

Série
ESTUDOS DE LONGO PRAZO

NOTA TÉCNICA PR 09/18

Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis

no horizonte de 2050

Rio de Janeiro
Dezembro de 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

NOTA TÉCNICA PR 09/18

Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis

no horizonte 2050



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios
Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299
Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede

SAN – Quadra1 – Bloco “B” – 1º andar
70051-903 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 35123100 | Fax: (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Rio de Janeiro
Dezembro de 2018

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMILIO HIROSHI MATSUMURA
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

JEFERSON BORGHETTI SOARES (SUPERINTENDENTE)
LUCIANO BASTO OLIVEIRA (COORDENADOR)
BIANCA NUNES DE OLIVEIRA
DANIEL KÜHNER COELHO
GLAUCIO VINICIUS RAMALHO FARIA
MARCELO COSTA ALMEIDA
MÁRCIA ANDREASSY

SUPERINTENDÊNCIA DE PETRÓLEO

MARCOS FREDERICO FARIAS DE SOUZA (SUPERINTENDENTE)
MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI (COORDENADOR)
BRUNO RODAMILANS LOWE STUKART
CARLOS EDUARDO RINCO DE MENDONÇA LIMA
FILIPE DE PÁDUA FERNANDES SILVA
GUILHERME THEULEN ANTONIASSE
HILDEMAR MOTA TORRES FILHO
KRISEIDA C. P. GUEDELHA ALEKSEEV
MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO
PAULA ISABEL DA COSTA BARBOSA
RAFAEL MORO DA MATA
VITOR MANUEL DO E. S. SILVA

SUPERINTENDÊNCIA DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

GIOVANI VITÓRIA MACHADO (SUPERINTENDENTE)
ANGELA OLIVEIRA DA COSTA (COORDENADORA)
MARCELO FERREIRA ALFRADIQUE (COORDENADOR)
ANA CLAUDIA SANT'ANA PINTO
CAROLINA OLIVEIRA DE CASTRO
CLÁUDIA MARIA CHAGAS BONELLI
EULER JOÃO GERALDO DA SILVA
GABRIEL DE FIGUEIREDO DA COSTA
HENRIQUE PLAUDIO GONÇALVES RANGEL
JULIANA RANGEL DO NASCIMENTO
LEÔNIDAS BIALLY OLEGARIO DOS SANTOS
LUIZ PAULO BARBOSA DA SILVA
MARINA DAMIÃO BESTETI RIBEIRO
PAULA ISABEL DA COSTA BARBOSA
RACHEL MARTINS HENRIQUES
RAFAEL BARROS ARAUJO

Participantes – MME

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

EQUIPE TÉCNICA

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE

DIE – DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO (CONSULTOR)

MÔNICA CAROLINE MANHÃES DOS SANTOS

THENART VASCONCELOS DE BARROS JUNIOR

DDE – DEPARTAMENTO DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

CARLOS ALEXANDRE PRINCIPE PIRES

LIVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LUIS FERNANDO BADANHAN

MARIZA FREIRE DE SOUZA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO

SÉRGIO FERREIRA CORTIZO

DPE – DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

CHRISTIANY SALGADO FARIA

CONSULTORES

ALLAN PARENTE VASCONCELOS

CERES CAVALCANTI – CGEE

RICARDO GONÇALVES A. LIMA

EQUIPE DE APOIO

AZENAITE RUIVO ADVINCOLA RORIZ

MATHEUS DUTRA VILELA (ESTAGIÁRIO)

RENATA GONÇALVES VIEIRA (ESTAGIÁRIA)

SUELLEN DE ALMEIDA LOPES (ESTAGIÁRIA)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

Série
ESTUDOS DE LONGO PRAZO

NOTA TÉCNICA PR 09/18

**Premissas e Custos
da Oferta de Combustíveis**
*no horizonte 2050***SUMÁRIO**

SUMÁRIO EXECUTIVO	6
1 INTRODUÇÃO	12
2 CENÁRIO DE OFERTA DE COMBUSTÍVEIS	14
2.1 CONTEXTO - COMBUSTÍVEIS	14
2.2 FATORES ESTRUTURANTES GERAIS	17
3 DERIVADOS DE PETRÓLEO	18
3.1 CONTEXTO - DERIVADOS DE PETRÓLEO	18
3.2 FATORES ESTRUTURANTES - DERIVADOS DE PETRÓLEO	19
4 GÁS NATURAL	35
4.1 CONTEXTO - GÁS NATURAL	35
4.2 FATORES ESTRUTURANTES - GÁS NATURAL	36
5 PRODUTOS DA CANA	43
5.1 CONTEXTO - PRODUTOS DA CANA	43
5.2 FATORES ESTRUTURANTES - PRODUTOS DA CANA	44
6 ETANOL DE MILHO	65
6.1 CONTEXTO E PREMISSAS- ETANOL DE MILHO	65
7 BIODIESEL	66
7.1 CONTEXTO - BIODIESEL	66

7.2	FATORES ESTRUTURANTES - BIODIESEL	67
8	BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO	69
8.1	CONTEXTO E PREMISSAS- BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO	69
9	BIOMASSA FLORESTAL	70
9.1	CONTEXTO - BIOMASSA FLORESTAL	70
9.2	FATORES ESTRUTURANTES - BIOMASSA FLORESTAL	70
10	BIOMETANO	71
10.1	CONTEXTO - BIOMETANO	71
10.2	FATORES ESTRUTURANTES - BIOMETANO	71
11	BIBLIOGRAFIA	72
11.1	DERIVADOS DE PETRÓLEO	72
11.2	ETANOL, BIODIESEL E BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO	75
11.3	BIOMASSA FLORESTAL	80

