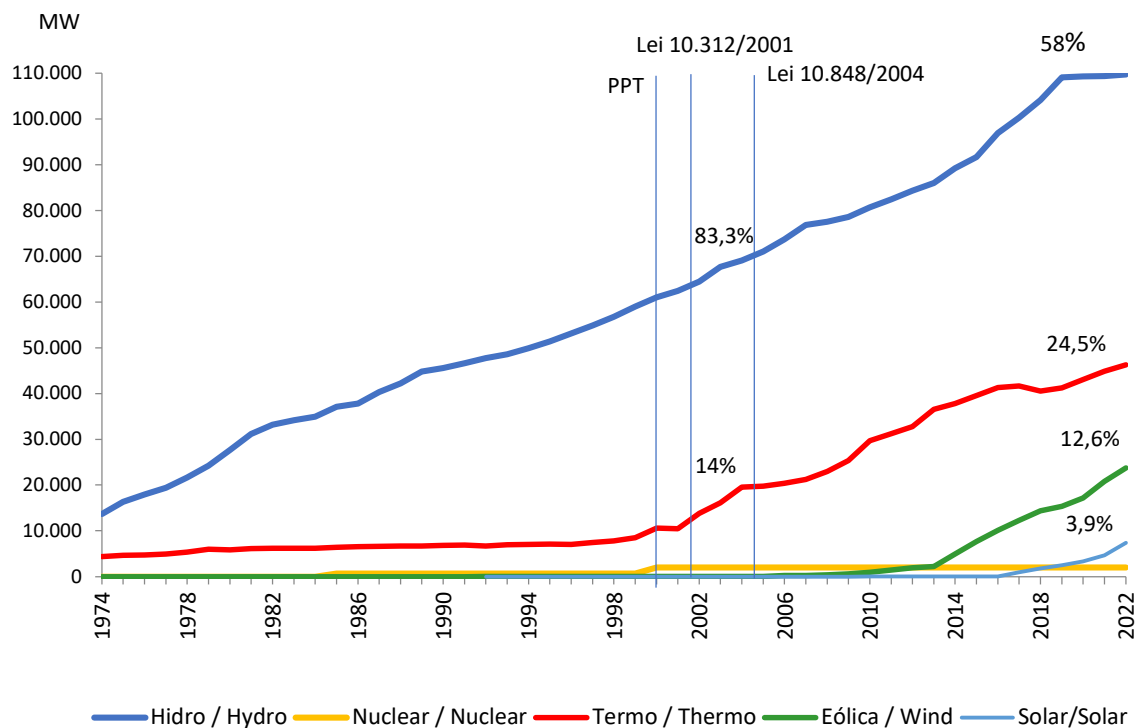
Pelo Gráfico 13 se observa que os gastos tributários por MWh destinados às usinas PPT foram maiores do que os gastos com as usinas a carvão, por sua maior relevância na geração de energia como pode ser visto no Gráfico 11. Há um baixo valor do gasto tributário por kWh (próximo dos R\$0,03 em 2016 para usinas PPT), o qual reduziu ainda mais após a revisão metodológica da RFB, a partir de 2021, detalhada no capítulo 8- Estimativas do Subsídio Tributário, para espelhar a realidade do regime não cumulativo de PIS/COFINS.

6.1.5 Evolução da participação das térmicas na matriz energética

Para demonstrar a evolução da participação das usinas térmicas na matriz de energia elétrica brasileira, em relação a capacidade instalada, foram utilizados os dados do Balanço Energético Nacional de 2022, elaborado pela EPE.

O Gráfico 14 demonstra essa evolução, em termos percentuais, e destaca alguns marcos importantes que incentivaram a participação da termoeletricidade no Brasil como o decreto do PPT, a Lei nº10.312/2001 e a Lei nº 10.848/2004 que criou a CCEE e o novo modelo de comercialização de energia elétrica.

Gráfico 14 - Evolução da participação das térmicas na capacidade instalada do setor elétrico (1974 a 2022)



Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional 2022.

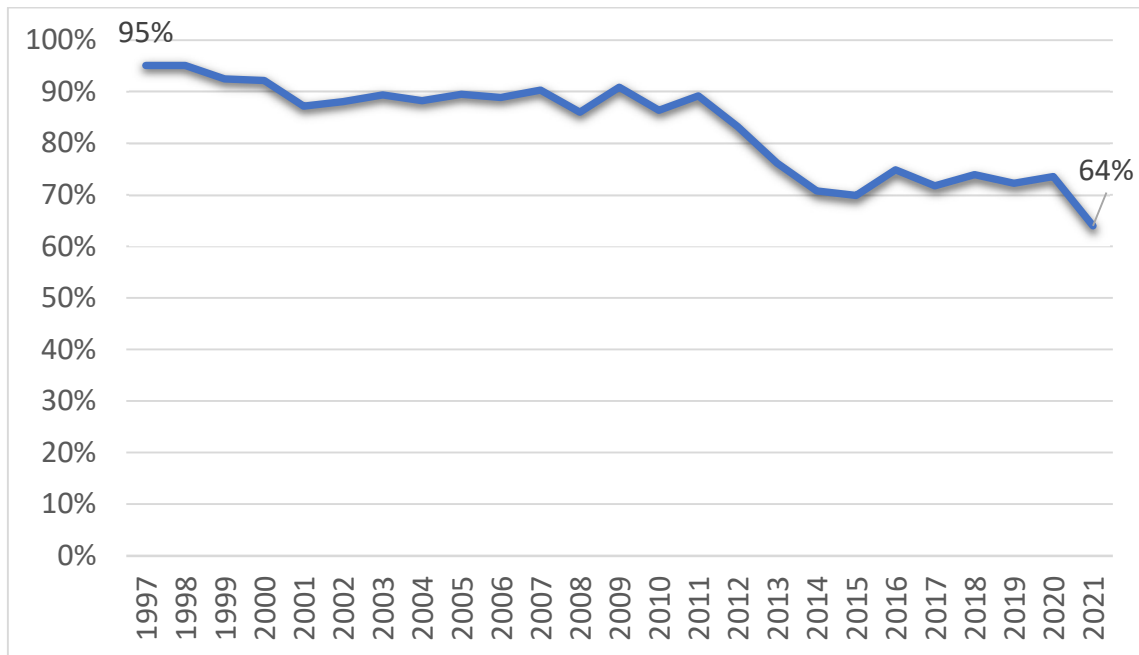
Através do Gráfico 14 é possível analisar a evolução da diversificação da matriz de energia elétrica brasileira, em relação a sua capacidade instalada. A partir de 2002 iniciou-se o desenvolvimento do parque térmico, que aumentou sua representatividade de 14% quando a Lei nº 10.312/2001 foi promulgada para 24,5% em 2022. A partir de 2014 se observa o avanço da energia eólica no país assim como, mais adiante, em 2016 da energia solar, que em 2022 representaram 12,6% e 3,9% respectivamente.

6.1.6 Evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica

De forma semelhante ao item anterior (Evolução da participação das térmicas na matriz energética), para demonstrar a evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica, foram utilizados os dados do Balanço Energético Nacional de 2022, elaborado pela EPE.

O Gráfico 15 demonstra em termos percentuais a evolução do índice de dependência hídrica entre os anos de 1997 e 2021.

Gráfico 15 - Evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica (1997 a 2021)



Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional 2022.

O Gráfico 15 permite observar a evolução do índice de dependência hídrica na geração elétrica no Brasil. Desde 2011, com o aumento significativo da geração de energia a partir de fontes térmicas e eólicas, nota-se uma redução na dependência da hidreletricidade. Além disso, a partir dos anos 2000, a participação crescente de usinas solares também contribuiu para essa diminuição.

7 Impactos

De acordo com o Guia Prático de Análise Ex-post de Avaliação de Políticas Públicas (Cmap, 2018), a avaliação de impacto tem como objetivo verificar se existem evidências de que a política cumpre os seus objetivos previamente definidos anteriormente, conforme indicadores quantitativos do modelo lógico, sobretudo em relação aos resultados e impactos da matriz de indicadores. A análise ou interpretação da evolução dos indicadores de resultados e impactos da política deve ser acompanhada de fundamentação, com base em evidências empíricas ou estudos realizados com esse fim. A forma robusta de fundamentar a relação de causalidade da política com os resultados e impactos esperados se dá com pesquisa bibliográfica de avaliação de impacto da política, além da busca de eventuais trabalhos contratados pelo setor público com esse enfoque.

No entanto, tratando-se da elaboração de uma avaliação executiva do impacto, o escopo é mais delimitado. Neste tipo de avaliação o objetivo não é perfazer um estudo completo da avaliação dos efeitos da política, mas sim indicar ou não a necessidade de uma eventual realização de uma avaliação mais aprofundada. Para tal, o Guia Prático de Análise Ex-post indica uma revisão de literatura e um conjunto de questões que devem ser respondidas objetivando investigar os aspectos fundamentais para levar a cabo uma futura avaliação do impacto.

Dessa forma, este capítulo apresenta uma revisão de literatura focada nos impactos dos subsídios aos combustíveis fósseis no setor elétrico assim como a justificativa para o aprofundamento ou não de uma avaliação de impacto.

7.1 Revisão da literatura sobre subsídios à combustíveis fósseis

Os subsídios aos combustíveis fósseis têm sido um tema amplamente debatido nas últimas décadas, em função dos seus impactos econômicos, sociais e ambientais. Apesar das reiteradas promessas internacionais de reformar e eliminar esses subsídios, como o compromisso do G20 em 2009, os subsídios aos combustíveis fósseis continuam substancialmente elevados.

Em 2015, as estimativas apontavam para um total de aproximadamente US\$800 bilhões anuais em subsídios globais, dos quais dois terços ocorriam nos países desenvolvidos da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Originalmente, esses subsídios visavam melhorar a segurança energética e proteger o bem-estar das famílias, mas também contribuíram para déficits fiscais, aumentos nas emissões de carbono e poluição do ar, além de retardar a transição energética (MOERENHOUT, 2020a).

Subsídios são frequentemente utilizados como ferramentas de política industrial, beneficiando certos setores ao reduzir os custos de produção de combustíveis fósseis ou incentivar o uso de produtos energéticos de valor agregado (MOERENHOUT, 2020a). A remoção dos subsídios aos combustíveis fósseis é considerada uma medida necessária para promover a transição para energias renováveis e alcançar os objetivos climáticos globais, como os estabelecidos pelo Acordo de Paris. Modelos recentes estimam que a reforma dos subsídios poderia reduzir as emissões de carbono em cerca de 6% a 10% (WTO, 2017). No entanto, a reforma enfrenta numerosos obstáculos, especialmente em países em desenvolvimento, onde os subsídios são profundamente enraizados no sistema econômico e político (NUGUMANOVA, 2013).

De forma geral é possível inferir que esses mecanismos têm várias consequências negativas, enviando sinais errados de preço aos consumidores e podem promover o consumo excessivo, muitas vezes de forma ineficiente; desviam recursos financeiros escassos ao custo de privar outras necessidades; impedem o crescimento de alternativas e atuam como uma barreira comercial.

7.1.1 Subsídios à combustíveis fósseis no setor de eletricidade

No caso do setor energético, o emprego de subsídios aos combustíveis fósseis ocorre em países desenvolvidos com o propósito de apoiar determinados combustíveis nativos, como o carvão (como na Alemanha ou no Reino Unido). A energia nuclear também recebe subsídios significativos em muitos países. Os subsídios ao consumidor assumem a forma de apoio a grupos de renda mais baixa, mas outros consumidores geralmente pagam impostos mais altos. No entanto, emprego dos subsídios à energia também tem sido apontado como indutor de problemas ambientais, fiscais, macroeconômicos e sociais. Embora num outro contexto Coady et al. (2017) apontam pelo menos quatro efeitos danos decorrentes dos subsídios aplicados aos combustíveis fósseis:

1. Impõem grandes custos fiscais, que precisam ser financiados por alguma combinação de dívida pública mais alta, cargas tributárias mais altas e gastos públicos mais baixos, o que pode prejudicar o crescimento econômico;
2. Desencorajam os investimentos necessários em eficiência energética, energias renováveis e infraestrutura energética e aumentam a vulnerabilidade dos países à volatilidade dos preços internacionais da energia;
3. São uma forma altamente ineficiente de apoiar as famílias de baixa renda, já que a maioria dos benefícios dos preços baixos da energia é transferida para os não pobres;
4. Danificam o meio ambiente, causando mais mortes prematuras por meio da poluição do ar local, exacerbando o congestionamento e outros efeitos colaterais adversos dos sistemas de transporte e aumentando as emissões de gases de efeito estufa;

No contexto de Bangladesh, Timilsina e Pargal (2020) indicam que a remoção dos subsídios diretos ao setor de eletricidade e indiretos ao gás natural, pode aumentar o PIB do país, com a magnitude dos benefícios econômicos dependendo da realocação das economias orçamentárias geradas. A opção mais benéfica seria utilizar os recursos para investimentos, seguida pela redução de impostos sobre a renda. Transferir o dinheiro diretamente para as famílias, embora menos eficaz economicamente, pode ser preferível de uma perspectiva distributiva. Dessa forma, a remoção dos subsídios pode ser uma estratégia viável para promover o crescimento econômico e a eficiência, desde que os recursos oriundos dessa remoção sejam utilizados de forma eficaz na economia.

De forma semelhante, o estudo de Yang e Liang (2023), sugere que a eliminação gradual dos subsídios, particularmente direcionando os custos para as indústrias de alta emissão, pode levar a melhorias econômicas e ambientais, fornecendo valiosas implicações políticas para a reforma do sistema elétrico na China.

No artigo de Li e Solaymani (2021), é analisada a eficácia das políticas de reforma dos subsídios energéticos e das melhorias na eficiência energética na Malásia. Utilizando um modelo de equilíbrio geral computável dinâmico recursivo (EGC), os autores revelam que a redução dos subsídios energéticos melhora a eficiência energética, reduz o consumo de energia e as emissões de poluentes, além de mitigar os impactos negativos no PIB, investimento e consumo das famílias. O estudo conclui que a combinação de políticas de eficiência energética com a remoção de subsídios pode proporcionar benefícios significativos, embora sejam necessárias medidas adicionais para otimizar a eficiência e minimizar os efeitos adversos no curto prazo.

No artigo de Garrett-Peltier (2017), são analisados e comparados os impactos no emprego das indústrias de eficiência energética, energia renovável e combustíveis fósseis nos EUA. Utilizando um modelo de análise de insumo-produto, os autores estimam que os investimentos em energia renovável e eficiência

energética geram mais empregos por milhão de dólares investidos em comparação com os investimentos em combustíveis fósseis. O estudo conclui que as políticas de incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis e medidas de eficiência energética podem proporcionar benefícios econômicos significativos, especialmente em termos de geração de empregos.

No artigo de Timilsina e Curiel (2023), são investigados os impactos da remoção de subsídios aos combustíveis fósseis, do comércio de eletricidade transfronteiriço e da implementação de políticas de restrição de emissões de CO₂ na região MENA (Oriente Médio e Norte da África). Usando um modelo de planejamento do sistema de eletricidade, o estudo demonstra que a remoção dos subsídios ao gás natural e o aumento do comércio de eletricidade podem gerar economias significativas e reduzir as emissões de CO₂ em 10% durante o período de 2018-2035. A implementação conjunta dessas políticas proporciona benefícios econômicos e ambientais substanciais, mostrando-se mais eficiente do que a imposição de restrições de emissões de CO₂ sozinha.

No estudo de Park, Lee e Han (2021), é analisado o impacto da eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis e da expansão dos subsídios às energias renováveis na Coreia. Utilizando um modelo de equilíbrio geral computável (EGC), os autores encontram que a eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis pode reduzir significativamente as emissões de CO₂, enquanto a transferência desses subsídios para energias renováveis pode ter um impacto econômico mínimo. O estudo conclui que essa política pode ajudar a Coreia a alcançar suas metas de sustentabilidade com impactos econômicos gerenciáveis.

Os resultados sugerem que, em geral, a eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis pode aumentar o PIB, melhorar a eficiência energética e reduzir as emissões de carbono. No entanto, a literatura também aponta possíveis impactos negativos, como o aumento das tarifas de eletricidade e efeitos adversos no crescimento econômico, dependendo das condições socioeconômicas de cada país.

Embora não tenham sido encontrados pesquisas no contexto brasileiro, os demais estudos internacionais revisados indicam que redistribuir os subsídios para setores produtivos ou diretamente para famílias de baixa renda pode atenuar alguns desses efeitos negativos, promovendo o bem-estar social e a eficiência econômica. Além disso, a realocação dos subsídios para investimentos em tecnologias renováveis é vista como uma estratégia potencial para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a transição para uma economia de baixo carbono.

7.2 Avaliabilidade

De acordo com as seções de Implementação e Governança, verificou-se que não havia e não há procedimento para atestar a regularidade da concessão do benefício. Então, empresas que não são elegíveis ao subsídio podem estar sendo beneficiadas.

