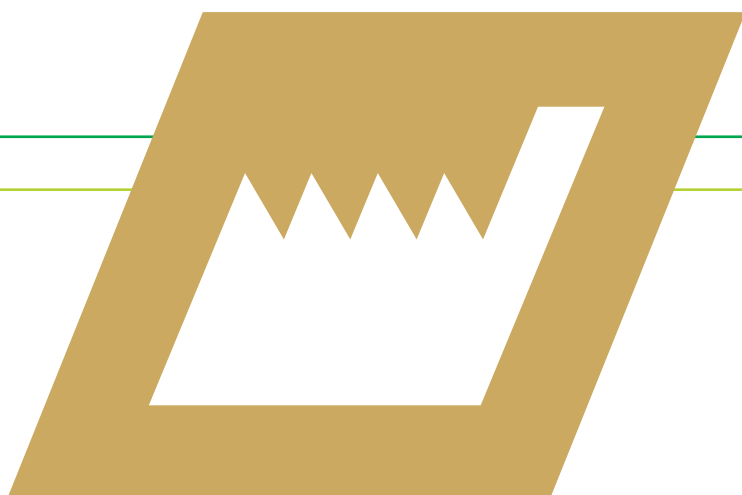




*Opções de Mitigação de Emissões
de Gases de Efeito Estufa em
Setores-Chave do Brasil*



MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO

RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO

Brasília
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
ONU Meio Ambiente
2017

M689 Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de mineração e
pelotização / organizador Régis Rathmann. - Brasília: Ministério da Ciência,
Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

105 p.: il. - (Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em
setores-chave do Brasil)

ISBN: 978-85-88063-50-1

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Mineração. 4. Pelotização. 5.
Políticas públicas - Emissão de gases. I. Rathmann, Régis. II. Ministério da Ciência,
Tecnologia, Inovações e Comunicações. III. ONU Meio Ambiente. IV. Série.

CDU 551.583

Ficha catalográfica elaborada por: Lorena Nelza F. Silva – CRB-1/2474

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e
Comunicações
Esplanada dos Ministérios, Bloco E
CEP: 70.067-900 – Brasília – DF
Tel.: +55 (61) 2033-7500
www.mcti.gov.br

ONU Meio Ambiente – Programa das Nações Unidas
para o Meio Ambiente
Casa da ONU – Complexo Sérgio Vieira de Mello
Setor de Embaixadas Norte, Quadra 802, Conjunto C,
Lote 17
CEP 70800-400 – Brasília/DF
Tel.: +55 (61) 3038-9233
web.unep.org/regions/brazil

República Federativa do Brasil

Presidente da República

Michel Temer

Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Gilberto Kassab

Secretário Executivo

Elton Santa Fé Zacarias

Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento

Jailson Bittencourt de Andrade

Diretor do Departamento de Políticas e Programas de Ciências

Sávio Túlio Oselieri Raeder

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – ONU Meio Ambiente

Diretor Executivo da ONU Meio Ambiente

Erik Solheim

Diretor Regional da ONU Meio Ambiente para América Latina e Caribe

Leo Heileman

Representante da ONU Meio Ambiente no Brasil

Denise Hamú

EQUIPE TÉCNICA DO MCTIC

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Diretor Nacional do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Ricardo Vieira Araujo

Coordenador do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Antônio Marcos Mendonça

Coordenador Técnico do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Régis Rathmann

EQUIPE TÉCNICA

Andréa Nascimento de Araújo

Lidiane Rocha de Oliveira Melo

Marcela Cristina Rosas Aboim Raposo

Moema Vieira Gomes Corrêa (Diretora Nacional do Projeto até outubro de 2016)

Rodrigo Henrique Macedo Braga

Sonia Regina Mudrovitsch de Bittencourt

Susanna Erica Busch

EQUIPE ADMINISTRATIVA

Ana Carolina Pinheiro da Silva

Andréa Roberta dos Santos Campos

Maria do Socorro da Silva Lima

Ricardo Morão Alves da Costa

EQUIPE TÉCNICA DA ONU MEIO AMBIENTE

Francine Costa Vaurof

Patricia Taboada

Guilherme Sattamini

Maria Claudia Cambraia

AUTOR

David Alves Castelo Branco

Revisão

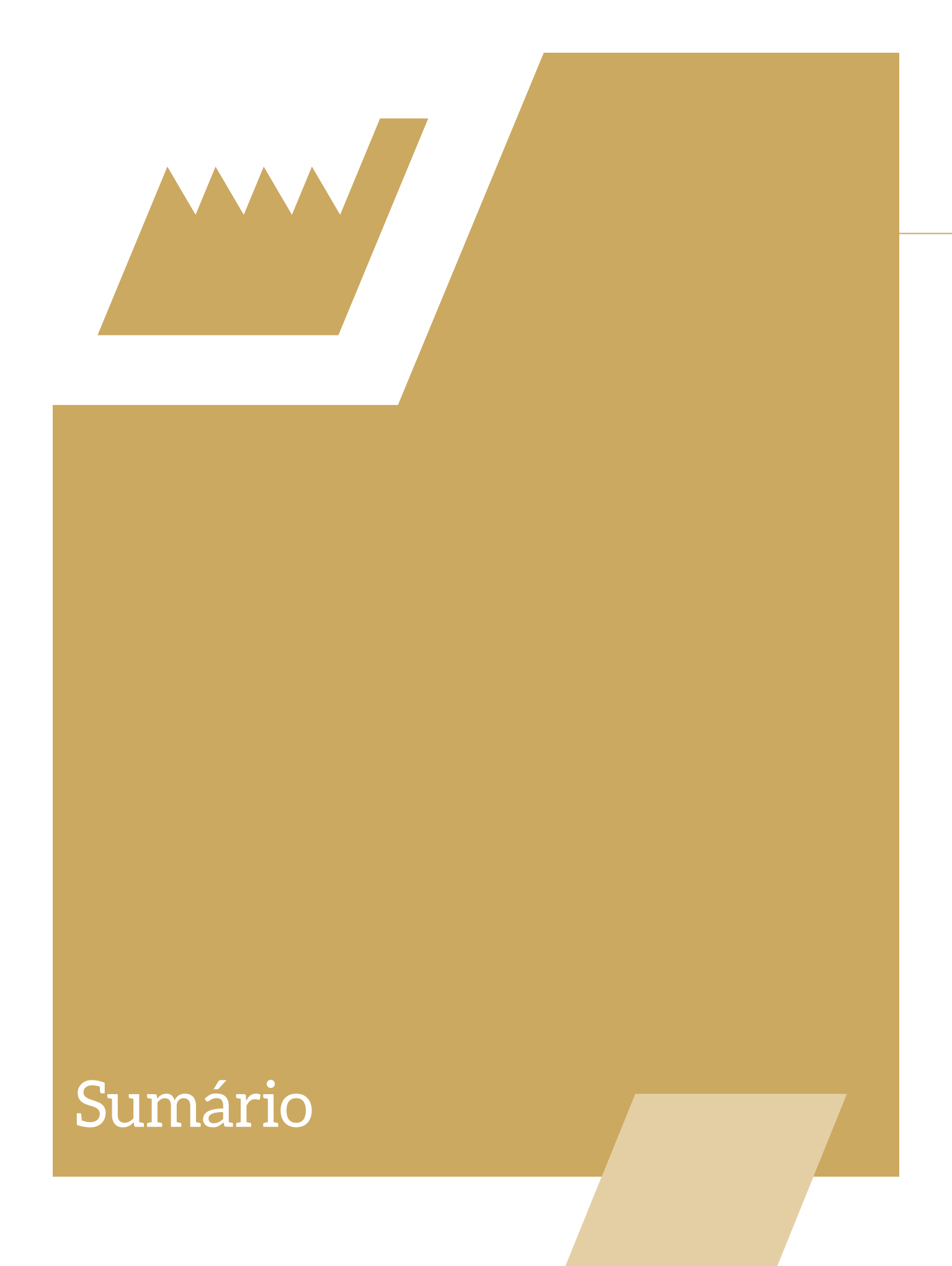
Anna Cristina de Araújo Rodrigues

Projeto Gráfico

Capitular Design Editorial

Editoração

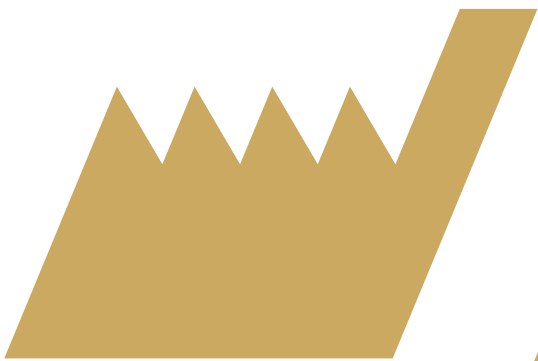
Phábrica de Produções: Alecsander Coelho e Paulo Ciola (direção de arte); Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Kauê Rodrigues, Marcelo Macedo e Rodrigo Alves (diagramação)

The background features a large, solid gold shape on the left and a large, solid beige shape on the right. A smaller gold shape with a jagged, sawtooth-like top edge is positioned in the upper left. A thin horizontal line extends from the right edge of the page. In the bottom right corner, there is a small, light beige parallelogram.

Sumário

INTRODUÇÃO	17
1 CARACTERIZAÇÃO SETORIAL	21
1.1 SEGMENTAÇÃO E PROCESSOS PRODUTIVOS	28
1.1.1 Extração	29
1.1.2 Transporte de minério	29
1.1.3 Beneficiamento	30
1.1.4 Pelotização de minério de ferro.....	33
1.2 CONSUMO DE ENERGIA E EMISSÕES DE GEE	37
2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS PARA A REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NO SETOR.....	49
3 CENÁRIOS DE REFERÊNCIA, BAIXO CARBONO E BAIXO CARBONO COM INOVAÇÃO	55
3.1 CENÁRIO REF	56
3.1.1 Premissas	56
3.1.2 Resultados	58
3.2 CENÁRIO BC	61
3.2.1 Premissas	61
3.2.2 Resultados	62
3.2.3 Custos marginais de abatimento	64
3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO COM INOVAÇÃO	71
3.3.1 Tecnologias inovadoras para o setor	71
3.3.2 Premissas	73
3.3.3 Resultados	74

4	SUBSÍDIOS À FORMULAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A ADOÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO.....	79
4.1	BARREIRAS E COBENEFÍCIOS À IMPLEMENTAÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO NO SETOR.....	80
4.2	SÍNTESE DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E NACIONAIS COM POLÍTICAS PÚBLICAS DE BAIXO CARBONO.....	82
4.3	INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ADOÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO.....	86
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
	REFERÊNCIAS.....	97



Listas de tabelas,
figuras, quadro e
siglas e acrônimos

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais Produtos do Setor Mineral – 2013	25
Tabela 2 – PIB do Setor de Mineração em relação ao PIB Brasil e da Indústria nos Anos de 2012 e 2013.....	26
Tabela 3 – Consumo Energético do Setor de Mineração (extração e beneficiamento) e a Pelotização em relação ao Consumo Energético do País e do Setor Industrial.....	38
Tabela 4 – Distribuição do Consumo dos Energéticos, por Usos Finais, em 2004 (%).....	38
Tabela 5 – Consumo de Energia Total por Uso Final (mil tep).....	39
Tabela 6 – Participação do Consumo de Óleo Diesel no Total de Energia na Etapa de Extração	40
Tabela 7 – Participação da Energia Elétrica no Consumo Total de Energia do Setor de Mineração.....	40
Tabela 8 – Percentual da Energia Elétrica no Consumo Total de Energia de Cada Etapa	40
Tabela 9 – Consumo Final Total e de Energia Elétrica da Indústria de Mineração (extração e beneficiamento) e Pelotização em relação ao Consumo Nacional de Energia.....	41
Tabela 10 – Consumo Final Total de Energia e de Energia Elétrica no Processo de Pelotização	41
Tabela 11 – Consumos Específicos Estimados de Energia Elétrica e Outros Combustíveis para Mineração (etapas de extração e beneficiamento) e o Processo de Pelotização para 2007	42
Tabela 12 – Consumo Específico de Energia	42
Tabela 13 – Emissões Estimadas.....	46
Tabela 14 – Taxa Média de Crescimento do PIB Aplicadas para a Projeção de Demanda Energética do Setor	56

Tabela 15 – Fatores de Emissão de CO ₂	57
Tabela 16 – Fatores de Emissão de CO ₂ do SIN	57
Tabela 17 – Projeção da Produção de Minério de Ferro e Pelotas (Mt)	58
Tabela 18 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração.....	59
Tabela 19 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Pelotização.....	59
Tabela 20 – Emissões Totais de CO ₂	61
Tabela 21 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração	62
Tabela 22 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Pelotização	63
Tabela 23 – Emissões Totais de CO ₂	64
Tabela 24 – Preços dos Combustíveis	66
Tabela 25 – Preços de Petróleo Considerados para o Cálculo do Custo Marginal de Abatimento das Possibilidades de Mitigação.....	67
Tabela 26 –Preços dos Combustíveis e da Eletricidade para a Taxa de 8%.....	67
Tabela 27 – Vida Útil, Custos e Potenciais de Redução no Consumo de Energia das MTD.....	67
Tabela 28 – Custos e Potenciais Acumulados de Abatimento para Taxa de Desconto de 8%	68
Tabela 29 – Custos e Potenciais Acumulados de Abatimento para Taxa de Desconto de 12%	69
Tabela 30 – Taxa de Penetração das Tecnologias por Quinquênio (%).....	74
Tabela 31 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração e Pelotização	75
Tabela 32 – Emissões Totais de CO ₂	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição Geográfica das Mineradoras.....	23
Figura 2 – Distribuição Geográfica das Jazidas.....	24
Figura 3 – Percentual de Produção dos Principais Minerais	26
Figura 4 – Histórico do PIB do Setor de Mineração (em US\$ bilhões de 2013)	26
Figura 5 – Saldo da Balança Comercial Brasileira	27
Figura 6 – Principais Componentes do Comércio Exterior da Mineração 2013 (%)	27
Figura 7 – Arrecadação CFEM 2013 por Estado (%).....	28
Figura 8 – Fluxograma de Minério.....	31
Figura 9 – Fluxograma Simplificado do Beneficiamento de Minério de Ferro – Carajás... ..	32
Figura 10 – Fluxograma do Processo de Pelotização	33
Figura 11 – (A) Tambor de Pelotamento e (B) Disco de Pelotamento	34
Figura 12 – (A) Foto de Tambores de Pelotamento em Operação e (B) Foto de um Disco de Pelotamento em Operação	34
Figura 13 – Disco de Pelotamento.....	35
Figura 14 – Forno de Queima ou Endurecimento da Pelota.....	36
Figura 15 – Evolução do Consumo de Energéticos na Indústria da Mineração (mil tep)... ..	37
Figura 16 – Distribuição do Consumo Final de Energia (%)	39
Figura 17 – Emissões Totais de GEE por Bens Minerais.....	44
Figura 18 – Emissões Totais de GEE – Demais Bens Minerais (exceto ferro)	44
Figura 19 – Emissões Totais de GEE – Demais Bens Minerais, exceto Ferro (tCO ₂ e)	45
Figura 20 – Bens Minerais com Emissões Mapeadas (tCO ₂ e).....	45
Figura 21 – Escopo 1 – Fontes Gerais de Emissões	46
Figura 22 – Escopo 1 – Demais Fontes de Emissões.....	47
Figura 23 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)	60
Figura 24 – Demanda de Energia do Setor de Mineração e Pelotização (2013-2050)	60
Figura 25 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)	64
Figura 26 – Preços de Petróleo para Três Cenários (1995-2040)	66

Figura 27 – Curva de Custos de Abatimento para Taxa de Desconto 8% ao ano	70
Figura 28 – Curva de Custos de Abatimento para Taxa de Desconto de 12% ao ano	70
Figura 29 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)	75
Figura 30 – Emissões nos Cenários REF, BC e BC+I	76
Figura 31 – Instrumentos Utilizados por Países para Promover a Eficiência Energética na Indústria.....	83

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – MTD para Eficientização Energética e Redução de Emissões de CO ₂ na Indústria de Mineração	52
Quadro 2 – Características das Tecnologias de Ruptura	73
Quadro 3 – Quadro-resumo de Medidas, Barreiras e Instrumentos de Política Pública para Adoção dos Cenários de Baixo Carbono.....	90

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

AFOLU – Agricultura, florestas e outros usos do solo

BEN – Balanço Energético Nacional

BEU – Balanço de Energia Útil

BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CAL – Custo anual líquido

CENÁRIO BC – Cenário de baixo carbono

CENÁRIO BC+I – Cenário de baixo carbono com inovação

CENÁRIO REF – Cenário de referência

CFEM – Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais

CH₄ – Metano

CMA – Custos marginais de abatimento

CNI – Confederação Nacional da Indústria

CO₂ – Dióxido de carbono

CO₂e – Dióxido de carbono equivalente

COP15 – 15ª Conferência das Partes – Estocolmo

COP21 – 21ª Conferência das Partes – Paris

DECC – Departamento de Energia e Mudança Climática do Reino Unido

EIA – U.S. Energy Information Administration

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FIPE – Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas

GEE – Gases de efeito estufa

GEF – Global Environment Facility

GJ – Gigajoule

HFC – Hidrofluorcarbonetos

IBRAM – Instituto Brasileiro de Mineração

IEA – Agência Internacional de Energia

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MME – Ministério de Minas e Energia

MTD – Melhores tecnologias disponíveis

N₂O – Óxido nitroso

O&M – Operação e manutenção

PFC – Compostos perfluorados

PIB – Produto interno bruto

PNUMA – Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

RMI – Rochas e minerais industriais

ROM – *Run-of-mine*

SF₆ – Hexafluoreto de enxofre

SIN – Sistema Interligado Nacional

TCN – Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

USEPA – U.S. Environmental Protection Agency

The background features a large, solid gold shape that resembles a stylized letter 'L' or a corner. In the upper left, there is a smaller gold shape with a jagged, sawtooth-like top edge. At the bottom right, a smaller, lighter tan shape is partially visible, also with a diagonal edge. The overall aesthetic is modern and minimalist.

Introdução

INTRODUÇÃO

A questão das mudanças climáticas tem sido, cada vez mais, um entrave ao desenvolvimento sustentável. O Brasil, nesse contexto, tem se posicionado de maneira ativa nas negociações climáticas globais, propondo metas de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Segundo o World Bank (2016), o país desempenhou papel fundamental na formulação do quadro climático para a 21ª Conferência das Partes (COP21), que culminou com o Acordo de Paris. Na ocasião, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com possível esforço para chegar à redução de 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030.¹ Essa meta é considerada absoluta, pois estabelece um teto de emissões, diferentemente do ocorrido na COP15, em Copenhague, no ano de 2009, quando o Brasil assumiu uma meta voluntária relativa, de redução de suas emissões em relação a uma projeção para o ano de 2020.

As emissões são referentes à totalidade das emissões nacionais, incluindo CO₂, CH₄, N₂O, PFC, HFC e SF₆, já estimados no inventário nacional. O percentual de redução das emissões será aplicado às emissões do ano-base de 2005, com os gases sendo convertidos a CO₂e, usando-se a métrica GWP-100 do AR5.² Para a estimativa dos gases, serão utilizadas as metodologias do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) para inventários nacionais. Faz-se menção explícita à possibilidade de utilização das remoções, ou seja, retirada de CO₂ da atmosfera pelas florestas manejadas, na composição das emissões nacionais. Esse método é exatamente o que se utiliza desde a Segunda Comunicação Nacional à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), contendo o Segundo Inventário Nacional de GEE.

Avaliando-se os setores da economia brasileira, no que concerne às emissões de GEE, a maior parcela das emissões líquidas estimadas de CO₂e, segundo o GWP-100 do AR5, é proveniente do setor agropecuário e uso e mudança do uso da terra e florestas (Afolu), correspondendo a aproximadamente 61% das emissões totais no ano de 2010 (MCTIC, 2016). Em segundo lugar, vem o setor de energia, com 27%, e, em seguida, processos industriais, com cerca de 7% das emissões totais de CO₂ nesse ano. Porém, ao considerar exclusivamente as emissões relacionadas com o consumo de energia, o setor industrial passaria a ser responsável por cerca de 1/3 das emissões totais (HENRIQUES JR., 2010; MCTI, 2016). Nesse contexto, o setor industrial tem papel relevante para a mitigação de

1 De acordo com a Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (MCTI, 2010).

2 Métrica de conversão para dióxido de carbono equivalente do 5º relatório de avaliação do IPCC (MCTIC, 2016).

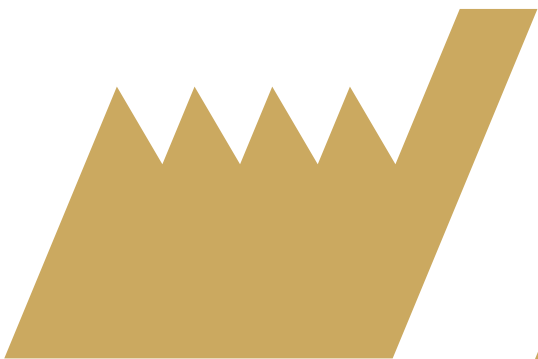
emissões de GEE (HENRIQUES JR., 2010; BORBA et al., 2012; CNI, 2012; RATHMANN, 2012), o que justifica a implementação de política pública nesse sentido, qual seja, o Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de Economia de Baixa Emissão de Carbono na Indústria de Transformação, comumente chamado de Plano Indústria (FGV, 2015).

Apesar da ambição, os esforços de mitigação e potenciais contribuições setoriais não foram detalhados setorialmente e sequer sua viabilidade técnico-econômica foi avaliada junto à Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil ao Acordo de Paris. Nesse contexto, o projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil, financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (Global Environment Facility – GEF) e implementado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), em parceria com o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Pnuma), pode contribuir significativamente, na medida em que objetiva ajudar o governo brasileiro a reforçar sua capacidade técnica de apoiar a implementação de ações de mitigação de emissões de GEE em setores-chave da economia.

No âmbito do setor de mineração e pelotização, o objetivo é identificar as possibilidades de mitigação de emissões de GEE. Adicionalmente, serão avaliados barreiras, cobenefícios e potenciais efeitos adversos à adoção das atividades de baixo carbono para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública capazes de viabilizá-las.

Para responder a esse objetivo, o presente trabalho é composto por uma introdução, quatro capítulos e as considerações finais. O capítulo 1 tratará de caracterizar os principais processos produtivos do setor de mineração e pelotização, bem como apresentará os consumos energéticos específicos e as principais fontes emissoras de GEE dessas atividades. No capítulo 2, serão detalhadas as melhores tecnologias disponíveis (MTD) para o setor, visando, direta ou indiretamente, à mitigação de emissões de GEE. No capítulo 3, apresentar-se-ão os cenários de referência (REF), baixo carbono (BC) e baixo carbono com inovação (BC+I) construídos para o setor. No capítulo 4, serão identificados barreiras e cobenefícios à implementação das MTD e instrumentos aplicáveis, visando à adoção dos cenários de baixo carbono. Por fim, serão apresentadas as considerações finais do presente estudo.

Semelhantemente aos estudos de De Gouvello (2010) e La Rovere et al. (2016), este relatório considera uma avaliação setorial, por meio da construção de cenários de emissões de GEE, que tem como limitação a inobservância de possíveis efeitos de não aditividade dos potenciais de mitigação do sistema energético (MCTIC, 2017), que abrange os diferentes segmentos industriais. De fato, a avaliação setorial é relevante, sobretudo, para realizar o mapeamento das MTD, visando à mitigação setorial de emissões de GEE, para, partindo disso, constituir uma base de dados para a modelagem dos setores industriais em cenários integrados de abatimento de emissões do sistema energético e do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo. Deve-se enfatizar que resultarão desses cenários integrados estimativas robustas dos potenciais e custos de abatimento desses setores, as quais serão reportadas no relatório *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*. Portanto, o reporte de projeções de emissões e custos marginais de abatimento neste estudo setorial objetiva, meramente, a comparação com os resultados oriundos da integração dos cenários por meio dos modelos MSB8000, Otimizagro e Efes, de modo a enfatizar a importância dessa metodologia.



Caracterização setorial

Capítulo

1

1 CARACTERIZAÇÃO SETORIAL

A influência dos minerais para o desenvolvimento de um país é cada vez maior. Qualquer atividade agrícola ou industrial, na metalurgia, na indústria química, na construção civil ou no cultivo da terra utiliza minerais ou seus derivados.

Os minérios ou minerais são divididos em três grandes classes: metálicos, não metálicos e energéticos. Os não metálicos podem ser subdivididos em rochas e minerais industriais, gemas e águas minerais. Os minerais industriais são aplicados diretamente como se encontram na natureza ou após algum tratamento, ou ainda são utilizados como matéria-prima para a fabricação de uma grande variedade de produtos (CETEM, 2010).³

- Minerais metálicos ferrosos – são utilizados de forma intensiva na siderurgia e formam ligas importantes com o ferro. Além do próprio ferro, manganês, cromo, níquel, cobalto, molibdênio, nióbio, vanádio e volfrâmio são outros minerais metálicos importantes;
- Não ferrosos – básicos (cobre, zinco, chumbo e estanho) e leves (alumínio, magnésio, titânio e berílio);
- Preciosos – ouro, prata, platina, ósmio, irídio, paládio, rutênio e ródio;
- Raros – escândio, índio, germânio, gálio, entre outros;
- Rochas e minerais industriais (RMI):
 - » Estruturais ou para a construção civil: agregados (brita e areia), minerais para cimento (calcário, areia, argila e gipsita), rochas e pedras ornamentais (granito, gnaiss, quartzito, mármore, ardósia etc.), argilas para cerâmicas vermelha, artefatos de uso na construção civil (amianto, gipsita, vermiculita etc.);
 - » Indústria química: enxofre, barita, bauxita, fluorita, cromita, pirita etc.;
 - » Cerâmicos: argilas, caulins, feldspatos, sílica, talco, zirconita etc.;
 - » Refratários: magnesita, bauxita, cromita, grafita, cianita etc.;
 - » Isolantes: amianto, vermiculita, mica etc.;
 - » Fundentes: fluorita, calcário, criolita etc.;

3 Outra proposta de classificação divide os minerais industriais segundo a função que apresentam em suas aplicações (CETEM, 2005): minerais físicos, que mantêm a identidade física original: estruturais, cargas e extensores, auxiliares de processos, fundição etc.; e minerais químicos, que perdem a identidade original: insumos para a indústria química, insumos para fertilizantes, auxiliares de processos químicos, insumos para cerâmica, fluxo e metalurgia etc.

- » Abrasivos: diamante, granada, quartzito, coríndon etc.;
- » Minerais de carga: talco, gipsita, barita, caulim, calcita etc.;
- » Pigmentos: barita, ocre, minerais de titânio; agrominerais (minerais e rochas para a agricultura): fosfato, calcário, sais de potássio, enxofre, fonolito, flogopita, gipsita, zeólita etc.;
- » Minerais ambientais (ou minerais verdes): bentonita, atapulgita, zeólitas, vermiculite etc., utilizados (na forma natural ou modificados) no tratamento de efluentes, na adsorção de metais pesados e espécies orgânicas, ou como dessulfurantes de gases (calcário).
- Gemas
 - » Pedras preciosas: diamante, esmeralda, safira, turmalina, opala, topázio, águas marinhas, ametista etc. (segundo especialistas, a terminologia “semipreciosas” não deve ser mais usada).
- Águas
 - » Minerais e subterrâneas.
- Minerais energéticos
 - » Radioativos: urânio e tório;
 - » Combustíveis fósseis: petróleo, turfa, linhito, carvão e antracito, que, embora não sejam minerais no sentido estrito (não são cristalinos nem de composição inorgânica), são estudados pela geologia e extraídos por métodos de mineração.

A indústria de extração mineral tratada neste relatório compreende toda a indústria de extração de minerais metálicos e não metálicos (exceto os minerais energéticos – carvão, petróleo e xisto pirobetuminoso – e águas).

Esta indústria também inclui atividades de beneficiamento que podem estar presentes na própria etapa de extração ou em etapas posteriores. Algumas atividades de beneficiamento são: moagem, trituração, classificação, concentração etc. (CNI, 2010; HENRIQUES JR., 2010).

