UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

JAVIER IGNÁCIO TORO GONZÁLEZ

**PROPOSTA DE PRECIFICAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE
EFEITO ESTUFA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO POR MEIO
DE SISTEMA DE COMÉRCIO DE EMISSÕES**

SÃO PAULO
2020

JAVIER IGNÁCIO TORO GONZÁLEZ

PROPOSTA DE PRECIFICAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO POR MEIO DE SISTEMA DE COMÉRCIO DE
EMISSÕES

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Virginia Parente

Versão Corrigida

SÃO PAULO

2020

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Toro González, Javier Ignacio.

Proposta de precificação das emissões de gases de efeito estufa do
setor elétrico brasileiro por meio de sistema de comércio de emissões. /

Javier Ignacio Toro González; orientadora: Virginia Parente. -- São
Paulo, 2020.

196 f.: il., 30 cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-
Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo.

1. Efeito estufa. 2. Mudança climática. 3. Fontes alternativas de
energia. 4. Setor elétrico

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: TORO GONZALEZ, Javier Ignacio
Título: Proposta de precificação das emissões de gases de efeito estufa do Setor Elétrico Brasileiro por meio de sistema de comércio de emissões

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Aprovado em: _____

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____	Instituição: _____
Julgamento: _____	Assinatura: _____
Prof. Dr. _____	Instituição: _____
Julgamento: _____	Assinatura: _____
Prof. Dr. _____	Instituição: _____
Julgamento: _____	Assinatura: _____
Prof. Dr. _____	Instituição: _____
Julgamento: _____	Assinatura: _____
Prof. Dr. _____	Instituição: _____
Julgamento: _____	Assinatura: _____

Aos meus avós, Juan, Blanca, Osvaldo e Tulia (*in memoriam*)

Aos meu pais, Miguel e Eugenia

À minha esposa Joana

Ao meu filho Miguel.

AGRADECIMENTOS

À Luz Infinita.

À professora Virginia Parente por toda confiança, apoio, conversas, desafios propostos e orientação ao longo do período de doutorado.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Ao Projeto FAPESP/BG 2014/50279-4 por meio do *Research Centre for Gas Innovation* (RCGI).

Ao RCGI pela oportunidade de conviver e pesquisar em um centro de ponta; e aos meus colegas de equipe do Projeto 24 que me ensinaram como se produz ciência.

Aos professores e funcionários do IEE pelos ensinamentos e atenção que fazem deste Instituto um lugar de excelência e aprendizados.

Aos meus amigos do IEE, Denis, Cylon e Gustavo, pelas conversas, trocas de ideias e companheirismo; e, em especial, a Giancarlo Prezzoto pelo apoio na codificação e extração dos dados das simulações.

Aos meus amigos, Marcus e Marcela, pela escuta e palavras de incentivo.

Aos meus pais, Miguel e Eugenia, por terem me ensinado o valor do conhecimento, da ciência e da perseverança.

À D. Neide por toda a força e apoio nestes últimos tempos.

Ao meu filho Miguel, por ter me inspirado na proposição desta Tese que oxalá contribua no debate para a construção de um mundo melhor para sua geração.

E, especialmente, à minha amada esposa Joana por todo o amor, suporte, incentivo, paciência e companheirismo incondicionais nestes anos de doutorado.

“The new paradigm may be called a holistic world view, seeing the world as an integrated whole rather than a dissociated collection of parts. It may also be called an ecological view, if the term "ecological" is used in a much broader and deeper sense than usual. Deep ecological awareness recognizes the fundamental interdependence of all phenomena and the fact that, as individuals and societies we are all embedded in (and ultimately dependent on) the cyclical process of nature.” Fritjof Capra (2014).

RESUMO

As emissões de gases de efeito estufa são tratadas pela teoria econômica como falhas de mercado do tipo “externalidades negativas”. Para corrigir estas falhas, o Estado possui uma série de instrumentos de políticas públicas, tais como os instrumentos de precificação de carbono. Entre as experiências internacionais para lidar com essa questão, vem ganhando destaque os *Sistemas de Comércio de Emissões*. No Brasil, o Setor Elétrico prevê um aumento da participação das termelétricas ao longo da década de 2020. Como este Setor é predominantemente hidrelétrico, tal circunstância, combinada com uma hidrologia abaixo da média histórica registrada nos últimos anos, tem o potencial de elevar ainda mais as emissões provenientes das termelétricas fósseis. Adicionalmente, as tecnologias de fontes renováveis têm se desenvolvido rapidamente, atingindo preços competitivos, o que coloca em questão os subsídios estendidos para essas fontes. Neste contexto, o objetivo desta tese é propor um *Sistema de Comércio de Emissões* com uma dupla finalidade. A primeira visa a mitigação das emissões do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A segunda volta-se à criação de um mercado de emissões capaz de substituir os subsídios cruzados presentes no SEB, a maioria dos quais, ineficientes do ponto de vista econômico. O *Sistema de Comércio de Emissões* proposto, inspirado nas experiências internacionais e na metodologia do Banco Mundial, foi desenhado para o SEB levando em contas as peculiaridades da matriz elétrica brasileira. Ao desenhar a proposta constatou-se que o SEB conta com instituições e mecanismos de monitoramento e controle que podem ser utilizados para a viabilização do *Sistema de Comércio de Emissões* proposto. O tamanho potencial desse mercado de emissões pôde ser estimado por meio de simulação de 5 cenários futuros de despacho térmico, com o apoio do *software* Newave. Os cálculos mostraram que é factível criar um mercado de emissões com um potencial médio de transacionar cerca de US\$ 500 milhões ao ano, podendo chegar a mais US\$ 800 milhões ao ano, correspondendo a 50MtCO_{2e} e 80MtCO_{2e}, respectivamente. A proposta realizada permite valorar, via mercado, os atributos ambientais relacionados às emissões das fontes de geração incentivadas e tem o potencial de mitigar as emissões do Setor ao introduzir um preço de carbono na ordem de mérito, reordenando o despacho em favor de fontes menos intensivas em carbono.

Palavras-chave: Sistema de Comércio de Emissões, Setor Elétrico Brasileiro, Precificação de Carbono, Incentivos Econômicos, Energia Renovável, Mudanças Climáticas.

ABSTRACT

Greenhouse gas emissions are treated by the economy as market failures of the "negative externalities" type. In order to correct these failures, the State has a series of public policy instruments, such as carbon pricing instruments. Among the international experiences to deal with this issue, the Emissions Trading Systems have been gaining prominence. In Brazil, the Electric Sector foresees an increase in the share of thermoelectric plants throughout the decade of 2020. As this Sector is predominantly hydroelectric, such circumstance, combined with a hydrology below the historical average recorded in recent years, has the potential to further raise emissions from them. Additionally, renewable source technologies have developed rapidly, reaching competitive prices, which calls into question the subsidies extended to these sources. In this context, the objective of this thesis is to propose an Emissions Trading System with a double purpose. The first aims at mitigating emissions from the Brazilian Electric Sector (BES). The second is to create an emissions market capable of replacing the cross-subsidies present in BES, most of which are inefficient from an economic point of view. The proposed Emissions Trading System, inspired by international experiences and the methodology of the World Bank, was designed for BES considering the peculiarities of the Brazilian electricity matrix. When designing the proposal, it was verified that BES counts on institutions and monitoring and control mechanisms that can be used for the viability of the proposed Emissions Trading System. The potential size of this emissions market could be estimated through the simulation of 5 future thermoelectric dispatch scenarios, with the support of Newave software. The calculations showed that it is feasible to create an emissions market with an average potential to trade around US\$ 500 million per year, and could reach an additional US\$ 800 million a year, corresponding to 50MtCO₂e and 80MtCO₂e, respectively. The proposal made allows the market to value the environmental attributes related to the emissions of the stimulated generation sources and has the potential to mitigate the Sector's emissions by introducing a carbon price in the order of merit, reordering the dispatch in favor of less intensive carbon sources.

Keywords: Emission Trading System, Brazilian Electricity Sector, Carbon Pricing, Economic Incentives, Renewable Energy, Climate Change

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Média global de concentração de GEE na atmosfera.	20
Figura 2: Aquecimento Global referente a 1850-1900 (°C) vs trajetórias de emissões globais futuras	21
Figura 3: Curva de Custo Social do Carbono	34
Figura 4: Curva de Abatimento Marginal por tecnologia disponível.....	36
Figura 5: Impacto do imposto sobre externalidades negativas nas curvas de oferta e demanda de mercado.....	38
Figura 6: Curva de Abatimento Marginal por tecnologia	40
Figura 7: Impacto de um limite de emissões na Oferta e Demanda de mercado	41
Figura 8: Impacto da redução do limite de emissões na Oferta e Demanda de mercado	42
Figura 9: Impacto de teto de emissões para firmas com CMA diferentes	43
Figura 10: Impacto de um SCE em firmas com CMA diferentes	44
Figura 11: Mapa das iniciativas regionais, nacionais e subnacionais de precificação de carbono	56
Figura 12: Evolução do Preços das Permissões nos principais mercados internacionais	62
Figura 13: Fases do SCE -UE.....	67
Figura 14: Evidência de substituição de combustíveis na Alemanha e Espanha, 2018 - 2019	69
Figura 15: Impacto de SCE na ordem de mérito de despacho de eletricidade	79
Figura 16: Custos totais de Alocações de Permissões Gratuitas e por Leilões	83
Figura 17: Emissão Totais GEE por setor no Brasil	92
Figura 18: Participação da Emissões - Exceto uso e mudança da terra e florestal.....	93
Figura 19: Emissão de GEE no SIN	94
Figura 20: Mapa do SIN, por submercado 2020	96
Figura 21: Evolução Capacidade Instalada SIN, em %, 2010-2019	97
Figura 22: Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	102
Figura 23: Árvore de decisão de despacho do ONS.....	113
Figura 24: Decisão ótima de despacho sob o ponto de vista econômico	114
Figura 25: Participação das fontes na Geração Elétrica anual, 2000 -2019.....	123
Figura 26: Formação de receita do gerado na proposta do novo modelo de contratação	126

Figura 27: Projeção da participação das fontes na capacidade instalada da geração centralizada 2020-2029.....	133
Figura 28: Esquema metodológico de conversão dos resultados do Newave para precificação das emissões de CO ₂ e em US\$	135
Figura 29: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 1	137
Figura 30: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 1.....	137
Figura 31: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 2	138
Figura 32: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 2.....	139
Figura 33: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 3	139
Figura 34: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 3.....	140
Figura 35: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 4.....	141
Figura 36: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 4.....	141
Figura 37: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 5	142
Figura 38: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO ₂ e ao ano – Cenário 5	143
Figura 39: Tamanho Potencial do Mercado de Carbono por cenário por ano	144
Figura 40: Metodologia do Banco Mundial para elaboração de um SCE.....	146
Figura 41: Proposta de teto de emissões para o SCE do SEB	149
Figura 42: Proposta de organograma institucional para o SCE do SEB	158
Figura 43: Proposta de Composição da Receita do Gerador no SCE do SEB	163

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Opções e Obetivos de Políticas Públicas para Mitigação de Emissões de GEE	32
Tabela 2: Vantagens e Desvantagens dos Instrumentos de Precificação de Emissões	51
Tabela 3: Principais Características dos SCE em vigor até julho de 2020	58
Tabela 4: Instrumentos para superar barreiras regulatórias por tipo de regulação de mercado de energia elétrica	87
Tabela 5: Característica dos Ambientes de contratação de energia e Mercado de Curto Prazo	106
Tabela 6: Evolução das despesas da CDE 2013-2018	121
Tabela 7: Descrição dos cenários de despacho hidrotérmico utilizados nas simulações	134
Tabela 8: Fatores de Emissão Padrão para Combustão Estacionária na Indústria de Energia	135
Tabela 9: Eficiência energética média das termelétricas e índice de intensidade de carbono por tipo de combustível	136
Tabela 10: Alteração do despacho de ordem de mérito de UTEs a Carvão com PCO_2	162

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Índice de Custo-Benefício	110
Equação 2: Índice de Custo-Benefício detalhado	110
Equação 3: Custo Variável Unitário - CVU	115
Equação 4: Custo Variável Unitário Unitário das Termelétricas	159
Equação 5: Proposta de CVU com custo de CO ₂ e	160
Equação 6: Custo de emissão do CO ₂ e.....	160
Equação 7: Índice de intensidade de emissões de carbono de usinas termelétricas.....	160

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIO	Biomassa
BMS	Benefício Marginal Social
CBIO	Crédito de Descarbonização
CCC	Conta Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCO _{2e}	Custo de emissão de dióxido de carbono equivalente
C _{comb}	Custo dos combustíveis
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i>
CEC	Custo Econômico
CER	Certificado de Energia Renovável
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central de Geração Hidrelétrica
CH ₄	Metano
CMA	Custo Marginal de Abatimento
CMO	Custo Marginal de Operação
CMS	Custo Marginal Social
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CO&M	Custo de Operação e Manutenção
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP	Custo de Operação e Manutenção

CSC	Custo Social do Carbono
CVU	Custo Variável Unitário
EER	Encargo de Energia de Reserva
EOL	Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
<i>ETS</i>	<i>Emission Trading Scheme</i>
<i>EU</i>	<i>European Union</i>
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Inicial
FCT	Função de Custo Total
GEE	Gases de Efeito Estufa
GF	Garantia Física
GN	Gás Natural
GT	Grupo de Trabalho
GW	Giga-Watt
IC	Implementação Conjunta
ICB	Índice de Custo e Benefício
ICO _{2e}	Índice de emissão de gás carbônico equivalente
<i>IPCC</i>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
<i>ITMO</i>	<i>Internationally Transferred Mitigation Outcomes</i>
<i>JI</i>	<i>Joint Implementation</i>
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fonte Incentivada
<i>MAC</i>	<i>Marginal Abatement Cost</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MLT	Média de Longo-Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRV	Monitoramento, Reporte e Verificação
MSR	Market Stability Reserve

MW	Mega-Watt
MWh	Mega-Watt hora
MWmed	Mega-Watt médio
N ₂ O	Óxido Nitroso
NDC	<i>National Determined Contribution</i>
O&M	Operação e Manutenção
°C	Graus Celsius
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCO ₂ e	Preço de emissão de dióxido de carbônico equivalente
PDE	Plano Decenal de Energia
PEE	Programa de Eficiência Energética
PLD	Preço de Liquidação de Diferença
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
ppm	Partes por milhão
PRCD	Princípio das Responsabilidade Comum, porém Diferenciada
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REC	Renewable Energy Certificate
Renovabio	Política Nacional de Biocombustíveis
RF	Receita Fixa
<i>RGGI</i>	<i>Regional Greenhouse Gas Initiative</i>
RGR	Reserva Geral de Reversão
ROI	Receita Operacional Líquida
SCE	Sistema de Comércio de Emissões
<i>SDM</i>	<i>Sustainable Development Mechanism</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
tCO ₂ e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TFSE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TJ	Tera-Joule
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Tera-Watt hora
UFV	Usina Fotovoltaica
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UTE	Usina Termelétrica
WMO	<i>World Metereological Organization</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema	2
1.2. Objetivos, Questão Central e Hipóteses	16
1.3. Abordagem Metodológica e Estrutura da Tese.....	17
2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E REFERENCIAL TEÓRICO DA INTERNALIZAÇÃO DE EXTERNALIDADES AMBIENTAIS	19
2.1. A questão das Mudanças Climáticas.....	19
2.2. Externalidades no Contexto de Mercados Competitivos	26
2.3. Instrumentos de Políticas Públicas para Falhas de Mercado.....	29
2.4. Instrumentos Precificação de Carbono	32
2.5. Vantagens e Desvantagens dos Instrumentos de Precificação de Carbono	48
2.6. Principais Destaques do Capítulo 2.....	52
3. EXPERIÊNCIAS DE SISTEMAS DE COMÉRCIO DE EMISSÕES NO MUNDO E IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO	54
3.1. Panorama das Experiências de Sistema de Comércio de Emissões.....	55
3.2. Descrição das Principais Experiências Internacionais	63
3.3. O Sistema de Comércio de Emissões em Mercados de Energia Elétrica.....	77
3.4. Principais Destaques do Capítulo 3.....	87
4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E PERFIL DAS EMISSÕES	91
4.1. A perfil das emissões do Brasil e do Setor Elétrico Brasileiro	91
4.2. O Setor Elétrico Brasileiro – Características Físicas.....	95
4.3. Características Institucionais.....	99
4.4. Encargos e Subsídios no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	116

4.5. Resultados e Limites do Marco Regulatório em Vigor.....	122
4.6. Principais Destaques do Capítulo 4.....	127
5. PROPOSTA DE UM SISTEMA DE COMÉRCIO DE EMISSÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO e TAMANHO POTENCIAL DO MERCADO DE EMISSÕES	131
5.1. Metodologia para a Estimação do Tamanho Potencial de um Mercado de Emissões no SEB	131
5.2. Projeção e Valoração do Mercado Potencial de Emissões no SEB	136
5.3. Proposta de Desenho de um Sistema de Comércio de Emissões para o Setor Elétrico Brasileiro.....	145
5.4. Impactos Diretos do SCE no SEB	159
5.5. Principais Destaques do Capítulo 5.....	164
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	167
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	177
APÊNDICE	189

1. INTRODUÇÃO

Há um consenso na comunidade científica internacional de que as mudanças climáticas, observadas nas últimas décadas são consequência das altas emissões e concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera provenientes da atividade humana ao longo dos últimos séculos (COOK, 2016). A emissão de GEE, derivada de atividades antrópicas, é considerada por Stern (2007) a principal externalidade negativa global, uma vez que atinge indistintamente todos os países.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), apesar de ter um *mix* energético predominantemente renovável, vem aumentando suas emissões derivadas de termelétricas fósseis nos últimos 50 anos. De 1970 a 2019, as emissões de GEE do Setor cresceram cerca de 800% (SEEG, 2020). Este fato tem sido agravado por um regime hidrológico cerca de 20% abaixo da média histórica de longo-termo (MLT) desde o ano 2000 (ONS, 2020). Além disso, o Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 prevê um aumento da participação das termelétricas fósseis ao longo da década de 2020 que, combinado com a tendência hidrológica abaixo da MLT e com o incremento da participação de fontes renováveis variáveis na matriz, tem o potencial de aumentar ainda mais as emissões de GEE no país.

Tendo em vista a perspectiva de aumento das emissões do SEB e a necessidade de o Brasil cumprir com suas metas de redução de emissões, também chamadas de *Nationally Determined Contribution* (NDC), no Acordo de Paris (2015), torna-se relevante investigar os instrumentos disponíveis para internalizar as externalidades negativas oriundas das emissões de GEE do Setor. Este trabalho se propõe a fazer um levantamento dos instrumentos disponíveis e das experiências internacionais sobre precificação de carbono, para em seguida avaliar a viabilidade de introdução de tais instrumentos no SEB.

Desta forma, este Capítulo introdutório tem o intuito de contextualizar a proposta desta tese doutorado desenvolvida no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. Para tanto, o presente Capítulo encontra-se dividido em três seções que abordam: (i) a motivação, a justificativa e a relevância do tema escolhido; (ii) os objetivos, a questão central e a hipótese levantada neste trabalho; e (iii) a abordagem metodológica e a estrutura de Capítulos deste documento.

1.1. Motivação, Justificativa e Relevância do Tema

A população do planeta, através de suas decisões de consumo e produção, emite gases de efeito estufa (GEE). Esses fluxos de emissões se acumulam na atmosfera em grandes quantidades, contribuindo para as mudanças climáticas que afetam de maneira complexa os seres humanos, bem como toda a biodiversidade (NASA, 2020). Entre os gases emitidos, destacam-se especialmente o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O) e os perfluorcarbonetos (PFCs). Estima-se que as atividades humanas tenham causado, até 2018, um aquecimento global médio de cerca de 1°C acima dos níveis pré-industriais, ou seja desde 1750, com uma variação entre $0,8^\circ\text{C}$ e $1,2^\circ\text{C}$. Tais atividades, por serem emissoras de GEE, fizeram com que as concentrações médias globais chegassem, em dezembro de 2019, a 410 partes por milhão (ppm). Este valor está muito acima dos níveis de concentração de 280 ppm observados no período pré-Revolução Industrial (WMO, 2020).

De acordo com o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), para minimizar os efeitos das mudanças climáticas e estabilizar o aquecimento do planeta entre $1,5^\circ\text{C}$ e 2°C até o final do século XXI, será necessário estabilizar as emissões de CO_2 entre 450 ppm e 550 ppm. O IPCC é uma organização científico-política criada em 1988 no âmbito da Organização das Nações Unidas (ONU) para sintetizar e divulgar o conhecimento mais avançado relativo às mudanças climáticas. A Organização alerta que caso o volume de emissões anuais continue a aumentar no ritmo observado nas últimas décadas, a concentração de GEE na atmosfera poderá dobrar em relação aos níveis pré-industriais, levando a um aumento da temperatura média acima de $1,5^\circ\text{C}$ já em 2035 (IPCC, 2018).

Segundo os modelos climáticos utilizados pelo IPCC, se não forem realizados grandes esforços redução de emissão de GEE, há mais de 50% de chance de a temperatura média do planeta superar 5°C no ano 2100. (IPCC, 2018) Esta variação equivale às mudanças de temperatura desde a última glaciação, podendo levar a fortes mudanças na geografia física e humana mundial. Tais mudanças incluem elevação da temperatura média na maioria das regiões terrestres e oceânicas, maior frequência de registros de temperaturas extremas na maioria das regiões habitadas, além do aumento da intensidade de ocorrências de chuvas e seca em diversas regiões do planeta. Além disso, projeta-se o derretimento das geleiras do mundo e o aumento do nível, da temperatura e da acidificação dos oceanos. Os impactos na biodiversidade e ecossistemas também serão observados, incluindo perda e extinção de espécies, e perda de

serviços ecossistêmicos essenciais, como a produção de água potável. A combinação desses fatores traz riscos relacionados à saúde, segurança alimentar, abastecimento de água, segurança humana e crescimento econômico (NASA, 2020).

De acordo com o painel de cientistas do IPCC, a estabilização do estoque de GEE é fundamental para mitigar os efeitos sobre o clima do planeta. Os GEE permanecem na atmosfera por muitos anos causando mudanças de longo prazo no sistema climático, trazendo sérios riscos à sociedade, à economia e ao meio ambiente (NASA 2020). Esses riscos dependem da magnitude e ritmo de aquecimento, localização geográfica, níveis de desenvolvimento e vulnerabilidade dos países. A escolha da meta de estabilização é fundamental, porque organiza os esforços dos países na direção de um objetivo comum. A estabilização das concentrações dos GEE entre 450 e 550 ppm CO₂ requer reduções de emissões de pelo menos 25% abaixo dos níveis atuais até 2050, o que significa um esforço expressivo para várias economias mundiais (STERN, 2007; GOLDEMBERG, 2012).

A resposta por parte dos Estados membros da Organização das Nações Unidas (ONU) aos desafios de redução de emissões necessárias de GEE teve dois momentos. O primeiro ocorreu em 1997, com a assinatura do Protocolo de Kyoto, no Japão. Nessa ocasião, 55 países, responsáveis por 55% das emissões globais na época, se comprometeram a uma redução de 5,2% em relação aos níveis de emissões de 1990. Contudo, o Protocolo, que entrou em vigor em fevereiro de 2005, não foi suficiente sequer para reduzir o ritmo das emissões. Entre os anos 2005 e 2010 a taxa de emissão de GEE na atmosfera foi maior do que nos últimos 5 anos da década de 1990. Já a taxa de crescimento anual médio das emissões totais de GEE subiu de 1,5% por ano, entre 1995 e 2000, para cerca de 3% ao ano, entre 2005 e 2010. Uma das principais críticas ao Protocolo de Kyoto foi que este instrumento usou uma metodologia *top-down* para a determinação das metas, (OLIVEIRA; MIGUEZ; ANDRADE, 2018).

O segundo momento dos Estados membros da ONU em relação aos desafios postos pelas mudanças climáticas veio com a celebração do Acordo de Paris, em dezembro de 2015. Nesse Acordo, negociado durante a 21ª Conferência das Partes (COP 21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (UNFCCC), governos de 190 países se comprometeram a dedicar esforços para limitar o aumento da temperatura da Terra em no máximo 2°C acima dos níveis pré-industriais, preferencialmente em 1,5°C até o ano de 2100 (IPCC, 2018). Nesse Acordo, cada país signatário apresentou suas metas individuais de

contribuição para a redução de GEE, denominadas *Nationally Determined Contribution* (NDC), utilizando desta vez uma metodologia *bottom-up*, respeitando suas respectivas peculiaridades (UNFCCC, 2015).

No entanto, para alcançar a meta de aquecimento de 1,5°C em 2100, as emissões antrópicas globais de CO₂ devem ser reduzidas a cerca de 45% dos níveis observados em 2010 até 2030, atingindo o valor líquido de zero por volta de 2050. Isso significa que, em meados deste século, emissões antrópicas CO₂ devem ser iguais ao volume de captura e remoção deste gás da atmosfera. Já para limitar o aquecimento global a 2°C, estima-se que as emissões de CO₂ devem ser reduzidas cerca de 20% até 2030, alcançando um valor líquido igual a zero até 2075. O desafio é grande e implica a adoção de uma série de políticas e iniciativas para reduzir as emissões de GEE dos setores econômicos mais intensivos em carbono (IPCC, 2018).

1.1.1 A importância do Setor de Energia Elétrica no Brasil e no Mundo

O setor de energia elétrica no mundo, que inclui aquecimento, é considerado o principal emissor de gases de efeito estufa na atmosfera. Em 2017, o setor de energia elétrica foi responsável por aproximadamente 41% das emissões totais de GEE, seguido pelo setor de transportes (24%) e pelo setor de industrial (19%). A liderança das emissões do setor de energia elétrica está ligada ao uso predominante de energia térmica a partir de combustíveis fósseis na matriz elétrica mundial. A geração térmica a carvão mineral, em 2017, foi responsável por 72,6% do total de emissões deste setor no mundo, seguida pela geração termelétrica de gás natural (22,1%) e óleo combustível (5,3%). Estas participações têm se mantido relativamente constantes desde 2010 até o fechamento desta tese (IEA, 2020). Assim, é fundamental descarbonizar o setor para alcançar os objetivos.

A importância e urgência da descarbonização do setor elétrico não se deve apenas ao alto nível de emissões de GEE, mas, principalmente, à tendência de emissões futuras do setor. Verifica-se uma tendência de intensificação do consumo de energia elétrica em praticamente todos os setores da economia, como, por exemplo, de transportes e aquecimento que estão sendo incentivados a substituir o uso de combustíveis fósseis pelo uso de energia elétrica (IEA, 2015). Se a produção de energia elétrica não se descarbonizar, as emissões de GEE tenderão a aumentar ainda mais. Por outro lado, o setor elétrico é o setor que apresenta maior potencial de descarbonização, em razão das tecnologias já disponíveis que permitem gerar eletricidade a

partir de fontes renováveis, como a energia eólica, solar e a proveniente de biomassa (EPE, 2018).

No plano regional, o Brasil se destaca como o maior emissor de GEE da América Latina, lançando na atmosfera cerca de 2 giga toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO_{2e}) ao ano, nos últimos dez anos. Mas, ao contrário da maioria dos países do mundo, cerca de 44% de suas emissões de GEE estão ligadas ao setor de Mudanças do Uso da Terra e Florestas, seguidas pelos setores de Agropecuária (28%) e Energia (19%). Em 2019, as emissões brasileiras brutas alcançaram 2,1 GtCO_{2e}, o que representa 6% das emissões globais de GEE. O setor de energia, que inclui as emissões pela queima de combustíveis fósseis pelos setores de transportes, produção de combustíveis, geração de eletricidade e setor industrial, emitiu 413 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO_{2e}). Deste volume, o setor de geração de eletricidade contribuiu com 12% das emissões, o que corresponde a um significativo crescimento de 731% em relação aos níveis de emissão de GEE observados em 1970 (SEEG, 2020).

Nesse contexto de forte aumento de emissões do setor elétrico, a situação ganha um caráter de maior gravidade pelo fato de o Brasil ter aderido formalmente ao Acordo de Paris, em setembro de 2016. Com este Acordo, o país se comprometeu, por meio de Contribuição Nacional Determinada (*Nationally Determined Contribution - NDC*), em reduzir seus níveis de emissão de GEE, até 2025, em 37% abaixo dos níveis registrados em 2005, com uma meta indicativa de 43% em 2030. Como consequência, o Brasil se propôs a implementar uma série de metas em diversos setores da economia, como o de biocombustíveis, uso da terra, energia elétrica, agricultura, indústria e transportes (UNFCC, 2015; EPE, 2018).

As metas da NDC brasileira para o setor elétrico visam ampliar a presença das fontes renováveis na matriz elétrica e aumentar a eficiência energética. A NDC do Brasil apresenta ainda os seguintes pontos relativos às atividades de produção e uso de energia elétrica: (i) alcançar uma participação de 45% de fontes renováveis na composição da matriz de energia em 2030; (ii) aumentar o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na geração de energia elétrica de 28% a 33% até 2030; (iii) expandir o uso doméstico de fontes de energia não fósseis, aumentando a participação de fontes renováveis (além da hídrica) na oferta de energia elétrica para, ao menos, 23% em 2030, inclusive com o aumento da participação eólica, solar e biomassa; e (iv) alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor até 2030 (UNFCC, 2015). Essas

metas implicam investimentos em eficiência energética, além de outros na expansão progressiva do parque instalado de usinas eólicas, solares, termelétricas a biomassa e a construção de novas hidrelétricas a fio d'água, uma vez que a expansão de usinas com reservatório vem sendo paulatinamente limitada em virtude dos impactos socioambientais (MMA, 2016).

1.1.2 Apresentação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é um setor hidro-termo-eólico de geração e transmissão de energia elétrica, constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistema Isolado. Até junho de 2020, a potência instalada do parque gerador no Brasil era de cerca de 170,5 GW, sendo este parque composto, principalmente, por usinas hidrelétricas (59,8%) distribuídas em 16 bacias hidrográficas. As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e as centrais de geradoras elétricas (CGHs) correspondiam a 3,5% da potência instalada, enquanto as usinas termelétricas (UTE) que operam com combustíveis fósseis representam cerca 24,9% do total, ou seja, cerca de 41 GW. As usinas eólicas, por sua vez, contribuem com 8% do total instalado (ANEEL, 2020). No mundo, a participação média de UTE a combustíveis fósseis na geração de energia elétrica é de 77%. Por essas características, a matriz elétrica brasileira é considerada uma das mais limpas (IEA, 2020).

O marco institucional e regulatório vigente SEB foi implementado pelas leis nº 10.848/2004 e nº 10.847/2004, que alteraram o modelo anterior. O modelo vigente, além de ter criado órgão gestores, modificou funções de outros já existentes. Em termos institucionais, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica no país, e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que ficou responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo. Foi também definida a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela operação do mercado brasileiro de energia elétrica, como a contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo e o cálculo e a divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Adicionalmente, completam a estrutura do SEB, o Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela política energética do país, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no papel de órgão regulador do setor, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros. (MME, 2020; ANEEL, 2019).

Um das principais inovações desse marco regulatório foi a estratégia de expansão da matriz de geração por meio de leilões de energia. O modelo criou dois ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil, Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Como preposto, no ACR os contratos são firmados através da regulação governamental através de Leilões de Energia realizados para a intermediação entre os geradores e as distribuidoras, com vigências predefinidas em edital, entre 15 e 30 anos, e metodologia de lance mínimo, com vistas à modicidade tarifária. Por sua vez, no ACL, as negociações ocorrem livremente entre os agentes do setor, quais sejam geradores, distribuidoras, comercializadoras, consumidores livres ou especiais, exportadores ou importadores de energia. O preço é balizado pelo mercado e pode ser ajustado livremente conforme acordo, necessidade e interesse entre as partes. Os prazos de vigência também são variáveis e não necessariamente consecutivos, bem como os montantes. As diferenças entre os montantes de energia contratados e gerados nos dois ambientes de contratação são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (REGO, 2017).

Cabe mencionar que desde a implementação do marco institucional em vigor, o contexto tecnológico e econômico mudou. A matriz está diversificada devido à inserção de novas tecnologias de geração; há uma maior participação do setor privado no setor de geração, há novas fontes de financiamento, e observou-se a participação do ACL no mercado de energia. A combinação desses fatores tem colocado em questão uma série de aspectos do marco institucional, desde o mecanismo de contratação de energia à necessidade de subsídios às fontes renováveis. Para isso, o Ministério de Minas e Energia implementou o Grupo de Trabalho (GT) de Modernização do Setor Elétrico visando a revisão do marco vigente.

No que concerne à geração de energia elétrica, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, cujo ano base é 2019, 64,9% da energia elétrica produzida veio de fonte hidráulica e 14,6% de fonte termelétrica a combustíveis fósseis, ou seja, gás natural, carvão e derivados de petróleo. A participação da geração termelétrica tem crescido significativamente nos últimos anos. Em 2005, esta fonte representava 4% do total da geração e, em 2019, passou a representar cerca de 14%, tendo alcançado um pico de 23% em 2014. Esse crescimento acompanha um movimento mundial de convergência entre as indústrias de gás natural e de eletricidade observado nos últimos 20 anos. Nesse período, em países da OCDE, a utilização de gás natural para a geração de eletricidade aumentou a uma taxa de 6% ao ano e a

participação desta fonte primária de energia na matriz de geração elétrica mundial saltou de 9% para 23% (EPE, 2020, IEA, 2020).

As usinas termelétricas ligadas ao SIN são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro, por parte do ONS. A ordem em que são despachadas depende do custo de produção de energia, aquelas cujos custos são mais baratos são despachadas primeiro. Novas fontes de geração a partir de energias renováveis, como eólica, solar e biomassa da cana-de-açúcar, estão aumentando rapidamente sua participação na matriz elétrica. A previsão do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 é que estas fontes representem cerca de 33% da capacidade instalada no final da década. Como sua geração é variável, ou seja, depende da disponibilidade, sol, vento e biomassa, elas não podem ser despachadas pelo ONS. Para compensar a sazonalidade e a variabilidade dessas fontes, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê a necessidade de novas usinas termelétricas (UTE) como o *back up* do SIN na década de 2020.

O planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, por parte do ONS, pode ser expresso como um problema de otimização em larga escala. A otimização do sistema considera conexões temporais e espaciais, operações estocásticas, interconectadas e não lineares para satisfazer a demanda do mercado, com o mínimo custo operacional. Para resolver esse problema de otimização, o ONS utiliza um software de abordagem estocástica de programação dinâmica dupla (SDDP) chamado Newave. Esse programa é usado para determinar a política de operação ao longo de um período de cinco anos, no qual o custo futuro é uma função do volume de chuvas futuro estocástico, e o custo imediato é uma função dos despachos atuais das usinas termelétricas e hidrelétricas (ONS, 2019; REGO, 2017).

Entretanto, nos últimos anos, o regime de chuvas registradas no Brasil está bem abaixo da média histórica de longo prazo (MLT) que considera o histórico da Energia Natural Afluenta (ENA) desde 1931. Entre os anos de 2015 e 2019, (ENA) registrada foi de 64% da Média de Longo Termo (MLT). Já entre 2010 e 2019 e entre 2000 e 2019, choveu 79% e 76% do MLT, respectivamente. Em razão da persistente queda da ENA registrada nos últimos 20 anos, as UTE têm sido despachadas com muito mais frequência do que inicialmente estimado pelos órgãos competentes, trazendo custos adicionais para a sociedade e aumento significativo nas emissões de GEE (ONS, 2018).

Portanto, mesmo com o aumento da participação de fontes renováveis no mix de energia, prevê-se que o recorrente despacho termelétrico se tornará mais frequente em um futuro próximo, contribuindo ainda mais para a emissão de GEE. Isto porque a combinação de restrições socioambientais para a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a alteração do padrão de chuvas em relação à média histórica, a necessidade de energia firme para garantir a oferta diante da expansão das fontes com alta variabilidade no mix de energia, acrescida da projeção de aumento da demanda em virtude da tendência de eletrificação de setores como o de transporte, certamente demandará um maior despacho térmico.

Outra característica importante do SEB é que, embora não haja um objetivo declarado de redução de emissões e descarbonização da matriz elétrica, há uma busca pela ampliação da participação das fontes renováveis e aumento da eficiência energética. Isso pode ser observado pelos diversos mecanismos de incentivo como: (i) o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA, Lei nº 10.438/02); (ii) Programa de Eficiência Energética (PEE, Lei nº 9.991/00); (iii) Leilões de fontes alternativas (LFA); (iv) além de inúmeros subsídios e incentivos tributários para a promoção das fontes de energia renováveis no setor. Entre os subsídios e incentivos, destacam-se a conta de consumo de combustíveis para sistemas isolados (CCC), o Programa de universalização de acesso à energia elétrica, descontos tarifários na distribuição e transmissão (TUSD/TUST) e ao carvão mineral nacional; todos financiados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) na forma de subsídios cruzados.

A CDE é um fundo setorial que financia diversas políticas relacionadas ao objetivo de desenvolvimento energético. Grande parte desses incentivos se dá na forma de subsídios cruzados, ou seja, financiados pelos consumidores, por meio de encargos na tarifa de energia elétrica em benefício, em regra, das usinas de geração elétrica. Entre 2013 e 2018, os recursos da CDE cresceram 42%, alcançando R\$ 20 bilhões. Desse recurso 41,7% são destinados a subsidiar as fontes renováveis, por meio de descontos tarifários da TUST e TUSD, 29,2% para financiar a conta combustíveis do sistema isolado e 16,9% para programas sociais, como a Tarifa Social e Luz para todos. (ANEEL, 2019; ME, 2019).

No entanto, a CDE também subsidia o carvão mineral nacional. Apesar da CDE custear subsídios cujos beneficiários são consumidores de baixa renda, da classe rural, produtores que utilizam fontes renováveis, distribuidoras de pequeno porte e cooperativas de eletrificação, este fundo subsidia também a compra de carvão mineral nacional pelas usinas termelétricas para

aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas atendidas pelo SIN. Esse subsídio chegou a mais de R\$1,2 bilhões em 2015, enquanto os subsídios destinados à universalização (Luz para todos) foram de R\$ 875 milhões, no mesmo ano. Em 2018, os valores de subsídio ao carvão caíram para R\$ 850 milhões, mas continuam próximos dos valores destinados à universalização (ANEEL, 2019).

O subsídio ao carvão traz dois principais problemas, um de ordem ambiental e outro de ordem econômica. O primeiro é que o carvão mineral nacional é de pior qualidade, com baixo fator de combustão e mais poluente se comparado ao mesmo mineral utilizado em outras partes do mundo. O segundo problema é que o subsídio ao carvão natural afeta ordem de mérito do despacho, uma vez que ele torna o preço deste mineral artificialmente mais barato. Isto induz o ONS a despachar com mais frequência as termelétricas que usam este combustível fóssil, deslocando as UTE que utilizam combustíveis fósseis menos poluentes, porém mais caros, como o gás natural. A consequência deste subsídio é que a tarifa de energia elétrica fica mais cara para o consumidor final e há uma maior emissão de GEE na atmosfera, contribuindo ainda mais para o problema das mudanças climáticas

Como as mudanças climáticas são uma falha de mercado, na qual o ótimo privado é diferente do ótimo social, a corrente principal da Teoria Econômica prevê a intervenção do Estado para corrigir essa falha. Tal intervenção deve se dar no sentido de implementar mecanismos que visem incentivar e regular a internalização dessas falhas, isto é, internalizar os custos socioambientais não contabilizados gerados pelo produtor, de modo que ele volte a ter um incentivo unilateral para produzir uma quantidade compatível com o ótimo social (STERN, 2017).

1.1.3 Instrumentos de Precificação de Carbono

Para lidar com as falhas de mercado, o governo dispõe de uma série de instrumentos econômicos, regulatórios e políticas públicas que podem ser utilizadas. Exemplos disso são: (i) os instrumentos de comando e controle, como a criação de normas obrigatórias fiscalizáveis pelos governos; (ii) instrumentos para o apoio à inovação e ao desenvolvimento de novas tecnologias; (iii) instrumentos de informação e educação sobre as mudanças climáticas; e (iv) instrumentos de precificação do carbono. Precificar o carbono consiste em colocar um preço sobre a tonelada de CO₂ emitida. Desse modo, o emissor teria um custo privado pela emissão

que causaria internalização dos custos das emissões, por meio de investimentos em tecnologias de baixo carbono, aproximando o ótimo privado do ótimo social (IPCC, 2007).

Em muitos países do mundo, instrumentos de precificação de carbono estão surgindo como um fator-chave para mudar os padrões de investimento e comportamento e para fomentar a inovação em tecnologias e infraestrutura. Um preço uniforme sobre o carbono tende a dar ao mercado um sinal de preço mais claro e a induzir mudanças no comportamento de produtores, consumidores e investidores, tornando mais baratos produtos que precisam de menos carbono para serem produzidos (WB, 2016).

Existem duas metodologias principais de precificar o carbono. A primeira é por meio de um imposto sobre as emissões, que especifica um preço a ser pago pela tonelada emitida de CO₂e e deixa a quantidade emitida variar com as escolhas dos agentes econômicos em resposta ao sinal de preços. A segunda é via criação de *Sistema de Comércio de Emissões* (SCE), no qual é imposto um limite quantitativo para emissões das entidades (empresas) reguladas, são criadas *permissões* de emissões compatíveis com este limite, são vendidas e/ou distribuídas gratuitamente tais *permissões* e é permitido aos agentes regulados que transacionem tais *permissões* no mercado. Nesse caso, o governo decide uma quantidade total de emissões, enquanto o preço se ajusta ao mercado. Existe também uma variação do SCE conhecida como *Baseline and Credit*. Esta metodologia consiste na definição de uma linha base emissões e todas as emissões abaixo dessa linha geram créditos que podem ser utilizados para aqueles que emitem acima da linha de base (MOTTA, 2019).

A principal diferença é que, em um imposto sobre o carbono, o governo define o preço da emissão de uma tonelada de CO₂e e permite ao mercado determinar a quantidade de emissões; enquanto no sistema de comércio de emissões (SCE), o governo define a quantidade máxima de emissões, também conhecido como teto de emissões, permitindo que o mercado encontre o preço da tonelada de CO₂e. Em condições ideais, isto é, sob condições de mercado adequadas e com informação perfeita, ambas alternativas produzem resultados equivalentes (STERN, 2008; NICOLLETI; *et al*, 2016).

Ainda do ponto de vista teórico, este preço deveria ser exatamente suficiente para fazer com que o produtor da externalidade a internalize. O preço do carbono deveria ser igual ao custo social do carbono, que nada mais é do que o custo de uma tonelada de CO₂ adicional lançada na atmosfera. Desse modo, o produtor internalizaria exatamente o custo que seria

dividido com a sociedade, caso a emissão se realizasse, e os mercados voltariam a funcionar de maneira eficiente nesta dimensão. Ao mesmo tempo, havendo um sinal de preço para o carbono, alternativas menos carbono-intensivas se tornariam, automaticamente, economicamente mais atrativas, induzindo um redirecionamento espontâneo do consumo e dos investimentos em direção a produtos e tecnologias menos intensivas em emissões de GEE, o que facilitaria a transição para uma economia de baixo carbono.

A precificação do carbono é considerada uma forma custo-efetiva de mitigar a emissão de GEE, uma vez que permite reduzir as emissões ao menor custo possível. Ao introduzir um sinal de preços no mercado, a precificação dá a flexibilidade necessária aos entes regulados para escolher qual a melhor estratégia a ser utilizada para mitigar suas emissões. Eles podem escolher entre pagar o preço do carbono ou investir em ações e tecnologias para reduzir suas emissões, dependendo do seu custo marginal de abatimento (MAC) e do referido preço. Dessa maneira, teoricamente, assegura-se que a redução de emissões seja feita onde é mais barato fazê-la (WB, 2016)

Na prática, existem vantagens e desvantagens em ambos os instrumentos. As principais vantagens do imposto sobre o carbono são que: (i) ele permite a previsibilidade sobre custos, reduzindo a volatilidade de preços e riscos para investidores; (ii) pode aumentar arrecadação/fonte de receitas para o Estado, podendo usar estes recursos para compensar efeitos macroeconômicos e/ou financiar investimentos em fontes renováveis; (iii) tende a ser mais fácil de implementar e administrar, uma vez que se pode integrar a encargos e royalties já existentes, além da possibilidade de se utilizar a estrutura administrativa já existente para sua gestão. No entanto, este instrumento apresenta algumas desvantagens. A principal delas é que ele não garante o cumprimento da trajetória de emissões compatíveis com a meta ambiental.

As principais vantagens do sistema de comércio de emissões (SCE) são: (i) permite assegurar resultados ambientais ao estabelecer um limite firme de emissões máximas; (ii) cria um preço claro para o carbono; (iii) é flexível, uma vez que os entes participantes/regulados podem escolher como, quando e onde reduzir suas emissões; (iv) pode ser implementado em diversos contextos políticos e econômicos; (v) pode gerar receita extra para o Estado; (vi) pode gerar uma série de co-benefícios ambientais, sociais e econômicos; (vii) pode ser integrado a outros sistemas já implementados, criando mercados de carbono maiores e mais eficientes. Contudo, esse instrumento também apresenta algumas desvantagens, tais como: (i) maior

volatilidade de preço e, portanto, riscos aos *stakeholders*; (ii) gestão administrativa, operacional e monitoramento mais complexas do que o imposto sobre o carbono; além de (iii) requerer grande número de participantes (WB, 2016; ICAP, 2018).

1.1.4 Experiências de Precificação de Carbono no Mundo

Até julho de 2020, existem 64 iniciativas de precificação implementados, previstos ou sendo considerados em 46 países e 35 jurisdições. Essas iniciativas cobrem cerca de 22,3% das emissões globais de 2020, o que representa um crescimento de 2,3 p.p em comparação a 2019. Destas, 21 iniciativas consistem em sistema de comércio de emissões (SCE) implementadas e 29 em impostos sobre carbono. O maior e mais antigo SCE vigente no mundo é o da União Europeia. Os Estados Unidos e a China, os maiores emissores de GEE, também têm iniciativas de SCE em seus territórios. Os Estados Unidos têm dois sistemas em âmbito subnacional, o da Califórnia e o *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), que abrange alguns estados do nordeste do país. A China tem oito programas pilotos em operação em suas províncias. Está previsto para 2021 o lançamento de um SCE nacional. Todas as experiências citadas acima contemplam a participação do setor de produção de energia elétrica (WB, 2020).

O Sistema de Comércio de Emissões (SCE) da União Europeia (UE) foi o primeiro sistema de comércio de emissões do mundo e representa um pilar central na política de mudança climática da UE. O sistema teve início em 2005 e, em 2018, contava com 28 estados membros, além da Islândia, Liechtenstein e Noruega. O SCE cobre 1.839 MtCO₂e, que equivale a cerca 45% das emissões de GEE, e tem como meta reduzir, em 2020, 20% das emissões abaixo dos níveis de 1990; 40% em 2030 e entre 80-95% em 2050. Para isso, o sistema abrange os setores energético, industrial e de aviação e conta com mais de 11 mil empreendimentos participantes. O sistema europeu cobre três principais gases: dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O) e perfluorcarbonetos (PFCs). A alocação das *permissões* entre agentes se dá tanto por leilões quanto por alocação gratuita (ICAP, 2019).

