



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

SUMÁRIO EXECUTIVO: MODELAGENS SETORIAIS E OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSIONES DE GASES DE EFEITO ESTUFA



RÉGIS RATHMANN
RICARDO VIEIRA ARAUJO
(ORGANIZADORES)

SUMÁRIO EXECUTIVO: MODELAGENS SETORIAIS E OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

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

S955 Sumário executivo: modelagens setoriais e opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa / organizadores Régis Rathmann e Ricardo Vieira Araujo. - Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

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

ISBN: 978-85-88063-51-8

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Efeito estufa. 4. Indústria. 5. Energia. 6. Transportes. 7. Edificações. 8. Agricultura. 9. Florestas. 10. Usos do solo. I. Rathmann, Régis. II. Araujo, Ricardo Vieira. III. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. IV. ONU Meio Ambiente. V. 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

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)



Sumário

INTRODUÇÃO.....	7
INDÚSTRIA	11
ALIMENTOS E BEBIDAS.....	12
CERÂMICA.....	14
CIMENTO.....	15
FERRO-GUSA E AÇO.....	16
FERROLIGAS.....	17
METALURGIA DE METAIS NÃO FERROSOS.....	18
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO.....	19
OUTRAS INDÚSTRIAS.....	20
PAPEL E CELULOSE.....	21
QUÍMICO	22
TÊXTIL	24
ENERGIA	27
BIOCOMBUSTÍVEIS.....	30
FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
ÓLEO E GÁS NATURAL	39
TERMELÉTRICAS E TERMONUCLEARES.....	41
TRANSPORTES	45
EDIFICAÇÕES	51
AGRICULTURA, FLORESTAS E OUTROS USOS DO SOLO.....	55
GESTÃO DE RESÍDUOS.....	61
OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	65
CAPTURA, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO DE CARBONO.....	66
REDES INTELIGENTES	70
REFERÊNCIAS.....	73



Introdução

INTRODUÇÃO

Essa publicação objetiva apresentar sumários executivos das modelagem setoriais e opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A Tabela 1 apresenta os setores e opções transversais que tem seus relatórios sumarizados neste documento. Além disso, apresenta as referências bibliográficas relativas aos documentos completos que podem ser consultados para fins de compreensão dos pressupostos, resultados e limitações dos estudos.

Tabela 1 – Setores, subsetores e referências dos documentos setoriais

Setor	Subsetor/Tecnologia de Baixo Carbono	Referência
Indústria	Alimentos e bebidas	MCTIC, 2017a
	Cerâmica	MCTIC, 2017b
	Cimento	MCTIC, 2017c
	Ferro-gusa e aço	MCTIC, 2017d
	Ferroligas	MCTIC, 2017e
	Metalurgia de metais não ferrosos	MCTIC, 2017f
	Mineração e pelotização	MCTIC, 2017g
	Outras indústrias	MCTIC, 2017h
	Papel e celulose	MCTIC, 2017i
	Químico	MCTIC, 2017j
	Têxtil	MCTIC, 2017k
Energia	Biocombustíveis	MCTIC, 2017l
	Fontes renováveis de geração de energia elétrica	MCTIC, 2017m
	Óleo e gás natural	MCTIC, 2017n
	Termelétricas e termonucleares	MCTIC, 2017o
Transportes	Transportes	MCTIC, 2017p
Edificações	Edificações	MCTIC, 2017q
Agricultura, florestas e outros usos do solo	Agricultura, florestas e outros usos do solo	MCTIC, 2017r
Gestão de resíduos	Gestão de resíduos	MCTIC, 2017s
Opções transversais para mitigação de emissões de GEE	Captura, transporte e armazenamento de carbono	MCTIC, 2017t
	Redes inteligentes	MCTIC, 2017u

As análises setoriais estimaram, a partir de um cenário de referência (REF) de emissões GEE, potenciais e custos de abatimento de um conjunto de medidas adicionais em cenários de baixo carbono (BC) e, quando aplicável, baixo carbono com inovação (BC+I). Também foram descritos barreiras e co-benefícios das medidas, aspectos que foram considerados na elaboração de subsídios à formulação de instrumentos de política pública com vistas a viabilizar a implementação dos cenários de baixo carbono.

O cenário REF apresenta características de base de mercado, sem maiores mudanças qualitativas e que mantém o ritmo natural de incorporação de tecnologias no setor. Ou seja, a principal característica desse cenário é contextualizada pela manutenção de tendências setoriais já em curso, não havendo alterações estruturais no horizonte de análise. O cenário BC busca incorporar programas, políticas públicas, ações e estratégias que podem ser desenvolvidas, em face da disponibilidade comercial e aplicação em âmbito internacional e/ou nacional nos setores, com o objetivo de reduzir as emissões de GEE. O cenário BC+I, por seu turno, tem as características básicas do cenário BC, com a consideração da entrada de tecnologias de ruptura nos setores. Ou seja, tecnologias que estão tecnicamente desenvolvidas, ou em desenvolvimento, porém proibitivas em função do elevado custo de implementação e de restrições técnicas à difusão.

Os estudos adotam a metodologia de cenários, tendo em vista a ampla utilização para a investigação de oportunidades de redução de emissões de GEE (DE GOUVELLO, 2010; HENRIQUES JR, 2010; BORBA et al., 2012; LA ROVERE et al., 2016; MCTIC, 2017v). No entanto, os cenários apresentam diversas limitações que devem estar evidentes quando for feita a interpretação dos potenciais e custos de abatimento. Em particular, cumpre ressaltar que cenários não devem ser interpretados como previsões, pois objetivam descrever efeitos de estados futuros possíveis, condicionados ao conjunto de premissas consideradas.

No âmbito do projeto *Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil*, a avaliação setorial é relevante, sobretudo, para mapear as melhores tecnologias disponíveis (MTD), visando à mitigação setorial de emissões de GEE, e para, partindo disso, constituir uma base de dados que permita a modelagem em cenários integrados do sistema energético e do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu) (MCTIC, 2017w). Além disso, é valiosa fonte de subsídios para os formuladores de políticas públicas elaborarem instrumentos com vistas à implementação de cenários de baixo carbono. Por esse motivo, o projeto se utiliza da técnica de construção integrada de cenários, cujos resultados são reportados na publicação *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono* (MCTIC, 2017w).

Os estudos setoriais destacam opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta, ou tecnologias de bancada, cujo desenvolvimento ainda é feito por apenas alguns países e cujo custo ainda é considerado proibitivo. Sendo assim, questões como a aplicabilidade dessas tecnologias no cenário nacional e o custo-Brasil não foram consideradas nestes estudos setoriais.

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 tais obstáculos, foram elencadas as principais barreiras e propostos instrumentos de políticas

públicas que fomentem a implementação das tecnologias em âmbito setorial e transversal. Mais que isso, foi realizada análise de sensibilidade, no âmbito da modelagem integrada, que tratou de avaliar os efeitos da aplicabilidade das tecnologias e do custo-Brasil sobre as oportunidades de mitigação de emissões no setor (MCTIC, 2017w).

Finalmente, uma limitação transversal aos estudos setoriais resulta das projeções econômicas consideradas na construção dos cenários de emissões de GEE. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância das variáveis macroeconômicas para os cenários setoriais de emissões, é considerada uma segunda visão de crescimento setorial do produto interno bruto (PIB) no âmbito da modelagem integrada, a qual considerará os efeitos de curto e médio prazo do recente contexto econômico nacional. Esta tem resultados reportados na publicação anteriormente citada (MCTIC, 2017w).



Indústria



INDÚSTRIA

Este capítulo apresenta os sumários executivos dos relatórios dos seguintes subsetores industriais: alimentos e bebidas; cerâmica; cimento; ferro-gusa e aço; ferroligas; metalurgia de metais não ferrosos; mineração e pelotização; outras indústrias; papel e celulose; químico; têxtil.

Semelhantemente aos estudos de De Gouvello (2010) e La Rovere et al. (2016), os relatórios consideraram uma avaliação setorial, por meio da construção de cenários de emissões de GEE e de curvas de custos marginais de abatimento, metodologia a qual tem como limitação a inobservância de possíveis efeitos de não aditividade dos potenciais de mitigação do sistema energético (MCTIC, 2017w), que abrange os diferentes segmentos industriais.

Como mencionado, as análises setoriais foram relevantes para mapear, sobretudo, as 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 resultam desses cenários integrados estimativas robustas dos potenciais e custos de abatimento desses setores. Portanto, o reporte de projeções de emissões e custos marginais de abatimento destes estudos setoriais 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 (MCTIC, 2017w).

ALIMENTOS E BEBIDAS

O setor de alimentos e bebidas apresenta relevante oportunidade de abatimento de emissões. O potencial de redução nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF em 2050, é de 16% e 22%, respectivamente. O potencial de mitigação acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 25 MtCO₂e, sendo as medidas mais representativas a recuperação do gás de combustão e melhora do isolamento em caldeiras a gás natural.

As medidas não fizeram parte do cenário REF, embora tenham apresentado viabilidade econômica, o que indicou a existência de barreiras à sua implementação. É notório que investimentos em eficiência energética, ainda que apresentem receitas, tendam a trazer retorno financeiro mais reduzido que outros investimentos disponíveis para as empresas. Em particular, verifica-se uma competição das medidas com expansão da capacidade produtiva. Isso, combinado ao fato de que

muitas vezes as empresas não consideram seus custos com energia altos o suficiente para serem estratégicos, impede que estes investimentos sejam priorizados. Adicionalmente, puderam ser elencadas as seguintes barreiras à adoção das medidas: i) assimetria, falta e altos custos de acesso ao crédito; ii) ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões para plantas industriais; iii) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte.

Dadas as barreiras identificadas, foram propostos instrumentos de política pública para superá-las. 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 Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil ao Acordo de Paris, 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 crédito de “Financiamento a empreendimentos – 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 “Financiamento a empreendimentos - 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 pesquisa e desenvolvimento (P&D). Para remover as demais barreiras, foram propostos os seguintes instrumentos: i) inclusão do setor no Plano Indústria, ou naquele que vier a sucedê-lo; ii) 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; iii) estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; iv) obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e apresentação de inventários de emissões para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; v) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; vi) 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.

No caso das tecnologias de ruptura avaliadas no cenário BC+I, os principais entraves identificados foram: incerteza acerca da viabilidade comercial; dificuldade de acesso a crédito para investimentos em P&D; e restrição à instalação das tecnologias pelo *layout* das plantas. Para aplicação das medidas, foram propostos os 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 pesquisa, desenvolvimento e demonstração (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.

CERÂMICA

Em função da potencialidade de redução de emissões e valor agregado à produção, foram avaliadas oportunidades de mitigação exclusivamente para o segmento de cerâmica branca, sendo os cenários de baixo carbono e, consequentemente, a proposta de políticas públicas para sua adoção, construídos exclusivamente considerando melhores tecnologias disponíveis (MTD) aplicáveis nesse segmento.

O setor apresenta relevante oportunidade de abatimento de emissões. O potencial nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 9% e 25%, respectivamente. O potencial de mitigação acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 25 MtCO₂e, sendo a medida mais representativa a otimização da combustão em fornos na rota por via seca.

A principal barreira para a implementação é econômico-financeira, visto que a medida é inviável economicamente com taxa de desconto de mercado. Adicionalmente, podem ser destacadas as seguintes barreiras: i) assimetria e altos custos de acesso ao crédito; ii) competição com investimentos em expansão da capacidade produtiva; iii) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, particularmente em empresas de médio e pequeno porte. Para removê-las, potencializando os cobenefícios associados, tais como redução nos custos associados ao consumo de energia e geração de emprego e renda associada à implementadas tecnologias de baixo carbono, é fundamental a implementação dos seguintes instrumentos de política pública: i) diversificação das linhas de crédito existentes para atender pequenas, médias e grandes empresas; ii) criação da linha de financiamento “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; iii) precificação de carbono a partir de 2025; 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 inovadoras, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes-chave das tecnologias; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de 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, de estudos detalhados acerca da aplicabilidade e potencialidade das tecnologias.

CIMENTO

O setor cimenteiro possui relevante oportunidade de abatimento de emissões de GEE. O potencial de mitigação nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 13% e 35%, respectivamente. O potencial acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 90 MtCO₂e, sendo as medidas mais representativas: i) adoção do processo de via seca com múltiplos estágios de preaquecedores e pré-calcinadores; ii) uso de carboneto de escória na produção de cimento.

A adoção de múltiplos estágios de preaquecedores e pré-calcinadores, possui barreira econômica representada por custo de abatimento positivo à taxa de desconto praticada pelo setor. Mais do que isso, trata-se de uma medida que demanda significativo investimento, o que leva a que a mesma entre em competição com outras prioridades, como a expansão da capacidade produtiva. No caso da aplicação do carboneto de escória, o principal desafio é garantir o suprimento constante às plantas industriais que optem por utilizar a matéria-prima.

Ademais, podem ser citadas barreiras comuns a adoção das duas atividades de baixo carbono: i) dificuldade de acesso e alto custo de transação nas operações de financiamento; ii) falta de conhecimento acerca das vantagens da adoção das medidas; iii) restrições à instalação pelo *layout* das plantas; iv) ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; v) conjuntura econômica e setorial recessiva.

A remoção das barreiras exige a implementação de uma série de instrumentos de política pública. No particular do uso do carboneto de escória, o suprimento poderia ser garantido através da elaboração de contratos e seguros de suprimento entre plantas cimenteiras, cooperativas de reciclagem e seguradoras. Como o resíduo é destinado a aterros, o governo federal, no âmbito da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), e em parceria com prefeituras, poderia criar um programa de aproveitamento energético do carboneto de escória, agregando atividades de capacitação para a coleta e transporte às plantas cimenteiras.

No caso da tecnologia de múltiplos estágios de preaquecedores e pré-calcinadores, a remoção das barreiras exige a implementação dos seguintes instrumentos: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Fim Eficiência Energética na Indústria”; ii) diversificação das linhas de crédito existentes para atender pequenas, médias e grandes empresas; iii) 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; iv) 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; v) precificação de carbono a partir de 2025; vi) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; vii) obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e elaboração de inventários de emissões como incentivo para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; viii) estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; ix) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades de tecnologias de baixo carbono; x) 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.

No caso das tecnologias de rupturas avaliadas no cenário BC+I, destaca-se o potencial da captura e armazenamento de carbono (CAC) pela rota de pós-combustão. A tecnologia precisa de incentivo em P&D, com vistas a tornar-se disponível comercialmente. Pressupõe-se que sua adoção seria possível somente a partir de 2035, condicionada a uma série de políticas públicas, entre as quais se destacam: i) desoneração de importações de componentes-chave da tecnologia da CAC; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, a projetos visando a implementação de unidades-piloto de CAC; 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 potencialidade da tecnologia no setor cimenteiro; v) criação de laboratórios para testar em menor escala os impactos do armazenamento de CO₂ em sumidouros geológicos e projetos de rede de dutos para coleta de CO₂ a partir das fontes estacionárias; vi) promover cursos de formação técnica para implementação e manutenção dos componentes-chave da CAC; vii) criação do arcabouço regulatório de CAC.

FERRO-GUSA E AÇO

O setor de ferro-gusa e aço apresenta relevante potencial de abatimento de emissões. A implementação dos cenários de baixo carbono (BC) e baixo carbono com inovação (BC+I), levaria a uma redução de emissões de 13% e 37%, respectivamente, em 2050, com relação ao cenário referência (REF). O potencial de abatimento de emissões de gases de efeito estufa (GEE) acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 54 MtCO₂e, com cerca de 65% desse montante apresentando custos de abatimento negativos e o restante com custos positivos, ou seja, medidas que não têm viabilidade econômica. As principais medidas, em termos de potencial de redução de emissões, são aplicação de fornos Scope 21 e recuperação de calor sensível no BOF (*basic oxygen furnace*).

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 elementos que afetam significativamente a mensuração de potenciais e custos de abatimento, como competição por tecnologias de baixo carbono com outros setores; adequação dos custos de capital e operação e manutenção (O&M), obtidos na literatura científica, à realidade econômico-tributária do país; impactos de deficiências regulatórias, refletidos em custos de transação que não são capturados pela metodologia de custos marginais de abatimento (CMA); não aditividade e aplicabilidade de medidas em face de restrições técnico-operacionais; entre outras.

As principais barreiras à aplicação dos fornos Scope 21 são: ausência de viabilidade econômica; dificuldade de acesso e custo do crédito; falta de conhecimento acerca das vantagens da adoção da medida; e restrições à instalação pelo *layout* das plantas. Para removê-las, é fundamental a implementação dos seguintes instrumentos de política pública: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética”; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE; iii) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; iv) criação de um programa de depreciação obrigatória de fornos; v) 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.; vi) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade da tecnologia ao nível das plantas industriais.

No caso das tecnologias de ruptura, avaliadas no cenário BC+I, o potencial de mitigação seria substancialmente maior. Todavia, são medidas mitigadoras de emissão distantes da disponibilidade comercial. Para maturação dessas tecnologias em âmbito nacional, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes de tecnologias inovadoras de baixo carbono; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de PD&D das tecnologias inovadoras de baixo carbono; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (Inpi).

