UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ARTES, CIÊNCIAS E HUMANIDADES
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SUSTENTABILIDADE

JHONATHAN FERNANDES TORRES DE SOUZA

Cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de São Paulo

São Paulo

2018

JHONATHAN FERNANDES TORRES DE SOUZA

Cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de São Paulo

Versão original

Dissertação apresentada à Escola de Artes, Ciências e Humanidades da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Sustentabilidade .

Área de Concentração:

Ciência e Tecnologia Ambiental

Orientador:

Prof. Dr. Sérgio Almeida Pacca

São Paulo

2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

CATALOGAÇÃO-NA-PUBLICAÇÃO

(Universidade de São Paulo. Escola de Artes, Ciências e Humanidades. Biblioteca)
CRB 8 -4936

Souza, Jhonathan Fernandes Torres de
Cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de
São Paulo / Jhonathan Fernandes Torres de Souza ; orientador,
Sérgio Almeida Pacca. – 2018
93 p : il.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-
Graduação em Sustentabilidade, Escola de Artes, Ciências e
Humanidades, Universidade de São Paulo
Versão original

1. Gestão ambiental – Simulação - São Paulo. 2. Energia -
São Paulo. 3. Carbono - Emissão; Redução - São Paulo. 4.
Efeito estufa - Redução. 5. Sustentabilidade. 6. Mudança
climática. I. Pacca, Sérgio Almeida, orient. II. Título

CDD 22.ed. – 577.068

Nome: SOUZA, Jhonathan Fernandes Torres de

Título: Cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de São Paulo

Dissertação apresentada à Escola de Artes, Ciências e Humanidades da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências do Programa de Pós-Graduação em Sustentabilidade.

Área de Concentração:

Ciência e Tecnologia Ambiental

Aprovado em: ____ / ____ / ____

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, meu Pai. Se cheguei até este ponto não foi por meu próprio mérito, mas sim por todo o suporte físico, mental e espiritual que o Senhor me concedeu e as oportunidades que por Ele foram abertas a mim.

Agradeço ao meu pai e a minha mãe por estarem sempre ao meu lado, que deram todo o amor e apoio que um filho possa desejar. E mesmo em meio às crises e dificuldades ao longo do percurso, tive o privilégio de pertencer a uma família unida.

Agradeço ao meu orientador Sérgio Almeida Pacca, pois de fato me orientou com paciência, me forneceu instrução e experiências para além do campo científico. Agradeço pela convivência e sua amizade.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa concedida no período de 2017-2018. Igualmente agradeço à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pela bolsa do processo nº 2017/02979-5 concedida no período de 2018-2019.

Meu agradecimento ao professor André Felipe Simões e aos demais professores do Programa pelos conhecimentos fornecidos e pelos constantes esforços em aprimorar o curso e elevar os padrões desta importante área da ciência nomeada Sustentabilidade.

Um agradecimento especial para minha amiga Amanda Cseh, que esteve lutando ao meu lado desde antes da graduação. Por seu carinho e simpatia, posso verdadeiramente chama-la de irmã.

Agradeço aos demais amigos(as) e colegas da pós-graduação por sua consideração e apoio, e a todos aqueles que, mesmo que tenham cruzado os caminhos comigo por um breve momento, contribuíram com este estudo e para que eu evoluísse enquanto a pessoa que sou no dia de hoje.

“Deus é tudo em todas as criaturas. O que foi feito para mim também foi feito para os outros, ontem, hoje e amanhã [...] Respeitar a natureza, como Criação, não é apenas uma questão de religião, mas consciência da relacionalidade, da transitoriedade da vida e de que nus viemos e nus voltamos, portanto, a simplicidade é o melhor caminho para a felicidade, aqui e no além” (MAZZAROLO, 2008, p. 11)

RESUMO

SOUZA, Jhonathan Fernandes Torres de. **Cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de São Paulo**. 2018. 93 p. Dissertação (Mestre em Ciências) – Programa de Pós-graduação em Sustentabilidade, Escola de Artes, Ciências e Humanidades, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. Versão original.

Políticas de mudanças climáticas estabeleceram diversas metas de redução de gases de efeito estufa (GEE) que estão vigentes atualmente. Dentre estas, a 21ª Conferência das Partes realizada pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (em Paris, 2015) foi um marco na universalização dos esforços internacionais, e promoveu o protagonismo regional como suporte ao alcance das metas propostas nas contribuições nacionalmente determinadas. No Estado de São Paulo, diferentemente do quadro nacional, o setor de energia representa mais da metade do saldo total de emissões de GEE. Estudos de baixo carbono para o setor energético têm proposto cenários audaciosos, baseados em tecnologias não plenamente maduras e alta demanda por fontes renováveis. O presente trabalho propõe uma abordagem alternativa visando a mitigação das emissões de GEE, além de analisar os impactos na demanda energética total do Estado, até o presente não analisada na sua totalidade no âmbito regional. O objetivo do estudo foi produzir dois cenários de baixo carbono para o setor energético do Estado de São Paulo até 2050. O primeiro cenário (CBC1) buscou averiguar se é possível cumprir as metas de redução por uma ótica conservadora. O segundo cenário (CBC2), de caráter exploratório, visou ser mais audacioso em relação ao CBC1, tomando medidas radicais para atingir o máximo resultado de mitigação. O cenário de referência (BAU) teve como base a demanda energética final em 2015, projetada até 2050 através do Plano Decenal de Expansão de Energia. As tecnologias de baixo carbono no CBC1 foram levantadas na base de metodologias provadas para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), e expandidas para o CBC2 com base em uma revisão da literatura. No CBC1, as três medidas de mitigação propostas seriam capazes de reduzir 16% das emissões totais do cenário BAU no período de análise, entretanto as emissões continuariam no mínimo 19% acima da emissão do setor no ano base de 2005. Por outro lado, o CBC2 possui seis medidas capazes de reduzir 69% das emissões do cenário BAU e, a partir de 2044, as emissões líquidas são negativas, disponibilizando aos demais setores 5% da mitigação total até 2050. A implantação do baixo carbono também reduz a demanda total energética em até 2% no ano final, entretanto há demandas específicas, como a de biodiesel, que são consideravelmente aumentadas. O trabalho discute os resultados à luz da literatura e

apresenta as principais barreiras impostas aos cenários propostos, assim como as incertezas e limitações da análise. Além disto, contribui metodologicamente para que futuros estudos possam avaliar a possibilidade de cumprimento de metas de redução em outras regiões ou setores da economia, considerando uma ótica conservadora baseada no MDL.

Palavras-chave: Energia. Mudanças Climáticas. Estado de São Paulo. Cunhas de estabilização. Captura e Armazenamento de Carbono.

ABSTRACT

SOUZA, Jhonathan Fernandes Torres de. **Low Carbon Scenarios for the State of Sao Paulo's energy sector**. 2018. 93 p. Dissertation (Master of Science) – Graduate Program in Sustainability, School of Arts, Sciences and Humanities, University of São Paulo, São Paulo, 2019. Original version.

Climate change policies have established several greenhouse gas (GHG) reduction targets. Among them, the 21st Conference of the Parties of the United Nations Framework Convention on Climate Change (held in Paris in 2015) was a milestone for the universalization of international efforts, and the promotion of a regional activism in supporting to the goals proposed by the national determined contributions. In the State of Sao Paulo, in opposition to the national profile, the energy sector represents more than half of the total GHG emissions. Low carbon studies for the energy sector have proposed audacious scenarios based on not yet mature technologies and high renewable energy demand. The present work proposes an alternative GHG mitigation approach, and in addition it analyzes the impacts on Sao Paulo's total energy demand, which was not yet entirely analyzed by other regional studies. The study has aimed to produce two low carbon scenarios for State of Sao Paulo's energy sector by 2050. The first scenario (LCS1) attempted to verify whether GHG reduction targets can be reached by a conservative approach. The second scenario (LCS2) is exploratory and has aimed to be more audacious than LCS1, through radical measures aiming to the maximum mitigation result. The business-as-usual (BAU) scenario has been based on the State's final energy demand, beginning in 2015 and forecasted until 2050 with data from the Decennial Energy Expansion Plan. Low carbon technologies for LCS1 have been selected among the Clean Development Mechanism (CDM) proven methodologies. The framework has been expanded for LCS2 based on a literature review. On the one hand, three measures proposed in LCS1 would be able to reduce 16% of BAU total emission in the analyzed period; however, emissions remain at least 19% above 2005 baseline emission. On the other hand, LCS2 has six measures able to reduce 69% of BAU total emissions and, from 2044; net emissions would be negative, which enables 5% of total mitigation for other sectors by 2050. The low carbon implementation also reduces total energy up to 2% in the 2050, although there are specific demands, such as biodiesel, that will significantly increase. The work discusses the results vis-à-vis the literature and presents the main barriers imposed to low carbon scenarios, as well as uncertainties and limitations of the analysis. Moreover, it methodologically contributes to future

studies that may assess the potential of a conservative approach based on CDM, regarding other regional and sectorial contexts.

Keywords: Energy. Climate Change. State of Sao Paulo. Stabilization wedges. Carbon Capture and Storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Evolução do consumo final e suficiência energética do Estado de São Paulo	23
Figura 2- Matriz energética do setor industrial e de transportes no Estado de São Paulo em 2015.....	24
Figura 3- Comparação dos perfis de emissão de São Paulo e do Brasil em 2005.....	25
Figura 4- Esquematização de um <i>wedge graph</i> *	27
Figura 5- Estrutura do Balanço Energético Estadual.....	33
Figura 6- Cenário de composição do Sistema Interligado Nacional por tipo de fonte*. 42	
Figura 7- Investimento médio dos projetos relacionados às metodologias de MDL* ...	47
Figura 8- Potenciais de mitigação do CCS e BECCS versus penalidade energética	58
Figura 9- Comparação entre as emissões no BAU, CBC1 e CBC2 com as metas de redução de GEE*	59
Figura 10- Demanda energética no cenário BAU por energético (A) e por setor (B) no Estado de São Paulo*	60
Figura 11- Emissões de CO ₂ no cenário BAU por energético (A) e por setor (B) no Estado de São Paulo	61
Figura 12- Participação por energético nas emissões totais 2016-2050.....	62
Figura 13- <i>Wedge Graph</i> para o setor energético de SP no CBC1	63
Figura 14- <i>Wedge Graph</i> para o setor energético de SP no CBC2	64
Figura 15- Comparação dos cenários de demanda energética no Estado de São Paulo (2016, 2030 e 2050)	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Taxas de crescimento anual por setor de consumo no Estado de São Paulo..	36
Tabela 2- Taxas de crescimento anual do setor industrial por energético.....	37
Tabela 3- Taxas de crescimento anual do setor residencial por energético.....	38
Tabela 4- Taxas de crescimento anual do setor de transportes por energético.....	38
Tabela 5- Fatores de emissão dos combustíveis	40
Tabela 6- Comparação das perdas entre o SIN e a região sudeste 2015-2024.....	44
Tabela 7- Participação das fontes de geração elétrica, perdas de eletricidade na rede e estimativa do fator de emissão médio do SIN.....	45
Tabela 8- Cenário de penetração no CBC1	48
Tabela 9- Cenário de penetração no CBC2	52
Tabela 10- Resumo do <i>Wedge Graph</i> para o CBC1 (MtCO ₂)	63
Tabela 11- Resumo do <i>Wedge Graph</i> para o CBC2 (MtCO ₂)	65
Tabela 12- Comparação dos cenários de demanda energética no Estado de São Paulo (mil tep).....	66
Tabela 13- Custos estimados a partir da literatura para os cenários de baixo carbono ..	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	ao ano
ACM	<i>approved consolidated methodology</i> = metodologia consolidada e aprovada
AM	<i>approved methodology</i> = metodologia aprovada
AR5	<i>Fifth Assessment Report</i> = Quinto relatório de avaliação
BAU	<i>Business-as-usual</i>
BECCS	<i>Bioenergy Carbon Capture and Storage</i> = captura e armazenamento de carbono com utilização de bioenergia
BEESP	Balanço Energético do Estado de São Paulo
BEN	Balanço Energético Nacional
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i> = Veículos elétricos à bateria
CBC	Cenário de Baixo Carbono
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> = captura e armazenamento de carbono
CDR	<i>Carbon Dioxide Removal</i> = remoção de dióxido de carbono
CEST	<i>Condensing-extraction steam turbine</i> = turbina de vapor de condensação e extração
CIE	Comércio Internacional de Emissões
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	<i>Conference of the Parties</i> = Conferência das Partes
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i> = Energia Solar com Concentradores
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
FE	Fator de Emissão
FIESP	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC	Implementação Conjunta
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> = Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
ISCC	<i>Integrated Solar Combined Cycle</i> = Ciclo Combinado Integrado à Energia Solar
MAC	<i>Marginal Abatement Cost</i> = Custo Marginal de Abatimento

MAPA	Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MCTIC	Ministério da Cultura, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
(I)NDC	<i>(Intended) Nationally Determined Contribution</i> = contribuição (pretendida) determinada nacionalmente
OLADE	Organização Latino Americana de Energia
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMC	Política Estadual de Mudanças Climáticas
PIB	Produto Interno Bruto
PNE	Plano Nacional Energético
PNMC	Política Nacional de Mudanças Climáticas
RCE	Redução Certificada de Emissões
SEADE	Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> = Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas
UTMUTF	Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas
VE	Veículo Elétrico

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

CH ₄	metano
CO ₂	dióxido de carbono
CO ₂ e	dióxido de carbono equivalente
G	giga (10 ⁹)
g	grama
h	hora
J	joule
k	quilo (10 ³)
M	mega (10 ⁶)
m ²	metro quadrado
m ³	metro cúbico (10 ³ litros)
N ₂ O	óxido nitroso
NO _x	óxidos de nitrogênio
°C	grau Celsius
ppm	partes por milhão
s	segundo
t	tonelada
tep	tonelada equivalente de petróleo (41,84 GJ)
W	watt (J/s)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	POLÍTICAS SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS E AS METAS DE REDUÇÃO DE GEE	17
1.1.1	Políticas brasileiras sobre as mudanças climáticas e as metas de redução de GEE	19
1.1.2	O estado-da-arte das políticas de mudança climática: NDC	20
1.2	O SETOR ENERGÉTICO NO ESTADO DE SÃO PAULO	22
1.3	CONSTRUINDO UM FUTURO DE BAIXO CARBONO.....	24
1.3.1	Classificação dos cenários de baixo carbono.....	26
1.3.2	Cenários de baixo carbono com base nas <i>wedges</i> de estabilização.....	26
1.3.3	<i>Wedges</i> de estabilização e análise econômica	28
2	OBJETIVOS	31
3	MÉTODO DE PESQUISA.....	32
3.1	ESCOPO DE ANÁLISE.....	32
3.2	PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA	34
3.2.1	Setor industrial.....	36
3.2.2	Setor residencial.....	37
3.2.3	Setor de transportes.....	38
3.2.4	Evolução da demanda por óleo diesel e por biodiesel	39
3.3	ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	39
3.3.1	Fator de emissão dos combustíveis.....	39
3.3.2	Fator de emissão da eletricidade	40
3.3.2.1	Perspectiva da composição da matriz energética brasileira para 2050.....	41
3.3.2.2	Projeção do fator de emissão da eletricidade.....	42
3.3.2.3	Perdas de eletricidade na rede de transmissão e distribuição	44
3.4	CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO.....	46
3.4.1	Primeiro Cenário de Baixo Carbono (CBC1)	46
3.4.1.1	Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B25).....	49
3.4.1.2	Cogeração conectada ao grid a partir de biomassa	49
3.4.1.3	Substituição de gás natural por bagaço de cana-de-açúcar excedente (50%).....	51
3.4.2	Segundo Cenário de Baixo Carbono (CBC2).....	52
3.4.2.1	Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B80).....	54
3.4.2.2	Substituição de gás natural por bagaço de cana-de-açúcar excedente (100%)... 54	
3.4.2.3	Aumento da participação de fontes renováveis no SIN.....	54
3.4.2.4	Ciclo combinado integrado à energia termal solar	55
3.4.2.5	Veículos elétricos.....	56
3.4.2.6	CCS e BECCS incorporado ao setor industrial	56

4	RESULTADOS	59
4.1	CENÁRIO <i>BUSINESS-AS-USUAL</i>	60
4.2	PRIMEIRO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO (CBC1)	63
4.3	SEGUNDO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO (CBC2)	64
4.4	DEMANDA ENERGÉTICA: COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS.....	66
5	DISCUSSÕES	68
5.1	ESTUDOS ANTERIORES SOBRE CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO	70
5.2	BARREIRAS NO SEGUNDO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO.....	71
5.2.1	Biodiesel	73
5.2.2	Veículos elétricos.....	74
5.2.3	Bagaço de cana para substituição de gás natural	75
5.2.4	Aumento de fontes renováveis no grid	75
5.2.5	ISCC	76
5.2.6	CCS e BECCS	77
5.3	INCERTEZAS, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS	77
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
	REFERÊNCIAS	82
	APÊNDICE A- DETALHAMENTO DOS FATORES DE EMISSÃO DA ELETRICIDADE	90
	APÊNDICE B- FIGURAS DE MÉRITO PARA AS METODOLOGIAS DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO	91

1 INTRODUÇÃO

Os impactos atribuídos às mudanças climáticas globais são uma realidade que se torna mais evidente a cada dia. Segundo o quinto relatório de avaliação, do inglês *Fifth Assessment Report* (AR5) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), não houve nos milênios precedentes, mudanças climáticas como as que foram observadas desde a década de 1950, e foi confirmado, com 95% de certeza, que a espécie humana é a principal causadora do aquecimento global, com uma influência clara e crescente (IPCC, 2014), por meio de emissões antrópicas que têm gerado o aumento da concentração dos gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera.

O AR5 reforça que devem ser tomadas medidas urgentes sobre o cenário de referência das emissões, também chamado *business-as-usual* (BAU), para impedir que a temperatura média global ultrapasse 2°C acima dos níveis pré-industriais¹, sendo que o idealizado pelas atuais políticas tem sido o limite de 1,5°C. Quanto mais tardios forem os esforços, mais onerosos e maiores serão os desafios que teremos que enfrentar em todas as esferas (STERN, 2006).

Os tópicos subsequentes introduzem os principais temas que contextualizam o presente projeto de pesquisa. Primeiramente, discorre-se sobre as políticas nacionais e internacionais que visam à redução das emissões de GEE. Em seguida, justifica-se a importância do setor de energia no contexto das mudanças climáticas, também apresentando o perfil energético do Estado de São Paulo. Finalmente, descreve-se a literatura que fundamenta o estudo, acerca dos cenários de emissão.

1.1 POLÍTICAS SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS E AS METAS DE REDUÇÃO DE GEE

A primeira notícia de um comprometimento internacional para combater o aquecimento global e as mudanças climáticas, através da redução das emissões de GEE, veio em 1997 com o surgimento do Protocolo de Kyoto, durante a terceira Conferência das Partes (COP 3) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança

¹ A marca de 1°C já foi ultrapassada, sendo que em outubro de 2018, estávamos em 406 ppm de concentração de CO₂ atmosférico, 0,6% acima do registrado no ano passado (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION. EARTH SYSTEM RESEARCH LABORATORY. GLOBAL GREENHOUSE GAS REFERENCE NETWORK, 2018).

Climáticas, do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC).

O Protocolo trouxe o conceito de “responsabilidades comuns, porém diferenciadas” e, portanto, apesar do Brasil possuir um papel significativo no contexto global de emissões de GEE, por não pertencer ao grupo do Anexo I (países desenvolvidos), não recaiu sobre o país nenhuma obrigatoriedade de redução das suas emissões (UNITED NATIONS, 1998).

Com o Protocolo, emergiram três mecanismos de flexibilização que forneceram base para os mercados de carbono, no quais créditos pela redução das emissões de GEE são comercializados. São esses mecanismos: o Comércio Internacional de Emissões (CIE); a Implementação Conjunta (IC); e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

O CIE permite que países que tenham reduzido suas emissões para abaixo das metas estabelecidas possam negociar o excedente de mitigação a outros países que não tenham atingido. A IC permite que dois ou mais países firmem acordos para implantar projetos de redução e atingimento das metas. O MDL permite que países não Anexo I implantem projetos de redução de GEE e vendam os créditos de carbono² para os países do Anexo I.

Enquanto o CIE possui uma abordagem *top-down* baseado nos limites impostos pelos compromissos nacionais, a IC e o MDL possuem abordagens *bottom-up* a partir do estabelecimento de cenários de referência (sem o projeto) e comparação com a emissão reduzida pela implantação do projeto (WOERDMAN, 2000).