Para as usinas que utilizam gás natural, seria possível obter uma lista das empresas que estão habilitadas no PPT. Do mesmo modo, há usinas termelétricas de gás natural que foram criadas em datas semelhantes, mas não são elegíveis ao subsídio. Dessa forma, uma das estratégias de avaliação de impacto poderia ser comparar as empresas criadas em datas semelhantes, com e sem acesso ao subsídio. Com isso, teríamos grupos de tratamento e controle para realizar uma avaliação de impacto com as variáveis de interesse sendo os resultados e impactos do Modelo Lógico (vide seção de Desenho). Contudo, ainda não estão disponíveis informações individualizadas sobre o subsídio por CNPJ, não sendo possível afirmar quais empresas receberam o benefício, em qual magnitude e por quanto tempo.

Entre as usinas à carvão mineral, a concessão de benefício se dá de forma indiscriminada, ou seja, todas as usinas desse tipo seriam beneficiadas. Dessa forma, não obstante existam dados disponibilizados pela

CCEE sobre quais usinas usam o combustível na geração, não estão disponíveis publicamente informações pormenorizadas sobre quais são as usinas beneficiadas com a redução da alíquota, a quantidade de carvão utilizado e sobre a quantificação do benefício aferido pelas usinas. De acordo com este último ponto, os dados existentes são imprecisos para elaboração de algum estudo relacionado ao impacto da política implementada pelas Leis nº 10.312/2001 e nº 10.865/2004.

Portanto, devido à falta de coordenação e registros adequados entre os órgãos participantes da política, não é possível gerar dados fidedignos e isolar o efeito que o subsídio tributário tem sobre os itens de resultados e impactos mostrados no Modelo Lógico. Assim, não parece razoável nem factível a realização de uma avaliação de impacto aprofundada.

8 Estimativas do Subsídio Tributário

Essa sessão analisa a evolução dos valores referentes ao subsídio à termoeletricidade⁶⁰, verificando as tendências das séries fornecidas pela Receita Federal, a distribuição regional dos subsídios, sua relevância frente a agregados fiscais e sua composição por combustível. Também são analisados os dados da operação das termelétricas contempladas pela política através de dados do ONS.

Desde a implantação da desoneração, o valor anual de renúncia fiscal foi crescente até 2015, se estabilizando em cerca de R\$ 600 milhões em valores correntes até 2020 (Gráfico 16). As oscilações são determinadas pelo despacho de termelétricas a carvão e gás natural contempladas pela desoneração. Devido às características do parque gerador termelétrico, complementar ao hidráulico, a operação mais significativa ocorre em anos de hidrologia desfavorável, ocorrendo o oposto em anos mais chuvosos.

É importante destacar que os dados de gastos tributário da base efetiva, que são mais precisos por resultarem de observações, estão disponíveis no período 2006-2021. O ano de 2005, que registra um valor de renúncia de R\$ 294 milhões, destoa dos demais anos da série. Como nesse ano o despacho termelétrico é semelhante aos anos de 2006 e 2007, podemos associar essa quebra à característica do dado, que corresponde a uma previsão dos Projetos de Lei Orçamentária Anual (PLOA). Os valores dos anos de 2022 a 2024 correspondem a projeções.

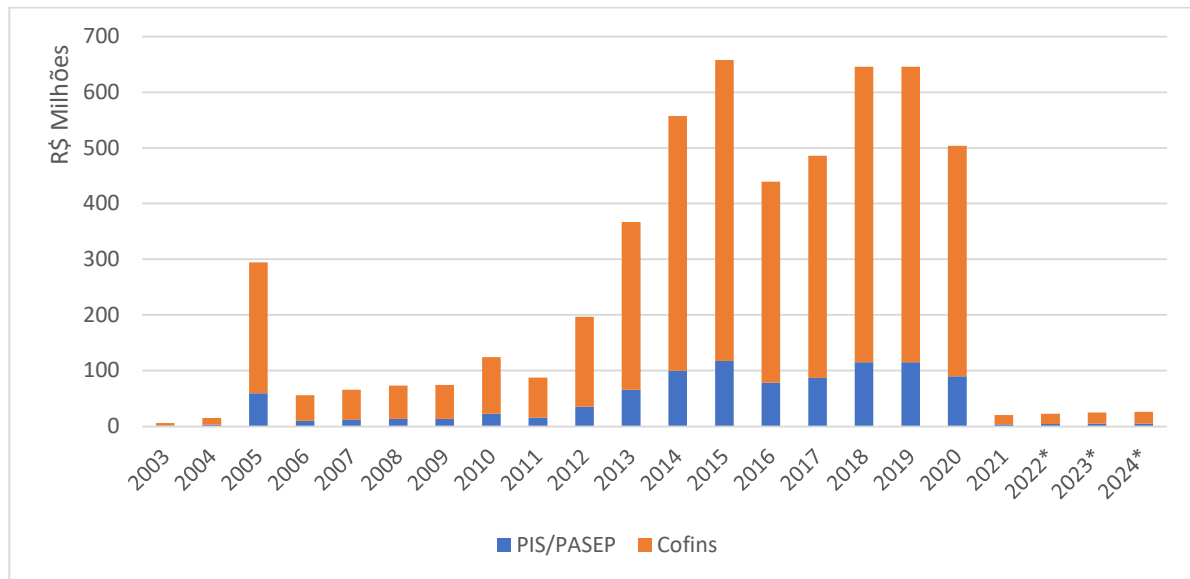
A súbita redução do valor registrado de renúncia em 2021 foi causada por uma mudança de metodologia^{61,62} na contabilização dos gastos tributários referentes a renúncia fiscal em combustíveis para termelétricas. Com essa alteração de metodologia, a estimativa renúncia fiscal com a isenção do PIS/PASEP e do Cofins de combustíveis para a geração de eletricidade caiu de R\$ 504 milhões em 2020 (R\$ 90 milhões de PIS/PASEP e R\$ 414 milhões de Cofins) para R\$ 20 milhões em 2021 (R\$ 3,6 milhões de PIS/PASEP e R\$ 16,6 milhões de Cofins). Assim, a renúncia de 2021 representou 2,9% da renúncia registrada em 2020, uma redução de 97,1%. A nova metodologia indicou que o valor da renúncia em combustíveis para a geração de eletricidade é pouco relevante.

⁶⁰ Cabe destacar aqui que foi analisado o subsídio conforme calculado no DGT. De acordo com comunicação entre a Receita Federal e a equipe de coordenação da avaliação, em 29 de maio de 2024, esse subsídio inclui tanto a Lei nº 10.865, de 2004, quanto a Lei nº 10.213/2001.

⁶¹ Até 2020, o registro considerava o valor referente a essa atividade sem levar em conta o efeito dos créditos tributários nas demais atividades da cadeia produtiva. No entanto, PIS/PASEP e Cofins são tributos não cumulativos – pela Lei 10.637, de 2002, para o PIS/PASEP, e pela Lei 10.833 de 2003, para o Cofins. A cobrança desses nos combustíveis para a geração de eletricidade gera créditos que podem ser utilizados para abater do imposto pago na venda de eletricidade. Dessa forma, o efeito da isenção corresponde ao pagamento dos tributos na venda de combustíveis que não é compensado em créditos na venda de eletricidade. No caso do gás natural, a Petrobras era a única fornecedora das usinas do PPT e era proprietária da maior parte das centrais. Para a empresa, a isenção é inócua, uma vez que o imposto é recolhido na produção de eletricidade. Como a Petrobras integra verticalmente a atividade de geração de eletricidade, os créditos de PIS/PASEP e Cofins são compensados diretamente. No caso das térmicas a carvão, a cadeia produtiva não é integrada, mas os créditos da venda poderiam ser utilizados ao longo da cadeia.

⁶² Conforme o documento “DGT Bases efetivas 2021 - Base Conceitual e Gerencial”, divulgado em 17 de abril de 2024, a Receita Federal buscou aprimorar o cálculo dos gastos tributários relacionados à renúncia fiscal levando em conta o fluxo de créditos e débitos tributários ao longo das cadeias produtivas. O documento indica que o segmento de termoeletricidade foi um dos itens de maior impacto no cálculo do volume de renúncia fiscal em 2021. Esse documento está disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/relatorios/renuncia/gastos-tributarios-bases-efetivas/dgt-bases-efetivas-2021-serie-2019-a-2024-base-conceitual-e-gerencial.pdf/@download/file>.

Gráfico 16 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins Resultante da Lei 10.312/2001 – R\$ Milhões em Valores Correntes

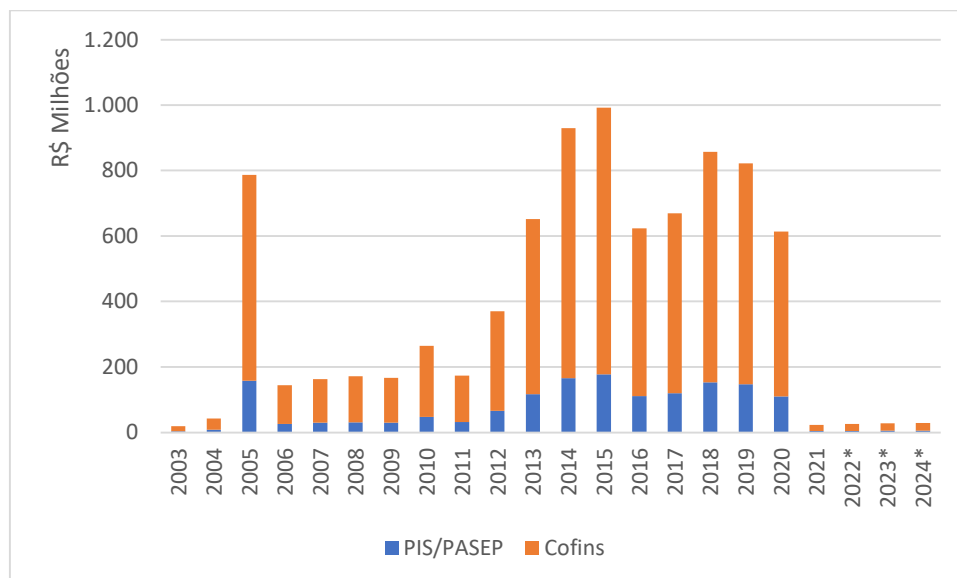


Nota: Para o período 2003 – 2005, os dados são provenientes das previsões dos Projetos de Lei Orçamentária Anual (PLOA). Para o período 2006-2021, os dados correspondem aos Demonstrativos do Gastos Tributários Bases Efetivas. Os dados de 2022-2024 são projeções constantes nas Bases Efetivas.

Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas) e Gastos Tributários (Previsão PLOA).

Considerando valores corrigidos pela inflação (Gráfico 17), a desoneração implicou em perda de arrecadação de R\$ 8,5 bilhões ao longo dos quase 20 anos (2003 – 2021). Por contar com maior alíquota, a renúncia mais significativa é referente à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, que representa 82% do valor total estimado de desoneração, R\$ 7,0 bilhões em valores reais. A renúncia em contribuições de PIS/PASEP totalizou R\$ 1,5 bilhões corrigidos pelo IPCA.

Gráfico 17 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Confins Resultante da Lei 10.312/2001 – R\$ Milhões de 2023 (corrigidos pelo IPCA).

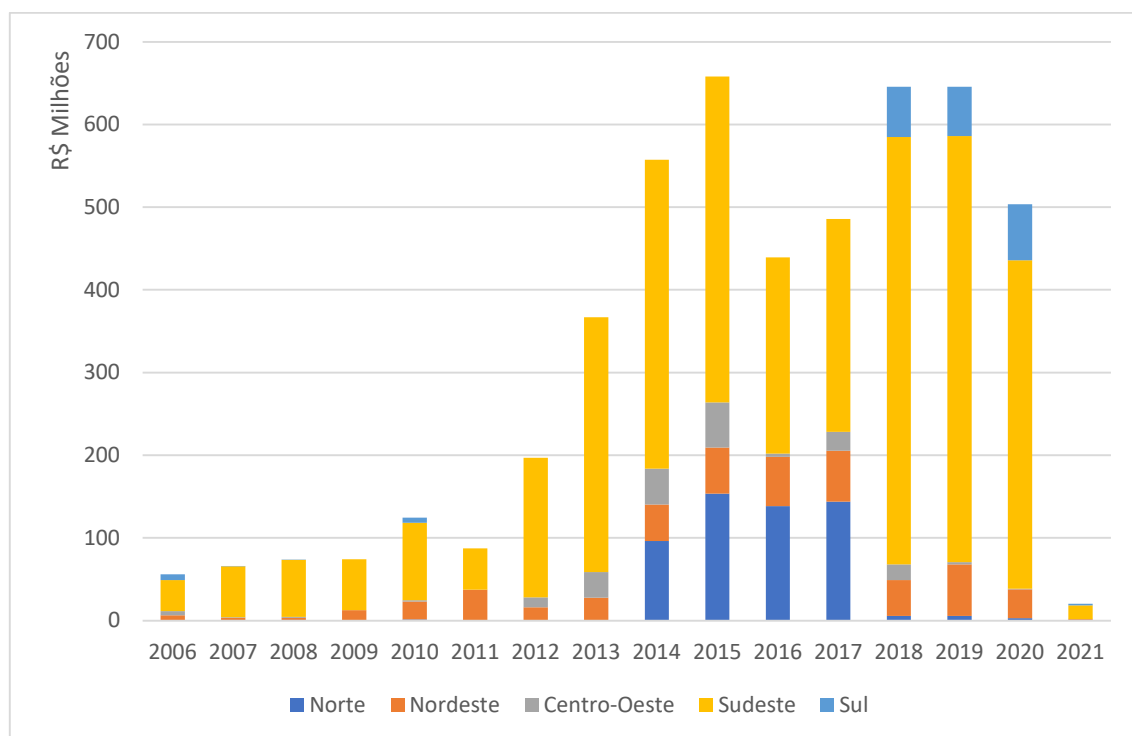


Nota: Para o período 2003 – 2005, os dados são provenientes das previsões dos Projetos de Lei Orçamentária Anual (PLOA). Para o período 2006-2021, os dados correspondem aos Demonstrativos do Gastos Tributários Bases Efetivas. Os dados de 2022-2024 são projeções constantes nas Bases Efetivas.

Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas) e Gastos Tributários (Previsão PLOA).

Em termos regionais, a renúncia fiscal beneficiou mais a região Sudeste, que concentra 71% dos valores da desoneração (Gráfico 18). A maior parte da capacidade de geração das termelétricas contempladas pela desoneração está localizada nesta região. Norte e Nordeste correspondem, respectivamente, a 11% e 10% da desoneração. Sul e Centro-Oeste correspondem a 4% cada. Apesar da totalidade das térmicas à carvão estar localizada na região Sul, em vários anos não há desoneração registrada na região. Isso pode ocorrer devido à possibilidade de as empresas proprietárias das usinas da região sul estarem registradas em outra região.

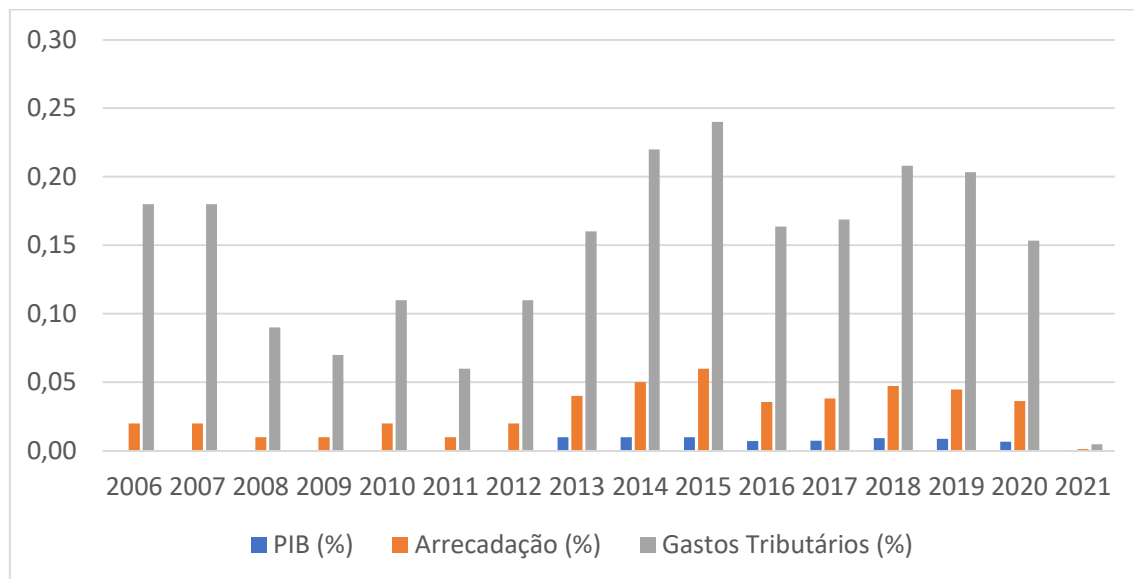
Gráfico 18 – Evolução da Estimativa Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins Resultante da Lei 10.312/2001, por regiões – R\$ Milhões (valores correntes)



Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas).

