

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – UNIRIO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E POLÍTICAS - CCJP
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DIREITO – PPGD
MESTRADO EM DIREITO**

JAQUES GHEINER

**POLÍTICA PÚBLICA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E
SUSTENTABILIDADE**

RIO DE JANEIRO

2021

JAQUES GHEINER

**POLÍTICA PÚBLICA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E
SUSTENTABILIDADE**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito – PPGD do Centro de Ciências Jurídicas e Políticas – CCJP da Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro – UNIRIO como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Direito.

Linha de pesquisa: Direito, Políticas Públicas e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Bessa Antunes

RIO DE JANEIRO

2021

G412 Gheiner, Jaques
Política pública de energia elétrica no Brasil e sustentabilidade / Jaques Gheiner. -- Rio de Janeiro, 2021.
135

Orientador: Paulo de Bessa Antunes.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Direito, 2021.

1. . I. Antunes, Paulo de Bessa, orient. II.
Título.

JAQUES GHEINER

**POLÍTICA PÚBLICA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E
SUSTENTABILIDADE**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito – PPGD do Centro de Ciências Jurídicas e Políticas – CCJP da Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro – UNIRIO como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Direito.

Linha de pesquisa: Direito, Políticas Públicas e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Bessa Antunes

Aprovado em: 20 de maio de 2021.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Paulo de Bessa Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro – UNIRIO

Prof. Dra. Giulia Parola
Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro – UNIRIO

Profa. Dra. Danielle de Andrade Moreira
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pela criação, educação e pelo apoio permanente.

À Gilda, querida companheira e parceira de uma vida.

Aos filhos Fernando e Alexandre, à nora Liana e aos netos Vicente e Rafael, por constituírem, junto com Gilda, uma família amorosa.

Aos amigos, que enriquecem a vida.

Aos colegas da turma de mestrado da UNIRIO, que formaram um grupo motivado e participativo nas aulas e nos seminários.

Ao Professor Paulo Bessa, pela orientação, pela ampliação do escopo do trabalho, pelas indicações de foco adequado e pelas muitas observações agregadoras.

À Professora Giulia, que bem conduziu o grupo de pesquisa, com ótimas indicações de fontes e com constante estímulo ao debate participativo, bem como pela indicação de lacunas.

À professora Danielle de Andrade Moreira pela proveitosas críticas e indicação de fontes.

À Professora Patrícia Serra, que propiciou um estágio docente enriquecedor e instrutivo.

À banca de qualificação, que apontou deficiências e faltas com indicação dos rumos corretos.

Ao amigo Fernando Alvim Carijó que leu a primeira versão e fez várias sugestões aproveitadas.

Ao conjunto de professores do curso de Mestrado em Direito da UNIRIO, pela dedicação e empenho em levar aos alunos o melhor dos seus conhecimentos durante os respectivos cursos, além de propiciar um bom ambiente para o desenvolvimento dos seminários.

RESUMO

O presente trabalho aborda a política pública de energia elétrica no Brasil com ênfase na reforma implementada no governo Fernando Henrique Cardoso, sob a ótica da sustentabilidade econômica, social e ambiental. Primeiramente, associa-se o incremento do efeito estufa resultante das emissões antropogênicas com o aumento da temperatura média na superfície do planeta. Descreve-se a diferenciação de emissão de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica por tipo de fonte. Analisa-se a mudança histórica de uso do solo, os instrumentos de proteção ao meio ambiente e de enfrentamento das mudanças climáticas. Em seguida, se faz um levantamento histórico da evolução da política pública de energia elétrica no Brasil. Abordam-se as razões históricas e o contexto internacional que motivaram a implantação do novo modelo a partir do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. É feito um levantamento das mudanças regulatórias e institucionais que caracterizaram sua implantação. A alteração corretiva do modelo, feita no governo Luiz Inácio Lula da Silva, é descrita e avaliada. Aspectos de sustentabilidade econômica, social e ambiental são analisados. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) é descrito e seus resultados são avaliados. É feito um estudo dos resultados dos leilões de venda de energia para as distribuidoras implementados a partir da reforma do governo Lula. Compara-se os resultados dos leilões com os do PROINFA. Analisa-se a evolução do setor sob o aspecto de sustentabilidade.

Palavras-chave: Política Pública. Energia Elétrica. Sustentabilidade.

ABSTRACT

The present work addresses the public policy of electric energy in Brazil with emphasis on the reform implemented under the Fernando Henrique Cardoso administration, from the perspective of economic, social, and environmental sustainability. Firstly, the increase in the greenhouse effect resulting from anthropogenic emissions is associated with the increase of the average temperature on the planet's surface. Electricity generation sources are differentiated according to greenhouse gas emissions. The historical change in land use, the instruments for protecting the environment and coping with climate change are analyzed. Then, a historical survey of the evolution of public electricity policy in Brazil is carried out. The historical reasons and the international context that motivated the implantation of the new model are addressed. A survey is made of the regulatory and institutional changes that characterized its implementation. The modification of the model, made during the Luiz Inácio Lula da Silva administration, is described, and evaluated. Aspects of economic, social, and environmental sustainability are analyzed. The Incentive Program for Alternative Sources of Electric Energy (PROINFA) is described, and its results are assessed. Results of the auctions for the sale of energy to the distributors implemented since the reform of the Lula administration are described and evaluated. These results are compared with those of PROINFA. The evolution of the sector is analyzed under the aspect of sustainability.

Keywords: Public Policy. Electricity. Sustainability.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	EFEITO ESTUFA, EMISSÕES ANTROPOGÊNICAS E AQUECIMENTO GLOBAL	14
2.1	Efeito Estufa e Emissões Antropogênicas	14
2.2	Emissões e Aquecimento Global	20
3	DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	26
3.1	Crescimento Populacional e Mudança de Uso do Solo	26
3.2	Instrumentos de Direito e de Política Pública de Proteção e Preservação do Meio Ambiente	29
3.2.1	Instrumentos Internacionais Não Vinculantes (<i>Soft Law</i>)	29
3.2.2	Proteções Constitucionais ao Meio Ambiente	33
3.2.3	Alterações Climáticas e o Regime Internacional do Clima	35
3.2.4	Política Nacional sobre Mudança do Clima	41
4	FORMAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (1889-1995)	44
4.1	República Velha (1889-1930)	44
4.2	Período de 1931 a 1945	45
4.3	Período de 1946 a 1962	47
4.4	Período de 1963 a 1979 - Estatização	50
4.5	Período de 1980 a 1995 – Privatização	53
4.6	Consenso de Washington	57
5	REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS GOVERNOS FERNANDO HENRIQUE CARDOSO E LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA, PROINFA, LEILÕES E SUSTENTABILIDADE	63
5.1	Política de energia elétrica no governo Fernando Henrique Cardoso	63
5.2	Crise de 2001	72
5.3	Apoio à CBEE	80
5.4	PROINFA	81
5.5	Alteração dos marcos regulatório e institucional	92
5.6	Leilões para compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR)	102
5.7	Custo de energia nos leilões e no PROINFA	111
5.8	Crescimento do número de agentes no novo modelo	111
6	CONCLUSÃO	115
	REFERÊNCIAS	118

1 INTRODUÇÃO

A vida moderna é caracterizada pelo uso intensivo de energia, no transporte, na indústria, na agropecuária, nos serviços e nas residências.

Em 2020, os setores que mais consumiram energia no Brasil foram, pela ordem, o de transportes com 32,7%, o industrial com 30,4%, o setor energético com 11,2%, as residências com 10,3%, o de serviços com 5,1% e a agropecuária com 4,9% (EPE, 2020b).

A queima de combustíveis fósseis para a geração de energia tem como subproduto a emissão antrópica de gases de efeito estufa [GEE] (dióxido de carbono, óxido nitroso, metano, entre outros). As emissões acumulam-se na atmosfera e incrementam o efeito estufa, provocando aumento da temperatura atmosférica com efeitos deletérios na alteração do clima.

Em 1992, a Organização das Nações Unidas adotou o texto da Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima da Organização das Nações Unidas (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC). Em 21 de março de 1994 a Convenção entrou em vigor com a adesão de 196 países (UN, 2020).

O objetivo final da Convenção é a estabilização da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera em nível que impeça, ou mitigue, a interferência antropogênica danosa ao sistema climático. Temporalmente, este objetivo deve ser efetivado de modo a permitir a continuidade do desenvolvimento econômico de um modo sustentável (UN, 1992a).

O Brasil é Estado parte da Convenção que foi internalizada através do Decreto nº 2.652 de 1º de julho de 1998 no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (BRASIL, 1998b).

A energia elétrica é a forma de energia mais flexível em termos de transmissão, facilidade de uso e variedade de aplicações. Tem uma variedade de usos e aplicações superior a outras formas de energia primária como petróleo. A eletricidade é utilizada para fornecer luz artificial, para ativar eletrodomésticos, para acionar fogões ou fornos elétricos, para aquecimento das casas, para alimentar carros elétricos (CAMPBELL, 2020).

No Brasil, as indústrias e as residências têm na eletricidade a principal fonte de consumo energético, constituindo 21,4% e 46% das respectivas matrizes energéticas (EPE, 2020b).

O setor de transportes no Brasil não é consumidor significativo de energia elétrica, mas a tendência é que nos próximos anos haja aumento de consumo de eletricidade neste

setor, devido ao crescente mercado de veículos elétricos. Em 2020 a frota de veículos elétricos chegou a 42.269 veículos, incluindo os híbridos (ABVE, 2021). A frota total circulante em 2020 foi de 46,2 milhões de veículos (SINDIPEÇAS, 2021). De 2019 para 2020 houve um crescimento de emplacamento de veículos elétricos de 66,5% (ABVE, 2021).

A partir dos anos 1960 o sistema elétrico brasileiro se desenvolveu de forma centralizada, controlado pelo setor público. Foram feitas obras de geração hidráulica de grande porte, construídas grandes redes de transmissão e a interconexão dos sistemas hidroelétricos, sob o planejamento e coordenação operacional da Eletrobras, sociedade de economia mista, que também era a *holding* de grandes empresas de geração e transmissão de energia elétrica (GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 2; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 307-308; CMEB, 2016; CACHAPUZ, 2003).

Esse modelo centralizado se esgotou pela situação de crescente endividamento do governo brasileiro, devido aos choques de preço de petróleo, o que implicou em falta de condições para investir no sistema elétrico (CACHAPUZ, 2003, p. 99, 135; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 310-311; GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 3).

A partir de 1995, o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, com vistas à atração de novos investimentos no setor elétrico e ao fortalecimento do mercado, passou a implementar uma reforma do sistema elétrico, através de privatizações e da abertura para integração de novos agentes privados (JARDINI *et al*, 2002, p. 21; CACHAPUZ, 2003, p. 162; GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 4).

Para o desenvolvimento da política pública setorial foi necessária a implementação de um novo arcabouço institucional, através de um conjunto de leis e decretos.

As diretrizes estabelecidas na legislação de reforma do setor elétrico contemplaram, de um lado, o incremento de sustentabilidade econômica e social do setor e, de outro lado, o incentivo à diversificação para fontes renováveis na geração de energia elétrica, ou seja, a sustentabilidade ambiental. Trata-se de ponto de aderência com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2001d; BRASIL, 2002c).

Após a reforma do setor elétrico, a partir de meados dos anos 1990, o governo não investiu na geração e na transmissão, com vistas à estabilização econômica e ao não incremento da dívida externa. Em particular, as geradoras federais não puderam fazer novos investimentos pela política de austeridade fiscal do governo (JARDINI *et al*, 2002, p. 22; GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 7).

Embora a expectativa fosse que o setor privado preenchesse esta necessidade de investimentos, isso não ocorreu por vários motivos: (a) oposição às mudanças e ao processo de privatização; (b) defasagem entre o preço do gás boliviano comprado em dólar e as tarifas de eletricidade em reais; (c) política de controle de inflação; (d) falta de regras claras para o novo modelo; (e) dificuldade na comercialização de contratos de venda de eletricidade de longo prazo para garantir financiamento de projetos; (f) cumprimento de requisitos ambientais (JARDINI *et al*, 2002, p. 22-23; GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 6-8).

A combinação da falta de investimentos no setor elétrico com um período de menor índice pluviométrico durante o primeiro semestre de 2001, que fez os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas chegarem a níveis muito baixos, provocou a crise de energia elétrica de 2001. O governo promoveu o racionamento de energia elétrica através de política tarifária e deslanchou um programa de instalação de usinas termoeletricas, a maior parte delas movidas a combustíveis fósseis (CACHAPUZ, 2003, p. 274-277; JARDINI *et al*, 2002, p. 22-24; GOLDENBERG; PRADO, 2003, p. 7).

Para atração de investimentos em empreendimentos de geração com base em energias renováveis, implementou-se, através da Lei 10.438 de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O programa utilizou o mecanismo de tarifa *feed-in*, em que foram oferecidos contratos de longo prazo com a Eletrobras e garantia de preço compatível com o custo de cada tecnologia utilizada (BRASIL, 2002c).

O modelo de comercialização de energia elétrica sofreu um ajuste importante no governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, através da Lei 10.848 de 15 de março de 2004. A comercialização de energia elétrica para as distribuidoras foi reformulada com a instituição de leilões regulados, categorizados por empreendimentos existentes, empreendimentos novos e fontes alternativas. Garantiram-se as demandas das distribuidoras para atender os mercados nas respectivas áreas de atuação (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004e).

A Lei 10.848 autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável por: (a) promover os leilões de compra e venda de energia elétrica na esfera do mercado regulado; (b) registrar os contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) apurar mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados (CCEE, 2021i).

No ambiente de contratação regulada, passou a haver, por parte do Estado, maiores controle e regulamentação na comercialização e contratação de energia elétrica, e na implantação de novos empreendimentos de geração. Como consequência, criou-se a necessária segurança para a atração de investimentos privados, e para a multiplicação dos agentes de geração (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004e).

De outro lado, a Lei 10.848 ratificou o mercado livre para os chamados consumidores livres, que atendessem uma faixa mínima de consumo de energia elétrica. Ao longo do tempo, o requisito de quantidade mínima de consumo para se tornar consumidor livre e ter poder de escolha na compra de energia foi diminuindo, o que ensejou um aumento importante do número de consumidores livres (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004e).

A continuidade e aperfeiçoamento da política pública do setor elétrico, através de sucessivos governos, a caracteriza como uma política de Estado.

Nesta dissertação pretende-se avaliar os resultados e ajustes dessa política quanto aos objetivos: (a) de suprir o país, com segurança, da energia elétrica necessária; (b) de desenvolver um mercado com grande número de agentes privados e maior concorrência; (c) de oferecer modicidade de tarifas para o consumidor final; (d) de estimular o incremento de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas renováveis.

É feita uma análise da evolução temporal da matriz de fontes energéticas na geração de eletricidade.

Avalia-se o PROINFA quanto ao atingimento de seus objetivos, e compara-se o programa, quanto aos resultados, com o sistema de leilões, posteriormente implementado no governo Luiz Inácio Lula da Silva.

A pesquisa tem como base o levantamento de dados a partir de consulta à legislação, a fontes de direito internacional, às fontes de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Foram pesquisados artigos, livros e informes setoriais

Na segunda seção, são abordados o efeito estufa, as emissões oriundas da atividade humana, o aumento de temperatura no planeta e as conexões históricas entre emissões antropogênicas e aumento de temperatura. É descrita a diferenciação de emissões por fonte energética de geração.

Na terceira seção aborda-se como a presença do homem no planeta alterou o uso do solo. Esta alteração tem causado pressão no meio ambiente não apenas pelo desflorestamento

e ocupação de áreas verdes, como também pelas atividades poluidoras, em especial agropecuária, que passam a se dar no solo ocupado. Em seguida são tratados instrumentos de direito e de política pública internacional e nacional para a proteção e preservação do meio ambiente. São analisados os principais instrumentos de enfrentamento da mudança climática, tanto na esfera global como na nacional.

A formação do setor elétrico brasileiro é abordada na quarta seção, passando pela República Velha, pelos dois governos do Presidente Getúlio Vargas, pelo regime militar, até chegar à redemocratização e aos anos 1990. Os movimentos de mudança institucional, de estatização e depois de privatização são analisados.

Na quinta seção, é levantada a evolução da política nacional para o setor de eletricidade, a partir das alterações institucionais e regulatórias no governo do Presidente Fernando Henrique Cardosos. São descritas as razões históricas das alterações, bem como a criação dos marcos regulatórios e das bases institucionais.

Analisa-se a crise de energia elétrica de 2001 e seus efeitos na política de energia elétrica.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), como introdutor e indutor da geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas renováveis, é descrito, juntamente com uma análise de seus resultados.

A importante mudança na comercialização de energia para as distribuidoras, via leilões regulados, no governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, é descrita e os resultados destes leilões são analisados, quantitativamente e qualitativamente.

Comparam-se os resultados dos leilões com os resultados do PROINFA.

Na conclusão, avaliam-se os efeitos da evolução da atual política pública de energia elétrica do ponto de vista da sustentabilidade econômica, social e ambiental.

2 EFEITO ESTUFA, EMISSÕES ANTROPOGÊNICAS E AQUECIMENTO GLOBAL

2.1 Efeito Estufa e Emissões Antropogênicas

O efeito estufa é o processo pelo qual a radiação da atmosfera de um planeta aquece a superfície do planeta a uma temperatura acima do que seria sem essa atmosfera (IPCC, 2013).

Gases radiativamente ativos na atmosfera de um planeta, denominados gases de efeito estufa, irradiam energia em todas as direções. Parte dessa radiação é direcionada para a superfície, aquecendo-a. A intensidade da radiação descendente – ou seja, a força do efeito estufa – dependerá da temperatura da atmosfera e da quantidade de gases de efeito estufa que a atmosfera contém (IPCC, 2007; SMIL, 2002, p. 107-110; LINDSEY, 2019).

A sustentabilidade da vida na Terra depende do efeito estufa. A ausência do efeito estufa natural implicaria em uma temperatura média na superfície da Terra abaixo do ponto de congelamento da água, que tornaria impossível a vida como a conhecemos. As atividades humanas, no entanto, principalmente a queima de combustíveis fósseis e o desmatamento das florestas, incrementaram o efeito estufa e causaram o aquecimento global (IPCC, 2007).

O incremento do efeito estufa, causado pelas emissões antropogênicas, faz com que haja uma diminuição da quantidade de radiação infravermelha que escapa para o espaço, e aumente a quantidade de radiação infravermelha que retorna para a superfície terrestre, causando aumento de temperatura. Este fenômeno está representado na Figura 1

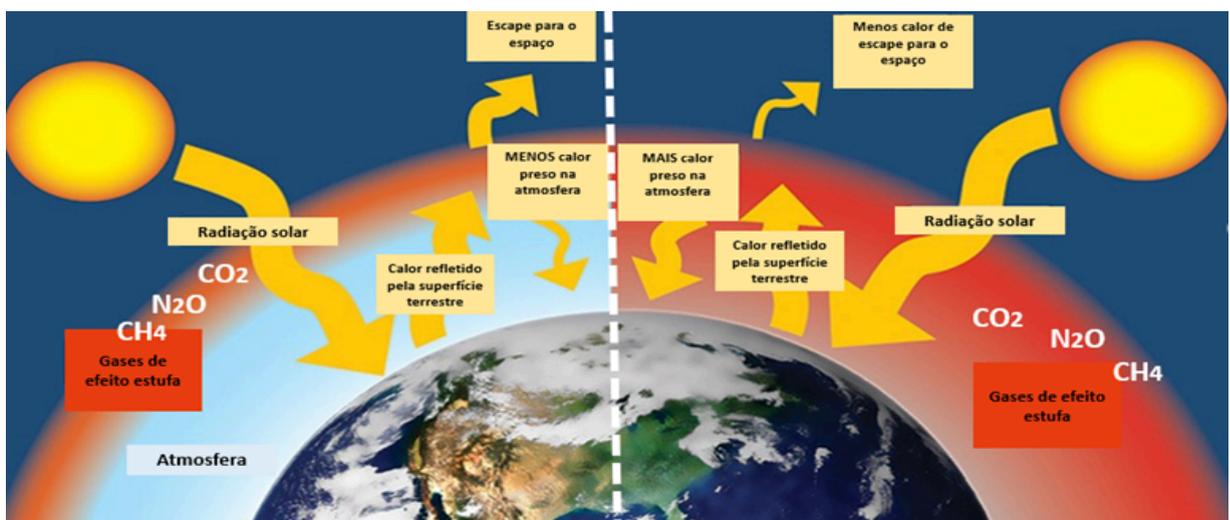


Figura 1 (Will Elder, NPS)

O vapor de água é o gás de efeito estufa mais importante (IPCC, 2007). Os principais gases de efeito estufa antropogênicos são o dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), o óxido nítrico (N₂O) e os gases fluorados (F-gases). As proporções de emissão desses gases (em termos de potencial de aquecimento global), tendo como base emissões globais de 2010, estão representadas na Figura 2 (EPA, 2014).

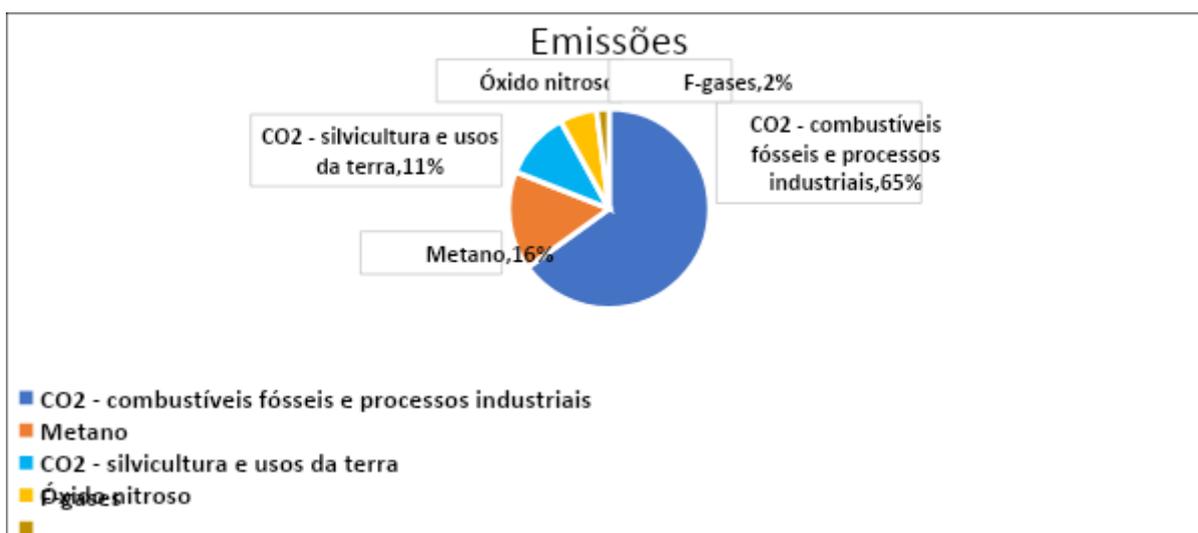


Figura 2

O dióxido de carbono é emitido, principalmente, pela queima de combustíveis fósseis. Também é emitido a partir de desflorestamento e limpeza de terreno para agricultura e pecuária. De outro lado, a terra pode remover dióxido de carbono da atmosfera através de reflorestamento e outras atividades de plantio. Em 2010, o dióxido de carbono foi responsável por 76% de todas as emissões de efeito estufa. (EPA, 2014; EPA, 2019).

As emissões de metano se originam de atividades vinculadas à agropecuária, gestão de lixo orgânico, uso de energia e queima de biomassa (EPA, 2014; EPA, 2019).

As atividades vinculadas à agricultura, como o uso de fertilizantes, são a principal fonte de emissões de óxido nítrico. A queima de combustíveis fósseis também gera óxido nítrico (EPA, 2014; EPA, 2019).

As contribuições de emissão de gases fluorados vêm de processos industriais, da refrigeração, e do uso de vários produtos de consumo (EPA, 2014; EPA, 2019).

Para a mesma massa, diferentes gases de efeito estufa têm diferentes potenciais de aquecimento global. A tabela da Figura 3 exibe os potenciais de vários gases, tomando-se o CO₂ como referência. Esta tabela está baseada no quinto relatório de avaliação (AR5) do

IPCC - Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas de 2014 (MYHRE, G. et al, 2013, p. 731-734).

Gás de Efeito Estufa (GEE)	Potencial de Aquecimento Global (PAG)
Dióxido de carbono (CO ₂)	1
Metano (CH ₄)	28
Óxido nitroso (N ₂ O)	265
Hidrofluorcarbonetos (HFCs)	4 – 12.400
Perfluorcarbonetos (PFCs)	6.630 – 11.100
Hexafluoreto de enxofre (SF ₆)	23.500
Trifluoreto de nitrogênio (NF ₃)	16.100

Figura 3

A uniformização da medição de emissões de diferentes gases de efeito estufa, segundo os respectivos impactos de aquecimento global, se dá através da medida de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). A quantidade (massa) de gás de efeito estufa em dióxido de carbono equivalente é obtida multiplicando-se a quantidade (massa) do gás de efeito estufa (GEE) pelo seu potencial de aquecimento global (PAG) (BRANDER, 2012).

As emissões globais de gases de efeito estufa por setor de atividade humana estão representadas na Figura 4 (IPCC, 2014, p. 9).

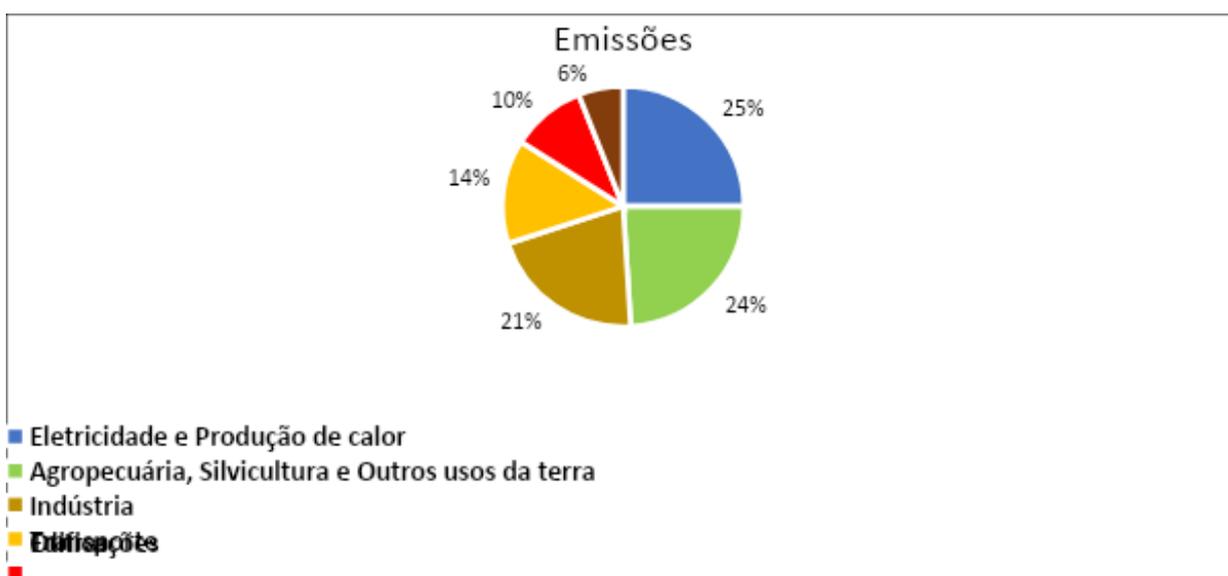


Figura 4

Seguem-se as descrições dos tipos de atividade econômica (EPA, 2019):

(a) Eletricidade e Geração de Calor. A queima de carvão, gás natural e derivados de petróleo para geração de eletricidade e calor é a maior fonte isolada de emissões globais de gases de efeito estufa.

(b) Indústria. As emissões de gases de efeito estufa da indústria se originam principalmente da queima de combustíveis fósseis para geração local de energia. Este setor inclui também emissões associadas a transformações químicas, metalúrgicas e minerais, que não estão vinculadas a consumo energético, e gerenciamento de lixo. Este setor não inclui as emissões devido à energia elétrica consumida pelas indústrias.

(c) Agropecuária, aproveitamento das florestas e outros usos da terra. As emissões deste setor provêm principalmente agricultura, da pecuária e do desflorestamento.

(d) Transporte. As emissões envolvem principalmente a queima de combustíveis fósseis para transporte rodoviário, aéreo e marítimo. Cerca de 95% da energia para transporte no mundo vem dos combustíveis derivados de petróleo, principalmente gasolina e diesel.

(e) Edifícios e casas. As emissões deste setor provêm da geração local de energia, da queima de combustíveis para aquecimento ou para cozinhar em casa. As emissões originadas da eletricidade consumida nas casas e edifícios estão excluídas deste setor.

(f) Outras energias. Este setor se refere a emissões do setor de energia que não estão diretamente associadas com eletricidade ou produção de calor, como extração de petróleo, refino, processamento e transporte.

As emissões de gases de efeito estufa, no ano de 2018, dos principais países emissores estão dispostas no gráfico da Figura 5 (CW, 2021).

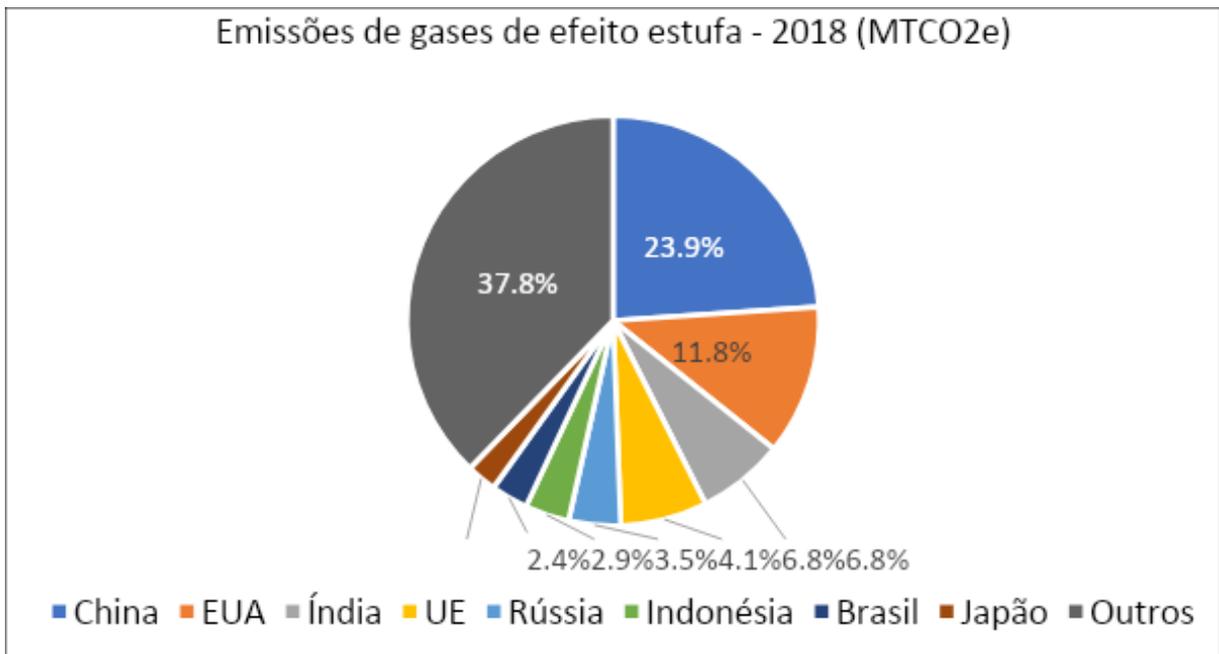


Figura 5

O gráfico da Figura 6, elaborado a partir de dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa - SEEG, mostra as emissões no Brasil por setor de atividade humana, em 2019 (SEEG, 2021).

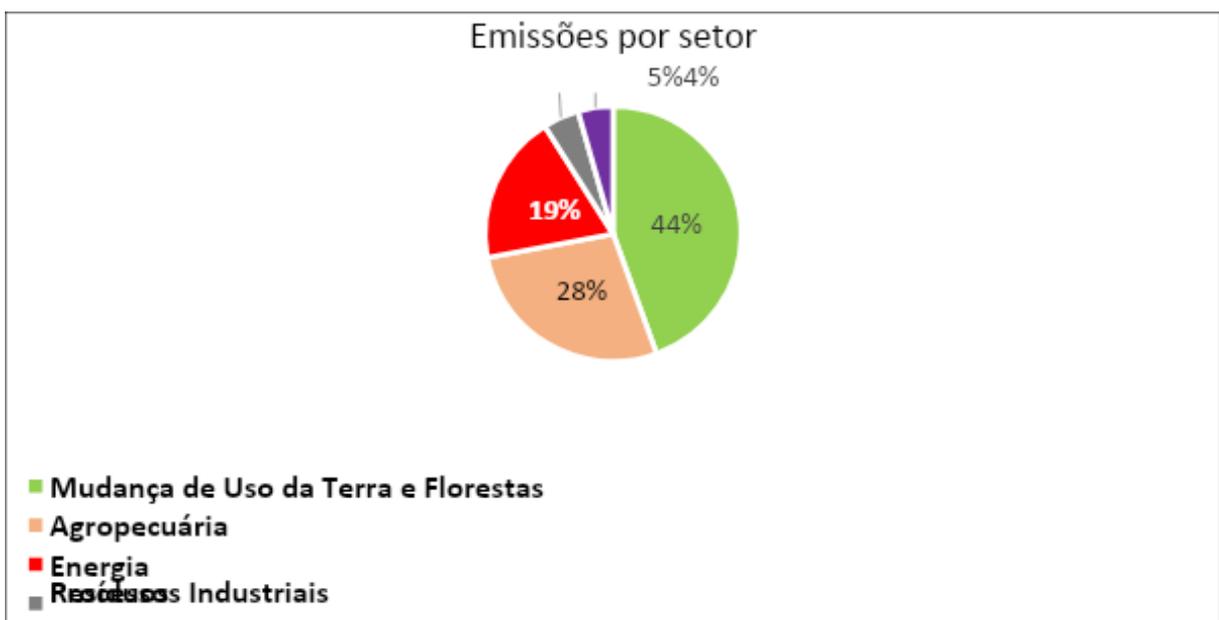


Figura 6

Uma comparação dos gráficos das Figuras 4 e 6 evidencia que a participação de energia na matriz brasileira de emissões é bem menor que a mundial e que a participação de uso da terra, mudanças de uso da terra, silvicultura e agropecuária na matriz de emissões nacional é muito maior do que na mundial.

Essas diferenças se explicam pelos seguintes fatos: (1) a matriz energética elétrica do Brasil é, proporcionalmente, tem mais base em fontes renováveis do que a matriz mundial (EPE, 2021c, p. 4); (2) em 2020, o Brasil foi o quarto maior produtor de grãos (arroz, cevada, soja, milho e trigo) do mundo, responsável por 7,8% da produção mundial e teve o maior rebanho bovino do mundo, responsável por 9,2% da produção de carnes no mundo (EMBRAPA, 2021), características diferenciadas da média dos outros países; (3) o setor de mudança de uso da terra, principalmente por meio de desflorestamento na Amazônia, é o principal emissor de gases de efeito estufa no Brasil e a Amazônia representa uma enorme área de floresta não replicada, na média, em outros países (ANGELO; RITTL, 2019, p. 16-17).

As emissões oriundas de energia no Brasil estão ordenadas por subsetor no gráfico da Figura 7, com dados de 2019 (SEEG, 2021).

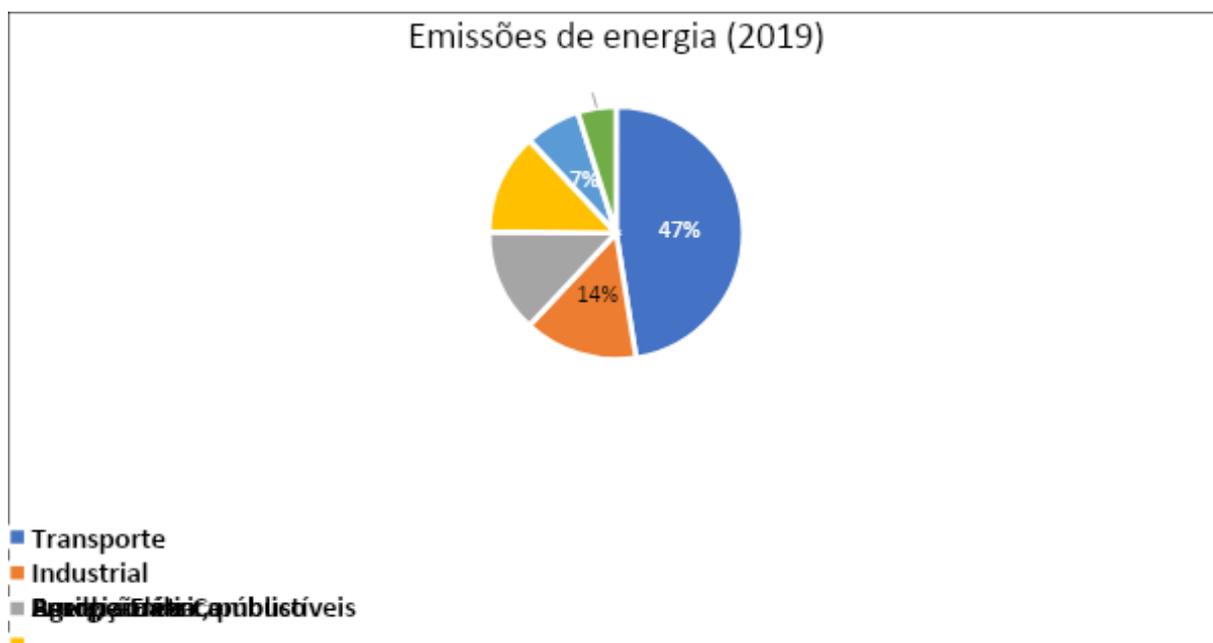


Figura 7

Em 2020, as emissões associadas ao setor de energia atingiram 398,3 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO₂e), dois quais a maior fração, 179,8 Mt CO₂e, que representa 45,1% do total, foi gerada no setor de transportes (EPE, 2021b, p. 54).

O setor de transportes em 2020 apresentou uma matriz de consumo energético composta por 25% de fontes renováveis (etanol anidro, etanol hidratado, biodiesel), o mesmo patamar de 2019 (EPE, 2021b, p. 30).

A substituição progressiva de veículos com motores de combustão interna por veículos elétricos vai implicar em diminuição de emissão do setor de transporte, porém vai exigir que o setor de geração de energia elétrica tenha capacidade suficiente para suportar o incremento de uso de energia elétrica.

Que esta geração adicional seja principalmente de fontes renováveis é fundamental para que haja uma diminuição das emissões e não uma simples transferência do setor de transporte para o setor de geração de energia elétrica.

2.2 Emissões e Aquecimento Global

As duas Revoluções Industriais alteraram a vida humana no planeta.

A primeira, de 1760 até alguma data entre 1820 e 1840, caracterizou-se pela invenção e utilização da máquina a vapor e marcou a transição para novos processos de manufatura na Europa e nos Estados Unidos. Um aproveitamento posterior da máquina a vapor foi a invenção da locomotiva a vapor. No fim do século dezenove, foi projetada a turbina a vapor que substituiu a máquina a vapor a pistão para geração de energia elétrica (KANEFSKY; ROBEY, 1980; NUVOLARI; VERSPAGEN; TUNZELMANN, 2011; BUCHANAN, 2019; JEVONS, 1931).