O SCE europeu encontra-se em sua terceira fase. Na primeira e segunda fase, 2005-2007 e 2008-2012, houve um processo descentralizado de determinação dos tetos de emissão. A meta do sistema foi estipulada pela agregação dos Planos de Alocação Nacional de cada Estado-membro. Na Fase 3 vigente (2013-2020), um único teto foi estipulado para fontes estacionárias de 2.084 MtCO₂e em 2013 que está sendo reduzido a uma taxa anual de 1,74% a.a. (38,3

milhões de *permissões*). Na Fase 4 (2021-2030), está previsto um fator de redução anual de 2,2% ao ano tanto para fontes estacionárias quanto para o setor de aviação. O setor energia, objeto desta tese, tem 100% de suas *permissões* alocadas via leilão, com a possibilidade de extensão facultativa para ações de modernização do setor elétrico, em determinados Estados-membro (WB, 2018).

O *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) é o primeiro sistema de comércio de emissões mandatório dos Estados Unidos, formado pelos estados de Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island e Vermont. O sistema, que teve início em 2009, cobre 82,3 MtCO₂e. Isto equivale a 20% das emissões de GEE desses estados. O SCE do RGGI tem como meta reduzir, em 2020, 50% das emissões abaixo dos níveis de emissão regional de 1990; e, para 2030, a meta é reduzir 30% em relação aos níveis registados em 2020. Participam 165 empreendimentos do setor de geração termelétrica, e o sistema cobre somente as emissões de CO₂ (WB, 2018).

A China, desde 2013, tem oito sistemas piloto de comércio de emissões nas suas províncias. Os pilotos entraram em operação em 2013, 2014 e 2016, e estão localizados em cinco cidades (Pequim, Xangai, Tianjin, Chongqing e Shenzhen) e em três províncias (Guangdong, Hubei e Fujian). Cada piloto possui um design exclusivo que leva em consideração as circunstâncias locais e o respectivo perfil econômico. As experiências desses sistemas piloto vêm servindo de base para o desenho do SCE nacional. Está previsto que os próprios pilotos sejam eventualmente fundidos no SCE nacional (GIZ, 2020).

Na China, desde dezembro de 2017, está aprovado o sistema nacional de comércio de emissões, tornando-se o maior mercado de carbono do mundo. Sua efetiva implementação está anunciada para o ano de 2021 e prevê uma cobertura de emissões de 3.300 MtCO₂e ao ano, exclusivamente para o setor elétrico, o que representa 30% das emissões de GEE totais do país. O SCE chinês prevê ainda regular cerca de 1.700 empresas de geração termelétrica que consomem mais de 10 mil toneladas de carvão padrão equivalente. Suas metas fazem parte do acordo de Paris e visam reduzir entre 40% e 45% a intensidade de carbono em relação aos níveis de 2005. No entanto, suas emissões vão continuar crescendo e a meta é que elas cheguem em seu máximo em 2030. O país também se comprometeu, em sua NDC, em reduzir suas emissões entre 60% e 65% dos níveis de 2005. O SCE cobre apenas as emissões de CO₂ e a alocação das *permissões* entre agentes se dá por alocação gratuita (ICAP, 2018).

O SCE nacional chinês está sendo implantado em três fases. A primeira fase, com duração de cerca de um ano, focará no desenvolvimento da infraestrutura do mercado. Na sequência, a segunda fase, também com duração de um ano, será dedicada à simulação de comércio de emissões. Na terceira fase, a partir de 2020, estão previstos o aprofundamento e a expansão gradual do sistema para outros setores, incluindo o químico, petroquímico, materiais de construção, aço, metais não ferrosos, papel e aviação. A Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (NDRC) está elaborando a regulação para o mecanismo de Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) do sistema chinês, no entanto, a previsão é que o monitoramento seja realizado em relatórios com periodicidade anual.

Na América Latina, o México é o primeiro país que está implementando um sistema de comércio de emissões. A fase piloto, com duração de três anos, começou em janeiro de 2020, e assentará as bases para sua efetiva entrada em vigor a partir de 2023. A fase piloto abrange os setores de energia, que envolve eletricidade e extração, e produção de combustíveis fósseis, e o setor industrial, que inclui os subsetores de automóveis, cimento, produtos químicos, vidro, aço, metalurgia, mineração e outros petroquímicos, bem como o subsetor de celulose e papel. Somente as emissões diretas de CO₂ serão reguladas pelo piloto, e a participação é limitada a entidades com emissões anuais maiores de 100.000 tCO₂. O piloto deverá cobrir cerca de 300 entidades, correspondendo a aproximadamente 45% das emissões nacionais (ICAP, 2020; GIZ, 2020).

No Brasil, a iniciativa que mais se aproxima de um instrumento de internalização de externalidades ambientais via precificação de emissões no setor energético é a Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, implementada Lei Federal nº 13.576, regulamentada parcialmente pelo Decreto Federal nº 9.308/2018. O RenovaBio entrou em vigor em janeiro de 2020 e tem como objetivo internalizar as externalidades ambientais positivas dos biocombustíveis, remunerando as emissões evitadas de GEE provenientes da substituição dos combustíveis fósseis. A remuneração é feita mediante a criação de um mercado de certificados de descarbonização dos combustíveis, também conhecidos como CBIO. Este Certificado é um ativo financeiro, negociado em bolsa, emitido pelos produtores de biocombustível no momento da comercialização. Os distribuidores de combustíveis devem cumprir uma meta descarbonização e demonstrar a propriedade dos CBIOs em sua carteira um (MME, 2018). No entanto, o CBIO utiliza uma metodologia denominada *Baseline and Credit* se diferencia pela

proposta desta tese pelo comércio de certificados de descarbonização e não de *Permissões* de emissões.

1.2. Objetivos, Questão Central e Hipóteses

Tendo em vista o contexto apresentado, almejando contribuir para que o país alcance uma efetiva redução de emissões de gases de efeito estufa no setor de energia elétrica, e considerando que:

- (i) a emissão de GEE constitui uma externalidade negativa global e que requer ações dos vários países;
- (ii) o Brasil é signatário do Acordo de Paris e precisa cumprir suas metas nacionalmente determinadas (NDCs);
- (iii) há uma tendência no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) de maior despacho termelétrico no futuro em virtude: a) das restrições ambientais de ampliação da oferta de geração hidráulica; b) da crescente presença de fontes de energia renováveis com alta variabilidade; c) da diminuição da Energia Natural Afluente nos últimos anos; e d) da previsão de maior demanda decorrente de incentivos à eletrificação de setores, como o de transportes;
- (iv) o SEB possui subsídios para as fontes de geração, inclusive para tornar competitivo o carvão mineral nacional usado pelas usinas termelétricas (UTE); e
- (v) o governo brasileiro está em processo de revisão e modernização do marco regulatório do SEB;

o objetivo desta tese é propor, com base na experiência internacional, um sistema de comércio de emissões de GEE para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a fim de internalizar as externalidades das termelétricas que utilizam combustíveis fósseis e substituir a maior parte possível dos subsídios cruzados das fontes incentivadas, oferecendo estímulos de mercado para o desenvolvimento das fontes renováveis.

Esse objetivo principal é complementado pelos seguintes objetivos secundários:

- (i) analisar a evolução da utilização de *Sistema de Comércio de Emissões* e sua efetividade na mitigação de GEE nas principais economias mundiais, especialmente

em economias com altos índices de emissões de GEE, como a União Europeia, os Estados Unidos e a China;

- (ii) analisar como os sistemas de comércio de emissões podem se adaptar a setores elétricos com diferentes níveis de regulação;
- (iii) analisar o planejamento da expansão da matriz elétrica no Brasil, a partir do Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029), bem como as perspectivas de adoção de mecanismos de mercado para internalização de externalidades das fontes, no âmbito das discussões de modernização do SEB;
- (iv) estimar o tamanho potencial do mercado de emissões para o SEB por meio de simulações do despacho térmico no SIN, utilizando o *software* Newave, a partir dos dados do PDE 2029 e diferentes cenários hidrológicos.

A questão central que esta tese pretende responder pode ser formulada da seguinte maneira:

É possível estruturar um sistema de comércio de emissões de GEE que internalize as externalidades do setor elétrico brasileiro e que remova os subsídios cruzados para as fontes de energia, permitindo a substituição destes subsídios por incentivos de mercado ao desenvolvimento das energias renováveis?

Tem-se como hipótese a ser investigada que é possível estruturar um *Sistema de Comércio de Emissões* no SEB que substitua, ainda que em parte, dos subsídios cruzados para as fontes renováveis incentivadas e para o carvão mineral, por meio de sinais de preços de mercado que permitam balizar corretamente a decisão de despacho por ordem de mérito, minimizando, assim, as emissões de GEE do Setor.

1.3. Abordagem Metodológica e Estrutura da Tese

Para atingir os objetivos propostos, a abordagem metodológica será dividida em seis etapas: (i) contextualização do panorama internacional sobre mudanças climáticas; (ii) revisão da literatura econômica sobre externalidades e precificação de carbono; (iii) avaliação de iniciativas e lições aprendidas das experiências internacionais de sistema de comércio de emissões vigentes ou em fase de implementação; (iv) caracterização da estrutura física e institucional, avaliação do perfil de geração e análise dos subsídios do setor elétrico brasileiro; (v) projeção do volume potencial do mercado de emissões para cinco cenários de hidrológicos,

a partir das informações disponíveis no PDE 2029; e (vi) proposição de um desenho de *Sistema de Comércio de Emissões* para o SEB.

Para a projeção do volume potencial do mercado de Carbono tomou-se como base as premissas do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, elaborado pela EPE. Em seguida, utilizando o software Newave, estimou-se o despacho hidrotérmico para o SIN ao longo da década de 2020 para cinco cenários hidrológicos diferentes, com base na Energia Natural Afluente (ENA) observada nos últimos anos. Os resultados foram convertidos em emissões de tCO₂e empregando os fatores de conversão do IPCC e os fatores de eficiência das termelétricas, por tipo de combustível. Por fim, para precificar as emissões, foi utilizado o preço médio das Permissões no mercado internacional no ano de 2019. Os detalhes desta metodologia de projeção podem ser vistos no Capítulo 5. Já para a proposição de um desenho de SCE para o SEB teve como inspiração a metodologia utilizada pelo Banco Mundial.

Esta tese está dividida em cinco capítulos além deste primeiro introdutório. No segundo capítulo é apresentada a relevância da questão das mudanças climáticas, bem como evolução dos acordos internacionais para enfrentar os desafios trazidos por essa questão. Além disso, são explorados conceitos relativos à teoria econômica que embasa ação do Estado para implementação de instrumentos de internalização de externalidades associadas às emissões de GEE, com ênfase na análise dos instrumentos de precificação de carbono, especificamente o sistema de comércio de emissões.

No terceiro capítulo são analisadas as principais experiências de SCE implementadas no mundo e as lições aprendidas. Também é discutido como o *Sistema de Comércio de Emissões* pode se adaptar a diferentes níveis de regulação de segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Já no quarto capítulo são apresentadas as principais características físicas e institucionais do setor elétrico brasileiro, bem como o perfil de geração e os subsídios existentes do setor. No quinto capítulo, por sua vez, são estimados cinco cenários de despachos hidrotérmico de 2020 a 2029, como diferentes regimes de chuvas futuros, para calcular o tamanho potencial do mercado de emissões brasileiro e também é apresentada a proposta de desenho regulatório de um sistema de comércio de emissões para o setor elétrico brasileiro, objetivo desta tese. Por fim, no sexto e último capítulo são apresentadas as considerações finais e sugestões de pesquisas futuras.

2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E REFERENCIAL TEÓRICO DA INTERNALIZAÇÃO DE EXTERNALIDADES AMBIENTAIS

Na economia de mercado, decisões de consumo e investimento são determinadas por preços. Isso ocorre porque os preços transmitem informações sobre produtos e serviços, como escassez, qualidade e produtividade. Entretanto, em nossa sociedade, os preços atuais nada dizem sobre o impacto ambiental de nossas decisões de consumo e investimento. A ausência de sinais de preços corretos encoraja e recompensa comportamentos com consequências prejudiciais ao meio ambiente e à sociedade. Uma consequência disso são as Mudanças Climáticas, causadas pelo acúmulo de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, derivadas das atividades de produção e consumo da sociedade. Para minimizar tais efeitos, é necessário garantir que as consequências de produção e consumo sejam contempladas e refletidas na tomada de decisão dos agentes econômicos. Assim como os preços balizam as decisões dos agentes econômicos, são parte da solução os mecanismos que incorporem no preço os custos dos efeitos das mudanças climáticas.

Para subsidiar a análise das questões supramencionadas, o presente Capítulo está dividido em três partes. A primeira apresenta uma breve revisão da literatura sobre as mudanças climáticas e os setores que mais contribuem com ela. Em seguida, são apresentados e discutidos os conceitos de externalidades e os instrumentos que o Estado dispõe para internalizá-las. Ao final do Capítulo são discutidos os aspectos específicos de precificação de carbono, com maior detalhamento do Sistema de Comércio de Emissões (SCE).

2.1. A questão das mudanças climáticas

Há um forte consenso na comunidade científica internacional sobre as mudanças climáticas, observadas nas últimas décadas, serem consequência das altas emissões e concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, resultantes de ações antrópicas ocorridas desde o período da primeira Revolução Industrial (NASA, 2020; COOK, 2016). Esses fluxos de emissão vêm se acumulando na atmosfera em grandes estoques, contribuindo para o aquecimento global. O processo de aquecimento global, por sua vez, resulta em mudanças climáticas que afetam de maneira complexa os seres humanos, bem como toda a biodiversidade.

Os principais GEE provenientes das atividades humanas ao longo dos últimos séculos são o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O) e os perfluorcarbonetos (PFCs). Destes gases, o que apresenta maior emissão é o CO₂, proveniente, principalmente, da queima de combustíveis fósseis. As emissões de GEE, por serem pesadamente emissões de CO₂, fizeram com que as concentrações médias globais deste gás tenham alcançado 410 partes por milhão (ppm), em dezembro de 2019, valores estes muito acima dos níveis de concentração de 280 ppm observados no período pré-Revolução Industrial, isto é, desde 1750, como é possível ver na Figura 1 (NASA, 2020; WMO, 2020).

Figura 1: Média global de concentração de GEE na atmosfera.

Fonte: Adaptado de NASA, 2020.

Estima-se que as atividades humanas tenham causado, até 2018, um aquecimento global médio de cerca de 1°C acima dos níveis pré-industriais, ou seja, a partir 1750, com uma variação entre 0,8°C e 1,2°C. De acordo com o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) – organização científico-política criada em 1988 no âmbito das Nações Unidas (ONU) para sintetizar e divulgar o conhecimento mais avançado relativo às mudanças climáticas –, para minimizar os efeitos das mudanças climáticas é necessário estabilizar as emissões entre 450 partes por milhão (ppm) e 550 ppm, de modo que o aquecimento do planeta se mantenha entre 1,5°C e 2°C no final do século XXI. Caso o volume de emissões anuais continue a aumentar no ritmo observado nas últimas décadas, a concentração de GEE na atmosfera poderá dobrar em relação aos níveis pré-industriais, levando a um aumento da temperatura média acima de 1,5°C já em 2035 (IPCC, 2018).

Segundo os modelos climáticos utilizados pelo IPCC, se não forem realizados grandes esforços de redução da emissão de GEE, há mais de 50% de chance de a temperatura média do planeta ultrapassar 5°C em 2100. Essa variação equivale às mudanças de temperatura desde a última glaciação, podendo levar a fortes mudanças na geografia física e humana mundial. Tais mudanças incluem aumento da temperatura média na maioria das regiões terrestres e oceânicas, maior frequência de registros de temperaturas extremas na maioria das regiões habitadas, além do aumento da intensidade de ocorrência de chuvas e secas em diversas regiões do planeta. Adicionalmente, projeta-se o derretimento das geleiras do mundo e aumento do nível, da temperatura e da acidificação dos oceanos. Os impactos na biodiversidade e ecossistemas também serão observados, incluindo perda e extinção de espécies, e perda de serviços ecossistêmicos essenciais, como a produção de água potável. A combinação destes fatores traz riscos relacionados à saúde, segurança alimentar, abastecimento de água, segurança humana e crescimento econômico (IPCC, 2018; NASA 2020).

Figura 2: Aquecimento Global referente a 1850-1900 (°C) vs trajetórias de emissões globais futuras

Fonte: IPCC (2018).

De acordo com o painel de cientistas do IPCC, a estabilização do estoque de GEE é fundamental, uma vez que estes gases permanecem na atmosfera por muito tempo, causando mudanças de longo prazo no sistema climático, as quais implicam sérios riscos à sociedade, à economia e ao meio ambiente. Esses riscos dependem da magnitude e ritmo do aquecimento, da localização geográfica, dos níveis de desenvolvimento e vulnerabilidade dos países.

Nesse sentido, a escolha da meta de estabilização é fundamental, porque organiza os esforços dos países na direção de um objetivo comum. A estabilização das concentrações dos GEE na atmosfera entre 450 e 550 ppm requer uma redução de emissões de pelo menos 25% abaixo dos níveis atuais até 2050, o que significa um esforço expressivo para várias economias mundiais (STERN, 2008; GOLDEMBERG, 2012).

O alerta dos cientistas começou a ganhar importância a partir de 1972, com a publicação de *The Limits to Growth (Os limites do crescimento)*, pelo Clube de Roma¹. Esse relatório continha alertas para problemas cruciais da sociedade, tais como: energia, saneamento, poluição, saúde, ambiente e crescimento populacional; e sinalizava que a humanidade teria um limite para seu crescimento, considerando o modelo econômico até então praticado, (MAGRINI, 2001). No mesmo ano, foi realizada, em Estocolmo, uma Conferência das Nações Unidas na qual debateu-se o conceito de "Ecodesenvolvimento", visando a conciliar o desenvolvimento econômico à cautela ecológica e às questões sociais.

Essas ideias foram se desenvolvendo ao longo das décadas de 1970 e 1980, e resultaram, em 1987, no *Relatório Brundtland*, também conhecido pelo título *Nosso Futuro Comum (Our Common Future)*, pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (PNUD). Esse documento, publicado pela Organização das Nações Unidas (ONU), trouxe o conceito de Desenvolvimento Sustentável. Este conceito se baseia na ideia de um desenvolvimento que integra os aspectos ambientais, econômicos e sociais, sem que o estilo de desenvolvimento da geração presente prejudique a capacidade das gerações futuras de atender suas necessidades (ONU, 1987). Diante das evidências científicas sobre a influência das atividades humanas no clima, a Organização Meteorológica Mundial (WMO) e o PNUD estabeleceram, em 1988, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), com o objetivo de sistematizar e divulgar o conhecimento mais avançado sobre as mudanças climáticas, sugerindo maneiras de combatê-las (OLIVEIRA, 2018).

A repercussão do primeiro relatório de avaliação do IPCC, publicado em 1992, levou à adoção da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (UNFCCC), para

¹ O Clube de Roma, fundado em 1968, é um *think-tank* formado por um grupo de pessoas ilustres (cientistas com Prêmio Nobel, diplomatas, empresários, economistas, educadores, entre outros) que se reúnem para debater um vasto conjunto de assuntos relacionados à política, economia internacional e, sobretudo, ao meio ambiente e ao desenvolvimento sustentável.

definir formas de atingir o objetivo de estabilizar a concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera em níveis considerados seguros e em prazos compatíveis com a recuperação e adaptação natural dos ecossistemas (GOLDEMBERG, 2012). A UNFCCC vigora desde 1994 entre 180 países que se reúnem periodicamente na chamada Conferência das Partes (COP). Esta por sua vez ocorre anualmente, desde 1995, com o propósito de definir consensualmente as ações necessárias para cumprir o objetivo da convenção (UNFCCC, 2020).

A resposta, por parte dos Estados membros da ONU, aos desafios de redução da emissão de GEE necessária teve dois momentos principais. O primeiro ocorreu em 1997, com a assinatura do Protocolo de Kyoto, no Japão. No Protocolo, 55 países, responsáveis por 55% das emissões globais na época, se comprometeram a reduzir suas emissões em 5,2% em relação aos níveis observados em 1990. O Protocolo, seguindo o Princípio de Responsabilidade Comum, porém Diferenciada (PRCD), dividiu o mundo em dois anexos, o grupo dos países industrializados (Anexo I), e o grupo dos países em desenvolvimento, chamado de Partes não-Anexo. Os países do Anexo I se comprometeram com metas individuais e com a vinculação legal de mitigação, limitando ou reduzindo a emissão de GEE no período de 2008 a 2012. Os demais países não tinham metas obrigatórias (UNFCCC, 2019; MMA, 2020).

O Protocolo de Quioto foi o primeiro tratado internacional sobre Mudanças Climáticas que definiu papéis, instrumentos e compromissos dos países para enfrentamento das alterações climáticas. Dentre os mecanismos para mitigação de emissões previstos pelo acordo global destacam-se: (i) Implementação Conjunta (IC) ou *Joint Implementation (JI)*, prevista no art. 6º; (ii) o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) ou *Clean Development Mechanism (CDM)*, previsto no art. 12; e (iii) o Sistema para Comércio de Permissões de Emissão de GEE (*International Emission Trading*), previsto no art. 17º (UNFCCC, 2020)

Esses mecanismos foram importantes para a formação de um primeiro mercado de carbono internacional. Um dos principais aspectos desses mecanismos foi a introdução do princípio da adicionalidade, previsto no artigo 12, parágrafo 5º, alínea (c) do Protocolo. De acordo com esse princípio, só poderiam fazer parte da IC ou do MDL aqueles projetos cujas reduções de emissões sejam adicionais as que ocorreriam na ausência daquele projeto. Como resultado, o Protocolo possibilitou que as reduções de GEE e a remoção de CO₂ da atmosfera pudessem ser comercializadas entre os países signatários do Anexo I e não-Anexo I por meio de créditos de carbono, via MDL. No mercado de carbono passaram a ser comercializados

certificados de crédito de carbono, também conhecidos como Reduções Certificadas de Emissões (RCE) ou CER, em seu acrônimo em inglês, provenientes das atividades de projetos de MDL certificados pela ONU.

No entanto, o Protocolo, que entrou em vigor em fevereiro de 2005, não foi suficiente sequer para reduzir o ritmo das emissões (UNFCCC, 2019). Entre os anos de 2005 e 2010 a taxa de emissão de GEE na atmosfera foi maior do que nos últimos cinco anos da década de 1990. Já a taxa de crescimento anual médio das emissões totais de GEE subiu de 1,5% por ano, entre 1995 e 2000, para cerca de 3% ao ano, entre 2005 e 2010. Uma das principais críticas ao Protocolo de Kyoto foi que muitos países do mundo se viram desobrigados a continuarem seguindo as metas, alegando que tais metas provocariam graves problemas a sua economia. Além disso, países como os BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul) ficaram sem nenhum tipo de meta ou obrigação a cumprir. Ao mesmo tempo, esses países, em razão de seu desenvolvimento industrial, aumentaram em muito os seus índices de poluição. A China, por exemplo, ultrapassou os Estados Unidos e tornou-se o maior emissor de GEE do planeta (SOUZA et al., 2017).

O segundo momento da resposta dos Estados membros da ONU aos desafios das mudanças climáticas veio com a celebração do Acordo de Paris, em dezembro de 2015. Nesse Acordo, negociado durante a 21ª Conferência das Partes (COP 21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), governos de 190 países se comprometeram a envidar esforços para limitar o aumento da temperatura do globo terrestre em 2°C acima dos níveis pré-industriais, preferencialmente em 1,5°C, até o ano 2100. Para isto, cada país signatário apresentou suas metas individuais de contribuição de redução de GEE, denominadas *Nationally Determined Contribution* (NDC), utilizando uma metodologia de negociação *bottom-up*, respeitando suas respectivas peculiaridades (UNFCCC, 2015).

O Acordo de Paris também prevê mecanismos de mitigação. O art. 6º do Acordo de Paris introduz dois mecanismos internacionais de mercado que têm recebido atenção extensiva e devem desempenhar um papel importante no regime climático pós-2020: a Abordagem Cooperativa (*Cooperative Approach*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável (*Sustainable Development Mechanism – SDM*). A Abordagem cooperativa permite que as Partes usem Resultados de Mitigação Transferidos Internacionalmente (*Internationally Transferred Mitigation Outcomes – ITMO*) em suas metas individuais de contribuição de

redução (NDC), visando aumentar a ambição de ações de mitigação. Já o Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável (SDM) permite que as Partes usem os resultados de redução de emissões gerados por esse mecanismo como país gerador desse mecanismo ou país comprador para alcançar seus NDCs. O art. 6º ainda não foi regulamentado. As definições de como estes mecanismos funcionarão espera-se que sejam formuladas na COP 26, em Glasglow, na Escócia (GAO et al., 2019).

No entanto, para alcançar a meta de aquecimento de 1,5°C em 2100, as emissões antrópicas globais de CO₂ devem ser reduzidas, até 2030, a cerca de 45% dos níveis observados em 2010, atingindo o valor líquido de zero por volta de 2050. Isso significa que, em meados deste século, emissões antrópicas de CO₂ devem ser iguais ao seu volume de captura e remoção da atmosfera, fazendo com que as emissões líquidas sejam iguais a zero. Já para limitar o aquecimento global a 2°C, estima-se que as emissões de CO₂ devem ser reduzidas cerca de 20% até 2030, alcançando um valor líquido de zero até 2075. O desafio é grande e implica adotar uma série de políticas e iniciativas para mitigar as emissões dos principais setores (IPCC, 2018).

2.1.1 A importância do setor de energia elétrica no mundo

O setor de energia elétrica no mundo, que inclui aquecimento, é o principal emissor de gases de efeito estufa. Assim, é fundamental descarbonizar o setor para alcançar os objetivos propostos na 21ª Conferência das Partes (COP21) da UNFCCC, em Paris. Em 2017, o setor de energia elétrica foi responsável por aproximadamente 41% das emissões totais de GEE, seguido pelo setor de transportes (24%) e pelo industrial (19%). A liderança das emissões do setor de geração de energia elétrica está ligada ao uso predominante de combustíveis fósseis na matriz elétrica mundial. Em 2017, a geração termelétrica a carvão mineral foi responsável por 72,6% do total de emissões deste setor no mundo, seguida pela geração a partir de gás natural (22,1%) e óleo combustível (5,3%). Estas participações têm se mantido relativamente constantes desde 2010 até o fechamento desta tese (IEA, 2020).

A importância e urgência da descarbonização do setor elétrico não se deve apenas ao alto nível das emissões de GEE atualmente, mas, principalmente, à tendência de emissões futuras do setor. Ou seja, verifica-se uma tendência de intensificação do consumo de energia elétrica em praticamente todos os setores economia – razão pela qual setores como o de transporte e aquecimento estão sendo incentivados a substituir o uso de combustíveis fósseis

pelo uso de energia elétrica. Se a produção de energia elétrica não se descarbonizar, as emissões de GEE tendem a aumentar ainda mais.

Assim, o setor elétrico tem um papel fundamental nas possíveis trajetórias de emissões de GEE futuras. Ao mesmo tempo que ele apresenta externalidades ambientais derivadas da emissão de GEE, o setor elétrico é o setor que apresenta maior potencial de descarbonização, dadas as tecnologias já disponíveis que permitem gerar eletricidade a partir de fontes renováveis, como a energia eólica, solar e a proveniente de biomassa. Portanto, o aprofundamento do estudo de internalização de externalidades no setor é crucial (BRUCKNER et al., 2014; EPE., 2018).

2.2. Externalidades no Contexto de Mercados Competitivos

Os mercados, geralmente, são uma boa forma de organizar a atividade econômica. Eles podem possibilitar a alocação dos recursos de maneira eficiente, maximizando o bem-estar da sociedade. No entanto, em algumas ocasiões, o mercado falha, diminuindo o nível de bem-estar da sociedade. Quando isso ocorre o Estado pode intervir para melhorar os resultados e, assim, aumentar novamente o bem-estar. A teoria econômica enumera quatro falhas de mercado, a saber: (i) Externalidades; (ii) Monopólios e Oligopólios; (iii) Bens e serviços públicos; (iv) Recursos Comum (MANKIW, 2009). Para o economista inglês Nicholas H. Stern, a principal falha é a Externalidade derivada das mudanças climáticas. (STERN, 2008).

Do ponto de vista econômico, sempre que um indivíduo ou empresa realiza uma ação que tem um custo ou benefício sobre outro indivíduo ou firma, que não escolheu incorrer neste custo ou benefício, fala-se que há uma externalidade (STIGLITZ, 2015). As externalidades são efeitos colaterais das ações de um agente econômico sobre outros agentes econômicos envolvidos diretamente nesta ação, mas sem receber compensações por isso. As externalidades podem ser positivas, se beneficiam outros agentes econômicos, ou negativas, se impõem custos ou reduzem o bem-estar de outros agentes.

A presença de externalidades indica que os mercados não funcionam bem. Nesse caso, os mecanismos de mercado de oferta e demanda, que geralmente tendem ao equilíbrio de preços e quantidades, começam a falhar. Eles passam a não precificar corretamente os custos da atividade de produção, e estes custos passam a ser depositados sobre os “ombros” da sociedade.

Assim, os mercados afetados por externalidades, por não considerarem os custos (impactos) sobre outros agentes que não participam da ação, levam a alocações ineficientes de fatores de produção. A alocação ineficiente, por sua vez, resulta em uma quantidade produzida superior ou inferior à quantidade de equilíbrio de mercado. Como na presença de externalidades o resultado obtido pelo mercado não é socialmente ótimo, a externalidade é considerada uma falha no mercado.

Um exemplo clássico de externalidade negativa é retratado na "tragédia dos bens comuns"², uma alegoria criada pelo cientista político Garret Hardin (1968). Essa alegoria ilustra que as externalidades negativas podem ser causadas pelo uso excessivo de recursos de propriedade comum – aqueles que não pertencem a nenhum indivíduo em particular. Em seu ensaio, Hardin utiliza o exemplo de uma sociedade pré-industrial que depende de um pasto comum para criar seus animais. Seguindo os pressupostos de racionalidade e maximização de utilidade, cada pastor tenta criar o maior número possível de animais no terreno comum. O pastor pondera qual a utilidade de acrescentar um animal ao seu rebanho. Por um lado, ele pode receber todos os lucros provenientes da venda de um animal adicional, mas, por outro, se houver um sobrepastoreio, os efeitos advindos de rebanhos numerosos, como a deterioração das pastagens, são compartilhados por todos.

Hardin (1968), por consequência, indica que, como não há direitos de propriedade bem definidos, para o pastor a única alternativa racional é a de adicionar mais um animal ao seu rebanho. A tragédia se manifesta na medida em que a decisão racional de um indivíduo se torna irracional para o todo. Assim, mesmo os indivíduos agindo racionalmente e de acordo com seus próprios interesses, como postula a teoria econômica tradicional, suas ações não levam ao progresso e aumento da riqueza da sociedade, pelo contrário, vão contra os interesses do grupo, esgotando os recursos comuns, ainda que estes sejam renováveis, tal como são consideradas as pastagens.

De fato, nos primórdios do desenvolvimento da Teoria Econômica, as externalidades não eram visualizadas. A corrente principal da Teoria Econômica se baseia, em larga medida, pelas ideias seminais do economista inglês Adam Smith expressas em seu livro *Riqueza das*

² Este conceito foi baseado originalmente no texto do matemático William Forster Lloyd, publicado em 1833.

Nações, de 1776. Nele, o autor defende que os indivíduos, buscando seus próprios interesses privados, como conduzidos por uma mão invisível, alcançam benefícios sociais não desejados de progresso e crescimento econômico. Em suas palavras,

“Como todo indivíduo procura, tanto quanto pode, empregar o seu capital em fomentar a atividade e assim dirigir de tal maneira essa atividade para que sua produção seja de máximo valor, cada indivíduo necessariamente se esforça por aumentar ao máximo possível a renda anual da sociedade. De fato, em geral, ele não pretende promover o interesse público nem sabe até que ponto o está promovendo. [...] [Ao empregar o seu capital] ele procura apenas sua própria segurança; ao orientar sua atividade de tal maneira que sua produção possa ser de maior valor, visa apenas o seu próprio ganho e, neste, como em muitos outros casos, é levado como que por uma mão invisível a promover um fim que não era parte de sua intenção. Seguindo seu próprio interesse, ele frequentemente promove o interesse da sociedade mais efetivamente do que quanto tenciona realmente promovê-lo.” (SMITH, 2017, p. 203).

O economista britânico Arthur C. Pigou (1877 – 1959) foi o primeiro economista a discutir de forma ampla a teoria dos custos e benefícios externos nas décadas de 1920 e 1930. A solução de Pigou para as externalidades consistia em introduzir um imposto ou subsídio para harmonizar as decisões de produção privadas com a intervenção do governo. Assim, nas palavras do autor, “[...] *When competition rules and social and private net product at the margin diverge, it is theoretically possible to put matters rights by the imposition of a tax or the grant of a subsidy*” (PIGOU, 1932, p. 381).

Décadas mais tarde, o economista Ronald Coase, Prêmio Nobel de Economia, em seu artigo clássico “O problema do custo social”, de 1960, revolucionou a forma como os economistas tratavam as externalidades. Segundo ele, a abordagem pigouviana “levaria a resultados que não são necessariamente ou mesmo usualmente desejáveis” (Coase, 1960, p. 2). A proposta de Coase sugere que, se os agentes econômicos privados afetados pelas externalidades puderem negociar sem custo a alocação de recursos, então o mercado privado solucionará o problema das externalidades e alocará recursos com eficiência. Em seu teorema, Coase postula que, na presença de externalidades negativas, as partes envolvidas podem se reunir para negociar alguns arranjos e chegar a um acordo pelo qual a externalidade é internalizada e a eficiência é garantida. Isto ocorre considerando como pressuposto que não há

custos de transação e direitos de propriedades bem definidos (JOSKOW, 1992; MANKIW, 2010).

Entretanto, em muitos casos, os agentes privados não conseguem chegar a um acordo e/ou não existem direitos de propriedade bem definidos, como levantado por Hardin. Assim, torna-se necessária a presença do Estado para incentivar e regular a internalização dos custos não contabilizados, visando conciliar as atividades privadas com o bem-estar da sociedade.

2.3. Instrumentos de Políticas Públicas para Falhas de Mercado

O Setor Público tem alguns instrumentos disponíveis cujo propósito é solucionar as falhas de mercado. Esses instrumentos podem ser aplicados em diferentes segmentos na economia, dependendo do objetivo que se quer alcançar. No caso dos instrumentos para internalização de externalidade, o Setor público tem à sua disposição cinco principais. Estes podem ser: (i) punitivos, como os instrumentos regulatórios; (ii) informativos, como campanhas de educação e informação; (iii) voluntários, como acordos e compromissos voluntários de eficiência de produção; (iv) incentivos à Pesquisa e Desenvolvimento de tecnologias e processos (P&D); e/ou (v) instrumentos econômicos baseados no mercado, como impostos/subsídios e mercados de licenças negociáveis, conforme detalhado nas seções seguintes.

2.3.1. Instrumentos regulatórios

Os instrumentos regulatórios são também conhecidos como instrumentos de Comando e Controle, uma vez que envolvem regras bem definidas, sem muitas opções de flexibilidade presentes em outros instrumentos. Por meio deste instrumento, o governo pode solucionar uma externalidade tornando obrigatório ou proibindo determinados tipos de comportamento. A maior parte dos instrumentos de política ambiental se encaixa nessa categoria, focando em temas como conservação de recursos naturais e saúde pública mais do que na questão do custo-efetividade. Essas políticas incluem, por exemplo, a proibição de eliminação de substâncias tóxicas no meio e a substituição progressiva das tecnologias poluentes, e geralmente assumem a forma de padrões de eficiência e padrões de tecnologia (MANKIW, 2010).

Muitas dessas regulações não se propõem a reduzir as emissões de GEE especificamente, mas as impactam indiretamente afetando o uso da energia e dos combustíveis nas fábricas e bens produzidos. Exemplos disso são os requerimentos de eficiência energética e padrões de performance para instalações industriais em ambientes de regulação do ar; padrões de eficiência para produtos como veículos e eletrodomésticos; ou a eliminação de produtos obsoletos, como as lâmpadas tradicionais.

2.3.2. Instrumentos de informação e educação

Os instrumentos Informação e Educação são conhecidos também por *soft measures*, uma vez que carecem de penalidades e coação. Estes instrumentos visam mudar as percepções, prioridades, valores e, conseqüentemente, o comportamento dos agentes econômicos. Eles incluem o fornecimento de cartilhas com informações sobre os impactos negativos de certos produtos; conscientização geral; educação; e treinamento. Tais medidas geralmente não são caras, mas seus efeitos são incertos e limitados. No geral, funcionam bem no que diz respeito ao aprimoramento da eficiência dos mercados e das políticas regulatórias (EU, 2020).

2.3.3. Acordos de abordagens voluntários

Ações voluntárias são um mecanismo alternativo para alcançar objetivos específicos. Os participantes destes acordos, como agentes privados, públicos e coalizões regionais, comprometem-se a alcançar um tipo de objetivo, como a eliminação progressiva do uso de substâncias poluidoras, o estabelecimento de melhores práticas, ou a redução dos níveis de emissão (IPCC, 2007). Frequentemente, estas metas são estabelecidas no nível setorial, a fim de evitar a regulação do Estado. Acordos voluntários são flexíveis e fáceis de se serem estabelecidos, mas sem a obrigação do cumprimento, os resultados podem ser mistos.

2.3.4. Incentivos a pesquisa e desenvolvimento de tecnologias e processos (P&D)

Os incentivos à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologia é uma das formas do Setor Público criar e/ou desenvolver ações envolvendo a geração de conhecimentos e/ou a adaptação de tecnologias já existentes a novas tecnologias, produtos e processos acabados que atendam a alguma necessidade específica da sociedade. Estes incentivos tendem a se dar por meio de alocação de recursos públicos em programas e projetos específicos.

2.3.5. Instrumentos econômicos baseados no mercado

Os instrumentos econômicos baseados em soluções de mercado propõem precificar as externalidades negativas visando a efetiva contabilização dos custos causados pelos danos a terceiros/sociedade. A internalização de externalidades, via precificação, cria incentivos à redução das emissões, mas deixa para os atores econômicos individuais (firmas, residências etc.) escolherem como responder aos preços. Isto é, os agentes econômicos decidem se continuam a produzir (*business as usual*) e simplesmente pagam por suas externalidades negativas, ou se investem em tecnologias para a mitigação dos efeitos destas externalidades, como, por exemplo, tecnologias de abatimento de poluição (STIGLITZ, 2015).

Soluções baseadas no mercado para externalidades se dão principalmente por meio de impostos ou subsídios e comercialização de permissões de emissão. Dependendo do objetivo que o governo quer alcançar – seja mitigar, seja internalizar as externalidades ambientais –, os instrumentos descritos acima podem ser combinados para potencializar os resultados. A combinação das opções de políticas com os objetivos relacionados à questão energética e emissões de GEE estão sintetizados no Quadro 1 (IPCC, 2006).

Tabela 1: Opções e Objetivos de Políticas Públicas para Mitigação de Emissões de GEE

Opções de Políticas Públicas						
		Instrumentos Econômicos	Instrumentos Regulatórios	Acordos Voluntários	Disseminação de Informação e Planejamento Estratégico	P&D
Objetivos	Eficiência Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Taxas de energia mais altas • Subsídios menor energia • Impostos de GEE sobre usinas geradoras • Incentivos fiscais 	<ul style="list-style-type: none"> • Padrões mínimos eficientes da usina • Prescrições das melhores de tecnologias disponíveis 	<ul style="list-style-type: none"> • Compromissos voluntários para melhorar a eficiência da usina de energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Campanhas de informação e educação. 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração de energia mais limpa a partir de combustíveis fósseis
	Alteração Fontes de Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Impostos sobre emissões de GEE • Licenças de emissões negociáveis • Incentivos fiscais 	<ul style="list-style-type: none"> • Padrões do portfólio de combustível da usina 	<ul style="list-style-type: none"> • Compromissos voluntários para mudanças de portfólio de combustível 	<ul style="list-style-type: none"> • Campanhas de informação e educação. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da geração de energia a partir de fontes renováveis, nuclear e hidrogênio como portador de energia
	Energia Renovável	<ul style="list-style-type: none"> • Subsídios de capital • Tarifas de feed-in • Obrigação de cota e negociação de permissão • Impostos sobre GEE • Licenças de emissões radiáveis 	<ul style="list-style-type: none"> • Metas • Tarifas de apoio de transmissão e acesso de transmissão 	<ul style="list-style-type: none"> • Acordos voluntários para instalar capacidade de energia renovável 	<ul style="list-style-type: none"> • Campanhas de informação e educação • Validação de eletricidade verde 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior geração de energia a partir de fontes de energia renováveis
	CCS	<ul style="list-style-type: none"> • Impostos sobre GEE • Licenças de emissões negociáveis 	<ul style="list-style-type: none"> • Restrições de emissões para os principais emissores de fontes pontuais 	<ul style="list-style-type: none"> • Acordos voluntários para desenvolver e implantar o CCS 	<ul style="list-style-type: none"> • Campanhas de informação 	<ul style="list-style-type: none"> • Sequestro químico e biológico • Sequestro em formações geológicas subterrâneas

Fonte: Adaptado de IPCC/AR4 (2007).

A seguir serão detalhados os dois principais instrumentos de precificação de carbono, objeto desta tese.

2.4. Instrumentos Precificação de Carbono

A precificação de carbono é um meio para internalizar as externalidades associadas à emissão de GEE. Precificar o carbono consiste em colocar um preço sobre a tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) emitida. Essa precificação tende a alterar os preços relativos, no mercado, dos produtos intensivos em carbono. A precificação do carbono tende a gerar um incentivo aos agentes econômicos para escolherem bens e serviços que sejam menos intensivos em carbono. Dessa forma, a precificação do carbono busca, mediante um sinal de preço, tornar a opção por baixo carbono, relativamente, mais atrativa que as opções carbono-intensivas (STERN, 2008).

Em muitos países do mundo, instrumentos de precificação de carbono estão surgindo como um fator-chave para mudar os padrões de investimento e comportamento e para fomentar a inovação em tecnologias e infraestrutura. Um preço uniforme sobre o carbono tende dar ao mercado um sinal de preço mais claro e induzir mudanças no comportamento de produtores, consumidores e investidores, tornando mais baratos produtos que precisam de menos carbono em seu processo de produção. Já os países que não aplicam instrumentos de precificação de carbono estão transferindo estes custos para toda a sociedade, uma vez que esta sofre os efeitos nocivos das mudanças climáticas. Entre os defensores deste tipo de instrumentos está o economista William Nordhaus um dos ganhadores do Prêmio Nobel de Economia de 2018 junto com o economista Paul Romer.

Existem dois tipos principais de instrumentos de mercado que podem fornecer um preço explícito sobre o carbono: (i) o sistema de comércio de emissões (SCE); e (ii) os impostos sobre o carbono. Ambos os instrumentos, ao colocarem um preço sobre uma tonelada de CO₂ emitida, internalizam os custos que as emissões de GEE impõem à sociedade. A inclusão deste custo de emissão no processo produtivo tende a alterar o comportamento dos produtores, consumidores e investidores e estimular a inovação na tecnologia. Além disso, tende a gerar benefícios ambientais, econômicos, sociais e no âmbito da saúde humana. Estes instrumentos tendem a gerar também receitas governamentais que podem ser usadas para diversos fins, como custear subsídios e/ou investimentos em ação climática (ICAP, 2020).

Do ponto de vista da corrente principal da Teoria Econômica, tanto a precificação do carbono quanto o sistema de comércio de emissões conseguem internalizar as externalidades e obtêm resultados equivalentes. Partindo do pressuposto de que as variáveis econômicas não são estocásticas e existe informação perfeita no mercado, sob ambos os instrumentos o mercado reage ao preço do carbono.

A principal diferença entre os dois instrumentos está no processo de formação do preço. No caso do imposto sobre o carbono, o Estado determina, de maneira exógena, o preço a ser pago pela tonelada de CO₂ emitida e permite que o mercado ajuste as quantidades de emissões de equilíbrio. Ao passo que, no SCE, o Estado define uma meta de emissões para um determinado período, geralmente um ano, e deixa o mercado encontrar o preço equilíbrio da tonelada de carbono emitida. Contudo, no mundo real, onde o risco e a incerteza são fatores

importantes para tomada de decisão e as informações são altamente assimétricas, é necessário considerar os méritos relativos de cada instrumento.

Antes de detalhar o funcionamento e avaliar o mérito destes dois instrumentos de internalização de externalidades, cabe esclarecer dois conceitos importantes: o Custos Social do Carbono (CSC) e o Custo Marginal de Abatimento (CMA). O Custo Social do Carbono (CSC) é o valor monetário do dano causado ao emitir uma tonelada adicional de carbono em um dado momento de tempo. O CSC busca identificar o custo econômico marginal das emissões de GEE sobre as atividades econômicas, bem-estar social e ecossistemas (GREENSTONE, 2013; WATKINS et al., 2008). Ele tem uma relação direta com os níveis de concentração de gases na atmosfera, como é ilustrado na Figura 3.

Figura 3: Curva de Custo Social do Carbono

Fonte: Elaborada pelo autor.

A curva do custo social do carbono mostra que, à medida que aumenta o nível de concentração de GEE na atmosfera, medido em partes por milhão (ppm), maiores são os efeitos das mudanças climáticas sobre a sociedade e, portanto, maiores os seus custos de internalização. À medida que aumenta o estoque de concentração de CO_{2e} na atmosfera, maior é o custo social por tonelada de CO_{2e}. Isso significa que uma tonelada de CO_{2e} emitida no presente tem um custo muito maior para a sociedade do que uma tonelada emitida no início do século passado porque o níveis de concentração de GEE atuais são bem maiores e a tonelada emitida hoje intensifica ainda mais os efeitos das mudanças climáticas em curso (ALATORRE, 2019).

O CSC, no geral, se obtém ao monetizar os custos econômicos do impacto das mudanças climáticas simulando diversas trajetórias futuras. Esse impacto deriva da diferença entre um cenário de emissões inercial (*business-as-usual*) e um determinado cenário alternativo, em um período. As diferenças dos impactos econômicos ajustados pelas emissões representam o custo adicional do carbono que implica o dano que pode ser evitado ao eliminar uma tonelada de CO₂ no mesmo período de tempo (ANTHOFF, 2011; NORDHAUS, 2014).

No entanto, as evidências científicas indicam que o valor do CSC é muito variado e heterogêneo e, portanto, de difícil mensuração. Ele é altamente sensível aos pressupostos e à estrutura dos modelos que tentam estimá-lo. Por exemplo, a trajetória das emissões futuras escolhida, o uso de diversos métodos e pressupostos de valoração econômica, a sensibilidade das respostas climáticas, o ciclo de carbono, a estimativa de tecnologias futuras, a forma de modelar os riscos e incertezas, bem como as abordagens éticas impactam os resultados. (STERN, 2008, ANTHOFF, 2011).