A renúncia fiscal em combustíveis para termelétricas representou em média 0,004% do PIB brasileiro, 0,03% da arrecadação fiscal e 0,15% dos gastos tributários no período 2006-2021 (Gráfico 19). No ano de maior representatividade, 2015, a renúncia fiscal referente ao consumo de combustíveis em centrais termelétricas representou 0,01% do PIB, 0,06% da arrecadação e 0,24% dos gastos tributários. Em 2021, a renúncia representou apenas 0,0002% do PIB, 0,0012% da arrecadação e 0,005% dos gastos tributários.

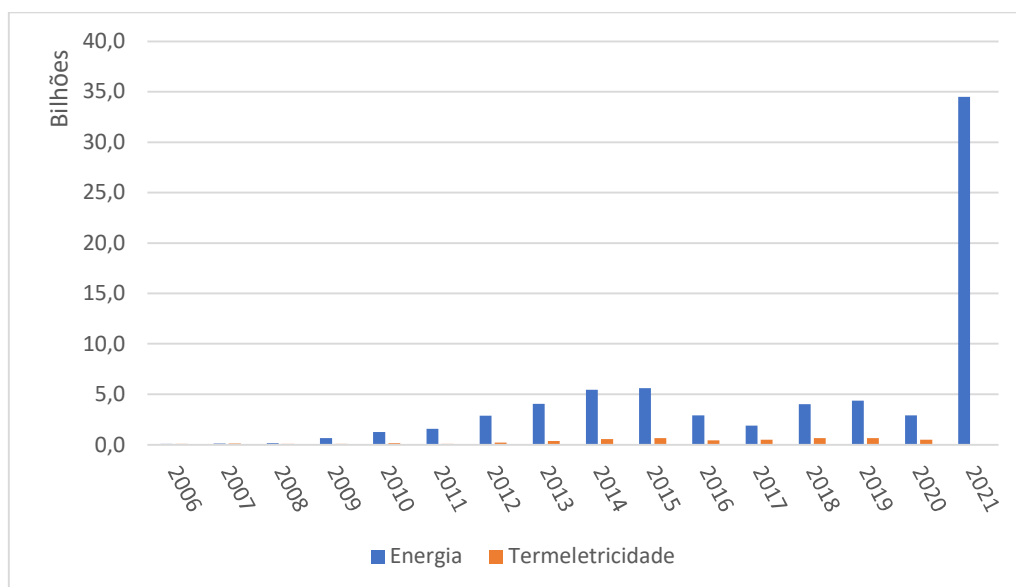
Gráfico 19 – Evolução da Participação da Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Cofins no PIB, na arrecadação fiscal e nos gastos tributários – %



Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas).

A renúncia fiscal com combustíveis para termelétricas era o único item contemplado no grupo das fontes de energia em 2006 e 2007. A partir de 2008, outros itens de energia foram contemplados com isenções que, progressivamente, atingiram valores mais significativos que a termelétricidade. Em 2011, as isenções com termelétricidade representaram apenas 6% do total de energia.

Gráfico 20 – Evolução dos Gastos Tributários Referentes à Renúncia Fiscal em Energia (Linha: Energia) e em Combustíveis para Termelétricas (Subgrupo: Termelétricidade) – R\$ Bilhões correntes

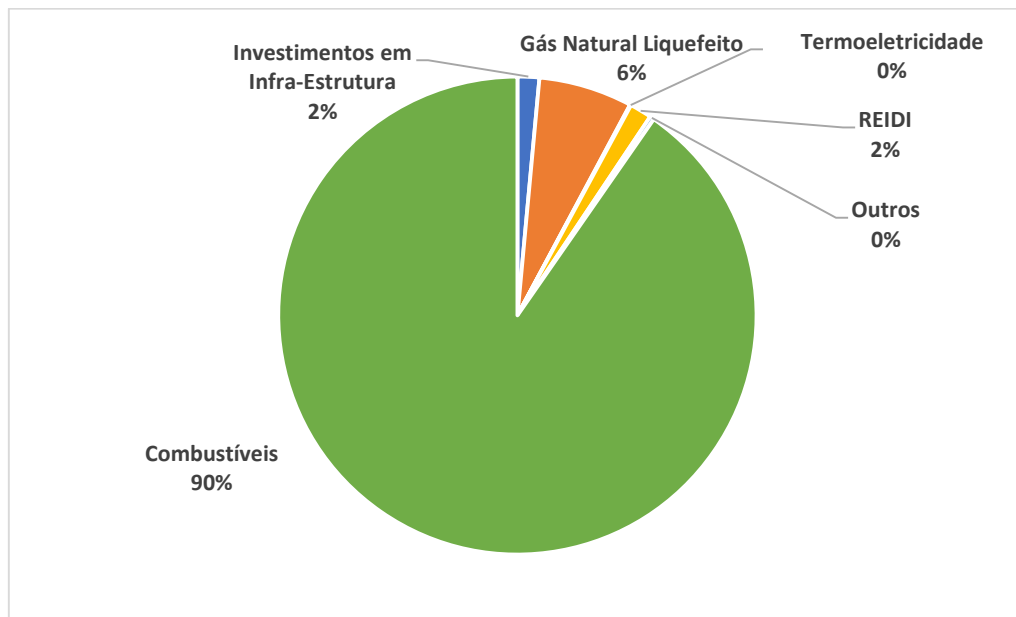


Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas).

Os gastos tributários com isenções no setor energia alcançaram o ápice em 2021, R\$ 34,5 bilhões (Gráfico 20). Neste ano, as isenções com termelétricidade não foram significativas. O subgrupo mais representativo foi o de combustíveis representando R\$ 31,2 bilhões, 90% do total Energia, impulsionado pelas isenções de impostos federais na gasolina e diesel, que tiveram o objetivo de frear a alta dos

combustíveis. As isenções na utilização de Gás Natural Liquefeito foram a 2ª mais significativa (6%) (Gráfico 21).

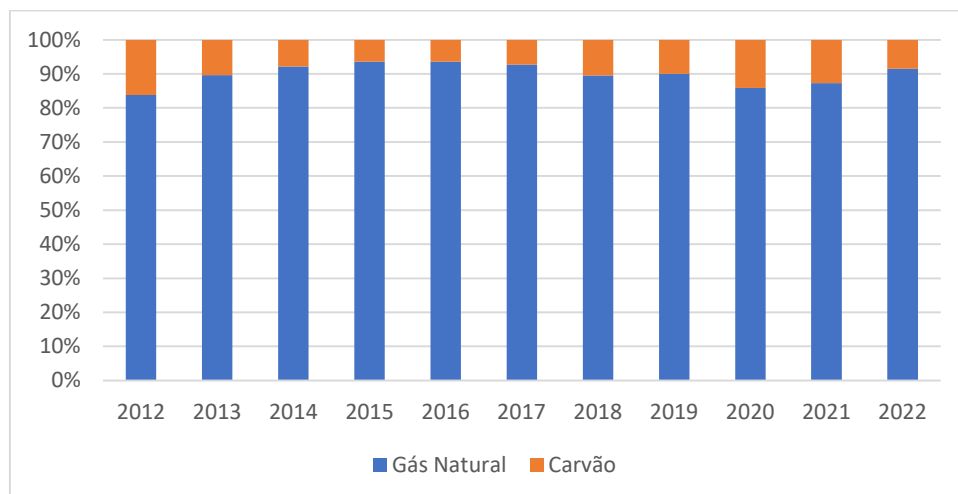
Gráfico 21 – Participação dos subgrupos nos gastos tributários referentes ao setor de energia em 2021 - %



Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal, Gastos Tributários (Bases Efetivas).

A partir da base de dados da receita federal é possível verificar os valores de isenção por tipo de combustível (Gráfico 22). Por diferenças no momento de lançamento, os dados não coincidem exatamente com os divulgados no Demonstrativo de Gastos Tributários.

Gráfico 22 – Evolução Anual de Renúncia Fiscal do PIS/PASEP e Confins Resultante da Lei 10.312/2001, por combustível - R\$ Milhões (valores correntes)



Fonte: Elaboração própria. Dados da Receita Federal

No período de 10 anos, as isenções para a aquisição de gás natural por usinas termelétricas representaram 91% do total e, para a aquisição de carvão, 9% do total⁶³.

⁶³ É preciso salientar que estes dados não consideram a mudança de metodologia da receita federal referente a não cumulatividade dos impostos.

Nos anos de 2015 e 2016, as isenções para a aquisição de gás natural alcançaram a maior participação, 94%. Já 2012 é o ano em que o carvão alcança sua maior participação, 16%.

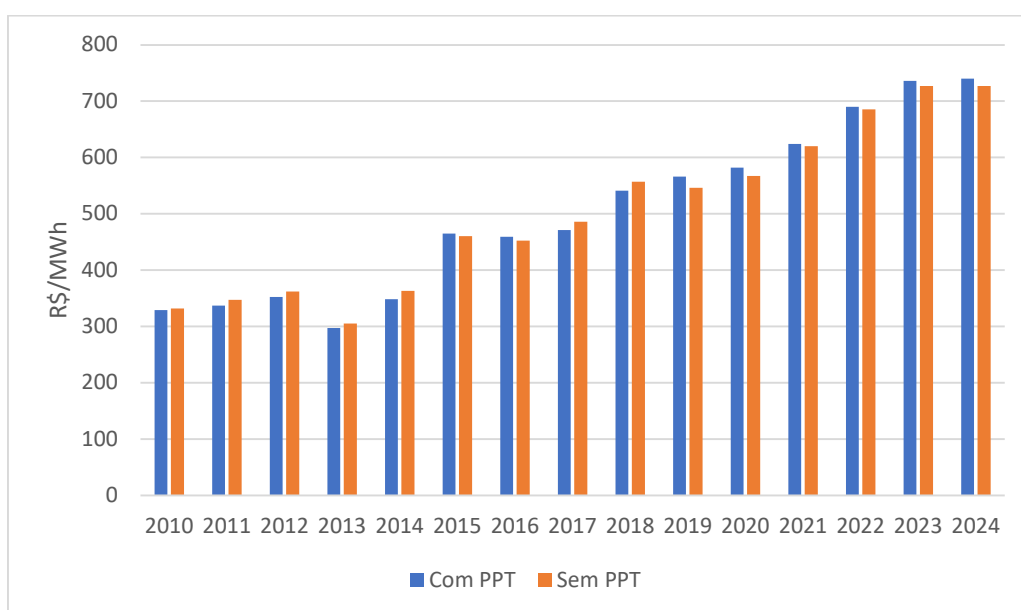
9 Análise da economicidade, eficiência ou custo-benefício

Esta seção da avaliação analisa a efetividade econômica do subsídio a termoeletricidade. A economicidade é verificada nos seguintes aspectos: contribuição para a atratividade de projetos termelétricos, impactos no preço final da eletricidade, quantidade e valor da energia gerada e emissões de Gases de Efeito Estufa.

9.1 Impactos no Preço de eletricidade

Para avaliar se a isenção tem impacto nos preços finais da eletricidade, foi comparada a evolução das tarifas residenciais de eletricidade de distribuidoras que adquirem energia produzida em centrais que fazem parte do Programa Prioritário de Eletricidade (PPT) e distribuidoras que não adquirem⁶⁴ (Gráfico 23).

Gráfico 23 – Evolução das tarifas residenciais médias de eletricidade das distribuidoras que detêm contratos de suprimento com usinas do PPT e das distribuidoras que não contam com suprimento do PPT.



Nota: Distribuidoras que detêm contratos com usinas PPT: Amazonas, CELPE, Cemig, Coelba, Copel, Enel RJ, Elektro, ENEL CE, Eletropaulo, EDP Escelsa, Cosern, Light, RGE S.

Fonte: Aneel – Comparativo da Tarifa Residencial (Painel)

No período 2010 a 2024, em que a ANEEL disponibiliza os dados tarifários que possibilitam essa classificação, os preços finais são bastante próximos nos dois conjuntos. Há anos em que a média das tarifas residenciais de eletricidade das distribuidoras que recebem energia de centrais do PPT (Com PPT) é inferior ao de distribuidoras que não têm contrato de suprimento com usinas do PPT (Sem PPT) e há anos em que o oposto ocorre. Inicialmente, a energia era mais cara no conjunto sem PPT e a trajetória se inverteu nos últimos 5 anos.

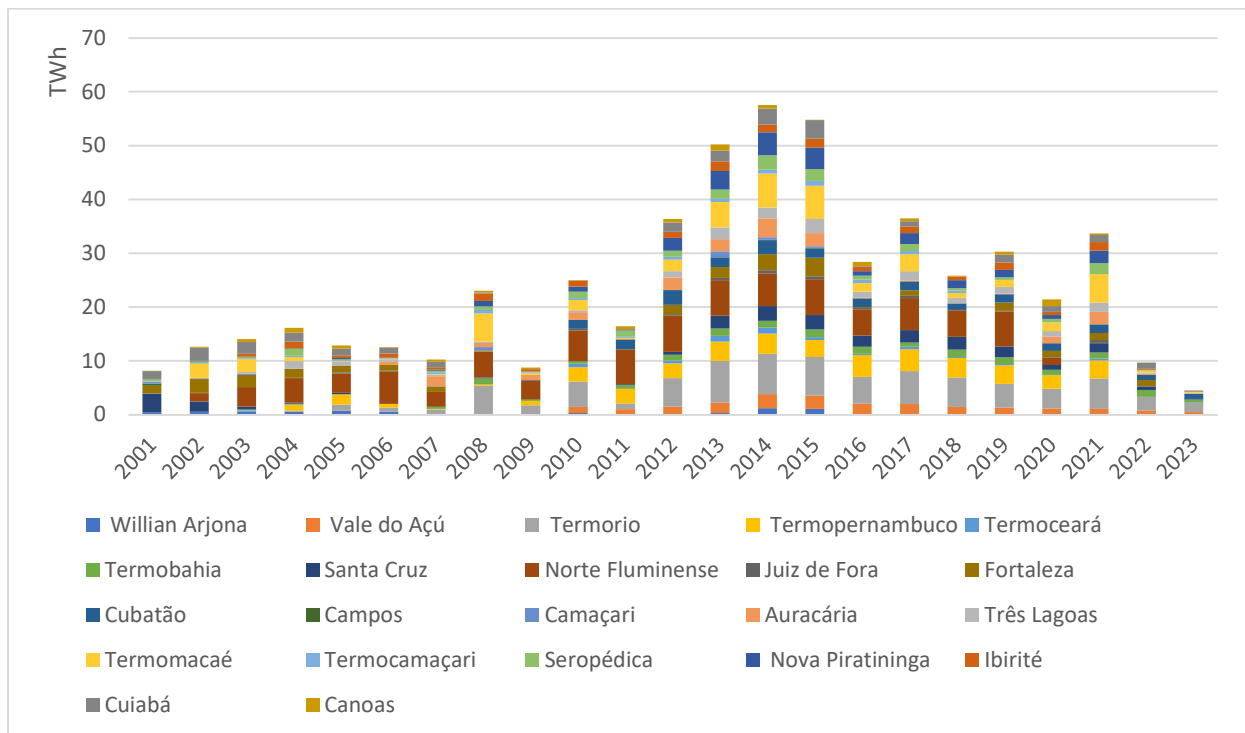
9.2 Impactos na produção de eletricidade

Ao longo dos 22 anos desde a implementação do PPT e da Lei 10.312/2001, as termelétricas a gás natural do programa produziram 548 TWh (Gráfico 24). Como as termelétricas operam em complementação às

⁶⁴ O PPT foi anterior à implantação dos leilões de energia orientados ao ambiente regulado de eletricidade. Dessa forma, a maior parte da energia produzida pelas centrais do programa foi comercializada diretamente com as distribuidoras (ainda que algumas centrais tenham vendido parcela da energia produzida nos leilões). Nos leilões de energia do ACR, as centrais vendem a energia em parcelas proporcionais ao mercado de cada distribuidora.

hidrelétricas, os anos de maior geração são os de períodos hidrológicos desfavoráveis. O pico de produção ocorreu em 2014, quando o conjunto de térmicas do PPT gerou 58 TWh.