As máquinas a vapor dependiam, para transformar água em vapor, da queima de carvão, com a conseqüente emissão de dióxido de carbono na atmosfera, e muitos cientistas acreditam que o processo de industrialização deflagrado pelas máquinas a vapor de Newcomen e Watt, há cerca de dois séculos e meio atrás, começou a alterar a composição física do nosso planeta (MCKIE, 2015).

A segunda revolução industrial, geralmente datada de 1870 a 1914, teve dois grandes fatores de impulso. Um tecnológico e outro no racionalismo da produção.

Na segunda metade do século XIX, foram desenvolvidos novos métodos de administração e operação na indústria e inventos como o motor de combustão interna, o telégrafo, o processo Bessemer de siderurgia, além da construção de redes de ferrovias e da implantação de hidrovias com barcos a vapor (JEVONS, 1931; ENGELMAN, 2019).

O Ford modelo T começou a ser produzido e comercializado em 1908 nos Estados Unidos. Muitas das características essenciais da racionalização operacional foram aplicadas na sua fabricação, como máquinas especializadas, linha de produção contínua, especialização na produção de componentes, o que permitiu a produção em larga escala e redução de custo do modelo que acabou, em 1923, por dominar cerca de 55% do mercado. (WELLS, 2007).

Desde 1751, época do início da primeira revolução industrial, até 2018, foram emitidas para a atmosfera pouco mais de 2,48 trilhão de toneladas de CO₂. Aproximadamente metade desta quantidade foi emitida de 1986 a 2018. Os gráficos da Figura 8, construídos a partir dos dados levantados por Boden, Marland e Andres (2017), e por Climate Watch (CW, 2021), abrangem, respectivamente, os períodos de 1751 a 2014 e de 1850 a 2018. Indicam, a partir do final da segunda revolução industrial, o acentuado crescimento da emissão anual de CO₂.

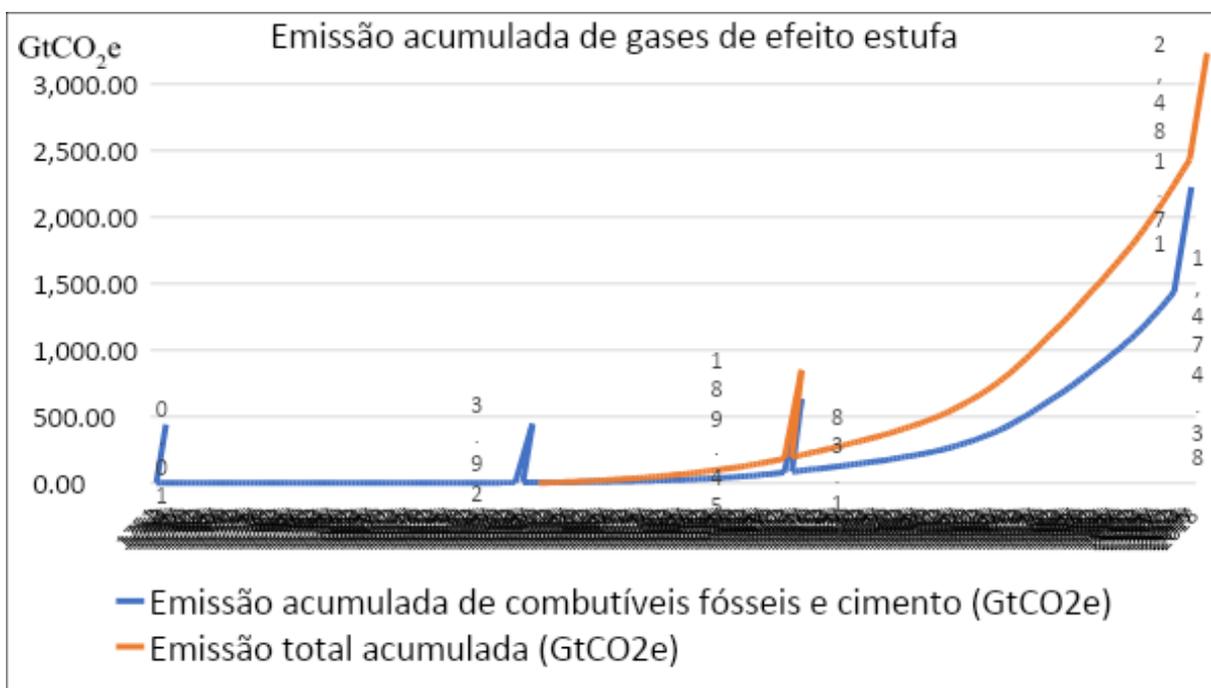


Figura 8

Do início da primeira revolução industrial em 1751 até o fim da segunda revolução industrial em 1914, em um intervalo de tempo de 164 anos, a quantidade total de emissões

acumuladas por combustíveis fósseis e cimento é de 83 GtCO₂e (bilhões de toneladas de CO₂), e a total (estimada) é de cerca de 200 GtCO₂e. Nos 100 anos de 1914 para 2014 são acumuladas emissões de cerca de 1.390 GtCO₂e por combustíveis fósseis e cimento, e nos 104 anos de 1914 a 2018 são acumuladas emissões totais de cerca de 2.290 GtCO₂e. Neste menor período (menos um terço aproximadamente) a emissão acumulada foi multiplicada por mais de dez vezes.

As emissões anuais globais crescentes de gases de efeito estufa aparecem no gráfico da Figura 9 construído a partir de dados de Climate Watch (CW, 2021).

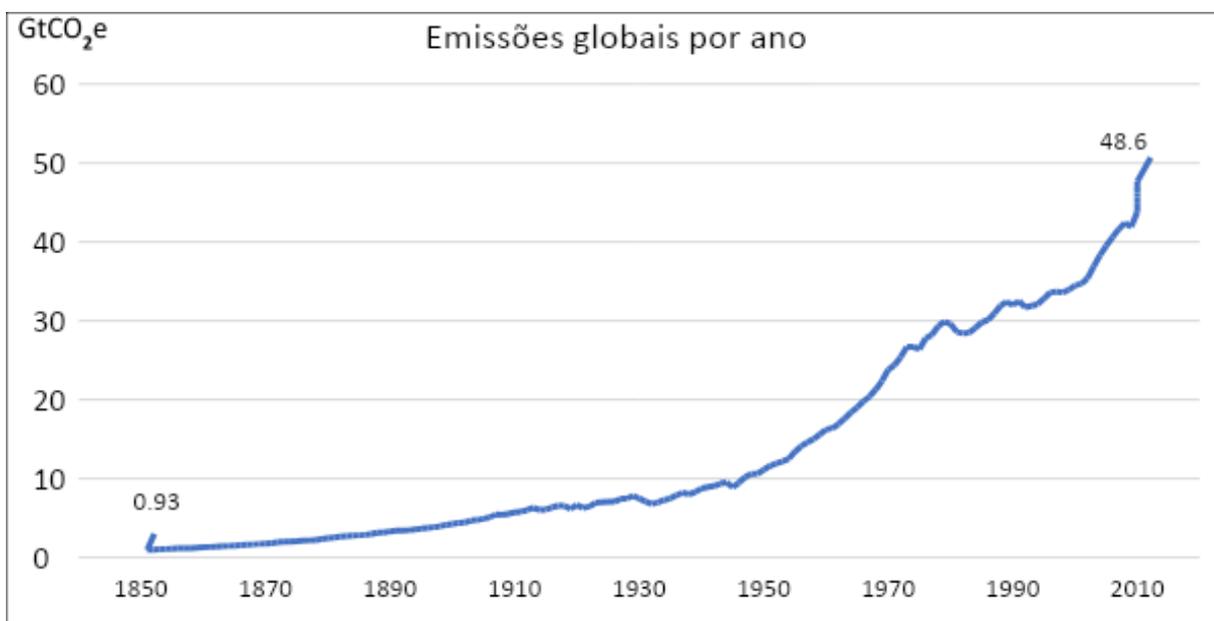


Figura 9

A concentração de CO₂ na atmosfera em partes por milhão (ppm) desde 1958 até 2019 é exibida no gráfico da Figura 10 (NOAA, 2020). A linha vermelha corresponde às médias mensais de concentração de CO₂, a linha preta às médias móveis de sete anos do mesmo mês, considerando-se três anos para trás e três anos para frente. Em dezembro de 2019 a concentração medida foi de 411,76 ppm.

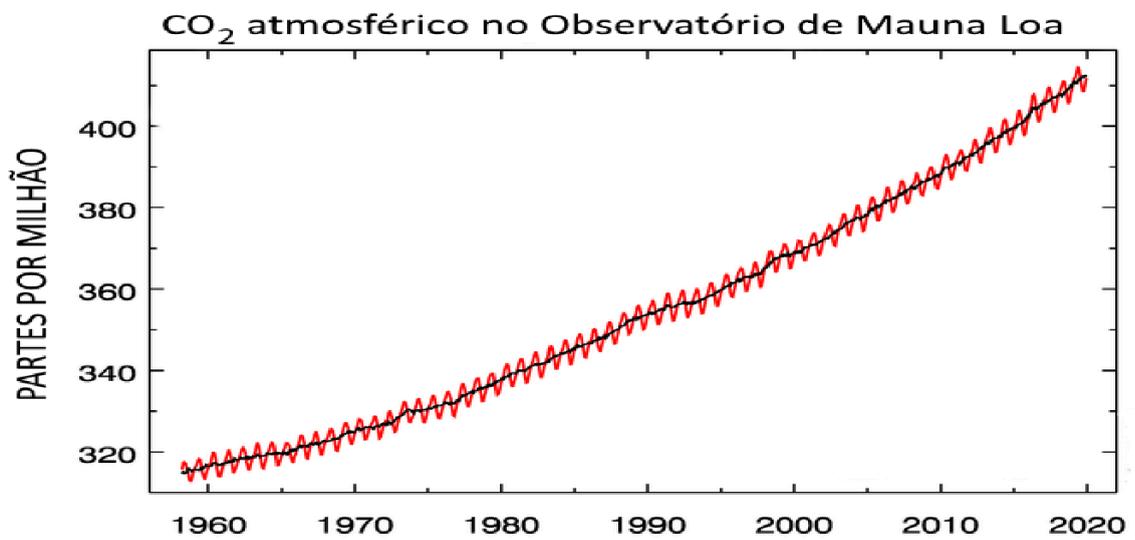


Figura 10

Observa-se um incremento de cerca de 30% de concentração de CO₂ na atmosfera, desde 1958 até dezembro de 2019. Isso mostra que é muito significativo o efeito atmosférico das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa.

Com base em dados estimados a partir de amostras de ar preso no gelo da Antártica, foi construído o gráfico da Figura 11. Mostra que desde 1010, até a segunda revolução industrial, a concentração de CO₂ na atmosfera estava estabilizada numa faixa entre 270 e 290 ppm (ETHERIDGE *et al*, 1998; EGGLETON, 2013).

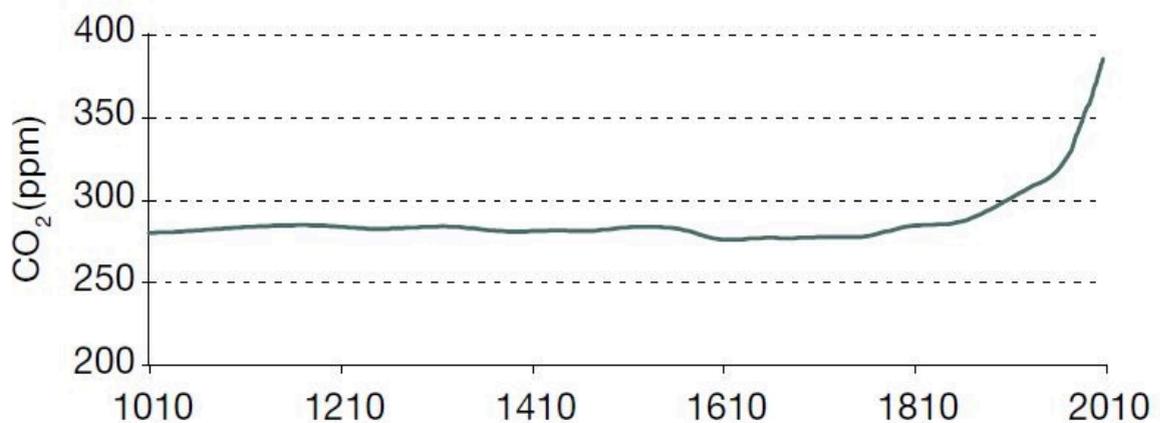
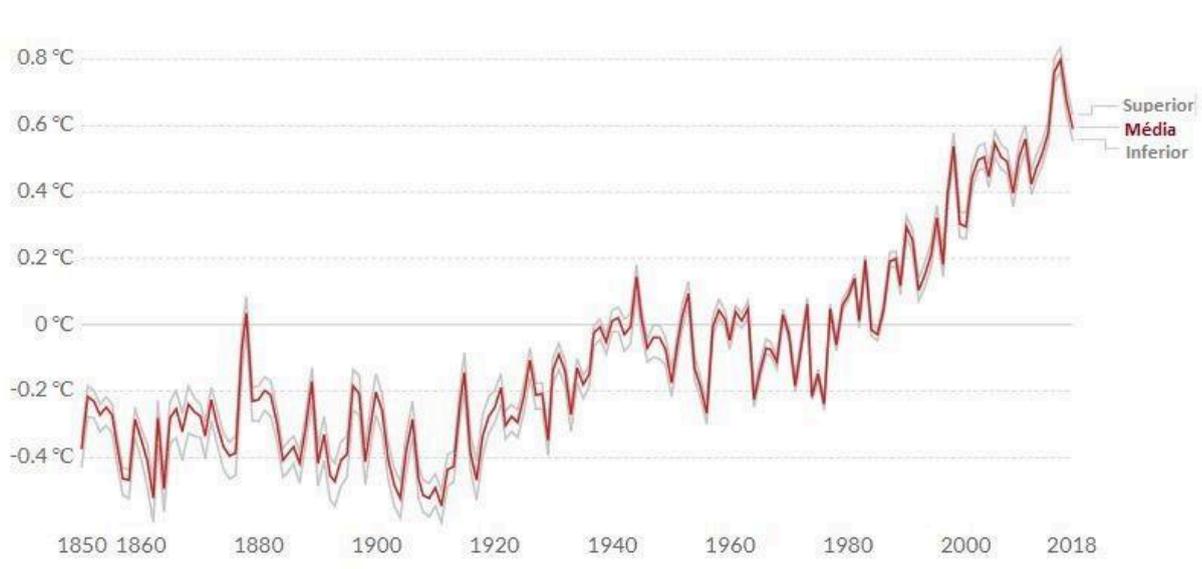


Figura 11

As alterações de temperatura média global em relação à média no período entre 1961 e 1990, desde 1850 até 2018, estão dispostas no gráfico da Figura 12 (RITCHIE; ROSER,



2020).

Figura 12

A linha vermelha representa a alteração média de temperatura e as linhas cinzas, acima e abaixo, representam os intervalos superior e inferior de 95% de confiança. Observa-se que as alterações de temperatura passam a ter uma tendência fortemente crescente a partir do final da segunda revolução industrial.

A correlação entre a emissão antropogênica de gases de efeito estufa, concentração de CO₂ atmosférico e aumento de temperatura global emerge dos gráficos analisados.

A matriz energética e, em particular, a matriz das fontes de geração de energia elétrica, constituem, portanto, fator importante para que o desenvolvimento econômico não se faça às custas de emissões crescentes de gases de efeito estufa com consequente aumento de temperatura e alterações climáticas.

A emissão de gases de efeito estufa na geração de energia depende do tipo de fonte energética utilizada. O gráfico da Figura 13 (WNA, 2011, p. 7) mostra, para cada tipo de fonte, a emissão de gases de efeito estufa por unidade energética gerada. A linha pontilhada corresponde ao intervalo originado de diversos estudos. As barras verdes exibem a média. Observa-se uma grande variação quando se passa de fontes fósseis para fontes renováveis.

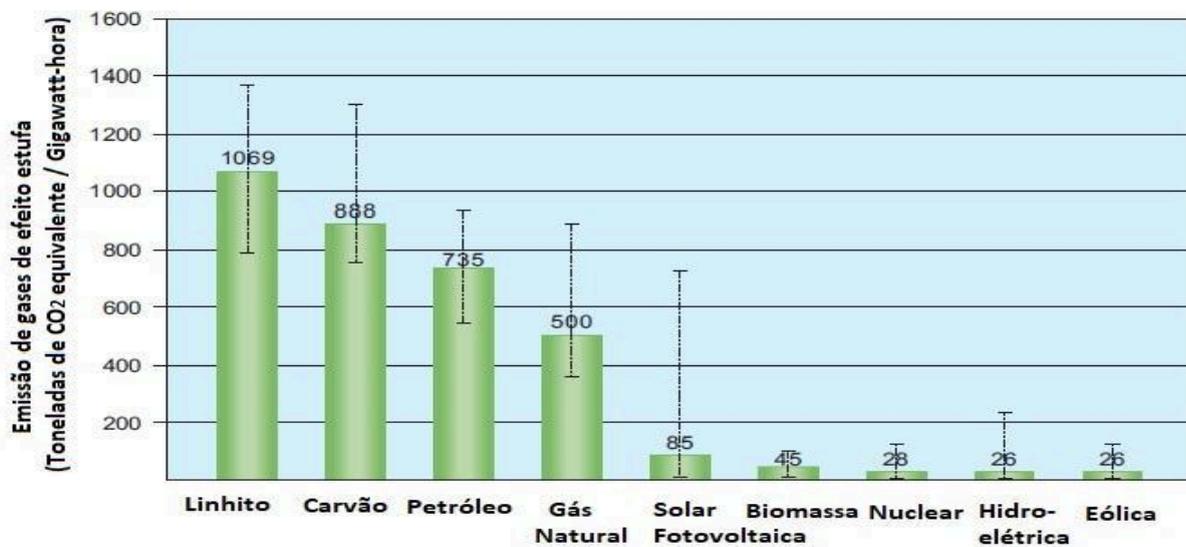


Figura 13

Na seção seguinte, são tratados a evolução histórica da mudança do uso do solo em conexão com o crescimento populacional, e instrumentos de proteção do meio ambiente.

Nas quarta seção, é abordada a formação histórica do setor elétrico no Brasil e suas transformações até o início do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

Na quinta seção, é analisada a reestruturação do setor que permitiu o avanço da participação privada nos governos Fernando Henrique Cardoso e Luiz Inácio Lula da Silva.

Considera-se tanto o aspecto da necessidade de crescimento do suprimento de energia elétrica para o desenvolvimento econômico e social, como o aspecto de sustentabilidade no estímulo a fontes de energia renováveis alternativas, que resultam em menos emissões, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e do posterior sistema de comercialização através de leilões de energia elétrica.

3 DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

3.1 Crescimento Populacional e Mudança de Uso do Solo

A evolução histórica descrita na seção anterior exemplifica a articulação entre o desenvolvimento econômico do homem e a interferência no meio ambiente. Esta interferência se estende além das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa, englobando outras formas de poluição como a degradação de florestas, a poluição dos rios e dos mares.

A superfície do planeta Terra é constituída de 29% de superfície terrestre e 71% de superfície oceânica. A superfície terrestre, por sua vez, é dividida em 71% de terra habitável, 19% de terra estéril - desertos, planícies de sal, rochas expostas, dunas e 10% de geleiras. (RITCHIE, 2021).

A destruição da natureza pelo homem é antiga. O homem tem cortado árvores por milênios. O gráfico da Figura 14, com a respectiva tabela, construído a partir de dados compilados por Ritchie (2021), ilustra a evolução da mudança de uso da terra habitável e do desflorestamento.

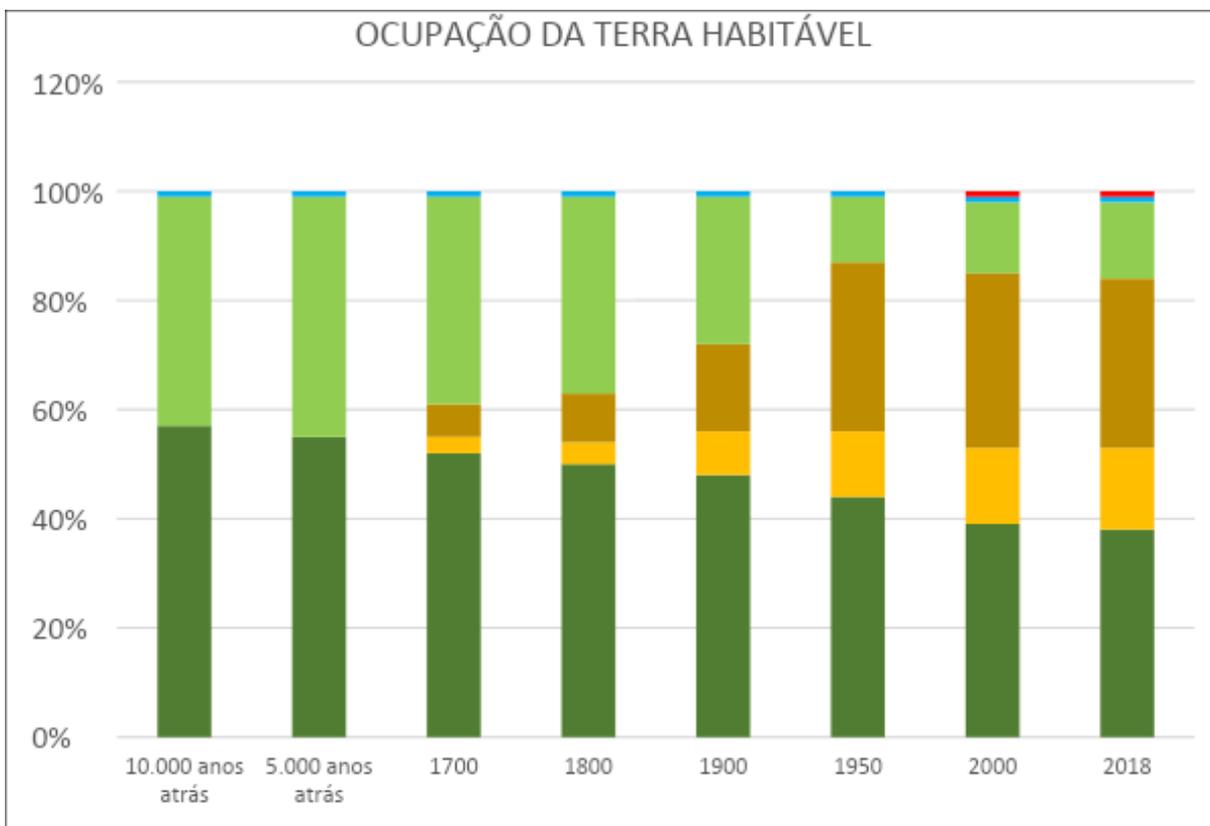


Figura 14

Pouco depois da última era glacial, há 10.000 anos, o planeta tinha 6 bilhões de hectares de floresta (1 hectare = 10.000 m²). Em 2018 este número caiu para 4 bilhões de hectares. Portanto, nestes 10.000 anos perdeu-se 2 bilhões de hectares que representam 1/3 da área original de floresta do planeta (RITCHIE, 2021).

Nos primeiros 5.000 anos, perdeu-se 0,2 bilhões de hectares de floresta, ou seja, 10% da perda total de florestas. Os outros 90% de perda se deram nos últimos 5.000 anos. Nos primeiros 5.000 anos a população da Terra passou de 2,43 milhões de habitantes para 17,92 milhões de habitantes (gráfico da Figura 15). Embora a quantidade necessária de terra por pessoa para produzir comida não fosse pequena (maior do que atualmente), uma população global numericamente pouco elevada não pressionava muito o meio ambiente, tanto na produção de alimentos como em madeira para aquecimento (RITCHIE, 2021).

De 5.000 anos atrás até 1700, a agropecuária tomou conta de 9% da área habitável, representando pouco menos de 1 bilhão de hectares. Mas ela avançou principalmente em áreas de pradaria e arbustos, afetando proporcionalmente bem menos a área de florestas. Em 1700 as florestas ainda ocupavam mais de 50% da área habitável do planeta (RITCHIE, 2021).

A partir de 1700 até o ano 2000 o aumento de área de agropecuária cresce de 9% para 46% da área habitável do planeta. Em contrapartida a área de florestas, pradaria e arbustos decresce de 90% para 52% da área habitável. Por outro lado, a população de 1700 até o ano 2000 passa de 603,17 milhões para 6 bilhões e 140 milhões de habitante, uma multiplicação de mais de 10 vezes em 300 anos (RITCHIE, 2021).

Relativamente à ocupação do solo, a pressão no meio ambiente se vincula, historicamente, com o crescimento a taxas mais elevadas da população de 1700 para os dias atuais, como se pode observar nos gráficos das Figuras 15 e 16, elaborados a partir de dados de ROSER *et al* (2019). Por sua vez, o crescimento vigoroso da população pressiona a produção de mais alimentos (agricultura e pecuária). O gráfico da Figura 14 mostra que o crescimento de área para agropecuária foi o grande responsável pela ocupação de áreas de florestas, pradarias e arbustos, e não o crescimento das áreas urbanas das grandes cidades.

Até o ano de 1700, a população do planeta crescia a taxas relativas (em períodos de 50 anos) inferiores a 10%. A partir de 1700 este patamar foi ultrapassado e as taxas ficaram bem acima de 10% (gráfico da Figura 16), chegando a 141,73% de 1950 para 2000. De 1950 para

2000 a população cresceu de 2 bilhões e 540 milhões habitantes para 6 bilhões e 140 milhões de habitantes, como se observa no gráfico da Figura 15.

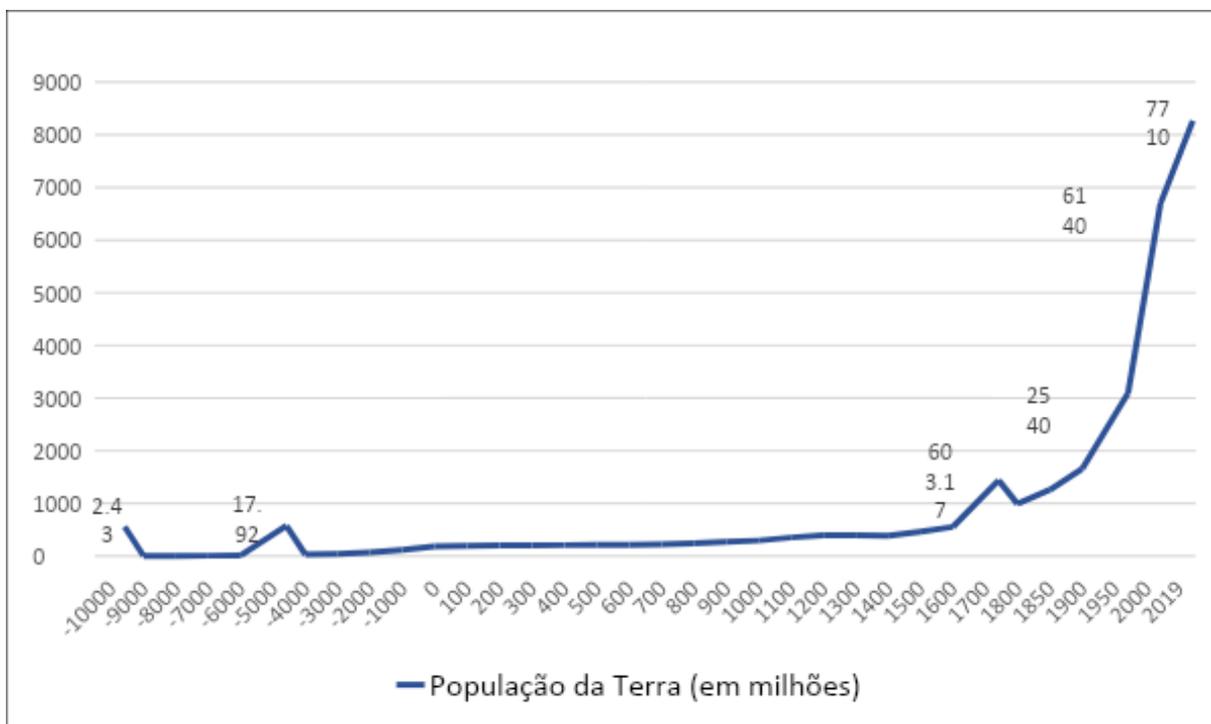


Figura 15

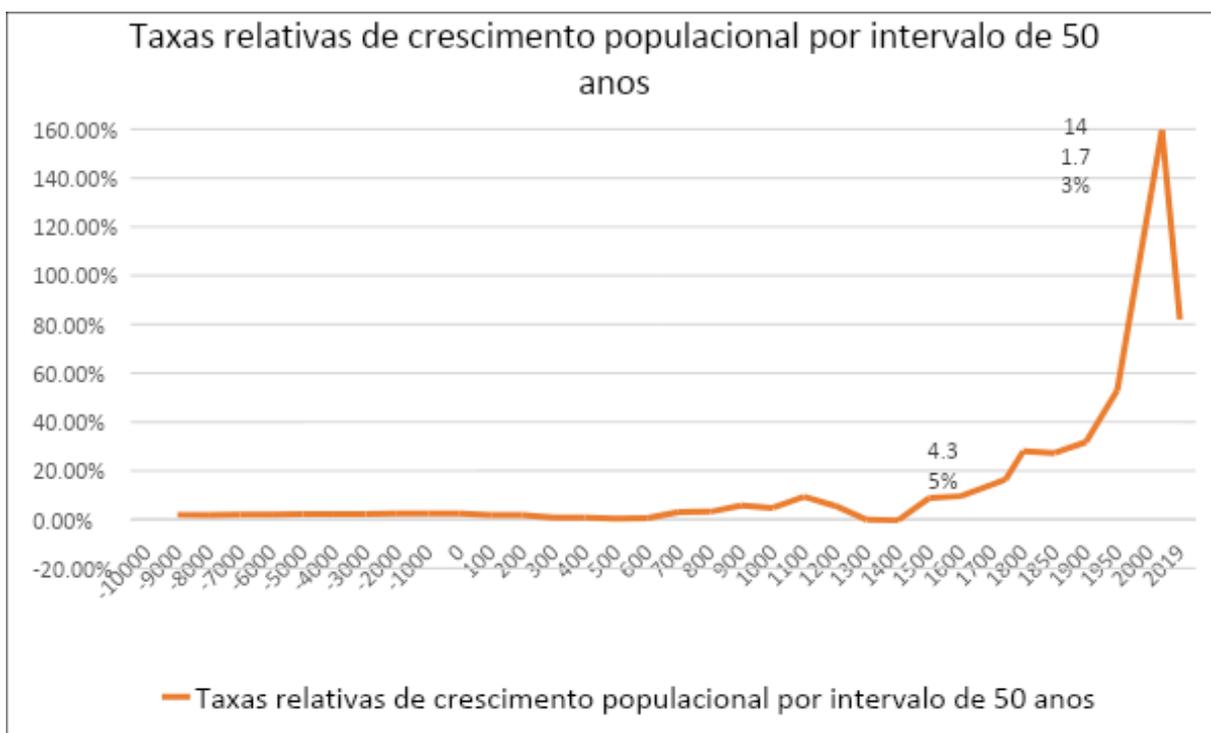


Figura 16

A população de 1950 para 2000 foi multiplicada por um fator de 2,42. A área de agricultura e pecuária de 1950 para 2000 passou de 4,47 bilhões de hectares para 4,9 bilhões de hectares, uma elevação de apenas 10%. Estes dados indicam, na segunda metade do século XX, um aumento significativo de eficiência na produção agropecuária.

3.2 Instrumentos de Direito e de Política Pública de Proteção e Preservação do Meio Ambiente

3.2.1 Instrumentos Internacionais Não Vinculantes (*Soft Law*)

O impacto ambiental das atividades econômicas no meio ambiente levou a comunidade internacional a considerar o tema e adotar declarações com princípios que contemplassem as noções de preservação, melhoria e recuperação do meio ambiente, tanto para o presente como para as futuras gerações.

Os instrumentos não vinculantes além de promoverem a convergência internacional sobre princípios protetivos, desempenham um papel importante na interpretação e posterior desenvolvimento dos acordos ambientais multilaterais juridicamente vinculantes. Os princípios também servem para complementar as normas mais específicas, podendo ter a função de preencher lacunas (CHACÓN, 2020, p. 164).

A Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente, realizada em Estocolmo em 1972, com 113 dos 132 Estados Membros presentes, foi a primeira conferência mundial a abordar o meio ambiente como questão principal. Os participantes adotaram uma série de princípios para uma boa gestão do meio ambiente, incluídos na Declaração de Estocolmo, no Plano de Ação para um Ambiente Humano e em diversas resoluções (UN, 2021b; CHASEK, 2020).

Na Declaração de Estocolmo de 1972 os conceitos de preservação e melhoria do meio ambiente estão presentes em diversos artigos (UN, 1973).

O Princípio 1 determina a responsabilidade dos Estados de proteção e melhoria do meio ambiente para as gerações presentes e futuras.

O Princípio 2 estabelece que os recursos naturais da terra devem ser preservados em benefício das gerações presentes e futuras.

O Princípio 12 determina que recursos devem ser disponibilizados para preservar e melhorar o meio ambiente.

O Princípio 13 enuncia que o planejamento do desenvolvimento dos Estados devem garantir que o desenvolvimento seja compatível com a necessidade de proteger e melhorar o meio ambiente.

O Princípio 14 posiciona o planejamento racional como ferramenta para conciliar conflitos entre as necessidades de desenvolvimento e a necessidade de proteger e melhorar o meio ambiente.

O Princípio 19 destaca a importância dos meios de comunicação de massa na disseminação de informação de natureza educativa sobre a necessidade de proteger e melhorar o meio ambiente.

O Princípio 24 enuncia que todos os países devem ocupar-se das questões internacionais relativas à proteção e melhoramento do meio ambiente.

O Princípio 25 defende o apoio dos Estados para que as organizações internacionais desempenhem um trabalho coordenado, eficiente e dinâmico na proteção e na melhoria do meio ambiente.

A resolução 38/161 da Assembleia Geral das Nações Unidas, de 19 de dezembro de 1983, acolheu o estabelecimento de uma comissão especial que deveria produzir um relatório sobre o meio ambiente com foco, entre outros itens, em: (1) propostas de estratégias ambientais de longo prazo para se atingir um desenvolvimento sustentável até o ano 2000 e além; (2) ajudar a definir percepções compartilhadas das questões ambientais de longo prazo e dos esforços apropriados necessários para lidar de modo satisfatório com os problemas de proteção e melhoria do meio ambiente (UN, 1983; UN, 2021d).

Mais tarde esta comissão adotou o nome de Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento. O relatório produzido pela comissão, em abril de 1987, serviu de base para o documento “Perspectiva Ambiental para o Ano 2000 e Além” aprovado pela Assembleia Geral das Nações Unidas, em dezembro de 1987, como uma ampla orientação para a ação e cooperação internacionais para o desenvolvimento sustentável (UN, 2021d; UN, 1987b).

A ex-primeira-ministra da Noruega, Gro Harlem Brundtland foi nomeada Presidente da comissão. A comissão e o relatório produzido acabaram sendo reconhecidos como Comissão Brundtland e Relatório Brundtland.

O Relatório Brundtland define desenvolvimento sustentável como aquele que atende as necessidades do presente sem comprometer as necessidades das futuras gerações (UN,

1987a, p. 16). O Relatório aponta a fundamentalidade do caminho energético sustentável para se atingir o desenvolvimento sustentável. Ele indica a necessidade de se migrar, durante o século XXI, para fontes renováveis como base da estrutura global de energia, e de se adotar políticas de eficiência energética (UN, 1987a, p. 20-21).

O Relatório aponta que um forte crescimento populacional pode aumentar a pressão nos recursos naturais e impactar na melhoria do padrão de vida. Portanto, o desenvolvimento sustentável só pode ser alcançado se o tamanho e o crescimento da população estiverem em harmonia com o potencial produtivo do ecossistema (UN, 1987a, p. 16-17).

Vinte anos após a Conferência de Estocolmo, aconteceu a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, também conhecida como ECO-92, Cúpula da Terra, Rio 92, no Rio de Janeiro, Brasil, entre 3 e 14 de junho de 1992. Estiveram presentes líderes políticos, diplomatas, cientistas, organizações não governamentais (ONGs) de 179 países em um grande esforço de concentração no impacto das atividades humanas socioeconômicas no meio ambiente (UN, 2021c).

O objetivo principal da Rio 92 foi produzir uma agenda e um plano de ação internacional acerca de questões ambientais e de desenvolvimento, que ajudaria a orientar a cooperação internacional e a política de desenvolvimento no século XXI. A Agenda 21 é um ousado programa de ação que orienta para novas estratégias de investimento com vistas a obter o desenvolvimento global sustentável (UN, 2021c).

Entre as grandes realizações da Rio 92 encontram-se: (1) a Declaração do Rio com seus 27 princípios universais; (2) a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC); (3) a Convenção sobre Diversidade Biológica; (4) a Declaração sobre os princípios de gestão florestal (UN, 2021c).

Os conceitos de preservação, melhoria e recuperação ambientais aparecem na Declaração do Rio. O artigo 7 da Declaração do Rio determina a cooperação solidária dos Estados para conservar, proteger e restabelecer a saúde e a integridade do ecossistema da Terra (UN, 1992b).

Na cúpula do milênio, realizada em setembro de 2000, em Nova Iorque, os 189 Estados Membros subscreveram a Declaração do Milênio que, entre outros objetivos para o novo milênio, visava garantir a sustentabilidade ambiental (UN, 2021e).

O capítulo IV da Declaração do Milênio das Nações Unidas trata da proteção ao meio ambiente. No artigo 23 é proclamada a adoção de uma nova ética de conservação e

governança ambientais em que são estabelecidos, entre outros, esforços para a redução de emissões de gases de efeito estufa, para a conservação das florestas, para a implementação da Convenção sobre Diversidade Biológica e da Convenção para o Combate à Desertificação, para a preservação dos mananciais de água (UN, 2000).

Vinte anos após a Rio 92, houve a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável no Rio de Janeiro, em 2012, conhecida como Rio+20. Desta conferência resultou o Relatório da Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável com passos claros e práticos para a implementação de desenvolvimento sustentável (UN, 2012f).

Este relatório possui 283 artigos com compromissos, recomendações, diretivas, afirmações, reconhecimentos, pedidos. Em vários artigos são afirmadas a preocupação com a degradação dos ecossistemas e a necessidade de preservá-los, protegê-los e restaurá-los (UN, 2012).

No campo da energia, o relatório relaciona o acesso aos serviços de energia sustentável com a erradicação da pobreza e a melhoria da saúde, além de auxiliar no provimento das necessidades humanas básicas. O relatório reconhece que para se alcançar o desenvolvimento sustentável, incluída a questão da mudança climática, é importante a melhoria da eficiência energética e o aumento da participação de energia renovável (UN, 2012, p. 24-25).

Neste relatório foram reafirmados os compromissos das anteriores conferências e encontros de cúpula das Nações Unidas (UN, 2012).

Em 25 de setembro de 2015, a Assembleia Geral das Nações Unidas adotou a “Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”. A agenda é um plano de ação para as pessoas, para o planeta e para a prosperidade. Reconhece que a erradicação da pobreza é, ao mesmo tempo, o maior desafio global e um requisito indispensável para o desenvolvimento sustentável (UN, 2015a, p. 1).

O item 28 da seção declarativa da Agenda estabelece o compromisso da realização de mudanças fundamentais nos modos de produção e consumo de bens e serviços na direção de padrões sustentáveis (UN, 2015a, p. 8).

No item 31 há o reconhecimento da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima como o fórum internacional e intergovernamental primário para a resposta global às mudanças climáticas. Afirma-se que, em face da natureza global da mudança

climática, é necessária a mais ampla cooperação internacional com vistas ao aumento da redução das emissões de gases de efeito estufa (UN, 2015a, p. 8-9).