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Demanda nacional de derivados	21
Tabela 2 - Produção nacional de petróleo a partir de recursos convencionais e não convencionais (mil m ³ /d)	26
Tabela 3 - Produção nacional de petróleo a partir de recursos convencionais e não convencionais (mil b/d)	27
Tabela 4 - Produção nacional de petróleo, por qualidade (%)	28
Tabela 5 - Perspectivas de preços internacionais de petróleo	30
Tabela 6 - Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo	31
Tabela 7 - Unidades de Processamento de Gás Natural em operação no Brasil	39
Tabela 8 - Projeção de produtividade agrícola da cana (tc/ha).	54
Tabela 9 - Evolução da Qualidade da Cana (kg ATR/tc)	55
Tabela 10 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta Interna de combustíveis, em milhões de tep, de 2006 a 2015.	14
Figura 2 - Importação de Petróleo, Gás Natural e Derivados, em milhões de tep, de 2006 a 2015.	15
Figura 3 - Composição da Oferta Interna de combustíveis, em base energética, em 2006 e em 2015.	16
Figura 4 - Composição da importação brasileira de derivados de petróleo e de Gás Natural, em base energética, de 2005 a 2014.	16
Figura 5 - Perfil de produção de derivados, em base energética, de 2005 a 2015.	18
Figura 6 - Demanda nacional de derivados	21
Figura 7 - Perfil da demanda nacional de derivados	22
Figura 8 - Demanda de óleo diesel em função do teor de enxofre	24
Figura 9 - Evolução do teor de enxofre do <i>bunker</i> no mundo	25
Figura 10 - Produção nacional de petróleo, a partir de recursos convencionais e não convencionais	26
Figura 11 - Produção nacional de petróleo por qualidade	28
Figura 12 - Produção de GLP das UPGNs	29
Figura 13 - Oferta total, importação e participação das importações na oferta total de Gás Natural, no Brasil, de 2005 a 2015.	35
Figura 14 - Distribuição do uso final energético do Gás Natural por segmento em 2017.	36
Figura 15 - Preços históricos de petróleo e gás natural, de 2000 a 2015	37
Figura 16 - Infraestrutura brasileira de gás natural	38
Figura 17 - Produção brasileira de etanol e de açúcar.	43

Figura 18 - Evolução da área de cana total cultivada (exceto mudas)	46
Figura 19- Histórico anual de produção de cana	47
Figura 20 - Produção brasileira de etanol	47
Figura 21 - Histórico da produção brasileira de açúcar	48
Figura 22 - Participação brasileira no comércio internacional de açúcar	49
Figura 23 - Preço do ATR para açúcar e etanol	50
Figura 24 - Destinação do ATR	50
Figura 25 - Histórico e Projeção do fluxo de unidades produtoras	52
Figura 26 - Histórico de mecanização do plantio e da colheita da cana	55
Figura 27 - Exportações e importações brasileiras de etanol - 2005 a 2017	58
Figura 28 - Metas de consumo de biocombustíveis da <i>Renewable Fuel Standards</i>	60
Figura 29 - Exportações de etanol brasileiro	62
Figura 30 - Projeção da demanda total de etanol	64
Figura 31 - Evolução do percentual de adição de biodiesel ao diesel.	67

APRESENTAÇÃO

Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis se destina a apresentar as premissas adotadas e a evolução esperada de custos nos estudos de planejamento da expansão da oferta de combustíveis para o horizonte até 2050.

O PNE 2050 é o segundo estudo de longo prazo realizado pela EPE, em parceria com o Ministério de Minas e Energia. O PNE 2030 foi publicado em 2007 e é considerado um marco na retomada do planejamento energético nacional, posto que deu início à produção de estudos governamentais de planejamento integrado de energia. Os resultados obtidos com a primeira produção dão a exata dimensão de sua importância. A publicação tem sido referência em cenários de estudos econômico-energéticos de longo prazo, sendo utilizada nas diversas esferas governamentais e em estudos sobre energia produzidos pelos mais diversos setores da sociedade.

Após a publicação do PNE 2030, ocorreram eventos de suma importância para o setor energético, dentre os quais a crescente dificuldade para o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico na matriz nacional; a competitividade econômica alcançada pela geração eólica no país; o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, que aumentou os temores da sociedade com relação ao uso da energia nuclear para geração de eletricidade; a forte redução de custos de produção de tecnologias de aproveitamento solar; o impressionante crescimento da produção de combustíveis fósseis não convencionais (*shale oil* e *shale gas*) nos Estados Unidos; o prolongamento da crise econômica e financeira mundial de 2008 e a crescente preocupação com as mudanças climáticas globais. O impacto desses eventos no uso das diversas fontes energéticas do país impôs a revisão das análises e projeções de longo prazo feitas anteriormente, resultando na elaboração do PNE 2050.

Neste segundo plano foi adotado um horizonte de planejamento mais longo, de cerca de 40 anos, com o intuito de permitir incorporar nas análises as inovações tecnológicas disruptivas e aspectos econômicos, ambientais e de segurança energética que resultem em mudanças importantes no padrão de consumo de energia e de exploração das fontes.

O PNE 2050 contribui para a consecução da finalidade da EPE de prestar serviços na área de estudos e pesquisas na área energética, bem como para a consolidação do planejamento energético nacional.

Boa leitura!

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

SUMÁRIO EXECUTIVO

A realização de estudos de oferta de energia visando o longo prazo é essencial para subsidiar o planejamento energético nacional e, quando necessário, a elaboração de políticas públicas que possam garantir a segurança e, se possível, aumentar a sustentabilidade da matriz energética brasileira.

O Brasil possui consideráveis quantidades de recursos energéticos para alimentar seu crescimento econômico e social ao longo do Século XXI. O Pré-Sal pode colocar o país entre os grandes produtores e exportadores líquidos de petróleo e derivados no horizonte de 2050.

Da agricultura e da pecuária, setores nos quais o país tem excelência mundial, se destaca o potencial de biocombustíveis líquidos e gasosos, de primeira e de segunda geração, dos quais o etanol é o mais importante atualmente, e o biometano uma grande promessa. O setor florestal também contribui de maneira significativa, com a produção de lenha, carvão vegetal e lixívia.

Nos últimos 10 anos, a oferta interna de combustíveis cresceu cerca de 38%, partindo de cerca de 172,5 Mtep em 2006 para 236,7 Mtep em 2015. Petróleo e derivados constituem a maior parcela da oferta interna de combustíveis no Brasil, com 85,5 Mtep em 2006 e 11,6 Mtep em 2015. Nesse período, os produtos da cana-de-açúcar saíram de 33 Mtep e chegaram a 50,6 Mtep. O Gás Natural também tem uma presença importante, chegando em 2014 a cerca de 17% da oferta interna nacional. A biomassa florestal se manteve ligeiramente acima de 30 Mtep, e uma participação de 13%. Uma parcela substancial da oferta interna é atendida por importação (Petróleo, Gás Natural e Derivados).

Este documento aborda os fatores estruturantes da oferta de combustíveis no longo prazo, que podem orientar a elaboração de políticas públicas. A evolução da demanda por combustível é um destes fatores. Outro fator relevante é a evolução da disponibilidade e qualidade dos recursos e preços internacionais dos combustíveis. O país tem ampliado suas reservas de petróleo e gás natural, e ainda há muitos territórios não explorados. Restrições ambientais e de qualidade dos combustíveis também definem a oferta de modo geral.