Gráfico 24 – Produção de Energia de Termelétricas a Gás Natural do Programa Prioritário de Termelétricidade – 2001 – 2023. TWh

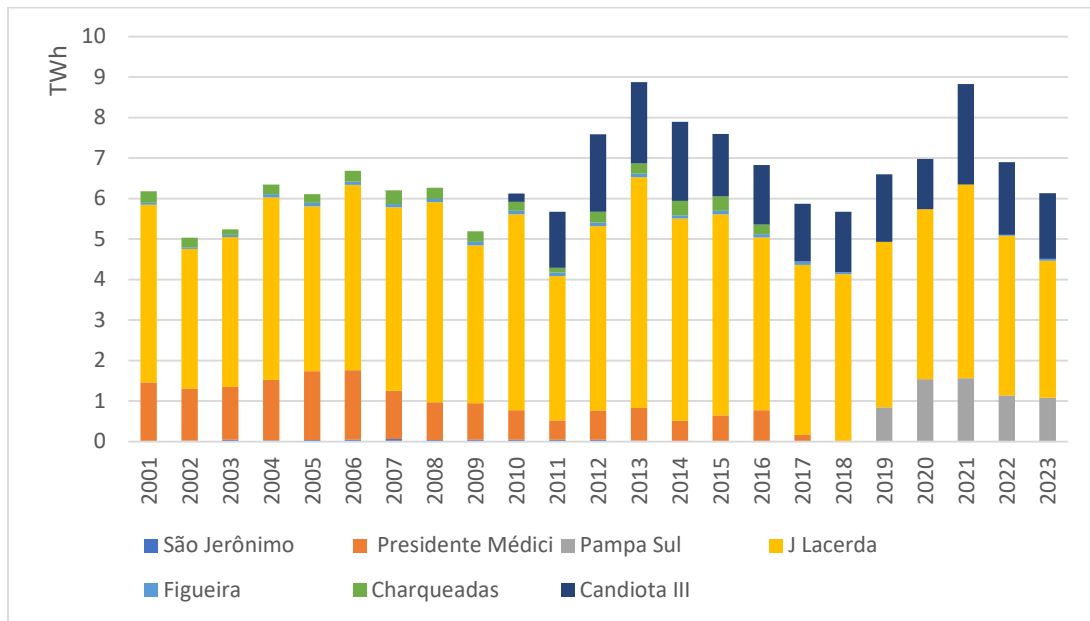


Nota: Como o registro da produção das termelétricas Termonorte I e Termonorte II, que fizeram parte do PPT, no ONS refere-se ao período que as térmicas utilizaram óleo combustível e óleo diesel, optamos por não incluir sua produção na análise.

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

As termelétricas que utilizam carvão mineral nacional foram contempladas pela isenção do PIS/Cofins posteriormente, mas para manter o intervalo de apresentação, avaliamos a produção no período 2001-2023. Nesse intervalo, as térmicas a carvão produziram um total de 150 TWh. Devido às características operacionais, as térmicas a carvão têm operação menos flexível. O ano de maior produção foi 2013 (Gráfico 25), quando as térmicas a carvão produziram 8,9 TWh.

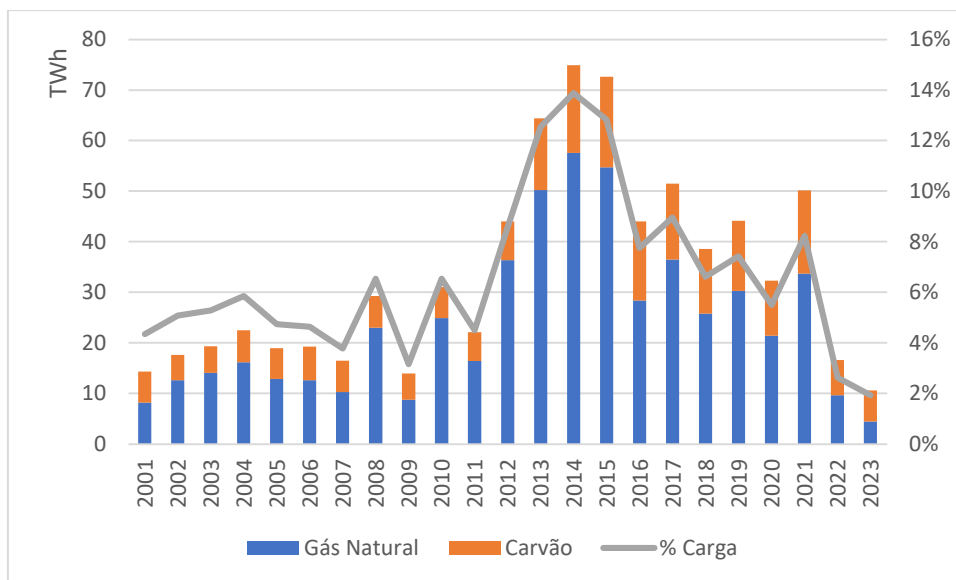
Gráfico 25 – Produção de Energia de Termelétricas a Carvão enquadradas na lei 10.312/2001 – 2001 – 2023. TWh



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

Em 2014, a geração de energia das termelétricas a gás natural e carvão afetadas pelo subsídio à termoeletricidade representou 14% da geração total de eletricidade no Brasil (Gráfico 26). A média do período foi de 6,9% e participação vem caindo com a desconstrução das termelétricas do PPT, alcançando 1,9% em 2023.

Gráfico 26 – Produção das térmicas afetadas pelo subsídio à termoeletricidade por combustível e participação na geração total de eletricidade.



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

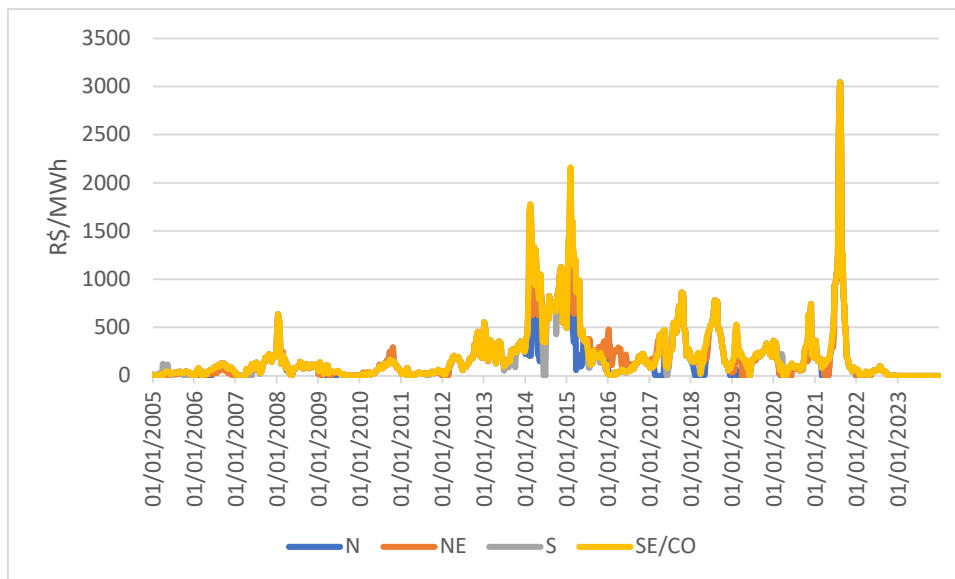
9.3 Valor da produção de energia

Para estimar o valor da produção de energia das centrais termelétricas impactadas pelo subsídio a termoeletricidade, foi utilizado o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema de eletricidade. O CMO corresponde ao custo de operação da central mais cara utilizada para atender a demanda. Sendo o custo de oportunidade da eletricidade produzida a cada período, pode ser interpretado como o benefício social

da produção de cada central. O CMO é publicado pelo ONS para cada um dos seus subsistemas (Sudeste/Centro Oeste - SE/CO, Sul – S, Nordeste – NE, Norte – N) de forma semanal desde 2005.

O CMO é mais elevado em períodos de escassez hídrica, quando aumenta o “valor da água nos reservatórios” e termelétricas mais caras são utilizadas, como ocorreu em 2014/2015 e 2021 (Gráfico 27). Quando os reservatórios estão cheios, o CMO cai e, eventualmente, se iguala a zero como ocorreu em 2023. Como há capacidade significativa de transmissão entre eles, o preço dos subsistemas é igual na maior parte das semanas.

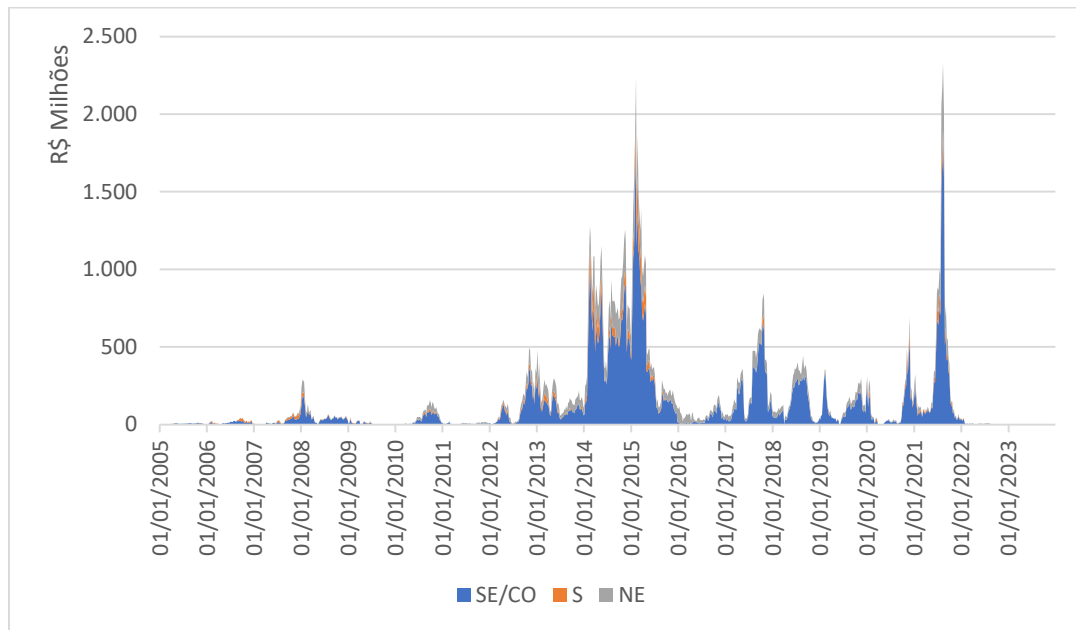
Gráfico 27 – Custo Marginal de Operação dos subsistemas – Média semanal 2005-2023 R\$/MWh



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

A contribuição das centrais é estimada pela multiplicação do CMO a cada semana operativo pela quantidade produzida por cada central nos subsistemas correspondentes. A produção das termelétricas a gás natural somou um valor de R\$ 158 bilhões desde 2005. Como as termelétricas a gás têm um padrão mais flexível percebe-se que o valor agregado é concentrado nos momentos de maiores CMOs (Gráfico 28). 73% do valor da produção é gerado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste onde está concentrada a maior parte da capacidade termelétrica a gás natural.

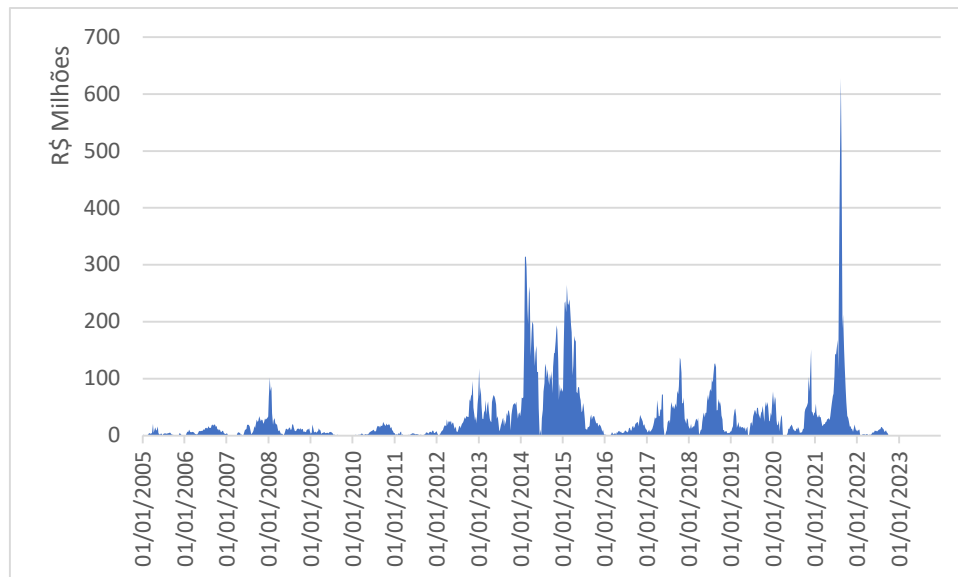
Gráfico 28 – Valor da produção das termelétricas a gás natural – 2005-2023 - R\$ milhões



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

No caso das termelétricas a carvão, a contribuição no período é de R\$ 30,2 bilhões (Gráfico 29). O valor da produção é circunscrito ao subsistema Sul, onde estão localizadas as termelétricas a carvão nacional.

Gráfico 29 - Valor da produção das termelétricas a carvão mineral – 2005-2023 - R\$ milhões



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (Histórico da Operação).

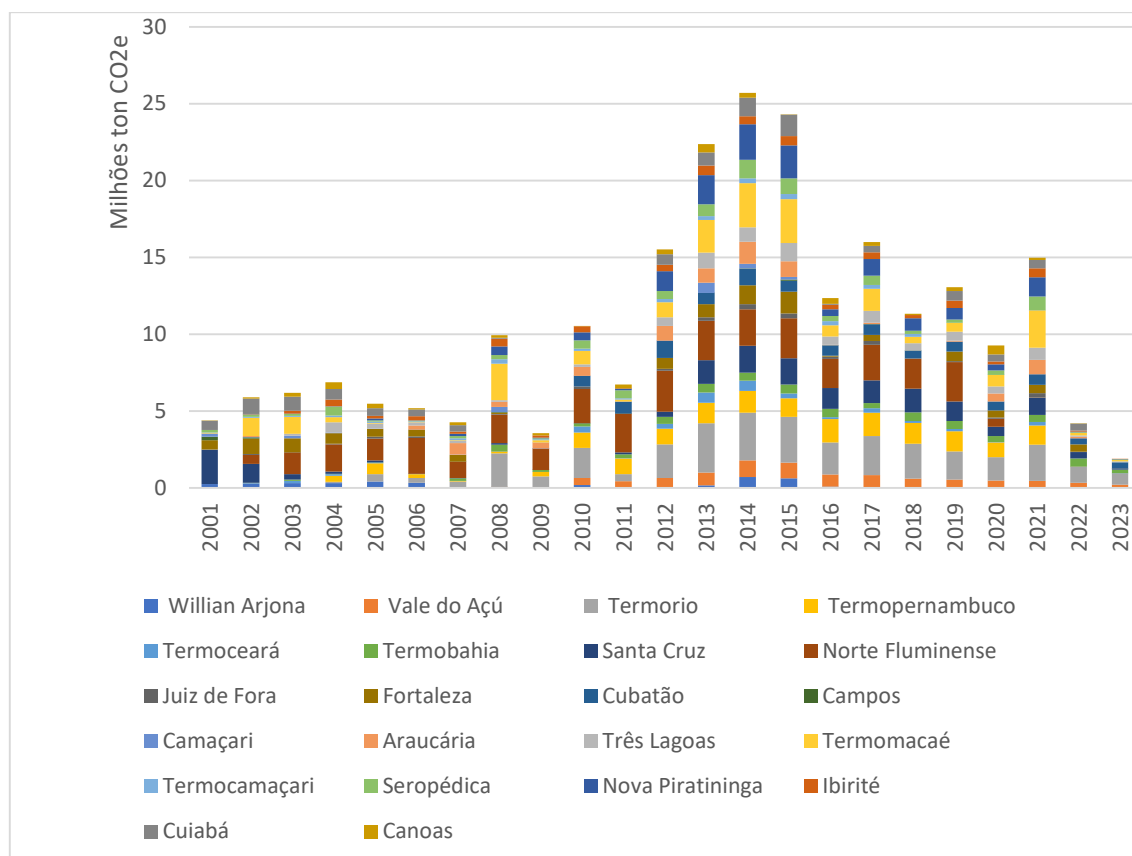
9.4 Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE)

Entre as usinas termelétricas brasileiras, as usinas a carvão mineral são as que mais emitem gases de efeito estufa por cada kWh gerado. A taxa de emissão de cada usina é determinada pelo combustível e por sua eficiência energética. A usina Candiota III é a que apresenta maior taxa de emissão (1.318 ton CO₂e/GWh). Essa taxa de emissão é 3,6 vezes superior a da termelétrica de Ibirité, que a usina com menor taxa de emissão do parque termelétrico brasileiro.

Na média, as termelétricas a carvão brasileiras têm taxa de emissão de 1.107 tCO₂e/GWh e as termelétricas a gás natural, 483 tCO₂e/GWh. Ou seja, as termelétricas a carvão emitem 2,3 vezes mais que termelétricas a gás natural por KWh gerado.

Entre as termelétricas a gás natural beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade, a Norte Fluminense é a usina que mais emitiu gases de efeito estufa (36 milhões tCO₂e), seguida pela TermoRio (32 milhões tCO₂e) (Gráfico 30). As duas são termelétricas de grande porte, com capacidades instaladas de 778 MW e 1.036 MW, respectivamente. O ano de maior emissão das termelétricas a gás natural foi 2014, quando o conjunto de usinas gerou mais eletricidade e emitiu 25 milhões de tCO₂e. Com a queda de produção das termelétricas a gás natural, a emissão foi menor em 2023 (2 milhões de tCO₂e).