O setor de extração mineral compreende o processo de pelotização, que consiste na aglomeração de finos de minério produzidos durante a lavra, o beneficiamento e o manuseio, para utilização em outros processos. O processo de pelotização, no caso do minério de ferro, visa à aglomeração do minério na forma de pelotas (*pellets*), tornando os finos adequados a compor a carga das usinas siderúrgicas nos reatores de redução para a produção de ferro primário (CNI, 2010).

Esse processo é uma alternativa à sinterização, que ocorre na própria planta que produz ferro e aço. No entanto, as pelotas são produzidas pela indústria de processamento mineral, por isso a energia consumida na produção de pelotas é contabilizada nessa indústria (CNI, 2010).

O setor de extração mineral tem importante papel na área socioeconômica no Brasil e no mundo, respondendo por uma parcela significativa do produto interno bruto (PIB) e participando de investimentos em infraestrutura, desenvolvimento de tecnologia e emprego de mão de obra qualificada. Assim, o setor de mineração tem papel importante em função das projeções para o crescimento de mercados de bens minerais no Brasil e no mundo. Tal

crescimento visa atender as cadeias produtivas que seguem os padrões de consumo da sociedade. Por exemplo, o crescimento dessa indústria é impulsionado pelo processo de urbanização que países em desenvolvimento, como os BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul) vêm passando (CNI, 2010).

Como os produtos da indústria da mineração são bens básicos (matéria-prima na indústria de transformação), na construção civil e na agricultura (insumo ou corretivo do solo), a demanda por bens minerais está diretamente relacionada com a atividade desses setores, consequentemente, é influenciada pelo comportamento geral da economia do país (CNI, 2010).

Quando considerado o valor econômico, os minerais metálicos representam pelo menos 65% das receitas do setor. Dessa parcela, 70% são representados pelo minério de ferro, seguido por ouro, bauxita e manganês (HENRIQUES JR., 2010).

Existiam no Brasil, em 2011, cerca de 8.870 mineradoras.⁴ No entanto, a produção mineral brasileira é muito concentrada. As 240 empresas associadas ao Instituto Brasileiro de Mineração (Ibram)⁵ representam 85% da produção mineral do país (IBRAM, 2012). A Figura 1 mostra a divisão das mineradoras por região e a Figura 2 mostra a localização geográfica das jazidas, por estado, no Brasil.

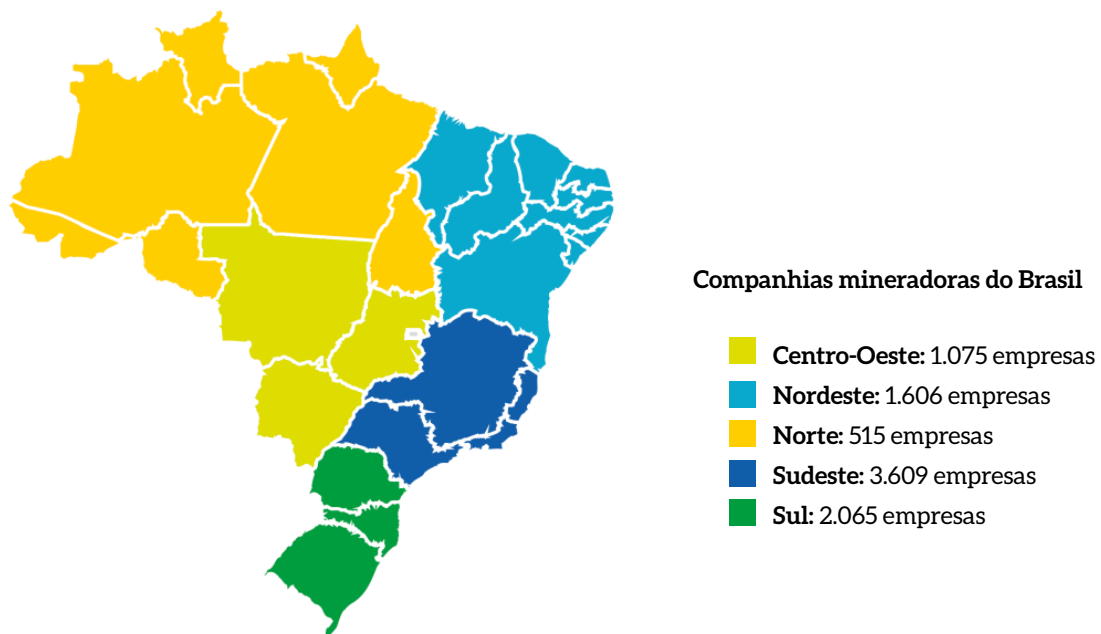


Figura 1 – Distribuição Geográfica das Mineradoras

Fonte: IBRAM, 2011

4 Esse número compreende o regime de concessão de lavra e o regime de licenciamento.

5 O Ibram é uma entidade nacional representativa das empresas e instituições que atuam na indústria da mineração.

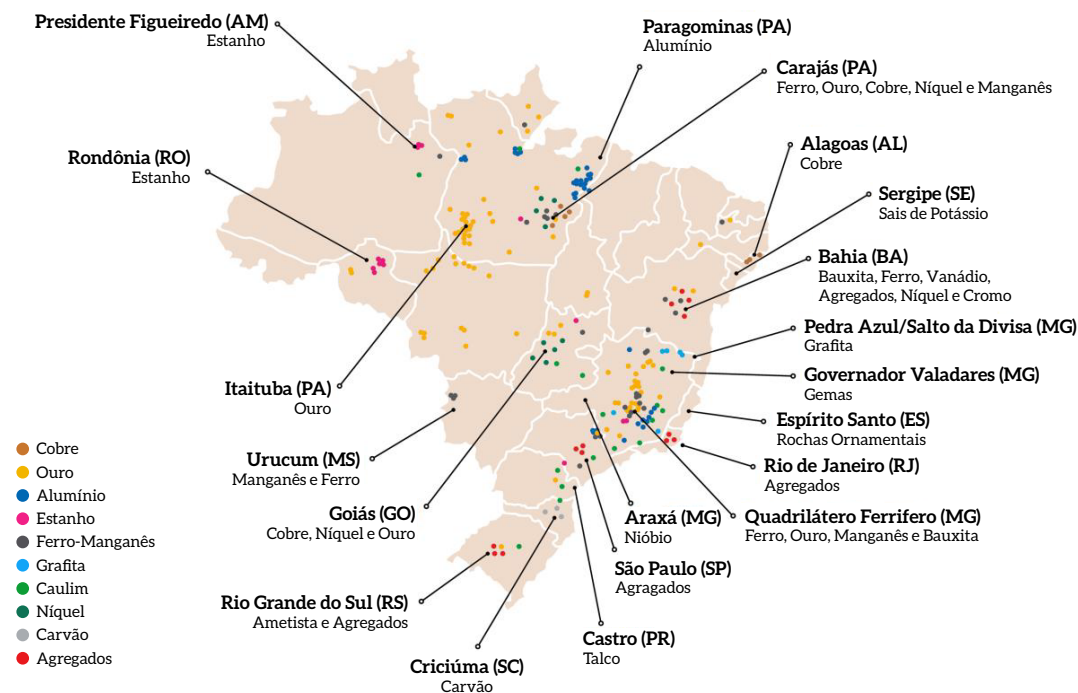


Figura 2 – Distribuição Geográfica das Jazidas

Fonte: IBRAM, 2011

Apesar de ter importante participação na indústria mineral mundial, o Brasil ainda depende da importação de alguns minérios considerados estratégicos. Por exemplo, o país importa 91% do potássio e 51% do fosfato, materiais essenciais para a fabricação de fertilizantes. O Brasil é o quarto consumidor de fertilizantes do mundo e produz somente 2% da produção mundial (IBRAM, 2012).

A produção, o consumo aparente,⁶ a quantidade exportada, o valor das exportações e do saldo comercial para cada um dos principais produtos estão resumidos na Tabela 1.

⁶ Consumo aparente = Produção + Exportação - Importação.

Tabela 1 – Principais Produtos do Setor Mineral – 2013

PRINCIPAIS PRODUTOS - 2013 ^p	PRODUÇÃO		EXPORTAÇÃO		SALDO
Bens Minerais	P	P/C	Qtde	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$
Ferro [3°; 15,5%] (27%)	316,8 Mt	-	329,5 Mt	32.491	32.491
<i>Minério</i>	316,8 Mt	9,10	282 Mt	25.996	25.996
<i>Pelotas (2°; 16%)(30%)</i>	60,2 Mt	4,74	47,5 Mt	6.495	6.495
Bauxita [3°; 13%] (9%)	32,9 Mt	1,35	8,4 Mt	340	336
<i>Alumina [3°; 11%] (21%)</i>	9,9 Mt		7,1 Mt	1.809	1.797
Ouro [9°; 2,3%] (0,22)	79.563 kg	-	61,6 kg	2.668	2.664
Cobre (Cu cont.) [n.d.;1,3%] (4%)	271 kt	1,86	239 kt	1.826	764
Manganês (conc.) [5°; 7%] (7%)	2,8 Mt	3,59	1,8 Mt	262	256
Molibdênio (conc.)	-	-	6,3 kt	58 *	58 *
Rochas Ornamentais [4°; 8%] (5%)	10,5 Mt		2,72 Mt	1.302	1.229
<i>Brutas</i>	n.d.		1,45 Mt	302	283
<i>Processadas</i>	n.d.		1,27 Mt	1.000	946
Caulim (ben.) [5°; 6%] (19%)	2,1 Mt	-	2,1 Mt	225	207
Crisotila [3°, 15%] (n.d.)	290,8 kt	1,16	126 kt	88	88
Magnesita (ben.) [2°; 8%] (n.d.)	6,4 Mt		173 kt	77	29
Grafita [3°; 11,4%] (n.d.)	83,6 kt	1,30	20,3 kt	32	30
Gemas (brutas e lapidadas)	n.d.		21,4 t	212	202
Diamantes (brutos)	n.d.		7 kg	8,5	(17)
Fosfato (conc.) [5°; 3,5%]	2,5 Mt	0,80	1,6 Mt*	220	(220)
Potássio (K ₂ O) [10° ;1,1%]	492,1 kt	0,09	4,9 Mt*	3.325	(3,307)
Enxofre (recuperado)	n.d.		2 Mt*	299	(297)
Agregados p/contrução civil	n.d.		-	-	-
Argila p/ Cerâmica Vermelha	n.d.		-	-	-
Calcário Agrícola	n.d.		-	-	-
Carvão Energético	7,4 Mt	1,0	361 t	147	0,147
Carvão Metalúrgico	0,0	0,01	20,3 Mt *	2,917	(2,917)
Água Mineral	10,8 L ⁹		0,0	0,0	(1,7)

Nota: [Ranking e % da produção do mercado mundial]; (% das exportações mundiais); p = produção; c = consumo aparente; (*) importação.

Fonte: MME, 2014

A Figura 3 mostra o percentual de participação de alguns produtos minerais produzidos no Brasil e a produção percentual por município.

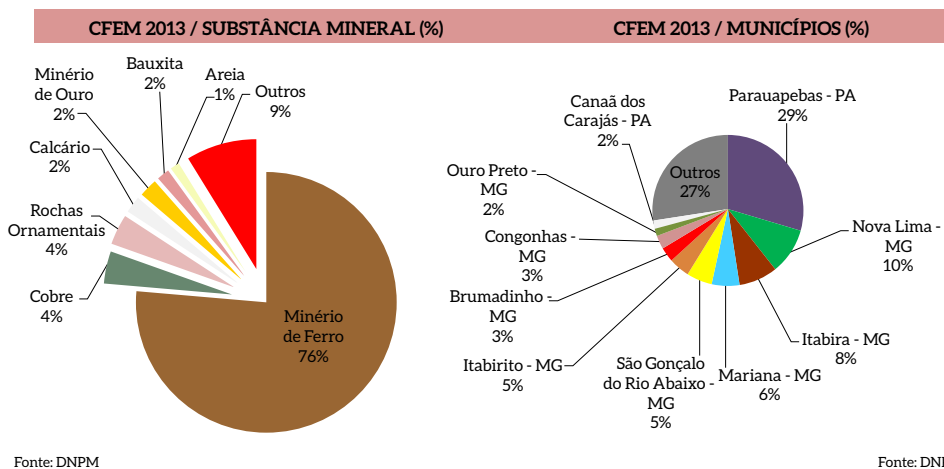
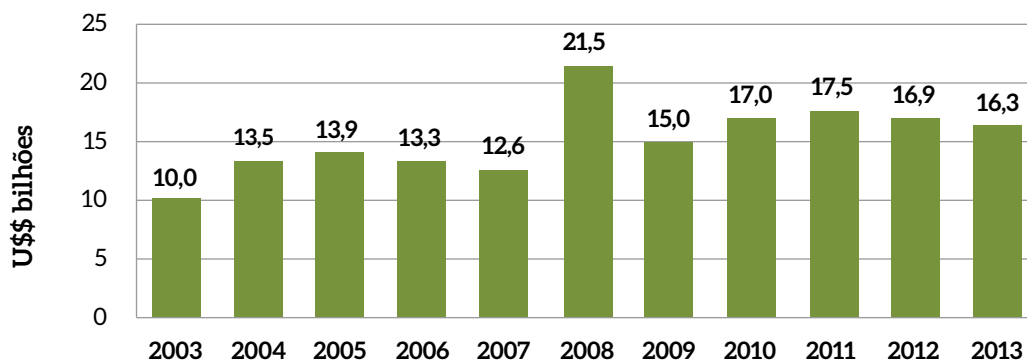


Figura 3 – Percentual de Produção dos Principais Minerais

Fonte: MME, 2013b

O setor mineral tem se mantido em posição de destaque na geração de valor adicionado para a economia. Em 2013, a indústria de mineração e transformação contribuiu com US\$ 85,6 bilhões, o que representou aproximadamente 4% do PIB nacional. O PIB apenas do setor de mineração e pelotização está resumido na Figura 4, entre os anos de 2006 e 2013 (em US\$ de 2013). A Tabela 2 resume os valores do PIB do setor de mineração em relação ao PIB Brasil e da indústria nos anos de 2012 e 2013.



Nota: Inclui a pelotização.

Figura 4 – Histórico do PIB do Setor de Mineração (em US\$ bilhões de 2013)

Fonte: MME, 2013b

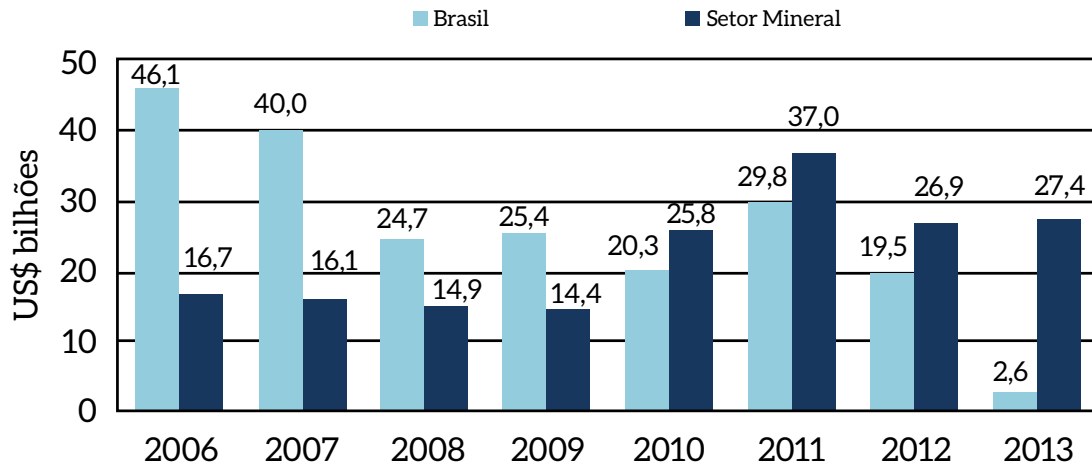
Tabela 2 – PIB do Setor de Mineração em relação ao PIB Brasil e da Indústria nos Anos de 2012 e 2013

PIB	Unidade	2012	2013
PIB do Brasil	109 US\$ (2013)	2.176	2.230
PIB da mineração (1)	109 US\$ (2013)	16,87	16,28
Participação no PIB nacional	%	0,78	0,73
Participação no PIB industrial	%	2,88	2,71

Nota: Inclui a pelotização.

Fonte: MME, 2014

O minério de ferro correspondeu a 88% do total das exportações do setor de mineração e 57% do setor mineral. A mineração teve importações de aproximadamente US\$ 84,0 bilhões, o que representou redução de 7% em relação ao ano anterior, em consequência, em grande parte, pelo recuo dos preços dos minérios importados (potássio, carvão metalúrgico e rocha fosfática) (MME, 2014b).



Fonte: SECEX/MDIC

Figura 5 – Saldo da Balança Comercial Brasileira

Fonte: MME, 2014

A Figura 6 resume o percentual de participação dos principais minerais que compõem o comércio exterior da mineração (importações e exportações).

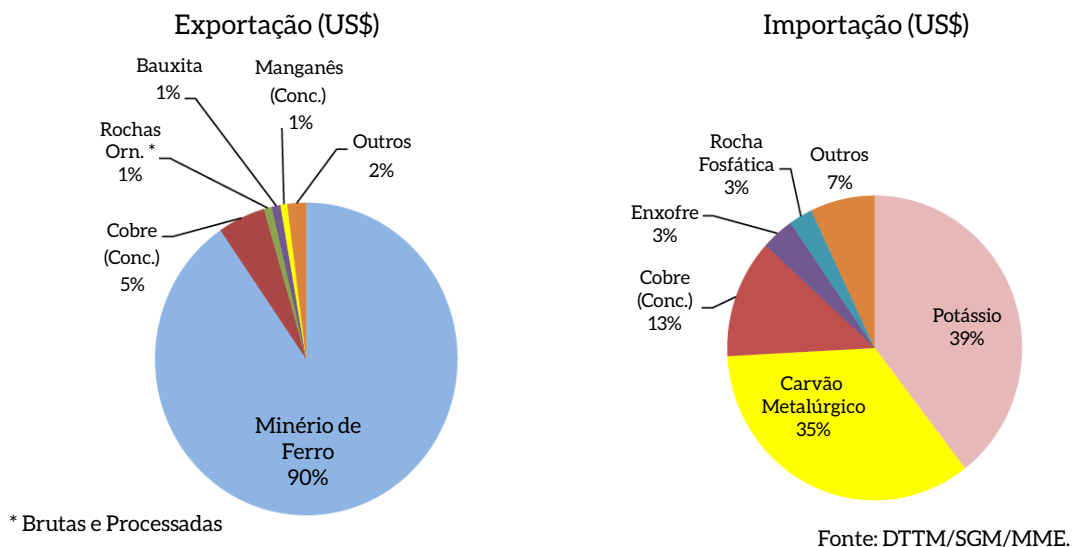
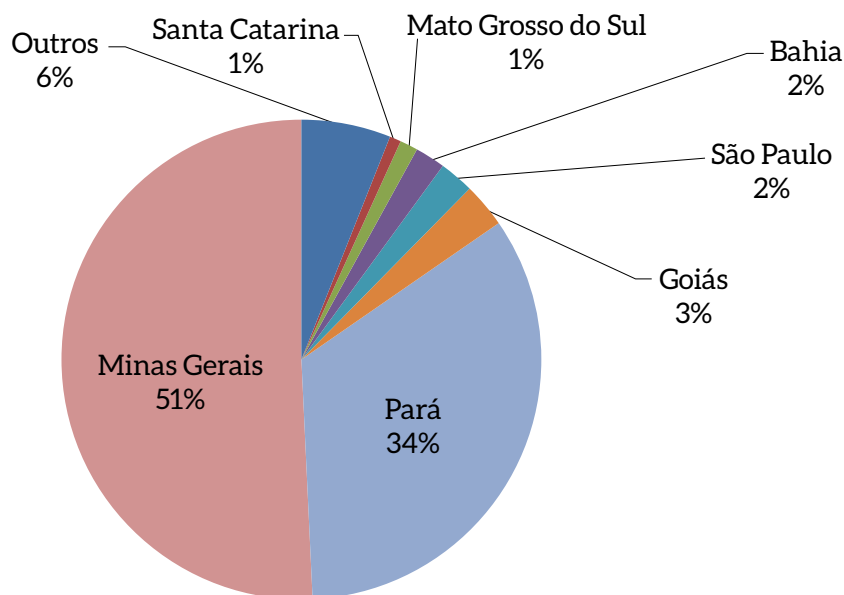


Figura 6 – Principais Componentes do Comércio Exterior da Mineração 2013 (%)

Fonte: MME, 2014

Os estados produtores de minérios no ano de 2013, com base no recolhimento da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM)⁷ são Minas Gerais (51%), Pará (34%), Goiás (3%), São Paulo (2%), Bahia (2%) e Mato Grosso do Sul (1%), Santa Catarina (1%) e outros (6%) (MME, 2014) (Figura 7).

Em 2012, a arrecadação da CFEM foi de R\$ 1,832 bilhão e, em 2011, de R\$ 1,540 bilhão – 42,8% superior à de 2010, igual a R\$ 1,078 bilhão (IBRAM, 2012).



Fonte: DNPM

Figura 7 – Arrecadação CFEM 2013 por Estado (%)

Fonte: MME, 2014

O setor empregou 202.000 e 226.000 trabalhadores nos anos de 2011 e 2012, respectivamente (MME, 2014). Segundo estudos realizados pela Secretaria Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral, do Ministério de Minas e Energia, para cada posto de trabalho, são criadas 13 outras vagas (empregos indiretos) ao longo da cadeia produtiva, sem considerar as vagas da fase de pesquisa, prospecção, planejamento e a mão de obra nos garimpos.

1.1 SEGMENTAÇÃO E PROCESSOS PRODUTIVOS

O objetivo desta seção é fornecer informações capazes de orientar uma proposta de desagregação da indústria de mineração e pelotização de forma a tornar mais precisa a avaliação do potencial de mitigação dessa indústria.

⁷ A CFEM é um dos muitos encargos incidentes na cadeia mineral. Essa contribuição, cobrada dos estados, do Distrito Federal, de municípios e órgãos da administração da União, representa uma contraprestação pela utilização econômica dos recursos minerais em seus respectivos territórios (IBRAM, 2012).

A seleção de produtos e processos produtivos a serem considerados utilizou como um dos parâmetros o resultado do inventário de emissões do setor (IBRAM, 2011), que fornece uma estimativa do percentual de emissões para cada processo e para cada um dos principais minerais. Também foram pesquisados e utilizados os consumos específicos dos diferentes processos produtivos na literatura nacional, sempre que disponível.

A indústria extrativa mineral pode ser classificada como homogênea. Apesar de a exploração de cada jazida utilizar uma tecnologia específica, dadas as características geológicas próprias do produto, os processos e etapas envolvidos são semelhantes. Devido a essa semelhança, a etapa de mineração pode ser dividida, para todos os minerais, em duas: extração e beneficiamento (GORLA, 2009). O processo de pelotização será avaliado separadamente.

1.1.1 EXTRAÇÃO

No Brasil, as etapas produtivas da indústria extrativa mineral empregam, em sua maioria, o método de mineração por desmonte em minas de superfície (CNI, 2010).

As atividades básicas compreendidas no segmento de extração são: detonações, escavações, transporte e todo o processo de tratamento inicial dos minérios extraídos. O tratamento inicial pode incluir britagem, moagem, lavagem e outros procedimentos físicos, que são processos intensivos em eletricidade para o acionamento motriz nos diversos processos citados (HENRIQUES JR., 2010).

Na operação de desmonte da mina, são obtidos os fragmentos de rocha, com uso de explosivos. Esses fragmentos ou blocos são transportados para a unidade de beneficiamento. Além do método de mineração por desmonte em minas de superfície, utiliza-se outro método que consiste na operação de jateamento (desmonte hidráulico) para a degradação de rochas pouco consolidadas.

A cominuição, que é a fragmentação da rocha, permite que o mineral apresente diâmetros compatíveis com os equipamentos de carregamento, de transporte e do britador primário. O material que não atingiu o tamanho necessário passa por uma etapa de desmonte secundário. Como as etapas de fragmentação e as características do produto obtido influenciam o rendimento dos processos a jusante, é importante que o material que passa pelo circuito de cominuição (britagem e moagem) seja trabalhado de forma apropriada (por exemplo, para atingir a granulometria adequada).

1.1.2 TRANSPORTE DE MINÉRIO

Os métodos mais utilizados são o transporte em caminhões e em correias, sendo o caminhão o mais utilizado no mundo. A lavra utilizando caminhões tem como base desmonte do material *in situ*. Nesse caso, o desmonte é realizado com perfurações e explosivos ou, dependendo da resistência do material, com o uso de escavadeiras e tratores.

Algumas vantagens do transporte com caminhões são, entre outras (LOPES, 2010 apud BORGES, 2013): flexibilidade operacional, especialmente no caso da lavra seletiva; os equipamentos podem ser transferidos

para outras fases de operação da mina; e possibilita a menor variação nos teores médios da jazida devido à possibilidade de verticalização da mina. Uma das desvantagens é a baixa eficiência energética, porque 50% do combustível são consumidos para o deslocamento do próprio caminhão e 50% para o deslocamento da carga, sendo que, em média, em 50% do tempo o caminhão roda vazio; e as estradas precisam ser longas para atender a limitação da inclinação das rampas.

Segundo Lopes (2010 apud BORGES, 2013), a utilização de sistemas de correias transportadoras para transportar o minério (ROM) proveniente das minas para as estações de britagem é cada vez maior, seja por sistemas de transporte de curta e/ou longa distância, ou mesmo para a execução da própria lavra de minério em substituição total ou parcial da frota de caminhões.

As correias são geralmente utilizadas para transporte de longas distâncias desde o ponto de carga até o ponto de descarga, proporcionando redução no custo operacional. Algumas vantagens são: podem trabalhar com rampas até 30%; demanda praticamente uniforme por energia elétrica; baixo custo de manutenção; em transportes descentes; consumo específico (l/t) de combustíveis fósseis reduzido, pois são movidas a eletricidade; e custo operacional mais baixo que o transporte por caminhões. No entanto, a flexibilidade fica comprometida; paradas, em média de dois a três dias, para realocação das correias conforme o plano de extração (LOPES, 2010 apud BORGES, 2013).

1.1.3 BENEFICIAMENTO

O beneficiamento ou tratamento dos minérios, processamento adicional de produtos finais, busca melhoria de valor do produto. Esse processo visa modificar a granulometria, a concentração relativa das espécies minerais presentes ou a forma. No entanto, não modifica a identidade química ou física do mineral (CETEM, 2010).⁸

A etapa de lavagem consiste na separação das partículas de acordo com sua granulometria. Separa as partículas finas das partículas grossas, as partículas leves das pesadas e o líquido das sólidas. A separação utiliza técnicas diferentes, escolhidas de acordo com o comportamento dos minerais. A separação pode ocorrer por gravidade, magnetismo ou lixiviação (CNI, 2010).⁹

O processo de piroprocessamento utiliza calor para alterar as propriedades mecânicas e/ou químicas. Nesse processo, são utilizados fornos rotativos (secadores) (CNI, 2010).

O processo de concentração é realizado com base nas diferenças de propriedades (massa específica, susceptibilidade magnética, condutividade elétrica, propriedades de química de superfície, cor, radioatividade, forma etc.) entre o mineral-minério, que é o minério de interesse, e a ganga ou, em alguns casos, separação seletiva entre dois ou mais minerais de interesse (CETEM, 2010).

Para que o minério possa ser concentrado, os minerais precisam estar fisicamente liberados, ou seja, uma

8 Alguns autores consideram o conceito de tratamento de minérios de forma mais ampla. Eles defendem que o tratamento é um processamento em que os minerais podem até sofrer alterações químicas, resultantes, por exemplo, da decomposição térmica ou de reações típicas que ocorrem na presença do calor (CETEM, 2010).

9 Os separadores magnéticos podem ser de tambor de correia, cíclico, contínuo e outros (CNI, 2010).

partícula deve ser formada, idealmente, por uma única espécie mineralógica. Por esse motivo, o material minerado passa pelas etapas anteriores de cominuição (britagem e/ou moagem).

O ideal é que somente o volume necessário de material seja fragmentado para seguir para a operação seguinte, evitando consumo de energia e custos desnecessários. Assim, nos circuitos de cominuição, são realizadas operações de peneiramento, ciclonagem, entre outras. Estas são operações de classificação ou separação por tamanho. Após a liberação adequada dos minerais, o minério pode ser submetido à operação de separação das espécies minerais (um concentrado e um rejeito) em processos mais simples (CETEM, 2010).