Com exceção das usinas integradas com coqueria, é fundamental a remoção de barreiras com vistas a incrementar a participação do carvão vegetal na matriz energética do setor. A falta de garantia de suprimento do carvão vegetal, as deficiências do Documento de Origem Florestal (DOF) para rastreamento de produtos florestais e a falta de obrigatoriedade de apresentação de certificados de procedência são entraves à difusão do carvão vegetal que precisam de instrumentos de política pública para serem superados. Para tanto, seria necessária a implementação conjunta dos seguintes instrumentos:

- Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas certificadas com o Selo de Eficiência Energética Industrial;
- Elaboração de contratos e seguros de fornecimento de madeira ou carvão vegetal;
- Implementação do Projeto Siderurgia Sustentável;
- Aprimoramento do sistema de DOF;
- Criação de incentivo e obrigatoriedade de apresentação de certificados de procedência da madeira para acesso a crédito em bancos públicos de fomento.

FERROLIGAS

O setor de ferroligas possui oportunidade significativa de reduzir emissões de GEE por meio da eficiência energética e implementação de tecnologias inovadoras.

O potencial de abatimento de emissões é de 27% e 45%, respectivamente, nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF em 2050, sendo que no cenário BC, o potencial acumulado é 26 MtCO₂e. As medidas que mais contribuiriam, caso sejam implementadas, são a substituição de fornos a arco semicobertos por cobertos e a recuperação de calor e monóxido de carbono.

Ainda que todas medidas de eficiência energética analisadas no cenário BC tenham se revelado atrativas 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 barreiras que afetam a sua implementação. No particular das tecnologias de baixo carbono aplicáveis no setor de ferroligas, foram destacados os seguintes entraves: i) competição por tecnologias de baixo carbono com outros setores, e dos investimentos nas medidas perante outras prioridades, como expansão da capacidade produtiva; ii) adequação dos custos de capital e O&M, obtidos na literatura científica, à realidade econômico-tributária do país; iii) conjuntura econômica e setorial recessiva; iv) alto custo de capital, potencializado por significativos

custos de transação para acesso a crédito; v) restrição à instalação pelo *layout* das plantas; vi) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as medidas, em particular em empresas de médio e pequeno porte; vii) ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões.

Para removê-las, potencializando os cobenefícios associados, por exemplo, diminuição da emissão de poluentes com consequente melhora da saúde da população, constatou-se ser fundamental a implementação dos seguintes instrumentos de política pública: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, relacionada às ações de efficientização energética; iii) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; iv) criação de um programa de depreciação obrigatória de fornos; v) 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; vi) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade das tecnologias ao nível das plantas industriais.

No caso das tecnologias de ruptura 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 elevado tempo de análise para concessão de patentes. Para maturação das tecnologias de ruptura avaliadas, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de PD&D das tecnologias; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Inpi.

METALURGIA DE METAIS NÃO FERROSOS

Oportunidades de mitigação de emissões de GEE para o setor de metalurgia de metais não ferrosos foram avaliadas por subsetores, quais sejam alumínio e demais metais não ferrosos.

O potencial nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 9% e 18%, respectivamente. O potencial de abatimento de emissões de GEE acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 39 MtCO₂e, sendo a recuperação de calor e o isolamento de fornos, as medidas mais representativas.

Considerando a taxa de desconto praticada pelo setor, qual seja de 15% ao ano, a principal barreira à implementação das medidas é econômico-financeira, visto que cerca de 90% das atividades de baixo carbono possuem custos de abatimento positivos. Logo, são demandados instrumentos econômicos com objetivo de torná-las viáveis: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; ii) captação de recursos para investimento em ações de mitigação no *Green Climate Fund* (GCF), *Global Environmental Facility* (GEF) e Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), e *Climate Technology Centre Network* (CTCN) para pequenas empresas; iii) diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas; iv) 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; v) precificação de carbono a partir de 2025.

Com vistas a proteger a competitividade do segmento de alumínio, que potencializa a capacidade das empresas em investir nas atividades de baixo carbono, poderiam ser taxadas importações de países nos quais a intensidade de carbono da produção sejam superiores às verificadas no Brasil. Esse instrumento ainda traria o cobenefício de mitigar emissões em nível global, na medida em que seria evitado vazamento de carbono.

No âmbito regulatório, tecnológico e de informação, também foram identificadas barreiras relevantes à adoção do cenário BC: i) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte; ii) risco do sobre ou subdimensionamento das novas tecnologias; iii) restrição à instalação pelo *layout* da planta; iv) resistência à substituição de equipamentos por aversão a mudança, risco de desemprego e complexidade operacional; v) ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões.

Para removê-las, potencializando os cobenefícios associados, tais como evitar o vazamento de carbono e aumentar a competitividade do setor, foram sugeridos os seguintes instrumentos de política pública: i) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades de tecnologias de baixo carbono; ii) 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; iii) estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; iv) criação do Selo de Eficiência Energética Industrial; v) criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; vi) obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas e apresentação de inventários de emissões para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento.

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 de 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; v) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Inpi.

MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO

O setor de mineração e pelotização 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 mitigação 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 efficientização energética e manutenção dos níveis de emprego por dois anos após o recebimento do benefício; ii) captação de recursos para investimento na tecnologia no *Green Climate Fund* (GCF), *Global Environmental Facility* (GEF) e Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID); iii) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos - 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 de PD&D nas 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.

OUTRAS INDÚSTRIAS

O setor de outras indústrias abrange uma série de atividades industriais que produzem desde matérias-primas (cal, gesso, vidro) até bens acabados (artigos de vestuário, calçados, eletrodomésticos, eletrônicos, móveis, entre outros). Os setores de cal, gesso e vidro, que pertencem à classe de produtos minerais não metálicos, conforme a Classificação Nacional de Atividades Econômicas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (CNAE/IBGE), são representativos do consumo setorial de energia, com aproximadamente 52% do total em 2012 (EPE, 2017). Em função dessa representatividade, assim como a aplicabilidade de tecnologias de baixo carbono, foram avaliadas oportunidades de mitigação exclusivamente nos setores de cal e vidro. Consequentemente, a proposta de instrumentos de política pública para sua adoção também é baseada nessas atividades industriais.

Verificou-se que o setor de outras indústrias apresenta moderado potencial para abatimento de emissões de gases de efeito estufa. Há um potencial máximo de redução em 2025 de 4,3% no cenário BC em relação ao cenário REF. Aparentemente, trata-se de redução relativamente pequena, todavia deve-se considerar que as atividades de cal, gesso e vidro representam apenas cerca de 50% das emissões do setor de outras indústrias. Além disso, a baixa intensidade tecnológica dos processos produtivos de cal e gesso minimizam a potencialidade da adoção de atividades de baixo carbono. No caso do setor vidreiro, o potencial de redução de emissões é significativamente maior, qual seja, de 7% em média entre 2020 e 2050.

Apesar do consumo predominantemente elétrico, que em virtude do baixo fator de emissão do *grid* nacional reduz a capacidade de o setor mitigar liberações de GEE, observa-se potencial acumulado de redução de emissões de 14,2 MtCO₂e até 2050. Nota-se que a medida com maior potencial é a substituição de coque por gás natural no setor de cal.

As principais barreiras para a aplicação dessa medida são falta de garantia de suprimento de gás natural, falta de conhecimento sobre as vantagens da substituição de combustíveis e ausência de padrão de emissões e *benchmark* para o setor. Interessantemente, trata-se de barreiras com menor complexidade de remoção, para as quais seriam fundamentais a elaboração de contratos e seguros de fornecimento de gás natural e o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos por meio da criação de Selo de Eficiência Energética Industrial.

No setor vidreiro, a recuperação de calor e geração de eletricidade, em nível de produção de vidro plano, apresenta custo de abatimento negativo, porém pequeno potencial de mitigação. Por outro lado, a principal atividade mitigadora (oxicombustão) no segmento de vidro plano apresenta custo de abatimento significativamente maior. Além disso, há uma série de barreiras que precisariam ser removidas, dentre as quais podem-se destacar: alto custo do oxigênio industrial, conjuntura econômica e restrição à instalação pelo *layout* das plantas vidreiras. Para superá-las, seriam fundamentais os seguintes instrumentos de política pública:

- Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, por meio da criação de Selo de Eficiência Industrial;
- Criação de um programa de depreciação obrigatória de fornos;
- Obrigatoriedade da realização de inventário de equipamentos industriais e auditorias energéticas;
- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética”;
- Estabelecimento de padrões máximos de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis;
- Definição de *benchmark* para novas plantas;
- 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;
- Criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas e financiamento para empresas que atinjam *benchmark* de eficiência energética.

PAPEL E CELULOSE

O setor de papel e celulose apresenta considerável potencial para abatimento de emissões de GEE, apesar de já ter grande parte de sua geração de energia advinda de fontes renováveis, como lixívia e lenha. O potencial nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 30% e 48%, sendo as medidas mais representativas a aplicação de secadores CondeBelt e a utilização de prensas mais eficientes.

As principais barreiras à adoção das tecnologias são: i) ausência de viabilidade econômica; ii) altos custos de capital; iii) assimetria e elevados custos de transação para acesso a crédito; iv) atual

conjuntura econômica e setorial recessiva; v) restrição à instalação pelo *layout* da planta; vi) altos custos de importação; vii) risco do sobre ou subdimensionamento das tecnologias.

A superação destas barreiras, visando a adoção das tecnologias, é extremamente desafiadora, assim exigindo a adoção de uma série de instrumentos de política pública: i) diversificação das linhas de crédito para atender pequenas, médias e grandes empresas do setor; ii) 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; iii) precificação de carbono a partir de 2025; iv) desoneração de importações dos secadores CondeBelt e prensas mais eficientes; v) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; vi) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; vii) criação de mecanismos de diferenciação nos processos de compras públicas para empresas que possuam o Selo Eficiência Energética Industrial; viii) estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; ix) 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; x) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade e potencialidades das tecnologias de baixo carbono.

No caso do mecanismo de precificação, o mesmo deve ser capaz de estimular a demanda por produtos baseados em biomassa florestal. Ou seja, deve possuir patamar mínimo de preço que estimule o desenvolvimento da cadeia de biomassa energética, por exemplo, tornando a bioeletricidade competitiva nos leilões.

No caso das tecnologias de rupturas avaliadas no cenário BC+I, o desafio seria ainda maior, sendo adicionadas às barreiras anteriormente citadas: incerteza acerca da viabilidade comercial; dificuldade de acesso a crédito para investimentos em P&D; e elevado tempo de análise para concessão de patentes. Para maturação dessas tecnologias em âmbito nacional, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes de tecnologias inovadoras de baixo carbono; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de PD&D das tecnologias inovadoras de baixo carbono; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Inpi.

QUÍMICO

O setor químico apresenta significativo potencial de abatimento de emissões de GEE. O potencial nos cenários BC e BC+I, com relação ao cenário REF, em 2050, é de 17% e 36%, respectivamente. O potencial de abatimento acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 46,7 MtCO₂e, sendo as principais medidas: i) efficientização de sistemas motores; ii) adoção de gás natural em caldeiras e fornos em substituição a combustíveis mais carbonointensivos, como coque, carvão, óleo diesel e óleo combustível.

A melhoria de sistemas motores se mostrou uma opção de abatimento de emissões significativa. Isso se deve, no entanto, ao fato de que a mesma é um pacote de medidas de efficientização de todo o sistema motor de unidades industriais (compressão, bombeamento, ventilação etc.). Logo, é inviável

economicamente à taxa de desconto praticada pelo setor e apresenta alto de custo de capital. A adoção do gás natural em caldeiras e fornos, também apresenta custo de abatimento positivo, em função principalmente do custo do combustível, que torna o fluxo de caixa bastante positivo. Vale notar que, no caso de caldeiras, o investimento em caldeiras a gás é menor do que em caldeiras a outros combustíveis, mas ainda assim significativo.

Além das barreiras econômicas anteriormente citadas, 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. 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, bem como custos de transação que precisariam ser removidos para a realização de investimentos.

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).

Ao nível institucional e regulatório, a obtenção de crédito para o financiamento em 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. Além do custo de transação relacionado às inúmeras exigências processuais e documentais em operações de financiamento, em particular por bancos de fomento, médias e pequenas empresas do setor têm dificuldade na elaboração de projetos, devido à restrição de mão de obra qualificada para esse propósito.

A questão do suprimento de gás natural se constitui em entrave relevante, visto que a rede de gasodutos não atende todas as plantas químicas. Ainda no âmbito regulatório, a inexistência de padrões de eficiência energética e/ou emissões de carbono constitui barreira adicional, tendo em vista que consumidores de produtos do setor tomam decisões baseadas em preços, e não em emissões de carbono (DECC, 2015).

Finalmente, podem ser citados as seguintes barreiras informacionais e tecnológicas: i) restrição à instalação pelo *layout* da planta; ii) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar a medida, em particular em empresas de médio e pequeno porte; iii) resistência à substituição de equipamentos por aversão a mudança, risco de desemprego e complexidade operacional; iv) risco do sobre ou subdimensionamento das novas tecnologias.

Perante as inúmeras barreiras citadas, faz-se necessário implementar uma série de instrumentos de política visando sua remoção. Um instrumento que fomentaria, transversalmente, a eficiência

energética, seria o incentivo à implementação da ISO 50.001 para gestão da eficiência energética nas indústrias químicas em geral. A implementação desta norma possibilitaria à cada unidade identificar gaps e diversos potenciais para aumento na eficiência energética nas unidades industriais.

Ademais, devem ser implementados os seguintes instrumentos: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE; iii) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; iv) criação de um programa de depreciação obrigatória de fornos; v) 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; vi) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de estudos detalhados de aplicabilidade da tecnologia ao nível das plantas industriais; vii) fomento à ampliação dos gasodutos, e elaboração de contratos e seguros de fornecimento de gás natural; viii) precificação de carbono a partir de 2025; ix) obrigatoriedade da realização de auditorias energéticas como incentivo para acesso a condições diferenciadas de crédito em bancos públicos de fomento; x) estabelecimento de limites de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis.

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 elevado tempo de análise para concessão de patentes. Para maturação dessas tecnologias em âmbito nacional, é fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes de tecnologias inovadoras de baixo carbono; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de PD&D das tecnologias inovadoras de baixo carbono; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Inpi.

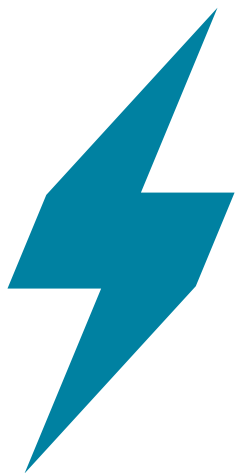
TÊXTIL

O setor têxtil apresenta significativo potencial para abatimento de emissões de gases de efeito estufa (GEE). O potencial nos cenários de baixo carbono (BC) e baixo carbono com inovação (BC+I), com relação ao cenário referência (REF), em 2050, é de 13% e 36%, respectivamente. O potencial de abatimento de emissões acumulado até 2050, no cenário BC, é de aproximadamente 14,7 MtCO₂e, sendo a principal medida a efficientização da combustão nas caldeiras. A mitigação acumulada decorrente da implementação de tecnologias de ruptura, avaliadas no cenário BC+I, seria significativamente maior: 24,2 MtCO₂e.

As principais barreiras ao aumento da eficiência de combustão nas caldeiras são a ausência de viabilidade econômica, a ausência de padrão de emissões para o setor e a falta de conhecimento acerca das vantagens da adoção da medida. Para removê-las, potencializando os cobenefícios associados, é fundamental a implementação dos seguintes instrumentos de política pública: i) criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética”; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, relacionada a ações que mitiguem emissões de GEE; iii) criação de Selo de Eficiência Energética Industrial; iv) criação de um programa de depreciação obrigatória de fornos; v) estabelecimento de limites

de emissão por unidades industriais e/ou combustíveis; vi) 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. Idealmente, esses instrumentos poderiam estar abrangidos mediante a inclusão do setor têxtil no Plano Indústria, ou naquela política pública que vier a sucedê-lo.

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 elevado tempo de análise para concessão de patentes. Para maturação dessas tecnologias em âmbito nacional, seria fundamental a formulação dos seguintes instrumentos: i) desoneração de importações de componentes de tecnologias inovadoras de baixo carbono; ii) financiamento, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de PD&D das tecnologias inovadoras de baixo carbono; iii) precificação do carbono a partir de 2025; iv) ampliação do quadro de funcionários e aprimoramento do sistema e-Patentes do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (Inpi).



Energia

ENERGIA

Este sumário tem por escopo o setor energético, que abrange os seguintes segmentos: biocombustíveis; fontes renováveis de geração de energia elétrica; óleo e gás natural; termoelétricas e termonucleares.

Todas as atividades descritas referem-se a instalações energéticas (centros de produção de energia primária e centros de transformação de energia, segundo a terminologia do Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2017), o que não é igual a tratar de emissões derivadas da combustão de hidrocarbonetos. Isso significa que não foram tratados nos relatórios emissões do consumo de energia final na economia brasileira, mas da parcela de emissões de GEE derivadas das instalações energéticas.

Logo, os estudos não abrangeram emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis nos setores de edificações, indústria, resíduos e transportes. Mais que isso, as emissões associadas ao uso do solo e combustíveis fósseis aplicados na produção agrícola não foram incluídas nas análises, pois não se referem às instalações energéticas, mas à análise do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu). O mesmo ocorre com as emissões de resíduos sólidos e tratamento de efluentes, que compuseram um relatório setorial à parte do estudo como um todo.

Finalmente, as centrais de cogeração industriais não estão incluídas entre as instalações energéticas analisadas, sendo parte dos relatórios do setor industrial. A exceção a esse tratamento, no entanto, foi a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar (e/ou palha), tratada no conjunto de documentos do setor energético na medida em que estão fortemente associadas à indústria de produção de etanol (centro de transformação de energia).

