



projeto
pmr | BRASIL



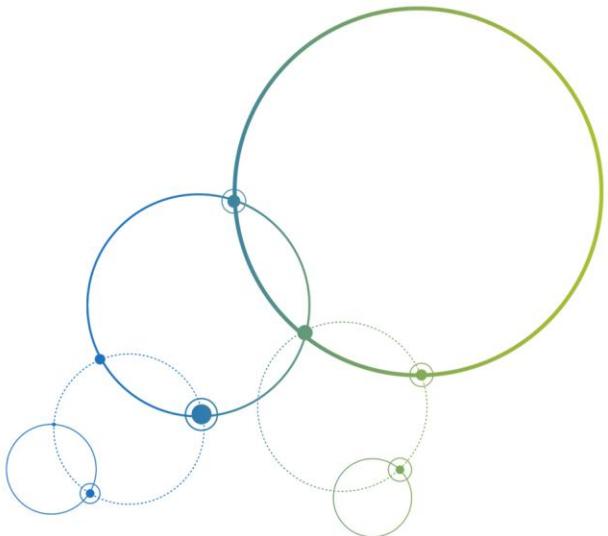
COMPONENTE 1 DA FASE DE
IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

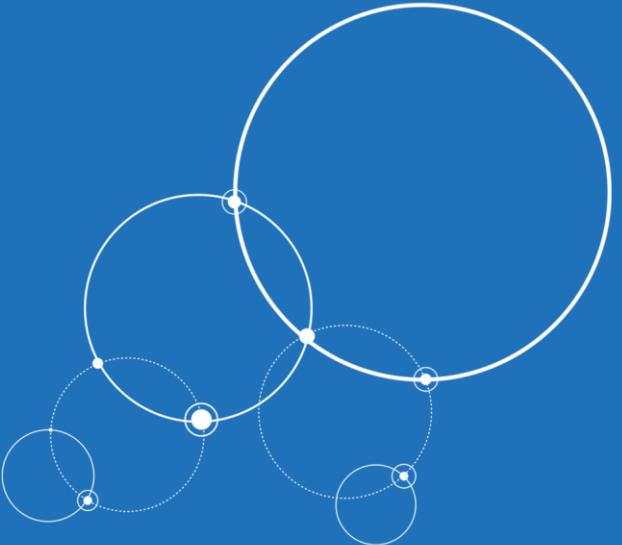
**ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS
(ENERGIA ELÉTRICA, COMBUSTÍVEIS,
INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E PROPOSIÇÃO
DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS
DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO**

PRODUTO 1

Diagnóstico de Combustíveis

Relatório Final pós consulta pública | Out/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:



Em acordo de subconsultoria com:



DOCUMENTO

RELATÓRIO FINAL 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)

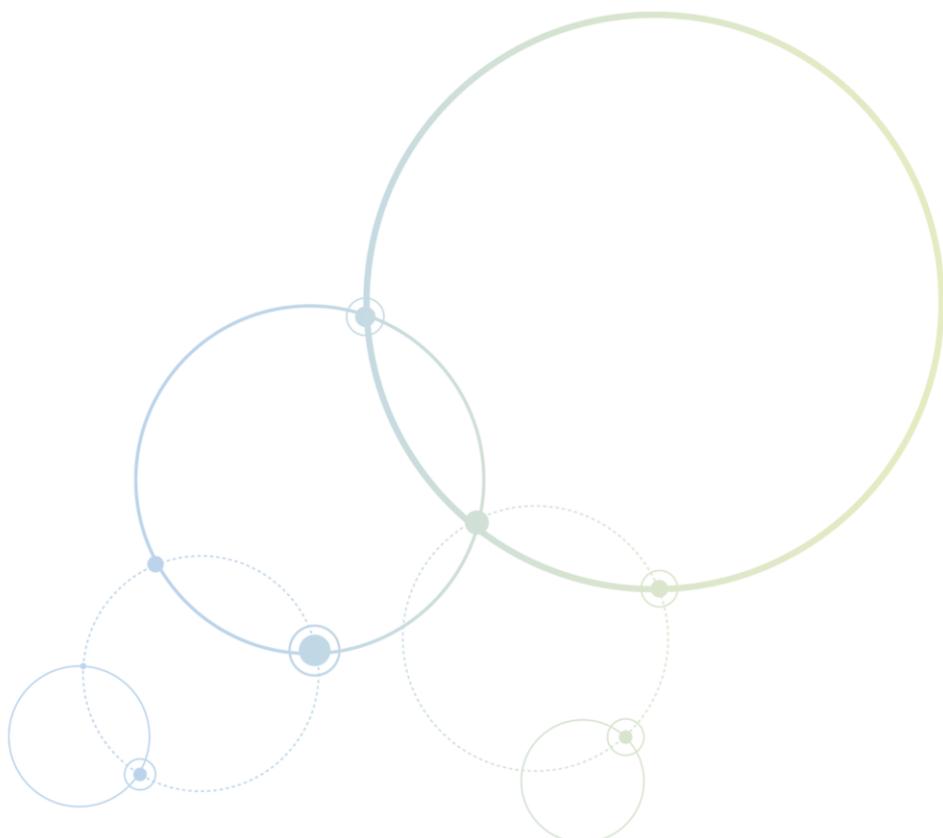
AVISO LEGAL

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 estimativa 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 estimativa 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.

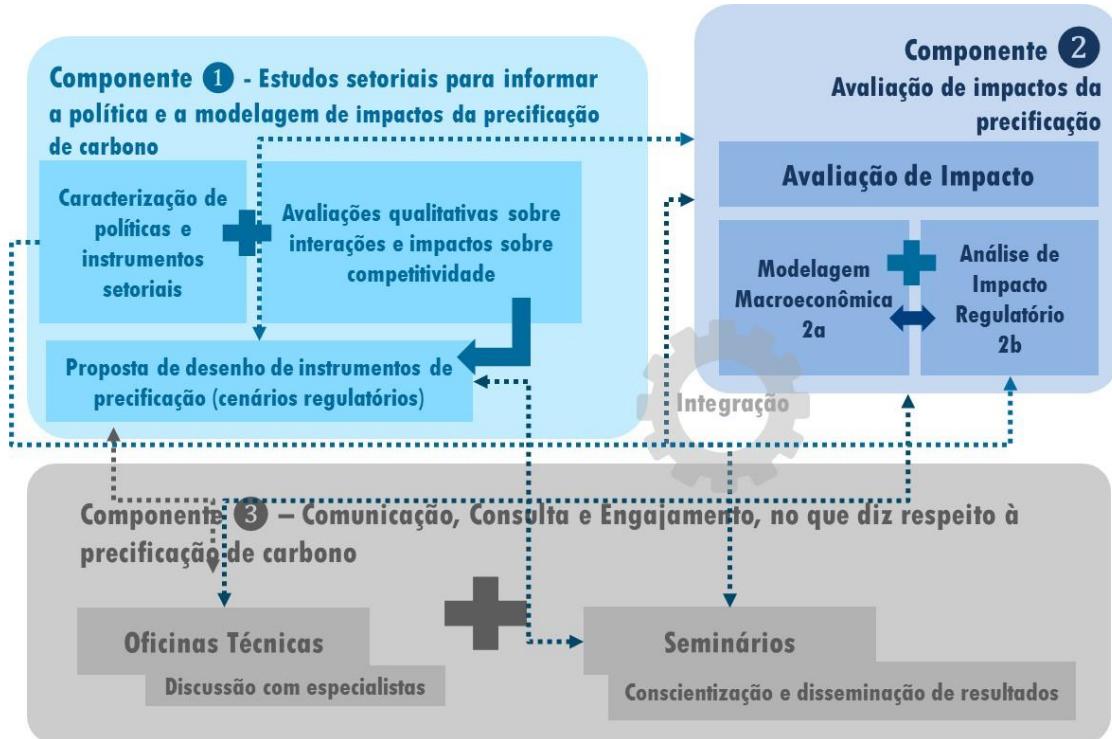


Figura 1: Estrutura do Projeto PMR Brasil

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

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.

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.....	16
2 CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL E ECONÔMICA DO SETOR	17
2.1 DESENHO INSTITUCIONAL E AS ATIVIDADES REGULADAS.....	17
2.1.1 <i>Atividades UPSTREAM: Exploração, Desenvolvimento e Produção</i>	19
2.1.2 <i>Atividades Downstream e a Dependência Estrutural das Importações.....</i>	27
2.2 TAMANHO DO SETOR E PORTE DOS ESTABELECIMENTOS.....	46
2.3 PODER DE MERCADO	54
2.3.1 <i>Indicadores de concentração de mercado</i>	54
2.3.2 <i>Proxy da margem de lucro.....</i>	58
2.4 ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS.....	59
2.4.1 <i>Índices de Rasmusen-Hirschman.....</i>	60
2.4.2 <i>Coeficientes técnicos de produção.....</i>	61
2.4.3 <i>Multiplicadores</i>	62
2.5 DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS.....	64
2.6 EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR.....	70
3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DO PERFIL DE EMISSÕES	83
3.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	84
3.1.1 <i>Caracterização do Setor.....</i>	84
3.1.2 <i>Emissões de GEE</i>	85
3.1.3 <i>Melhores Tecnologias Disponíveis (MTD)</i>	88
3.2 REFINO DE PETRÓLEO	93
3.2.1 <i>Caracterização do Setor.....</i>	93
3.2.2 <i>Emissões de GEE</i>	95

3.2.3	<i>Melhores Tecnologias Disponíveis (MTD)</i>	101
3.3	BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS	109
3.3.1	<i>Biodiesel</i>	109
3.3.2	<i>Etanol</i>	115
3.3.3	<i>Diesel de Fischer-Tropsch</i>	119
3.4	SÍNTSE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO	123
4	MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS	132
4.1	FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTOS SOBRE COMBUSTÍVEIS	132
4.1.1	<i>Tributos incidentes sobre combustíveis</i>	135
4.1.2	<i>Estrutura de preços dos combustíveis</i>	140
4.2	FINANCIAMENTO AO SETOR DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL.....	153
4.3	IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA	160
4.3.1	<i>CONPET - Programa Nacional de Racionalização da Produção e do Uso de Energia</i>	162
4.3.2	<i>PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel</i>	163
4.3.3	<i>PAISS – Plano de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico</i>	165
4.3.4	<i>RenovaBio</i>	165
4.3.5	<i>Combustível Brasil</i>	167
4.3.6	<i>Inova Energia</i>	168
4.3.7	<i>Biofuture Platform</i>	169
4.3.8	<i>PROCONVE (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores)</i>	170
4.3.9	<i>Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV)</i>	171
4.3.10	<i>Programa de Monitoramento da Qualidade de Combustíveis (PMQC)</i>	172
4.3.11	<i>Repetro - Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural.</i>	173
4.3.12	<i>Gás para Crescer</i>	175
4.3.13	<i>Vale Gás - glp</i>	175
4.3.14	<i>CORSIA – após 2017</i>	176
4.3.15	<i>Programa de P&D da ANP</i>	176

4.3.16 REATE – <i>após 2017</i>	176
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	179
6 REFERÊNCIAS.....	188
ANEXO A – QUADRO DE CONVERSÃO – CLASSIFICAÇÕES SETORIAIS SCN E CNAE 2.0, COMBUSTÍVEIS	198
ANEXO B – MATRIZ DOS COEFICIENTES TÉCNICOS INTERSETORIAIS – COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN)	
.....	201
ANEXO C – MAPAS.....	204
ANEXO D - ANEXO METODOLÓGICO	208
PODER DE MERCADO	208
ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS.....	208
ANEXO E – MEDIDAS DE ABATIMENTO DO REFINO DE PETRÓLEO	212
APÊNDICE A – EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO REFERENTE À CIDE-COMBUSTÍVEIS	224

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUTURA DO PROJETO PMR BRASIL	V
FIGURA 2 - DESENHO INSTITUCIONAL – INDÚSTRIAS DE PETRÓLEO, DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	19
FIGURA 3 - FLUXO LOGÍSTICO DO ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS DOS PRODUTORES/IMPORTADORES ATÉ AS BASES SECUNDÁRIAS	29
FIGURA 4 - PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DOS ESTADOS BRASILEIROS NA PRODUÇÃO DE ETANOL HIDRATADO E ANIDRO	35
FIGURA 5 - UNIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO POR DISTRIBUIDORA – 2015.....	41
FIGURA 6 - METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE CONSUMO ENERGÉTICO E EMISSÕES DE GEE	96
FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO CORRESPONDENTE À CIDE-COMBUSTÍVEIS SEGUNDO ALÍQUOTAS	139
FIGURA 8 -COMPOSIÇÃO DE PREÇOS AO CONSUMIDOR - GASOLINA.....	142
FIGURA 9 -COMPOSIÇÃO DE PREÇOS AO CONSUMIDOR – DIESEL.....	146
FIGURA 10 – CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE COMBUSTÍVEIS – MARÇO/2017	153
FIGURA 11 – SALDOS DE LONGO PRAZO DOS FINANCIAMENTOS DA PETROBRAS	157
FIGURA 12 - INFORMAÇÕES RESUMIDAS SOBRE OS FINANCIAMENTOS (PASSIVO CIRCULANTE E NÃO CIRCULANTE) DA PETROBRAS... ..	158
FIGURA 13 - FINANCIAMENTO, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES DA REFINARIA RIOGRANDENSE EM 2015 E 2016.	159

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - AGENTES ECONÔMICOS DO <i>Downstream</i> NO BRASIL.....	29
QUADRO 2 – COMPOSIÇÃO DOS PREÇOS DA GASOLINA	140
QUADRO 3 – COMPOSIÇÃO DOS PREÇOS DO DIESEL	144
QUADRO 4 – COMPOSIÇÃO DOS PREÇOS DO ETANOL.....	149
QUADRO 5 – EMPREENDIMENTOS RELACIONADOS AO SETOR DE COMBUSTÍVEIS ELEGÍVEIS AO FINEM	154
QUADRO 6 - ANÁLISE COMPARATIVA DOS PRINCIPAIS PROGRAMAS RELACIONADOS COM O SETOR DE COMBUSTÍVEIS	177

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PRODUÇÃO, IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO.....	21
TABELA 2 - PRODUÇÃO, IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL (EM MILHÕES DE M ³)	23

TABELA 3 – CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E VOLUME PROCESSADO DE GÁS NATURAL POR UNIDADE DE PROCESSAMENTO (UPGN) (EM MILHÕES DE M ³) - 2015	25
TABELA 4 - SALDO BALANÇA COMERCIAL DE DERIVADOS (MILHÕES US\$ FOB)	27
TABELA 5- CAPACIDADE DE REFINO E VOLUME REFINADO POR REFINARIAS EM DEZEMBRO DE 2015.....	30
TABELA 6 - CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DAS REFINARIAS, DEZEMBRO DE 2015.....	32
TABELA 7 - PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO POR TIPO DE UNIDADE PRODUTORA – 2015	33
TABELA 8 - PRINCIPAIS PRODUTORES DE ETANOL - 2015.....	36
TABELA 9 - UNIDADES DE PRODUÇÃO DE BIODIESEL – 2015	37
TABELA 10 - <i>MARKET SHARES</i> DAS DISTRIBUIDORAS DE GNV.....	43
TABELA 11 - NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014	49
TABELA 12 - NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	50
TABELA 13 - TOTAL DE VÍNCULOS ATIVOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014	50
TABELA 14 - VÍNCULOS ATIVOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	51
TABELA 15 - TOTAL DE VÍNCULOS ATIVOS, BRASIL – 2010 A 2014	51
TABELA 16 - DISTRIBUIÇÃO SETORIAL (EM%), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014	52
TABELA 17 -DISTRIBUIÇÃO SETORIAL (EM%), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014.....	52
TABELA 18 - PORTE MÉDIO DOS ESTABELECIMENTOS, EM NÚMERO DE VÍNCULOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014	53
TABELA 19 - PORTE MÉDIO DOS ESTABELECIMENTOS, EM NÚMERO DE VÍNCULOS, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	54
TABELA 20 - CLASSIFICAÇÃO DA RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO [CR (k)]	55
TABELA 21 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO CR (4), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014.....	55
TABELA 22 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO CR (8), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014.....	56
TABELA 23 - CLASSIFICAÇÃO DO ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI)	56
TABELA 24 - ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO CNAE 2.0), BRASIL – 2010 A 2014	57
TABELA 25 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO CR (4), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	57
TABELA 26 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO CR (8), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	58
TABELA 27 - ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	58

TABELA 28 - ÍNDICES DE RASMUSSEN-HIRSCHMAN, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN) - 2010	60
TABELA 29 - MULTIPLICADORES DE EMPREGO, TRIBUTÁRIO, DE RENDA E DE PRODUÇÃO - TIPO II, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL - 2010	63
TABELA 30 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010	64
TABELA 31 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2011	64
TABELA 32 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2012	65
TABELA 33 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2013	66
TABELA 34 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2014	66
TABELA 35 – DEZ SETORES COM MAiores PARCELAS (EM %) DE SUA PRODUÇÃO CORRESPONDENTES A COMBUSTÍVEIS, BRASIL - 2010	69
TABELA 36 - EXPORTAÇÕES TOTAIS (US\$ MILHÕES FOB), BRASIL – 2010 A 2016.....	70
TABELA 37 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2010	71
TABELA 38 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2011	71
TABELA 39 - - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2012	72
TABELA 40 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2013	73
TABELA 41 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2014	74
TABELA 42 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2015	75
TABELA 43 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS - (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2016	76
TABELA 44 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 .	77
TABELA 45 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2011 .	77
TABELA 46 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2012 .	78
TABELA 47 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2013 .	78
TABELA 48 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2014 .	78
TABELA 49 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2015 .	79
TABELA 50 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ MILHÕES FOB), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2016 .	79
TABELA 51 - COEFICIENTES DE EXPORTAÇÕES, COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014.....	80

TABELA 52 - COEFICIENTES DE PENETRAÇÃO DAS IMPORTAÇÕES, COMBUSTÍVEIS (PRODUTOS, CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014.....	80
TABELA 53 - ÍNDICE DE VANTAGEM COMPARATIVA REVELADA (VCR), COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SH4), BRASIL – 2010 A 2014	81
TABELA 54 - ÍNDICE DE VANTAGEM COMPARATIVA REVELADA (VCR), COMBUSTÍVEIS (SCN), BRASIL – 2010 A 2014	82
TABELA 55 - EMISSÕES DE CO ₂ DO SETOR DE E&P EM 2010 (MTCO ₂ E)	85
TABELA 56 - FATORES DE EMISSÃO PARA ÓLEO E GÁS ASSOCIADO DO PÓS-SAL.....	86
TABELA 57 - FATORES DE EMISSÃO PARA AUTOCONSUMO E FLARING NO PRÉ-SAL.....	86
TABELA 58 - FATOR DE EMISSÃO DO VENT PARA O PRÉ-SAL.....	86
TABELA 59 - PRODUÇÃO DE ÓLEO.....	87
TABELA 60 - FATORES DE EMISSÃO PARA O GÁS LIVRE DO PÓS-SAL	87
TABELA 61 - FATOR DE EMISSÃO PARA O GÁS DE FOLHELHO	87
TABELA 62 - SUMÁRIO DOS FATORES DE EMISSÃO	88
TABELA 63 - VOLUME DE FLARE PASSÍVEL DE MITIGAÇÃO EM 2010 E SUAS EMISSÕES	91
TABELA 64 - EMISSÕES EVITADAS E CUSTOS DE ABATIMENTO PARA AS MTD DO E&P	93
TABELA 65 - CAPACIDADE POR UNIDADE DE PROCESSO EM 2010 (10 ³ M ³ /DIA)	94
TABELA 66 - CONSUMOS DE UTILIDADES TÍPICOS	97
TABELA 67 - CONSUMO TOTAL DE ENERGÉTICO POR FONTE EM 2010.....	99
TABELA 68 - BALANÇO DE ELETRICIDADE NO PARQUE DE REFINO EM 2010	99
TABELA 69 - FATORES DE EMISSÃO (TCO ₂ /TJ).....	99
TABELA 70 – EMISSÕES TOTAIS DE CO ₂ PARA O PARQUE DE REFINO BRASILEIRO EM 2010.....	99
TABELA 71 - EMISSÕES DE CO ₂ DOS ENERGÉTICOS CONSUMIDOS POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUZIDO.....	100
TABELA 72 - FATORES DE EMISSÃO DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	100
TABELA 73 - EMISSÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PRODUZIDOS NO REFINO BRASILEIRO, COM USO ENERGÉTICO - 2010.....	101
TABELA 74 - NÚMERO DE MEDIDAS POR UTILIDADE E UNIDADE.....	107
TABELA 75 - MEDIDAS, CUSTOS E POTENCIAIS BRUTOS DE ABATIMENTO.....	108
TABELA 76 - DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DA ROTA FT-BTL DIESEL	121
TABELA 77 - DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DA ROTA FT-BTL DIESEL COM CAPTURA DE CARBONO	122

TABELA 78: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DO E&P.....	124
TABELA 79: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DO REFINO DE PETRÓLEO	125
TABELA 80: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS	130
TABELA 81 - CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE A GASOLINA POR ESTADO – REFERÊNCIA: MARÇO/2017	143
TABELA 82 - CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE O DIESEL S500 POR ESTADO – REFERÊNCIA: MARÇO/2017	147
TABELA 83- CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE O DIESEL S10 POR ESTADO – REFERÊNCIA: MARÇO/2017	148
TABELA 84 - CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE O ETANOL POR ESTADO – REFERÊNCIA: MARÇO/2017	150
TABELA 85 - CENÁRIOS E POTENCIAIS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DO SETOR ENERGÉTICO EM 2025 E 2030.	184

1 INTRODUÇÃO

Este relatório 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 Mercados (*Partnership for Market Readiness - PMR*) no Brasil. O objeto da análise deste relatório 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 neste relatório um diagnóstico do Setor de Combustíveis Brasileiro em termos econômicos, tecnológicos e de emissões de gases de efeito estufa, 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 recomendações para ajustes nos instrumentos existentes e para o desenho do 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.

2 CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL E ECONÔMICA DO SETOR

O objetivo deste capítulo é apresentar um diagnóstico econômico do setor de combustíveis no Brasil, a partir de um panorama breve, mas ao mesmo tempo abrangente no que concerne as estruturas de mercados e suas interfaces com questões de política energética e regulação.

O denominado setor de combustíveis é complexo e possui um conjunto de características técnico-econômicas específicas, além de um grande número de *players*. Para tratar de forma ordenada destes aspectos, optou-se por uma análise que ilustra os traços marcantes e os principais problemas identificados atualmente. Este é um passo obrigatório para a formulação de programas que possam reestruturar o setor, buscando: i) atrair investimentos; ii) garantir o abastecimento de combustíveis e iii) incorporar formalmente a dimensão ambiental no âmbito das diretrizes de política energética e nos instrumentos de regulação – principalmente em relação às emissões de carbono.

Cabe notar, contudo, que formalmente não há um documento de base da “Política Energética Brasileira”. As Resoluções Semestrais do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) espelham diretrizes para subsetores de energia, sem necessariamente tratar de um conjunto setorial de diretrizes.

DESENHO INSTITUCIONAL E AS ATIVIDADES REGULADAS

A cadeia de produção de petróleo, gás natural e derivados envolve a organização de um conjunto de diferentes segmentos de atividade industrial estruturado em torno das seguintes atividades econômicas:

- (i) As denominadas 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 a efetiva produção de hidrocarbonetos;
- (ii) O transporte através das redes de oleodutos (para petróleo e derivados) e de gasodutos (para movimentação do gás natural, após seu tratamento nas unidades de processamento de gás natural UPGNs);
- (iii) O refino do petróleo para a produção dos diferentes derivados (óleo diesel, gasolina, querosene de aviação, GLP, nafta, óleo combustível);
- (iv) Distribuição e comercialização de derivados, cuja organização e logística visa garantir o abastecimento de combustíveis em todo território nacional;
- (v) Revenda de combustíveis para os consumidores finais.

As atividades identificadas nos itens iii a v acima são, de modo geral, tratadas como etapas do *downstream*³ da cadeia de combustíveis. Porém, como destacado adiante, as estruturas de mercado diferem de um combustível para outro, tanto no que tange às características de movimentação e logística, como a natureza e o papel dos principais players dos diferentes mercados.

Nos anos 1970 e 1980, a alta dependência das importações de petróleo e derivados implicava uma vulnerabilidade externa para a economia brasileira. Os choques de petróleo provocaram importantes e conhecidos desequilíbrios nas balanças comercial e de pagamentos. Em 1974, logo após o primeiro choque do petróleo, o déficit da balança comercial atingiu US\$ 4,7 bilhões. Naquele ano, as importações de combustíveis alcançaram US\$ 2,9 bilhões, equivalente a 62% do déficit da balança comercial.

O peso de tal dependência foi o fator preponderante para a reformulação dos eixos de política energética, com a adoção de mecanismos de incentivo à indústria do etanol (Proálcool) e à energia elétrica (eletrotermia), visando substituir, respectivamente, gasolina e óleo combustível, bem como ampliar as fronteiras de exploração de petróleo para áreas *offshore* (PINTO Jr. e alli, 2016).

O traço mais marcante da política energética brasileira desde o primeiro choque do petróleo, nos anos 1970, diz respeito à busca pela autossuficiência na produção de hidrocarbonetos. Este é um aspecto comum das diretrizes governamentais para o setor energético brasileiro desde então, adotada por governos com orientações políticas muito diferentes.

As atividades econômicas da indústria do petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis foram objeto de reforma, cujo marco legal foi aprovado em 1997 pelo Congresso Nacional (Lei 9.478). A legislação implementou novas bases e diretrizes de organização econômica para todos os operadores, inclusive a estatal Petrobras, que até então era a única empresa autorizada a explorar hidrocarbonetos no país. Ademais, foi instituído no âmbito da mesma lei o CNPE, responsável pelo estabelecimento das diretrizes de política, e a ANP, responsável pela regulação das atividades econômicas da indústria.

A Figura 2 sumariza o desenho institucional que rege as atividades econômicas e as características da regulação das indústrias de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis.

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*.

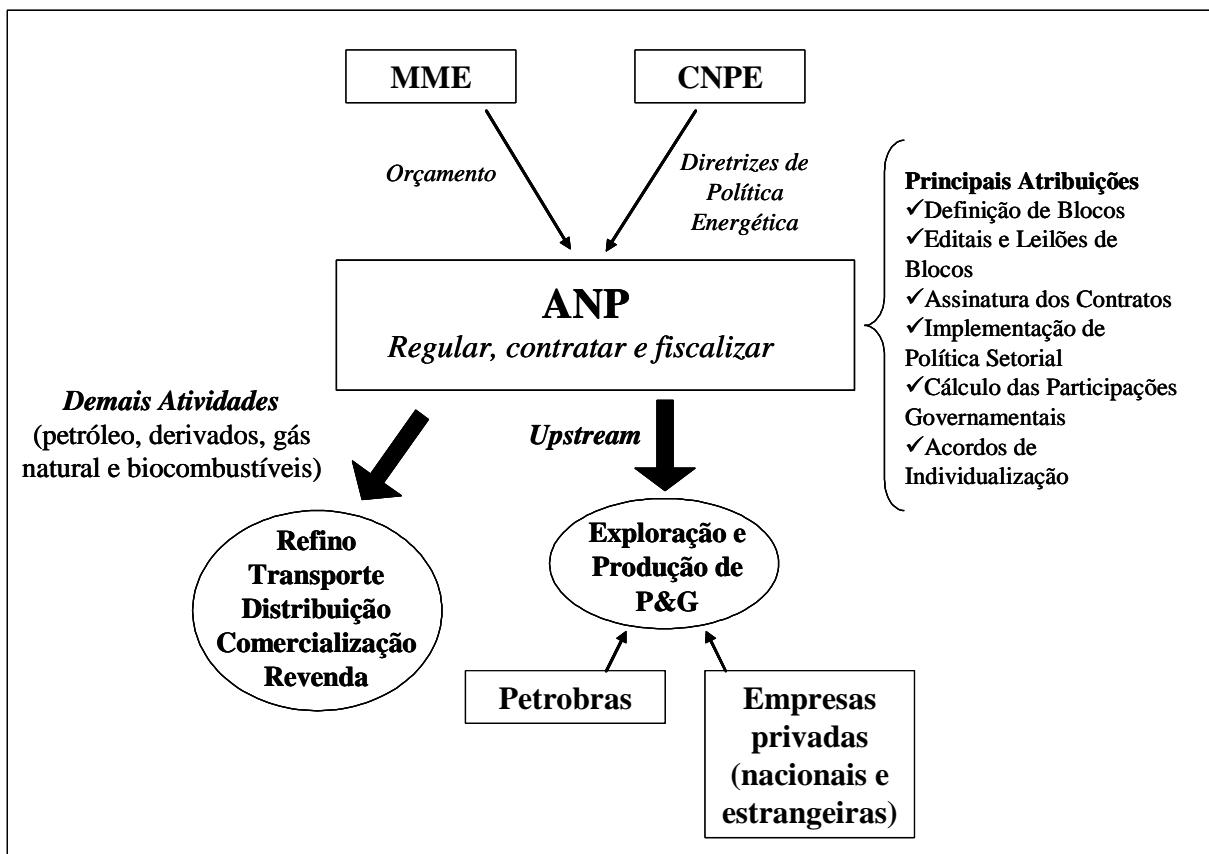


Figura 2 - Desenho Institucional – Indústrias de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis

Fonte: Caselli (2012)

2.1.1 ATIVIDADES UPSTREAM: EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

No que concerne ao *upstream*, a reforma dos anos 1990 objetivou 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 e os agentes privados. Manteve-se a titularidade dos direitos de propriedade dos recursos em hidrocarbonetos pela União, fato importante na determinação do tipo de contrato a ser firmado entre as operadoras e o governo.

Através do mecanismo de leilão de blocos exploratórios, o processo de abertura foi muito bem-sucedido, permitindo a atuação de mais de oitenta empresas (operadoras e não operadoras), modificando radicalmente o ambiente de negócios do *upstream*, ainda que a maioria dos blocos de exploração e de produção continuem com a Petrobras. Em 2015, conforme o Gráfico 1, a Petrobras se manteve como a contratada que mais produziu petróleo: 83,5%.

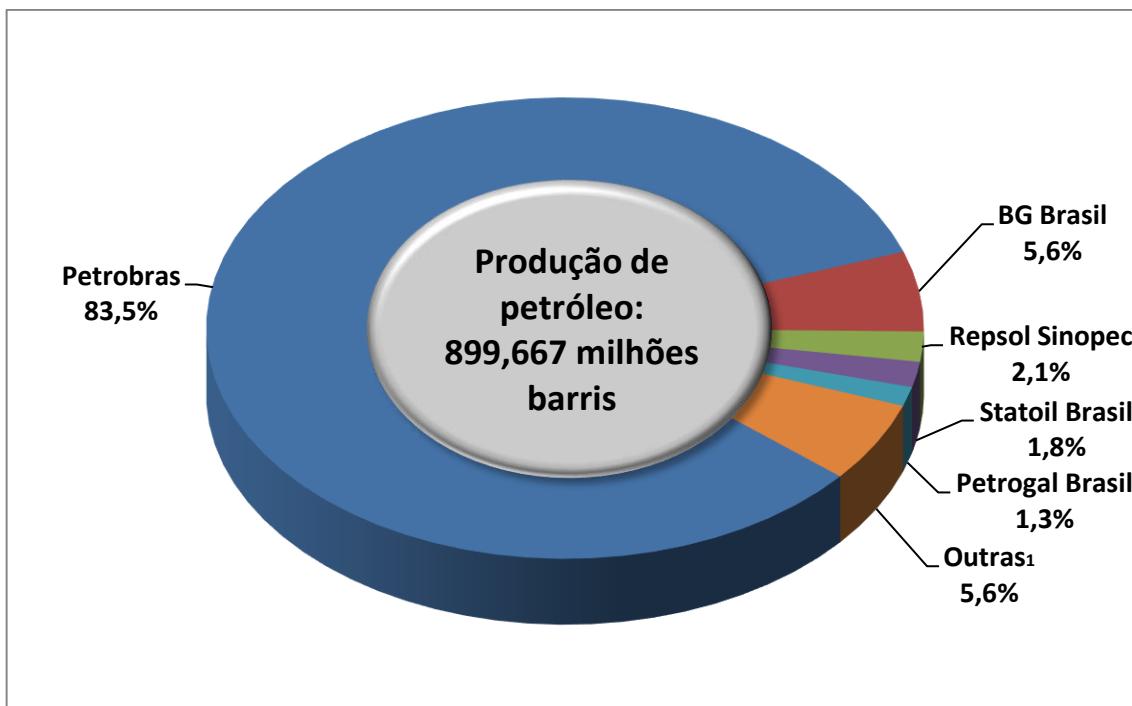


Gráfico 1 - Produção de petróleo por concessionário – 2015

Fonte: ANP (2017) – Gráfico 2.6.

¹Inclui outros 44 concessionários.

Tal processo permitiu ampliar o esforço exploratório e alcançar novas fronteiras de exploração de hidrocarbonetos. Além de possibilitarem o compartilhamento de aprendizado geológico e tecnológico, essas parcerias permitiram a repartição de custos, riscos e prêmios que envolvem a atividade de exploração.

Os resultados para a indústria brasileira de petróleo são incontestes, pois a reforma logrou a ampliação do nível de investimentos, de produção, a redução da dependência das importações, e alçou o país à condição de exportador líquido (Tabela 1) ainda que o Brasil tenha hoje que importar óleos leves para o equilíbrio do seu processo de refino.⁴

⁴Ainda 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.

Tabela 1 - Produção, Importação e Exportação de Petróleo Bruto⁵

Ano	Produção (barris/dia)	Importação (barris/dia)	Exportação (barris/dia)	Saldo (barris/dia)
2000	1.234.592	398.084	18.681	-379.403
2001	1.292.773	416.937	110.778	-306.159
2002	1.454.396	380.071	234.961	-145.110
2003	1.496.111	343.932	241.771	-102.161
2004	1.481.417	463.768	230.827	-232.942
2005	1.633.574	378.667	274.494	-104.173
2006	1.722.733	360.297	368.044	7.747
2007	1.747.996	437.352	421.404	-15.948
2008	1.817.193	408.789	433.179	24.390
2009	1.950.364	393.187	525.641	132.453
2010	2.054.668	338.763	631.485	292.722
2011	2.105.399	332.255	604.517	272.262
2012	2.066.873	312.186	549.392	237.206
2013	2.023.876	405.037	380.761	-24.277
2014	2.254.602	394.937	518.909	123.972
2015	2.437.445	324.072	736.742	412.671
2016	2517071	178573	798240	619667
2017	2621720	149247	996569	847322
2018	2586623	186195	1123314	937119

FONTE: ANP (2019).

A ANP é responsável pelas licitações para concessão de blocos de petróleo e gás natural, os quais, após a conclusão da fase de exploração e a eventual declaração de comercialidade, passam para a fase de produção, a qual se inicia com as etapas de desenvolvimento e produção. Segundo ANP (2019), até o fim de 2018, 823 áreas estavam sob contratos, sendo 322 blocos na fase de exploração, 84 campos em desenvolvimento da produção e 417 campos na etapa de produção.

A comprovação mais exemplar do êxito da reforma foi a descoberta da área do pré-sal. O caráter inovador da descoberta numa área que é considerada uma nova e promissora fronteira petrolífera exigirá um imenso esforço de inovações tecnológicas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. Os reservatórios do pré-sal estão situados em águas ultra-profundas, podendo

⁵ Em uma seção à frente são apresentados indicadores de comércio exterior de forma mais detalhada, contemplando as etapas upstream e downstream da cadeia de combustíveis.

atingir 7.000 metros abaixo do nível do mar, o que revela um contexto repleto de desafios tecnológicos, mas que têm sido progressivamente superados.

Os desafios principais dizem respeito à: a) caracterização e engenharia de reservatórios; b) completação⁶ e perfuração de poços; c) engenharia submarina, em particular a qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em águas ultra-profundas; d) logística para o aproveitamento do gás natural associado e desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos de gases com elevadas concentrações de CO₂ e de dutos em profundidade de 2.200 metros, além da dificuldade de escoar o gás produzido a cerca de 200 km da costa.

O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos.

As descobertas do pré-sal levaram o governo Lula a propor alterações no marco regulatório da indústria do petróleo. Cabe destacar que a reforma de 1997 introduziu o regime contratual de concessão; para a área do pré-sal a principal alteração foi a aprovação no Congresso Nacional do regime de partilha de produção, cujo primeiro contrato foi da área de Libra, licitada em outubro de 2013.

Em janeiro de 2018 mais seis contratos de partilha foram assinados: Entorno de Sapinhoá, Norte de Carcará, Sul de Gato do Mato, Alto de Cabo Frio Central, Alto de Cabo Frio Oeste e Peroba. Estes contratos de partilha são decorrentes das 2^a e 3^a Rodadas de Licitações realizadas em 2017. A 4^a Rodada de Licitações de Partilha foi realizada em 07.06.2018, com mais 3 blocos licitados (Três Marias, Dois Irmãos e Uirapuru). A 5^a Rodada foi realizada em 28/09/2018 com mais 4 blocos e a 6^a rodada está prevista para novembro de 2019, com mais 5 áreas. Mais 2 rodadas estão previstas para 2020 e 2021.

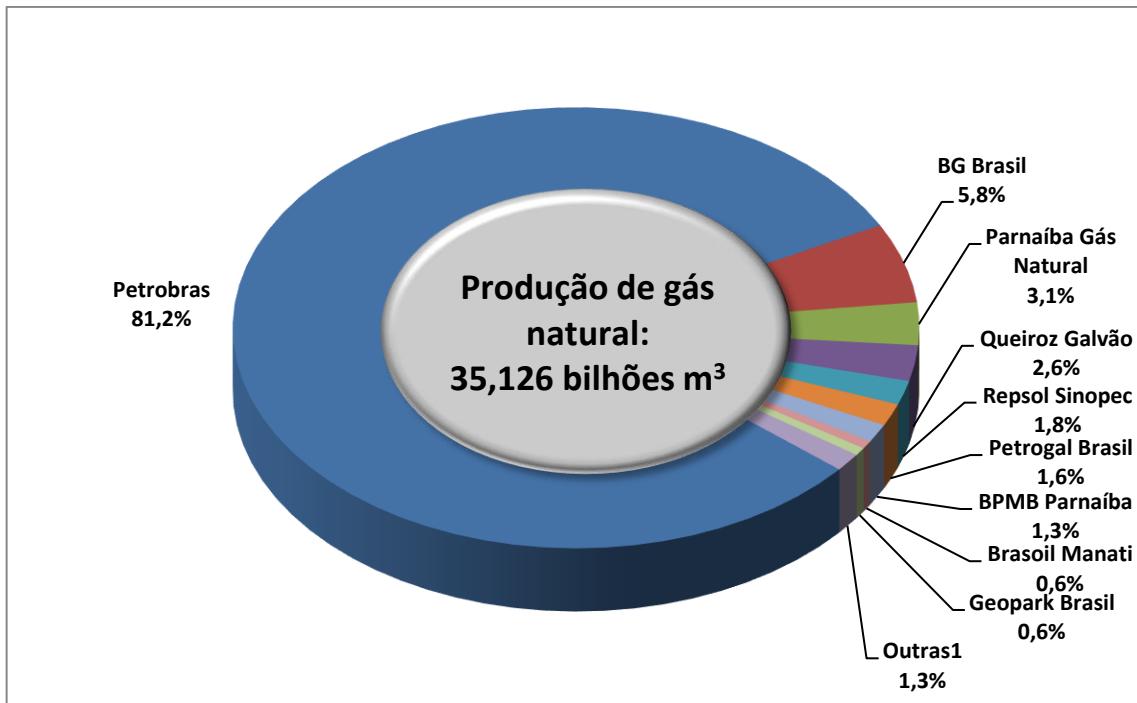
No que concerne ao gás natural, o país ainda depende fortemente de importações (Tabela 2), seja através de gasodutos (especialmente Gasbol- Gasoduto Brasil-Bolívia), seja por navios através de GNL (Gás Natural Liquefeito). Tal dependência é decorrente dos limites da oferta nacional vis-à-vis a demanda, cujo crescimento tem sido notável nos últimos anos, em particular devido à necessidade de gás natural para abastecer o parque gerador termoelétrico. A maior parte da produção nacional é de gás natural associado ao petróleo, localizada em reservatórios offshore (104 milhões de m³/dia em 2016). Além disso, em 2015, a Petrobras manteve-se como a contratada que mais produziu petróleo e gás natural: 81,2% (Gráfico 2).

⁶A completação de um poço petrolífero compreende uma série de operações técnicas de preparação dos poços que serão perfurados de modo a tornar a exploração do petróleo segura e econômica.

Tabela 2 - Produção, Importação e Exportação de Gás Natural (em milhões de m³)

Ano	Produção (milhões m ³)	Importação (milhões m ³)	Exportação (milhões m ³)	Saldo (milhões m ³)
2000	13.283	2.211		-2.211
2001	13.999	4.603		-4.603
2002	15.525	5.269		-5.269
2003	15.792	5.947		-5.947
2004	16.971	8.086		-8.086
2005	17.699	8.998		-8.998
2006	17.706	9.789		-9.789
2007	18.152	10.334		-10.334
2008	21.593	11.348		-11.313
2009	21.142	8.543		-8.108
2010	22.938	12.647		-9.820
2011	24.074	10.481	50,22	-9.746
2012	25.832	13.143	312,3	-9.770
2013	28.174	16.513	37,38	-11.611
2014	31.895	17.398	90,47	-11.959
2015	35.126	19.112	1,87	-11.852
2016		13321	517,48	
2017		10643	134,52	
2018		10842	80,14	

Fonte: ANP (2019).

**Gráfico 2 - Produção de gás natural por concessionário – 2015**

Fonte: ANP (2017) – Gráfico 2.7.

¹Inclui outros 41 concessionários.

Cabe destacar que o gás natural é processado em 12 polos produtores (UPGNs) somando 95,4 milhões de m³/dia de capacidade nominal. Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, Urucu, no Amazonas, Caraguatatuba, em São Paulo e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por cerca de 80,3% do volume total de gás natural processado, e por 67,5% da capacidade nominal de processamento total.

Os polos produziram 2,7 milhões de m³ de GLP, 1,3 milhão de m³ de C5+ (gasolina natural), 214,9 mil m³ de etano (todo em Cabiúnas), 663 mil m³ de propano e 19,4 bilhões de m³ de gás seco. O Mapa 1 (Anexo C) apresenta a infraestrutura de produção e movimentação de gás natural. As vendas de gás natural totalizaram em 2015 31,5 bilhões de m³. O crescimento acumulado dos últimos 10 anos foi em média de 7% ao ano.⁷

⁷No balanço do gás natural no Brasil, a oferta interna corresponde à soma dos valores de importação e produção, descontados ajustes, queima, perda, reinjeção e exportação. Esse valor corresponde também à soma do consumo próprio total, do GNL absorvido e das vendas. Em 2015, a oferta interna de gás natural foi de 43,7 bilhões de m³. Deste total, 72% destinaram-se às vendas e 24,8% ao consumo próprio total, enquanto outros 3,2% foram absorvidos como GNL.

Tabela 3 – Capacidade de processamento e volume processado de Gás Natural por Unidade de Processamento (UPGN) (em milhões de m³) - 2015

UPGN	UF	Capacidade nominal (milhões de m ³ /dia) ¹	% da capacidade total	Gás natural processado (milhões de m ³) ¹	% do volume processado total
TOTAL		95,4	100	20.978,3	100,0
Atalalia	SE	3,0	3,1	582,3	2,8
Candeias²	BA	10,8	11,3	1.590,3	7,6
Cabiunas	RJ	16,2	17,0	4.040,0	19,3
Cacimbas	ES	16,0	16,8	3.017,8	14,4
Guamaré	RN	5,7	6,0	581,4	2,8
Lubnor	CE	0,4	0,4	12,6	0,1
Alagoas	AL	1,8	1,9	454,5	2,2
Reduc	RJ	4,5	4,7	4,8	0,0
RPBC	SP	2,3	2,4	395,7	1,9
Sul Capixaba	ES	2,5	2,6	520,3	2,5
Urucu	AM	12,2	12,8	4.567,5	21,8
Caraguatatuba	SP	20,0	21,0	5.211,2	24,8

Fonte: ANP (2017)

¹Volumes no estado gasoso.

²Os dados apresentados pela ANP (2017) para a capacidade de processamento dos polos produtores de Candeias, Santiago e Estação Vandemir Ferreira foram agrupados em Candeias, por esta ser a forma como o volume processado é apresentado.

2.1.1.1 REGIMES CONTRATUAIS

Como mencionado acima, o arcabouço 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. 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 concessões e do regime de partilha de produção. Além desta, a Lei 12.276/2010 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras áreas no polígono do pré-sal, concedendo a esta o direito de produzir até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Trata-se de um terceiro modelo contratual específico para essa autorização: Contrato de Cessão Onerosa. No momento, os termos comerciais do contrato estão sendo renegociados em uma Comissão Interministerial instituída especificamente para tal propósito. Caso seja obtido acordo entre União e Petrobras, é possível que os volumes que excederem os 5 bilhões de barris sejam licitados sob o regime de partilha da produção (Leilão do Excedente da Cessão Onerosa).

No regime de concessões, a propriedade do óleo após a produção é da empresa concessionária – selecionada através de processo de licitação – durante o período de vigência da concessão. Em troca deste direito, a empresa se compromete a realizar esforços exploratórios mínimos, a pagar ao Estado tributos, *royalties* ou outras formas de participações governamentais e, algumas vezes, se compromete com alguma outra obrigação, como a contratação de bens e serviços no mercado local.⁸

O regime de partilha de produção tem uma lógica econômica e uma estrutura de incentivos totalmente distintos do regime de concessões. Naquele, 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.

A repartição da renda petrolífera é realizada com base no resultado líquido do campo. Assim, no regime de partilha de produção (*production sharing*), após a dedução dos custos recuperáveis (custos de exploração, desenvolvimento e operação) pela empresa operadora, o “excedente em óleo” (*profit oil*) é repartido entre a empresa e o Estado. Os percentuais da partilha são negociados entre as partes, podendo variar em função do risco geológico, comercial e político, e do poder de barganha das partes no momento da negociação. O percentual mínimo de excedente em óleo para a União é fixado através de Resolução do CNPE e constitui critério de oferta durante a Licitação..⁹

Um dos graves problemas que o regime de partilha no Brasil apresentava estava associado ao fato do marco legal atribuir a condição de operador único no pré-sal à Petrobras, impondo ainda a obrigação de arcar com 30% de participação mínima no consórcio, tanto no que concerne o pagamento do bônus de assinatura, quanto no que tange os aportes de capital a serem efetuados a partir do início da etapa de exploração.

Este ponto foi alterado pelo Congresso Nacional no segundo semestre de 2016, quando a Petrobras deixou de ser obrigada a ser operadora em todos os Contratos de Partilha e passou a ter o direito de preferência. Ou seja, assim que aprovados os blocos a serem licitados, a Petrobras possui 30 dias para manifestar o seu interesse como operadora nos blocos oferecidos. Sem tal alteração, o desenvolvimento de diferentes prospectos do pré-sal tenderia a ser retardado e ficaria sempre tributário

⁸Vale ressaltar que o sistema de concessão não garante às empresas operadoras a recuperação dos seus custos operacionais e de investimentos. Desta forma, ao estabelecer as participações governamentais, é necessário fixá-las em um nível que viabilize a atratividade do investimento exploratório em uma área, levando-se em conta o risco geológico, tecnológico e de mercado. Ver Tolmasquim e Pinto Jr. (2011).

⁹É importante notar que é cada vez mais frequente a existência de formas híbridas de regimes de contratação, comportando características dos dois regimes ou mesmo a coexistência dos dois regimes em áreas com diferentes condições de risco exploratório.

da situação financeira da Petrobras, retirando assim qualquer previsibilidade com relação ao calendário de licitações. Desse modo, o potencial petrolífero e gasífero do pré-sal seria sub-explorado.

Os poços destes reservatórios têm registrado uma produtividade dos poços maior do que esperada inicialmente, indicando que os desafios tecnológicos foram superados num espaço de menos de uma década e tornando o pré-sal responsável por praticamente metade de toda a produção nacional.

2.1.2 ATIVIDADES *DOWNTREAM* E A DEPENDÊNCIA ESTRUTURAL DAS IMPORTAÇÕES

Ao contrário do que ocorre com a produção e à condição exportadora de petróleo bruto, a dependência externa com relação à importação de derivados é ainda significativa. Ainda que resultante da recessão econômica, o déficit comercial de petróleo e derivados foi reduzido em 2015. Porém, é notória a dependência das importações da maioria dos derivados para a garantia do abastecimento nacional. Desde 2009, com a alteração dos preços relativos da gasolina e etanol, a maioria dos consumidores dispondendo de veículos *flex* passou a optar pela gasolina. Tal mudança implicou no aumento do dispêndio com as importações e a balança comercial de gasolina, que fora superavitária durante toda a década de 2000, tornou-se deficitária a partir de 2010.

Quanto ao óleo diesel, ele sempre apresentou déficits no saldo de balança comercial. Entre 2010 e 2014 houve um aumento significativo do déficit e, em 2015 uma forte redução, já como reflexo da recessão econômica. Este produto é estratégico pela opção rodoviária de transporte de carga adotada historicamente pelo país (Tabela 4).

Tabela 4 - Saldo Balança Comercial de Derivados (milhões US\$ FOB)

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2000	386	-1.242	236	-797	-1.033	-211	-2.661
2001	493	-1.199	780	-550	-1.330	-238	-2.044
2002	489	-1.082	614	-352	-966	-177	-1.474
2003	504	-766	963	-292	-1.255	-72	-918
2004	551	-809	1.156	-382	-1.538	-34	-1.056
2005	1.032	-891	1.430	-210	-1.640	-164	-443
2006	1.185	-1.446	1.872	-433	-2.305	-370	-1.497
2007	1.828	-2.485	1.719	-599	-2.318	-530	-2.385
2008	1.646	-4.647	2.376	-954	-3.330	-1.228	-6.137
2009	965	-1.129	1.458	-665	-2.123	-613	-2.107

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2010	81	-4.748	2.123	-1.125	-3.248	-1.048	-7.965
2011	-1.441	-6.948	2.839	-1.540	-4.379	-1.399	-12.868
2012	-2.910	-6.308	4.635	-1.057	-5.692	-1.314	-12.646
2013	-1.914	-7.984	3.506	-1.241	-4.747	-1.569	-13.949
2014	-1.354	-8.412	2.804	-1.497	-4.301	-1.127	-13.887
2015	-800	-3.375	1.114	-584	-1.698	-644	-5.987

Fonte: ANP.

As expectativas de aumento expressivo da produção do petróleo pautaram a convicção do governo brasileiro à época, de que o país deveria ampliar sua capacidade de refino e se tornar, tal como no petróleo bruto, autossuficiente e exportador líquido de derivados. Esta visão condicionou o processo de tomada de decisões da Petrobras nos projetos RNEST (Pernambuco), Comperj (Rio de Janeiro) e as Refinarias Premium previstas para serem construídas no Maranhão e no Ceará.

São de conhecimento geral os problemas enfrentados para o desenvolvimento destes projetos. O programa de investimentos simultâneos nos projetos do pré-sal e de novas unidades de refino – da ordem de US\$ 40 bilhões anuais entre 2009 e 2014 – ampliou significativamente o nível de endividamento da empresa (de cerca de US\$ 31 bilhões em 2009 para US\$ 125 bilhões em 2015).

Diferentes estudos, contudo, apontam para a necessidade de importações de derivados por um período longo. A redução da participação da Petrobrás no *downstream* pode 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 desta natureza e magnitude vai depender, no plano microeconômico e regulatório, de condições de contorno completamente distintas daquelas hoje vigentes tanto no refino, quanto na logística de movimentação e distribuição de derivados. A Figura 3 apresenta, de forma esquemática, a movimentação e o conjunto de operações para o suprimento de combustíveis produzidos e importados até as denominadas bases secundárias de distribuição, e o Quadro 1 apresenta o número de agentes e unidades industriais que compõem a operação e movimentação de combustíveis no segmento de *downstream* no Brasil.

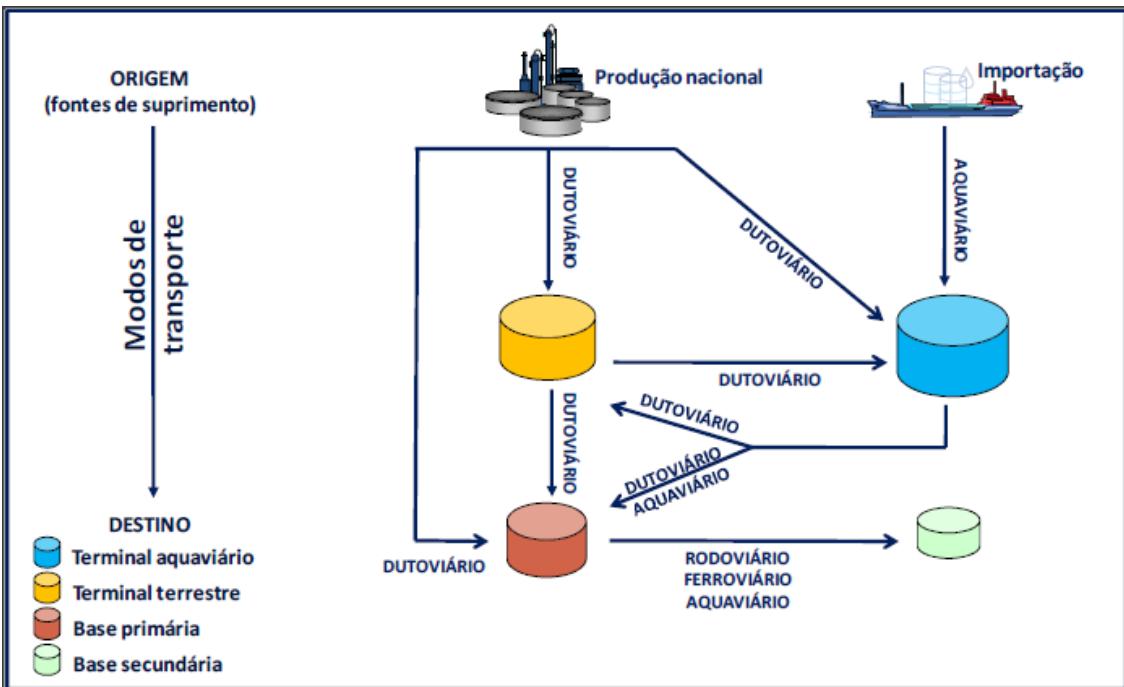


Figura 3 - Fluxo logístico do abastecimento de combustíveis dos produtores/importadores até as bases secundárias

Fonte: ANP.

Quadro 1 - Agentes Econômicos do Downstream no Brasil

FORNECEDORES	DISTRIBUIDORES
17 Refinarias de Petróleo	167 Distribuidoras de Combustíveis Líquidos
383 Usinas de Etanol	20 Distribuidoras de GLP
363 Importadores e Exportadores de Petróleo e Derivados	6 Distribuidoras de Combustíveis de Aviação
19 Produtores de Biodiesel (com AO)	

REVENDEDORES	CONSUMIDORES
41.165 Varejistas	15.617 Pontos de Abastecimento (instalações)
63.831 Revendedores de GLP	

356 TRR (Transportadores Revendedores Retalhistas)	
249 Revendedores de combustíveis de aviação	
17 TRR-NI (Transportadores Revendedores Retalhistas na Navegação Interior)	

Fonte: ANP.

2.1.2.1 REFINO

No final de 2015, o Brasil contava com 17 refinarias, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris de petróleo e outras cargas por dia, já o volume refinado foi de cerca de 2,0 milhões de barris por dia. Treze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,2% da capacidade total e 99,1% do volume refinado, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 18,1% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas (Tabela 5). Tal situação coloca a Petrobras como monopolista de fato do segmento de refino, com sérias implicações, como será visto adiante, para o processo de formação de preços de derivados e para as condições de entrada de outros agentes na indústria em decorrência do seu elevado poder de mercado.