A seguir alguns fatores estruturantes de cada grupo de combustíveis são apresentados com mais detalhes.

Derivados de Petróleo

A definição de como evoluirá, no longo prazo, a demanda nacional de derivados, é a primeira das questões fundamentais para o estudo da expansão do parque de refino no país. Em particular, é preciso analisar se a demanda de derivados permanecerá crescente até 2050, justificando a implantação contínua de novas refinarias ao longo de todo o horizonte, ou se o aumento das pressões ambientais, aliado à viabilidade econômica de novas tecnologias para produção de energia a partir de fontes renováveis, reduzirá o espaço para os derivados de petróleo e, conseqüentemente, para novas plantas.

Na Nota Técnica “Demanda de Energia 2050”, assumiu-se, como cenário de referência, que a demanda nacional de derivados continuará crescendo chegando próximo a 780 mil m³/d (4,9 milhões b/d) em 2050. Destaca-se o setor de transportes, que permanece sendo responsável por mais de 60% da demanda total de derivados no horizonte do estudo.

Quanto ao perfil desta demanda, espera-se que a maior variação ocorrerá na gasolina, cuja participação será reduzida, de 21% em 2015, para 14% em 2050, devido ao aumento da eficiência dos motores e à penetração dos veículos híbridos e elétricos na frota nacional circulante, além do crescimento gradual da oferta doméstica de etanol. O GLP também deverá reduzir sua contribuição (de 10% para 8%). As participações da nafta, do querosene de aviação (QAV) e do óleo combustível aumentarão de 2015 até o final do período, passando, respectivamente, de 7% para 10%, de 5% para 7% e de 6% para 7%, enquanto que a participação do óleo diesel oscilará em torno de 39% no mesmo período. Com relação ao coque, não se observa variação substancial ao longo do período analisado.

Se, por um lado, as preocupações acerca do efeito estufa continuarão agindo no sentido de restringir o uso de derivados de petróleo em geral, por outro, a reação da sociedade às várias formas de poluição atmosférica também tornará as especificações dos derivados cada vez mais restritas. Em particular, pode ser destacada uma forte tendência mundial de redução do teor de enxofre dos combustíveis.

Para o presente estudo, assumiu-se que, até 2050, a gasolina C comercializada permanecerá com o teor de enxofre máximo de 50 ppm. No caso do diesel, o teor de enxofre máximo do óleo diesel B comercializado para uso rodoviário no território brasileiro é de 500 ppm. Veículos pesados produzidos a partir de 2012 e frotas cativas de ônibus urbanos utilizam diesel com teor de enxofre máximo de 10 ppm. Em função disso, a demanda por óleo diesel do tipo S500 para uso efetivamente rodoviário desaparecerá gradativamente. Com relação aos combustíveis marítimos, assumiu-se que não haverá mudanças nas especificações para o bunker em relação ao cenário atual, até o final do horizonte deste estudo.

Grandes incertezas envolvem a evolução da produção nacional de petróleo e de seu perfil de qualidade. Em particular, existe a grande questão de saber se o petróleo produzido no país será suficiente para atender às necessidades do refino até 2050, ou se haverá necessidade de importação de petróleo.

A expansão prevista do processamento de gás associado e não associado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) do país resultará no incremento da oferta potencial de GLP.

A evolução dos preços internacionais de petróleo no longo prazo é outra questão de fundamental importância para a análise da expansão do refino e, ao mesmo tempo, de extrema incerteza.

Com relação aos preços internacionais dos derivados, uma grande questão é saber se os spreads entre eles tenderão a aumentar no longo prazo, devido a uma maior procura por derivados leves e médios em detrimento dos pesados, ou se, ao contrário, os investimentos mundiais em unidades de conversão e tratamento serão de tal magnitude, que a oferta de derivados leves e médios crescerá num ritmo superior ao de sua demanda, provocando uma redução dos mesmos.

Gás Natural

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, tem apresentado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais, contribuindo fortemente para o comportamento instável dos preços.

Considerou-se que os preços do GNL importado pelo Brasil seguem o custo de oportunidade (arbitragem) dos preços praticados no Reino Unido, no NBP, o que é razoavelmente aderente ao histórico recente, sendo ponderados com uma participação cada vez maior do Henry Hub ao longo do horizonte de estudo.

A perspectiva de crescimento da produção nacional de gás natural, devido às descobertas do pré-sal e às expectativas de descobertas de gás em bacias terrestres, coloca a possibilidade de ampliação da malha de gasodutos e de consolidação da indústria nacional de gás natural no longo prazo.

Produtos da Cana e Etanol de Milho

Os produtos da cana ocupam uma posição de destaque na matriz energética brasileira, especialmente devido ao etanol. O bagaço é usado como combustível para geração elétrica para auto-consumo, com exportação de excedentes em algumas usinas, e para geração de calor de processo na produção de etanol e açúcar.

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com o cultivo adequado da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar.

O panorama geral recente desse setor evidencia que o alto endividamento de parte de suas empresas tem dificultado não apenas os investimentos greenfields (novas usinas), mas também os direcionados a brownfields (expansão e/ou retrofit de usinas existentes).

Observa-se que o setor está passando por um período de ajustes, no qual busca o equacionamento da sua situação financeira. Neste contexto, estão inseridas ações para melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade financeira.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal vem se utilizando de instrumentos regulatórios e também tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos.

A projeção da oferta de etanol considera uma série de premissas, tais como: ciclo da cana (cinco cortes); expansão da capacidade produtiva; evolução dos fatores de produção (como produtividade agrícola (tc/ha), área e qualidade da cana (ATR/tc)); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do etanol de segunda geração (lignocelulósico/E2G) e a produção de etanol de milho. O uso do milho para a produção de etanol tem se expandido, pois une objetivos privados e públicos.

A projeção da expansão da capacidade industrial de processamento de cana e de produção de etanol e açúcar considera a capacidade produtiva atual e sua expansão, a ocupação da

capacidade ociosa e a entrada de unidades greenfields em dois períodos distintos (entre 2019 e 2021 e de 2022 até 2050). Entre 2019 e 2021, os investimentos em novas unidades podem ser identificados com razoável precisão. A partir de 2022, estima-se que os investimentos efetuados, juntamente com os atuais incentivos governamentais, possibilitarão um novo ciclo de expansão, embora de forma moderada.

