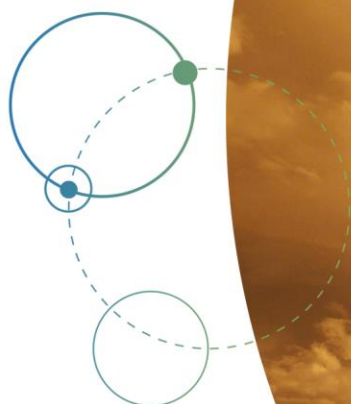




projeto
pmr | BRASIL



COMPONENTE 1 DA FASE DE
IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

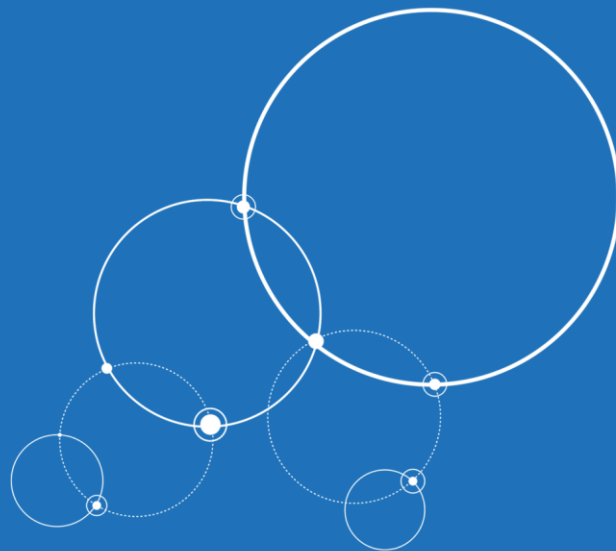
ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA, COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO

PRODUTO 1

Diagnóstico de Combustíveis

Sumário Executivo pós consulta pública | Set/2019





**ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA,
COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E
PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS
DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO**

COMPONENTE 1 DA FASE DE IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

Consórcio:



:vivideconomics

Em acordo de subconsultoria com:



DOCUMENTO

SUMÁRIO EXECUTIVO DO PRODUTO 1 PÓS CONSULTA
PÚBLICA - COMBUSTÍVEIS

AUTORES

COORDENADOR GERAL

Sergio Margulis (WayCarbon)

COORDENADOR TÉCNICO

Roberto Schaeffer (COPPE | UFRJ)

GERENTE DO PROJETO

Matheus Brito (WayCarbon)

EQUIPES DE ESPECIALISTAS

Helder Queiroz (COPPE | UFRJ)

Laurene Desclaux (IE | UFRJ)

André Lucena (COPPE | UFRJ)

Alexandre Szklo (COPPE | UFRJ)

Fernanda Guedes (COPPE | UFRJ)

Luan Santos (UFRJ)

Fabio Bicalho (WayCarbon)

Letícia Gavioli (WayCarbon)

Pamela Silva (WayCarbon)

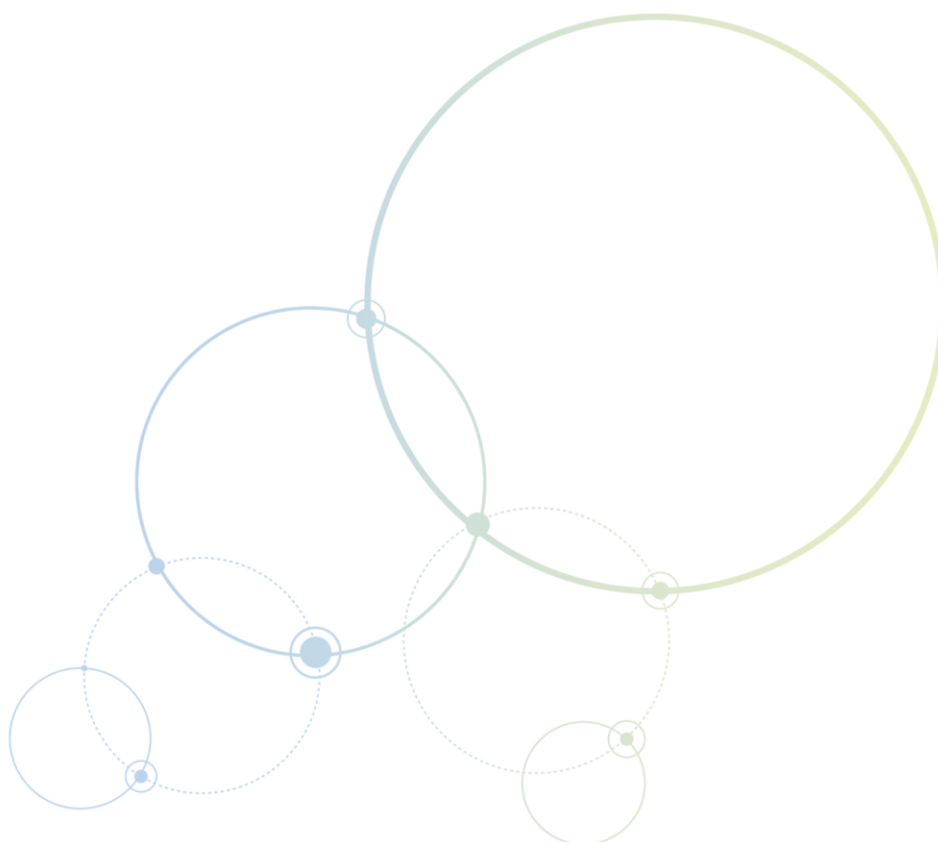
AVISO LEGAL

Os resultados, as interpretações, as recomendações, as estimativas e as conclusões expressas neste estudo são de responsabilidade dos autores, não refletindo a opinião do Banco Mundial ou do Ministério da Fazenda.

Nesse sentido, o Banco Mundial e o Ministério da Fazenda se eximem do compromisso de implementar quaisquer das recomendações contidas neste estudo.

Direitos e Permissões

O material contido na presente publicação é protegido por direitos autorais. Sua reprodução, total ou parcial, sem permissão de seus autores, poderá constituir violação à Lei 9.610/98 (Lei de Direitos Autorais). O Banco Mundial e o Ministério da Fazenda incentivam a divulgação do presente trabalho, concedendo a permissão para reprodução de suas partes, desde que citada a fonte.



CONTEXTO

O **Projeto PMR Brasil** visa subsidiar o processo de tomada de decisão acerca do papel de instrumentos de precificação de carbono nas políticas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), por meio do estudo e avaliação detalhada dos impactos de mecanismos de precificação de carbono sobre a economia, a sociedade e o meio ambiente.

Nesse contexto, o projeto busca responder a duas perguntas norteadoras principais: **i) é desejável ter um instrumento de precificação de carbono compondo a política climática nacional no período pós-2020? ii) em caso afirmativo, quais as principais características que o instrumento deve ter para otimizar a relação entre objetivos ambientais e desenvolvimento socioeconômico?**

Associadas a essas perguntas gerais, diversas perguntas específicas se colocam, abordando aspectos distributivos, de aceitação política, entre outros. Também é de interesse do projeto que cada uma dessas questões seja adequadamente tratada.

Para responder tais questionamentos, Projeto PMR Brasil está dividido em quatro componentes complementares. Um componente de estudos setoriais (Componente 1), que tem por objetivo estabelecer um panorama geral da realidade da estrutura econômica e tecnológica dos setores brasileiros, bem como das políticas setoriais e dos instrumentos utilizados para implementá-las, visando avaliar de que forma instrumentos baseados na precificação de emissões poderiam interagir com essas realidades. Se por um lado tal interação pode ser de complementaridade e sinergia entre políticas, por outro, sua combinação também pode ser contraproducente no sentido de prejudicar o funcionamento tanto do(s) instrumento(s) de precificação de emissões quanto dos instrumentos adotados no campo das políticas setoriais. Sendo assim, estabelecer uma melhor visão dos objetivos das políticas setoriais, bem como das interações potenciais entre instrumentos de precificação de emissões e instrumentos já existentes (tributários, creditícios, regulatórios, fomento à pesquisa e inovação, etc.) é requisito fundamental para o desenvolvimento de uma combinação de políticas que seja complementar e efetiva. Com base nestes estudos, o Componente 1 proporá pacotes de instrumentos de precificação de emissões e possíveis ajustes de instrumentos de políticas setoriais existentes que maximizem a eficiência da implementação dos objetivos da PNMC pós-2020. Os pacotes de instrumentos propostos serão avaliados quanto aos seus impactos socioeconômicos no Componente 2 do projeto. Tal componente está dividido em dois subcomponentes, o Componente 2A – de modelagem econômica para a estimação de impactos da implementação dos referidos pacotes de instrumentos de política – e o Componente 2B – que realizará uma análise do impacto regulatório da adoção dos mesmos pacotes. O componente setorial fornecerá insumos e receberá feedbacks dos componentes de estimação de impactos, sendo a interação entre os componentes essencial ao projeto. O projeto conta, ainda, com um terceiro componente de comunicação e engajamento de *stakeholders*. O esquema abaixo retrata as interações entre os componentes do projeto.

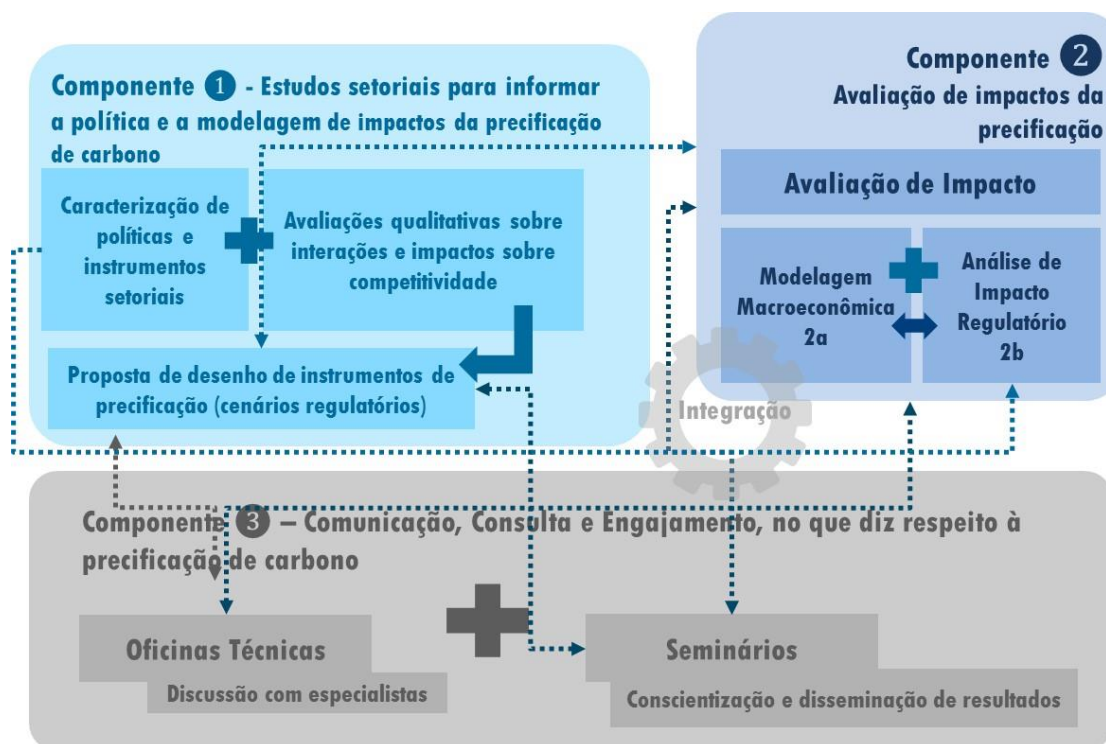


Figura 1: Estrutura do Projeto PMR Brasil

O presente processo de consulta diz respeito aos Produtos 1 e 2 do Componente 1 do Projeto PMR Brasil. Tais produtos estão divididos em quatro relatórios e trazem um diagnóstico setorial para quatro macrosetores da economia brasileira: energia elétrica, combustíveis, agropecuária¹ e indústria². O diagnóstico setorial busca trazer: (i) uma análise da estrutura econômica de cada setor, focando em itens como a formação de preços, a estrutura de mercado e a concentração de cada setor; (ii) perfil de emissões e opções de mitigação de emissões de GEE em cada setor; (iii) um mapeamento das políticas setoriais vigentes em cada setor; e (iv) a identificação e descrição de instrumentos de política setoriais existentes.

Posteriormente serão postos em consulta os Produtos 3, 4 e 5 do Componente 1. Os produtos 3 e 4 trarão recomendações setoriais acerca do desenho e adoção de instrumentos de precificação de carbono e ajustes em políticas setoriais vigentes, além de uma análise da experiência internacional com a adoção de instrumentos de precificação de carbono. Já o Produto 5 trará recomendações

¹ Agricultura, Pecuária Bovina (Leiteira e de Corte) e Insumos (Fertilizantes e Insumos Veterinários).

² Química, Alumínio, Papel e Celulose, Ferro e Aço e Cimento, Cal e Vidro.

transversais acerca de pacotes de instrumentos de política climática voltados ao cumprimento da NDC brasileira de maneira custo-efetiva.

Também serão postos em consulta, em momento futuro, documentos relacionados aos Componentes 2A e 2B do Projeto PMR Brasil.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE QUADROS	X
LISTA DE TABELAS	X
1 INTRODUÇÃO	11
2 CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL E ECONÔMICA DO SETOR	12
2.1 DESENHO INSTITUCIONAL E AS ATIVIDADES REGULADAS	12
2.1.1 Atividades Upstream	13
2.1.2 Atividades Downstream	15
2.1.3 Regulamentação do gás natural	17
2.2 ANÁLISE DE INDICADORES E DA ORGANIZAÇÃO INDUSTRIAL DO SETOR	18
3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DO PERFIL DE EMISSÕES DE PERFIL DE EMISSÕES	21
3.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	22
3.2 REFINO DE PETRÓLEO	23
3.3 BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS	25
3.3.1 Biodiesel	25
3.3.2 Etanol	26
3.3.3 Diesel de Fischer-Tropsch	27
3.4 SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO	28
4 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS	30
4.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTOS SOBRE COMBUSTÍVEIS	30
4.1.1 Tributos Incidentes sobre Combustíveis	32
4.1.2 Estrutura de Preços dos Combustíveis	34
4.2 FINANCIAMENTO AO SETOR DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL	34
4.3 IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA	36
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	40

6	REFERÊNCIAS.....	48
	APENDICE A - ANEXO METODOLÓGICO PARA INDICADORES DE CARACTERIZAÇÃO SETORIAL.....	50
	APÊNDICE B – QUADRO DE CONVERSÃO – CLASSIFICAÇÕES SETORIAIS SCN E CNAE 2.0, COMBUSTÍVEIS	56
	APÊNDICE C – METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DO PERFIL DE EMISSÕES E DAS MELHORES TECNOLOGIAS DE ABATIMENTO DISPONÍVEIS	59
	APÊNDICE D - METODOLOGIA PARA O MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES E IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS.....	60
	APÊNDICE E – SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO.....	61

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUTURA DO PROJETO PMR BRASIL	VI
FIGURA 2 - DESENHO INSTITUCIONAL – INDÚSTRIAS DE PETRÓLEO, DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	13

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - AGENTES ECONÔMICOS DAS ATIVIDADES <i>DOWNSTREAM</i> NO BRASIL.....	15
QUADRO 2 - CARACTERÍSTICAS DO SUBSETOR DE REFINO.....	16
QUADRO 3 - CARACTERÍSTICAS DAS BASES DE DISTRIBUIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL.....	17
QUADRO 4 - ANÁLISE COMPARATIVA DOS PRINCIPAIS PROGRAMAS RELACIONADOS COM O SETOR DE COMBUSTÍVEIS	38

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - EMISSÕES DE CO ₂ DO SETOR DE E&P EM 2010 (MTCO ₂ E)	22
TABELA 2 - EMISSÕES EVITADAS E CUSTOS DE ABATIMENTO PARA AS MTD DO E&P	22
TABELA 3 – EMISSÕES DE CO ₂ TOTAIS E POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUZIDO PARA O PARQUE DE REFINO BRASILEIRO, 2010	23
TABELA 4 – EMISSÕES TOTAIS DOS SETORES ECONÔMICOS A PARTIR DA QUEIMA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PRODUZIDOS NO REFINO BRASILEIRO PARA USO ENERGÉTICO - 2010	23
TABELA 5 - NÚMERO DE MEDIDAS POR UTILIDADE E UNIDADE.....	24
TABELA 6 – NÚMERO DE MEDIDAS POR CUSTOS E POTENCIAIS BRUTOS DE ABATIMENTO PARA 2020.....	25
TABELA 7 - CENÁRIOS E POTENCIAIS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DO SETOR ENERGÉTICO EM 2025 E 2030.	43

1 INTRODUÇÃO

Este Sumário Executivo é parte do Produto 1 do contrato intitulado “Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono”, firmado pelo Ministério da Fazenda com suporte do Banco Mundial, como parte do Componente 1 da fase de implementação da Parceria para Preparação de Instrumentos de Mercado (*Partnership for Market Readiness* - PMR) no Brasil. O objeto de análise do relatório ao qual este Sumário Executivo se refere é o setor de Combustíveis.

Sabe-se que a proposição de mecanismos de precificação de emissões no âmbito do Setor de Combustíveis Brasileiro requer o conhecimento da organização setorial, em especial das relações entre os elos da cadeia de valor, do processo de formação de preços e, em particular, das políticas públicas orientadas para o desenvolvimento de fontes energéticas e padrões de consumo que se alinhem ou que sejam conflitantes com os objetivos da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Dessa maneira, e em conformidade com o plano de trabalho do projeto, apresenta-se um diagnóstico do Setor de Combustíveis Brasileiro em termos econômicos, tecnológicos e de emissões de gases de efeito estufa (GEE's), além de um panorama e discussão sobre as políticas e instrumentos vigentes no setor. Deve-se salientar que, em conformidade com os Termos de Referência, as atividades do setor de combustíveis são avaliadas sob o ponto de vista da produção e do consumo.

O presente relatório agrega esforços realizados em paralelo por diferentes equipes de especialistas, com o intuito de prover um diagnóstico útil à próxima etapa deste estudo setorial de combustíveis, na qual destaca-se a identificação de interação entre instrumentos das políticas setoriais existentes e um eventual instrumento de precificação de carbono a ser introduzido, ainda que em nível teórico, bem como as recomendações para harmonização dos instrumentos de política setorial existentes e para o desenho d com o instrumento de precificação de carbono.