A concentração é a redução do percentual de ganga presente no minério, enquanto a purificação consiste na remoção (ou pré-concentrado) dos minerais contaminantes (pequeno percentual) do minério.

A Figura 8 apresenta um fluxograma típico da etapa de tratamento de minérios, com recirculação de água. O minério *run-of-mine* (ROM) segue para diversas operações a jusante: cominuição – britagem e moagem; peneiramento (separação por tamanhos) e classificação (ciclonagem, classificação em espiral); concentração – gravítica, magnética, eletrostática, flotação etc; desaguamento – espessamento e filtragem; secagem – secador rotativo, *spray dryer*, secador de leito fluidizado; disposição de rejeito. A Figura 9 mostra o fluxograma do processo real da usina de minério de ferro de Carajás da empresa Vale (CETEM, 2010).

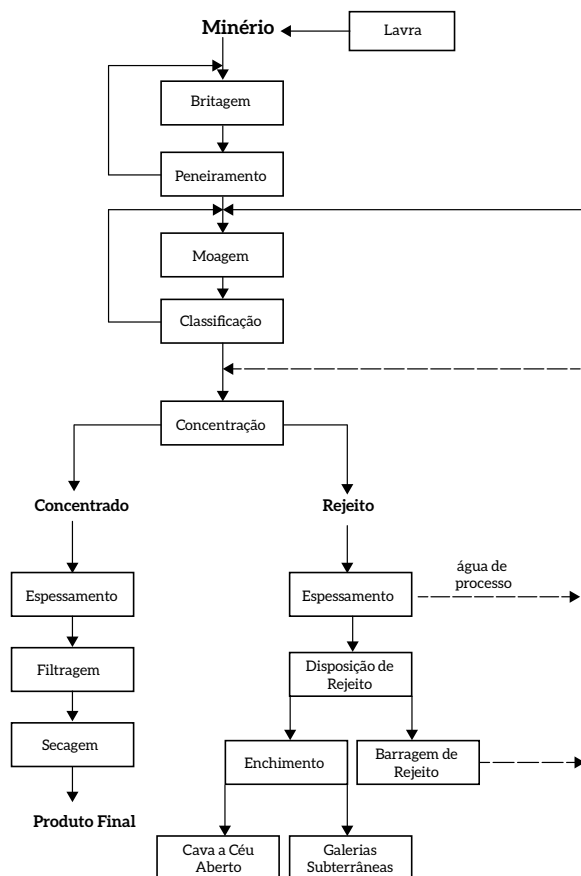


Figura 8 – Fluxograma de Minério

Fonte: CETEM, 2010

1.1.4 PELOTIZAÇÃO DE MINÉRIO DE FERRO

Na etapa de extração, beneficiamento e manuseio de minério de ferro, são gerados ultrafinos, que não são adequados para a utilização direta em reatores de redução para a produção de ferro primário.

Antes da utilização do processo de pelletização, o minério de ferro utilizado nos altos-fornos era britado e classificado de acordo com sua granulometria na própria mina ou nas usinas siderúrgicas. A fração com maior granulometria (*lump ore*) era utilizada, enquanto a fração fina não tinha uso viável (CETEM, 2010).¹⁰

Assim, o desenvolvimento do processo de aglomeração permitiu que os finos, que eram considerados rejeitos da lavra, viessem a ter valor econômico para o processo siderúrgico. O processo de pelletização do minério de ferro promove a concentração e a aglutinação dos óxidos de ferro na forma de *pellets*.

Esse processo é intensivo em calor, que é obtido pela queima de diferentes combustíveis. O processo de pelletização é descrito na Figura 10.

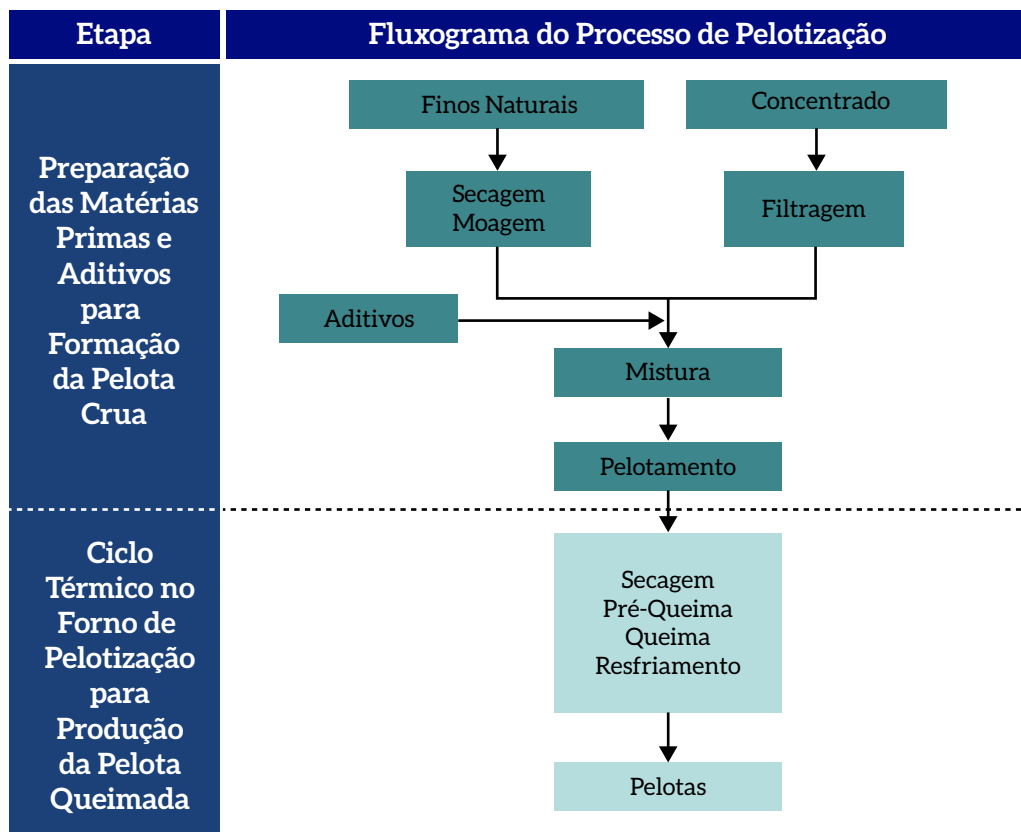


Figura 10 – Fluxograma do Processo de Pelotização

Fonte: AUGUSTO, 2012

¹⁰ O primeiro processo a ser desenvolvido foi a sinterização, que pode aproveitar os finos de minério de ferro com granulometria desde 1,0 mm até 0,15mm. O processo de pelletização, desenvolvido como alternativa à sinterização, pode utilizar frações menores que 0,15 mm (CETEM, 2010).

De forma geral, a etapa de pelletização pode ser dividida em três fases (CETEM, 2010):

- Preparação da matéria-prima;
- Formação das pelotas cruas ou pelotamento;
- Processamento térmico ou queima.

A primeira etapa do processo é o recebimento do minério na forma de lama, contendo o percentual mínimo de 62% de ferro.¹¹

A matéria-prima (*pellet feed*) é o minério de ferro moído, com granulometria na fração menor que 44 μm (88% mínimo) e superfície específica de, no mínimo, 1.650 cm^2/g . Esse produto é misturado em proporção adequada a outros insumos, como carvão mineral (antracito), calcário, magnesita/olivina, bentonita, aglomerantes orgânicos e, em alguns casos, cal hidratada e homogeneizada para garantir as características físicas, químicas e metalúrgicas das pelotas cruas (CETEM, 2010).

Na etapa de formação das pelotas cruas ou pelotamento o material obtido segue para discos ou tambores de pelotamento para a formação de pelotas cruas (Figura 11 e Figura 12).

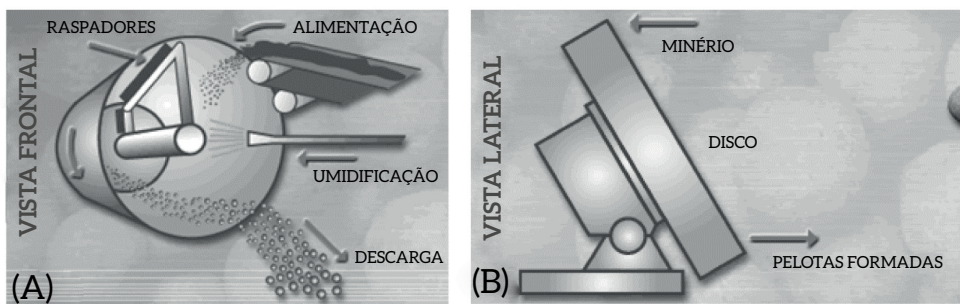


Figura 11 – (A) Tambor de Pelotamento e (B) Disco de Pelotamento

Fonte: CETEM, 2010

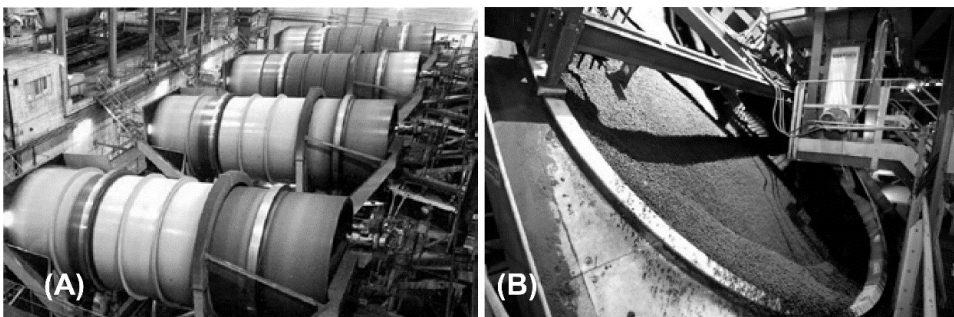


Figura 12 – (A) Foto de Tambores de Pelotamento em Operação e (B) Foto de um Disco de Pelotamento em Operação

Fonte: CETEM, 2010

¹¹ As pelotas podem ser classificadas em dois tipos de acordo com a composição química, das propriedades físicas e das características metalúrgicas: pelotas de alto-forno, utilizadas na produção do ferro-gusa, e pelotas de redução direta, utilizadas na produção do ferro-esponja (AUGUSTO, 2012).

No Brasil, a pelletização utilizando discos representa 93,1% da produção. As plantas que operam com discos estão situadas em São Luís, Maranhão (1 planta); em Vitória (7 plantas) e em Anchieta (3 plantas), Espírito Santo; e em Vargem Grande, Minas Gerais (1 planta). O uso de tambores ocorre apenas na planta situada em Congonhas, Minas Gerais, que representa 6,9% da produção de pelotas do Brasil (CETEM, 2010).

A Figura 13 mostra o esquema de funcionamento de um disco de pelletamento. O desagregador é localizado no início do processo e tem por objetivo reduzir o diâmetro dos aglomerados que estão contidos na carga circulante do processo de pelletização. Quando são descarregadas do disco, as pelotas cruas passam por uma primeira classificação, sendo posteriormente reclassificadas na alimentação do forno de endurecimento. As pelotas rejeitadas, que têm diâmetro maior ou menor que o esperado, passam novamente pelo desagregador e retornam para o disco de pelletamento (CETEM, 2010).

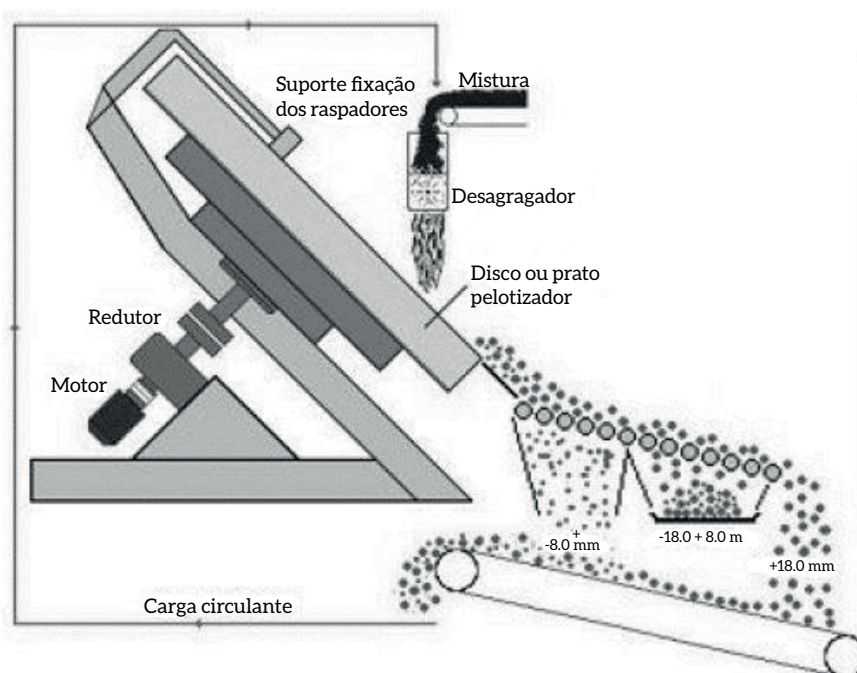


Figura 13 – Disco de Pelotamento

Fonte: CETEM, 2010

O tratamento térmico, chamado de processo de endurecimento ou processo de queima das pelotas, é realizado no forno de endurecimento. Esse tratamento tem por objetivo fornecer a resistência física e mecânica apropriada às pelotas. Nessa etapa, existem basicamente três tipos de fornos (CETEM, 2010):

- Fornos rotativos (*grate kiln*) – difundidos na China;
- Fornos de grelha móvel (*traveling grate*) – utilizados em larga escala em todo o mundo, principalmente nos Estados Unidos e no Brasil;
- Fornos de cuba (*shaft furnaces*) – em desuso devido à sua limitação de produção e ao seu elevado custo operacional.

No Brasil, 100% dos fornos instalados são do tipo *traveling grate* (CETEM, 2010). A Figura 14 apresenta o esquema típico de um forno de endurecimento do tipo grelha móvel.

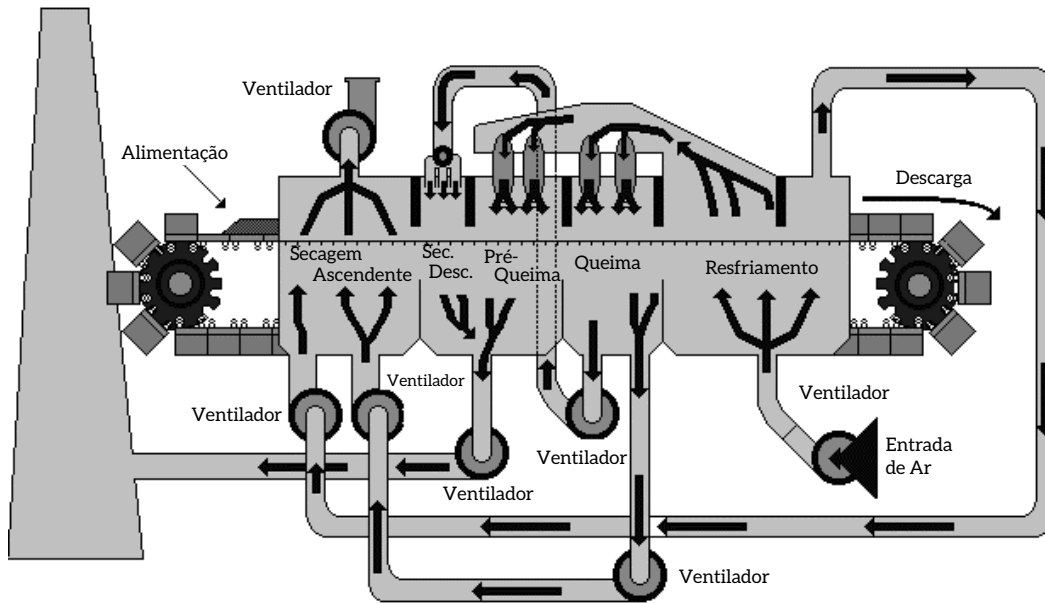


Figura 14 – Forno de Queima ou Endurecimento da Pelota

Fonte: CETEM, 2010

As etapas do processo de operação do forno de pelletização são:

- 1) Alimentação da grelha;
- 2) Secagem ascendente;
- 3) Secagem descendente;
- 4) Pré-queima;
- 5) Queima;
- 6) Resfriamento (primário e secundário);
- 7) Descarga.

As pellets cruas, após classificação, são alimentadas na grelha móvel do forno e seguem imediatamente para a zona de secagem, onde ocorrem a secagem ascendente e a descendente, cujo objetivo é retirar a água contida nas pellets (com o uso de gases quentes que atravessam o leito de pellets cruas).

A etapa seguinte é a pré-queima, quando as pellets são expostas a um fluxo descendente de gases à temperatura da ordem de 500°C a 900°C.

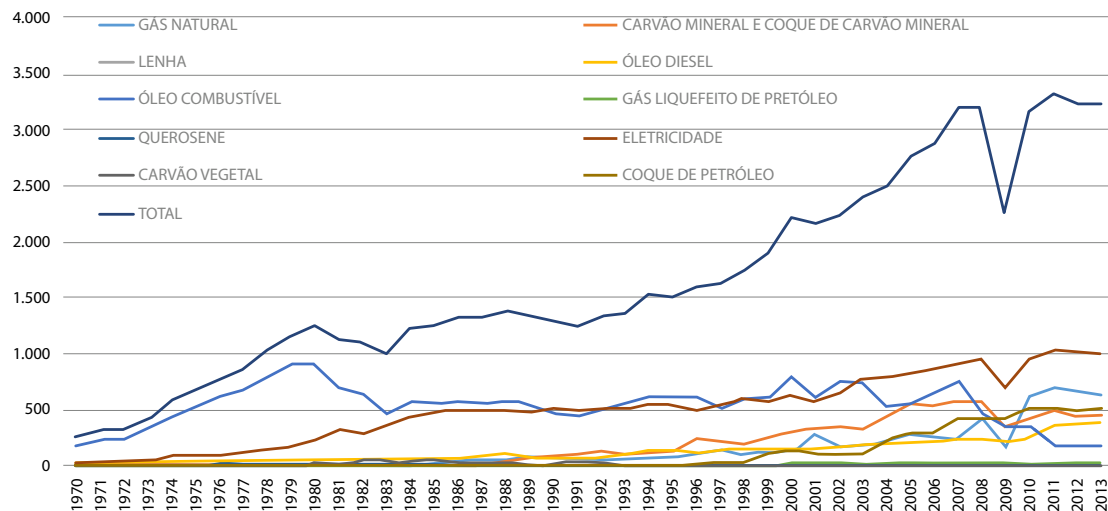
Na etapa de queima, ou zona de queima do forno, as pelotas recebem um fluxo de gás descendente com temperaturas da ordem de 1.000°C a 1.380°C. Para a geração de calor, utiliza-se óleo combustível, gás natural ou combustível sólido pulverizado. O número de queimadores para as zonas de preaquecimento e aquecimento depende do tamanho e do tipo de forno.

Depois da etapa de queima, as pelotas precisam ser resfriadas antes de serem transportadas. O processo de resfriamento é realizado a seco (por meio de um fluxo ascendente intenso de ar atmosférico, à temperatura ambiente) para que a temperatura seja reduzida, permitindo o transporte via esteiras transportadoras até o local de estocagem. O calor retirado nessa etapa é reaproveitado. O ar de saída do resfriamento primário, que atinge temperaturas superiores a 900°C, segue para a zona de queima. O ar de resfriamento secundário, que atinge temperaturas de 300°C, é utilizado na zona de secagem ascendente I. Após o resfriamento, as pelotas seguem para o silo de descarga.

1.2 CONSUMO DE ENERGIA E EMISSÕES DE GEE

O setor de extração mineral brasileiro vem apresentando rápido crescimento no consumo de energia, resultado do crescimento da demanda dos mercados interno e externo de aço.

Além do aumento no uso de energia, a matriz energética do setor tem passado por grande mudança, tendo reduzido o uso de óleo combustível e aumentado a participação de outros energéticos, por exemplo, eletricidade, coque de petróleo e gás natural. A Figura 15 mostra a evolução do consumo de energéticos usados na indústria de mineração (extração e beneficiamento) entre os anos de 1970 e 2013.



Nota: Inclui a mineração (extração e beneficiamento) e a pelletização.

Figura 15 – Evolução do Consumo de Energéticos na Indústria da Mineração (mil tep)

Fonte: Elaborado com base em EPE, 2014

O percentual do consumo energético desse setor em relação ao consumo energético do país e do setor industrial como um todo está resumido na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo Energético do Setor de Mineração (extração e beneficiamento) e a Pelotização em relação ao Consumo Energético do País e do Setor Industrial

Consumo	2007	2012	2013
% do consumo de energia do setor em relação ao consumo total de energia em todos os setores industriais do país	3,1	2,9	2,8
% do consumo de energia do setor em relação ao consumo de energia total no país	1,5	1,3	1,3
% do consumo de energia elétrica do setor em relação ao consumo total de energia elétrica em todos os setores industriais do país	5,1	4,7	4,9
% do consumo de energia elétrica do setor em relação ao consumo de energia elétrica total no país	2,5	2,2	2,3

Fonte: Adaptado de MME, 2014

No entanto, a análise dos dados da indústria de extração mineral precisa ser realizada, levando-se em conta a imprecisão e a confiabilidade existente, por diferentes fatores. Além de não haver, de forma geral, controle adequado dos dados de consumo, a indústria de extração mineral apresenta grande variabilidade nos tipos de operações, equipamentos utilizados, técnicas de extração, processamento de materiais e uso de energéticos (GORLA, 2009).

Segundo o Balanço de Energia Útil (MME, 2005), o consumo de energia final na indústria da mineração (extração e beneficiamento) e a pelletização, em 2004, seguiu aproximadamente o seguinte percentual de distribuição: aquecimento direto (57,1%), seguido pela força motriz (34,8%) e calor de processo (7,5%), entre outros usos.

A Tabela 4 mostra a distribuição percentual do consumo dos energéticos utilizados na indústria extrativa mineral brasileira, por usos finais, em 2004, realizada em CNI (2010), com base no BEU 2005.¹²

Tabela 4 – Distribuição do Consumo dos Energéticos, por Usos Finais, em 2004 (%)

Combustíveis	Força Motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Iluminação	Outras	Total
Gás natural	-	37,5	62,5	-	-	100,0
Carvão metal. / coque carvão mineral	-	-	100,0	-	-	100,0
Óleo diesel	87,3	12,5	0,2	-	-	100,0
Óleo combustível	-	6,3	93,7	-	-	100,0
GLP	-	-	100,0	-	-	100,0

¹² A análise realizada em CNI (2010) considerou os mesmos usos finais do BEU (2005): aquecimento direto, que inclui energia usada em fornos, fornalhas, radiação, aquecimento por indução, condução e micro-ondas; calor de processo (vapor gerado), que inclui a energia usada em caldeiras e aquecedores de água ou circulação de fluidos térmicos; força motriz, que inclui a energia usada em motores estacionários ou de veículos de transporte individual ou coletivo, de carga, tratores etc.; iluminação, que é a energia utilizada em iluminação de interiores e externa; outros usos finais, que incluem a energia utilizada em computadores, telecomunicações, máquinas de escritório, xerografia e equipamentos eletrônicos de controle.

Combustíveis	Força Motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Iluminação	Outras	Total
Querosene	25,0	75,0	-	-	-	100,0
Eletricidade	92,4	1,5	4,0	2,0	0,1	100,0
Fontes secundárias de petróleo	-	37,5	62,5	-	-	100,0

Nota: Além de promover melhor queima interna da pelota e aumento na qualidade final, o uso do carvão mineral reduz o consumo de óleo combustível ou gás natural nos queimadores dos fornos e promove queima mais uniforme das pelotas (JESUS, 2009).

Fonte: Elaborado a partir de CNI, 2010

Com os percentuais de uso dos consumos de energéticos na indústria mineral (Tabela 4) aplicados ao consumo de energéticos na indústria de extração mineral (extração e beneficiamento) e à pelotização (Figura 15), foram obtidos os consumos de energia por uso final (Tabela 5).

Tabela 5 – Consumo de Energia Total por Uso Final (mil tep)

Usos finais	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Força Motriz	950,2	990,4	1.069,0	1.113,5	850,0	1.125,1	1.269,2	1.269,8	1.286,8
Calor de processo	289,5	298,9	341,2	401,9	289,3	496,9	531,5	515,2	505,5
Aquecimento direto	1.507,2	1.567,5	1.765,8	1.662,0	1.100,8	1.539,8	1.513,2	1.433,6	1.433,2
Iluminação	16,6	17,3	18,6	19,4	14,2	19,4	20,5	20,2	20,4
Outras	0,8	0,9	0,9	1,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0
Total	2.764	2.875	3.195	3.198	2.255	3.182	3.335	3.240	3.247

Fonte: Elaborado a partir de CNI, 2010; MME, 2005

A Figura 16 mostra a distribuição do consumo final percentual de energia no setor de mineração e pelotização.

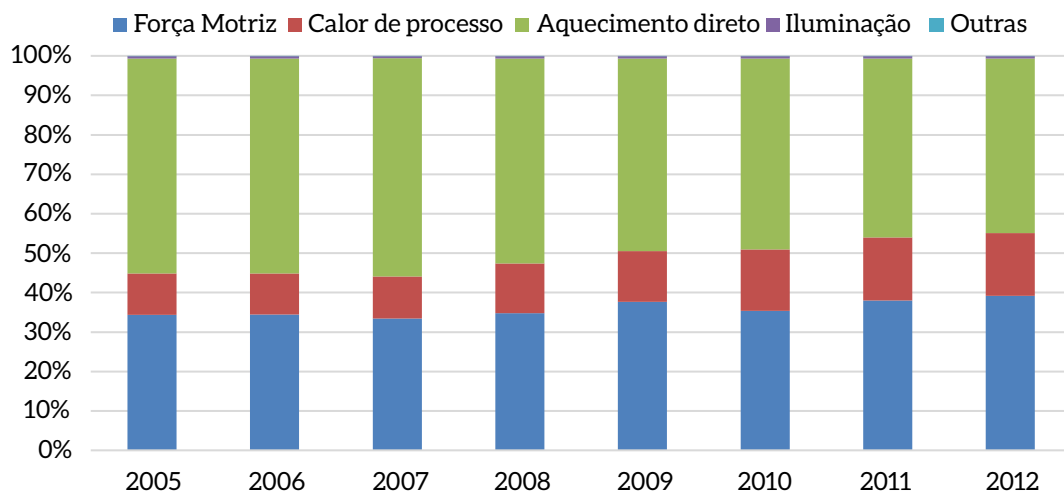


Figura 16 – Distribuição do Consumo Final de Energia (%)

Fonte: CNI, 2010; IBRAM, 2011

Dada a falta de disponibilidade de dados detalhados, foram consideradas algumas premissas na desagregação do consumo de energia entre extração, beneficiamento e consumo na planta de pelotização. Na alocação dos consumos de energéticos entre extração e beneficiamento, considerou-se que a extração consome óleo diesel e eletricidade, sendo que todo o óleo diesel consumido no setor de mineração ocorre na extração.¹³ O carvão mineral e o óleo combustível são consumidos na pelotização. A Tabela 6 mostra o percentual do consumo de diesel em relação ao consumo total de energia no setor de mineração e pelotização.

Tabela 6 – Participação do Consumo de Óleo Diesel no Total de Energia na Etapa de Extração

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Participação do diesel	7,6%	7,8%	9,9%	8,2%	11,0%	11,9%	12,2%

Fonte: Elaborado com base EPE, 2014

A participação da energia elétrica no consumo de energia na indústria de mineração e pelotização, de 2007 a 2013, está resumida na Tabela 7.

Tabela 7 – Participação da Energia Elétrica no Consumo Total de Energia do Setor de Mineração

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Participação da Energia Elétrica	29%	30%	31%	31%	31%	31%	31%

Fonte: Elaborado com base em EPE, 2014

A Tabela 8 resume o percentual de energia elétrica no consumo total de energia da mineração e da pelotização.

Tabela 8 – Percentual da Energia Elétrica no Consumo Total de Energia de Cada Etapa

Etapa	2007	2012	2013
Mineração	44%	48%	47%
Pelotização	13%	12%	13%

Fonte: CETEM, 2010; EPE, 2014; MME, 2014

Com base em Gorla (2009), considerou-se que a etapa de beneficiamento absorve aproximadamente 91% do consumo energético total das etapas de extração e beneficiamento.