Deve-se ressaltar que a definição do cenário REF e a avaliação de custos e potenciais de abatimento no cenário BC acabaram por revelar resultados não derivados de uma análise integrada para o sistema energético. De fato, foi realizada uma análise setorial de cenários que compreende uma visão parcial da sua evolução. Por desconsiderar, em particular, a competição de insumos energéticos que podem ser vislumbrados como estratégia para reduzir emissões de GEE (por exemplo, substituição de óleo combustível por gás natural), é possível que os potenciais e custos de abatimento sejam super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo, o projeto considera uma modelagem integrada das opções de abatimento de emissões (MCTIC, 2017w).

A construção dos cenários considerou como procedimento metodológico básico, primeiramente, a identificação da trajetória de evolução do setor energético no curto para o médio prazo, a partir dos planos setoriais, dos projetos em construção e das plantas existentes. Definiu-se o período até 2025

como horizonte temporal, conforme o tempo de implementação de projetos novos e/ou de modificação de instalações energéticas, cuja decisão já está tomada e a implementação já está em curso (ainda que sob diferentes estágios de finalização). Sendo assim, o cenário REF compreende um conjunto de plantas e projetos cuja incerteza tecnológica é relativamente reduzida.

Para o horizonte de longo prazo, compreendido de 2025 a 2050, o desafio foi mais complexo na medida em que envolveu a construção de cenários setoriais de demanda de energia. Assim, optou-se por construir um cenário REF de longo prazo a partir de uma modelagem da demanda de energia final elaborada pelos setores de agricultura, edificações, energia, indústria, resíduos e transportes. Em seguida, tornou-se necessário simular um cenário de oferta de energia no modelo MSB8000, em versão desenvolvida para o projeto. Essa simulação serviu de esteio à definição do cenário REF para o setor energético no horizonte de 2050.

Finalmente, diante do cenário REF obtido para os horizontes de curto, médio e longo prazo, foram identificadas opções de mitigação de emissões de GEE e estimados seus potenciais e custos, segundo taxas de desconto setoriais. Nesse caso, claramente, não se trata de uma análise integrada, mas de uma análise setorial parcial e não aditiva. A avaliação setorial das instalações energéticas ocorre *ex post* – i.e., se dá diante de instalações energéticas cuja decisão de implementação ou modificação ocorre conforme o cenário REF; não se dá *ex ante* – i.e., na própria simulação de um cenário integrado alternativo, em que as opções de mitigação podem afetar a decisão de expansão do setor energético (Figura 1).

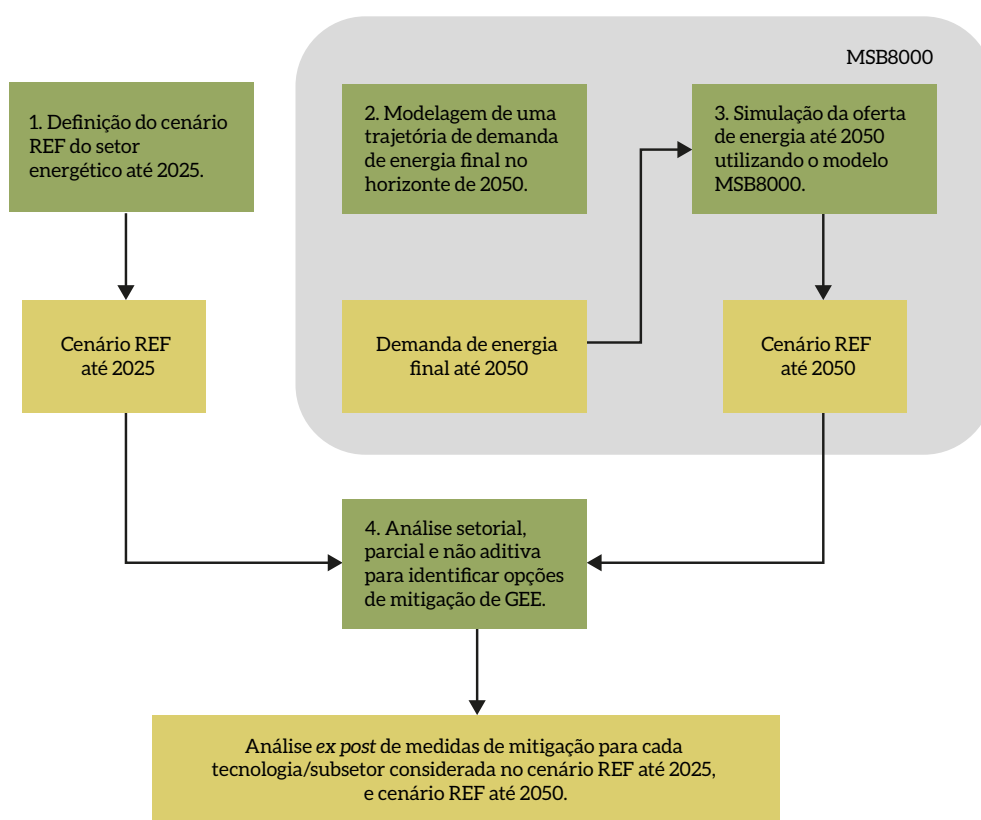


Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico

BIOCOMBUSTÍVEIS

O relatório avaliou as possibilidades de implementação de melhores tecnologias disponíveis (MTD) para instalações energéticas que reduzam as emissões de GEE no longo prazo no setor de biocombustíveis.

Em termos gerais, as MTD identificadas com relevância no desenvolvimento de baixo carbono no Brasil são, em parte, economicamente competitivas com tecnologias convencionais. No entanto, no caso específico dos biocombustíveis líquidos, sua competitividade, *vis-à-vis* demais combustíveis convencionais, está diretamente condicionada pelo preço do petróleo, cuja flutuação deriva de complexos fatores. Portanto, a estimativa da sua viabilidade econômica depende também de fatores externos, sendo, por isso, uma avaliação com grande incerteza associada.

No caso do biodiesel, além de um cenário REF, que avalia a geração de biodiesel por processos químicos de transesterificação catalítica com rota metílica convencionais, foram elaborados quatro cenários BC que ponderaram a aplicação de alternativas tecnológicas com maior eficiência de conversão e reduzidas emissões de GEE, incluindo: i) transesterificação por rota etílica (AT1); ii) purificação de biodiesel por separação por membranas (AT2); iii) craqueamento térmico catalítico (AT3); e iv) hidrotratamento – H-Bio (AT4).

A opção de produção de “*green diesel*” a partir da rota AT3 revelou ser a mais competitiva, com custo nivelado de produção 3% inferior ao cenário REF. Isso se deve aos seus reduzidos custos variáveis, pois essa tecnologia recorre à conversão de biomassa de eucalipto com menor preço de mercado do que o do óleo vegetal de soja. Na mesma linha, a alternativa tecnológica AT2 também demonstrou ser opção com viabilidade econômica, com custo nivelado 1% menor que ao cenário REF. As opções AT1 e AT4 (H-Bio) não apresentaram competitividade econômica, pois seus custos nivelados de produção são, respectivamente, 20% e 26% superiores ao cenário REF. As opções AT2 e AT3 são, portanto, as únicas opções custo-efetivas. Ressalva-se, porém, que essas alternativas apresentam custo de investimento superior ao cenário REF, o que demonstra barreiras econômicas à adoção.

Além da necessidade de crédito, que possuem acesso assimétrico e com significativos custos de transação, destacam-se os seguintes entraves: i) competição com outros investimentos, como é o caso da expansão de capacidade produtiva; ii) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular em empresas de médio e pequeno porte; iii) falta de garantia de suprimento de biomassa de eucalipto, tendo em vista a competição pelo insumo com a geração elétrica a biomassa.

Para removê-las, poderiam ser implementados os seguintes instrumentos: i) concessão de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionado ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e adoção das rotas AT2 e AT3 em usinas de biodiesel; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, a rotas inovadoras de produção de biocombustíveis, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono, incluindo a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas usinas de biodiesel; iii) diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; iv) concessão de crédito e realização de atividades de capacitação para a formação de cooperativas de coleta e aproveitamento energético de biomassa lenhosa; v) elaboração de

contratos e seguros de suprimento de biomassa entre produtores agrícolas, cooperativas de coleta de biomassa e usinas de biodiesel, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital.

A produção de etanol como estratégia de mitigação deve ser avaliada com cuidado, visto que esta não se traduz diretamente em redução de emissões de GEE para o setor de energia. Isso se dá porque, mesmo que se recorra à energia, na sua maioria, de origem renovável para a produção de etanol, os insumos energéticos de origem fóssil e o consumo de energia durante transporte, coleta e estocagem de combustíveis tornam a produção de etanol uma medida de emissão de GEE para o setor energético e não de abatimento – i.e., as emissões de GEE das instalações energéticas aumentam, ainda que o aumento da oferta de etanol tenha efeitos positivos sistêmicos na redução de emissões de GEE, quando se consideram as emissões do setor de transportes.

De fato, em uma abordagem de ciclo de vida e consoante uma modelagem integrada, em que todos os setores de oferta e consumo de energia final são otimizados simultaneamente, a produção de etanol em substituição à gasolina tipo A acarreta diversas vantagens não só no tocante à segurança energética de abastecimento, mas também ao abatimento de GEE durante a combustão do etanol em veículos convencionais de ciclo Otto ou veículos flex. As emissões de dióxido de carbono emitidas durante a combustão do etanol nos motores veiculares serão absorvidas por processos de fotossíntese durante o crescimento da cana-de-açúcar. Assim, o dióxido de carbono de origem biogênica apresenta emissão nula de CO₂ e, como tal, o uso de etanol em substituição a combustíveis fósseis por parte do setor transportes pode ser considerado uma medida de abatimento.

Para os cenários REF e BC de geração de etanol, apresentaram-se, assim, somente os potenciais de expansão de energia. Relativamente à conversão de etanol convencional (cenário REF), foram consideradas as seguintes MTD no cenário BC:

- i)** Implantação de uma nova usina autônoma, projetada para atingir alta eficiência de conversão de açúcares da cana e redução de consumo energético a partir da otimização de tecnologias de ponta, tais como: eliminação da lavagem de cana; substituição de moendas mecânicas por difusores com maior potencial de extração; introdução de concentradores de múltiplo efeito que aumentam a concentração de caldo e minimizam o consumo de vapor; entre outras (MTD1);
- ii)** Canalização de parte do bagaço disponível para uma unidade anexa de geração de etanol celulósico, visando a otimização da extração de açúcares da celulose e hemicelulose e fermentação de pentoses (MTD2);
- iii)** Aumento de geração de energia elétrica nas destilarias a partir do uso de condições mais severas na caldeira (90 bar, 520°C) e do coprocessamento da palha (assumindo que 60% da palha permaneçam no campo). Além disso, admitiu-se que a geração de eletricidade ocorra não só durante a safra, mas ao longo de todo o ano (MTD3);

As tecnologias de conversão otimizada de etanol (MTD1) resultariam em geração adicional de 4% de energia. Por seu turno, o aproveitamento de parte do bagaço disponível para a geração de etanol celulósico garante produção adicional de 10% (MTD2). Assim, para o período de 2020-2025, a configuração MTD1 indica a geração de 27-28 bilhões de litros, que aumenta até 45 bilhões de litros em 2050. No tocante à configuração MTD2, a geração de etanol varia entre 28 e 30 bilhões de litros no horizonte 2020-2025, expandindo até 47 bilhões de litros em 2050.

Para o segmento de geração de energia elétrica, que envolve a situação MTD3, puderam ser mensurados o potencial e o custo de abatimento de emissões de GEE até 2050. Para tanto, assumiu-se que as emissões de CO₂ na geração de eletricidade a partir do bagaço são nulas. A redução de emissão que poderia ser alcançada por unidade de energia gerada consiste, então, no fator de emissão médio do sistema elétrico, em que a usina está conectada. Esse fator foi definido a partir do cenário REF de modelagem integrada realizada no modelo MSB8000 (MCTIC, 2017w). Além disso, foram contabilizadas emissões de CH₄ e de N₂O em processos de combustão de biomassa.

O potencial de abatimento de emissões do cenário MTD3, com relação ao cenário REF, é de 35,7 MtCO₂ até 2050, sem contabilização das emissões de CH₄ e N₂O. Mesmo contabilizando as emissões destes gases, o potencial mitigação acumulado até 2050 permaneceria significativo, qual seja 35,4 MtCO₂.¹ O custo de abatimento da medida de baixo carbono é negativo em todo período, e varia de -5,5 US\$/tCO₂, em 2030, a -2,3 US\$/tCO₂ em 2050, com e sem contabilização dos gases CH₄ e N₂O. Em linhas gerais, percebe-se que a otimização da geração elétrica no setor sucroalcooleiro é uma medida custo-efetiva à taxa de desconto setorial, o que demonstra que a mesma é do tipo *no regret*.

Ainda que o cenário MTD3 apresente viabilidade econômica, constatou-se que o mesmo demanda significativos custos de capital e de O&M para sua implementação. A atual situação econômica do país levou a que o governo realizasse ajustes fiscais que dificultam o acesso a crédito por parte do setor. Esse aspecto influencia a realização de investimentos até mesmo 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.

Mais do que isso, existe assimetria no acesso ao crédito associado ao porte das empresas, o que inibe a realização de investimentos nas atividades de baixo carbono aplicáveis ao setor de etanol.

Finalmente, 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.

Para remover estas barreiras, foram propostos os seguintes instrumentos de política pública: i) concessão de condições facilitadas de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionadas ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e adoção das opções de baixo carbono propostas nas situações MTD1, MTD2 e MTD3; ii) desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, a rotas inovadoras de produção de biocombustíveis, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono, incluindo a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas destilarias de etanol; iii) diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas.

¹ Foi aplicada a métrica *Global Warming Potential* 100 Anos (GWP-100), contida no 5º relatório de avaliação (AR5), para contabilizar as emissões em dióxido de carbono equivalente.

FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O estudo apresentou opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) que podem ser implementadas no setor de fontes renováveis de geração elétrica, representado pelos segmentos hidrelétrico, eólico, solar fotovoltaico centralizado (FV), solar-térmico (CSP), bioeletricidade e de transmissão e distribuição (T&D) de eletricidade.

Inicialmente, a partir de um cenário REF, foram mapeadas MTD com custos e potenciais de abatimento que permitiriam a transição destas atividades para uma economia de baixo carbono.

Para o setor hidroelétrico, foi avaliada a penetração das seguintes MTD no cenário BC: i) instalação de turbinas hidrocínéticas; ii) implementação de usinas reversíveis; iii) repotenciação das usinas existentes.

A produção de hidreletricidade no cenário BC é de 671 TWh em 2050, o que representa incremento de 20% com relação ao cenário REF. Esse aumento é explicado pela introdução de turbinas hidrocínéticas e usinas reversíveis.

Quanto à potência instalada, observou-se que a geração hidrocínética é a que apresenta o maior potencial de crescimento (40 GW em 2050). Isso, porém, só ocorreria a partir de 2030, quando a tecnologia estará mais desenvolvida. No período 2020-2030, a repotenciação de hidrelétricas é a tecnologia que permitiria o maior crescimento da potência instalada, sem considerar a construção de novas hidrelétricas. Assim, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios acrescentaria 3,95 GW, e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios até 7,42 GW de potência instalada, ambas até 2025.

No tocante à geração de energia, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios acrescentaria 18.969 GWh, e a repotenciação pesada 35.792 GWh em 2025. As usinas reversíveis apresentaram a menor potência instalada e a menor geração de energia. Isso acontece porque a previsão de adição de 5 GW até 2040 visa apenas atender a ponta, gerando energia ao longo de apenas cinco horas diárias. Observando as emissões evitadas pela adoção do cenário BC, constatou-se que a geração hidrocínética apresenta o maior potencial de abatimento até 2050, com 547 MtCO₂e, seguida pela repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios, com 247 MtCO₂e, e pela implementação de usinas reversíveis, com 59 MtCO₂e. Todavia, ao analisar os custos de mitigação, constata-se que a repotenciação é a única tecnologia próxima da custo-efetividade.

As principais barreiras à implementação da repotenciação de usinas hidrelétricas são a remuneração pela garantia física, que não necessariamente aumenta com a repotenciação, e o fato de que ao aumentar a potência das usinas crescem os encargos sociais. Para removê-las, foram propostos os seguintes instrumentos de política pública: i) implementação de uma regulação específica para a remuneração da repotenciação; ii) realização de leilões específicos para potência adicionada; iii) estabelecimento do preço-teto para a contratação da repotenciação como serviço ancilar.

No que se refere ao setor eólico, que está em franca expansão em termos de capacidade instalada no país, o cenário REF apontou que a geração atingiria seu pico em 2030, quando se aproximaria de 34.000 GWh/ano. Por sua vez, a potência máxima instalada seria alcançada em 2050, com 10 GW. Foi enfatizado que seria esgotado o potencial eólico em que a eletricidade poderia ser gerada a

fatores de capacidade superiores a 35%. Esse potencial é exógeno ao modelo, e teve como base o Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), no qual o mesmo é mensurado a 50 metros de altura, com ventos superiores a 6 m/s e sistemas aerogeradores compatíveis.

O cenário BC foi construído a partir da revisão desses pressupostos, assumindo-se que: i) há um potencial eólico, atualmente, superior ao exposto por Amarante et al. (2001), uma vez que as tecnologias disponíveis atualmente conseguem extrair energia de ventos a alturas de 100 metros; ii) há um diferencial de geração eólica dado pela distinção entre a média tecnológica adotada no Brasil e a MTD no mundo. Assim, o cenário BC foi obtido a partir da estimativa do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura e considerando-se que, para a exploração desse potencial, são utilizados aerogeradores compatíveis com a MTD na atualidade para a extração de energia eólica a essa altura. Com a adoção do cenário, seria possível atingir uma geração máxima com recursos eólicos de 86.000 GWh/ano, enquanto a capacidade instalada da fonte atingiria 26.000 MW em 2050. Por fim, verificou-se que a adoção da MTD de aproveitamento eólico apresenta um potencial acumulado de mitigação de 246,6 MtCO₂e, com custo médio de 107 US\$/tCO₂ até 2050.