Com as unidades já existentes e o projeto greenfield considerado até 2021, além do retorno de algumas unidades paralisadas e a expansão planejada de 23 unidades existentes em 32 Mtc, a capacidade de moagem projetada (com fator de capacidade de 90%) permite atender a projeção de produção estimada para o ano de 2026 (826 Mtc). Após essa data, é necessário realizar novos investimentos para expandir a capacidade instalada em cerca de 134 Mtc, para atender a expectativa de 1.030 Mtc processadas em 2050.

A projeção de etanol de segunda geração considera o uso gradual do bagaço excedente, disponível a partir da efficientização das caldeiras, além de uma parcela da palha e da ponta. Assumiu-se, porém, que novas unidades a serem implantadas atingirão a plena capacidade e terão custos competitivos para produção comercial, somente a partir de 2023. As unidades de segunda geração serão integradas a uma usina de primeira geração, pois seu custo de implantação será menor que o de uma unidade não integrada.

Em resumo, estima-se que o país disporá de mais 37 unidades de primeira geração (considerando as reativações e fechamentos) e 80 unidades de segunda geração de 2018 a 2050 e, além disso, a capacidade de moagem das unidades existentes deverá ser expandida em 188 Mtc (já considerando as expansões planejadas).

Biodiesel

Assumiu-se que a alteração da mistura obrigatória ocorrerá conforme a Resolução CNPE n° 16 de 29 de dezembro de 2018 (CNPE, 2018), a qual indica o aumento do percentual de biodiesel no diesel em 1% ao ano a partir de 2019, atingindo o valor até 15% em volume, em 2023. Este teor deverá vigorar até 2050.

O óleo de soja deverá permanecer como principal insumo na matriz de fabricação do biodiesel até 2040, enquanto o sebo bovino seguirá como segundo insumo mais importante até meados da década de 2020. A partir de então, com o aumento da produção de óleo de palma, este deverá suplantar o sebo bovino. Finalmente, assumiu-se que, a partir de 2040, o óleo de palma ocupará lugar preponderante na matriz de insumos para o biocombustível, ultrapassando o óleo de soja como a matéria prima principal até 2050.

Sendo o óleo de soja o principal insumo e que garantirá a expansão da oferta até 2025, será necessário aumentar a capacidade de processamento de soja em detrimento da exportação do grão in natura. Além de garantir a expansão da oferta, o processamento do grão amplia a agrega valor a toda a cadeia da soja.

O crescimento da produção do óleo de palma possibilitará uma maior participação da agricultura familiar na produção da matéria prima, fortalecendo um dos principais pilares do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel - PNPB.

Outras culturas, como o óleo de algodão, de pinhão manso, de outras palmáceas e até mesmo o óleo de fritura reciclado, deverão adquirir maior expressão até o final do período.

Bioquerosene de Aviação

A aviação é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE mundial (IPCC, 2014). Nesse contexto, as empresas aéreas firmaram um acordo que definiu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020, denominado CORSIA - Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (ICAO, 2018).

Há inúmeros desafios econômicos para que o BioQAV possa ser utilizado na aviação.

No Brasil, existem iniciativas para incentivar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV.

Biomassa Florestal

Os energéticos de origem florestal de interesse são a lenha, o carvão vegetal e a lixívia. O carvão é um energético secundário obtido a partir da lenha em carvoarias, enquanto a lixívia é um resíduo da indústria de papel e celulose.

A oferta de biomassa florestal está atrelada à dinâmica dos setores demandantes. Deste modo, a oferta de lixívia é dependente da indústria de papel e celulose (onde a lixívia é um resíduo do processo). No caso do carvão vegetal, sua oferta é principalmente ditada pela siderurgia (maior consumidor), como elemento redutor do minério de ferro. A lenha, além de ser utilizada na transformação em carvão vegetal e eletricidade (Florestas Energéticas), tem os setores industrial e residencial como importantes consumidores finais.

Biometano

A competitividade da opção de geração distribuída de eletricidade a partir do biogás depende de uma série de fatores tais como os custos de investimentos das unidades de biodigestão, em especial da unidade de biodigestão de resíduos urbanos, que necessita de uma unidade de triagem, e os custos das matérias-primas, que são consequência, essencialmente da logística.

1 INTRODUÇÃO

A realização de estudos de oferta de energia visando o longo prazo é essencial para subsidiar o planejamento energético nacional e, quando necessário, a elaboração de políticas públicas que possam garantir a segurança e, se possível, aumentar a sustentabilidade da matriz energética brasileira. A natureza destes estudos permite estimar os montantes de investimentos necessários em infra-estrutura e em pesquisa e desenvolvimento, bem como antever, na medida do possível, os impactos sócio-ambientais e econômicos da exploração dos recursos.

O Brasil possui consideráveis quantidades de recursos energéticos para alimentar seu crescimento econômico e social ao longo do Século XXI. O Pré-Sal pode colocar o país entre os grandes produtores e exportadores líquidos de petróleo e derivados no horizonte de 2050. Do Pré-Sal poderá ainda ser aproveitado o gás natural, aumentando significativamente a disponibilidade deste recurso no território nacional.

Da agricultura e da pecuária, setores nos quais o país tem excelência mundial, se destaca o potencial de biocombustíveis líquidos e gasosos, de primeira e de segunda geração, dos quais o etanol é o mais importante atualmente, e o biometano uma grande promessa. A polivalente agroindústria da cana-de-açúcar, evoluída à condição de biorrefinaria, e a emergente pecuária intensiva, integradas ao aproveitamento da biomassa residual de outras culturas podem ser o motor do desenvolvimento do biometano no país.

O setor florestal também contribui de maneira significativa, com a produção de lenha, carvão vegetal e lixívia. Tradicionalmente, a lenha era usada principalmente para a geração de calor, mas o potencial de uso para geração dedicada de energia elétrica, conhecido por florestas energéticas, começa a surgir com projetos vencedores nos últimos leilões de energia.

O conceito de biorrefinaria pode ser aplicado à qualquer corrente de biomassa. A definição de biorrefinaria da Agência Internacional de Energia é de que se trata do processamento sustentável de biomassa para se obter um espectro de produtos comercializáveis e de vetores energéticos (JONG & JUNGMEIER, 2015¹).