Por sua vez, o Custo Marginal de Abatimento (CMA) é o custo que uma empresa tem para abater uma tonelada adicional de CO_{2e} da atmosfera. As curvas de CMA representam a relação custo-efetiva das diferentes opções de redução e a quantidade total de GEE abatidas. As curvas MAC permitem às empresas identificar quais são as principais oportunidades de mitigação, considerando a relação entre o custo por tonelada de CO₂ evitada e a quantidade que uma determinada ação, tecnologia e/ou economia é capaz de evitar. Elas refletem os custos adicionais da redução da última unidade de carbono, que aumenta à medida que aumenta o esforço de mitigação (KESICKI, 2012).

De maneira geral, as curvas CMA podem ser estimadas com uma abordagem tecnológica ou baseadas em modelos. As de abordagem tecnológica representam uma tentativa de descrever os custos de abatimento e a quantidade de potenciais de abatimento por tecnologia, baseando-se nas práticas já utilizadas e/ou em projetos de engenharia. Já as curvas CMA derivadas de modelos econômicos podem ser calculadas com base em metodologias *bottom-up* e *top-down* (BOHRINGER, 2008).

Na Figura 4, é possível observar que a curva CMA mostra a evolução dos custos de abatimento marginal de carbono por tecnologia disponível. Essa figura ilustra o custo e o potencial de diminuição de cada iniciativa de redução de emissões. Na figura, cada barra representa uma única opção de mitigação. A largura da barra representa a quantidade de

potencial de redução disponível na ação em bilhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO_{2e}). A altura da barra representa o custo unitário médio da ação, isto é, o custo por tonelada de CO_{2e} evitada. A área da barra representa o custo total da ação, ou seja, quanto custaria para evitar a emissão CO₂ da ação. A somatória de todas as áreas de barras representa o custo total da redução para todas as ações.

Figura 4: Curva de Abatimento Marginal por tecnologia disponível

Fonte: Adaptado de McKinsey, 2010. (com grifos do autor)

Também é possível observar na Figura 4 que existem três grandes grupos de tecnologias e custos disponíveis para abatimentos de emissões de CO_{2e}. O primeiro trecho da curva, à esquerda da figura, mostra que há custos de abatimento negativos. Quando o custo é menor do que zero ($C < 0$) significa que existem benefícios econômicos e ambientais ao adotar medidas de mitigação. Isto é, são medidas que, além de evitar emissões de GEE, trazem benefícios econômicos para os agentes econômicos que as implementa, também chamado de trecho *ganha-ganha*. Ações em eficiência energética, em edificações, gestão de resíduo, substituição de combustíveis, entre outras, são exemplos de algumas medidas contempladas nessa parte da curva.

O segundo trecho da curva, a parte intermediária, mostra que existem tecnologias com baixo custo de mitigação por tonelada de GEE. Nesse trecho, o sinal de preços emitido pela precificação de carbono é importante. A mudança dos preços relativos, provocada pela precificação de carbono, pode tornar economicamente viáveis certos investimentos em tecnologias de abatimento de emissões que, na ausência do sinal de preço não seriam interessantes. Entre as iniciativas deste trecho da curva estão investimentos em energia solar e eólica, em restauração de áreas degradadas, entre outros. Já o terceiro e último trecho da curva de CMA, contém tecnologias cujos custos são excessivamente caros em relação ao potencial de abatimento de emissões. Este trecho abarca tecnologias que ainda precisam de investimentos adicionais em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e/ou um sinal de preço de carbono muito elevado. Nesse trecho da curva estão as tecnologias de captura e estocagem de carbono (*Carbon capture and storage* – CCS) de diversos setores como carvão, gás natural, ferro e aço.

Portanto, a precificação do carbono desempenha um papel importante, uma vez que ela pode tornar factível algumas iniciativas de mitigação que antes não eram economicamente viáveis. Por exemplo, máquinas, tecnologias e combustíveis que antes eram muito caros, com a incorporação do custo do carbono na estrutura de custos de produção passam a ser economicamente viáveis. Com isso, em teoria, os agentes econômicos, ao equalizarem os custos marginais de abatimento, tendem a minimizar sua função de custo total, ponderando o custo marginal de abatimento de uma tonelada de CO_{2e} (CMA) *vis-a-vis* o custo social do carbono. Isso faz com esses agentes respondam ao sinal de preço de forma custo-efetiva, ou seja, ao menor custo total para a sociedade.

2.4.1. Imposto sobre carbono

Os governos em todo o mundo frequentemente tributam bens e serviços. Alguns destes tributos se aplicam a todos os bens ou atividades, caso dos impostos sobre valor agregado ou dos impostos corporativos. Já outros são impostos específicos, como aqueles que incidem sobre bens intensivos em GEE e/ou sobre o consumo de combustíveis fósseis, por exemplo. Esses impostos, em particular aqueles voltados especificamente para produtos ou processos intensivos em carbono, visam a internalização das externalidades negativas que recaem sobre a sociedade. Eles tendem a incentivar reduções de emissões. Embora em alguns casos tais impostos possam

ser projetados para alcançar os objetivos ambientais determinados, um imposto sobre o carbono equivale diretamente a um preço nas emissões de GEE (OATES; BAUMOL, 1988).

Em geral, para a corrente principal da Teoria Econômica, sempre que se observa uma externalidade, existe uma diferença entre o custo marginal social (CMS) e o custo marginal privado (CMP) de produção, e entre o benefício marginal social (BMS) e benefício marginal privado (BMP) da produção. Uma multa ou imposto tende a revelar aos produtores os verdadeiros custos e benefícios sociais de sua ação. A Figura 5 demonstra esse conceito. Nela, é possível observar que, se as firmas não pagam pelos seus custos externos, a curva de oferta do mercado (O) é igual à curva de custo marginal privado (CMP). Nesse caso, o preço de equilíbrio será P_1 e a quantidade produzida será Q_1 . Com a introdução de um imposto sobre a produção, os produtores passam a considerar o custo marginal social (CMS) de sua produção, deslocando a curva de oferta para a direita, ou seja do ponto O para o ponto O2. No ponto social ótimo (O2), as firmas pagam pelos custos externos, elevando o preço de mercado para P_2 e diminuindo a quantidade de Q_1 para Q_2 . Portanto, a externalidade negativa leva a uma sobreprodução de Q_1 menos Q_2 nesse mercado.

Figura 5: Impacto do imposto sobre externalidades negativas nas curvas de oferta e demanda de mercado

Fonte: Adaptado de Besanko (2011).

Impostos desse tipo, projetados para tornar os custos privados marginais iguais aos custos sociais marginais, são chamados de impostos corretivos ou impostos pigouvianos³. O imposto sobre as emissões de carbono são impostos pigouvianos, uma vez que estabelece uma ligação direta entre as emissões de GEE de um produto e o custo dessa emissão a ser pago sobre elas, geralmente medidas em toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). As firmas podem reduzir suas emissões produzindo menos quantidades, como no exemplo da Figura 5, ou alterando os métodos de produção. A mudança nos métodos de produção pode implicar gastos diretos com tecnologias novas ou alterações na combinação de insumos e outras modificações no processo de produção. Multas relacionadas diretamente à externalidade gerada também garantem que as empresas empreendam a redução da produção da maneira mais eficiente possível.

Para que o imposto sobre o carbono emita um sinal não distorcido de preço, ele deve ser o mais próximo possível do custo das emissões reais, expresso em termos de preço por tonelada (\$/tCO₂) (BESANKO, 2011). Um dos principais pressupostos desse instrumento é que o governo tenha informação perfeita quanto a estrutura de custos de todas as empresas emissoras. Assim, o governo, ao determinar o valor do imposto em \$/tCO₂, incentiva que as empresas reduzam suas emissões.

Um exemplo de como um imposto sobre as emissões afeta a estrutura de custos das empresas pode ser observado na Figura 6. Nela é possível verificar as curvas de custos marginais de duas empresas. A Firma A, tem altos custos marginais de emissão. A Firma B possui tecnologias mais baratas para reduzir suas emissões e, portanto, uma estrutura de custo marginal menos inclinada. Ambas as curvas são negativamente inclinadas porque quanto maior o custo de emissão, menor é a quantidade emitida. Quando o Estado determina um certo nível de impostos para a tonelada de CO₂ emitida, cada empresa avalia sua estrutura de custo e pondera até que ponto vale a pena continuar emitindo e até que ponto deve realizar uma ação de mitigação.

³ Em referência ao economista Athur C. Pigou ((1877 – 1959), que em seu livro *The Economics of Welfare*, de 1920, demonstrou que, em teoria, em um ambiente de competição perfeita, a introdução de um imposto ou subsídio pode fazer convergir os custos marginais privados com os custos marginais sociais.

Figura 6: Curva de Abatimento Marginal por tecnologia

Fonte: Adaptado de WB, 2016

No exemplo da Figura 6, o governo fixou um imposto de R\$32/tCO₂, fazendo com que os custos marginais de abatimento das duas empresas se igualem. Nesse ponto, a Firma A emite 16tCO_e e a Firma B emite 4 tCO₂. Esse ponto é o ponto de equilíbrio do mercado e, portanto, é custo-efetivo.

2.4.2. Sistema de comércio de emissões

O sistema de comércio de emissões (SCE) é um instrumento de internalização de externalidades baseado em incentivos econômicos de mercado cujo objetivo principal é reduzir as emissões de GEE a um menor custo para a sociedade. Esse instrumento funciona sob o princípio do “*cap and trade*”, isto é, limitar e comercializar. Nele, o Estado determina um teto de emissões que o conjunto das empresas dos setores participantes podem emitir naquele ano, gerando uma quantidade equivalente de certificados de Permissões e alocando-os entre os entes regulados/empresas participantes. Em seguida, obriga os participantes a entregarem permissões correspondentes às suas emissões. Aqueles que não tiverem permissões suficientes podem comprar daqueles que não utilizaram todas as suas permissões e/ou encontraram alternativas mais baratas de abatimento, gerando, assim, um mercado. O preço das permissões é determinado pela oferta e demanda de permissões nesse mercado.

A figura 7 mostra de maneira global, como se comporta esse mercado. O Estado estabelece um limite máximo anual de emissões tolerada para a economia e o transforma em Permissões de emissões. Em seguida, o Estado distribui essas permissões entre os agentes econômicos participantes deste sistema. Se a necessidade de emissões aumenta entre os anos , devido ao aumento da produção, e o limite máximo de emissões permanece constante, a demanda por Permissões aumenta, deslocando a curva para a direita, fazendo o custo das permissões de emissões subir de P_1 para P_2 .

Figura 7: Impacto de um limite de emissões na Oferta e Demanda de mercado

Fonte: Adaptado de Besnako (2011)

Entretanto, o limite máximo das permissões toleradas na economia pode diminuir ao longo do tempo, como estratégia do Estado para alcançar determinadas metas estabelecidas em acordo internacionais para períodos futuros. Na Figura 7, é possível ver que, se houver aumento da demanda por Permissões e diminuição da oferta de Permissões no mercado, decorrente de limites mais baixos, ocorre tanto um deslocamento da curva de oferta de permissões para a esquerda, de Q_1 para Q_2 , quanto um deslocamento da curva de demanda para a direita, elevando o preço para P_2 .

Figura 8: Impacto da redução do limite de emissões na Oferta e Demanda de mercado

Fonte: Adaptado de Besnako (2011)

As licenças comercializáveis têm uma vantagem sobre as multas. Com multas, o governo pode não ter certeza sobre o nível de externalidade que as empresas escolherão para produzir, dado que as multas fixam o preço, deixando o mercado ajustar a quantidade de equilíbrio. Dependendo do nível de externalidade, encontrar o "preço" correto pode levar muito tempo. Se o governo souber a quantidade certa, então a criação de licenças de emissões negociáveis é uma forma de usar mecanismos de mercado sem correr o risco de gerar uma externalidade excessiva.

Retomando o exemplo das duas empresas com diferentes curvas de custos marginais, a Figura 9 ilustra como um Sistema de Comércio de Emissões impacta as emissões de empresas com diferentes custos marginais. Na Figura 9 é possível observar que o Estado estabeleceu um limite máximo de emissões de 20 tCO_{2e} para o mercado e distribuiu gratuitamente as Permissões entre as firmas de maneira igualitária, ou seja, 10 unidades para cada.

Figura 9: Impacto de teto de emissões para firmas com CMA diferentes

Fonte: Adaptado de WB, 2016

Na Figura 9 é possível ver que a estrutura de custo marginal de abatimento para 10 tCO₂ é diferente para ambas as firmas. Para a Firma A, o custo marginal para limitar suas emissões a 10 toneladas de emissões é de \$80/tCO₂. Já para a Firma B, marginal para limitar suas emissões as mesmas 10 toneladas de emissões é de \$20/tCO₂.

Em um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), as empresas poderiam aproveitar essas estruturas de custos marginais diferentes e comercializar essas Permissões. Como a empresa B tem custos marginais de emissões mais baixos, ela pode fazer um esforço de mitigação maior e vender seu abatimento extra para a empresa A, cujos custos de abatimento são mais elevados. As empresas vão comercializar suas Permissões até o ponto que seus custos marginais se igualem, como é possível observar na Figura 10. Este ponto é considerado o ponto mais custo-efetivo para ambas as empresas.

Figura 10: Impacto de um SCE em firmas com CMA diferentes

Fonte: Adaptado de WB (2016)

Desta forma, em equilíbrio, cada empresa reduzirá a poluição a um nível tal que o custo marginal da redução da poluição seja igual ao preço de mercado das Permissões (STIGLITZ, 2015). As Permissões comercializáveis utilizam o mecanismo de mercado para garantir a eficiência econômica na redução da poluição, nivelando o custo marginal de redução da poluição de todas as empresas participantes desse mercado, tornando este instrumento equivalente ao imposto sobre carbono.

Para o bom funcionamento de um SCE alguns marcos precisam ser colocados de maneira clara. A literatura estabelece seis definições básicas: (i) cobertura; (ii) teto de emissões; (iii) tipo de alocação das permissões; (iv) mercado e *offsets*; (v) conciliação; e (vi) monitoramento, reporte e verificação (MRV). Além desses, algumas metodologias, como a do Banco Mundial, definem (i) regras para uso de compensações de setores não cobertos pelo SCE; (ii) flexibilidade temporal para o uso das permissões; (iii) contenção de volatilidade preços; (iv) possibilidade de integração a outros sistemas de comércio de emissões vigentes em outros setores ou países (WB, 2016).

Primeiramente, Estado/governo/país precisa definir o (i) *Escopo/Cobertura do sistema*. Nele, o governo estabelece quais setores da economia serão cobertos e quais gases de efeito

estufa serão monitorados. O SCE, em geral, regula apenas alguns setores intensivos da economia em emissões de GEE. A intenção é encontrar o equilíbrio entre cobrir vários setores/empresas e regular setores com empresas intensivas em emissões, mantendo, assim, os custos administrativos de operação, monitoramento e de transações em níveis razoáveis. Inicialmente, grande parte dos SCE implementados no mundo começaram com o setor industrial (grandes indústrias) e o setor energético, uma vez que estes concentram grande parte de suas emissões em um número limitado de instalações. Além disso, nessa etapa, é definido o ponto de monitoramento das emissões, se *upstream*, onde a fonte de emissões, geralmente combustíveis fósseis, é primeiramente comercializada pelos extratores, comercializadores ou importadores; ou *downstream*, local onde os combustíveis fósseis são queimados e onde os GEE são fisicamente lançados na atmosfera.

Em seguida, é definida a quantidade (ii) *máxima de emissões (teto)* que os setores cobertos podem realizar em um determinado período. Esse é um dos elementos-chave deste instrumento de precificação, pois ele limita a quantidade de emissões dos setores cobertos e, conseqüentemente, o resultado ambiental. O teto expressa o nível de ambição de redução de emissões, a necessidade de abatimento, e é o meio de que o Estado dispõe para criar escassez de permissões e influenciar indiretamente o preço. A soma das emissões das instalações reguladas não deve ultrapassar esse limite. O teto, geralmente, está alinhado com as metas climáticas do país e tende a ser estabelecido com um prazo suficiente para que as empresas reguladas possam desenvolver uma estratégia de cumprimento apropriada (ICAP, 2019).

Para cada tonelada de GEE emitida, os entes regulados deverão contar com uma Permissão de Emissão. A distribuição das Permissões, terceiro componente de um SCE, entre as diferentes instalações (empresas) que participam do sistema pode ser feita por quatro métodos principais: (i) por meio de Leilões, nos quais o ente regulador vende as permissões para os entes cobertos; (ii) por parâmetros de *benchmarking* do setor, isto é, os entes regulados recebem permissões baseadas em suas atividades ou produção e em algum parâmetro de eficiência do setor, geralmente ajustado por um fator de correção; (iii) mediante o *grandfathering*, no qual os entes recebem permissões com base em seus históricos de emissões; e, por fim, (iv) a alocação gratuita, na qual os entes recebem permissões sem nenhum custo, baseadas nas emissões históricas de suas instalações ou em algum parâmetro de eficiência. Embora menos comum, é possível também ter um mecanismo de distribuição híbrida, na qual uma parte das permissões é distribuída gratuitamente e o restante é leiloada. O descumprimento

causa sanções, sejam civis, penais ou administrativas, dependendo da regulação local (WB, 2016).

Essas permissões são então negociadas entre os entes regulados em algum ambiente definido pelo governo, geralmente em alguma bolsa de valores, criando um mercado de compra e venda de permissões. Nesse sistema, as empresas que dispõem de opções de tecnologia mais barata podem mitigar parte de suas emissões a um custo mais baixo que o do mercado e vender suas permissões para aquelas empresas cujas opções tecnológicas de abatimento são mais caras. As empresas estarão dispostas a vender suas permissões, desde que o preço de mercado das permissões seja maior que seu custo marginal de abatimento (CMA). Por outro lado, as empresas estarão dispostas a comprar permissões, desde que seu (CMA) seja maior que o preço de mercado das permissões. Assim, nesse sistema, o preço do carbono é “descoberto” pela própria dinâmica do mercado de oferta e demanda, incentivando as empresas a buscarem pela forma mais custo-efetiva de cumprir com o teto estabelecido (cap), minimizando o custo para a sociedade.

Adicionalmente, o SCE, por meio do mercado, pode ser utilizado para incentivar reduções de emissões em setores não regulados, como o setor florestal, agrícola ou de resíduos. Esta redução pode se dar por meio de dispositivos de mercado que buscam trazer maior flexibilidade ao cumprimento de obrigações, como, por exemplo, os créditos de carbono ou créditos de compensação (*offsets*), previstos, por exemplo no Protocolo de Kyoto. Sua comercialização depende dos critérios estabelecidos pelo órgão regulador e podem ser comprados pelos entes regulados para cumprir parte das metas de redução, em determinado um período (WB, 2016). Entretanto, não se deve perder de vista que o objetivo principal do Sistema é reduzir emissões nos setores regulados. Por essa razão, a maioria das jurisdições limitam o uso de créditos de compensação.

Ao final de um período determinado pelo ente regulador é feita a conciliação. Nessa etapa, os entes participantes do SCE entregam ao órgão conciliador uma quantidade de permissões e/ou *offsets* equivalente às emissões reais verificadas no período correspondente. Caso o volume de emissões seja maior que as permissões/*offsets* entregues, há sanções sob a forma de multas financeiras, medidas administrativas, entre outras.

A sexta e última etapa principal na definição de um SCE é a do Monitoramento, Relato e Verificação (MRV), sendo esta etapa fundamental para garantir a credibilidade e integridade

do sistema. Nela, define-se e padroniza-se os métodos e processos para a contabilização, quantificação e relato de emissões. Informações verificadas sobre níveis de emissão devem ser constantemente acompanhadas, registradas e relatadas periodicamente. Geralmente, a verificação dos dados relatados é realizada ou por um ente independente ou por uma agência governamental.

Complementarmente, o desenho de um SCE pode envolver a definição de um período de cumprimento flexível para responder a novos aspectos (políticos, econômicos, tecnológicos etc.) que surgirem e garantir, assim, que o SCE se mantenha suficientemente rigoroso. Por exemplo, as permissões que não foram utilizadas em um determinado período podem ser acumuladas e transferidas para períodos posteriores (*banking*), impedindo que percam o valor ao final de um período. Ou ainda, as permissões de períodos de cumprimento futuros podem ser usadas no período corrente (*borrowing*). Ambos os métodos de flexibilidade ajudam a manter e a regular a oferta de permissões e, por conseguinte, a estabilizar preços.

Além disso, esses mecanismos de flexibilidade, segundo Acworth (2017), quando bem definidos também para períodos futuros, servem como instrumento informativo. Eles podem fornecer sinais de preço aos agentes econômicos, permitindo a estimativa de possíveis trajetórias de emissões de longo prazo, bem como balizar tomadas de decisões sobre investimento de ativos de longa duração. O sinal de preço de longo prazo tende a ser mais forte quando o SCE estiver incorporado em uma estrutura política confiável que reduz a incerteza para os participantes.

Por fim, um SCE pode prever mecanismos para se vincular a outros SCE vigentes em outros grupos de setores e/ou países. A vinculação ocorre quando um SCE permite que entidades suas regulamentadas usem permissões ou *offsets* emitidos em outros sistemas para fins de cumprimento dos limites de emissões. Essa vinculação pode ser de mão única, isto é, onde entidades de um SCE podem comprar permissões emitidas de outros sistemas, mas não vice-versa, ou bidirecional, onde ambos os sistemas reconhecem as permissões do outro sistema. A vinculação de sistemas cria um mercado maior de carbono, que pode reduzir os custos globais de conformidade, aumentar a liquidez do mercado e promover sua estabilidade (ICAP, 2019; BURTRAW, 2013).

2.5. Vantagens e Desvantagens dos Instrumentos de Precificação de Carbono

Em teoria, tanto o sistema de comércio de emissões (SCE) quanto o imposto sobre o carbono são instrumentos custo-efetivos para internalização de externalidades ambientais e produzem resultado equivalentes. No entanto, na prática, eles apresentam diferentes características que devem ser ponderadas. Quando comparado ao imposto sobre carbono, o SCE apresenta mais vantagens como instrumento de internalização. A primeira é que ele estabelece um preço explícito ao GEE. Ao criar um mercado para licenças de emissão de GEE, um SCE coloca um preço claro no CO_{2e}. Isso significa que os custos para sociedade causados pelas emissões de GEE, como efeitos na saúde pública, danos derivados dos eventos climáticos ou dos impactos das mudanças climáticas sobre ecossistemas naturais, são explicitados e integrados no preço que as pessoas pagam por seus bens e serviços.

Um SCE estabelece também um limite firme na quantidade de GEE emitidos. Ao contrário do imposto sobre o carbono, no qual o governo fixa o preço do carbono e deixa a quantidade se adaptar ao preço, em um SCE o governo fixa uma meta pública de emissões, estabelecendo uma quantidade máxima de emissões que os setores da economia coberto pelo sistema podem emitir. Esse limite assegura que a trajetória de emissões desejada pelo governo possa ser alcançada. Se o governo estabelecer um limite de emissões decrescente ao longo do tempo, o SCE pode oferecer ainda uma trajetória de redução previsível, o que cria um sinal de longo prazo para que as empresas e os investidores possam definir a melhor estratégia de minimização de custo em relação a essa trajetória.

Ao passo que o imposto sobre emissões, ao fixar um preço para elas, não garante a aderência das emissões à trajetória desejada pelo governo para o cumprimento de metas internacionais de emissões. O Estado, por não ter informação perfeita dos custos marginais de abatimento de todas as empresas, ao determinar, por meio de um imposto, um preço para a tonelada de carbono emitida, corre o risco de definir um valor muito baixo e insuficiente para criar os incentivos à redução das emissões na quantidade desejada. Para gerar uma trajetória convergente com a meta de emissões do país, o Estado terá que aumentar o valor do imposto. Isso significa ajustes e reajustes sucessivos e dispendiosos que criam incertezas nos agentes emissores em relação aos custos futuros e à capacidade de abatimento de emissões, impactando a viabilidade econômica das tecnologias de redução (BAUMOL; OATES, 1988). Para o Estado,

as sucessivas mudanças nos preços do imposto sobre o carbono tendem a criar dificuldades de gestão para os órgãos competentes, além de não garantir o cumprimento das metas de emissões.

Uma outra vantagem do SCE é que garante flexibilidades, aos setores regulados pelo sistema, na definição de como, quando, e onde reduzir as emissões. Ou seja, o SCE oferece flexibilidade para as empresas individuais decidirem a melhor estratégia para cumprir com suas obrigações. Nesse sistema, as empresas têm a opção de reduzir suas emissões próprias e/ou comprar permissões excedentes de outras empresas. Essas escolhas individuais significam que os custos de cumprimento das metas de emissões são minimizados não apenas para as empresas, mas para a sociedade.

Outro aspecto vantajoso é que o SCE pode ser implementado em diversos contextos econômicos e políticos, uma vez que o comércio de emissões pode ser adaptado para atender sua ampla variedade, não existindo uma abordagem única para todos os casos. As experiências de SCE vigentes, que serão abordadas no capítulo 3 desta tese, estão operando em vários níveis de jurisdição, cobrindo desde cidades e estados a países e regiões de um continente, com um desenho específico de SCE adaptado ao seu perfil socioeconômico e de governança, exclusivo para cada caso. Adicionalmente, o SCE pode fornecer uma fonte de receita adicional para o governo, tendo em vista que eles podem optar por leiloar suas permissões para os setores cobertos pelo sistema. A receita resultante desta operação pode ser reinvestida de várias maneiras, como o financiamento de outros programas de ação climática ou a compensação de famílias de baixa renda.

Embora o objetivo principal do comércio de emissões seja reduzi-las, um SCE bem projetado pode oferecer co-benefícios ambientais, econômicos e sociais (ICAP, 2018). Esses benefícios podem incluir um ar mais limpo, em razão da redução das emissões de GEE; aperfeiçoamento da eficiência dos recursos; maior segurança energética; promoção à inovação tecnológica e criação empregos. Ainda no aspecto econômico, o SCE reage melhor aos impactos resultantes do crescimento econômico e da inflação dos preços do que os impostos do carbono. A inflação contínua tende a corroer o valor real de um imposto e o crescimento econômico tende a expandir a produção das empresas, as quais, por sua vez, tendem a aumentar as emissões. Em ambos os casos seria necessário aumentar o valor do imposto de carbono periodicamente para evitar o aumento das emissões de GEE, dificultando o controle e gestão por parte dos órgãos públicos de monitoramento. Já no SCE, as forças de mercado se acomodam

automaticamente à inflação e ao crescimento econômico, sem comprometer as metas de emissão. O aumento da demanda por licenças, reais e nominais, é traduzido diretamente em preços mais altos.

Um SCE pode ser vinculado a um sistema vigente em outra jurisdição para criar um mercado maior e mais eficiente de comércio de permissões, abrindo mais opções de emissões e ampliando o potencial de exploração de opções de mitigação baratas. Quando os sistemas estão diretamente vinculados, as permissões podem ser usadas de forma intercambiável para o cumprimento das obrigações nos sistemas vinculados.

Além das vantagens, esse instrumento também possui algumas desvantagens. A principal delas é que o SCE apresenta maior volatilidade de preço em relação ao imposto sobre o carbono, dificultando a gestão de risco por parte dos entes regulados, afetando as decisões de investimentos e medidas mitigatórias. Contudo, a volatilidade dos preços das permissões pode ser reduzida, por exemplo, tornando mais clara a trajetória de emissões e a firmeza das cotas, isto é, não alterando a quantidade de permissões no mercado a todo o momento; criando preços mínimos e máximo (*price collar*) para as permissões, a fim de evitar especulações e amortizar eventuais choques; e/ou ampliar o escopo do sistema ou vinculação, de modo a ampliar e aprofundar o comércio entre setores, períodos e países (ICAP, 2019).

Outra desvantagem reside na dificuldade, por parte do governo, de escolher o método de alocação/distribuição inicial das permissões, uma vez que o método escolhido pode distorcer os preços das permissões ao longo do tempo. Se o governo escolher distribuir as permissões entre os entes regulados pelo sistema utilizando o método baseado no histórico de emissões (*grandfathering*), os preços das permissões podem ser distorcidos, uma vez que empresas intensivas em emissões de carbono tendem a receber uma grande quantidade de permissões. Isso penaliza novas empresas do setor que já tenham investido em tecnologias menos poluidoras, fazendo com que estas tenham uma baixa margem de redução de custos de abatimento. Além disso, o SCE é mais complexo do que o imposto sobre carbono e requer uma estrutura administrativa e operacional igualmente mais complexa para implementar e operar o sistema, fazendo com o Estado tenha que ampliar e/ou criar novas estruturas e órgãos para o efetivo funcionamento do SCE.

Já o imposto sobre o carbono possui algumas vantagens. A principal delas é que ele permite uma maior previsibilidade de custos, o que reduz a volatilidade de preços e os riscos

para investidores. Ele também pode aumentar a arrecadação, sendo uma fonte adicional de receitas para o Estado, que pode usá-las para compensar efeitos macroeconômicos adversos e/ou financiar investimentos em fontes renováveis. Outra grande vantagem deste instrumento é que ele tende a ser mais fácil de implementar e administrar, uma vez que ele pode ser integrado a encargos e *royalties* já existentes, além da possibilidade de se utilizar a estrutura administrativa preexistente para sua gestão.

No entanto, o imposto sobre o carbono apresenta algumas desvantagens. A principal delas é que ele não garante o cumprimento da trajetória de emissões compatíveis com a meta ambiental. Além disso, a introdução de um imposto sobre as emissões requer a adoção de métodos totalmente novos de controle da poluição, tanto para os órgãos reguladores quanto para os produtores. Em contrapartida, em muitas jurisdições, a emissão de licenças ambientais em geral e *permissões* de operações já ocorre; adaptá-las às emissões de GEE e torná-las efetivamente comercializáveis tende a ser menos drástico (BAUMOL, OATES, 1988).

A Tabela 2 sumariza as principais vantagens e desvantagens da implementação tanto de um imposto sobre as emissões quanto de um Sistema de Comércio de Emissões para internalizar as externalidades dos GEE.

Tabela 2: Vantagens e Desvantagens dos Instrumentos de Precificação de Emissões

	Imposto	SCE
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> (i) Redução de emissões de forma custo-efetiva (ii) Cria um preço para o carbono emitido (iii) Simplicidade administrativa (iv) Ausência de Volatilidade dos preços (v) Aumenta a arrecadação do Estado (<i>double-dividend</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> (i) Permite a redução de emissões de forma custo-efetiva (ii) Cria um preço explícito ao carbono emitido (iii) Estabelece um limite firme às emissões, garantindo maior cumprimento da quantidade máxima de emissões (iv) Flexibilidade operacional, permitindo aos entes participantes escolher a forma, local e período de redução de emissões

		(v) Pode ser implementado em diferentes contextos político e econômicos (vi) Pode ser uma fonte de receita extra para o governo (vii) Pode gerara co-benefícios sociais, econômicos e ambientais (viii) Possibilidade de ligação com outros instrumentos
Desvantagens	(i) Estabelecer um preço de equilíbrio que garante a meta de emissões (ii) Não garante a diminuição da quantidade de emissões / cumprimento da meta	(i) Maior volatilidade de preços (ii) Determinação dos métodos de alocação e distribuição inicial das <i>permissões</i> (iii) Maior complexidade administrativa e institucional

Fonte: Elaboração própria.

2.6. Principais destaques do Capítulo 2

A emissão antrópica de gases de efeito estufa (GEE) vem crescendo desde a revolução industrial no século XVIII, especialmente, ao longo da década de XX. Há um consenso entre os cientistas que o aumento da concentração desses gases na atmosfera está na raiz do aumento das temperaturas médias do planeta. Se as taxas de emissões se mantiverem constantes nas próximas décadas, a temperatura média pode subir entre 5°C e 8°C até o final deste século. Esta variação de temperatura equivale ao aumento observado desde a última glaciação e, portanto, pode causar mudanças radicais na geografia do planeta, trazendo riscos relacionados à saúde, segurança alimentar, segurança humana e crescimento econômico. Visando a evitar tal cenário, 195 países assinaram o Acordo de Paris, em 2015, no âmbito da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), no qual se comprometeram a reduzir suas emissões de modo que elas fossem compatíveis com as metas acordadas de aumento de 2°C, preferencialmente 1,5°, em 2100.

Para teoria econômica, as emissões de GEE são consideradas falhas de mercado do tipo externalidades negativas. Nestes casos a falha ocorre porque o mercado não consegue alocar de maneira ótima os recursos existentes, uma vez que, agentes econômicos afetam o bem-estar de

outros agentes que não estão envolvido na ação, sem remunerá-los por essa perda de bem-estar. Para corrigir falha de mercado, o Estado dispõe de uma série de instrumentos de políticas públicas que vão desde instrumento de comando e controle a instrumentos de mercado, como a precificação de carbono. Os instrumentos de precificação visam a incentivar mudanças no padrão de investimentos e consumo dos agentes econômicos por meio de um sinal de preço. A precificação de carbono torna os bens e serviços intensivos em carbono relativamente mais caros do que aqueles que utilizam / emitem menos carbono na atmosfera.

Os dois principais instrumentos de precificação de carbono são: (i) o imposto sobre o carbono; e (ii) *Sistema de Comércio de Emissões*. A principal diferença entre estes instrumentos é que, no primeiro, o Estado fixa um preço para as emissões de GEE e deixa o mercado ajustar a quantidade emitida. Já no sistema de comércio de emissões, o Estado fixa uma quantidade máxima de emissões e deixar o mercado encontrar o preço de equilíbrio para emissões.

O imposto sobre o carbono é considerado mais simples, dado que ele se apoia na estrutura administrativa do Estado e o não possui volatilidade de preços. No entanto, sua principal desvantagem é definir um preço ótimo para o carbono emitido, uma vez que o governo não dispõe de informação perfeita sobre a estrutura de custo de abatimentos das firmas e pode fixar um preço aquém do necessário para mitigar as emissões de GEE. Já a principal vantagem do SCE é que este instrumento permite que as empresas ajustem suas emissões às suas estruturas de custo e comercializem suas *permissões* até igualarem seus custos marginais de abatimento. Isto permite mitigar suas emissões de maneira custo-efetiva. Entretanto, este sistema requer uma estrutura de gestão mais complexa em relação ao imposto sobre o carbono e os preços tendem a ser mais voláteis.

Portanto, instrumentos de mercado que internalizem as externalidades, derivadas de emissões de GEE, via preço são considerados uma forma custo-efetiva mitigar essas emissões. Como visto, entre os instrumentos econômicos apresentados e analisados neste capítulo, o *Sistema de Comércio de Emissões* (SCE) possui mais vantagens do que o imposto sobre o carbono. No capítulo 3 desta tese são apresentadas as principais experiências de precificação de carbono em âmbito internacional, com ênfase nos SCE.

3. EXPERIÊNCIAS DE SISTEMAS DE COMÉRCIO DE EMISSÕES NO MUNDO E IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO

Os instrumentos de precificação de carbono, em geral, e os Sistemas de Comércio de Emissões (SCE), em particular, vêm se consolidando no mundo como um instrumento plausível para mitigar os efeitos das mudanças climáticas. Em nível global, o comércio de emissões foi estabelecido inicialmente como um dos três mecanismos flexíveis no âmbito do Protocolo de Kyoto, tendo como os outros dois o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e o mecanismo de Implementação Conjunta (IC), conforme já apresentado no Capítulo 2.

Em nível nacional, muitos países industrializados introduziram ou estão considerando introduzir SCE. E no nível supranacional, a União Europeia estabeleceu o primeiro e maior SCE de gases de efeito estufa em operação, no mundo, desde janeiro de 2005 (ICAP, 2019).

Neste Capítulo é apresentado inicialmente um panorama das experiências internacionais de SCE. Em seguida, algumas dessas experiências são analisadas levando em consideração a maturidade e o tamanho desses Sistemas. Também são analisadas as experiências que abordam exclusivamente o setor elétrico dando ênfase àquelas com nível de desenvolvimento similar ao Brasil. Desta forma, neste Capítulo, são descritas as experiências: (i) do Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (SCE – UE) por ter sido o primeiro e o maior Sistema em funcionamento no mundo; (ii) do SCE do Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI, nos Estados Unidos, por abranger apenas o setor elétrico; (iii) do SCE da China, por trabalhar com sistemas subnacionais que cobrem o setores elétricos regionais; e (iv) do recém implementado SCE do México.

Adicionalmente são detalhadas as principais considerações e adaptações necessárias para a implementação de um SCE no setor elétrico. Vale ressaltar que os Setores Elétricos no mundo operam com diferentes níveis de regulação e uma variedade de *mix* de energia ao redor do mundo. São analisadas quatro principais estruturas de organização de mercados de energia elétrica no mundo. Segundo Acworth (2018) estas estruturas representam os quatro principais modelos de organização no setor de energia elétrica no mundo, a saber: (i) mercados liberalizados com preços de varejo regulados; (ii) mercados com preços de geração regulados; (iii) mercados com despacho administrado discricionariamente, sem obedecer a ordem de mérito; e (iv) mercados regulados e / ou com investimentos centralmente planejados.

3.1. Panorama das Experiências de Sistema de Comércio de Emissões

A precificação do carbono vem se consolidando no mundo como uma política eficiente para a internalização de externalidades. Já existem diversos países, estados e jurisdições que implementaram instrumentos de precificação em seus países. A União Europeia, a Austrália, a Nova Zelândia, México e alguns Estados da América do Norte já possuem SCE funcionando. Na América do Sul, há também países como Argentina, Chile e Colômbia que implementaram impostos sobre o carbono, sendo que estes dois últimos possuem estudos em andamento para a implementação de um SCE. (ICAP, 2020)

O Brasil possui uma experiência pioneira de precificação de carbono conhecida como Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, implementada Lei Federal nº 13.576, regulamentada parcialmente pelo Decreto Federal nº 9.308/2018. O RenovaBio entrou em vigor em janeiro de 2020 e tem como objetivo internalizar as externalidades ambientais positivas dos biocombustíveis, remunerando as emissões evitadas de GEE provenientes da substituição dos combustíveis fósseis. A remuneração é feita mediante a criação de um mercado de certificados de descarbonização dos combustíveis, também conhecidos como CBIO. Este Certificado é um ativo financeiro, negociado em bolsa, emitido pelos produtores de biocombustível no momento da comercialização. Os distribuidores de combustíveis devem cumprir uma meta descarbonização e demonstrar a propriedade dos CBIOs em sua carteira um (MME, 2018). Entretanto, o Renovabio utiliza uma metodologia de precificação denominada *Baseline and Credit* que se diferencia do objeto desta tese por comercializar certificados de descarbonização e não de *Permissões* de emissões.

Até julho de 2020, existiam 64 iniciativas de precificação implementados, previstos ou sendo considerados em 46 países e 35 jurisdições nacionais (cidades/estados/regiões). De acordo com o Banco Mundial, 33 dessas iniciativas se referem a iniciativas de Impostos sobre Carbono e 31 a (SCE), com o é possível ver na figura 3.1. Juntas essas iniciativas cobrem 12 GtCO₂e ou cerca de 22,3% das emissões globais de GEE (WB, 2020).

Figura 11: Mapa das iniciativas regionais, nacionais e subnacionais de precificação de carbono

Fonte: World Bank, 2020.

No que concerne especificamente ao Sistema de Comércio de Emissões (SCE), objeto desta tese, no referido período, 21 iniciativas de sistemas de comércio de emissões (SCE) operavam globalmente em diferentes níveis de governos (um em âmbito supranacional, cinco em âmbito nacional e 15 em âmbito subnacional). Outros novos SCE estão programados para entrar em vigor em 2021, incluindo a China, maior emissor global de GEE. Espera-se que, uma vez implementados, esses sistemas cubram mais de 9 GtCO₂e, que representam 17,2% das emissões globais (WB, 2020).

Na Tabela 3 é possível ver as principais características dos Sistemas de Comércio de Emissões já implementados no mundo. Nela é possível destacar que a maioria das iniciativas vigentes se iniciaram na década de 2010, cobrindo principalmente dois setores, o setor industrial e o setor de energia elétrica. Isto ocorre devido ao alto volume de emissões de processos industriais e da predominância de combustíveis fósseis, como o carvão e gás natural, na matriz elétrica mundial. No entanto, alguns países, como Nova Zelândia, Suíça e Coreia do Sul incluem os setores de aviação, transporte, construção, resíduos sólidos e florestal em seus respectivos SCE. Os tetos de emissão variam de 10% a 80% das emissões dos setores cobertos.

Além disso, o método alocação de Permissões predominante é alocação gratuita. Grande parte das iniciativas aceitam algum tipo de certificado de compensação de emissões (offset) por parte dos entes regulados e todas as iniciativas, com exceção da Coreia do Sul, aceitam utilizar Permissões não usadas em períodos futuros, também conhecido como *Banking* (ICAP, 2020)

Tabela 3: Principais Características dos SCE em vigor até julho de 2020

	Ano de Início	Fases	Emissões Totais	Teto Emissões/CAP (MtCO ₂ e, 2019)	Metas	Gases cobertos	Alocação
Europa e Ásia Central							
União Européia*	2005	Fase 1 (2005-2007) Fase 2 (2008-2012) Fase (2013-2020) Fase 4 (2021-2030)	4.323 MtCO ₂ e (2017)	1.816 MtCO ₂ e (45%)	2020: 20% abaixo de 1990 2030: 40% abaixo de 1990 2050: 80%-95% abaixo de 1990	CO ₂ , N ₂ O, PFCs	Leilões e Alocação Gratuita
Suíça	2008	Fase Voluntária (2008-2012) Fase Mandatória (2013-2020)	47,2 MtCO ₂ (2017)	4,9 MtCO ₂ e (10%)	2020: 20% abaixo de 1990 2025: 35% abaixo de 1990 (NDC) 2050: 50% abaixo de 1990 (NDC)	CO ₂ , NO ₂ , CH ₄ , HFCs, NF ₃ , SF ₆ , and theoretically PFCs	Leilões e Alocação Gratuita
Cazaquistão	2013	Fase 1 (2013) Fase 2 (2014-2015) Fase (2018-2020)	353,2 MtCO ₂ (2017)	162 MtCO ₂ e (50%)	2020: 5% abaixo de 1990 2025: 25% abaixo de 1990 (NDC)	CO ₂	Alocação Gratuita
América do Norte							
Califórnia	2012	Fase 1 (2013-2014) Fase 2 (2015 até o presente)	424,0 MtCo ₂ (2017)	334,2 MtCO ₂ e (80%)	2020: retornar aos níveis de 1990 2030: 40% dos níveis de 1990 2045: Emissões Líquidas Zero	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFCs, PFCs, NF ₃ e outros GEE fluorados	Leilões e Alocação Gratuita
Quebec	2013	Fase 1 (2013-2014) Fase 2 (2015-2017) Fase 3 (2018-2020)	78,7 MtCO ₂ (2017)	54,7 MtCO ₂ e (82%)	2020: 20% dos níveis de 1990 2030: 37,5% dos níveis de 1990 2050: 80%-95% dos níveis de 1990	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFCs, PFCs, NF ₃ e outros fluorados	Leilões e Alocação Gratuita
Nova Escócia	2019	Fase 1 (2019-2022)	78,7 MtCO ₂ (2017)	12,7 MtCO ₂ (80%)	2020: 10% dos níveis de 1990 2030: 53% abaixo dos níveis de 2005 2050: Emissões Líquidas Zero	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , NF ₃ , HFCs, PFCs	Alocação Gratuita até 2019 Leilões a partir de 2020
Massachusetts	2018	Fase 1 (2019-2021)	73,3 MtCO ₂ (2017)	8,5 MtCO ₂ e (12%)	2020: 25% dos níveis de 1990 2050: 80% dos níveis de 1990	CO ₂	Leilões e Alocação Gratuita
RGGI**	2009	Fase 1: 2009-2011 Fase 2: 2012-2014 Fase 3: 2015-2017 Fase 4: 2018-2020 Fase 5: 2021-2023	463,6 MtCO ₂ (2014)	87,4 MtCO ₂ e (18%)	2020: 50% da emissões do setor elétrico de 2005 2030: 30% de 2020	CO ₂	Leilões (trimestrais)
México	2020	Fase 1: (2020-2021) Fase 1A: (2022)	733,8 MtCO ₂ (2017)	271,3 MtCO ₂ (37%)	Até 2030: 22% abaixo da linha de base das emissões de GEE BAU (NDC) Até 2050: 50% abaixo dos níveis de GEE do ano 2000	CO ₂	Alocação Gratuita

Tabela 3: continuação

	Setores Participantes	Ponto de Regulação	Entidades Participantes	Offsets	Flexibilidade	MRV
Europa e Ásia Central						
União Europeia*	Energia Elétrica Industrial Aviação	Downstream	10.744	Offsets Internacionais até o final da fase 3 (2013-2020), via Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (CDM) ou Joint Implementation Credits (JIC)	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Suíça	Indústria	Downstream	53	Offsets Internacionais, via Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (CDM)	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Cazaquistão	Energia Elétrica Industrial	<i>Downstream</i>	129	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
América do Norte						
Califórnia	Energia Elétrica, Indústria, Transportes e Construção	<i>Mixed</i>	500	Offsets nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Quebec	Energia Elétrica, Indústria, Transportes e Construção	<i>Mixed</i>	126	Offsets nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Nova Escócia	Energia Elétrica, Indústria, Transportes e Construção	<i>Mixed</i>	26	A ser definido	Não Prevê	
Massachusetts	Energia Elétrica (=>25MW)	<i>Downstream</i>	24	N.A	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual
RGGI**	Geração Energia Elétrica (=>25MW)	<i>Downstream</i>	168	Offsets de estados participantes do RGGI	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	3 anos
México	Setor de Energia elétrica; Setor Industrial e Setor de Extração, Produção e Distribuição de Combustíveis	<i>Downstream</i>	300	Offsets nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . <i>O Borrowing</i> não é permitido.	Anual

Tabela 3: continuação

	Ano de Início	Fase	Emissões Totais	Emissões Cobertas (MtCO ₂ e, 2019)	Metas	Gases cobertos	Alocação
Ásia e Pacífico							
Beijng	2013	2013-2019	188,1 MtCO ₂ (2012)	50 Mt (40% de 2019)	Até 2020: 20,5% dos níveis de emissões de 2015	CO ₂	Alocação Gratuita
Chongqing	2014	2014-2019	300 MtCO ₂ (2018)	100 Mt (50% de 2018)	Até 2020: 19,5% da emissões de 2015	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs, SF ₆	Alocação Gratuita
Fujian	2016	2016-2019	240 MtCO ₂	200 Mt (60% de 2017)	Até 2020: 19,5% da emissões de 2015	CO ₂	Alocação Gratuita
Guangdong	2013	2013-2019	610,5 MtCO ₂ (2012)	465 Mt (60% de 2018)	Até 2020: 20,5% dos níveis de emissões de 2015	CO ₂	Leilões e Alocação Gratuita
Hubei	2014	2014-2019	463,1 MtCO ₂ (2012)	256 Mt (45% de 2018)	Até 2020: 19,5% da emissões de 2015	CO ₂	Alocação Gratuita e Leilões
Shanghai	2013	2013-2015 2016 - sem definição	297,7 MtCO ₂ (2012)	158 Mt (57% de 2018)	Até 2020: 19,5% da emissões de 2015	CO ₂	Alocação Gratuita e Leilões
Shenzhen	2013	2013-2019	83,45 MtCO ₂ (2010)	31,45 Mt (40% de 2017)	Até 2020: 45% da emissões de 2005 Até 2022: Pico da emissões	CO ₂	Alocação Gratuita
Tianjin	2013	2013-2019	215 MtCO ₂ (2012)	160-170 Mt (55% de 2017)	Até 2020: 20,5% dos níveis de emissões de 2015	CO ₂	Alocação Gratuita e Leilões
Tóquio	2010	Fase 1: 2011 -2016 Fase 2: 2015-2021 Fase 3: 2020-2026	64,8 MtCO ₂ (2017)	11,93 Mt (20% de 2017)	Até 2020: redução de 25% dos níveis de GEE de 2.000 Até 2030: redução de 30% dos níveis de GEE de 2.000 Até 2050: Emissões líquidas zero de CO ₂	CO ₂	Alocação Gratuita
Saitama	2011	Fase 1: 2011 -2016 Fase 2: 2015-2021 Fase 3: 2020-2026	36,6 MtCO ₂ (2016)	6,6 Mt (18% de 2017)	Até 2020: redução de 21% dos níveis de 2005	CO ₂	Alocação Gratuita
Coreia do Sul	2015	Fase 1: 2015 -2017 Fase 2: 2018-2020 Fase 3: 2021-2025	709,1 MtCO ₂ (2017)	548 Mt (70% de 2017)	Em 2020: 30% abaixo do BAU Em 2030: 37% abaixo do BAU (536 MtCO ₂ e) (Redução de 22% abaixo dos níveis de GEE de 2012);	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFCs, HFCs, SF ₆	Alocação Gratuita e Leilões
Nova Zelândia	2008	Não tem períodos fixos	81 MtCO ₂ (2017)	38,1 MtCO ₂ (51%)	Até 2020: 5% dos níveis de 1990 Até 2030: 30% abaixo dos níveis de 2005	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFCs, and PFCs	Alocação Gratuita / Leilões (a partir de 2020)

Tabela 3: continuação

	Setores Participantes	Ponto de Regulação	Entidades Participantes	Créditos e Offsets	Flexibilidade	MRV
Ásia e Pacífico						
Beijing	Geração de Energia Elétrica, Industrial, Transporte e Construção	<i>Downstream</i>	903	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Chongqing	Geração de Energia Elétrica e Industrial	<i>Downstream</i>	195	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Fujian	Geração de Energia Elétrica, Industrial e Aviação	<i>Downstream</i>	255	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Guangdong	Geração de Energia Elétrica, Industrial e Aviação	<i>Downstream</i>	279	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Hubei	Geração de Energia Elétrica e Industrial	<i>Downstream</i>	338	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Shanghai	Geração de Energia Elétrica, Industrial, Transporte, Construção e Aviação	<i>Downstream</i>	298	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Shenzhen	Geração de Energia Elétrica, Industrial, Transporte e Construção	<i>Downstream</i>	794	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Tianjin	Geração de Energia Elétrica, Industrial e Aviação	<i>Downstream</i>	113	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Tóquio	Industrial e Construção	<i>Downstream</i>	1.123	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	
Saitama	Industrial e Construção	<i>Downstream</i>	500	Offsets Nacionais	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual
Coreia do Sul	Energia, Industrial, Transporte, Construção, Aviação e Resíduos sólidos	<i>Downstream</i>	610	Offsets Nacionais e Internacionais	<i>Banking e Borrowing</i> são permitidos	Anual
Nova Zelândia	Energia, Industrial, Transporte, Residencial, Florestas, Construção, Aviação e Resíduos sólidos	<i>Upstream</i>	2409	Não é permitido desde 2015	Apenas o <i>Banking</i> é permitido . O <i>Borrowing</i> não é permitido.	Anual

Fonte: Elaboração do autor, a partir dos dados do ICAP, 2020.