O mecanismo de MDL está sendo enfatizado neste trabalho, pois dele advém as metodologias para projetos de redução de GEE que nortearam significativamente ações de mitigação possíveis de serem implantadas no Brasil. Além deste fato, o MDL é o único dos três mecanismos pelo qual o Brasil, sendo classificado um país “em desenvolvimento”, podia ter participação. A partir de 2008, os preços dos créditos de carbono começaram a cair não só para projetos de MDL, como também para os outros mercados de carbono, entretanto, o número de projetos de MDL, propostos ou implantados, tem crescido desde a mesma data (NEWELL; PIZER; RAIMI, 2013). Em

² O crédito de carbono, tecnicamente chamado Redução Certificada de Emissões (RCE), é a moeda comercializada nos mercados de carbono. Um crédito de carbono, por convenção, equivale a uma tonelada de dióxido de carbono equivalente não emitida (INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, 2011).

outras palavras, a base tecnológica do MDL tem sido melhorada independentemente de sua evolução enquanto mecanismo de flexibilização.

O protocolo de Kyoto foi um ponto de partida para o desencadeamento de várias políticas sobre mudanças climáticas que surgiram após ele, cada uma delas expressando suas metas de redução baseadas em critérios específicos. Neste contexto, surgiram as políticas brasileiras de mudanças climáticas e, posteriormente, as contribuições em resposta ao acordo de Paris, que serão abordadas nos subitens a seguir.

1.1.1 Políticas brasileiras sobre as mudanças climáticas e as metas de redução de GEE

Doze anos após Kyoto, durante a COP 15 ocorrida em Copenhague, o governo brasileiro se comprometeu voluntariamente a desenvolver ações visando reduzir entre 36,1% (1.168 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e)) e 38,9% (1.259 MtCO₂e) das emissões de GEE projetadas até o ano de 2020, com a instituição da Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC), pela Lei 12.187 de dezembro de 2009 (BRASIL, 2009). Este compromisso obteve repercussões não apenas a nível nacional, mas também estadual e municipal³.

Também em 2009, o Estado de São Paulo instituiu sua Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC) pela Lei 13.798, que estabelece em seu artigo 32, parágrafo 1º, o compromisso do Estado em reduzir suas emissões em 20% até 2020, tendo como base o ano de 2005 (SÃO PAULO, 2009). Isto equivale reduzir as emissões para 111,85 MtCO₂e, considerando as emissões totais do estado, e para 64,01 MtCO₂e, considerando apenas o setor energético.

Ressalta-se que o Estado de São Paulo representou 32,2% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional em 2014, a maior participação, seguida do Rio de Janeiro com 11,6% (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2016), e uma população estimada em 45,5 milhões de pessoas (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2018).

Ainda no ano de 2009, no plano internacional, o acordo de Copenhague fez referência ao limite de 2°C e encorajou os países a considerarem ações de mitigação e

³ Cabe acrescentar que a governança climática global está diversificada atualmente, com a participação de vários atores além dos governos nacionais. Dentre estes atores, se destacam as empresas, cidades e regiões, e outros atores subnacionais (UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME, 2016).

enviarem suas contribuições voluntárias para o ano de 2020. Desde então, muitas análises foram realizadas para determinar o efeito de tais propostas no nível de emissão em 2020.

Parte destes estudos foi resumida nos relatórios do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, denominados “*Gap Reports*”. Estes relatórios avaliam a diferença entre as metas expressas nas políticas e o necessário para atingir as rotas de baixo carbono consonantes com a meta de limitar o aquecimento a 2°C. Desde as negociações da UNFCCC, em Cancún no ano de 2010 (COP 16), os *Gap Reports* têm sido publicados anualmente (UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME, 2016).

As emissões relativas aos cenários de referência foram atualizadas e alguns países submeteram novas contribuições voluntárias ou esclareceram as contribuições existentes. Além disso, novas regras contábeis para mudança no uso da terra e a utilização de excedentes foram acordadas em Durban (2011) e Doha (2012) (HOF; DEN ELZEN; ROELFSEMA, 2013).

1.1.2 O estado-da-arte das políticas de mudança climática: NDC

De fato, países não incluídos no Anexo I, como o Brasil, só começaram a assumir legitimamente o compromisso internacional de mitigação de GEE com a ratificação do Acordo de Paris, primeiro acordo universal para luta contra as mudanças climáticas, fruto da COP 21 realizada em 2015. Cada país vem se comprometendo com base em sua própria meta, na forma de uma contribuição pretendida determinada nacionalmente, do inglês *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC)⁴.

O Acordo de Paris entrou em vigor em 4 de novembro de 2016, 30 dias após a data em que no mínimo 55 das partes (países), que representam no mínimo 55% da emissão global de GEE aderiram ao tratado. Em 23 de novembro de 2018, dos 197 países, 184 já ratificaram o acordo (UNFCCC, 2018).

Cabe fazer um adendo que a retirada dos Estados Unidos, anunciada em junho de 2017, trouxe várias consequências negativas para a governança global do clima, como encarecimento dos custos de redução e até mesmo comprometimento dos futuros

⁴ Os documentos, quando formulados, são denominados INDC. Entretanto, uma vez que o país ratifique o acordo, os mesmos deixam de ser pretendidos (*Intended*) e passam a ser oficiais, sendo chamados somente por NDC.

relatórios do IPCC (ZHANG *et al.*, 2017). Todavia, observam-se grupos com potencial para preencher a lacuna de liderança deixada pelos Estados Unidos, tais como o “*Ministerial Meeting on Climate Action*”, que envolve o Canadá, China e União Europeia, e o “*International Solar Alliance*”, liderado pela Índia e França (OBERGASSEL *et al.*, 2018).

Concomitante às metas e ações nacionais, um dos resultados da COP 21 foi a abertura para um protagonismo a nível regional e sub-nacional (BODANSKY *et al.*, 2016). Além do mais, as mudanças climáticas são um dos temas em que os estados, globalmente, têm se mostrado muitas vezes mais audaciosos do que os governos federais na formulação de políticas ambientais.

Como exemplo de protagonismo regional, apresenta-se o “*US Regional Greenhouse Gas Initiative*” (FIORINO, 2014), que inclui estados como Connecticut, Delaware e Maryland. Este foi consolidado como o primeiro programa estadunidense baseado em um mercado de carbono obrigatório. Tal exemplo de ativismo mostra-se positivo em vista da atual oposição americana em nível federal à questão climática.

A NDC brasileira expressa uma meta de redução de 37% das emissões até 2025 tendo como base o ano de 2005 (BRASIL. MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES, 2015). Ainda se aponta uma contribuição subsequente de 43% das emissões até o ano de 2030. Entretanto, segundo o Observatório do Clima (BOURGET, 2015), as ações listadas nesta proposta são tímidas perante o potencial brasileiro, uma vez que as emissões associadas à meta para 2030 estão pelo menos 30% acima do limite adequado para o país.

De acordo, o *Climate Action Tracker* (2018), em decorrência das atuais políticas climáticas (sobretudo, na reversão da diminuição do desmatamento nos últimos anos), classificou o Brasil como “insuficiente”. Isto significa que, se todos os países seguissem a abordagem brasileira, o limite de 2°C de aumento global seria ultrapassado.

Mesmo o desmatamento sendo majoritário nas emissões nacionais, o Brasil já indica em sua NDC, no tocante à energia, algumas meta tais como: aumentar a participação de bioenergia na matriz energética para 18% em 2030, promover medidas de eficiência energética e infraestrutura de baixo carbono no setor industrial e de transportes, e ganhos de 10% de eficiência energética no setor elétrico até 2030 (BRASIL. MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES, 2015).

Mas, certamente, pela participação de 41,1% de energias renováveis na oferta interna nacional, incluindo a hidráulica (EPE, 2016), seria possível estabelecer metas ainda mais audaciosas para o setor energético. Setor este que será descrito a seguir.

1.2 O SETOR ENERGÉTICO NO ESTADO DE SÃO PAULO

A energia é um elemento fundamental a qualquer processo produtivo, ao funcionamento das infraestruturas e à manutenção da sociedade como um todo. Pode-se dizer que o consumo de energia possui uma evolução proporcional ao desenvolvimento de uma localidade, seja por aumento da produção industrial, aumento populacional, aumento do poder aquisitivo, entre outros fatores.

Segundo os dados do Balanço Energético do Estado de São Paulo (BEESP), o consumo *per capita* de energia final teve um crescimento médio de 2,8% ao ano (a.a.) de 2006 a 2013 (SÃO PAULO, 2016), corroborando com a tendência de que, em um primeiro estágio de desenvolvimento, o aumento de poder aquisitivo leva a um aumento do consumo energético. Em 2013, o consumo final total foi de 74,5 milhões de toneladas equivalente de petróleo (tep⁵) e em 1988 era de 38,0 milhões de tep (SÃO PAULO, 2016), o que significa que o consumo de energia praticamente dobrou em 25 anos.

Esta tendência considera os valores de 2013, pois em 2014 houve um decréscimo do consumo de energia devido ao desaquecimento da economia nacional, como pode ser observado na Figura 1. Recessões como essa têm total impacto sobre projeções futuras e na maioria das vezes são imprevisíveis, o que demanda um cuidado extra ao tentar extrapolar os dados com base em tendências do passado.

Já em 2015, a suficiência de energia de São Paulo era de 56,3%, significando que quase metade do consumo total era suprida por energia importada. Apesar de variações ao longo do período, São Paulo permanece na faixa de 40% a 60% em termos de suficiência energética (SÃO PAULO, 2016).

⁵ O tep expressa a energia contida em uma tonelada de petróleo cru, ou 41,84 giga joules (GJ).

Figura 1- Evolução do consumo final e suficiência energética do Estado de São Paulo

Fonte: Dados extraídos de São Paulo (2016)

O setor energético, geralmente, é o mais importante nos inventários de GEE, pois contribui tipicamente com mais de 90% das emissões de dióxido de carbono (CO₂) e 75% da emissão total de GEE em países desenvolvidos (GARG; KAZUNARI; PULLES, 2006). A energia também é a principal fonte de GEE em regiões que tenham um perfil econômico e industrial semelhante à de países desenvolvidos, como é o caso de São Paulo.

Ao comparar os dados do BEESP (Figura 2), observa-se o setor da indústria como o maior consumidor final, com praticamente 31,5 Mtep em 2015, entretanto, 55% do consumo energético advém da biomassa, cuja emissão de CO₂ é considerada nula (vide item 3.3.1). Por outro lado, não muito longe está o setor de transportes com 23,2 Mtep consumidos, cuja matriz é composta por 73,4% de combustíveis fósseis: óleo diesel, gasolina, querosene, gás natural (GN) e óleo combustível (SÃO PAULO, 2016).

Figura 2- Matriz energética do setor industrial e de transportes no Estado de São Paulo em 2015

Fonte: Adaptado de São Paulo (2016, p. 21)

A composição da matriz energética é o fator de maior peso no saldo de emissões de GEE, portanto, mesmo a indústria sendo a maior consumidora de energia, o setor de transportes tem se apresentado como o maior contribuinte das emissões de GEE (CETESB, 2011, p. 96). Entretanto, como apresentado pelo presente estudo, este retrato está sujeito a se inverter por conta da evolução da demanda e mudanças na matriz energética em cada setor, aliada à variação do fator de emissão (FE) associado à eletricidade.

1.3 CONSTRUINDO UM FUTURO DE BAIXO CARBONO

A investida para projetar um futuro de baixo carbono inicia-se no diagnóstico. Para se compreender o atual cenário de emissões, inventários têm sido realizados periodicamente.

Inventários de GEE são uma das bases mais importantes para a concretização de políticas climáticas. No caso brasileiro, alguns dos maiores exemplos são: o inventário

nacional (BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2007) e estadual (CETESB, 2011) de emissões antrópicas de GEE.

Focando o inventário estadual, observa-se que São Paulo emitiu em 2005 quase 140 MtCO₂, 6,4% das emissões nacionais no mesmo ano. Enquanto que, em nível nacional, a maior parte das emissões advém do Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Floresta (UTMUTF) com 60,6%⁶, em nível estadual a energia representa 57,2% do total de emissões. Além do mais, se compararmos diretamente São Paulo com Brasil, observa-se que quase um quarto (24,3%) de toda a emissão brasileira de GEE por consumo de energia é de responsabilidade paulista conforme apresenta a Figura 3.

Figura 3- Comparação dos perfis de emissão de São Paulo e do Brasil em 2005

Fonte: CETESB (2011, p. XXX)

Este retrato é o ponto de partida para a presente discussão, uma vez que se pretenda priorizar os setores de maior impacto sobre as emissões de GEE e descobrir quais são as medidas que possuem o maior potencial de redução destas emissões, possibilitando uma ação mais eficiente (e até mesmo menos onerosa) no combate às mudanças climáticas globais.

O quadro exposto fornece o arcabouço necessário para se planejar o futuro por meio da construção de cenários de emissões.

⁶ Estimativas atuais mostram que a representação de UTMUTF caiu consideravelmente desde 2005, atingindo um vale de 42% no ano de 2014. Entretanto, a partir de 2014 já se observa um novo aumento deste valor e, em 2016, UTMUTF estava com uma participação de 51% (SEEGBRASIL, 2018).

1.3.1 Classificação dos cenários de baixo carbono

Existem diversos estudos que buscam trabalhar nos possíveis desdobramentos do futuro. A depender da técnica que utilizam, tais previsões recebem uma determinada tipologia e classificação.

MCDowall e Eames (2006) colocam dois grandes grupos onde se inserem os estudos do futuro: descritivo e normativo. A diferença básica entre estudos descritivos e normativos é que, em estudos normativos, existe sempre um “ponto de chegada” com base no qual é construído um cenário.

Dentro dos normativos, os *roadmaps* têm sido uma tipologia de destaque nos estudos atuais. Os *roadmaps* são elaborados a partir do estabelecimento de uma meta a ser atingida, e assim descrevem a sequência de passos (medidas) que devem ser tomadas (MCDOWALL; EAMES, 2006), em analogia às rotas apresentadas pelos mapas físicos utilizados para se chegar a um destino geográfico.

Na outra mão, temos os cenários descritivos, pois buscam extrapolar quantitativamente, as tendências atuais para um provável futuro (*forecasts*), podendo também elaborar dois ou mais futuros alternativos sem indicar uma rota predeterminada. Os cenários também podem focar a viabilidade técnica e tecnológica (cenários técnicos) e suas implicações para que tal futuro ocorra ou mesmo enfatizar os *drivers* (cenários exploratórios) existentes nestas rotas (MCDOWALL; EAMES, 2006).

É dentro deste contexto que se insere o próximo conceito dos cenários: as *wedges* (cunhas) de estabilização das emissões de CO₂.

1.3.2 Cenários de baixo carbono com base nas *wedges* de estabilização

Socolow e Pacala (2004), os pioneiros no tema das *wedges*, afirmaram que a humanidade já possui o conhecimento técnico, científico e industrial para resolver a problemática do CO₂ até a metade do nosso século. Cada tecnologia que possui um potencial de redução das emissões de GEE existe como projeto laboratorial ou mesmo já está operante em alguma escala industrial. O grande desafio imposto é aumentar a penetração (grau de participação) destas medidas, de forma a se alcançar a estabilização das emissões de CO₂, como ilustra a Figura 4.

Figura 4- Esquematisação de um *wedge graph**

Fonte: Adaptado de Socolow e Pacala (2004, p. 969)

* WRE500 = emissões no cenário de baixo carbono são condizentes com o limite de 500ppm de concentração de CO₂ atmosférico.

Para a construção de um *wedge graph*, primeiramente é preciso projetar as emissões atuais de GEE para determinar o cenário de BAU (Figura 4a) no qual não ocorrem esforços para a mitigação, que será referência para construção do cenário de baixo carbono.

Cada *wedge* visível na Figura 4b representa a contribuição de uma tecnologia de redução das emissões. Apesar de nenhuma tecnologia conseguir fazer o trabalho completo *per se*, o leque de tecnologias identificadas seria o suficiente para manter as emissões no nível inicial (SOCOLOW; PACALA, 2004). A diferença entre o cenário BAU e as emissões evitadas resulta nas emissões do cenário de baixo carbono, ou seja, as emissões remanescentes.

As *wedges* fazem parte de uma análise incremental que necessita da projeção das emissões atuais como referência, uma tarefa que já não se apresenta trivial. Uma das grandes dificuldades, por exemplo, é levar em conta possíveis desacelerações econômicas (GRININ; TSIREL; KOROTAYEV, 2015; TAGAEVA; GILMUNDINOV; KAZANTSEVA, 2016). Entretanto, estas desacelerações são comumente imprevisíveis, como foi o caso recente do Brasil, onde a demanda energética total caiu 2% de 2014 para 2015 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016).

Além das premissas do cenário BAU, é necessário obter dados de cada tecnologia a ser elencada no cenário de baixo carbono. Na modelagem do baixo carbono, um dos maiores cuidados é em relação às duplas contagens, uma vez que as cunhas de cada tecnologia geralmente interagem entre si, potencializando ou reduzindo os seus efeitos individuais de mitigação (SOCOLOW; PACALA, 2004). Como exemplo, o aumento de renováveis na geração elétrica aumenta os efeitos da

eletrificação no setor de transportes, porém reduz o potencial de qualquer tecnologia relacionada à eficiência elétrica.

Desde Socolow e Pacala (2004), vários cenários de baixo carbono com as características das *wedges* foram elaborados, muitos destes com recorte para o setor energético. Somente para o Estado da Califórnia, nove cenários foram comparados por Morrison *et al.* (2015).

Dentre estes estudos, destaca-se o de Williams *et al.* (2012) por propor um cenário pelo qual se atinge a meta de redução de GEE da Califórnia (80% abaixo do nível de 1990 para 2050). Contrastando com as colocações de Socolow e Pacala (2004), Williams *et al.* (2012) afirmaram que as tecnologias necessárias para efetivar a mitigação total ainda não são comercializadas.

A questão fundamental é que os estudos anteriormente citados, incluindo outros estudos como o de Di Sbroiavacca *et al.* (2016) para a Argentina e o de Wang *et al.* (2018) para o setor elétrico na China, consideram cenários audaciosos que compreendem tecnologias não plenamente maduras hoje em dia, como a Captura e Armazenamento de Carbono, do inglês *Carbon Capture and Storage* (CCS), ou medidas que enfrentam fortes barreiras, como o aumento intensivo da demanda por fontes renováveis de energia e a competição pelo uso da terra (VAN VUUREN *et al.*, 2018). Em ambos os casos, existe resistência por parte dos tomadores de decisão e dos *stakeholders* para adotar certas medidas de baixo carbono.

1.3.3 *Wedges* de estabilização e análise econômica

Existem estudos que agregam a variável econômica à modelagem das *wedges*, como aqueles que utilizam a metodologia da curva de Custo Marginal de Abatimento, do inglês *Marginal Abatement Cost* (MAC).

A curva MAC, assim como os *wedges graphs*, também se fundamenta em uma análise incremental, onde se avaliam os custos das tecnologias de baixo carbono em relação aos custos das tecnologias convencionais.

O MAC é um valor econômico sobre uma unidade de emissão evitada, comumente, se utiliza dólares por tonelada de CO₂e evitada (US\$/tCO₂e), que permite comparar tecnologias e verificar qual delas tem o melhor custo-efetividade. Os projetos de MDL também expressam seus custos na forma de MAC.

No Brasil, dois estudos com esta metodologia foram os realizados pelo Banco Mundial (DE GOUVELLO, 2010) e pela MCKinsey&Company (2009). Os estudos englobaram as emissões de UTMUTF, do setor de energia, de transporte e de resíduos para o período de 2010 a 2030.

No estudo do Banco Mundial, a maior *wedge* é dada pela medida de redução do desmatamento e pecuária. Por outro lado, a análise econômica⁷ mostrou que a cogeração a bagaço é a medida de maior economia absoluta (US\$ 16,6 bilhões até 2030) e a medida referente à iluminação residencial apresenta o melhor custo-efetividade, de -120 US\$/tCO₂e (GOUVELLO *et al.*, 2010).

O estudo da MCKinsey (2009) mostrou resultados semelhantes ao do Banco Mundial, tendo a predominância de tecnologias referentes à energia no lado negativo da curva MAC, apesar da redução do desmatamento ainda apresentar o maior potencial de redução à nível nacional.

Recentemente, o Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) publicou uma análise integrada de opções de mitigação para os setores-chaves do Brasil (RATHMANN, 2018). Apesar de não apresentar seus resultados na forma de curva MAC, o estudo conduziu sua análise econômica apresentando as emissões de GEE para um cenário de referência, para um cenário considerando apenas medidas de baixo carbono que geram economia de capital⁸ (BC0), e para cenários intermediários nos quais as medidas contempladas atingem até determinado custo (BCx), chegando ao limite de US\$100/tCO₂e (BC100).

Houve também um estudo MAC regional para o Estado de São Paulo, conduzido pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) para o setor industrial de 2014 a 2030 (PACCA *et al.*, 2018).