A implementação da MTD é inviável economicamente, e possui custos de capital significativos. O elevado custo de abatimento está relacionado com o nível de maturidade tecnológica, e com a necessidade de importação de componentes. Mais do que isso, responde aos altos custos de transação para obtenção de crédito visando cobrir os custos de capital. IEA/Irena (2015) aponta barreiras adicionais à disseminação da geração eólica no Brasil: i) falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte eólica; ii) inexistência de um marco regulatório claro para a fonte; atrasos nas permissões de planejamento e assentamento de usinas; iii) falta de adequação das permissões e; iv) licenças para a conexão das usinas ao *grid*.

Para remover as barreiras econômicas, faz-se necessário estabelecer um marco regulatório para o setor que seja previsível, confiável e compatível com objetivos ambientais e sociais. O modelo de contratação via leilões tem se mostrado bem-sucedido no sentido de contratar a fonte eólica, respeitando o princípio de modicidade tarifária. Entretanto, as contratações deixaram de ser regulares, o que gerou insegurança para o investidor. Dessa forma, é adequado que o país mantenha esse formato de contratação, porém se mostrando mais constante em termos de quantidade contratada de energia eólica, assegurando demanda ao investidor do setor. Em linha com ABDI (2012), sugere-se a realização de ao menos um leilão de reserva para garantir mercado, e um leilão do tipo A-3 ao ano para regularizar a oferta com a demanda das distribuidoras.

Adicionalmente, a implementação de instrumento de precificação de carbono, assim como limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis, seriam fundamentais para a viabilização econômica da configuração eólica proposta junto ao cenário BC. Por fim, são propostos os seguintes instrumentos de política pública visando a adoção da MTD: i) diminuição dos gargalos de infraestrutura, por meio da realização de investimentos em modais alternativos de transporte, em particular ferroviário, para locomoção de equipamentos de grande porte até as fazendas eólicas; ii) diminuição dos impostos de importação de componentes das torres eólicas; iii) diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; iv) realização de investimentos em P&D para aerogeradores mais aptos a operar nas condições brasileiras.

A avaliação dos potenciais e custos de abatimento da energia solar compreendeu as opções de geração fotovoltaica centralizada (FV) e solar-térmica (CSP).

No caso da energia solar FV, cumpre enfatizar que a opção é, em si mesma, uma tecnologia de emissão direta de GEE nula, para a qual não é possível a diferenciação entre tecnologias dos cenários REF e BC. Logo, as tecnologias nos cenários são as mesmas, no caso módulos de silício policristalino, tecnologia dominante no leilão de energia solar de 2014.

O cenário REF, relativo ao período até 2023, indicou uma expansão da geração FV de 890 MW, em 2017, a 4.890 MW em 2025. Essa projeção foi alinhada com o Plano Decenal de Expansão 2023 (PDE 2023), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014). Relativamente ao período entre 2026 e 2050, não se verificou a entrada adicional da fonte na matriz elétrica.

Cumpre enfatizar que os cenários foram construídos no MSB8000, que é um modelo de otimização da oferta de energia que, para fins do projeto, segue a ótica do menor custo total do sistema energético para atendimento da demanda de energia (LUCENA et al., 2016). Logo, o resultado demonstra que a geração fotovoltaica centralizada (FV) não é competitiva em um cenário REF, em função da desconsideração da adoção de políticas adicionais de mitigação como pressuposto do cenário (MCTIC, 2017w).

No cenário BC, a análise se restringiu a uma avaliação do custo de abatimento, comparando custos e emissões de usinas solar FV com o custo e as emissões médias do sistema elétrico, tal como representado pelo fator médio de emissão do *grid* brasileiro. Esta mesma metodologia também foi aplicada para tecnologia de geração solar-térmica (CSP). Os resultados indicaram a expansão da fonte, adicionalmente ao cenário REF, em 1.965 MWa (17,2 TWh) apenas em 2050. Tendo em vista a qualidade de irradiação solar regional, a expansão se deu apenas nas regiões Nordeste e Sudeste, com custo de abatimento elevado para o início do horizonte de projeção, que se reduz, contudo, diante do aumento do fator de emissão médio do *grid* brasileiro no período (MCTIC, 2017w), chegando a valores entre 84 US\$/tCO₂ em 2050.

Também foram construídos cenários REF e BC para a geração heliotérmica, ou geração elétrica com concentradores solares (CSP).

O cenário REF, para o horizonte até 2025, desconsidera a entrada de empreendimentos CSP para geração elétrica centralizada, dada a inexistência de planta em operação, em construção ou contratada. Em função dessa premissa, e da lógica de modelagem integrada aplicada para o sistema energético (MCTIC, 2017w), a linha base no horizonte de 2025 prolonga-se em circunstâncias similares também para o horizonte de 2050, ou seja, sem a presença de tecnologia CSP.

No cenário BC, foram avaliadas quatro MTD de geração elétrica CSP: i) planta CSP padrão, com cilindro parabólico de 50 MWe e 7,5 horas de armazenamento térmico (CSP-CP-50MW-7,5h); ii) usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor (CSP-CP-100MW-12h); iii) usina de cilindro parabólico de 30 MWe hibridizada com biomassa de jurema-preta, cujo sistema de hibridização tenha capacidade de até 30% do bloco de potência (CSP-CP-30MW-BIO); iv) usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto (CSP-TS-30MW-12h). Semelhantemente ao cenário REF, os resultados da simulação

não indicaram a entrada de tecnologia CSP no cenário BC. No entanto, foi possível calcular os custos e potenciais de abatimento das plantas analisadas:

- CSP-CP-50MW-7,5h – O custo é de 621 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 27,4 MtCO₂e;
- CSP-CP-100MW-12h – Custo de 301 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 55,1 MtCO₂e;
- CSP-CP-30MW-BIO – Essa usina apresenta fator de emissão de GEE nulo, portanto, sempre menor do que o fator médio de emissão do sistema elétrico brasileiro ao longo de todo o horizonte. Isso acontece porque esse tipo de MTD usa 100% de energia renovável, ou seja, irradiação solar direta e biomassa. O custo é de 145 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 89,4 MtCO₂e;
- CSP-TS-30MW-12h – Custo de 793 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 73,7 MtCO₂e.

As principais barreiras e instrumentos de política pública para difusão das tecnologias de aproveitamento solar são sintetizadas, conjuntamente, neste documento. A avaliação dos custos de abatimento demonstra que a geração fotovoltaica centralizada (FV) e solar-térmica (CSP) ainda não são competitivas em livre mercado. Mais do que isso, é alto o custo da energia gerada a partir dessas opções tecnológicas. Embora os custos de O&M sejam baixos, há pouca mão de obra qualificada para prestação do serviço no Brasil.

Por outro lado, os custos de investimento das duas opções de geração a partir do aproveitamento solar são altos, o que em conjunto com o baixo fator de capacidade resulta em custo nivelado de eletricidade significativo. Deve-se ainda levar em consideração o custo de instalação. Devido à falta de experiência, à baixa penetração e à falta de instituições de formação técnica na área solar FV e CSP, este custo se mostra relativamente mais alto que em mercados maduros. Em nível tecnológico, cumpre enfatizar que as células FV necessitam de *wafers* de silício de altíssima pureza, que não são fabricadas no país. No caso da tecnologia CSP, não há produção interna de componentes específicos para os concentradores solares. E, ao nível regulatório e de mercado, tem-se que o atual sistema de leilões de contratação de energia não considera as externalidades positivas associadas às tecnologias CSP e FV.

A remoção destas barreiras, com consequente potencialização dos cobenefícios associados, tais como a geração de emprego e renda associada à implementação das plantas e criação de conteúdo local de componentes de painéis FV e CSP, demanda a elaboração dos seguintes instrumentos de política pública: i) diminuição de alíquotas de importação de componentes e módulos de painéis FV e concentradores solares; ii) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; iii) obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de painéis FV e concentradores CSP; iv) adoção do sistema de bônus para serviços ancilares; v) promoção de leilões específicos de energia solar fotovoltaica, com inserção de critérios de conteúdo local de equipamentos; vi) promoção de leilões específicos para a tecnologia CSP com limitação da fração da energia gerada através de combustíveis de *backup*; vii) precificação de carbono a partir de 2025; viii) estabelecimento de limites de emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis.

Bioeletricidade compreende a geração elétrica a partir de biomassa, tipicamente resíduos agroindustriais e lenhosos.

No cenário REF, foi considerada usinas termelétricas (UTE) com capacidade de 30 MW, com caldeira de leito fixo que opera com condições de vapor de 65 bar e 480°C. Constatou-se que capacidade instalada cresceria até 2,9 GW em 2030, não havendo acréscimos de usinas a biomassa entre 2031 e 2050.

Assim como no cenário REF, consideraram-se UTE com capacidade de 30 MW no cenário BC. Como tecnologia, foi admitida uma caldeira de leito fluidizado cujo ciclo a vapor opera a 90 bar e 520°C, o que faria com que a UTE atingisse eficiência total de 32% (HOFFMANN, 2013). Relativamente à redução de emissão de GEE, para biomassa assumiu-se fator de emissão igual a zero, dado que, durante seu crescimento, a biomassa absorve o CO₂ que emite na combustão. As emissões de GEE de uma UTE a biomassa consistem, então, somente de emissões de CH₄ e N₂O.

A capacidade instalada projetada para o cenário BC se mostrou ligeiramente acima da capacidade do cenário REF devido ao aumento na eficiência da MTD, qual seja de 3,0 GW em 2030. Em seguida, o potencial e o custo de abatimento decorrentes da adoção de MTD foram calculados.

O primeiro não contabiliza as emissões de CH₄ e N₂O, pressupondo que seriam as mesmas para ambos os casos de combustão. Neste caso, o potencial acumulado é de 2,4 MtCO₂. O segundo contabiliza as emissões de CH₄ e N₂O, assumindo que seriam inferiores em caldeiras de leito fluidizado devido ao fato de as caldeiras realizarem uma combustão mais completa. O potencial de mitigação é de 14,5 MtCO₂e. Os custos de abatimento no primeiro e segundo casos são de 104,9 US\$/tCO₂ e 74,5 US\$/tCO₂, respectivamente.

Constatou-se uma introdução apenas incremental da geração elétrica nos cenários REF e BC. Esse resultado pode ser explicado pela existência de inúmeras barreiras à difusão de UTE a biomassa. Regra geral, o setor do agronegócio tende a ser conservador e pouco familiarizado com oportunidades e benefícios decorrentes da valorização de biomassa por meio da geração de energia elétrica. Assim, frequentemente, as palhas e outros coprodutos agrícolas não são coletados no campo, e os resíduos agroindustriais são processados em sistemas de baixa eficiência em caldeiras de baixa pressão e temperatura com elevada extração de vapor.

Para melhorar o entendimento e a compreensão dos atores privados e tomadores de decisão, é importante desenvolver programas de informação sobre dados técnicos e custos associados a cadeias de conversão de biomassa, assim como identificar os principais entraves tecnológicos e estratégias para os superar.

É também relevante salientar os benefícios ambientais e socioeconômicos decorrentes da implementação de tecnologias avançadas, sobretudo a criação de novos postos de trabalho em regiões rurais e geração de maior valor agregado mediante o uso produtivo de biomassa.

A implementação de cadeias de valorização de biomassa requer mão de obra qualificada no setor agrícola, e especialistas em processos industriais de conversão de cadeias avançadas de biomassa. Nessa ótica, a União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica) e o governo do estado de São Paulo iniciaram, em 2009, um programa para valorizar as melhores práticas trabalhistas agrícolas, denominado Projeto RenovAção. Trata-se de um programa de treinamento que prevê a formação de trabalhadores rurais para novas funções nas próprias usinas ou direcionados para outras atividades da economia.

Outros programas semelhantes deveriam ser promovidos para a formação de técnicos qualificados em processos bioquímicos e termoquímicos de conversão de biomassa.

A opção de geração elétrica a biomassa demonstrou-se inviável economicamente. Ademais, demanda a realização de significativo volume de investimento para implementação das UTE. Duas medidas transversais de incentivo a fontes renováveis de geração de eletricidade poderiam auxiliar na remoção destas barreiras: i) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; ii) precificação de carbono a partir de 2025.

Em nível regulatório, é preciso incentivar a realização de leilões específicos, com preços-teto diferenciados, para UTE a biomassa. Em seguida, é preciso sinalizar que serão implementados limites de emissões para a geração termelétrica a combustíveis fósseis.

Por fim, é preciso garantir o suprimento da biomassa para as UTE contratadas nos leilões, por meio de: i) fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; ii) elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre produtores agrícolas, cooperativas de coleta de biomassa e UTE, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital nas plantas industriais.

Por fim, foi avaliado o potencial de redução de emissões de GEE decorrente da efficientização dos sistemas de T&D de energia elétrica.

O estudo apresentou as principais tecnologias para aumentar a eficiência dos sistemas de T&D. No cenário BC, foi considerada a implementação do sistema de sincrofasores (PMU) nas linhas de transmissão, e nos sistemas de distribuição foi avaliada a instalação de medidores inteligentes.

Dentre as tecnologias descritas, a tecnologia de sincrofasores apresenta potencial acumulado de abatimento de 3,1 MtCO₂ até 2050 e custo de 1.030 US\$/tCO₂. A tecnologia de medidores inteligentes é a que apresenta o maior potencial de economia de energia, que se reflete em redução nas emissões de 15,4 MtCO₂ acumulados até 2050, porém a alto custo, qual seja de 24.185 US\$/tCO₂. Apesar disso, pode compensar pela redução significativa das perdas não técnicas e dos custos com equipe e deslocamento para manutenção das redes de distribuição.

Adicionalmente, foram definidas políticas públicas para o incentivo da implantação das medidas tecnológicas mencionadas. Mostrou-se uma análise das características e oportunidades que as atividades de baixo carbono poderiam trazer para os sistemas de T&D. Destaque-se que, na abordagem empregada, interpretou-se que melhorando a eficiência desses sistemas, ou seja, diminuindo os níveis de perdas de energia, haveria abatimento das emissões de GEE relacionadas. Da mesma forma, foram apresentadas as principais barreiras de mercado que dificultam a participação em níveis razoáveis dessas tecnologias. Destacaram-se barreiras econômicas, ora refletidas nos custos de abatimento.

A partir das barreiras levantadas, os instrumentos propostos foram: i) desenvolvimento de sistemas-piloto de sincrofasores nos quais todos os componentes do sistema (PMU, PDC, protocolos de comunicação e aplicativos) possam ser testados; ii) fomento à realização de estudos sobre tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência; iii) realização de cursos

de formação técnica que permitam que profissionais brasileiros adquiram capacidade de desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados aos sistemas PMU e redes inteligentes; iv) fortalecer o Inmetro como agente-indutor da implementação e verificação de cumprimento de padrões de O&M dos medidores inteligentes; v) criação de regimes especiais de tributação para medidores inteligentes; vi) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; iii) obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de sincrofasores e medidores inteligentes.

ÓLEO E GÁS NATURAL

Esta seção sumariza o relatório do setor de óleo e gás natural, representado pelos segmentos de extração e produção (E&P) de óleo e gás natural (*upstream*) e refino de petróleo (*midstream*).

O estudo tratou de instalações energéticas (centros de produção de energia primária e centros de transformação de energia, segundo a terminologia do Balanço Energético Nacional – BEN), o que não é igual a tratar de emissões derivadas da combustão de hidrocarbonetos. Isso significa que não são abordadas emissões do consumo de energia final na economia brasileira, mas da parcela de emissões de gases de efeito estufa (GEE) derivadas das instalações energéticas. Nesse particular, demanda energética e emissões associadas à instalações de E&P de óleo e gás natural e refinarias de petróleo.

Apresentou, inicialmente, um cenário de referência (REF) para o setor de óleo e gás natural, a partir do qual foram apresentadas as melhores tecnologias disponíveis (MTD) com seus custos (US\$/tCO₂e) e potenciais de redução de emissões (tCO₂e) correspondentes, ora compreendidas no cenário de baixo carbono (BC). Finalmente, foram propostos instrumentos de política pública que potencializariam, por meio da remoção de barreiras existentes, a implementação das MTD.

O cenário REF apresenta características de base de mercado, sem maiores mudanças qualitativas e que mantém o ritmo natural de incorporação de tecnologias no setor. Ou seja, a principal característica desse cenário é contextualizada pela manutenção de tendências setoriais já em curso, não havendo alterações estruturais no horizonte de análise. Por sua vez, o cenário BC aplica MTD com o objetivo de reduzir as emissões de GEE.

No cenário REF, foi considerado que a produção do pré-sal é viabilizada somente se o CO₂ contido nos campos for capturado e armazenado *offshore*. Dessa forma, o alto teor de CO₂ contido no gás natural do pré-sal não foi contabilizado como fonte de emissão. Sendo assim, as maiores fontes de emissão no setor de E&P são a tocha constante do *flare* e o gás ventilado nos tanques de armazenamento de óleo. Para mitigar emissões dessas fontes, foi avaliada a custo-efetividade da instalação de piloto de ignição de *flare* e a instalação de unidades de recuperação de vapor em tanques de armazenamento, respectivamente. Além disso, existem outras ações menores que contribuem para a redução de emissão de GEE por meio da redução das emissões fugitivas na plataforma, como inspeção e manutenção de conexões de equipamentos, e melhoria nas selagens e no invólucro dos compressores. Essas medidas possibilitam redução de emissões de 415 MtCO₂ até 2050. Quando comparadas às emissões do cenário REF para todo o período, observa-se uma possibilidade de redução máxima das emissões de 19% em 2030.

