

Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

1ª edição atualizada



Governo do Estado de São Paulo
Secretaria do Meio Ambiente
CETESB – Companhia Ambiental
do Estado de São Paulo
BID – Banco Interamericano
de Desenvolvimento
São Paulo, 2018



Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

1ª edição atualizada

Governo do Estado de São Paulo

Secretaria do Meio Ambiente

CETESB – Companhia Ambiental
do Estado de São Paulo

BID – Banco Interamericano
de Desenvolvimento

São Paulo, 2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CETESB – Biblioteca, SP, Brasil)

C418e CETESB (São Paulo)

Estudo de baixo carbono para a indústria de cal no estado de São Paulo de 2014 a 2030 [recurso eletrônico] / CETESB, BID ; Autores José Milton de Freitas, René Vogelaar, Renato Vogelaar ; Coordenação executiva Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer ; Coordenação técnica Sérgio Almeida Pacca ; Colaboradores Bruna Chyoshi... [et al.]. – 1.ed. atual. – São Paulo : CETESB, 2018.

1 arquivo de texto (112 p.) : il. color., PDF ; 9,56 MB.

Publicado no suporte papel em 2017.

Publicado também em pen-drive.

Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br>>

ISBN 978-85-9467-025-0

1. Aquecimento global 2. Baixo carbono 3. Cal – indústria 4. Efeito estufa – gases - cenário 5. Mudanças climáticas 6. Tecnologia química 7. São Paulo (Est.) I. Freitas, José Milton de, autor. II. Vogelaar, René, autor. III. Vogelaar, Renato, autor. IV. BID. V. Título.

CDD (21. ed. Esp.) 363.738 748 161

CDU (2. ed. Port.) 504.7:666.92 (815.6)

Catalogação na fonte: Margot Terada CRB 8.4422

Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

Avenida Professor Frederico Hermann Jr., 345
Alto de Pinheiros CEP 05459-900 São Paulo SP
Tel.: (11) 3133 3000
<http://www.cetesb.sp.gov.br>

© CETESB 2018

É permitida a reprodução total ou parcial deste documento, desde que citada a fonte.
Direitos reservados de distribuição.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Governador Márcio França

SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE

Secretário Eduardo Trani

CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

Diretor Presidente Carlos Roberto dos Santos

Diretoria de Gestão Corporativa Waldir Agnello

**Diretoria de Controle
e Licenciamento Ambiental** Geraldo do Amaral Filho

**Diretoria de Avaliação
de Impacto Ambiental** Ana Cristina Pasini da Costa

**Diretoria de Engenharia
e Qualidade Ambiental** Eduardo Luis Serpa

Presidência

Carlos Roberto dos Santos

Departamento de Cooperação Institucional e Internacional

Fátima Aparecida Carrara

Divisão de Mudanças Climáticas

Maria Fernanda Pelizzon Paiva

Ficha técnica

Autores

José Milton de Freitas

René Vogelaar

Renato Vogelaar

Coordenação Executiva

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Coordenação Técnica

Sérgio Almeida Pacca

Assistência Técnica

Jhonathan Fernandes Torres de Souza

Revisão e Reestruturação

Bruna Patrícia de Oliveira

Colaboradores

Bruna Chyoshi

Carlos Alberto Sequeira Paiva

Daniel Soler Huet

Eduardo Shimabokuro

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Jussara de Lima Carvalho

Maria Fernanda Pelizzon Garcia

Marta Emerich

Oswaldo dos Santos Lucon

Renan Pelegrine

Wilson Issao ShiguemotoProjeto

Gráfico e Diagramação

Brainstorm – Arte em Comunicação

Foto da capa

Acervo CETESB

Estudo realizado com recursos do Projeto BR T-1262: "Apoio ao desenvolvimento de estudos de mitigação para o Estado de São Paulo" proveniente da parceria entre o Banco Interamericano de Desenvolvimento e a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo.

As opiniões e conclusões expressas nesta publicação são de responsabilidade dos autores e não refletem necessariamente a posição da CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo e do BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, de sua Diretoria Executiva, ou dos países que eles representam.

O Banco Mundial, através do seu fundo de assistência técnica, ESMAP, apoiou o desenvolvimento deste estudo com a ferramenta Curva MAC e as informações que foram necessárias para sua utilização. A versão mais recente da referida ferramenta encontra-se no link <http://esmap.org/mactool> (acesso em março/2018)

Apresentação do Secretário

O Estado de São Paulo foi pioneiro na instituição da Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), que começou a ser discutida no âmbito da Secretaria do Meio Ambiente em 1995 e adotada por meio da Lei Estadual nº 13.798, de 9 de novembro de 2009. A PEMC confere atribuições aos diversos órgãos do Estado no sentido de apoiar e facilitar a realização de estudos, pesquisas e ações nos temas relacionados às Mudanças Climáticas, para fins de promover medidas de prevenção, adaptação e mitigação. Considerando este contexto, a CETESB realizou o “Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030”, apresentando contribuições ao Estado de São Paulo para subsidiar os segmentos envolvidos na articulação de estratégias de médio e longo prazos para harmonização com a PEMC, sem comprometer as metas de crescimento do setor.

O estudo compreendeu outros setores industriais, sendo fundamental para a construção de políticas públicas que irão orientar decisões em direção a uma economia competitiva, sustentável e de baixo carbono. Assim, o Estado de São Paulo apresenta este trabalho como parte do compromisso assumido para contribuir com os esforços climáticos nacionais e internacionais.

Eduardo Trani

Secretário do Meio Ambiente do Estado de São Paulo

Apresentação do Presidente

O “Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030” é um dos produtos do Projeto “Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo”, desenvolvido pela Divisão de Mudanças Climáticas da CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, com a finalidade de subsidiar a promoção de uma economia mais sustentável e de baixo carbono.

Além do setor da cal, o projeto contemplou os setores de química, siderurgia e cimento, os mais significativos do Estado em termos de emissões de GEE.

Realizado com apoio de Cooperação Técnica do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o presente estudo foi elaborado por especialistas, com vasta experiência e conhecimento no setor da cal.

Como resultado, foram apresentadas alternativas de tecnologias que reduzem a emissão de GEE no processo de produção da cal, buscando principalmente a melhoria da eficiência energética e substituição de combustíveis fósseis por outros renováveis ou com menor nível de emissão de carbono. Com base nesse levantamento, foram estimados os investimentos necessários para a implementação das ações de mitigação.

Esta publicação disponibiliza informações atualizadas e de qualidade, com o mérito de, ao mesmo tempo, mostrar os esforços do Governo do Estado frente aos desafios das mudanças climáticas e propiciar o diálogo técnico com o setor produtivo buscando o desenvolvimento competitivo e com menor potencial emissor de GEE.

Carlos Roberto dos Santos
Diretor Presidente da CETESB

Apresentação do Representante do BID no Brasil

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) aprovou, na sua Assembleia de Governadores de 2016, a meta de dobrar o financiamento a projetos relacionados com a mudança do clima, os quais devem responder a 30% das aprovações do Grupo BID até 2020. A meta está sujeita à demanda por parte dos países membros, dos seus clientes e do acesso a fontes externas de financiamento, mas trata-se de uma diretriz fundamental para a nossa atuação na região. Desta maneira, o BID reforça o seu papel de atuar estrategicamente na mitigação dos impactos ambientais e efeitos da mudança climática e está focado nos projetos que podem ajudar os países da América Latina e Caribe a implementar seus compromissos adotados na Conferência das Partes (COP 21), realizada em 2015, em Paris.

A parceria entre o BID e a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) no “Projeto de Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo” se enquadra no esforço do Banco em orientar e instrumentalizar o desenvolvimento da indústria de baixo carbono. As informações coletadas a partir da ferramenta *MACTool* — Curva de Custo Marginal de Abatimento — mostraram alternativas tecnológicas e possibilidades claras de reduções no futuro baseadas no manejo eficiente de insumos — principalmente no emprego da energia — apresentando oportunidades de redução de emissões de GEE, redução de custos e aumento de produtividade.

O apoio do BID ao Estado de São Paulo, por meio da CETESB, busca trazer soluções estratégicas em resposta à Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), e contribui para seu esforço de promover a redução da intensidade de carbono associada ao desenvolvimento do Estado, sem com isso comprometer as metas de crescimento da indústria.

Essa parceria representa uma experiência de extrema importância técnica e institucional, de caráter pioneiro. A presente publicação compartilha os resultados deste processo de cooperação técnica, e nos permite contribuir com a disseminação de conhecimento relevante e inovador para que outros atores do Brasil e da América Latina e Caribe possam igualmente contar com as bases adequadas para seus esforços de mitigar os efeitos da mudança do clima.

Hugo Florez Timoran
Representante do BID no Brasil

Agradecimentos

Expressamos nossos agradecimentos ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), pela parceria e acompanhamento do trabalho desenvolvido. Agradecemos à equipe do BID pela agilidade e comprometimento para que o estudo fosse concluído e pelas revisões e sugestões que resultaram no aprimoramento do trabalho, em especial ao Luciano Schweizer, Maria Netto, Simone Bauch e aos prestadores de serviço do BID que apoiaram este estudo, Mônica de Oliveira Conceição, Rogério Lessa da Paixão, Andreza Leódido e Sarah Rodrigues da Cunha Irff.

Salientamos nosso reconhecimento ao Banco Mundial, através de Christophe de Gouvello e do seu fundo de assistência técnica, ESMAP, que apoiou o desenvolvimento deste estudo com a ferramenta Curva MAC e as informações que foram necessárias para sua utilização.

Agradecemos ao Dr. Otávio Okano e ao Dr. Nelson Bugalho, presidente e vice-presidente da CETESB na época do início deste trabalho pela facilitação da cooperação junto ao BID e pelo apoio e entusiasmo durante todo o projeto.

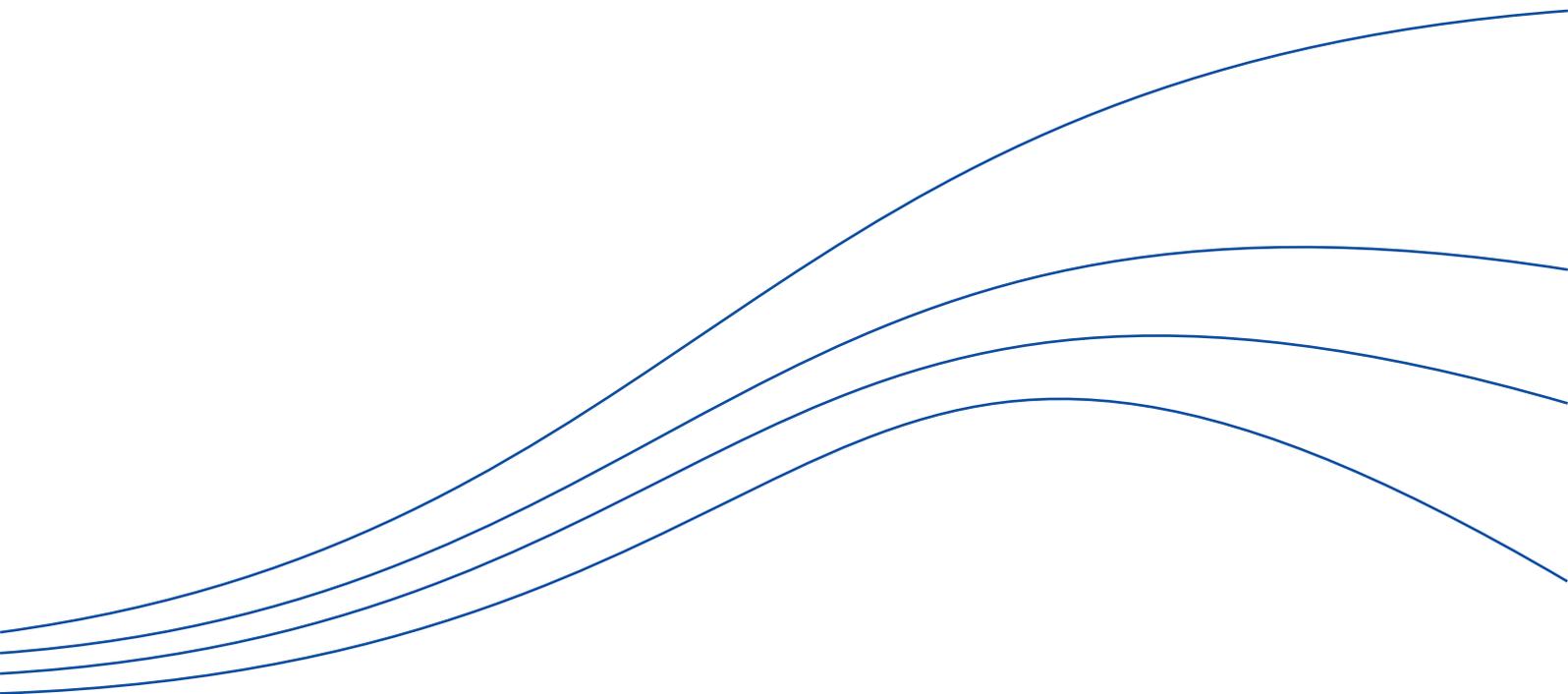
Agradecemos às importantes contribuições da ABPC – Associação Brasileira dos Produtores de Cal.

Destacamos e agradecemos às contribuições dos colegas da CETESB: Fátima A. Carrara, Carlos Lacava, Cristina Poli, Margot Terada, Rafael F. Modolo, Milton Norio Sogabe, Volf Steinbaun (*in memoriam*), Maria Heloísa Pádua Lima de Assumpção e Eduardo Serpa.

A todos os envolvidos neste projeto nossos sinceros agradecimentos.



Sumário executivo



O presente sumário foi baseado no “Estudo de baixo carbono para a indústria de cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030”, o qual apresentou cenários de referência (CR) e de baixo carbono (CBC) considerando emissões de GEE de processo, de consumo de energia e avaliando alternativas de mitigação. No estudo foram apresentados os Custos Marginais de Abatimento (*Marginal Abatement Cost – MAC*) das tecnologias e o preço de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price – BECP*). As reduções de emissões estudadas ao longo do período analisado para cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunha (*Wedge Graph*).

As emissões futuras de GEE são o produto de sistemas dinâmicos muito complexos, determinados por forças motrizes tais como crescimento demográfico, desenvolvimento sócio-econômico e mudança tecnológica, cuja evolução é altamente incerta. No entanto, os cenários são imagens alternativas de como o futuro poderá se desdobrar e são ferramentas adequadas para analisar como as forças motrizes podem influenciar no resultado de emissões futuras, assim como avaliar as incertezas associadas, não apresentando relação com a probabilidade de ocorrência dos mesmos (IPCC, 2000a).

Os cenários colaboram na identificação das possíveis ameaças, avaliam as competências organizacionais e exercitam o pensamento global para desenvolver alianças e ações estratégicas, proporcionando a elaboração de análises alternativas. Portanto, não se trata apenas de prospecção, mas da construção de um futuro possível, auxiliando a construir as mudanças desejadas para o futuro (WRIGHT, 2008 apud MENDONÇA, 2011). Os cenários no presente estudo foram construídos com base na análise de dados históricos, nas informações apresentadas em publicações do setor e em informações atribuídas pelos autores.

No contexto mundial da indústria de cal o Brasil é responsável por 2,41% da produção mundial. Apesar desta modesta participação percentual, o Brasil é o 5º maior produtor de cal, totalizando 8,42 milhões de toneladas em 2013, segundo dados fornecidos pela Associação Brasileira de Produtores de Cal (ABPC). A participação relativa do Estado de São Paulo na produção brasileira de cal é da ordem de 10%. De um modo geral, o Estado de São Paulo não possui reservas de calcário calcítico com a qualidade demandada pelo mercado industrial, sendo cerca de 70% do consumo aparente destinado ao segmento de cal de construção civil (ABPC, 2014).

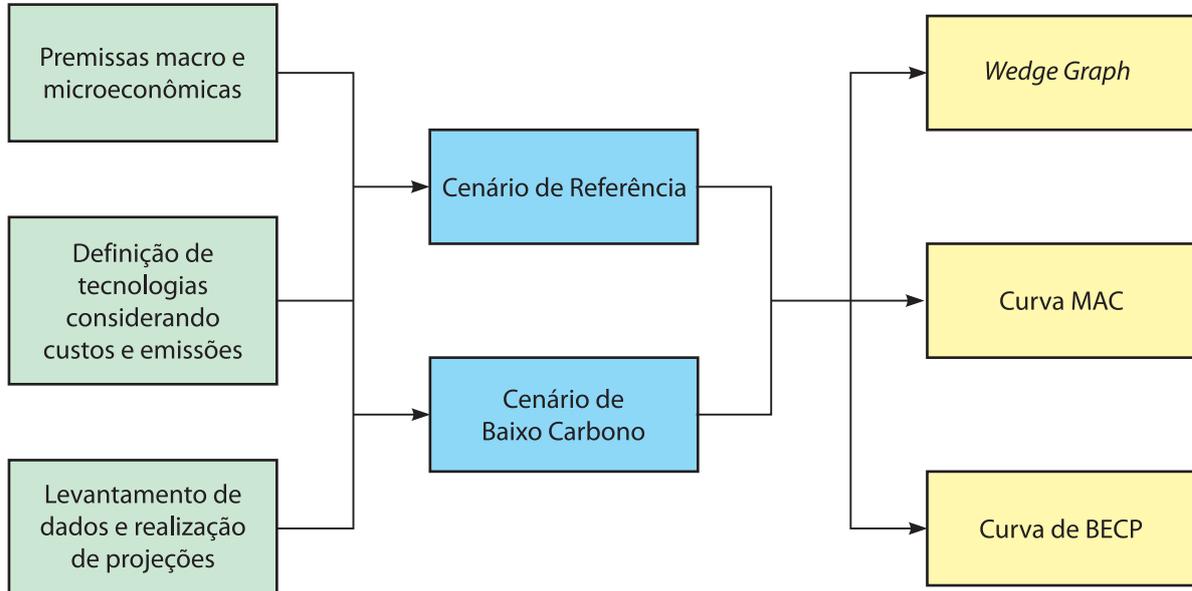
De acordo com o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo – Emissões do Setor de Processos Industriais e Uso de Produtos de 1990 a 2008, em 2008 o setor de cal foi responsável por 4,65% das emissões de GEE provenientes de processos industriais no estado (CETESB, 2013). A maior parte das emissões do setor de cal ocorre durante o processo de transformação da rocha calcária em cal virgem, por meio do processo de calcinação de matéria prima com a queima de combustíveis no interior do forno. Outras emissões estão relacionadas ao consumo de eletricidade nas fábricas.

ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

A construção dos cenários seguiu o roteiro metodológico apresentado na Figura 1, onde consta um levantamento inicial de dados, o estabelecimento de premissas e a realização de projeções. Posteriormente seguiu-se com a realização dos cenários de referência (CR) e baixo carbono (CBC) e a apresentação dos resultados de mitigação, MAC e *Break Even*.

As estimativas de emissões de GEE foram realizadas empregando-se o método apresentado no guia do *Intergovernmental Panel on Climate*

Figura 1 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Pacca et al. (2017).

Change (IPCC, 2000b), o *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Essas estimativas consideraram dados de atividade, como produção ou energia consumida e o respectivo fator de emissão.

A abordagem na determinação do MAC e do BECP¹ foi incremental e teve como referência o Estudo de Baixo Carbono para o Brasil (GOUVELLO et al., 2010). Para a construção das curvas de MAC e BECP empregou-se a MACTool. De acordo com o *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP, 2016), trata-se de uma ferramenta desenvolvida pelo Banco Mundial que permite avaliar o investimento necessário para um crescimento de baixo carbono, podendo ser utilizada para testar as possibilidades setoriais e as respectivas respostas aos preços. Como entradas, a MACTool

utiliza os parâmetros chave para as medidas de mitigação e para as variáveis macroeconômicas, devendo o usuário especificar pelo menos um cenário sobre o futuro macroeconômico incluindo as variáveis de interesse, tais como o preço dos combustíveis fósseis e a demanda futura, e também fornecer cenários de futura inclusão de tecnologias ou medidas de baixo carbono para uma linha de base e pelo menos uma via de redução de emissão (FAY, et al., 2015).

Para aferir quantitativamente a contribuição de cada tecnologia na redução das emissões de GEE, elaborou-se curvas que apresentaram cunhas de mitigação (*Wedge Graph*), referente à comparação entre o CR e o CBC com a implantação das respectivas tecnologias. Com esta informação foi possível visualizar a contribuição de cada tecnologia para a mitigação de GEE.

1. O preço de equilíbrio de carbono indica o incentivo econômico que os agentes econômicos, como por exemplo, a indústria, necessitariam para que a medida de mitigação proposta se tornasse atraente, quando comparada à referência. Este preço é determinado da mesma forma que o custo marginal de abatimento, porém utilizando uma taxa de atratividade (TIR) setorial. Usualmente, o BECP é apresentado graficamente da mesma forma que a Curva MAC (GOUVELLO et al., 2010).

RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os resultados no período de 2014 a 2030 para a evolução da produção de cal no estado, a evolução do consumo de energia, a evolução das emissões do CR e CBC, a evolução dos investimentos, as emissões evitadas por cada medida nos cenários, o custo marginal de abatimento (curva MAC) e o BECP das tecnologias.

A evolução da produção de cal no Estado de São Paulo

O mercado de cal é dividido em dois principais segmentos o da cal industrial, sendo normalmente denominado de forma genérica como o da cal virgem; e o outro segmento é o da cal para construção civil referente à cal hidratada.

Estima-se que a produção de cal no Estado de São Paulo será decrescente, uma vez que se considera que a produção da cal industrial (cal virgem) permanecerá estável no período estu-

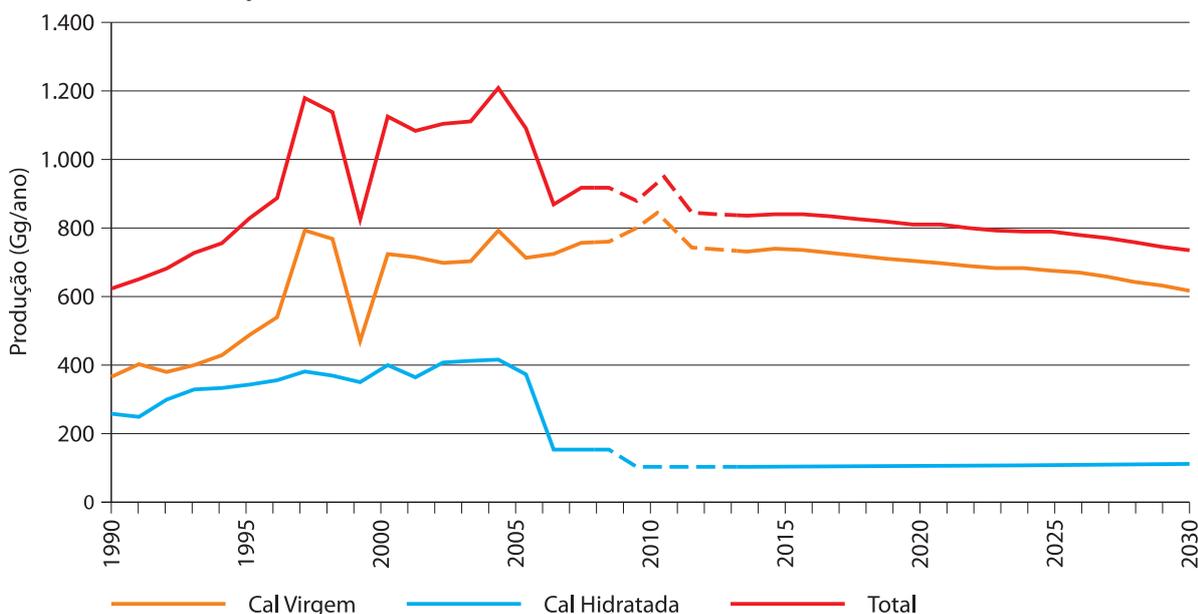
do, enquanto a produção de cal hidratada será reduzida ao longo do tempo.

Essa redução se dá devido à tendência de que a argamassa virada em obra migre para a argamassa industrializada e que ocorra a substituição da cal por produtos químicos denominados de incorporadores de ar. Caso novos volumes de cal industrial sejam necessários, assumiu-se que serão adquiridos no mercado em outros estados, já que esta é uma indústria que depende de escala, e uma nova unidade de produção no estado não teria as reservas minerais com a qualidade demandada.

No cenário de referência, estima-se que a produção se reduzirá dos 846 Gg/ano em 2014 para 732 Gg/ano em 2030, representando uma redução de 15,0% em 2030 em relação a 2014, ou seja, uma média aproximada de 0,8% ao ano.

O Gráfico 1 apresenta o perfil da produção da cal virgem e hidratada de 1990 a 2030, constando as oscilações da produção no período, refletindo, em grande parte a influência dos aspectos econômicos em relação ao setor. Sendo que até 2008 foi o período compreendido

Gráfico 1 – Produção de 1990 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) baseado em Freitas, Vogelaar, René e Vogelaar, Renato (2017) e CETESB (2013).

Nota: Os trechos em linhas tracejadas indicam o período de 2009 a 2013 intervalo dos estudos estaduais, inventário e cenário sobre o tema.

pelo inventário e a partir de 2014 referem-se a dados estimados no estudo de baixo carbono para a indústria de cal no Estado de São Paulo.

Evolução do consumo de energia

Na Tabela 1 é apresentado o consumo de energia no CR e CBC. No CR, que foi construído tendo por base o forno Azbe, estimou-se um consumo de energia elétrica de 32 kWh/t_{cal}. Já no CBC, considerando o forno Maerz, estimou-se um consumo de energia elétrica de 50 kWh/t_{cal}. Conforme apresentado na Tabela 2, cenário de penetração, esta tecnologia entraria em operação a partir de 2019.

Em relação à energia elétrica, observa-se que a tecnologia estudada no CBC consome mais do que a tecnologia considerada no CR, porém, em relação ao consumo de combustível

o forno tipo Maerz é mais eficiente. Este utiliza 920 kcal/kg no processo de calcinação enquanto que o forno Azbe requer 1.500 kcal/kg, representando cerca de 39% menos.

No Estado de São Paulo o combustível utilizado para a calcinação é a lenha reflorestada, e sua emissão de gás carbônico foi considerada nula, sendo esta já uma escolha adequada de combustível com vistas à mitigação de emissões de dióxido de carbono (CO₂). No forno Maerz para o CBC considerou-se a possibilidade de dois combustíveis, sendo a lenha *in natura* e a lenha torrificada. Se utilizado o processo de torrefação, o consumo do forno Maerz decresce para 860 kcal/kg, aumentando a diferença em relação ao forno Azbe para 43%. Considerando o cenário de penetração apresentado na Tabela 2, observa-se que esta tecnologia entraria em operação a partir de 2027.

Tabela 1 – Consumo de energia

Ano	Cenário de referência		Cenário de baixo carbono	
	Consumo de energia elétrica	Consumo de combustível	Consumo de energia elétrica	Consumo de combustível
	(GWh)	(GJ)	(GWh)	(GJ)
2014	22	4.325.359	22	4.325.221
2015	22	4.328.530	22	4.328.392
2016	22	4.295.043	22	4.294.906
2017	22	4.261.954	22	4.261.818
2018	22	4.229.261	24	4.229.126
2019	21	4.161.359	24	3.839.441
2020	21	4.164.692	26	3.842.517
2021	21	4.133.170	26	3.493.827
2022	21	4.102.030	28	3.467.505
2023	21	4.071.270	28	3.126.683
2024	21	4.074.738	30	3.129.347
2025	21	4.044.389	30	2.793.299
2026	20	4.014.413	31	2.772.596
2027	20	3.951.629	30	2.392.053
2028	20	3.890.207	30	2.354.872
2029	20	3.830.122	29	2.318.501
2030	19	3.771.348	29	2.282.923

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Tabela 2 – Cenário de penetração

Anos	Fornos AZBE	Fornos MAERZ	Fornos Maerz (Torrefação)	Fornos com CCS
2014	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2015	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2016	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2017	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2018	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2019	8 (80%)	1 (20%)	0 (0%)	0 (0%)
2020	8 (80%)	1 (20%)	0 (0%)	0 (0%)
2021	6 (60%)	2 (40%)	0 (0%)	0 (0%)
2022	6 (60%)	2 (40%)	0 (0%)	0 (0%)
2023	4 (40%)	3 (60%)	0 (0%)	0 (0%)
2024	4 (40%)	3 (60%)	0 (0%)	0 (0%)
2025	2 (20%)	4 (80%)	0 (0%)	6 (100%)
2026	2 (20%)	4 (80%)	0 (0%)	6 (100%)
2027	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2028	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2029	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2030	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Evolução das emissões do cenário de referência e de baixo carbono

O Gráfico 2 e a Tabela 3 apresentam o perfil das emissões de GEE no período de 1990 a 2030. As emissões do período de 1990 a 2008 foram apresentadas no inventário de GEE estadual (CETESB, 2013). O período de 2009 a 2013 foi estimado para a visualização do perfil das emissões. O período de 2014 a 2030 foi estimado e se refere à abrangência deste estudo. No cenário de referência, as variações nas emissões de GEE se dão por conta exclusiva dos incrementos ou decréscimos na produção da indústria.

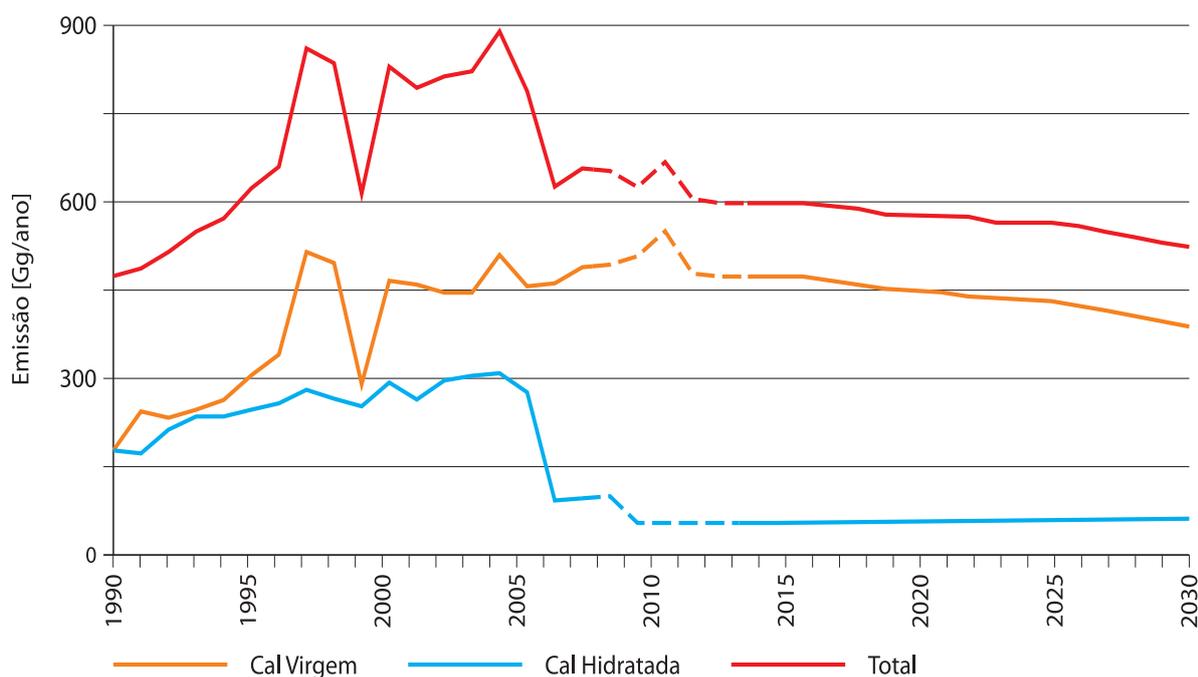
De acordo com o Gráfico 1 e Gráfico 2 foi possível observar a relação direta da produção com as emissões de processo. Quanto maior é a produção, maiores são as emissões por processo.

A tecnologia empregada no CR foi o forno Azbe² em todo o período.

Em relação ao cenário de baixo carbono, considerou-se as seguintes tecnologias a serem empregadas:

- a) O forno Maerz empregando lenha *in natura*;
- b) O forno Maerz empregando lenha torreficada³;
- c) Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)⁴.

Gráfico 2 – Emissão de GEE de 1990 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Nota: Os trechos em linhas tracejadas indicam o período de 2009 a 2013 intervalo dos estudos estaduais, inventário e cenário sobre o tema.

2. No Estado de São Paulo a tecnologia preponderante utilizada na produção de cal são os fornos do tipo Azbe.
3. A tecnologia de torrefação voltada para bioenergia está ainda em desenvolvimento, com pilotos bem sucedidos e os primeiros testes em escala comercial em andamento (IEA, 2012). O último forno previsto para ser instalado em 2026 contará com esta tecnologia, prevendo a viabilidade comercial até esta data.
4. A Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) é um processo que consiste na separação de CO₂ emitido de fontes industriais, transporte para um local de armazenamento para seu isolamento em longo prazo da atmosfera (IPCC, 2005). A finalidade da fase de captura é separar o CO₂ das fontes de emissão e comprimi-lo em alta pressão para que possa ser facilmente transportado para um local de armazenagem (IPCC, 2005). Exceto quando as plantas estão localizadas diretamente acima de um local de armazenagem, o CO₂ capturado deve ser transportado do ponto de captação para um local de armazenagem, etapa que envolve a injeção de dióxido de carbono diretamente em formações geológicas subterrâneas.

Tabela 3 – Emissões de gases de efeito estufa no cenário de referência

Ano	Processo	Energia elétrica	Energia térmica (1) (lenha)	Energia térmica (coque)	Total (2)
2014	585	3	0	432	1.020
2015	585	3	0	432	1.020
2016	581	3	0	429	1.013
2017	576	3	0	425	1.004
2018	572	3	0	422	997
2019	562	3	0	415	980
2020	563	3	0	416	982
2021	558	3	0	413	974
2022	554	3	0	409	966
2023	550	3	0	406	959
2024	550	3	0	407	960
2025	546	3	0	404	953
2026	542	3	0	401	946
2027	533	3	0	394	930
2028	525	3	0	388	916
2029	517	3	0	382	902
2030	509	3	0	376	888

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

- (1) A emissão da lenha foi considerada nula, porém, ao serem empregados fornos mais eficientes, uma quantidade de lenha ficará disponível para substituir combustíveis fósseis em algum outro setor. O combustível considerado para a realização das estimativas foi o coque de petróleo.
- (2) Os fatores de emissão utilizados foram: Lenha 0 tCO₂/GJ Dong et al.(2006); Eletricidade 0,0001355 tCO₂/kWh MCTI (2015); Cal calcítica 0,800 tCO₂/tcal BRASIL (2010); Cal dolomítica 0,903 tCO₂/tcal BRASIL (2010); Cal magnesiana 0,854 tCO₂/tcal BRASIL (2010).

A Tabela 2 apresenta as modificações sugeridas para o CBC. Observa-se a partir de 2019 a inserção de forno Maerz utilizando lenha e a partir de 2027, a utilização também de biomassa torrificada. A introdução do CCS está prevista para 2025, prevendo o aumento da viabilidade e outros projetos similares no Brasil (KETZER et al., 2015).

Considerando as tecnologias de baixo carbono e a inserção das mesmas no período do estudo conforme apresentado no cenário de penetração da Tabela 2, foram obtidas as emissões do CBC apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Emissões de GEE no cenário de baixo carbono

Ano	Processo	Energia elétrica (1)	Energia térmica (lenha)	Energia térmica (2) (coque)	Total(3)
2014	585	3	—	432	1.020
2015	585	3	0	432	1.020
2016	581	3	0	429	1.013
2017	576	3	0	425	1.004
2018	572	3	0	422	997
2019	562	4	0	383	949
2020	563	4	0	384	951
2021	558	4	0	349	911
2022	554	4	0	346	904
2023	550	4	0	312	866
2024	550	4	0	312	866
2025	109	5	0	279	393
2026	108	5	0	277	390
2027	107	5	0	239	351
2028	105	5	0	235	345
2029	103	5	0	231	339
2030	102	5	0	228	335

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

- (1) As estimativas de GEE pelo consumo de eletricidade consideraram as perdas na rede.
- (2) A emissão da lenha foi considerada nula, porém, ao serem empregados fornos mais eficientes, uma quantidade de lenha ficará disponível para substituir combustíveis fósseis em algum outro setor. O combustível considerado para a realização das estimativas foi o coque de petróleo.
- (3) Os fatores de emissão utilizados foram: Lenha 0 tCO₂/Gj Dong et al.(2006); Eletricidade 0,0001355 tCO₂/kWh BRASIL (2015); Coque 0,0998 tCO₂/Gj ROSA et al. (2006); Cal calcítica 0,800 tCO₂/tcal BRASIL (2010); Cal dolomítica 0,903 tCO₂/tcal BRASIL (2010); Cal magnesiana 0,854 tCO₂/tcal BRASIL (2010).