Nos últimos 10 anos, a Oferta Interna de Energia na forma de combustíveis cresceu 40%, partindo de cerca de 168 Mtep em 2005 para pouco mais de 245 Mtep em 2014. Os derivados de petróleo cresceram em 42%, chegando a uma participação de 50% em 2014. Neste período, os produtos energéticos da cana-de-açúcar (etanol e o bagaço) saíram de 30 Mtep e chegaram a 48 Mtep. O Gás Natural também teve uma presença importante, chegando em 2014 a cerca de 17% da produção nacional, com 41 Mtep. No conjunto, a biomassa de base florestal (Lenha, Carvão Vegetal e lixívia) se mantém em torno de 32 Mtep, com uma redução em lenha e carvão

¹ JONG, Ed de & JUNGMEIER, Gerfried. Biorefinery Concepts in Comparison to Petrochemical Refineries (Capítulo 1). In: Industrial Biorefineries and White Biotechnology. (Coordenadores: Ashok Pandey, Rainer Hofer, Christian Larroche, Mohammad Taherzadeh and Madhavan Nampoothiri) 2015.

vegetal sendo compensada por um aumento em lixívia. O biodiesel teve uma produção de 2,7 Mtep, em 2014.

De 2005 a 2014, a importação de derivados de petróleo saltou de 10 Mtep para 25 Mtep, um crescimento de 140%. A importação de Gás Natural teve um crescimento de 115%.

Para cada combustível tradicionalmente consumido, são apresentados os principais números dos últimos 10 anos, com foco na trajetória de oferta total, via produção e importação destes energéticos. Em seguida, são discutidos os fatores estruturantes e as premissas para as projeções da oferta até 2050.

As ofertas de Biogás e de Biometano são apresentadas nesta Nota Técnica de Oferta de Combustíveis 2050 de forma resumida. Uma apresentação mais detalhada pode ser encontrada nas Seções 5.3.1 (Geração Distribuída de Eletricidade / Pequena e Média Escala) e 5.4.1 (Produção Descentralizada de Combustíveis / Produção de Biometano) da Nota Técnica de Demanda de Energia 2050.

O uso dos combustíveis na geração de energia elétrica é abordado na Nota Técnica de Oferta de Eletricidade.

Devido à relevância, alguns derivados não-energéticos de petróleo são tratados no mesmo nível de detalhe que os combustíveis, dentre os quais a Nafta (Insumo para a Indústria Petroquímica) é o mais importante, sendo devidamente identificados quando necessário.

Os combustíveis analisados nesta Nota Técnica são:

- Derivados de Petróleo;
- Gás Natural;
- Etanol;
- Biodiesel;
- Florestas; e
- Biometano.

2 CENÁRIO DE OFERTA DE COMBUSTÍVEIS

2.1 CONTEXTO - COMBUSTÍVEIS

Nos últimos 10 anos, a oferta interna de combustíveis cresceu cerca de 38%, partindo de cerca de 172,5 Mtep em 2006 para 236,7 Mtep em 2015, como mostra a Figura 1.

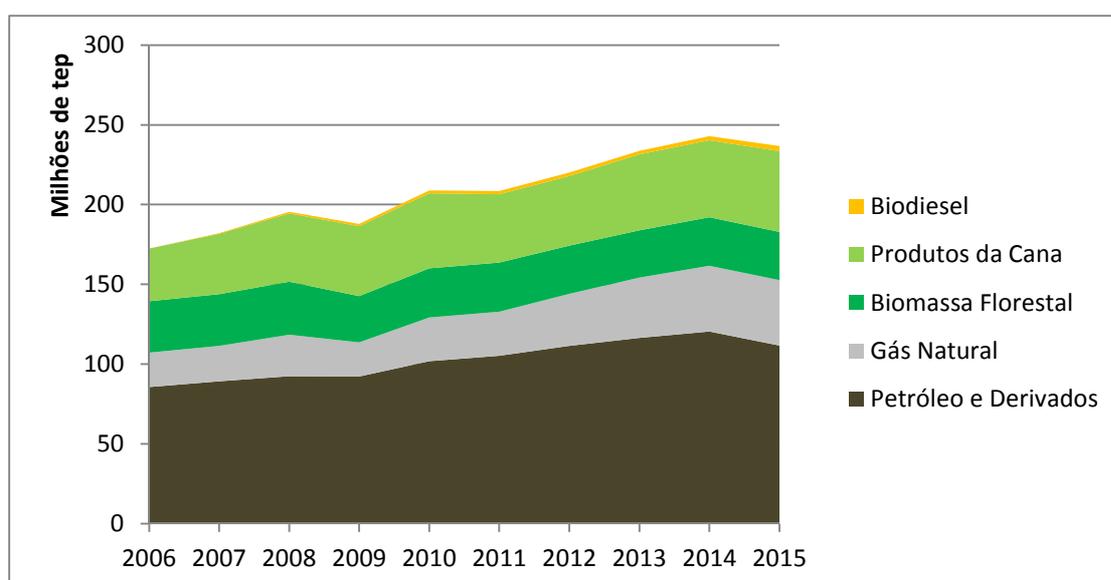


Figura 1 - Oferta Interna de combustíveis², em milhões de tep, de 2006 a 2015.

Fonte: Epe.

Petróleo e derivados³ constituem a maior parcela da oferta interna de combustíveis no Brasil, com 85,5 Mtep em 2006 e 11,6 Mtep em 2015. Nesse período, os produtos da cana-de-açúcar saíram de 33 Mtep e chegaram a 50,6 Mtep. O Gás Natural também tem uma presença importante, chegando em 2014 a cerca de 17% da oferta interna nacional. A biomassa florestal⁴ se manteve ligeiramente acima de 30 Mtep, e uma participação de 13%.

Uma parcela substancial da oferta interna é atendida por importação (Petróleo, Gás Natural e Derivados), como mostra a Figura 2.

² Dentre os derivados de petróleo estão incluídos alguns fluxos não-energéticos como nafta, por exemplo.

³ Óleo Diesel, Gasolina, Óleo Combustível, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), Querosene, Nafta e Outros Secundários de Petróleo.

⁴ Lenha (inclusive a convertida em carvão vegetal) e Lixívia.