Além desta introdução, este documento está estruturado em três capítulos principais. O primeiro apresenta uma caracterização do setor de combustíveis no Brasil a partir de uma descrição institucional e econômica, com o objetivo de descrever seus principais elementos, identificar a estrutura e o tamanho do setor, dimensionar seu grau de encadeamento em relação a outros setores e apontar a possível existência de poder de mercado. O capítulo seguinte apresenta a caracterização das fontes e tecnologias empregadas no setor, sua participação em termos de emissões de gases de efeito estufa e potenciais de mitigação. No capítulo 4 é realizada uma caracterização sob a perspectiva regulatória, das políticas e instrumentos vigentes no setor de combustíveis brasileiro. Finalmente, apresentam-se as considerações finais a este relatório. Além disso, é apresentado, como apêndice, o documento de Análise da Experiência Internacional do Setor de Combustíveis, que será aprofundado na etapa seguinte deste projeto.

2 CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL E ECONÔMICA DO SETOR

2.1 DESENHO INSTITUCIONAL E AS ATIVIDADES REGULADAS

Os diferentes segmentos de atividade industrial que envolvem a cadeia de produção de petróleo, gás natural e derivados são estruturados em torno das seguintes atividades econômicas: (i) as atividades *upstream* (exploração, desenvolvimento e produção) de petróleo bruto e gás natural, desde a prospecção geológica e geofísica das jazidas até a implantação de plataforma para efetiva produção de hidrocarbonetos; (ii) o transporte através das redes de oleodutos e gasodutos; e as atividades tratadas como etapas *downstream* da cadeia de combustíveis: (iii) o refino³ do petróleo para a produção dos diferentes derivados (óleo diesel, gasolina, querosene de aviação, GLP, nafta, óleo combustível); (iv) a distribuição e comercialização de derivados, bem como dos biocombustíveis; e (v) a revenda de combustíveis para os consumidores finais. Entretanto, é interessante destacar que, apesar dessa divisão em diferentes segmentos, as estruturas de mercado diferem de um combustível para o outro, tanto no que diz respeito a aspectos como movimentação e logística, quanto em relação à natureza e ao papel dos principais players dos diferentes mercados.

O desenho institucional do setor foi estabelecido, principalmente, pela Lei 9.478 de 1997, que implementou novas bases e diretrizes de organização econômica para todos os operadores, inclusive para a estatal Petrobras, que até então era a única empresa autorizada a explorar hidrocarbonetos no país. Ademais, a lei instituiu também CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), responsável pelo estabelecimento das diretrizes de política, e a ANP (Agência Nacional de Petróleo), responsável pela regulação das atividades econômicas da indústria.

Um breve sumário do desenho institucional e das atividades econômicas regidas por cada entidade do setor pode ser observado na Figura 2 a seguir.

³ As atividades de refino do petróleo (iii) são classificadas, neste estudo, como *downstream*, porém, em alguns trabalhos podem ser tratadas como parte de uma etapa denominada *midstream*.

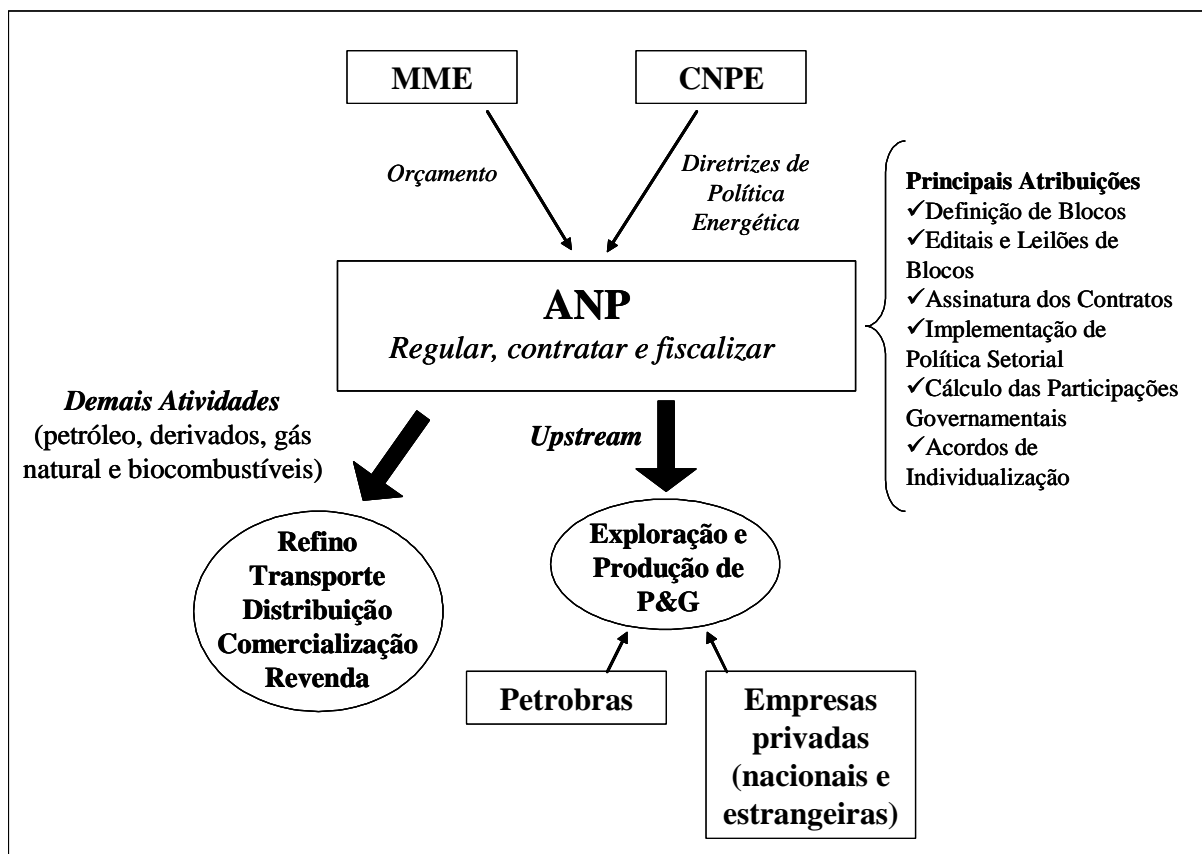


Figura 2 - Desenho Institucional – Indústrias de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis

Fonte: Caselli (2012).

2.1.1 ATIVIDADES UPSTREAM

Em relação às atividades *upstream*, deve-se destacar a importância dada pelos governos brasileiros à busca da autossuficiência, destacando-se a reformulação dos eixos de política energética após os choques do petróleo dos anos 1970 provocarem relevantes desequilíbrios nas balanças comercial e de pagamentos, dada a dependência de importações de petróleo e derivados. Desde então, a busca pela autossuficiência na produção de hidrocarbonetos foi um traço comum das diretrizes governamentais para o setor energético brasileiro. Tal busca, levou a uma reformulação na legislação das atividades econômicas da indústria do petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis, nos anos 1990, visando a atrair novos operadores para as atividades de exploração e produção por meio de estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de parcerias entre a Petrobras – que, conforme ressaltado anteriormente, era até então a única empresa autorizada a explorar hidrocarbonetos no país - e os agentes privados.

A reforma dos anos 1990 proporcionou a abertura do mercado a agentes privados nas atividades de *upstream*, com manutenção dos direitos de propriedade dos hidrocarbonetos pela União. Tal processo

ocorreu por meio de leilões de blocos exploratórios, o que proporcionou a ampliação do nível de investimentos e de produção, a redução da dependência das importações, e a nova condição do país como um exportador líquido⁴ de petróleo.

O sucesso dessa reforma pode ser confirmado pelo número de blocos de petróleo e gás natural concedidos por meio de licitações pela ANP, sendo que, até abril de 2019, existiam 823 áreas sob contratos, 322 blocos na fase de exploração, 84 campos em desenvolvimento e 417 campos na etapa de produção (ANP, 2019). Pode ser confirmado também pela descoberta do pré-sal, uma vez que tal feito tem um caráter inovador e é considerado uma nova e promissora fronteira petrolífera para o país.

Em relação ao gás natural, o Brasil ainda depende de importações, pois sua demanda é alta para abastecer o parque gerador termoeletrico. Sua produção é, predominantemente, associada ao petróleo em reservatórios *offshore*, sendo que, em 2016, o valor alcançado foi de 104 milhões de m³/dia e em 2018, 112 milhões de m³/dia (ANP, 2019).

2.1.1.1 REGIMES CONTRATUAIS

Como mencionado acima, o marco legal e regulatório no setor petrolífero nacional está baseado na Lei nº 9.478/1997, que estabeleceu novas diretrizes de organização econômica para todas as operadoras, mantendo a titularidade dos direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos da União. Entretanto, as descobertas do pré-sal levaram o governo a propor alterações no marco regulatório da indústria do petróleo, permitindo a coexistência de um regime de concessões⁵ e do regime de partilha de produção⁶.

O marco legal atribuiu à Petrobras a condição de operador único no pré-sal, impondo a obrigação de arcar com participação mínima de 30% no consórcio, tornando o desenvolvimento da exploração do pré-sal dependente da situação financeira da Petrobras. Entretanto, tal ponto foi modificado em 2016

⁴ Ainda que continue importando petróleo bruto para atender às especificidades técnicas das refinarias nacionais, em 2016, por exemplo, de acordo com dados da ANP, o saldo positivo foi de 619 mil barris/dia com exportações de 798 mil barris/dia e importações atingindo 179 mil barris/dia. Em janeiro de 2017, a exportação de petróleo bruto alcançou 1,3 milhões de barris, mostrando a importância crescente da produção e colocando o Brasil num novo patamar no mercado internacional de petróleo.

⁵ Regime no qual a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária durante o período de vigência da concessão. Em troca, a empresa se compromete a realizar esforços exploratórios mínimos, a pagar ao Estado tributos, *royalties* ou outras formas de participações governamentais. Não garante às empresas operadoras a recuperação dos seus custos operacionais e de investimentos.

⁶ O Estado compartilha os ganhos líquidos do empreendimento com a empresa operadora, visando maximizar o valor das participações governamentais. Em geral, a empresa operadora é responsável pelos investimentos e tem o direito de recuperar os custos operacionais e de investimento.

pelo Congresso Nacional, evitando a eventual sub-exploração do potencial petrolífero e gasífero do pré-sal.

2.1.2 ATIVIDADES DOWNSTREAM

Quanto às atividades *downstream*, é notória a dependência das importações da maioria dos derivados de petróleo para a garantia do abastecimento nacional.

O saldo da balança comercial de gasolina, por exemplo, está bastante relacionado com os preços relativos entre gasolina e etanol, o que têm favorecido as importações do derivado de petróleo desde 2010, tornando sua balança comercial deficitária desde então. O óleo diesel, por outro lado, sempre apresentou déficits de balança comercial.

A redução da participação da Petrobras no *downstream* pode, entretanto, ampliar a entrada de outros agentes (inclusive nas operações comerciais de importação) e abrir um caminho de transição para novas configurações patrimoniais e novas estruturas de mercado. Porém, uma transição desse tipo depende de condições completamente distintas das vigentes atualmente no plano microeconômico e regulatório tanto no refino, quanto na logística de distribuição e movimentação de derivados.

A forma como os agentes econômicos *downstream* se distribuem no Brasil é apresentada no Quadro 1.

Quadro 1 - Agentes Econômicos das Atividades *Downstream* no Brasil

Agentes Econômicos <i>Downstream</i>	
<i>Fornecedores:</i>	17 Refinarias de Petróleo, 383 Usinas de Etanol, 363 Importadores e Exportadores de Petróleo e Derivados, 19 Produtores de Biodiesel.
<i>Distribuidores:</i>	17 Refinarias de Petróleo, 20 Distribuidoras de GLP, 6 Distribuidoras de Combustíveis de Aviação, 151 Distribuidores de Combustíveis.
<i>Revendedores:</i>	41.165 Varejistas, 63.831 Revendedores de GLP, 356 TRR, 249 Revendedores de combustíveis de aviação, 17 TRR-NI ⁷
<i>Consumidores:</i>	41.165 Varejistas, 15.617 Pontos de Abastecimento (instalações)

Fonte: Elaboração própria com base em ANP.

2.1.2.1 REFINO

Ao final de 2018, existiam 17 refinarias de petróleo, sendo que destas, 13 eram da Petrobras e respondiam por 98,2% da capacidade total de processamento e 99,1% do volume refinado, o que

⁷ Transportador-Revendedor-Retalhista na Navegação Interior.

coloca a Petrobras como monopolista de fato do segmento de refino, o que impacta nas condições de entrada de outros agentes no setor e na formação de preços de derivados.

Em 2018, o setor apresentava as seguintes características destacadas no Quadro 2.

Quadro 2 - Características do subsetor de refino

Características do subsetor de refino		
Capacidade de processamento de petróleo e outras cargas:	2,4	milhões de barris/dia
Volume refinado	1,7	milhões de barris/dia
Capacidade de armazenamento das refinarias nacionais (petróleo)	6,7	milhões de m ³ de petróleo
Capacidade de armazenamento das refinarias nacionais (derivados, intermediários, etanol)	11,2	milhões de m ³ de derivados, intermediários e etanol
Produção de derivados	108,2	milhões de m ³

Fonte: Elaboração própria com base em ANP/SRP.

2.1.2.2 O PAPEL DA INDÚSTRIA DE BIOCOMBUSTÍVEIS: ETANOL, BIODIESEL E NOVOS COMBUSTÍVEIS

Além dos derivados de petróleo, os biocombustíveis possuem, historicamente, um papel importante no suprimento de combustíveis veiculares no Brasil, devido ao tamanho e ao desenvolvimento do setor agrícola brasileiro e aos programas de incentivo à expansão da produção de biocombustíveis.

Em relação à produção em larga escala de etanol de cana-de-açúcar, esta foi desenvolvida com o programa Pró-Álcool, implementado após o primeiro choque do petróleo, também visando a superação da dependência externa de combustíveis. Entretanto, a falta de uma política de preços dos derivados de petróleo que estabeleça claramente qual o preço relativo gasolina/etanol tem prejudicado a expansão da indústria do etanol.

Por sua vez, o biodiesel, foi impulsionado pelo Programa Nacional de Uso e Produção de Biodiesel (PNPB), em 2004, que introduziu a mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel comercializado. Apesar da contribuição que o uso do biodiesel pode dar ao meio-ambiente, é importante reconhecer que o foco central do programa esteve sempre pautado pela necessidade da redução das importações de diesel e pelos potenciais estímulos à agricultura, em especial aos pequenos produtores e a diversificação das matérias-primas. Entretanto, este último objetivo não foi alcançado dado que a matéria-prima principal para a produção do biodiesel, no Brasil, é proveniente da soja (mais de 85% do volume produzido). Outra meta, de distribuição da produção de insumos no território nacional, está em aberto.

Outros combustíveis, como o biometano e a bioquerosene de aviação também têm sido pesquisados e desenvolvidos no Brasil, bem como a regulamentação necessária. Um exemplo seria, no transporte aéreo internacional, o projeto para adoção do Mecanismo de Redução e Compensação das Emissões de Carbono da Aviação Internacional (CORSIA), que entrou em vigor em janeiro de 2019, e prevê que até 2040, serão utilizados somente bioquerosene no setor.

2.1.2.3 DISTRIBUIÇÃO

Ao fim de 2015, existiam 291 bases de distribuição de combustíveis autorizadas pela ANP. Em relação a elas, algumas informações são dispostas abaixo.

Quadro 3 - Características das bases de distribuição de combustíveis no Brasil

Características das bases de distribuição de combustíveis		
Capacidade nominal de armazenamento	3,8	Milhões de m ³
Capacidade de armazenamento de derivados do petróleo, exceto GLP	75,30%	Da capacidade nominal total
Capacidade de armazenamento das bases de distribuição de etanol	20,60%	Da capacidade nominal total
Capacidade de armazenamento de GLP	4,10%	Da capacidade nominal total
Vendas nacionais de derivados pelas distribuidoras	124	Milhões de m ³
Vendas de diesel	46,20%	Das vendas nacionais
Vendas de Gasolina C	33,20%	Das vendas nacionais
Vendas de GLP	10,70%	Das vendas nacionais

Fonte: Elaboração própria com base em ANP.

2.1.2.4 COMERCIALIZAÇÃO E REVENDA

Ao fim de 2015, existiam 40.632 postos revendedores de combustíveis líquidos no Brasil, dos quais, cerca de 40% localizavam-se no Sudeste. Já em relação à venda de diesel para os consumidores finais, os postos realizavam cerca de 58% das vendas, os Transportadores-Revendedores-Retalhistas (TRR), 13% e as distribuidoras respondiam por 29% das vendas.

2.1.3 REGULAMENTAÇÃO DO GÁS NATURAL

A indústria brasileira do gás natural possui alto grau de complexidade nos planos regulatório, industrial e contratual. Seus marcos legais básicos são a Lei nº 9.478/1997 – também conhecida como “Lei do Petróleo” – e a Lei nº 11.909/2009 – a chamada “Lei do Gás”. Ambas atribuem papel central à ANP na regulação das distintas atividades econômicas integrantes desta indústria (atividades de *upstream* - E&P - e de transporte). Conforme a Lei do Petróleo, as atividades de pesquisa, lavra e exploração são monopólio exclusivo da União, enquanto, pela Lei do Gás, as atividades de transporte, tratamento,

processamento, estocagem, regaseificação e comercialização de gás natural podem ser exercidas por empresas que se adequem a determinadas condições e recebam a devida concessão por parte da União, com devida regulamentação e fiscalização. O segmento de distribuição é regulado pelos estados da federação, por meio de agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais de governo.

A Lei 11.909 define três personagens no setor: o consumidor-livre (que pode optar por adquirir gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador), o autoprodutor (aquele que explora e produz o gás natural e utiliza parte de sua produção, ou toda ela, como matéria-prima ou como combustível em suas instalações industriais) e o auto-importador (autorizado a importar gás natural que utiliza parte ou toda o seu produto importado como matéria-prima ou como combustível em suas instalações industriais). Entretanto, a abertura do mercado final de gás natural depende também de regulações estaduais, o que limita a efetiva atuação do consumidor livre definido por essa lei. De acordo com CNI, 2016, apenas 6 estados brasileiros regulamentaram a figura do consumidor livre (RJ, SP, ES, MG, MA e AL) e 18 dos 26 estados ainda não regulamentaram as figuras dos auto-importadores e autoprodutores.

Em dezembro de 2010 foi publicado o Decreto nº 7.382/2010, que regulamentou a Lei do Gás. Nos anos seguintes, coube à ANP regulamentar, tanto quanto o Decreto, através de uma série de novas resoluções que passaram a disciplinar as atividades de comercialização, os fluxos físicos e contratuais, os princípios tarifários, e os demais aspectos técnico-econômicos da atividade de transporte de gás natural, com o foco na desverticalização e na redução das barreiras à entrada. Destacam-se, nesse contexto, a Resolução ANP nº51 de dezembro de 2013 (que regulamenta e autoriza a atividade de carregamento de gás natural) e a Resolução ANP nº 11 de março de 2016 (que, dentre outras medidas, regulamenta o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte).