Tabela 5- Capacidade de refino e volume refinado por refinarias em dezembro de 2015

REFINARIA	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal mil bbl/dia	%	Volume refinado mil bbl/dia	%
TOTAL			2.398	100	1.984,24	100,0
Replan - Refinaria de Paulinia	Paulinia (SP)		434	18,1	394,56	19,9
Rlam - Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	1950	377	15,7	260,80	13,1
Revap - Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	252	10,5	244,57	12,3
Reduc - Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	252	10,5	200,88	10,1
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucaria (PR)	1977	214	8,9	198,50	10,0

REFINARIA	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal mil bbl/dia	%	Volume refinado mil bbl/dia	%
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini SA	Canoas (RS)	1968	220	9,2	175,75	8,9
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	170	7,1	157,43	7,9
Regap - Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	166	6,9	152,62	7,7
Recap - Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	63	2,6	40,54	2,0
Reman - Refinaria Isaac Sabba	Manaus (AM)	1956	46	1,9	35,16	1,8
RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camaraao	Guamaré (RN)	2000	38	1,6	33,92	1,7
Rnest - Refinaria Abreu e Lima	Ipojuca (PE)	2014	115	4,8	63,32	3,2
Riogransense - Refinaria de Petróleo Riograndense SA	Rio Grande (RS)	1937	17	0,7	10,09	0,5
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos SA	Rio de Janeiro (RJ)	1954	14	0,6	6,75	0,3
Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda	Itupeva (SP)	2007	9	0,4	0,00	0,0
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	9	0,4	8,48	0,4
Dax Oil - Dax Oil Refino SA	Camacari (BA)	2008	2,1	0,1	0,87	0,0

Fonte: ANP/SRP.

Em 2015, foi processada uma carga de 2 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional. Do petróleo total processado, 83,1% eram de origem nacional e 13,9% importada¹⁰. A necessidade de importação decorre das características geológicas dos diferentes tipos de petróleo (mais ou menos pesados) e sua adequação à estrutura e tecnologia do parque de refino nacional. Assim, apesar de ser exportador líquido, o Brasil ainda importa petróleo de diferentes qualidades para serem refinados no país.

Com relação à capacidade de armazenamento das refinarias nacionais, em 2015 ela era de 6,3 milhões de m³ de petróleo e 11,5 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

Conforme mostra a Tabela 6, as oito refinarias da Região Sudeste concentravam 65,7% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (4,2 milhões de m³), dos quais 2,5 milhões de m³ se localizavam no Estado de São Paulo e pouco mais de 1,1 milhão de m³ no Rio de Janeiro. O Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m³ (68,6% do total), dos quais 5,3 milhões de m³ no Estado de São Paulo e 1,9 milhão de m³ no Rio de Janeiro.

Tabela 6 - Capacidade de armazenamento das refinarias, dezembro de 2015

REFINARIA	Petróleo (m ³)	% em relação ao total do petróleo	Derivados e etanol (m ³)	% em relação ao total de derivados e etanol
TOTAL	6.316.112	100%	11.480.265	100%
Replan - Refinaria de Paulínia	920.205	14,57%	2.272.406	19,79%
Rlam - Refinaria Landulpho Alves	537.688	8,51%	808.096	7,04%
Revap - Refinaria Henrique Lage	1.044.000	16,53%	1.537.458	13,39%
Reduc - Refinaria Duque de Caxias	1.042.018	16,50%	1.854.365	16,15%
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas	654.000	10,35%	942.169	8,21%
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini SA	565.570	8,95%	1.091.103	9,50%
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	450.978	7,14%	1.119.247	9,75%
Regap - Refinaria Gabriel Passos	508.212	8,05%	709.544	6,18%
Recap - Refinaria de Capuava	89.753	1,42%	320.770	2,79%
Reman - Refinaria Isaac Sabba	113.299	1,79%	271.528	2,37%
RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camarao	-	-	16.680	0,15%
Rnest - Refinaria Abreu e Lima	111.559	1,77%	310.350	2,70%

¹⁰O fator de utilização das refinarias no ano foi de 87,1%), dividida entre 1,9 milhões de barris/dia de petróleo (97% da carga total) e 59,3 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados).

REFINARIA	Petróleo (m ³)	% em relação ao total do petróleo	Derivados e etanol (m ³)	% em relação ao total de derivados e etanol
Riogransense - Refinaria de Petróleo Riograndense SA	132.725	2,10%	79.918	0,70%
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos SA	96.302	1,52%	54.102	0,47%
Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda	48.445	0,77%	83.754	0,73%
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	808	0,01%	6.474	0,06%
Dax Oil - Dax Oil Refino SA	550	0,01%	2.301	0,02%

Fonte: ANP/SRP.

Em 2015, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 122,1 milhões de m³, 6,2% inferior à de 2014 (Tabela 7). O volume de 118,5 milhões de m³ (97% do total) foi produzido em refinarias, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores¹¹. O Gráfico 3 apresenta a participação de cada derivado na estrutura de refino. Cabe notar que óleo diesel e gasolina representam 71,5% do total.

Tabela 7 - Produção de derivados de petróleo por tipo de unidade produtora – 2015

Derivados de petróleo	Produção (m ³) – 2015				
	Refinarias	Centrais petroquímicas	UPGN	Outros produtores	TOTAL
TOTAL	118.448.715	1.273.745	2.201.563	196.770	122.120.793
Energéticos	103.049.879	1.273.745	2.201.563	192.658	106.717.844
Gasolina A	25.726.164	1.004.250	-	192.658	26.923.072
Gasolina de aviação	72.486				72.486
GLP	7.426.409	269.495	2.201.563	-	9.897.467
Óleo combustível	14.339.295				14.339.295
Óleo diesel	49.457.609				49.457.609
QAV	5.656.859				5.656.859
Querosene iluminante	7.396				7.396
Outros	363.660				363.660
Não energéticos	15.398.837			4.112	15.402.949

Fontes: ANP, conforme Resolução ANP nº 17/2004 e Petrobras/Abastecimento.

¹¹Estes valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso.

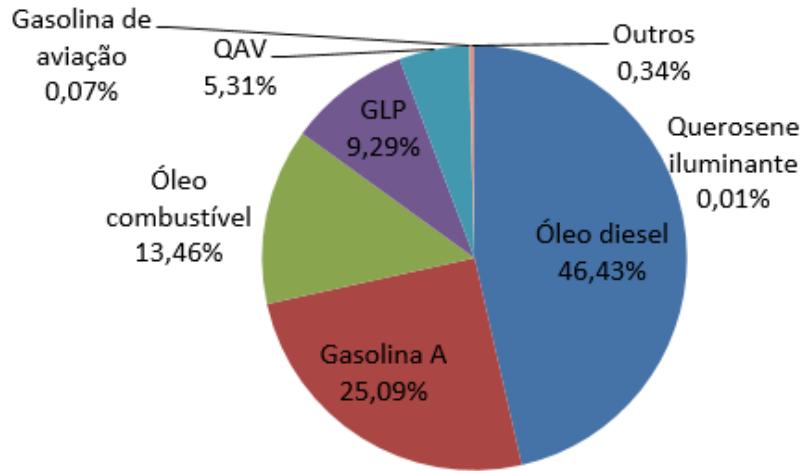


Gráfico 3 - Distribuição percentual da produção de derivados energéticos de petróleo em 2015

Fonte: ANP.

Os mapas 2 e 3 (Anexo C), apresentam a repartição geográfica das refinarias e unidades de processamento de petróleo, a infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados no território brasileiro.

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. O país foi um dos pioneiros e permanece como protagonista no desenvolvimento de etanol e, mais recentemente, no desenvolvimento do mercado de biodiesel e novos combustíveis, tais como o biogás e biometano, os combustíveis *drop-in*¹² e o BioQav (bioquerosene de aviação) que são alvo do programa RenovaBio do Governo Federal.

Os principais biocombustíveis produzidos e consumidos no Brasil agora são o etanol a base de cana de açúcar – anidro misturado com gasolina, e hidratado usado diretamente nos motores automotivos – e o biodiesel, usado misturado com o óleo diesel (7% desde 2014, com meta de chegar a 10% em 2019).

¹²Combustíveis *drop-in* são uma alternativa ao biodiesel de primeira geração, com processos de hidrotratamento de óleos vegetais, processos BTL (biomass to liquids) e processos biotecnológicos.

2.1.2.2.1 ETANOL

A produção de etanol foi desenvolvida no Brasil graças ao programa Proálcool, lançado em 1975, no âmbito da política energética visando enfrentar o primeiro choque do petróleo. Este programa foi severamente descontinuado no início dos anos 1990. Porém, a partir de 2003, o desenvolvimento dos carros *flex* facilitou a troca entre os combustíveis e a difusão do uso desse combustível. O Brasil atualmente é referência mundial e líder na produção de etanol a partir da conversão da cana-de-açúcar.

Em janeiro de 2015 existiam 373 plantas produtoras de etanol ratificadas pela ANP para operação, correspondendo a uma capacidade total autorizada de 196.627 m³/dia de produção de etanol hidratado e 101.143 m³/dia de produção de etanol anidro. Adicionalmente, 10 plantas de etanol tinham recebido a autorização para operação definitiva, totalizando uma capacidade de 9.824 m³/dia de produção de etanol hidratado e 5.478 m³/dia de produção de etanol anidro. A capacidade total das 383 plantas produtoras de etanol autorizadas era de 206.451 m³/dia de produção de etanol hidratado e 106.621 m³/dia de produção de etanol anidro. A cana-de-açúcar era a matéria prima utilizada em 97,4% das plantas de etanol autorizadas.

A produção de etanol é concentrada principalmente nos estados de São Paulo (mais de 47%), Goiás (10,3% do etanol anidro e 14,1% do hidratado), Minas Gerais (11,3% do etanol anidro e 9% do etanol hidratado), Mato Grosso do Sul (6,4% do anidro e 8,5% do hidratado), Mato Grosso e Paraná. A distribuição da produção de etanol (hidratado e anidro) por estado brasileiro é apresentada na Figura 4 a seguir.

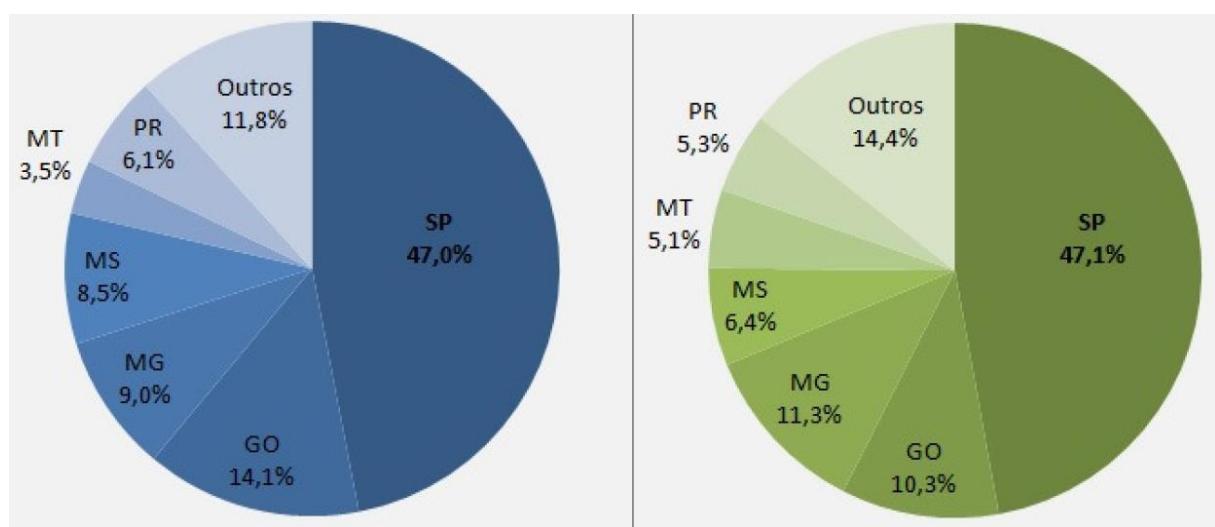


Figura 4 - Participação percentual dos estados brasileiros na produção de etanol hidratado e anidro

Fonte: ANP (2015c).

Dados da safra de 2015/16 indicam que a produção total de etanol no Brasil foi de 30,2 milhões m³ naquele ano, sendo 11,7 milhões m³ de etanol anidro (uma redução de 3,5% em relação a 2014,

acompanhando a queda no consumo de gasolina) e 18,6 milhões m³ de etanol hidratado (+13,2%)¹³. 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, ainda que as empresas produtoras possam potencialmente explorar as economias de escopo – especialmente nas usinas denominadas integradas, pois atuam também na produção de açúcar e bioeletricidade (a partir do bagaço da cana).

Uma empresa nova no setor, a Granbio, não produz açúcar nem bioeletricidade, mas concentra-se na produção de etanol 2G (segunda geração) a partir de palha. A Tabela 8 a seguir apresenta os principais produtores de etanol no Brasil, demonstrando a heterogeneidade de perfis dos produtores, com número e capacidade de produção por usinas diversas e enfoques distintos – especialmente em termos de produção de eletricidade e de açúcar, além da produção de etanol.

Tabela 8 - Principais produtores de etanol - 2015

Grupo	Capacidade	Moagem de cana	Produção de bioetanol	Produção de açúcar	Produção energética
	Número de unidades	milhões de ton / ano	milhões de L/ano	milhões de ton / ano	GWh/ano
Odebrecht / ETH	9	40	3.000	700	2.700
Raízen	24	56	2.000	4000	1.800
Usina da Pedro	4	n.d.	1.500	n.d.	832
Biosev	12	38	928	2100	1.346
Guarani	7	20	860	2000	400
Aralco	4	7	500	340	n.p.
São Martinho	4	15	639	986	244
Zilor	3	10	423	600	545
Santa Terezinha	9	14	356	1000	519
Abengoa	3	7	235	675	n.p.
Santa Adélia	3	5	232	312	383
São Manoel	1	3	150	23	n.p.
GranBio	1	n.d.	82	n.p.	n.p.

Fonte: ANP (Boletim do Etanol).

2.1.2.2.2 BIODIESEL

O termo biodiesel se refere a substitutos do diesel mineral, obtidos a partir de diversas fontes renováveis e usando diversas técnicas de conversão. O biodiesel convencional de primeira geração é

¹³ Fonte: UNICA (2017).

o mais usado no Brasil e é obtido por meio do processo de transesterificação de óleos vegetais (no Brasil, principalmente de soja) e de gorduras animais.

O desenvolvimento do biodiesel no Brasil foi impulsionado pelo **PNPB**, *Programa Nacional de Uso e Produção de Biodiesel*, lançado em 2004, que introduziu a mistura obrigatória de biodiesel, agora em 7%, no óleo diesel comercializado. Em 2014, a capacidade total de produção de biodiesel no Brasil era de 20.336 m³/dia, sendo que a produção total do ano foi de 3.937.269 m³, apresentando um aumento de 15,13% em relação à 2014 e equivalente ao uso de 53 % da capacidade instalada.

Ainda que existam pontos a serem aperfeiçoados, este é um programa governamental bem-sucedido. 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. 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).

O biodiesel foi comercializado por meio de leilões realizados pela ANP desde 2005, ao longo de seis fases da adição de biodiesel ao óleo diesel. Na primeira fase, de janeiro de 2006 a dezembro de 2007, a mistura de 2% de biodiesel era opcional. A partir da segunda fase, que teve início em janeiro de 2008, a mistura de 2% de biodiesel passou a ser obrigatória. De julho de 2008 a junho de 2009, a mistura obrigatória de biodiesel aumentou para 3%. No período entre julho e dezembro de 2009, a mistura obrigatória passou a ser de 4%. De janeiro de 2010 a junho de 2014, ocorreu o novo aumento da mistura obrigatória, que passou a ser de 5%. Mais uma mudança aconteceu entre julho e outubro de 2014, elevando a mistura obrigatória para 6%. Na fase atual, que começou em novembro de 2014, a mistura obrigatória é de 7%. A Lei 13.263 prevê que essa percentagem se eleve até 10% em 2019, para possivelmente chegar à 15% após testes. A tabela a seguir (Tabela 9) apresenta as unidades de produção de biodiesel operando em 2015 e suas respectivas capacidades de produção. O mapa 4 (Anexo C) apresenta a sua localização.

Tabela 9 - Unidades de produção de biodiesel – 2015

Unidade produtora	Cidade (UF)	m ³ /dia
TOTAL		20.336,0
Abdiesel	Araguari (MG)	6,0
ADM	Rondonópolis (MT)	1.352,0
ADM	Joaçaba (SC)	510,0
Amazonbio	Ji-Paraná (RO)	90,0
Barralcool	Barra dos Bugres (MT)	190,5
Bianchini	Canoas (RS)	900,0
Big Frango	Rolândia (PR)	6,0

Unidade produtora	Cidade (UF)	m ³ /dia
Binatural	Formosa (GO)	450,0
Bio Brazilian	Barra do Garças (MT)	98,0
Bio Óleo	Cuiabá (MT)	150,0
Bio Petro	Araraquara (SP)	194,4
Bio Vida	Várzea Grande (MT)	18,0
Biocamp	Campo Verde (MT)	300,0
Biocapital	Charqueada (SP)	400,0
Biopar	Rolândia (PR)	120,0
Biopar	Nova Mariândia (MT)	338,0
Biotins	Paraíso do Tocantins (TO)	81,0
Bocchi	Muitos Capões (RS)	300,0
Bsbios	Passo Fundo (RS)	600,0
Bsbios	Marialva (PR)	580,0
Bunge	Nova Mutum (MT)	413,8
Camera	Ijuí (RS)	650,0
Caramuru	Ipameri (GO)	625,0
Caramuru	São Simão (GO)	625,0
Cargill	Três Lagoas (MS)	700,0
Cesbra	Volta Redonda (RJ)	166,7
Cooperfeliz	Feliz Natal (MT)	10,0
Delta	Rio Brilhante (MS)	300,0
Fertibom	Catanduva (SP)	333,3
Fiagril	Lucas do Rio Verde (MT)	563,0
Fuga Couros	Camargo (RS)	300,0
Granol	Porto Nacional (TO)	500,0
Granol	Anápolis (GO)	1.033,0
Granol	Cachoeira do Sul (RS)	933,3
Jataí	Jataí (GO)	50,0
JBS	Lins (SP)	560,2
Minerva	Palmeiras de Goiás (GO)	45,0
Noble	Rondonópolis (MT)	600,0
Oleoplan	Vernópolis (RS)	1.050,0
Oleoplan Nordeste	Iraquara (BA)	360,0
Olfar	Erechim (RS)	600,0

Unidade produtora	Cidade (UF)	m³/dia
Orlandia	Orlândia (SP)	367,0
Petrobrás Combustíveis	Montes Claros (MG)	422,7
Petrobrás Combustíveis	Quixada (CE)	301,7
Petrobrás Combustíveis	Guamaré (RN)	56,0
Petrobrás Combustíveis	Candeias (BA)	603,4
Potencial	Lapa (PR)	553,0
Rondobio	Rondonópolis (MT)	10,0
SP Bio	Sumaré (SP)	200,0
SSIL	Rondonópolis (MT)	50,0
Taua	Nova Mutum (MT)	100,0
Transportadora Caibiense	Rondonópolis (MT)	100,0
Três Tentos	Ijuí (RS)	500,0

Fonte: ANP.

2.1.2.2.3 BIOMETANO

O biometano é obtido pelo processo de purificação do biogás, produzido por meio de digestão anaeróbica de resíduos orgânicos urbanos, como o lixo e os esgotos domésticos, e de efluentes industriais, bem como de resíduos rurais como os dejetos animais da agroindústria.

O uso do biometano está regulamentado desde janeiro de 2015: de acordo com a resolução ANP 08/2015, o biometano produzido a partir de produtos e resíduos pecuários (como dejetos de suínos e de aves), agrícolas e agroindustriais será tratado de maneira semelhante ao gás natural (GN), podendo ter o mesmo uso do gás natural (veicular, produção de energia elétrica e térmica), inclusive com a mesma valoração econômica, desde que atenda às exigências de qualidade.

As características dos insumos para produção de biogás – variedade de insumos, na maioria resíduos de atividades produtivas – torna esse combustível mais difícil de implementar à grande escala, mas programas e políticas estão visando a desenvolver esse combustível.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação de Resíduos Sólidos, existem 23 projetos voltados para o aproveitamento energético do biogás no setor de resíduos sólidos e aterros no Brasil, todos oriundos do esquema do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo). Destes, 22 incluem geração de eletricidade e somente um considerava a purificação do biogás para posterior injeção em uma rede de gás natural. No total, a capacidade instalada para geração de eletricidade declarada desses projetos é de 254 MW. Três regiões contam com projetos reportados, sendo 16 na região Sudeste.

2.1.2.2.4 BIOQAV

O setor aéreo vem procurando a nível mundial alternativas de substituição do querosene de aviação. No Brasil, iniciativas como a ABRABA – Aliança Brasileira para Biocombustíveis de Aviação (um fórum de discussão formado em 2010 visando a discutir o desenvolvimento de biocombustíveis aeronáuticos sustentáveis) e o programa RenovaBio do governo, visam a desenvolver essa opção. A Embraer já produz aviões para o setor agrícola movidos à bioetanol de cana e a Petrobrás, por meio da sua então subsidiária Petrobrás Biocombustíveis, incorporou como meta o desenvolvimento da produção de bioquerosene de aviação. Algumas companhias aéreas brasileiras já usam misturas de bioquerosene de aviação em rotas comerciais.

2.1.2.3 DISTRIBUIÇÃO

Como destacado na introdução, as estruturas de mercado dos combustíveis são muito diferentes entre si – tanto no que tange às características de movimentação, logística, distribuição e comercialização, como o tipo e o papel dos principais players nos diferentes mercados.

O Brasil constava ao fim de 2015 com 291 bases de distribuição de combustíveis autorizadas pela ANP, cujas atividades consistem em armazenamento/transporte de combustíveis, mistura de biocombustíveis com diesel e gasolina A e mistura de aditivos, além da revenda de gasolina C, etanol hidratado, óleo diesel, óleo combustível, querosene para postos, indústrias, agricultura, transportadoras e o setor de aviação. Os chamados TRR (Transportadores Revendedores Retalhistas) também atuam na venda de diesel e óleos combustíveis para a indústria, agricultura e aviação.

A nafta, o óleo combustível marítimo e óleo diesel marítimo são vendidos diretamente pelos produtores aos consumidores, sem a intermediação das distribuidoras. A capacidade nominal de armazenamento desta infraestrutura era de 3,8 milhões de m³, sendo 2,8 milhões de m³ (75,3%) para derivados de petróleo (exceto GLP). As bases de distribuição de etanol tinham capacidade de armazenamento de 779 mil m³ (20,6% do total). A capacidade de armazenamento de GLP, de 156,2 mil m³ (4,1% do total).

Em 2015, as vendas nacionais de derivados pelas distribuidoras totalizaram 124 milhões de m³. As vendas de diesel representaram 46,2% das vendas totais, enquanto as de gasolina C e de GLP responderam por, respectivamente, 33,2% e 10,7%.

Abaixo são apresentados os *market shares* das distribuidoras de combustíveis acompanhados de um breve comentário descritivo sobre cada um deles (Figura 5). Para a apresentação do grau de concentração optou-se, dadas as especificidades destes mercados, pela utilização do CR3 que mede e destaca as fatias de mercado das três empresas líderes na distribuição de cada combustível¹⁴. Em

¹⁴ Para fins de compatibilização com os outros setores do projeto PMR, em uma seção adiante são apresentados os indicadores de concentração setorial CR(4), CR(8) e HHI.

seguida é destacado, de forma complementar, o mercado de GNV (Gás Natural Veicular), cuja distribuição fica a cargo das empresas distribuidoras de gás canalizado.

GASOLINA		DIESEL		ETANOL	
Distribuidora	Participação	Distribuidora	Participação	Distribuidora	Participação
BR	25,90%	BR	33,76%	Raízen	19,03%
Raízen	20,50%	Ipiranga	23,00%	BR	17,22%
Ipiranga	20,00%	Raízen	19,71%	Ipiranga	17,19%
Alesat	5,10%	Alesat	3,06%	Gran Petro	8,11%
Total	2,30%	Ciapetro	1,82%	Petromais	5,84%
Ciapetro	1,80%	Total	1,40%	Diamante	3,24%
SP	1,10%	Royal Fic	0,97%	Alesat	2,93%
Potencial	1,00%	Tobras	0,82%	Petrozara	2,61%
Fera	0,90%	Potencial	0,63%	Aspen	1,77%
Rodoil	0,90%	Taurus	0,61%	Monte Cabral	1,28%
Outras	20,50%	Outras	14,22%	Outras	20,78%
CR(3)	66,40%	CR(3)	76,47%	CR(3)	53,44%
QAV		ÓLEO COMBUSTÍVEL		GLP	
Distribuidora	Participação	Distribuidora	Participação	Distribuidora	Participação
BR	55,05%	BR	89,55%	Grupo Ultra	23,72%
Raízen	32,67%	Raízen	6,04%	Liquigás	21,92%
Air BP	12,21%	Ipiranga	3,49%	Grupo Supergasbras	20,46%
Gran Petro	0,04%	Outras	0,92%	Grupo Nacional	19,29%
Petrobahia	0,03%			Copagaz	8,15%
CR(3)	99,93%	CR(3)	99,08%	Grupo Consigaz	3,33%
				Fogas	1,75%
				Amazonagas	0,71%
				Servgas	0,27%
				Propan-gas	0,13%
				Outras	0,28%
				CR(3)	66,10%

Figura 5 - Unidades de Distribuição de derivados de petróleo por distribuidora – 2015

Fonte: ANP. Elaboração IE/UFRJ-IBP.

2.1.2.3.1 GASOLINA C

O mercado de distribuição de gasolina C fica concentrado entre três distribuidoras, que detêm 66,4% do total das vendas: BR (25,9%), Raízen (20,5%) e Ipiranga (20,0%). Outras 138 distribuidoras são responsáveis pelo restante das vendas.

2.1.2.3.2 DIESEL

O mercado de óleo diesel é concentrado entre as mesmas três distribuidoras, com 76,47% do mercado: BR (33,76%), Ipiranga (23,00%) e Raízen (19,71%), com um total de 137 distribuidoras atuando no mercado.

2.1.2.3.3 ÓLEO COMBUSTÍVEL

A distribuidora principal de óleo combustível é a BR, com 89,55% do volume das vendas, seguida pela Raízen com 6,04% e a Ipiranga com 3,49%.

2.1.2.3.4 GLP

Quatro empresas responderam por 85,39% da distribuição de GLP: Grupo Ultra (23,72%), Liquigás (21,92%), Supergasbras (20,46%) e Grupo Nacional (19,29%). Outras 10 distribuidoras atuam no mercado de GLP com participações menores.

2.1.2.3.5 QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV) E OUTROS DERIVADOS

Cinco distribuidoras foram responsáveis por abastecer o mercado de QAV: BR (55,05%), Raízen (32,67%), Air BP (12,21%), Gran Petro e Petrobahia.

As vendas nacionais de querosene iluminante foram realizadas por sete empresas, mas quatro delas responderam por 99,3% do mercado: BR (45,8%), Raízen (24,8%), Ipiranga (18,6%) e Raízen Mime (10,1%).

A distribuição de gasolina de aviação foi realizada por quatro empresas: BR (49,7%), Raízen (32,7%), Air BP (9,2%) e Gran Petro (8,4%).

2.1.2.3.6 ETANOL HIDRATADO

O mercado de distribuição de etanol hidratado conta com liderança da Raízen (19,03%), BR (17,22%) e Ipiranga (17,19%), sete outras distribuidoras com entre 1 e 8% e outras 130 com participações reduzidas.

2.1.2.3.7 GÁS NATURAL

A produção de gás no Brasil dobrou entre 2005 e 2015, parte é devida ao aumento na produção de gás não associado, mas também pelo crescimento da produção de petróleo nos campos que tem relação gás-óleo (GOR - *gas-to-oil-rate*). Entretanto, uma maior oferta não foi o suficiente para reduzir importações, em 2014, 53% da oferta total foi proveniente de importações.

A Região Sudeste se destaca como a maior consumidora de gás natural no Brasil. Com cerca de 18,14 bi de m³, ela assume o topo das vendas, totalizando cerca de 57,6% de todo o volume comercializado e é seguida da região nordeste, com uma representatividade de 22,4% de toda a comercialização nacional, cerca de 7 bilhões de m³. No que se refere ao consumo próprio de gás natural, o Sudeste é a região com o maior volume consumido, compreendendo 76,4% de todo o volume consumido no país o que totaliza 7,5 bilhões de m³.

Considerando que a Petrobras foi responsável por toda a indústria de gás nacional, o setor opera em sobre o monopólio de oferta da Petrobras para distribuidoras no Brasil. Assim, a medida que ela reduz o papel no setor, ela abre espaço para que outras empresas ocupem e ali invistam. A venda das participações das subsidiárias distribuição e transporte ainda não afetaram a configuração do setor.

2.1.2.3.8 GÁS NATURAL VEICULAR (GNV)

O volume total de gás natural veicular comercializado no Brasil para o segmento automotivo (postos de revenda), através das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, inclui os volumes de Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL). A principal distribuidora de GNV foi a CEG com 43,45% das vendas, seguida pela Comgás (11,14%), CEG Rio (10,47%), SCGás (5,31%), conforme pode ser observado na Tabela 10.

Tabela 10 - Market shares das distribuidoras de GNV

Market share - GNV - 2015	
Distribuidora	Participação
CEG	43,45%
Comgás	11,14%
CEG Rio	10,47%
SCGás	5,31%
Bahiagás	4,11%
Sulgás	3,72%
Segás	3,30%
Copergás	3,25%
Potigás	2,57%
Gasmig	1,92%
Outras	10,78%

Fonte: ANP.

2.1.2.4 COMERCIALIZAÇÃO E REVENDA

No final do ano de 2015, o país constava com 40.632 postos revendedores de combustíveis líquidos, sendo 39,8% de bandeira branca, 19,7% com bandeira BR, 14,6% com bandeira Ipiranga, 11,2% com bandeira Raízen, 3,1% com bandeira AleSat, 1,2% com bandeira SP, 0,7% com bandeira Sabba, e 9,8% com outras bandeiras (a bandeira é a marca comercial que indica a origem – distribuidora do combustível automotivo comercializado no posto revendedor varejista; bandeira branca significa que o posto revendedor varejista opta por não exibir a marca comercial do distribuidor de combustíveis).

Deste total, 16.161 postos estavam localizados na região Sudeste, 9.736 no Nordeste, 8.154 no Sul e 3.534 no Centro-Oeste.

Ademais, no que concerne a atividade dos TRR, em 2015, 378 estavam cadastrados na ANP. As regiões Sul e Sudeste concentravam, respectivamente, 39,7% e 31,5% desse total, enquanto Centro-Oeste, Nordeste e Norte reuniam respectivamente 19%, 5% e 4,8%. Os postos foram responsáveis pela venda de 58,1% do diesel para consumidores, enquanto TRR negociaram 13,0% e 28,9% foram vendidos diretamente das distribuidoras para os consumidores finais.

As seções a seguir destinam-se a apresentar indicadores econômicos de caracterização setorial¹⁵, de modo a possibilitar uma padronização e, assim, viabilizar comparações entre os setores-alvo do projeto PMR.

2.1.2.5 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 um papel central à ANP na regulação das distintas atividades econômicas integrantes desta indústria. Ressalta-se que as competências regulatórias da ANP na indústria do gás natural incluem as atividades de *upstream* (E&P) e de transporte. Já o segmento de distribuição é regulado pelos estados da federação, por meio de agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais de governo.

Sendo assim, a regulação inicial do gás natural se deu, basicamente, por meio da Lei nº 9.478 de 1997, também conhecida por Lei do Petróleo, que dispõe sobre a regulação do mercado liberalizado de petróleo e gás no Brasil. Essa lei foi criada, mais precisamente, para estabelecer os princípios e características da política energética nacional, bem como para a instituição e regulação de agências reguladoras para o setor brasileiro de petróleo e gás, entre outras medidas. Por meio dessa lei foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, com suas respectivas atribuições, por exemplo. Dentro das atribuições do CNPE, destaca-se a responsabilidade de estabelecer diretrizes para programas específicos, incluindo o gás natural; estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e seus derivados, além de definir estratégias e políticas de desenvolvimento da indústria e petróleo, de gás natural, entre outros.

Além disso, tal lei estabelece que é direito exclusivo da União a pesquisa de reservas de gás natural, sua exploração, produção, refino e transporte. Entretanto, tais atividades podem ser exercidas por determinadas empresas por meio de concessão, autorização ou contratação, sob condições

¹⁵ Nestas seções os indicadores são apresentados conjuntamente – de acordo com as classificações setoriais utilizadas pelas diferentes bases de dados - para as etapas *upstream* e *downstream* da cadeia de combustíveis.

específicas. Nesse contexto, a lei estabelece que a Petrobras é uma sociedade vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de pesquisar, lavrar, refinar, processar, comercializar e transportar o petróleo, o gás natural e seus derivados. Ao mesmo tempo, porém, fica regulamentado que as atividades desenvolvidas pela Petrobras possuem caráter de livre competição com outras empresas.

A partir dos anos 2000, entretanto, pode-se dizer que houve uma mudança no contexto econômico brasileiro, principalmente devido à privatização parcial dos ativos das empresas de energia e à formação de grandes grupos internacionais capazes de disputar o mercado em escala mundial, por meio do processo de privatização e da introdução da concorrência nos setores elétrico e de gás natural nos países desenvolvidos. Além disso, especificamente no caso do Brasil, destaca-se que a opção de geração termelétrica passou a ser gradativamente mais relevante. Em consequência desse novo contexto, tornou-se grande a dificuldade para a manutenção dos instrumentos tradicionalmente utilizados para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. Iniciou-se então, um debate sobre a adequação da Lei 9478 e, mais especificamente, ao mercado de gás natural. Como consequência, foi criada a Lei nº 11.909 de 2009, também chamada Lei do Gás, que dispõe sobre as atividades de transporte, tratamento, processamento, estocagem, regaseificação e comercialização de gás natural. Assim, a lei estabelece que tais atividades podem ser exercidas por empresas que se adequem a determinadas condições (como ter sede e administração no Brasil), sendo que a União passa a ter, não mais o monopólio dessas atividades, mas apenas o poder de concedê-las às empresas ou de autorizá-las, com devida regulamentação e fiscalização. Porém, é importante ressaltar que as atividades de pesquisa, lavra e exploração continuaram monopólio exclusivo da União, conforme a lei 9.478.

Outro aspecto importante da Lei 11.909 é a definição de três personagens no setor: o consumidor-livre, o autoprodutor e o auto-importador. Segundo a lei, consumidor livre é aquele que tem a possibilidade de optar por adquirir gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Já o agente autoprodutor se caracteriza como 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. O agente auto-importador, por sua vez, é aquele 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 regularam as figuras dos auto-importadores e autoprodutores.

Em relação às atividades do MME, a lei em questão estabelece que, cabe a ele a realização de chamadas públicas que antecedam a outorga de autorização ou a licitação de concessão de atividades de construção ou ampliação de gasodutos. Isso deve ser feito com o objetivo de dimensionar a demanda efetiva de gás natural.

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.

Portanto, pode-se concluir que a lei 11.909, juntamente aos decretos e outras normas relacionadas, foram responsáveis por introduzir um novo arcabouço legal para a indústria de gás natural, bem como por reestruturar o papel de certos órgãos do governo que atuam no planejamento e na regulação desse setor.

Em relação à atividade de carregamento de gás natural, destaca-se a Resolução ANP nº51 de dezembro de 2013, que regulamenta e autoriza esta atividade. Tal resolução veda o exercício da atividade de carregamento por empresas que tenham a autorização ou a concessão para o transporte de gás natural. Dado que essa medida se aplica a novos gasodutos de transporte, merece destaque o fato de que a Petrobras, que pratica ambas as atividades, não se desfez totalmente de seus ativos de transporte (CNI, 2016).

Destaca-se também a Resolução ANP nº 11 de março de 2016, que, dentre outras medidas, regulamenta o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, definindo que o transportador permita o acesso não discriminatório de terceiros às suas instalações de transporte, com remuneração adequada. A resolução estabelece também as condições sobre as quais este acesso deve ocorrer. Associada a outras resoluções (44/2011, 50/2011, 51/2011, 52/2011, 042/2012, 37/2013, 15/2014, 39/2014 e 52/2015) e à Lei nº 11.909 de 2009, essas medidas consolidaram o marco regulatório do gás natural no Brasil.

Finalmente, cabe mencionar a iniciativa ‘Gás para Crescer’ (descrita na parte de políticas e instrumentos deste relatório), iniciada em 2016 pelo MME, com o objetivo de promover o aprimoramento das diretrizes e das normas regulatórias do setor de gás natural, de forma a manter o funcionamento do setor frente à uma redução da atuação da Petrobras.

2.2 TAMANHO DO SETOR E PORTE DOS ESTABELECIMENTOS

Iniciando-se a análise do tamanho do setor de combustíveis, apresenta-se a participação do Valor Bruto da Produção (VBP) dos subsetores da etapa *upstream* – Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos e Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio – e da *downstream* – Refino de petróleo e coquerias e Fabricação de biocombustíveis – em relação ao VBP total da economia brasileira. Observa-se que aquelas participações são relativamente estáveis para os quatro subsetores de 2010 a 2014, sendo que os de maiores participações na produção brasileira são os relacionados ao petróleo: as atividades de Refino e coquerias com uma média de 3,5% no período e Extração de petróleo e gás com 2,1%.

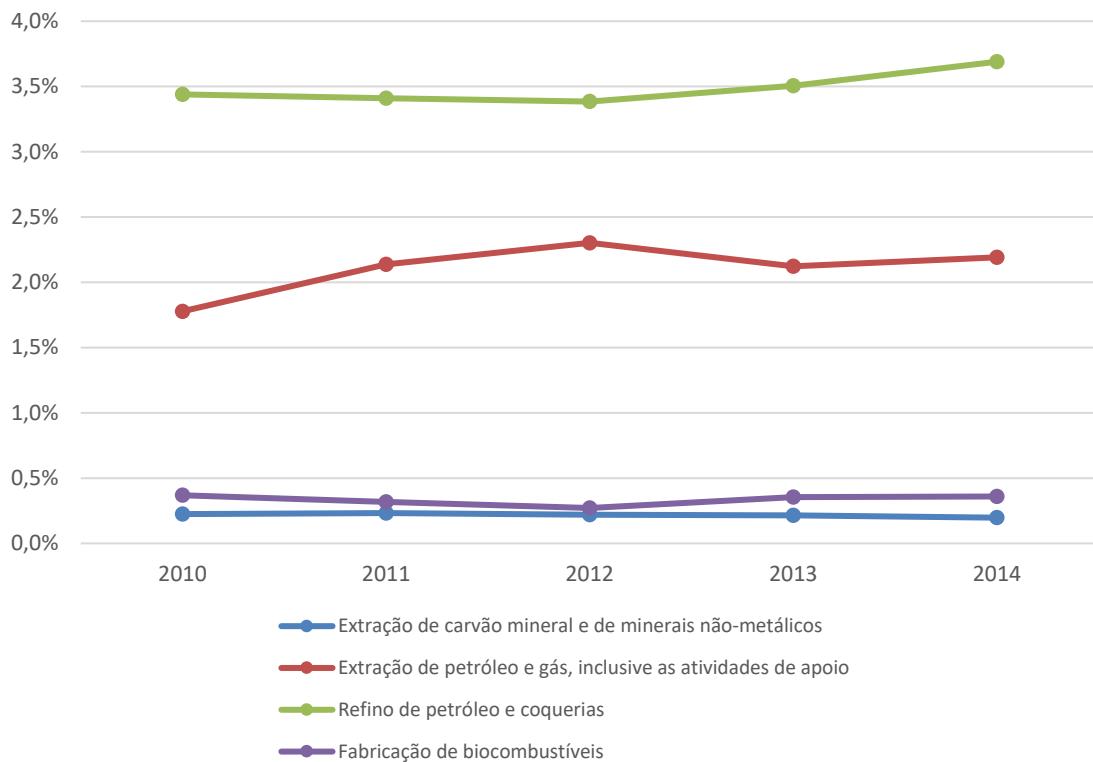
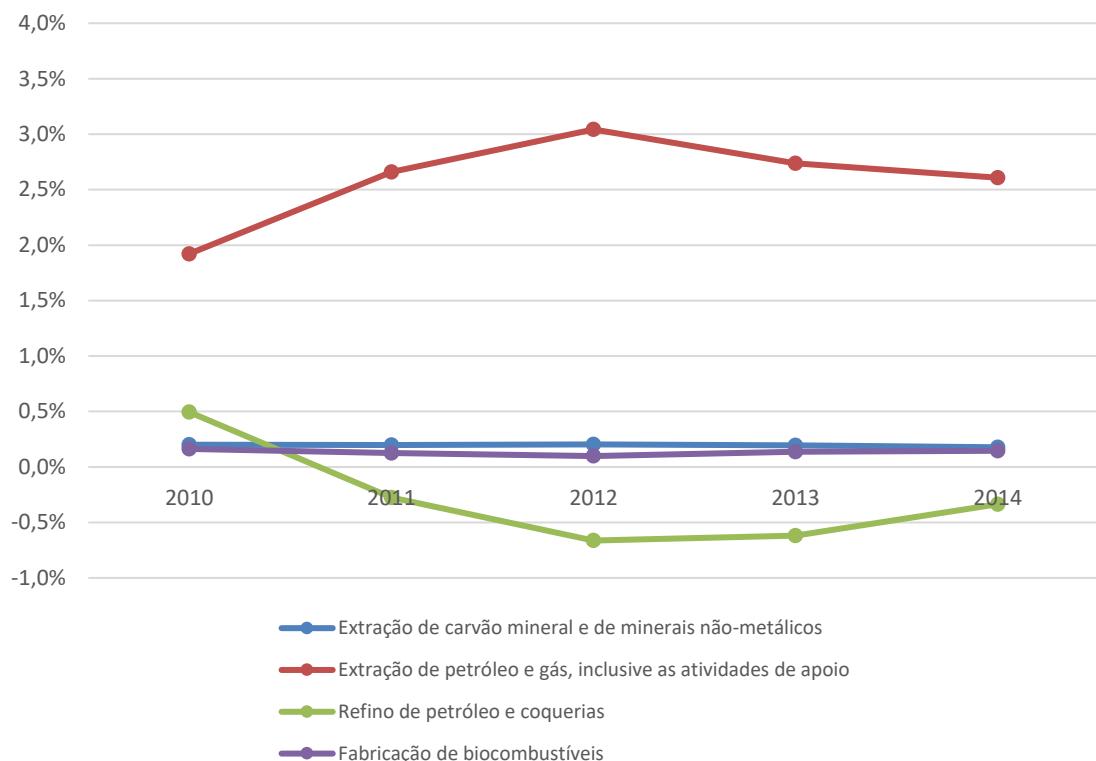


Gráfico 4 – Participação do VBP dos subsetores de combustíveis no VBP brasileiro – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

Por outro lado, ao se olhar para a participação na economia brasileira em termos de Valor adicionado bruto (PIB), a configuração é outra. O Gráfico 5 mostra que os subsetores do *upstream* são aqueles que representam maiores parcelas do PIB brasileiro entre os subsetores de combustíveis. Isto é, os subsetores do *upstream* - especialmente, o subsetor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio - agregaram maior valor aos produtos finais da economia brasileira, por meio de fatores de produção e matérias-primas, do que os demais subsetores de combustíveis. Já em relação aos subsetores do *downstream*, Fabricação de biocombustíveis apresenta participação relativa próxima à apresentada pelo subsetor de Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos, embora um pouco inferior em todos os anos do período analisado. Em contrapartida, Refino de petróleo e coquerias apresentou participações negativas desde 2011 devido a seu PIB negativo em decorrência dos valores do Excedente Operacional Bruto¹⁶, isto é, grosso modo, pode-se dizer que o agregado do subsetor enfrentou prejuízos no período de 2011 a 2014, embora a participação em termos de VBP tenha sido a mais elevada entre os subsetores de combustíveis.

¹⁶ Utilizado como proxy para o lucro do setor.

**Gráfico 5 - Participação do PIB dos subsetores de combustíveis no PIB brasileiro – 2010 a 2014**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

Prosseguindo-se com o tamanho do setor de combustíveis, é apresentado o número de estabelecimentos declarados na Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) por subsetor da classificação CNAE 2.0 correspondente e, na tabela seguinte, pelos subsetores da classificação do Sistema de Contas Nacionais (SCN)¹⁷. Na Tabela 11 verifica-se que, entre os subsetores de combustíveis relacionados ao *upstream*, Extração de Petróleo e Gás Natural e Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural são aqueles com o maior número de estabelecimentos de 2010 a

¹⁷ Com o intuito de padronizar os indicadores para fins de comparabilidade, aqueles calculados com bases de dados que utilizam a classificação setorial CNAE 2.0 também foram calculados para as conversões correspondentes para a classificação SCN. No entanto, o setor de Combustíveis na classificação SCN é composto por quatro subsetores que englobam, além dos apresentados, setores da Cnae 2.0 que não são apresentados separadamente por não serem considerados subsetores de combustíveis. No anexo A, pode-se encontrar as correspondências de classificação setorial.

2014. Por outro lado, Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural foi o único subsetor com número crescente de estabelecimentos em todo o período.

Já para o *downstream*, Fabricação de álcool é o maior subsetor em termos do número de estabelecimentos¹⁸., porém teve diminuição do número de estabelecimentos ao longo de todo o período (aproximadamente 37% de 2010 a 2014) – que pode estar relacionada à mudança recente dos preços relativos entre gasolina e etanol, em favor da primeira. Por outro lado, também houve queda no número de estabelecimentos no subsetor Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo, embora em menor medida (aproximadamente 21%).

Tabela 11 - Número de estabelecimentos, Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	302	287	303	231	220
Beneficiamento de Carvão Mineral	106	76	77	74	52
Extração de Petróleo e Gás Natural	583	538	558	459	435
Extração e Beneficiamento de Xisto	16	18	18	24	20
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	36	37	44	42	47
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	485	509	572	573	583
Coquerias	27	28	23	28	31
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	263	232	226	221	209
Formulação de Combustíveis	29	19	16	16	16
Rerrefino de óleos Lubrificantes	73	73	73	80	84
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	96	112	106	125	127
Fabricação de álcool	778	766	521	515	493
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	229	208	217	206	191

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Na classificação SCN, o subsetor com maior número de estabelecimentos do *upstream* – até porque engloba diversos ramos de atividade - e também mais estável no período, em termos relativos, foi o Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos. Já o subsetor Fabricação de biocombustíveis – do *downstream* - apresentou redução em seu número de estabelecimentos durante todo o período, conforme observado pela Tabela 12.

¹⁸ Ressalta-se que a declaração da RAIS é feita por CNPJ e considerando-se a principal atividade econômica do estabelecimento para a classificação CNAE 2.0 mais adequada.

Tabela 12 - Número de estabelecimentos, Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	15834	16040	16210	16613	16606
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1807	1837	1929	1892	1866
Refino de petróleo e coquerias	488	464	444	470	467
Fabricação de biocombustíveis	1007	974	738	721	684

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Embora o número de estabelecimentos seja relevante para a compreensão do tamanho do setor, se um setor for muito concentrado, é possível que tenha poucos estabelecimentos, mas, ao mesmo tempo, empregue um grande número de trabalhadores. Deste modo, para se compreender o tamanho do setor também é necessário verificar o número de vínculos ocupados no setor.

Segundo a classificação Cnae 2.0, o subsetor Fabricação de álcool foi responsável por ocupar mais da metade dos trabalhadores do setor combustíveis ao longo de todo período e, em termos das variações relativas no número de vínculos ativos, alternou anos de crescimentos com anos de diminuição. Outros subsetores que ocuparam uma média de mais de 10%, no período, dos trabalhadores do setor foram Extração de Petróleo e Gás Natural, Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural – parte do *upstream* -, e Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo – do *downstream* (Tabela 13). Deste modo, esses subsetores, por estarem relacionados a elevados números de vínculos, podem apresentar um maior impacto de desemprego, caso sejam afetados negativamente por uma política de precificação de emissões, ou alternativamente, se positivamente afetados, teriam maior potencial de geração de emprego.

Tabela 13 - Total de vínculos ativos, Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	5199	4765	5654	5141	5189
Beneficiamento de Carvão Mineral	219	182	223	195	171
Extração de Petróleo e Gás Natural	29227	29506	33074	33964	31739
Extração e Beneficiamento de Xisto	14	18	18	5	20
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	53	73	68	51	51
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	22427	25875	30234	28830	30016
Coquerias	446	447	499	442	514
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	32519	35796	34123	33762	32035
Formulação de Combustíveis	239	106	90	51	110
Rerrefino de óleos Lubrificantes	2110	2447	2585	2613	2573

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	1938	1900	2080	2493	2864
Fabricação de álcool	111395	121280	119203	120373	118136
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	2027	2378	2399	3043	2526

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Na classificação SCN, o subsetor de Fabricação de biocombustíveis foi o que mais ocupou durante todo o período analisado. Quanto à variação do número de vínculos nesta classificação, é possível observar que, de 2010 a 2011, todos os subsetores apresentaram crescimento e, de 2013 a 2014, todos apresentaram diminuição (Tabela 14). Porém, em todos os subsetores, a média de crescimento no período foi positiva.

Tabela 14 - Vínculos ativos, Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	90703	96114	101498	103306	103176
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	54941	59544	67604	68133	66676
Refino de petróleo e coquerias	37252	40696	39377	39361	38096
Fabricação de biocombustíveis	113422	123658	121602	123416	120662

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Para compreender o peso do setor de combustíveis na economia brasileira, uma boa medida é a distribuição setorial das ocupações. Para seu cálculo é necessário dividir o número de vínculos ativos do setor pelo total de vínculos brasileiros, informação, esta, que é apresentada na Tabela 15 abaixo.

Tabela 15 - Total de vínculos ativos, Brasil – 2010 a 2014

Ano	Vínculos ativos
2010	44.068.356
2011	46.310.632
2012	47.458.712
2013	48.948.432
2014	49.571.512

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Verifica-se abaixo (Tabela 16) que, em termos relativos, a participação dos subsetores de combustíveis nas ocupações brasileiras representou, no máximo, 0,26%, correspondendo à atividade de Fabricação

de álcool em 2011. Os demais subsetores que mais ocuparam, no período, empregaram entre 0,06 e 0,07% dos vínculos ativos brasileiros.

Tabela 16 - Distribuição setorial (em%), Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	0,012	0,010	0,012	0,011	0,010
Beneficiamento de Carvão Mineral	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Extração de Petróleo e Gás Natural	0,066	0,064	0,070	0,069	0,064
Extração e Beneficiamento de Xisto	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	0,051	0,056	0,064	0,059	0,061
Coquerias	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	0,074	0,077	0,072	0,069	0,065
Formulação de Combustíveis	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
Rerrefino de óleos Lubrificantes	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	0,004	0,004	0,004	0,005	0,006
Fabricação de álcool	0,253	0,262	0,251	0,246	0,238
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	0,005	0,005	0,005	0,006	0,005

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Na classificação SCN, a Fabricação de biocombustíveis chegou a ocupar 0,27% dos vínculos ativos brasileiros, em 2011. O subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos ocupou, ao longo de todo período, 0,21% dos trabalhadores, e os subsetores Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, e Refino de petróleo e coquerias ocuparam um média de 0,13% e 0,08%, respectivamente, de 2010 a 2014, conforme observado na Tabela 17.

Tabela 17 -Distribuição setorial (em%), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,206	0,208	0,214	0,211	0,208
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,125	0,129	0,142	0,139	0,135
Refino de petróleo e coquerias	0,085	0,088	0,083	0,080	0,077
Fabricação de biocombustíveis	0,257	0,267	0,256	0,252	0,243

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Outra medida importante relacionada ao tamanho do setor é o porte médio dos estabelecimentos, em termos do número médio de vínculos ativos por estabelecimento. O subsetor de combustíveis, segundo a classificação Cnae 2.0 (Tabela 18), com maior média de ocupados por estabelecimento durante todo o período de análise foi o de Fabricação de álcool¹⁹, seguido pelo de Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo, também do *downstream*, que não estava entre os subsetores de maior número de estabelecimentos, mas estava entre os de maior número de vínculos.

Tabela 18 - Porte médio dos estabelecimentos, em número de vínculos, Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	17	17	19	22	24
Beneficiamento de Carvão Mineral	2	2	3	3	3
Extração de Petróleo e Gás Natural	50	55	59	74	73
Extração e Beneficiamento de Xisto	1	1	1	0	1
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	1	2	2	1	1
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	46	51	53	50	51
Coquerias	17	16	22	16	17
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	124	154	151	153	153
Formulação de Combustíveis	8	6	6	3	7
Rerrefino de óleos Lubrificantes	29	34	35	33	31
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	20	17	20	20	23
Fabricação de álcool	143	158	229	234	240
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	9	11	11	15	13

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Quanto aos subsetores da classificação SCN (Tabela 19), Fabricação de biocombustíveis foi aquele de maior, e crescente, porte médio de estabelecimentos no período. Em seguida, está o subsetor Refino de petróleo e coquerias, mas não porque possui um grande número de vínculos, e, sim, porque compreende relativamente poucos estabelecimentos. Com o subsetor Extração de carvão mineral e de

¹⁹ É possível que o número elevado de vínculos correspondentes à Fabricação de álcool esteja relacionado ao fato de determinadas usinas possuírem produção primária e, portanto, um contingente de trabalhadores na etapa agrícola. Isso é decorrente do modo como a RAIS é declarada, ou seja, considerando, apenas, a principal atividade econômica do estabelecimento (por CNPJ).

minerais não metálicos ocorre o oposto, grande número de vínculos, porém relativamente mais estabelecimentos.

Tabela 19 - Porte médio dos estabelecimentos, em número de vínculos, Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	6	6	6	6	6
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	30	32	35	36	36
Refino de petróleo e coquerias	76	88	89	84	82
Fabricação de biocombustíveis	113	127	165	171	176

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Apesar de relevante, a análise do porte dos estabelecimentos não deve estar restrita à média, já que pode haver uma distorção da real distribuição de ocupados no setor. Um setor muito concentrado, por exemplo, poderia apresentar um elevado número médio de vínculos por estabelecimento, de modo que aquela estatística não seria adequada para representar a distribuição setorial de ocupados do setor. Para solucionar este problema, apresentam-se, na próxima seção, indicadores de concentração setorial, que não só apontam para fatores da distribuição ocupacional, mas também estão relacionados a outro fator econômico relevante: o poder de mercado.

2.3 PODER DE MERCADO

Esta seção se destina a apresentar evidências sobre o poder de mercado dos subsetores de combustíveis. Para tanto serão apresentados, primeiramente, indicadores de concentração de mercado (razão de concentração e índice de Herfindahl-Hirschman) e, posteriormente, uma proxy da margem de lucro.

2.3.1 INDICADORES DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO

As medidas de razão de concentração, aqui adotadas, consideram o *market share* dos quatro [CR (4)] e dos oito [CR (8)] estabelecimentos que mais ocupam. Posteriormente, também será apresentado o índice de Herfindahl-Hirschman, que considera o *market share* de todos os estabelecimentos do setor, porém dá maior peso aos que possuem mais vínculos ativos²⁰.

De acordo com Bain (1959) *apud* Coelho Junior (2016), a razão de concentração pode ser categorizada segundo a Tabela 20 abaixo:

²⁰ As fórmulas para a elaboração dos indicadores de concentração constam no Anexo Metodológico (Anexo D).

Tabela 20 - Classificação da razão de concentração [CR (k)]

Grau de Concentração	CR (4)	CR (8)
Muito Alto	0,75 ou mais	0,90 ou mais
Alto	0,65 - 0,75	0,85 - 0,90
Moderadamente Alto	0,50 - 0,65	0,70 - 0,85
Moderadamente Baixo	0,35 - 0,50	0,45 - 0,70
Baixo	0,35 ou menos	0,45 ou menos

Fonte: Bain (1959) *apud* Coelho Junior (2016). Elaboração própria.

Na Tabela 21 abaixo, verifica-se que, de acordo com o CR (4), o subsetor de combustíveis (Cnae 2.0) mais concentrado é o Extração e Beneficiamento de Xisto, porém, este é um setor que ocupa pouco. Os outros 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.

Tabela 21 - Razão de Concentração CR (4), Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	0,50	0,51	0,53	0,52	0,50
Beneficiamento de Carvão Mineral	0,71	0,76	0,67	0,71	0,73
Extração de Petróleo e Gás Natural	0,45	0,45	0,44	0,44	0,46
Extração e Beneficiamento de Xisto	1,00	1,00	0,89	1,00	1,00
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	0,62	0,64	0,66	0,78	0,76
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	0,22	0,21	0,20	0,20	0,19
Coquerias	0,84	0,85	0,87	0,89	0,91
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	0,40	0,36	0,38	0,38	0,40
Formulação de Combustíveis	0,73	0,91	0,90	0,76	0,95
Rerrefino de óleos Lubrificantes	0,67	0,68	0,66	0,64	0,66
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	0,51	0,53	0,48	0,41	0,36
Fabricação de álcool	0,12	0,11	0,11	0,10	0,11
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	0,24	0,26	0,27	0,31	0,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

O grau de concentração medido pelo CR (8) (Tabela 22) apresentou configuração parecida ao CR (4), entretanto, alguns subsetores tiveram a concentração acentuada em alguns anos - Beneficiamento de Carvão Mineral (2014), Formulação de Combustíveis (2010), Rerrefino de óleos Lubrificantes (2011 a

2014) e Fabricação de Biocombustíveis, Exceto álcool (2013 e 2014). Já o subsetor de Beneficiamento de Carvão Mineral teve grau de concentração reduzido, de 2010 a 2012, em relação ao CR (4).