Com relação aos preços das Permissões, é possível ver na figura 12 que a dispersão de preços da Permissões dos diferentes SCE é ampla. As variações de preços ao longo da década de 2010 indicam tanto a relação entre oferta e demanda de Permissões, em relação ao teto estabelecido quanto à atividade econômica. Com relação à oferta e demanda, observa-se no gráfico uma queda nos preços entre 2011-2014 e preços estáveis em níveis relativamente baixo por três principais motivos, a saber: (i) sobre oferta de Permissões, especialmente na SCE da União Europeia, indicando que as emissões verificadas estavam abaixo do teto de emissões; e (ii) a crise da dívida na zona do Euro e (iii) crise do preço do petróleo. A partir de 2018, muitas iniciativas passam a implementar algumas reformas em seus sistemas, como a introdução de mecanismos de estabilização de preços e diminuição de teto de emissões, impactando o preço das Permissões (MARCUC, 2020).

Figura 12: Evolução do Preços das Permissões nos principais mercados internacionais

Fonte: ICAP, 2020

Ao longo do ano de 2019 observou-se uma tendência de aumento dos preços das Permissões, especialmente nos sistemas da Coreia do Sul e da União Europeia. Nesses países os valores alcançados foram superiores a US\$30 por tonelada de CO₂e (equivalente). Até fevereiro de 2020, considerando todos os SCE, o preço médio negociado nos mercados

primários foi de US\$10.79/tCO_{2e}. Adicionalmente, no primeiro semestre de 2020, observa-se uma queda nos preços causados pela crise econômica decorrente da Pandemia do Corona Vírus (COVID19). Entretanto, a queda não foi mais acentuada porque entraram em ação os mecanismos de estabilização de preços permitindo uma inversão na tendência negativa das curvas de preços. Apesar da intensa variação no preço das Permissões, ao longo da década os SCE vigentes arrecadaram mais de US\$ 78 bilhões por meio de leilões de Permissões. Este montante tem sido aplicado em investimentos em energias renováveis, inovação, compensação para grupos vulneráveis e no orçamento público em geral. (ICAP, 2020).

3.2. Descrição das Principais Experiências Internacionais

Nesta seção serão detalhados quatro dos sistemas apresentados da Tabela 3, a saber: (i) SCE europeu, por ser o primeiro a entrar em operação e a experiência mais robusta; (ii) o *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), por ser um sistema que cobre apenas o setor objeto desta tese; (iii) o sistema Chinês, por estar em fase de implementação e cobrir também apenas o setor de energia; e (iv) o SCE mexicano, por ter características de desenvolvimento similar ao Brasil e ter sido recém implementado.

3.2.1. O Sistema De Comércio Emissões da União Europeia

O sistema de comércio de emissões da União Europeia (SCE-UE) foi introduzido no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas Convenção sobre Mudança Climática como resultado do Protocolo de Kyoto. No Protocolo, a União Europeia (UE) se comprometeu a reduzir em 8% suas emissões de GEE em comparação às emissões de 1990. Para cumprir com tal meta, a UE propôs o estabelecimento de um sistema de comércio de permissões de emissões em junho 1998. A proposta foi seguida por uma série de estudos sobre estratégias de segurança energética, discussões nas comissões do parlamento europeu e implementação de marcos legais. Após ter sido implementado por todos os 25 Estados-Membros da UE na época, o sistema de comércio de emissões europeu (*European Union Emission Trading System - EU – ETS*) entrou em operação em 1 de janeiro de 2005 com três objetivos principais: (i) cumprir com as metas ambientais; (ii) proporcionar uma descarbonização custo-efetiva; e (iii) proporcionar uma boa descoberta de preço do carbono (MARCU, 2020).

3.2.1.1) Principais Características do SCE da UE

No seu início, em 2005, o sistema de comércio de emissões europeu cobria apenas as emissões de CO₂ de cerca de 10 mil instalações nos 25 Estados Membros. Entre os setores cobertos por esse sistema, estavam centrais elétricas e outras instalações de combustão com potência nominal acima de 20MW. Adicionalmente, alguns dos maiores emissores do setor industrial europeu, como refinarias de petróleo e siderúrgicas também foram cobertos pelo SCE. O teto de emissões inicial estabelecido pelo SCE-UE foi de 2Gt CO₂e, que equivalia a cerca 40% das emissões de GEE à época (MARCU, 2020).

Desde seu início, o SCE foi crescendo e incorporando novos países, empreendimento, setores, gases e diminuindo o teto de emissões. Até dezembro de 2019, o sistema contava com a participação dos 28 estados membro, além da Islândia, Liechtenstein e a Noruega. O SCE passou a cobrir mais de 11 mil empreendimentos nos setores de energia elétrica (instalação com combustão com capacidade acima de 20 MW), refinarias de petróleo, indústrias que utilizam fornos de coque, siderúrgica, fábricas de cimento, vidro, cal, tijolo, cerâmica, celulose e papel e o setor de aviação. No que concerne aos gases de efeito estufa, atualmente, o sistema europeu cobre três gases – CO₂, NO₂ e compostos perfluorados (PFCs)⁴ – e o teto de emissões foi reduzido para 1,8 GtCO₂e, que corresponde a cerca de 45% das emissões de GEE da União Europeia (ICAP, 2020).

O SCE-UE é composto por períodos comerciais consecutivos. Tendo se iniciado em 2005, esse sistema está no último ano de sua terceira fase, como mostra a Figura 3.3. A primeira fase de negociação, considerada uma “fase de aprendizado”, durou de 2005 a 2007. Esta fase foi caracterizada pela determinação dos tetos de emissões de maneira descentralizada, ou seja, estipulada pela soma dos tetos estabelecidos nos Planos de Alocação Nacional de cada Estado membro, baseada na baixa qualidade dos dados de emissões; e pela alocação das permissões sem custos para os membros participantes. O setor de energia elétrica recebeu gratuitamente

⁴ Compostos perfluorados PFCs têm propriedades únicas para a produção de materiais resistentes a manchas, óleos e água, e são largamente utilizados em diversas aplicações. PFCs não são conhecidos por degradarem-se por qualquer processo natural devido a força da ligação carbono-flúor.

cerca de 55% das permissões de emissões. A combinação desses fatores levou a lucros inesperados em setores que conseguiram repassar o custo do carbono para seus produtos e também a um superávit de permissões no mercado que causou uma drástica queda dos preços das permissões ao final da primeira fase (WB, 2020).

A segunda fase coincidiu com o período de compromisso das metas estabelecidas no Protocolo de Kyoto, ou seja, de 2008 a 2012. Esta fase é caracterizada pela inclusão da Islândia, Liechtenstein e Noruega no SCE, pela inclusão do setor de aviação, em 2012. O teto de emissões estabelecido nesta segunda fase foi 2.049 MtCO_{2e} por meio do mesmo método utilizado na Fase 1, isto é, pela soma dos tetos determinado nos Planos de Alocação Nacional de cada Estado. A alocação das emissões também foi similar à primeira fase, cerca de 90% das Permissões foram alocadas gratuitamente, considerando o histórico de emissões dos empreendimentos situados nesses países. Os outros 10% começaram a ser alocados por meio de Leilões de Permissões em 8 Estados Membros, a saber: Alemanha, Reino Unido, Holanda, Áustria, Irlanda, Hungria, República Checa e Lituânia. Ao final desta fase, em 2012 o setor de aviação foi incorporado ao sistema de comércio emissões, contemplando todos os voos que começam e terminam dentro do Área Econômica Europeia (ICAP, 2020).

Na Fase 3 (2013-2020), um único teto 2.084 MtCO_{2e} foi estipulado para fontes de emissões estacionárias. Vale notar que este teto correspondeu ao valor de 2013 e nos anos subsequentes seguiram com uma taxa de redução 1,74% a.a. Esta fase se caracterizou pela introdução de novos setores, pelo aumento dos recursos arrecadados nos Leilões das Permissões e pela introdução de mecanismos de gestão de preços das Permissões. Nesta Fase 3 foram contemplados novos setores como, por exemplo, as instalações de Captura e Estocagem de Carbono (CCS, na sigla em inglês), os setores petroquímicos, metais ferrosos e não-ferrosos e de alumínio. A alocação das Permissões por leilões foi aprofundada, chegando a 57%. De 2013 a 2018, os recursos arrecadados nesses saltaram de EUR \$4 bilhões para EUR 14 bilhões (EU, 2020).

Uma das principais características dessa Fase 3 foi a introdução de dois mecanismos de gestão de preços. Estes mecanismos tiveram como principal objetivo reduzir a oferta excessiva de Permissões no curto prazo para evitar o colapso dos preços, conforme observado em fases

anteriores. O primeiro desses mecanismos foi o adiamento de alguns leilões programados em 2013, 2014 e 2015 visando a reduzir a sobre oferta no mercado de 900 milhões de Permissões.

O segundo mecanismo, implementado apenas em 2019, refere-se a criação de um de Fundo de Reserva para estabilizar os preços permissões (*Market Stability Reserve – MSR*). O principal objetivo deste Fundo é combater e prevenir o histórico desequilíbrio entre oferta e demanda de Permissões e melhorar a resiliência a choques futuros (EU, 2020). O primeiro grande teste do Fundo de Reserva foi a crise econômica causada pela pandemia do COVID19, no primeiro semestre de 2020. O preço das Permissões, que haviam começado o ano de 2020 em torno de EUR 24, caiu 37% em março, chegando a EUR 15. Neste momento, foi acionado o recém criado Fundo de Reserva, o que permitiu reverter a tendência dos preços e as expectativas, fazendo com que os preços da Permissões retornassem aos níveis pré-pandemia em junho de 2020. (KOCH; GROSJEAN; EDENHOFER, 2020)

A partir de janeiro de 2021 está previsto o início da Fase 4 do SCE europeu (2021-2030). Esta fase prevê o aumento do ritmo de cortes anuais de emissões exigidos dos setores abrangidos, de 1,74% a 2,2%. Este aumento das taxas de corte anuais das emissões está em linha com as metas de 2030 do *European New Green Deal*, bem como a meta de neutralidade de carbono em 2050 do relatório especial de 1,5°C do IPCC (EU, 2020). Além disso, um componente central da Fase 4 será a atualização dos parâmetros de alocação gratuitas das Permissões. Os valores de referência serão atualizados duas vezes (2021-2025; 2026-2030) para refletir o progresso tecnológico em diferentes setores. Os valores de referência na Fase Quatro serão ajustados anualmente por tecnologia. A alocação gratuita poderá ser atualizada anualmente para refletir as mudanças na produção, se a mudança for superior a 15% em comparação ao nível inicial, com base na média móvel de 2 anos (ICAP, 2020).

A Reserva de Estabilidade de Mercado (MSR) será fortalecida. Está previsto que entre 2021 e 2023, 24% do excedente será colocado no MSR, em vez da taxa regular de 12%. E, a partir de 2023, as licenças custodiadas no MSR que excedam o volume do leilão do ano anterior serão invalidadas. Os Estados-Membros também podem invalidar uma parte das licenças para refletir políticas adicionais no setor de energia setor, por exemplo, uma eliminação gradual do carvão. Outras mudanças previstas para esta fase são novos mecanismos de apoio financeiro para promover a inovação de baixo carbono e apoiar os esforços de modernização do setor e os

setores de energia dos Estados Membros de baixa renda (ICAP, 2020). A Figura 3.3 demonstra esquematicamente as 4 fases da SCE-EU.

Figura 13: Fases do SCE -UE

Fonte: Elaboração própria

O sistema de Monitoramento Reporte e Verificação (MRV) do SCE europeu é feito pelo por meio relatório anual de auto-relato, baseado em um modelo de dados eletrônicos, elaborados pela Comissão Europeia. A verificação é realizada por auditores independentes credenciados. Da terceira fase em diante, novos regulamentos foram publicados para monitoramento e modelo de relatórios, bem como para verificação e credenciamento de auditores. Um plano de monitoramento é necessário para cada instalação e operador de aeronave (ICAP, 2018).

O SCE-EU permite uso de créditos de redução de emissão (CER, sigla em inglês) previsto no Protocolo de Kyoto para compensações de emissões. Na primeira fase, o uso de créditos de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) e de Implementação Conjunta (IC) podiam ser usados de maneira ilimitada. No entanto, devido ao excesso de permissões no mercado, nenhum crédito foi utilizado na primeira fase. Na fase 2 (2008-2012), os agentes participantes do SCE foram autorizados a utilizar créditos MDL e IC até um certo limite percentual determinado, nos respectivos Planos Nacionais de Alocação de seus países. Na terceira fase os créditos para compensações só puderam ser utilizados se estivessem vinculados a projetos em países em desenvolvimento. A utilização total de créditos para fase 2 e a fase 3 puderam

representar até 50% do total de redução no âmbito do SCE da UE nesse período (~1,6 Gt CO_{2e}). Não está previsto o uso de compensações na Fase 4 (ELLERMAN, 2016).

3.2.1.2 Impacto do SCE UE no setor elétrico e na redução das emissões

No SCE europeu, o setor de energia elétrica, objeto desta tese, atualmente tem 100% de suas permissões alocadas por meio de leilões. Os leilões são realizados pelos governos nacionais de acordo com a meta estabelecida pelo setor. Os geradores fazem seus lances considerando o volume de seus contratos e previsões demanda futura, com a possibilidade de extinção facultativa para ações de modernização do setor elétrico, em determinados Estados-Membros. Em linha com o marco regulatório para o clima e a energia para 2030, os Estados-Membros com PIB per capita abaixo de 60% da média da UE em 2013 podem fazer uso opcional da alocação gratuita na quarta fase (ICAP, 2020).

Desde 2005, as emissões de CO₂ do setor elétrico diminuíram em cerca de 36,6%. Durante o mesmo período, a intensidade de carbono da geração de energia elétrica diminuiu 35% (Eurostat, 2020). De acordo com o relatório da I4CE, o principal vetor para a queda das emissões de GEE do setor energético veio da implantação de fontes renováveis de energia no período 2005-2018. Os empreendimentos de energia renovável contribuíram com uma redução das emissões de CO₂ de 361 MtCO₂ (I4CE, 2020). No entanto, de acordo com o Relatório “2020 State of the EU ETS Report” da União Europeia, embora o SCE da UE tenha desempenhado um papel na implantação de fontes de energia renováveis historicamente não tem sido o principal impulsionador, mas um dos colaboradores.

Com o aumento dos preços das permissões subindo nos últimos anos e a queda nos preços das energias renováveis, o sistema europeu está se tornando um fator cada vez mais relevante. Os preços elevados das permissões têm sido vistos como um gatilho efetivo para uma mudança no uso de combustíveis intensivos em carbono intensivo para combustíveis mais limpos, como é o caso da mudança do carvão para o gás. Isso indica que a mudança de combustível provavelmente contribuiu fortemente para as grandes reduções de emissões verificadas em 2019, e que o preço das permissões desempenhou um papel importante nesse sentido (KOCH; GROSJEAN; EDENHOFER, 2020).

Para ilustrar melhor a influência do preço das emissões nas fontes de geração de energia elétrica, o Relatório “2020 State of the EU ETS Report” examina a fonte de geração de energia na Alemanha e Espanha. Em ambos os países, a geração de energia a partir do carvão mineral caiu, ao passo que a energia elétrica gerada utilizando gás natural aumentou substancialmente, decorrente de mudanças na ordem de mérito, como é possível observar na figura 14. Devido à sua alta intensidade em carbono, as permissões de emissões com preços mais altos, tornaram o preço do carvão mais caro em relação ao gás natural. Na UE como um todo, a energia gerada por carvão caiu 25% em 2019 em comparação com 2018, para 431 TWh, enquanto a energia gerada por gás aumentou 17,6% para 520 TWh. Isto fornece mais evidências da magnitude da troca de combustível que ocorreu em 2019 (MARCU, 2020).

Figura 14: Evidência de substituição de combustíveis na Alemanha e Espanha, 2018 - 2019

Fonte: Adaptado de ISE Franhauser, REE, 2020

3.2.1.3 Breve considerações finais sobre o SCE-UE

Apesar do SCE europeu ser o maior e mais avançado mercado de carbono em funcionamento no mundo, desde sua implementação, em 2005, o sistema passou por reformas

para contornar seus problemas. Entre eles, o principal foi aquele resultante da alocação gratuita de permissões, que levaram a lucros inesperados em alguns setores e ao colapso dos preços em 2007. A segunda fase foi marcada pela crise econômica de 2008 e, consequentemente, pelo excesso de oferta de permissões que mantiveram os preços das permissões em níveis baixos. Na terceira fase, de 2013 a 2020, tem se observado a consolidação e harmonização dos problemas iniciais. Nesta fase foram introduzidos mecanismo de gestão de preço, como o adiamento de leilões e a Reserva de Estabilidade de Mercado,

No que concerne as emissões do setor elétrico cobertas pelo SCE até o momento diminuíram em mais de 36,5% durante a Fase 3. Em 2019, uma parte da queda nas emissões ocorreu devido a uma grande quantidade de troca de combustível em plantas termelétricas. O aumento do preço do carbono combinado com os preços historicamente baixos do gás contribuiu para a queda das emissões. No entanto, é difícil atribuir a totalidade dessa queda ao aumento do preço das permissões, uma vez que, nos últimos anos, tem se observado crescimento anual da penetração das energias renováveis no mix de energia dos países decorrente de estímulos de outras políticas, como as de *feed-in tariffs* (MARCUS, 2020).

No entanto, será necessário acompanhar se o mecanismo de gestão de preço introduzido em 2019 será suficiente para manter o sinal de preços forte e encorajar a inovação tecnológica, a substituição de tecnologias intensivas em carbono por tecnologias mais limpas, no lado da oferta, e induzir mudanças de comportamento por parte dos consumidores, pelo lado da demanda.

3.2.2. O *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) dos EUA

O *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) foi o primeiro sistema de comércio de emissões mandatório dos Estados Unidos, formado pelos estados de Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, New Jersey, Rhode Island e Vermont. O sistema teve início em 2009 e, atualmente está na sua quarta fase (2018-2020), com previsão de início da quinta fase em 2021. Participam do SCE do RGGI 165 empreendimentos apenas do setor de geração termelétrica que utilizam combustíveis fósseis, com capacidade superior a 25 MW (WB, 2018).

O SCE do RGGI cobre 82,4 MtCO₂, o equivalente a 20% das emissões de GEE desses estados. O SCE do RGGI tem como meta reduzir 50% as emissões abaixo dos níveis de emissão regional 1990 em 2020; e, para 2030, a meta é reduzir 30% em relação aos níveis registrados em 2020. Para atingir essas metas, foi estabelecido que o fator anual de redução de teto de emissões, entre 2014 e 2020, é de 2,5% ao ano; e está previsto que entre 2021 e 2030, o fator de redução anula passe para 3% ao ano, resultando em um teto de emissões em 2030 de 50MtCO₂ (ICAP, 2020).

No que concerne à alocação, a grande maioria das Permissões de emissão para cada estado da RGGI é distribuída trimestralmente por meio de leilões regionais, usando o formato de preço uniforme de oferta selada em rodada única (*single-round, sealed-bid uniform price*). Os leilões são abertos a todas as partes interessadas e com um lance máximo de 25% das licenças leiloadas por leilão trimestral. O SCE permite usar Permissões não utilizadas (*banking*) em períodos futuros, sem restrições. Cada estado membro tem o seu próprio órgão regulador e estatutário. Além disso, o desenvolvimento e implementação do RGGI é apoiado pela cooperativa sem fins lucrativos, RGGI Inc. (ICAP, 2018).

O monitoramento dos dados de emissões é realizado com base nos registros da base de dados do *Clean Air Markets*, uma divisão da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (US EPA). Os dados da Agência servem de base para a definição do volume de Permissões que serão leiloados no próximo trimestre. Assim, dados são então transferidos automaticamente para a plataforma eletrônica *CO₂ Allowance Tracking System* do RGGI, que está disponível publicamente.

O RGGI passou por dois processos de revisão que resultou na atualização da Regra Modelo e maior redução do teto de emissões. A primeira ocorreu ao final da Fase I, em 2011, e resultou em uma redução de 45% do teto de emissões a partir de 2012, motivada pelas emissões registradas muito abaixo do teto de 165 MtCO₂. A segunda revisão de 2017, ainda buscando evitar uma sobre oferta de Permissões, como observado nas primeiras fases, determinou a implementação de uma reserva de contenção de emissões (ECR), a partir de 2021. O mecanismo tem o objetivo de ajustar automaticamente o teto de emissões se o preço das Permissões for negociado abaixo do esperado. Adicionalmente, em 2014, foi criada a reserva de contenção de custo (CCR, sigla em inglês), no qual Permissões eram vendidas no mercado

sempre que um preço teto fosse alcançado. Desta forma o RGGI irá contar com um teto de emissões adaptativo, conforme pode ser observado na figura 3.5.

Figura 3.5: Teto de Emissões Adaptativo – RGGI

Fonte: Hoagland, 2019

Uma característica importante do RGGI é o resultado dos reinvestimentos das receitas de US\$ 3,2 bilhões arrecadadas nos leilões de energia desde seu início. Essas receitas tem sido reinvestidas no seus Estados de origem em investimentos de eficiência energética, projetos de energia renováveis, apoio para residências de baixa renda, entre outros (RGGI, 2020). Além disso, uma das principais lições aprendidas da experiência do RGGI é a necessidade de revisão periódica e ajustes no teto emissões para que o objetivo de redução das emissões do SCE seja cumprido.

3.2.3. O Sistema de Comércio de Emissões da China

O sistema nacional de comércio de emissões da China foi aprovado em 19 de dezembro de 2017, tem a previsão implementação em 2021 e irá se tornar o maior mercado de carbono do mundo. Com uma cobertura de emissões de 3.300 MtCO₂e ao ano, exclusivamente para o setor elétrico, o SCE cobrirá 30% das emissões de GEE totais do país. O SCE chinês pretende

abranger cerca de 1.700 empresas de geração termelétrica que consomem mais de 10 mil toneladas de carvão padrão equivalente (tce) ao ano (ICAP, 2020).

Suas metas de mitigação de emissões fazem parte do acordo de Paris e visam reduzir entre 40% e 45% a intensidade de carbono em relação aos níveis de 2005. No entanto, suas emissões vão continuar crescendo ao longo da década de 2020 e a meta é que elas cheguem em seu máximo em 2030. O país também se comprometeu, em sua NDC, a reduzir suas emissões entre 60% e 65% dos níveis de 2005. O SCE cobre apenas as emissões de CO₂ e a alocação das permissões entre agentes se dá por alocação gratuita (ICAP, 2019).

O SCE será implantado em três fases. A primeira fase, com duração de cerca de um ano, focará no desenvolvimento da infraestrutura do mercado. Na sequência, a segunda fase, com duração de um ano, será dedicada à simulação de comércio de emissões. Na terceira fase, a partir de 2020, prevê-se o aprofundamento e expansão gradual do sistema para outros setores incluindo o químico, petroquímico, materiais de construção, aço, metais não ferrosos, papel e aviação. A Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (NDRC) está elaborando a regulação para o MVR do sistema chinês, no entanto, a previsão é que o monitoramento seja realizado em relatórios com periodicidade anual.

A experiência de SCE da China irá incorporar as lições aprendidas de seus 8 SCE pilotos implementados a nível subnacional. Na Tabela 3, nas seções anteriores, é possível ver que até 2020, China possui 8 sistemas implementados a saber: Beijing, Chongqing, Fujian, Guandong, Hubei, Shanghai, Shenzhen e Tianjin. A maioria das iniciativas chinesas tiveram início em 2013 e 2014, sendo Fujian a mais recente a entrar em vigor, em 2016. O teto de emissões desses sistemas varia de 50MtCO₂, de Beijing, a 645MtCO₂ de Guandong. Os métodos para a definição dos tetos vão desde métodos baseados no histórico de emissões, passando por métodos baseados no nível de produção, a métodos que se baseiam em *benchmarking*. Todas as experiências cobrem apenas as emissões de CO₂, com exceção de Chongqing que cobre também CH₄, N₂O e gases perfluorados (ICAP, 2020).

Como relação ao método de Permissões, observa-se que o método predominante é a Alocação Gratuita em todas as 8 iniciativas regionais. Tal fato demonstra uma preocupação com a competitividade dos setores abrangidos pelos SCE. Uma característica desses sistemas é a combinação de metodologias de alocação baseadas em emissões históricas (*Grandfathering*)

e *Benchmarking*. Sistemas como Beijing, Tianjin, Shanghai e Guangdong distribuem permissões baseadas no histórico de emissões para alguns determinados setores, como setor de produção de aço, e baseadas em benchmarking para novas instalações, setor de geração energia elétrica, cimento por exemplo. No entanto, apesar da predominância da alocação gratuita, os SCE de Guangdong, Hubei Shanghai e Tianjin também leiloem uma pequena parte das Permissões (ZHANG, 2017).

Outro ponto importante a ser destacado refere-se aos setores cobertos. Todos os 8 SCE incluem os setores de geração de energia, por sua alta dependência do carvão como fonte de geração, e o setor industrial. Em algumas iniciativas, com o Beijing, Shanghai e Shenzhen, o setor de transporte é coberto pelo sistema. Adicionalmente, cabe destacar ainda as iniciativas de Fujian, Guangdong e Tianjin de incluir o setor de aviação. No total, cerca de 3.175 empresas são cobertas pelos SCE (ICAP, 2020)

Com relação ao MRV, os SCE pilotos da China exigem que a contratação de estudos para desenvolver antecipadamente um plano de monitoramento que inclua fontes de emissões e métodos de medição. No entanto, nas províncias de Chongqing e Shenzhen não é obrigatório a elaboração de planos de monitoramento, embora exijam que os entes regulados submetam um relatório anual, incluindo a quantidade total de emissões, consumo de combustível, medidas de monitoramento e ações de mitigação. A Comissão Local de Desenvolvimento e Pesquisa (DRC) é responsável pelos mecanismos MRV para o piloto da China. Além disso, todos os sistemas subnacionais permitem que certificados de compensações sejam usados para cumprir com a conformidade dos sistemas (ZHANG, 2017).

Assim, apesar das algumas diferenças, SCE pilotos tem explorados mecanismos diferentes de implementação de mercado de emissões, tanto em relação à determinação do teto de emissões, passando por combinações de métodos de alocação e diferentes níveis de instrumentos de MRV.

3.2.4. O Sistema de Comércio de Emissões do México

A reforma da *Ley General de Cambio Climático*, publicada em 13 de julho de 2018, criou o Sistema de Comércio de Emissões (SCE) mexicano que se iniciou em janeiro de 2020 com um Programa Piloto de 36 meses de duração. O México acredita que o SCE é um instrumento chave para a promoção do desenvolvimento baseado no baixo carbono e no cumprimento de

suas metas climáticas setoriais, pois gera um contexto confiável e flexível para reduzir os gases GEE. Por meio deste instrumento, o governo do mexicano convida a indústria mexicana a participar ativamente na busca por um desenvolvimento sustentável e na geração de emprego de maior qualidade. Em outubro de 2010, a Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Naturais (SEMARNAT) publicou as Bases Preliminares do Programa Piloto do SCE. Nelas foram estabelecidos os elementos do desenho do SCE mexicano (SERMANAT, 2020).

No seu conjunto, como estabelece a *Ley General de Cambio Climático*, o Programa Piloto tem duração de 3 anos, divididos, por sua vez, em duas fases. Uma Fase Piloto (2020-2021) com o objetivo de testar o desenho do sistema; e uma fase de transição, entre a fase piloto e a fase operacional completa no ano de 2022. As Permissões podem se acumular entre os anos de cumprimento (*banking*), mas não serão válidas na fase operativa. No entanto, os Créditos de Compensação (*offsets*) não utilizados durante a Fase Piloto poderão ser utilizados na seguinte fase operativa (GIZ, 2019).

No México, o teto (*cap*) estabelecido para os 3 anos do Programa Piloto foram determinados com base no histórico de informação reportado ao RENE e as metas climáticas, estabelecidas na *Ley General de Cambio Climático*. O teto estabelecido para o Programa Piloto foi de 271,3 MtCO₂, o que representa mais de 30% das emissões nacionais. Os setores cobertos pelo SCE são o setor industrial e o setor de energia, este último dividido no subsetor de hidrocarbonetos e o subsetor de geração de energia elétrica. Estes representam mais de 90% das emissões reportadas pelo *Registro Nacional de Emisiones (RENE)*. No SCE participam apenas as instalações cujas emissões diretas tenham sido superiores a 100 mil toneladas de CO₂ em qualquer dos anos a partir de 2016. Isto representa cerca de 300 instalações. O Programa Piloto cobre unicamente emissões diretas de CO₂ de fontes fixas provenientes de processos industriais e a combustão de combustíveis fósseis (SERMANAT, 2020).

Para facilitar a entrada da indústria neste novo instrumento e cumprir com a determinação do Congresso, foi definido que Programa Piloto não deve ter efeito econômico. Desta forma, a distribuição das Permissões, durante a fase piloto, será feita de forma gratuita, com base nas emissões históricas e metas climáticas do país. Adicionalmente, e com a finalidade de adquirir experiência na utilização do mecanismo de Leilões, a SEMARNAT pode implementar um período de leilões a partir do segundo ano do Programa. As Permissões que

serão leiloadas virão de uma reserva de leilões, estabelecida para esta finalidade, que é adicional ao teto e contém Direitos de Emissões (Permissões) equivalente a 5% do teto (SERMANAT, 2020).

Para a comercialização das Permissões foi criado um sistema de acompanhamento dos Direitos de Emissões, uma plataforma eletrônica no qual são registradas tanto as negociações das Permissões entre as instalações, quanto a entrega dos Direitos de Emissão à autoridade para demonstrar o cumprimento. Os projetos de mitigação elegíveis para gerar créditos de compensação (offsets) devem ser realizados no território mexicano, cumprindo os protocolos desenvolvidos pela SEMARNAT e estar inscritos no Registro Nacional de Emissões.

Os agentes regulados pelo SCE podem utilizar os créditos de compensação pelo equivalente de até 10% de suas obrigações. Os agentes são também responsáveis por monitorar as emissões dos períodos com base no seu Plano de Monitoramento, elaborado por cada instalação, com base no guia publicado pela SEMARNAT. Ao final de cada ano, os agentes regulados devem entregar um relatório verificado destas emissões. No caso do não cumprimento, o Programa Piloto não contempla sanções econômicas. Entretanto, para cada Permissão faltante para cumprir com as emissões verificadas, serão descontadas as Permissões na primeira distribuição da Fase Operacional (posterior à fase piloto) do SCE.

A SERMANAT é responsável pelo desenho, gestão, operação e revisão do Programa Piloto do SCE. Além disso, a Secretaria tem o apoio do Instituto Nacional de Ecologia e Mudança Climática (em tradução livre) para realizar uma avaliação da efetividade e resultados do Programa Piloto, e poderá convocar os representantes da sociedade civil e das instituições acadêmicas para receber suas opiniões sobre a efetividade deste instrumento.

A principal característica do SCE foi seu processo de planejamento e estratégia de implementação do sistema. Visando a garantir apoio social e político, o México investiu em um amplo diálogo e treinamento com representantes do setor privado para o desenho do Sistema. Isto permitiu que as principais questões dos setores abrangidos pudessem ser incorporadas no processo de formulação do desenho regulatório e desenvolvimento dos instrumentos e órgãos necessários para o funcionamento do SCE mexicano (ICAP, 2020).

3.3. O Sistema de Comércio de Emissões em Mercados de Energia Elétrica

A interação dos mecanismos de precificação de carbono com regulamentação setorial é particularmente relevante para o setor elétrico. O setor elétrico, além de ser o setor que, individualmente, mais contribui para as emissões de GEE, possui diferentes níveis de regulação ao redor do mundo (ACWORTH, 2019). Em 2017, as emissões a nível global do setor elétrico contribuíram com 41% das emissões de CO₂, sendo que 72,6% das emissões globais de eletricidade foram geradas a partir da queima de carvão (IEA, 2019). Por ser um setor com diversos níveis de regulação, os mecanismos de precificação de carbono precisam considerar as especificidades de cada país.

A eletricidade é produzida a partir de diversas fontes de energia primárias como o carvão, gás natural, biomassa, eólica, solar, hidrelétrica, nuclear entre outras. A parcela que cada país utiliza de cada fonte de energia constitui a matriz elétrica, que difere entre os países de acordo com suas características geográficas e geológicas particulares. A matriz elétrica de cada país influencia tanto o nível de emissões de GEE quanto o custo marginal da energia elétrica produzida. Além disso, a produção de eletricidade é caracterizada pelo uso sequencial das fontes e tecnologias de produção, em função dos custos. A demanda é atendida pela produção das usinas em ordem crescente de seus custos marginais de produção, ou seja, pela ordem de mérito (KIRAT & AHAMADA, 2011).

Reduzir as emissões do setor elétrico costuma ser mais barato do que em outros setores (ACWORTH, 2019). No setor elétrico geralmente há espaço para ações de eficiência energética e para a introdução de novas tecnologias para produção de eletricidade a partir de fontes renováveis que, combinadas com a tendência de eletrificação dos setores de aquecimento e transporte, tem o potencial de contribuir com a descarbonização da economia mundial. Assim, grandes níveis de redução de emissões são necessários, tanto no nível doméstico, para cumprir com as metas de Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), quanto no nível global para atingir emissões líquidas nulas no ano de 2050, conforme proposto no Acordo de Paris.

Para que um Sistema de Comércio de Emissões (SCE) alcance reduções de emissões necessárias de maneira custo-eficiente, o ideal é que os mercados funcionem livremente e possam transmitir sinais de preço uniformes e não distorcidos a todos os agentes econômicos

(MONTGOMERY, 1992). Ou seja, o bom funcionamento de SCE deve permitir que o custo das Permissões possa se refletir livremente no preço de bens intensivos em carbono e que os atores (agentes) econômicos sejam livres para ajustar suas operações econômicas e decisões de investimento.

Para o setor elétrico, isso implica que um SCE será mais eficiente se operar em mercados no quais: (i) os clientes possam escolher seu fornecedor de eletricidade (sua distribuidora); (ii) exista a separação da oferta, geração e transmissão, garantindo a concorrência nos mercados de atacado e varejo; (iii) as plantas geradoras são despachadas com base em seu mérito econômico; (iv) os reguladores sejam independentes e designados para monitorar a mercado. Nessas condições, um mercado líquido de Permissões, onde a descoberta dos preços é facilitada por meio de Leilões e onde não há distorção de Alocações Gratuitas de Permissões, levará a redução custo-efetiva das emissões (ACWORTH, 2018; BOUTE E ZHANG, 2017).

Em mercados perfeitos, a precificação do carbono indica que os preços da Permissão no setor de energia criam pelo menos três níveis principais de incentivos para reduzir as emissões: (i) Mudanças na ordem de mérito do despacho de eletricidade; (ii) Incentivos para investimentos menos intensivos em carbono no fornecimento de energia; e (iii) Redução na demanda de eletricidade.

Em mercados de eletricidade competitivos, a precificação do carbono eleva o custo variável de curto prazo dos combustíveis fósseis com base em seu conteúdo de carbono, alterando os custos marginais de produção. Ao incluir o custo das permissões nos custos variáveis das usinas termelétricas que utilizam carvão, óleo diesel ou gás natural, por exemplo, seus custos marginais tendem a ficar mais caros que os custos marginais das fontes de baixo carbono, alterando a ordem de mérito, como está ilustrado na figura 15. Isto reduz não apenas as emissões diretas dessas usinas como também reduz sua lucratividade devido ao menor despacho, tornando-as menos competitivas e incentivando seu descomissionamento ao longo do tempo (KEPPLER, 2010).

Figura 15: Impacto de SCE na ordem de mérito de despacho de eletricidade

Fonte: Adaptado de ISE Franhauser, REE, 2020

A precificação do carbono e a consequente mudança da ordem de mérito influenciam a competição econômica entre as tecnologias. A alteração dos preços marginais incentiva o investimento em tecnologias menos intensivas em carbono, tornando as usinas que utilizam tais tecnologias relativamente mais lucrativas. O incentivo ao investimento é motivado, em parte, pelas expectativas do valor presente líquido das receitas, já com os efeitos do preço das Permissões, e todos custos operacionais de investimentos. O SCE muda a estrutura de custos relativos da capacidade de geração em favor dos geradores de baixas emissões (HIBBARD et al, 2017).

No que se refere à redução na demanda de eletricidade, como em mercados competitivo preço de carbono é repassado aos consumidores finais, espera-se que preços mais altos na eletricidade, devido ao custo do carbono, incentivem tanto os grandes consumidores do mercado livre quanto os consumidores do mercado cativo a reduzirem por meio da melhoria da eficiência e conservação do uso da energia. (SIJM, CHEN, HOBBS, 2012).

Entretanto, diferentes formas de regulamentação do setor elétrico interagem com os SCE no mundo real. Essas diferentes regulações podem impedir ou alterar a forma como os participantes respondem ao sinal de preço das permissões, reduzindo a eficiência e eficácia do SCE. Os governos geralmente intervêm nos mercados de livre formação de preço de energia elétrica visando proteger seus consumidores de picos de preços, uma vez que a energia elétrica

é um bem essencial para a sociedade. Essas intervenções nos preços limitam o repasse do preço do carbono aos consumidores e distorcem os efeitos da ordem de mérito (BOUTE, ZHANG, 2017).

Na próxima seção serão analisadas quatro principais organizações de mercados de energia elétrica no mundo. Segundo Acworth (2018) estas representam as quatro principais interferências governamentais no setor de energia elétrica, a saber: (i) mercados liberalizados com preços de varejo regulados (ii) mercados com preços de geração regulados; (iii) despacho administrado; e (iv) mercados regulados e / ou com investimentos centralmente planejados.

3.3.1. Mercado com preços de eletricidade de varejo regulados

Os órgãos reguladores podem regular os preços de varejo para alcançar alguns objetivos, como por exemplo, limitar o impacto do aumento dos preços de energia elétrica nas residências e outros consumidores finais ou ampliar o acesso à energia elétrica. Em um mercado com preços de eletricidade regulados, o impacto de um SCE sobre o consumo final de eletricidade depende de dois fatores principais. Primeiro depende do nível de repasse dos custos das permissões autorizado pelo órgão regulador nas tarifas de eletricidade. Segundo, depende da elasticidade da demanda, isto é, do quão sensível é o comportamento do consumidor às mudanças de preços (OCDE, 2016).

Além desses fatores, uma série de barreiras regulatórias e tecnológicas podem impedir tais repasses de custos para os consumidores finais. Por exemplo, os governos, por meio de regulação setorial, podem manter os preços da eletricidade artificialmente baixos para proteger consumidores vulneráveis. Se os preços forem definidos abaixo dos níveis de recuperação de custos de investimentos, eles podem impedir que os geradores e distribuidoras de energia recuperem o custo das Permissões, limitando as receitas, lucros e novos investimentos de baixo carbono (COADY, 2015).

Já no caso no qual o órgão regulador autorize que as tarifas possam refletir os custos marginais da eletricidade em tempo real, seria necessária a adoção de tecnologia mais sofisticadas de mediação e gestão do uso da eletricidade pelos consumidores cativos para sua efetiva implementação. No entanto, isto pode ser inviável em grande parte dos mercados ao

redor do mundo. Além disso, em alguns mercados os agentes do setor elétrico podem pressionar as autoridades competentes e garantir a distribuição gratuita de permissões, distorcendo preços e resultados esperados dos SCE. (BARON, *et al.*, 2012).

As barreiras regulatórias aos repasses de custos podem ser superadas por meio de três principais métodos: (i) a inclusão de grandes consumidores no escopo do SCE para cobrir as emissões indiretas; (ii) por meio da criação de um encargo na tarifa que refletisse o custo das Permissões; e (iii) por meio de leilões de consignação. No caso da inclusão de consumidores de eletricidade dentro do escopo do SCE, o teto de emissões do SCE cobriria tanto as emissões diretas dos produtores de energia elétrica quanto as emissões indiretas associadas ao consumo de eletricidade dos grandes consumidores de eletricidade no setor industrial. Todavia, este método pode incorrer em dupla contagem, pois são necessárias permissões do lado da geração e consumo de eletricidade. O escopo pode ser estendido também para abranger grandes consumidores de edifícios de escritórios, hospitais, como na China e na Coreia do Sul (JIANG, *et al.*, 2014; MUNNINGS; *et al.*, 2014;).

Na Coreia do Sul os custos de carbono não podem ser livremente refletidos nos preços de eletricidade. No mercado sul coreano de eletricidade os preços são determinados com base no Custo Bruto, no qual o custo de produção mais uma taxa de retorno são considerados na fixação dos preços. Em resposta ao desenho do mercado de eletricidade, o SCE da Coreia do Sul (KETS) impôs uma obrigação de cumprimento tanto aos grandes geradores quanto aos grandes consumidores. A obrigação de cumprimento é determinada pelo seu consumo de eletricidade e a intensidade média de carbono da rede elétrica (o fator de emissão). O fator de emissão é atualizado antes de cada período de compromisso (KIM & LIM, 2014).

A segunda alternativa para superar as barreiras aos preços regulados é o repasse de preços para alguns clientes por meio de um encargo adicional na tarifa de eletricidade. Esse encargo refletiria o preço de permissão do SCE e a intensidade de carbono da eletricidade consumida. Esta abordagem foi aplicada no já revogado Mecanismo Australiano de Precificação de Carbono (MUNNINGS, *et al.*, 2018). Esta abordagem também foi proposta para restabelecer um sinal de preço de subsídio para materiais intensivos em carbono na SCE-EU (ACWORTH, 2019). Uma vantagem desta abordagem é que ela não cria problema de dupla contagem.

Uma terceira opção seria a criação de leilões de consignação, no qual os agentes que recebem Permissões gratuitamente podem ser obrigados a oferecer suas licenças em leilões visando aumentar a liquidez do mercado e ajudar na descoberta de preços e na eficiência do mercado (ISMER *et al*, 2016). Esta abordagem é uma característica do SCE da Califórnia. Nele o administrador do SCE aloca licenças gratuitas para as Concessionárias de Serviços Públicos (*Investor Own Utilities – IOU*) visando garantir que os consumidores finais não sofram aumentos repentinos em suas tarifas energia elétrica decorrentes do SCE. Isto significa as concessionárias consignam suas permissões para leilão e compram de volta apenas as permissões que necessitam para cumprir (BURTRAW *et al.*, 2012). Como parte do processo de formação de tarifas, órgão regulador autoriza as concessionárias a incorporar previsões de custos do SCE nas tarifas de seus clientes e supervisiona a devolução de todos os recursos do leilão consignado ao setor residencial, pequenos negócios, e de emissões intensivas, de consumidores varejistas com preços de revenda (COOK *et al*, 2013).

3.3.2. Mercado com preços de eletricidade de geração regulados

Para proteger os consumidores de pico de preços, órgão regulador pode estabelecer (i) um teto/piso para o preço da energia elétrica; e/ou (ii) regular as tarifas em alguns mercados. Nesses mercados, a resposta dos geradores ao sinal de preços das permissões de um SCE depende do tratamento regulatório do custo do carbono nas tarifas (ELLERMAN, JOSKOW *et al*, 2008).