De acordo com a Tabela 4 observa-se a redução das emissões de processo de 80% a partir de 2025 em decorrência do emprego do CCS.

Considerando o ano de 2030, em decorrência do perfil estimado para o consumo de energia térmica no setor de cal, o CBC apresenta uma redução de 148 GgCO₂ (39%) comparativamente ao CR, pela maior eficiência térmica do Maerz. Além disso, observa-se que a emissão pelo aumento do consumo de eletricidade proveniente da troca dos fornos representa 1% das emissões evitadas pelo consumo mais eficiente de combustível. Isto prova que, no balanço

total, o aumento das emissões de eletricidade é ínfimo comparado à oportunidade de mitigação na área de energia térmica.

Custos de Investimento e de operação

A seguir, na Tabela 5, são apresentados os Investimentos (*Capital Expenditures* – CAPEX) e as despesas de operação (*Operational Expenses* – OPEX) necessários às tecnologias no cenário de referência e no cenário de baixo carbono. O CAPEX refere-se ao custo da tecnologia e o OPEX, incluem, nas tecnologias que se referem à utilização de fornos, o calcário (posto no forno), materiais auxiliares, serviços na operação, materiais de manutenção e fretes, refratários, serviços de manutenção, mão de obra, benefícios de mão-de-obra, serviço de terceiros e outros custos fixos, além do custo de hidratação⁵ de US\$ 19,20/t_{cal}.

Tabela 5 – CAPEX e OPEX

Tecnologia	CAPEX	OPEX
	(US\$ milhões/forno)	(US\$/t _{cal})
Azbe	16	42,65
Forno Maerz (biomassa in natura)	24	45,11
Forno Maerz (biomassa torrificada)	27	46,84
CCS	14	71,35

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

O CAPEX para uma planta em forno Azbe foi estimado em US\$ 16 milhões, supondo uma produção diária de 400 toneladas⁶. O *Operational Expenditure* (OPEX) foi estimado em US\$ 42,65/t_{cal}.

O CAPEX do forno Maerz utilizando biomassa *in natura*, no caso lenha, foi estimado em US\$ 24 milhões. Apesar de apresentar maior

consumo de energia em relação ao forno Azbe, apresenta maior capacidade e maior eficiência. O OPEX foi estimado em US\$ 45,11/t_{cal}.

O CAPEX do forno Maerz com o sistema de biomassa torrificada aumenta para US\$ 27 milhões devido a mudanças no sistema de injeção de combustível. Corresponde a um aumento de 70% no custo de investimento por tonelada de cal comparado ao cenário de referência com forno Azbe. O OPEX foi estimado em US\$ 46,84/t_{cal}.

No caso do CCS, O CAPEX, referente a um sistema de captura de CO₂ com processo de pós-combustão por absorção química utilizando carbonos ativados impregnados com monoetanolamina (MEA) que inclui stripper, compressor, absorber, solvente, torre de lavagem, trocador de calor, bombas, ventilador e outros, foi de US\$ 73 milhões, cerca de US\$ 29/tCO₂ evitada. Este valor desconsidera os custos de transporte e armazenamento. O OPEX foi estimado em US\$ 71,35/t_{cal} e inclui stripper, compressor, absorber, solvente, torre de lavagem, trocador de calor, bombas, ventilador e outros.

Emissões evitadas por cada medida ou tecnologia

A partir da aplicação das tecnologias de baixo carbono, é possível alcançar uma redução no período de 3.761 GgCO₂, 40% em relação às emissões do cenário de referência da indústria da cal até o ano de 2030. Como observado na Tabela 6, esta redução tem participação predominante da tecnologia CCS (67% do total das emissões evitadas), apesar da previsão de introdução no cenário de baixo carbono apenas no ano de 2025.

No Gráfico 3, é possível observar que, a partir de 2025 com a implantação das três tecnologias de baixo carbono (BC) avaliadas, o

5. A cal hidratada contém em média 21,3% de água (CETESB, 2013).

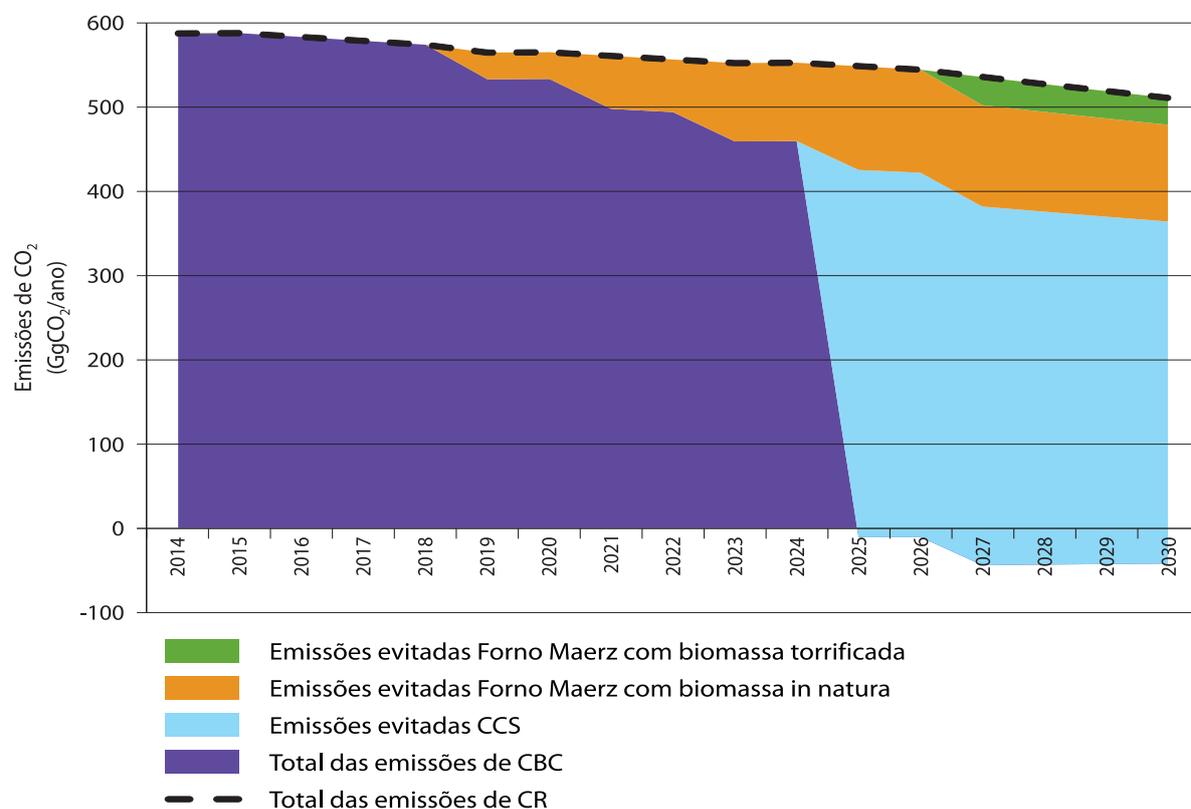
6. Foi escolhida esta quantidade de produção para poder compará-la ao forno Maerz.

Tabela 6 – Emissões evitadas

Ano	CCS	Forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	Forno Maerz com biomassa torrificada	Total das emissões do CBC	Total das emissões do CR
	(GgCO ₂)				
2014	0	0	0	588	588
2015	0	0	0	589	589
2016	0	0	0	584	584
2017	0	0	0	579	579
2018	0	0	0	575	575
2019	0	32	0	534	566
2020	0	32	0	534	566
2021	0	63	0	499	562
2022	0	63	0	495	557
2023	0	93	0	460	553
2024	0	93	0	460	554
2025	437	123	0	-11	549
2026	434	123	0	-11	545
2027	427	121	34	-44	536
2028	420	119	33	-44	528
2029	413	117	32	-43	520
2030	407	115	32	-42	512

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Gráfico 3 – *Wedge Graph* para a indústria de cal em São Paulo 2014-2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

setor da cal, além de zerar suas emissões de CO₂, gera um excedente de mitigação equivalente a 195 GgCO₂, isto é possível devido à premissa adotada de que a energia térmica poupada com os fornos Maerz disponibilizaria lenha para outros setores que ainda utilizam combustíveis fósseis, como o coque de petróleo, em sua matriz.

Custo marginal de abatimento e o preço de equilíbrio de carbono das medidas/tecnologias

Conforme apresentado na Tabela 7, para cada tonelada de CO₂ evitada, os custos de abatimento são de US\$ 12 em fornos Maerz com biomassa torrificada, de US\$ 17 para fornos Maerz com lenha sem torrefação, e de US\$ 29 para CCS. Até o ano de 2030, a indústria da cal gastaria a mais: 19,0 milhões de dólares com a implantação do forno Maerz com biomassa in natura (lenha)⁷; US\$ 1,6 milhão com a implantação do forno Maerz com biomassa torrificada⁸; e US\$ 73,6 milhões com a implantação do CCS.

Considerando que o produtor de cal deseja um retorno do projeto de 15% do total investido, seria necessário pagar US\$ 93, US\$ 94

e US\$ 98 dólares por tonelada de CO₂ evitada, respectivamente, para que as tecnologias de forno Maerz com torrefação, forno Maerz e CCS, se tornassem atrativas. A Tabela 7 apresenta os valores de MAC e BECP, juntamente com a emissão total evitada por cada tecnologia.

O Gráfico 4 apresenta a curva MAC para a indústria de cal elaborada no estudo.

Tabela 7 – Custo de abatimento e preço de equilíbrio de carbono para e potencial de emissões evitadas

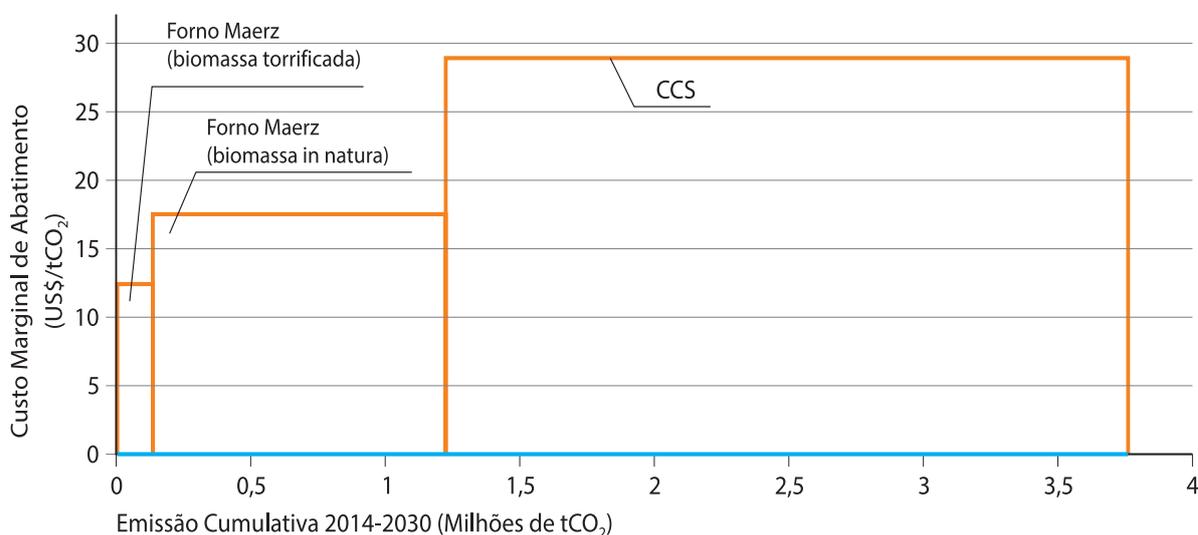
Tipo de emissão	Medida/Tecnologia	MAC	Break-Even Carbon Price	Redução de emissões 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)	(US\$/tCO ₂)	(10 ⁶ tCO ₂)
Combustível	Cal: Forno Maerz com biomassa torrificada	12	93	0,13
Combustível	Cal: Forno Maerz com biomassa in natura	17	94	1,09
Processo	Cal: CCS	29	98	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

7. Considerando a implantação em 4 fornos.

8. Considerando a implantação em apenas 1 forno.

Gráfico 4 – Curva de Custo Marginal de Abatimento para o setor de cal no Estado de São Paulo 2014-2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

CONCLUSÃO

No CR, as emissões de CO₂ do setor de cal para o Estado de São Paulo sofrerão um decréscimo de 76 GgCO₂, cerca de 13% em 2030 em relação a 2014. Estima-se que as emissões sejam decrescentes no CR devido a uma redução na demanda de cal hidratada até 2030 em decorrência da substituição desta por produtos químicos, como incorporadores de ar. Estima-se que a produção física reduzirá dos atuais 847 Gg/ano para 732 Gg/ano, representando uma redução na produção de 13% em 2030 com relação a 2014, num cenário normal de crescimento do PIB da construção civil e da indústria.

No processo de produção da cal em São Paulo, aproximadamente 99,5% das emissões de CO₂ estão relacionadas ao processo. As emissões de processo poderão ser reduzidas ou eliminadas pela interrupção na produção da cal, ou por meio do mecanismo de captura e armazenamento ou uso (CCS ou CCU), que ainda são tecnologias que se encontram em estágio embrionário. Essas tecnologias apresentam elevado potencial de captura, conseqüentemente,

contribuindo de forma significativa para as reduções da quantidade de CO₂ emitido na atmosfera, no entanto, apresentam elevado custo de implantação.

Outras tecnologias relacionadas às mitigações de GEE nesta indústria se devem à adoção de tecnologias que propõem a melhor eficiência energética por meio de troca de fornos proporcionando uma maior disponibilidade de combustíveis renováveis para o uso em outros setores. No CBC, as tecnologias relacionadas ao tipo de forno, substituição dos fornos Azbe por Maerz, implicam num aumento das emissões devido ao maior consumo de energia elétrica desta tecnologia de fornos totalizando 2 GgCO₂ em 2030. Em contrapartida a eficiência térmica dos fornos Maerz com biomassa *in natura* e torrefeita causam uma redução indireta pelo deslocamento da lenha para outros setores de 148 GgCO₂ em 2030.

Os resultados obtidos no *Wedge Graph* gerado na MACTool, a partir da comparação do CR e do CBC, permitem concluir que é possível alcançar uma redução de 3.761 GgCO₂, 40% das emissões de referência da indústria da cal

até o ano de 2030. Esta redução tem participação predominante da tecnologia CCS, 67% do total das emissões evitadas, apesar de este só ser introduzido no cenário de baixo carbono no ano de 2025.

Todas as três tecnologias avaliadas apresentaram MAC e BECP positivos, sendo a tecnologia CCS a mais custosa, apresentando 29 e 98 US\$/tCO₂, respectivamente. Para atingir o potencial total de mitigação levantado, a indústria de cal teria que investir US\$ 94,2 milhões até 2030, assumindo que o estado deva arcar com os custos de transporte e armazenamento de carbono para o CCS.

Ao longo do período de execução deste documento, foram encontradas limitações na coleta de dados, pois informações sobre produção e

emissão da indústria da cal, no ano base do estudo (2014) eram fundamentais, contudo esta dificuldade foi superada, e optou-se pela não identificação da maioria das empresas que forneceram subsídios para sua realização.

Dado seu caráter exploratório e uma vez que tomadores de decisão optem por determinados caminhos de baixo carbono, novas possibilidades de tecnologias podem ser consideradas. Finalmente, cabe ressaltar que o enfoque deste projeto foi analisar tecnologias para a mitigação de emissões de GEE, com ênfase no dióxido de carbono, e, portanto, a emissão de outros poluentes deve ser analisada de acordo com a legislação vigente, sendo necessária por vezes a regulamentação de procedimentos específicos

REFERÊNCIAS

- ABPC. **Informações e estatísticas de produção no Brasil e no Estado de São Paulo no período de 1990 a 2013**. Brasil: 2014. Acesso em: ago. 2015.
- BRASIL. MCTI. Coordenação-Geral de Mudanças Globais do Clima. **Emissões de gases de efeito estufa nos processos industriais: produtos minerais – Parte II: produção de cal, outros usos do calcário e dolomita, produção e uso de barrilha**. Brasília, DF, 2010. (Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa: Relatórios de Referência). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219294.pdf>. Acesso em: jun. 2013.
- BRASIL. MCTI. **Arquivos dos fatores de emissão: fatores médios de emissão CO₂ grid mês ano**. Brasília, DF, 2015. Programa Nacional de Mudanças Climáticas. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/320907.html>>. Acesso em: abr. 2015.
- CETESB. **Emissões no setor de processos industriais e uso de produtos 1990 a 2008: Relatório de Referência**. São Paulo, 2013. (1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo). Disponível em: <http://inventariogeosp.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/30/2014/04/primeiro_inventario_setor_industria_web1.pdf>. Acesso em: set. 2015.
- DONG, H. et al. Emissions from Livestock and Manure Management. In: IPCC. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Hayama, JP: IGES, 2006. v. 4: **Agriculture, Forestry and Other Land Use**, chap: 10, p. 10.7. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_10_Ch10_Livestock.pdf>. Acesso em: set. 2016.
- ESMAP. World bank group. **Modeling Tools and E-Learning: MACTool**. c2017 Disponível em: <<http://www.esmap.org/MACTool>>. Acesso em: abr. 2017.
- FAY, M.; HALLEGATTE, S.; VOGT-SCHILB, A.; ROZENBERG, J.; NARLOCH, U.; KERR, T. Decarbonizing Development. **Three Steps to a Zero-Carbon Future**. Climate Change and Development. Washington, DC: World Bank. doi:10.1596/978-1-4648-0479-3. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO. Washington, 2015. 182p.
- FREITAS, J.M; VOGELAAR, Rene; VOGELAAR, Renato. **Estudo de baixo carbono para a indústria de cal no estado de São Paulo de 2014 a 2030**. São Paulo: CETESB, 2017.
- GOUVELLO, C. de et al. **Estudo de baixo carbono para o Brasil**. Washington, DC: Banco Mundial, 2010. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/Resources/3817166-1276778791019/Relatorio_BM_Principal_Portugues_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em: out.2015.

MENDONÇA, M.B. ANPAD. Técnicas de Prospecção e Análise de Cenários Futuros nos Governos e Administração Pública do Brasil: Revisão da Produção Científica Brasileira de 2001 a 2010. In: **V Encontro de Estudos em Estratégia**. Porto Alegre, 2011.

IPCC. **Emission Scenarios**. Summary for Policymakers. A Special Report of IPCC Working Group III. 2000a. 27p.

IPCC. **Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP, 2000b. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>>. Acesso em mai de 2016.

IEA Bioenergy. **Status overview of torrefaction technologies: final report**. Enschede,, 2012. (IEA Bioenergy Task 32 report). Disponível em: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA_Bioenergy_T32_Torrefaction_review.pdf>. Acesso em: set. 2015.

IPCC. **IPCC special report on carbon dioxide capture and storage**. New York, US: Cambridge University Press, 2005. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf>. Acesso em: ago. 2015.

KETZER, J. M. M. et al. (Org.). **Brazilian atlas of CO₂ capture and geological storage**: Center of Excellence. Porto Alegre: EDPUCRS: CEPAC, c2014. Published in apr. 2015. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/publications/brazilian-atlas-co2-capture-and-geological-storage>>. Acesso em: fev. 2016.

ROSA, L.P. et al. **Emissões de CO₂ por queima de combustíveis: abordagem top-down**. Brasília, DF: MCTI; Rio de Janeiro: COPPE, 2006. (Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0008/8812.pdf>. Acesso em: out. 2015

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Produção mundial de cal virgem e hidratada por país e região	41
Gráfico 2 – Evolução do consumo de cal virgem e cal hidratada no Brasil no período de 2000 a 2013	42
Gráfico 3 – Capacidade de produção e o número estimado de produtores de cal por estado	44
Gráfico 4 – Capacidade de produção por tipo de cal por estado	45
Gráfico 5 – Distribuição das vendas de cal por segmento consumidor.	45
Gráfico 6 – Estimativa da matriz energética utilizada na produção de cal por estado . .	46
Gráfico 7 – Produção de cal virgem e cal hidratada no Estado de São Paulo, 1990 a 2013..	47
Gráfico 8 – Principais produtores de cal no Estado de São Paulo e respectivos volumes estimados de produção (2013).	48
Gráfico 9 – Estimativa das emissões de processo na produção de cal no Brasil por tipo de cal produzida 1990–2008	52
Gráfico 10 – Estimativa das emissões de processo na produção de cal no Estado de São Paulo por tipo de cal produzida 1990-2008.	52
Gráfico 11 – Comparativo entre as emissões de processo na produção de cal no Estado de São Paulo e Brasil 1990–2008	53
Gráfico 12 – Esquematização de uma curva MAC	60
Gráfico 13 – Estimativa da produção de cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030. . .	67
Gráfico 14 – Emissões evitadas pelas tecnologias de baixo carbono	84
Gráfico 15 – Curva de custo marginal de abatimento para o setor de cal	85
Gráfico 16 – Curva de <i>Break-Even Carbon Price</i> para o setor da cal.	86

Lista de Figuras

Figura 1 – Principais regiões produtoras de cal no Brasil	43
Figura 2 – Fluxograma de industrialização de cal.	49
Figura 3 – Fontes de emissão de CO ₂ no processo de produção de cal e potencial de mitigação	53
Figura 4 – Esquema dos sistemas CCS de pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão	56
Figura 5 – Etapas do desenvolvimento do estudo	58
Figura 6 – Esquematização de um <i>Wedge Graph</i>	61
Figura 7 – Esquematização do processo de captura de carbono com MEA	76

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Fatores de emissão de energia.	64
Tabela 2 – Fatores de emissão de energia para produção de cal no cenário de referência... 64	64
Tabela 3 – Fatores de perda de eletricidade na rede	64
Tabela 4 – Fatores de emissão de processo.	65
Tabela 5 – Preço da lenha e energia	65
Tabela 6 – Composição da cal virgem e hidratada	66
Tabela 7 – Estimativa da produção de cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030	67
Tabela 8 – Consumo de energia elétrica no cenário de referência	68
Tabela 9 – Consumo de energia térmica no cenário de referência	69
Tabela 10 – CAPEX para uma planta com dois fornos Azbe utilizando lenha	69
Tabela 11 – Cálculo do OPEX da cal virgem para o forno Azbe	70
Tabela 12 – Cálculo do custo de hidratação de cal no Estado de São Paulo	70
Tabela 13 – Cenário exploratório de penetração das tecnologias de baixo carbono . . .	71
Tabela 14 – Energia elétrica no cenário de baixo carbono	72
Tabela 15 – Energia térmica no cenário de baixo carbono	72
Tabela 16 – Custo de investimento de um forno Maerz utilizando biomassa <i>in natura</i> no Estado de São Paulo.	73
Tabela 17 – Custo de operação de um forno Maerz para cal virgem.	74
Tabela 18 – Custo de investimento de um forno Maerz utilizando biomassa torrificada. 75	75
Tabela 19 – Custo de operação de um forno Maerz com torrefação.	75
Tabela 20 – CAPEX para uma um sistema de absorção química por MEA	77
Tabela 21 – OPEX para uma um sistema de absorção química por MEA	77
Tabela 22 – Comparação do consumo energético entre os cenários exploratórios de referência e baixo carbono	81
Tabela 23 – Emissão de CO ₂ por consumo de energia no cenário de referência	81
Tabela 24 – Emissão de CO ₂ por consumo de energia no cenário de baixo carbono . . .	82
Tabela 25 – Estimativa das emissões de processo no cenário de referência.	82
Tabela 26 – Emissão de processo no cenário de baixo carbono.	83
Tabela 27 – Emissões evitadas pelas tecnologias de baixo carbono.	84

Tabela 28 – Custo marginal de abatimento e potencial de emissões evitadas	85
Tabela 29 – <i>Break-Even Carbon Price</i>	86

Lista de abreviaturas e siglas

a.a.	ao ano	INDC	Intended Nationally Determined Contribution
ABPC	Associação Brasileira dos Produtores de Cal	IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	MAC	Custo Marginal de Abatimento (<i>Marginal Abatement Cost</i>)
BECP	Preço de Equilíbrio de Carbono (<i>Break-Even Carbon Price</i>)	MEA	Monoetanolamina
BC	Baixo Carbono	MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia (atual MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações)
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento	MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
CAGR	Taxa de Crescimento Composta (<i>Compound Annual Growth Rate</i>)	MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
CAPEX	Investimentos (Capital Expenditures)	MG	Minas Gerais
CEPEA	Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada	MME	Ministério de Minas e Energia
CBC	Cenário de Baixo Carbono	NDC	Nationally Determined Contribution
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture and Storage</i>)	OPEX	Despesas com a Operação (<i>Operational Expenses</i>)
CCU	Captura e Utilização de Carbono (<i>Carbon Capture and Utilization</i>)	PEMC	Política Estadual de Mudanças Climáticas
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo	PNMC	Política Nacional de Mudanças Climáticas
CH	Cal Hidratada	PR	Paraná
CV	Cal Virgem	RN	Rio Grande do Norte
COSIPA	Companhia Siderúrgica Paulista	RS	Rio Grande do Sul
CVP	Coque Verde de Petróleo	SNIC	Sindicato Nacional da Indústria do Cimento
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program	SP	Estado de São Paulo
EULA	European Lime Association (Associação Europeia de Cal)	TIR	Taxa Interna de Retorno
FE	Fator de Emissão	VPL	Valor Presente Líquido
GEE	Gás ou Gases de Efeito Estufa	UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (United Framework Convention on Climate Change)
IEAGHG	International Energy Agency Greenhouse Gas		
IGCC	Ciclo Combinado de Gaseificação Integrada (<i>integrated Gasification Combined Cycle</i>)		

Lista de símbolos

°C	grau celsius
C	carbono
Ca	cálcio
Ca(OH) ₂	hidróxido de cálcio
CaCO ₃	carbonato de cálcio (Calcário)
CaMg(CO ₃) ₂	dolomita
CaO	óxido de cálcio (cal virgem, cal viva ou cal ordinária)
CO	monóxido de carbono
CO ₂	gás carbônico ou dióxido de carbono
CO ₂ e	gás carbônico equivalente ou dióxido de carbono equivalente
Gg	giga-grama
Gt	giga tonelada
GJ	giga-joule
H ₂	hidrogênio
H ₂ O	água
kcal	quilocaloria
kJ	quilojoule
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
MgCO ₃	carbonato de magnésio
MgO	óxido de magnésio
Mt	megatonelada
MWh	megawatt-hora
NO _x	óxidos de nitrogênio
SO _x	óxidos de enxofre
St	estéreo de lenha
t	tonelada
W	watt
€	euro

SUMÁRIO

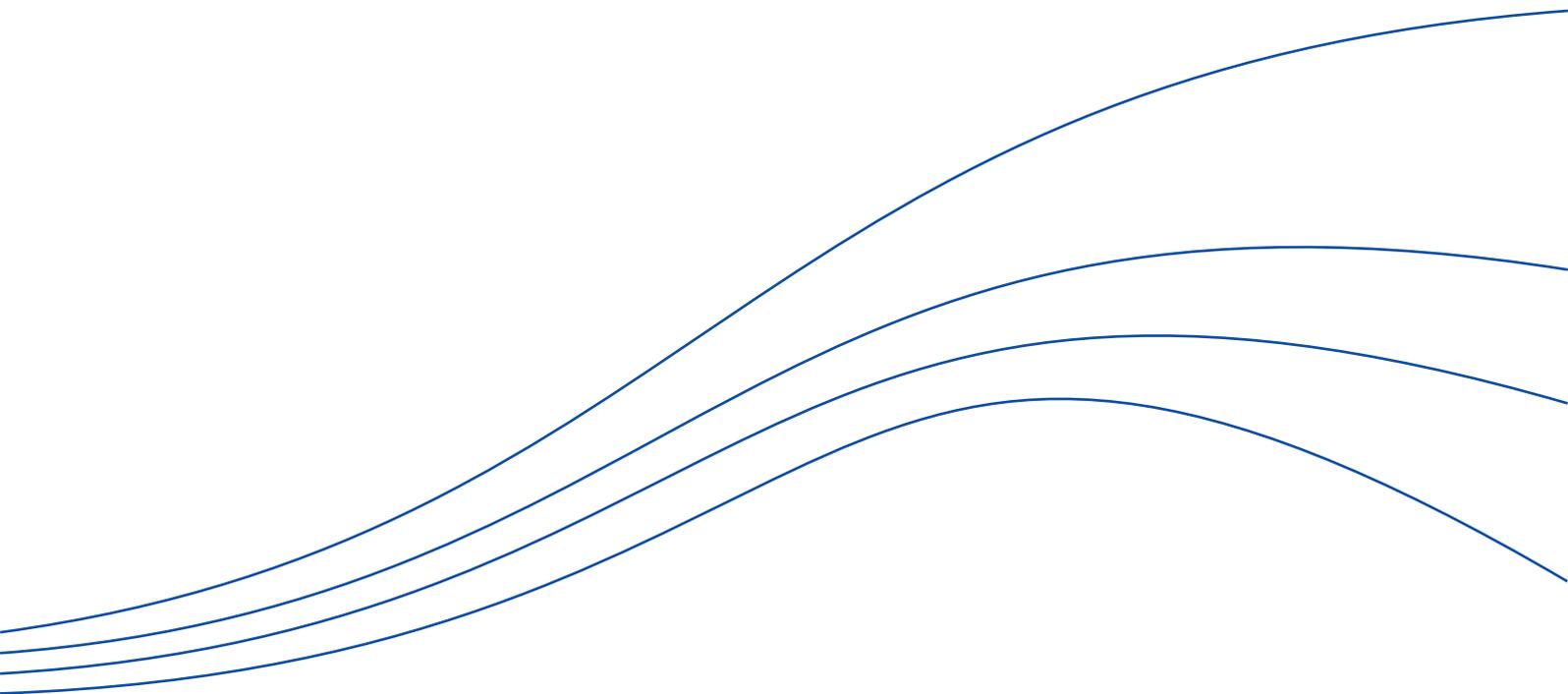
1	INTRODUÇÃO	39
1.1	A indústria de cal	41
1.1.1	Produção de cal: Brasil, usos, aplicações e perfil energético	41
1.1.2	Produção de cal no Estado de São Paulo	47
1.2	Processos de Produção de Cal	48
1.2.1	Mineração	48
1.2.2	Britagem	50
1.2.3	Calcinação	50
1.2.4	Moagem	50
1.2.5	Hidratação	50
1.3	Emissões de gases de efeito estufa no setor de Cal	50
1.4	Estratégias para a redução das emissões de gases do efeito estufa	51
1.4.1	Captura	55
1.4.2	Transporte	56
1.4.3	Armazenamento	56
2	MÉTODOS	57
2.1	Etapas de desenvolvimento do estudo	58
2.2	Estimativas de emissões	59
2.3	Curva de custo marginal de abatimento	59
2.4	Preço de equilíbrio de carbono (Break-Even Carbon Price)	59
2.5	Gráfico de cunhas de redução (Wedge Graph)	61
3	DADOS	63
3.1	Dados gerais	64
3.1.1	Fatores de emissão	64
3.1.2	Preço da energia	65
3.1.3	Taxa de desconto	65

3.1.4	Taxa de atratividade (BenchMark -TIR)	65
3.1.5	Taxas de câmbio	65
3.1.6	Produção de cal	66
3.2	Cenário de referência	66
3.2.1	Tecnologias empregadas no cenário de referência	68
3.2.2	Consumo de energia elétrica no cenário de referência	68
3.2.3	Consumo de energia térmica cenário de referência	69
3.2.4	Custos de investimento – Forno Azbe	69
3.2.5	Custos de operação	70
3.2.6	Custos com hidratação.	70
3.3	Cenário de baixo carbono	70
3.3.1	Tecnologias empregadas no cenário de baixo carbono	70
3.3.2	Cenário de penetração das tecnologias.	71
3.3.3	Consumo de energia elétrica no cenário de baixo carbono	72
3.3.4	Consumo de energia térmica no cenário de baixo carbono	72
3.3.5	Custos da tecnologia de baixo carbono – Forno MAERZ	73
3.3.5.1	Custos de investimento – Forno Maerz.	73
3.3.5.2	Custos de operação – Forno Maerz	74
3.3.6	Custos da tecnologia de baixo carbono – Forno MAERZ (empregando biomassa torrificada)	74
3.3.6.1	Custos de investimento – Forno Maerz (empregando biomassa torrificada)	74
3.3.6.2	Custos de operação – Forno Maerz (empregando biomassa torrificada)	75
3.3.7	Custos da tecnologia de baixo carbono – CCS.	75
3.3.7.1	Custos de investimento – CCS.	77
3.3.7.2	Custos de operação – CCS	77
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	79
4.1	Comparação dos cenários de referência e de baixo carbono	80
4.1.1	Consumo Energético	80

4.1.2	Emissões Energia	81
4.1.3	Emissões geradas pelo processo de calcinação	82
4.2	Emissões evitadas em gráfico de cunha (<i>Wedge Graphs</i>)	83
4.3	Curva de custo marginal de abatimento (MAC)	85
4.4	Preço de Equilíbrio de Carbono (<i>Break Even Carbon Price</i>)	86
4.5	Perspectivas sobre o <i>Carbon Capture and Storage</i>	87
5	CONCLUSÃO	89
5.1	Recomendações para Políticas de Meio Ambiente.	91
	REFERÊNCIAS	93
	APÊNDICE - PREMISSAS	101



Introdução



O Brasil instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), por meio da Lei 12.187 de 2009 (BRASIL, 2009), que define o compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigação com vistas a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões projetadas até 2020. Segundo o Decreto 7.390 de 2010 (BRASIL, 2010), que regulamenta a PNMC, as emissões de GEE projetadas para 2020 foram estimadas em 3,2 Giga toneladas de carbono equivalente (GtCO₂e). Desta forma, a redução correspondente aos percentuais estabelecidos encontra-se entre 1,2 GtCO₂e e 1,3 GtCO₂e, respectivamente, para o ano meta em questão. Em 2015, durante a vigésima primeira Conferência das Partes (COP 21) da UNFCCC, foi assinado o Acordo de Paris. O Acordo, já em vigor, estabeleceu que cada país publique no site da UNFCCC a sua contribuição para a redução das emissões de GEE, ou seja, a apresentação de uma meta nacional voluntária (NDC – *Nationally Determined Contribution*). Em sua NDC, o governo brasileiro se comprometeu em reduzir 37% de suas emissões até 2025, tendo como base o ano de 2005, e uma meta adicional de 43% para o ano de 2030 (BRASIL, 2015). Estes valores representam respectivamente uma redução anual de 0,777 GtCO₂e e 0,903 GtCO₂e.

Com o objetivo de acompanhar o cumprimento do compromisso nacional voluntário para a redução das emissões até o ano de 2020, foi estabelecido o Decreto 7.390 de 2010 (BRASIL, 2010) que serão publicadas, a partir de 2012, estimativas anuais de emissões de GEE no Brasil em formato apropriado para facilitar o entendimento, por parte dos segmentos interessados da sociedade, de cada um dos setores e subsetores inventariados. A responsabilidade da elaboração dessas estimativas, bem como do aprimoramento da metodologia de cálculo da projeção de emissões, é do grupo de trabalho coordenado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

O Estado de São Paulo, por meio da Lei Estadual 13.798 de 2009 (SÃO PAULO, 2009), instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC) cuja regulamentação parcial se deu por meio do Decreto 55.947 de 2010 (SÃO PAULO, 2010). Em 2011 foi publicado o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB). Este estudo mostrou que as emissões do estado em decorrência das atividades desenvolvidas, se concentram no Setor de Energia, com 57,3% da emissão, incluindo o uso de energia pelas indústrias. O Setor de Processos Industriais e Uso de Produtos contribui com 14,7%.