A Tabela 9 mostra o consumo final total e de energia elétrica do setor, desagregado em mineração (extração e beneficiamento) e pelotização.

¹³ Premissa também utilizada por Gorla (2009) e por CNI (2010).

Tabela 9 – Consumo Final Total e de Energia Elétrica da Indústria de Mineração (extração e beneficiamento) e Pelotização em relação ao Consumo Nacional de Energia

Etapa	Consumo de Energia Total						Consumo de Energia Elétrica					
	2007		2012		2013		2007		2012		2013	
	10 ⁹ GJ	%	10 ⁹ GJ	%	10 ⁹ GJ	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Mineração	0,069	0,82%	0,065	0,62%	0,072	0,66%	8,44	2,05%	8,73	1,75%	9,27	1,80%
Pelotização	0,061	0,73%	0,075	0,70%	0,068	0,63%	2,16	0,52%	2,47	0,50%	2,53	0,49%
Mineração e Pelotização	0,130	1,55%	0,140	1,32%	0,140	1,28%	10,60	2,57%	11,20	2,25%	11,80	2,29%

Nota: Para a separação do consumo de energia na tabela original CETEM (2010), ano de 2007, foi considerada uma produção de pelotas de aproximadamente 54 Mt, consumo específico de energia total de 1,13 GJ/t e energia elétrica de 40 kWh/tpelota. Para os anos de 2012 e 2013, foram considerados consumos específicos de 41 kWh/tpelota e 42 kWh/tpelota, respectivamente (MME, 2014). A produção de pelota considerada foi de 65,7 Mt (MME, 2013b) para 2012 e 60,2 Mt para 2013 (MME, 2014).

Fonte: CETEM, 2010; EPE, 2014; MME, 2014

Na Tabela 10, podem ser encontrados alguns dados do processo de pelotização: produção de pelotas, consumo específico de eletricidade e total, consumo final total de energia e de energia elétrica no processo de pelotização, para o período de 2006 a 2013.

Tabela 10 – Consumo Final Total de Energia e de Energia Elétrica no Processo de Pelotização

	Unidade	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Produção de pelotas	t	51.000.000	54.000.000	49.800.000	32.000.000	62.000.000	62.400.000	65.700.000	60.200.000
Consumo específico de EE	kWh/t	41	40	41	41	41	41	41	42
	tep/t	0,0035	0,0034	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035	0,0036
Consumo de EE	10 ³ kWh	2.091.000	2.160.000	2.041.800	1.312.000	2.542.000	2.558.400	2.693.700	2.528.400
Percentual de EE do total	%	13	13	13	13	13	13	13	13
Consumo específico total	tep/t	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
	GJ/t	1,134	1,134	1,134	1,134	1,134	1,134	1,134	1,134
Consumo total de EE	TWh	2,09	2,16	2,04	1,31	2,54	2,56	2,69	2,53
Consumo total de energia	10 ⁹ GJ	0,058	0,061	0,056	0,036	0,070	0,071	0,075	0,068
	tep	1.377.000	1.458.000	1.344.600	864.000	1.674.000	1.684.800	1.773.900	1.625.400
	TWh	16,01	16,96	15,64	10,05	19,47	19,59	20,63	18,90

Nota: EE – energia elétrica.

Fonte: Elaborado a partir de CETEM, 2010; EPE, 2014; MME, 2014

Com base nos dados da Tabela 9 e Tabela 10 e nas premissas descritas, foram estimados os consumos específicos de energia elétrica e combustíveis para mineração (extração e beneficiamento) e pelotização para o ano de 2007, em kWh/t (Tabela 11).

Tabela 11 – Consumos Específicos Estimados de Energia Elétrica e Outros Combustíveis para Mineração (etapas de extração e beneficiamento) e o Processo de Pelotização para 2007

	Unidade	Mineração			Pelotização
		Extração	Beneficiamento	Total	
Energia elétrica	kWh/t	0,7	6,7	7,4	40,0
Combustíveis	kWh/t	2,4	6,6	9,0	273,8
Total	kWh/t	3,1	13,3	16,4	313,8

Um ponto que deve ser ressaltado é que uma estimativa de consumo específico médio para o setor como um todo, que geralmente é calculada com valores agregados para mineração, beneficiamento e pelotização e o total da produção de minério e da produção de pelotas, pode não ser representativa se for utilizada com a finalidade de analisar a produção de diferentes minérios ou mesmo a pelotização. Por exemplo, a pedra de brita apresenta consumo específico de 2,5 kW/t, o minério de ferro, 17 kW/t, e a pelotização de minério de ferro apresenta cerca de 40 kWh/t_{pelota} (CETEM, 2010). A título de comparação, a Tabela 12 mostra alguns valores de consumo específico para diferentes produtos.¹⁴

Tabela 12 – Consumo Específico de Energia

Produtos	Total (kWh/t)	EE (kWh/t)	EE (% do total)
Bauxita	-	13	n.d.
Cobre	3722	1560	42
Pelota de ferro	314	41	13

Fonte: MME, 2014

A mineração de minério de ferro, em geral, ocorre em minas a céu aberto. O minério é transportado em caminhões para beneficiamento a seco ou úmido, com britagem, moagem, peneiramento, filtragem e classificação e homogeneização (em alguns casos também é realizada a concentração) (J. MENDO, 2009).¹⁵

Existe grande variação do consumo específico de energia em diferentes minas. Por exemplo, a mina de Carajás, principal mina brasileira e operada pela companhia Vale, tem um minério de qualidade que dispensa a etapa de concentração. Nesse caso, o uso de energia é estimado em aproximadamente 2,3 kWh/t na britagem primária, secundária e terciária (FERREIRA, 2001 apud J. MENDO, 2009).

¹⁴ Alguns valores de consumo específicos para a etapa de transformação de minerais são: 500 kWh/t para o aço de siderúrgica integrada, 1.700 kWh/t para aço de siderúrgica semi-integrada, 14.800 kWh/t para o alumínio, 100 kWh/t para o cimento, e 550 kWh/t para o vidro (CETEM, 2010).

¹⁵ O tratamento de minério hematítico envolve apenas as etapas de britagem, seguida da classificação, para a obtenção dos produtos. Para os minérios itabiríticos, que têm baixos teores, as empresas investem em circuitos de concentração (J. MENDO, 2009).

Em outra mina, localizada em Minas Gerais, que realiza a etapa de concentração, o consumo de energia na moagem é, em média, de 12 kWh/t e representa 1/3 do total de energia consumida na usina. Na Samarco Mineração S/A, há consumo estimado em 7,7 kWh/t no circuito de moagem (CETEM, 2001 apud J. MENDO, 2009).

A mineração de bauxita representa apenas 1,2% do consumo de energia elétrica do setor integrado de produção de alumínio. O consumo de energia elétrica no setor ocorre especialmente na etapa de produção do alumínio primário (metal). O consumo de energia dessa etapa representa pelo menos 89,5% da energia do setor integrado. Os outros 10,5% estão distribuídos com participação de 6,5% na produção de alumina e com 4,0% na mineração de bauxita, que representa consumo de 321 GWh. A produção do alumínio é eletrointensiva. Em 2007, a indústria de produção de alumínio consumiu, no Brasil, 25.130 GWh de energia elétrica, com produção de 1,6 Mt de alumínio primário e 1.835 GWh de energia para a produção de 7,0 Mt de alumina (ABAL, 2007 apud J. MENDO, 2009). Segundo MME (2014), o consumo específico de energia elétrica é de 13 kWh/t na produção de minério de bauxita.

Não foram encontrados dados de consumo específico de energia para a indústria de produção de caulim e para a mineração de ouro.

No que se refere às emissões de GEE, o inventário setor mineral realizado pelo Ibram (2011) mostra que grande parte das liberações (aproximadamente 90%) das mineradoras analisadas provém da queima de combustíveis em fontes fixas e móveis. Essas fontes são representadas por equipamentos e veículos pesados com alto consumo de combustíveis fósseis.

Entre as dez tipologias minerais (bauxita, caulim, cobre, ferro, manganês, nióbio, níquel, ouro, potássio e zinco) mapeadas no inventário (IBRAM, 2011), apenas quatro produtos (bauxita, caulim, cobre e ouro) representam 94% da parcela de 16% das emissões totais, contando com a produção de ferro e no processo de pelotização (Figura 17).

Segundo o Plano Setorial de Mitigação (MME, 2013a), apesar da posição de destaque, quando considerada a sua produção, o setor de mineração não tem emissões significativas de CO₂ no contexto nacional. Em relação ao setor de mineração de outros países, o Brasil apresenta emissões ainda mais baixas, como resultado basicamente das características naturais das minas brasileiras e da matriz energética brasileira.

A maior parte das mineradoras brasileiras é de pequeno porte, o que dificulta a obtenção de dados oficiais sobre os níveis de investimentos dessas empresas em tecnologias para a redução das emissões. As grandes companhias têm investido na redução de GEE em função do seu compromisso com programas de sustentabilidade (IBRAM, 2011).

Os critérios utilizados para selecionar as empresas e os bens minerais mapeados no inventário são: as empresas precisam somar no mínimo 80% do total da produção e serem associadas ao Ibram.¹⁶

¹⁶ Apesar de não atenderem a esses critérios, os bens minerais cobre e ouro foram mantidos na análise devido a sua representatividade para o setor (IBRAM, 2011).

A Figura 17 apresenta o percentual de emissões de GEE por bens minerais, divididos em: ferro, pelotização e demais produtos. A Figura 18 desagrega a categoria “demais produtos” e mostra o percentual de cada um dos minerais considerados nessa categoria.

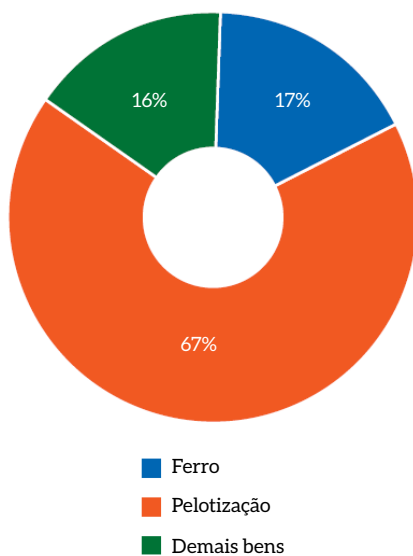


Figura 17 – Emissões Totais de GEE por Bens Minerais

Fonte: IBRAM, 2011

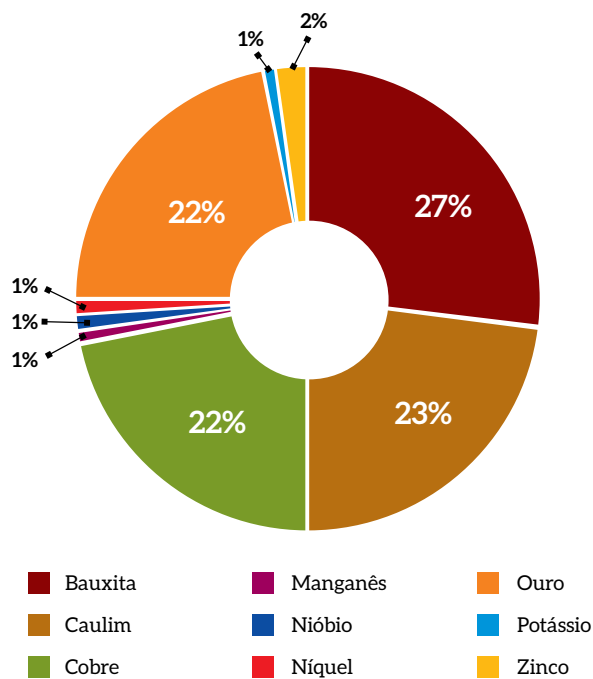


Figura 18 – Emissões Totais de GEE – Demais Bens Minerais (exceto ferro)

Fonte: IBRAM, 2011

A Figura 19 e a Figura 20 mostram os valores absolutos das emissões de GEE para cada um dos minerais considerados na categoria “demais bens” e de valores da produção de ferros e do processo de pelotização, respectivamente.

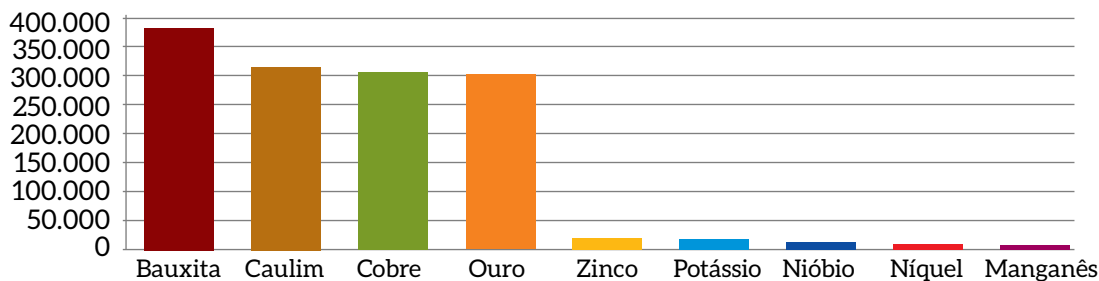


Figura 19 – Emissões Totais de GEE – Demais Bens Minerais, exceto Ferro (tCO₂e)

Fonte: IBRAM, 2011

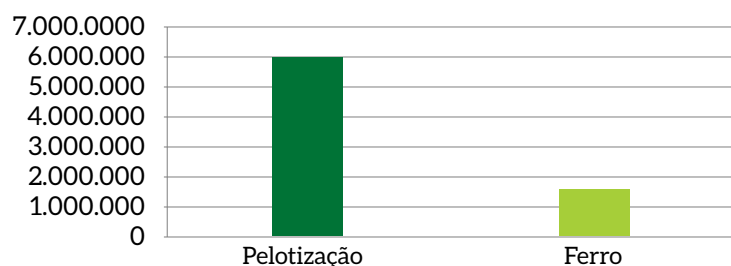


Figura 20 – Bens Minerais com Emissões Mapeadas (tCO₂e)

Fonte: IBRAM, 2011

O resultado apresentado na Figura 17 mostra que as emissões da produção de minério de ferro são maiores que as emissões dos outros minerais do estudo por causa da quantidade de ferro produzida no Brasil. A produção de minério de ferro foi de 319.855.970 toneladas, em 2008, e os outros dez bens somam um total de 63.060.519 toneladas no mesmo ano. A pelotização representa 67% das emissões por utilizar combustíveis fósseis em grande quantidade durante o seu processamento. A emissão específica do ferro é de 21,3 kg de CO₂e/t produzida, levando-se em consideração todas as fases analisadas no estudo (IBRAM, 2011). A emissão específica CO₂ para pelota de ferro é de 60 kg/t (MME, 2014).¹⁷

¹⁷ Apesar de representar grande parte das emissões de GEE, o beneficiamento de minério de ferro pode ter suas emissões reduzidas com o processo de pelotização. Esse resultado é obtido quando se considera uma visão integrada da transformação do minério de ferro em aço. O uso de pelotas no lugar do uso tradicional de minério de ferro na forma tradicional de sinter aumenta a eficiência do processo de redução do minério de ferro-gusa nos altos-fornos, reduzindo as emissões de GEE. Isso ocorre devido à maior eficiência da pelota no alto-forno, ao maior conteúdo de ferro na pelota e ao menor conteúdo de carvão na escória. O resultado é que as emissões do processo de pelotização representam a metade ou um terço das emissões do processo de sinterização. As emissões na produção de pelotas no Brasil são de aproximadamente de 172,6 kgCO₂e/t de aço, enquanto a emissão gerada pela sinterização equivale a 267,5 kgCO₂e/t de aço produzido, resultando em um abatimento de 94,9 kgCO₂e/t de aço (MME, 2013a).

O Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa do Setor de Mineral (IBRAM, 2011) categorizou as emissões geradas por fontes diretas (Escopo 1) e indiretas (Escopo 2). As fontes diretas são emissões da própria empresa, como as geradas pela queima de combustíveis fósseis nos processos de fabricação e no transporte de propriedade da empresa, enquanto as fontes indiretas incluem as emissões geradas pela energia adquirida de terceiros e consumida pela empresa. Essa energia pode ser comprada ou trazida para os limites organizacionais da empresa, por exemplo, eletricidade e/ou vapor.

Foram consideradas operações relacionadas a: lavra, beneficiamento físico, transporte interno e movimentação de cargas no processo produtivo mineração.

Os gases inventariados foram: CO₂, CH₄, N₂O. Aproximadamente, 94% das emissões diretas analisadas para o setor são originadas pela queima de combustíveis em fontes fixas e móveis. Quanto às emissões indiretas, a maior parte das empresas pesquisadas utiliza energia elétrica do Sistema Integrado Nacional (SIN), o que resulta em um nível bem menor de emissões, aproximadamente 6% do total das emissões.

A Tabela 13, a Figura 21 e a Figura 22 resumem os valores obtidos nas análises, consolidados de acordo com os inventários das empresas para os dez bens minerais estudados.

Tabela 13 – Emissões Estimadas

ESCOPO 1 (tCO₂e)	ESCOPO 2 (tCO₂e)	TOTAL ANALISADO (tCO₂e)
6.931.737	398.874	7.330.612

Fonte: IBRAM, 2011

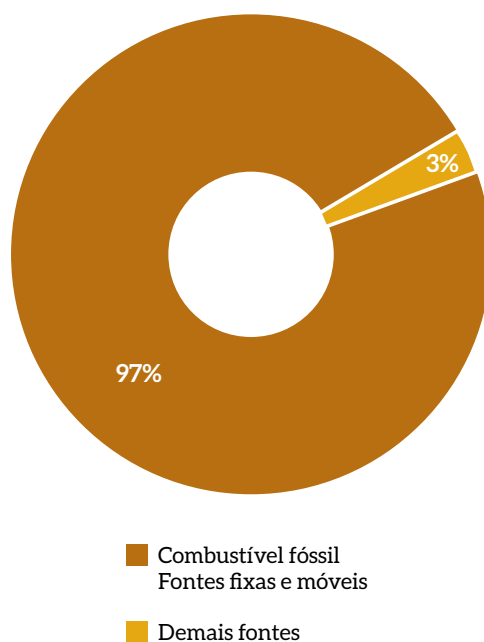


Figura 21 – Escopo 1 – Fontes Gerais de Emissões

Fonte: IBRAM, 2011

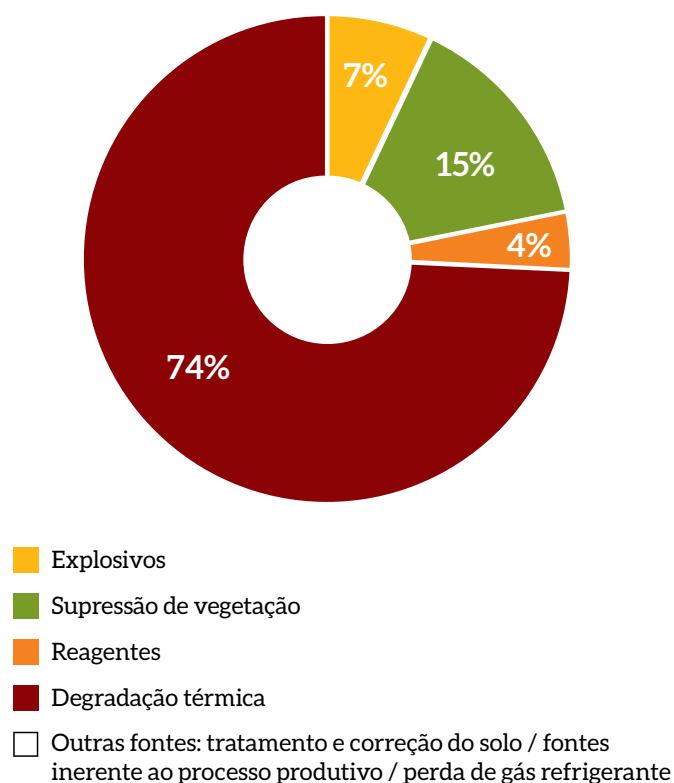


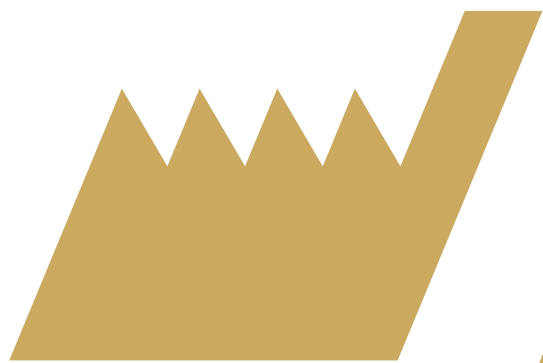
Figura 22 – Escopo 1 – Demais Fontes de Emissões

Fonte: IBRAM, 2011

Como destacado, a participação do setor de mineração nas emissões de CO₂ e outros GEE é muito pequena, quando comparada a outros processos industriais (CETEM, 2010).

Na etapa de mineração/lavra, na qual há grande consumo de combustíveis fósseis (basicamente diesel) para movimentação e transporte de material e do uso de explosivos. As emissões podem ser de 1 e 7 kg de CO₂/t_{ROM} (MME, 2014).

Na etapa de tratamento de minérios, as emissões na planta são reduzidas em função do uso predominante de energia elétrica para o funcionamento dos equipamentos (CETEM, 2010).



Melhores tecnologias disponíveis para a redução de emissões de GEE no setor

Capítulo

2

2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS PARA A REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NO SETOR

Este capítulo tem por objetivo descrever tecnologias e/ou metodologias de gerenciamento e controle de operação e manutenção (O&M) que podem ser utilizadas nos processos de mineração e pelotização para aumentar sua eficiência energética, buscando a redução de emissão de CO₂.

O potencial técnico de redução é obtido pela diferença entre os consumos médios de energia da indústria e os consumos de energia que poderiam ser obtidos no caso em que as indústrias consideradas no setor utilizassem o melhores tecnologias disponíveis (MTD) em seus processos produtivos (CNI, 2010).¹⁸ Os dados disponíveis encontrados para o consumo energético de cada uma das etapas produtivas (extração, beneficiamento e pelotização) foram apresentados no capítulo anterior.

A extração e o beneficiamento podem apresentar as maiores oportunidades de economia de eletricidade. O consumo desse energético é representado principalmente por equipamentos de britagem (britadores) e cominuição (moinhos), embora ainda possa haver oportunidades nos equipamentos de lavagem, separação e ciclone (CNI, 2010). Além disso, existem oportunidades no transporte do material minerado, que consome combustível fóssil, o diesel, nas operações com caminhões.

Na etapa de mineração, as pesquisas têm sido direcionadas para integração da operação de cominuição (britagem e moagem) ao desmonte. O processo de cominuição, que faz parte da maioria dos empreendimentos, com exceção de finos naturais de minérios, é responsável por pelo menos 40% do uso total de energia no processo de mineração.

Segundo EEX (2014), diversas medidas de eficiência podem ser utilizadas na extração e no beneficiamento mineral, por exemplo, aumento da concentração do minério, que permite alcançar níveis de eficiência energética ideais para operações de mineração. Essa medida requer informações precisas sobre a natureza de minérios e rochas que serão extraídos e fragmentados.

Um dos processos que permite aumento de concentração de material é o *selective smart blasting* (jateamento inteligente seletivo). O processo convencional de jateamento atinge todo o bloco/região de uma mina para retirar o volume máximo que pode ser transportado em caminhões para

¹⁸ Segundo o estudo da CNI (2010), a utilização de equipamentos mais eficientes, de forma geral, poderia resultar em economia de 6,4% no consumo total de energia na indústria de extração mineral brasileira, no ano de 2006. O estudo utilizou como base os dados do BEU.

processamento no triturador primário. O processo seletivo melhora significativamente o grau de concentração do minério pretendido, que segue para as etapas seguintes. As empresas líderes têm mostrado que o uso do processo seletivo pode representar redução de 10% a 50% no uso de energia por tonelada de mineral em relação ao processo de extração convencional (EEX, 2014). Uma das técnicas é utilização de modelos geometalúrgicos 3D, que permitem a obtenção de informações com certa precisão dos locais de maior concentração de minério (BYE, 2006).

Juntamente com a implementação do *selective smart blasting*, podem ser implementadas a classificação do minério e a remoção de resíduos (gangue).

A escolha do equipamento e o projeto do circuito influenciam significativamente o uso da energia. Assim, estratégias de otimização do fluxo de processos (*flow sheet design strategies*) reduziria o uso de energia direta e indireta na cominuição (EEX, 2014).¹⁹

A granulometria requerida influencia diretamente os custos associados à fragmentação dos minérios e o consumo de energia específica. Uma possibilidade é a utilização de tecnologias de moagem mais eficientes. Por exemplo, a eficiência energética de um processo de moagem, definido como a fração da entrada de energia utilizada na ruptura, é estimada de 30% a 40% quando utilizado um equipamento de moagem semiautônomo SAG (*semi-autonomous grinding*). A eficiência pode chegar de 60% a 80%, quando utilizado equipamento HPGR (*high pressure grinding roll*) (EEX, 2014).

Outra medida com potencial de redução das emissões de GEE é a concepção, tanto quantitativa quanto qualitativa, dos projetos de mineração em relação aos equipamentos de transporte do material minerado.

Transversalmente, podem ser substituídos motores elétricos por motores mais eficientes, que resultam em efeitos de redução no consumo de energia, consequentemente mitigando emissões de GEE.

Depois da etapa de cominuição, a movimentação de matérias geralmente é a próxima etapa que mais consome energia. Por exemplo, a movimentação de material consome mais da metade da energia usada nos setores de mineração de ferro e bauxita (EEX, 2014). Os caminhões são equipamentos especiais para esse tipo de operação, mas apresentam alto custo de investimento e de O&M. Essas características exigem atenção para que os custos de operação, consumo de combustível e manutenção estejam dentro da faixa considerada ótima, quando consideradas as especificações das condições mínimas para sua operação (MCA, 2010). O aumento de eficiência da frota existente pode ser obtido com ações como: melhora da gestão de carga útil; treinamento adequado do operador; utilização de caminhões com maior capacidade; e medição e análise do desempenho energético do caminhão. A realização de um plano de manutenção sugerido para a frota de caminhões, além do investimento em equipamentos eficientes, pode ser implementada em outros equipamentos, por exemplo, os subterrâneos, que estão sujeitos a grandes desgastes (ATLASCOPCO, 2013).

19 Existem diversas estratégias para eficiência energética na cominuição, mas essas estratégias são mais bem aplicadas para circuitos de cominuição *greenfield*, ou seja, quando um aumento de capacidade é necessário ou quando uma mudança na dureza do minério é esperada para um circuito já em operação.

O estudo de Campos Jr. et al. (2013) confirmou a efetividade da aplicação dos planos de manutenção (corretiva, preventiva e preditiva) que visaram implementar medidas, baseadas em uma metodologia, com o objetivo de identificar e tratar as causas de desvios no consumo de combustível. Exemplos de ações implementadas no estudo: acompanhar o comportamento da operação dos caminhões e planejar futuras ações; fazer inspeção preditiva de campo com o objetivo de verificar possíveis vazamentos de diesel; realizar verificação etc.

Outra medida é considerar a eficiência energética quando a frota de caminhões for renovada, por exemplo: utilizar veículos mais leves, híbridos diesel-elétrico com maior eficiência de combustível e com capacidade de regeneração de energia durante a frenagem para minas subterrâneas. Por exemplo, pode ser considerado o uso de caminhões do tipo *trolley truck*, que são caminhões elétricos conectados a uma rede elétrica aérea. Essa configuração permite o uso da energia elétrica para a subida do caminhão e a recuperação da energia durante a descida do caminhão até a mina (EEX, 2014).

A eficiência no transporte de produtos também pode ser aumentada com o uso de caminhões em associação a outros equipamentos. Por exemplo, sistemas de correia transportadora; *in-pit-crushing-conveyor* (IPCC) systems, que é o sistema mais eficiente para transportar minério e resíduos de escavação a céu aberto; e o sistema *overburden slushers* (OS) em vez de reboques elétricos (EEX, 2014).