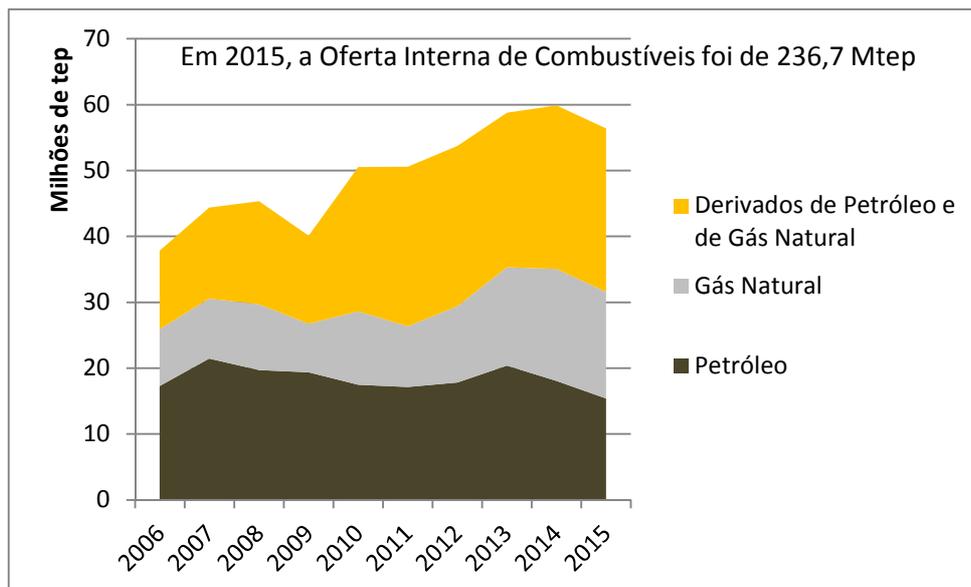


Figura 2 - Importação de Petróleo, Gás Natural e Derivados, em milhões de tep, de 2006 a 2015.

Fonte: Epe.

A crise de 2008 causou um forte impacto na demanda de combustíveis, que foi absorvida principalmente na conta de importação destes energéticos, afetando pouco a produção nacional. Em 2010, os volumes importados já haviam recuperado a taxa de crescimento do período pré-crise. A Figura 3 e a Figura 4 apresentam a composição da oferta interna e da importação de combustíveis no Brasil, em base energética, respectivamente, em 2006 e em 2015.

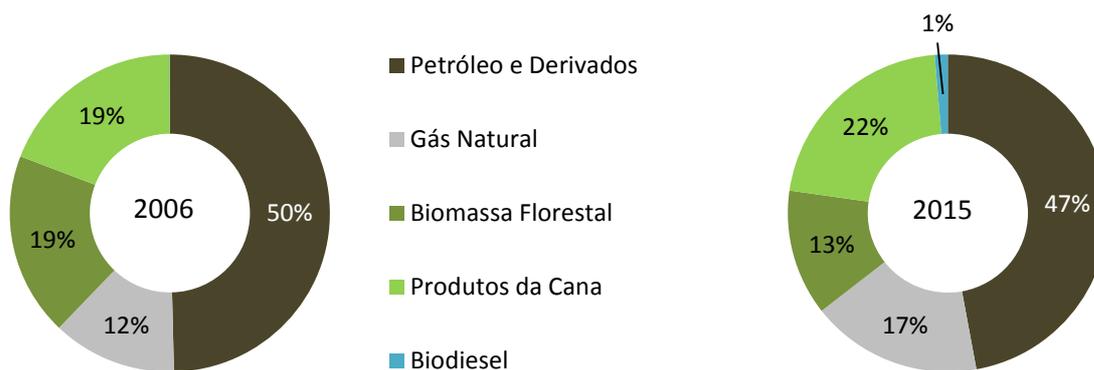


Figura 3 - Composição da Oferta Interna de combustíveis⁵, em base energética, em 2006 e em 2015.

Fonte: Epe.

Em 2006 e 2015, Petróleo e Derivados representaram cerca de 50% da oferta interna de combustíveis. A participação do Gás Natural em 2006 era de 12%, crescendo à 17% em 2015. A biomassa florestal teve sua participação reduzida, de 19% para 13%. Os produtos da cana (etanol e bagaço) cresceram de 19% para 22%.



Figura 4 - Composição da importação brasileira de derivados de petróleo e de Gás Natural, em base energética, de 2005 a 2014.

Fonte: Epe.

Entre 2006 e 2015, observa-se que a participação do petróleo na importação se reduz substancialmente, com aumento de participação do óleo diesel e de outros derivados do petróleo. A nafta apresentou um crescimento de 2%. Em 2006 a nafta foi o derivado de petróleo

⁵ Dentre os derivados de petróleo estão incluídos alguns fluxos não-energéticos como nafta, por exemplo. O biodiesel

com maior volume de importação, seguido do óleo diesel. Em 2015, o diesel passou a ter o maior volume de importação.

2.2 FATORES ESTRUTURANTES GERAIS

Esta seção aborda os fatores estruturantes da oferta de combustíveis no longo prazo, que podem orientar a elaboração de políticas públicas.

A evolução da demanda por combustível é um destes fatores. O atendimento aos serviços energéticos contará com mais fontes que na atualidade. Em parte, pela expectativa de penetração dos veículos elétricos, ou de maior uso do gás natural veicular, inclusive o biometano. Na siderurgia, o carvão vegetal poderá aumentar sua participação, se na construção de novos alto-fornos for dada sinalização econômica favorável.

Outro fator relevante é a evolução da disponibilidade e qualidade dos recursos e preços internacionais dos combustíveis. O país tem ampliado suas reservas de petróleo e gás natural, e ainda há muitos territórios não explorados. As reservas de petróleo podem colocar o país entre os grandes produtores mundiais. Mas o teor de dióxido de carbono nos campos é elevado, o parque de refino necessita forte expansão e modernização, os campos estão em águas cada vez mais profundas etc. Recursos petrolíferos e gasíferos não-convencionais exigem novas técnicas de exploração e produção. Há área agrícola suficiente para expansão da oferta de biocombustíveis e produção de alimentos. Mas é dependente da importação de insumos. Com exceção do bagaço da cana, o aproveitamento energético de resíduos, agrícolas e agroindustriais, da pecuária e urbanos, apenas agora começa a encontrar seu espaço.

A Evolução das tecnologias de transformação define as possibilidades de exploração dos recursos disponíveis. O parque de refino brasileiro foi construído para processar petróleo intermediário importado. Quando o petróleo foi descoberto no Brasil era do tipo pesado, e o parque foi adaptado para este tipo de petróleo. As descobertas do Pré-Sal são de petróleo tipo intermediário, e as novas refinarias devem ser adequadas para este recurso. Adicionalmente, recursos petrolíferos não-convencionais, como o xisto betuminoso, necessitam processos específicos para sua transformação. Tecnologias *'coal- e gas-to-liquids'*, e de segunda geração, ou mais avançadas, para biocombustíveis, podem se tornar competitivas perante os combustíveis fósseis tradicionais.

Finalmente, as restrições ambientais e qualidade dos combustíveis também definem a oferta. A questão da mudança do clima imporá maiores restrições à emissão de gases de efeito estufa, mudando a geopolítica e a economia da energia. Em relação à poluição local, a qualidade dos combustíveis visará minimizar, ou evitar, externalidades causadas por esta poluição.