No caso do setor de refino, as principais medidas de baixo carbono mapeadas foram: substituição de combustíveis líquidos por gasosos; modernização de equipamento e do sistema de *flare*; implementação de sistemas de controle de processos e integração energética; instalação de turboexpansores; e recuperação de potência na unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC). O potencial total de redução de emissões derivado da adoção dessas MTD, até 2050, é de 343 MtCO₂, o que corresponde a aproximadamente 17% de desvio em relação ao cenário REF.

Em termos de custos, é possível identificar que o maior potencial se encontra nas medidas de custo intermediário, entre 10 e 50 US\$/tCO₂. Não obstante, considerando que as medidas representam economias de combustível/eletricidade para a refinaria, seu custo de abatimento líquido (descontando-se a receita do combustível/eletricidade economizado) pode se reduzir significativamente. Considerando os preços de combustíveis de US\$ 11,9/GJ para gás natural, US\$ 13,7/GJ para óleo combustível e preço zero para gás combustível e coque de petróleo, obteve-se que a receita adicional das medidas com economias de combustível situa-se entre 70 e 260 US\$/tCO₂, o que torna uma parcela significativa das medidas com custo de abatimento nulo ou negativo.

Pôde-se verificar que o setor de E&P tem espaço para redução de emissão de GEE, todavia necessita de instrumentos de política pública que removam as barreiras para viabilizá-la. No caso da redução de emissões fugitivas, instrumentos regulatórios como o estabelecimento de padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência para os equipamentos da plataforma e a aplicação de metas de redução de emissões de GEE específicas para o setor podem ser uma solução.

Entretanto, para o caso da extinção da tocha constante de *flare*, uma política mandatória de redução de GEE pode não surtir o mesmo efeito. Devido à questão da segurança, é mais eficaz uma política focada em P&D para aumentar o conhecimento e a segurança do setor sobre o piloto de ignição de *flare* a ser instalado. A construção de uma plataforma-piloto pode ser uma das soluções de P&D desenvolvidas nesse sentido. Somente a partir disso é que poderiam ser estabelecidos limites de emissões de queima em *flare* pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), considerando a instalação de piloto de ignição. Finalmente, é importante que se desenvolva uma certificação de plataformas que possa comparar as unidades produtoras entre si e possibilite a busca das melhores práticas que resultem em menor emissão.

No setor de refino, devem-se enfatizar instrumentos que promovam a introdução de ações de eficiência energética. Instrumentos regulatórios são preferenciais, como o estabelecimento de padrões máximos de eficiência e a criação de programas de certificação associados com mecanismos econômicos, por exemplo, incentivos mediante linhas de crédito voltadas para atividades que reduzam emissões de GEE e criação de fundos de eficiência energética e descarbonização. Importante vetor da eficiência energética seria a criação do “Selo de Eficiência Industrial” para etiquetagem de plataformas e refinarias. Além disso, poderia ser criado um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor e tornada obrigatória a realização de inventário de equipamentos industriais.

Transversalmente, é importante vincular a concessão de crédito ao setor a contrapartidas que permitam transparência e efetivação de atividades de baixo carbono. É importante vincular o acesso a financiamento à realização de auditorias energéticas e à discriminação das emissões nos inventários corporativos ao nível das instalações industriais.

TERMELÉTRICAS E TERMONUCLEARES

O estudo apresentou opções de mitigação de GEE que podem ser implementadas na mineração de carvão, em termelétricas convencionais (carvão, gás natural e óleo) e nas termonucleares.

A partir de um cenário REF, foram mapeadas MTD com custos e potenciais de abatimento que permitiriam a transição destas atividades para uma economia de baixo carbono.

Para o setor de carvão mineral, o relatório mostrou que as emissões de GEE mais relevantes se originam nas atividades de mineração em minas subterrâneas. Portanto, as medidas de abatimento se concentram geralmente nessa atividade. Três medidas foram apresentadas: i) drenagem de CH_4 com combustão em *flare*; ii) drenagem de CH_4 com uso em motores de combustão interna e geração de energia elétrica; e iii) remoção de CH_4 do ar de ventilação. Todavia, somente a última dessas tecnologias foi considerada disponível no Brasil, dada a falta de atividades relacionadas à drenagem do gás, que se explica pelo fato de as minas a carvão no Brasil apresentarem emissões de CH_4 muito baixas (SILVA et al., 2010). Porém, os resultados evidenciam que as opções de drenagem de CH_4 permitem abater essas emissões a um custo menor.

Enquanto o custo de abatimento para remoção do metano do ar de ventilação foi definido em 33 US\$/tCO₂e, o abatimento por meio da instalação de sistema de drenagem de CH_4 poderia ser realizado a um custo de 24 US\$/tCO₂e e a um custo de 14 US\$/tCO₂e, aplicando a opção de geração de energia elétrica a um motor a gás.

Vale ressaltar que os custos de abatimento foram determinados presumindo valores padrão de emissões em minas subterrâneas. Como o estudo de Silva et al. (2010) indicou que as minas brasileiras apresentam fatores de emissão muito inferiores aos fatores padrão do IPCC, as medidas de emissão poderiam ser mais caras. Estudos que determinam melhor os fatores de emissão das minas brasileiras estão atualmente em andamento (PIRES, 2014) e podem permitir análises mais precisas no futuro.

Na mineração, as emissões esperadas para o ano 2050 atingiriam cerca de 9,7 MtCO₂e para o cenário REF e 7,7 MtCO₂e para o cenário BC, sem redução de CH_4 no ar de ventilação. Com redução de CH_4 no ar de ventilação, as emissões no setor de mineração poderiam ser reduzidas até 1,5 MtCO₂e.

As principais barreiras identificadas para implementação das atividades de baixo carbono no setor de mineração foram a inexistência de limites de emissões e a ausência de viabilidade econômica. Para removê-las, faz-se necessário elaborar instrumentos regulatórios e econômicos, dentre os quais podem ser destacados: i) estabelecimento de limites de emissão para a mineração de carvão; ii) criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”;

iii) obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas, como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento.

O cenário de expansão da geração elétrica a carvão contempla as opções de uso de carvão nacional de minas a céu aberto e minas subterrâneas e de carvão importado. As análises mostraram que o uso de carvão nacional de minas a céu aberto representa a opção de menor custo (medido pelo custo nivelado de energia – LCOE), seguido pelo uso do carvão importado. O uso do carvão nacional de minas subterrâneas se apresenta como opção mais cara. A modelagem da expansão da geração a carvão escolheu sempre a fonte de menor custo até chegar ao seu limite de expansão.

Para o abatimento de emissões de GEE, foram analisados os efeitos das seguintes medidas: aplicação de caldeiras supercríticas e cocombustão de biomassa. A análise do custo de abatimento mostrou que o carvão nacional de minas a céu aberto oferece as possibilidades de abatimento de menor custo, seguido pelo carvão importado. As opções mais caras são aquelas que se aplicam a empreendimentos de carvão nacional de minas subterrâneas. Ou seja, o aumento do custo de abatimento segue a mesma estrutura que o aumento do LCOE. Ademais, a análise evidenciou que a medida da cocombustão de biomassa apresenta, para todos os casos, a opção menos custosa.

Vale ressaltar que o uso do carvão nacional com biomassa permite redução maior de GEE que o carvão importado, dado que esses empreendimentos operariam com uma fração maior de biomassa. Dessa forma, dependendo das políticas climáticas, a combustão de carvão nacional de minas subterrâneas poderia se tornar mais interessante que o uso do carvão importado. Porém, nesse contexto, uma análise integrada com o setor de mineração se torna necessária, considerando que as emissões de GEE da mineração subterrâneas podem ser significativas, o que pode comprometer o efetivo potencial de mitigação dessa opção tecnológica.

Podem ser destacadas como principais barreiras à implementação das medidas avaliadas neste estudo a ausência de viabilidade econômica e a inexistência de padrões de eficiência e/ou de emissões para termelétricas. Do ponto de vista tecnológico, a cocombustão apresenta a necessidade de P&D para atingir maturidade comercial, enquanto a introdução de ciclos de maior eficiência, como os supercríticos, depende da importação de tecnologia.

Dessa forma, os principais instrumentos propostos para remover essas barreiras são: i) descomissionamento de termelétricas; ii) estabelecimento de limites de emissão para UTE a combustíveis fósseis; iii) estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; iv) criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; v) criação de leilões específicos com preços-teto diferenciados para UTE que operam com biomassa; vi) fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; vii) P&D visando a criação de uma indústria nacional de caldeiras supercríticas.

As principais opções de mitigação para térmicas a derivados de petróleo e gás natural se dividem em duas categorias: aumento da eficiência e substituição do combustível.

Na primeira linha estão instalação e recuperação de calor de baixa qualidade (WHRS) e introdução de plantas de ciclo combinado flexível. Juntas, podem contribuir com a redução de cerca de 27 MtCO₂

até 2050. Além disso, ambas as opções apresentam custos de abatimento fortemente negativos, devido à economia no consumo de combustível.

As barreiras para implementação dessas medidas dizem respeito principalmente ao investimento adicional e à inexistência de um padrão de eficiência para as termelétricas. No caso específico de térmicas flexíveis, as vantagens não valoradas pelos serviços ancilares também devem ser destacadas. Para removê-las, é fundamental: i) estabelecer padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; ii) criar a linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; iii) oferecer incentivos ao pagamento por serviços ancilares.

As medidas do setor elétrico que visam à substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis líquidos apresentaram custos de mitigação positivos da ordem de 40 US\$/tCO₂, para o *blend* de biodiesel, e acima de 400 US\$/tCO₂, para o uso de etanol em turbinas a gás. Juntas, essas medidas podem reduzir até 47 MtCO₂, até 2050, nas configurações de menor custo.

Os principais instrumentos de políticas associados a essas medidas visam atacar a inexistência de equipamentos dedicados ao consumo de biocombustíveis para geração elétrica e a inviabilidade econômica, dada pela diferença de preços entre os combustíveis alternativos e os convencionais, por meio de linhas de P&D. Em especial, no caso do uso de etanol, essa diferença de preço é o principal motivo da inviabilidade econômica dessa medida.

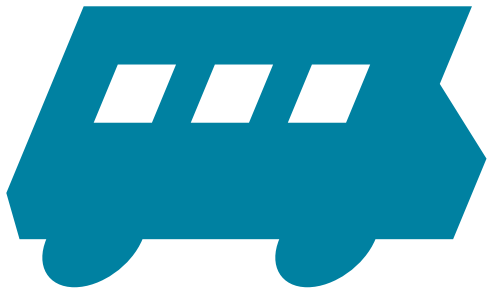
No entanto, deve-se destacar que a análise realizada neste estudo é estático-comparativa no sentido de que, em cenários de baixo carbono, a competitividade de biocombustíveis em relação a combustíveis fósseis pode ser favorecida pela introdução de um custo-carbono na economia.

Por fim, este estudo avaliou o papel das termonucleares em um cenário de baixo carbono no Brasil. Apesar de poder ser caracterizada como opção de baixo carbono, dado que não emite diretamente GEE, o cenário REF não apresentou expansão de usinas termonucleares (UTN) no Brasil. O principal motivo é o seu alto custo, especialmente relativos ao descomissionamento e aos custos relativos ao maior tempo de construção observados.

Apesar dessa situação, entende-se que a aplicação da energia nuclear é interessante em um cenário de baixo carbono. Foram avaliadas duas possibilidades: o repotenciamento de usinas existentes e a instalação de novas usinas nucleares com reator AP1000. Conforme mencionado, o investimento em novas usinas nucleares não se mostrou opção de mitigação com viabilidade econômica. No entanto, com sensibilidade quanto ao tempo de construção e no investimento específico (US\$/kW) de novas usinas, foi demonstrado que tais usinas podem ter um papel, caso essas barreiras sejam devidamente contornadas.

A repotenciação das usinas existentes se mostrou como oportunidade de geração elétrica de baixo custo, o que resulta em custo de abatimento fortemente negativo (-700 US\$/tCO₂). No entanto, é preciso destacar que não foi realizada avaliação criteriosa da viabilidade técnica da implementação dessa opção nas usinas em Angra.

De forma geral, a principal barreira para a implementação de novas usinas nucleares e para a repotenciação das usinas existente são as dificuldades regulatórias e de licenciamento. Por esses motivos, os grandes períodos envolvidos em concepção, projeto, liberação de todas as licenças e relatório dos órgãos regulatórios se apresentam como grande barreira à energia nuclear. De certa forma, tais barreiras são inerentes ao setor, de modo que sua alteração não é um processo trivial. Essa realidade faz que o custo dos projetos no Brasil supere, e muito, as estimativas internacionais de custos de investimentos para térmicas nucleares.



Transportes

TRANSPORTES

A migração do cenário de referência (REF) para o cenário de baixo carbono (BC) no setor de transportes permitiria a redução em 30% do consumo energético do setor e, no caso do cenário baixo carbono com inovação (BC+I), o percentual de redução do consumo alcançaria 36% em 2050. Do ponto de vista de emissões de gases de efeito estufa (GEE), a redução, em relação ao cenário REF, é de 36% no cenário BC e de 41% no cenário BC+I.

O potencial total de abatimento das medidas comercialmente disponíveis avaliadas no cenário BC é da ordem de 2,1 GtCO₂, no horizonte 2050, a um custo total de R\$ 202 bilhões para taxa de desconto de 8% ao ano e de R\$ 90 bilhões para taxa de 12%. As medidas que demandam menores esforços para implementação são as focadas em melhorias incrementais em ônibus, tornando-os 30% mais eficientes, as quais apresentam custo marginal negativo e representam cerca de 10% do potencial total de abatimento. Cerca de 56% das medidas analisadas apresentam custos marginais de abatimento abaixo de US\$ 50/tCO₂, para taxa de 8%, e juntas apresentam potencial de abatimento acumulado de 1,2 GtCO₂. Quanto a medidas de mudança modal, destacam-se as relacionadas à mobilidade urbana: migração do transporte individual para transporte coletivo – ônibus BRT (*bus rapid transit*) e metrô, cujo custo total de implementação é de cerca de US\$ 45 milhões, à taxa social.

De fato, a utilização de novas tecnologias e a gestão de tráfego serão decisivas para a redução das emissões do setor de transportes. A corrida à mobilidade sustentável é global, de modo que adiar essas iniciativas poderá condenar o setor à insustentabilidade. A infraestrutura molda a mobilidade, porém nenhuma transformação ocorrerá sem o sustentáculo de uma rede articulada de *stakeholders*. Em geral, o investimento em infraestrutura de transporte contribui para o crescimento econômico, criando riqueza e emprego, incrementando as trocas comerciais, a acessibilidade geográfica e a mobilidade. Todavia, deve ser planejado de forma a maximizar as externalidades positivas e os possíveis cobenefícios, bem como minimizar as externalidades negativas, principalmente sobre o meio ambiente.

A análise do espectro de instrumentos de políticas públicas necessários para implementar os cenários de baixo carbono requer o diagnóstico preciso dos problemas e a identificação dos objetivos a serem alcançados. É necessário, portanto, esclarecer quais são os obstáculos que devem ser enfrentados, aspecto fundamental para que ocorra uma transição de baixo carbono no setor. No Brasil, as autoridades enfrentam desafios que incluem restrições orçamentárias, resistência política, barreiras administrativas e legais, além de oposição por parte da opinião pública. Outras barreiras gerais que se apresentam são restrições físicas, capacidade institucional e questões jurisdicionais.

Nesse sentido, políticas públicas no setor de transportes desempenham papel fundamental na formação e no rumo do mercado e, portanto, devem ser bem planejadas, tendo em vista que podem distorcer decisões em favor de modais menos eficientes, por exemplo, via subsídios a combustíveis fósseis ou até mesmo pela falta de informação sobre demais opções de transporte, cadeia de fornecimento e condições de financiamento.

As restrições financeiras manifestam-se pelos altos custos iniciais, ou de capital, necessários para infraestrutura, ferramentas de gestão da demanda e programas de eficiência energética. Historicamente, o financiamento tem sido destinado, predominantemente, para a construção e manutenção de estradas por meio de impostos gerais ou receitas específicas, como impostos sobre combustíveis. Desse modo, os projetos têm sido tradicionalmente financiados com verbas públicas, embora não se possa deixar de destacar o crescente papel de bancos multilaterais e instituições financeiras na diluição dos riscos do setor. Atualmente, países e bancos têm percebido a necessidade crescente de soluções mais eficientes e têm direcionado seus financiamentos para o desenvolvimento de modais ferroviários e hidroviários, bem como para o transporte público e para a infraestrutura para caminhar e andar de bicicleta nas cidades.

Para alcançar maior eficiência no transporte, diversas abordagens seriam possíveis – por exemplo, tratar da eficiência da frota existente de automóveis. Todavia, seria antiprático e custoso aumentar a eficiência dos veículos em circulação ao mesmo tempo em que a frota de veículos se renova em um intervalo de tempo em torno de dez a quinze anos, o que favorece uma política voltada a novos entrantes.