A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis (biodiesel, por exemplo) aparece como uma das opções para a redução de emissões, embora, segundo o Ibram (2011), ainda não exista oferta plena para atender a demanda do setor.²⁰

Para o processo de pelletização, podem ser adotadas medidas como uso de gás natural em substituição ao óleo combustível utilizado nos fornos. Essa medida já foi adotada em quase todas as usinas de pelletização do país. No entanto, por falta de acesso ao gás natural, a usina de São Luís ainda não implantou a medida. A adaptação exige investimento significativo, superior a R\$ 10 milhões por usina (MME, 2013a).²¹

Outra medida é a otimização do consumo de eletricidade com a substituição de equipamentos como ventiladores e moinhos verticais em substituição aos moinhos tubulares em novas usinas de pelletização. Os ventiladores e moinhos consomem aproximadamente 70% do consumo de eletricidade da usina de pelletização (MME, 2013a). Mais do que isso, a substituição de componentes auxiliares do forno, como motores elétricos, pode reduzir o consumo de energia em até 40% (MME, 2013a).

O Quadro 1 resume as MTD para efficientização energética e redução das emissões de CO₂ na indústria da mineração.

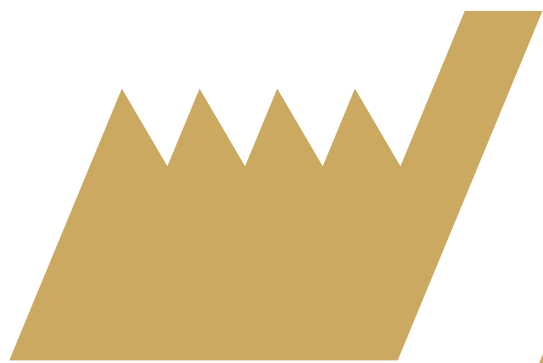
20 A Vale é a maior consumidora de diesel do país e inaugurou, em 2012, a sua primeira fábrica de óleo de palma, a Biopalma, no Pará. Após a primeira etapa até 2015, período em que a empresa pretende vender o material extraído para pequenos produtores de alimentos, a empresa pretende utilizar o óleo produzido para produzir biodiesel B20 para a sua frota na mineração e locomotivas (VALE, 2014).

21 O fato de uma planta ser capaz de utilizar gás natural não fornece informação suficiente sobre a intensidade com que esse combustível é utilizado nesta planta (AMARAL; CANCELA; RATES, 2006).

Quadro 1 – MTD para Eficientização Energética e Redução de Emissões de CO₂ na Indústria de Mineração

PROCESSO	MTD
Lavra	• Integração das operações de britagem e moagem ao desmonte; • Aumento da concentração do minério; • Jateamento inteligente seletivo para aumentar a concentração de minério; • Otimização do fluxo de processos; • Tecnologias de moagem mais eficientes; • Troca de motores elétricos por modelo mais eficientes; • Aumento da eficiência de processos de separação.
Transporte de minérios	• Melhora da gestão de carga útil dos caminhões; • Treinamento adequado do operador; • Utilização de caminhões com maior capacidade; • Medição e análise do desempenho energético do caminhão; • Plano de manutenção. • Consideração da eficiência energética quando a frota for renovada; • Utilização de veículos híbridos diesel-elétrico; • Instalação de equipamento de torque alternativo em caminhões; • Uso de <i>trolley truck</i> – auxílio elétrico a caminhões. • Uso de outros sistemas de transporte: • Sistemas de correia transportadora; • <i>In-pit-crushing-conveyor</i> (IPCC) systems; • <i>Overburden slushers</i> (OS). • Substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis (uso de biodiesel na frota de caminhões).
Beneficiamento	• Exploração de opções de calor residual; • Eficientização mediante a troca de equipamentos que consomem energia elétrica – motores, bombas e ventiladores (<i>fans</i>), iluminação e sistema de compressão de ar.
Pelotização	• Uso de gás natural na etapa de pelletização; • Otimização da combustão nos fornos de pelletização; • Troca de componentes auxiliares do forno, como motores elétricos de sopradores; • Utilização de moinhos verticais em substituição aos moinhos tubulares nas usinas de pelletização.

Fonte: Elaborado a partir de ATLASCOPO, 2013; CETEM 2010; CNI, 2010; EEX, 2014; IBRAM, 2011; MCA, 2010; VALE, 2014; CAMPOS JR. et al., 2013



Cenários de referência, baixo carbono e baixo carbono com inovação

Capítulo

3

3 CENÁRIOS DE REFERÊNCIA, BAIXO CARBONO E BAIXO CARBONO COM INOVAÇÃO

Este capítulo apresenta os cenários de referência (REF), baixo carbono (BC) e baixo carbono com inovação (BC+I), com foco no consumo de energia e nas emissões de GEE, construídos para o setor de mineração e pelotização. O horizonte de projeção é de 2050, sendo considerados parâmetros reais de consumo de energia e fatores de emissão do *grid* elétrico para o período de 2011 e 2015 (MCTI, 2016; EPE, 2016a). Considera-se 2010 como ano-base para as projeções, tendo em vista a ampla disponibilidade de parâmetros, em particular relativas a produção, consumo de energia e emissões de GEE (MCTI, 2016; EPE, 2016a).

O cenário REF trata da evolução tendencial do consumo de energia e emissões de GEE, ou seja, com pequenas alterações estruturais em relação aos anos anteriores. Sua construção se deu, primeiramente, por meio de pesquisas dos dados históricos do setor, no que concerne ao consumo de energia por fonte, consumo específico de energia, produção e número de plantas existentes, aspectos que foram sintetizados no primeiro capítulo deste documento. Em seguida, foram determinados critérios e premissas que auxiliaram na projeção do cenário em questão, a qual se tratou de abordagem *bottom-up*, ou, como o próprio nome já diz, de baixo para cima. De acordo com o então Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI, 2016), esse tipo de abordagem permite detectar onde e como ocorrem as emissões, favorecendo o estabelecimento de medidas de mitigação.

O cenário BC foi construído considerando a penetração de algumas das MTD descritas no segundo capítulo, a partir de critérios que serão discutidos posteriormente. Por sua vez, no cenário BC+I, é avaliado o efeito sobre as emissões de GEE decorrente da maturação de tecnologias que se encontram em estágio de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Trata-se de um cenário com grande incerteza, que objetiva exclusivamente apontar o papel que as tecnologias de ruptura podem desempenhar no caso de se tornarem comprovadas e economicamente viáveis (DoD, 2011).

Para os cenários REF, BC e BC+I, serão descritas as premissas assumidas para sua construção e, em seguida, apresentados os resultados com foco em consumo de energia e emissões de GEE. Exclusivamente no cenário BC, serão apresentados os potenciais e custos marginais de abatimento das MTD consideradas.

3.1 CENÁRIO REF

3.1.1 PREMISSAS

Em uma primeira etapa, foram pesquisados dados históricos de consumo de energia por fonte, consumo específico de energia e capacidade de produção do setor.

O setor de mineração e pelotização foi dividido em três etapas: extração e beneficiamento, que fazem parte da mineração, e pelotização.

Na etapa de extração, o consumo de energia ocorre, entre outros equipamentos, em máquinas utilizadas para escavação, caminhões de transporte de minério e motores elétricos que acionam esteiras de transporte e equipamentos de moagem/cominuição. No caso das máquinas e caminhões, o consumo é basicamente de diesel nos motores de combustão interna para a obtenção de força motriz.

Na etapa de beneficiamento, o maior consumo ocorre em motores elétricos que acionam motores, bombas e ventiladores (*fans*).

Na etapa de pelotização, o principal consumo de energia ocorre no forno de pelotização e em motores elétricos de equipamentos auxiliares do forno.

Os fornos são utilizados para aquecimento direto, permitindo o tratamento térmico das pelotas. Esse tratamento é chamado de processo de endurecimento ou processo de queima das pelotas. Os motores elétricos são utilizados, por exemplo, no acionamento da grelha móvel do forno, entre outros equipamentos. Os fornos de pelotização apresentam eficiência relativamente baixa quando comparada a outros fornos industriais. Os gases de exaustão deixam o forno ainda a uma alta temperatura e há perdas elevadas por radiação e convecção, grelha etc. A vida útil para o forno de pelotização, considerada neste estudo, é de 40 anos.

Para projetar a demanda de energia, inicialmente foram consideradas projeções de PIB para o período de 2010 a 2050, convertidas em médias quinquenais (HADDAD, 2015).

Tabela 14 – Taxa Média de Crescimento do PIB Aplicadas para a Projeção de Demanda Energética do Setor

Período	Crescimento Médio Anual
2010-2015	4,20%
2016-2020	2,26%
2021-2025	0,28%
2026-2030	0,97%
2031-2035	1,38%
2036-2040	1,58%
2041-2045	1,62%
2046-2050	1,56%

Fonte: Elaborado a partir de HADDAD, 2015

No âmbito da modelagem integrada dos cenários de emissões de GEE, que terá seus resultados reportados no documento *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*, é considerada uma visão alternativa de crescimento do PIB (MCTIC, 2017). Esse cenário incorpora efeitos recentes da crise econômica nos agregados macroeconômicos, que certamente afetarão negativamente o crescimento setorial, reduzindo o consumo de energia e as emissões de GEE em relação aos níveis deste cenário REF.

Utilizando-se as taxas de crescimento resumidas na Tabela 14 e os dados relativos a consumo por uso final e combustíveis, consumo específico de energia e percentual de participação de cada energético em 2013 (Tabelas 6, 7 e 8), é possível projetar o consumo de energia do setor até 2050. A ocorrência de um *breakthrough* tecnológico foi desconsiderada, motivo pelo qual a participação dos combustíveis na matriz de consumo final de energia permanece constante.

A projeção das emissões de CO₂ no cenário REF se baseou na evolução da demanda energética para o mesmo cenário. Foram considerados os fatores de emissão *default* do IPCC constantes da Tabela 15, que também foram utilizados na Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (MCTIC, 2016).

Tabela 15 – Fatores de Emissão de CO₂

Fontes	Fatores de emissão (tCO ₂ /TJ)
Gás natural	56,1
Óleo diesel	74,1
Óleo combustível	77,4
GLP	63,1
Querosene	71,9
Carvão mineral	94,6
Coque de petróleo	97,5
Biodiesel	70,8

Fonte: Elaborado a partir de IPCC, 2006; MCTIC, 2016

Para a eletricidade proveniente do Sistema Interligado Nacional (SIN), foram utilizados os fatores de emissão informados pelo MCTI (2015) (Tabela 16). Para o período de 2017 a 2050, por sua vez, os valores são oriundos da modelagem integrada dos cenários de emissões do projeto. Esses fatores de emissão serão apresentados em valores médios por períodos, entre 2017 e 2050 (MCTIC, 2017).

Tabela 16 – Fatores de Emissão de CO₂ do SIN

Anos ou Períodos	Fatores de emissão (tCO ₂ /MWh)
2010	0,0512
2011	0,0292
2012	0,0653
2013	0,0960
2014	0,1355

Anos ou Períodos	Fatores de emissão (tCO ₂ /MWh)
2015	0,1244
2016	0,0817
2017-2020	0,0492
2021-2025	0,0468
2026-2030	0,0906
2031-2035	0,0993
2036-2040	0,1333
2041-2045	0,1920
2046-2050	0,2525

Fonte: Elaborado a partir de MCTI, 2015; MCTIC, 2017

Percebe-se significativo aumento do fator de emissão do *grid* elétrico a partir 2035, o qual decorre do deplecionamento do potencial hidrelétrico remanescente. Assim, a geração elétrica excedente, em um cenário REF, no qual inexistem políticas adicionais de baixo carbono, passa a ser atendida por fontes de energia mais baratas e com maior intensidade carbônica, em particular carvão mineral (MCTIC, 2017).

3.1.2 RESULTADOS

A partir das premissas anteriormente citadas, inicialmente foi projetada a produção de minério de ferro e pelotas (Tabela 17).

Tabela 17 – Projeção da Produção de Minério de Ferro e Pelotas (Mt)

Anos	Minério de Ferro	Pelotas
2010	310	62
2015	419	65
2020	469	73
2025	476	74
2030	499	78
2035	535	83
2040	578	90
2045	626	98
2050	677	105

Utilizando-se as taxas de crescimento da Tabela 14 foi possível projetar o consumo de energia em cada uma das três etapas, até 2050 (Tabela 18 e Tabela 19). Nesse cálculo, considerou-se que o percentual de participação dos combustíveis permanece constante, assim como as premissas descritas na seção 3.1.1.

Tabela 18 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração

Ano	Consumo energético (mil tep)							
	Eletricidade (Extração)	Diesel	Biodiesel	Eletricidade (Beneficiamento)	Gás Natural	GLP	Querosene	Total
2010	74	260	8	709	236	19	0,61	1.307
2015	77	430	13	807	258	41	0,92	1.627
2020	87	471	118	903	288	46	1,03	1.913
2025	88	481	120	915	293	46	1,04	1.944
2030	92	507	120	961	307	49	1,09	2.037
2035	99	544	136	977	329	52	1,17	2.138
2040	101	589	147	1.057	356	56	1,27	2.307
2045	110	638	159	1.145	385	61	1,37	2.500
2050	119	689	172	1.238	416	66	1,48	2.701

Tabela 19 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Pelotização

Ano	Consumo energético (mil tep)						
	Energia Elétrica (Total)	Energia Elétrica (Motores)	Gás Natural	Óleo Combustível	Coque de Petróleo	Carvão mineral e coque	Total
2010	219	153	393	371	508	424	2.067
2015	225	157	430	220	550	491	2.072
2020	251	176	481	246	614	549	2.317
2025	255	178	488	250	623	556	2.350
2030	268	187	512	262	654	584	2.466
2035	272	191	548	281	700	625	2.617
2040	288	202	593	303	757	676	2.820
2045	312	219	642	329	821	733	3.055
2050	337	236	694	355	887	742	3.251

A Figura 23 mostra o total do consumo de energia da mineração e da pelotização para o cenário REF. A demanda de energia do setor apresenta crescimento de 78% no período de 2010 a 2050, permanecendo a eletricidade e o gás natural como principais insumos energéticos.

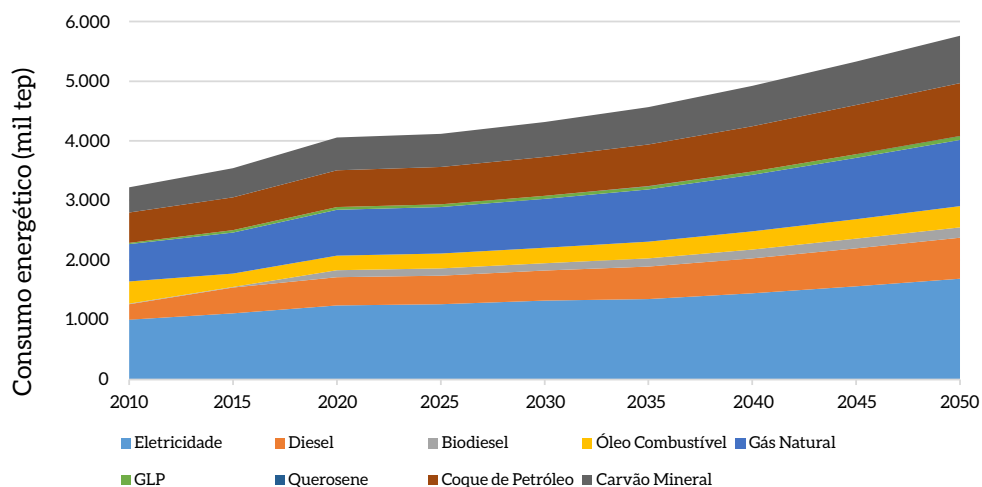


Figura 23 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)

Para fins de comparação, a Figura 24 apresenta a projeção do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016a). Observa-se significativo crescimento no volume de energia consumido pelo setor, que passaria de 3,2 milhões de tep em 2013 para aproximadamente 10,2 milhões de tep em 2050. A diferença com relação à projeção do cenário REF deriva do diferencial entre as taxas de crescimento médio anual do PIB projetada em EPE (2016a) e Haddad (2015), respectivamente de 3,2% e 1,7% ao ano até 2050.

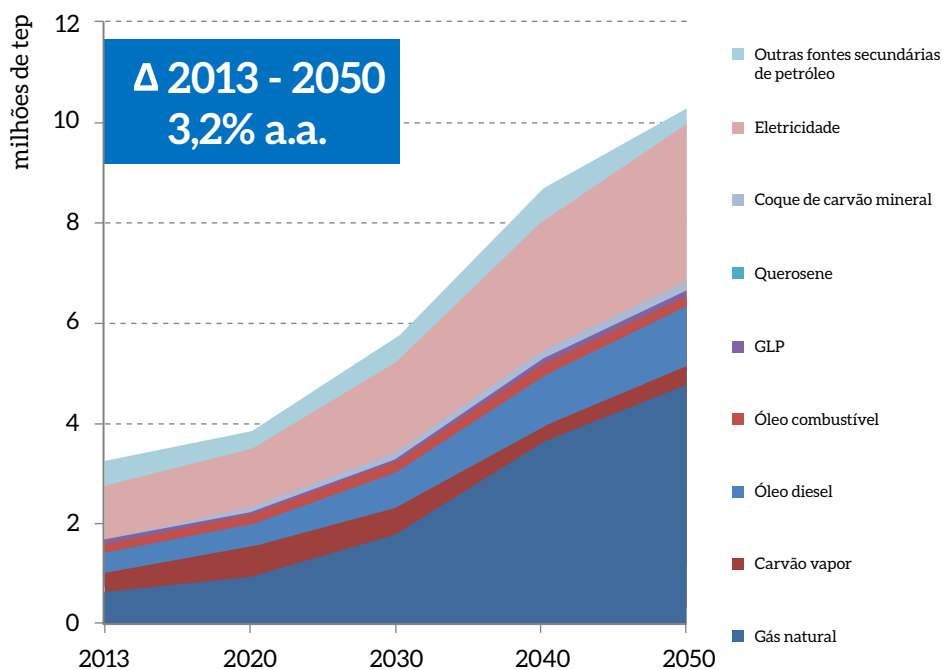


Figura 24 – Demanda de Energia do Setor de Mineração e Pelotização (2013-2050)

Fonte: EPE, 2016b

A partir do consumo de consumo, foram aplicados os fatores de emissão constantes nas Tabelas 15 e 16 para projetar as emissões de GEE das atividades de mineração e pelotização até 2050 (Tabela 20). Observa-se um incremento nas emissões de 82% no período.

Tabela 20 – Emissões Totais de CO₂

Anos	Emissões (tCO ₂)
2010	7.331.483
2015	8.021.534
2020	9.257.593
2025	9.400.657
2030	9.853.969
2035	10.576.700
2040	11.439.763
2045	12.395.439
2050	13.392.923

3.2 CENÁRIO BC

3.2.1 PREMISSAS

O cenário BC utilizou a mesma divisão do cenário REF, em que o setor foi dividido em três etapas: extração e beneficiamento, que fazem parte da mineração, e pelotização.

O cenário BC foi construído a partir da penetração das algumas MTD descritas no capítulo 2. Para a seleção das MTD foram considerados dois critérios: i) tecnologias que apresentem nível de prontidão tecnológica (TRL) igual ou superior a 7 (EIPPCB, 2013); ii) tecnologias que tenham maior potencial de redução de emissões de GEE.

Em função disso, será considerada, no cenário BC, a introdução das seguintes atividades de baixo carbono:

- Eficientização de motores elétricos na etapa de extração de minérios;
- Uso de biodiesel pela frota de veículos alocados na extração;
- Uso de veículos híbridos alocados na extração;
- Manutenção periódica da frota de veículos alocados na extração;
- Eficientização de motores, bombas e ventiladores e sistemas de compressão de ar na etapa de beneficiamento;
- Eficientização de componentes auxiliares do forno, como motores elétricos de sopradores, na etapa de pelotização.

Todas tecnologias listadas foram comprovadas e implantadas na indústria, com TRL igual a 9. Por este motivo, considera-se a penetração das MTD a partir de 2020.

O uso de motores elétricos de alta eficiência foi utilizado nas três etapas (extração, beneficiamento e pelotização), com os mesmos custos de capital e O&M. A tendência é que a mineração empregue cada vez mais caminhões com maior capacidade de carga. A primeira tecnologia considerada para mitigar o impacto sobre as emissões de GEE é veículo híbrido elétrico-diesel. A segunda tecnologia é o uso de biodiesel. A terceira medida é a manutenção da frota. Neste último caso, não foi considerado um custo de capital, apenas custo de O&M.

Para a troca de motores elétricos por motores mais eficientes, no cenário REF, a eficiência foi mantida constante, igual a 0,90 até o ano de 2035. A partir de 2035, a eficiência aumenta para 0,96. Para o cenário BC, o mesmo aumento de eficiência foi considerado a partir de 2020.

A eficiência considerada para motores a combustão interna utilizados nos caminhões para transporte de minério foi de 0,40. Para caminhões híbridos, considerou-se a eficiência de 0,60. Nesse cenário, os caminhões híbridos começam a ter participação significativa em 2025.

Nas etapas de beneficiamento e pelotização, os motores elétricos mais eficientes começam a ter participação significativa em 2020.

Adotou-se o mesmo procedimento adotado no cenário REF para projetar a demanda de energia e emissões de GEE, todavia aplicando os potenciais de redução auferidos a partir da implementação das MTD anteriormente destacadas.

3.2.2 RESULTADOS

Utilizando-se as taxas de crescimento da Tabela 14 e o percentual de participação de cada energético, foi possível projetar o consumo de energia em cada uma das três etapas, até 2050, desconsiderando um *breakthrough* tecnológico (Tabela 21 e Tabela 22).

Tabela 21 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração

Ano	Consumo energético (mil tep)							
	Eletricidade (Extração)	Diesel	Biodiesel	Eletricidade (Beneficiamento)	Gás natural	GLP	Querosene	Total
2010	74	260	8	709	236	19	0,61	1.307
2015	77	430	13	807	258	41	0,92	1.627
2020	74	288	67	767	288	46	1,03	1.531
2025	75	292	73	778	293	46	1,04	1.558
2030	78	307	77	817	307	49	1,09	1.635
2035	84	329	82	874	329	52	1,17	1.751
2040	84	355	89	946	356	56	1,27	1.887
2045	91	385	96	1.025	385	61	1,37	2.045
2050	99	416	104	1.107	416	66	1,48	2.210

Tabela 22 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Pelotização

Ano	Consumo energético (mil tep)						Total
	Energia Elétrica (Total)	Energia Elétrica (Motores)	Gás Natural	Óleo Combustível	Coque de Petróleo	Carvão mineral e coque	
2010	219	153	393	371	508	424	2.067
2015	225	157	430	220	550	491	2.072
2020	236	165	481	246	614	549	2.292
2025	240	168	488	250	623	556	2.324
2030	251	176	512	262	654	584	2.439
2035	269	189	548	281	700	625	2.612
2040	291	204	593	303	757	676	2.825
2045	316	221	642	329	821	733	3.061
2050	341	239	694	355	887	792	3.308

A implementação das MTD resulta na queda de 12% no consumo de energia em 2050 (Figura 25). Destaca-se a diminuição no consumo de óleo diesel, que é explicada principalmente pela introdução de veículos híbridos e de biodiesel no transporte de minérios na etapa de extração da participação da eletricidade, assim como coque de petróleo (abrangido em outras fontes secundárias de petróleo), na matriz energética do setor. Por outro lado, cresce a participação do gás natural, restando verificar no relatório *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*, se a oferta do insumo encontra restrições de oferta.

De fato, grande parte dos setores industriais encontra no gás natural uma oportunidade de reduzir emissões perante energéticos com maior intensidade de carbono, como é o caso de carvão mineral, coque de petróleo, óleo diesel e óleo combustível. Todavia, uma análise setorial não observa a disponibilidade de gás natural para todos os setores, competição que, inclusive, afeta os seus preços. Consequentemente, os custos de abatimento da substituição de combustíveis tendem a ser subestimados, e o potencial de mitigação, ao desconsiderar restrições de oferta, é superestimado. Trata-se de uma limitação da análise setorial e da metodologia de custos marginais de abatimento, superada pela integração dos cenários BC nos modelos MSB8000, Otimizagro e Efes.

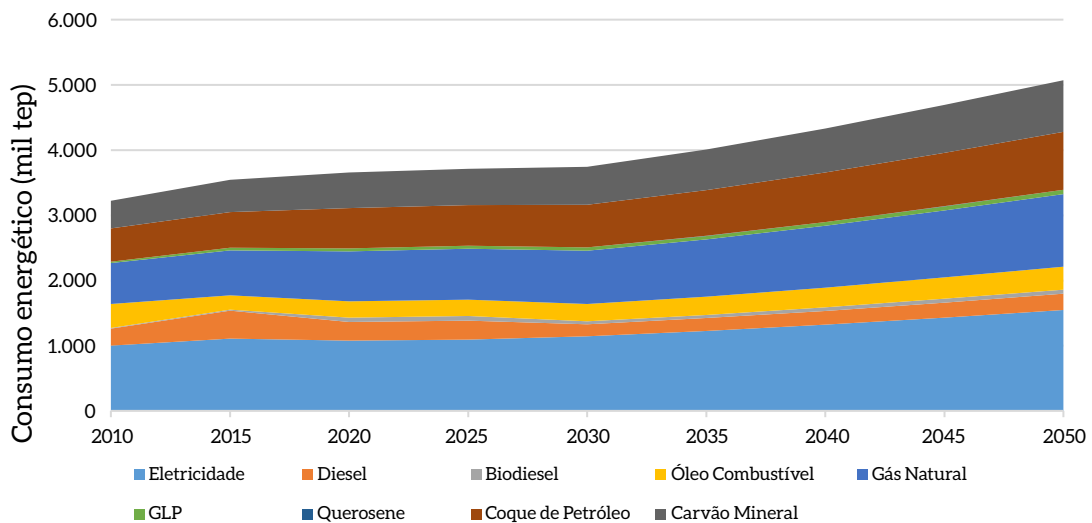


Figura 25 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)

No que se refere às emissões de GEE, observa-se queda de 13% com relação ao cenário REF em 2050. Em grande medida, a diminuição pode ser explicada pelo impacto da substituição do óleo diesel por eletricidade e biodiesel na frota de veículos, que possuem menores fatores de emissão.

Tabela 23 – Emissões Totais de CO₂

Anos	Emissões (tCO ₂)
2010	7.331.483
2015	8.021.534
2020	8.530.814
2025	8.666.651
2030	8.620.016
2035	9.231.441
2040	9.984.017
2045	10.819.352
2050	11.690.005

3.2.3 CUSTOS MARGINAIS DE ABATIMENTO

Nesta seção, são calculados os custos marginais de abatimento (CMA) das MTD listadas no início deste capítulo. Inicialmente, serão descritos os procedimentos metodológicos considerados no cálculo desses custos. Em seguida, serão descritas as premissas, em particular, relativas à definição do custo de oportunidade do capital (taxa de desconto) do setor de mineração e pelotização. Por fim, serão apresentados os resultados, com destaque para a curva de CMA, que relaciona os potenciais e custos das opções de mitigação até 2050.

O CMA consiste na diferença entre o custo do cenário REF e o custo do cenário de mitigação, ambos expressos por unidade de massa de CO₂ equivalente (US\$/tonelada CO₂e) (HENRIQUES JR., 2010). Sendo assim, o custo do CO₂e evitado consiste no gasto necessário para mitigar cada unidade de CO₂e.

Quando o custo é negativo, entende-se que a mitigação incorre em benefícios líquidos, ou seja, que, além de possibilitar redução da emissão de CO₂e, provê retorno financeiro ao longo da vida útil da tecnologia e/ou horizonte de implementação da atividade de baixo carbono. Por outro lado, se o custo mesmo for positivo, a mitigação de emissões demanda esforço financeiro para o agente, exceto mediante precificação de carbono no mercado. Nesse caso, apenas quando o custo da medida for inferior ao preço de carbono, o delta entre os valores representa ativo financeiro para o agente.

O CMA leva em conta investimentos necessários, custos operacionais em geral (inclusive com os energéticos) e economias em geral (HALSNAES et al., 1998). Esse custo, para cada opção de mitigação, está determinado a partir do custo incremental com a implementação da medida em comparação com o cenário referencial e das emissões anuais evitadas.

$$CMA^{opção} = \frac{CAL^{baixo\ carbono} - CAL^{base}}{EA^{base} - EA^{baixo\ carbono}} \quad \text{Equação (1)}$$

Onde, CMA é o custo marginal de abatimento por atividade de baixo carbono; CAL, o custo anual líquido referente aos cenários de referência (base) e baixo carbono; e EA, a emissão anual dos cenários de referência e baixo carbono.