Um dos pontos de relevância deste estudo foi a incorporação da energia aos setores industriais, diferente dos inventários de GEE, onde a mesma é tratada como um setor a parte. Assim sendo, cada setor discriminou suas emissões em processo e energia, considerando a segunda como sendo de sua responsabilidade, e levantou tecnologias específicas para cada tipo de emissão. Outra inovação do estudo foi a análise da construção civil agregada ao setor de cimento sobre a ótica de consumo, o que ampliou

⁷ Considerando os resultados para a taxa de desconto de 8% a.a (DE GOUVELLO, 2010).

⁸ Também denominadas como medidas “*no-regrets*” (sem arrependimentos). Tais medidas, além de reduzir as emissões de GEE, possuem um custo total menor do que o avaliado no cenário de referência.

o potencial de mitigação do Estado em 83% em relação à ótica territorial (DE SOUZA *et al.*, 2018).

Apesar desta abordagem com foco estadual, o setor energético paulista não foi englobado como um todo no estudo da CETESB, somente a parte correspondente a determinados subsetores da indústria. Além disto, efeitos sinérgicos entre os setores industriais e a análise dos impactos do baixo carbono sobre a demanda total energética não foram contemplados.

O presente estudo realizou as estimativas com base em valores levantados no balanço estadual de energia, englobando a energia total destinada para fins energéticos, levando em consideração os possíveis impactos na oferta de energia e nos fluxos de transformação até o consumidor final.

Dado o quadro estadual (Figura 1), o setor energético *per se* requer um planejamento aprofundado que concilie a crescente demanda com a disponibilidade dos recursos energéticos existentes. Quando a variável ambiental é inserida, a energia se mostra como a principal fonte de emissões de GEE de São Paulo. Entende-se ainda que as metas de mitigação não serão atingidas sem que sejam tomadas medidas efetivas direcionadas a este setor. Os cenários de emissões de GEE são, deste modo, uma importante ferramenta para os tomadores de decisão formularem políticas ambientais (econômicas e de comando e controle) para o alcance das metas.

2 OBJETIVOS

O objetivo geral do estudo foi construir cenários de baixo carbono para o Estado de São Paulo até o ano de 2050, tendo como escopo as emissões de GEE provenientes da conversão de energia associadas ao consumo energético no Estado.

Os objetivos específicos são listados a seguir:

- (i) Projetar as emissões atuais de GEE pelo consumo final de energia no Estado de São Paulo até 2050 (cenário BAU);
- (ii) Construir um primeiro cenário de baixo carbono (CBC1), com base nos critérios estabelecidos no item 3.4.1 para verificar se, sob uma ótica conservadora, há condições de se atingir as metas expressas nas políticas de mudança climática; e
- (iii) Construir um segundo cenário de baixo carbono (CBC2), que considere um cenário de penetração mais intenso e envolva tecnologias/medidas de baixo carbono não contempladas pelos critérios do CBC1.

3 MÉTODO DE PESQUISA

Os cenários foram projetados neste estudo do ano de 2016 ao ano de 2050, um período de 35 anos com base no ano de 2015.

Esta seção se ocupa em fornecer as fontes de informação, premissas adotadas e principais cálculos que fizeram parte do desenvolvimento do trabalho.

3.1 ESCOPO DE ANÁLISE

O estudo teve como foco o consumo final energético por setor, cuja estrutura é a mesma adotada pelo BEESP e pelo Balanço Energético Nacional (BEN), que utilizam a metodologia da Organização Latino Americana de Energia (OLADE) (SÃO PAULO, 2016).

O setor energético é um complexo formado pelas partes de energia primária, transformação e energia secundária. O consumo final total situa-se no fim desta cadeia, na qual existe a distinção do consumo final energético daquele para fins não energéticos, conforme esclarece a Figura 5. Seguem as definições para cada componente do setor (SÃO PAULO, 2016, p. 165–168):

- a) Energia primária: Energéticos ofertados e utilizados em sua forma natural, como petróleo, energia solar e a biomassa;
- b) Transformação: Engloba os centros nos quais há entrada de energia primária e saída de uma ou mais formas de energia secundária, envolvendo intrinsicamente eficiências e perdas energéticas;
- c) Energia secundária: Energéticos resultantes dos centros de transformação cujo destino pode ser setores de consumo bem como outros centros de transformação;
- d) Consumo final total: Contempla os vários setores econômicos aos quais se destinam a energia primária e secundária;
- e) Consumo final não energético: energia contida em produtos energéticos utilizados como matéria-prima para geração de insumos, como exemplo, a nafta no setor químico;
- f) Consumo final de energia por setor: agrega os setores que utilizam os energéticos para liberação de energia.

Utilizou-se, portanto, de uma abordagem *bottom-up*, ou seja, a modelagem partiu da demanda energética final, e sua projeção até 2050, para determinar as emissões de CO₂ pelo consumo de energia.

Os sete setores que compõe o consumo final de energia, conforme categoriza o BEESP, são: (i) o setor da indústria, (ii) o setor agropecuário, (iii) o setor de transportes, (iv) o setor residencial, (v) o setor comercial, (vi) o setor público e (vii) o setor energético (SÃO PAULO, 2016).

Ainda como parte do escopo, o presente estudo considerou somente a emissão de CO₂ associada ao consumo de energia. O CO₂ é o GEE que possui maior impacto na forçante radiativa (1,68 W/m²) conforme apresenta o AR5 (IPCC, 2014), além de ser emitido majoritariamente, em volume, na queima de combustíveis, já que a representação de outros GEE em termos de CO₂e, como metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), é praticamente desprezível (GÓMEZ *et al.*, 2006). Em adição a este ponto, não faz parte do escopo a emissão de CO₂ durante o ciclo de vida das tecnologias de baixo carbono.

O presente estudo também não pretendeu determinar custos de abatimento para as estratégias propostas, apesar de ter utilizado dados econômicos advindos da literatura, para comparar diferentes estratégias e para o desdobramento das discussões.

3.2 PROJEÇÃO DA DEMANDA DE ENERGIA

A projeção foi realizada com taxas de crescimento anuais em cima dos dados de consumo final energético de São Paulo no ano de 2015 para cada energético, conforme o modelo exponencial apresentado na Equação 1.

$$D_{x; y} = D_{x; 2015} (1 + R_x)^{(y - 2015)} \quad (1)$$

Onde:

D = Demanda energética

R = Taxa de crescimento anual

x = Energético *x*

y = Ano *y*

A determinação das taxas de crescimento teve como base principal o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que apresenta uma projeção do setor energético brasileiro até o ano de 2026 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

A escolha pelo PDE se deu pelo fato de que, após busca bibliográfica, não foram identificadas fontes com dados consistentes e/ou para um horizonte que se aproximasse de 2050. A maioria das instituições que realizam previsões, como a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (2016) e o Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2017), apresentam publicações com dados dispersos geralmente para 5 ou no máximo 10 anos. O PDE foi elaborado tendo como alicerce informações advindas destas instituições, além de possuir uma estrutura compatível com os balanços energéticos e, desta forma, não foi necessário um maior tratamento estatístico dos dados (o que aumentaria a imprecisão da projeção).

Conforme o PDE, a demanda nacional por energia crescerá de 257 Mtep em 2016 para 309 Mtep em 2026. O documento apresenta a participação de cada setor na demanda do ano inicial e final. A partir destas participações, foi estimada a demanda absoluta de cada setor para determinar as taxas de crescimento anual, mediante a aplicação da Equação 2.

$$R = \frac{\ln\left(\frac{D_f}{D_0}\right)}{(ano_f - ano_0)} \quad (2)$$

Onde:

R = Taxa de crescimento anual médio

D_f = Demanda no ano final

D_0 = Demanda no ano inicial

Os resultados podem ser conferidos na Tabela 1.

Tabela 1- Taxas de crescimento anual por setor de consumo no Estado de São Paulo

	2016		2026		Crescimento no período	Crescimento anual médio
	%	Mtep	%	Mtep	%	%
Energia total	100,0	257,0	100,0	309,0	20,2	1,8
Não-Energético	6,9	17,8	6,6	20,3	14,1	1,3
Setor energético	10,4	26,6	11,8	36,4	36,9	3,1
Residencial	9,7	25,0	9,7	30,0	19,7	1,8
Comercial	3,3	8,4	4,0	12,3	45,7	3,8
Público	1,6	4,1	1,6	5,0	22,6	2,0
Agropecuário	4,4	11,2	4,2	12,9	14,7	1,4
Transportes	32,2	82,9	29,6	91,5	10,4	1,0
Industrial	31,5	80,9	32,6	100,6	24,3	2,2

Fonte: Baseado nos dados do Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2017)

Destaca-se o crescimento do setor comercial (45,7%) no período. Este crescimento, entretanto, é resultado do aumento relativo da participação do setor comercial em relação ao período inicial. Em termos absolutos, este setor continua com a menor participação na demanda em 2026 (12,3 Mtep). Este mesmo raciocínio explica a evolução dos demais setores.

O PDE fornece um detalhamento para o setor industrial, residencial e de transportes, o que permitiu estabelecer uma taxa de crescimento específica para cada energético. Para os demais setores, as taxas gerais de crescimento anual (Tabela 1) foram empregadas para todos os energéticos correspondentes.

3.2.1 Setor industrial

Prevê-se um crescimento menos vigoroso da demanda total no primeiro quinquênio, de 1,8%, que aumenta para 2,6% no segundo quinquênio (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; 2017, p. 30). Adotaram-se estas taxas para cada quinquênio, e a taxa média do decênio para o período que segue de 2027 a 2050.

A participação dos energéticos é especificada para 2016 e 2026, portanto o mesmo procedimento do item 3.2 foi utilizado juntamente com a Equação 2 para determinar as taxas de crescimento anual por energético (Tabela 2).

Tabela 2- Taxas de crescimento anual do setor industrial por energético

	2016		2021 (1)		2026		Crescimento anual médio (2016-2021) %	Crescimento anual médio (2022-2026) %	Crescimento anual médio (2027-2050) %
	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep			
Total	100	80,9	100	88,5	100	100,8	1,8	2,6	2,2
GN	8,3	6,7	9,3	8,2	10,2	10,3	4,0	4,6	4,3
Carvão Mineral e Derivados (2)	13,9	11,2	13,4	11,8	12,9	13,0	0	0	0
Lenha e Carvão Vegetal	14,9	12,0	13,9	12,3	13,0	13,1	0,5	1,2	0,8
Derivados da cana-de-açúcar	20,4	16,5	20,7	18,3	21,0	21,2	2,1	2,9	2,5
Eletricidade	20,5	16,6	20,7	18,3	20,9	21,1	2,0	2,8	2,4
Demais Fontes (3)	8,3	6,7	9,0	7,9	9,6	9,7	3,2	3,9	3,6
Derivados de Petróleo	13,7	11,1	13,1	11,6	12,4	12,5	0,8	1,6	1,2

Fonte: Baseado nos dados do Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2017)

(1) Valores para 2021 estimados a partir do crescimento de 1,8%.

(2) Premissa de crescimento com base na desativação da Usiminas (Cubatão/SP).

(3) Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

O coque de carvão é o único energético cuja taxa de crescimento não foi assumida conforme o PDE. Esta foi assumida como zero pelo fato de que, no Estado de São Paulo, todo o carvão é consumido na rota integrada do aço (SÃO PAULO, 2016, p. 56), cuja única representante era a unidade de Cubatão pertencente à empresa Usiminas. No final de 2015, a Usiminas desativou o alto-forno de Cubatão dada à recessão econômica brasileira e uma forte retração da demanda de aço mundial, sendo que não há previsão para seu retorno antes de 2020 (SCARAMUZZO, 2017). Neste estudo, considera-se um cenário onde o alto-forno não será mais reativado dentro do período de análise, sendo a futura demanda de aço suprida por rota semi-integrada, que utiliza arco elétrico para produzir aço por meio de sucata com uma pequena adição de ferro gusa.

3.2.2 Setor residencial

O setor residencial apresenta um crescimento médio da demanda total de 1,8% a.a. Além da participação da eletricidade, gás liquefeito de petróleo (GLP) e lenha (cujo procedimento para determinação das taxas foi o mesmo para setor industrial), o texto destaca um crescimento de 6,3% da demanda por GN devido a uma expansão da rede

em áreas urbanas (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017, p. 35). As taxas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3- Taxas de crescimento anual do setor residencial por energético

	2016		2026		Crescimento anual médio (2016-2050) %
	%	Mtep	%	Mtep	
Total	100	25,04	100	29,96	1,8
Eletricidade	45,6	11,42	55,7	16,69	3,9 (1)
GLP	26,6	6,67	25,6	7,68	1,4
Lenha	24,6	6,15	15,5	4,64	-2,8
GN	-	-	-	-	6,3 (1)
Outros	3,2	0,80	3,2	0,95	1,8

Fonte: Baseado nos dados do Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2017)

(1) Valores apresentados em texto no PDE

3.2.3 Setor de transportes

A demanda total no setor de transportes crescerá anualmente a uma taxa de 1,6%. Segundo o PDE, haverá um aumento da eficiência energética devido a avanços tecnológicos e maior participação dos coletivos no transporte de passageiros (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017, p. 32). A Tabela 4 apresenta as taxas de crescimento por energético, obtidas com o mesmo método utilizado para os demais setores.

Tabela 4- Taxas de crescimento anual do setor de transportes por energético

	2016		2026		Crescimento anual médio (2016-2050) %
	%	Mtep	%	Mtep	
Total	100	82,9	100	97,3	1,6
Óleo Diesel	43,2	35,8	43,5	42,3	1,7
Óleo Combustível	1,3	1,1	1,1	1,1	0,4
Gasolina	29,6	24,5	22,6	22,0	-1,1
Gasolina de aviação	0,1	0,0	0,1	0,1	3,3
Querosene de aviação	4,0	3,3	4,5	4,4	2,7
Eletricidade	0,2	0,2	0,3	0,3	4,0
Etanol etílico	16,7	13,8	21,1	20,5	3,9
Gás Natural Veicular	2,0	1,6	1,9	1,9	1,6
Biodiesel	3,0	2,5	5,0	4,8	6,6

Fonte: Baseado nos dados do Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2017)

3.2.4 Evolução da demanda por óleo diesel e por biodiesel

O aumento do biodiesel na mistura do diesel brasileiro tem mostrado uma perspectiva favorável nos últimos tempos, resultante de políticas estratégicas tais como o RenovaBio. Em março de 2018, entrou em vigor a porcentagem obrigatória de 10% de biodiesel na mistura de diesel (B10) vendido ao consumidor final, aprovada antecipadamente pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018).

Para 2019, prevê-se a finalização de ensaios específicos e validação do uso mandatório do B15 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017, p. 205). Neste estudo, considerou-se que a participação do B15 irá manter-se de 2020 até o final do período de análise. Os teores de B7 (2016-2017), B10 (2018) e B15 (2019-2050) foram aplicados sobre a demanda de diesel total projetada, para determinar as demandas de diesel petroquímico e biodiesel em cada setor.

3.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Conforme o IPCC (GÓMEZ *et al.*, 2006), a estimativa das emissões de GEE é realizada, no caso do setor de energia, pelo consumo de determinado energético multiplicado pelo seu respectivo FE, como esclarece a Equação 3.

$$E_i = C_i \times FE_i \quad (3)$$

Fonte: Adaptado de Gómez *et al.* (2006)

Onde:

E_i = Emissão de GEE por consumo do energético i

C_i = Consumo do energético i

FE_i = Fator de Emissão do energético i

Observam-se os FE como elementos fundamentais na estimativa das emissões de GEE. No presente caso, eles representam a quantidade de CO₂ emitida por unidade de energia consumida. A determinação do FE de cada energético afeta diretamente a emissão total estimada.

3.3.1 Fator de emissão dos combustíveis

O IPCC aponta três *tiers* (escopos) para a aplicação da metodologia de estimativa das emissões de GEE. Em linhas gerais, quanto maior for a necessidade da

utilização de dados detalhados sobre tecnologia e consumo para as especificidades de um país, maior é o *tier* aplicado. O IPCC também fornece uma árvore de decisão para orientar o *tier* mais adequado ao estudo (GÓMEZ *et al.*, 2006, p. 2.15).

Para determinação da emissão dos combustíveis fósseis, foi utilizada a metodologia de *tier* 1. O *tier* 1 utiliza os valores de FE *default* apresentado pelo IPCC (GÓMEZ *et al.*, 2006).

Para determinação da emissão dos combustíveis renováveis, a emissão de CO₂ foi considerada nula para o cenário BAU. Emissão nula significa que as emissões de CO₂ da queima são reabsorvidas pela fotossíntese de biomassa plantada dentro do ciclo de carbono e, portanto, do ponto de vista global, as emissões líquidas são neutras (DONG *et al.*, 2006).

Entretanto, os FE para os renováveis foram considerados para determinação da mitigação da tecnologia de bioenergia associada à captura de carbono, do inglês *Bioenergy Carbon Capture and Storage* (BECCS). A compilação dos FE para os combustíveis é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5- Fatores de emissão dos combustíveis	
Energético	Fator de emissão (tCO ₂ /GJ)
Combustíveis fósseis	
GN	0,0561
Óleo Diesel	0,0741
Óleo Combustível	0,0774
GLP	0,0631
Gasolina	0,0693
Gasolina de aviação	0,0700
Querosene de aviação	0,0715
Querosene	0,0719
Coque de petróleo	0,0975
Gás de coqueria	0,0444
Gás de refinaria	0,0576
Outros secundários	0,0662
Combustíveis renováveis*	
Lenha	0,1120
Biodiesel	0,0708
Carvão Vegetal	0,1120
Bagaço de cana-de-açúcar	0,1000

Fonte: Dados extraídos de Gómez *et al.* (2006) e São Paulo (2016)

* Os FE apresentados foram utilizados no cálculo da emissão evitada pelo BECCS.

3.3.2 Fator de emissão da eletricidade

Com a geração hídrica representando mais de 60% da oferta (ANDRADE; DOS SANTOS, 2015), o Brasil é um *benchmark* para a matriz elétrica mundial. Dado esta

particularidade, os FE a serem utilizados tiveram como referência a série histórica de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) fornecida pelo MCTIC (BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2018).

O FE da eletricidade foi projetado até o ano de 2050 sob a premissa de que haverá um aumento da geração de eletricidade por termelétricas a GN, em detrimento da geração por fontes renováveis, principalmente hidrelétricas. A preponderância do GN na geração elétrica do cenário BAU também é considerada por outros estudos de baixo carbono, como o realizado para a Argentina (DI SBROIACCA *et al.*, 2016) e para os Estados Unidos (BABAE; LOUGHLIN, 2017).

3.3.2.1 Perspectiva da composição da matriz energética brasileira para 2050

Segundo a *International Energy Agency* (2018), mundialmente, o GN participa com quase 25% na geração de eletricidade, enquanto que, no Brasil, esta participação foi de apenas 9,8% em 2016, conforme os dados do BEN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

O Plano Nacional Energético (PNE) aponta que a geração térmica convencional, na qual se inclui o GN, crescerá para 15% em 2030, sendo que o consumo de GN total para geração de eletricidade aumenta de 22% para 25% de 2005 a 2030 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

Neste estudo, considera-se que a participação do GN dobrará até 2050, atingindo 30%, tendo em vista uma dificuldade na expansão do potencial hidrelétrico. No Brasil, 70% do potencial hidrelétrico a ser explorado encontram-se na Amazônia e no Cerrado, dois biomas de alta preocupação ambiental⁹. Além disto, a dificuldade em obter licenças ambientais para implantação de novas hidrelétricas tem aumentado ao longo do tempo, sobretudo por causa da baixa qualidade de estudos de impacto ambiental (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007).

⁹ Mesmo que a Amazônia receba grande importância a nível internacional, ressalta-se aqui a importância do Cerrado enquanto um dos maiores dos 35 *hotspots* de biodiversidade mundial, sendo que este possui um dos menores níveis (8%) de proteção ambiental (CONSERVATION INTERNATIONAL, 2018).

Também se considera a estagnação da participação das demais fontes de geração renováveis, que, apesar de apresentarem uma taxa de crescimento considerável nos últimos anos, principalmente por parte da energia solar e eólica, ainda representaram valores tímidos de 0,01% e 5,78% respectivamente, no ano de 2016 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Os valores foram interpolados linearmente entre os anos de 2016, 2030 e 2050 para determinar a evolução da participação do GN.

Em 2016, a participação das demais fontes fósseis (carvão a vapor, diesel, óleo combustível, gás de coqueria e outras fontes fósseis) na matriz elétrica brasileira foi de 7%, enquanto que a participação das renováveis (hidroelétrica, eólica, solar, nuclear e as termelétricas movidas a bagaço de cana-de-açúcar, lenha, lixo e outras fontes renováveis) foi de 83% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). No modelo proposto, estas participações decaem linearmente em função do crescimento do GN, chegando a 3% e 67% respectivamente até 2050, conforme ilustra a Figura 6.