Nas situações em que o governo estabelece um teto de preço e/ou um piso de preços para a energia elétrica, observa-se uma distorção da energia, podendo levar a limitações na oferta no mercado de geração. Isto ocorre quando o regulador define o limite de preços abaixo do custo marginal do gerador, impedindo tanto a recuperação dos custos do gerador, aumentando o risco de falência, quanto a alteração da ordem de mérito, principal objetivo de um SCE (SJIM, 2012). Além disso, o aumento limitado dos preços, pode limitar o valor presente líquido (VPL) dos empreendimentos, comprometendo os incentivos a investimentos em tecnologias com baixo carbono (BARON; *et al*, 2012). Já a determinação de preços mínimos por parte do governo pode adiar as mudanças para alternativas de baixo carbono. Ao garantir as receitas dos geradores de combustíveis fósseis em contratos de longo prazo, os contratos de preços mínimos atrelam a matriz elétrica a uma infraestrutura intensiva em carbono, em vez de incentivar seu

descomissionamento (ICAP, 2018). Desta forma, nestes mercados, tanto o teto quanto piso de preços distorcem o sinal de preço das permissões no mercado de energia, com implicações significativas para o impacto do SCE nos investimentos, descomissionamento e comportamento do consumidor final.

No caso de mercados nos quais tarifas de geração de eletricidade são regulados, o comportamento dos geradores ao sinal de preço das permissões no âmbito de um ETS depende de dois fatores principais. O primeiro é a metodologia de cálculo que determina a tarifa e o segundo fator são os componentes tarifários de energia elétrica (BOUTE, 2019).

Nos mercados em que as tarifas são determinadas com base nos custos de geração, os custos das permissões podem se refletir no preço da eletricidade se os geradores são obrigados a comprar suas Permissões em leilão e estes puderem repassar o custo da permissão aos consumidores. No entanto, nesses mercados, os geradores termelétricos que utilizam fontes com alto teor de carbono tem poucos incentivos a substituir a tecnologia de suas plantas por tecnologias mais limpas ou descomissionar suas plantas, uma vez que podem recuperar totalmente o custo de compra de permissões. Nesses casos um incentivo indireto aos consumidores pode sinalizar a preferência por alternativas de baixo carbono (Baron *et al.*, 2012; BOUTE, 2017). Além disso, onde este tipo de regulação de tarifa é combinada com alocações de permissões gratuitas, o efeito seria nulo, como está ilustrado na figura 16.

Figura 16: Custos totais de Alocações de Permissões Gratuitas e por Leilões
Fonte: Adptado de Baron *et al*, 2012

Nos casos em que a metodologia de definição das tarifas de eletricidade são fixadas considerando (i) índices de desempenho das emissões; (ii) o valor das licenças compradas em leilão; e os geradores são autorizados pelo órgão regulador a repassar os custos das permissões aos consumidores finais por meio das estruturas tarifárias, os geradores têm um incentivo para gerar eletricidade a partir de fontes renováveis e os consumidores finais tendem a adotar medidas de eficiência energética, uma vez que os preços ficam mais altos.

Já nos mercados nos quais a regulação tarifária baseada na taxa de retorno, onde as taxas são determinadas pelas despesas de capital e depreciação, e não pelos custos totais, as empresas geradoras podem ter um incentivo em investir em novas tecnologias renováveis uma vez que as altas despesas de capital de investimentos com essas tecnologias tem retornos garantidos (BOHI; BURTRAW, 1992). Quando combinadas com leilões de permissões, os geradores terão um incentivo extra para investir em empreendimentos de baixo carbono já que reduz o número de permissões necessárias. Como o custo desse capital será refletido nas tarifas de eletricidade, os consumidores também tendem a reduzir suas emissões por meio do aumento de eficiência energética. No entanto, quando a regulação da taxa de retorno é combinada com a alocação gratuita, o incentivo ao investimento em capital de baixo carbono é removido e as operadoras podem investir igualmente em infraestrutura de alto carbono se isso aumentar sua base tarifária.

Para superar tais barreiras tarifárias, um Comitê de Preços com autoridade para estabelecer regras pode determinar como os custos geração, incluindo os custos de carbono, devem ser incorporados nas tarifas de eletricidade. Este comitê poderia estabelecer aumentos de preços pré-determinados que são automaticamente acionados em diferentes níveis do preço da permissão, por exemplo, ou analisar cada caso de maneira discricionária para garantir maior flexibilidade para lidar com imprevistos, como abruptas flutuações nos preços do ETS (ICAP, 2018).

3.3.3. Mercado com despacho administrado

Já em um mercado com um despacho administrado, como observado na China, as agências de planejamento determinam o despacho elétrico com base em abordagens administrativas combinadas com considerações técnicas, econômicas e políticas (HO, WANG & YU, 2017). O

órgão regulador estima demanda de eletricidade para o próximo período, geralmente por um ano, e, em seguida, aloca essa demanda entre os geradores. Quando isto ocorre, a operação do sistema não segue mais a abordagem de mínimo custo e as decisões de investimento não são orientadas pelos preços atuais e esperados do mercado. As usinas termelétricas com os custos variáveis mais baixos não seguem necessariamente a ordem de mérito e, portanto, os custos das Permissões de um SCE não alteram os custos marginais, anulando os efeitos de um SCE (KAHRL; WILLIAMS; HU, 2013).

Nesses mercados, as barreiras regulatórias do despacho administrativo podem ser superadas, por meio de adoção de alguns parâmetros ambientais. Entre essas medidas destaca-se o estabelecimento de parâmetros de baixo teor de carbono e critérios de eficiência dos combustíveis utilizados para a produção de energia elétrica, proporcionando assim um efeito semelhante no despacho que um SCE (KAHRL, WILLIAMS & HU, 2013). Em vez de minimizar custos, a ordem de mérito minimizaria as externalidades ambientais, incluindo as emissões de CO₂ e os geradores poderiam ser classificados de acordo com a eficiência de suas plantas ou por níveis de emissão (ICAP, 2018).

Como alternativa, a criação de um preço-sombra pode ser utilizada para superar as barreiras do despacho administrativo. Neste caso, um comitê ou órgão regulatório pode estabelecer um preço-sombra na determinação da ordem do despacho. Neste caso, o preço sombra orientaria o despacho de fontes de baixo carbono, mas não afetaria os preços pagos aos geradores. Esta abordagem está sendo considerada para fases futuras do SCE Sul-Coreano (ACWORTH *et al*, 2019).

3.3.4. Mercado com planejamento do investimento centralizado

Em mercados regulados e/ou nos quais os governos determinam centralmente os investimentos de expansão da geração, o impacto de um ETS é ambíguo. Nestes mercados o planejamento é centralizado porque alguns governos não estão seguros da capacidade dos mercados liberalizados em oferecer segurança no suprimento de eletricidade sem intervenção governamental, o que resulta na geração de eletricidade por empresas estatais (HANCHER; HOUTECLOCQUE; SADOWSKA, 2015).

Por um lado, os objetivos das empresas estatais de eletricidade podem estar mais amplamente relacionados ao bem-estar social, acesso à energia ou segurança energética, tornando-as menos sensíveis aos sinais e parâmetros do mercado do que as empresas privadas para as decisões de investimentos em expansão da oferta. Por outro lado, as condições especiais de financiamento que os governos tendem a oferecer às empresas estatais, como baixas taxas de financiamento, baixas taxas de retorno, subsídios, acesso à informação, isenções tributárias, entre outros, podem reduzir os custos de capital e, portanto, criar incentivos ao investimento em energias renováveis (ACWORTH, 2018; PRAG, RÖTTGERS, SCHERRER, 2018).

Para superar as barreiras estabelecidas em mercados com a ampliação do parque gerador determinado pelo governo, pode ser determinado que o Órgão Central de Planejamento de Investimento que considere, em seus parâmetros de investimentos, os preços futuros esperados das permissões em um SCE. Nestes casos, o custo de carbono pode ser incluído como preços-sombra (sem encargos reais) ou encargos adicionais nas análises de custo-benefício dos investimentos. Essa abordagem não é nova, com reguladores de serviços públicos nos Estados Unidos incorporando custos ambientais adicionais quantificados no cálculo da decisão para identificar investimentos de menor custo nos anos 90. O valor quantificado dos custos ambientais foi referido como 'adicionadores' ambientais, pois foram adicionados aos custos privados para fornecer um custo total de geração de eletricidade (PALMER *et al* 2017).

A inclusão de um encargo adicional entre os parâmetros de investimento vem sendo considerado como uma das opções para incluir custos climáticos no planejamento do setor elétrico. No entanto, o valor e a metodologia em que estes encargos ambientais adicionais devem ser aplicados requer atenção às regulamentações ambientais vigente nas diferentes jurisdições. O resultado desses encargos pode ser potencializado se, além de orientar as decisões de investimento, eles também possam ser refletidos nas tarifas de eletricidade. (TSCHIRHART, 1994; BURTRAW, HARRINGTON & KRUPNICK, 1995; JOSKOW, 1992).

A Tabela 4 ilustra os principais instrumentos que podem ser utilizados para cada tipo de mercado discutidos nesta seção.

Tabela 4: Instrumentos para superar barreiras regulatórias por tipo de regulação de mercado de energia elétrica

Tipos de Mercado de Energia	Instrumentos para Superar Barreiras Regulatórias
Liberalizado com preço de varejo regulados	<ul style="list-style-type: none"> - Leilões de consignação; - Comitê de preços; - Coberturas de emissões indiretas de grande consumidores
Preço de geração regulado	
Despacho Administrado	<ul style="list-style-type: none"> - Introdução de Encargos adicionais - Introdução de parâmetros ambientais para despacho
Com investimentos planejados centralmente	<ul style="list-style-type: none"> - Introdução de Comitês de Investimentos; - Comitê de Preços

Fonte: Elaboração própria

3.4. Principais destaques do Capítulo 3

Conforme visto neste capítulo, o *Sistema de Comércio de Emissões* vem se consolidando com um instrumento eficaz para internalizar as externalidades decorrentes das emissões de GEE. Até julho de 2020, operavam globalmente 21 iniciativas de *SCEs* em diferentes níveis de governos, cobrindo 6GtCO₂ de GEE. Está previsto, para 2021, a implementação do SCE Chinês, com potencial de se tornar o maior mercado de emissões de GEE do mundo, ampliando a cobertura de GEE para 9 GtCO₂ (WB, 2020; ICAP, 2020).

Entre as experiências relevantes, destaca-se o Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (SCE-UE). Este sistema, que cobre 45%, é o maior e mais avançado mercado de carbono em funcionamento em âmbito global. O referido Sistema está em vigor desde 2005 e abrange 28 Estados Membros, além de Noruega, Islândia e Liechtenstein.

O SCE-UE, por estar em vigência a mais de uma década, passou por algumas reformas em suas distintas fases visando o aperfeiçoamento do instrumento. A primeira fase, considerada

de aprendizado, foi caracterizada pelo método de alocação gratuita das *Permissões* de emissões que levaram, primeiramente, a lucros inesperados em alguns setores. Em 2007 observou-se um colapso dos preços da *Permissões*, devido à oferta excessiva e à impossibilidade de guardá-las para serem utilizadas na fase seguinte. A segunda fase foi marcada pela crise econômica de 2008 e, consequentemente, pelo excesso de oferta de *Permissões*, que mantiveram os preços das permissões em níveis baixos. Na terceira fase, de 2013 a 2020, observou-se a consolidação do SCE e harmonização dos problemas iniciais. Nesta fase, as alocações passaram a ser realizadas por meio de leilões para alguns setores, como o setor elétrico, e foram introduzidos mecanismo de gestão de preço, como o adiamento de leilões e a introdução *Reserva de Estabilidade de Mercado*.

No que concerne as emissões do setor elétrico até o momento diminuíram em mais de 36,5%. Em 2019, uma parte da queda nas emissões ocorreu devido à substituição de combustíveis de carvão para gás natural em plantas termelétricas. O aumento do preço do carbono combinado com os preços historicamente baixos do gás contribuiu para a queda das emissões. No entanto, é difícil atribuir a totalidade dessa queda ao aumento do preço das *Permissões*, uma vez que, nos últimos anos, tem se observado crescimento anual da penetração das energias renováveis no mix de energia dos países decorrente de estímulos de outras políticas, como as de *feed-in tariffs*.

O *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) foi o primeiro sistema de comércio de emissões mandatório dos Estados Unidos. Este Sistema é exclusivo para o de geração termelétrica que utilizam combustíveis fósseis, com capacidade superior a 25 MW. Por estar em vigência desde 2009, o RGGI acumula algumas lições aprendidas. A principal delas é a necessidade de revisão periódica e ajustes no teto emissões. O RGGI, em sua primeira fase, estabeleceu um teto de emissões muito acima do volume efetivo de emissões observado. Isto levou o sistema a passar por duas revisões e culminou com o desenvolvimento de mecanismo de teto adaptativo, que se ajusta automaticamente sempre que o preço das *Permissões* atinge um pico ou um piso.

O *Sistema de Comércio de Emissões* da China está previsto para ser implementado em 2021. Quando implementado ele irá se tornar o maior mercado de comercialização de *Permissões* de emissões. O SCE chinês deverá cobrir cerca de 3.300 MtCO₂ ao ano,

provenientes exclusivamente do setor de geração de energia elétrica. Além disso, o novo sistema deve incorporar as experiências dos seus 8 programas pilotos regionais que vem sendo desenvolvidos desde 2013. Estas experiências aplicaram diferentes métodos de definição de teto de emissões, abrangeram diferentes números de setores, testaram diferentes métodos e combinações de alocação de *Permissões*, bem como diferentes níveis e formas de *Monitoramento, Reporte e Verificação*.

O SCE do México foi implementado em janeiro de 2020 e conta com um Programa Piloto de 36 meses de duração. O SCE mexicano cobre o setor industrial e os setores de energia, tanto o setor elétrico quanto a cadeia da produção de combustíveis. O SCE tem como meta 271,3MtCO₂, com um método de alocação gratuita de *Permissões*. A principal lição aprendida do SCE foi seu processo de planejamento e de estratégia de implementação do sistema. O governo mexicano investiu tempo e recursos para fomentar um amplo diálogo com representantes do setor privado buscando uma ampla aceitação social e política. Isto permitiu que as principais questões dos setores abrangidos pudessem ser incorporadas no processo legislativo e no desenvolvimento dos órgãos necessários para o funcionamento do SCE mexicano.

Mereceu também destaque neste capítulo, o fato de que a implementação de um SCE tende a requerer adaptações, especialmente ao abranger o setor elétrico. Isto porque tal setor, além de apresentar diferente composição entre fontes fósseis e renováveis para a geração de eletricidade, ele também apresenta diferentes níveis de regulação ao redor do mundo. A experiência internacional mostra que um SCE opera com mais eficiência em mercados de eletricidade liberalizados, nos quais o sinal de preço do carbono pode ser repassado a todos os participantes do mercado, afetando as decisões de investimentos no nível da geração e de consumo por meio das forças do mercado.

Neste capítulo, foram analisados quatro principais níveis de regulação para mercados de energia elétrica no mundo, conforme proposto por Acworth (2018). Estes representam as quatro principais interferências governamentais no setor de energia elétrica, a saber: (i) mercados liberalizados com preços de varejo regulados (ii) mercados com preços de geração regulados; (iii) despacho administrado; e (iv) mercados com investimentos centralmente planejados.

Alguns instrumentos podem ser utilizados para superar as barreiras regulatórias e fortalecer o sinal de preço do carbono. Os Leilões de consignação, a introdução de comitês preços; e a cobertura de emissões indiretas para grandes consumidores; representam opções de instrumentos que permitem que um SCE possa coexistir com a regulamentação de preços tanto na geração quanto de varejo. Por sua vez, a introdução de comitês de investimentos, encargos adicionais e critérios para despacho baseado em parâmetros ambientais são opções nos mercados onde as decisões de investimentos sejam determinadas pelo Estado ou em mercados onde o despacho seja administrado, isto é, sem ordem de mérito.

Assim, da literatura revisada neste capítulo foi possível concluir que os desenhos de mercado devem buscar garantir que o sinal do preço do carbono possa ser incorporado na geração de energia elétrica, bem como nas decisões de consumo. Um sinal claro do preço do carbono cria, do lado da oferta, incentivos para investimento em geração de baixo carbono e para a substituição de ativos com alto teor de carbono. Do lado da demanda, incentiva investimentos em eficiência energética, uma vez que os preços tendem a aumentar.

4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E PERFIL DAS EMISSÕES

O presente capítulo inicia-se com uma breve contextualização as emissões de gases de efeito estufa (GEE) do Brasil e, particularmente, do Setor Elétrico Brasileiro. Em seguida são apresentadas as principais características físicas e institucionais do SEB, bem como a evolução do seu marco institucional. Além disso, destacam-se o papel dos agentes do setor no modelo regulatório vigente desde 2004, bem como os ambientes de comercialização de energia e o modelo de despacho de energia elétrica do Sistema Integrado Nacional (SIN). Cabe assinalar que o modelo de despacho brasileiro não considera até o momento qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer espécie de penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes.

Em seguida são apresentados também os principais encargos e subsídios cruzados às fontes de energia renováveis e fósseis. Por fim, são discutidos os principais resultados do modelo vigente e os limites que levaram ao processo revisão e implementação do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, liderado pelo MME.

4.1. A perfil das emissões do Brasil e do Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil é signatário da Acordo de Paris de 2015 no âmbito Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), respaldado na Lei nº 12.187/2009 que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Nesse Acordo, assinado em setembro de 2016, o país oficializou, por meio da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, sigla em inglês), o compromisso de redução de seus níveis de emissão de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis registrados em 2005 no ano de 2025, com uma meta indicativa de 43% para o ano de 2030, buscando por garantir o desenvolvimento sustentável para a proteção do clima global (MMA, 2018). O argumento desta tese, em prol da adoção de um sistema de comércio de emissão para o Setor Elétrico Brasileiro, baseia-se nesses compromissos assumidos, em 2015, em Paris.

Essas metas desdobram-se em compromissos para os setores de mudança do uso do solo e florestas, agricultura, energia e transporte. Para 2030, a NDC brasileira traz como meta que

os biocombustíveis devem corresponder a 18% no *mix* de energia primária para transporte; e o desmatamento ilegal deverá ser zerado, combinado a 12 milhões de hectares restaurados e reflorestados, 15 milhões de hectares de pastagens degradadas recuperados e o acréscimo de cinco milhões de hectares com integração lavoura-pecuária-floresta. Para o setor de energia está previsto que as fontes renováveis devem alcançar 45% da matriz energética nacional, entre as quais eólica, solar e biomassa devem responder por 23% da geração elétrica e alcançar 10% de ganhos de eficiência (UNFCC, 2016). No entanto, a NDC brasileira não apresentou o método de como os compromissos serão implementados. Desta forma, as políticas e instrumentos necessários precisam ser desenhados.

No que concerne ao volume de emissão do Brasil, no plano regional, em função do tamanho de seu território e da sua economia, o país se destaca como o maior emissor de GEE da América Latina, seguido por México e Argentina (CLIMATE WATCH, 2020). Ao contrário do perfil de emissão mundial, onde cerca de 66% das emissões provêm do setor energético, no Brasil mais da metade (56%) de suas emissões de GEE está mais ligada ao setor de Uso da terra, como agricultura e florestas, seguido pelo setor de Energia (32,4%), com é possível observar na figura 17 (IEA, 2020; SIRENE 2020).

Figura 17: Emissão Totais GEE por setor no Brasil

Fonte: SIRENE, MCTI (2020).

No entanto, se retirarmos o setor de Uso e Mudanças da Terra e Florestas, a participação do setor energético nas emissões de GEE sobe para 42,4%, em média, com é possível ver na Figura 18. A razão para exclusão do setor de Uso e Mudanças da Terra e Florestas se deve ao fato deste setor ter fluxo significativo de emissões e remoções que podem ser de origem antropogênica, como a deflorestação/desmatamento, bem como de origem natural (não antropogênica). Estes fluxos naturais incluem queimadas espontâneas, tempestades, furacões e deslizamentos de terra (KAUFMANN; KRAUSE, 2016).

Figura 18: Participação da Emissões - Exceto uso e mudança da terra e florestal

Fonte: Elaboração própria, SIRENE, 2020

Em 2016, o Brasil registrou emissões da ordem de 1,3 bilhões de toneladas de CO₂e. O setor que mais contribuiu foi o agrícola (439 MtCO₂e), seguido pelo setor de energia emitiu cerca de 422,5 milhões de toneladas de CO₂e. Deste montante, 12,8% vieram do setor elétrico brasileiro (SEB), o que corresponde a um crescimento de 825% em relação aos níveis de emissão de GEE de 1970 (SEEG, 2020). Como mostra a figura 19, cerca de 50% das emissões do SEB vem das termelétricas a gás natural, seguida pelas termelétricas a carvão. As termelétricas a óleo combustível e óleo diesel, por terem um custo mais alto em relação aos outros dois combustíveis, são mais despachadas em períodos de escassez hídrica, como o observado em 2014 e 2015.

Figura 19: Emissão de GEE no SIN

Fonte: elaboração própria a partir de dados da EPE (2020).

A participação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nas emissões totais pode aumentar na próxima década. Como será demonstrado nas seções a seguir, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica e, portanto, altamente dependente do regime de chuva. Apesar do aumento da participação de fontes renováveis como eólica e solar na matriz, as termelétricas ainda são necessárias garantir a segurança de suprimento do sistema. O PDE 2029, prevê uma queda na participação hidráulica para 49%, em 2029, e um aumento da participação de fontes renováveis estocásticas chegando a 33%, no mesmo ano. Como os recursos destas fontes renováveis são variáveis, isto é, não são despacháveis, o PDE prevê um aumento da participação das termelétricas como *back up*.

Entretanto, nos últimos anos, o regime de chuvas registradas no Brasil tem registrado volumes bem abaixo da média histórica de longo prazo. Entre os anos de 2015 e 2019, o regime de chuvas ou Energia Natural Afluyente (ENA) registrado foi de 36% da média histórica de longo termo (MLT), que considera o histórico de afluições desde 1931. Entre os de 2010 e 2019 e os anos 2000 e 2019, choveu 21% e 24% a menos do média histórica. Isto sinaliza que o padrão de afluição dos últimos 20 anos está alterado. Isto causou um despacho termelétrico acima do previsto inicialmente pelos órgãos responsáveis pelo SEB (ONS, 2020).

Assim, mesmo com a previsão de aumento da participação de fontes renováveis no mix de energia, prevê-se que o recorrente despacho termelétrico se tornará mais frequente em um futuro próximo, contribuindo ainda mais para a emissão de GEE. Isto porque a combinação de restrições socioambientais para a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a alteração do padrão de chuvas em relação à média histórica, a necessidade de energia firme para garantir o suprimento diante da expansão das fontes renováveis com variabilidade no mix de energia, acrescida da projeção de aumento da demanda em virtude da tendência de eletrificação de setores como o de transporte, certamente demandará um maior despacho térmico.

A perspectiva de aumento das emissões associado à perspectiva de Modernização do Modelo regulatório vigente do SEB, pode abrir espaço para a introdução de mecanismos de precificação de emissões. A seguir serão apresentadas as principais características físicas e institucionais do SEB, nem como os limites do modelo vigente que abriram espaço para discussões de modernização do Sistema.

4.2. O Setor Elétrico Brasileiro – Características Físicas

O Brasil é um país grande no que diz respeito às distâncias continentais e população. Com 8,5 milhões de Km² e mais de 210 milhões de habitantes, o Brasil é o quinto maior país do planeta em termos de área e o sexto maior em termos de população (IBGE, 2020; UN, 2020). Para atender a demanda de energia elétrica, o país conta com um sistema elétrico robusto. O setor elétrico brasileiro (SEB), constituído pelos subsetores de geração, transmissão e distribuição, conta com uma capacidade instalada de 170 GW de potência, mais de 141 mil Km de redes entre 230 e 800 kV e mais de 47 distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2020). Para se ter uma medida de comparação da dimensão do parque gerador nacional, o Brasil, em 2017, ocupava o 3º lugar no ranking dos 10 países com maior potência instalada, atrás apenas da China e dos Estados Unidos (EPE, 2020).

O SEB é constituído por dois sistemas, um Sistema Interligado Nacional (SIN) e um Sistema Isolado. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, como é possível ver na figura 20. Ele detém cerca de 83% da capacidade total de produção de energia elétrica do país. Por ser um sistema hidro-

térmico-eólico interligado, ele permite ao Operador Nacional do Sistema (ONS) aproveitar a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias e transferir blocos de energia de regiões mais úmidas para as mais secas (TOLMASQUIM, 2016).

Já o Sistema Isolado está localizado principalmente na região da Floresta Amazônica, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. Até dezembro de 2019, existiam cerca de 235 localidades isoladas no país que representavam menos de 1% da carga total. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado. A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel (ONS, 2020).

Figura 20: Mapa do SIN, por submercado 2020

Fontes: CCEE, 2020

Com uma potência instalada de 166,7 MW, até março de 2020, uma das principais características do SIN é a predominância da participação de fontes renováveis (77,4%), especialmente a hidrelétrica (65,1%). As usinas hidrelétricas (UHE) do SIN estão distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. A maior parte da capacidade hidrelétrica no Brasil está associada a grandes reservatórios. No entanto, na última década ela

vem perdendo participação relativa em detrimento de outras fontes, como fontes térmicas, eólica e solar, como é possível ver na figura 21 (ANEEL, 2020; ONS, 2020).

As usinas termelétricas (UTE) ligadas ao SIN têm uma função complementar na geração de energia elétrica, mas vem desempenhando um papel relevante no sistema na última década. Elas são despachadas de acordo com as condições hidrológicas, permitindo o gerenciamento da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, a fim de garantir o abastecimento futuro a um menor custo. Sua utilização passou a ter mais importância a partir de 2001, com a crise de suprimento de energia que ficou popularmente conhecida como Apagão (ARAÚJO et al, 2008).

Figura 21: Evolução Capacidade Instalada SIN, em %, 2010-2019

Fonte: Elaboração própria, ONS (2020)

A situação no Brasil é diferente em relação à Europa, por exemplo, onde as usinas termelétricas operam na base do sistema. No Brasil, apenas as usinas nucleares funcionam com na base do sistema. As UTE a gás natural fornecem geração de médio mérito e as a óleo diesel e combustível só funcionam em horários de pico, se necessário. As UTE a biomassa tem uma

geração sazonal, especialmente aquelas que usam o bagaço da cana-de-açúcar. Em abril de 2020, as UTE representam cerca de 22,6% da capacidade total do sistema (REGO 2017; ONS 2020).

As novas fontes renováveis, como eólica e solar estão aumentando rapidamente sua participação na matriz elétrica. Os parques eólicos representam 7% da capacidade instalada total, as usinas solares representam 1,8% e vêm aumentando sua participação na geração nos últimos anos (ANEEL, 2020). No entanto, a produção de energia dessas fontes apresenta alta variabilidade e, portanto, não são despacháveis.

A energia eólica pode variar em diferentes escalas de tempo. A energia eólica está disponível somente quando o vento sopra em determinados níveis de velocidade, ao mesmo tempo que a sua produção é diretamente proporcional a velocidade instantânea dos ventos. Ela está sujeita a variações sazonais de pico de produção de eletricidade no inverno ou verão, dependendo da região, bem como mudanças diurnas e horárias. Geralmente, as flutuações de curto prazo - no período intra-minuto e inter-minuto - são pequenas em relação à capacidade instalada em relação às variações horárias ou diárias e são niveladas quando se considera áreas maiores de produção (PEREIRA et al., 2012).

Por sua vez, as células fotovoltaicas convertem a luz solar diretamente em energia elétrica. A quantidade de energia que pode ser produzida depende diretamente da intensidade do sol e do ângulo em que as células solares fotovoltaicas são irradiadas. A energia solar tem uma variação sazonal na produção potencial de eletricidade, com o pico no verão. Além disso, a energia solar varia com o nível de radiação do sol, que muda a cada dia, mês, ano e a cada instante, devido a passagem de nuvens, impactando a quantidade de eletricidade inter-hora que pode ser colhida (EPE, 2019).

As características dessas fontes as tornam imprevisíveis e não despacháveis, ou seja, não controláveis pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Adicionalmente, devido às questões ambientais, a expansão da oferta a partir de usinas hidrelétricas (UHE) com reservatórios está no limite, fazendo com que as novas UHE construídas sejam sem reservatório, isto é, a fio d'água e, por isso, com alta variabilidade (REGO, 2017; TOLAMSQUIM, 2016). Por esses motivos, a introdução em larga escala das fontes renováveis, principalmente a eólica e a solar, tende a exigir uma maior quantidade de usinas termelétricas

(UTE) como *back up*, visando a garantir a segurança de suprimento de energia ao SIN ao longo da década de 2020 (EPE, 2019).

4.3. Características Institucionais

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro vigente foi implementado pelas leis 10.848/2004 e 10.847/2004, como uma resposta ao modelo proposto na década de 1990. O modelo da década de 1990 deu início ao processo de abertura do setor, mas não realizou os objetivos inicialmente previstos e levou o Brasil a passar por um período de forte racionamento de energia em 2001 (ARAÚJO, 2008). O modelo proposto na década de 1990, também conhecido como Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), buscou substituir o modelo estatal, em crise, por um modelo com maior participação do setor privado.

Como apontam Ferreira, Oliveira e Souza (2015), no início dos anos 1990 o modelo de operação e expansão do setor elétrico brasileiro, baseado em larga medida em investimentos estatais, apresentava sinais de esgotamento. Havia a necessidade, portanto, de se realizar grandes investimentos nos setores de geração e transmissão de energia elétrica para suprir a crescente demanda. No entanto, o Estado brasileiro, responsável pelos investimentos, encontrava-se sem capacidade de investimentos. Além disso, autores como Araújo (2008) e Brito (2017) apontam falhas de planejamento e problemas regulatórios e de coordenação entre as agências governamentais como motivos para a reforma no modelo do setor elétrico brasileiro.

Assim, em 1996, foi criado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). O RE-SEB buscava reduzir a presença do Estado, introduzir mecanismos de mercado e desenvolver um ambiente no qual a competição entre os agentes econômicos do setor estimularia os investimentos na expansão da oferta de geração de energia elétrica. Em linhas gerais, a reforma do setor seguiu o modelo do Reino Unido, com uma coordenação central do despacho físico, mas com incentivos à competição nos mercados de geração e distribuição. A produção de energia seria expandida por meio de investimentos privados que seriam remunerados por meio da venda da energia em um ambiente de mercado. Paralelamente, a reestruturação do setor previa a desverticalização do setor e a privatização de distribuidoras e geradoras (ARAÚJO, 2008).

Dentro desse contexto de redução da presença estatal no setor, novos órgãos foram criados para garantir o funcionamento do setor sob novas bases. Em 1996, com o início do processo de privatização das distribuidoras, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o objetivo de ser a agência reguladora do setor. A Agência ficou responsável também pelo planejamento, garantia de concessões, entre outras atribuições. Como o SEB é um sistema predominante hidrelétrico, com uma série de usinas hidrelétricas dispostas em cascatas, em 1998 foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS) para coordenar e operar, de forma independente, a geração e a transmissão da energia elétrica. Em 1999 e 2002, foram criados o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), respectivamente. O CCPE era responsável pelo planejamento, com caráter indicativo e o MAE era responsável pela contabilização das operações de compra e venda (FERREIRA, 2015, ANEEL, 2020).

A transição para um modelo de livre comércio estava prevista para se dar de maneira gradual. Para isso foi criado um modelo de transição que previa um mecanismo de contratação de energia regulado em termos de prazos, preços e quantidades. Além disso, esta transição previa a redução gradual desses montantes de energia contratada para dar espaço aos novos contratos negociados em ambiente de mercado. Este mecanismo ficou conhecido como “contratos iniciais”. (ARAÚJO et al, 2008).

Entretanto, as medidas previstas no RE-SEB não foram totalmente implementadas, principalmente devido à crise de suprimento vivenciada no país, que teve sua fase mais crítica entre julho de 2001 a fevereiro de 2002. Ferreira, Oliveira e Souza (2015) apontam que uma combinação de fatores levou ao racionamento em 2001, como a insuficiência de investimentos privados na expansão de geração, a hidrologia desfavorável, os atrasos nos projetos em execução e ineficiência administrativa. Consequentemente, estes fatores minaram sua credibilidade do RE-SE em relação à capacidade em atrair investimentos privados para a sua expansão do parque gerador via mercado. Em 2003, iniciou-se uma reformulação do RE-SEB, buscando um arranjo institucional mais centralizado e com maior participação do governo no planejamento da oferta de energia, mas buscando manter simultaneamente os mecanismos de mercado para garantir a competitividade e preços de energia elétrica mais baixos (ARAÚJO, 2008).

Assim, em 2004, foi implementado por meio das leis 10.848/2004 e 10.847/2004, o novo marco institucional e regulatório para o Setor Elétrico Brasileiro, baseado no RE-SEB (BRITTO, 2017). O novo modelo inicialmente tinha como meta alcançar três principais objetivos, a saber: (i) modicidade tarifária; (ii) segurança a oferta de energia; e (iii) universalização do acesso aos serviços de energia elétrica. Para isso, foram criados dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); retomou-se o planejamento no setor; criaram-se e reorganizaram-se instituições; implementou-se um programa de universalização de acesso e retiraram-se as empresas do Grupo Eletrobrás da lista de privatizações (TOLMASQUIM, 2012).

A principal mudança introduzida pelo novo modelo foi a forma de comercialização de energia. A comercialização instituída priorizou a contratação no mercado de energia regulado, com prazos longos, entre 15 e 30 anos, e valores de compras definidos nos leilões estruturados para a venda de energia. Outra inovação do modelo foi a separação da contratação separada entre energia nova e existente. Esta estratégia foi adotada para evitar que toda a energia fosse contratada ao preço marginal, uma vez que, naquele contexto, a energia nova era mais cara que a energia existente de hidrelétricas já amortizadas. Desta forma, os leilões de venda de energia nova e existente passaram a ser o principal vetor da expansão do setor elétrico (BRITO, 2017)

Ademais, os ambientes de contratação e a atuação dos diversos agentes do setor ficaram bem definidos. As Distribuidoras passaram a ter participação obrigatória no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ao passo que os geradores passaram a ter a possibilidade de atuar tanto no ACR quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os consumidores livres, ou seja, aqueles consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, passaram a atuar exclusivamente ACL. O mercado de curto prazo (MCP), também conhecido como mercado “*spot*”, permaneceu como segmento no qual ocorre a contabilização e liquidação das diferenças entre a energia elétrica efetivamente gerada, medida e consumida de todos os agentes, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que substituiu o preço do mercado atacadista de energia elétrica (PMAE) (BRITO, 2017).

O modelo de 2004, além de criar órgãos gestores, alterou funções de outros já existentes (ARAÚJO et al, 2008). Em termos institucionais, foram criados o Comitê de Monitoramento

do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica no país, e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que ficou responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo. Foi também definida a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como organização sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Os órgãos criados pelo RE-SEB, como ANEEL e o ONS foram mantidos, mas tiveram algumas funções alteradas.

Institucionalmente, o SEB está formado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pela Agência Nacional de Energia Elétrica, pelo Operador Nacional do Sistema, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, conforme detalhado a seguir e ilustrado na figura 4.4.

Figura 22: Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Adaptado de CCEE (2016)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi instituído pela Lei nº 9.478, de 06/08/1997. O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República

que tem como principais atribuições a definição da política energética do país. Ele define as diretrizes do setor de forma a que assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso. O Conselho é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos – como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear –, e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável pela condução, gestão e desenvolvimento da legislação referente às políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O Ministério é também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de identificar, acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi instituída pela Lei nº 10.847/2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004. A EPE é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos

que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia instituída pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997. A ANEEL tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Também é responsabilidade da ANEEL zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN). A ANEEL tem delegado a operacionalização desses leilões à CCEE.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país mediante os chamados Procedimentos de Rede.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) constituída em 2004 como associação civil sem fins lucrativos, sucedendo à Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. A CCEE reúne os principais agentes de geração, produtores independentes, autoprodutores, distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, além de consumidores livres e especiais de todo o país. A CCEE atua na medição da energia gerada e efetivamente consumida, na contabilização e na liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo, viabilizando as atividades de compra e venda de energia

no país. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. Também promove os leilões de energia, sob delegação da ANEEL.

Entre as atribuições principais da instituição, incluem-se: implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida; realizar leilões de compra e venda de energia no ACR; e realizar a contabilização e liquidação financeira dos montantes contratados, além de fazer a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

4.3.1. Ambientes de comercialização de energia

O modelo do setor elétrico implementado em 2004 definiu dois novos ambientes de negociação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A comercialização de energia no ACR é destinada à contratação de energia pelas Distribuidoras, por meio leilões visando a modicidade tarifária. Já a comercialização no ACL está destinada a grande consumidores de energia (BRASIL, 2004).

No ambiente de contratação regulada (ACR) a contratação de energia pelas Distribuidoras é feita por meio leilões de energia. Estes leilões são estruturados e realizados pelo governo para a venda de energia de empreendimento de geração existentes, bem como de novos empreendimentos. Os leilões de energia possuem vigências pré-definidas em edital e metodologia de lance mínimo, com vistas à modicidade tarifária. Deste modo o governo define o preço teto para a venda da energia, com demanda pré-estabelecida, porém não divulgada, e vencem os proponentes que ofertarem os menores valores para a comercialização da quantidade requerida no leilão (BRASIL, 2004).

Por sua vez, no ambiente de contratação livre (ACL), as negociações ocorrem livremente entre os agentes do setor, ou seja, entre geradores, comercializadoras, consumidores livres ou especiais, entre outros. O preço é balizado pelo mercado e pode ser ajustado livremente

conforme acordo, necessidade e interesse entre as partes. Os prazos de vigência também são variáveis e não necessariamente consecutivos, bem como os montantes (ANEEL, 2020).

Com relação a atuação dos agentes do setor, ficou definida: (i) a possibilidade dos geradores participarem tanto do ACR quanto do ACL, (ii) a obrigatoriedade de participação das Distribuidoras no ACR; e (iii) a atuação dos consumidores livres e especiais somente no ACL. As diferenças entre os montantes de energia contratados e efetivamente gerados nos dois ambientes de contratação são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), como pode ser visto na tabela 5.

Tabela 5: Característica dos Ambientes de contratação de energia e Mercado de Curto Prazo

	Agentes	Instrumento Contratação	Tipo de contrato	Preço
Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras.	Por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE e ANEEL	Regulado pela ANEEL	Estabelecido no leilão
Ambiente de Contratação Livre (ACL)	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Acordado entre as partes
Mercado de Curto Prazo (MCP)	Geradoras, distribuidoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Por meio liquidação das diferenças contratuais	Não há	PLD

Fonte: Elaboração própria

4.3.1.1) Mecanismos Contratação de Energia no ACR

Desde a publicação da Lei nº 10.848/2004, e do Decreto nº 5.163/2004, os leilões de energia elétrica são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Este mecanismo foi implementado em um contexto tecnológico no qual a cerca de 90% era geração de hidrelétricas e as demais tecnologias, exceto termelétrica, não tinham custos competitivos. Além disso, o ambiente macroeconômico era de taxas de juros altas, câmbio desvalorizado e, a principal fonte

de financiamento de longo prazo era proveniente de bancos públicos, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES) (EPE, 2020).

A estruturação de Leilões de Energia permitiu que o novo modelo alcançasse três objetivos simultâneos a saber: (i) Pagamento pela Adequabilidade do Sistema; (ii) financiabilidade; e (iii) expansão da matriz. Para garantir o pagamento pela adequabilidade do sistema, exigiu-se que todos os consumidores estivessem 100% contratados e vinculou-se a contratação de energia à Garantia Física⁵ (GF) dos empreendimentos. Desta forma o Sistema alcançava a adequação por meio do pagamento da GF. Este modelo de financiamento da adequabilidade do sistema praticamente não tinha distorções por dois principais motivos, primeiro porque a participação do ACL era residual; e também porque os 90% de participação hidrelétrica na matriz implicava que os requisitos de potência e flexibilidade eram atendidos. A financiabilidade do modelo foi obtida por meio de contratos longos, de 15 a 30 anos, dependendo da fonte, e pulverizados. E a expansão da matriz foi garantida por meio de um modelo de contratação centralizada por meio de Leilões, no qual o Governo determinava a tecnologia para expandir o SEB, a fim de montar um portfólio que equilibrasse a adequabilidade do Sistema com o retorno para os acionistas e a sociedade (MME, 2019).

Os leilões de energia elétrica são planejados pela EPE, regulamentados pela ANEEL e realizados a CCEE, por delegação da ANEEL. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR. Os contratos celebrados têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes.

Desta forma, a contratação de energia por meio de Leilões centralizados, principalmente para o ACR, ancorados em contratos, vinculados à Garantia Física dos empreendimentos e de longo prazo, foi instrumento para ampliar a oferta de energia via Mercado. Isto permitiu

⁵ A Garantia Física (GF) é o benefício energético que uma usina agrega ao sistema equivalente à expectativa de geração da usina ao longo tempo. Ela sinaliza ao Planejador do SEB a quantidade de energia que pode ser considerada para fins de garantia de suprimento e planejamento do SIN. E em termos comerciais, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser comprometida em contratos pelos empreendimentos de geração. (CCEE, 2008)

viabilizar a oferta e construção de novas usinas, mas também permitiu ampliar linhas de financiamento e, não apenas a empreendimentos negociados nesses leilões, e garantir a contratação de energia elétrica por parte das Distribuidoras para atender a expansão da carga de seu mercado no ACR. Os leilões do ACR visam corrigir a principal falha do modelo anterior, ou seja, a falta de contrato de longo prazo (Rego, 2017).

As modalidades de leilões do ACR, de acordo com a ANEEL (2020) são:

(i) Leilão de Energia Nova (LEN) que tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Nestes leilões são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas, podendo ser do tipo: A-3; A-4; A-6, ou seja, que entram em operação comercial de três a seis anos para um dado ano A. Os prazo do leilão A-3 acomodam melhor a construção de empreendimentos termelétricos ou aqueles de menor porte, enquanto os A-4 e A-6 são mais adequados para empreendimentos mais complexos ou que demandam mais tempo para a construção;

(ii) Leilão de Fontes Alternativas (LFA) tem como objetivo atender o crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira;

(iii) Leilão de Energia de Reserva (LER) criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE;

(iv) Leilão de Energia Existente (LEE) para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, com custo de geração mais baixo. Estes leilões são também conhecidos como leilões A-1;

(v) Leilão de Ajuste (LA): que visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença

entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado; e

(vi) Leilões Estruturantes (LE): que se destinam a comprar energia proveniente de projetos de geração de caráter estratégicos e de interesse público. Os projetos são indicados pelo CNPE e tem prioridade de licitação e implantação. Até o momento, foram realizados três usinas, as UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

Cabe destacar que os leilões do ACR contemplam diversas fontes, de características, tecnologias distintas e custos marginais diferentes. Na época da implementação deste modelo, devido ao contexto tecnológico e predominância hidrelétrica na matriz, havia a expectativa que a nova energia a ser incorporada ao sistema seria sempre mais cara que a energia existente, composta de hidrelétricas já amortizadas. Desta forma, para reduzir custos, optou-se por separar os leilões em energia nova e existente.

Como as fontes têm características tecnológicas diferentes, foi necessário criar um indicador para compará-las isonomicamente nos leilões de energia. As fontes com variabilidade em sua geração, como as fontes eólica e solar, não possibilitam o controle do despacho centralizado. Já as fontes consideradas firmes, como as usinas termelétricas (UTE), permitem o despacho por parte do operador central do sistema. Para a correta comparação entre elas, se faz necessária uma análise de custo/benefício para sua contratação nos leilões. A existência de fontes desses perfis em um mesmo leilão exige uma medida que as coloque numa mesma base de comparação, que seria uma avaliação de seus custos totais em relação ao seu benefício ao sistema. Para permitir uma comparação direta na mesma base entre fontes diferentes, a ANEEL utiliza nos leilões que promove o ICB – Índice de Custo-Benefício (EPE, 2012).

O Índice de Custo-Benefício (ICB) é usado nos leilões para comparar na mesma base empreendimentos de geração com tecnologias e atributos diferentes. Ele é calculado através de parâmetros declarados pelos agentes e de uma metodologia especificamente adaptada para as particularidades do parque gerador brasileiro (EPE, 2012). A partir da reformulação do setor elétrico brasileiro em 2004, o ICB se tornou referência para decisões em diversos leilões

O ICB é definido como a razão entre o custo total de contratação de um empreendimento de geração em relação à sua garantia física ou de forma algébrica:

Equação 1: Índice de Custo-Benefício

$$ICB = \frac{Custo\ Total}{Garantia\ Física}$$

O numerador da fração, o Custo Total, é a soma da parcela de custos fixos e da parcela variável dos empreendimentos de geração. Essas parcelas são: (i) a Receita Fixa (RF); (ii) o custo de operação (COP); e (iii) custo econômico (CEC) da usina. A receita fixa (RF) da equação é o montante requerido pelo empreendedor de forma a cobrir o custo total de implantação da usina, incluindo a remuneração ao investimento, custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, custos socioambientais, juros durante a construção e outros custos fixos. O COP é o valor esperado do custo de operação da usina, que é função da inflexibilidade das usinas térmicas, do despacho e do custo variável unitário (CVU) da usina, medido em R\$/MWh. O CEC, por sua vez, é o valor esperado do custo econômico de curto prazo, que corresponde às diferenças mensais apuradas entre a geração e a garantia física da usina e valoradas ao PLD (EPE, 2012).

A garantia física, denominador da fração, do empreendimento é o benefício energético, expresso em megawatt médio (MW médio), que ele irá aportar ao sistema após entrada em operação comercial, mediante contratação em leilão. Para cada fonte existe uma metodologia específica de cálculo de garantia física, de modo a se refletir o potencial de geração de cada usina mediante cenários de referência utilizados.

Assim, o ICB pode também ser definido como na equação.

Equação 2: Índice de Custo-Benefício detalhado

$$ICB = \frac{RF + COP + CEC}{Garantia\ Física}$$

O ICB é, portanto, uma estimativa da relação entre o custo da contratação da energia do empreendimento e o montante de energia para o comprador, durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade, nas condições assumidas para o leilão. Ele permite a comparação,

no mesmo leilão, entre fontes de naturezas distintas, de forma a se contratar a mais barata para o comprador.

4.3.1.2. Contratos de Comercialização de Energia no ACR (CCEAR)

O Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.84/2004, estabelece também, em seu art. 27, que os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar um contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

A regulamentação exige que a aquisição de novos CCEAR por parte das distribuidoras seja realizada exclusivamente em ambiente de leilões, cujas diretrizes são estabelecidas pelo MME. Para atender o mercado cativo, as empresas distribuidoras devem contratar com antecedência a totalidade da energia necessária ao consumo previsto dentro das suas áreas de atuação. Assim ao término do leilão são firmados entre vencedores (geradores) e compradores (distribuidoras) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica.