No transporte de cargas, há opções que aumentam a eficiência do setor e contribuem para a mitigação de GEE. Além de medidas incrementais na frota de caminhões, como melhorias na aerodinâmica, nos motores, na redução de massa etc., sucateamento e incentivos a mudança modal entre o transporte rodoviário e o ferroviário são essenciais para alcançar bons resultados. Uma das principais barreiras para o desenvolvimento da logística nacional está relacionada com deficiências encontradas na infraestrutura de transportes. Problemas de logística afetam a competitividade, principalmente no modal ferroviário, tendo em vista a existência de um *lock-in* na infraestrutura rodoviária brasileira, o que acaba desestimulando o transporte por outros modais. Atualmente, há gargalos físicos e operacionais no transporte ferroviário que precisam ser superados: as locomotivas apresentam idade média avançada e encontram-se barreiras tarifárias na aquisição de equipamentos no exterior. Além disso, ressalta-se a baixa disponibilidade de terminais multimodais, o que sinaliza a falta de integração entre os modais no país, principalmente em portos e aeroportos.

Para a modernização das ferrovias, de modo a incentivar a mudança modal, é necessário um modelo de financiamento que permita reduzir o custo médio de capital e que viabilize investimentos privados. A recuperação e a construção de alternativas aos trechos críticos devem ocorrer por meio de parcerias público-privadas, a fim de que sejam superados os gargalos de infraestrutura e aumente a eficiência operacional.

Os órgãos reguladores da atividade ferroviária devem ser responsáveis por criar regras que propiciem o investimento das concessionárias em fatores que melhorem a eficiência do modal, dado que não se podem esperar novos investimentos e melhoria de um sistema que não ofereça perspectivas de saúde financeira para seus operadores. Para estimular a realização de investimentos em

modernização e expansão das ferrovias nacionais, é necessário tomar medidas no sentido de não onerar os investidores, como redução de impostos, principalmente para máquinas, equipamentos e outros ativos de uso exclusivo do modal.

Ademais, o governo deveria ressarcir os investimentos em superestrutura feitos pelas concessionárias de forma a não deteriorar o sistema ferroviário ao final do período de concessão. Nesse âmbito, as *commodities* que apresentam maior peso na matriz de transporte de carga e conformidade com o transporte de longas distâncias (devido ao seu alto volume e baixo valor agregado) são o minério de ferro e a soja, o que sinaliza as regiões de maior potencial de expansão da malha, quais sejam: Minas Gerais e Pará, para o transporte de minério de ferro, e Mato Grosso, para o transporte de soja. Assim, seria possível o escoamento de grande parte da produção por trens e consequente redução da tradicional dependência de caminhões.

Outra importante opção de mitigação de GEE no setor de transportes nacional é o incentivo à mudança modal entre automóveis e transporte público, principalmente ônibus urbanos. As barreiras existentes para que haja avanço na mudança modal passam pela falta de disponibilidade de transporte público adequado e de qualidade para a população, o que reduz a produtividade em vista de maiores tempos de deslocamentos, bem como por aspectos culturais, em que se destaca a dependência social a automóveis. Nesse sentido, percebe-se uma falta de crença no valor da educação para a mudança comportamental da população, o que cria oposição ao possível aumento dos custos de transporte e de restrições de estacionamentos em determinados locais das cidades.

Outras barreiras importantes são o suporte regulatório insuficiente e a falta de capacitação no tocante ao conceito de mobilidade urbana sustentável, o que resulta numa visão simplista do termo “urbano”, sem reconhecer que as decisões de investimentos têm grande impacto no comportamento das viagens dos cidadãos. Utilização inadequada dos recursos, subaproveitamento de modais, falhas na sinalização de preços, falta de informação aos usuários e não inclusão da mobilidade urbana na agenda política são aspectos que devem ser corrigidos pela administração das metrópoles brasileiras.

A principal forma de superar tais barreiras é a total implementação do Plano Nacional de Mobilidade Urbana, cujas diretrizes estão voltadas para a mudança transformacional em vez de intervenções que reforçam as tendências de mobilidade existentes centradas na propriedade e no uso de veículos motorizados particulares.

Os instrumentos de gestão de demanda aplicados nas cidades com mais de 300 mil habitantes podem vir a contribuir para a efetiva mudança modal de veículos particulares para o transporte público de massa. Dentre eles, destacam-se a restrição e o controle de acesso de veículos motorizados, principalmente em centros urbanos, por meio da implantação de pedágios urbanos, cuja receita deve ser aplicada exclusivamente em infraestrutura urbana de transporte público coletivo e transporte não motorizado (substitutos do transporte individual) e para o financiamento do subsídio público de tarifas.

Em paralelo, deve-se aperfeiçoar a fiscalização referente à atual qualidade do transporte público, de maneira a exigir critérios mais transparentes e objetivos de produtividade e eficiência que justifiquem as tarifas cobradas. Estipular padrões, monitoramento e controle de poluentes também pode contribuir para a redução do tráfego de veículos em pontos específicos das cidades.

Em termos de incentivos à mudança comportamental da população, as autoridades locais devem ser obrigadas a informar, de forma gratuita e acessível, os pontos de embarque e desembarque, itinerários, horários, tarifas e modos de interação com demais modais, pois se trata de um direito do usuário, o que pode ser facilmente alcançado por meio da criação de uma plataforma virtual (aplicativo para *smartphones*).

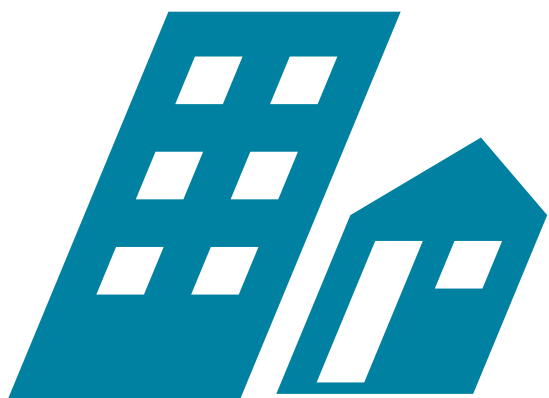
Por fim, vislumbra-se como alternativa à redução do tráfego a elaboração de uma política de engajamento social que vise coordenar ações entre os principais produtores de tráfego locais, isto é, empresas, escolas, hospitais, escritórios governamentais e universidades, no intuito de elaborar planos de viagem, abrir a possibilidade de realizar trabalho de casa e sugerir os modais adequados para os diferentes destinos.

Outra importante opção para alcançar mais altos níveis de eficiência é incentivar a inserção de automóveis híbridos, automóveis a bateria e automóveis *plug-in flex* na frota nacional. No entanto, há uma série de barreiras que, muitas vezes, têm de ser superadas antes da implementação de medidas para promover a mobilidade em direção à eletrificação da frota. Dentre elas, destacam-se os altos custos dessas novas tecnologias, muito explicado pela necessidade de escassos recursos naturais para a produção de componentes, como baterias, o que esbarra em restrições financeiras de agentes públicos e privados. Nesse sentido, insegurança jurídica e regulamentações insuficientes desempenham papel fundamental. A infraestrutura convencional ainda não está adaptada para uma transição em direção ao transporte eletrificado, de modo que há insuficientes postos de recarga elétrica padronizados, por exemplo. Por fim, cabe ressaltar a falta de experiência na implantação de instrumentos de planejamento pertinentes à integração da mobilidade elétrica no Brasil.

Os instrumentos de políticas públicas que podem ajudar a resolver esses problemas passam por medidas em nível federal e local. Primeiramente, o suporte a programas de P&D continua sendo essencial a fim de garantir automóveis com maior autonomia, dirigibilidade e baterias menos onerosas. Muitos países estão implementando mecanismos de apoio em nível nacional para incentivar o uso de veículos de baixa emissão ou emissão zero.

No curto prazo, são necessários investimentos da indústria automobilística e oferta atraente para usuários, na maioria das vezes, com isenção de impostos. No entanto, mesmo com incentivos nacionais, a adoção de veículos elétricos pode não ser atraente. O processo de eletrificação veicular precisa ser considerado a partir de uma perspectiva mais ampla, incluindo uma abordagem multimodal, de modo a integrar ônibus, motocicletas e trens elétricos com os automóveis. Assim, os governos devem auxiliar cidades e regiões no desenvolvimento de modelos de negócio sustentáveis que contribuam para melhorias na infraestrutura necessária para a adequada circulação de veículos elétricos.

As autoridades locais podem desempenhar papel de apoio, principalmente, na fase inicial de implantação das políticas. Para superar tais desafios, existem medidas disponíveis às autoridades locais que podem ser utilizadas para complementar os incentivos em nível nacional, como criação de zonas de baixa emissão, táxis elétricos, engajamento da nova geração, assim como modelos de negócio baseados na economia compartilhada.



Edificações

EDIFICAÇÕES

Este sumário tem por escopo o setor de edificações, que abrange os segmentos residencial, comercial e serviços, e público.

O cenário referência (REF) apresenta características de base de mercado, sem maiores mudanças qualitativas e que mantém o ritmo natural de incorporação de tecnologias no setor. Esse cenário observa a manutenção de tendências setoriais já em curso, não havendo alterações estruturais no horizonte de análise. O cenário baixo carbono (BC) busca incorporar programas, políticas públicas, ações e estratégias que podem ser desenvolvidas no setor com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Nesse caso, são avaliadas eficiência energética, troca de equipamentos, substituição de combustíveis e geração distribuída fotovoltaica. O cenário baixo carbono com inovação (BC+I) avalia, adicionalmente ao cenário BC, a possibilidade e os impactos da inserção do conceito de edificações sem consumo de energia da rede (*zero energy buildings* – ZEB) no setor de edificações.

No cenário BC, identificou-se um potencial técnico de abatimento de aproximadamente 1,2 bilhão de toneladas de CO₂ acumulado até 2050. Esse potencial equivaleria a uma redução de 42% em relação à trajetória de emissões do cenário REF. No cenário BC+I, identificou-se um potencial técnico de redução no consumo de energia, em 2050, de 45%, que implica redução adicional nas emissões de 7 MtCO₂ para todo o período.

De maneira geral, as atividades de baixo carbono no setor de edificações têm alto custo e potencial de mitigação de emissões limitado. Altas taxas de desconto e baixo fator de utilização das tecnologias contribuíram para esse resultado, que também é impactado pelo baixo fator de emissão do *grid* brasileiro. A maior atratividade das atividades de baixo carbono, em termos de custos, está na efficientização de aquecedores, fogões a gás natural (GN) e a gás liquefeito de petróleo (GLP), no setor residencial, e iluminação, no setor comercial e serviços.

Em termos de potencial de abatimento acumulado até 2050, é interessante notar que três opções de mitigação respondem por cerca de 73% de todo o potencial acumulado de redução de emissões. A principal atividade de baixo carbono é a efficientização da climatização, cujo potencial é de 521 milhões de toneladas de CO₂ até 2050. A introdução de painéis fotovoltaicos é a segunda opção de abatimento em termos de potencial acumulado, atingindo 219 milhões de toneladas de CO₂ até 2050, com destaque para a região Sudeste, onde o potencial de mitigação associado com a implementação da tecnologia é de 145 milhões de toneladas de CO₂. A terceira principal opção de mitigação é a efficientização de fogões a GLP, que resultou em um potencial de 201 milhões de toneladas de CO₂ até 2050.

Em seguida, foram identificadas barreiras à implementação das atividades de baixo carbono mapeadas e propostos instrumentos para superá-las. No tocante à efficientização da climatização, foram identificadas barreiras relacionadas a: i) dificuldade de acesso e custo do crédito para aquisição de equipamentos; ii) ausência de viabilidade econômica; iii) competição com investimentos alternativos; iv) defasagem dos padrões de eficiência do Selo Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica); v) falta de mão de obra especializada para instalação, monitoramento e manutenção de sistemas centralizados de climatização; vi) *lock-in* tecnológico das edificações; vii) desconhecimento dos benefícios da eficiência energética.

Para removê-las, tornando possível a redução de emissões acumuladas pelas medidas, foram propostos os seguintes instrumentos de política pública:

- Revisão dos padrões de eficiência energética do Selo Procel e criação das categorias A+ e A++;
- Financiamento a taxas diferenciadas de juros pelo Finem – Eficiência Energética para equipamentos das categorias A+ e A++ do Selo Procel;
- Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Residências” para concessão de crédito aos consumidores residenciais por meio da rede varejista;
- Taxas decrescentes de juros para acesso ao crédito do Finem para atores dos setores comercial e serviços que apresentem inventários de emissões;
- Inserção de critérios obrigatórios em licitações para aquisição de equipamentos enquadrados no Selo Procel A (curto prazo), A+ e A++ (médio prazo);
- Realização de auditorias energéticas obrigatórias no setor público e para concessão de financiamento públicos ao segmento comercial e serviços;
- Criação de concurso nacional de eficiência energética em edificações;
- Realização de atividades regionais de capacitação e *matchmaking workshops* em tecnologias-chave de baixo carbono aplicáveis ao setor de edificações;
- Realização de programas de capacitação para instalação, monitoramento e manutenção de sistemas centralizados de climatização;
- Criação e implementação da Lei ZEB a partir de 2035, com financiamento a partir de recursos do FGTS exclusivo para esse tipo de imóvel.

Ademais, foram propostos instrumentos que viabilizariam a adoção das demais atividades de baixo carbono relacionadas à efficientização energética de equipamentos, edificações e seu envoltório, e geração distribuída a partir de painéis fotovoltaicos. Destacam-se, em face da transversalidade de aplicação, três instrumentos de política pública: i) revisão dos padrões de eficiência energética do Selo Procel, com a criação das categorias A+ e A++; ii) financiamento a taxas diferenciadas de juros pelo Finem – Eficiência Energética para equipamentos das categorias A+ e A++ do Selo Procel; iii) criação e implementação da Lei ZEB a partir de 2035, com financiamento a partir de recursos do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) exclusivo para esse tipo de imóvel. Esses mecanismos são fundamentais para a transição do setor de edificações para uma economia de baixo carbono.

O estudo encontrou limitações que devem ser observadas. A interdependência entre as medidas de mitigação e setores é uma limitação do estudo. Trata-se, portanto, de uma análise setorial com

detalhamento tecnológico, mas que não considera a relação entre os diferentes setores, ou mesmo entre as diferentes opções de mitigação. Dessa forma, os resultados do custo de abatimento das opções de mitigação, por exemplo, devem ser interpretados com cuidado ao se considerarem diversos setores em cadeia. Ademais, o cálculo do custo de abatimento utiliza um potencial técnico que não incorpora restrições de segunda ou terceira ordem que podem inviabilizar a realização do potencial levantado.

O segundo grupo de limitação diz respeito à identificação das principais barreiras e instrumentos de políticas públicas. Neste trabalho, as barreiras foram levantadas de acordo com pesquisa realizada na literatura científica, experiências internacionais e equipe de consultores. Porém, dada a lógica descentralizada de decisões do setor residencial, por exemplo, é de suma importância o levantamento de condições locais e regionais para aprimoramento da discussão. Portanto, é altamente recomendável a realização de análises sistêmicas em diferentes níveis (nacional, regional e local). A melhor descrição das barreiras, automaticamente, deixará claros outros possíveis ganhos com a adoção das medidas, consequentemente, aprimorando o processo de formulação de instrumentos de política pública de baixo carbono.

Cabe destacar que a discussão de possíveis cobenefícios merece investigação mais detalhada. Contudo, muitos dos cobenefícios são dependentes de condições locais, o que dificulta sua investigação quando a fronteira de análise é agregada em nível nacional. Consequentemente, com uma melhor descrição da situação dos entraves setoriais e das diversas medidas de abatimento, a seleção de instrumento de ação se tornará muito mais precisa, potencializando sua eficácia para mitigar emissões de GEE.



Agricultura, florestas e
outros usos do solo

AGRICULTURA, FLORESTAS E OUTROS USOS DO SOLO

As medidas de baixo carbono aplicáveis no setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu) abateriam 5,3 bilhões de toneladas de CO₂e até 2050, sendo que 11% desse potencial é custo-negativo. Isso indica que, independentemente dos objetivos climáticos dessas medidas, elas são do tipo *no regret*, não enfrentando, portanto, barreira predominantemente econômica para sua implementação. Assim, seria justificada sua inclusão em ações governamentais de curto prazo.

As atividades que têm maior potencial de abatimento também são aquelas com maior custo, ou seja, a intensificação da pecuária, com 45% do potencial de abatimento, e a redução do desmatamento, com 30% do potencial. Nota-se, porém, que, apesar de demandarem investimentos, essas medidas têm custos de abatimento muito baixos.

Tabela 2 – Potenciais e Custos das Atividades de Baixo Carbono do Setor de Afolu

Atividades de baixo carbono	Potencial de abatimento (tCO ₂ e)	% sobre o abatimento total	Custo (US\$/tCO ₂ e)	Custo total (US\$ milhões)
Incremento nos sistemas integrados de produção	4.511.026	0,1	-1.978	-8.923
Expansão do plantio direto e do uso de inoculantes	37.271.700	0,7	-311,7	-11.618
Otimização da iluminação na avicultura	2.148.097	0,1	-95,60	-205
Otimização dos sistemas de iluminação	1.573.654	0,1	-30,13	-47
Expansão do cultivo de florestas comerciais	540.733.966	10,0	-0,38	-205
Adoção de biodiesel puro nos implementos agrícolas	321.771.851	6,1	1,18	380
Redução do desmatamento ¹	1.610.088.107	30,3	1,24	1.997
Intensificação da pecuária ²	2.377.488.103	44,8	1,99	4.731
Ampliação da recomposição de vegetação nativa	414.194.283	7,7	9,22	3.819
Eficientização da irrigação	415.721	0,1	154,23	64
Total	5.310.196.508	100,0	NA³	-10.008

¹ Ampliação da redução do desmatamento na Amazônia e aplicação de metas de redução no desmatamento dos biomas Caatinga, Pampas e Pantanal.