O custo anual líquido (CAL) representa a diferença do custo de investimento anualizado e do resultado financeiro anual da implantação de opção de mitigação. Esse resultado financeiro é dado pela receita total e pelos gastos com operação e manutenção com a implantação da opção.

$$CAL = \frac{INV * r * \left[\frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)} \right] + OM + COMB - REC}{(1+r)^{n-2011}} \quad \text{Equação (2)}$$

Onde, INV é igual ao custo do investimento da medida; r é a taxa de desconto; OM é igual ao custo de operação e manutenção da medida; COMB é o custo com combustíveis; REC é a receita obtida com a implementação da medida; e n, o ano de análise.

3.2.3.1 PREMISSAS

Para mensurar os custos marginais de abatimento das MTD, inicialmente, fez-se necessário identificar taxas de desconto. A taxa de desconto de um investimento consiste no custo de oportunidade do capital, ou o custo do capital utilizado em uma análise de retorno. A definição da taxa de desconto de mercado adotada em um projeto tem importância fundamental e necessita ser bem calibrada para permitir boa avaliação dos custos de abatimento do setor. Uma das formas utilizadas para o seu cálculo utiliza o custo do capital próprio da empresa, que é comparado à rentabilidade de diferentes ativos nos quais o setor poderia investir. Nesse cálculo, parte-se, normalmente, de uma taxa livre de risco, à qual se aplicam prêmios de risco para cada opção de investimento.

Para obtê-la, além da revisão de literatura, foi realizada uma entrevista com um especialista de uma empresa do setor de mineração e pelletização sobre decisões de investimentos, investimentos relacionados à redução de emissões de GEE e preocupações com a eficiência energética. O especialista entrevistado forneceu a taxa de desconto utilizada pela empresa. Essa taxa foi adotada como taxa de desconto de mercado, qual seja de 12% ao ano. Além dessa taxa, os custos de abatimentos foram obtidos utilizando-se uma taxa social de 8% ao ano.

Tendo em vista os dados necessários para aplicação na Equação 2, fez-se necessário obter os preços de combustíveis constantes na Tabela 24.

Tabela 24 – Preços dos Combustíveis

Combustíveis	Unidade	Preço
Gás natural	US\$/m ³	0,65
Coque de petróleo	US\$/bbl	64,17
Lenha	US\$/m ³	27,46
Óleo diesel	US\$/litro	1,06
Óleo combustível	US\$/litro	0,53
GLP	US\$/kg	1,97
Eleticidade	US\$/MWh	147,85
Biodiesel	US\$/litro	1,10

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2016a

Em seguida, foi necessário projetar preços dos combustíveis para obtenção dos custos marginais de abatimento até 2050. Para tanto, foram analisados cenários de preços de petróleo, dos quais derivam preços dos insumos energéticos. Nos cálculos de CMA realizados pela taxa de desconto de mercado, o preço do petróleo foi considerado constante. No caso, US\$ 75 por barril. Trata-se de um preço de robustez do petróleo, que é conservador para não subestimar os custos de abatimento das medidas. No caso da taxa de desconto social, foi considerada a evolução de preços de petróleo do cenário *Low Price Case* do EIA (Figura 26) (EIA, 2015).

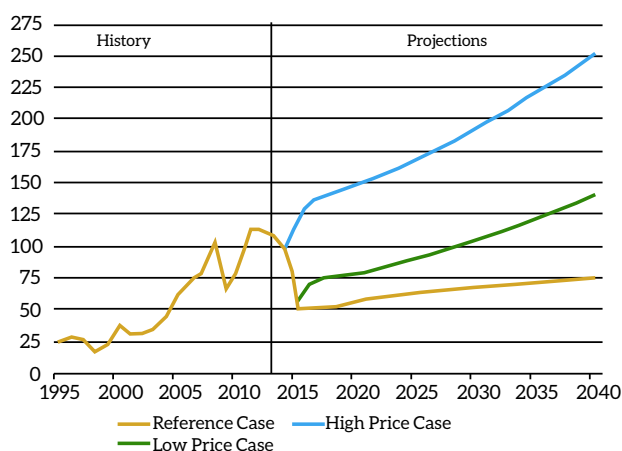


Figura 26 – Preços de Petróleo para Três Cenários (1995-2040)

Fonte: EIA, 2015

A Tabela 25 resume os preços de petróleo considerados para o cálculo do CMA das possibilidades de mitigação, segundo taxas de desconto pelas óticas de mercado e social.

Tabela 25 – Preços de Petróleo Considerados para o Cálculo do Custo Marginal de Abatimento das Possibilidades de Mitigação

Taxa de Desconto	Preço do Petróleo (US\$/barril)							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
12% ao ano (Ótica de mercado)	75	75	75	75	75	75	75	75
8% ao ano (Ótica social)	55	75	90	105	120	135	140	145

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2015; SCHAEFFER et al., 2015

Perante os cenários de preços do petróleo, foram projetados preços dos insumos energéticos para mensuração dos CMA segundo a taxa de desconto social (Tabela 26). Cumpre destacar que esse procedimento não é necessário para aplicação ao cálculo com taxa de desconto de mercado, na medida em que o preço de petróleo é constante no período. Logo, são considerados os preços dos insumos energéticos apresentados na Tabela 24.

Tabela 26 – Preços dos Combustíveis e da Eletricidade para a Taxa de 8%

Combustíveis	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás natural	US\$/m ³	0,65	0,65	0,89	1,06	1,24	1,42	1,60	1,66	1,72
Coque de carvão mineral	US\$/bbl	64,17	64,17	87,50	105,00	122,50	140,00	157,50	163,33	169,17
Lenha	US\$/m ³	27,46	27,46	37,44	44,93	52,42	59,91	67,40	69,89	72,39
Óleo diesel	US\$/litro	1,06	1,06	1,45	1,74	2,02	2,31	2,60	2,70	2,80
Óleo combustível	US\$/litro	0,53	0,53	0,73	0,87	1,02	1,16	1,31	1,35	1,40
GLP	US\$/kg	1,97	1,97	2,69	3,22	3,76	4,30	4,83	5,01	5,19
Eletricidade	US\$/MWh	147,85	147,85	201,61	241,94	282,26	322,58	362,90	376,34	389,78
Biodiesel	US\$/litro	1,10	1,15	1,22	1,36	1,59	1,78	1,82	1,78	1,64

A Tabela 27 resume os parâmetros de vida útil, custos de investimento e de O&M e potenciais de redução no consumo de energia das MTD consideradas para o setor de mineração e pelotização.

Tabela 27 – Vida Útil, Custos e Potenciais de Redução no Consumo de Energia das MTD

MTD (Segmento de aplicação)	Vida Útil (anos)	Investimento Fixo (US\$/kW)	O&M (US\$/kW)	Potencial de redução no consumo de energia (%)
Eficientização de motores elétricos (Extração)	20	2.600	200	3,2
Uso de biodiesel pela frota de veículos (Extração)	20	-	200	16,2
Uso de veículos híbridos (Extração)	20	3.000	200	3,2
Manutenção periódica da frota de veículos (Extração)	2	-	400	16,2
Eficientização de motores, bombas e ventiladores e sistemas de compressão de ar (Beneficiamento)	20	2.600	200	3,2
Eficientização de componentes auxiliares do forno – motores elétricos de sopradores entre outros (Pelotização)	20	2.600	200	4,8

3.2.3.2 RESULTADOS

Considerando as premissas adotadas, foram calculados os custos de abatimento para cada medida, bem como seus potenciais de abatimento até 2050, para taxas de desconto de 8% e 12% ao ano (Tabela 28 e Tabela 29).

Tabela 28 – Custos e Potenciais Acumulados de Abatimento para Taxa de Desconto de 8%

MTD (Segmentos)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)	Potencial Acumulado (tCO ₂ e)
Eficientização de motores elétricos (Extração)	-285,69	178.754
Uso de biodiesel pela frota de veículos (Extração)	-16,99	10.706.947
Uso de veículos híbridos (Extração)	-43,09	16.060.421
Manutenção periódica da frota de veículos (Extração)	-194,77	5.353.474
Eficientização de motores, bombas, ventiladores e sistemas de compressão de ar (Beneficiamento)	-243,81	1.848.709
Eficientização de componentes auxiliares do forno (Pelotização)	-159,71	534.626

Tabela 29 – Custos e Potenciais Acumulados de Abatimento para Taxa de Desconto de 12%

MTD (Segmentos)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)	Potencial Acumulado (tCO ₂ e)
Eficientização de motores elétricos (Extração)	-15,09	178.754
Uso de biodiesel pela frota de veículos (Extração)	-8,51	10.706.947
Uso de veículos híbridos (Extração)	32,98	16.060.421
Manutenção periódica da frota de veículos (Extração)	-25,29	5.353.474
Eficientização de motores, bombas, ventiladores e sistemas de compressão de ar (Beneficiamento)	33,11	1.848.709
Eficientização de componentes auxiliares do forno (Pelotização)	25,82	534.626

Os resultados obtidos mostram que, para todas as medidas, os CMA calculados com a taxa de 12% são maiores do que os custos calculados com a taxa de 8%. Esse resultado já era esperado. O fator de recuperação de capital com a utilização de 12% como taxa de desconto é maior, o que resulta em um valor presente do investimento maior e consequentemente maior custo marginal de abatimento das medidas.

É possível perceber que todo o potencial de abatimento com taxa de desconto de 8% ao ano, e 47% do potencial com taxa de desconto de 12% ao ano, possuem custos negativos. Portanto, grande parte das medidas são atrativas sob o ponto de vista econômico. Todavia, isso não significa que a medida possa ser implementada, uma vez que barreiras não econômicas, como deficiências regulatórias, aspectos comportamentais, entre outras, podem estar presentes. Mais do que isso, até mesmo barreiras econômicas não captadas nos custos de abatimento podem impedir a adoção das atividades, como é o caso da disponibilidade de crédito para realização dos investimentos. Tais aspectos serão brevemente analisados no capítulo 4.

As curvas de custos de abatimento podem ser construídas no nível de tecnologia/atividade ou setor/programa. As curvas no nível de tecnologia/atividade são mais simples e avaliam cada opção de mitigação separadamente, com base nos seus custos e emissões evitadas. Assim, os efeitos de uma medida não afetam as demais. Para as curvas no nível de setor/programa, as medidas avaliadas têm influência umas sobre as outras (SCHAEFFER et al., 2012). As curvas obtidas neste trabalho foram construídas no nível de tecnologia/atividade (Figura 27 e Figura 28).

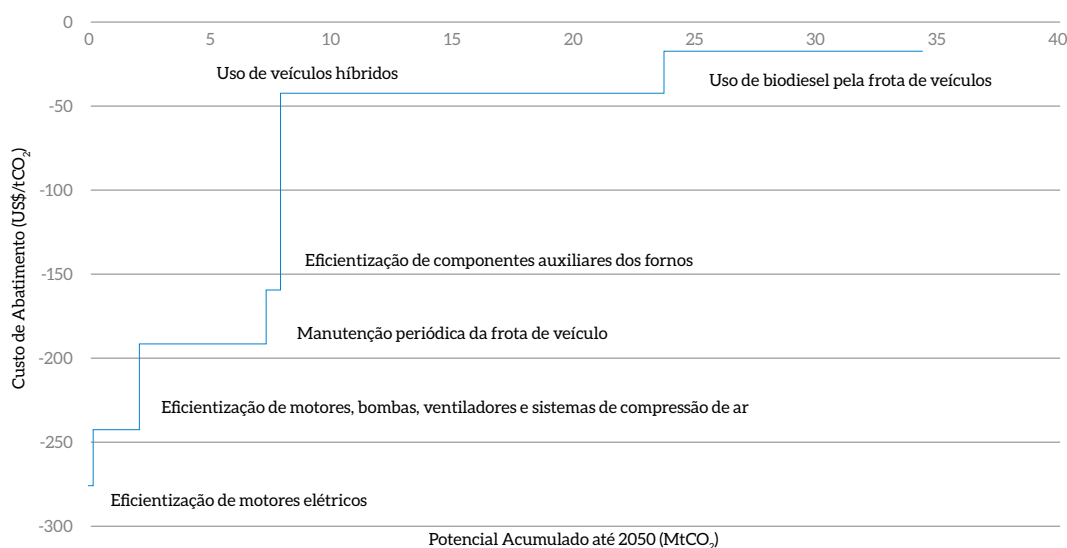


Figura 27 – Curva de Custos de Abatimento para Taxa de Desconto 8% ao ano

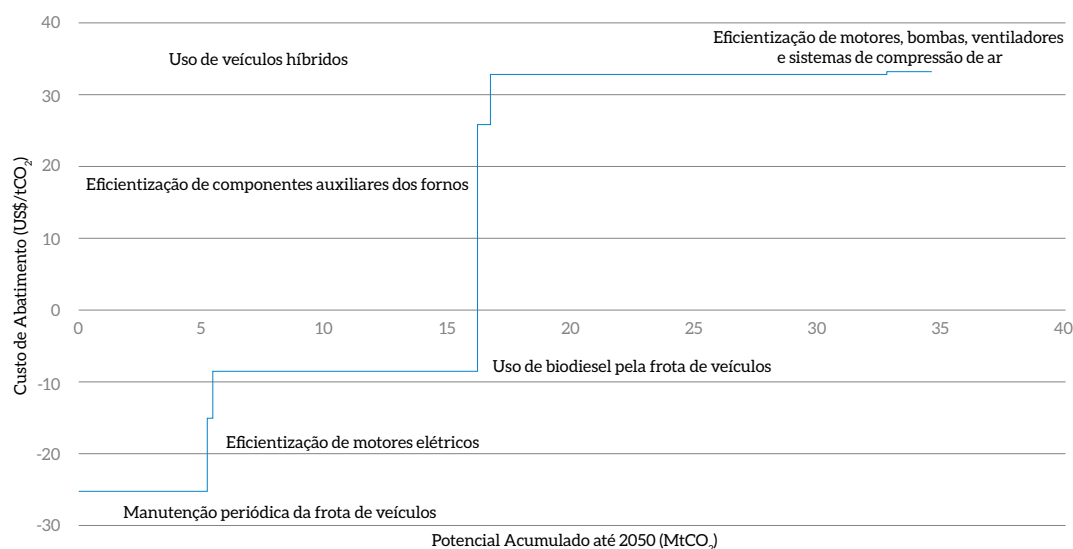


Figura 28 – Curva de Custos de Abatimento para Taxa de Desconto de 12% ao ano

Interessante notar que o potencial demonstrado representa a redução acumulada das emissões das medidas aplicadas até 2050. O potencial acumulado de abatimento de emissões foi estimado em cerca de 34,6 MtCO₂.

Entretanto, esse potencial de abatimento não representa o potencial líquido de redução de emissões do setor. É apenas o total da redução de cada medida aplicada em relação ao cenário REF. Dessa forma, pode ocorrer, e está ocorrendo, dupla contagem de redução de emissões, visto que a redução do consumo energético de duas medidas não é necessariamente igual à soma de suas contribuições individuais. Essa característica das curvas de abatimento convencionais e setoriais

mostra a necessidade de uma modelagem integrada para a eliminação da dupla contagem e para representar, de forma mais fidedigna, o potencial de mitigação do setor. Tal aspecto justifica a publicação do documento *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*, que deve ser utilizado como referencial para avaliação das oportunidades setoriais de mitigação de emissões de GEE.

3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO COM INOVAÇÃO

Este capítulo, primeiramente, descreverá tecnologias de ruptura aplicáveis aos processos produtivos do setor, com potencial de viabilização comercial no longo prazo. Em seguida, serão descritos premissas e parâmetros considerados na construção do cenário BC+I. Por fim, serão apresentadas as projeções de demanda de energia e emissões de CO₂ relativas ao cenário.

Diferentemente do cenário BC, a inexistência de parâmetros econômicos de grande parte das tecnologias inovadoras inviabiliza a mensuração de custos de abatimento de emissões de GEE. Portanto, trata-se de avaliar exclusivamente o potencial técnico de mitigação que está condicionado à criação de políticas públicas de ciência, tecnologia e inovação (CT&I), visando ao desenvolvimento de tecnologias de ruptura aplicáveis aos processos fabris do setor de mineração e pelotização.

Algumas tecnologias que serão descritas já vêm sendo testadas, mas ainda não se encontram na fase comercial. A maioria das tecnologias de inovação consideradas neste relatório não são medidas de inovação *strictu sensu*. São tecnologias difundidas em outros segmentos, porém de aplicação inovadora em se tratando do setor de mineração e pelotização. Logo, podem ser classificadas em níveis de prontidão tecnológica (TRL) inferiores a 7, que indicam que as tecnologias se encontram em fase de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) para aplicação no setor.

3.3.1 TECNOLOGIAS INOVADORAS PARA O SETOR

Neste cenário foram consideradas quatro medidas que mitigariam emissões de GEE no setor. Apesar de haver diversas tecnologias em fase de desenvolvimento, foram consideradas neste estudo tecnologias com potencial de redução de consumo de energia e, conseqüentemente, redução das emissões.

3.3.1.1 SUPRIMENTO DE ELETRICIDADE POR ENERGIA SOLAR E EÓLICA

Algumas empresas de mineração já incorporaram projetos-pilotos em seus planos de minas (GLOBAL CLEANTECH CENTER, 2013). Projetos de tecnologias renováveis são mais atraentes para projetos de mineração em regiões remotas com pouco ou nenhum acesso às redes de eletricidade estabelecidas. Nas operações de mineração com acesso ao *grid*, a viabilidade do uso de renováveis é restrito.

As operações de mineração são sensíveis ao fornecimento de energia e é muito difícil a parada de alguns equipamentos de mineração por falta de fornecimento de energia. Para as tecnologias solar e eólica, a taxa de penetração de 30% a 40% pode ser atingida, mas, além dessa taxa, o uso apenas

dessas tecnologias começa a se inviabilizar. Nesse caso, ainda haverá a necessidade do uso de aproximadamente 70% de geração a diesel para atender a demanda de energia (IMPACTMIN, 2011).

Recentemente, a energia solar tem tido maior participação na indústria de mineração, com sua gama de opções e versatilidade na aplicação que pode ser aproveitada para fornecer soluções de energia em aplicações de pequena e grande escala. Por exemplo, uma usina de 1 MW de potência, com 7.404 painéis no norte de Nevada (EUA), foi construída ao lado da usina de GN, de 115 MW de potência e custo de US\$ 100 milhões. A usina solar custou US\$ 10 milhões e foi construída em grande parte para satisfazer a legislação estadual. A planta de energia solar custa 10% do custo da fábrica de GN e produz apenas 1% da energia (IMPACTMIN, 2011).

Outra opção para geração de energia elétrica é a energia eólica. Uma das opções de uso da energia eólica é em conjunto com um gerador diesel. Essa configuração pode ser otimizada para 40% da geração de energia vir da geração eólica e 60% da geração a diesel. Em média, a geração híbrida diesel/eólica opera em uma área de mineração em condições apropriadas pode reduzir as emissões de CO₂ em 0,82 kg/kWh (NEILSON, 2007 apud CARVALHO, 2014)

3.3.1.2 GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA

No caso do setor de mineração e pelotização, o insumo considerado é a biomassa de culturas energéticas, por exemplo, cultivo de eucalipto para essa finalidade. Apesar de ainda não ser aplicada em plantas de grande porte, a biomassa lenhosa vem sendo cogitada e apoiada por programas especiais em diversos países devido à necessidade de redução das emissões de CO₂.

Este estudo considera a aplicação da gaseificação para a produção de gás de síntese e sua posterior utilização no forno de pelotização. Teoricamente, todo o gás natural e o óleo combustível poderiam ser substituídos pelo gás de síntese. No entanto, a utilização dessa tecnologia estará condicionada a diversos fatores, por exemplo, a disponibilidade de biomassa nas proximidades da planta de pelotização. Vale ressaltar que cada tipo de combustível exige um queimador específico. Mesmo no caso da substituição do GN pelo gás de síntese, existe a necessidade de troca de queimador por causa da diferença de poder calorífico entre os dois insumos.

No estudo de Carvalho (2014), foram considerados quatro cenários de substituição de GN pelo gás de síntese para uma determinada planta de pelotização. Cada cenário se refere a uma das quatro plantas de gasificação consideradas, com potências de 3 MW, 12 MW, 24 MW e 36 MW_{th}, que possibilitavam a redução de consumo de GN em 2,7%, 10,7%, 21,4% e 53,4%, respectivamente. O estudo também concluiu que apenas plantas acima de 60 MW, potência atual das maiores plantas construídas, são viáveis. A viabilidade se dá pelo custo do gás de síntese ser menor que o do GN.

3.3.1.3 BRIQUETAGEM A FRIO

A pelotização a frio é uma alternativa ao processo utilizado tradicionalmente a altas temperaturas em fornos chamados fornos de pelotização. O processo ocorre a baixa temperatura com capacidade

de redução de 30% no consumo de combustível. As pelotas podem ser agregadas a frio com o uso de cal, cimento, pó de ferro e materiais orgânicos. O processo a frio consome menos energia quando comparado ao processo a quente e se mostrou mais produtivo para a aglomeração de pelotas autor-redutoras (HALT; ROACHE; KAWATRA, 2015).

3.3.1.4 CICLO RANKINE ORGÂNICO (ORC)

O ciclo Rankine orgânico é uma tecnologia utilizada para a recuperação de calor residual. O calor pode ser proveniente, por exemplo, de usinas convencionais de geração de energia e exausto de grupo geradores a diesel. No caso do setor de mineração e pelletização, poderiam ser utilizados como fonte de calor residual o calor do forno de pelletização, o calor do exausto de geradores diesel e dos caminhões de transporte de minérios.

Na década de 1970, foram construídos protótipos de caminhões utilizados na mineração (*haul truck*) de 288 hp, utilizando a tecnologia ORC. Esses protótipos apresentaram aumento de 12,5% na eficiência de consumo de combustível. Apesar de os testes terem sido iniciados há décadas, essa tecnologia ainda se encontra em fase experimental (TURBODEN, 2015).

As plantas utilizadas atualmente, em diversas aplicações, têm capacidade entre 300 kW e 130 MW. Um exemplo da aplicação dessa tecnologia é a planta de 6,5 MW da empresa Gold Creek, localizada em Alberta, no Canadá. Essa planta teve redução de 25.000 toneladas de CO₂ por ano. Outro exemplo é a planta de 1,5 MW da Heidelberger Zement AG, na Alemanha, com redução de 7.000 toneladas de CO₂ por ano (ORMAT, 2011).

3.3.2 PREMISSAS

As tecnologias de ruptura consideradas no cenário BC+I, com seus potenciais de redução de consumo de energia e emissões de CO₂ estão resumidas no Quadro 2.

Quadro 2 – Características das Tecnologias de Ruptura

Tecnologia	Segmento de aplicação	Potenciais de redução de consumo de energia/emissões
Geração de eletricidade por energia solar e eólica	Extração	Em condições apropriadas pode reduzir as emissões de CO ₂ em 0,82 kg/kWh
Gaseificação da biomassa	Pelletização	Capacidade de redução de 10% no consumo de combustível
Briquetagem a frio	Pelletização	Capacidade de redução de 30% no consumo de combustível
ORC	Extração / Pelotização	Aumento de 12,5% na eficiência de consumo de combustível

Não foram encontrados dados referentes a custos de investimento e operação e manutenção, o que já era de se esperar, dado que são tecnologias inovadoras, ou seja, ainda estão em fase de bancada, e não há estudos de casos de aplicação no setor de mineração e pelletização.

No que se refere à penetração das tecnologias, foi considerado que o uso de energia solar e eólica iniciaria em 2020; ORC em 2025; e a gaseificação e briquetagem em 2030. A Tabela 30 resume as taxas de penetração adotadas.

Tabela 30 – Taxa de Penetração das Tecnologias por Quinquênio (%)

Tecnologias/Anos	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Geração de eletricidade por energia solar e eólica	0	0	5	5	5	10	15	20	30
Gaseificação de biomassa	0	0	0	0	10	10	15	20	20
Briquetagem a frio	0	0	0	0	10	10	15	20	15
ORC	0	0	0	5	10	20	20	25	30

Dentre as tecnologias consideradas, há casos excludentes. É o caso do uso da briquetagem a frio e da gaseificação. Apesar disso, visto que foram consideradas taxas de penetração para cada uma das tecnologias, e, quando somadas, em todos os anos, o resultado não ultrapassa 100%, tornou-se possível a aplicação de todas no cenário BC+I.

A projeção de consumo de energia e emissões de GEE, considera procedimentos metodológicos idênticos aos listados na seção 3.1.1.

3.3.3 RESULTADOS

As projeções do consumo energético para os segmentos de mineração e pelotização são apresentadas na Tabela 31 e na Figura 29.

Tabela 31 – Projeção de Consumo Energético por Fontes na Mineração e Pelotização

Ano	Consumo energético (mil tep)								
	Eletricidade	Diesel	Biodiesel	Óleo combustível	Gás natural	GLP	Coque de petróleo	Carvão mineral	Total
2010	1.155	260	8	371	628	19	508	424	3.373
2015	1.109	430	13	220	688	41	550	491	3.541
2020	1.076	288	67	246	769	46	614	549	3.656
2025	1.093	304	73	250	780	46	623	556	3.725
2030	1.126	289	77	262	705	49	602	537	3.646
2035	1.208	319	82	281	746	52	644	575	3.907
2040	1.309	347	89	303	780	56	697	622	4.203
2045	1.413	370	96	329	816	61	755	674	4.514
2050	1.523	400	104	355	868	66	816	728	4.860

A implementação das tecnologias inovadoras permitiria reduzir o consumo de energia em 16% com relação ao cenário REF em 2050. Portanto, a implementação do cenário BC+I ampliaria a mitigação, em relação ao cenário BC, em 4% em 2050.

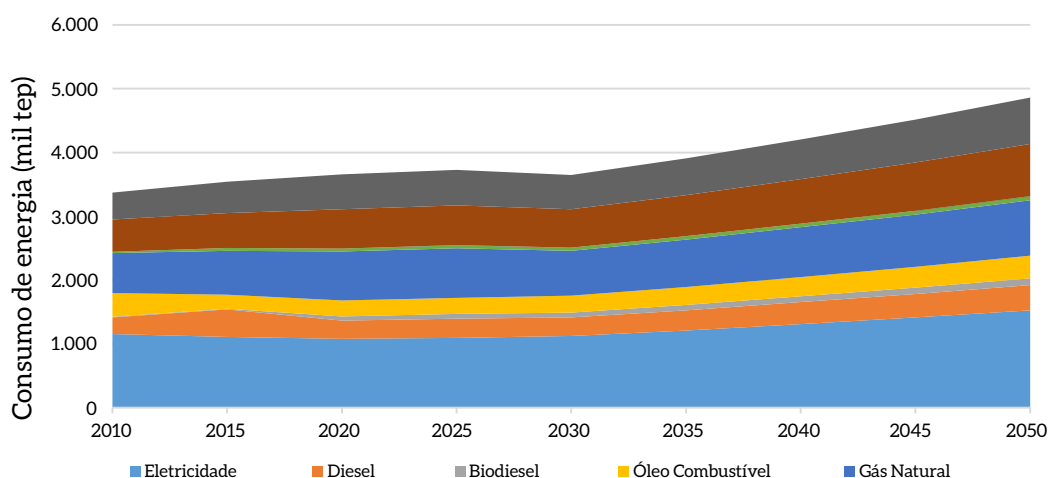


Figura 29 – Consumo de Energia por Fonte – 2010 a 2050 (mil tep)

Na projeção das emissões de CO₂ no cenário BC+I, foi tomada como base a projeção da demanda de energia para este mesmo cenário. Observa-se queda de 17% com relação ao cenário REF em 2050.

Tabela 32 – Emissões Totais de CO₂

Anos	Emissões (tCO ₂)
2010	7.331.601
2015	8.021.534
2020	8.530.800
2025	8.702.002
2030	8.374.354
2035	8.975.982
2040	9.650.651
2045	10.369.855
2050	11.172.894

Após a consolidação dos cenários REF, BC e BC+I, foi possível compará-los em termos de emissão de dióxido de carbono e consumo de energia. A Figura 30 mostra a comparação entre a evolução das emissões de CO₂ nos três cenários.