2.2 ANÁLISE DE INDICADORES E DA ORGANIZAÇÃO INDUSTRIAL DO SETOR⁸

Quanto ao tamanho do setor, o subsetor de Refino de petróleo e coquerias chegou a representar 3,7% do Valor bruto da produção⁹ brasileira, em 2014. Já o subsetor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio apresentaram, em média, de 2010 a 2014, uma parcela de 2,1% da produção nacional, enquanto que os demais subsetores de combustíveis - Extração de carvão mineral e de

⁸ A metodologia de obtenção dos indicadores está descrita no Apêndice A e a classificação setorial correspondente está no Apêndice B.

⁹ A fonte para o Valor Bruto da Produção e para o Valor Adicionado são as Tabelas de Recursos e Usos (TRU) calculadas pelo IBGE.

minerais não-metálicos e Fabricação de biocombustíveis – apresentaram, em média, parcelas de 0,2% e 0,3%, respectivamente, no período.

Todavia, em termos da participação no valor adicionado da economia brasileira, os subsetores do *upstream* foram mais representativos, com uma média, no período analisado, de 2,6% para Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio e 0,2% para Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos. No *downstream*, Fabricação de biocombustíveis apresentou uma participação média de 0,1% no período. Entretanto, Refino de petróleo e coquerias, apesar de representar a maior parcela do VBP brasileiro entre os subsetores de combustíveis, apresentou participação negativa – devido a seu valor adicionado negativo – de 2011 a 2014.

Analisando-se o tamanho do setor de outro ponto de vista, observou-se que os subsetores de combustíveis Extração de Petróleo e Gás Natural, Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural e Fabricação de álcool são aqueles que apresentaram o maior número de estabelecimentos de 2010 a 2014. Fabricação de álcool também foi o subsetor responsável por ocupar mais da metade dos trabalhadores do setor combustíveis ao longo de todo período. A respeito da concentração setorial, todos os indicadores do estudo [CR(4); CR(8); e HHI] apontaram que os subsetores de grau de concentração alto ou muito alto também não chegavam a ocupar, juntos, 1% dos vínculos ativos do setor de combustíveis. Já os subsetores de grau de concentração baixo ou moderadamente baixo, no período, foram aqueles que ocuparam relativamente mais, sendo o subsetor que mais empregou - Fabricação de álcool - o mais desconcentrado.

Por outro lado, a *proxy* para a margem de lucro indicou um poder de mercado superior à média dos setores da economia (média de 16% no período analisado) para os subsetores do *upstream* Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos, e Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio. O último apresentou uma margem média de 51%, de 2010 a 2014, e o primeiro, uma média de 23%. Entretanto, os subsetores do *downstream* apresentaram margens inferiores à média dos setores da economia, sendo que o subsetor de Refino de petróleo e coquerias obteve margens negativas de 2011 a 2014 e Fabricação de biocombustíveis apresentou margem decrescente, partindo de 11%, em 2010, e chegando a 5%, em 2014.

Em relação ao encadeamento intersetorial, os índices de ligação para trás e para frente de Rasmussen-Hirschman apontaram que o subsetor de Refino de petróleo e coquerias é, de modo geral, dependente – tanto da demanda, quanto da oferta - de outros setores, ou seja, é um setor-chave da economia, com forte poder de encadeamento para a frente e para trás. Por sua vez, pela combinação dos índices de ligação, o subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, mostrou-se dependente da demanda intersetorial, ou seja, é relativamente mais importante como insumo aos demais setores da economia. Já subsetores de Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos e Fabricação de biocombustíveis configuram uma dependência da oferta intersetorial, isto é, são

subsetores relativamente mais benéficos à economia do ponto de vista de toda atividade que seria gerada na economia dada sua expansão.

Quanto aos efeitos multiplicadores que o setor de combustíveis pode provocar na economia, verificou-se que o multiplicador de emprego é mais elevado no subsector de Refino de petróleo e coquerias, de modo que são criados 176 empregos – direta e indiretamente e levando-se em consideração o efeito induzido pelo consumo das famílias – dado um aumento de 1 emprego no setor. Aquele subsector também é, no setor de combustíveis, aquele com o maior multiplicador de renda (correspondente à remuneração do fator trabalho), sendo, assim, o subsector de combustíveis com maior impacto sobre as famílias.

Quanto aos multiplicadores tributários, em relação aos impostos setoriais, são gerados R\$ 6,14 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 naqueles tributos sobre o subsector de Refino de petróleo e coquerias. Ou seja, se houver um aumento nos tributos setoriais deste subsector, haverá um aumento na arrecadação proveniente de tributos setoriais proporcionalmente maior que o provocado pelos demais subsectores de combustíveis. Já quando se olha para os tributos sobre produtos, sobre o subsector de Refino de petróleo e coquerias, é o que apresenta o menor multiplicador tributário do setor de combustíveis, sendo que o maior multiplicador tributário, neste caso, ocorre com o subsector Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, gerando R\$ 9,40 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 naqueles tributos sobre o subsector.

Acerca da distribuição das vendas, uma mesma configuração ocorreu ao longo de todo o período de 2010 a 2014. Isto é, as vendas de carvão mineral, naftas para petroquímica, diesel-biodiesel e outros produtos do refino do petróleo destinaram-se, majoritariamente, ao consumo intermediário. O mesmo ocorreu com petróleo, gás natural e serviços de apoio, combustíveis para aviação e óleo combustível, porém, em menor medida. Por outro lado, as vendas de óleo combustível chegaram a ser destinadas em maior parte às exportações em 2012 e 2013. Os produtos gasoálcool e etanol e outros biocombustíveis, por sua vez, apresentaram relevantes parcelas de suas vendas destinadas ao consumo das famílias. A este componente da demanda final, o primeiro produto destinou, em média, 86% das vendas do período. Já o produto etanol e outros biocombustíveis destinou 55% de suas vendas ao consumo das famílias, em 2010, no entanto, a partir daquele ano, a maior parcela de sua demanda total passou a corresponder ao consumo intermediário.

Por outro lado, olhando-se para o peso dos insumos adquiridos dos subsectores de combustíveis para a produção dos demais setores - de acordo com os coeficientes técnicos da Matriz Insumo Produto calculada pelo IBGE - tem-se que os insumos de Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos correspondem a uma parcela maior que 5% da produção apenas no setor de Produtos de minerais não metálicos. Já Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio representam

uma parcela de 27,35% da produção de Refino de petróleo e coquerias, enquanto que, no próprio subsetor, esta parcela é de 5,54% de sua produção.

Observando-se o *downstream*, o subsetor de Fabricação de biocombustíveis não chega a corresponder a 3% do necessário a produção de nenhum setor, sendo o Refino de petróleo e coquerias o subsetor que apresenta o maior consumo (2,96%). Em contrapartida, os insumos de Refino de petróleo e coquerias representam, relativamente aos subsetores de combustíveis, as maiores parcelas dos insumos necessários à produção de outros setores – Transporte terrestre (18,67%), Extração de minerais metálicos não-ferrosos (7,93%), Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos (6,89%), Transporte aéreo (5,74%) e o próprio setor (28,15%) -, o que já havia sido evidenciado pelo índice de ligação para frente superior aos demais neste subsetor. Deste modo, na hipótese da introdução de um mecanismo de precificação de carbono e do repasse de preços através da cadeia, estes setores relativamente mais dependentes de insumos dos subsetores de combustíveis tenderiam a ser mais afetados em termos de aumento dos custos de produção.

Em relação ao comércio exterior, observa-se que, as exportações são relativamente mais relevantes para os subsetores Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio e Fabricação de biocombustíveis, ambos exportando, em média, 20% de seu valor bruto da produção, no período de 2010 a 2014. Já o produto relacionado ao setor de combustíveis mais dependente das importações é o carvão mineral, com 77%, em média, de sua oferta interna atendida por importações, no período. Em seguida, estão os combustíveis para aviação e as naftas para petroquímica, porém, menos da metade da oferta interna destes é atendida por importações. Por outro lado, gasoálcool e diesel – biodiesel não são importados.

3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DO PERFIL DE EMISSÕES DE PERFIL DE EMISSÕES¹⁰

Esta seção descreve e analisa as emissões de gases de efeito estufa e as melhores tecnologias disponíveis de reduções de emissões para o setor de produção de combustíveis, com ênfase nos combustíveis líquidos e gás natural. Ela deriva do estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil”, que avaliou cenários de longo prazo com ênfase no papel brasileiro para mitigação das mudanças climáticas, identificando variáveis-chave que afetam o desenvolvimento dos setores de energia e uso da terra.

¹⁰ A metodologia utilizada para o estabelecimento das melhores tecnologias disponíveis está disposta no Apêndice C.

3.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Na Tabela 1 estão as estimativas de emissões totais associadas às etapas de exploração e produção de petróleo e gás natural para o ano de 2010, contendo as emissões do pós-sal (gás livre, óleo e gás associado), do gás de folhelho e do pré-sal (óleo e gás associado) – sendo estas separadas pela faixa de teor de CO₂ presente no pré-sal (10% e 45% mol. CO₂).

Tabela 1 - Emissões de CO₂ do setor de E&P em 2010 (MtCO₂ e)

Pós-sal	Pré-sal		Gás de folhelho	Bunker	Total	
	10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂			10% mol. CO ₂	45% mol. CO ₂
8,40	0,47	0,49	0	0,10	8,98	9,00

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

O abatimento de emissões para o setor de E&P consiste, basicamente, em tecnologias de redução de emissões fugitivas, que são decorrentes de vazamentos de dispositivos pneumáticos, flanges, conectores, válvulas, eixos e hastes, e emissões durante a perfuração (MCTI, 2010). Tabela 2 apresenta as emissões evitadas e custos de abatimento das tecnologias apresentadas no relatório.

Tabela 2 - Emissões evitadas e custos de abatimento para as MTD do E&P

Medidas	Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)				Custos (US\$/tCO ₂ e)			
Instalação de uma Unidade de Recuperação de Vapor (URV)	Pós-sal	61,86	Pré-sal	80,42	Pós-sal	3,28	Pré-sal	3,56
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	Pós-sal	21,9	Pré-sal	43,8	Pós-sal	42,0	Pré-sal	42,0
Invólucro no compressor recíproco	Pós-sal	0,107	Pré-sal	0,107	Pós-sal	14,85	Pré-sal	14,85
Implementação de um programa de inspeção e manutenção	Pós-sal	8,42	Pré-sal	8,42	Pós-sal	56,85	Pré-sal	56,85
Redução do flare ¹¹		2200				32		
GTL (Gas to liquids) ¹²	Pós-sal	270			Pós-sal			42

¹¹ Considerando o potencial total referente ao Brasil.

¹² Considerando a implementação de um módulo de GTL capaz de produzir 1000 barris de syncrude com vida útil de 25 anos, entrando em operação em 2025.

Medidas	Emissões Evitadas (ktCO ₂ e/ano)	Custos (US\$/tCO ₂ e)			
CCS – Carbon Capture and Storage	-	Teor CO ₂ 10%	16,5	Teor CO ₂ 45%	5,9

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

3.2 REFINO DE PETRÓLEO

A partir do cálculo prévio de consumo de utilidades determinou-se o consumo energético do refino de petróleo por fonte: gás natural, gás combustível, coque de FCC, óleo combustível e eletricidade da rede. Os resultados referentes às emissões totais de CO₂ por fonte e por barril de petróleo produzido, encontram-se na Tabela 3.

Tabela 3 – Emissões de CO₂ totais e por barril de petróleo produzido para o parque de refino brasileiro, 2010

Emissões Totais (MtCO ₂)		Emissões de CO ₂ por barril de petróleo produzido (tCO ₂ /bbl)
Gás Natural	6,1	9,4
Gás Combustível	4,9	7,6
Óleo Combustível	3,6	5,7
Coque	6,6	10,2
TOTAL	21,2	32,9

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Além disso, é possível calcular as emissões totais de derivados de petróleo para uso energético de outros setores, apesar de estas ocorrerem fora do refino, majoritariamente no setor de transportes. A Tabela 4 apresenta as emissões calculadas.

Tabela 4 – Emissões totais dos setores econômicos a partir da queima de derivados de petróleo produzidos no refino brasileiro para uso energético - 2010

Emissões Totais (MtCO ₂)	
GLP	11,5
Gasolina	46,8
Querosene	11,6
Diesel	94,0
Óleo Combustível	34,2
Coque	7,6
TOTAL	205,7

Fonte: Elaboração própria a partir de Schaeffer et al. (2015) e IPCC (2006).

Segundo MCTI (2013), as emissões brasileiras de gases de efeito estufa em CO₂eq foram de 1.246,5 MtCO₂eq em 2010. Sendo assim, as emissões provenientes da queima de derivados de petróleo produzidos no Brasil corresponderam a aproximadamente 16,5% das emissões totais neste ano. Schaeffer et al. (2015) analisaram 200 medidas de eficiência energética e redução de consumo energético para as diversas unidades de processamento. A Tabela 5 apresenta uma síntese das opções de mitigação contempladas no estudo.

Tabela 5 - Número de Medidas por Utilidade e Unidade

Unidade	Combustível	Vapor	Eleticidade	Hidrogênio	Total
Unidade de Destilação Atmosférica (UDA)	4	10	8	0	17
Unidade de Destilação a Vácuo (UDV)					
Unidade de Desasfaltação a Propano (DSF)					
Unidade de Craqueamento Catalítico (FCC)	0	7	5	0	11
Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo Atmosférico (RFCC)					
Unidade de Alquilação (ALQ)					
Unidade de Reforma Catalítica (URC)	8	11	8	0	20
Unidade de Coqueamento Térmico Brando (HCC)	7	8	7	2	17
Unidade de Hidrocrackeamento Catalítico (CR)	6	9	4	0	14
Unidade de Coqueamento Retardado (HDS G)	5	14	12	2	25
Unidade de Hidrodessulfurização de Gasolina (HDT N)	6	15	13	2	24
Unidade de Hidrotratamento de Nafta (HDT Q)	6	15	13	2	24
Unidade de Hidrotratamento de Querosene (HDT D)	6	15	13	2	24
Unidade de Hidrotratamento de Diesel (HDT I)	6	15	13	2	24
Unidade de Hidrotratamento de Instáveis (LUB)					
Total	54	119	96	12	200

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Na tabela 5, as medidas estão separadas por unidade de processo e por utilidade a que se refere a medida. Note-se, no entanto, que o somatório das medidas por utilidades pode ser maior que o total, visto que uma mesma medida pode afetar duas utilidades simultaneamente (ex: vapor e eletricidade).

A Tabela 6 abaixo apresenta o conjunto de medidas selecionadas pelo modelo MESSAGE, no âmbito do Projeto MOP aplicadas no ano de 2020 e seus potenciais de abatimento neste ano.

Tabela 6 – Número de Medidas por custos e potenciais brutos de abatimento para 2020.

Critério (C = US\$/tCO₂)	Número de Medidas	Potencial Bruto¹ de Abatimento (MtCO₂)
C ≤ 0	29	4,35
0 < C ≤ 10	36	3,63
10 < C ≤ 50	74	24,76
50 < C ≤ 100	33	3,17
C > 100	28	7,67
Total	200	43,58

¹ Desconsidera a receita do combustível/eletricidade economizado.

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Como observado na tabela acima, boa parte das medidas analisadas possui custo entre 10 e 50 US\$/tCO₂, porém este custo pode cair ou aumentar dependendo do preço do petróleo, na medida em que algumas medidas envolvem redução do consumo de combustíveis derivados de petróleo, bem como dos preços de gás natural e eletricidade. No que concerne ao preço do gás natural, ele possui grande influência nas receitas obtidas com a redução do consumo de combustíveis nas refinarias, e consequentemente, nos valores finais dos custos de abatimento, dado seu consumo frente aos demais combustíveis.

3.3 BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

Tanto a produção de biodiesel como de etanol, e diesel de FT (*Fischer-Tropsch*) necessitam de insumos energéticos e agrícolas (fertilizantes, sobretudo) durante as diversas etapas de seus processos; porém, as emissões de GEE relativas a tais insumos não serão abordadas neste relatório, devendo ser analisadas pelo setor de uso do solo e setor agropecuário.

3.3.1 BIODIESEL

No Brasil, o mercado de biodiesel é determinado pela demanda por óleo diesel, já que todo o diesel consumido no Brasil contém um percentual mínimo de biodiesel.

As matérias-primas utilizadas para a produção de biodiesel consistem em óleos vegetais, animais e residuais, sendo os dois primeiros os mais utilizados no Brasil. Neste contexto, o óleo de soja contribuiu, em 2014, com aproximadamente 74,7% da produção de biodiesel, seguido da gordura bovina, com 25% (ANP, 2015). Na safra de 2014/2015, estimativas preliminares da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) indicam que a área de soja plantada foi cerca de 31,3 milhões de ha,

produzindo 93,3 milhões de tonelada de soja, com uma produtividade média de 3,0 t/ha (CONAB, 2015). Em relação aos óleos vegetais, além do óleo de soja, também são utilizados o óleo de palma e o de girassol. No que diz respeito aos impactos ambientais do ciclo de vida, o óleo de palma revela menor dependência de combustíveis fósseis e emissões de GEE do que o óleo de soja (Rocha et al., 2014).

No que diz respeito à gordura animal, no Brasil, em 2013, as gorduras animais contribuíram para a produção de cerca de 20% da produção de total de biodiesel, dos quais 90% derivaram de sebo bovino e 10% de gorduras de aves (ANP, 2015).

As melhores tecnologias disponíveis para aumentar a produção de biodiesel constituem alternativas tecnológicas ao processo convencional de produção de biodiesel, via transesterificação catalítica homogênea em rota metílica, a qual apresenta uma série de limitações, associadas principalmente ao elevado custo de produção, consumo de energia e geração de coprodutos indesejados. Em especial, destaca-se o custo dos insumos, mesmo sendo coproduto da soja. Ainda, com relação aos coprodutos indesejados, cabe mencionar que 75% dele é exportado para a China.

3.3.2 ETANOL

No Brasil, as unidades produtoras de etanol são classificadas em usinas anexas e usinas autônomas. As usinas anexas estão agregadas a unidades produtoras de açúcar, produzindo etanol a partir de melaço e de caldo de cana. Por sua vez, as destilarias autônomas são unidades independentes dedicadas somente à produção de etanol. A cana-de-açúcar é a matéria-prima utilizada na quase totalidade das usinas (97,4%).