Esses, e outros fatores são discutidos em detalhes ao longo deste documento.

Nos capítulos seguintes, a oferta de combustíveis será apresentada em maior detalhe, apresentando uma contextualização, uma discussão dos fatores estruturantes e as projeções para 2050.

3 DERIVADOS DE PETRÓLEO

3.1 CONTEXTO - DERIVADOS DE PETRÓLEO

Em 2015, a Oferta Interna de derivados de petróleo tiveram uma participação foi de 103 Mtep procedentes de produção nacional e importação. O perfil da produção nacional de derivados de petróleo, em base energética, de 2005 a 2015 é mostrado na Figura 5.

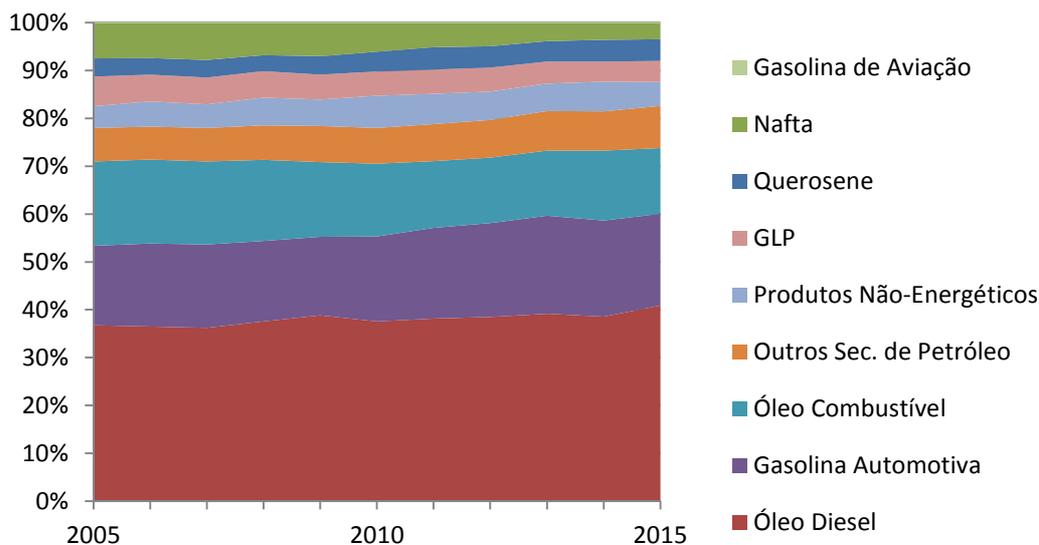


Figura 5 - Perfil de produção de derivados, em base energética, de 2005 a 2015.

Fonte: EPE.

De 2005 a 2015, o óleo diesel respondeu por quase 40% da produção de derivados. A gasolina subiu de 17% para 20%, com a redução da participação do óleo combustível.

O consumo de diesel no período foi superior à produção, levando à importação. De 2005 a 2008, a importação apresentou uma crescente, interrompida com a crise de 2008, mas recuperada já em 2010, chegando a uma dependência externa de 19%. De 2010 a 2015, o crescimento na produção nacional estabilizou a necessidade de importações levando a uma redução da dependência até 13% em 2015.

A gasolina é, juntamente com o etanol, um dos principais combustíveis veiculares em motores ciclo Otto. A perspectiva é de dependência externa no curto prazo.

O óleo combustível é, principalmente, usado para geração de calor de processo nas indústrias. Este energético não tem relevância econômica para a atividade de refino e tem sido substituído no consumo final por outros energéticos como o gás natural devido ao elevado fator de emissão de carbono. Em 2015, em relação à 2005, a produção de óleo combustível apresentou uma retração de quase 10%. O consumo final saiu de cerca de 40% da produção, no início do período, para cerca de 20%, no final do período, sendo o excesso exportado. O uso na geração elétrica cresceu quase 5 vezes.

O setor residencial é o maior consumidor de GLP, onde seu uso final é para cocção. A indústria também registra um consumo importante, mas substancialmente menor. No período de 2005 a 2015, as importações de GLP foram crescentes, chegando a 24% do consumo final. A produção tem oscilado em torno de 10 milhões de metros cúbicos.

Dois tipos de querosene são produzidos: o querosene de aviação (QAV) e o iluminante. O querosene de aviação responde por quase a totalidade do querosene produzido e consumido no país. De 2005 a 2015, a produção de querosene saiu de 4,2 bilhões de litros para cerca de 6 bilhões de litros. O consumo, nesse mesmo período cresceu quase 50%, chegando a 4,54 bilhões de litros. A exportação de querosene ocorre quase totalmente na forma de atendimento obrigatório ao transporte internacional (bunker), abastecendo aeronaves estrangeiras. Portanto, é necessária uma importação que, desde 2010, está próxima de 2 bilhões de litros.

A nafta é um importante insumo da indústria petroquímica. A transformação da nafta produz efluentes petroquímicos e outros energéticos de petróleo. A dependência externa de nafta tem sido crescente, com aceleração no final do período chegando a 57% da nafta consumida. Entre 2005 e 2009, este valor esteve em torno de 35%.

A seção seguinte apresenta os fatores estruturantes da oferta de derivados de petróleo, formulados principalmente com base nas projeções macroeconômicas, de demanda por serviços energéticos e em questões ambientais, a partir dos quais foi projetada a expansão do refino e seu perfil de derivados.

3.2 FATORES ESTRUTURANTES - DERIVADOS DE PETRÓLEO

Ao se analisar os possíveis cenários para o refino nacional, dentro de um horizonte longínquo como 2050, depara-se com inúmeras questões fundamentais referentes às principais premissas a serem adotadas, que envolvem grandes incertezas. Dentre elas, destacam-se as seguintes:

- Como evoluirá a demanda nacional de derivados;
- Quais serão as futuras exigências de qualidade dos derivados;
- Qual será a disponibilidade e a qualidade de petróleo nacional ao longo do tempo;
- Como evoluirão os preços internacionais dos vários tipos de petróleo e derivados;
- Como evoluirão os custos de investimento em ampliação e modernização do parque nacional de refino;
- Como ocorrerá a evolução tecnológica dos processos de refino;
- O que poderá ser feito para melhorar a eficiência energética e mitigar as emissões de CO₂ nas refinarias;
- Que tipos de refinarias e de unidades de conversão e tratamento estarão disponíveis para ser implantadas no país;
- Que modos de transporte estarão disponíveis para atendimento às necessidades de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados.