O setor de cal no Estado de São Paulo, em 2005, contribuiu com 2,85% das emissões de GEE no Setor de Processos Industriais. Isso se deve ao fato de que o estado produziu somente o equivalente a 10% da produção nacional de cal (CETESB, 2013; ABPC, 2014; BRASIL, 2010).

O objetivo deste estudo foi refletir sobre os custos e o potencial de mitigação de GEE para a indústria no Estado de São Paulo, a partir da elaboração de cenários de referência (CR) e de baixo carbono (CBC), considerando emissões de GEE de processo e de consumo de energia.

No estudo foram apresentadas possibilidades de Custos Marginais de Abatimento (*Marginal Abatement Cost* – MAC) das tecnologias e o preço de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price* – BECP). As possíveis reduções de emissões proporcionadas ao longo do período analisado para cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunha (*Wedge Graph*).

Ao longo do período de execução deste documento, foram encontradas limitações na coleta de dados, pois informações sobre produção e emissão da indústria de cal, no ano base do estudo (2014) eram fundamentais, contudo esta dificuldade foi superada, e optou-se pela não identificação da maioria das empresas que forneceram subsídios para sua realização.

Dado seu caráter exploratório e uma vez que tomadores de decisão optem por determinados caminhos de baixo carbono, novas possibilidades de tecnologias podem ser consideradas. Finalmente, cabe ressaltar que o enfoque deste projeto foi analisar tecnologias para a mitigação de emissões de GEE, com ênfase no dióxido de carbono, e, portanto, a emissão de outros poluentes deve ser analisada de acordo com a legislação vigente, sendo necessária por vezes a regulamentação de procedimentos específicos.

1.1 A INDÚSTRIA DE CAL

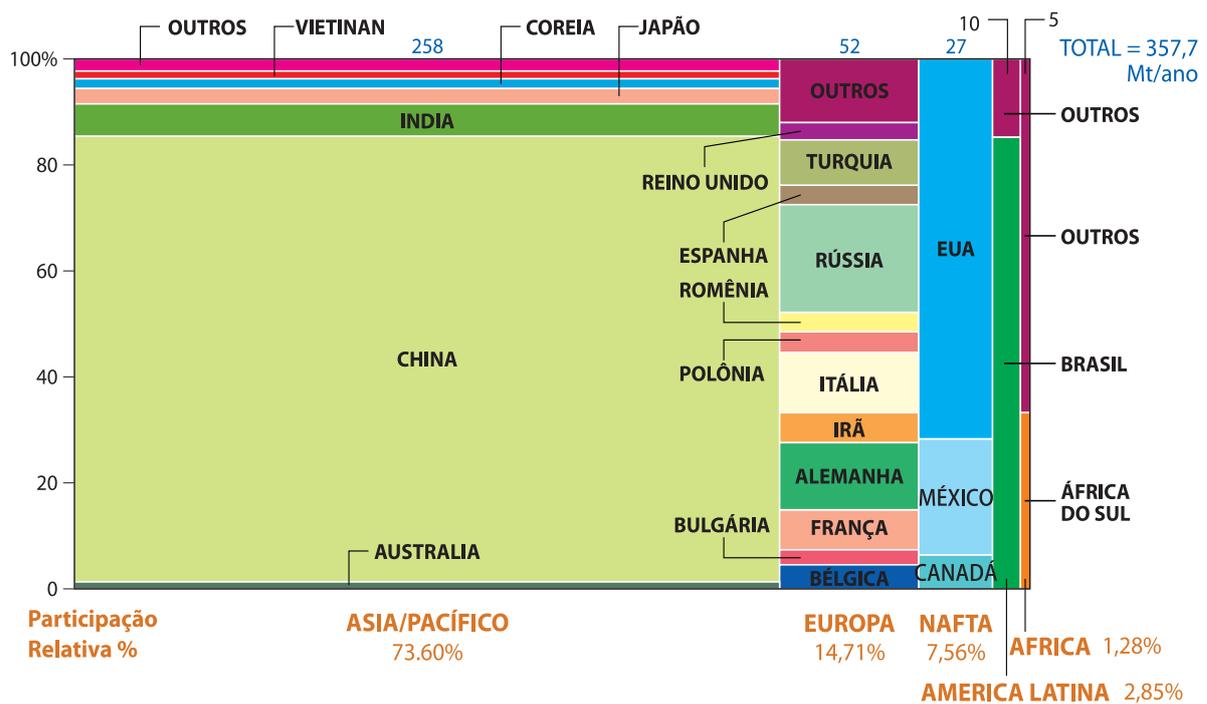
Nesta seção é apresentado um panorama da indústria e mercado de cal no mundo, no Brasil e em São Paulo, incluindo o detalhamento de suas etapas de produção e das emissões históricas relacionadas.

1.1.1 Produção de cal: Brasil, usos, aplicações e perfil energético

O Brasil é responsável por 2,41% da produção mundial de cal. Apesar desta participação percentual bastante reduzida, é o 5º maior produtor, totalizando 8,42 Mt/ano em 2013, (ABPC, 2014). A distribuição da produção mundial por país e região está explicitada no Gráfico 1, onde se destaca a Região da Ásia e Pacífico com a produção de 258 Mt/ano e a liderança da China com uma produção de 220 Mt/ano, equivalente a 85% da produção asiática e 63% da produção mundial (CORATHERS, 2016).

O mercado de cal pode ser dividido em dois macros segmentos. Um é o segmento de cal industrial que corresponde a 76% do consumo aparente total, e este segmento normalmente é denominado de forma genérica do mercado de cal virgem (CV); e o outro segmento é o de cal para construção civil, que corresponde os 24%

Gráfico 1 – Produção mundial de cal virgem e hidratada por país e região



Fonte: Corathers (2016).

Nota: Inclui a produção de cal industrial e cal hidratada.

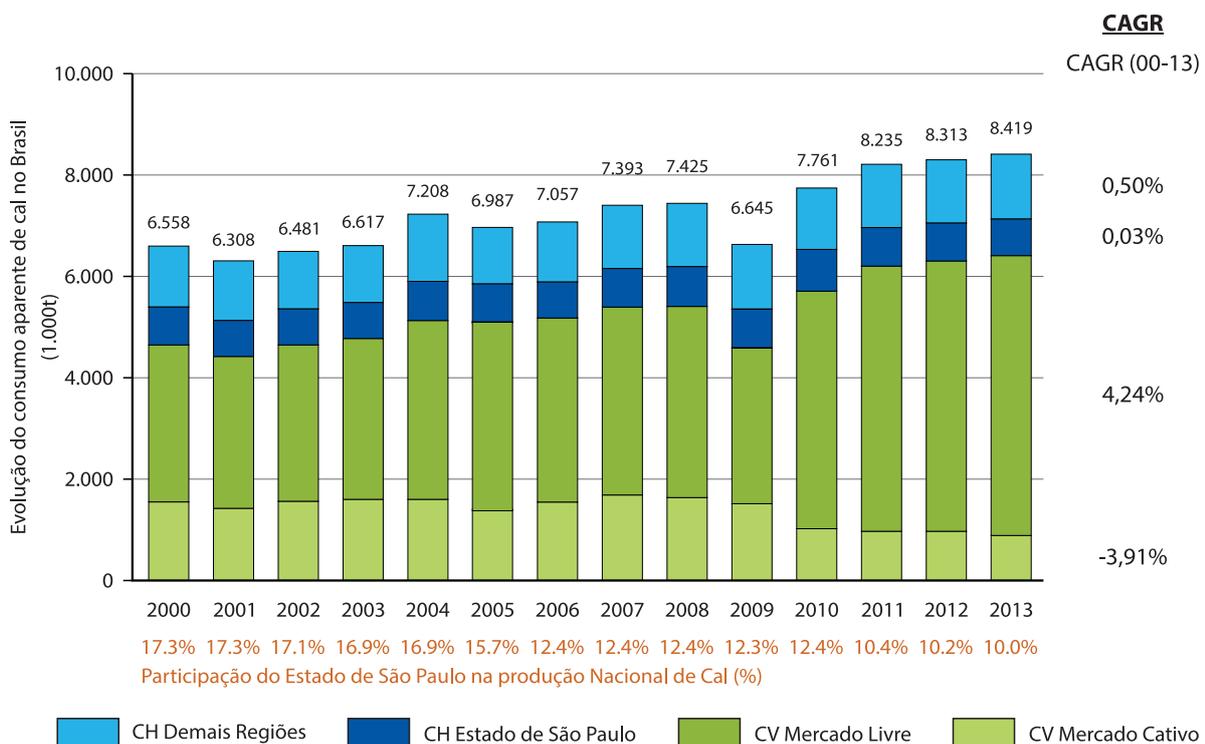
remanescentes (2,01Mta), que também é chamado de mercado de cal hidratada (CH). Contudo, a cal utilizada no preparo da argamassa não está necessariamente no estado hidratado.

Os produtores de cal são divididos em dois grandes grupos, produtores cativos e livres. O primeiro grupo, denominado de produtor cativo, são produtores que produzem a cal para suprir a sua própria demanda. Os maiores produtores de cal cativa no Brasil (e também em outros países) são as indústrias siderúrgicas. O segundo grupo, é composto do que se costuma chamar de produtores do mercado livre. Neste segmento existem empresas específicas, produtoras de cal, que abastecem o mercado e que suprem os mais diversos segmentos como: construção civil, química, pelotização de ferro, indústrias de papel, alumínio, tratamento de água, agricultura, siderurgia, etc.

A evolução histórica do consumo de cal no Brasil no período de 2000 até 2013 (ABPC, 2014) pode ser vista no Gráfico 2, que informa os volumes de produção de cal virgem, seja ela produção cativa, produção feita pelo próprio usuário de cal, ou produção no mercado livre, produção de cal por produtores independentes de cal. Para os volumes de cal hidratada (CH), que se destinam para o uso na construção civil também são informados tanto a produção no Estado de São Paulo, como nas demais regiões.

No Gráfico 2 é importante observar os crescimentos ponderados no consumo de cal (INVESTOPEDIA, c2017) para cada segmento no período de 2000 a 2013. O mercado cativo teve um crescimento negativo de 3,91% principalmente em decorrência da desativação da produção cativa da Companhia Siderúrgica Paulista (COSIPA, atual USIMINAS) no ano de

Gráfico 2 – Evolução do consumo de cal virgem e cal hidratada no Brasil no período de 2000 a 2013



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014) e INVESTOPEDIA (c2017).

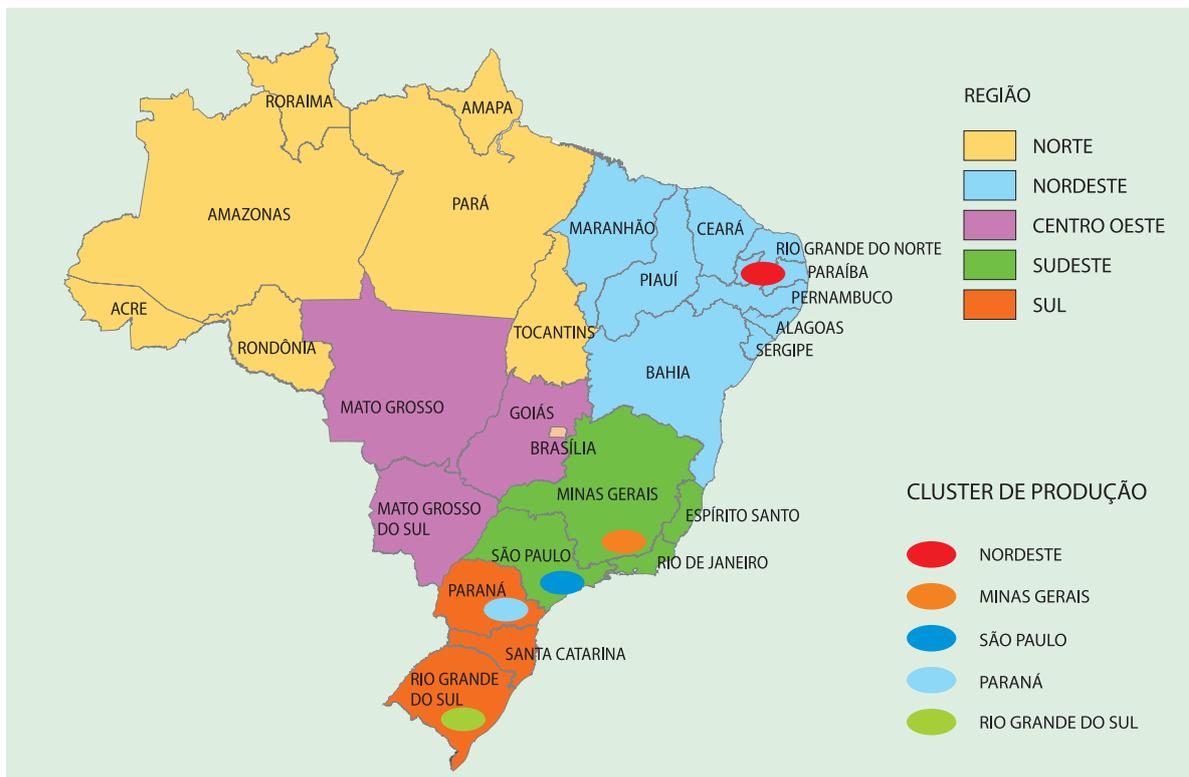
Nota: À direita é apresentada a taxa de crescimento composta – Compound Annual Growth Rate (CAGR).

2004. O consumo no segmento de cal virgem cresceu neste mesmo período 4,24%, o que está parcialmente alinhado com o crescimento médio do PIB nacional neste mesmo período, mas que também foi alavancado pela desativação da produção cativa da COSIPA. O consumo no segmento de cal hidratada, que se destina essencialmente ao mercado de construção civil, teve um crescimento quase nulo neste período. Neste mesmo período o mercado de cimento que se correlaciona com o uso de cal hidratada, mais que dobrou o seu tamanho, em termos de volume (SNIC, 2013). Ou seja, o mercado de cal hidratada não tem crescido por dois motivos principais, observados durante o desenvolvimento do estudo: a) falta de empenho da indústria de cal da construção civil em promover o uso no seu mercado alvo; b) substituição de cal hidratada por produtos químicos, essencialmente incorporadores de ar. Observa-se também

um crescimento ponderado de 0,03% de CH e 0,50% nas demais regiões.

As jazidas de calcário para a produção de cal calcítica de alta qualidade estão localizadas em dois *clusters* no Brasil, uma é a região de Arcos em Minas Gerais (MG) e outro na região de Baraúnas no Rio Grande do Norte (RN). Há ainda 3 clusters de calcário magnesiano e dolomítico que estão na região de Rio Branco do Sul no Paraná (PR), Guapiara em São Paulo (SP) e Caçapava do Sul no Rio Grande do Sul (RS), onde a produção se destina em parte ao uso industrial, sendo o maior volume para uso na construção civil. As unidades industriais de produção de cal, por definição, sempre estão instaladas próximas às reservas minerais. Neste sentido, a maior concentração de produtores de cal se dá nestas regiões. A Figura 1 indica os 5 principais *clusters* de produção de cal no Brasil.

Figura 1 – Principais regiões produtoras de cal no Brasil



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

O setor de cal no Brasil é composto por 185 empresas, entre as quais 10 a 15 são consideradas de porte médio ou grande, que produzem dois tipos de produto: a cal virgem (CV), resultante da calcinação de rochas calcárias ou dolomíticas e a cal hidratada (CH), produto da adição de água após a calcinação. A capacidade de produção instalada por estado, e a estimativa de produtores por estado é apresentado no Gráfico 3.

Como se observa no Gráfico 4, São Paulo tem uma participação estimada na capacidade instalada total da indústria de 845 mil t/ano, o que corresponde a 9,42% do mercado total de cal no Brasil, ficando atrás de Minas Gerais e Paraná. A capacidade de produção por tipo de cal, ou seja, virgem, hidratada e cativa, por estado é representada no Gráfico 4.

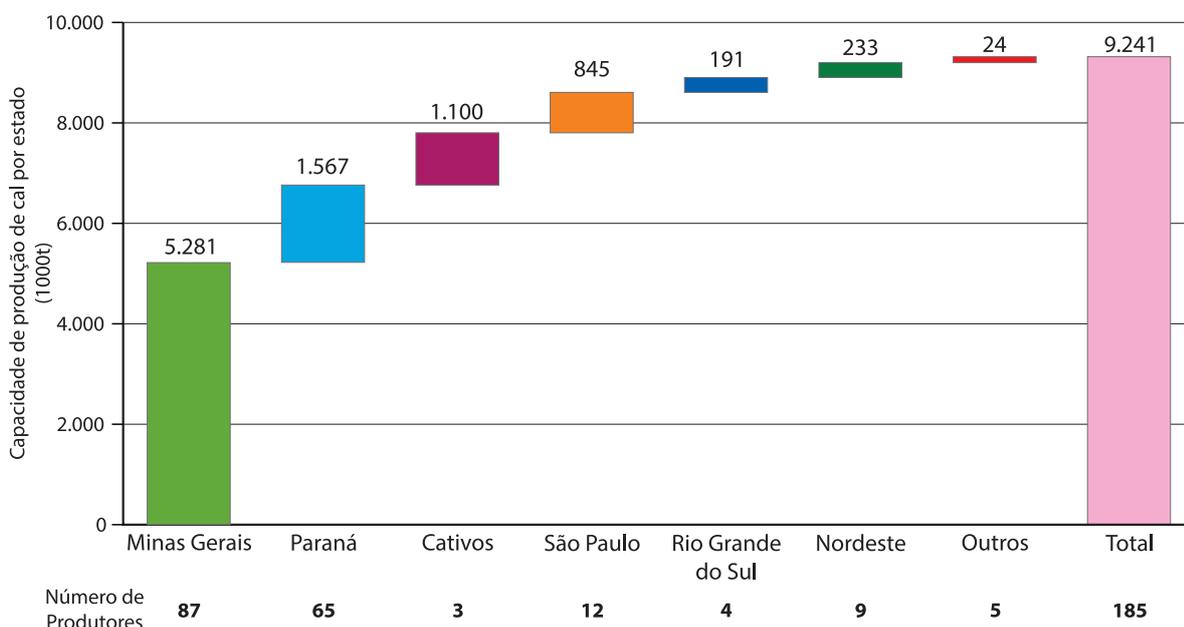
Observa-se a grande participação de Minas Gerais e Paraná no que diz respeito à cal virgem. São Paulo, apesar de não ser o primeiro produtor em termos totais, lidera a produção de cal hidratada com 845 mil t/ano.

A cal é utilizada como insumo em diversos processos industriais, dentre as principais é possível citar as aplicações siderúrgicas, como fluxo, aglomerante e carga de pelletização, na indústria de celulose e papel, na produção de açúcar, na produção de álcalis, na produção de carbureto de cálcio, tintas, alumínio, refratários, cerâmica, carbonato de cálcio, produtos farmacêuticos e alimentícios (J. MENDO CONSULTORIA, 2009).

A distribuição das vendas de cal por segmento está resumida no Gráfico 5.

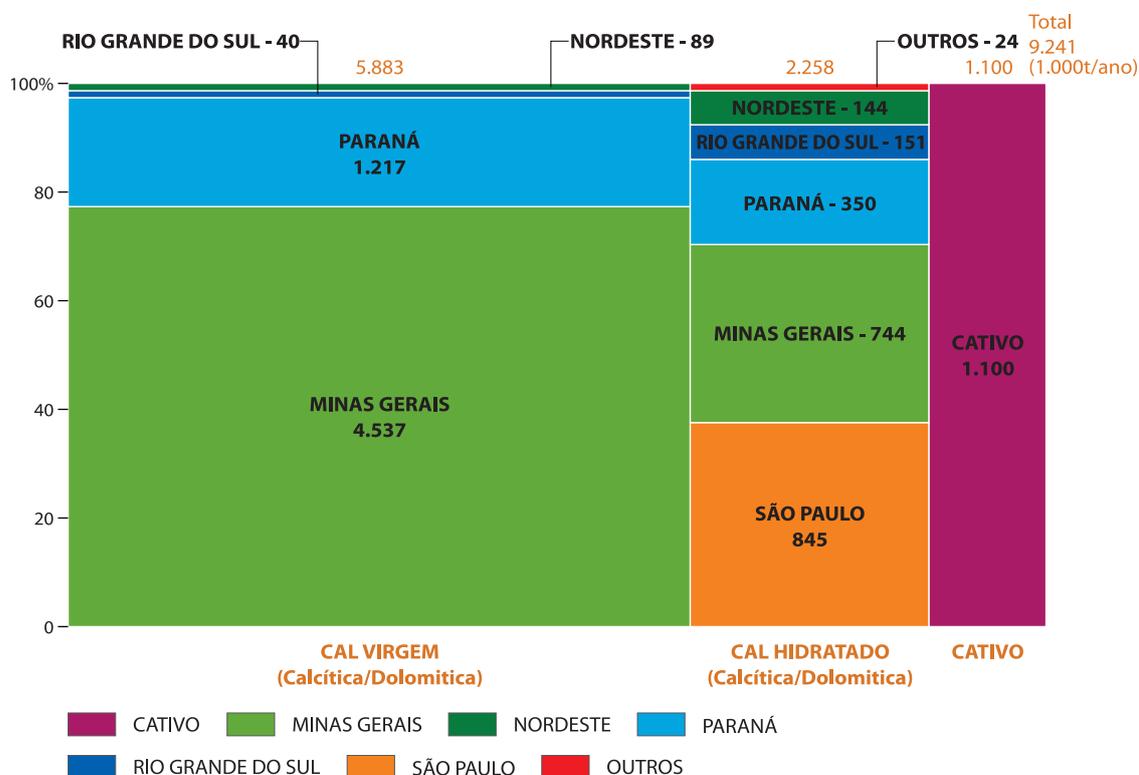
O setor siderúrgico, juntamente com o de pelletização de minério de ferro, consomem 30% da produção (aproximadamente 2,5 Mta). No caso da siderurgia, a cal é utilizada como elemento escorificante para retirar as impurezas do ferro gusa no convertedor da aciaria por meio do processo Linz-Donawaitz, que é o mais comum para a produção de aço. Outra aplicação de cal na siderurgia é no processo de sinterização do minério de ferro.

Gráfico 3 – Capacidade de produção e o número estimado de produtores de cal por estado



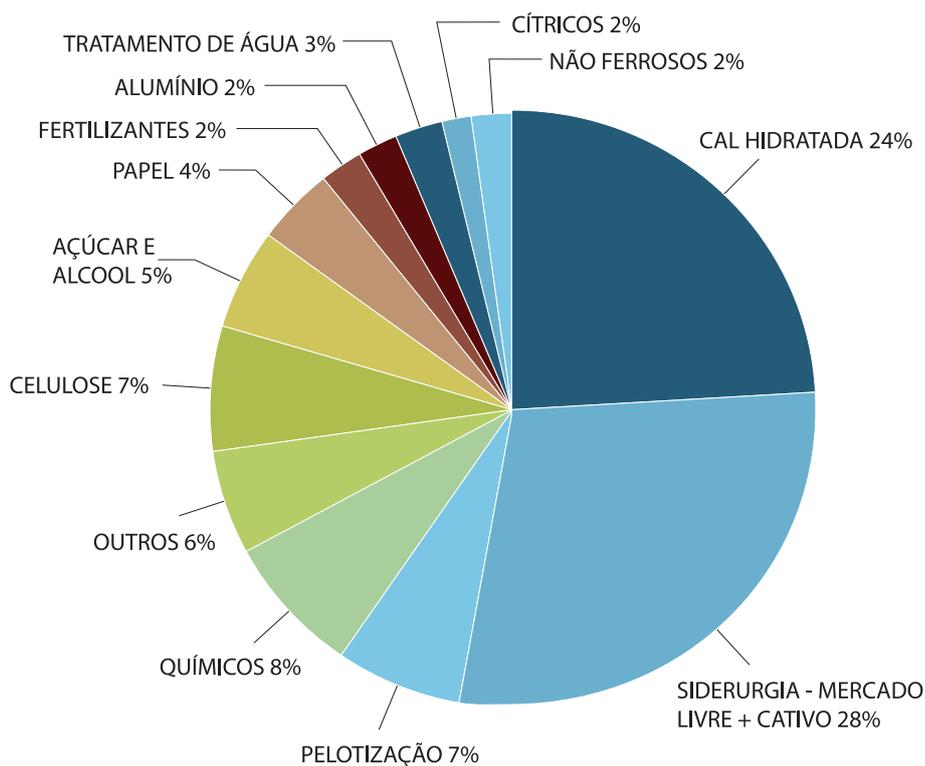
Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

Gráfico 4 – Capacidade de produção por tipo de cal por estado



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

Gráfico 5 – Distribuição das vendas de cal por segmento consumidor

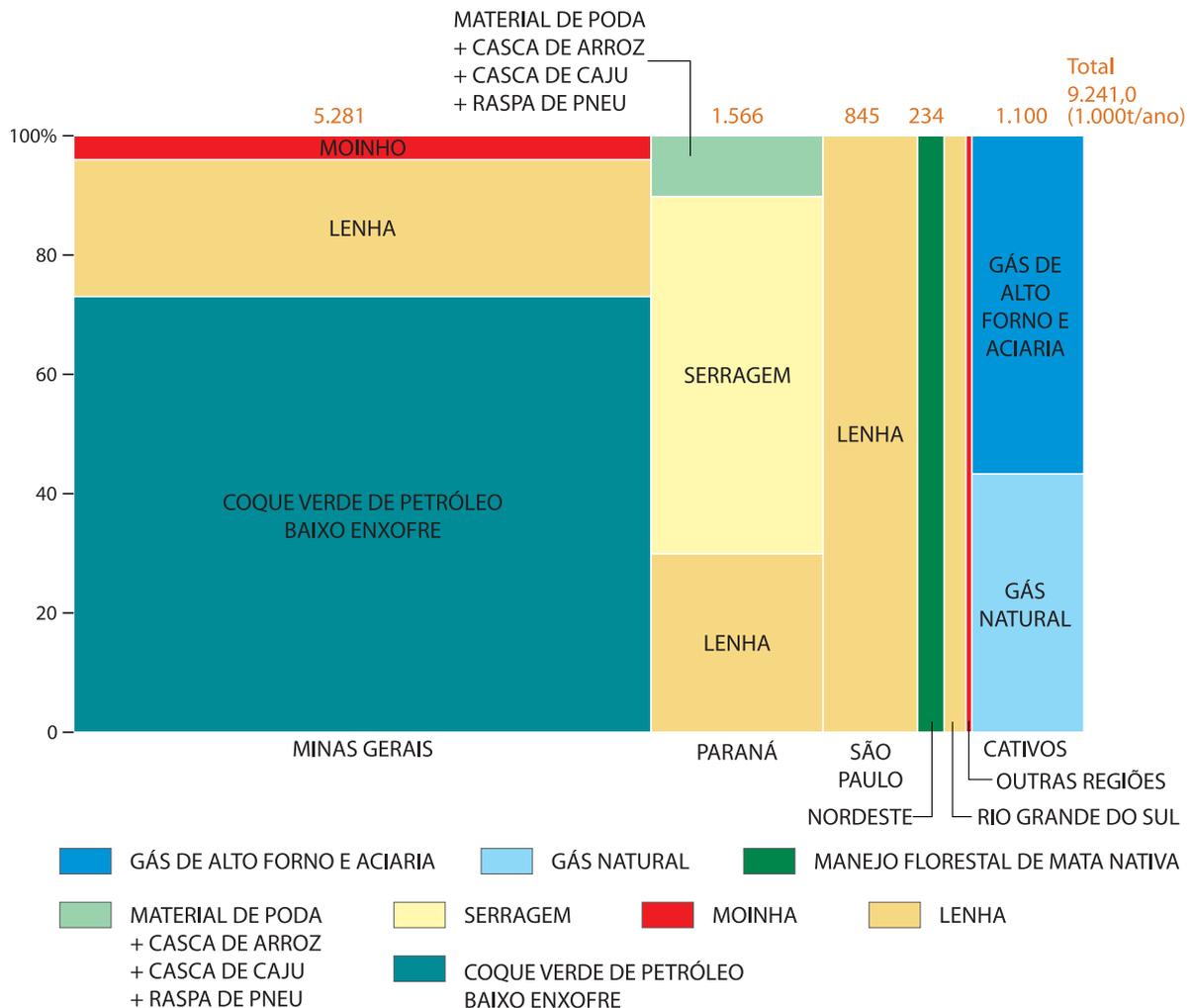


Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

A matriz energética do setor é dinâmica, apresentando variações significativas de região para região, utilizando vários combustíveis. Em 2014, a composição da matriz energética para a indústria de cal apresentava-se distribuída entre os seguintes combustíveis: coque verde de petróleo (CVP) com baixo teor de enxofre (42%), lenha (29,5%), moinha de carvão (2,3%), serragem (10,2%), poda de árvores (1,6%), manejo florestal de mata nativa (só na região nordeste) (2,5%); gás natural (5,2%) e gás de alto-forno e aciaria (6,7%). Um sumário das matrizes energéticas utilizadas para a calcinação por estado é mostrado no Gráfico 6.

A produção de cal no Estado de São Paulo é realizada com tocos, da indústria de celulose, e lenha de eucalipto, ambos provenientes de florestas plantadas. Este fato, como será visto ao longo do estudo, impactou diretamente a análise referente às tecnologias de fornos para cal. Os maiores usuários do CVP de baixo enxofre são as grandes empresas produtoras de cal que utilizam este combustível em fornos rotativos (consumo térmico entre 1.050 a 1.350 kcal/t de cal virgem) ou fornos verticais que utilizam a troca de calor em fluxos em contracorrente (consumo térmico entre 800 a 900 kcal/t de cal virgem).

Gráfico 6 – Estimativa da matriz energética utilizada na produção de cal por estado



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014) e John, Punhagui e Cincotto (2014).

A avaliação das emissões de GEE associadas ao combustível utilizado está sendo desenvolvida, em diversos estudos atuais e, de um modo geral, o que se avalia para o uso de um combustível é: i) a disponibilidade do combustível na escala desejada; ii) a tecnologia para uso deste combustível; e iii) a obtenção da licença ambiental para o seu uso.

1.1.2 Produção de cal no Estado de São Paulo

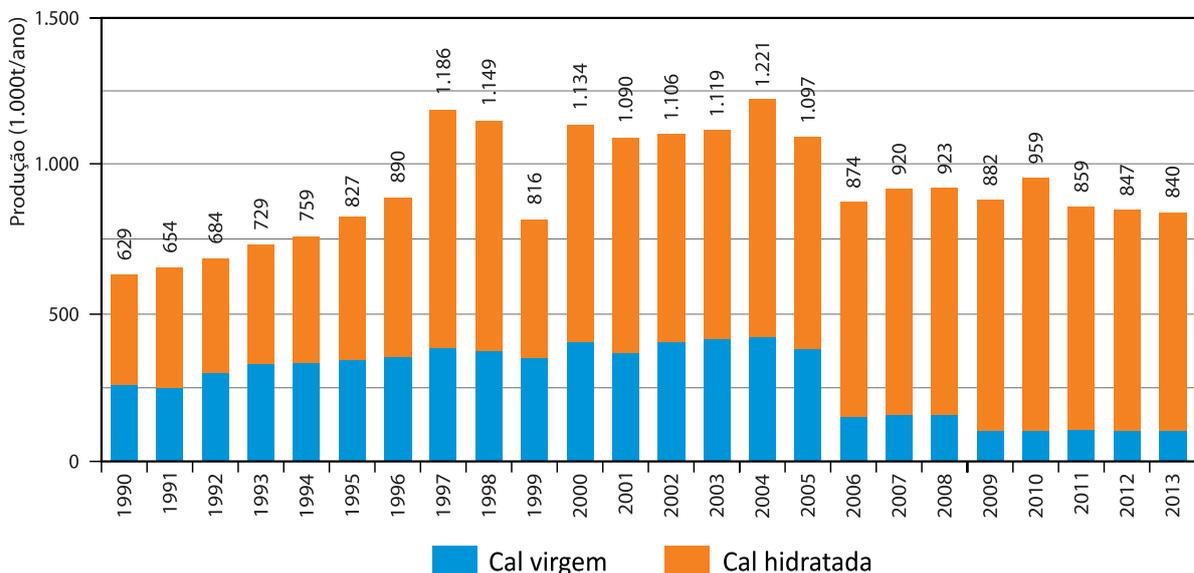
A participação relativa do estado na produção brasileira de cal é relativamente pequena, sendo atualmente da ordem de 10%. Até 2005, São Paulo possuía uma produção de cal virgem da ordem de 350 a 400 mil t/ano. A maior parte deste volume era produzida pela COSIPA, cuja produção foi totalmente desativada no final de 2005. O principal motivo pelo pequeno volume de produção, é que o Estado de São Paulo (SP) não possui reservas de calcário calcítico com a qualidade demandada pelo mercado. As reservas minerais de calcário do estado são preponderantemente magnesianas ou dolomíticas, além

disso, as reservas de calcário possuem um teor de sílica alto, o que também é um fator que inviabiliza que a cal virgem dolomítica seja utilizada no segmento industrial, uma vez que o uso se destinaria basicamente à siderurgia. Em função das razões expostas, a cal produzida em SP se destina quase que na sua totalidade ao segmento de cal de construção civil. O Gráfico 7 apresenta os dados históricos de produção no período de 1990 a 2013.

Em 2013 havia uma produção de cal virgem da ordem de 105 mil t/ano por produtores cativos e alguns pequenos produtores que atendem nichos e mercados específicos. A tendência é que estes produtores cativos ao longo do tempo parem suas produções e os produtores menores venham a perder participação de mercado para produtores maiores, principalmente em função da escala de produção.

O volume remanescente de cal produzida em SP é comercializado como cal hidratada para construção civil. Esta produção se concentra numa região compreendida por Itapeva, Guapiara, e Ribeirão Branco.

Gráfico 7 – Produção de cal virgem e cal hidratada no Estado de São Paulo, 1990 a 2013



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

Neste mercado há o domínio de produtores que detém um *market share* estimado de 75% da produção de cal hidratada no estado. Os principais produtores de cal hidratada com os seus respectivos volumes de venda estimados estão indicados no Gráfico 8.

No estado, a Votorantim e Minercal possuem unidades nos municípios de Itapeva e Guapiara. A ICAL só possui uma unidade de hidratação na cidade de Mairiporã, trazendo a cal virgem das suas unidades de produção localizadas em MG. No caso da ICAL, mais de 75% das emissões de processo ocorrem em MG.

Exceto pela Votorantim e ICAL, que são empresas que atuam no setor de cal hidratada e que possuem um processo de gestão profissional, as demais são empresas familiares e que possuem um processo de gestão mais empírico.

1.2 PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE CAL

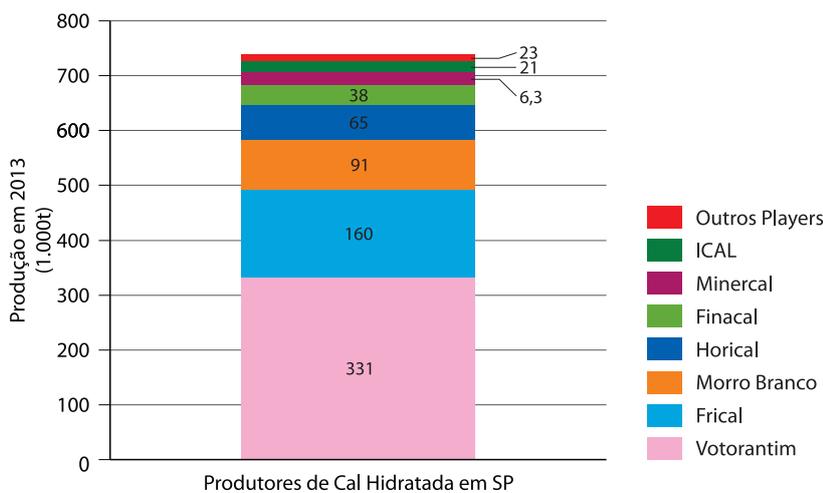
O produto da calcinação das rochas carbonatadas cálcicas e cálcio-magnesianas é a cal virgem,

também denominada cal viva ou cal ordinária. De acordo com a origem da cal virgem, a mesma é classificada¹ em cal hidratada calcítica, magnesiânica e dolomítica. O processo de produção de cal consiste basicamente em aquecer o calcário a uma temperatura entre 900°C e 1500°C a fim de liberar o dióxido de carbono (CO₂) e obter o óxido de cálcio (CaO) e, dependendo do tipo de minério, alguns processos requerem temperaturas significativamente maiores do que outros (EUROPEAN COMMISSION, 2010). O esquema de produção é mostrado na Figura 2 a seguir.