² Intensificação por meio do aumento da recuperação de pastagem degradada e confinamento bovino.

³ O custo individual das medidas não é somado, pois o custo de implementação também deve levar em conta o potencial total de mitigação.

Considerando as barreiras de diferentes tipos e o potencial de mitigação acumulado, a intensificação da pecuária e a redução do desmatamento deveriam ser centrais nos planos governamentais de mitigação de médio e longo prazo. A mensuração do efeito da redução do desmatamento no cenário BC pressupõe a implementação integral das leis e políticas vigentes. Isso significa que há, no cenário REF, não só redução de 80% no desmatamento na Amazônia (que em parte já foi alcançado), mas também redução de 40% no Cerrado e desmatamento líquido zero na Mata Atlântica, decorrente da implementação da Lei nº 11.428/2006.

Esses resultados são muito ambiciosos e certamente demandarão esforços adicionais do governo para serem alcançados. Porém, existem elementos que indicam ser possível não só alcançar esses objetivos, mas superá-los no contexto de um cenário BC, o que implica ampliar a meta de redução de emissões na Amazônia e adotar meta de redução de 40% no desmatamento dos biomas Caatinga e Pantanal e de 58% no bioma Pampas. Para isso, é necessário criar novos mecanismos para o pagamento de serviços ambientais (PSA), além de expandir e consolidar as estratégias de comando e controle já vigentes, como o Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia (PPCDAm). Outra vantagem dos mecanismos de pagamento por serviços ambientais é a possibilidade de aumentar a ambição das metas de redução pelo aporte de recursos adicionais. O investimento é particularmente vantajoso, visto que, ao custo de abatimento de US\$ 1,24/tCO₂e, a redução do desmatamento está entre as atividades de maior custo-efetividade para a mitigação das mudanças climáticas, sem mencionar os múltiplos benefícios da conservação da vegetação nativa. Sendo assim, apesar de haver uma barreira econômica para a implementação dessa medida, ela é vantajosa, visto a boa relação custo-benefício ambiental. Porém, o sucesso na redução do desmatamento dependerá da superação de uma série de barreiras não só econômicas, mas também político-institucionais, socioculturais e científico-tecnológicas, com destaque para: a cultura de transgressão das leis ambientais; a ineficiência dos processos de responsabilização por crimes ambientais nas esferas administrativas e judiciais; a ausência de um quadro jurídico e de mecanismos em nível nacional para o pagamento de serviços ambientais; e a falta de dados de monitoramento do desmatamento em todo o território nacional.

No caso da intensificação da pecuária, a mitigação se dá pelo abatimento das emissões provenientes da fermentação entérica devido a um rebanho menor que produziria a mesma quantidade de carne até 2050. Para compreender o resultado, é importante analisar sua relação com os sistemas integrados. A alta rentabilidade e a baixa contribuição em termos de abatimento de GEE dos sistemas integrados são, em grande parte, justificadas pela transferência de cabeças de gado, emissões e receitas associadas a uma das etapas mais lucrativas da pecuária. Por esse motivo, os sistemas integrados apresentam potencial de abatimento reduzido, enquanto a pecuária passa a ter custo marginal e potencial de abatimento substancialmente maiores em relação ao cenário REF.

Existem, porém, incertezas importantes ligadas à redução das emissões provenientes da intensificação da pecuária. É possível que, ao se intensificar a pecuária, haja diminuição no preço da carne para o consumidor final. Essa redução, por sua vez, pode levar a aumento da demanda e à expansão, em vez da diminuição, do rebanho. Outro risco que ameaça a efetividade da atividade é a existência de um mercado imperfeito, em que poucos frigoríficos controlam grande parte da cadeia produtiva da pecuária. Essa situação pode levar a que os esforços governamentais para a intensificação da pecuária sejam diluídos por políticas empresariais de redução de custos e/ou de controle de preços. Além das barreiras econômicas aludidas, a intensificação da pecuária está condicionada à superação de outros

tipos de barreira. Dentre os diferentes obstáculos citados, destacam-se: falta de profissionalismo na gestão dos empreendimentos rurais; persistência da pecuária extensiva como prática cultural; e dificuldade de acesso a crédito bancário ligado a programas governamentais.

Há também interações potenciais importantes entre a intensificação da pecuária e a redução do desmatamento que colocam em risco o potencial dessas medidas. Como mencionado, o subsídio à intensificação da pecuária corre o risco de se tornar um incentivo perverso ao aumento de consumo de carne e à conversão de novas áreas. Além disso, a expansão da pecuária extensiva por meio do desmatamento de florestas nativas se dá não só para suprir a demanda por carne, mas também como meio de ocupação (muitas vezes ilegal) do território e consequente especulação fundiária. Nesse contexto, a realização de investimentos públicos substanciais para a intensificação da pecuária pode gerar aumento do preço das terras, que, por sua vez, cria incentivo perverso para aumento do desmatamento. Dessa forma, a redução das emissões da pecuária pode ser compensada ou até mesmo superada pela perda florestal em regiões de fronteira.

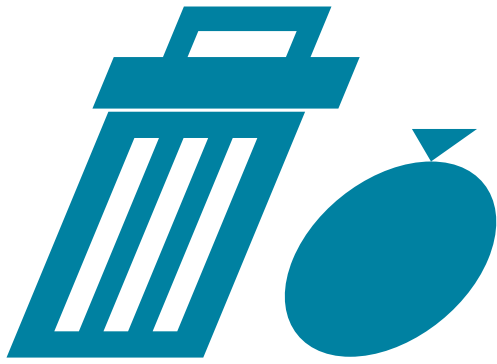
Nesse contexto, é importante implementá-las de modo coordenado e integrado. Essa integração sinalizará para os agentes do mercado que as atividades mitigadoras no setor de Afolu fazem parte de uma estratégia mais ampla de desenvolvimento de baixo carbono. A interação entre pecuária, sistemas integrados e desmatamento indica que, para compreender o resultado ambiental e econômico das diferentes medidas, é necessário partir de uma visão sistêmica do setor. Em termos de política pública, esse resultado mostra que, caso as atividades sejam implementadas de forma parcial, podem acarretar efeitos insatisfatórios ou deletérios no tocante à redução das emissões de GEE.

No contexto deste estudo, foi proposta a criação de instrumentos de comando e controle, econômicos e de informação voltados para a implementação das medidas de mitigação. A implementação e operacionalização do cadastro ambiental rural (CAR) para realizar autos de infração via sensoriamento remoto deveria ser o mecanismo de comando e controle prioritário no curto prazo. Além dos custos mais baixos, quando comparado com as ações de campo, neste estudo, foi estimado que 35% do desmatamento ilegal no bioma Amazônia ocorrem no CAR. Sendo assim, maior controle dessas áreas poderia gerar resultados importantes de redução do desmatamento. Entre os mecanismos econômicos, deveriam ser prioritários a expansão e o maior acesso a linhas de crédito agrícola vinculadas a resultados ambientais. O Plano ABC é um ponto de partida relevante para isso, porém seria importante realizar aprimoramentos desse instrumento a partir de avaliações criteriosas de seu efetivo impacto ambiental. Para a redução do desmatamento, seria necessário também regularizar o mercado de cotas de reserva ambiental (CRA), para garantir maior benefício ambiental do mercado de compensação, e expandir a cota para o pagamento de serviços ambientais. Finalmente, dentre os instrumentos de informação, se destacam ações educacionais, de profissionalização da agropecuária e investimentos na melhoria da capacidade de monitoramento da restauração florestal e do mapeamento do território em escala de pelo menos 1:10.000.

A expansão das florestas plantadas teve aumento substancial nos últimos anos, mas a queda da demanda, principalmente do setor siderúrgico, pode comprometer o crescimento do setor. Sendo assim, a expansão das florestas plantadas de 7,7 milhões de hectares para 12 milhões de hectares no cenário REF até 2050 poderá não ocorrer.

Uma premissa importante desse estudo foi considerar, no cenário REF, a plena implementação de todas as políticas em curso no país. Porém, as maiores incertezas do cenário REF se encontram na redução do desmatamento e na restauração de vegetação nativa. A Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) tem como meta para 2020 a redução de 80% no desmatamento da Amazônia e 40% no Cerrado, com relação às médias de 1996-2005 e 1999-2007, respectivamente. O desmatamento na Amazônia se aproximou da meta entre 2005 e 2012, porém, desde então, houve um distanciamento desse resultado, sendo que a taxa de desmatamento do Prodes (Monitoramento de Floresta Amazônica por Satélite) de 2016 foi duas vezes maior do que a meta estabelecida. No Cerrado, a ausência de dados oficiais não permite ao estudo fazer inferências sobre a distância entre a situação atual e as metas inseridas no cenário REF.

A situação da restauração florestal é ainda mais crítica, visto que está intimamente ligada ao processo de implementação do Programa de Regularização Ambiental previsto pelo novo Código Florestal (Lei nº 12.651/2012). Em particular, a restauração de 16 milhões de hectares até 2050 no cenário REF, necessária para a regularização de todo o passivo ambiental do Código Florestal, só deverá ocorrer a partir do momento em que o custo da ilegalidade do produtor individual for maior que o custo de oportunidade ligado à perda da área produtiva restaurada.



Gestão de Resíduos

GESTÃO DE RESÍDUOS

O estudo teve por objetivo avaliar, a partir de um cenário referencial (REF) de emissões de GEE, a custo-efetividade de um conjunto de medidas adicionais em cenários de baixo carbono (BC) e baixo carbono com inovação (BC+I) para o setor de gestão de resíduos. Também foram descritos barreiras e cobenefícios das atividades, aspectos que devem ser considerados para a elaboração de subsídios à formulação de instrumentos de política pública com vistas a viabilizar a transição do setor para uma economia de baixo carbono.

O cenário REF apresenta características tendenciais de mercado, o que pressupõe o cumprimento das políticas setoriais e a manutenção do ritmo natural de incorporação das tecnologias. No cenário BC, foram consideradas tecnologias disponíveis comercialmente que podem ser aplicadas pelo setor para reduzir emissões de GEE: i) degradação de biogás de aterro com *flare*; ii) aproveitamento do biogás de aterro para geração de energia elétrica; iii) aproveitamento de biogás de aterro para produção de biometano; iv) difusão da biodigestão da matéria orgânica de resíduos sólidos urbanos (RSU) e geração de eletricidade; v) difusão da biodigestão da matéria orgânica de RSU e produção de biometano; vi) compostagem da fração orgânica de RSU; vii) incineração de RSU com aproveitamento energético; viii) aproveitamento do biogás em sistemas de tratamento anaeróbico de estações de tratamento de efluentes (ETE) para geração de eletricidade; e ix) biodigestão de resíduos da agropecuária com aproveitamento energético. Finalmente, no cenário BC+I, foram avaliadas as mesmas tecnologias, porém com a incorporação de efeitos de curvas de aprendizagem sobre os potenciais e custos de abatimento.

Os cenários BC e BC+I revelaram que o setor de gestão de resíduos poderia contribuir com redução acumulada de emissões, até 2050, de 1,86 a 1,94 bilhão de tCO₂e. Em termos relativos, seria possível apresentar emissões de GEE entre 49% e 51% menores, em 2050, comparativamente ao nível do cenário REF. Grande parte das medidas apresentou custos marginais de abatimento negativos ou próximos de nulos, o que revela viabilidade técnico-econômica no horizonte de análise deste estudo. Ademais, com taxas de desconto entre 8% e 14% ao ano, haveria benefício econômico decorrente da implementação do conjunto de atividades de baixo carbono pelo setor. Em termos de potencial de mitigação, as mais relevantes foram: i) difusão da biodigestão de RSU para produção de biometano; ii) aproveitamento de biogás em aterro para produção de biometano; e iii) degradação de biogás de aterro com *flare*.

Ainda que sejam viáveis economicamente, as medidas não fazem parte do cenário tendencial do setor. Isso demonstra que existem barreiras à sua implementação, as quais foram avaliadas

detalhadamente e em conjunto com potenciais cobenefícios e efeitos adversos da sua adoção. Esses elementos subsidiaram a proposição de instrumentos de políticas públicas para adoção de atividades de baixo carbono.

Verificou-se que a incineração de RSU, com aproveitamento energético, enfrenta os maiores entraves à difusão, com inúmeras barreiras técnicas, mercadológicas, econômicas, institucionais, culturais e de capacitação. Em particular, verificou-se que as barreiras são interdependentes, o que gera um círculo vicioso que impede a difusão das tecnologias. Esse aspecto ressalta a importância da opção metodológica empregada pelo estudo, com vistas à elaboração de instrumentos de política pública para viabilizar a adoção das atividades de baixo carbono pelo setor.

Além disso, a caracterização do problema, primeiro identificando as principais barreiras ao desenvolvimento das medidas de mitigação e, em seguida, verificando possíveis interações entre elas, se mostrou uma abordagem relevante para o entendimento da complexidade das questões de definição de instrumentos de políticas públicas. Para o setor, além das características das barreiras de mercado, econômicas e técnicas, comuns ao desenvolvimento de diversas medidas de abatimento em outros setores (disponibilidade e acesso a crédito, disponibilidade de serviços, questões de desenvolvimento e adaptação de tecnologias), verificou-se a importância de entraves institucionais e regulatórios, os quais afetam direta e/ou indiretamente diversas barreiras.

Desse modo, as propostas foram definidas a partir do entendimento de que as barreiras institucionais são as primeiras que devem ser removidas. Isso não reduz a importância das demais, pois a definição e implementação das atividades que podem mitigar os efeitos de outras barreiras (de mercado, econômicas e técnicas) tornam-se mais complexas caso as institucionais não sejam removidas.

Verificou-se que é preciso estabelecer metas e condições de contorno mais rígidas, em particular para o aproveitamento energéticos de biogás em aterros. Uma proposta inicial é o não licenciamento de aterros que não tenham esquemas de degradação de metano, ação de comando e controle que deve servir também para definir as condições de contorno do mercado. Adicionalmente, deve ser estabelecida a infraestrutura de comercialização e regulação necessária. Nesse caso, a regulamentação do biogás de RSU e efluentes pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é fundamental. Outra questão regulatória crítica é a ausência de mecanismos que garantam a implementação da Política Nacional de Resíduos Sólidos. Um instrumento que poderia contribuir seria o condicionamento da concessão de isenções e incentivos fiscais aos estados e municípios à implementação de contrapartidas de gestão de baixo carbono dos RSU.

Além dos instrumentos regulatórios, instrumentos de caráter alocativo, como a criação de estrutura de crédito e a formação de mercados, são fundamentais. Em particular, devem ser implementados fundos dedicados para a implementação de atividades de baixo carbono, com captação que também utilize mecanismos internacionais de crédito, como o Green Climate Fund (GCF) e o Global Environment Fund (GEF).

A implementação de medidas de baixo carbono só pode ocorrer se houver as necessárias estruturas de disponibilização de recursos. Os tomadores de decisão devem não só estar cientes das oportunidades, como devem ter um aparato acessível que viabilize a decisão. Importante destacar

que não somente recursos financeiros são necessários, mas também a disponibilidade de mão de obra qualificada é relevante. Nesse caso, duas atividades poderiam contribuir: criação de um centro nacional de apoio a municípios para a gestão de baixo carbono dos resíduos sólidos e efluentes; e realização de atividades de capacitação em aproveitamento energético do biogás. Finalmente, estruturas descentralizadas de produção e difusão de conhecimento devem ser desenvolvidas concomitantemente à criação das estruturas de alocação de recurso. Essas estruturas serão responsáveis por criar um locus de difusão das medidas, reafirmando a sua legitimação, com consequente aumento da demanda.



Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa

OPÇÕES TRANSVERSAIS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Este capítulo trata de duas opções de mitigação de aplicação transversal a setores produtivos: captura, transporte e armazenamento de carbono (CAC) e redes inteligentes.

A CAC é aplicável em inúmeros setores produtivos, tais como: plataformas de extração e produção (E&P) de óleo e gás; refinarias de petróleo, termelétricas a carvão e gás natural; destilarias de etanol; plantas dos setores cimenteiro, químico e siderúrgicas. Por sua vez, redes inteligentes são transversais aos segmentos de transmissão e distribuição (T&D) de eletricidade, edificações e transportes.

A seguir são sumarizados os relatórios destas opções transversais de mitigação de emissões de GEE.

CAPTURA, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO DE CARBONO

Esta seção sumariza a avaliação do potencial de aplicação de sistemas de CAC a diferentes segmentos produtivos da economia brasileira. Como a captura implica a necessidade de armazenamento (usualmente geológico para a larga escala), também foram avaliadas opções de transporte, armazenamento ou uso do dióxido de carbono (CO₂) capturado.

Trata-se de um tema transversal na medida em que se refere a diferentes setores econômicos e, na etapa de transporte de CO₂, apresenta características típicas de estrutura de monopólio (no caso de carbidutos) que, portanto, demanda regulação setorial. É também um tema em permanente revisão na literatura científica, visto que as rotas de captura, que serão avaliadas e simuladas neste documento, ainda não se encontram, em larga escala, desenvolvidas e testadas para o setor energético.

Nesse sentido, foram trazidas análises originais, com simulações realizadas pela equipe de trabalho do estudo, de forma a testar o desempenho técnico-econômico de sistemas de captura diante das melhores informações disponíveis e das alternativas comercialmente disponíveis.