No item 31 é observado, com séria preocupação, a significativa distância entre o efeito agregado dos compromissos de mitigação das partes até 2020 e roteiros de emissões agregadas compatíveis com uma probabilidade razoável de se manter o aumento médio global de temperatura abaixo dos 2 graus Celsius, ou 1,5 graus Celsius acima dos níveis pré-industriais (UN, 2015a, p. 9).

A Agenda 2030 estabelece 17 Metas de Desenvolvimento Sustentável. A Meta 7 visa a garantia para todas as pessoas de acesso à energia moderna, a preço módico, confiável e sustentável (UN, 2015, p. 14). Como itens dentro da Meta 7 há os objetivos, até 2030, do aumento substancial da participação de energia renovável na matriz global de energia e de dobrar a taxa de global de melhoria em eficiência energética (UN, 2015a, p. 19).

No informe das Nações Unidas “Lacunas no direito ambiental internacional e instrumentos relacionados ao meio ambiente: rumo a um pacto global pelo meio ambiente”, de novembro de 2018, foram reconhecidos os seguintes princípios do direito internacional ambiental: (1) prevenção; (2) precaução; (3) poluidor pagador; (4) democracia ambiental (acesso à informação, participação pública nas tomadas de decisões, acesso à Justiça, em assuntos ambientais); (5) cooperação; (6) direito a um meio ambiente limpo e saudável; (6) desenvolvimento sustentável; (7) responsabilidades comuns mas diferenciadas de acordo com as respectivas capacidades; (8) vedação ao retrocesso e progressividade. (UN, 2018, p. 7-13).

3.2.2 Proteções Constitucionais ao Meio Ambiente

Os primeiros dispositivos amplas com foco na proteção ao meio ambiente aparecem nas constituições da Suíça (1971), da Grécia (1975) e da Papua Nova Guiné. Os primeiros países a reconhecerem, na constituição, o direito a viver em um meio ambiente saudável foram Portugal (1976) e Espanha (1978). Entre 1970 e 1982, vinte e oito nações inseriram dispositivos ambientais nas respectivas constituições. Durante os anos 1980 as nações da América Latina e da Europa Ocidental prosseguiram na tendência de constituições ecológicas. O número de nações que incorporaram dispositivos ambientais nas suas constituições cresceu no início dos anos 1990, lideradas pelas nações africanas e da Europa Oriental. Entre 1983 e 1992 mais 44 países promulgaram dispositivos constitucionais que contemplavam a proteção ambiental (BOYD, 2013, p. 6).

O ano de 1992 foi o ano de pico relativamente à incorporação de direitos e responsabilidades ambientais nas constituições nacionais. Neste ano, dezoito países incorporaram novos dispositivos ambientais constitucionais. Não por coincidência foi um ano de pico de atenção global a questões ambientais, marcado pela Cúpula da Terra no Rio de Janeiro, Brasil que atraiu um número sem precedentes de chefes de Estado para o encontro ambiental internacional (BOYD, 2013, p. 6).

Das 23 nações em que predomina o sistema de *common law*, somente três têm dispositivos ambientais nas suas constituições (Belize, Jamaica e Palau). Em contraste, entre as 77 nações que empregam o sistema de *civil law*, 73 têm dispositivos ambientais nas suas constituições (BOYD, 2013, p. 9).

Os dispositivos constitucionais de proteção ambiental podem ser classificadas em cinco categorias: (1) obrigações ambientais estatais de conservar ou proteger o meio ambiente; (2) direitos ambientais materiais (exemplo: toda pessoa tem direito a um meio ambiente saudável); (3) direitos ambientais processuais (incluídos o direito à informação, o direito à participação nos processos de decisão, o direito de acesso ao sistema judicial para desafiar decisões governamentais, leis inconstitucionais ou violações de direitos individuais); (4) deveres ambientais individuais (exemplo: todos tem o dever - ou a responsabilidade - de conservar e proteger a natureza e o meio ambiente); (5) outros dispositivos de proteção ambiental (exemplos: restrições de uso da propriedade privada para proteger o meio ambiente, proibições de importar lixo tóxico, perigoso ou nuclear) (BOYD, 2013, p. 10-17).

Dentre 193 constituições nacionais, 149 incorporam dispositivos de proteção ao meio ambiente. Apenas 21 países, Argentina, Azerbaijão, Belarus, Bolívia, Brasil, Burkina Faso, Colômbia, República Tcheca, Equador, Etiópia, França, Geórgia, Quênia, Coreia do Sul, Moldávia, Montenegro, Polônia, Rússia, Sérvia, Ucrânia, Venezuela, incorporam as 4 primeiras categorias de dispositivos nas respectivas constituições (BOYD, 2013, p. 25-30).

Na constituição brasileira, as categorias (1), (2) e (4) de dispositivos aparecem reunidas no *caput* do art. 225 nos deveres estatal e individual de defender e preservar o meio ambiente e no direito material ao meio ambiente ecologicamente equilibrado. A categoria (3), como acesso à informação aparece no inciso XIV do art. 5º, no §2º do art. 216, como acesso à Justiça aparece na alínea “a” do inciso XXXIV do art. 5º, no inciso XXXV do art. 5º, no inciso LXXIII do art. 5º (BRASIL, 2021a).

3.2.3 Alterações Climáticas e o Regime Internacional do Clima

Atualmente o regime internacional de mudança climática é formado pela Convenção-Quadro da Mudança do Clima de 1992, do Protocolo de Quioto de 1997 e do Acordo de Paris de 2015 (UN, 2018, p. 14).

A preocupação com as alterações climáticas no planeta conduziu a Organização Mundial do Clima (WMO) e o Programa Ambiental das Nações Unidas (UNEP) a estabelecerem, em 1988, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). O IPCC foi endossado por resolução da Assembleia Geral das Nações Unidas em dezembro de 1988. Atualmente o IPCC tem 195 países Membros. (IPCC, 2020a; IPCC, 2020c).

O objetivo do IPCC é fornecer aos governos, em todos os níveis, informações científicas que possam ser utilizadas no desenvolvimento de políticas públicas climáticas (IPCC, 2020c).

O Painel teve como tarefa inicial preparar uma revisão compreensiva, avaliações e recomendações sobre: (a) o estado da arte do conhecimento científico sobre alteração climática; (b) os impactos sociais e econômicos da alteração climática; (c) possíveis estratégias de resposta e elementos a serem incluídos em futuras convenções internacionais sobre o clima. Em 2007, o IPCC foi premiado com o Prêmio Nobel da Paz. (IPCC, 2020a).

Os representantes dos governos membros no IPCC se encontram uma ou mais vezes por ano nas Sessões Plenárias do Painel. Elegem um *Bureau* de cientistas para atuar durante um ciclo de avaliações. Membros de organizações e do *Bureau* selecionam especialistas para preparar os relatórios do IPCC. Os especialistas são auxiliados pelo Secretariado do IPCC, pelos Grupos de Trabalho e pela Força-Tarefa. (IPCC, 2020b)

Os relatórios são minutados e revisados em vários estágios, com o objetivo de garantir objetividade e transparência. São politicamente neutros, relevantes para o estabelecimento de políticas públicas, mas não são prescritivos. Os relatórios de avaliação constituem um elemento chave para subsidiar as negociações internacionais para lidar com as alterações climáticas (IPCC, 2020b; IPCC, 2020d; IPCC, 2021).

Em novembro de 1990, o IPCC liberou o primeiro relatório de avaliação o qual afirmava que “as emissões resultantes das atividades humanas estão aumentando de forma significativa a concentração atmosférica dos gases de efeito estufa”, o que motivou o IPCC e a Segunda Conferência Mundial do Clima a pedirem um tratado global.

Em 11 de dezembro de 1990, a Assembleia Geral das Nações Unidas fundou o Comitê de Negociação Intergovernamental (INC) para a criação de uma Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima. O INC promoveu cinco sessões onde mais de 150 nações discutiram compromissos vinculantes, metas e cronogramas para reduções de emissões de gases de efeito estufa, mecanismos financeiros, transferência de tecnologia e responsabilidades comuns, mas diferenciadas, de países desenvolvidos e em desenvolvimento. (UN, 2020).

Em 9 de maio de 1992 o texto da Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima da Organização das Nações Unidas (UNFCCC) foi adotado. A Convenção-Quadro foi aberta para assinaturas durante a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento conhecida como ECO-92, de 3 a 14 de junho de 1992. Em 21 de março de 1994 a Convenção-Quadro entrou em vigência com 196 países aderentes. Os países signatários são conhecidos como Partes. (UN, 2020).

O Brasil é Estado Parte da Convenção que foi internalizada através do Decreto nº 2.652 de 1º de julho de 1998 no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (BRASIL, 1998b).

A Convenção-Quadro afirma as preocupações com: (a) o crescimento na concentração de gases de efeito estufa na atmosfera causado pelas atividades humanas; (b) a amplificação do efeito estufa natural; (c) o conseqüente aumento de temperatura média da superfície da Terra e da atmosfera causado pelo efeito estufa; (d) a conseqüente possível afetação negativa tanto dos ecossistemas naturais, como da espécie humana (UN, 1992, p. 2).

O documento da Convenção lembra que os Estados têm o direito soberano de explorar seus recursos ambientais de acordo com suas políticas públicas ambientais e de desenvolvimento e que também têm a responsabilidade de garantir que as atividades dentro das suas jurisdições ou controle não causem danos ao meio ambiente de outros Estados ou de áreas que estejam além dos limites da jurisdição nacional (UN, 1992, p. 2).

O texto expressa o dever dos Estados Partes de protegerem o sistema climático para a presente e para as futuras gerações. Reafirma o princípio da soberania dos Estados na cooperação internacional para lidar com as mudanças climáticas (UN, 1992, p. 2).

O objetivo final da Convenção é atingir a estabilização da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera em um nível que impeça uma interferência antropogênica perigosa com o sistema climático. Este nível deve ser alcançado dentro de um prazo suficiente para permitir que os ecossistemas se adaptem naturalmente à alteração climática, que garanta que a

produção de alimentos não seja ameaçada, que permita a continuação do desenvolvimento econômico de modo sustentável (UN, 1992, p. 4).

A Convenção norteia as ações para o atingimento do objetivo e para a implementação de seus dispositivos nos seguintes princípios direcionados aos Estados Partes: (a) proteção do sistema climático para a presente e futuras gerações; (b) atenção às necessidades específicas e às circunstâncias especiais dos Estados Partes em desenvolvimento; (c) precaução para prevenir ou minimizar as causas da mudança do clima e para mitigar seus efeitos adversos; (d) promoção de desenvolvimento sustentável, considerando que o desenvolvimento econômico é essencial para a adoção de medidas para tratar da mudança do clima; (e) cooperação entre os Estados Partes para a promoção de um sistema econômico internacional aberto que conduza ao crescimento econômico sustentável e ao desenvolvimento dos Estados Partes, particularmente dos Estados em desenvolvimento (UN, 1992, p. 4-5).

Os compromissos das Partes incluem: (a) desenvolver, periodicamente atualizar, publicar e tornar disponível para a Conferência das Partes inventário nacional das emissões antropogênicas por fonte e das remoções por coletores de todos os gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal; (b) formular, implementar, publicar e regularmente atualizar programas nacionais, e onde apropriado regionais, que contenham medidas de mitigação das alterações climáticas através da abordagem das emissões antropogênicas por fonte e das remoções por coletores de todos os gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal, e medidas para facilitar a adaptação adequada às alterações climáticas; (c) promover e cooperar no desenvolvimento, aplicação e difusão, incluindo transferência, de tecnologias, práticas e processos que controlem, reduzem ou previnam as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal em todos os setores relevantes, incluindo energia, transporte, indústria, agricultura, silvicultura e gestão de resíduos; (d) promover gestão sustentável, promover e cooperar na conservação e melhoria de coletores e depósitos de todos os gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal, incluindo biomassa, florestas e oceanos, bem como outros ecossistemas terrestres, costeiros e marinhos; (e) cooperar na preparação para adaptação aos impactos das alterações climáticas; desenvolver e elaborar planos integrados e apropriados para gestão de zonas costeiras, para recursos hídricos, para agricultura e para proteção e recuperação de áreas, particularmente na África, afetadas pela seca e desertificação, bem como as afetadas por inundações; (f) tomar as alterações climáticas em consideração nas políticas públicas e ações

relevantes de caráter social, econômico ou ambiental e empregar métodos apropriados, por exemplo avaliação de impactos, para minimizar os efeitos adversos na economia, na saúde pública e na qualidade do meio ambiente; (g) promover e cooperar na pesquisa científica, tecnológica, técnica e socioeconômica e outras pesquisas, observação sistemática e desenvolvimento de bases de dados relacionados ao sistema climático, e com a finalidade de ampliar a compreensão e reduzir ou eliminar as incertezas remanescentes das causas, dos efeitos, da magnitude e da temporalidade das alterações climáticas e das consequências econômicas e sociais das estratégias de reação; (h) promover e cooperar no intercâmbio completo, aberto e imediato de informação científica, tecnológica, técnica e socioeconômica relevante, relacionada com o sistema climático e com as alterações climáticas e com as consequências econômicas e sociais das estratégias de reação; (i) promover e cooperar na educação, treinamento e conscientização pública relacionados com as alterações climáticas e encorajar a maior participação neste processo, incluindo organizações não governamentais; (j) comunicar à Conferência das Partes informações relacionadas à implementação (UN, 1992, p. 5-6).

De acordo com a Convenção, os países desenvolvidos têm responsabilidades adicionais na redução das emissões e na ajuda aos países em desenvolvimento. Trata-se do princípio da diferença aplicado às nações mais desenvolvidas (UN, 1992, p. 1, 4, 5, 8).

A Conferência das Partes (COP) é o órgão supremo de decisão da Convenção-Quadro. Ela revisa regularmente a implementação da Convenção e de qualquer outro instrumento legal que a Conferência das Partes adote. Deve tomar, durante o seu mandato, as decisões necessárias para promover a efetiva implementação da Convenção. A periodicidade das sessões da Conferência das Partes deve ser anual a não ser que a própria sessão da Conferência das Partes decidida de forma distinta (UN, 1992, p. 10-12).

Até 2020, foram realizadas 25 sessões da Conferência das Partes, tendo ocorrido a primeira em 1995 na Alemanha e a vigésima-quinta no Chile em 2019.

A Conferência das Partes pode adotar Protocolos à Convenção em qualquer sessão ordinária. O texto do Protocolo deve ser comunicado às partes seis meses antes da realização da sessão. Apenas as Partes da Convenção podem ser Partes de um Protocolo. As decisões a respeito de um Protocolo devem ser tomadas apenas pelas Partes do Protocolo. (UN, 1992, p. 19).

O Protocolo de Quioto foi aprovado em 11 de dezembro de 1997 e entrou em vigor apenas em 16 de fevereiro de 2005 devido a um processo complexo de ratificação. O Protocolo de Quioto operacionaliza a Convenção-Quadro, comprometendo os países industrializados e as economias em transição a limitar e reduzir as emissões de gases de efeito estufa de acordo com limites individuais acordados (UN, 2021g).

O Protocolo de Quioto vincula apenas os países desenvolvidos e coloca uma responsabilidade maior neles pelo princípio da “responsabilidades comuns mas diferenciadas segundo as respectivas capacidades”. O Protocolo estabelece metas vinculantes de redução de emissões para 37 países industrializados e economias em transição (incluídos os 28 estados da União Europeia da época). (UN, 2021g)

O Protocolo teve dois intervalos temporais de compromisso. De 2008 a 2012 (primeiro período de compromisso), as metas somadas correspondiam a uma média de 5% de redução dos níveis de emissões comparados com os níveis de 1990 (UN, 2021g).

A Emenda de Doha ao Protocolo de Quioto foi aprovada em 8 de dezembro de 2012 no Catar estabelecendo um segundo período de compromisso, começando em 2013 e terminando em 2020. Neste período as Partes se comprometem a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em pelo menos 18% abaixo dos níveis de emissão de 1990. São necessários depósitos de 144 instrumentos de aceitação para que a Emenda entre em vigor. Em 2 de outubro de 2020 este número foi alcançado, assegurando a entrada em vigor da Emenda de Doha (UN, 2021g; UN, 2021h, p. 6).

Na 21ª sessão da Conferência das Partes, COP21, em 2015, foi implementado o Acordo de Paris, aprovado pelas 195 Partes, para limitar o aumento de temperatura média global em menos de 2°C em relação aos níveis de temperatura pré-industriais e para enviaar esforços no sentido de limitar este aumento a 1,5°C (UN, 2021i).

O Acordo de Paris não substitui o Protocolo de Quioto, e realça a urgência de se acelerar a implementação da Convenção-Quadro e do Protocolo de Quioto (UN, 2021j).

O Acordo de Paris estabelece metas para todos os países aderentes, tanto os países desenvolvidos, como os em desenvolvimento, enquanto o Protocolo de Quioto estabelece compromissos apenas para os países mais desenvolvidos.

Para atingir seu objetivo, o Acordo orienta as Partes a alcançarem o máximo de emissão de gases de efeito estufa tão logo quanto possível, reconhecendo que este máximo demorará mais a ser atingido pelos países em desenvolvimento. O Acordo de Paris orienta as

Partes a efetivar rapidamente reduções na emissão a partir deste máximo. Objetiva atingir a neutralidade climática em meados do século 21. As contribuições nacionalmente determinadas (NDC) das Partes devem ser comunicadas até 2020 (UN, 2021i).

No documento de adoção do Acordo de Paris observa-se, com preocupação, que o nível de emissões de gases de efeito estufa em 2025 e em 2030, de acordo com as pretendidas contribuições nacionalmente determinadas, não resultam em um cenário de custo mínimo de limitação de 2°C de aumento de temperatura global em relação aos níveis de temperatura pré-industriais, e leva a um nível projetado de emissões de 55 gigatoneladas de gases de efeito estufa. Para se limitar o acréscimo de temperatura média global abaixo de 2°C em relação a níveis pré-industriais seria necessário a redução de emissão para 40 gigatoneladas de CO₂e (UN, 2015b).

Pode-se combinar esta avaliação com o gráfico da Figura 9, para se concluir que é necessária uma grande mudança nos esforços de redução de emissões para se inverter a tendência crescente de emissões nos últimos anos.

Em 4 de novembro de 2019, os Estados Unidos, sob a administração do Presidente Donald Trump, iniciou o processo de saída do Acordo de Paris, com a notificação à Organização das Nações Unidas. A saída teve efeito um ano após a notificação. O Presidente americano alegou que os compromissos assumidos pelos Estados Unidos no Acordo impunham um encargo econômico injusto sobre os trabalhadores americanos, sobre os negócios e sobre os pagadores de impostos (US, 2019).

Em 20 de janeiro de 2021, os Estados Unidos, sob a administração do Presidente Joe Biden, retornou ao Acordo de Paris, depositando um novo instrumento de aceite do acordo. O acordo entrou em vigor para os Estados Unidos em 19 de fevereiro de 2021 (UN, 2021j).

No Brasil, o Acordo de Paris foi internalizado pelo Decreto 9.073 de 5 de junho de 2017 (BRASIL, 2017). O Brasil assumiu o compromisso de uma Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) de uma redução de emissões de 37% em 2025 em relação ao nível de emissões de 2005 e de uma redução de 43% até 2030. A NDC brasileira também indicou o objetivo de atingir a neutralidade climática (emissões líquidas nulas) em 2060 (BRASIL, 2021b).

3.2.4 Política Nacional sobre Mudança do Clima

A Lei 12.817 de 20 de dezembro de 2009 instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). A PNMC é aderente aos princípios da Convenção-Quadro, internalizada 11 anos antes, a saber: (1) precaução; (2) prevenção; (3) participação cidadã do desenvolvimento sustentável; (3) responsabilidades comuns, mas diferenciadas no âmbito internacional (BRASIL, 2009b).

A PNMC, à semelhança da Convenção-Quadro, estabelece o dever de atuar em benefício das presentes e futuras geração, para a redução dos impactos das interferências antrópicas no sistema climático e coloca o desenvolvimento sustentável como condição de conciliação do enfrentamento das alterações climáticas com o desenvolvimento para o atendimento das necessidades das populações (BRASIL, 2009b).

A PNMC considera que as ações de âmbito nacional para o enfrentamento da alterações climáticas devem ser integradas com ações promovidas nos outros níveis da federação (estadual e municipal) por entidades públicas e privadas (BRASIL, 2009b).

Entre os objetivos da PNMC estão compreendidos: (1) a compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a proteção do sistema climático; (2) a redução das emissões antrópicas de gases de efeito estufa; (3) o fortalecimento das remoções antrópicas de gases de efeito estufa por sumidouros (coletores) no território nacional; (4) a implementação de medidas para promover a adaptação à mudança do clima nas 3 esferas da Federação; (5) a preservação, a conservação e a recuperação dos recursos naturais; (6) a consolidação e a expansão de áreas legalmente protegidas e o incentivo aos reflorestamento e à recomposição em áreas degradadas; (7) o estímulo ao desenvolvimento do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões – MBRE (BRASIL, 2009b).

O objetivo (5) se alinha com os princípios fundantes dos instrumentos de direito internacional não vinculantes (*soft law*).

A anterior Lei 9.985 de 18 de julho de 2000 (lei do SNUC) está alinhada com a primeira parte do objetivo (6) ao contemplar, no *caput* do artigo 22, a possibilidade de unidades de conservação serem criadas por atos normativos infralegais, e ao estabelecer, no §7º do art. 22, que apenas lei específica possa determinar a desafetação ou redução dos limites de uma unidade de conservação (BRASIL, 2000b).

A PNMC reforçou os compromissos assumidos pelo Brasil na Convenção-Quadro, no Protocolo de Quioto e no, então futuro, Acordo de Paris (BRASIL, 2009b).

Dentre as diretrizes da Política Nacional sobre Mudança do Clima estão presentes: (1) as ações de mitigação da mudança do clima em consonância com o desenvolvimento sustentável, que sejam, sempre que possível, mensuráveis para sua adequada quantificação e verificação a posteriori; (2) as medidas de adaptação para reduzir os efeitos adversos da mudança do clima e a vulnerabilidade dos sistemas ambiental, social e econômico; (3) a promoção e o desenvolvimento de pesquisas científico-tecnológicas, e a difusão de tecnologias, processos e práticas orientados a mitigar a mudança do clima por meio da redução de emissões antrópicas por fontes e do fortalecimento das remoções antrópicas por sumidouros de gases de efeito estufa; (4) o apoio e o fomento às atividades que efetivamente reduzam as emissões ou promovam as remoções por sumidouros de gases de efeito estufa; (5) o estímulo e o apoio à manutenção e à promoção de práticas, atividades e tecnologias de baixas emissões de gases de efeito estufa.

Entre os instrumentos da Política Nacional sobre Mudança do Clima se encontram: (1) o Plano Nacional sobre Mudança do Clima; (2) o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima; (3) os Planos de Ação para a Prevenção e Controle de Desmatamento nos biomas (BRASIL, 2009b).

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima foi apresentado no dia 1º de dezembro de 2008 e tem como objetivos gerais: (1) colaborar com o esforço mundial na redução de emissões de gases de efeito estufa; (2) criar condições internas para lidar com os impactos das mudanças climáticas globais (BRASIL, 2021c).

Entre os objetivos específicos do Plano está a manutenção da participação elevada de energia renovável na matriz elétrica, preservando a posição de destaque do Brasil no cenário internacional (BRASIL, 2021c).

Entre as metas do Plano se encontram: (1) reduzir o índice de desmatamento anual da Amazônia (redução de 80% até 2020 de acordo com o Decreto nº 7390/2010); (2) ampliar em 11% ao ano nos próximos dez anos o consumo interno de etanol; (3) dobrar a área de florestas plantadas, para 11 milhões de hectares em 2020, sendo 2 milhões de ha com uso de espécies nativas; (4) troca de 1 milhão de geladeiras antigas por ano, em 10 anos; (5) aumento da reciclagem de resíduos sólidos urbanos em 20% até 2015; (6) aumento da oferta de energia elétrica de co-geração, principalmente a bagaço de

cana-de-açúcar, para 11,4% da oferta total de eletricidade no país, em 2030;

(7) redução das perdas não-técnicas na distribuição de energia elétrica à taxa de 1.000 GWh por ano, nos próximos 10 anos (BRASIL, 2021c).

À semelhança do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) foi estabelecido o Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (PBMC). O papel do PBMC é reunir, sintetizar e avaliar informações científicas sobre os aspectos relevantes das mudanças climáticas no Brasil (BRASIL, 2021d).

O Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas se insere entre as atividades governamentais do Plano Nacional sobre Mudança do Clima, especialmente no fornecimento de informações objetivas sobre as causas das mudanças climáticas, seus impactos ambientais e socioeconômicos e as possíveis soluções (BRASIL, 2021d).

O objetivo do PBMC é disponibilizar informações técnico-científicas sobre mudanças climáticas segundo avaliação do conhecimento técnico-científico produzido no Brasil ou no exterior, sobre causas, efeitos e projeções relacionadas às mudanças climáticas e seus impactos, de importância para o país (BRASIL, 2021d).

A divulgação das informações se dá através da elaboração e publicação periódica de Relatórios de Avaliação Nacional, Relatórios Técnicos, Sumários para Tomadores de Decisão sobre Mudanças Climáticas e Relatórios Especiais sobre temas específicos (BRASIL, 2021d).

4 FORMAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (1889-1995)

4.1 República Velha (1889-1930)

O uso da energia elétrica no Brasil inicia-se em 1880 em alguns serviços públicos e na atividade fabril. Ao fim de 1890, para atender essas finalidades, havia apenas algumas empresas que eram locais e independentes, faziam a prestação de serviços públicos locais e forneciam energia para fábricas. Inexistia um campo organizacional, isto é, um conjunto de organizações que administrasse clientes, fornecedores, agentes reguladores e suas atividades neste setor (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 300).

A primeira constituição republicana, de 1891, dava ampla autonomia administrativa aos estados e municípios. As jazidas minerais, as quedas de água e os recursos hídricos em geral eram acessórios à propriedade da terra. Os municípios tinham ampla discricionariedade para negociar com as empresas concessionárias (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 301; BRASIL, 1891).

O grupo Light, sociedade empresarial privada canadense, chegou em São Paulo, em 1899, e no Rio de Janeiro, em 1905. Adquiriu de forma rápida as sociedades empresariais nacionais, provocando um processo de fusão de empresas de energia elétrica nacionais. Este processo foi facilitado, de um lado, pela disponibilidade de recursos estrangeiros, de outro lado, pela “cláusula ouro” que permitia às concessionárias corrigir suas tarifas pela depreciação da moeda em relação ao ouro ou receber em peças de ouro parte do pagamento (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 301; CASTRO; LYRA FILHO, 2005, p. 479).

Em 1927 chegou ao Brasil o grupo Amforp (American and Foreign Power Company), norte-americano, que assumiu a concessão de serviços de eletricidade de cidades do interior do estado de São Paulo e de capitais de estados, a saber, Porto Alegre, Curitiba, Belo Horizonte, Niterói, Vitória, Salvador, Maceió, Recife e Natal, além de outros municípios (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 301-302; CACHAPUZ, 2003, p. 15).

As concessões nas áreas mais desenvolvidas do país ficaram com as duas sociedades empresariais estrangeiras que dividiram o mercado. Nesta época, há um princípio de estruturação de um campo organizacional, tendo o município como poder concedente (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 302).

De 1890 a 1930 houve um forte crescimento da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil (aumento de 61.709%). As interligações entre sistemas no período da República Velha foi pontual e emergencial não se registrando uma coordenação mais ampla entre as sociedades empresariais (CACHAPUZ, 2003, p. 15-16; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 302).

3.2 Período de 1931 a 1945

O governo do presidente Getúlio Vargas, que assumiu o poder em 1930, modificou o modo de operação do poder estatal para uma atuação nacional, mais centralizada, acima dos interesses regionais (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 303).

Na vertente econômica, a era Vargas caracterizou-se pelo apoio ao desenvolvimento econômico industrial e agrário com as seguintes medidas entre outras: (a) proteção às indústrias nacionais com diminuição de alíquotas de imposto de importação para entrada de insumos e aumento de alíquotas de importação para produtos acabados; (b) apoio às exportações; (c) crédito para incentivar novas manufaturas, através de empréstimos de longo prazo do Banco do Brasil; (d) desenvolvimento da siderúrgica de Volta Redonda (HILTON, 1975).

Na vertente social, promoveu o desenvolvimento da educação, aumentando em uma década, a partir de 1930, o número de escolas primárias de 28 mil para 40 mil. O número de estudantes no primário cresceu 75% durante a década e o número de estudantes no secundário passou de 90 mil para 227 mil. Implantou legislação trabalhista que incluiu salário-mínimo, direito a férias remuneradas, jornada de trabalho, previdência social (HILTON, 1975, p. 764-765).

Em 1931 Vargas retirou a competência dos municípios para autorizar a exploração de energia hidráulica. O poder concedente passou a ser da União. Em 1933, houve a extinção da “cláusula ouro”. Em 1934 foi promulgado o Código de Águas, primeiro marco regulatório do setor elétrico (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 303).

O Código de Águas de 1934 (Decreto 24.643 de 1934) estabeleceu e regulou a competência da União e dos Estados para autorizarem ou concederem o aproveitamento industrial das quedas d’água e de outras fontes de energia hidráulica (BRASIL, 1934).

A norma reservou as autorizações e concessões para aproveitamento industrial das quedas d'água e de outras fontes de energia hidráulica exclusivamente para brasileiros ou para empresas organizadas no Brasil. Obrigou as empresas a revisarem seus contratos para se adequarem às regras do Código, sob pena de ficarem impedidas de realizar ampliações ou modificação de suas instalações (BRASIL, 1934).

O código tornou possível um controle mais rigoroso sobre as concessionárias e instituiu a fiscalização técnica, financeira e contábil das empresas, com os objetivos de assegurar serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade das concessionárias (CACHAPUZ, 2003, p. 17-18).

A aplicação do código durante o governo constitucional de Vargas (1934-1937) ficou praticamente suspensa, pelas seguintes razões: (a) controvérsia da sua constitucionalidade (somente dirimida pelo Supremo Tribunal Federal em 1938); (b) resistência das empresas concessionárias estrangeiras; (c) falta de aparelhamento adequado da administração federal para exercer a fiscalização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (CACHAPUZ, 2003, p. 19).

A partir de 1930, houve um desinteresse permanente das empresas dominantes, Light e Amforp, de realizarem novos investimentos. As maiores restrições de movimentações de empresas estrangeiras combinadas com o desenvolvimento do mercado interno, começou a produzir dificuldades no abastecimento de energia elétrica por falta de investimentos, tanto estatais, como privados (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 304).

As dificuldades de importar equipamentos e dispor de recursos externos, devido à II Guerra Mundial, e de implantar a nova regulamentação, fizeram com que o governo federal criasse, em 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), subordinado à Presidência da República. O Conselho ficou responsável por todos os assuntos relacionados ao setor elétrico (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 304; BRASIL, 1939; CACHAPUZ, 2003, p.20).

Em junho de 1939, o governo promulgou o Decreto-Lei nº 1.345 que definiu regras de interligação dos sistemas elétricos e de restabelecimento dos fornecimentos de energia elétrica entre empresas de eletricidade (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 304; BRASIL, 1939; CACHAPUZ, 2003, p.20).

O Decreto-Lei nº 2.059 de março de 1940 liberou as empresas de energia elétrica para efetuarem ampliações ou modificações nas instalações, desde que verificada a necessidade ou conveniência pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica. Antes, pelo Código de

Águas de 1934, as empresas que não tivessem revisado os contratos existentes estavam impedidas de realizar ampliações ou modificações em suas instalações (BRASIL, 1934; BRASIL, 1940; CACHAPUZ, 2003, p. 20).

A partir desses dois decretos várias interligações foram autorizadas e implementadas, sob a coordenação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CACHAPUZ, 2003, p. 20).

Algumas iniciativas de governos estaduais no campo da geração ocorreram nos anos finais do primeiro governo Vargas, a exemplo dos governos do Rio Grande do Sul (construção de hidrelétrica Passo do Inferno no rio Santa Cruz) e de Minas Gerais (construção da hidrelétrica de Gafanhoto no rio Pará) (CACHAPUZ, 2003, p. 21-22).

A Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) foi criada, em outubro de 1945, no âmbito federal, no fim do primeiro governo Vargas. Foi a primeira empresa estatal federal de geração de energia elétrica. Foi criada para atender à demanda da região Nordeste (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 304; CACHAPUZ, 2003, p. 22).

O período de 1930 a 1945 caracterizou-se pela presença do Estado no setor de energia elétrica, nacionalizando e regulamentando.

3.3 Período de 1946 a 1962

Após o fim da II Guerra Mundial houve uma nova ordem democrática no mundo ocidental e, em outubro de 1945, Vargas foi deposto por um golpe militar, que restituiu o regime democrático (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 304; HILTON, 1975, p. 777-778; CODATO, 105, p. 312).

No primeiro governo Vargas as concessionárias tiveram condições de responder ao crescimento da demanda dado que havia capacidade ociosa nas usinas.

No pós-guerra, o forte crescimento industrial e urbano que se verificou na região Sudeste acarretou dificuldades de abastecimento elétrico para os grupos Light e Amforp (CACHAPUZ, 2003, p. 22).

Entre 1946 e 1955, mesmo com a instalação de novas unidades geradoras e de interligação das redes por parte das concessionárias, o aumento de oferta de energia elétrica mostrou-se inferior às taxas de crescimento industrial no eixo Rio – São Paulo, e o

acionamento de energia elétrica era uma constante na primeira metade da década dos anos 1950 (CACHAPUZ, 2003, p. 22-24).

Diante deste cenário, na década dos anos 1950 houve uma atuação mais incisiva do Estado no setor de energia elétrica com aumento dos investimentos públicos federais e estaduais em obras de geração e transmissão (CACHAPUZ, 2003, p. 24).

O segundo governo de Getúlio Vargas (1951-1954) se caracterizou pela ampliação da participação estatal em setores básicos com energia e transporte, buscando uma aceleração do desenvolvimento industrial do país. O ingresso de capitais privados externos, segundo o presidente, estava aquém das expectativas (CACHAPUZ, 2003, p. 24).

O segundo governo Vargas buscou a cooperação internacional para o desenvolvimento econômico, através da criação da Comissão Mista Brasil-EUA (CMBEU). Criada em 19 de julho de 1951, a comissão analisava as necessidades de investimentos e os recursos a serem disponibilizados através dos bancos de fomento estrangeiros: Banco Interamericano de Reconstrução e Desenvolvimento - BIRD e Export-Import Bank - Eximbank. Havia uma contrapartida de recursos de capital nacional para o financiamento de projetos. Em 1952 foi criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) para financiar e gerir os recursos captados. A Comissão encerrou seus trabalhos em 31 de julho de 1953 (D'ARAÚJO, 2021; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 306; CACHAPUZ, 2003, p. 24-25).

A Comissão aprovou 41 projetos dentro do plano de reaparelhamento econômico do governo. Esses projetos demandavam o aporte de cerca de 22 bilhões de cruzeiros, dos quais 14 bilhões seriam financiados pelos governos federal e estaduais e cerca de 8 bilhões (equivalentes a 387 milhões de dólares) seriam financiados pelo BIRD e Eximbank. Do total, 33,1% seriam alocados no setor de energia elétrica. Durante o segundo governo Vargas, os bancos estrangeiros concederam apenas 181 milhões de dólares e nem todos os projetos receberam financiamento (D'ARAÚJO, 2021).

A Comissão recomendou financiamentos de projetos programados por estatais como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, a Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE), as Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), esta fundada em 1952 pelo governador Juscelino Kubitschek (CACHAPUZ, 2003, p. 25).

A CHESF foi efetivamente constituída no governo do Presidente Eurico Gaspar Dutra (1946-1951) em 1948 para aproveitar o potencial hidráulico da cachoeira de Paulo Afonso no rio São Francisco. A usina de Paulo Afonso I começou a operar em 15 de janeiro de 1955, sob

o governo do Presidente Café Filho (CACHAPUZ, 2003, p. 22, 28; CHESF, 2021a). A usina de Paulo Afonso IV iniciou a operação de seus geradores entre dezembro de 1979 e maio de 1983 (CHESF, 2021b).

No segundo governo Vargas, a Assessoria Econômica da Presidência cuidou da implantação de uma política global para o setor de energia elétrica positivada em quatro projetos de lei interrelacionados. Entre maio de 1953 e abril de 1954, os projetos foram encaminhados ao Congresso. Os projetos estabeleciam: (a) o suporte financeiro para a expansão do setor elétrico através do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e do Fundo Federal de Eletrificação (FFE); (b) critérios de rateio do imposto único entre os estados, os municípios e o Distrito Federal; (c) o Plano Nacional de Eletrificação; (d) autorização para a criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, sociedade de economia mista encarregada da implantação do Plano Nacional de Eletrificação (CACHAPUZ, 2003, p. 24-25; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 306).

O item (a) foi aprovado em agosto de 1954, logo após o suicídio de Vargas; o item (b) foi positivado em lei em novembro de 1956, no governo Juscelino Kubitschek (1956-1961); o item (c) não chegou a ser aprovado pelo Congresso; o item (d) foi aprovado apenas em abril de 1961, na presidência de Jânio Quadros (31 de janeiro a 21 de agosto de 1961). (CACHAPUZ, 2003, p. 24-25; BRASIL, 1961).

O Plano Nacional de Eletrificação objetivava resolver o problema do suprimento de energia elétrica no Brasil. Foi concebido em coordenação com os programas de expansão dos governos estaduais e das concessionárias privadas. Incluiu temas de interesse para as empresas estatais e privadas de energia elétrica como a unificação de frequência em 60 Hz, a padronização das tensões de transmissão e distribuição, o desenvolvimento da indústria pesada de material elétrico. A previsão era multiplicar a capacidade instalada por um fator superior a três em um prazo de dez anos. O Estado seria um agente produtor de energia importante, seja através das empresas estatais, seja por associação com a iniciativa privada, nacional ou estrangeira (CACHAPUZ, 2003, p. 25-26).

O desenvolvimento da interligação dos sistemas foi uma dos principais objetivos do plano (CACHAPUZ, 2003, p. 26).

Este plano do segundo governo Vargas colocava o Estado num papel central de coordenador e organizador do sistema, bem como na qualidade de agente produtor de energia elétrica. Dentro do plano, sobressaem os papéis de indutor e de agente do Estado.

O Plano Nacional de Eletrificação teve tramitação interrompida no Congresso no início do governo Café Filho (agosto de 1954- novembro de 1955) (CACHAPUZ, 2003, p. 27).

Em janeiro de 1956, quando Juscelino Kubitschek assumiu a presidência, a capacidade instalada de energia elétrica estatal atingiu o percentual significativo de 17% da capacidade total instalada, principalmente como consequência dos empreendimentos da CHESF, da CEMIG e da CEEE (CACHAPUZ, 2003, p. 27).

No governo Kubitschek (1956-1961) houve uma aceleração do crescimento econômico, com prioridade para os projetos do setor de energia elétrica. Várias usinas hidrelétricas foram construídas e foi criada a segunda estatal federal geradora de energia elétrica, Furnas, com financiamento do Banco Mundial. A empresa foi criada sob o controle da União, representada pelo BNDE, e tinha como missão evitar o colapso energético que ameaçava o processo de industrialização do Brasil na década de 1950. (CACHAPUZ, 2003, p. 33-34; FURNAS, 2021; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 306).