1.2.1 Mineração

A rocha calcária é normalmente extraída de minas na superfície e geralmente adjacente a planta de cal. São utilizadas perfuratrizes, explosivos, e retroescavadeiras (CARPIO et al., 2013) e caminhões para o transporte. O típico processo de mineração inclui (EUROPEAN COMMISSION, 2010):

Gráfico 8 – Principais produtores de cal no Estado de São Paulo e respectivos volumes estimados de produção (2013)



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

1. A rocha calcária é constituída de carbonato de cálcio (CaCO₃), que quando aquecida em fornos, produz a cal virgem (CaO) e CO₂. Entretanto, na matéria prima podem existir outros compostos como, por exemplo, o óxido de magnésio (MgCO₃) e a dolomita (CaCO₃.MgCO₃). A cal virgem é então classificada de acordo com o percentual de óxido de cálcio, sendo a cal virgem calcítica com CaO entre 100% e 90%, a cal Virgem Magnesiânica com teores intermediários entre 90% e 65% e a cal virgem dolomítica com óxido de cálcio, entre 65% e 58% do peso total (BRASIL, 2010; CETESB, 2013).

- a) a remoção do solo e rocha solta acima do depósito;
- b) a explosão ou rompimento da rocha calcária; e
- c) o transporte da rocha para o processo de britagem.

1.2.2 Britagem

O objetivo desta etapa do processo é reduzir o tamanho da rocha calcária para uma granulometria adequada a fim de ser levada ao forno para a calcinação do produto. Ela está dividida em britagem primária e secundária e sua classificação é feita por peneiras (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTO, 2014).

Após o transporte da rocha para o britador, a rocha é britada criando partículas com diâmetro entre 5mm-200mm (EUROPEAN COMMISSION, 2010). Britadores primários recebem rochas de até 1 metro de diâmetro, reduzindo-as para partes com diâmetro entre 100mm e 250mm. Essa rocha é transportada dos britadores primários para peneiras que separam as partículas em razão do seu tamanho. Rochas que não passam pela peneira são novamente alimentadas aos britadores enquanto as que passam são alimentadas aos fornos ou a britadores secundários. Idealmente o material deve passar pelas peneiras em uma razão de 2:1 (EUROPEAN COMMISSION, 2010).

Entre os britadores principais, estão os britadores de mandíbula, giratório e de impacto (EUROPEAN COMMISSION, 2010). A lavagem pode ser usada para remover impurezas como sílica e pó calcário a fim de facilitar o processo de calcinação (EUROPEAN COMMISSION, 2010). O armazenamento é feito ao ar livre em silos trincheiras. Partículas muito finas não podem ser calcinadas e são vendidas como agregado ou para produção calcária agrícola (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTO, 2014).

1.2.3 Calcinação

O objetivo da calcinação é remover o CO₂ do calcário. Os tipos de fornos variam consideravelmente (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTO, 2014). As temperaturas variam entre 900°C e 1500°C (EUROPEAN COMMISSION, 2010). Após a calcinação o produto é transportado e armazenado para a moagem.

1.2.4 Moagem

Esta etapa visa diminuir a granulometria das partículas para a venda ou hidratação. As britadeiras de impacto, além da britagem, são comumente utilizadas para a moagem (EUROPEAN COMMISSION, 2010). Após a moagem, o produto é transportado para silos ou para a hidratação (CARPIO et al., 2013).

1.2.5 Hidratação

A hidratação da cal virgem envolve a adição de água em um hidratador. A quantidade de água é o dobro da quantidade estequiométrica para a reação de hidratação a uma temperatura ideal de 74°C (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTO, 2014). A cal hidratada é utilizada principalmente na indústria de construção civil. O hidratador normalmente consiste em um tanque com hélices que giram em sentidos contrários agitando a mistura de óxido de cálcio e água por aproximadamente 15 minutos (EUROPEAN COMMISSION, 2010). A reação é exotérmica, liberando 1.140 kJ por quilo de óxido de cálcio.

1.3 EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR DE CAL

O Brasil tem produzido um volume importante e representativo de estudos sobre os setores que geram emissões de GEE segundo a metodologia preconizada pelo Painel Intergovernamental sobre

Mudanças Climáticas (IPCC) nas suas diferentes versões (IPCC, 2000; GOMÉZ et al., 2006).

Para efeito deste projeto foram utilizados como referência os dados dos inventários, e que explicitam os fatores de emissão (FE) da indústria de cal no Brasil e em SP (CETESB, 2013; BRASIL, 2010; BRASIL, 2013; GOUELLO et al., 2010).

Os inventários utilizados como base e citados anteriormente seguem as diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 1996; IPCC, 2005), sendo que, algumas das estimativas já consideraram informações publicadas no documento “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” (GOMÉZ et al., 2006).

De acordo com estas diretrizes, não são cobertas as emissões provenientes do uso de combustíveis para a produção de energia térmica para a calcinação, que são contabilizadas nos inventários referentes ao Setor de Energia, como é o caso do “Estudo de Baixo Carbono para o Brasil” (GOUELLO et al., 2010).

A produção de cal emite CO_2 através da decomposição térmica ou calcinação de carbonato de cálcio (CaCO_3), em pedra calcária, para produzir cal virgem (CaO), ou por meio da decomposição da dolomita ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$) para produzir a cal virgem dolomítica ($\text{CaO} \cdot \text{MgO}$).

Os inventários, tanto do MCT (BRASIL, 2010) como da CETESB (2011), estimam as emissões do processo produtivo para o período de 1990 a 2008, apenas inerentes às emissões do processo de descarbonatação do calcário, que ocorre no forno de calcinação, ou seja, são as emissões específicas do processo de calcinação *per se*.

O Gráfico 9 retrata o sumário das emissões levantadas no 2º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de GEE nos Processos Industriais, Mineraiis, Produção de Cal (BRASIL, 2010). Nota-se que as emissões relativas à cal magnésiana e dolomítica são praticamente constantes já que esta cal é

essencialmente utilizada como cal hidratada para construção civil.

No Gráfico 10, há um sumário das emissões do estado, de acordo com o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo: emissões no Setor de Processos Industriais e Uso de Produtos, 1990 a 2008, elaborado pela CETESB (2013).

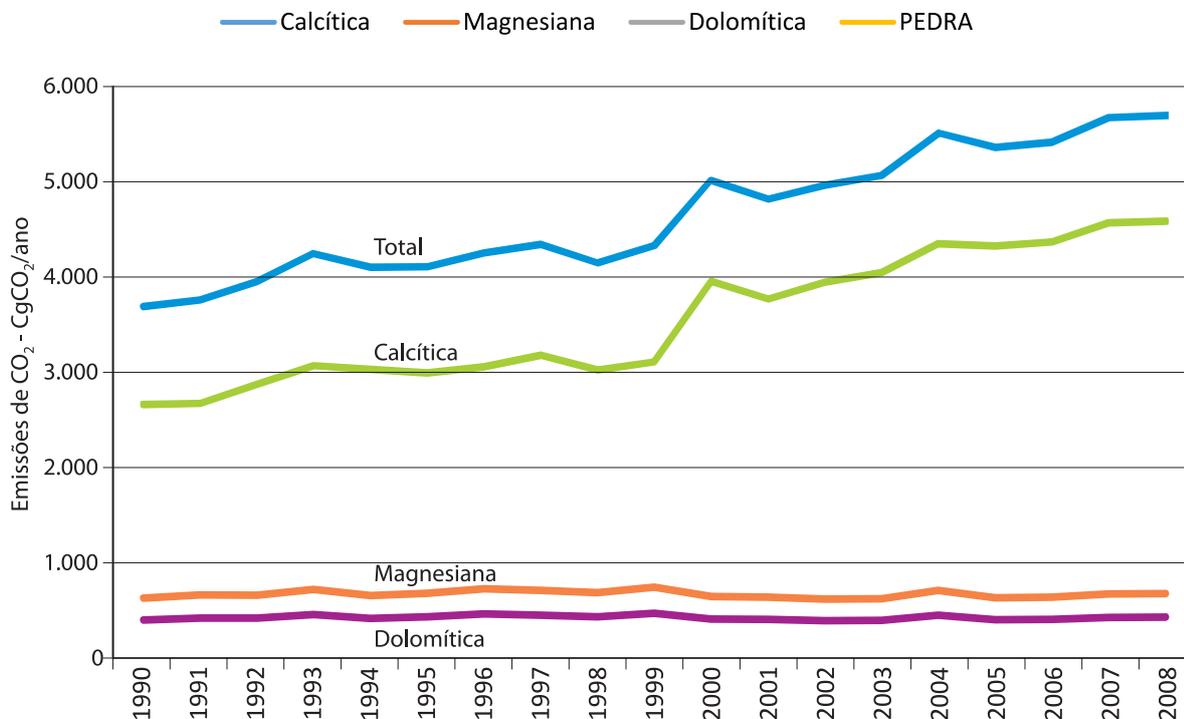
O Gráfico 11 apresenta um comparativo das emissões de processo da produção de cal no Brasil e no Estado de São Paulo. São Paulo participa com aproximadamente 14,7% das emissões do Brasil, ao se comparar as emissões no período de 1990 a 2008.

No período de 1990–2008 nota-se no Gráfico 11 o aumento das emissões da produção de cal no Brasil, em contrapartida as emissões de São Paulo se mantêm estáveis, ocorrendo o descolamento entre as emissões nacionais e estaduais. Como será visto neste estudo, a tendência para o futuro é a de decréscimo da produção de cal no Estado de São Paulo, o que leva a um proporcional decréscimo das emissões de CO_2 por esta indústria.

1.4 ESTRATÉGIAS PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DO EFEITO ESTUFA

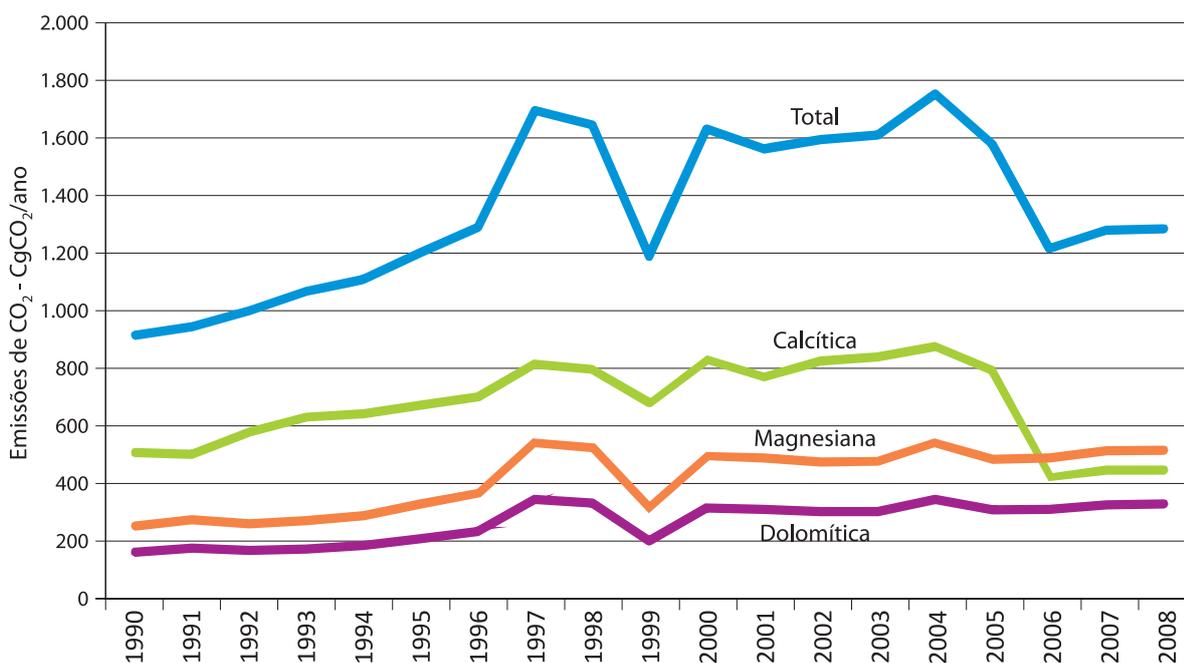
Visando a redução de emissões de GEE, conforme é possível observar na Figura 3, a indústria de cal pode atuar no processo de produção de cal, no consumo de combustível e no tipo de forno empregado. A primeira dimensão é a do produto, onde as emissões estão relacionadas ao processo de calcinação *per se*, estas emissões de produto representam aproximadamente 68% das emissões na produção de cal. As outras duas dimensões são responsáveis pela emissão dos outros 32%, e estão relacionadas ao tipo de forno empregado no processo de calcinação, que trata da eficiência energética (térmica e elétrica);

Gráfico 9 – Estimativa das emissões de processo na produção de cal no Brasil por tipo de cal produzida 1990–2008



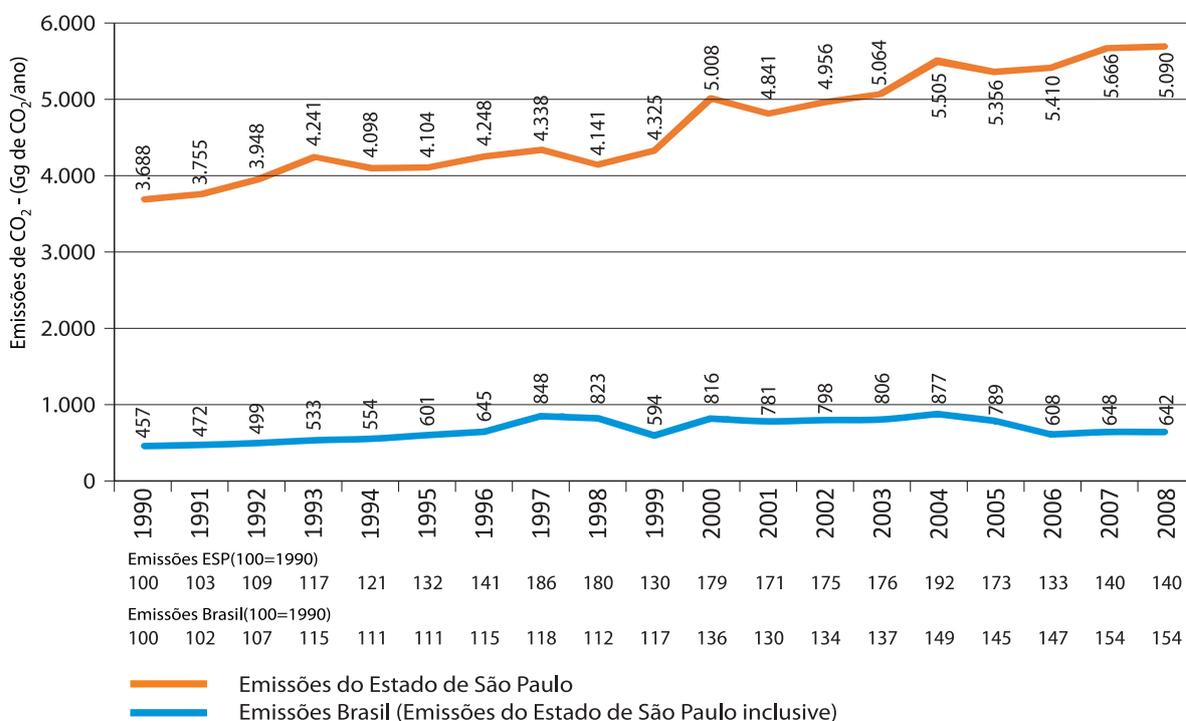
Fonte: MCT (BRASIL, 2010).

Gráfico 10 – Estimativa das emissões de processo na produção de cal no Estado de São Paulo por tipo de cal produzida 1990-2008



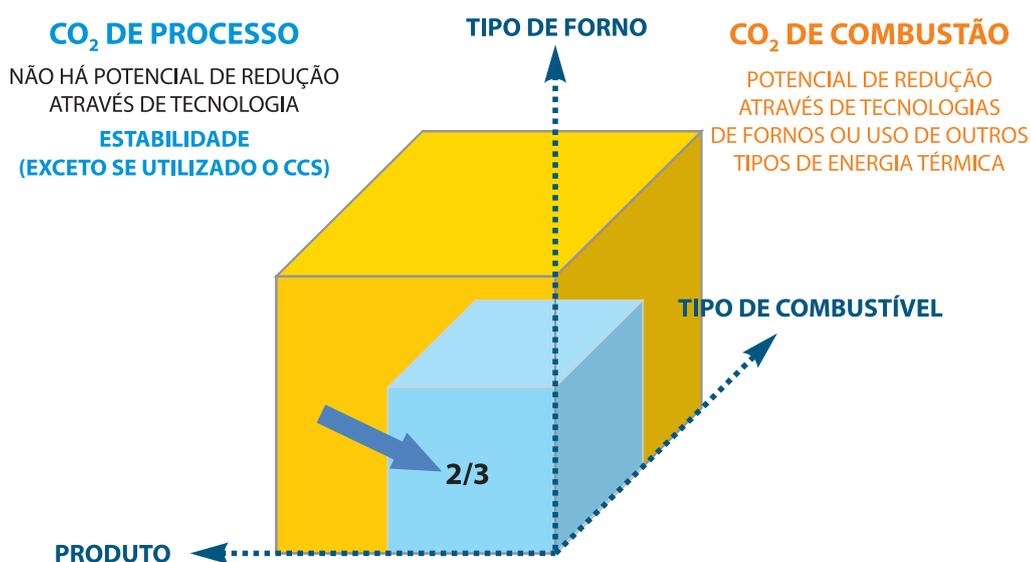
Fonte: CETESB (2011).

Gráfico 11 – Comparativo entre as emissões de processo na produção de cal no Estado de São Paulo e Brasil 1990–2008



Fonte: CETESB (2011) e MCT (BRASIL, 2010).

Figura 3 – Fontes de emissão de CO2 no processo de produção de cal e potencial de mitigação



Fonte: Stork et al. (2014).

e por fim o tipo de combustível, que na sua essência trata do tipo de combustível utilizado no processo de calcinação (fóssil, biomassa, etc...).

No processo de produção da cal, 68% das emissões de CO₂ estão relacionadas ao processo em si, 99,4% no caso deste estudo, por conta do uso da lenha em SP (vide Gráfico 6). As emissões de processo só serão eliminadas com a não produção de cal, ou através do mecanismo de captura e armazenamento de carbono (*carbon capture and storage* – CCS) ou captura e utilização (CCU) do carbono, que ainda são tecnologias que se encontram em estágio embrionário. As outras tecnologias de mitigação possíveis nesta indústria representam 30% das emissões remanescentes, e estão relacionadas à melhor eficiência energética, ou seja, menor consumo específico no processo de calcinação, ou deslocamento de combustíveis que tenham uma menor emissão de carbono, como a substituição de coque de petróleo por gás natural ou por lenha.

Considerando a tecnologia de referência, que no caso foi o forno Azbe (a qual será explanada na seção Cenário de Referência), e a tecnologia de baixo carbono forno Maerz (explanada na seção Cenário de Baixo Carbono), observa-se que as mesmas utilizam biomassa como combustível. Como o FE da queima de eucalipto replantado foi considerado emissão nula devido ao ciclo do carbono (DONG et al., 2006), mudanças do tipo de combustível não são necessárias. Apesar deste fato, mudanças na eficiência dos fornos podem diminuir o consumo de lenha, deslocando parte do combustível para outros setores que ainda utilizam fontes não renováveis de energia. Para alcançar este objetivo, é necessária a substituição dos fornos Azbe em uso pelo forno Maerz, cujo consumo de combustível (energia térmica) é 39% menor. Para efeitos de análise, o Coque de petróleo foi escolhido como combustível deslocado, o seu FE foi utilizado para o cálculo das emissões evitadas

pelos tecnologias de fornos Maerz com biomassa *in natura* e torrificada, e para a composição do *Wedge Graph* (item 10.1).

Otimizações no transporte, manuseio e armazenamento da lenha também podem ser feitos diminuindo o custo e emissões relacionados ao transporte da lenha. O processo de torrefação de cavaco de madeira no local de corte do eucalipto geraria um combustível com maior densidade de energia e mais facilmente moído em um combustível pulverizado (KOLOKOLOVA et al., 2013). Neste caso, a economia térmica do forno Maerz adicionando a torrefação chega a 43%.

No Cenário de Baixo Carbono (CBC), está sendo considerada a substituição dos 10 fornos Azbe em uso por 5 fornos Maerz, que apesar de consumir mais energia elétrica, tem uma eficiência térmica maior, diminuindo o consumo de lenha, criando um deslocamento deste combustível para outros setores que consumiriam combustíveis fósseis caso não fosse disponível combustíveis de fontes renováveis.

Para o CBC também foi estudada a possibilidade de instalação de uma das plantas com Maerz empregando a tecnologia de torrefação, aumentando ainda mais a eficiência energética e por consequência, o excedente de biomassa para deslocar combustíveis fósseis em outros setores.

Por fim será introduzida a tecnologia de CCS, que diminuirá concomitantemente as emissões de processo e energia. O CCS está sendo implantado em todas as plantas e ou fornos contemplados, pois, por se tratar de uma economia de escala, a viabilidade desta tecnologia aumenta quanto maior for a quantidade de CO₂ capturada e pode ser implantada adicionalmente aos fornos.

A mitigação das emissões de processo só pode ocorrer por 2 iniciativas: i) não produzir cal (não operar o forno); ii) ou através do mecanismo de CCS ou CCU que ainda são tecnologias que se encontram em estágio embrionário.

Como observação à tecnologia de baixo carbono de maior impacto neste estudo, o CCS, grifa-se que, no Brasil, ainda não existem pesquisas que possibilitem a obtenção de dados primários, mas o mesmo recebe grande destaque em decorrência da capacidade de captura de emissões de processos.

O CCS é um processo que consiste na separação de CO₂ emitido de fontes industriais, no transporte para um local de armazenamento para seu isolamento em longo prazo da atmosfera (IPCC, 2005).

A maturidade técnica de componentes específicos do sistema CCS varia muito. Algumas tecnologias são amplamente implantadas, principalmente na indústria de petróleo e gás, enquanto outras ainda estão em fase de desenvolvimento ou de demonstração.

Com isto, para efeitos do presente estudo, a tecnologia CCS está sendo considerada em caráter teórico em detrimento das outras medidas, que são consolidadas e realistas para os cenários moldados até 2030. O modelo foi simplificado sobre a premissa de que os custos se limitam à extensão das plantas industriais, ou seja, os custos representam somente o sistema de captura do CO₂.

Nas seções a seguir são explanadas as principais etapas de um sistema CCS.

1.4.1 Captura

A finalidade da fase de captura é separar o CO₂ das fontes de emissão e comprimi-lo em alta pressão para que possa ser facilmente transportado para um local de armazenagem (IPCC, 2005).

Dependendo do tipo de processo da indústria em questão, existem três abordagens principais para a captura do CO₂: pós-combustão, pré-combustão e combustão oxi-combustível.

O processo de pós-combustão separa o CO₂ dos gases produzidos pela combustão com

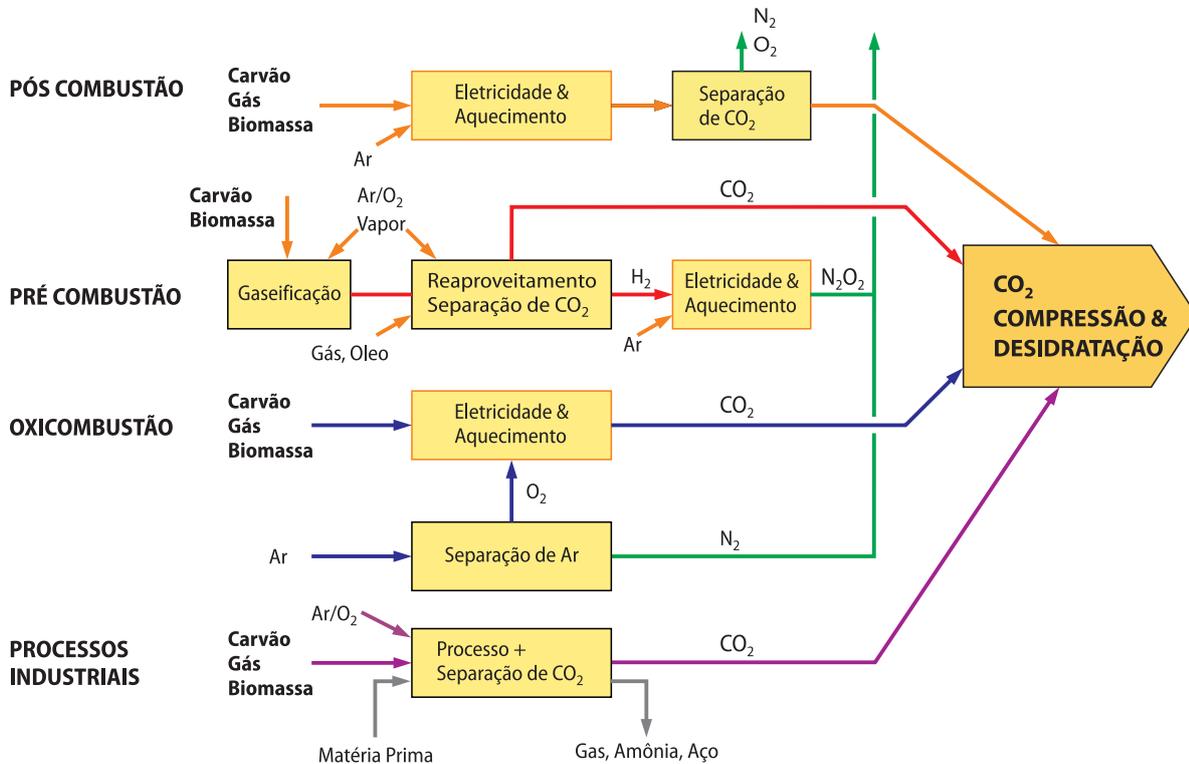
o ar gerando um gás de combustão que consiste principalmente em nitrogênio (fração de CO₂ entre 3% a 15% por volume). A separação é feita por soluções líquidas como o monoetanolamina (MEA). Este processo é o mais maduro dos três e economicamente viável para plantas termelétricas e também utilizável na indústria de cimento e siderurgia (IPCC, 2005).

No processo de pré-combustão, o combustível passa por um reator com oxigênio ou ar e vapor de água para produzir uma mistura de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂) chamado gás de síntese. Um segundo reator produz hidrogênio adicional e CO₂. Este é separado e o hidrogênio pode ser utilizado como combustível livre de CO₂. Apesar dos custos iniciais mais caros do que a pós-combustão, o processo de separação é facilitado pela alta concentração de CO₂ (15% a 60% por volume) e pressão no fluxo de gás após o segundo reator. O processo pode ser utilizado principalmente na indústria de fertilizantes, hidrogênio e termelétricas com o ciclo combinado de gaseificação integrada (*integrated gasification combined cycle – IGCC*) (IPCC, 2005).

No processo de oxi-combustão, a queima do combustível é feita com oxigênio ao invés de ar (90% a 95% de pureza), gerando um gás de combustão primariamente composto por CO₂ e vapor de água. Este processo gera altas concentrações de CO₂, maiores que 80% por volume. Por fim o gás é separado e tratado para retirar poluentes e nitrogênio antes do armazenamento. Este processo ainda está na fase de demonstração (IPCC, 2005). A Figura 4 apresenta o esquema dos sistemas de pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão.

Sistemas de pós-combustão atual e pré-combustão para usinas de energia podem capturar 85%–95% do CO₂ que é produzido no processo industrial.

Figura 4 – Esquema dos sistemas CCS de pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão



Fonte: IPCC (2005).

1.4.2 Transporte

Exceto quando as plantas estão localizadas diretamente acima de um local de armazenagem, o CO₂ capturado deve ser transportado do ponto de captação para um local de armazenagem.

O gasoduto é uma tecnologia madura e é o método mais comum para o transporte de CO₂.

Em algumas situações, o transporte de CO₂ por navio pode ser economicamente mais atraente, especialmente quando o CO₂ tem que ser movido ao longo de grandes distâncias pelo mar.

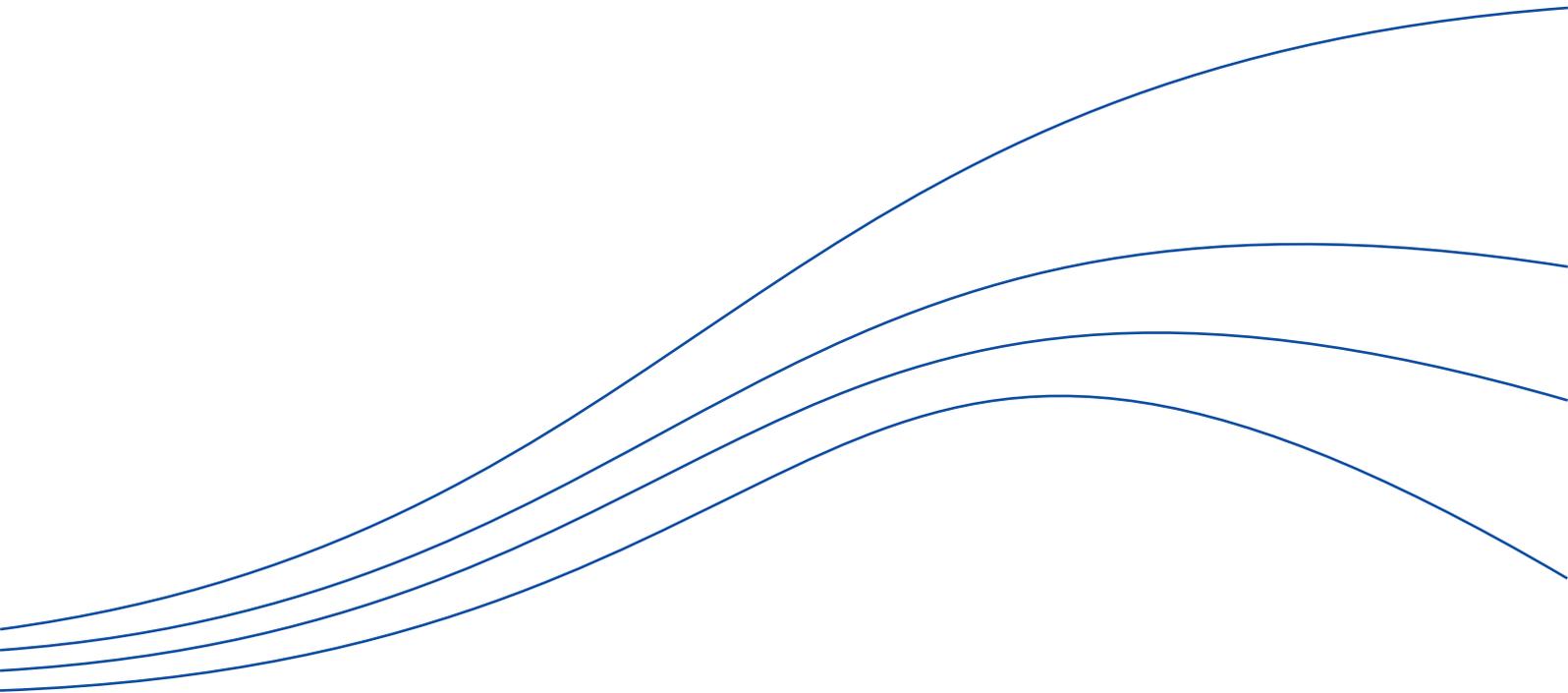
O transporte rodoviário e o transporte ferroviário também são opções viáveis tecnicamente, no entanto, eles não são rentáveis em comparação com gasodutos e com o transporte naval, exceto em uma escala muito pequena, e é improvável que sejam relevantes para CCS em larga escala (IPCC, 2005).

1.4.3 Armazenamento

Esta etapa envolve a injeção de CO₂ diretamente em formações geológicas subterrâneas. Campos de petróleo, campos de gás, formações salinas, veios de carvão não mineráveis foram sugeridos como locais de armazenagem. Também há a possibilidade de injeção de CO₂ nos leitos oceânicos (IPCC, 2005).



Métodos



Os métodos a seguir se referem aos utilizados para as estimativas de GEE e para a geração das informações financeiras

2.1 ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

Primeiramente, realizaram-se as etapas de estabelecimento das informações base para o desenvolvimento do estudo, como a coleta e projeção de dados necessários de produção e consumo. Na Figura 5 são descritas as etapas de desenvolvimento do estudo. Na etapa inicial, definiram-se as tecnologias potencialmente empregáveis em cada setor, considerando potencial de emissão, potencial de mitigação, consumo energético e custos ou receitas associados. Fez-se necessário também, em alguns casos a realização de projeções do Produto Interno Bruto (PIB).

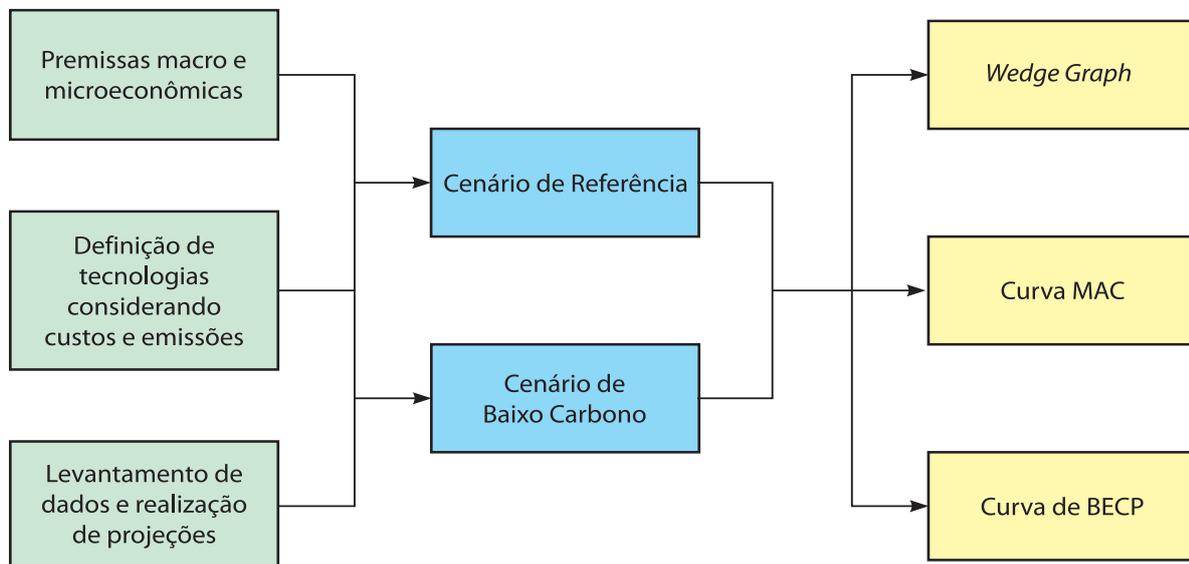
Os dados relativos à produção consolidada de cal no estado foram obtidos primariamente através de informações estatísticas de produção, informadas pelos produtores associados da Associação Brasileira dos Produtores de Cal (ABPC), pois, aproximadamente 64%

da produção de cal do Brasil são provenientes de produtores associados (ABPC, 2014). O volume de produção relativo aos produtores não associados é obtido através de estudos conduzidos periodicamente pela associação através de informações fornecidas pelos produtores associados.