Tabela 22 - Razão de Concentração CR (8), Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	0,71	0,74	0,74	0,75	0,75
Beneficiamento de Carvão Mineral	0,83	0,87	0,82	0,86	0,92
Extração de Petróleo e Gás Natural	0,61	0,60	0,60	0,60	0,63
Extração e Beneficiamento de Xisto	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	0,81	0,84	0,87	0,98	0,98
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	0,36	0,34	0,33	0,36	0,32
Coquerias	0,96	0,97	0,99	0,98	0,99
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	0,54	0,52	0,53	0,53	0,55
Formulação de Combustíveis	0,91	1,00	1,00	1,00	1,00
Rerrefino de óleos Lubrificantes	0,89	0,91	0,90	0,89	0,91
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	0,71	0,70	0,64	0,64	0,56
Fabricação de álcool	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	0,40	0,43	0,43	0,46	0,45

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Para a classificação setorial em graus de concentração segundo o índice HHI, utiliza-se a Tabela 23 abaixo.

Tabela 23 - Classificação do índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

Grau de Concentração	HHI
Altamente competitivo	menor que 0,01
Desconcentrado	menor que 0,15
Concentração moderada	0,15 - 0,25
Alta concentração	maior que 0,25

Fonte: Elaboração própria.

Em geral, o índice HHI apresentou a mesma lógica das razões de concentração, isto é, os subsetores com maior número de vínculos mostraram-se desconcentrados – com o subsetor de Fabricação de álcool no limiar de ser considerado altamente competitivo - e, aqueles com baixo número relativo de vínculos, apresentaram concentração moderada ou alta, conforme observado na Tabela 24. Porém, é necessário ressaltar que a classificação de estabelecimentos da RAIS é realizada por CNPJ, de forma

que a concentração apresentada na Figura 5 em relação à distribuição de derivados de petróleo por distribuidora, pode não ser captada.

Tabela 24 - Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), Combustíveis (classificação Cnae 2.0), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de Carvão Mineral	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09
Beneficiamento de Carvão Mineral	0,25	0,34	0,23	0,24	0,22
Extração de Petróleo e Gás Natural	0,09	0,09	0,08	0,08	0,09
Extração e Beneficiamento de Xisto	0,64	0,36	0,30	0,44	0,39
Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	0,13	0,15	0,15	0,21	0,19
Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Coquerias	0,28	0,30	0,32	0,34	0,34
Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	0,07	0,05	0,06	0,05	0,06
Formulação de Combustíveis	0,16	0,33	0,39	0,22	0,60
Rerrefino de óleos Lubrificantes	0,20	0,21	0,19	0,18	0,18
Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	0,09	0,09	0,07	0,06	0,05
Fabricação de álcool	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fabricação de Biocombustíveis, exceto álcool	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Olhando-se para a classificação SCN, verifica-se a mesma lógica da classificação anterior, ou seja, os subsetores com maior número de vínculos se caracterizam com grau baixo de concentração. Já o subsetor de Refino de petróleo e coquerias, que é o com menor número de vínculos, apresenta concentração moderadamente baixa, em 2010, para o CR (4) e, em todo o período, para o CR (8), conforme Tabela 25 e Tabela 26, respectivamente. Desta forma, é possível inferir que, utilizando-se a classificação de estabelecimentos apresentada (por CNPJ), os indicadores de concentração de mercado não seriam boas *proxies* para o poder de mercado, já que os subsetores com maior número de vínculos não necessariamente são desconcentrados quando se olha para as empresas correspondentes – e, não, para os estabelecimentos por CNPJ -, como é o caso dos subsetores dominados pela Petrobrás, a qual correspondia a 98,2%, em 2015, da capacidade total de refino do petróleo, conforme apresentado na subseção 2.1.2.

Tabela 25 - Razão de Concentração CR (4), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,24	0,22	0,21	0,22	0,22

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Refino de petróleo e coquerias	0,35	0,31	0,33	0,33	0,34
Fabricação de biocombustíveis	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Tabela 26 - Razão de Concentração CR (8), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,34	0,32	0,31	0,31	0,32
Refino de petróleo e coquerias	0,47	0,46	0,46	0,45	0,46
Fabricação de biocombustíveis	0,20	0,19	0,19	0,18	0,18

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Finalmente, o índice HHI (Tabela 27) aponta o subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos – de menor média de vínculos ativos por estabelecimento - como altamente competitivo. Os demais se mostraram desconcentrados.

Tabela 27 - Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03
Refino de petróleo e coquerias	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
Fabricação de biocombustíveis	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

2.3.2 PROXY DA MARGEM DE LUCRO

Além dos indicadores de concentração, outro indício de poder de mercado seria a margem de lucro do setor. Para tanto, os requisitos diretos em termos de Excedente Operacional Bruto (EOB)²¹ para produzir uma unidade monetária das atividades de cada subsetor de combustíveis podem ser visualizados no Gráfico 6. Este indicador pode ser interpretado como uma aproximação da margem de lucro do setor. É possível observar que Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio foi o subsetor que apresentou a maior margem dentre os subsetores de combustíveis, alcançando cerca de 57%, em 2012. O outro subsetor do *upstream* – Extração de carvão mineral e de minerais não-

²¹ 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.

metálicos - também apresentou margem superior à média dos setores da economia brasileira ao longo de todo período analisado.

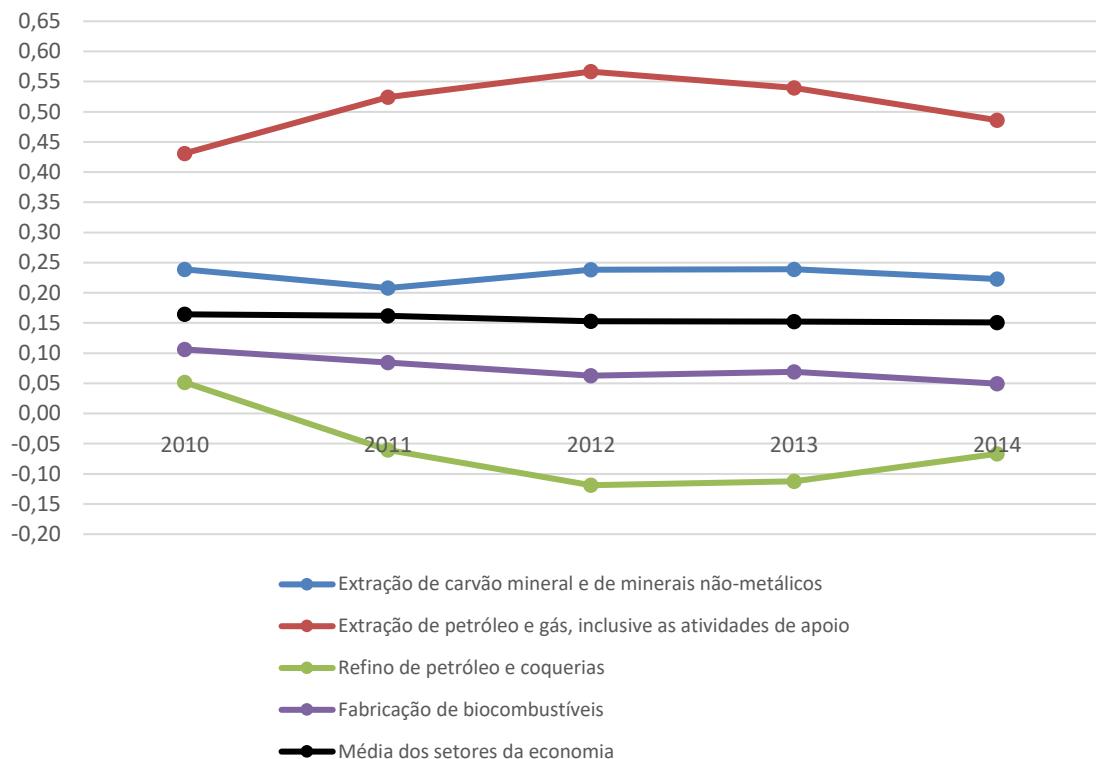


Gráfico 6 - Coeficiente direto do EOB para os subsetores de combustíveis – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

Por outro lado, os subsetores do *downstream* apresentaram, de 2010 a 2014, margens inferiores à média dos setores da economia. Fabricação de biocombustíveis apresentou tendência decrescente no período, chegando a 5%, em 2014. E Refino de petróleo e coquerias, apenas, apresentou EOB positivo em 2010, porém, a tendência decrescente, até 2012, parece ter se revertido após este ano.

2.4 ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS

A relevância de um setor econômico para a economia de um país perpassa - além do número de empregos que gera, seu grau de concentração, como se situa em relação ao comércio exterior, entre outros fatores – pela inter-relação com os outros setores daquela economia e este aspecto é de especial importância para se vislumbrar possíveis impactos que uma política de precificação de emissões sobre determinado setor teria na economia como um todo. Para verificar tais encadeamentos intersetoriais, são apresentados nas seções seguintes os índices de Rasmussen-Hirschman de ligação

para trás e para frente, os coeficientes técnicos de produção e os multiplicadores de emprego, tributário, renda e produção.²²

2.4.1 ÍNDICES DE RASMUSSEN-HIRSCHMAN

Para o cálculo dos índices de Rasmussen-Hirschman (Tabela 28) – índices de ligação para trás e para frente - foi utilizada a Matriz de Leontief, parte do modelo de insumo-produto, de 2010 elaborada pelo IBGE, que utiliza a classificação setorial SCN.

Tabela 28 - Índices de Rasmussen-Hirschman, Combustíveis (classificação SCN) - 2010

Subsetores (SCN)	Ligação para trás	Ligação para frente
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	1,03	0,71
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,88	1,41
Refino de petróleo e coquerias	1,28	2,52
Fabricação de biocombustíveis	1,29	0,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Matriz Inversa de Leontief / Modelo de Insumo-Produto (IBGE).

Para os subsetores Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos, Refino de petróleo e coquerias e Fabricação de biocombustíveis, os índices de ligação para trás resultaram em maiores que um, isto é, um aumento do nível de atividade daqueles subsetores geraria um crescimento na demanda por insumos de outros setores acima da média em relação a todos os setores da economia. Isto é, são subsetores relativamente mais benéficos à economia do ponto de vista de toda atividade que seria gerada na economia dada sua expansão (Miller e Blair, 2009). Por outro lado, o subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, ao apresentar um índice de ligação para trás menor que um, geraria um aumento na demanda por insumos de outros setores abaixo da média em resposta a um crescimento no nível de atividade daquele subsetor.

Já o índice de ligação para frente maior que um – para os subsetores Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio e Refino de petróleo e coquerias - indica que se houvesse um aumento na demanda final de todos os outros setores, seria necessário aumentar a produção daqueles subsetores mais que proporcionalmente. Ou seja, são subsetores importantes como fornecedores de insumos à economia e, assim, relativamente mais essenciais à economia do ponto de vista de todas as atividades produtivas que dependem do subsetor. Para os subsetores Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos e Fabricação de biocombustíveis, o aumento necessário em sua produção seria menos que proporcional ao aumento na demanda final dos demais subsetores.

²² As fórmulas para a elaboração dos índices de Rasmussen-Hirschman e dos multiplicadores constam no Anexo Metodológico (Anexo D).

De acordo com Miller e Blair (2009), quando ambos os índices resultam em maiores que um, tem-se que o setor é, de modo geral, dependente – tanto da demanda, quanto da oferta - de outros setores, ou seja, é um setor-chave da economia. Isto é o que ocorre com o subsetor de Refino de petróleo e coquerias. Pela combinação dos índices de ligação, o subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, mostrou-se dependente da demanda intersetorial, como seria esperado para uma atividade do *upstream* da cadeia de combustíveis. Os subsetores restantes, por sua vez, configuraram uma dependência da oferta intersetorial. De todo modo, todos os subsetores apresentados mostraram-se encadeados – seja para trás ou para frente, ou ambos -, aos demais setores acima da média da economia, confirmando, assim, a relevância do setor de combustíveis à economia brasileira e, consequentemente, o potencial que os efeitos de um instrumento de precificação de carbono teriam de se estenderem a outros setores.

2.4.2 COEFICIENTES TÉCNICOS DE PRODUÇÃO

Conforme Guilhoto (2004), os coeficientes técnicos de produção indicam a “quantidade de insumo do setor i necessária para a produção de uma unidade de produto final do setor j ” (pág. 16). Em relação aos subsetores do *upstream*, por meio da Matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais de 2010²³, elaborada pelo IBGE, é possível observar que cerca de 8% dos insumos necessários à produção do subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos provém de subsetores relacionados à indústria química e cabe uma parcela de insumos, entre 3 e 5% a cada um dos subsetores de Refino de petróleo e coquerias, de Comércio, de Transporte terrestre, de Energia Elétrica, de Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos, e aos subsetores de serviços relacionados à Intermediação financeira, às Atividades jurídicas e contábeis e a Outras atividades administrativas e serviços complementares.

Já a respeito do subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, 6% dos insumos necessários à sua produção correspondem ao produzido pelo próprio subsetor, em seguida, com uma parcela de 4% estão as Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas. E, com 2% estão Transporte terrestre e aquaviário, Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos, Intermediação financeira, Comércio e Construção.

Olhando-se para os subsetores do *downstream*, para a produção de uma unidade de produto do setor Refino de petróleo e coquerias são necessários 28% de insumos do próprio subsetor e 27% de insumos do subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio. Por fim, uma parcela de 41% da produção do subsetor Fabricação de biocombustíveis depende do setor agrícola, 6% depende de outros produtos alimentares e outras parcelas inferiores a 5% dependem do Transporte terrestre e

²³ A coluna da Matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais de 2010 correspondente ao setor de combustíveis está no anexo B deste documento.

Atividades auxiliares, do Comércio, da Intermediação financeira, da Fabricação e Refino de açúcar e do Refino de petróleo e coquerias. Estes resultados corroboram o apresentado para os índices de ligação para trás, isto é, os subsetores do *downstream* são relativamente mais relevantes como compradores de insumos que os subsetores do *upstream*.

2.4.3 MULTIPLICADORES

Os Multiplicadores são indicadores que resumem os impactos representados na matriz inversa de Leontief e são importante representação dos impactos sobre a produção, emprego, renda e tributos na economia específicos de cada setor. Os Multiplicadores de tipo II, apresentados neste estudo, não se restringem à demanda de insumos intermediários, mas também endogeinizam a demanda das famílias no sistema, levando-se em consideração o efeito induzido pelo consumo e pela renda das famílias e, não apenas, os efeitos intersetoriais, como os Multiplicadores de tipo I.

Na Tabela 29 verifica-se que o multiplicador da produção indica que são necessários R\$ 4,43 correspondentes à produção total da economia para satisfazer R\$ 1,00 da demanda final pela produção do subsetor Fabricação de biocombustíveis, valor superior ao decorrente da média dos multiplicadores de produção da economia brasileira (R\$ 4,39). Ou seja, conforme já demonstrado pelo índice de ligação para trás, aquele subsetor é o relativamente mais dependente da oferta intersetorial do setor de combustíveis.

Por sua vez, o multiplicador de emprego é mais elevado no subsetor de Refino de petróleo e coquerias, de modo que são criados 176 empregos - direta e indiretamente e levando-se em consideração o efeito induzido – dado um aumento de 1 emprego no setor. Já o subsetor de Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos é o que apresenta menor multiplicador de emprego (4), abaixo da média dos demais setores da economia brasileira (equivalente a 11 empregos gerados a partir de um aumento de 1 emprego). O maior multiplicador de renda (remuneração do fator trabalho²⁴) corresponde, mais uma vez, ao subsetor Refino de petróleo e coquerias. Frente a um aumento de R\$ 1,00 nas remunerações daquele subsetor, seriam gerados R\$ 17,50 de remunerações em toda economia, superior à média dos demais setores da economia (R\$ 3,94).

²⁴ Inclui salários e contribuições sociais efetivas (previdência oficial/FGTS e previdência privada).

Tabela 29 - Multiplicadores de emprego, tributário, de renda e de produção - Tipo II, Combustíveis (classificação SCN), Brasil - 2010

Multiplicadores	Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquerias	Fabricação de biocombustíveis	Média dos setores da economia
Produção	4,12	3,05	3,44	4,43	4,39
Emprego	4	42	176	15	11
Renda	3,40	3,94	17,50	5,50	3,94
Tributário – setor	3,43	3,06	6,14	3,02	36,23
Tributário - produto	3,91	9,40	2,03	2,49	42,99

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Matriz Inversa de Leontief / Modelo de Insumo-Produto (IBGE).

Nota: O multiplicador de produção é o total e os multiplicadores de emprego, tributários e de renda são de tipo II, ou seja, todos consideram as famílias endógenas ao sistema.

Quanto aos multiplicadores tributários, em relação aos impostos setoriais²⁵, são gerados R\$ 6,14 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 naqueles tributos sobre o subsetor de Refino de petróleo e coquerias, porém este multiplicador ainda está abaixo da média dos demais setores da economia (R\$ 36,23). Por fim, quando se olha para os tributos sobre produtos²⁶, aquele subsetor é o que apresenta o menor multiplicador tributário do setor de combustíveis, sendo que o maior multiplicador tributário – ainda que inferior à média dos demais setores da economia (R\$ 42,99) -, neste caso, ocorre com o subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, gerando R\$ 9,40 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 nos tributos sobre produtos daquele subsetor. Por outro lado, de modo geral, os multiplicadores também confirmaram o já apresentado pelos índices de Rasmussen-Hirschman para o subsetor de Refino de petróleo e coquerias, isto é, trata-se de um setor-chave da economia.

²⁵ Denominou-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” (pág. 13).

²⁶ Os tributos sobre produtos englobam o ICMS, o IPI, o imposto sobre importação e outros impostos, como, COFINS, PIS, IOF, ISS e ITBI (IBGE, 2015).

2.5 DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS

Com o intuito de verificar o destino das vendas dos produtos relacionados ao setor de combustíveis²⁷, em termos dos componentes da demanda total, apresentam-se as tabelas abaixo.

Tabela 30 - Distribuição das vendas (em %), Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2010

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demandada final
Carvão mineral	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	72,94	21,09	0,00	6,41	-0,43	27,06
Combustíveis para aviação	71,29	22,17	2,51	0,00	4,02	28,71
Gasoálcool	15,67	0,00	84,33	0,00	0,00	84,33
Naftas para petroquímica	95,97	0,00	0,00	0,00	4,03	4,03
Óleo combustível	51,74	44,16	0,00	0,00	4,10	48,26
Diesel - biodiesel	96,06	0,00	3,94	0,00	0,00	3,94
Outros produtos do refino do petróleo	84,42	1,41	12,94	0,00	1,23	15,58
Etanol e outros biocombustíveis	39,77	3,81	55,06	0,00	1,36	60,23

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Tabela 31 - Distribuição das vendas (em %), Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2011

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demandada final
Carvão mineral	94,96	0,18	0,00	0,00	4,86	5,04
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	73,70	19,93	0,00	6,34	0,03	26,30

²⁷ De todos os produtos correspondentes aos setores da classificação SCN relacionados a combustíveis, apenas, não foi apresentado “Minerais não-metálicos” – relacionado à Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos – por não se enquadrar em combustíveis.

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demanda final
Combustíveis para aviação	72,32	23,22	2,05	0,00	2,41	27,68
Gasoálcool	14,33	0,00	85,67	0,00	0,00	85,67
Naftas para petroquímica	96,43	0,00	0,00	0,00	3,57	3,57
Óleo combustível	48,58	48,97	0,00	0,00	2,46	51,42
Diesel - biodiesel	95,97	0,00	4,03	0,00	0,00	4,03
Outros produtos do refino do petróleo	84,42	1,54	12,33	0,00	1,70	15,58
Etanol e outros biocombustíveis	49,86	4,72	43,08	0,00	2,34	50,14

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Tabela 32 - Distribuição das vendas (em %), Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2012

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demanda final
Carvão mineral	103,65	0,00	0,00	0,00	-3,65	-3,65
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	78,48	18,52	0,00	5,67	-2,67	21,52
Combustíveis para aviação	70,29	26,04	2,22	0,00	1,45	29,71
Gasoálcool	13,74	0,00	86,26	0,00	0,00	86,26
Naftas para petroquímica	99,07	0,00	0,00	0,00	0,93	0,93
Óleo combustível	43,41	63,58	0,00	0,00	-6,99	56,59
Diesel - biodiesel	95,65	0,00	4,35	0,00	0,00	4,35
Outros produtos do refino do petróleo	87,78	1,24	12,45	0,00	-1,47	12,22
Etanol e outros biocombustíveis	49,32	8,46	39,25	0,00	2,97	50,68

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Tabela 33 - Distribuição das vendas (em %), Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2013

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demanda final
Carvão mineral	99,65	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	83,33	12,13	0,00	4,28	0,27	16,67
Combustíveis para aviação	68,85	25,45	2,28	0,00	3,43	31,15
Gasoálcool	13,56	0,00	86,44	0,00	0,00	86,44
Naftas para petroquímica	102,97	0,00	0,00	0,00	-2,97	-2,97
Óleo combustível	45,52	51,60	0,00	0,00	2,88	54,48
Diesel - biodiesel	95,57	0,00	4,43	0,00	0,00	4,43
Outros produtos do refino do petróleo	85,74	1,48	11,77	0,00	1,01	14,26
Etanol e outros biocombustíveis	47,39	6,86	41,91	0,00	3,84	52,61

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Tabela 34 - Distribuição das vendas (em %), Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2014

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demanda final
Carvão mineral	95,69	0,01	0,00	0,00	4,29	4,31
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	79,94	14,81	0,00	3,78	1,47	20,06
Combustíveis para aviação	70,21	26,71	2,28	0,00	0,80	29,79
Gasoálcool	12,99	0,00	87,01	0,00	0,00	87,01
Naftas para petroquímica	102,55	0,00	0,00	0,00	-2,55	-2,55
Óleo combustível	53,50	41,77	0,00	0,00	4,73	46,50
Diesel - biodiesel	95,41	0,00	4,59	0,00	0,00	4,59
Outros produtos do refino do petróleo	84,89	1,34	11,32	0,00	2,45	15,11

Produto (SCN)	Consumo Intermediário	Exportação de bens e serviços (1)	Consumo das famílias	Formação bruta de capital fixo	Variação de estoque	Demandas finais
Etanol e outros biocombustíveis	50,92	3,21	42,97	0,00	2,90	49,08

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Apesar de os dados serem apresentados, individualmente, para os anos de 2010 a 2014, pode-se afirmar que, em linhas gerais, a configuração de distribuição das vendas foi mantida ao longo de todo o período. No *upstream*, por exemplo, as vendas de carvão mineral destinaram-se, majoritariamente, ao consumo intermediário. O mesmo ocorreu com os produtos na categoria de petróleo, gás natural e serviços de apoio. Nesse caso, porém, uma média de 17% de sua demanda total correspondeu à exportação durante esse período.

Já no *downstream*, naftas para petroquímica, diesel-biodiesel e outros produtos do refino do petróleo tiveram o consumo intermediário como destino predominante, o que também se passou com combustíveis para aviação e óleo combustível. Porém, no caso do primeiro produto, uma média de 25% da demanda total correspondeu à exportação ao longo do período avaliado. As vendas de óleo combustível, por sua vez, destinaram-se majoritariamente à 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. A esse componente da demanda final o primeiro produto destinou, em média, 86% das vendas do período. Já os produtos etanol e outros biocombustíveis tiveram 55% de suas vendas destinadas 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.

De acordo com cálculos²⁸ utilizando dados da matriz insumo-produto de 2010 é possível observar que, em relação ao destino das vendas enquanto consumo intermediário, especificamente, os setores que corresponderam às maiores parcelas das vendas dos subsetores de combustíveis foram:

- (i) Para o subsetor de Extração de carvão mineral e minerais não-metálicos: Construção (30%), Fabricação de produtos de minerais não-metálicos (25%), Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (11%), Energia elétricas, gás natural e outras utilidades (5%), e Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura (4%).

²⁸ A parcela da produção de um subsetor de combustível c destinada ao setor j (C_j) é calculada da seguinte maneira: $C_j = a(c,j) * \frac{X_j}{X_c}$, onde $a(c,j)$ corresponde ao elemento da matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais (Tabela 14 da Matriz Insumo Produto – IBGE) correspondente à linha do subsetor de combustíveis c e à coluna do setor j ; X_j é o Valor Bruto da Produção (VBP) do setor j e X_c é o VBP do subsetor de combustíveis c .

- (ii) Para o subsetor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio: Refino de petróleo e coquerias (53%), o próprio subsetor de Extração de petróleo e gás, conforme apresentado anteriormente (6%), e Energia elétrica, gás natural e outras utilidades (3%).
- (iii) Para o subsetor de Refino de petróleo e coquerias: o próprio subsetor de Refino de petróleo e coquerias, conforme apresentado anteriormente (28%), Transporte terrestre (17%), Comércio por atacado e varejo (3%), Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (3%).
- (iv) Para o subsetor de Fabricação de biocombustíveis: Refino de petróleo e coquerias (28%) e os demais setores corresponderam a, no máximo, 2% de suas vendas, ressaltando o peso do Consumo das Famílias enquanto destino das vendas do subsetor de biocombustíveis.

Após a identificação dos setores aos quais se destinam as vendas dos subsetores de combustíveis, apresentam-se, a seguir (Tabela 35), os pesos dos insumos provenientes dos subsetores de combustíveis nos setores correspondentes²⁹. Os resultados desses cálculos, também feitos a partir dos coeficientes técnicos da Matriz de Insumo-Produto (IBGE), indicam a porcentagem (%) da produção de cada setor econômico correspondente à aquisição de combustíveis provenientes de cada subsetor.

Os insumos provenientes do subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos, por exemplo, correspondem a 5,85% do valor necessário para a produção de uma unidade monetária no setor Produtos de minerais não metálicos. No setor de Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, a parcela correspondente à aquisição de insumos provenientes do subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos é de 1,87%, valor próximo à parcela adquirida pelo próprio subsetor (1,84%).

Os insumos do subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, representam parcela importante da produção de Refino de petróleo e coquerias (27,35%). No próprio subsetor em questão, esta parcela é de 5,54%, e, no caso do setor de Energia elétrica, os insumos de Extração de petróleo e gás representam 2,23% da produção.

Os insumos de Refino de petróleo e coquerias representam 28,15% da produção do próprio setor. Essa parcela é de 18,67% na produção do setor de Transporte terrestre, na Extração de minerais metálicos não-ferrosos (7,93%), na Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos (6,89%), no Transporte aéreo (5,74%) e no aquaviário (4,90%). Desta forma, observa-se que o subsetor de Refino de petróleo e coquerias, quando comparado aos outros subsetores de combustíveis, responde por parcelas mais altas de insumos necessários à produção de outros setores. Esse resultado corrobora a análise de

²⁹ Por motivo de síntese, são apresentados apenas os dez setores com maiores pesos dos insumos dos subsetores de combustíveis para sua produção.

encadeamentos intersetoriais, em que se observaram, nesse subsetor, índices de ligação para frente superiores aos dos demais.

Por fim, os insumos do subsetor de Fabricação de biocombustíveis representam parcelas reduzidas da produção de outros setores. Essa porcentagem é superior a 1% apenas para os setores de Refino de petróleo e coquerias (2,96%) e de Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal (1,50%).

Tabela 35 – Dez setores com maiores parcelas (em %) de sua produção correspondentes a combustíveis, Brasil - 2010

Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquerias	Fabricação de biocombustíveis
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos (5,85)	Refino de petróleo e coquerias (27,35)	Refino de petróleo e coquerias (28,15)	Refino de petróleo e coquerias (2,96)
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (1,87)	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio (5,54)	Transporte terrestre (18,67)	Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal (1,50)
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos (1,84)	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades (2,23)	Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos (7,93)	Fabricação de biocombustíveis (0,76)
Construção (1,00)	Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (0,64)	Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (6,89)	Fabricação e refino de açúcar (0,59)
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais (0,76)	Água, esgoto e gestão de resíduos (0,43)	Transporte aéreo (5,74)	Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos (0,58)
Água, esgoto e gestão de resíduos (0,62)	Fabricação de celulose, papel e produtos de papel (0,41)	Transporte aquaviário (4,90)	Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos (0,40)
Fabricação de biocombustíveis (0,58)	Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais (0,32)	Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos (4,63)	Outros produtos alimentares (0,34)
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura (0,58)	Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração (0,23)	Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita (3,34)	Fabricação de bebidas (0,22)
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades (0,48)	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos (0,23)	Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais (3,04)	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio (0,13)

Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquerias	Fabricação de biocombustíveis
Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos (0,31)	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura (0,21)	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos (2,98)	Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (0,09)

Fonte: Matriz de Insumo-Produto (IBGE). Elaboração própria.

A consideração da participação dos subsetores de combustíveis como fornecedores de insumos à produção de cada setor apresenta-se como questão relevante para o desenho de instrumentos de precificação de carbono. Na hipótese do pagamento de impostos ou aquisição de permissões por parte das entidades reguladas e do repasse de preços ao longo da cadeia, os setores mais energo-intensivos tendem a ser mais afetados em termos de aumento dos custos de produção.

2.6 EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR

A Estrutura de Comércio representa a participação das exportações por produto nas exportações totais do país. As exportações totais brasileiras são apresentadas abaixo.

Tabela 36 - Exportações totais (US\$ milhões FOB), Brasil – 2010 a 2016

Ano	Exportações
2010	201.915
2011	256.040
2012	242.578
2013	242.034
2014	225.101
2015	191.134
2016	185.235

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Nas tabelas seguintes, é possível observar as exportações brasileiras para a classificação do Sistema Harmonizado (SH4) de produtos relacionados ao setor de combustíveis, bem como o indicador de estrutura de comércio daqueles subsetores, as importações e o saldo comercial de 2010 a 2016. A base de dados do sistema Alice/Secex foi utilizada, aqui, por utilizar uma classificação que possibilite uma maior desagregação setorial que a classificação SCN.

Conforme apresentado nas seções anteriores, o saldo da balança comercial de petróleo bruto foi positivo em, praticamente, todos os anos desde 2010 e suas exportações representaram, em determinados anos, mais de 8% das exportações brasileiras, correspondendo ao produto do setor de combustíveis com maior valor do indicador de estrutura de comércio. O contrário ocorreu com Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos, que apresentou déficit em todo o período. Os derivados do

petróleo também se apresentaram, na maior parte do período, deficitários. Já o álcool etílico apresentou superávit em todo período.

Tabela 37 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2010

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,16	0,00%	2.929,89	(2.929,73)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	16.293,42	8,07%	10.092,81	6.200,61
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	2,97	0,00%	4.037,64	(4.034,67)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosos; asfaltites e rochas asfálticas	0,14	0,00%	0,47	(0,33)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,07	0,00%	648,36	(648,29)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	0,00%	0,08	(0,08)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	0,01	0,00%	0,01	0,00
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	3.061,00	1,52%	11.126,78	(8.065,78)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	89,08	0,04%	621,33	(532,26)
Álcool etílico não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico	1.014,28	0,50%	39,10	975,18
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	-	0,00%	-	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 38 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2011

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	9,82	0,00%	4.302,80	(4.292,98)

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	21.603,32	8,44%	14.080,69	7.522,63
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	56,62	0,02%	4.592,50	(4.535,89)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosos; asfaltites e rochas asfálticas	0,12	0,00%	0,58	(0,45)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,00	0,00%	936,64	(936,64)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	0,00%	0,15	(0,15)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	-	0,00%	0,05	(0,05)
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	4.311,44	1,68%	16.905,21	(12.593,78)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	191,82	0,07%	854,29	(662,46)
Álcool etílico não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico	1.491,86	0,58%	840,99	650,88
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	-	0,00%	-	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 39 - - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2012

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,09	0,00%	3.013,18	(3.013,08)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	20.305,90	8,37%	13.409,67	6.896,23
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	155,22	0,06%	5.959,54	(5.804,32)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosos; asfaltites e rochas asfálticas	0,08	0,00%	0,62	(0,54)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,02	0,00%	593,82	(593,81)

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	0,00%	0,06	(0,06)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	0,17	0,00%	0,02	0,16
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	5.367,79	2,21%	16.365,24	(10.997,45)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	188,49	0,08%	572,69	(384,20)
Álcool etílico não desnaturalado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico	2.186,21	0,90%	378,78	1.807,42
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	0,00	0,00%	-	0,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 40 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2013

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,13	0,00%	2.453,57	(2.453,44)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	12.956,64	5,35%	16.320,73	(3.364,09)
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	69,51	0,03%	8.111,05	(8.041,54)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosas; asfaltites e rochas asfálticas	0,20	0,00%	0,56	(0,36)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,02	0,00%	461,91	(461,89)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	0,00	0,00%	0,11	(0,11)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	0,92	0,00%	0,04	0,88

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	4.532,04	1,87%	17.756,96	(13.224,92)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	207,49	0,09%	515,66	(308,16)
Álcool etílico não desnaturalado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturalados, com qualquer teor alcoólico	1.868,94	0,77%	91,63	1.777,31
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	32,78	0,01%	-	32,78

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 41 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2014

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,35	0,00%	2.308,89	(2.308,54)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	16.356,79	7,27%	15.533,06	823,72
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	62,13	0,03%	8.474,56	(8.412,43)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosas; asfaltites e rochas asfálticas	0,18	0,00%	0,49	(0,31)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,18	0,00%	424,40	(424,22)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	0,00%	0,03	(0,03)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	1,21	0,00%	0,08	1,13
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	3.923,44	1,74%	17.630,04	(13.706,60)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	226,06	0,10%	430,33	(204,27)

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Álcool etílico não desnaturalizado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturalizados, com qualquer teor alcoólico	898,03	0,40%	241,40	656,63
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	33,98	0,02%	-	33,98

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 42 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2015

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,47	0,00%	2.045,69	(2.045,22)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	11.781,32	6,16%	7.380,84	4.400,48
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	13,15	0,01%	5.919,27	(5.906,13)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosas; asfaltites e rochas asfálticas	0,11	0,00%	0,29	(0,18)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,04	0,00%	424,01	(423,97)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	0,00	0,00%	0,01	(0,01)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	1,75	0,00%	0,20	1,55
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	1.689,81	0,88%	8.628,59	(6.938,78)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	201,47	0,11%	283,36	(81,89)
Álcool etílico não desnaturalizado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e	880,63	0,46%	264,09	616,54

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico				
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	7,68	0,00%	-	7,68

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 43 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis - (classificação SH4), Brasil – 2016

Produtos (SH4)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,18	0,00%	1.759,00	(1.758,82)
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	10.073,80	5,44%	2.898,86	7.174,95
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	94,68	0,05%	2.688,76	(2.594,08)
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosas; asfaltites e rochas asfálticas	0,17	0,00%	0,24	(0,06)
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	4,26	0,00%	194,99	(190,73)
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	0,00%	0,01	(0,01)
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	1,44	0,00%	0,33	1,11
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	1.151,57	0,62%	7.299,34	(6.147,77)
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	176,91	0,10%	147,03	29,87
Álcool etílico não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico	896,50	0,48%	394,69	501,81
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	0,01	0,00%	0,00	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

A seguir, os mesmos indicadores são apresentados para a classificação SCN. Ressalta-se que os indicadores apresentados nesta seção podem apresentar resultados diferentes dos apresentados nas seções 2.1.1 e 2.1.2, dada a diferença de agregação das classificações setoriais adotadas. De acordo com o apresentado, de 2010 a 2016, as exportações do subsetor do *upstream* de Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos representaram próximo a 0,4% das exportações brasileiras ao longo de todo o período. Além disso, mostrou saldo da balança comercial deficitário ao longo de todo período, porém, após apresentar um déficit de US\$ 4.299 milhões, em 2011, teve déficit reduzido até o final do período de análise, devido à contínua redução de importações.

Já Extração de petróleo e gás chegou a apresentar o indicador de estrutura de comércio superior a 8%, até 2012. Em 2013, sua participação nas exportações brasileiras se reduziu a 5,38%, aumentando, novamente, em 2014 e voltando a decrescer até 2016. No entanto, aquele subsetor permaneceu com a maior parcela das exportações brasileiras entre os subsetores de combustíveis, de modo que a incidência de um instrumento de precificação de carbono sobre ele poderia vir a prejudicar a competitividade externa do país. Quanto ao saldo da balança comercial, até 2012 apresentou-se superavitária, sendo deficitária de 2013 a 2015 e voltando a ser superavitária em 2016 após queda nas importações.

Tabela 44 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	SALDO
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	821	0,41%	3.528	(2.707)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	16.297	8,07%	14.131	2.166
Refino de petróleo e coquerias	3.160	1,56%	12.461	(9.302)
Fabricação de biocombustíveis	1.125	0,56%	418	707

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 45 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2011

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	SALDO
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	934	0,36%	5.233	(4.299)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	21.660	8,46%	18.674	2.986
Refino de petróleo e coquerias	4.513	1,76%	18.782	(14.269)

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	SALDO
Fabricação de biocombustíveis	1.629	0,64%	1.316	313

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 46 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2012

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	916	0,38%	3.928	(3.012)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	20.461	8,43%	19.370	1.091
Refino de petróleo e coquerias	5.566	2,29%	17.587	(12.022)
Fabricação de biocombustíveis	2.326	0,96%	847	1.479

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 47 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2013

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	989	0,41%	3.294	(2.304)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	13.026	5,38%	24.432	(11.406)
Refino de petróleo e coquerias	4.751	1,96%	18.784	(14.033)
Fabricação de biocombustíveis	2.040	0,84%	562	1.478

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 48 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2014

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	958	0,43%	3.076	(2.118)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	16.419	7,29%	24.008	(7.589)
Refino de petróleo e coquerias	4.162	1,85%	18.526	(14.364)
Fabricação de biocombustíveis	1.080	0,48%	711	369

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 49 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2015

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	864	0,45%	2.796	(1.932)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	11.795	6,17%	13.300	(1.506)
Refino de petróleo e coquerias	1.907	1,00%	9.372	(7.466)
Fabricação de biocombustíveis	1.009	0,53%	668	341

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Tabela 50 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ milhões FOB), Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2016

Subsetores (SCN)	Exportação	Estrutura de Comércio	Importação	Saldo
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	828	0,45%	2.301	(1.473)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	10.169	5,49%	5.588	4.581
Refino de petróleo e coquerias	1.360	0,73%	7.675	(6.315)
Fabricação de biocombustíveis	1.028	0,56%	755	273

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Quanto aos subsetores do *downstream*, Refino de petróleo e coquerias teve estrutura de comércio crescente até 2012, quando suas exportações representaram 2,29% das exportações brasileiras. De 2013 em diante aquela participação foi continuamente reduzida até 0,73%, em 2016. Sua balança comercial foi deficitária ao longo de todo o período, entretanto, teve déficit reduzido em 2015 e 2016 devido à queda nas importações. Por fim, o subsetor de Fabricação de biocombustíveis apresentou estrutura de comércio crescente até 2012, quando suas exportações chegaram a representar próximo de 1% das exportações brasileira. Aquela participação foi reduzida em 2013 e 2014, voltando a crescer em 2015 e 2016, quando retornou ao patamar de 2010. Em relação ao saldo da balança comercial, o subsetor mostrou-se superavitário ao longo de todo o período, com maior superávit em 2012 e decrescimento a partir de então.

Nas tabelas abaixo (Tabela 51 e Tabela 52), apresentam-se os coeficientes de exportações e de importações. O primeiro refere-se à parcela do Valor Bruto da Produção dos subsetores de combustíveis que é exportada. Observa-se que as exportações são relativamente mais relevantes aos subsetores Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, do *upstream*, e Fabricação de biocombustíveis, do *downstream*, ambos com um coeficiente médio de exportações do período em torno de 0,20. Nos outros subsetores, entre 6% e 7%, em média, de seu VBP foi exportado.

Tabela 51 - Coeficientes de exportações, Combustíveis (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Setores (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,24	0,23	0,21	0,15	0,18
Refino de petróleo e coquerias	0,05	0,06	0,07	0,06	0,06
Fabricação de biocombustíveis	0,16	0,20	0,27	0,18	0,12

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Tabela 52 - Coeficientes de penetração das importações, Combustíveis (produtos, classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Produto (SCN)	2010	2011	2012	2013	2014
Carvão mineral	0,79	0,82	0,78	0,73	0,72
Petróleo, gás natural e serviços de apoio	0,17	0,16	0,17	0,21	0,21
Combustíveis para aviação	0,32	0,30	0,29	0,31	0,26
Gasóalcool	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naftas para petroquímica	0,47	0,51	0,45	0,48	0,47
Óleo combustível	0,03	0,07	0,05	0,04	0,03
Diesel - biodiesel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros produtos do refino do petróleo	0,11	0,14	0,15	0,15	0,15
Etanol e outros biocombustíveis	0,00	0,03	0,02	0,00	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

O coeficiente de penetração das importações (Tabela 52), por sua vez, refere-se à parcela da oferta interna atendida pelas importações. Através deste indicador também é possível observar que o produto relacionado ao setor de combustíveis mais dependente das importações é o carvão mineral, com 77%, em média, no período, de sua oferta interna atendida por importações. 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, gasóalcool e diesel – biodiesel não são importados. Deve-se destacar, neste ponto, que o coeficiente de penetração das importações deve ser levado em conta ao se definir o ponto de regulação, isto é, a etapa da cadeia de combustíveis sobre a qual um instrumento de carbono viria a incidir. Por exemplo, em relação ao carvão mineral, se um tributo incidisse sobre sua produção – e, não, sobre o consumo – sem incorporar mecanismos de taxação às importações, possivelmente, a competitividade nacional seria ainda mais prejudicada em favor dos importados e as emissões decorrentes do consumo do carvão não seriam reduzidas.

Finalmente, é abordada a relevância das exportações do setor de combustível em relação às exportações deste setor no mundo comparativamente à relevância do total das exportações brasileiras em relação às mundiais. Isto é, apresenta-se, abaixo (Tabela 53), o índice de Vantagem Comparativa

Revelada (VCR), calculado pelo *Observatory of Economic Complexity* (MIT) para a classificação de produtos do SH4.

Tabela 53 - Índice de Vantagem Comparativa Revelada (VCR), Combustíveis (classificação SH4), Brasil – 2010 a 2014

Produtos (SH4)	2010	2011	2012	2013	2014
Hulhas; briquetes, bolas e combustíveis sólidos semelhantes, obtidos a partir da hulha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleos brutos de petróleo ou de minerais betuminosos	0,9	0,8	0,8	0,6	0,9
Gás de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Betumes e asfaltos, naturais; xistos e areias betuminosos; asfaltites e rochas asfálticas	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
Coques e semicoques de hulha, de linhita ou de turfa, mesmo aglomerados; carvão de retorta	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Gás de hulha, gás de água, gás pobre (gás de ar) e gases semelhantes, exceto gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos	-	-	-	0,0	-
Alcatrões de hulha, de linhita ou de turfa e outros alcatrões minerais, mesmo desidratados ou parcialmente destilados, incluindo os alcatrões reconstituídos	0,0	-	0,0	0,1	0,1
Óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, exceto óleos brutos; preparações não especificadas nem compreendidas noutras posições, contendo, em peso, 70 % ou mais de óleos de petróleo ou de minerais betuminosos, os quais devem constituir o seu elemento	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Coque de petróleo, betume de petróleo e outros resíduos dos óleos de petróleo ou de minerais betuminosos	0,4	0,6	0,6	0,7	0,9
Álcool etílico não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol.; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico	13,7	12,0	16,6	15,9	9,9
Biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70 %, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos	-	-	-	-	-

Fonte: OEC (MIT). Elaboração própria.

Na tabela acima (Tabela 54), é possível observar que o único produto que apresentou vantagem comparativa revelada, pois possui VCR maior que um, foi “Álcool etílico não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80 % vol.; álcool etílico e aguardentes, desnaturados, com qualquer teor alcoólico”. Assim, as exportações brasileiras são relativamente mais importantes, no contexto internacional, em termos daquele produto, do que em termos gerais de todos os produtos.

Tabela 54 - Índice de Vantagem Comparativa Revelada (VCR), Combustíveis (SCN), Brasil – 2010 a 2014

VCR combustíveis	2010	2011	2012	2013	2014
0580 Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
0680 Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,7	0,7	0,6	0,4	0,7
1991 Refino de petróleo e coquerias	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
1992 Fabricação de biocombustíveis	2,0	2,1	3,0	2,8	1,6

Fonte: OEC (MIT). Elaboração própria.

Na classificação SCN, o único subsetor de combustíveis que apresentou vantagem comparativa revelada foi o de Fabricação de biocombustíveis.

3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DO PERFIL DE EMISSÕES

Esta seção 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 Brasil³⁰”, 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.

Destarte, o setor de óleo e gás aqui tratado compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (*upstream*) e refino de petróleo (uma etapa do *downstream*). Vale mencionar que, no que concerne à atividade *upstream*, esta enfatiza as instalações marítimas (*offshore*), pois as mesmas representam mais de 90% da produção brasileira (ANP, 2014). Serão contabilizadas as emissões associadas à combustão dos produtos do refino de petróleo, ainda que ainda estas não ocorram, em sua maioria, em instalações energéticas, mas, sobretudo, no transporte de cargas e passageiros (para os quais não será feita análise de opções de mitigação, que está fora do escopo deste estudo).

³⁰ 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.

Em relação aos biocombustíveis líquidos, a análise aqui desenvolvida os tratará como opções de mitigação para as emissões da combustão dos principais produtos derivados de petróleo, diesel e gasolina. As instalações energéticas, neste caso, compreendem as instalações de produção de ésteres alquilados de ácidos graxos (biodiesel) e as instalações de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, incluindo a alternativa de processos produtivos a partir de material lignocelulósico, que aumentariam o potencial de abatimentos dos biocombustíveis líquidos, ao ampliar o potencial de sua produção.

3.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

3.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

As atividades do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural consistem nas fases de prospecção, perfuração e avaliação, as quais compõem a etapa de exploração, bem como em um conjunto de operações coordenadas de extração de óleo e/ou gás natural, as quais compõem a etapa de produção.

No Brasil, a maior parte das reservas encontram-se em campos marítimos, logo, a exploração e produção de óleo e gás natural ocorre, em sua maioria, *offshore* e em lâminas d'água profundas. Em terra também há significativa produção, concentrada principalmente nas regiões Norte e Nordeste e, em menor escala, no Sudeste, na área do Espírito Santo (Petrobras, 2016a).

As principais bacias sedimentares do Brasil são as Bacias de Campos e de Santos, ambas localizadas *offshore*, posicionadas nos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná. Enquanto a Bacia de Campos, localizada no litoral norte do estado do Rio de Janeiro e a sul do estado do Espírito Santo, possui uma área aproximada de 115.000 km², com mais de 1.600 poços perfurados ao longo de mais de três décadas de exploração petrolífera, sendo responsável por cerca de 67% da produção de petróleo nacional e 30% da produção de gás natural, a Bacia de Santos, com uma área de mais de 350.000 km² está localizada nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná e corresponde a 25% da produção brasileira de petróleo e aproximadamente 34% da produção de gás natural (ANP, 2016).

Atualmente, o Brasil encontra-se em uma situação ímpar no que se refere ao setor de petróleo. Como visto na seção anterior, o país saiu de uma posição de dependência de importação de petróleo ou de insegurança energética durante o século passado e atingiu a autossuficiência de petróleo e tornou-se também exportador líquido de petróleo. De acordo com estimativas feitas pela Petrobras (2014), o Brasil poderia se tornar autossuficiente em derivados no ano de 2020. Além disso, a oferta doméstica de gás natural passará de 41 milhões de m³/dia, em 2013, para 86 milhões de m³/dia, em 2020.

No ano de 2016, o setor brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural atingiu a produção de 918.731 mil barris de óleo, e 37,89 milhões de m³ de gás natural (ANP, 2017a). Ainda, de acordo com ANP (2017a), no período de 2000 a 2016, o estado com maior produção de óleo e gás

natural foi o Rio de Janeiro, tendo o mesmo sido responsável pela produção de aproximadamente 77% de todo o óleo nacional e cerca 41,5% do gás natural brasileiro.

3.1.2 EMISSÕES DE GEE

Na Tabela 55 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 55 - 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.

Para se chegar a tais resultados foram utilizadas informações de instalações marítimas típicas de produção de óleo e gás natural *offshore* localizadas na Bacia de Campos, que possuem sistema de geração de energia elétrica, o qual utiliza o gás natural produzido nas mesmas. Isto se deu devido à dificuldade na aquisição de dados de processos de todas as instalações marítimas presentes nas bacias do Brasil, considerando ainda que a Bacia de Campos representa mais de ¾ da produção brasileira, como mencionado anteriormente.

Ainda, as emissões consideradas são provenientes do autoconsumo das plataformas, do *vent* e do *flare*, e estão reportadas, como visto na Tabela 55 em pós-sal (gás livre, óleo e gás associado), pré-sal (óleo e gás associado), gás de folhelho e bunker.

Considerou-se, para as plataformas de óleo e gás associado, tanto do pós-sal, como do pré-sal, valores de autoconsumo de 3,2 m³/bbl e 8,48 m³/bbl, respectivamente. Com isso, tornou-se possível os cálculos dos fatores de emissão por barril de óleo produzido. A Tabela 56 apresenta os fatores de emissão utilizados para o cálculo das emissões de óleo e gás associado no pós-sal. Para as emissões de *flare* e *vent* de tais plataformas foram utilizados os dados da OGP (2012) para o Brasil, que indicam que para as emissões de um barril de óleo produzido, 61% é devido ao autoconsumo, 25% ao *flare* e 14% ao *vent*.

Tabela 56 - Fatores de emissão para óleo e gás associado do pós-sal

FE pós-sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)		
Autoconsumo		6,6415
Flaring		2,7219
Venting		1,5243

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Em relação às plataformas de óleo e gás associado no pré-sal, considerou-se, primeiramente, e uma vez que ainda há muita incerteza sobre a quantidade precisa de CO₂ presente no gás natural do pré-sal, uma faixa ampla, entre 10% mol CO₂ e 45% mol CO₂, segundo proposto pela literatura disponível (ECHT e MEISTER, 2009; IEA, 2014; CREDIT SUISSE, 2014). No que concerne aos fatores de emissão, os de autoconsumo e *flare* foram os mesmos das plataformas do pós-sal. Para o *vent*, o fator de emissão varia, pois, dependendo da composição do gás, mais ou menos metano está sendo emitido para a atmosfera. Como o metano tem um potencial de aquecimento global 21 vezes maior que o do gás carbônico (IPCC, 2006), é necessário fazer uma distinção para a faixa de teor de CO₂ considerada. Logo, o gás bruto com 10% mol. CO₂ (90% mol. CH₄) vai emitir mais do que o gás bruto com 45% mol. CO₂ (60% mol. CH₄). Para fazer essa distinção do fator de emissão para o *vent*, converteu-se o fator de emissão calculado anteriormente (em quantidade de CO₂ equivalente), para volume de gás natural, através da divisão pelo seu potencial de aquecimento global (GWP₁₀₀) e pela sua densidade. Assim, chegou-se ao volume de gás bruto responsável pelas emissões de *vent*. Para esse volume de gás bruto obtido, foi separado o volume de metano, e o volume de gás carbônico nele presentes. A seguir, foi aplicado o GWP₁₀₀ de cada gás, obtendo-se, então, o fator de emissão do *vent* por barril para a faixa de teor de CO₂ considerada (Tabela 58).

Tabela 57 - Fatores de emissão para autoconsumo e flaring no pré-sal

FE pré-sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)	
Autoconsumo	17,5067
Flaring	7,1749

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Tabela 58 - Fator de emissão do vent para o pré-sal

Teor de CO ₂	FE Vent pré-sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)
10%	3,668
45%	2,444

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Tais fatores de emissão foram multiplicados pela produção anual de óleo (Tabela 59) para se chegar às emissões anuais referentes ao óleo e ao gás associado do pré-sal e do pós-sal.

Tabela 59 - Produção de óleo

Ano	Produção de óleo		
	Pós-Sal (mil barris)	Pré-sal (mil barris)	Total (mil barris)
2010	734.259	15.695	749.954

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Para o gás livre do pós-sal, as emissões são provenientes do autoconsumo, do vent e da queima em flare de emergência, resultando em um valor médio de 3% do volume da produção bruta (ANP, 2000; SEVENSTER e CROEZEN, 2006; (S&T)² Consultants Inc., 2011). Para o gás de folhelho, as emissões provêm do autoconsumo e do vent. Foi calculado um fator de emissão por m³ que, aplicado sobre as fontes de emissão do gás livre e do gás de folhelho, fornece as emissões anuais.³¹

Tabela 60 - Fatores de emissão para o gás livre do pós-sal

FE gás livre do pós-sal (kgCO ₂ e/m ³)
2,066

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Tabela 61 - Fator de emissão para o gás de folhelho

FE gás de folhelho (kgCO ₂ e/m ³)
Autoconsumo 2,066
Venting 13,74

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

As emissões referentes ao transporte do óleo e do gás natural extraídos também foram contabilizados no estudo. As considerações feitas foram dois *offloads* mensais, consumo de combustível de 4.150 MJ/km e uma distância média de 25 quilômetros para as plataformas fixas, 100 quilômetros para as plataformas flutuantes e 300 quilômetros para as plataformas do pré-sal. Assim, chegou-se ao consumo energético do transporte de carga associado ao E&P. O fator de emissão utilizado foi de 75 tCO₂e/TJ (IPCC, 1996).

³¹ Nota-se aqui que são estimados os fatores de emissão específicos para o gás de folhelho, ainda que não haja produção relevante no Brasil associada a este recurso. Esta é uma informação importante para estudos de cenários de emissão de gases de efeito estufa.

A Tabela 62 sumariza todos os fatores de emissão por barril de petróleo produzido apresentados anteriormente.

Tabela 62 - Sumário dos Fatores de emissão

FE Pós-Sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)	FE Pré-Sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)	FE Vent Pré-Sal (kgCO ₂ e/bbl produzido)	FE gás livre do pós-sal (kgCO ₂ e/m ³)	FE gás de folhelho (kgCO ₂ e/m ³)
Autoconsumo 66,415				
Flaring 27,219	Autoconsumo 175,067	Teor CO ₂ 10% 3,668	2,066	Autoconsumo 2,066
Venting 15,243	Flaring 71,749	Teor CO ₂ 45% 2,444		Venting 13,74

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

3.1.3 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS (MTD)

As tecnologias de abatimento para o setor de E&P consistem basicamente em tecnologias de redução de emissões fugitivas, as quais são emissões decorrentes de vazamentos como emissões de dispositivos pneumáticos, flanges, conectores, válvulas, eixos e hastes e emissões durante a perfuração (MCTI, 2010). A seguir são descritas algumas das melhores tecnologias disponíveis para o setor.

3.1.3.1 INSTALAÇÃO DE UNIDADES DE RECUPERAÇÃO DE VAPOR EM TANQUES DE ARMAZENAMENTO (URV)

A instalação de unidades de recuperação de vapor (URV) em tanques de armazenamento tem o objetivo de capturar o vapor que seria ventado para a atmosfera, o qual é proveniente da volatilização de hidrocarbonetos leves dissolvidos no óleo cru, como o metano, compostos orgânicos voláteis e líquidos de gás natural, através de tubos e equipamentos. O vapor recuperado pode ser utilizado para a produção de energia na plataforma, reduzindo, assim, o consumo de gás natural para este fim, podendo, este, ser disponibilizado para a venda ao mercado.

As unidades de recuperação de vapor podem ser instaladas tanto para extração do pós-sal quanto pré-sal. Atualmente, já existem plataformas no Golfo do México com unidades de recuperação de vapor instaladas (BYLIN et al., 2010).

Seu potencial de redução de emissões é de aproximadamente 60% em relação à tecnologia de referência de acordo com cálculos realizados em Schaeffer et al. (2015).

Seu custo irá depender da capacidade da URV. De acordo com USEPA (2006a), para capacidades entre 700 e 14.000 m³, os custos de capital irão variar de aproximadamente US\$ 26 mil a US\$ 75 mil,

os custos de investimento estarão na faixa de US\$ 13 mil a US\$ 75 mil, e os custos de O&M entre US\$ 9 mil a US\$ 22 mil por ano.