Figura 6- Cenário de composição do Sistema Interligado Nacional por tipo de fonte*

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018) com base na Empresa de Pesquisa Energética (2018), Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2007) e premissa do autor.

* Valores de 2011 a 2016 são dados, 2017 a 2050 são projeção.

3.3.2.2 Projeção do fator de emissão da eletricidade

Para determinar a evolução do FE do SIN ao longo do período de análise no cenário BAU, foi realizado um modelo, expresso na equação 4, onde o SIN é

representado pela soma de três componentes: termelétricas movidas a GN, termelétricas movidas a outras fontes fósseis, e geração por fontes renováveis. O GN foi discriminado, pois sua evolução na matriz elétrica ocorre independentemente das outras fontes fósseis, conforme apresentado no subitem anterior (3.3.2.1).

$$FE_{SIN} = (FE_{GN} \times P_{GN}) + (FE_{fos} \times P_{fos}) + (FE_{ren} \times P_{ren}) \quad (4)$$

Onde:

FE_{SIN}	= Fator de emissão no SIN	(tCO ₂ /MWh)
FE_{GN}	= Fator de emissão das termelétricas a GN	0,4846 (tCO ₂ /MWh)
P_{GN}	= Participação do GN na matriz elétrica	(%)
FE_{fos}	= Fator de emissão das termelétricas baseadas em outras fontes fósseis	0,5949 (tCO ₂ /MWh)
P_{fos}	= Participação das outras fontes fósseis na matriz elétrica	(%)
FE_{ren}	= Fator de emissão da geração por fontes renováveis	0 (tCO ₂ /MWh)
P_{ren}	= Participação das fontes renováveis na matriz elétrica	(%)

Os FE fixos da geração por GN e por outras fontes fósseis, mediante suas participações (P) projetadas na matriz até 2050, foram utilizados para determinar os FE do SIN para o cenário BAU a cada ano.

Para estimar o FE de uma termelétrica a GN (FE_{GN}), assumiu-se que a eficiência de conversão de GN para eletricidade irá se manter constante até 2050. Em 2015, foram consumidos 16.411 mil tep de GN para produzir 79.490 GWh (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016, p. 111), isso resulta em uma eficiência de 42%. Através da eficiência e do FE deste combustível (Tabela 5) foi possível chegar a um FE de 0,4846 tCO₂/MWh para uma termelétrica a GN.

Na estimativa do FE médio para as demais fontes fósseis (FE_{fos}), a participação das fontes fósseis excluindo GN foi de 9,8% em 2015 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). Este valor, juntamente com o FE e a participação do GN e o FE médio da eletricidade no mesmo ano (BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2018), foi utilizado com base na Equação 4 para chegar a 0,5949 tCO₂/MWh.

3.3.2.3 Perdas de eletricidade na rede de transmissão e distribuição

Por se tratar de uma análise que parte do consumo de energia e visto que para a eletricidade, diferentemente dos demais combustíveis fósseis, a emissão de CO₂ não está atrelada ao consumo e sim à sua geração, foi realizada uma abordagem pela ótica da energia primária.

Deste modo, além da utilização da Equação 3 para estimativa da emissão por consumo de eletricidade, foram incluídas as perdas de eletricidade por transmissão e distribuição da energia elétrica, conforme a Equação 5.

$$EE_{ger} = EE_{con} \times (1 + perdas) \quad (5)$$

Onde:

EE_{ger}	= Quantidade de energia gerada considerando as perdas	(kWh)
EE_{con}	= Quantidade de energia consumida	(kWh)
Perdas	= Porcentagem de energia perdida na rede	(%)

Para projeção destas perdas até 2030, foram utilizados os indicadores de consumo de eletricidade apresentados no PDE 2026 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017, p. 43).

O documento apresenta a perspectivas de perda na rede para os anos de 2016, 2021 e 2026. Os valores foram interpolados linearmente para os anos intermediários 2017-2020 e 2022-2025, e extrapolados de 2027-2050.

Ao revisar edições mais antigas do PDE, observou-se que as perdas na rede variam conforme região, entretanto a última versão do PDE não apresenta tais dados. Desta forma, buscou-se ajustar os valores com a diferença de perdas entre a região Sudeste e a média do SIN, apresentadas no PDE 2024 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015).

Tabela 6- Comparação das perdas entre o SIN e a região sudeste 2015-2024

	Subsistemas				SIN	Diferença ("Sudeste/CO" - "SIN")
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul		
2015	26,7%	18,0%	18,1%	13,6%	18,0%	0,10%
2019	24,0%	17,2%	17,5%	13,6%	17,3%	0,20%
2024	22,7%	16,6%	17,1%	13,2%	16,9%	0,20%
Média						0,17%

Fonte: Elaboração própria com base no Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2015, p. 46)

A partir da Tabela 6, conclui-se que as perdas na região Sudeste são em média 0,17% mais altas que a média nacional. Este valor foi adicionado aos atribuídos para o SIN.

A Tabela 7 resume a participação de cada tipo de fonte na matriz elétrica, as perdas de eletricidade e o FE resultante do SIN de 2016 a 2050.

Tabela 7- Participação das fontes de geração elétrica, perdas de eletricidade na rede e estimativa do fator de emissão médio do SIN

Ano	Participação			Per- das na rede	FE médio SIN	Ano	Participação			Per- das na rede	FE médio SIN
	GN	outras fontes fósseis	fontes reno- váveis				GN	outras fontes fósseis	fontes reno- váveis		
	(%)	(%)	(%)	(%)	(tCO ₂ /MWh)		(%)	(%)	(%)	(%)	(tCO ₂ /MWh)
2016*	9,8	7,1	83,2	19,8	0,0978	2034	18,0	6,0	76,0	17,4	0,1440
2017*	10,1	7,0	82,8	19,8	0,1115	2035	18,8	5,8	75,4	17,2	0,1471
2018	10,5	7,0	82,5	19,8	0,1109	2036	19,5	5,7	74,8	17,1	0,1502
2019	10,9	7,0	82,1	19,8	0,1128	2037	20,3	5,5	74,2	16,9	0,1532
2020	11,3	6,9	81,8	19,8	0,1147	2038	21,0	5,4	73,6	16,7	0,1561
2021	11,6	6,9	81,5	19,8	0,1165	2039	21,8	5,2	73,0	16,5	0,1590
2022	12,0	6,8	81,2	19,6	0,1182	2040	22,5	5,1	72,4	16,3	0,1619
2023	12,4	6,8	80,8	19,4	0,1199	2041	23,3	4,9	71,9	16,2	0,1647
2024	12,8	6,7	80,5	19,2	0,1215	2042	24,0	4,7	71,3	16,0	0,1674
2025	13,1	6,7	80,2	19,0	0,1232	2043	24,8	4,5	70,7	15,8	0,1701
2026	13,5	6,6	79,8	18,9	0,1248	2044	25,5	4,4	70,1	15,6	0,1728
2027	13,9	6,6	79,5	18,7	0,1264	2045	26,3	4,2	69,6	15,4	0,1754
2028	14,3	6,5	79,2	18,5	0,128	2046	27,0	4,0	69,0	15,3	0,1780
2029	14,6	6,5	78,9	18,3	0,1296	2047	27,8	3,8	68,5	15,1	0,1805
2030	15,0	6,4	78,6	18,1	0,1311	2048	28,5	3,6	67,9	14,9	0,1830
2031	15,8	6,3	77,9	18,0	0,1344	2049	29,3	3,3	67,4	14,7	0,1854
2032	16,5	6,2	77,3	17,8	0,1377	2050	30,0	3,1	66,9	14,5	0,1878
2033	17,3	6,1	76,7	17,6	0,1409						

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018) com base nos dados da Empresa de Pesquisa Energética (2018), Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética (2015; 2017) e Ministério de Cultura, Tecnologia, Inovações e Comunicações (2018).

* Valores para 2016 e 2017 extraídos de série histórica (BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2018)

3.4 CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO

Uma vez estabelecido o cenário BAU, foi necessário realizar o levantamento e a seleção de tecnologias de baixo carbono possíveis de serem implantadas ou que já estão presentes em alguma escala no setor energético.

No CBC1, a seleção se baseou em critérios que conferem um caráter conservador ao cenário. Já o CBC2 se inspirou em ir além de tais critérios, buscando na literatura por tecnologias que tivessem o maior impacto de redução das emissões de CO₂.

A escolha por um número de dois cenários de baixo carbono se deu visando o maior contraste, entre o caso mais restritivo em termos de adoção de tecnologias, o CBC1, e o caso mais otimista, o CBC2, formando um intervalo sobre o qual futuros planos políticos poderão se estabelecer. O modelo construído permitirá análises de sensibilidade conforme alteração das variáveis, tais como a participação do GN na geração de eletricidade e a penetração de cada tecnologia. Entretanto, para fins de apresentação, considerou-se mais efetivo consolidar somente dois cenários, além do BAU.

Em ambos os cenários de baixo carbono propostos neste estudo, o ano mínimo em que as tecnologias iniciam sua penetração em relação ao cenário BAU é 2019. Este ano foi escolhido considerando a data de conclusão desta dissertação e a aplicabilidade dos cenários.

Os subitens a seguir fornecem os detalhes do desenvolvimento de cada cenário de baixo carbono.

3.4.1 Primeiro Cenário de Baixo Carbono (CBC1)

As tecnologias para a construção do CBC1 foram levantadas e selecionadas a partir do “*CDM Methodology Booklet*” da UNFCCC (2016). O documento apresenta um panorama de todas as metodologias aprovadas para formulação de projetos de MDL.

A referência do MDL foi escolhida porque se trata de um conjunto de tecnologias aprovadas, do inglês *approved methodology* (AM), e consolidadas (ACM), possuindo ampla aceitação por parte dos tomadores de decisão e de *stakeholders* do setor.

Os critérios para seleção das metodologias são apresentados a seguir. Eles buscaram refletir o caráter conservador do CBC1, limitando o arcabouço de tecnologias:

- (i) Ser uma metodologia referente à redução de emissões na área de energia;
- (ii) Ser uma metodologia destinada para projetos de grande escala;
- (iii) Priorizar as medidas que contemplem os energéticos que possuam relevância no total das emissões projetadas no cenário BAU (Figura 12);
- (iv) Priorizar as medidas cuja implantação é realizada pelos setores de consumo;
- (v) Priorizar medidas que não resultem em um aumento da demanda total de energia ou de um energético específico.

A partir dos critérios i e ii, foi possível selecionar um total de cinquenta e oito metodologias de grande escala relacionadas diretamente ao setor de energia. Estas metodologias encontram-se classificadas nos grandes grupos de: eletricidade renovável, energia renovável (térmica ou mecânica), termelétricas mais eficientes ou menos carbono-intensivas, troca de combustível, biocombustível, eficiência energética na indústria, e eficiência energética para casas e construções.

A Figura 7 permite a visualização do cenário econômico dos projetos atrelados a estas metodologias, pela apresentação do investimento por tCO₂ evitado. Para a realização da Figura 7, os custos foram retirados da base de dados do *United Nations Environment Programme* (2018). Somente trinta e uma metodologias apresentam a informação de investimento por projeto, entretanto a lista completa de metodologias com o detalhamento de custos pode ser conferida no Apêndice B.

Figura 7- Investimento médio dos projetos relacionados às metodologias de MDL*

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018) com base nos dados extraídos do *United Nations Environment Programme* (2018)

* A barra vertical representa o valor mínimo e máximo encontrado para cada metodologia.

Por meio dos critérios iii, iv e v, foram filtradas três metodologias para compor o CBC1. Existe um número considerável de metodologias na categoria de eficiência energética, sobretudo as destinadas para processos industriais específicos, que também poderiam ser adotadas. Entretanto, não foi possível identificar a composição tecnológica do cenário BAU, que está implícita nas taxas de crescimento presentes na referência (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017). Além disto, infere-se que seria necessário um grande número de medidas para atingir um pequeno resultado de mitigação, uma vez que o FE médio do SIN brasileiro é baixo. Portanto, a eficiência energética foi descartada para o CBC1.

O cenário de penetração do CBC1 é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8- Cenário de penetração no CBC1

ano	Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B25)	Cogeração conectada ao grid	Substituição de gás natural industrial por bagaço
2016	7%	0%	0%
2017	7%	0%	0%
2018	10%	0%	0%
2019	15%	4%	4%
2020	20%	8%	8%
2021	20%	13%	13%
2022	20%	17%	17%
2023	20%	21%	21%
2024	20%	25%	25%
2025	20%	29%	29%
2026	20%	33%	33%
2027	20%	38%	38%
2028	20%	42%	42%
2029	20%	46%	46%
2030	25%	50%	50%
...	...	...	...
2050	25%	50%	50%

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Existem duas medidas que “dividem” um mesmo energético: o bagaço de cana-de-açúcar. Portanto, a soma da penetração destas medidas resulta em 100% de utilização do bagaço demandado no cenário BAU a partir de 2030. Elucida-se que tais porcentagens não se referem à participação da biomassa na demanda do SIN, que atinge 13% em 2050, ou ao volume de GN deslocado na indústria, que atinge 14% em 2050.

As medidas propostas para o CBC1 são detalhadas a seguir.

3.4.1.1 Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B25)

No período de 2016-2050, o diesel seria responsável por 1,3 GtCO₂, correspondendo a 25% das emissões totais (vide Figura 12). 87% do total das emissões por consumo de diesel são atribuídos ao setor de transportes. Portanto, a alternativa de substituição de diesel por biodiesel mostra-se relevante.

Existem duas metodologias de grande escala para produção de biodiesel: AM0089 e ACM0017 (UNFCCC, 2016). A ACM0017 pontua o limite de 20% de biodiesel na mistura (B20), acima do qual é necessário comprovar que as características técnicas de desempenho da mistura não diferem significativamente do diesel de petróleo e devem cumprir todas as regulamentações locais (UNFCCC, 2017, p. 6).

O cenário BAU aponta que haverá um aumento da participação do biodiesel de 7% em 2015 para 15% em 2019, valor que se mantém até 2050. Acrescenta-se que, apesar de mencionar o aumento da parcela de biodiesel na mistura do diesel como medida de baixo carbono (BRASIL. MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES, 2015, p. 3), a NDC brasileira não determina uma meta de proporção específica a ser atingida até 2030.

Uma análise prospectiva do mercado nacional de biodiesel prevê um cenário onde o B20 seria a mistura mínima e mandatória, sendo possível atingir teores de B25, uma vez que o governo se compromettesse a adotar uma série de medidas que coadunem com este cenário, gerando um excedente de matéria-prima (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL DO BRASIL; UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS, 2016).

Assumiu-se para o CBC1, portanto, que a penetração do biodiesel será de 20% em 2020, aumentando para 25% a partir de 2030.

3.4.1.2 Cogeração conectada ao grid a partir de biomassa

A eletricidade é a maior fonte das emissões de São Paulo por consumo de energia (Figura 12) segundo a projeção para 2050, e apresenta o maior crescimento ao longo do período. Dentre as possibilidades de mitigação disponíveis para esta fonte, existem aquelas que focam na utilização de biomassa como fonte renovável de geração elétrica.

Existem três ACM relacionadas à geração de eletricidade a partir de biomassa, dentre as quais, a ACM0020, definida pela utilização de resíduos de biomassa em usinas conectadas ao grid (UNFCCC, 2016), é a mais relevante, pois permite a recuperação elétrica de combustíveis que já estão sendo utilizados para a geração de calor, de modo a não aumentar a demanda energética final.

Segundo a projeção para o cenário BAU, o bagaço de cana-de-açúcar utilizado no setor energético e industrial atingirá uma demanda de 43,1 Mtep em 2050. Este energético foi escolhido como biomassa para cogeração conectada ao grid. O BEESP discrimina o montante do consumo final de bagaço que é utilizado por unidades autoprodutoras (SÃO PAULO, 2016, p. 61), portanto, infere-se que não existe cogeração conectada ao grid sobre este montante no cenário BAU.

Assumiu-se no CBC1 que a cogeração passa a incorporar o bagaço a partir de 2019, crescendo linearmente até atingir 50% em 2030. Optou-se por adotar como tecnologia uma turbina a vapor de condensação e extração (*condensing-extraction steam turbine* - CEST), que é o estado-da-arte no setor (KHATIWADA *et al.*, 2012) e é capaz de gerar um excedente elétrico (excluindo o autoconsumo) de 158 kWh por tonelada de cana-de-açúcar. O cálculo da eletricidade gerada a partir do total de bagaço de cana-de-açúcar consumido pelos setores finais é explicado pela Equação 6.

$$E_{ee} = \frac{E_b \times P_e}{R \times C} \quad (6)$$

Onde:

E_{ee}	= Excedente elétrico		(MWh)	
E_b	= Consumo final de bagaço de cana		(tep)	
P_e	= Potencial de geração de eletricidade exportável	0,158 ¹⁰	(MWh/t _{cana})	(KHATIWADA <i>et al.</i> , 2012, p. 248)
C	= conversão de energia para massa	0,213	(tep/t _{cana})	(SÃO PAULO, 2016, p. 195)
R	= Razão da massa de bagaço sobre a massa de cana-de-açúcar	0,280	(t _{bagaço} /t _{cana})	(KHATIWADA <i>et al.</i> , 2012, p. 248)

Segundo a Companhia Nacional de Abastecimento (2017, p. 20), a produção de cana-de-açúcar em São Paulo durante a safra de 2016/2017 foi de 369.925 mil toneladas. A aplicação da Equação 6 resulta em um valor 16% menor que esta

¹⁰ Potencial de um CEST no Brasil que opera a uma pressão de 105 bars e temperatura de 525°C, utilizando 50% de resíduos de cana (palha), além do bagaço (KHATIWADA *et al.*, 2012).

produção, o que demonstra que o presente cenário apresenta uma estimativa dentro dos valores históricos.

Para o cálculo da emissão evitada, considerou-se que a eletricidade introduzida no grid através da cogeração irá deslocar a eletricidade gerada através das fontes mais carbono-intensivas, portanto, excluiu-se a parcela de fontes renováveis do cálculo. Somente com as fontes fósseis de geração, o FE da eletricidade é em média 3,2 vezes maior comparado ao FE empregado no cenário BAU. O FE da eletricidade que representa somente as fontes fósseis pode ser conferido no Apêndice A.

3.4.1.3 Substituição de gás natural por bagaço de cana-de-açúcar excedente (50%)

Esta medida concerne no deslocamento de GN na indústria, setor que representa 88% do consumo final deste energético, por bagaço de cana-de-açúcar. O bagaço seria proveniente de um excedente gerado por uma mudança tecnológica no processo de moagem: eletrificação dos acionamentos mecânicos no processo de moagem da cana. Em outras palavras, o bagaço a substituir GN adviria da própria demanda projetada até 2050 (critério v).

Esta medida foi proposta, pois o GN seria o terceiro maior responsável pelas emissões do consumo final de energia (excluindo o setor de transformação) no período de análise, com 18% (Figura 12), e não foram identificadas outras possibilidades viáveis de mitigação que acordassem com os critérios de seleção estabelecidos. Além disto, a AM0036 coaduna com o uso de resíduos de biomassa para geração de calor, substituindo combustíveis fósseis (UNFCCC, 2016)

Outro ponto de relevância foi a possibilidade de averiguar se esta medida tem um maior potencial de redução quando comparada à estratégia anterior, de direcionamento de eletricidade ao grid. Desta forma, considerou-se um cenário de penetração onde a cogeração seria implantada sobre 50% da demanda total de bagaço, e o acionamento elétrico com a substituição de GN seria implantado sobre os outros 50%.

O excedente de bagaço foi calculado a partir de um estudo de caso para uma usina de açúcar e álcool localizada no sul do Brasil com capacidade instalada de 2 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano (MAUÉS, 2007). A usina de referência gerou 180 GWh de energia exportada com um consumo de bagaço de 495 mil toneladas (base úmida), enquanto que a usina com acionamento elétrico produziu 204 GWh com o mesmo consumo de bagaço.

Utilizando o raciocínio de manutenção da eletricidade exportada, a usina com acionamento elétrico economiza 12% de bagaço comparado à usina de base. Este valor foi aplicado sobre a demanda de bagaço do cenário BAU, o que resultou no montante de energia a substituir o GN no setor industrial.

Indica-se que uma das rotas tecnológicas para o uso do bagaço na substituição de GN é na forma de pellets. Pellets possuem uma alta densidade energética quando comparada a biomassa *in natura*, portanto eles necessitam de menos espaço para armazenamento. Sobre a questão logística, é interessante mencionar a cidade de Jaú (SP), que possui uma planta de pellets específica para bagaço de cana com uma capacidade de 24 mil toneladas por ano desde 2015 (GARCIA *et al.*, 2016). Acredita-se que a produção de pellets para substituição de GN é uma solução plausível, já que apenas 25,5% da capacidade brasileira instalada estavam sendo utilizados em 2014 (GARCIA *et al.*, 2016).