O crescimento da complexidade das atividades estatais no setor energético levou à criação do Ministério de Minas e Energia (MME) em julho de 1960, no governo Kubitschek. Em abril de 1961, foi promulgada a lei que autorizava a criação da Eletrobras, na presidência de Jânio Quadros. A Eletrobras iniciou suas atividades em junho de 1962, no governo João Goulart (1961-1964) como *holding* de Furnas, CHESF, Chevap e Termochar. Em fins de 1963 também tinha participação acionária em dez concessionárias estaduais, como consequência de financiamentos concedidos via aporte de capital (CACHAPUZ, 2003, p. 33-34; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 306).

No período de 1946 a 1962 a capacidade instalada cresceu 326,90% (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 307).

Neste período, o Estado passa a ser um importante indutor do crescimento de capacidade de geração do setor de energia elétrica para dar suporte às necessidades crescentes de energia elétrica das indústrias e das cidades.

3.4 Período de 1963 a 1979 - Estatização

A partir da criação da Eletrobras começou uma nova fase na história do setor elétrico em que o Estado ampliou sua participação no setor através de empresas estatais

(principalmente Eletrobras e concessionárias estaduais), que se constituíram em instrumentos para o desenvolvimento econômico durante o regime militar. Na prática, o Estado se transformou no principal agente no processo de ampliação das atividades de energia elétrica (CACHAPUZ, 2003, p.40; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 308)

Com a aquisição das empresas do grupo norte-americano Amforp pela Eletrobras, em 1964, transformadas em subsidiárias da *holding*, começou um processo de estatização e nacionalização do setor que culminou com a compra da Light em 1979, encerrando a participação dessas importantes empresas estrangeiras no cenário do setor de energia elétrica brasileiro (CACHAPUZ, 2003, p.40; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 308).

Três anos após a aquisição da Amforp, a Eletrobras começou um processo de transferência das companhias para os governos estaduais onde estavam sediadas. A partir da compra da Amforp, a participação do capital privado no setor de energia elétrica se resumiu ao grupo Light cujas maiores concessionárias eram a Rio Light e a São Paulo Light (CACHAPUZ, 2003, p.40).

Desde a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, até a compra da Light, em 1979, o setor de energia elétrica, que era 100% privado, passou a ser 98% público (MELLO, 1996, p.9).

Neste período de forte desenvolvimento industrial foram implantadas importantes indústrias brasileiras e instituições de fomento de base, como a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), a Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (posteriormente Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES), a mineradora Vale do Rio Doce, e a indústria automobilística (MERCEDES, 2015, p. 18).

O estabelecimento e a consolidação do planejamento energética no país teve um marco importante com a contratação do consórcio Canambra, pelo governo brasileiro e pelo Banco Mundial, em 1962, e com o início das atividades da Eletrobras. O Canambra foi responsável pelo primeiro planejamento integrado de longo prazo e pelo levantamento do potencial hidrelétrico dos rios do país. O trabalho do Canambra foi importante na análise da hidrologia, hidrometria e pluviometria nacionais junto às instituições existentes (MERCEDES, 2015, p. 18).

A Eletrobras sistematizou a atividade de planejamento do setor elétrico no Brasil, ao assumir o financiamento, a organização, o planejamento, a coordenação, a fiscalização e a

operação do setor. O planejamento da Eletrobras abrangia tanto a expansão da oferta, como a operação do sistema interligado. A importância da Eletrobras para o planejamento do setor elétrico se manteria até a reestruturação liberal, nos anos 1990 (MERCEDES, 2015, p. 18).

Em 1968, o governo federal criou a Eletrosul, empresa estatal de geração no sul do país e, em 1973, a Eletronorte, geradora de energia elétrica no norte do país. O controle destas estatais ficou com a Eletrobras (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 308).

Em 26 de abril de 1973 foi assinado o Tratado de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, para a construção e operação da usina hidrelétrica de Itaipu, no rio Paraná. A empresa Itaipu Binacional foi constituída em 17 de maio de 1974. Toda a energia gerada para o Brasil pela usina de Itaipu seria repassada para Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Eletrobras (GALVÃO; BRANDI, 2021).

A Lei 5.899 de 5 de julho de 1973, conhecida como Lei de Itaipu, disciplinou a aquisição obrigatória da energia elétrica gerada pela usina de Itaipu e sua utilização pelas empresas concessionárias na proporção das cotas especificadas pelo poder concedente (BRASIL, 1973; CACHAPUZ, 2003, p. 100).

A usina de Itaipu começou a operar comercialmente em março de 1985 e atingiu a potência máxima prevista de 12.600 MW em 1991 (CACHAPUZ, 2003, p.162) .

A Lei 5.899 criou um Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) para a região sudeste e outro para a região sul, com a função precípua de coordenar a operação dos sistemas interligados das respectivas regiões. A coordenação tinha como objetivos o uso racional das instalações geradoras e das linhas de transmissão existentes e que viessem a existir nos sistemas interligados das regiões sul e sudeste (BRASIL, 1973).

Os GCOIs eram integrados por representantes da Eletrobras e das empresas concessionárias de distribuição elétrica nas regiões sul e sudeste (BRASIL, 1973).

Com o advento do novo modelo institucional implantado pela Lei 9.648 de 1998, no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, os GCOIs foram substituídos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que passou a realizar a coordenação operacional centralizada do sistema elétrico interligado (BRASIL, 1998a).

O “Plano 92” ou *Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1992*, elaborado em 1977, foi o primeiro plano nacional de energia elétrica com o objetivo de proporcionar diretrizes de ordem econômica e técnica para o planejamento da Eletrobras. Foi o primeiro plano com visão da integração entre as regiões (MERCEDES, 2015, p. 22).

No período de 1963 a 1979, caracterizado pela estatização e predominância da atuação estatal no setor, não só houve a construção de várias usinas hidrelétricas, como também, importante avanço nas redes de transmissão, nas conexões e na operação de coordenação pela Eletrobras (CACHAPUZ, 2003, p. 37-40, 65; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 308).

O crescimento da geração de energia elétrica entre 1963 e 1973 foi significativo. Nesses dez anos, a capacidade instalada aumentou de 6.355 MW para 16.698 MW, dos quais 12.577 MW pertencentes a sistemas elétricos interligados (CACHAPUZ, 2003, p. 39).

3.5 Período de 1980 a 1995 – Privatização

As transformações ocorridas no cenário mundial, com o primeiro e o segundo choques do petróleo, respectivamente, em 1973, consequência da Guerra do Iom Kipur no Oriente Médio entre países árabes e Israel, e em 1979, consequência da revolução iraniana que derrubou a monarquia pró ocidente comandada pelo Xá Reza Pahlavi e levou ao poder um regime teocrático comandado pelo Ayatollah Khomeini, tiveram como resultados a elevação do preço do petróleo, a maxidesvalorização do cruzeiro (moeda nacional da época), em 1979, e a elevação das taxas de juros no mercado internacional, no início de 1980. Estes efeitos contribuíram para que o Brasil revertesse o ascendente crescimento econômico, com forte afetação das empresas do setor elétrico nacional (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 310-311; CACHAPUZ, 2003, p. 99).

No início dos anos 1980, a inflação teve um crescimento para níveis elevadíssimos, com reflexos no setor elétrico. No governo João Figueiredo (1979-1985), intensificou-se o nível de endividamento das concessionárias do setor elétrico. O governo federal adotou medidas drásticas, como o congelamento das importações de petróleo (CACHAPUZ, 2003, p.99).

Na época, o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) implementou novas técnicas para a operação interligada. As empresas de geração elétrica da região Sudeste conseguiram reduzir a geração térmica a menos de 1% da carga própria do sistema, com consequente redução do consumo de petróleo no país (CACHAPUZ, 2003, p.99).

Em 1981, a variação do PIB caiu para 3,1% negativos e a inflação chegou a 93%. Ao final de 1982, a dívida externa era de U\$88 bilhões. A inflação chegou a 100% e o crescimento foi apenas de 1% do PIB. Ao fim de 1983, a inflação se aproximou dos 180% e o

PIB teve taxa de variação negativa de 3%. O setor elétrico acumulou uma dívida externa de cerca de U\$ 15 bilhões, o que provocou atrasos em obras de construção de novas usinas de geração (CACHAPUZ, 2003, p.99).

No governo do Presidente Sarney (1985-1989) foi realizada, através do Plano Cruzado, lançado em fevereiro de 1986, uma tentativa de controlar a inflação e colocar as contas públicas em ordem. O plano teve como base uma reforma monetária (nova moeda, o cruzado), o congelamento de preços e de salários, a desindexação de preços e salários, novo indexador na economia (OTN no lugar de ORTN), mudança no cálculo do índice de preços, IPCA (SALOMÃO, 2016).

O plano provocou aquecimento da demanda, desabastecimento interno, aumento das importações, deterioração da balança comercial, da conta corrente e da balança de pagamentos, e crescimento da dívida externa. Apesar de que estas consequências logo se fizeram sentir, o governo, dentro de uma racionalidade mais política e menos econômica, insistiu no percurso do plano. Com o rápido esgotamento das reservas cambiais, o governo decretou moratória da dívida externa e deixou de pagar o serviço da dívida a partir de fevereiro de 1987 (SALOMÃO, 2016).

O sucesso inicial do plano no combate à inflação acabou com o acionamento do gatilho salarial (aumento de salário devido ao aumento da inflação) em janeiro de 1987 e a extinção do plano no mês seguinte (SALOMÃO, 2016).

Em 1982, a partir da moratória do México, houve a suspensão dos empréstimos financeiros externos ao Brasil. Os empréstimos tomados pelas empresas do setor elétrico para investimento em obras geraram um grande endividamento externo, que dificultou a gestão econômico-financeira das empresas do setor e paralisou ou adiou obras e projetos (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 311).

A área econômica do governo utilizou a fixação de tarifas do setor elétrico, a exemplo do congelamento de tarifas no Plano Cruzado de 1986, como política anti-inflacionária, o que provocou a perda do valor real da tarifa, contribuiu para diminuir o valor das receitas e dos impostos setoriais, e provocou a descapitalização das empresas de energia elétrica (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 311).

Com a promulgação da Constituição de 1988, houve a extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), o que acarretou um agravamento dos problemas financeiros do setor. Sem a correspondente transferência de atribuições, a arrecadação tributária equivalente

foi transferida para os estados, por meio do Imposto sobre Circulação de Serviços e Mercadorias (ICMS) (CACHAPUZ, 2003, p. 177).

No início de 1990, a situação econômica do setor elétrico era muito delicada. As empresas estavam endividadas, o Estado estava sem condições de investir, e a privatização se apresentava como uma solução. No governo do Presidente Fernando Collor de Melo (1990-1992), essas questões se agravaram. No fim de 1992, chegou-se ao ápice dessa crise em uma situação de insolvência generalizada com o calote institucionalizado. O valor das dívidas chegou a US\$ 25 bilhões, sem perspectiva de solução (GOMES; VIEIRA, 2009, p. 312).

Logo no seu início, o governo do Presidente Fernando Collor de Mello (1990-1992), tentou resolver os problemas do descontrole inflacionário e da desestabilização econômica através do Plano Collor I. Na base do programa estavam os seguintes pontos: (a) reforma fiscal para ensejar uma variação das contas públicas da ordem de 10% do PIB (Produto Interno Bruto) de modo a transformar um déficit operacional de 8% do PIB em um superávit operacional de 2% do PIB; (b) reforma monetária (cruzeiro no lugar de cruzado novo) e bloqueio de acesso a cerca de 80% dos ativos financeiros do setor privado, com vistas a um choque de diminuição de demanda para forçar taxas mais baixas de inflação, instituídos pela Lei 8.024 de 12 de abril de 1990; (c) congelamento de preços e salários seguido e regra para o reajuste, destinada a impedir pressões inflacionárias; (d) reforma administrativa; (e) política comercial de liberalização do mercado; (f) enxugamento da máquina estatal; (g) reforma cambial; (h) reforma tributária com eliminação de isenções e incentivos fiscais e promoção do fim do anonimato fiscal; (i) programa de privatização com participação do sistema bancário através dos certificados de privatização com base nos ativos dos bancos (CARNEIRO, 2021; DE MELLO, 1996, p. 5).

No governo do Presidente Fernando Collor de Mello a privatização, com inspiração em uma filosofia liberal, ganhou uma dimensão ampla. O Programa Nacional de Desestatização, positivado na Lei 8.031 de 12 de março de 1990, era um componente essencial na estrutura do Plano Collor I. Um dos motivos do programa de privatização foi o resgate da dívida pública, que na época era um dos problemas mais relevantes da política econômica (DE MELLO, 1996, p. 4-5).

O governo subestimou a necessidade de tempo para a montagem de um programa transparente de privatização, com regras claras e viável do ponto de vista político. Como consequência, o início do programa de privatização foi sendo adiado. Um dos atrativos para

se investir no programa de privatização era a possibilidade de se utilizar ativos financeiros bloqueados no Plano Collor I. Quando o programa começou a ser implementado, em outubro de 1991, com a venda da Usiminas, a primeira parcela dos cruzados novos bloqueados já tinha sido paga e boa parte do estoque total de ativos bloqueados já havia diminuído. O incentivo para a utilização dos ativos financeiros bloqueados praticamente desapareceu (DE MELLO, 1996, p. 5).

O governo, então, ampliou a lista de títulos da dívida pública que podiam ser usados para pagamento no programa de desestatização. O fato dos títulos da dívida pública federal, na época, serem negociados no mercado secundário com deságio elevado, de um lado, era um incentivo, de outro lado, deu origem a inúmeras críticas (DE MELLO, 1996, p. 5).

No governo Collor foram alienadas 15 empresas estatais e suas vendas geraram US\$ 3.496,7 milhões, sendo apenas US\$ 51,7 milhões (1,4%) em dinheiro (DE MELLO, 1996, p. 5-6).

O governo do Presidente Itamar Franco (1992-1995) limitou-se a dar andamento às privatizações que já tinham sido iniciadas no governo anterior. Itamar Franco, por cumprir um mandato tampão, não tinha o respaldo político necessário para dar continuidade a um programa que sofria muitas resistências. No governo Itamar foram vendidas 18 empresas e foram arrecadados US\$ 5.098,7 milhões, sendo US\$ 1.533,0 milhões (30,4%) em dinheiro (DE MELLO, 1996, p. 6).

Durante o governo Itamar Franco (1992 a 1995), foi promulgada a Lei 8.631 de 4 de março de 1993, para resolver a crise de insolvência do setor elétrico. A lei abordou as seguintes questões: (a) promoção do encontro de contas entre devedores e credores do setor, envolvendo cerca de US\$ 26 bilhões e permissão de securitização pelo Ministério da Fazenda do saldo remanescente; (b) eliminação do regime de equalização tarifária, com a adequação da tarifa ao custo de cada concessionário distribuidor; (c) regulamentação dos contratos de suprimento de energia elétrica; (d) extinção do regime de remuneração garantida. (BRASIL, 1993; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 313; CACHAPUZ, 2003, p. 242).

O programa de privatizações para empresas do setor elétrico demandava uma reestruturação do setor, tanto no aspecto operacional do sistema como no aspecto regulatório. Mais do que em outros setores, o governo percebeu a urgência da concepção e implantação de um modelo compreensivo de institucionalização do setor e de funcionamento do mercado como condição necessária para viabilizar o início das privatizações de empresas de geração.

Este processo foi desenvolvido no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso (CACHAPUZ, 2003, p. 243-244; ROCKMANN, 2019, p. 43) .

No início do governo Fernando Henrique Cardoso foi aprovada a lei de concessões e permissões para a prestação de serviço público, Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Em seguida, foi aprovada a Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 que estabeleceu regras para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, especialmente dos serviços de energia elétrica (BRASIL, 1995a, 1995b; DE MELLO, 1996, p. 17).

O processo de privatização do setor elétrico começou antes mesmo de haver a definição do novo órgão regulador por parte do Estado, cuja implementação só se deu com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em outubro de 1997. A ANEEL substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e reordenou as áreas de geração (produção de energia), transmissão (transporte de longa distância em tensões mais altas) e distribuição (transporte para atendimento a consumidores finais). As privatizações começaram pela Escelsa, no Espírito Santo, em 1995, e continuaram com a venda da Light, em maio de 1996, e da CERJ, em dezembro de 1996, ambas no Rio de Janeiro. (LEME, 2009, p. 100; GOMES; VIEIRA, 2009, p. 313-314; CACHAPUZ, 2003, p. 244).

A decisão de iniciar o processo de privatização antes do término do arcabouço jurídico-institucional que formatasse o novo mercado de energia elétrica se deveu à necessidade de gerar fluxo de divisas para apoiar o programa de estabilização econômica do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso (CACHAPUZ, 2003, p. 244).

A seção 4 desta dissertação aborda a construção deste arcabouço jurídico-institucional.

A subseção seguinte trata do Consenso de Washington, um conjunto de conceitos que pautou as reformas liberalizantes dos anos 1990 na América Latina, inclusive as que são tratadas na quarta seção.

3.6 Consenso de Washington

Até algum ponto dos anos 1980 a sabedoria convencional nos países em desenvolvimento tinha uma tendência de presumir que as regras de políticas econômicas nos países em desenvolvimento seriam bem diferentes das que prevaleciam nos países desenvolvidos . Havia um tipo de *apartheid* intelectual que sustentava que enquanto países

desenvolvidos poderiam se beneficiar de: (a) estabilidade macroeconômica; (b) abertura comercial; (c) abertura para investimentos externos diretos; (d) economia de mercado; estas ideias seriam irrelevantes ou contraproducentes para países em desenvolvimento (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Na América Latina, acreditava-se que a inflação era devida a causas estruturais e que não seria tão ruim porque levaria a uma poupança forçada que acabaria por irrigar a industrialização, que fundamentava uma política de substituição de importações. O Estado precisava desempenhar um papel de liderança na modernização da economia, através da criação de empresas estatais em setores não desenvolvidos por empreendedores privados e, também, no direcionamento da poupança para setores destacados (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Durante a crise econômica dos anos 1980, os pensadores na América Latina chegaram à conclusão de que os problemas da região resultavam, em grande medida, da não adoção dos conceitos abraçados pelos países desenvolvidos (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Na segunda metade dos anos 1980, os países da América Latina começaram a mudar as políticas públicas. Em 1989, juntamente com a queda do muro de Berlim, e a região emergindo da crise da dívida, houve um consenso em grau historicamente inédito sobre os principais elementos da agenda de política pública que os países deveriam adotar (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Assim como os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), os países da América Latina precisavam adquirir estabilidade econômica, abrir suas economias para o comércio internacional e para o investimento direto externo e liberalizar a economia (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Em 1989, o Instituto para a Economia Internacional convocou uma conferência em que economistas de dez países latino-americanos descreveram o quanto a reforma de política pública tinha avançado nos seus países. Para as respostas serem baseadas em uma agenda comum, John Williamson ordenou dez áreas de reforma de política pública, que ele pensava serem necessárias, para a maior parte das pessoas em Washington, em relação à América Latina. Esta agenda foi batizada de “Consenso de Washington” (WILLIAMSON, 2003, p. 1475).

Na conferência ficou claro que alguns países ainda tinham um longo caminho a percorrer, enquanto outros mal tinham começado. Contudo havia uma mudança radical nas

posturas em relação às políticas econômica para a América Latina (WILLIAMSON, 2003, p. 1476).

O Consenso de Washington nunca foi pensado pelo seu autor como um manifesto político, porque ele omitiu pontos importantes como a distribuição de renda e o crescimento rápido. Estes pontos foram omitidos por razão de falta de consenso em Washington, na administração Bush pai (WILLIAMSON, 2003, p. 1476).

Os 10 pontos consensuais do Consenso de Washington (NAÍM, 2000, p. 89):

DISCIPLINA FISCAL Déficits fiscais grandes e permanentes contribuem para gerar inflação e para evasão de capitais. Portanto, os governos devem mantê-los em um nível mínimo.
PRIORIDADES NO GASTO PÚBLICO Subsídios precisam ser reduzidos ou eliminados. O gasto do governo deve ser redirecionado para a educação, a saúde, e o desenvolvimento de infraestrutura.
REFORMA TRIBUTÁRIA A base tributária deve ser larga e as alíquotas marginais devem ser moderadas.
TAXA DE JUROS As taxas de juros internas devem ser determinadas pelo mercado financeiro nacional. Taxas de juros reais positivas aumentam a poupança e desencorajam a fuga de capitais.
TAXA DE CÂMBIO Países em desenvolvimento devem adotar uma taxa de câmbio “competitiva” que apoie as exportações, tornando-as mais baratas no mercado externo.
LIBERALIZAÇÃO DO COMÉRCIO Os tributos devem ser minimizados e nunca devem ser aplicados em produtos intermediários necessários na produção de produtos de exportação.
INVESTIMENTO DIRETO EXTERNO Investimentos externos podem trazer capitais e habilidades necessários e, portanto, devem ser encorajados.
PRIVATIZAÇÃO A indústria privada opera de forma mais eficiente porque os administradores ou são sócios pessoais do lucro da empresa ou respondem perante os sócios. Empresas estatais devem ser privatizadas.
DESREGULAÇÃO Regulação governamental excessiva pode promover corrupção e discriminação perante pequenas empresas que não têm acesso aos altos extratos da burocracia. Os governos devem desregular a economia.

DIREITOS DE PROPRIEDADE

Os direitos de propriedade devem ser cumpridos. Leis fracas e um sistema judiciário fraco reduzem os incentivos para poupar e acumular riqueza.

A crise da dívida dos anos 1980 impossibilitou que os governos sustentassem políticas econômicas que não estivessem ancoradas em princípios macroeconômicos sólidos ou que estivessem com uma postura adversa aos investimentos externos. Muitos países em desenvolvimento, altamente endividados, não tiveram escolha, exceto abraçar os princípios do Consenso de Washington. O ajuda externa vinha com o condicionante da adoção das reformas econômicas (NAÍM, 2000, p. 92).

Em muitos países as reformas de mercado resultaram em estabilidade de preços e, em alguns casos, em crescimento econômico. Logo, contudo, ficou aparente que a mágica da ortodoxia macroeconômica tinha limitações no caminho de um crescimento justo e sustentável (NAÍM, 2000, p. 92-93).

Em 2013 o Instituto para a Economia Internacional reuniu um grupo de economistas, predominantemente da América Latina, para reavaliar a agenda de política econômica para a América Latina. As áreas principais abordadas foram: (a) reforma do estado; (b) política social; (c) política fiscal; (d) setor financeiro; (e) taxa de câmbio; (f) política monetária; (g) comércio; (h) educação; (i) mercado de trabalho; (j) economia política (WILLIAMSON, 2003, p. 1477).

A nova agenda de reforma pode ser classificada em quatro grandes temas:

RESILIÊNCIA A CRISES

- Aquisição de superávits orçamentários em tempos de prosperidade para ter condições de absorver os déficits em tempos ruins.
- Garantir que os governos subnacionais estejam sujeitos a rígidos limites orçamentários e definir os seus direitos a transferências do governo central como proporção do gasto nacional público e não da receita tributária, de modo a não interferir na política anticíclica do governo central.
- Acumular reserva internacional e criar um fundo de estabilização quando as exportações (especialmente das commodities cíclicas) estiverem em alta.
- Adotar uma taxa cambial suficientemente flexível para permitir que a competitividade internacional possa ser melhorada através da desvalorização da moeda, quando houver uma súbita interrupção de fluxo de capitais externos ou emergência de outras dificuldades da balança de pagamentos.

- Minimizar o uso do dólar, tanto como ativo de poupança, como moeda de empréstimo.
- Complementar a taxa cambial flexível com uma política monetária focada em uma meta de inflação baixa.
- Fortalecimento da supervisão prudencial do sistema bancário.

COMPLETAR AS REFORMAS LIBERAIS DE PRIMEIRA GERAÇÃO

- Tornar o mercado de trabalho mais flexível.
- Melhorar o acesso aos mercados dos países desenvolvidos através de tratados de livre comércio.
- Avançar no processo de privatização, expondo as firmas privatizadas à competição ou sujeitas a regulação apropriada.

COMPLEMENTAR AS REFORMAS DE PRIMEIRA GERAÇÃO COM REFORMAS INSTITUCIONAIS

- Estado deve manter infraestrutura institucional para o funcionamento da economia de mercado. Deve prover infraestrutura e um ambiente macroeconômico, legal e político estável e previsível.
- Estado deve prover um sistema nacional de inovação que promova a difusão de informação tecnológica e financie pesquisa, assim como proporcionar incentivos tributários para Pesquisa e Desenvolvimento, encorajar capital de risco, e encorajar o desenvolvimento de *clusters* industriais.
- Reforma do judiciário, dos professores de escolas públicas, do serviço público (secretarias de orçamento, comissões de valores mobiliários e bancos centrais devem ter autonomia, ainda que não completa independência do processo político).
- Reforma do setor bancário – melhoria da transparência, *upgrade* da contabilidade, fortalecimento dos direitos dos credores minoritários, facilidade de recuperação de ativos dados em garantia, desenvolvimento de registros de créditos.
- Melhor distribuição de poder entre o Presidente e o Poder Legislativo. Legisladores devem ser profissionais de carreira responsáveis perante seus eleitores e não chefes ou executivos de partidos políticos. As eleições para as diferentes posições devem ocorrer simultaneamente e não sujeitar o país a um processo permanente de eleição.

DISTRIBUIÇÃO DE RENDA E AGENDA SOCIAL

- Privilegiar a taxa direta em vez da indireta.
- Desenvolvimento de tributação de propriedade.
- Eliminação de brechas no sistema tributário
- Melhorar o recolhimento de tributação, especialmente para capitais fora do país.
- Os aumentos de receita tributária devem ser gastos em serviços sociais básicos, incluindo seguridade social, educação e saúde.

- Consequente expansão de oportunidades para os pobres. Mas os benefícios não devem ser só para os pobres.
- Educação.
- Programa de titularização de propriedade para o setor informal.
- Reforma agrária.
- Microcrédito.

A nova agenda complementa a primeira agenda com a recomendação de reformas institucionais e sociais que faltavam na primeira agenda. O foco passa a ser desenvolvimento econômico com mais justiça social.

5 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NOS GOVERNOS FERNANDO HENRIQUE CARDOSO E LUIZ INÁCIO LULA DA SILVA, PROINFA, LEILÕES E SUSTENTABILIDADE

4.1 Política de energia elétrica no governo Fernando Henrique Cardoso

No Brasil, a partir dos anos 1960, houve uma centralização do setor elétrico com o controle pelo setor público. As empresas públicas federais e estaduais assumiram operações fundamentais de geração, transmissão, integração e distribuição de energia.

Esta centralização permitiu o planejamento e construção de obras de geração hidráulica de grande porte, de grandes redes de transmissão e a interconexão de sistemas hidroelétricos. (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

A segunda grande crise de petróleo de 1979 provocou a uma situação desfavorável na balança de pagamentos do país. Esta situação, juntamente com a explosão da taxa de juros norte-americana, teve como consequência o aumento da dívida externa, com reflexos no baixo crescimento econômico e em uma política tarifária (utilizada para combater a inflação) que obrigou as empresas do setor de energia elétrica a captar recursos no exterior para operarem e ao mesmo tempo financiarem as altas faturas da “conta petróleo”. (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

O principal objetivo do governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC) (1995 a 2002) foi o controle da inflação que assolava o país, através da consolidação do Plano Real. Para este objetivo era necessário obter o equilíbrio fiscal das contas públicas. (JARDINI *et al*, 2002).

A nova formulação de política energética foi uma decorrência deste objetivo. O setor elétrico apresentava forte desequilíbrio fiscal. A reestruturação com um programa de reforma e privatização foi a resposta necessária para impulsionar o país para a modernização do setor elétrico. (JARDINI *et al*, 2002).

Antes de 1995, o sistema de energia elétrica era predominantemente estatal com companhias integradas verticalmente.

A reforma e a introdução da concorrência na indústria elétrica proposta pelo governo Fernando Henrique Cardoso (FHC) consistiu em uma redefinição do papel do Estado na área. Teve por objetivo criar um mercado livre e limitar a presença do Estado, seja no estabelecimento de objetivos, seja em intervenções governamentais no setor. A reforma

deveria conduzir à separação da função de controle regulatório da função de execução de políticas públicas. (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

No modelo de reforma proposto no governo FHC, seria necessário um órgão coordenador de planejamento e operação do sistema para alinhar os interesses das partes do sistema com as necessidades globais do sistema como um todo. Esse órgão seria denominado *condomínio* e os proprietários das usinas geradoras e das linhas de transmissão seriam os *produtores associados* ao condomínio (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

A reestruturação do setor de energia elétrica se deu com a desverticalização, privatização, criação de agências reguladoras – ANEEL para eletricidade e ANP para petróleo e gás natural, e competição na geração e comercialização, com promoção de eficiência e redução de preços. (GOLDENBERG; PRADO, 2003; JARDINI *et al*, 2002).

O setor de energia elétrico estava estruturado com a Eletrobras, *holding* federal (sociedade de economia mista) sob a qual estavam organizadas quatro companhias regionais, Furnas (SE), CHESF (NE), Eletronorte (N) e Eletrosul (S). Essas companhias eram responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica. A Eletronorte, ademais, era responsável pela distribuição na região norte. (JARDINI *et al*, 2002).

A maioria das distribuidoras eram empresas estatais dos Estados. Muito poucas eram privadas. A Eletrobras supervisionava a operação do sistema de potência centralizado, assim como o planejamento das atividades de expansão do sistema.

A nova estrutura do setor elétrico passou a compreender: (a) a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como agência reguladora, com a missão de regular e fiscalizar, disciplinando os agentes do mercado de energia elétrica por meio de resoluções; (b) o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade de direito privado (associação civil sem fins lucrativos), como operador do sistema independente, com a incumbência de criar e aplicar normas para gerenciar a produção e a transmissão de eletricidade de forma harmônica e integrada; (c) o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), inicialmente associação sem personalidade jurídica, responsável por estabelecer conjunto de regras comerciais a serem seguidas por todos os agentes ou concessionárias que negociam a energia por atacado (JARDINI *et al*, 2002; GOLDENBERG; PRADO, 2003).

Com a reforma pretendeu-se atingir os seguintes: (a) a desverticalização, com a separação das operações de geração, transmissão e distribuição; (b) privatização, com transferência para o setor privado da responsabilidade pela realização dos investimentos; (c) a

livre concorrência na geração e na comercialização, visando o aumento da eficiência e a diminuição dos preços; (d) livre acesso às redes de transmissão e distribuição, permitindo a concorrência na geração e na comercialização (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

O planejamento de expansão do sistema continuou nas mãos do governo. (JARDINI *et al*, 2002).

Essa transição refletiu a passagem de um modelo de crescimento impulsionado pelo Estado para o crescimento impulsionado pelo mercado (GOLDENBERG; PRADO, 2003).

Em agosto de 1997, através da Lei 9.478, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão vinculado à Presidência da República, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, com a atribuição de formular e propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas na área de energia. Atualmente, integram o CNPE: (a) vários Ministros de Estado; (b) o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); (c) um representante dos Estados e DF; (d) dois representantes da sociedade civil, especialistas em matéria energética; (e) dois representantes de Universidade Brasileira (BRASIL, 1997b; MME, 2021).

A Lei 9.478, de agosto de 1997, incluiu entre os objetivos da política nacional de aproveitamento energético: (a) a proteção do meio ambiente; (b) a promoção da conservação da energia; (c) a utilização de fontes alternativas de energia; (c) o incentivo à geração de energia elétrica a partir de biomassa; (d) o fomento à pesquisa e ao desenvolvimento de energia renovável; (e) a mitigação das emissões de gases de efeito estufa nos setores de energia e transporte (BRASIL, 1997b).

O primeiro passo para a construção do novo modelo, em outubro de 1997, foi a criação de uma agência reguladora, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia responsável por: (a) regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica; (b) promover as licitações de contratos de concessões para produção, transmissão, distribuição e as licitações de outorgas de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (c) gerir os contratos de concessão ou permissão de serviços públicos de energia elétrica. A ANEEL foi constituída em outubro de 1997, pelo Decreto 2.335 de outubro de 1997, com base na lei instituidora, Lei 9.427 de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996; BRASIL, 1997a).

Os demais contornos do novo modelo do setor de energia elétrica foram delineados na Lei nº 9.648 de maio de 1998. Nesta norma, foi definida a segmentação das atividades de

geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a criação do ONS (ainda designado Operador Independente do Sistema), a instituição do MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica) (BRASIL, 1998a).

A mesma lei autorizou a constituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica no território nacional. O Comitê foi instituído pelo Decreto 5.175 de 2004, no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME). Tem como presidente o Ministro de Minas e Energia e é composto por quatro representantes do MME e pelos titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (BRASIL, 1998a; MME, 2004).

Em 1º de março de 1999, o ONS assumiu a coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, ao tomar posse dos centros de operação da Eletrobras e suas subsidiárias, conforme estabelecido no art. 30 do Decreto 2.655 de julho de 1998 (CACHAPUZ, 2003, p. 263; BRASIL, 1998c).

A Lei nº 9.648 definiu critérios licitatórios (alterando o art. 15 da Lei 8.987 de 1995 – Lei de Concessão e Permissão de Serviços Públicos) para as concessões de construção e operação de usinas geradoras de energia e de instalações de transmissão através de licitações (BRASIL, 1995a; BRASIL, 1998a; ROCKMANN, 2019, p. 31).

A Lei garantiu, no artigo 9º e parágrafo único, o acesso dos agentes atuantes no mercado livre aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante tarifas reguladas pela ANEEL. Esta liberdade abrangia tanto os produtores independentes, como os consumidores que tinham liberdade de opção de compra (BRASIL, 1998a).

Houve estímulo à contratação livre entre os concessionários, permissionários e autorizados com diminuição gradual e significativa do volume de contratação regulada por um planejamento central a partir do ano de 2002 – artigo 10 da Lei 9.648 (BRASIL, 1998a; ROCKMANN, 2019, p. 32).

O Decreto nº 2655 de julho de 1998, regulamentador da Lei nº 9.648 de 1998, definiu a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) através do Acordo de Mercado. O Decreto criou mecanismo de garantia de energia assegurada para cada usina

hidrelétrica participante, através de transferência de energia gerada entre as usinas. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) teve como objetivo a mitigação do risco hidrológico (BRASIL, 1998c).

Segundo o Decreto nº 2655, a energia elétrica gerada por concessionárias e autorizadas teria como destinação: (a) o serviço público de distribuição; (b) a comercialização livre (BRASIL, 1998c).

A Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 foi uma lei estruturante. Estabeleceu conceitos que pavimentaram a implementação posterior do novo modelo do sistema elétrico nacional. A norma definiu condicionantes progressivamente menos exigentes para o aproveitamento de potenciais hidráulicos e para a comercialização livre e definiu o conceito de produtor independente (BRASIL, 1995b).

A lei estabeleceu patamares mínimos de potência (progressivamente alterados para cima ao longo do tempo) para concessão, obrigatoriamente mediante licitação, de aproveitamentos hidráulicos e de implantação de usinas termelétricas (BRASIL, 1995b).

Esses patamares mínimos começaram em julho de 1995 com 1.000 kW para as usinas hidroelétricas e 5.000 kW para as usinas termelétricas, ambas destinadas à execução de serviço público. A partir de novembro de 2016, este patamar passou a ser de 50.000 kW para ambos os tipos de fontes de geração (BRASIL, 1995b).

A Lei 9.074 definiu patamares mínimos que se tornaram progressivamente mais altos, ao longo do tempo, para exigência de autorização para aproveitamento de potenciais hidráulicos ou para exigência de autorização para implantação de usina termoelétrica, destinados ao uso de autoprodutor ou do produtor independente de energia elétrica.

A partir de 2016, o espectro de obrigatoriedade de autorização ficaria entre 5.000 e 50.000 kW para aproveitamento de potencial hidráulico e a partir de 5.000 kW para implantação de usina termoelétrica (BRASIL, 1995b).

De 2016 em diante, em ambas as modalidades, o aproveitamento ou implantação de potência menor ou igual a 5.000 kW dispensaria licitação, permissão ou autorização, devendo apenas serem comunicados ao poder concedente (BRASIL, 1995b).

Define-se o autoprodutor como o consumidor que optou por investir na geração da energia que necessita, em atividade distinta de seu negócio principal, por meio de aquisição ou construção de usinas. O objetivo é suprir, total ou parcialmente, suas necessidades energéticas. (ABIAPE, 2021)

A Lei 9.074 conceituou o produtor independente de energia elétrica como pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe concessão ou autorização do poder concedente para comercializar parte ou toda a energia produzida, por sua conta e risco. A venda poderia ser destinada a: (a) concessionário de serviço público de energia elétrica; (b) a consumidor de energia elétrica com liberdade de opção de compra; (c) consumidores de complexo industrial ou comercial que consumissem também vapor oriundo da cogeração; (d) conjunto de consumidores em condições previamente ajustadas com o concessionário local; (e) qualquer consumidor que mostrasse ao poder concedente que o concessionário local não garante o fornecimento em prazo de até 180 dias (BRASIL, 1995b).

O aproveitamento do potencial hidráulico, para fins de produção independente, se dá mediante contrato de concessão de uso de bem público (BRASIL, 1995b).

Antes de 1995, as distribuidoras tinham mercado cativo por área geográfica.

De julho de 1995 em diante, a prorrogação dos contratos de concessão e os novos contratos não contemplariam exclusividade de fornecimento para consumidor com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV, que poderiam contratar com produtor independente de energia elétrica (BRASIL, 1995b). As distribuidoras passaram a não deter mercado cativo geográfico para estes consumidores.

A partir de julho de 1998, estes consumidores teriam opção adicional de comprar de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado (consumidores livres). Passou a haver possibilidade de concorrência entre distribuidoras com diferentes áreas geográficas de atuação. Desde julho de 2000, para ter a opção, bastaria a carga ser igual ou maior que 3.000 kW com a mesma condição de tensão (BRASIL, 1995b).

A partir de julho de 1995, os novos consumidores com carga maior ou igual a 3.000 kW, independente de tensão, passaram a ter livre escolha do fornecedor de energia elétrica. A partir de janeiro de 2019 os consumidores antigos que, em julho de 1995, consumiam carga igual ou superior a 3.000 kW com tensão inferior a 69 kV passaram a ter livre escolha de fornecimento de energia elétrica (BRASIL, 1995b).

Desde 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, independentemente de tensão, passaram a ter opção de compra de energia elétrica de qualquer fornecedor do Sistema Interligado Nacional. A partir de 1º de janeiro de 2021 este

limite diminuiu para 1.500 kW. O limite cairá para 1.000 kW em 1º de janeiro de 2022 e passará a ser de 500 kW em 1º de janeiro de 2023 (MME, 2018; MME, 2019a).

O arcabouço legal sinaliza uma evolução gradual de migração para o mercado livre, com diminuição progressiva do mercado cativo, com alternativas de compra de energia de Produtores Independentes de Energia, Autoprodutores de Energia e de distribuidoras fora da área geográfica cativa. O livre acesso às redes de transmissão e distribuição foi fundamental para promover o salto rumo à competitividade. O objetivo foi atrair capitais privados nacionais e estrangeiros para garantir a expansão do sistema e o aumento da eficiência do setor (ROCKMANN, 2019, p. 61-62)

A criação do MAE como ambiente para a negociação e liquidação dos contratos bilaterais de energia foi uma necessidade decorrente da privatização de unidades e empresas de geração de energia elétrica (ROCKMANN, 2019, p. 30-31).

O primeiro consumidor que exerceu a opção pelo mercado livre foi a Carbocloro que, em 1999, migrou o fornecimento de energia de sua unidade de produção química em Cubatão para a paranaense Copel. O consumo equivalia ao da cidade de Santos. A unidade estava dentro da região geográfica de mercado cativo da paulista Bandeirante (ROCKMANN, 2019, p. 33-34).