A grande maioria das unidades produtoras de etanol é autossuficiente em energia elétrica e térmica através da cogeração do bagaço (coproduto decorrente das atividades de moenda). Contudo, o excedente de energia elétrica é limitado, correspondendo, em média, a até 10 kWh por tonelada de cana processada (Macedo et al., 2008)¹³.

O processo de produção de etanol de cana-de-açúcar gera três tipos de resíduos: a vinhaça, a torta de filtro e o bagaço. A vinhaça, que vem a ser o resíduo da destilação, é reciclada na sua totalidade e aplicada como fertilizante nos campos de plantio de cana-de-açúcar. O bagaço e o filtro de torta são

¹³ Segundo os autores, em 2005/2006, o excesso de eletricidade nos processos de transformação da cana de açúcar em etanol foi de 9,2 kWh/tonelada de cana, considerando: uso de caldeiras de alta pressão (que só era o caso de cerca de 10% das usinas); uso da totalidade do bagaço e biomassa residual para produzir eletricidade; e estimativas da Cogen. Dessa forma, a projeção realizada no contexto desse artigo estima que em 2020, esse excesso seria de 135 kwh/ton cana, considerando "todas as usinas operando a 6.5MPa/480 1C, sistemas CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*); consumo de vapor de processo ~340 (kg vapor)/(t cana), e uso de recuperação de lixo (40%)".

canalizados para caldeiras de geração de vapor e eletricidade. A energia gerada alimenta toda a cadeia de produção de etanol, que inclui processos intensivos em energia.

O setor sucroalcooleiro brasileiro enfrenta, atualmente, uma de suas maiores crises dos últimos 30 anos. Isto se deve ao fato de que, nos últimos anos, as margens de comercialização do etanol tornaram-se negativas, pois o custo de produção do mesmo tem sido superior ao seu preço de venda, por diversos fatores que reduziram significativamente a margem de lucro da indústria de etanol. Destaca-se, nesse sentido, que a competitividade do etanol depende principalmente dos preços do açúcar no mercado internacional e da gasolina no mercado nacional (pois o etanol é substituto da gasolina nos motores *flex*). Assim, por um lado, o maior preço do açúcar encarece a produção de etanol. Por outro, até 2016, o preço da gasolina era mantido a um nível abaixo do necessário para o etanol competir em termos de preço de venda com margens aceitáveis. Ainda existe a tendência de menor produção de etanol quando o preço do açúcar está alto, pela flexibilidade parcial nas usinas sucroalcooleiras (podendo modular a produção relativa de açúcar e álcool).

Porém, a situação mudou recentemente: os preços da gasolina aumentaram e ocorreu uma queda no preço do açúcar no mercado internacional, revertendo essa tendência. Entretanto, outros fatores dificultam a retomada do setor, por exemplo, o endividamento das usinas, o excesso de capacidade de processamento e a não renovação de muitos dos canaviais (decorrente das dificuldades financeiras do setor).

Por fim, cabe mencionar que as emissões provenientes da produção de etanol são tratadas pelo setor de uso do solo e agropecuário. Em relação às emissões advindas de sua queima, as mesmas são compensadas na absorção do CO₂ pela cana durante seu crescimento.

As possíveis rotas tecnológicas para a geração de etanol constituem opções de mitigação de gases de efeito estufa em relação à rota convencional, e em relação à gasolina A, ou base do refino, que é o derivado substituído pelo etanol.

3.3.3 DIESEL DE FISCHER-TROPSCH

O processo conhecido como FT-BTL (*Fischer-Tropsch Biomass to Liquids*) produz combustíveis pelo processo de gaseificação da biomassa, seguido da síntese de *Fischer-Tropsch*. Neste documento, enfatiza-se o seu uso para produção de diesel avançado (biomassa de 2ª geração), como opção de mitigação ao diesel mineral.

A Síntese de Fischer-Tropsch converte o gás de síntese (produzido da gaseificação da biomassa pré-tratada) em alcanos e alcenos lineares, através de uma série de reações catalíticas (catalisadores mais comuns são ferro e cobalto) resultando em uma mistura de hidrocarbonetos saturados. Os principais produtos desta síntese são gases, nafta ou gasolina, diesel, ceras leves e ceras pesadas. Os gases

tendem a ser reciclados para turbinas a gás. As ceras passam ao hidrocrackeamento e os produtos passam por upgrades para maximizar os produtos de interesse, normalmente diesel e gasolina (MEERMAN ET AL., 2011), ou biojet.

O custo do carbono evitado pela produção de diesel de FT no Brasil foi determinado na faixa de US\$ 387,43/tCO₂ a US\$ 749,13/tCO₂ para a unidade de conversão sem captura de carbono, e de US\$ 78,12/tCO₂ a US\$ 145,87/tCO₂ para a unidade de conversão diesel – BTL, com captura de carbono.

3.4 SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO¹⁴

Os quadros abaixo sintetizam as opções de mitigação elencadas neste estudo com base no estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil¹⁵”. A análise da penetração dessas opções no setor de combustíveis brasileiro depende de como se dará a expansão do E&P e do Refino, assim como do setor de biocombustíveis, dentro do horizonte de projeção do estudo PMR-Brasil. Para tanto, é necessária uma modelagem integrada do sistema energético e da economia brasileira, que faz parte dos objetivos do Componente 2 do projeto PMR-Brasil. Note-se aqui que o desenvolvimento de uma curva de custo marginal de abatimento setorial levaria a imprecisões associadas a não aditividade entre as opções de mitigação; a inconsistências com cenários de preços de combustíveis; inconsistências com cenários de evolução da economia brasileira e dos outros setores energéticos além do setor de combustíveis.

No caso do subsetor de E&P (Tabela 1, Apêndice E), os custos de investimento e de operação associados a medidas de abatimento de emissões distribuem-se em um amplo intervalo, assumindo os valores mais altos em tecnologias de GTL e, sobretudo, de redução do *flare*. Embora também promovam maiores reduções de emissões em termos absolutos, essas são as medidas capazes de reduzir o menor volume de emissões por US\$ investido. Tal afirmação é válida mesmo quando considerados os custos de operação ao longo de períodos mais longos (dez anos, por exemplo). Segundo esse racional, as medidas mais custo-efetivas no subsetor de E&P consistem na instalação de Unidades de Recuperação de Vapor (em ambos os cenários considerados).

Para o subsetor de refino de petróleo, o conjunto de opções de mitigação por tipo de unidade é apresentado na Tabela 2 do Apêndice E, em que constam os respectivos CAPEX, OPEX, abatimento e taxa de penetração da tecnologia considerada no cenário adotado no modelo. Em linhas gerais, as medidas aplicáveis às Unidades de Destilação Atmosférica são capazes de promover os maiores

¹⁴ As tabelas aqui referidas se encontram no Apêndice E.

¹⁵ Schaffer, R.; Szklo, A.; Lucena, A.; Costa, I.; Rochedo, P.; Império, M.; Guedes, F.; Pereira, J.; Hoffmann, S.; Mahecha, R. E. G.; Nogueira, L. P. P.; Soria, R.; Milani, R.; Oliveira, I. A.

volumes de redução de emissões, tanto em termos absolutos (em MtCO₂/ano) quanto relativos (em MtCO₂/ano por US\$ investido). Considerando-se o conjunto das medidas avaliadas, relações custo-benefício atrativas também podem ser encontradas nas Unidades de Craqueamento Catalítico Fluidizado, nas Unidades de Coqueamento Retardado e nas Unidade de Hidrodessulfurização de Gasolina.

Quando comparadas as medidas de redução de emissões por tipo de tecnologia (independentemente do tipo de unidade a que são aplicáveis), as medidas de redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado são as que promovem maior redução de emissões por US\$ investido. À exceção da recuperação de condensado nas Unidades de Destilação Atmosférica, que apresentam custos de investimento da ordem de US\$ 0,01/GJ, os custos de investimento das opções de mitigação avaliadas variam entre US\$ 0,47/GJ a US\$ 32,55/GJ, sendo que em mais da metade dos casos, são inferiores a US\$ 10/GJ. Os custos de operação acompanham os custos de investimento, variando entre valores inferiores a US\$ 0,01/GJ.ano para a recuperação de condensado nas UDAs e US\$ 0,65/GJ.ano para a instalação de PSA (processo de adsorção por inversão de pressão) para recuperação de H₂ de alta pureza nas Unidades de Hidrotratamento de Nafta e de Querosene.

Para os biocombustíveis líquidos, as opções de mitigação avaliadas (Tabela 3, Apêndice E) contemplam o biodiesel, o etanol e o Diesel Fischer-Tropsch. Para o biodiesel, cujas medidas apresentam os menores custos absolutos e cuja capacidade de redução é da ordem de 2,4 kgCO₂/Litro de diesel eq. (2kgCO₂ no caso da tecnologia de hidrotratamento). As demais opções de mitigação associadas ao biodiesel são mais onerosas, seja pelos altos custos de investimento (craqueamento térmico catalítico) ou de operação (hidrotratamento).

O etanol celulósico (em que parte do bagaço disponível é canalizado para uma unidade anexa de geração) apresenta maior potencial de mitigação que o etanol otimizado (que pressupõe a implantação de uma nova usina autônoma). Considerando-se uma área de 1 ha de cana, a redução de emissões promovida por essas medidas é da ordem de 0,024 kgCO₂ (etanol otimizado) e de 0,35 kgCO₂ por cada milhão de R\$ investido (etanol celulósico). Os custos de operação associados ao etanol celulósico também são inferiores aos do etanol otimizado.

No caso do Diesel Fischer-Tropsch, finalmente, os custos de investimento e de operação são consideravelmente elevados quando comparados às demais opções de mitigação (podendo ultrapassar R\$ 10 bilhões de CAPEX e R\$ 430 milhões/ano de OPEX para a opção com captura de carbono).

4 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS¹⁶

4.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTOS SOBRE COMBUSTÍVEIS

Identificam-se como traços marcantes dos mercados de combustíveis no Brasil:

- A dependência estrutural das importações dos principais derivados e gás natural, não obstante a condição alcançada de exportador líquido de petróleo
- A participação significativa, e muito superior à média internacional, de biocombustíveis usados para transportes;
- A presença de barreiras à entrada no refino e logística, devido ao papel histórico cumprido pela Petrobras no setor;

Há ausência de política clara e de critérios econômicos na formação dos preços. Com isso, o mercado de distribuição de cada derivado encontra-se concentrado em torno de, em geral, um oligopólio composto por três players principais (incluindo a subsidiária BR Distribuidora da Petrobras) e uma franja de competidores com atuação marcadamente local/regional.

A introdução de pressões competitivas na reestruturação do mercado *downstream* brasileiro foi completado pelo esforço regulatório para promover o ingresso de novos agentes na atividade de importação de derivados, especialmente a partir da liberalização dos preços em 2002. Entretanto, a condição monopolista da Petrobras¹⁷ no refino não foi alterada em decorrência:

- de barreiras estruturais à entrada; e
- de equívocos relacionados com a formação dos preços de derivados, e da ausência de uma política de preços.

Desse modo, a liberalização de preços revelou-se incompleta, pois não foi acompanhada de medidas estruturais e regulatórias que permitissem ampliar a participação de outros agentes na indústria. A criação da CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), imposto que poderia ser

¹⁶ A metodologia usada para o mapeamento das políticas setoriais existentes e a identificação e descrição de instrumentos de política encontra-se no Apêndice D.

¹⁷ Em abril de 2019, a Petrobras anunciou que buscará parceiros para os *clusters* do Sul e do Nordeste, abrindo mão do controle de refinarias e ativos de logística, podendo tal reposicionamento levar à quebra no monopólio do refino.

alterado a fim de amortecer os impactos das flutuações do petróleo bruto sobre os preços dos derivados (ou ainda como um imposto ambiental), rapidamente perdeu seu objetivo.

A fim de atender aos objetivos de política macroeconômica, em particular o controle da inflação, o governo brasileiro também exerceu intervenção nos preços. A mais recente ocorreu no período 2011-2014, quando os preços da Petrobras ficaram abaixo dos preços internacionais acarretando perdas estimadas de R\$ 98 bilhões (Almeida, Oliveira e Losekann, 2015).

A falta de previsibilidade de preços e as potenciais dificuldades de acesso à infraestrutura e logística apenas reforçaram as barreiras à entrada e consolidaram a posição monopolista da Petrobras. Portanto, o **segmento de refino foi de fato um monopólio estatal, com uma regulação afetando principalmente a própria Petrobrás**, que ampliou as barreiras à entrada, promovendo uma estratégia de preços praticados pela Petrobras pouco transparente e/ou sem previsibilidade até 2016.

Sinais de preços mais alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais, e revisados com periodicidade pré-determinada (mensal, bimestral, trimestral, etc.), ofereceriam transparência tanto para as decisões dos consumidores, quanto para as decisões de investimento das empresas no *downstream* – muito intensivo em capital e de longo tempo de maturação.

Desde outubro de 2016¹⁸ a Petrobras vem cumprindo o que fora por ela anunciado em matéria de revisão/reajuste mensal dos preços dos derivados. No entanto, pronunciamentos não destacaram os critérios econômicos que irão presidir os reajustes de preços, especialmente os da gasolina e do diesel. Digno de nota, porém, é o fato de que para alguns derivados, em particular o QAV (querosene de aviação), a política de preços obedece a critérios de alinhamento ao preço internacional.

Do ponto de vista técnico, a elaboração de uma política de preços “partindo do zero” ou a eventual adaptação de experiências internacionais à realidade brasileira não é uma tarefa difícil de ser concretizada. Cabe destacar a importância de se modificar a governança da política de preços da gasolina e diesel, em particular, como um instrumento de combate à inflação. É indispensável introduzir uma maior racionalidade econômica do ponto de vista social na política de preços de modo a evitar abusos da posição de monopólio no segmento de refino.

Caberá, posteriormente, ao Poder Executivo, estabelecer igualmente prioridades e critérios a fim de desenhar uma verdadeira política de preços para os combustíveis. Isso dependerá da estrutura de tributos que incidem sobre os preços, possibilitando uma maior transparência dos preços relativos; por exemplo do papel do etanol na matriz de transporte e de eventuais subsídios a serem retirados ou propostos, os mecanismos de precificação de carbono.

¹⁸ Website Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>

4.1.1 TRIBUTOS INCIDENTES SOBRE COMBUSTÍVEIS

4.1.1.1 ICMS

As alíquotas do ICMS (Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias) e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação são estabelecidas pelos governos estaduais e podem ser seletivas por tipo de produto. Quando a comercialização ocorre dentro do Estado, são classificadas como internas, do contrário, são interestaduais, sendo que as internas não podem ser inferiores às interestaduais, exceto por deliberação dos Estados.

Os valores do ICMS incidentes sobre os combustíveis derivados do petróleo são recolhidos pelas refinarias pelo regime de substituição tributária, disciplinado pela Lei Complementar nº 87/1996, “Lei Kandir”. Em relação ao etanol anidro, o ICMS é recolhido juntamente com o ICMS da gasolina A (pura), de forma que não há incidência do ICMS na operação de compra de álcool anidro pelas distribuidoras, o mesmo ocorrendo para os biocombustíveis.

4.1.1.2 PIS/PASEP E COFINS

PIS/PASEP e COFINS são encargos federais incidentes sobre a receita bruta das empresas e não incidem sobre as receitas auferidas com exportações. Todos os produtores e importadores de combustíveis derivados de petróleo aderiram ao Regime Especial de Apuração e Pagamento da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS (Recob), no qual a incidência de PIS/PASEP e COFINS acontece uma única vez sobre a receita bruta do importador ou produtor, sendo iguais a zero as alíquotas das etapas posteriores da cadeia (distribuição e revenda).

Os gastos tributários correspondentes a PIS/COFINS projetados pelo Projeto de Lei Orçamentária Anual (PLOA) de 2017 são:

- i) Em relação ao álcool: Crédito presumido de PIS/COFINS para pessoas jurídicas importadora ou produtora de álcool, inclusive para fins carburantes, regulamentado pela Lei 12.859/13, art. 1º a 4º e Decreto 7.997/13. Vigente até 31/12/2016 Os Decretos 9.101/2017 e 9.112/2017 alteraram a incidência do PIS/PASEP e Cofins sobre o etanol, passando a vigorar os seguintes valores:

I - R\$ 23,38 (vinte e três reais e trinta e oito centavos) e R\$ 107,52 (cento e sete reais e cinquenta e dois centavos) por metro cúbico de álcool, no caso de venda realizada por produtor ou importador; e

II - R\$ 19,81 (dezenove reais e oitenta e um centavos) e R\$ 91,10 (noventa e um reais e dez centavos) por metro cúbico de álcool, no caso de venda realizada por distribuidor.

- i) Em relação ao biodiesel: Redução das alíquotas do PIS/COFINS sobre a venda de biodiesel pela aplicação de coeficientes de redução definidos pelo Poder Executivo. Crédito presumido de PIS/COFINS calculado sobre o valor das matérias-primas adquiridas de pessoa física, de cooperado pessoa física, de pessoa jurídica que exerça atividade agropecuária, de cooperativa de produção agropecuária ou de cerealista e utilizados como insumo na produção de biodiesel. Suspensão do PIS/COFINS sobre a venda de matéria-prima in natura de origem vegetal, destinada à produção de biodiesel. Os gastos tributários apresentados são regulamentados pela Lei 11.116/05, arts. 1º ao 13; Decreto 5.297/04, art. 4º. Prazo de vigência indeterminado. Valor: R\$ 11.692.670,00 correspondente à contribuição social para o PIS-PASEP e R\$ 53.821.258,00 correspondente a COFINS.
- ii) Em relação ao Gás Natural Liquefeito (GNL): Redução a zero das alíquotas do PIS/COFINS na importação de GNL, regulamentada pela Lei 10.865/04, art. 8º, § 12, XVI. Prazo de vigência indeterminado. Valor: R\$ 118.880.103,00 correspondente à contribuição social para o PIS-PASEP e R\$ 547.568.959,00 correspondente a COFINS.

4.1.1.3 CIDE-COMBUSTÍVEIS

A Cide-combustíveis (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre as operações realizadas com combustíveis) é regulamentada pela Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001 e incide sobre a importação e a comercialização de (i) gasolina e suas correntes, (ii) diesel e suas correntes, (iii) querosene de aviação e outros querosenes, (iv) óleos combustíveis, (v) gás liquefeito de petróleo e (vi) álcool etílico combustível, não alcançando o biodiesel e gás natural. Sua incidência é monofásica sobre o volume comercializado pelo produtor, sendo que, atualmente, somente a importação e a comercialização de gasolina e suas correntes e de óleo diesel e suas correntes são oneradas.