Gráfico 30 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas a Gás Natural afetadas pelo subsídio à termoeletricidade – Milhões toneladas equivalentes de CO₂.

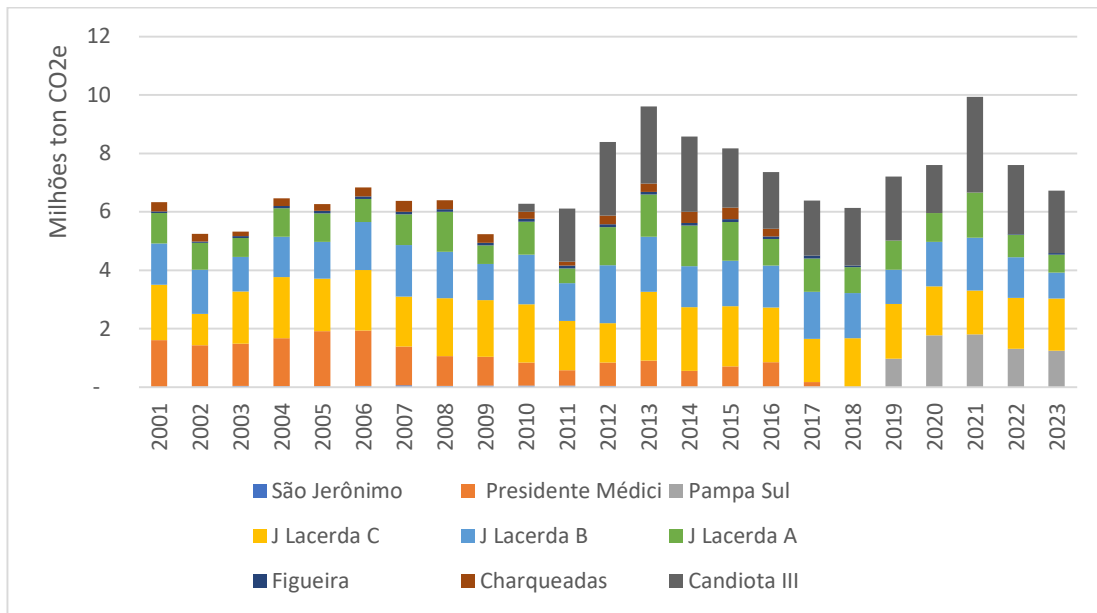


Nota: Para as termelétricas não listadas, foi utilizado a taxa média de cada tecnologia disponibilizada por IEMA (2023). Willian Arjona e Campos (Ciclo Brayton): 573 tCO₂e. Vale do Açú, Termorio, Termobahia, Cubatão e Termocamaçari (Ciclo Combinado): 415 tCO₂e.

Fonte: Elaboração própria. Dados ONS (Histórico de Operação) e IEMA (Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas).

Entre as termelétricas a carvão beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade, a termelétrica Jorge Lacerda C (IV) é a que mais emitiu no período, totalizando 42 milhões de tCO₂e. Nos últimos 3 anos, a termelétrica Candiota III foi a que mais emitiu (Gráfico 31), com média de 2,6 ao ano. 2021 foi o ano de maior emissão das termelétricas a carvão, quando alcançaram 9,9 milhões de tCO₂e.

Gráfico 31 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas a Carvão Mineral afetadas pelo subsídio à termoeletricidade – Milhões toneladas equivalentes de CO₂.

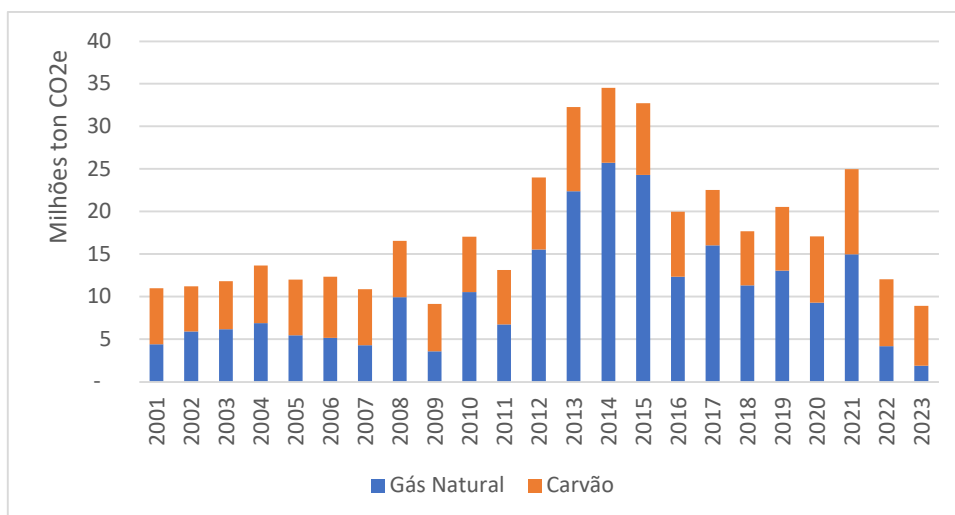


Nota: Para as termelétricas não listadas, foi utilizado a taxa média disponibilizada por IEMA (2023). São Jerônimo, Presidente Médici, Figueira e Charqueadas: 1.102 tCO₂e.

Fonte: Elaboração própria. Dados ONS (Histórico de Operação) e IEMA (Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas).

Considerando todo conjunto de termelétricas beneficiadas pelo subsídio, o ano de maiores emissões de GEE foi 2014, quando 34 milhões tCO₂e foram emitidos (Gráfico 32). No período de análise, as emissões de GEE de térmicas a gás natural e térmicas a carvão são, respectivamente, 240 tCO₂e e 161 tCO₂e, respectivamente. Com a redução do despacho de térmicas a gás natural recente, a participação das térmicas a carvão nas emissões totais aumentou. Nos três últimos anos, as térmicas a carvão responderam em média por 61% das emissões de GEE do conjunto de térmicas desoneradas. O despacho mais frequente e os maiores fatores de emissão compensam a menor participação das térmicas a carvão na capacidade instalada no conjunto (25%).

Gráfico 32 - Emissões de Gases de Efeito Estufa de Termelétricas afetadas pelo subsídio à termoeletricidade – Milhões toneladas equivalentes de CO₂.



Fonte: Elaboração própria. Dados ONS (Histórico de Operação) e IEMA (Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas).

9.5 Considerações Finais quanto à economicidade, eficiência e custo-benefício

Em termos de impactos nos preços finais da eletricidade e na atratividade de projetos termelétricos, foi concluído que não há impacto representativo. Quando comparadas as tarifas de eletricidade de distribuidoras que adquirem energia de centrais beneficiadas pela isenção com as tarifas de distribuidoras que não compram energia destas centrais, não diferença significativa.

As centrais contribuíram para atender 4,5% do consumo de eletricidade brasileiro e foram particularmente relevantes no período de escassez hidrelétrica, quando a participação alcança 8%. As termelétricas contribuíram para a segurança do abastecimento, sendo capazes de produzir mais energia nos momentos em que a eletricidade tem maior valor social.

No entanto, no aspecto ambiental o impacto é negativo. As termelétricas chegaram a emitir 34 milhões tCO₂e em 2014. As termelétricas a carvão têm maiores taxas de emissão de gases de efeito estufa e igualam a emissão de térmicas a gás no período analisado, mesmo representando um terço da capacidade instalada de termelétricas a gás natural⁶⁵.

⁶⁵ Quanto a esse tema, o MME destacou na Nota Técnica Nº 20/2024/SAER/SE que tem implementado medidas para mitigar os impactos ambientais, com ênfase nas emissões resultantes do uso de carvão mineral para geração de energia elétrica. Ressaltam-se os esforços já empreendidos no contexto da transição energética justa, conforme previsto na Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, e no Programa para o Uso Sustentável do Carvão Mineral Nacional, instituído pela Portaria MME 540/2021.

10 Propostas de Aprimoramentos

As avaliações realizadas no âmbito do CMAP, de natureza executiva, são voltadas para a identificação de oportunidades de aperfeiçoamento das políticas públicas, em apoio e colaboração com os respectivos órgãos gestores, conforme previsto no art. 2º, III, do Decreto nº 11.558, de 13 de junho de 2023.

As propostas de aprimoramentos foram construídas e validadas pela equipe de avaliação, observando a necessária vinculação com as evidências apresentadas neste relatório e as diretrizes definidas na Resolução CMAP nº 2.

10.1 Propostas prioritárias validadas pelo CMAP

Proposta Prioritária 1: Adotar medidas para o encerramento do subsídio tributário à termoeletricidade (Lei nº 10.312/2001 e Lei nº 10.865/2004), prioritariamente no que se refere ao carvão mineral.

Destinatários⁶⁶: Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda.

Evidências que fundamentam a proposta:

1. Não há previsão de encerramento do benefício fiscal (Lei nº 10.312/2001) e do enquadramento de empreendimento no Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT (Decreto nº 3.371/2000); e
2. Diminuição da participação das usinas enquadradas no PPT na capacidade instalada térmica do País, de 68%, em 2007, para cerca de 30%, em 2022.

As evidências estão detalhadas nos capítulos 4 (Implementação) e 6 (Resultados) deste relatório.

Proposta Prioritária 2: Designar a unidade responsável pelo monitoramento do subsídio tributário, gerenciamento de base de dados e divulgação com o maior nível de desagregação possível do gasto tributário por beneficiário e usina termelétrica.

Destinatários: Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda.

Evidências que fundamentam a proposta:

1. Inexistência de informações sistematizadas sobre o histórico das usinas beneficiadas pela lei, como lista das usinas, datas de operação e desativação, valor do benefício fiscal, capacidade instalada e geração elétrica;
2. Não foi possível identificar rotinas de acompanhamento em relação ao rol de usinas que fazem parte do PPT, benefícios individuais recebidos e tempo restante dos contratos de concessão;
3. Ausência de instrumentos normativos e procedimentos para gerenciar a inclusão ou exclusão de beneficiários e para comunicação com os órgãos interessados;
4. Não foram identificados controles para verificar se os vendedores de gás natural e carvão mineral fazem jus à redução de alíquota do PIS/Pasep e Cofins instituída pela Lei nº 10.312/2001; e
5. Não foi possível verificar a existência de estrutura responsável por monitorar os efeitos da política na tarifa e avaliar os resultados, nem mecanismos de supervisão da execução da política.

⁶⁶ Entende-se por destinatário o órgão ou a unidade que tenha competência para implementar a proposta de aprimoramento

A evidência está detalhada nos capítulos 4 (Implementação), 5 (Governança) e 6 (Resultados) deste relatório.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução N° 22, de 1º de fevereiro de 2001**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001022.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução N° 233, de 29 de JULHO de 1999**. Disponível em : <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1999233.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

AGÊNCIA SENADO. **CI vota isenção para gás natural e carvão mineral usados na geração de energia**. Disponível em <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2001/10/11/ci-vota-isencao-para-gas-natural-e-carvao-mineral-usados-na-geracao-de-energia>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO – BNDES. **Informe infraestrutura: A Expansão do Setor Elétrico BNDES 1998/2007**. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15268/3/Informe%20infra-estrutura%20n.25%20ago.%201998.PDF>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

CÂMARA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/relatorios_analises_2000_a_2002.pdf/fc0bd8b4-d544-e8de-4e20-944571d1f399>. Acesso em: 15 abr. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS – **Projeto de Lei nº 4.941 de 2001**, encaminhamentos e exposição de motivos MF 00118 EM PL GAS. Disponível em: <[https://imagem.camara.gov.br/MostrIntegralimagem.asp?strSiglaProp=PL&intProp=4941&intAnoProp=2001&intParteProp=1#/>. Acesso em 04 jun. 2024.](https://imagem.camara.gov.br/MostrIntegralimagem.asp?strSiglaProp=PL&intProp=4941&intAnoProp=2001&intParteProp=1#/)

CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Avaliação de políticas públicas: guia prático de análise ex post, volume 2 (2018)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/centrais-de-conteudo/downloads/guiaexpost.pdf/view>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

COADY, D., Parry, I., Sears, L., Shang, B. (2017). **How Large Are Global Fossil Fuel Subsidies?** World Development Vol. 91, pp. 11–27, 2017

COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica**. Governo Federal do Brasil (2001). Disponível em: http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf. Acesso em: 07 jun 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço Energético Nacional: BEN - Séries Históricas e Matrizes**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. 2017**. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%3%BAstria%20de%20G%3%A1s%20Natural%20na%20Bol%3%ADvia%2022jun17.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

ENAP. Impactos da redução de subsídios tributários de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica: sumário de resumos. Brasília: Escola Nacional de Administração Pública, Coordenação Geral de Avaliação e Organização de Evidências, junho de 2024.

FOLHA DE SÃO PAULO. **Termelétricas podem ganhar isenção fiscal**. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi3006200121.htm>>. Acesso em: 15 abr. 2024.

GARRETT-PELTIER, H. **Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model**. Economic Modelling, Elsevier, v. 61, p. 439–447, 2017.

- HOLANDA, FRANCISCO M., (2001). **O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira**. Instituto Rio Branco, Fundação Alexandre de Gusmão, Brasília: FUNAG, 2001. Acesso em: 15 abr. 2024.
- ILUMINA. A **Tarifa brasileira em dados históricos**. Disponível em: <<https://www.ilumina.org.br/a-tarifa-brasileira-em-dados-historicos/>>. Acesso em: 15 abr. 2024.
- LI, Z.; SOLAYMANI, S. **Effectiveness of energy efficiency improvements in the context of energy subsidy policies**. Clean Technologies and Environmental Policy, Springer, v. 23, p. 937–963, 2021.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Portaria N. 43, de 25 de fevereiro de 2000**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2000/portaria-n-43-2000.pdf>>.
- MOERENHOUT, T. **Trade impacts of fossil fuel subsidies**. World Trade Review, Cambridge University Press, 2020.
- NUGUMANOVA, L. **Analysis of fossil fuel subsidies in Kazakhstan**. Center for International Development and Environmental Research, 2013.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Geração por usina em base horária**. Disponível em <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2>.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, **Resultados da Operação. Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/_geracao_energia.aspx>. Acesso em: 15 abr. 2024. Acesso em: 15 abr. 2024.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, **Resultados da Operação. Carga de Energia**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/_carga_energia.aspx>. Acesso em: 15 abr. 2024. Acesso em: 15 abr. 2024.
- PARK, K.; LEE, Y.; HAN, J. **Economic perspective on discontinuing fossil fuel subsidies and Moving toward a low-carbon society**. Sustainability, MDPI, v. 13, n. 3, p. 1217, 2021.
- RECEITA FEDERAL, **Demonstrativo dos Gastos Governamentais Indiretos de Natureza Tributária – (Gastos Tributários) – Estimativas Bases Efetivas**. Vários Anos. Disponível em: <<https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/relatorios/renuncia/gastos-tributarios-bases-efetivas>>. Acesso em: 15 abr. 2024.
- RECEITA FEDERAL, **Demonstrativo dos Gastos Tributários. Previsão PLOA. Vários Anos**. Disponível em: <<https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/relatorios/renuncia/gastos-tributarios-ploa>>. Acesso em: 15 abr. 2024.
- ROCKMANN, ROBERTO, MATTOS, LÚCIO. **Curto-circuito: Quando o Brasil quase ficou às escuras (2001-2002)**.
- SANTOS, Amanda Tavares dos. **A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Avaliação Econômico-Regulatória**. Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPED/Dissertacao/2016/Amanda%20Tavares%20dos%20Santos.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2024.
- TIMILSINA, G. R.; CUIEL, I. F. D. **Subsidy removal, regional trade and co2 mitigation in the electricity sector in the middle east and north africa region**. Energy Policy, Elsevier, v. 177, p. 113557, 2023.
- TIMILSINA, G. R.; PARGAL, S. **Economics of energy subsidy reforms in Bangladesh**. Energy Policy, Elsevier, v. 142, p. 111539, 2020.
- TOLMASQUIM, Maurício. **As origens da crise energética brasileira**. Ambiente e Sociedade – Ano III – Nº 6/7 – 1º Semestre de 2000/2º Semestre Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/asoc/a/47YNhcdZ9PXxNfHg7kDgdsy/?format=pdf&lang=pt>>. Acesso em 10 jan. 2024.

WTO. **Fossil fuel subsidies reform ministerial statement**. <https://www.tralac.org/images/Resources/MC11/mc11-fossil-fuel-subsides-reform-ministerialstatement-11-december-2017.pdf>, 201

YANG, Z.; LIANG, J. **The environmental and economic impacts of phasing out cross-subsidy in electricity prices: Evidence from China**. Energy, Elsevier, v. 284, p. 129154, 2023.