O CCEAR pode ter as seguintes modalidades: (i) Quantidade de Energia Elétrica; e (ii) Disponibilidade de Energia Elétrica, para empreendimentos termelétricos. O CCEAR de novos empreendimentos de fontes convencionais é longo prazo, geralmente variando de 15 a 30 anos. Os contratos das fontes alternativas têm vigência entre 10 e 30 anos. Já os das fontes existente tem duração de no mínimo 1 a no máximo 15 anos contatos do ano seguinte ao da realização do leilão. O repasse dos custos correspondentes às tarifas do mercado cativo pode alcançar o equivalente à compra de até 105% do mercado a ser atendido. Trata-se, portanto, de um mecanismo voltado para favorecer investimentos em geração de energia elétrica (ANEEL, 2020)

Do lado dos geradores, as vendas em contratos de prazos mais longos, também conhecidos como *Power Purchase Agreement (PPA)* exercem este papel de facilitar a obtenção dos financiamentos e simultaneamente reduzir riscos sobre as receitas esperadas. Do lado dos compradores, como as Distribuidoras, há o interesse em firmar tais contratos para se proteger da volatilidade dos preços ou da busca por maior segurança no suprimento. As regras

estabelecidas para os leilões regulados determinam ainda um percentual máximo de energia da usina que poderá ser negociado livremente no ACL. Portanto, não é obrigatório que toda a energia seja comprometida com as vendas em CCEAR, onde se propõe a menor tarifa.

4.3.2. Operação e Despacho no SIN

No Brasil, o planejamento e operação/despacho do SIN é feito de maneira centralizada pelo ONS e tem como objetivo atender a carga ao menor dos custos de suprimento possível (ONS, 2019). O Despacho é feito de maneira centralizada, principalmente, porque a matriz elétrica tem uma forte participação de usinas hidrelétricas em cascata. Como a água é compartilhada por todos a produção de energia afeta o volume de água disponível das UHE à jusante. Desta forma, a decisão individual de uma UHE pode não ser a melhor situação global do sistema. Além disso, o ONS tem que minimizar o custo da operação considerando a geração hidrelétrica, a geração térmica, os limites de intercâmbio de energia e a probabilidade corte de carga (REGO, 2017).

O planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos são complexos, pois exigem uma decisão intertemporal para a utilização dos recursos. O operador do sistema, baseado no volume de água que planeja ter estocado ao final de um período de operação, tem que decidir entre usar o estoque de água ou acionar as termelétricas para produzir energia. Uma vez que a disponibilidade de água futura para a geração hidrelétrica é incerta e a decisão está acoplada ao tempo; uma decisão tomada hoje terá consequências no futuro, conforme é possível observar na figura 23 (CCEE, 2020).

Figura 23: Árvore de decisão de despacho do ONS

Fonte: Adaptado de CCEE, 2020

Desta forma, o problema do Operador Nacional pode ser traduzido como um problema de otimização em larga escala com dinâmicas temporais, espaciais e estocásticas. A dependência temporal se deve ao fato de que a energia disponível no presente pode ser armazenada para o uso futuro. A dependência espacial ocorre porque há muitos casos em que a energia utilizada em uma usina pode ser reutilizada em todas as outras usinas a jusante no mesmo rio. E a dependência estocástica se deve ao forte componente climatológico que introduz incerteza futura (CCEE, 2020)

O problema da otimização do Custo Total da operação, portanto, deve considerar duas funções, uma função de custo imediato (FCI) e uma função de custo futuro (FCF). A FCI está associada à geração termoeletrica e ao déficit de energia, ou seja, ela representa os custos de geração termelétricas e o custo do racionamento de energia. Já a FCF está associada ao custo esperado da geração em relação ao volume de água armazenada. O custo futuro depende da afluência das hidrelétricas. A derivada do custo futuro é o valor da água. O custo total consiste na soma desses das curvas de custo imediato e custo futuro, ilustrado na figura 24. A decisão

ideal é obtida minimizando o custo total em relação aos despachos imediatos de água e térmica (ONS, 2019; REGO et al; 2017).

Figura 24: Decisão ótima de despacho sob o ponto de vista econômico

Fonte: Adaptado de CCEE, 2019

O ONS dispõe de diferentes modelos computacionais que ajudam a calcular a operação hidrotérmica ótima para o sistema em função do horizonte de planejamento de médio e curto prazos. Para o planejamento de médio prazo, o ONS utiliza um *software* de modelagem estocástica de programação dinâmica dupla (SDDP) chamado Newave. Essa metodologia busca desenvolver estratégias ótimas para a operação dos subsistemas interconectados. O *software* é usado para determinar a política de operação ao longo de um período de 5 anos, no qual o custo futuro é uma função do volume de chuvas futuros aleatório, e o custo imediato é uma função dos despachos atuais das usinas termelétricas e hidrelétricas. Para o planejamento de curto prazo, isto é, de 2 a 6 meses, o ONS utiliza o programa Decom. Este modelo utiliza como dados de entrada, os resultados do Newave. Ambos os modelos utilizam como dados de entrada tanto a previsão de vazões quanto a disponibilidade das térmicas e a previsão de carga futura. O ONS conta ainda com o modelo denominado Dessem para programação diária, cujo horizonte de planejamento é de 1 semana, agrupado em base horária. No entanto, este modelo ainda está em fase de teste e, portanto, não está em operação (ONS 2020; CCEE, 2020).

A principal diferença entre eles é que medida que diminui o horizonte de planejamento os níveis de incerteza dos parâmetros menores. Por exemplo, no Dessem as usinas são representadas de modo individualizado e não mais agregadas por região; as vazões hidrológicas são determinísticas para as primeiras quatro semanas e não estocásticas, como no Newave; e a previsão de carga é mais refinada, ajustada semanalmente. Portanto, o erro da otimização é menor.

Para minimizar o custo de operação, o despacho é realizado com base nos custos marginais de operação (CMO). Estes custos são obtidos para cada um dos quatro submercados a partir dos resultados do modelo Newave. Como a instrução de despacho é feita com base na ordem de mérito, o CMO vai ser determinado pelo custo da última usina necessária para atender a carga. O custo da última usina é apurado pelo seu custo variável unitário (CVU), determinado no leilão e homologado com base em seus custos de operação e manutenção (O&M) e custos com combustível (Custo Comb), conforme mostra a equação 3.

Equação 3: Custo Variável Unitário - CVU

$$CVU = \text{Custo de O\&M} + \text{Custo Comb}$$

Assim, pela regra de despacho mensal simulada por ordem de mérito, quando o CVU de uma usina for inferior ao CMO, a usina estará despachada até o limite de sua disponibilidade declarada em leilão. Quando o CVU for maior que o CMO, a usina irá despachar o equivalente à sua inflexibilidade declarada em leilão. O CMO é importante para o sistema porque ele é a base do preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD é utilizado não apenas para precificar as diferenças no mercado de curto prazo (MCP), mas também para o cálculo de encargos, penalidades e ressarcimentos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (ONS, 2019; REGO, 2017).

É importante destacar que não existe no modelo brasileiro de despacho qualquer componente associado às emissões de GEE. No Brasil, não existe qualquer penalização ou mecanismo que iniba o uso de fonte mais poluentes. O volume de emissões não é considerado de forma explícita, mas o uso de termoeletricas de forma antecipada representa a opção por emitir no presente para evitar que termelétricas mais caras e mais poluentes sejam utilizadas no futuro.

4.4. Encargos e Subsídios no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Apesar do esforço dos órgãos do SEB em minimizar o custo da energia elétrica, por meio de leilões de energia, as tarifas de energia elétrica aos consumidores finais carregam uma série de encargos e subsídios cruzados. De modo geral, os encargos setoriais são recolhimentos estabelecidos em lei com um objetivo específico vinculado à implementação de políticas específicas. Já os subsídios são fonte de financiamento das políticas públicas e se efetivam mediante benefícios tributários, creditícios ou financeiros a determinados segmentos do setor para promover alguma política governamental (ME, 2019).

De acordo com ANEEL, a tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor final é composta por três componentes: (i) compra de energia elétrica (custo do gerador); (ii) transporte (transmissão e distribuição) de energia até as unidades consumidoras; e (iii) encargos setoriais e tributos.

Os Encargos Setoriais integrantes da tarifa são os seguintes

i. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que é fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro por meio de subsídios;

ii. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) que visa ampliar a participação das energias renováveis na matriz elétrica por meio de quotas de custeio;

iii. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) que tem por objetivo compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia;

iv. Encargo de Serviços do Sistema (ESS) que visa cobrir custos associados a confiabilidade do sistema não cobertos pelo PLD, como restrição de transmissão, serviços ancilares e despachos excepcionais para aumento da segurança energética;

v. Encargo de Energia de Reserva (EER) tem como objetivo cobrir custos administrativos, financeiros e tributário de geração de empreendimentos contratados em Leilões específicos;

vi. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) que tem como objetivo custear o funcionamento da ANEEL no exercício das suas atividades de fiscalização e regulação econômica;

vii. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE) que visam estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la. Nas concessionárias de distribuição este valor corresponde a 1% da receita operacional líquida; e

viii. Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS) que visa financiar o funcionamento do ONS.

Embora o Brasil não tenha metas explícitas de redução de emissões de GEE na matriz elétrica, dois desses encargos destacam-se por ter como objetivo a busca ampliação da participação de fontes renováveis e aumento da eficiência, o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA, Lei nº 10.438/02) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que contém uma série de subsídios cruzados.

O Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA) foi criado pela Lei 10.438/02 como forma de impulsionar novas fontes renováveis face ao racionamento de energia vivido em 2001. O objetivo era aumentar a participação das fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos à biomassa) na produção de energia elétrica de empreendedores que não tivessem vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (ANEEL, 2002).

O PROINFA tinha como meta a contratação de 3.300 MW de capacidade instalada igualmente distribuídos entre PCH, eólica e biomassa. A responsabilidade pela contratação desses empreendimentos foi atribuída à ELETROBRAS, enquanto os custos correspondentes seriam repassados via tarifas aos consumidores finais do SIN, exceto para aqueles consumidores de baixa renda (tarifa social) e/ou cujo consumo fosse inferior à 80kWh/mês. Até dezembro de 2019, o programa implantou 131 usinas, sendo 60 pequenas centrais hidrelétricas, 52 eólicas e 19 térmicas movidas por biomassa (ANEEL, 2020).

O modelo de custeio do PROINFA é baseado na arrecadação de quotas de custeio proporcionais aos mercados das concessionárias de distribuição e ao consumo de grandes

consumidores livres conectados diretamente à Rede Básica de transmissão de energia elétrica. O principal meio de arrecadação é a TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição). No entanto, há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam o PROINFA por meio da TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão). O cálculo das cotas é baseado no Plano Anual do PROINFA (PAP) elaborado pela Eletrobras e encaminhado para a ANEEL. Desta forma, as distribuidoras e transmissoras recolhem mensalmente à Eletrobrás o valor das quotas de custeio definidas pela ANEEL. Apesar dos consumidores livres não serem supridos pela distribuidora local, também recolhem valores para quotas. O orçamento aprovado para 2020 é R\$ 3,3 bilhões (ANEEL, 2020).

Em contrapartida, as distribuidoras de energia elétrica e aos consumidores livres recebem as quotas de energia associadas aos empreendimentos do PROINFA. A implementação desta política, neste caso, funciona como uma compra compulsória, e não como um subsídio cruzado, como no caso dos subsídios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Assim, como o programa é custeado em sua integralidade pelo consumidor final, ele pode ser enquadrado na definição de *feed-in tariff*.

Já Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial que financia, por meio de subsídios, diversas políticas relacionadas ao objetivo de desenvolvimento energético. Criado pela Lei 10.438/02 inicialmente tinha quatro principais objetivos: (i) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; ii) garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade tarifária aos consumidores residenciais de baixa renda; e iii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; (iv) promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelo sistema interligado . (PLANALTO, 2020).

No entanto, a CDE foi modificada em 2013 pela Lei 12.783 que ampliou sua abrangência. Passaram a ser objetivos da CDE: (i) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (ii) prover recursos para amortizar as operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões, em 2012, no que ficou conhecido com MP nº579. Para fazer frente às necessidades de captação de fundos, foi

incorporada a possibilidade de aportes do Tesouro Nacional e da transferência de recursos da Reserva Geral de Reversão (RGR) (FAZENDA, 2019).

A CDE é custeada por todos os consumidores (cativos e livres), exceto aqueles de baixa renda. O principal meio de arrecadação é a TUSD, mas também há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam a CDE por meio da TUST. A conta da CDE é também abastecida por meios dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público (UBP) e por multas aplicadas pela ANEEL.

Os subsídios cobertos pela CDE são os seguintes:

i. Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – Subsidiar os combustíveis fósseis utilizados para atendimento do consumo nos sistemas elétricos isolados na Região Amazônica, de forma a aproximar os custos dos isolados aos do SIN, que são mais baixos (maior parte produzida por hidrelétricas). A Eletrobrás atua como responsável por apurar os custos necessários à geração nas usinas beneficiadas pelo programa, enquanto a ANEEL fixa e monitora os valores a serem recolhidos via tarifas aplicadas aos consumidores de todo o país;

ii. Carvão Mineral Nacional – Subsídio para compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas atendidas pelo SIN.

iii. Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) - Representa descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda. O desconto fica entre 10% e 100% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Energia (TE) para o subgrupo Residencial de Baixa Renda (B1).

iv. Fontes Incentivadas – Desconto mínimo de 50% nas Tarifas de Uso no Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST) e (TUSD) para pequenos empreendimentos hidrelétricos, com base eólica, solar, biomassa e cogeração qualificada no consumo de energia elétrica.

v. Rurais – Desconto no fornecimento de energia em áreas rurais. Os descontos variam de 10% a 40% e abrangem os seguintes grupos: consumidores rurais de alta

tensão; consumidores residenciais rurais de baixa tensão; cooperativas de eletrificação rural autorizadas e serviço público de irrigação para consumidores residenciais rurais.

vi. Rurais irrigantes e aquicultores – Desconto entre 60% e 90% na TUSD e na TE para irrigantes e aquicultores conectados à alta tensão (Grupo A) e baixa tensão (Grupo B) em horário especial.

vii. Serviço público de água, esgoto e saneamento – Desconto de 15% na TUSD e na TE sobre a tarifa dos distribuidores de energia elétrica para os prestadores de serviços de utilidade pública.

viii. Programa Luz para Todos – Custeio parcial das metas de universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica.

ix. Distribuidoras de pequeno porte – Subvenção a agentes de distribuição de pequeno porte (<700GWh/ano) (ANEEL, 2020; ME, 2020).

Entre os subsídios destinados à geração de eletricidade, grande parte se dá na forma de subsídios cruzados. Estes subsídios são financiados por agentes privados, em sua maioria consumidores, em benefício das usinas geradoras de fontes incentivadas e fósseis. Em 2018, os subsídios tarifários ultrapassaram R\$ 20 bilhões, dos quais R\$ 14,2 bilhões são pagos pelos consumidores (ANEEL, 2019; FAZENDA, 2019).

No que tange a aplicação dos recursos, observa-se na **tabela 6** que a maior parte das despesas do CDE, cerca de 43%, financiou incentivos a fontes de energia renovável, em 2018. Essas fontes têm direito a descontos tarifários na distribuição e transmissão (TUSD/TUST). A Resolução Normativa 77/2004 da ANEEL, prevê 50% de desconto em TUSD para usinas eólicas, biomassa ou de cogeração com capacidade de 30 MW ou menos. Em dezembro de 2015, esse desconto foi estendido a projetos baseados em energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja energia injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30 MW ou inferior ou igual a 300 MW, de acordo com a Lei 13.203/2015 (ANEEL, 2020).

Tabela 6: Evolução das despesas da CDE 2013-2018

Em R\$ milhões

Despesas	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849
Tarifa Social	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440
Restos a Pagar	-	1.627	3.000	-	-	1.061
Universalização (Luz para Todos)	2.027	875	875	973	1.172	941
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850
Desconto Tarifários na Transmissão	-	-	-	-	288	362
Subvenção Coopertativas	-	-	-	-	-	179
CAFT CCEE	-	-	-	-	15	9
Fontes Renováveis e Gás Natural	-	-	-	-	-	-
Quantificação de mão de obra Técnica	-	-	-	-	-	-
Reserva Técnica	-	-	-	-	-	-
Indenização de Concessões	-	3.179	4.898	1.242	-	-
Subvenção RTE	386	389	389	310	-	-
Verba MME	-	31	24	27	-	-
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053

Fonte: ANEEL, 2020

No entanto, segundo Montalvão & Silva (2015), esta política de descontos para a energia incentivada não observou a maior parte dos princípios econômicos que deveriam ser utilizados na concessão desse subsídio. Os autores desatacam que esta política, além de ser um subsídio cruzado, estes incentivos, ela não tem prazo final determinado e é assimétrica, uma vez que tende a gerar desequilíbrios concorrências e distorce o sinal locacional inserido no cálculo da TUST. Já estudos recentes da EPE mostram que as fontes incentivadas, como a eólica, já se tornaram suficientemente competitivas a ponto de não justificar subsídio. Esta visão repercutiu, em parte, quando em 2016 a Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016 estabeleceu que os descontos na TUSD e da TUST não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas (EPE, 2019).

Um ponto de atenção, refere-se ao fato da CDE também subsidiar a compra de carvão mineral nacional pelas usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas atendidas pelo SIN. Esse subsídio chegou a mais de R\$1,2 bilhões em 2015, enquanto os subsídios destinados à universalização (Luz para todos) foram de R\$ 875 milhões,

no mesmo ano. Em 2018, os valores de subsídio ao carvão caíram para R\$ 850 milhões, mas continuam próximos dos valores destinados à universalização, como pode ser visto na tabela 6 (ANEEL, 2020).

O subsídio ao carvão traz dois principais problemas, um de ordem ambiental e outro de ordem econômica. O primeiro é que o carvão mineral nacional é de pior qualidade, com baixo fator de combustão e mais poluente se comparado ao mesmo mineral utilizado em outras partes do mundo. O segundo problema é que o subsídio ao carvão natural torna o preço deste mineral artificialmente mais barato no mercado e afeta a ordem de mérito do despacho. Isto induz o ONS a despachar com mais frequência as termelétricas que usam este combustível fóssil, deslocando as UTE que utilizam combustíveis fósseis menos poluentes, porém mais caros, como o gás natural. A consequência deste subsídio é que a tarifa de energia elétrica fica mais cara para o consumidor final e há uma maior emissão de GEE na atmosfera, contribuindo ainda mais para o problema das mudanças climáticas

Tendo isso em vista e alinhando a problemática dos subsídios ao tema central desta tese, *a implementação de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE) no âmbito do SEB significaria a possibilidade de relevantes diminuições dos encargos e subsídios do setor*. Em outros termos, boa parte do elevado custo social da implementação dos subsídios poderia ser abatido sob a forma de redução no preço das tarifas de energia, uma vez implementado o SCE. Nesse sentido, ao configurar um tipo de benefício capaz de substituir, em parte, o montante de subsídios dedicados a fontes renováveis, a implementação de um SCE no Brasil permitirá redução do preço da energia aos consumidores finais e um aumento de competitividade da economia sem incorrer em perdas no âmbito dos incentivos ao desenvolvimento de uma matriz de energia elétrica mais limpa.

4.5. Resultados e limites do marco regulatório em vigor

Dentre as alterações realizadas em 2004 no modelo do setor elétrico, a de maior impacto foi a estruturação de um modelo de comercialização baseado em leilões de energia. Os Leilões tinham claramente o objetivo de estimular a expansão com tecnologias escolhidas pelo governo e atender o sistema de maneira mais adequadas. Como visto anteriormente, a estruturação de Leilões de Energia Nova Centralizados combinados com os Leilões de Reserva, a partir de

2007, permitiu que o novo modelo alcançasse três objetivos simultâneos a saber: (i) pagamento pela Adequabilidade do Sistema; (ii) financiabilidade; e (iii) expansão da matriz ..

O modelo foi efetivo em atrair investimentos privados para o aumento da capacidade instalada na geração de energia elétrica. O resultado foi que de 2004 a 2019, a capacidade instalada saltou de 90,7 GW para 170,1GW em 2019. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, cujo ano base é 2019, a Geração Elétrica alcançou 651,3 TWh, sendo 63,5% de fonte hidráulica e 13,3% de fonte termelétrica a combustíveis fósseis, gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Novas fontes de geração a partir de energias renováveis, como eólica, solar e biomassa da cana-de-açúcar, estão aumentando rapidamente sua participação na matriz elétrica, em 2019 já representavam cerca de 18% (EPE,2006, 2020). Isto pode ser visto na Figura 25 que mostra a participação das diferentes fontes na geração de energia elétrica.

Figura 25: Participação das fontes na Geração Elétrica anual, 2000 -2019

Fonte: Adaptado de Anuário Estatístico de Energia Elétrica, EPE (2020)

No entanto, desde a implantação do modelo em 2004, tanto o contexto da implementação do modelo quanto as características do SEB se alteraram. Isto vem levantando questões sobre a capacidade do modelo garantir uma expansão ótima da matriz elétrica sob o novo contexto, por parte dos agentes do Setor. Como mencionado anteriormente, o modelo foi

implementado em um contexto tecnológico no qual cerca de 90% da geração vinha de hidrelétricas já amortizadas, e portanto, havia o entendimento que o sistema era restrito em energia e que a expansão da energia seria sempre mais cara. Além disso, em termos econômicos, as taxas de juros eram altas, o câmbio desvalorizado e a principal fonte de financiamento de longo prazo era de bancos público, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES). Em 2020, as taxas de juros estão no piso histórico e há diversidade de fontes de financiamento, como fundo de investimentos e bancos internacionais (EPE, 2020).

Com relação às características do SEB, nos últimos 16 anos, observaram-se 4 características principais pelo lado da oferta. A primeira diz respeito à diversificação da matriz. Tem-se observado uma maior participação das fontes renováveis com alta variabilidade, como eólica, solar, PCH, uma diminuição da oferta de novas hidrelétricas com reservatórios que tenham capacidade razoável de armazenamento, devido às questões ambientais. A segunda característica observada é o fato de as novas tecnologias renováveis, como eólica, solar e geração distribuída, terem alcançado custos competitivos de geração nos últimos anos e com previsão de queda de preço no futuro, colocando em xeque a necessidade de separação dos leilões entre energia nova e existe. A terceira características tem a ver com a estrutura do mercado. A crescente participação do mercado livre tem viabilizado alguns investimentos de ampliação da geração, prescindido de contratos longos do ACR.. Observa-se ainda uma quarta característica, o setor conta com maior diversidade de agentes privados nacionais e estrangeiros em toda a cadeia, da geração à distribuição (EPE, 2020).

Pelo lado da demanda, o ambiente de contratação livre (ACL) vem aumentando sua participação na última década. Com a migração de consumidores aptos para este ambiente, em 2020, o ACL já representa cerca de 30% da demanda total. Esta crescente migração para o ACL, tem deixado grande parte dos custos e riscos mais altos dos contratos com os consumidores do Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Isto faz com que estes consumidores paguem pela adequabilidade do sistema, uma vez que atualmente são as termelétricas que dão a adequabilidade do Sistema e o ACL não compra energia das termelétricas, apenas energia convencional (hidrelétrica) e energia incentivada.

Além disso, ao contrário dos consumidores cativos, os consumidores com acesso ao ACL conseguem negociar contratos de energia incentivada que são mais baratos que os

contratos do mercado regulado devidos aos subsídios às fontes incentivadas, como eólica, solar, PCH, CGH e Biomassa. Estes subsídios, como discutidos na seção 4.4 são financiados através da Conta de Desenvolvimento de Energia (CDE), presente na tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos. Como os custos de geração destas tecnologias tem alcançado níveis competitivos e tem perspectiva de queda nos anos futuros, a manutenção dos subsídios cruzados a essas fontes vêm sendo questionado, no Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232 de 2016. O PLS prevê, para fins de transição dos subsídios de energia incentivada, a possibilidade de implementação conjunta de um mecanismo de valoração de atributos ambientais para o setor.

Assim, o novo contexto vem alterando a forma de contratação de energia e afetando a alocação de custos e riscos da adequação do suprimento, da insaciabilidade dos projetos e da expansão da matriz de geração. O aumento na competitividade econômica das fontes renováveis variáveis na matriz, a evolução tecnológica das fontes de geração e o crescente aumento da participação do mercado livre no mercado de energia elétrica mudaram as características do SEB. O Sistema está deixando de ser puramente restrito em energia, passando também a ser restrito em capacidade de potência, típico de sistemas de base termelétrica e com renováveis não controláveis. Adicionalmente, o Plano Decenal de Energia 2029 (PDE) prevê um aumento da penetração de energia renovável, chegando a 33% em 2029, e há uma previsão de um maior acesso dos agentes consumidores ao mercado livre nos próximos anos (MME, 2019).

Com objetivo de conduzir essas mudanças do SEB da maneira mais equilibrada possível, o MME instituiu, em 2019, um Grupo de Trabalho para Modernização do Setor Elétrico. Dentre os 14 subgrupos temáticos estabelecidos, destaca-se o tema Lastro e Energia, cujo relatório apresenta diretrizes para o desenho de mecanismo de adequação a ser implementado no SEB, com vistas à comercialização em separado dos atributos Lastro e Energia de fontes de geração. As diretrizes para o desenho de mecanismo de adequação a ser implementado no SEB, em discussão no Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico – CIM, instituído pela Portaria MME nº 403, de 29 de outubro de 2019, sinaliza a necessidade de elaboração de três produtos: produção de eletricidade; lastro de produção e lastro de capacidade, de forma que o sistema elétrico brasileiro opere de forma segura considerando a participação massiva das fontes renováveis de energia (MME, 2019).

O MME argumenta que a separação contratual de Lastro e Energia viabiliza uma melhor alocação dos custos da expansão e da confiabilidade sistêmica, com financiabilidade. A separação de Lastro e Energia permitirá que: (i) a produção de eletricidade, medida em MWh, seja negociada como uma commodity, no mercado spot e/ou futuro, com prazo suficiente para garantir a financiabilidade e mobilidade dos mercados; (ii) o lastro de produção, medido em MW médio, permitirá valorar a capacidade de atendimento da carga ao longo do tempo; e (iii) o lastro de capacidade, medido em MW, permitirá a valoração a capacidade de atendimento instantâneo da carga.

A proposta de separação de Lastro e Energia, apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), permitirá que os geradores sejam remunerados pelos diferentes atributos que aportam ao sistema, como segurança e adequabilidade. A Figura 26 ilustra como o novo modelo de contratação afetaria a receita do gerador.

Figura 26: Formação de receita do gerado na proposta do novo modelo de contratação

Fonte: EPE, 2019

No novo modelo, espera-se que um gerador com aptidão para oferecer Lastro de capacidade, como por exemplo, um agente termelétrico, passe a receber uma parcela maior do Lastro de Capacidade do que de Lastro Produção. Ao passo que, para uma fonte de geração renovável, a parcela Lastro de Produção deve gerar mais receita do que a parcela Lastro de Capacidade. Já a parcela Receita Produção tende a ser a mais relevante e dependerá dos contratos de venda de energia no mercado.

Assim, a introdução de mecanismos de precificação de carbono, como o Sistema de Comércio de Emissões (SCE), pode ser implementada no contexto dessa reforma setorial. O SCE proposto poderá ajudar um mecanismo de valoração por meio do mercado do atributo ambiental das fontes de geração participantes deste Sistema.

4.6. Principais destaques do Capítulo 4

O Brasil é signatário do Acordo de Paris, realizado em 2015, no âmbito Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, respaldado Política Nacional sobre Mudança do Clima. Nesse Acordo, o país oficializou, por meio da Contribuição Nacionalmente Determinada, seu compromisso de redução de seus níveis de emissão de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis registrados em 2005 no ano de 2025, com uma meta indicativa de 43% para o ano de 2030.

O Brasil, em função do tamanho de seu território e da sua economia, se destaca como o maior emissor de GEE da América Latina, seguido por México e Argentina. No país, 56% de suas emissões de GEE estão ligadas ao setor de Uso da terra, como agricultura e florestas, seguido pelo setor de Energia (32,4%). No entanto, se retirarmos o setor de Uso e Mudanças da Terra e Florestas da análise, a participação do setor energético nas emissões de GEE sobe para 42,4%, em média (MCTI, 2020). A razão para exclusão do setor de Uso e Mudanças da Terra e Florestas se deve ao fato deste setor ter fluxo significativo de emissões e remoções que podem ser de origem antropogênica, como a deflorestação/desmatamento, bem como de origem natural (não antropogênica). Estes fluxos naturais incluem queimadas espontâneas, tempestades, furacões e deslizamentos de terra. Em 2019, 13% vieram do setor elétrico brasileiro (SEB), o que corresponde a um crescimento por um fator nove (9) em relação aos níveis de emissão de GEE de 1970 (SEEG, 2020).

No entanto, a participação do SEB nas emissões totais tende a aumentar na próxima década. A combinação de restrições socioambientais para a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios; a alteração do padrão de chuvas em relação à média histórica; a necessidade de energia firme de termelétrica para garantir o suprimento diante da expansão das fontes renováveis com alta variabilidade no *mix* energético, acrescida da projeção de aumento da

demanda em virtude da tendência de eletrificação de setores como o de transporte, tende a um maior despacho termelétrico.

Em 2004 o SEB passou por reformas no modelo regulatório, visando a responder aos problemas do modelo anterior, implementado na década de 1990. O início do processo de liberalização da década de 1990 foi insuficiente para estimular investimentos privados na geração que, associado com outros fatores, culminou o racionamento de energia elétrica no ano de 2001 até início de 2002. Além disso, cerca de 90% da matriz era hidrelétrica, as alternativas tecnológicas de geração, com exceção das termelétricas, não eram competitivas, e o contexto econômico era de juros altos e fontes de financiamento públicas (EPE, 2019).

Assim, uma das principais alterações implementadas no marco regulatório de 2004 foi a estruturação de um modelo de comercialização baseado leilões centralizados de energia elétrica. O processo de privatização das empresas geradoras federais foi formalmente interrompido e os leilões passaram a ser o vetor principal da expansão do setor elétrico. Os leilões centralizados de energia tinham claramente o objetivo de estimular a expansão com tecnologias escolhidas pelo governo de modo a garantir a adequabilidade e segurança do sistema ao menor custo possível. Para isso, os contratos foram vinculados à Garantia Física das usinas, com o objetivo de garantir a adequabilidade do sistema; os *Power Purchase Agreements* (PPA) longos, de 15 a 30 anos, e indexados à inflação do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) garantiam a financiabilidade aos empreendimentos; e a centralização dos leilões permitiu ao governo estruturar um portfólio de tecnologias para diversificação da matriz elétrica.

E de fato, o novo modelo foi efetivo atrair investimentos privados para aumento da capacidade instalada de geração e diversificação da matriz. De 2004 a 2019, a capacidade instalada saltou de 90,7 GW para 170,1GW em 2019. Em 2019, a participação da energia hidráulica caiu para 63,5% e a participação das fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa, representavam 19% da capacidade instalada. Além disso, os investimentos beneficiaram os consumidores com a segurança do abastecimento.

Contudo, o contexto que deu origem ao marco de 2004 mudou. O SEB conta com uma matriz mais diversificadas devido à inserção devido à inserção de novas tecnologias de geração. Esta evolução tecnológica tem provocado queda nos preços e, portanto, custos mais

competitivos. Isto tem permitido que a viabilização de investimentos por meio do Ambiente de Contratação Livre (ACL), prescindindo do mercado regulado, além de colocar em questão a necessidade dos subsídios cruzados para essas fontes. Nesse sentido, o Projeto de Lei do Senado (PLS) 232 de 2016, discute a possibilidade de implementação de um mecanismo de valoração de atributos ambientais.

O ACL vem aumentando sua participação na demanda à migração de grandes consumidores para esse Ambiente. Em 2020, o ACL já representa cerca de 30% do mercado. Esta migração tem sobrecarregado os consumidores regulados. Além de arcarem com custos os elevados dos contratos de longo prazo e carteiras rígidas, eles pagam pelo o custo da confiabilidade para todo o sistema, enquanto os consumidores do ACL não contribuem com tais custos e atrai uma quantidade crescente de consumidores

Uma série de iniciativas vem sendo tomadas pelo Governo para buscar soluções que visem adequar o marco regulatório do SEB ao novo contexto. O MME instituiu, em 2019, um Grupo de Trabalho para Modernização do Setor Elétrico. Desta forma, formou-se uma conjuntura na qual a introdução de mecanismos de precificação de carbono, como o sistema de comércio de emissões (SCE) poderia ser discutido e implementado nesse contexto reforma setorial, considerando as questões energéticas e mudanças climáticas de forma integrada.

Do que foi visto neste capítulo, no que diz respeito à operação e despacho das fontes geradoras de energia elétrica participante do SIN, não há, até o fechamento desta tese, qualquer componente que reflita às emissões de GEE dessas fontes ou qualquer espécie de penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes. Pelo contrário, chama-se aqui a atenção que o SEB subsidia, por meio da CDE, as termelétricas a carvão mineral para torná-las mais competitivas, o que contradiz a lógica de enfretamento das questões ambientais vigente.

Esta situação se agrava quando se verifica que o planejamento de energia, explicitado no PDE 2029, prevê um aumento da participação dependência de termelétricas, especialmente fósseis, no futuro. Isso decorre devido aos limites ambientais de expansão da matriz por meio de usinas hidrelétricas com reservatório e da perspectiva de maior participação de fontes renováveis com alta variabilidade, como eólica, solar e usinas hidrelétricas a fio d'água.

Se há uma oportunidade para lidar com a perspectiva de aumento das emissões de GEE do SEB para a próxima década, a literatura revisada nesta tese sugere a criação de mecanismos de precificação de carbono, como o *Sistema de Comércio de Emissão*. Para a estruturação deste mecanismo é necessário saber, primeiramente, se o volume de emissões previsto viabilizaria o mercado de emissões. Em seguida é necessário identificar qual seria o melhor desenho e como isso poderia ser feito dentre as opções de modelagem existentes, considerando a experiência internacional e as peculiaridades do setor elétrico brasileiro. É isto que é explorado no próximo capítulo.

5. PROPOSTA DE UM SISTEMA DE COMÉRCIO DE EMISSÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E TAMANHO POTENCIAL DO MERCADO DE EMISSÕES

Este capítulo tem um duplo objetivo. Primeiramente, estimar o potencial do mercado de carbono para o Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil, tomando como base o PDE 2029. Em segundo lugar tem o objetivo de propor um *Sistema de Comércio de Emissões* como forma de internalizar as externalidades ambientais e substituir boa parte dos subsídios cruzados estendidos às fontes renováveis e ao carvão mineral. Isso é feito considerando uma série de aspectos como: (i) o acelerado aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera e seus impactos sobre o clima do planeta; (ii) as experiências internacionais sobre mercados de carbono; (iii) a perspectiva de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB); e (iv) a necessidade da internalização das externalidades ambientais para contribuir com as metas do Brasil frente ao Acordo de Paris.

Para isso, o Capítulo está dividido em 5 partes. Na primeira delas é sugerida uma metodologia para a estimação do tamanho potencial do mercado de emissões no SEB, uma vez que é preciso verificar se o mercado de *Permissões* terá liquidez suficiente e capacidade de substituir de forma eficiente os subsídios às fontes renováveis incentivadas. Na segunda parte aplica-se a metodologia sugerida na primeira, apresentando os resultados encontrados referentes ao tamanho potencial do mercado. Já na terceira parte é detalhada a proposta de um Sistema de Comércio de Emissões para o SEB, tomando com inspiração metodologia do Banco Mundial. Na quarta, são discutidos quatro possíveis impactos do SCE proposto sobre SEB: (i) o impacto no cálculo do custo variável unitário (CVU) da geração térmica; (ii) o impacto nas receitas dos geradores; (iii) impacto no despacho por ordem de mérito; e (iv) impacto na tarifa final aos consumidores cativos.

5.1. Metodologia para a Estimação do Tamanho Potencial de um Mercado de Emissões no SEB

Para calcular o tamanho potencial do mercado de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) faz-se

necessário estimar o volume de emissões de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) ao longo da década de 2020. Os gases considerados para o cálculo foram os mesmo considerados pelo IPCC, as saber: (i) o dióxido de carbono (CO₂); (ii) o dióxido de enxofre (SO₂); e (iii) metano (CH₄). Cabe observar que, apesar do SO₂ não ser considerado um gás de efeito estufa, el foi incluído no cálculo por ser um gás poluente qua causa uma série de externalidade negativas ao meios e, portanto, seu custo de emissão deve ser internalizado.

Visando a evitar a construção de uma série de hipóteses quanto ao comportamento futuro de uma série de variáveis como a participação das fontes e evolução da carga, fora do escopo desta Tese, tomou-se como ponto de partida os mesmos dados de entrada (*decks*) utilizados pela Empresa Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Energia (PDE) 2029. Assim, a partir dos dados do PDE2029, utilizou-se o *software* Newave para a projeção do despacho hidrotérmico, entre 2020 e 2029, e, conseqüentemente, para a projeção das emissões de GEE do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este programa é o mesmo utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para planejar o despacho de energia elétrica e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para o cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Optou-se nesta proposta por utilizar os mesmos dados do Cenário de Referência, utilizado na elaboração do PDE 2029.

Os dados de entrada do PDE 2029 do referido cenário consideram uma série de premissas. Dentre elas destacam-se (i) o crescimento médio anual da carga de 3,6%; (ii) a diminuição da participação da hidroeletricidade de 64% para 51%, ao longo da década de 2020; (iii) o aumento da participação termelétrica de 14% para 18%, especialmente daquelas que utilizam o gás natural como combustível; e (iv) a elevação da participação das fontes renováveis não controláveis (estocásticas), como mostrado na Figura 27.

Figura 27: Projeção da participação das fontes na capacidade instalada da geração centralizada 2020-2029

Fonte: PDE 2029, EPE, 2019.

Para a estimação do tamanho potencial do mercado de emissões de carbono, utilizaram-se cinco (5) cenários hidrológicos diferentes: um cenário estocástico padrão do programa Newave e mais quatro cenários determinísticos. O programa Newave utiliza uma técnica de otimização estocástica, para minimizar o custo do despacho hidrotérmico, que é denominada Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica considera as incertezas nas afluições futuras, sendo que essas incertezas são representadas explicitamente no programa por meio da construção de 2000 cenários de afluições, construídos sinteticamente, com base na média histórica de longo termo de afluições (MLT) de 1931 a 2019.

Quanto aos quatro cenários adicionais, eles são construídos levando em conta a diminuição do volume água armazenada nos reservatórios a partir de 2012, causado pelo regime pluviométrico abaixo das médias históricas (ONS, 2020). Esses cenários adicionais são projetados considerando a participação média da Energia Natural Afluyente (ENA) na MLT, para quatro períodos, a saber: (i) anos 2015 a 2019; (ii) anos 2010 a 2019; (iii) anos 2005 a 2019; e (iv) anos 2000 a 2019, conforme indicado na Tabela 7.

Tabela 7: Descrição dos cenários de despacho hidrotérmico utilizados nas simulações

Cenário	Período	Descrição	% MLT
1	Estocástico	2000 séries sintéticas	100% do MLT
2	Determinístico (2015-2019)	ENA média dos últimos 5 anos	Equivalente 64% do MLT no SIN, sendo: 69% no Sudeste, 92% no Sul, 34% no Nordeste, e 48% no Norte
3	Determinísticos (2010-2019)	ENA média dos últimos 10 anos	Equivalente a 79% do MLT no SIN, sendo: 82% no Sudeste, 115% no Sul, 54% no Nordeste, e 54% no Norte
4	Determinístico (2005-2019)	ENA média dos últimos 15 anos	Equivalente a 79% do MLT, sendo: 83% no Sudeste, 103% no Sul, 67% no Nordeste, e 52% no Norte
5	Determinístico (2000-2019)	ENA média dos últimos 20 anos	Equivalente a 76% do MLT no SIN sendo: 80% no Sudeste, 94% no Sul, 70% no Nordeste, e 52% no Norte

Fonte: Elaboração própria

Os resultados da simulação do Newave para a geração das termelétricas são expressos por usina (UTE), por mês, por submercado e por patamar de carga em Megawatts médios (Mwmed) em formato de texto. Assim, para extrair os resultados dos relatórios do Newave e transformá-los em dados numéricos, foi utilizado um código do *software* C++, disponível no Anexo I. Após a extração e conversão dos dados, foram realizadas uma série de conversões para transformar a geração termelétrica das fonte fósseis em toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_{2e}) emitidas. Por fim, visando estimar o tamanho potencial de um mercado de carbono no SEB para os diferentes cenários, multiplicaram-se as emissões anuais pelo valor médio da tCO_{2e} no mercado internacional no ano de 2019. A Figura 28, demonstra de forma resumida a metodologia utilizada para a estimação do mercado potencial.

Figura 28: Esquema metodológico de conversão dos resultados do Newave para precificação das emissões de CO₂e em US\$

Fonte: Elaboração própria.

Com relação ao detalhamento da metodologia, primeiramente foram identificadas e selecionadas as usinas termelétricas a gás natural, carvão, óleo diesel e óleo combustível de todos os submercados. Em seguida, foram somados os despachos mensais das usinas, agrupados por ano, obtendo a energia mensal em MW médios por fonte de combustível até dezembro de 2029. Esta energia, por sua vez, foi convertida para MWh multiplicando-se pelo número de horas ao ano, ou seja, 8.760h.

Na sequência a energia em MWh foi convertida para *Tera Joule* (TJ), uma vez que os fatores de conversão, utilizados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) das Nações Unidas para calcular as emissões globais, são expressos em TJ. Após a conversão, multiplicou-se a previsão de energia produzida pelas das termelétricas em TJ pelos fatores de emissão dos combustíveis do IPCC, conforme tabela 8, resultando na estimativa de toneladas de CO₂e emitidas pelas usinas termelétricas fósseis por ano.

Tabela 8: Fatores de Emissão Padrão para Combustão Estacionária na Indústria de Energia (toneladas de GEE por TJ)

Gás Natural	Diesel	Óleo Combustível	Carvão
56,1	74,1	77,4	101

Fonte: Elaboração própria, baseada no IPCC, 2019

Cabe destacar que esses fatores foram ponderados pela eficiência média das usinas termelétricas por combustível. Para as usinas a gás natural, a eficiência média das usinas de ciclo aberto e ciclo combinado foi ponderada pela eficiência média de cada tipo usina de acordo com o relatório “Energia Termelétrica” elaborado pela EPE, em 2016. Para a eficiência das usinas a diesel, óleo combustível e carvão, foram considerados os valores utilizados pela EPE

em seu Plano Nacional de Energia 2030 e 2050 (EPE, 2007; EPE, 2020). Desta forma, obteve-se um índice de intensidade energética, conforme é possível observar na tabela 9.

Tabela 9: Eficiência energética média das termelétricas e índice de intensidade de carbono por tipo de combustível

	Carvão	Óleo Combust	Diesel	Gás Natural CC	Gás Natural CA	Gás Natural Motor
Eficiência Energética média	34%	40%	30%	55%	35%	45%
Índice de Intensidade de Carbono (tCO ₂ /MWh)	1,07	0,70	0,89	0,37	0,58	0,45

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, para estimar o tamanho potencial do mercado de emissões de carbono no Brasil, as toneladas de CO₂e emitidas anualmente foram multiplicadas US\$10/ tCO₂e, valor este que corresponde ao preço médio anual da tonelada de CO₂e das experiências de SCE vigentes em 2019 (WB, 2019).

5.2. Projeção e Valoração do Mercado Potencial de Emissões no SEB

Esta subseção analisa os resultados dos cinco cenários de emissões de GEE do SEB, entre 2020 e 2029, explicados na seção anterior. Como é de se esperar, a principal diferença do nível das emissões associadas entre os cenários projetados é a intensidade do despacho termelétrico. Os resultados do despacho termelétrico de fontes fósseis do SIN até 2029 indicam uma tendência de aumento do despacho das usinas a Gás Natural (GN) em todos os cenários analisados. Também é possível observar uma queda do despacho das usinas de óleo combustível e óleo diesel, refletindo a previsão de descomissionamento dessas usinas pela EPE após o término de seus contratos em meados da década de 2020. O despacho das usinas a carvão se mantém relativamente estável, com uma leve queda ao final da década.

O Cenário 1, cenário com hidrologia estocástica, indica a predominância das emissões das usinas a gás natural (GN) (59,8%), o logo da década de 2020, seguido pelas usinas a carvão

(40,1%). Como demonstrado na Figura 29, em termos absolutos, o volume de emissões das UTE a GN e Carvão se mantém relativamente estável no período, entre 21 e 27 milhões de tCO₂e ao ano.

Figura 29: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 1

Fonte: Elaboração própria do autor

Por sua vez, as emissões das usinas a Óleo combustível e Diesel ocorrem em níveis bem mais baixo em termos absolutos em relação às outras UTE e são decrescentes ao longo da década. Isto se deve ao fato do Custo Variável Unitário (CVU) dessas usinas a óleo combustível e diesel serem mais altos do que o CVU das UTE a GN e Carvão. Desta forma, respeitando a ordem de mérito, essas usinas são despachadas apenas em momentos críticos de hidrologia. Além disso, o PDE 2029 prevê o descomissionamento após o fim de seus contratos, tornando as emissões dessas usinas irrelevantes ao final da década de 2020.

Figura 30: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 1

Fonte: Elaboração própria do autor

O Cenário 2 simula o despacho termelétrico e as emissões futuras considerando a média das afluições dos últimos 5 anos. Ou seja, neste Cenário estima-se o volume de emissões das termelétricas fósseis, ao longo da próxima década, replicando deterministicamente a média das afluições observadas nos últimos 5 anos (2015-2019). Neste cenário, os resultados indicam níveis de emissões totais três vezes maior que o cenário 1.

Este aumento é observado em todos as fontes fósseis. As emissões anuais das UTEs a carvão dobram, em relação ao cenário 1, e a soma das emissões das UTEs a GN crescem quatro vezes, chegando a 546 milhões de toneladas de CO₂e emitidas na década de 2020. A soma do volume de emissões médias sai de 12,3 milhões de toneladas ao ano, no cenário 1, para 37,4 milhões de toneladas de CO₂e ao ano, no cenário2, como pode ser observado na Figura 31.

Figura 31: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 2

Fonte: Elaboração própria do autor

O mesmo ocorre com o despacho das UTEs a Óleo combustível e Diesel. As emissões mudam de patamar neste cenário. Elas saem de menos de 100 mil tCO₂e médias ao ano para uma média de 11,2 milhões de toneladas até 2024. Como mencionado, a segunda metade da década apresenta uma redução significativa devido ao descomissionamento programado dessas termelétricas.

Figura 32: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 2

Fonte: Elaboração própria do autor

O Cenário 3 simula o despacho térmico futuro com base nas afluências média dos últimos 10 anos (2010 – 2019). Este cenário apresenta um padrão de emissões parecido ao cenário 2, mas com patamares de emissões em média 37% menor. Na Figura 33 é possível observar um volume de emissões crescentes até 2026 das UTEs a GN e carvão. Após esse período, as emissões se estabilizam em níveis próximos aos 55 milhões de toneladas de CO₂e ao ano até o final da década, com predominância das emissões das UTE GN. Os níveis de emissões das UTE a carvão se mantêm em cerca de 20 milhões de toneladas de CO₂e ao ano até 2027, caindo para cerca de 15 milhões nos dois últimos anos da projeção.