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) atribui, a cada usina hidrelétrica participante dos sistemas interligados, de um valor de referência denominado Energia Assegurada. Divide toda a geração hidrelétrica por usina de forma proporcional às energias asseguradas. Para efeito do MAE, a energia alocada a cada usina participante do MRE não é a sua produção física, mas uma parcela do rateio da produção global de todas as usinas pertencentes ao MRE (CACHAPUZ, 2003, p. 256).

O MRE transfere, contabilmente, o excedente de energia das usinas que geraram além de sua garantia física para aquelas que geraram abaixo. A instituição do MRE compensa as diferenças hidrológicas significativas entre as regiões do extenso território nacional, inclusive com períodos de seca e de muita chuva regionalmente não coincidentes (CCEE, 2021a).

A região que está em período de seca não armazena água suficiente e gera energia elétrica abaixo da média, enquanto uma região que está em período de chuva produz energia acima da média. A transferência de energia entre essas regiões equilibra o sistema (CCEE, 2021a).

Cada usina tem um nível de garantia de geração de energia. Além da compensação de energia, necessária para a garantia física de cada usina, o MRE também abrange a distribuição proporcional da energia excedente, denominada de energia secundária. Corresponde à quantidade de energia a mais que o sistema gera em relação à soma das energias garantidas (CCEE, 2020a).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dispôs as regras de implementação do MRE de forma estruturada e transparente (CCEE, 2020a).

A assinatura do Acordo de Mercado se deu em agosto de 1998 (CACHAPUZ, 2003, p. 257). Neste modelo, os participantes do mercado de energia elétrica se associavam ao MAE segundo regras estabelecidas pela ANEEL. As negociações de compra e venda de energia elétrica se realizariam no âmbito do MAE (BRASIL, 1998c, Artigo 12).

O MAE, associação sem personalidade jurídica, era autorregulado segundo regras estabelecidas no Acordo de Mercado pelos participantes do MAE. As regras de comercialização de energia elétrica definidas no Acordo de Mercado deveriam ser homologadas na ANEEL. A homologação do Acordo de Mercado se deu em janeiro de 1999 (BRASIL, 1998c, Artigo 12 e parágrafos; CACHAPUZ, 2021).

O mau funcionamento do MAE como instituição autorregulada, em razão de conflitos de interesses, é consequência da não observância de uma condição para a eficiência e eficácia de qualquer modelo de governança: a separação de papéis entre propriedade e gestão. Ainda mais quando no condomínio havia agentes com visões contraditórias de mercado – monopólio estatal *versus* abertura de mercado visando eficiência e eficácia (ROCKMANN, 2019, p. 57-58).

Como consequência houve a remodelagem do MAE como pessoa jurídica de direito privado submetida à regulamentação e à fiscalização da ANEEL. A regulamentação da ANEEL abrangia o estabelecimento de regras e procedimentos de mercado, as regras de funcionamento do MAE, a forma de participação dos agentes no MAE, forma de solução de eventuais divergências. A mudança foi normatizada pela Lei 10.433 de 2002. (BRASIL, 2002a; BRASIL, 2002b).

A implementação do novo modelo para o setor de energia elétrica constituiu uma transição em que se passou do crescimento impulsionado pelo Estado para o crescimento impulsionado pelo mercado. (GOLDENBERG; PRADO, 2003). A geração e a distribuição

passaram por um processo de privatização, enquanto a transmissão continuou sob controle estatal (JARDINI *et al.*, 2002).

O processo de privatização da Eletrobras e suas subsidiárias, Eletrosul, Eletronorte, CHESF e Furnas foi positivado no artigo 5º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (BRASIL, 1998). Neste artigo, era previsto a transformação de cada subsidiária em sociedades anônimas, com a separação de geração e transmissão e inclusive, no caso da Eletronorte, da distribuição. Conforme o caso, foram previstas possibilidades de mais de uma sociedade anônima para a geração, transmissão ou distribuição. Em 2004, no governo Lula, este dispositivo foi revogado pela Lei 10.848 de março de 2004.

Apesar de ter sido aprovado o processo de privatização para as empresas geradoras, poucas companhias de geração foram privatizadas. FURNAS, CHESF e Eletronorte continuam como estatais, ao passo que a Eletrosul privatizou boa parte de suas antigas unidades de geração (ELETROSUL, 2020). Atualmente, Furnas tem parte significativa de seu parque de geração constituído através de parcerias público-privada e sociedades de propósito específico (FURNAS, 2020).

A composição do setor de energia elétrica, especialmente na área de distribuição, foi significativamente alterada com as privatizações feitas no primeiro governo de Fernando Henrique Cardoso (CACHAPUZ, 2003, p. 247).

De 1995 a 2000, os controles de 23 estatais elétricas foram transferidos para a iniciativa privada nacional ou estrangeira. Este processo se iniciou em 1995 com a venda da capixaba Escelsa e foi concluído em 2000 com a paraibana Saelpa. Quatro empresas eram geradoras e 19 eram distribuidoras (duas federais e 17 estaduais). Na geração federal, apenas a Gerasul tinha sido vendida. Aproximadamente 80% da área de distribuição e 20% na área de geração foram transferidos à iniciativa privada (ROCKMANN, 2019, p. 110).

As privatizações das distribuidoras formaram o início do processo de privatização, pois era a linha de menor resistência, já que não se inseriam no foco da Eletrobras. As privatizações das distribuidoras estaduais em vários casos foram vinculadas como condição para a renegociação das dívidas estaduais com a União em termos mais favoráveis (ROCKMANN, 2019, p. 43; LOPREATO, 2000, p. 36).

Até 2018, a privatização na distribuição foi estendida. Quase todas as distribuidoras estatais foram vendidas, inclusive, seis do grupo Eletrobras. Elas foram federalizadas no final dos anos 1980 e leiloadas em 2018 (ROCKMANN, 2019, p. 94).

A participação privada na geração passou de uma participação residual no início dos anos 90 para cerca de 10% no fim de 1998. No segmento de geração, o número de agentes privados aumentou através de licitações de aproveitamentos hidrelétricos (CACHAPUZ, 2003, p. 247).

4.2 Crise de 2001

O sistema elétrico brasileiro foi desenvolvido principalmente nos anos 1960 e 1970. Nos anos 1980 importantes obras de usinas hidroelétricas foram completadas. Nesta época, o aumento de necessidade de energia pelo crescimento econômico era inferior ao planejamento previsto de ampliação do sistema, de modo que a capacidade instalada era suficiente para entrar nos anos 1990 sem escassez de energia elétrica e com mínimos investimentos.

Com a desregulamentação e os processos de privatização em meados dos anos 1990, o governo brasileiro não investiu em geração e transmissão, o que estava de acordo com a política de estabilização da dívida pública.

Havia expectativa de que o setor privado investiria no setor de energia elétrica. Isso não aconteceu por diversos motivos: (a) oposição política às mudanças e ao processo de privatização; (b) escalada de preços com desvalorização do real; (c) falta de clareza das regras na transição para o novo modelo; (d) falta de coordenação central do sistema; (e) dificuldade de se concretizar contratos de longo prazo para venda de eletricidade para garantir o financiamento dos projetos; (e) compromisso com requisitos ambientais (JARDINI *et al*, 2002; GOLDENBERG; PRADO, 2003).

Como consequência, aumentou o risco de desabastecimento de energia elétrica. De 1998 a 2001 o risco de desabastecimento de energia elétrica passou a ser significativamente maior do que o risco de déficit projetado em 1997 pela Eletrobras (JARDINI *et al*, 2002).

Houve uma contínua redução nos níveis de água nos reservatórios das usinas hidroelétrica de 1997 a 2001 passando de uma média em torno de 80% para uma média em torno de 30% (JARDINI *et al*, 2002). Neste período, a geração estava concentrada em usinas hidroelétricas .

Em fevereiro de 2001, os baixos níveis dos reservatórios de água das usinas hidroelétricas em conjunção com a previsão climática de menor incidência de chuvas no período de março a maio levaram o governo a estabelecer uma redução do consumo

(acionamento) para evitar a falta de água nos reservatórios. O objetivo era de uma redução de 20%, em relação à média de maio a julho de 2000, no consumo de água nos meses de junho a novembro de 2001. O racionamento de energia foi implementado de junho de 2001 a fevereiro de 2002 (JARDINI *et al*, 2002; GOLDENBERG; PRADO, 2003; ROCKMANN, 2019, p. 19, 73).

A meta de redução de 20% não chegou a ser atingida, mas o programa foi bem-sucedido, e a situação de escassez de energia elétrica foi bem administrada, com evitação de blecautes e interrupções de fornecimento (ROCKMANN, 2019, p. 73).

Como não era viável a construção de usinas hidroelétricas em um curto espaço de tempo, no início do ano 2000 foi concebido e iniciado um plano de construção de novas unidades de geração térmica, a partir do gás natural importado da Bolívia. Este plano previa a construção até o fim de 2003 de 39 usinas que gerariam em torno de 12 GW (JARDINI *et al*, 2002).

O plano de implantação de usinas termoelétricas foi instituído legalmente, através do Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000, como Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). O Decreto estabelecia prerrogativas quanto às garantias de suprimento de gás natural, de repasse de valor de custo (através do valor normativo) para as distribuidoras de energia elétrica, de acesso a financiamento do BNDES através do Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários o Setor Elétrico (BRASIL, 2000a).

Esta orientação foi uma necessária reversão em relação às medidas de desestímulo de implantação de novas termoelétricas e de progressiva eliminação de absorção dos ônus das usinas termoelétricas por todas as concessionárias do sistema interligado, estabelecidas no artigo 11 da Lei 9.648 que instituiu o novo modelo do setor de energia elétrica em 1998 (BRASIL, 1998a).

O Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), em sua implementação, esbarrou nos seguintes obstáculos: (a) discrepância entre o preço do gás (insumo comprado em dólar) e a tarifa de fornecimento (valor normativo em reais, regulamentado pela ANEEL); (b) celebração dos contratos de longo prazo de compra e venda de energia (PPAs); (c) risco cambial sobre o endividamento; (d) demora na obtenção de licenças ambientais; (e) carência de turbinas no mercado externo. Com o intuito de avançar, a despeito destas dificuldades, o governo decidiu concentrar esforços em cerca de 15 projetos do PPT, colaborando em quase todos através da participação da Petrobras (CACHAPUZ, 2003, p. 274).

Paradoxalmente, o governo teve que contar com a Petrobras, empresa estatal, como parceira na execução dos projetos de construção das térmicas, já que, entre outros fatores, o combustível era comprado em dólar e as tarifas de energia eram reguladas pela ANEEL em real, o que prejudicou os investimentos privados no setor de eletricidade (JARDINI *et al*, 2002).

Em 1997 as principais bacias hidrográficas no território brasileiro respondiam por uma capacidade instalada de 47,6 GW e a capacidade instalada de geração hidráulica respondia por mais de 80% da capacidade de geração total (Figura 17). Por outro lado, a geração de termoelétricas respondia por menos de 13 GW, o que significa que o plano de implantação de 12 GW equivalia a praticamente dobrar a capacidade de geração térmica de 2000 até 2003 (JARDINI *et al*, 2002; ABEN, 2016).

Os gráficos das Figuras 17, 18, 19 apresentam, em diversos formatos, a capacidade instalada de 1974 até 2019. Os gráficos foram construídos a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020). Mostram que, até o ano de 1997, foi ínfima a contribuição de fontes de energia elétrica alternativas à hidráulica ou à térmica.

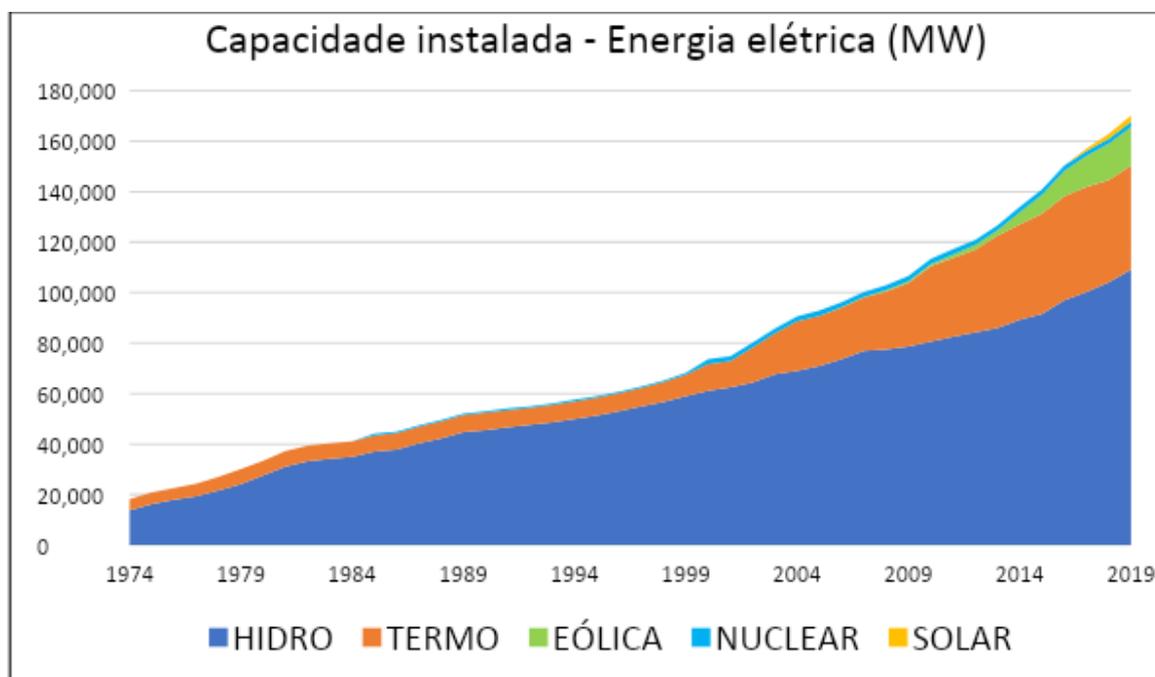


Figura 17

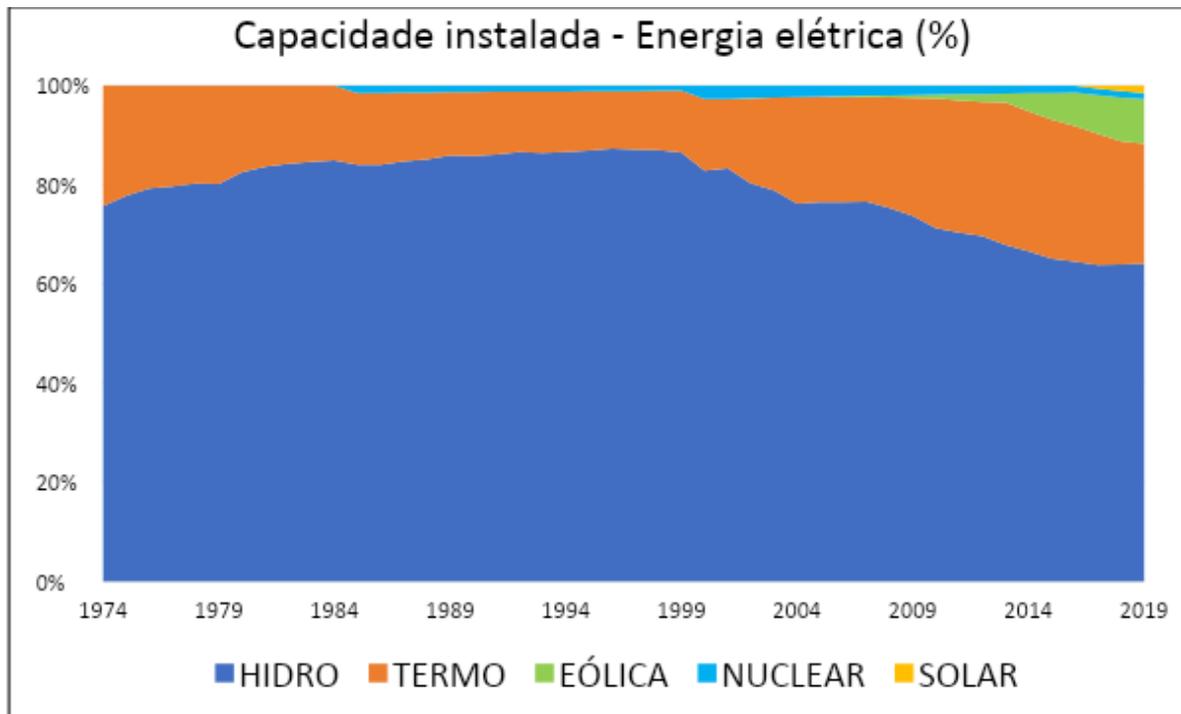


Figura 18

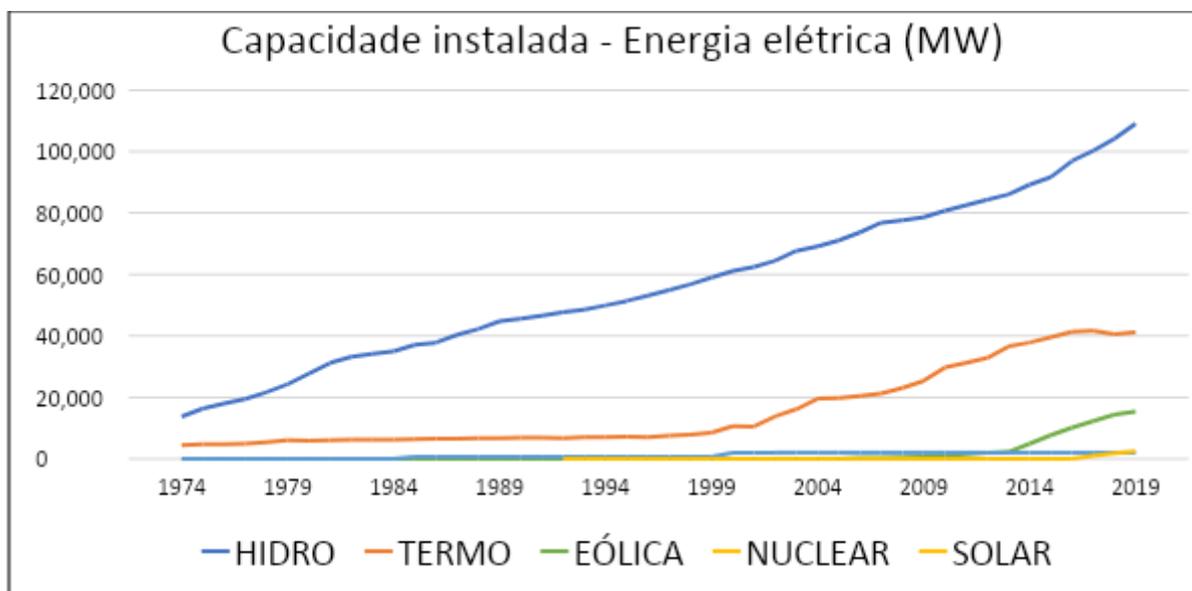


Figura 19

A partir do ano 2000, houve crescimento significativo da capacidade de geração térmica (Figura 19).

O gráfico da Figura 20, feito a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020a), mostra a evolução da geração de energia elétrica de fonte hidráulica.

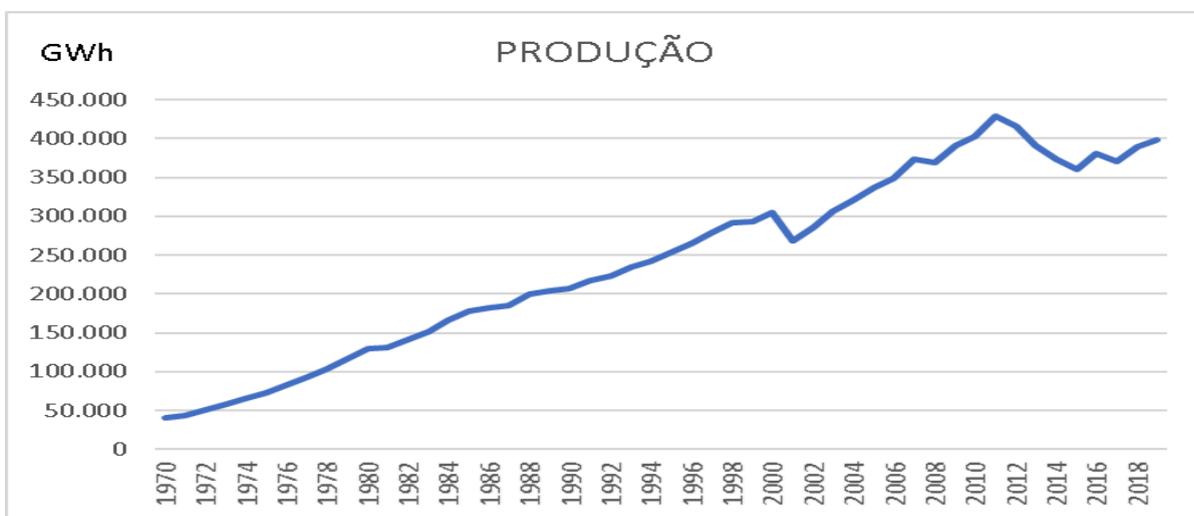


Figura 20

A crise de 2001 de fornecimento de energia elétrica está refletida na queda de geração neste ano.

O gráfico da Figura 21, elaborado a partir de dados da EPE (EPE, 2020a), permite comparar, para fonte hidráulica, a capacidade instalada e a capacidade efetiva, isto é, a capacidade que corresponde à geração efetiva de energia elétrica.

O Fator de Capacidade é definido pela razão entre a capacidade efetiva e a capacidade instalada. Em outras palavras, significa a proporção entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima que seria gerada se as usinas operassem a plena capacidade 24 horas por dia durante todos os dias do ano. É representado como percentual.

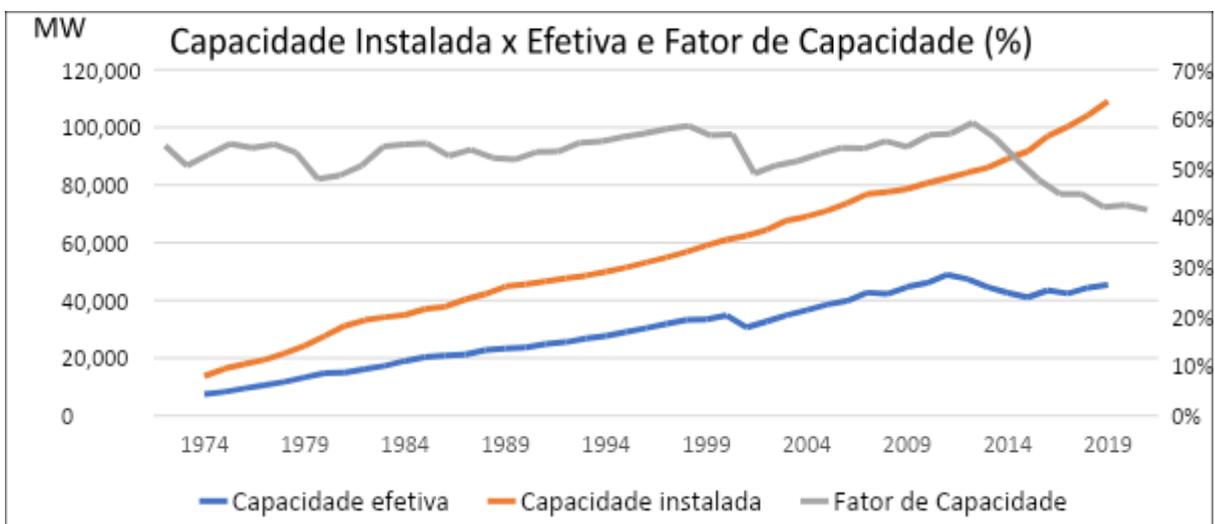


Figura 21

Para usinas hidráulicas, a capacidade efetiva é afetada, entre outros fatores, pelas condições pluviométricas. No gráfico, é possível observar o impacto pluviométrico na redução do Fator de Capacidade no ano de 2001. Pode-se observar também que o fator de capacidade para fonte hidráulica vem diminuindo ao longo dos anos.

A capacidade efetiva não guarda relação com a produção econômica nacional já que o PIB ao longo dos últimos 25 anos é basicamente crescente com significativa exceção no primeiro semestre de 2020 (pandemia de COVID-19), conforme ilustra o gráfico de PIB trimestral da Figura 22.

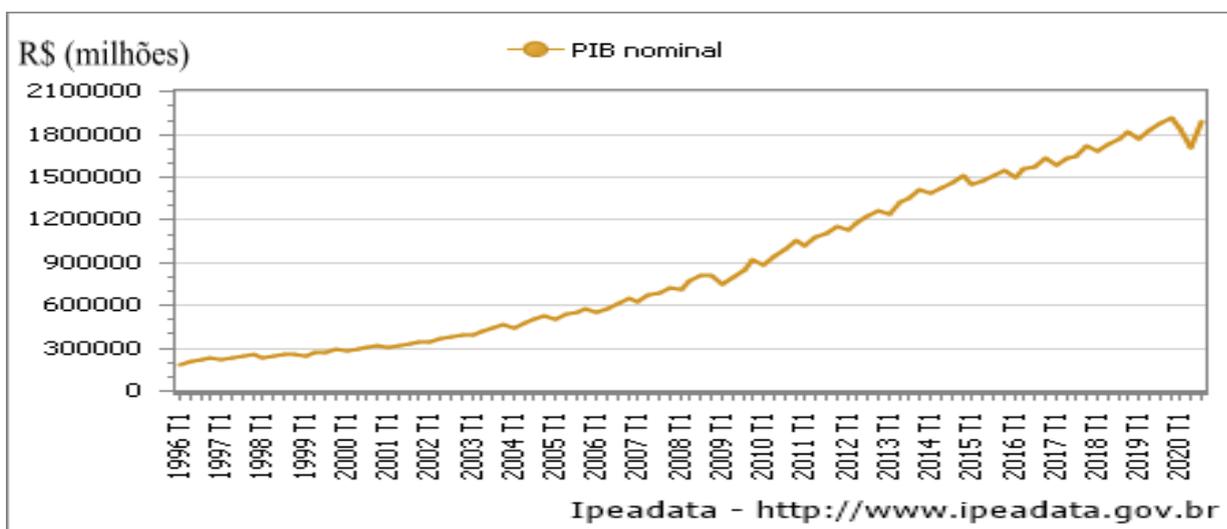


Figura 22 (IPEA, 2020)

Em 15 de maio de 2001, através da Medida Provisória nº 2.147, o Presidente Fernando Henrique Cardoso criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), composta por Ministros de Estado, secretários vinculados à Presidência da República, dirigentes máximos de entidades públicas e privadas vinculadas ao setor de energia elétrica, e dirigente máximo do BNDES, que tinha como objetivo propor e implantar medidas emergenciais para reduzir a demanda de energia elétrica e compatibilizar com a oferta, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas no suprimento de energia elétrica (BRASIL, 2001a).

As competências do GCE incluíam: (a) estabelecer e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica; (b) estabelecer e gerenciar o

Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica; (c) acompanhar e avaliar as consequências macro e microeconômicas da crise de energia elétrica e das medidas adotadas para o seu enfrentamento; (d) propor medidas para atenuar os impactos negativos da crise de energia elétrica sobre os níveis de crescimento, emprego e renda; (e) propor o reconhecimento de situação de calamidade pública; (f) estabelecer limites de uso de energia elétrica; (g) estabelecer medidas compulsórias de redução do consumo de energia elétrica (BRASIL, 2001a).

O Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica tinha como objetivo compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica e compreendia ações de curto prazo para, entre outras medidas: (a) planejar contingenciamento de carga através de medidas de redução compulsória de demanda de energia elétrica; (b) otimizar o consumo de energia, priorizando setores estratégicos; (c) deflagrar campanhas educativas de conscientização para a necessidade de redução do consumo de energia elétrica; (d) estimular a substituição de equipamentos por outros tecnologicamente mais eficientes em consumo energético; (e) fixar regimes de tributação para privilegiar consumo reduzido de energia elétrica; (f) estabelecer limites de uso de energia; (g) estimular a autoprodução e a produção independente de energia (BRASIL, 2001a).

O programa de racionamento de energia elétrica passou a vigorar, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, em 1º de junho de 2001 e, na região Norte, em 15 de agosto de 2001. Estabeleceu metas de redução de consumo individual para todas as classes de consumidores. As metas foram calculadas tendo como bases a média do consumo nos meses de maio, junho e julho de 2000. Houve critérios diferenciados para proteger o pequeno consumidor e mitigar a crise no setor produtivo. (CACHAPUZ, 2003, p. 319-320).

A meta de redução foi de 20% no consumo para os consumidores residenciais com contas superiores a 100 kWh/mês. Os consumidores que ultrapassassem as metas pagariam sobretarifa e os que economizassem mais teriam um bônus (CACHAPUZ, 2003, p. 320).

O programa de racionamento de energia elétrica teve resposta satisfatória. Os consumidores responderam com esforço no atendimento às metas de redução. O ONS deu amplo suporte técnico-operacional ao GCE e teve papel importante no processo de comunicação com os consumidores. A tabela da Figura 23 exhibe a economia de energia por região durante o período de racionamento até dezembro de 2001 (CACHAPUZ, 2003, p. 321-322).

Economia de Energia - 2001 (%)			
Mês	SE/CO	NE	N
Junho	19,0	19,7	-
Julho	21,7	21,0	9,8
Agosto	19,5	18,9	18,5
Setembro	18,6	16,1	20,2
Outubro	17,3	13,9	18,9
Novembro	15,2	12,6	19,5
Dezembro	9,91	8,17	8,22

Figura 23 (Fonte: ONS)

O racionamento terminou em 28 de fevereiro de 2002, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, e, na região Norte, em 1º de janeiro de 2002. A Região Sul foi excluída do racionamento, mas empreendeu esforço significativo de racionalização de uso de energia. A Região Sul permaneceu com excedentes energéticos, e contribuiu para a recuperação de reservatórios de outras regiões, devido às condições hidrológicas favoráveis, à entrada em operação de duas usinas hidrelétricas e à interligação Brasil-Argentina (CACHAPUZ, 2003, p. 320).

O Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica tinha como objetivo aumentar a oferta de energia elétrica e entre suas ações de médio e longo prazo estavam compreendidas: (a) expandir a oferta de energia; (b) diversificar a matriz energética, de modo a reduzir a dependência do regime hidrológico; (c) fomentar pesquisas com vistas ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia; (d) fomentar pesquisas com vistas ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia; (e) otimizar a distribuição de energia; (f) maximizar a produtividade das fontes geradoras instaladas; (e) instituir programas compulsórios de racionalização do uso de energia (BRASIL, 2001a).

Este programa previa a instalação de 58 usinas termoeletricas, a diesel e óleo combustível, por produtores independentes, até julho de 2002. Estas usinas seriam contratadas por um prazo de três anos e garantiriam o fornecimento de energia elétrica. Só entrariam em operação em caso de necessidade, para manter adequado o nível dos reservatórios (CACHAPUZ, 2003, p. 276).

A Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, estabeleceu que os empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica no País deveriam ter processos de autorização ou de licença que atendessem ao princípio da celeridade. Entre estes

a norma compreendia, além da geração por fontes já existentes, a geração de energia elétrica por fontes alternativas (BRASIL, 2001a).

O GCE foi extinto em 6 de junho de 2002 pelo Decreto nº 4.261, e os trabalhos e estudos em andamento foram passados para a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), criada no mesmo Decreto, e com composição de membros similar à composição do extinto GCE (BRASIL, 2002d).

Com a finalidade de garantir a contratação das usinas térmicas emergenciais, o governo criou em agosto de 2001, através da Medida Provisória nº 2.209 e do Decreto 3.900, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), uma empresa pública, com previsão de extinção em 30 de junho de 2006 (BRASIL, 2001b; BRASIL, 2001c).

A CBEE tinha como objetivos (a) a viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica com origem em qualquer fonte em curto prazo; (b) a superação da crise de energia elétrica e o reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica (BRASIL, 2001b; BRASIL, 2001c).

Para atingir estes objetivos a CBEE poderia celebrar contratos e fazer aquisição ou arrendamento de bens e direitos. A contratação das usinas termelétricas seria sob a forma de aluguel, por um prazo de três anos, e entrariam em operação apenas em caso de necessidade, para garantir o nível dos reservatórios e o fornecimento de energia elétrica (BRASIL, 2001b; BRASIL, 2001c; CACHAPUZ, 2003, p. 276).

A CBEE foi extinta em 30 de junho de 2006, conforme art. 3º da Medida Provisória 2.209 de 2001 (BRASIL, 2001b).

4.3 Apoio à CBEE

A Medida Provisória nº 14, de 14 de dezembro de 2001, contemplou um maior suporte financeiro à CBEE. A medida foi convertida na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2001d; BRASIL 2002c)

O suporte financeiro à CBEE veio através de: (a) rateio, entre todos os consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN), dos custos da CBEE relativos à compra de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência; (b) aumento de capitalização da CBEE (até o limite de 200 milhões de reais); (c) garantia, através de títulos da Dívida Pública Federal, das operações contratadas pela CBEE; (d)

autorização de emissão, em favor do BNDES, de títulos da Dívida Pública Federal (até o limite de 7,5 bilhões de reais); (e) instituição pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, mediante solicitação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, de programa emergencial de apoio a: (i) concessionárias de serviços públicos de distribuição e geração; (ii) produtores independentes de energia elétrica (BRASIL, 2001d).

4.4 PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, instituído no governo Fernando Henrique Cardosos (FHC), através da Medida Provisória nº 14 de 14 de dezembro de 2001, tinha como objetivo precípua o aumento da participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, a partir de fonte eólica, de pequenas centrais hidrelétricas e de centrais de biomassa. A medida foi convertida na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002. (BRASIL, 2001d; BRASIL 2002c).

O artigo 3º da Lei 10.438, que diz respeito à instituição do PROINFA, foi regulamentada pelo Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002. Este decreto foi, em grande medida, substituído pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. O novo decreto adicionou, como objetivo do PROINFA, a contribuição para o desenvolvimento sustentável através da redução da emissão de gases de efeito estufa, nos termos da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. (BRASIL, 2004c; BRASIL, 2006).

O PROINFA tinha como objetivo garantir a diversificação da matriz energética brasileira, com a utilização de fontes alternativas de energia que independessem de condições hidrológicas. Além da redução da dependência de circunstâncias pluviométricas, o programa tinha como pontos a favor: (a) a adoção de políticas de incentivos para afastamento de obstáculos à expansão do mercado de fontes alternativas; (b) o incentivo de empreendimentos de menor porte com o aumento do número de agentes geradores e da competição; (c) aumento da oferta para acompanhar a expectativa do crescimento do consumo; (d) utilização de recursos locais e da capacidade da indústria nacional no lugar da importação de combustíveis; (e) apoio adicional para a eletrificação rural, onde não haja viabilidade da eletrificação convencional; (f) a utilização do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

como fonte de financiamento em face do potencial dos projetos de redução de emissão de gases de efeito estufa (BRASIL, 2001e).

A implementação do item (a), na primeira etapa do programa, se daria através de aquisição assegurada, pela ELETROBRAS ou por suas controladas, da energia a ser produzida pelos empreendimentos vinculados ao PROINFA, durante o prazo de vinte anos. O valor de compra seria o valor econômico específico de cada fonte (*feed-in tariff*). Este valor seria definido pelo Poder Executivo, com piso de 50%, 70% e 90% da tarifa média anual nacional de consumidor final, respectivamente para fonte de biomassa, pequena central hidrelétrica e eólica. A contratação deveria ser distribuída de forma equalitária, em termos de capacidade instalada, para cada uma das fontes participantes do programa, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e centrais de biomassa. (BRASIL, 2001d; BRASIL, 2001e; BRASIL 2002c; BRASIL, 2003a).

Na primeira etapa do PROINFA, os contratos de compra com a ELETROBRAS deveriam ser celebrados até 29 de abril de 2004 para instalações com previsão de início de funcionamento até 30 de dezembro de 2006, com compra assegurada pelo prazo de 15 anos. (BRASIL, 2001d; BRASIL 2002c).

As Leis 10.762 de 11 de novembro de 2003, 10.889 de 25 de junho de 2004 e 11.075 de 30 de dezembro de 2004 alongaram, respectivamente, o prazo de garantia de compra para 20 anos, o de celebração contratual para 30 de junho de 2004 e o de início de funcionamento para 30 de dezembro de 2008 (BRASIL, 2003a; BRASIL, 2004d; BRASIL, 2004g).

Produtor Independente de energia elétrica (PIE) é a pessoa jurídica ou consórcio de sociedades empresárias que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (BRASIL, 1995b).

Segundo a Lei 10.438, o Produtor Independente é Autônomo quando não é concessionário de qualquer espécie de serviço público e não é controlado ou coligado: (a) de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica; (b) de seus controladores; (c) de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum das concessionárias do item “a” (BRASIL, 2002c).

Na constituição de Produtor Independente Autônomo (PIA) foi admitida a participação direta de fabricante de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora, com a condição de que o índice de nacionalização dos equipamentos e dos serviços a serem

utilizados nos empreendimentos do PROINFA fosse de, no mínimo, 60% em valor e, na segunda etapa, de, no mínimo, 90% em valor (BRASIL, 2002c, BRASIL 2004).

Na primeira etapa, o PROINFA visava, preferencialmente, a contratação com produtores independentes autônomos, mas também permitiu a participação subsidiária de produtores independentes não autônomos, num quantitativo não superior a 25% da programação anual. No caso de energia eólica, na primeira etapa do Programa, o total de contratações ficou igualmente distribuído entre autônomos e não autônomos (BRASIL, 2002c).

A contratação preferencial de Produtor Independente Autônomo ficou restrita à primeira etapa do PROINFA (BRASIL, 2007; BRASIL 2002c).

A primeira etapa do PROINFA previa a contratação de 3.300 MW, distribuídos igualmente (1.100 MW) em cada uma das 3 fontes, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (BRASIL, 2002c).

A Lei 10.438, de abril de 2002, previu uma segunda etapa do PROINFA, condicionada ao atingimento da meta da primeira etapa de 3.300 MW. A meta da segunda etapa seria de 10% do consumo anual de energia elétrica do país, para ser alcançada em até 20 anos, incluído nestes 20 anos o prazo e os resultados da primeira etapa (BRASIL, 2002c).

Para a segunda etapa, o prazo contratual de 20 anos foi mantido. O preço, calculado pelo Poder Executivo, seria equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural (BRASIL, 2002c). A segunda etapa não chegou a ser iniciada até o ano de 2020.

Os contratos do PROINFA se deram através de Chamadas Públicas. Somente podiam participar produtores independentes. O critério utilizado na ordenação da contratação foi por ordem das Licenças Ambientais de Instalação mais antigas. Outro critério foi a contratação por Estado, limitada a 20% do total para as fontes eólica e biomassa, e limitada a 15%, no caso de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) (BRASIL, 2002c).

Na primeira etapa do PROINFA houve duas Chamadas Públicas em 2004, para entrada em operação das usinas no ano de 2006.

Caso o total previsto por fonte e por Estado não fosse atingido, o saldo remanescente por fonte seria distribuído entre os Estados de localização dos empreendimentos, na proporção

da oferta em kW, aplicando-se o critério de antiguidade de Licença Ambiental de Instalação (BRASIL, 2002c).

Se as metas estipuladas para cada fonte não fossem alcançadas, as quotas remanescentes de potência deveriam ser contratadas entre os projetos habilitados nas demais fontes, seguindo o critério de antiguidade da Licença Ambiental de Instalação (BRASIL, 2002c).

Na primeira etapa o programa implantou, até 2012, 128 empreendimentos, sendo 21 usinas térmicas a biomassa, 45 usinas eólicas e 62 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) (ELETROBRAS, 2021).