Apêndice A – Levantamento de Documentos Governamentais

Quadro 1 - Citações de documentos governamentais que apontam objetivos relacionados a um problema da matriz elétrica nos anos 2000

Órgão	Título do documento	Citação relacionada ao problema
Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)	Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999 – Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.	<i>é diretriz do Governo Federal aumentar a diversidade da matriz energética brasileira, incentivando o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis e o uso do carvão nacional, resolve:</i>
Ministério de Minas e Energia (MME)	Portaria nº 43, de 25 de fevereiro de 2000	<i>considerando que a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece que a política energética nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia visará, dentre outros objetivos, incrementar em bases econômicas a utilização do gás natural, valorizar os recursos energéticos, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;” considerando que a nova concepção da matriz energética brasileira recomenda a utilização de usinas termelétricas, principalmente com utilização de gás natural, o que propicia condições de atendimento ao mercado a curto prazo e permite ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica;</i>
Aneel	Resolução nº 22, de 1º de fevereiro de 2001 – Atualiza procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento.	<i>a Portaria MME nº 215, de 26 de julho de 2000, fixou as diretrizes do Governo Federal quanto à utilização do gás natural para geração de energia elétrica, assim ensejando mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de energia elétrica;</i>
Agência Senado	CI vota isenção para gás natural e carvão mineral usados na geração de energia	<i>Na mensagem presidencial que encaminhou a proposta ao Congresso, o ministro da Fazenda, Pedro Malan, justifica a necessidade de adoção da isenção das contribuições a essas atividades pela necessidade de o país incentivar a diversificação de sua matriz energética. Para o ministro, a medida vai implicar “ínfima perda de arrecadação”, que será “plenamente compensada” pela sustentação da atividade industrial que será viabilizada pela oferta dessas fontes de energia, “uma alternativa relevante, no momento de enfrentamento da crise energética.</i>
Folha de SP	Reportagem – termelétricas podem ganhar isenção fiscal	<i>O ministro da Fazenda, Pedro Malan, aconselhou os Estados a isentarem a cadeia produtiva do gás natural do ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias). O Confaz (Conselho Nacional de Política Fazendária) deveria conceder isenção de ICMS em todas as saídas de gás para energia elétrica.</i>

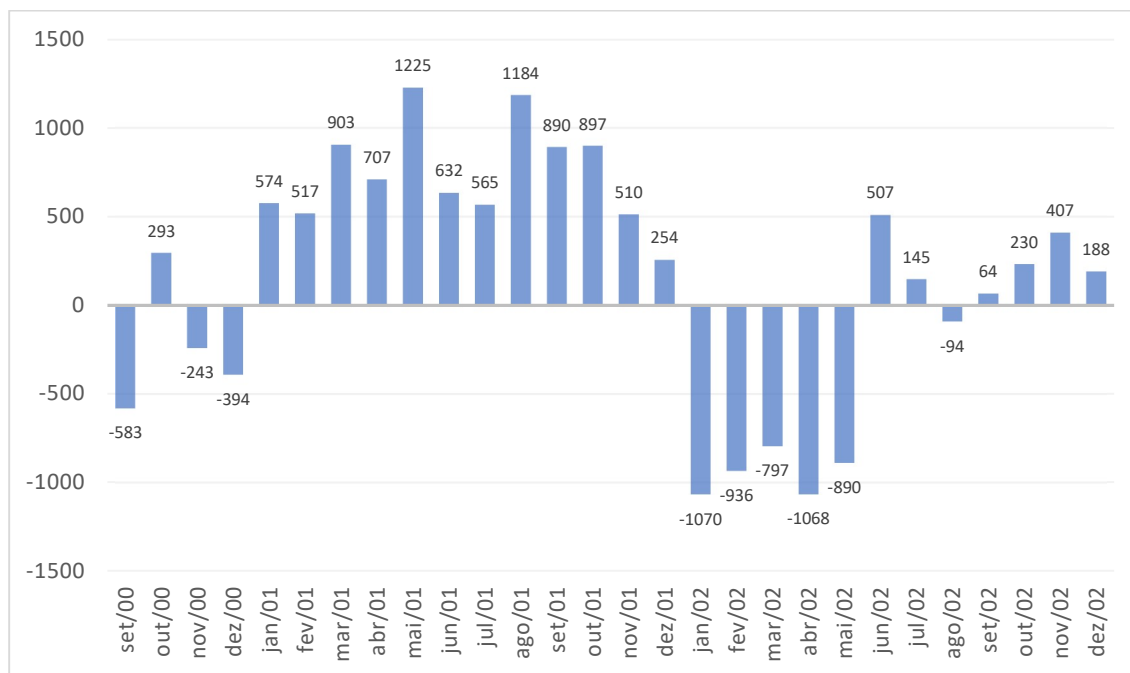
<p>Ministério da Fazenda</p>	<p>Exposição de Motivos “MF 00118 EM PL GAS”, que acompanhou o encaminhamento do Projeto de Lei nº 4.941, de 2001</p>	<p>2. A proposta objetiva incentivar a diversificação da matriz energética do País, fomentando a utilização de gás natural e de carvão mineral na geração de energia elétrica, mediante desoneração da incidência das contribuições para o PIS/Pasep e da Cofins na cadeia de comercialização daqueles insumos. (...)</p> <p>8. Assim, essa ínfima perda potencial de arrecadação poderá ser plenamente compensada pela incidência monofásica das mencionadas contribuições nas operações de venda de gás natural não destinados à geração de energia elétrica, bem assim pela sustentação da atividade industrial que será possibilitada pela utilização dessas fontes primárias, o que constitui alternativa relevante em momento como o atual, de enfrentamento da crise energética.</p>
<p>Câmara dos Deputados</p>	<p>Discussões na Câmara dos Deputados no dia 17 de maio de 2001</p>	<p>Paralelamente, o Governo tem promovido verdadeira corrida contra o tempo para superar o déficit de energia, algo que pode acontecer já a partir do segundo semestre do próximo ano, quando devem entrar em funcionamento quatorze das 49 usinas termelétricas a gás natural que estavam planejadas pelo Governo em parceria com o setor privado. O Programa Prioritário de Termelétricas (PTT) deveria gerar cerca de 15 mil megawatts até 2003. Entretanto, apenas 25 projetos, com capacidade de 10 mil megawatts, foram levados adiante. Temos de reconhecer que o programa emergencial de construção de 49 usinas termelétricas não foi avante em consequência da desistência de diversas empresas interessadas no projeto diante da falta de definição do Governo sobre o preço do gás boliviano, indexado ao dólar, enquanto as tarifas são definidas em real. Com isso, o Governo teve que recorrer à Petrobras para assumir a construção de pelo menos quatorze dessas usinas ainda este ano e, assim, evitar um mal maior. Pelas previsões da empresa, seis delas devem ser concluídas ainda este ano e terão a capacidade de 1.200 megawatts. Bem aquém dos 6.000 megawatts necessários para eliminar o déficit de energia no País, mas suficientes para amenizar o problema do abastecimento de energia.</p>

Fonte: elaboração própria.

Apêndice B – Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercados

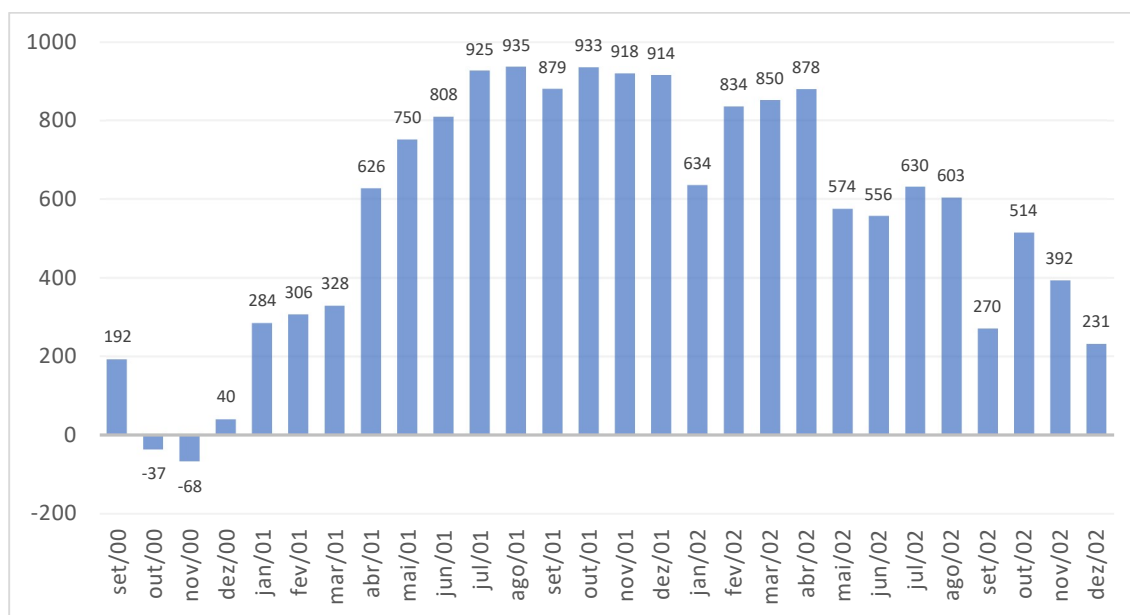
Os gráficos de Gráfico 33 a Gráfico 36 dispõem dos níveis mensais de intercâmbio de energia em cada subsistema no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002. Os valores positivos que indicam o fluxo de importação de energia elétrica e os valores negativos de exportação.

Gráfico 33 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Sudeste no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)



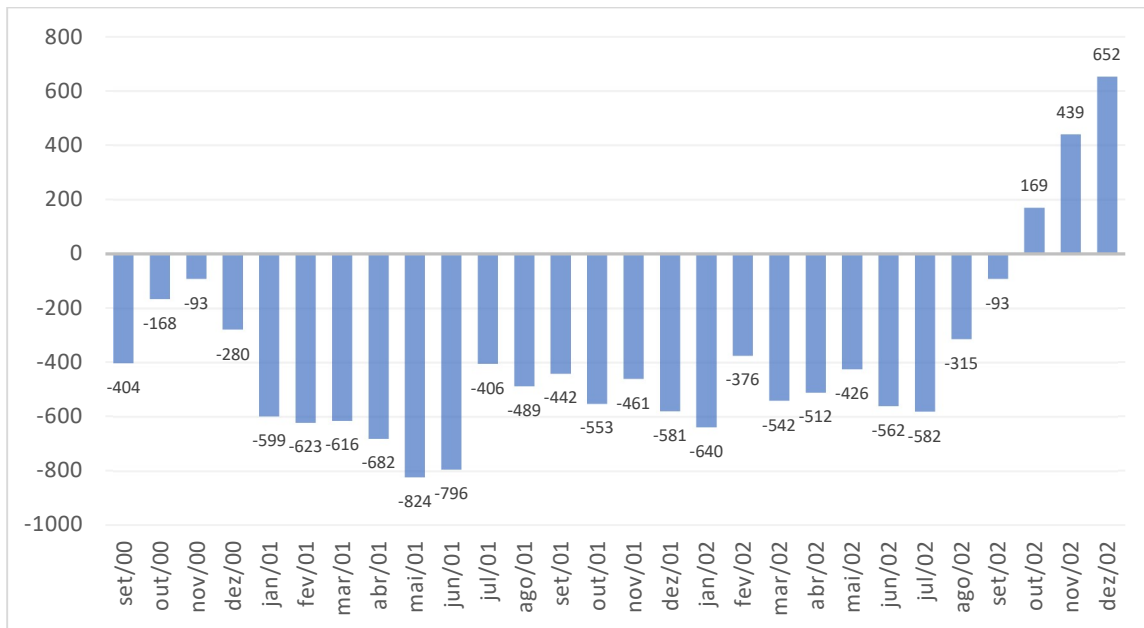
Fonte: CCEE. Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual.

Gráfico 34 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Nordeste no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)



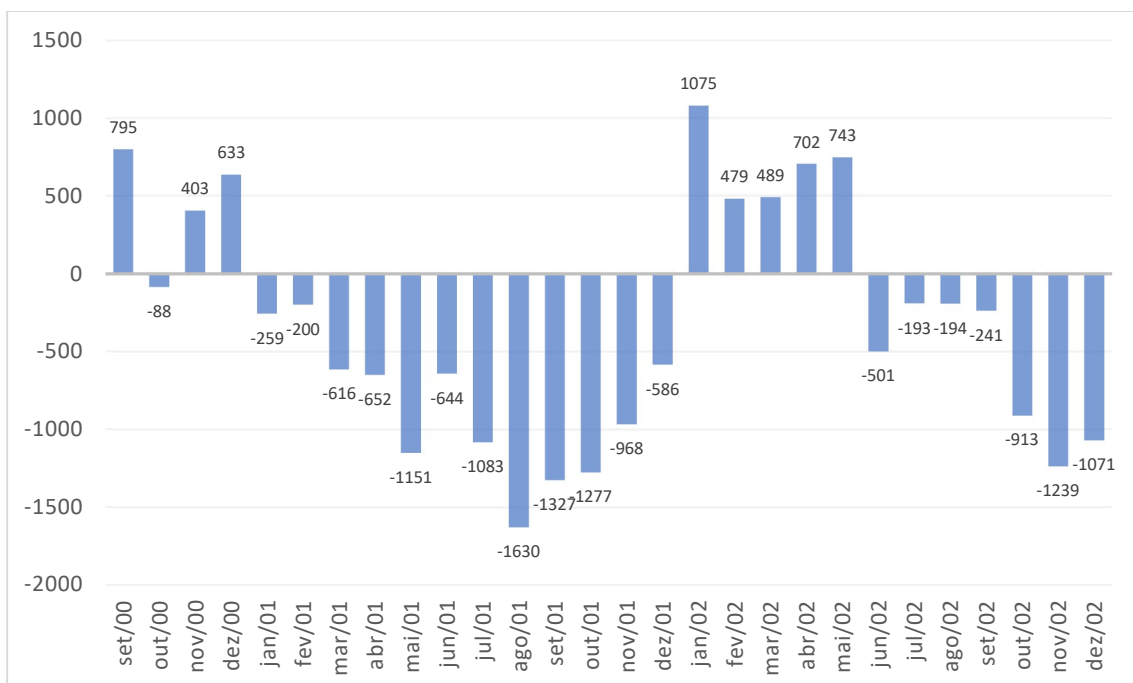
Fonte: CCEE. Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual.

Gráfico 35 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Norte no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)



Fonte: CCEE. Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual.

Gráfico 36 - Níveis mensais de intercâmbio de energia nos Submercado Sul no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (em GWh)



Fonte: CCEE. Relatórios de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual.

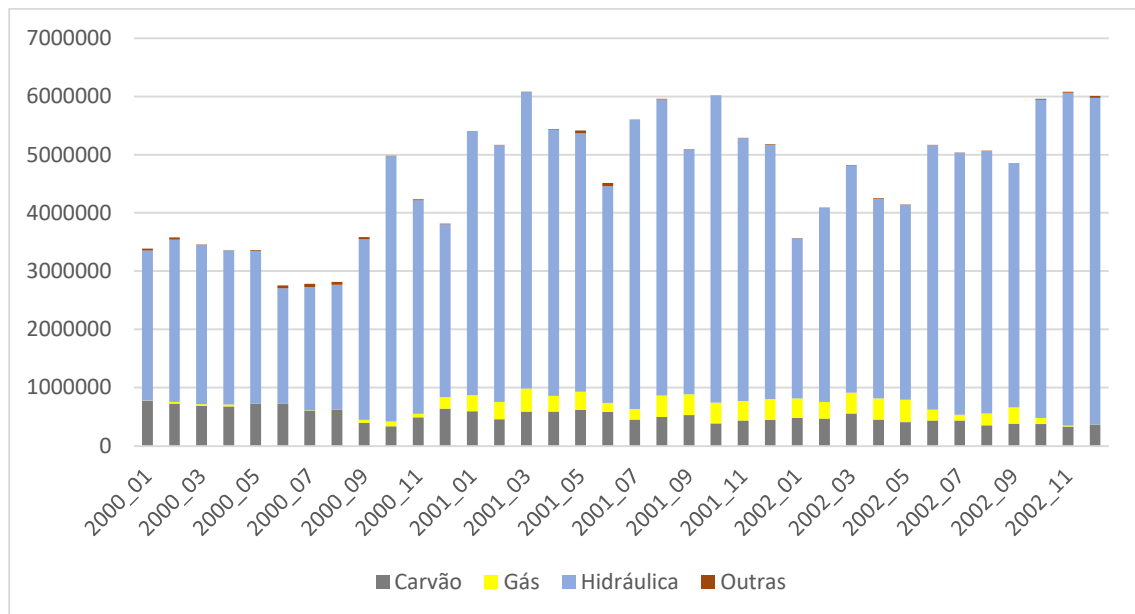
Através do Gráfico 34 é interessante notar que os submercados Nordeste foi caracterizado como um importador de energia no período analisado, enquanto o submercado Norte teve um perfil tipicamente de exportador (Gráfico 35). O submercado Sudeste (Gráfico 33) tem um perfil misto, se apresentando

como um importador, principalmente ao longo de 2001 inteiro, e no início de 2002 exporta energia. Quanto ao submercado Sul (Gráfico 36), percebe-se que era o maior exportador de energia, principalmente ao longo de 2001.