Figura 33: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 3

Fonte: Elaboração própria do autor

Já as emissões das UTE a Óleo Diesel e Combustível no cenário 3, são crescentes nos primeiros cinco anos da projeção, atingindo o pico de emissões de 1,7 milhão de toneladas em 2024. Neste período há predomínio do despacho das UTEs a óleo combustível, que representam mais de 3% das emissões anuais. Na segunda metade da década, o nível de emissões cai fortemente, atingido níveis mínimos ao final da década, como é possível ver na Figura 34.

Figura 34: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 3

Fonte: Elaboração própria do autor

O cenário 4 projeta as emissões com base na média da Energia Natural Afluyente (ENA) registradas dos últimos 15 anos (2005-2019). Neste cenário, os níveis de emissões totais são próximos aos níveis do cenário 3, ou seja, superiores aos 500 milhões de toneladas emitidas ao longo da década de 2020. Além disso, o padrão das emissões é similar, crescente nos primeiros 5 anos da década e estabilizando-se em cerca de 60 milhões de tCO₂e ao ano na segunda metade do período da projetado. Isto ocorre porque os cenários determinísticos 3 e 4 utilizam percentuais do MLT muito próximos, com pequenas variações entre os submercados.

Na Figura 35 observa-se que as emissões de UTE a GN tem uma participação relativa anual crescente em relação ao total emissões, saindo de cerca de 50% no início da década para 75% em 2029.

Figura 35: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 4

Fonte: Elaboração própria do autor

As emissões derivadas da queima de Óleo Combustível e Diesel são crescente até 2024, quando atingem um pico de 1,4 milhão de tCO₂e, e caem drasticamente para uma média de 20 mil toneladas ao ano no fim da década. As emissões das UTE a carvão, como nos outros cenários, ficam estáveis em cerca de 20 milhões de tCO₂ ao ano até 2027, caindo para cerca de 15 milhões de toneladas em 2028 e 2029.

Figura 36: Emissões de UTE a OC e Diesel, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 4

Fonte: Elaboração própria

Por fim, no cenário 5, que mostra os resultados da projeção de emissões considerando a ENA média desde o ano 2000, é possível observar que as emissões totais são 17% maiores

que o cenário 3 e 4 e 21% menor que o cenário 2. Neste cenário, as emissões crescem rapidamente na primeira metade da década, saindo de cerca de 40 milhões de toneladas em 2020 para cerca de 70,7 milhões de tCO₂e em 2024, estabilizando-se em cerca de 70 milhões de tCO₂e até o final do período projetado. Assim como nos outros cenários, o aumento das emissões anuais provém das UTE a GN e as emissões derivadas da queima de carvão apresentam o mesmo padrão descrito nos cenários anteriores.

Figura 37: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 5

Fonte: Elaboração própria do autor

Na afigura 38 é possível observar que, ao contrário dos outros cenários, as emissões provenientes da queima de óleo combustível e Diesel atingem um pico de 6,8 milhões de tCO₂e em 2022 e decrescem rapidamente até atingir patamares mínimos em 2027.

Figura 38: Emissões de UTE a GN e Carvão, toneladas de CO₂e ao ano – Cenário 5

Fonte: Elaboração própria do autor

Em suma, o tamanho potencial do mercado de emissões do SEB pode variar entre 20 milhões e 90 milhões de toneladas de CO₂e ano. Isto indica que o tamanho potencial deste mercado não é desprezível. Como visto no capítulo 3, existem experiências internacionais cujos mercados têm volumes de emissões próximos aos 50MtCO₂e/ano, como o SCE do *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) nos EUA, que abrange somente o setor termelétrico e cujo teto de emissões é de 52,9 MtCO₂e/ano. A depender do cenário de ENA considerado, em 2027, as emissões podem chegar a 90 milhões de tCO₂e ao ano. Isto é, praticamente o dobro do mercado do RGGI previsto para o mesmo período. Cabe lembrar que todos os sistemas preveem um teto de emissões decrescente ao longo da década de 2020.

Essa amplitude do mercado potencial do SEB se deve à grande diferença entre o nível de emissões projetados do cenário estocástico e dos cenários determinísticos. Isto ocorre porque a construção das 2000 series sintéticas de hidrologia construídas no cenário estocástico, utilizam como base o padrão médio de afluição dos últimos 80 anos (1931-2019). No entanto, o padrão de chuvas, medido em Energia Natural Afluente, vem se alterando desde o final do século XX. Como é possível observar na tabela 7, desde o ano 2000 tem-se registrado níveis de chuvas cerca 20% abaixo da média de longo termo, considerada pelo software para construir as séries estocásticas. Isto indica que o Newave, ao considerar a média de longo termo para projetar a operação do sistema, pode estar subestimando o real despacho termelétrico necessário

para atender a demanda do sistema, resultando em mais emissões de GEE do que inicialmente previsto, como destacado por Rego *et al* (2017).

Por fim, considerando o preço das Permissões a US\$10/ tCO₂e, valor este igual à média do preço da tonelada de CO₂e negociados nos SCE internacionais vigentes em 2019, o mercado potencial de Permissões SEB seria expressivo. É possível ver na Figura 39 que, se a ENA observada ao longo da década de 2020 for muito próxima à média histórica e o governo pudesse leiloar as permissões, haveria um potencial de cerca de US\$ 200 milhões ao ano. No entanto, este nível de arrecadação poderia ser bem maior a depender da hidrologia registrada na próxima década. Se o padrão de afluições for igual ao observado entre 2015 e 2019 (cenário 2), o governo poderia arrecadar em média US\$ 800 milhões ao ano, podendo chegar aos US\$ 980 milhões no pico das emissões e terminar a década em cerca de US\$800 milhões. Já nos cenários que consideram cenários de afluições um pouco mais otimistas, o governo poderia arrecadar em média ao longo da década de 2020 entre US\$500 milhões e US\$640 milhões, nos cenários 3 e 5, respectivamente.

Figura 39: Tamanho Potencial do Mercado de Carbono por cenário por ano

Fonte: Elaboração própria do autor

Portanto, em todos os cenários há um potencial expressivo de arrecadação de receitas extras para o governo. Estas receitas são suficientes para substituir parte dos subsídios cruzados que compõe a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), presente na tarifa de energia,

internalizando as externalidades relacionadas às emissões da térmicas, explicitando os custos completos da produção de energia elétrica e possibilitando o mercado tomar decisões de consumo e investimentos mais eficientes, sem a distorção de preços causadas pelos subsídios cruzados.

5.3. Proposta de desenho de um sistema de comércio de emissões para o Setor Elétrico Brasileiro

Considerando, portanto, que há um mercado potencial para as emissões de GEE do Setor Elétrico Brasileiro e tomando como referência tanto a metodologia usada pelo Banco Mundial (2016) quanto as experiências de desenhos em mercados internacionais descritas no capítulo 3, esta subseção apresenta uma proposta de desenho de mercado de emissões para o SEB.

Em geral, como visto na figura 40, o Banco Mundial sugere 10 componentes para o desenho de um sistema de comércio de emissões (SCE), a saber: (i) escopo; (ii) teto de emissões; (iii) distribuição das Permissões; (iv) uso de compensações (offsets); (v) regras de flexibilidade temporal; (vi) mecanismos de estabilidade de mercado; (vii) regras supervisão e conformidade; (viii) envolvimento das partes interessadas (stakeholders); (ix) ligação com outros mercados; e (x) Implementação, avaliação e aperfeiçoamento..

Figura 40: Metodologia do Banco Mundial para elaboração de um SCE

Fonte: WB, 2018

A proposta desta Tese utiliza 7 destes componentes da metodologia. Adicionalmente, a proposta detalha as penalidades no caso do não cumprimento das metas estabelecidas ao setor e propõe um desenho de estrutura institucional para o SCE do SEB.

5.3.1. Escopo, Cobertura e Ponto de Regulação

Como apresentado, no capítulo 2, o primeiro passo para implementar um SCE é definir o escopo, a cobertura e o ponto de regulação. Ou seja, devem ser definidos: (i) os setores/agentes a serem regulados pelo sistema de comércio de emissões; (ii) as fontes emissoras e os gases que serão cobertos pelo sistema; e (iii) o ponto de regulação de monitoramento das emissões que serão reportadas e verificadas. Desta forma, a proposta desta tese é que o Sistema de Comércio

de Emissões do Setor Elétrico Brasileiro (SCE-SEB) cubra apenas as termelétricas que utilizam combustíveis fósseis – óleo diesel, óleo combustível, carvão e gás natural – e que estejam ligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

O PDE 2029 da EPE prevê um aumento de número de térmicas a gás natural até o final da década, bem como o descomissionamento das térmicas a óleo combustível e diesel à medida que seus CCEAR terminem. Ao longo da década de 2020, o SCE contaria com mais de 100 agentes participantes do sistema.

Os gases a serem cobertos pelo sistema são: (i) o dióxido de carbono (CO_2); (ii) o dióxido de enxofre (SO_2); e (iii) metano (CH_4). Todos esses gases são liberados na queima dos combustíveis fósseis utilizados pelas termelétricas para a produção de energia elétrica no SIN e possuem fatores de emissões definidos pelo IPCC. Assim, o ponto de regulação do SCE deve ser o ponto queima do combustível para produção de energia elétrica, conhecido na literatura como ponto downstream. Este ponto de regulação é o ponto com menor custo regulatório para o SEB, uma vez que o setor já possui todo um sistema de medição e contabilização para a contabilização da energia elétrica (elétron).

A metodologia de cálculo para a estimativa de emissões desses gases será a mesma utilizada pelo UNFCCC, ou seja, utilizando os fatores de emissões de cada combustível, conforme o relatório “2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. Como há perdas de eficiência na queima do combustível, estes fatores de emissões devem ser ponderados pela eficiência tecnológica média dos equipamentos de cada fonte. Espera-se, assim, cobrir cerca de 10% das emissões anuais totais do setor energético do país.

5.3.2. Teto de Emissões

O teto de emissões é o volume de emissões máximo permitido ao conjunto dos agentes regulados e reflete o nível de ambição de mitigação do instrumento. Idealmente, o teto de emissões deve refletir também o esforço de contribuição para o cumprimento das metas nacionais estabelecidas nos acordos climáticos. Este teto pode ser estabelecido seguindo as metas de volume total de emissões para cada período, ou seja, em termos absolutos. Mas o teto pode ser definido em termos relativos, isto é, ele pode acompanhar algum indicador escolhido

de desempenho, como o produto interno bruto visando acomodar a meta ao nível de crescimento econômico.

O teto do SCE proposto nesta tese, conforme Figura 41, será definido anualmente, em termos absolutos, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e cobrirá 100% do volume de emissões anuais das UTEs do SIN que utilizam combustíveis fósseis. O teto definido pelo MME deverá estar em linha tanto com as metas da NDC brasileira quanto com as emissões previstas nos Planos Decenais de Energia. Apesar das perspectivas previstas no PDE 2029 preverem o aumento no volume total das emissões anuais de GEE proveniente de fontes fósseis no SEB, em termos relativos prevê uma estabilidade da participação das emissões sobre a energia elétrica total produzida. O estímulo à redução de emissões se dará por meio da autorização do uso de compensações (offsets), provenientes das fontes renováveis que se beneficiam dos descontos da TUST/TUSD, por parte dos agentes regulados para cumprir com as obrigações de conciliação ao final de cada período, conforme discutido na subseção 5.3.4 a seguir.

O aumento anual do teto de emissões será convertido em *Permissões* que serão leiloadas pelo Governo a partir da fase II do SCE (2025 – 2029). As *Permissões* serão negociadas na bolsa de valores – B3, a exemplo dos Créditos de descarbonização do Renovabio. Como visto na seção anterior, o tamanho do mercado potencial de *Permissões* do SCE é expressivo em todos os cenários simulados. Isto permitirá que o Governo utilize essas receitas advindas dos leilões e retire grande parte dos subsídios cruzados custeados pelos consumidores cativos, no modelo vigente. O Governo poderá também utilizar esses recursos para compensar a parcela mais vulnerável da população do potencial aumento do preço final da energia elétrica. Cabe destacar ainda que o fim, mesmo que parcial, dos subsídios cruzados às fontes incentivadas contribui com a modernização do setor e liberalização do mercado, uma vez que este sistema revela os verdadeiros preços da energia produzida pelas diversas fontes ao considerar os custos completos da energia, inclusive externalidades negativas.

A determinação do teto de emissões será anual com base nas simulações de planejamento das operações resultantes do cenário estocástico do Newave. Como o setor tem uma forte predominância de usinas hidrelétricas, o risco hidrológico deverá ser considerado pelos agentes em suas estratégias aquisição/negociação das *Permissões*. Ao governo caberá monitorar e

utilizar instrumentos para evitar que uma escassez hídrica severa uma escalada nos preços das *Permissões* (ver subseção 5.3.6)

Figura 41: Proposta de teto de emissões para o SCE do SEB

Fonte: Elaboração própria do autor

5.3.3. Fases de implementação e Método de alocação

A proposta inicial para o sistema de comércio de emissões deverá ter duas fases iniciais. A primeira fase será a de implementação – piloto – com duração de cerca de 3 anos (2022 a 2024). Já a segunda fase será a de consolidação e terá duração de 5 anos (2025-2029). A fase piloto será uma fase de implementação e simulação, ou seja, sem impacto econômico, como no exemplo Mexicano. Esta fase será fundamental para coletar dados, capacitar todos os stakeholders envolvidos no sistema, testar diferentes periodicidade de leilões (trimestrais, semestrais, anuais), avaliar e testar tanto os instrumentos de contabilização, registro e conciliação das *Permissões* e emissões quanto os demais mecanismos do desenho do SCE proposto. A segunda fase (2025-2029) será a fase de implementação plena do SCE com impactos econômicos reais. As demais fases futuras serão definidas mais adiante para incorporarem as lições aprendidas destas duas primeiras fases bem como o novo cenário projetado da matriz elétrica brasileira.

Sobre o método de alocação das *Permissões*, como detalhado no capítulo 2, existem dois principais métodos: (i) alocação gratuita; e (ii) por meio de leilões de *Permissões*. A alocação

gratuita reduz o custo de conciliação dos entes regulados e costuma ter bom apoio político. Ela geralmente pode ser feita com base no histórico de emissões, também conhecido na literatura acadêmica como Grandfathering, ou com base em parâmetros de emissões dos entes mais eficientes, Benchmarking. No entanto, o método de alocação gratuita pode gerar lucros inesperados aos geradores e distorcer o preço sobre as emissões e o incentivo desses agentes para adoção de medidas de mitigação. Por outro lado, na alocação por meio de leilões, os entes regulados devem comprar suas *Permissões* referente a seus volumes de emissões. A principal vantagem deste método é que ele gera receitas ao Governo que podem, por sua vez, ser recicladas para diversos fins, além de revelar o preço das externalidades relacionadas às emissões.

Como os objetivos das duas primeiras fases são diferentes, o método de alocação também será diferente. Na primeira fase do SCE proposto, o método de distribuição das *Permissões* será o método de alocação gratuita baseado no histórico de emissões dos últimos 10 anos. Para as termelétricas novas ou com histórico de emissões insuficientes, o volume de *Permissões* alocadas tomará como base a previsão de seu despacho anual, calculado pelo cenário padrão (estocástico) do Newave. O Governo, por meio da ANEEL, deverá distribuir 90% do histórico das emissões e da previsão de despacho anual projetado para cada termelétrica. Os 10% restantes devem ir para o Fundo de *Reserva de Estabilidade*, detalhado na subseção 5.3.6.

Já na segunda fase, o método de distribuição das *Permissões* será realizado com base em Leilões anuais. O volume anual total de *Permissões* a serem leiloadas também será 90% das emissões previstas das UTE que utilizam combustíveis fósseis. Os outros 10% também devem compor o Fundo de Reserva de Estabilidade.

Os volumes máximos de *Permissões* anuais estão em linha com o objetivo setorial de manter a participação de fontes fósseis relativamente constantes ao longo da década de 2020. As experiências de Quebec e RGGI mostram que as receitas geradas com os leilões de *Permissões* podem ser utilizá-las para cobrir eventuais distorções de preços para a população mais vulnerável ou expandir outras políticas públicas setoriais.

5.3.4. Certificados de compensações

As compensações (offsets) são créditos de carbono para redução e/ou remoção de emissões de fontes não abrangidas por um SCE. Este instrumento é utilizado na maioria das experiências internacionais. As compensações são utilizadas pelos agentes regulados para cumprir a obrigação de conciliação ao final de um período. Desta forma, elas ampliam a oferta de *Permissões*, tendem a reduzir os custos de conformidade dos agentes regulados e incentivam a mitigação de outros setores / agentes não regulados. Como visto na tabela 3.1 do capítulo 3, a maioria dos SCE vigentes no mundo aceitam algum tipo de compensação de projetos em territórios nacionais, mas de forma limitada – entre 5% e 10% da obrigação de conformidade do agente regulado.

A proposta de SCE permitirá a negociação de créditos de carbono provenientes de fontes eólicas, fotovoltaica, PCHs e termelétricas a biomassa que estejam ligadas ao SIN. As termelétricas reguladas pelo SCE poderão utilizar os créditos de compensação em até 10% de suas emissões anuais. As fontes renováveis poderão comercializar voluntariamente os seus créditos de carbono com base na sua energia produzida.

Sobre a metodologia de cálculo para a emissão de créditos de carbono por parte das fontes renováveis, a sugestão é que se utilize a mesma metodologia a ser definida pelo Artigo 6 do Acordo de Paris, na COP 26, em 2021. Ao seguir uma metodologia de cálculo internacional, habilitará o SCE do SEB a participar, no futuro, de mercados de carbono internacionais como provedor de créditos de carbono.

Se o SCE entrar em vigor antes da regulamentação do Artigo 6 do Acordo de Paris, a sugestão é seguir as metodologias usadas no SCE europeu para seu mercado de offsets. A União Europeia utiliza as mesmas metodologias de cálculo usadas pelo IPCC para projetos de geração de eletricidade renovável que participam do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL), a saber: (i) a metodologia ACM0002, aplicável somente aos projetos com capacidade instalada superior a 15 MW; e (ii) a metodologia AMS-I.D, aplicável somente aos projetos de pequena escala. No entanto, apesar de ambas sugestões estarem ligadas a metodologias internacionais, a ACM0002 e a MAS-I.D estão ligadas ao Protocolo de Kyoto, e portanto, corre-se o risco de se tornarem obsoletas, uma vez regulamentado o Artigo 6.

Destaca-se que os métodos apresentados no parágrafo anterior permitem calcular uma linha de base para cada usina geradora, o que simplifica tanto emissão desses certificados quanto a conciliação por parte dos agentes regulados. Se essas metodologias forem adotadas não seria necessário criar um Certificado de Compensações, uma vez que os Certificados de Energia Renovável (CER), comercializados atualmente no mercado com outros fins, poderiam ser utilizados como compensações pelas termelétricas.

No mercado, cada CER equivale a 1 MWh e depende de uma empresa certificadora. Entretanto nada dizem sobre a quantidade de emissões de CO₂e evitadas por termelétricas a carvão e diesel. Para que eles possam ser utilizados como créditos de compensação no SCE é necessário a adoção de uma metodologia para o cálculo da linha de base e, consequentemente das emissões evitadas, seja com base no Protocolo Kyoto seja com base no artigo 6º do Acordo de Paris. Isto facilitaria também a conciliação dos relatórios de emissões ao final de cada período.

A vantagem da comercialização de Certificados de Compensações no SCE é que estes permitem que as fontes renováveis contem com uma fonte adicional de receita e possam prescindir dos incentivos fiscais a que fazem jus no modelo setorial vigente, auxiliando tanto na remoção das distorções dos preços do SEB quanto na valoração da contribuição ambiental dessas fontes.

5.3.5. Flexibilidade temporal

Os mecanismos de flexibilidade temporal são mecanismos que flexibilizam a conciliação por parte dos agentes regulados ao longo do tempo. Quanto mais longo o período de conciliação, mais tempo o agente tem para realizar seus ajustes e investimentos em redução de emissões. No entanto, se o período de conciliação for excessivamente longo, pode haver atraso nas tomadas de decisões de investimentos e, consequentemente, pode elevar os custos de mitigação.

Os dois principais métodos de flexibilidade temporal são o Banking e Borrowing que permitem a uso das *Permissões* em outros períodos de conciliação. O Banking é o método mais usado nas experiências internacionais uma vez que permite utilizar as *Permissões* de um

período t em períodos futuros ($t+1$, $t+2$, por exemplo). Além disso, ele é visto como uma forma de reduzir volatilidade e evitar o colapso de preços ao fim de uma fase, como no caso do SCE europeu, discutido no capítulo 3. Já o Borrowing, permite utilizar *Permissões* futuras em períodos de conciliação corrente, raramente é usado uma vez que há muitas incertezas sobre a capacidade de mitigação futura dos agentes. Em 2020, apenas a Coreia do Sul permite a utilização deste instrumento e de forma limitada (ICAP, 2020).

No SCE proposto para o SEB será permitido o *Banking*. Com isto, as termelétricas que receberam ou compraram mais *Permissões* do que efetivamente utilizaram porque não foram despachadas como inicialmente previsto, podem guardar suas *Permissões* não utilizadas no ano corrente e usá-las no ano seguinte, desde que dentro de uma mesma fase de operação. Isto tende a evitar tanto as oscilações fortes de preços das *Permissões* quanto o atraso nos investimentos em mitigação. O eventual excesso de *Permissões* no mercado no último ano de cada fase poderá ser corrigido com leilões reversos por meio da Reserva de estabilidade, instrumento este detalhado na subseção 5.3.6. Cabe destacar ainda que o borrowing não está previsto no SCE do SEB.

5.3.6. Reserva de estabilidade

A Reserva de Estabilidade é um mecanismo que previne grandes variações de preços no mercado de carbono, permitindo maior previsibilidade aos agentes e, consequentemente, promovendo investimentos de longo prazo. Este mecanismo é muito utilizado em SCE mais maduros, como o Europeu e o da Califórnia, e tem sido implementado em várias experiências internacionais, nos últimos anos, como resultado de lições aprendidas de sistemas mais maduros. O mecanismo consiste em estabelecer um piso e um teto de preço para as *Permissões*. O piso de preço evita que os preços colapsem, como ocorrido no sistema europeu ao final de 2007, e reduzam os incentivos à mitigação de emissões. O teto de preços evita que os preços subam excessivamente e tornem os custos de conciliação inviáveis aos agentes regulados; e o piso evita que o preço caia a níveis abaixo dos níveis em que ele se torne indiferente para as decisões de investimentos e consumo por partes do agentes que participam do SCE.

Seguindo o exemplo das experiências internacionais, o SCE proposto contará com um mecanismo de Reserva de estabilidade tendo dois objetivos principais. O primeiro objetivo do

instrumento é evitar variações abruptas de preços das *permissões*. Já o segundo objetivo é ter Permissões disponíveis para distribuir e/ou vender às termelétricas fósseis que entrem em funcionamento durante a operação do SCE. A Reserva contará com aqueles 10% do teto de Permissões não leiloadas/distribuídas em cada ano. Além disso, a Reserva terá um preço piso e um preço teto. Se o preço de mercado das *Permissões* cair ao nível do piso de preços, o regulador poderá cancelar os leilões ou recomprar as Permissões excedentes no mercado, restringindo a oferta de Permissões. Por outro lado, se o preço subir ao nível do teto, a ANEEL poderá antecipar os leilões visando aumentar a oferta de Permissões. A definição do preço piso e teto requer estudos e simulações de preço de equilíbrio que fogem do escopo desta tese.

5.3.7. Supervisão, Conformidade e Penalidades

De acordo com a literatura internacional e as lições aprendidas de SCE maduros, apresentados no capítulo 3, o principal instrumento para o sucesso de um sistema de comércio de emissões é um sistema robusto de monitoramento, verificação e reporte (MRV). Ele garante que as emissões cobertas pelo SCE sejam medidas com precisão e relatadas de forma consistente. A falta de desse instrumento ameaça não apenas a integridade do SCE, mas também a funcionalidade básica do mercado de carbono, com alto risco econômico para todos os participantes. No entanto, como os sistemas internacionais abrangem diferentes setores, o custo de monitoramento das diversas instalações é alto. As experiências internacionais, além de um sistema de monitoramento e registro das emissões, contratam empresas certificadoras de projetos e auditores externos para garantir a veracidade das informações declaradas pelos agentes regulados.

Nesse aspecto, a vantagem do SCE proposto para o SEB é que o custo de MRV será baixo. O SEB já conta com um robusto sistema de medição, controle e contabilização de energia produzida. Como no SEB as emissões ocorrem simultaneamente à geração de eletricidade, caberá a CCEE contabilizar as toneladas emitidas e fazer a conciliação entre a energia gerada e as *Permissões* entregues pelos agentes regulados ao final de cada período. Isto é, caberá à CCEE verificar se as usinas termelétricas que utilizam fontes fósseis contam com *Permissões* suficientes que cubram a totalidade das emissões geradas naquele ano. A estimação das emissões de CO₂e a partir da energia elétrica produzida pelas termelétricas será realizada

utilizando um índice de intensidade energética de cada fonte de combustível e a eficiência energética de cada usina, detalhado na subseção 5.4.1. Caso as usinas termelétricas não tenham Permissões suficientes no momento da conciliação, caberá a aplicação de penalidades ao gerador. Uma vantagem adicional do SCE proposto é que pode prescindir da contratação terceirizada de certificadores de projetos e auditores externos para medição das emissões, uma vez que esta será realizada indiretamente a partir dos dados de geração das termelétricas fósseis, reduzindo os custos de MRV do sistema.

No que concerne às penalidades, na experiência internacional existem diferentes tipos de penalidades para os agentes que não cumprem a entrega de Permissões suficientes no momento da conciliação das emissões dos gases cobertos pelo SCE. Nas experiências internacionais as principais penalidades aplicadas são: (i) multas fixas ou por unidade não entregue; (ii) obrigação de entrega de algum múltiplo *Permissões* não entregues em um período seguinte; (iii) o “*shaming*”, isto é, a publicação de lista de empresas não cumpridoras; (iv) cancelamento de subsídios públicos; e/ou (v) uma combinação dessas penalidades. Por exemplo, a União Europeia, além de multas de EUR 100 para cada tonelada de CO₂e emitida sem a correspondente Permissão, os agentes regulados devem comprar e devolver a quantidade equivalente de Permissões e o nome desses agentes é tornado público (*shaming*). Na Califórnia, cada tonelada não conciliada gera obrigação de entrega de 3 permissões no período seguinte (ICAP, 2020).

O SCE proposto nesta Tese sugere a aplicação de uma multa às termelétricas que não entregarem Permissões equivalente às suas emissões. O valor da multa será de 3 vezes o valor de mercado por cada Permissão não entregue no momento da conciliação. Os recursos dessas multas integrarão os recursos de incentivos a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), de acordo com a Lei nº 9.991/2000, que determina que as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica são obrigadas a aplicar anualmente um percentual de sua ROL em P&D.

5.3.8. Proposta de estrutura institucional do SCE

Existem diversas estruturas institucionais possíveis para garantir o funcionamento de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE). Nas experiências internacionais, encontram-se desde

complexas estruturas supranacionais criadas especialmente para o SCE, como no caso do SCE da União Europeia, passando por estruturas subnacionais regionais, como o do RGGI, até estruturas locais mais simples, como no caso de Tóquio, no Japão.

O SCE proposto nesta tese se baseará na estrutura institucional vigente do SEB. A vantagem da estrutura proposta é que esta não propõe a criação de novos órgãos específicos para o funcionamento do sistema, o que acarretaria aumentos de custos para o Estado. A proposta apenas acrescenta algumas atribuições aos órgãos já existentes.

Nesta proposta, o Ministério de Minas e Energia (MME), além de ser responsável pela condução, gestão e desenvolvimento da legislação referente às políticas energéticas do país, será responsável também pelo desenvolvimento e coordenação geral do Sistema de Comércio de Emissões (SCE). Caberá ao MME incluir o mercado de carbono dentro da política setorial de energia elétrica e determinar o teto de emissões anuais, com base nos cálculos feitos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além disso ficará a cargo do ministério criar um espaço de diálogo e treinamento/difusão de conhecimento sobre o SCE proposto para todos os stakeholders envolvidos, setores do governo, sociedade civil e academia, a exemplo da experiência do México.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) ficará responsável também por identificar, acompanhar e avaliar, não apenas a continuidade e a segurança do suprimento elétrico, mas também o correto funcionamento do sistema de comércio de emissão, cumprimento dos períodos de conciliação, quantidade de Permissões no mercado, necessidade de ativação da reserva de emergência, bem como acompanhar as negociações das Permissões na bolsa de valores B3.

No SCE proposto, tanto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) quanto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) terão atribuições adicionais. A EPE será responsável por projetar as emissões de CO₂e do setor, com base na previsão de expansão da matriz elétrica e, conseqüentemente, calcular o teto de emissões anuais do SCE a ser divulgado pelo MME. Já a (ANEEL) ficará responsável por regular o SCE proposto, definido as regras de comercialização das Permissões entre os agentes regulados, bem como dos certificados de compensações de emissões das fontes renováveis. A Agência ficará responsável também pela elaboração e divulgação regras de distribuição das Permissões da Fase I, bem como dos editais

dos Leilões das Permissões, na Fase II do SCE. Caberá à Aneel ainda determinar as regras para a conformidade dos agentes ao final de cada período de conciliação e também determinar as Penalidades para os agentes que não cumprirem com essas regras.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) será responsável por garantir a operacionalização do SCE, registrando, contabilizando e conciliando as transações das Permissões e *Offsets* e a energia elétrica produzida pelos agentes do SCE em cada período. A Câmara ficará responsável também pelo sistema de monitoramento, reporte e verificação (MRV), ou seja, ela irá monitorar indiretamente as emissões de CO₂e, utilizando fatores de emissões padrão, e receber os relatórios de emissões dos geradores térmicos. Após receber os relatórios anuais das termelétricas, a CCEE irá verificar se a produção de energia elétrica dos agentes regulados é equivalente às emissões reportadas. Desta forma a CCEE ficará responsável por declarar a conformidade dos agentes regulados e aplicar as multas, determinadas pela ANEEL, no caso de não de conformidade. A CCEE ficará responsável também pela alocação gratuita das Permissões, na Fase I, e pela realização dos Leilões, na Fase II, a exemplo dos leilões de energia e transmissão já realizados por ela.

Os geradores termelétricos que utilizam combustíveis fósseis serão responsáveis por contabilizar, reportar seus níveis de emissões em função de sua energia injetada na rede e negociar suas Permissões. Caberá aos geradores prever seu despacho anual, avaliar o risco hidrológico e adquirir Permissões nos Leilões realizados pela CCEE. Os excessos ou falta de Permissões deverão ser negociados no mercado. O uso de offset estará restrito à 10% de suas emissões totais. Às Distribuidoras caberá repassar os custos aos consumidores finais por meio da revisão tarifária anual e, se necessário, via bandeiras tarifárias. Já as comercializadoras, além de negociar energia, poderão comprar e vender Permissões na B3, caso desejarem. Isto tende a contribuir na liquidez do mercado. As comercializadoras poderão também fazer a gestão/comercializar os certificados de compensações das fontes renováveis. A Figura 5.16 mostra o organograma institucional da proposta de SCE para o SEB.

Figura 42: Proposta de organograma institucional para o SCE do SEB

Fonte: Elaboração própria, 2020

5.3.9. Outras considerações sobre o SCE

O SCE proposto nesta tese deverá realizar, ao final da fase I, um processo de revisão e avaliação das regras e desenho proposto, avaliando o funcionamento dos principais componentes do Sistema como o teto de emissões, desempenho da reserva estratégia, dos limiares de emissões de certificados de compensações e, eventualmente, incorporar as lições aprendidas na regulação da fase II. Ao final desta fase II, também está prevista uma avaliação tanto dos componentes do SCE quanto do contexto econômicos e tecnológico visando a adaptação a possíveis choque econômico e o surgimento de novas tecnologias disruptivas. Adicionalmente, o MME poderá considerar a ligação com outros sistemas de emissões e/ou incorporar certificados de compensações de outros setores como o de Transportes e o Florestal.

Cabe destacar ainda que o SCE proposto não prevê a ligação com outros sistemas nas duas primeiras fases por dois motivos principais. Primeiro porque estas duas primeiras fases são essenciais para a implementação e consolidação do mercado de carbono no SEB e ligá-lo prematuramente a outros sistemas pode adicionar níveis de complexidade desnecessário nestas fases. O segundo motivo se deve, principalmente, porque os sistemas de comércio de emissões

vigentes são sistemas internacionais e isto requereria uma série de alinhamentos e compatibilização de desenhos regulatórios, ambição ambiental e instrumentos de controle. Adicionalmente, há riscos de se realizar a ligação entre sistemas de comércio de emissões precocemente, como: (i) os riscos do SCE do SEB se tornar tomador de preços que, dependendo do nível de preços, pode desestimular a inovação e/ou o desenvolvimento de novas tecnologias; (ii) o risco importação de choques de preço, como ocorreu no SCE da Nova Zelândia, em 2011 (ICAP, 2020).

5.4. Impactos diretos do SCE no SEB

O Sistema de Comércio de Emissões proposto terá alguns impactos diretos na operação do SEB, como por exemplo, no cálculo do custo variável unitário (CVU) das usinas e, consequentemente, na ordem de mérito do despacho. Também impactará a receita das usinas fósseis e renováveis, bem como na tarifa final que as Distribuidoras cobram dos consumidores finais.

5.4.1. Custo variável unitário

O mecanismo indutor de substituição tanto de combustíveis fósseis quanto dos subsídios às fontes incentivadas é a precificação do dióxido de carbono equivalente (CO₂e) emitido pelas usinas termelétricas ligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao adicionar um custo ao CO₂e emitido ao custo variável unitário (CVU) de cada usina, em função da intensidade de emissão, ocorre um reordenamento da ordem de mérito do despacho em favor das fontes menos intensivas em carbono.

De acordo com a Nota Técnica da EPE nº102, o CVU de uma usina termelétrica é calculado de acordo com a equação 4:

Equação 4: Custo Variável Unitário Unitário das Termelétricas

$$CVU = C_{comb} + CO\&M$$

Onde:

CVU é o Custo Variável Unitário, em R\$/MWh

Ccomb é o Custo de Combustível, em R\$/MWh

CO&M é o Custo de Operação e Manutenção, em R\$/MWh

A proposta de um SCE para o SEB adicionará um custo ao CVU, associado ao custo do carbono equivalente emitido (CCO_{2e}) pela termelétrica que utiliza combustíveis fósseis. Desta forma o novo CVU será calculado conforme demonstrado na equação 5:

Equação 5: Proposta de CVU com custo de CO_{2e}

$$CVU = Ccomb + CO\&M + CCO2e$$

O custo de emissão do carbono equivalente será calculado conforme demonstrado na equação 6:

Equação 6: Custo de emissão do CO_{2e}

$$CCO2e = ICO2e * PCO2e$$

Onde:

CCO_{2e} é o Custo da Emissão de Carbono, em R\$/MWh

ICO_{2e} é o índice de intensidade de emissões de carbono de cada usina, em tCO_{2e} /MWh

PCO_{2e} é o preço das Permissões de emissões em R\$/ tCO_{2e}

A intensidade de emissões de carbono de cada usina é uma relação entre o coeficiente de emissão, indicado pelo IPCC e a eficiência energética de cada usina. Desta forma o índice por se calculado conforme equação 7:

Equação 7: Índice de intensidade de emissões de carbono de usinas termelétricas

$$ICO2 = \frac{\theta}{\beta}$$

Onde:

ICO_{2e} cooresponde ao índice de intensidade de emissões de carbono de cada usina, em tCO_{2e} /MWh

θ é o coeficiente de Emissão tCO_{2e} /MWh

β é o eficiência energética de cada usina, em percentual.

5.4.2. Impacto na ordem de mérito

Uma consequência direta da incorporação do preço das *Permissões* de emissões no custo variável unitário (CVU) das termelétricas é a alteração na ordem de mérito de despacho. Como discutido no capítulo 4, o Operador Nacional do Sistema visa minimizar o custo total da operação do sistema elétrico despachando as termelétricas do menor ao maior custo até que se iguale a geração à carga de energia elétrica em cada momento. Ao considerar o preço das Permissões de emissões, o CVU das termelétricas com maior intensidade de carbono fica mais caro e estas passam a ser despachadas com menos frequência.

A tabela 10 mostra um exemplo de como o CVU que inclui o preço das emissões de CO_{2e} impacta na ordem de mérito das térmicas a Carvão, considerando um preço de R\$40 por t/CO_{2e} emitida.

Tabela 10: Alteração do despacho de ordem de mérito de UTEs a Carvão com PCO₂e

UTE a Carvão	Ordem de Mérito Original	Ordem de Mérito com Preço CO ₂
PAMPA SUL	5	9
CANDIOTA 3	12	14
CARVAO NAC	15	18
J.LACERDA C	33	34
P. PECEM II	35	37
P. PECEM I	36	38
PORTO ITAQUI	37	39
J.LACERDA B	41	41
J.LACERDA A2	42	42
J.LACERDA A1	46	48
FIGUEIRA	84	85

Fonte: elaboração própria

Cabe destacar que a Tabela 10 considerou os CVU do PDE2029, que por sua vez contém os subsídios a estas termelétricas a carvão. O fim dos subsídios a esta fonte combinado com o preço das Permissões de emissões tende a ter um impacto bem maior na ordem de mérito destas termelétricas.

5.4.3. Impacto na receita do gerador

Como discutido no capítulo 4, o SEB está em um processo de revisão de seu modelo vigente e a principal proposta é a separação entre o Lastro e Energia. Isto traz impactos diretos na receita do gerador, como demonstrado na figura 43. Na proposta da EPE, além das receitas provenientes da comercialização de energia elétrica, as fontes geradoras terão receitas vinculadas ao lastro de produção e lastro de capacidade.

A introdução de um custo de emissão de CO₂e impacta diretamente na receita anual tanto das termelétricas quando nas fontes geradoras que emitem certificados de compensações, como é possível ver na Figura 44. Além das receitas provenientes da venda de energia elétrica, as

fontes renováveis terão uma receita com a emissão de certificados de compensação ambiental. Já as termelétricas terão um custo/receita adicional dependendo do volume de Permissões utilizadas em cada período.

Figura 43: Proposta de Composição da Receita do Gerador no SCE do SEB

Fonte: Elaboração Própria, com base em EPE, 2019

5.4.4. Outros impactos

A questão da transmissão do preço do carbono (*passthrough*) ao longo da cadeia produtiva é fundamental em qualquer SCE, especialmente, naqueles sistemas que abrangem o setor de energia elétrica, que costuma ser muito regulado e com forte presença estatal ao redor do mundo, como discutido no capítulo 3. A transmissão de preços ao longo da cadeia, desde geração até o consumo final de energia, é o que permite incentivar tanto a mudança no padrão de consumo dos consumidores finais quanto a busca por soluções e investimentos em tecnologias que sejam menos intensivas em carbono.

No entanto, como o SEB é um sistema hidrotérmico, cujo despacho de termelétricas varia de acordo com o nível dos reservatórios de água, ele já conta com um mecanismo que sinaliza aos consumidores o nível dos reservatórios e, portanto, os custos reais da geração de energia elétrica. Este mecanismo é conhecido como Bandeiras Tarifárias e o seu funcionamento é considerado simples pela Aneel e agentes do SEB. Nesse mecanismo, as cores das Bandeiras tarifárias (verde, amarela ou vermelha) indicam as condições hidrológicas de geração de eletricidade e, conseqüentemente, se a energia custará mais ou menos em função do despacho termelétrico. Ele permite que as Distribuidoras repassem os custos de geração variáveis sem a

necessidade das revisões tarifárias. Desta forma, com as Bandeiras Tarifárias, a conta de luz fica mais transparente uma vez que sinaliza ao consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se necessário (ANEEL, 2020)

Desta forma, a dificuldade de transmissão dos preços da Permissões ao longo da cadeia de energia elétrica no SEB não será uma questão a ser desenvolvida no SCE proposto. No SCE, as Distribuidoras poderão utilizar o mecanismo de bandeiras tarifárias para transmitir a variação do preço da Permissões incorporado no CVU e repassar o custo aos consumidores finais, incentivando ações de eficiência energética e investimentos em soluções de baixo carbono por parte deles ou do mercado como um todo. Para que este mecanismo não sobrecarregue apenas os consumidores do mercado regulado é essencial eliminar os subsídios às fontes renováveis, permitindo que as fontes possam competir nas mesmas condições no mercado de energia.

5.5. Principais destaques do Capítulo 5

Este capítulo propõe a criação de um *Sistema de Comércio de Emissões* para o Setor Elétrico Brasileiro. Tal proposta teve por finalidade internalizar as externalidades ambientais decorrentes das emissões de GEE das termelétricas fósseis e valorar, por meio de um instrumento de mercado, os atributos ambientais das fontes renováveis variáveis. Tal proposta, se implementada, permitiria substituir parte significativa os subsídios às fontes renováveis e à geração de energia elétrica derivada do carvão mineral.

Para isso, estimou-se o mercado potencial de emissões de CO₂e, de 2020 a 2029, utilizando diferentes cenários de despacho hidrotérmico, a partir dos dados do Plano Decenal de Energia 2029, no *software* Newave. Os cálculos mostraram que é factível a criação um mercado de emissões e que este tem potencial médio de transacionar cerca de US\$ 500 milhões/ano, podendo chegar a mais US\$ 800 milhões/ano, correspondendo a 50MtCO₂e e 80MtCO₂e, respectivamente. Estes valores são suficientes para substituir até 50% dos subsídios cruzados às fontes renováveis e ao carvão mineral presentes na tarifa final de energia elétrica.

A proposta aqui apresentada inspirou-se na metodologia do Banco Mundial. O SCE proposto para o SEB cobriria apenas as termelétricas que utilizam combustíveis fósseis ligadas aos Sistema Interligado Nacional (SIN) e os seguintes gases: (i) o dióxido de Carbono (CO₂); (ii) o dióxido de enxofre (SO₂); e (iii) metano (CH₄). Sugeriu-se, também, o estabelecimento de duas fases iniciais, que antecederiam o pleno funcionamento deste Sistema. A primeira fase seria considerada uma Fase Piloto, com duração de cerca de 3 anos (2022 a 2024). A segunda, seria uma Fase de Operacionalização e Consolidação do SCE, com duração de 5 anos (2025-2029). Além disso, previu-se que o SCE poderia aceitar créditos de compensações derivadas da geração de fontes renováveis variáveis e teria um mecanismo de reserva de estabilidade de preços.

Merece destaque também o fato de que para o SCE proposto não seria necessário criar novas instituições para sua operacionalização. Isso porque a proposta aqui realizada apoiou-se na estrutura institucional existente visando ao funcionamento do Sistema ao menor custo possível. Conforme visto, ela apenas adiciona algumas novas atribuições relacionadas às atividades das instituições em funcionamento como, por exemplo, a definição das metas de emissões anuais por parte do MME; a regulamentação e definição das penalidades pela ANEEL; e a operação e verificação do SCE pela CCEE. Além disso, nesta proposta foram aproveitados os sistemas de registro e contabilização de energia comercializada para o *Monitoramento, Reporte e Verificação* das emissões, bem como os instrumentos de transmissão de preços ao consumidor final, permitindo que os agentes do SEB possam reagir ao sinal de preços das fontes mais emissoras.

No contexto da modernização do SEB, o Sistema permitiria que a decisão de despacho incorporasse custo das externalidades derivada de emissões das fontes de geração que utilizassem combustíveis fósseis. Além disso, o SCE permitiria que as fontes de geração renováveis fossem remuneradas pelos atributos ambientais que aportam ao sistema, em termos de emissões evitadas, dispensando a necessidade de subsídios cruzados. Desta forma, se implementado, o SCE proposto poderá contribuir para que as diferentes fontes de geração possam competir de maneira equânime no mercado de energia elétrica no Brasil.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista: (i) que o Sistema de Comércio de Emissões vem se destacando, em vários países do mundo, como um instrumento eficaz na mitigação das emissões de gases de efeito estufa; (ii) que há uma previsão de aumento da participação das termelétricas fósseis ao longo da década de 2020 no Brasil; e, também, (iii) que, no país, a evolução das tecnologias de renováveis geração já permite preços competitivos para essas tecnologias; o objetivo deste trabalho foi propor um Sistema de Comércio de Emissões (SCE) de gases de efeito estufa (GEE) para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Tal proposta teve por finalidade internalizar as externalidades negativas das termelétricas fósseis com previsão de crescimento no mix energético do país, bem como, criar incentivos de mercado para substituir grande parte dos subsídios cruzados às fontes renováveis e ao carvão mineral existentes no Setor.

Conforme visto, o Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 trouxe como previsão um aumento da participação de termelétricas fósseis para garantir a segurança de suprimento. Este aumento decorre, em parte, da necessidade de se prover estabilidade ao SEB frente à maior penetração das fontes renováveis variáveis – eólica, solar, hidrelétricas a fio d'água, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hídras (CGH). Como este Setor é predominantemente hidrelétrico, o aumento da participação de termelétricas fósseis, combinado com uma hidrologia abaixo da média histórica, tem o potencial de elevar ainda mais as emissões provenientes de fontes fósseis. Assim, tal cenário pode agravar os efeitos adversos das mudanças climáticas que são consideradas a maior falha de mercado do mundo contemporâneo.

Além disso, destacou-se neste trabalho que, visando a uma maior diversificação da matriz, a partir de 2004, foram implementados subsídios cruzados às fontes renováveis variáveis a fim de promover o aumento de suas participações no mix energético do SEB. Inicialmente, esses subsídios eram justificáveis, uma vez que essas fontes, à época da concessão desses subsídios, eram pouco competitivas em termos econômicos (Res. Normativa nº 77/2004). Conforme visto, os incentivos a tais fontes se deram via descontos de 50%, 80% ou 100% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica (TUSD/TUST). Entretanto, ao longo da década de 2010, essas tecnologias de geração variável evoluíram rapidamente, permitindo uma queda significativa nos preços, e colocando em xeque a necessidade da manutenção de tais subsídios

Assim, a questão central norteadora desta tese foi se seria possível estruturar um Sistema de Comércio de Emissões de GEE que internalizasse estas externalidades negativas do Setor Elétrico Brasileiro e removesse, ao mesmo tempo, os subsídios cruzados existentes, oferecendo incentivos de mercado ao desenvolvimento das fontes renováveis. Para dar suporte à resposta dessa questão foi necessário construir três pilares principais. O primeiro deles fundamentou-se na teoria econômica sobre falhas de mercado e, conseqüentemente, nos instrumentos para corrigir essas falhas, dentre os quais destacou-se a precificação de emissões de GEE. O segundo pilar analisou as experiências internacionais vigentes sobre Sistemas de Comércio de Emissões e como elas se adaptaram a diferentes níveis de regulação do setor elétrico. E o terceiro pilar amparou-se na análise da estrutura institucional e regulatória vigente do SEB, e em como tal estrutura poderia dar suporte à proposta de introdução de um Sistema de Comércio de Emissões no Brasil. Isto motivou a divisão do trabalho em 4 capítulos, além da introdução.