3.4.2 Segundo Cenário de Baixo Carbono (CBC2)

O CBC2 se baseou em uma maior penetração das medidas já propostas para o CBC1, como também a introdução de mais alternativas, considerando os apontamentos da literatura.

Seis estratégias foram modeladas no CBC2. O cenário de penetração das estratégias é apresentado na Tabela 9.

Tabela 9- Cenário de penetração no CBC2

ano	Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B80)	Substituição de gás natural por bagaço	Aumento da participação de energias renováveis no SIN	Termelétricas a GN com ISCC*	Veículos elétricos	CCS e BECCS
2016	7%	0%	83%	0%	0%	0%
2017	7%	0%	83%	0%	0%	0%
2018	10%	0%	83%	0%	0%	0%
2019	15%	8%	84%	1%	4%	0%
2020	20%	17%	84%	2%	8%	0%
2021	25%	25%	84%	3%	13%	0%
2022	30%	33%	84%	4%	17%	0%
2023	35%	42%	84%	5%	21%	0%
2024	40%	50%	84%	6%	25%	0%
2025	45%	58%	84%	8%	29%	0%
2026	50%	67%	84%	9%	33%	0%

ano	Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B80)	Substituição de gás natural por bagaço	Aumento da participação de energias renováveis no SIN	Termelétricas a GN com ISCC*	Veículos elétricos	CCS e BECCS
2027	55%	75%	85%	10%	38%	0%
2028	60%	83%	85%	12%	42%	0%
2029	70%	92%	85%	13%	46%	0%
2030	80%	100%	85%	15%	50%	5%
2031	80%	100%	85%	15%	52%	10%
2032	80%	100%	85%	15%	53%	14%
2033	80%	100%	85%	15%	55%	19%
2034	80%	100%	85%	15%	56%	24%
2035	80%	100%	85%	15%	58%	29%
2036	80%	100%	85%	15%	59%	33%
2037	80%	100%	85%	15%	61%	38%
2038	80%	100%	85%	15%	62%	43%
2039	80%	100%	85%	15%	64%	48%
2040	80%	100%	85%	15%	65%	52%
2041	80%	100%	85%	15%	67%	57%
2042	80%	100%	85%	15%	68%	62%
2043	80%	100%	85%	15%	70%	67%
2044	80%	100%	85%	15%	71%	71%
2045	80%	100%	85%	15%	73%	76%
2046	80%	100%	85%	15%	74%	81%
2047	80%	100%	85%	15%	76%	86%
2048	80%	100%	85%	15%	77%	90%
2049	80%	100%	85%	15%	79%	95%
2050	80%	100%	85%	15%	80%	100%

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

* A porcentagem considera a participação das demais fontes de geração elétrica no CBC2.

A condição fundamental para determinar a penetração no CBC2 foi a de que as emissões líquidas fossem no mínimo zeradas até 2050. Todavia, considerando a validade do cenário como contribuição real para a tomada de decisão no Estado de São Paulo, foi imposto certo nível de conservadorismo, a exemplo, optou-se por B80 ao invés de B100, bem como a manutenção de 15% de geração elétrica a partir de GN.

Elucida-se novamente que os valores referentes à substituição de GN na Tabela 9 indicam que a medida envolve 100% da demanda de bagaço de cana (vide item 3.4.2.2) a partir de 2030 e não o volume de GN deslocado, que atinge 39% no mesmo ano. Também se elucida que os valores referentes ao ciclo combinado integrado à energia solar, do inglês *Integrated Solar Combined Cycle* (ISCC), incluem toda a matriz

de geração elétrica. Considerando somente as termelétricas movidas a GN, a penetração do ISCC é de 100% a partir de 2030.

Cada medida de baixo carbono proposta para o CBC2 é detalhada a seguir.

3.4.2.1 Aumento do biodiesel na mistura do diesel (B80)

Para o CBC2, se propõe que o biodiesel chegue a 80% no ano de 2030, percentual que se manteria constante até 2050.

A Resolução nº 3 do CNPE, de 21 de setembro de 2015, que dispõe sobre as diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel, pontua o uso de misturas de biodiesel em nível maior que o obrigatório, podendo chegar a B100 no uso experimental, específico ou em demais aplicações (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). Acredita-se que o uso do B80 possa ser disseminado para todos os setores e aplicações.

Todavia, o cenário do B80 é contraposto por barreiras significantes relacionadas à demanda por biodiesel, que serão tratadas na discussão do trabalho.

3.4.2.2 Substituição de gás natural por bagaço de cana-de-açúcar excedente (100%)

A proposta para o CBC2 é que 100% das usinas de cana implantem o acionamento elétrico para economia de bagaço, direcionado para substituição do GN na indústria.

Além da representatividade do GN para consumo industrial no total das emissões, existem outras medidas passíveis de implementação no setor elétrico, descritas nos itens seguintes, o que torna a alocação total do bagaço de cana para substituição de GN o melhor arranjo para este cenário de baixo carbono.

3.4.2.3 Aumento da participação de fontes renováveis no SIN

Excluindo o uso de biomassa, existem duas metodologias que possibilitam a redução das emissões da eletricidade conectada ao grid a partir de fontes renováveis: AM0019 e ACM0002 (UNFCCC, 2016).

No CBC2, assume-se que a participação do GN no SIN vai estabilizar em 15% no ano de 2030 e que a geração por fontes renováveis atingirá os demais 85%. A partir de 2030, não haveria mais geração por outras fontes fósseis além do GN, fazendo com que o FE da eletricidade se estagne em 0,0727 tCO₂/MWh.

Mesmo que tenha sido assumida uma dificuldade no aproveitamento do potencial hidrelétrico ainda não explorado, se abre caminho para outras fontes como a solar e eólica que, mesmo que sejam fontes intermitentes, forneceriam complementariedade à geração hidrelétrica.

Em 2016, as fontes eólica e solar representaram apenas 7% do total das renováveis para geração elétrica. Apesar disto, estas fontes têm apresentado respectivamente um crescimento de 50% a.a. e 93% a.a. de 2011 a 2016 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

3.4.2.4 Ciclo combinado integrado à energia termal solar

Os projetos de ISCC são contemplados pela AM0100 (UNFCCC, 2016) como mais uma forma de reduzir as emissões no setor elétrico. O ISCC trata-se de uma usina elétrica com ciclo combinado cuja parte de sua geração é alimentada por concentradores de energia solar, do inglês *Concentrated Solar Power* (CSP) para aquecimento e geração de vapor.

De um lado, o ciclo combinado¹¹ já apresenta ganhos de eficiência energética e redução das emissões em relação à geração tradicional. Assumiu-se uma eficiência de 58% para uma planta a GN com ciclo combinado (BOLLAND; UNDRUM, 2003). Do outro lado, a parte da geração atribuída à energia solar térmica, aqui assumida como 6,4% (SERVERT *et al.*, 2016) é dada como emissão zero. Uma usina termelétrica a GN com ISCC possui um FE de 0,3260 tCO₂/MWh, 33% menor do que uma usina tradicional no cenário BAU.

No CBC2, assumiu-se que, ao mesmo tempo em que a participação do GN cresce até 15% em 2030, as usinas tradicionais vão sendo substituídas por usinas com ISCC até atingir a totalidade no mesmo ano. Juntamente com a medida anterior, o ISCC permitiria reduzir o FE médio do SIN para 0,0489 tCO₂/MWh a partir de 2030.

¹¹ O ciclo combinado é uma forma de geração específica por combustíveis gasosos, no qual se combina a geração elétrica pela exaustão de gases advinda da queima do combustível (ciclo Brayton), com a geração elétrica pela exaustão de vapor gerado pelo calor (ciclo Rankine) liberado na queima do mesmo combustível.

3.4.2.5 Veículos elétricos

De 2016 a 2050, a gasolina seria responsável por 9% das emissões totais do cenário BAU (Figura 12), mesmo assumindo que já exista uma redução da demanda por este energético devido ao aumento do etanol ao longo do período.

Considera-se que a maior penetração de veículos elétricos (VE) contribuiria para a redução das emissões correspondentes à gasolina. Sobretudo para o CBC2, o FE da eletricidade, expressivamente reduzido, tem impacto positivo sobre o potencial dos VE. Atenta-se que, em países cuja matriz elétrica tem predomínio de fontes fósseis, como África do Sul (93%) e Austrália (88%), os VE podem gerar maiores emissões de GEE do que os automóveis à combustão interna (WOO; CHOI; AHN, 2017).

Em janeiro de 2018, a frota paulista total foi de 28,2 milhões de veículos, dos quais 13,6 milhões foram veículos movidos inteiramente à gasolina, 1.687 veículos foram VE movidos à bateria elétrica, do inglês Battery Electric Vehicle (BEV) e 2.439 foram veículos híbridos (DEPARTAMENTO NACIONAL DE TRANSITO, 2018).

Conforme a *Energy Information Administration* (EIA), a participação de BEV nos EUA, assim como no cenário brasileiro, foi menor que 1% das vendas totais de veículos. Portanto, utilizou-se da perspectiva do EIA para estimar no BAU o aumento para 12% de BEV na frota paulista em 2050 (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2018, P. 116).

Para o CBC2, assumiu-se que a participação de BEV será de 50% em 2030 e 80% em 2050, sobre o total de veículos movidos a gasolina. Em comparação, o estudo de Williams *et al.* (2012) para a Califórnia considerou 75% das milhas em 2050 sendo rodadas por BEV, incluindo praticamente todos os veículos leves. Já um estudo mais recente para Portugal, considerou 100% de BEV para 2030 em seu cenário de maior penetração (GARCIA; FREIRE; CLIFT, 2018).

3.4.2.6 CCS e BECCS incorporado ao setor industrial

O CCS se inclui no rol de tecnologias de remoção de CO₂ (*Carbon Dioxide Removal* - CDR) como uma “tecnologia de fim de tubo”, significa que este retém o CO₂ após o mesmo ser gerado, para posterior transporte e isolamento da atmosfera em longo prazo (IPCC, 2005).

Enquanto uma das soluções para redução das emissões de GEE, esta tecnologia possui um status controverso (BIRAT, 2010). Por um lado, muitos modelos apontam

que não será possível manter os limites necessários de concentração atmosférica de CO₂ sem a utilização de CCS (IPCC, 2014), por outro lado, a tecnologia apresenta um grau considerável de imaturidade, sobretudo na fase de armazenamento, além de apresentar altos custos por tCO₂ evitado (IPCC, 2005).

Quando combinado a bioenergia, surge o conceito de BECCS, que habilita emissões negativas (FAJARDY; MAC DOWELL, 2017), isto é, a remoção de CO₂ da atmosfera por biomassa, o deslocamento de combustíveis fósseis e o posterior armazenamento geológico do CO₂ através do CCS.

O CCS é uma tecnologia de grande escala e, portanto, tem sido apontado para fontes pontuais de grande emissão, como as usinas do setor elétrico baseadas em fontes fósseis (DI SBROIAVACCA *et al.*, 2016; WANG *et al.*, 2018; WILLIAMS *et al.*, 2012). O CCS também seria plausível para o setor industrial. Aliás, muitos dos processos industriais geram gases com alta concentração de CO₂ ou mesmo CO₂ puro, o que pode não somente reduzir os custos desta tecnologia (LEESON *et al.*, 2017), mas também aumentar a eficiência de mitigação se comparado às termelétricas, que geram outros gases em maior quantidade, como óxidos de nitrogênio (NO_x).

Dado o grau de maturidade e os apontamentos da literatura, foi determinado um cenário de penetração onde o CCS é inserido linearmente na indústria a partir de 2030, atingindo 100% da energia térmica demanda por este setor em 2050.

Para a modelagem da cunha de mitigação, foi utilizado um valor médio de 80% de captura do total de emissões (BIRAT, 2010; IPCC, 2005). O CCS contemplou os combustíveis fósseis: GN, diesel, óleo combustível, GLP, gás de refinaria, gás de coqueria e outras fontes secundárias de petróleo. O BECCS contemplou os combustíveis renováveis: lenha, biodiesel, carvão vegetal e bagaço de cana. A eletricidade consumida na indústria é o único energético para o qual não se aplica a tecnologia.

Uma consideração importante é sobre a penalidade energética do CCS, tanto no processo de captura do CO₂, mas, sobretudo, na sua etapa de compressão. O aumento da demanda por eletricidade foi calculado com base em um consumo de 0,31 MWh/tCO₂ capturado, valor apontado tanto por um estudo de BECCS para o setor sucroalcooleiro no Brasil (MOREIRA *et al.*, 2016), como pelo *Global CCS Institute* (BIRAT, 2010). As emissões pelo consumo desta eletricidade foram calculadas com base no FE de 0,0489

tCO₂/MWh estimado para o CBC2, e descontadas do total de CO₂ evitado pelo CCS e BECCS.

Ressalva-se que, na prática, o CCS não discrimina emissões de processo industriais de emissões de conversão de energia. Como o escopo do estudo é somente as emissões provenientes do consumo energético, o potencial de mitigação desta tecnologia aplicada ao setor industrial é de fato maior do que o avaliado aqui.

Na Figura 8, podem ser conferidas as participações do CCS, do BECCS e da penalidade energética. Observa-se que a contribuição majoritária na mitigação de CO₂ advém do BECCS (83%). Isto se deve por dois motivos: o bagaço de cana-de-açúcar é o energético mais consumido na indústria ao longo do período (63%); e o FE real dos combustíveis renováveis é mais alto do que da maioria dos combustíveis fósseis (vide Tabela 5).

Figura 8- Potenciais de mitigação do CCS e BECCS versus penalidade energética

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Por outro lado, a eletricidade gera uma penalidade de somente 1,8% da mitigação total no período analisado. A mitigação total líquida é apresentada nos resultados para o CBC2 (Figura 14).

4 RESULTADOS

Nesta seção estão consolidados os principais resultados da evolução da demanda energética e das emissões de CO₂, no período de análise, para o cenário BAU e para os cenários de baixo carbono.

A Figura 9 apresenta o principal resultado do estudo. Conforme se observa, as emissões do Estado de São Paulo relacionadas à energia partem de 92,7 MtCO₂ em 2016 para 229,8 MtCO₂ em 2050 no cenário BAU. Em 2050, as emissões estariam 187% acima do nível de 2005.

Figura 9- Comparação entre as emissões no BAU, CBC1 e CBC2 com as metas de redução de GEE*

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

* As metas da PEMC e da NDC estão sendo aplicadas somente sobre o montante de emissões de energia de SP.

Apesar de contribuir para uma mitigação de 15,6% com relação ao BAU em 2050, o CBC1 se mantém acima das emissões de 2005 durante todo o período. O ritmo das emissões é reduzido no período até 2030, por conta da introdução das medidas de baixo carbono. Entretanto, com a penetração máxima atingida e a demanda energética crescente, as emissões tornam a aumentar de 2030 a 2050 no mesmo passo do cenário BAU.

Desde o início de sua implantação, o CBC1 apresenta-se no mínimo 48% acima da meta da PEMC e 88% acima da NDC. Por outro lado, as emissões do CBC2 atingem

a meta da PEMC em 2031 e a da NDC (tanto a primeira meta quanto a adicional) em 2036.

Além do atingimento das metas, o CBC2 passa a apresentar emissões líquidas negativas a partir de 2044. Isto significa que, de 2044 a 2050, um total de mitigação de 171,5 MtCO₂ estaria sendo disponibilizado para outros setores de inventário, como agropecuária ou o setor de resíduos. Este resultado, como será especulado mais a frente, se deve à introdução do BECCS no setor industrial.

Os próximos subitens se ocupam em detalhar os resultados para cada cenário, incluindo a evolução da demanda energética, participação de cada energético nas emissões do cenário BAU, e a contribuição de cada medida de mitigação em ambos os cenários de baixo carbono.

4.1 CENÁRIO *BUSINESS-AS-USUAL*

No cenário BAU, a demanda de energia paulista terá um crescimento médio de 2,6% a.a, partindo de 69,5 Mtep em 2016 para 169,3 Mtep em 2050. A Figura 10 apresenta a evolução da demanda por energético (A) e por setor (B), incluindo o histórico de consumo dos últimos 10 anos do BEESP.

Figura 10- Demanda energética no cenário BAU por energético (A) e por setor (B) no Estado de São Paulo*

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

* De 2006 a 2015, dados retirados do BEESP (SÃO PAULO, 2016)

Considerando o período total, os três energéticos mais consumidos são o bagaço de cana com 26%, os derivados de petróleo (que incluem diesel, gasolina, GLP) com 25% e a eletricidade com 21%. Nota-se que a participação dos combustíveis renováveis como biodiesel, lenha e bagaço de cana mantem-se ou sofrem ligeira redução ao longo do período, com exceção do etanol etílico, que aumenta 5 pontos percentuais, enquanto que a participação dos derivados de petróleo decresce 12 pontos percentuais. Destaca-se também o aumento da participação do GN, que também aumenta 5 pontos até 2050.

Setorialmente, a indústria se mantém como a maior consumidora de energia, com 46% de participação na demanda no período total, enquanto o setor de transportes, o segundo colocado, reduz sua participação de 34% para 29% ao longo do período.

Os demais setores sofrem pequenas variações (menor que 2 pontos percentuais) e representam em média 23% do consumo total.

O cenário de emissões decorrente do consumo de energia é apresentado na Figura 11 por energético (A) e por setor (B). Em 2050, seriam atingidas 229,8 MtCO₂, resultado de um crescimento médio de 2,8% a.a.

Figura 11- Emissões de CO₂ no cenário BAU por energético (A) e por setor (B) no Estado de São Paulo

Fonte: Elaboração própria

A eletricidade apresenta o maior crescimento no período. Sua participação nas emissões totais cresce de 16% em 2016 para 35% em 2050. Também se destaca a diminuição da participação tanto da gasolina (17% para 5%) como do óleo diesel (32% para 20%). Considerando a média do período, a eletricidade, o diesel e o GN são responsáveis por 70% da emissão total de CO₂ no setor de energia, como pode ser visto na Figura 12.

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Olhando a cadeia energética como um todo, o GN, quando somado o setor de consumo final e o dos centros de transformação, passa a ser o energético mais importante com 37% das emissões totais. Isto ocorre, pois, em média, 71% das emissões na geração da eletricidade no cenário proposto advêm deste combustível.

Setorialmente, a indústria, que era responsável por 26% das emissões de energia em 2016, atinge 34% em 2050, de forma a superar o setor de transportes, que representará 31% no mesmo ano. Para os demais setores, o destaque é dado ao comercial e residencial, cujas participações basicamente dobram até 2050.

Considerando a média do período, o setor industrial, de transportes e residencial representam 85% das emissões de energia no Estado de São Paulo.

4.2 PRIMEIRO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO (CBC1)

A Figura 13 apresenta as *wedges* resultantes da implantação do CBC1, juntamente com o patamar de emissões de energia de São Paulo no ano de 2005.

Figura 13- *Wedge Graph* para o setor energético de SP no CBC1

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

A partir das três medidas de mitigação, seria possível alcançar uma redução total de 795 MtCO₂, o que corresponde a 15,6% das emissões do cenário BAU no período de 2016 a 2050. Também se conclui sobre a impossibilidade de atingir o nível de emissões do ano de 2005. As emissões são decrescentes apenas nos dois primeiros anos de implantação do CBC1, sendo que o menor valor, referente ao ano de 2020 (95 MtCO₂), permanece 19% acima do ano base.

Tabela 10- Resumo do *Wedge Graph* para o CBC1 (MtCO₂)

	2016	2030	2050	Período Total (2016-2050)	Participação sobre o cenário BAU (2016-2050)	Participação sobre as emissões evitadas (2016-2050)
Cenário BAU	92,71	126,19	229,76	5.105,43	100,0%	-
Cenário de Baixo Carbono (CBC1)	92,71	100,89	190,02	4.310,77	84,4%	-
Emissões evitadas totais	-	25,30	39,74	794,66	15,6%	100,0%
B25	-	4,02	5,49	117,56	2,3%	14,8%
Eleticidade-biomassa (CEST)	-	17,71	28,29	561,61	11,0%	70,7%
Substituição de GN por bagaço de cana	-	3,57	5,96	115,49	2,3%	14,5%

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Verifica-se na Tabela 10 que a maior redução de CO₂ foi obtida pela cogeração de bagaço conectada ao grid, com 71% das emissões evitadas no período, seguida pela substituição de GN por bagaço de cana com 15% e, finalmente, o aumento do biodiesel na mistura de diesel para B25 com 14%.

4.3 SEGUNDO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO (CBC2)

A Figura 14 apresenta o CBC2 através das *wedges* de redução de CO₂. Igualmente ao CBC1, também se explicitam os níveis de emissão correspondentes à 2005, e também se inclui a meta da NDC brasileira (a mais restritiva das metas) para base de comparação.