Em relação à evolução da legislação referente à Cide-combustíveis, principalmente no que se refere às alíquotas e às deduções das contribuições para PIS/PASEP e da Cofins, as alterações das deduções ocorriam em sentido contrário às alterações das alíquotas, até 2004, quando foram extintas as deduções e foram zeradas as alíquotas de querosene de aviação; demais querosenes; óleos combustíveis; GLP; e álcool etílico. Em 2012, as alíquotas sobre todos os combustíveis foram zeradas, sendo que retornaram a valores positivos em 2015, para gasolina e diesel, estando em vigência.

4.1.2 ESTRUTURA DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS

De acordo com Petrobras (2017), no período de 11/06/2017 a 17/06/2017, 41% do preço total da gasolina equivaliam a tributos (30% ICMS e 11% CIDE, PIS/PASEP e COFINS), podendo variar de região para região (chegando à participação de 49%). A carga tributária sobre a gasolina pode variar por estado, atingindo, em março de 2017, o máximo de 42% em Pernambuco e o mínimo de 34% no Acre. Em relação à arrecadação tributária dos impostos incidentes sobre a gasolina em 2016, o ICMS gerou cerca de R\$ 44 bilhões, o PIS/COFINS gerou R\$ 12 bilhões e a CIDE, R\$ 3,1 bilhões.

Com relação ao preço do óleo diesel no mesmo período, a parcela de tributos correspondia a 26% (17% ICMS e 9% CIDE, PIS/PASEP e COFINS), sendo que a maior porção do preço se deve à Realização da Petrobras (50%). De forma análoga à gasolina, a carga tributária sobre o diesel pode variar por estado, tendo alcançado o máximo de 32% no Amapá e o mínimo de 20% no Espírito Santo (ambos sobre o diesel S500). Em relação à arrecadação tributária, em 2016 o ICMS foi responsável por uma receita de R\$ 24,2 bilhões, o PIS/COFINS por R\$ 12,5 bilhões e a CIDE por R\$ 2,5 bilhões.

Em relação ao etanol, não há incidência da CIDE, e os tributos relacionados ao ICMS e ao PIS/COFINS foram responsáveis, em média, por 28% do preço do etanol em março de 2017 (4% PIS/COFINS e 24% CIDE). No que diz respeito à arrecadação tributária, R\$ 6,1 bilhões são provenientes do ICMS.

4.2 FINANCIAMENTO AO SETOR DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

O BNDES é o principal agente de financiamento das obras de infraestrutura no país, o que inclui investimentos em todos os elos da cadeia de combustíveis. A representatividade desse setor na carteira de operações do Banco é grande, como demonstra análise feita pelo Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas (IBASE, 2014). Em uma amostra de 881 operações de crédito diretas e indiretas realizadas pelo Banco para o financiamento de diversas atividades de infraestrutura, logística e energia no período entre 2008 e o primeiro trimestre de 2014 (de um total de 4.232 operações realizadas nesse período), 26,7% do total investido por meio de operações diretas destinou-se à ampliação e/ou construção de dutos de transporte de combustíveis, plataformas marítimas e refinarias. Dentre os tipos de projetos apoiados de forma direta, esse foi o item que mais recebeu investimentos do BNDES. Para as operações indiretas, projetos sucroalcooleiros (25,1%) e de grandes usinas hidrelétricas (32,3%) receberam a maior parcela do investimento.

Uma das principais linhas de financiamento utilizadas pelo setor de combustíveis é o FINEM (Financiamento a empreendimentos), produto do BNDES destinado a financiamentos superiores a R\$ 20 milhões. Esse produto sofreu uma reestruturação no início de 2017, passando a considerar os benefícios gerados à sociedade como critério de avaliação de novos financiamentos. A partir de então, oferecem-se condições financeiras mais atrativas para projetos cujas características coincidam com os

qualificadores (temas prioritários) do Banco. A taxa de juros cobrada é a soma do custo financeiro (dado pela TJLP – taxa de juros de longo prazo – e/ou custo de mercado) e a taxa do BNDES (que varia de 2,1% a 6,56% ao ano, à exceção de investimentos sociais de empresas no âmbito da comunidade, isentos da taxa).

A produção de alimentos e biocombustíveis, por exemplo, constitui um qualificador do BNDES. Projetos que se enquadrem nesse escopo podem contar com uma participação máxima a TJLP de 60% e uma participação adicional a custo de mercado de 20%. No âmbito dos projetos de infraestrutura, empreendimentos de transporte e de distribuição de gás e biocombustíveis são elegíveis ao FINEM, bem como projetos de transporte de petróleo padrão.

A presença marcante dos investimentos do BNDES relacionados à exploração, processamento e transporte de petróleo no período avaliado está associada às descobertas do Pré-Sal. Se considerados em conjunto com os investimentos na construção, modernização e aquisição de estaleiros, navios e rebocadores (a maior parte destinada ao transporte de petróleo), eles respondem por 58,4% do total investido por meio de operações diretas.

Dados do próprio BNDES para o período 2000-2016 indicam que os investimentos no setor de coque, petróleo e combustíveis foram concentrados, sobretudo, nos anos de 2009 e 2010 (BNDES, 2017). Em 2008 e 2009 o setor de coque, petróleo e combustíveis correspondia a mais de 17% do montante desembolsado pelo BNDES.

No caso da Petrobras, os empréstimos e financiamentos contraídos destinam-se ao desenvolvimento de projetos de produção de petróleo e gás natural, à construção de navios e dutos, e à construção e ampliação de unidades industriais, dentre outros usos. Em 2016, o passivo não circulante da empresa no país correspondia majoritariamente ao Mercado Bancário, enquanto que no exterior, a maior parcela era devida ao Mercado de Capitais, embora uma parcela significativa também corresponda ao Mercado Bancário.

Além disso, os financiamentos em dólares são significativamente maiores do que o restante (cerca de 200% maiores do que o financiamento em reais), sendo que, para os financiamentos em dólares, a taxa média é de 6% a.a., enquanto para os financiamentos em reais a taxa é de 7,6% a.a. Considerando a totalidade dos financiamentos, a taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada para determinar o montante do custo dos empréstimos era de 6,21%a.a.

Finalmente, com relação ao financiamento de usinas sucroalcooleiras, a participação do BNDES caiu consideravelmente entre 2006 e 2016. Nesse último ano, por exemplo, o Banco não realizou operações de financiamento não-automáticas para as áreas de etanol de segunda geração, estocagem, implantação de novas unidades, inovação agrícola ou logística. Os empréstimos aprovados em 2016 para o setor sucoenergético envolveram apenas projetos de cogeração e renovação de canaviais.

O BNDES divulgou, em janeiro de 2017, as suas novas políticas operacionais e condições de financiamento, com tendência clara para atribuir condições mais favoráveis para projetos com impactos positivos para a sociedade – especialmente em relação ao meio ambiente e desenvolvimento social. Um exemplo destacado na matéria (BNDES divulga novas políticas operacionais e condições de financiamento) seria o tratamento mais favorável conferido a uma tecnologia que utilize biodiesel em vez de uma máquina similar que use óleo diesel de origem fóssil.

Entretanto, investimentos em educação, saúde, inovação, exportação, MPMEs e meio ambiente, assim como projetos de infraestrutura (inclusive de transporte de petróleo e gás) são prioritários. Os projetos que se enquadrarem nesses qualificadores terão melhores condições de financiamento (em termos de juros e prazos).

4.3 IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA

Os objetivos perseguidos por meio dos principais Programas de Governo relacionados com o Setor de Combustíveis estão direta ou indiretamente alinhados com diretrizes de política energética estabelecidas em diferentes governos. Algumas dessas incluem:

A. a autossuficiência, ou a redução da dependência das importações tanto de petróleo bruto, quanto de combustíveis e derivados em geral. Este é considerado o principal e mais importante objetivo em termos de política energética, com efeitos diretos sobre questões econômicas (balança comercial, custo da energia e competitividade da indústria), sociais e geopolíticas. A autossuficiência em petróleo bruto já foi alcançada; porém, falta capacidade de refino nacional para garantir a autossuficiência em derivados de petróleo.

B. o desenvolvimento da oferta de biocombustíveis. Esse eixo de programas pode ser visto como uma resposta aos objetivos de autossuficiência no suprimento de combustíveis. Desde 2005, o governo brasileiro passou também a incentivar a produção de biodiesel. Neste caso, objetivos subsidiários, como estímulo à agricultura familiar e os efeitos redistributivos regionais, foram associados ao objetivo de reduzir a dependência das importações de óleo diesel. Hoje a produção de biodiesel provém principalmente da soja, cuja cultura e o modelo de negócios são altamente modernizados. A diminuição da poluição local é outra motivação importante, e o estímulo à inovação responde, também, a uma oportunidade de estimular uma posição de liderança do Brasil neste setor.

C. o controle da poluição local. No setor de combustíveis, a ênfase é a redução das emissões de gases de exaustão de veículos nas áreas urbanas, com destaque para CO, HC, NO_x e CHO. Com a motivação de promover a saúde pública, faz-se necessário controlar a qualidade e composição dos combustíveis comercializados, bem como as tecnologias de motores e equipamentos.

D. o aumento da eficiência energética e o uso racional da energia. Também relacionado diretamente aos objetivos de atingir a autossuficiência energética, diminuir as emissões de poluentes e reduzir os custos energéticos das indústrias, empresas e consumidores, este eixo se distingue dos demais pelo foco maior no uso da energia, sendo direcionado aos consumidores e não à cadeia de suprimentos de combustíveis.

E. o controle dos preços dos derivados. Os preços finais dos combustíveis foram historicamente controlados por meio de vários instrumentos (tributários, regulações, subsídios) e com base em critérios pouco transparentes, não refletindo as oscilações observadas no mercado internacional. A minimização dos preços para os consumidores finais, com motivações sociais e eleitorais, para proteção da competitividade da indústria, ou para controle da inflação, nem sempre é compatível com os outros eixos de políticas. Isto porque os preços necessitam estar corretamente alinhados com a estrutura de custos para que ofereçam, por um lado, sinais corretos em matéria de decisão de consumo no curto prazo, refletindo um uso racional e eficiente dos recursos energéticos, e, por outro lado, escassez ou abundância. Além disso, os preços devem alinhar-se com a evolução dos preços internacionais, e revisados com periodicidade pré-determinada. Desde outubro de 2016, o governo tem deixado a cargo da Petrobras a decisão de reajustar mensalmente os preços, ainda que não estejam explicitados os critérios de reajuste.

A maioria desses objetivos possui sinergias com o objetivo de redução das emissões de gases de efeito estufa. No entanto, sua articulação com outras políticas (e.g.: fiscal, industrial, tecnológica, ambiental, redistribuição de renda) é ainda ineficiente, como ilustram dois exemplos: a) a dificuldade do programa nacional de biodiesel em assegurar os efeitos redistributivos e regionais esperados a partir da expansão da agricultura familiar; b) o *trade-off* entre competitividade e os preços de energia que reflitam uso eficiente, tanto do ponto de vista energético quanto ambiental.

É notória a diversidade de instrumentos e dispositivos legais/regulatórios usados pelos programas relacionados ao Setor de Combustíveis. Os mais recentes já estabelecem, dentre seus objetivos, o fortalecimento da posição brasileira no cenário internacional com respeito à ampliação das fontes renováveis, dado o pioneirismo brasileiro no desenvolvimento de biocombustíveis. Destacam-se os seguintes programas: CONPET - Programa Nacional de Racionalização da Produção e do Uso de Energia; PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel; PAISS – Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico; RenovaBio; Combustível Brasil; Inova Energia; Biofuture Platform; PROCONVE (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores), sob responsabilidade do IBAMA; Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) do INMETRO, que avalia a eficiência energética dos automóveis e também informa a emissão de Gases Efeito Estufa (GEE); Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC), coordenado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), Regime

Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural (REPETRO), Gás Para Crescer e Vale Gás.

O Quadro 4 apresenta os objetivos perseguidos pelos programas e os instrumentos originados para cumpri-los, além de destacar os combustíveis contemplados por cada um.

Quadro 4 - Análise Comparativa dos Principais Programas Relacionados com o Setor de Combustíveis

Programa	Caracterização	Instrumentos	Combustíveis contemplados
CONPET	Promoção da Eficiência Energética	Selo Verde de Eficiência Energética	Todos os derivados
PNPB	Incentivo à produção de biodiesel	Leilões Índice mínimo de mistura de biodiesel no óleo diesel	Biodiesel
PAISS	Incentivo à Inovação	Financiamento e fomento de parcerias por meio de chamada pública de projetos	Etanol
RenovaBio	Incentivo à produção de biocombustíveis	Metas de redução de intensidade em carbono para distribuidoras / Certificados de descarbonização para produtores de biocombustíveis	Etanol e biodiesel
Combustível Brasil	Otimização da logística do setor de combustíveis	Ainda em definição	Todos os combustíveis
Inova Energia	Incentivo à inovação	Financiamento de projetos de P&D	Etanol
Biofuture Platform	Incentivo à exportação	Parcerias internacionais	Etanol e biodiesel
PROCONVE	Controle da poluição local	Certificação de protótipos Normas Fiscalização	Gasolina e diesel
PBEVeicular	Incentivo à eficiência	Etiquetagem Instrumento ligado ao CONPET	Gasolina, gás natural, etanol, diesel
PMQC	Política de Controle de Qualidade e da evasão fiscal	Normas Fiscalização	Gasolina, etanol, diesel
REPETRO/REPEX e REPETRO SPED	Incentivo ao setor de petróleo e de gás natural	Normas Diferimento de impostos	Derivados do petróleo
Gás para Crescer	Incentivo ao setor de gás natural	Ainda não definidos	Gás Natural
Vale Gás	Garantia de gás para as famílias	Normas	GLP
CORSIA	Esquema de Redução e Compensação de	Metas de redução das emissões para companhias aéreas, com mecanismo de mercado voltado à compensação de emissões	Combustíveis de aviação

Programa	Caracterização	Instrumentos	Combustíveis contemplados
	Emissões da Aviação Civil Internacional		
REATE	Competitividade da indústria onshore	Diversos incentivos para investimentos em infraestrutura de exploração e produção onshore	Petróleo bruto e derivados, gás natural
Programa de P&D da ANP			Todos

Fonte: Elaboração própria.

Algumas iniciativas setoriais existentes, embora tenham sido concebidas, em geral, com o objetivo de promover a diversificação da matriz e a segurança do abastecimento energético, poderiam cumprir um papel relevante na articulação dos objetivos de política energética e de política ambiental. Entre elas, estão:

- metas de redução de queima de gás nas plataformas;
- melhoria da qualidade dos combustíveis, através do Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC), coordenado e fiscalizado pela ANP;
- desenvolvimento de novos combustíveis e dos biocombustíveis de segunda geração.

Programas de governo, como o Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), criado em 1991, buscando incentivar o uso eficiente de petróleo e gás natural nos diferentes setores de consumo, são marcados por forte descontinuidade gerencial e de recursos. Porém, podem representar uma oportunidade concreta de formulação e aplicação de novos instrumentos de política visando a conciliar a garantia do abastecimento de combustíveis com sólidas diretrizes ambientais.

Isto posto, será indispensável estabelecer uma tipologia que ilustre claramente de que modo diferentes programas governamentais, instrumentos de política (fiscal, preços) e de regulação (sobretudo a partir das Resoluções da ANP) estão efetivamente em curso. Isso permitirá estabelecer um conjunto de aspectos convergentes e conflitantes com os objetivos de uma política *de* precificação de carbono, bem como avaliar eventuais lacunas de política e /ou regulatórias.

Como conclusão, é importante sublinhar dois aspectos aqui destacados: i) a falta de coordenação das diferentes iniciativas/ações/programas referentes ao setor de Combustíveis e ii) a baixa ou mesmo inexistente articulação deste mesmo conjunto com a política ambiental.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O relatório ao qual este Sumário Executivo faz referência, parte do contrato intitulado “Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono”, apresentou um amplo diagnóstico do setor de combustíveis brasileiro, abrangendo aspectos de sua organização setorial, de suas emissões e potenciais de abatimento, das políticas setoriais e de seus instrumentos. Procurou-se, neste Sumário, apresentar as principais informações e conclusões alcançadas ao longo da elaboração desse estudo.

Conforme apresentado, o setor de combustíveis é complexo e possui um conjunto de características técnico-econômicas específicas, além de um grande número de *players*. Para endereçar tais especificidades, o Capítulo 2 subdividiu, inicialmente, os aspectos econômicos e institucionais da cadeia de valor de combustíveis em atividade *upstream* – exploração e produção de petróleo e gás natural – e *downstream* – mercados de derivados de petróleo e dos biocombustíveis.

Em relação às atividades *upstream*, deve-se destacar a importância dada pelos governos brasileiros à busca da autossuficiência. Nesse sentido, destaca-se a reformulação dos eixos de política energética após os choques do petróleo dos anos 1970 terem provocado relevantes desequilíbrios nas balanças comercial e de pagamentos, dada a então dependência de importações de petróleo e derivados. Essa busca levou à reformulação da legislação aplicável às atividades econômicas da indústria do petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis nos anos 1990, visando a atrair novos operadores para as atividades de exploração e produção por meio de estímulo ao ingresso de agentes privados e à formação de parcerias entre os agentes privados e a Petrobras – que era, até então, a única empresa autorizada a explorar hidrocarbonetos no país.

Os resultados dessa reforma para a indústria brasileira de petróleo foram inconteste, pois logrou-se a ampliação do nível de investimentos e de produção, bem como a redução da dependência das importações. Além disso, alçou-se o país à condição de exportador líquido. Entretanto, no que concerne ao gás natural, o país ainda depende fortemente de importações.

Quanto às atividades *downstream*, diferentemente do que ocorre com a produção e da condição do Brasil de exportador de petróleo bruto, a dependência externa com relação à importação de derivados é ainda significativa. O saldo da balança comercial de gasolina está bastante relacionado com os preços relativos da gasolina e do etanol, que têm favorecido as importações do derivado de petróleo desde 2010. O óleo diesel, por outro lado, sempre apresentou déficits de balança comercial.

Além dos derivados de petróleo, os biocombustíveis possuem, historicamente, um papel importante no suprimento de combustíveis veiculares no Brasil, devido ao tamanho e ao desenvolvimento do setor agrícola brasileiro e aos programas de incentivo à expansão da produção de biocombustíveis. A produção de etanol de cana-de-açúcar, em que o Brasil é líder mundial, foi desenvolvida nacionalmente

graças ao programa Proálcool, implementado após o primeiro choque do petróleo com vistas à superação da dependência externa de combustíveis. Entretanto, a falta de uma política de preços dos derivados de petróleo que estabeleça claramente qual o preço relativo gasolina/etanol tem prejudicado a expansão da indústria do etanol. Essas barreiras persistem apesar de parte das empresas produtoras explorarem, potencialmente, economias de escopo, pois atuam também na produção de açúcar e bioeletricidade (a partir do bagaço da cana).