De acordo com Schaeffer et al. (2015), as emissões evitadas com a aplicação desta tecnologia, variam de 61,86 ktCO₂e/ano a 80,42 ktCO₂e/ano considerando-se sua aplicação em 4 plataformas do pós-sal e pré-sal respectivamente. Seu custo de abatimento anual médio está na faixa, respectivamente, de 3,28 US\$/tCO₂e a 3,56 US\$/tCO₂e.

3.1.3.2 SUBSTITUIÇÃO DA SELAGEM A ÓLEO PELA SELAGEM A GÁS

A substituição da selagem a óleo pela selagem a gás, consiste em, como o próprio nome já diz, substituir a selagem com óleo por uma selagem com gás a alta pressão ao redor do eixo, para impedir o vazamento do gás natural em compressores centrífugos, os quais, por sua vez, são muito utilizados na produção e transmissão de gás natural. Os compressores centrífugos com selagem a óleo têm uma baixa emissão proveniente do escape através da selagem; no entanto, a maior emissão ocorre do gás ventado das unidades de desgaseificação (BYLIN et al., 2010).

A selagem a gás melhora a eficiência e a performance do compressor e diminui o tempo de pausas, pois a mesma tem menos componentes auxiliares, que geralmente são as causas das paradas, melhorando assim sua confiabilidade (USEPA, 2006b).

Seu potencial de redução de emissões é de aproximadamente 90%, de acordo com cálculos realizados em Schaeffer et al. (2015). Segundo o estudo, considerando-se as plataformas do pré-sal com capacidade de 100.000 bpd as emissões evitadas seriam de 21,9 ktCO₂e/ano. No que diz respeito às plataformas do pós-sal com capacidade de 100.000 bpd, as emissões evitadas seriam de 43,8 ktCO₂e/ano.

Ainda de acordo com o estudo, o custo de investimento desta tecnologia para o caso brasileiro, considerando instalações offshore é de aproximadamente US\$ 2 bilhões, o custo de O&M é de cerca de US\$ 14 mil/ano. O custo de abatimento calculado pelo estudo se encontra na faixa de 21 a 42 US\$/tCO₂e, considerando-se plataformas do pós e pré-sal, respectivamente.

3.1.3.3 INVÓLUCRO NO COMPRESSOR RECÍPROCO

O compressor recíproco é responsável por uma parcela das emissões fugitivas do setor de E&P. Sua principal fonte de emissão é o invólucro localizado ao redor da haste do compressor, porém, flanges, válvulas e conexões também são fontes de emissões fugitivas no mesmo. Em condições normais de operação, com sistemas envoltórios novos, ajustados e alinhados, há um vazamento em torno de 0,34 m³/h (USEPA, 2006c). Com o passar do tempo, o desalininhamento ao redor do eixo, o desgaste do compressor e problemas de corrosão aumentam as emissões fugitivas (OLF, 2011).

Seu potencial de redução de emissões é de aproximadamente 39%, de acordo com cálculos realizados em Schaeffer et al. (2015). Segundo o estudo, considerando-se as plataformas do pré-sal com capacidade de 100.000 bpd as emissões evitadas seriam de 0,107 ktCO₂e/ano. No que diz respeito às plataformas do pós-sal com capacidade de 100.000 bpd, as emissões evitadas seriam também de 0,107 ktCO₂e/ano.

Ainda de acordo com o estudo, os custos associados à troca dos anéis e do invólucro da haste do compressor são de aproximadamente US\$ 600 por cilindro, e o custo de instalação de US\$7.500 por compressor (ICF, 2014 e BYLIN et al., 2010). O custo de abatimento anual médio calculado pelo estudo está na faixa de aproximadamente 8 a 15 US\$/tCO₂e para plataformas do pré e pós-sal, respectivamente.

3.1.3.4 IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROGRAMA DE INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO

A implementação de um programa de inspeção e manutenção é uma alternativa de se detectar, medir, e priorizar os vazamentos dos equipamentos que serão reparados para reduzir as emissões de metano (USEPA, 2006d). Existem alguns métodos de detecção de vazamentos, como analisador de vapor tóxico, analisador de vapor orgânico, detecção acústica de vazamento, câmera infravermelha, detector remoto de vazamento de metano e rastreador eletrônico (BYLIN et al., 2010).

Schaeffer et al. (2015) indicaram emissões evitadas entre 8 e 17 ktCO₂e/ano, por plataforma, com a aplicação desta medida em plataformas tanto do pós-sal como do pré-sal. No que concerne aos custos de investimento, estes dependem da capacidade da plataforma e variam de US\$ 142 mil a US\$ 198 mil para plataformas entre 100 e 200 mil bpd. Em relação aos custos de O&M, estes são estimados em pouco mais de US\$ 290 mil/ ano. Cabe mencionar que os custos atribuídos à medida de inspeção e manutenção foram adaptados de ICF (2014), um estudo que foi feito para exploração e produção onshore. Os custos de abatimento calculados pelo estudo variam de 30 a 57 US\$/tCO₂e para plataformas do pré e pós-sal, respectivamente.

3.1.3.5 REDUÇÃO DO FLARE

O *flare* consiste na queima do gás natural, liberado pelo *venting*, de acordo com a necessidade da plataforma, para que o mesmo não seja emitido diretamente para a atmosfera. As emissões provenientes do *flare* correspondem a cerca de 25% das emissões totais de E&P. Atualmente, entretanto, mesmo a queima do *flare* já tem sido questionada, pois mesmo que emita menos, ainda representa uma parcela grande das emissões totais e já existem meios de atenuá-la. Sendo assim, a medida de redução de emissão de GEE proveniente do *flare* é a eliminação da tocha que possui emissões constantes, substituindo-a pelo piloto de *flare*, o qual é um dispositivo que só inflama quando há a passagem do gás natural por ali. Dessa forma, é possível haver uma redução significativa das emissões, uma vez que não há mais a queima constante.

O custo de investimento específico da medida é de US\$ 0,0454/m³ CH₄ emitido evitado (WORLD BANK, 2013).

Schaeffer et al. (2015) calculam um custo de abatimento anual médio para esta medida de aproximadamente 32 US\$/ tCO₂e. Vale ressaltar que essa medida de mitigação, diferentes das demais, não foi calculada por plataforma, mas sim com o potencial total referente ao Brasil.

A Tabela 63 apresenta o volume de *flare* passível de mitigação no ano de 2010, e suas respectivas emissões.

Tabela 63 - Volume de *flare* passível de mitigação em 2010 e suas emissões

Flare disponível para mitigação (Mm ³)	MtCO ₂ e
1.729	2,20

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

3.1.3.6 GTL (GAS TO LIQUIDS)

A medida GTL (*Gas-to-liquids*) é uma opção que considera a mitigação pelo lado da oferta. A mesma é interessante para reduzir a queima de gás natural excedente, já que este seria aproveitado para a produção de combustíveis sintéticos e óleo lubrificante. Esta opção considera a transformação do gás natural em um gás conhecido como gás de síntese ou *syngas*. Este gás é composto por CO e H₂ e pode ser obtido, no caso da aplicação *offshore*, por meio dos processos de reforma a vapor em reatores de microcanais. Após a obtenção do *syngas*, este é submetido à síntese de Fischer-Tropsch (FT) para formar hidrocarbonetos de maior massa molecular (CASTELO BRANCO, 2008). Esta opção pode ser considerada uma alternativa sozinha ou uma alternativa complementar à redução de queima em *flare*.

Em unidades de hidrocraqueamento (HCC) otimizadas, o *syncrude* seria utilizado para produzir óleo lubrificante (64% vol), nafta (gasolina não especificada – 6%vol) e diesel (23%vol) (EXXON, 2014; PETROBRAS, 2000; SCHERZER e GRUIA, 1996). Neste caso, o potencial de redução de emissões considerado é referente somente à produção de óleo lubrificante e representa 70% (base mássica) do potencial total de redução de emissões da aplicação da tecnologia de GTL quando comparada à queima do GN em *flares* (PETROBRAS, 2000; SCHERZER e GRUIA, 1996; BRIDGE et al, 2014).

Os custos, 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 (SYNTROLEUM, 2006 e ALMEIDA et al., 2004), são de US\$ 215 bilhões de investimento, US\$ 4,7 milhões/ano de O&M e além disso, é possível obter uma receita com a venda de óleo lubrificante, diesel e gasolina de aproximadamente US\$ 43,5 milhões/ano.

Schaeffer et al. (2015) calculam um custo de abatimento anual médio para esta medida de aproximadamente 42 US\$/ tCO₂e, 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

(SYNTROLEUM, 2006 e ALMEIDA et al., 2004). Cabe citar que o número de dias em operação foi baseado na operação das plantas GTL *onshore*, que necessitam de um período para a substituição do catalisador e para realização de manutenções maiores. Assim, considerou-se um período de 340 dias de operação por ano (SYNTROLEUM, 2006; ALMEIDA et al., 2004).

3.1.3.7 CCS – CARBON CAPTURE AND STORAGE

A tecnologia de CCS pode ser aplicada na etapa de produção de petróleo, antes (pré-combustão) ou após a utilização do gás natural (pós-combustão). Essas práticas são utilizadas no setor de petróleo mundial para reduzir as emissões, por exemplo, na exploração de campos offshore na Noruega (Campo de Sleipner) e campos *onshore* na Argélia (IEA, 2010; COSTA, 2009; RODDY, 2012; STATOIL, 2013; COSTA, 2014).

No estudo de Schaeffer et al. (2014a), considera-se que a captura do CO₂ é feita diretamente do gás associado extraído nos campos do pré-sal (pré-combustão). Além disso, o estudo não considera a captura de CO₂ a partir da combustão do gás para geração de energia elétrica e nem do gás em *flares*. O cálculo é realizado tendo como base plataformas do tipo FPSOs em campos do pré-sal, com o método de captura por membranas.

Membranas são estruturas que separam dois meios e atuam como barreiras seletivas, em que determinadas moléculas são capazes de atravessarem de um lado para o outro. Na separação de gases, a tecnologia de membranas se baseia na interação química ou física dos gases com a membrana, o que permite que certos gases atravessem a membrana a velocidades maiores que outros.

Para as simulações realizadas por Schaeffer et al. (2015) foram consideradas três diferentes capacidades médias de plataformas, com produções diárias de 100, 150 e 200 mil barris de óleo. Portanto, cada plataforma tem sua respectiva capacidade de produção de gás extraído. De acordo com o estudo, uma vez que ainda há muita incerteza sobre a quantidade precisa de CO₂ no gás natural do pré-sal, foi considerada uma faixa ampla, entre 10% e 45% mol de teor de CO₂, segundo proposto pela literatura disponível (ECHT e MEISTER, 2009; IEA, 2014; CREDIT SUISSE, 2014; DINO, 2014). A área de membrana de cada módulo foi considerada a mesma, tanto para 10% mol quanto para 45% mol de CO₂.

A partir dos cenários de teor de CO₂, foram elaborados quatro cenários de custos, que foram:

- 10% Baixo – Teor de CO₂: 10% e custo da membrana: US\$100/m²;
- 10% Alto – Teor de CO₂: 10% e custo da membrana: US\$400/m²;
- 45% Baixo – Teor de CO₂: 45% e custo da membrana: US\$100/m²;
- 45% Alto – Teor de CO₂: 45% e custo da membrana: US\$400/m².

Os resultados mostram que o custo de captura médio obtido é de 16,5 US\$/tCO₂ para teor de CO₂ de 10% baixo, 20,9 US\$/tCO₂ para teor de CO₂ de 10% alto, 3,9 US\$/tCO₂ para teor de CO₂ de 45% baixo e 5,9 US\$/tCO₂ para teor de CO₂ de 45% alto.

A Tabela 64 apresenta as emissões evitadas e custos de abatimento das tecnologias apresentadas anteriormente.

Tabela 64 - 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 ³²		2200				32		
GTL (Gas to liquids) ³³	Pós-sal		270		Pós-sal		42	
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

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

O parque de refino brasileiro possui uma capacidade nominal total instalada de 2,2 MMbbl/dia (ANP, 2015c e Petrobras, 2015), contando com dezessete refinarias em operação, sendo a RNEST – Refinaria Abreu e Lima a refinaria mais nova deste sistema, cuja operação do primeiro trem de refino teve início em dezembro de 2014 (Petrobras, 2015). Além desta, estavam sendo implementadas três novas refinarias no Brasil: o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), e as duas refinarias Premium, localizadas na região nordeste, porém as obras das refinarias Premium foram canceladas, bem como as obras do COMPERJ e do segundo trem da RNEST encontram-se estagnadas.

A Tabela 65 apresenta as capacidades do parque de refino por unidade de processamento para o ano de 2010, que é o ano base considerado no presente estudo.

³² Considerando o potencial total referente ao Brasil.

³³ 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.

Tabela 65 - Capacidade por unidade de processo em 2010 (10³ m³/dia)

Refinaria		UDA ⁽¹⁾	UDV ⁽²⁾	DSF ⁽³⁾	FCC ⁽⁴⁾	R FCC ⁽⁵⁾	ALQ ⁽⁶⁾	URC ⁽⁷⁾	CTB ⁽⁸⁾	HCC ⁽⁹⁾	UCR ⁽¹⁰⁾	HDS G ⁽¹¹⁾	HDT N ⁽¹²⁾	HDT Q ⁽¹³⁾	HDT D ⁽¹⁴⁾	HDT I ⁽¹⁵⁾	LUB ⁽¹⁶⁾	UGH ⁽¹⁷⁾
Replan Refinaria de Paulínia		60.0	44.0	20.0	0.6	5.0	16.0				12.0					5.2	0.8	550.0
RLAM Refinaria Landulpho Alves		38.0	40.0	18.2	6.8	14.0												
Revap Refinaria Henrique Lage		32.0	6.0	5.1	3.6	7.5	1.8											
Reduc Refinaria Duque de Caxias		30.0	12.9	10.0	3.1	7.0												
Repar Refinaria Presidente Getúlio Vargas		27.0	14.0	6.8	1.0	1.8												
Refap Refinaria Alberto Pasqualini S.A.		24.0	14.0	6.0	3.6	7.0												
RPBC Refinaria Presidente Bernardes		8.2	1.1	0.6	3.8	5.2	2.4											
Regap Refinaria Gabriel Passos		7.3																
Recap Refinaria de Capuava																		
Reman Refinaria Isaac Sabbá																		

Refinaria	UDA ⁽¹⁾	UDV ⁽²⁾	DSF ⁽³⁾	FCC ⁽⁴⁾	RFCC ⁽⁵⁾	ALQ ⁽⁶⁾	URC ⁽⁷⁾	CTB ⁽⁸⁾	HCC ⁽⁹⁾	UCR ⁽¹⁰⁾	HDS G ⁽¹¹⁾	HDT N ⁽¹²⁾	HDT Q ⁽¹³⁾	HDT D ⁽¹⁴⁾	HDT I ⁽¹⁵⁾	LUB ⁽¹⁶⁾	UGH ⁽¹⁷⁾
RPCC Refinaria Potiguar Clara Camarão	4.3																
Outras Refinarias	7.6	2.6		0.5													0.2
TOTAL	322.4	140.8	16.1	73.5	20.6	1.0	3.6	0.0	0.0	33.4	6.0	8.5	3.6	12.4	24.0	6.6	3722.0

⁽¹⁾Unidade de destilação atmosférica; ⁽²⁾ Unidade de destilação a vácuo; ⁽³⁾ Unidade de desasfaltação a propano; ⁽⁴⁾ Unidade de craqueamento catalítico fluidizado; ⁽⁵⁾ Unidade de craqueamento catalítico fluido de resíduos; ⁽⁶⁾ Unidade de alquilação; ⁽⁷⁾ Unidade de reforma catalítica; ⁽⁸⁾ Unidade de coqueamento térmico brando; ⁽⁹⁾ Unidade de hidrocraqueamento catalítico; ⁽¹⁰⁾ Unidade de coqueamento retardado; ⁽¹¹⁾ Unidade de hidrodessulfurização de gasolina; ⁽¹²⁾ Unidade de hidrotratamento de nafta; ⁽¹³⁾ Unidade de hidrotratamento de querosene; ⁽¹⁴⁾ Unidade de hidrotratamento de diesel; ⁽¹⁵⁾ Unidade de hidrotratamento de instáveis; ⁽¹⁶⁾ Unidade de lubrificantes; ⁽¹⁷⁾ Unidade de geração de hidrogênio.

Fonte: BONFÁ (2011) e BARROS (2014).

3.2.2 EMISSÕES DE GEE

A Figura 6 a seguir apresenta o procedimento metodológico utilizado para a contabilização do consumo energético e consequente emissões de gases de efeito estufa do setor de refino de petróleo.

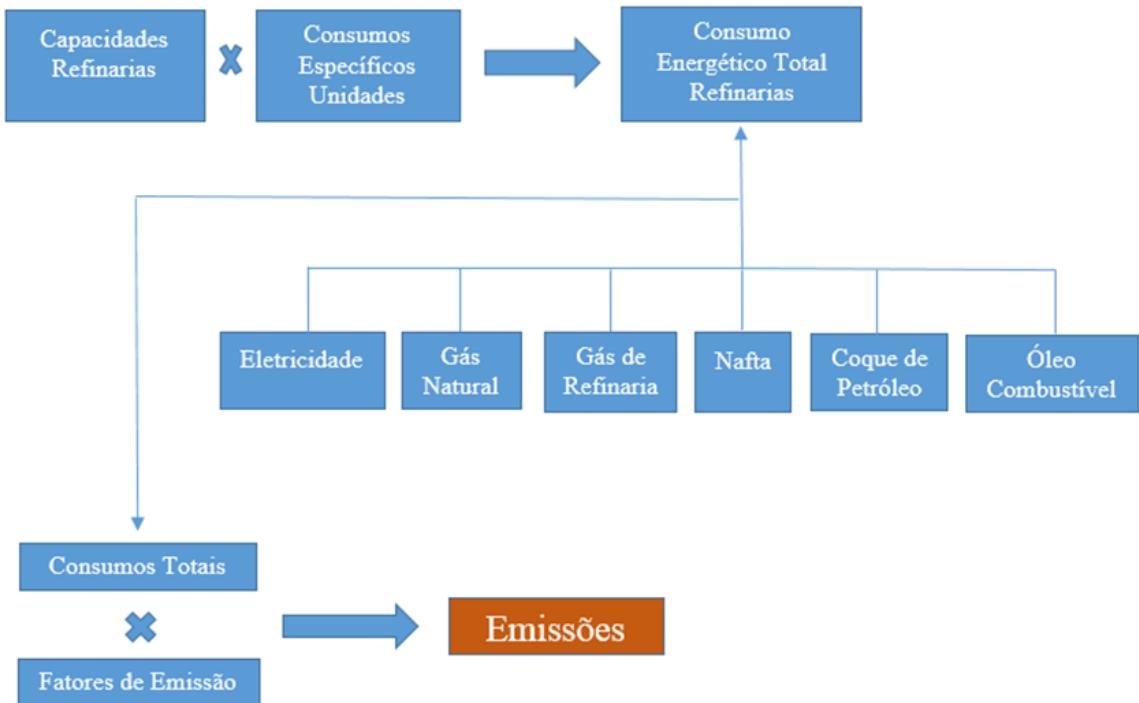


Figura 6 - Metodologia para cálculo de consumo energético e emissões de GEE

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Vale ressaltar que a estimativa de consumo energético das refinarias se baseou na desagregação por unidades de processamento, as quais apresentam características específicas de acordo com o processo utilizado, sua função dentro da refinaria e pode ser relacionada com sua capacidade. Sendo assim, para o cálculo de consumo energético e emissões no ano de 2010, utilizaram-se as capacidades apresentadas na Tabela 65 , multiplicadas pelo fator de utilização das refinarias, o qual foi de 90% para todas as refinarias, um valor próximo ao publicado por ANP (2013) para os anos de 2008 a 2012.

Os valores de consumo típico de utilidades de cada unidade de processo de uma refinaria estão apresentados na Tabela 66. Deve-se mencionar que os valores utilizados procuram representar uma unidade típica, apesar de existirem variações no consumo de utilidades para uma mesma unidade dependendo do fornecedor da tecnologia, de características locais ou até mesmo por diferentes considerações de projeto.

Tabela 66 - Consumos de utilidades típicos

Água de Refriamento	Hidrogênio	Combustível	Elétricidade	Vapor Baixa	Vapor Média	Vapor Alta	Utilidade
m ³ /bbl	m ³ /bbl	MJ/bbl	kWh/bbl	kg/bbl	kg/bbl	kg/bbl	Unidade
1.5	0.0	127.0	0.6	0.0	11.0	0.0	UDA
0.0	0.0	105.0	2.0	4.0	0.0	0.0	DSF
1.0	0.0	368.0	8.8	-3.6	20.0	-16.0	FCC
0.0	0.0	368.0	1.0	0.0	0.0	-18.0	R FCC
7.0			9.0		90.0		ALQ
0.9	-48.0	382.0	10.0			-15.6	RC
1.0	0.0	0.0	8.8	-3.6	20.0	-16.0	CTB
1.7	56.0	211.0	13.0		30.0		HCC
0.1		126.0	3.6			-18.4	UCR
1.0		4.0	105.0	2.0		3.0	HDS G
1.0		7.0	105.0	2.0		3.0	HDT N
1.5		7.0	158.0	3.0		4.0	HDT Q
1.5		7.0	158.0	3.0		4.0	HDT D
2.0		17.0	211.0	6.0		5.0	HDT I
					5.6	1.6	LUB
						1.1E-03	UGH
						-4.0E-03	

Fonte: HYDROCARBON PROCESSING, 2008; MEYERS, 2003; GARY e HANDWERK, 2001; STANISLAUS et al, 2010.

A partir das considerações apresentadas a seguir, bem como através de cálculo prévio de consumo de utilidades (vapor, combustível, coque de FCC e eletricidade), tornou-se possível a determinação do consumo energético por fonte:

- **Consumo de gás natural:** o gás natural é consumido nas unidades de geração de hidrogênio, unidades de cogeração, nas caldeiras e como combustível para aquecimento direto. Apenas, a Regap (Refinaria Gabriel Passos) e a Refap (Refinaria Alberto Pasqualini) não usam gás na cogeração.
- **Consumo de gás combustível:** o gás combustível e o óleo combustível foram contabilizados para o aquecimento direto nas unidades de processo. Nestes casos, considerou-se que 50% da demanda restante seria suprida por óleo combustível e os outros 50% por gás combustível. Em geral, a sobra de gás combustível foi direcionada para a contabilização das emissões em flare. Ainda, foi assumida uma eficiência de combustão de 100% no flare, de forma a ser conservador com as emissões de GEE.
- **Consumo de coque de FCC:** O consumo de coque de FCC (Craqueamento Catalítico Fluidizado) nas unidades de FCC e RFCC (FCC de Resíduo) foi obtido e analisado separadamente. Como o coque é produzido e consumido na mesma unidade, gerando um consumo energético líquido nulo, o consumo de coque é facilmente desconsiderado em estimativas de consumo energético. Contudo as emissões de GEE associadas à sua combustão são aqui consideradas.
- **Consumo de óleo combustível:** O consumo de óleo combustível ocorrerá nas unidades de cogeração da Regap e da Refap. Além disso, seu consumo também foi estimado para atender à demanda de combustíveis no aquecimento direto juntamente com o gás natural e o gás combustível, como mencionado anteriormente.
- **Consumo de eletricidade da Rede:** Para estimar o consumo de eletricidade proveniente da rede elétrica, calculou-se o quanto da demanda total de eletricidade das unidades de processamento conseguiu ser atendida pelas unidades de cogeração de cada refinaria. A fração não atendida será consumida da rede.

As tabelas a seguir apresentam os resultados referentes ao consumo energético total por fonte e o balanço de eletricidade para o ano de 2010.

Tabela 67 - Consumo total de energético por fonte em 2010

Consumo Energético (PJ/ano)	
Gás Natural	108,3
Gás Combustível	84,4
Óleo Combustível	47,1
Coque de FCC	67,5

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Tabela 68 - Balanço de eletricidade no parque de refino em 2010

Balanço de Eletricidade	
Potência Cogeração (MW)	510,5
Geração (GWh)	4.472,0
Consumo Total (GWh)	2.571,4
Consumo Grid (GWh)	0,0

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

A partir dos consumos energéticos por fonte foi possível estimar as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustível do setor de refino de petróleo, para isso, foram utilizados os fatores de emissão de combustíveis do IPCC (2006). Para a eletricidade, considerou-se a média do fator de emissão do GRID para o ano de 2010 (MCT, 2010). Os valores estão reportados na tabela a seguir.

Tabela 69 - Fatores de emissão (tCO₂/TJ)

Combustível	Fator de Emissão	Unidade
Gás Natural	56,1	tCO ₂ /TJ
Gás Combustível	57,6	tCO ₂ /TJ
Óleo Combustível	77,4	tCO ₂ /TJ
Coque de Petróleo	97,5	tCO ₂ /TJ
Nafta/Gasolina	73,3	tCO ₂ /TJ
Eletricidade	14,2	tCO ₂ /TJ

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Os resultados referentes às emissões de CO₂ por fonte e total, encontram-se na Tabela 70.

Tabela 70 – Emissões totais de CO₂ para o parque de refino brasileiro em 2010

Emissões Totais (MtCO ₂)	
Gás Natural	6,1
Gás Combustível	4,9
Óleo Combustível	3,6

		Emissões Totais (MtCO ₂)
	Coque	6,6
	TOTAL	21,2

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Cabe destacar que as emissões totais do setor de refino em 2010, estimadas neste estudo em 21,2 MtCO₂, estão coerentes com as estimativas da Petrobras em seu Relatório de Sustentabilidade, que reportam as emissões de seu parque de refino na faixa de 21 e 25 MtCO₂, entre 2009 e 2013 (Petrobras, 2011; Petrobras, 2013).

A tabela abaixo apresenta as emissões de CO₂ por fonte, por barril de petróleo produzido.

Tabela 71 - Emissões de CO₂ dos energéticos consumidos por barril de petróleo produzido

		Emissões Totais (tCO ₂ /bbl)
	Gás Natural	9,4
	Gás Combustível	7,6
	Óleo Combustível	5,7
	Coque	10,2
	TOTAL	32,9

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Além disso, é possível calcular também as emissões de derivados de petróleo com uso energético, apesar de estas ocorrerem fora do refino, majoritariamente no setor de transportes. A Tabela 72 apresenta os fatores de emissão utilizados.

Tabela 72 - Fatores de emissão dos derivados de petróleo

Combustível	Fator de Emissão	Unidade
GLP	63,1	tCO ₂ /TJ
Gasolina	69,3	tCO ₂ /TJ
Nafta/Gasolina	73,3	tCO ₂ /TJ
Querosene	71,9	tCO ₂ /TJ
Diesel	74,1	tCO ₂ /TJ
Óleo Combustível	77,4	tCO ₂ /TJ
Coque	97,5	tCO ₂ /TJ

Fonte: IPCC, 2006.

A Tabela 73 apresenta as emissões calculadas.

Tabela 73 - Emissões de derivados de petróleo produzidos no refino brasileiro, com uso energético - 2010

Emissões Totais (MtCO₂)	
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.

3.2.3 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS (MTD)

Nesta seção são apresentadas, brevemente, as principais medidas reconhecidas tecnologias de abatimento para o setor de refino de petróleo.

3.2.3.1 SUBSTITUIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS POR GASOSOS

Esta é uma das principais medidas propostas para o setor de refino. Ela indica um aumento na participação de combustíveis gasosos, em especial o gás natural, como forma de substituir o uso de combustíveis líquidos, como, por exemplo, o óleo combustível (Schaeffer et al., 2012). Segundo Concawe (2008), diferentes refinarias pelo mundo já realizaram a substituição do óleo combustível pelo gás natural, o que possibilitou uma redução no fator de emissão de 0,075 kg CO₂/GJ para 0,055 kg CO₂/GJ. O potencial para aplicação desta medida em refinarias brasileiras é limitado, na medida em que o principal energético utilizado nestas refinarias é o gás de refinaria e não o óleo combustível.

3.2.3.2 MODERNIZAÇÃO DE FORNOS

Segundo WORREL e GALITSKY (2005) o refino possui um potencial médio de aumento de até 10 pontos percentuais em sua eficiência com a aplicação da modernização de fornos, sendo esta medida já aplicada em quatro unidades da Refinaria de Richmond, Califórnia, com a utilização dos fornos ULE (*Ultra Low Emission*) desenvolvidos pela Chevron Texaco. Porém, este aumento de eficiência depende das condições dos queimadores, suas disposições e características de queima (SCHAEFFER et al., 2012). A economia energética verificada em fornos nacionais pode atingir cerca de 50% segundo ANDRADE (2008), com retorno do capital investido estimado em 1 ano.

Segundo MORROW III et al (2013), nas unidades de destilação atmosférica, a vácuo e unidades de dessalgação, com uma taxa de penetração de 50%, seria possível uma economia no consumo de combustíveis de 31,6 PJ, com um custo da energia conservada seria de US\$ 3,91/ GJ, o menor dentre todos os custos de aplicação nas outras unidades de processo.

3.2.3.3 MANUTENÇÃO E CONTROLE DA INJEÇÃO DE AR EM FORNOS

A manutenção e controle da injeção de ar em fornos é uma medida que evita o excesso de ar, o qual não deve exceder o limite de 2 a 3% de oxigênio, para que se consiga uma combustão completa (SCHAEFFER ET AL, 2012). Segundo WORREL e GALITSKY (2005), a refinaria da Valero em Houston já possui novos sistemas de controle de combustão em alguns de seus fornos, e isso possibilitou que o excesso de oxigênio caísse de 3-4% para apenas 1% com um custo operacional de US\$ 340.000.

3.2.3.4 PRÉ-AQUECIMENTO DO AR EM FORNOS

O pré-aquecimento do ar é uma medida de eficiência que ocorre através do aproveitamento do calor dos gases de exaustão e que, de acordo com WORREL e GALITSKY (2005), permite uma economia de combustíveis de até 18%, quando o exausto se encontra em temperaturas superiores a 340°C e com fluxo térmico superior a 50 GJ/h. Segundo SCHAEFFER et al (2012), a aplicação desta medida na refinaria nacional Reduc, a qual possui apenas 27 dos 50 fornos com pré-aquecedores de ar instalados, teria um potencial de 9,81 tCO₂/d, com um investimento estimado em US\$ 4 milhões.

3.2.3.5 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

A integração energética ou tecnologia *Pinch* é um método que explora potenciais inerentes a qualquer sistema que possua vários componentes trabalhando em conjunto. Ela consiste em fazer uma ligação termodinamicamente ótima entre as correntes quentes e frias de um processo e seu potencial de economia de energia é muito superior ao de técnicas convencionais como recuperação de calor e isolamentos (WORREL e GALITSKY, 2005). Segundo CONCAWE (2008), de 1990 a 2005, estima-se que as refinarias da União Europeia reduziram seu consumo energético em até 15% através da aplicação de medidas de integração energética. Mas, de acordo com SCHAEFFER et al (2012), há na literatura casos específicos com reduções de 20 a 40%.

3.2.3.6 CONTROLE DE INCrustação

A incrustação de trocadores de calor é um importante gargalo de sistemas de recuperação de calor, pois impede a transferência de calor e consequentemente reduz o fluxo de calor, o que exige uma maior queima de combustíveis pelos queimadores (ALSEMA, 2001). Um estudo das refinarias europeias identificou uma economia global de energia de 0,7% com a limpeza dos tubos do trocador de calor da unidade de destilação atmosférica e outros fornos com um período de retorno estimado de

0,7 anos (WORREL e GALITSKY, 2005). Uma estimativa do Escritório de Tecnologia Industrial do Departamento de Energia dos EUA observou que a penalidade de custo para incrustação pode ser de até US \$ 2 bilhões por ano em materiais e os custos de energia (WORREL e GALITSKY, 2004).

Segundo SCHAEFFER et al (2012), em estudo feito para a Reduc, o controle de *fouling* seria capaz de reduzir as emissões em cerca de 35.000 tCO₂/d, considerando uma redução de 2% do consumo energético nos fornos e trocadores de calor, a um custo de 20 US\$/GJ e com um investimento estimado de aproximadamente 12 milhões de dólares, com um custo operacional de 1,1 milhões de dólares por ano.

3.2.3.7 SISTEMAS DE CONTROLE AVANÇADOS

O uso de sistemas de controle avançados pode desempenhar um papel importante no gerenciamento e redução do uso da energia nas refinarias. WORRELL e GALITSKY (2003) apontam que os ganhos energéticos podem variar de 2 a 18%, com uma média do Reino Unido de 8%. Segundo SCHAEFFER et al (2012), estima-se que o custo associado a esta medida seja relativamente alto, dado que além da troca de equipamentos de medição e controle também é necessário modificar o software de controle específico das unidades, o que representa uma dificuldade de implementação. Ainda segundo eles, as ferramentas de modelagem ainda não foram utilizadas extensivamente no mercado, o que representa uma incerteza em relação ao investimento e do tempo de retorno desta medida.

3.2.3.8 TURBO-EXPANSORES

Os turbo-expansores são utilizados para recuperar a energia da queda de pressão nas unidades mais modernas de FCC e esta energia pode ser utilizada para acionar o compressor da unidade ou pode ser encaminhada à rede (SCHAEFFER et al, 2012). A Petrobras afirma ter instalado turbo-expansores nas unidades de FCC em 4 refinarias de seu parque, com um investimento estimado em cerca de 200 milhões de dólares (PETROBRAS, 2009). Neste sentido, considerando-se as barreiras para implementação desta medida associadas à disponibilidade de espaço físico nas refinarias e as implementações já realizadas, o potencial para aplicação desta medida no Brasil é limitado.

3.2.3.9 MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE FLARE

Diversos sistemas avançados estão sendo desenvolvidos, seja para aumentar a eficiência de combustão do piloto, instalar monitoramento óptico do piloto ou para eliminar o piloto do flare (SCHAEFFER et al, 2012). Dentre estes sistemas, os que visam modificar o sistema de ignição para remover pilotos a gás constituem uma das mais promissoras medidas de mitigação de GEE em uma refinaria (URS, 2007).

3.2.3.10 REDUÇÃO/REAPROVEITAMENTO DAS CORRENTES ENVIADAS AO FLARE

De acordo com SCHAEFFER et al (2012), a redução do *flare* pode ser realizada através de sistemas de recuperação, que incluem compressores e tanques de armazenamento, e a maioria das refinarias possui estes sistemas. Segundo WORREL e GALITSKY (2005), várias refinarias nos Estados Unidos já instalaram sistemas de recuperação, como, por exemplo, a ChevronTexaco em Pascagoula (Mississippi) e até mesmo algumas pequenas refinarias como a Lion Oil Co (El Dorado, Arkansas). Ainda segundo eles, uma avaliação feita na refinaria Equilon em Martinez, destacou um potencial de recuperação de gás de flare e por isso foram instalados novos compressores de recuperação e tanques de armazenamento para reduzir a queima. O projeto custou cerca de US\$52 milhões e o tempo retorno do investimento foi de 2 anos (WORREL e GALITSKY, 2003).

3.2.3.11 MODERNIZAÇÃO DE BOMBAS

De acordo com WORREL e GALITSKY (2005), os ganhos energéticos pela substituição de bombas variam de 2 a 10%. Estima-se que a degradação das bombas seja responsável pela redução de eficiência em até 25%, porém estudos indicam que o maior problema não está na idade do equipamento e sim na sua condição de operação real, a qual não é igual a sua condição de projeto (SCHAEFFER et al, 2012).

3.2.3.12 OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO E MONITORAMENTO DE BOMBAS

Uma melhor operação, manutenção e monitoramento de bombas possui um potencial de redução de consumo elétrico de cerca de 2 a 7% na indústria norte-americana (WORREL e GALITSKY, 2005). Segundo SCHAEFFER et al (2012), diversas medidas de monitoramento podem ser utilizadas, como, por exemplo, a análise de vibrações, o controle de pressão e vazão, controle de corrente ou potência e inspeção do sistema. Ainda segundo eles, o *payback* de medidas de manutenção adequada pode variar de meses até 1 ano e o monitoramento do equipamento em conjunto com a operação e manutenção pode ser utilizado para verificar falhas ou problemas nos sistemas e facilitar a resolução.

3.2.3.13 CORREÇÃO DO SUPERDIMENSIONAMENTO DE BOMBAS

Segundo WORREL e GALITSKY (2005), estima-se que a correção do superdimensionamento pode reduzir de 15 a 25% no consumo elétrico associado às bombas em refinarias norte americanas. Esta correção pode ser realizada através do uso de engrenagens e correias ou de motores com velocidades reduzidas e o retorno do investimento é de cerca de um ano, a depender do tamanho da bomba (SCHAEFFER et al, 2012).

3.2.3.14 *BOMBAS COM VELOCIDADE VARIÁVEL*

Controladores de velocidade em bombas podem provocar uma redução considerável no consumo elétrico e o *payback time* de novas instalações é da ordem de meses (SCHAEFFER et al, 2012). Segundo WORREL e GALITSKY (2005), regulações de 10% da velocidade promovem conservações de 20% e regulações de 20% podem atingir 40% de conservação de energia, no caso da curva de carga da bomba não ser muito achatada. A refinaria da Chevron em Richmond (Califórnia, EUA) trocou a bomba de carga de 2.250 Hp em uma unidade de HDT e obteve uma redução de consumo de 12 GWh por ano, representando uma economia de cerca de US\$700.000 por ano (WORREL e GALITSKY, 2005).

3.2.3.15 *MODERNIZAÇÃO DE COMPRESSORES E COMPRESSORES COM VELOCIDADE VARIÁVEL*

Segundo WORREL e GALITSKY (2005), a instalação de motores mais eficientes em sistemas de compressores pode reduzir o consumo energético anual em até 2% e o retorno do investimento ocorre em menos de três anos. Porém, os maiores ganhos ocorrem em sistemas com motores pequenos, usualmente menores que 10 kW. Ainda segundo eles, a implementação de reguladores de velocidade em compressores rotativos de ar pode reduzir em até 15% o consumo de energia.

3.2.3.16 *VENTILADORES COM VELOCIDADE VARIÁVEL*

O uso de moduladores de velocidade em ventiladores pode garantir uma redução que pode variar de 14 a 49% (XENERGY, 1998). Segundo SCHAEFFER et al (2012), um estudo na refinaria da Paramount Corp em Paramount (Canadá) identificou o potencial de instalação de ASD (*Ajustable Speed Driver – Unidade de Velocidade Ajustável*) em seis ventiladores na torre de resfriamento, o que garantiria uma economia de 1,2 milhões de kWh por ano.

3.2.3.17 *AUMENTO DO ISOLAMENTO DAS LINHAS DE VAPOR*

Esta medida pode ser realizada com a utilização de um material mais isolante. Fatores decisivos na escolha do material incluem: baixa condutividade térmica, estabilidade dimensional sob mudança de temperatura, resistência à absorção de água e resistência à combustão (WORREL e GALITSKY, 2005).

3.2.3.18 *REDUÇÃO DA DEMANDA DA CALDEIRA EM STAND-BY*

De acordo com o estudo americano MORROW III et al (2013), com uma taxa de penetração de 50%, a máxima redução de consumo energético, na ordem de 3,3 PJ, ocorreria nas unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo com um custo e energia conservada de US\$-1,90/ GJ.

Para as demais unidades a redução do consumo energético é, em sua maioria, abaixo de 1 PJ, mas o custo para todas é o mesmo.

3.2.3.19 *REDUÇÃO DO MAKE-UP DE ÁGUA DA CALDEIRA, ATRAVÉS DO TRATAMENTO DO CONDENSADO*

A aplicação desta medida em unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo, segundo MORROW III et al (2013), possibilitaria uma redução de consumo energético de 25,7 PJ, com um custo de energia conservada de apenas US\$ 0,47/ GJ, o que é bastante significativo.

3.2.3.20 *REDUÇÃO DA FORMAÇÃO DE COQUE NOS PASSES DO FORNO DA UNIDADE DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA*

A redução de consumo energético com a aplicação desta medida usando uma taxa de penetração de 60%, segundo o estudo americano MORROW III et al (2013), seria de 33,7 PJ com um custo de energia conservada de US\$ 3,19/ GJ.

3.2.3.21 *INSTALAÇÃO DE BOMBA DE VÁCUO NO LUGAR DE EJETOR DE VAPOR PARA GERAR O VÁCUO DA UNIDADE DE DESTILAÇÃO A VÁCUO*

Esta é uma das medidas com maior quantidade de energia conservada, na ordem de 130 PJ para as unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo e com um custo de US\$ 3,31/ GJ conservado de acordo com MORROW III et al (2013). Esta é uma medida crucial e algumas refinarias da Petrobras já a utilizam.

3.2.3.22 *INSTALAÇÃO DE CHILLER NO TOPO DA DESTILAÇÃO, PARA REDUZIR A CARGA TÉRMICA DO CONDENSADOR*

Segundo o estudo de MORROW III et al (2013), com esta medida seria possível reduzir não o consumo de combustíveis e sim o consumo de eletricidade. Esta redução poderia ser de até 26,2 GWh com um custo de US\$ 5,82 / GJ conservado.

3.2.3.23 *INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE CO-QUEIMA EM CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO DE CALOR DE FCC*

A redução de consumo energético neste caso, segundo o estudo de MORROW III et al (2013), poderia ser de 29,3 PJ. O custo neste caso é ainda mais elevado do que no caso anterior.

3.2.3.24 *SUBSTITUIÇÃO DE COMPRESSORES A VAPOR POR COMPRESSORES ELÉTRICOS*

Esta seria uma medida aplicada nas unidades de craqueamento catalítico, e com ela seria possível economizar em média 8 PJ com um custo de US\$ 8,22 / GJ conservado (MORROW III et al ,2013)

3.2.3.25 *CCS – CARBON CAPTURE AND STORAGE*

As principais fontes de emissão em uma refinaria, que apresentam o melhor potencial de captura de carbono são os fornos e Caldeiras; a unidade de FCC e a Unidade de Geração de Hidrogênio. Baseado nisto, Schaeffer et al. (2014b) estudaram a aplicação de CCS em refinarias, porém, fornos e Caldeiras foram descartados da análise por serem fontes dispersas e com baixa concentração de CO₂, o que levaria a altíssimos custos de captura.

Sendo assim, o estudo analisa a implementação da tecnologia em unidades de FCC, através da oxy-combustão, e em unidades de UGH (Unidade de Geração de Hidrogênio) por meio tanto da captura convencional de carbono, como da captura e armazenamento químico do CO₂, com a coprodução de metanol.

Para a unidade de FCC, os custos de emissão evitada ficaram na faixa de 70 a 75 US\$/tCO₂ evitado. Ao todo, o potencial brasileiro de aplicação poderia chegar a 7,6 MtCO₂/ ano. No entanto, dificilmente as refinarias existentes possuiriam condições mínimas (Ex: área disponível) para aplicar esta opção de mitigação.

Para a unidade de geração de hidrogênio, através da captura convencional, neste caso, a rota de pré-combustão, com a absorção física a base de Selexol, os custos de captura são estimados a 20 US\$/tCO₂. Ao aplicar esta opção tecnológica dentro do parque de refino nacional, o potencial de abatimento estaria estimado em cerca de 0,9 MtCO₂. Vale destacar, no entanto, que a previsão de expansão da capacidade de UGH no refino nacional é significativa, o que iria aumentar ainda mais este potencial de abatimento.

Em relação à captura e armazenamento químico do CO₂, em unidades de geração de hidrogênio, os menores custos de abatimentos variaram entre 70 e 80 US\$/tCO₂.

Schaeffer et al. (2015) analisaram 200 medidas de eficiência energética e redução de consumo energético para as diversas unidades de processamento. A Tabela 74 apresenta uma síntese das opções de mitigação contempladas no estudo.

Tabela 74 - Número de Medidas por Utilidade e Unidade

Unid.	Combustível	Vapor	Eletro	Hidrogênio	Total
UDA					
UDV	4	10	8	0	17

Unid.	Combustível	Vapor	Eletricidade	Hidrogênio	Total
DSF					
FCC	0	7	5	0	11
RFCC					
ALQ					
URC	8	11	8	0	20
HCC	7	8	7	2	17
CR	6	9	4	0	14
HDS G	5	14	12	2	25
HDT N	6	15	13	2	24
HDT Q	6	15	13	2	24
HDT D	6	15	13	2	24
HDT I	6	15	13	2	24
LUB					
Total	54	119	96	12	200

Fonte: Schaeffer et al., 2015.

Nesta tabela, 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 abaixo (Tabela 75) apresenta as medidas aplicadas no ano de 2020 e seus potenciais de abatimento neste ano.

Tabela 75 - Medidas, custos e potenciais brutos de abatimento

Critério ($C = \text{US\$/tCO}_2$)	Número de Medidas	Potencial Bruto ¹ de Abatimento (MtCO ₂)
$C \leq 0$	29	4,35
$0 < C \leq 10$	36	3,63
$10 < C \leq 50$	74	24,76
$50 < C \leq 100$	33	3,17
$C > 100$	28	7,67
Total	200	43,58

¹ Desconsidera a receita do combustível/electricidade 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, o mesmo 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.

No Anexo E são apresentadas todas as medidas analisadas, com seus respectivos potenciais e custos de abatimento calculados.

3.3 BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

Os biocombustíveis líquidos são tratados neste relatório como opções de mitigação das emissões associadas à combustão de derivados de petróleo, especialmente diesel e gasolina.

A análise de biocombustíveis comprehende as instalações de produção de ésteres alquilados de ácidos graxos (biodiesel), as instalações de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, incluindo processos produtivos a partir de material lignocelulósico, bem como produção de biocombustíveis líquidos via Síntese de Fischer-Tropsch (FT), mais especificamente o diesel.

É crucial também enfatizar que tanto a produção de biodiesel como de etanol, e diesel de FT 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

3.3.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

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. Em 2013, o consumo final de óleo diesel foi 57,4 milhões m³, dos quais 83% foram demandados pelo setor de transportes, 12% pelo setor agropecuário, 3% pela geração de eletricidade em sistemas isolados e 2% pela indústria (EPE, 2014). No setor dos transportes, o modo rodoviário consome a quase totalidade do diesel (97%), sendo os modos ferroviário (3%) e hidroviário (1%) residuais.

Para atender a esta demanda, o Brasil possui 59 plantas produtoras de biodiesel em operação (fevereiro 2015) (ANP, 2015a), o que equivale a uma capacidade total compilada pela ANP de 21.507 m³/dia. Além destas, encontra-se em curso a construção de uma nova planta e a expansão de outras três. Após a sua conclusão, prevê-se um acréscimo de 5% da capacidade total de produção de biodiesel para um total de 22.532 m³/dia. A maior parte da capacidade instalada encontra-se estrategicamente localizada nas regiões Centro-Oeste (45%) e Sul (34%), o que coincide com as

maiores áreas de cultivo de soja e também com os maiores centros urbanos, onde está localizada a maior parte da demanda de diesel no país (ANP, 2015a).

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, 2015a). 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).

No que concerne aos óleos residuais, apesar de serem economicamente atrativos e solucionarem o problema ambiental associado ao seu descarte, os mesmos encontram-se ainda em fase de amadurecimento devido a sua heterogeneidade, impurezas e elevado teor de ácidos graxos e água, os quais dificultam o processo de transesterificação para a produção de biodiesel (Yaakob et al., 2013; Torres et al., 2013; Talebian-Kialaieh et al., 2013).

Em relação aos óleos vegetais, além do óleo de soja, também são utilizados o óleo de palma e o de girassol. Neste contexto, o Brasil é o 11º maior produtor mundial de cachos de palma e o 14º em termos de área plantada, contando com 113 milhares de ha colhidos em 2012 (FAO, 2014; IBGE, 2014). Além disso, nas últimas décadas, verificou-se uma expansão da área de plantio de palma, principalmente na região Norte, com um acréscimo de 81% de área plantada, e no Nordeste, com um aumento de aproximadamente 40%. Porém, com o objetivo de evitar potenciais consequências no desmatamento do bioma da Amazônia e promover os benefícios ambientais do seu cultivo através de programas de agricultura familiar, o governo desenvolveu diversos programas para promover o cultivo sustentável de palma, como o Zoneamento Agroecológico da Palma de Óleo (ZAE Dende), o qual limitou o cultivo de palma a somente áreas com condições de clima e solo aptas e em regiões antropizadas sem restrições ambientais, contabilizando um total 31,8 milhões de hectares disponíveis, i.e., somente em 3,7% do território nacional (Jardine et al., 2009). 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).

O óleo de girassol, como mencionado anteriormente, é outra matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel no Brasil, porém sua produção não é expressiva. Na safra de 2014/2015, previsões da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2015) indicam uma área plantada de 119 mil ha, contando com uma produção de 183 mil toneladas de semente de girassol. A maior representatividade da cultura situa-se na região Centro-Oeste, contando com 89% do total da produção nacional.

No que diz respeito à gordura animal, proveniente de sebo bovino, banha de suínos, gordura de frango e óleo de peixe, entre outros, a mesma apresenta vantagens econômicas pois é adquirida a um custo reduzido. Em termos de qualidade do biodiesel produzido, esta matéria-prima também revela vantagens, já que o biodiesel de óleos animais apresenta elevado número de cetano, maior estabilidade

à oxidação e menor índice de iodo final (Barros e Jardine, 2014). 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, 2015a). O Brasil apresenta, no entanto, um potencial de geração de biodiesel a partir de gorduras animais, bastante superior ao atualmente utilizado. Segundo Barros e Jardine (2009), produzem-se cerca de 0,8 milhões de toneladas de sebo bovino anualmente, das quais 50% são destinadas à produção de biodiesel (MAPA 2014), com um potencial de geração entre 260 e 320 mil litros de biodiesel. Neste sentido, cabe mencionar que apesar da matéria-prima apresentar um custo reduzido, o processo de produção é mais sofisticado e apresenta altos custos devido à necessidade do processo de catálise ácida. Logo, poderíamos ter mais biodiesel sendo produzido a partir de gordura animal, porém tais barreiras impedem tal expansão.

A utilização de óleos residuais de cozinha para a produção de biodiesel, derivados de atividades industriais e dos setores residencial e comercial, também ocorre no Brasil. A indústria de produção de biodiesel surge assim como um mercado alternativo para a utilização deste resíduo, agregando-lhe valor e simultaneamente fornecendo uma alternativa ao seu descarte impróprio. Porém, estes resíduos têm uma localização difusa e o custo de sua coleta é bastante elevado, tornando muitas vezes a sua valorização desinteressante do ponto de vista econômico e logístico. Segundo o boletim mensal disponibilizado pela ANP (2015a), a produção de biodiesel a partir de óleos residuais constitui menos de 1% do total de biodiesel produzido, mas tem sofrido uma grande expansão nos últimos anos. Entre 2010 e 2014, a produção de biodiesel a partir de óleos usados cresceu de 5 para 38 milhões de litros (MAPA, 2014).

Novamente, cabe mencionar que as emissões provenientes da produção de biocombustíveis são analisadas pelo setor de uso do solo e setor agropecuário.

3.3.1.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS (MTD)

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. Tais alternativas estão descritas a seguir.

3.3.1.2.1 TRANSESTERIFICAÇÃO POR ROTA ETÍLICA

Esta tecnologia consiste em substituir o metanol, utilizado no processo de transesterificação, pelo álcool etílico. Tal substituição poderia potencialmente reduzir a dependência de importações do Brasil de metanol derivado da reforma a vapor de gás natural, bem como mitigar as emissões de dióxido de carbono providentes da queima de um biodiesel transesterificado com metanol. O sistema de produção é análogo ao da rota metílica. No entanto, segundo Lora e Venturini (2012) trata-se de um processo

mais lento e com maior dificuldade de separação das fases dos produtos (biodiesel, etanol e glicerina). Deste modo, é necessária uma maior quantidade de etanol para que a transesterificação ocorra. Além disso, a rota etílica ocorre a temperaturas superiores às da rota metílica, o que implica num elevado consumo de energia durante a transesterificação.

Schaeffer et al. (2015) estimam que o custo de investimento desta tecnologia seja nulo em relação à tecnologia convencional. Porém, caso a presente tecnologia não seja implementada como uma substituição, e sim como uma tecnologia inicial, o estudo prevê custos de investimento de aproximadamente R\$ 46 milhões, ou seja, o mesmo valor estimado para o investimento em tecnologia convencional. Ainda, custos de operação e manutenção são previstos em R\$ 249 milhões (Schaeffer et al., 2015).

O custo nivelado de energia³⁴ calculado atingiu R\$2,28 por litro ou R\$ 362 por barril, cerca de 20% superior ao da tecnologia convencional. A redução de emissões associada a este combustível diz respeito ao próprio diesel mineral. As emissões do diesel mineral correspondem a 74,1 tCO₂/TJ. Considerando que as emissões da combustão do biodiesel da rota etílica são diretamente compensadas no uso do solo (havendo emissões para fase agrícola que fogem ao escopo deste estudo), e considerando que o biodiesel tem um PCI cerca de 11% menor em base mássica do que o diesel mineral, tem-se uma mitigação de cerca de 0,0024 tCO₂/L equivalente de diesel.

3.3.1.2.2 PURIFICAÇÃO DO BIODIESEL POR MEMBRANAS

Após a transesterificação dos óleos crus o biodiesel gerado contém água e diversas impurezas, como vestígios de álcoois, catalisador, acilglicerídios, sabões e sais. Na maioria dos casos, a presença de impurezas reduz a qualidade do biodiesel, influenciando o desempenho do motor e as emissões de poluentes atmosféricos locais (Stojkovic et al., 2014). Assim, o biodiesel tem de obedecer a exigentes requisitos de qualidade definidos pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Em escala comercial, o biodiesel é purificado por uma lavagem com água deionizada ou solventes orgânicos. A lavagem a seco é também comumente utilizada através de processos de adsorção com gel de sílica ou troca iônica. Trata-se de processos simples e econômicos, porém nem sempre a qualidade do biodiesel é satisfatória (Atadashi, Aroua, Abdul Aziz, et al., 2011; Shuit et al., 2012). Por este motivo, a separação por membranas pode também ser aplicada com o intuito de melhorar a qualidade do biodiesel (Atadashi, Aroua, Abdul Aziz, et al., 2011; Atadashi, Aroua & Aziz, 2011; Atadashi, Aroua, Aziz, et al., 2011; Stojkovic et al., 2014).

³⁴ É calculado contabilizando todos os custos esperados ao longo da vida de uma usina, incluindo construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros, incentivos e inflação. O valor total é dividido pela quantidade de biodiesel produzida durante a vida útil do sistema.

Esta tecnologia envolve a utilização de uma barreira seletiva para regular a taxa de transferência de massa de componentes presentes em substâncias através da sua permeabilidade (Atadashi et al., 2011; Shuit et al., 2012). No caso específico do biodiesel, a membrana tem um papel importante ao remover o glicerol do produto final (biodiesel) e ao reter os triglicéridos dentro da barreira.

Uma desvantagem desta tecnologia está associada ao potencial aumento de custo de produção de biodiesel (Shuit et al., 2012; Bankovic – Ilic et al., 2014).

Schaeffer et al. (2015) estimam custo de investimento de aproximadamente R\$ 49 milhões, e, segundo os autores, tal valor se deve à aquisição de um reator por membranas para uma separação e purificação mais eficiente do biodiesel. Custos de operação e manutenção de cerca de R\$ 203 milhões também são previstos (Schaeffer et al., 2015).

O custo nivelado de energia calculado foi de R\$ 1,87 por litro ou R\$ 297 por barril. A redução de emissões novamente está associada ao diesel mineral e segue o fator estimado no item anterior.

3.3.1.2.3 CRAQUEAMENTO TÉRMICO CATALÍTICO

A pirólise ou craqueamento térmico é o processo desoxigenação e isomerização com hidrogênio que sintetiza moléculas de triglicerídios a altas temperaturas ($> 450^{\circ}\text{C}$) na ausência de oxigênio, formando moléculas menores com propriedades muito semelhantes às dos hidrocarbonetos do óleo diesel. O combustível obtido pelo craqueamento de óleos vegetais e gorduras não é considerado biodiesel pela nomenclatura internacional, mas sim denominado frequentemente de *green diesel* ou óleo vegetal hidrogenado. Diversos catalisadores, designadamente o óxido de alumínio, óxidos de silício, óxidos de molibdênio, níquel suportado em alumina, zeóliticas ácidas, ácido fosfórico suportado em sílica, alumina dopada com óxidos metálicos (estanho e zinco) e vários outros constituídos à base de sílica estão sendo desenvolvidos com vista a otimizar as condições do craqueamento e alterar a composição dos produtos finais. Assim, antevê-se que, no futuro, a demanda de energia possa vir a ser reduzida e consequentemente os custos de produção de tornem mais acessíveis.

No Brasil, a empresa Fibria desenvolve, em parceria com a Ensyn, rotas tecnológicas de aproveitamento de biomassa de florestas dedicadas de eucalipto para a produção de *green diesel*. No final do ano de 2014, iniciou-se o processo de licenciamento para a construção de uma usina em Aracruz, no Estado de Espírito Santo (Valor Internacional, 2013). De acordo com Ensyn (2015), o projeto básico da usina já está completo e, na primeira metade do ano de 2016 deu-se início ao projeto detalhado e às obras.

Schaeffer et al. (2015) estimam custos de investimento da ordem de R\$ 520 milhões para esta tecnologia, principalmente devido à aquisição e instalação das unidades pirólise e hidrotreatamento e à instrumentação de controle do sistema de operação. Custos operacionais são de aproximadamente R\$ 130 milhões (Schaeffer et al., 2015).

O custo nivelado de energia calculado foi de R\$ 1,84 por litro ou R\$ 292 por barril. Novamente, segue-se aqui o valor de redução de emissão de GEE das seções anteriores.

3.3.1.2.4 HIDROTRATAMENTO

Alternativamente ao craqueamento térmico, o óleo cru pode ser diretamente co-processado com óleo diesel em unidades de refino convencionais. Nesta rota tecnológica, o óleo cru vegetal ou animal é misturado a uma corrente intermediária do refino e a mistura é hidrogenada em uma unidade de hidrotratamento, resultando na geração de um diesel de qualidade e também na produção de coprodutos (água, CO, CO₂ e hidrocarbonetos leves) (Szklo et al., 2012). Previamente ao hidrotratamento e desoxigenação dos óleos vegetais, estes sofrem um pré-tratamento para remover impurezas e metais alcalinos e para hidrogenar as cadeias insaturadas de ácidos graxos (Bezergianni & Dimitriadis, 2013). As propriedades físico-químicas do diesel H-Bio dependem especificamente do tipo de óleo cru a ser processado e das condições de pressão e temperatura da unidade de hidrotratamento. Contudo, pode-se afirmar, de um modo geral, que o diesel H-Bio apresenta um elevador teor de cetanos (50-101) e poder calorífico (entre 43,3 e 47 MJ/kg) e baixo teor de enxofre (3-13ppm) e aromáticos livres (0,1-1,2%) (Bezergianni & Dimitriadis, 2013). Por este motivo, o H-Bio é um combustível de melhor qualidade e com menor fator de emissão de poluentes durante a sua combustão do que o diesel convencional.

No Brasil essa rota tecnológica foi desenvolvida pela Petrobras e denominada de *H-Bio*. De acordo com o plano decenal de expansão de energia para 2022 (EPE, 2013), as refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN procederam a adaptações para produzir H-Bio a partir de óleos crus vegetais e animais. Contudo, essa rota tecnológica não está sendo adotada na atualidade, visto que há limite nas unidades de HDT-I para processar cargas além do óleo leve de reciclo (LCO) oriundo de unidades de FCC e gasóleo de coque oriundo de coqueamento retardado (Szklo et al., 2012).

Em termos de combustão, considerando a compensação no uso do solo (absorção do CO₂), o H-Bio tem o mesmo PCI (Poder Calorífico) do diesel. Logo, o H-Bio compensa em L a emissão em kg CO₂ do diesel mineral que ele substitui. Sendo assim, dado o PCI do diesel, as emissões evitadas com o uso do H-BIO são estimadas em 0,003 tCO₂ por litro.

Além disso, na produção do H-BIO há emissões associadas à geração do H₂. De acordo com cálculos realizados, estima-se que estas sejam de aproximadamente 0,001 tCO₂/ bbl H-BIO.³⁵ Como resultado, o H-Bio abateria 0,002 tCO₂ por litro equivalente de diesel mineral.

³⁵ Nesta estimativa, assumiu-se o uso do HDT-I para estabilizar e desidroxigenar o óleo vegetal. Trata-se de um HDT severo com consumo de hidrogênio na ordem de 17 Nm³/bbl de carga. Assumindo-se um rendimento de 97% (mássico) no HDT-I e que a origem do hidrogênio é a reforma auto-térmica do gás natural, tem-se o consumo específico da reforma em 3,8 Gcal/Nm³ H₂. Com isto, obtém-se o fator de emissão (processo e energia) da produção de hidrogênio associado ao H-Bio.

O custo de investimento desta tecnologia é estimado em R\$ 65 milhões (Schaeffer et al., 2015). O mesmo é repartido entre a aquisição do reator do hidrotratamento, instrumentação de controle do sistema de operação e construção e instalação de equipamentos. Custos de operação são de cerca de R\$ 609 milhões, devido principalmente ao consumo de hidrogênio (57%) e aquisição das matérias-primas oleaginosas (36%) (Schaeffer et al., 2015). O custo nivelado de energia calculado foi de R\$ 2,39 por litro ou R\$ 380 por barril.

3.3.2 ETANOL

3.3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

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. Em janeiro de 2015, o Brasil contava com 373 unidades produtoras de etanol, das quais aproximadamente 230 (62% do total) eram anexas e as restantes eram autônomas (ANP, 2015b). Segundo a ANP (2015c), a capacidade total instalada e autorizada destas usinas era de aproximadamente 197 mil m³ diários de etanol hidratado e 101 mil m³ de etanol anidro. Esta capacidade será acrescida com a implantação de 10 novas usinas já autorizadas a operar, perfazendo um total diário de 9,8 mil m³ de etanol.

Na safra de 2014/15, obteve-se uma colheita de 9,0 milhões de ha, o que equivale a 642 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, um aumento de 193 milhares de ha, equivalente a 2% relativamente à safra anterior (CONAB, 2015). Este aumento concentrou-se principalmente nos estados com maior aumento de novas unidades geradoras, designadamente São Paulo, Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas Gerais e Paraná.

A cana-de-açúcar é a matéria-prima utilizada na quase totalidade das usinas (97,4%), destacando-se uma nova unidade de segunda geração atualmente em construção. Esta usina explorada pela Bioflex Agroindustrial S/A, em São Miguel dos Campos, no Estado de Alagoas, processa cerca de 250 m³ diários de etanol anidro a partir de excedentes de cana e bagaço.

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).

O processo de produção de etanol combustível é semelhante ao de produção de bebidas alcoólicas destiladas. Normalmente, o processo passa por um pré-tratamento para a extração de açúcares, seguido da fermentação destes e, por fim, destilação e purificação do produto final. A rota tecnológica específica, contudo, depende do tipo de matéria-prima a ser utilizada. O rendimento industrial por

tonelada de cana processada é, em média, de 100 kg de açúcar refinado e 23 litros de etanol hidratado produzido a partir de melaço, no caso das usinas mistas. Considerando o processamento de etanol em usinas dedicadas, pode-se obter até 86 litros de etanol hidratado por tonelada de cana processada. As perdas totais de teor de açúcar são de cerca de 14%, principalmente durante a fase de extração e na lavagem da cana.

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, pois apresenta um elevado teor de matéria orgânica e potássio. Por seu turno, o bagaço e filtro de torta são 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, o que se deve, por um lado, à perda de competitividade de setor devido a condições climáticas adversas e, por outro, à introdução das tecnologias de colheita mecanizada. Além disso, segundo analisado por Rathmann et al. (2010), a expansão da demanda de áreas agrícolas, em particular na região do Centro-Oeste, precipitou a subida do custo de produção dos canaviais devido ao aumento do custo de arrendamento das terras. Ainda, face à crise, os produtores não estão substituindo os canaviais ao fim do período de seis anos, o que tem levado a uma redução da produtividade da cana. Por outro lado, entre 2011 e 2014, o governo federal alterou a sua política de preços para alguns derivados de petróleo, em particular para a gasolina, levando a que, ex-refino, fossem remunerados a valores inferiores que seus custos de produção e ou importação, como forma de conter a subida da inflação. Assim, a margem de lucro da indústria de etanol sofreu uma redução significativa. Segundo a UNICA (2014a), entre 2008 e 2014, sessenta e seis usinas suspenderam ou fecharam suas atividades na região Centro-Sul, com uma redução de oitenta mil postos de trabalho.

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 ao crescer.

3.3.2.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS (MTD)

Nesta seção são apresentadas as possíveis rotas tecnológicas para a geração de etanol. Elas 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.

Como sempre, enfatiza-se que as emissões associadas ao uso do solo não pertencem a este relatório, que enfatiza as instalações energéticas.

3.3.2.2.1 ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A GERAÇÃO DE ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR

A produção de etanol de cana é um processo com maturidade tecnológica e cuja eficiência de conversão pode atingir aproximadamente 80-90% frente ao rendimento mássico teórico. Porém, existe uma série de melhorias técnicas que estão atualmente sendo avaliadas, de forma a aperfeiçoar os processos, aumentar a eficiência de conversão de açúcares e reduzir o consumo energético. Sendo assim, a seguir são apresentadas, brevemente, as melhores tecnologias disponíveis para a produção de etanol de cana-de-açúcar.

3.3.2.2.2 EXTRAÇÃO POR DIFUSÃO

Nesta tecnologia, os difusores processam a cana picada e desfibrada em lavagens com água aquecida (75-80°C) (Antonio Bizzo et al., 2014) em contracorrente e, assim, o caldo é separado por difusão e lixiviação. Os difusores mais comumente utilizados são de percolação, em que a água e o caldo quente são recirculados na direção oposta a das impurezas a serem removidas. Por sua vez, o bagaço é separado através de um rolo de secagem. Esta alternativa acarreta vantagens do ponto de vista de eficiência de extração de açúcares, com extração de açúcar superior a 98% (Rein, 2007 apud Dias, 2011). Além disso, os difusores apresentam menor consumo de energia, menor desgaste do equipamento e menor quantidade de sólidos no caldo.

3.3.2.2.3 CONCENTRAÇÃO DO CALDO EM EVAPORADORES DE MÚLTIPLO EFEITO

Após a decantação e filtração do caldo, este passa por um processo de evaporação para obter uma concentração do teor de açúcares adequada para o processo fermentativo (Ensinas et al., 2007). No Brasil, comumente se aplicam os evaporadores de simples efeito (Dias et al., 2012), contudo os evaporadores de efeito múltiplo com quatro a cinco estágios permitem a redução do consumo de vapor e assim aumentar a eficiência de geração do processo.

3.3.2.2.4 OTIMIZAÇÃO DA FERMENTAÇÃO ALCOÓLICA

Apesar de a fermentação alcoólica ser um processo biológico amplamente conhecido, a maioria de perdas de açúcares durante o processo de conversão de etanol ocorre nesta etapa. Assim, em uma cadeia de produção otimizada é possível rever a tecnologia existente e processamentos a montante que permitam atingir uma eficiência de conversão de até 91,5%, face à fermentação convencional com eficiência de até 90,0% (CGEE, 2009). Segundo CGEE (2009), as melhorias incluem melhoramento do tratamento do caldo e remoção de impurezas, introdução de uma dupla centrifugação para eliminar micro-organismos contaminantes, otimização dos sistemas de arrefecimento dos tanques fermentadores para manter uma temperatura constante de 30°C, reativação do fermento para garantir maior estabilidade operacional, eliminação do uso de ácido sulfúrico e antibióticos que inibem a ação das leveduras.

3.3.2.2.5 PURIFICAÇÃO POR ADSORÇÃO COM PENEIRAS MOLECULARES

Este processo consiste na criação de um leito de zeólitas constituído por peneiras moleculares que absorvem a água presente no etanol hidratado.

As vantagens dele incluem a produção de um produto final de elevada quantidade sem contaminação por solventes e redução das perdas no processo de desidratação através da reciclagem da corrente hidroalcoólica. Some-se a isso o fato de que o consumo de vapor do processo é significativamente menor do que o da destilação azeotrópica, aproximadamente 0,6 kg de vapor (6 bar) por litro de etanol processado (Dias et al., 2012).

3.3.2.2.6 GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE VINHAÇA³⁶

Cada litro de etanol processado gera entre 10 a 15 litros de vinhaça³⁷ (Macedo, 2007). Este efluente líquido é rico em matéria orgânica (DOB aproximadamente de 5,0 g por litro), potássio, cálcio e magnésio, sendo por isso aplicado em campos de cultivo de cana-de-açúcar (Christofeletti et al., 2013). Uma forma alternativa de valorização da vinhaça é a biodigestão anaeróbia, que permite a geração de biogás que pode alimentar caldeiras a gás e gerar energia para o processo de produção de etanol. Este é um processo biológico que ocorre na ausência de oxigênio quando bactérias decompõem matéria orgânica em uma mistura de metano, dióxido de carbono, hidrogênio, nitrogênio e sulfeto de hidrogênio.

3.3.2.2.7 ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A GERAÇÃO DE ETANOL CELULÓSICO

Além do etanol produzido a partir de cana-de-açúcar, os resíduos secos gerados, isto é, as palhas agrícolas, bagaço e torta de filtro, podem ser direcionados para a geração de etanol celulósico, aumentando assim a produtividade da produção de etanol e agregando valor ao processo como um todo. Atualmente três rotas prioritárias estão sendo adotadas, incluindo: rota com ácido diluído, rota com ácido concentrado, e rota enzimática.

A hidrólise ácida diluída e concentrada decorre em duas etapas distintas para degradar as cadeias de hemicelulose e de celulose. A primeira etapa envolve a catálise da hemicelulose. A segunda fase corresponde à hidrólise da fração celulósica expondo as cadeias a temperatura e pressão altas. Por sua vez, a hidrólise enzimática é processada com enzimas celulases que sintetizam as longas cadeias polissacarídeas da celulose para produzir açúcares simples.

A hidrólise ácida diluída apresenta um estado de maturação mais avançado, mas revela menores rendimento (50-70%). Já a hidrólise ácida concentrada apresenta rendimentos superiores, mas

³⁶ Vale ressaltar que esta medida não é aditiva à medida anteriormente apresentada.

³⁷ Desde que se mantenha a destilação azeotrópica.

acarreta problemas relacionados com formação de inibidores à fermentação e corrosão de equipamento. Por fim, a hidrólise enzimática apresenta rendimentos altos (75-85%) e antevê-se uma otimização do processo para atingir rendimento da ordem dos 85 a 95%. Além disso, ao se evitar a utilização de ácidos obtém-se vantagens econômicas e também redução de impactos ambientais dos efluentes líquidos do processo.

Segundo Hamelinck et al. (2005), no futuro próximo, os custos de produção de etanol celulósico têm tendência a se reduzir com a otimização dos processos. No curto prazo, antevê-se que a hidrólise enzimática com pré-tratamento com ácido diluído estará num nível comercial. Os autores estimaram que estes processos poderão recuperar da biomassa celulósica aproximadamente 35% da energia sob a forma de etanol e 38% incluindo o aproveitamento de energia elétrica da lignina, com custos de cerca de US\$ 136/bbl ou US\$ 0,86/litro. Por sua vez, a longo prazo e com uma configuração de CBP a recuperação de etanol poderia atingir entre 47% e 52%, incluindo também a valorização da lignina, a um custo de US\$ 56/bbl ou US\$ 0,35/litro.

De acordo com UNICA (2012), um hectare (ha) de cana gera em torno de 85 litros de etanol. Com o celulósico, possibilita-se um aumento na produtividade de 25 a 30 litros por ha. Sendo assim, considerando-se conservadoramente que a partir de cada ha de cana possa-se produzir mais 25 litros de etanol, e considerando que a produção de etanol pode abater mais a emissão de gasolina, calculam-se emissões evitadas de aproximadamente 56 kgCO₂³⁸ por ha de cana.

No Brasil, uma usina recentemente iniciou operações para produção de etanol celulósico. A unidade situa-se em São Miguel dos Campos, no Estado de Alagoas, e tem capacidade para processar 82 milhões de litros anuais (SINDAÇÚCAR-AL, 2013). Uma segunda usina, operada pela Raízen, está em construção anexa à Usina Costa Pinto em Piracicaba, no Estado de São Paulo. Esta unidade está dimensionada para produzir 40 milhões de litros por ano (DAUSIN, 2014). Até 2024, o grupo Raízen tem planos para construir sete novas usinas de etanol celulósico.

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 2^a geração), como opção de mitigação ao diesel mineral, a partir da conversão termoquímica de resíduos de eucalipto.

O processo inicia com o pré-tratamento da biomassa, que tem por objetivo aumentar sua densidade a partir da redução do tamanho das suas partículas e umidade. Esse processo é fundamental para facilitar a logística da matéria-prima e assegurar seu fornecimento contínuo, tendo em vista sua

³⁸ O fator de emissão da gasolina utilizado foi de 2,269 kgCO₂/litro (MME, 2011).

natureza heterogênea. Os processos de torrefação e peletização são as principais tecnologias utilizadas para o pré-tratamento da biomassa. A torrefação transforma a biomassa em um combustível sólido de maior qualidade através da submissão da biomassa a condições moderadas de processo (200-300°C) em atmosfera inerte por um período de tempo da ordem de minutos. Este processo promove a destruição da estrutura fibrosa da biomassa e aumenta seu poder calorífico. O processo de peletização, densificação na qual o produto são pellets, consiste basicamente de cinco operações: ajuste do teor de umidade, moagem da biomassa crua, condicionamento da carga intermediária, compactação e resfriamento. Os principais parâmetros que influenciam o processo são o teor de umidade, a temperatura, o tamanho de partícula, as dimensões dos orifícios na matriz da peletizadora, a pressão de peletização e a composição da biomassa e presença de aditivos (STELTE, 2011). A qualidade final dos produtos é dada pelas suas dimensões, densidade, poder calorífico, teor de umidade, teor de finos, durabilidade mecânica e pelo conteúdo e comportamento das cinzas (PRVULOVIC ET AL., 2014). Em seguida, a biomassa pré-tratada é submetida a gaseificação, processo que ocorre a altas pressões e temperaturas e com volume controlado de oxigênio, para produzir o gás de síntese, constituído por uma mistura de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂). O gás de síntese é então resfriado e segue para as etapas de limpeza e otimização de composição, onde são removidos contaminantes e ajusta-se a razão H₂:CO, através da reação de *water-gas shift* (WGS) (MEERMAN ET AL., 2011).

A etapa de remoção de enxofre, também denominada “*Acid Gas Removal*” (AGR), objetiva a remoção de compostos sulfurados do gás de síntese, tais como H₂S. Adicionalmente, a unidade de remoção de enxofre resulta na separação de corrente rica em CO₂. O gás de síntese “doce”, ou seja, praticamente livre de enxofre (concentração final em 0.1 a 1 ppm S), passa então à conversão via Síntese de Fischer-Tropsch.

A Síntese de Fischer-Tropsch converte o gás de síntese em alkanos 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 (C1-C4), nafta ou gasolina (C5-C11), diesel (C12-C20), ceras leves (C21-C30) e ceras pesadas (C31+). Os gases tendem a ser reciclados para turbinas a gás. As ceras passam ao hidrocraqueamento e os produtos passam por upgrades para maximizar os produtos de interesse, normalmente diesel e gasolina (MEERMAN ET AL., 2011), ou biojet.

Para a etapa de gaseificação, Meerman et al. (2011) consideraram o gaseificador de leito de arraste, em função especialmente da necessidade de gerar um gás de síntese de alta qualidade, operando a altas temperaturas (acima de 1500°C) e pressão (20–70 bar). As altas temperaturas são atingidas através do suprimento de oxigênio puro proveniente de uma unidade de separação de ar (ASU).

A Tabela 76 apresenta os principais dados técnicos e econômicos relativos à rota FT-BTL diesel, a partir de resíduos de eucalipto, de acordo com Schaeffer et al. (2016).

Tabela 76 - Dados técnicos e econômicos da rota FT-BTL diesel

FT-BTL Diesel (sem captura de carbono)	
Input primário	
Biomassa lignocelulósica TOPS (kt/ano)	978
Biomassa lignocelulósica TOPS (PJ/ano)	20,1
Output primário	
Eletricidade (PJ/ano)	2,6
Gasolina (PJ/ano)	1,5
Diesel (PJ/ano)	7,7
Dinâmica tecnológica	
Vida útil (anos)	25
Tempo de construção (anos)	5
Eficiência (%HHV)	59,1
Custos de Referência	
Investimento Capital Total (R\$)	4.675.100.000,00
O&M (R\$/ano)	187.000.000,00
Custos Nivelados (R\$/L)	3,15
Custos Contingenciados (Fator de Contingência = 100%)³⁹	
Investimento Capital Total (R\$)	9.350.200.000,00
O&M (R\$/ano)	374.008.000,00
Custos Nivelados (R\$/L)	6,30
Restrições tecnológicas	
Capacidade (MW _{HHV} coal eq.)	1000
Produção de Líquidos FT (GJ/ano)	9,2
Produção de Eletricidade (GJ/ano)	2,6
Novas capacidades (MW/ano)	100
Balanço de Carbono	
C emitido (ktC/ano)	338
C no produto (ktC/ano)	163

Fonte: Schaeffer et al. (2016).

³⁹ Custos de contingência representam custos não especificados, adicionados aos custos de referência com o enredo de cobrir incertezas na implementação de um determinado projeto (HOFFMANN 2010). Para o caso deste estudo, o fator de contingência aplicado (100%) busca salvaguardar a estimativa de custos, essencialmente por se tratar de tecnologia inovadora.

No estudo de Schaeffer et al. (2016) também se analisa a possibilidade de produção de diesel de FT com captura de carbono. A configuração considerada consiste em: (i) unidade de dessulfurização e captura de carbono via absorção por solvente físico (Processo Selexol ou Processo Rectisol); (ii) compressor convencional de CO₂.

Os principais dados relativos à rota FT-BTL diesel com inserção da tecnologia de captura de carbono são apresentados na Tabela 77.

Tabela 77 - Dados técnicos e econômicos da rota FT-BTL diesel com captura de carbono

FT-BTL (com captura de carbono)	
Input primário	
Biomassa lignocelulósica TOPS (kt/ano)	978
Biomassa lignocelulósica TOPS (PJ/ano)	20,1
Output primário	
Eletiocidade (PJ/ano)	2,1
Gasolina (PJ/ano)	1,4
Diesel (PJ/ano)	7,8
Dinâmica tecnológica	
Vida útil (anos)	25
Tempo de construção (anos)	5
Eficiência (%HHV)	56,3
Custos de Referência	
Investimento Capital Total (R\$)	5.381.200.000,00
O&M (R\$/ano)	215.200.000,00
Custos Nivelados (R\$/L)	3,63
Custos Contingenciados (Fator de Contingência = 100%)	
Investimento Capital Total (R\$)	10.762.400.000,00
O&M (R\$/ano)	430.496.000,00
Custos Nivelados (R\$/L)	7,26
Restrições tecnológicas	
Capacidade (MW _{HHV} coal eq.)	1000
Produção de Líquidos FT (GJ/ano)	9,2
Produção de Eletiocidade (GJ/ano)	2,1
Novas capacidades (MW/ano)	100
Balanço de Carbono	
C emitido (ktC/ano)	31

FT-BTL (com captura de carbono)	
C no produto (ktC/ano)	162
C capturado (ktC/ano)	307

Fonte: Schaeffer et al. (2016).

Segundo Tagomori (2017) o potencial técnico de produção de diesel de FT no Brasil, atualmente, é de 217.185 TJ/ano e custo nivelado de US\$ 70,68/GJ para plantas sem captura. Em relação às plantas com captura de carbono, este custo seria de US\$ 71,73/GJ. O valor do carbono evitado foi determinado na faixa de US\$ 387,43/tCO₂ 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 DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO

As tabelas a seguir sintetizam as opções de mitigação elencadas neste estudo com base no estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil⁴⁰”. 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: à não-aditividade entre as opções de mitigação; a inconsistências com cenários de preços de combustíveis; e a 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 78), 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).

⁴⁰ 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.

Tabela 78: 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 _{2e} /ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd com 4 tanques
	417.498	125.249	Emissões evitadas: 107,63 ktCO _{2e} /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 _{2e} /ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd com 2 compressores em operação
	4.499.468	55.145	Emissões evitadas: 58,4 ktCO _{2e} /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 _{2e} /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 _{2e} /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 _{2e} /ano	Brasil
	22.560.373	1.128.019	Emissões evitadas: 0,1305 MtCO _{2e} /ano	1 plataforma do pós-sal 100.000 bpd
	21.685.392	1.084.270	Emissões evitadas: 0,1254 MtCO _{2e} /ano	1 plataforma do pré-sal 100.000 bpd
GTL (Gas to liquids)	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/m ²
	46.952.267	2.347.613	-	1 plataforma de 100.000 bpd - 10% Alto – Teor de CO ₂ : 10% e custo da membrana: US\$400/m ²
	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/m ²
	76.048.200	3.802.410	-	1 plataforma de 100.000 bpd - 45% Alto – Teor de CO ₂ : 45% e custo da membrana: US\$400/m ²
CCS – Carbon Capture and Storage				Fonte: Elaboração própria.

Para o subsetor de refino de petróleo, o conjunto de opções de mitigação por tipo de unidade é apresentado na Tabela 79, 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 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.

Tabela 79: Síntese das opções de mitigação do refino de petróleo

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	90%
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	40%
UDA	Instalação de pré-aquecedores de ar nos fornos da UDA	9.84	0.1968	0	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	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	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%
CR	Instalação de novos "internals" na UCR	10.41	0.2082	0.02	0%
CR	Instalação 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	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	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	50%
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (baixo custo)	3.22	0.0644	0.04	40%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ -ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
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	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	80%
HCC	Redução do condensado	0.47	0.0094	0	50%
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (baixo custo)	4.46	0.0892	0	40%
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (alto custo)	21.3	0.426	0	0%
HCC	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor	4.52	0.0904	0	40%
HCC	Melhorias na manutenção das linhas de vapor	4.79	0.0958	0	50%
HCC	Redução da deposição de coque nas superfícies dos tubos do HCC	5.8	0.116	0	50%
HCC	Instalação de fornos eficientes no HCC	7.11	0.1422	0	50%
HCC	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0	0%
HCC	Instalação de pré-aquecedores de ar no HCC	14.07	0.2814	0	0%
HCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor	14.22	0.2844	0	0%
HCC	Instalação de novos "internals" no HCC	16.39	0.3278	0	0%
HCC	Instalação de chillers no topo do HCC	19.06	0.3812	0	0%
HCC	Revamp na distribuição de vapor	21.33	0.4266	0	0%
HCC	Redução da infiltração de ar no HCC (isolamento)	26.94	0.5388	0	0%
HDS G	Instalação de caldeira de recuperação de calor na URE	0	0	0	90%
HDS G	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza	0	0	0.01	80%
HDS G	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0.02	50%
HDS G	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
HDS G	Integração de AGR com unidades ISBL	2.36	0.0472	0.01	80%
HDS G	Aumento da concentração de solvente na AGR	2.37	0.0474	0.02	50%
HDS G	Integração de SWS com unidades ISBL	2.95	0.059	0	80%
HDS G	Revamp na integração de calor da HDT (baixo custo)	3.63	0.0726	0.02	40%
HDS G	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	3.9	0.078	0	50%
HDS G	Substituir drive a vapor por elétricos	4.52	0.0904	0.04	40%
HDS G	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de HDT	4.72	0.0944	0.01	50%
HDS G	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na HDT	5.79	0.1158	0.01	50%
HDS G	Revamp na integração de calor da UPG	6.15	0.123	0	40%
HDS G	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0.12	0%
HDS G	Instalação de pré-aquecedores de ar na HDT	11.45	0.229	0.03	0%
HDS G	Aumento do isolamento das linhas de vapor	11.57	0.2314	0	0%
HDS G	Instalação de novos "internals" na HDT	13.34	0.2668	0.06	0%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ -ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDS G	Instalação de novos "internals" na UPG	14.57	0.2914	0	0%
HDS G	Instalação de chillers no topo da HDT	15.51	0.3102	0	0%
HDS G	Instalação de chillers no topo da UPG	16.95	0.339	0	0%
HDS G	Revamp na integração de calor da HDT (alto custo)	17.34	0.3468	0.01	0%
HDS G	Revamp na distribuição de vapor	17.36	0.3472	0	0%
HDS G	Redução da infiltração de ar na HDT (isolamento)	21.93	0.4386	0.01	0%
HDT D	Instalação de caldeira de recuperação de calor na URE	0	0	0	90%
HDT D	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza	0	0	0	80%
HDT D	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0	50%
HDT D	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
HDT D	Integração de AGR com unidades ISBL	2.36	0.0472	0	80%
HDT D	Aumento da concentração de solvente na AGR	2.37	0.0474	0	50%
HDT D	Revamp na integração de calor da HDT (baixo custo)	3.67	0.0734	0.02	0%
HDT D	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	3.94	0.0788	0	50%
HDT D	Substituir drive a vapor por elétricos	4.52	0.0904	0.01	40%
HDT D	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de HDT D	4.78	0.0956	0	50%
HDT D	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar no HDT D	5.85	0.117	0	50%
HDT D	Revamp na integração de calor da UPG	6.15	0.123	0	40%
HDT D	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0.05	0%
HDT D	Instalação de pré-aquecedores de ar no HDT D	11.58	0.2316	0.01	0%
HDT D	Aumento do isolamento das linhas de vapor	11.7	0.234	0	0%
HDT D	Instalação de novos "internals" no HDT D	13.49	0.2698	0.02	0%
HDT D	Instalação de novos "internals" na UPG	14.74	0.2948	0	0%
HDT D	Instalação de chillers no topo do HDT D	15.69	0.3138	0.01	0%
HDT D	Instalação de chillers no topo da UPG	17.14	0.3428	0	0%
HDT D	Revamp na integração de calor do HDT D (alto custo)	17.54	0.3508	0.01	0%
HDT D	Revamp na distribuição de vapor	17.56	0.3512	0	0%
HDT D	Redução da infiltração de ar no HDT D (isolamento)	22.18	0.4436	0	0%
HDT Q	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0	50%
HDT Q	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
HDT Q	Integração de AGR com unidades ISBL	2.36	0.0472	0	80%
HDT Q	Aumento da concentração de solvente na AGR	2.37	0.0474	0	50%
HDT Q	Revamp na integração de calor da HDT Q (baixo custo)	4.25	0.085	0.01	0%
HDT Q	Substituir drive a vapor por elétricos	4.52	0.0904	0.02	40%
HDT Q	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	4.56	0.0912	0	50%
HDT Q	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de HDT Q	5.53	0.1106	0	50%
HDT Q	Revamp na integração de calor da UPG	6.15	0.123	0	40%
HDT Q	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na HDT Q	6.78	0.1356	0	50%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ -ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT Q	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0.01	0%
HDT Q	Instalação de pré-aquecedores de ar na HDT Q	13.41	0.2682	0.01	0%
HDT Q	Aumento do isolamento das linhas de vapor	13.55	0.271	0	0%
HDT Q	Instalação de novos "internals" na HDT Q	15.62	0.3124	0.01	0%
HDT Q	Instalação de novos "internals" na UPG	17.07	0.3414	0	0%
HDT Q	Instalação de chillers no topo da HDT Q	18.17	0.3634	0.01	0%
HDT Q	Revamp na integração de calor da HDT Q (alto custo)	20.31	0.4062	0	0%
HDT Q	Revamp na distribuição de vapor	20.33	0.4066	0	0%
HDT Q	Instalação de chillers no topo da UPG	20.95	0.419	0	0%
HDT Q	Redução da infiltração de ar na HDT Q (isolamento)	25.68	0.5136	0	0%
HDT Q	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza	32.55	0.651	0	0%
HDT N	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0	50%
HDT N	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
HDT N	Integração de AGR com unidades ISBL	2.36	0.0472	0	80%
HDT N	Aumento da concentração de solvente na AGR	2.37	0.0474	0	50%
HDT N	Revamp na integração de calor da HDT N (baixo custo)	3.53	0.0706	0.03	0%
HDT N	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	3.79	0.0758	0	50%
HDT N	Substituir drive a vapor por elétricos	4.52	0.0904	0.02	40%
HDT N	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de HDT N	4.59	0.0918	0.01	50%
HDT N	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na HDT N	5.62	0.1124	0.01	50%
HDT N	Revamp na integração de calor da UPG	6.15	0.123	0	40%
HDT N	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0.02	0%
HDT N	Aumento do isolamento das linhas de vapor	10.65	0.213	0	0%
HDT N	Instalação de pré-aquecedores de ar na HDT N	11.13	0.2226	0.02	0%
HDT N	Instalação de novos "internals" na HDT N	12.96	0.2592	0.02	0%
HDT N	Instalação de novos "internals" na UPG	14.16	0.2832	0	0%
HDT N	Instalação de chillers no topo da HDT N	15.07	0.3014	0.02	0%
HDT N	Instalação de chillers no topo da UPG	16.47	0.3294	0	0%
HDT N	Revamp na integração de calor da HDT Q (alto custo)	16.85	0.337	0.01	0%
HDT N	Revamp na distribuição de vapor	16.87	0.3374	0	0%
HDT N	Redução da infiltração de ar na HDT N (isolamento)	21.3	0.426	0.01	0%
HDT N	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza	32.55	0.651	0.01	0%
HDT I	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0.03	50%
HDT I	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
HDT I	Integração de AGR com unidades ISBL	2.36	0.0472	0.01	80%
HDT I	Aumento da concentração de solvente na AGR	2.37	0.0474	0.03	50%
HDT I	Revamp na integração de calor da HDT (baixo custo)	3.67	0.0734	0.19	0%
HDT I	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	3.94	0.0788	0	50%
HDT I	Substituir drive a vapor por elétricos	4.52	0.0904	0.13	40%

Unidade	Descrição	CAPEX (US\$/GJ)	OPEX (US\$/GJ -ano)	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Cenário (taxa de penetração da tecnologia)
HDT I	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de HDT D	4.78	0.0956	0.04	50%
HDT I	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar no HDT D	5.85	0.117	0.03	50%
HDT I	Revamp na integração de calor da UPG	6.15	0.123	0	40%
HDT I	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H ₂	7.39	0.1478	0.43	0%
HDT I	Instalação de pré-aquecedores de ar no HDT D	11.58	0.2316	0.1	0%
HDT I	Aumento do isolamento das linhas de vapor	11.7	0.234	0.01	0%
HDT I	Instalação de novos "internals" no HDT D	13.49	0.2698	0.16	0%
HDT I	Instalação de novos "internals" na UPG	14.74	0.2948	0	0%
HDT I	Instalação de chillers no topo do HDT D	15.69	0.3138	0.12	0%
HDT I	Instalação de chillers no topo da UPG	17.14	0.3428	0	0%
HDT I	Revamp na integração de calor do HDT D (alto custo)	17.54	0.3508	0.04	0%
HDT I	Revamp na distribuição de vapor	17.56	0.3512	0.01	0%
HDT I	Redução da infiltração de ar no HDT D (isolamento)	22.18	0.4436	0.03	0%
URC	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado	0.47	0.0094	0	50%
URC	Redução do flare	0.86	0.0172	0	20%
URC	Integração de UPG com unidades ISBL	1.97	0.0394	0	80%
URC	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor	2.95	0.059	0	50%
URC	Revamp na integração de calor da URC (baixo custo)	3.66	0.0732	0.01	40%
URC	Redução da formação de coque nas superfícies de tubos de URC	4.76	0.0952	0	80%
URC	Revamp na integração de calor da UPG	5.22	0.1044	0	40%
URC	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na URC	5.83	0.1166	0.01	50%
URC	Aumento do isolamento das linhas de vapor	11.05	0.221	0	0%
URC	Instalação de pré-aquecedores de ar na URC	11.54	0.2308	0.04	0%
URC	Instalação de novos "internals" na URC	13.44	0.2688	0.02	0%
URC	Instalação de novos "internals" na UPG	14.69	0.2938	0	0%
URC	Instalação de chillers no topo da URC	15.63	0.3126	0.02	0%
URC	Instalação de chillers no topo da UPG	17.08	0.3416	0	0%
URC	Revamp na integração de calor da URC (alto custo)	17.47	0.3494	0.02	0%
URC	Revamp na distribuição de vapor	17.49	0.3498	0	0%
URC	Redução da infiltração de ar na URC (isolamento)	22.09	0.4418	0.01	0%

Fonte: Elaboração propria.

Para os biocombustíveis líquidos, as opções de mitigação avaliadas 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 (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).

Tabela 80: 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

Fonte: Elaboração própria.

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

4 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS

Neste capítulo são apresentados, na primeira seção, aspectos sobre a formação de preços e tributos sobre combustíveis. Na seção seguinte, apresenta-se aspectos sobre o financiamento do setor. E, por fim, a última seção discorre sobre as políticas setoriais e seus objetivos e instrumentos para o setor de combustíveis.

4.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTOS SOBRE COMBUSTÍVEIS

O ciclo de 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. Além disso, foi criada a CIDE que se constituiu em novo componente da estrutura de preços dos derivados⁴¹.

Porém, de fato, a liberalização se revelou incompleta. Primeiro porque a Petrobras manteve seu monopólio do refino. Além disso, as vantagens decorrentes da integração vertical criaram argumentos para entender a liderança da BR Distribuidora, subsidiária da Petrobras, no mercado brasileiro de distribuição de derivados. As grandes distribuidoras privadas concentram sua atuação no segmento de distribuição e dependem dos preços e da relação comercial com a Petrobras para preservar ou aumentar suas posições no mercado. Isto decorre das dificuldades objetivas para a importação de derivados (destacadas mais adiante).

Entretanto, além dos ativos em refino e distribuição, cabe destacar a importância da infraestrutura de armazenamento e de logística de movimentação de combustíveis. Como o escoamento de produtos tem como ponto central as refinarias, praticamente toda a infraestrutura e logística (terminais, oleodutos, bases de armazenamento, etc) se concentra também nas mãos da Petrobras, inclusive pelo fato de ser também a principal importadora.

Assim, apesar da abertura e da liberalização de preços de 2002, a condição monopolista da Petrobras no refino não foi alterada em decorrência:

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

⁴¹ A Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) para combustíveis foi criada pela Lei nº 10.336/2001. É incidente sobre a importação e a comercialização de combustíveis derivados. Os recursos devem ser aplicados em: programas ambientais mitigando poluição; subsídios à compra de combustíveis; ou promoção da infraestrutura de transportes.

Desse modo, a liberalização de preços se revelou incompleta, pois não foi acompanhada de medidas estruturais e regulatórias que permitissem ampliar a participação de outros agentes na indústria. A criação da CIDE, um imposto que poderia ser alterado a fim de amortecer os impactos das flutuações do petróleo bruto sobre os preços dos derivados (ou ainda como um imposto ambiental cobrado de forma diferenciada dos derivados do petróleo e do etanol), rapidamente perdeu seu objetivo e foi usado como instrumento macroeconômico de combate à inflação.

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 entre R\$ 98 bilhões (Almeida, Oliveira e Losekann, 2015). Este ponto está fortemente vinculado à deterioração financeira da Petrobras iniciada precisamente neste período.

Em contrapartida, a Petrobras manteve e/ou ampliou as barreiras à entrada de novos agentes econômicos ao praticar uma política de preços sem transparência, previsibilidade e critérios econômicos. Nestas condições, fica inviabilizado o cálculo econômico dos potenciais interessados em entrar no refino e/ou distribuição, ou tão simplesmente participar da oferta doméstica de derivados através de importações.

Como se sabe os riscos do negócio refino são elevados. Para serem parcialmente mitigados, a estratégia da integração vertical das atividades e o controle da infraestrutura e logística surge como elemento crucial para o sucesso da expansão do parque de refino. Tais fatores ampliaram as vantagens absolutas de custo e de escala da Petrobras no setor, inviabilizando a participação de novos agentes na expansão do refino e mesmo na importação.

Ora, 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. Em síntese, **o segmento de refino é marcadamente um monopólio estatal não regulado**, ampliando barreiras à entrada através da estratégia de preços predatórios e/ou sem previsibilidade, praticados pela Petrobras ou pela própria intervenção governamental.

Ao final de abril de 2018, a Petrobras anunciou que irá procurar parceiros para os *clusters* do Sul e do Nordeste, abrindo mão do controle de refinarias e ativos de logística. Este reposicionamento pode provocar uma quebra no monopólio do refino e incentivar a entrada de novos *players* em refino e logística.

O Gráfico 7 abaixo ilustra a ausência de alinhamento dos preços dos derivados domésticos ao comportamento dos preços nos mercados internacionais, usando como referência os preços praticados no mercado americano.



Gráfico 7 - Diferencial de preços dos derivados: mercado doméstico x mercado americano

Fonte: MME e US EIA.

Tal situação é apenas um reflexo da prática de décadas de falta de critérios e transparência na formação dos preços. Preços corretamente alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais e revisados com periodicidade pré-determinada (mensal, bimestral, trimestral, etc..), oferecem transparência tanto para as decisões dos consumidores, quanto para as decisões de investimento das empresas no *downstream*.

Sem transparência e previsibilidade com relação ao comportamento dos preços, se inviabiliza a uma empresa entrante estabelecer um cálculo econômico que aponte uma taxa de retorno adequada num investimento tão intensivo em capital e de longo tempo de maturação, como o requerido na indústria do refino. Logo, não é por acaso que este segmento, sua infraestrutura e a logística para movimentação de produtos permaneçam fortemente concentrados com monopólio da Petrobras. A incerteza com relação ao comportamento dos preços domésticos inibe a entrada de outros agentes.

Algumas mudanças recentes com relação a este ponto podem ser mencionadas. Desde outubro de 2016⁴², a Petrobras vem cumprindo o que fora por ela anunciado em matéria de revisão/reajuste mensal dos preços dos derivados. A partir de 3 julho de 2017⁴³, a frequência de ajustes de preços foi aumentada novamente, podendo ocorrer a qualquer momento, inclusive diariamente. No entanto, se por um lado, ela pode objetivamente servir aos interesses da empresa, por outro, ela é insuficiente, e mesmo perversa, para os interesses da indústria. Isto porque, apesar de sinalizar uma periodicidade mensal, seus pronunciamentos não destacaram os critérios econômicos que irão presidir os reajustes de preços, especialmente os da gasolina e do diesel. Ademais, importa recordar que a Petrobras

⁴²Website Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>

⁴³ Website Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/revisao-da-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>

permanece como monopolista de fato do refino e pode potencialmente exercer seu poder de monopólio inibindo a entrada de novos agentes.

Digno de nota, porém, é o fato de que para alguns derivados, em particular o QAV, a política de preços obedece a critérios de alinhamento ao preço internacional.

Não há dificuldade técnica para desenhar uma política racional de preços para os combustíveis no Brasil. Inúmeros exemplos de aplicação estão disponíveis internacionalmente e suas virtudes e problemas são sobejamente conhecidos. Portanto, 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 nos campos setorial, regulatório e institucional.

Cabe insistir que o que importa é modificar a relação entre o Poder Executivo e a Petrobras no que tange o uso dos preços da gasolina e diesel, em particular, como um instrumento de combate à inflação. Tal relação é, há décadas e sob o comando de diferentes governos, marcada por falta de transparência e de critérios econômicos bem definidos. É indispensável, num processo de restruturação que se anuncia urgente e necessário, introduzir mais racionalidade econômica na política de preços. Cabe lembrar que, como a Petrobras é ainda monopolista no segmento de refino, algum tipo de sinalização clara com relação à fixação dos preços deverá existir a fim de evitar um abuso da posição de monopólio.

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

Isto posto, é possível identificar a estrutura de preços dos combustíveis que é marcada pela incidência de diferentes tipos de contribuições, impostos e tributos. A seguir, são apresentados os principais componentes de preços da gasolina, óleo diesel e etanol hidratado e, na subseção seguinte, a descrição dos tributos incidentes.

4.1.1 TRIBUTOS INCIDENTES SOBRE COMBUSTÍVEIS

Os tributos incidentes sobre combustíveis são:

- Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS
- Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS

- Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP; e
- Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre as operações realizadas com combustíveis – Cide-combustíveis

A seguir, apresenta-se as informações mais relevantes a respeito daqueles tributos.

4.1.1.1 ICMS

De acordo com Lima (2016), as alíquotas do ICMS são estabelecidas pelos governos estaduais e podem ser seletivas por tipo de produto. Quando a comercialização ocorre dentro do Estado, são classificadas em internas, do contrário, são interestaduais, sendo que as internas não podem ser inferiores às interestaduais, exceto por deliberação dos Estados, através de elaboração de convênios no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. O Senado Federal, por sua vez, estabelece as alíquotas máximas aplicáveis nas operações interestaduais.

Os valores do ICMS incidentes sobre os combustíveis derivados do petróleo são recolhidos pelas refinarias pelo regime de substituição tributária, uma modalidade de tributação em que a lei permite que um determinado contribuinte seja indicado pelo recolhimento do ICMS devido por outros contribuintes. A Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 – a “Lei Kandir” -, disciplinou aquele regime, que foi introduzido para facilitar a fiscalização e aumentar a efetividade do sistema de arrecadação do ICMS.

Relativamente aos combustíveis, a substituição tributária ocorre na modalidade “para frente”, de modo que, no caso da gasolina e do óleo diesel, a refinaria, designada como contribuinte substituto, é responsável pelo recolhimento do ICMS relativo às operações subsequentes. No caso do etanol hidratado, o regime de substituição tributária é normalmente efetuado considerando-se a distribuidora como contribuinte substituto. Já 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

Finalmente, o recolhimento do ICMS referente ao Biodiesel se dá da mesma forma que o recolhimento do Etanol Anidro, esse sendo misturado ao óleo diesel pela distribuidora.

4.1.1.2 PIS/PASEP E COFINS

Também conforme Lima (2016), PIS/PASEP e COFINS são encargos federais incidentes sobre a receita bruta das empresas e, como todas as contribuições, não incidem sobre as receitas auferidas

com exportações. As alíquotas *ad valorem* (percentuais) de PIS/PASEP e COFINS devidas pelos produtores e importadores de combustíveis derivados de petróleo são definidas pelo art. 4º da Lei nº 9.718, de 1998, com redação dada pela Lei nº 10.865, de 2004. Contudo, todos eles aderiram ao Regime Especial de Apuração e Pagamento da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS (Recob), um regime monofásico, ou seja, a incidência de PIS/PASEP e COFINS acontece uma única vez sobre a receita bruta do importador ou produtor, sendo zero as alíquotas das etapas posteriores da cadeia (distribuição e revenda).

Os decretos 9.101/2017 e 9.112/2017 alteraram a incidência do PIS/PASEP e Cofins sobre o etanol, passando a viger 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.

4.1.1.2.1 GASTOS TRIBUTÁRIOS

O grupo de desonerações tributárias que se constitui em alternativas às ações políticas de Governo que não são realizadas no orçamento, mas, sim, por intermédio do sistema tributário é denominado “gastos tributários”. Tal grupo de desonerações tem como objetivos: i) compensar gastos realizados pelos contribuintes com serviços não atendidos pelo governo; ii) compensar ações complementares às funções típicas de Estado desenvolvidas por entidades civis; iii) promover a equalização das rendas entre regiões; e/ou, iv) incentivar determinado setor da economia (BRASIL, 2016a).

De acordo com Brasil (2016a), os gastos tributários⁴⁴ 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.
- ii) 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 exerce atividade agropecuária, de cooperativa de produção agropecuária ou de

⁴⁴ A Receita Federal do Brasil utiliza o método de medição de renúncias de “perda de arrecadação”.

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 à COFINS.

- iii) 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 à COFINS.

4.1.1.3 CIDE-COMBUSTÍVEIS

A Cide-combustíveis é uma contribuição - regulamentada pela Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001⁴⁵ - incidente 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 natural⁴⁶. 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.

De acordo com BRASIL (2001), o produto da arrecadação da Cide tem como destino: i) pagamento de subsídios a preços ou transporte de álcool combustível, de gás natural e seus derivados e de derivados de petróleo; ii) financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás; e iii) financiamento de programas de infraestrutura de transportes.

4.1.1.3.1 ISENÇÕES

De acordo com a Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001: Art 3º § 3 A receita de comercialização dos gases propano, classificado no código 2711.12, butano, classificado no código 2711.13, todos da NCM, e a mistura desses gases, quando destinados à utilização como propelentes em embalagem tipo aerossol, não estão sujeitos à incidência da CIDE-Combustíveis até o limite quantitativo autorizado pela Agência Nacional do Petróleo e nas condições estabelecidas pela Secretaria da Receita Federal

⁴⁵ As alterações na Cide-combustíveis, principalmente referentes às alíquotas, são apresentadas no Apêndice A.

⁴⁶ De acordo com BRASIL (2017f): “A Cide-Combustíveis incidente sobre os gases liquefeitos de petróleo, classificados na subposição 2711.1 da NCM, não alcança o gás natural, classificado no código 2711.11.00” (pág. 6).

(Incluído pela Lei nº 10.865, de 2004). O Art. 10 da mesma lei estabelece que são isentos da Cide os produtos, referidos no art. 3º (todos), vendidos a empresa comercial exportadora, conforme definida pela ANP, com o fim específico de exportação para o exterior.

Abaixo, na Figura 7, é possível observar a 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 destas ocorriam em sentido contrário às alterações das alíquotas, até 2004, quando foram extintas pelo Decreto 5.060. Também desde aquele Decreto, foram zeradas as alíquotas de querosene de aviação; demais querosenes; óleos combustíveis com alto e baixo teor de enxofre; 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.

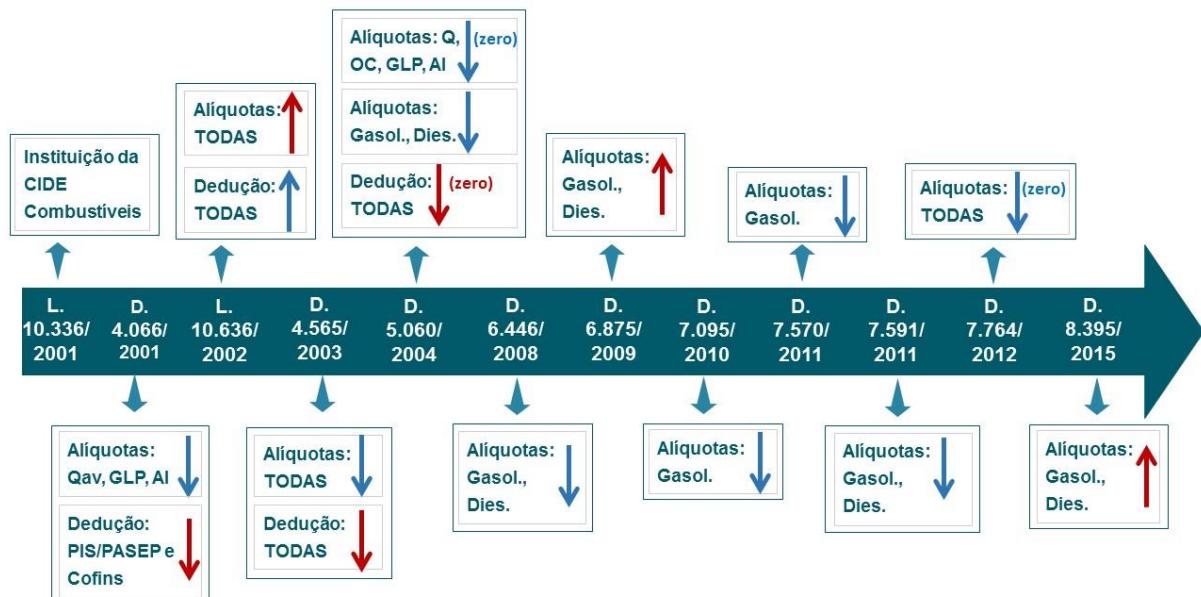


Figura 7 – Evolução da legislação correspondente à Cide-Combustíveis segundo alíquotas⁴⁷

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2001a, 2001b, 2002, 2003, 2004a, 2004b, 2008, 2009, 2010, 2011a, 2011b, 2012, 2015).

Notas: (a) Legendas: Qav. – Querosene de Aviação; Q. – Outros querosenes; GLP. – Gás liquefeito de petróleo; Al. – Álcool etílico combustível; Gasol. – Gasolina; Dies. – Diesel; L. – Lei; D. – Decreto.

⁴⁷ A evolução da legislação referente à Cide-combustíveis com as respectivas emendas e alterações importantes, principalmente no que se refere às alíquotas, pode ser vista no Apêndice A.

Já as justificativas para aquelas alterações nas alíquotas - apesar de o produto da arrecadação da Cide-combustíveis possuir destino bem definido, conforme apresentado – seguiram, em diversos momentos, a outros propósitos de política econômica, como em 2015, quando o, então, Ministro da Fazenda justificou o aumento das alíquotas da Cide com expectativas de aumento da arrecadação e frases como: “As medidas têm por objetivo aumentar a confiança da economia, a disposição das pessoas e dos investidores em tomarem risco, e dos empresários em começarem a tentar novas coisas” (MARTELLO, 2015). Além disso, Fazzi et al (2015) haviam afirmado que:

A partir de 2012, o Governo Federal zerou as alíquotas da CIDE combustíveis nas operações de importação e comercialização dos combustíveis derivados do petróleo e seus substitutos para evitar a pressão inflacionária advinda da correção da defasagem da gasolina nacional em relação aos preços internacionais do petróleo. (FAZZI et al, 2015, p. 1)

4.1.2 ESTRUTURA DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS

No caso da gasolina vendida ao consumidor (gasolina C), sua composição é resultado da mistura da gasolina “A” com o etanol anidro. O preço da **gasolina "A"** (pura, sem a mistura de etanol anidro combustível) no produtor ou importador é composto pelos seguintes itens:

Quadro 2 – Composição dos preços da gasolina

- | | |
|----|---|
| A. | Preço de realização (1) |
| B. | Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide (2) |
| C. | PIS/Pasep e Cofins (3) |
| D. | Preço de faturamento sem ICMS D = A + B + C |
| E. | ICMS produtor E = [(D / (1 - ICMS%)) - D (6)] |
| F. | Preço de faturamento com ICMS (sem o ICMS da Substituição Tributária) F = D + E |
| G. | (i) ICMS da Substituição Tributária (com PMPF) G = (PMPF x ICMS% / (1 - MIX (9))) - E (7)
ou
(ii) ICMS da Substituição Tributária (na ausência do PMPF) G = F x % MVA x ICMS% (8) |
| H. | Preço de faturamento do produtor sem frete (ex refinaria) com ICMS H = F + G (i) ou + G (ii) |

A composição do preço do **etanol anidro combustível (EAC) a ser misturado à gasolina "A"** é integrada por:

- | | |
|----|---|
| I. | Preço do etanol anidro combustível (1) |
| J. | Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide (2) |
| K. | PIS/Pasep e Cofins (4) |
| L. | Preço de faturamento do produtor sem frete e sem ICMS (O ICMS incidente sobre o etanol anidro foi cobrado na etapa de produção da gasolina A na proporção da mistura para formação da gasolina C, conforme item G acima)
$L = I + J + K + L (5)$ |

Finalmente, a composição do preço da **gasolina "C"** (mistura de gasolina "A" e etanol anidro combustível) a partir da distribuidora é estruturada da seguinte forma:

- | | |
|----|---|
| M. | Frete da gasolina "A" até a base de distribuição |
| N. | Frete do EAC até a base de distribuição (frete de coleta) |

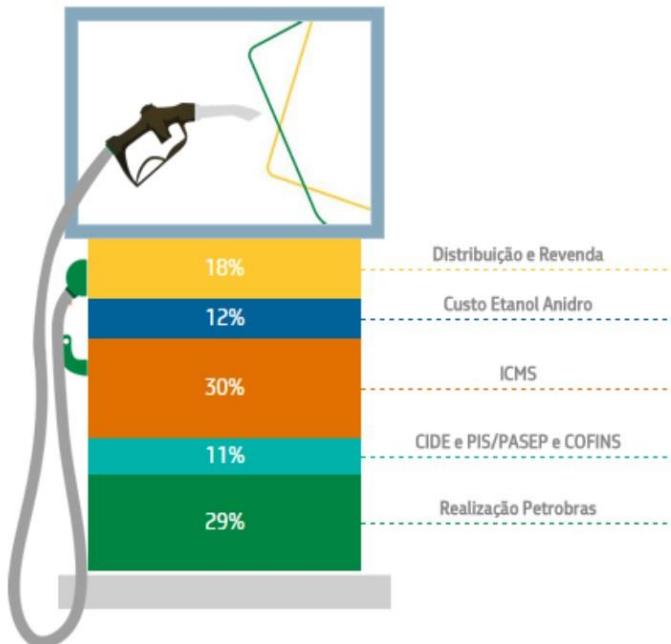
- | | |
|----|---|
| O. | Custo de aquisição da distribuidora $O = M + N + (H \times (1 - \text{MIX} (9))) + (L \times \text{MIX} (9))$ |
| P. | Margem da distribuidora |
| Q. | Frete da base de distribuição até o posto revendedor |
| R. | Preço de faturamento da distribuidora $R = O + P + Q$ |
| S. | Composição do preço final de venda da gasolina "C" no posto revendedor |
| T. | Custo de aquisição do posto revendedor $S = R$ |
| U. | Margem da revenda |
| V. | Preço bomba de gasolina "C" $U = S + T$ |

Observações:

- (1) Preço FOB (sem fretes e sem tributos). Já inclui a margem do agente econômico.
- (2) Lei nº 10.336, de 12/12/01, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.060, de 30/04/04, e suas alterações
- (3) Lei nº 10.865, de 30/04/04, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.059, de 30/04/04, e suas alterações (para os contribuintes que optaram pela alíquota específica)
- (4) Lei nº 11.727, de 23/06/08, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 6.573, de 19/09/08, e suas alterações (para os contribuintes que optaram pela alíquota específica)
- (5) Em geral, diz-se que há diferimento tributário, quando o recolhimento de determinado tributo é transferido para uma etapa posterior da cadeia. No caso do etanol anidro combustível, o produtor ou importador de gasolina "A" recolhe o tributo incidente sobre a etapa de produção de anidro (usina), nos casos em que este seja utilizado para composição da gasolina "C".
- (6) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais (com reduções das bases de cálculo, se houver) e acrescidas do "Fundo de Pobreza" (se houver).
- (7) Preço Médio ao Consumidor Final (PMPF) estabelecido por Ato Cotepe / PMPF
- (8) Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecido por Ato Cotepe / MVA (apenas na ausência do PMPF) (7)
- (9) MIX: Lei nº 8.723, de 28/10/93, e suas alterações, combinada com a Resolução Cima que define o percentual (%) de mistura obrigatória de etanol anidro combustível na gasolina

Fonte: ANP (2017b).

Os percentuais dos preços correspondentes a seus componentes são apresentados na Figura 8. Nela é possível observar que 41% do preço da gasolina pago pelo consumidor no período de referência (11/06/2017 a 17/06/2017) corresponde a tributos.



Período da coleta de 11/06/2017 a 17/06/2017.

Composição: 73% gasolina A e 27% Eanol Anidro*.

* Observação: a partir de 16/03/2015, o teor de álcool anidro na gasolina comum é aditivada é de 27%.
A teor adicionado à gasolina premium é de 25%.

Elaboração Petrobras a partir de dados
da ANP e CEPEA/USP.

Figura 8 -Composição de preços ao consumidor - Gasolina⁴⁸

Fonte: Petrobras, 2017a.

Nota: Baseado na média dos preços da gasolina ao consumidor das principais capitais.

Em relação à carga tributária incidente sobre a gasolina, tem-se a Tabela 81, que apresenta a distribuição dos tributos – CIDE; PIS/Cofins; ICMS – por estado.

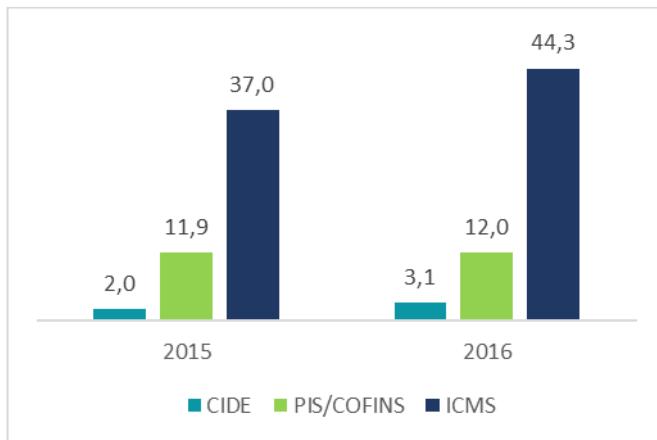
⁴⁸ Os impostos (CIDE, PIS/COFINS e ICMS) representam, em média, 45% do preço de revenda da Gasolina (os valores variam de 39% no AC e AM até 49% no RJ e PI).

Tabela 81 - Carga Tributária sobre a Gasolina por estado – Referência: Março/2017

	Tributo Federal (CIDE)	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributos Federais (Total)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
AC	2%	7%	9%	25%	34%
AL	2%	7%	9%	29%	38%
AM	2%	7%	9%	26%	35%
AP	2%	8%	10%	25%	35%
BA	2%	7%	9%	29%	38%
CE	2%	7%	9%	29%	38%
DF	2%	8%	10%	30%	40%
ES	2%	8%	10%	27%	37%
GO	2%	8%	10%	31%	41%
MA	2%	8%	10%	28%	38%
MT	2%	7%	9%	26%	35%
MS	2%	8%	10%	26%	36%
MG	2%	7%	9%	31%	40%
PA	2%	7%	9%	29%	38%
PB	2%	8%	10%	31%	41%
PE	2%	8%	10%	32%	42%
PI	2%	8%	10%	29%	39%
PR	2%	8%	10%	30%	40%
RJ	2%	7%	9%	32%	41%
RN	2%	7%	9%	30%	39%
RO	2%	7%	9%	26%	35%
RR	2%	7%	9%	26%	35%
RS	2%	7%	9%	31%	40%
SC	2%	8%	10%	26%	36%
SE	2%	8%	10%	30%	40%
SP	2%	8%	10%	26%	36%
TO	2%	7%	9%	30%	39%

Fonte: Fecomustíveis, 2017a.

A arrecadação tributária correspondente aos tributos apresentados que incidem sobre a gasolina pode ser visualizada no Gráfico 8. Conforme apresentado na Figura 8, a maior parcela corresponde ao ICMS.

**Gráfico 8 - Arrecadação tributária (em bilhões de R\$), Gasolina - 2015 e 2016**

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017b.

Quanto ao óleo diesel, devido à mistura com biodiesel, leva em consideração tanto o óleo diesel puro quanto o percentual a ser adicionado de biodiesel (BX).

Assim, a estrutura de preço (**sem a mistura de biodiesel**) é feita do seguinte modo (no produtor ou importador):

Quadro 3 – Composição dos preços do diesel

- A. Preço de realização (1)
- B. Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide (3)
- C. PIS/PASEP e Cofins (4)
- D. Preço de faturamento sem ICMS D = A + B + C
- E. ICMS produtor E = [(D / (1 - ICMS%)) - D (6)]
- F. Preço de faturamento com ICMS (sem o ICMS da Substituição Tributária) F = D + E
- G. (i) ICMS da Substituição Tributária (com PMPF) G (i) = (PMPF x ICMS% / (1 - MIX (9))) - E (7)
ou
(ii) ICMS da Substituição Tributária (na ausência do PMPF) G (ii) = % MVA x ICMS% (8)
- H. Preço de faturamento do produtor (ex refinaria) com ICMS H = F + G (i) ou G (ii)

A composição do preço do **biodiesel (B100)**, a ser misturado ao óleo diesel (a partir do produtor de óleo diesel) é integrada por:

- I. Preço do biodiesel a ser adquirido, pela distribuidora, do produtor de óleo diesel (1)
- J. PIS/Pasep e Cofins (5)
- K. Preço de faturamento do produtor de biodiesel sem ICMS K = I + J

A composição do preço do **diesel BX (mistura de diesel com biodiesel – B100)** a partir da distribuidora

- L. Frete do óleo diesel até a base de distribuição (2)
- M. Frete do biodiesel até a base de distribuição (Frete de coleta usina) (2)
- N. Custo de aquisição da distribuidora N = (H x (1 - MIX (9))) + (K x MIX (9)) + L + M
- O. Margem da distribuidora
- P. Frete da base de distribuição até o posto revendedor
- Q. Preço de faturamento da distribuidora Q = N + O + P

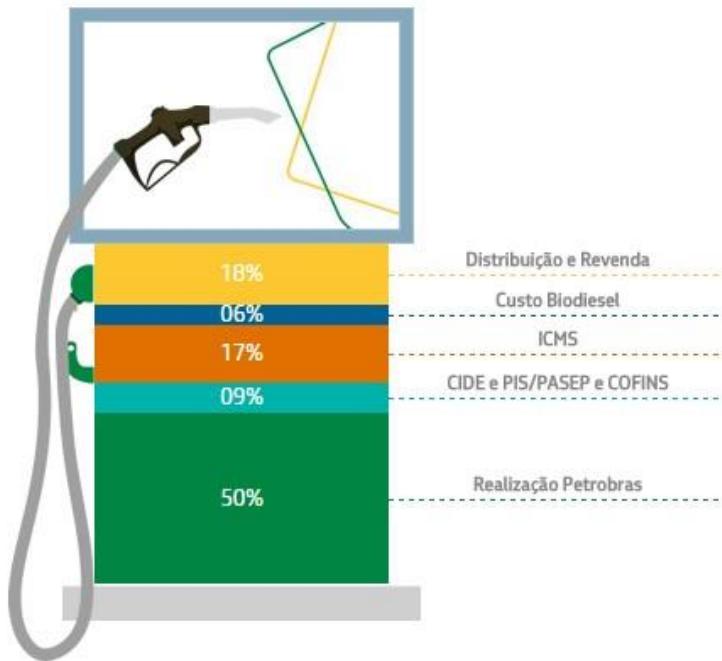
- | | |
|----|---|
| R. | Composição do preço final de venda do diesel BX no posto revendedor |
| S. | Custo de aquisição do posto revendedor $R = Q$ |
| T. | Margem da revenda |
| U. | Preço bomba do diesel $T = S + R$ |

Observações:

- (1) Preço FOB (sem fretes e sem tributos). Já inclui a margem do agente econômico.
- (2) Frete até a base de distribuição (quando cobrados separadamente)
- (3) Lei nº 10.336, de 12/12/01, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.060, de 30/04/04, e suas alterações
- (4) Lei nº 10.865, de 30/04/04, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.059, de 30/04/04, e suas alterações (para os contribuintes que optaram pela alíquota específica)
- (5) Lei nº 11.116, de 18/05/05, e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.297, de 06/12/04, e suas alterações (para os contribuintes que optaram pela alíquota específica)
- (6) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais (com reduções das bases de cálculo, se houver) e acrescidas do "Fundo de Pobreza" (se houver).
- (7) Preço Médio ao Consumidor Final (PMPF) estabelecido por Ato Cotepe / PMPF
- (8) Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecido por Ato Cotepe / MVA (apenas na ausência do PMPF) (7)
- (9) MIX: Lei nº 13.033, de 24/09/14, e suas alterações, combinada com Resolução CNPE que poderá alterar o percentual (%) de mistura obrigatória de biodiesel ao diesel.

Fonte: ANP (2017b).

As parcelas correspondentes aos componentes dos preços do diesel são apresentadas na Figura 9. É possível observar que metade dos preços do diesel corresponde à realização da Petrobras e uma parcela menor, em relação à gasolina, corresponde aos tributos (26%).



Período da coleta de 11/06/2017 a 17/06/2017.

Composição: 92% de diesel e 8% de biodiesel.
A parcela das margens de distribuição e revenda é estimada. Elaboração Petrobras a partir de dados da ANP.

Figura 9 -Composição de preços ao consumidor – Diesel

Fonte: Petrobras, 2017a.

A seguir, apresenta-se a carga tributária sobre o Diesel S500 e sobre o Diesel S10⁴⁹, por estado. Em geral, quando não são as mesmas para os dois tipos de diesel, as alíquotas são maiores para o S500. Supõe-se que isso se dê como forma de estímulo à transição para motores com novas tecnologias de controle de emissões para os quais o Diesel S10 é adequado, além de haver uma compensação no preço, já que o S10, por ser mais puro, costuma ser mais caro ao consumidor.

⁴⁹ O Diesel S500 contém 500 ppm de teor máximo de enxofre por produto e o Diesel S10 ppm contém 10 ppm de teor máximo.

Tabela 82 - Carga Tributária sobre o Diesel S500 por estado – Referência: Março/2017

	Tributo Federal (CIDE)	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributos Federais (Total)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
AC	1%	6%	7%	17%	24%
AL	1%	7%	8%	18%	26%
AM	1%	7%	8%	18%	26%
AP	1%	6%	7%	25%	32%
BA	2%	8%	10%	18%	28%
CE	1%	7%	8%	17%	25%
DF	1%	7%	8%	15%	23%
ES	1%	7%	8%	12%	20%
GO	1%	7%	8%	18%	26%
MA	2%	8%	10%	19%	29%
MT	1%	7%	8%	18%	26%
MS	1%	7%	8%	17%	25%
MG	2%	8%	10%	16%	26%
PA	1%	7%	8%	17%	25%
PB	2%	8%	10%	18%	28%
PE	2%	8%	10%	18%	28%
PI	1%	7%	8%	18%	26%
PR	2%	8%	10%	12%	22%
RJ	1%	7%	8%	16%	24%
RN	1%	7%	8%	19%	27%
RO	1%	7%	8%	17%	25%
RR	1%	7%	8%	17%	25%
RS	2%	8%	10%	12%	22%
SC	2%	8%	10%	12%	22%
SE	2%	8%	10%	18%	28%
SP	2%	8%	10%	12%	22%
TO	2%	8%	10%	18%	28%

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017a.

Tabela 83- Carga Tributária sobre o Diesel S10 por estado – Referência: Março/2017

	Tributo Federal (CIDE)	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributos Federais (Total)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
AC	1%	6%	7%	17%	24%
AL	1%	7%	8%	18%	26%
AM	1%	7%	8%	18%	26%
AP	1%	6%	7%	25%	32%
BA	1%	7%	8%	18%	26%
CE	1%	7%	8%	16%	24%
DF	1%	7%	8%	15%	23%
ES	1%	7%	8%	11%	19%
GO	1%	7%	8%	18%	26%
MA	1%	7%	8%	18%	26%
MT	1%	7%	8%	17%	25%
MS	1%	6%	7%	17%	24%
MG	1%	7%	8%	16%	24%
PA	1%	7%	8%	18%	26%
PB	2%	7%	9%	19%	28%
PE	2%	8%	10%	19%	29%
PI	1%	7%	8%	18%	26%
PR	2%	8%	10%	12%	22%
RJ	1%	7%	8%	16%	24%
RN	1%	7%	8%	18%	26%
RO	1%	7%	8%	17%	25%
RR	1%	7%	8%	17%	25%
RS	1%	7%	8%	12%	20%

	Tributo Federal (CIDE)	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributos Federais (Total)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
SC	1%	7%	8%	12%	20%
SE	1%	7%	8%	18%	26%
SP	1%	7%	8%	12%	20%
TO	1%	7%	8%	18%	26%

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017a.

No Gráfico 9, apresenta-se a arrecadação tributária correspondente ao diesel. Assim como para a gasolina, o maior montante corresponde ao tributo estadual, o ICMS.

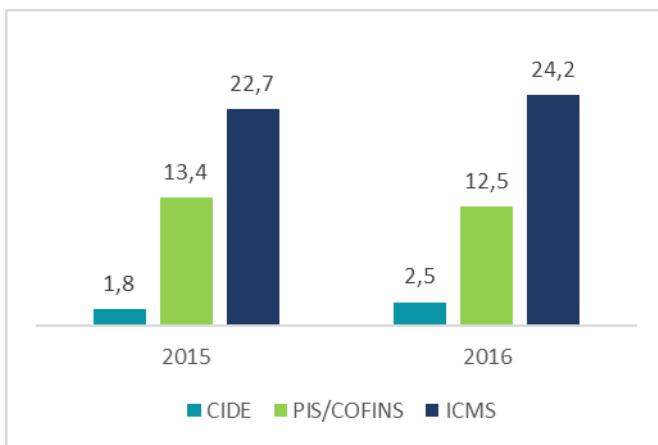


Gráfico 9 - Arrecadação tributária (em bilhões de R\$), Diesel - 2015 e 2016

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017b.

Por fim, quanto ao **etanol hidratado**, a estrutura de preços obedece à seguinte composição do preço (**no produtor**):

Quadro 4 – Composição dos preços do etanol

- A. Preço de realização (1)
- B. Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico = Cide (3)
- C. PIS/Pasep e Cofins (4)
- D. Preço de faturamento sem ICMS D = A + B + C
- E. ICMS produtor E = [(D / (1 - ICMS%)) - D (5)]
- F. Preço de faturamento do produtor com ICMS F = D + E

Já a composição do **preço a partir da distribuidora** é feita do seguinte modo:

- G. Frete até a base de distribuição (2)
- H. Custo de aquisição da distribuidora H = F + G
- I. Frete da base de distribuição até o posto revendedor

- J. Margem da distribuidora
 K. PIS/Pasep e Cofins (4)
 L. Preço da distribuidora sem ICMS $L = H + I + J + K - E$
 M. ICMS da distribuidora $M = [(L / (1 - ICMS\%)) - L - E]$ (5)
 N. Preço da distribuidora com ICMS e sem Substituição Tributária da revenda $N = M + L + E$
 O. (i) ICMS da Substituição Tributária da revenda (com PMPF) $O = (PMPF \times ICMS\%) - E - M$ (6)
 ou
 (ii) ICMS da Substituição Tributária da revenda (na ausência do PMPF) $O = \% MVA \times (E + M)$ (7)
 P. Preço de faturamento da distribuidora $P = N + O$ (i) ou $P = N + O$ (ii)

Finalmente, a composição do **preço final de venda do etanol hidratado no posto revendedor** é calculada da seguinte forma;

- Q. Preço de aquisição da distribuidora $Q = P$
 R. Margem da revenda
 S. Preço bomba do etanol hidratado combustível $S = Q + R$

Observações:

- (1) Preço FOB (sem fretes e sem tributos). Já inclui a margem do agente econômico.
- (2) Frete até a base de distribuição (quando cobrados separadamente)
- (3) Lei nº 10.336, de 12/12/01 e suas alterações, combinada com o Decreto nº 5.060, de 30/04/04 e suas alterações
- (4) Lei nº 11.727, de 23/06/08 e suas alterações combinada com o Decreto nº 6.573, de 19/09/08 e suas alterações (para os contribuintes que optaram pela alíquota específica)
- (5) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais (com reduções das bases de cálculo, se houver) e acrescidas do "Fundo de Pobreza" (se houver).
- Algumas legislações estaduais diferem o ICMS para a distribuidora ou antecipam para o produtor
- (6) Preço Médio ao Consumidor Final (PMPF) estabelecido por Ato Cotepe / PMPF
- (7) Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecido por Ato Cotepe / MVA (apenas na ausência do PMPF)

Fonte: ANP (2017b).

Na Tabela 84, pode-se observar a carga tributária sobre o etanol por estado. Note-se que São Paulo, o maior produtor de cana-de-açúcar do Brasil, é o estado com menor alíquota de ICMS (13%).

Tabela 84 - Carga Tributária sobre o Etanol por estado – Referência: Março/2017

UF	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
AC	3%	25%	28%
AL	4%	25%	29%
AM	4%	26%	30%
AP	3%	24%	27%
BA	4%	21%	25%
CE	4%	24%	28%
DF	4%	29%	33%

UF	Tributo Federal (Pis/Cofins)	Tributo Estadual (ICMS)	Tributos (Federal + Estadual)
ES	4%	24%	28%
GO	4%	23%	27%
MA	4%	25%	29%
MT	5%	27%	32%
MS	4%	25%	29%
MG	4%	16%	20%
PA	3%	26%	29%
PB	4%	25%	29%
PE	4%	23%	27%
PI	4%	19%	23%
PR	4%	19%	23%
RJ	4%	26%	30%
RN	4%	23%	27%
RO	3%	26%	29%
RR	3%	25%	28%
RS	3%	27%	30%
SC	4%	25%	29%
SE	4%	27%	31%
SP	5%	13%	18%
TO	3%	29%	32%

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017a.

Quanto à arrecadação tributária referente ao etanol, tem-se o Gráfico 10.

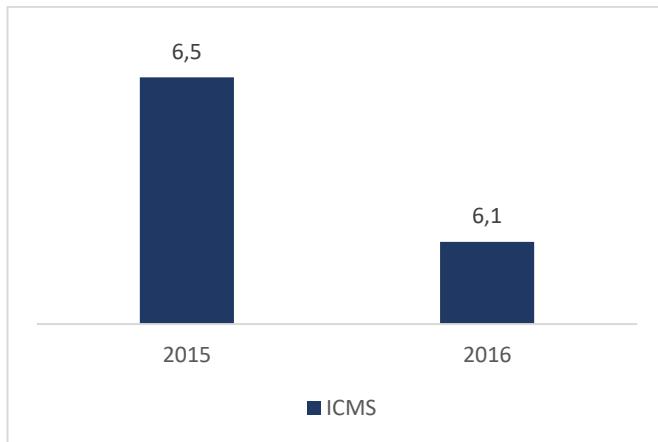
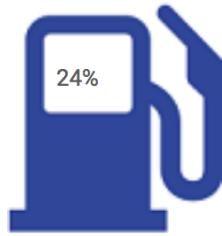


Gráfico 10 - Arrecadação tributária (em bilhões de R\$), Etanol - 2015 e 2016

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017b.

Apesar da queda na arrecadação tributária do etanol de 2015 para 2016, é esperado que aquele cenário seja mais favorável ao governo federal em 2017, dado retorno da cobrança do PIS/Cofins, que estava suspensa desde maio de 2013 - para o etanol hidratado nos setores produtivos e de distribuição (FECOMBUSTÍVEIS, 2017b).

Como síntese da carga tributária sobre os combustíveis apresentados – gasolina, diesel e etanol -, tem-se a Figura 10.

	Gasolina	Diesel	Etanol
			
ICMS (imposto estadual, varia conforme o estado)	25% a 32% do valor de pauta	12% a 25% do valor de pauta	12% a 30% do valor de pauta
PIS/COFINS (imposto federal)	R\$ 0,3816/litro	R\$ 0,2480/litro	R\$ 0,12/litro
CIDE (imposto federal)	R\$ 0,1000/litro	R\$ 0,0500/litro	não incide sobre o etanol

Março/2017 - Média Brasil

Figura 10 – Carga tributária sobre combustíveis – Março/2017

Fonte: Fecomcombustíveis, 2017c.

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, 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 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, como demonstrado no Quadro 5 a seguir.

Quadro 5 – Empreendimentos relacionados ao setor de combustíveis elegíveis ao FINEM

	Qualificador	Participação máxima a TJLP	Participação adicional a custo de mercado
Projetos de infraestrutura	Transporte de gás e biocombustíveis	80%	Não há
	Distribuição de gás e biocombustíveis	60%	20%
	Transporte de petróleo padrão	30%	50%
Demais projetos	Produção de alimentos e biocombustíveis	60%	20%

Fonte: BNDES, 2017.

Deve-se salientar que outros empreendimentos relacionados ao setor de combustíveis também são elegíveis ao FINEM, desde que apresentem adesão a outros qualificadores do BNDES, tais como: ser desenvolvido por micro, pequena ou média empresa (faturamento de até R\$ 300 milhões) e ser classificado como projeto de inovação.

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 (VEGA & RODRIGUEZ, 2015).

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),

como demonstra o Gráfico 11 a seguir. Ele ilustra os desembolsos do Banco referentes a financiamentos concedidos a esse setor em termos absolutos e relativos ao total desembolsado.

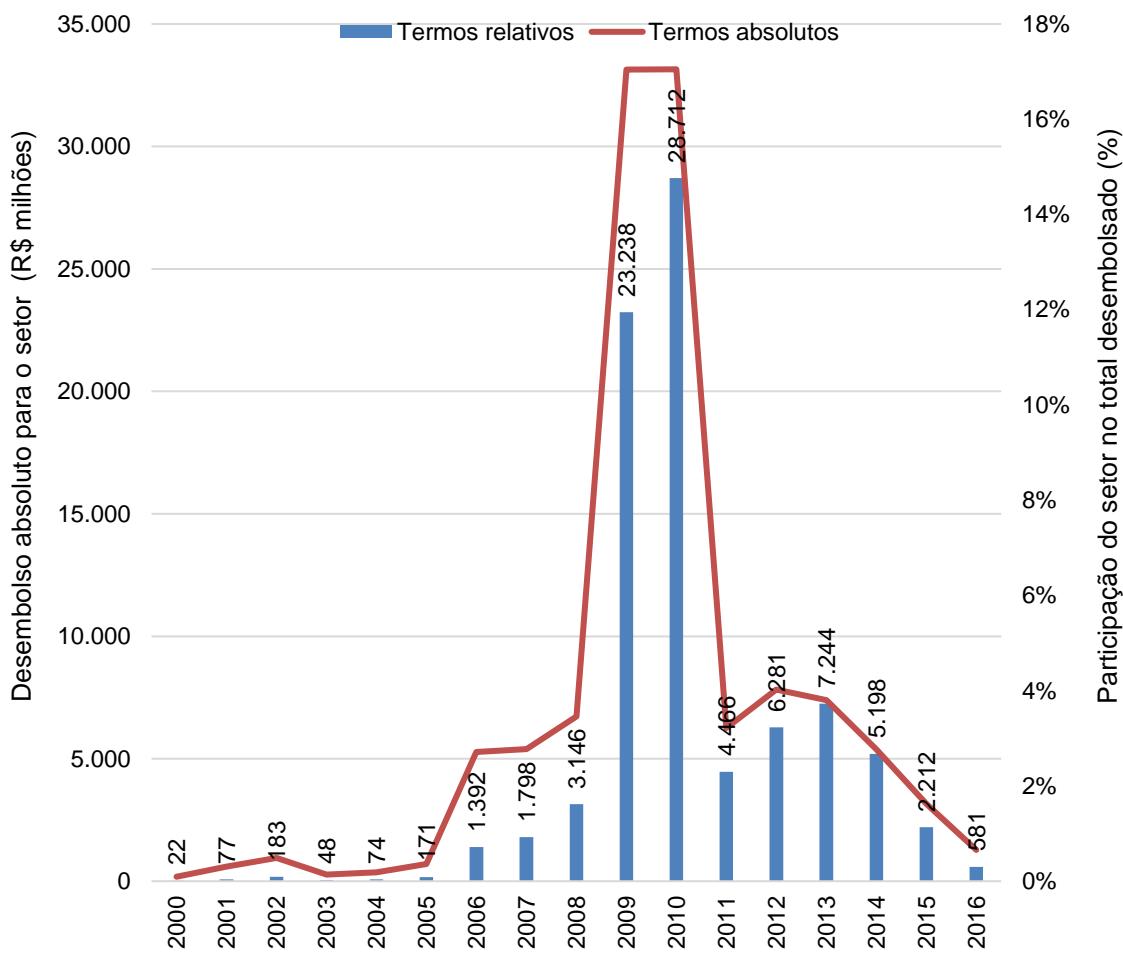


Gráfico 11 - Desembolso anual do Sistema BNDES para o setor coque, petróleo e combustíveis em termos absolutos e relativos

Fonte: BNDES, 2017.

É possível notar um crescimento vertiginoso nos desembolsos entre 2008 e 2009: uma variação de aproximadamente 20 bilhões, equivalente a mais de 600% nesse período. Em 2008 e 2009 o setor de coque, petróleo e combustíveis correspondia a mais de 17% do montante desembolsado pelo BNDES.

O Gráfico 12, por sua vez, apresenta os valores de investimento reais da Petrobrás na área de Gás e Energia entre os anos 2000 a 2015. É possível perceber que, para essa área – que se refere, mais especificamente, aos investimentos em geração de energia e em gás natural (com exceção dos investimentos de exploração, desenvolvimento e produção das jazidas de gás natural, cujos maiores volumes são de gás associado ao petróleo) -, há certa tendência semelhante aos investimentos do BNDES.

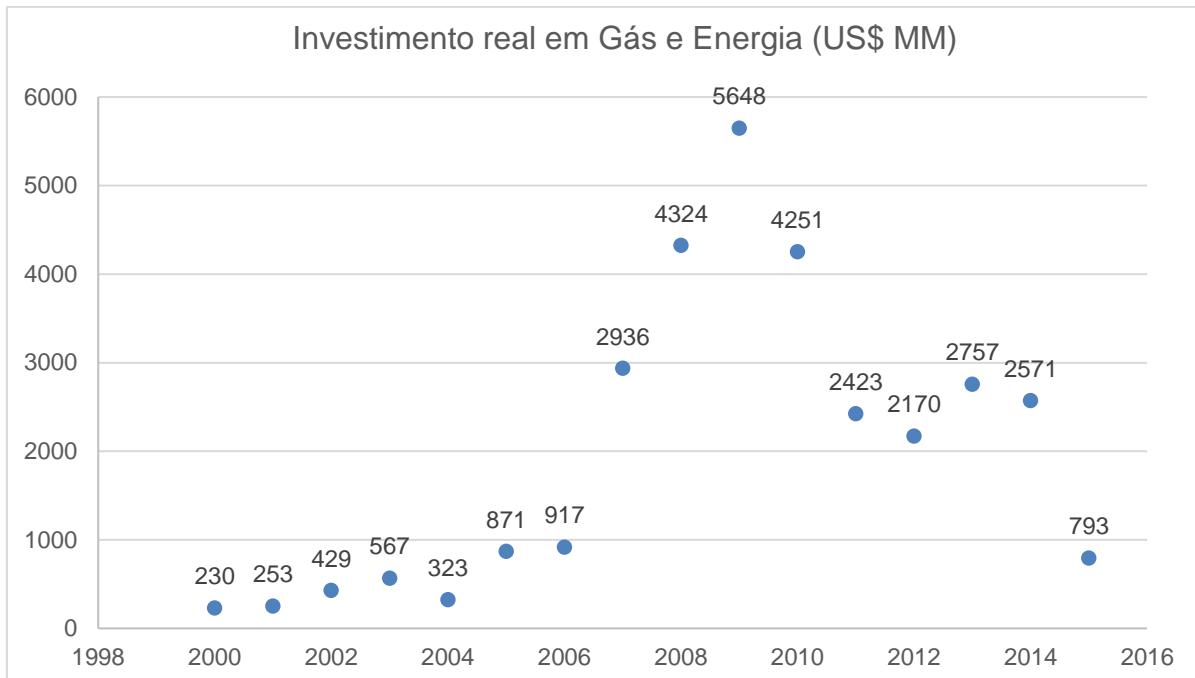


Gráfico 12 – Investimento real da Petrobras em Gás e Energia entre 2000 e 2015

Fonte: Petrobrás, 2017.⁵⁰

Além disso, 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. A Figura 11 apresenta as movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos da Petrobras. Através dela é possível observar que, em 2016, o passivo não circulante 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.

⁵⁰ Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>. Acesso em 04/07/2017.

	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Consolidado
Não Circulante					
No País					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	-	96.436	6.734	68	103.238
Ajuste acumulado de conversão	-	(342)	-	-	(342)
Adições de Financiamentos	-	1.543	-	-	1.543
Juros incorridos no período	-	1.045	1	-	1.046
Variações monetárias e cambiais	-	(5.277)	194	5	(5.078)
Transferência de longo prazo para curto prazo	-	(24.394)	(471)	(8)	(24.873)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(21)	-	-	(21)
Saldo final em 31 de dezembro de 2016	-	68.990	6.458	65	75.513
No Exterior					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	18.138	120.919	190.628	2.390	332.075
Ajuste acumulado de conversão	(2.210)	(17.565)	(30.304)	(303)	(50.382)
Adições de Financiamentos	-	24.956	33.450	-	58.406
Juros incorridos no período	13	60	178	30	281
Variações monetárias e cambiais	(617)	(4.117)	(1.931)	(80)	(6.745)
Transferência de longo prazo para curto prazo	(3.373)	(14.472)	(36.659)	(390)	(54.894)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	-	(1.061)	-	(1.061)
Saldo final em 31 de dezembro de 2016	11.951	109.781	154.301	1.647	277.680
Saldo total em 31 de dezembro de 2016	11.951	178.771	160.759	1.712	353.193
Circulante					
Endividamento de Curto Prazo			31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo			1.167	5.946	23.121
Juros Provisionados			25.352	44.907	37.979
Total			5.277	6.481	958
			31.796	57.334	62.058

Figura 11 – Saldos de longo prazo dos financiamentos da Petrobras

Fonte: Petrobras, 2016.

Nota: Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma.

A Figura 12 apresenta os financiamentos da Petrobras ativos em março de 2017, conforme o informe financeiro trimestral da companhia.

Vencimento em	2017	2018	2019	2020	2021	2022 anos em diante	Consolidado	
							Total (*)	Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$):	8.123	8.369	14.262	19.661	10.932	17.322	78.669	70.498
Indexados a taxas flutuantes	6.629	6.501	12.765	18.225	9.510	12.145	65.775	
Indexados a taxas fixas	1.494	1.868	1.497	1.436	1.422	5.177	12.894	
Taxa média dos Financiamentos	10,5%	8,2%	7,8%	6,7%	6,1%	5,2%	7,6%	
Financiamentos em Dólares (US\$):	16.576	23.183	40.248	23.222	45.918	107.141	256.288	277.915
Indexados a taxas flutuantes	13.997	20.001	35.441	17.822	7.841	39.126	134.228	
Indexados a taxas fixas	2.579	3.182	4.807	5.400	38.077	68.015	122.060	
Taxa média dos Financiamentos	4,8%	5,4%	5,4%	5,8%	5,4%	6,6%	6,0%	
Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:	317	366	357	357	357	984	2.738	2.784
Indexados a taxas flutuantes	56	70	61	61	61	51	360	
Indexados a taxas fixas	261	296	296	296	296	933	2.378	
Taxa média dos Financiamentos	5,9%	5,5%	5,5%	5,6%	5,8%	6,7%	5,9%	
Financiamentos em Libras (£):	99	32	-	-	-	6.804	6.935	6.916
Indexados a taxas fixas	99	32	-	-	-	6.804	6.935	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	6,2%	-	-	-	6,3%	6,2%	
Financiamentos em ienes (¥):	296	292	-	-	-	-	588	642
Indexados a taxas flutuantes	296	292	-	-	-	-	588	
Taxa média dos Financiamentos	0,5%	0,5%	-	-	-	-	0,5%	
Financiamentos em Euro (€):	141	3.886	2.296	664	2.528	9.208	18.723	19.727
Indexados a taxas flutuantes	-	-	-	513	-	-	513	
Indexados a taxas fixas	141	3.886	2.296	151	2.528	9.208	18.210	
Taxa média dos Financiamentos	4,0%	4,2%	4,3%	4,5%	4,6%	4,7%	4,4%	
Financiamentos Outras Moedas:	22	-	-	-	-	-	22	22
Indexados a taxas fixas	22	-	-	-	-	-	22	
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%	
Total em 31 de março de 2017	25.574	36.128	57.163	43.904	59.735	141.459	363.963	378.504
Taxa média dos financiamentos	6,0%	5,9%	5,9%	6,0%	5,5%	6,4%	6,2%	
Total em 31 de dezembro de 2016	31.796	36.557	68.112	53.165	61.198	134.161	384.989	387.077
Taxa média dos financiamentos	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%	

^(*) Em 31 de março de 2017, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,61 anos (7,46 anos em 31 de dezembro de 2016).

Figura 12 - Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante) da Petrobras

Fonte: Petrobras, 2017b.

A partir da Figura 13 pode-se perceber que os financiamentos em dólares são significativamente maiores do que o restante (cerca de 200% maior do que o financiamento em reais). Além disso, a figura mostra 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. Ademais, é possível perceber a presença de financiamentos em outras moedas, como o euro e o iene, sendo que a proporção desses financiamentos, todos exceto em reais e em dólares, corresponde à cerca de 7% do total.

Em relação às refinarias privadas no país, segundo dados de 2012, a refinaria de Manguinhos não utilizava financiamento de terceiros para capital de giro ou para investimento em ativos não circulantes. Os recursos para essas atividades são provenientes de fornecedores, impostos e taxas a recolher,

grande parte do volume do passivo circulante e outros passivos que financiam, portanto, os ativos operacionais da companhia que controla a refinaria (REFINARIA DE PETRÓLEO DE MANGUINHOS S.A., 2012).

Já a refinaria RioGrandense possuía, em 2016, financiamentos e empréstimos junto ao BNDES e ao Finimp, conforme a Figura 13 abaixo. Nela é possível perceber que, no ano em questão, cerca de 4% do valor correspondente à moeda nacional se relacionava a empréstimos e financiamentos do BNDES. Já a proporção dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional correspondiam a aproximadamente 2% do total em moeda nacional e estrangeira. Em termos de dólares, todos os financiamentos são relativos ao Finimp, Financiamento à Importação, promovido por diversos bancos e que se constitui por um conjunto de linhas de créditos especiais para a importação de bens de capital, máquinas, equipamentos e serviços.

Características	Saldos em		Valor de principal	Encargos Financeiros	Ano de Vencimento
	31/12/2016	31/12/2015			
Moeda nacional					
BNDES Automático	377	1.484	5.003	4,30% a.a.+TJLP	2017
BNDES Automático	148	747	1.251	3,30% a.a.+UMBNDES	2017
Finame	567	724	851	4,50% a 5,50% a.a.	2019 a 2021
Debêntures	26.333	43.945	50.179	111,50% CDI	2017 a 2018
Moeda estrangeira US\$					
Finimp	–	29.491	28.305	VC + 3,90% a.a.	2016
Finimp	–	21.181	20.521	VC + 4,35 % a.a	2016
Finimp	21.453	–	19.313	VC + 3,985% a.a.	2017
Finimp	6.455	–	5.964	VC + 3,53% a.a.	2017
Total circulante	46.591	71.454			
Total não circulante	8.742	26.118			

Figura 13 - Financiamento, empréstimos e debêntures da Refinaria RioGrandense em 2015 e 2016.

Fonte: REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE S.A, 2017.

A refinaria Univen, de acordo com consulta ao site do BNDES, possuía, em 2005, operações diretas e indiretas não automáticas no valor de R\$ 21 Milhões, com o custo financeiro do tipo TJLP e juros de 9% a.a. por um período de 12 meses.

Finalmente, com relação ao financiamento de usinas sucroalcooleiras, a participação do BNDES nesse tipo de investimento 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 sucroenergético envolveu apenas projetos de cogeração e renovação dos canaviais.

4.3 IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA

Esta seção apresenta alguns dos principais Programas de Governo relacionados com o Setor de Combustíveis. Tais iniciativas foram geradas em diferentes governos e sofreram transformações mais ou menos significativas desde as suas respectivas implementações.

Os principais objetivos perseguidos por meio desses Programas estão direta ou indiretamente alinhados com diretrizes de política energética estabelecidas em diferentes governos. Algumas dessas diretrizes têm, historicamente, particular relevância e merecem atenção especial. São elas:

A. a autossuficiência ou caso não seja atingível, a redução da dependência às importações tanto em petróleo bruto, quanto em combustíveis e derivados em geral. Este é considerado o principal e mais importante objetivo em termos de política energética, sendo que possui incidências diretas sobre questões econômicas (balança comercial, custo da energia e competitividade da indústria), sociais e geopolíticas. O objetivo é garantir que a oferta de energia suficiente para o desenvolvimento econômico e social do País provenha no máximo de fontes nacionais. A autossuficiência em petróleo bruto já foi alcançada e o país se tornou um importante exportador no mercado internacional do petróleo; porém, ante o porte e o potencial crescimento da demanda de combustíveis, 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 primeiramente como uma resposta aos objetivos de autossuficiência no suprimento de combustíveis, como foi a principal motivação pelo desenvolvimento da produção de etanol combustível nos anos 1970, após os choques do petróleo. 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. Apesar do aumento da produção, os objetivos subsidiários não foram efetivamente atingidos. Hoje a produção de biodiesel é prioritariamente realizada a partir da produção da soja, cuja cultura e o modelo de negócios são altamente modernizados. A diminuição da poluição local é outra motivação importante (especialmente na diminuição das emissões de CO, HC e supressão de emissões de chumbo, promovidas pela substituição da gasolina pelo etanol, por exemplo). O estímulo à produção de biocombustíveis, e mais recentemente à inovação neste setor, com apoio à pesquisa sobre novas gerações de combustíveis (etanol 2G por exemplo), responde também a uma oportunidade de estimular uma posição de liderança do Brasil neste setor, gerando oportunidades para exportações, inovações tecnológicas e criação de empregos, bem como diversificação de saídas para o setor agrícola.

C. o controle da poluição local. No caso do setor de combustíveis, a ênfase é a redução das emissões de gases de exaustão de veículos nas áreas urbanas, com destaque para CO, HC, SOx NO_x, e CHO. A primeira motivação para esse controle, desde os anos 1980, foi a questão da saúde pública.

Para perseguir esse objetivo, faz-se necessário controlar a qualidade e composição dos combustíveis comercializados, bem como as tecnologias dos motores e equipamentos usando esses combustíveis.

D. o aumento da eficiência energética e o uso racional da energia. Esse eixo também participa diretamente dos objetivos de atingir a autossuficiência energética, diminuir as emissões de poluentes e reduzir os custos energéticos das indústrias, empresas e consumidores. Ele se distingue dos outros eixos pelo foco maior no uso da energia, sendo então direcionado para os consumidores de energia, em vez da cadeia de suprimentos de combustíveis (a exceção a esse comentário seria o eixo C, que além da natureza e da qualidade dos combustíveis usados, também diz respeito às tecnologias de combustão dos combustíveis).

E. o controle dos preços dos derivados. Com o uso de vários instrumentos (tributários, regulações, subsídios), os preços finais dos combustíveis foram historicamente controlados, os critérios que presidem os reajustes não são transparentes e não refletem as oscilações observadas no mercado internacional de petróleo e derivados. Com fins nem sempre compatíveis com os outros eixos de políticas, um dos objetivos mais comuns é a minimização dos efeitos da volatilidade dos preços do mercado internacional sobre os preços domésticos dos combustíveis para os consumidores finais, com motivações sociais e eleitorais, para proteção da competitividade da indústria, para controle da inflação. Em diferentes ocasiões a Petrobras foi prejudicada por praticar preços muito abaixo do mercado internacional. Porém, 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. Desse modo, este não é propriamente um objetivo adequado às questões mais relevantes do setor de energia. 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) e com a evolução dos preços internacionais, e revisados com periodicidade pré-determinada (bimestralmente, trimestralmente, etc..), oferecer as bases econômicas para as decisões de investimento de longo prazo das empresas.

A seguir destacamos um conjunto de Programas relacionados com o Setor de Combustíveis. É notória a diversidade de instrumentos e dispositivos legais/regulatórios usados por cada um deles. Cabe destacar que os Programas mais recentes já estabelecem, dentre os seus objetivos, o fortalecimento da posição brasileira no cenário internacional com respeito à ampliação das fontes renováveis, dado o histórico pioneirismo brasileiro com relação especialmente ao desenvolvimento de biocombustíveis. São eles:

- I. CONPET - Programa Nacional de Racionalização da Produção e do Uso de Energia,
- II. PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel,
- III. PAISS – Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico,

- IV. RenovaBio
- V. Combustível Brasil
- VI. Inova Energia
- VII. Biofuture Platform
- VIII. PROCONVE (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores), sob responsabilidade do IBAMA
- IX. 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).
- X. Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC), coordenado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)
- XI. REPETRO - Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural.
- XII. Gás para Crescer - GN
- XIII. Vale Gás – GLP
- XIV. CORSIA: Esquema de redução de emissões da aviação civil internacional (em implantação no Brasil).
- XV. XV – Programa de P&D da ANP
- XVI. XVI – REATE – Programa de revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres

4.3.1 CONPET - PROGRAMA NACIONAL DE RACIONALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E DO USO DE ENERGIA

O CONPET foi criado em 11 de maio de 1990 e seu marco legal alterado em setembro de 1993. Seu foco principal é promover o desenvolvimento de ações que visem reduzir o desperdício no uso dos recursos naturais não renováveis no Brasil, estimulando a eficiência energética. Desse modo, o Programa visa incentivar o uso eficiente das fontes de energia não renováveis no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária.

Seu objetivo inicial era obter um ganho de eficiência energética de 25% no uso de derivados de petróleo e do gás natural em 20 anos, sem afetar o nível das atividades dos diversos setores da economia nacional. O Programa é coordenado e centralizado pela Petrobras, dado que os recursos técnicos, administrativos e financeiros do Programa são fornecidos pela empresa.

O CONPET estabelece convênios de cooperação técnica e parcerias com órgãos governamentais, não-governamentais, representantes de entidades ligadas ao tema e também organiza e promove

projetos. Um instrumento a ser destacado, no âmbito do Programa, é o decreto de criação do Selo Verde de Eficiência Energética de 8 de dezembro de 1993, que tem como objetivo identificar os equipamentos que apresentam níveis ótimos de eficiência energética.

Cabe destacar igualmente três marcos legais importantes e que complementaram o arcabouço legal do início da sua implementação:

- a) Lei nº 10.295: de 17 de outubro de 2001 que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. É regulamentada pelo Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, que também institui o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE.
- b) Lei 12187 de 29 de dezembro de 2009 que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), cujas ações de implementação incluem o CONPET. Essa legislação, aprimorada nos anos de 2009 e 2010, trata também do Plano Decenal de Expansão de Energia, entre outras providências.
- c) Portaria nº 594, de 18 de outubro de 2011, que aprova o “Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf – Premissas e Diretrizes Básicas” tendo sido formado um grupo de trabalho para sua implementação do qual o CONPET faz parte. O PNEf está referenciado nos Plano Nacional de Energia 2030 (PNE) e Plano Decenal de Energia 2019.

4.3.2 PNPB – PROGRAMA NACIONAL DE PRODUÇÃO E USO DE BIODIESEL

Criado por Decreto em 23 de dezembro de 2003, esse programa visa a implementar de forma técnica e economicamente sustentável, a produção e uso do biodiesel no Brasil, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, via geração de emprego e renda, bem como a redução das importações de diesel. As suas principais diretrizes são:

- a) Implantar um programa sustentável, promovendo inclusão social;
- b) Garantir preços competitivos, qualidade e suprimento;
- c) Produzir biodiesel a partir de diferentes fontes oleaginosas e em regiões diversas.

A estrutura gestora do Programa ficou definida com a instituição da Comissão Executiva Interministerial, possuindo, como unidade executiva, um Grupo Gestor.

Os principais órgãos responsáveis pela execução do PNPB são a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, o Ministério do Desenvolvimento Agrário – MDA e o Ministério de Minas e Energia – MME.

Para a sua implementação, uma série de dispositivos legais tiveram que ser criados e/ou alterados, a saber:

- a) A Medida Provisória nº 214 alterou a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional, incluindo o biodiesel no art. 6º e definindo-o como um combustível que possa substituir parcial ou totalmente o óleo diesel de origem fóssil. Essa inclusão do biodiesel é

acompanhada de modificação do art. 8º, também da Lei nº 9.478, a fim de permitir que a ANP possa regular as atividades relacionadas com a produção, estocagem, distribuição e revenda de combustíveis renováveis. A MP 214/04 altera também o § 1º do art. 1º da Lei nº 9.847 de 1999, que trata da fiscalização.

b) Em 13 de janeiro de 2005 foi publicada a Lei 11.097, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, altera Leis afins e outras providências. Por meio desta Lei, inicialmente foi previsto o aumento gradual da adição do biocombustível ao diesel tradicional de 2% inicialmente até 5% em 2013. Essa obrigatoriedade foi antecipada e o B5 (mistura de diesel tradicional com 5% de biodiesel) passou a ser obrigatório a partir de janeiro de 2010 em todo o território nacional. O mínimo passou a ser de 8% em março de 2017, previsto para chegar a 9% em março de 2018 e 10% em março de 2019.

c) Sob o aspecto social, dos 2,4 bilhões de litros que foram demandados com o B5, 80% deviam ser fornecidos por unidades produtoras detentoras do Selo Combustível Social. No viés econômico, haverá uma maior agregação de valor às matérias-primas oleaginosas de origem nacional.

d) O Decreto 5.297 de 2004 e a Lei nº 11.116/2005 regulamentaram a incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre as receitas decorrentes da venda do biodiesel dos produtores. O regime tributário funciona com diferenciação por região de plantio, por oleaginosa e por categoria de produção (agronegócio e agricultura familiar). O Decreto 5.297 também instituiu o Selo Combustível Social e as Instruções Normativas nº 01 e 02, de 2005 dispõem sobre os critérios e procedimentos relativos à concessão de uso do Selo Combustível Social.

Desde a sua criação, as condições de oferta se ampliaram consideravelmente. A produção de biodiesel no Brasil foi de 0,7 milhões de litros em 2005, contra 2.397,2 em 2010 e 3.937,3 em 2015. Para viabilizar este aumento, as principais medidas e instrumentos de política foram tributários e de financiamento – como redução das alíquotas de tributos (Cide, IPI, Pis/Pasep, Cofins), a disponibilização de crédito com menor custo financeiro aos produtores, além de subsídios que cobrem o custo mais alto do biocombustível em relação ao diesel.

Além disso, os canais de comercialização foram fortemente coordenados e regulados. A oferta do biodiesel foi organizada por meio de leilões públicos, promovidos pela ANP a partir de diretrizes específicas do MME para atender aos requisitos de mistura de biodiesel no óleo diesel comercializado no país.

Um conjunto complementar de ações governamentais também merece ser destacado:

- a) Abertura de uma linha de crédito de R\$ 100 milhões para os anos de 2004 e 2005 do PRONAF – Programa Nacional da Agricultura Familiar do MDA destinados para o desenvolvimento do cultivo de matérias primas para o biodiesel oriundas da agricultura familiar;
- b) Ações da EMBRAPA foram formuladas para ajudar ao cultivo da mamona no Nordeste;

- c) O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu diretrizes para ajuste da participação do biodiesel na matriz energética e determinou a criação do Comitê de Gestão do Biodiesel– CGB;
- d) O Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Biodiesel do BNDES previa financiamento de projetos com condições preferenciais. Os financiamentos eram destinados a todas as fases de produção do biodiesel, entre elas a agrícola, de produção de óleo bruto, de armazenamento, a de logística, de beneficiamento de sub-produtos e de aquisição de máquinas e equipamentos homologados para o uso deste combustível.
- e) O Projeto de Polos de Produção de Biodiesel, implantado a partir de 2006 pelo MDA, consiste em uma metodologia de organização da base produtiva. Os Pólos de Produção de Biodiesel são espaços geográficos compostos por diversos municípios, com a presença de agricultores familiares, produtores ou potenciais produtores de matérias primas para fins de produção de biodiesel nos termos do PNPB.

4.3.3 PAISS – PLANO DE APOIO À INOVAÇÃO DOS SETORES SUCROENERGÉTICO E SUCROQUÍMICO

Criado em Março de 2011, o PAISS é uma Iniciativa conjunta do BNDES e da Finep de seleção de planos de negócio e fomento a projetos que contemplem o desenvolvimento, a produção e a comercialização de novas tecnologias industriais destinadas ao processamento da biomassa oriunda da cana-de-açúcar, com a finalidade de organizar a entrada de pedidos de apoio financeiro no âmbito das duas instituições e permitir uma maior coordenação das ações de fomento e melhor integração dos instrumentos de apoio financeiro disponíveis, com previsão de disponibilizar recursos da ordem de R\$ 1 bilhão até 2014.

Desde o seu início, foram selecionados 35 planos de negócios de 25 empresas. Destes total, treze (13) são voltados a pesquisas tecnológicas no setor de etanol a partir de celulose (o etanol 2G), 20 para o desenvolvimento de novos produtos, e 2 em gaseificação. O segmento de novos produtos, destinado a agregar valor à biomassa da cana, abrange desde intermediários químicos a plásticos biodegradáveis, passando por novos biocombustíveis, como diesel, butanol e querosene de aviação.

Em março de 2013, a FINEP aprovou seis subvenções econômicas e um projeto cooperativo, beneficiando cinco empresas com um total de R\$ 39,4 milhões. Foram contempladas tecnologias para produção do etanol 2G e novos produtos a partir da cana-de-açúcar.

4.3.4 RENOVARBIO

O Programa foi lançado em 13 de dezembro de 2016 pelo MME, com objetivo de formular diretrizes de políticas para garantir a expansão da produção de biocombustíveis no Brasil, com base na

previsibilidade, na sustentabilidade ambiental, econômica e social, e compatível com o crescimento do mercado. Encontra-se em fase de análise das contribuições recebidas por meio de consulta pública (recebidas até 20/03/2017) para definição das diretrizes estratégicas para os biocombustíveis (BRASIL,2017f).

Ele conta no seu núcleo operacional a ANP, a EPE, o Ministério da Agricultura e o Ministério de Minas e Energia.

O documento “Justificativas” do RenovaBio lembra que, como componente do compromisso voluntário assumido pelo Brasil na COP21, foi definida a meta específica de expansão da bioenergia, assumindo-se 18% de participação na matriz energética em 2030. Essa meta será fator preponderante para o cumprimento desse compromisso de descarbonização.

Para atingir essa meta, faz-se necessária a expansão do etanol e do biodiesel, da energia elétrica de fonte de biomassa e o desenvolvimento do uso comercial de novos combustíveis como “um vetor de desenvolvimento que contribui para redução das emissões, entre outras externalidades positivas”.

A expansão da produção de biocombustíveis também é colocada como um elemento importante para garantir a segurança do abastecimento de combustíveis. O RenovaBio ainda tem como objetivo a melhoria na eficiência energética do uso dos biocombustíveis. A criação de empregos e a promoção de crescimento econômico são outras motivações importantes para o desenvolvimento desse programa. A proposta do RenovaBio é articular a construção dos instrumentos da política de incentivo aos biocombustíveis ao redor de quatro eixos estratégicos:

1. - Papel dos biocombustíveis na matriz energética (BRASIL,2017b)
2. - Equilíbrio econômico e financeiro (BRASIL,2017c)
3. - Regras de comercialização aperfeiçoadas serão necessárias para “impulsionar o mercado de biocombustíveis em equilíbrio com os derivados de petróleo”. (BRASIL,2017d)
4. - Novos combustíveis: além do etanol e do biodiesel, já presentes na matriz (e já objetos de programas específicos no passado – Proálcool e PNPB), novos biocombustíveis tais como o bioquerosene, biometano e biocombustíveis lignocelulósicos (2G) serão objetos de instrumentos de incentivo. (BRASIL,2017e)

Uma das estratégias principais apontadas será “criar as condições para incentivar o investimento privado na produção e no desenvolvimento de tecnologias relacionadas a produção e ao uso de biocombustíveis”.

Além de Notas Técnicas desenvolvidas pela EPE (como focos em Papel dos biocombustíveis, Sustentabilidade, Regras de Comercialização e Novos Biocombustíveis), a Consulta Pública recebeu contribuições de associações, agentes do setor de biocombustíveis e Petrobrás.

A tendência apontada pelas contribuições e documentos do programa são a adoção das seguintes medidas:

- implantação de metas anuais de emissões no setor de transporte (que poderão ser regionalizadas);
- mecanismo de estímulo às fontes mais “limpas”, tais como fatores de precificação de combustíveis em função da intensidade de carbono do seu ciclo de vida;
- mecanismo de comercialização de certificados de emissões. A tendência é que as distribuidoras de combustíveis terão mandatos de redução do carbono do combustível vendido por elas e deverão comprar Certificados de Redução de Emissões emitidos por usinas de produção de etanol, biodiesel e biogás que passarão por um processo de certificação;
- linhas de financiamento que estimulem projetos de novos biocombustíveis e novas tecnologias favorecendo a competitividade do biodiesel e etanol tradicionais;
- organização de leilões de energia elétrica específicos por fonte (biomassa, biogás);
- implantação de instrumentos de monitoramento e controle.

Apesar de ainda em fase muito preliminar, o RenovaBio pode se constituir, de fato, numa possibilidade de criar espaços de articulação com a precificação dos combustíveis, via a introdução de mecanismos *carbon pricing*. Além disso pode contribuir para a alteração na direção correta dos preços relativos dos diferentes combustíveis concorrentes, além de poder oferecer sinais de custos/preços que também possam levar em consideração aspectos regionais.

Desde a primeira versão do presente relatório, o Programa Renovabio teve alguns desenvolvimentos notáveis. Ele foi instituído pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, regulamentada pelo Decreto nº 9.308, de 15 de março de 2018, que dispõe também sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis. De acordo com esse Decreto (e seu sucessor, o Decreto 9888 de 27 de junho de 2019), as metas anuais totais para o mercado de combustíveis devem ser definidas pelo CNPE, enquanto a ANP definirá as metas individuais por distribuidora em função da sua participação no mercado de comercialização no ano anterior. A resolução nº 5, de 5 de junho de 2018, do CNPE estabeleceu as metas compulsórias anuais de redução de GEE para a comercialização de combustíveis, devendo-se chegar, em 2028, a uma redução da intensidade carbônica pretendida de 10,1% em relação a 2017.

O Renovabio encontra-se ainda em fase de regulamentação, com a elaboração de resoluções da ANP e decretos do MME.

Atualização: a Resolução ANP 758 de 23 de novembro de 2018 regulamentou a certificação de produção de biocombustíveis, bem como o credenciamento de firmas inspetoras.

4.3.5 COMBUSTÍVEL BRASIL

Também lançado recentemente, em 20 de fevereiro de 2017, o Programa Combustível Brasil visa a preparar o setor de refino e distribuição de combustíveis para a retomada do crescimento da economia;

estimular a livre concorrência, atraindo novos investimentos, para diversificar o setor de abastecimento de combustíveis no País.

Os seguintes eixos estratégicos foram definidos:

- Redesenho do cenário de abastecimento de combustíveis frente ao novo papel da Petrobras;
- Fomento a novos investimentos no setor de abastecimento, especialmente de refino;
- Regras de acesso e desenvolvimento das infraestruturas portuárias e terminais de abastecimento de combustíveis;
- Estímulo à competitividade crescente nos mercados de combustíveis.
- Encontra-se em fase de elaboração de cronograma de atividades.

4.3.6 INOVA ENERGIA

O Inova Energia faz parte do Plano Inova Empresa, plano com foco em política de inovação lançado em 14 de março de 2013, para possibilitar a elevação da produtividade da economia que atua em diversos setores, incluindo o setor de energia.

O Inova Energia é um Plano de Ação Conjunta que coordena as ações de fomento à inovação da Finep, do BNDES e da ANEEL para apoiar o desenvolvimento e a difusão de tecnologias de “smart grid”, energias renováveis (eólica e solar) e veículos elétricos e híbridos, preferencialmente à etanol, e eficiência energética em veículos, aumentando a coordenação das ações de fomento e aprimorando a integração dos instrumentos de apoio financeiro disponíveis.

As empresas brasileiras interessadas participaram de Editais de chamadas de projetos e caso contempladas, receberam apoio de uma das 3 entidades participantes: financiamento reembolsável pela FINEP ou BNDES, subvenção econômica pela FINEP ou recurso de P&D pela ANEEL. Os recursos planejados para o Inova Energia foram de R\$ 3 bilhões para os anos de 2013 a 2016, sendo R\$ 1.2 bi da Finep, R\$ 1.2 bi do BNDES e R\$600 milhões da ANEEL.

Cabe destacar que 59 projetos (planos de negócios) foram selecionados em novembro de 2013, sendo 10 respondendo no âmbito da Linha “Veículos elétricos e híbridos e eficiência energética em veículos”. Estes últimos estão diretamente relacionados e/ou geram impactos sobre o setor “Combustíveis”.

Por fim, destaca-se que, com desenho similar, foi tentada a implementação do Inova Petro, o qual previa, inclusive, a participação da ANP. No entanto, a proposta inicial não foi implementada e uma revisão de escopo ficou de ser efetuada.

4.3.7 BIOFUTURE PLATFORM

Em 2016 o Brasil passou a exercer um maior protagonismo na intitulada *Biofuture Platform*, a qual tem uma forte componente de política externa e uma atuação destacada do Itamaraty. A visão de política externa brasileira sobre o tema busca explorar sinergias em sintonia com as capacidades e o interesse nacional, e contribui para a consolidação da posição do Brasil como protagonista no desenvolvimento de energias renováveis.

Segundo o Itamaraty, a política externa brasileira na área de energias renováveis está orientada pelos objetivos principais a seguir:

- a) promover parcerias e cooperação, especialmente Sul-Sul, a fim de buscar soluções criativas que atendam às necessidades locais e específicas dos países para ampliar o acesso à energia em prol do desenvolvimento socioeconômico;
- b) promover o uso de fontes energéticas de tecnologias consolidadas e acessíveis, entre as quais a bioenergia e a hidroeletricidade;
- c) ampliar a participação dos biocombustíveis na matriz energética mundial; e
- d) promover a integração energética regional segundo os princípios do desenvolvimento sustentável.

No que concerne em particular os biocombustíveis, o Brasil enseja esforços junto aos principais foros e parceiros internacionais. Por meio de atuação engajada no plano multilateral, o Brasil busca participar e influenciar das discussões a respeito de políticas na área de energias renováveis, ao mesmo tempo em que diversifica parcerias regionais e extra-regionais para o tema.

O Brasil tem atuado em diversas frentes para promover e divulgar a produção e o uso sustentáveis de bioenergia. No plano multilateral, destaca-se a atuação em foros com a Organização Internacional de Normatização (ISO) e a Parceria Global de Bioenergia (GBEP – "Global Bioenergy Partnership"). Desde 2008, o Brasil é co-presidente, em conjunto com a Itália, da Parceria Global de Bioenergia. Criada em 2006 no âmbito do Plano de Ação de Gleneagles sobre Mudança do Clima, Energia Limpa e Desenvolvimento Sustentável do G-8, a GBEP reúne hoje 37 membros e 37 observadores – entre países, organizações internacionais e uma gama diversificada de instituições –, consolidando-se como foro privilegiado para discussão sobre sustentabilidade de bioenergia. Atualmente, o principal foco da atuação do Brasil na GBEP é a capacitação em bioenergia sustentável. Na ISO, trabalha-se para facilitar o comércio internacional dos biocombustíveis.

No âmbito da Iniciativa Energia Sustentável para Todos (SE4ALL – *Sustainable Energy for All*), criada em 2010 pelo Secretário Geral das Nações Unidas, o Brasil atua em parceria com outros países em desenvolvimento. A elevada participação das energias renováveis na matriz energética brasileira e os programas de universalização do acesso à energia – como o programa "Luz para Todos" –, são consideradas ações exemplares dentro dos objetivos estabelecidos no contexto da SE4ALL até 2030:

- a) dobrar a utilização de energias renováveis;
- b) dobrar as metas de eficiência energética; e
- c) universalizar o acesso à energia.

Ainda de acordo com o Itamaraty, O Brasil também promove esforços para difundir a produção de biocombustíveis, ampliando o número de países produtores no mundo. Como ponto importante desta iniciativa, o BNDES financia estudo de viabilidade de produção de biocombustíveis no espaço da União Econômica e Monetária do Oeste Africano (UEMOA). Já no plano bilateral, o Governo brasileiro tem priorizado a assinatura de instrumentos que visam à cooperação na área energética, em particular sobre biocombustíveis – a exemplo do Diálogo sobre Política Energética entre Brasil e União Europeia e o Memorando de Entendimento entre o Brasil e Estados Unidos para Avançar a Cooperação em Biocombustíveis. Há, igualmente, diversas iniciativas bilaterais com países da América do Sul voltadas à promoção da cooperação regional na área de energia por meio de projetos hidrelétricos e de interconexão elétrica.

4.3.8 PROCONVE (PROGRAMA DE CONTROLE DA POLUIÇÃO DO AR POR VEÍCULOS AUTOMOTORES)

O PROCONVE foi criado pela Resolução CONAMA 18 de 6 de junho de 1986, com os seguintes objetivos:

- reduzir a emissão de poluentes pelos veículos automotores,
- promover o desenvolvimento tecnológico nacional,
- promover a melhoria das características dos combustíveis,
- criar programas de inspeção dos veículos em uso,
- promover a conscientização popular quanto à poluição veicular.

Nos mais de trinta anos desde sua criação, diversas fases foram sendo implementadas, amparadas por alterações e/ou novas normas legais. A Lei nº 8.723 de 29 de outubro de 1993 dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e fixou limites de emissão de CO, HC, NOx e CHO para veículos automotores leves (menos de 3.856 kg PBT) e pesados, com tolerância para os veículos movidos à diesel (inicialmente em relação à porcentagem da frota, e ao prazo para efetivação das alterações).

Adicionalmente, as Resoluções do CONAMA, publicadas entre 1993 e 2011 estabeleceram limites de emissões, limites de fumaça, metodologias de ensaios e outras providências relacionadas, dentre as quais aquelas que estabeleceram o programa de etiquetagem, o qual será visto adiante.

Os limites de emissões e os procedimentos para medição da poluição para veículos leves e pesados são diferentes. Fases sucessivas, caracterizadas por "L" para veículos leves (6 fases) e "P" para veículos pesados (7 fases), vem sendo implantadas segundo cronogramas diferenciados seguindo as instruções das Resoluções da CONAMA, com limites de emissões cada vez mais restritivas.

A partir de 1995, por meio da Resolução do CONAMA nº 15, de 13 de dezembro de 1995, foram introduzidos limites para veículos leves comerciais e a Resolução CONAMA nº 433 de 2011 incluiu também máquinas agrícolas e rodoviárias no programa.

O cumprimento das exigências do PROCONVE é aferido por meio de ensaios padronizados em dinamômetro e com “combustíveis de referência”. Além disso, o PROCONVE também impõe: a) a certificação de protótipos e o acompanhamento estatístico em veículos na fase de produção (ensaios de produção); b) a autorização do IBAMA para uso de combustíveis alternativos; c) o recolhimento ou reparo de veículos e motores encontrados em desconformidade com a produção ou projeto; e d) a proibição da comercialização de modelos de veículos não homologados.

É possível destacar alguns dos principais resultados alcançados pelo programa. Em 1986, os veículos leves emitiam, em média, cerca de 50g/km de CO (seu principal poluente). Na primeira fase, foi definida a redução em 50% dessa concentração em metade veículos novos fabricados no país. Em 1989, foi englobada a totalidade dos veículos leves novos, passando o limite de emissão de CO para 12g/km. A nova fase que entrou em vigor em 2013 reduziu esse limite para 1,3g/km de CO. Desde o início das exigências para os veículos pesados, as reduções foram da ordem de 80%. Além disso, os principais avanços tecnológicos decorrentes do Programa foram a introdução nos veículos de catalisador, injeção eletrônica de combustível e melhorias nos combustíveis automotivos.

4.3.9 PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM VEICULAR (PBEV)

O PBEV foi criado em 2005 e efetivamente implementado após a publicação através de da Portaria INMETRO 391/2008 com o objetivo de melhorar a eficiência energética dos veículos, por meio da utilização de uma etiqueta que disponibiliza informações aos consumidores, servindo como um incentivo aos modelos mais eficientes.

O Programa incorporou os princípios gerais, já estabelecidos desde o Programa de Etiquetagem de Eletrodomésticos do PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Eletricidade). Assim, foi adotada a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), usada em todos os programas de etiquetagem com fins de eficiência energética no âmbito do Programa Brasileiro de Etiquetagem.

No caso do PBEV, essa Etiqueta apresenta a classificação do veículo em termos de eficiência energética, autonomia (quantos quilômetros o carro faz com 1 litro de combustível) e dados de emissão de gases poluentes (hidrocarbonetos, monóxido de carbono e óxido de nitrogênio) e de efeito estufa (CO_2).

O PBE Veicular tem como parceiros o MME, a ANP, o IBAMA, a Cetesb, a Cenpes/Petrobras, a ANFAVEA e a ABEIVA, além do CONPET.

O PBE Veicular considerava inicialmente somente veículos leves de passageiros e veículos comerciais leves com motores do ciclo Otto, movidos a gasolina, álcool ou gás natural. Outras categorias, bem como veículos movidos a diesel, foram incluídas no programa ao decorrer das edições: o programa já teve 9 edições, passando de 31 modelos e 5 marcas (2009) a 915 modelos e 33 marcas (2017). Nesta última edição (9a, com dados publicados em 26 de abril de 2017), o programa conta com adesão de todos os fabricantes e importadores de veículos leves. Com isso, 100% dos carros comercializados no País serão etiquetados.

A participação ao programa é voluntária, via termo de compromisso de cada empresa, revalidado anualmente e com a expectativa da adesão dos fabricantes pela competição entre as empresas.

Essas devem fornecer uma declaração anual dos dados de consumo de combustível de, no mínimo, metade da frota a ser comercializada com produção superior a 2000 unidades ano e 100 para importados.

A medição de consumo é realizada em laboratório, conforme norma ABNT NBR 7024, com ciclos de condução padrão urbano e rodoviário, e combustíveis de referência por meio de testes simulados de rodagem em cidade e estrada. No caso do consumo, a nota de A a E é dada comparativamente a outros veículos da categoria. Para emissão de poluentes, recebem nota máxima os carros com emissões até 60% do limite, B para emissões até 80% do limite e C para emissões entre 80% e o limite estipulado pela legislação.

4.3.10 PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA QUALIDADE DE COMBUSTÍVEIS (PMQC)

O PMQC é um Programa coordenado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis). A Lei nº 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo, e que criou a ANP lhe confere a obrigação, em seu artigo 8º, de zelar pela qualidade dos produtos componentes da indústria do petróleo e proteger os interesses dos consumidores quanto à qualidade dos derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural comercializados em todo o território brasileiro.

Para atender a esse dispositivo, especificamente no que tange à garantia de qualidade da gasolina, etanol combustível e óleo diesel, a ANP instituiu o Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC).

O PMQC foi inicialmente regulamentado pela Resolução ANP nº 29/2006, a qual foi revogada pela Resolução ANP nº 8, de 9 de fevereiro de 2011. O referido regulamento, atualmente em vigor, criou ainda os Programas de Monitoramento da Qualidade de Lubrificantes (PMQL) e o Programa de

Monitoramento da Qualidade de Aditivos (PMQA), além de ampliar o escopo do próprio PMQC, com a apresentação de forma mais detalhada das suas características e objetivos.

De acordo com a regra, o principal objetivo do programa é estabelecer indicadores gerais da qualidade dos combustíveis, etanol hidratado, gasolina e diesel, comercializados no país. Também fazem parte do escopo do programa os serviços de coleta, transporte e análises físico-químicas de amostras. Tais atividades são realizadas atualmente por 20 instituições de ensino e/ou pesquisa contratadas pela ANP, as quais dispõem de infraestrutura laboratorial própria, além do Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) da ANP.

Visando assegurar a qualidade e confiabilidade das análises realizadas, as instituições devem também se comprometer a buscar acreditação junto ao Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro. A acreditação, nos termos da norma ABNT NBR 17025, é o reconhecimento formal pelo Inmetro de que o laboratório é competente para executar ensaios e calibrações de acordo com normas técnicas internacionalmente aceitas, conferindo credibilidade acerca dos produtos e serviços por ele fornecidos.

Outro requisito importante que deve ser assegurado pelas instituições é a confidencialidade com relação aos dados e informações com os quais tenham contato em função das atividades realizadas. Nesse sentido, é exigência para a contratação a preservação dessas informações em sigilo, podendo haver responsabilização civil e criminal em caso de violação desse requisito.

4.3.11 REPETRO - REGIME ADUANEIRO ESPECIAL DE EXPORTAÇÃO E DE IMPORTAÇÃO DE BENS DESTINADOS ÀS ATIVIDADES DE PESQUISA E LAVRA DAS JAZIDAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.

Criado em Regulamentado pelo Decreto Nº 6759, de 5 de fevereiro de 2009, o REPETRO tem o objetivo de estimular o setor de petróleo e de gás natural por meio da desoneração. O programa atua permitindo a aplicação do regime aduaneiro especial de admissão temporária, com suspensão total do pagamento de tributos, na atividade de importação de determinados itens do setor de petróleo e gás natural (máquinas, equipamentos, peças, plataformas de perfuração, dutos, entre outros, descritos no Anexo I da IN RFB Nº 1415, de 2013), diferindo impostos para a fase de produção de petróleo e gás. Bens esses que devem permanecer no país por um determinando tempo (estabelecido quando da adoção do regime) e devem ser utilizados exclusivamente para a atividade prevista quando da sua importação. Os tributos aos quais se referem a legislação são os seguintes, conforme IN RFB Nº 1600, de 2015:

- I - Imposto de importação (II);
- II - Imposto sobre produtos industrializados (IPI);
- III - contribuição para os programas de integração social e de formação do patrimônio do servidor público incidente na importação de produtos estrangeiros ou serviços (PIS/Pasep-Importação);

IV - Contribuição social para o financiamento da seguridade social devida pelo importador de bens estrangeiros ou serviços do exterior (Cofins-Importação);

V - Contribuição de intervenção no domínio econômico combustíveis (Cide-Combustíveis); e

VI – Adicional ao frete para renovação da Marinha Mercante (AFRMM).

O término do regime estava previsto para o final de 2020 (IN RFB Nº 1600, de 2015). Entretanto, já o governo anunciou (em 2017) a intenção de renová-lo por mais 20 anos⁵¹. Estima-se que sem o REPETRO, os tributos representariam cerca de 50% do valor do investimento total dos projetos, o que os tornariam inviáveis e reduziria, consideravelmente, a sua competitividade nos leilões. Além disso, de acordo com dados da receita federal, a renúncia fiscal aduaneira no Brasil pelo REPETRO, de janeiro a abril de 2015, representou aproximadamente 24% do total, sendo que o valor das importações era de US\$ 9,37 bilhões em 2015, tendo alcançado US\$ 23,20 bilhões em 2012.

Em 2017 e 2018 houve a implementação do Repetro-Sped, do qual destacam-se:

- 1) A nova configuração do programa (Repetro-Sped) permite a aplicação do regime aduaneiro especial de admissão temporária e definitiva. Na admissão temporária ocorre a suspensão e na definitiva a isenção total do pagamento de tributos federais e pagamento reduzido de 3% de ICMS aos estados na importação definitiva dos bens destinados às atividades de importação de determinados itens do setor de petróleo e gás natural (Anexos da IN RFB Nº 1781, de 2018).
- 2) As plataformas passaram a ser classificadas como bens definitivos, bem como grande parte dos equipamentos de subsea.
- 3) Se o Repetro-Sped não tivesse sido aprovado e com o término do REPETRO no final de 2020, estima-se que os tributos aumentariam cerca de 60% do valor do investimento total dos projetos, o que os tornariam inviáveis e reduziria consideravelmente a sua competitividade nos leilões. O fim do Repetro afetaria negativamente a arrecadação associada aos projetos de Exploração e de Produção em até 83% e reduziria em até 90% o número de vagas no setor entre 2016 e 2030. Estima-se que o volume de produção também seria reduzido em até 90% no mesmo período.

Com uma estrutura semelhante à do REPETRO, o REPEX (Regime aduaneiro especial de importação de petróleo bruto e seus derivados), permite, conforme definido no Decreto Nº 6759, de 5 de fevereiro de 2009, “a importação desses produtos, com suspensão do pagamento dos impostos federais, da contribuição para o PIS/PASEP-Importação e da COFINS-Importação, para posterior exportação, no mesmo estado em que foram importados”. Os itens passíveis de importação mediante esse regime bem como sua aplicação estão descritos na IN SRF Nº5, DE 2001. Ademais, prazo do regime é de 90 dias, podendo ser prorrogado mediante requerimento.

⁵¹ <http://cbn.globoradio.globo.com/media/audio/99913/brasil-vai-na-contramao-do-mundo-ao-desonerar-petr.htm>

4.3.12 GÁS PARA CRESCER

A crise financeira nacional levou à uma reestruturação da Petrobras, maior responsável pela oferta de gás natural do país. Portanto, é necessário que o contexto atual do setor seja bem avaliado e estudado, visando à identificação dos desafios e oportunidades, para o planejamento e aplicação das melhores medidas, mitigando riscos e atrair novos investimentos para o setor.

Sendo assim, o Ministério de Minas e Energia lançou, em 2016, a iniciativa 'Gás para Crescer', com o objetivo de promover o aprimoramento das diretrizes e das normas regulatórias do setor de Gás Natural, de forma a manter o funcionamento do setor frente à uma redução da atuação da Petrobras.

Além de aspectos tributários, como a adequação e a modernização das regras tributárias em um ambiente com muitos agentes e a desvinculação dos fluxos físico e contratual do gás natural, o programa tem algumas áreas principais de atuação. Entre essas áreas se encontra o estímulo à entrada de novos ofertantes no mercado, com uma maior eficiência na utilização das infraestruturas já existentes; a busca por um maior investimento no setor, tornando o gás natural mais atrativo; o estímulo à conciliação entre as regulações Estaduais e Federal, promovendo uma redução nos custos de transação e o estímulo à conciliação entre os setores elétrico e de gás natural, de forma a aproveitar as sinergias entre esses setores, melhorar o ambiente de investimento e reduzir o risco para geradores e supridores (BRASIL, 2016b).

4.3.13 VALE GÁS - GLP

O programa Vale Gás foi criado pelo Governo Federal em 2001, para auxiliar as famílias inscritas, que recebiam a quantia de R\$ 15 a cada dois meses, para a compra do gás de cozinha.

Em 2002 o programa foi associado a outras medidas sociais do governo, tais como bolsa escola e o bolsa alimentação e, com isso, passou a constituir o Bolsa Família. Portanto, a partir desse ano, o programa continuou existindo, mas passou a ser liquidado junto a outros projetos.

Para ter acesso ao benefício, as famílias precisam comprovar renda de até meio salário mínimo, sendo que, no total, o pagamento atualmente tem os seguintes valores:

Pagamento de R\$ 77,00 reais, para as famílias sem Adolescentes, Gestantes ou Crianças;

Pagamento de R\$ 77,00 até R\$ 154,00 para as famílias com Adolescentes, Gestantes ou Crianças.

Dado que o programa tem como objetivo garantir que famílias de baixa renda tenham dinheiro suficiente para comprar gás de cozinha, uma política de precificação sobre carbono advindo de GLP, pode encarecer esse produto, o que possivelmente agravaría a situação das famílias que dependem do benefício. Além disso, outra possível consequência seria a necessidade de aumento no valor do benefício fornecido pelo governo. Logo, o que seria arrecadado com a precificação poderia se perder, em partes, para a manutenção do programa.

4.3.14 CORSIA – APÓS 2017

O Esquema de Redução de Emissões da Aviação Civil Internacional (Corsia) foi proposto pela Icao (Agência das Nações Unidas responsável pela regulação do setor da aviação civil internacional) com o objetivo de limitar as emissões da aviação civil internacional a partir de 2021 considerando os níveis de emissão de 2020, almejando o compromisso de crescimento carbono neutro a partir de 2050.

O CORSIA é um mecanismo de mercado visando a complementar os esforços de redução de emissões das companhias aéreas por meio de mitigação das emissões. Ele deve ser implementado em três fases. As duas primeiras serão por adesão voluntária de países e companhias aéreas (uma fase “piloto” entre 2021 – 2023, seguida por uma fase “inicial” entre 2024- 2026). A partir de 2027, as medidas e metas de redução de emissões valerão para todos os países, com exceção de países menos desenvolvidos, pequenas ilhas em desenvolvimento e países que não atinjam um percentual mínimo na contribuição das emissões totais do setor.

Esse mecanismo deve favorecer o uso do bioquerosene de aviação tanto no Brasil quanto no mundo.

4.3.15 PROGRAMA DE P&D DA ANP

Contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural possuem uma cláusula de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (Cláusula de PD&I), com o objetivo de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor.

Nos contratos de concessão, a cláusula de PD&I estabelece que os concessionários devem realizar despesas qualificadas como PD&I em valor correspondente a 1% da receita bruta da produção dos campos que pagam a Participação Especial.

Nos contratos de partilha de produção e de cessão onerosa, o valor da obrigação corresponde a, respectivamente, 1% e 0,5% da receita bruta anual dos campos pertencentes aos blocos detalhados e delimitados nos respectivos contratos.

A ANP é responsável pela análise, aprovação, acompanhamento e fiscalização da aplicação dos recursos oriundos da cláusula de PD&I.

4.3.16 REATE – APÓS 2017

O REATE, Programa de revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres, foi anunciado em 2017 com o objetivo de realizar um diagnóstico e propor medidas para incentivar os investimentos em infraestrutura e projetos de exploração e produção onshore.

O Quadro 6 a seguir resume, para cada programa, o principal objetivo perseguido e os instrumentos originados para cumprir os objetivos do programa, além de destacar quais dos objetivos apresentados na introdução são perseguidos por cada programa, bem como cada um dos combustíveis contemplados.

Quadro 6 - 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 descarbonização 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, eficiência
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
REPEX	Incentivo ao setor de petróleo e de gás natural	Diferimento de impostos para investimentos em E&P	Derivados do petróleo
REPETRO SPED			
Gás para Crescer	Incentivo ao setor de gás natural	Ainda não definidos	Gás Natural
Vale Gás - GLP	Garantia de gás para as famílias	Normas	GLP
CORSIA	Metas de redução de emissões para companhias aéreas	Metas de redução de emissões, mercado de compensação	Querosene de aviação, bioquerosene

Programa	Caracterização	Instrumentos	Combustíveis contemplados
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

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório, como 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.

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 aquelas 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, 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 era, até então, a única empresa autorizada a explorar hidrocarbonetos no país - e os agentes privados.

Os resultados para a indústria brasileira de petróleo são incontestes, pois a reforma logrou a ampliação do nível de investimentos, de produção, a redução da dependência das importações, e alçou 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*, ao contrário do que ocorre com a produção e à condição exportadora 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 entre gasolina e 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, na qual o Brasil é líder mundial, foi desenvolvida no Brasil graças ao programa Proálcool, 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, ainda que as empresas produtoras possam potencialmente explorar as 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. Ainda que existam pontos a serem aperfeiçoados, este é um programa governamental bem-sucedido. 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. 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 e, posteriormente, possibilitar uma comparação com os demais setores do projeto PMR e auxiliar, assim, na decisão dos setores ou subsetores mais adequados a serem alvos de determinadas políticas de precificação de emissões. Quanto ao tamanho do setor, o subsetor de Refino de petróleo e coquerias chegou a representar 3,7% do Valor bruto da produção brasileira, em 2014. Já o subsetor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, apresentou, 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 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.

Analizando-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 combustível ao longo de todo período. Os outros subsetores, que também estavam entre os de maior número de estabelecimentos, ocuparam uma média de mais de 10%, no período, dos trabalhadores do setor. 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. 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 configuraram 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 subsetor 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 subsetor também é, no setor de combustíveis, aquele com o maior multiplicador de renda (correspondente à remuneração do fator trabalho), sendo, assim, o subsetor 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 subsetor de Refino de petróleo e coquerias. Ou seja, se houver um aumento nos tributos setoriais deste subsetor, haverá um aumento na arrecadação proveniente de tributos setoriais proporcionalmente maior que o provocado pelos demais subsetores de combustíveis. Já quando se olha para os tributos sobre produtos, aquele subsetor é o que apresenta o menor multiplicador tributário do setor de combustíveis, sendo que o maior multiplicador tributário, neste caso, ocorre com o subsetor 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 subsetor.

Acerca da distribuição das vendas, uma mesma configuração foi observada ao longo do 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. Ressalta-se que, no caso do óleo combustível, as vendas chegaram a ser destinadas majoritariamente à exportação nos anos de 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 esse componente da demanda final, o primeiro produto destinou, em média, 86% das vendas do período. Já os produtos etanol e outros biocombustíveis tiveram 55% de suas vendas destinadas 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.

A análise dos coeficientes técnicos da Matriz de Insumo-Produto (IBGE) permite, também, que se avalie o peso dos insumos provenientes dos subsetores de combustíveis na produção de cada setor da economia (isto é, a porcentagem da produção de cada setor econômico correspondente à aquisição de cada tipo de combustível). Buscou-se identificar, assim, os dez setores em que os combustíveis (classificados por subsetor) possuem maior relevância sobre a produção final. Os resultados indicam, por exemplo, que os insumos advindos do subsetor Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos correspondem a parcelas inferiores a 5% da produção de todos os setores, à exceção do setor de Produtos de minerais não metálicos, em que essa parcela é de 5,85%. Por sua vez, os insumos provenientes do subsetor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, representam 27,35% da produção de Refino de petróleo e coquerias. No próprio subsetor em questão, esta parcela é de 5,54%, e, no caso do setor de Energia elétrica, os insumos de Extração de petróleo e gás representam 2,23% da produção.

Observando-se os subsetores correspondentes ao *downstream*, a Fabricação de biocombustíveis responde por parcelas inferiores a 3% do necessário à produção de todos os setores, alcançando sua maior relevância na produção do Refino de petróleo e coquerias (em que responde por 2,96% do valor produzido). Em contrapartida, observa-se que os insumos provenientes do subsetor Refino de petróleo e coquerias são, quando comparados aos demais subsetores de combustíveis, aqueles que representam as maiores parcelas da produção dos setores da economia; respondem, por exemplo, por 18,67% da produção do setor de Transporte terrestre, 7,93% do setor de Extração de minerais metálicos não-ferrosos, 6,89% do setor de Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, 5,74% do setor de Transporte aéreo e 28,15% do próprio setor. Confirma-se, assim, o alto grau de encadeamento entre o subsetor Refino de petróleo e coquerias e outros setores da economia, como evidenciado por um índice de ligação para frente superior aos dos demais subsetores. 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 aos 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, no período, de sua oferta interna atendida por importações. 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.

A Tabela 85, 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 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*⁶², 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.

⁵² São viáveis economicamente ao longo de sua vida útil, porém, não são implementadas em decorrência de outras barreiras (tecnológicas, comportamentais, regulatórias etc).

Tabela 85 - 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.

É possível perceber que a redução de emissões é mais significativa no subsetor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, no qual, para o cenário BC10 (que considera a adoção das Melhores Tecnologias Disponíveis, associadas à um preço de US\$10/tCO₂e emitido) observa-se um potencial de mitigação de, aproximadamente, 38% (2025) e 46% (2030). Já para o subsetor de refino, as reduções não são significativas, sendo menores de 5% em 2025 e, com um possível aumento de emissões em 2030. No total, observa-se que neste cenário (BC10), o potencial de mitigação dos dois subsetores em conjunto, em relação aos respectivos cenários de referência, é de, aproximadamente, 28% (2025) e 32% (2030).

Vale ressaltar que para o setor energético, no cenário BC10 em 2030, estão incluídas entre as MTDs relevantes a redução de *flare* e a instalação de unidades de recuperação de vapor (medida referente ao subsetor de E&P), com um potencial de mitigação de 22,3 MtCO₂e e um custo total⁵³ de 607,6 US\$ milhões, além de medidas para o subsetor de refino, como a eficientização na recuperação de calor e vapor nos processos, com um potencial de mitigação de 6,9 MtCO₂e e um custo total de 489,9 US\$ milhões, e a eficientização no consumo de hidrogênio, com um potencial de mitigação de 3,9 MtCO₂e e um custo total de 55,0 US\$ milhões (MCTI, 2017).

Entretanto, a adoção de fato de um desses cenários deve superar alguns obstáculos, que abrangem aspectos regulatórios, econômicos e técnicos, por exemplo, como a necessidade de mão de obra capacitada, bem como a necessidade de investimentos iniciais 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 eficientização da geração de calor, vapor e consumo de hidrogênio nos processos, por

⁵³ Custo total, medido em milhões de dólares, para implementação das medidas do cenário BC10 até 2030.

exemplo, algumas barreiras para a implementação são a falta de conhecimento sobre os custos e as vantagens da aplicação da tecnologia de recuperação de vapor e pouca disponibilidade e acesso ao crédito. Portanto, para a implementação dessas e outras MTDs, é necessário 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, o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, além da criação de fundos de investimento em eficiência energética e descarbonização, 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, pode-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) – supõe-se que seria 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 são aplicadas a poucos agentes. Já as distribuidoras poderiam responder por meio de repasse do custo adicional para os revendedores e consumidores. A alta concentração do

mercado de distribuição pode 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. Em alguns municípios onde acontece o controle de postos por um grupo, a coordenação da precificação já resultou na condenação por cartel - casos de São Luís, Brasília, Londrina. Neste sentido, o CADE poderia ajudar a evitar a interação entre controle de preços pelos postos e precificação de carbono.

Uma precificação das emissões de GEE pode ser aplicada também aos biocombustíveis, caso se opte por um modelo que considere as emissões devidas ao ciclo de vida completo considerando, assim, emissões causadas pelo uso do solo para produção de biomassa, transporte, 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, mesmo que as emissões do ciclo de vida sejam precificadas, os biocombustíveis ainda teriam um ganho de competitividade relativo em relação aos combustíveis fósseis.

No capítulo 4 deste relatório foram apresentados o mapeamento de políticas e os instrumentos setoriais. Primeiramente, foram tratados 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 para 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 destinada a PIS/PASEP e 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 a Cide – tenha objetivos bem definidos relacionados ao setor-alvo.

Quanto ao perfil de financiamento ao setor de combustíveis no Brasil, verificou-se 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.

Por fim, a última seção deste relatório apresenta os principais objetivos de política relacionados ao setor de combustíveis. A começar pelo principal objetivo de política energética, busca-se 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 é um objetivo, em parte, decorrente da busca por autossuficiência. Porém, especialmente em relação ao biodiesel, objetivos subsidiários, que não foram efetivamente atingidos, como estímulo à agricultura

familiar e os efeitos redistributivos regionais, 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 que surgiu motivado por questões de saúde pública, mas que, para seu cumprimento, passa pela necessidade de se controlar a qualidade e composição dos combustíveis comercializados, bem como as tecnologias dos motores e equipamentos usando esses combustíveis. O quarto objetivo, que está relacionado ao objetivo anterior e ao primeiro, constitui-se no aumento da eficiência energética e o uso racional da energia e também visa 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, tendo como um dos objetivos mais comuns a minimização dos preços para os consumidores finais dos combustíveis, com motivações sociais e eleitorais, para proteção da competitividade da indústria, ou para controle da inflação. A maioria desses objetivos possui sinergias com o objetivo – aparecido mais recentemente que a maioria deles - de redução das emissões de gases de efeito estufa. No entanto, sua articulação com outras políticas (como, por exemplo, fiscal, industrial, tecnológica, ambiental, redistribuição de renda) é ainda ineficiente.

Finalmente, foi destacado um conjunto de Programas relacionados ao Setor de Combustíveis. Diversos deles estão relacionados ao objetivo de desenvolvimento de biocombustíveis (mas não, necessariamente, exclusivamente a ele) - PNPB, PAISS, RenovaBio, Inova Energia, Biofuture Platform – e 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 a autossuficiência energética como objetivo – 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 adicionam instrumentos de política como: certificação de protótipos, normas, fiscalização e etiquetagem. O CONPET e o PBEVeicular também possuem como objetivo o aumento da eficiência, tendo 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

- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, 2000. Portaria ANP Nº 249, de 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/pa_np%20249%20-%202000.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/pa_np%20249%20-%202000.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates$3.0)>. Acesso em 13/12/2014.
- _____, 2013. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2013. Rio de Janeiro, Brasil.
- _____, 2015a. Boletim mensal do biodiesel (Março 2015).
- _____, 2015b. Boletim mensal do etanol n.3/2015 (Janeiro 2015).
- _____, 2015c. Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenamento de Gasolina A e de Óleo Diesel A no Brasil. Séries Temáticas nº 6. Rio de Janeiro. 2015.
- _____, 2016. *Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2016*. Rio de Janeiro.
- _____, 2017a. Dados Estatísticos. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em 03/2017.
- _____, 2017b. Estrutura de formação de preços. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/levantamento-de-precos/estruturas-de-formacao-dos-precos>>. Acesso em: 22/06/2017.
- 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.
- ATADASHI, I. M.; AROUA, M. K.; ABDUL AZIZ, A. R., et al., 2011. Membrane biodiesel production and refining technology: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp.5051–5062.
- ATADASHI, I. M.; AROUA, M. K.; ABDUL AZIZ, A. R., et al., 2011. Refining technologies for the purification of crude biodiesel. *Applied Energy*, 88(12), pp.4239–4251.
- ATADASHI, I. M.; AROUA, M. K.; ABDUL AZIZ, A. R., 2011. Biodiesel separation and purification: A review. *Renewable Energy*, 36(2), pp.437–443.
- BAIN, J., 1959. *Industrial organization*. New York: J. Wiley, 274 p.
- BANKOVIĆ-ILIĆ, I. B. et al., 2014. Waste animal fats as feedstocks for biodiesel production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, pp.238–254.
- BARROS, M., 2014. “Análise da flexibilidade e do custo do refino de petróleo para lidar com choques de oferta de etanol: o caso do sistema de abastecimento do Brasil”. Dissertação de Mestrado no Programa de Planejamento Energético-COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- BEZERGIANI, S.; DIMITRIADIS, A., 2013. Comparison between different types of renewable diesel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, pp.110–116.

BIZZO, W. A. et al., 2014. The generation of residual biomass during the production of bio-ethanol from sugarcane, its characterization and its use in energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, pp.589–603.

BNDES, 2010. “Perspectivas e desafios no setor de petróleo e gás”.

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 jul. 2017.

BONFÁ, M., 2011. “Diesel S10: Impacto Sobre o Rendimento do Parque de Refino Brasileiro em 2020 e Propostas Mitigadoras”. Dissertação de Mestrado no Programa de Planejamento Energético-COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

BRASIL. Congresso Nacional, 2001a. Lei 10.336, de 19 de dezembro de 2001. Institui Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/leis_2001/l10336.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2001b. Decreto 4.066, de 27 de dezembro de 2001. Reduz as alíquotas específicas e o limite de dedução da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, para os produtos que especifica. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/d4066.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2002. Lei 10.636, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a aplicação dos recursos originários da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível, atendendo o disposto no § 2º do art. 1º da Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, cria o Fundo Nacional de Infra-Estrutura de Transportes – FNIT e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10636.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2003. Decreto 4.565, de 1º de janeiro de 2003. Reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2003/d4565.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2004a. Decreto 5.060, de 30 de abril de 2004. Reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (CIDE), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2004, e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5060.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2004b. Lei 10.866, de 4 de maio de 2004. Acresce os arts. 1º-A e 1º-B à Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, com o objetivo de regulamentar a partilha com os Estados, o Distrito Federal e os Municípios da arrecadação da Contribuição de Intervenção no Domínio

Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - Cide, e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.866.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2008. Decreto 6.446, de 2 de maio de 2008. Dá nova redação aos incisos I e II do caput do art. 1º do Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, para reduzir as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina e suas correntes e diesel e suas correntes. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6446.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2009. Decreto 6.875, de 8 de junho de 2009. Dá nova redação aos incisos I e II do caput do art. 1º do Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, para alterar as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE incidente sobre a importação e comercialização de gasolina e suas correntes e diesel e suas correntes. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/decreto/d6875.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2010. Decreto 7.095, de 4 de fevereiro de 2010. Altera o Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7095.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2011a. Decreto 7.570, de 26 de setembro de 2011. Altera o Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/decreto/d7570.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2011b. Decreto 7.591, de 28 de outubro de 2011. Dá nova redação ao art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE, e dá outras providências. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/decreto/d7591.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2012. Decreto 7.764, de 22 de junho de 2012. Altera o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/decreto/d7764.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

_____, 2015. Decreto 8.395, de 28 de janeiro de 2015. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de aviação, e o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da

Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível. Portal da legislação – governo federal. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8395.htm>. Acesso em: 26/06/2017.

BRASIL. MINISTÉRIO DA FAZENDA, Secretaria da Receita Federal do Brasil, 2016a. Demonstrativo dos Gastos Tributários PLOA 2017. Brasília, DF: Agosto/2016. Disponível em: <<https://idg.receita.fazenda.gov.br/dados/receitadata/renuncia-fiscal/previsoes-ploa/dgt-ploa-2017-versao-1-1.pdf>>. Acesso em: 03/07/2017.

BRASIL. MINISTÉRIO DA FAZENDA, Secretaria da Receita Federal do Brasil, 2017a. Perguntas e Respostas – Pessoa Jurídica 2017. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf-escrituracao-contabil-fiscal/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2017-arquivos/capitulo-xxvi-cide-combustiveis-2017.pdf/view>>. Acesso em: 29/06/2017.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2016b. Gás para Crescer. Brasília. Disponível em: <http://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento/download/9c694f4e-6b52-4bdf-b7f3-fd4abaef146e>. Acesso em 04/07/2017.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2016c. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: MME/EPE, 2016.

_____, 2017b. RenovaBio: Biocombustíveis 2030Nota Técnica: Papel dos biocombustíveis na matriz. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2017.

_____, 2017c. RenovaBio: Biocombustíveis 2030Nota Técnica: Sustentabilidade. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2017.

_____, 2017d. RenovaBio: Biocombustíveis 2030Nota Técnica: Regras de Comercialização. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2017.

_____, 2017e. RenovaBio: Biocombustíveis 2030Nota Técnica: Novos Biocombustíveis. Rio de Janeiro: MME/EPE.

_____, 2017f. RenovaBio – Diretrizes Estratégicas para Biocombustíveis. Brasília, 2017.

BYLIN, C; SCHAFER, Z.; GOEL, V.; ROBINSON, D.; CAMPOS, A. N; BORENSZTEIN, F., 2010. “Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy.” *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*.SPE 126964. Rio de Janeiro, Brasil, 12-14, abril, 2010.

CASELLI, B., 2012. “Redesenho Institucional e Arranjos Contratuais: Uma Análise Da Regulação e da Indústria de Petróleo e Gás Natural no *Upstream Brasileiro*” Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento (PPED), Instituto de Economia, UFRJ.

CASTELO BRANCO, D., 2008. *Análise Técnica e Econômica da Aplicação da Tecnologia GTL de pequena escala para monetização do gás natural associado remoto offshore no Brasil*. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

- CAVALETT, O.; ORTEGA, E., 2010. Integrated environmental assessment of biodiesel production from soybean in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 18(1), pp.55–70.
- CGEE, 2009. *Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil*,
- CHRISTOFOLETTI, C.A. et al., 2013. Sugarcane vinasse: environmental implications of its use. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(12), pp.2752–61.
- COELHO JUNIOR, L. M, 2016 Concentração Regional do Valor Bruto de Produção do Pinhão no Paraná. *Ciência Florestal*, Santa Maria, v. 26, n.3, p. 853-861, jul-set.
- CNI. Confederação Nacional da Indústria, 2016. Reestruturação do setor de gás natural: uma agenda regulatória /Confederação Nacional da Indústria. Brasília, 2016. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18197/reestruturação do setor de gas natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em 04/07/2017.
- CONAB, 2015. Levantamentos de Safra de grãos, café, cana-de-açúcar e laranja (área plantada, produtividade e produção). Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1253>>. Acesso em 20/06/2017.
- COSTA, I. V. L., 2009, Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CREDIT SUISSE, 2014. *Brazil Upstream Tracker*. In: Connections Series.
- DIAS, M. O. S. et al., 2012. Improving second generation ethanol production through optimization of first generation production process from sugarcane. *Energy*, 43(1), pp.246–252.
- DIAS, M. O. S. et al., 2012. Integrated versus stand-alone second generation ethanol production from sugarcane bagasse and trash. *Bioresource technology*, 103(1), pp.152–61.
- DIAS, M. O. S. et al., 2011. Second generation ethanol in Brazil: can it compete with electricity production? *Bioresource technology*, 102(19), pp.8964–71.
- ECHT, W.; MEISTER, P., 2009. “Design, Fabrication and Startup of an Offshore Membrane CO₂ Removal System”. *88th Annual Convention, Gas Processors Association*, P-28, Texas, EUA, 8-11 Março.
- ENSINAS, A. V. et al., 2007. Analysis of process steam demand reduction and electricity generation in sugar and ethanol production from sugarcane. *Energy Conversion and Management*, 48, pp.2978–2987.
- ENSYN, 2015. Aracruz Project. Disponivel em: <<http://www.ensyn.com/brazil.html>>. Acesso em 20/06/2017.
- Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2013. *Plano decenal de expansão de energia* 2022, Rio de Janeiro.
- Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2016. Empresa de Pesquisa Energética. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/An%C3%A1lise%20de%20Conjuntura%20dos%20Biocombust%C3%ADveis%20->

%20boletins%20peri%C3%B3dicos/An%C3%A1lise%20de%20Conjuntura%20dos%20Biocombust%C3%ADveis1%20-%20Ano%202015.pdf>. Acesso em: 20/06/2017.

FAZZI, L. R.; COSTA, H.K. M.; BARBOSA, L. G. N.; SANTOS, M. M.; SANTOS, E. M., 2015. Redução da alíquota da Cide: o dilema dos preços da gasolina e do etanol. São Paulo, USP: AGRENER GD 2015 – 10º Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, 11 a 13 de novembro de 2015.

FEDERAÇÃO NACIONAL DO COMÉRCIO DE COMBUSTÍVEIS E DE LUBRIFICANTE - Fecomcombustíveis, 2017a. Carga Tributária dos Combustíveis por Estado – Referência: Março/2017. Disponível em: <<http://www.fecombustiveis.org.br/wp-content/uploads/2017/03/Carga-tribut%C3%A1ria-estadual-Mar%C3%A7o-2017.pdf>>. Acesso em: 21/06/2017.

_____, 2017b. Relatório Anual da Revenda de Combustíveis. Disponível em: <<http://www.fecombustiveis.org.br/relatorios/relatorio-anual-da-revenda-de-combustiveis-2017/>>. Acesso em: 22/06/2017.

_____, 2017c. Tributação. Disponível em: <<http://www.fecombustiveis.org.br/revendedor/tributacao/>>. Acesso em: 21/06/2017.

GARY, J. H.; HANDWERK, G. E., 2001, "Petroleum Refining – Technology and Economics", 4ª ed., New York, EUA.

GUILHOTO, J. J. M., 2004. Análise de Insumo-Produto: teoria e fundamentos. Apostila didática. Universidade de São Paulo. Disponível em: <<http://www.eruditiofea.usp.br/PortalFEA/Repositorio/835/Documentos/Guilhoto%20Insumo%20Produto.pdf>>. Acesso em: 12/06/2017.

HAMELINCK, C. N; VAN HOOIJDONK, G.; FAAIJ, A. P. C., 2005. Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term. *Biomass and Bioenergy*, 28(4), pp.384–410.

HYDROCARBON PROCESSING, 2008. "Refining Processes Handbook", CD-ROM, Gulf Publishing Company, EUA. ICF, 2014. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the U.S. Onshore Oil and Natural Gas Industries*. Nova York, Estados Unidos.

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.

IEA, 2014. *Brazil Energy Outlook*, in: World Energy Outlook 2013. International Energy Agency.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), 2015. Sistema de Contas Nacionais - Brasil - referência 2010. Nota metodológica n. 19: Margens e Impostos (versão para informação e comentários). Rio de Janeiro: IBGE, versão 1 – Outubro de 2015. Disponível em: <ftp://ftp.ibge.gov.br/Contas_Nacionais/Sistema_de_Contas_Nacionais/Notas_Metodologicas_2010/19_margens_e_impostos.pdf>. Acesso em: 12/06/2017.

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

LIMA, P. C. R., 2016. Preços dos combustíveis no Brasil. Estudo da Consultoria Legislativa, janeiro de 2016. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/27120>>. Acesso em: 23/06/2017.

MACEDO, I. C., 2007. *A energia da cana-de-açúcar* 2o ed., UNICA.

MACEDO, I. C; SEABRA, J. E. A; SILVA, J.E. A. R., 2008. Green house 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.

MARTELLO, A., 2015. *Governo sobe IOF sobre crédito, tributos na importação e combustíveis*. Portal G1, 19/01/2015 19h10 - Atualizado em 20/01/2015 17h09. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/01/governo-sobe-iof-sobre-credito-tributos-na-importacao-e-combustiveis.html>>. Acesso em:06/07/2017.

MCT, 2010. Ministério da Ciência e Tecnologia. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora>>, 2010. Acesso em: 06/2014.

MCTI, 2010. Emissões fugitivas de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural. In: *Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa*. Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação. Brasil.

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, 2017. *Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris*. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, Brasil.

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 20/06/2017.

MILAZZO, M.F. et al., 2013. Soy biodiesel pathways: Global prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, pp.579–624.

MILLER, R.; BLAIR, P., 2009. Input-Output Analysis. 2. Ed., Cambridge.

MORROW III, W.; MARANO, J.; SATHAVE, J.; HASANBEIGI, A.; XU, T., 2013. “Efficiency Improvement in the United States Petroleum Refining Industry”, Environmental Energy Technologies Division, California, EUA.

OGP - International Association of Oil and Gas Producers, 2012, *Environmental Performance Indicators – 2012 Data*, Londres, Reino Unido.

OLF, 2011. *10 Years operability survey of Norwegian FPSOs*. The Norwegian Oil Industry Association. Noruega.

PETROBRAS, 2013. “Relatório de Sustentabilidade 2013”, Relatório. Disponível em: <<https://ouvidoria.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2A9847652EA901476EC7DF9F1F0D>>. Acesso em 20/06/2017.

_____, 2014. Plano Estratégico Petrobras 2030. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/plano-de-negocios-e-gestao/apresentacao-plano-estrategico-2030-e-png-2014-2018.htm>>. Acessado em: 22/07/2014.

_____, 2016a. Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>>. Acesso em 20/06/2017.

_____, 2016b. Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Setembro 2016.

PETROBRAS, 2016. Relatório da administração 2016. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/relatorio-de-administracao>>. Acesso em: 06/07/2017.

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

PETROBRAS, 2017b. Informações trimestrais – ITR, 31 de março de 2017 e relatório sobre a revisão de informações trimestrais. Rio de Janeiro, Brasil.

PINTO JUNIOR, H. (org.), 2016. *Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Editora Elsevier. 2ª Ed. 2016, Rio e Janeiro.

PRVULOVIC, S. ET AL., 2014. Methods for determination of biomass energy pellet quality. *Energy and Fuels*, 28(3), pp.2013–2018.

RATHMANN, R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R., 2012. Targets and results of the Brazilian Biodiesel Incentive Program – Has it reached the Promised Land? *Applied Energy*, 97, pp.91–100.

REFINARIA DE PETRÓLEO DE MANGUINHOS S.A., 2012. AGO-Proposta-da-Administração.pdf. . [S.I: s.n.]. Disponível em: <<http://www.refinariademanguinhos.com/investidores/wp-content/uploads/2016/04/AGO-Proposta-da-Administra%C3%A7%C3%A3o-280512.pdf>>. Acesso em: 5 jul. 2017. , [S.d.]

REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE S.A., 2017. Demonstrativo_Financeiro_2016.pdf. . [S.I: s.n.]. Disponível em: <http://www.refinariograndense.com.br/uploads/demonstrativo_arquivo/20170315024110Demonstrativo_Financeiro_2016.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2017. , [S.d.]

PETROBRAS, 2017. Informações trimestrais – ITR, 31 de março de 2017 e relatório sobre a revisão de informações trimestrais. Rio de Janeiro, Brasil.

REIJNDERS, L.; HUIJBREGTS, M. A. J., 2008. Biogenic greenhouse gas emissions linked to the life cycles of biodiesel derived from European rapeseed and Brazilian soybeans. *Journal of Cleaner Production*, 16(18), pp.1943–1948.

- ROCHA, M. H. et al., 2014. Life cycle assessment (LCA) for biofuels in Brazilian conditions: A meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, pp.435–459.
- RODDY, D. J., 2012. Development of a CO₂ network for industrial emissions. *Applied Energy*, 91(1): p. 459-465.
- SEVENSTER, M. N.; CROEZEN, H. J., 2006. *The natural gas chain: Toward a global life cycle assessment*. CE Delft, Holanda.
- SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; RATHMANN, R. et al, 2012. "Impactos da adoção de metas de redução de emissão de gases de efeito estufa sobre setores energointensivos do Estado do Rio de Janeiro: alternativas e custos de mitigação", Relatório Final, Rio de Janeiro, Brasil.
- SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P.; IMPÉRIO, M., 2014a. Medidas Transversais para Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Captura, Transporte e Armazenamento de Carbono (CCS) – Capítulo 2 – Produção de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil.
- SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P., 2014b. Medidas Transversais para Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Captura, Transporte e Armazenamento de Carbono (CCS) – Capítulo 3 – Refino de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil.
- 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.
- SCHERZER, J.; GRUIA, J. A., 1996. *Hydrocracking Science and Technology*. Marcel Decker, Nova Iorque, 320 pp.
- SHUIT, S.H. et al., 2012. Membrane technology as a promising alternative in biodiesel production: a review. *Biotechnology advances*, 30(6), pp.1364–80.
- SINDICOM, 2016. Anuário SINDICOM 2016: Combustíveis, Lubrificantes & Lojas de Conveniência. Rio de Janeiro, 2016.
- STANISLAUS, A.; MARAFI, A.; RANA, M., 2010. "Recent advances in the science and technology of ultra-low sulfur diesel (ULSD) production", *Catalysis Today*, 153, p. 1-68.
- STATOIL, 2013. Disponível em: <<http://engeprojnews.blogspot.com.br/2013/10/armazenamento-geologico-de-co2-eor-no.html>>. Acesso em 20/06/2017.
- (S&T)² CONSULTANTS INC., 2011. *Shale Gas Update For GHGenius*, Canadá.
- STELTE, W., 2011. Fuel Pellets from Biomass Risø-PhD-Report Fuel Pellets from Biomass,
- STOJKOVIC, I. J. et al., 2014. Purification technologies for crude biodiesel obtained by alkali-catalyzed transesterification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, pp.1–15.
- SZKLO, A.; BONFÁ, M., 2012. Diesel S10: Impacto sobre o rendimento do parquet de refine brasileiro. Rio Oil and Gas 2012.
- TALEBIAN-KIAKALAIIEH, A.; Amin, N.A.S.; Mazaheri, H., 2013. A review on novel processes of biodiesel production from waste cooking oil. *Applied Energy*, 104, pp.683–710.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO JR., H.Q., (Coordenadores), 2012. "Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo", Editora Synergia. Rio de Janeiro

TORRES, E. A. et al., 2013. Recovery of different waste vegetable oils for biodiesel production: a pilot experience in Bahia State, Brazil. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(12), pp.2670–4.

UNICA, 2012. Brasil é a “bola da vez” na rota do etanol celulósico. União da Indústria da Cana-de-Açúcar. Disponível em: <<http://unica.com.br/noticia/252184839203981924/brasil-e-por-cento22bola-da-vez-por-cento22-na-rota-do-etanol-celulosico/>>. Acesso em 20/06/2017.

UNICA, 2017. UNICADATA – Produção. Disponível em: <<http://www.unicadata.com.br/historico-de-producao-e-moagem.php?idMn=31&tipoHistorico=2>>. Acesso em: 20/10/2017.

URS, 2007. Opportunities for Further Greenhouse Gas Emission Reductions, Final Report. Oakland, EUA.

USEPA, 2006a. Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006b. Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006c. Reducing Methane Emissions From Compressor Rod Packing Systems. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

USEPA, 2006d. Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos.

VALOR ECONÔMICO, 2013. Setor de celulose apostava no 'cimento da árvore'. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/2980090/setor-de-celulose-aposta-no-cimento-da-arvore>>. Acesso em 20/06/2017.

WORRELL, E.; GALITSKY, C., 2005. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities For Petroleum Refineries. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Califórnia, EUA.

XENERGY, 1998. “United States Industrial Electric Motor Systems Market Opportunities Assessment”. DOE, Oak Ridge National Laboratory, EUA.

ANEXO A - 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 Cnae 2.0	0500301:Extração de Carvão Mineral 0500302:Beneficiamento de Carvão Mineral	0600001:Extração de Petróleo e Gás Natural 0600002:Extração e Beneficiamento de Xisto	1910100:Coquerias 1921700:Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo	1931400:Fabricação de álcool 1932200:Fabricação de Biocombustíveis, Exceto álcool
0810001:Extração de Ardósia e Beneficiamento Associado	0600003:Extração e Beneficiamento de Areias Betuminosas	0910600:Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural	1922501:Formulação de Combustíveis	1922502:Rerrefino de óleos Lubrificantes
0810002:Extração de Granito e Beneficiamento Associado	0990401:Atividades de Apoio à Extração de Minério de Ferro	0990402:Atividades de Apoio à Extração de Minerais Metálicos Não-Ferrosos	1922599:Fabricação de Outros Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino	
0810003:Extração de Mármore e Beneficiamento Associado	0990403:Atividades de Apoio à Extração de Minerais Não-Metálicos			
0810004:Extração de Calcário e Dolomita e Beneficiamento Associado				
0810005:Extração de Gesso e Caulim				
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
	<p>0810007:Extração de Argila e Beneficiamento Associado</p> <p>0810008:Extração de Saibro e Beneficiamento Associado</p> <p>0810009:Extração de Basalto e Beneficiamento Associado</p> <p>0810010:Beneficiamento de Gesso e Caulim Associado à Extração</p> <p>0810099:Extração e Britamento de Pedras e Outros Materiais para Construção e Beneficiamento Associado</p> <p>0891600:Extração de Minerais para Fabricação de Adubos, Fertilizantes e Outros Produtos Químicos</p> <p>0892401:Extração de Sal Marinho</p> <p>0892402:Extração de Sal-Gema</p> <p>0892403:Refino e Outros Tratamentos do Sal</p> <p>0893200:Extração de Gemas (Pedras Preciosas e Semipreciosas)</p>			

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
	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.

Nota: Em cinza estão os setores da Cnae 2.0 apresentados em detalhe neste relatório.

ANEXO B - MATRIZ DOS COEFICIENTES TÉCNICOS INTERSETORIAIS - COMBUSTÍVEIS (CLASSIFICAÇÃO SCN)

Tabela B1: Coeficientes técnicos intersetoriais, Combustíveis (classificação SCN), Brasil - 2010

Descrição da atividade nível 67	Extração de carvão mineral e de minerais não- metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquerias	Fabricação de biocombustíveis
Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	0,000	0,000	0,000	0,408
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	0,000	0,000	0,000	0,003
Produção florestal; pesca e aquicultura	0,000	0,000	0,000	0,000
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,018	0,003	0,000	0,006
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,000	0,055	0,274	0,000
Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	0,000	0,000	0,000	0,000
Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos	0,000	0,000	0,000	0,000
Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	0,000	0,000	0,000	0,013
Fabricação e refino de açúcar	0,000	0,001	0,021	0,022
Outros produtos alimentares	0,006	0,000	0,001	0,055
Fabricação de bebidas	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos do fumo	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos têxteis	0,010	0,001	0,000	0,000
Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	0,000	0,001	0,000	0,000
Fabricação de calçados e de artefatos de couro	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos da madeira	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	0,001	0,000	0,000	0,001
Impressão e reprodução de gravações	0,000	0,000	0,000	0,000
Refino de petróleo e coquerias	0,046	0,009	0,281	0,019
Fabricação de biocombustíveis	0,000	0,001	0,030	0,008
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	0,008	0,011	0,003	0,015
Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos	0,084	0,002	0,001	0,004
Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	0,001	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	0,008	0,001	0,000	0,001

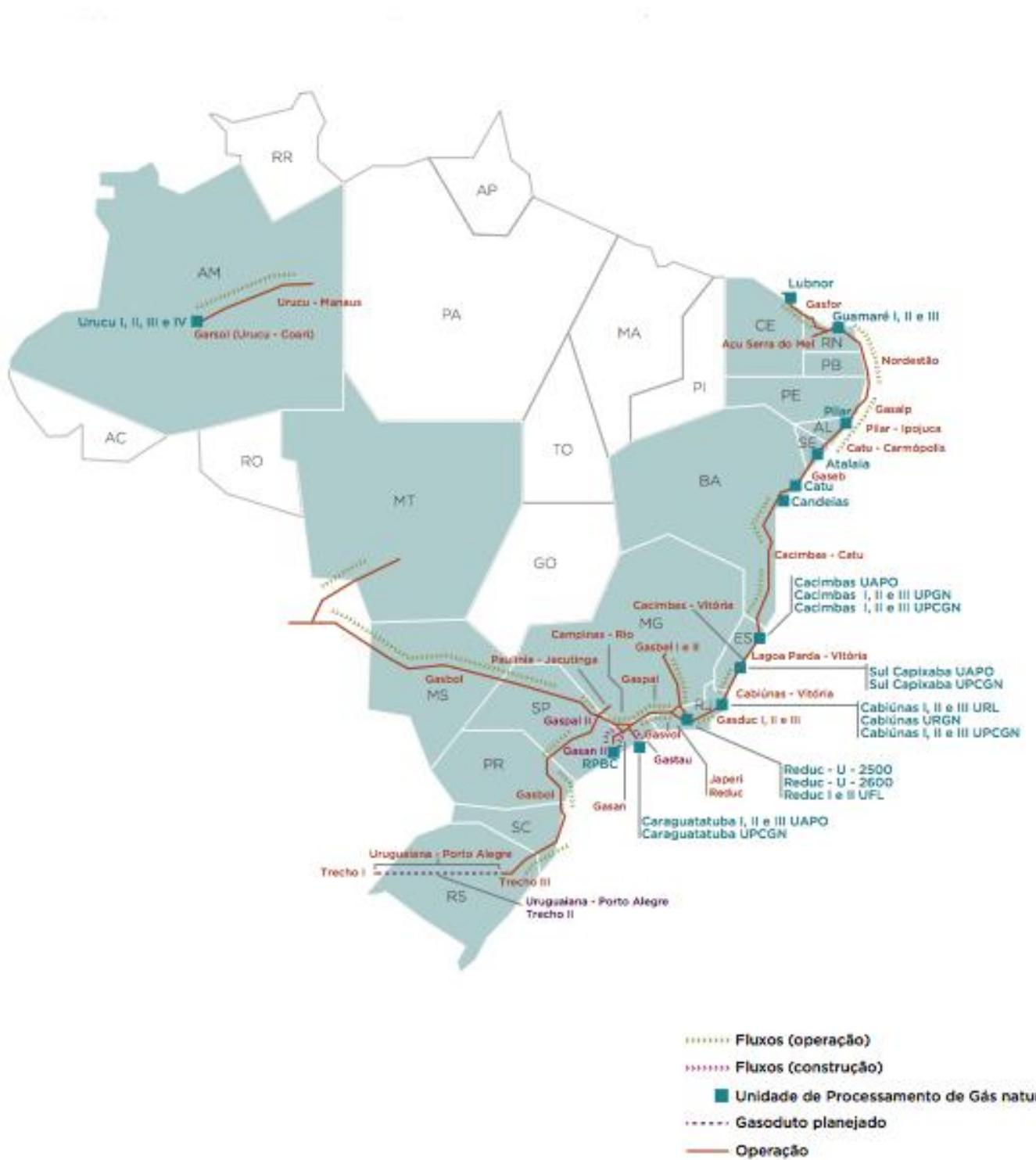
Descrição da atividade nível 67	Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquearias	Fabricação de biocombustíveis
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	0,004	0,001	0,000	0,000
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	0,006	0,013	0,000	0,000
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	0,001	0,000	0,000	0,000
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	0,004	0,009	0,001	0,002
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	0,001	0,001	0,000	0,000
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	0,001	0,001	0,000	0,000
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	0,007	0,020	0,000	0,000
Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	0,001	0,001	0,000	0,000
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	0,000	0,000	0,000	0,000
Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas	0,000	0,000	0,000	0,000
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,034	0,014	0,002	0,014
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	0,036	0,002	0,000	0,004
Água, esgoto e gestão de resíduos	0,002	0,000	0,001	0,001
Construção	0,000	0,016	0,000	0,001
Comércio por atacado e varejo	0,041	0,018	0,022	0,032
Transporte terrestre	0,040	0,024	0,008	0,045
Transporte aquaviário	0,000	0,015	0,002	0,000
Transporte aéreo	0,000	0,007	0,000	0,000
Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio	0,001	0,013	0,002	0,016
Alojamento	0,000	0,001	0,000	0,000
Alimentação	0,000	0,001	0,000	0,000
Edição e edição integrada à impressão	0,000	0,000	0,000	0,000
Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem	0,000	0,000	0,000	0,000
Telecomunicações	0,002	0,004	0,001	0,004
Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,000	0,000	0,000	0,000
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,028	0,019	0,008	0,027
Atividades imobiliárias	0,001	0,001	0,000	0,003
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas	0,027	0,041	0,012	0,014

Descrição da atividade nível 67	Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Refino de petróleo e coquearias	Fabricação de biocombustíveis
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	0,003	0,014	0,001	0,006
Outras atividades profissionais, científicas e técnicas	0,002	0,002	0,000	0,002
Aluguéis não-imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual	0,006	0,008	0,001	0,001
Outras atividades administrativas e serviços complementares	0,025	0,003	0,001	0,009
Atividades de vigilância, segurança e investigação	0,000	0,000	0,000	0,000
Administração pública, defesa e seguridade social	0,002	0,002	0,001	0,002
Educação pública	0,000	0,000	0,000	0,000
Educação privada	0,000	0,000	0,000	0,000
Saúde pública	0,000	0,000	0,000	0,000
Saúde privada	0,000	0,000	0,000	0,000
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos	0,000	0,000	0,000	0,000
Organizações associativas e outros serviços pessoais	0,002	0,002	0,000	0,001
Serviços domésticos	0,000	0,000	0,000	0,000

Fonte: Matriz de Insumo-Produto (IBGE). Elaboração própria.

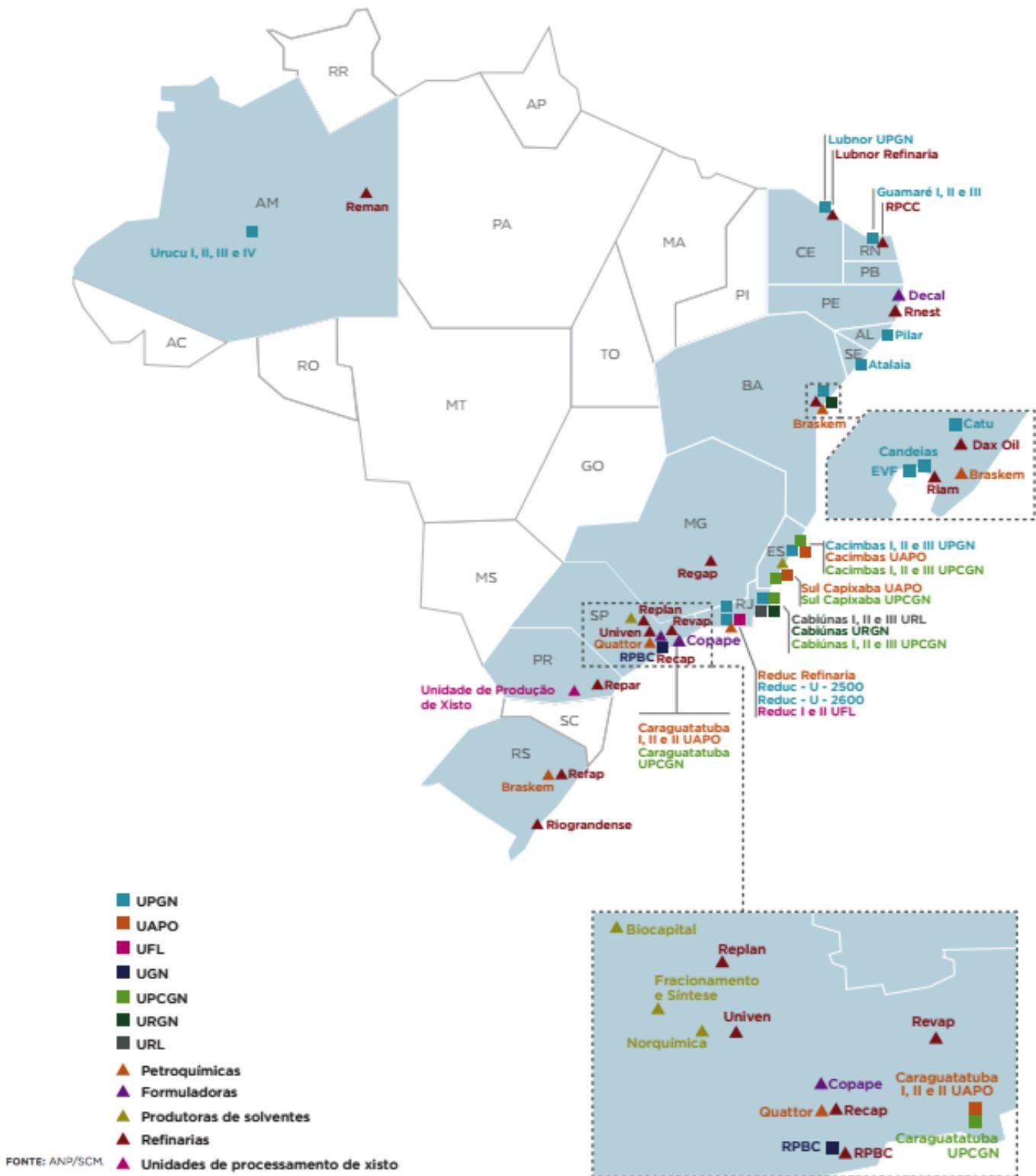
ANEXO C - MAPAS

Mapa C1 – infraestrutura de produção e transporte de gás natural

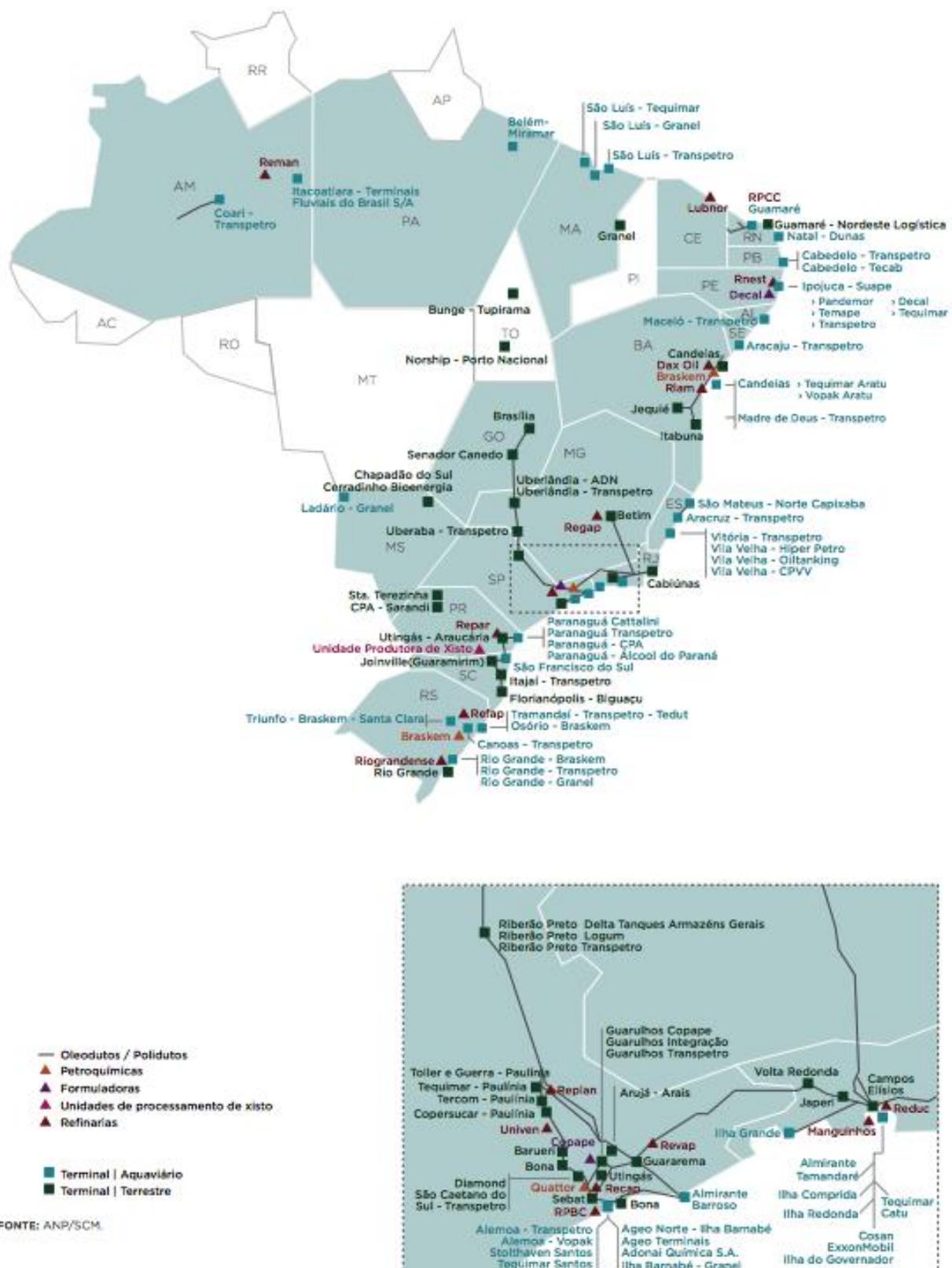


FONTE: ANP/SCM

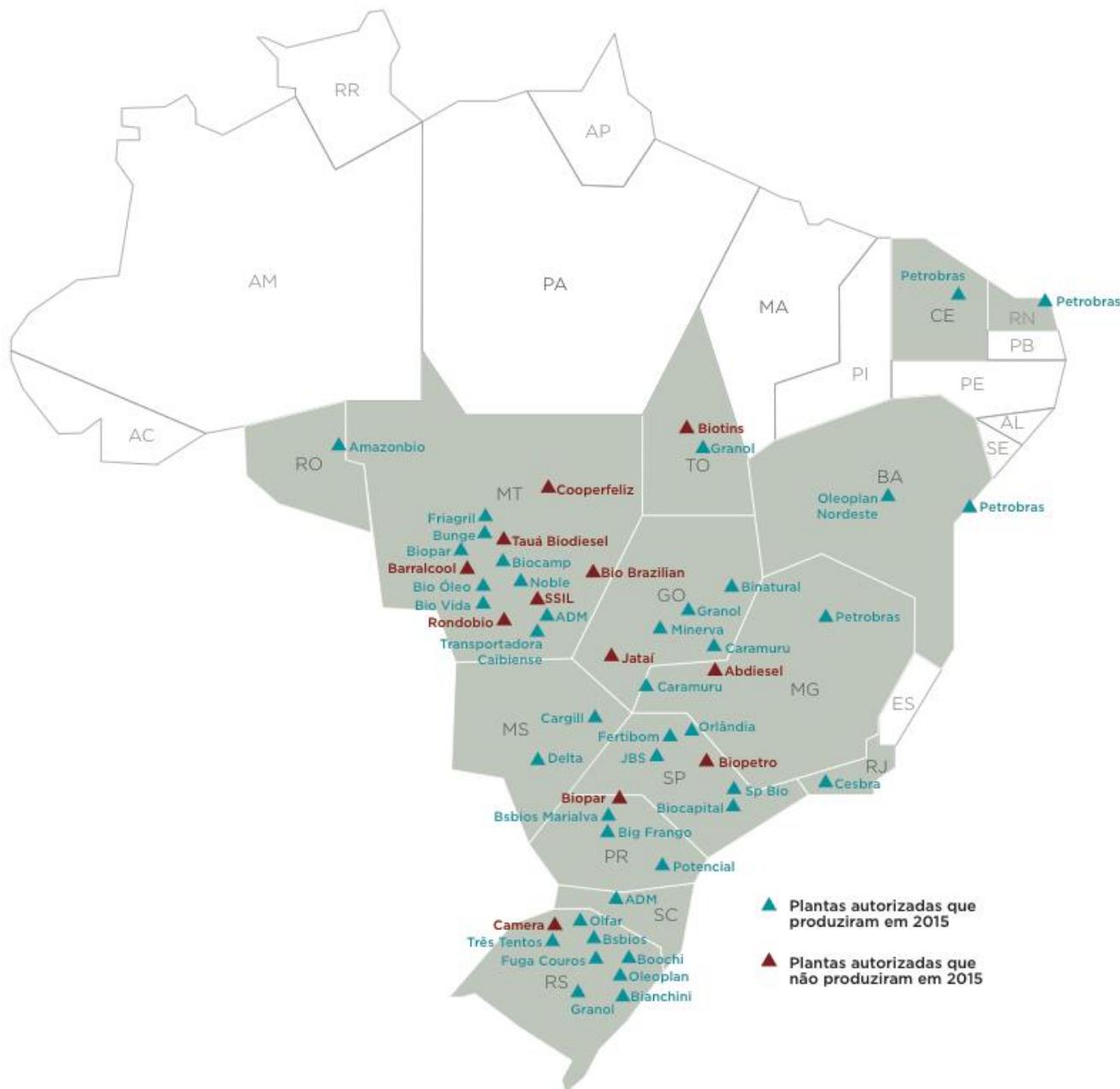
Mapa C2 – refinarias e unidades de processamento de petróleo



Mapa C3 – infra-estrutura de produção e transporte de petróleo



Mapa C4 – plantas produtoras de biodiesel



ANEXO D - ANEXO METODOLÓGICO

PODER DE MERCADO

Quadro D1: Indicadores de Poder de mercado

Indicador	Descrição
Razão de concentração (CR)	$CR(k) = \sum_{i=1}^k s_i$ <p>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.</p>
Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)	$HHI(n) = \sum_{i=1}^n s_i^2$ <p>onde n é o número de firmas no setor e s_i é a razão entre massa salarial (w) (ou número de vínculos [v]) da firma i e w (v) total do setor. O HHI atribui um peso maior às firmas maiores, quando comparado ao CR.</p>

Fonte: Elaboração própria.

ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS

Quadro D2: Indicadores de conexões intersetoriais

Indicador	Descrição
Índices de Rasmussen-Hirschman: Índices de ligação para trás e para frente	<p>Mensurados 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>

Indicador	Descrição
	$B = (I - A)^{-1} = (\alpha_{ij})$ $B^* = \sum_i \sum_j \frac{\alpha_{ij}}{n^2}$ $B_{\bullet j} = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ $B_{i\bullet} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}$ <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 do setor j:</p> $U_j = \frac{(B_{\bullet j} / n)}{B^*}$ <p>Índice de ligação para frente do setor i:</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 ($n \times n$), cujos elementos da diagonal são, respectivamente, os coeficientes de emprego, salários, entre outros.</p>

Indicador	Descrição
	<p>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>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>

Indicador	Descrição
	$MP_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ <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>

Fonte: Elaboração própria, com base em Guilhoto (2004) e Miller e Blair (2009).

ANEXO E – MEDIDAS DE ABATIMENTO DO REFINO DE PETRÓLEO

Tabela E1 - Potenciais e custos de abatimento das melhores tecnologias disponíveis no setor de refino de petróleo

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	2020	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução							
UDA	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Relativo	2%			50%	1,25E-02	-1,90	-21,85	
UDA	Redução do estocamento de calor entre UDA e UDV		Relativo	3%			50%	2,19E-02	-0,47	-4,14	
UDA	Recuperação de condensado		Relativo	0%	0%		90%	8,48E-04	0,01	0,17	
UDA	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Relativo	20%			50%	1,56E-01	0,47	2,38	
UDA	Adição de recírculo de vapor com ejetor de vapor na UDV		Relativo	18%			80%	6,20E-02	0,75	8,38	
UDA	Integração da unidade de processamento de gás com UDA		Relativo	6%	1%		80%	2,09E-02	1,87	20,02	
UDA	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor		Relativo	2%			50%	1,64E-02	1,97	9,98	
UDA	Redução do fouling de vapor		Relativo	40%	13%		40%	3,84E-01	2,45	13,26	
UDA	Redução da formação de coque nos passes do forno da UDA	8%					60%	1,66E-01	3,19	22,27	
UDA	Instalação de bombas de vácuo para substituir ejetores de vapor		Absoluto	57%			90%	1,20E-01	3,31	63,23	
UDA	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na UDA	9%					50%	2,28E-01	3,91	16,64	
UDA	Instalação de chillers no topo da coluna da UDA para redução de carga térmica do condensador				2%		40%	4,06E-03	5,82	5,12	
UDA	Instalação de pré-aquecedores de ar nos fornos da UDA				1%		0%	4,37E-03	9,84	5,41	

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
UDA	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Relativo	18%	4%		0%	2,70E-01	10,47	26,48
UDA	Revamp na integração de calor na UDA				1%		0%	4,37E-03	11,44	6,41
UDA	Instalação de "internals" eficientes na UDV	3%			5%		0%	1,68E-01	11,70	24,17
UDA	Redução da infiltração de ar na UDA (isolamento)	2%					0%	1,05E-01	11,72	25,69
CR	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Relativo	-2%			50%	4,78E-03	-1,90	-46,66
CR	Recuperação de condensado		Relativo	-2%			50%	4,78E-03	-0,47	-14,30
CR	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Relativo	-13%			50%	3,46E-02	0,47	8,13
CR	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor		Relativo	0%			50%	1,19E-03	4,28	74,06
CR	Redução da formação de coque nas superfícies das tubulações da UCR	14%	Relativo	0%			60%	6,38E-02	5,18	142,97
CR	Instalação de fornos eficientes/ controle de ar	15%					50%	7,84E-02	6,35	115,42
CR	Revamp na integração de calor da UCR (baixo custo)		Relativo	-33%	10%		40%	1,17E-01	7,97	108,34
CR	Revamp na integração de calor da UCR (alto custo)		Relativo	-10%	3%		0%	4,72E-02	19,03	182,74
CR	Instalação de novos "internals" na UCR	0%			7%		0%	2,14E-02	10,41	33,83
CR	Instalação de pré-aquecedores de ar nos fornos na UCR	9%					0%	7,07E-02	12,57	147,68
CR	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Relativo	0%			0%	8,63E-04	12,70	142,04
CR	Instalação de chillers de topo na UCR	9%			6%		0%	8,85E-02	17,02	167,62
CR	Revamp na distribuição de vapor		Relativo	0%			0%	8,63E-04	19,05	213,07

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
CR	Redução da infiltração de ar na UCR (aumento do isolamento)	3%					0%	2,38E-02	24,06	282,66
FCC	Recuperação de condensado		Relativo	1%			50%	2,46E-03	-0,47	-26,73
FCC	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Relativo	5%			50%	1,48E-02	0,47	15,20
FCC	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Relativo	0%			50%	1,23E-03	3,03	98,01
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (baixo custo)				6%		40%	3,62E-02	3,22	23,20
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (alto custo)				2%		0%	2,16E-02	13,68	59,97
FCC	Substituir drive a vapor por elétricos		Absoluto	33%	-3%		50%	1,13E-01	4,11	109,71
FCC	Instalação de torre regeneradora HRSG Regenerador		Absoluto	306 %			70%	5,57E-01	5,14	266,57
FCC	Instalação de forno-CO na torre regeneradora HRSG		Absoluto	68%			40%	2,38E-01	8,22	220,42
FCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Absoluto	0%			0%	8,70E-06	9,73	160,65
FCC	Instalação de novos "internals" no FCC				4%		0%	4,02E-02	10,53	45,26
FCC	Instalação de chillers de topo no FCC				1%		0%	1,50E-02	15,05	63,91
HCC	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Relativo	4%			50%	1,00E-05	-1,90	0,00
HCC	Recuperação do condensado		Relativo	4%			50%	1,00E-05	-0,47	0,00
HCC	Instalação de PSA para recuperar H ₂ de alta pureza				0%	6%	80%	1,00E-05	0,00	0,00
HCC	Redução do condensado		Relativo	28%			50%	1,00E-05	0,47	0,00
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (baixo custo)	15%			0%		40%	1,00E-05	4,46	0,00

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (alto custo)	4%			0%		0%	1,00E-05	21,30	0,00
HCC	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Absoluto	34%	0%		40%	1,00E-05	4,52	0,00
HCC	Melhorias na manutenção das linhas de vapor		Relativo	1%			50%	1,00E-05	4,79	0,00
HCC	Redução da deposição de coque nas superfícies dos tubos do HCC	15%					50%	1,00E-05	5,80	0,00
HCC	Instalação de fornos eficientes no HCC	11%					50%	1,00E-05	7,11	0,00
HCC	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H2				1%	9%	0%	1,00E-05	7,39	0,00
HCC	Instalação de pré-aquecedores de ar no HCC	9%					0%	1,00E-05	14,07	0,00
HCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Relativo	1%			0%	1,00E-05	14,22	0,00
HCC	Instalação de novos "internals" no HCC	15%			0%		0%	1,00E-05	16,39	0,00
HCC	Instalação de chillers no topo do HCC		Absoluto	17%	-1%		0%	1,00E-05	19,06	0,00
HCC	Revamp na distribuição de vapor		Relativo	1%			0%	1,00E-05	21,33	0,00
HCC	Redução da infiltração de ar no HCC (isolamento)	3%					0%	1,00E-05	26,94	0,00
HDS G	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	4%			50%	2,66E-03	-1,90	-13,12
HDS G	Recover Blowdown Steam		Relativo	1%			50%	6,66E-04	-0,47	-4,03
HDS G	Install SRU Waste Heat Boiler		Relativo	2%			90%	1,14E-03	0,00	0,02
HDS G	Install PSA to recover high-purity H2			0%	3%	80%	1,19E-02	0,00	0,00	
HDS G	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	33%			50%	1,95E-02	0,47	2,28

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDS G	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	1%	0%		80%	5,39E-04	1,97	18,57
HDS G	Integrate AGR w/ISBL Units		Relativo	15%	0%		80%	9,05E-03	2,36	22,54
HDS G	Increase AGR Solvent Concentration		Absoluto	36%	0%		50%	2,21E-02	2,37	14,87
HDS G	Integrate SWS w/ISBL Units				0%		80%	1,51E-04	2,95	826,95
HDS G	Revamp HTU Heat Integation (lowcost)		Relativo	36%	1%		40%	2,26E-02	3,63	15,11
HDS G	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps		Relativo	1%			50%	8,88E-04	3,90	24,65
HDS G	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors		Absoluto	64%	-1%		40%	3,97E-02	4,52	18,74
HDS G	Reduce Coking of HTU Tube Surfaces	2%					50%	1,21E-02	4,72	25,85
HDS G	Efficient HTU Burners/Control X Air	1%					50%	8,98E-03	5,79	23,64
HDS G	Revamp GPU Heat Integation				0%		40%	6,52E-05	6,15	0,01
HDS G	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption				1%	24%	0%	1,19E-01	7,39	25,91
HDS G	Install HTU Furnace Air Pre-Heat	5%					0%	2,96E-02	11,45	29,52
HDS G	Increase Steam Line Insulation		Relativo	4%			0%	2,82E-03	11,57	35,50
HDS G	Install New HTU Internals	9%			2%		0%	6,05E-02	13,34	32,69
HDS G	Install New GPU Internals		Relativo	0%			0%	1,00E-05	14,57	0,17
HDS G	Install HTU Overhead Chillers				-3%		0%	4,46E-03	15,51	237,75
HDS G	Install GPU Overhead Chillers				0%		0%	1,87E-04	16,95	0,01
HDS G	Revamp HTU Heat Integation (highcost)		Absoluto	18%			0%	1,13E-02	17,34	54,27

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$(GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDS G	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	4%			0%	2,35E-03	17,36	54,33
HDS G	Insulation/Reduce HTU Air Infiltration	1%					0%	8,94E-03	21,93	55,85
HDT D	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	2%			50%	4,81E-04	-1,90	-33,96
HDT D	Recover Blowdown Steam		Relativo	2%			50%	5,61E-04	-0,47	-10,42
HDT D	Install SRU Waste Heat Boiler		Relativo	1%			90%	1,04E-04	0,00	0,00
HDT D	Install PSA to recover high-purity H ₂				0%	2%	80%	3,47E-03	0,00	0,00
HDT D	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	13%			50%	3,60E-03	0,47	5,91
HDT D	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	1%	0%		80%	2,13E-04	1,97	38,12
HDT D	Integrate AGR w/ISBL Units		Relativo	4%	0%		80%	9,45E-04	2,36	45,59
HDT D	Increase AGR Solvent Concentration		Absoluto	10%	0%		50%	2,75E-03	2,37	38,48
HDT D	Revamp HTU Heat Integation (lowcost)		Relativo	61%	1%		0%	2,30E-02	3,67	30,25
HDT D	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps		Relativo	1%			50%	2,40E-04	3,94	64,47
HDT D	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors		Absoluto	48%	0%		40%	1,44E-02	4,52	49,99
HDT D	Reduce Coking of DTU Tube Surfaces	1%					50%	4,19E-03	4,78	67,75
HDT D	Efficient DTU Burners/Control X Air	1%					50%	3,14E-03	5,85	61,82
HDT D	Revamp GPU Heat Integration			0%	0%		40%	3,20E-05	6,15	0,01
HDT D	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption				0%	14%	0%	5,41E-02	7,39	41,18

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDT D	Install DTU Furnace Air Pre-Heat	3%					0%	1,31E-02	11,58	82,42
HDT D	Increase Steam Line Insulation		Relativo	2%			0%	8,63E-04	11,70	99,10
HDT D	Install New DTU Internals	5%			1%		0%	2,04E-02	13,49	93,02
HDT D	Install New GPU Internals		Relativo	0%	0%		0%	1,12E-04	14,74	0,03
HDT D	Install DTU Overhead Chillers	3%			-2%		0%	1,42E-02	15,69	89,66
HDT D	Install GPU Overhead Chillers				0%		0%	1,12E-04	17,14	0,03
HDT D	Revamp DTU Heat Integation (highcost)		Relativo	13%	0%		0%	5,30E-03	17,54	141,85
HDT D	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	2%			0%	8,63E-04	17,56	151,72
HDT D	Insulation/Reduce DTU Air Infiltration	1%					0%	4,11E-03	22,18	155,97
HDT Q	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	1%			50%	1,55E-04	-1,90	-41,18
HDT Q	Recover Blowdown Steam		Relativo	1%			50%	1,55E-04	-0,47	-12,63
HDT Q	Install SRU Waste Heat Boiler		Relativo	0%			90%	5,25E-05	0,00	0,00
HDT Q	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	9%			50%	1,31E-03	0,47	7,31
HDT Q	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	0%	0%		80%	2,88E-05	1,97	47,97
HDT Q	Integrate AGR w/ISBL Units		Relativo	3%	0%		80%	4,25E-04	2,36	58,43
HDT Q	Increase AGR Solvent Concentration		Absoluto	7%	0%		50%	1,12E-03	2,37	46,74
HDT Q	Revamp KTU Heat Integation (lowcost)		Relativo	45%	1%		0%	8,20E-03	4,25	43,56
HDT Q	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors		Absoluto	49%	-17%		40%	1,56E-02	4,52	29,82

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDT Q	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps		Relativo	1%			50%	7,73E-05	4,56	90,46
HDT Q	Reduce Coking of KTU Tube Surfaces	1%					50%	2,21E-03	5,53	70,86
HDT Q	Revamp GPU Heat Integation		Relativo	0%	0%		40%	3,33E-06	6,15	0,02
HDT Q	Efficient KTU Burners/Control X Air	1%					50%	1,66E-03	6,78	86,87
HDT Q	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption				0%	4%	0%	6,71E-03	7,39	52,70
HDT Q	Install KTU Furnace Air Pre-Heat	3%					0%	6,12E-03	13,41	119,77
HDT Q	Increase Steam Line Insulation		Relativo	1%			0%	1,84E-04	13,55	144,02
HDT Q	Install New KTU Internals	3%			1%		0%	6,86E-03	15,62	133,44
HDT Q	Install New GPU Internals		Relativo	0%	0%		0%	1,27E-05	17,07	0,04
HDT Q	Install KTU Overhead Chillers	3%			-2%		0%	6,71E-03	18,17	130,71
HDT Q	Revamp KTU Heat Integation (highcost)		Relativo	14%	0%		0%	2,55E-03	20,31	202,42
HDT Q	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	1%			0%	1,84E-04	20,33	216,09
HDT Q	Install GPU Overhead Chillers				0%		0%	1,27E-05	20,95	0,05
HDT Q	Insulation/Reduce KTU Air Infiltration	1%					0%	1,97E-03	25,68	233,97
HDT Q	Install PSA to recover high-purity H ₂				0%	2%	0%	2,80E-03	32,55	224,48
HDT N	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	1%			50%	1,78E-04	-1,90	-19,13
HDT N	Recover Blowdown Steam		Relativo	1%			50%	2,66E-04	-0,47	-5,87
HDT N	Install SRU Waste Heat Boiler		Relativo	0%			90%	3,03E-05	0,00	0,00

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDT N	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	6%			50%	1,69E-03	0,47	3,40
HDT N	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	1%	0%		80%	2,00E-04	1,97	22,40
HDT N	Integrate AGR w/ISBL Units		Relativo	1%	0%		80%	1,96E-04	2,36	27,29
HDT N	Increase AGR Solvent Concentration		Absoluto	2%	0%		50%	5,53E-04	2,37	21,70
HDT N	Revamp NTU Heat Integation (lowcost)		Relativo	95%	0%		0%	3,01E-02	3,53	17,24
HDT N	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps		Relativo	1%			50%	1,78E-04	3,79	26,85
HDT N	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors		Absoluto	64%	-1%		40%	1,82E-02	4,52	36,72
HDT N	Reduce Coking of NTU Tube Surfaces	3%					50%	8,50E-03	4,59	27,84
HDT N	Efficient NTU Burners/Control X Air	2%					50%	6,43E-03	5,62	45,72
HDT N	Revamp GPU Heat Integation		Relativo	0%	0%		40%	2,67E-05	6,15	0,01
HDT N	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption				0%	5%	0%	2,04E-02	7,39	24,48
HDT N	Increase Steam Line Insulation		Relativo	1%			0%	2,10E-04	10,65	52,56
HDT N	Install NTU Furnace Air Pre-Heat	7%					0%	2,35E-02	11,13	47,04
HDT N	Install New NTU Internals	7%			0%		0%	2,41E-02	12,96	54,03
HDT N	Install New GPU Internals		Relativo	0%	0%		0%	8,71E-05	14,16	0,01
HDT N	Install NTU Overhead Chillers	7%			-1%		0%	2,17E-02	15,07	60,49
HDT N	Install GPU Overhead Chillers				0%		0%	8,71E-05	16,47	0,02
HDT N	Revamp KTU Heat Integation (highcost)		Relativo	29%	0%		0%	9,19E-03	16,85	81,75

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDT N	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	1%			0%	2,10E-04	16,87	83,26
HDT N	Insulation/Reduce NTU Air Infiltration	2%					0%	7,11E-03	21,30	91,83
HDT N	Install PSA to recover high-purity H2				0%	2%	0%	8,63E-03	32,55	104,32
HDT I	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	2%			50%	4,57E-03	-1,90	-18,40
HDT I	Recover Blowdown Steam		Relativo	2%			50%	5,33E-03	-0,47	-5,64
HDT I	Install SRU Waste Heat Boiler		Relativo	1%			90%	1,24E-03	0,00	0,00
HDT I	Install PSA to recover high-purity H2				0%	1%	80%	3,86E-02	0,00	0,00
HDT I	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	16%			50%	3,43E-02	0,47	3,20
HDT I	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	1%	0%		80%	2,41E-03	1,97	23,00
HDT I	Integrate AGR w/ISBL Units		Relativo	5%	0%		80%	1,06E-02	2,36	27,63
HDT I	Increase AGR Solvent Concentration		Absoluto	12%	0%		50%	2,64E-02	2,37	20,59
HDT I	Revamp HTU Heat Integation (lowcost)		Relativo	73%	1%		0%	1,85E-01	3,67	16,50
HDT I	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps Traps		Relativo	1%			50%	2,29E-03	3,94	34,91
HDT I	Replace Steam Drives w/Elec on Rec Compressors		Absoluto	57%	0%		40%	1,33E-01	4,52	26,65
HDT I	Reduce Coking of DTU Tube Surfaces	2%					50%	3,99E-02	4,78	36,69
HDT I	Efficient DTU Burners/Control X Air	1%					50%	2,99E-02	5,85	33,48
HDT I	Revamp GPU Heat Integration				0%		40%	3,89E-04	6,15	0,01

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
HDT I	Improve catalysts to reduce H ₂ consumption				0%	9%	0%	4,31E-01	7,39	22,59
HDT I	Install DTU Furnace Air Pre-Heat	4%					0%	1,04E-01	11,58	45,37
HDT I	Increase Steam Line Insulation		Relativo	3%			0%	6,85E-03	11,70	54,55
HDT I	Install New DTU Internals	5%			1%		0%	1,64E-01	13,49	50,67
HDT I	Install New GPU Internals		Relativo	0%	0%		0%	1,19E-03	14,74	0,01
HDT I	Install DTU Overhead Chillers	3%			-2%		0%	1,20E-01	15,69	46,45
HDT I	Install GPU Overhead Chillers				0%		0%	1,19E-03	17,14	0,02
HDT I	Revamp DTU Heat Integation (highcost)		Relativo	16%	0%		0%	4,30E-02	17,54	76,45
HDT I	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	3%			0%	6,85E-03	17,56	83,51
HDT I	Insulation/Reduce DTU Air Infiltration	1%					0%	3,26E-02	22,18	85,85
URC	Reduce Stand-By Boiler Requirements		Relativo	0%			50%	2,49E-04	-1,90	-24,60
URC	Recover Blowdown Steam		Relativo	0%			50%	2,49E-04	-0,47	-7,55
URC	Reduce hot rundown		Relativo	0%			90%	1,40E-04	0,00	0,00
URC	Reduce Boiler Blowdown/Water Treatment		Relativo	-4%			50%	1,91E-03	0,47	4,28
URC	Reduce Background Flaring						20%	1,00E-05	0,86	0,00
URC	Integrate GPU w/ISBL Units		Relativo	-3%	0%		80%	1,28E-03	1,97	28,96
URC	Improved Maintenance/Steam Lines & Traps		Relativo	0%			50%	2,08E-04	2,95	34,96
URC	Revamp CRU Heat Integation (lowcost)	2%			0%		40%	7,71E-03	3,66	24,09

Unidade	Descrição	Redução no consumo de combustível	Redução no consumo de vapor		Redução no consumo de eletricidade	Redução no consumo de hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas (MtCO ₂ /ano)	Custo (US\$/GJ)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)
			Absoluto ou Relativo	Redução						
URC	Reduce Coking of CRU Tube Surfaces	1%					80%	1,80E-03	4,76	80,32
URC	Revamp GPU Heat Integation		Relativo	0%	0%		40%	1,70E-04	5,22	0,01
URC	Efficient CRU Burners/Control X Air	3%					50%	9,50E-03	5,83	44,62
URC	Increase Steam Line Insulation		Relativo	-1%			0%	4,99E-04	11,05	71,58
URC	Install CRU Furnace Air Pre-Heat	8%					0%	3,55E-02	11,54	61,58
URC	Install New CRU Internals	4%			1%		0%	1,68E-02	13,44	67,46
URC	Install New GPU Internals		Relativo	0%	0%		0%	5,43E-04	14,69	0,02
URC	Install CRU Overhead Chillers	4%			-1%		0%	1,70E-02	15,63	76,64
URC	Install GPU Overhead Chillers		Relativo	0%	0%		0%	5,43E-04	17,08	0,02
URC	Revamp CRU Heat Integation (highcost)	4%			1%		0%	1,69E-02	17,47	85,85
URC	Revamp Steam Distribution/Reduce P Drop		Relativo	-2%			0%	1,10E-03	17,49	113,30
URC	Insulation/Reduce CRU Air Infiltration	3%					0%	1,25E-02	22,09	120,24

APÊNDICE A - EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO REFERENTE À CIDE-COMBUSTÍVEIS

Legislação	Ementa	Alterações importantes
LEI 10.336 de 19/12/2001	Institui Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), e dá outras providências.	<p>Art. 5º A Cide terá, na importação e na comercialização no mercado interno, as seguintes alíquotas específicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> I – gasolina, R\$ 501,10 por m³; II – diesel, R\$ 157,80 por m³; III - querosene de aviação, R\$ 32,00 por m³; <p>(Vide Lei nº 10.336, de 2002)</p> <ul style="list-style-type: none"> IV - outros querossenes, R\$ 25,90 por m³; V - óleos combustíveis (fuel oil), R\$ 11,40 por t; VI - gás líquido de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta, R\$ 136,70 por t; VII - álcool etílico combustível, R\$ 29,20 por m³. <p>Art. 8º O contribuinte poderá, ainda, deduzir o valor da Cide, pago na importação ou na comercialização, no mercado interno, dos valores da contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins devidos na comercialização, no mercado interno, dos produtos referidos no art. 5º, até o limite de, respectivamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> I – R\$ 39,40 e R\$ 181,70 por m³, no caso de gasolina; II – R\$ 15,60 e R\$ 72,20 por m³, no caso de diesel; III – R\$ 5,70 e R\$ 26,30 por m³, no caso de querosene de aviação; IV – R\$ 4,60 e R\$ 21,30 por m³, no caso dos demais querossenes; V – R\$ 2,00 e R\$ 9,40 por t, no caso de óleos combustíveis (fuel-oil); VI – R\$ 24,30 e R\$ 112,40 por t, no caso de gás líquido de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; VII – R\$ 5,20 e R\$ 24,00 por m³, no caso de álcool etílico combustível.

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO 4.066 de 27/12/2001	Reduz as alíquotas específicas e o limite de dedução da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, para os produtos que especifica.	<p>Art. 1º As alíquotas específicas da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, ficam reduzidas, com observância do disposto no art. 9º da referida Lei, para:</p> <p>I - R\$ 21,40 (vinte e um reais e quarenta centavos) por metro cúbico, no caso de querosene de aviação;</p> <p>II - R\$ 104,60 (cento e quatro reais e sessenta centavos) por tonelada, no caso de gás líquido de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta;</p> <p>III - R\$ 22,54 (vinte e dois reais e cinqüenta e quatro centavos) por metro cúbico, no caso de álcool etílico combustível.</p> <p>Art. 2º Os limites de dedução a que se referem os incisos III, VI e VII do art. 8º da Lei no 10.336, de 2001, ficam reduzidos para, respectivamente:</p> <p>I - R\$ 3,81 (três reais e oitenta e um centavos) e R\$ 17,59 (dezessete reais e cinqüenta e nove centavos) por metro cúbico, no caso de querosene de aviação;</p> <p>II - R\$ 18,63 (dezoito reais e sessenta e três centavos) e R\$ 85,97 (oitenta e cinco reais e noventa e sete centavos) por tonelada, no caso de gás líquido de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta;</p> <p>III - R\$ 4,01 (quatro reais e um centavo) e R\$ 18,53 (dezoito reais e cinqüenta e três centavos) por metro cúbico, no caso de álcool etílico combustível.</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
LEI 10.636 de 30/12/2002	<p>Dispõe sobre a aplicação dos recursos originários da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível, atendendo o disposto no § 2º do art. 1º da Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, cria o Fundo Nacional de Infra-Estrutura de Transportes – FNIT e dá outras providências.</p>	<p>Art. 14. Os arts. 5º e 8º da Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, passam a vigorar com a seguinte redação:</p> <p>"Art. 5º A Cide terá, na importação e na comercialização no mercado interno, as seguintes alíquotas específicas:</p> <p>I – gasolina, R\$ 860,00 por m³;</p> <p>II – diesel, R\$ 390,00 por m³;</p> <p>III – querosene de aviação, R\$ 92,10 por m³;</p> <p>IV – outros querosenes, R\$ 92,10 por m³;</p> <p>V – óleos combustíveis com alto teor de enxofre, R\$ 40,90 por t;</p> <p>VI – óleos combustíveis com baixo teor de enxofre, R\$ 40,90 por t;</p> <p>VII – gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e da nafta, R\$ 250,00 por t;</p> <p>VIII – álcool etílico combustível, R\$ 37,20 por m³.</p> <p>....."(NR)</p> <p>"Art. 8º O contribuinte poderá, ainda, deduzir o valor da Cide, pago na importação ou na comercialização, no mercado interno, dos valores da contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins devidos na comercialização, no mercado interno, dos produtos referidos no art. 5º, até o limite de, respectivamente:</p> <p>I – R\$ 49,90 e R\$ 230,10 por m³, no caso de gasolinas;</p> <p>II – R\$ 30,30 e R\$ 139,70 por m³, no caso de diesel;</p> <p>III – R\$ 16,30 e R\$ 75,80 por m³, no caso de querosene de aviação;</p> <p>IV – R\$ 16,30 e R\$ 75,80 por m³, no caso dos demais querosenes;</p> <p>V – R\$ 14,50 e R\$ 26,40 por t, no caso de óleos combustíveis com alto teor de enxofre;</p> <p>VI – R\$ 14,50 e R\$ 26,40 por t, no caso de óleos combustíveis com baixo teor de enxofre;</p> <p>VII – R\$ 44,40 e R\$ 205,60 por t, no caso de gás liquefeito de petróleo, inclusive derivado de gás natural e de nafta;</p> <p>VIII – R\$ 13,20 e R\$ 24,00 por m³, no caso de álcool etílico combustível.</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO 01/01/2003	4.565 de Reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, e dá outras providências.	<p>Art. 1º As alíquotas específicas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, ficam reduzidas para:</p> <p>I - R\$ 541,10 (quinhentos e quarenta e um reais e dez centavos) por metro cúbico, no caso de gasolinas;</p> <p>II - R\$ 218,00 (duzentos e dezoito reais) por metro cúbico, no caso de diesel;</p> <p>III - R\$ 65,30 (sessenta e cinco reais e trinta centavos) por metro cúbico, no caso de querosene de aviação;</p> <p>IV - R\$ 53,80 (cinquenta e três reais e oitenta centavos) por metro cúbico, no caso dos demais querosenes;</p> <p>V - R\$ 29,70 (vinte e nove reais e setenta centavos) por tonelada, no caso dos óleos combustíveis com alto teor de enxofre;</p> <p>VI - R\$ 40,90 (quarenta reais e noventa centavos) por tonelada, no caso dos óleos combustíveis com baixo teor de enxofre;</p> <p>VII - R\$ 167,60 (cento e sessenta e sete reais e sessenta centavos) por tonelada, no caso de gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; e</p> <p>VIII - R\$ 29,25 (vinte e nove reais e vinte e cinco centavos) por metro cúbico, no caso de álcool etílico combustível.</p> <p>Art. 2º Os limites da dedução a que se refere o art. 8º da Lei no 10.336, de 2001, ficam reduzidos para:</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
		<p>I - R\$ 46,50 (quarenta e seis reais e cinqüenta centavos) e R\$ 214,60 (duzentos e quatorze reais e sessenta centavos) por metro cúbico, no caso de gasolinhas;</p> <p>II - R\$ 26,40 (vinte e seis reais e quarenta centavos) e R\$ 121,60 (cento e vinte e um reais e sessenta centavos) por metro cúbico, no caso de diesel;</p> <p>III - R\$ 11,60 (onze reais e sessenta centavos) e R\$ 53,70 (cinquenta e três reais e setenta centavos) por metro cúbico, no caso de querosene de aviação;</p> <p>IV - R\$ 16,30 (dezesseis reais e trinta centavos) e R\$ 37,50 (trinta e sete reais e cinqüenta centavos) por metro cúbico, no caso dos demais querosenes;</p> <p>V - R\$ 10,50 (dez reais e cinqüenta centavos) e R\$ 19,20 (dezenove reais e vinte centavos) por tonelada, no caso dos óleos combustíveis com alto teor de enxofre;</p> <p>VI - R\$ 29,80 (vinte e nove reais e oitenta centavos) e R\$ 137,80 (cento e trinta e sete reais e oitenta centavos) por tonelada, no caso de gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; e</p> <p>VII - R\$ 5,25 (cinco reais e vinte e cinco centavos) e R\$ 24,00 (vinte e quatro reais) por metro cúbico, no caso de álcool etílico combustível.</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO 5.060 de 30/04/2004	Reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (CIDE), instituída pela Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, e dá outras providências.	<p>Art. 1º As alíquotas específicas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (CIDE), previstas no art. 5º da Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, ficam reduzidas para:</p> <p>I - R\$ 280,00 (duzentos e oitenta reais) por metro cúbico de gasolina e suas correntes;</p> <p>II - R\$ 70,00 (setenta reais) por metro cúbico de diesel e suas correntes</p> <p>Parágrafo único. Ficam reduzidas a zero as alíquotas de que trata o caput, aplicáveis a:</p> <p>I - querosene de aviação;</p> <p>II - demais querosenes;</p> <p>III - óleos combustíveis com alto teor de enxofre;</p> <p>IV - óleos combustíveis com baixo teor de enxofre;</p> <p>V - gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; e</p> <p>VI - álcool etílico combustível.</p> <p>Art. 2º Ficam reduzidos a zero os limites de dedução da contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS, a que se refere o art. 8º da Lei nº 10.336, de 2001</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
LEI 10.866 de 04/05/2004	<p>Acresce os arts. 1o-A e 1o-B à Lei no 10.336, de 19 de dezembro de 2001, com o objetivo de regulamentar a partilha com os Estados, o Distrito Federal e os Municípios da arrecadação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - Cide, e dá outras providências.</p>	<p>Art. 1º-A, § 1º Os recursos serão distribuídos pela União aos Estados e ao Distrito Federal, trimestralmente, até o 8º (oitavo) dia útil do mês subsequente ao do encerramento de cada trimestre, mediante crédito em conta vinculada aberta para essa finalidade no Banco do Brasil S.A. ou em outra instituição financeira que venha a ser indicada pelo Poder Executivo federal.</p> <p>Art. 1º - A, § 2º A distribuição a que se refere o § 1º deste artigo observará os seguintes critérios:</p> <ul style="list-style-type: none"> I – 40% (quarenta por cento) proporcionalmente à extensão da malha viária federal e estadual pavimentada existente em cada Estado e no Distrito Federal, conforme estatísticas elaboradas pelo Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes - DNIT; II – 30% (trinta por cento) proporcionalmente ao consumo, em cada Estado e no Distrito Federal, dos combustíveis a que a Cide se aplica, conforme estatísticas elaboradas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP; III – 20% (vinte por cento) proporcionalmente à população, conforme apurada pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE; IV – 10% (dez por cento) distribuídos em parcelas iguais entre os Estados e o Distrito Federal.
DECRETO 6.446 de 02/05/2008 (Revogado)	<p>Dá nova redação aos incisos I e II do caput do art. 1º do Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, passam a vigorar com a seguinte redação:</p> <p>1º do Decreto no 5.060, de 30 de abril de</p>	<p>Art. 1º - Os incisos e I e II do caput do art. 1º do Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, passam a vigorar com a seguinte redação:</p> <p>"I - R\$ 180,00 (cento e oitenta reais) por metro cúbico de gasolina e suas correntes;</p>

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO 6.875, de 8/06/2009 (Revogado)	Dá nova redação aos incisos I e II do caput do art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, para alterar as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE incidente sobre a importação e comercialização de gasolina e suas correntes e diesel e suas correntes.	Art. 1º - Os incisos I e II do caput do art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, passam a vigorar com a seguinte redação: "I - R\$ 230,00 (duzentos e trinta reais) por metro cúbico de gasolinas e suas correntes; (Revogado pelo Decreto nº 7.570, de 2011) II - R\$ 70,00 (setenta reais) por metro cúbico de diesel e suas correntes." (NR)
DECRETO 7.095 de 04/02/2010 (Revogado)	Altera o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004.	Art. 1º - A alíquota específica de que trata o inciso I do art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, fica reduzida para R\$ 150,00 (cento e cinquenta reais) por metro cúbico de gasolinas e suas correntes até 30 de abril de 2010, retornando para R\$ 230,00 (duzentos trinta reais) por metro cúbico de gasolinas e suas correntes a partir dessa data.

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO Nº 7.570, DE 26 DE SETEMBRO DE 2011 (Revogado)	Altera o Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE.	Art. 1º - O Decreto no 5.060, de 30 de abril de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação: "Art. 1º I - R\$ 192,60 (cento e noventa e dois reais e sessenta centavos) por metro cúbico de gasolinas e suas correntes; e" (NR)

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO Nº 7.591, DE 28 DE OUTUBRO DE 2011 (Revogado)	Dá nova redação ao art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE, e dá outras providências.	Art. 1º O art. 1º do Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação: “Art. 1º I - R\$ 91,00 (noventa e um reais) por metro cúbico de gasolina e suas correntes; e II - R\$ 47,00 (quarenta e sete reais) por metro cúbico de diesel e suas correntes.” (NR)

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO Nº 7.764, DE 22 DE JUNHO DE 2012 (Revogado)	Altera o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE.	<p>Art. 1º O Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p> <p>“Art. 1º As alíquotas específicas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível - CIDE, previstas no art. 5º da Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001, ficam reduzidas a zero para os seguintes produtos:</p> <ul style="list-style-type: none"> I - querosene de aviação; II - demais querosenes; III - óleos combustíveis com alto teor de enxofre; IV - óleos combustíveis com baixo teor de enxofre; V - gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; VI - álcool etílico combustível; VII - gasolina e suas correntes; e VIII - diesel e suas correntes.” (NR)

Legislação	Ementa	Alterações importantes
DECRETO 8.395/2015 de 28/01/2015 (Vigência)	<p>Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de aviação, e o Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível.</p>	<p>Art. 2º O Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações: (Vigência)</p> <p>“Art. 1º As alíquotas específicas da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível - Cide, previstas no art. 5º da Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001, ficam reduzidas para:</p> <p>I - R\$ 100,00 (cem reais) por metro cúbico de gasolinas e suas correntes; e</p> <p>II - R\$ 50,00 (cinquenta reais) por metro cúbico de óleo diesel e suas correntes.</p> <p>Parágrafo único. Ficam reduzidas a zero as alíquotas de que trata o caput para os seguintes produtos:</p> <p>I - querosene de aviação;</p> <p>II - demais querosenes;</p> <p>III - óleos combustíveis com alto teor de enxofre;</p> <p>IV - óleos combustíveis com baixo teor de enxofre;</p> <p>V - gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta; e</p> <p>VI - álcool etílico combustível.” (NR).</p>

Fonte: Elaboração própria com base em Brasil (2001a, 2001b, 2002, 2003, 2004a, 2004b, 2008, 2009, 2010, 2011a, 2011b, 2012, 2015).



:vivideconomics