As capacidades instaladas compreendiam 963,99 MW em usinas eólicas, 1152,54 MW em PCHs e 533,34 MW em usinas térmicas a biomassa (ELETROBRAS, 2021). A implementação dos projetos de usinas térmicas a biomassa ficou bem aquém da meta de 1.100 MW.

A energia elétrica adquirida no âmbito do PROINFA seria rateada entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), mediante adicional tarifário específico, proporcional ao consumo (BRASIL, 2001d; BRASIL 2002c).

As Leis 10.762 de 2003 e 12.212 de 2010 excluíram do rateio de custos, sucessivamente, os consumidores de baixa renda e os consumidores beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (BRASIL, 2003a; BRASIL, 2010).

Os valores de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, para os empreendimentos no escopo do PROINFA, teriam percentual de redução não inferior a 50% (BRASIL, 2001d; BRASIL, 2002c; BRASIL, 1995b).

As vantagens oferecidas, tanto em garantia de compra pelo poder público, como na diminuição de tarifas na transmissão e na distribuição, permitiriam que se introduzissem tecnologias novas que não teriam condições de concorrer frontalmente, de início, com as já existentes. Os custos das vantagens seriam isonomicamente distribuídos pelos consumidores finais. Desta forma, os consumidores pagariam, proporcionalmente ao consumo, o custo para que novas formas de geração de energia pudessem adentrar o sistema, propiciando maior oferta e independência do regime pluviométrico.

O BNDES criou, em março de 2004, o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O programa tinha como objetivo apoiar os

empreendimentos realizados no âmbito do PROINFA. O programa financiava até 70% dos itens financiáveis do projeto, com prazo de amortização de até 10 anos. A taxa de financiamento para operações diretas era a TJLP mais 3,5% ao ano (BNDES, 2004).

Em março de 2005, o BNDES alterou as condições de financiamento no âmbito do PROINFA, com o aumento da participação máxima de 70% para 80% e a ampliação do prazo de amortização de 10 para 12 anos (BNDES, 2005).

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é um instrumento, estabelecido no artigo 12 do Protocolo de Quioto, que permite que países desenvolvidos (que constam no Anexo I da Convenção de Mudança do Clima das Nações Unidas) possam participar de projetos de atividades em países em desenvolvimento (que não constam no Anexo I) que resultem em uma redução de emissões, e em benefício, mensurável e de longo prazo, relacionado à mitigação dos efeitos de mudança de clima (UN, 1998).

As reduções de emissões certificadas obtidas nestes projetos ajudam os países desenvolvidos a atingirem os compromissos de limitação ou de redução de emissão de gases de efeito estufa assumidos no Protocolo de Quioto. O mecanismo também tem como objetivo ajudar os países em desenvolvimento a promover o desenvolvimento sustentável e contribuir para o controle da emissão antropogênica dos gases de efeito estufa. (UN, 1998).

Cada certificado de redução de emissão é equivalente a uma tonelada de CO₂ e pode ser comprado, como crédito de carbono, por países que estejam acima de suas metas estabelecidas no Protocolo de Quioto (UN, 2021a).

A meta inicial do PROINFA era agregar 3.300 MW de potência instalada através de fontes alternativas. Em 2001 a capacidade instalada era de 54.141 MW. Portanto, o objetivo inicial do PROINFA representava, na época, uma agregação de 6% de capacidade de geração ao sistema (EPE, 2020a; BRASIL, 2001d; BRASIL, 2002c).

Na segunda etapa do PROINFA, a meta era que a produção de energia elétrica dos projetos alcançassem 10% do total do consumo anual de energia elétrica no país. (BRASIL, 2002c).

Ao fim de 2019, a capacidade instalada total do sistema era de 170.118 MW e o PROINFA tinha 2.679 MW de capacidade instalada, ou seja, 1,6% da capacidade instalada de geração do sistema (EPE, 2020a; CCEE, 2021b).

Os gráficos das Figuras 25, 26, 27, construídos a partir da tabela da Figura 24, mostram as evoluções de energia gerada pelo PROINFA, total e por fonte, e do consumo

nacional de energia elétrica desde 2006. O programa, desde 2014, ficou estabilizado em um patamar entre 1,7% e 2% do consumo nacional.

A tabela foi montada a partir de dados de consumo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021a) e de dados de geração do PROINFA da Eletrobras (ELETROBRAS, 2021).

Ano	Energia gerada (GWh)	PCH (GWh)	Eólica (GWh)	Biomassa (GWh)	Consumo nacional (GWh)	Percentual
2006	853	68	199	586	356.129	0,24%
2007	2.626	992	572	1.061	377.030	0,70%
2008	4.053	2.195	643	1.214	388.472	1,04%
2009	6.654	4.373	1.079	1.202	384.306	1,73%
2010	7.975	4.713	2.132	1.130	415.668	1,92%
2011	9.054	5.513	2.413	1.128	433.016	2,09%
2012	9.164	5.087	3.083	994	448.126	2,04%
2013	9.794	5.787	2.988	1.019	463.142	2,11%
2014	9.477	5.407	3.006	1.065	474.823	2,00%
2015	9.140	5.145	2.928	1.067	465.987	1,96%
2016	8.857	4.909	2.794	1.155	462.069	1,92%
2017	8.077	4.677	2.411	989	467.475	1,73%
2018	8.918	5.620	2.278	1.020	475.237	1,88%
2019	8.318	4.988	2.337	993	481.819	1,73%
2020	8.388	4.896	2.414	1.078	474.231	1,77%

Figura 24

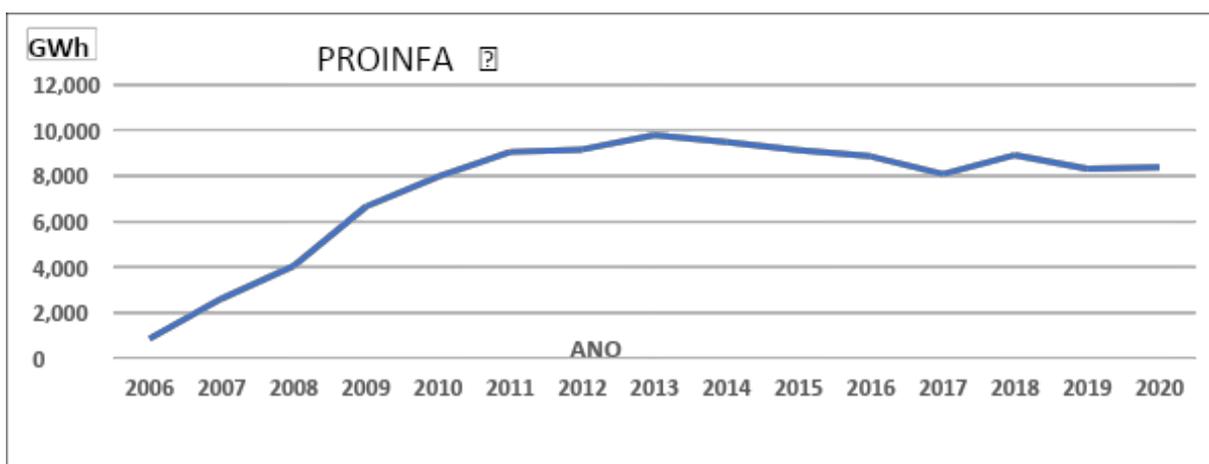


Figura 25

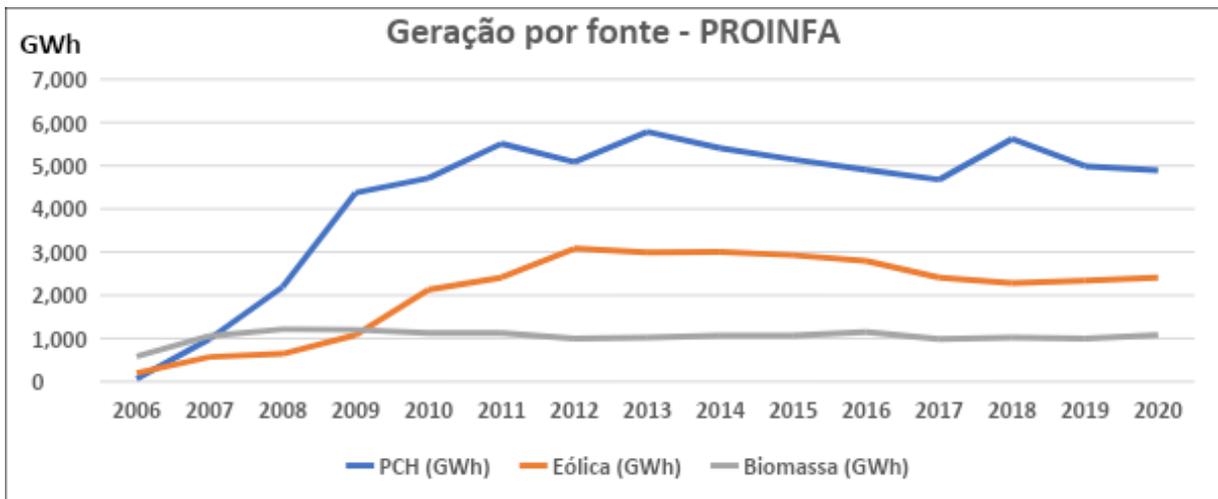


Figura 26

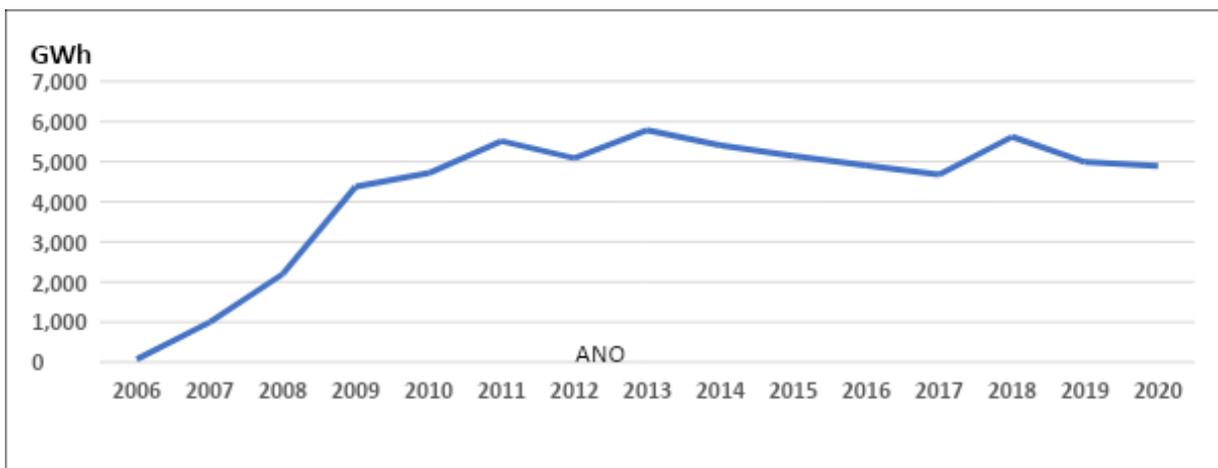


Figura 27

Até 2013, dos 156 empreendimentos participantes do PROINFA em 2006, apenas 128 empreendimentos permaneceram ativos com geração de energia elétrica, e continuaram ativos até 2020. Vinte e oito empreendimentos não conseguiram gerar energia e permanecer dentro do programa.

Entre os 128 empreendimentos, 20 são usinas térmicas a biomassa, 45 são usinas eólicas e 63 são pequenas centrais hidráulicas.

O gráfico da Figura 25 mostra a implementação progressiva dos projetos participantes do PROINFA até o ano de 2012 e, uma vez atingida a maturação, a falta de crescimento do programa pela não implementação da segunda etapa.

A tabela da Figura 28, construída a partir de dados da Eletrobras e da CCEE (ELETROBRAS, 2021; CCEE, 2020b) compara, em 2020, a capacidade instalada com a geração, por cada tipo de fonte.

Fonte	Capacidade instalada (MW)	Geração (GWh)	Geração / Capacidade Instalada
Eólica	965	2.414	2,50
Biomassa	559	1.078	1,93
PCH	1155	4.896	4,24

Figura 28

O índice de “Geração / Capacidade Instalada” revela que a fonte hidráulica, no âmbito do PROINFA, teve efetividade de geração superior às fontes biomassa e eólica. Esse fator, juntamente com a diferença de capacidades instaladas por fonte, explica a geração de fonte hidráulica, desde 2012, ser de 4,2 a 5,7 vezes a geração de biomassa e ser de 1,6 a 2,5 vezes a geração de fonte eólica.

Apenas as diferenças de capacidades instaladas seriam insuficientes para justificar a diferença de geração.

A tabela da Figura 29 mostra que é o produto desses dois fatores que provoca a diferença de geração entre as fontes.

Fontes	Capacidade instalada (MW)	Geração em 2020 (GWh)	Geração / Capacidade Instalada (G/CI)	Fator Relativo de Capacidade Instalada (FRCI)		Fator Relativo de Geração / Capacidade Instalada (FRG/CI)		Produto (FRCI) * (FRG/CI)	Comparação de Geração	
				PCH/Eólica	1,20	PCH/Eólica	1,69		2,03	PCH/Eólica
Eólica	963,99	2.414	2,50	PCH/Eólica	1,20	PCH/Eólica	1,69	2,03	PCH/Eólica	2,03
Biomassa	533,34	1.078	1,93	PCH/Biomassa	2,07	PCH/Biomassa	2,20	4,54	PCH/Biomassa	4,54
PCH	1152,54	4.896	4,24							

Figura 29

A tabela da Figura 30, revela que o Fator de Capacidade da fonte hidráulica, no âmbito do PROINFA, é significativamente superior ao das outras fontes, com reflexo na superioridade de capacidade efetiva da fonte hidráulica.

Fonte	Capacidade instalada - dez/2019 (MW)	Capacidade efetiva - 2020 (MW)	Fator de Capacidade
-------	--------------------------------------	--------------------------------	---------------------

Eólica	965	275,59	28,56%
Biomassa	559	123,09	22,02%
PCH	1155	558,88	48,39%

Figura 30

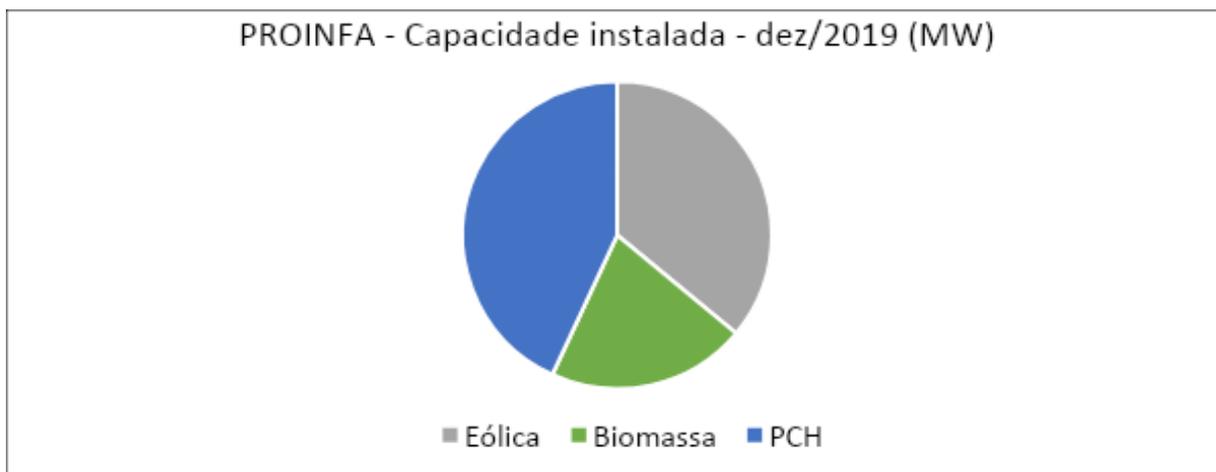


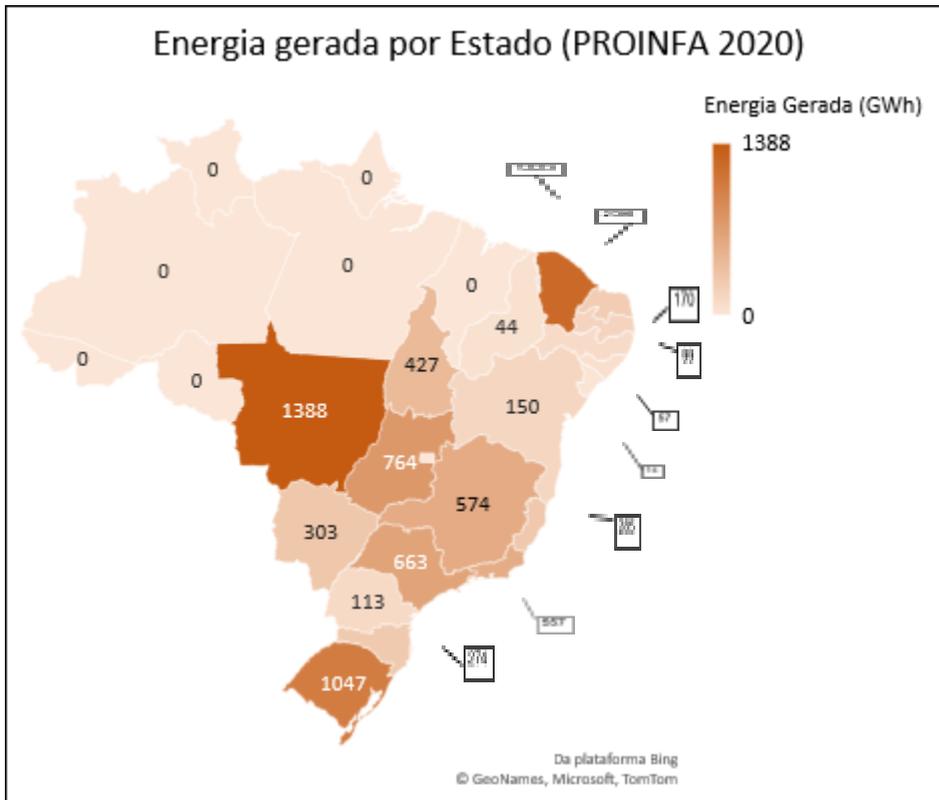
Figura 31

Um dos critérios para a participação das Chamadas Públicas do PROINFA foi o grau de nacionalização dos equipamentos e serviços envolvidos no empreendimento de, no mínimo, 60% na primeira etapa e 90% na segunda etapa (BRASIL, 2002c).

Devido à oferta escassa de equipamentos nacionais, este critério gerou dificuldades na implantação dos projetos e foi responsável por atrasos no cronograma de implantação de usinas do PROINFA (FERREIRA *et al*, 2014).

A data prevista para entrada em funcionamento das usinas estava prevista para 30 de dezembro de 2008 (BRASIL, 2002c). Esta data foi prorrogada para 30 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2009a) e, posteriormente, foi estabelecida a possibilidade de prorrogação até 30 de dezembro de 2011 (BRASIL, 2011).

O programa teve uma abrangência geográfica diversificada com uma maior concentração de empreendimentos e geração nos estados de Mato Grosso e Ceará, seguidos por Rio Grande do Sul, Goiás e São Paulo. O mapa da Figura 32, com a respectiva tabela, e o gráfico da Figura 33 ilustram a distribuição dos empreendimentos e da energia gerada por estado, em 2020.



UF	Energia Gerada (GWh)	Usinas
AL	57	2
BA	150	3
CE	1223	17
ES	285	3
GO	764	9
MT	1388	15
MS	303	4
MG	574	8
PB	170	13
PR	113	3
PE	99	5
PI	44	1
RJ	557	5
RN	236	3
RS	1047	15
SC	274	6
SP	663	10
SE	14	1
TO	427	5
AC	0	0
AP	0	0
AM	0	0
DF	0	0
MA	0	0
PA	0	0
RO	0	0
RR	0	0
Total	8388	128

Figura 32

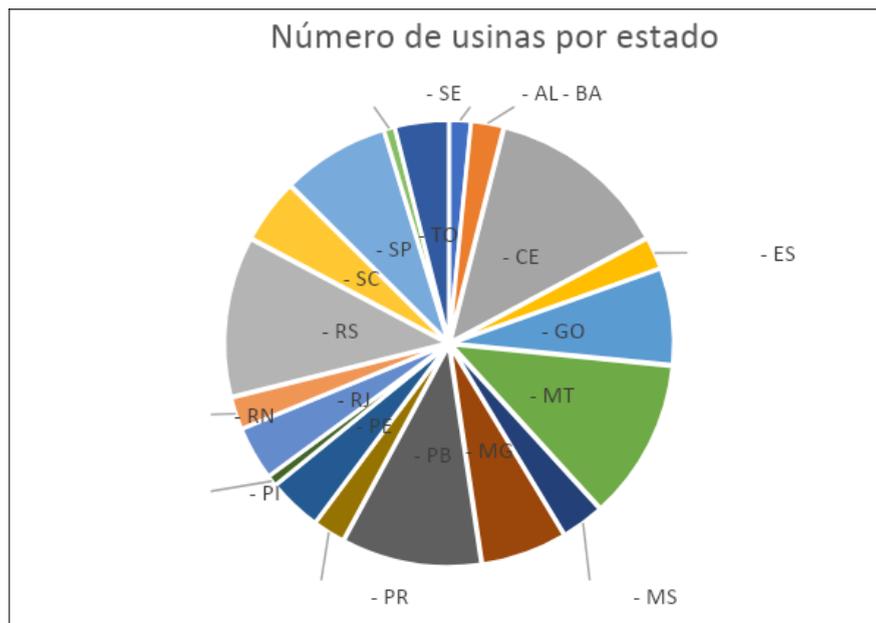


Figura 33

As regras de contratação do PROINFA com distribuição por fonte e limites por estados resultaram em uma carteira de usinas bem diversificada por fontes e, geograficamente, distribuída por um número elevado de estados.

A teoria de portfólio de Markowitz permite determinar, entre várias opções possíveis de investimento, as que oferecem melhor combinação de risco e retorno. A diversificação dos ativos adquire importância na diminuição do risco, quando a correlação é mais negativa, isto é, quando os ativos tendem a sofrer variações em sentidos opostos.

O gráfico da Figura 34 ilustra como correlações mais negativas permitem obter um mesmo retorno com menor risco (MIGUEL; RAMOS, 2017, p. 1652).

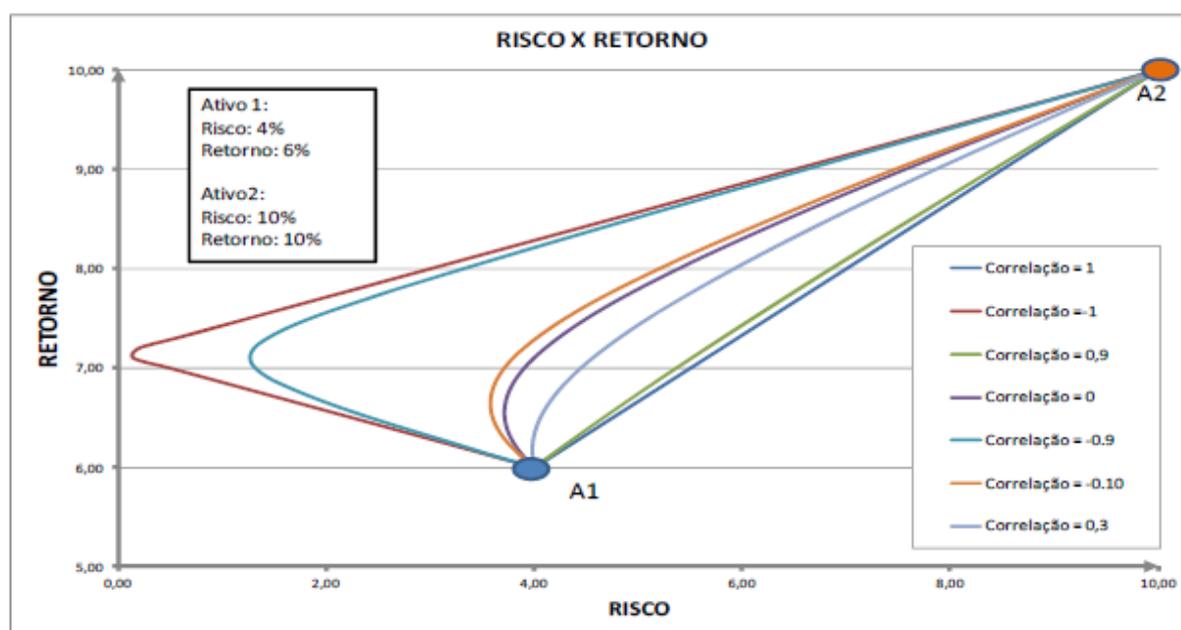


Figura 34

Franklin Kelly Miguel e Dorel Soares Ramos aplicaram a teoria de portfólio de Markowitz a um subconjunto de 104 usinas do PROINFA, durante o período de junho de 2011 a novembro de 2015, e mostraram que a diversificação por tipo de fontes permitiu uma carteira de usinas com risco significativamente menor do que as carteiras consideradas isoladamente para cada fonte (MIGUEL; RAMOS, 2017, p. 1656).

O PROINFA tinha como meta na primeira etapa agregar 3.300 MW de capacidade instalada através de fontes alternativas. Ao fim de 2019 o programa tinha 2.679 MW de capacidade instalada. Assim, pode-se dizer que quantitativamente, do ponto de vista

energético, o programa foi, em grande medida, bem-sucedido. A capacidade de geração efetiva foi progressivamente alcançada desde 2006 até 2011, como mostra o gráfico da Figura 25.

A distribuição de capacidade instalada pelos três tipos de fonte, biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas também foi alcançada, de acordo com o gráfico da Figura 31.

A distribuição geográfica no território nacional foi alcançada em grande medida, exceto na região norte do país, com exceção do estado do Tocantins, conforme gráfico e tabela da Figura 32.

Qualitativamente, o programa induziu ao desenvolvimento de tecnologia nacional, com a obrigação de utilização de pelo menos 60% de equipamentos e serviços nacionais na primeira etapa do programa.

As vantagens de contratos de longo prazo com tarifas garantidas para cobrir os custos e a forte redução de tarifas de transmissão e distribuição foram incentivos adequados a um programa pioneiro para evitar competição de preço com os agentes de geração já estabelecidos.

O PROINFA pavimentou o caminho para a entrada de mais agentes geradores de energia alternativa dentro do sistema de leilões que passou a vigorar a partir da alteração dos marcos regulatório e institucional no governo Luiz Inácio Lula da Silva.

4.5 Alteração dos marcos regulatório e institucional

No governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, os marcos regulatório e institucional do Setor Elétrico Brasileiro foram alterados através das Medidas Provisórias 144 e 145, de 11 de dezembro de 2003, respectivamente transformadas nas Leis 10.848 e 10.847, de 15 de março de 2004. Constituiu-se um novo modelo na comercialização para o setor de energia elétrica.

Procurou-se corrigir as deficiências diagnosticadas no Sistema Elétrico para adequá-lo para uma maior eficácia de planejamento e para atração de investimentos na expansão do setor (MME, 2003).

Compreendiam-se, entre as finalidades da mudança, a modicidade tarifária para os consumidores, a continuidade e qualidade na prestação do serviço, a justa remuneração aos

investidores, de modo a incentivar a expansão do serviço, e a universalização do acesso à energia elétrica (MME, 2003).

A Lei 10.848, de 15 de março de 2004, determinou a implantação de critérios gerais, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de garantia de suprimento de energia que assegurassem um equilíbrio adequado entre a confiabilidade de fornecimento e a modicidade de tarifas e preços (BRASIL, 2004a).

No âmbito das mudanças institucionais, criaram-se dois agentes, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, e uma empresa pública, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A primeira teve criação autorizada pela Lei 10.848 de março de 2004 e foi regulamentada pelo Decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004, enquanto a segunda teve autorização de criação pela Lei 10.847 de 15 de março de 2004 e foi criada pelo Decreto 5.184 de 16 de agosto de 2004.

A CCEE, associação civil sem fins lucrativos, titularizada pelos concessionários, permissionários, autorizados e outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, custeada por seus membros e por emolumentos cobrados sobre suas operações, substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), e passou a ter como atribuições precípua: (a) administrar os contratos de compra e venda entre geradores e distribuidores, incluindo o cálculo das quantidades e dos preços da energia comercializada a cada ano; (b) providenciar a execução das garantias contratuais; (c) calcular e publicar os preços para a liquidação de diferenças contratuais; (d) registrar os contratos de exportação de energia gerada por produtores independentes; (e) dar publicidade a todas das informações referentes à contratação regulada realizada pelas empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição para atendimento a seus consumidores cativos, dentre as quais as quantidades contratadas, as tarifas praticadas, os prazos dos contratos, as inadimplências e os desvios de mercado (MME, 2003; BRASIL, 2003b).

A CCEE tem atuação sob regulação e fiscalização da ANEEL, de acordo com a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabeleceu a forma de funcionamento da CCEE. A Convenção estabeleceu: (a) as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico; (b) as garantias financeiras; (c) as penalidades; (d) as regras e procedimentos de comercialização. O Estatuto Social da CCEE teve como base a Convenção e foi submetido à homologação da ANEEL (ANEEL, 2004).

As competências da CCEE incluem: (a) a contabilização e a liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia elétrica; (b) implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; (c) fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); (c) manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida; (d) realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL; (e) efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nos leilões; (f) apurar infrações dos agentes do mercado, calcular e aplicar penalidades; (g) servir de fórum de discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a ponte entre os agentes e as instâncias de formulação de políticas e regulação (CCEE, 2021c; BRASIL, 2003b; BRASIL, 2004a).

A criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, objetivou a efetivação qualificada de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético (MME/MP, 2003; MME, 2003).

Antes da reforma do sistema elétrico, as funções de planejamento eram cumpridas por meio de empresas públicas do setor. Com o reordenamento setorial, pautado na premissa de autorregulação do mercado, houve a falta de um planejamento energético estruturado com uma abordagem integrada de modo a conciliar pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do País (MME/MP, 2003).

A falta de estudos de planejamento trouxe consequências lesivas aos interesses públicos e privados. A criação da EPE está inserida na responsabilidade constitucional do Estado, na qualidade de agente normativo e regulador, de planejar ações no setor de energia, com a finalidade de um desenvolvimento nacional equilibrado e compatível com os interesses regionais (MME/MP, 2003).

Os princípios estruturantes da criação da EPE foram: (a) garantia e segurança da oferta de energia nos padrões de qualidade e quantidade exigidos pela sociedade; (b) promoção da expansão do sistema elétrico de acordo com as premissas do desenvolvimento sustentável e em consonância com a Política Nacional do Meio Ambiente; (c) estabelecer para os agentes um quadro de referência para seus investimentos; (d) preservação do equilíbrio entre oferta e demanda de energia; (e) equilíbrio econômico-financeiro do setor; (f) modicidade de preços e tarifas; (g) estímulo à eficiência energética; (h) promover a

universalização do acesso; (i) incentivar o aproveitamento de fontes alternativas; (j) estimular a diversificação da matriz energética (MME, 2003).

As competências da EPE incluem: (a) realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; (b) elaborar e publicar o balanço energético nacional; (c) identificar e quantificar os potenciais recursos energéticos; (d) dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes; (e) realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos; (f) obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE; (g) elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; (h) promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à autossuficiência sustentável; (i) promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos; (j) desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; (k) efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados; (l) elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil; (m) desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis; (n) dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países; (o) promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética; (p) promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim; XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; (r) desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional; (e) elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica, proveniente de fontes alternativas (BRASIL, 2004b; BRASIL, 2003c).

A Lei 10.848 proibiu que distribuidoras pudessem desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica, consolidando, assim, o conceito de desverticalização do sistema (BRASIL, 2004a).

Foram criados dois ambientes de negociação para a comercialização da energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com consumidores finais cativos, distribuidor determinado por região, tarifas para consumidores finais reguladas e garantia adicional de fornecimento, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado a consumidores livres e empresas de comercialização, que permitiu grau de concorrência na escolha do gerador ou comercializador pelo consumidor livre (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004g).

O quadro da Figura 35 mostra os agentes atuantes no novo modelo.

Categoria	Tipo	Descrição
Geração	Concessionário de Serviço Público de Geração	agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente
	Produtor Independente de Energia Elétrica	agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco
	Autoprodutor	agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel.
Transmissão	Concessionário de Serviço Público de Transmissão	agente titular de concessão para exploração de instalação de transmissão a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente
Distribuição	Distribuidor	agente concessionário que realiza o atendimento da demanda de energia na sua área geográfica com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Têm participação obrigatória no ACR, e celebram contratos de energia com preços resultantes de leilões
Comercialização	Agentes Importadores e Exportadores	agentes que comercializam energia através de importação ou exportação
	Agentes comercializadores	empresas independentes ou vinculadas a grupos geradores ou distribuidoras, que atuam como <i>traders</i> no gerenciamento de carteiras
	Consumidores livres	pode escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação
	Consumidores especiais	demanda entre 500 kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar)

Figura 35

O terceiro ambiente de comercialização foi o Mercado de Curto Prazo, onde são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes efetivamente gerados, contratados e efetivamente consumidos (CCEE, 2021e).

Os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado - tanto no ACR como no ACL - devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2021e).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) cuida do bom funcionamento dos três ambientes.

O agente comercializador de energia já tinha sido instituído pela Lei 9.648 de 1998. Trata-se de empreendedor que comercializa energia elétrica, sem necessariamente ser o proprietário dos ativos de geração. As comercializadoras são empresas independentes ou vinculadas a grupos geradores ou distribuidoras, que atuam como *traders* no gerenciamento de carteiras. Adquirem a energia para vendê-la aos consumidores livres ou a outras comercializadoras. Também atuam na prestação de serviços e assessoria de negócios entre as pontas compradora e vendedora (BRASIL, 1998a).

Os concessionários de serviço público de geração e os produtores independentes de energia, inclusive os autoprodutores com energia excedente, podem comercializar energia elétrica nos dois ambientes, ACR e ACL (MME, 2003).

No ACR, as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento ao mercado, mediante contratação regulada, onde a compra de energia se dá por meio de licitações, na modalidade de leilões de compra de energia proveniente de geração existente e de novos empreendimentos de geração (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004g).

Os leilões, que constituem o instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado, são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da ANEEL, e utilizam o critério de menor tarifa, com o objetivo de propiciar a modicidade de tarifas para os consumidores cativos (CCEE, 2021d).

As licitações de contratação de energia elétrica no ACR se dão através de leilões segmentados por: (a) energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes;

(b) energia proveniente de novos empreendimentos de geração; (c) fontes alternativas (BRASIL, 2004a).

Definiu-se a formalização da contratação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) por meio de contratos bilaterais, denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre concessionária ou autorizada de geração e as concessionárias, permissionárias e autorizados do serviço de distribuição que participam dos leilões de energia, segundo prazos mínimo e máximo de início de entrega e de suprimento, diferenciados conforme sejam empreendimento de geração existente ou novo (BRASIL, 2004a).

As tarifas para o consumidor final no ACR foram vinculadas ao custo de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras, acrescido de encargos e tributos, de modo a assegurar modicidade tarifária (BRASIL, 2004a).

No Ambiente de Contratação Regulada, as distribuidoras estão obrigadas a comprar a energia por meio dos leilões autorizados e regulamentados pelo governo e os consumidores cativos, na área de concessão da distribuidora, compram a energia pela tarifa estabelecida anualmente pela ANEEL.

A Lei 13.360 de 2016 estabeleceu, para os agentes distribuidores, a vedação de venda de energia para consumidores livres, exceto em dois casos: (a) se estes se localizarem na área de concessão ou permissão da distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicadas aos demais consumidores; (b) se tratar de energia lastreada no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado (BRASIL, 2016).

Deste modo, promoveu-se, para os agentes distribuidores, a necessária separação dos mercados regulado e livre, com o impedimento que a distribuidora atuasse no mercado livre em detrimento de sua obrigação precípua de fornecimento para os consumidores cativos no ACR.

O Decreto 5.163 de julho de 2004 instituiu a possibilidade de contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída através de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição (BRASIL, 2004e).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os consumidores livres negociam livremente seus contratos com os agentes concessionários e autorizados de geração ou com os agentes comercializadores (BRASIL, 2004a).

A tabela da Figura 36 resume a classificação de consumidores cativos e livres.

CONSUMIDOR	
DEMANDA (KW)	CLASSIFICAÇÃO
Inferior a 500	Cativo (Não pode migrar para o ACL)
De 500 a 2.999	Potencialmente Livre Especial
Superior a 3.000	Potencialmente Livre

Figura 36

Consumidor Livre é aquele que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

Consumidor Especial é aquele com demanda entre 500 kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar).

No ACL, os agentes de distribuição podem negociar contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado. (BRASIL, 2004e).

O Decreto 5.163 de 2004 incluiu no ACL os consumidores ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirem energia de geradores com potência igual ou inferior a 50.000 kW (BRASIL, 2004e).

Nos editais de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, pode haver percentual mínimo de energia a ser destinada ao mercado regulado e a energia remanescente pode ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização no ACL (BRASIL, 2004a).

Nos leilões de energia no ACR, a EPE submete para aprovação, ao Ministério de Minas e Energia, a relação de empreendimentos de geração que integrarão os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, e as estimativas de custos correspondentes (BRASIL, 2004e).

A EPE habilita tecnicamente e cadastra os empreendimentos de geração que poderão participar dos leilões de novos empreendimentos (BRASIL, 2004e).

Completa-se a estrutura do setor elétrico com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que responde pela operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN), e com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que atua como órgão regulador do setor (CCEE, 2021d).

O novo modelo fixou uma regulação forte na distribuição e na transmissão que são atividades naturalmente monopolísticas. E procurou dar liberdade e competição na

comercialização que envolve outros atores do sistema, procurando incluir progressivamente mais consumidores livres no sistema.

A tabela da Figura 37 resume as principais mudanças estruturais no setor elétrico brasileiro (CCEE, 2021d).

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Figura 37

A tabela da Figura 38 exhibe os atores no modelo atual.

Política Pública	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Proposta e Formulação de política pública de energia. Vinculado à Presidência da República
Política Pública	MME - Secretaria de Energia Elétrica	Estabelece políticas e diretrizes de energia elétrica e zela pelo cumprimento delas
Estudos e pesquisas	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Subsidia o planejamento do setor energético

Monitoração	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)		Acompanhamento e avaliação da continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica
Regulação	Agência Nacional e Energia Elétrica (ANEEL)		Regulação e fiscalização dos agentes no mercado de energia elétrica
Operação	Operador Nacional de Sistema (ONS)		Coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) e planejamento da operação dos sistemas isolados
Comercialização	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)		Oferece estrutura com aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos da comercialização de energia elétrica
Geração	Eletrobras ¹ , Estatais estaduais ¹ , Empresas privadas ²	^{1,2} Concessionários de serviço público de geração	Exploração de ativo de geração a título de serviço público
		² Produtores Independentes	Produção de energia destinada à comercialização por sua conta e risco
		² Autoprodutores	Produção de energia destinada a uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente
Transmissão	Eletrobras, Estatais estaduais, Empresas privadas		Transmissão de energia elétrica. Mercado regulado.
Distribuição	Estatais e empresas privadas		Compram energia elétrica no ACR e repassam a energia a consumidores cativos com tarifa regulada pela ANEEL
Consumidores Finais	Consumidores cativos e consumidores livres		Consumidores livres compram energia elétrica no ACL

Figura 38

O diagrama da Figura 39 mostra como esses atores se relacionam (MME, 2019b).