Por sua vez, o biodiesel foi impulsionado pelo *Programa Nacional de Uso e Produção de Biodiesel*, em 2004, que introduziu a mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel comercializado. Apesar de o biodiesel ser uma alternativa ambientalmente preferível em relação aos combustíveis fósseis, é importante reconhecer que o programa esteve sempre pautado pela necessidade de redução das importações de diesel e pelos potenciais estímulos à agricultura, em especial aos pequenos produtores. Entretanto, este último objetivo não foi alcançado, dado que a matéria-prima principal para a produção do biodiesel no Brasil é proveniente da soja (mais de 85% do volume produzido).

Ainda no Capítulo 2, foram apresentados diversos indicadores de caracterização econômica com vistas a compreender a organização setorial da cadeia de combustíveis. Os subsetores Extração de Petróleo e Gás Natural, Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural e Fabricação de álcool são aqueles que apresentaram o maior número de estabelecimentos entre os anos de 2010 e 2014. O subsetor Fabricação de álcool, individualmente, foi responsável por ocupar mais da metade dos trabalhadores do setor de combustíveis ao longo de todo o período. Em termos relativos, a participação de um subsetor de combustíveis nas ocupações brasileiras no período representou, no máximo, 0,26% - correspondente à atividade de Fabricação de álcool em 2011.

Quanto aos efeitos multiplicadores do setor sobre a economia, verificou-se que o multiplicador de emprego é mais elevado no subsetor de Refino de petróleo e coquerias, de modo que, a partir da criação de 1 emprego nesse subsetor, são criados 176 empregos - direta e indiretamente na economia, levando-se em consideração o efeito induzido pelo consumo das famílias. Este subsetor também é, no setor de combustíveis, aquele com o maior multiplicador de renda - frente a um aumento de R\$ 1,00 nas remunerações deste subsetor, seriam gerados R\$ 17,50 de remunerações em toda economia, superior à média dos demais setores da economia (R\$ 3,94). Este é, assim, o subsetor de combustíveis com maior impacto potencial sobre as famílias.

Quanto aos multiplicadores tributários, geram-se R\$ 6,14 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 nos impostos setoriais¹⁹ que recaem sobre o subsetor de Refino de petróleo e coquerias. Contudo, esse multiplicador está abaixo da média dos demais setores da economia (R\$ 36,23). Por sua vez, quando se analisam os tributos sobre produtos, o subsetor de Refino de Petróleo e Coquerias também é o que apresenta o menor multiplicador tributário do setor de combustíveis. Ainda sob a ótica dos tributos sobre produtos, o maior multiplicador tributário é o do subsetor Extração de petróleo e gás inclusive as atividades de apoio: R\$ 9,40 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 nos tributos sobre produtos desse subsetor.

Acerca da distribuição das vendas, ao longo de todo o período de 2010 a 2014, as vendas de carvão mineral, naftas para petroquímica, diesel-biodiesel e outros produtos do refino do petróleo destinaram-se, majoritariamente, ao consumo intermediário. O mesmo ocorreu com petróleo, gás natural e serviços de apoio, combustíveis para aviação e óleo combustível, porém, em menor medida. Por outro lado, as vendas de óleo combustível chegaram a ser destinadas, em maior parte, a exportação em 2012 e 2013. Os produtos gasoálcool e etanol e outros biocombustíveis, por sua vez, apresentaram relevantes parcelas de suas vendas destinadas ao consumo das famílias.

Em relação ao comércio exterior, observa-se que as exportações são relativamente mais relevantes nos subsetores Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, e Fabricação de biocombustíveis. Ambos exportaram, em média, 20% de seu valor bruto da produção no período de 2010 a 2014. Já o produto mais dependente de importações no setor de combustíveis é o carvão mineral, com 77%, em média, de sua oferta interna atendida por importações no período avaliado. Nota-se, também, uma forte dependência às importações de óleo diesel, da ordem de 22%, com 11.275 mil m³ importados em 2014 (com dispêndio de 3.415 milhões de USD FOB), em aumento quase constante desde 2006.

A Tabela 7, adaptada do relatório “Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris¹” (MCTIC, 2017), e elaborada a partir dos resultados de uma modelagem integrada de cenários de mitigação de emissões de GEE, apresenta os potenciais de redução de emissões do setor de combustíveis para diferentes cenários de precificação de carbono em 2025 e em 2030. No quadro, REF refere-se ao cenário de referência, no qual são levadas em

¹⁹ Denominaram-se impostos setoriais os “Outros impostos e subsídios sobre a produção” apresentados em IBGE (2015): “Os outros impostos sobre a produção são compostos por dois grupos: 1) impostos sobre a folha de pagamento como as Contribuições ao Sistema S, Contribuição ao Salário-Educação, entre outros e 2) demais impostos sobre a produção como as taxas de fiscalização, licenças e contribuições econômicas específicas. Os subsídios à produção consistem das despesas de equalizações ou subvenções econômicas quando destinadas à redução dos custos de produção.” (p. 13).

consideração as metas estabelecidas por políticas públicas, acordos e planos setoriais. BC0 refere-se ao cenário de baixo carbono no qual não há sinal de preço para as emissões, porém as melhores tecnologias disponíveis (MTD), do tipo *no regret*²⁰, para mitigação das emissões são aplicadas. Enquanto que BC10 refere-se ao cenário de baixo carbono que abrange não só as medidas consideradas no BC0, como também há um sinal de preço, US\$ 10/tCO₂, no caso, para as emissões, viabilizando a implementação de opções de mitigação adicionais.

Tabela 7 - Cenários e potenciais de redução de emissões do setor energético em 2025 e 2030.

	Emissão de GEE (MtCO ₂ e)				Mitigação de Emissão de GEE ¹ (MtCO ₂ e)	
	2025		2030		2025	2030
Subsetor	REF	BC10	REF	BC10	BC10	BC10
Refino	35,8	34,2	37,2	39,1	1,6	-1,9
E&P	82,2	50,7	103,4	56,0	31,5	47,4
Total	118,0	84,9	140,6	95,1	33,1	45,5

¹As reduções de emissões para o cenário BC10 foram calculadas subtraindo-se suas emissões dos cenários REF (REF – BC10) dos respectivos anos (2025 e 2030).

REF = Cenário de referência, no qual são levadas em consideração as metas estabelecidas por políticas públicas, acordos e planos setoriais; BC10 = Cenário de baixo carbono, no qual a faixa de valor de carbono abrangida pelo cenário seria de US\$ 10/tCO₂e e considera a aplicação das melhores tecnologias disponíveis.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2017).

É possível perceber que a aplicação das MTDs do tipo *no regret*, isoladamente ou em conjunto com o estabelecimento de um preço para o carbono emitido no setor, levaria à uma redução das emissões em relação ao cenário de referência. A redução mais significativa pode ser percebida no subsetor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (E&P), no qual, para o cenário BC10 (que considera a adoção das Melhores Tecnologias Disponíveis associadas a um preço de US\$10/tCO₂e), observa-se um potencial de mitigação de, aproximadamente, 38% (2025) e 46% (2030) em relação às emissões no cenário de referência. Já para o subsetor de refino, as reduções de emissões não são significativas, sendo menores que 5% em 2025 e convertendo-se em um possível aumento de emissões em 2030. No total, observa-se que, no cenário BC10, o potencial de mitigação conjunto dos dois subsetores em relação aos respectivos cenários de referência, é de, aproximadamente, 28% (2025) e 32% (2030).

Entretanto, para a adoção efetiva das medidas que compõem esses cenários devem-se superar alguns obstáculos, que abrangem aspectos regulatórios, econômicos e técnicos. Podem-se mencionar, como exemplos, a necessidade de mão-de-obra capacitada e a necessidade de investimentos iniciais

²⁰ São viáveis economicamente ao longo de sua vida útil, porém, não são implementadas em decorrência de outras barreiras (tecnológicas, comportamentais, regulatórias etc).

consideráveis para a implementação e adoção de determinadas MTDs, além da necessidade de revisão e/ou introdução de políticas.

Em relação às medidas de redução de queima em *flare* e instalação de unidades de recuperação de vapor e efficientização da geração de calor, vapor e consumo de hidrogênio nos processos, por exemplo, algumas barreiras para a implementação são a falta de conhecimento sobre os custos e vantagens da aplicação da tecnologia de recuperação de vapor, bem como a pouca disponibilidade e acesso ao crédito. Portanto, para a implementação dessas e outras MTDs, é necessária a adoção de determinados instrumentos, como o desenvolvimento de plataformas-piloto de forma a adequar as tecnologias no Brasil, a criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor, a criação de linhas de crédito específicas para a substituição de equipamentos, entre outros (MCTI, 2017).

Após apresentar a estrutura de mercado e organização industrial e também o perfil de emissões e opções de abatimento para o setor de combustíveis, podem-se estabelecer algumas considerações gerais com vistas a orientar as próximas etapas deste projeto. Isto é, o subsetor de Extração e Produção de Petróleo e Gás alcançou a posição de exportador líquido (devido ao petróleo bruto, pois o gás natural ainda é fortemente dependente de importações); representa a maior parcela do Valor Adicionado da economia brasileira entre os subsetores de combustíveis, assim como o maior valor para a *proxy* da margem de lucro; está entre os subsetores de maior número de estabelecimentos e de vínculos; é relativamente mais dependente da demanda interindustrial do que da oferta.

Já o subsetor de Refino de Petróleo e Coquerias ainda é significativamente dependente das importações; possui Valor Adicionado negativo, assim como a *proxy* para a margem de lucro; possui menos estabelecimentos e menos vínculos que a etapa *upstream*; é um subsetor-chave da economia, devido a seus índices de ligação para frente e para trás serem superiores que a média dos setores da economia; possui os efeitos multiplicadores mais elevados entre os subsetores de combustíveis analisados; representa as maiores parcelas dos insumos necessários à produção de outros setores comparativamente aos outros subsetores estudados. E, em relação às emissões e às opções de mitigação, a etapa de refino apresenta menores emissões que a etapa de extração e produção, porém esta apresenta potencial de mitigação significativamente maior (relativamente e em termos absolutos). Deste modo, ao se considerar todos os aspectos citados anteriormente, pode-se depreender que – por sua suposta capacidade de resposta e pelo fato de potencialmente afetar relativamente menos outras instâncias da economia (setores e famílias) – seria provavelmente mais recomendável, dentre os subsetores de combustíveis apresentados, que a incidência de um instrumento de precificação de carbono se desse sobre o subsetor de Extração e Produção de Petróleo.

Alternativamente, se um instrumento de precificação incidisse sobre as emissões do processo de refino, os atores do subsetor de derivados de petróleo poderiam adotar processos menos intensivos em

energia e repassar o custo adicional para as distribuidoras. A situação de quase monopólio no setor do refino brasileiro facilitaria a aplicação e acompanhamento do cumprimento das metas de redução das emissões, pois as metas seriam aplicadas a poucos agentes. Já as distribuidoras poderiam responder por meio de repasse do custo adicional para os revendedores e consumidores. Ressalta-se que a alta concentração do mercado de distribuição poderia favorecer ação oligopolística coordenada entre as principais distribuidoras.

Por outro lado, se o instrumento incidisse sobre a revenda dos combustíveis para os consumidores finais, seria esperado que houvesse um repasse dos custos adicionais para os consumidores. Deve-se salientar que em alguns municípios brasileiros a coordenação de preços nos postos de combustíveis já resultou em condenação por formação de cartel – casos de São Luís, Brasília e Londrina. Neste sentido, o CADE poderia assumir papel importante na prevenção da interação entre controle de preços pelos postos de combustíveis e precificação de carbono.

A precificação das emissões de GEE pode ser aplicada também aos biocombustíveis, caso se opte por um modelo que considere as emissões decorrentes do ciclo de vida completo do combustível. Seriam consideradas, assim, as emissões associadas ao uso do solo para produção de biomassa, transporte, e demais etapas do processo de produção.

O Brasil conta com um setor de produção de biocombustíveis desenvolvido, com respaldo de políticas de mandato de mistura de biocombustíveis, incentivos fiscais e, em breve, regime de certificados de descarbonização dos combustíveis aplicado às distribuidoras. Deste modo, é importante notar que, mesmo que as emissões do ciclo de vida sejam precificadas, os biocombustíveis ainda apresentariam um ganho de competitividade relativo em relação aos combustíveis fósseis.

No capítulo 4 deste Sumário Executivo foi apresentado o mapeamento de políticas e de instrumentos setoriais. Primeiramente, tratou-se dos tributos incidentes sobre combustíveis – ICMS, COFINS, PIS/PASEP e Cide-combustíveis – e de sua estrutura de preços. De modo geral, pode-se dizer que apenas o ICMS – imposto estadual e que representa a maior parcela dos preços dos combustíveis destinada a um tributo – é cobrado com regularidade sobre todos os combustíveis analisados neste trabalho. Já as incidências de PIS/PASEP, COFINS e Cide-combustíveis – tributos federais – centram-se sobre gasolina e diesel, sendo que a parcela de seus preços referente ao PIS/PASEP e à COFINS, conjuntamente, é superior àquela destinada à Cide. A variação de suas alíquotas ou incidência sobre outros combustíveis tendem a refletir propósitos de conjuntura econômica, embora o produto da arrecadação de contribuições – como no caso da Cide – tenha objetivos bem definidos relacionados ao setor-alvo.

Quanto ao perfil de financiamento ao setor de combustíveis no Brasil, verificou-se que o BNDES é o principal agente de financiamento das obras de infraestrutura no país, o que inclui investimentos em

todos os elos da cadeia de combustíveis. A representatividade desse setor na carteira de operações do Banco é alta.

Por fim, a última seção deste Sumário apresenta os principais objetivos de política relacionados ao setor de combustíveis. Busca-se, como principal objetivo de política energética, a autossuficiência – ou, ao menos, a redução da dependência em relação às importações, tanto de petróleo bruto quanto de combustíveis e derivados em geral. O desenvolvimento da oferta de biocombustíveis também é um objetivo, decorrente, em parte, da busca por autossuficiência. Porém, especialmente em relação ao biodiesel, objetivos subsidiários, como o estímulo à agricultura familiar e os efeitos redistributivos regionais, ainda que não tenham efetivamente atingidos, foram associados ao objetivo de reduzir a dependência das importações de óleo diesel.

O terceiro objetivo das políticas setoriais de combustíveis é o controle da poluição local. Motivado por questões de saúde pública, o cumprimento desse objetivo passa pela necessidade de se controlar a qualidade e a composição dos combustíveis comercializados, bem como as tecnologias dos motores e equipamentos que utilizem esses combustíveis. O quarto objetivo, que está relacionado ao objetivo anterior e ao primeiro, consiste no aumento da eficiência energética e o uso racional da energia, também visando à redução dos custos energéticos. Finalmente, o último objetivo de política setorial é o controle dos preços dos derivados. Entretanto, este nem sempre é compatível com os outros eixos de políticas, que podem buscar a minimização dos preços para os consumidores finais de combustíveis com base em motivações sociais e eleitorais, para proteção da competitividade da indústria, ou para controle da inflação.

Considera-se que a maioria dos objetivos da política energética brasileira possui sinergias com o objetivo, assumido mais recentemente, de redução das emissões de gases de efeito estufa. No entanto, sua articulação com outras políticas (como, por exemplo, fiscal, industrial, tecnológica, ambiental e de redistribuição de renda) é ainda ineficiente.

Buscou-se destacar, ainda, um conjunto de programas relacionados ao setor de combustíveis. Diversos deles estão relacionados ao objetivo de desenvolvimento de biocombustíveis (mas não exclusivamente a ele): PNPB, PAISS, RenovaBio, Inova Energia, Biofuture Platform. Esses programas contemplam instrumentos de política como: índice mínimo de mistura de biodiesel no óleo diesel, financiamento e fomento de parcerias, financiamento de projetos de P&D e parcerias internacionais. Programas que contemplam o objetivo da autossuficiência energética – CONPET, PNPB, Combustível Brasil, Repetro, Gás para Crescer –, por sua vez, estão relacionados aos seguintes instrumentos: Selo Verde de Eficiência Energética, leilões, índice mínimo de mistura de biodiesel no óleo diesel e outras normas. O CONPET e o PNPB, juntamente com o Inova Energia, o PROCONVE e o PBEVeicular (ligado ao CONPET), também englobam o objetivo de controle da poluição local e contam com instrumentos de política como: certificação de protótipos, normas, fiscalização e etiquetagem. O CONPET e o

PBEVeicular também possuem como objetivo o aumento da eficiência energética, e contam com o fornecimento de selos e etiquetagem como instrumentos. Por fim, o Vale Gás está relacionado ao objetivo de controle dos preços dos derivados.

6 REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, P.; LOSEKANN, L., 2015. *Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação*. Revista de Economia Política. vol. 35, n.3, pp.531-556. 2015.

ANP, 2015. Boletim mensal do biodiesel (Março, 2015). Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

ANP, 2019. Anuário Estatístico **Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019**.

Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em 25/06/2019.

BNDES, 2017. *Séries setoriais, evolução dos desembolsos*. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho/desempenho>>. Acesso em: 6 de julho de 2017.

BNDES, 2017. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-divulga-novas-politicas-operacionais/>. Acesso em: 5 de agosto de 2017.

CONAB, 2015. *Levantamentos de Safra de grãos, café, cana-de-açúcar e laranja (área plantada, produtividade e produção)*. Companhia Nacional de Abastecimento. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1253>>. Acesso em: 20 de junho de 2017.

IBASE, 2014. *Os investimentos do BNDES nas áreas de infraestrutura, logística e energia. 2014*. Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas. Disponível em: <<http://bndessemsegredos.ibase.br/wp-content/uploads/2014/11/Medianos-e-pequenos-projetos-hidrel%C3%A9tricos.pdf>>. Acesso em: 12 de julho de 2017.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006. *Guidelines for national greenhouse gas inventories*. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>>. Acesso em: 25/06/2014.

MACEDO, I. C; SEABRA, J. E. A; SILVA, J.E. A. R., 2008. *Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020*. Biomass and Bioenergy, 32(7), pp.582–595.

MEERMAN, J. C. et al., 2011. *Performance of simulated flexible integrated gasification polygeneration facilities, Part A: A technical-energetic assessment*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, pp.2563–2587. Available at: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.018>>. Acesso em 20 de junho de 2017.

MCTI, 2013. *Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil*. Brasília, 2013. Ministério da Ciência e Tecnologia e Inovação. Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226591.pdf>. Acesso em 12 de julho de 2017.

MCTI, 2015. Ministério da Ciência e Tecnologia e Inovação. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, Brasil.

PETROBRAS, 2017. Composição de preços. Disponível em:
<<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos/>>. Acesso em:
21/06/2017.