As principais empresas produtoras de cal no país são as mineradoras de calcário, destacando-se entre elas, as seguintes minerações: Mineração Belocal Ltda (Grupo Lhoist), ICAL Indústria de Calcinação Ltda (estas duas empresas possuem operações nos estados de MG e RN), Mineração Lapa Vermelha Ltda (operação em MG), Votorantim Cimentos SA (operações em MG e SP), e a Minercal – Ind. Mineradora Paggiato Ltda (unidade produtiva em SP).

Apesar de não ter sido possível levantar os dados e informações fundamentais à análise junto às empresas produtoras de cal instaladas no estado, as informações para 2014 relacionadas às principais características de produção, fontes energéticas e número estimado de produtores na indústria foram obtidas por meio da ABPC, mediante entrevista com especialistas. Porém,

Figura 5 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Pacca et. al. (2017).

não foi possível obter informações quanto a projeções de produção futuras da indústria.

Na busca de informações para subsidiar a elaboração de um cenário prospectivo da indústria de cal no Brasil, estudou-se e foram utilizados parcialmente dados do estudo desenvolvido por J. Mendo Consultoria (2009), em um projeto elaborado para o Ministério de Minas e Energia (MME) em setembro de 2009 sobre o perfil da indústria de cal abrangendo o período de 2010 a 2030.

Outras fontes de dados utilizadas para a elaboração deste documento foram os dados de inventários da indústria elaborados por organizações tais como CETESB, MCT e Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, além de um trabalho elaborado pela *European Lime Association* (EULA) através da consultoria Ecofys que apresenta um “roadmap” (mapa do caminho) para a indústria europeia de cal até 2050 (STORK et al., 2014).

2.2 ESTIMATIVAS DE EMISSÕES

As estimativas de emissões de GEE foram realizadas empregando-se o método exposto no guia do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2000) de título *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Essas estimativas consideraram dados de atividade, como produção ou energia consumida e o respectivo fator de emissão (FE).

2.3 CURVA DE CUSTO MARGINAL DE ABATIMENTO

A determinação do custo marginal de abatimento (MAC) e do *Break-Even Carbon Price* (BCEP) apresentou uma abordagem incremental e teve como referência o Estudo de Baixo Carbono

para o Brasil (GOUVELLO et al, 2010). Para a construção das curvas de custo marginal de abatimento e do preço de equilíbrio do carbono empregou-se a MACTool, que de acordo com *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP, c2017), é uma ferramenta desenvolvida pelo Banco Mundial para esta finalidade, que permite também avaliar o investimento total necessário para realizar as alterações visando um crescimento de baixo carbono e que, pode ser utilizada para testar as possibilidades explorando os setores e as respostas aos preços.

A Curva MAC é uma representação gráfica que apresenta cada uma das tecnologias de baixo carbono, representadas por “degraus”, em ordem crescente de custo. O eixo das abscissas (x) apresenta a emissão evitada no período de análise em dióxido de carbono equivalente² (CO₂e), e o eixo das ordenadas (y) apresenta o MAC em custo por tonelada de CO₂ evitada US\$/tCO₂. A área de cada “degrau” da curva reflete o custo total da referente tecnologia se todo o seu potencial de redução for atingido, como exemplifica o Gráfico 12.

Para a determinação dos MAC e construção desta curva, os custos e benefícios do cenário de referência (CR) são subtraídos, ano a ano, do cenário de baixo carbono (CBC) durante todo o período analisado. A seguir, utilizando uma taxa de desconto social, única para todos os setores, é calculado o valor presente líquido (VPL) dos custos e benefícios incrementais anuais para determinar a média ponderada por emissão evitada. Esta média é denominada MAC (GOUVELLO et al., 2010).

2.4 PREÇO DE EQUILÍBRIO DE CARBONO (BREAK-EVEN CARBON PRICE)

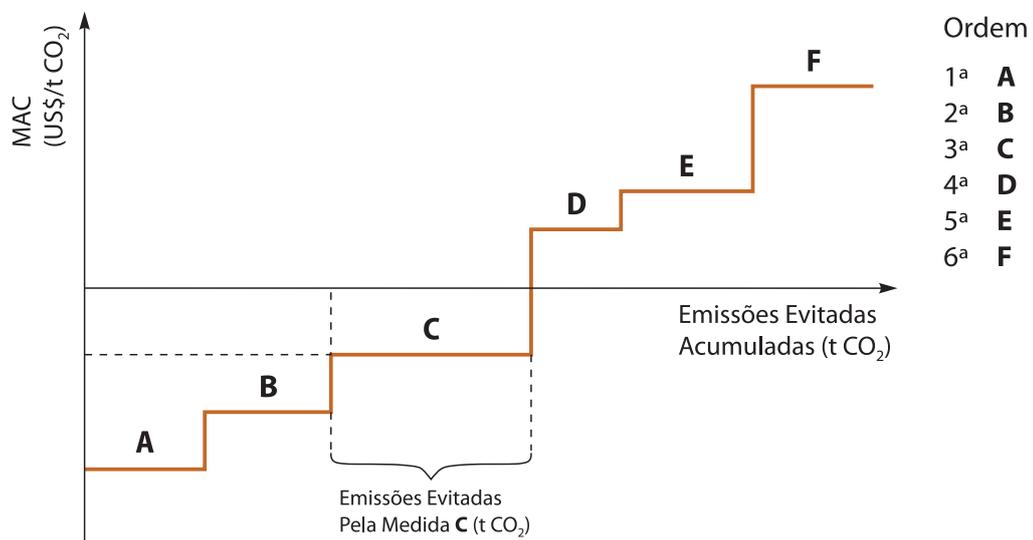
O BCEP indica o incentivo econômico que os agentes econômicos da indústria necessitariam

2. No caso do setor da cal, alvo deste estudo, não se trabalhou com CO₂e, pois não foram estudados outros GEE além do CO₂.

para que a medida de mitigação estudada se torne atraente. O cálculo do BECP é feito a partir de uma taxa de atratividade (*BenchMark-TIR*), que é uma taxa específica estabelecida pelo investidor com base em suas metas de retorno. Por fim, o valor resultante é o preço que deve atingir a tonelada de carbono evitada em um mercado de carbono, de forma que, ao considerar a receita da venda dos créditos de carbono,

a implantação da tecnologia proporcione uma taxa interna de retorno (TIR) equivalente ao *BenchMark-TIR*, o que torna a tecnologia atraente para o investidor (GOUVELLO et al., 2010). A representação gráfica da curva de BECP é basicamente a mesma da curva MAC, excetuando-se a variável do eixo y, onde está o valor de BECP ao invés do valor de MAC.

Gráfico 12 – Esquematização de uma curva MAC



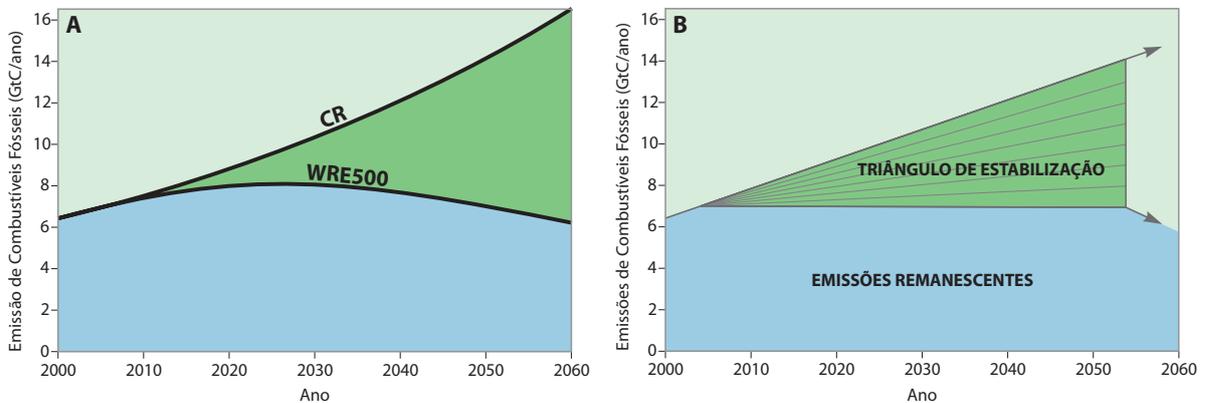
Fonte: Elaboração própria (2017).

2.5 GRÁFICO DE CUNHAS DE REDUÇÃO (WEDGE GRAPH)

A curva com as cunhas de mitigação de GEE (*Wedge Graph*) indica a contribuição quantitativa da redução de GEE por cada tecnologia do CBC considerada no estudo ao longo do período de 2014 a 2030. Como é visível na Figura 6A, o limite superior apresenta as emissões totais do

CR, enquanto que o limite inferior representa as emissões residuais do CBC. A diferença entre eles consiste na emissão evitada, que na Figura 6B está discriminada por tecnologia, cada uma formando uma cunha (fatia) de mitigação. Com esta informação é possível visualizar a contribuição de cada tecnologia, e, eventualmente, até servir como ferramenta para priorizar a implantação da tecnologia de mitigação.

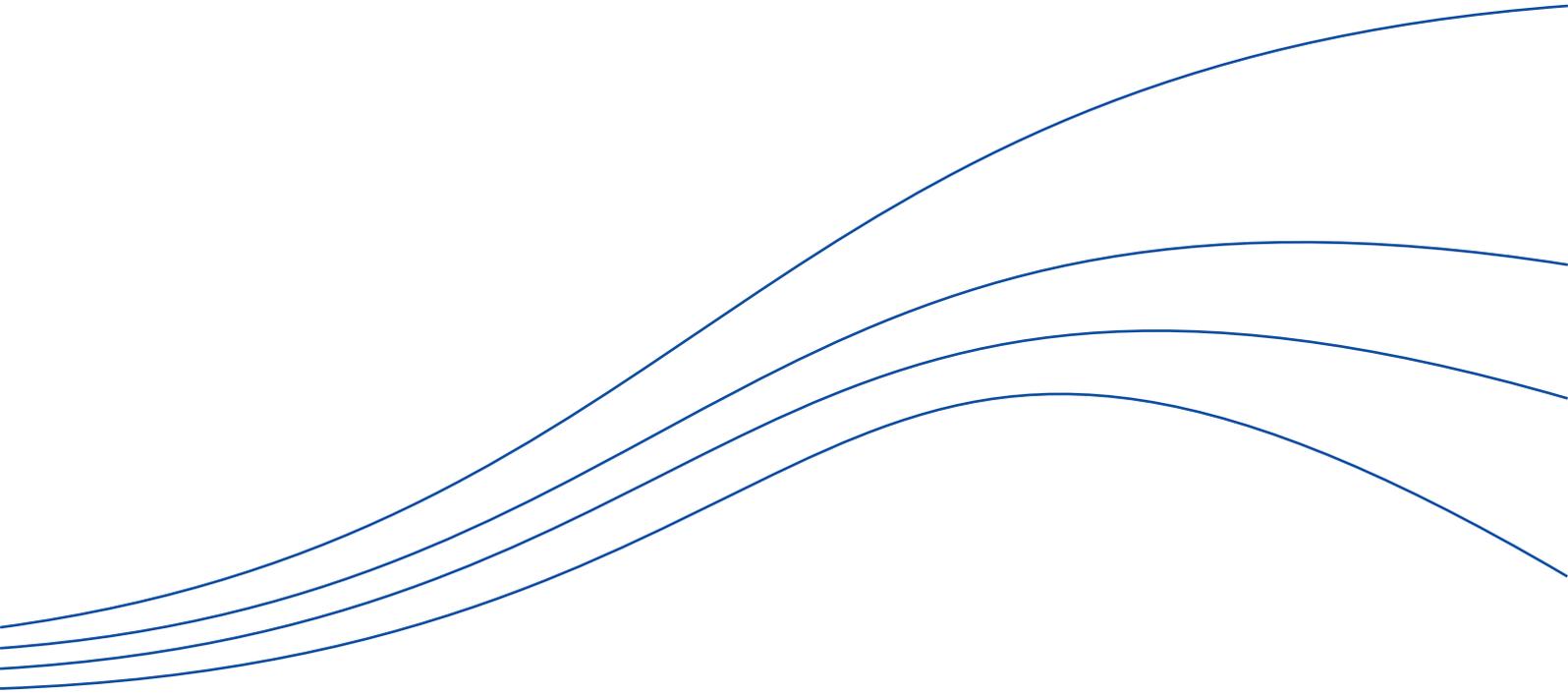
Figura 6 – Esquematisação de um *Wedge Graph*



Fonte: Pacala e Socolow (2004).



Dados



Os dados a seguir se referem aos utilizados para as estimativas de GEE e para a geração das informações financeiras.

3.1 DADOS GERAIS

Esta seção dedica-se a apresentar às premissas adotadas para o desenvolvimento de todo o estudo.

3.1.1 Fatores de emissão

No caso da lenha de eucalipto replantada, o FE é nulo, pois assume-se que todo o dióxido de carbono (CO₂) emitido é reabsorvido no crescimento da biomassa plantada, dentro do ciclo do carbono (GOUVELLO et al., 2010).

Para emissões relacionadas à energia elétrica foi utilizado o FE médio anual do Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI) para 2014 (BRASIL, [2015?]).

O coque de petróleo foi adicionado como combustível a ser deslocado pela diminuição do consumo da lenha no cenário de baixo carbono e foi utilizado o FE apresentado pelo MCT (ROSA et al., 2006). Com a utilização de lenha em um forno mais eficiente, uma quantidade adicional fica disponível no mercado para a utilização em outras aplicações que geralmente empregam coque de petróleo, sendo esta troca uma opção de baixo carbono. Na Tabela 1 são apresentados os FE dos combustíveis e da eletricidade.

Para realizar a estimativa da emissão em função da produção de cal no CR, realizou-se a

Tabela 1 – Fatores de emissão de energia

Energético	Fator de missão	Unidade
Lenha	0,0000	(tCO ₂ /GJ)
Eletricidade	0,1355	(tCO ₂ /MWh)
Coque	0,0998	(tCO ₂ /GJ)

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Dong et al. (2006), MCTI (BRASIL, [2015 ?]) e MCT (ROSA et al., 2006).

conversão dos dados apresentados na Tabela 1 empregando um consumo de energia térmica de 6,28 GJ/t_{cal}⁴ e elétrica de 0,032 MWh/t_{cal}⁴, obtendo-se os dados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Fatores de emissão de energia para produção de cal no cenário de referência

Energético	Fator de emissão CR
	(tCO ₂ /tcal)
Lenha	0,0000
Eletricidade (1)	0,0043
Coque	0,6267

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 1 e nos consumos específicos de energia térmica e elétrica de um forno Azbe (1) O valor não incorpora os fatores de perda de eletricidade na rede de distribuição.

Para a determinação dos cenários de emissão no caso da eletricidade, além do FE e consumo específico, também foi necessário incluir a parcela de perdas da eletricidade na rede de transmissão e distribuição. Estes fatores foram fornecidos pela coordenação técnica do estudo e se apresentam na Tabela 3.

Os FE do processo de calcinação empregados foram os apresentados no segundo inventário brasileiro do MCT (BRASIL, 2010) para os três tipos de cal: calcítica, dolomítica e magnésiana. A Tabela 4 apresenta os FE de processo.

Tabela 3 – Fatores de perda de eletricidade na rede

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Perdas (%)	17,00	16,85	16,70	16,55	16,40	16,26	16,12	15,98	15,84
Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	—
Perdas (%)	15,70	15,56	15,42	15,28	15,14	15,00	14,86	14,72	—

Fonte: Pacca et al. (2017).

Tabela 4 – Fatores de emissão de processo

Tipo de cal	Fatores de emissão
	(tCO ₂ /t)
Cal calcítica	0,800
Cal dolomítica	0,903
Cal magnesiana	0,854

Fonte: MCT (BRASIL, 2010).

3.1.2 Preço da energia

Os preços dos energéticos utilizados no estudo, isto é, lenha e eletricidade, foram os valores padrões fornecidos pela coordenação técnica do Projeto e presentes na Tabela 5. Mais detalhes sobre as fontes e método de cálculo para obtenção dos preços estão apresentados no Estudo de Baixo Carbono para o Setor Industrial no Estado de São Paulo de 2014 a 2030 (PACCA et al., 2017).

Tabela 5 – Preço da lenha e energia

Ano	Lenha	Eletricidade
	(US\$/GJ)	(US\$/kWh)
2014	5,26	0,05
2015	5,16	0,06
2016	5,07	0,07
2017	4,98	0,07
2018	4,89	0,08
2019	4,80	0,09
2020	4,71	0,10
2021	4,83	0,11
2022	4,95	0,12
2023	5,07	0,13
2024	5,19	0,15
2025	5,31	0,16
2026	5,41	0,18
2027	5,51	0,20
2028	5,60	0,22
2029	5,70	0,24
2030	5,80	0,26

Fonte: Projeção de preços realizada pela coordenação técnica do Estudo baseada em CEPEA (2014) e ANEEL (2015).

3.1.3 Taxa de desconto

A taxa de desconto social utilizada nos cálculos foi definida em 8% ao ano (a.a.) pela coordenação técnica do Projeto (PACCA et al., 2017). Este é o mesmo valor adotado no estudo do Banco Mundial, que também utilizou a MACTool (GOUVELLO et al., 2010), pois é o que geralmente corresponde ao custo dos empréstimos adotado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) para o financiamento de projetos. Ela foi utilizada para calcular o custo marginal de abatimento, em dólares por tonelada de CO₂ evitada US\$/tCO₂ pelas medidas de baixo carbono (BC) das que compõem a curva MAC e tal valor foi aplicado para todos os setores componentes deste estudo.

3.1.4 Taxa de atratividade (Benchmark-TIR)

A taxa de atratividade (TIR-Benchmark) foi definida em 15% a.a.. Ela foi utilizada no cálculo do *Break-Even Carbon Price* e foi um valor específico para o setor de cal.

3.1.5 Taxas de câmbio

Para as conversões entre real e dólar, o estudo adotou a cotação utilizada em comum por todos os setores estudados no projeto, fornecida pela coordenação técnica. Trata-se do valor médio de venda da moeda no ano de 2013, apresentado no Balanço Energético Nacional (BEN), correspondente a 2,16 R\$/US\$ (EPE, 2014).

Para as conversões entre euro e dólar, utilizadas especificamente no caso do CCS, foi calculada a média de venda da moeda, sendo 2,87 R\$/€, a partir de valores diários referentes ao ano de 2013 (COTAÇÕES, 2017). Em seguida, o valor foi dividido pela taxa de 2,16 R\$/US\$ para a obtenção do câmbio final de 1,33 US\$/€, utilizado nas análises.

Todos os resultados financeiros do estudo foram apresentados em dólar.

3.1.6 Produção de cal

O principal produto da calcinação das rochas carbonatadas cálcicas e cálcio-magnesianas é a cal virgem, também denominada cal viva ou cal ordinária. Outro tipo de cal é a cal hidratada, resultante da combinação química dos óxidos anidros da cal virgem com a água. De acordo com a origem da cal virgem, a mesma é classificada³ em cal hidratada calcítica, magnesiânica e dolomítica. A Tabela 6 apresenta a composição média da cal, considerando que na da cal hidratada estão presentes em média 21,3% de água (BRASIL, 2010; CETESB, 2013).

Tabela 6 – Composição da cal virgem e hidratada

	Composição	
	Cal virgem	Cal hidratada (com água)
Cal calcítica	100%	16%
Cal dolomítica	0%	24%
Cal magnesiânica	0%	39%
H ₂ O	0%	21,3%

Fonte: Adaptado de BRASIL (2010).

A estimativa da produção de cal no estado está diretamente relacionada ao consumo de cal hidratada, destinada à construção civil, que corresponde a 24% de todo o volume de cal produzido no Brasil (JOHN; PUNHAGUI; CINCO-TO, 2014). A participação relativa do estado na produção brasileira de cal é relativamente pequena, sendo em 2014, da ordem de 10% (846 mil t/ano) (ABPC, 2014). O estado não possui reservas minerais adequadas para a produção de cal calcítica para fins industriais. Neste sentido,

a expectativa da evolução do mercado é decrescente basicamente por dois motivos:

- Para a cal virgem ou industrial, assume-se a premissa que os volumes de produção atual irão se manter. Caso novos volumes de cal industrial sejam necessários, assume-se que serão comprados do Estado de Minas Gerais, que possui escala e a qualidade do produto demandada pelo mercado. Outro fator é que esta é uma indústria que depende de escala, e uma nova unidade para a cal industrial no Estado de São Paulo não teria as reservas minerais com a qualidade necessária; e
- Na cal hidratada, a tendência é que a argamassa virada em obra migre para a argamassa industrializada (argamassa pronta em saco). Outro fator, que também contribui para a redução no volume de cal hidratada, é a tendência de substituição da cal hidratada por produtos químicos denominados de incorporadores de ar.

As estimativas dos volumes de produção de cal no estado no período entre 2014 e 2030 foram realizadas pelo autor com base em informações históricas da ABPC (2014), tendências de mercado e informações primárias e protegidas por confidencialidades. A produção de cal segue apresentada na Tabela 7.

A produção total pela composição química é menor, pois está sendo excluída a parcela correspondente à água. No Gráfico 13, é apresentada a produção total por cal virgem e hidratada.

3.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Neste estudo, foram construídos um cenário de referência (CR) e um cenário de baixo carbono (CBC), onde foram consideradas medidas de mitigação.

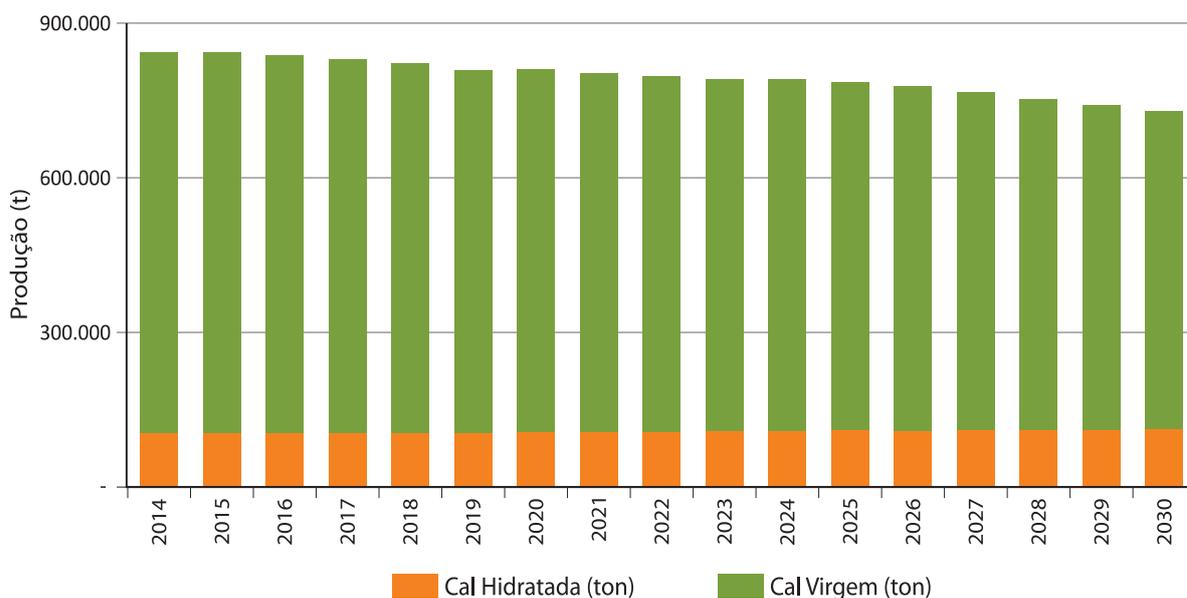
3. A rocha calcária é constituída de carbonato de cálcio (CaCO₃), que quando aquecida em fornos, produz a cal virgem (CaO) e CO₂. Entretanto, na matéria prima podem existir outros compostos como, por exemplo, o óxido de magnésio (MgCO₃) e a dolomita (CaCO₃.MgCO₃). A cal virgem é então classificada de acordo com o percentual de óxido de cálcio, sendo a cal virgem calcítica com CaO entre 100% e 90%, a cal Virgem Magnesiânica com teores intermediários entre 90% e 65% e a cal virgem dolomítica com óxido de cálcio, entre 65% e 58% do peso total (BRASIL, 2010; CETESB, 2013).

Tabela 7 – Estimativa da produção de cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

Ano	Tipo de cal por uso comercial		Total	Tipo de cal por composição química			Total (sem água)
	Cal virgem	Cal hidratada		Calcítica	Dolomítica	Magnesiana	
	(t)			(t)			
2014	104.500	742.350	846.850	221.346	175.269	292.115	688.730
2015	105.005	742.350	847.355	221.851	175.269	292.115	689.235
2016	105.515	734.927	840.442	221.192	173.516	289.194	683.902
2017	106.030	727.577	833.607	220.551	171.781	286.302	678.634
2018	106.551	720.301	826.852	219.926	170.063	283.439	673.428
2019	107.076	705.895	812.971	218.184	166.662	277.770	662.616
2020	107.607	705.895	813.502	218.715	166.662	277.770	663.147
2021	108.143	698.836	806.979	218.140	164.995	274.992	658.127
2022	108.684	691.848	800.532	217.581	163.345	272.242	653.168
2023	109.231	684.930	794.161	217.039	161.712	269.520	648.271
2024	109.783	684.930	794.713	217.591	161.712	269.520	648.823
2025	110.341	678.080	788.422	217.071	160.095	266.825	643.991
2026	110.905	671.300	782.204	216.567	158.494	264.156	639.217
2027	111.474	657.874	769.347	215.023	155.324	258.873	629.220
2028	112.048	644.716	756.765	213.527	152.217	253.696	619.440
2029	112.629	631.822	744.451	212.078	149.173	248.622	609.873
2030	113.215	619.185	732.401	210.675	146.190	243.649	600.514

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

Gráfico 13 – Estimativa da produção de cal no Estado de São Paulo de 2014 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABPC (2014).

Nota: 2013 é dado, demais anos são projeção.

O CR é a continuação do estado atual da indústria e o marco em relação ao qual uma mudança é medida. No caso do CR elaborado para este estudo, o mesmo corresponde a uma projeção em que o contexto se mantém igual em todos os aspectos dos CBC, exceto pela inclusão de tecnologias de mitigação à mudança do clima.

3.2.1 Tecnologias empregadas no cenário de referência

No estado, a tecnologia preponderante utilizada na produção de cal são os fornos do tipo Azbe. Trata-se de uma tecnologia de produção datada dos anos 60 e 70. Sua utilização aumentou na década de 80 impulsionada pela crise do petróleo, por poderem usar lenha como combustível (J. MENDO CONSULTORIA, 2009). Em SP há ainda alguns fornos de barranco, típicos de produtores muito pequenos e que possuem a flexibilidade de operar o forno de acordo com a demanda de cal do mercado. Estes fornos de barranco não possuem qualquer controle no processo de calcinação e das emissões inerentes ao processo. A tendência é que este tipo de forno deixe de existir num prazo de 5 a 10 anos.

Como tecnologia empregada no CR foram considerados os fornos Azbe. Estes fornos constituem-se de uma câmara vertical com 30 metros de altura e 6 metros de diâmetro (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTTO, 2014). O calcário é alimentado na parte superior, e em sua descida ele passa pelas zonas de pré-aquecimento, calcinação e resfriamento, saindo pela parte inferior do forno.

Existem diversos tipos de alimentação de combustível, sendo de gasogênios a mais comum no Estado de São Paulo (JOHN; PUNHAGUI; CINCOTO, 2014). Nestes fornos também há a possibilidade de utilização de lenha como combustível.

Entre suas vantagens estão o uso de ar de arrefecimento para combustão, menor gasto de

energia elétrica e relativo baixo custo de investimento.

Baseado em informações das empresas instaladas e das tecnologias disponíveis, a vida útil da planta pode ser estimada, por sua obsolescência tecnológica, em torno de 30 anos.

3.2.2 Consumo de energia elétrica no cenário de referência

Nos fornos Azbe o consumo estimado de energia elétrica foi de 32 kWh/t de cal. Este consumo foi estimado considerando a projeção de produção de cal apresentada na Tabela 7 e a utilização de 10 fornos Azbe. A Tabela 8 apresenta as estimativas do consumo de energia elétrica. Para as estimativas de emissões de GEE foi considerado o FE da eletricidade, apresentado na Tabela 1 e também as perdas de eletricidade na rede elétrica apresentada na Tabela 3, uma

Tabela 8 – Consumo de energia elétrica no cenário de referência

Ano	Consumo de energia elétrica
	(MWh)
2014	22.039
2015	22.056
2016	21.885
2017	21.716
2018	21.550
2019	21.204
2020	21.221
2021	21.060
2022	20.901
2023	20.745
2024	20.762
2025	20.608
2026	20.455
2027	20.135
2028	19.822
2029	19.516
2030	19.216

Fonte: Elaboração própria (2017) baseada em ABPC (2014).

vez que as emissões de GEE estão diretamente relacionadas, não à energia consumida pela indústria, mas à energia gerada nas usinas elétricas para o grid.

3.2.3 Consumo de energia térmica cenário de referência

Como em São Paulo o combustível utilizado para a calcinação é a lenha de reflorestamento, sua emissão de gás carbônico foi considerada nula, sendo esta uma boa escolha de combustível visando à mitigação de emissões de CO₂. Embora se tenha atribuído à lenha uma emissão nula de CO₂ no CR, considerando o emprego futuro de fornos mais eficientes, uma quantidade de lenha ficará disponível para substituir combustíveis fósseis em outro setor da economia. O combustível considerado para a realização das estimativas de substituição foi o coque de petróleo, implicando em uma redução que ocorrerá além do setor. Na Tabela 9 é apresentado o consumo de energia térmica da produção de cal no CR que foi estimado considerando a produção na Tabela 7 e no fator de consumo de energia de 6,28 GJ/t_{cal}⁴, conforme apresentado na seção 3.1.1.

3.2.4 Custos de investimento – Forno Azbe

Para a estimativa do Investimento (*Capital Expenditures* – CAPEX), apresentado na Tabela 10, foi realizada a suposição de uma produção diária de 400 toneladas, sendo esta produção escolhida para poder compará-la ao forno Maerz, que será considerado para o CBC.

Tabela 9 – Consumo de energia térmica no cenário de referência

Ano	Consumo de combustível
	(GJ)
2014	4.325.359
2015	4.328.530
2016	4.295.043
2017	4.261.954
2018	4.229.261
2019	4.161.359
2020	4.164.692
2021	4.133.170
2022	4.102.030
2023	4.071.270
2024	4.074.738
2025	4.044.389
2026	4.014.413
2027	3.951.629
2028	3.890.207
2029	3.830.122
2030	3.771.348

Fonte: Elaboração própria (2017) baseada em, MCT (ROSA, 2006), John, Punhagui e Cincotto (2014) e ABPC (2014).

Dessa forma, a partir da Tabela 10, o custo de investimento de uma planta com dois fornos Azbe foi estimado em aproximadamente US\$ 16.060.110, sendo 110 US\$/t_{cal} considerando uma produção máxima de até 146.000 toneladas ao ano, conforme a capacidade do forno de 400 t/dia.

Tabela 10 – CAPEX para uma planta com dois fornos Azbe utilizando lenha

Forno Azbe	
CAPEX do forno com gasogênio (US\$)	9.636.000
CAPEX do forno com gasogênio (US\$/tcal)	66,00
CAPEX de sistemas complementares (US\$)	6.424.000
CAPEX de sistemas complementares (US\$/tcal)	44,00
CAPEX TOTAL (US\$)	16.060.110

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Nota Capacidade do forno Azbe: 200 (t/dia).

3.2.5 Custos de operação

O custo operacional para o forno Azbe segue apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Cálculo do OPEX da cal virgem para o forno Azbe

Forno Azbe	(US\$/t _{cal})
TOTAL CURTO PRAZO	12,87
Calcário (posto no forno)	10,28
Materiais auxiliares	0,31
Serviços na operação	2,28
TOTAL MÉDIO PRAZO	8,33
Materiais de manutenção + fretes	2,78
Refratários	3,24
Serviços de manutenção	2,31
TOTAL CUSTOS FIXOS DIRETOS	8,60
Mão de obra	6,38
MO benefícios	0,00
Serviço de terceiros	0,83
Outros custos fixos	1,39
TOTAL CUSTOS DIRETOS	29,80
CUSTO CASH CAL VIRGEM SEM O CUSTO DO CAPEX	29,80

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Nota: Capacidade do forno Azbe: 200 (t/dia).

O custo operacional (OPEX) estimado para este tipo de forno foi 29,80 (US\$/t_{cal}).

3.2.6 Custos com hidratação

A Tabela 12 apresenta os custos para a hidratação de cal no estado. A cal hidratada contém 21,3% de água.

A cal hidratada contém 21,3% de água, portanto, considerando o OPEX da cal virgem de 29,80 US\$/t_{cal} conforme apresentado na Tabela 11, o custo relativo da cal virgem na base da cal hidratada é de 78,7%, ou 23,45 US\$/t_{cal}. O custo de hidratação é estimado em 19,19 US\$/t_{cal}, como mostra a Tabela 12, portanto o custo final da cal hidratada é de aproximadamente 42,65

Tabela 12 – Cálculo do custo de hidratação de cal no Estado de São Paulo

CUSTO HIDRATAÇÃO	(US\$/t _{cal})
TOTAL CURTO PRAZO	14,10
Embalagens	10,93
Materiais auxiliares	0,50
Energia elétrica (consumo)	2,26
Serviços na operação	0,41
TOTAL MÉDIO PRAZO	3,21
Materiais de manutenção	2,01
Serviço de manutenção	1,20
TOTAL CUSTOS FIXOS DIRETOS	1,89
Mão de obra	0,77
Mão de obra benefícios	0,02
Energia elétrica demanda	0,92
Serviços de terceiros	0,05
Outros custos fixos	0,13
TOTAL CUSTOS DIRETOS (sem depreciação)	19,20

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

US\$/t_{cal}. O custo da hidratação independe do processo de calcinação.

3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

O CBC considerou medidas para reduzir as emissões de GEE em relação ao CR.

3.3.1 Tecnologias empregadas no cenário de baixo carbono

O forno Maez empregando lenha como combustível foi empregado como tecnologia para o CBC e sua principal vantagem é a maior eficiência energética proporcionando um menor consumo de combustível, quando comparado a outros fornos, incluindo o forno Azbe empregado no CR. No entanto, apresenta um maior consumo de energia elétrica. O consumo no Maez para biomassa *in natura* foi de 50 kWh/t_{cal}, sendo 56% maior do que o consumo em Azbe. A vida útil destes fornos foi estimada em no mínimo 30 anos.

O forno Maerz para o emprego de biomassa torrificada necessita de ajustes na estrutura, ocasionando um custo, no entanto proporciona um menor consumo de energia térmica e elétrica quando comparado ao forno Maerz que utiliza lenha. O consumo no Maerz para biomassa *in natura* foi de 40 kWh/t_{cal}, sendo 25% maior do que o consumo em Azbe. A vida útil destes fornos também é estimada em aproximadamente 30 anos.

O *Carbon Capture and Storage* (CCS) foi proposto como uma tecnologia incremental para a redução das emissões do processo de produção. Esta tecnologia envolve a captura, transporte, injeção e contenção do CO₂ em estruturas geológicas. Sistemas de CCS comerciais em larga escala estão em desenvolvimento e sua aplicação é prevista para depois de 2030, porém este estudo analisou a possibilidade de implantá-lo dentro do período de análise, conforme pode ser visto no item 3.3.2. A expectativa de vida útil está entre 25 e 30 anos.

3.3.2 Cenário de penetração das tecnologias

O Cenário de Penetração representa a evolução de implantação das tecnologias de baixo carbono. Na Tabela 13, apresenta-se o cenário de substituição dos fornos de calcinação Azbe, pelos Maerz. Devido à diferença na capacidade típica de cada tipo de forno o número inicial de fornos difere do número final.