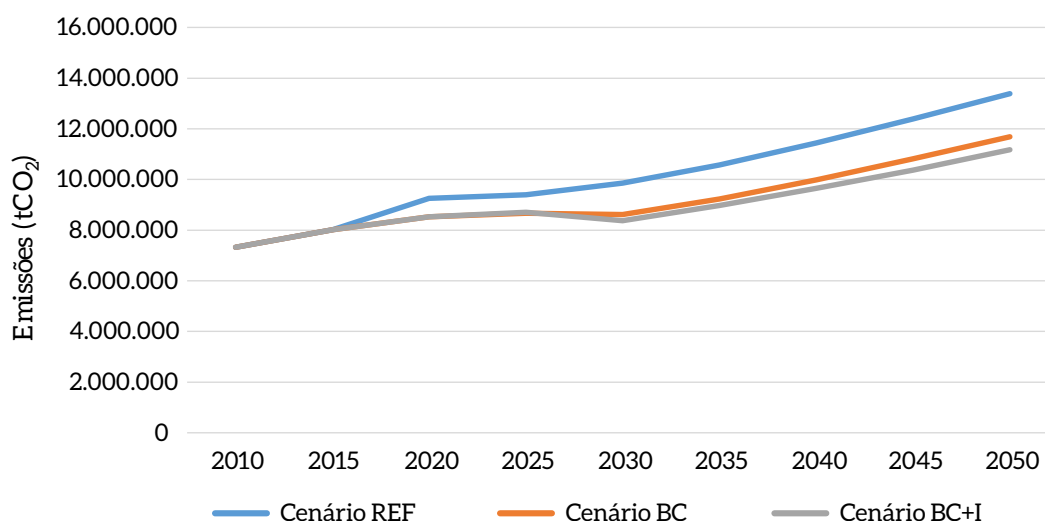
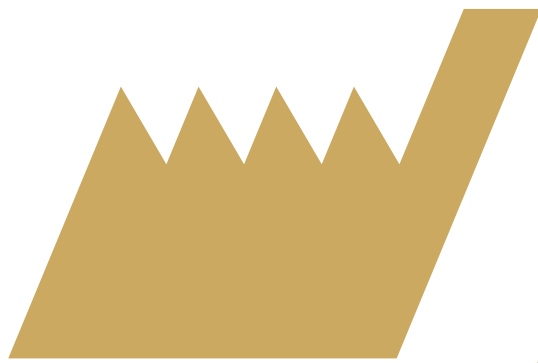


Figura 30 – Emissões nos Cenários REF, BC e BC+I

Ainda que o potencial de mitigação dos cenários de baixo carbono seja significativo, não devem ser desconsideradas as barreiras à adoção das tecnologias disponíveis comercialmente e de ruptura, que são tecnológicas, regulatórias e econômicas, sobretudo. No próximo capítulo, serão tratados de forma mais detalhada barreiras existentes para a entrada das tecnologias e seus cobenefícios, assim como instrumentos de política capazes de removê-las e potencializá-los, respectivamente.



Subsídios à formulação de instrumentos de política pública para a adoção dos cenários de baixo carbono

Capítulo

4

4 SUBSÍDIOS À FORMULAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A ADOÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO

Perante o mapeamento das oportunidades de mitigação para o setor, esta parte, inicialmente, objetiva analisar as barreiras e os cobenefícios da sua aplicação enquanto estratégia de baixo carbono. Partindo desse mapeamento, que também considera experiências nacionais e internacionais com políticas públicas relacionadas à temática, serão propostos instrumentos capazes de incentivar a penetração das medidas mapeadas no âmbito dos cenários de baixo carbono pelo setor de mineração e pelotização.

Pôde-se constatar um potencial acumulado de abatimento de 34,6 MtCO₂e no cenário BC, com cerca de 47% desse montante apresentando custos de abatimento negativos segundo a taxa de desconto praticada pelo setor, e o restante com custos positivos, ou seja, medidas que não têm viabilidade econômica. Ainda que grande parte das atividades de baixo carbono seja atrativa sob o ponto de vista financeiro, aspectos que não foram avaliados no estudo poderiam levar a resultados distintos. Tipicamente, análises setoriais de oportunidades de mitigação de emissões de GEE tendem a desconsiderar aspectos que afetam significativamente a mensuração de potenciais e custos de abatimento: i) competição por tecnologias de baixo carbono com outros setores; ii) adequação dos custos de capital e O&M, obtidos na literatura científica, à realidade econômico-tributária do país; iii) impactos de deficiências regulatórias, refletidos em custos de transação que não capturados pela metodologia de CMA; iv) não aditividade e aplicabilidade de medidas em face de restrições técnico-operacionais; entre outras.

No caso das tecnologias de ruptura avaliadas no cenário BC+I, o potencial de mitigação seria maior, qual seja, de 17% de redução de emissões com relação ao cenário REF, em 2050. Todavia, são medidas mitigadoras de emissão distantes da aplicabilidade no setor, sendo o objetivo da análise demonstrar os efeitos que trariam mediante a remoção de substanciais barreiras por meio de instrumentos de política pública variados, mas em particular voltados a PD&D.

As lacunas associadas à não aditividade e competição por tecnologias de baixo carbono, são superadas por meio da técnica de integração de cenários adotada pelo projeto (MCTIC, 2017). Seus resultados permitem obter informações precisas em termos de potenciais e custos de mitigação de emissões de GEE. Por exemplo, constatou-se que somente a manutenção periódica da frota de veículos e a eficiência de motores elétricos, perante o conjunto de medidas com custo de abatimento negativo (Tabela 29), são verdadeiramente custo-efetivas no horizonte de implementação até 2050. E, mesmo que tenham custo-efetividade, exigem a remoção de barreiras para sua adoção, pois não fazem parte, em sentido amplo, do *baseline* do setor.

Com o objetivo de fornecer elementos para que os formuladores de política pública possam implementar, efetivamente, instrumentos que permitam abater emissões do setor, serão discutidos os seguintes tópicos neste capítulo:

- i) Identificação de barreiras e cobenefícios à adoção de medidas de baixo carbono no setor;
- ii) Exemplos internacionais e nacionais de políticas públicas de baixo carbono;
- iii) Instrumentos de política pública aplicáveis ao setor para promover o abatimento de emissões de GEE;
- iv) Síntese da proposta de instrumentos de política pública para a implementação do cenário BC.

4.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS À IMPLEMENTAÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO NO SETOR

Neste estudo, assim como em Bergh (2012), as barreiras serão avaliadas considerando as seguintes categorias: econômicas e de mercado; regulatórias e institucionais; comportamentais e informacionais/culturais; e tecnológicas.

Existem problemas específicos para cada setor industrial e problemas específicos relacionados ao porte das empresas, que são aplicáveis ao setor de mineração e pelletização. CNI (2009) identificou barreiras comuns entre os diversos setores industriais que impedem o aproveitamento dos potenciais de eficiência energética:

- Não existem linhas de financiamento ou as existentes são inadequadas para as ações de eficiência energética;
- Existe competição entre a racionalização do uso de energia e prioridades de investimento;
- Existe necessidade de capacitação de pessoal para a correta identificação de oportunidades de eficiência energética e para a gestão dos projetos que se mostrarem viáveis;
- Novas tecnologias de eficiência podem significar riscos técnicos na visão da empresa.

Conforme se pôde verificar no cenário BC, relevante parte das medidas aplicáveis para mitigar emissões de GEE tem CMA positivos. Além dessa barreira econômica, a atual situação econômica do país leva a que o governo realize ajustes fiscais que dificultam o acesso a crédito por parte do setor. Esse aspecto influencia até mesmo a realização de investimento em medidas viáveis economicamente, pois a conjuntura econômica recessiva afeta a capacidade financeira das empresas, e do governo em conceder crédito com taxas de juro atrativas junto aos bancos públicos de fomento. Essas restrições são percebidas em termos da disponibilidade de capital no mercado de crédito, bem como do aumento da taxa de juros para a concessão de financiamentos. Existe assimetria no acesso ao crédito associado ao porte das empresas, o que inibe a realização de investimentos em ações de eficiência energética por médias e pequenas empresas, bem como custos de transação que precisariam ser removidos para a realização de investimentos. Finalmente, a recessão afeta a renda das famílias e, conseqüentemente, a demanda por bens duráveis derivados da cadeia, sobretudo de minério de ferro, o que dificulta a realização de investimentos em eficientização dos processos produtivos.

Ainda que a barreira de acesso ao capital possa ser removida, não necessariamente os recursos seriam integralmente destinados para esse propósito, em face da competição com outros investimentos, como os necessários para expandir a capacidade de produção. Em geral, todos os acionistas estão inclinados a seguir o *status quo*, que tende a ser menos eficiente e conservador, respondendo em termos de eficiência energética apenas em situações críticas, como escassez de recursos. Por isso, investimentos no incremento da capacidade de produção e na penetração de mercado tendem a ser priorizados (UNIDO, 2011a; 2011b; 2013).

No caso das medidas viáveis sob o ponto de vista econômico e menos complexas, como é o caso da efficientização de motores elétricos e manutenção periódica de veículos, também é necessária a disponibilização de capital para instalação das tecnologias. Ademais, e em linha com DECC (2015), essas medidas demandam menores prazos de retorno de capital, aspecto que frequentemente impede a sua adoção.

Outra barreira econômica-mercadológica está associada ao encarecimento da importação de tecnologias, dado pelo atual patamar da taxa de câmbio do real com relação ao dólar e ao euro. Em função disso, a realização de investimentos em eficiência, associada à importação de equipamentos, exigiria altas taxas internas de retorno. Esse seria o caso da inserção de veículos híbridos no segmento de extração.

Em termos mercadológicos, está presente barreira do suprimento de biodiesel para consumo pela frota de veículos, que segundo o Ibram (2011) é insuficiente para atender a demanda do setor. Ainda, a localização das plantas de mineração, geralmente localizadas em regiões afastadas das metrópoles, pode dificultar e encarecer o fornecimento do biodiesel para as empresas do setor.

No nível institucional e regulatório, a obtenção de crédito para o financiamento das atividades de baixo carbono, em particular aquelas com custos de abatimento positivos, está condicionada a uma série de exigências burocráticas, dentre as quais se destaca a elaboração de projetos para o acesso a linhas de crédito de programas governamentais. Ainda no âmbito regulatório, a inexistência de padrões de efficientização energética e/ou limites de emissões de carbono se constituem em barreiras à implementação de atividades de baixo carbono.

Em termos comportamentais e informacionais, muitos atores do setor industrial desconhecem a relação custo-benefício das medidas que resultam em efficientização energética, como é o caso das tecnologias mapeadas no cenário BC. Mesmo diante do conhecimento dos benefícios, é comum inexistir pessoal técnico capacitado para identificar, implementar e monitorar as referidas medidas (UNIDO, 2011a; BERGH, 2012), em particular em unidades industriais de médio e pequeno porte. Este aspecto pode resultar em sobre ou subdimensionamento das novas tecnologias. Ainda, pode-se verificar, em casos restritos, a resistência a substituir equipamentos existentes que já se pagaram ou que já estão em fim de vida útil por outros mais eficientes em face do costume com a sua operação. Mais que isso, destacam-se as barreiras à mudança nos processos produtivos, que derivam de suposta complexidade operacional de novas tecnologias. Finalmente, pode-se entender que a introdução de tecnologias que aumentam a produtividade fabril pode levar ao paradoxo do aumento da lucratividade com desemprego de mão de obra, aspecto que pode implicar conflitos de natureza laboral.

No que diz respeito às barreiras tecnológicas, é possível mencionar os riscos técnicos e operacionais das medidas de eficiência energética (BERGH, 2012), ou seja, riscos associados a uma nova tecnologia que demanda tempo de aprendizagem dos que a utilizam para que estes não operem sobre ou subdimensionados. Além disso, não necessariamente, é possível a incorporação de novas tecnologias nos processos produtivos do setor, visto que o *layout* do processo pode não permitir a adaptação das novas tecnologias à configuração das plantas industriais existentes (ZILAHY, 2004). Finalmente, a falta de conteúdo local das tecnologias de baixo carbono pode constituir barreira a sua adoção. Tecnologias importadas, como é o caso dos veículos híbridos, têm restrições de manutenção, o que pode retardar ou impedir sua introdução, inviabilizando ganhos em termos de produtividade e economia de energia (CURRÁS, 2010).

Quanto às tecnologias inovadoras, existem barreiras referentes à adequação a padrões, normas e regulamentações e ao alto custo em pesquisa e desenvolvimento, visando à implantação de um produto ou serviço inovador (BELTRAME et al., 2013). Outra barreira à inovação é o tempo médio de análise para concessão de patentes pelo Instituto Nacional de Propriedade Industrial (Inpi), que, na maioria dos casos, varia de 7 a 11 anos, enquanto em países da União Europeia, assim como China, Coreia do Sul, EUA e Japão o período médio é inferior a 3 anos (LICKS, 2017).

No tocante aos cobenefícios relacionados à implementação das atividades de baixo carbono mapeadas neste estudo, podem ser destacados os efeitos diretos associados à redução no consumo de energia, *vis-à-vis* emissão de poluentes, quais sejam:

- Redução nos custos variáveis associados ao consumo de energia;
- Melhoria na conversão de energia em serviços energéticos;
- Promoção ao uso de fontes menos energointensivas de energia;
- Utilização eficiente dos recursos naturais;
- Geração de emprego e renda por meio do aumento da competitividade dos polos de produção e associadas à fase de implementação das tecnologias de baixo carbono; entre outros.

4.2 SÍNTESE DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E NACIONAIS COM POLÍTICAS PÚBLICAS DE BAIXO CARBONO

De acordo com o World Energy Council (2013), vários programas e medidas foram implementados em todo o mundo como parte de um esforço para reduzir emissões de GEE por meio da eficiência energética no setor industrial. Como esse setor abrange ampla variedade de subsetores, com diferentes perfis de consumo de energia, políticas destinadas a melhorar a eficiência energética na indústria são projetadas para permitir flexibilidade. Nesse contexto, todas as indústrias estão sujeitas à competição internacional, logo, a implementação de políticas nesse setor deve levar isso em conta, evitando a implementação de medidas muito restritivas e rigorosas que poderiam deixar a indústria menos competitiva.

Dentre os instrumentos típicos de políticas, destacam-se subsídios para auditorias energéticas nas indústrias como forma de ajudar a identificar investimentos rentáveis, disponibilidade de crédito em condições favoráveis e subvenções para reduzir o tempo de retorno desses investimentos e torná-los mais atraentes para consumidores industriais. Ações potenciais incluem ainda incentivos e informação acerca da importância relacionada à modernização de equipamentos e processos, como criação de selos de eficiência industrial, programas de depreciação obrigatória de fornos de geração de calor e vapor e definição de *benchmark* para novas plantas industriais.

Na Figura 31, nota-se a participação, por países selecionados, dos instrumentos de política pública implementados para promover atividades de baixo carbono. Deve-se destacar que, percentualmente, o Brasil é o país que mais políticas relacionadas com informação e educação tem, enquanto na China predominam os instrumentos regulatórios.

Vê-se que o Brasil conta com poucos instrumentos regulatórios e econômicos, quando comparado a outros países. Conforme se pôde verificar na análise de barreiras à adoção das MTD pelo setor, é necessário avançar na proposição de instrumentos econômico-financeiros e regulatórios para viabilizar a transição dessas atividades para uma economia de baixo carbono.

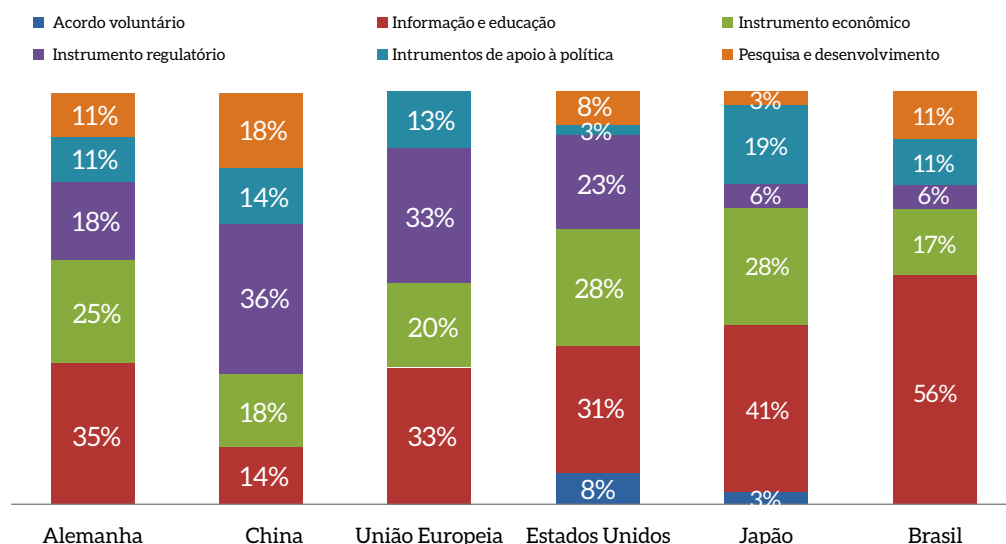


Figura 31 – Instrumentos Utilizados por Países para Promover a Eficiência Energética na Indústria

Fonte: Elaborado a partir de WORLD ENERGY COUNCIL, 2013

A partir de pesquisa bibliográfica em documentos internacionais como World Energy Council (2013) e International Energy Agency (2015), tornou-se possível a identificação de políticas públicas criadas para remover as barreiras apresentadas. Entre os mecanismos utilizados, encontram-se incentivos fiscais, disponibilização de financiamentos e fundos para investimento em tecnologias de eficiência energética, exigência do monitoramento relativo às emissões de CO₂, iniciativas de pesquisa com forte ênfase na eficiência energética, desenvolvimento de sistemas para fornecer aos consumidores informações relacionadas à eficiência energética, como certificação de produtos, taxação de carbono e créditos de carbono.

Em âmbito nacional, considerando o propósito deste estudo, têm destaque o Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e o Plano Indústria. Segundo o Ministério do Meio Ambiente, o objetivo geral do PNMC é identificar, planejar e coordenar as ações e medidas que possam ser empreendidas para mitigar as emissões de GEE geradas no Brasil, bem como aquelas necessárias à adaptação da sociedade aos impactos que ocorram devido à mudança do clima (MMA, 2010).

As medidas mitigadoras, bem como as medidas de adaptação e o desenvolvimento de pesquisas, visam ao alcance dos principais objetivos específicos mencionados a seguir:

- Fomentar aumentos de eficiência no desempenho dos setores da economia na busca constante do alcance das melhores práticas;
- Manter elevada a participação de energia renovável na matriz elétrica, preservando a posição de destaque que o Brasil sempre ocupou no cenário internacional;
- Fomentar o aumento sustentável da participação de biocombustíveis na matriz de transportes nacional e atuar com vistas à estruturação de um mercado internacional de biocombustíveis sustentáveis;
- Buscar a redução sustentada das taxas de desmatamento, em sua média quadrienal, em todos os biomas brasileiros, até que se atinja o desmatamento ilegal zero;
- Eliminar a perda líquida da área de cobertura florestal no Brasil, até 2015;
- Fortalecer ações intersetoriais voltadas para redução das vulnerabilidades das populações;
- Identificar os impactos ambientais decorrentes da mudança do clima e fomentar o desenvolvimento de pesquisas científicas para que se possa traçar uma estratégia que minimize os custos socioeconômicos de adaptação do país.

Visando à implementação do PNMC, foram formulados nove planos setoriais de mitigação e adaptação, dentre os quais o Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de Economia de Baixa Emissão de Carbono na Indústria de Transformação, comumente chamado de Plano Indústria (FGV, 2015).

O objetivo desse plano é preparar a indústria nacional para um cenário futuro em que a intensidade de emissão de carbono por unidade de produto seja tão importante quanto a produtividade de trabalho e os demais fatores que definem a competitividade internacional da economia. Para tanto, estabelece metas de redução de emissões de processos industriais e de uso de energia em relação a um cenário tendencial projetado para 2020.

O plano é sustentado por três pilares de ação: implantação de sistema de monitoramento, relato e verificação (MRV) das emissões de GEE da atividade industrial, implantação de medidas e instrumentos de incentivos à redução de emissões, criação de Comissão Técnica do Plano Indústria (CTPI), composta por representantes do governo, sociedade civil, meio acadêmico, com responsabilidade de detalhar, monitorar e revisar ações do plano (FGV, 2015).

O Plano Indústria focou inicialmente em ações setoriais da indústria de alumínio, cimento, papel e celulose e química, seguida pela indústria de ferro e aço, cal e vidro, em 2013, e com a incorporação progressiva de todos os demais setores da indústria de transformação até 2020.

Como estratégia, para viabilização das ações planejadas, o plano está dividido em cinco eixos de atuação:

AÇÕES EIXO 1: GESTÃO DE CARBONO

- Tornar obrigatória a realização anual de inventários corporativos de emissões a partir de 2013 para grandes empresas do setor de alumínio, cimento, papel e celulose e química; a partir de 2014, para grandes empresas do setor de siderurgia, cal e vidro; e, a partir de 2020, os demais setores, incluindo o setor de papel e celulose, segundo critérios definidos pela CTPIn;
- Criar condições para que pequenas e médias empresas possam realizar inventários simplificados;
- Criar um banco de dados de fatores de emissão;
- Capacitar técnicos para a coleta de dados de emissão das plantas;
- Criar o Sistema de Informações sobre Emissões de GEE na Indústria (Sincarbo);
- Realizar estudos de cenários de emissões para cada setor;
- Estabelecer requisitos de eficiência de emissões para a concessão de financiamentos de agentes públicos, incentivos positivos e tratamento diferenciado para empresas com baixo índice de emissão de GEE;
- Definir incentivos para produção com menor intensidade de GEE, como mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas, financiamento diferenciado, incentivos fiscais, capacitação técnica e outros instrumentos de apoio;
- Influenciar e estimular a formulação de políticas de apoio às pequenas empresas que fomentem ações eficientes de mitigação de emissões de GEE;
- Criar incentivos à realização de estudos e pesquisas para a fundamentação de *benchmarks* para os setores que ainda não disponham de estudos dessa natureza;
- Criar incentivos para a elaboração de estudos específicos visando à adoção de tecnologias menos intensivas em carbono, substituição de combustíveis e eficiência energética.

AÇÕES EIXO 2: RECICLAGEM E O APROVEITAMENTO DE COPRODUTOS

- Avaliar as barreiras regulatórias ao processamento de resíduos sólidos industriais e urbanos e propor alterações no marco regulatório;
- Estabelecer tratamento tributário diferenciado para matéria-prima reciclada e renovável;
- Organizar bolsas de resíduos, propiciando que as indústrias possam oferecer ou procurar resíduos que substituam matérias-primas, com menor custo.

AÇÕES EIXO 3: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E COGERAÇÃO

- Criar selo de eficiência energética para bens de capital;
- Estabelecer linhas de crédito diferenciadas para equipamentos que ampliem a eficiência em termos de emissões de GEE das plantas industriais ou que promovam a redução de emissões líquidas em projetos de substituição de energia fóssil por renovável;
- Impulsionar as ações do Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) voltadas para o setor industrial.

AÇÕES EIXO 4: INICIATIVAS VOLUNTÁRIAS

- Realizar levantamentos setoriais de oportunidades de mitigação mediante projetos de redução de emissão (MDL);
- Promover parcerias público-privadas para a realização de projetos de MDL nos setores industriais;
- Criar Programa Voluntário de Redução de Emissões (PPB verde);
- Elaborar guia de identificação de medidas de adaptação para empresas.

AÇÕES EIXO 5: TECNOLOGIAS SUSTENTÁVEIS

- Criar banco de dados de tecnologias sustentáveis;
- Criar sistema expresso (*fast-track*) para concessão de patentes de tecnologias sustentáveis;
- Facilitar a transferência de tecnologias sustentáveis.

4.3 INSTRUMENTOS DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA ADOÇÃO DOS CENÁRIOS DE BAIXO CARBONO

Para remover barreiras econômicas e de mercado, tendo em vista que a disponibilização de crédito e subvenção econômica é suscetível e associada às políticas fiscal e monetária, e a adoção de tecnologias de baixo carbono requer fluxos significativos e constantes de crédito para a realização de investimentos, é preciso ampliar a estrutura de captação de recursos por bancos públicos de fomento. Para tanto, os organismos gestores do Fundo Clima, e/ou aqueles que vierem a ser criados visando ao cumprimento da NDC, deveriam procurar recursos junto ao Green Climate Fund (GCF), ao Global Environmental Facility (GEF) e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outros. Mais que isso, os portfólios de crédito das instituições financeiras devem ser diversificados para pequenas, médias e grandes empresas, visando estabelecer igualdade na aquisição de financiamentos. No particular das pequenas empresas, que enfrentarem dificuldade de mão de obra qualificada para adoção de tecnologias de baixo carbono, também cabe o acesso a recursos de assistência técnica do Climate Technology Centre Network (CTCN).

A linha de financiamento do Finem – Eficiência Energética do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com recursos do Fundo Clima e demais fontes de alavancagem mencionadas, poderia custear, com taxas subsidiadas de juros, a aquisição de equipamentos de baixo carbono. Em virtude do patamar de recursos necessário para adoção das medidas, poderia ser criada, pelo BNDES, a linha de crédito “Finem – Eficiência Energética na Indústria”, com portfólios subdivididos por porte de empresa. E, finalmente, a partir de 2025, a precificação de carbono poderia servir de incentivo à viabilização das atividades com custo marginal de abatimento positivo e, sobretudo, tecnologias de ruptura. Nesse caso, optando-se pela taxação de carbono enquanto instrumento de internalização do preço de carbono na economia, seria desejável a reciclagem de parte dos recursos para incentivo de P&D.

A adoção dessas medidas exigiria a mobilização de atores do BNDES, bancos comerciais, Ministério da Fazenda (MF), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Ministério da Indústria, Comércio Exterior

e Serviços (MDIC), e sua implementação, com exceção da precificação de carbono, poderia ocorrer a partir de 2020, estando condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

Finalmente, para remover a barreira relacionada à associação do custo das tecnologias de baixo carbono à volatilidade cambial, poderia ser implementado um instrumento econômico com vistas a desonerar impostos das importações de tecnologias-chave para a mitigação de emissões de GEE. Para tornar o instrumento eficiente, o MF poderia prever, com atribuições para o MDIC, que a desoneração fosse acompanhada de contrapartidas tecnológicas e sociais, quais sejam: o estabelecimento de metas de efficientização energética e a manutenção dos níveis de emprego por um período mínimo de dois anos após o recebimento do benefício fiscal. O MDIC seria o agente responsável pelo monitoramento do cumprimento das metas, com auxílio da CNI e Ibram. O instrumento seria implementado a partir de 2020, e seria condicionado a estudo de curto prazo sobre o impacto orçamentário decorrente da sua adoção.

Um instrumento que promoveria, transversalmente, a adoção de atividades de baixo carbono no setor seria sua inclusão no Plano Indústria, ou aquele que vier a sucedê-lo tendo em vista a estratégia de implementação da NDC brasileira. Seria uma medida simples, a qual poderia ser implementada no curto prazo pelo MDIC.

No âmbito da concessão de crédito, é preciso minimizar custos de transação decorrentes da burocracia exigida pelas instituições financeiras, que solicitam documentos e projetos que podem afastar o interessado pela aplicação de uma atividade de baixo carbono. Para tanto, poder-se-ia propor a desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento relacionada a ações que visam mitigar emissões de GEE e que estejam correlacionadas a atividades-chave mapeadas no âmbito deste estudo. Todavia, os procedimentos burocráticos visam proteger o setor financeiro do risco de inadimplência, motivo pelo qual a desburocratização deve respeitar limites mínimos de análise de crédito.

Uma maneira de gerar reciprocidade na concessão de crédito, seria a exigência de contrapartidas para contratação por meio da linha “Finem – Eficiência Energética na Indústria”, como a realização de auditorias energéticas, apresentação de inventários corporativos para médias e grandes empresas e cumprimento de metas de efficientização energética e/ou emissões de GEE. Tais instrumentos poderiam ser implementados em parceria entre o MMA, MF e MDIC, com horizonte de implementação de médio prazo.

Ainda no âmbito regulatório, é necessário estabelecer padrões máximos (metas) de emissões por unidades industriais e/ou combustíveis. A verificação das emissões poderia ocorrer junto ao Sistema de Registro Nacional de Emissões (Sirene), que utilizaria informações relativas aos potenciais de mitigação mapeados neste estudo. Assim, seria possível acompanhar, anualmente, o nível de implementação das tecnologias de mitigação propostas no cenário BC.