SCHAEFFER, R; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P.; IMPÉRIO, M.; GUEDES, F.; PEREIRA, J.; HOFFMANN, S.; MAHECHA, R. E. G.; NOGUEIRA, L. P. P.; SORIA, R.; MILANI, R.; OLIVEIRA, I. A., 2015. Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chaves no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil.

APENDICE A - ANEXO METODOLÓGICO PARA INDICADORES DE CARACTERIZAÇÃO SETORIAL

TAMANHO DO SETOR

Para o mercado de trabalho formal, é possível obter o número de empresas e o número de vínculos por setor na RAIS estabelecimentos (agregada)²¹ – Ministério do Trabalho – dados disponíveis até 2015 (para a desagregação em classes das CNAE 2.0, para subclasses é necessário utilizar os microdados).

PODER DE MERCADO

Quadro A1: Indicadores de Poder de mercado

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
Razão de concentração (CR)	$CR(k) = \sum_{i=1}^k s_i$, onde k é o número das maiores firmas em termos de número de vínculos [v] e s_i é a razão entre v da firma i e v total do setor.	RAIS Estabelecimentos (microdados) ²² – Ministério do Trabalho - dados disponíveis até 2014	As razões de concentração mais comuns são a $CR(4)$ e a $CR(8)$, que significam o <i>market share</i> das quatro e das oito maiores firmas, respectivamente.
Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)	$H(n) = \sum_{i=1}^n s_i^2$, onde n é o número de firmas no setor e s_i é a razão entre número de vínculos [v] da firma i e v total do setor. O HHI atribui um peso maior às firmas maiores, quando comparado ao CR.	RAIS Estabelecimentos (microdados) – Ministério do Trabalho - dados disponíveis até 2014	O HHI varia de $1/n$ a 1 e a concentração de mercado pode ser classificada da seguinte maneira: HHI < 0,01 = setor altamente competitivo HHI < 0,15 = setor desconcentrado 0,15 < HHI < 0,25 = concentração moderada HHI > 0,25 = alta concentração
Proxy para a margem de lucro (ML)	$ML = \frac{EOB_i}{VBP_i}$, onde EOB_i é o Excedente operacional Bruto do	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014	Requisitos diretos em termos de Excedente

²¹ Disponível em: <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/rais.php>

²² Disponível em: <https://mega.nz/#F!3Zg1XSyZ!DYZHEDpZC5QKLMYHGxq2MA!CBQm0TjK>

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	setor i e VBP_i é o Valor Bruto da Produção do setor i .	EOB e VBP: Tabela 2	Operacional Bruto ²³ para produzir uma unidade monetária das atividades de cada subsetor. Quanto maior a razão, maior seria a margem de lucro do setor.

Fonte: Elaboração própria.

IMPACTOS EM OUTROS SETORES/CONEXÕES INTERSETORIAIS

Quadro A2: Indicadores de conexões intersetoriais

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
Índices de Rasmussen-Hirschman: Índices de ligação para trás e para frente	<p>Mensurado a partir da matriz inversa de Leontief (modelo de Insumo Produto-matriz de requisitos diretos e indiretos). Os coeficientes dessa matriz indicam quanto da produção do setor é necessário para produzir uma unidade de demanda final de outro setor. Os índices são calculados da seguinte forma:</p> $B = (I - A)^{-1} = (\alpha_{ij})$ $B^* = \sum_i \sum_j \frac{\alpha_{ij}}{n^2}$ $B_{\bullet j} = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ $B_{i\bullet} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}$ <p>Em que α_{ij} são os elementos da Inversa de Leontief e n o número de setores</p> <p>Índice de ligação para trás:</p>	Matriz Insumo Produto (Matriz Inversa de Leontief) – IBGE - dados disponíveis até 2010	<p>Se $U_j > 1$: aumento do nível de atividade de j gera aumento na demanda por insumos de outros setores acima da média;</p> <p>$U_i > 1$: teria que aumentar sua produção mais que proporcionalmente se se verificasse um aumento na demanda dos outros setores</p> <p>Os setores que detêm índices de ligação para frente e para trás, simultaneamente, superiores à unidade são considerados setores com poder de encadeamento acima da média da economia e constituem-se em setores-chave para o crescimento da economia (RASMUSSEN, 1956; HIRSCHMAN, 1958).</p>

²³ O saldo do valor adicionado deduzido das remunerações pagas aos empregados, dos rendimentos dos autônomos e dos impostos líquidos de subsídios. É uma medida do excedente gerado pela produção antes da dedução de quaisquer encargos na forma de juros, rendas ou outros rendimentos de propriedade a pagar sobre ativos financeiros, terrenos ou outros ativos tangíveis.

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	$U_j = \frac{(B_{\bullet j} / n)}{B^*}$ <p>Índice de ligação para frente:</p> $U_i = \frac{(B_{i\bullet} / n)}{B^*}$		
Multiplicador de produção, emprego, renda e tributário – Tipo II	<p>A partir do modelo básico de Leontief $X = (I - A)^{-1} Y$, pode-se mensurar o impacto que as mudanças ocorridas na demanda final (Y), ou em cada um de seus componentes, teriam sobre a produção total, o emprego e os salários de uma economia.</p> <p>Assim, tem-se:</p> $\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y$ $\Delta V = \hat{v} \Delta X$ <p>em que ΔY e ΔX são vetores (nx1) que mostram, respectivamente, a estratégia setorial e os impactos sobre o volume da produção; e ΔV, um vetor (nx1) que representa o impacto sobre qualquer uma das variáveis: emprego, salários, entre outros. O termo \hat{v}, por sua vez, é definido como uma matriz diagonal (n x n), cujos elementos da diagonal são, respectivamente, os coeficientes de emprego, salários, entre outros. Estes coeficientes, denominados de efeito direto, são obtidos dividindo-se a parcela correspondente a estas variáveis na produção total de determinado setor, isto é:</p> $v_i = \frac{V_i}{X_i}$ <p>A partir dos coeficientes diretos e da matriz inversa de Leontief, com as famílias endógenas ao sistema, é possível estimar, para cada setor j da economia, quanto é gerado - direta, indiretamente e considerando o efeito induzido - de emprego e salários para cada R\$ 1 adicional de demanda final para o setor j. Ou seja:</p> $GV_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} v_i$	<p>Matriz Insumo Produto (Matriz Inversa de Leontief) – IBGE - dados disponíveis até 2010</p> <p>Para o cálculo dos coeficientes diretos: Matriz de usos e Matriz de Produção</p>	<p>Multiplicadores: são indicadores que resumem os impactos representados na matriz inversa de Leontief. Importante indicador dos impactos sobre a produção, emprego, renda e tributos na economia específicos de cada setor.</p> <p>No modelo fechado (mult. Tipo II - consumo das famílias é endógeno) é possível acessar os efeitos diretos, indiretos e induzidos pelo consumo das famílias.</p> <p>Interpretação do multiplicador de produção:</p> <p>Valor da produção total da economia necessário para satisfazer R\$ 1 da demanda final pela produção do setor j</p> <p>Interpretação do multiplicador de emprego:</p> <p>Empregos gerados na economia decorrente do aumento de 1 emprego no setor j</p> <p>Interpretação do multiplicador de renda:</p> <p>Valor da renda das famílias (remuneração do fator trabalho) gerada na economia decorrente do aumento de R\$ 1 nas remunerações do setor j</p> <p>Interpretação do multiplicador tributário: Valor dos Impostos, líquidos de subsídios, sobre a produção e a importação gerado na economia decorrente do</p>

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	<p>em que GV_j é o impacto total (direto, indireto e induzido), sobre a variável em questão; α_{ij}, o ij-ésimo elemento da matriz inversa de Leontief; e v_i, o coeficiente direto da variável em questão.</p> <p>A divisão dos geradores GV_j pelo respectivo coeficiente direto proporciona os multiplicadores, que indicam quanto é gerado, direta, indiretamente, e considerando o efeito induzido, de emprego, ou qualquer outra variável para cada unidade diretamente gerada desses itens. Por exemplo, o multiplicador de empregos indica a quantidade de empregos criados, direta, indiretamente e considerando o efeito induzido, dado o aumento de 1 emprego no setor j. O multiplicador do j-ésimo setor é dado, então, por:</p> $MV_j = \frac{GV_j}{v_j}$ <p>em que MV_j representa o multiplicador da variável em questão e as outras variáveis são definidas conforme expresso anteriormente.</p> <p>Por sua vez, o multiplicador de produção total, que indica o valor total da produção em todos os setores da economia que é necessário para satisfazer R\$ 1 de demanda por produto do setor j, é definido como:</p> $MP_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ <p>em que MP_j é o multiplicador de produção do j-ésimo setor, α_{ij} são os elementos da inversa de Leontief.</p> <p>Quando a demanda das famílias é endogeneizada no sistema, levando-se em consideração o efeito induzido pela renda e pelo consumo das famílias, estes multiplicadores recebem a denominação de multiplicadores do tipo II.</p>		aumento de R\$ 1 nos tributos do setor j

Fonte: Elaboração própria.

CARACTERIZAÇÃO GERAL DOS SETORES

Quadro A3: Indicadores de Caracterização geral dos setores

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
Coeficiente técnico de produção	É o valor produzido no setor i e consumido pelo setor j (X_{ij}) necessário à produção de uma unidade monetária no setor j, tal que: $a_{ij} = X_{ij}/X_j$ Onde X_j é o VBP do setor.	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014 X_{ij} : Tabela 2 – Consumo intermediário X_j : Tabela 1 - Produção	O coeficiente técnico de produção possibilita identificar a tecnologia de produção do setor, identificando os requisitos diretos para a produção de uma unidade monetária nos setores.
Distribuição das vendas, por produto	Participação do consumo intermediário (CI) e dos componentes da demanda final (consumo das famílias, consumo do Governo, exportações e formação bruta de capital fixo) no valor das vendas por produto (128 produtos)	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014 CI: Tabela 2 Componentes da DF: Tabela 2 Total das vendas = Demanda total: Tabela 2	A estrutura de distribuição das vendas setoriais indica características importantes do produto, por exemplo, se a maior parte da produção é destinada à exportação, ou ao consumo das famílias.

Fonte: Elaboração própria.

EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR

Quadro A4 - Indicadores de Exposição ao Comércio Exterior

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
Coeficiente de Exportações	Razão entre as Exportações por setor (EX_i) e o Valor Bruto da Produção (VBP) do setor (X_i), tal que $CX_i = EX_i / X_i$	TRU – IBGE ²⁴ - dados disponíveis até 2014 Exportações: Tabela 2 Produção - VBP: Tabela 1	É o percentual da produção que é exportado. Quanto maior o coeficiente de exportação, maior é a importância das vendas externas para o setor.
Coeficiente de penetração das importações	Razão entre as Importações por produto (M_i) e a oferta por produto (S_i), tal que $CPI_i = M_i / S_i$	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014 Importações: Tabela 1 Oferta: Tabela 1	O coeficiente de penetração das importações é a parcela da oferta interna atendida pelas importações. Quanto maior for seu resultado, maior será a parcela do mercado doméstico

²⁴ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2014/defaulttab_xls.shtm

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
			atendida por produtos importados.

Fonte: Elaboração própria.

APÊNDICE B – QUADRO DE CONVERSÃO – CLASSIFICAÇÕES SETORIAIS SCN E CNAE 2.0, COMBUSTÍVEIS

Classificação SCN	0580 Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0680 Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1991 Refino de petróleo e coquerias	1992 Fabricação de biocombustíveis
Classificação Subclasse Cnae 2.0	0500301:Extração de Carvão Mineral	0600001:Extração de Petróleo e Gás Natural	1910100:Coquerias	1931400:Fabricação de álcool
	0500302:Beneficiamento de Carvão Mineral	0600002:Extração e Beneficiamento de Xisto	1921700:Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	1932200:Fabricação de Biocombustíveis, Exceto álcool
	0810001:Extração de Ardósia e Beneficiamento Associado	0600003:Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	1922501:Formulação de Combustíveis	
	0810002:Extração de Granito e Beneficiamento Associado	0910600:Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	1922502:Refino de óleos Lubrificantes	
	0810003:Extração de Mármore e Beneficiamento Associado	0990401:Atividades de Apoio à Extração de Minério de Ferro	1922599:Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	
	0810004:Extração de Calcário e Dolomita e Beneficiamento Associado	0990402:Atividades de Apoio à Extração de Minerais Metálicos Não-Ferrosos		
	0810005:Extração de Gesso e Caulim	0990403:Atividades de Apoio à Extração de Minerais Não-Metálicos		
	0810006:Extração de Areia, Cascalho ou Pedregulho e Beneficiamento Associado			

Classificação SCN	0580 Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0680 Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1991 Refino de petróleo e coquerias	1992 Fabricação de biocombustíveis
	0810007:Extração de Argila e Beneficiamento Associado			
	0810008:Extração de Saibro e Beneficiamento Associado			
	0810009:Extração de Basalto e Beneficiamento Associado			
	0810010:Beneficiamento de Gesso e Caulim Associado à Extração			
	0810099:Extração e Britamento de Pedras e Outros Materiais para Construção e Beneficiamento Associado			
	0891600:Extração de Minerais para Fabricação de Adubos, Fertilizantes e Outros Produtos Químicos			
	0892401:Extração de Sal Marinho			
	0892402:Extração de Sal-Gema			
	0892403:Refino e Outros Tratamentos do Sal			

Classificação SCN	0580 Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0680 Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1991 Refino de petróleo e coquerias	1992 Fabricação de biocombustíveis
	0893200:Extração de Gemas (Pedras Preciosas e Semipreciosas)			
	0899101:Extração de Grafita			
	0899102:Extração de Quartzo			
	0899103:Extração de Amianto			
	0899199:Extração de Outros Minerais Não-Metálicos não Especificados Anteriormente			

Fonte: Comissão Nacional de Classificação (CONCLA) – IBGE.

APÊNDICE C – METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DO PERFIL DE EMISSÕES E DAS MELHORES TECNOLOGIAS DE ABATIMENTO DISPONÍVEIS

A seção de Caracterização Tecnológica e Análise do Perfil de Emissões consiste na descrição das emissões de gases de efeito estufa, bem como na descrição das melhores tecnologias disponíveis de reduções de emissões para o setor de produção de combustíveis, com ênfase nos combustíveis líquidos e gás natural. Ela deriva do estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil²⁵”, que avaliou cenários de longo prazo com ênfase no papel brasileiro para mitigação das mudanças climáticas, identificando variáveis-chave que afetam o desenvolvimento dos setores de energia e uso da terra. Este estudo utilizou *soft-links* entre três grandes ferramentas desenvolvidas no Brasil: um modelo CGE, denominado EFES, que fornece e garante a consistência macroeconômica da análise; um modelo de otimização do sistema energético, denominado MSB 8000, que fornece diferentes trajetórias para o sistema energético brasileiro, de forma técnica-econômica bastante detalhada (incluindo emissões de GEE provenientes da combustão de combustíveis, processos industriais, emissões fugitivas e tratamento de resíduos); e um modelo de otimização do uso da terra, denominado OTIMIZAGRO, que é capaz de otimizar a resolução micro espacial do setor AFOLU no Brasil. As três ferramentas foram integradas para garantir que os resultados do sistema de energia fossem consistentes com os resultados macroeconômicos, enquanto também concorda com a evolução do uso da terra no Brasil (custo e produtividade e demanda final de energia do setor agrícola). Seus resultados são completamente consistentes e muito detalhados, podendo indicar em quais tecnologias e a que nível de custo diferentes opções de mitigação podem ser adicionadas para ajudar a lidar com a NDC brasileira.

Cabe ressaltar que, apesar de estar baseada em estudo que realizou uma análise integrada, analisando a aditividade de medidas setoriais de forma consistente, a presente pesquisa realiza uma análise setorial, com foco nas melhores tecnologias disponíveis de reduções de emissões a serem aplicadas no setor de produção de combustíveis.

²⁵ Os autores do estudo setorial associado aos combustíveis são: Schaffer, R.; Szklo, A.; Lucena, A.; Costa, I.; Rochedo, P.; Império, M.; Guedes, F.; Pereira, J.; Hoffmann, S.; Mahecha, R. E. G.; Nogueira, L. P. P.; Soria, R.; Milani, R.; Oliveira, I. A.

APÊNDICE D - METODOLOGIA PARA O MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES E IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS

MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES

Identificação das políticas tributárias, creditícias, regulatórias e outras no setor (incluindo pesquisa e inovação, se aplicável), assim como seus objetivos

- Elaboração de uma revisão em um formato padrão para cada setor abrangendo peças-chave de leis e regulação, os arranjos institucionais, o escopo dos instrumentos cobertos, o grau de execução e os planos futuros para a área de política
- A revisão deve usar fontes primárias, documentos de políticas e diretrizes.

IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS

Identificação e avaliação dos instrumentos de política setorial

- Deve ser feita uma revisão dos instrumentos de política aplicados ao setor
- Os seguintes elementos devem ser analisados para os instrumentos de política identificados em cada setor:
 - i. Descrição do escopo dos instrumentos, onde o escopo se refere particularmente aos setores econômicos e aos grupos-alvo;
 - ii. Descrição dos objetivos de cada instrumento;
 - iii. Descrição do funcionamento dos instrumentos, relacionado às obrigações, incentivos, instituições e outros mecanismos que influenciam o funcionamento de cada instrumento.