Os fornos Maerz são inseridos gradualmente no período, começando em 2019. A tecnologia de torrefação voltada para bioenergia está ainda em desenvolvimento, com pilotos bem sucedidos e os primeiros testes em escala

Tabela 13 – Cenário exploratório de penetração das tecnologias de baixo carbono

Ano	Fornos Azbe (CR)	Fornos Maerz (<i>in natura</i>)	Fornos Maerz (torrefação)	Fornos com CCS (1)
	(número de fornos)			
2014	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2015	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2016	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2017	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2018	10 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
2019	8 (80%)	1 (20%)	0 (0%)	0 (0%)
2020	8 (80%)	1 (20%)	0 (0%)	0 (0%)
2021	6 (60%)	2 (40%)	0 (0%)	0 (0%)
2022	6 (60%)	2 (40%)	0 (0%)	0 (0%)
2023	4 (40%)	3 (60%)	0 (0%)	0 (0%)
2024	4 (40%)	3 (60%)	0 (0%)	0 (0%)
2025	2 (20%)	4 (80%)	0 (0%)	6 (100%)
2026	2 (20%)	4 (80%)	0 (0%)	6 (100%)
2027	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2028	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2029	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)
2030	0 (0%)	4 (80%)	1 (20%)	5 (100%)

Fonte: Elaboração própria (2017).

Nota: Cada forno Maerz que utiliza lenha ou biomassa torrificada substitui 2 fornos Azbe em termos de capacidade.

(1) Por ser uma medida incremental, a penetração relativa do CCS atinge 100%, enquanto que os fornos Maerz dividem a participação em 80% e 20% em 2030.

comercial em andamento (KOPEJJAN et al., 2012). O último forno previsto para ser instalado em 2027 contará com esta tecnologia, prevenindo a viabilidade comercial até esta data.

A introdução do CCS está prevista para 2025, prevenindo o aumento da viabilidade e outros projetos similares no Brasil (KETZER et al., 2015). O CCS foi considerado uma medida incremental, relacionada à captura de CO₂ gerado pelo processo nos fornos.

3.3.3 Consumo de energia elétrica no cenário de baixo carbono

Este consumo foi estimado considerando a projeção de produção de cal apresentada na Tabela 7 e a utilização de tecnologias de BC conforme cenário de penetração na Tabela 13. A Tabela 14 apresenta as estimativas do consumo de energia elétrica. Para as estimativas de emissões de GEE foi considerado o FE da eletricidade e também as perdas de eletricidade na rede elétrica, uma vez que as emissões de GEE estão diretamente relacionadas, não à energia consumida pela indústria, mas à energia gerada nas usinas elétricas para o grid.

A substituição dos fornos Azbe por Maerz implica num aumento do consumo de eletricidade de 32% considerando o período de 2014 a 2030.

Tabela 14 – Energia elétrica no cenário de baixo carbono

Ano	Consumo de energia elétrica
	(MWh)
2014	22.039
2015	22.056
2016	21.885
2017	21.716
2018	21.550
2019	23.589
2020	23.608
2021	25.799
2022	25.604
2023	27.746
2024	27.770
2025	29.881
2026	29.660
2027	30.203
2028	29.733
2029	29.274
2030	28.825

Fonte: Elaboração própria (2017) baseada em ABPC (2014).

3.3.4 Consumo de energia térmica no cenário de baixo carbono

Como apresentado no Gráfico 6, em São Paulo o combustível utilizado para a calcinação é a lenha de reflorestamento, sua emissão de CO₂ foi considerada neutra (DONG et al., 2006). No entanto, o uso de fornos mais eficientes gerará um menor consumo de lenha e esta ficará disponível para suprir o consumo energético em algum outro setor da economia, que no caso deste estudo, servirá para suprir o uso de coque. Na Tabela 15, é apresentado o consumo de energia térmica da produção de cal no CBC que foi estimado considerando a produção na Tabela 7, o cenário de penetração na Tabela 13 e os fatores de consumo de energia térmica específicos de 3,85 GJ/t_{cal} e 3,60 GJ/t_{cal}, respectivamente, para Maerz com biomassa *in natura* e com biomassa torrificada.

Tabela 15 – Energia térmica no cenário de baixo carbono

Ano	Energia térmica
	(GJ)
2014	4.325.221
2015	4.328.392
2016	4.294.906
2017	4.261.818
2018	4.229.126
2019	3.839.441
2020	3.842.517
2021	3.493.827
2022	3.467.505
2023	3.126.683
2024	3.129.347
2025	2.793.299
2026	2.772.596
2027	2.392.053
2028	2.354.872
2029	2.318.501
2030	2.282.923

Fonte: Elaboração própria (2017) baseada em, MCT (ROSA, 2006), John, Punhagui e Cincotto (2014) e ABPC (2014).

Apesar da substituição de fornos Azbe por Maerz apresentar a desvantagem do aumento do consumo da eletricidade, o forno Maerz é mais eficiente proporcionando uma diminuição do consumo energético em 17,8% quando comparado ao CR a partir de 2019, início da implantação das tecnologias do CBC.

3.3.5 Custos da tecnologia de baixo carbono – Forno MAERZ

Nos fornos Maerz sua principal característica são duas torres cilíndricas ou retangulares interconectadas. O calcário é alimentado alternadamente em cada cilindro descendo pela zona de pré-aquecimento, através das lanças de combustível e, depois para a zona de calcinação e finalmente a zona de arrefecimento (GOMÉZ et al., 2006).

No primeiro período da etapa de produção, o combustível é injetado através das lanças no primeiro cilindro e queimado junto com o ar. O calor libertado é, em parte, absorvido pela calcinação de pedra calcária. O ar é soprado para dentro da base de cada cilindro para resfriar a cal. O ar de arrefecimento no primeiro cilindro, em conjunto com os gases de combustão e o dióxido de carbono gerado pela calcinação, passam através do eixo que o interliga com o segundo cilindro a uma temperatura de cerca de 1050°C e é utilizada para pré-aquecimento

da rocha do segundo cilindro. Após um período de 8 a 15 minutos, o fluxo é revertido (GOMÉZ et al., 2006).

A vida útil estimada é de no mínimo 30 anos conforme informação da Maerz – Thyssen Krupp. De qualquer forma há vários exemplos de fornos Maerz em operação no mundo, cuja vida útil já superou o período que é mencionado pelo fabricante como sendo de vida útil.

3.3.5.1 Custos de investimento – Forno Maerz

Para a estimativa do CAPEX, apresentado na Tabela 16, foi realizada a suposição de uma produção diária de 400 toneladas. O custo de investimento do forno Maerz sem torrefação é de US\$ 24,3 milhões, conforme mostra Tabela 16.

Tabela 16 – Custo de investimento de um forno Maerz utilizando biomassa *in natura* no Estado de São Paulo

Forno Maerz	(US\$)
Forno	3.137.705
Sistema de combustível	3.462.295
Sistemas complementares	17.666.000
CAPEX TOTAL	24.266.000

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Nota: Capacidade do forno Maerz: 400 (t/dia).

3.3.5.2 Custos de operação – Forno Maerz

O custo de operação de um forno Maerz utilizando lenha é de 34,19 US\$/t_{cal} virgem, conforme apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 – Custo de operação de um forno Maerz para cal virgem

Custo de operação cal virgem	(US\$/tcal)
TOTAL CURTO PRAZO	14,29
Calcário (posto no forno)	10,28
Materiais auxiliares	0,31
Serviços na operação	3,70
TOTAL MÉDIO PRAZO	9,26
Materiais de manutenção + fretes	2,78
Refratários	3,24
Serviços de manutenção	3,24
TOTAL CUSTOS FIXOS DIRETOS	10,64
Mão de obra	6,94
MO benefícios	0,00
Serviço de terceiros	1,39
Outros custos fixos	2,31
TOTAL CUSTOS DIRETOS	34,19

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Considerando as premissas de custos de hidratação da Tabela 12 e a fração correspondente à cal virgem, as mesmas utilizadas no CR, o custo da cal hidratada para a tecnologia de forno Maerz é de 46,11 US\$/t_{cal}.

3.3.6 Custos da tecnologia de baixo carbono – Forno MAERZ (empregando biomassa torrificada)

O objetivo da torrefação é tratar a biomassa a uma temperatura entre 225°C a 300°C em uma atmosfera inerte, ambiente livre de oxigênio (ZAKRI et al., 2013), produzindo um

combustível sólido com alta densidade de energia. O tempo de residência da biomassa no equipamento de torrefação varia de 10 minutos até 3 horas (KOLOKOLOVA et al., 2013).

O sólido resultante tem uma maior densidade de energia, armazenamento e manuseio melhores, e é mais facilmente moído em um combustível pulverizado (KOLOKOLOVA et al., 2013). O sistema quando implantado na planta é autógeno⁴ e pode diminuir o custo energético em até 60 kcal/kg.

Seu processo pode ser dividido em cinco partes: aquecimento inicial, pré-secagem, pós-secagem, torrefação e resfriamento (ZAKRI et al., 2013). A finalidade da primeira fase é apenas aumentar a temperatura da biomassa. A pré-secagem se inicia quando a umidade do material começa a evaporar. Na pós-secagem, parte do material começa a fase de transição para gases, diminuindo sua massa. A temperatura no final desse processo é de 200°C (ZAKRI et al., 2013). Na fase de torrefação, o processo atinge sua temperatura mais alta entre 225°C e 300°C (ZAKRI et al., 2013). Finalmente o material é resfriado e transportado ou armazenado.

Baseado nas empresas instaladas e tecnologias disponíveis, a vida útil da planta pode ser estimada por sua obsolescência tecnológica, em torno de 30 anos.

3.3.6.1 Custos de investimento – Forno Maerz (empregando biomassa torrificada)

Na Tabela 18 é apresentado o CAPEX de um forno Maerz utilizando biomassa torrificada.

Utilizando o forno Maerz com o sistema para biomassa torrificada seu custo de investimento aumenta em US\$ 3 milhões devido a mudanças no sistema de injeção de combustível,

4. É necessário se iniciar o processo de torrefação com uma fonte de energia externa como, por exemplo, gás natural, diesel, óleo, entre outros, até que os voláteis da madeira formem um ambiente onde ocorre uma queima de forma autógena.

Tabela 18 – Custo de investimento de um forno Maerz utilizando biomassa torrificada

Forno Maerz	(US\$)
Forno	3.137.705
Sistema de combustível	6.491.803
Sistemas complementares	17.666.000
CAPEX TOTAL	27.295.508

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Nota: Capacidade do forno Maerz: 400 (t/dia).

conforme Tabela 18. Segundo a tabela, há um aumento de 70% no custo de investimento comparado ao CR com forno Azbe, entretanto existe uma economia de combustível de 39%, o que se reflete diretamente nos custos anuais de energia térmica.

3.3.6.2 Custos de operação – Forno Maerz (empregando biomassa torrificada)

Na Tabela 19 é apresentado o OPEX de um forno Maerz com torrefação.

O custo de operação de um forno Maerz utilizando lenha, como biomassa torrificada, é de 35,12 US\$/t_{cal}, conforme a Tabela 19. Considerando as premissas de custos de hidratação da Tabela 12 e a fração correspondente à cal virgem, as mesmas utilizadas no CR, o custo da cal hidratada para a tecnologia de forno Maerz utilizando biomassa torrificada é de 46,84 US\$/t_{cal}.

Tabela 19 – Custo de operação de um forno Maerz com torrefação

CUSTO CASH CAL VIRGEM	(US\$/t _{cal})
TOTAL CURTO PRAZO	14,29
Calcário (posto no forno)	10,28
Materiais auxiliares	0,31
Serviços na operação	3,70
TOTAL MÉDIO PRAZO	9,72
Materiais de manutenção + fretes	2,78
Refratários	3,24
Serviços de manutenção	3,70
TOTAL CUSTOS FIXOS DIRETOS	11,11
Mão de obra	7,41
MO benefícios	0,00
Serviço de terceiros	1,39
Outros custos fixos	2,31
TOTAL CUSTOS DIRETOS	35,12

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidades.

3.3.7 Custos da tecnologia de baixo carbono – CCS

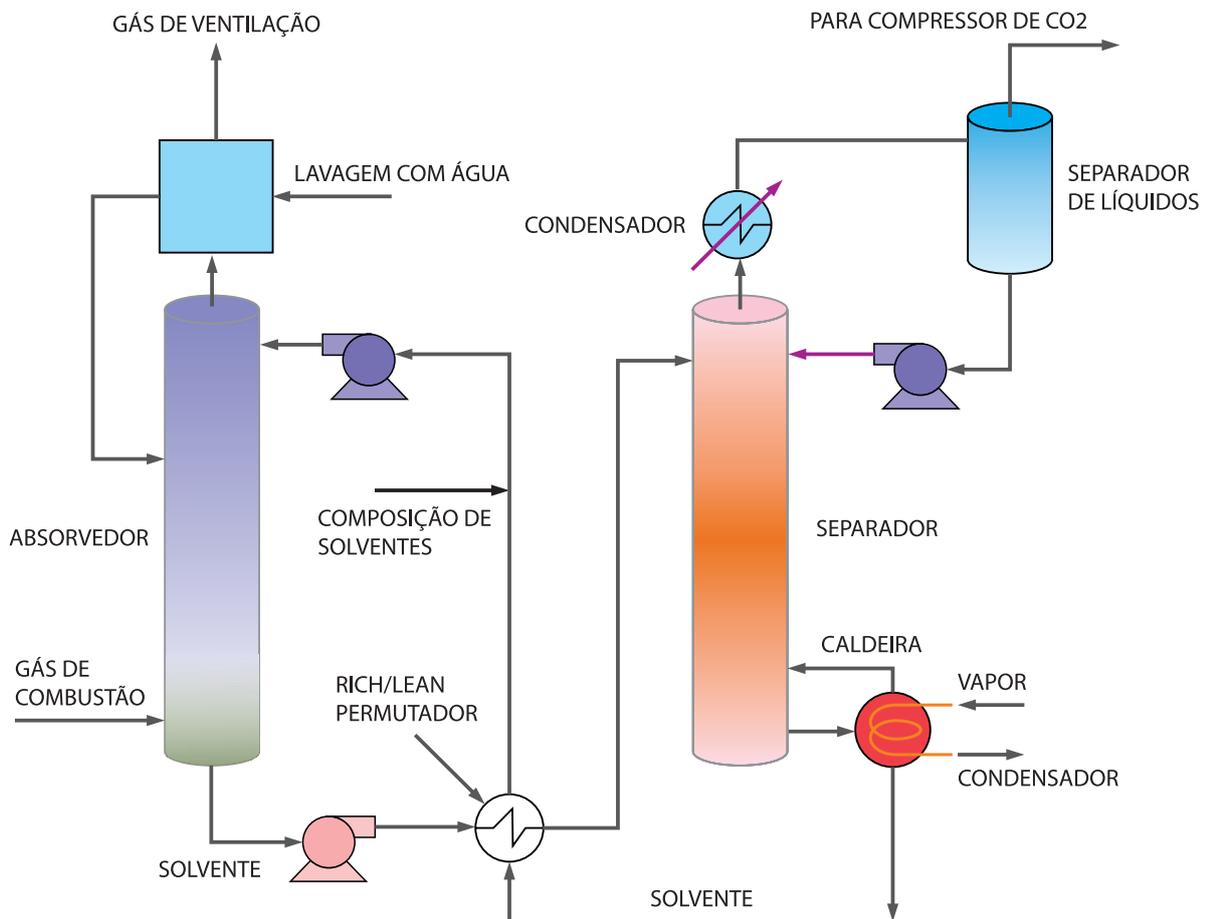
O CCS ainda é uma tecnologia de mitigação de alto custo e com poucas referências nacionais a respeito. A maioria dos projetos de CCS terá uma expectativa de vida útil entre 25 e 30 anos, com a possível obrigação de monitorar o local de armazenamento por 20–30 anos após a última injeção de CO₂ (VISIONGAIN, 2012).

A proposta de implantação de um sistema de CCS no setor de cal desconsiderou todos os

custos de transporte e armazenamento do carbono, pois se adotou a premissa de que tal infraestrutura não deve ser de responsabilidade unicamente do setor. Para a captura de CO₂ foi escolhido o processo de pós-combustão por absorção química utilizando MEA, ilustrado na Figura 7. Este processo consiste em (RAYNAL et al., 2011):

- a) secção de lavagem para pré-condicionar o gás de combustão;
- b) secção de absorção, operado à pressão ambiente e temperatura média, onde o CO₂ é separado do gás de combustão pelo solvente;
- c) uma segunda secção de lavagem, garantindo que o gás descarbonado não contenha nenhum poluente;
- d) a secção de regeneração, operado com uma pressão moderada e alta temperatura, onde o CO₂ é separado do solvente.
- e) a secção de compressão do CO₂ para transporte.

Figura 7 – Esquemática do processo de captura de carbono com MEA



Fonte: Beijing Jiaotong University e North China Electric Power University (2014).

3.3.7.1 Custos de investimento – CCS

A Tabela 20 apresenta o CAPEX de um sistema CCS com absorção por MEA.

Tabela 20 – CAPEX para uma um sistema de absorção química por MEA

Item	Capex
	(€/tCO ₂)
Stripper	4,68
Compressor	5,06
Absorber	5,74
Solvente	0,16
Torre de lavagem	2,19
Trocador de calor	2,02
Bombas	1,04
Ventilador	0,10
Outros	0,67
Total (€/tCO₂)	21,67
Total (US\$/tCO₂)	28,80

Fonte: Adaptado de Raynal et al. (2011).

O custo total de implantação é de US\$ 28,80⁵ por tonelada de CO₂ capturado. Este valor foi multiplicado pela massa total de CO₂ capturada no período de operação do sistema CCS, 2025 a 2030 (2,54 MtCO₂), resultando em um custo total de investimento de US\$ 73.086.274.

A captura de CO₂ ocorre sobre as emissões de processos no CR, de acordo com a Tabela 25. A captura se inicia a partir da implantação do sistema em 2025, de acordo com o cenário de penetração na Tabela 13. A eficiência de captura proposta foi de 80% (IPCC, 2005).

3.3.7.2 Custos de operação – CCS

A Tabela 21 apresenta o OPEX de um sistema CCS com absorção por MEA.

Considerando a soma de CAPEX e OPEX, o OPEX representa 71% do custo total por tonelada de carbono capturada. Isto se deve ao alto custo de operação do *Stripper* (separador) que representa 83% do OPEX, seguido do compressor, que representa 10% dos custos operacionais. O custo OPEX foi de 71,35 US\$/tCO₂ evitada.

Tabela 21 – OPEX para uma um sistema de absorção química por MEA

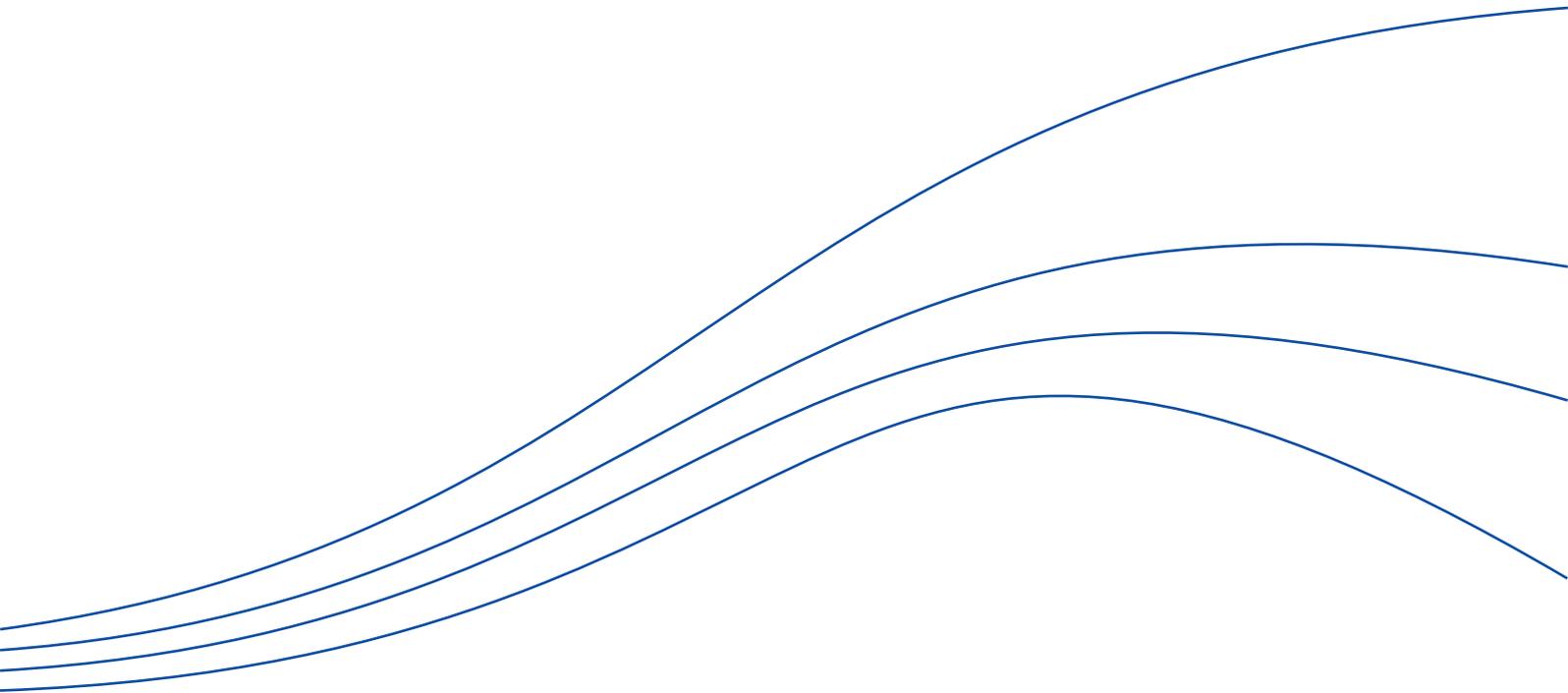
Item	Opex
	(€/tCO ₂)
Stripper	44,45
Compressor	5,12
Absorber	0,00
Solvente	2,44
Torre de lavagem	0,00
Trocador de calor	0,00
Bombas	0,43
Ventilador	0,98
Outros	0,26
Total (€/tCO₂)	53,68
Total (US\$/tCO₂)	71,35

Fonte: Adaptado de Raynal et al. (2011).

5. Considerando a taxa de 1,33 US\$/€ fornecida pela coordenação do projeto.



Resultados e discussão



Neste capítulo, serão apresentados os resultados do gráfico de redução das emissões (*Wedge Graph*) da curva MAC, e da curva de BECP geradas pela MACTool.

A partir da aplicação das tecnologias BC foi possível alcançar uma redução de 3,7 milhões de toneladas de CO₂, 39,7% em relação às emissões do CR na indústria de cal até o ano de 2030. Esta redução tem participação predominante da tecnologia CCS com 67,5% do total das emissões evitadas, apesar de este só ser introduzido no CBC no ano de 2025.

Neste estudo, as emissões foram classificadas em emissões de processo, emissões de combustível e emissões de energia elétrica. As emissões de processo são relacionadas ao processo de descarbonatação do calcário, as emissões de combustível⁶ são relacionadas ao uso da lenha como fonte de energia térmica, especificamente o seu efeito quando deslocado para outros setores que utilizam coque de petróleo, ocasionando uma redução de emissões além do setor. Neste estudo também foram abordadas as emissões da energia elétrica consumida pelo processo produtivo.

Em relação aos resultados econômicos, todas as tecnologias de BC analisadas apresentaram MAC e BECP positivos. No caso do CCS, trata-se de uma tecnologia incremental que só agrega custos à estrutura industrial existente. No caso dos fornos Maerz, o resultado econômico do projeto de eficiência energética foi inferior ao aumento dos custos de CAPEX e OPEX das tecnologias BC.

4.1 COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E DE BAIXO CARBONO

A substituição dos fornos Azbe por Maerz implica num aumento das emissões de 13 mil toneladas de CO₂ entre 2014 e 2030 devido ao

maior consumo de energia elétrica. Em contrapartida, a eficiência térmica dos fornos Maerz com biomassa *in natura* e torrificada causam uma redução indireta pelo deslocamento da lenha para outros setores de 1.237 mil toneladas de CO₂ de 2014 a 2030. Esta redução é 92 vezes maior do que o aumento de emissão causado pelo consumo de eletricidade.

Apesar do seu alto custo, quase duas vezes maior do que o custo de implementação dos fornos Maerz, e implementação tardia, o CCS é a maior contribuição para a mitigação das emissões de carbono na produção de cal, atua sobre as emissões de processo, e representa 67,5% das emissões evitadas até 2030.

4.1.1 Consumo Energético

O forno Maerz para biomassa *in natura* utiliza 50 kWh/t_{cal} por tonelada de cal virgem, já o forno Maerz para biomassa torrificada utiliza 40 kWh/t_{cal}⁴ por tonelada de cal virgem, enquanto o forno Azbe utiliza 32 kWh/t_{cal}⁴. Isso gera um aumento de consumo de energia elétrica e, por conseguinte, emissões de CO₂. Em compensação, o Maerz utiliza apenas 3,85 GJ/t_{cal}⁴ no processo de calcinação enquanto o forno Azbe requer 6,28 GJ/t_{cal}⁴. Se utilizado o processo de torrefação o consumo do forno Maerz decresce para 3,60 GJ/t_{cal}⁴. Na Tabela 22, é possível acompanhar a evolução do consumo de energia térmica e elétrica em ambos os cenários.

Considerando o período de 2014 a 2030, o CBC apresenta um consumo de energia elétrica superior ao CR em 24%. No entanto, em relação ao consumo de energia térmica em decorrência da queima de combustível, o CR apresenta um consumo 21% maior.

6. A emissão da lenha foi considerada nula, porém, ao serem empregados fornos mais eficientes, uma quantidade de lenha ficará disponível para substituir combustíveis fósseis em algum outro setor. O combustível considerado para a realização das estimativas foi o coque de petróleo que é consumido em diversos processos industriais.

Tabela 22 – Comparação do consumo energético entre os cenários exploratórios de referência e baixo carbono

Ano	CR elétrica	CR térmico	BC elétrica	BC térmico
	(MWh)	(GJ)	(MWh)	(GJ)
2014	22.039	4.325.359	22.039	4.325.359
2015	22.056	4.328.530	22.056	4.328.530
2016	21.885	4.295.043	21.885	4.295.043
2017	21.716	4.261.954	21.716	4.261.954
2018	21.550	4.229.261	21.550	4.229.261
2019	21.204	4.161.359	23.589	3.839.547
2020	21.221	4.164.692	23.608	3.842.623
2021	21.060	4.133.170	25.799	3.493.906
2022	20.901	4.102.030	25.604	3.467.583
2023	20.745	4.071.270	27.746	3.126.735
2024	20.762	4.074.738	27.770	3.129.399
2025	20.608	4.044.389	29.881	2.793.325
2026	20.455	4.014.413	29.660	2.772.621
2027	20.135	3.951.629	30.203	2.392.053
2028	19.822	3.890.207	29.733	2.354.872
2029	19.516	3.830.122	29.274	2.318.501
2030	19.216	3.771.348	28.825	2.282.923

Fonte: Elaboração própria (2017), baseada em ABPC (2014); MCT (ROSA, 2006); John, Punhagui e Cincotto (2014); e ABPC (2014).

4.1.2 Emissões Energia

Considerando a tecnologia do CR, o emprego de fornos Azbe, realizou-se a estimativa de emissões provenientes do consumo de energia elétrica e térmica. A Tabela 23 apresenta as estimativas de emissões de GEE por eletricidade considerando o FE na Tabela 1, a energia consumida e as perdas na rede de distribuição na Tabela 3, conforme apresentada na Tabela 8.

No Estado de São Paulo, o combustível utilizado para a calcinação é a lenha de reflorestamento e sua emissão de CO₂ foi considerada nula (DONG et al., 2006), sendo que esta já uma boa escolha de combustível visando à mitigação de emissões de CO₂. Na Tabela 9, são apresentadas as emissões de GEE considerando a lenha e o coque de petróleo, que foram adotados

Tabela 23 – Emissão de CO₂ por consumo de energia no cenário de referência

Ano	Emissão energia elétrica	Emissão lenha	Emissão coque (1)
	(tCO ₂)		
2014	3.494	0	431.779
2015	3.492	0	432.096
2016	3.461	0	428.753
2017	3.430	0	425.450
2018	3.399	0	422.186
2019	3.340	0	415.408
2020	3.339	0	415.740
2021	3.310	0	412.594
2022	3.281	0	409.485
2023	3.252	0	406.415
2024	3.251	0	406.761
2025	3.223	0	403.731
2026	3.195	0	400.739
2027	3.141	0	394.471
2028	3.089	0	388.340
2029	3.037	0	382.342
2030	2.987	0	376.475

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Paralelo às emissões do consumo de lenha foi realizada uma estimativa, considerando a mesma quantidade de energia consumida na Tabela 9 referente à lenha mas utilizando o FE do coque, para que desta forma se obtivesse a emissão correspondente ao uso de coque em um outro setor da economia, o qual, de acordo com o estudo, parte seria substituído pelo uso da lenha no CBC gerando uma redução de emissão além do setor de cal.

como o combustíveis deslocados para outro setor no CBC. A Tabela 23 apresenta as estimativas de emissões considerando o FE na Tabela 1.

As emissões de energia no CR decrescem principalmente devido à diminuição da produção. A emissão real de energia do setor foi somente relativa à eletricidade. A emissão relativa ao consumo de coque foi utilizada para determinar o potencial de mitigação dos fornos Maerz no CBC, mitigação que poderá ocorrer em outro setor em decorrência da disponibilidade de lenha, ocasionada pelo uso de um forno mais eficiente.

Considerando a tecnologia do CBC, emprego de fornos Maerz, foram estimadas as emissões provenientes do consumo de energia

elétrica e térmica. A implantação do forno Maerz aumenta diretamente a emissão de CO₂ devido ao maior consumo de energia elétrica, mas é mais eficiente em relação ao consumo de combustível, sendo a mesma estimada na Tabela 24, considerando os dados de consumo da Tabela 14, Tabela 15 e FE na Tabela 1.

Tabela 24 – Emissão de CO₂ por consumo de energia no cenário de baixo carbono

Ano	Emissão elétrica	Emissão lenha	Emissão coque
	(tCO ₂)		
2014	3.494	0	431.779
2015	3.492	0	432.096
2016	3.461	0	428.753
2017	3.430	0	425.450
2018	3.399	0	422.186
2019	3.716	0	383.283
2020	3.715	0	383.590
2021	4.054	0	348.779
2022	4.019	0	346.151
2023	4.350	0	312.126
2024	4.348	0	312.392
2025	4.673	0	278.844
2026	4.633	0	276.777
2027	4.712	0	238.787
2028	4.633	0	235.075
2029	4.556	0	231.444
2030	4.481	0	227.893

Fonte: Elaboração própria (2017) baseada em, MCT (ROSA, 2006), John, Punhagui e Cincotto (2014) e ABPC (2014).

O forno Maerz indiretamente desloca biomassa para outros setores que ainda utilizam fontes de energia fóssil. Considerando o combustível deslocado como sendo coque de petróleo, a mitigação de dióxido de carbono pela substituição dos fornos Maerz foi de 1.237.360 tCO₂ no período de 2014 a 2030, representando uma diminuição de 17,8%.

Considerando o período de 2014 a 2030, em decorrência do perfil estimado para o consumo, o CBC apresenta emissões decorrentes do consumo de energia elétrica superior ao CR em

24%, sendo de 13.445tCO₂. Dessa forma observa-se que a emissão pelo aumento do consumo de eletricidade proveniente da troca dos fornos representa 1% das emissões evitadas pelo consumo mais eficiente de combustível.

4.1.3 Emissões geradas pelo processo de calcinação

As emissões de processo na produção de cal no estado, a princípio, irão decrescer no período 2013 a 2030, mesmo num cenário de economia aquecida, já que os fundamentos que levam ao decréscimo do consumo não estão ligados a fatores econômicos, mas sim a um processo de substituição de seu consumo na construção civil por uso de novas tecnologias de mercado.

A Tabela 25 apresenta a estimativa das emissões de CO₂ relacionadas ao processo de 2014 a 2030. A estimativa foi realizada considerando os dados de produção apresentados

Tabela 25 – Estimativa das emissões de processo no cenário de referência

Ano	Calcítica	Dolomítica	Magnesianas	Total
	(tCO ₂)			
2014	177.077	158.268	249.466	584.810
2015	177.481	158.268	249.466	585.214
2016	176.954	156.685	246.971	580.610
2017	176.441	155.118	244.502	576.061
2018	175.941	153.567	242.057	571.564
2019	174.547	150.496	237.215	562.258
2020	174.972	150.496	237.215	562.683
2021	174.512	148.991	234.843	558.346
2022	174.065	147.501	232.495	554.061
2023	173.631	146.026	230.170	549.827
2024	174.073	146.026	230.170	550.269
2025	173.657	144.566	227.868	546.091
2026	173.254	143.120	225.590	541.963
2027	172.018	140.258	221.078	533.354
2028	170.821	137.452	216.656	524.930
2029	169.662	134.703	212.323	516.689
2030	168.540	132.009	208.077	508.626

Fonte: Elaboração própria (2017).

na Tabela 7 e FE na Tabela 4. A redução anual média de 0,8% das emissões ocorre apenas pela diminuição da produção. Esta fonte de emissão é irreduzível com mudanças de tecnologias de produção, já que é inerente ao processo químico, podendo ser reduzidas pelo processo de captura e armazenamento de carbono (CCS).

No CBC, a redução das emissões de processo ocorre devido ao emprego da tecnologia de CCS prevista a partir de 2025. O emprego desta tecnologia ocasionaria uma redução de aproximadamente 80% nas emissões. Na Tabela 26 encontram-se os resultados das emissões de processo do CBC.

Tabela 26 – Emissão de processo no cenário de baixo carbono

Ano	Emissão de processo
	(tCO ₂)
2014	584.810
2015	585.214
2016	580.610
2017	576.061
2018	571.564
2019	562.258
2020	562.683
2021	558.346
2022	554.061
2023	549.827
2024	550.269
2025	109.218
2026	108.393
2027	106.671
2028	104.986
2029	103.338
2030	101.725

Fonte: Elaboração própria (2017).

O estudo de possibilidade de implantação do CCS, considerando o cenário de penetração, se dá a partir de 2025 e dessa forma, as emissões de processo de calcinação diminuiriam drasticamente para 20% a partir de 2025, como é observado na Tabela 26. O emprego do CCS foi a única possibilidade de redução nos processos da indústria para este estudo.

As emissões de processo apresentaram uma redução 2,5 milhões de tCO₂ no CBC no período de 2014 a 2030, representando 27% em relação ao CR.

4.2 EMISSÕES EVITADAS EM GRÁFICO DE CUNHA (WEDGE GRAPHS)

A Tabela 27 e Gráfico 14 apresentam as estimativas de emissões evitadas no cenário BC no período de 2014 a 2030. A tecnologia de CCS, representa uma redução de 26,8% das emissões totais de CO₂ no CR de 2014 a 2030, causando o maior impacto no cenário de BC. A troca de fornos Azbe por fornos Maerz com biomassa *in natura* e torrificada, apesar do início de penetração ser em 2019, no total, representa uma redução de apenas 12,9% da emissão do CR no mesmo período, sendo que o excedente de mitigação, correspondente a 2,1%, é referente ao deslocamento de lenha para outros setores e, necessariamente, empregando a tecnologia de captura e armazenamento, o CCS. Entre 2025 e 2030, o setor de cal estaria zerando suas emissões de CO₂ e disponibilizando uma quantidade de mitigação de 195 mil tCO₂ para outros setores.