Essa dinâmica de intercâmbio deixa claro que, principalmente ao longo de 2001, a dificuldade de geração elétrica era mais concentrada nos Submercados Sudeste e Nordeste. Os submercados Sul e Norte puderam atuar gerando energia para abastecer seu próprio submercado, além de exportar.

Com o intuito de analisar o padrão de geração de energia no Submercado Sul é apresentado o Gráfico 36.

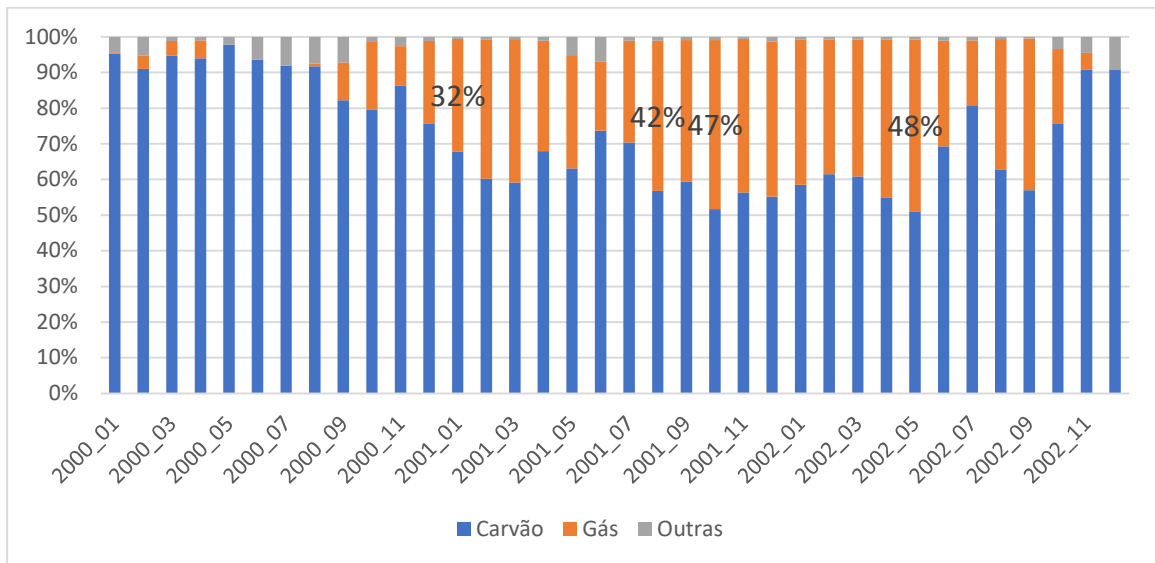
Gráfico 37 - Geração mensal de eletricidade no Submercado Sul por fonte (janeiro de 2000 a dezembro de 2002)



Fonte: ONS. Geração por usina.

Como é possível verificar no Gráfico 37, a geração de eletricidade no Submercado Sul era predominantemente hídrica no período de 2000 a 2002. O carvão, no período analisado, sempre esteve presente na geração elétrica, mas começa a ser fortemente complementado pelo gás natural a partir do final de 2001. Para melhor analisar a geração térmica nesse Submercado é apresentado o Gráfico 38.

**Gráfico 38 - Participação na geração elétrica térmica por fonte no Submercado Sul
(janeiro de 2000 a dezembro de 2002)**



Fonte: ONS. Geração por usina.

É perceptível a predominância do carvão na geração elétrica nesse Submercado, contudo, o aumento expressivo do gás natural faz com a participação varie de 32% em janeiro de 2001 para 48% em maio de 2002.

Apêndice C – Oficinas de diagnóstico do problema

Primeira oficina

Com o intuito de aprofundar a compreensão sobre o problema que se buscava resolver naquela época e avaliar a extensão da persistência desse problema atualmente, ocorreu, em 20 de outubro de 2023, a “Oficina de Diagnóstico do Problema – Avaliação da Lei nº 10.312, de 2001”. A iniciativa foi coordenada pela Secretaria de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos do Ministério do Planejamento. O evento contou com a participação de consultores do Banco Interamericano de Desenvolvimento e do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, além dos representantes do Ministério de Minas e Energia, do Ministério da Fazenda, da Receita Federal do Brasil e da Controladoria Geral da União.

Na Oficina foram levantadas três perguntas:

- 1) Qual problema que motivou esse objetivo na criação da política?
- 2) Existe um problema que se queira atacar hoje com o subsídio à aquisição do gás natural para a produção das termelétricas?
- 3) Existe um problema que se queira atacar hoje com o subsídio ao carvão mineral para a produção das termelétricas?

Como um exercício de *brainstorming* (ou chuva de ideias), levantou-se respostas dos participantes para que elas pudessem ser aprofundadas com mais elementos de subsídios em uma segunda oficina. As respostas ao primeiro questionamento se desdobraram em três direções distintas. Inicialmente, foi apontada a preocupação com o preço das tarifas de energia durante a crise de 2001, e que os subsídios ao gás natural e ao carvão poderiam contribuir para amenizar o aumento das tarifas. Em segundo lugar, enfatizou-se a urgente necessidade da época de fomentar a geração de eletricidade a partir de fontes alternativas, visando diversificar a matriz energética e reduzir a dependência das hidrelétricas. Por último, foi ressaltada a importância de cumprir integralmente as obrigações contratuais, garantindo o fiel cumprimento dos contratos de *take-or-pay* relacionados ao gás natural.

Quanto às duas últimas perguntas, as respostas dos participantes apontaram para duas direções distintas: uma linha sustentou que não há justificativa para a manutenção desses subsídios atualmente, enquanto outro ponto de vista apontado destacou a relevância desses subsídios no contexto da modicidade tarifária, sobre oferta do gás e manutenção da indústria do carvão brasileiro.

Segunda oficina

No dia 8 de dezembro de 2023, foi realizado uma segunda oficina de diagnóstico do problema, que além de contar com representantes dos órgãos presentes na primeira oficina, teve a participação de técnicos especialistas da Aneel e da EPE.

A oficina foi dividida em três momentos. Inicialmente, foram apresentados os indicadores dispostos na seção 2.1.4 e os apontamentos das entrevistas qualitativas realizadas com Jerson Kelman e Mario Veiga (Apêndice D). Após a apresentação, semelhantemente à dinâmica da primeira oficina, foi construído de forma colaborativa a listagem das causas dos problemas que culminaram na criação da Lei, enfatizando o problema central e seus efeitos. Por fim, foram elencados se os problemas à época persistem de forma que continue os benefícios tributários concedidos ao gás natural, das termelétricas do PPT, e ao carvão mineral.

No terceiro momento abordou-se as justificativas associadas a manutenção dos benefícios tributários para o gás natural e carvão mineral, com o debate sobre eventual persistência do problema que motivou a promulgação da Lei nº 10.312, de 2001.

Sendo assim, as justificativas para a eventual continuidade dos benefícios fiscais para o setor de gás natural, e conseqüentemente, para as usinas PPT, poderiam estar associadas a considerações como modicidade tarifária, a perspectiva de uma possível sobreoferta de gás firme e o estímulo a todas as fontes energéticas. Contudo, os participantes da oficina destacaram que tais justificativas não apresentam uma conexão direta com o cerne do problema central definido como motivador dessa legislação.⁶⁷

Quanto à não continuidade desses benefícios tributários, notou-se que as justificativas evidenciam que o parque térmico se desenvolveu e que atualmente existe um planejamento centralizado e estruturado para a alocação apropriada dos custos e riscos associados ao despacho para geração elétrica.

Adicionalmente, os participantes destacaram que o PPT já desempenhou seu papel ao impulsionar a expansão da capacidade instalada das térmicas a gás natural, e, mesmo após o término do programa, as térmicas a gás continuam a se desenvolver.⁶⁸

Com relação ao carvão mineral, as justificativas levantadas para a continuidade dos benefícios tributários estão relacionadas à manutenção da indústria do carvão e aos aspectos socioeconômicos dos municípios que dependem dessa atividade. Sendo assim, guiadas pela necessidade de preservar a sustentabilidade econômica de regiões que têm no setor do carvão uma fonte significativa de empregos e receitas. Contudo, tais justificativas foram entendidas pelos participantes da oficina como não sendo atreladas ao problema motivador para a criação da Lei nº 10.312, de 2001, e, também, não sendo diretamente relacionadas ao setor elétrico.

Para a descontinuação dos benefícios tributários relacionados ao carvão mineral, as justificativas se basearam principalmente na elevada emissão de gases de efeito estufa associada a esse tipo de fonte energética. Além disso, há a consideração dos compromissos assumidos pelo Brasil em avançar com políticas que promovam uma matriz energética mais limpa e sustentável. Por fim, a existência de um fundo setorial elétrico que já subsidia o carvão nacional também foi destacada pelos participantes como um fator relevante para a decisão de interromper os benefícios tributários.⁶⁹

Entre os participantes da segunda oficina houve um consenso sobre a inexistência de um problema central que justifique hoje a continuidade da política estabelecida pela Lei nº 10.312, de 2001. A argumentação dos participantes foi na direção de que a atual configuração da matriz energética nacional apresenta características notavelmente distintas em comparação com aquelas que estavam presentes na época da promulgação desta Lei. Portanto, não se justificaria a continuação deste incentivo como meio de estimular a manutenção ou o aumento da participação da termoeletricidade na matriz elétrica brasileira.

Além disso, foi pontuado que a matriz elétrica do Brasil está passando por uma significativa transformação, mantendo uma considerável presença das usinas hidrelétricas e termelétricas, porém com uma expansão expressiva das fontes renováveis de energia, especialmente a eólica e a solar fotovoltaica. Foi destacado que o país está avançando em direção a uma matriz energética de baixo carbono e o setor elétrico tem um papel fundamental nesse processo. Assim, quaisquer incentivos destinados à geração de energia elétrica a partir de fontes fósseis parecem estar em desacordo com os compromissos e esforços atuais do país.

Por fim, um ponto comum nas justificativas para a descontinuação desses benefícios fiscais, tanto ao gás natural quanto ao carvão mineral, reside na necessidade de transferir, do contribuinte para o setor elétrico, a responsabilidade pelo suporte às políticas diretamente relacionadas ao setor.

⁶⁷ O contrato para gás firme assegura a capacidade fixa, o comprador tem garantia da capacidade acordada.

⁶⁸ Na seção 4 de Resultados é apresentado a evolução da participação das usinas termelétricas na matriz elétrica, em que é possível perceber que o aumento significativo das termelétricas a gás natural, em que chegou em 2022, ao patamar de 27% da capacidade instalada das térmicas no Brasil.

⁶⁹ O fundo mencionado é a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que será discutido na seção 2.4.2.

Apêndice D – Entrevistas com agentes-chave do setor elétrico

Para embasar o contexto de crise energética no período de criação da política, foi conduzida uma entrevista realizada presencialmente com Jerson Kelman⁷⁰ e de forma virtual com Mario Veiga⁷¹. Ao questioná-lo sobre as discussões internas do governo na época, Kelman destacou um esforço significativo para equilibrar o racionamento, destacando que o parque térmico era considerado um elemento-chave nessa resolução. Dessa forma, as medidas relacionadas ao incentivo às usinas térmicas podem ser interpretadas como uma estratégia governamental para enfrentar os desafios na geração elétrica, especialmente considerando as dificuldades na geração hídrica. Essa abordagem ganha relevância devido à natureza da matriz elétrica brasileira, que é altamente dependente da geração hídrica.

Para Veiga, o governo estava decidido a concentrar esforços no parque térmico, dada a necessidade urgente de geração e o menor tempo de construção das usinas térmicas em comparação com as hidrelétricas.

Quanto ao problema específico que a isenção do PIS/Cofins para as térmicas a gás natural e carvão do PPT buscava resolver, Mario Veiga destacou que não possui conhecimento específico sobre os detalhes que levaram à formulação da Lei nº 10.312, de 2001. No entanto, ele enfatizou que a prioridade do governo era a rápida geração de eletricidade, e a viabilização das térmicas se apresentava como uma estratégia para alcançar esse objetivo.

É relevante reiterar, conforme apontado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), o governo precisava focar em tornar a geração térmica a gás mais competitiva. Assim, o mecanismo de alíquota zero do PIS/Cofins poderia ser uma abordagem para contribuir com a competitividade, ajudando, desse modo, a atenuar o problema associado à falta de diversificação na matriz elétrica. No entanto, ao ser questionado se esse seria o problema central que levou à redação do Projeto de Lei e, conseqüentemente, à promulgação da Lei nº 10.312, de 2001, Jerson Kelman afirmou que as análises do preço do gás natural não foram aprofundadas o suficiente para compor o “Relatório da Comissão”.

⁷⁰ Entrevista realizada em 24 de novembro de 2023 com Jerson Kelman, coordenador da força-tarefa designada pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso para investigar e explicar as causas do racionamento de energia elétrica de 2001.

⁷¹ Entrevista realizada em 30 de novembro de 2023 com Mario Veiga, especialista técnico que participou como consultor no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001).

Apêndice E – Metodologia para a construção das bases de dados

Para elaborar os indicadores apresentados na avaliação, é importante contar com uma base de dados que abrange todo o parque gerador nacional, capaz de fornecer informações específicas ao nível de cada usina beneficiada. Dentre as informações necessárias, destaca-se a potência da capacidade instalada, a data de início de operação, a data de desativação (se aplicável), a quantidade mensal de geração de eletricidade, o tipo de combustível utilizado por cada usina e uma variável que indica se naquele período a usina foi beneficiada pela Lei nº 10.312, de 2001.

Entretanto, é válido ressaltar que esses dados não estão disponíveis com o nível de detalhamento e sistematização necessários. Por esse motivo, foram conduzidas manipulações em três bases de dados distintas, buscando compilar todas as informações relevantes em uma única base de dados.⁷²

Com esse intuito, a presente subseção é subdividida em quatro partes. Inicialmente, são apresentadas as manipulações realizadas nas bases de capacidade instalada, geração de eletricidade e identificação das usinas PPT. Em seguida, é descrita a estratégia adotada para compatibilizar as bases, possibilitando a identificação das usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade, nas bases de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) de capacidade instalada e de geração de eletricidade.

Base de dados - Capacidade instalada

Com o objetivo de analisar a capacidade instalada de geração das usinas ao longo do tempo, utilizou-se os dados do ONS. Esse conjunto de dados abrange as unidades geradoras das usinas despachadas pelo ONS e são classificadas com modalidade de operação Tipo I, Tipo II-A, Tipo II-B e Tipo II-C.⁷³

Algumas informações presentes na base são:

- Código Único do Empreendimento de Geração – Aneel (CEG);
- Código do equipamento da Unidade Geradora;
- Nome da Unidade Geradora;
- Combustível da Unidade Geradora;
- Data da Liberação para Entrada em Operação Comercial;
- Data de Desativação da Unidade Geradora;
- Potência Nominal da Unidade Geradora;
- Código do Subsistema da Usina;
- Estado da Federação.

As informações dessa base estão no nível de identificação do equipamento gerador da unidade geradora, isso significa que uma mesma usina (ou seja, um mesmo código CEG) estará repetida, caso tenha mais de uma unidade geradora.⁷⁴

Para uma compreensão mais clara da estrutura dessa base de dados, é interessante analisar o exemplo da Usina Eólica de Praia Formosa, que iniciou suas operações em 26 de agosto de 2009. Esta usina é composta por seis unidades geradoras, cada uma com capacidade de 16,8 MW, totalizando assim 105 MW de capacidade instalada. Nessa base de dados, a Usina Praia Formosa estará repetida seis vezes, devido as informações referentes a cada um dos geradores. Outro exemplo é a Usina Hidráulica de Santo Antônio, com cinquenta unidades geradoras, totalizando 3.568 MW, cujo início de operação ocorreu ao longo de 2012 até 2017.

⁷² As bases de dados utilizadas da ONS e do MME foram manipuladas conforme detalhamento desde apêndice.

⁷³ ONS. Capacidade instalada de geração. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/capacidade-geracao>. Acesso em: 6 de dezembro de 2023.

⁷⁴ O Código Único do Empreendimento de Geração (CEG) é um código de identificação de 21 caracteres que é atribuído pela Aneel a cada empreendimento de geração de energia elétrica após a aprovação do pedido de outorga do empreendimento.

O Quadro 2 apresenta a base de dados bruta da capacidade instalada do ONS das usinas de Praia Formosa e Santo Antônio. É válido mencionar que as variáveis “Soma da potência por ano de entrada de operação” e “Soma da potência por código CEG” foram criadas a partir de manipulações.