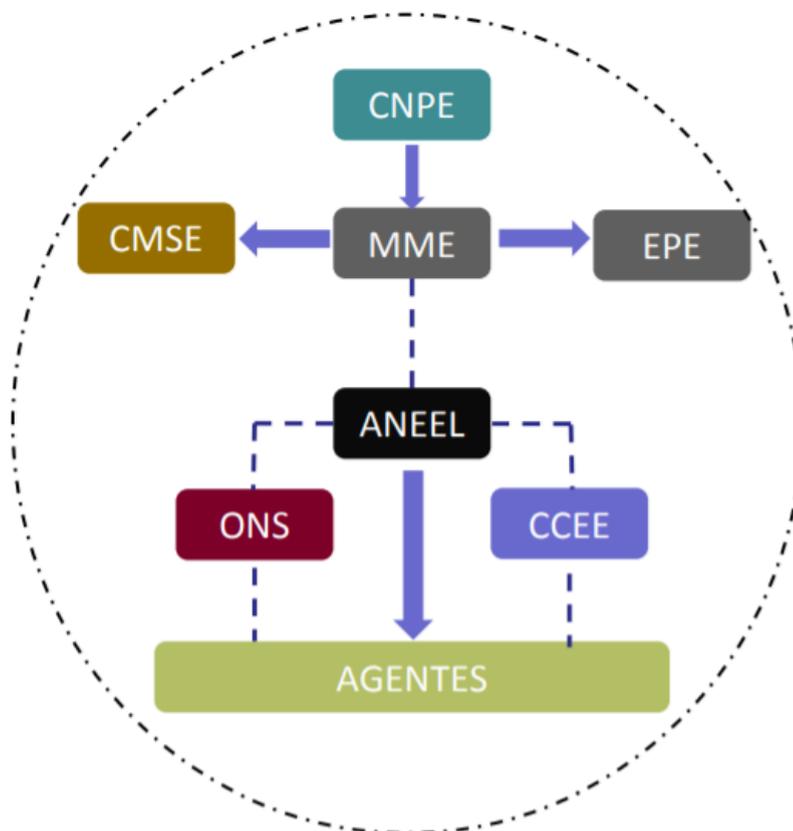


Figura 39

4.6 Leilões para compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR)

Os leilões de compra no ACR pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) são promovidos pela ANEEL. Os contratos podem ser: (a) por quantidade de energia elétrica; (b) por disponibilidade de energia elétrica. O Ministério de Minas e Energia fixa as diretrizes que contemplam os montantes de energia a serem leiloados por modalidade contratual (BRASIL, 2004e).

Os leilões podem ser: (a) de energia existente; (b) de energia nova; (c) de fontes alternativas; (d) estruturantes; (e) de energia de reserva; (f) de ajuste. A tabela da Figura 40 caracteriza cada um dos tipos (CCEE, 2021f).

Tipo de leilão	Descrição
de Energia Existente	Leilões de empreendimentos existentes
de Energia Nova	Leilões para atender o aumento de carga das distribuidoras. São vendidas e contratadas quantidades de energia de usinas que ainda serão construídas
de Fontes Alternativas	Objetivam atender o crescimento do mercado no ambiente regulado (ACR) e aumentar a participação das fontes renováveis - eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) - na matriz energética brasileira
Estruturantes	Empreendimentos que têm prioridade em vista do caráter estratégico ou de interesse público. Projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)
de Energia de Reserva	Energia extra para elevar a segurança do sistema. Gera o Encargo de Energia de Reserva (EER), que rateia os custos desta energia entre todos os consumidores
de Ajuste	Visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais diferenças entre a energia contratada em leilões anteriores e a demanda do mercado. São firmados contratos de curta duração.

Figura 40

Os leilões podem ser específicos para um tipo de fonte, como, por exemplo, o leilão para biomassa em 2008 e os leilões para energia eólica em 2009 e 2010.

A formalização de contratos bilaterais para os vencedores de leilões de energia proveniente de geração nova ou existente se dá por meio do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). É celebrado entre cada agente vendedor e os agentes de distribuição compradores.

A garantia física de energia de um empreendimento de geração é definida pelo Ministério de Minas e Energia e deve constar do contrato de concessão ou do ato de autorização. Corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluída a importação, que pode ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos (BRASIL, 2004e).

A garantia física é a quantidade de energia que o empreendimento pode se comprometer, contratualmente, a entregar. É sempre menor que a capacidade instalada de

geração do empreendimento, correspondente à utilização da capacidade plena da usina 24 horas por dia em todos os dias do ano.

O Decreto 5.163 de 2004 definiu as faixas de prazos de duração de suprimento contratuais conforme a modalidade de leilão (BRASIL, 2004e).

O leilão de energia existente tem como finalidade contratar a energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação. Os investimentos já foram amortizados, o que faz com que o custo seja mais baixo. O prazo contratual de duração de suprimento deve ser no mínimo de um ano e no máximo de quinze anos. Deve haver, pelo menos, a realização anual de leilão com previsão de início de suprimento para o ano seguinte, desde que haja demanda pelos agentes de distribuição (BRASIL, 2004e; CCEE, 2021g).

O Ministério de Minas e Energia define o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

O leilão de energia nova tem como finalidade suprir o aumento de carga das distribuidoras. São vendidas e contratadas lotes de energia de usinas que ainda serão construídas. O prazo contratual de duração de suprimento deve ser no mínimo de quinze anos e no máximo de trinta anos. Deve haver, pelo menos, a realização de dois leilões de energia nova anuais, um para início de suprimento em 3 ou 4 anos e outro para início de suprimento em 5 ou 6 anos, desde que haja demanda pelos agentes de distribuição (BRASIL, 2004e; CCEE, 2021g).

O leilão de fontes alternativas foi regulamentado pelo Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, que alterou a redação do Decreto 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004e). Foi instituído com os objetivos de atender a crescente demanda do mercado no ambiente regulado (ACR) e de aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétrica (PCHs) – na matriz energética brasileira. O prazo contratual de duração de suprimento deve ser no mínimo de dez e no máximo de trinta anos (BRASIL, 2004e; CCEE, 2021f).

O leilão estruturante destina-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que tenham sido aprovados pelo Presidente da República. A previsão para esse tipo de leilão consta no Decreto nº 5.163 de 2004. Os empreendimentos a serem leiloados têm prioridade de licitação e implantação em função do caráter estratégico ou do interesse público (BRASIL, 2004e; CCEE, 2021g).

O leilão de energia de reserva foi regulamentado pelo Decreto nº 6.353 de 16 de janeiro de 2008. A Energia de Reserva destina-se a elevar a segurança no Sistema Interligado Nacional (SIN). A energia contratada é proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes que acrescentem garantia física ao SIN. A contratação é formalizada mediante celebração de Contratos de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, na qualidade de representante dos agentes de consumo. Todos os usuários do SIN, inclusive produtores independentes e autoprodutores que comercializam excedente de energia, pagam o custo da energia de reserva através do Encargo de Energia de Reserva (EER) (BRASIL, 2008; CCEE, 2021g).

Os leilões de ajuste estão previstos no art. 26 do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Destinam-se a possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade das cargas do agente de distribuição. Os contratos firmados são de curta duração – de três meses a dois anos. Esta complementação se faz necessária quando há eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento do mercado (BRASIL, 2004e; CCEE, 2021f).

O gráfico da Figura 41 exibe a capacidade instalada (potência), a garantia física e a energia vendida no conjunto de leilões de expansão de geração (exclui os leilões de energia existente e os leilões de suprimento de sistemas isolados) em cada ano desde 2005 a 2019. Foram 42 leilões em 25 estados. A implantação dos empreendimentos teve previsão de geração de 1.381.153 empregos. O investimento previsto foi de 107 bilhões de dólares. O gráfico foi construído a partir de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021).

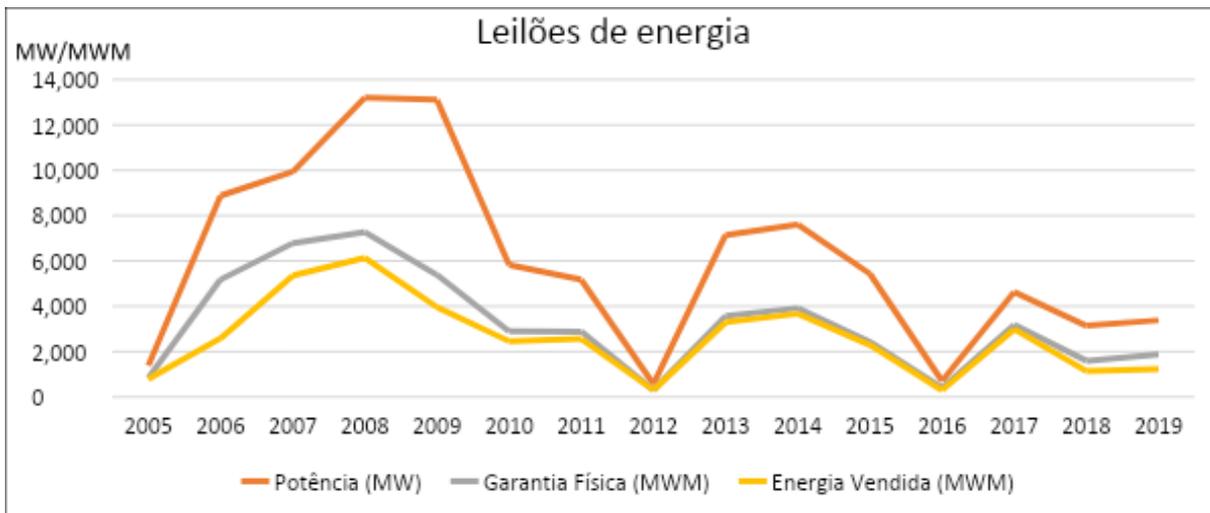


Figura 41

A capacidade total instalada negociada nos leilões de expansão foi de 90.116 MW com garantia física total de 48.513 MWM (megawatt médio) e total de energia vendida de 39.070 MWM. O preço médio atualizado dos leilões de expansão foi de 56,60 dólares/MWh (na conversão para dólar foi utilizada a taxa de câmbio do dia do leilão). O deságio médio foi de 19,5%. (ANEEL, 2021).

Estes números são expressivos frente à capacidade total instalada de cerca de 170.118 MW do sistema elétrico em 2019.

O gráfico da Figura 42 corresponde a um recorte de resultados de leilões de usinas de eólicas, térmicas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (entre 5 MW e 30 MW de capacidade instalada) e centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) (capacidade instalada igual ou inferior a 5 MW). Não são incluídas as grandes usinas hidrelétricas correspondente à capacidade instalada superior a 30 MW (UHES) nem as usinas de fonte solar. Este recorte permite uma comparação com as usinas vinculadas ao PROINFA. O gráfico foi construído a partir de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021).

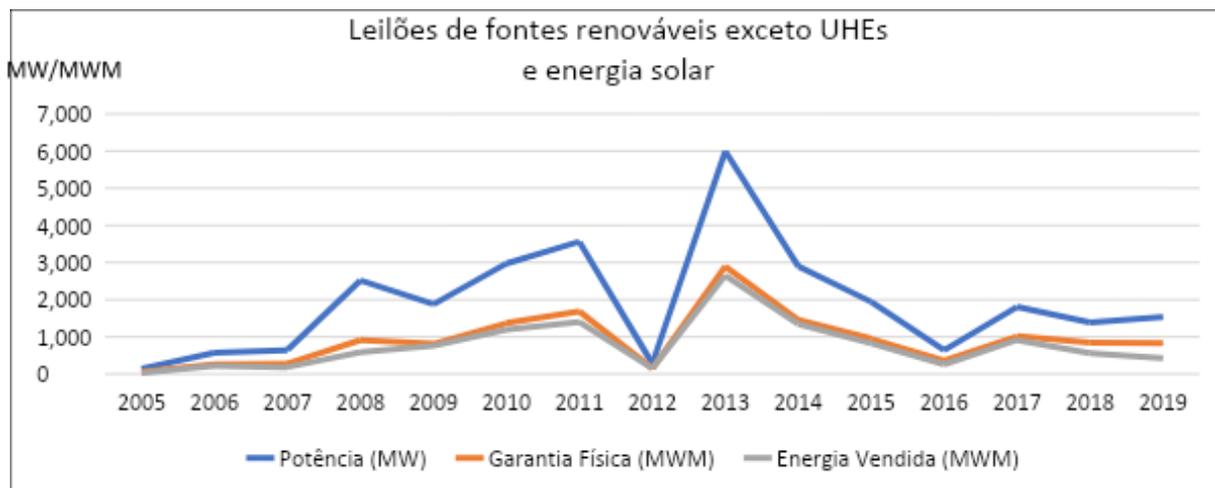


Figura 42

Neste recorte, houve 34 leilões em 23 estados. A capacidade total instalada foi de 29.191 MW com garantia física total de 13.897 MWm, e um total de energia vendida de 11.509 MWm. O preço médio foi de 55,15 dólares/MWh, o que indica preço competitivo dentro do mercado como um todo. Nos leilões de 2017 a 2019 (últimos anos da faixa), a média de preço ficou consistentemente abaixo da média de todos os anos. Houve geração estimada de 704.676 novos empregos.

O gráfico da Figura 43 descreve a evolução temporal de expansão de fontes renováveis (exceto UHEs e solar) como percentual de expansão total em termos de energia vendida nos leilões de expansão. Pode-se observar que a fatia dessas fontes é superior àquela prevista para a segunda fase do PROINFA.

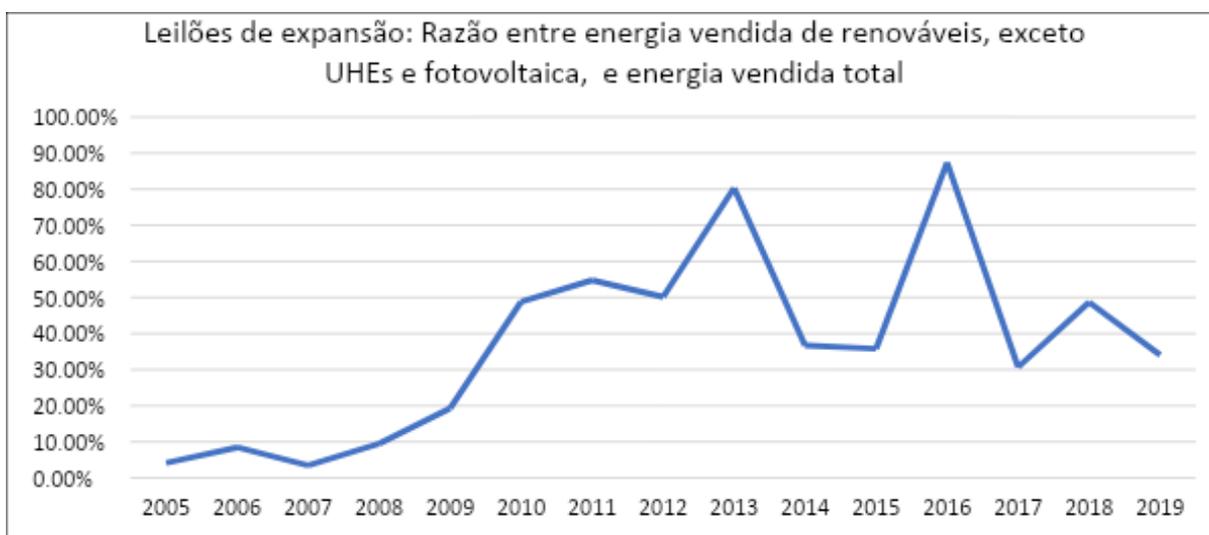


Figura 43

O gráfico da Figura 44 exibe a energia vendida por tipo de fonte nos leilões de expansão desde 2005 até 2019. Gráfico construído a partir de dados da ANEEL (ANEEL, 2021).

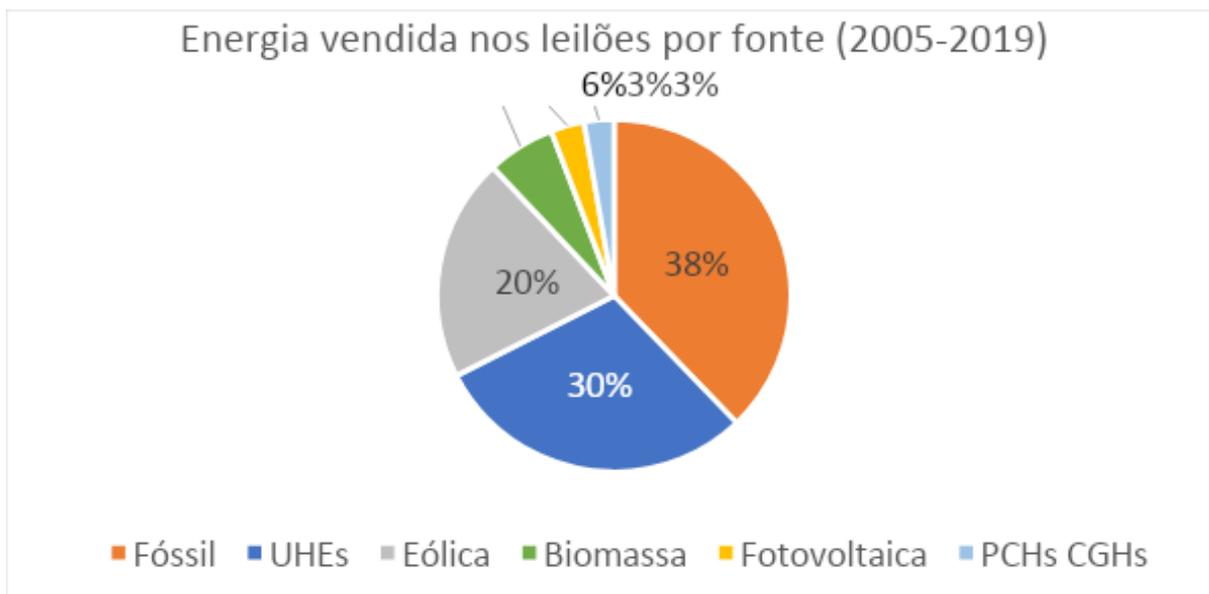


Figura 44

A Figura 45 mostra a energia vendida por tipo de fonte para os leilões de expansão de 2017 a 2019. Observa-se que nos anos mais recentes os acréscimos por projetos de grandes usinas hidrelétricas foram substituídos, principalmente, por acréscimos de termelétricas a combustível fóssil. Há, também, aumento significativo de contribuição relativa de empreendimentos de energia eólica, de energia solar, de PCHs e CGHs.

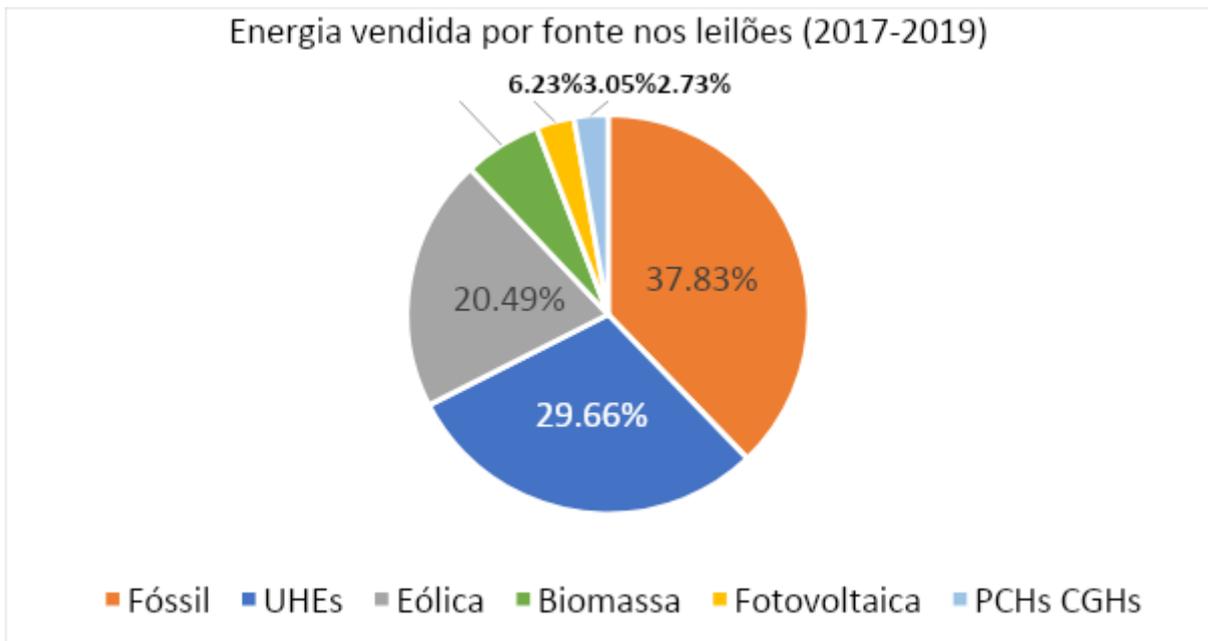


Figura 45

Os leilões de expansão vendem energia para operação futura. Isso significa que a tradução em capacidade instalada operacional ainda leva alguns anos até ser efetivada. Mas os gráficos acima, especialmente o da Figura 45, dão uma indicação da alteração futura da matriz energética de capacidade instalada.

O gráfico da Figura 46, construído a partir de dados da EPE (EPE, 2020a), mostra a evolução da capacidade instalada existente de 1974 até 2019, inclusive.

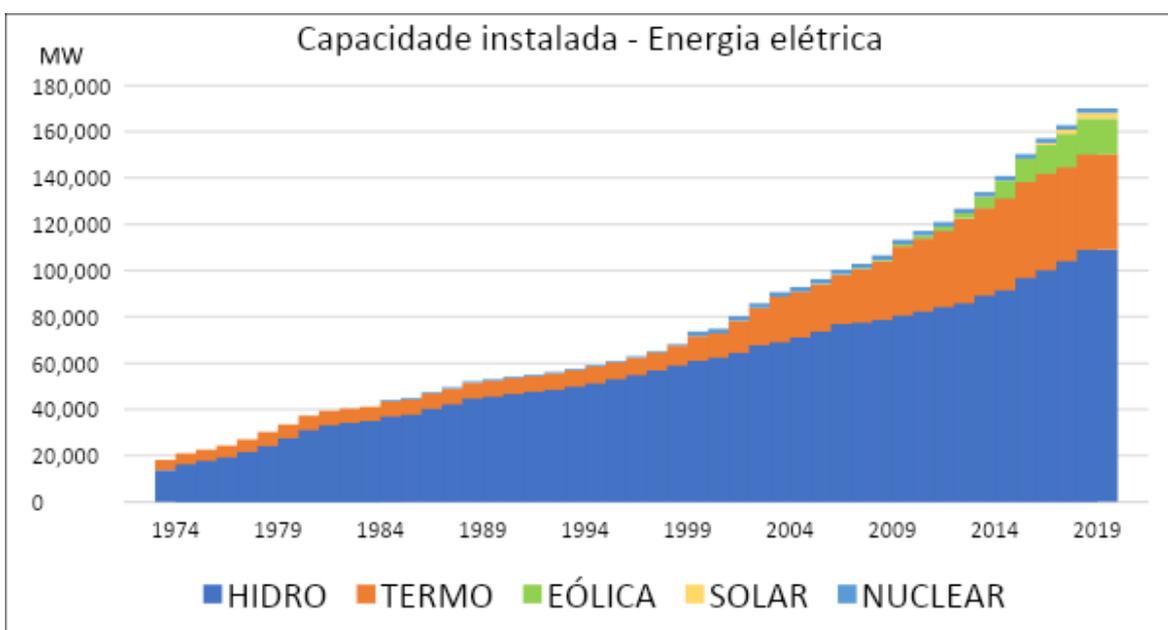


Figura 46

A evolução, de 2010 a 2019, das proporções de capacidade instalada por fonte de energia elétrica estão expressas no gráfico da Figura 47.

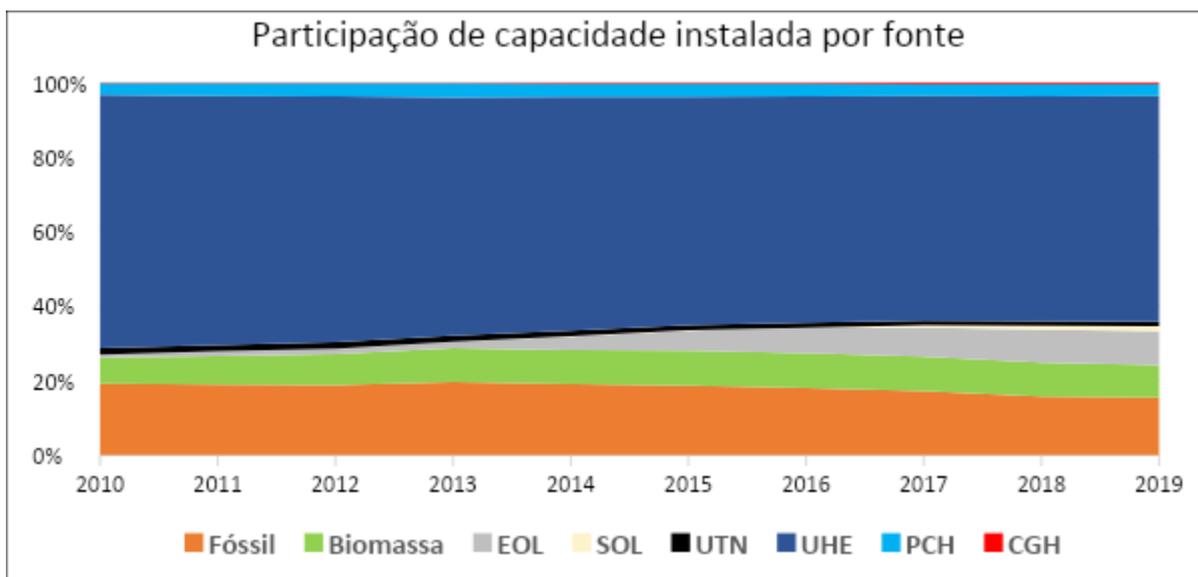


Figura 47

De 1985 a 1995, a participação relativa da capacidade instalada oriunda de energia hidrelétrica era de 85%. De 1995 a 2004 houve um incremento relativo da capacidade instalada de termoelétricas. Em 2005, a participação relativa de hidroelétricas diminuiu para 76,5% e a de termoelétricas cresceu para 21,3%. A partir de 2004, as fontes alternativas renováveis crescem em participação relativa, principalmente biomassa e eólica, o que pode ser observado na Figura 47 para a faixa temporal de 2010 a 2019. De 2015 a 2019 a participação relativa de hidroelétricas diminuiu para um número variando entre 64% e 65% (EPE, 2020a).

Em 2019, a capacidade instalada de usinas termoelétricas era dividida em 36,3% de fonte biomassa e 63,7% de fonte fóssil (ANEEL, 2019b; EPE, 2020b, p.185).

O gráfico da Figura 48, construído a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2002b, p.185), fornece a distribuição de capacidade instalada termoelétrica de fonte biomassa e de fonte fóssil.

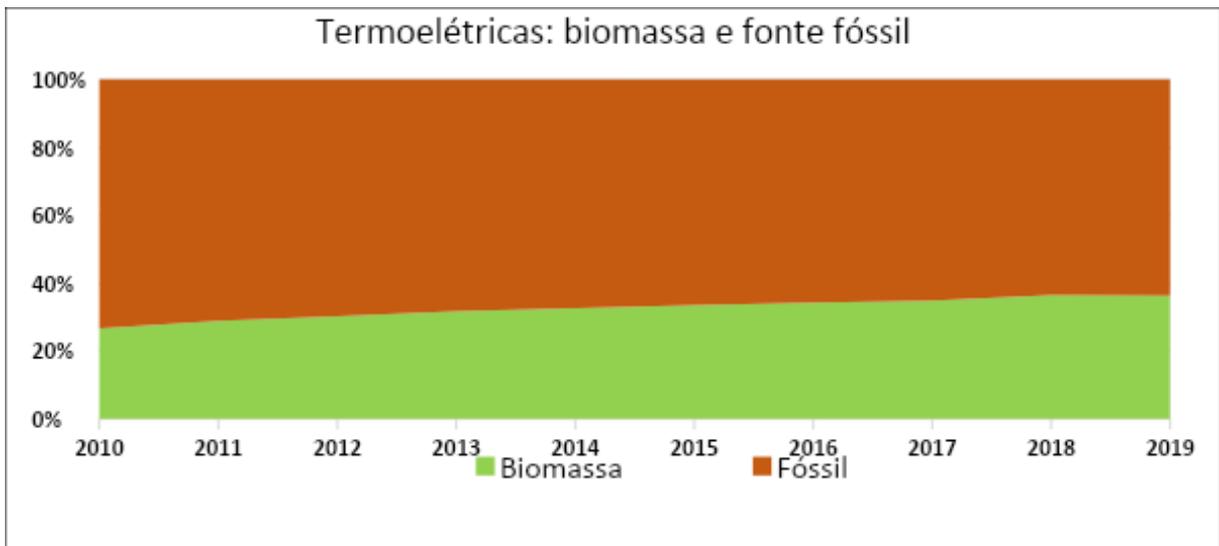


Figura 48

Dentre as biomassas, o bagaço de cana é a fonte predominante por larga margem e constituiu 76,4% da capacidade instalada das fontes de biomassa no ano de 2019.

Dentre as fontes fósseis as principais, em percentual sobre o total de capacidade instalada para fontes fósseis são: (a) gás natural, 54,3%; (b) óleo diesel, 17,7%; (c) óleo combustível, 13,5% e (d) carvão mineral 13,1%.

A ampliação da participação em capacidade instalada de usinas termoelétricas, cuja maior parte é de fonte fóssil, aponta para um aumento de emissões a partir de geração termoelétrica. Contudo, de 2015 a 2019 a capacidade instalada de usinas termoelétricas de fonte fóssil se estabilizou.

A participação preponderante das termoelétricas de fonte fóssil nos leilões de expansão, de 2017 a 2019, indicam uma tendência de crescimento da participação relativa de capacidade instalada deste tipo de fonte.

Pode-se observar que a participação relativa de fontes renováveis na matriz de geração de energia elétrica tem aumentado nos dez anos de 2010 a 2019 (Figura 47) devido às contribuições crescentes de parques eólicos, de termoelétricas de biomassa e de geração solar, além de pequenas hidrelétricas, a despeito da participação decrescente das grandes hidrelétricas.

Há, portanto, um *mix* interessante do necessário aumento de geração para suporte do consumo crescente no país com uma matriz de capacidade instalada que tem crescido nos últimos anos de forma sustentável, isto é, sem agregar capacidade instalada de fonte fóssil

(nominal e relativa), e, portanto, sem agregar emissões não balanceadas. A geração de fonte fóssil em 2019 constituiu 15,4% da capacidade instalada.

4.7 Custo de energia nos leilões e no PROINFA

Pode-se comparar a capacidade instalada total do PROINFA de 2.679 MW em 2020, com a expansão via leilões do novo modelo de 29.191 MW de fontes renováveis, exceto grandes usinas hidrelétricas e as de fonte solar.

Ao fim de 2019, o valor total aprovado das cotas de custeio do PROINFA, para o ano de 2020, foi de 3,321 bilhões para uma previsão de produção de 11,202 milhões de MWh (ANEEL, 2019a), o que dá um custo de 296 reais/MWh. O custo médio dos leilões de energia renovável (exceto grandes hidrelétricas e fonte solar) foi de 222 reais/MWh, e este custo nos últimos anos tem diminuído. Portanto, o custo de energia do PROINFA é 33% mais caro que o custo da média dos leilões e o percentual aumenta nos últimos anos.

Em 2019 o custo médio da energia vendida nos leilões de energia renovável (exceto UHEs e fonte solar) foi de 155,95 reais/MWh. Cálculo a partir de dados fornecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021). O PROINFA, ao fim de 2019, tinha um custo previsto 90% mais caro.

4.8 Crescimento do número de agentes no novo modelo

O gráfico da Figura 49 mostra o crescimento do número de agentes cadastrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de 2000 até 2018 (ROCKMANN, 2019, p. 119).

Desde 2004, houve forte crescimento do número de produtores independentes e do número de consumidores livres e especiais. Em 2018, dentro de um total de 7.619 agentes, participavam mais de 1.000 produtores independentes e mais de 5.000 consumidores livres e especiais.

Em 2019, o número total de agentes cadastrados na CCEE passou de 7.619 para 9.010, o que representa um crescimento de 18,3% (CCEE, 2021h).

Esses dados indicam um mercado dinâmico, forte e competitivo, tanto na ponta da oferta, como na ponta do consumo de energia elétrica.

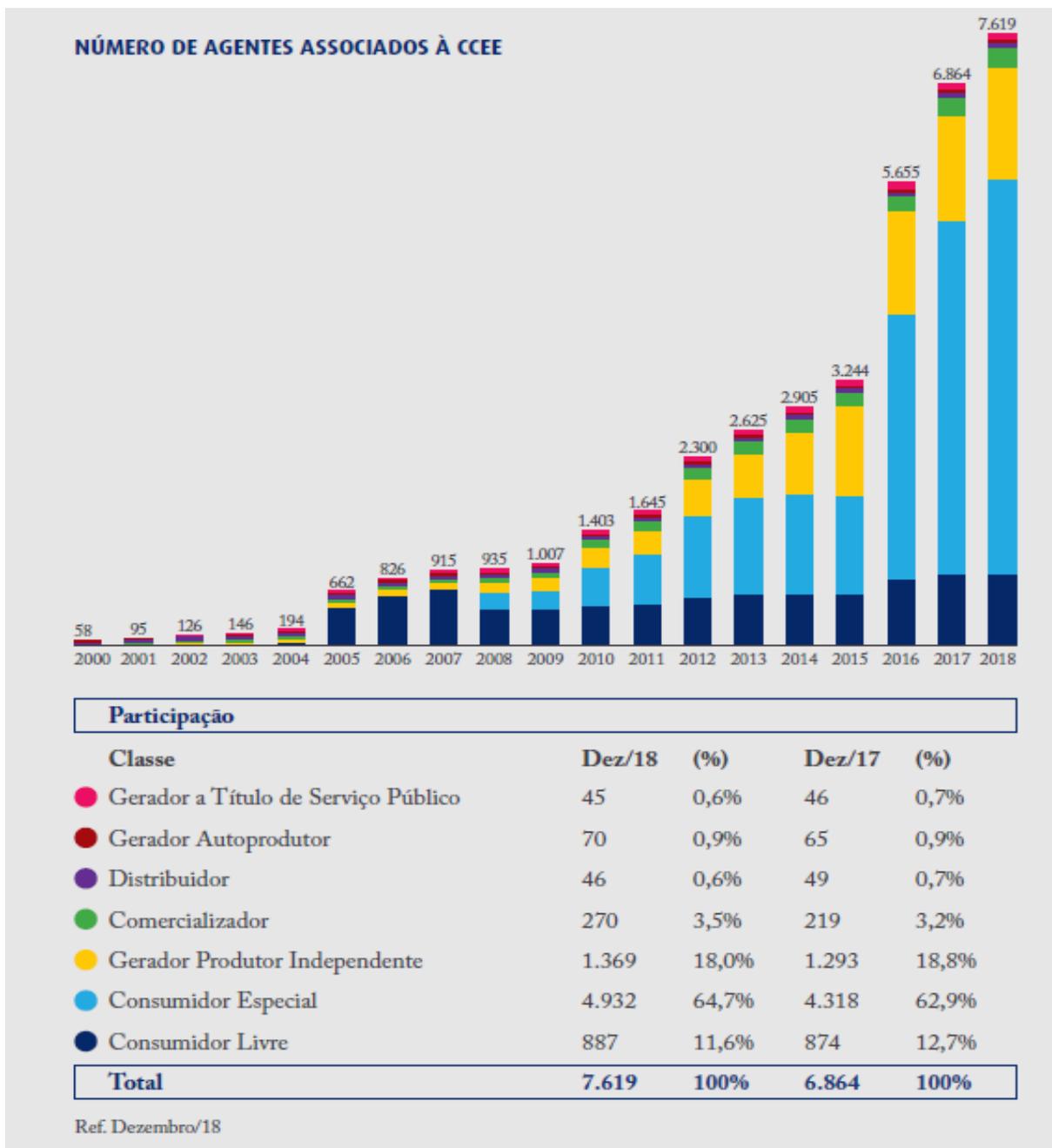


Figura 49

O mercado livre passou de dois agentes em 1999 para mais de sete mil e quinhentos agentes privados em 2019 e, neste ano, o mercado livre respondeu por quase um terço da carga elétrica do país. O número de agentes tanto na categoria de consumidores, como na de comercializadores e de produtores independentes de energia teve forte crescimento. O fortalecimento do mercado livre constitui um legado importante (ROCKMANN, 2019, p. 130, 223, 230).

Dentro de um ambiente de regras transparentes, a CCEE cumpre sua função e atua com excelência operacional. É um nicho importante de negócios na economia brasileira (ROCKMANN, 2019, p. 130, 223, 230).

Em 2019, havia 7.420 empreendimentos de geração de energia elétrica em operação, sendo 1.342 usinas hidrelétricas, 2.442 usinas termelétricas de fonte fóssil, 559 termelétricas de biomassa, 2 usinas nucleares, 606 eólicas e 2469 fotovoltaicas (ANEEL, 2019b). A tabela da Figura 50 e o gráfico da Figura 51 descrevem a distribuição.

Tipo	Tipo	Quantidade
Usinas Hidrelétricas	UHE	217
Pequenas Centrais Hidrelétricas	PCH	426
Centrais Geradoras Hidrelétricas	CGH	698
Usinas Undielétricas	CGU	1
Usinas termelétricas fósseis	UTE/F	2.442
Usinas termelétricas de biomassa	UTE/B	559
Usinas termonucleares	UTN	2
Usinas eólicas	EOL	606
Usinas fotovoltaicas	UFV	2.469
Total		7.420

Figura 50

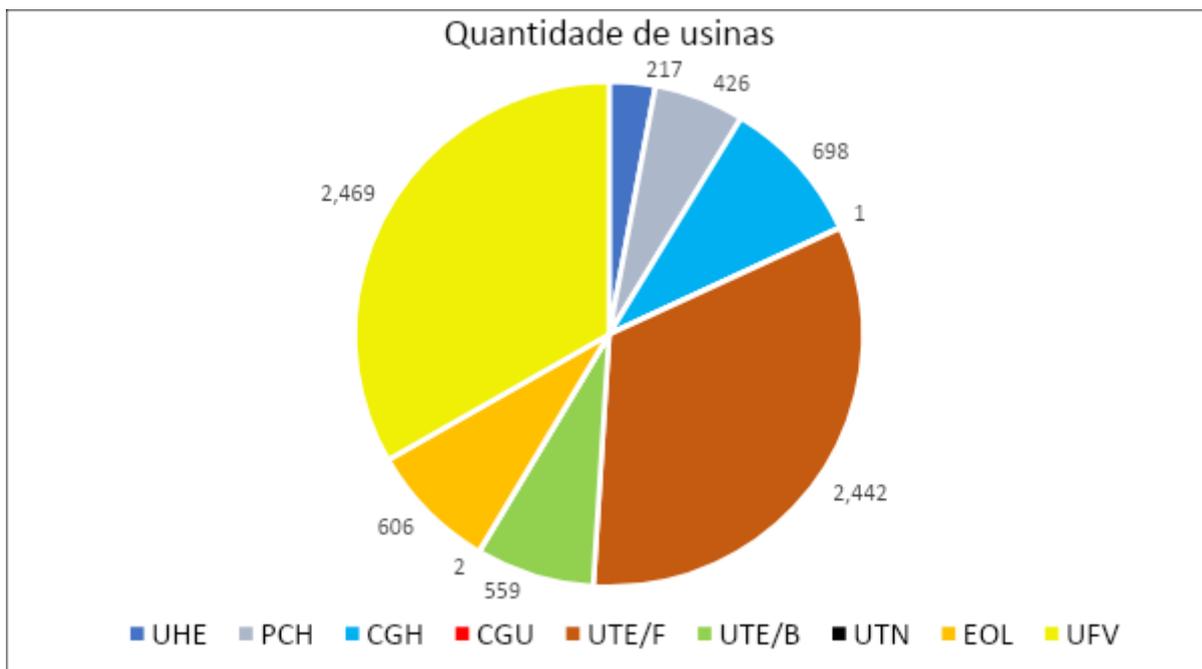


Figura 51

Estes gráficos mostram o vigor da política de energia elétrica tanto no grande número de agentes de geração, como na diversidade do *mix* de fontes distintas e a capacidade de atração de investimentos de geração de fontes limpas.