Figura 14- *Wedge Graph* para o setor energético de SP no CBC2

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Com as estratégias propostas para CBC2, seria possível atingir uma redução de 3.520 MtCO₂, ou seja, 69% das emissões do cenário BAU. No período de 2019 a 2029, ocorre a redução das emissões do CBC2 a uma taxa média de 2,4% a.a. A partir da introdução do CCS e BECCS, no primeiro momento (2030-2043) as emissões reduzem a uma taxa média de 21,0% a.a. e no segundo momento (2044-2050) as emissões passam a ser negativas a uma taxa média de 51,3% a.a.

Em 2028, as emissões do CBC2 passam a estar abaixo do nível de emissões de 2005, e, em 2036, elas atingem a meta adicional da NDC brasileira (43% de redução) sobre o montante de emissões de energia de São Paulo. 4,8% do CO₂ evitado pelo CBC2 seria disponibilizado para outros setores de 2044 a 2050.

Tabela 11- Resumo do *Wedge Graph* para o CBC2 (MtCO₂)

	2016	2030	2050	Período Total (2016-2050)	Participação sobre o cenário BAU (2016-2050)	Participação sobre as emissões evitadas (2016-2050)
Cenário BAU	92,71	126,19	229,76	5.105,43	100%	-
Cenário de Baixo Carbono (CBC2)	92,71	65,17	-48,58	1.585,65	31,1%	-
Emissões evitadas totais	-	61,02	278,34	3.519,78	68,9%	100,0%
B80	-	26,12	35,71	750,09	14,7%	21,3%
VE	-	6,29	8,18	188,20	3,7%	5,3%
Substituição de GN por bagaço	-	7,13	11,92	230,98	4,5%	6,6%
Aumento de fontes renováveis no SIN	-	10,34	44,76	590,89	11,6%	16,8%
Termelétricas a GN com ISCC	-	6,42	11,67	212,48	4,2%	6,0%
CCS e BECCS na indústria	-	4,72	166,10	1.547,14	30,3%	44,0%

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Conforme apresenta a Tabela 11, a estratégia que apresentou o maior potencial de redução, considerando o período total, é a introdução de CCS e BECCS na indústria com 44%.

De última colocada no CBC1, a estratégia relacionada ao biodiesel passa a ser a segunda maior contribuinte para as emissões evitadas, com 21,3%. Em terceiro lugar está o aumento de fontes renováveis no SIN, com 16,8%, e em quarto lugar, a substituição de GN por bagaço com 6,6%. Estas estratégias fecham a conta dos três maiores responsáveis pelas emissões de energia: diesel, eletricidade e GN.

O incremento da tecnologia ISCC às termelétricas a GN complementa a redução gerada pelas fontes renováveis no SIN, com 6%. E, em último lugar, os VE participam com 5,3% da mitigação total no CBC2.

4.4 DEMANDA ENERGÉTICA: COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS

A Figura 15 e Tabela 12 permitem visualizar como a demanda energética varia entre o cenário BAU, CBC1 e o CBC2 para o marco de 2030 e de 2050. A categoria “outros” reúne todos os energéticos que não sofrem alteração entre os cenários.

Figura 15- Comparação dos cenários de demanda energética no Estado de São Paulo (2016, 2030 e 2050)

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Em valores totais, ocorre uma redução de 1,6% na demanda energética do CBC1 em comparação ao BAU em 2030. Esta redução é de 1,5% em 2050. Já no CBC2, a redução em relação ao BAU é de 5,2% em 2050, valor que cai para 2% em 2050.

Tabela 12- Comparação dos cenários de demanda energética no Estado de São Paulo (mil tep)

	2016			2030			2050		
	BAU	CBC1	CBC2	BAU	CBC1	CBC2	BAU	CBC1	CBC2
GN	4.919	4.919	4.919	8.827	7.307	5.788	20.662	18.124	15.586
Diesel	9.697	9.697	9.697	11.019	9.723	2.593	15.063	13.291	3.544
Biodiesel	730	730	730	1.945	3.241	10.371	2.658	4.430	14.177
Eletricidade	12.839	12.839	12.839	19.664	19.664	19.822	36.859	36.859	41.404
Gasolina	5.399	5.399	5.399	4.625	4.625	2.450	3.717	3.717	888
Outros	35.922	35.922	35.922	51.923	51.923	51.923	90.415	90.415	90.415
Total	69.505	69.505	69.505	98.002	96.483	92.947	169.373	166.835	166.014

Fonte: Jhonathan Fernandes Torres de Souza (2018)

Nota-se que o diesel vai sendo substituído gradualmente ao longo do período por biodiesel no CBC1 e, mais intensamente, no CBC2, sendo que a soma da energia do diesel e biodiesel resultam em um valor constante entre os cenários, não alterando a demanda energética total. No cenário BAU, ocorre um aumento na demanda de biodiesel de 3,8% a.a. de 2016 a 2050, enquanto que este valor é de 5,3% a.a. no CBC1 e de 8,7% a.a. no CBC2.

Por outro lado, a demanda por GN diminui do BAU para o CBC1 e para o CBC2. As reduções são, respectivamente, de 12% e de 25% em 2050. A substituição do GN por bagaço de cana não gera aumento da demanda de bagaço porque, como já explicado na seção 3.4, é uma medida que envolve aumento da eficiência no processo de moagem da cana. A gasolina também sofre redução do BAU para o CBC2 por conta da medida de VE, esta redução é de 47% em 2030 e de 76% em 2050.

Por fim, a eletricidade sofre aumento no CBC2. Em 2030, este aumento é dado pela introdução dos VE e é equivalente a 0,8% em relação ao cenário BAU. Em 2050, tanto os VE quanto a demanda energética do CCS aumentam esta diferença para 12,3%. Destaca-se que o CCS e BECCS representariam 52.402 GWh (11%) da demanda total de 481.120 GWh no CBC2 em 2050.

5 DISCUSSÕES

Inicialmente, é importante ressaltar que, apesar do modelo de demanda energética construído para o Estado de São Paulo apresentar um crescimento contínuo, ele representa um cenário plausível. Para verificar se o modelo não extrapola esta condição, foi comparado o consumo de energia *per capita* estimado para São Paulo ao de países de maior intensidade energética.

Em 2015, o Estado apresentou um consumo anual de 1,6 tep *per capita* (SÃO PAULO, 2016). Em 2050, a população estimada do Estado será de 47,2 milhões de habitantes (SEADE, 2018), o que resulta em um consumo anual de 3,6 tep *per capita*. Segundo os dados do EIA, no mesmo ano a população dos EUA atingirá 398,8 milhões de habitantes com um consumo estimado de 2.689 Mtep (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2017), o que resulta em 6,7 tep *per capita*. Portanto, o consumo *per capita* de São Paulo, mesmo dobrando até 2050, será basicamente metade do estimado para os EUA no mesmo ano.

Discretizando a demanda total, observa-se que a evolução de cada setor participante no consumo final é decorrente das taxas de crescimento assumidas, a exemplo, a redução da representação do setor de transportes no consumo final, cuja média é de 1,6% a.a., contra 2,2% a.a. do setor industrial.

Sobre as emissões no cenário BAU, conclui-se que a evolução da eletricidade, de forma a se tornar a maior fonte de emissões de energia em 2050, é decorrente de dois fatores concomitantes: o elevado aumento do consumo elétrico; e a intensificação do FE da eletricidade projetado para o período.

Na contramão, o diesel e a gasolina sofrem redução no cenário BAU, o que se dá pelo aumento da participação de etanol e do biodiesel no setor de transportes. A redução “natural” destes combustíveis interfere nos cenários de baixo carbono, fazendo ser necessárias medidas ainda mais restritivas para gerar resultados significativos de mitigação das emissões do diesel e da gasolina.

Também é possível perceber que a perspectiva setorial está fortemente associada à perspectiva dos energéticos, já que as emissões predominantes na indústria são as relativas à eletricidade e ao gás natural (79%), enquanto que nos transportes são o diesel e a gasolina (76%). O aumento das emissões no setor comercial e residencial se deve também ao aumento expressivo do consumo elétrico.

De fato, a eletricidade é o energético-chave por estar presente em todos os setores, e a emissão resultante não depende exclusivamente dos mesmos, porque o FE é determinado pelos geradores de energia elétrica, que majoritariamente não são os consumidores e, portanto, suas emissões são classificadas como indiretas de escopo 2 em inventários corporativos (GHG PROTOCOL, 2018).

Neste âmbito, estratégias de mitigação direcionadas somente aos setores de consumo possuem menos efeito frente àquelas que atingem a energia primária. Esta colocação é justificada pelos resultados do CBC2, já que a medida de aumento de fontes renováveis no SIN mais o ISCC representam 23% do potencial total de mitigação, perdendo apenas para o CCS com 44%. A descarbonização da eletricidade é uma medida que vai além da responsabilidade de São Paulo, contudo vale destacar que a PEMC (artigo 5, parágrafo IV) prediz o crescimento de fontes renováveis de energia na matriz tanto dentro quanto fora do Estado (SÃO PAULO, 2009, p. 6).

Uma importante ressalva desse estudo é que a PEMC e a NDC não estabelecem metas setoriais de redução de GEE, mas ambas as políticas foram utilizadas como base de comparação dos efeitos de uma abordagem conservadora *versus* uma abordagem audaciosa. É também importante esclarecer que, o intuito do trabalho não foi de atingir as metas totais somente com um cenário proposto ao setor energético de São Paulo. Sobretudo para a NDC, tal feito seria impossível, dado que o setor analisado representa menos de 5% das emissões nacionais (CETESB, 2011). A intenção foi compreender, supondo que cada setor tivesse uma meta equivalente sobre sua emissão base em 2005, como o setor energético de São Paulo lidaria com a própria meta, ficando a dever (caso do CBC1) ou a colaborar (caso do CBC2) com os demais setores.

A título de curiosidade, estimou-se qual seria a contribuição do CBC2 no cenário nacional, projetando linearmente as emissões até 2050 a partir dos valores históricos de 2010 a 2016 (SEEGBRASIL, 2018). O CBC2 poderia reduzir as emissões nacionais totais em 7% do projetado para 2050. Considerando somente o setor energético nacional, esta redução seria de 39%.

Os potenciais avaliados para o CBC1 e CBC2 serão discutidos à luz da literatura, a seguir.

5.1 ESTUDOS ANTERIORES SOBRE CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO

Um dos estudos mais similares ao realizado nesta dissertação foi o de Williams *et al.* (2012), que propôs um cenário de baixo carbono para um setor energético regional. Portanto, ele foi a principal base de discussão dos resultados. Outros estudos de baixo carbono também são considerados nesta sessão.

No estudo de Williams *et al.* (2012), uma das maiores responsáveis pela mitigação das emissões em 2050 é a descarbonização da eletricidade (27%), sendo que, através do aumento de renováveis na matriz e do CCS aliado à geração por fontes fósseis, o FE da eletricidade é reduzido em 95%. No CBC2 do presente estudo, a redução é de 70%. Esta diferença pode ser atribuída ao fato de que o FE estimado para o cenário BAU da Califórnia é mais que o dobro do estimado para São Paulo em 2050, o que faz a redução das emissões pela descarbonização ser mais expressiva. Além disso, Williams *et al.* (2012) considerou o CCS para lidar com o montante fóssil da geração elétrica. A mitigação neste caso é muito superior ao ISCC utilizado para a geração por GN no CBC2.

Há de se notar que o CCS apresentou os maiores resultados em ambos os casos, no CBC2 a mitigação do CCS representa 60% do total em 2050, o que é relativamente próximo do valor de 72% para a Califórnia, se o total considerado for a energia primária para geração elétrica (WILLIAMS *et al.*, 2012). Di Sbroiavacca *et al.* (2016) apontam que considerar o CCS, apesar de ser imprescindível para atingimento da meta de redução estipulada (20% sobre o cenário de base), gera uma diminuição da eficiência na geração elétrica. Os autores ressaltam o caráter altamente teórico de assumir o CCS, além dos altos custos envolvidos.

Nota-se que o cenário de mitigação mais agressivo para a Argentina é modesto mediante aos outros estudos e ao CBC2, uma vez que as emissões em 2050 atingem um nível próximo ao do ano inicial, cerca de 160 MtCO_{2e}, mesmo assim ocorre um aumento de 28,3% da demanda por energia primária em relação ao cenário de base projetado (DI SBROIACCA *et al.*, 2016). No CBC2, por outro lado, há uma redução da demanda total em 2%. Apesar da energia total primária não ter sido mensurada na presente análise, infere-se que o aumento não seria substancial como foi para a Argentina, pois Di Sbroiavacca *et al.* (2016) consideraram grande penetração da biomassa para geração no setor elétrico, cuja eficiência de conversão é baixa, e aqui se prevê o aumento da geração principalmente pelas fontes eólica e solar.

Cenários de baixo carbono tendem a trazer maior segurança energética por conta da diversificação da matriz. O Sri Lanka, a exemplo, é um país de alta dependência energética. Um estudo concluiu que no cenário mais audacioso (41,3% de redução de GEE) ocorreriam ganhos significativos na segurança energética deste país, com destaque para o setor de transportes, cuja diversificação da matriz aumenta de 28% para 74% em relação ao cenário de referência (SELVAKKUMARAN; LIMMEECHOKCHAI, 2015).

O Estado de São Paulo mantém-se historicamente na faixa de 50% de suficiência energética, entretanto ele importa todo o petróleo consumido: 43,2 Mtep em 2015, sendo 86% importação de outros estados e 14% importação internacional (SÃO PAULO, 2016). A autonomia energética de São Paulo seria fortalecida com a redução da participação do petróleo por conta das fontes renováveis no consumo total.

Indo além da segurança energética, cenários de baixo carbono também têm potencial em reduzir poluentes nocivos à saúde que não são GEE. Lott, Pye e Dodds (2017) analisaram os efeitos sobre os principais poluentes atmosféricos no Reino Unido se as metas de GEE para 2050 fossem atingidas. Eles concluíram que a poluição por material particulado seria reduzida em até 45% no setor residencial, porém este efeito seria limitado no setor de transportes, necessitando outras estratégias políticas para lidar com tais poluentes neste setor.

5.2 BARREIRAS NO SEGUNDO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Neste item, busca-se discutir as principais barreiras técnicas, ambientais, sociais e econômicas impostas ao CBC2. Tais barreiras também se aplicam, em certo nível, ao CBC1, porém as mesmas são contempladas ao se abordar o CBC2.

Em linhas gerais, os custos para implantação das tecnologias são a maior barreira para o baixo carbono. Mesmo que o trabalho não tenha avaliado economicamente as tecnologias do CBC1 e CBC2, alguns custos de abatimento foram levantados a partir da literatura para haja uma noção do volume de investimento necessário.

Estes valores estão resumidos na Tabela 13, juntamente com o custo total no período de implantação, caso todo o potencial de mitigação fosse atingido. Observa-se

que as medidas de MDL relacionadas à biomassa apresentam o melhor custo-efetividade.

Tabela 13- Custos estimados a partir da literatura para os cenários de baixo carbono

Medida	Custo (US\$/tCO ₂ e)	Custo total 2019-2050 (milhões US\$)	Referência
CBC1			
B25	12,41	1.458,9	ACM17
Cogeração conectada ao grid	12,24 - 13,13	6.874,1 - 7.373,9	ACM6-ACM18
Substituição de GN por bagaço de cana	8,08	933,2	ACM36
Custo Total CBC1		9.266,2 - 9.766,0	
CBC2			
B80	12,41	9.308,6	ACM17
Substituição de GN por bagaço de cana	8,08	1.866,3	ACM36
Aumento da participação de fontes renováveis no SIN	12,28	7.256,1	ACM2
Ciclo combinado integrado à energia termal solar	43,00 - 192,00	9.136,6 - 40.796,2	Alqahtani e Patiño-Echeverri (2016)
Veículos elétricos	21,84	4.110,3	Fingerman, Sheppard e Harris (2018)
CCS e BECCS	60,00 - 70,00	92.828,4 - 108.299,8	McLaren (2012)
Custo Total CBC2		124.506,4 - 171.637,3	

Fonte: Baseado em dados extraídos do United Nations Environment Programme (2018) e dos autores apontados na Tabela.

Entende-se que a única medida que traria retorno econômico direto é a cogeração a bagaço de cana no CBC1, através da receita de venda da eletricidade ao grid. Medidas tais como os veículos elétricos possuem *payback*, gerando economia monetária (não significa receita) após determinado período, o que depende em grande parte da evolução dos preços dos combustíveis fósseis e da eletricidade. Nesse sentido, o aumento da participação de renováveis reduziriam os custos da eletricidade, contribuindo para a diminuição do tempo de *payback*.

Mais do que aferir os custos de cada tecnologia de baixo carbono, é importante relevar o montante que estaria sendo economizado com a mitigação das mudanças climáticas. O custo social do carbono estima os danos à sociedade causados a cada tCO₂

adicionada à atmosfera, entrando como contrapeso ao MAC na balança econômica. Rose, Diaz e Blanford (2017) diagnosticaram 150 mil estimativas para 2020, com um custo social médio de US\$ 42/tCO₂, chegando a US\$ 123/tCO₂ no quantil-95. Muitas tecnologias de MAC positivo, até mesmo o próprio CCS (vide item 5.2.6), compensariam frente ao custo social, isto sem mencionar os prejuízos climáticos que não podem ser contabilizados economicamente, como as perdas humanas e de biodiversidade.

A seguir, são especificadas as barreiras para cada tecnologia de baixo carbono proposta no estudo.

5.2.1 Biodiesel

Para o cenário de B80, são colocadas barreiras de vários aspectos. Certamente, a questão do suprimento da demanda de biodiesel é o maior desafio. Considerando uma densidade de 0,88 t/m³ e um poder calorífico inferior de 37,2 GJ/t (DELTACO2 SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL, 2013), a implementação do B80 levaria ao aumento de 14,7 milhões de metros cúbicos de biodiesel em 2050. Grifa-se que o Brasil foi o terceiro maior produtor mundial de biodiesel em 2013 (DE OLIVEIRA; COELHO, 2017) e tem potencial para melhorar sua produção até 2050.

Sobre a questão da viabilidade técnica dos motores e da viabilidade econômica do refino de biodiesel, um estudo recente demonstrou um novo processo tecnológico para a produção, através de mínimo consumo de energia e sem geração de subprodutos, de um biodiesel que teria o potencial de rodar em qualquer motor a diesel comum (PFISTER *et al.*, 2017). Apesar de várias etapas ainda serem necessárias para comprovar sua efetividade para todos os motores em longo prazo, e ainda existirem barreiras a serem superadas (como as relativas a transporte e armazenamento), o estudo de Pfister *et al.* (2017) apresenta-se como uma investida para a futura obtenção da viabilidade do B80 (ou mesmo valores superiores) para toda a matriz energética.

Todavia, reitera-se que tal estratégia requer ações severas, como a introdução de novas matérias-primas, aumentar a eficiência dos processos já existentes, além de uma série de medidas regulatórias e de mercado (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL DO BRASIL; UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS, 2016).

5.2.2 Veículos elétricos

Em respeito aos VE, a reflexão central é sobre a efetiva contribuição desta tecnologia para um cenário de baixo carbono. Para países com predominância de fontes fósseis na matriz elétrica, como a África do Sul, esta alternativa pode representar maiores emissões quando comparada aos veículos convencionais (WOO; CHOI; AHN, 2017). Contudo, mesmo em tal cenário os VE ainda são vantajosos, pois concentram as emissões (não somente de GEE como de outros poluentes regulados) na geração, ao invés nos numerosos e dispersos pontos de consumo (BARAN; LEGEY, 2010), assim permitindo o uso de tecnologias como o CCS aliadas às usinas termelétricas. O CCS é uma tecnologia inviável de ser introduzida em fontes de emissão difusas, como são os veículos à gasolina. Neste caso, o uso do etanol em veículos leves associado à produção de bioeletricidade e BECCS pode produzir emissões negativas (MOREIRA *et al.*, 2016).

No CBC2, somente as emissões de CO₂ na fase de uso do VE foram mensuradas. Na fase de produção, entretanto, estas podem ser até 68% superiores às de veículos à gasolina (NEALER; REICHMUTH; ANAIR, 2015). A produção e descarte das baterias de VE também são um aspecto de preocupação ambiental. As externalidades relacionadas à poluição do ar e consequentes impactos sobre a saúde podem ser maiores que os benefícios do VE concernente às mudanças climáticas (YUKSEL *et al.*, 2016).

Pesquisas vêm focando no desenvolvimento de novos tipos de baterias que tenham maior capacidade de armazenamento e menor degradação do desempenho do ciclo (LI; YANG; SONG, 2017). Novas tecnologias visando à redução do peso da bateria e a substituição de seus componentes, como o lítio por alumínio, reduziriam substancialmente não apenas os impactos ambientais no processo como também os custos relacionados ao VE.