Do Capítulo 2 – dedicado a contextualização da questão das mudanças climáticas em âmbito mundial e à apresentação da teoria econômica que embasa esta Tese – mereceu destaque o Sistema de Comércio de Emissões, como instrumento para precificar as externalidades negativas relativa às emissões de GEE. O Capítulo apresentou, inicialmente, a relevância questão das mudanças climáticas decorrentes das emissões antrópicas de GEE, principalmente de dióxido de carbono (CO₂), em âmbito mundial. Observou-se que o fato de as emissões antrópicas terem que alcançar um volume líquido de zero, por volta de 2050 – para cumprir com a meta de aquecimento de até 1,5°C em 2100 – incentiva ações de políticas públicas e planejamento em âmbito mundial para evitar os efeitos adversos deste aquecimento.

Mereceu destaque, no referido Capítulo que, do ponto de vista da teoria econômica, as emissões de GEE são consideradas uma externalidade negativa, ou seja, um tipo de falha de mercado. Para corrigir tal falha, a teoria econômica recomenda a intervenção do Estado para reduzir seus efeitos indesejados à sociedade. Neste Capítulo ficou claro que o Estado possui uma série de instrumentos de políticas públicas com este propósito, dentre as opções, a literatura tem destacado as vantagens dos instrumentos econômicos baseados no mercado, como instrumentos de precificação de emissões de GEE para a promoção de iniciativas que reduzam essas emissões e permitam alcançar uma trajetória de emissões futuras compatíveis com as metas previstas no Acordo de Paris de 2015.

Os dois principais instrumentos precificação discutidos no Capítulo 2 foram: (i) o *imposto sobre o carbono*; e (ii) o *sistema de comércio de emissões* (SCE). Observou-se que ambos os instrumentos internalizam os custos que as emissões de GEE impõem à sociedade, incentivando o consumo de bens e serviços menos intensivos em carbono e estimulando a inovação tecnológica. Concluiu-se que o SCE é o instrumento que proporciona maiores vantagens operacionais e econômicas, no atual contexto do país e do SEB, uma vez que ele é flexível e substitui com vantagens a inserção de um imposto que não seria bem aceito pela sociedade.

No Capítulo 3, por sua vez, analisaram-se as iniciativas de SCE vigentes em âmbito internacional e como estes sistemas se adaptaram a diferentes níveis de regulação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Primeiramente, apresentou-se um panorama da precificação de carbono no mundo, no qual foi visto que, até julho de 2020, funcionavam globalmente 21 *Sistemas de Comércio de Emissões* em diferentes níveis de governos, negociando 6 GtCO₂e. Em seguida, buscando lições aprendidas com base no sucesso e na maturidade desses Sistema vigente no mundo e levando em conta as peculiaridades do SEB, foram selecionadas quatro 4 principais experiências internacionais de SCE, que foram: (i) o sistema de comércio de emissões *européu*; (ii) o sistema *do Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), nos *EUA*; (iii) as experiências da *China*; e (iv) o recém implementado sistema de comércio de emissões *mexicano*.

Das experiências vigentes, até julho de 2020, destacou-se o Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (SCE-UE). Este sistema, que entrou em vigor a partir de 2005 e cobre 45% das GEE de 28 Estados Membros, além de Noruega, Islândia e Liechtenstein, é o maior e mais avançado mercado de carbono em funcionamento. O SCE-UE, por estar em vigência há mais de uma década, passou por algumas reformas em suas distintas fases visando seu aperfeiçoamento e irá iniciar sua Fase 4 em 2021. Entre as principais lições aprendidas destacaram-se os mecanismos de estabilização de preços como um meio para equilibrar a quantidade de Permissões no mercado com a quantidade de emissões observadas.

Entre os principais resultados do SCE até o final do período analisado, destaca-se que as emissões do setor elétrico cobertas pelo SCE-UE diminuíram em mais de 36,5% na Europa. Em 2019, o aumento do preço da *Permissões de emissões*, combinado com os preços

historicamente baixos do gás, contribuiu para parte da queda registrada das emissões, devido à substituição do carvão mineral pelo gás natural em plantas termelétricas. No entanto, é difícil atribuir a totalidade dessa queda ao aumento do preço das *Permissões*, uma vez que, nos desde 2010 tem-se observado um forte crescimento anual da penetração das energias renováveis no *mix* de energia dos países europeus decorrente de estímulos e de políticas como as de *feed-in tariffs*.

As outras experiências analisadas, também trouxeram algumas lições importantes. O *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), primeiro sistema de comércio de emissões mandatório dos Estados Unidos, formado pelos estados 8 da costa leste dos EUA, teve seu início em 2009, cobrindo apenas o setor de geração termelétrica. Dentre as principais lições aprendidas, destacou-se a necessidade de revisão periódica e ajustes no Teto de Emissões para que o Sistema se tornasse de fato efetivo. Por sua vez, o SCE nacional da China, apesar de aprovado desde dezembro de 2017, ainda não foi implementado. No entanto o país conta com 8 SCE regionais pilotos em funcionamento desde 2011. Estes pilotos abrangem diferentes números de setores, possuem distintos métodos de alocação de *Permissões* e vários níveis de Monitoramento, Reporte e Verificação. Já na experiência do SCE do México, mereceu destaque a construção de um amplo diálogo com todos os setores cobertos pelo Sistema proposto naquele país, que buscou uma ampla aceitação social e política, bem como a incorporação de pleitos setoriais na sua regulação.

Além das lições aprendidas particulares de cada uma das experiências internacionais analisadas, todas os SCE avaliados indicaram que a credibilidade, a flexibilidade e a previsibilidade das regras eram aspectos vitais em um desenho de mercado de emissões eficaz. Conforme visto, a ausência dessas regras tende a criar incertezas para as empresas que consideram realizar investimentos de longo prazo. Neste contexto, observou-se que quanto mais claras forem as regras e mais líquidos forem os mercados, maior será a eficácia de um SCE.

Mereceu também atenção no Capítulo 3, o fato de que a implementação de um SCE tende a requerer adaptações, especialmente ao abranger o setor elétrico. Isto porque tal setor, além de apresentar mixes de energia com diferentes composições de fontes, também contempla distintos níveis de regulação ao redor do mundo. Da literatura revisada no referido, Capítulo foi possível concluir que o desenho regulatório de um SCE deve garantir a transmissão do preço

do carbono (*passthrough*) ao longo de toda a cadeia de suprimento energético, de tal forma que este sinal de preço possa ser incorporado nos custos de geração de energia elétrica, bem como nas decisões daqueles que a consomem.

No Capítulo 4 foram apresentadas as principais características físicas e institucionais/regulatórias do SEB, além de uma breve análise do seu perfil das emissões. Com relação às emissões de GEE, identificou-se que o setor elétrico representava cerca de 13% das emissões do setor energético do país, em 2019. No entanto, no PDE 2029, a Empresa de Planejamento Energético (EPE) prevê um aumento da participação das usinas termelétricas a gás natural que, associado à uma hidrologia abaixo da média histórica, tem o potencial de aumentar significativamente o volume de emissões de GEE do setor elétrico em termos absolutos e relativos.

No que concerne à característica institucional do SEB, o Capítulo 4 analisou os principais pontos do marco regulatório em vigor desde 2004. A análise constatou que, para diversificar o *mix* de energia do país, foram criados subsídios cruzados para as fontes renováveis variáveis, os quais foram basicamente financiados por meio de Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um dos encargos na tarifa final de energia elétrica dos consumidores cativos. Desde 2014, os subsídios para essas fontes dobraram, alcançando R\$8,3 bilhões em 2018, ou seja, mais de 40% do total de recursos da CDE. Este fato, combinado com a crescente migração de consumidores que deixam o mercado cativo e optam pelo mercado livre, vem trazendo alguns desequilíbrios no SEB em anos recentes, uma vez que sobra para os cativos a obrigação de financiar os subsídios às energias renováveis consumidas em todo o país, através do SIN. Verificou-se também que a CDE contempla subsídios ao carvão mineral da ordem de R\$ 900 milhões por ano entre os anos 2014-2018. Conforme visto, tal situação se agrava pelo fato de o modelo de despacho por ordem de mérito não contemplar qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer espécie de penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes.

Quanto aos resultados e limites do marco regulatório de 2004, bem como a proposta de Modernização do Setor Elétrico, o Capítulo 4 finaliza com uma breve discussão, na qual alguns aspectos merecem ser pontuados. A conjuntura setorial brasileira tem evoluído de tal forma que a introdução de mecanismos de precificação de carbono, como um Sistema de Comércio de

Emissões, poderia ser discutida e implementada nesse contexto de reforma setorial, considerando as questões energéticas e mudanças climáticas de forma integrada. Assim, no âmbito do Grupo de Trabalho Modernização do Setor Elétrico, o Sistema de Comércio de Emissões poderia ser incorporado como um mecanismo para valorar, via mercado, os atributos ambientais de cada fonte.

No Capítulo 5, por seu turno, mereceu destaque a estimação do tamanho potencial do mercado de carbono no SEB. Para isso, foram projetados cinco cenários de despachos hidrotérmicos para o período de 2020 a 2029, utilizando o software Newave. Os resultados indicaram que a depender do cenário hidrológico, as emissões médias anuais seriam de cerca de 50 milhões de toneladas de CO₂e, podendo alcançar o pico de 91 milhões de toneladas ao ano, em 2027. Estes volumes são comparáveis a importantes *Sistemas de Comércio de Emissões*, como o de Quebec, o da Nova Zelândia, o de Beijing e o do RGGI (EUA).

Ademais estimou-se que se as emissões do SEB fossem precificadas utilizando o preço médio das *Permissões* de carbono em mercados internacionais em 2019, que estavam em US\$10 por tonelada emitida, um Sistema de Comércio de Emissões para o SEB teria o potencial de arrecadar US\$ 500 milhões ao ano, em média. Estes valores seriam suficientes para substituir uma parte expressiva dos subsídios cruzados do setor às fontes renováveis e carvão natural e/ou poderiam ser usados para compensar parcelas mais vulneráveis da sociedade impactadas pelo potencial aumento no preço final da energia.

Uma vez constatado que há um mercado de emissões de carbono relevante, o Capítulo 5 detalhou a proposição de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE) para o SEB. Desse detalhamento merece destaque o fato de ele seria suficientemente robusto, bastando cobrir apenas as termelétricas que utilizam combustíveis fósseis – gás natural, carvão, óleo diesel e óleo combustível – dentre as que estão ligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Já os gases a serem cobertos pelo sistema, estes seriam: (i) o dióxido de carbono (CO₂); (ii) o dióxido de enxofre (SO₂); e (iii) o metano (CH₄). Todos esses gases são liberados na queima dos combustíveis utilizados pelas termelétricas para a produção de energia elétrica no SIN e possuem fatores de emissões definidos pelo IPCC, o que, conforme visto, permite o cálculo das emissões.

Da proposta realizada, vale ainda salientar que o teto de emissões anuais poderia ser definido anualmente, em termos absolutos, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), cobrindo 100% do volume de emissões anuais das UTEs, alimentadas combustíveis fósseis, do SIN. O cálculo de teto de emissões anual, que conforme visto é fator crucial na determinação de um SCE eficaz, poderia ser sem dificuldade processado pela EPE. Ademais, vale também assinalar que como o SEB tem uma forte predominância de usinas hidrelétricas, o risco hidrológico, com o Sistema de Comércio de Emissões proposto em funcionamento, seria naturalmente considerado pelos agentes em suas estratégias aquisição/negociação das *Permissões*.

Ainda na proposição do SCE para o SEB, sugeriu-se o estabelecimento de duas fases iniciais, que antecederiam o seu pleno funcionamento. A primeira fase seria considerada uma Fase Piloto, com duração de cerca de 3 anos (2022 a 2024). A segunda, seria uma Fase de Operacionalização e Consolidação do SCE, com duração de 5 anos (2025-2029). Como os objetivos das duas fases iniciais são diferentes, o método de alocação também deveria diferir entre esses momentos. Na primeira fase do SCE proposto, a alocação das *Permissões* se daria de maneira gratuita, sendo baseada no histórico de emissões das termelétricas participantes referentes aos últimos 5 anos. Na segunda Fase, o método de alocação das *Permissões* seria realizado com base em leilões anuais, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em ambas as fases, as *Permissões* deveriam ser negociadas na bolsa de valores “B3” de São Paulo.

Visando a evitar fortes oscilações no preço das *Permissões*, para o SCE proposto foram sugeridos dois mecanismos, a saber: o *Banking*; e a *Reserva de Estabilidade*. Através do mecanismo de *Banking*, as termelétricas poderiam guardar suas *Permissões* não utilizadas no ano corrente para serem aproveitadas em anos futuros, desde que dentro de uma mesma fase de operação. Já o mecanismo de *Reserva de Estabilidade* poderia entrar em ação sempre que as *Permissões* alcançarem um preço piso ou um preço teto, de sorte a evitar excessiva volatilidade do preço dessas *Permissões*. Nesses casos, o agente encarregado do mecanismo de *Reserva de Estabilidade*, teria a prerrogativa de entrar no mercado comprando ou vendendo *Permissões*.

Adicionalmente, outra importante característica do SCE proposto é a previsão de que as termelétricas fósseis possam utilizar *créditos de compensação* para cobrir parte de suas

emissões anuais. Conforme visto, esses *créditos de compensação* adviriam das fontes eólicas, fotovoltaica, PCHs e termelétricas a biomassa que estejam ligadas ao SIN. Ademais, tais fontes passariam a vender voluntariamente os seus *créditos* com base em coeficiente associado à sua energia produzida.

No que concerne ao mecanismo de *Monitoramento, Reporte e Verificação* (MRV), merece destaque o fato de que a parte de monitoramento do SCE venha a ser realizada por uma assessoria do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Já a CCEE poderia deter a responsabilidade de verificação de conformidade das usinas termelétricas dentro do SCE. Assim, caso as termelétricas reguladas pelo SCE não entreguem as *Permissões* suficientes ao final de um período de conciliação, elas estariam sujeitas a multas determinadas pela ANEEL.

O valor da multa estipulado, também mereceu atenção, pois se mal calculado pode inviabilizar o funcionamento do SCE. Conforme visto, baseado nas experiências internacionais, o valor sugerido foi de 3 vezes o valor de mercado de cada Permissão não entregue no momento da conciliação. Sugeriu-se ademais que os recursos dessas multas pudessem integrar os recursos de incentivos a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), de acordo com a Lei nº 9.991/2000, dentro do espírito de desenvolver tecnologias capazes de contribuir com a meta de emissões líquidas igual a zero em 2050. Do ponto de vista de custo para o SEB, uma das principais vantagens desta proposta é que ela apenas acrescenta algumas atribuições a órgãos já existentes, minimizando o custo do MRV.

Quanto às limitações enfrentadas no desenvolvimento deste trabalho, vale observar que a proposta aqui desenvolvida para a criação do SCE teve como intuito ser um ponto de partida, e por isso considerou algumas simplificações que poderão ser examinadas oportunamente. Dentre essas simplificações destaca-se o fato de não terem sido incluídas como participantes desse mercado as usinas hidroeletricidade com reservatório. Conforme é de conhecimento geral, a valoração do impacto ambiental dessas usinas, derivada de áreas alagadas, do impacto na fauna dos rios, da mensuração do metano emitido pelo material orgânico alagado, apresenta uma ampla diferença de valores na literatura atinente ao tema, podendo ser objeto de estudos futuros. Ademais, o SCE proposto tampouco incluiu na análise a avaliação ciclo de vida (ACV) das tecnologias de geração de energia elétrica, ou seja, não contemplou contabilizou as

emissões desde a produção até o descarte final da aplicação de cada uma dessas tecnologias. A inclusão do ACV na avaliação também poderá ser retomada em estudos futuros.

Cabe destacar ainda algumas limitações metodológicas da proposta como a limitação do software Newave e simular o comportamento dos agentes econômicos frente ao aumento dos preços do CVU, como aumento possível aumento de investimentos em renováveis quanto adoção de medidas de eficiência energética por parte dos consumidores. Além disso, futuros PDE podem alterar algumas premissas sobre a expansão da oferta e demanda de energia, impactando o volume de emissões.

Adicionalmente, para aprofundar o tema em novos estudos, sugere-se avaliar a viabilidade e o impacto do SCE proposto de se ligar a outros mercados de carbonos em âmbito internacional. Isto seria possível, com a regulamentação do Art 6º do Acordo de Paris. O SCE do SEB, ao se ligar a outros mercados de emissões poderia ofertar seus certificados de compensação no mercado internacional, aumentando sua liquidez, entre outros benefícios. Além disso, estudos econômicos podem ser realizados como, por exemplo, aqueles voltados a medir o impacto do SCE na competitividade nacional e no incentivo à migração de grandes consumidores para o ACL, bem como se analisar a viabilidade do Sistema de cumprir um papel voltado a complementar o financiamento para novas tecnologias de mitigação de emissões, como a de *carbon capture and storage (CCS)*.

A principal contribuição deste trabalho residiu em oferecer uma proposta seminal que representasse um ponto de partida para as discussões realizadas, no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, para a introdução de um mecanismo de internalização de externalidades relacionadas às emissões de GEE por meio da introdução de um *Sistema de Comércio de Emissões*. Ademais, este trabalho também buscou contribuir com a organização e sistematização das principais experiências mundiais de SCE e seus impactos em setores elétricos com diferentes níveis de regulação estatal.

O cálculo do volume potencial do mercado de emissões do setor elétrico brasileiro foi estimado cerca de US\$ 500 milhões ano, podendo chegar a mais US\$ 800 milhões ao ano, correspondendo a 50MtCO_{2e} e 80MtCO_{2e}, respectivamente. Neste contexto, proposta de criação de um Sistema de Comércio de Emissões engendrada neste trabalho representa um instrumento que permite valorar, via mercado, os atributos ambientais das fontes de geração

incentivadas – eólica, solar, PGH, CGH e Biomassa – e tem o potencial de mitigar as emissões do Setor Elétrico ao introduzir um preço de carbono na ordem de mérito, reordenando o despacho em favor de fontes de energia menos intensivas em carbono.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACWORTH, W et al. **Emissions Trading and the Role of a Long Run Carbon Price Signal: Achieving cost effective emission reductions under an Emissions Trading System**. ICAP: Berlin 2017.

ACWORTH, W.; et al. **Emissions trading and electricity sector regulation**. ICAP: Berlin, 2018.

ACWORTH W., et al. Emissions trading in regulated electricity markets, **Climate Policy**, v. 20, nº:1, p.60-70, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9> Acesso em: 15/09/2020

_____. Gestão de Recursos Tarifários: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Acesso em 20/05/2020.

_____. Leilões de Geração. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao4> . Acesso em: 30/04/2020.

_____. Subsídios Tarifários. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/conta-subsidio-tarifario> . Acesso em: 29/04/2020.

_____. Bandeiras Tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> Acesso em: 30/04/2020

Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração: Metodologia de Cálculo.

ALATORRE, J.E. **El costo social del carbono**: una visión agregada desde América Latina. Estudios del cambio climático en américa latina. CEPAL: Santiago, 2019.

ANTHOFF, D., et al.. The time evolution of the social cost of carbon: an application of FUND. **Economics ejournal**, v. 44, p.1-21, 2011.

BARON, R.; et al. **Policy options for low-carbon power generation in China**: Designing an emissions trading system for china's electricity sector (No. 2012/12). OECD, 2012

BAUMOL, W.J.; OATES, W.E. **The Theory of Environmental Policy**. Cambridge University Press, 1988.

- BESANKO, D.; BRAEUTIGAM, R.R. **Microeconomics**, 4th edition. Ed. Wiley: USA, 2011
- BOHI, D.; BURTRAW, D. Utility investment behavior and the emission trading market. **Resources and Energy**, v.14, n° 1, 129–153, 2012.
- BOHRINGER, C.; RUTHERFORD, T. F. Combining bottom-up and top-down. **Energy Economics**, v. 30, n. 2, p. 574-596, 2008.
- BOUTE, A.; ZHANG, H. Fixing the emissions trading scheme: Carbon price stability in the EU and China. **European Law Journal**, v.25, n° 3, p.333–347, 2019.
- BRASIL. **Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004** 2004.
- _____. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004** 2004.
- _____. **Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004** 2004.
- _____. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004** 2004.
- _____. **Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000**, 2002
- _____. **Lei nº 10.438, de 26 abril de 2002**, 2002.
- _____. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004**. 2004.
- _____. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. 2004.
- _____. **Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009**. 2009.
- _____. **Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016**. 2016
- BRITO, E.H.G.. **Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil : aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço , sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória Tarifas de distribuição de energia elétrica**. Universidade de São Paulo, 2017
- BRUCKNER T., et all. Energy Systems. In: **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the

Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.

BURTRAW, D.; KRUPNICK, A. **The true cost of electric power**: An inventory of methodologies to support future decision making in comparing the cost and competitiveness of electricity generation technologies. Summary for Policy Makers. Center for Energy Economics and Policy. Resources for the Future, 2012. Disponível em: https://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/RFF-Rpt-BurtrawKrupnick.TrueCosts_Summary_web.pdf . Acesso em: 20/05/2020.

BURTRAW, D., et al. Linking by Degrees: Incremental Alignment of Cap-and-Trade Markets. **Resources for the Future DP**, 2013

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Despacho Hidrotérmico: Aspectos Gerais. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_038839 . Acesso: 30/04/2020.

CASTRO, N. et al. **As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porque das diferenças**. Rio de Janeiro: 2015.

CENTRO DE ESTUDOS EM SUSTENTABILIDADE DA FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (GVCES/FGV-EAESP). **Gestão e precificação de carbono: riscos e oportunidades para instituições financeiras**. FGV: São Paulo, 2018.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Projeto Newave**: modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes: manual do usuário, 2018.

CLIMATE WATCH. Historical GHG Emissions. Disponível em: https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2016&start_year=1990. Acesso: 10/11/2020.

Coady, D., Parry, I. W. H., Sears, L., & Shang, B. (2015). *How large are global energy subsidies?* International Monetary Fund: Washington, DC, 2015. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/How-Large-Are-Global-Energy-Subsidies-42940> . Acesso (25/05/2020)

COASE, R. H.. The Problem of Social Cost. **Journal of Law and Economics** v.3, p.1–44, 1960.

COOK, J., et al. Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming. **Environmental Research Letters** Vol. 11 No. 4, 2016.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ). Emission Trading Systems in China. Disponível em: <https://ets-china.org/downloads/>. Acesso em: 10/07/2020.

_____. Preparation of an Emissions Trading System (ETS) in Mexico, 2018. Disponível em: <https://www.giz.de/en/worldwide/68789.html>. Acesso em: 12/07/2020.

EKINS, P.; KESICKI, F.; SMITH, A. **Marginal abatement cost curves: a call for caution**. Energy Institute, University College London, 2011.

ELLERMAN, A. D.; JOSKOW, P. L. **The European Union's emissions trading system in perspective**. Pew Center on Global Climate Change: Arlington, 2008.

ELLERMAN, A.D.; MARCANTONINI, C. ZAKLAN A. The European union emissions trading system: ten years and counting. **Review of Environmental Economic Policy** v.10, n° 1, p.89–107, 2016

EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020.

_____. **Balanco Energético Nacional 2020**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020, 2020**

_____. **Plano Nacional de Energia (PNE) 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

_____. **Custo marginal de expansão do setor elétrico brasileiro . Metodologia e cálculo - 2017**. 27/2017. MME. Rio de Janeiro: 37 p. 2017a.

_____. **Plano Nacional de Energia (PNE) 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**. Nota Técnica PR 07/18. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração: Metodologia de Cálculo**. NT EPE-DEE-RE-102/2008-r4, 2012.

_____. **Balço Energético Nacional 2006**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2006

EUROPEAN UNION COMMISSION. **ETS e-learning online course**, 2020. Disponível em: <https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/ets-summer-university/content/ets-e-learning-online-course>. Acesso em 25/04/2020.

GAO, S. et al. International carbon markets under the Paris Agreement: Basic form and development prospects. **Advances in Climate Change Research**, v. 10, n. 1, p. 21–29, 2019.

GREENSTONE, M., KOPITS, E.; WOLVERTON, A. Developing a social cost of carbon for US regulatory analysis: a methodology and interpretation. **Review of environmental economics and policy**, v. 7, nº 1 ,p. 23-46, 2003

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. 3ª ed. São Paulo: EDUSP, 2012.

HANCHER, L.; HOUTECLOCQUE, A.; SADOWSKA, M. **Capacity mechanisms in the EU energy market: Law, policy, and economics**. Oxford University Press: Oxford, 2015.

HARDIN, G. The Tragedy of the Commons. **Science**, v.162. nº3859, p: 1243-48, 1968.

HIBBARD, P. , TIERNEY, S. , & FRANKLIN, K. **Electricity markets, reliability and the evolving U.S. power system**. Analysis Group, 2017. Disponível em: <https://info.aee.net/hubfs/PDF/AG-Markets-Reliability-Final-June-2017.pdf?t=1497985624115> . Acesso: 27/05/2020.

HO, M. S.; WANG, Z.; YU, Z. **China's power generation dispatch (RFF Report). Resources for the Future**. RFF Report, 2017. Disponível em:

<https://media.rff.org/archive/files/document/file/RFF-Rpt-ChinaElectricity.pdf> . Acesso em: 25/05/2020.

HOAGLAND, C. **The Regional Greenhouse Gas Initiative**. Maryland Department of the Environment, 2019. Disponível: <https://environmental.pasenategop.com/wp-content/uploads/sites/34/2019/10/hoagland.pdf> . Acesso, em 05/10/2020.

INTERNATIONAL CARBON ACTION PARTNERSHIP (ICAP). **Linking Emissions Trading System**. ICAP: Berlin, 2015

_____. **Benefits of Emissions Trading**. Taking Stock of the Impacts of Emissions Trading Systems Worldwide. ICAP: Berlin: 2018

_____. **Emission Trading at a Glance** Brief nº 3. ICAP: Berlin, 2019.

_____. **Emissions Trading Worldwide: Status Report 2019**. ICAP: Berlin, 2019.

_____. **Emissions Trading Worldwide: Status Report 2020**. ICAP: Berlin, 2020.

_____. **ICAP Allowance Price Explorer**. Disponível em: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>. Acesso em: 05/10/2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook Special Report: Energy Climate and Change**. 2015

_____. **Key world energy statistic**. 2020

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Statistics CO₂ emissions**, 2019. <https://www.iea.org/statistics/co2emissions/>. Acesso em 15//2019.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Global Warming of 1.5°C**. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty., 2018. Disponível:

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf .

Acesso em: 05/02/2020.

_____. **Climate Change 2007: Synthesis Report**. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC: Geneva, 2007.

_____. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Energy. Volume 2. 2006.

_____. **Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. IPCC, 2019. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/> Acesso em: 30/10/2020.

ISMER, R.; et al. **Inclusion of consumption into emissions trading systems: Legal design and practical administration**. The German Institute for Economic Research Discussion Paper 1579, 2016. Disponível em: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.534388.de/dp1579.pdf . Acesso em: 02/06/2020.

JIANG, J. J.; YE, B.; MA, X. M. The construction of Shenzhen's carbon emission trading scheme. **Energy Policy** , v.75 , p.17–21., 2014.

JOSKOW, P. Weighing environmental externalities: Let's do it right!. **The Electricity Journal**, v. 5,nº 4, p.53-67, 1992.

KAHRL, F.; WILLIAMS, J. H.; HU, J. The political economy of electricity dispatch reform in China. **Energy Policy**, v. 53 , p. 361–369, 2013.

KAUFMANN, N.; KRAUSE, E. Putting a Price on Carbon: Reducing Emissions. **World Resources Institute Issue Brief**, p. 1–33, 2016.

KEPPLER, J. H. The interaction between the EU ETS and European electricity markets. In ELLERMAN, D; CONVERY, F; de PERTHUIS, C. (Org.), **Pricing carbon: The European Union emissions trading scheme**. Cambridge University Press: Cambridge, 2010.

KESICKI, F; EKINS, P. Marginal abatement cost curves: a call for caution. **Climate Policy**, v.12, nº:2, p. 219-236, 2012.

KIM, Y. , & LIM, J. An emissions trading scheme design for power industries facing price regulation. **Energy Policy** , 75 (1), 84–90, 2014.

KIRAT, D. , & AHAMADA, I. (2011). The impact of the European Union emission trading scheme on the electricity-generation sector. **Energy Economics** , 33 (5), 995–1003

KOCH N, F. S; GROSJEAN G; EDENHOFER O. Causes of the EU ETS0 price drop: recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—new evidence. **Energy Policy** v. 73, p. 676–685, 2020

MAGRINI, A. **Política e gestão ambiental**: conceitos e instrumentos. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v.8, n.2, 2001.

MARCU, A. et al. **2020 State of the EU ETS Report**. ERCST, 2020. Disponível em: <https://ercst.org/publication-2020-state-of-the-eu-ets-report/> . Acesso em: 05/05/2020.

MANKIW, N.G. **Introdução à Economia**. Cengage Learning, 2010

MCKINSEY & CO. **Climate Change Special Initiative – Greenhouse Gas Abatement Cost Curves**. 2010. Disponível em: www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/costcurves.asp. Acesso em 22/02/2020.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, MCTI. Sistema de Registro Nacional de Emissões - SIRENE. https://sirene.mctic.gov.br/portal/opencms/paineis/2018/08/24/Emissoes_em_dioxido_de_carbono_equivalente_por_setor.html Acesso em: 15/abril/2020

MINISTÉRIO DA ECONOMIA, ME. PMR BRASIL, 2018.: <https://www.fazenda.gov.br/orgaos/spe/pmr-brasil>. Acesso em 30/05/2020.

_____. **Conta de Desenvolvimento Energético**: subsídio públicos ou cruzados. Boletim mensal sobre os subsídios da União. Brasília: ME, 019

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). Protocolo de Quito. Disponível em: <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quito.html> . Acesso em 25/05/2020.

_____. Política Nacional de Mudança Climática. <https://www.mma.gov.br/clima/politica-nacional-sobre-mudanca-do-clima.html> .Acesso em 15/09/2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Estrutura Institucional. <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional> Acesso em 30/04/2020.

_____. Relatório de Apoio ao Workshop de Lastro e Energia. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36070/525783/Relat_rio_Workshop_Lastro_e_Energia.pdf/e1bb224b-2741-4fbb-dea2-ddeb1cfe705c . Acesso em :28/04/2020.

_____. GT Modernização do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao> Acesso e; 02/05/2020.

MONTGOMERY, D. Markets in licenses and efficient pollution control programs. **Journal of Economic Theory**. v.5, n° 3, p. 395–418, 1972.

MOTTA, R.S. Precificação do carbono: do protocolo de quioto ao acordo de paris. In: FRANJETO *et al.* **Legado do MDL: impactos e lições aprendidas a partir da implementação do mecanismo de desenvolvimento limpo no brasil**. Brasília: IPEA, 2018

MUNNINGS, C. et al. **Assessing the design of three pilot programs for carbon trading in China** . Resources for the Future : Washington, DC, 2014.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). Global Climate Change: Vital Signs of the Planet. Disponível em: <https://climate.nasa.gov/> . Acesso em: 02/02/2020.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). Scientific Consensus: Earth's Climate is Warming. Disponível, em: <https://climate.nasa.gov/scientific-consensus/> . Acesso em: 02/02/2020.

NICOLETTI, M.X.; LEFEBRE, G.B. Precificação de carbono no Brasil: perspectivas e aprendizados a partir de uma simulação de mercado cap-and-trade. **Cadernos Adenauer** v; xvii, n°2, 2016.

NORDHAUS, W. Revisiting the social cost of carbon. **PNAS**, v.114, n°7, p. 1518-1523, 2016..

OLIVEIRA, A.; MIGUEZ, J.; ANDRADE, T. A convenção sobre mudança do clima e o seu protocolo de Quioto como indutores de ação. In: FRANJETO *et al.* **Legado do MDL: impactos e lições aprendidas a partir da implementação do mecanismo de desenvolvimento limpo no brasil**. Brasília: IPEA, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (NOS). Energia Natural Afluente por Subsistema. Disponível: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao> . Acesso em: 05/05/2020.

_____. Energia Armazenada em reservatórios; Geração de Energia. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 05/05/2020.

_____. Sistema Integrado Nacional. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Accessed: 20/Oct/2019 Acesso em: 05/05/2020.

PALMER, K. ; BURTRAW, D.; KEYES, A. **Lessons from integrated resource planning and carbon trading for integrating carbon adders into wholesale electricity markets**. Resources for the Future Report. Washington, 2017.

PEREIRA, M. G. et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012.

PIGOU. A.C. **The Economics of Welfare**. 4th ed. Palgrave and Macmillan: London, 1932

PRAG, A.; RÖTTGERS, D.; SCHERRER, I. **State-owned enterprises and the low-carbon transition**. Environment Working Papers nº 129, OCDE, 2018.

REGO, E. et al. Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality. **Energy Policy** v. 106, pp: 266–277, 2017.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES DE MEXICO (SERMANAT). **Sistema de Comercio de Emisiones**. Disponível em: <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414>. Acesso em 15/09/2020.

SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEG). Emissões Totais de CO₂e (t) GWP – AR5. Disponível: http://plataforma.seeg.eco.br/total_emission# . Acesso em: 07/07/2020.

SIJM,J.,CHEN,Y.,HOBBS,B.F.,2012.The impact of power market structure on CO2 cost pass-through to electricity prices under quantity competition — a theoretical approach. **Energy Economics**, v.34, p.1143–1152, 2012.

SMITH, A. **A riqueza das nações**. 3º ed.Nova Fronteira, 2017.

SOUZA, M.C.O.; CORAZZA, R. I. Do Protocolo Kyoto ao Acordo de Paris: uma análise das mudanças no regime climático global a partir do estudo da evolução de perfis de emissões de gases de efeito estufa. **Desenvolvimento e Meio Ambiente Vol. 42**, dezembro 2017.

STERN, N. The Economics of Climate Change. **American Economic Review: Papers & Proceedings**. 98:2, 1-37, 2008.

STERN, N. The economics of climate change: The stern review. v. 9780521877, p. 1–692, 2007.

STIGLITZ, J E.; ROSENGARD, J. K. **Economics of the public sector**. 4º ed. WW Norton & Company, 2015.

TENG, F.; JOTZO, F.; WANG, X. Interactions between market reform and a carbon price in China’s power sector. **Economics of Energy & Environmental Policy**, v.6, nº 2, p. 39–53, 2017.

THE REGIONAL GREENHOUSE GAS INITIATIVE. The Investment of RGGI Proceeds in 2018, 2020. Disponível em: https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Proceeds/RGGI_Proceeds_Report_2018.pdf. Acesso em: 29/09/2020.

TOLMASQUIM, M.T. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. **Estudo Avançados**, v.26, nº74, 2012.

TOLMASQUIM, M.T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

TOLMASQUIM, M.T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2016

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). *Federative Republic of Brazil. Intended National Determined Contribution*. Paris, 2015.

WATKISS, P. y DOWNING, T.. The social cost of carbon: Valuation estimates and their use in UK policy. **The Integrated Assessment Journal**, v. 8, nº, p. 85-105, 2008

WEITZMAN, M.L., Prices vs. quantities. **Review of Economic Studies**, v.41, nº 4, p. 477–491, 1974.

WORLD BANK (WB). **Emissions Trading in Practice**: A handbook on design and implementation. PMR; ICAP. Washington, DC: 2016.

_____. **State and Trends of Carbon Pricing 2019**. Washington, DC: 2019.

_____. **State and Trends of Carbon Pricing 2020**. Washington, DC: 2020

_____. **Carbon Pricing Dashboard** Disponível em: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/> . Acesso em: 31/07/2020

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO). *WMO Greenhouse gas bulletin*, nº 15, November, 2019. Disponível em: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/greenhouse-gas-concentrations-atmosphere-reach-yet-another-high>. (

ZHANG, M; LIU, Y.; SU, Y. Comparison of Carbon Emission Trading Schemes in the European Union and China. **Climate**, v.5, nº70; 2017.

APÊNDICE

No cenário estocástico, o *software* Newave apresenta arquivos de saída referentes, cada qual, a um submercado diferente. Dentre esses, apenas seis são de interesse do presente trabalho, uma vez que compreendem a geração termelétrica do SIN: Sudeste, Sul, Nordeste, Norte, Acre-Rondônia e Manaus-Amapá-Boa Vista. Cada arquivo contém dados acerca da produção mensal de energia termelétrica de cada usina individualmente, no período de uma década. O Newave realiza duas mil simulações, para diferentes condições climáticas, a fim de calcular a produção de energia futura por cada usina. Desses dados, obtêm-se a média, o desvio-padrão, o valor de máximo e de mínimo e os percentis 05 e 95.

O código a seguir, escrito em Linguagem C, extrai esses dados estatísticos referentes à cada usina, em cada mês considerado, e gera em um arquivo de saída, para posterior análise de despacho hidrotérmico e perspectivas de emissões de GEE do pesquisador no *Excel*. Ressalta-se que a motivação para o uso da Linguagem C se justifica pelo tamanho dos arquivos de saída do Newave, no cenário estocástico, que tornaria sua manipulação, diretamente no Excel, pouco eficientes.

```
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#include <stdlib.h>
#include <string.h>

#define MAX 1000
#define USINAS_MAX 152 // Número de usinas termelétricas

// Estrutura de dados, nomeada como "DADOS", contendo as informações a
// cerca da produção termelétrica mensal (MWmes) de uma usina em
// determinado ano
typedef struct{
    char* data; // Mês e ano referente à produção analisada
    char* nome; // Nome da usina termelétrica
    char* submerc; // Submercado no qual se encontra a usina
```



```

char* combust; // Combustível utilizado pela usina considerada
double MEDIA; // Média dos valores de produção termelétrica
                // (MWmes)coletadas em 2000 simulações realizados
                // pelo NEWAVE
double DP;      // Desvio Padrão dos valores de produção
                // termelétrica (MWmes) coletadas em 2000
                // simulações realizados pelo NEWAVE
double MINIMO; // Mínimo dentre os valores de produção
                // termelétrica (MWmes) coletadas em 2000
                // simulações realizados pelo NEWAVE
double P05;     // Percentil 05 dos valores de produção
                // termelétrica (MWmes) coletadas em 2000
                // simulações realizados pelo NEWAVE
double P95;     // Percentil 95 dos valores de produção
                // termelétrica (MWmes) coletadas em 2000
                // simulações realizados pelo NEWAVE
double MAXIMO;  // Máximo dentre os valores de produção
                // termelétrica (MWmes) coletadas em 2000
                // simulações realizados pelo NEWAVE
} DADOS;

// Função que permite pular um número de "linhas" linhas na leitura do
// arquivo "arq"
void pulaLinha(FILE* arq, int linhas) {
    int i;
    char aux[MAX];

    for (i = 0; i < linhas; i++)
        fscanf(arq, "%[^\n]\n", aux);
}

// Função responsável por identificar, a partir do índice da usina,
// seu respectivo nome e combustível utilizado
void idenfica(char* i_usina, char* usina, char* combust, char* I_USINA[USINAS_MAX], char*
USINA[USINAS_MAX], char* COMB[USINAS_MAX]) {
    int i;

    for (i = 0; i < USINAS_MAX; i++) {

```

```

        if (strcmp(i_usina, I_USINA[i]) == 0) {
            strcpy(usina, USINA[i]);
            strcpy(comb, COMB[i]);
            return;
        }
    }

    printf("\nNão foi encontrado a usina %s.\n", i_usina);
    exit(-1);
}

// Início do programa
int main() {

    // Variáveis auxiliares
    int i,j;
    // Número de arquivos
    int n_arq;

    // Abertura do arquivo "USINAS.txt", o qual contém a relação dos
    // índices das usinas com seus respectivos nomes e combustíveis
    // utilizados
    FILE* arq;
    char* nome_combust = "USINAS.txt";

    arq = fopen(nome_combust, "r");

    if(arq == NULL) {
        printf("Erro, nao foi possivel abrir o arquivo %s\n",
            nome_combust);
        exit(-1);
    }

    // Alocação do vetor de índices das usinas
    char* I_USINA[USINAS_MAX];
    for (i = 0; i < USINAS_MAX; i++)
        I_USINA[i] = malloc(MAX * sizeof (char));

```

```

// Alocação do vetor dos nomes das usinas
char* USINA[USINAS_MAX];
for (i = 0; i < USINAS_MAX; i++)
    USINA[i] = malloc(MAX * sizeof (char));

// Alocação do vetor dos combustíveis das usinas
char* COMB[USINAS_MAX];
for (i = 0; i < USINAS_MAX; i++)
    COMB[i] = malloc(MAX * sizeof (char));

// Variável auxiliar de leitura
int c;

for (i = 0; i < USINAS_MAX; i++) {
    // Leitura do arquivo "USINAS.txt" e armazenamento dos índices
    // das usinas no vetor "I_USINA"
    j = 0;
    while ((c = fgetc(arq)) != ',')
        I_USINA[i][j++] = c;
    I_USINA[i][j++] = '\0';

    // Leitura do arquivo "USINAS.txt" e armazenamento dos nomes
    // das usinas no vetor "I_USINA"
    j = 0;
    while ((c = fgetc(arq)) != ',')
        USINA[i][j++] = c;
    USINA[i][j++] = '\0';

    // Leitura do arquivo "USINAS.txt" e armazenamento dos combustíveis das usinas no vetor "I_USINA"
    j = 0;
    while ((c = fgetc(arq)) != '\n')
        COMB[i][j++] = c;
    COMB[i][j++] = '\0';
}

// Fechamento do arquivo "USINAS.txt"
fclose(arq);

```

```

// Vetor de "DADOS"
DADOS dados[22000];
// Alocação da estrutura de dados
for (i = 0; i < 22000; i++) {
    dados[i].data = malloc(MAX * sizeof (char));
    dados[i].nome = malloc(MAX * sizeof (char));
    dados[i].submerc = malloc(MAX * sizeof (char));
    dados[i].combust = malloc(MAX * sizeof (char));
}

// Variável temporária para armazenar os nomes dos arquivos
char nome[MAX];
// Índice do vetor de "dados"
int qtd = 0;
// Número de patamares
int patamares = 4;
// Número de simulações feitas pelo NEWAVE para cada usina
int iteracoes = 2000;
// Variável temporária para armazenar o nome das usinas
int ano;
// Último ano analisado
int ano_final = 2029;
// String auxiliar
char* aux = malloc(MAX * sizeof (char));
// Variável temporária para armazenar o índice das usinas
char* i_usina = malloc(MAX * sizeof (char));
// Variável temporária para armazenar o nome das usinas
char* usina = malloc(MAX * sizeof (char));
// Variável temporária para armazenar o combustível das usinas
char* comb = malloc(MAX * sizeof (char));
// Variável temporária para armazenar o submercado
char* submercado = malloc(MAX * sizeof (char));

// Início da leitura dos arquivos
for (n_arq = 1; n_arq <= 11; n_arq++) {

    // Identifica o submercado referente ao arquivo a ser lido

```

```

switch (n_arq) {
    case 1:
        strcpy(submercado, "Sudeste");
        break;
    case 2:
        strcpy(submercado, "Sul");
        break;
    case 3:
        strcpy(submercado, "Nordeste");
        break;
    case 4:
        strcpy(submercado, "Norte");
        break;
    case 6:
        strcpy(submercado, "AC RO");
        break;
    case 7:
        strcpy(submercado, "MAN AP BV");
        break;
    default:
        // Caso o submercado não seja um dos anteriores, o
        // arquivo é ignorado
        continue;
}

// Determina o caminho para o arquivo a ser lido
sprintf(nome,
        "../././Cenarios_De_Estudo/Cenario1/gtert00%d.out",
        n_arq);

// Abertura do arquivo
arq = fopen(nome, "r");

if(arq == NULL) {
    printf("Erro, nao foi possivel abrir o arquivo %s\n",
        nome);
    exit(-1);
}

```

```

ano = 0;

pulaLinha(arq, 2);

printf("\nsubmercado: %s\n", submercado);

// Leitura dos dados relativos a cada ano estudado
while (ano < ano_final) {
    fscanf(arq, "%s %d\n", aux, &ano);

    printf("%s %d %d\n", aux, ano, qtd);

    pulaLinha(arq, 1);

    // Identifica o índice da usina
    fscanf(arq, "%s", i_usina);

    // Leitura dos dados relativos a cada usina estudada
    while (strcmp(i_usina, "TOTAL") != 0) {
        // Identifica o nome e o combustível da usina estudada
        idenfica(i_usina, usina, comb, I_USINA, USINA, COMB);

        // Armazena a data (mês e ano), nome, submercado e
        // combustível da usina estudada
        for (i = 0; i < 12; i++) {
            sprintf(dados[qtd+i].data, "1/%d/%d", i+1, ano);
            strcpy(dados[qtd+i].nome, usina);
            strcpy(dados[qtd+i].submerc, submercado);
            strcpy(dados[qtd+i].combust, comb);
        }

        // Leitura da média
        pulaLinha(arq, patamares*iteracoes);
        fscanf(arq, "%s", aux);
        for (i = 0; i < 12; i++)
            fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].MEDIA);
    }
}

```

```

// Leitura do desvio padrão
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", aux);
for (i = 0; i < 12; i++)
    fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].DP);

// Leitura do valor mínimo
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", aux);
for (i = 0; i < 12; i++)
    fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].MINIMO);

// Leitura do percentil 05
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", aux);
for (i = 0; i < 12; i++)
    fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].P05);

// Leitura do percentil 95
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", aux);
for (i = 0; i < 12; i++)
    fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].P95);

// Leitura do valor máximo
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", aux);
for (i = 0; i < 12; i++)
    fscanf(arq, "%lf", &dados[qtd+i].MAXIMO);

// Identifica o índice da próxima usina
qtd = qtd + 12;
pulaLinha(arq,1);
fscanf(arq, "%s", i_usina);
}

pulaLinha(arq,iteracoes+6);
}

```

```

} // Fim da Leitura dos arquivos

// Fecha o arquivo de leitura
fclose(arq);

// Abertura do arquivo de saída "Ddos_Finais.txt"
arq = fopen("Dados_Finais.txt", "w");

if(arq == NULL) {
    printf("Erro, nao foi possivel abrir o arquivo %s\n",
           "Dados_Finais.txt");
    exit(-1);
}

// Escrita dos dados coletados no arquivo de saída
for (i = 0; i < qtd; i++)
    fprintf(arq, "%s, %s, %s, %s, %lf, %lf, %lf, %lf, %lf, %lf\n",
            dados[i].data, dados[i].submerc, dados[i].nome,
            dados[i].combust, dados[i].MEDIA, dados[i].DP,
            dados[i].MINIMO, dados[i].P05, dados[i].P95,
            dados[i].MAXIMO);

// Fechamento do arquivo de saída
fclose(arq);
}

```