Quadro 2 - Base de dados bruta da capacidade instalada do ONS das usinas de Praia Formosa e Santo Antônio

CEG	Equipamento	Quantidade de equipamentos	Nome da usina	Data de entrada de operação	Data de desativação de operação	Potência (MW)	Soma da potência por ano de entrada de operação	Soma da potência por código CEG
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG5	6	praia formosa	26/08/2009	-	16,8	105	105
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG2	6	praia formosa	26/08/2009	-	16,8	105	105
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG6	6	praia formosa	26/08/2009	-	16,8	105	105
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG3	6	praia formosa	26/08/2009	-	16,8	105	105
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG1	6	praia formosa	26/08/2009	-	16,8	105	105
EOL.CV.CE.0286 31-1.01	CEUFM- OUG4	6	praia formosa	26/08/2009	-	21	105	105
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 01	50	santo antonio	30/03/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 04	50	santo antonio	30/03/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 02	50	santo antonio	15/05/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 03	50	santo antonio	03/07/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 05	50	santo antonio	22/09/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 06	50	santo antonio	15/10/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 07	50	santo antonio	27/11/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUSSNOUG 08	50	santo antonio	18/12/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOUG G09	50	santo antonio	28/12/2012	-	69,59	626	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOUG G11	50	santo antonio	18/01/2013	-	69,59	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOUG G10	50	santo antonio	12/03/2013	-	69,59	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOUG G12	50	santo antonio	10/04/2013	-	69,59	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOUG G14	50	santo antonio	28/06/2013	-	73,29	502	3568

UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G13	50	santo antonio	05/06/20 13	-	73,29	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G17	50	santo antonio	03/08/20 13	-	73,29	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G15	50	santo antonio	19/08/20 13	-	73,29	502	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G23	50	santo antonio	09/01/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G24	50	santo antonio	22/02/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G21	50	santo antonio	22/02/20 14	-	69,59	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G22	50	santo antonio	22/02/20 14	-	69,59	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G26	50	santo antonio	27/03/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G25	50	santo antonio	27/03/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G16	50	santo antonio	25/03/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G20	50	santo antonio	08/04/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G18	50	santo antonio	08/04/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G19	50	santo antonio	08/04/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G27	50	santo antonio	05/07/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G28	50	santo antonio	20/08/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G30	50	santo antonio	21/08/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G31	50	santo antonio	16/08/20 14	-	69,59	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G29	50	santo antonio	07/08/20 14	-	73,29	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G32	50	santo antonio	05/09/20 14	-	69,59	1158	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G34	50	santo antonio	29/10/20 15	-	69,59	212	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G33	50	santo antonio	27/11/20 15	-	69,59	212	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G38	50	santo antonio	25/12/20 15	-	73,29	212	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G35	50	santo antonio	28/01/20 16	-	69,59	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G37	50	santo antonio	28/01/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G40	50	santo antonio	27/02/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G39	50	santo antonio	01/04/20 16	-	73,29	652	3568

UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G41	50	santo antonio	14/04/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G42	50	santo antonio	19/05/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G36	50	santo antonio	01/06/20 16	-	69,59	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G43	50	santo antonio	18/06/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G44	50	santo antonio	29/06/20 16	-	73,29	652	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G47	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G49	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G45	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G46	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G50	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568
UHE.PH.RO.029 707-0.01	ROUHSNOU G48	50	santo antonio	03/01/20 17	-	69,59	418	3568

Fonte: elaboração própria a partir dos dados de capacidade instalada do ONS.

Nessa base de dados, aproximadamente 20% dos CEGs possuem uma unidade geradora, 49% possuem duas unidades geradoras e 18% contam com três.

Este nível detalhado de informações na base de dados possibilita a identificação do incremento da capacidade instalada ao longo do tempo, a partir da data de liberação para entrada em operação de cada unidade geradora, bem como a data de desativação, quando aplicável. No entanto, para realizar o acompanhamento dessa dinâmica da capacidade instalada, foram necessárias manipulações específicas na base de dados, descritos a seguir. A base de dados final de capacidade instalada que será utilizada ao longo desse Relatório abrange as usinas que iniciaram as operações em 1924 até 2022, totalizando 1.396 CEGs.

Com o intuito de proporcionar uma compreensão mais aprofundada da estrutura da base final da capacidade instalada do ONS, são apresentados exemplos fictícios dispostos no Quadro 3, Quadro 4, e Gráfico 38. O Quadro 3 proporciona uma visualização da mencionada base de dados em seu formato bruto, considerando um exemplo fictício de uma Usina com código CEG 123. Nesse cenário, a usina é composta por três unidades geradoras (A1, A2 e A3), cada uma iniciando suas operações em datas distintas e sendo desativadas também em momentos diferentes.

Quadro 3 - Exemplo fictício dos dados brutos da capacidade instalada do ONS

Unidade Geradora	Código Único do Empreendimento de Geração (CEG)	Data de início das operações	Data de fim das operações	Potência (MW)
A1	123	mar/23	set/23	50
A2	123	mai/23	out/23	50
A3	123	jun/23	-	50

Fonte: elaboração própria.

O Quadro 3 mostra que a Usina com CEG 123 teve a unidade geradora A1 iniciando suas atividades em março de 2023 e sendo desativada em setembro do mesmo ano. A unidade geradora A2 teve seu início e término de operações em datas diferentes, entrando em operação em maio de 2023 e finalizando em outubro de 2023, enquanto a unidade geradora A3 iniciou suas operações em junho de 2023 e permaneceu em atividade até o último registro.

Para analisar a evolução da capacidade instalada de cada unidade geradora no empreendimento de geração, foi necessário expandir a base de dados mensalmente, levando em consideração as datas de início e desativação das operações. Após essa manipulação no software Stata, as informações foram organizadas no formato apresentado no Quadro 4.

Quadro 4 - Exemplo fictício após a manipulação da base de dados

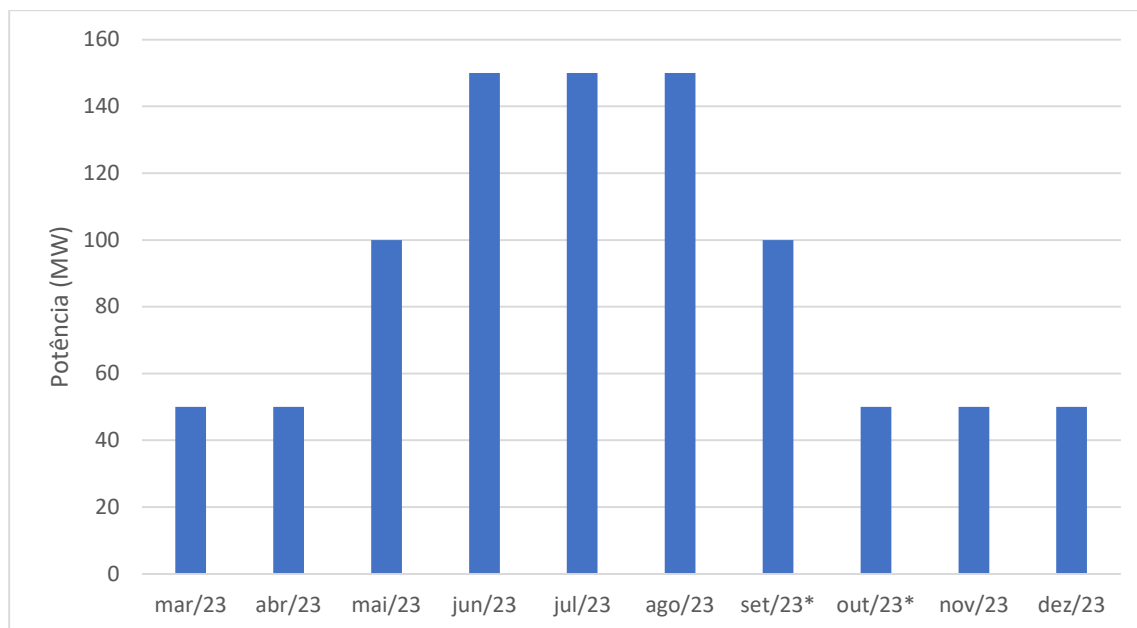
Unidade Geradora	Código Único do Empreendimento de Geração (CEG)	Data de início das operações	Data de fim das operações	Potência (MW)
A1	123	mar/23	set/23	50
A1	123	abr/23	set/23	50
A1	123	mai/23	set/23	50
A1	123	jun/23	set/23	50
A1	123	jul/23	set/23	50
A1	123	ago/23	set/23	50
A1	123	set/23	set/23	50
A2	123	mai/23	out/23	50
A2	123	jun/23	out/23	50
A2	123	jul/23	out/23	50
A2	123	ago/23	out/23	50
A2	123	set/23	out/23	50
A2	123	out/23	out/23	50
A3	123	jun/23	-	50
A3	123	jul/23	-	50
A3	123	ago/23	-	50
A3	123	set/23	-	50
A3	123	out/23	-	50
A3	123	nov/23	-	50
A3	123	dez/23	-	50

Fonte: elaboração própria.

Com a estrutura de dados apresentada no Quadro 4, é possível realizar a análise da evolução da capacidade instalada e o incremento dessa capacidade. Essa disposição dos dados possibilita conduzir análises sob diversas perspectivas, tais como identificar o mês de entrada em operação de cada unidade geradora e calcular a potência instalada adicional por mês. Isso é relevante uma vez que a mesma usina pode ter geradores que operem com diferentes combustíveis, por exemplo, sendo assim, é possível fazer uma análise mais detalhada da capacidade instalada do Brasil, principalmente das usinas beneficiadas pela Lei nº 10.312, de 2001.

Uma representação da visualização que tal formato de base permite ter pode ser visualizada no Gráfico 38.

Gráfico 39 - Exemplo fictício da potência instalada (MW) mensal da usina do CEG 123



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do exemplo fictício apresentado no Quadro 4.

Nota: * o mês e ano de operação coincidem com os da data de desativação.

Observa-se, através do Gráfico 39, a evolução mensal da potência instalada da usina com CEG 123. Importante destacar que, quando o mês e ano analisado coincidem com a data de desativação de uma unidade geradora, a potência dessa unidade é excluída da análise, como nos casos de setembro de 2023, quando a unidade A1 foi desativada, e outubro de 2023, quando a A2 foi desativada.

Base de dados - Geração de eletricidade

Com o intuito de identificar a geração de eletricidade de cada usina ao longo do tempo, utilizou-se os dados públicos disponíveis no sítio da ONS. As informações utilizadas são dispostas em uma base mensal ao nível de cada CEG, que contemplam usinas despachadas e/ou programadas pelo ONS, além de usinas não despachadas pelo ONS.⁷⁵

Algumas das informações presentes na base são:

- Código Único do Empreendimento de Geração – Aneel (CEG);
- Mês e ano da geração;
- Subsistema;
- Estado;
- Modalidade de operação;
- Tipo da usina;
- Nome do combustível;
- Nome da usina;
- Valor da geração em GWh.

A base de dados mensal abrange o período de 2000 a 2022 e totaliza 261.556 observações para um conjunto de 3.168 CEGs.

⁷⁵ ONS. Histórico da operação – Geração de energia (GWh). Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 29 de março de 2024.

Base de dados - As usinas do PPT

Para ter a listagem das usinas do PPT foi enviado pelo Ministério de Planejamento e Orçamento o “OFÍCIO SEI Nº 4681/2023/MPO” de dia 16 de outubro de 2023, ao MME. O objetivo do ofício era solicitar informações sobre os empreendimentos das usinas do PPT para a avaliação sobre a Lei nº 10.312, de 2001. “

Em resposta a solicitação, o MME e a Aneel encaminharam o Ofício Nº 1100_2023-SCE_ANEEL ao Ministério do Planejamento e Orçamento, com informações das usinas inscritas no PPT. Conforme detalhado no Ofício, visando esclarecer o processo de elaboração da lista das usinas do PPT, destacou-se que esse procedimento se baseou em: i) informações derivadas das resoluções da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE); ii) dados relativos ao momento de autorização; e iii) informações atuais.

76

As informações da base enviada podem ser visualizadas no Quadro 5.

Quadro 5 - Descrição da base de dados das usinas PPT enviadas via Ofício Nº 1100_2023-SCE_ANEEL

Informações coletadas a partir das resoluções do GCE	Informações coletadas quando a usina recebeu a autorização	Dados atuais
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nome da usina; ▪ Estado; ▪ Potência em MW; ▪ Resolução que indica que a usina estava enquadrada no PPT; ▪ Resolução que indica que a usina enquadrada, foi desenquadrada; ▪ Observações. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Número referente ao processo na Aneel; ▪ Outorga; ▪ Proprietário original; ▪ CNPJ; ▪ Potência em MW; ▪ Município; ▪ UF; ▪ Observações. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mês e ano da operação comercial; ▪ CEG; ▪ Proprietário; ▪ CNPJ; ▪ Potência em MW; ▪ Situação; ▪ Observações.

Fonte: elaboração própria a partir do Ofício Nº 1100_2023-SCE_ANEEL.

A base de dados enviada pelo Ofício e descrita no Quadro 5, abrange 76 usinas que foram classificadas como PPT. Contudo, três usinas foram desenquadradas e duas usinas não apresentam o código CEG.

No entanto, a CGU identificou duas usinas PPT que não foram mencionadas no Ofício encaminhado. Estas são a usina Cuiabá II (UTE.GN.MT.027003-2.01) e a usina Rhodia Santo André (UTE.GN.SP.040536-1.01). Além disso, a UTE AES Uruguaiana, embora não tenha sido oficialmente classificada como uma usina do PPT, está sujeita à alíquota zero do PIS/Cofins, conforme previsto para as usinas do PPT. Dado que o objetivo desta Avaliação de Resultados é analisar as usinas beneficiadas pela Lei nº 10.312, de 2001, a UTE AES Uruguaiana será incluída na análise devido aos benefícios recebidos do PIS/Cofins, apesar de não ser classificada oficialmente como parte do PPT.⁷⁷

Dessa forma, a base final com as usinas PPT beneficiadas pela Lei nº 10.312, de 2001, é composta por 74 usinas.

Compatibilização das bases de dados

As usinas PPT desfrutam de subsídio tributário, como já discutido anteriormente. Nesse contexto, ao utilizar a listagem das usinas PPT (subseção Base de dados - As usinas do PPT), foi realizado uma busca de tais usinas na base de dados de capacidade instalada (explicitada na subseção Base de dados - Capacidade

⁷⁶ O Apêndice F apresenta a listagem com as resoluções da CGE.

⁷⁷ É importante mencionar que após a resolução da CGE, a usina precisa ser autorizada pela Aneel, e com isso, receber um número de identificação, o código CEG. É esse identificador que permitirá encontrar a usina nas bases de dados existentes de capacidade instalada e de geração de eletricidade mencionadas, respectivamente, nas subseções Base de dados - Capacidade instalada e Base de dados - Geração de eletricidade.

instalada) e de geração de eletricidade (subseção Geração de eletricidade). Vale indicar que tal correspondência foi realizada utilizando-se o CEG como variável identificadora comum nas bases de dados.

É importante mencionar que, como as usinas de cogeração não compõe o planejamento da ordem de despacho do ONS, as análises dos indicadores de capacidade instalada não contemplam tais usinas (mesmo sendo elas classificadas como PPT). Sendo assim, das 74 usinas PPT, 33 são classificadas como cogeração, de forma que das 41 usinas restantes, apenas 24 usinas foram identificadas na base de dados de capacidade instalada do ONS.

É válido pontuar que a não identificação na base do ONS de todas as 41 usinas PPT, não classificadas como cogeração pode ter ocorrido devido à não construção das usinas ou a outros motivos relacionados à não inclusão destas na ordem de despacho do ONS.

Além das usinas PPT, as usinas termelétricas a carvão mineral nacional também são contempladas com os benefícios tributários aqui analisados. Dessa forma, todas as usinas listadas na base de capacidade instalada do ONS que utilizam o carvão como combustível e que se localizam na região Sul são classificadas como beneficiárias da legislação. Ao todo são 9.

Dessa forma, somando as usinas do PPT com as de carvão mineral, a base final abrange 33 usinas beneficiadas pelo subsídio à termoeletricidade.

Apêndice F - Resoluções da CGE das usinas PPT

O Quadro 6 apresenta as resoluções da CGE referentes as usinas do PPT.

Quadro 6 - Resoluções de enquadramento de empreendimentos no PPT

Resolução GCE	Total de Usinas Enquadradas	Total de Usinas Desenquadradas	Link Biblioteca ANEEL
36, de 15/08/2001	15	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001036gce.pdf
37, de 21/08/2000	2	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001037gce.pdf
47, de 18/09/2001	15	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001047gce.pdf
56, de 15/10/2001	5	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001056gce.pdf
100, de 15/01/2002	7**	3	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002100gce.pdf
101, de 15/01/2002*	18	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002101gce.pdf
105, de 24/01/2002	2	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002105gce.pdf
127, de 16/04/2002*	13	0	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002127gce.pdf
TOTAL	77***	3	

Fonte: elaboração própria a partir do OFÍCIO Nº 1100/2023-SCE/ANEEL.

Notas: * Enquadramento de empreendimentos de cogeração;

** A Resolução considera as UTE Temo Norte I e II como um único inciso;

*** Três usinas foram desenquadradas na Resolução 100/2002: UTE Riogen, UTE Termo Catarinense Norte e UTE Vitória.