O estudo enfatizou os resultados associados ao custo de CAC, desagregado em custos de capital e custos operacionais fixos e variáveis. Buscou-se, assim, dimensionar, para cada sistema proposto, sua penalidade energética (associada ao consumo parasítico da opção de CAC e mesmo a seus impactos sobre a planta de produção originalmente instalada sem captura de carbono). Os custos foram finalmente nivelados de modo a se estimarem custos nivelados de captura em US\$/tCO₂ (custos de

abatimento). Quando relevante, verificou-se se a captura representaria ou não receitas adicionais à planta industrial ou instalação energética originalmente sem captura, com o fim de averiguar se os custos de abatimento são, de fato, positivos. Essa avaliação mostrou-se particularmente relevante nos casos de plataformas de petróleo produzindo gás associado com elevado teor de CO_2 (bacias do pré-sal), no caso da avaliação da produção integrada de hidrogênio e metanol em refinarias de petróleo e na avaliação integrada de destilarias de etanol, transporte de CO_2 e recuperação avançada de petróleo em campos maduros de bacias offshore brasileiras.

Note-se que o estudo abrangeu ainda uma proposta de regulação setorial para o transporte de carbono por carbodutos.

As estimativas mostraram que os custos de captura são positivos, porém relativamente baixos no caso de plataformas de petróleo e de unidades de geração de hidrogênio (UGH). Para as plataformas, possivelmente, a captura de carbono fará parte da estratégia setorial na medida em que a tecnologia permite que o gás natural extraído tenha sua composição ajustada e possa ser transportado – i.e., a captura de CO_2 deve ser realizada por motivos econômicos, independentemente de questões ambientais. Para as UGH, a viabilidade da captura dependerá do espaço disponível nas refinarias brasileiras e mesmo nas plantas de produção de amônia.

A captura em destilarias de etanol também pode ocorrer a custos relativamente reduzidos e se tornar viável, se for considerada a receita adicional associada à recuperação avançada de óleo em campos maduros de petróleo no Brasil. Tal ocorre mesmo quando se adicionam os custos de transporte e de injeção de CO_2 .

Para os outros setores avaliados, a captura de carbono se encontra também disponível, mas a custos que superam 30 US\$/t CO_2 e, em alguns casos, atingem cerca de 115 US\$/t CO_2 . Nestes últimos casos, ainda que o potencial seja relevante, a captura somente ocorrerá perante patamares compatíveis de precificação de carbono na economia.

Os resultados de todos os setores estudados são resumidos e apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo das Estimativas de Potenciais e Custos para CAC nos Diferentes Setores

Setor	Opção de baixo carbono	Potencial de captura (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/tCO ₂)	Observações
Extração e produção de óleo e gás	Membrana (módulo UOP Separex™)	5	16	Gás natural com 10% mol teor de CO ₂ Custo da membrana US\$ 100/m ²
			21	Gás natural com 10% mol teor de CO ₂ Custo da membrana US\$ 400/m ²
		23	4	Gás natural com 45% mol teor de CO ₂ Custo da membrana US\$ 100/m ²
			6	Gás natural com 45% mol teor de CO ₂ Custo da membrana US\$ 400/m ²
Refino de petróleo	Oxicombustão para FCC	8	74	Possível limitação associada ao footprint da planta de captura e ao espaço disponível em refinarias existentes
	UGH com absorção	7	30	
Destilaria de etanol	Desidratação para captura de emissões da fermentação de etanol de cana-de-açúcar	2	10	Os valores são maiores se consideramos o transporte de CO ₂ , mas não superam mesmo assim 28 US\$/tCO ₂ para parcela relevante das plantas
Termelétricas	Pós-combustão carvão nacional sem cocombustão de biomassa	47	61 – 64 43 – 46	Simulações realizadas para diferentes sistemas de resfriamento
	Pós-combustão carvão nacional com cocombustão de biomassa	54		
	Pós-combustão carvão importado Pré-combustão carvão importado	46 47 – 61	55 47 – 50	Gasificadores da GE (Texaco) e Shell
Cimento	Pós-combustão gás natural	35	50 – 60	Pós-combustão com reciclo de exausto
	Absorção química s/ restrição de água	47	102	Caldeira a coque para geração de vapor
Siderurgia	Absorção química c/ restrição de água	31	102	Caldeira a coque para geração de vapor
	Top gas recycling blast furnace	24	112	Tecnologia disponível em 2030
Amônia	Captura na cogeração para plantas com alto-forno	16	116	Pós-combustão com aminas
	Captura na produção de hidrogênio	1,2	85	Captura com mudança de processo para produção de H ₂ via absorção física

FCC = craqueamento catalítico; UGH = unidade de geração de hidrogênio

Para o setor elétrico, a captura afeta a flexibilidade operativa de termelétricas a gás natural e não necessariamente representará emissões de CO₂ menores na geração elétrica brasileira – isso porque as usinas termelétricas (UTE) a gás natural flexíveis podem tornar-se crescentemente importantes como forma de absorver a variabilidade de geração de fontes renováveis, como eólica e solar (variabilidade de curto prazo), e mesmo usinas hidrelétricas com menor capacidade de armazenamento (variabilidade de médio prazo).

De acordo com os resultados apresentados no relatório Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono, a opção CAC ganha relevância em cenários de baixo carbono, principalmente no que diz respeito ao setor de destilarias de etanol, que apresenta o menor custo de captura. Nesse caso, chama atenção a enorme demanda por transporte de CO₂ no território nacional, através de dutos que não estão construídos e cujo arranjo institucional para expansão e operação inexistente.

Em suma, cenários integrados de baixo carbono mostram que a opção da produção de biocombustíveis com CAC tem relevante potencial já em 2030 a cerca de 50 US\$/tCO₂. Sendo assim, surgem questões institucionais relacionadas ao transporte de CO₂ que devem ser analisadas e solucionadas. De fato, em 2030, a necessidade de carbodutos chegaria a cerca de 10% da atual capacidade de transporte de CO₂ dos EUA (103 MtCO₂/ano). Em 2050, para as mesmas condições, chegar-se-ia a cerca de 75% da atual capacidade de transporte estadunidense.

Embora seja consistentemente identificada como medida de mitigação relevante, existe grande incerteza acerca da aceitação e da disponibilidade da opção CAC em um futuro próximo. Essas incertezas incluem esferas tecnológicas, econômicas, regulatórias e sociopolíticas. Trata-se de um círculo vicioso em que o investimento atual em CAC não ocorre porque é muito alto. Contudo, há expectativa acerca da redução desse investimento, que depende do desenvolvimento tecnológico no presente. Em outras palavras, adiar investimentos entra em conflito com a própria expectativa de sucesso futuro do CAC.

Mais que isso, o transporte e o armazenamento geológico de carbono, apesar de, na média, não representarem o principal fator de custos da opção CAC, podem vir a enfrentar barreiras de ordem regulatória.

Enquanto a captura de carbono precisa vencer aspectos tecnológicos relacionados, sobretudo, a experiência e aprendizagem, o transporte por dutos requer a existência de um arranjo institucional capaz de lidar com questões como aceitabilidade social, planejamento de hubs, direito de propriedade, definição de tarifas e monitoramento do armazenamento. Atualmente, o Brasil já enfrenta o desafio de expandir sua rede de gás natural, dado o alto custo inicial e a natureza monopolista do transporte por dutos. O gás natural é um produto comercializável, ao contrário do CO₂, que é uma externalidade negativa cujo valor está associado às políticas de mitigação das emissões de GEE. Portanto, é de se esperar que seja ainda mais difícil criar e gerir um arranjo institucional para a construção de dutos para o transporte de carbono no Brasil.

A superação dessas barreiras requer a implementação de uma série de instrumentos de política pública, dentre os quais se destacam:

- Criação de laboratórios para testar em menor escala os impactos do armazenamento de CO₂ em sumidouros geológicos e projetos de rede de dutos para coleta de CO₂ a partir das fontes estacionárias;
- Proposta de estrutura regulatória que contenha um conjunto de informações e procedimentos (etapas de um projeto, agentes atuantes e órgãos fiscalizadores) para a implementação segura e eficaz de técnicas de CAC no Brasil com o foco principal nas etapas de transporte e armazenamento geológico de CO₂;
- Cursos de formação técnica que permitam que profissionais tenham a capacidade de desenvolver e dar assistência a produtos relacionados com a implantação de rede de carbodutos e armazenamento geológico no Brasil;
- Associações que possibilitem espaços abertos para que os agentes interessados (entidades e agentes do governo; institutos de pesquisa, desenvolvimento e inovação; universidades; indústria de TIC em *hardware*, *software* e equipamentos; e empresas do setor energético) possam compartilhar experiências, opiniões e informações técnicas;
- Divulgação de estudos e trabalhos técnicos no tema, visando à informação da população e consequente aceitação por parte da opinião pública de que é uma grande barreira a implementação de redes de dutos, por exemplo, de acordo com experiências internacionais.

No horizonte de 2050, é certo que análises do tipo daquelas realizadas pelo projeto *Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil* merecerão ser permanentemente revisitadas, buscando, inclusive, validar valores de custo de contingência que foram aplicados para plantas pioneiras (*first-of-a-kind*). Não obstante, é possível afirmar que os resultados obtidos são robustos porque:

- 1) Basearam-se em simulações que avaliaram os diferentes componentes dos sistemas de captura a partir de balanços de energia e massa;
- 2) Basearam-se, quando necessário, em hipóteses conservadoras de custo e potencial (inclusive disponibilidade comercial de certas alternativas de rotas de captura) de forma a lidar com os aspectos de incerteza associados a opções de mitigação ainda não aplicadas em larga escala;
- 3) Priorizaram a avaliação do potencial de captura sobre o parque produtivo instalado e em construção no país. As possíveis plantas industriais e instalações energéticas futuras somente foram consideradas na análise quando se dispunha de informação relevante a respeito ou mesmo possibilidade de simulação de novas instalações, caso de plantas termelétricas a gás ou carvão, plataformas de produção de óleo e gás e refinarias de petróleo.

REDES INTELIGENTES

Esta seção sumariza os impactos da implementação de redes inteligentes no sistema elétrico brasileiro. Para tanto, foram realizados três estudos de caso relacionados a integração de veículos elétricos, integração de geração distribuída fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia e custos das redes inteligentes.

Para a análise da integração de veículos elétricos, foi realizado um estudo de caso do impacto da penetração no sistema de distribuição de Florianópolis-SC. Os resultados obtidos a partir desse estudo de caso indicam que algum tipo de sistema inteligente de recarga, seja no próprio veículo ou através da rede, suavizaria os impactos na infraestrutura de distribuição, transmissão e geração. A simples

conexão para recarga concentrada em um mesmo horário pode ser inadequada e demandar altos investimentos em reforços na rede. Em particular, tal situação é mais grave para os transformadores de distribuição, que, conforme estimado, apresentam relação quase linear entre penetração e sobrecarga. Em resumo, a adoção de redes elétricas inteligentes poderia mitigar os efeitos da demanda de ponta, especialmente no horário mais provável de recarga dos veículos elétricos.

O segundo estudo de caso trata do armazenamento de energia em sistemas com geração de energia fotovoltaica distribuída. Foi avaliada a utilização de sistemas de armazenamento como suporte à geração distribuída, no caso das fontes intermitentes, possibilitando sua utilização em momentos de baixa ou nenhuma geração, de acordo com o consumo local demandado. Os resultados mostraram que a utilização desses sistemas permite que a energia excedente produzida pelo gerador fotovoltaico seja utilizada para o carregamento de um banco de baterias durante o período de maior demanda da carga, quando normalmente não há geração de energia solar.

O último estudo de caso foi realizado para determinar o custo nivelado, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), da penetração das redes inteligentes no sistema de distribuição brasileiro, bem como os benefícios energéticos envolvidos. Como resultado, obteve-se um custo que varia em torno de 5,2 e 6,7 mil R\$/MWh para implementação de uma rede inteligente, baseando-se no valor médio de consumo de energia elétrica por residência por mês no Brasil, no ano de 2014. À guisa de comparação, verificou-se um custo nivelado na faixa de US\$ 710 a US\$ 1.040 por residência atendida nos Estados Unidos, no mesmo ano. Finalmente, o principal benefício considerado com a entrada das redes inteligentes no Brasil é a redução das perdas não técnicas e do pico da curva de carga. Para perdas não técnicas, é considerada a redução de 40%, diminuindo as perdas totais no segmento de distribuição no Brasil de 14% para 11%, enquanto a redução do pico de energia elétrica é de 15%, com a entrada das redes inteligentes.

Em suma, a implantação das tecnologias de redes inteligentes implica mudanças relevantes no sistema de distribuição, as quais poderiam afetar o negócio das empresas distribuidoras técnica e financeiramente. Assim, para viabilizar o desenvolvimento das redes inteligentes, com alta penetração de geração distribuída, é importante reconhecer o papel das distribuidoras como agentes impulsores das novas tecnologias. É importante destacar que, com o aumento da geração distribuída, por exemplo, a distribuidora passa a desempenhar papel de equilíbrio, em que realizará a gestão das diferentes ofertas e demandas da rede, e esse papel tem que ser remunerado. Dessa forma, dependendo do equacionamento que os organismos de regulação do setor deem a essas mudanças, as distribuidoras poderão ou não reinventar seu modelo de negócio.

Em seguida, foi apresentada uma proposta de instrumentos de política pública para difusão das redes inteligentes no Brasil, o que implica garantir viabilidade econômica para distribuidoras e estabilidade elétrica da rede. Foram identificadas possíveis fontes de recursos para o financiamento de um programa de redes inteligentes. Especificamente, foi ressaltada a possibilidade do uso de fundos setoriais, tributações especiais para a indústria de redes inteligentes e mudanças na política tarifária. Ademais, foram propostos os seguintes instrumentos para difusão da tecnologia:

- Implementação de projetos-piloto e protótipos de redes inteligentes;
- Criação de linha de crédito, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida, para a aquisição de medidores inteligentes;

- Elaboração de certificados, padrões e critérios de interoperabilidade e durabilidade de tecnologias/ produtos necessários para a difusão de redes inteligentes;
- Destinação de recursos para projetos de pesquisa que avaliem impactos da geração distribuída na rede de distribuição.

Destaca-se que os resultados do estudo constituem estimativa de impacto. Logo, recomenda-se a elaboração de estudos adicionais, de forma conjunta, pelos setores de telecomunicações e elétrico. Idealmente, poderia ser calculado o impacto tarifário das políticas mencionadas se seus custos de implantação fossem, mesmo que parcialmente, transferidos ao consumidor de energia elétrica.

O estudo focou aspectos específicos das redes elétricas inteligentes, em especial no segmento de distribuição de energia elétrica. Seus resultados constituíram parâmetros de entrada para uma modelagem integrada de otimização que indica uma solução ótima de operação do sistema energético nacional (MCTIC, 2017w). A análise integrada aponta o papel das redes inteligentes, em termos de custo-efetividade, para o atendimento da demanda elétrica projetada no país.



Referências

REFERÊNCIAS

AMARANTE, O. A. et al. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasília: Ministério de Minas e Energia/Eletrobras, 2001.

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.

BRASIL. Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial – ABDI. *Avaliação das perspectivas de desenvolvimento tecnológico para a indústria de bens de capital para energia renovável* (PDTs-IBKER). 2012. Disponível em: <<http://www.abdi.com.br/Paginas/estudo.aspx>>. Acesso em: 25 mar. 2014.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2014-2023*. 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 24 out. 2014.

_____. *Balanco Energético Nacional 2017: Ano-base 2016*. Brasília: EPE, 2017.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de alimentos e bebidas*. Brasília: MCTIC, 2017a.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de cerâmica*. Brasília: MCTIC, 2017b.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de cimento*. Brasília: MCTIC, 2017c.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de ferro-gusa e aço*. Brasília: MCTIC, 2017d.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de ferroligas*. Brasília: MCTIC, 2017e.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de metalurgia de metais não ferrosos*. Brasília: MCTIC, 2017f.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de mineração e pelotização*. Brasília: MCTIC, 2017g.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de outras indústrias*. Brasília: MCTIC, 2017h.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de papel e celulose*. Brasília: MCTIC, 2017i.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor químico*. Brasília: MCTIC, 2017j.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor têxtil*. Brasília: MCTIC, 2017k.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de biocombustíveis*. Brasília: MCTIC, 2017l.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de fontes renováveis de geração elétrica*. Brasília: MCTIC, 2017m.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de óleo e gás natural*. Brasília: MCTIC, 2017n.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de termelétricas e termonucleares*. Brasília: MCTIC, 2017o.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de transportes*. Brasília: MCTIC, 2017p.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de edificações*. Brasília: MCTIC, 2017q.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de agricultura, florestas e outros usos do solo*. Brasília: MCTIC, 2017r.

_____. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de gestão de resíduos*. Brasília: MCTIC, 2017s.

_____. *Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono*. Brasília: MCTIC, 2017t.

_____. *Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: redes inteligentes*. Brasília: MCTIC, 2017u.

_____. *Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no acordo de Paris*. 2017v. 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.

_____. *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*. Brasília: MCTIC, 2017w.

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.

HENRIQUES JR.; 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.

HOFFMANN, B. S. *O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante de restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO₂, aplicando a queima em leito fluidizado*. 2013. 226 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Coppe/PPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY/INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IEA/IRENA. *Joint policies and measures database*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesand-measures/renewableenergy/>>. Acesso em: 24 abr. 2015.

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.

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Economics* 56, p. 564-574, 2016.

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.

PIRES, M. Comunicação pessoal. 2014.

SILVA R. B. et al. Monitoring light hydrocarbons in Brazilian coal mines and in confined coal samples. *International Journal of Coal Geology*, v. 84, p. 269-275, 2010.

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.