Os instrumentos regulatórios anteriormente mencionados poderiam ser pré-requisito para obtenção de um selo que seria criado, visando incentivar a adoção de medidas mitigadoras de emissão no setor. No caso, propõe-se criar o “Selo de Eficiência Energética Industrial”, que seria critério para acesso

a condições privilegiadas de crédito junto a bancos públicos de fomento. Mais que isso, seria exigido para participação de empresas do setor nos processos licitatórios. Tais instrumentos poderiam ser aplicados a partir de 2020 e seriam liderados pelo MDIC, MMA, MME e bancos públicos de fomento.

No caso das tecnologias inovadoras, é extremamente importante diminuir o tempo de análise para a concessão de patentes. Para tanto, seria fundamental a ampliação do quadro de pessoal técnico no Inpi, assim como a disseminação e o aperfeiçoamento do e-Patentes, sistema que permite o depósito eletrônico de patentes. Trata-se de instrumentos que poderiam ser implementados a partir de 2020 e exigiriam a mobilização do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MP), MDIC e Inpi.

No caso da adoção de biodiesel pela frota de veículos, é preciso assegurar o suprimento do combustível a custos competitivos em relação ao óleo diesel. Para tanto, propõe-se incentivar, por meio de condições facilitadas de acesso ao crédito agrícola, a formação de polos produtores de oleaginosas em regiões próximas a áreas de mineração. Adicionalmente, deve ser incentivada a elaboração de projetos, para acesso a recursos do GCF, visando a construção de usinas produtoras de biodiesel nestas regiões. Finalmente, é preciso exigir como contrapartida a elaboração de contratos e seguros de garantia de suprimento de biodiesel às plantas mineradoras. Esses instrumentos exigiriam a mobilização do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), MF, MDIC, BNDES, bancos privados, Ibram e empresas relevantes do setor. O instrumento poderia ser implementado a partir de 2020, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), e estaria sujeito a estudo de curto prazo sobre os impactos orçamentários.

Para a superação das barreiras comportamentais e informacionais, os instrumentos de política pública devem buscar a minimização da resistência existente à entrada de novas tecnologias. Em particular, a barreira associada à falta de informação dos benefícios das ações de eficiência energética poderia ser superada por meio da realização de ações de sensibilização, informação e capacitação. O monitoramento de emissões de GEE também seria necessário, o que permitiria verificar, por exemplo, se os pré-requisitos exigíveis para obtenção de financiamento estão sendo cumpridos. O presente projeto, no qual este estudo está inserido, vem desenvolvendo uma série de atividades com esse propósito, as quais poderiam ser ampliadas ao setor por meio do estabelecimento de acordo de cooperação técnica entre MDIC, MCTIC, Ibram, CNI e Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI).

Um parceiro adicional relevante, em particular no que se refere à superação de barreiras comportamentais e culturais, seria o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae). Além da expertise na realização de atividades de sensibilização e capacitação, a inserção nas micro e pequenas empresas facilitaria a execução de ações nesse sentido. Todas as atividades mencionadas poderiam ser implementadas a partir de 2018.

A aplicação de instrumentos de políticas públicas voltados para a remoção de barreiras tecnológicas, em particular, deve estar voltada para acelerar a penetração de tecnologias de baixo carbono ainda não maduras no mercado. Nesse sentido, destacam-se as medidas mapeadas para o cenário BC+I, e é reforçado o papel do MDIC e do MCTIC como agentes indutores da inovação. Nesse caso, deve ser fomentada a P&D voltada para tecnologias de ruptura, sendo o lançamento de editais para o financiamento de projetos específicos de baixo carbono, junto à Financiadora de Estudo e Projetos (Finep),

um instrumento relevante para o setor. Ademais, a oferta de estudos conjunturais, estratégicos e tecnológicos para diferentes setores da indústria, voltada para o desenvolvimento sustentável do setor, pela ABDI, deve ser incentivada. Estes instrumentos poderiam ser implementados a partir de 2020.

Para superar a barreira relativa à especificidade das plantas industriais, que muitas vezes limita a adoção de tecnologias de baixo carbono, poderiam ser elaborados estudos detalhados da aplicabilidade das atividades mapeadas pelo projeto para as plantas têxteis existentes no Brasil. Esses projetos indicariam o que poderia ser feito em termos de engenharia de processos para adaptar as plantas às referidas tecnologias, em termos de reformas de unidades de equipamentos (revamp), assim como elaboração de projetos de novas unidades industriais. Para tanto, deveriam ser acessadas linhas de financiamento específicas junto à Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (Embrapii), e as propostas deveriam permitir o estabelecimento de parcerias público-privadas, devendo ABDI e ABIT servirem de suporte para elaboração das propostas e acompanharem, em conjunto com a Embrapii, a implementação dos projetos.

Finalmente, no que se refere ao fomento ao desenvolvimento de tecnologias de eficiência energética com maior conteúdo local, poderia ser retomado o Plano Brasil Maior, que estabeleceu a política industrial, tecnológica, de serviços e de comércio exterior para o período de 2011 a 2014. O plano poderia ser estendido e direcionado ao fomento de segmentos industriais que objetivariam o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono mapeadas neste estudo, em nível nacional. Para tanto, poderia utilizar recursos provenientes de mecanismos econômicos previstos para o cumprimento de metas de redução de emissões de GEE que serão mandatórias no país, a partir de 2020. Por exemplo, caso seja adotada a precificação de carbono enquanto mecanismo de flexibilização ao cumprimento de metas, parte dos recursos provenientes dela deveriam ser direcionados para o referido plano. Por sua vez, a destinação dos recursos, para o fomento da pesquisa, desenvolvimento e aplicação das tecnologias, entre os diferentes segmentos industriais, seria definida pelo seu comitê gestor, composto por Casa Civil, MDIC, MCTI, MF e MP.

A seguir, no Quadro 3, encontra-se a consolidação da proposta de instrumentos que deveriam ser aprimorados e/ou implementados com vistas a remover as barreiras associadas à transição do setor para uma economia de baixo carbono. É importante destacar que esses mecanismos são complementares e mutuamente dependentes, o que leva à conclusão de que seu sucesso depende da mobilização de inúmeros atores públicos e privados.

Quadro 3 – Quadro-resumo de Medidas, Barreiras e Instrumentos de Política Pública para Adoção dos Cenários de Baixo Carbono

Medidas (Segmento)	Barreiras	Instrumentos
Eficientização de motores elétricos (extração), motores, bombas, ventiladores, sistemas de compressão (Beneficiamento) e de componentes auxiliares do forno (pelotização)	• Assimetria, falta e altos custos de acesso ao crédito; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Competição com outros investimentos; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte; • Ausência de viabilidade econômica para adoção das MTD nos segmentos de beneficiamento e pelotização; • Inexistência de linhas de financiamento adequadas para promover a eficiência energética; • Falta de conhecimento sobre as vantagens da efficientização energética; • Resistência à substituição de equipamentos por aversão a mudança, risco de desemprego e complexidade operacional; • Risco do sobre ou subdimensionamento das novas tecnologias; • Restrição à instalação pelo layout da planta.	• Inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele plano que vier a sucedê-lo; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética na Indústria”; • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação no GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; • Diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Criação, por meio de parcerias público-privadas, de atividades de capacitação para médias e pequenas empresas na elaboração de projetos de viabilidade técnico-econômica para acesso a crédito; • Precificação de carbono a partir de 2025; • Criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; • Obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e apresentação de inventários de emissões para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; • Estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; • Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e preparação de projetos de eficiência energética; • Retomada do Plano Brasil Maior, visando ao direcionamento para o fomento de tecnologias industriais de baixo carbono; • Financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades de tecnologias de baixo carbono.
Manutenção periódica da frota de veículos (Extração)	• Assimetria, falta e altos custos de acesso ao crédito; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Competição com outros investimentos; • Dificuldade de acesso a crédito e menor prazo de retorno do capital; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte; • Falta de conhecimento sobre as vantagens da efficientização energética.	• Inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele plano que vier a sucedê-lo; • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação no GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; • Diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética na Indústria”; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e apresentação de inventários de emissões para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; • Estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; • Criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; • Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; • Criação, por meio de parcerias público-privadas, de atividades de capacitação para médias e pequenas empresas na elaboração de projetos de viabilidade técnico-econômica para acesso a crédito; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e preparação de projetos de eficiência energética.

Uso de biodiesel pela frota de veículos (Extração)	- Assimetria, falta e altos custos de acesso ao crédito; - Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; - Conjuntura econômica e setorial recessiva; - Complexidade logística para fornecimento do biodiesel; - Falta de garantia do suprimento de biodiesel.	- Inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele plano que vier a sucedê-lo; - Captação de recursos para investimento em ações de mitigação no GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; - Diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; - Estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; - Criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; - Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; - Acesso a condições facilitadas de crédito agrícola para a produção de oleaginosas em regiões próximas a unidades mineradoras; - Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando a construção de usinas de biodiesel em regiões próximas a unidades mineradoras; - Elaboração de contratos e seguros de suprimento de biodiesel entre unidades mineradoras, produtores agrícolas e usinas de biodiesel incentivadas por meio do crédito agrícola e de acesso a recursos internacionais para projetos, respectivamente.
Uso de veículos híbridos (Extração)	- Ausência de viabilidade econômica, que resulta do alto custo de aquisição dos veículos; - Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; - Assimetria, falta e altos custos de acesso ao crédito; - Encarecimento da importação dos veículos devido à taxa de câmbio; - Conjuntura econômica e setorial recessiva; - Falta de conhecimento sobre as vantagens da eficiência energética; - Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte; - Falta de conteúdo local dos veículos híbridos dificultam a manutenção.	- Inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele plano que vier a sucedê-lo; - Captação de recursos para investimento em ações de mitigação no GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; - Diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; - Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética na Indústria”; - Precificação de carbono a partir de 2025; - Desoneração de impostos para importação de tecnologias-chave de baixo carbono, condicionada ao cumprimento de metas de eficiência energética e manutenção dos níveis de emprego por dois anos após o recebimento do benefício; - Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; - Obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e apresentação de inventários de emissões para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; - Estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; - Criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; - Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; - Criação, por meio de parcerias público-privadas, de atividades de capacitação para médias e pequenas empresas na elaboração de projetos de viabilidade técnico-econômica para acesso a crédito; - Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e preparação de projetos de eficiência energética.
Tecnologias de ruptura do cenário BC+I (Todos)	- Dificuldade de acesso a crédito para realização de investimentos em P&D; - Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; - Falta de capacidade financeira para custear P&D; - Falta de adequação aos padrões, normas e regulamentações; - Risco do sobre ou subdimensionamento das novas tecnologias; - Elevado tempo de análise para concessão de patentes; - Restrição à instalação pelo layout da planta.	- Inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele plano que vier a sucedê-lo; - Captação de recursos para investimento em ações inovadoras de mitigação no GCF, GEF e BID; - Diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; - Precificação de carbono a partir de 2025, com retorno dos recursos captados mediante possibilidade de taxação para investimento em P&D de tecnologias de ruptura; - Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento relacionada a ações inovadoras que mitiguem emissões de GEE, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; - Estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; - Criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; - Financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de pesquisa, desenvolvimento e demonstração das tecnologias inovadoras de baixo carbono; - Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e preparação de projetos de eficiência energética; - Financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades das tecnologias de ruptura; - Contratação de servidores e aprimoramento do sistema e-Patentes para diminuir o tempo médio de análise de patentes pelo Inpi.

Fonte: Elaborado pelo autor

The background features a large, solid gold shape that resembles a stylized letter 'L' or a corner. In the upper left, there is a smaller gold shape with a jagged, sawtooth-like top edge. A thin, horizontal gold line extends from the right edge of the main gold shape. In the bottom right corner, there is a light beige parallelogram shape.

Considerações
finais

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo objetivou identificar possibilidades de mitigação de emissões para o setor mineração e pelletização, baseadas em tecnologias testadas em ambiente operacional ou comprovadas e implantadas na indústria (cenário BC) e de ruptura (cenário BC+I). Adicionalmente, foram avaliados barreiras, cobenefícios e potenciais instrumentos de política pública capazes de viabilizar a adoção dos cenários de baixo carbono.

Considerando os resultados obtidos, nota-se que o setor apresenta relevante potencial de abatimento de emissões. O potencial nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 13% e 17%, respectivamente. O potencial de abatimento de emissões de GEE acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 35 MtCO₂e, sendo a medida mais representativa o uso de veículos híbridos elétrico-diesel no segmento de extração.

A principal barreira para a implementação é a econômico-financeira, devido ao preço dos veículos, que já está desenvolvido e já vem sendo utilizada em outros países. No caso do Brasil, apenas grandes empresas utilizam esses caminhões. Por exemplo, a Vale investiu recentemente US\$ 100 milhões na aquisição de 12 caminhões híbridos com grande capacidade de carga. Adicionalmente, podem ser destacadas as seguintes barreiras: i) encarecimento da importação dos veículos devido à taxa de câmbio; ii) conjuntura econômica e setorial recessiva; iii) falta de conteúdo local dos veículos híbridos que dificultam a sua manutenção. Para removê-las, potencializando os cobenefícios associados, é fundamental a implementação dos seguintes instrumentos de política pública: i) desoneração de impostos para importação da tecnologia, condicionada ao cumprimento de metas de eficiência energética e manutenção dos níveis de emprego por dois anos após o recebimento do benefício; ii) captação de recursos para investimento na tecnologia no GCF, GEF e BID; iii) criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética na Indústria”; iv) promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a preparação de projetos de eficiência energética.

No caso das tecnologias de rupturas avaliadas no cenário BC+I, os principais entraves são: incerteza acerca da viabilidade comercial; dificuldade de acesso a crédito para investimentos em P&D; e restrição à instalação das tecnologias pelo layout da planta. Para aplicação das medidas, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes-chave das tecnologias inovadoras; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos PD&D das tecnologias inovadoras de baixo carbono; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades das tecnologias.

Apesar de os resultados obtidos serem satisfatórios, este estudo apresentou limitações. A primeira consiste na limitação de análises setoriais no que concerne à não aditividade de potenciais de abatimento. O potencial de abatimento do estudo não representa o potencial líquido de redução de emissões do setor. Este é apenas o total da redução de cada medida aplicada em relação ao cenário REF. Dessa forma, pode, e está ocorrendo, dupla contagem de redução de emissões, visto que a redução do consumo energético de duas medidas não é necessariamente igual à soma de suas contribuições individuais. Essa característica das curvas de abatimento convencionais e setoriais mostra a necessidade de uma modelagem integrada para a eliminação da dupla contagem e para representar de forma fidedigna o potencial de mitigação do setor.

Além disso, este estudo destaca opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta que podem não terem sido difundidas no Brasil. Sendo assim, questões como a aplicabilidade dessas tecnologias no cenário nacional e o custo-Brasil não foram consideradas aqui. Devido à necessidade de importação de diversas tecnologias, ou mesmo de componentes para que se inicie uma indústria local, às altas taxas de juros para a realização de financiamentos e às constantes variações cambiais, a implementação dessas tecnologias de mitigação se torna difícil. Visando contornar essas questões, procurou-se elencar as principais barreiras e propor políticas públicas que fomentem a implementação dessas tecnologias. Procurou-se destacar as MTD mundialmente para atividades de mineração e pelletização, a fim de entender como elas poderiam contribuir para a mitigação desse setor.

Outra limitação resulta das projeções econômicas consideradas na construção dos cenários. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância das variáveis macroeconômicas para os cenários setoriais de emissões, será considerada uma segunda visão de crescimento setorial do PIB no âmbito da modelagem integrada, a qual considerará os efeitos de curto e médio prazo do recente contexto econômico nacional. Esta tem resultados fazem parte da publicação *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*.

The background features a large, solid gold shape on the left and a large, solid tan shape on the right. In the top left, there is a smaller gold shape with a jagged, sawtooth-like top edge. In the bottom right, there is a smaller tan shape with a diagonal cut. The word "Referências" is written in white serif font on the gold background.

Referências

REFERÊNCIAS

AMARAL, R. D.; CANCELA, M.; RATES, B. Identificação de cenário de referência e demonstração de adicionalidade em projeto de substituição de combustíveis fósseis em processo de produção de pelotas de minério de ferro. 8º CONGRESSO BRASILEIRO DE MINA A CÉU ABERTO/8º CONGRESSO BRASILEIRO DE MINA SUBTERRÂNEA. Minas Gerais. 2006. Disponível em: <http://www.cbmina.org.br/media/palestra_6/T30.pdf>. Acesso em: 17 set. 2014.

ATLASCOPCO. *Mineração Caraíba e Atlas Copco: novas tecnologias de perfuração valem ouro*. 2013. Disponível em: <<http://www.sinferbase.com.br/noticias/mineracao-caraiba-e-atlas-copco-novas-tecnologias-de-perfuracao-valem-ouro->>. Acesso em: 17 nov. 2014.

AUGUSTO, K. S. *Identificação automática do grau de maturação de pelotas de minério de ferro*. 2012. 145 f. Dissertação (Mestrado Engenharia de Materiais) – Departamento de Engenharia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

AUSTRÁLIA. Department of Resources, Energy and Tourism in collaboration with the Minerals Council of Australia – MCA. *Driving energy efficiency in the mining sector – the business case and beyond – Gaining management support and resources for energy efficiency projects*. 2010. Disponível em: <<http://energyefficiencyopportunities.gov.au/files/2012/11/Driving-Energy-Efficiency-in-the-Mining-Sector.pdf>>. Acesso em: 2 maio 2016.

AUSTRÁLIA. Energy Efficiency Exchange – EEX. *Mining*. 2014. Disponível em: <<http://eex.gov.au/industry-sectors/mining/>>. Acesso em: 17 nov. 2014.

BELTRAME, T. F. et al. Gestão da inovação e barreiras para implantação de suas práticas. XXXIII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. Salvador: Brasil, 8 a 11 de outubro de 2013.

BERGH, C. *Energy efficiency in the South African crude oil refining industry: Drivers, barriers and opportunities* (MSc Sustainable Energy Engineering). University of Cape Town, South Africa. 2012. Disponível em: <http://www.crses.sun.ac.za/files/research/completed-research/other/thesis_bergh_energyefficiency.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2016.

BORBA, B. S. M. C. et al. Energy-related climate change mitigation in Brazil: Potential, abatement costs and associated policies. *Energy Policy*, v. 49, p. 460-441, 2012.

BORGES, T. C. *Análise dos custos operacionais de produção de frotas de carregamento e transporte em mineração*. 2013. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mineral) – Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2013.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Balanço Energético Nacional 2014: Ano-base 2013*. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2015.

_____. *Balanço Energético Nacional 2016: Ano-base 2015*. Brasília: EPE, 2016a.

_____. *Nota Técnica DEA 13/15 – Demanda de energia 2050*. Rio de Janeiro: EPE, 2016b.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia/Centro de Tecnologia Mineral – CETEM. *Rochas e minerais industriais – Usos e Especificações*. Rio de Janeiro: CETEM, 2005. Disponível em: <<http://www.cetem.gov.br/publicacao/livros/Livro%20Rochas%20e%20Min.%20Ind.%201a.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2014.

_____. *Tratamento de minérios* (5ª Edição). Rio de Janeiro: CETEM, 2010. Disponível em: <http://www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2014.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI. *Segundo inventário brasileiro de emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa*. Brasília: MCTI, 2010.

_____. *Fatores de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional do Brasil*. 2015. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>>. Acesso em: 4 jan. 2016.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima* (Volume 2). Brasília: MCTI, 2016.

_____. *Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no acordo de Paris*. 2017. Disponível em: <http://sirene.mcti.gov.br/documents/1686653/2098519/Trajetorias-Ebook-b_final.pdf/29c11698-b71d-4009-850c-a162090e1108>. Acesso em: 18 out. 2017.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. *Plano Nacional sobre Mudança do Clima*. 2010. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/smcq_climaticas/_arquivos/plano_nacional_mudanca_clima.pdf>. Acesso em: 10 out. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Balanço de Energia Útil – BEU 2005*. Brasília: MME, 2005. Disponível em: <<http://www.feng.pucrs.br/~eberson/Balan%E7o%20de%20Energia%20%Datil%202005.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2016.

_____. *Plano setorial de mitigação e de adaptação à mudança do clima na mineração*. Brasília: MME, 2013a. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80076/Mineracao.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2016.

_____. *Sinopse 2013 – Mineração e Transformação Mineral (metálicos e não metálicos)*. Brasília: MME, 2013b. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/sgm/galerias/arquivos/publicacoes/Sinopse/SINOPSE-2012-2013.pdf>>. Acesso em: 5 abr. 2016.

_____. *Sinopse 2014 – Mineração e Transformação Mineral (metálicos e não metálicos)*. Brasília: MME, 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/sgm/galerias/arquivos/publicacoes/Sinopse/SINOPSE-2013-2014.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2016.

BYE, A. *The application of multi-parametric block models to the mining process*. International Platinum Conference “Platinum Surges Ahead”, The Southern African Institute of Mining and Metallurgy. 2006. Disponível em: <http://basemetals.org/Pt2006/Papers/259-266_Bye.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2016.

CAMPOS JÚNIOR, C. R. et al. *Desenvolvimento de uma metodologia para redução do consumo específico de diesel em caminhões fora de estrada em uma empresa do setor de mineração*. Apresentado em Gestão de Tecnologia e Competitividade. 2013. Disponível em: <<http://www.cpge.aedb.br/seget/artigos13/51618595.pdf>>. Acesso em: 4 ago. 2015.

CARVALHO, M. M. de O. *Comparação de tecnologias de gaseificação de biomassa para substituição do gás natural em plantas de pelletização de minério de ferro*. 2014. 163 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI (Brasil). *Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidades de redução de custos e experiência internacional*. Brasília: CNI, 2009.

_____. *Oportunidades de eficiência energética para a indústria*. Relatório Setorial: Setor extrativo mineral. Brasília: CNI, 2010. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_24/2012/09/06/262/20121127141806529865u.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2015.

_____. *A indústria do aço no Brasil – Encontro da indústria para a sustentabilidade*. Brasília: CNI, 2012.

CURRÁS, T. A. *Barriers to investment in energy saving technologies: Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands* (MSc Sustainable Development). University of Utrecht, Netherlands. 2010. Disponível em: <<ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2010/o10022.pdf>>. Acesso em: 12 mar. 2010.

DE GOUVELLO, C. *Estudo de baixo carbono para o Brasil*. Brasília: Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, 2010. Disponível em: <http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/Relatorio_Principal_integra_Portugues.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2014.

EUROPEAN INTEGRATED POLLUTION PREVENTION AND CONTROL BUREAU – EIPPCB. *Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production*. Sevilha, Espanha: Joint Research Centre, 2013.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS – FGV. *Propostas para implementação do plano indústria de baixo carbono – Eficiência energética na indústria*. São Paulo: Centro de Estudos em Sustentabilidade da FGV, 2015.

GLOBAL CLEANTECH CENTER. *Mining: the growing role of renewable energy*. 2013. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Mining:_the_growing_role_of_renewable_energy/\\$FILE/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Mining:_the_growing_role_of_renewable_energy/$FILE/EY-mining-the-growing-role-of-renewable-energy.pdf)>. Acesso em: 14 abr. 2015.

GORLA, F. D. *Potencial técnico de conservação de energia na indústria brasileira*. 2009. 146 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009.

HADDAD, E. *Projeções macrossetoriais para o Brasil: 2010-2050*. Projeto Opções de Mitigação de Emissões de GEE em Setores-Chave do Brasil. Subprojeto econômico. Coordenação: Eduardo Haddad. São Paulo: Fipe, 2015. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354029/Opcoes_de_Mitigacao_de_Emissoes_de_Gases_de_Efeito_Estufa_GEE_em_Setores_Chave_do_Brasil.html%20=#lista>. Acesso em: 18 jul. 2017.

HALSNAES, K.; CALLAWAY, J. M.; MEYER, H. J. *Economics of greenhouse gas limitations – Methodological guidelines*. UNEP Collaborating Centre on Energy and Environmental/Risø National Laboratory, 1998.

HALT, J. A.; ROACHE, S. C.; KAWATRA, S. K. Cold bonding of iron ore concentrate pellets. *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review*, 36(3), p. 192-197, 2015.

HENRIQUES JUNIOR, M. F. *Potencial de redução de emissão de gases de efeito estufa pelo uso de energia no setor industrial brasileiro*. 2010. 340 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) COPPE-PPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

IMPACTMIN. *Best practice for reducing the carbono footprint of the mining industry*. European Commission Framework Programme 7. 2011. Disponível em: <<http://www.impactmin.eu/>>. Acesso em: 16 jun. 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE MINERAÇÃO – IBRAM (Brasil). *Informações e análises da economia mineral brasileira*. 7. ed. Brasília: Ibram, 2012.

_____. *Inventário de gases de efeito estufa do setor mineral*. Brasília: Ibram, 2011. Disponível em: <<http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00003361.pdf>>. Acesso em: 16 fev. 2015.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. *Guidelines for national greenhouse gas inventories 2006*. 2006. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>>. Acesso em: 15 out. 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Policies and measures database – Energy efficiency*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>>. Acesso em: 26 out. 2016

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY/INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IEA/IRENA. *Joint policies and measures database*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>>. Acesso em: 4 fev. 2016.

J. MENDO. *Perfil da mineração de ferro*. Relatório Técnico N. 18. J. Mendo Consultoria. 2009. Disponível em: <<http://www.jmendo.com.br/tipo/a-mineracao-brasileira/>>. Acesso em: 14 ago. 2014.

JESUS, E. F. de. *Modelagem e controle de um processo de dosagem de carvão mineral e de um processo de endurecimento de pelotas de minério de ferro*. 2009. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009.

LA ROVERE, E. L. et al. *Implicações econômicas e sociais de cenários de mitigação de gases de efeito estufa no Brasil até 2030: Sumário Técnico/Projeto IES-Brasil, Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas – FBMC*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2016.

LICKS ADVOGADOS – LICKS. *Sugestões para o aperfeiçoamento do sistema Brasileiro de concessão de patentes de invenção*. 2017. Disponível em: <http://lickslegal.com/pdf/PPHbooklet_pt.pdf>. Acesso em: 15 maio 2017.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL – UNIDO. *Barriers to industrial energy efficiency: A literature review*. Viena: Unido, 2011a.

_____. *Policy options to overcome barriers to industrial energy efficiency in developing countries*. Viena: Unido, 2011b.

_____. *Energy efficiency technologies and benefits*. Sustainable energy regulation and policymaking for Africa. Viena: Unido, 2013.

ORMAT TECHNOLOGIES INC. – ORMAT. *Organic Rankine cycle power plant for waste heat recovery*. 2011. Disponível em: <<http://www.ormat.com/research/papers/organic-rankine-cycle-power-plant-waste-heat-recovery>>. Acesso em: 17 nov. 2015.

RATHMANN, R. *Impactos da adoção de metas de redução de emissão de gases de efeito estufa sobre a competitividade de setores industriais energointensivos do Brasil*. 2012. 394 f. Tese (Doutorado em Ciências do Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SCHAEFFER et al. *Cenário integrado de baixo carbono. Subprojeto de modelagem integrada*. Projeto Opções de Mitigação de Emissões de GEE em Setores-Chave no Brasil. Brasília: MCTI, 2012.

TURBODEN. *Organic Rankine cycle waste heat power generation*. 2015. Disponível em: <http://www3.epa.gov/chp/documents/meeting_100511_ronzello.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2016.

UK. Department of Energy and Climate Change and Department for Business, Innovation and Skills – DECC. *Industrial decarbonisation and energy efficiency roadmaps to 2050*. London: DECC, 2015.

USA. Department of Defense – DoD. *Technology readiness assessment (TRA) guidance*. Assistant Secretary of Defense for Research and Engineering (ASD R&E). Washington: DOD, 2011.

USA. US Energy Information Administration – EIA. *Annual Energy Outlook 2015*. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>>. Acesso em: 12 fev. 2016.

VALE. *Biodiesel*. 2014. Disponível em: <<http://www.vale.com/PT/aboutvale/initiatives/biodiesel/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 17 nov. 2014.

WORLD BANK. *Overview Brazil*. 2016. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/country/brazil/overview>>. Acesso em: 15 out. 2016.

WORLD ENERGY CONCIL. *World energy perspective: Energy efficiency policies: what works and what does not*. Londres: World Energy Concil, 2013.

ZILAHY, G. Organisational factors determining the implementation of cleaner production measures in the corporate sector. *Journal of Cleaner Production*, v. 12, n. 4. p. 311, 2004.