Economicamente, o VE custa menos por quilômetro rodado do que um carro convencional, entretanto é no investimento da bateria onde residem os maiores custos. Um estudo encontrou um custo total 2,5 vezes maior para o VE no cenário de base, sendo que no melhor cenário o *payback* seria de no mínimo 9 anos (FALCÃO; TEIXEIRA; SODRÉ, 2017). O mesmo estudo coloca que incentivos financeiros são essenciais para a viabilidade do VE, a exemplo, o governo alemão adotou isenção de

impostos, estacionamento gratuito e subsídios no momento da aquisição dos VE. As altas taxas de importação também são uma barreira considerável no cenário brasileiro, no que tange propriamente os VE, mas também de infraestrutura para recarga dos veículos.

A infraestrutura é determinante caso haja uma grande penetração de VE na frota de São Paulo. Considerando o CBC2, no qual 80% da gasolina são substituídos por eletricidade em 2050, os VE representam somente 0,1% da demanda elétrica total, entretanto é o carregamento nos horários de pico que traz preocupação para o controle da rede. Segundo Silva (2014), pode haver impactos negativos ao sistema de distribuição caso a recarga seja realizada sem planejamento, porém em seu horizonte de estudo (2013-2020) as concessionárias teriam tempo para se adequar a este aumento da carga.

5.2.3 Bagaço de cana para substituição de gás natural

No caso do CBC2, entende-se que substituir um combustível gasoso por um sólido acarreta na emissão de outros poluentes (como material particulado) que são regulados pela legislação ambiental, além de gerar custos adicionais por conta de uma possível necessidade de adaptação da infraestrutura industrial (PACCA *et al.*, 2018), mesmo que o bagaço esteja preparado na forma de pellets.

5.2.4 Aumento de fontes renováveis no grid

O Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (2016) estudou e apresentou as principais barreiras ao financiamento de fontes renováveis para geração elétrica. Para a geração centralizada em grande escala, apesar das linhas de crédito e das taxas de juros disponibilizadas serem menores, existe um destaque para o risco do investimento, o que aumenta determinados componentes no cálculo das taxas de financiamento. O risco do investimento também aumenta o retorno requerido (*benchmark*) pelos investidores, diminuindo a atratividade deste tipo de projeto. Para a linha de mini e microgeração distribuída, além da escassez de instrumentos financeiros, há a questão do alto custo de implantação e seu descasamento com os benefícios de longo prazo.

Existe ainda hoje no Brasil, uma necessidade, tanto para geração centralizada como descentralizada, de expansão dos mecanismos de financiamento e também de preenchimento de lacunas de informação decorrentes, ao que se indica, da falta de um histórico de crédito para alguns processos e tecnologias renováveis relativamente novos, como a energia solar e geotérmica (CONSELHO EMPRESARIAL BRASILEIRO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL, 2016).

O aumento da participação de renováveis no SIN também conduz a discutir sobre qual seria a melhor composição da matriz elétrica, levando em conta a disponibilidade das fontes, bem como a estabilidade de fornecimento.

Ainda hoje nossa matriz está fortemente estabelecida sobre a geração por hidrelétricas, porém um estudo para o Rio de Janeiro concluiu que o cenário de melhor otimização de eletricidade seria aquele cuja participação da fonte solar é de 62%, da eólica é de 21% e da hídrica é 17%, dentro do total de renováveis, enquanto que o cenário menos otimizado utilizaria 100% hidrelétricas (DE OLIVEIRA COSTA SOUZA ROSA *et al.*, 2017).

Embora a diversificação possa otimizar a geração elétrica, existe a possibilidade de complicações à operação do sistema por conta das fontes intermitentes (solar e eólica). Nesse sentido, a biomassa, mesmo com a questão da entressafra, mostra-se um recurso mais estável por poder ser estocada em seu estado primário. Além disto, mesmo para o CBC2 foi optado pela não expansão da energia nuclear ou de termelétricas com CCS para a descarbonização do grid, tais medidas foram consideradas por outros autores como Wang *et al.* (2018).

5.2.5 ISCC

Mesmo esta tecnologia sendo uma das opções aprovadas no MDL, fornecendo eletricidade despachável e estável, a contribuição da energia solar pelo ISCC é limitada quando comparada a outras tecnologias CSP, como o HYSOL (SERVERT *et al.*, 2016).

A principal barreira econômica do CSP é sua competitividade com a energia fotovoltaica, mediante a disponibilidade solar em diferentes regiões. Köberle, Gernaat e van Vuuren (2015) concluíram que, no Brasil, apesar de haverem boas localidades para CSP, existe uma grande variação na disponibilidade de áreas de clima savânico, onde ocorre maior incidência solar direta, fazendo com que a fotovoltaica seja mais barata em nível nacional agregado até 2050.

Por outro lado, um estudo mostrou que, ao invés de competir, o CSP teria impacto positivo na penetração de fotovoltaica no grid, especialmente quando não há armazenamento de energia através de baterias (MOUKHTAR *et al.*, 2018). Por esta ótica, o CSP e a fotovoltaica são complementares, contribuindo para um melhor resultado no baixo carbono.

5.2.6 CCS e BECCS

As tecnologias CCS são demarcadas pelos altos custos de implantação, sendo que a maior parte dos estudos até hoje se concentraram em avaliar e reduzir os custos da etapa de captura de CO₂, permanecendo maiores lacunas na fase de transporte e de armazenamento, fundamentais para que a tecnologia tenha efetividade.

Sobre os custos, de fato existe uma ampla gama de valores avaliados. Os menores custos estimados até 2050 são de US\$70/tCO₂e (MCLAREN, 2012), US\$60/tCO₂e ou, no mínimo, US\$15/tCO₂e de BECCS para fermentação do etanol (KEMPER, 2015).

Indo além da questão econômica, existem outras esferas sobre as quais o CCS teria impactos potenciais. Ramírez *et al.* (2014) avaliaram a sustentabilidade da aplicação de CCS em termelétricas na Europa. Socialmente, apesar de o CCS aumentar o número de empregos, tanto em geral quanto os de alta capacitação, também conduziria a um aumento do trabalho forçado e do trabalho infantil. Ambientalmente, excetuando-se a mudança climática, o CCS teria impactos ambientais negativos, como: o aumento da acidificação e ecotoxicidade terrestre; o aumento da área de ocupação urbana e da área de ocupação agrícola; e o aumento na transformação de áreas naturais.

5.3 INCERTEZAS, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

A incerteza é algo intrínseco a qualquer modelo científico, em especial, ao se explorar o comportamento de um sistema no futuro. Emissões de GEE são determinadas por diversas forças motrizes agindo simultaneamente e as forças de maior relevância, como desenvolvimento econômico e evolução tecnológica, comumente não possuem linearidade.

Por tal motivo, os cenários do IPCC (2014) buscam incorporar a incerteza através da probabilidade e da apresentação de erros estatísticos. Apesar dos cenários no presente estudo não apresentarem intervalos de confiança ou análises de sensibilidade, foi apresentado como as emissões provavelmente se comportariam sob uma tendência atual (BAU), e sob uma abordagem conservadora (CBC1) e uma radical (CBC2) para redução das emissões. O intuito da pesquisa, mais do que chegar a valores exatos de consumo energético e volumes de CO₂, foi de identificar os principais indutores das emissões no setor de energia no Estado e como eles poderiam ser atenuados ao longo prazo.

A maior incerteza associada aos cenários aqui desenvolvidos envolve as taxas de crescimento da demanda energética. O PDE é um documento governamental, utilizado para planejamento do setor energético nacional e na indicação de estratégias para expansão da oferta de energia futura, cujos cenários foram construídos em consonância com as projeções de outras entidades setoriais (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015). Todavia, todos os cenários presentes no PDE possuem base na evolução do PIB brasileiro, cuja projeção otimista não reflete o histórico econômico recente do país e pode não se concretizar em um futuro próximo. A extrapolação das taxas de crescimento para longo prazo (2050) diminui a acurácia do modelo, porém permitiu contemplar um horizonte mais amplo no qual futuras tecnologias possam se estabelecer. Quase todos os estudos anteriores para o Brasil (DE GOUVELLO, 2010; MCKINSEN&COMPANY, 2009) se basearam em períodos mais curtos.

Outra dificuldade relacionada à projeção da demanda energética foi a falta de acesso à composição tecnológica correspondente ao BAU. Deste modo, toda a avaliação de CO₂ foi desenvolvida em cima das quantias consumidas de cada energético e certos pressupostos para a composição do BAU, o que impossibilitou a consideração de algumas tecnologias para os cenários de baixo carbono, como as relacionadas à eficiência energética. Para estudos futuros, recomenda-se que as projeções de energia e emissão sejam feitas com base em tecnologia/produção por setor.

Passando para o FE da eletricidade, outro pilar do estudo, existe uma incerteza considerável sobre qual será a participação de fontes fósseis e renováveis no SIN. Optou-se por não eliminar totalmente a presença de GN no setor elétrico, tal premissa foi conservadora mesmo adotada no CBC2. Estudos como o de Fragkos *et al.* (2017)

ressaltam a importância do GN como combustível de transição uma vez que seu FE é menor quando comparado aos demais combustíveis fósseis, entretanto esta afirmação é válida para países com alta participação de fósseis na geração elétrica. No caso brasileiro, como foi observado na análise, o aumento do GN faz crescer o FE da eletricidade.

Outras incertezas residem no FE da eletricidade, uma vez que o MCTIC não abre os cálculos que resultam no FE para inventários disponibilizados no site do ministério. Uma das implicações é a provável não consideração de que mesmo a geração elétrica por fontes renováveis não é isenta da emissão de GEE.

Ao se construir os reservatórios de hidrelétricas, geram-se áreas alagadas onde a biomassa se decompõe anaerobicamente, liberando principalmente o CH₄. Um estudo para o Brasil chegou a valores de 0,2 tCH₄/km² por dia, e mesmo que as hidrelétricas apresentem um desempenho melhor do que as termelétricas na maioria dos casos (AURELIO DOS SANTOS *et al.*, 2006), a emissão de GEE não é desprezível e deve ser incluída no FE do SIN. Da mesma forma emissões da exploração e do transporte de GN podem alterar o FE das termelétricas.

Com relação a outras fontes renováveis, como a energia solar, existe a incerteza sobre a produção da tecnologia no Brasil ou em outros países que tenham uma matriz energética altamente carbono-intensiva, como a China. Recomenda-se aos futuros estudos a avaliação completa do ciclo de vida destas tecnologias, para averiguar os efeitos das fases de produção e descarte sobre o balanço de GEE e sobre o desempenho dos cenários de baixo carbono propostos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo apresentou dois cenários de baixo carbono para o setor energético paulista até o ano de 2050.

Os resultados mostraram que, no caso estudado, uma abordagem baseada em tecnologias provadas e conservadorismo, representada pelo CBC1, não é o suficiente para cumprir as metas de redução estabelecidas na PEMC e na NDC, considerando a parcela de emissões correspondente ao setor energético. Em tais condições, os demais setores teriam de realizar maiores esforços para atingir as metas de forma geral. Esta é uma situação análoga às conclusões de Peters *et al.* (2015) sobre as emissões globais, nas quais, mediante a tendência das emissões norte-americana, chinesa e europeia, resta uma janela ínfima para que os outros países possam emitir GEE de forma a não ultrapassar os 2°C.

Já com a abordagem adotada no CBC2, que se assemelha aos de demais autores que construíram cenários setoriais, como Williams *et al.* (2012) e Di Sbroiavacca *et al.* (2014), seria possível zerar as emissões do setor energético do Estado e ainda contribuir com os outros setores. Este resultado foi habilitado por três grupos de medidas: (i) tecnologias que atualmente não estão em escala comercial; (ii) aumento intenso de renováveis, que em São Paulo foi representado por biodiesel substituindo o diesel, combustível fóssil de maior participação nas emissões totais; e (iii) medidas focando tanto a demanda quanto a oferta de energia (setor de transformação).

O estudo mostrou que os cenários de baixo carbono possuem efeito positivo sobre a demanda energética total, reduzindo-a de 2016 a 2050 em relação ao BAU, excetuando-se a eletricidade (CBC2) e o biodiesel (CBC1 e CBC2). Sobre o aumento considerável da demanda do biodiesel no CBC2, cabe ressaltar que a mistura do B80 foi escolhida justamente para contrastar com o B25 do CBC1, e permitir melhor comparação entre os dois cenários. Em um amplo horizonte de tecnologias que possam ser implementadas conjuntamente para efetivar o baixo carbono, valores intermediários de biodiesel são recomendados.

Na análise, tão importante quanto projetar cenários, foi a possibilidade de identificar os maiores contribuintes das emissões de CO₂ no setor energético do Estado: eletricidade, diesel e GN. Também houve a identificação do GN como energético relevante tanto pelo lado da demanda quanto da energia primária, dentro da geração

elétrica projetada para 2050. Esta caracterização do setor conduziu a análise em se focar nos principais emissores para proposição do baixo carbono, contemplando os demais energéticos de forma generalizada, com a aplicação do CCS. Ainda assim, os demais energéticos (GLP, querosene, gás de refinaria) representam 21% das emissões projetadas. Por esta razão, emerge a importância de estudos futuros que levantem tecnologias especificamente direcionadas a estes energéticos.

Visando os estudos futuros, a presente dissertação também traz uma contribuição metodológica. É possível replicar a metodologia do CBC1 para outros escopos setoriais e territoriais, sejam países ou regiões, testando a hipótese de que se é possível, a partir do MDL, atingir metas de redução para aquele determinado contexto. Para estes estudos, recomenda-se: Construir o cenário BAU e identificar os energéticos de maior responsabilidade sobre as emissões totais; aplicar os critérios de seleção descritos no item 3.4.1.

Vivenciamos uma fase de grande preocupação a respeito das mudanças climáticas e da questão ambiental como um todo. Os esforços tardios e insuficientes tomados até o presente culminaram em uma corrida contra o tempo na qual, ao que a maioria dos estudos inclusive este indicam, apenas medidas extremas permitiram ir além das metas de redução (já insuficientes *per se*) estabelecidas ao redor do planeta, para conquistar o limite de 2°C, idealmente o de 1,5°C.

Além do desafio de se tentar chegar ao menor custo, um cenário de baixo carbono agressivo gera barreiras (item 5.2) tecnológicas, sociais, e até em outros aspectos ambientais que não podem ser negligenciados, a despeito da mitigação das mudanças climáticas. Fechando a segunda década do século XXI, questões como saneamento, mortalidade infantil, escassez hídrica e outras ligadas à extrema pobreza ainda não foram resolvidas na maior parte do globo. Todas estas questões serão agravadas com o aquecimento global, paradoxalmente, não devem ser agravadas ou adiadas com o combate ao aquecimento global.

Em suma, o planejamento com base nos cenários é indispensável para o futuro de baixo carbono, porém todos os atores (governos, empresas, entidades acadêmicas e membros da sociedade) terão de trabalhar de forma intensa e articulada para que o baixo carbono se concretize, e através dele haja maior prosperidade econômica, igualdade social e um meio ambiente saudável para a geração presente e para as vindouras.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Percentual obrigatório de biodiesel passa para 10%**. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/4333-percentual-obrigatorio-de-biodiesel-passa-para-10>. Acesso em: 18 jul. 2018.
- ALQAHTANI, B. J.; PATIÑO-ECHEVERRI, D. Integrated Solar Combined Cycle Power Plants: Paving the way for thermal solar. **Applied Energy**, v. 169, p. 927–936, 2016.
- ANDRADE, A. D. L.; DOS SANTOS, M. A. Hydroelectric plants environmental viability: Strategic environmental assessment application in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1413–1423, ago. 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL DO BRASIL; UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS. **Biodiesel: oportunidades e desafios no longo prazo**. Brasília: 2016. Disponível em: [http://www.abiove.org.br/site/FILES/Portugues/07102016-131231-07_10_2016_n- cenario para o biodiesel em 2030\(2\).pdf](http://www.abiove.org.br/site/FILES/Portugues/07102016-131231-07_10_2016_n- cenario para o biodiesel em 2030(2).pdf). Acesso em: 24 nov. 2018.
- AURELIO DOS SANTOS, M. *et al.* Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. **Energy Policy**, v. 34, p. 481–488, 2006.
- BABAE, S.; LOUGHLIN, D. H. Exploring the role of natural gas power plants with carbon capture and storage as a bridge to a low-carbon future. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 20, n. 2, p. 379–391, dez. 2017.
- BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. **Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil**. 2010. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3306.pdf. Acesso em: 9 out. 2018.
- BIRAT, J. P. **Global Technology Roadmap for CCS in Industry Steel Sectoral Report**. Amsterdam: GCCSI, 2010.
- BODANSKY, D. M. *et al.* Facilitating linkage of climate policies through the Paris outcome. **Climate Policy**, v. 16, n. 8, p. 956–972, 2016.
- BOLLAND, O.; UNDRUM, H. A novel methodology for comparing CO₂ capture options for natural gas-fired combined cycle plants. **Advances in Environmental Research**, v. 7, n. 4, p. 901–911, 2003.
- BOURGET, L. **Acordo de paris: a receita para um bom resultado**. São Paulo: Observatório do Clima, nov. 2015. Disponível em: http://www.observatoriodoclima.eco.br/wp-content/uploads/2015/12/OC_posicionamento_final.pdf. Acesso em: 15 nov. 2018.
- BRASIL. **Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009**. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e dá outras providências. Com mensagem de veto. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2009/lei/12187.htm. Acesso em: 15 nov. 2018.
- BRASIL. MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. **Projeções do agronegócio: Brasil 2016/17 a 2026/27**. Brasília: MAPA, 2017. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica->

[agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-2017-finalizado.pdf](#). Acesso em: 15 nov. 2018.

BRASIL. MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES. **Intended Nationally Determined Contribution**. Brasília, 2015. Disponível em:

<https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2018

BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Fator médio - Inventários corporativos**. 2018. Disponível em:

http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html. Acesso em: 1 jul. 2018.

BRASIL. MINISTÉRIO DE CULTURA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil. 4ª Edição**. Brasília: MCTIC, 2017. Disponível em:

http://sirene.mcti.gov.br/documents/1686653/1706227/4ed_ESTIMATIVAS_ANUAIS_WEB.pdf/a4376a93-c80e-4d9f-9ad2-1033649f9f93. Acesso em: 15 ago. 2018.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resolução CNPE nº 3, de 21 de setembro de 2015**. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel. 2015. Disponível em:

http://www.mme.gov.br/documents/10584/2431527/Resolucao_3_CNPE_Biodiesel.pdf/d7480b33-c6b4-45fe-a20b-19b0e23f3293. Acesso em: 18 jul. 2018

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: MME/EPE, 2015.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017.

CETESB. **Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo**. São Paulo: CETESB, 2011. v. 2

CLIMATE ACTION TRACKER. **Brazil: Overview**. 2018. Disponível em: <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/>. Acesso em: 13 jul. 2018.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Acompanhamento da safra brasileira Cana-de-açúcar. v. 3 - Safra 2016/17. Quarto levantamento**. Brasília: CONAB, 2017.

CONSELHO EMPRESARIAL BRASILEIRO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. **Financiamento à Energia Renovável: Entraves, desafios e oportunidades**. Rio de Janeiro: CEBDS, 2016.

CONSERVATION INTERNATIONAL. **Explore the Biodiversity Hotspots**. 2018. Disponível em: <https://www.cepf.net/our-work/biodiversity-hotspots>. Acesso em: 1 jul. 2018.

DE GOUVELLO, C. **Estudo de Baixo Carbono para o Brasil**. Washington: World Bank, 2010.

DE OLIVEIRA COSTA SOUZA ROSA, C. *et al.* Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in Rio de Janeiro State. **Sustainability (Switzerland)**, v. 9, n. 7, p. 1–12, jun. 2017.

DE OLIVEIRA, F. C.; COELHO, S. T. History, evolution, and environmental impact of biodiesel in Brazil: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 168–179, 2017.

DE SOUZA, J. F. T. *et al.* Industrial low carbon futures: A regional marginal abatement cost curve for Sao Paulo, Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 200, p. 680–686, nov. 2018.

DELTACO2 Sustentabilidade ambiental. **Pegada de Carbono na Produção de Biodiesel de Soja**: período de referência 2008/09. Piracicaba: DeltaCO2, 2013. 22 p. Relatório técnico. Disponível em: http://www.abiove.org.br/site/FILES/Portugues/07022013-121853-relatorio_acv_do_biodiesel.pdf. Acesso em: 15 nov. 2018.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE TRANSITO. **Frota de Veículos**. [Arquivo xls] 2018. Disponível em: <http://www.denatran.gov.br/estatistica/237-frota-veiculos>. Acesso em: 24 ago. 2018.

DI SBROIIVACCA, N. *et al.* Emissions reduction scenarios in the Argentinean Energy Sector. **Energy Economics**, v. 56, p. 552–563, 2016.