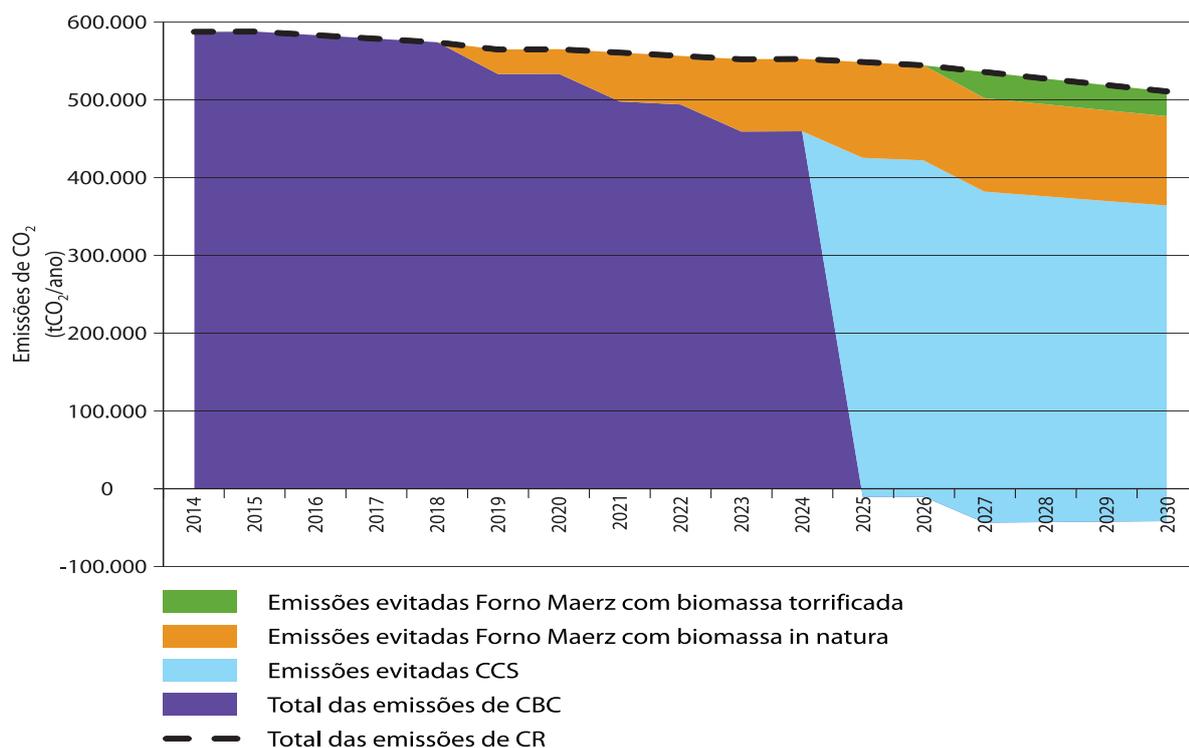
No Gráfico 14 é possível verificar a contribuição de cada tecnologia para a mitigação.

Tabela 27 – Emissões evitadas pelas tecnologias de baixo carbono

Ano	CCS	Forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	Forno Maerz com biomassa torrificada	Total das emissões do CBC	Total das emissões do CR
	(tCO ₂)				
2014	—	—	—	588.304	588.304
2015	—	—	—	588.707	588.707
2016	—	—	—	584.071	584.071
2017	—	—	—	579.490	579.490
2018	—	—	—	574.963	574.963
2019	—	31.749	—	533.850	565.599
2020	—	31.775	—	534.247	566.022
2021	—	63.070	—	498.586	561.655
2022	—	62.596	—	494.746	557.341
2023	—	93.191	—	459.889	553.079
2024	—	93.271	—	460.249	553.520
2025	436.873	123.437	—	-10.996	549.314
2026	433.571	122.524	—	-10.936	545.158
2027	426.683	120.610	33.504	-44.302	536.495
2028	419.944	118.737	32.984	-43.646	528.019
2029	413.351	116.904	32.475	-43.004	519.726
2030	406.901	115.112	31.976	-42.376	511.613

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 14 – Emissões evitadas pelas tecnologias de baixo carbono



Fonte: Elaboração própria (2017).

4.3 CURVA DE CUSTO MARGINAL DE ABATIMENTO (MAC)

A Tabela 28 apresenta resultados das oportunidades de mitigação na área de processo e combustível.

Tabela 28 – Custo marginal de abatimento e potencial de emissões evitadas

Sector	Atividade	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)	Emissões evitadas 2014–2030 (MtCO ₂)
Combustível	Maerz com Torrefação	12	0,13
Combustível	Maerz com biomassa <i>in natura</i>	17	1,09
Processo	CCS	29 (1)	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) O valor de 29 US\$/tCO₂ desconsidera os custos de transporte e armazenamento.

A mitigação no processo de calcinação, adotado CCS, é duas vezes maior que o efeito do deslocamento da lenha para outros setores, porém seu custo é mais elevado.

A emissão evitada do forno Maerz que utiliza biomassa torreficada é menor em decorrência

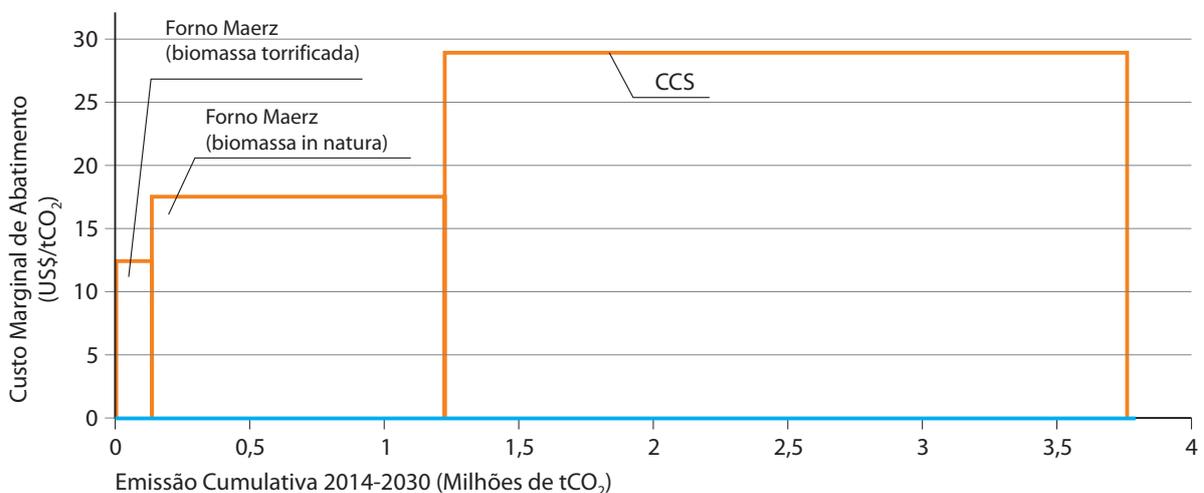
da alocação do cenário de penetração, que inclui apenas um forno deste tipo, enquanto que o forno Maerz que utiliza biomassa *in natura* possui quatro fornos propostos. O MAC da biomassa torreficada também foi menor que o MAC da *in natura*, isto pode ser explicado pelo menor consumo de energia térmica e elétrica da biomassa torreficada, que implica em um menor custo de energia, quando comparado à alternativa.

O Gráfico 15 apresenta a curva MAC para o setor de cal.

Para cada tonelada de CO₂ evitada através do deslocamento do coque de petróleo, os custos de abatimento são de US\$ 12 e US\$ 17 para fornos Maerz com e sem torrefação, respectivamente. Ressalta-se que a economia referente à eficiência energética dos fornos Maerz amortizou grande parte do custo total, resultado da soma de CAPEX, OPEX e custo de energia. Em um cenário onde os preços da lenha forem maiores do que os considerados no presente estudo, os MAC dos fornos Maerz seriam menores do que os apresentados aqui, ou até possivelmente negativos.

Até o ano de 2030, a indústria de cal gastaria a mais: 19 milhões de dólares com a

Gráfico 15 – Curva de custo marginal de abatimento para o setor de cal



Fonte: Elaboração própria (2017).

implantação do forno Maerz com biomassa *in natura*; 1,6 milhão de dólares com a implantação do forno Maerz com biomassa torreficada; e 73,6 milhões de dólares com a implantação do CCS.

4.4 PREÇO DE EQUILÍBRIO DE CARBONO (BREAK EVEN CARBON PRICE)

A Tabela 29 apresenta o BECP para cada oportunidade de mitigação. O Gráfico 16 mostra a curva de BECP e o potencial de mitigação para

cada medida considerada, o mesmo valor da curva MAC.

Considerando que o produtor de cal deseja uma TIR de 15%, seria necessário que ele receba 93, 94 e 98 dólares pela venda da tonelada de CO₂ para que se tornem atrativas as tecnologias de forno Maerz com torrefação, forno Maerz com biomassa *in natura* e CCS, respectivamente.

O Gráfico 16 apresenta a curva de BECP para o setor de cal.

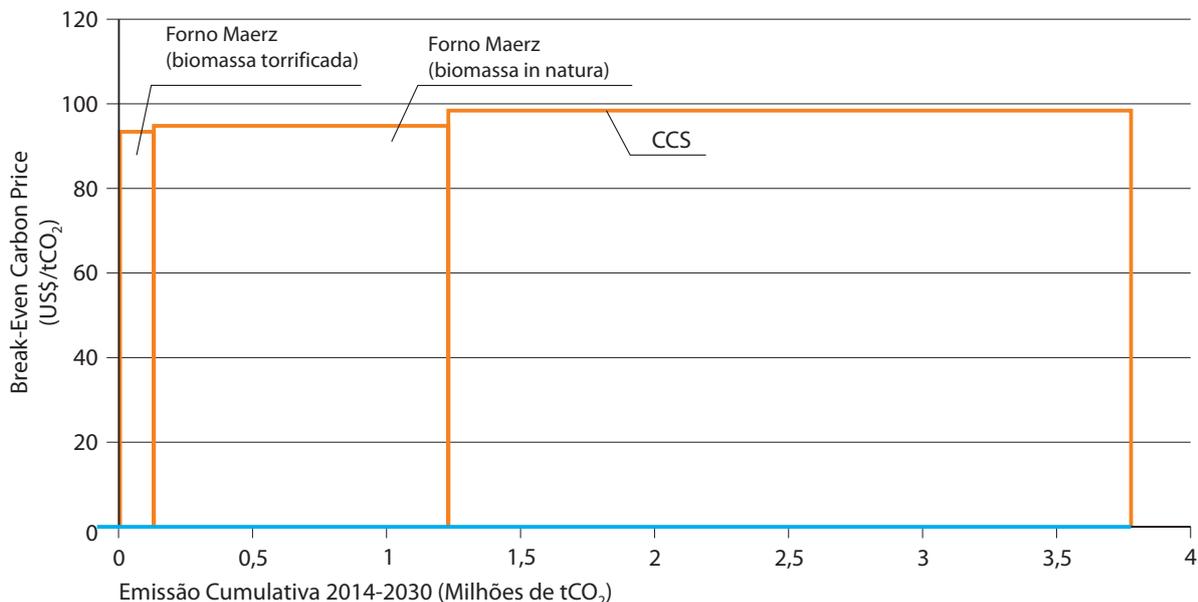
Para o BECP, a ordem das medidas em relação ao custo não foi alterada em comparação com o MAC. No entanto, a ordem de grandeza aumentou, em decorrência da taxa de atratividade ser maior do que a taxa de desconto. Observa-se também que a diferença dos custos entre as três alternativas de mitigação diminuiu, fato que se deve principalmente à maior sensibilidade das tecnologias que empregam os fornos Maerz, pois, dentro do custo total, o CAPEX é maior quando comparado aos custos de CCS, que apresenta como maior custo o OPEX. Dessa forma, ao considerar a taxa de atratividade, a mesma incide sobre o CAPEX, conferindo uma maior elevação nos custos dos fornos.

Tabela 29 – Break-Even Carbon Price

Setor	Atividade	Break-Even Carbon Price (BECP)	Emissões evitadas 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)	(MtCO ₂)
Combustível	Forno Maerz com torrefação	93	0,13
Combustível	Forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	94	1,09
Processo	CCS	98	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

Gráfico 16 – Curva de Break-Even Carbon Price para o setor da cal



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em informações primárias e protegidas por confidencialidade.

4.5 PERSPECTIVAS SOBRE O CARBON CAPTURE AND STORAGE

No Brasil, ainda não existem pesquisas que levantem dados primários sobre a implantação do CCS. Os poucos estudos nacionais sobre esta tecnologia, como o presente estudo, trabalham em cima de dados (já manipulados) de literatura estrangeira, sobretudo Europa e Ásia.

Como já visto no item 3.3.7, o nível de desenvolvimento do sistema CCS varia muito conforme região, à própria tecnologia e ao tipo de atividade a qual ele é aplicado. Portanto, os custos da aplicação da tecnologia serão grandemente variáveis pela dependência de diversos fatores (tipo de unidade fabril, tempo de operação, etc.). Segundo o programa de pesquisa e desenvolvimento sobre GEE da *International Energy Agency Greenhouse Gas* (IEAGHG, 2013), o custo da emissão evitada pela tecnologia de pós-combustão encontra-se na faixa de 65–110 €/tCO₂, o que concorda com a soma de CAPEX e OPEX dispostos pela referência adotada neste estudo (RAYNAL et al., 2011), e isto é somente

considerando a etapa de captura, uma das três etapas básicas da tecnologia.

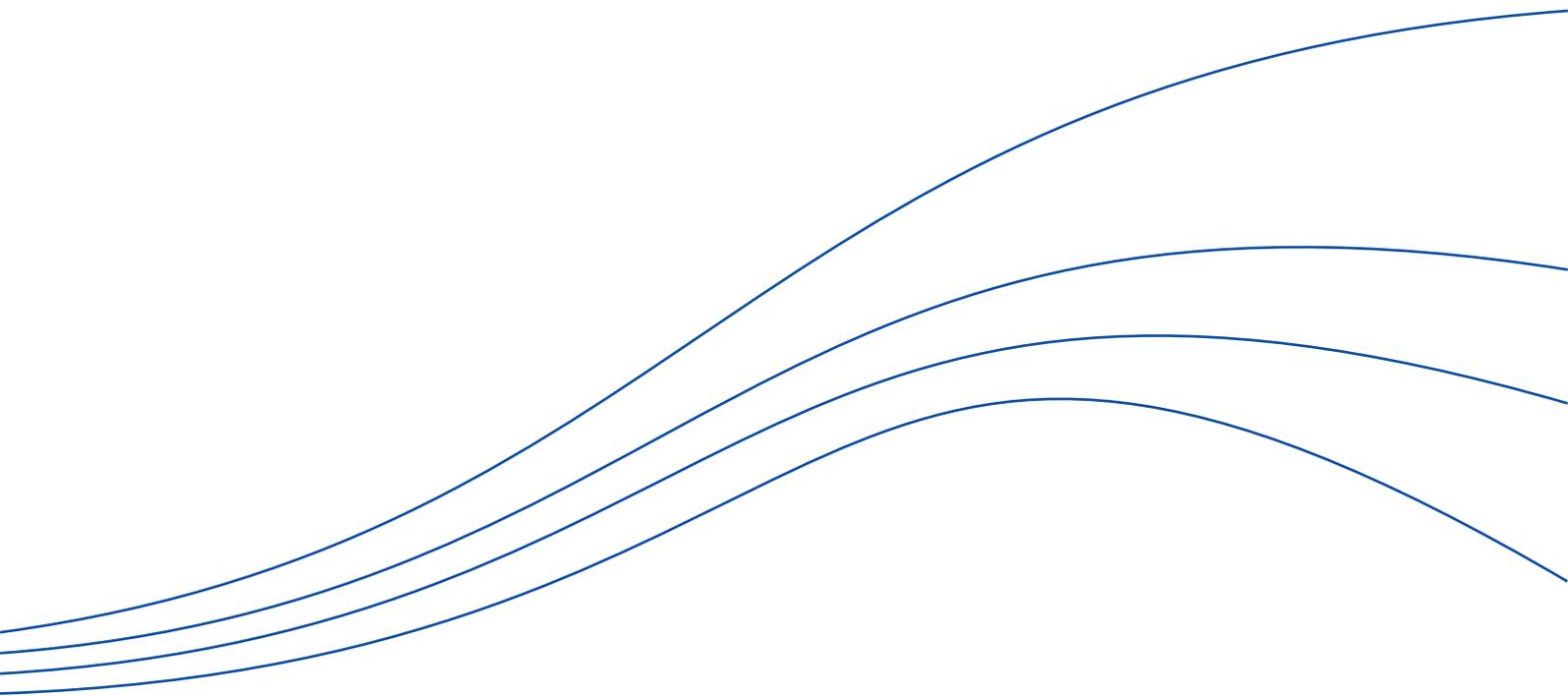
Os custos de transporte e armazenamento requerem uma modelagem complexa que exigem dados locais, como a distância entre as plantas industriais onde estão instalados os sistemas de captura e os poços/bacias sedimentares onde o CO₂ será armazenado, e também as características geológicas das mesmas. Dois estudos que podem ser citados a respeito de modelos de custo de transporte são os de MCcoy e Rubin (2005) e Knoope, Ramíres e Faaij (2013). Para exemplificar, no caso da indústria do cimento, observa-se que cada 10 €/tCO₂ atribuídos ao armazenamento aumentariam o custo da produção em 5 euros por tonelada de cimento, para a tecnologia de oxi-combustão (IEAGHG, 2013).

Conforme o modelo de implementação de um projeto a ser adotado, estes custos não necessariamente serão absorvidos integralmente pela unidade produtora, sendo necessária a presença de incentivos fiscais e adequação às questões legais.





Conclusão



No CR, o setor de cal contribuirá com uma redução de 76,7 mil t de CO₂ no ano de 2030 comparativamente a 2014. Neste cenário as emissões são decrescentes devido a uma redução na demanda de cal hidratada até 2030 em decorrência de produtos substitutos, representando uma diminuição nas emissões de CO₂ de 12,8% sobre as emissões de 2013, ano base do estudo. A produção física reduzirá de 846 mil t/ano para 732,4 mil t/ano, que representa uma redução na produção de 13,5% entre 2014 e 2030 num cenário normal de crescimento do PIB da construção civil e industrial.

Todas as três tecnologias levantadas apresentaram MAC e BECP positivos, pois, no caso dos fornos, os custos de investimento e de operação dos fornos Maerz são maiores que os fornos Azbe. Já no caso do CCS, tem-se uma tecnologia incremental que só agrega custos à estrutura industrial já existente.

No processo de produção de cal, aproximadamente 68% das emissões de CO₂ estão relacionadas ao processo em si (99,4% no caso de São Paulo), ou seja, as emissões de processo só serão eliminadas pela interrupção na produção de cal, ou através do mecanismo de captura como CCS ou CCU, que ainda se encontram em estágio embrionário. O maior problema inerente à adoção destas tecnologias é o seu custo de implantação. Pelas análises elaboradas neste projeto, cujas informações de investimento e operação são bastante escassas, o investimento nesta tecnologia é quase o dobro do investimento de uma unidade de produção de cal já utilizando os fornos Maerz que são mais eficientes no seu consumo térmico. O custo para implantação da tecnologia CCS ou CCU não é coerente com o custo que agrega no produto final (cal hidratada), que no caso do Estado de São Paulo, destina-se basicamente a construção civil, onde é um insumo para a produção de argamassas (assentamento e revestimento interno ou externo). O MAC de 29 US\$/tCO₂ para CCS, apesar de

ser o maior das tecnologias analisadas, é um valor subestimado devido as barreiras impostas ao estudo. Várias fontes internacionais apontam para valores acima de 70 US\$/tCO₂, como Barker et al. (2009) e IEAGHG (2013).

As outras tecnologias relacionadas às mitigações de GEE nesta indústria, aproximadamente 30% das emissões remanescentes (0,6% no caso de São Paulo), estão relacionadas à adoção de tecnologias que endereçam a melhor eficiência energética (troca de fornos) ou deslocamento de combustíveis que tenham um menor nível de carbono (substituição de coque de petróleo por gás natural ou por lenha ou deslocamentos que podem ser gerados em outros setores). No CBC, as tecnologias relacionadas ao tipo de forno, substituição dos fornos Azbe por Maerz, implicam num aumento das emissões devido ao maior consumo de energia elétrica, totalizando 1.494 toneladas de CO₂ em 2030 a mais em relação ao CR. Em contrapartida, a eficiência térmica dos fornos Maerz com biomassa *in natura* e torrefeita causa uma redução indireta pelo deslocamento da lenha para outros setores de 148.582 toneladas de CO₂, 99 vezes maior do que o aumento causado pelo consumo de eletricidade em 2030. O MAC de US\$ 12 para biomassa torreficada e US\$ 17 para biomassa *in natura* foi determinado pelo balanço entre CAPEX e OPEX (custo incremental positivo) e energia (custo incremental negativo). O MAC pode variar em um cenário onde os custos da energia forem diferentes dos adotados no estudo, sendo o preço da lenha a variável de maior peso do que o preço da eletricidade.

Através da metodologia MAC, conclui-se que é possível alcançar uma redução de 3.761 mil toneladas de CO₂, o que representa 40% das emissões do CR da indústria de cal até o ano de 2030, com o investimento total de US\$ 94,2 milhões. Esta redução tem participação predominante da tecnologia CCS (67,5% do total das emissões evitadas), apesar de este

só ser introduzido no cenário de baixo carbono no ano de 2025.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA POLÍTICAS DE MEIO AMBIENTE

Pelo cenário de volumes estimados, a tendência no Estado de São Paulo, é de que, até 2030, as emissões sejam decrescentes. Face a este cenário, a substituição dos ativos ou fornos atuais por outros mais eficientes não é algo a ser considerado como a tendência natural, já que a produção de cal para construção civil também tem a ameaça através da substituição do produto por aditivos químicos, fator este que desestimula o investimento.

Caso o estado adote uma política específica voltada à mitigação de GEE, no caso da indústria de cal, a mesma seria mais eficaz através de mecanismos fiscais ou de desoneração de impostos relacionados a investimentos ou linhas de crédito subsidiadas, a fim de incentivar os produtores a substituir os ativos atuais por ativos mais eficientes energeticamente.

Por fim, o alcance pretendido por iniciativa patrocinada pelo Banco Interamericano de

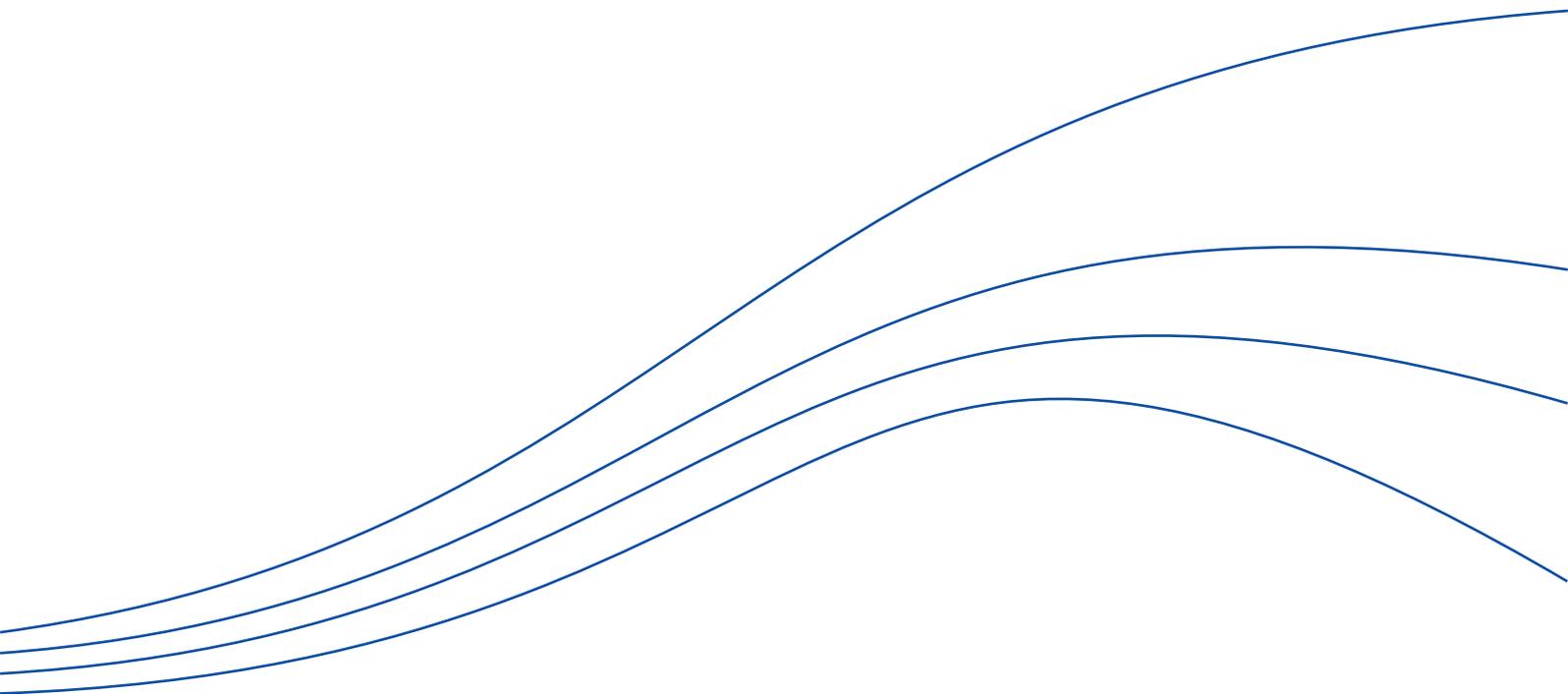
Desenvolvimento (BID) é de ter informações fidedignas e estruturadas, através do software MACTool, trazendo contribuições ao governo do Estado de São Paulo para:

- a) Articular estratégias de médio e longo prazos para a harmonização com a PEMC para reduzir a intensidade de carbono associada ao desenvolvimento do Estado *sem comprometer as metas de crescimento da indústria e de seus setores*;
- b) Identificar sinergias, possíveis trocas e oportunidades para ampliar o acesso a mecanismos de financiamento externos, incluindo mecanismos de *Carbon Finance* como empréstimos e garantias para instalações industriais de baixo carbono; e
- c) Explorar a necessidade de instrumentos inovadores para contribuir com os objetivos da PEMC;

O estudo também buscou oferecer uma visão informada sobre o volume de investimentos necessários e a demanda por financiamentos necessários para a implementação dos diferentes cenários de mitigação e das principais estratégias industriais, apoiando a priorização e a competitividade das ações de mitigação.



Referências



ABPC. **Informações e estatísticas de produção no Brasil e no estado de São Paulo no período de 1990 a 2013**. Brasil, 2014.

ANEEL. **Novos empreendimentos (implantações e ampliações) decorrentes de leilões de geração (2005 a 2014)**. Brasília, [2015?]. 1 planilha de dados eletrônica, formato XLS. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=58&idPerfil=5&idiomaAtual=0>>. Acesso em: abr. 2015. Sugiro utilizar dados mais atuais (2005 a 2016) Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/.../0/.../89647e9d-b85c-48dd-af1a-acc27911262c>>

BARKER et al. CO₂ Capture in the cement industry. **Energy Procedia**, Washington, DC, v. 1, n. 1, p. 87–94, feb. 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610209000150>>. Acesso em: mar. 2018.

BEIJING JIAOTONG UNIVERSITY; NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY. **People's Republic of China: study on carbon capture and storage in natural gas-based power plants** (financed by the carbon capture and storage fund under the clean energy financing partnership facility). Beijing, CN: ADB, 2014. (ABD Technical Assistance consultant's report, Project n. 45096-001). ADB Technical Assistance Project: Aspen Simulation and Evaluation of Economic Feasibility of CO₂ Capture for Gaojing Gas Fired Power Plant. Disponível em: <<http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/190148/adb-technical-assistance-project-aspen-simulation-evaluation-economic-feasibility-co2-capture-gaojing-gas-fired-power-plant.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

BNDES. **Manual da TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo**. Rio de Janeiro, 2011. 6 p. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/tjlp.pdf> Acesso em: set. 2016.

BNDES. **Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP: evolução (% a.a)**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. **Lei n. 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/112187.htm>. Acesso em: abr. 2017.

BRASIL. **Decreto n. 7.390, de 9 de dezembro de 2010**. Regulamenta os arts. 6, 11 e 12 da Lei no 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, e dá outras providências. Com alterações posteriores. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7390.htm>. Acesso em: abr. 2016.

BRASIL. **Federative Republic of Brazil – INDC**. Submetido à UNFCCC em 28 de setembro de 2015. Disponível em: <<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>> Acesso em: abr. 2017.

BRASIL. MME. EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2023**. Brasília,

DF, 2014. 434 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. MCT. Coordenação-Geral de Mudanças Globais do Clima. **Emissões de gases de efeito estufa nos processos industriais – produtos minerais – parte II: produção de cal, outros usos do calcário e dolomita, produção e uso de barrilha.** Brasília, DF, 2010. (Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa: Relatórios de Referência). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219294.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

BRASIL. MCTI. **Arquivos dos fatores de emissão: fatores médios de emissão CO₂ grid mês ano.** Brasília, DF, 2015. Programa Nacional de Mudanças Climáticas. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/320907.html>>. Acesso em: abr. 2015.

BRASIL. MDIC. **Plano setorial de mitigação e adaptação à mudança do clima para a consolidação de uma economia de baixa emissão de carbono na indústria de transformação.** Brasília, DF, 2013. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80076/Industria.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

CARPIO, R. C. et al. Estado da arte do processo produtivo da cal na região centro oeste de Minas Gerais. **ForScience: Revista Científica IFMG, Formiga, MG, v. 1, n. 1, p. 49–60, jul./dez. 2013.** Disponível em: <<http://www2.formiga.ifmg.edu.br/forscience/index.php/forscience/article/download/49/45>>. Acesso em: mar. 2018.

CEPEA/ESALQ. **Série histórica de preços da lenha de eucalipto para o Estado de São Paulo (período de julho de 2002 a novembro de 2014).** 1 planilha eletrônica, formato XLS, programa Excel, 262 KB. São Paulo, 2014.

CETESB. **1º Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo.** 2.ed. São Paulo, 2011. Disponível em: <http://inventariogeesp.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/30/2014/01/Primeiro_Inventario_GEE_WEB_Segunda-Edicao-v1.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

CETESB. **Emissões no setor de processos industriais e uso de produtos 1990 a 2008:** relatório de referência. São Paulo, 2013. 318 p. (1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo). Disponível em: <http://inventariogeesp.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/30/2014/04/primeiro_inventario_setor_industria_web1.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

CORATHERS, L. A. Lime. In: U.S. GEOLOGICAL SURVEY. **Mineral commodity summaries 2016.** Reston, VA: USGS, 2016. p. 98–99. Disponível em: <<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lime/mcs-2016-lime.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

COTAÇÕES. câmbio: Euro. **UOL Economia,** São Paulo, abr. 2017. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/euro-uniao-europeia/?historico>>. Acesso em: abr. 2017.

DONG, H. et al. Emissions from Livestock and Manure Management. In: IPCC. **2006**

IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Hayama, JP: IGES, 2006. v. 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, chap: 10, p. 10.7. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_10_Ch10_Livestock.pdf>. Acesso em: set. 2016.

EIA. Annual energy outlook 2014 with projections to 2040. Washington, DC, 2014a. (DOE/EIA-0383/2014). Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)>. Acesso em: mar. 2018.

EIA. Europe Brent Spot Price FOB. Period: 1987–2013. Independent Statistics & Analysis. U.S. Department of Energy. Washington. 2014b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=rbrte&f=a>>. Acesso em: nov. 2014.

EIA. Europe Brent Spot Price FOB. Period: 1987–2013. Independent Statistics & Analysis. U.S. Department of Energy. Washington. 2014c. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=rbrte&f=a>>. Acesso em: nov. 2014

EIA. What Drives U.S. Gasoline Prices? Independent Statistics & Analysis. U.S. Department of Energy. Washington: October, 2014d. Disponível em <<http://www.eia.gov/analysis/studies/gasoline/pdf/gasolinepricestudy.pdf>>. Acesso em: nov. 2014.

EPE. Balanço energético nacional: ano base 2013 = Brazilian energy balance: year 2013. Rio de Janeiro, 2014. 285 p. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

ESMAP. World bank group. Modeling Tools and E-Learning: MACTool. c2017. Disponível em: <<http://www.esmap.org/MACTool>>. Acesso em: abr. 2017.

EUROPEAN COMMISSION. Reference document on best available techniques in the cement, lime and magnesium oxide manufacturing industries. [S.l.], 2010. Disponível em: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/clm_bref_0510.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

FAY, M.; HALLEGATTE, S.; VOGT-SCHILB, A.; ROZENBERG, J.; NARLOCH, U.; KERR, T. Decarbonizing Development. Three Steps to a Zero-Carbon Future. Climate Change and Development. Washington, DC: World Bank. doi:10.1596/978-1-4648-0479-3. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO. Washington, 2015. 182p.

GOMÉZ, D. R. et al. Stationary combustion. In: **IPCC. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories.** Hayama, JP: IPCC: IGES, 2006. v. 2: Energy. Chap. 2, p. 2.1-2.47. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

GOUVELLO, C. de et al. **Estudo de baixo carbono para o Brasil.** Washington, DC: Banco Mundial: Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, 2010. 280 p. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/>>

Resources/3817166-1276778791019/
Relatorio_Principal_integra_Portugues.
pdf>. Acesso em: abr. 2017.

HANLE, L. et al. Mineral industry
emissions: lime production. 2006. In:
IPCC. **2006 IPCC guidelines for national
greenhouse gas inventories**. Hayama,
JP: IPCC: IGES, 2006. v. 3: Industrial
Processes and Product Use. Chap. 2, p.
2.19-2.26. Disponível em: <[http://www.
ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/
vol3.html](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol3.html)>. Acesso em: abr. 2017.

IEAGHG. DEPLOYMENT OF CCS
IN THE CEMENT INDUSTRY. IEA,
dez 2013. 122 p. Disponível em: <[http://
www.ieaghg.org/docs/General_Docs/
Reports/2013-19.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-19.pdf)> Acesso em: abr. 2017

KOPEJJAN, J. et al. **Status overview
of torrefaction technologies**: final
report. Enschede: IEA, 2012. (IEA
Bioenergy Task 32 report). Disponível
em: <[http://www.ieabcc.nl/publications/
IEA_Bioenergy_T32_Torrefaction_
review.pdf](http://www.ieabcc.nl/publications/IEA_Bioenergy_T32_Torrefaction_review.pdf)>. Acesso em: abr. 2017.

INVESTOPEDIA. **Compound annual
growth rate**. New York, c2017. Disponível
em: <[http://www.investopedia.com/
calculator/cagr.aspx](http://www.investopedia.com/calculator/cagr.aspx)>. Acesso em: abr. 2017.

IPCC. **Emission Scenarios**. Summary
for Policymakers. A Special Reporto f
IPCC Working Group III. 2000a. 27p.

IPCC. **Good practice guidance and
uncertainty management in national
greenhouse gas inventories**. Hayama, JP:
IGES, 2000b. Disponível em: <[http://
www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/
english/](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/)>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. **Revised 1996 IPCC Guidelines
for National Greenhouse Gas Inventories**.
Hayama, JP, 1996. Disponível em: <[http://
www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/
invs1.html](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html)>. Acesso em: abr. 2017.

IPCC. **IPCC special report on carbon
dioxide capture and storage**. New
York, US: Cambridge University Press,
2005. Disponível em: <[https://www.
ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_
wholereport.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf)>. Acesso em: abr. 2017.

J. MENDO CONSULTORIA; BRASIL.
MME. **Produto RT 72**: perfil da cal.
[Belo Horizonte]: J. Mendo Consultoria;
[Brasília]: MME: Banco Mundial, 2009.
Projeto ESTAL. Consultor José Otávio da
Silva. Disponível em: <[http://www.mme.
gov.br/documents/1138775/1256652/
P46_RT72_Perfil_do_Cal.
pdf/414a14fd-4574-4b22-bc3b-
d07a3955bc69](http://www.mme.gov.br/documents/1138775/1256652/P46_RT72_Perfil_do_Cal.pdf/414a14fd-4574-4b22-bc3b-d07a3955bc69)>. Acesso em: abr. 2017.

JOHN M. V.; PUNHAGUI, K. R. G.;
CINCOTTO M. A. **Economia de baixo
carbono**: avaliação de impacto de
restrições e perspectivas tecnológicas –
produção de cal – relatório final. Ribeirão
Preto: USP/EBC, 2014. Disponível em:
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/
export/sites/default/bndes_pt/Galerias/
Arquivos/produtos/download/aep_fep/
chamada_publica_baixo_carbono_
cal.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/aep_fep/chamada_publica_baixo_carbono_cal.pdf)>. Acesso em: abr. 2017.