APÊNDICE E – SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO

Tabela E1 - Síntese das opções de mitigação do E&P

Medida	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$/ano)	Observação	Cenário
Instalação de uma Unidade de Recuperação de Vapor (URV)	380.478	114.143	Emissões evitadas: 82,79 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd com 4 tanques
	417.498	125.249	Emissões evitadas: 107,63 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pré-sal 100.000 bpd com 4 tanques
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	2.249.734	27.572	Emissões evitadas: 29,2 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd com 2 compressores em operação
	4.499.468	55.145	Emissões evitadas: 58,4 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pré-sal 100.000 bpd com 4 compressores em operação
Invólucro no compressor recíproco	9.900	120	Emissões evitadas: 0,143 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma de 100.000 bpd com 1 compressor (pós-sal/pré-sal)
Implementação de um programa de inspeção e manutenção	141.700	292.500	Emissões evitadas: 11,22 ktCO ₂ eq/ano	1 plataforma de 100.000 bpd (pós-sal/pré-sal)
Redução do flare	1.009.064.518	50.453.226	Emissões evitadas: 6,36 MtCO ₂ eq/ano	Brasil
GTL (Gas to liquids)	22.560.373	1.128.019	Emissões evitadas: 0,1305 MtCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd
	21.685.392	1.084.270	Emissões evitadas: 0,1254 MtCO ₂ eq/ano	1 plataforma do pré-sal 100.000 bpd
CCS – Carbon Capture and Storage	30.152.267	1.507.613	-	1 plataforma de 100.000 bdp - 10% Baixo – Teor de CO ₂ : 10% e custo da membrana: US\$100/m2
	46.952.267	2.347.613	-	1 plataforma de 100.000 bdp - 10% Alto – Teor de CO ₂ : 10% e custo da membrana: US\$400/m2
	38.248.200	1.912.410	-	1 plataforma de 100.000 bdp - 45% Baixo – Teor de CO ₂ : 45% e custo da membrana: US\$100/m2
	76.048.200	3.802.410	-	1 plataforma de 100.000 bdp - 45% Alto – Teor de CO ₂ : 45% e custo da membrana: US\$400/m2

Tabela E2 - Síntese das opções de mitigação do Refino

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
UDA	Recuperação de condensado	0,01	0,0002	0,00	90%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
UDA	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0,47	0,0094	0,16	50%
UDA	Adição de reciclo de vapor com ejetor de vapor na UDV	0,75	0,015	0,06	80%
UDA	Integração da unidade de processamento de gás com UDA	1,87	0,0374	0,02	80%
UDA	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	1,97	0,0394	0,02	50%
UDA	Redução do fouling de vapor	2,45	0,049	0,38	40%
UDA	Redução da formação de coque nos passes do forno da UDA	3,19	0,0638	0,17	60%
UDA	Instalação de bombas de vácuo para substituir ejetores de vapor	3,31	0,0662	0,12	90%
UDA	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na UDA	3,91	0,0782	0,23	50%
UDA	Instalação de chillers no topo da coluna da UDA para redução de carga térmica do condensador	5,82	0,1164	0,00	40%
UDA	Instalação de pré-aquecedores de ar nos fornos da UDA	9,84	0,1968	0,00	0%
UDA	Aumento do isolamento das linhas de vapor	10,47	0,2094	0,27	0%
UDA	Revamp na integração de calor na UDA	11,44	0,2288	0,00	0%
UDA	Instalação de "internals" eficientes na UDV	11,7	0,234	0,17	0%
UDA	Redução da infiltração de ar na UDA (isolamento)	11,72	0,2344	0,11	0%
CR	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0,47	0,0094	0,03	50%
CR	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	4,28	0,0856	0,00	50%
CR	Redução da formação de coque nas superfícies das tubulações da UCR	5,18	0,1036	0,06	60%
CR	Instalação de fornos eficientes/ controle de ar	6,35	0,127	0,08	50%
CR	Revamp na integração de calor da UCR (baixo custo)	7,97	0,1594	0,12	40%
CR	Revamp na integração de calor da UCR (alto custo)	19,03	0,3806	0,05	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
CR	Instalação de novos "internals" na UCR	10,41	0,2082	0,02	0%
CR	Instalação de de pré-aquecedores de ar nos fornos na UCR	12,57	0,2514	0,07	0%
CR	Aumento do isolamento das linhas de vapor	12,7	0,254	0,00	0%
CR	Instalação de chillers de topo na UCR	17,02	0,3404	0,09	0%
CR	Revamp na distribuição de vapor	19,05	0,381	0,00	0%
CR	Redução da infiltração de ar na UCR (aumento do isolamento)	24,06	0,4812	0,02	0%
FCC	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0,47	0,0094	0,01	50%
FCC	Melhoria na manutenção das linhas de vapor	3,03	0,0606	0,00	50%
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (baixo custo)	3,22	0,0644	0,04	40%
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (alto custo)	13,68	0,2736	0,02	0%
FCC	Substituir drive a vapor por elétricos	4,11	0,0822	0,11	50%
FCC	Instalação de torre regeneradora HRSG Regenerador	5,14	0,1028	0,56	70%
FCC	Instalação de forno-CO na torre regeneradora HRSG	8,22	0,1644	0,24	40%
FCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor	9,73	0,1946	0,00	0%
FCC	Instalação de novos "internals" no FCC	10,53	0,2106	0,04	0%
FCC	Instalação de chillers de topo no FCC	15,05	0,301	0,02	0%
HCC	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza	0	0	0,00	80%
HCC	Redução do condensado	0,47	0,0094	0,00	50%
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (baixo custo)	4,46	0,0892	0,00	40%
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (alto custo)	21,3	0,426	0,00	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HCC	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor	4,52	0,0904	0,00	40%
HCC	Melhorias na manutenção das linhas de vapor	4,79	0,0958	0,00	50%
HCC	Redução da deposição de coque nas superfícies dos tubos do HCC	5,8	0,116	0,00	50%
HCC	Instalação de fornos eficientes no HCC	7,11	0,1422	0,00	50%
HCC	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7,39	0,1478	0,00	0%
HCC	Instalação de pré-aquecedores de ar no HCC	14,07	0,2814	0,00	0%
HCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor	14,22	0,2844	0,00	0%
HCC	Instalação de novos "internals" no HCC	16,39	0,3278	0,00	0%
HCC	Instalação de chillers no topo do HCC	19,06	0,3812	0,00	0%
HCC	Revamp na distribuição de vapor	21,33	0,4266	0,00	0%
HCC	Redução da infiltração de ar no HCC (isolamento)	26,94	0,5388	0,00	0%
HDS G	Install SRU Waste Heat Boiler	0	0	0,00	90%
HDS G	Install PSA to recover high-purity H ₂	0	0	0,01	80%
HDS G	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment	0,47	0,0094	0,02	50%
HDS G	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
HDS G	Integrate AGR w/ISBL Units	2,36	0,0472	0,01	80%
HDS G	Increase AGR Solvent Concentration	2,37	0,0474	0,02	50%
HDS G	Integrate SWS w/ISBL Units	2,95	0,059	0,00	80%
HDS G	Revamp HTU Heat Integration (lowcost)	3,63	0,0726	0,02	40%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDS G	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps		0,078		
	Traps	3,9	0	0,00	50%
HDS G	Replace Steam Drives w/Elec on Rec		0,0904		
	Compressors	4,52	0	0,04	40%
HDS G	Reduce Coking of HTU Tube Surfaces	4,72	0,0944	0,01	50%
HDS G	Efficient HTU Burners/Control X Air	5,79	0,1158	0,01	50%
HDS G	Revamp GPU Heat Integration	6,15	0,123	0,00	40%
HDS G	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption	7,39	0,1478 0	0,12	0%
HDS G	Install HTU Furnace Air Pre-Heat	11,45	0,229	0,03	0%
HDS G	Increase Steam Line Insulation	11,57	0,2314	0,00	0%
HDS G	Install New HTU Internals	13,34	0,2668	0,06	0%
HDS G	Install New GPU Internals	14,57	0,2914	0,00	0%
HDS G	Install HTU Overhead Chillers	15,51	0,3102	0,00	0%
HDS G	Install GPU Overhead Chillers	16,95	0,339	0,00	0%
HDS G	Revamp HTU Heat Integration (highcost)	17,34	0,3468	0,01	0%
HDS G	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop	17,36	0,3472 0	0,00	0%
HDS G	Insulation/Reduce HTU Air Infiltration	21,93	0,4386	0,01	0%
HDT D	Install SRU Waste Heat Boiler	0	0	0,00	90%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT D	Install PSA to recover high-purity H ₂	0	0	0,00	80%
HDT D	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment	0,47	0,0094 0	0,00	50%
HDT D	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
HDT D	Integrate AGR w/ISBL Units	2,36	0,0472	0,00	80%
HDT D	Increase AGR Solvent Concentration	2,37	0,0474	0,00	50%
HDT D	Revamp HTU Heat Integration (lowcost)	3,67	0,0734	0,02	0%
HDT D	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps	3,94	0,0788 0	0,00	50%
HDT D	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors	4,52	0,0904 0	0,01	40%
HDT D	Reduce Coking of DTU Tube Surfaces	4,78	0,0956	0,00	50%
HDT D	Efficient DTU Burners/Control X Air	5,85	0,117	0,00	50%
HDT D	Revamp GPU Heat Integration	6,15	0,123	0,00	40%
HDT D	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption	7,39	0,1478 0	0,05	0%
HDT D	Install DTU Furnace Air Pre-Heat	11,58	0,2316	0,01	0%
HDT D	Increase Steam Line Insulation	11,7	0,234	0,00	0%
HDT D	Install New DTU Internals	13,49	0,2698	0,02	0%
HDT D	Install New GPU Internals	14,74	0,2948	0,00	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT D	Install DTU Overhead Chillers	15,69	0,3138	0,01	0%
HDT D	Install GPU Overhead Chillers	17,14	0,3428	0,00	0%
HDT D	Revamp DTU Heat Integation (highcost)	17,54	0,3508	0,01	0%
HDT D	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop	17,56	0,3512 0	0,00	0%
HDT D	Insulation/Reduce DTU Air Infiltration	22,18	0,4436	0,00	0%
HDT Q	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment	0,47	0,0094 0	0,00	50%
HDT Q	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
HDT Q	Integrate AGR w/ISBL Units	2,36	0,0472	0,00	80%
HDT Q	Increase AGR Solvent Concentration	2,37	0,0474	0,00	50%
HDT Q	Revamp KTU Heat Integation (lowcost)	4,25	0,085	0,01	0%
HDT Q	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors	4,52	0,0904 0	0,02	40%
HDT Q	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps	4,56	0,0912 0	0,00	50%
HDT Q	Reduce Coking of KTU Tube Surfaces	5,53	0,1106	0,00	50%
HDT Q	Revamp GPU Heat Integation	6,15	0,123	0,00	40%
HDT Q	Efficient KTU Burners/Control X Air	6,78	0,1356	0,00	50%
HDT Q	Improve catalysts to reduce H2	7,39	0,1478	0,01	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
	consumption		0		
HDT Q	Install KTU Furnace Air Pre-Heat	13,41	0,2682	0,01	0%
HDT Q	Increase Steam Line Insulation	13,55	0,271	0,00	0%
HDT Q	Install New KTU Internals	15,62	0,3124	0,01	0%
HDT Q	Install New GPU Internals	17,07	0,3414	0,00	0%
HDT Q	Install KTU Overhead Chillers	18,17	0,3634	0,01	0%
HDT Q	Revamp KTU Heat Integration (highcost)	20,31	0,4062	0,00	0%
	Revamp Steam Distribution/Reduce P		0,4066		
HDT Q		20,33		0,00	0%
	Drop		0		
HDT Q	Install GPU Overhead Chillers	20,95	0,419	0,00	0%
HDT Q	Insulation/Reduce KTU Air Infiltration	25,68	0,5136	0,00	0%
HDT Q	Install PSA to recover high-purity H ₂	32,55	0,651	0,00	0%
	Reduce Boiler Blowdown/Water		0,0094		
HDT N		0,47		0,00	50%
	Treatment		0		
HDT N	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
HDT N	Integrate AGR w/ISBL Units	2,36	0,0472	0,00	80%
HDT N	Increase AGR Solvent Concentration	2,37	0,0474	0,00	50%
HDT N	Revamp NTU Heat Integration (lowcost)	3,53	0,0706	0,03	0%
	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps		0,0758		
HDT N		3,79		0,00	50%
	Traps		0		

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT N	Replace Steam Drives w/Elec on Rec		0,0904		
	Compressors	4,52	0	0,02	40%
HDT N	Reduce Coking of NTU Tube Surfaces	4,59	0,0918	0,01	50%
HDT N	Efficient NTU Burners/Control X Air	5,62	0,1124	0,01	50%
HDT N	Revamp GPU Heat Integration	6,15	0,123	0,00	40%
HDT N	Improve catalysts to reduce H2		0,1478		
	consumption	7,39	0	0,02	0%
HDT N	Increase Steam Line Insulation	10,65	0,213	0,00	0%
HDT N	Install NTU Furnace Air Pre-Heat	11,13	0,2226	0,02	0%
HDT N	Install New NTU Internals	12,96	0,2592	0,02	0%
HDT N	Install New GPU Internals	14,16	0,2832	0,00	0%
HDT N	Install NTU Overhead Chillers	15,07	0,3014	0,02	0%
HDT N	Install GPU Overhead Chillers	16,47	0,3294	0,00	0%
HDT N	Revamp KTU Heat Integration (highcost)	16,85	0,337	0,01	0%
HDT N	Revamp Steam Distribution/Reduce P		0,3374		
	Drop	16,87	0	0,00	0%
HDT N	Insulation/Reduce NTU Air Infiltration	21,3	0,426	0,01	0%
HDT N	Install PSA to recover high-purity H2	32,55	0,651	0,01	0%
HDT I	Reduce Boiler Blowdown/Water		0,0094		
	Treatment	0,47	0	0,03	50%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT I	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
HDT I	Integrate AGR w/ISBL Units	2,36	0,0472	0,01	80%
HDT I	Increase AGR Solvent Concentration	2,37	0,0474	0,03	50%
HDT I	Revamp HTU Heat Integration (lowcost)	3,67	0,0734	0,19	0%
HDT I	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps		0,0788		
	Traps	3,94	0	0,00	50%
	Replace Steam Drives w/Elec on Rec		0,0904		
HDT I	Compressors	4,52	0	0,13	40%
HDT I	Reduce Coking of DTU Tube Surfaces	4,78	0,0956	0,04	50%
HDT I	Efficient DTU Burners/Control X Air	5,85	0,117	0,03	50%
HDT I	Revamp GPU Heat Integration	6,15	0,123	0,00	40%
HDT I	Improve catalysts to reduce H2		0,1478		
	consumption	7,39	0	0,43	0%
HDT I	Install DTU Furnace Air Pre-Heat	11,58	0,2316	0,10	0%
HDT I	Increase Steam Line Insulation	11,7	0,234	0,01	0%
HDT I	Install New DTU Internals	13,49	0,2698	0,16	0%
HDT I	Install New GPU Internals	14,74	0,2948	0,00	0%
HDT I	Install DTU Overhead Chillers	15,69	0,3138	0,12	0%
HDT I	Install GPU Overhead Chillers	17,14	0,3428	0,00	0%
HDT I	Revamp DTU Heat Integration (highcost)	17,54	0,3508	0,04	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT I	Revamp Steam Distribution/Reduce P		0,3512		
	Drop	17,56	0	0,01	0%
HDT I	Insulation/Reduce DTU Air Infiltration	22,18	0,4436	0,03	0%
URC	Reduce Boiler Blowdown/Water		0,0094		
	Treatment	0,47	0	0,00	50%
URC	Reduce Background Flaring	0,86	0,0172	0,00	20%
URC	Integrate GPU w/ISBL Units	1,97	0,0394	0,00	80%
URC	Improved Maintenance/Steam Lines &		0,059		
	Traps	2,95	0	0,00	50%
URC	Revamp CRU Heat Integration (lowcost)	3,66	0,0732	0,01	40%
URC	Reduce Coking of CRU Tube Surfaces	4,76	0,0952	0,00	80%
URC	Revamp GPU Heat Integration	5,22	0,1044	0,00	40%
URC	Efficient CRU Burners/Control X Air	5,83	0,1166	0,01	50%
URC	Increase Steam Line Insulation	11,05	0,221	0,00	0%
URC	Install CRU Furnace Air Pre-Heat	11,54	0,2308	0,04	0%
URC	Install New CRU Internals	13,44	0,2688	0,02	0%
URC	Install New GPU Internals	14,69	0,2938	0,00	0%
URC	Install CRU Overhead Chillers	15,63	0,3126	0,02	0%
URC	Install GPU Overhead Chillers	17,08	0,3416	0,00	0%
URC	Revamp CRU Heat Integration (highcost)	17,47	0,3494	0,02	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ-ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
URC	Revamp Steam Distribution/Reduce P	17,49	0,3498	0,00	0%
	Drop		0		
URC	Insulation/Reduce CRU Air Infiltration	22,09	0,4418	0,01	0%

Tabela E3 - Síntese das opções de mitigação de biocombustíveis líquidos

	Medida	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$/ano)	Observação
Biodiesel	Transesterificação por rota etílica	46.422.510	248.609.932	Emissões evitadas: 0,0024 tCO ₂ /L equivalente de diesel ¹
	Purificação do biodiesel por membranas	49.129.024	203.215.024	Emissões evitadas: 0,0024 tCO ₂ /L equivalente de diesel ¹
	Craqueamento térmico catalítico	520.388.251	129.539.584	Emissões evitadas: 0,0024 tCO ₂ /L equivalente de diesel ¹
	Hidrotratamento	65.446.912	609.410.301	Emissões evitadas: 0,002 tCO ₂ por litro equivalente de diesel ¹
Etanol	"Etanol otimizado" ²	293.989.474	148.579.215	Emissões evitadas de aproximadamente 7 kgCO ₂ ³ por ha de cana
	"Etanol celulósico" ⁴	158.664.933	26.607.784	Emissões evitadas de aproximadamente 56 kgCO ₂ ³ por ha de cana
Diesel Fischer-Tropsch ⁵	Sem captura	9.350.200.000,00	374.008.000,00	Quantidade de Carbono emitido: 338 ktC/ano
	Com Captura	10.762.400.000,00	430.496.000,00	Quantidade de Carbono emitido: 31 ktC/ano

¹A redução de emissões associada a estas medidas diz respeito ao próprio diesel mineral.

² Descreve a 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. Assim, com base na avaliação da CGEE (2009) avaliaram-se as seguintes alternativas tecnológicas: Eliminação da lavagem de cana com introdução de procedimentos de limpeza a seco, resultando em menores perdas de açúcar associadas à lavagem; Substituição de moendas mecânicas por difusores com maior potencial de extração.; Introdução de concentradores de múltiplo efeito que garantem a maior concentração do caldo e menor consumo de vapor; Aprimoramento da tecnologia de fermentação e atividades a montante existentes com aumento de eficiência de conversão de etanol até 91,5%; Substituição da destilação azeotrópica por desidratação por peneiras moleculares que permitem uma redução significativa do consumo de vapor do processo (redução até 69%) e garantem a maior pureza do etanol anidro.

³ O fator de emissão da gasolina utilizado foi de 2,269 kgCO₂/litro (MME, 2011).

⁴ Considera que parte do bagaço disponível é canalizado para uma unidade anexa de geração de etanol celulósico. Diversas tecnologias estão atualmente em desenvolvimento para a otimização da extração de açúcares da celulose e hemicelulose e fermentação de pentoses, tal como descrito anteriormente. Assim, considerando a implantação de uma unidade em 2015, selecionaram-se processos já desenvolvidos em escala comercial internacionalmente, mas ainda com eficiências modestas

⁵ Produção de diesel avançado (biomassa de 2ª geração), como opção de mitigação ao diesel mineral, a partir da conversão termoquímica de resíduos de eucalipto. Capacidade de processamento: 978 kt/ano.



:vivedeconomics