6 CONCLUSÃO

A reforma do sistema de energia elétrica nacional implementada no governo Fernando Henrique Cardoso e aperfeiçoada no governo Luiz Inácio Lula da Silva foi uma política pública que conseguiu garantir o suprimento da demanda crescente de energia elétrica no país.

A descentralização e desverticalização do sistema através de privatizações e de leilões de energia nova, com o respectivo financiamento de novos empreendimentos, fez com que o mercado crescesse em número de agentes tanto na ponta da geração, como na ponta do consumo livre, com o incremento de fontes de energia renováveis.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, com uma política de tarifa *feed-in* com contratos de longo prazo (20 anos), com garantia de preço compatível com o custo de cada tipo de fonte, e com tarifas de transmissão e distribuição com descontos entre 50% e 100%, permitiu a implementação e o crescimento de geração de fontes eólica, de biomassa e de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs).

O montante total de capacidade instalada projetada da primeira fase, de 3.200 MW, não foi totalmente atingido. Atingiu-se 2.679 MW de capacidade em 128 usinas geradoras que se consolidaram dentro do PROINFA. Estas usinas estão espalhadas geograficamente por todos os estados brasileiros, com exceção da região Norte e do estado do Maranhão. A exigência de percentual de equipamento de origem nacional fez com que se desenvolvesse produção nacional de equipamentos para as novas tecnologias.

A segunda fase do PROINFA não chegou a ser implementada, pois o programa foi superado pelo sistema de leilões. Pode-se dizer que o PROINFA, mesmo com energia mais cara que a dos leilões, e vantagens garantidas pelo Estado, foi um embrião necessário para a implantação e desenvolvimento de novos projetos de energia com fontes alternativas e incorporação de novas tecnologias.

O aperfeiçoamento do sistema que se operou no governo Lula, com a implementação dos leilões regulados para fornecimento às distribuidoras e a consolidação do mercado livre estimulou o aumento dos números de produtores independentes e de consumidores livres e especiais.

O arcabouço institucional montado implementou a necessária regulação da comercialização, cuja anterior ausência fez com que o modelo não deslanchasse na sua primeira versão, autorregulada.

Em 2019 havia 1.591 usinas entre pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), de fonte de biomassa, ou eólica, que constituíam 21% da capacidade total instalada de geração. Estes números superam em ordem de grandeza o alcançado no PROINFA, com suas 128 usinas e 1,6% da capacidade instalada total. O preço médio de venda da energia oriunda dessas usinas é competitivo frente ao conjunto total de fontes e, nos últimos anos, tem decrescido. Constitui, portanto, não só contribuição social importante no objetivo de modicidade das tarifas para o consumidor final como para um desenvolvimento sustentável pautado sobretudo em energia elétrica de fontes renováveis com baixo impacto de emissões de gases de efeito estufa.

Portanto, do ponto de vista de sustentabilidade econômica e social, com vistas à garantia do suprimento de energia elétrica com menos impacto ambiental, a um preço módico, fundamental na contribuição de desenvolvimento sustentável, a política setorial de energia elétrica tem sido bem-sucedida.

A política de diversificação de fontes de energia de baixa correlação garante maior segurança para o sistema. O mecanismo de realocação de energia permite compensar a falta de geração de uma ou mais usinas com geração oriunda de outras usinas, ainda que geograficamente distantes.

As usinas termoeletricas têm a vantagem de não sofrerem variações por conta de condições pluviométricas ou climáticas (sol e vento), o que confere maior segurança para o sistema, apesar de serem as mais desvantajosas do ponto de vista de emissões de gases de efeito estufa. Uma mitigação deste efeito é a participação crescente de térmicas de biomassa.

Os leilões de ajuste permitem adequar a energia contratada no longo prazo com acréscimo de demanda no curto prazo. O mercado de curto prazo permite contabilizar e liquidar eventuais diferenças entre montantes de energia elétrica contratadas e o montante gerado e consumido efetivamente.

O mercado livre além de ser ambiente de compra para consumidores livres e especiais, é um mercado adicional para distribuidoras comprarem energia faltante ou venderem excedentes. Desta forma, pode-se dizer que o mercado livre também dá suporte aos agentes do mercado regulado.

A regulação do mercado de transmissão e distribuição cativa, naturalmente monopolísticos, garante sustentabilidade social, com vistas à modicidade das tarifas. Do ponto de vista de sustentabilidade ambiental, se verifica que, nos últimos anos o crescimento da geração, pela ordem, de fonte eólica, de biomassa e solar, junto com PCHs e CGHs, tem compensado o insuficiente crescimento de capacidade de grandes usinas hidrelétricas e tornou possível a estabilização da participação das térmicas de fonte fóssil.

Os leilões de expansão de 2017 a 2019 (Figura 45) indicam uma tendência de algum aumento relativo de geração de fonte fóssil nos próximos anos. Trata-se do delicado equilíbrio entre sustentabilidade ambiental e a garantia de funcionamento do sistema, já que as térmicas são usinas cuja operação não depende de condições climáticas ou pluviométricas.

Este estudo não incluiu a geração solar distribuída que tem crescido em um ritmo forte, tendo atingido, em junho de 2020, capacidade instalada de 3.000 MW. Ainda é pouco perto do total de 170.118 MW de capacidade total instalada do sistema em 2019. Porém supera o PROINFA em capacidade instalada (ABSOLAR, 2020). O estudo também não contempla a política de eficiência energética implementada no país. O Brasil ficou 14% mais eficiente energeticamente em 2019 em comparação com o ano de 2005 (BRASIL, 2021d, p. 15).

Para o futuro, a chegada dos veículos elétricos demandará um acréscimo significativo de capacidade de geração do sistema, que deverá ser objeto de atenção por parte dos formuladores de política pública do setor. Do ponto de vista de sustentabilidade ambiental, será uma transformação bem-vinda, uma vez que se troca a queima de combustíveis fósseis por eletricidade que hoje provém, praticamente, 85% de fontes renováveis, desde que seja mantido o perfil “verde” da matriz de geração.

O sistema do futuro deverá prosseguir na integração de recursos energéticos distribuídos e centralizados com geração despachável e não despachável.

O incremento na participação e diversificação das fontes renováveis de baixo impacto ambiental e climático na geração de energia elétrica e a crescente liberdade de escolha de fornecedor devem permanecer como diretrizes de longo prazo.

REFERÊNCIAS

ABEN. Associação Brasileira de Energia Nuclear. **Capacidade Instalada de Geração Elétrica – Brasil e Mundo**. 07/04/2016. Disponível em: <http://www.aben.com.br/Arquivos/443/443.pdf>. Acesso em: 28 de dezembro de 2020.

ABIAPE. Associação Brasileira dos Investidores de Autoprodução de Energia. **Autoprodução**. 2021. Disponível em: <http://abiape.com.br/a-autoproducao/>. Acesso em: 2 de fevereiro de 2021.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração Distribuída Fotovoltaica Cresce 230% ao Ano no Brasil**. 23 jul. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil.html#:~:text=Desde%202017%2C%20a%20solar%20vem,e%206%20GW%20em%202020%20>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2021.

ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. **2020: o melhor ano da eletromobilidade no Brasil**. 2021. Disponível em: <http://www.abve.org.br/2020-o-melhor-ano-da-eletromobilidade-no-brasil/>. Acesso em 02 de abril de 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 10 nov. 2004.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Valores das cotas do Proinfa para 2020 são aprovados**. 17 de dezembro de 2019a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/valores-das-cotas-do-proinfa-para-2020-sao-aprovados/656877?inheritRedirect=false. Acesso em 14 de fevereiro de 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais**. Março, 2019b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+-+1%C2%BA+trimestre+de+2019/b860054f-79ec-6608-951a-fb2288701434>. Acesso em 14 de fevereiro de 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resultado de Leilões**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em 4 de fevereiro de 2021.

ANGELO, C.; RITTL, C. **Análise das Emissões Brasileiras de Gases de Efeito Estufa e suas implicações para as metas do Brasil 1970-2018**. SEEG 2019. Relatório-Síntese. Nov. 2019. Disponível em: https://www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2019/11/OC_SEEG_Relatorio_2019pdf.pdf. Acesso em 12 de junho de 2021.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. BNDES cria programa de apoio a investimento em fontes alternativas de energia elétrica. 30 de março de 2004. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/20040330_not760#:~:text=Condi%C3%A7%C3%B5es%20%2D%20O%20BNDES%20financiar%C3%A1%20at%C3%A9,ao%20ano%20nas%20opera%C3%A7%C3%B5es%20diretas. Acesso em 4 de fevereiro de 2021.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **BNDES aprimora condições de financiamento do PROINFA**. 23 de março de 2005. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/20050323_not059_05. Acesso em: 2 de fevereiro de 2021.

BODEN, T. A.; MARLAND, G.; ANDRES, R. J. **Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions**. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A., doi 10.3334/CDIAC/00001_V2017, 2017. Disponível em: https://cdiac.ess-dive.lbl.gov/trends/emis/tre_glob_2014.html. Acesso em: 5 de janeiro de 2020.

BOYD, D. R. **The Status of Constitutional Protection for the Environment in Other Nations**. David Suzuki Foundation, nov. 2013. Disponível em: <https://davidsozuzuki.org/science-learning-centre-article/status-constitutional-protection-environment-nations/>. Acesso em: 13 de junho de 2021.

BRANDER, Matthew. Greenhouse Gases, CO₂, CO₂e, and Carbon: What Do All These Terms Mean? **Ecometrica**. Ago, 2012. Disponível em: <https://ecometrica.com/assets/GHGs-CO2-CO2e-and-Carbon-What-Do-These-Mean-v2.1.pdf>. Acesso em: 3 de junho de 2021.

BRASIL. Constituição (1891). Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil (de 24 de fevereiro de 1891). **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1891. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao91.htm. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1934. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643compilado.htm. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Decreto-Lei nº 1.345 de 14 de junho de 1939. Dispõe sobre a ampliação ou modificação das instalações elétricas a que se refere o art. 202, § 3º, do Código de Águas, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1940. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del2059.htm. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Decreto-Lei nº 2.059 de 5 de março de 1940. Regula o fornecimento de energia, elétrica entre empresas, a entrega de reservas de água e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1939. Disponível em:

<https://legis.senado.leg.br/norma/525310/publicacao/15709917>. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1961. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/13890acons.htm. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1973. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/15899.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%205.899%2C%20DE%205%20DE%20JULHO%20DE%201973.&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20aquisi%C3%A7%C3%A3o%20dos,ITAIPU%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias. Acesso em: 4 de abril de 2021.

BRASIL. Lei nº 8.031 de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF: Presidência da República, 1990. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%208.031%2C%20DE%2012%20DE%20ABRIL%20DE%201990.&text=Cria%20o%20Programa%20Nacional%20de,Art. Acesso em: 6 de abril de 2021.

BRASIL. Lei nº 8.631 de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 1993.

BRASIL. Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 14 fev. 1995a.

BRASIL. Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 8 jul. 1995b.

BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 27 dez. 1996.

BRASIL. Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 7 out. 1997a.

BRASIL. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 7 ago. 1997b.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 28 maio 1998a.

BRASIL. Decreto nº 2.652 de 1º de julho de 1998. Promulga a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, assinada em Nova York, em 9 de maio de 1992. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 3 julho 1998b.

BRASIL. Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 3 julho 1998c.

BRASIL. Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 25 fev. 2000a.

BRASIL. Lei 9.985 de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 19 jul. 2000b.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.147 de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 16 maio 2001a.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.209 de 29 de agosto de 2001. Autoriza a União a criar a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 30 ago. 2001b.

BRASIL. Decreto 3.900 de 29 de agosto de 2001. Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 30 ago. 2001c.

BRASIL. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 21dez. 2001d.

BRASIL. Exposição de Motivos Interministerial nº 00376-A – CCIVI/MF/MME/MDIC, de 21 de dezembro de 2001. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 21dez. 2001e.

BRASIL. Exposição de motivos nº 06 de 7 de fevereiro de 2002. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 8 fev. 2002a.

BRASIL. Lei nº 10.433 de 24 de abril de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 25 abril 2002b.

BRASIL. Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 29 abril 2002c.

BRASIL. Decreto nº 4.621 de 6 de junho de 2002. Atribui competência ao Ministério de Minas e Energia, altera o Decreto n o 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, dá nova redação ao parágrafo único do art. 1º do Decreto n o 4.131, de 14 de fevereiro de 2002, extingue a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 7 jun. 2002d.

BRASIL. Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 12 nov. 2003a.

BRASIL. Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 11 dez. 2003b.

BRASIL. Medida Provisória nº 145, de 11 de dezembro de 2003. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 11 dez. 2003c.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 16 mar. 2004a.

BRASIL. Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 16 mar. 2004b.

BRASIL. Decreto nº 5.025 de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa

de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 31 mar. 2004c.

BRASIL. Lei nº 10.889 de 25 de junho de 2004. Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS a efetuar capitalização na Companhia Energética do Maranhão – CEMAR e altera a alínea a do inciso I do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 15 mar. 2004d.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 30 jul. 2004e.

BRASIL. Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 30 jul. 2004f.

BRASIL. Lei nº 11.075 de 30 de dezembro de 2004. Dispõe sobre a criação de cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS, no âmbito do Poder Executivo Federal, e dá nova redação a dispositivos das Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.683, de 28 de maio de 2003, e 10.848, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 31 dez. 2004g.

BRASIL. Decreto nº 5.582 de 31 de agosto de 2006. Modifica os arts. 5º, 12 e 16 do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, que regulamenta o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 1º set. 2006.

BRASIL. Lei nº 11.488 de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória nº 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nºs 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nºs 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei nº 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 15 jun. 2007.

BRASIL. Decreto nº 6.353 de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3o do art. 3o e o art. 3o-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2o do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 17 jan. 2008.

BRASIL. Lei nº 11.943 de 28 de maio de 2009. Autoriza a União a participar de Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica - FGEE; altera o § 4º do art. 1º da Lei nº 11.805, de 6 de novembro de 2008; dispõe sobre a utilização do excesso de arrecadação e do superávit financeiro das fontes de recursos existentes no Tesouro Nacional; altera o art. 1º da Lei nº 10.841, de 18 de fevereiro de 2004, as Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.848, de 15 de março de 2004, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 10.847, de 15 de março de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e autoriza a União a repassar ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES recursos captados junto ao Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento - BIRD. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 29 maio 2009a.

BRASIL. Lei nº 12.187 de 20 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 30 dez. 2009b.

BRASIL. Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica; altera as Leis nºs 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.925, de 23 de julho de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 21 jan. 2010.

BRASIL. Lei nº 12.431 de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica; altera as Leis nºs 11.478, de 29 de maio de 2007, 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.350, de 20 de dezembro de 2010, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 8.248, de 23 de outubro de 1991, 9.648, de 27 de maio de 1998, 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.808, de 20 de julho de 1999, 10.260, de 12 de julho de 2001, 11.096, de 13 de janeiro de 2005, 11.180, de 23 de setembro de 2005, 11.128, de 28 de junho de 2005, 11.909, de 4 de março de 2009, 11.371, de 28 de novembro de 2006, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 10.312, de 27 de novembro de 2001, e 12.058, de 13 de outubro de 2009, e o Decreto-Lei nº 288, de 28 de fevereiro de 1967; institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear); dispõe sobre medidas tributárias relacionadas ao Plano Nacional de Banda Larga; altera a legislação relativa à isenção do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM); dispõe sobre a extinção do Fundo Nacional de Desenvolvimento; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 24 jun. 2011.

BRASIL. Lei nº 13.360 de 17 de novembro de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 18 nov. 2016.

BRASIL. Decreto nº 9.073 de 5 de junho de 2017. Promulga o Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, celebrado em Paris, em 12

de dezembro de 2015, e firmado em Nova Iorque, em 22 de abril de 2016. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 5 jun. 2017.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, DF: Presidência da República, 2021a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 13 jun. 2021.

BRASIL. **Apresentação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil perante o Acordo de Paris**. Nota à Imprensa nº 157/2020. Ministério das Relações Exteriores, 6 jan. 2021b. Disponível em: https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris. Acesso em: 13 jun. 2021.

BRASIL. **Plano Nacional sobre Mudança do Clima. Ministério do Meio Ambiente**. 2021c. Disponível em: . Acesso em: 15 jun. 2021.

BRASIL. Painel Brasileiro de Mudança Climáticas. **O Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas - PBMC**. 2021d. Disponível em: <http://www.pbmc.coppe.ufrj.br/index.php/en/organizacao/o-pbmc>. Acesso em: 15 jun. 2021.

BUCHANAN, R. A. History of technology. **Encyclopaedia Britannica**. Chicago. 2019. Disponível em: <https://www.britannica.com/technology/history-of-technology/From-the-Middle-Ages-to-1750>. Acesso em: 19 de dezembro de 2020

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. **História da operação do sistema interligado nacional**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **FGV CPDOC**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/agencia-nacional-de-energia-eletrica-aneel>. Acesso em: 17 de janeiro de 2021.

CAMPBELL, A. et al. Electricity as an energy currency. In: **ENERGY EDUCATION**. University of Calgary. 28 abr. 2020. Disponível em: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Electricity_as_an_energy_currency. Acesso em: 02 de abril de 2021.

CARNEIRO, Dionísio Dias. Plano Collor. CPDOC | FGV. **Centro de Pesquisa e Documentação da História Contemporânea do Brasil**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/plano-collor>. Acesso em: 5 de abril de 2021.

CASTRO, Roberto; LYRA FILHO, Christiano. Um método de suporte à decisões sobre investimento em comercialização de energia elétrica no Brasil. **Sba: Controle & Automação**, Campinas, v. 16, n. 4, p. 478-494, out./dez. 2005.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2020a. **Mecanismo de Realocação de Energia**. Cadernos Vermelhos. Vigência jan/2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao?_afLoop=447636555963973&_adf.ctrl-state=ltsuqgzor_1#!%40%40%3F_afLoop%3D447636555963973%26_adf.ctrl-state%3Dltsuqgzor_5. Acesso em: 7 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2020b. **Relatório Anual de Administração 2019: PROINFA operações**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/40-operacoes-30-9.html>. Acesso em: 7 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021a. **MRE**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=5287534486068&_adf.ctrl-state=dyp12khpv_1#!%40%40%3F_afLoop%3D5287534486068%26_adf.ctrl-state%3Ddyp12khpv_5. Acesso em: 26 de janeiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021b. **PROINFA – Operações**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/40-operacoes-30-9.html>. Acesso em: 27 de janeiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021c. **Razão de Ser**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=h1fo3vrvj_5&_afLoop=434763099064375#!. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021d. **Setor Elétrico**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=616429637211885&_adf.ctrl-state=nlyqa8lzy_1#!%40%40%3F_afLoop%3D616429637211885%26_adf.ctrl-state%3Dnlyqa8lzy_5. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021e. **Comercialização**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=1db2x0swfz_35&_afLoop=621435113492612#!%40%40%3F_afLoop%3D621435113492612%26_adf.ctrl-state%3D1db2x0swfz_39. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021f. **Tipos de leilões**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=5747677222537&_adf.ctrl-state=10e6h1nw3q_1#!%40%40%3F_afLoop%3D5747677222537%26_adf.ctrl-state%3D10e6h1nw3q_5. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021g. **Energia de Reserva**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/energia_reserva?_afLoop=67822640016340&_adf.ctrl-state=rnpwc65zz_1#!%40%40%3F_afLoop%3D67822640016340%26_adf.ctrl-state%3Drnpwc65zz_5. Acesso em: 12 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021h. **Agentes**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html#:~:text=N%C3%BAmero%20de%20agentes%20cresceu%2018%2C3%25%20em%202019&text=Entre%20os%20meses%20de%20dezembro,marca%20de%2011%25%20de%202018>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021i. **O que fazemos**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=g8swjygb3_5&_afLoop=33123643214680#!. Acesso em: 04 de abril de 2021.

CHACÓN, Mario Peña. El Acuerdo de Escazú y la consagración de los principios de progresividad y no regresión. In: De Miguel, Carlos et al. **Acuerdo de Escazú: hacia la democracia ambiental en América Latina y el Caribe**. Santa Fe: Ediciones UNL, 2020. p. 163-179.

CHASEK, Pamela. **Stockholm and the Birth of Environmental Diplomacy**. IISD. International Institute for Sustainable Development. Earth Negotiations Bulletin. Set, 2020. Disponível em: https://www.iisd.org/system/files/2020-09/still-one-earth-stockholm-diplomacy_0.pdf. Acesso em: 7 jun. 2021.

CHESF. **Paulo Afonso I**. 2021a. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/PauloAfonsoI.aspx>. Acesso em: 6 de abril de 2021.

CHESF. **Paulo Afonso I**. 2021b. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/PauloAfonsoIV.aspx>. Acesso em: 6 de abril de 2021.

CMEB. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. A Eletrobrás e a História do Setor de Energia Elétrica no Brasil. Ciclo de Palestras. Módulo 3. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br/acervo/20653/sdep-ev0003-a-eletobras-e-a-historia-do-setor-de-energia-eletrica-no-brasil-modulo-3>. Acesso em: 02 de abril de 2021.

CODATO, Adriano. Estado Novo no Brasil: Um Estudo da Dinâmica das Elites Políticas Regionais em Contexto Autoritário. DADOS – Revista de Ciências Sociais, Rio de Janeiro, vol. 58, n. 2, p. 305-330, 2015.

CW. Climate Watch. **Historical GHG Emissions**. Washington, DC: World Resources Institute, 2021. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>. Acesso em: 10 de abril de 2021.

D'ARAUJO, Maria Celina. Comissão mista Brasil-Estados Unidos. Vargas 1951-1954 2º tempo. CPDOC | FGV. **Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas2/artigos/EleVoltou/ComissaoMista>. Acesso em: 05 de abril de 2021.

DE MELLO, M. F. Os impasses da privatização do setor elétrico. Texto para discussão nº 365. **Departamento de Economia, PUC-Rio**. Rio de Janeiro, 1996. Disponível em: <http://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/td365.pdf>. Acesso em: 06 de abril de 2021.

ELETOBRÁS. 2021. **Proinfra**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfra.aspx>. Acesso em: 27 de janeiro de 2021.

ELETROSUL. **Histórico**. 2020. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/a-empresa/quem-somos/historico/eletrosul>. Acesso em: 28 de dezembro de 2020.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. Notícias. **Brasil é o quarto maior produtor de grãos e o maior exportador de carne bovina do mundo, diz estudo**. 01 jun. 2021. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/62619259/brasil-e-o-quarto-maior-produtor-de-graos-e-o-maior-exportador-de-carne-bovina-do-mundo-diz-estudo>. Acesso em: 11 de junho de 2021.

EGGLETON, T. **A Short Introduction to Climate Change**. New York: Cambridge University Press, p. 153-159, 2013.

ENGELMAN, R. The Second Industrial Revolution, 1870-1914. **U.S. History Scene**, 2019. Disponível em: <http://ushistoryscene.com/article/second-industrial-revolution/>. Acesso em: 22 de dezembro de 2020.

EPA. United States Environmental Protection Agency. **Greenhouse Gas Emissions**. 2014. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data#Gas>. Acesso em: 29 de dezembro de 2020.

EPA. United States Environmental Protection Agency. **Global Greenhouse Gas Emissions Data**. 2019. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>. Acesso em: 22 de dezembro de 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anexo I – Capacidade Instalada. BEN-Séries Históricas Completas**. 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 29 de dezembro de 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**. Maio, 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf. Acesso em: 8 de fevereiro de 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)**. 2021a. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>. Acesso em: 10 de fevereiro de 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional 2021 – Relatório Síntese**. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202021-ab%202020_v2.pdf. Acesso em: 10 de junho de 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**. 2021c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 10 de junho de 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2020**. 2021d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-556/Atlas%20consolidado_08_03_2021.pdf. Acesso em: 15 de junho de 2021.

ETHERIDGE, D. M. et al. Historical CO2 records from the Law Dome DE08, DE08-2, and DSS ice cores. In: **Trends: A Compendium of Data on Global Change**. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A., 1998. Disponível em: <https://cdiac.ess-dive.lbl.gov/trends/co2/lawdome.html>. Acesso em: 10 de janeiro de 2020.

FAISSOL, Speridião. As Crises da Energia e da Dívida Externa na América Latina e seu Impacto no Processo de Desenvolvimento: Aspectos Geográficos da Evolução das Condições Econômicas e Sociais da Força de Trabalho na América Latina e seus Efeitos no Processo de Desenvolvimento Econômico e Social. Pan American Institute of Geography and History. **Revista Geográfica**, no. 111, 1990, pp. 207–217. Disponível em: www.jstor.org/stable/40992611. Acesso em 4 de Abril de 2021.

FERREIRA, C. F.; BLASQUES, L. C. M.; PINHO, J. T. Avaliações a Respeito da Evolução das Capacidades Contratada e Instalada e dos Custos da Energia Eólica no Brasil: do PROINFA aos Leilões de Energia. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 1, p. 82-91, jul. 2014.

FURNAS. **Geração**. 2020. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/subsecao/15>. Acesso em: 28 de dezembro de 2020.

FURNAS. **A Empresa – Institucional**. 2021. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/subsecao/2/institucional?culture=pt>. Acesso em: 5 de abril de 2021.

GALVÃO, C.; BRANDI, P. Itaipu Binacional. CPDOC | FGV. **Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-tematico/itaipu-binacional>. Acesso em: 05 de abril de 2021.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo soc.**, São Paulo, v.15, n. 2, nov. 2003.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revisa de Administração Pública**, FGV – Ebape, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295-321, mar./abr. 2009.

HILTON, S. Vargas and Brazilian Economic Development, 1930–1945: A Reappraisal of his Attitude Toward Industrialization and Planning. **The Journal of Economic History**, v. 35, n.4, p. 754-778, dez. 1975.

IPEA. **Produto interno bruto (PIB) nominal**. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Sistema de Contas Nacionais Trimestrais (IBGE/SCN Trimestral). Atualizado em: 03/12/2020. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38415>. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. What is the Greenhouse Effect ? **Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007**. IPCC, 2007. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_AnnexIII_FINAL.pdf. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. Annex III: Glossary. In: **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2013. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_AnnexIII_FINAL.pdf. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

IPCC. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_full.pdf. Acesso em: 5 de junho de 2021.

IPCC. **History of the IPCC**. 2020a. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/about/history/>. Acesso em: 27 de dezembro de 2020.

IPCC. **Structure of the IPCC**. 2020b. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/about/structure/>. Acesso em: 27 de dezembro de 2020.

IPCC. **About the IPCC**. 2020c. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/about/>. Acesso em: 27 de dezembro de 2020.

IPCC. **The Intergovernmental Panel on Climate Change**. 2020d. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/>. Acesso em: 27 de dezembro de 2020.

IPCC. **Preparing Reports**. 2021. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/about/preparingreports/>. Acesso em: 13 de junho de 2021.

JARDINI, J.A.; RAMOS, D.S.; MARTINI, J.S.C.; REIS, L.B.; TAHAN C.M.V. Brazilian Energy Crisis. **IEEE Power Engineering Review**, New York, p. 21-24, abril 2002.

JEVONS, H. S. The Second Industrial Revolution. *The Economic Journal, Oxford*, Vol. 41, No. 161, Mar. 1931, p. 1-18. Publicado por: Oxford University Press em nome da Royal Economic Society. Disponível em: https://www.jstor.org/stable/2224131?Search=yes&resultItemClick=true&searchText=the&searchText=second&searchText=industrial&searchText=revolution&searchUri=%2Faction%2FdoBasicSearch%3FQuery%3Dthe%2Bsecond%2Bindustrial%2Brevolution%26amp%3Bfilter%3Diid%253A10.2307%252Fi338856&ab_segments=0%2Fbasic_SYC-4929%2Fcontrol&refreqid=search%3A1922ea3754f1721e3cbefcefe4e64bce&seq=1#metadata_info_tab_contents. Acesso em: 20 de dezembro de 2019.

KANEFSKY, J.; ROBEY, J. Steam Engines in 18th-Century Britain: A Quantitative Assessment. *Technology and Culture*, Vol. 21, No. 2, abr. 1980, pp. 161-186. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/3103337?seq=1>. Acesso em: 19 de dezembro de 2020.

LEME, Alessandro André. A Reforma do Setor Elétrico no Brasil, Argentina e México: Constrastes e Perespectivas em Debate. **Revista de Sociologia e Política**, Curitiba, v. 17, n. 33, p. 97-121, jun. 2009.

LINDSEY, Rebecca. Climate and Earth's Energy Budget. **Earth Observatory. NASA**, 5 jan. 2019. Disponível em: <https://earthobservatory.nasa.gov/features/EnergyBalance/page1.php>. Acesso em: 5 de janeiro de 2021.

LOPREATO, F. L. C. **O endividamento dos governos estaduais nos anos 90**. Texto para discussão n.94. Campinas, Instituto de Economia / UNICAMP, 2000. Disponível em: <https://www.eco.unicamp.br/images/arquivos/artigos/1724/texto94.pdf>. Acesso em: 5 de abril de 2021.

MCKIE, Robin. James Watt and the sabbath stroll that created the industrial revolution. **The Guardian**, Inglaterra, 25 de maio de 2015. Disponível em: <https://www.theguardian.com/technology/2015/may/29/james-watt-sabbath-day-fossil-fuel-revolution-condenser>. Acesso em: 19 de dezembro de 2020.

MELLO, M. F. **Os Impasses da Privatização do Setor Elétrico**, in Texto para Discussão n° 365. Rio de Janeiro, Departamento de Economia da PUC-RJ, 1996.

MERCEDES, S. S. P. et al. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **REVISTA USP**, São Paulo, n. 104, p. 13-36, jan./fev./mar. 2015.

MIGUEL, F. K.; RAMOS, D.S. Analysis of PROINFA Power Plants Portfolio from the Perspective of Markowitz. **IEEE Latin America Transactions**, New York, v. 15, n. 9, p. 1650-1656, set. 2017.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Exposição de Motivos n° 00095/MME**. Brasília: 11 de dezembro de 2003. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Exm/2003/EM95-MME-03.htm. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

MME. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 10 ago. 2004.

MME. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 28 dez. 2018.

MME. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, 16 dez. 2019a.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Operacionalização dos Leilões de Energia**. Seminário Agro em Questão Energias Renováveis: tornando a agropecuária mais sustentável e econômica. Brasília, DF, 8 de maio de 2019b. Disponível em: <https://www.cnabrazil.org.br/assets/images/Painel-1-HELVIO-GUERRA-MME.pdf>. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

MME. Ministério de Minas e Energia. 2021. **Relação dos Integrantes do CNPE**. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/relacao-de-integrantes-do-cnpe>. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

MME/MP. Ministério de Minas e Energia e Ministério do Planejamento. **Exposição de Motivos nº 00093/MME/MP**. 10 de dezembro de 2003. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Exm/2003/EMI-93-MME-MPO-03.htm. Acesso em: 11 de janeiro de 2021.

MYHRE, G. et al. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: **Climate Change 2013: The Physical Science Basis**. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf. Acesso em: 4 de junho de 2021.

NAÍM, Moisés. Washington Consensus or Washington Confusion? **Foreign Policy**, n. 118, pp. 86-103, Spring, 2000. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/1149672>. Acesso em: 6 de abril de 2021.

NOAA. **Trends in Atmospheric Carbon Dioxide**. National Oceanic and Atmospheric Administration. Earth System Research Laboratory. Global Monitoring Division. Jan. 2020. Disponível em: <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/mlo.html>. Acesso em: 7 de janeiro de 2020.

NPS. National Park Service. **What is Climate Change?** NPS, San Francisco, 2021. Disponível em: <https://www.nps.gov/goga/learn/nature/climate-change-causes.htm>. Acesso em: 11 de fevereiro de 2021.

NUVOLARI, A.; VERSPAGEN, B.; TUNZELMANN, N. V. The early diffusion of the steam engine in Britain, 1700–1800: a reappraisal. **Cliometrica**, v. 5, p. 291–321, 2011. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11698-011-0063-6#citeas>. Acesso em: 19 de dezembro de 2020.

ROSER, M. et al. **World Population Growth**. Our World in Data. Publicado online em OurWorldInData.org., 2019. Disponível em: <https://ourworldindata.org/world-population-growth>. Acesso em: 10 de junho de 2021.

RITCHIE, H.; ROSER, M. **CO₂ and Greenhouse Gas Emissions**. Our World in Data. Publicado online em OurWorldInData.org., 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>. Acesso em: 19 de dezembro de 2020.

RITCHIE, H. **The world has lost one-third of its forest, but an end of deforestation is possible**. Our World in Data. Publicado online em OurWorldInData.org., 2021. Disponível em: <https://ourworldindata.org/world-lost-one-third-forests>. Acesso em: 10 de junho de 2021.

ROCKMANN, Roberto (Organizador). **20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: CCEE, 2019.

SALOMÃO, Ivan. Do Cruzado à moratória: o legado do experimento heterodoxo. **Revista de Estudos Sociais**, Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá, v. 18, n. 37, 2016. Disponível em: <https://periodicoscientificos.ufmt.br/ojs/index.php/res/article/view/4079/html>, Acesso em: 6 de abril de 2021.

SEEG. Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. **Emissões Totais**. Disponível em: http://plataforma.seeg.eco.br/total_emission#. Acesso em: 5 de junho de 2021.

SINDIPEÇAS. Sindicato Nacional da Indústria de Componentes para Veículos Automotores. **Relatório da Frota Circulante**. Mar, 2021. Disponível em: https://www.sindipecas.org.br/sindinews/Economia/2021/RelatorioFrotaCirculante_Marco_2021.pdf. Acesso em: 02 de abril de 2021.

SMIL, Vaclav. **The Earth's Biosphere: Evolution, Dynamics, and Change**. Massachusetts: MIT Press, 2002.

UN. United Nations. **Resolution 38/161**. General Assembly – Thirty-eighth Session. 19 dez. 1983. Disponível em: <https://undocs.org/pdf?symbol=en/A/RES/38/161>. Acesso em: 12 de junho de 2021.

UN. United Nations. **Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future**. 1987a. Disponível em: <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/29180/EP2000.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 12 de junho de 2021.

UN. United Nations. **Environmental Perspective to the Year 2000 and Beyond**. Resolution 42/86. General Assembly. 11 dez. 1987. 1987b. Disponível em:

<https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/29180/EP2000.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 12 de junho de 2021.

UN. United Nations. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. 1992a. Disponível em: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>. Acesso em: 5 de janeiro de 2021.

UN. United Nations. Rio Declaration on Environment and Development. In: **Report of the United Nations Conference on Environment and Development** – Annex I. New York: United Nations, Jun. 1992b. Disponível em: https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/A_CONF.151_26_Vol.I_Declaration.pdf. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. United Nations, 1998. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/cop3/107a01.pdf>. Acesso em: 25 de dezembro de 2020.

UN. United Nations. **United Nations Millennium Declaration**. Resolution adopted by the General Assembly. New York: United Nations, 18 set. 2000. Disponível em: <https://undocs.org/en/A/RES/55/2>. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. **Report of the United Nations Conference on Sustainable Development**. Rio de Janeiro, Brasil 20-22 Jun. 2012. New York: United Nations, 2012. Disponível em: <https://undocs.org/en/A/CONF.216/16>. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. **Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development**. United Nations, General Assembly, A/RES/70/1. New York: United Nations, 21 out. 2015a. Disponível em: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E. Acesso em: 13 jun. 2021.

UN. United Nations. **Adoption of the Paris Agreement**. Framework Convention on Climate Change. Conference of the Parties. Twenty-first session. FCCC/CP/2015/L.9. 12 dez. 2015b. Disponível em: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109.pdf>. Acesso em: 15 de junho de 2021.

UN. United Nations. **Gaps in international environmental law and environment-related instruments: towards a global pact for the environment**. United Nations, General Assembly, A/73/419, 30 nov. 2018. Disponível em: <https://undocs.org/en/A/73/419>. Acesso em: 12 de junho de 2021.

UN. United Nations. **UNFCCC – 25 years of Effort and Achievement**. Framework Convention on Climate Change. 2020. Disponível em: <https://unfccc.int/timeline/>. Acesso em: 5 de janeiro de 2021.

UN. United Nations. **Emissions Trading**. 2021a. Disponível em: <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol/mechanisms/emissions-trading>. Acesso em: 5 de fevereiro de 2021.

UN. United Nations. Conferences | Environment and sustainable development. **United Nations Conference on the Environment, 5-16 June 1972, Stockholm.** 2021b. Disponível em: <https://www.un.org/en/conferences/environment/stockholm1972>. Acesso em: 10 de junho de 2021.

UN. United Nations. Conferences | Environment and sustainable development. **United Nations Conference on the Environment, Rio de Janeiro, Brazil, 3-14 June 1992.** 2021c. Disponível em: <https://www.un.org/en/conferences/environment/rio1992>. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. Sustainable Development Goals. Knowledge Platform. **Report of the World Commission on Environment and Development - Our Common Future.** 2021d. Disponível em: <https://www.un.org/en/conferences/environment/rio1992>. Acesso em: 11 jun. 2021.

UN. United Nations. Conferences | Environment and sustainable development. **Millennium Summit, 6-8 September 2000, New York.** 2021e. Disponível em: <https://www.un.org/en/conferences/environment/newyork2000>. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. Conferences | Environment and sustainable development. **United Nations Conference on Sustainable Development, 20-22 June 2012, Rio de Janeiro.** 2021f. Disponível em: <https://www.un.org/en/conferences/environment/rio2012>. Acesso em: 7 jun. 2021.

UN. United Nations. UNFCCC. **What is the Kyoto Protocol ?** United Nations Climate Change, 2021g. Disponível em: https://unfccc.int/kyoto_protocol. Acesso em: 12 jun. 2021.

UN. United Nations. **Annual report of the Executive Board of the clean development mechanism to the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol.** Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol. UNFCCC, 8 abr. 2021h. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cmp2020_01_adv.pdf. Acesso em: 12 jun. 2021.

UN. United Nations. **The Paris Agreement.** UNFCCC, 2021i. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Acesso em: 12 jun. 2021.

UN. United Nations. **The Paris Agreement.** 2021j. Disponível em: <https://news.un.org/en/story/2021/01/1082602>. Acesso em: 12 jun. 2021.

US. **On the U.S. Withdrawal from the Paris Agreement.** UN News. Climate and Environment. 20 jan. 2021j. Disponível em: <https://www.state.gov/on-the-u-s-withdrawal-from-the-paris-agreement/>. Acesso em: 5 de janeiro de 2020.

WELLS, C. W. The Road to the Model T: Culture, Road Conditions, and Innovation at the Dawn of the American Motor Age. **Technology and Culture**, v. 48, n. 3, p. 497-523, jul. 2007. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/40061274>. Acesso em: 5 de janeiro de 2021.

WILLIAMSON, John. **Economic and Political Weekly**, v. 38, n. 15, p. 1475-1481, abr. 2003. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/4413431>. Acesso em: 6 de abril de 2021.

WNA. World Nuclear Association. **Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources**. Jul. 2011. Disponível em: http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf. Acesso em: 5 de fevereiro de 2021.