KETZER, J. M. M. et al. (Org.). **Brazilian
atlas of CO₂ capture and geological storage**:
Center of Excellence Porto Alegre:
EDPUCRS: CEPAC, 2015. Disponível
em: <[https://www.globalccsinstitute.com/
publications/brazilian-atlas-co2-capture-and-
geological-storage](https://www.globalccsinstitute.com/publications/brazilian-atlas-co2-capture-and-geological-storage)>. Acesso em: abr. 2017.

- KNOOPE, M. M. J.; RAMIREZ, A.; FAAJI, A. P. C. A state-of-the-art review of Techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, Netherlands, v. 16, p. 241–270, aug. 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S175058361300011X>>. Acesso em: mar. 2018.
- KOLOKOLOVA, O. et al. Torrefaction and pyrolysis of biomass waste in continuous reactors. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENTAL SCIENCE & TECHNOLOGY – CEST2013, 13., 2013, Athens, Greece. **Proceedings** ... Greece: Global NEST: University of Aegean, 2013. Ref. n. cest13_0094. Disponível em: <http://www.crl.co.nz/downloads/technology/cest13_0094%20Kolokolova.pdf>. Acesso em: mar. 2018.
- MAERZ. **The Maerz Parallel Flow Regenerative Lime Kiln**. 2002. 20p.
- MCCOY, S. T.; RUBIN, E. S. Models of CO₂ transport and storage and their importance in CCS cost estimates. In: ANNUAL CONFERENCE ON CARBON CAPTURE AND SEQUESTRATION, 4., 2005, Alexandria, VA. **Proceedings** ... Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2005. Disponível em: <<http://repository.cmu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1084&context=epp>>. Acesso em: abr. 2017.
- MENDONÇA, M.B. ANPAD. Técnicas de Prospecção e Análise de Cenários Futuros nos Governos e Administração Pública do Brasil: Revisão da Produção Científica Brasileira de 2001 a 2010. In: V Encontro de Estudos em Estratégia. Porto Alegre, 2011.
- PACALA, S.; SOCOLOW, R. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science**, Washington, DC, v. 305, n. 5686, p. 968–972, aug. 2004. Special section: Toward a hydrogen economy: review. DOI: 10.1126/science.1100103. Disponível em: <http://fire.pppl.gov/energy_socolow_081304.pdf>. Acesso em: abr. 2017.
- PACCA, S. A. et al. **Estudo de baixo carbono para a indústria de São Paulo**: relatório síntese. 1ª ed. 2017. São Paulo CETESB, 2017. 188 p.
- RAYNAL, L. et al. From MEA to demixing solvents and future steps, a roadmap for lowering the cost of post combustion carbon capture. **Chemical Engineering Journal**, Solaize, FR, v. 171, n. 3, p. 742–752, july 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1385894711000350>>. Acesso em: abr. 2017.
- ROSA, L. P. et al. **Emissões de CO₂ por queima de combustíveis**: abordagem *top-down*. Brasília, DF: MCT; Rio de Janeiro: COPPE, 2006. (Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa: relatórios de referência). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0008/8812.pdf>. Acesso em: abr. 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?DataPublicacao=2009111>>.

0&Caderno=DOE-I&NumeroPagina=1>
Acesso em: mar. 2018.

SÃO PAULO (Estado). **Decreto nº 55.947, de 24 de junho de 2010.** Regulamenta a Lei nº 13.798, de 9 de novembro de 2009, que dispõe sobre a Política Estadual de Mudanças Climáticas. 2010. Com alterações posteriores. Disponível em: <<http://www.al.sp.gov.br/norma/?id=159791>>. Acesso em: mar. 2018.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Energia. **Balço Energético do Estado de São Paulo 2014: ano base 2013 = Energy balance of the state of São Paulo: year 2013.** São Paulo, 2014. (Série Informações Energéticas, 2). Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/642.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

SNIC. **Relatório anual: 2013.**
Rio de Janeiro, RJ. 40p

SOARES, B. D. **Estudo da produção de óxido de cálcio por calcinação do calcário: caracterização dos sólidos. Decomposição térmica e otimização paramétrica.** Dissertação de Mestrado em Engenharia Química para a Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia: 2007. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/15127/1/Parte%201.pdf>>. Acesso em: maio 2017.

STORK, M. et al. **A Competitive and Efficient Lime Industry: Cornerstone for a Sustainable Europe.** Relatório Final. EULA, 2014. 72 p. Disponível em: <http://www.eula.eu/sites/default/files/publications/files/A%20Competitive%20and%20Efficient%20Lime%20Industry%20-%20Technical%20report%20by%20Ecofys_0.pdf> Acesso em: abr. 2017.

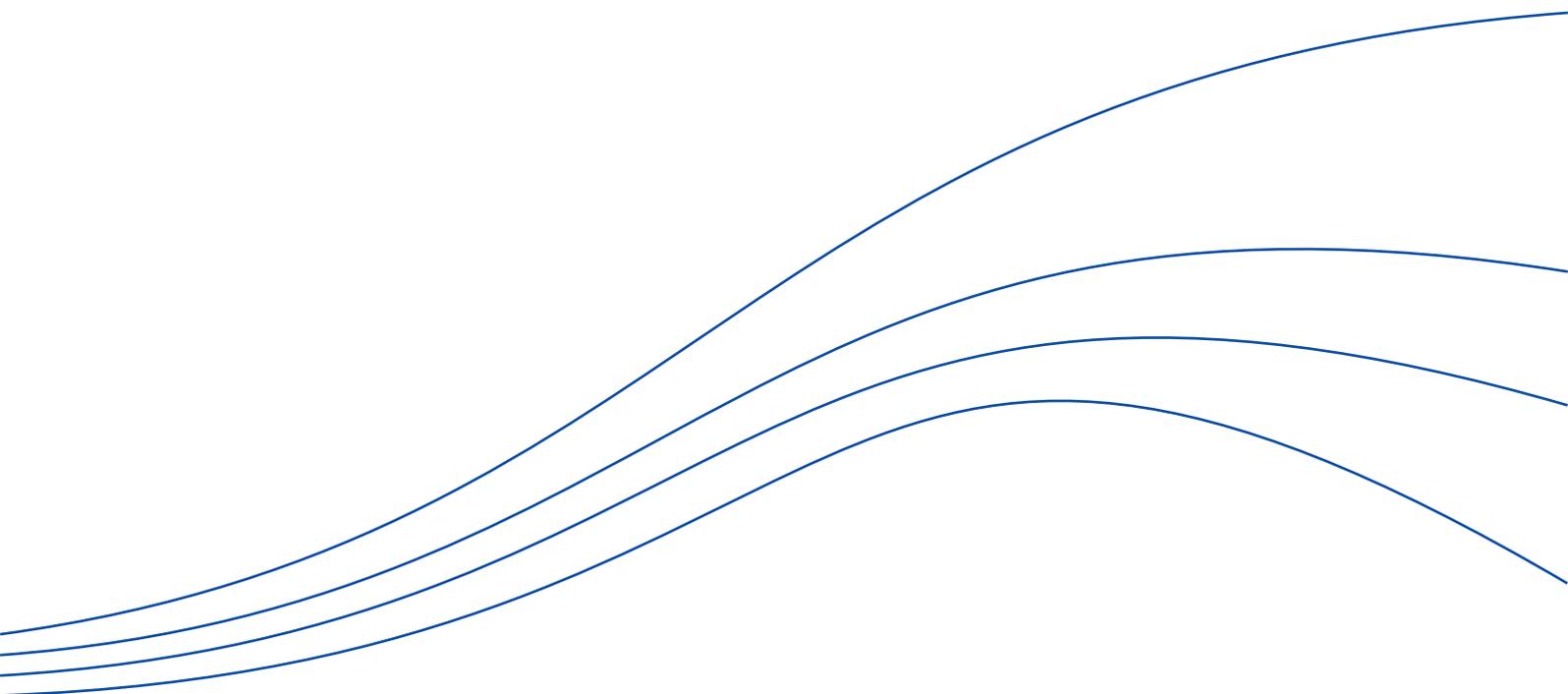
VISIONGAIN. **The carbon capture & storage (CCS) market 2013–2023.** London, UK, 2012. Disponível em: <[https://www.visiongain.com/Report/939/The-Carbon-Capture-Storage-\(CCS\)-Market-2013-2023](https://www.visiongain.com/Report/939/The-Carbon-Capture-Storage-(CCS)-Market-2013-2023)>. Acesso em: mar. 2018.

ZAKRI, B. et al. **Integration of torrefaction with steam power plant.** Lappeenranta, FI: Lappeenranta University of Technology, 2013. (LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit: Research Reports 8). Disponível em: <https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/94111/Biotuli_torrefiointi_tutkimusraportti.pdf?sequence=2>. Acesso em: mar. 2018.

WOLFFENBÜTTEL, A. **O que é? Petróleo Brent e WTI.** Desafios do Desenvolvimento, São Paulo: IPEA, ano 2, n. 16, 2005. Disponível em: <http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23>. Acesso em: mar. 2018.



Apêndice - Premissas



MOEDA

A moeda empregada nas análises e resultados foi o dólar. A taxa de câmbio entre o dólar e o real adotados pelo projeto foi um valor médio extraído da Tabela 7.9 do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2014), que apresenta a média de venda da moeda americana.

Para os anos anteriores a 2013, foi adotada a taxa respectiva a cada ano da mesma tabela. Estes valores históricos foram considerados para a análise de preços históricos e para a projeção dos cenários. Quando os preços se encontravam em reais, a exemplo do preço histórico da lenha, os valores históricos da taxa de câmbio foram aplicados para realizar a conversão para o dólar.

Na análise realizada foi considerado o ano base de 2013 (valores de 2013) e foi adotado o valor da taxa de câmbio de 2013, que corresponde a R\$ 2,16/US\$. Este valor foi padronizado para todos os setores nos cálculos que utilizam a conversão entre moedas.

SÉRIES DE PREÇOS DA ENERGIA

Na MACTool, os preços de todos os energéticos podem ser obtidos para qualquer ano por meio de um fator de comparação entre o preço do energético e o preço do petróleo, ou podem ser incluídos independentemente do petróleo, como preços adicionais. A opção do fator de comparação é reforçada pelo fato de que qualquer *energy carrier*⁷ pode ter um substituto produzido a partir do petróleo. Sendo assim, a série de preços do petróleo foi utilizada como referência para a determinação dos preços dos demais energéticos.

Com o objetivo de padronização, foi determinada inicialmente uma relação entre os

preços de todos os combustíveis e o preço do barril de petróleo *Brent* (preço do petróleo bruto). Estes fatores, associados às projeções no preço do *Brent*, foram utilizados para estimar o preço dos combustíveis no futuro. Apesar de a eletricidade também ser um *energy carrier*, optou-se por fazer uma análise a parte por conta da estrutura da ferramenta. Portanto, os preços da eletricidade não estão diretamente relacionados⁸ à projeção do preço do petróleo.

PREÇO DO PETRÓLEO BRENT/BARRIL

Para projetar o preço do barril do petróleo foi utilizado o *Brent* apresentado em dólar por barril, ao invés do preço do Oeste do Texas (*West Texas Intermediate – WTI*), que é sugerido na MACTool.

De acordo com estudo divulgado pelo U.S. Energy Information Administration do U.S. Department of Energy (EIA, 2014d), o preço do barril de petróleo *Brent* é uma referência internacional e mais relevante do que o preço do WTI, uma referência nacional do mercado americano, para determinar os preços dos derivados de petróleo. A gasolina é uma *commodity* negociada globalmente e seus preços são altamente correlacionados entre os mercados à vista globais. Apesar de o presente estudo focar o Estado de São Paulo, acredita-se que a mesma consideração é válida para o mercado nacional e estadual.

O *Brent* e WTI são dois adjetivos que normalmente acompanham a cotação do petróleo. Elas indicam a origem do óleo e o mercado onde ele é negociado. O petróleo *Brent* possui esse nome porque era extraído de uma plataforma da Shell chamada *Brent*. Contudo, *Brent*, hoje em dia, designa todo o petróleo extraído no Mar

7. Fonte de energia.

8. No caso das medidas de geração/conservação de eletricidade, o preço do gás natural compõe o custo de energia para geração e está, portanto, indiretamente relacionado ao preço da energia elétrica.

do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. A cotação *Brent* é referência para o mercado europeu e asiático. Já o petróleo WTI provém do Texas, a principal região petrolífera dos Estados Unidos. O óleo WTI é aquele vendido pelos comerciantes do *West Texas*, sendo negociado na Bolsa de Nova Iorque (WOLFFENBÜTTTEL, 2005).

Os valores utilizados para as projeções do Petróleo *Brent* foram retirados do relatório do panorama energético anual publicado em abril de 2014 pelo *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014a). Tais valores foram compilados na Tabela 30.

Tabela 30 – Projeções do *Brent* para o período de 2011 a 2030

Preços (2012) (US\$/unidade)	2011	2012	2020	2025	2030
Petróleo Brent	113,24	111,65	96,57	108,99	118,99

Fonte: EIA (2014a).

Os dados do *Brent* foram apresentados na Tabela 30 para os anos 2011, 2012, 2020, 2025 e 2030 e, realizou-se uma interpolação, para a obtenção dos valores ano a ano, conforme descrito genericamente pela Equação 1:

Equação 1 – Cálculo do preço do Petróleo Brent (2013–2030)

$$B_t = B_{t-1} + [(B_{tF} - B_{t0}) / p]$$

Fonte: Elaboração própria (2017)

Onde:

t	= ano de interesse	(ano)
B	= preço do <i>Brent</i>	(US\$/barril)
B _{tF}	= preço do <i>Brent</i> no ano final	(US\$/barril)
B _{t0}	= preço do <i>Brent</i> no ano inicial	(US\$/barril)
p	= período = ano final – ano inicial	(ano)

Após aplicar a interpolação para cada trecho (2013–2019; 2021–2024; e 2026–2030), obteve-se os seguintes valores projetados para o *Brent* (Gráfico 17).

PREÇO DA ENERGIA CALCULADO COMO UMA PROPORÇÃO FIXA DO PREÇO DO BRENT

Para que fosse possível a agregação de todas as medidas de mitigação dos vários setores em uma única curva, foi preciso estabelecer consistência com relação aos preços dos combustíveis

Gráfico 17 – Projeção anual do Brent no período de 2013 a 2030



Fonte: Fonte: Elaboração própria com base na Tabela II e Equação I.

Nota: Os anos de 2020, 2025 e 2030 são dados. Os demais são projeções.

considerados ao longo do período analisado para que fossem os mesmos para todos os cálculos. Desta forma, determinou-se um fator de correlação para cada *energy carrier* com o preço do petróleo.

O objetivo deste fator foi obter a correlação entre preço do *Brent* em dólares por barril de petróleo bruto (US\$/bep⁹) e o preço corrente da energia (US\$/bep ou US\$/tep¹⁰). A maioria dos preços de energia na MACTool estão em US\$/tep. O índice de correlação foi determinado de acordo com a Equação 2.

Equação 2 – Cálculo do fator de equivalência

$$R = \frac{Pe \times F}{P_b}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

R (1)	= relação de preço do combustível em função do barril de petróleo	(bep/tep)
Pe	= preço corrente da fonte de energia	(US\$/tep)
Pb	= preço do <i>Brent</i>	(US\$/bep)
F	= fator de conversão (de bep para tep)	7,0369 (bep/tep)

(1) A unidade do fator de equivalência para a entrada na MACTool depende do combustível, dessa forma, não foi possível padronizar todos os combustíveis para uma mesma unidade, os mesmos foram convertidos em função da demanda da ferramenta.

(2) O fator de conversão (2) só foi utilizado para os preços retirados do BEN (EPE, 2014) que são apresentados em US\$/bep, para os demais combustíveis, que provêm de outras fontes, não se utilizou este fator, pois os preços foram convertidos diretamente para US\$/tep.

A série histórica de preços do *Brent* (preço do petróleo bruto, em US\$/barril) foi retirada do site do *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014c). Correspondem ao “*Europe Brent Spot Price FOB*”, cujos dados foram disponibilizados anualmente, no período de 1987 a 2013.

Os Preços Correntes de Fontes de Energia (apresentados em US\$/bep) foram obtidos da Tabela 7.10 do BEN (EPE, 2014). Os fatores de conversão, igualmente obtidos do Balanço Energético (EPE, 2014), foram retirados da Tabela VIII.5 – Fatores de Conversão para Energia.

Logo, foi realizada a conversão, de acordo com a Equação 2.

Alguns combustíveis na MACTool já estão como US\$/bep, portanto, a fórmula para calcular sua relação com o petróleo não envolveu o fator de conversão presente na Equação 2, que representa a equivalência energética entre o tep e o bep.

PREÇO DA LENHA

O preço da lenha foi obtido pela série histórica fornecida pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA), da Universidade de São Paulo (USP). São referentes à média mensal de preço da lenha de eucalipto (com casca) no Estado de São Paulo, cortada e empilhada na fazenda.

O preço é dado em reais por metro cúbico estéreo¹¹ (R\$/m³st) e corresponde a parte superior da árvore ou galhada das florestas compradas em pé acrescido do custo do corte e do empilhamento no pátio de carregamento em caminhões, caminhonetes ou tratores. Não é incluído o custo de carregamento no meio de transporte.

Os valores originais da série histórica foram ajustados. Para tanto se utilizou o valor médio da série e com tais valores obteve-se a média anual para cada ano. Convém ressaltar que a média para o ano de 2002 foi calculada de julho a

9. O barril equivalente de petróleo (bep) (ou boe, na sigla em inglês) é uma unidade de medição de energia que equivale à energia contida em um barril de petróleo ou 6,383 GJ. Não deve ser confundida com o “barril”, que é uma unidade de volume (geralmente petróleo cru) igual a 158,98 litros.

10. A tonelada equivalente de petróleo (tep) (ou toe, na sigla em inglês) também é uma unidade de medida de energia, que equivale à energia contida em uma tonelada de petróleo ou 41,8 GJ.

11. O estéreo (st) é uma unidade de medida que representa um metro cúbico de madeira desuniforme e empilhada, considerando-se os vãos entre as peças.

dezembro e para o ano de 2014, o cálculo foi feito de janeiro a novembro. No restante dos anos (2003 a 2013), a média foi calculada entre os meses de janeiro a dezembro, uma vez que se dispunha dos dados mês a mês.

Segundo Balanço Energético Nacional (EPE, 2014), a densidade da lenha comercial é de 390 kg/m³st, que corresponde à lenha comercial de eucalipto. A taxa de conversão monetária de real para dólar é o valor médio do dólar comercial para cada ano do cálculo, retirados da Tabela 7.9 do Balanço Energético Nacional (EPE, 2014).

A conversão de R\$/m³st em US\$/tep foi utilizada a Equação 3. Os valores de entrada na MACTool referentes ao preço da energia da lenha são dados em US\$/tep. Uma vez que os dados fornecidos pelo CEPEA (2014) estavam em R\$/m³st, foi necessário fazer a conversão destes valores.

Equação 3 – Preço da lenha

$$P_f = P \times \frac{1}{D} \times \frac{1}{F} \times \frac{1}{T} \times 1000$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f = preço final da lenha	(US\$)
P = preço da lenha original	(R\$/m ³ st) – (CEPEA/ESALQ, 2014)
D = densidade da lenha	390,00 (kg/m ³ st) – (EPE, 2014)
F = fator de conversão da lenha de t para tep	0,31 [tep/t] – (EPE, 2014)
T = taxa de câmbio de real para dólar no respectivo ano	R\$/ (EPE, 2014)

Pela aplicação das fórmulas foram obtidos os valores apresentados na Tabela 31 para o preço da lenha.

Tabela 31 – Preço médio anual da lenha de eucalipto no Estado de São Paulo.

Ano	Preço médio anual
	(US\$/tep)
2004	70,97
2005	105,64
2006	134,76
2007	153,79
2008	178,55
2009	173,68
2010	197,44
2011	216,33
2012	189,03
2013	172,96

Fonte: Elaboração própria com base em CEPEA (2014) e Equação 3.

Os preços da Tabela 31 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 2.

FATOR DE EQUIVALÊNCIA DOS COMBUSTÍVEIS

O fator de equivalência foi calculado anualmente utilizando-se a Equação 2. Para calcular o fator de equivalência médio, foi tomado um período de 10 anos para cada combustível, esse período variou conforme a disponibilidade de dados da série histórica. A média dos valores

encontrados neste período para cada combustível foi calculada e em seguida adicionadas à MACTool, conforme coluna “Média” da Tabela 32.

Tabela 32 – Fatores de equivalência dos combustíveis em relação ao Brent (R)

Ano	Fator de equivalência
	(bep/tep)
2004	1,85
2005	1,94
2006	2,07
2007	2,12
2008	1,84
2009	2,81
2010	2,48
2011	1,94
2012	1,69
2013	1,59
Média	2,04

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nas Tabela 32 e cálculo da MACTool.

Por fim, a MACTool emprega os fatores de equivalência médios de cada combustível obtidos na Tabela 11 e o preço do Brent, conforme Tabela 30 para projetar os preços dos combustíveis até 2030 de acordo com a Equação 4.

Equação 4 – Preço do combustível em função do Brent

$$P_{comb} = P_{Brent,x} * R_{comb}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde

P_{comb} = preço do combustível em função do Brent (US\$/tep)

P_{Brent} = preço do Brent no ano x (US\$/bep)

R_{comb} = fator de equivalência do combustível (bep/tep)

Estes preços, apresentados na Tabela 33, encontram-se na guia *Time Based Assumptions* e não foram utilizados pela ferramenta em nenhum cálculo programado, sendo empregados

Tabela 33 – Projeção dos preços dos combustíveis 2014 a 2030

Ano	Combustível	
	Preço do petróleo Brent	Lenha (US\$/GJ)
2014	17,63	5,26
2015	17,32	5,16
2016	17,01	5,07
2017	16,71	4,98
2018	16,40	4,89
2019	16,09	4,80
2020	15,78	4,71
2021	16,19	4,83
2022	16,59	4,95
2023	17,00	5,07
2024	17,33	5,19
2025	17,81	5,31
2026	18,14	5,41
2027	18,46	5,51
2028	18,79	5,60
2029	19,12	5,70
2030	19,44	5,80

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Ferramenta MACTool, Gráfico 17 e Tabela 32.

apenas como uma base de dados, para que os consultores utilizassem como referência padronizada em suas análises.

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA (PREÇO DA GERAÇÃO)

Nesta abordagem, os preços da geração de energia elétrica têm como base os resultados dos leilões de energia elétrica, mais recentes, disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015). Com base nos preços dos leilões, foram realizadas médias ponderadas anuais considerando a potência das usinas (MW) e o preço por energia (R\$/MWh) pelo qual elas foram vendidas. A ponderação foi feita para que o preço médio represente melhor o valor dos grandes produtores de energia, principalmente as hidroelétricas e as termoelétricas.

O período selecionado foi de 2013 a 2020¹². Em seguida, para se projetar os preços até 2030, foi utilizado um modelo exponencial, calculado de acordo com a Equação 5, cuja $r^2 = 0,51$, com base nos valores dos últimos leilões.

Equação 5 – Regressão exponencial dos preços dos leilões de energia elétrica 2013–2020

$$P_a = 32,301 e^{0,0983(a-2003)}$$

Fonte: Elaboração própria (2017) baseado em ANEEL (2015).

Onde:

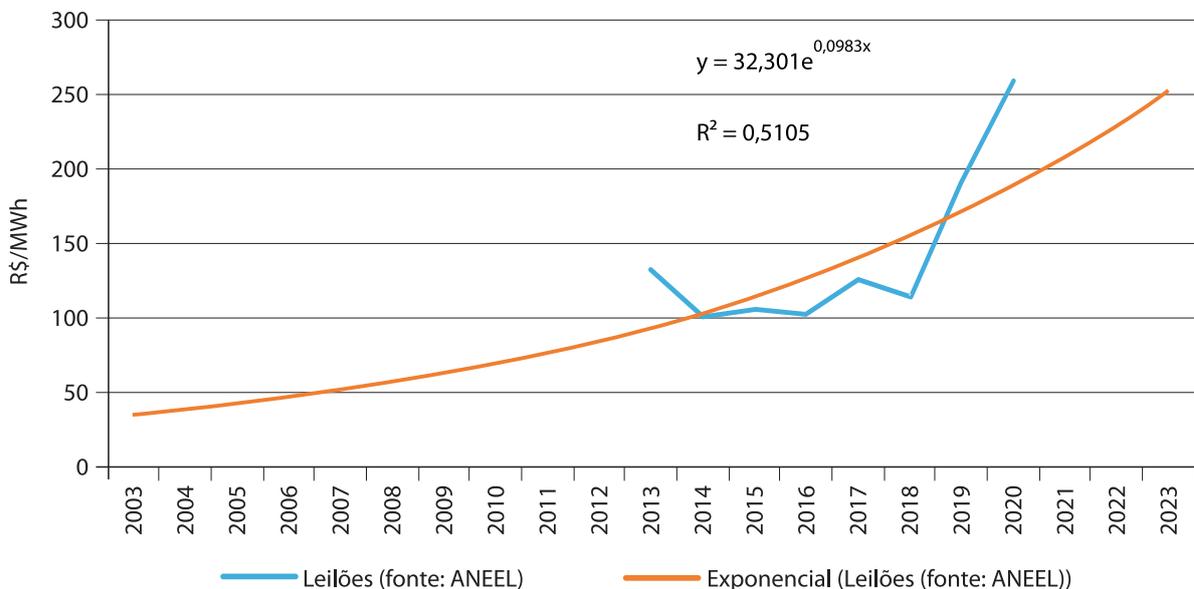
Pa = preço da energia elétrica no ano em questão (R\$/MWh)
a = ano em questão (ano)

O Gráfico 18 apresenta a projeção exponencial e os dados dos leilões de energia de 2013-2020 (ANEEL, 2015).

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR FINAL

Os preços da energia elétrica para o consumidor final, ou seja, a indústria, foram projetados a partir dos preços da geração, adicionando uma porcentagem relativa aos impostos e a taxa de transmissão tanto nos preços de leilão quanto nos preços de uma usina termelétrica. No caso dos preços baseados na termelétrica, esta porcentagem foi introduzida diretamente na ferramenta MACTool, em cada tecnologia referente a conservação ou geração de eletricidade. No caso do preço dos leilões, esta porcentagem foi adicionada fora da ferramenta, no montante que compõe os custos de energia das demais tecnologias que não estão relacionadas à conservação ou geração de eletricidade.

Gráfico 18 – Projeção exponencial dos preços dos leilões de energia



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ANEEL (2015).

Nota: Dados de 2013 a 2020. Os demais são projeção.

12. Para o período de 2016-2020, utilizou-se leilões de projetos de usinas que operarão no futuro, a exemplo, os leilões de 2020 são referentes a projetos leiloados em 2015 que operarão em 5 anos, por isso são denominados "2015 A-5".

O cálculo da referida porcentagem foi realizado a partir dos dados fornecidos pela Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) da ANEEL, onde foram apresentados os dados mensais para as concessionárias de eletricidade do Estado de São Paulo. Os mesmos estão apresentados no Quadro 1. Tomando os dados da referência classificados como “industrial” de cada concessionária, foi aplicada a Equação 6 que estabelece o cálculo da porcentagem dos impostos sobre o custo de geração da eletricidade.

Quadro 1 – Concessionárias de energia elétrica do Estado de São Paulo

Concessionárias de energia elétrica (SP)
Bandeirante – Bandeirante Energia S/A.
CNEE – Companhia Nacional de Energia Elétrica
CPFL Leste Paulista – Companhia Leste Paulista de Energia
CPFL- Piratininga – Companhia Piratininga de Força e Luz
EDEVP – Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A
Elektro – Elektro Eletricidade e Serviços S/A
Caiuá-D – Caiuá Distribuição de Energia S/A
CPFL Jaguarí – Companhia Jaguarí de Energia
CPFL Sul Paulista – Companhia Sul Paulista de Energia
CPFL-Paulista – Companhia Paulista de Força e Luz
EEB – Empresa Elétrica Bragantina S/A
Eletropaulo – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nos dados fornecidos pela SGT ANEEL.

Equação 6 – Cálculo da porcentagem mensal referente aos impostos da eletricidade.

$$I_e = \frac{R_E - R_D}{R_E - R_D - Pis_Pasep_Cofins - ICMS} - 1$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

I_e	= porcentagem de imposto sobre a eletricidade	—
Receita energia	= receita total arrecadada pela concessionária	(R\$)
Receita demanda	= ônus adicionado por determinada indústria exceder a demanda estabelecida	(R\$)
PIS Pasep Cofins e ICMS	= impostos governamentais	(R\$)

A Equação 6 foi aplicada para obter os valores mensais para cada concessionária e, em seguida, foi realizada a média dos valores para todas as concessionárias no ano de 2013 que é o ano base deste estudo. O resultado médio de 24% indica o valor que é acrescido de impostos ao preço da geração da energia elétrica. Os preços finais de compra e venda da eletricidade são apresentados na Tabela 34, que também compara os preços da abordagem dos leilões com a abordagem anterior, da usina a gás natural.

Tabela 34 – Projeção dos preços de compra e venda da eletricidade (MACTool)

Ano	Leilões de energia	
	Preço de geração	Preço para o consumidor final
2014	44,09	54,67
2015	48,65	60,32
2016	53,67	66,55
2017	59,22	73,43
2018	65,33	81,01
2019	72,08	89,38
2020	79,53	98,61
2021	87,74	108,80
2022	96,80	120,04
2023	106,80	132,44
2024	117,84	146,12
2025	130,01	161,21
2026	143,44	177,86
2027	158,25	196,23
2028	174,60	216,50
2029	192,63	238,87
2030	212,53	263,54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na análise MACTool
Nota: Dados estimados.

ELETRICIDADE – PERDAS NA REDE ELÉTRICA

As perdas de energia elétrica por transmissão são representadas por um valor médio que é uma importante premissa da MACTool para todos os cálculos que envolvem emissão de CO₂ por variação no consumo de energia elétrica. Devido

a estas perdas de energia, a emissão evitada de CO₂ por kWh consumido é em realidade maior do que a emissão média dos geradores, pois de acordo com a Equação 7, a emissão real é dada pela emissão do consumo acrescida da porcentagem perdida na rede ou de outras formas:

Equação 7 – Energia elétrica real gerada mediante perdas de eletricidade na rede

$$\text{Energia gerada} = \text{Energia consumida} \times (1 + \text{perdas})$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde

Energia gerada	= quantidade de energia gerada considerando as perdas	[kWh]
Energia consumida	= quantidade de energia consumida	[kWh]
Perdas	= porcentagem de energia perdida na rede	[%]

Os dados de perda de energia para a Região Sudeste e Centro Oeste foram retirados do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2023 (BRASIL, 2014). Constam valores apenas

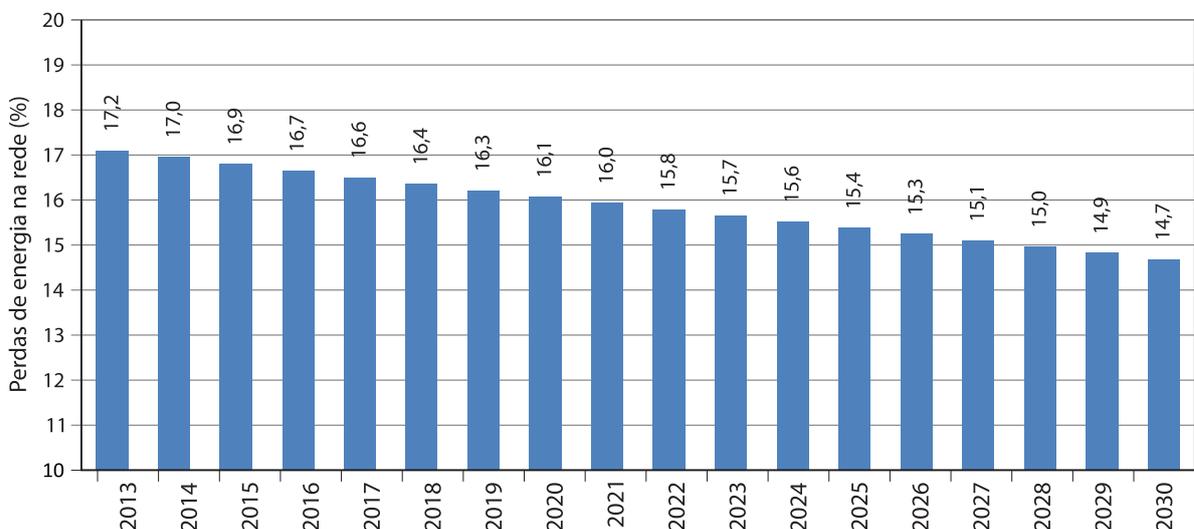
para os anos de 2014, 2018 e 2023. Portanto, foi realizada a interpolação linear dos valores de perda para os anos intermediários. Os valores interpolados encontram-se no Gráfico 19, juntamente com os valores retirados do PDE 2023 em negrito, eles foram adicionados à MACTool.

No presente estudo, as medidas que consideraram os fatores de perda de eletricidade foram: (i) Cogeração a gás natural; (ii) Iluminação com lâmpadas LED; (iii) Motores elétricos; (iv) Fornos com pré aquecimento e alimentação contínua; (v) Forno com corrente contínua; (vi) Forno Maerz com biomassa *in natura*; e (vii) Forno Maerz com biomassa torrificada.

TAXA DE DESCONTO

A taxa de desconto adotada no projeto para o cálculo do MAC foi de 8% ao ano. Este é o mesmo valor adotado no estudo do Banco Mundial, que também utilizou a MACTool (GOUVELLO et al., 2010), pois é o que geralmente corresponde ao custo dos empréstimos adotado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) para o financiamento de projetos.

Gráfico 19 – Perdas de energia para a região Sudeste de 2013 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na MME (2014).

Nota: Os anos de 2014, 2018 e 2023 são dados. O demais são projeções.

Também chamada de “taxa de desconto social”, esta taxa é única para todas as medidas de BC, que difere no caso do *break-even carbon price*, onde aplicamos a taxa de atratividade específica para cada medida.

TAXA DE JUROS DE LONGO PRAZO (TJLP)

A TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31/10/1994 e publicada no Diário Oficial da União em 03/1994, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. Algumas alterações ocorreram através da Medida Provisória nº 1.790, de 29/12/98 e da Medida Provisória nº 1.921, de 30/09/1999, posteriormente convertidas na Lei nº 10.183, de 12/02/2001 (BNDES, 2016).

A TJLP apresentada pelo BNDES (2011) tem período de vigência de um trimestre, sendo expressa em termos anuais, e é calculada a partir dos seguintes parâmetros:

- A meta de inflação, calculada proporcionalmente para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional (CMN); e
- O prêmio de risco, que incorpora uma taxa de juro real internacional e um componente de risco Brasil numa perspectiva de médio e longo prazo.

De acordo com o BNDES (2011) a TJLP é aplicada:

- i) Aos contratos passivos do BNDES junto ao Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT); Fundo de Participação PIS-PASEP; e ao Fundo de Marinha Mercante (FMM);
- ii) Aos contratos ativos do BNDES, com os recursos dos mesmos fundos do item i);
- iii) À remuneração das contas dos participantes do Fundo de Participação PIS-PASEP; e
- iv) Outros casos, a critério do Conselho Monetário Nacional (CMN).

Porém, de acordo com a metodologia de cálculo em relação aos contratos do BNDES atrelados à TJLP incidem também um *spread* básico (que varia de acordo com o estabelecido nas Políticas Operacionais do Sistema BNDES) e um *spread* de risco (que varia de acordo com a classificação de risco do cliente).

Considerando as médias anuais do valor de TJLP para o período de 2006 a 2016, sendo este último até o primeiro semestre, foi obtido um valor médio de 6,19% (BNDES, 2016) e considerando que deve haver a incidência do *spread* básico e do *spread* de risco, estimou-se para emprego no estudo uma taxa de 8% a.a..



Agenda 2030:



Apoio técnico:



Realização:

