

Grupo de Trabalho da Resolução nº 13/2020 do
Conselho Nacional de Política Energética

The background image shows three pieces of laboratory glassware. In the foreground, a volumetric flask on the left contains a yellow-orange liquid, with markings for 100, 75, and 50 visible. To its right is a beaker filled with yellow soybeans. In the background, a larger beaker is filled with yellow corn kernels. The entire scene is set against a warm, orange-toned background.

Relatório Final sobre a Inserção de Biocombustíveis no Ciclo Diesel

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

MINISTÉRIO DA
INFRAESTRUTURA

MINISTÉRIO DA
AGRICULTURA, PECUÁRIA
E ABASTECIMENTO

MINISTÉRIO DO
MEIO AMBIENTE

MINISTÉRIO DAS
RELAÇÕES EXTERIORES

MINISTÉRIO DO
DESENVOLVIMENTO REGIONAL

MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



**FÓRUM NACIONAL DE SECRETÁRIOS
DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA**

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

RELATÓRIO

Grupo de Trabalho de Inserção de Biocombustíveis no Ciclo Diesel

Resolução CNPE nº 13/2020

Brasília, 2021

Representantes do GT

I - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO):

Pietro Adamo Sampaio Mendes (Coordenador)

Renato Cabral Dias Dutra (Suplente)

II - CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA:

Gustavo Henrique Ferreira (Titular)

Rodrigo Augusto Rodrigues (Suplente)

III - MINISTÉRIO DA ECONOMIA:

Gustavo Gonçalves Manfrim (Titular)

Edie Andreeto Junior (Suplente)

IV - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE:

André Luiz Felisberto França (Titular)

V - MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA:

Rosângela Finocketi Pinna (Titular)

Camila Lourdes da Silva (Suplente)

VI - MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO:

Cid Jorge Caldas (Titular)

Marco Aurélio Pavarino (Suplente)

VII - MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES:

Alex Giacomelli (Titular)

Renato Domith Godinho (Suplente)

VIII - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES:

Eduardo Soriano Lousada (Titular)

Rafael Silva Menezes (Suplente)

IX - MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL:

Thiago José Zanini Godinho (Titular)

Alex Cristian Kamber (Suplente)

X - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP:

Carlos Orlando Enrique da Silva (Titular)

Danielle Machado e Silva Conde (Suplente)

XI - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE:

Heloisa Borges Bastos Esteves (Titular)

Rafael Barros Araújo (Suplente)

XII - CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA:

Ricardo Medeiros de Castro (Titular)
Tanise Brandao Bussmann (Suplente)

**XIII - FÓRUM NACIONAL DE SECRETÁRIOS DE ESTADO DE MINAS E
ENERGIA:**

Eberson José Thimmig Silveira (Titular)
Eduardo Alexandre Dutra Zimmermann (Suplente)

Lista de Figuras

Figura 1 - Principais rotas tecnológicas para produção de combustíveis alternativos de uso em motores do ciclo Diesel.....	29
Figura 2 - Principais rotas tecnológicas para produção de hidrogênio.....	44
Figura 3 - Biodiesel de 1ª, 2ª e 3ª Geração.....	85
Figura 4 - Evolução do teor de mistura obrigatória vigente entre 2005 e 2021.....	92
Figura 5 - Estrutura de Formação do Preço do Óleo Diesel	120
Figura 6 - Estrutura de Formação do Preço do Óleo Diesel B a partir do Distribuidor.....	121
Figura 7 - Exemplo da Composição dos Preços Médios do Óleo Diesel B S10 ao Consumidor Final, nacional e regionalmente.....	123
Figura 8 - Modelo de faturamento atual do biodiesel comercializado nos leilões públicos	138
Figura 9 - Ilustração apenas exemplificativa a respeito de blends possíveis.....	160
Figura 10 - Fluxo de Classificação dos combustíveis	172
Figura 11 - Cálculo da quantidade de Energia renovável	173
Figura 12 - Renovabilidade dos combustíveis oriundos de coprocessamento a partir de balanço de massa (base em rendimentos observados)	206
Figura 13 - Renovabilidade de cada parcela dos combustíveis oriundos de coprocessamento a partir de balanço de massa (base em rendimentos observados).....	208

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Histórico de Matérias-Primas usadas para a produção de biodiesel pela rota de transesterificação.....	40
Gráfico 2 - Importação de metanol para biodiesel.....	43
Gráfico 3 - Capacidade Nominal Autorizada e Consumo de Biodiesel em 2020.....	46
Gráfico 4 - Produção regional de biodiesel.....	47
Gráfico 5 - Histórico e projeção de demanda e oferta de óleo diesel total.....	51
Gráfico 6 - Demanda de biodiesel.....	52
Gráfico 7 - Evolução dos preços do óleo diesel ao produtor e do biodiesel, em R\$ por litro, posição FOB, com PIS/Cofins e sem ICMS.....	124
Gráfico 8 - Cotações Internacionais de Biodiesel e de Diesel Verde entre 2018 e 2021.....	128
Gráfico 9 - Defasagens entre o preço do biodiesel brasileiro e as cotações mínima e máxima das cotações internacionais entre 2018 e 2021.....	131
Gráfico 10 - Evolução das cotações de Óleo Diesel A	175

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2020	52
Tabela 2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2030.....	53
Tabela 3 - Comparação das Especificações Europeias do Diesel.....	66
Tabela 4 - Cronograma de elevação da mistura obrigatória até 15%, conforme Resolução CNPE 16/2018.....	96
Tabela 5 - Exemplo da Composição dos Preços Médios do Óleo Diesel B S10 ao Consumidor Final, nacional e regionalmente	122
Tabela 6 - Cotações Internacionais Biodiesel e Diesel Verde - 2018 e 2021	127
Tabela 7 - Alíquotas de ICMS sobre o biodiesel e o diesel fóssil	136
Tabela 8 - Coeficientes de redução e isenção tributárias advindas do SBS	140
Tabela 9 - Evolução da projeção das renúncias tributárias devido ao SBS para o biodiesel (R\$).....	141
Tabela 10 - Participação de renováveis em combustíveis parcialmente renováveis.....	173
Tabela 11 - Exemplos de intensidade de carbono (IC) para parcela renovável de combustíveis do ciclo diesel – dados de 2020.....	183
Tabela 12 - Classificação dos combustíveis do ciclo diesel no RFS4.....	184
Tabela 13 - Comparação das intensidades de carbono do biodiesel e do diesel verde para certificações no âmbito do LCFS3.....	185
Tabela 14 - Comparativo das técnicas isotópicas para medição da atividade do carbono-14 previstas pela EN 16640 e ASTM D6866.....	203
Tabela 15 - Vantagens e desvantagens das principais técnicas de medição da parcela renovável em misturas de hidrocarbonetos parafínicos.....	214
Tabela 16 - Evolução das tecnologias nos motores diesel para atendimento às Fases do PROCONVE.....	225
Tabela 17 - Comparação entre especificação brasileira e europeia para contaminantes inorgânicos no biodiesel B-100.....	226
Tabela 18 - Propostas de aprimoramento das especificações para teores de elementos no contexto da Fase PROCONVE P8.....	227

Tabela 19 - Impactos na Saúde Humana do uso do Biodiesel.....	232
Tabela 20 - Impacto econômico pelo consumo de biodiesel	233

Sumário

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO E METODOLOGIA	16
-----------------------------------	-----------

Capítulo 2

2 MERCADO NACIONAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS E COMBUSTÍVEIS COM CONTEÚDO RENOVÁVEL PARA O CICLO DIESEL	23
2.1 Programas existentes	23
2.1.1 Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB)	24
2.1.2 Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)	26
2.2 Rotas tecnológicas de produção de biocombustíveis e combustíveis com conteúdo renovável para o ciclo diesel	28
2.2.1 Estado da arte de produção	28
2.2.2 Transesterificação / Esterificação	32
2.2.3 Hidrotratamento de óleo vegetal e gordura animal	32
2.2.4 Fischer-Tropsch a partir de fontes renováveis	33
2.2.5 Processos fermentativos	34
2.2.6 Oligomerização de álcool etílico ou isobutílico	34
2.2.7 Coprocessamento de óleos vegetais	35
2.2.8 Desidratação do Metanol	37
2.3 Insumos para a produção de biocombustíveis do ciclo diesel	37
2.3.1 Matérias-Primas	37
2.3.2 Custo de Produção	41
2.3.3 Metanol	42
2.3.4 Hidrogênio	43
2.4 Capacidade produtiva	45
2.4.1 Transesterificação/Esterificação	45
2.4.2 Hidrotratamento de óleo vegetal e gordura animal	47
2.4.3 Outros processos	48
2.4.4 Processos Fermentativos	49
2.4.5 Coprocessamentos de óleos vegetais	49
2.5 Projeções	50
2.5.1 Demanda de Diesel	50

2.5.2	Demanda de biodiesel	52
Capítulo 3		
3	<i>EXPERIÊNCIA INTERNACIONAIS COM O BIODIESEL, DIESEL VERDE E DIESEL DE COPROCESSAMENTO</i>	56
3.1	América do Norte	58
3.1.1	EUA	58
3.1.2	Canadá	62
3.2	Europa	64
3.2.1	União Europeia	64
3.2.2	Países Individuais da UE	67
3.2.3	Alemanha	68
3.2.4	Áustria	69
3.2.5	Bélgica	71
3.2.6	França	72
3.2.7	Itália	73
3.2.8	Países Baixos	75
3.2.9	Polônia	75
3.2.10	Suécia	77
3.3	América Latina e Ásia/Oceania	78
3.3.1	Argentina	78
3.3.2	Bolívia	79
3.3.3	Paraguai	80
3.3.4	Indonésia	81
3.3.5	Singapura	83
3.4	Experiências internacionais acerca de definições de HVO e FAME	84
3.5	Conclusões	86
Capítulo 4		
4	<i>ARCABOUÇO LEGAL E REGULATÓRIO</i>	91
4.1	Arcabouço legal e regulatório de comercialização de biodiesel	91
4.1.1	Usos e comercialização do biodiesel	91
4.1.2	Comercialização de biodiesel para atendimento à mistura obrigatória	92
4.1.3	Comercialização de biodiesel para realização da mistura voluntária	99

4.1.4	Uso experimental	102
4.1.5	Novo modelo de comercialização	103
4.2	Arcabouço legal e regulatório sobre a qualidade do biodiesel	106
4.2.1	Normas relacionadas à especificação do biodiesel	106
4.2.2	Normas relacionadas ao monitoramento de qualidade do biodiesel	108
4.3	Arcabouço legal e regulatório relacionado ao diesel verde	111
4.4	Arcabouço legal e regulatório relacionado ao diesel oriundo de coprocessamento	114
Capítulo 5		
5	FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTAÇÃO	119
5.1	Preços	119
5.1.1	Formação dos preços do óleo diesel ao consumidor final no Brasil	119
5.1.2	Evolução dos preços nacionais de biodiesel e do óleo diesel A entre 2008 e 2021	124
5.1.3	Comparação dos preços do biodiesel no Brasil com as principais cotações internacionais de biodiesel e de diesel verde na Europa, Ásia, Estados Unidos da América e Argentina	126
5.2	Tributação	132
5.2.1	A tributação do biodiesel na vigência dos leilões públicos	132
5.2.2	O incentivo fiscal no âmbito do Selo Biocombustível Social	139
5.2.3	O contexto do novo modelo de comercialização do biodiesel e os desafios tributários dele derivados	142
Capítulo 6		
6	ASPECTOS CONCORRENCIAIS	150
6.1	Bens substitutos e o debate sobre o biodiesel	150
6.1.1	Barreiras regulatórias para a promoção da concorrência	150
6.1.2	Regulação e concorrência	151
6.2	Rotas tecnológicas: aspectos regulatórios e suas interações com a estrutura de mercado	164
6.2.1	Debate sobre mandatos	164
6.2.2	Debate sobre riscos de alternativas regulatórias	168
6.2.3	Atributos dos novos biocombustíveis para o ciclo diesel	170

6.2.4	Escolhas do consumidor- clareza dos atributos	171
6.3	Barreiras concorrenciais no mercado do biodiesel	174
6.3.1	Histórico recente das dificuldades de abastecimento do biodiesel	178
6.3.2	Outras iniciativas do Governo Federal	180
Capítulo 7		
7	<i>INSERÇÃO DA PARCELA RENOVÁVEL DO DIESEL DE COPROCESSAMENTO NO RENOVABIO</i>	182
7.1	Impacto do diesel de coprocessamento na redução de emissões de gases causadores de efeito estufa	182
7.2	Certificação de biocombustíveis no Renovabio	186
7.3	A parcela renovável do diesel de coprocessamento na legislação atual do Renovabio	187
7.4	Inclusão de nova rota de produção de biocombustíveis para obtenção do Certificado de Produção Eficiente de Biocombustíveis	189
Capítulo 8		
8	<i>QUANTIFICAÇÃO DE CONTEÚDO RENOVÁVEL EM MISTURAS DE HIDROCARBONETOS PARAFÍNICOS – UM ESTUDO DE CASO PARA O DIESEL DE COPROCESSAMENTO NO BRASIL</i>	192
8.1	O coprocessamento de matéria-prima fóssil com renovável	193
8.2	Produção de diesel coprocessado no mundo e metodologias utilizadas para quantificação do conteúdo renovável	196
8.3	Balanco energético	197
8.4	Análise isotópica (carbono-14)	198
8.4.1	Técnicas de análise isotópica de radiocarbono (carbono-14)	200
8.5	Outras metodologias alternativas – revisão bibliográfica	205
8.6	Balanco de massa com base em rendimentos observados	205
8.7	Balanco de massa de carbono	209
8.8	Traçador/Marcador	210
8.8.1	Traçador/Marcador para identificação do diesel verde no diesel B	212
8.9	Infraestrutura laboratorial para quantificação do conteúdo renovável por análise isotópica de radiocarbono – cenário brasileiro	218
8.10	Conclusões	219

Capítulo 9

9 QUALIDADE DO BIODIESEL, DIESEL VERDE E DIESEL ORIUNDO DE COPROCESSAMENTO E NOVAS FASES DO PROCONVE.	223
9.1 Impacto na saúde humana decorrente do uso do biodiesel no setor de transportes	228
9.1.1 Introdução	229
9.1.2 Material Particulado	230
9.2 Estimativa de Impacto na Saúde	231
9.2.1 Metodologia e Premissas	231
9.3 Resultados	232
9.3.1 Valor Implícito à Melhoria na Qualidade de Vida	233
9.4 Considerações Finais	233
<i>Referências bibliográficas</i>	235
<i>Anexos</i>	257
Anexo 1 - Rotas alternativas à transesterificação	258
Anexo 2 Consulta a Postos da Rede Diplomática Brasileira	260
Anexo 3 Tabela de Conversão de Unidades de Medida	264

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO E METODOLOGIA

Em 9 de dezembro de 2020, por meio da publicação da Resolução nº 13/2020, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), foi instituído o Grupo de Trabalho (GT) para avaliar a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo diesel no âmbito da Política Energética Nacional, em observância às diretrizes e aos princípios da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017 (BRASIL, 2017).

Ao referido GT foi dada a incumbência de elaborar estudos, com prazo de 120 dias, com possibilidade de prorrogação, sobre a inserção de novos biocombustíveis na matriz do ciclo diesel, à luz dos princípios constitucionais norteadores da ordem econômica, inscritos no art. 170 da Constituição Federal, visando à promoção de um mercado mais competitivo e com maior pluralidade de agentes.

No Brasil, historicamente, a inserção de biocombustíveis no ciclo diesel ocorreu por meio do biodiesel, a partir de 2004, com a criação do Programa Nacional de Uso e Produção do Biodiesel (PNPB) e da conversão da Medida Provisória nº 214/04 na Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005 (BRASIL, 2005). A participação do biodiesel em mistura ao óleo diesel fóssil iniciou-se de forma voluntária em 2006 e, a partir de 2008, de forma obrigatória, através de uma política de mandatos com suprimento e comercialização realizados por meio de leilões públicos. Após 2008, o processo de consolidação do biodiesel intensificou-se, com a publicação de sucessivos atos normativos que regulamentaram seu uso e comercialização e que incrementaram o teor da mistura obrigatória com o óleo diesel fóssil.

Entre esses atos normativos, destacam-se o art. 1º-B da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014 (BRASIL, 2014), incluído pela Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016 (BRASIL, 2016), que permitiu a adição de até 15% de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor após a realização de testes e ensaios em motores que validassem a utilização da mistura. A realização destes testes possibilitou a implementação do cronograma de evolução dessa mistura até 15% em 2023, conforme previsto no art. 2º da Resolução CNPE nº 16/2018 (CNPE, 2018).

Com a aceleração recente do processo de transição energética global e a importância da aplicação simultânea de alternativas, a busca da redução da intensidade de carbono na matriz de transportes traz consigo o desafio de incorporar

novos biocombustíveis ao ciclo diesel, de modo a ampliar as alternativas à disposição do mercado e a catalisar o alcance, pelo Brasil, de seus objetivos institucionais de descarbonização. Nesse contexto mundial, são consideradas opções relevantes para inserção no ciclo diesel de biocombustíveis, a exemplo do biodiesel e do diesel verde, bem como da biomassa presente no diesel coprocessado.

O biodiesel atualmente produzido no País consiste em mistura de ésteres de ácidos graxos (contendo carbono, hidrogênio e oxigênio) e o diesel verde em mistura de hidrocarbonetos parafínicos (contendo carbono e hidrogênio), sendo moléculas quimicamente diferentes entre si.

Nessa linha, entre 2012 e 2016, houve, no Brasil, a produção e uso do diesel verde em caráter experimental, culminando com a criação de um Grupo de Trabalho interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com o objetivo de organizar a regulamentação desse biocombustível. Em consequência desse processo, a ANP realizou a Consulta e Audiência Públicas nº 03/2020, com o objetivo de regulamentar as especificações necessárias para a comercialização desse biocombustível no País. Com o advento do início desse processo de regulamentação do diesel verde pela ANP, que culminou com a publicação da Resolução ANP nº 842/2021, surgiu a necessidade de o CNPE estabelecer a inserção de biocombustíveis, em sentido amplo, no ciclo diesel, como de interesse da política energética nacional.

Cabe ao Governo Federal, portanto, analisar eventuais condições especiais à inserção dos biocombustíveis no mercado de óleo diesel, contemplando avaliações acerca de questões tributárias, mandatos volumétricos de adição de biocombustíveis a combustíveis fósseis, diálogo com políticas públicas atualmente vigentes, entre outros aspectos. Os frutos dessa análise têm o condão de suprir o CNPE com propostas de diretrizes de política pública para a inserção de biocombustíveis no ciclo diesel, em ampliação ao modelo atualmente vigente.

Feitas essas considerações iniciais, a Resolução CNPE nº 13/2020 traz, como escopo, a constituição do referido GT com vistas à análise e proposição de políticas públicas para cumprir os objetivos supramencionados, devendo-se balizar por diretrizes, por princípios e por metodologia de trabalho próprios.

Preceitua o art. 1º da Resolução CNPE nº 13/2020 que o GT deve observar as diretrizes presentes na Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei nº 13.576/2017. As diretrizes nos termos legais, juntamente com a definição de objetivos, de fundamentos e de princípios, regem a política brasileira para os biocombustíveis, conforme os arts. 1º a 3º, *in verbis*:

*Art. 1º Fica instituída a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), parte integrante da política energética nacional de que trata o art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com os seguintes **objetivos**:*

I - Contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima;

II - Contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida;

III - Promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis; e

IV - Contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis.

*Art. 2º São **fundamentos** da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio):*

I - a contribuição dos biocombustíveis para a segurança do abastecimento nacional de combustíveis, da preservação ambiental e para a promoção do desenvolvimento e da inclusão econômica e social;

II - A promoção da livre concorrência no mercado de biocombustíveis;

III - A importância da agregação de valor à biomassa brasileira; e

IV - O papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional.

*Art. 3º A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), composta por ações, atividades, projetos e programas, deverá viabilizar oferta de energia cada vez mais sustentável, competitiva e segura, observados os seguintes **princípios**:*

I - Previsibilidade para a participação dos biocombustíveis, com ênfase na sustentabilidade da indústria de biocombustíveis e na segurança do abastecimento;

II - Proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de produtos;

III - eficácia dos biocombustíveis em contribuir para a mitigação efetiva de emissões de gases causadores do efeito estufa e de poluentes locais;

IV - Potencial de contribuição do mercado de biocombustíveis para a geração de emprego e de renda e para o desenvolvimento regional, bem como para a promoção de cadeias de valor relacionadas à bioeconomia sustentável;

V - Avanço da eficiência energética, com o uso de biocombustíveis em veículos, em máquinas e em equipamentos; e

VI - Impulso ao desenvolvimento tecnológico e à inovação, visando a consolidar a base tecnológica, a aumentar a competitividade dos biocombustíveis na matriz energética nacional e a acelerar o desenvolvimento e a inserção comercial de biocombustíveis avançados e de novos biocombustíveis.

Além dessas diretrizes, o art. 1º, incisos I e II da Resolução CNPE nº 13/2020 determina que, no âmbito do trabalho do GT, sejam observados dois **princípios**, *in verbis*:

Art. 1º Instituir Grupo de Trabalho - GT para analisar e opinar sobre a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo diesel na Política Energética Nacional, que deverá observar (...) os seguintes princípios:

I - Proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; e

II - Garantia do suprimento de combustíveis em todo o território nacional.

Por fim, com o objetivo de viabilizar a participação de setores da administração pública com relação direta e indireta com a temática, o art. 2º da Resolução CNPE nº 13/2020 indicou a participação de 13 diferentes órgãos e entidades, os quais tiveram seus representantes definidos na Portaria de Pessoal nº 27 GM/MME, de 18 de fevereiro de 2021, retificada pela Portaria de Pessoal nº 43, de 15 de março de 2021. Nos termos do art. 2º, são eles:

Art. 2º O GT será composto por representantes dos seguintes Órgãos e Entidades, a serem indicados pelos seus respectivos Dirigentes:

I - Ministério de Minas e Energia, que o coordenará;

II - Casa Civil da Presidência da República;
III - Ministério da Economia;
IV - Ministério do Meio Ambiente;
V - Ministério da Infraestrutura;
VI - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento;
VII - Ministério das Relações Exteriores;
VIII - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações;
IX - Ministério do Desenvolvimento Regional;
X - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
XI - Empresa de Pesquisa Energética;
XII - Conselho Administrativo de Defesa Econômica; e
XIII - Fórum Nacional de Secretários de Estado de Minas e Energia.

Com a designação dos representantes, e respeitando as regras de desenvolvimento do trabalho expressas nos artigos 2º a 6º da Resolução CNPE nº 13/2020, o GT definiu a metodologia de trabalho e a estrutura do presente Relatório, objetivando a conclusão até a data de 18 de junho de 2021, prazo estabelecido nos termos do art. 4º da Resolução. Em 18 de junho de 2021, foi publicada, pelo CNPE, no DOU, a Portaria nº 6, de 15 de junho de 2021, que estendeu o prazo para a conclusão dos trabalhos do GT até 17 de outubro de 2021.

Em termos de organização, o GT passou a se reunir semanalmente e de forma virtual por meio de plataformas específicas, devido aos impactos da pandemia da Covid-19, a partir do dia 1º de março de 2021. Nas primeiras reuniões, foi aprovado o plano de trabalho, constituído de dois documentos: (i) a estrutura do relatório e o (ii) cronograma de implementação dos estudos.

O presente relatório, portanto, divide-se nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1 – Introdução e metodologia:** visa a abordar os aspectos introdutórios e a metodologia de elaboração do relatório.
- **Capítulo 2 – Mercado nacional de biocombustíveis e combustíveis com conteúdo renovável para o ciclo diesel:** visa a analisar a evolução histórica e perspectivas para o horizonte decenal da oferta e da demanda de combustíveis para o ciclo diesel no País, considerando as ações de descarbonização e políticas públicas existentes. Também, onde foram feitas considerações sobre o diesel verde e o diesel oriundo de coprocessamento.

- **Capítulo 3 – Experiências internacionais:** visa a identificar as principais experiências internacionais com biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento no mundo.
- **Capítulo 4 – Arcabouço legal, regulatório e jurídico:** visa a avaliar o arcabouço normativo legal e infralegal, assim como os aspectos jurídicos ligados à comercialização, ao uso e à qualidade do diesel verde e do diesel oriundo de coprocessamento, bem como das possíveis misturas com o óleo diesel A, em diferentes percentuais.
- **Capítulo 5 – Tributação e formação de preços:** visa a realizar análises relativas à formação dos preços do óleo diesel A, do biodiesel, do diesel verde e do diesel oriundo de coprocessamento, em função de diferentes alternativas de tributação e de incentivos à produção e comercialização.
- **Capítulo 6 – Aspectos concorrenciais:** visa a avaliar as questões concorrenciais relacionadas ao mercado brasileiro de biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento, *vis à vis* o óleo diesel fóssil.
- **Capítulo 7 – Inserção da parcela renovável do diesel oriundo de coprocessamento no RenovaBio:** visa a avaliar a inserção do diesel oriundo de coprocessamento no RenovaBio.
- **Capítulo 8 – Quantificação de conteúdo renovável em mistura de hidrocarbonetos parafínicos: um estudo de caso para o diesel de coprocessamento no Brasil:** visa a analisar como será verificado o teor de biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento no óleo diesel B.
- **Capítulo 9 – Qualidade do biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento e novas fases do Proconve:** visa a avaliar os efeitos dos teores de biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento nas novas fases do Proconve.

Capítulo 2

2 MERCADO NACIONAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS E COMBUSTÍVEIS COM CONTEÚDO RENOVÁVEL PARA O CICLO DIESEL

Este capítulo tem como objetivo analisar a evolução histórica, perspectivas e cenários para o horizonte de médio prazo da oferta e da demanda de combustíveis para o ciclo diesel no País, levando em consideração os programas e políticas públicas vigentes e as perspectivas de mercado relacionadas, à luz do programa de descarbonização no Brasil. Para tal, a análise abordará: (i) os biocombustíveis e o diesel oriundo de coprocessamento de óleos vegetais, identificando as rotas tecnológicas de produção e o conhecimento disponível; (ii) os programas existentes, a vocação regional para produção de oleaginosas, a capacidade de oferta de matérias-primas e insumos; (iii) as disponibilidades industriais, assim como as projeções de demanda.

2.1 Programas existentes

Nos últimos anos, o setor de transporte tem experimentado constante crescimento devido ao aumento do número de veículos em todo o mundo. Contudo, em paralelo a esse crescimento também avança a preocupação com as questões ambientais. A necessidade crescente de utilização e produção de combustíveis precisa estar alinhada, indiscutivelmente, à preocupação com a preservação do meio ambiente, o que envolve, entre outros fatores, a redução da emissão de poluentes. Segundo o Balanço Energético Nacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020c), o setor de transportes é o principal responsável pelas emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira, com 45,4% das emissões totais em 2019. Segundo dados do Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE, 2016), as emissões do setor de energia representaram 29% do total registrado no Brasil em 2016.

O diesel, de origem fóssil, continua sendo o combustível mais consumido nos transportes no Brasil (EPE, 2020c), e, conseqüentemente, o responsável pelo maior

nível de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), no tocante às fontes de energia secundária da matriz de transportes.

Outro fator muito favorável ao aumento da produção de combustíveis renováveis para o ciclo diesel é a necessidade do País de importação de diesel fóssil, atualmente em torno de 13 bilhões de litros/ano, segundo dados da ANP (ANP, 2020). Cabe ainda destacar que a demanda de diesel B¹ aumenta a cada ano e fechou 2020 com vendas de, aproximadamente, 57,4 bilhões de litros (ANP, 2021). A maior demanda de diesel acarreta o aumento da importação e evidencia a limitação da tancagem de combustíveis nos portos do Brasil, dada a quantidade de projetos de novas refinarias ou ampliação das existentes ser insuficiente para suprir a demanda interna (ANP, 2017).

Esses fatores favorecem o surgimento de políticas e programas nacionais voltados para o desenvolvimento de novas rotas e de novos combustíveis renováveis, em especial visando explorar a *expertise* e o potencial nacional da produção de biocombustíveis para contribuir para o atendimento à demanda de diesel fóssil. Além disso, é fundamental ampliar a participação de renováveis na busca por uma matriz do ciclo diesel mais sustentável, não somente em função dos principais acordos internacionais relacionados ao meio ambiente (Acordo de Paris, por exemplo), como também para que os produtos da economia brasileira continuem na tendência de uma pegada de carbono cada vez menor – requisito imprescindível para a competitividade em mercados que buscam por parceiros mais sustentáveis.

A entrada dos biocombustíveis líquidos na matriz energética brasileira, em especial para o caso do biodiesel, é decorrente da adoção de políticas públicas específicas. Desde 2005, o governo brasileiro tem formulado políticas direcionadas à indústria do biodiesel, definindo percentuais voluntários e mandatórios para estimular o desenvolvimento e a consolidação deste mercado (EPE, 2016).

2.1.1 Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB)

O PNPB foi instituído pela Resolução CONDRAF nº 49/2004 e ratificado pela Lei nº 11.097/2005, com o objetivo de introduzir o biodiesel na matriz energética

¹ Diesel B ou óleo diesel B: mistura comercializada em postos revendedores, composta por diesel fóssil (mineral) e biodiesel, no percentual volumétrico determinado pela legislação vigente (ANP, 2013b).

nacional e incrementar sua participação, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, via geração de emprego e renda (MME, 2021).

As principais diretrizes são:

- Implantar programa sustentável, promovendo a inclusão produtiva da agricultura familiar;
- Garantir preços mínimos, qualidade e suprimento; e
- Produzir o biodiesel a partir de diferentes matérias-primas, rotas tecnológicas e portes de indústria, fortalecendo as potencialidades regionais.

O programa, em sua fase inicial, estabeleceu o marco regulatório que definiu uma base normativa para a produção e comercialização do biodiesel no País, envolvendo definição do modelo tributário e mecanismos para inclusão da agricultura familiar, consubstanciado no Selo Biocombustível Social (SBS)² (EPE, 2016). O PNPB foi elaborado pela Comissão Executiva Interministerial (CEIB), que tem como funções proceder a sua elaboração, implementação e monitoramento, propor os atos normativos que se fizerem necessários, assim como analisar, avaliar e propor outras recomendações e ações, diretrizes e políticas públicas.

Em escala global, o biodiesel (*Fatty Acid Methyl Esters* - FAME) é o principal combustível renovável em utilização para ciclo diesel, com redução típica de 70% das emissões, quando comparado ao fóssil (CERRI *et al.*, 2017).

Desde que foi instituído o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil, através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), observou-se uma rápida evolução para a adição do biocombustível em maiores teores. O valor inicial foi fixado em 2% em volume, em 2008, alcançando 5% já em 2010, quando o previsto ocorreria somente em 2013. Nos anos subsequentes, houve a elevação gradual dos percentuais mínimos obrigatórios no diesel B, chegando ao mínimo de 13% em março de 2021³ e, ao máximo de 15%, desde que obedecidas as condicionantes de

² Selo Biocombustível Social (SBS), conhecido como Selo Combustível Social (SCS) até 2020, diferencia as empresas de produção de biodiesel que utilizam, em sua cadeia produtiva, produtos oriundos da agricultura familiar. O objetivo é a garantia de renda e estímulo à inclusão social das famílias produtoras. Os produtores que possuem o SBS obtêm vantagens na venda e melhores condições de financiamento (MDA, 2016a *apud* EPE, 2016).

³ Desde 2014, está autorizado o incremento na mistura, com variações setorializadas, tais como 20% em frotas cativas ou consumidores rodoviários, 30% no uso agrícola e industrial, além de 100% em caso de uso experimental (CNPE, 2015).

aprovação de testes nos motores para esse teor (BRASIL, 2016). A Resolução CNPE nº 16/2018 propôs um cronograma de aumento do percentual de biodiesel na mistura com o diesel de 1% ao ano, atingindo 15%, em 2023 (CNPE, 2018).

Um dos importantes resultados da adoção da política pública que preconiza a inserção do biodiesel como um combustível na matriz energética foi o fortalecimento da atividade cooperativa. O estabelecimento do SBS incorporou a agricultura familiar à produção do novo biocombustível. A adoção deste biocombustível criou uma nova cadeia produtiva, desenvolvendo a indústria de equipamentos para transformação e armazenamento, a logística de transporte, as atividades de pesquisa e muitas outras paralelas (EPE, 2016). Quando o PNPB foi iniciado, o Brasil já possuía parte do conhecimento tecnológico para iniciar e impulsionar a produção de biodiesel em escala comercial, embora existissem alguns gargalos produtivos que poderiam comprometer sua competitividade e sustentabilidade. Com o intuito de resolver esses obstáculos, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI) estruturou a base tecnológica existente no País para que, de forma articulada com as ações de outros órgãos do governo e empresas públicas e privadas, pudesse produzir e difundir o conhecimento para aumentar a participação do biodiesel na matriz energética nacional (MCTI, 2021).

Porém, é importante registrar que, na atualidade, devido ao ganho de escala se fez presente pelo crescente aumento da demanda, outras empresas verticalizadas, também produtoras da matéria-prima, assumiram o papel de produzir e fornecer biodiesel (CT-CB, 2020).

2.1.2 Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)

O RenovaBio, instituído pela Lei nº 13.576/2017 (BRASIL, 2017), consiste em conjunto de ações cujo objetivo é garantir a expansão da produção de biocombustíveis no País com base na previsibilidade, sustentabilidade ambiental, econômica e financeira, além de contribuir para o atendimento dos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris para o clima.

As principais ferramentas do RenovaBio para incentivar o aumento da produção e da participação de biocombustíveis na matriz energética de transporte do Brasil compreendem:

- Ao estabelecimento de metas nacionais de descarbonização para o setor de combustíveis pelo período de dez anos;
- À certificação da produção eficiente de biocombustíveis; e
- À comercialização de Crédito de Descarbonização, denominado CBIO.

A definição de metas nacionais de descarbonização para o setor de combustíveis constitui-se em instrumento de extrema importância para o alcance dos objetivos do RenovaBio, conferindo previsibilidade para investimentos.

As metas decenais são definidas pelo CNPE e individualizadas, pela ANP, para todos os distribuidores de combustíveis, proporcionalmente à respectiva participação de mercado na comercialização de combustíveis fósseis no ano anterior. A aquisição do CBIO constitui uma ação compulsória dos distribuidores.

A certificação da produção eficiente de cada unidade produtora de biocombustível tem por objetivo avaliar as respectivas cadeias produtivas, utilizando-se de metodologias de avaliação de ciclo de vida para cálculo da intensidade de carbono do biocombustível produzido. Desta forma, por meio da ferramenta RenovaCalc, é atribuída uma Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA), que reflete a contribuição do biocombustível produzido em uma dada instalação para a mitigação de quantidade específica de gases de efeito estufa quando comparado com seu substituto fóssil. As unidades certificadas têm o direito de emitir e comercializar CBIO, na quantidade correspondente a sua NEEA, proporcional a sua contribuição na redução da intensidade de carbono, no volume elegível de biomassa e volumes comercializados com distribuidores.

Os distribuidores de combustíveis comprovam o atendimento de suas metas individuais através da aquisição e aposentadoria do CBIO, que consiste na retirada definitiva de circulação do crédito.

Destaca-se que o RenovaBio, através da Resolução ANP nº 758/2018 (ANP, 2018), já contempla a possibilidade de participação do biodiesel. Já por seu turno, a Lei nº 13.263/2016 (BRASIL, 2016) estabeleceu a possibilidade de substituição do diesel fóssil pelo biodiesel produzido através do processo de esterificação/transesterificação ordinariamente em até 15% e para usos experimentais, em até 100%. Adicionalmente, a Resolução ANP nº 842/2021 (ANP, 2021) define a especificação técnica do diesel sintetizado a partir de ácidos graxos e

ésteres hidroprocessados (HEFA - Hydro-processed Esters and Fatty Acids) a ser adicionado à mistura, o qual também já está incluso nas definições da resolução de 2018 supracitada.

2.2 Rotas tecnológicas de produção de Biocombustíveis e Combustíveis com conteúdo renovável para o ciclo Diesel

Este capítulo abordará as principais rotas tecnológicas que atualmente apresentam viabilidade técnica para a produção de combustíveis com conteúdo renovável para aplicação em motores do ciclo diesel, bem como as rotas alternativas àquelas tradicionalmente usadas que estarão descritas no subitem “Estado da arte de produção”. Atualmente, o processo de transesterificação metílica, via catálise homogênea, é a rota tecnológica mais empregada para a produção de biocombustível para o ciclo diesel no País.

2.2.1 Estado da arte de produção

Por meio do incentivo da produção e do uso de biocombustíveis em motores do ciclo diesel, busca-se reduzir a dependência do óleo diesel fóssil, aumentando o percentual de fontes renováveis na matriz energética nacional e, conseqüentemente, diminuindo as emissões de GEE. Nesse sentido, vislumbra-se o potencial de utilização do diesel verde e do diesel coprocessado com óleo vegetal de forma a ampliar sua renovabilidade. Apesar de atualmente não existir produção desses combustíveis em território nacional, ressalta-se que a produção de hidrocarbonetos de origem renovável pela rota de hidrogenação de óleos vegetais - *Hydrotreated Vegetable Oils* (HVO) já ocorre nos EUA e em alguns países da Europa (ANP, 2020). Esse panorama será tratado no Capítulo 3, Mercado Internacional de Biocombustíveis.

A ANP, por meio da Consulta Pública nº 3 de 2020, apresentou uma proposta para a especificação e obrigações quanto ao controle de qualidade do diesel verde, a qual resultou na Resolução ANP nº 842/2021 (ANP, 2021). Para o diesel coprocessado, a regulamentação vigente (ANP, 2010) permite a sua comercialização como diesel A, desde que atenda aos critérios de especificação e qualidade (ANP, 2013).

A Figura 1 resume as principais rotas tecnológicas para obtenção de combustíveis alternativos para o ciclo diesel. Dependendo da biomassa usada podem ser obtidos primordialmente açúcares ou óleos. Estes últimos são as principais matérias-primas para a produção do biodiesel, mas também podem ser tratados com hidrogênio para a obtenção do HVO. A rota HEFA também pode gerar hidrocarbonetos de menor cadeia, compatíveis com o bioquerosene. Já os açúcares podem ser fermentados a etanol ou butanol, que, por conseguinte, podem ser transformados em hidrocarbonetos parafínicos através de complexas reações de oligomerização.

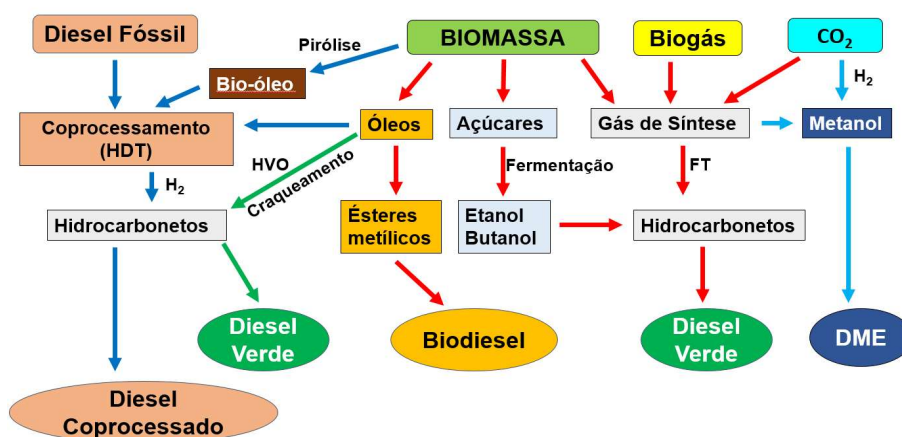


Figura 1 - Principais rotas tecnológicas para produção de combustíveis alternativos de uso em motores do ciclo diesel (Fonte: Elaboração própria).

A gaseificação da biomassa produz gás de síntese, que pode ser transformado em hidrocarbonetos pela rota Fischer-Tropsch (FT), sendo também uma opção para a produção do bioquerosene. Esta mesma rota pode também utilizar o biogás ou mesmo o CO₂ como carga ou matéria prima. Alternativamente, o gás de síntese oriundo da biomassa, do biogás e mesmo do CO₂, pode ser transformado em metanol, que por desidratação produz o éter dimetílico (*Dimethyl Ether* - DME).

O diesel coprocessado pode ser obtido pelo hidrotratamento (HDT) do diesel fóssil com óleo vegetal, em diferentes proporções. A rota também pode ser aplicada ao bio-óleo, produzido a partir da pirólise direta de biomassa, obtendo-se uma mistura de hidrocarbonetos oriundos de fonte fóssil e renovável.

Embora o objetivo inicial do PNPB fosse o de basear a cadeia de produção de biodiesel na diversidade de matérias-primas graxas existentes nas diferentes regiões do País, observa-se hoje que a produção brasileira se encontra fundamentada em sua maior parte em uma única matéria-prima, a soja, representando historicamente entre 70% a 80%. Além disso, sabe-se que a tecnologia largamente utilizada na indústria de biodiesel é a transesterificação alcalina, a qual exige matérias-primas de alta qualidade, com baixos teores de ácidos graxos livres e água (MCTI, 2018).

Nos últimos anos destaca-se o crescimento do uso de “outros materiais graxos” que compreendem ácidos graxos, borras ácidas e a própria “oleína⁴” do biodiesel. Outro tipo de matéria prima que apresentou certo crescimento foram as gorduras animais. Essa pequena diversificação deve-se ao fato de que boa parte das Usinas passou a empregar uma unidade de esterificação para aproveitamento de matérias primas ácidas, incompatíveis com a transesterificação devido à elevada saponificação causada por esses materiais. Com a esterificação, ocorre uma “neutralização” dos materiais graxos, permitindo-se assim o uso subsequente nos reatores de transesterificação. Idealmente, os óleos e gorduras devem possuir acidez inferior a 2%. Com essa acidez, o processo de refino químico (adição de hidróxido de sódio e centrifugação para remoção de sabões) atende satisfatoriamente. Com o óleo neutralizado, o processo de transesterificação atinge rendimentos na ordem de 98% (em peso).

Dessa forma, o desenvolvimento tecnológico avançou nos últimos anos para processar materiais graxos de baixa qualidade e menor custo, tais como óleos e gorduras residuais (OGR's) e de palmáceas, os quais apresentam alta acidez e alto teor de água, para a produção de biodiesel. Soma-se a isso, a necessidade de operações unitárias para separação e purificação dos produtos e recuperação do excesso de álcool que resultam em um processo altamente demandante em energia e geração de águas residuais alcalinas, que requerem o devido tratamento (MENEZES, 2016).

⁴ A oleína do biodiesel é uma fração de lipídios que é inevitavelmente saponificada durante a transesterificação e fica na fase da glicerina.

As principais rotas alternativas para a produção de biodiesel apresentadas pela academia e suas principais características são apresentadas na Tabela 1, disponível no Anexo 1 deste capítulo.

Além das rotas tecnológicas apresentadas na Tabela 1, existem processos conjugados de produção de biodiesel normalmente baseados no emprego de catalisadores ácidos. Como exemplo, a hidroesterificação (hidrólise seguida de esterificação) consiste na hidrólise dos triacilglicerídeos seguida da esterificação dos ácidos graxos livres produzidos. A vantagem deste processo reside na possibilidade do emprego de qualquer tipo de matéria-prima graxa, independentemente de sua acidez (gordura animal, óleo vegetal, óleo de fritura usado, borras ácidas de refino de óleos vegetais e gorduras brutas, entre outros). Tais matérias-primas possuem menor valor agregado e permitem uma significativa redução dos custos de produção do biodiesel.

A etapa de hidrólise consiste na reação entre o triacilglicerídeo do óleo ou gordura com a água, sob alta temperatura e pressão, gerando-se glicerina e ácidos graxos livres. Portanto, ao invés de diminuir a acidez na matéria-prima de origem através de refino, saponificação ou esterificação, a hidrólise aumenta esta propriedade. Após a etapa de hidrólise, os ácidos graxos gerados são esterificados via catálise ácida homogênea ou heterogênea, com metanol ou etanol, obtendo-se os monoésteres alquílicos (metílicos ou etílicos) na ausência de glicerina (já removida na hidrólise). Isso evita problemas de contaminação do biodiesel com resíduos de glicerol livre ou total (mono, di e triacilgliceróis), gerando-se um biodiesel de alta qualidade. A glicerina produzida na etapa de hidrólise é recuperada em alto grau de pureza, embora em alta diluição. Portanto, o gasto energético necessário a sua concentração por destilação deve ser avaliado como parâmetro de viabilidade do processo.

Outras combinações de rotas tecnológicas associadas ao tema incluem: (a) a esterificação de ácidos graxos presentes em óleos ácidos seguida de transesterificação alcalina dos triacilglicerídeos remanescentes, (b) a destilação molecular para remoção de ácidos graxos seguida de transesterificação alcalina, (c) a neutralização da acidez com a formação de sabões seguida de transesterificação alcalina, acidificação (quebra de sabões) e esterificação ácida, e (d) a hidrólise dos triacilglicerídeos seguida de esterificação enzimática. Vale ainda ressaltar a hipótese

de se obter biodiesel por interesterificação de óleos vegetais neutros com acetato de metila. Essa rota tecnológica pode ser vantajosa porque propicia a conversão do glicerol em triacetina (triacetato de glicerol) que, além de ser um coproduto de alto valor agregado, melhora as propriedades de fluxo a frio do biodiesel quando utilizada como aditivo.

2.2.2 Transesterificação / Esterificação

A transesterificação é o método de obtenção de ésteres de ácidos graxos (FAME) mais utilizado atualmente no Brasil. Pode ser realizado de diversas formas, dentre elas a transesterificação homogênea, heterogênea e *in situ*. Uma mistura entre o álcool (metanol ou etanol) e o catalisador deve ser preparada e adicionada ao material graxo previamente aquecido (para sistemas que empregam aquecimento). A reação deve ocorrer com agitação, a temperaturas entre 25 e 70° C para evitar evaporação do álcool, atentando-se ao fato de que quanto maior a temperatura, menor é o tempo de reação. O tempo reacional varia de acordo com o tipo de matéria-prima, álcool e catalisador utilizados.

A sua forma mais comum é a homogênea, onde há interação entre os triacilglicerídeos (TAG), presentes nos óleos vegetais e/ou nas gorduras animais, com um álcool de cadeia curta na presença de um catalisador de caráter básico, para gerar biodiesel e glicerol. Dada a sua reversibilidade, adiciona-se álcool em excesso, que pode ser reutilizado após desidratação, para favorecer a formação de produtos e garantir maior rendimento. A decantação da mistura deve ser feita para que ocorra a separação dos produtos obtidos (biodiesel e glicerina), evitando assim a interferência dos resíduos de processo. O biodiesel resultante deve ser purificado pela lavagem com água quente, para a remoção de impurezas e resíduos de catalisador. A fase aquosa pode ser separada dos ésteres por decantação e posterior aquecimento para secagem e remoção da umidade (EMBRAPA, 2021).

2.2.3 Hidrotratamento de óleo vegetal e gordura animal

O óleo vegetal hidrotratado (*Hydrotreated Vegetable Oil* - HVO) é uma mistura de hidrocarbonetos (apenas átomos de hidrogênio e carbono em sua estrutura molecular, sem os átomos de oxigênios existentes nos ésteres constituintes do

biodiesel e do próprio óleo vegetal) originado a partir da hidrogenação de óleos (ex.: residual, de soja, de palma e gordura animal), que resulta em uma mistura de hidrocarbonetos com base parafínica, livre de enxofre e de compostos aromáticos, e com um alto número de cetano⁵. A composição química do HVO é exatamente igual à do diesel fóssil - sendo denominado de combustível *drop-in* - por possuir as mesmas características físicas e químicas e seu uso não depender de alteração/ajustes nos motores atuais. Por ser um combustível *drop-in*, pode ser usado em qualquer proporção nos motores ciclo diesel, sem restrições. Este combustível apresenta elevada estabilidade de armazenamento e excelentes propriedades de fluxo a frio (EC, 2019 *apud* EPE, 2020b). Neste processo de hidrogenação, os triglicerídeos, principais constituintes de óleos vegetais e gorduras animais, sofrem hidrogenólise (decomposição por hidrogênio), através de elevada pressão e temperatura, com a presença de catalisador metálico (WANG; TAO, 2016 *apud* SOUZA, 2019). A hidrogenação é realizada para retirada das insaturações presentes no óleo cru na busca por um combustível final com maior estabilidade. Em etapa posterior, os triglicerídeos saturados passam por uma clivagem na presença de propano, hidrogênio e catalisadores para produção de ácidos graxos livres. Na sequência ocorre a descarboxilação e hidrodeoxigenação para retirada dos oxigenados, evitando que o combustível final absorva água e possua baixo poder calorífico. Os ácidos graxos livres, após descarboxilação e hidrodeoxigenação passam então pelo processo de hidroisomerização ou hidrocraqueamento para ajuste da composição desejada da cadeia carbônica, podendo ser formados gases leves, nafta, biocombustíveis de aviação e diesel verde (WANG; TAO, 2016 *apud* SOUZA, 2019).

Neste processo, é indispensável, o uso de catalisadores heterogêneos metálicos, que aceleram a reação permitindo a aplicabilidade do processo industrial. Além da remoção dos átomos de oxigênio, ocorrem reações de hidrocraqueamento, que geram compostos parafínicos (MCTI, 2021).

2.2.4 Fischer-Tropsch a partir de fontes renováveis

⁵ Número de cetano: medida indireta do tempo decorrido entre a injeção do óleo diesel no cilindro e o início da sua combustão. Quanto menor for o retardo da ignição, melhor será a qualidade de ignição do combustível e, assim, maior o número de cetano (FARAH, 2012 *apud* EPE, 2020c).

Fischer-Tropsch (FT) é uma tecnologia para a produção de combustíveis sintéticos que foi amplamente utilizada na Alemanha durante a Segunda Guerra Mundial, sendo posteriormente aprimorada. Esse processo envolve a síntese química a partir de matérias-primas renováveis e não renováveis, tais como biomassa (BTL - biomass-to-liquid), carvão (CTL - coal-to-liquid), gás natural (GTL - gas-to-liquid) e outras renováveis (PTL - power-to-liquid). Atualmente, vislumbra-se um maior potencial de uso dessa tecnologia por BTL. Através da tecnologia FT, são produzidos hidrocarbonetos de diferentes tamanhos, com características similares ou superiores aos derivados fósseis presentes no mercado, como gasolina e óleo diesel (DUARTE, 2009 *apud* EPE, 2020b).

Apesar de não existirem plantas em operação no País, uma rota alternativa para a obtenção do *syngas* poderia utilizar diretamente CO₂ e hidrogênio, decorrente de processos industriais, visando a obtenção do diesel verde (MCTI, 2021).

2.2.5 Processos Fermentativos

Os processos fermentativos, a partir da utilização de organismos geneticamente modificados (OGM), convertem material orgânico proveniente da agroindústria em diversos produtos, dentre eles, alguns similares aos derivados de petróleo. Seus principais desafios são a redução de custo do processo, o aumento das taxas de conversão e o uso de resíduos agroindustriais.

Neste sentido, destaca-se a modificação genética na levedura *Saccharomyces cerevisiae*, a qual é responsável por transformar o caldo de cana em etanol durante o processo de fermentação nas usinas. Esta modificação possibilita que este micro-organismo produza uma substância chamada farneseno, hidrocarboneto similar ao diesel (AMIRYS, 2019 *apud* EPE, 2020b).

2.2.6 Oligomerização de álcool etílico ou isobutílico

As reações de oligomerização consistem na formação de dímeros, trímeros ou tetrameros, a partir de unidades monoméricas. Ao contrário da polimerização, este tipo de reação tem um limite máximo de monômeros adicionados. Para o caso dos biocombustíveis, o exemplo clássico de oligomerização é a formação de combustíveis renováveis, de estrutura similar aos seus análogos fósseis, a partir de álcool de cadeia curta. Esta rota é conhecida comercialmente como *Alcohol to Jet* (ATJ) onde ocorre a conversão de álcoois em diesel e querosene de aviação renováveis.

Segundo a especificação ASTM D7566-4, apenas dois álcoois estão aprovados para uso nesta rota química: o etanol e o isobutanol. A primeira etapa do processo consiste na desidratação intramolecular do álcool - álcool saturado passando a alceno. A segunda é o processo de oligomerização propriamente dita, onde as moléculas de alceno são combinadas para formar os hidrocarbonetos que darão origem aos biocombustíveis renováveis. Após sua separação por destilação, os hidrocarbonetos formados são então hidrogenados, seguidos de fracionamento para produzir os biocombustíveis parafínicos sintéticos de álcool (ALBUQUERQUE, *et al.* 2019 *apud* EPE, 2020b; VINHADO *et al.*, 2019 *apud* EPE, 2020b).

2.2.7 Coprocessamento de óleos vegetais

As rotas de craqueamento normalmente produzem uma mistura de hidrocarbonetos com estrutura química muito similar aos derivados de petróleo. O craqueamento térmico ou o catalítico, incluindo a presença de atmosfera rica em hidrogênio, pode processar a matéria-prima graxa pura ou pode coprocessá-la conjuntamente com hidrocarbonetos de origem fóssil.

O craqueamento térmico leva à formação de uma mistura de hidrocarbonetos com elevado número de cetano, baixa viscosidade, baixo conteúdo de água, sedimentos, enxofre e baixa corrosão ao cobre, contribuindo assim para a melhoria da qualidade do óleo diesel mineral. Entretanto, apesar da simplicidade de se optar pelo uso de apenas altas temperaturas para realizar o craqueamento, a grande desvantagem reside na obtenção de compostos oxigenados no produto, os quais o tornam ácido. Na presença de catalisadores sólidos ácidos, o craqueamento termocatalítico pode diminuir parcial ou totalmente o teor de oxigênio na mistura, produzindo simultaneamente compostos aromáticos (MCTI, 2021).

O coprocessamento é um exemplo de craqueamento termo-catalítico que permite o aumento do teor de renováveis nos combustíveis fósseis buscando benefícios adicionais, como será tratado no capítulo 9, qualidade dos biocombustíveis, além de atender ao conceito de combustível *drop-in*. Analogamente ao observado no caso do craqueamento, o produto obtido por este processo também melhora a qualidade do combustível final. Este processo tem recebido atenção no mundo devido à possibilidade de utilização de unidades de processamento e infraestrutura de transporte e armazenamento já existentes, embora os combustíveis produzidos possuam baixos teores de carbono renovável (em geral, 5% a 10%) (PETROBRAS, 2021).

O uso de coprocessamento de matérias-primas fósseis e renováveis já é bem mais amplo quando se avalia o conceito de biorrefinarias e pode ser empregado em unidades de craqueamento catalítico fluido (*Fluid Catalytic Cracking* - FCC) e hidrocrackeamento (*Hydrocatalytic Cracking* - HCC) e não apenas em hidrotratamento (HDT), que é o processo usado para a produção de diesel (MCTI, 2021).

Cabe ressaltar que o coprocessamento em unidades de hidrotratamento (HDT) é uma prática corrente na Europa e Estados Unidos, representando uma fração da ordem de 10% v/v da produção de diesel renovável total. No continente europeu esta tecnologia é usada por diversos produtores, como, por exemplo, a Preem na Suécia, a Neste na Finlândia e a Repsol na Espanha. Destaca-se também que a Neste é o maior produtor de óleo hidrotratado do mundo e a Preem utiliza teores elevados de matéria prima renovável no coprocessamento, sendo da ordem de 30%. Nos Estados Unidos, este processo tende a se expandir, em especial para a costa oeste, com perspectiva de crescimento na produção de cerca de 50% para 2021 em relação a 2020 (MCTI, 2021). Para o caso brasileiro, a Petrobras desenvolveu uma tecnologia para produção de óleo diesel a partir de óleos vegetais (tecnologia HBio), que envolve a hidrogenação catalítica de uma mistura de frações de óleo diesel e óleo vegetal em um reator de hidrotratamento (HDT), sob condições controladas de alta temperatura e pressão de hidrogênio. Destaca-se o alto rendimento de conversão, pelo menos 95% v/v em óleo diesel, sem geração de resíduos e uma pequena produção de propano como subproduto (ZOTIN, 2020). Este processo produz um óleo diesel com teor de combustível renovável.

Por fim, cabe mencionar que como a natureza química das moléculas constituintes é a mesma (hidrocarbonetos), não existe uma metodologia analítica simples para assegurar a quantificação do conteúdo renovável no diesel produzido a ser exigido pela legislação. Este tema será tratado no Capítulo 7, Quantificação do Conteúdo Renovável em Misturas de Hidrocarbonetos Parafínicos.

2.2.8 Desidratação do Metanol

Outra opção de rota tecnológica para a obtenção de biocombustíveis para o ciclo Diesel é aquela que produz o éter dimetílico, conhecido pela sigla DME (*Dimethyl Ether*). O DME apresenta como vantagens um elevado índice de cetanas, com queima limpa, praticamente não produzindo fuligem e particulados. Por estes aspectos, o DME tem sido utilizado em transportes urbanos em alguns países, sobretudo Suécia e China, para reduzir a poluição local em centros urbanos.

A principal rota de produção do DME é pela desidratação do metanol, com a utilização de catalisadores ácidos heterogêneos. O metanol pode ser obtido a partir da gaseificação de insumos renováveis (biomassa), embora tradicionalmente a rota mais utilizada seja a que emprega o gás natural. Outra rota de síntese do DME envolve a conversão direta de gás de síntese ou do CO₂, com o uso de catalisadores bifuncionais. Esta rota tem sido muito estudada em escala de laboratório e planta piloto, mas ainda não existem plantas industriais instaladas no mundo.

2.3 Insumos para a produção de biocombustíveis do ciclo diesel

O panorama atual dos insumos necessários para a produção de biocombustíveis do ciclo diesel será apresentado neste item, incluindo matérias-primas e metanol. Destaca-se que a matéria-prima tem grande relevância no custo de produção do biodiesel, devendo-se verificar a disponibilidade atual e futura, considerando as novas rotas de produção.

2.3.1 Matérias-Primas

Dentre as matérias-primas utilizadas na produção do biodiesel, devem-se destacar os óleos de soja, algodão e milho, além de gorduras animais e dos óleos

residuais. Ainda que outras matérias-primas, tais como CO₂ e hidrogênio, possam ganhar espaço em face da entrada de rotas tecnológicas disruptivas, o óleo de soja ainda deverá permanecer em posição de liderança até 2030, segundo projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 (EPE, 2020b).

2.3.1.1 Óleo de Soja

O IBGE (IBGE, 2020) projeta crescimento na produção de soja de 121,4 milhões de toneladas (safra 2020) para 130,4 milhões na safra 2021, aumento de 7,4%. Instituída em 1996 para favorecer as exportações de produtos primários e produtos industrializados semielaborados, a Lei Kandir isentou a exportação desta matéria-prima “in natura” de pagamento de impostos (ICMS⁶). Tal condição fiscal privilegia a exportação do grão, em detrimento da soja beneficiada na forma de farelo proteico e óleo. Cabe registrar que, em 2020, também houve um incremento das exportações nacionais de óleo de soja, sendo os principais destinos Índia e China. Isto foi decorrente sobretudo de uma redução significativa nas exportações de óleo e farelo da Argentina, principal *player* mundial no comércio exterior destes produtos, que passou por seca severa. Registra-se, ainda, a desvalorização do Real frente ao Dólar em 2020. A cotação da moeda americana cresceu fortemente a partir de fevereiro de 2020, o que também contribuiu para impulsionar as exportações.

Como consequência, o CNPE, considerou como de interesse da política energética nacional a utilização de matéria-prima importada para contribuir com a garantia de matéria-prima e, portanto, com o abastecimento de biodiesel (CNPE, 2020).

2.3.1.2 Gorduras Animais

Um dos importantes resultados da adoção do biodiesel como combustível na matriz energética, foi o surgimento de um mercado diferenciado para matérias-primas até então sem valor de uso. O sebo bovino, que no passado era queimado em caldeiras, usado na fabricação de sabões ou até mesmo descartado, adquiriu um novo *status* dentro deste mercado (EPE, 2016). Hoje, é a segunda matéria-prima mais

⁶ ICMS - Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços.

utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, com cerca de 9% em 2020 (EPE, 2021).

Outros tipos de matérias-primas que apresentaram certo crescimento foram as gorduras de frango e de porco, que em 2020 representaram 0,6% e 2% do *mix*, respectivamente (EPE, 2021). Essa pequena diversificação deve-se ao fato de que boa parte das usinas passou a empregar uma unidade de esterificação para aproveitamento de matérias-primas ácidas, incompatíveis com a transesterificação devido à elevada saponificação causada por esses materiais.

2.3.1.3 Óleo de Palma

Com relação à palma, tramitava na Câmara Federal, desde 2010, o Projeto de Lei (PL) nº 7336, que dispunha sobre a criação do Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Propalma) (BRASIL, 2013), cujo objetivo era ordenar a expansão desta cultura, visando garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Embora existam boas perspectivas para que esta cultura aumente sua parcela no *mix* de matérias-primas para a produção de biodiesel, o referido PL foi arquivado em 30/04/2019. Em 2020, sua participação no *mix* de matérias-primas foi de 2,5% (EPE, 2021)

2.3.1.4 Demais Matérias-primas

Dentre as demais culturas produtoras de óleo elencadas inicialmente no PNPB (destacando algodão, mamona e girassol), atualmente, apenas o algodão tem pequena representatividade na cesta de insumos consumidos para produção de biodiesel. Adicionalmente, o óleo de milho tem potencial de aumentar sua participação na cesta de insumos em função do incremento da produção de etanol, a partir deste cereal.

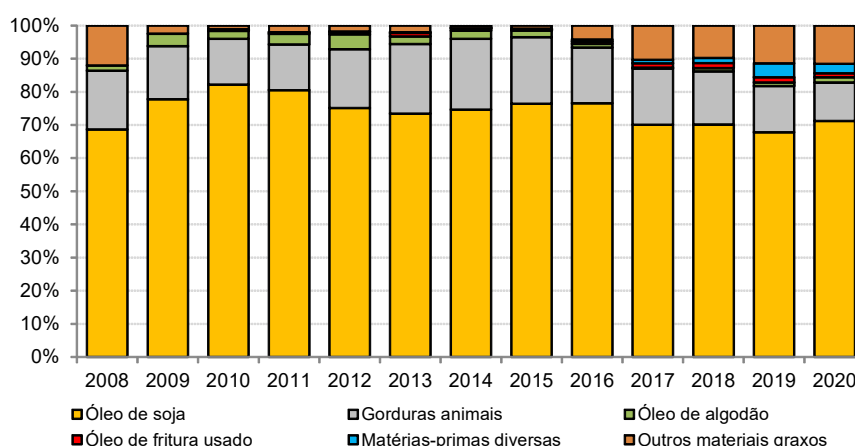
Embora atualmente ainda sejam pouco representativos na produção nacional de biodiesel, dados recentes (EPE, 2020c) indicam que os óleos residuais foram os materiais que apresentaram o maior crescimento percentual na cesta de insumos. O desenvolvimento tecnológico avançou nos últimos anos para processar materiais graxos de baixa qualidade e menor custo, tais como óleos e gorduras residuais

(OGR's) e de palmáceas, os quais apresentam acidez e teor de água elevados para a produção de biodiesel. Soma-se a isso, a necessidade de operações unitárias para separação e purificação dos produtos e recuperação do excesso de álcool que resultam em um processo altamente demandante em energia e geração de águas residuais alcalinas, que requerem o devido tratamento (MENEZES, 2016 *apud* MCTI, 2021). Com grande apelo econômico e ambiental, seu uso agrega valor a um material que seria considerado inutilizável, além de evitar o descarte em locais inapropriados, reduzindo significativamente os impactos ambientais negativos. Deve-se também atentar ao aspecto logístico de recolhimento estruturado dos óleos residuais e posterior transferência para as usinas, de forma a garantir a economicidade do processo.

Da mesma forma, destaca-se o crescimento do uso de “outros materiais graxos” que compreendem ácidos graxos, borras ácidas e a própria “oleína” do biodiesel nos últimos anos. A oleína do biodiesel é uma fração de lipídios que é inevitavelmente saponificada durante a transesterificação e fica na fase da glicerina, o que demanda fases adicionais para recuperação deste coproduto.

O Gráfico 1 apresenta a participação de matérias-primas para a produção de biodiesel a partir da rota de transesterificação desde 2008.

Gráfico 1- Histórico de Matérias-Primas usadas para a produção de biodiesel pela rota de transesterificação (Fonte: ABIOVE, 2021)



Em relação às demais matérias-primas, há poucas perspectivas para que ocupem lugar de destaque no médio prazo. Neste sentido, é fundamental que se

considerem os aumentos previstos de teor mandatório e os avanços tecnológicos alcançados nos últimos anos em relação à entrada de novas rotas de produção. Desta forma, verifica-se a necessidade de maior diversificação do *mix* de matérias-primas, o que depende do enquadramento regulatório de novas rotas tecnológicas de produção, do incremento da oferta de insumos e da adesão dos agentes de mercado.

Para os processos que não se encontram em escala comercial, tais como Fischer-Tropsch, processos fermentativos e oligomerização de álcoois, inicialmente observa-se que parte dos resíduos resultantes das diversas etapas produtivas do setor sucroenergético pode servir como insumos para produção. No entanto, faz-se necessário um mapeamento mais apurado da disponibilidade de matérias-primas alternativas.

2.3.2 Custo de Produção

A matéria-prima tem importância fundamental no custo de produção dos biocombustíveis do ciclo diesel e conseqüentemente em seus preços. Para o caso do biodiesel produzido pelo processo de transesterificação, representa, em média, 80% do total (IEA, 2004).

Aspectos conjunturais influenciam os preços das matérias-primas na produção do biodiesel, impactando seu preço final. Como exemplo, em 2020, os altos preços observados no mercado internacional para a soja em grãos, bem como óleo oriundo de seu processamento, em conjunto com a desvalorização cambial, geraram um movimento de exportação destes dois produtos. Visto que o óleo de soja é a principal matéria-prima utilizada na produção de biodiesel no Brasil e que seu valor compõe grande parte do custo de produção, observou-se um aumento no preço do biodiesel. Este é um dos fatores que possibilita a viabilidade da produção deste biocombustível a partir de outras matérias-primas, que anteriormente apresentavam-se não viáveis, devido aos custos relacionados.

Outros fatores que devem ser considerados para a avaliação adequada dos preços incluem os custos logísticos, tributários e outros incorridos até a base de distribuição onde ocorrerá a mistura, sendo necessário considerar os locais de produção e consumo.

Identifica-se ainda a necessidade de se aprofundar a análise dos custos de produção para os demais biocombustíveis a serem utilizados em motores do ciclo diesel, tais como o HVO, de forma a, por exemplo, se identificar a principal parcela do custo total do produto.

Adicionalmente, verifica-se que seu preço de venda na Europa é de US\$ 1908,49/mt, mais que duas vezes superior ao do biodiesel obtido por transesterificação, US\$ 809,00/mt (Platts, 2021).

2.3.3 Metanol

A produção de biodiesel no Brasil utiliza, de forma majoritária, a rota de esterificação / transesterificação por via metílica, sendo o metanol um insumo de grande relevância.

O Brasil não possui produção desse insumo, tendo importado 563 mil toneladas em 2020 para a produção de biodiesel; A maior parte foi oriunda do Chile, Trinidad e Tobago, Venezuela e Estados Unidos, que concentram a produção mundial, devido aos baixos preços do gás natural norte-americano, matéria-prima básica para a sua produção (EPE, 2021).

O Gráfico 2 mostra a quantidade de metanol importado exclusivamente para a produção de biodiesel e o dispêndio resultante. O aumento nas importações deste insumo está diretamente relacionado ao incremento nos volumes produzidos de biodiesel, diante da elevação do percentual mandatório em 2020 (EPE, 2021).

A redução ocorrida no custo de produção deste insumo se traduziu em preços mais baixos nesse mercado, diminuindo os dispêndios para importação. Por outro lado, observou-se no período a desvalorização do Real frente ao Dólar. Estes fatores requerem atenção em relação à atratividade para o desenvolvimento de uma futura produção nacional (EPE, 2021).

Gráfico 2 - Importação de metanol para biodiesel (Fonte: EPE a partir do (ANP, 2020) e (ME, 2020))



2.3.4 Hidrogênio

Um ponto de extrema importância em diversas das rotas para a produção de combustíveis para o ciclo diesel é a fonte de hidrogênio. Tradicionalmente, o hidrogênio é produzido a partir do gás natural através de dois processos consecutivos: reforma para produção do gás de síntese e deslocamento (*shift*) para transformar o monóxido de carbono (CO) em dióxido de carbono (CO₂) e produzir mais uma molécula de hidrogênio (H₂). Nas refinarias de petróleo esta é a rota utilizada e, consequentemente, o diesel coprocessado utiliza na sua fabricação uma fonte fóssil para o hidrogênio necessário nas reações de hidrotratamento. O mesmo seria esperado para hidrocarbonetos renováveis, obtidos a partir de processos de hidrotratamento de óleo vegetal (HVO), caso sua produção fosse feita em refinarias de petróleo. Portanto, a pegada de carbono do diesel coprocessado e do HVO pode ser significativa, caso a fonte de produção do hidrogênio seja fóssil. Existem, porém, rotas tecnológicas para produção de um hidrogênio verde, oriundo de fontes renováveis. A Figura 2 sumariza as principais rotas para produção industrial de hidrogênio.

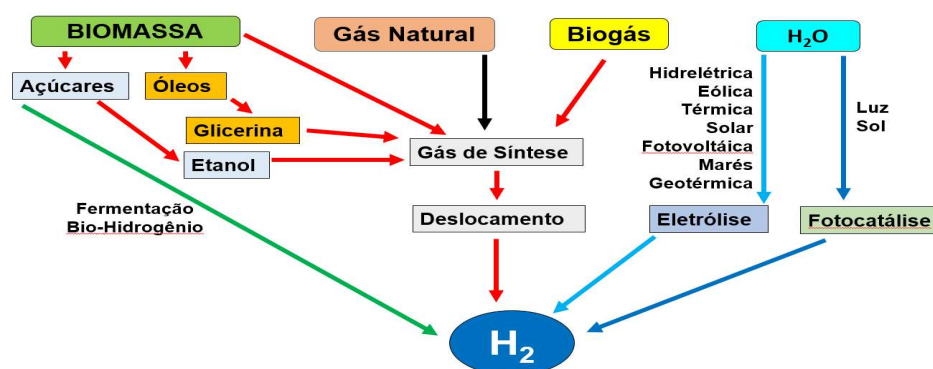


Figura 2 - Principais rotas tecnológicas para produção de hidrogênio.

A partir do biogás, do etanol de fermentação de açúcares e da glicerina, coproduto de produção do biodiesel, pode-se seguir a mesma rota de produção (gás de síntese e deslocamento) e obter-se um hidrogênio verde ou renovável. Nesse contexto, também haveria produção de CO₂ como subproduto da reação de deslocamento, mas como a fonte de matéria orgânica utilizada é renovável, o balanço final seria neutro. Estas rotas têm sido estudadas em nível de laboratório em todo o mundo. A principal vantagem seria a possibilidade de utilização das mesmas instalações industriais empregadas nas refinarias de petróleo, pois envolvem, basicamente, os mesmos processos químicos (reforma e deslocamento). Entretanto, os custos de produção ainda são altos em relação ao processo via gás natural (Y. Zhang, et al., 2018).

Outra rota tecnológica de produção de hidrogênio a partir de matéria orgânica é a fermentação de açúcares. Este caminho produz o que se convencionou chamar de bio-hidrogênio e tem sido bastante estudado em todo o mundo. Um dos grandes desafios, porém, é a destinação sustentável dos resíduos orgânicos formados, sobretudo os ácidos carboxílicos. Sem um total aproveitamento de todos os produtos deste processo, ele não se mostrará comercialmente viável e tampouco sustentável (I. Osman et al., 2020).

A água é outra matéria-prima que pode ser usada na produção de hidrogênio. A eletrólise da água é uma tecnologia madura, sendo o grande desafio a fonte de energia utilizada. No Brasil, a maior parte da energia elétrica vem de fonte renovável (hidrelétrica), mas nas últimas décadas a geração térmica, a partir da queima do gás natural, também tem sido empregada em larga escala. Uma alternativa sustentável

para a geração térmica é a queima de biomassa, como o bagaço da cana em usinas de etanol. Outras fontes de energia, como eólica, solar e marés ainda são relativamente incipientes no país, bem como o processo fotovoltaico.

Uma tecnologia emergente na produção de hidrogênio a partir da decomposição da molécula da água é a fotocatalise. O processo envolve a absorção de luz por um semicondutor, que se transforma em um catalisador eficiente para promover a quebra da molécula de água. Esta rota tem sido bastante estudada em todo o mundo e já houve uma planta de demonstração da Mitsui, no Japão, num projeto de hidrogenação de CO₂ a metanol. O principal desafio é o desenvolvimento de materiais que funcionem como fotocatalisadores pela absorção de luz visível; a maioria dos semicondutores usualmente empregados são ativos somente com exposição a luz ultravioleta, menos abundante na superfície da Terra. O uso de plasmônica pode ser o grande *breakthrough* no desenvolvimento de fotocatalisadores para a quebra da água. Esta tecnologia faz uso de nanopartículas de metais nobres suportados em semicondutores. As nanopartículas absorvem luz visível e com isso conseguem induzir atividade catalítica nos semicondutores, permitindo a produção de hidrogênio utilizando luz solar (K. Czelej et al., 2021).

2.4 Capacidade Produtiva

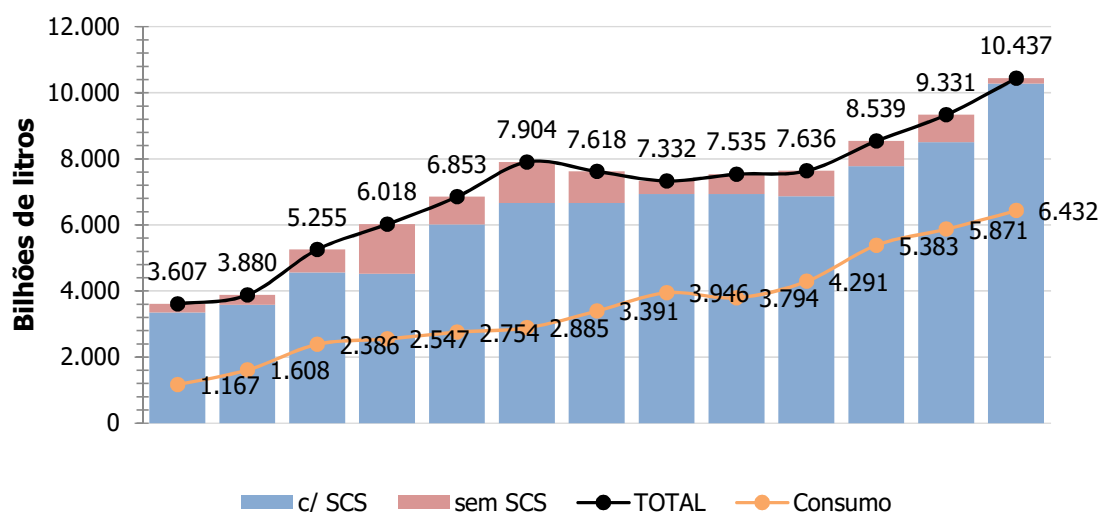
A transesterificação é o processo amplamente utilizado no País, dada a ampla disponibilidade de matérias-primas aplicáveis a este processo, bem como as inúmeras instalações existentes.

2.4.1 Transesterificação/Esterificação

Segundo dados da ANP, em dezembro de 2020 a capacidade instalada de produção de biodiesel via plantas que utilizam processos de transesterificação/esterificação correspondeu a 10,4 bilhões de litros, dividida entre as 49 usinas produtoras autorizadas. O Gráfico 3 apresenta a capacidade autorizada anual, com distinção para as usinas que possuem SBS, assim como indica o consumo anual, demonstrando o efeito de sobre capacidade desde 2008 (ANP, 2020).

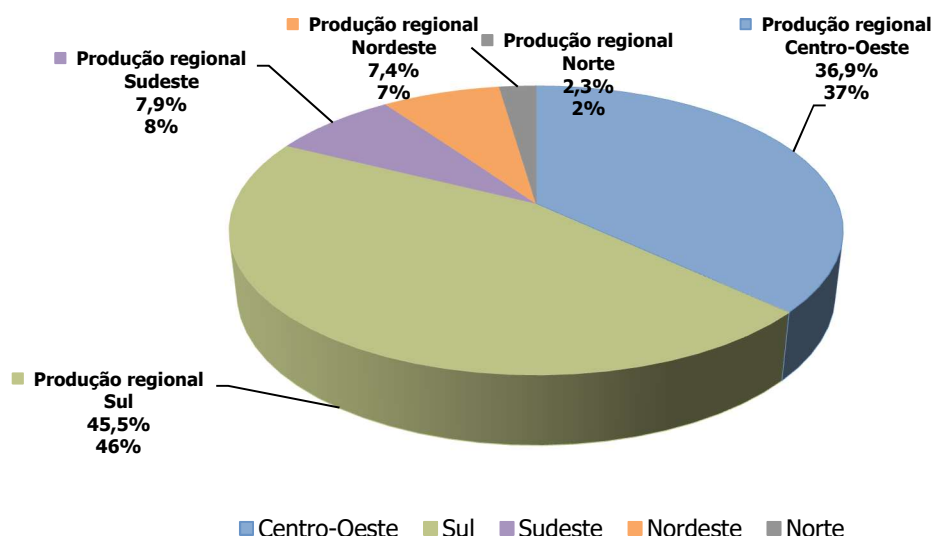
Observa-se que a produção em 2020 correspondeu a 62% da capacidade instalada no País, o que demonstra que há potencial para o crescimento da produção deste biocombustível a partir desta rota (ANP, 2020).

Gráfico 3 - Capacidade Nominal Autorizada e Consumo de Biodiesel em 2020 (Fonte: EPE a partir (EPE, 2020c) e (ANP, 2020)).



No quadro nacional, a produção de biodiesel nas regiões Sul e Centro-Oeste, sempre se destacou em função da abundante disponibilidade das principais matérias-primas (soja e sebo) utilizadas na produção deste biocombustível, embora o maior volume de vendas/consumo se concentre na região Sudeste. O Gráfico 4 apresenta a produção regionalizada de biodiesel em 2020, com maior concentração da produção nas regiões Sul (45,5%) e Centro-Oeste (36,9%) do país.

Gráfico 4 - Produção regional de biodiesel.



Fonte: EPE a partir de ANP (2020)

2.4.2 Hidrotratamento de óleo vegetal e gordura animal

Atualmente, não há perspectivas de implantação de unidades de produção de biocombustíveis via hidrotratamento de óleo vegetal e animal, de caráter comercial, no Brasil. Contudo, há um projeto concebido por um grupo comercial brasileiro a ser implantado em país vizinho, cuja construção está prevista para os próximos anos (ECB GROUP, 2021). Nesta usina será produzido HVO, em concomitância com o querosene de aviação renovável, combustíveis que serão destinados à exportação.

Este projeto está baseado na tecnologia da *Honeywell UOP's Ecofining* e utilizará como insumos para a planta o óleo de soja, gordura animal e óleo de fritura reciclado. O hidrogênio será obtido a partir de eletrólise da água e sua capacidade é estimada em cerca de 1 bilhão de litros/ano (ZOTIN, 2020). Adiciona-se que também há a possibilidade da reforma do propano para a obtenção do hidrogênio.

Ressalta-se que o projeto em voga encontrou algumas condicionantes favoráveis que permitiram sua viabilidade econômica e influenciaram diretamente na instalação da planta. De uma forma geral, esta planta irá operar numa razão de cerca de 60% de volume de sua produção em HVO (NASCIMENTO *et al.*, 2020).

Destaca-se que os custos de implantação e operação de processos de hidrogenação são relativamente altos e demandam vultosos investimentos iniciais para suas instalações. No entanto, há possibilidades de adaptação de refinarias de petróleo e plantas produtoras de biocombustíveis para que se transformem em biorrefinarias, com uso exclusivo de renováveis, possibilitando a produção do HVO (EPE, 2020b).

2.4.3 Outros processos

Os processos do tipo Fischer-Tropsch a partir de fontes renováveis não têm qualquer previsão de implantação no Brasil, em escala comercial. Estudos resultantes da cooperação entre o governo alemão e o governo brasileiro tentam viabilizar um modelo de referência internacional para combustíveis alternativos sem impactos climáticos e com o mínimo possível de impacto ambiental, com foco inicial para o transporte aéreo. O elemento principal do projeto denominado “Combustíveis Alternativos sem Impactos Climáticos – ProQR” é um projeto piloto no qual esses combustíveis são gerados e aplicados como comprovação da viabilidade. Experiências são registradas sistematicamente e fornecidas ao debate internacional sobre a descarbonização do setor de transportes.

O tema central do projeto ProQR são os combustíveis sintéticos, cujo insumo principal é a energia elétrica renovável, além de gás carbônico (CO₂) e água; a produção destes combustíveis pode ou não incluir insumos biogênicos para a obtenção do carbono. Outra característica do ProQR, além de se concentrar em eletrocombustíveis renováveis especificamente para aviação, é de conduzir os trabalhos no conceito da produção descentralizada, pois determinadas regiões do País apresentam um alto custo de logística nos modos tradicionais de abastecimento.

Diferentes iniciativas estão em curso no País, destaque recente é a elaboração de estudos e mapeamento de incentivos para viabilização de uma planta piloto para a produção concomitante de óleo hidrogenado e bioquerosene de aviação no estado do Ceará (GOVERNO DO CEARÁ, 2020).

Merece destaque também a rota de oligomerização de álcool etílico ou isobutílico, também conhecida comercialmente como *Alcohol to jet* - ATJ. Nessa rota ocorre a conversão de álcoois em hidrocarbonetos parafínicos para aviação e motores do ciclo diesel. A primeira etapa do processo consiste na desidratação intramolecular do álcool saturado passando a alceno, já na segunda ocorre o processo de oligomerização propriamente dito, onde as moléculas de alceno são combinadas para formar os hidrocarbonetos renováveis (EPE, 2020b). Não há indicações para construção de plantas de oligomerização de álcoois no mercado brasileiro.

2.4.4 Processos Fermentativos

O diesel verde, também pode ser produzido pela rota de fermentação do caldo de cana-de-açúcar. Essa rota usa leveduras geneticamente modificadas que transformam o caldo de cana em etanol durante o processo de fermentação nas usinas, produzindo o farneseno, hidrocarboneto similar ao diesel. No Brasil, foi objeto de autorização de uso experimental e específico pela ANP, de 2012 a 2016. A ANP chegou a estudar uma especificação para o diesel verde de fermentação do caldo de cana-de-açúcar à época, contudo a regulamentação não teve avanço, uma vez que a única produtora deste biocombustível (Amyris) parou de produzi-lo, direcionando seus esforços para química fina (ANP, 2020). Atualmente a rota está prevista na Resolução ANP nº 842/2021.

Ainda que exista no Brasil uma planta de demonstração do bioquerosene SIP (rota bioquímica), este processo não é o mais vantajoso em termos de complexidade, rendimentos, maturidade do mercado e viabilidade econômica (SOUZA, 2019).

2.4.5 Coprocessamento de óleos vegetais

Conforme será apontado no item 2.7, a Petrobras é proprietária da tecnologia para o coprocessamento de óleos vegetais em suas refinarias, chamada HBio, a qual foi implantada em cinco unidades no final de 2008. Destaca-se que a empresa verificou a atratividade para um conteúdo renovável de 5% de óleos vegetais no diesel de coprocessamento, nomeado como Diesel R5. Segundo a Petrobras, atualmente há a possibilidade de se utilizar parte dos equipamentos de hidrotatamento, representando uma capacidade de produção de Diesel R5 de cerca de 1 milhão de m³/mês. Ressalta-se que, no futuro, com o *phase out* do diesel S500 e substituição pelo diesel S10, poderá haver redução desta disponibilidade (ZOTIN, 2020).

2.5 Projeções

Este item apresenta as perspectivas de médio prazo para demanda e capacidade instalada para os biocombustíveis do ciclo diesel, considerando o arcabouço legal vigente até o fim de 2020. Adicionalmente, apresenta o panorama histórico e perspectivas futuras da oferta e da demanda de diesel total.

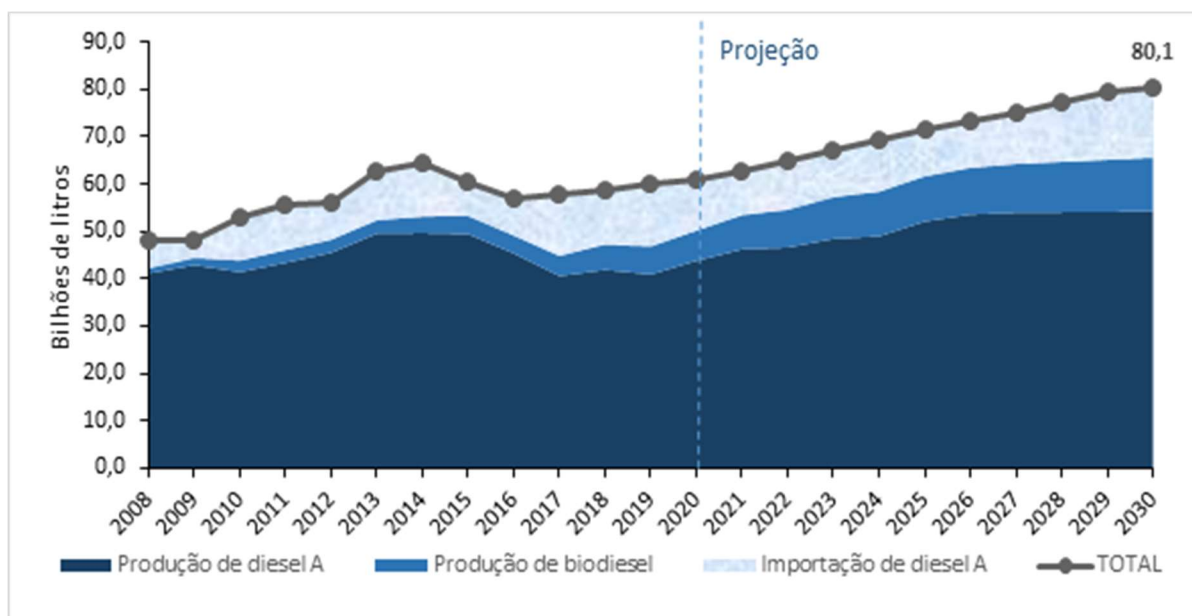
2.5.1 Demanda de diesel

O óleo diesel destaca-se como o combustível líquido de maior representatividade no consumo energético, correspondendo a 16,8% (43 MTep) do total do País em 2019. Considerando que em alguns setores específicos há adição de uma parcela de biodiesel à mistura final disponibilizada para comercialização, esse percentual se eleva a 18,6% (48,2 MTep) (EPE, 2020c).

Dadas as características da malha de transporte brasileira, muito concentrada no modo rodoviário, há uma demanda energética relevante de óleo diesel (inclui biodiesel) para a movimentação tanto de cargas, quanto de passageiros do transporte coletivo, 46,4% do total do setor de transportes. Ressalta-se que este setor é o que apresentou maior participação volumétrica na demanda total do óleo diesel no País

em 2019, aproximadamente 82%, e, quando somado o setor agropecuário, representa 96% da demanda total de diesel em volume (inclui biodiesel) (EPE, 2020c).

Gráfico 5 - Histórico e projeção de demanda e oferta de óleo diesel total (Fonte: EPE, 2020a, 2020c).



Observa-se pelo Gráfico 5 que a demanda total de óleo diesel cresceu 12,7 bilhões de litros de 2008 a 2020. Também é possível verificar que as importações de diesel fóssil têm atingido patamares elevados ao longo dos últimos 4 anos, com média de 20%, face uma demanda progressivamente crescente para este derivado entre 2009 e 2014 e pela redução da produção de diesel A nas refinarias do País entre 2016 e 2018. Para os próximos 10 anos, as projeções do PDE 2030 indicam que o Brasil permanecerá como importador líquido durante todo o período, apesar do incremento na produção. Note-se que a projeção de crescimento da demanda nacional de diesel A é de 2,5% a.a. entre 2019 e 2030 (EPE, 2020a).

Embora o percentual de óleo diesel A importado tenha crescido significativamente nos últimos 2 anos, o aumento da participação do biodiesel no ciclo diesel atenuou esse movimento, motivado principalmente pelos aumentos de mistura obrigatório no óleo diesel B aprovados em legislação específica. Logo, diante do crescimento de demanda previsto para o mercado nacional de diesel, verifica-se que,

de acordo com a legislação e resoluções⁷ vigentes, o déficit observado durante todo o período de análise poderá ser suprido, tanto por biocombustíveis e/ou combustíveis com conteúdo renovável para o ciclo diesel, quanto por diesel importado, tal como observado nos últimos anos.

2.5.2 Demanda de biodiesel

Segundo o PDE 2030 (EPE, 2020a), as projeções de demanda de biodiesel foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel B e percentuais mandatórios do biocombustível, previstos na legislação vigente no País. Este resultado está apresentado no Gráfico 6, segregado por regiões geográficas. Já a capacidade de processamento, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2020 e 2030 estão dispostos na Tabela 1.

Gráfico 6 - Demanda de biodiesel (Fonte: EPE, 2020a).

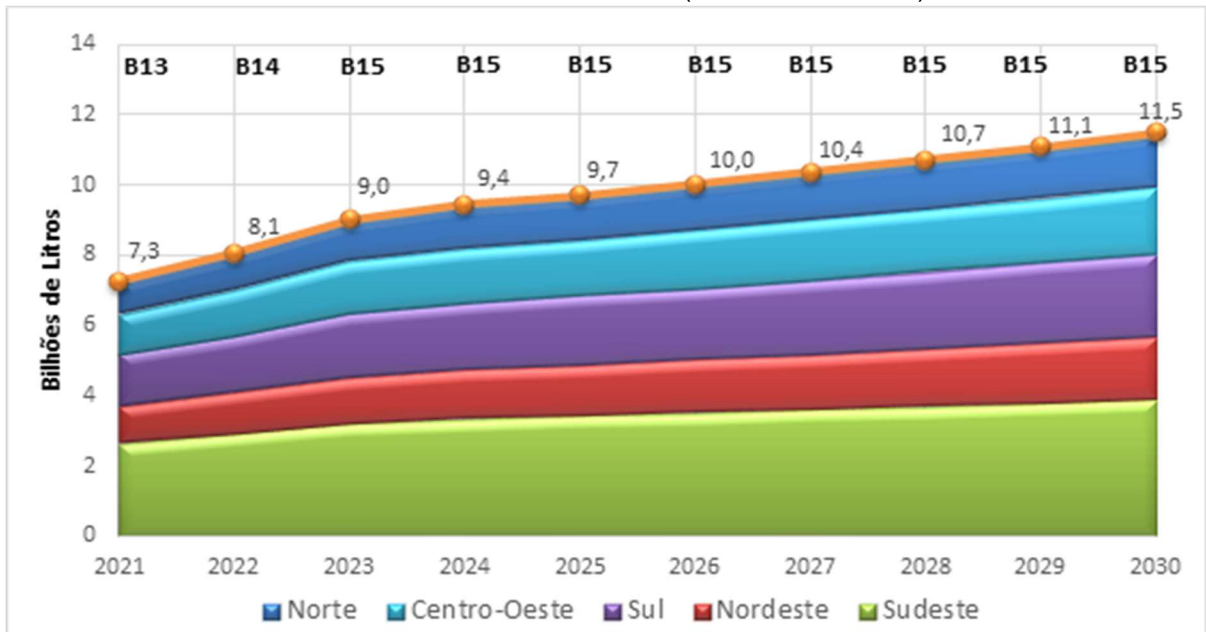


Tabela 1 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2020.

Região	Capacidade e Instalada Nominal	Consumo Obrigatório	Balanço
Milhões de litros			
Norte	350	777	-427

⁷ Resolução ANP 842/2021– Estabelece as especificações do produto diesel verde e obrigações quanto ao controle de qualidade, embora não estabeleça sua forma de comercialização. Resolução ANP 50/2013 – Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário, permitindo o uso de diesel coprocessado com esta finalidade.

Nordeste	700	922	-222
Sul	3.895	1.308	2.587
Sudeste	865	2.397	1.532
Centro-Oeste	3.985	1.039	2.944
Brasil	9.793	6.443	3.350

Fonte: EPE, 2020^a.

Tabela 2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2030.

Região	Capacidade e Instalada Nominal	Consumo Obrigatório	Balanço
Milhões de litros			
Norte	566	1.543	-922
Nordeste	1.168	1.769	-601
Sul	4.458	2.363	2.095
Sudeste	1.045	3.912	2.867
Centro-Oeste	5.300	1.891	3.409
Brasil	12.537	11.478	1.050

Nota: Consumo estimado para 2020 e capacidade instalada com base em julho/2020

Fonte: EPE, 2020^a.

De acordo com a capacidade nominal instalada registrada em julho de 2020 (9,8 bilhões de litros/ano), considerando a projeção de demanda apresentada no Gráfico 6, é possível atender a demanda projetada até o ano de 2025.

Desde o início do PNPB, este setor vem respondendo positivamente com novos investimentos diante das necessidades apresentadas devido ao aumento da demanda de diesel e elevação dos percentuais mandatórios. Como exemplo, a capacidade instalada de produção alcançou 10,4 bilhões de litros/ano ao final de 2020. Adicionalmente, as solicitações de ampliação e construção das unidades produtoras (ANP, 2020) indicam que haverá uma sobre capacidade de 1,1 bilhão de litros em 2030, quando se estima que a capacidade instalada alcance 12,5 bilhões de litros⁸.

Com relação ao balanço regional de produção e consumo, estima-se que as regiões Norte, Nordeste e Sudeste permanecerão deficitárias até 2030. De maneira análoga, as regiões Sul e Centro-Oeste devem manter sua liderança na produção, embora a demanda esteja concentrada na região Sudeste. Com estímulo à produção de novas culturas, adaptadas às condições edafoclimáticas das regiões Norte e

⁸ Considerando um fator de utilização de 92%, a capacidade efetiva de produção seria de 11,5 bilhões de litros.

Nordeste, estas também podem vir a apresentar grande potencial de crescimento na produção de biodiesel.

Visto que o balanço nacional é superavitário, os excedentes regionais podem ser deslocados para as regiões deficitárias, apesar dos custos e eventuais riscos logísticos, não se vislumbra possibilidade de eventos críticos significativos que venha a colocar em risco o abastecimento nacional.

Dadas às necessidades de biocombustíveis indicadas no PDE 2030, que evidenciam um aumento da demanda de biodiesel para o período decenal, o diesel verde poderá figurar como uma das alternativas de suprimento para o mercado de combustíveis do ciclo diesel. Além disso, o Brasil é signatário do CORSIA – *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (ICAO, 2018), cujo objetivo é a redução das emissões no setor de aviação. Para isso, estabeleceu-se o uso de instrumentos de compensação de emissões, promoção de eficiência energética e a utilização de combustíveis alternativos que sejam *drop-in*.

Nesse contexto, nas projeções decenais faz-se uma análise de sensibilidade para a implantação de uma planta de 300 milhões de litros por ano dedicada à produção de hidrocarbonetos parafínicos (padrão utilizado internacionalmente com mais frequência), a partir de matérias-primas renováveis, podendo produzir o HVO, o bioquerosene, bem como a bionafta e o bio-GLP. O volume previsto de HVO corresponde a 35% da planta ou 77 milhões de litros por ano (fator de utilização de 70%).

Considerando a experiência internacional com relação à maturidade tecnológica e volumes produzidos, o hidrotratamento de óleo vegetal e gordura animal apresenta-se como uma das rotas tecnológicas mais promissoras a ser introduzida no Brasil, para a produção de biocombustíveis do ciclo diesel. Reforça-se a necessidade de se buscar insumos alternativos para garantir sua produção, visto que, inicialmente, esta rota poderá utilizar as mesmas matérias-primas que as usadas atualmente pelo processo de transesterificação.

Capítulo 3

3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS COM O BIODIESEL, DIESEL VERDE E DIESEL DE COPROCESSAMENTO

Este capítulo visa identificar as principais experiências internacionais com biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento no mundo, considerando os programas existentes, a capacidade de oferta de matérias-primas e insumos, as disponibilidades industriais, a vocação regional para produção de oleaginosas, o conhecimento tecnológico disponível, o arcabouço regulatório existente, além da identificação de formas de inserção na matriz de combustíveis com especificações semelhantes no mundo. A elaboração deste capítulo contou com importante apoio e subsídios da rede de postos diplomáticos do Brasil no exterior.

Realizou-se levantamento em países das Américas, Europa e Ásia/Oceania, a partir de uma triagem inicial de países e regiões mais representativos. A triagem foi realizada com base em consulta a fontes secundárias (relatórios internacionais e bases de dados), que também foi empregada para as conclusões do presente relatório e para verificação das informações encaminhadas pelas Embaixadas brasileiras. América do Norte e Europa são as regiões que, atualmente, concentram os países que apresentam uso de diesel verde no consumo energético do setor de transportes. Para a Europa, além de levantamento em países-chave, também foi realizada avaliação do arcabouço normativo existente no âmbito da União Europeia, que apresenta marco-geral para biocombustíveis e energias renováveis que orienta os programas domésticos dos estados-membros.

No caso de América Latina e Ásia/Oceania, embora tenham sido registrados pontualmente exemplos de anúncios de investimentos ou projetos já implantados de biorrefinarias para produção de diesel verde, de modo geral não foram identificados nem programas vigentes nem consumo de diesel verde ou diesel oriundo de coprocessamento. O uso de combustíveis alternativos ao diesel mineral nesses países, quando verificado, tem-se concentrado no biodiesel. Devido à incorporação marginal do biodiesel em países da África e do Oriente Médio, optou-se por não incluir essas regiões na análise.

O levantamento realizado pelas Embaixadas brasileiras procurou atender aos questionamentos específicos elaborados pelo Ministério das Relações Exteriores e validados pelo GT. Tal questionamento consta do presente relatório como ANEXO A. Na identificação de programas e políticas públicas existentes, atentou-se particularmente para a identificação do formato específico de política para biocombustíveis adotado nos países avaliados. Esse esclarecimento revelou-se importante, pois frequentemente as fontes secundárias que abordam o tema mencionam genericamente os resultados finais desses programas em termos de mistura de biocombustíveis aos combustíveis fósseis, embora muitos desses programas não se caracterizem pela definição de mandatos de mistura mínima obrigatória, optando por outros modelos de política, a exemplo de metas volumétricas e/ou metas de redução de intensidade de carbono.

Outra preocupação importante, para fins de melhor informar o trabalho do GT, foi a de procurar estabelecer clara distinção entre dois tipos de políticas e normas relacionadas a biocombustíveis do ciclo Diesel na experiência internacional: 1) as de *natureza regulatória*, que procuram estabelecer normas e padrões de qualidade e desempenho, impondo, quando é o caso, limites máximos de mistura devido a preocupações de natureza mecânica ou relacionada ao padrão de poluentes locais ou desempenho de motores, especialmente no caso de biodiesel (FAME); 2) as políticas públicas de *natureza transformativa*, visando alcançar objetivos mais amplos por meio do incentivo ao uso de biocombustíveis no setor de transportes, incluindo objetivos climáticos, ambientais, industriais ou de segurança energética. Como se verá, o levantamento chegou a conclusões bastante diferentes no que diz respeito à diferenciação entre os diferentes tipos de biocombustíveis do ciclo Diesel em cada um desses conjuntos de normas.

Em paralelo a esse esforço de identificação do tratamento que as diferentes classes de políticas e normativas dão aos distintos biocombustíveis do ciclo Diesel, que constituiu o foco principal deste levantamento, buscou-se também elencar dados sobre produção e consumo desses produtos.

As subseções seguintes apresentam uma síntese do que foi levantado, destacando os aspectos essenciais, dentre os indicados acima, para cada país ou região analisada.

3.1 América do Norte

3.1.1 EUA

3.1.1.1 Políticas e marcos regulatórios

Nos Estados Unidos, o programa nacional de biocombustíveis - o *Renewable Fuel Standard* (RFS) - estabelece mandatos volumétricos de consumo de biocombustíveis de diferentes categorias. O RFS adota a definição de “diesel de biomassa” (“biomass-based diesel”, categoria D4) para fins de cumprimento dos mandatos volumétricos, a qual abarca, sem diferenciação, tanto o biodiesel quanto o diesel verde (produzido por hidrotratamento) – mas não o diesel de coprocessamento, que é separado numa categoria à parte (D5). Biodiesel e diesel verde também são agrupados na classificação de tipos de combustíveis adotada (“fuel pathway” F), ao passo que o diesel de coprocessamento se insere em outra classificação (“fuel pathway” H). A única diferenciação relevante no programa entre diesel verde e biodiesel identificada diz respeito à quantidade de créditos de cumprimento do mandato volumétrico (*Renewable Identification Numbers* - RINs), que são gerados por galão de combustível. Isso decorre da diferenciação do conteúdo energético desses combustíveis, que é maior no caso do diesel verde (1 galão = 1,7 RIN) em comparação com o biodiesel (1 galão = 1,5 RIN).

A cotação do RIN é influenciada pelos preços relativos de biocombustíveis e combustíveis fósseis e baseada nos volumes mínimos de consumo determinados anualmente pela EPA. O mandato final para 2020 estabeleceu consumo mínimo de 20,07 bilhões de galões de biocombustíveis (D6), dos quais 5,09 bilhões seriam de biocombustíveis avançados (D5), 2,43 bilhões seriam diesel de biomassa (D4) e 590 milhões de galões seriam de biocombustível celulósico (D3 ou D7). O sistema de mandatos é “nested”, funcionando como em círculos concêntricos, podendo a produção de D4, por exemplo, ser utilizada para cumprir o mandato mais amplo de D5 e D6 - mas não o inverso. O RFS afeta o preço dos biocombustíveis por meio desses dois mecanismos, refletidos nas cotações dos RINs: mandatos de volume por categoria e valores de equivalência de RINs.

O processo para aprovação de novos biocombustíveis (*fuel pathways*) foi estabelecido em 2010 pela EPA e prevê a análise de três componentes: (i) matéria-prima; (ii) processo produtivo; (iii) tipo de combustível. Cada "fuel pathway" aprovada recebe um código específico (de A a T), vinculado a uma categoria de biocombustível (convencional, avançado, diesel de biomassa e celulósico) e, conseqüentemente, ao RIN que sua produção ou importação deverá gerar. A "fuel pathway" F inclui tanto biodiesel quanto diesel renovável, com utilização de matérias-primas como óleo de soja, sorgo e algas. Diesel renovável e biodiesel, contudo, devem atender a diferentes especificações: ASTM D975, no caso do diesel renovável; ASTM D6751, no caso do biodiesel, que permite a mistura com o diesel mineral. Ressalte-se que essa categoria "F" de "fuel pathway" exclui diesel produzido por coprocessamento, e gera RINs de categoria D4. A categoria de "fuel pathway" D inclui biodiesel produzido a partir de canola ou de colza e também gera RINs equivalentes ao D4.

A "fuel pathway" H, por seu turno, tem exatamente as mesmas definições da categoria F, mas é aplicada para coprocessamento e gera RINs de categoria D5. Segundo o relatório "Biomass-Based Diesel Report", publicado em 2020 pelo "Fuels Institute", a produção de diesel de coprocessamento nos EUA tem enfrentado obstáculos técnicos e regulatórios, principalmente por conta da dificuldade de medição do carbono biogênico do combustível. Ademais, no caso do RFS, o diesel de coprocessamento é classificado como D5, não podendo ser contabilizado para fins de cumprimento do mandato volumétrico de categoria D4 (aplicável ao biodiesel e ao diesel verde sem coprocessamento).

A produção de diesel de coprocessamento nos EUA também acaba por sofrer certo desestímulo na prática ao se considerar os critérios de qualificação de programas de subsídios federais e estaduais, geralmente limitados a diesel de biomassa (biodiesel e diesel renovável, sem diferenciação). O "Biorefinery Assistance Program" ("Section 9003") do Departamento de Agricultura (USDA), oferece garantias para empréstimos de até US\$ 250 milhões para biorrefinarias, não beneficiando refinarias dedicadas ao coprocessamento. O "Biodiesel Income Tax Credit" (BTC), um dos principais subsídios americanos ao diesel de biomassa, tampouco contempla o diesel de coprocessamento. Trata-se de incentivo tributário de US\$ 1 por galão.

Além do RFS, de abrangência nacional, a Califórnia conta com programa próprio de descarbonização de combustíveis, o chamado "Low Carbon Fuel Standard" (LCFS). O estado do Oregon também adota programa semelhante, o Clean Fuels Standard (CFS), que se inspira no LCFS e segue o mesmo formato e estrutura de funcionamento. Pelo LCFS, que entrou em vigor em 2011, combustíveis que apresentem menor intensidade de carbono do que a estabelecida pelas metas do California Air Resources Board (CARB) geram créditos sob o programa, ao passo que os combustíveis de maior intensidade geram déficits. As metas são atualizadas anualmente, de modo a atingir redução de 20% na intensidade de carbono dos transportes terrestres até 2030, tomando por base o valor de referência de 2010. Para 2021, a meta designada é de - 8,75% de intensidade de carbono.

Os combustíveis de menor intensidade de carbono aptos a gerar créditos sob o LCFS incluem o biodiesel e o diesel renovável. Não foram identificadas diferenciações entre esses combustíveis para fins de cumprimento das metas do LCFS, que se propõe a ser neutro em relação à tecnologia adotada e focado no desempenho ambiental ao longo do ciclo de vida (*performance-based*). Desse modo, no âmbito desse programa, haveria maior flexibilidade para uso do diesel de coprocessamento do que no contexto geral do RFS. Em 2016, o CARB iniciou discussões técnicas sobre o tema, de modo a viabilizar a introdução de diesel oriundo de coprocessamento no âmbito do LCFS. A principal preocupação diz respeito ao modo de contabilizar o componente renovável desse tipo de combustível. Desde então, foram certificadas algumas rotas tecnológicas (*pathways*) de produção de diesel de coprocessamento elegíveis no âmbito desse programa estadual, constantes do rol completo de "pathways" que foram aprovadas.

Além da Califórnia e do Oregon, alguns outros estados também contam com legislação própria, com regras específicas de incentivo à produção e/ou ao consumo de biocombustíveis. Caberia destacar, em particular, o caso de Minnesota, cuja legislação estadual estabelece mandato de mistura obrigatória de 20% de biodiesel ao diesel mineral (B20), válido para os meses de abril a setembro; nos demais meses, a mistura obrigatória é de 5% (B5). Ademais, nas primeiras duas semanas de abril, é autorizada a adoção de mistura inferior a

20%, até um mínimo de 10% (B10). Para fins de cumprimento desse mandato estadual, o biodiesel é definido como um combustível líquido mono-álquil éster renovável e biodegradável ("renewable, biodegradable, mono alkyl ester combustible liquid fuel"), devendo atender à especificação ASTM D7467-10 no caso de misturas ao diesel mineral no patamar de 6% a 20%.

3.1.1.2 Produção e Consumo

Conforme dados da Agência de Informação Energética dos Estados Unidos (EIA), o biodiesel é comercializado no país nas versões pura (B100) e em misturas de 2% (B2), 5% (B5) e 20% (B20). O diesel renovável também é comercializado nessas mesmas misturas (nesse caso, faz-se referência a R2, R5 e R20). Segundo a agência, em 2019, os EUA contavam com 102 usinas de biodiesel em operação, com capacidade de produção anual de 2,6 bilhões de galões. Naquele ano, teriam sido produzidos cerca de 2 bilhões de galões. Já o consumo de diesel de biomassa (incluindo tanto biodiesel quanto diesel renovável) no mesmo período teria sido de cerca de 1,8 bilhão de galões. Embora a EIA não disponibilize informações desagregadas sobre o consumo de diesel renovável, dados da EPA referentes ao número de RINs gerados em 2019 indicam que os EUA consumiram cerca de 900 milhões de galões de diesel renovável no período.

Não foram encontrados dados oficiais desagregados sobre produção de diesel renovável no país, mas consulta a fontes secundárias levou à identificação de ao menos cinco biorrefinarias de diesel verde em operação no país em 2019: Diamond Green Diesel, Renewable Energy Group Geismar, World Energy Paramount, East Kansas Agri-Energy e Cetane Energy. Ademais, outros projetos de biorrefinarias de diesel verde foram anunciados desde então. A EIA informa que a Califórnia é responsável pela maior parte do diesel renovável consumido nos EUA, por conta dos incentivos previstos no LCFS. Esse estado também consome todo o diesel renovável importado pelo país (cerca de 6,1 milhões de barris, em 2019), o qual é oriundo de Singapura. Segundo o referido relatório do "Fuels Institute", entre 2011 e 2018, o diesel de biomassa (i.e., não incluindo o diesel de coprocessamento) teria contribuído para 40,6% dos créditos de redução de intensidade de carbono gerados no âmbito do LCFS, valor maior do que o gerado pelo uso do etanol (40,4%), representando cerca de 19% do

volume total de combustíveis de baixo carbono utilizados no âmbito do programa. A incorporação do diesel renovável no âmbito do programa tem-se ampliado consistentemente, ano a ano.

3.1.2 Canadá

3.1.2.1 Políticas e marcos regulatórios

No Canadá, as "Renewable Fuels Regulations" (RFR), aprovadas em 2010, estabelecem requisito de mistura mínima de 2% de conteúdo renovável no volume total de diesel consumido no país, sem especificar ou restringir essas obrigações a um tipo específico de biocombustível. O piso federal de 2% é aplicado para o consumo total canadense. Há, entretanto, regulações provinciais mais exigentes do que o patamar federal. Nas regulações federal e provinciais, não foi identificada distinção entre os diferentes tipos de combustível para o cumprimento dos mandatos de mistura, sem prejuízo de diferenciação nas definições ou especificações e normas de padrão de qualidade.

Com efeito, em Ontário, a "Greener Diesel Regulation", de 2007, define um patamar mínimo de diesel oriundo de biomassa ("bio-based diesel") de 4% do volume total de diesel. A definição de "bio-based diesel" adotada inclui tanto biodiesel quanto diesel renovável, que podem ser usados indistintamente para fins de cumprimento do mandato. A normativa inclui como requisito adicional o desempenho ambiental, pelo qual o diesel de biomassa utilizado para fins da política deve apresentar no mínimo 70% de redução de emissões ao longo do ciclo de vida, em comparação com o diesel de origem fóssil.

Na Columbia Britânica, o "Greenhouse Gas Reduction (Renewable & Low Carbon Fuel Requirements) Act", aprovado em 2008, estabelece patamar mínimo de 4% de conteúdo renovável no diesel. Assim como ocorre na normativa de Ontário, não é feita diferenciação expressa entre biodiesel e diesel renovável para fins de cumprimento do mandato. Na normativa, é apresentada definição específica para biodiesel ("a fuel that is made up of mono-alkyl esters of long chain fatty acids derived from plant or animal matter"), mas também é incluída a definição mais ampla de combustível renovável ("renewable fuel") para fins de cumprimento do mandato da classe diesel inclui, que abarca, indistintamente,

biodiesel e "outra substância prescrita pelo regulamento como um combustível renovável em relação ao combustível da classe diesel".

Deve-se ressaltar que a atual política de mandatos de mistura vigente no Canadá deverá ser substituída pelo "Clean Fuel Standard" (CFS). O novo programa, com previsão de entrada em vigor em 2022, definirá metas de redução de intensidade de carbono aos fornecedores primários de combustível fóssil líquido (produtores e importadores). O "Clean Fuel Standard" criará, ademais, um mercado de crédito, por meio do qual os participantes regulamentados (principalmente refinarias) deverão gerar ou comprar créditos para ficar em conformidade com as metas estipuladas pelo programa. Os participantes regulamentados com excesso de créditos deverão poder armazená-los para uso em anos posteriores, ou vendê-los.

3.1.2.2 Produção e Consumo

O Canadá não conta com produção doméstica de diesel renovável. A produção doméstica de biodiesel é baseada em biomassa de óleos vegetais, principalmente canola e soja, e é exportada para os Estados Unidos em sua maioria. Segundo dados do Ministério do Meio Ambiente e Mudanças Climáticas do Canadá (ECCC), a produção canadense saltou de 115 milhões de litros em 2010 para 375 milhões de litros em 2019. A demanda por biodiesel, por sua vez, aumentou em ritmo maior, devido às exigências da RFR. O consumo foi de 96 milhões de litros, em 2010, para 680 milhões de litros, em 2019, com grande parte destes oriundos de importações (580 milhões de litros em 2019).

O Canadá conta atualmente com oito usinas de biodiesel. Antes da implementação dos mandatos de mistura mínimos para o biodiesel da RFR, o Canadá dependia exclusivamente de biodiesel importado dos EUA para atender às suas necessidades iniciais de consumo doméstico, impulsionadas por mandatos provinciais. Desde 2011, as importações de biodiesel e diesel renovável aumentaram e consistentemente atendem a 90% ou mais das necessidades domésticas. Segundo estudo publicado pela "Advanced Biofuels Canada" em 2019, com a perspectiva de implementação do CFS e o subsequente aumento das obrigações de uso de biocombustíveis, em paralelo ao mercado de créditos sob o programa, o consumo de biodiesel e diesel renovável no país poderá expandir-se dos atuais 680 milhões de litros para

patamar de cerca de 3 a 4,5 bilhões de litros ao ano, em 2030. A produção de biodiesel deverá ter expansão de 375 milhões de litros, em 2019, para patamar entre 1,5 a 2,2 bilhões de litros em 2030. Já a produção doméstica de diesel renovável, inexistente no momento, deverá ser iniciada e atingirá patamar entre 830 e 1.400 milhões de litros em 2030.

3.2 Europa

3.2.1 União Europeia

No contexto da União Europeia, a Diretiva sobre Energias Renováveis ("Diretiva (EU) 2018/2001", conhecida como "RED II", após sua revisão em 2018) e a Diretiva sobre a Qualidade dos Combustíveis ("Diretiva 2009/30/EC", conhecida pelo acrônimo em inglês "FQD", referente a "Fuels Quality Directive") estabelecem o marco geral para a promoção do uso dos biocombustíveis na UE, inclusive no ciclo Diesel. De forma geral, a RED II fixa metas para uso de combustíveis renováveis no setor de transporte nos estados-membros, e a FQD, as metas para redução da intensidade de gases de efeito estufa (GEE) dos combustíveis. Cada estado-membro define a forma específica como se dá a inserção de biocombustíveis nas suas matrizes de transporte, com vistas ao cumprimento das metas estabelecidas nessas diretivas: alguns estados-membros optam por mandatos gerais de mistura obrigatória; outros estabelecem metas para a incorporação de biocombustíveis à gasolina e ao diesel ou para a redução da intensidade de carbono dos combustíveis.

No marco estabelecido pela RED II, não foram identificados dispositivos específicos que diferenciem diesel verde e biodiesel para fins de cumprimento dos objetivos da política, definidos por meio de meta obrigatória de 32% de participação de fontes renováveis na matriz energética e 14% na matriz de transportes da UE. Existem dispositivos que favorecem e estimulam "biocombustíveis avançados", para os quais é feita contagem em dobro de seu conteúdo energético. A definição de biocombustível avançado adotada, contudo, não tem foco no processo de conversão ou na tecnologia adotada, mas no tipo de matéria-prima utilizada, conforme lista constante do anexo IX da diretiva, que

inclui, por exemplo, frações de biomassa de resíduos urbanos, industriais e de silvicultura.

De modo semelhante ao que ocorre no contexto do RFS nos Estados Unidos, a RED II estabelece, no anexo III, diferentes valores "default" de conteúdo energético dos diversos tipos de biocombustíveis que podem ser usados nas misturas. Para o biodiesel (FAME), por exemplo, o conteúdo energético por peso (MJ/kg) e por volume (MJ/l) é de, respectivamente, 37 e 33, enquanto para o diesel de coprocessamento ("óleo com origem em biomassa coprocessado em refinaria simultaneamente ao combustível fóssil para ser utilizado em substituição ao diesel"), esses valores são de, respectivamente, 43 e 36. O teor energético dos combustíveis para os transportes deve ser usado no cálculo do consumo final de energia no setor dos transportes por cada estado-membro, para fins de cumprimento da normativa em nível nacional (para a determinação do teor energético dos combustíveis não incluídos no anexo III, os estados-membros devem utilizar as normas aplicáveis do Comitê Europeu de Normalização - CEN, ou, na ausência dessas, da Organização Internacional de Normalização - ISO, na sigla em inglês).

No caso da Diretiva sobre a Qualidade dos Combustíveis ("FQD"), determinou-se a redução de, ao menos, 6% na intensidade de carbono dos combustíveis utilizados no setor de transporte da UE até 2020 (tomando como referência 94,1 gCO₂eq/MJ, relativa ao ano de 2010). A intensidade de carbono dos combustíveis é calculada com base em análise de ciclo de vida, e cobre as emissões desde a etapa de extração até o processamento e a distribuição do combustível. A meta estabelecida pela FQD pode ser atingida tanto pelo uso alternativo de fontes energéticas (como biocombustíveis, eletricidade, combustíveis fósseis menos intensivos em carbono e combustíveis sintéticos), quanto por reduções a montante, na fase de extração de matérias-primas fósseis. A FQD estabelece, como padrão geral, o limite de 7% (B7) para a mistura do biodiesel (FAME) ao diesel fóssil (o que é regulado pelo padrão "EN590" do CEN). A normativa esclarece, contudo, que Estados-membros podem adotar níveis de mistura superiores, como é o caso da França (B8) e da Croácia (mistura de até 8,71%). Misturas de biodiesel ao diesel fóssil superiores a 7% devem atender a outras especificações, a exemplo dos padrões EN 16734 (para

misturas de até 10% de biodiesel) e EN 16709 (para misturas de 20% e 30% de biodiesel). As especificações de qualidade do próprio biodiesel, por seu turno, estão contidas na norma EN 14214. Na tabela a seguir, apresenta-se comparação das especificações europeias do diesel B:

Tabela 3 - Comparação das Especificações Europeias do Diesel.

Característica	EN 590	EN 16734⁹	EN 16709 (B20)¹⁰	EN 16709 (B30)¹¹
Número de cetano, mín.	51	51	51	51
Índice de cetano, mín.	46	46	-	-
Densidade	820 - 845	820 - 845	820 - 860	825 - 865
Enxofre, máx.	10	10	10	10
Manganês	2	2	2	2
Destilação, % recuperado a 250 °C (% vol.), máx.	< 65	< 65	< 65	< 65
Destilação, % recuperado a 350 °C (% vol.), mín.	85	85	85	85
T95, máx.	360	360	360	360
HPA, máx.	8	8	8	8
Flash Point, mín.	55	55	55	55
Viscosidade	2,0 – 4,5	2,0 – 4,5	2,0 – 4,62	2,0 – 4,65
PEFF	-20/5	-20/5	-20/5	-20/5
Resíduo de carbono, máx.	0,30	0,30	-	-
Cinzas, máx.	0,01	0,01	0,01	0,01
Corrosividade ao Cobre	1	1	-	-
Teor de água, máx.	0,020	0,020	0,029	0,029

⁹ O uso do B10 é facultado apenas para veículos compatíveis com esse combustível. Consumidores devem consultar o manual.

¹⁰ Por razões de manutenção e controle, B20 e B30 devem ser usados em frotas cativas, as quais possuem instalações dedicadas e logística para fornecimento e estocagem adequados.

Contaminação total	24	24	24	24
Estabilidade à oxidação, máx (g/m³)	25	25		
Estabilidade à oxidação, mín (h)	20	20	20	20
Lubricidade, máx.	460	460	-	-
Teor de biodiesel	7	10	14 - 20	24 – 30

Por outro lado, da maneira geral, não há limites para a adição de formas alternativas de diesel de segunda geração, como o diesel verde produzido a partir do hidrotratamento de óleo vegetal (HVO) ou animal, ou por meio do processo conhecido como "Biomass-to-Liquids" (BtL), nos termos do padrão EN 15940 do CEN. À diferença da RED II, contudo, a FQD não permite a dupla contagem de qualquer tipo de combustível.

Com relação ao diesel de coprocessamento, a Diretiva (EU) 2015/652 estabelece, em seu anexo I, como determinar a quantidade de biocombustível resultante do coprocessamento de matérias-primas de origem biogênica e fóssil. Em linhas gerais, essa quantidade é determinada conforme o balanço e a eficiência energética do coprocessamento (parte C, item 17, do anexo IV do FQD). A RED II, por sua vez, prevê que, até 31/12/2021, a Comissão Europeia adote ato delegado para determinar o percentual de biocombustível resultante do processamento de biomassa com combustíveis fósseis. Proposta de ato delegado a esse respeito deverá ser submetida à consulta pública.

3.2.2 Países Individuais da UE

Dentro dos limites, metas e objetivos obrigatórios estabelecidos pelas Diretrizes comunitárias, os países da UE têm espaço e liberdade de criar instrumentos próprios para implementar esses objetivos, ou mesmo ultrapassá-los. Razão pela qual foram também feitos levantamentos sobre o tratamento dos combustíveis renováveis do ciclo diesel também em países individuais da UE.

Nos países da UE avaliados neste levantamento, não foram identificadas distinções relevantes entre diesel verde e biodiesel para fins de cumprimento de obrigações nos programas de inserção de biocombustíveis no setor de transportes. As diferenciações existentes, via de regra, dizem respeito a diferenças de especificação, padrões de qualidade e/ou conteúdo energético atribuído a esses diferentes combustíveis. Essa diferenciação de padrões de qualidade, ressalte-se, inclui diferenciação dos limites máximos de mistura autorizada de cada um desses combustíveis ao diesel fóssil.

3.2.3 Alemanha

3.2.3.1 Política e marcos regulatórios

Na Alemanha, a legislação define padrões de qualidade para o diesel (norma DIN EN 590) e para o biodiesel (norma DIN EN 14214). Segundo a norma DIN EN 590, o diesel convencional pode conter, em sua composição final, até 7% de biodiesel e até 26% de óleo vegetal hidrogenado (HVO). Também é permitida a comercialização de biodiesel puro (B100) ou em mistura de até 30% ao diesel mineral (B30), mas apenas para uso em veículos com motores adaptados. Quanto ao HVO, além da mistura ao diesel fóssil, o combustível também pode ser utilizado puro. Além do HVO, também são considerados como diesel verde os biocombustíveis sintéticos do tipo diesel produzidos a partir de biogás (GtL), eletricidade de fonte renovável (PtL) ou de biomassa (BtL) (DIN EN 590). Esses combustíveis também podem ser usados puros ou misturados ao diesel fóssil na proporção de 26%.

Essa diferenciação adotada nas normas de padrão de qualidade quanto aos limites máximos permitidos para as misturas não se confunde com as metas definidas na política alemã de descarbonização de transportes, em consonância com o marco geral da UE, definido na RED II e na FQD. Atualmente, biocombustíveis são submetidos à cota de redução de GEE, de modo a implementar gradualmente os requisitos de FQD de redução da intensidade de carbono dos combustíveis: 4% em 2017 a 2019 e 6% em 2020. Para o cumprimento das cotas anuais, são utilizados diferentes tipos de biocombustíveis. Em 2019, por exemplo, 73% da cota foi atendida por biodiesel (FAME), 25% por etanol e 2% por outros biocombustíveis, incluindo HVO.

Ademais da atual cota de redução de GEE, projeto de lei para implementação da RED II na Alemanha propõe aumentar a participação de fontes renováveis no consumo final de energia do setor de transportes para 28% até 2030. O projeto também inclui proposta de ampliação da cota de redução de intensidade de GEE, com as seguintes metas: 6% em 2020; 6,5% em 2022; 7% em 2023; 8% em 2024; 10% em 2026; 14,5% em 2028 e 22% em 2030.

Nesse sentido, na Alemanha, o diesel convencional pode conter combinação variável de volume de biodiesel ou de diesel verde, desde que se observem os limites máximos dessas modalidades em sua composição final, definidos nas normas de padrão de qualidade de combustíveis. Ressalte-se, por outro lado, que o biocombustível tratado como óleo biogênico de coprocessamento, ou HVO de coprocessamento (CO-HVO), atualmente não é contemplado pela legislação alemã relacionada à descarbonização do setor de transporte.

3.2.3.2 Produção e Consumo

Anualmente, cerca de 2,2 milhões de toneladas de biodiesel produzido a partir de óleos vegetais (principalmente canola) e óleo de cozinha usado são consumidos na Alemanha, o que corresponde a cerca de dois terços das vendas totais de biocombustíveis no país. A produção doméstica de biodiesel em 2019 foi de cerca de 3,4 milhões de toneladas. Em 2020, a Alemanha exportou cerca de 2,33 milhões de toneladas de biodiesel (tendo importado, por outro lado, 1,45 milhão de toneladas, gerando superávit de 0,9 milhão de toneladas). A maior parte desse comércio se dá com os Países Baixos, seguidos da Bélgica. Em relação ao diesel verde, foram produzidas, em 2019, 42 mil toneladas de HVO na Alemanha, especialmente a partir de óleo de palma. Nesse mesmo ano, foram consumidas internamente 27 mil toneladas do biocombustível.

3.2.4 Áustria

3.2.4.1 Políticas e marcos regulatórios

Na Áustria, a política para biocombustíveis, lastreada na Lei de Combustíveis, baseia-se em metas de substituição para distribuidores de combustíveis fósseis, não havendo mandato de mistura obrigatória. Os agentes

obrigados a substituir podem cumprir suas metas tanto por meio de mistura como pela inserção de biocombustíveis puros (B100) no mercado. A legislação nacional prevê uma meta de substituição para a Áustria como um todo de 5,75%, em termos energéticos, com relação ao total de combustíveis fósseis comercializados, e um sub-objetivo específico para o diesel, de 6,3%. Essa obrigação vem sendo alcançada pela mistura de 7% de biodiesel (FAME) ou de HVO no diesel fóssil, sem diferenciação ostensiva quanto à penetração obrigatória de cada um desses combustíveis para fins de cumprimento da meta.

Igualmente, os benefícios fiscais existentes para o uso de biocombustíveis na Áustria aplicam-se, no caso do ciclo Diesel, indistintamente para biodiesel e diesel verde: combustíveis fósseis com misturas biológicas são taxados em EUR 0,397/litro, enquanto aqueles sem esse componente pagam imposto de EUR 0,425/litro. Os biocombustíveis puros, por sua vez, são completamente isentos dessa tributação. No caso do diesel de coprocessamento, há expectativa local de que, em princípio, esse combustível possa ser utilizado para fins de cumprimento das metas de substituição de combustíveis fósseis.

3.2.4.2 Produção e Consumo

De acordo com o registro de biocombustíveis comercializados na Áustria ("elNa"), em 2019, havia oito empresas produtoras de biodiesel no país, com produção de 299.377 toneladas de biodiesel (FAME), o equivalente a 62% do consumo de biodiesel no país. Na maioria dos casos, os produtores utilizam uma variedade de matérias-primas, cabendo a parcela maior (54%) ao óleo de cozinha usado. Somando-se as contribuições de ácidos graxos e gorduras animais, a participação de biodiesel produzido a partir de resíduos é de 72%. A segunda fonte mais importante é a colza, com 25%, enquanto outras oleaginosas, como soja (2%) e girassol (1%), têm papel diminuto. Menos de um quarto das matérias-primas empregadas na produção nacional de biodiesel (FAME) tem origem na Áustria, havendo importação significativa da República Tcheca (15,9%), Eslováquia (15,6%), Itália (14%), Hungria (8%) e Alemanha (5%).

Com relação ao diesel de coprocessamento, a indústria petrolífera austríaca, com destaque para a maior empresa do ramo, a OMV, está

atualmente trabalhando para a instalação da tecnologia em escala industrial no país. A partir de investimentos de € 200 milhões para a adaptação de refinaria, a empresa espera alcançar a produção contínua de diesel de coprocessamento a partir de 2023, com pegada de carbono até 85% mais baixa do que o valor padrão europeu a partir do qual se determina a sustentabilidade dos biocombustíveis.

3.2.5 Bélgica

3.2.5.1 Políticas e marcos regulatórios

A Bélgica estabelece, em seu Plano Nacional de Energia Climática (PNEC) 2021-2030, o propósito de incrementar o uso de biocombustíveis no país, aumentando para 14% sua participação nos transportes até 2030. Além de biocombustíveis, a PNEC indica outros tipos de energia renovável que podem ser incorporadas à matriz energética do país, de modo a viabilizar uma participação total de 20,6% de energia renovável na matriz de transporte belga.

A diferenciação de combustíveis nos termos dessa política é, de modo análogo ao que ocorre no marco da RED II, entre biocombustíveis convencionais e biocombustíveis avançados, com base nas matérias-primas utilizadas, e não nas características do produto final. No ciclo Diesel, o principal biocombustível utilizado é o biodiesel (FAME), embora desde 2018 o uso de outros tipos de biocombustíveis, a exemplo do HVO, esteja disciplinado por Decreto Real e pela norma técnica NBN EN 15940.

3.2.5.2 Produção e Consumo

Em 2018, foram consumidos na Bélgica 510 mil m³ de biodiesel, produzidos principalmente a partir do óleo de colza (59%), óleo de soja (28%) e óleo de palma (6%), com o restante sendo proveniente de outras matérias-primas (óleo de girassol, óleo de cozinha usado e outros óleos vegetais e gorduras animais). A utilização de óleo de soja no diesel vendido na Bélgica aumentou dez vezes em relação a 2017, chegando a 127 mil m³. Esse montante correspondeu a uma média de 11 litros de óleo de soja para cada belga. A utilização de óleo de palma, por sua vez, diminuiu, atingindo 26 mil m³ em 2018, equivalentes a 2,5 litros de óleo de palma por belga. Em 2020, apenas 0,25% da

produção de biodiesel de primeira geração consumida na Bélgica foi produzida no país. Quase 35% do biodiesel consumido no mercado belga decorreu de importações oriundas de países europeus e 65% de importações de países de fora da Europa.

No tocante às disponibilidades industriais e produtivas no país, a região de Ghent (Gand), na Flandres, concentra as principais estruturas produtivas de biodiesel no país, reunindo, desde 2008, o chamado “Vale da Bioenergia de Ghent”. A usina da Bioro (atualmente de propriedade da Cargill) iniciou sua produção de biodiesel em 2008, utilizando óleos vegetais como matéria-prima. Atualmente, a planta produz até 400 mil toneladas métricas por ano de ésteres metílicos de ácidos graxos (FAME). A Oleon Biodiesel opera uma usina de biodiesel com capacidade de 100 mil toneladas ao ano, a partir de óleo de colza e óleos vegetais reciclados. O Porto de Ghent possui, ainda, um polo de biorrefinaria que produz 350 mil toneladas de biodiesel e 170 mil toneladas de bioetanol por ano. A produção de biodiesel do porto está avaliada em 280 milhões de euros por ano. Em 2020, a Cargill iniciou a construção de nova planta de biodiesel, com inauguração prevista para 2022 e capacidade de produção estimada de 115 mil toneladas por ano.

3.2.6 França

3.2.6.1 Políticas e marcos regulatórios

Na França, o governo local divide os diferentes biocombustíveis para uso no ciclo Diesel em duas grandes categorias: biodiesel éster (FAME) e biodiesel sintético ("biogazole de synthèse"), que inclui o diesel produzido a partir de hidrotratamento de óleos vegetais ("HVHTG", na sigla em francês) - produzido em biorrefinarias ou por meio de coprocessamento - e o diesel obtido pela conversão termoquímica da biomassa ("Biomass to Liquid" - BtL). Não foram identificadas regras específicas que impliquem diferenciação desses combustíveis para fins de cumprimento das metas políticas gerais de incorporação de combustíveis renováveis no ciclo Diesel, que passaram de 7,7%, em 2014, para 7,9%, em 2019, e 8% em 2020 e 2021, nos termos do atual programa plurianual de energia (PPE), no qual são definidas as proporções de biocombustíveis adicionados aos combustíveis de origem fóssil.

3.2.6.2 Produção e Consumo

Em 2019, o volume total de biocombustíveis incorporados ao diesel fóssil na França foi de 3.540 megalitros, o que equivale a 7,9% de todo o diesel disponibilizado para consumo no país naquele ano. O biodiesel (FAME) representou 83,5% do consumo total, ao passo que o diesel verde produzido por hidrotratamento (HVHTG) respondeu por 16,5% do consumo total.

Cerca de 92% do biodiesel (FAME) do país é produzido a partir de óleos vegetais, sendo o restante produzido com gorduras animais e óleo de cozinha usado. A colza é a matéria-prima mais utilizada (cerca de 60%), seguida da soja (20%), do óleo de palma (7%), do óleo de cozinha usado (6%) e do óleo de girassol (4%). Praticamente metade da colza utilizada para produzir biodiesel é de origem francesa (cerca de 47%). A quantidade de diesel verde HVHTG incorporada ao diesel fóssil tem apresentado crescimento constante desde 2015. Entre 2018 e 2019, o aumento foi de 41%. Praticamente todo o HVHTG consumido no país em 2019 foi produzido a partir de óleo de palma, importado principalmente da Indonésia (71%) e da Malásia (18%). Antecipa-se que as restrições na UE ao óleo de palma implicarão maior diversificação de matérias-primas.

O setor francês de biodiesel representou cerca de 25.000 empregos diretos e indiretos em 2019. Destacam-se, entre as empresas produtoras, grupos como Total, Veolia, Champlor, Centre Ouest Céréales, Estener, Nord-Ester, PremEster e Avril, por meio de sua subsidiária Saipol, que é líder do mercado francês, com 1,4 milhão de toneladas de biodiesel comercializadas em 2020, principalmente a partir de colza.

3.2.7 Itália

3.2.7.1 Políticas e marcos regulatórios

Na Itália, o Plano Nacional Integrado para Energia e Clima (PNIEC), aprovado em 2019, estabelece meta setorial de 22% de participação de renováveis no setor de transportes até 2030. A PNIEC adota a distinção da RED II entre biocombustíveis convencionais e biocombustíveis avançados e, embora defina "biodiesel" e "olio vegetale idrotrattato" (HVO) como combustíveis distintos

quanto à tecnologia de produção, não explicita quaisquer diferenças quanto a metas de uso. De modo semelhante, Decreto do Ministério do Desenvolvimento Econômico da Itália, de 30 de dezembro de 2020, que estabelece as metas de consumo anual de biocombustíveis no país, define quotas percentuais a serem satisfeitas por biocombustíveis em relação ao consumo energético equivalente de combustíveis fósseis. Biodiesel e HVO são descritos como combustíveis distintos, mas não é feita distinção quanto aos tipos de combustíveis a serem usados para cumprimento dessas metas.

3.2.7.2 Produção e Consumo

As informações mais recentes de consumo de biocombustíveis no setor de transportes na Itália, disponibilizadas em relatório da empresa pública GSE, em 2019, apresentam dados agregados de consumo de biodiesel, HVO e diesel Fischer-Tropsch, totalizando cerca de 1,5 milhões de toneladas em 2019. Cerca de 40% dos biocombustíveis consumidos foram produzidos na Itália, ante 33% em 2018. Dados do mesmo ano, disponibilizados pela Assocostieri, associação de empresas do setor de energia, indicam que há doze produtores de biodiesel e diesel verde na Itália, com capacidade produtiva total de 2.165.175 de toneladas por ano. Os dados de volume de produção doméstica também agregam biodiesel (FAME) e diesel verde (HVO).

A petroleira Eni iniciou a produção de HVO em 2014, após conversão da usina de Porto Marghera, em Veneza. Em 2019, foi inaugurada outra usina na cidade de Gela, na Sicília, com capacidade produtiva de 750 mil toneladas por ano. Ambas as plantas utilizam a tecnologia "ecofining process" para a produção de HVO que, adicionado ao diesel fóssil na proporção de 15%, compõe o combustível "Enidiesel+". O plano estratégico 2021-2024 da Eni prevê dobrar a capacidade produtiva das duas biorrefinarias até 2024, quando a empresa pretende alcançar produção de 2 milhões de toneladas anuais.

Até 2018, o óleo de palma representou a principal matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel na Itália, enquanto quantidades crescentes de outros insumos, como óleos vegetais usados, ácidos graxos e oleínas, foram gradualmente inseridos na produção. A partir de 2019, óleos e gorduras animais representaram 27,8% dos insumos; óleos vegetais usados, 15,6%; óleo de

palma, 14,5%; subprodutos da fabricação do óleo de palma (POME), 14,1%; e resíduos da agroindústria, 13,1%.

3.2.8 Países Baixos

3.2.8.1 Políticas e marcos regulatórios

Os Países Baixos adotam metas gerais de descarbonização dos transportes, em linha com o marco geral da UE. O Acordo Climático dos Países Baixos estabeleceu meta de redução de emissões no transporte rodoviário de cerca de 27,1% em 2030. Em 2019, a obrigação anual de renováveis no transporte foi de 12,5%. A mistura padrão de biodiesel ao diesel mineral é de 7% (B7), conforme os parâmetros da norma EN 590/FQD, embora esse nível de mistura não seja obrigatório. As crescentes metas anuais de descarbonização dos transportes têm constituído incentivo adicional para a adoção do HVO no país.

3.2.8.2 Produção e Consumo

Conforme o relatório "Energia para o setor de transportes nos Países Baixos", publicado pela Autoridade Neerlandesa de Emissões (NEa), em 2019, os Países Baixos produziram cerca de 40 PJ (1.080 milhões de litros) de biodiesel (FAME) e 43 PJ (1.220 milhões de litros) de HVO. A produção baseia-se principalmente em matérias-primas importadas, e o país é importante exportador desses biocombustíveis. Segundo dados do Eurostat, os biocombustíveis contribuíram com 6,8% (33 PJ) da demanda de energia no setor de transportes neerlandês. A utilização de biodiesel (FAME) cresceu 65% entre 2011 e 2019, fornecendo 18 PJ. O uso do HVO também cresceu rapidamente em 2019, atingindo cerca de 5 PJ. O biodiesel (FAME) é o biocombustível mais importante dentro do grupo de substitutos do diesel (78%), mas sua participação tem diminuído significativamente em anos recentes, devido ao enorme crescimento do HVO (atualmente, em 22% - participação cerca de 10 vezes maior do que em 2018).

3.2.9 Polônia

3.2.9.1 Políticas e marcos regulatórios

Na Polônia, a legislação nacional estipula sistema de metas, intitulado "Meta Indicativa Nacional (NCW)", aplicado a todos os produtores de combustíveis no país, por meio da obrigatoriedade de participação de matérias-primas renováveis no volume total de combustíveis consumidos no país. As metas vigentes, de acordo com o escopo atual da normativa, são as seguintes: 8,7% em 2021; 8,8% em 2022; 8,9% em 2023; e 9,1% em 2024. O quadro regulatório polonês vigente permite que tanto o consumo de biodiesel quanto o de diesel verde sejam utilizados para fins de cumprimento das metas (NCW).

A legislação local também dispõe sobre política de mandatos de mistura obrigatória de biodiesel, estipulando mistura mínima obrigatória a ser adicionada ao diesel fóssil, atualmente definida em 4,95% em 2021 e 5% em 2022. O limite máximo de mistura de FAME estipulado no país é de 7%. Esse percentual mínimo obrigatório, contudo, pode ser alcançado por meio da utilização conjunta, em diferentes combinações, de FAME e de HVO, segundo informações da Câmara Nacional de Biocombustíveis da Polônia. Não foram identificadas políticas específicas de mistura, diferenciadas, para FAME ou HVO. Na prática, contudo, os produtores locais raramente utilizam HVO nas misturas.

3.2.9.2 Produção e Consumo

No que concerne à disponibilidade de matérias-primas para a produção de biodiesel, a Polônia é quase autossuficiente, por contar com significativa produção doméstica de oleaginosas. Dados de 2019 apontam que o óleo de colza foi responsável por 90% da produção de biodiesel na Polônia, e 71% da colza utilizada fora cultivada no país. O consumo de HVO na Polônia ainda seria episódico, e sua produção estaria em fase de testes. Segundo relatado por representante da Câmara de Biocombustíveis da Polônia, o país também contaria com capacidade instalada para diesel de coprocessamento, embora a produção não ocorra atualmente, devido à ausência de regulamentação (atualmente em discussão), com vistas a definir o fator de conversão relativo ao volume de participação de matérias-primas renováveis no coprocessamento de diesel.

O governo polonês tem buscado diversificar a matriz de biocombustíveis local, com vistas a diminuir a participação de óleos vegetais e, em seu lugar, aumentar a produção de biocombustíveis de segunda e terceira geração,

sobretudo em razão das exigências normativas da UE. A principal refinaria polonesa, PKN Orlen, de controle estatal, recentemente anunciou planos para implementar novas tecnologias para produzir biocombustíveis, com destaque ao diesel verde (HVO) e ao diesel de coprocessamento. Segundo a "estratégia Orlen 2030", a refinaria anuncia que, ao longo da corrente década, tenciona tornar-se um dos principais fabricantes de biocombustíveis na região.

3.2.10 Suécia

3.2.10.1 Políticas e marcos regulatórios

Também no caso da Suécia são adotadas metas gerais de redução de emissão de GEE no setor de transportes doméstico, não tendo sido identificada política pública específica para os diferentes tipos de combustíveis para motores do ciclo Diesel. A Suécia conta atualmente com obrigação de redução de emissões aplicada aos fornecedores de combustíveis, que devem reduzir as emissões de GEE dos volumes de gasolina e diesel vendidos no país. Em 2020, a obrigação de redução de emissões para o diesel era de 21%. O governo sueco propõe, ainda, para 2030, nível de 66% de redução de emissões para o diesel. A regulamentação de qualidade de combustível vigente na Suécia permite mistura máxima de 7% de biodiesel (FAME), mas, na prática, encontra-se disponível no mercado sueco o B5.

3.2.10.2 Produção e Consumo

O uso de biocombustíveis no setor de transportes da Suécia totalizou 23% do volume total de combustíveis comercializados em 2019. A participação de renováveis no ciclo Diesel aumentou de 17% em 2015 para 23,3% em 2019 (em termos de volume). O conteúdo de biodiesel (FAME) aumentou em 2018 e 2019 e atualmente aproxima-se de 5,8%, ao passo que o volume de HVO aumentou para quase 17,5% nesse período. Atualmente, as matérias-primas mais utilizadas para produção de diesel verde (HVO) são: destilado de ácido graxo de palma (PFAD), gorduras animais, "tall oil" bruto, milho e óleo de palma. A maior parte da matéria-prima é importada da Indonésia, Espanha e Alemanha. As empresas Neste e Preem são responsáveis por toda a produção de HVO

consumido na Suécia. Além dessas empresas, a St1 atualmente realiza investimentos no setor e pretende começar a produzir HVO em 2022.

3.3 América Latina e Ásia/Oceania

Embora alguns dos países consultados contenham programas de biocombustíveis que incluem o uso do biodiesel, não se identificou incorporação do diesel verde ou do diesel de coprocessamento na matriz de transportes nos países dessas regiões avaliados no contexto deste levantamento. Em alguns casos, contudo, foram identificados anúncios de projetos de diesel verde (Paraguai e Bolívia) ou mesmo usinas em operação (Singapura).

3.3.1 Argentina

3.3.1.1 Políticas e marcos regulatórios

A política argentina de biocombustíveis foi instituída pela "Lei de Regulação e Promoção para a Produção e Uso Sustentável de Biocombustíveis" (Lei nº 26.093, de 2006), que estabelece percentual mínimo de 5% de mistura de biocombustíveis a combustíveis fósseis. O percentual em vigor no país é atualizado periodicamente pela Secretaria de Energia, sendo atualmente de 10% para o biodiesel. Embora os percentuais de mistura sejam obrigatórios, há desafios para implementar os níveis de mistura estabelecidos, em função da defasagem dos preços das matérias-primas comercializadas. A referida lei de biocombustíveis expirará em 27 de agosto próximo, devendo ser substituída por novo dispositivo legal, ainda em discussão no Congresso argentino. Congregadas na Liga Bioenergética, as províncias produtoras de biocombustíveis impulsionam projeto de lei que prevê aumento na mistura de biodiesel e de bioetanol. O projeto de lei tem enfrentado resistência da indústria automobilística e, especialmente, do setor petroleiro, que defende a desregulação do mercado de biocombustíveis.

No que diz respeito a biocombustíveis para o ciclo diesel, o arcabouço jurídico-institucional vigente no país compreende apenas o biodiesel (FAME), não prevendo mecanismos que incorporem o diesel verde ou o diesel oriundo de

coprocessamento. Consultado, representante do Ministério da Agricultura, Pecuária e Pesca (MAGyP) da Argentina mencionou que o anteprojeto de lei proposto pela Liga Energética para suceder o regime atual prevê "ademais do biodiesel e do bioetanol anidro, biogás, biometano, biojet e biocombustíveis avançados e outros que incorpore no futuro. Nestes, estariam incluídos o green diesel e outros. Entretanto, não é possível afirmar se serão incorporados à nova lei."

3.3.1.2 Produção e Consumo

A produção de biodiesel na Argentina passou de 700 mil toneladas, em 2008, para 2,8 milhões de toneladas em 2017 (pico da produção), com exportações equivalentes a 57% do volume total produzido. De acordo com informe da Coordenação de Bioenergia do MAGyP, em 2019, a produção de biodiesel foi 2.222.798 toneladas. Em 2020 (de janeiro a outubro), foram produzidas 1.160.345 toneladas. As vendas de biodiesel foram 1.136.729 (2019) e 497.368 (janeiro-outubro de 2020).

No setor de biocombustíveis, operam multinacionais, grandes empresas de capital nacional e pequenos e médios produtores. Os principais grupos empresariais (incluindo produtores de bioetanol) são: Molinos Río de la Plata, Louis Dreyfus, Bunge, Cofco, Cargill, Renova (Grupo Vincentin), Unitec Bio, Explora e Patagonia Energía. No país, há cerca de 50 plantas de biocombustíveis em operação (das quais 36 produzem biodiesel), distribuídas em doze províncias, que compõem a chamada "Liga Bioenergética". A província de Santa Fé concentra 80% da produção de biodiesel.

3.3.2 Bolívia

3.3.2.1 Políticas e marcos regulatórios

O principal marco legal da política boliviana de biocombustíveis é a Lei nº 1.098, de setembro de 2018. Com relação a biocombustíveis para o ciclo Diesel, a única definição legal constante é para o termo biodiesel, definido como "aditivo de origem vegetal resultante da transformação química de um óleo ou gordura devidamente refinado, em reação com o etanol anidro." A lei também determina que a Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) da Bolívia seja responsável

pelo controle da proporção de biocombustíveis misturados aos combustíveis fósseis, além de determinar especificações técnicas aplicáveis aos biocombustíveis. Não há, no momento, normativa em vigor nem especificações técnicas vigentes para o biodiesel e tampouco para o diesel verde. A empresa estatal YPFB é a única autorizada a realizar a compra de aditivos de origem vegetal com vistas à adição à gasolina e ao diesel.

3.3.2.2 Produção e Consumo

Não se registra, atualmente, na Bolívia, importação ou consumo doméstico de biodiesel, diesel verde ou diesel de coprocessamento. Em 3 de março de 2021, o governo boliviano anunciou planos de lançar licitação para construção de planta estatal de diesel verde até outubro do ano corrente. Inexistem, entretanto, definições legais, especificações técnicas ou mandatos de mistura estipulados. Segundo a ANH, o governo boliviano atualmente realiza estudos de viabilidade técnica que subsidiarão a elaboração de nova normativa que venha a definir parâmetros para o produto. Conforme declarações de autoridades locais, o investimento na usina deverá custar cerca de 250 milhões de dólares. Prevê-se capacidade de processamento de 450 mil toneladas de matéria prima para a produção de 3 milhões de barris de diesel verde por ano, o que deverá corresponder a cerca de 20% da demanda nacional para o ciclo Diesel. A planta deverá ser instalada em uma refinaria de petróleo já existente em Santa Cruz de La Sierra. O início de operação é estimado para 2025. Não há anúncio oficial sobre matérias-primas a serem utilizadas.

3.3.3 Paraguai

3.3.3.1 Políticas e marcos e regulatórios

Na legislação paraguaia, as principais políticas e regulamentos relacionados ao biodiesel estão elencados na Lei nº 6.389, de 2019, que estabelece regras para a produção de biocombustíveis e para sua utilização obrigatória em motores a diesel, e na Lei nº 2.748, de 2005, relativa ao fomento aos biocombustíveis. A Lei nº 6.389 define política de incremento gradual da mistura de biodiesel, tendo estabelecido incremento anual de 1% de biodiesel ao diesel fóssil, até o nível máximo de 5%. A referida lei não faz distinção entre os

diferentes tipos de biocombustíveis aptos a serem usados em motores de ciclo Diesel para fins de cumprimento do mandato de mistura. A definição adotada para biodiesel é a seguinte: "combustíveis de origem vegetal ou animal aptos a serem utilizados em qualquer tipo de motor a diesel [...]".

3.3.3.2 Produção e Consumo

De acordo com o relatório Perspectivas Agrícolas 2020-2029, elaborado conjuntamente pela OCDE e FAO, a produção anual de biodiesel no Paraguai totaliza aproximadamente 12 milhões de litros, sendo quase integralmente consumida localmente. É reduzido o número de unidades produtivas de biodiesel habilitadas pelo governo paraguaio. A principal matéria-prima utilizada é o óleo de soja (70 a 80% do volume total), mas a gordura animal também representa importante fonte para a produção. As unidades produtoras concentram-se, sobretudo, nos Departamentos Central, Alto Paraná e Caaguazú.

Em 2019, houve significativa alteração no panorama do setor com o anúncio, pelo grupo brasileiro ECB, de investimento em planta de diesel verde no país, por meio do projeto "Ômega Green". O projeto consiste em plano de investimento de cerca de US\$ 800 milhões, prevendo a produção diária de até 16.500 barris de diesel verde e bioquerosene de aviação, volume suficiente para substituir mais de um terço do consumo paraguaio de diesel fóssil. A maior parte da produção, contudo, será voltada à exportação para países signatários do Acordo de Paris. Contratos já teriam sido firmados para fornecimento de biocombustíveis a partir de 2024, ano em que a unidade, atualmente em construção na cidade de Villeta, deverá entrar em operação. A produção de combustíveis na nova planta terá como insumos produtos orgânicos e renováveis, a exemplo do óleo de soja produzido em propriedades certificadas, gordura animal reaproveitada e óleo de cozinha usado. Estima-se que, em pleno funcionamento, a empresa processará cerca de 2 milhões de toneladas anuais de soja, o que representa 20% da produção do país.

3.3.4 Indonésia

3.3.4.1 Políticas e marcos regulatórios

O Plano Nacional de Energia (RUEN) da Indonésia, introduzido pelo Regulamento Presidencial 79/2014, é a base do programa nacional de biocombustíveis vigente e estabelece meta de 23% de participação de renováveis na matriz energética do país até 2025. A contribuição dos biocombustíveis para atingir esse objetivo seria de 13,9 bilhões de litros. O Regulamento 12/2015 do Ministério de Energia e Recursos Minerais (MERM) estabeleceu mandato de mistura de biodiesel para o setor de transportes, o que teve início em 2016, com a adição obrigatória de 20% de biodiesel (FAME) ao diesel comum (B20). Desde janeiro de 2020, o percentual passou a ser de 30% (B30). Foi anunciado, ainda, plano de mandato de 40% (B40) que seria implementado em 2021, mas foi adiado em função da queda de preços do petróleo resultante da pandemia de coronavírus. Ademais, associações e especialistas levantaram preocupações acerca da capacidade nacional de produção. O presidente Joko "Jokowi" Widodo planeja retomar em breve o programa B40, além de implementar o projeto B100, para a utilização de 100% de biodiesel como combustível de veículos.

Até o momento, o governo indonésio não emitiu nenhum regulamento sobre o programa B40, e diferentes combinações de mistura obrigatória têm sido avaliadas. De acordo com a Associação Indonésia de Óleo de Palma (Gapki), o B40 só poderá entrar no mercado em 2022, uma vez que a Pertamina e atores privados necessitariam de mais tempo para construir refinarias. Ainda assim, o ministro Coordenador da Economia, Airlangga Hartarto, solicitou que a Pertamina desse prosseguimento ao programa, após a empresa produzir um lote experimental de biodiesel de nova geração e assinar acordo para construção de uma usina de biocombustível com a fábrica de fertilizantes PT Pupuk Kujang. Hartarto requisitou que a Pertamina começasse a produzir óleo diesel do tipo B40, composto por 30% de ácido graxo metílico (FAME), 10% de "green diesel" e 60% de diesel de origem fóssil. A Agência de Pesquisa e Desenvolvimento (Balitbang) do Ministério de Energia e Recursos Minerais (MERM) atualmente conduz estudo de compatibilidade sobre o uso de B40, por meio de testes com duas formulações: uma com 40% de FAME e outra com 30% de FAME e 10% de Metil Éster de Ácido Graxo Destilado (DPME).

3.3.4.2 Produção e Consumo

A Indonésia é o maior produtor mundial de óleo de palma (41,4 milhões de toneladas em 2020) e exporta cerca de 73% de sua produção. Em 2020, apenas 27% do total produzido foram utilizados para suprir as necessidades domésticas, incluindo biodiesel, cuja fabricação demandou cerca de 7,8 milhões de toneladas de óleo de palma. Calcula-se que a produção de biodiesel na Indonésia tenha alcançado 7,8 bilhões de litros em 2020, ante 7,7 bilhões de litros em 2019. Quase todo o estoque deverá abastecer o programa B30. A capacidade nominal de fabricação de biodiesel mantém-se ao redor de 11,3 bilhões de litros, estável desde 2018. Atualmente, há 31 biorrefinarias no país. A expansão das indústrias existentes e as novas instalações planejadas deverão aumentar a capacidade indonésia de produção de biodiesel para cerca de 13 bilhões de litros anuais. O MERM estima que seriam necessários 15 milhões de hectares de novas áreas plantadas para cumprir as metas de crescimento da participação de biodiesel na matriz de transportes indonésia.

A Indonésia não produz comercialmente diesel renovável derivado da hidrogenação (HDRD). Em janeiro de 2019, a Pertamina assinou acordo com a empresa italiana de energia ENI, para desenvolver uma unidade de HDRD em sua refinaria localizada em Plaju, Sumatra do Sul, mas o acordo foi rescindido, em razão de restrições da União Europeia com relação a biocombustíveis produzidos à base de óleo de palma. Nos últimos anos, a Pertamina desenvolveu testes de coprocessamento com misturas de óleo de palma refinado, branqueado e desodorizado (RBDPO) no diesel fóssil, com porcentagens de 7,5%, em 2014, e 12,5%, em 2019. Em julho de 2020, a Pertamina concluiu teste de produção de diesel verde (D100) de RBDPO. O governo planeja, porém, utilizar as refinarias de coprocessamento apenas para gerar gasolina verde e gás de petróleo líquido verde (GLP), tornando o país pioneiro na produção, em escala operacional, de gasolina verde à base de óleo de palma.

3.3.5 Singapura

3.3.5.1 Políticas e marcos regulatórios

Singapura não possui diretrizes governamentais ou políticas públicas domésticas específicas sobre biodiesel, diesel renovável ou diesel de coprocessamento. As estratégias do país em relação aos biocombustíveis em

geral concentram-se em tornar o país um centro para refino e processamento. Não se identifica, entretanto, a adoção de políticas específicas ou mesmo de metas gerais de incentivo ou regulamentação do mercado doméstico para a utilização de biodiesel ou diesel verde no sistema de transportes do país. Em 2020 Singapura adotou como meta eliminar até 2040 a circulação nacional de veículos de motor de combustão interna.

3.3.5.2 Produção e Consumo

Singapura abriga biorrefinaria de diesel verde da empresa finlandesa Neste. Considerada a maior do mundo no momento de sua inauguração, em 2010, a refinaria está sendo ampliada pela empresa, com projeto a ser concluído até 2023. A capacidade de produção da planta abarca a geração de diesel renovável de uma variedade de óleos diferentes, entre os quais se destaca o óleo de palma de dois países vizinhos, Malásia e Indonésia. O combustível produzido não se direciona ao mercado doméstico, mas é destinado, em sua maior parte, à exportação para países da América do Norte e da União Europeia.

3.4 Experiências internacionais acerca das definições de HVO e FAME.

Levantamento realizado em alguns países contribuiu para apresentar esclarecimentos adicionais a respeito das diferentes definições de biodiesel, HVO e FAME consideradas em experiências internacionais de incorporação desses combustíveis no ciclo Diesel.

No Reino Unido, caberia referir o caso ME/6764/18, em que a empresa John Swire & Sons Limited buscou adquirir as empresas Biodiesel Amsterdam (BDA), Tankstorage Amsterdam (TSA) e Cleaning Services Amsterdam (CSA) do grupo Simadan. Neste precedente, a Autoridade de Defesa da Concorrência do Reino Unido (CMA ou Competition and Market Authority) considerou de maneira expressa que o HVO seria um biodiesel de segunda geração.

De modo semelhante, a empresa Total, em documentos apresentados ao CADE (DOCSEI 0395469 e 0395467), apresentou relatórios internacionais de atuação na Europa, fazendo menção ao seu produto europeu HVO como “mainly

high-quality biodiesel (HVO)". Assim, uma empresa que produz HVO na França considera em seus relatórios oficiais que tal produto é um "biodiesel de alta-qualidade".

Na Tailândia, o National Science Technology and Innovation Policy Office (STI, 2012, pp. 140-141) considera o HVO como biodiesel de segunda geração.

Aliás, as gerações de biodiesel são assim referidas por CHAVES (2017, p.63-68):

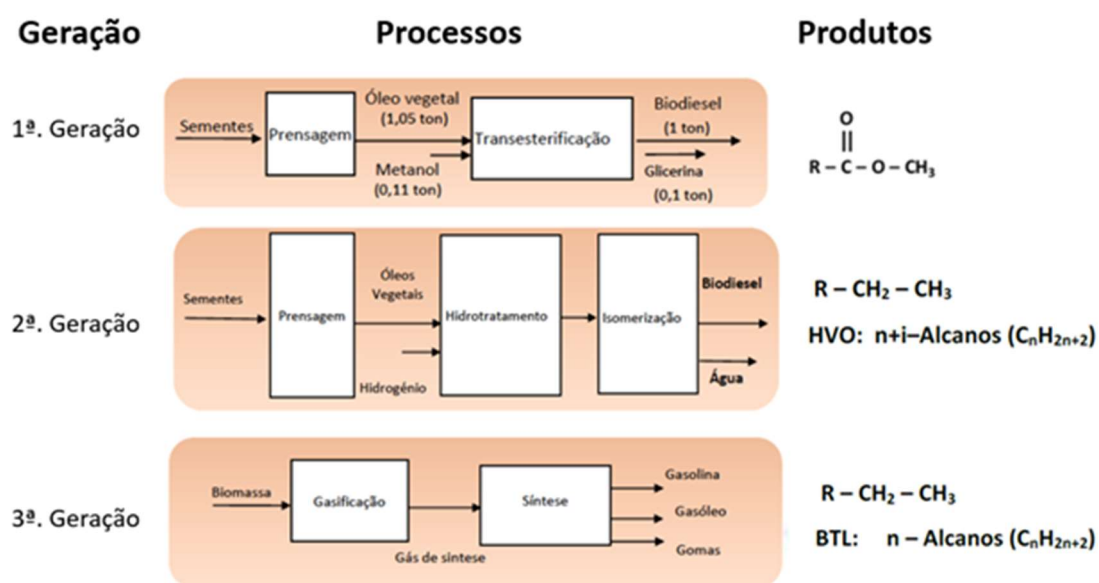


Figura 3 - Biodiesel de 1ª., 2ª. e 3ª. Geração (Fonte: Adaptado de CHAVES (2017, p.63-68).

A Agência Internacional de Energia (AIE, 2011) definiu o HVO como "biodiesel avançado", conforme se verifica abaixo.

"Advanced biodiesel"

Several processes are under development that aim to produce fuels with properties very similar to diesel and kerosene. These fuels will be blendable with fossil fuels in any proportion, can use the same infrastructure and should be fully compatible with engines in heavy duty vehicles. Advanced biodiesel and bio-kerosene will become increasingly important to reach this roadmap's targets since demand for low-carbon fuels with high energy density is expected to increase significantly in the long term.

Advanced biodiesel includes:

- Hydrotreated vegetable oil (HVO) is produced by hydrogenating vegetable oils or animal fats. The first large-scale plants have been opened in Finland and Singapore, but the process has not yet been fully commercialised (Bacovsky et al., 2010).
- Biomass-to-liquids (BtL) diesel, also referred to as Fischer-Tropsch diesel, is produced by a two-step process in which biomass is converted to a syngas rich in hydrogen and carbon monoxide. After cleaning, the syngas is catalytically converted through Fischer-Tropsch (FT) synthesis into a broad range hydrocarbon liquids, including synthetic diesel and bio-kerosene. Advanced biodiesel is not widely available at present, but could become fully commercialised in the near future, since a number of producers have pilot and demonstration projects underway (USDOE, 2009)."

3.5 Conclusões

Com base no levantamento feito, e em vista da natureza das opções de política pública que se afiguram no trabalho do GT, pôde-se alcançar as seguintes conclusões principais acerca das experiências internacionais com biocombustíveis do ciclo Diesel:

- Nos países que atualmente contam com programas que incluem o uso do diesel verde, a regra é o **tratamento diferenciado entre diesel verde e biodiesel (FAME) em termos de especificações técnicas e padrões de qualidade dos combustíveis**. Nesses casos, a diferenciação tende a estabelecer limites máximos de mistura para biocombustíveis FAME, em valores que podem variar de 5 a 20%, com poucas exceções, para uso geral em motores do ciclo diesel, e não estabelece limites, ou então estabelece limites bastante superiores, para uso de combustíveis "drop-in", como o diesel renovável ou o diesel de coprocessamento, desde que o produto final, já misturado ao diesel, atenda plenamente às especificações exigidas do diesel fóssil.

- **Não foi identificada, contudo, diferenciação relevante entre combustíveis renováveis de ciclo Diesel em se tratando da sua incorporação como parte dos programas avaliados, à exceção da regra de "dupla contagem" de biocombustíveis avançados no contexto da União Europeia, a qual, de todo modo, está relacionada à matéria-prima utilizada,**

e não ao processo de conversão e tecnologia empregados. De modo análogo, a Diretiva de Energias Renováveis da União Europeia estabelece limites para o uso de biocombustíveis convencionais, para fins de cumprimento das metas gerais estipuladas, mas essa é uma limitação relacionada às matérias-primas empregadas. Algumas das políticas avaliadas realizam contabilização do conteúdo energético dos combustíveis para fins de cumprimento das metas estipuladas, a exemplo dos Estados Unidos. Nesse caso, as diferenças entre esses combustíveis também são devidamente registradas, embora o propósito nesse caso seja apenas restabelecer a neutralidade, ou agnosticismo, da política pública em termos de conteúdo energético.

- De modo geral, os programas identificados caracterizam-se pela **definição de mandatos com metas**, seja de volumes anuais (como no caso dos Estados Unidos) ou de redução de emissões de gases de efeito estufa ou intensidade de carbono (como no caso do marco geral da União Europeia).

- **Na maioria dos países avaliados, não foi identificado patamar fixo de mistura mínima obrigatória de biocombustíveis no ciclo diesel.** A existência, na maioria dos países avaliados, de programas caracterizados por outros tipos de metas parece favorecer a adoção de abordagens mais neutras ou “agnósticas” em relação ao tipo de combustível renovável considerado elegível para fins de cumprimento dos objetivos de política energética estipulados.

- O Canadá, contudo, configura importante exceção entre os casos avaliados, pois esse país atualmente adota mandato de mistura obrigatória nacional, complementado por algumas legislações provinciais que estabelecem mandatos próprios mais elevados. **Mesmo nesse caso, porém, não foi identificada qualquer diferenciação entre biodiesel e diesel verde para fins de cumprimento desses mandatos, inobstante as diferenças na definição ou especificação e padrão de qualidade desses combustíveis.** Ambas as formas de biocombustíveis servem indistintamente para o preenchimento dos mandatos de mistura, tanto o nacional quanto os provinciais.

- De modo semelhante, na Polônia foi verificada a coexistência de programa nacional com metas de redução de emissões nos transportes com uma

política de mandato de mistura obrigatória para o ciclo Diesel. Conforme esclarecido em consulta realizada a representantes locais, contudo, **o cumprimento da mistura obrigatória nesse país também poderia ser realizado indistintamente com o uso de biodiesel ou de diesel verde**, embora na prática seja comum, atualmente, apenas o uso do biodiesel.

- **No que diz respeito ao diesel de coprocessamento, as experiências ainda são incipientes em muitos países, e há incerteza regulatória.** Percebe-se a tendência geral de incluir a parcela renovável do diesel resultante de coprocessamento na mesma cobertura de mecanismos de estímulo aplicáveis ao biodiesel (FAME) e ao diesel renovável, mas o arcabouço regulatório para alcançar esse resultado e assentar questões relacionadas à quantificação e fiscalização não está inteiramente claro ou finalizado na maior parte dos países analisados. Registrou-se o interesse de atores da indústria, nos EUA e na Europa, para uma maior clareza e maior recepção regulatória do diesel de coprocessamento¹¹.

- **Agências internacionais têm apontado o co-processamento em refinarias como elemento estratégico importante para viabilizar a transição energética**, elevar a produção de bioenergia, e facultar a sobrevivência de ativos importantes, como as refinarias:

- Em 2019, a “IEA Bioenergy TCP”, programa de cooperação tecnológica internacional vinculado à Agência Internacional de Energia/OCDE, publicou relatório técnico sobre “o papel-chave” (“key role”) do coprocessamento para a expansão da produção de biocombustíveis ‘drop-in’.

- Em 2021, a Agência Internacional de Energia (AIE) publicou o relatório “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”, que

¹¹ Alguns exemplos incluem, na Europa, o “ART Fuels Forum”, foro de diálogo multissetorial (“multistakeholder”) para a promoção de renováveis nos transportes, que publicou, em 2019, nota pública conclamando a Comissão Europeia a finalizar o ato delegado que disciplinará o uso do coprocessamento na UE e a apoiar o coprocessamento de biomassa como alternativa importante para a incorporação de combustíveis renováveis usando a infraestrutura de refino já existente; nos Estados Unidos, por seu turno, há registros de que o Departamento de Energia tem investido em projetos de pesquisa com o propósito expresso de incentivar o coprocessamento como opção para a incorporação de renováveis no setor de transportes do país.

apresenta cenário ilustrativo futuro, modelado pela agência, representativo de um "mapa do caminho" tecnicamente viável para a descarbonização do setor de energia global, de modo a viabilizar a neutralidade de emissões até 2050. O estudo estima que a viabilização desse cenário hipotético de descarbonização resultaria em significativas alterações na demanda por refino, associada à queda no consumo de produtos como a gasolina e o diesel, de modo que a sobrevivência de muitas refinarias dependeria da capacidade de concentrarem-se em operações petroquímicas e/ou no "retrofit" para utilização de biomassa como insumo. O relatório avalia que as medidas que poderão contribuir para impulsionar a produção de biocombustíveis avançados nos próximos anos incluem, entre outras, o incentivo ao coprocessamento de bio-óleo em refinarias de petróleo, ou a própria conversão de refinarias em biorrefinarias.

Capítulo 4

4 ARCABOUÇO LEGAL E REGULATÓRIO

O presente capítulo visa a avaliar o arcabouço normativo legal e infralegal, ligados à comercialização, ao uso e à qualidade do biodiesel, do diesel verde e do diesel oriundo de coprocessamento, bem como das possíveis misturas com o óleo diesel A, em diferentes percentuais.

4.1 Arcabouço legal e regulatório sobre a comercialização do biodiesel

4.1.1 Uso e comercialização do biodiesel

No dia 06 de dezembro de 2004, ocorreu o lançamento do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) pelo governo federal. O primeiro marco legal do biodiesel no Brasil sucedeu esse lançamento, em 13 de janeiro de 2005, por meio da promulgação da Lei nº 11.097/2005. Esse ato visou à introdução do biodiesel na matriz energética nacional e alterou a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999 (Lei de Penalidades), e a Lei nº 10.636, de 30 de dezembro de 2002 (Lei da CIDE).

No âmbito da Lei do PNPB, estabeleceu-se que o biodiesel é um biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil. Foi designado que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), assumisse a atribuição de regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas integrantes da indústria do biodiesel. Em termos normativos, essa nova competência da ANP se consubstanciou na inserção, na Lei do Petróleo, de alterações nos seguintes dispositivos:

- Art. 1º, inciso XII; art. 2º, inciso IV; e art. 6º, incisos XXIV e XXV: os quais, em seu conjunto, inseriram os biocombustíveis e o biodiesel na matriz energética nacional; e

- Art. 7º; e art. 8º, incisos I, VII, IX, XI, XVI e XVIII: os quais incorporaram a regulação dos biocombustíveis no rol de competências da ANP, entre eles o biodiesel.

O biodiesel, inserido na matriz energética brasileira, possui, atualmente, três usos principais:

- Atendimento à mistura obrigatória (mandato) ao óleo diesel fóssil;
- Realização de mistura voluntária ao óleo diesel fóssil; e
- Uso experimental.

4.1.2. A comercialização do biodiesel para atendimento à mistura obrigatória

A necessidade de regulamentação da mistura do biodiesel ao óleo diesel fóssil levou à criação do Decreto nº 5.448/2005, que autorizou a mistura de 2% do volume total de biodiesel ao óleo diesel fóssil, inicialmente em caráter voluntário e, posteriormente, mandatório. A obrigatoriedade do teor de 2% (B2) entrou em vigor a partir de janeiro de 2008, percentual este que foi sendo incrementado ao longo dos anos através da edição de atos normativos específicos, sejam leis ou resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Figura 4 sintetiza a evolução do percentual de teor de biodiesel entre 2005 e 2021.

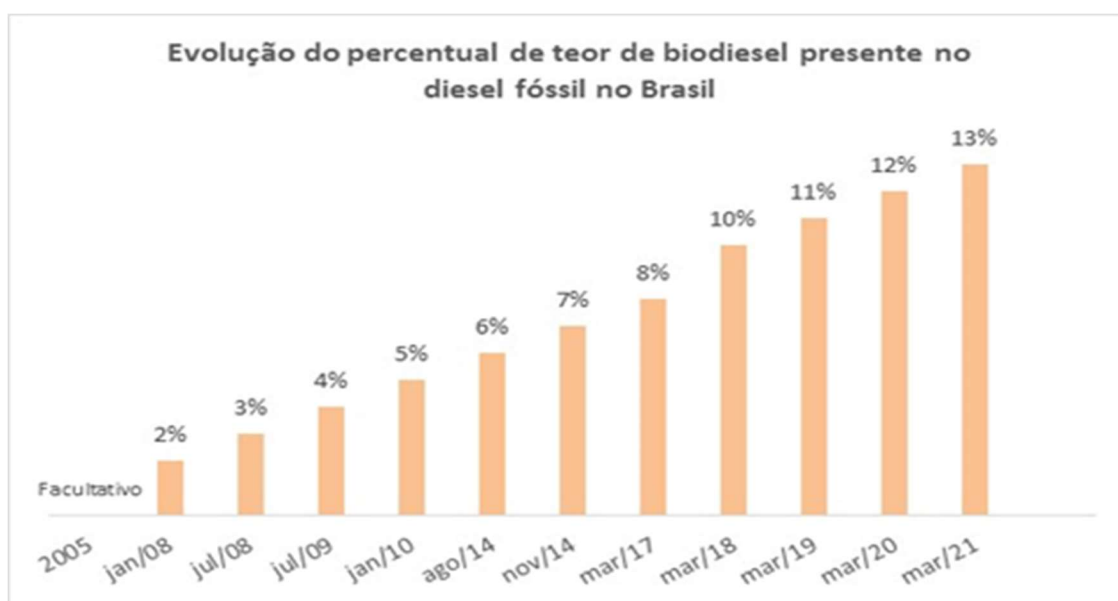


Figura 4 - Evolução do teor de mistura obrigatória vigente entre 2005 e 2021.

Conforme se verifica na Figura 4, o teor de mistura obrigatória evoluiu do mandato de 2% em janeiro de 2008 até o mandato de 13% em março de 2021. Ao longo desse período, as elevações dos percentuais seguiram a seguinte sucessão normativa:

- Resolução CNPE nº 6/2009: estabelece em 5% o teor da mistura obrigatória;
- Lei nº 13.033/2014: estabelece o escalonamento do percentual de mistura obrigatória até 7%; e
- Lei nº 13.263/2016, que alterou a Lei nº 13.033/2014, determinando o aumento gradual do teor até 10%, *in verbis*:

“Art. 1º A Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º São estabelecidos os seguintes percentuais de adição obrigatória, em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional:

I - 8% (oito por cento), em até doze meses após a data de promulgação desta Lei;

II - 9% (nove por cento), em até vinte e quatro meses após a data de promulgação desta Lei;

III - 10% (dez por cento), em até trinta e seis meses após a data de promulgação desta Lei.”

- Resolução CNPE nº 11/2016, que regulamentou a Lei nº 13.263/2016 por meio da fixação da data de 1 de março de cada ano para que ocorresse a evolução de cada ponto percentual do teor.

Deve-se mencionar que a Lei nº 13.263, em seus artigos 1º A e 1º B, autoriza o CNPE a elevar o percentual, desde que sejam realizados os devidos testes em motores, para legitimar a utilização da mistura, *in verbis*.

“Art. 1º -A Após a realização, em até doze meses contados da promulgação desta Lei, de testes e ensaios em motores que validem a utilização da mistura, é autorizada a adição de até 10% (dez por cento), em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional,

observado o disposto no inciso XI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 .”

“Art. 1º -B Após a realização, em até trinta e seis meses contados da promulgação desta Lei, de testes e ensaios em motores que validem a utilização da mistura, é autorizada a adição de até 15% (quinze por cento), em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, observado o disposto no inciso XI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 .

Parágrafo único. Realizados os testes previstos no caput deste artigo, é o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE autorizado a elevar a mistura obrigatória de biodiesel ao óleo diesel em até 15% (quinze por cento), em volume, em todo o território nacional”.

Posteriormente, em 2018, a Resolução CNPE nº 16/2018 dispôs sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, autorizando a ANP a fixar o percentual de adição de até 15%, em volume. Porém, indicou como condição a prévia realização de testes e ensaios em motores, exigindo que estes concluíssem satisfatoriamente pela possibilidade técnica de utilização do biodiesel, nos termos da Resolução, *in verbis*:

Art. 1º Autorizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a fixar o percentual de adição de até 15% (quinze por cento), em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, nos termos desta Resolução.

Parágrafo único. A autorização de que trata o caput fica condicionada à prévia realização de testes e ensaios em motores, que concluam satisfatoriamente pela possibilidade técnica da utilização da adição de até 15% (quinze por cento) de biodiesel, nos termos do art. 1º-B da Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016, com prazo de término em março de 2019, no âmbito do Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia.

Para viabilizar a realização dos testes supramencionados, foi editada a Portaria MME nº 262, de 17 de junho de 2016, que instituiu o Grupo de Trabalho encarregado da formulação, implantação e acompanhamento de ações

direcionadas à realização de testes e ensaios em motores e veículos para validar a utilização de misturas de biodiesel ao óleo diesel em percentual superior aos 7%, vigentes à época.

No âmbito do trabalho desse Grupo de Trabalho, foi publicado, em maio de 2019, o Relatório de Consolidação dos Testes e Ensaios para Validação da Utilização de Biodiesel B15 em Motores e Veículos, contendo condicionantes à implantação da mistura B15 em todo país. O principal deles foi a definição do parâmetro de estabilidade à oxidação para a mistura de biodiesel/diesel, prevista na Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014.

Com o advento da Resolução ANP nº 798, de 01 de agosto de 2019, que resultou na determinação da obrigatoriedade da aditivação do biodiesel com antioxidante e estabelece novo limite de especificação da característica estabilidade à oxidação, foi publicado aditivo ao relatório dos testes no site do Ministério de Minas e Energia. Esse aditivo estava em consonância com o determinado pelo art. 4º da Resolução CNPE nº 16/2018, *in verbis*:

Art. 4º Caberá à ANP, no âmbito de suas competências, com ênfase na proteção dos interesses dos consumidores e na melhoria da qualidade dos combustíveis, aprimorar as especificações de qualidade do biodiesel puro, do óleo diesel puro e da mistura de ambos os produtos, observados, entre outros aspectos, os resultados de testes e ensaios em motores de que trata o parágrafo único do art. 1º, garantindo-se que o combustível que será disponibilizado comercialmente tenha as mesmas especificações técnicas do combustível utilizado nos testes e ensaios.

Com a publicação desse aditivo, o Grupo de Trabalho formado pela Portaria MME nº 262/16 autorizou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a fixar a evolução da adição obrigatória do percentual da adição de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final com base no art. 1º da Resolução CNPE nº 16/2018.

Com base nas conclusões do Relatório e do aditivo supracitados, os testes e ensaios em motores, previstos no art. 1º da Resolução CNPE nº 16/2018, se encerraram em março de 2019, de modo que os prazos

determinados no art. 2º da Resolução CNPE nº 16/2018 foram considerados cumpridos.

Em consequência, pôde-se aplicar o que fora determinado no art. 2º da Resolução CNPE nº 16/2018, que especificou um cronograma de elevação da mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil até 15%, conforme Tabela 4.

Tabela 4- Cronograma de elevação da mistura obrigatória até 15%, conforme Resolução CNPE 16/2018.

Data de início do incremento percentual de adição do volume de biodiesel	01/06/2019	01/03/2020	01/03/2021	01/03/2022	01/03/2023
Percentual mínimo de adição obrigatória de biodiesel	11%	12%	13%	14%	15%

A escolha dos leilões públicos como mecanismo para a comercialização do biodiesel destinado ao atendimento da mistura obrigatória foi determinada pela Resolução CNPE nº 05/2007, a qual estabeleceu as diretrizes gerais para a sua realização. A motivação para a escolha desse mecanismo foi justificada pela necessidade de desenvolvimento da capacidade produtiva de biodiesel para atender à exigência da sua mistura obrigatória ao óleo diesel A¹². É o que se depreende do art. 1º dessa Resolução, *in verbis*:

Art. 1º Determinar que todo o biodiesel necessário para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de que trata a Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, será contratado mediante leilões públicos, a serem realizados segundo as diretrizes estabelecidas nesta Resolução.

¹² Relatório Subcomitê Comercialização de Biodiesel, do CT-CB, p. 103. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/abastece-brasil/subcomites/RelatrioNCDComercializaodeBiodieselatualizacao26out2020formatacao.pdf>

§ 1º Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP promover os leilões referidos no caput, preferencialmente com a utilização de recursos de tecnologia da informação.

§ 2º A critério do Ministério de Minas e Energia - MME, poderão ser realizados leilões específicos para quantidades de biodiesel superiores à demanda necessária ao atendimento do percentual mínimo obrigatório.

§ 3º O MME estabelecerá diretrizes específicas para a realização dos leilões, incluindo, entre outros, a forma do leilão, os critérios de escolha das propostas, a data de sua realização, a indicação de volume a ser leiloadado e os prazos de entrega.

A implementação dessa modalidade de comercialização foi, conforme mencionado anteriormente, desdobrada à ANP, havendo a Resolução CNPE nº 05/2007 estabelecido, nos seus arts. 2º a 5º, os critérios balizadores para a regulação da Agência. Além disso, estabeleceu, em seu art. 6º, a data de 1º de janeiro de 2008 para o início de vigência da mistura obrigatória. Com vistas à execução dessa diretriz, a ANP publicou a Resolução ANP nº 33/2007.

De 2007 a 2012, os normativos supramencionados regeram as regras de comercialização do biodiesel, as quais passaram por aprimoramento com a publicação da Portaria MME nº 476/2012. Essa Portaria introduziu diretrizes a serem observadas pela ANP na organização dos leilões, válidas até sua substituição pela Portaria MME nº 311/2018, a qual vige atualmente.

Deve-se mencionar também o advento da Lei nº 13.576/2017 (Lei do Renovabio), que dispôs sobre a Política Nacional de Biocombustíveis, inserindo na sistemática dos leilões públicos uma nova regra, conforme se depreende do art. 27, *in verbis*:

Art. 27. Na comercialização de biodiesel por meio de leilões públicos, deverão ser estabelecidos mecanismos e metas para assegurar a participação prioritária de produtores de biodiesel de pequeno porte e de agricultores familiares.

§ 1º Regulamento estabelecerá as condições para a participação dos produtores de biodiesel de pequeno porte de que trata o caput deste artigo.

§ 2º Para a definição de produtores de pequeno porte, aplica-se o disposto na Lei nº 11.326, de 24 de julho de 2006.

Essa nova regra, referente a produtores de biodiesel de pequeno porte, foi regulamentada pelo Decreto nº 9.365/2018 e levada em consideração na publicação da Portaria MME nº 311/2018, já mencionada.

Assim, entre 2007 e 2021, os leilões de biodiesel passaram por diversas mudanças estruturais, sendo relevante explicitar as regras sobre comercialização atualmente vigentes em 2021. Nos termos dos arts. 2º e 3º da Portaria MME nº 311/2018:

Art. 2º Os leilões públicos serão promovidos, direta ou indiretamente, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, cabendo-lhe, na sua esfera de atribuições legais, regular e fiscalizar a contratação do biodiesel entre os fornecedores e os adquirentes nesses leilões.

§ 1º Para a promoção dos leilões, a ANP deverá utilizar, preferencialmente, recursos de tecnologia da informação, mediante o desenvolvimento de sistema eletrônico próprio que propicie a negociação, entre fornecedores e adquirentes no leilão, nos termos estabelecidos nesta Portaria.

§ 2º Na hipótese de inexistência ou de inoperância do sistema eletrônico de que trata o § 1º, uma ou mais etapas do leilão poderão ser promovidas, indiretamente:

- a) por meio de sistema eletrônico contratado pela ANP para essa finalidade, mediante procedimento licitatório próprio; ou
- b) pelos próprios adquirentes, de acordo com as regras do edital a serem fixadas pela ANP, mediante utilização de sistema eletrônico desenvolvido pelos adquirentes ou disponibilizados aos adquirentes por empresa estatal ou sociedade de economia mista, incluídas suas subsidiárias, controladas e coligadas.

§ 3º Os leilões públicos deverão ser promovidos com a periodicidade e a antecedência necessárias para assegurar o adequado suprimento ao mercado consumidor.

Os leilões passaram, desde então, a ser divididos nas seguintes etapas, nos termos do art. 7º da Portaria MME nº 311/2018:

Art. 7º Os leilões públicos de que trata esta Portaria serão compostos por seis Etapas, nos termos de seus editais:

I - Etapa 1: habilitação dos fornecedores;

II - Etapa 2: apresentação das ofertas pelos fornecedores;

III - Etapa 3: seleção das ofertas pelos adquirentes, com origem exclusiva em fornecedores detentores do selo "Combustível Social", divididas em duas Fases:

a) Fase A - seleção prioritária das ofertas com origem exclusiva em produtores de biodiesel de pequeno porte, detentores do selo "Combustível Social"; e

b) Fase B - seleção das ofertas com origem em quaisquer fornecedores detentores do selo "Combustível Social", inclusive de ofertas remanescentes da Fase A que porventura não foram selecionadas;

IV - Etapa 4: reapresentação de preços das ofertas pelos fornecedores;

V - Etapa 5: seleção das demais ofertas pelos adquirentes, com origem em quaisquer fornecedores, com ou sem selo "Combustível Social"; e

VI - Etapa 6: consolidação e divulgação do resultado final.

4.1.3. A comercialização do biodiesel para realização de mistura voluntária

O uso do biodiesel de forma voluntária diz respeito à utilização de biodiesel com percentual superior à mistura obrigatória, havendo diretrizes gerais para esse uso quanto à destinação a ser dada ao biodiesel.

O primeiro ato normativo a abordar critérios para uso voluntário do biodiesel, nos termos do conceito mencionado no parágrafo anterior, foi o Decreto nº 5.448/2005. À época, a inserção do biodiesel se deu voluntariamente no percentual de 2% ao óleo diesel fóssil, sendo facultado aos distribuidores de combustíveis adição em percentual superior, desde que obedecidas algumas diretrizes e desde que autorizado pela ANP. É o que se depreende do art. 2º do decreto:

Art. 2º A adição de biodiesel ao óleo diesel de origem fóssil poderá ser superior a dois por cento, em volume, quando o combustível resultante da mistura for destinado a teste ou uso em:

- I - Frotas veiculares cativas ou específicas;
- II - Transporte aquaviário ou ferroviário;
- III - geração de energia elétrica; e
- IV - Processo industrial específico.

§ 1º A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP poderá prever, em instrumento regulatório próprio, outras destinações além daquelas referidas no caput.

§ 2º O exercício da faculdade prevista neste artigo, nas hipóteses do caput e do § 1º, dependerá de prévia autorização da ANP e da observância das normas por ela estabelecidas.

§ 3º O agente responsável por iniciativa enquadrada nas hipóteses previstas neste artigo, em andamento na data de publicação deste Decreto, deverá solicitar a devida autorização à ANP em até trinta dias após a referida publicação.

Essa norma fez vigor, até o ano de 2015, a regra de que o uso voluntário, para as destinações previstas no art. 1º do Decreto supracitado, fosse viabilizado através do processo de autorização da ANP. Em 2015, contudo, a Resolução CNPE nº 03/2015 não apenas limitou os percentuais para cada uso, como também modificou o modo de viabilização, substituindo a autorização da ANP pela inclusão da aquisição através dos leilões públicos. É o que se depreende dos arts. 1º e 4º deste Resolução, *in verbis*:

Art. 1º Autorizar a comercialização e o uso voluntário de misturas com biodiesel, em quantidade superior ao percentual de sua adição obrigatória ao óleo diesel, observados os seguintes limites máximos de adição de biodiesel ao óleo diesel, em volume:

- I - Vinte por cento em frotas cativas ou consumidores rodoviários atendidos por ponto de abastecimento;
- II - Trinta por cento no transporte ferroviário;
- III - trinta por cento no uso agrícola e industrial; e
- IV - Cem por cento no uso experimental, específico ou em demais aplicações.

(...)

Art. 4º A comercialização de biodiesel para fins de uso voluntário deverá ser contratada por meio dos leilões públicos promovidos pela ANP, conforme diretrizes específicas definidas pelo Ministério de Minas e Energia.

Como se percebe, o art. 1º delimitou os limites máximos de percentuais de mistura para o uso voluntário. O advento da Portaria MME nº 516/2015 forneceu diretrizes adicionais a essa regra, especificando a inclusão de novas etapas no leilão de biodiesel para que se pudesse viabilizar o mecanismo de comercialização determinado pelo CNPE, o que se consubstanciou na criação das Etapas 2A e 5A. Essa previsão veio no art. 3º da Portaria:

Art. 3º Aplicam-se aos Leilões Públicos para fins de uso voluntário as Diretrizes específicas estabelecidas na Portaria MME nº 476, de 2012, ressalvadas as seguintes disposições:

I - Após concluída a Etapa 5 do Leilão Público para atendimento à adição obrigatória, deverão ser realizadas duas Etapas, em sequência, específicas para contratação de biodiesel para fins de uso voluntário:

a) Etapa 2A: apresentação das ofertas pelos fornecedores; e

b) Etapa 5A: seleção das ofertas pelos adquirentes.

II - As Etapas 2A e 5A serão conduzidas em observância dos mesmos procedimentos relativos às Etapas 2 e 5, respectivamente, dos Leilões para fins de adição obrigatória, atendidas ainda as Diretrizes específicas desta Portaria;

III - na Etapa 2A, cada fornecedor elaborará e apresentará, na Primeira Rodada de Lances, somente uma oferta individual de venda, com indicação do preço unitário e do volume, ficando facultada sua participação nesta Etapa, a seu exclusivo critério;

IV - O volume ofertado por cada fornecedor na Etapa 2A, para cada unidade produtora, não poderá ser superior ao seu saldo total de oferta não vendida para fins de adição obrigatória;

V - Na Segunda Rodada de Lances da Etapa 2A, o fornecedor poderá alterar apenas o preço unitário, para mais ou para menos;

VI - Na Etapa 5A, os adquirentes selecionarão as ofertas mais vantajosas, de acordo com seus próprios interesses e com base na identificação das necessidades e dos interesses de seus clientes, as distribuidoras de combustíveis, na contratação de biodiesel para fins de uso voluntário;

VII - na seleção objeto da Etapa 5A, não se aplica o disposto no art. 13, § 1º, da Portaria MME nº 476, de 2012; e

VIII - o preço unitário a ser pago por cada adquirente a cada fornecedor, na contratação de biodiesel para fins voluntários, será o preço médio resultante da seleção objeto da Etapa 5A, descontada a margem do adquirente.

No ano de 2018, quando a Portaria MME nº 476/2012 foi substituída pela Portaria MME nº 311/2018, essas etapas foram mantidas na norma atualizada.

Por fim, deve-se mencionar que o tema do uso voluntário foi também tratado na Resolução CNPE nº 16/2015, já mencionada anteriormente e que dispôs sobre a elevação do teor a percentuais superiores a 10%. De acordo com seu art. 3º, foi permitido o uso voluntário para mistura e comercialização conjunta ao teor obrigatório, na parcela excedente ao mandato e até o percentual de 15%, desde que aprovados os testes e ensaios em motores, *in verbis*:

Art. 3º Ficam os distribuidores de combustíveis autorizados a adicionarem, voluntariamente, biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer quantidade superior ao percentual fixado pela ANP, respeitado o limite máximo de 15% (quinze por cento), em volume, após a conclusão dos testes e ensaios em motores que concluírem pela possibilidade técnica da utilização dessa mistura, de acordo com o disposto no parágrafo único do art. 1º.

4.1.4. Uso experimental

O uso do biodiesel de forma experimental diz respeito à utilização de biodiesel com percentual de até 100%, para fins de testes e pesquisas técnico-científicas. A comercialização do biodiesel com essa finalidade não ocorre por meio de leilão público, sendo autorizada a compra de forma direta ou através da importação, com autorização prévia da ANP, conforme a Resolução ANP nº 18/2007, de acordo com o art. 1º, *in verbis*:

Art. 1º Fica sujeita à autorização prévia da ANP a utilização de biodiesel, B100, e de suas misturas com óleo diesel, em teores diversos do autorizado por legislação específica, destinados ao uso experimental, caso o consumo mensal supere a 10.000 litros.

Com o advento da Resolução CNPE nº 03/2015, estabeleceu-se a prévia anuência da ANP para o uso experimental, específico ou em demais aplicações de misturas de óleo diesel com biodiesel em quantidade superior ao percentual de adição obrigatória.

Em atendimento a essa determinação, a Agência publicou a Resolução ANP nº 34/2016, que estabelece a obrigatoriedade da solicitação de prévia anuência, sendo dispensada no caso em que o consumo mensal do combustível a ser testado seja inferior a 10.000 litros, sendo essa a norma atualmente vigente para o uso experimental.

4.1.5. Novo modelo de comercialização

O atual modelo de comercialização será substituído, conforme preceitua a Resolução CNPE nº 14/2020. De acordo com essa diretriz do Conselho Nacional de Política Energética, um novo modelo de comercialização deve ser proposto e caberá à ANP a atribuição de regulamentá-lo, nos termos do art. 1º, caput e § 1º dessa norma:

Art. 1º Estabelecer que todo biodiesel necessário para atendimento ao percentual obrigatório de que trata a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, seja contratado mediante modelo de comercialização em substituição aos Leilões Públicos.

§ 1º Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP promover a regulação do modelo de comercialização do biodiesel de forma a garantir o atendimento ao percentual obrigatório.

A transição para o novo modelo de comercialização terá duração de doze meses a contar da entrada em vigor do modelo de comercialização a ser regulado. Durante o período de transição, o produto deve ser oriundo somente de unidades produtoras autorizadas pela ANP, sendo vedada a importação de biodiesel, exceto se autorizada excepcionalmente pela ANP, conforme o art 1º, § 4º da Resolução, *in verbis*:

§ 4º Fica estabelecido um período de transição de doze meses a contar da entrada em vigor do modelo de comercialização a ser

regulado, no qual todo o biodiesel comercializado de que trata o caput deverá ser exclusivamente oriundo de unidades produtoras autorizadas pela ANP.

O modelo de comercialização atual irá se manter até que entre em vigor o novo modelo de comercialização a ser regulado, como evidenciado pelo art. 3º da mesma norma:

Art. 3º Os Leilões Públicos continuarão sendo promovidos e operacionalizados no formato atual, conforme disposto na Resolução CNPE nº 5, de 3 de outubro de 2007, e nas demais diretrizes específicas estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, até a entrada em vigor do modelo de comercialização a ser regulado.

Adicionalmente, o CNPE delimitou as diretrizes a serem adotadas na definição do novo modelo de comercialização, a serem observadas pela ANP em seu trabalho de construção regulatória. É o que se depreende do art. 1º, § 2º da Resolução CNPE nº 14/2020, *in verbis*:

§ 2º Para definição do modelo de comercialização, a ANP deverá observar:

- I - a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- II - a garantia do suprimento de combustíveis em todo o território nacional;
- III - a promoção da livre concorrência;
- IV - o incremento, em bases econômicas, sociais e ambientais, da participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional; e
- V - os objetivos, os fundamentos e os princípios da Política Nacional de Biocombustíveis.

Em relação à importação de matérias-primas para produção do biodiesel e a importação do próprio biodiesel, o novo modelo prevê sua possibilidade, conforme explicitado pelo art. 1º, § 3º da Resolução CNPE nº 14/2020, *in verbis*:

§ 3º O modelo de comercialização de que trata o caput não veda a utilização de matéria-prima importada para a produção de biodiesel.

As produtoras de biodiesel que possuem o "Selo Biocombustível Social", serão favorecidas, com até oitenta por cento do volume de biodiesel total comercializado, conforme o art. 2º, *in verbis*:

Art. 2º O modelo de comercialização a ser regulado deverá prever que até oitenta por cento do volume de biodiesel total comercializado seja proveniente de unidades produtoras de biodiesel detentoras do "Selo Biocombustível Social", instituído pelo Decreto nº 10.527, de 22 de outubro de 2020.

O percentual referente ao caput será determinado de acordo com as diretrizes dos Ministérios de Minas e Energia e da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, conforme Art. 2º, parágrafo 1º, *in verbis*:

§ 1º O percentual de que trata o caput será estabelecido em Portaria Conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

O Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis - CT-CB terá a regra referente ao caput como objeto de estudo, conforme art. 2º parágrafo 3º, *in verbis*:

§ 3º A regra de que trata o caput será objeto de estudo do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis - CT-CB, instituído pelo Decreto nº 9.928, de 22 de julho de 2019.

A ANP, para atender às medidas estabelecidas pela Resolução CNPE nº 14/2020, instaurou grupo de trabalho interno através da publicação da Portaria ANP nº 292/2020, que designou o prazo de 90 dias para ser apresentada à Diretoria Colegiada da Agência a proposta de regras para o novo modelo de comercialização do biodiesel em substituição aos leilões públicos. Nesse

sentido, foi autorizada pela Diretoria Colegiada da ANP a realização da Consulta e Audiência Públicas nº 12/2021, visando à apreciação de minuta de Resolução para regulamentar o novo modelo de comercialização, processo que culminou com a realização da audiência pública no dia 08/10/2021 e com a publicação da Resolução ANP nº 857, de 28 de outubro de 2021.

4.2. Arcabouço legal e regulatório sobre a qualidade do biodiesel

4.2.1. Normas relacionadas à especificação do biodiesel

A Lei nº 9.748/1997, ao criar a ANP, determinou como uma das finalidades primordiais da Agência Reguladora, entre outras, a proteção dos interesses quanto à qualidade dos produtos regulados, nos termos o art. 8º, inciso I, *in verbis*:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(...)

I - Implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Essa competência se manifesta através do papel desempenhado pela ANP no sentido de definir a especificação dos combustíveis e o monitoramento e fiscalização do cumprimento dos parâmetros de qualidade. Sendo o biodiesel um biocombustível regulado pela Agência, entra no rol de atribuições supracitadas.

Conforme nomenclatura adotada pela ANP, o biodiesel atualmente produzido no país é um combustível renovável obtido a partir de processo químico denominado transesterificação e/ou esterificação. Por meio desses

processos, os triglicerídeos presentes nos óleos e gordura animal reagem com um álcool primário, metanol ou etanol, gerando dois produtos: o éster e a glicerina. O primeiro somente pode ser comercializado como biodiesel, após passar por processos de purificação para adequação à especificação da qualidade, sendo destinado principalmente à aplicação em motores de ignição por compressão (ciclo Diesel).

Ressalte-se que a definição regulatória de biodiesel dada acima, para fins de especificação, é diferente da definição legal para fins de política pública empregada no art. 6º, inciso XXV, da Lei 9.478, com redação dada pela Lei 11.097, e que define o biodiesel, de forma mais ampla, como “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”. A respeito desse particular, é importante esclarecer que a definição da ANP visa atender a um propósito de regulação de qualidade e especificações técnicas de produto específico, tendo, portanto, finalidade e natureza diversas da definição legal adotada para fins de estabelecimento do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel. Nesse contexto, destaca-se que ambas as definições são válidas em seus respectivos contextos, de modo que a definição regulatória não vai de encontro à definição legal.

A especificação do biodiesel passou por aprimoramentos constantes ao longo dos anos, o que contribuiu para o alinhamento da sua qualidade às condições do mercado brasileiro e para sua harmonização em relação às normas internacionais. Atualmente, a especificação do biodiesel a ser misturado no óleo diesel fóssil e assim ser comercializado no país é estabelecida pelos seguintes atos normativos:

- Resolução ANP nº 45/2014: estabelece a especificação do biodiesel contida no Regulamento Técnico ANP nº 3/2014 e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional.

- Resolução ANP nº 30/2016: estabelece a especificação de óleo diesel BX a B30, em caráter autorizativo, nos termos dos incisos I, II e III do art. 1º da Resolução CNPE nº 03, de 21 de setembro de 2015.
- Resolução ANP nº 798/2019: alterou a Resolução ANP nº 45/2014, que estabelece as especificações de qualidade de biodiesel, para determinar a obrigatoriedade da aditivação do biodiesel com antioxidante e estabelecer novo limite de especificação da característica estabilidade à oxidação.

4.2.2. Normas relacionadas ao monitoramento da qualidade do biodiesel

O monitoramento da qualidade do biodiesel se garante e se viabiliza por meio da obrigação de envio de dados de qualidade por parte dos agentes regulados à ANP e por meio dos Programas de Monitoramento da Qualidade organizados pela Agência.

Conforme preceitua a Resolução ANP nº 45/2014, o produtor, o adquirente e o importador de biodiesel têm a obrigação de emitir Certificado de Qualidade. Os dados constantes dos certificados de qualidade emitidos no mês devem ser encaminhados à ANP até o décimo quinto dia do mês subsequente à comercialização do produto, por meio de sistema próprio. Os dados de análises mensais devem ser informados perante a seleção de uma nova carga com tipo de certificação “Obrigatória” e os dados trimestrais devem ser informados perante a seleção de uma nova carga com tipo de certificação “Periódica”. Adicionalmente, a norma determina que, quando não houver comercialização em um determinado mês, o produtor e o adquirente devem obrigatoriamente comunicar à ANP essa não ocorrência.

A Resolução ANP nº 30/2016, por sua vez, regulamenta o envio de dados de qualidade do óleo diesel BX e B30, e determina que o distribuidor de combustíveis líquidos deve analisar, pelo menos uma vez por mês, as características de estabilidade à oxidação e destilação de uma amostra representativa de um carregamento de óleo diesel BX a B30 comercializado. Explicita, adicionalmente, que, caso o distribuidor de combustíveis líquidos comercialize misturas com mais de um teor de biodiesel, a análise da amostra

deve ser realizada para cada diferente teor de biodiesel. Todos esses dados devem ser remetidos à ANP regularmente.

Com vistas à apuração estatística da qualidade dos combustíveis em geral, a ANP dispõe, atualmente, de um programa de monitoramento da qualidade denominado Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC). Esse programa viabiliza o alcance da finalidade institucional da Agência, que visa a proteger os interesses dos consumidores quanto à qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e dos biocombustíveis comercializados em todo o território brasileiro.

O PMQC foi instituído ANP em 1998 visando a atender ao disposto no art. 8º da Lei 9.478/1997, particularmente aos incisos que tratam da garantia de qualidade e do suprimento de combustíveis ao mercado nacional. Atualmente, é regulamentado pela Resolução ANP nº 08/2011.

O PMQC acompanha os indicadores gerais da qualidade dos combustíveis comercializados no Brasil com a finalidade de identificar a existência de produtos que não atendem às especificações técnicas determinadas pela Agência. Entre seus principais objetivos está a identificação de focos de não conformidade, visando orientar e aperfeiçoar a atuação da área de fiscalização do abastecimento da Agência. Além de apoiar as ações de fiscalização da ANP, o PMQC também serve como gerador de subsídios para ações dos Ministérios Públicos, Procons e Secretarias de Fazenda que firmam convênios com a ANP.

A cada mês, são coletadas amostras de gasolina C, etanol hidratado e óleo diesel B em postos revendedores definidos por sorteio. Entre as análises realizadas para o óleo diesel B, encontram-se testes para averiguar o teor do biodiesel presente na mistura. As amostras são analisadas em relação a diversos parâmetros técnicos no Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas da ANP (CPT, localizado em Brasília) e nos laboratórios de universidades e instituições de pesquisa contratados pela Agência. Os resultados obtidos no PMQC são publicados no Boletim de Monitoramento de Qualidade dos Combustíveis.

A publicação da Resolução ANP nº 790, de 10 de junho de 2019, trouxe para o PMQC nova forma de execução. O Novo PMQC será implementado de maneira paulatina, iniciando-se por projeto piloto que abrangerá Goiás e Distrito

Federal em 2021. Maiores detalhes podem ser encontrados no link Novo PMQC. De posse dos resultados desse projeto piloto, a intenção é implementá-lo nas demais Unidades Federativas, à medida em que os contratos vigentes tiverem seus prazos finalizados. Enquanto os contratos atuais vigorarem, o PMQC, nas regiões abrangidas por tais instrumentos, continuará regido pela Resolução ANP nº 8/2011.

Com vistas ao monitoramento de qualidade especificamente para o caso do biodiesel, a ANP lançou, em 04 de março de 2021, o Programa de Monitoramento da Qualidade do Biodiesel (PMQBio). Nessa data, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou a realização de consulta, seguida de audiência pública, já realizadas, sobre minuta de resolução que visa a criar Programa com o objetivo de contribuir para a garantia da qualidade do produto ao longo de toda a cadeia de abastecimento.

Levando em consideração o processo de aumento do teor de mistura obrigatória, conforme determinado pela Resolução CNPE nº 16/2018, o PMQBio surge para ampliar o monitoramento da qualidade do biodiesel para que a mistura obrigatória ao diesel fóssil continue atendendo, com eficiência, ao uso proposto.

O objetivo central do programa será o de monitorar o cumprimento das especificações de qualidade, com o objetivo de assegurar que os combustíveis vendidos pelos agentes econômicos atendam aos limites exigidos para os parâmetros físico-químicos.

O PMQBio terá formato similar ao novo PMQC, já explanado. Está prevista a coleta de amostras de biodiesel e de óleo diesel A em agentes econômicos seguida de análises físico-químicas, permitindo a produção de dados estatísticos sobre a qualidade dos produtos e a identificação de eventuais não conformidades. O modelo proposto prevê a realização de, no mínimo, duas coletas anuais aleatórias de amostras em distribuidores de combustíveis líquidos e produtores de biodiesel, através do financiamento privado dos agentes econômicos envolvidos, a exemplo do procedimento previsto na Resolução ANP nº 790, de 2019, que trata do novo modelo do PMQC.

As amostras coletadas serão analisadas em laboratórios privados vencedores de licitação a ser realizada pela ANP e contratados pelos agentes

econômicos. Estudos realizados pela Agência mostram que o PMQBio não deverá apresentar impacto nos preços dos combustíveis ao consumidor. Os resultados das análises serão publicados em boletim semestral, dando a publicidade à situação da qualidade do biodiesel e diesel A no país. Os resultados não conformes serão comunicados à fiscalização da ANP e órgãos conveniados.

4.2 Arcabouço legal e regulatório relacionado ao diesel verde

Os primeiros movimentos para os estudos e o uso de diesel verde no país tiveram início por volta de 2010/2011, utilizando-se da fermentação do caldo de cana-de-açúcar que, em suma, se constitui em processo que transforma os açúcares presentes no caldo em molécula chamada farnesano, detentora de características de desempenho em motores do ciclo diesel semelhantes às obtidas com o diesel fóssil.

Tal processo foi objeto de autorização de uso experimental e específico (etapa posterior ao uso experimental, em que não são exigidos testes de motores, emissões etc.) no Brasil, de 2012 a 2016.

Inicialmente, o biocombustível foi utilizado experimentalmente na proporção de 10% no óleo diesel B por empresas de transporte público dos municípios de:

- São Paulo, SP (Autorizações ANP nº 321/2012, nº 394/2012 e nº 322/2012);
- Rio de Janeiro, RJ (Autorização ANP nº 488, de 2012).

A autorização de uso específico da mistura contendo 30% de diesel verde no diesel B foi concedida após os prazos de uso experimental, encerrados em 2013, e mediante aprovação dos relatórios que alegaram o desempenho equivalente ao da mistura contendo diesel verde em comparação ao diesel B (Autorização ANP nº 240, de 2014).

Em 2016, após anos de estudos experimentais com misturas de diesel de cana e diesel rodoviário, foi solicitado à ANP o uso experimental de 100% de diesel de cana. A autorização limitava o uso de no máximo 30 mil litros de produto em ônibus da Viação Santa Brígida, em São Paulo.

Ainda naquele ano, após os resultados satisfatórios dos usos experimental e específico do diesel verde, a ANP instituiu grupo de trabalho interno de forma a avaliar a entrada do novo combustível no mercado brasileiro, bem como propor especificação para o produto.

O projeto foi estruturado em duas etapas: i) discussão da entrada do chamado “diesel de cana” no mercado brasileiro, na qual a equipe do projeto contatou a única produtora do combustível à época, Amyris do Brasil, além da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores - ANFAVEA e a Associação Brasileira de Engenharia Automotiva – AEA. ii) proposição de especificação técnica para o produto pela ANP.

A regulamentação, no entanto, não logrou avanço, uma vez que a referida empresa produtora parou de produzi-lo, direcionando seus esforços para química fina.

Em 2019, mostrou-se tempestivo e apropriado à ANP retomar o assunto à vista, principalmente:

- i) das propriedades e externalidades positivas do diesel verde para a motorização e meio ambiente. Além disso, a mistura com diesel fóssil pode ser feita em qualquer proporção sem prejuízos ao desempenho dos veículos;
- ii) da conveniência e oportunidade de inserir o país na produção dos chamados combustíveis avançados;
- iii) da ampliação do chamado *Green Diesel* em vários países, dadas as mesmas propriedades supracitadas do produto;
- iv) da possibilidade, dependendo do desenho da planta produtora, de produção concomitante de outros produtos “verdes”, a exemplos do bioquerosene, nafta e propano; e
- v) da Lei nº 13.576, de 2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

Assim, amparado na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que prescreve:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

.....
XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005),

A ANP iniciou estudos com vistas à definição do produto, especificações físico-químicas e requisitos e controles de qualidade, nos quais, além da rota de produção a partir da fermentação do caldo de cana-de-açúcar, acima comentada, introduziu nos estudos rotas opcionais centradas nos seguintes processos:

- Hidrotratamento de óleo vegetal e animal – mais conhecida e utilizada, que inclui o chamado HVO (do inglês, Hydrotreated Vegetable Oil)
- Gás de síntese proveniente de biomassa; e
- Oligomerização de álcool etílico (etanol) ou isobutílico (isobutanol)

De ressaltar que definições, especificações e controles de qualidade de produtos configuram vários atos infralegais da ANP em vigor, como exemplificam os discriminados a seguir, voltadas ao ciclo Diesel:

- Resolução ANP nº 45/2012 – óleo diesel de uso não rodoviário;
- Resolução ANP nº 50/2013 – óleos diesel de uso rodoviário S10 e S500;
- Resolução ANP nº 45/2014 – biodiesel B100; e
- Resolução ANP nº 30/2016 – óleo diesel Bx a B30 em caráter autorizativo.

Desses atos, cabe destacar:

- Na Resolução nº 50/2013 - requisito específico para a comercialização do óleo diesel rodoviário que estabelece que, quando produzido por processos diversos do refino de petróleo e processamento de gás natural ou a partir de matéria-prima distinta de petróleo depende de autorização da ANP; e
- Na Resolução nº 45/2014 - a definição de biodiesel, coerentemente com a literatura científica e internacional, como sendo “combustível composto de alquil ésteres de ácidos carboxílicos de cadeia longa, produzido a partir da transesterificação e/ou esterificação de

matérias graxas, de gorduras de origem vegetal ou animal, e que atenda à especificação contida no Regulamento Técnico, parte integrante desta Resolução.

Os estudos internos desenvolvidos pela ANP, para os quais contribuíram a participação e subsídios técnicos da academia e de agentes econômicos, com vistas à definição, especificações (que seguem critérios estabelecidos pela CEN/TS 15940, que trata dos requisitos e métodos a serem utilizados em diesel parafínico no mercado Europeu) e controles de qualidade do diesel verde, culminou com minuta de resolução que foi submetida à Consulta Pública de 45 dias e à Audiência Públicas realizada em 17 de setembro de 2020.

Com expressiva participação do mercado e da sociedade e o recebimento de mais de 240 contribuições, o processo culminou, após deliberação da diretoria colegiada da ANP, com a publicação em maio de 2021 da Resolução ANP nº 842/2021, que estabelecem a especificação de Diesel Verde no Brasil.

Fora desse âmbito, a exemplo da regulação de como se dará a inserção desse produto na matriz de combustíveis do país, há ainda, analogamente, ausência de ato legal na esfera de política energética.

4.4. Arcabouço legal e regulatório relacionado ao diesel oriundo de coprocessamento

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, insere, entre as atribuições da ANP, as atividades de refino, incluindo sua definição:

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

E as atribuições do órgão relacionadas às atividades:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

...

X - Estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, **refino** e processamento;

...

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, **refino**, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação;

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de **refinarias** e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

O **coprocessamento** se refere à transformação simultânea de matérias-primas renováveis com destilados intermediários de petróleo, como o diesel e o gasóleo de vácuo, em unidades já existentes nas refinarias de petróleo para produção de combustíveis acabados.

As matérias-primas biogênicas mais adequadas para o coprocessamento, segundo *California Air Resources Board*, incluem o óleo de pirólise, óleos vegetais *in natura* ou residuais, óleos à base de algas e de gordura, por exemplo, gordura animal. Além disso, a lignina e os açúcares também podem ser coprocessados. Já a transformação pode envolver os processos de craqueamento, hidrogenação ou outra reforma de óleos de origem renovável semiprocessados combinados com os intermediários de petróleo para obter diesel, gasolina, querosene, nafta, GLP ou quaisquer outros combustíveis de hidrocarbonetos.

O resultado do coprocessamento é um combustível misto com as mesmas propriedades químicas do fóssil, composto por uma parcela de óleo diesel A e uma parcela de conteúdo renovável, que pode ser considerado biocombustível.

Quanto ao rendimento, na patente do diesel H-BIO, da Petrobras, que descreve processo de hidroconversão de cargas de óleos vegetais combinadas a cargas de petróleo para obtenção de óleo diesel (PI0500591-4), o rendimento de diesel obtido é de 80% da carga do conteúdo renovável processado.

Recentemente, a Petrobras anunciou a realização de testes com êxito na Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) para a realização da operação de coprocessamento. Os testes contaram com o processamento de 2 milhões de litros de óleo de soja, que resultaram na produção de cerca de 40 milhões de litros de diesel com conteúdo renovável. Isto é, aproximadamente, 5% de óleo de soja foram processados com diesel mineral na carga de hidrotratamento.

O diesel oriundo de coprocessamento é produzido em conjunto com o diesel de origem fóssil e, portanto, o produto precisa observar e estar aderente às especificações técnicas já estabelecidas pela Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013, que regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário (ora em revisão).

O conteúdo renovável que é coprocessado traz impactos benéficos à qualidade do produto. Além da característica natural *drop-in*, também pode ser utilizado sem qualquer ajuste nos motores do ciclo diesel. Estima-se redução do teor de enxofre do diesel B, combustão mais limpa, aumento do índice de cetano e a melhoria das propriedades a frio e oxidativa, entre outros benefícios.

O processo de produção de diesel coprocessado já encontra amparo na atual regulamentação infralegal da Agência. Isso porque de acordo com a Resolução ANP nº 16, de 10 de junho de 2010, que regulamenta a atividade de refino de petróleo, tem-se:

XI - Refinaria de Petróleo: complexo industrial que processa como matéria-prima Petróleo, além de processar também derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, frações de **petróleo e outros produtos** (grifo nosso), produzindo derivados gasosos, líquidos e sólidos, tais como gás combustível, gás liqüefeito de petróleo (GLP), naftas, solventes, gasolinas, querosenes, óleo diesel, lubrificantes, óleos combustíveis, asfaltos, coque e frações de petróleo, necessariamente por meio de processos físicos e químicos de refino, que podem incluir aquecimento, resfriamento, compressão, dessalgação, fracionamento, absorção, extração, conversão catalítica e térmica e tratamentos catalíticos ou não catalíticos.

Portanto, *a priori*, materiais que não são necessariamente petróleo e suas frações já podem ser utilizados em refinarias do país.

No entanto, o emprego de tais frações no refino requer autorização para sua comercialização nos termos da Resolução ANP n° 50, de 2013, que especifica o óleo diesel rodoviário, que assim prescreve em um dos seus dispositivos:

§1º A comercialização de óleo diesel produzido por processos diversos do refino de petróleo e processamento de gás natural ou a partir de matéria-prima distinta de petróleo depende de autorização da ANP (grifo nosso).

Pode-se concluir, então, que o diesel coprocessado, em que prepondera a parcela fóssil, já encontra em atos infralegais da ANP amparo para sua produção e comercialização.

Há que se considerar, em que pese o reduzido percentual da fração renovável, que o diesel coprocessado implica redução de emissões. Eventuais contrapartidas em face dessa externalidade positiva demandam definição no âmbito de política energética, por meio de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética.

Capítulo 5

5 FORMAÇÃO DE PREÇOS E TRIBUTAÇÃO

Na presente seção são apresentadas informações sobre a formação dos preços do óleo diesel B ao consumidor final, com foco no biodiesel e no óleo diesel A. Também são explicitadas as séries históricas dos preços do biodiesel e do óleo diesel A no mercado nacional, assim como a comparação do preço do biodiesel e do diesel verde no mercado internacional. Por fim, são trazidas questões relacionadas à tributação do biodiesel, do diesel verde e do diesel oriundo de coprocessamento.

5.1 Preços

5.1.1 Formação dos preços do óleo diesel ao consumidor final no Brasil

Desde 2002, vigora no Brasil o regime de liberdade de preços em todos os segmentos do mercado de combustíveis e derivados de petróleo: produção, distribuição e revenda. Isso significa que não há qualquer tipo de tabelamento nem fixação de valores máximos e mínimos, ou qualquer exigência de autorização governamental prévia para reajustes. A formação de preços dos combustíveis é bastante complexa e, diante da necessidade de redução das assimetrias de informações entre agentes e do baixo nível de conhecimento da sociedade sobre o tema, algumas instituições têm investido tempo neste tema: i) A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desenvolve uma série de estudos que esclarece o que existe em cada componente da referida formação; ii) Com o intuito de dar mais transparência aos preços de mercado, a ANP divulga a estrutura de formação dos preços dos combustíveis e também público seu levantamento de preços de combustíveis.

Os preços do óleo diesel B ao consumidor final, atualmente, variam como consequência dos preços nas refinarias, dos tributos estaduais e federais incidentes ao longo da cadeia de comercialização (PIS/Pasep e Cofins, Cide e ICMS), dos custos e despesas operacionais de cada empresa, do preço e teor

do biodiesel adicionado ao óleo diesel A e das margens de distribuição e de revenda.

A estrutura de formação dos preços do óleo diesel B é composta por um conjunto de variáveis que contribuem para a composição desde o fornecimento, com os produtores e importadores, até o consumidor final.

Conforme informação disponibilizada pela ANP¹³, a estrutura de formação do preço do óleo diesel B deve ser compreendida como uma cadeia na qual, ao longo da cadeia de abastecimento, são acumulados cada um dos seguintes componentes:

- Preço de realização no produtor;
- CIDE e PIS/Pasep-Cofins;
- ICMS próprio e ICMS-ST;
- Fretes;
- Margens dos agentes atuantes na cadeia de abastecimento.

Inicialmente, detalham-se, na Figura 5, a estrutura de formação do preço do óleo diesel A no fornecedor e do biodiesel no produtor.

Estrutura de formação do preço do óleo diesel (sem a mistura de biodiesel) no produtor ou importador
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) $G (i) = (PMPF \times ICMS\% / (1 - MIX (9))) - E$ (7) ou (ii) ICMS da Substituição Tributária (na ausência do PMPF) $G (ii) = \% MVA \times ICMS\%$ (8)
H. Preço de faturamento do produtor (ex refinaria) com ICMS $H = F + G (i) \text{ ou } G (ii)$
Estrutura de formação do preço do biodiesel (B100), a ser misturado ao óleo diesel (a partir do produtor de óleo diesel)
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 $K = I + J$

Figura 5. Estrutura de Formação do Preço do Óleo Diesel Ano Fornecedor (Fonte: ANP, 2021).

¹³ ANP (2021). Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos>.

A partir dessa composição dos itens de custo do óleo diesel fóssil (óleo diesel A) e do biodiesel, a aquisição de ambos os produtos pelo distribuidor de combustíveis líquidos para a efetivação da mistura obrigatória conduz a mais uma etapa na formação do preço do óleo diesel BX (mistura de diesel com biodiesel - B100), a partir do distribuidor e do revendedor varejista de combustíveis automotivos, conforme detalhado na Figura 6.

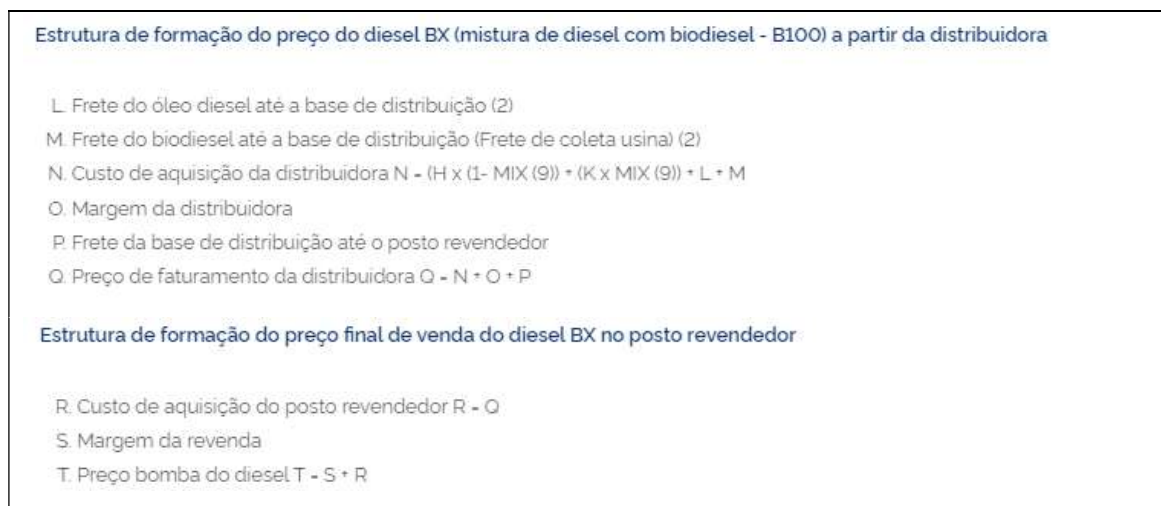


Figura 6 - Estrutura de Formação do Preço do Óleo Diesel B a partir do Distribuidor (Fonte: ANP, 2021).

Importante mencionar que a cumulatividade dessa estrutura de formação dos preços no ciclo diesel contempla algumas premissas, seja para a base de cálculo dos tributos, seja para determinação da regra de cumulação. Nos termos das numerações indicadas ao lado direito de cada linha das Figuras 5 e 6, as seguintes considerações devem ser feitas:

- Nos termos identificados com (1), adota-se o preço *Free On Board* - FOB (sem fretes e sem tributos), mas se inclui a margem do agente econômico.
- Nos termos marcados como (2), adota-se o frete até a base de distribuição, quando cobrados separadamente os combustíveis (biodiesel e óleo diesel fóssil).
- Nos itens identificados com (3), sobre a aplicação da CIDE, adota-se a 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.

- Nos itens identificados com (4), sobre a aplicação do PIS/Pasep e Cofins sobre o óleo diesel fóssil, adota-se a 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).
- Em relação à aplicação do PIS/Pasep e Cofins sobre o biodiesel, identificada como (5), adota-se a 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).
- No que tange ao ICMS próprio do óleo diesel fóssil, identificado como (6), adotam-se as alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais (com reduções das bases de cálculo, se houver) e acrescidas do "Fundo de Pobreza" (se houver).
- Em relação ao ICMS da Substituição Tributária, identificada como (7) e (8), considera-se, conforme o caso, o Preço Médio ao Consumidor Final (PMPF) estabelecido por Ato Cotepe/PMPF ou a Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecido por Ato Cotepe / MVA (apenas na ausência do PMPF).
- Por fim, no item identificado como (9), o termo *mix* refere-se ao teor de mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil, vigente conforme normas aplicáveis.

Tendo em consideração essa estrutura de formação dos preços do óleo diesel ao consumidor final, convém explicitar como esses diversos elementos se configuram na prática e qual a proporção de peso de cada um deles no preço final. A título exemplificativo, a partir de dados da ANP e das Secretarias de Fazenda dos Estados e com informações consolidadas para fevereiro de 2021¹⁴, sintetiza-se a composição do preço do óleo diesel B S10 ao consumidor final no Gráfico 5 e Figura 7.

Tabela 5- Exemplo da Composição dos Preços Médios do Óleo Diesel B S10 ao Consumidor Final, nacional e regionalmente (Fonte: ANP e Sefaz (2021)).

Componentes	Brasil	Sudeste	Sul	Centro Oeste	Norte	Nordeste
Diesel A	2,064	2,095	2,098	2,106	2,023	1,966

¹⁴ Dados referentes à data de 27 de fevereiro de 2021, para o óleo diesel B S10.

Biodiesel	0,513	0,513	0,513	0,513	0,513	0,513
Tributos Federais	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327
Tributos estaduais	0,547	0,522	0,429	0,619	0,660	0,647
Margem de distribuição+ Revenda	0,798	0,784	0,732	0,794	0,912	0,808
Preço Final o Consumidor	4,250	4,241	4,099	4,359	4,435	4,262

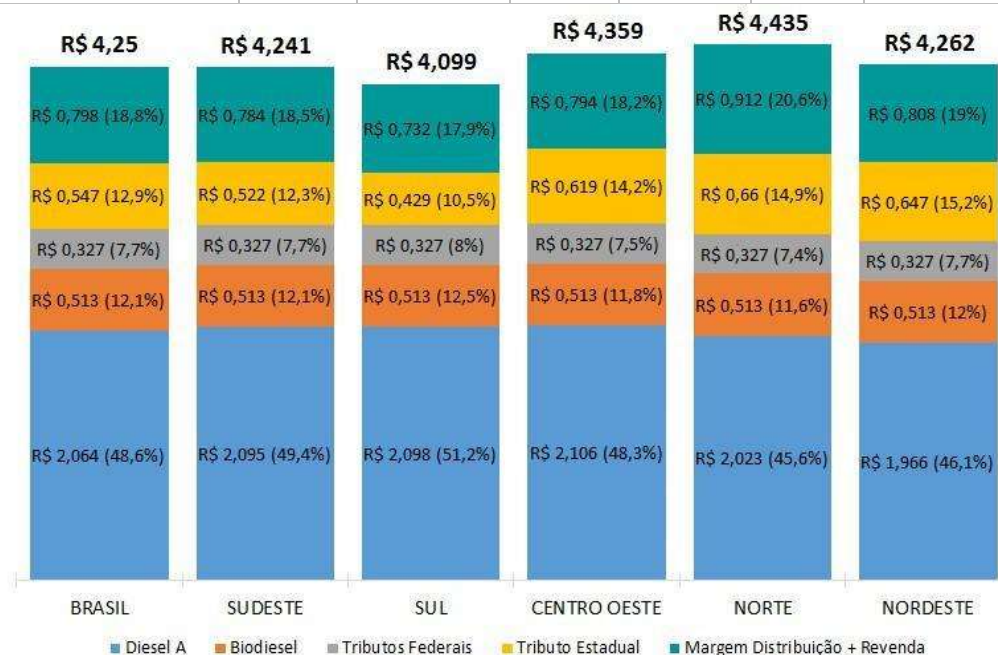


Figura 7 - Exemplo da Composição dos Preços Médios do Óleo Diesel B S10 ao Consumidor Final, nacional e regionalmente (Fonte: ANP e Sefaz (2021)).

Conforme se depreende da Figura 6, na composição atual do preço do óleo diesel B ao consumidor final, as seguintes considerações são demonstradas:

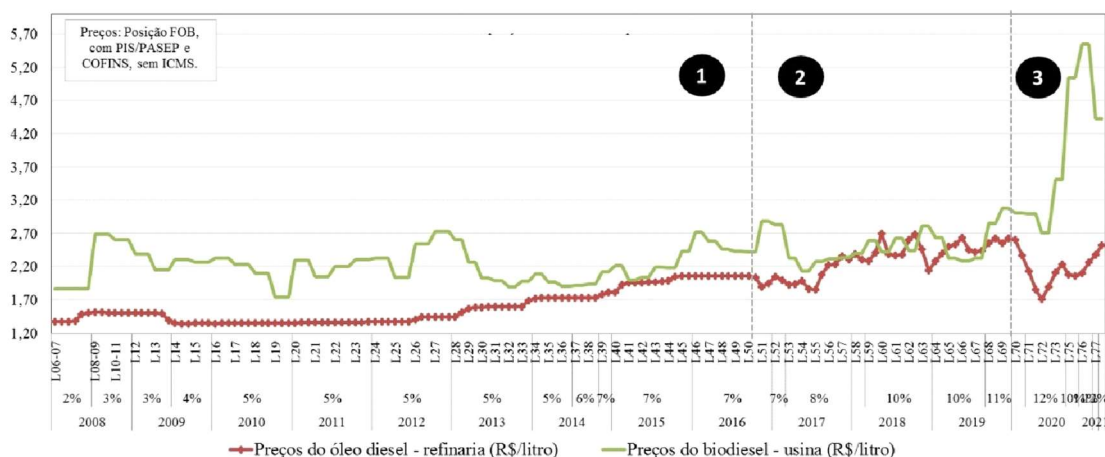
- Os pesos das diferentes variáveis oscilam entre as regiões brasileiras, em função de preços de realização do óleo diesel fóssil e do biodiesel, de fretes de deslocamento logístico, de alíquotas de ICMS dos estados e de diferenciais nas margens dos distribuidores e das vendas varejistas.
- O peso do biodiesel situa-se ao redor dos 12% do preço do óleo diesel ao consumidor final, com reduzida variação entre as regiões.
- O peso do óleo diesel fóssil oscila entre 45,6% (região Norte) a 51,2% (região Sul).

- A participação dos tributos federais e estaduais, somados, oscila, entre as regiões brasileiras, entre os patamares de 18,5% (região Sul) e de 22,9% (região Nordeste), sendo a média nacional de 20,6%.
- As margens dos distribuidores e revendedores varejistas, conjuntamente, respondem por parcela que oscila entre 17,9% (região Sul) e 20,6% (região Norte).

5.1.2 Evolução dos preços nacionais de biodiesel e de óleo diesel A entre 2008 e 2021

A análise da evolução dos preços do óleo diesel fóssil e do biodiesel, ao longo de série histórica entre 2008 e 2021, permite inferir como se deu a dinâmica da relação entre o combustível fóssil e o biocombustível, em termos de preços relativos. Partindo da mesma base comparativa de preços e considerando os valores, tanto do óleo diesel fóssil quanto do biodiesel, como sendo os preços em posição FOB (*free on board*), com PIS-Cofins e sem ICMS, a partir de dados da ANP, obtém-se resultado apresentado na Figura 4.

Gráfico 7 - Evolução dos preços do óleo diesel ao produtor e do biodiesel, em R\$ por litro, posição FOB, com PIS/Cofins e sem ICMS (Fonte: Preços do óleo diesel total, ao produtor (ANP) e resultados dos leilões de biodiesel (ANP))



O Gráfico 7 demonstra que existem 3 momentos distintos na relação de preços entre o óleo diesel A e o biodiesel:

- No **momento identificado como (1)**, explicita-se o período em que os preços do óleo diesel fóssil não seguiam, necessariamente, a referência dos preços internacionais do produto pela Petrobras, de modo que o biodiesel se manteve consistentemente em valores superiores ao do óleo diesel fóssil.
- No **momento identificado como (2)**, após outubro de 2016 e até dezembro de 2019, percebe-se que a adoção de uma política de preços pela Petrobras de maneira mais alinhada com os preços internacionais viabilizou uma maior competitividade do biodiesel, a qual durante todo o período em consideração chegou a competir em preços em relação ao óleo diesel A, além de ter tido, em diversos leilões, valor unitário mais barato do que o óleo diesel.
- No **momento identificado como (3)**, explicita-se a situação atípica representada pelo cenário vivido ao longo do ano de 2020 e de 2021. Isso, contudo, não significa que o biodiesel seja, *per se*, sempre desvantajoso em relação ao preço do óleo diesel A, sendo fundamental a compreensão da dinâmica dos mercados à montante e do câmbio para a correta interpretação da conjuntura apresentada.

Dessa realidade, dois fatos se verificam ao longo da série histórica:

- Os preços do biodiesel não foram sempre superiores ao do óleo diesel fóssil. Desconsiderando a fase em que a paridade internacional de preços não era parte da política de preços da Petrobras, o **biodiesel foi competitivo em parte significativa do tempo após outubro de 2016**, quando houve a inauguração de política pela empresa.
- A **disparidade** entre os preços do biodiesel e do óleo diesel elevou-se **após o ano de 2020**, sendo importante destacar que se trata de **situação conjuntural**, ocasionada por elevação dos custos das matérias-primas oleaginosas nos mercados nacional e internacional.

5.1.3 Comparação dos preços do biodiesel no Brasil com as principais cotações internacionais de biodiesel e de diesel verde na Europa, Ásia, Estados Unidos da América e Argentina

A comparação dos preços do biodiesel brasileiro com as principais cotações internacionais, assim como com aqueles do diesel verde HVO, constituem importante fonte de informação sobre o custo de oportunidade da produção do biodiesel no Brasil.

A partir de fontes de dados de agências de preços (Platts) e de dados governamentais (Brasil e Argentina), foram levantados, entre janeiro de 2018 e abril de 2021, em dólares norte-americanos (US\$) por tonelada métrica (mt), os valores de oito cotações FOB (*free on board*) para o biodiesel e uma para o diesel verde. Essas cotações sofreram, quando aplicável, as respectivas conversões dos câmbios médios do mês e da densidade para se chegar à unidade padrão US\$/mt.

As nove variáveis têm as seguintes especificações:

- *Biodiesel Brasil \$/mt*: valor do biodiesel no Brasil, obtido pelos resultados dos leilões de biodiesel divulgados pela ANP.
- *Biodiesel FOB SE Asia \$/Mt*: valor do biodiesel asiático, cotado pela Platts.
- *Biodiesel SME (RED) FOB ARA Barge \$/mt*: valor do biodiesel oriundo de óleo de soja, conforme a Renewable Energy Directive da União Europeia, cotado pela Platts.
- *Biodiesel RME (RED) FOB ARA Barge \$/mt*: valor do biodiesel oriundo de colza, conforme a Renewable Energy Directive da União Europeia, cotado pela Platts.
- *Biodiesel Europe outright price PME FOB ARA T2 \$/Mt*: valor do biodiesel oriundo de óleo de palma, cotado pela Platts.
- *Biodiesel Dlvd Chicago 3-10 Days \$/mt*: valor do biodiesel em Chicago (EUA), cotado pela Platts.
- *Biodiesel Dlvd Houston 3-10 Days \$/mt*: valor do biodiesel em Houston (EUA), cotado pela Platts.

- *Biodiesel Argentina (\$/mt)*: valor do biodiesel na Argentina, conforme dados divulgados pela Secretaría de Energía de Argentina.
- *HVO EXW NWE \$/mt*: valor do diesel verde (HVO) para a North Western Europe, cotado pela Platts.

Os dados são sintetizados na Tabela 6 e no Gráfico 8.

Tabela 6 - Cotações Internacionais de Biodiesel e de Diesel Verde entre 2018 e 2021.

Ano	Mês	Biodiesel Brasil \$/mt	Biodiesel FOB SE Asia \$/Mt	Biodiesel SME (RED) FOB ARA Barge \$/mt	Biodiesel RME (RED) FOB ARA Barge \$/mt	Biodiesel Europe outright price PME FOB ARA T2 \$/Mt	HVO EXW NWE \$/mt	Biodiesel Divd Chicago 3-10 Days \$/mt	Biodiesel Divd Houston 3-10 Days \$/mt	Biodiesel Argentina (\$/mt)
2018	1	849,6	737,5	840,4	878,7	763,6		988,6	932,1	786,9
	2	841,5	728,1	829,4	880,6	726,6		937,5	893,7	821,7
	3	897,9	727,7	807,4	838,8	744,4		946,8	952,8	863,4
	4	864,1	720,2	839,3	856,2	805,0		959,0	965,0	875,4
	5	757,5	705,3	915,3	917,5	910,5		915,0	917,2	730,6
	6	729,9	701,1	920,9	928,8	904,9		835,7	823,7	675,1
	7	780,9	668,5	927,1	954,1	872,7		786,5	774,2	764,7
	8	760,8	659,8	907,6	955,6	811,4		829,1	811,1	600,4
	9	673,5	645,6	914,1	1001,4	739,3		787,7	770,6	642,2
	10	737,7	662,1	992,4	1189,4	597,9		865,7	847,7	767,0
	11	844,9	598,7	987,2	1390,1	398,1		723,2	706,8	745,6
	12	823,5	598,2	930,6	1223,6	758,1		768,9	750,9	713,3
2019	1	800,4	641,1	917,5	1078,0	781,4		766,8	749,6	760,4
	2	804,3	649,3	903,2	1002,6	790,5		788,7	786,0	707,6
	3	689,4	638,0	851,5	905,8	744,8		801,3	801,3	639,1
	4	680,6	653,6	853,9	900,8	751,7		752,9	767,1	649,5
	5	649,6	656,0	831,3	894,5	719,7		719,1	733,5	665,5
	6	673,6	605,9	833,1	911,3	715,2		696,9	711,9	717,7
	7	700,4	609,3	850,5	930,8	743,7		710,2	723,9	720,0
	8	658,4	624,8	868,6	1020,7	722,6		801,4	816,4	530,3
	9	787,8	631,4	864,5	1011,8	720,8		775,0	789,3	583,7
	10	794,5	642,5	826,5	945,3	700,3		801,4	812,5	598,3
	11	841,3	706,9	866,5	994,2	732,7		753,7	753,7	642,4
	12	850,7	768,3	944,9	1049,3	822,7		844,6	844,6	737,1
2020	1	825,1	815,8	965,0	1065,7	853,8		739,2	739,2	732,1
	2	788,7	756,8	892,5	976,7	800,5		718,3	736,4	710,3
	3	698,6	660,0	752,1	849,7	653,3		686,0	670,9	687,2
	4	640,7	617,5	678,4	762,8	591,7		593,5	578,5	660,8
	5	546,4	597,5	721,4	802,4	640,9		606,5	591,5	645,1
	6	593,4	662,0	831,8	896,5	759,5		678,6	663,6	627,5
	7	755,9	698,7	880,5	967,1	797,2		660,3	646,0	610,2
	8	730,9	781,2	947,6	1033,7	865,6	1409,6	723,1	708,1	596,1
	9	1061,5	822,6	893,6	989,5	798,9	1416,8	741,0	736,0	579,2
	10	1018,8	831,4	902,3	983,3	816,7	1366,7	798,1	798,1	619,7
	11	1164,4	913,3	1013,5	1084,9	927,8	1336,3	786,4	786,4	597,0
	12	1226,0	959,9	1075,9	1116,9	1009,7	1492,6	972,5	972,5	577,2
2021	1	938,9	985,0	1127,8	1190,9	1067,3	1607,0	1002,3	997,8	885,5
	2	928,5	1018,7	1224,6	1306,9	1145,9	1684,3	1103,4	1094,1	967,2
	3	947,6	1060,4	1292,8	1345,8	1230,2	1800,8	1313,0	1307,0	978,2
	4	962,0	1135,5	1351,9	1364,4	1322,5	1904,3	1337,0	1333,6	966,0

Fonte: ANP, Platts e Secretaría de Energía de Argentina (2021).

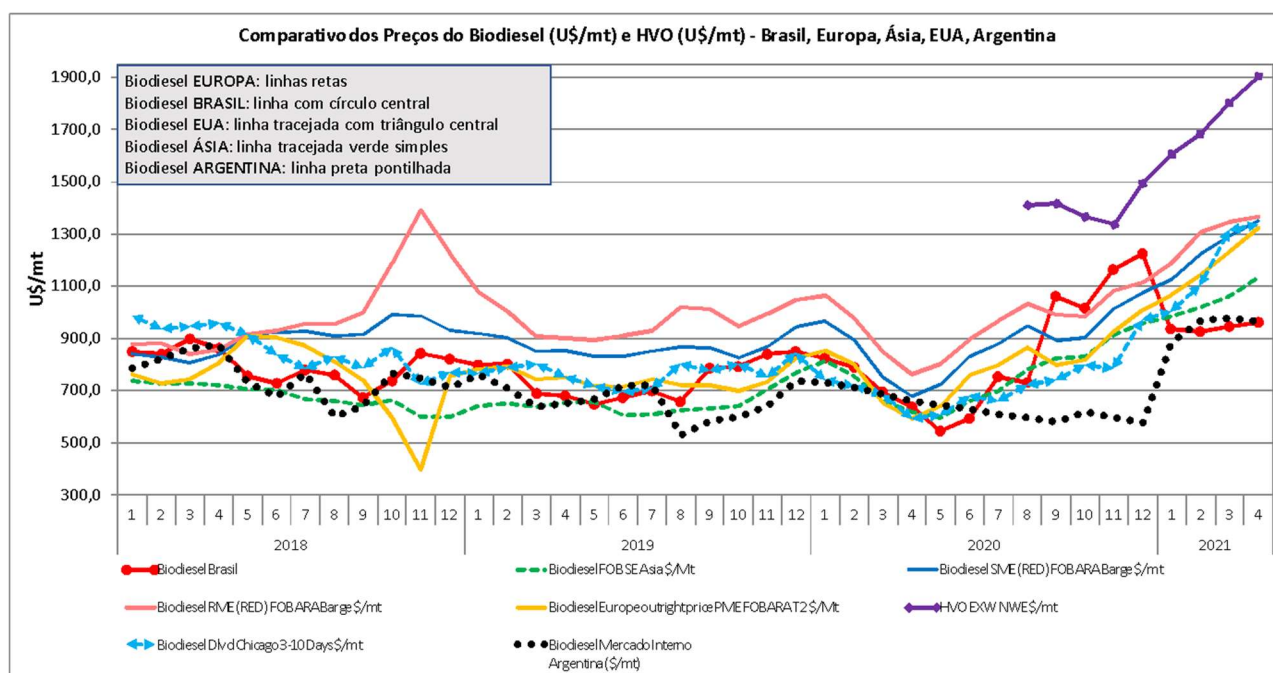


Gráfico 8 - Cotações Internacionais de Biodiesel e de Diesel Verde entre 2018 e 2021. Fonte: ANP, Platts e Secretaría de Energía de Argentina (2021).

Os dados apresentados na Tabela 6 e na Gráfico 8 sintetizam o comportamento dos preços do biodiesel e do diesel verde (HVO) para as cotações supramencionadas, para o período entre janeiro de 2018 e abril de 2021.

Conforme se depreende da Gráfico 8, na qual os preços do biodiesel brasileiro estão indicados pela linha vermelha com círculo central, verifica-se que o comportamento desses preços encontra, para a maior parte da série histórica, competitividade, em dólares por tonelada métrica, relativamente às demais cotações, exceto para o período compreendido pelo segundo semestre de 2020.

Deve-se mencionar, no que tange ao diesel verde (HVO) na base de dados apresentada, que a primeira cotação desse biocombustível na Europa se formou em agosto de 2020, refletindo sua crescente expansão de uso no continente europeu. O comportamento de seu preço demonstra, de novembro de 2020 a abril de 2021, ascensão contínua, saindo de patamar de U\$ 1.300/mt para U\$ 1.900/mt, uma valorização de 46%, devido principalmente à valorização do custo das matérias-primas necessárias à sua produção. Esse patamar atual de preços do HVO demonstra sua baixa competitividade em preços, sendo

relevante, para sua introdução na matriz energética, identificar mecanismos e incentivos apropriados a esse objetivo.

O mesmo movimento se verificou, ao longo do mesmo período, para as cotações internacionais de biodiesel nos Estados Unidos, na Europa, na Ásia e na Argentina. Excepcionalmente, no caso brasileiro, essa tendência se reverteu nos quatro primeiros meses de 2021, quando o preço do biodiesel nacional, também em dólares por tonelada métrica, apresentou redução. Esse comportamento distinto deve-se à combinação à redução dos preços negociados nos leilões de biodiesel desde o primeiro bimestre de 2021, gerada por uma combinação entre maior excedente de oferta nos leilões e pela valorização cambial.

Comparativamente, o comportamento dos preços do biodiesel brasileiro, conforme a série histórica apresentada, conduz à seguinte análise em relação às cotações concorrentes:

- Comportamento similar à evolução dos preços do biodiesel norte-americano (*Biodiesel Dlvd Chicago 3-10 Days \$/mt* e *Biodiesel Dlvd Houston 3-10 Days \$/mt*) e do biodiesel oriundo do óleo de palma cotado na Europa (*Biodiesel Europe outright price PME FOB ARA T2 \$/Mt*);
- Comportamento de preços mais elevado, na maior parte da série temporal, relativamente às cotações do biodiesel na Ásia (*Biodiesel FOB SE Asia \$/Mt*) e na Argentina (*Biodiesel Argentina \$/mt*); e
- Comportamento de preços consistentemente mais baixo do que as cotações de biodiesel europeu oriundo da colza (*Biodiesel RME (RED) FOB ARA Barge \$/mt*) e do óleo de soja (*Biodiesel SME (RED) FOB ARA Barge \$/mt*).

Em relação à cotação do biodiesel na Argentina, duas observações adquirem relevância. Em primeiro lugar, em 2010, a Argentina implementou os mandatos de biodiesel, definindo cotas de preços oficiais que os produtores de biocombustíveis podem cobrar das empresas de combustível para cumprir o mandato. Desde sua implantação, os preços oficiais do biodiesel sob o mandato sofreram várias alterações na fórmula estabelecida para definir preços. Assim, a

regra consistiu em preços fixados governamentalmente¹⁵. Em segundo lugar, esses preços regulados passaram por momentos nos quais permaneceram fixados e outros nos quais reajustes foram implementados, o que explica o movimento da curva da cotação argentina do biodiesel.

Essa análise comparativa permite colocar em perspectiva o preço do biodiesel brasileiro em relação aos valores mínimo e máximo dentre as cotações internacionais consideradas, de modo a mensurar a defasagem entre esses valores e a indicar eventuais janelas de arbitragem e grau de competitividade desse biocombustível nacional. Dois fatores conduzem à relevância dessa análise: o primeiro deriva do fato de que o novo modelo de comercialização do biodiesel, nos termos da Resolução CNPE nº 14/2020, que estabeleceu as diretrizes para a substituição dos leilões públicos como mecanismo adotado no país, preconizou a abertura do mercado brasileiro de biodiesel às importações como forma de suprimento, a partir de janeiro de 2023; o segundo se refere à existência, também, de oportunidades ao biodiesel brasileiro no mercado internacional, especialmente nos casos em que os preços do biocombustível nacional apresenta competitividade. A Gráfico 9 resume os dados das defasagens mínima e máxima dos preços do biodiesel brasileiro face às cotações internacionais.

¹⁵ Secretaría de Energía da Argentina. Disponível em: https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios.php

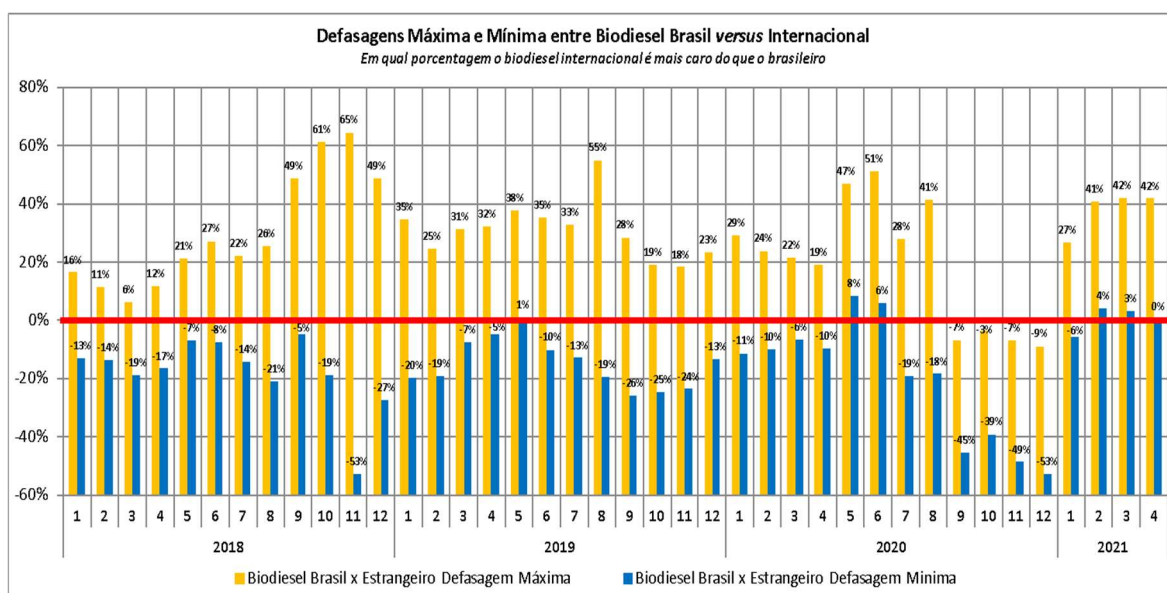


Gráfico 9 - Defasagens entre o preço do biodiesel brasileiro e as cotações mínima e máxima das cotações internacionais entre 2018 e 2021. Fonte: ANP, Platts e Secretaría de Energía de Argentina (2021).

O Gráfico 9 traz, para cada mês entre janeiro de 2018 e abril de 2021, duas colunas: a primeira representa a defasagem entre o preço do biodiesel brasileiro e a mais cara cotação internacional no referido mês (cor laranja), ou seja, a defasagem máxima; a segunda representa a defasagem em relação à cotação mais barata no mesmo período (cor azul), ou seja, a defasagem mínima. Os valores são expressos em percentuais, conforme designado no eixo das ordenadas, e a linha vermelha, que se sobrepõe ao valor de 0% (zero) desse eixo, indica ausência de diferença entre os preços do biodiesel brasileiro e da cotação internacional. Os valores situados acima dessa linha (valores positivos) representam o percentual a que a cotação mais cara do biodiesel está acima do preço do biodiesel brasileiro, ao passo que os valores abaixo (valores negativos) representam o patamar percentual a que a cotação internacional mais barata se situa abaixo do preço brasileiro.

Os resultados conduzem às seguintes observações:

- Exceto pelos meses de setembro a dezembro de 2020, quando o biodiesel brasileiro apresentou o maior preço dentre as cotações apresentadas, em todos os demais períodos houve situações de competitividade em preço em relação ao biodiesel internacional;

- Em maio de 2019 e entre os meses de maio e junho de 2020 e entre fevereiro e abril de 2021, o biodiesel brasileiro situou-se como o de menor preço relativo dentre todas as cotações;
- Historicamente, no período considerado, a cotação relativa mais cara do biodiesel internacional foi 65% superior ao preço do biodiesel brasileiro, ao passo que a mais barata foi 53% inferior, de modo que todos os demais valores oscilaram dentro dessa amplitude; e
- Observando as medidas de tendência central, maiores defasagens máximas têm uma média de 28%, indicando que, na média, o biodiesel mais caro, dentre as cotações apresentadas, tem preço 28% superior ao brasileiro; em contrapartida, as defasagens mínimas têm média de 16%.

5.2 Tributação

5.2.1 A tributação do biodiesel na vigência dos leilões públicos

A análise da tributação incidente sobre o óleo diesel ao consumidor final foi apresentada, pelo menos, em dois documentos recentes produzidos por órgãos do governo federal. O primeiro foi o Relatório do Subcomitê Novo Cenário Downstream, no tema "Comercialização de Biodiesel", publicado em setembro de 2020, no âmbito do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), da Iniciativa Abastece Brasil do Ministério de Minas e Energia. O segundo foi a publicação "Carga Tributária Incidente sobre a Comercialização de Combustíveis no Brasil: 2020", da série "Formação de Preços de Combustíveis", lançada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em dezembro de 2020. Esses documentos, em conjunto, abordam toda a estrutura tributária atual envolvendo o óleo diesel fóssil e o biodiesel, os quais constituem o ciclo diesel atualmente regulamentado no Brasil.

Conforme depreendido desses documentos, os tributos incidentes que atualmente geram carga na estrutura de formação dos preços do óleo diesel ao consumidor final são:

- Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep);
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins); e

- Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS).

A seguir, são detalhadas, a partir dos estudos supracitados e das normas aplicáveis, os tributos federais e estaduais aplicáveis atualmente sobre o biodiesel.

5.2.1.1 Tributos federais

Atualmente, para o caso do biodiesel, no que tange aos tributos federais, sua aplicação se dá mediante alíquotas *ad rem*, ou seja, fixa-se um valor por quantidade do produto. A contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins incidentes sobre a comercialização do biodiesel são regulamentadas pela Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005, que dispõe sobre o Registro Especial na Secretaria da Receita Federal do Ministério da Economia, de produtor ou importador de biodiesel. Em seus artigos 3º e 4º apresentam duas opções: alíquotas percentuais de 6,15% e 28,32% para PIS/Pasep e Cofins, respectivamente, ou a alternativa de contribuições fixas por regime especial de R\$ 120,14/m³ e R\$ 553,19/m³, totalizando R\$ 0,67/l. Ainda nesse instrumento em seu 5º artigo autoriza o Poder Executivo fixar coeficiente de redução conforme disposto:

Art. 5º Fica o Poder Executivo autorizado a fixar coeficiente para redução das alíquotas previstas no art. 4º desta Lei, o qual poderá ser alterado, a qualquer tempo, para mais ou para menos.

§ 1º As alíquotas poderão ter coeficientes de redução diferenciados em função:

I - da matéria-prima utilizada na produção do biodiesel, segundo a espécie; II - do produtor-vendedor;

(....)

§ 3º O produtor-vendedor, para os fins de determinação do coeficiente de redução de alíquota, será o agricultor familiar ou sua cooperativa agropecuária, assim definidos no âmbito do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar – Pronaf.

Para facilitar a compreensão da dimensão tributária da política, vale mencionar outras obrigações legais, como as oriundas da Lei nº 13.033/2014. Conforme exposto, o Poder Executivo, a partir dessa lei, passa a ser obrigado a

estabelecer mecanismos que assegurem a participação prioritária de biodiesel ao óleo diesel, a partir de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar. Ressaltando que não foi estabelecido qual deve ser o mecanismo, estando, portanto, sob arbitrariedade do Poder Executivo.

Conforme a Lei nº 9.478/1997, em seu artigo 2º, inciso XI, a atribuição de definir as diretrizes de comercialização e uso do biodiesel é do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Logo, é o CNPE que tem a prerrogativa de estabelecer as diretrizes para comercialização e uso do biodiesel. Ainda no âmbito legal, a Lei nº 13.576/2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) em seu artigo 27 também atribui o estabelecimento de mecanismos para assegurar a participação prioritária dos produtores de agricultores familiares e de pequeno porte. Porém, nesse caso, a obrigação está vinculada na comercialização através de leilões públicos.

Em suma, na esfera legal, as regras tributárias estabelecidas são:

- Alíquotas bases de PIS/PASEP e COFINS de 6,15% e 28,32% respectivamente, ou opção por regime especial de valores fixos de R\$ 120,14/m³ e R\$ 553,19/m³ (Lei nº 11.116/2005).
- A autorização da determinação pelo Poder Executivo de coeficientes de redução das alíquotas bases acima, vinculadas nas classificações em lei (Lei nº 11.116/2005).
- O arcabouço tributário descrito, vale lembrar, está associado a outras obrigações legais já descritas, que são:
 - A obrigatoriedade por parte do Poder Executivo de estabelecer mecanismo para assegurar a participação prioritária de produção de biodiesel para adição obrigatória ao diesel proveniente de matérias-primas produzidas pela agricultura familiar (Lei nº 13.033/2014).
 - Para a comercialização de biodiesel através de leilões públicos, estabelecer mecanismo e metas para assegurar a participação prioritária de produtores de biodiesel de pequeno porte e de agricultores familiares (Lei nº 13.576/2017).
 - Atribuição ao CNPE para definição de diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e autorização de quantidade

superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica.

Nesse sentido, através da definição das alíquotas de PIS/Cofins para o biodiesel proveniente de matéria-prima da agricultura familiar, o Poder Executivo tem a possibilidade de reduzir o custo do contribuinte com a política pública no âmbito infralegal, sem a necessidade de autorização legislativa, situação também aplicável ao Selo Biocombustível Social. Conforme já detalhado no Relatório do Subcomitê "Comercialização de Biodiesel" do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), os coeficientes de redução e as condições para a utilização das alíquotas diferenciadas estão estabelecidos via Decreto nº 7.768, de 27 de junho de 2012. Em relação a essas alíquotas, detalhou o referido relatório que:

"O desconto que é dado hoje ao biodiesel produzido a partir de matérias-primas adquiridas de agricultor familiar é de R\$ 0,61 por litro de biodiesel.

Além disso, o Decreto nº 5.297/2004 também dispôs sobre os coeficientes de redução das alíquotas (mais tarde alterado pelo Decreto nº 7.768/2012) e instituiu o Selo Combustível Social.

Do exposto, ratifica-se que o Poder Executivo tem condições de calibrar incentivos tributários vigentes para a produção de biodiesel a partir de matéria-prima da agricultura familiar, atendendo às obrigações legais de preferência e priorização desses agricultores, mas reduzindo custos do contribuinte e do consumidor com a política do setor. Como se esclareceu anteriormente, possibilidade de iniciativas similares da Administração Pública alcançam outros incentivos e mecanismos da regulação do mercado de biodiesel, como o selo social e os leilões de comercialização do combustível, que prescindem de mudança legal para aprimoramentos favoráveis ao bem-estar do contribuinte e consumidor. É o caso, por exemplo, do já explicado percentual mínimo obrigatório de biodiesel comercializado no mercado interno, que é estipulado em 80% pela Resolução CNPE nº 05/2007 e implementado mediante leilões públicos".

Detalhes sobre os coeficientes de redução tributária serão apresentados na seção 5.2.2.

5.2.1.2 Tributos estaduais

Dentre os tributos estaduais, aplicáveis à comercialização do biodiesel, aplica-se o ICMS, entendido como um imposto *ad valorem*, ou seja, possui alíquota incidente sobre o valor do produto, incluindo na base de cálculo o próprio ICMS. Na sistemática atual, conforme será detalhado na seção seguinte, aplica-se a substituição tributária, de modo a elencar o refinador de petróleo como responsável pelo recolhimento do ICMS de toda a cadeia.

As alíquotas de ICMS aplicáveis ao biodiesel, assim como a comparação com aquelas aplicadas ao óleo diesel fóssil, são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Alíquotas de ICMS sobre o biodiesel e o diesel fóssil (Fonte: EPE 2020).

UF	Biodiesel	Diesel
AC	12%	17%
AL	13%	18%
AM	18%	18%
AP	12%	25%
BA	12%	18%
CE	12%	17%
DF	28%	15%
ES	12%	12%
GO	12%	16%
MA	19%	19%
MG	12%	15%
MS	12%	12%
MT	12%	17%
PA	17%	17%
PB	18%	17%
PE	18%	18%
PI	18%	16%
PR	12%	18%
RJ	16%	12%
RN	12%	12%
RO	12%	185
RR	12%	17%
RS	12%	12%
SC	12%	12%
SE	12%	18%
SP	12%	12%
TO	12%	14%

No Convênio ICMS nº 110/2007, há previsão de que as refinarias, ao venderem óleo diesel, façam a retenção da parcela referente ao biodiesel que será misturada ao óleo diesel, ou seja, atualmente, a refinaria ao vender óleo

diesel A para uma distribuidora retém antecipadamente o imposto que trata a mistura de diesel, portanto incluindo a parcela de biodiesel. Esse convênio prevê, ainda, que as UFs concedam o diferimento na tributação do biodiesel no produtor, o que se caracteriza por um tipo de substituição tributária em que o tributo devido em uma operação será pago em outra operação posterior.

A base de cálculo é definida nos convênios ICMS, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), chamado por Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final (PMPF), atualizado a cada 15 dias e publicado por Ato da Comissão Técnica Permanente (ATO COTEPE). Na cadeia dos combustíveis derivados de petróleo e misturas associadas, a refinaria é o agente responsável por todo o recolhimento dessa arrecadação, atuando como substituto tributário dos agentes de comercialização a jusante, e a base de cálculo para incidência da alíquota leva em consideração as atualizações quinzenais do PMPF.

Na conjuntura atual, a Petrobras, como intermediária no mercado de comercialização de biodiesel, recebe a nota fiscal de venda dos produtores de biodiesel e procede com a venda para os distribuidores, apesar de o biodiesel sair da unidade produtora diretamente para o distribuidor, numa operação à ordem. Essa operação é tributável. De acordo com o convênio, a operação subsequente da venda de combustível da Petrobras para os elos seguintes da cadeia é realizada com a figura da substituição tributária, ou seja, o imposto é retido previamente na refinaria considerando a composição da mistura do óleo diesel B. Com a mudança do processo e a saída da Petrobras da aquisição centralizada, levantou-se o risco de que os possíveis créditos tributários gerados em operação de biodiesel se acumulassem. De fato, no caso da hipótese de venda direta do produtor de biodiesel para os distribuidores com diferimento, poderia haver o acúmulo de créditos, a depender da configuração da unidade e das regras específicas da unidade federativa.

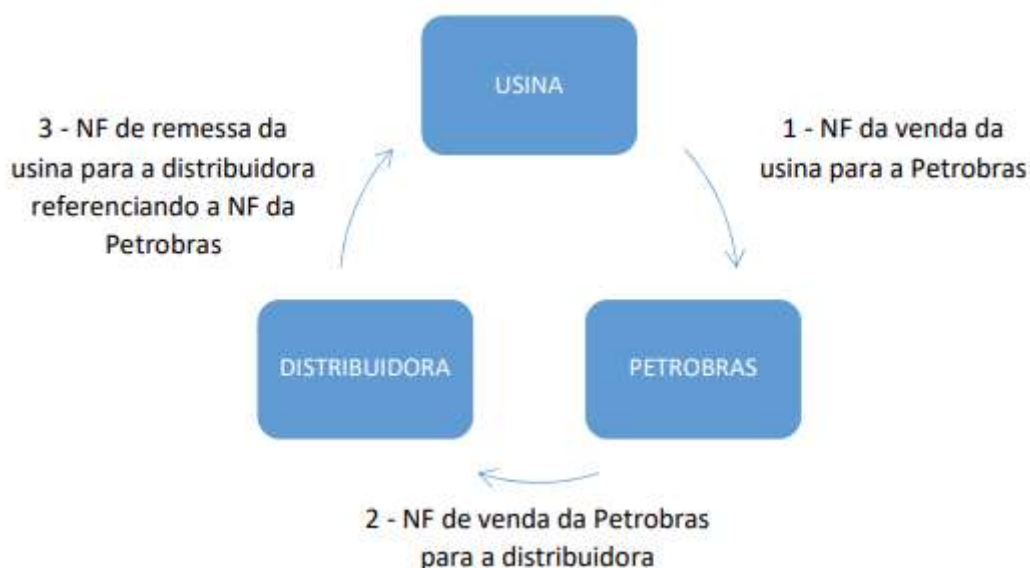


Figura 8 - Modelo de faturamento do biodiesel comercializado nos leilões públicos (Fonte: Relatório do Subcomitê “Comercialização de Biodiesel” do CT-CB - 2020).

De acordo com o modelo estabelecido na Figura 8, o faturamento atual do biodiesel comercializado nos leilões públicos alcança, num primeiro momento, a venda da usina para a Petrobras, à qual o Convênio ICMS nº 113/2006 (alterações Convênios nº 160/06 e nº 22/16) atribui uma redução de base de cálculo do ICMS para 12% do valor das operações nas saídas de biodiesel resultante da industrialização de grão, sebo bovino, sementes, palma, óleos de origem animal e vegetal e algas marinhas. Segundo esse critério, a referida transação faz com que a Petrobras, e não os produtores de biodiesel, retenha possíveis créditos tributários gerados na relação do PMPF vigente e o valor da venda. Na sequência, o segundo momento consubstancia-se na emissão de nota fiscal de venda da Petrobras para a distribuidora, na qual não há cobrança de ICMS nas vendas internas ou interestaduais de B100 destinadas às distribuidoras de combustíveis, conforme Convênio ICMS nº 110/2007:

Cláusula primeira Ficam os Estados e o Distrito Federal, quando destinatários, autorizados a atribuir ao remetente de combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo, a seguir relacionados, com a respectiva classificação na Nomenclatura Comum do Mercosul - NCM -, situado em outra unidade da Federação, a condição de sujeito passivo por substituição tributária, relativamente ao ICMS incidente sobre as operações com esses produtos, a partir da

operação que o remetente estiver realizando, até a última, assegurado o seu recolhimento à unidade federada onde estiver localizado o destinatário:

(...)

X -biodiesel e suas misturas, que não contenham ou que contenham menos de 70%, em peso, de óleos de petróleo ou de óleos minerais betuminosos.

Desse modo, os Estados concedem diferimento do imposto, sendo o lançamento efetuado na saída do óleo diesel por substituição tributária. Num terceiro momento, ocorre a emissão de nota fiscal de remessa da usina de biodiesel para o distribuidor, referenciando a nota fiscal de venda emitida pela Petrobras, de modo que esta nota de remessa serve como uma nota fiscal para a fiscalização no transporte, a qual deve ser apresentada pela distribuidora comprovando sua transação com a usina através da Petrobras.

5.2.2 O incentivo fiscal no âmbito do Selo Biocombustível Social

Segundo a Carta Magna, em seu art. 170, inciso IX, está previsto o *“tratamento favorecido para as empresas brasileiras de capital nacional de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País”*. Nos termos deste dispositivo, a Constituição prevê tratamentos favorecidos para empresas brasileiras de pequeno porte como indutores do desenvolvimento da indústria nacional, bem como promotora da inclusão social e produtiva dos agricultores familiares, considerado pilar para a implantação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), instaurado pela Lei nº 11.097/2005.

Desde a instituição do SBS, em 2004, por meio do Decreto nº 5.297/2004, atualizado pelo Decreto nº 10.527/2020, foram estabelecidas situações de isenção e de redução tributária aos produtores de biodiesel que utilizem a matéria-prima oriunda da agricultura familiar em sua produção. A forma de realização atualmente vigente para a isenção e a redução tributárias ocorre nos termos apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Coeficientes de redução e isenção tributárias advindas do SBS (Fonte: Decreto n° 5.297/2004, alterado pelo Decreto n° 10.527/2020).

Sem selo	Com selo
Regra Geral - REDUÇÃO Contribuintes: Pessoa Jurídica fabricante ou importadora de biodiesel optante pelo regime especial. Coeficientes de redução: 0,7802 Alíquota com redução: PIS/Pasep = 26,41 COFINS = 121,59	Coeficiente diferenciado 2 - REDUÇÃO Biodiesel fabricado com matérias primas compradas de agricultor familiar enquadrado no Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf). Coeficiente de redução: 0,9135 Alíquota com redução: PIS/Pasep = 10,39 COFINS = 47,85
Coeficiente diferenciado 1 - REDUÇÃO Biodiesel fabricado a partir da mamona, do fruto, caroço ou amêndoa da palma, desde que oriundo de produtores localizados no Norte, Nordeste e no Semiárido Coeficiente de redução: 0,8129 Alíquota com redução: PIS/Pasep = 22,48 COFINS = 103,51	Coeficiente diferenciado 3 - ISENÇÃO Biodiesel fabricado com matérias-primas produzidas no Norte, Nordeste e Semiárido, compradas de agricultor familiar enquadrado no Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf). Coeficiente de redução: 1 Alíquota com redução: PIS/Pasep = 0,00 COFINS = 0,00

Portanto, com a adesão ao SBS, os produtores podem ter isenção ou redução da carga tributária, como forma de compensar estas empresas que investem na capacitação, na assistência técnica e extensão rural, bem como garantem a comercialização de parte da produção do agricultor familiar. De acordo com informações prestadas pelas empresas durante a avaliação de manutenção do SBS realizada pelo MAPA (Sistema de Gerenciamento das Ações do Biodiesel, MAPA), nem todas as empresas detentoras do SBS se beneficiam da isenção/redução fiscal por não utilizarem a matéria-prima adquirida da agricultura familiar na produção direta de biodiesel, mas optaram pela adesão ao SBS para participar da etapa dos leilões destinada à comercialização do biodiesel na faixa dos 80% estabelecida pelo Governo Federal visando atender o disposto no art. 3º da Lei n° 13.033/14.

As regras concebidas pelo uso do direito do SBS se tornaram uma ferramenta para garantir a emissão plena das notas fiscais de aquisições das matérias-primas, contribuindo para o aumento da arrecadação de tributos fiscais incidentes sobre o processo de comercialização junto aos agricultores familiares e outros fornecedores, tais como: Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), Imposto sobre Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ), Imposto sobre

Renda das Pessoas Físicas (IRPF), Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Imposto Sobre serviço de Qualquer Natureza (ISS).

Em 2020, a agricultura familiar forneceu matéria-prima no valor total de R\$ 5,9 bilhões, e o valor de renúncia fiscal, conforme Tabela 9, com dados da Receita Federal, foi de R\$ 74 milhões. Além da aquisição de matéria-prima da agricultura familiar, as empresas detentoras do SBS investiram R\$ 67 milhões no ano de 2020 em capacitação e assistência técnica, o que possibilitou aumentos significativos de produtividade. Também foi registrado o valor de R\$ 800 mil em doações de insumos agrícolas para a melhoria da produção dos agricultores familiares (Balanço do Selo Biocombustível Social, 2020). Nota-se que a diferença entre a renúncia fiscal, a nível federal, e o valor gasto com a assistência técnica, representa R\$ 7 milhões. Porém, há de se considerar os ganhos de aumento de produção que possibilitam uma maior arrecadação de outros tributos.

Tabela 9 - Evolução da projeção das renúncias tributárias devido ao SBS para o biodiesel (R\$)
(Fonte: DGT - Receita Federal do Brasil (2021)).

Ano	PIS/Pasep	Cofins	Total
2013	43.199.054	9.383.260	52.582.314
2014	46.205.486	10.036.287	56.241.773
2015	36.827.638	6.571.688	30.255.950
2016	51.896.964	11.274.617	63.171.581
2017	53.821.258	11.692.670	65.513.928
2018	12.132.251	55.844.647	67.976.899
2019	13.117.702	60.380.672	73.498.374
2020	13.380.506	61.590.354	74.970.860

Importa ressaltar que em 2021 o Governo Federal isentou o PIS/PASEP e Cofins do óleo diesel, medida que pode resultar em renúncia superior à possíveis renúncias vinculadas ao biodiesel com SBS (Decreto nº 10.638/2021)

O relatório em comento também apontou que o SBS pode apresentar problemas de focalização, pois os incentivos às usinas não variam de acordo com a participação da agricultura familiar nas aquisições de biodiesel do produtor certificado, do investimento em capacitação técnica, produtividade agrícola e eficiência energético-ambiental.

O regramento estabelecido para o SBS busca atender às diretrizes do PNPB premiando as empresas que incentivem à regionalização, diversificação

de culturas oleaginosas e a inclusão produtiva e social. Para tanto, o MAPA estabeleceu regulamentações em normativos que promovam as diretrizes do programa. O percentual mínimo de aquisição de matéria-prima da agricultura familiar é diferenciado por região geográfica, visando garantir uma melhor distribuição das aquisições de oleaginosas e da participação da agricultura familiar. Os normativos estabelecem benefícios por meio de multiplicadores do valor adquirido como incentivos à diversificação de oleaginosas, cooperativismo e à pesquisa. Não há diferenciação entre empresas detentoras do SBS, pois as variações nos subsídios dependem do arranjo produtivo estabelecido pelas empresas.

O SBS também tem o objetivo de promover a sustentabilidade ambiental na cadeia produtiva de biodiesel. O Cadastro Ambiental Rural é exigido como forma de comprovação de que a produção da agricultura familiar não ocorra em áreas de restrição ambiental. O SBS também garante a capacitação e a prestação de assistência técnica com base na Política Nacional de Assistência Técnica e Extensão Rural, que respeita às práticas agrícolas, na promoção de rotação de culturas, extrativismo sustentável, produção orgânica e o uso de energias renováveis, dentre outras.

Considerando todas as questões de natureza técnica e tributária, as quais beneficiam os produtores de biodiesel aderidos ao SBS, é recomendável que seja possível a adesão de produtores de outros biocombustíveis do ciclo diesel à sistemática do Selo Biocombustível Social, com vistas a garantir tratamento isonômico aos biocombustíveis utilizados em mistura ao óleo diesel fóssil, a exemplo do diesel verde.

5.2.3 O contexto do novo modelo de comercialização do biodiesel e os desafios tributários dele derivados

No âmbito do Relatório do Subcomitê "Comercialização de Biodiesel" do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), publicado em 2020, foram dadas recomendações no sentido de propor um mercado de biodiesel mais aberto, mais dinâmico e com maior pluralidade de

agentes, em decorrência da venda de parte das refinarias da Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras).

Contextualizando, o parque de refino brasileiro possui capacidade diária de processamento de petróleo de 2,4 milhões de barris, da qual 98% é de propriedade da Petrobras. A empresa incluiu em seus projetos de desinvestimentos oito refinarias, totalizando 1,1 milhão de barris por dia, que deverão ser alienadas até 2021, de acordo com o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) celebrado entre a empresa e o CADE.

Desde o início do PNPB, a comercialização de biodiesel é realizada obrigatoriamente por meio de leilões públicos, realizados pela ANP, sendo a Petrobras responsável pela ferramenta que operacionaliza os certames e atuando como intermediária entre produtores de biodiesel e distribuidores de combustíveis líquidos, no que se refere às operações de compra e venda. Esse formato vigerá até a entrada em vigor do novo modelo de comercialização, a ser definido pela ANP, em substituição aos leilões públicos.

Os leilões públicos organizados pela ANP observam as diretrizes gerais estabelecidas pelo CNPE e pelo MME. Os leilões visam à aquisição de biodiesel pelos adquirentes (refinarias e importadores de óleo diesel) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel e para fins de uso voluntário, cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras de biodiesel. As resoluções da ANP referentes às regras de comercialização do biodiesel vão ao encontro desses dispositivos e institucionalizam a sistemática dos leilões de biodiesel, cujos procedimentos são detalhados nos editais públicos dos leilões.

Dentre as recomendações exaradas pelo referido subcomitê, em relação ao novo modelo de comercialização do biodiesel e suas implicações tributárias, destacam-se as seguintes:

- i. *Definição de diretrizes pelo CNPE para um novo modelo tendo como premissas: a **venda direta entre produtores e distribuidores** com homologação de contratos pela ANP; priorização na sua agenda regulatória visando início até 1º de janeiro de 2022 ou data anterior em função da avaliação da Agência; e período de*

transição com a comercialização ocorrendo via leilões públicos em conformidade com o arcabouço regulatório vigente;

*ii. **Prosseguimento das tratativas com o CONFAZ sobre os aspectos tributários estaduais**, conforme item 5.2.2 do presente relatório;*

Nesse sentido, como desdobramento da recomendação “i”, foi publicada a Resolução CNPE nº 14, de 9 de dezembro de 2020, estabelecendo as diretrizes para comercialização de biodiesel em todo território nacional. Cabe à ANP, nesse âmbito, regular o novo modelo de comercialização, o qual entrará em vigor até 1º de janeiro de 2022. Menciona-se que o processo está em curso na Agência, por meio do qual o Grupo de Trabalho instituído pela Portaria ANP nº 292, de 29 de dezembro de 2020, apresentou, no dia 29/04/2021, à Diretoria Colegiada da ANP, proposta consubstanciada na Nota Técnica Conjunta nº 10/2021/ANP. Nos termos da proposta aprovada pela Diretoria, o novo modelo de comercialização contempla a substituição dos leilões públicos por um modelo de comercialização direta entre produtores de biodiesel e distribuidores de combustíveis líquidos, com metas de contratação para os agentes envolvidos. O processo regulatório culminou na Resolução ANP nº 857/2021.

Essa nova realidade introduziu desafios na seara tributária, haja vista a necessidade de se endereçar a questão a substituição tributária do ICMS, cuja responsabilidade recai, atualmente, sobre os refinadores de petróleo, os quais não farão mais parte da cadeia de comercialização. Além desse fato, também surge como problema potencial, a depender da alternativa tributária adotada, a possibilidade de acúmulo de créditos não compensáveis por alguns produtores de biodiesel, o que será detalhado na seção seguinte. Nesse sentido, conforme identificado como recomendação “ii”, foram instauradas tratativas com o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) para solucionar ambas as questões: a substituição tributária e o acúmulo de créditos.

Deve-se mencionar, adicionalmente, que após a publicação do Relatório do CT-CB, em outubro de 2020, as associações de produtores de biodiesel, a saber a Associação Brasileira das Indústrias de Óleo Vegetal (Abiove), a Associação dos Produtores de Biocombustíveis do Brasil (Aprobio) e a União Brasileira de Biodiesel e Bioquerosene (Ubrabio), apresentaram contribuições,

sobretudo com relação à possibilidade de acúmulo de créditos de ICMS. Nesse âmbito, foram realizadas reuniões com as associações, as quais contaram com a participação de representante do CONFAZ, resultando, conforme acordado na reunião ocorrida em 10/11/2020, no encaminhamento pelo setor, em 15/12/2020, de duas propostas, a saber:

1ª Alternativa

“...manutenção da sistemática fiscal vigente, onde as refinarias são as destinatárias das saídas de biodiesel, adquirindo-o e revendendo às distribuidoras, preservaria a segurança de arrecadação. A função de sujeito passivo de Substituição Tributária permanece com as refinarias e importadores, bem como o recebimento do biodiesel por estes agentes com ICMS destacado.

(...)

Uma análise preliminar indica que, com esta alternativa, é possível manter os convênios firmados e sistemas já desenvolvidos e vigentes, mantendo assim a devida segurança fiscal aos órgãos de controle do governo.

2ª Alternativa

Tornar o produtor de biodiesel um sujeito passivo de Substituição Tributária relativamente ao biodiesel...

(...)

Enfatiza-se que o ICMS próprio deve ser destacado em todas as operações de saída do biodiesel, seja para operações dentro do estado ou interestaduais.

(...)

A mudança aqui proposta demandará uma revisão no Convênio ICMS 110, de 28 de setembro de 2007, em especial, quanto à Cláusula Vigésima Primeira, que hoje dispõe sobre a concessão de diferimento ou suspensão do ICMS nas operações internas ou interestaduais com biodiesel quando destinado à distribuidora de combustíveis, necessitando, portanto, ser revisada e, conseqüentemente, tratando do regime de substituição tributária nas operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo e com outros produtos.”

Posteriormente, em continuidade ao trabalho, os segmentos de refino, distribuição e importação participaram de reunião em 05/01/2021, novamente

com a presença de representante do CONFAZ, ocasião em que foi solicitado o envio de contribuições sobre o tema até 15/01/2021. Na referida data foram recebidos documentos dos seguintes órgãos: Associação Brasileira dos Importadores de Biocombustíveis (Abicom), Federação Nacional de Distribuidores de Combustíveis, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasilcom), Petrobras Distribuidora S.A. (BR Distribuidora), Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e Petrobras.

O IBP enviou Carta DOWNSTREAM 011/21, de 15/01/2021, contemplando também as posições da Abicom e Brasilcom. Em linhas gerais, as instituições não apoiaram a 1ª alternativa apresentada pelas associações dos produtores de biodiesel e manifestaram posicionamento favorável à manutenção do arranjo tributário atual em um modelo de livre negociação entre produtores de biodiesel e distribuidores, conforme trecho transcrito a seguir.

Assim, é possível afirmar que, no cenário atual, a manutenção do diferimento do ICMS nas operações com B100 nas vendas realizadas para as Distribuidoras é a medida tributária mais prática, factível e juridicamente segura, apta a evitar reflexos mais danosos que um possível acúmulo de créditos de ICMS nos produtores. Aliás, efeito esse que, repita-se, pode ser contornado por outros meios legais que visem manter a neutralidade fiscal e evitar um aumento indireto da carga tributária por meio do acúmulo de créditos.

Com relação à 2ª alternativa, são apontados problemas para sua efetivação. Contudo, há indicação de uma possível solução baseada na implementação da monofasia.

Com isso, resta claro que a implementação da substituição tributária do B100 não se dará com apenas uma alteração do Convênio ICMS 110 de 2007, mas também com alteração nas legislações estaduais e necessidade de adaptação de uma complexa sistemática de apuração e distribuição das receitas tributárias que funcionam há mais de duas décadas. Ou seja, esta alteração traria desnecessária complexidade ao sistema e, por consequência, insegurança jurídica. A se criar uma sistemática tributária em substituição ao Convênio ICMS, sugerimos a implementação do ICMS monofásico, sistemática

já trabalhada no âmbito do Grupo Técnico do Confaz, e pronta a ser aprovada pelos Estados.

Com a implantação da monofasia tributária alcançaríamos, de fato, a simplificação tributária para o setor de combustíveis, convergindo as legislações estaduais diminuindo a complexidade das regras em todo território nacional, equalizando a carga tributária (alíquotas “ad rem”), reduzindo-se sobremaneira as obrigações acessórias e os custos burocráticos.

A Petrobras manifestou-se por meio da Carta CMI/MA 0001/2021, de 15/01/2021, com uma análise técnica das alternativas propostas pelo setor produtivo de biodiesel. Nesse sentido, manifestou posição contrária à 1ª alternativa, conforme trecho a seguir transcrito:

Em resumo, consideramos que a proposta nº 1 não deve ser considerada por contrariar as indicações da Resolução CNPE nº 14/20 e por trazer ainda mais complexidade ao modelo comercial já existente, devido à entrada de novos atores no refino, podendo inclusive gerar perda de competitividade tanto para refinadores quanto para produtores de biodiesel.

Sobre a 2ª alternativa, a Petrobras apontou dificuldades para sua implementação.

Nesse sentido, questão relevante a ser equacionada refere-se ao critério de cálculo do ICMS-ST do biodiesel, considerando que o preço desse produto em regra é superior ao do diesel “B”.

(...)

Portanto, nos parece que a proposta 2 implicará em maior complexidade tributária em razão da criação de mais um regime tributário para o B100 quando já existe na legislação regramento do etanol anidro que também é compatível com o biodiesel e que, se utilizado, não demandaria grandes mudanças legais, sistêmicas e tributárias.

Em suma, as seguintes opções foram levantadas pelo mercado para solucionar a questão do acúmulo de créditos de ICMS nos produtores de biodiesel:

- Manutenção da sistemática tributária atual e comercialização de biodiesel com refinadores como intermediários entre produtores e distribuidores;
- Alteração da sistemática tributária atual com o produtor recolhendo ICMS próprio e o ICMS-ST do B100 e comercialização de biodiesel de forma direta entre produtores e distribuidores de combustíveis; e
- Alteração da sistemática tributária atual para monofasia e comercialização de biodiesel de forma direta entre produtores e distribuidores de combustíveis.

Tendo em vista todo esse contexto, o tema foi estudado no âmbito do CONFAZ, tendo sido solucionado por meio do Convênio ICMS nº 206, de 9 de dezembro de 2021, que dispôs sobre a concessão de tratamento tributário diferenciado, nas condições que especifica, aos produtores de biodiesel para apuração e pagamento do ICMS incidente nas respectivas operações, realizadas com diferimento ou suspensão do imposto.

Capítulo 6

6 ASPECTOS CONCORRENCIAIS

Este capítulo tem por objetivo avaliar as questões concorrenciais relacionadas ao mercado brasileiro de biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento vis à vis o óleo diesel fóssil.

Primeiramente, trata-se dos conceitos de bens substitutos e, em seguida, de barreiras à entrada. Em um segundo momento, pretende-se debater como estes conceitos teóricos podem ser aplicados no bojo da discussão envolvendo os diferentes envolvendo tipos de biocombustível (diesel verde e biodiesel regulamentado pela Resolução 45/2014, da ANP)

Na sequência, expõe-se as rotas tecnológicas de produção de biocombustíveis e os mandatos de mistura, enfatizando as possibilidades e limitações nas escolhas do consumidor, sob uma ótica de avaliação do que os produtos podem oferecer em termos de qualidade e desempenho.

Abordam-se os aspectos concorrenciais ligados às diversas possibilidades regulatórias de inserção desses combustíveis na matriz energética.

Comenta-se que barreiras regulatórias a determinadas tecnologias de produção são especialmente problemáticas em contexto que existem outras limitações à concorrência, decorrente da regulação. Também é apresentado o histórico recente das dificuldades de abastecimento do biodiesel que reforçam ainda mais a sensibilidade das questões concorrenciais apontadas. Por fim, reportam-se iniciativas recentes do Governo Federal para a redução de preço dos combustíveis que vão de encontro ao amparo de entraves concorrenciais criados pela política energética ou regulação nesse mercado.

6.2 Bens substitutos e o debate do biodiesel

6.2.1 Barreiras regulatórias para a promoção da concorrência

Esta seção apresenta discussão de como restrições para rotas tecnológicas de produção de biocombustíveis podem impor barreiras à entrada para esses produtos, podendo acarretar em prejuízo da concorrência e do

consumidor. A seção aponta como os possíveis efeitos negativos desses entraves concorrenciais a determinadas tecnologias de produção são especialmente problemáticos em contexto no qual já existem outras limitações à concorrência decorrentes da regulação.

De acordo com Bain (1956)¹⁶, as barreiras à entrada são condições estruturais, institucionais e comportamentais que permitem às empresas estabelecidas obter lucros econômicos por um período de tempo significativo. Trata-se de uma vantagem dos produtores estabelecidos em um setor em relação aos entrantes em potencial, que se reflete na extensão em que os produtores estabelecidos possam persistentemente aumentar seus preços acima dos níveis competitivos, sem atrair novos concorrentes para entrar no setor.

Portanto, uma barreira à entrada é algo que impede ou dificulta o ingresso de novos agentes no mercado. No escopo das restrições de entrada, há o estabelecimento de reservas de mercado traduzidas por regramentos de obrigatoriedade de as relações comerciais serem exclusivas de determinados agentes do mercado, bem como a limitação da oferta para tipos exclusivos de bens ou serviços, impedindo, por conseguinte, que bens substitutos possam concorrer no mercado para a escolha racional do consumidor.

A análise das barreiras à entrada é imprescindível porque elas podem dificultar a livre concorrência, que contribui para reduzir o preço e favorece a diversificação de produtos à escolha para o consumidor. Isso é crucial para entender por que alguns mercados são ineficientes – com consumidores pagando preços mais elevados.

6.2.2 Regulação e concorrência

Visando à promoção da concorrência no mercado de combustíveis, é imprescindível que a regulamentação de novos tipos de biocombustíveis não ampare barreiras à entrada, cujos efeitos esperados são negativos para a

¹⁶ Bain, Joe S. Barriers to new competition. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1956.

competição e o consumidor. Essas barreiras podem decorrer, por exemplo, de restrições à concorrência de biocombustíveis oriundos de tecnologias distintas, mas que são bens substitutos.

Note-se que a previsão na regulação de novos biocombustíveis para motores do ciclo diesel, definindo as características de sua especificação para o consumidor nacional, tem efeitos sobre outros mercados de combustíveis. Isso porque a produção desses biocombustíveis pode incrementar a produção de outros combustíveis renováveis, como a bioquerosene de aviação. Uma implicação do exposto é que a regulação que limita a concorrência entre biocombustíveis para motores a óleo diesel ocasiona impactos negativos para o consumidor não apenas no mercado para esses equipamentos, mas igualmente nos mercados de outros combustíveis, como o de querosene de aviação.

Cabe registrar que a possibilidade de novos tipos de biocombustíveis serem bens substitutos do biodiesel, regulamentado pela resolução 45/2014, da ANP, que é o atualmente regulamentado no mercado de óleo diesel, já foi objeto de estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A transcrição a seguir de documento da empresa, a Nota Técnica DGP-SDB nº 01/2020¹⁷, indica alternativas de rotas tecnológicas que geram combustíveis renováveis que podem ser bens substitutos do biodiesel.

Sugere-se que a proposta de especificação do biodiesel à base hidrocarbonetos parafínicos, potencial substituto tanto do biodiesel base éster quanto do diesel fóssil, não apresente maiores restrições que as exigidas dos demais combustíveis.

Embora os tipos de biocombustíveis para uso em motores a ciclo diesel possam ser oriundos de tecnologias diferentes, o arcabouço regulatório deve garantir a concorrência entre os combustíveis substitutos para que o consumidor possa escolher o produto mais eficiente (de menor custo por quilômetro rodado). Caso contrário, a regulação impede a escolha mais favorável ao bem-estar do consumidor. É imprescindível, portanto, a partir de critérios pré-determinados de

¹⁷ Trecho referente aos parâmetros de especificação propostos na minuta de resolução do diesel verde

garantia da qualidade, conferir liberdade de escolha ao consumidor para os bens que são substitutos.

Constata-se, então, que a regulação deve evitar a criação de barreiras à entrada para novos biocombustíveis substitutos. Uma vez que tal medida restringe a liberdade de escolha dos consumidores, e dificulta os incentivos positivos para a busca de eficiência econômica.

6.1.2.2. Diferentes tipos de biocombustíveis e parcelas renováveis de coprocessamento como bens substitutos

Os fenômenos especificados nas seções anteriores podem ocorrer no mercado de óleo diesel B, com o impedimento de uma maior, desejável e possível competição pelos insumos possíveis de serem adicionados ao diesel fóssil para formar produtos substitutos e inovadores aos consumidores nacionais.

Do ponto de vista regulatório, o art. 2º da Resolução ANP 45, de 25 de agosto de 2014, define biodiesel como o biocombustível produzido a partir da rota de transesterificação e/ou esterificação de matérias graxas, de gorduras de origem vegetal ou animal. Portanto, esse biocombustível é o combustível autorizado para a mistura obrigatória da composição do Óleo Diesel B. Assim, outras formas químicas, como diesel verde, de base parafínica, não seriam enquadráveis para a composição da mistura obrigatória.

Do exposto, a definição de biodiesel presente na Resolução 45 da ANP limita a concorrência porque impede que o mercado de biodiesel seja contestado por biocombustíveis substitutos. A circunstância ocorre no mercado formado para atender a necessidade de mistura obrigatória em comento. Esse mercado é o principal *driver* de demanda dos biocombustíveis para o ciclo diesel. De acordo com a Nota Técnica nº 4/2020/SBQ-CRP/SBQ/ANP-RJ, à época da elaboração da Resolução ANP 45/2014, a rota tecnológica de transesterificação e/ou esterificação era a única disponível para a produção de biocombustíveis para motores a diesel, sendo, naquele momento, justificável tal definição. Contudo, com o surgimento e desenvolvimento de novas tecnologias para a produção desses bens, a definição de biodiesel da Resolução ANP 45/2014, embora não seja ilegal, carece de ajustes por ocasionar restrições à concorrência.

Por isso, a discussão sobre biocombustíveis substitutos e barreiras regulatórias é tão relevante, dada as implicações concorrenciais comentadas e sua relação com a reserva de mercado decorrente da mistura obrigatória por lei e pela regulação.

Considerando a experiência internacional já exposta, a definição de biodiesel não limita a possibilidade de concorrência entre biocombustíveis que são substitutos.¹⁸ Por exemplo, nem nos Estados Unidos (salvo estados específicos), nem na Europa, há um mandato indisputado para um único tipo de biocombustível. Isso reforça a possibilidade de ser adotado no Brasil exemplos da experiência internacional, com definições de biocombustíveis que não limitem a possibilidade de concorrência entre aqueles que são substitutos e estão à disposição do mercado. Consequentemente, a participação de cada um deles dependerá do nível de eficiência alcançado.

A experiência internacional demonstra como do ponto de vista dinâmico, ausente mandatos rígidos de rotas tecnológicas específicas, há uma expectativa de aumento de concorrência entre biocombustíveis substitutos.

Assim, os biocombustíveis citados anteriormente são combustíveis que possuem esse nível de substitutibilidade, em que o biodiesel, seria o incumbente e os demais biocombustíveis seriam considerados do tipo *maverick*¹⁹, já que, mesmo sendo entrantes em um primeiro momento, possuem o potencial de mudar totalmente a estrutura mercadológica da oferta.

¹⁸ Nos Estados Unidos, no site do Alternative Fuels Data Center, do Departamento de Energia norte-americano, consta a seguinte definição: Biodiesel is a renewable, biodegradable fuel manufactured domestically from vegetable oils, animal fats, or recycled restaurant grease. Biodiesel meets both the biomass-based diesel and overall advanced biofuel requirement of the Renewable Fuel Standard. Renewable diesel, also called “green diesel,” is distinct from biodiesel. https://afdc.energy.gov/fuels/biodiesel_basics.html Parente (2003) caracterizou o biodiesel como sendo: [...] um combustível renovável, biodegradável e ambientalmente correto, sucedâneo ao óleo diesel mineral, constituído de uma mistura de ésteres metílicos ou etílicos de ácidos graxos obtidos da reação de transesterificação de qualquer triglicerídeo com um álcool de cadeia curta, metanol ou etanol, respectivamente [PARENTE, E. J. S. Biodiesel: Uma Aventura Tecnológica num País Engraçado. Fortaleza, 2003.] Biodiesel é o nome dado a ésteres alquílicos de ácidos graxos desde que atendam certos parâmetros de qualidade. (...) Tradicionalmente o biodiesel é produzido através das reações de transesterificação de triglicerídeos, usando geralmente catalisadores alcalinos,⁹ ou da esterificação de ácidos graxos livres, sendo que neste último caso, os ácidos graxos livres (AGLs) são submetidos à reação direta com um álcool de 4 carbonos ou menos, na presença de catalisadores ácidos.

¹⁹ O Termo *Maverick* costuma ser designado ao concorrente que tenha grande probabilidade de conturbar o comportamento coordenado do mercado, gerando maior concorrência. (Federal Trade Commission/U.S. Department of Justice. Commentary on the Horizontal Merger Guidelines, 2006)

Pela própria estrutura de mercado é esperado que os incumbentes (indústrias tradicionalmente já estabelecidas) busquem atrasar a entrada de novos produtos com este potencial de transformação, a partir de diferentes tipos de estratégia e procurem se proteger contra um entrante, agressivo e com elevado potencial de mudar o cenário mercadológico *maverick*.

Neste cenário, a decisão de reservar um mandato específico ao biodiesel, limita-se a apenas uma possibilidade hermenêutica (possibilidade esta que pode gerar reserva de mercado). Frise-se que, como demonstrado acima, essa interpretação é apenas uma das possibilidades hermenêuticas disponíveis, mas não é a única. Ademais, é relevante considerar comando da Lei 13.874, de 20 de setembro de 2019, estabeleceu como norma geral de Direito Econômico (art.1º. § 4º) a necessidade de, quando há diferentes possibilidades de interpretação legislativa, que se dê preferência à interpretação a favor da liberdade econômica (art.1º. § 2º)²⁰.

Ao se limitar o mandato somente ao biodiesel e não permitir o diesel verde neste mandato, gera reserva de mercado e barreiras a novos entrantes. Este tipo de reserva de mercado deixa o mercado menos elástico em relação a preços do que em uma situação sem tais barreiras. O preço do consumidor, sem este nível adicional de pressão competitiva, se eleva e diminuem os incentivos à inovação.

O Estado, ao impedir ou dificultar que blends de outras rotas tecnológicas possam coexistir com o blend atualmente autorizado como diesel B, acaba por retirar opções dos consumidores de aquisição de bens substitutos, com qualidades sabidamente superiores, ainda que possa apresentar preço mais elevado. Deste modo, não só os consumidores podem ser privados de um nível superior de bem-estar em razão de menor concorrência e preços mais altos, mas, ao retirar um produto substituto, heterogêneo e com qualidades superiores e preferíveis do mercado, acaba-se por diminuir a diversidade de produtos

²⁰ Vale lembrar a decisão da Suprema Corte Norte Americana no caso *Allied Tube v. Indian Head* para a permissão da adoção pela Associação Nacional de Proteção Contra os Incêndios de conduítes elétricos de plástico, de forma a que estes concorressem com os conduítes de aço. A decisão foi de que a proibição seria uma restrição não razoável do comércio, sendo, portanto, considerada uma conduta anticompetitiva.

capazes de serem adquiridos, diminuindo, por conseguinte, a utilidade/satisfação dos consumidores e impedindo-se, via norma regulatória, a formação de curvas de indiferença entre blends substitutos.

O debate sobre a substitutibilidade de biocombustíveis ocorreu também quando da discussão da análise de concentrações estruturais na União Europeia.

Sobre este aspecto, no ato de concentração COMP/M.8823, entre as empresas Neste Oyj e a empresa Int. Handelsmaatschappij Demeter BV, a Comissão Europeia considerou que:

The market investigation was inconclusive as regards the substitutability between FAME diesel-compatible biofuel and HVO diesel-compatible biofuel: a majority of biofuel competitors considered those types of biofuel to be interchangeable, while a majority of biofuel customers did not consider that this was the case.

Competitors pointed to similarities of use between FAME and HVO, as both products can be used towards biofuel mandates, but cited differences with regard to price and blending limitations. A competitor commented: "Economically, HVO is more expensive than FAME on the market. From this point of view, FAME and HVO are not interchangeable. "Technically, FAME and HVO are interchangeable; both match biodiesel mandate. But there is a maximum spec content for FAME into diesel. So, when the mandate requires additional biofuel blending than FAME, HVO becomes the only feasible alternative."

Customers cited differences in product characteristics between HVO and FAME, in particular with regard to cold properties. A customer commented: "FAME needs special engines/vehicles and cannot be used during the winter period in Sweden." The same customer suggested that, in contrast to FAME, HVO is fully substitutable with fossil diesel: "HVO diesel is fully interchangeable with standard diesel. It has the same or higher specifications regarding temperature and cfpp [cold filter plugging point], etc."

In any event, for the purpose of this decision, DG Competition considered that the exact product market definition for the production of diesel-compatible biofuels could be left open as the outcome of the

competitive assessment would remain the same under any plausible product market definition.²¹

Frise-se que, na decisão acima, deixa-se claro que o biodiesel e o diesel verde disputam na Europa o mesmo mandato a ser adicionado ao diesel na jurisdição analisada. Mais do que isso, a Comissão verificou que vários produtores referiram que os produtos HVO (base parafínica) e FAME (base éster) são plenamente intercambiáveis entre si. Todavia, do ponto de vista dos consumidores a intercambialidade ou substitutibilidade analisando as qualidades dos produtos se daria em uma direção apenas.

No caso em concreto poder-se-ia dizer que há situações em que consumidores preferem consumir HVO ao invés de FAME:

$$(0 \text{ FAME} + X \text{ HVO}) > (X \text{ FAME} + 0 \text{ HVO}) \text{ [em algumas situações]}$$

De outro lado, isso não exclui a possibilidade de que em determinadas situações exista algum nível de concorrência e substitutibilidade entre ambos os produtos, ainda que não seja uma substitutibilidade perfeita (em especial na direção do FAME em relação ao HVO). Além disso, o HVO seria mais versátil que FAME, porque poderia inclusive substituir o diesel fóssil em algumas situações.

Não por outro motivo, houve debates em outros casos europeus a respeito do nível de substitutibilidade entre diesel e biodiesel, como se verifica no debate abaixo, referido no ato de concentração COMP/M.3876, envolvendo as empresas Sofiprotéol/Bunge Limited/Diester SAS/Koninklijke Bunge BV/Diester Industrie International. No referido caso, como visto abaixo, houve a seguinte discussão sobre substitutibilidade:

“Defining this product market, DG Competition observed that biodiesel is essentially sold by producers to oil companies and mass market retailers that resell it as fuel to final consumers either in a pure form (such a use being mostly limited to Germany) or mixed with

²¹ De acordo com https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m8823_317_3.pdf, verificado em 17 de abril de 2021.

mineral diesel. A small part of the production of biodiesel is sold as domestic fuel (only in Italy) or to the chemical industry for various applications in this field.

The parties to the proposed transaction explained that biodiesel and mineral diesel are completely substitutable, both technically and economically for oil operators and final consumers.

From a technical perspective, the parties explained that biodiesel is to a large extent substitutable with mineral diesel. Thus, most diesel powered vehicles currently in use within the European Union (EU) can use a low level biodiesel blend without any technical issue. DG Competition noted that in application of Article 5 of Directive 2003/30/EC, a diesel blend with up to 5% biodiesel can be sold to final consumers without any specific disclosure requirement. Moreover, thanks to the last technological changes, diesel powered vehicles can perfectly work with a blend containing up to 10% biodiesel and perhaps even more. The parties stressed that diesel powered vehicles can work with pure biodiesel providing some minor adjustments. Furthermore, some German car manufacturers already ensure this type of use for some of their models, which explains that a significant part of biodiesel (70%) is sold in a pure form in Germany.

From an economical perspective, the parties submitted that the selling price of biodiesel for final consumers is closely connected to the price of mineral diesel. Indeed, the cost price of biodiesel is considerably higher than the cost price of mineral diesel (about three times). Thus, according to the parties, since there is no legal duty to incorporate biodiesel in mineral diesel, the sales development for biodiesel entirely relies on tax incentives implemented by Member States. As a general rule, these tax mechanisms aim to encourage oil companies into buying biodiesel by aligning the selling price of biodiesel for final consumers with the selling price of mineral diesel. Directive 2003/96/EC, which governs such national tax mechanisms, prohibits overcompensation of the difference in production costs between biodiesel and mineral diesel. The parties therefore considered that there is no specific market for biodiesel. In Case COMP/M.3039 – Soprol/Céréol, DG Competition had pointed out that there is a high degree of technical substitutability between mineral diesel and biodiesel and that the price of biodiesel for final consumers was ‘completely connected to the price of mineral diesel’. However, DG Competition had left open the question of a distinct market for biodiesel. (...)

Furthermore, the parties considered that there is no need to distinguish between the specific markets for biodiesel sold as domestic fuel or biodiesel sold to the chemical industry, to be used as a solvent or a lubricant, since the product and the selling price remain the same regardless of the final use.

During DG Competition's market survey, several customers and competitors indicated that the development of use of biodiesel is still limited because of technical issues due to the fact that only a small part of the diesel powered vehicles in use in the EU can use biodiesel or high level biodiesel blends of mineral diesel as fuel. Finally, some third parties surveyed indicated that the sale of biodiesel as domestic fuel or as a solvent or lubricant for the chemical industry are subject to competitive conditions that are different from the conditions for the sale of biodiesel as fuel, especially with regard to the significant differences in the technical requirements and in prices for those three types of use.

However, DG Competition considered that for the purpose of this decision, the question of whether biodiesel and mineral diesel belong to the same product market can be left open since the proposed transaction does not raise any serious competitive concerns regardless of the definition adopted. For the same reason, the question of whether a distinction should be made between the specific markets for biodiesel (domestic fuel or chemical industry) could be left open."

Novamente, deixou-se em aberto a discussão sobre a substitutibilidade de ambos os tipos de produtos (diesel mineral e biodiesel), já que o exercício de definição de mercados relevantes é instrumental, pode variar ao longo do tempo, além das análises concorrenciais não se limitarem ao aspecto estrutural baseado em *market shares* e na definição das fronteiras mercadológicas, mas em análises de múltiplo cenários simultâneos e em um esforço investigativo mais amplo das forças concorrenciais passíveis de interferir na precificação dos agentes.

Neste aspecto, também cabe citar a Nota Técnica elaborada pela EPE (2020, p. 16 e 17) com diagnóstico da possibilidade de substituição do biodiesel regulamentado pela Resolução ANP nº. 45/2014 e o Diesel Verde, conforme transcrição a seguir.

*Sugere-se que a proposta de especificação do biodiesel à base de hidrocarbonetos parafínicos, **potencial substituto tanto do biodiesel base éster quanto do diesel fóssil**, não apresente maiores restrições que as exigidas dos demais combustíveis. (grifo nosso)*

(...)

Dadas suas características físico-químicas semelhantes ao diesel de origem fóssil, o biodiesel à base de hidrocarbonetos parafínicos podem ser elegíveis para formulação do diesel B, tanto no percentual dedicado à parcela renovável (desde 2008, representada pelo biodiesel base éster), quanto em substituição ao diesel mineral

Assim, do ponto de vista de substitutibilidade, se os biocombustíveis puderem disputar o mesmo mandato (como ocorre na Europa), é razoável esperar que o consumidor seja beneficiado, por ter à sua disposição uma nova espécie de produto (blend2), que é reconhecidamente tão bom ou até mesmo superior ao blend 1 (Figura 9), atualmente autorizado no Brasil a ter “mandato”.

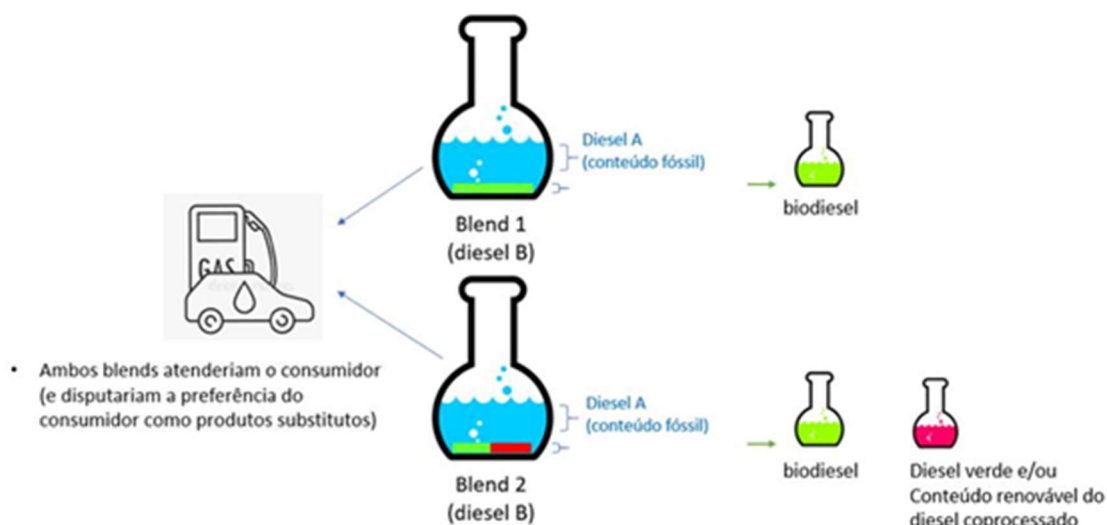


Figura 9 - Ilustração apenas exemplificativa a respeito de blends possíveis (Elaboração própria).

Frise-se que se o Estado impuser o blend 1, considerando os níveis atuais que o biodiesel, regulamentado pela Resolução nº. 45/2014, da ANP, já ocupa no diesel B, o blend 2 poderá não se tornar possível ou viável, tanto técnica como economicamente, perdendo-se, infelizmente, uma importante pressão

competitiva de um bem substituto, heterogêneo e que possui uma série de qualidades relevantes aos consumidores.

Assim, por mais que não se tenha proibido o blend 2, na prática, tendo em vista o nível de saturação do blend 1, o efeito deste tipo de decisão pode ser a exclusão de um bem insumo substituto ao FAME, na elaboração do diesel B.

Sendo assim, é relevante considerar os efeitos mercadológicos das políticas públicas, em especial para permitir que novos produtos passem a ingressar no mercado em questão, muitas vezes, sendo capaz de permitir uma maior contestação do mercado. Neste sentido, neste caso específico, a ausência de concorrência de bens que apresentam substituíbilidade levaria a uma situação de redução das opções de *blend* por parte dos consumidores e também uma diminuição da concorrência entre os produtores de biocombustíveis.

Registre-se que a Resolução nº 842/2021, da ANP, ao não tratar de regras de comercialização de biocombustíveis do ciclo diesel, favorece debate do assunto no âmbito do governo. Não obstante, as restrições à concorrência nesse mercado permanecem por força da Resolução nº 45/2014, da ANP, que impede a competição do biodiesel previsto nessa norma com outros biocombustíveis do ciclo diesel no mercado formado para atender as necessidades de mistura obrigatória com óleo diesel fóssil, mercado esse que é o principal driver de demanda de tais combustíveis.

Caso o Estado opte por uma política que determine “mistura ternária no diesel B (óleo diesel A + diesel verde + biodiesel)”, estes benefícios derivados de maior concorrência não serão obtidos em sua plenitude, pelos motivos que já foram referidos acima (já que o Estado estará impondo um papel de produto complementar a produtos potencialmente substitutos).

Seria como se o Estado impusesse uma quota de 20% de açúcar refinado no pó de café. Seria possível imaginar reclamações dos representantes do açúcar mascavo, do açúcar cristal, do açúcar demerara, do açúcar light, do açúcar orgânico e dos adoçantes com base de Aspartame; de Ciclamato de sódio; de Stévia; de Frutose; de Manitol; dentre outros. Além disto, é, também, previsível que diabéticos e outros tipos de consumidores não gostem deste tipo de decisão.

Ao invés de se permitir outros tipos de mistura que melhor se adequem às necessidades dos consumidores, não basta, portanto, o Estado determinar um maior nível de adoçamento do café, ou seja, uma mistura ternária (café + açúcar refinado + outro tipo de substância) para garantir a finalidade de incentivar a concorrência entre bens substitutos.

Pelo contrário, este exemplo, embora simples, ilustra a necessidade do cuidado de como o Estado deve tratar bens substitutos caso almeje aumentar o nível de concorrência. Se houver imposição de mistura ternária como descrito acima, este tipo de política acabaria por zerar a razão de desvio zero entre produtos potencialmente concorrentes, impedindo o aumento do nível de concorrência.

Estas manifestações apenas demonstram como há possibilidades comerciais a serem exploradas passíveis de gerarem novos tipos de produtos substitutos ao blend atual. Caso autorizadas estas novas misturas (que igualmente atenderiam o percentual do mandato atual em termos de quantidade de recursos renováveis misturados ao diesel fóssil), elas permitirão um maior nível de concorrência, com todos os benefícios já previstos em relação ao aumento da variabilidade de produtos.

A este respeito, Robert Lande compreende que a gama de opções disponível para os consumidores não deve ser prejudicada, diminuída ou distorcida artificialmente, sendo papel do Direito Antitruste impedir diminuição da variabilidade de produtos. E se tal avaliação é correta para determinar o papel do Direito Antitruste, entende-se que o Direito Regulatório e o Direito Econômico em geral deveriam, também, se preocupar também com decisões que possam diminuir o nível de variabilidade de produtos, qualidade, inovação, entre outros e, por conseguinte, o nível de satisfação dos consumidores. Eis aqui o pronunciamento de Lande:

"The role of antitrust can best be understood in terms of a fundamental standard-the standard of consumer choice. The antitrust laws are intended to ensure that the marketplace remains competitive so that worthwhile options are produced and made available to consumers, and this range of options is not to be significantly impaired or distorted by anticompetitive practices.' The antitrust laws thus ensure that the

economy responds to the aggregate signals of consumer demand, rather than to government directives or the preferences of individual businesses. An optimal level of consumer choice, which has elsewhere been termed "consumer sovereignty" is the state of affairs where the consumer has the power to define his or her own wants and the ability to satisfy these wants at competitive prices. The concept of consumer choice even embodies some implicit notions about the rights of the individual in the broader society; it is implicitly part of the Western world's response to Marxism and the other totalitarianisms of the Twentieth Century. How many options must be present in the market for consumer choice to be optimized? Antitrust certainly does not require that the number of options be maximized. Nor does antitrust prevent all conduct or transactions that have the effect of reducing the number of options available to consumers. Nor does the law affirmatively require the creation of options. Rather, it prevents business conduct that artificially limits the natural range of choices in the marketplace. (...) NON-PRICE COMPETITION SHOULD BECOME A HIGHER PRIORITY FOR ANTITRUST ENFORCEMENT The protection of consumer choice generally, not just low price choice in particular, should more explicitly become the focus of antitrust law. In most respects, a choice orientation to antitrust will merely result in a continuation of current enforcement policies. But in a few situations it will extend protections into new areas that are important to consumers." The enforcement agencies have already recognized the importance of preserving non-price options in sufficiently clear circumstances. They have recognized that firms can compete on dimensions other than price-such as innovation, product variety, safety, and product quality. ' Indeed, for some products, quality competition may be the most important kind. ' (LANDE, 2001, pp. 503-514).

Com o objetivo de preservar a variabilidade de opções dos consumidores, entende-se que é papel do Estado não priorizar um mandato específico de apenas uma rota tecnológica capaz referente à mistura do diesel B, mas, pelo menos, considerar os diferentes tipos de produtos que podem estar à disposição dos consumidores.

6.2 Rotas tecnológicas: aspectos regulatórios e suas interações com a estrutura de mercado

Por vezes a definição de rotas tecnológicas para a produção de combustíveis nos atos normativos dá ensejo à impossibilidade da entrada de novas tecnologias, o que acaba por reduzir a eficiência da atuação de agentes econômicos. Este capítulo propõe alternativas na busca de uma forma de inserção, não somente do biocombustível oriundo de hidrotratamento, mas também o Diesel coprocessado com teores de óleo de soja no mercado de combustíveis para motores de ciclo diesel.

6.2.1 Debate sobre mandatos

6.2.1.1 Mandato atual e a mistura tradicional

O teor obrigatório de biodiesel a ser adicionado ao diesel fóssil tem crescido desde janeiro de 2004, quando foi instituída a mistura legalmente obrigatória de 2% (B2). A Lei 13.033, de 24 de setembro de 2014 estabeleceu que o percentual de 10% de adição de biodiesel ao diesel A seria obrigatório em até trinta e seis meses da data de sua promulgação (25/09/2014) e autoriza a adição de até 15% (quinze por cento), em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.

O CNPE por meio da Resolução 16/2018 estabeleceu o cronograma de aumento do teor de biodiesel no diesel até o B15 após a conclusão dos testes coordenados pelo MME.

Vencido tal prazo, em setembro de 2017, foi estabelecida a mistura obrigatória de 10% em volume ao diesel vendido ao consumidor final. A Lei também estabelece que, motivadamente, o CNPE pode reduzir os teores de mistura para até 6% (seis por cento), retomando a mistura anterior após a normalização das condições que deram ensejo à redução.

Em alguns leilões de biodiesel de 2020 e 2021 foi necessária a redução da mistura, devido à falta de matéria prima ou forte elevação do preço das commodities, que refletiu no preço do biodiesel, impactando significativamente o preço do Diesel B.

Dessa forma, a determinação de um único tipo de biocombustível para o cumprimento do teor de mistura no âmbito infralegal acaba por ser uma amarra ao mercado na determinação da mistura de menor custo ou maior eficiência, considerando os preços do diesel A e do Biodiesel nessa escolha.

6.2.1.2 Mandato regulatório em face de novas possibilidades de mistura

Conforme já comentado nas seções anteriores, a Lei 9.478/1997 estabeleceu o conceito de biocombustíveis que tem o percentual de adição obrigatório ao diesel fóssil definido no âmbito do CNPE. O teor compulsório tem crescido nos últimos 17 anos, partindo de 2% (B2) em 2005, com previsão de chegar a 15% (B15) em 2023.

Em diversos fóruns, os agentes têm se manifestado em prol da “previsibilidade” e “menor risco” aos investidores em plantas de produção de biodiesel. Assim, a estratégia atual vincula tais mandatos à rota tecnológica do biodiesel produzido pelo processo de transesterificação.

Com isso, ganham fôlego propostas de incrementos sucessivos, chegando ao B20 até 2028, como proposto no PL 528/2020, que tramita na Câmara dos Deputados.

A utilização em bases econômicas entre Diesel A e biodiesel, diesel verde e a parte renovável do coprocessado poderia ocorrer a partir de uma série de possibilidades e combinações de mandato e não apenas a versão atual, que prioriza o biodiesel previsto na norma citada. Em termos de mandato, em tese, a partir de uma análise combinatória, seria possível pensar nas seguintes combinações:

- **Combinação 1 – (ATUAL - sem concorrência entre tipos de biocombustível)**

- Diesel B= Diesel A + X % de biodiesel, (como mistura obrigatória, sem aceitar qualquer espécie de diesel verde ou parte renovável na mistura do diesel;

- **Combinação 2 – (sem concorrência entre tipos de biocombustível)**

- Diesel B= Diesel A + Y % de biodiesel, regulamentado pela Resolução nº. 45/2014, (como mistura obrigatória, com

aceite de mistura do diesel verde ao diesel fora do teor de mistura obrigatória);

- **Combinação 3 – (concorrência permitida entre tipos de biocombustível)**

- Diesel B= Diesel A + X % de biodiesel, regulamentado pela Resolução nº. 45/2014, + Y % de diesel verde ou parcela renovável do coprocessado (podendo o consumidor / produtor escolher qualquer combinação de X ou Y, desde que $X \% + Y\% = W\%$, sendo que W seria o percentual de renováveis desejado na mistura);

- **Combinação 4 – (concorrência permitida apenas em parte entre tipos de biocombustível)**

- Idêntica à combinação 3, mas ao invés do consumidor escolher qualquer valor para X% (ou Y%), haverá uma parte fixada de X% (ou Y%) e outra parte móvel, podendo o consumidor/produtor escolher alguma combinação de X ou Y, dentro desta especificação, desde que $X\% + Y\% = W\%$

- **Combinação 5 – (sem concorrência entre base tipos de biocombustível, em que pese biodiesel base éster e base parafínica façam parte da mistura do Diesel B)**

- Diesel B= Diesel A + X % de biodiesel, regulamentado pela Resolução no. 45/2014, + Y % de diesel verde ou parcela renovável do coprocessado, sendo o valor X% e Y% fixados por lei ou pela Agência Reguladora

O que é importante ressaltar é que, do ponto de vista de razoabilidade, cada uma destas opções sobre como especificar o que seja diesel B possui prós e contras.

De qualquer forma, as alternativas que amparam reserva de mercado limitam a competição entre combustíveis e, por conseguinte, restringem o bem-estar do consumidor.

Analisando as possíveis combinações de combustíveis para uso em motores a ciclo diesel, é possível inferir a possibilidade de autorização de participação de biocombustíveis distintos na composição do teor de mistura

obrigatória, cabendo ao mercado a escolha do combustível mais eficiente. Portanto, é possível cumprir a adição de combustível renovável com vários tipos de combustíveis e a participação de mercado dependerá da eficiência de cada um deles.

A este respeito, entende-se que a abertura para novos produtos no mercado sempre seja fator de interesse do consumidor e da sociedade, dados os efeitos benéficos da concorrência em termos de inovação e eficiência.

Em termos de rotas tecnológicas para a produção de biodiesel, avalia-se o espaço para a inserção na matriz de transporte das novas tecnologias para uso de combustíveis renováveis em motores do ciclo diesel.

As rotas de produção reguladas pela ANP são; (i) Hidrotratamento de óleo vegetal e animal (HVO); (ii) Fischer-Tropsch a partir de fontes renováveis (FT); (iii) Processos Fermentativos (SIP); (iv) Oligomerização de álcoois (ATJ); e (v) hidrotermólise catalítica de óleo vegetal (in natura ou residual), óleo de algas, óleo de microalgas, gordura animal e ácidos graxos de biomassa Além disso, outras rotas de produção podem ser autorizadas pela ANP.

Convém registrar que estes processos produzem um combustível renovável composto por uma mistura parafínica a ser misturada ao diesel fóssil A após a sua produção. Nesse caso, o processo poderia ser o mesmo do atual, com a mistura sendo realizada pelos distribuidores.

Registre-se que no caso de coprocessamento, ou seja, a mistura de óleo de soja ou biomassa realizada na refinaria, o diesel, em tese, teria o teor de biomassa adicionado reduzido das perdas no processo. Outro fator a se considerar é a capacidade efetiva de adição de biomassa nas refinarias que é pequena em relação aos atuais mandatos.

Em que pese estes fatores, é desejável do ponto de vista concorrencial que este percentual seja contabilizado para finalidades de disputa em relação ao mandato atual do biodiesel, considerando que o consumidor teria à sua disposição produtos oriundos de processos distintos, podendo decidir qual produto de sua preferência. De igual forma, o diesel fóssil com HVO adicionado oriundo do processo de hidrotratamento pode ter espaço para o cumprimento do atual mandato de 13%.

Apesar do debate de que a esterificação e ou transesterificação é a única rota para a produção de biodiesel no mundo, o diesel verde (mais especificamente, o HVO) já é consumido em larga escala nos mercados dos EUA e da União Europeia, entende-se que sua produção a partir das diversas rotas tecnológicas apresenta vantagens e pode gerar bem-estar aos consumidores.

Um caminho possível é tratar as novas rotas tecnológicas, todas, como processos produtivos de biocombustível. Seguindo a linha de regulação da União Europeia, o foco seria nas matérias primas. Em função da maior ou menor presença de biomassa, estabelecer exigências de conteúdos energéticos por peso (MJ/Kg) e volume (MJ/l) aos produtos.

Assim, combustíveis com maior quantidade de biomassa teriam exigência de menor resultado energético que aqueles com menor quantidade de biomassa, com os reflexos em termos do RenovaBio e demais políticas do setor.

Entende-se que tal abordagem na regulação poderia ampliar o leque de produtos a serem ofertados, e seria menos restritiva ao ingresso de novos produtos no mercado. Por certo seria necessário avaliar as diferenças do Mercado Comum Europeu e fazer os eventuais ajustes, mas também é certo que aumentaria o bem-estar do consumidor.

6.2.2 Debate sobre riscos de alternativas regulatórias

Uma vez demonstrado que é possível ter uma abordagem alternativa em termos de mandatos, cumpre considerar quais são os riscos tanto de permitir como de impedir uma mudança regulatória. Ou seja, buscar-se-á analisar eventuais riscos de autorizar ou impedir a comercialização de diesel via mistura alternativa à atualmente permitida pela regulação. Abaixo estão elencados, de maneira não-exaustiva, alguns potenciais riscos referentes a este tipo de decisão.

6.2.2.1 Avaliação de possível aumento de custos da produção do biodiesel em função da entrada da fase P8 (Euro VI) do Proconve

Tendo em vista a entrada da Fase P8 do Proconve e suas exigências de redução dos teores de metais e fósforo, bem como a necessidade de reduzir os teores de glicerídeos para evitar a formação de borra, a tendência é de elevação

dos custos de produção do biodiesel, embora a maior parte das usinas declarem já atender aos limites necessários à fase P8 do Proconve. Caso o arcabouço regulatório impeça soluções alternativas, o repasse direto de tais custos ao consumidor, provavelmente será o comportamento padrão dos agentes, sendo este o primeiro risco vislumbrado nesta análise.

O segundo risco seria o de eventuais interrupções ou reduções de fluxos de abastecimento de biodiesel às distribuidoras, sem nenhum produto alternativo. Sabendo que a performance de diesel verde pode ser superior ao biodiesel, resta provado ser não somente um substituto, mas uma alternativa de complemento à disposição do consumidor

É possível haver outros riscos aqui não considerados, sendo as considerações aqui elencadas apenas uma lista não exaustiva.

6.2.2.2 Avaliação de riscos decorrentes da abertura às diversas rotas de produção de biodiesel

O primeiro risco é o de que os controles não sejam eficazes para aferição de presença de biomassa no diesel. As medidas usuais de menor custo (balanço de massas) não são consideradas satisfatórias pela ANP.

O segundo risco é o aumento excessivo na demanda de hidrogênio e gargalos logísticos. A forma mais eficiente de aproveitamento do hidrogênio das refinarias é por dutos. No curto e no médio prazo, seriam necessários investimentos, tanto no parque fabril quanto no suprimento de hidrogênio.

O terceiro é o aumento de emissões decorrente do acréscimo da produção de hidrogênio. Apesar de haver várias rotas para sua produção, o hidrogênio é comumente produzido a partir de refinarias e responsável por 830 Milhões de toneladas de CO₂ por ano (IEA, 2020).²²

Obviamente que as questões ambientais referidas aqui precisam ser ponderadas como um todo, já que, como se verá adiante, outras rotas, como o HVO, também possuem uma série de vantagens ambientais, que deveriam ser igualmente sopesadas em uma lista mais completa que avaliasse, de maneira

²² Disponível em <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen> (acesso em 10/10/2020)

holística, os custos e benefícios de se impedir ou de se autorizar um tipo de produção específica de mistura de diesel B.

6.2.3 Atributos de novos biocombustíveis para o ciclo diesel

Os novos biocombustíveis para o ciclo diesel produzidos a partir da hidrogenação de óleos vegetais trazem vantagens em termos ambientais e de qualidade. Este item traz alguns aspectos a serem levados em conta nas escolhas do consumidor, caso sejam disponibilizados.

6.2.3.1 Aspectos de Qualidade

No tocante à qualidade, convém ressaltar que ela integra a base das relações de consumo, estando registrada na Política Nacional das Relações de Consumo (art. 4º, alínea d do CDC). É de se registrar que os produtos que estão em estudo para inserção na matriz de transportes brasileira apresentam qualidade superior.

Um ponto que merece destaque tanto no HVO quanto no conteúdo renovável presente no coprocessamento é o seu alto número de cetano, que resulta em maior eficiência da combustão, melhores propriedades de partida a frio, menor ruído e menor formação de depósitos nos pistões. Isso resulta em menores custos de manutenção e melhor desempenho do produto, fator importante na escolha da qualidade pelo consumidor.

Outro ponto seria o desempenho a frio, que é de suma importância em regiões mais frias do País durante o inverno. Um terceiro ponto referente à qualidade que tem sido relevante na escolha em países onde já foi implementado é a estabilidade oxidativa, com baixa formação de depósitos e borras para máquinas de uso esporádico, como geradores, por exemplo.

No quesito qualidade, pode-se afirmar que é do interesse do consumidor poder escolher estes produtos, dado seus desempenhos.

6.2.3.2 Aspectos ambientais

Quanto aos aspectos ambientais, no tocante ao diesel verde e a parcela renovável do diesel coprocessado, convém ressaltar, em termos gerais, a possibilidade de uso da mesma infraestrutura dutoviária tanto para transporte

dos biocombustíveis, quanto dos produtos de refinarias petrolíferas, o que reduz emissões em relação ao transporte rodoviário.

Outro ponto digno de destaque é em relação à sua combustão. Por ser mais limpa, a queima de diesel verde chega a 30% menos de monóxido e hidróxido de carbono, 33% menos de material particulado e 5% a 9% menos de nitrogenados. Além disso, a redução de dióxido de carbono em relação ao diesel fóssil chega a 90%, um gás de papel relevante no efeito estufa.^{23,24,25}

Por fim, sua redução de aromáticos e enxofre o coloca em uma posição superior nos aspectos ambientais a serem objeto de escolha do consumidor.

6.2.4 Escolhas do consumidor- clareza dos atributos

No momento em que estão caracterizadas as diferenças entre os produtos, é possível ao consumidor definir sua substitutibilidade e escolher entre as vantagens competitivas de cada um.

Daí a importância de não tolher as alternativas para que o consumidor tome as decisões com base em um racional econômico, considerando produto que seja mais adequado aos seus usos e objetivos.

Então havendo o interesse mútuo no desenvolvimento econômico e tecnológico, com inserção de tais produtos no mercado, aliado à inovação necessária para ganhos de eficiência e o interesse do consumidor na qualidade adequada às suas necessidades, uma política nesse sentido seria benéfica e estaria harmonizando tais interesses.

6.2.4.1 Especificações de novos combustíveis

A produção brasileira de biodiesel é concentrada em termos espaciais (Centro-Oeste e Sul)²⁶.

²³ SCANIA. Produtos e Serviços. Artigos. Combustíveis Alternativos, 2019. Disponível em: <https://www.scania.com/pt/pt/home/products-and-services/articles/alternative-fuels.html>. Acessado em: 13 de maio de 2021.

²⁴ NESTE <https://www.biofuel-express.com/en/nestemy/>. Acessado em: 13 de maio de 2021.

²⁵ RIMKUS, Alfredas et al Research on the combustion energy and emission parameters of various concentration blends of hydrotreated vegetable oil biofuel and diesel fuel in a compression ignition engine *Energies* v 12 n 15 p 2978 2019

²⁶ Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB) Relatório de Atividades: Comercialização de Biodiesel. Setembro de 2020. Disponível em; <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/abastece-brasil/subcomites/RelatorioNCDComercializaodeBiodieselatualizacao26out2020formatacao.pdf>

Sob a ótica econômica e concorrencial, é desejável que as obrigações referentes às metas de redução de emissões e presença de biomassa nos combustíveis fósseis sejam aferidas de forma a facilitar e reduzir os custos de sua aferição e controle.

Merece destaque a equação pela qual o Departamento de Transportes do Reino Unido afere a quantidade obrigatória de biomassa (RFTO)²⁷ e o respectivo resultado energético. A equação é dada na forma:

$$MJ \text{ of renewable fuel} = \frac{\text{Total MJ of renewable feedstocks}}{\text{Total MJ of all feedstocks}} * \text{Total MJ of fuel produced} \quad (1)$$

A equação 1 advém da seguinte avaliação, que consiste em um claro fluxograma de classificação de combustíveis, segundo a presença ou não de biomassa, independentemente de seu processo:

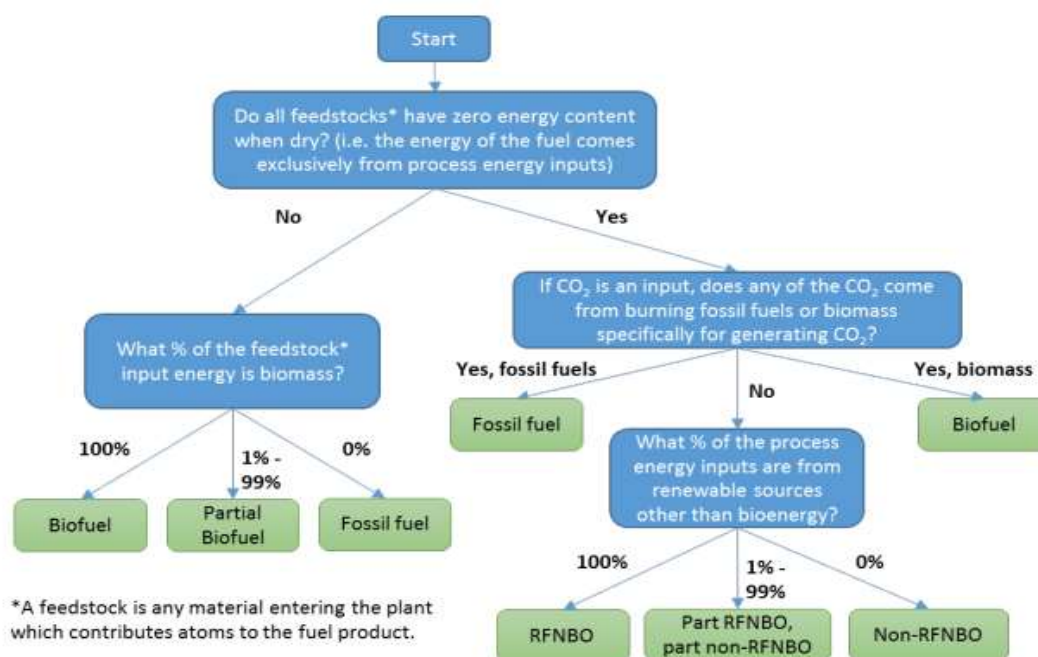


Figura 10 - Fluxo de Classificação dos combustíveis (Fonte: Departamento de Transportes do Reino Unido).

Ao final, a tabulação se dá nas bases de uma apuração energética na forma que pondera a energia resultante da fonte renovável e não renovável, apurando qual o percentual de energia resultante advém de cada fonte, na forma:

²⁷Disponível em:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/953892/rfto-guidance-part-1-process-guidance-2021.pdf. Acessado em 11/05/2021.

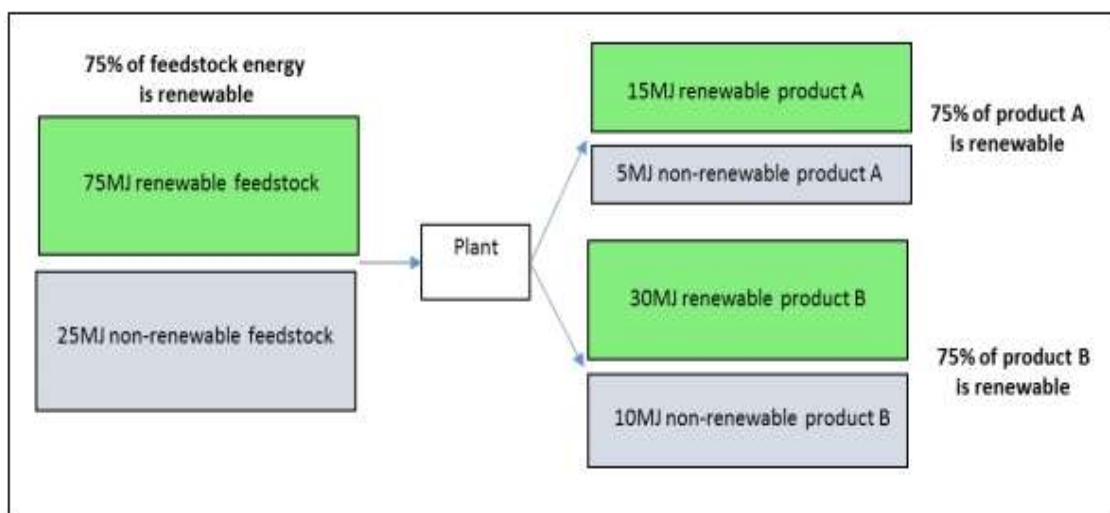


Figura 11 - Cálculo da quantidade de Energia renovável (Fonte: Departamento de Transportes do Reino Unido)

Mister registrar que tanto o diesel verde quanto o coprocessado têm sua matéria prima renovável considerada, como mostra a Tabela 10.

Tabela 10 - Participação de renováveis em combustíveis parcialmente renováveis (Fonte: Departamento de Transportes do Reino Unido).

Fuel	Production Process	Renewability of fuel
Hydrotreated vegetable oil (HVO)	Vegetable oils wholly from biological sources, hydrotreated with hydrogen(or methane) either wholly from fóssil sources or from biomass- could be located at a refinery or as a atandaione plant	
	Vegetable oils wholly from biological sources, coprocessed with fóssil crude oil in a refinar	Renewability of each product set using Equation 1, considering the share of crude oil and vegetable oil inputa 9on na energy basis)
	Any Other production process	Contact RTFO Administrator
Falty acid methyl esters (FAME)	Trasesterification of vegetable oils wholly from biological sources , with metanol either (i) wholly from biomass or (ii) from fóssil sources	100%
	Any Other production process	Contact RTFO Administrator

Bio-methyl-tertiary-butyl- ether (Bio-MTBE)	Produced from ethanol wholly from biological sources and fossil isobutylene (2-methyl-propene)	47% (by volume)
	Any other production process	Contact RTFO Administrator
Bio-methyl-tertiary-butyl- ether (Bio-MTBE)	Produced from methanol wholly from biological sources and fossil isobutylene (2-methyl-propene)	36% (by volume)
	Any other production process	Contact RTFO Administrator
All other partially renewable fuels	Biomass feedstock Only	100%
	Mixed renewable (biomass) and non-renewable feedstock	Calculated according to Equation 1 above

As oportunidades de, por meio da política pública ou regulação, abrir o mercado e incentivar novos investimentos na produção de biocombustíveis não devem ser desperdiçadas. O impedimento da coexistência de vários processos de produção e blends, limita as alternativas e retira dos consumidores as opções de aquisição de bens substitutos e ou complementares.

Importa destacar que certamente haverá ocasiões em que os consumidores irão preferir o biodiesel e outras em que estes preferirão o diesel verde. Então é fundamental, além da abertura, a transparência para que as escolhas do consumidor sejam racionais e conscientes.

Ainda não há plantas para a produção de diesel verde instaladas e a única forma de acesso ao produto pelo consumidor, na atualidade, seria por meio de importação. Quanto ao diesel com conteúdo renovável oriundo de coprocessamento, não foi iniciado o processo de comercialização do produto. Portanto, entende-se como oportuna e tempestiva elaboração de política energética que resulte nos devidos ajustes e avanços na regulação.

6.3 Barreiras concorrenciais no mercado do biodiesel

As possíveis consequências negativas para o consumidor de barreiras à entrada criadas pela política energética ou regulação que podem cercear a competição entre bens substitutos no mercado de combustíveis são verificadas

no segmento de mercado que atende a participação obrigatória de biocombustível no óleo diesel B. O agravamento decorre do fato de esse mercado já contar com outras limitações à competição.

Comparando a estrutura de mercado, constata-se que os problemas de concorrência no segmento do biodiesel são superiores aos existentes para o segmento do óleo diesel A.

O diesel fóssil, diferentemente do biodiesel, é contestado pelo mercado internacional. Essa contestação é um dos principais fatores de fomento à concorrência em qualquer mercado de bens (*tradables*). A comparação dos preços do produtor interno de diesel A e combustível importado ilustra que ambos os preços não se afastam, situando, por vezes, o primeiro acima do preço externo em vista da paridade de importação. Essa situação ilustra a contestação do mercado interno de diesel fóssil por importações, como pode ser observado por meio do Gráfico 10.

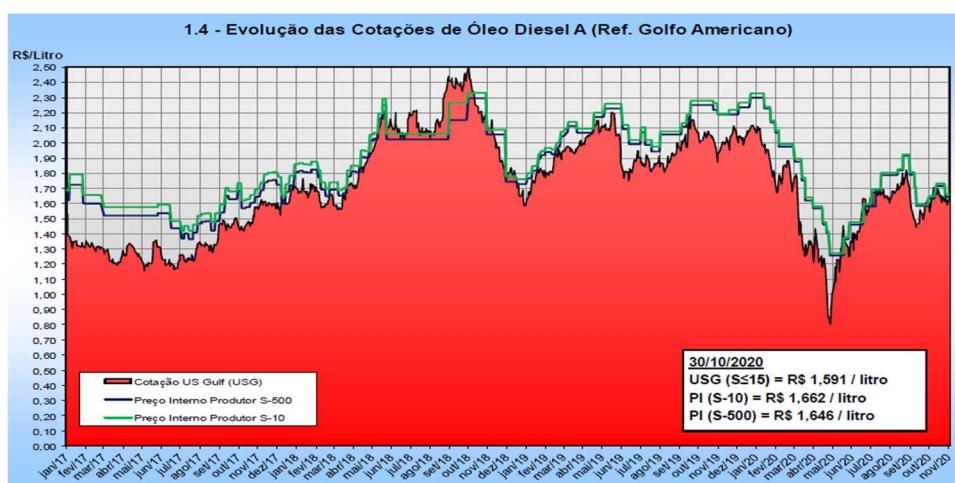


Gráfico 10 - Evolução das cotações de Óleo Diesel A (Fonte: MME, Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo, número 178, outubro de 2020).

Para o mercado de biodiesel, hoje há impedimento de participação do biodiesel importado de forma a amparar a contestação do mercado internacional, a qual será permitida a partir de 2023, conforme Resolução CNPE nº 14/2020. A partir dessa data, abre-se espaço para a utilização do biodiesel importado como fonte alternativa de abastecimento.

Além da falta de contestabilidade pelo mercado internacional até o início de 2023, o mercado de biodiesel também apresenta outros possíveis entraves à concorrência. Ao contrário do mercado do óleo diesel A, o mercado de biodiesel apresenta reservas de mercado que podem dificultar a busca por maior eficiência pelos agentes conforme observado no relatório elaborado pelo Subcomitê Novo Cenário Downstream sobre a comercialização de biodiesel. Nesse mercado, há as usinas detentoras do Selo Biocombustível Social que detêm participação assegurada de 80% do biodiesel comercializado. As demais usinas e o biodiesel importado participam da parcela remanescente do mercado, fazendo com que, com a legislação vigente, somente seja possível a contestação desses 20% do mercado interno por parte dos importadores. São características que podem restringir a concorrência do mercado de biodiesel cujo efeito pode ser prejudicial ao consumidor, apesar do mérito da política para a agricultura familiar. Isto decorre do risco de que a participação mínima obrigatória mantenha no mercado usinas de biodiesel que não teriam competitividade para estarem caso tivessem de competir em igualdade de condições com os demais produtores.

Importa dizer que foi criado um grupo para tratar da priorização da agricultura familiar na cadeia do biodiesel em que serão avaliados os efeitos concorrenciais e resultados sociais, razão pela qual optou-se por não detalhar o assunto no presente relatório.

Adicionalmente, quanto maior for a reserva de mercado, menor será a possibilidade de utilização do biodiesel importado para abastecimento interno. Portanto, essa reserva limita a importação, restringindo ainda mais a oferta interna do combustível, com possibilidade de reflexos na concorrência, tais como preço mais elevado para os consumidores.

Os referidos entraves naturalmente se refletem em custos maiores do biodiesel comparativamente ao óleo diesel A, o que pode implicar maiores gastos para o consumidor na aquisição de combustível e, consequentemente, em perda de bem-estar, resultado das falhas de competição citadas.

Dessa forma, a concorrência dos novos biocombustíveis substitutos pode incentivar o aumento da produção e o aproveitamento do potencial de aumentar a competição no mercado de combustíveis automotivos com a regulamentação de mais uma alternativa de abastecimento, sobretudo em relação ao mercado

de biodiesel que apresenta um custo relativo superior ao diesel mineral. Trata-se, portanto, da oportunidade de introduzir no mercado de biocombustíveis para ciclo diesel a oferta de combustíveis substitutos, favorecendo o leque de combustíveis disponíveis para a escolha do consumidor.

As novas rotas de produção podem apresentar custos superiores de implantação que podem tornar o ingresso e a competição com as empresas já estabelecidas inviável, cabendo ao agente essa avaliação e a decisão. Espera-se que, em um primeiro momento, esses combustíveis renováveis tendam a apresentar custos maiores do que outros produtos cuja tecnologia tenha sido utilizada há mais tempo no mercado. Trata-se de uma circunstância inerente ao ciclo do produto verificada em várias indústrias.

Em vista das circunstâncias enumeradas, o efeito da regulamentação na concorrência de combustíveis automotivos seria potencializado com a introdução de competição entre os diferentes tipos de biocombustíveis para motores a óleo diesel. Ao invés de se criar mais uma barreira à entrada no mercado desse produto, poder-se-ia iniciar processo de redução dessas barreiras permitindo a contestação de mercado citada, ampliando a oferta de biocombustíveis substitutos para o ciclo diesel.

A oferta de bens substitutos contribuiria para amenizar as falhas de competição comentadas no segmento renovável e torná-lo paulatinamente mais dinâmico até se aproximar das condições de custo do óleo diesel A e poder competir com esse combustível, ainda que necessárias revisões da regulação para tanto. Trata-se de percurso já realizado nos mercados de etanol e gasolina, em que a evolução da competitividade do primeiro permitiu a rivalidade de ambas as alternativas de produto para o consumidor final.

Ao possibilitar a concorrência dos novos biocombustíveis com o biodiesel atualmente aceitas pela regulação, incentiva-se a concorrência entre as diferentes tecnologias de produção de renováveis. Isso contribui para premiar a tecnologia mais eficiente e reduzir custos de produção, elevando a oferta do produto e reduzindo o preço para o consumidor final. Assim, o mercado terá opções de escolher o produto renovável mais eficiente, sopesando questões como custo de produção, qualidade do produto, aderência ambiental, logística, preço final ao consumidor, entre outros aspectos. O resultado será a maior

disponibilidade de maior oferta de bens substitutos para a escolha do consumidor.

6.3.1 Histórico recente das dificuldades de abastecimento do biodiesel

Os prejuízos ao consumidor de barreiras à entrada criadas pela política energética ou regulação que cerceiam a competição entre combustíveis substitutos são especialmente sensíveis no mercado de biocombustível para motores a diesel, não só em função dos problemas de concorrência mencionadas na seção anterior, mas igualmente pelos indicativos de problemas de abastecimento nesse mercado.

Decisões recentes do CNPE e da ANP apontam que a existência de desbalanceamento entre oferta e demanda de biodiesel não é uma circunstância aleatória, mas recorrente e que tem demandado ações expeditas do Governo Federal.

É o caso, por exemplo, da decisão recente da ANP que suspendeu o 79º Leilão de biodiesel destinado à comercialização do produto para abastecer o mercado em maio e junho de 2021. Conforme diretriz da Resolução nº 4 do CNPE, de 9 de abril de 2021, o certame foi reaberto com redução do teor de mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil de 13% (treze por cento) para 10% (dez por cento). Segue transcrição do art. 1º da referida Resolução.

Art. 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional a redução do percentual de mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil de 13% (treze por cento) para 10% (dez por cento), na vigência do 79º Leilão de Biodiesel (L79).

A medida decorre dos efeitos do desenho de mercado resultante da reserva e das restrições legais ou regulatórias para importação do produto independente da matéria prima utilizada e de sua origem. A diferença entre a oferta e a demanda ocorrida neste episódio tem, classicamente na Economia, duas causas: preços máximos compulsórios ou restrições ao fornecimento dos produtos.

Destarte, entende-se haver razões e fundamentos fáticos para ampliação das possibilidades de suprimento para fazer frente aos grandes e crescentes volumes de biodiesel anualmente demandados.

Não foi a primeira decisão que reduziu o teor de mistura no país. Em 2020, a Diretoria da ANP resolveu reduzir temporariamente o percentual de mistura obrigatória do biodiesel no diesel A, de 12% para 10%, conforme disposto no art. 1º da Resolução nº 821, de 17 de junho de 2020, transcrito a seguir.

Art. 1º Fica autorizada a redução do percentual de mistura mínima obrigatória do biodiesel ao diesel A de doze por cento para dez por cento, no período entre os dias 16 e 21 de junho de 2020, de modo a garantir o abastecimento interno de diesel B.

Observa-se que a redução do teor de mistura não está relacionada à diminuição da demanda de óleo diesel A. Pelo contrário, foi uma medida de ajuste de curto prazo a fim de evitar que o desbalanceamento entre oferta e demanda de biodiesel afetasse o cumprimento da mistura obrigatória e, por conseguinte, a oferta interna de óleo diesel B. Nesses termos, a ANP²⁸ afirmou que a referida medida é necessária para dar continuidade ao abastecimento nacional, uma vez que as entregas de biodiesel previstas para o período 16 e 21 de junho de 2020 poderiam não ser suficientes para atender a mistura de 12% ao diesel B.

Outro exemplo de iniciativa do CNPE para endereçar os problemas de abastecimento do mercado de biodiesel é a Resolução CNPE nº 9, de 10 de novembro de 2020, que autorizou a importação de matéria prima para produção de biodiesel, de forma a cumprir o mandato de mistura obrigatória. In verbis.

Art. 1º - Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP permita a utilização de matéria-prima importada para a produção de biodiesel nos Editais dos Leilões Públicos de que trata a Resolução CNPE nº 5, de 3 de outubro de 2007.

²⁸ Agência Nacional de Petróleo. Notícias: ANP reduz temporariamente Percentual de Biodiesel Misturado ao Diesel. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5795-anp-reduz-temporariamente-percentual-debiodiesel-misturado-ao-diesel>. Acesso em 21 de agosto de 2020

6.3.2 Outras iniciativas do Governo Federal

Note-se que diversos esforços do Governo Federal no sentido de favorecer o bem-estar do consumidor com preços mais competitivos de combustíveis.

Entre esses esforços, cabe destacar a publicação do Decreto nº 10.634, de 22 de fevereiro de 2021. A norma trata da transparência da composição do preço dos combustíveis automotivos ao consumidor, por meio da informação dos preços reais e promocionais dos combustíveis. Transparência é um dos mecanismos para limitar comportamentos anticompetitivos²⁹. Portanto, trata-se de medida que tenta acirrar a concorrência no mercado de combustíveis, que é o efeito contrário de barreiras à entrada amparadas pela regulação que cerceiam a competição entre substitutos no mercado de biocombustíveis do ciclo diesel. Abaixo, transcrição do decreto com o mecanismo pró-competição da transparência.

Art. 1º Este Decreto dispõe sobre a divulgação de informações aos consumidores referentes aos preços dos combustíveis automotivos.

Parágrafo único. Os consumidores têm o direito de receber informações corretas, claras, precisas, ostensivas e legíveis sobre os preços dos combustíveis automotivos no território nacional.

Outro exemplo foi o Projeto de Lei Complementar (PLP) 16/2021 que, ao propor unificação e estabelecimento de alíquota ad rem para o ICMS, contribui para maior eficiência tributária e racionalidade econômica da formação de preços de combustíveis, incentivando uma maior competitividade da oferta desses produtos.

Os exemplos elencados apenas ilustram ações mais recentes do governo federal que buscam beneficiar o consumidor com preços mais competitivos de combustíveis e vão de encontro a entraves, que podem cercear a concorrência entre bens substitutos no mercado de biocombustíveis do ciclo diesel.

²⁹ Quanto à publicação dos dados, este assunto já foi tratado na Nota Técnica do DEE no. 16/2018/DEE/CADE, em que são expostos os riscos na publicização e também os formatos que poderiam ser mais vantajosos quando da divulgação.

Capítulo 7

7 INSERÇÃO DA PARCELA RENOVÁVEL DO DIESEL ORIUNDO DE COPROCESSAMENTO NO RENOVABIO

O presente capítulo tem por objetivo avaliar a inserção do diesel oriundo de coprocessamento no RenovaBio, permitindo a geração de CBIOs.

7.1 Impacto do diesel de coprocessamento na redução de emissões de gases causadores de efeito estufa

Recentemente, o óleo diesel de coprocessamento tem despertado interesse devido ao seu potencial de fornecer óleo diesel com menor pegada de carbono utilizando a infraestrutura de refino já existente.

Neste ponto, cabem algumas considerações técnicas apresentadas pela Honeywell UOP (fornecedora de tecnologias para refinarias) para coprocessamento de petróleo com material biogênico em unidades de hidrotratamento (HDT)^[1]:

- Para coprocessamento com 3 a 5 % de material biogênico: i) baixo investimento; ii) mudanças de configuração no processo podem ser necessárias para atendimento a exigências de propriedades a frio; iii) créditos aplicados no LCFS e
- Para coprocessamento com teores de material biogênico superior a 5%: i) investimento moderado; ii) mudanças mais significativas de configuração podem ser necessárias para atendimento a exigências de propriedades a frio; iii) créditos aplicados no programa de descarbonização da Califórnia/EUA, o Low Carbon Fuel Standard (LCFS)

O Carbon Air Resources Board (CARB), departamento que compõe a California Environmental Protection Agency, reconhece^[2] o potencial do coprocessamento para produção combustíveis hidrocarbonetos de maior sustentabilidade (se comparados aos correspondentes combustíveis fósseis puros) sem restrições de mistura e com capacidade de usar a infraestrutura de transporte e distribuição existentes e, portanto, já incorporou o diesel de coprocessamento no seu programa de descarbonização, o Low Carbon Fuel Standard (LCFS), conforme já mencionado no Capítulo 3 deste relatório.

No trabalho, o CARB reconhece que os combustíveis coprocessados oferecem potencial significativo para contribuir com a redução de 10 % na intensidade de carbono dos combustíveis de transporte, de acordo com o programa de descarbonização da Califórnia, o LCFS, e traz metodologias para análise de ciclo de vida de óleo diesel oriundo de coprocessamento. A avaliação inclui as emissões de gases causadores de efeito estufa provenientes da produção de matéria-prima, colheita e processamento, transporte da matéria-prima até a refinaria, o coprocessamento em si, transporte e armazenamento do combustível e seu uso final. Além disso, onde aplicável, também foram consideradas as emissões relativas a mudanças direta e indireta do uso da terra na produção da matéria-prima.

O CARB estabelece valores de intensidade de carbono para diesel renovável, que inclui a parcela renovável do diesel de coprocessamento. Na Tabela 11 são indicados alguns exemplos de intensidades de carbono para combustíveis do ciclo diesel do programa californiano³.

Tabela 11 - Exemplos de intensidade de carbono (IC) para parcela renovável de combustíveis do ciclo diesel – dados de 2020

Refinaria	Combustível	IC da parcela atribuída ao renovável (gCO ₂ eq/MJ)
BP, em Blaine/Washington	Diesel de coprocessamento com gordura animal	26,92
REG Geismar/Lousiana	Diesel 100% renovável de gordura animal	26,50
Refinaria Sinclair/Wyoming	Diesel 100 % renovável de soja	58,34
REG Geismar/Lousiana	Diesel 100 % renovável de soja	56,57

A parcela renovável do diesel de coprocessamento também consta do programa nacional americano de biocombustíveis, o Renewable Fuel Standard (RFS), mas em uma categoria diferente (D5) dos biocombustíveis biodiesel e diesel verde (D4) conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Classificação dos combustíveis do ciclo diesel no RFS4.

Categoria de combustível	Tipo de combustível	Código RIN	IC da parcela atribuída ao renovável (gCO₂eq/MJ)
Diesel	Fóssil	-	99,9
Diesel renovável	Biodiesel de palma	D6	90,0
Diesel renovável	Diesel renovável não éster de palma	D6	90,0
Biocombustível avançado	Diesel renovável não éster de coprocessamento (pathway H)	D5	44,4
Diesel baseado em biomassa	Biodiesel	D4	38,5
Diesel baseado em biomassa	Diesel renovável não éster	D4	34,8

Vale lembrar que, de acordo com a Environmental Protection Agency (EPA)⁵, as categorias de combustível do RFS significam:

- Combustíveis renováveis: redução mínima de 20% de gases causadores de efeito estufa
- Biocombustíveis avançados: redução mínima de 50% de gases causadores de efeito estufa e não pode ser produzida a partir de amido de milho.
- Diesel baseado em biomassa: redução mínima de 50% de gases causadores de efeito estufa.
- Biocombustível celulósico: redução mínima de 60% de gases causadores de efeito estufa, deve ser produzido a partir de matérias-primas celulósicas.

Além da redução de gases causadores de efeito estufa pela substituição dos combustíveis fósseis, os combustíveis alternativos trazem eficiência, pois resultam em diesel com teores de enxofre extremamente baixos e elevados índices de cetano.

No caso do Brasil, a Petrobras anunciou recentemente conclusão dos testes com óleo diesel coprocessado com 5 % de óleos vegetais numa unidade de Hidrotratamento - HDT na Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR/PR) pelo processo conhecido como H-BIO⁶. Entretanto, até o momento não foi apresentado pela empresa nenhum estudo ou documento que contenha avaliação do ciclo de vida do diesel de coprocessamento oriundo desse processo, o que impossibilita a avaliação da contribuição exata do produto em termos de emissões de gases causadores de efeito estufa, nem mesmo comparar sua intensidade de carbono com o diesel 100% de origem fóssil ou com outros biocombustíveis do ciclo diesel.

Ainda com relação aos dados de intensidade de carbono do LCFS, cabe uma comparação entre biodiesel e o diesel verde, a qual está resumida na Tabela 13 abaixo.

Tabela 13 - Comparação das intensidades de carbono do biodiesel e do diesel verde para certificações no âmbito do LCFS3

Matéria prima		Biodiesel (gCO ₂ /MJ)	Diesel renovável (gCO ₂ /MJ)
Óleo de Milho	Corn Oil	34,78	32,80
	Distillers' Corn Oil (003)	29,63	27,42
Óleo de soja	Soybean	54,09	53,86
	Soybean Oil	53,21	56,57
	Soybean Oil (005)	57,88	58,34
Gordura animal	Tallow	34,88	35,09
	Tallow & Animal Fat	36,98	43,91
	Tallow (animal and poultry fat) (002)	32,71	31,07
	North American Tallow	31,39	34,19
Óleo usado	Used Cooking Oil	19,89	20,84
	Used Cooking Oil (UCO)	22,41	30,97
	Used Cooking Oil/Waste Oil (UCO) (001)	20,19	19,92
	Global Used Cooking Oil	23,28	25,61

A partir da Tabela 13 pôde-se constatar:

- Proximidade entre as intensidades de carbono de ambos os biocombustíveis, com ligeira vantagem, ora para o biodiesel, ora para o diesel verde, a depender do processo produtivo;

- O fator determinante para as intensidades de carbono é a matéria-prima, onde as residuais, sobretudo óleo usado, resultam em intensidades de carbono mais baixas, ou seja, combustíveis ambientalmente mais sustentáveis;
- Dados da RED II, da União Europeia, em seu Anexo 15, que trata dos dados de emissões tanto do diesel verde quanto do biodiesel, indicam a mesma tendência de proximidade entre as intensidades de carbono do biodiesel e do diesel verde.

7.2 Certificação de Biocombustíveis no RenovaBio

A Lei nº 13.576, de 26/12/2017, instituiu a Política Nacional de Biocombustíveis, chamada RenovaBio, com o objetivo de: i) contribuir para o atendimento aos compromissos assumidos pelo País no âmbito do Acordo de Paris, ii) estimular a redução de emissões de gases causadores de efeito estufa na produção, comercialização e uso de biocombustíveis, iii) incentivar a expansão da produção e uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, e iv) contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis.

O RenovaBio tem como princípios, definidos na citada Lei, a busca pela eficácia dos biocombustíveis em contribuir para a mitigação efetiva de emissões de gases causadores do efeito estufa e de poluentes locais, o avanço da eficiência energética com o uso de biocombustíveis, a inserção comercial de biocombustíveis avançados e de novos biocombustíveis, entre outros.

A Certificação da Produção Eficiente de Biocombustíveis é um dos instrumentos da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e tem por objetivo avaliar o processo produtivo de cada planta produtora de biocombustíveis, utilizando-se de metodologias de Avaliação de Ciclo de Vida para cálculo da intensidade de carbono do biocombustível produzido, atribuindo-lhe Nota de Eficiência Energético-Ambiental que reflete a contribuição individual de cada uma para a redução de emissões de gases de efeito estufa quando comparado com seu substituto fóssil.

Por meio desse modelo, é possível reconhecer e recompensar cada biocombustível pela sua capacidade de redução da intensidade de carbono da

matriz de combustíveis, além de estimular a melhoria na eficiência energético-ambiental de cada unidade produtora.

A recompensa e incentivo a serem conferidos aos biocombustíveis pela sua contribuição na redução da intensidade de carbono ocorrerá com base no direito de as unidades produtoras ou importadores de biocombustíveis certificados emitirem créditos de descarbonização (CBIOs), cuja quantidade será correspondente a sua Nota de Eficiência Energético-Ambiental.

A Lei nº 13.576, de 2017, em seu art. 19, dispõe que o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis será concedido ao produtor ou ao importador de biocombustível que atenda aos parâmetros definidos em regulamento. Estabelece ainda, nas definições, como emissor primário de CBIOs o produtor ou importador de biocombustível, autorizado pela ANP e que detenha Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis.

Importante destacar que a definição de biocombustível encontra previsão no art. 6º, inciso XXIV, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997⁸, conforme destacado a seguir:

“Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

.....
XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável, tal como biodiesel, etanol e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP, que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.

7.3 A parcela renovável do diesel de coprocessamento na legislação atual do RenovaBio

Como já largamente tratado em capítulos anteriores, o diesel de coprocessamento consiste em combustível composto por óleo diesel mineral e uma fração renovável, que geralmente representa 5 a 10 % do volume total do produto, para uso em motores a combustão interna do ciclo diesel. Dessa forma,

em virtude de esse produto não ser derivado de biomassa renovável, mas majoritariamente de frações de petróleo, ele não pode ser classificado como biocombustível, mas sua fração renovável sim.

Nesse sentido, pode ser citado o documento *“Determining the renewability of co-processed fuels”*³⁰, que trata a parcela renovável como conteúdo de biocombustível no produto quando componentes fósseis e de biomassa são coprocessados, sendo necessária metodologia robusta, consistente e transparente.

Nesse sentido, conforme exemplificado no item 7.1, que mostra que a fração renovável do produto já é considerada em outros programas de descarbonização, não se pode desconsiderar seu benefício ambiental em termos de potencial de redução da intensidade de carbono do combustível.

Nessa linha, o CNPE pode recomendar que a ANP considere a fração renovável como biocombustível, podendo os produtores de diesel de coprocessamento serem enquadrados como emissores primários de CBIOS, pela definição prevista no art. 5º inciso VII da mesma Lei.

“Art.5º Ficam estabelecidas as seguintes definições:

VII - emissor primário: produtor ou importador de biocombustível, autorizado pela ANP, habilitado a solicitar a emissão de Crédito de Descarbonização em quantidade proporcional ao volume de biocombustível produzido ou importado e comercializado, relativamente à Nota de Eficiência Energético-Ambiental constante do Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, nos termos definidos em regulamento”.

Para compensar o produtor pela redução da intensidade de carbono, através de CBIOS, a parcela renovável contida no óleo coprocessado precisaria ser expressamente classificada como biocombustível na definição legal ou equiparada a ele para fins do RenovaBio, o que entendesse possível ser feito por meio de Resolução do CNPE. De todo modo, uma vez superada a questão da previsão legal do produto no âmbito do RenovaBio, haverá a necessidade de

³⁰ Disponível em <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/co-processing_final_report_090418.pdf>. Acesso em 04.10.2021.

que o diesel oriundo de coprocessamento seja submetido às etapas de certificação eficiente da sua produção.

7.4 Inclusão de nova rota de produção de biocombustíveis para obtenção do Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis

Nos termos do art. 4º da Resolução ANP nº 758, de 23/11/2018¹¹, as rotas de produção de biocombustíveis que hoje estão aptas a obter Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis são:

- “I - Biodiesel;*
- II - Biometano;*
- III - combustíveis alternativos sintetizados por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (HEFA);*
- IV - Etanol combustível de primeira geração produzido a partir de cana-de-açúcar;*
- V - Etanol combustível de primeira e segunda geração produzido em usina integrada;*
- VI - Etanol combustível de segunda geração;*
- VII - etanol combustível de primeira geração produzido a partir de cana-de-açúcar e milho em usina integrada;*
- VIII - etanol combustível de primeira geração produzido a partir de milho; e*
- IX - Etanol combustível importado de primeira geração produzido a partir de milho”*

Assim, para que a produção do diesel coprocessado, em particular da sua parcela renovável, possa ser submetida ao processo de certificação da produção eficiente, faz-se necessária a aprovação da rota de sua produção e inclusão de seus parâmetros na RenovaCalc.

Para tal, o produtor interessado deverá encaminhar, naquilo que lhe couber, os documentos que comprovem as informações relacionadas no art. 5º da citada Resolução, a saber:

- I - Mercado aparente de biocombustíveis (parcela renovável);

II - Volume de produção potencial;

III - Mercado potencial;

IV - Desempenho técnico e econômico;

V - Maturidade da tecnologia de produção;

VI - Grau de organização da cadeia produtiva;

VII - diferença em relação às rotas previstas no art. 4º;

VIII - dados abertos dos processos de produção de matéria-prima, do biocombustível, de coprodutos e de insumos, quando pertinente;

IX - Estudo de análise de ciclo de vida, de acordo com os requisitos metodológicos descritos no Anexo I, explicitando as fontes de informação, as premissas, as restrições, o conjunto de dados dos processos produtivos agrícola e industrial e a memória de cálculo; e

X - Revisão crítica, emitida por terceira parte, do estudo de que trata o inciso IX, conforme a norma ABNT NBR ISO 14.044¹².

Após o envio, a documentação completa será avaliada pelo Grupo Técnico RenovaBio, composto por representantes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa), Laboratório Nacional de Biorrenováveis (LNBR) e Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

Caso aprovada, a rota será incluída na Resolução ANP nº 758, de 2018, e em seu anexo I, estando apta a ser utilizada para fins de certificação da produção eficiente de biocombustíveis.

Capítulo 8

8 QUANTIFICAÇÃO DE CONTEÚDO RENOVÁVEL EM MISTURAS DE HIDROCARBONETOS PARAFÍNICOS – UM ESTUDO DE CASO PARA O DIESEL DE COPROCESSAMENTO NO BRASIL

Os combustíveis coprocessados, em especial o diesel de coprocessamento, apesar de poderem ser produzidos a partir de uma das rotas regulamentadas no Brasil para produção do diesel verde (Resolução ANP n° 842/2021), não pode ser considerado como tal já que não é originado de matéria-prima 100% renovável. Por definição, o diesel verde consiste em biocombustível composto por hidrocarbonetos parafínicos, destinado a motores do ciclo diesel, a partir de matérias-primas exclusivamente derivadas de biomassa renovável, podendo somente ser considerada a fração renovável. Já o diesel de coprocessamento é produzido a partir de mistura de diesel mineral (fóssil) com fração de matéria-prima renovável nas unidades de hidrotratamento ou de craqueamento catalítico das refinarias de petróleo, sendo então produzido um diesel com uma parcela de conteúdo renovável, que pode ser classificada como biocombustível.

No contexto atual de ampliação dos debates acerca do uso de energias mais limpas e ampliação de ações nacionais e internacionais para estimular o alcance de modelo energético de baixo carbono, determinar a parcela de conteúdo renovável no diesel de coprocessamento ou até mesmo determinar o teor de diesel verde no diesel B é de suma importância. Tal determinação, no entanto, é um grande desafio do ponto de vista analítico, já que sendo o diesel verde considerado *drop-in*, suas moléculas são idênticas às do diesel originado de matéria-prima fóssil, tornando bastante difícil a diferenciação química destes dois produtos. Basicamente, a diferença das moléculas entre esses combustíveis está apenas na origem do carbono. Os carbonos presentes nos hidrocarbonetos oriundos de fonte fóssil se originaram há milhões de anos. Já os carbonos de origem renovável são datados mais recentes. Assim, o método mais amplamente conhecido para essa diferenciação, identificado como o

método do carbono-14, é baseado na datação dos isótopos de carbono. Deve-se atentar para o fato de que este método possui alta complexidade e alto custo.

Diante das discussões recentes sobre a inclusão do diesel de coprocessamento na matriz energética brasileira, da importância de quantificação do conteúdo renovável nesse combustível, bem como da dificuldade analítica apresentada, esse capítulo tem por objetivo: 1) apresentar o estado da arte do diesel de coprocessamento no mundo; e 2) discutir possibilidades analíticas para viabilizar a quantificação supramencionada.

8.1 O coprocessamento de matéria-prima fóssil com renovável

O coprocessamento se refere à transformação simultânea de matérias-primas renováveis com destilados intermediários de petróleo, como o diesel e o gasóleo de vácuo, em unidades já existentes nas refinarias de petróleo para produção de combustíveis acabados. As matérias-primas renováveis mais adequadas para o coprocessamento, segundo *California Air Resources Board* (2017), incluem o óleo de pirólise, óleos vegetais *in natura* ou residuais, óleos à base de algas e à base de gordura, por exemplo, gordura animal. Além disso, a lignina e os açúcares também podem ser coprocessados. Já a transformação pode envolver os processos de craqueamento, hidrogenação ou outra reforma de óleos de origem renovável semiprocessados combinados com os intermediários de petróleo para obter diesel, gasolina, querosene, nafta, GLP ou quaisquer outros combustíveis de hidrocarbonetos.

O resultado do coprocessamento é um combustível misto com as mesmas propriedades químicas do fóssil. Schimmel et al. (2018), no entanto, citam algumas particularidades que tendem a diferir na produção de hidrocarbonetos de origem renovável e fóssil, tais como:

i. Matérias-primas renováveis possuem menor teor de hidrogênio e enxofre em comparação com matérias-primas fósseis e, normalmente, têm uma abundância de oxigênio que é convertido em CO, CO₂ e água no craqueamento catalítico (FCC) ou nas unidades de hidrotratamento;

- ii. Durante o coprocessamento em unidades FCC, as matérias-primas renováveis, especialmente o óleo de pirólise, tendem precipitar preferencialmente como coque no catalisador;*
- iii. Há uma tendência de matérias-primas renováveis produzirem mais C_{4s} mistos (misturas de hidrocarbonetos consistindo em quatro átomos de carbono) quando comparados às matérias-primas fósseis. Isso altera as relações de massa e volume dos combustíveis líquidos e das emissões produzidas na unidade quando comparadas ao processamento de matéria-prima 100% fóssil.*

Destaca-se que as refinarias são, em geral, instalações grandes e complexas, mas apresentam limitações para o processamento de matérias-primas de base renovável. Coprocessar matéria-prima fóssil com pequena parcela de renováveis, então, acaba se tornando economicamente mais viável para uma refinaria de petróleo quando comparado à produção do diesel verde (100% oriundo de matéria-prima renovável), já que o coprocessamento requer pouca adaptação das unidades de refino existentes.

O aumento da parcela de conteúdo renovável na alimentação dos reatores responsáveis pelo coprocessamento, no entanto, torna o processo mais complexo, com necessidade de consideráveis adaptações e, consequentemente, com aumento do custo do processo produtivo. Isso porque embora as operações de refinaria, como o hidrotratamento (HDT) e o hidrocrackeamento (HCC), usem rotineiramente o hidrogênio para a remoção de heteroátomos dos combustíveis fósseis, como enxofre e nitrogênio, a concentração desses contaminantes no petróleo bruto são relativamente baixas (média de 1,8% de enxofre e 0,1% de nitrogênio em petróleo bruto típico) quando comparada a concentração de oxigênio em matérias-primas renováveis (média de 10% em óleo vegetal e acima a 40% em bio-óleo) (HOLMGREN *et al.*, 2007). Nesses processos de retirada de heteroátomos a partir do hidrogênio, são envolvidas reações exotérmicas, e, consequentemente, uma grande quantidade de energia, que pode ser responsável por desativar os catalisadores do processo, é liberada quanto maior a quantidade de matéria-prima renovável estiver alimentando os reatores (VAN DYK, 2019). Logo, quanto mais óleo de origem renovável é inserido no processo, mais hidrogênio é necessário para tratá-lo, portanto mais energia é liberada, e mais difícil é controlar o processo

nas unidades que foram projetadas para produção de combustível fóssil. Por esse motivo, as referências geralmente recomendam-se um máximo de 15% (TOTH *et al.*, 2015) a 20% (BHATT, 2020) de parcela renovável no processo, a depender da matéria-prima renovável coprocessada. MUKARAKATE *et al.* (2020), porém, indica que o teor ideal de óleo de origem renovável no coprocessamento fica entre 5% e 10%.

Em relação ao rendimento da fração renovável, é importante destacar que tal parâmetro depende da matéria-prima utilizada e do processo. Na patente do diesel H-BIO da Petrobras, que descreve um processo de hidroconversão de cargas de óleos vegetais combinadas a cargas de petróleo para obtenção de óleo diesel (PI0500591-4), o rendimento de diesel obtido é de 80% da carga processada. Lindfors *et al.* (2015) indicam que à medida que se aumenta a porcentagem em massa da matéria-prima renovável na carga de coprocessamento, os rendimentos no combustível líquido final (ex. diesel ou gasolina de coprocessamento) diminuem, aumentando o rendimento em gases e coque. Os autores estimam ainda que o rendimento médio fique entre 65% e 85% da carga renovável em combustível líquido no final do processo e se dá para uma alimentação média de matéria-prima renovável de 5% no coprocessamento. Sumarizando, os autores indicam que à medida que a porcentagem de óleos renováveis na mistura coprocessada aumenta:

i.Reduz-se o rendimento em combustível líquido, como o diesel coprocessado;

ii.Aumenta-se o percentual de gás liquefeito de petróleo (GLP) devido ao melhor craqueamento dos triglicerídeos (não há aromáticos nos óleos vegetais);

iii.Aumenta-se a porcentagem de coque, já que há remoção acelerada de hidrogênio dos hidrocarbonetos na presença de triglicerídeos.

iv.Aumenta-se a porcentagem de CO e CO₂ devido à presença de oxigênio na matéria-prima renovável.

8.2 Produção de diesel coprocessado no mundo e metodologias utilizadas para quantificação do conteúdo renovável

Várias refinarias de petróleo no mundo estão produzindo o diesel de coprocessamento. Na Europa, ele é produzido pelas empresas: (i) Preem, em Gotemburgo, na Suécia, com produção de 200 mil toneladas por ano; (ii) Cepsa, com refinarias na Espanha, e com produção média de 180 mil toneladas por ano por refinaria; (iii) Repsol, também com refinarias na Espanha, e capacidade média de 60 mil toneladas por ano por refinaria (FUTURE BRIDGE, 2020); e (iv) Conoco Phillips, na refinaria Whitegate, em Cork, na Irlanda desde 2006 (COMISSÃO EUROPEIA, 2019). Nos EUA, a refinaria Cherry Point da BP em Blaine, Washington, também está produzindo diesel coprocessado (CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD, 2019).

Nos EUA, a quantificação da parcela renovável para fins de geração de crédito no programa LCFS-CARB (*Low Carbon Fuel Standard do California Air Resources Board*), programa desenhado no estado da Califórnia (EUA) para incentivar o uso de combustíveis com baixo teor de carbono nos Estados Unidos, se dá a partir de análise isotópica de carbono-14 (C_{14}) (CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD, 2019).

Na Europa, também há a possibilidade de contabilizar a parcela de renováveis no produto final para fins de cumprimento de critérios relacionados à redução das emissões do RED II (*Renewable Energy Directive*). A Comissão Europeia segue com o compromisso de publicar diretrizes para definir o percentual de renovabilidade do produto de coprocessamento até 2021 (COMISSÃO EUROPEIA, 2018), embora tais diretrizes ainda não tenham sido publicadas. Assim, vários países na Europa que já fazem uso do coprocessamento têm ditado as diretrizes regionais.

Para estabelecer o percentual de renovabilidade do produto, o Reino Unido adota análise de porcentagem de conteúdo energético da matéria-prima renovável e não renovável (na carga do reator) (UK DEPARTMENT OF TRANSPORT, 2017), enquanto na Alemanha utiliza-se a análise de carbono 14 para estabelecer este percentual e descontar como parcela de descarbonização (GERMAN 37 BImSchV, 2017).

8.3 Balanço energético

A avaliação de balanço energético para estimativa do conteúdo renovável é baseada no cálculo da participação de energia vinda das matérias-primas renováveis que são introduzidas no processo, aplicando, em seguida, essa mesma porcentagem na saída do processo (SCHIMMEL *et al.*, 2018). Assim, considera-se que a parcela do conteúdo renovável nas entradas (medida em termos de Poder Calorífico Inferior - PCI) é igual à parcela de conteúdo renovável das saídas (Equação 1).

% renovabilidade

$$= \frac{\text{Energia (MJ) das matérias – primas renováveis na entrada}}{\text{Energia Total (MJ) de todas matérias – primas na entrada}}$$

$$\% \text{ renovabilidade} = \frac{\sum (M_{bio_i} * PCI_i)}{\sum (M_j * PCI_j)} * 100 \quad (1)$$

Fonte: SCHIMMEL *et al.*, 2018

Em que:

M_{bio_i} : Massa das “i” correntes de origem renovável introduzidas no processo.

M_j : Massa de todas as “j” correntes (de origem renovável e fóssil) introduzidas no processo.

PCI_i : Poder Calorífico Inferior das “i” correntes de origem renovável introduzidas no processo.

PCI_j : Poder Calorífico Inferior das “j” correntes de entrada no processo (origem renovável e fóssil).

Nessa avaliação, é considerado que os combustíveis de origem renovável possuem menor conteúdo de energia (PCI inferior) que os combustíveis fósseis, devido ao maior teor de oxigênio presente nas matérias-primas renováveis. Por exemplo, no coprocessamento de gasóleo de vácuo fóssil (VGO) com bio-óleo de pirólise na unidade de FCC, o VGO possui PCI de aproximadamente 42 MJ/kg, enquanto o bio-óleo de pirólise possui PCI de aproximadamente 20 MJ/kg (o bio-óleo de pirólise tem um teor particularmente alto de oxigênio).

Tal metodologia é relativamente simples e se alinha bem com o RED, já que as metas e cálculos de gases de efeito estufa também são calculados com base no conteúdo energético (SCHIMMEL *et al.*, 2018). Contudo, apesar da simplicidade em termos de cálculo, é necessário conhecer o conteúdo de energia de todas as entradas do processo. Uma desvantagem dessa abordagem é que se baseia no conteúdo de energia das entradas, em termos de matérias-primas do processo e, portanto, não reflete necessariamente o combustível final. Dessa forma, pode existir distorção do real conteúdo renovável no combustível final, já que a conversão das matérias-primas fósseis e renováveis não são absolutas, isto é, parte do carbono presente na matéria-prima produz CO e CO₂ durante o coprocessamento, em especial produzido pela parcela renovável, que possui alto teor de oxigênio. De forma resumida, nem todo o carbono renovável de entrada acaba no combustível final, o que significa que a renovabilidade do combustível acabado é ligeiramente superestimada usando essa abordagem (SCHIMMEL *et al.*, 2018).

O balanço energético, ou mesmo o balanço simples de massa (em que se leva em consideração apenas as massas de entrada no processo) não são técnicas precisas para medição do conteúdo renovável, já que a eficiência de conversão da matéria-prima fóssil e renovável no combustível final não é levada em consideração. Outra limitação importante é que os métodos de balanço de massa e energia não podem ser utilizados como técnicas de medição do conteúdo renovável de combustíveis na cadeia de distribuição, sendo aplicáveis apenas à produção e depende ainda de dados declaratórios. Por esse motivo, a análise isotópica (abaixo descrita), utilizada na Alemanha e na Califórnia, qualifica-se como a metodologia mais indicada para esta medição.

8.4 Análise isotópica (carbono-14)

O radiocarbono, ou carbono-14 (também chamado de C₁₄), é um isótopo de carbono instável e levemente radioativo. Esse carbono está presente em todas as substâncias vivas em pequenas quantidades. Quando uma planta para de assimilar o dióxido de carbono ou quando um animal ou ser humano para de se alimentar, a ingestão de carbono-14 também é interrompida e o equilíbrio é

rompido (BETA ANALYTIC, 2020). Daquele momento em diante, o único processo em andamento é o enfraquecimento radioativo. Eventualmente, todo o carbono-14 remanescente desaparece gradualmente devido à queda em sua radioatividade (BETA ANALYTIC, 2020a).

Um laboratório de datação por radiocarbono é capaz de fazer a análise utilizando o princípio de “meia vida” do carbono-14. A meia vida do carbono-14 é a quantidade de tempo necessária para que metade da quantidade original desapareça com o enfraquecimento radioativo (BETA ANALYTIC, 2020a). Essa meia vida consiste em aproximadamente 5.700 anos e significa que a cada 5.700 anos, a quantidade de carbono-14 em um fóssil é apenas metade do que era 5.700 anos atrás. Depois de 50.000 anos, um fóssil não contém mais nenhum radiocarbono, que terá desaparecido completamente devido ao enfraquecimento radioativo. Desse modo, quando um laboratório de datação por radiocarbono não identifica nenhum carbono-14 em um fóssil, chega-se à conclusão de que ele tem mais de 50.000 anos (BETA ANALYTIC, 2020). No caso dos produtos com componentes derivados de produtos agrícolas e petroquímicos, os métodos ASTM D6866 e EN16640 determinam o percentual de carbono-14 para calcular a parcela do produto derivada de plantas, em comparação com a parcela proveniente de petróleo. Nas misturas de combustíveis fósseis com renováveis, a parcela renovável, que estava recentemente viva (base biológica), contém carbono-14, enquanto a parcela derivada de origem fóssil não contém mais esse isótopo de carbono. Portanto, todo o carbono-14 encontrado no combustível provém do componente de base renovável.

A partir do método em questão, amostras de diesel coprocessado podem ser analisadas periodicamente para determinar a porcentagem de carbono de origem renovável no combustível. Considerando que o coprocessamento altera a massa total de carbono nas matérias-primas combinadas e a taxa na qual as matérias-primas fósseis são convertidas para combustíveis líquidos (em comparação com matéria-prima somente fóssil), tal abordagem permite análise precisa da fração renovável pós-reação, isto é, no produto acabado.

8.4.1 Técnicas de análise isotópica de radiocarbono (carbono-14)

Três técnicas são conhecidas para medição da atividade do carbono-14: contagem de cintilação líquida, contagem proporcional de gás e espectrometria de massas com aceleradores. A ASTM D6866 se refere aos métodos padronizados de análise para determinar o conteúdo de base biológica de amostras sólidas, líquidas e gasosas, usando a análise de Contagem de Cintilação Líquida (LSC, em inglês) e a Espectrometria de Massa com Aceleradores associado à técnica de Espectrometria de Massa de Razão Isotópica – EMRI (IRMS, em inglês). A EN 16640 prevê, além dos dois métodos citados pela ASTM D6866, a Ionização Beta (BI), baseada na contagem proporcional de gás. Contudo, esse procedimento, segundo a norma, é apenas informativo, não tendo valor normativo.

No método radiométrico de espectrometria - **Contador de Cintilação Líquida (LSC)**, determina-se a abundância de isótopos de C_{14} de forma indireta através da emissão de partículas beta, geradas pelo decaimento radioativo. Nesse método, ocorre a detecção da luz fluorescente ou fótons produzidos pelos compostos orgânicos de coquetel cintilador quando bombardeados pela radiação das partículas beta presentes na amostra. Para utilização do método de cintilação em meio líquido, a amostra precisa ser queimada para que o carbono presente na amostra seja transformado em CO_2 , sendo então empregadas as seguintes técnicas no preparo: absorção de CO_2 ou síntese benzênica. Ambas as técnicas de preparo consistem na transformação do CO_2 liberado (após a combustão da amostra) em forma mensurável. Na absorção de CO_2 , o gás liberado reage com composto específico para absorção de CO_2 , que então é misturado a um coquetel cintilador de CO_2 . Na síntese benzênica, o gás é transformado em benzeno, com emprego de catalisadores e altas temperaturas, e misturado ao coquetel cintilador de benzeno (DIAS, 2006). De forma geral, a partir dos dois métodos de preparo, o cintilador produz um flash de luz quando interage com uma partícula beta, passando em seguida por dois fotomultiplicadores. Somente quando ambos os dispositivos registram o flash de luz, uma contagem é feita. O LSC tem precisão relativamente baixa e requer longo tempo para contagem, que pode levar dias ou semanas, sendo o método do coquetel de benzeno mais preciso do que o método de coquetel de CO_2 . Por

esse motivo, a EN 16640 estabelece que para baixo conteúdo de carbono biogênico (<10%), somente o método de coquetel de benzeno deve ser utilizado.

Recentemente um projeto de norma (*WK73882 - Standard Test Method for Determining the Biobased Content of Liquid Hydrocarbon Fuels Using Liquid Scintillation Counting*) entrou na pauta da ASTM. O novo método promete diminuir os tempos e custos da análise da técnica de cintilografia líquida, não requerendo, por exemplo, preparo de amostra. O método está sendo construído para monitoramento do processo em refinarias e para que as informações geradas possam ser utilizadas por agências reguladoras americanas como o CARB e o EPA. Atualmente o método está em processo de votação e de ajustes técnicos para publicação na ASTM, como norma técnica.

A **Espectrometria de Massa com Aceleradores (AMS)** é considerada a forma mais eficiente e precisa de medir o conteúdo de radiocarbono de uma amostra. Nesse método, o conteúdo de carbono 14 é diretamente medido em relação ao carbono 12 e 13 presentes. O método não conta partículas beta, mas, sim, o número de átomos de carbono presentes na amostra e a proporção dos isótopos (BETA ANALYTIC, 2020b) a partir da redução catalítica do CO₂ a grafite (NORTON *et al.*, 2012). A maior vantagem que a datação por radiocarbono pela técnica AMS tem sobre os métodos radiométricos por contagem de decaimentos beta é a quantidade pequena de amostra. Os espectrômetros de massas com aceleradores geralmente precisam de quantidades menores de amostras em relação aos métodos convencionais por um fator de 1000 (DIAS, 2015). A espectrometria de massas com aceleradores também leva menos tempo de análise, em comparação com os métodos de datação por cintilografia, que podem levar dias. Um espectrômetro de massa tem um tempo de execução de poucas horas por amostra. Além disso, deve-se observar que as medições por AMS costumam apresentar maior precisão e fundos mais baixos do que os métodos de datação radiométrica (DIAS, 2015). Contudo, a AMS requer um alto custo operacional.

O método de **Ionização Beta (BI) – contagem proporcional de gás** também determina a abundância de isótopos de C₁₄ de forma indireta através da emissão de partículas beta (que são geradas pelo decaimento radioativo). Contudo, nesse método, diferente da cintilação, a detecção dessas partículas se

dá por meio de pulsos de corrente de descarga, gerados pelas partículas beta, entre eletrodos de alta tensão em um gás contador. Para que ocorram os pulsos, a amostra deve estar na forma de CO_2 ou convertida em CO_2 . O carbonato obtido a partir da combustão de um produto de base biológica é convertido em CO_2 por acidificação e então purificado (remoção de impurezas como oxigênio, SO_2 , radônio e vapor de água por meio de carvão) para ser adequado como gás de contagem em contador proporcional de gás. Nesse método, a amostra é contada por vários dias em sistema de contagem de baixo nível para atingir o número de contagens desejado para precisão estatística.

A seguir, a Tabela 14 apresenta comparativo das técnicas isotópicas já normalizadas para medição da atividade do carbono-14.

Tabela 14 - Comparativo das técnicas isotópicas para medição da atividade do carbono-14 previstas pela EN 16640 e ASTM D6866.

Contador de Cintilação Líquida (LSC) – CO₂	0,2 – 1 g	Normal	Preparo: 4 a 12h Contagem: > 12 Total: 16 a 24 h	<9%	\$250	Baixo \$150.000	Amostras com altos teores de carbono renovável (>10%)
Contador de Cintilação Líquida (LSC) - Benzeno	2 – 10 g	Normal	Preparo: 4 a 12h Contagem: > 12h Total: 16 a 24 h	<2%	\$250	Baixo \$150.000	Amostras com qualquer percentual de conteúdo renovável. Contudo, menor precisão para amostras com menores teores (<10%)
Contador de Cintilação Líquida (LSC) - Projeto de norma WK 73882	30 mL	Normal	Preparo: 5 minutos Contagem: 5,5 h Total: 5,6h	Dados ainda sendo gerados, porém a precisão é comparável ao método LSC - Benzeno	-	\$100.000	Amostras com qualquer percentual de conteúdo renovável
Espectrometria de Massa com Aceleradores (AMS)	1 mg	Alta. Inclui acelerador de partículas e sistema de conversão a grafite	10 a 30 min	<1%	\$400	Alto \$2.000.000	Amostras com qualquer percentual de conteúdo renovável
Ionização Beta (BI) – Contador proporcional de gás	~1 g	Baixa. Contudo, requer sistema de purificação de gás	Preparo: 8 a 24h Contagem: > 2 d Total: ~3 dias	<5%	Sem informação	Baixo	Amostras com altos teores de carbono renovável (>10%)

[1] menor % de conteúdo renovável, maior tempo necessário de análise (contagem) para melhorar a precisão.

[2] EDLER, 2007 com alterações.

[3] custo referente a 2009 (EDLER, 2010).

Fonte: Adaptado de EN16640 e EDLER (2007, 2010)

8.5. Outras metodologias alternativas – revisão bibliográfica

Além das técnicas conhecidas e utilizadas para medição da parcela renovável dos combustíveis no Reino Unido (balanço energético) e na Alemanha e Califórnia (análise isotópica de carbono 14), outras técnicas são citadas na literatura e serão revisadas neste capítulo. A Tabela 15 apresenta resumo das principais vantagens e desvantagens das técnicas de medição da parcela renovável em misturas de hidrocarbonetos parafínicos.

8.6 Balanço de massa, com base em rendimentos observados

O método de balanço de massa baseia-se no princípio de conservação de massa, já que em qualquer sistema, a massa total das entradas deve ser igual à massa total das saídas. Contudo, como anteriormente citado, é de esperar que em processo de produção de combustíveis, nem todo carbono presente na matéria-prima produz o combustível final desejado, uma vez que parcela do carbono presente na matéria-prima renovável da entrada produz CO e CO₂ durante o coprocessamento. Além disso, a porcentagem de carbono renovável nas frações do produto não é constante, pelo contrário, há mais conteúdo renovável no gás e no coque formado que na fração líquida de interesse. Fogassy *et al.* (2011) mostraram que uma mistura coprocessada (10% renovável com 90% fóssil, em massa) não apresenta distribuição homogênea de carbono renovável nos produtos. A partir de análise de carbono 14, verificaram que o gás produzido continha 10,6% de carbono renovável, o coque continha 15,8% de carbono renovável e nos combustíveis líquidos, 7,2%. Dessa forma, pelo balanço de massa, contabilizar-se-ia 10% de conteúdo renovável no diesel de coprocessamento, por exemplo, enquanto, no caso em questão, o real conteúdo renovável seria de 7,2%. Ou seja, um erro de aproximadamente 40%.

Assim, o aprimoramento do método do balanço de massa simples é citado por Schimmel *et al.* (2018), que prevê de forma indireta os rendimentos observados no cálculo da renovabilidade final do produto com base na comparação do cenário de coprocessamento com o cenário de linha de base (produção de combustível 100% fóssil, sem matéria-prima biogênica).

Schimmel *et al.* (2018) exemplificam cenário de linha de base onde 100 kg de matéria-prima fóssil é processada em uma unidade de refinaria, produzindo 90 kg de combustível acabado (diesel, gasolina, querosene etc.). No cenário de coprocessamento dos mesmos 100 kg de matéria-prima fóssil com 10 kg de renovável, a matéria-prima renovável adicionada ao processo, aumenta o rendimento total para 97 kg, conforme Figura 12. Assim, o aumento no rendimento de 7 kg pode ser totalmente rotulado como “renovável” e, nesse caso, o fator de rendimento de 7,2% (ou seja, 7/97) pode ser aplicado a todas as saídas para cálculo da porcentagem de renovabilidade no combustível final (Equação 2).

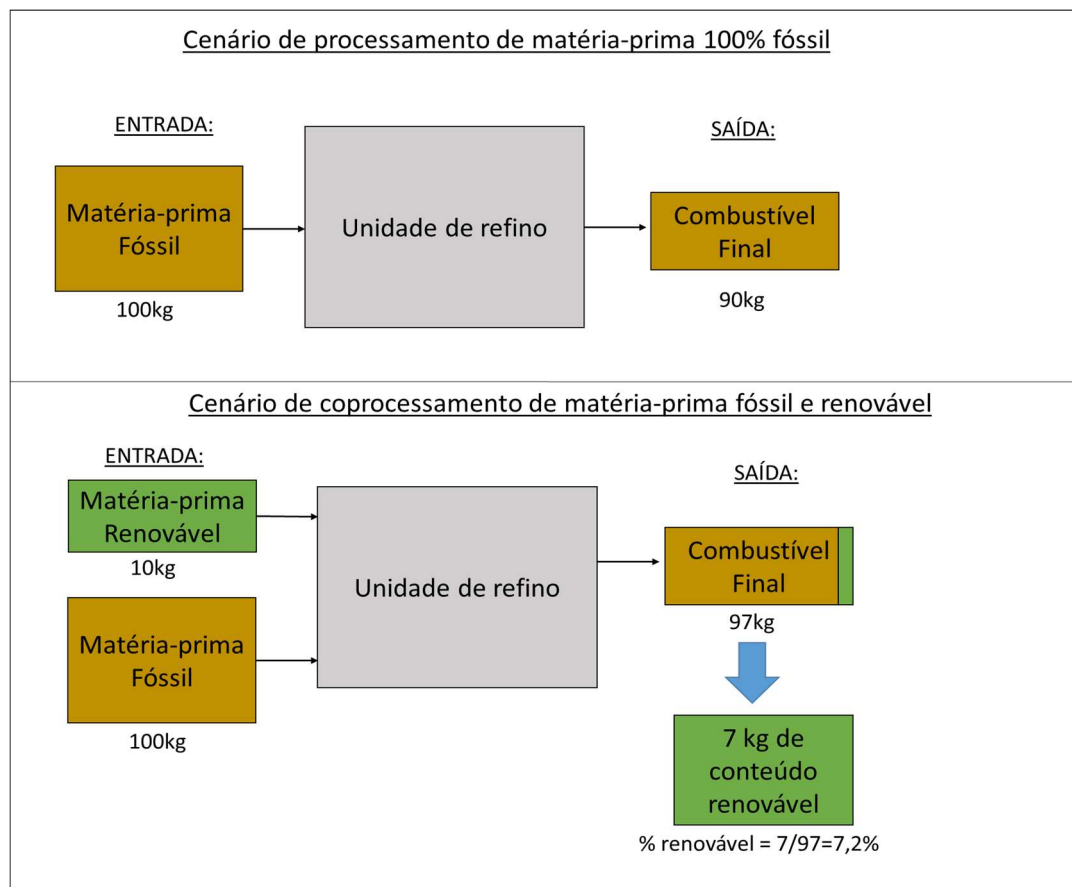


Figura 12 - Renovabilidade dos combustíveis oriundos de coprocessamento a partir de balanço de massa (base em rendimentos observados) (Fonte: Adaptado de Schimmel et al. (2018)).

$$\% \text{ renovabilidade} = \frac{M_{\text{coprocessamento}} - M_{\text{fóssil}}}{M_{\text{coprocessamento}}} * 100 \quad (2)$$

Em que:

- $M_{\text{coprocessamento}}$: Massa de combustível produzido na unidade de coprocessamento a partir da mesma massa de matéria-prima fóssil utilizada no cenário base de processamento de matéria-prima 100% fóssil.
- $M_{\text{fóssil}}$: Massa de combustível produzido na unidade de processamento de matéria-prima 100% fóssil (cenário base).

É importante considerar que os rendimentos observados em cada corrente de hidrocarbonetos do processo, como diesel, gasolina, querosene e outros combustíveis não são necessariamente os mesmos. Assim, se o cálculo for realizado conforme exemplo da Figura 12, a mesma parcela de conteúdo renovável poderia ser alocada para todas as correntes de saída.

Alternativamente, e de forma mais precisa, o cálculo pode ser feito para todas as saídas de hidrocarbonetos individuais (conforme ilustrado na Figura 2 e Equação 3). Contudo, o cálculo se torna mais complexo, já que pode haver muitas correntes diferentes de hidrocarbonetos na saída de um processo (SCHIMMEL, *et al.* 2018). No mesmo exemplo da Figura 12, caso fosse alocada a parcela de renovabilidade de forma individual por corrente do processo, teríamos um fator de renovabilidade de 4,8% (ou seja, 2/42) na gasolina e 9,1% (ou seja, 5/55) no diesel, conforme ilustrado na Figura 13.

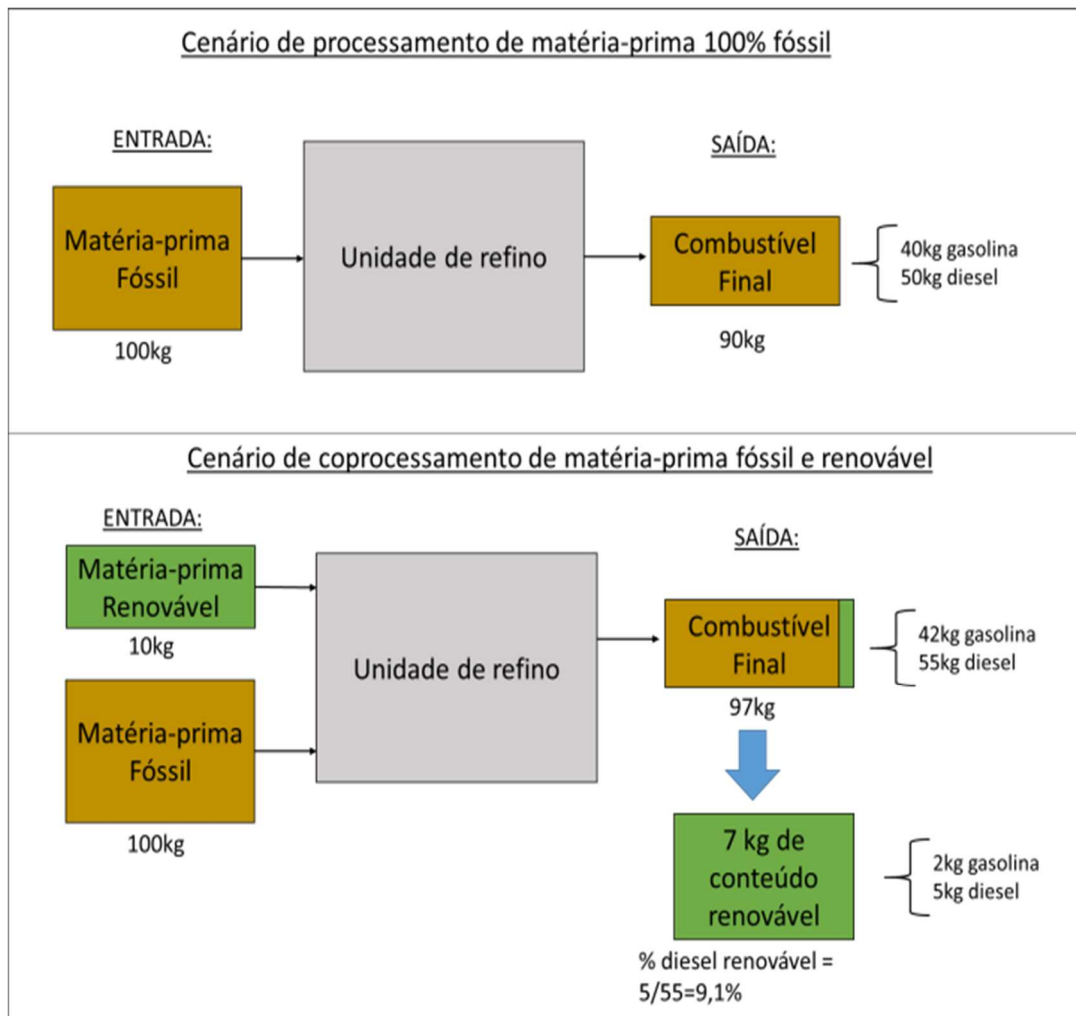


Figura 13 - Renovabilidade de cada parcela dos combustíveis oriundos de coprocessamento a partir de balanço de massa (base em rendimentos observados) (Fonte: Adaptado de Schimmel et al. (2018)).

$$\% \text{ renovabilidade da corrente "i"} = \frac{M_{\text{coprocessamento}_i} - M_{\text{fóssil}_i}}{M_{\text{coprocessamento}_i}} * 100 \quad (3)$$

Em que:

- $M_{\text{coprocessamento}_i}$: Massa do combustível “i” produzido na unidade de coprocessamento a partir da mesma massa de matéria-prima fóssil utilizada no cenário base de processamento de matéria-prima 100% fóssil.
- $M_{\text{fóssil}_i}$: Massa do combustível “i” produzido na unidade de processamento de matéria-prima 100% fóssil (cenário base).

Tal método é simples e preciso no caso de não haver alteração da relação de matérias-primas fósseis e renováveis na entrada da unidade de refino, contudo depende de dados declaratórios. Qualquer alteração na relação poderá implicar a necessidade de ajuste no cenário base para novo cálculo de rendimentos e do percentual de renovabilidade do produto final.

8.7 Balanço de massa de carbono

Outro avanço no balanço de massa leva em consideração o balanço de carbono a partir das quantidades de CO e CO₂ produzidos durante o coprocessamento. A diferença entre o conteúdo de carbono renovável da entrada e o carbono perdido em CO e CO₂ é usado na estimativa de carbono renovável que acaba em produtos desejáveis de origem renovável. Para tanto, calcula-se primeiramente o fator de correção de carbono renovável do combustível pela Equação 4:

$$\%FC = \frac{MC_{biomassa} - C_{co} - C_{co_2}}{MC_{biomassa}} * 100 \quad (4)$$

Em que:

- %FC: Fator de correção de conteúdo renovável
- $MC_{biomassa}$: Massa de carbono na matéria-prima renovável
- M_{co} : Massa de carbono perdida como CO
- M_{co_2} : Massa de carbono perdida como CO₂

Em seguida, é possível calcular o percentual de renovabilidade da corrente desejada, a partir da Equação 5.

$$\% \text{ renovabilidade da corrente "i"} = \frac{\frac{M_{biomassa}}{M_{total}} * M_i * \%FC}{M_{total}} \quad (5)$$

Em que:

- *M_{biomassa}*: Massa de matéria-prima renovável na entrada do coprocessamento
- *M_{total}*: Massa de matéria-prima total na entrada do coprocessamento
- *M_i*: Massa do produto “i” na saída do coprocessamento
- %FC: Fator de correção de conteúdo renovável

O documento da California Air Resources Board (2017) exemplifica o balanço de carbono a partir do coprocessamento de 10 toneladas de matéria-prima renovável com 10 toneladas de matéria-prima fóssil, em que 60% em massa da matéria-prima renovável são compostas de carbono e são gerados no processo 1 tonelada de CO e CO₂. Nesse exemplo, o %FC = $(6-1)/6 \times 100 = 83,3\%$. Se 50 toneladas de gasolina são geradas no processo, a porcentagem de renovabilidade da gasolina será: % de renovabilidade da gasolina = $(10/100 \times 50 \times 83,3)/100 = 4,2\%$.

Tal método é simples e operacional no contexto de uma refinaria. Contudo, como fragilidade do método, destaca-se que ele supõe que todo CO e CO₂ gerados no processo são de origem renovável. Contudo, sabe-se que uma pequena fração desses gases podem ser gerados a partir da matéria-prima fóssil. Outra fragilidade é que o método depende de dados declaratórios.

8.8 Traçador/Marcador

Uma opção possível para detectar e quantificar o carbono de origem renovável em mistura de diesel verde (100% renovável) com diesel fóssil é o uso de marcadores químicos. Em pesquisa pelas palavras “*tracer*”, “*marker*”, “*fuel*”, “*biogenic*” AND “*fossil*” nas bases de dados Google Acadêmico, *Web of Science* e *Scopus*, nenhum trabalho que relaciona a identificação da origem do carbono de combustíveis por uso de marcadores foi encontrado. Contudo, por existir no Brasil o Programa de Marcação Compulsória de Solventes, optou-se por discorrer a respeito dessa possibilidade.

Em 2001, a ANP implantou o Programa de Marcação Compulsória de Produtos, regulamentado atualmente através da Resolução ANP nº 3, de 2011. O programa foi criado em atendimento à Lei nº 10.336, de 2001 (Lei da Cide), e para evitar adulteração da gasolina por solventes, já que esses pertencem ao grupo de hidrocarbonetos cuja faixa de destilação está entre 25 °C e 280 °C. Dentro dessa faixa, de 30 °C a 220 °C, está a destilação da gasolina veicular. Assim, há a possibilidade de uma determinada amostra de gasolina parecer dentro da conformidade nos testes de especificação, mas ter sido adulterada pela adição de solventes. Por essa razão, a ANP determina a adição de marcador aos solventes, sendo possível identificar sua presença na composição da gasolina, em caso de adulteração. Segundo o que determina a Resolução ANP nº 3, de 2011, o marcador é uma substância identificável, qualitativa e quantitativamente, e que, após adicionada ao produto de marcação compulsória, resulte em concentração máxima de 1 ppm para cada método analítico aprovado pela ANP, e não interfira nas características físico-químicas e no grau de segurança para manuseio e uso do produto - considerando-se marcador único ou conjunto de marcadores para um mesmo fornecedor. Em 2005, a ANP editou a Resolução nº 37, de 2005, que estabelecia a marcação do biodiesel, a qual foi revogada em 2008 uma vez que a identificação do biodiesel na mistura podia ser analisada a partir de métodos de quantificação direta por infravermelho.

Assim, a partir do mesmo princípio, uma opção para diferenciar o diesel verde do diesel fóssil em uma mistura é marcar o diesel verde com traçador. Para quantificá-lo, no entanto, seria necessário adicionar uma concentração fixa do traçador, no sentido de identificar a proporção do marcador na mistura. A análise pode ser feita por cromatografia gasosa, que é mais simples e de menor custo quando comparada às técnicas de espectrometria de massas com aceleradores.

Contudo, essa técnica não é aplicável na verificação do conteúdo renovável do diesel produzido por coprocessamento de matéria-prima fóssil com renovável, pois marcar o óleo renovável na entrada de unidade de hidrotratamento ou FCC não necessariamente garantirá que as correntes finais (gases, diesel, nafta, coque etc.) apresentarão concentração de marcador proporcional ao conteúdo renovável verificado em cada corrente. Em contato da

ANP com a Tracerco do Brasil - Diagnósticos de Processos Industriais Ltda., multinacional do grupo Johnson Matthey, com atuação na venda de instrumentos e serviços para processo na área de óleo e gás, o Gerente de Negócios da América do Sul, ressaltou que independente do marcador escolhido, como esse será, em última instância, molécula com características químicas específicas, acabará saindo, preferencialmente, junto a uma das correntes finais. Assim, seria possível, em teoria, compor um “coquetel de marcadores” com afinidades a diferentes correntes, de forma que teríamos todas as correntes marcadas. Contudo, na prática, além de o custo se tornar proibitivo, haveria um erro introduzido por potenciais perdas durante o processo, que diminuiria a confiabilidade do programa.

8.8.1 Traçador/Marcador para identificação do diesel verde no diesel B³¹

No caso de identificação do diesel verde no diesel B, a partir do uso de traçadores, a Tracerco entende que a adição do marcador ao diesel verde diretamente na saída da unidade produtora (ou ponto de importação) traz maior segurança ao programa, pois o produto seria identificado desde a sua origem. Além disso, acreditam que a presença de firma inspetora credenciada pela ANP em cada um desses pontos de marcação aumentaria a robustez do programa, visto que seria um agente fiscalizador indireto que, além de garantir a adição do correta do marcador, poderia transmitir informações de controle para a ANP, como número de nota fiscal, volume de produto marcado etc.

Em relação à logística de distribuição, o marcador, pronto para uso, seria enviado a cada unidade produtora de diesel verde em qualquer localidade do território nacional. Como ponto adicional de segurança, a Tracerco entende que seria interessante o marcador ficar sob a custódia da firma inspetora para evitar que os agentes econômicos, ou terceiros, tentem identificar a estrutura química do marcador na tentativa de falsificá-lo. No que tange ao volume de adição do marcador, foi informado que seriam necessários apenas alguns ppbs (partes por bilhão) de marcador ao diesel verde. O baixo volume de adição, além dificultar a

³¹ Informações obtidas a partir de contato com a Tracerco.

identificação da estrutura química do marcador por possíveis fraudadores, minimizaria qualquer interferência na especificação de qualidade do diesel verde.

Por fim, em relação ao custo estimado, foi também informado que, embora seja difícil precisar o custo do programa devido ao grande número de variáveis, considera seguro considerar algo entre R\$ 20 a R\$ 30 por metro cúbico de diesel verde marcado (o que daria entre 0,02 a 0,03 centavos de real por litro de diesel verde). Essa estimativa inclui o fornecimento dos equipamentos analíticos necessários para identificação do marcador, todos os custos de importação e transformação local para que o marcador esteja pronto para adição, os custos de transporte do marcador para as unidades produtoras, assim como os custos de manutenção da firma inspetora em cada ponto de marcação. Estão inclusos também o processo de manutenção contínua do programa em termos de equipamentos e controles de qualidade dos resultados analíticos.

Tabela 15 - Vantagens e desvantagens das principais técnicas de medição da parcela renovável em misturas de hidrocarbonetos parafínicos.

	Método	Vantagens	Desvantagens
Análise Isotópica – Carbono 14	Contador de Cintilação Líquida (LSC) – CO ₂	• Análise de baixo custo. • Análise do combustível final (acabado), sendo possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição.	• Baixa precisão (<9%). • Indicado apenas para altos teores de carbono renovável na amostra (> 10%). • Grande tempo de análise (16 a 24h). • Análise indireta da abundância de isótopos de C₁₄ a partir da emissão de partículas beta.
	Contador de Cintilação Líquida (LSC) - Benzeno	• Análise de baixo custo. • Análise do combustível final (acabado), sendo possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição.	• Média precisão (<2%), considerada baixa para casos de baixos teores de carbono renovável na amostra. • Grande tempo de análise (16 a 24h). • Análise indireta da abundância de isótopos de C₁₄ a partir da emissão de partículas beta. • Benzeno é carcinogênico.
	Espectrometria de Massa com Aceleradores (AMS)	• Elevada precisão (<1%). • Pequeno tempo de análise (10 a 30 min) • Análise direta da abundância de isótopos de C₁₄. • Análise do combustível final (acabado), sendo possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição.	• Análise de alto custo (equipamento inclui acelerador de partículas e sistema de conversão a grafite). • Pouca infraestrutura laboratorial instalada.
	Ionização Beta (BI) – Contador proporcional de gás	• Análise de baixo custo. • Menor complexidade laboratorial. • Análise do combustível final (acabado), sendo possível	• Não previsto como método normativo. • Baixa precisão (<5%). • Indicado apenas para altos teores de carbono renovável na amostra (> 10%).

		quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição.	• Grande tempo de análise (> 3 dias). • Análise indireta da abundância de isótopos de C₁₄ a partir da emissão de partículas beta.
Balancos de massa e energia	Balanço de massa simples	• Análise de baixo custo. • Análise de simples operacionalidade.	• Baixa precisão pois não leva em consideração a eficiência do processo. • Análise leva em consideração as entradas do processo e não o produto final (acabado). • Ao avaliar a entrada, desconsidera os efeitos da saída: a porcentagem de carbono renovável nas frações do produto não é constante, pelo contrário, há mais conteúdo renovável no gás e no coque que na fração líquida de interesse. • Depende de informações declaratórias. • Não é possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição, apenas na produção.
	Balanço de massa com base em rendimentos	• Análise de baixo custo. • Leva em consideração a eficiência do processo (de forma indireta).	• Apesar de contabilizar indiretamente os rendimentos e a eficiência do processo, melhorando a precisão, não é realizada a análise direta da renovabilidade do produto final desejado. • É necessário reajustar a estimativa de renovabilidade do produto final sempre que for alterada a relação de matérias-primas fósseis e renováveis na entrada da unidade de refino. • Depende de informações declaratórias.

			• Não é possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição, apenas na produção.
	Balanço de massa de carbono	• Análise de baixo custo. • Análise de simples operacionalidade. • Leva em consideração a eficiência do processo (de forma indireta).	• Apesar de contabilizar indiretamente os rendimentos e a eficiência do processo, melhorando a precisão, não é realizada a análise direta da renovabilidade do produto final desejado. • O método supõe que todo CO e CO₂ gerados no processo são de origem renovável. Contudo, sabe-se que uma pequena fração desses gases podem ser gerados a partir da matéria-prima fóssil. • Depende de informações declaratórias. • Não é possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição, apenas na produção.
	Balanço de energia	• Análise de baixo custo. • Análise de simples operacionalidade.	• Baixa precisão pois não leva em consideração a eficiência do processo. • Análise leva em consideração as entradas do processo e não o produto final (acabado). • Ao avaliar a entrada, desconsidera os efeitos da saída: a percentagem de carbono renovável nas frações do produto não é constante, pelo contrário, há mais conteúdo renovável no gás e no coque que na fração líquida de interesse.

			• Não é possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição, apenas na produção.
Marcador	Uso de marcadores	• Análise por cromatografia possui menor custo quando comparado à espectrometria de massas com aceleradores. • Análise do combustível final (acabado), sendo possível quantificar o teor de renovabilidade do combustível na cadeia de distribuição.	• Na dosagem do conteúdo renovável do diesel de coprocessamento, os custos seriam proibitivos, além de possivelmente estarem sujeitos a erros de medição. • Possível para quantificar a parcela de diesel verde (100% renovável) na mistura. • Há necessidade de adicionar traçador no diesel verde produzido em concentração fixa. Se essa técnica for utilizada para fins de fiscalização, todo diesel verde comercializado no Brasil deverá ser marcado.

8.9 Infraestrutura laboratorial para quantificação do conteúdo renovável por análise isotópica de radiocarbono – cenário brasileiro

Em contato com diversos laboratórios pelo Brasil, apenas duas instituições indicaram possuir infraestrutura laboratorial para análise isotópica de radiocarbono: o Laboratório de Radioecologia e Alterações Ambientais (LARA) da Universidade Federal Fluminense (UFF) e o Centro de Energia Nuclear na Agricultura (CENA) da Universidade de São Paulo (USP). O LARA/UFF já possui experiência com análise de combustíveis e utiliza a técnica de espectrometria de massa com aceleradores, o AMS, sendo o custo médio da análise de R\$ 1.000,00 a R\$ 1.500,00 por amostra. Já o CENA/USP realiza o ensaio de radiocarbono por cintilação líquida (LSC) e não possui o AMS, apenas o conversor em grafite. Representantes do CENA informaram que não possuem protocolo para análise de combustíveis, já que ainda não foram demandados para tal análise.

Em contato com a gerência de Tecnologias de Fluidos do laboratório de geoquímica do CENPES (CENPES/PDIEP/GEOQ/TF), foi informado que possuem, no laboratório de isótopos, o espectrômetro de massas “EA IsolinkTM IRMS System”, contudo não é capaz de realizar análise de isótopos instáveis. As análises isotópicas realizadas pelo CENPES estão relacionadas a medições de isótopos estáveis (de carbono, hidrogênio e enxofre) em amostras geológicas. Contudo, o ensaio de renovabilidade em combustíveis está associado a um isótopo instável do carbono (^{14}C) e, nesse caso, a aplicação utilizando C_{14} está ligada à determinação da idade de materiais onde o tempo de meia-vida da espécie é da ordem de 5.700 anos. Para as amostras geológicas, no entanto, trata-se de tempo muito curto e, portanto, a aplicação na área de Geologia Isotópica é limitada.

Em contato com fornecedores de equipamentos laboratoriais no Brasil, a Thermo Brasil e a Leco Instrumentos Ltda. responderam que não possuem o sistema de LSC, nem AMS para atendimento à norma ASTM D6866, mas que a importação direta de um AMS ficaria em custo maior que 1 milhão de dólares.

Outros fornecedores não responderam os contatos. Assim, recorreu-se a duas empresas internacionais que são referência em produção e exportação de espectrômetros de massa com aceleradores para análise isotópica, a National Electrostatics Corp. (NEC), localizada em Middleton, Wisconsin, nos Estados Unidos, e a Ionplus AG, localizada em Dietikon, Zurique, na Suíça, obtendo-se as informações de que o custo médio desse equipamento seria de US\$ 1.875.000,00, incluindo frete e exportação (Ionplus), e US\$ 1.500.000,00 a US\$ 2.500.000,00, dependendo do número de fontes de íons e acessórios (NEC).

8.10 Conclusões

Diferentes metodologias podem ser aplicadas à medição do conteúdo renovável de misturas de hidrocarbonetos parafínicos de origem fóssil e renovável. Contudo, os métodos de análise isotópica de radiocarbono são os únicos capazes de identificar de forma precisa e direta a renovabilidade de cada corrente produzida no coprocessamento.

No Brasil, considerando que os testes de produção de diesel de coprocessamento pela Petrobras, na Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), contaram com o processamento de 5% de óleo de soja na carga de hidrotratamento, é de se esperar que o teor de conteúdo renovável na corrente de diesel seja inferior a 5%, considerando a eficiência do processo. Assim, os métodos de análise isotópica de radiocarbono por cintilação líquida ou ionização beta não se aplicariam, uma vez que, por conta da precisão, são recomendados para amostras com alto teor de carbono renovável (superior a 10%). Nesse caso específico, o único método para medição do conteúdo renovável do diesel de coprocessamento na cadeia de distribuição do combustível é a espectrometria de massa com aceleradores, o AMS. A grande limitação, contudo, é o alto custo do equipamento e da análise, além de o país contar apenas com um laboratório atualmente equipado.

Cabe ressaltar que o grupo de energias renováveis (REG, 2018) e o conselho nacional de biodiesel dos EUA (NBB, 2018) indicam que tanto o método de balanço de massa com base em rendimentos observados quanto o de

balanço de massa de carbono são inadequados, pois nenhum fornece quantificação verificável que pode ser usada para garantir conteúdo renovável nos combustíveis. Além disso, o método de balanço de energia não leva em consideração a eficiência do processo, superestimando o conteúdo renovável das correntes geradas. Outra limitação importante é que os métodos de balanço de massa e energia não podem ser utilizados como técnicas de medição do conteúdo renovável de combustíveis na cadeia de distribuição, sendo aplicáveis apenas à produção e depende ainda de dados declaratórios. Por fim, ressalta-se que o uso de marcadores não é aplicável no caso do coprocessamento, já que marcar o óleo renovável na entrada de unidade de hidrotratamento ou FCC não necessariamente garante que as correntes finais (gases, diesel, nafta, coque etc.) apresentarão concentração de marcador proporcional ao conteúdo renovável verificado em cada corrente.

Para a medição do conteúdo renovável em amostras contendo diesel verde adicionado ao diesel e biodiesel, porém, a opção que se apresenta mais vantajosa em termos de custo de análise, a partir dos dados coletados neste relatório, seria o uso de marcadores no diesel verde. A análise pode ser feita por cromatografia, que é mais simples e de menor custo quando comparada às técnicas de espectrometria de massas com aceleradores. Contudo, ainda é sugerida a análise isotópica por AMS em relação ao uso de marcadores no diesel verde, porque, nesse último caso, além de ser necessário garantir o conteúdo exato de diesel verde no diesel B (no caso de futuros mandato e contabilização desse teor para fins de créditos de descarbonização (CBIOs), no âmbito do Renovabio), seria necessário ainda garantir a não adulteração de adição dos marcadores. Diferente do programa de marcação de solventes no Brasil, em que se espera não encontrar o marcador nos combustíveis, no caso do diesel verde, pelo contrário, o produto marcado seria vantajoso para quem comercializa o combustível. Dessa forma, considerando que o diesel verde (quando do uso de matéria-prima 100% renovável), poderá ser produzido até mesmo dentro das refinarias, em que também se produz o diesel fóssil, tornar-se-ia necessário um agente inspetor diariamente em todas as unidades de produção do diesel verde. Além da inspeção diária dos pontos de produção do diesel verde para evitar qualquer possibilidade de marcação do diesel fóssil, seria também necessária

inspeção dos pontos de comercialização da própria matéria-prima, como o óleo vegetal e gordura animal, o que se torna inviável dos pontos de vista econômico e logístico. Nesse caso, uma matéria-prima marcada e adicionada de forma fraudulenta ao produto final, diesel B, poderia colocar em risco toda confiabilidade do teor real de renováveis no produto comercializado.

Por fim, cabe ressaltar que a determinação da melhor metodologia para identificação do conteúdo renovável em combustíveis depende, sobretudo, dos cenários futuros de inserção do diesel verde e do diesel de coprocessamento no Brasil. Se esses produtos tiverem mandatos de uso definidos (o que ainda não foi definido pelo CNPE) e se tiverem possibilidade de ganhos de CBIOS no Renovabio, certamente a análise isotópica por ^{14}C será a opção que não colocará em risco o mandato e a Política Nacional de Biocombustíveis.

Capítulo 9

9 QUALIDADE DO BIODIESEL, DIESEL VERDE E DIESEL ORIUNDO DE COPROCESSAMENTO E NOVAS FASES DO PROCONVE

Com base nas definições descritas nos Capítulos iniciais para biodiesel, diesel verde e diesel de coprocessamento, deve-se considerar o diesel verde e o diesel de coprocessamento como combustíveis *drop in*, pois, assim como o óleo diesel mineral são combustíveis compostos apenas de hidrocarbonetos, o que os torna totalmente compatíveis com os motores existentes. O biodiesel, por sua vez, possui algumas propriedades diferentes do diesel e não pode ser usado puro nos motores, devendo, portanto, ser misturado ao óleo diesel mineral.

Atualmente, o óleo diesel comercializado no Brasil, denominado óleo diesel B, é composto de óleo diesel fóssil e 13% de biodiesel, sendo esse teor de mistura reduzido para 10% no 82º. Leilão Público de comercialização. De acordo com a Resolução CNPE nº 16 de 29/10/2018, o percentual de biodiesel na mistura aumentará 1 ponto percentual por ano chegando a 15% em 2023, ficando condicionada à prévia realização de testes e ensaios em motores, que concluíssem satisfatoriamente pela possibilidade técnica da utilização da adição até 15%. Tal incremento foi autorizado, após a realização dos testes para validação da utilização de Biodiesel B15 em motores e veículos pelo Grupo de Trabalho multidisciplinar formado por entes públicos e privados da indústria automobilística e de biodiesel, sob a coordenação do MME.

A fim de evitar problemas relacionados sobretudo à formação de borras, que podem ser provenientes principalmente da oxidação do biodiesel (uma vez que este possui constituição química mais susceptível à oxidação) e da presença de contaminantes oriundos do processo produtivo, há necessidade constante de aprimoramento das especificações técnicas deste produto, trabalho que vem sendo continuamente realizado pela ANP. Dentre as principais ações tomadas nesse sentido, podem ser citadas:

- 2019: publicação da Resolução ANP nº 798, que inseriu a obrigatoriedade do uso de aditivos antioxidantes e estabeleceu limite mínimo de 12h para o biodiesel, valor mais restritivo do mundo para a característica;

- 2020: conclusão de avaliação de parâmetros importantes das especificações de óleo diesel e biodiesel, tais como estabilidade à oxidação, efeito do teor de água etc;

- 2020: início da revisão das especificações do biodiesel (atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 45 de 25/08/2014) e do óleo diesel (regulamentado pela Resolução ANP nº 50 de 23/12/2013), que tem como foco principal estabelecer limites mais adequados à nova realidade de teor de biodiesel no óleo diesel B, incluindo a avaliação dos critérios relacionados a contaminantes.

- 2021: conclusão do estudo que visa à implantação do Programa de Monitoramento da Qualidade do Biodiesel (PMQBio), cujos detalhes constaram da Consulta Pública ANP nº 3/2021. O PMQBio visa a monitorar a qualidade de biodiesel e óleo diesel A na produção e na distribuição, o que permitirá avaliar eventuais impactos de transporte e armazenamento na qualidade do combustível.

Diante do exposto, considera-se que as ações já implementadas, além daquelas em curso, trazem uma perspectiva positiva e provavelmente eficaz com relação à adequação ao uso do produto, evitando ocorrências de falhas nos veículos e equipamentos em situações que estejam relacionadas à qualidade do combustível.

Em relação às emissões de poluentes, a Resolução CONAMA nº 18 de 06/05/1986 criou o Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), que estabeleceu limites para emissão dos gases de escapamento dos veículos. Desde a sua criação, as normativas do PROCONVE determinam limites cada vez mais rigorosos para emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos totais, hidrocarbonetos não metano, óxidos de nitrogênio, amônia, material particulado e número de partículas, o que envolve aprimoramentos nos veículos por parte da indústria automotiva e também nos padrões de qualidade dos combustíveis.

Para os veículos pesados, acima de 3.856 kg de peso bruto total, os avanços no controle de emissões ocorreram conforme resumido na Tabela 16.

Tabela 16 - Evolução das tecnologias nos motores diesel para atendimento às Fases do PROCONVE.

Fase do PROCONVE	Correspondente padrão internacional	Início da vigência	Tecnologias para redução das emissões ¹
P1 e P2	Euro 0 (P2)	1987 (P1) 1994 (P2)	-
P3 e P4	Euro I (P3) Euro II (P4)	1994 (P3) 1998 (P4)	Melhorias nos sistemas de injeção e da câmara de combustão, motores turbo com <i>intercooler</i> e bombas com pressão mais elevada
P5	Euro III	2004	Motores com injeção eletrônica
P7	Euro V	2012	Módulos eletrônicos e sistemas de pós-tratamento dos gases de escapamento com SCR e injeção de ureia ou EGR ²
P8	Euro VI	2022	Sistemas de pós-tratamento com DOC, cDPF, SCR e ASC ³

¹ANFAVEA (2009)

SCR: *Selective Catalytic Reduction*, usado em veículos maiores

² EGR: *Exhaust Gases Recirculation*, usado em veículos menores,

DOC: *Diesel Oxidation Catalyst*

cDPF: *Coated Diesel Particulate Filter*

³ ASC: *Amonia Slip Catalyst*

Como pode ser observado, as tecnologias de motores para atendimento às novas fases do PROCONVE têm sido cada vez mais sofisticadas. A Fase P8 prevê o uso de catalisadores e filtros associados na etapa de pós-tratamento dos gases, o que confere maior eficiência na redução da emissão de poluentes.

Tais catalisadores são mais restritivos a contaminantes inorgânicos, tais como metais e fósforo, presentes tanto no biodiesel quanto no óleo lubrificante do motor, pois estes se depositam na superfície dos catalisadores, afetando a durabilidade destes componentes do sistema de pós-tratamento (Kroger, 2007)⁴. Por estar mais próximo do motor, o DOC é o componente mais suscetível aos contaminantes inorgânicos, mas há relatos de efeitos também no DPF (Rodriguez-Fernandez, 2017)⁵.

É importante comparar os limites para contaminantes inorgânicos no biodiesel atualmente estabelecidos na legislação brasileira e na legislação europeia, EN 14214, mais significativos no biodiesel devido à ocorrência natural de fosfolipídeos nos óleos vegetais e características do processo de transesterificação, no caso dos metais. O mesmo não ocorre para o diesel verde e o diesel de coprocessamento devido ao processo de hidrotratamento, que praticamente elimina tais elementos.

Tabela 17 - Comparação entre especificação brasileira e europeia para contaminantes inorgânicos no biodiesel B-100.

Característica	Limite, máx. BR	Limite, máx. UE
Na + K, mg/kg	5	5
Ca + Mg, mg/kg	5	5
P, mg/kg	10	4

Nota: Na (sódio); K (potássio); Ca (cálcio); Mg (magnésio) e P (fósforo).

Estudo recente (Nunes *et al.*, 2021)⁶ avaliou misturas B10 e B20 no envelhecimento do sistema de pós-tratamento típico da Fase Euro VI, equivalente à P8, tendo os resultados mostrado maior envelhecimento em catalisadores DOC e DPF nos testes com B20 e maior impacto na formação de NO₂ para o sistema tratado com B20. O trabalho concluiu que os sistemas de pós-tratamento Euro VI, sem desenvolvimentos adicionais, poderão não atender à Fase P8 do Proconve para o B15, se mantidas as especificações atuais do biodiesel no Brasil.

Neste ponto, cabem alguns esclarecimentos:

- A legislação brasileira atual, Resolução CNPE nº 16/2018 prevê misturas diesel/biodiesel até B15 e não B20;
- Nos testes coordenados pelo MME com B15, não há resultados de testes de emissões considerando a Fase P8 porque os estudos foram realizados antes da publicação da norma que definiu esta Fase (CONAMA, 2008)⁷.
- No contexto da revisão das especificações do biodiesel em curso pela ANP, os produtores de biodiesel submeteram, voluntariamente, propostas de diminuição dos teores de elementos já considerando as exigências da Fase P8 do PROCONVE, as quais estão resumidas na Tabela 18.

Tabela 18 - Propostas de aprimoramento das especificações para teores de elementos no contexto da Fase PROCONVE P8.

Característica	RANP 45/2014	Proposta X	Proposta Y	Proposta Z
Na + K (mg/kg)	5	2,8	3	3
Ca + Mg (mg/kg)	5	2,8	3	3
P (mg/kg)	10	4	6	6

Além dos limites propostos, as associações informaram que:

- O biodiesel nacional já atende, na sua imensa maioria, a estes novos requisitos, conforme critérios de certificação do biodiesel utilizados pelas associações dos produtores;
- Uma das associações ressaltou que muitos desses contaminantes podem estar presentes em outros produtos utilizados e citaram o ARLA 32, que em alguns casos podem ser produzido com água de pureza inadequada, o que torna necessário atentar às especificações de todos os produtos que porventura venham a ter contato com os sistemas de controle de emissões;
- Também foi sugerido um trabalho para a homologação da norma ASTM D7111/2016 (determinação de elementos em destilados médios por plasma indutivamente acoplado – ICP) para o B100, no menor prazo possível, o que deve possibilitar a determinação do teor de contaminantes entre 0,1 e 2,0 mg/kg, em contraposição às normas utilizadas atualmente que têm como limite inferior de medição 1,0 mg/kg.

Caso a ANP proponha uma redução dos teores de elementos nas novas especificações técnicas para o biodiesel, haverá plenas condições para que o problema apontado no estudo recente publicado na SAE International (Nunes *et al.*, 2021)⁶ seja solucionado.

Cabe também tecer algumas considerações quanto às emissões de NOx. Estudo de Ribas *et al.* (2016)⁸ apontou que 65% dos 69 artigos revisados reportaram um aumento das emissões de NOx quando biodiesel era utilizado em substituição ao diesel convencional. Isso deve-se ao fato de que o aumento na parcela de biodiesel na mistura modifica a relação ar-combustível na câmara de combustão, favorecendo a formação de NOx (Rakopoulos, 2015)⁹. A geração de NOx, em motores que operam com uma mistura de diesel e biodiesel, pode variar dependendo de vários fatores como o tipo de motor e configuração, o regime de rotação (constante ou variado), a carga efetiva do motor (até 8% em função da

carga), ciclo de serviço de injeção de combustível e o controle de emissões (McCormick *et al.*, 2001)¹⁰.

Não obstante, um estudo conjunto do Departamento de Energia e do Departamento de Agricultura dos Estados Unidos mostra que o biodiesel reduz em 78% as emissões líquidas de CO. Estudos realizados pelo Laboratório de Desenvolvimento de Tecnologias Limpas – mostram que a substituição do óleo diesel mineral pelo biodiesel resulta em reduções de emissões de 26,8% de material particulado, 20% de enxofre, 14,2% de hidrocarbonetos não queimados, 9,8% de anidrido carbônico e 4,6% de NO_x¹¹

Ressalta-se ainda que apesar de a maioria estudos mostrarem o aumento das emissões de NO_x associado à mistura de diesel/biodiesel quando comparadas ao diesel de petróleo, existem grandes vantagens comparativas em relação aos outros poluentes, como a redução de emissões de gases tóxicos “*mobile source air toxics*”, que podem provocar câncer e outros sérios efeitos à saúde¹¹. Para adequar a utilização do biodiesel e reduzir a formação de NO_x propõe-se o emprego de catalisadores adequados, a identificação da fonte ou propriedade do veículo que pode ser modificada para minimizar as emissões e a mudança do tempo de ignição do combustível, com a finalidade de alterar as condições de pressão e temperatura de modo a proporcionar menor formação de NO_x.

9.1 Impacto na saúde humana decorrente do uso do biodiesel no setor de transportes

Este item tem como objetivo apresentar os resultados da nota técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sobre os impactos na saúde humana decorrentes do uso do biodiesel no setor de transportes. As considerações terão como base as simulações realizadas no estudo que utilizou metodologia da Organização Mundial de Saúde (OMS), aplicando-a à Região Metropolitana de São Paulo (RMSP). Serão aqui apresentadas as variações no número de óbitos, na expectativa de vida da população e o valor implícito à melhoria na qualidade de vida com o uso de biodiesel alcançados nesta avaliação.

9.1.1 Introdução

A poluição ambiental do ar gera relevantes problemas de saúde que afetam especialmente a parcela da população que vive em grandes centros urbanos.

Nesse sentido, de forma a avaliar o impacto na saúde humana decorrente do uso do etanol e do biodiesel no setor de transportes, a EPE elaborou estudo (EPE, 2021), visando contribuir para a formulação de políticas públicas com foco em energia. Para isso, duas macroanálises foram realizadas, sendo uma delas relativa à adição de biodiesel ao diesel A, que será o tópico central deste item. A avaliação utilizou a metodologia descrita pela OMS, aplicando-a à Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), focando no material particulado (MP), especialmente no MP_{2,5}, o qual origina o maior efeito dentre todos. As simulações realizadas tomaram como base a frota da RMSP de 2018, ano de registro das medições.

A nota técnica da EPE aponta indicadores da OMS acerca de mortes relacionadas a doenças causadas pela inalação de materiais particulados, assim como a necessidade de ação coordenada de formuladores de políticas para evitá-las.

“A Organização Mundial de Saúde (OMS, 2019 apud EPE, 2021) estima que a poluição atmosférica nas cidades e áreas rurais cause anualmente 4,2 milhões de mortes prematuras em todo o mundo (dados de 2016). Essa mortalidade se deve, principalmente, à exposição aos materiais particulados (MP), pequenas partículas de diâmetro menor ou igual a 2,5 micron (μm) (MP_{2,5}), que estão relacionados à ocorrência de doenças cardiovasculares e respiratórias, bem como a diversos tipos de câncer.

A OMS avalia que, em 2016, 58% das mortes prematuras relacionadas à poluição ambiental do ar foram causadas por doenças isquêmicas do coração e derrames, 18% foram provocadas por doença pulmonar obstrutiva crônica e infecções respiratórias agudas inferiores, enquanto 6% podem ser atribuídas ao câncer de pulmão. (OMS, 2019 apud EPE, 2021).

A maioria das fontes de poluição do ar está muito além do controle de indivíduos, como aponta a OMS, o que exige a ação coordenada de

formuladores de políticas em âmbito local, nacional e regional, nos diferentes setores envolvidos: transporte, energia, gestão de resíduos, planejamento urbano e agricultura”.

9.1.2 Material Particulado

O material particulado é classificado em fração fina, diâmetro menor ou igual que 2,5 μm , e em fração grossa, entre 2,5 μm e 10 μm . Conforme a nota técnica apontou, diversos estudos indicam que o principal risco à saúde humana está associado à capacidade da fração fina transferir substâncias tóxicas para os alvéolos, o que pode desencadear uma resposta inflamatória no organismo, acarretando em doenças, principalmente em fetos, crianças abaixo dos 5 anos de vida e idosos.

“Segundo (RISTOVSKI, et al., 2012 apud EPE, 2021), a emissão de material particulado envolve uma complexa mistura de partículas sólidas e líquidas em suspensão na atmosfera. Como descreve (BELO, et al., 2011 apud EPE, 2021), o material particulado pode ser classificado quanto ao seu processo de formação, podendo ser denominado primário ou secundário. Segundo Marques et al. (2012), o material particulado está subdividido em fração fina, denominada partícula respirável, ou MP2,5, cujo diâmetro aerodinâmico é menor ou igual que 2,5 μm , e em fração grossa, que corresponde ao tamanho entre 2,5 μm e 10 μm , conhecido como partícula inalável. O principal risco à saúde humana está associado à capacidade da fração fina do material particulado transferir substâncias tóxicas dissolvidas (absorção) no seu corpo ou aderidas à sua superfície (adsorção) para os alvéolos. Os compostos adsorvidos podem retornar à fase gasosa, sendo sorvidos pelo organismo através do processo de difusão. Alguns compostos como sulfatos, nitratos e alguns metais, podem dissolver-se no fluido presente na superfície dos alvéolos, atravessando a barreira alveolar e atingindo a circulação sanguínea. Já os compostos absorvidos no material particulado podem ser capturados pelo mecanismo de defesa dos alvéolos. Todos esses processos podem desencadear uma resposta inflamatória no organismo (SALDIVA, 2007 apud EPE, 2021).

Segundo (Maioli, 2011 apud EPE, 2021), fetos, crianças abaixo dos 5 anos de vida e idosos são mais suscetíveis a doenças provocadas pelo material particulado, como asma, doença pulmonar obstrutiva crônica, pneumonias, infecções do trato respiratório, arritmias cardíacas e quadros isquêmicos coronarianos. Estudos apontaram que as crianças e idosos compõem o grupo relacionado ao aumento de internações hospitalares por doenças respiratórias, devido a maior presença de particulado na atmosfera (CANÇADO, et al., 2006 apud EPE, 2021)”.

9.2 Estimativa de Impacto na Saúde

9.2.1 Metodologia e Premissas

O estudo da EPE avaliou a variação nas emissões de material particulado, especificamente MP_{2,5}, decorrentes da quantidade de biocombustíveis utilizada pelos veículos nos municípios da RMSP. Para analisar o impacto na saúde através do aumento da concentração deste material foi empregada a Ferramenta AirQ+ (EPE, 2021). Utilizou-se como área de análise a RMSP, que concentra 39 municípios, pela disponibilidade de dados, sobretudo o inventário de poluição atmosférica, publicado pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB, 2018 apud EPE, 2021). Segundo o IBGE (2019), em 2018, a região possuía 21,6 milhões de habitantes com um PIB total de 1,1 trilhão de reais.

Considerando os dados de consumo de diesel B para os municípios que fazem parte da RMSP (ANP, 2019 apud EPE, 2021) e a taxa de emissão veicular (g de MP_{2,5}/km) para cada tipo de veículo e combustível em análise (CETESB, 2018 apud EPE, 2021) foram estimadas as emissões de material particulado para o ano de 2018. A nota técnica utilizou dados do IBGE (IBGE, 2019) para a estimativa da população da RMSP e o índice de mortalidade por faixa etária foi obtido pelo sistema DATASUS (2019).

De forma a mensurar o impacto das políticas de biocombustíveis para o ciclo diesel na RMSP, o estudo construiu quatro trajetórias de adição de biodiesel ao diesel A. A primeira considera que só existe o consumo de diesel A (sem a adição do biodiesel), no segundo caso, tem-se 10% de biodiesel na mistura, como observado em 2018, o terceiro caso adota 12% e último considera

15% de adição do biocombustível (conforme previsto no cronograma do CNPE para 2023).

9.3 Resultados

No ano base do estudo, 2018, o percentual vigente de mistura de biodiesel no diesel B era de 10% (trajetória B10). O valor da sua taxa de emissão varia para os diferentes tipos de veículos pesados, caminhões e ônibus urbanos. Assim, a taxa de emissão média ponderada da frota de veículos do ciclo diesel estimada pelo estudo foi de 7,53 mg/m³ (CETESB 2018 *apud* EPE, 2021). Usando-se a taxa de emissão média do diesel B10, de forma análoga obteve-se a taxa de 4 mg/m³ para o biodiesel (EPE, 2020a *apud* EPE, 2021). Os resultados das simulações realizadas pela EPE estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Impactos na Saúde Humana do uso do Biodiesel (Fonte: EPE (2021)).

	Concentração de Particulados MP2,5 (µg/m ³) na atmosfera	Variação % na atmosfera (MP2,5)	Variação % relativa ao setor de transportes (MP2,5)	Variação da Expectativa de vida (dias)	Variação do Número de Óbitos por Ano
Trajetoária B0	18,85	1,70%	4,80%	-9	244
Trajetoária B10	18,53	0,00%	0,00%	0	0
Trajetoária B12	18,48	0,30%	-0,70%	1	-33
Trajetoária B15	18,39	-0,80%	-2,00%	4	-104

Observando-se as trajetórias B0 e B10, verifica-se o impacto do uso de biodiesel, decorrente do incentivo do PNPB no ano de 2018, visto que sem o uso do biocombustível, a concentração de particulados na atmosfera, proveniente do setor de transportes seria 4,8% superior ao registrado em 2018, enquanto a poluição total de MP2,5 na atmosfera seria 1,7% maior. Estima-se que este programa evitou 244 mortes ao ano, e que a população deixou de perder 9 dias de vida, desde o nascimento. Considerando as mesmas condicionantes do ano de referência, alterando-se apenas o percentual de biodiesel no diesel B para 15%, o estudo aponta que haveria 104 mortes a menos por ano e a expectativa de vida aumentaria em mais 4 dias, quando comparadas à trajetória B10.

9.3.1 Valor Implícito à Melhoria na Qualidade de Vida

Com objetivo de avaliar o valor implícito à melhoria na qualidade de vida com o uso de biocombustíveis, a nota técnica da EPE tomou como referência a metodologia utilizada pela OMS, que possui uma recomendação para auxílio na tomada de decisões governamentais, em relação ao custo/benefício de uma política, de forma a medir sua efetividade econômica, sugerindo uma análise baseada no PIB *per capita*.

O impacto econômico em função da variação da expectativa de vida decorrente desta política foi obtido pela ponderação do valor anual do PIB per capita pelo número de dias adicionados à expectativa de vida, multiplicado pelo número de habitantes na RMSP.

A Tabela 20 apresenta os valores das simulações para o biodiesel, em bilhões de reais (valores nominais referentes a 2018).

Em um cenário em que não haja adição de biodiesel (B0), quando comparado com a trajetória de referência (B10 em 2018), a nota técnica indica que ocorreria um impacto negativo de R\$ 17 bilhões pela redução da expectativa de vida da população. Com a trajetória de B15, estima-se que haveria um ganho de mais R\$ 7,6 bilhões, conforme apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 - Impacto econômico pelo consumo de biodiesel (Fonte: EPE (2021)).

	Impacto econômico pela variação da expectativa de vida (bilhões de R\$)
Trajetoária B0	-17,04
Trajetoária B10	-
Trajetoária B12	1,89
Trajetoária B15	7,57

9.4 Considerações Finais

A inserção de biocombustíveis na matriz de transportes, grande responsável pela demanda de combustíveis e importante emissor de GEE da economia global, se torna cada dia mais relevante. Observados os diversos ganhos obtidos em âmbito global, os impactos locais também merecem atenção.

O estudo realizado pela EPE analisou o efeito sobre a saúde humana decorrente da emissão de material particulado de 2,5 microns (MP2,5), através de simulações no software AirQ+, por meio de variações no consumo de biocombustíveis em trajetórias alternativas (B0, B10, B12 e B15), tendo como referência dados de 2018, para a Região Metropolitana de São Paulo (RMSP). Conforme indicado nos resultados obtidos pela EPE em seu documento, a adição de biodiesel ao diesel A apresentou impacto significativo na saúde humana em termos de emissão de particulados. Para o ano de 2018, a adição de 10% de biodiesel evitou 4,8% das emissões provenientes do setor de transportes na RMSP e contribuiu com o acréscimo de 9 dias na expectativa de vida da população, além de reduzir 244 óbitos anualmente. Em trajetória alternativa analisada, a adição de 15% de biodiesel ao diesel A resultou numa redução adicional de 2% relativa às emissões veiculares de particulado, além de um aumento de mais 4 dias na expectativa de vida desde o nascimento e, ainda, seria possível evitar mais 104 óbitos ao ano. A avaliação do valor implícito à melhoria na qualidade de vida devido ao uso de biocombustíveis em substituição aos seus análogos fósseis, decorrente da implementação de políticas públicas indicou um impacto da ordem de 17 bilhões.

Com base nos resultados obtidos neste estudo, é possível observar uma importante contribuição da adição de biocombustíveis na matriz energética, destacando-se a melhoria da qualidade do ar e seus reflexos, com impactos positivos sobre a saúde da população, principalmente daquela que vive nas regiões metropolitanas.

Referências Bibliográficas

Capítulo 2

1. ABIOVE. (2020a). Estatísticas. **Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais**. Acesso em: 14 abril 2021. Disponível em: <www.abiove.org.br/estatisticas>.
2. AMIRYS (2019). **Our Story**, 2019. Disponível em: <<https://amyris.com/our-story/>>. Acesso em: 13 de abril 2020.
3. ANP (2010). Resolução ANP nº 16, de 10 de junho de 2010. Regulamenta a atividade de refino de petróleo, que abrange a construção, modificação, ampliação de capacidade e operação de Refinaria de Petróleo, condicionada à prévia e expressa autorização da ANP. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 10 jun. 2010. Acesso em 12 abril 2021. Disponível em:< www.anp.gov.br>.
4. ANP (2013). Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 24 dez. 2013. Acesso em: 12 abril 2021. Disponível em: < www.anp.gov.br>.
5. ANP (2018). Resolução ANP nº 758, de 23 de novembro de 2018. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 nov. 2018. Acesso em 12 abril 2021. Disponível em:< www.anp.gov.br>
6. **Informações de Mercado** (2020). Biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 18 de abril de 2021. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/biodiesel/informacoes-de-mercado>>.
7. ANP (2021). Resolução Nº 842, de 14 de maio de 2021. Estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o comercializem em território nacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 27 de abril de 2021.

- Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-842-de-14-de-maio-de-2021-320059616>>.
8. BRASIL. (2005). Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nos 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 jan. 2005. Acesso em 15 abril 2021. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.
 9. (2013). Projeto de Lei da Câmara nº 119, de 2013. **Dispõe sobre a criação do Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil, estabelece diretrizes para o zoneamento agroecológico para a cultura de palma de óleo e dá outras providências**. Câmara dos Deputados, Brasília. Acesso em 15 de abril de 2021. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/115670>>.
 10. (2016). Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 24 março. 2016. Acesso em 13 abril 2021. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.
 11. ANP (2017). Oportunidades na Produção e no Abastecimento de Combustíveis no Brasil. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 5 de março de 2020
Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto_Oportunidades_na_Producao_e_no_Abastecimento_v3.pdf>.
 12. (2017). Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília. Acesso em 13 abril 2021. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.
 13. CNPE. (2015). Resolução CNPE nº 03, de 21 de setembro de 2015. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 out. 2015. Acesso em 14 abril 2021. Disponível em: <www.mme.gov.br>.

14. CNPE (2018). Resolução CNPE n° 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: < www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf / >.
15. CNPE. (2020). Resolução CNPE n° 9, de 10 de novembro de 2020. Estabelece como interesse da Política Energética Nacional a utilização de matéria-prima importada para a produção de biodiesel. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2020/resolucao-cnpe-no-9_2020.pdf>.
16. ECB GROUP (2021). Grupo BSBios Paraguay. Omega Green. Disponível em: <<https://www.ecbgroup.com.br/pt/grupo/bsbios-paraguay/omega-green>. Acesso em: 25 de mai. de 2021>.
17. EMBRAPA (2021) - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. AGEITEC - Agência Embrapa de Informação Tecnológica. ÁRVORE DO CONHECIMENTO. Agroenergia. Transesterificação. Acesso em 12 abril 2021. Disponível em: <<https://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/agroenergia/arvore/CONT000fj0847od02wyiv802hvm3juldruvi.html> >.
18. EPE. (2016). **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis** – Ano 2015. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 16 abril 2021. Disponível em: < www.epe.gov.br >.
19. (2020a). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 05 de abril de 2021. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf> >
20. (2020b). **Combustíveis Alternativos para motores do ciclo Diesel**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 14 de abril de 2021. Disponível em : <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf>

21. (2020c). **Balanço Energético Nacional 2020: Ano-base 2019**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 14 de abril de 2021. Disponível em: < www.epe.gov.br >.
22. (2021). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2020. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis>>
23. GOVERNO DO CEARÁ. (2020). Ceará deve produzir combustível sustentável para aviação. Governo do Ceará, Fortaleza. Acesso em 15 de abril de 2021. Disponível em: < <https://www.ceara.gov.br/2020/02/07/seminario-discute-producao-de-combustiveis-alternativospara-aviacao-no-ceara/> >
24. Osman, T. J. Deka, D. C. Baruah, D. W. Rooney. Critical challenges in biohydrogen production processes from the organic feedstocks. Biomass Conv. Bioref. 2020, Disponível em: < doi.org/10.1007/s13399-020-00965-x >.
25. IBGE (2020). Levantamento Sistemático da Produção Agrícola. Banco de Tabelas estatísticas. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Acesso em 12 de abril de 2021.
26. ICAO. (2018). Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). International Civil Organization, Quebec. Disponível em: < <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/market-based-measures.aspx> >.
27. IEA. (2004). Biofuels for transport – an international perspective. International Energy Agency. Acesso em 13 abril 2021. Disponível em: < <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf> >.
28. K. Czelej, J. C. Colmenares, K. Jabłczynska, K. Cwiek, L. Wernerc, L. Grado. Sustainable hydrogen production by plasmonic thermophotocatalysis. Catal. Today 2022021, Disponível em: < doi.org/10.1016/j.cattod.2021.02.004 >.

- 29.** MAPA. (2021). Projeções do Agronegócio 2020. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Acesso em 25 de Abril de 2021. Disponível em; <<http://www.agricultura.gov.br>>.
- 30.** MCTI. (2016). Sistema de Registro Nacional de Emissões - SIRENE. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/emissoes/emissoes-de-gee-por-setor-1>>. Acesso em 20 de julho de 2021.
- 31.** MCTI. (2021). Comunicação pessoal. CGTS/DETAP/SEMPI/MCTI. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, Brasília. Acesso em 08 de abril de 2021.
- 32.** ME. (2020). Estatísticas de Comércio Exterior. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 16 de abril de 2021. Disponível em:<<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>>.
- 33.** MENEZES, R. S (2016) (Org.). Biodiesel no Brasil: impulso tecnológico. Lavras: UFLA, 2016.
- 34.** MME. (2021). Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB). Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo Gás natural e Biocombustíveis. Biodiesel. Programa. Brasília. Acesso em 16 de abril de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/biodiesel/o-programa>>.
- 35.** NASCIMENTO, J. R.; Henriques R. M; Silva, E. J. G.; Rafael Barros Araujo, R. B.; Costa, A. O. (2020) O potencial de inserção do HVO na matriz de transporte brasileira. IBP0803_20. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020.
- 36.** PETROBRAS. (2021). Comunicação pessoal. Petrobras / Petróleo Brasileiro S. A. Acesso em 29 de marco de 2021.
- 37.** PLATTS. (2021). BIOFUELSCAN. Volume 9 / Issue 70 / April 12, 2021. Acesso em 07 de abril de 2021.
- 38.** SOUZA, L. M. (2019). O mercado brasileiro de bioquerosene de aviação: mapeamento multicritério para seleção de oleaginosas para o processo.

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Escola de Química.
Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2019.

- 39.** VIEIRA, J. S. C. *et al* (2018). Esterificação e transesterificação homogênea de óleos vegetais contendo alto teor de ácidos graxos **livres**. Quím. Nova, São Paulo, v. 41, n. 1, p. 10-16, Jan. 2018. Acesso em 18 de abril de 2021. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422018000100010&lng=en&nrm=iso>.
- 40.** Y. Zhang, A. H. Sahir, E. C. D. Tan, M. S. Talmadge, R. Davis, M. J. Bidy, L. Tao. Economic and environmental potentials for natural gas to enhance biomass-to-liquid fuels technologies. Green Chem. 2018, 20, 5338.
- 41.** ZOTIN, J. L., *et al*. (2020) NOTA TÉCNICA TECNOLOGIA HBio® Produção de Diesel Renovável por Coprocessamento em Unidades de HDT e Teste Industrial na Repar. RT CENPES/PDRGN/HPE no 037/2020. Julho de 2020.

Capítulo 3

- 42.** BIOFUTURE PLATFORM (2018). Creating the Biofuture: a report on the state of the low carbon bioeconomy.
- 43.** USDA (2020). Biofuel Mandates in the EU by Member State in 2020.
- 44.** USDA (2020). EU Biofuels Annual 2020.
- 45.** IEA (2020). Renewables 2020 Market Report
- 46.** IEA (2021) Net-Zero by 2050 Report
- 47.** IEA Bioenergy TCP Task 39 (2019).” Drop-in Biofuels”: the key role that co-processing will play in its production.
- 48.** IEA Bioenergy TCP. Global database of biomass conversion facilities, including advanced biofuels, combustion, gasification and pyrolysis plants. Consultado em: 23.03.2021.
- 49.** FTG-CAEP/ICAO (2019). Fuel producers database.

Capítulo 5

- 50.** ANP (2020). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Aviso de Homologação Leilão Público nº 09/2020. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/distribuicao-e>>

- revenda/leiloes-biodiesel/l77/L77Homologao.pdf>. Acesso em 27/01/2021.
- 51.** ANP (2021a). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Sistema de Levantamento de Preços. Disponível em <<http://preco.anp.gov.br>>. Acesso em 27/01/2021.
- 52.** ANP (2021b). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Painel Dinâmico dos Produtores de Biodiesel. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-biodiesel>>. Acesso em 10/05/2021.
- 53.** ANP (2021c). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Composição e estruturas de formação de preços dos combustíveis. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos>>. Acesso em 05/05/2021>.
- 54.** ANP (2021d). Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Documentos e resultados dos leilões de biodiesel. Disponível em : <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/distribuicao-e-revenda/leiloes-biodiesel/documentos-resultados-leiloes-biodiesel>>. Acesso em 05/05/2021.
- 55.** ARGENTINA (2021). Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. Precios de Biodiesel. Disponível em: <https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios.php>. Acesso em 03/05/2021.
- 56.** Convênio ICMS nº 113, de 06 de outubro de 2006.
- 57.** Convênio ICMS nº 110, de 28 de setembro de 2007.
- 58.** Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004.
- 59.** Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004.
- 60.** Decreto nº 5.297, de 6 de dezembro de 2004.
- 61.** Decreto nº 9.928, de 22 de julho de 2019.
- 62.** Decreto nº 10.638, de 1 de março de 2021.

- 63.**EPE (2020). Empresa de Pesquisa Energética. Carga Tributária Incidente sobre a Comercialização de Combustíveis no Brasil: 2020, em "Formação de Preços de Combustíveis", dezembro de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-567/SP-EPE-DPG-SDB-Abast-02-2020_Carga%20tribut%C3%A1ria_2020_r1.pdf>. Acesso em 10/05/2021.
- 64.**ESPÍRITO SANTO, D.P. A Influência do Planejamento Tributário no Desenho da Rede de Distribuição e na Localização de Centros de Distribuição. Rio de Janeiro: PUC (Dissertação de Mestrado), 2015.
- 65.**Lei nº 10.336, de 12 de dezembro de 2001
- 66.**Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004.
- 67.**Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005.
- 68.**Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014.
- 69.**MAPA (2020). Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Balanço do Selo Biocombustível Social 2019. Disponível em <<https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/agricultura-familiar/biodiesel/arquivos/balanco-do-selo-combustivel-social.pdf/view>>. Acesso em 10/05/2021.
- 70.**MAPA (2021). Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Sistema de Gerenciamento das Ações do Biodiesel. Disponível em <<http://bds.saf.mda.gov.br>>. Acesso em 10/05/2021.
- 71.**MME (2020). Ministério de Minas e Energia. Relatório do CT-CB de Comercialização do Biodiesel, setembro de 2020. Disponível em <<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil/subcomites>>. Acesso em 27/01/2021.
- 72.**PLATTS. Market Data – Biofuels, 2021.
- 73.**RECEITA FEDERAL DO BRASIL (2021). Demonstrativo de Gastos Tributários, 2021. Disponível em: <<https://receita.economia.gov.br/dados/receitadata/renuncia-fiscal/previsoes-ploa/dgt-ploa>>. Acesso em 10/05/2021.
- 74.**Resolução ANP nº 842, de 14 de março de 2021.

75. Resolução CNPE nº 9, de 10 de novembro de 2020.

76. Resolução CNPE nº 14, de 09 de dezembro de 2020.

Capítulo 6

77. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2014). Resolução nº 45, de 25 de agosto de 2014. Dispõe sobre a especificação do biodiesel contida no Regulamento Técnico ANP nº 3 de 2014 e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional. Acesso em 13 de abril de 2021.

78. (2020). Resolução nº 821, de 17 de junho de 2020. Altera o percentual de mistura obrigatória do biodiesel ao diesel A, no período entre os dias 16 e 21 de junho de 2020. Acesso em 13 de abril de 2021

79. (2020). Notícias: ANP reduz temporariamente Percentual de Biodiesel Misturado ao Diesel. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5795-anp-reduz-temporariamente-percentual-debiodiesel-misturado-ao-diesel>. Acesso em 21 de agosto de 2020.

80. AIE, A. I. (2011). Technology Roadmap - Biofuels for Transport. Paris: AIE. Fonte: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/IEA-Biofuel-Roadmap.pdf>

81. ANDERSON, S. P., DE PALMA, A., & THISSE. (1987). The CES is a Discrete Choice Model? Economic Letters, 139-140.

82. ANDERSON, S. P., DE PALMA, A., & THISSE. (1992). Discrete Choice Theory of Product Differentiation. Cambridge: MIT Press.

83. ARMINGTON, P. S. (1969). A theory of demand for products distinguished by place of production. IMF Staff Papers, 16, 159–178.

84. Bain, Joe S. (1956). Barriers to new competition. Cambridge, MA: Harvard University Press.

85. BANKS, J., BLUNDELL, R., & LEWBEL, A. (1997). Quadratic Engel Curves and Consumer Demand. The Review of Economics and Statistics, Vol. 79, No. 4., 527-539.

86. BARTEN, A. P. (1964). Consumer Demand Functions Under Conditions of Almost Additive. Econometrica, 32, 1-38.

- 87.**BERRY, S. (1994). Estimating Discrete-Choice Models of Product Differentiation. *Rand Journal*, 25(2), 242-262.
- 88.**BEWLEY, R. A. (1982). On the Functional Form of Engel Curves: The Australian Household Expenditure Survey 1975-76. *Economic Record*, 58, 82-91.
- 89.**BJORNERSTEDT, J., & VERBOVEN, F. (2013). Merger Simulation with Nested Logit Demand: Implementation using stata. Working Paper 2013:2 - Swedish Competition Authority, 1-24.
- 90.**BRASIL. Decreto nº 10.634, de 22 de fevereiro de 2021. Dispõe sobre a divulgação de informações aos consumidores referentes aos preços dos combustíveis automotivos. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 23/02/2021.
- 91.**Decreto nº 10.638, de 01 de março de 2021. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de aviação. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 01/03/2021.
- 92.**BRASIL, Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 . Institui a Declaração de Direitos de Liberdade Econômica; estabelece garantias de livre mercado; altera as Leis nos 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (Código Civil), 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 11.598, de 3 de dezembro de 2007, 12.682, de 9 de julho de 2012, 6.015, de 31 de dezembro de 1973, 10.522, de 19 de julho de 2002, 8.934, de 18 de novembro 1994, o Decreto-Lei nº 9.760, de 5 de setembro de 1946 e a Consolidação das Leis do Trabalho, aprovada pelo Decreto-Lei nº 5.452, de 1º de maio de 1943; revoga a Lei Delegada nº 4, de 26 de setembro de 1962, a Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008, e dispositivos do Decreto-Lei nº 73, de 21 de novembro de 1966; e dá outras providências.2019. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/L13874.htm

- 93.** BRIGGS, A. (2003). Probit and ordered probit analysis of the demanda for fresh sweet corn. Tese apresentada na Universidade da Flórida. Flórida: Universidade da Flórida. Acesso em 18 de março de 2016, disponível em http://ufdcimages.uflib.ufl.edu/UF/E0/00/11/85/00001/briggs_a.pdf
- 94.** BURDA, M., HARDING, M., & HAUSMAN, J. (2008). A Bayesian Mixed Logit - Probit Model for Multinomial Choice. *Journal of Econometrics*, 147 (2), 232–246.
- 95.** CAPPS, C., DRANOVE, D., & SATTERHWAITE, M. (2003). Competition and market power in option demand markets. *RAND Journal of Economics*, Vol. 34, No. 4, 737–763.
- 96.** CHAMBERLIN, E. H. (1933). *The theory of monopolistic competition*. Cambridge, MA: Harvard University Press.
- 97.** CHAVES, H. M. (2017). Problemática ambiental do biodiesel: uma perspectiva química. Beja. Acesso em 17 de abril de 2021, disponível em <https://repositorio.ipbeja.pt/handle/20.500.12207/5199>
- 98.** CHIAPPINI, G. (20 de setembro de 2020). É preciso separar regulação da ANP e política para o diesel verde, defende José Mauro. epbr. Acesso em 18 de abril de 2021, disponível em <https://epbr.com.br/e-preciso-separar-regulacao-da-anp-e-politica-para-o-diesel-verde-defende-jose-mauro/>
- 99.** CHRISTENSEN, L. R., JORGENSONS, D. W., & Utility, L. L. (1975). Transcendental Logarithmic Utility Functions. *American Economic Review*, 65, 367-83.
- 100.** Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB) Relatório de Atividades: Comercialização de Biodiesel. Setembro de 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/abastece-brasil/subcomites/RelatorioNCDComercializaodeBiodieselatualizacao26out2020formatacao.pdf>>.
- 101.** CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 9, de 10 de novembro de 2020. Estabelece como de interesse da

Política Energética Nacional a utilização de matéria-prima importada para a produção de biodiesel.

- 102.** Resolução nº 14, de 9 de dezembro de 2020. estabelece as diretrizes para a comercialização de biodiesel em todo território nacional, e dá outras providências.
- 103.** Resolução nº 4, de 9 de abril de 2021. Estabelece como de interesse da Política Energética Nacional a redução do teor de mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel fóssil de 13% (treze por cento) para 10% (dez por cento), no 79º Leilão de Biodiesel.
- 104.** COOPER R., M. K. (1992). An Empirically Oriented Demand System with Improved Regularity Properties. Canadian Journal of Economics, 25, 652-667.
- 105.** COURNOT, A. A. (1838). Researches into the Mathematical Principles of the Theory of Wealth. Londres: Macmillan & CO., Ltd.
- 106.** DAS, S. P. (2007). Microeconomics for Business. Thousand Oaks, California: Sage Publications.
- 107.** DEATON, A., & MUELLBAUER, J. (1980). An Almost Ideal Demand System. American Economic Review, 70, 312-326.
- 108.** DEATON, A., & MUELLBAUER, J. (1981). Functional forms for labor supply and commodity demands with and without quantity restrictions . Econometrica, 49, 1521-1532.
- 109.** Department for Transport. (2021). RTFO Guidance Part One Process Guidance. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/953892/rtfo-guidance-part-1-process-guidance-2021.pdf. Acessado em 11/05/2021.
- 110.** De SOUZA, S. (maio de 2009). Análise Empírica de Modelos Agregados de Demanda. Working Paper, CAEN, UFC. Acesso em 30 de abril de 2015, disponível em CAEN - UFC: <http://www.caen.ufc.br/attachments/article/37/see-t05.pdf>
- 111.** EAKINS, J., & GALLAGHER, L. (2003). Dynamic Almost Ideal Demand Systems: An Empirical Analysis of Alcohol Expenditure in Ireland. Applied Economics, 35, 1025-1036.

- 112.** EC, E. C. (2019). European Alternative Fuels Observatory. Biofuels. Hydrotreated Vegetable Oils. 2019. Disponível em: <<https://www.eafo.eu/alternative-fuels/advanced-biofuels/hvo>>. Acesso em: 25 de nov. 2019. Acesso em 15 de abril de 2021, disponível em <https://www.eafo.eu/alternative-fuels/advanced-biofuels/hvo>
- 113.** EPE, E. d. (2020). Nota Técnica DPG-SDB Nº 01/2020 - Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel. Rio de Janeiro: EPE. Acesso em 15 de abril de 2021, Disponível em : https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf.
- 114.** EPSTEIN, R. J., & RUBINFELD, D. L. (2001). Merger Simulation: A simplified approach with new applications. *Antitrust Law Journal*, 69, 883-919. Acesso em 11 de julho de 2016, Disponível em: <<http://scholarship.law.berkeley.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2362&context=facpubs>>.
- 115.** EPSTEIN, R. J., & RUBINFELD, D. L. (20 de agosto de 2003). Merger Simulation with Brand-Level Margin: Extending PCAIDS with Nests" UC Berkeley Competition Policy Center Working Paper No. CPC03-40. <http://ssrn.com/abstract=495568>. Acesso em 30 de abril de 2015, disponível em SSRN: <http://ssrn.com/abstract=495568>
- 116.** FECOMBUSTÍVEL, A. d. (18 de setembro de 2020). Audiência pública traz debate sobre inserção do diesel verde na matriz energética. Fecombustível - notícias. Acesso em 18 de abril de 2021, disponível em <https://www.fecombustiveis.org.br/noticia/audiencia-publica-traz-debate-sobre-insercao-do-diesel-verde-na-matriz-energetica/244468>
- 117.** FUJII, E. M., & MARK, J. (1985). An Almost Ideal Demand System for Visitor Expenditures. *Journal of Transport Economics and Policy*, 19, 161-171.
- 118.** HAYES, A. (27 de novembro de 2020). Substitute. Fonte: Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/s/substitute.asp>
- 119.** HOUTHAKKER, H. (1960). Additive Preferences. *Econometrica*, 244–257.

- 120.** HOUTHAKKER, H., & TAYLOR, L. (1970). Consumer Demand in the United States. Cambridge: Harvard University Press.
- 121.** HOWE, H., POLLAK, R., & WALES, T. (1979). Theory and Time Series Estimation of the Quadratic Expenditure System. *Econometrica*, 1231-1247.
- 122.** International Energy Agency. (2020). Hydrogen. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>. Acesso em 10 de outubro de 2020).
- 123.** JONES, A., & MAZZI, M. (1996). Tobacco Consumption and Taxation in Italy: An Application the QUAIDS Model. *Applied Economics*, 28, 595-603.
- 124.** KASTERIDIS, P. P., MUNKIN, M. K., & YEN, S. (2008). A Binary-Ordered Probit Model of Cigarette Demand. *Applied Economics*.
- 125.** KLEIN, L., & RUBIN, H. (1947). A constant utility index of the Cost of Living. *Review of Economic Studies*, 84-87.
- 126.** LANDE, R. H. (Spring de 2001). Consumer Choice as the Ultimate Goal of Antitrust. Research Paper Series. University of Pittsburgh Law Review, 62 (3), 503-525. Acesso em 8 de December de 2015, disponível em http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1478680
- 127.** LERNER, A. (1934). The concept of Monopoly and the measurement of monopoly power. *Rev. Econ.Stud.*, 157-169.
- 128.** LEWBEL, A. (maio de 1989). Nesting the Aids and Translog Demand Systems. *International Economic Review*, 30(2), 349-356.
- 129.** LLUCH, C. (abril de 1973). The extended Linear Expenditure System. *European Economic Review*, 15, 21-32.
- 130.** LUNA, D. (15 de julho de 2020). PETROBRAS CONCLUI TESTES EM ESCALA INDUSTRIAL PARA PRODUÇÃO DE 'DIESEL VERDE'. Estadão. Acesso em 15 de abril de 2021, disponível em <https://cbie.com.br/imprensa/petrobras-conclui-testes-em-escala-industrial-para-producao-de-diesel-verde/>
- 131.** MANKIW, G. N. (2016). Principles of Microeconomics (3a. Edição ed.). Mason, OH: CENGAGE Learning Custom Publishing.

132. McFADDEN, D. (1974). Conditional Logit Analysis of Qualitative Choice Behavior. Em P. ZAREMBLEA, *Frontiers in Econometrics* (pp. 105-142). Nova Iorque: Academic Press. Acesso em 15 de julho de 2016, disponível em <http://eml.berkeley.edu/reprints/mcfadden/zarembka.pdf>
133. McFADDEN, D. (Outono de 1975). The Revealed Preferences of a Government Bureaucracy: Theory. *The Bell Journal of Economics*, 6(2).
134. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo, número 177, setembro de 2020. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/relatorio-mensal-do-mercado-de-derivados-de-petroleo/-/document_library_display/TkYvcpHCA72U/view/1114045. Acesso em 13 de abril de 2021.
135. NESTE <https://www.biofuel-express.com/en/nestemy/>. Acessado em: 13 de maio de 2021.
136. NEXTCHEM. (2020). Biofuels: NextChem innovative proposition to drive the future of transportation. NEXTCHEM. Fonte: https://nextchem.it/sites/default/files/2020-04/Point%20of%20View%20-%20Biofuels_0.pdf
137. POWELL, A. (1966). A Complete System of Consumer Demand Equations for the Australian Economy Fitted by a Model of Additive Preferences. *Econometrica*, 34(3), 661-675.
138. PRECKEL, P. V., CRANFIELD, J., & HERTEL, T. W. (outubro de 2006). A modified, Implicit, Directly Additive Demand System. Fonte: Global trade analysis project: <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/resources/download/3142.pdf>
139. RIMMER, M., & Estimates, P. A. (1992). An Implicitly Directly Additive Demand System: Estimates for Australia. IMPACT Project Working Paper n OP-73, Monash University.
140. ROBINSON, J. (1933). *The Economics of Imperfect Competition*. Londres: Macmillan.
141. RIMKUS, Alfredas et al (2019). Research on the combustion energy and emission parameters of various concentration blends of

hydrotreated vegetable oil biofuel and diesel fuel in a compression ignition engine *Energies*, v 12, n 15, p 2978.

142. SCALDAFERRI, C. A. (2019). Síntese de bio-hidrocarbonetos via catálise heterogênea para a produção de bioquerosene de aviação e diesel verde. Belo Horizonte: Departamento de Química do Instituto de Ciências Exatas. Universidade Federal de Minas Gerais.
143. SCANIA. Produtos e Serviços. Artigos. Combustíveis Alternativos, 2019. Disponível em: <https://www.scania.com/pt/pt/home/products-and-services/articles/alternative-fuels.html>. Acessado em: 13 de maio de 2021.
144. SOLOW, R. (1956). A contribution to the theory of economic growth. *The Quarterly Journal of Economics*, 65-94.
145. STI, N. S. (2012). TECHNOLOGY NEEDS ASSESSMENTS REPORT. Bangkok. Fonte: TECHNOLOGY NEEDS ASSESSMENTS REPORT
146. STONE, R. (1954). Linear expenditure system and demand analysis: an application to the pattern of british demand. *The Economic Journal*, 64(255), 511-527.
147. TAPANES, N. d., & Et.al. (2013). Biodiesel no Brasil: matérias primas e tecnologias de produção. *Acta Scientiae & Technicae*, 1,1. Acesso em 5 de abril de 2021, Disponível em: <http://www.uezo.rj.gov.br/ojs/index.php/ast/article/view/11>.
148. TARAGIN, C., & SANDFORT, M. (23 de novembro de 2015). The antitrust package. Fonte: The Comprehensive R Archive Network: <https://cran.rstudio.com/web/packages/antitrust/>
149. THEIL, H. (1965). The Information Approach to Demand Analysis. *Econometrica*, 33, 67-87.
150. VARIAN, H. (2010). Intermediate Microeconomics. A modern approach. Nova Iorque: W. W. Norton & Company, Inc.
151. WERDEN, G., & FROEB, L. (1994). The Effects of Mergers in Differentiated products Industries: Logit Demand and Structural Merger Policy. *Journal of Law, Economics, & Organization* Vol. 10, No. 2, 407-426.

152. WERDEN, G., & FROEB, L. (2005). Unilateral Competitive Effects of Horizontal Mergers: Theory and Application Through Merger Simulation. Em P. BUCCIROSSI, Handbook of Antitrust Economics. MIT Press.
153. WERDEN, G., FROEB, L., & TARDIFF, T. (1996). The Use of the Logit Model in Applied Industrial Organization. International Journal of the Economics of Business, vol. 3, issue 1, 83-105.
154. YAI, T., IWAKURA, S., & MORICHI, S. (1997). Multinomial Probit with Structured Covariance for Route Choice Behavior. Transportation Research Part B, 31(3), 195-207.

Capítulo 7

155. D. Mahajan, Honeywell UOP, 2nd EU-India Conference on Advanced Biofuels, New Delhi, 2019.
156. CARB (California Air Resource Board). Co-processing of Biogenic Feedstocks in Petroleum Refineries; 2017.
157. California Air Resources Board (CARB)- *Carbon Intensity Values of Current Certified Pathways* (2019). Disponível em: <<https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-pathway-certified-carbon-intensitis>>.
158. S. Unnasch. and D. Parida (2021) GHG Reductions from the RFS2 – A 2020 Update. Life Cycle Associates Report LCA. LCA.6145.213.2021 Prepared for Renewable Fuels Association.
159. EAP (2021), Disponível em: <<https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/renewable-fuel-annual-standards>>. Acesso em: 20 de setembro de 2021.
160. Petrobras - H-BIO patente PI0500591-4
161. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017.
162. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.
163. Resolução ANP nº 791, de 12 de junho de 2019;
164. Decreto no 9.888, de 27 de junho de 2019.

Capítulo 8

165. ANP, 2020. Consulta e Audiência públicas nº 3/2020, 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias->

- publicas/concluidas/5666-consulta-publica-n-3-2021>. Acesso em: 29 de novembro de 2020.
- 166.** BETA ANALYTIC (2020a). Compreendendo a Análise do Carbono-14. Disponível em: <<https://www.betalabservices.com/portugues/base-biologica/datacao-carbono14.html>>. Acesso em: 25 de outubro de 2020.
- 167.** BETA ANALYTIC (2020b). Datação por Radiocarbono: Uma Introdução. Disponível em: <<https://www.radiocarbon.com/portugues/sobre-carbono-datacao.html>>. Acesso em: 25 de outubro de 2020.
- 168.** BHATT, A., *et al.* (2020). Bio-oil co-processing can substantially contribute to renewable fuel production potential and meet air quality standards. *Applied Energy*, v. 268, p. 114937.
- 169.** CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (2017). Co-processing of Low Carbon Feedstocks in Petroleum Refineries, Draft Discussion Paper. Disponível em: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/lcfs_meetings/053017draft_discussion_paper_coprocessing.pdf>. Acesso em: 11 de novembro de 2020.
- 170.** CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (2019). Disponível em: <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/fuels/lcfs/fuelpathways/comments/tier2/b0018_summary.pdf. 2019>. Acesso em: 15 de novembro de 2020.
- 171.** COMISSÃO EUROPEIA (2019). Disponível em: <<https://www.eafo.eu/alternative-fuels/advanced-biofuels/hvo>>. Acesso em: 29 de outubro de 2020.
- 172.** COMISSÃO EUROPEIA. DIRECTIVE (2018). Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>>. Acesso em: 30 de outubro de 2020.
- 173.** DIAS, C. (2006). Emissão de ^{14}C pelas unidades I e II da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAAA) e seu efeito local nos níveis ambientais.

174. DIAS, C., BASTOS, E. (2015). Datação de sedimentos costeiros e uso do piezocone para definir estratigrafia. *Revista Geotecnia*, Lisboa, Portugal, (134), 61-86.
175. EDLER, R., KAIHOLA, L. (2010). Differentiation between fossil and biofuels by liquid scintillation beta spectrometry-direct method. *Nukleonika*, 55(1), 127-131.
176. EDLER, R.; KAIHOLA, L. (2007). Determination of the ^{14}C content in fuels containing bioethanol and other biogenic materials with liquid scintillation counting. In: 6th liquid scintillation user forum, NPL Teddington, UK, 18th September.
177. FOGASSY, G., *et al.* (2011). From biomass to bio-gasoline by FCC co-processing: effect of feed composition and catalyst structure on product quality. *Energy & Environmental Science*, 4(12), 5068-5076.
178. FUTURE BRIDGE (2020). Renewable Diesel: The Fuel of the future. Disponível em: <<https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/renewable-diesel-the-fuel-of-the-future/>>. Acesso em: 13 de novembro de 2020.
179. GERMAN 37 BImSchV, (2017). Disponível em: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37/BJNR119500017.html#BJNR119500017BJNG000300000>. Acesso em: 19 de novembro de 2020.
180. HOLMGREN J, *et al.* (2007). Opportunities for biorenewables. *Hydrocarb Eng* 12:75–82.
181. IDOETA, R., *et al.* (2014). Characteristic parameters in the measurement of ^{14}C of biobased diesel fuels by liquid scintillation. *Applied Radiation and Isotopes*, 93, 110-113.
182. LINDFORS, C. *et al.* (2015) Co-processing of dry bio-oil, catalytic pyrolysis oil, and hydrotreated bio-oil in a micro activity test unit. *Energy & Fuels*, v. 29, n. 6, p. 3707-3714.
183. MUKARAKATE, C., *et al.* (2020). Isotopic Studies for Tracking Biogenic Carbon during Co-processing of Biomass and Vacuum Gas Oil. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, v. 8, n. 7, p. 2652-2664.

- 184.** NBB. CARB Evaluation of Co-Processing in Petroleum Refineries Under the LCFS. National Biodiesel Board (2017). Disponível em: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/workshops/11102017_nbb.pdf>. Acesso em: 22 de novembro de 2020.
- 185.** NORTON, G. A., *et al.* (2012). Use of radiocarbon analyses for determining levels of biodiesel in fuel blends--Comparison with ASTM Method D7371 for FAME. *Fuel*, 96, 284-290.
- 186.** PETROBRAS (2020). Concluímos testes para produção de diesel renovável. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-testes-para-producao-de-diesel-renovavel.htm>>. Acesso em: 03 de novembro de 2020.
- 187.** REG. Workshop Regarding Co-processing of Low-carbon Feedstocks in Conventional Petroleum Refineries. Renewable Energy Group (2017). Disponível em: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/workshops/11092017_reg.pdf>. Acesso em: 24 de novembro de 2020.
- 188.** SCHIMMEL, *et al.* Determining the renewability of coprocessed fuels. Final report, 2018. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/coprocessing_final_report_090418.pdf>. Acesso em: 13 de novembro de 2020.
- 189.** TÓTH, C., HANCSÓK, J. (2015). Diesel fuel production by catalytic hydrogenation of light cycle oil and waste cooking oil containing gas oil. *Topics in Catalysis*, 58(14-17), 948-960.
- 190.** UK DEPARTMENT OF TRANSPORT (2017). Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/604591/rtfo-guidance-part-1-process-guidance-year-10.pdf>. Acesso em: 29 de outubro de 2020.
- 191.** VAN DYK, S. *et al.* (2019). Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, v. 13, n. 3, p. 760-7.
- 192.** EPE. (2021). Nota Técnica Impacto na saúde humana pelo uso de biocombustíveis na Região Metropolitana de São Paulo. Empresa de

- Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-570/NT-EPE-DPG-SDB-2020-01_NT_Impacto_saude_uso_bios.pdf
- 193.** DATASUS. (2019). Índice de Mortalidade. Acesso em outubro de 2019, disponível em <http://tabnet.datasus.gov.br/cgi/deftohtm.exe?sim/cnv/obt10sp.def>
 - 194.** IBGE. (2019). Censo Demográfico IBGE. Acesso em outubro de 2019, disponível em: https://censo2010.ibge.gov.br/sinopse/index.php?uf=35&dados=26#top_o_pirâmide
 - 195.** Ventura, Luso Martorano. Seminário sobre emissões de veículos a diesel, 2009. 25 slides. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/documentos/SeminarioItem2.pdf>. Acesso em: 17/08/2021.
 - 196.** EDITION, Sixth. Worldwide Fuel Charter. 2019.
 - 197.** Heck RM, Farrauto RJ, Gulati ST. Catalytic Air Pollution Control: Commercial Technology. 3rd ed. Hoboken, US: Wiley, 2012.
 - 198.** Kröger V. Poisoning of automotive exhaust gas catalyst components: The role of phosphorus in the poisoning phenomena. Oulu University Press, 2007.
 - 199.** Rodríguez-Fernández J, Lapuerta M, Sánchez-Valdepeñas J, Renewable Energy 104: 30, 2017
 - 200.** Nunes L, Tomaz D, Paixão E, Melo TCC, Faller MCK, Rocha MI, Teixeira G, SAE Technical Paper, 2020-36-0263, 2021.
 - 201.** Resolução CONAMA nº 490 de 16/11/2018.
 - 202.** Ribas, F.W., Bilotta P., Janissek, P.B., Filho, M.A.S.C., Neto, R.A.P., Eng Sanit Ambient v21 n3 (2016) 437. Disponível em: https://www.scielo.br/pdf/esa/v21n3/1809-4457-esa-S1413_41522016133868.pdf
 - 203.** Rakopoulos, D.C, Rakopoulos, C.D, Giakoumis, E.G. Fuel (2015) 156, 1.

- 204.** McCormick, R.L, Graboski, M.S., Alleman, T.L, Herring, A.M., Tyson, K.S. *Environ Sci Technol* (2001) 35 (9) 1742.
- 205.** BiodieselBR. Emissão de Gases Poluentes e Biodiesel, 29.01.2006, atualizado em 09.11.2011. Disponível em :<<https://www.biodieselbr.com/efeito-estufa/gases/emissoes>>. Acesso em: 29/04/2021

Capítulo 9

- 206.** Nunes, L., Tomaz, D., Paixão, E., de Melo, T. et al. (2021). "Effect of Biodiesel Blends on the Aging of EURO VI Aftertreatment System," SAE Technical Paper 2020-36-0263, 2021, <https://doi.org/10.4271/2020-36-0263>.

Anexos

Anexo 1 - Rotas alternativas à transesterificação

Tabela 27- Rotas alternativas à transesterificação homogênea para a produção de biodiesel (Fonte: MENEZES (2016) (Org.). Biodiesel no Brasil: impulso tecnológico. Lavras: UFLA, 2016).

Rotas	Principais Características
Transesterificação em meio heterogêneo (ácido e básico)	Ocorrem reações consecutivas reversíveis com o uso de catalisadores heterogêneos, tendo como intermediários diacilglicerídeos e monoacilglicerídeos e, como produtos finais, uma molécula de glicerol e três de monoésteres.
Transesterificação ou esterificação in situ	A transesterificação (ou esterificação) in situ se diferencia dos processos convencionais de obtenção de biodiesel, principalmente em função do menor número de etapas. A matéria-prima é usada diretamente (sem etapa de extração/refino) e a reação de transesterificação ocorre em contato direto com a matriz sólida da matéria-prima. Em alguns casos, a reação ocorre paralelamente à extração dos TAGs, o que constitui do ponto de vista técnico, uma extração reativa.
Transesterificação com catálise enzimática	Apesar de algumas desvantagens essencialmente econômicas, o processo enzimático apresenta como vantagens: a não ocorrência reações de saponificação durante a reação, a possibilidade de ocorrência de esterificação dos ácidos graxos livres (AGL) e transesterificação dos TAGs simultaneamente, a facilidade de recuperação do glicerol sem tratamento complexo, o consumo de energia no processo é mais baixo, além do emprego de uma menor razão molar álcool:óleo.
Transesterificação em condições supercríticas	Neste processo, a reação de transesterificação pode ser conduzida na ausência de catalisadores. As desvantagens dos métodos supercríticos estão relacionadas com as altas temperaturas e pressões (condições supercríticas), bem como altas razões molares álcool/óleo requeridas, o que torna o processo oneroso. Por outro lado, este método é mais tolerante à presença de água e AGL's e, portanto, possibilita o uso de matérias-primas de menor valor agregado. Outra vantagem é a obtenção da glicerina com elevada pureza.
Transesterificação com uso de cossolvente	Devido à baixa solubilidade de metanol em óleo, a taxa de conversão dos TAGs em monoésteres é muito lenta. O uso de um cossolvente, que seja solúvel tanto em metanol e no óleo pode superar esse problema. O resultado é uma reação com

	maiores taxas de reação e sem resíduos na fase éster e fase glicerol. Apesar destas vantagens, o uso de solventes leva à necessidade de uma etapa extra para separá-lo do meio.
Transesterificação assistida por micro ondas e ultrassom	A transesterificação assistida por micro-ondas e ultrassom permite obter altas taxas de reação reduzindo o tempo reacional, o que é atribuído à transferência de calor mais efetiva que no processo convencional. Esta tecnologia pode ser associada à catálise homogênea, heterogênea e enzimática. O que constitui um dos gargalos tecnológicos é o escalonamento da tecnologia de micro ondas/ultrassom para que a implementação em escala industrial possa se tornar uma realidade.
Transesterificação por destilação reativa	Essa tecnologia consiste em uma operação unitária, em que a reação química e a separação dos produtos ocorrem simultaneamente. Nesse caso, o equilíbrio químico é deslocado no sentido da formação dos produtos, sem a necessidade do uso excessivo de reagentes ou etapas de separação. Parâmetros de operação assim como de design de processos devem ser avaliados para estabelecimento das melhores condições. Vários estudos demonstraram a eficácia desse processo, porém os custos de produção são superiores àqueles dos processos convencionais.
Uso de reator de membrana	A transesterificação em reator de membrana surge com uma alternativa interessante, uma vez que possibilita a ocorrência simultânea dos processos de reação e separação. Isto faz com que o produto gerado nesse tipo de reator tenha uma excelente qualidade, com menor gasto energético nas etapas de purificação dos produtos além de possibilitar a produção em sistema contínuo. No entanto, a fase rica em monoéster ainda contém metanol, glicerol e água, o que exige processos adicionais de separação

Anexo 2 Consulta a Postos da Rede Diplomática Brasileira

Informo e rogo providências. Por meio da Resolução nº 13, de 9 de dezembro de 2020, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu Grupo de Trabalho (GT), integrado pelo MRE, com o propósito de analisar e opinar sobre a inserção de novos biocombustíveis para uso no Ciclo Diesel na política energética nacional, em particular o diesel verde ("green diesel") e o diesel oriundo do coprocessamento de matérias-primas renováveis com o óleo diesel mineral em refinarias de petróleo.

2. Na política energética brasileira, utiliza-se atualmente o biodiesel éster ("fatty acid methyl ester", FAME) adicionado ao diesel mineral (diesel A), para fins de cumprimento do mandato de mistura obrigatória estipulado pela Lei 13.033/2014 e pela Resolução CNPE nº 16/2018 (atualmente, no patamar de 12%, B12).

3. Nesse contexto, o referido GT do CNPE buscará avaliar a inserção, no Brasil, de dois novos tipos de combustível veicular para uso em motores de Ciclo Diesel: o diesel verde ("green diesel"), também chamado de diesel renovável ("renewable diesel"), ou, ainda, conhecido pelas siglas "HVO" ("hydrotreated vegetable oil") ou "HEFA" ("hydroprocessed esters and fatty acids"); e o diesel oriundo do coprocessamento de matérias-primas renováveis de natureza graxa (como óleos vegetais resíduos graxos de biomassa, e/ou gorduras animais) em refinarias de petróleo, em misturas de diferentes porcentagens com o petróleo de origem fóssil. Esse segundo produto é normalmente chamado de "diesel de coprocessamento". Em ambos os casos, a presença de matérias-primas renováveis faz com que esses combustíveis, à maneira do biodiesel convencional, proporcionem redução de emissões de gases de efeito estufa em comparação com o diesel 100% mineral, de origem fóssil.

4. A grande vantagem do diesel renovável e do diesel de coprocessamento em relação ao biodiesel éster, tradicional (FAME), é que eles são hidrocarbonetos, quimicamente similares, ou mesmo idênticos, ao diesel fóssil, capazes de atender às mesmas especificações, e, portanto, passíveis de serem utilizados sem qualquer limite de mistura nos motores a ciclo diesel. O biodiesel éster, ao contrário, tem oxigênio em sua composição e normalmente

ocasiona problemas nos motores se utilizado em percentuais de mistura mais elevados.

5. Animando o trabalho do GT criado pelo CNPE está, entre outras questões, a tentativa de resolver debate doméstico em curso sobre se o diesel verde e/ou a parcela renovável do diesel de coprocessamento deveriam ser contados para o cumprimento do mandato obrigatório de mistura mínima de biodiesel, de que trata o parágrafo 2 deste expediente, indistintamente, ou se, alternativamente, deveriam ser excluídos deste mandato, devendo competir no mercado com o diesel de origem fóssil. Uma terceira alternativa seria o estabelecimento de mandato distinto e próprio para esses novos combustíveis, mantendo-se o patamar atual de 12 a 15% exclusivo para o biodiesel éster, tradicional.

6. Para subsidiar o estabelecimento da política energética brasileira para diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento de óleos vegetais e/ou gorduras animais, o GT do CNPE elaborará relatório técnico sobre o tema, o qual incluirá informações sobre experiências internacionais de uso de biodiesel, diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento. Essa seção do relatório deverá, conforme plano de trabalho definido no GT, ser elaborada primariamente pelo MRE.

7. Em vista do exposto, muito agradeceria realizar levantamento sobre políticas e programas locais, bem como dados de produção e consumo de biodiesel, diesel verde e diesel de coprocessamento, destacando-se:

a) Programas e políticas domésticas e arcabouços regulatórios existentes sobre biodiesel éster, diesel verde e diesel de coprocessamento;

b) Disponibilidades industriais e capacidade produtiva, incluindo informações sobre anúncios de novos investimentos e de planos de produção de diesel verde e diesel oriundo de coprocessamento em refinarias de petróleo;

c) Capacidade de oferta de matérias-primas e insumos, incluindo vocação regional para a produção de oleaginosas e dados de produção e consumo domésticos.

8. O Posto, em seu levantamento, deverá buscar priorizar informações mais detalhadas a respeito do item "a", detalhando como as políticas públicas e

a regulamentação técnica e de qualidade locais tratam esses diferentes combustíveis: biodiesel, diesel verde, e diesel de coprocessamento. Será de especial relevância para o trabalho do GT o esclarecimento das seguintes perguntas:

- Quais são a(s) política(s) doméstica(s) para a inserção desses combustíveis no chamado "ciclo diesel" (motores adaptados para óleo diesel)?

- Qual o formato de política adotado (e.g. mandatos de mistura, metas volumétricas, metas de descarbonização etc.)?

- Como se diferenciam o biodiesel e o diesel verde nos programas, políticas e marcos regulatórios identificados, especialmente (quando aplicável) em relação aos limites máximos de mistura (limite técnico máximo autorizado para cada combustível) e aos mandatos de utilização mínima obrigatória (i.e. existem mandatos específicos para cada combustível, ou um único mandato válido indistintamente para biodiesel éster e diesel verde)?

- No caso de políticas compostas por metas, existe diferenciação de metas (por exemplo, metas de energia renovável nos transportes, ou mandatos volumétricos) para cada combustível?

- Existe tratamento específico concedido ao diesel oriundo de coprocessamento (por exemplo, quanto à presença de matérias-primas renováveis e não renováveis na composição desse combustível)? O diesel de coprocessamento estaria habilitado a contar para o cumprimento das metas existentes?

- Como é realizado, em linhas gerais, o controle de cumprimento dos limites, regulamentos de qualidade, e mandatos ou metas?

9. No caso de países em que estados, províncias ou outras unidades subnacionais tenham programas relevantes de descarbonização dos transportes ou de biocombustíveis que sejam aplicáveis ao biodiesel, diesel verde, e/ou diesel de coprocessamento (e.g. o programa LCFS do estado da Califórnia), muito agradeceria incluir esses programas no levantamento.

10. Informo que, no caso de BRASEUROPA, o pedido de levantamento de informações refere-se exclusivamente às perguntas atinentes ao item "a".

11. No caso de Postos em países membros da União Europeia, sugere-se que o levantamento examine, entre os demais aspectos solicitados, a interação das normas comunitárias, em particular as metas de energia renovável nos transportes constantes da Renewable Energy Directive (RED II), com a forma de implementação local no que diz respeito ao biodiesel, diesel verde, e diesel de coprocessamento.

12. DELBRASPAR recebe este expediente somente para conhecimento, ressalvada eventual contribuição que a Missão julgue por bem encaminhar com respeito a possíveis recomendações, relatórios e ou orientações emitidas a respeito do tema por agências internacionais de sua competência, particularmente a OCDE e a AIE.

13. Os Postos destinatários deste expediente foram selecionados com base em diferentes relatórios publicamente disponíveis que apontam os países/regiões em que há produção significativa de HVO concomitante ao biodiesel, ou em que novos projetos foram anunciados. Não está claro - e espera-se que o levantamento a ser feito pelos Postos contribua para sanar essa lacuna - se todos os países arrolados possuem políticas públicas específicas em vigor para todos os três tipos de combustíveis alternativos para motores do ciclo diesel.

14. Em vista do prazo estipulado no plano de trabalho do referido GT, e de modo a possibilitar a consolidação das informações recebidas, muito agradecerá o envio das informações solicitadas até a data de 9/4.

Anexo 3 Tabela de Conversões de Unidades de Medidas

RELAÇÕES ENTRE UNIDADES RELATIONS BETWEEN UNITS

Exponenciais e Equivalências Relações práticas Exponentials Equivalences Useful relations

(k) kilo = 10^3 1 m³ = 6,28981 barris (barrels)
(M) mega = 10⁶ barril (barrel) 1 tep ano (toe year) = 7,2 bep ano (boe year)
(G) giga = 10^9 1 joule = 0,239 1 tep ano (toe year) = 0,14 tep ano (toe year)
(T) tera = 10^{12} 1 BTU = 252 cal 1 tep ano (toe year) = 0,02 bep dia (boe year)
(P) peta = 10^{15} 1 m³ de petróleo 1 bep dia (boe day) = 50,0 tep ano (toe year)
(E) exa = 10^{18} 1 tep (toe) = 10000 Mcal

FATORES DE CONVERSÃO PARA MASSA CONVERSION FACTORS FOR MASS

Multiplicar por de	para	kg	t	tl	tc	lb	for	Multiply by from
Kilograma	(kg)	1	0,001	0,000984	0,001102	2,2046	(kg)	kilogram
Tonelada métr.	(t)	1000	1	0,984	1,1023	2204,6	(t)	metric ton
Tonelada long.	(tl)	1016	1,016	1	1,12	2240	(tl)	long ton
Tonelada curt.	(tc)	907,2	0,9072	0,893	1	2000	(tc)	short ton
Lbra	(lb)	0,454	0,000454	0,000446	0,0005	1	(lb)	pound

FATORES DE CONVERSÃO PARA VOLUME CONVERSION FACTORS FOR VOLUME

Multiplicar por de	para	m ³	l	gal (EUA)	gal (RU)	bbl	pé ³ (ft ³)	for	Multiply by from
metros cúbico	(m ³)	1	1000	264,2	220	6,289	35,3147	(m ³)	cubic meter
litros	(l)	0,001	1	0,2642	0,22	0,0063	0,0353	(l)	liters
galões	(EUA)	0,0038	3,785	1	0,8327	0,02381	0,1337	(EUA)	gallons
galões	(RU)	0,0045	4,546	1,201	1	0,02859	0,1605	(RU)	gallons
barris	(bbl)	0,159	159	42	34,97	1	5,615	(bbl)	barrels
pés cúbicos	(pé ³)	0,0283	28,3	7,48	6,229	0,1781	1	(pé ³)	cubic foot

FATORES DE CONVERSÃO PARA ENERGIA ENERGY CONVERSION FACTORS

Multiplicar por de	para	J	BTU	cal	kWh	tep (toe)	bep (boe)	for	Multiply by from
Joule	(J)	1	947,8 x 10 ⁻⁶	0,2388	277,8 x 10 ⁻⁹	2,388 x 10 ⁻¹¹	1,681 x 10 ⁻¹⁰	(J)	Joule
British Thermal	(BTU)	1,055 x 10 ³	1	252	293,07 x 10 ⁻⁶	2,52 x 10 ⁻⁸	1,776 x 10 ⁻⁷	(BTU)	thermal Unit
Caloria	(cal)	4,1868	3,968 x 10 ⁻³	1	1,163 x 10 ⁻⁶	10 ⁻⁸ /out	7,042 x 10 ⁻¹⁰	(cal)	calorie
Kilowatt-hora	(kWh)	3,6 x 10 ⁶	3412	860 x 10 ³	1	8,598 x 10 ⁻³	6,061 x 10 ⁻⁴	(kWh)	watt-hour
Ton. equivalente	(tep)	41,868 x 10 ⁹	39,68 x 10 ⁶	1010	11,63 x 10 ³	1	7,0369	(toe)	equivalent
Barris equivalentes	(bep)	5,95 x 10 ⁹	5,63 x 10 ⁶	1,42 x 10 ⁹	1,65 x 10 ³	0,1421	1	(boe)	equivalent

DENSIDADES E PODERES CALORÍFICOS SPECIFIC MASS AND HEATING VALUE

DENSIDADE	PODER CALORÍFICO SUPERIOR	PODER CALORÍFICO INFERIOR
SPECIFIC MASS kg/m ³	HIGHER HEATING VALUE kcal/kg	LOWER HEATING VALUE kcal/kg
Biodiesel (B100)	880	9.345
Óleo Diesel	840	10.750
		10.100

Biodiesel (B100)
Diesel Oil