DONG, H. *et al.* **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP: IGES, 2006. v. 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, chap: 10. Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_10_Ch10_Livestock.pdf. Acesso em: 2 out. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2016**: Ano Base 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN**: Séries Históricas completas. Capítulo 8 (Dados Energéticos Estaduais) 1970-2016. TABELA 8.1.e - Geração de Eletricidade por Fonte. [arquivo xls] 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 1 jul. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Outlook 2017**. Table A2. Energy consumption by sector and source. [arquivo xls] Washington, DC: EIA, 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/projection-data.php#annualproj>. Acesso em: 2 jul. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050**. Washington, DC: EIA, 2018.

FAJARDY, M.; MAC DOWELL, N. Can BECCS deliver sustainable and resource efficient negative emissions? **Energy and Environmental Science**, v. 10, n. 6, p. 1389–1426, 2017.

FALCÃO, E. A. M.; TEIXEIRA, A. C. R.; SODRÉ, J. R. Analysis of CO2 emissions and techno-economic feasibility of an electric commercial vehicle. **Applied Energy**, v. 193, p. 297–307, 1 maio 2017.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Construbusiness: 12o Congresso Brasileiro da Construção: Investir com responsabilidade. São Paulo: FIESP, dez. 2016.

FINGERMAN, K. R.; SHEPPARD, C.; HARRIS, A. California's Low Carbon Fuel Standard: Modeling financial least-cost pathways to compliance in Northwest California. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 63, p. 320–332, ago. 2018.

FIORINO, D. J. Too many levels or just about right? Multilevel governance and performance environmental. In: INGER, W.; MEADOWCROFT, J. (Eds.). **Multilevel Environmental Governance Managing Water and Climate Change in Europe and North America**. Cheltenham: Edward Engar Publishing, 2014. p. 15–35.

FRAGKOS, P. *et al.* Energy system impacts and policy implications of the European Intended Nationally Determined Contribution and low-carbon pathway to 2050. **Energy Policy**, v. 100, p. 216–226, 1 jan. 2017.

GARCIA, D. P. *et al.* Trends and Challenges of Brazilian Pellets Industry Originated From Agroforestry. **Cerne**, v. 22, n. 3, p. 233–240, 2016.

GARCIA, R.; FREIRE, F.; CLIFT, R. Effects on Greenhouse Gas Emissions of Introducing Electric Vehicles into an Electricity System with Large Storage Capacity. **Journal of Industrial Ecology**, v. 22, n. 2, p. 288–299, abr. 2018.

GARG, A.; KAZUNARI, K.; PULLES, T. **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP, 2006. v. 2: Energy, Chap 1. Disponível: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf. Acesso em: 15 nov. 2018.

GHG PROTOCOL. **Scope 2 Guidance. Greenhouse Gas Protocol**. 2018. Disponível em: https://ghgprotocol.org/scope_2_guidance Acesso em: 7 set. 2018.

GOMEZ, D. R. *et al.* **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP, 2006. v. 2: Energy, Chap 2. Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf. Acesso em: 15 nov. 2018.

GRININ, L.; TSIREL, S.; KOROTAYEV, A. Will the explosive growth of China continue? **Technological Forecasting and Social Change**, v. 95, p. 294–308, 1 jun. 2015.

HOF, A. F.; DEN ELZEN, M. G. J.; ROELFSEMA, M. The effect of updated pledges and business-as-usual projections, and new agreed rules on expected global greenhouse gas emissions in 2020. **Environmental Science and Policy**, v. 33, p. 308–319, 2013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Brasil em Síntese: São Paulo Panorama**. 2018. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/panorama>. Acesso em: 29 jun. 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Contas Regionais 2014: cinco estados responderam por quase dois terços do PIB do país**. 2016. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2013-agencia-de-noticias/releases/9460-contas-regionais-2014-cinco-estados-responderam-por-quase-dois-tercos-do-pib-do-pais.html>. Acesso em: 29 jun. 2018.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. Utilização do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. **Sustentabilidade Ambiental no Brasil: biodiversidade, economia e bem-estar humano**. Série Eixos do Desenvolvimento brasileiro. n. 80, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Natural gas**. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/naturalgas/>. Acesso em: 9 ago. 2018.

IPCC. **Climate Change 2014: Synthesis Report. Summary for Policymakers**. Suíça: IPCC,

2014.

IPCC. **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**. Cambridge (UK) e New York (USA): Cambridge University Press, 2005.

KEMPER, J. Biomass and carbon dioxide capture and storage: A review. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 40, p. 401-430, set. 2015.

KHATIWADA, D. *et al.* Power generation from sugarcane biomass - A complementary option to hydroelectricity in Nepal and Brazil. **Energy**, v. 48, n. 1, p. 241-254, 2012.

KÖBERLE, A. C.; GERNAAT, D. E. H. J.; VAN VUUREN, D. P. Assessing current and future techno-economic potential of concentrated solar power and photovoltaic electricity generation. **Energy**, v. 89, p. 739-756, 2015.

LEESON, D. *et al.* A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 61, p. 71-84, 2017.

LI, Y.; YANG, J.; SONG, J. Design principles and energy system scale analysis technologies of new lithium-ion and aluminum-ion batteries for sustainable energy electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 645-651, maio 2017.

LOTT, M. C.; PYE, S.; DODDS, P. E. Quantifying the co-impacts of energy sector decarbonisation on outdoor air pollution in the United Kingdom. **Energy Policy**, v. 101, p. 42-51, 2017.

MAUÉS, J. A. Maximização da geração elétrica a partir do bagaço e palha em usina de açúcar e álcool. **Brasil Engenharia**, São Paulo, n. 583, 2007.

MAZZAROLO, I. A Bíblia e o meio ambiente. **Revista Visões**. ed. 5, v. 1, n. 5, jul/dez. 2008.

MCDOWALL, W.; EAMES, M. Forecasts, scenarios, visions, backcasts and roadmaps to the hydrogen economy: A review of the hydrogen futures literature. **Energy Policy**, v. 34, n. 11, p. 1236-1250, 2006.

MCKINSEN&COMPANY. **Caminhos para uma economia de baixa emissão de carbono no Brasil**. São Paulo: McKinsen&Company, 2009.

MCLAREN, D. A comparative global assessment of potential negative emissions technologies. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 90, n. 6, p. 489-500, 1 nov. 2012.

MOREIRA, J. R. *et al.* BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. **Applied Energy**, v. 179, p. 55-63, 2016.

MORRISON, G. M. *et al.* Comparison of low-carbon pathways for California. **Climatic Change**, v. 131, n. 4, p. 545-557, 2015.

MOUKHTAR, I. *et al.* Concentrated solar power plants impact on PV penetration level and grid flexibility under Egyptian climate. **AIP Conference Proceedings**, v. 1968, n. 1, maio 2018.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION. EARTH SYSTEM RESEARCH LABORATORY. GLOBAL GREENHOUSE GAS REFERENCE NETWORK.

Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. 2018. Disponível em: <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>. Acesso em: 23 nov. 2018.

NEALER, R.; REICHMUTH, D.; ANAIR, D. **Cleaner Cars from Cradle to Grave: How Electric Cars Beat Gasoline Cars on Lifetime Global Warming Emissions.** [s.l.] Union of Concerned Scientists, 2015.

NEWELL, R. G.; PIZER, W. A.; RAIMI, D. Carbon Markets 15 Years after Kyoto: Lessons Learned, New Challenges. **Journal of Economic Perspectives**, v. 27, n. 1, p. 123–146, 2013.

OBERGASSEL, W. *et al.* **The Calm before the Storm.** Döppersberg: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, 2018.

PACCA, S. A. *et al.* **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria do Estado de São Paulo de 2014 a 2030: Relatório Síntese.** São Paulo: CETESB, 2018.

PETERS, G. P. *et al.* Measuring a fair and ambitious climate agreement using cumulative emissions. **Environmental Research Letters**, v. 10, n. 10, p. 105004, 1 out. 2015.

PFISTER, K. F. *et al.* Biofuel by isomerizing metathesis of rapeseed oil esters with (bio)ethylene for use in contemporary diesel engines. **Science Advances**, v. 3, n. 6, p. 1–8, 2017.

RAMÍREZ, A. *et al.* Sustainability Assessment of the Large Implementation of Carbon Capture and Storage in OECD Europe. **Energy Procedia**, v. 63, p. 7421–7428, 2014.

RATHMANN, R. *ET AL.* **Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono.** Brasília: MCTIC, 2018.

ROSE, S. K.; DIAZ, D. B.; BLANFORD, G. J. Understanding the social cost of carbon: a model diagnostic and inter-comparison study. **Climate Change Economics**, v. 8, n. 2, p. 1750009, 2017.

SÃO PAULO (Estado). Lei Estadual n.13.798, de 9 de novembro de 2009. Institui a Política Estadual de Mudanças Climáticas. **Diário Oficial [do] Estado de São Paulo**, Poder Executivo, São Paulo, v. 119, n. 209, 10 nov. 2009. Seção 1, p.1–4. Disponível em: <http://dobuscadireta.imprensaoficial.com.br/default.aspx?Dat aPublicacao=20091110&Caderno=DOE-I&NumeroPagina=1>. Acesso em: nov. 2018.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Energia e Mineração. **Balanco Energético do Estado de São Paulo 2016: Ano Base 2015.** São Paulo, 2016.

SCARAMUZZO, M. Após quase ir à falência, Usiminas reage e aposta na recuperação da economia. **O Estado de S.Paulo**, São Paulo, 4 dez.. 2017. Economia & negócios. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,apos-quase-ir-a-falencia-usiminas-reage-e-aposta-na-recuperacao-da-economia,70002106612>. Acesso em: 1 jul. 2018.

SEADE. **Sistema Seade de Projeções Populacionais.** 2018. Disponível em: <http://produtos.seade.gov.br/produtos/projpop/index.php>. Acesso em: 2 jul. 2018.

SEEGBRASIL. **Emissões Totais.** 2018. Disponível em: http://plataforma.seeg.eco.br/total_emission. Acesso em: 17 out. 2018.

SELVAKKUMARAN, S.; LIMMEECHOKCHAI, B. Low Carbon Scenario for an Energy Import-Dependent Asian Country: The Case Study of Sri Lanka. **Energy Procedia**, v. 79, p.

1033–1038, 2015.

SERVERT, J. F. *et al.* Solar hybrid power plants: Solar energy contribution in reaching full dispatchability and firmness. **AIP Conference Proceedings**, v. 1734, n. 2016, 2016.

SILVA, J.P.N. **Avaliação de impactos da inserção dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição das concessionárias EDP Bandeirante e EDP ESCELSA**. 121f. Dissertação (Mestrado em Ciências - Sistemas de Potência) -Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

SOCOLOW, R.; PACALA, S. Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next Half-Century with Technologies Available Today. **Science**, New York, v. 305, n. 5686, p. 968–972, 2004.

STERN, N. **Stern Review: The Economics of Climate Change** Stern Review. London: HM treasury, 2006. Disponível em: http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf. Acesso em: 20 nov. 2018.

TAGAEVA, T.; GILMUNDINOV, V.; KAZANTSEVA, L. Ecological Situation and Environmental Protection Policy in Russian Regions. **Economy of region**, v. 1, n. 1, p. 78–92, 2016.

UNFCCC. **Clean Development Mechanism: CDM Booklet**. 8. ed. [s.l.] UNFCCC, 2016.

UNFCCC. **Large-scale Consolidated Methodology Production of biofuel**. ver. 03.1. maio 2017. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/I/9/8/I98X36PVOJZBEG7W2AKY4RDSUNLFM0/Production%20of%20biofuel.pdf?t=NjN8cGlwamdkfDA48qdW7MMqhXwbRil6QG0m>. Acesso em: 2 jul. 2018

UNFCCC. **Paris Agreement - Status of Ratification**. 2018. Disponível em: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>. Acesso em: 23 nov. 2018.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **Overview of the CDM pipeline**. [arquivo xls] 2018. Disponível em: <http://cd4cdm.org/cdmjipipeline.htm>. Acesso em: 10 jul. 2018.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **The Emissions Gap Report 2016**. Nairobi: United Nations Environment Programme, 2016.

UNITED NATIONS. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. Kyoto: UN, 1998.

VAN VUUREN, D. P. *et al.* Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies. **Nature Climate Change**, v. 8, n. 5, p. 391–397, maio 2018.

WANG, K. *et al.* The optimal research and development portfolio of low-carbon energy technologies: A study of China. **Journal of Cleaner Production**, v. 176, p. 1065–1077, 2018.

WILLIAMS, J. H. *et al.* The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity. **Science**, New York, v. 335, n. 6064, p. 53–59, 2012.

WOERDMAN, E. Implementing the Kyoto protocol: Why JI and CDM show more promise than international emissions trading. **Energy Policy**, v. 28, n. 1, p. 29–38, 2000.

WOO, J.; CHOI, H.; AHN, J. Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 51, p. 340–350, 1 mar. 2017.

YUKSEL, T. *et al.* Effect of regional grid mix, driving patterns and climate on the comparative carbon footprint of gasoline and plug-in electric vehicles in the United States. **Environmental Research Letters**, v. 11, n. 4, p. 044007, 1 abr. 2016.

ZHANG, H.-B. *et al.* U.S. withdrawal from the Paris Agreement: Reasons, impacts, and China's response. **Advances in Climate Change Research**, v. 8, n. 4, p. 220–225, 1 dez. 2017.

APÊNDICE A- DETALHAMENTO DOS FATORES DE EMISSÃO DA ELETRICIDADE

Este apêndice apresenta os valores absolutos de FE para as termelétricas movidas a GN e para as movidas por outras fontes fósseis. O FE total do SIN trata-se da soma dessas duas fontes.

Também é apresentado o FE que exclui a participação de fontes renováveis da média de geração. Tal abordagem é adotada para aferir a mitigação de CO₂ por medidas de introdução de eletricidade renovável no grid.

Fator de emissão por fonte de geração no Sistema Interligado Nacional*

Ano	FE termelétricas a GN	FE outras fontes fósseis	FE total SIN	FE excluindo a geração renovável do SIN	Ano	FE termelétricas a GN	FE outras fontes fósseis	FE total SIN	FE excluindo a geração renovável do SIN
(tCO ₂ /MWh)					(tCO ₂ /MWh)				
2018	0,0510	0,0416	0,0926	0,5287	2035	0,0909	0,0346	0,1255	0,5107
2019	0,0528	0,0414	0,0942	0,5276	2036	0,0945	0,0338	0,1283	0,5095
2020	0,0546	0,0412	0,0958	0,5266	2037	0,0981	0,0329	0,1310	0,5083
2021	0,0564	0,0409	0,0973	0,5256	2038	0,1018	0,0320	0,1338	0,5071
2022	0,0582	0,0407	0,0989	0,5246	2039	0,1054	0,0311	0,1365	0,5059
2023	0,0600	0,0404	0,1004	0,5236	2040	0,1090	0,0301	0,1391	0,5048
2024	0,0618	0,0401	0,1019	0,5227	2041	0,1127	0,0291	0,1418	0,5038
2025	0,0636	0,0398	0,1035	0,5218	2042	0,1163	0,0281	0,1444	0,5027
2026	0,0654	0,0395	0,1050	0,5210	2043	0,1199	0,0270	0,1469	0,5017
2027	0,0673	0,0392	0,1065	0,5201	2044	0,1236	0,0259	0,1495	0,5007
2028	0,0691	0,0389	0,1080	0,5193	2045	0,1272	0,0247	0,1519	0,4997
2029	0,0709	0,0386	0,1095	0,5185	2046	0,1308	0,0236	0,1544	0,4987
2030	0,0727	0,0383	0,1110	0,5177	2047	0,1345	0,0224	0,1568	0,4978
2031	0,0763	0,0376	0,1139	0,5162	2048	0,1381	0,0211	0,1592	0,4968
2032	0,0800	0,0369	0,1169	0,5147	2049	0,1417	0,0199	0,1616	0,4959
2033	0,0836	0,0362	0,1198	0,5133	2050	0,1454	0,0186	0,1639	0,4950
2034	0,0872	0,0354	0,1226	0,5120					

* Os valores apresentados não incluem as perdas de eletricidade na rede de transmissão e distribuição

APÊNDICE B- FIGURAS DE MÉRITO PARA AS METODOLOGIAS DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO

Este apêndice apresenta, para cada metodologia de MDL analisada nesta dissertação, o número total de projetos existentes e a média calculada das figuras de mérito econômica presentes no CDM pipeline: o investimento total, o investimento por tCO₂, o RCE, e a taxa interna de retorno (TIR) excluindo e incluindo a receita do RCE.

Figuras de mérito das metodologias de MDL* (continua)

Grupo	Sub-grupo	Código da metodologia	Número de Projetos	Investimento total (MUS\$)	Investimento (US\$/tCO ₂)	TIR excluindo RCE (%)	RCE (US\$/tCO ₂)	TIR incluindo RCE (%)
Elettricidade renovável	Elettricidade de biomassa	AM0007	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0042	2	s.d.	s.d.	10,7	s.d.	10,0
		ACM0006	328	27,6	326,92	7,3	11,24	13,0
		ACM0018	89	38,6	285,23	2,6	13,13	9,8
		ACM0020	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Elettricidade no grid	AM0019	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0026	11	42,1	626,49	11,3	15,00	13,5
		AM0100	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		ACM0002	3.941	94,3	685,07	7,1	12,28	9,7
		AM0052	3	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
Energia renovável (térmica ou mecânica)	Energia térmica renovável	AM0036	24	6,6	63,08	5,6	8,08	20,7
		AM0072	2	26,9	339,02	7,3	s.d.	15,3
		AM0075	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0082	4	99,0	432,65	s.d.	11,84	s.d.
		AM0094	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		ACM0003	48	9,3	95,37	0,3	15,36	20,1
		AMS-I.I.	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.

Figuras de mérito das metodologias de MDL (continuação)

Grupo	Sub-grupo	Código da metodologia	Número de Projetos	Investimento total (MUS\$)	Investimento (US\$/tCO ₂)	TIR excluindo RCE (%)	RCE (US\$/tCO ₂)	TIR incluindo RCE (%)
Termelétricas mais eficientes ou menos carbono-intensivas	Co ou trиграção	AM0048	8	329,1	559,03	5,3	11,87	12,0
		AM0049	5	37,7	160,32	8,3	23,69	13,2
		AM0076	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0084	2	47,9	3.176,14	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0107	11	388,8	1.165,51	5,3	s.d.	s.d.
		ACM0026	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Gás- recém construído	AM0099	3	194,1	1.046,01	11,7	s.d.	13,6
		AM0107	11	388,8	1.165,51	5,3	s.d.	s.d.
		ACM0013	19	1.587,4	1.879,72	10,9	s.d.	s.d.
		ACM0025	133	38,2	371,08	5,0	11,71	11,9
	Eletricidade de baixo carbono	ACM0026	11	42,1	626,49	11,3	15,00	13,5
		AM0074	2	214,9	460,02	8,0	s.d.	18,0
	Eficiência energética	AM0061	3	96,0	191,16	6,6	s.d.	17,3
		AM0062	4	24,4	116,67	3,5	15,40	12,6
Troca de combustível	Carvão/óleo para gás	ACM0009	20	8,3	64,77	s.d.	12,93	s.d.
		ACM0011	6	12,1	77,65	s.d.	s.d.	s.d.
Biocom-bustível	Biodiesel	AM0089	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		ACM0017	13	10,5	99,67	3,6	12,41	17,1

Figuras de mérito das metodologias de MDL (conclusão)

Grupo	Sub-grupo	Código da metodologia	Número de Projetos	Investimento total (MUS\$)	Investimento (US\$/tCO ₂)	TIR excluindo RCE (%)	RCE (US\$/tCO ₂)	TIR incluindo RCE (%)
Eficiência energética na indústria	Sistemas de vapor	AM0017	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0018	14	7,4	123,30	s.d.	s.d.	s.d.
	Bombeamento de água	AM0020	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Recuperação energética/gás de resíduos	AM0055	7	27,2	289,34	7,4	9,47	18,1
		AM0058	17	212,2	467,16	2,4	10,38	18,0
		AM0066	1	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0095	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0098	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0115	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		ACM0012	426	27,7	208,13	8,6	10,90	15,8
	Metal	AM0038	2	9,5	214,88	s.d.	10,62	s.d.
		AM0059	4	209,5	745,11	8,1	9,47	10,4
		AM0068	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0109	1	s.d.	s.d.	15,2	s.d.	s.d.
	Boilers	AM0044	1	21,1	358,90	7,5	s.d.	14,4
		AM0056	2	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
		ACM0023	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Kilns	AM0106	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
Eficiência energética para casas e construções	Purificador de água	AM0086	1	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Refrigeradores	AM0060	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Iluminação	AM0046	3	33,7	204,55	s.d.	s.d.	s.d.
		AM0113	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
	Construção como um todo	AM0091	0	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.

Fonte: Elaboração própria com base em *United Nations Environment Programme* (2018)

* s.d. = dados não disponíveis.