Tais questões, assim como as principais premissas adotadas no estudo, serão analisadas no próximo item.

3.2.1 Evolução da demanda nacional de derivados

A definição de como evoluirá, no longo prazo, a demanda nacional de derivados, é a primeira das questões fundamentais para o estudo da expansão do parque de refino no país. Em particular, é preciso analisar se a demanda de derivados permanecerá crescente até 2050, justificando a implantação contínua de novas refinarias ao longo de todo o horizonte, ou se o aumento das pressões ambientais, aliado à viabilidade econômica de novas tecnologias para produção de energia a partir de fontes renováveis, reduzirá o espaço para os derivados de petróleo e, conseqüentemente, para novas plantas.

Na Nota Técnica “Demanda de Energia 2050”, assumiu-se, como cenário de referência, que a demanda nacional de derivados continuará crescendo chegando próximo a 780 mil m³/d (4,9 milhões b/d) em 2050. Destaca-se o setor de transportes, que permanece sendo responsável por mais de 60% da demanda total de derivados no horizonte do estudo.

A projeção da demanda de derivados de petróleo adotada para o estudo de expansão do parque de refino nacional até 2050 é apresentada na Figura 6 e na Tabela 1. Ressalte-se que, nesta demanda, estão incluídos o *bunker* aéreo e o marítimo de cabotagem, que devem ser obrigatoriamente atendidos, e o mercado opcional de *bunker* internacional, que corresponde ao consumo dos navios estrangeiros que são abastecidos na costa brasileira, para o qual não há obrigatoriedade de atendimento. O consumo próprio das refinarias, ainda que considerado na Nota Técnica “Demanda de Energia 2050”, não está incluso na Figura 6 e na Tabela 1, sendo calculado endogenamente pelo modelo de refino da EPE.

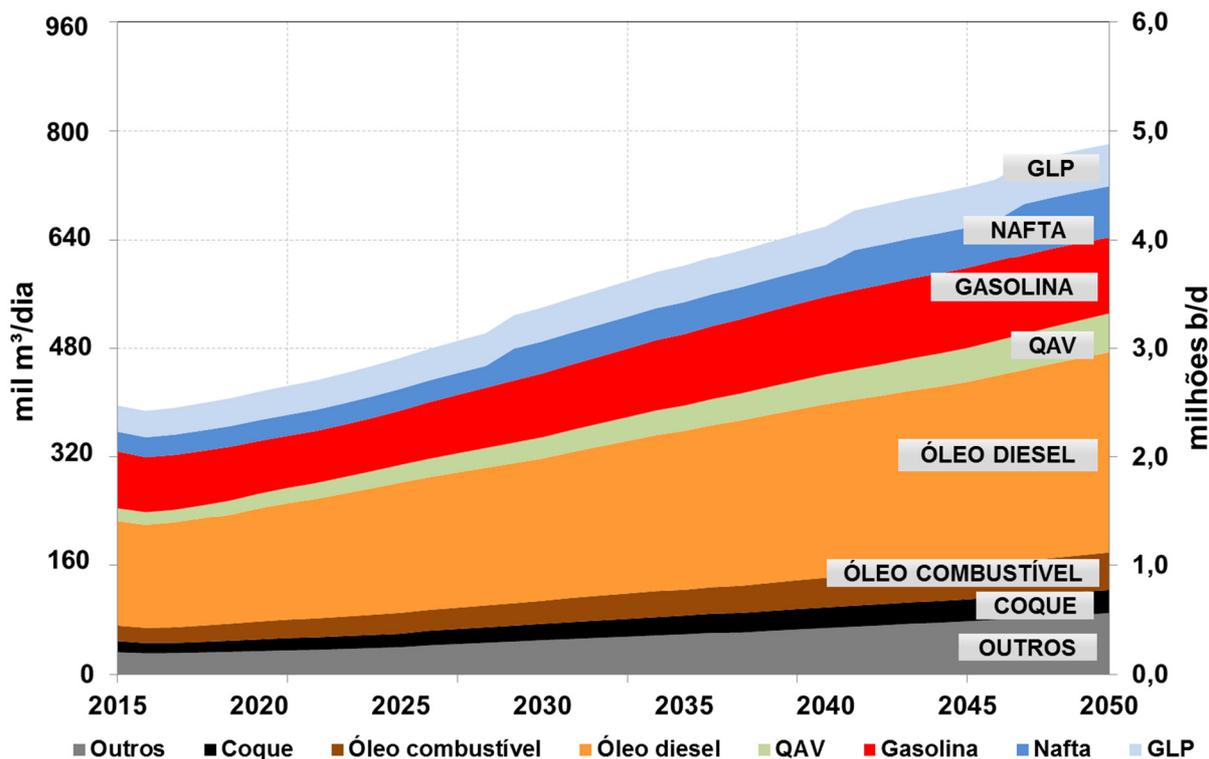


Figura 6 - Demanda nacional de derivados

Fonte: EPE

Tabela 1 - Demanda nacional de derivados

Produto	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	mil m ³ /d							
GLP	38	42	45	49	53	57	60	62
Nafta	29	30	32	47	47	47	60	75
Gasolina	83	77	79	93	104	113	117	112
QAV	20	22	26	31	37	43	50	57
Óleo diesel	152	166	191	209	233	255	270	293
Óleo combustível	22	26	30	33	37	43	48	55
Coque	16	17	20	24	27	30	32	34
Outros ⁽¹⁾	32	34	40	50	59	68	78	89
Total	393	413	463	536	597	656	714	776

Nota: (1) Inclui gasolina de aviação, querosene iluminante, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros derivados não energéticos.

Fonte: EPE

Quanto ao perfil desta demanda, mostrado na Figura 7, espera-se que a maior variação ocorrerá na gasolina, cuja participação será reduzida, de 21% em 2015, para 14% em 2050, devido ao aumento da eficiência dos motores e à penetração dos veículos híbridos e elétricos na frota nacional circulante, além do crescimento gradual da oferta doméstica de etanol. O GLP também deverá reduzir sua contribuição (de 10% para 8%). As participações da nafta, do querosene de aviação (QAV) e do óleo combustível aumentarão de 2015 até o final do período, passando, respectivamente, de 7% para 10%, de 5% para 7% e de 6% para 7%, enquanto que a participação do óleo diesel oscilará em torno de 39% no mesmo período. Com relação ao coque, não se observa variação substancial ao longo do período analisado.

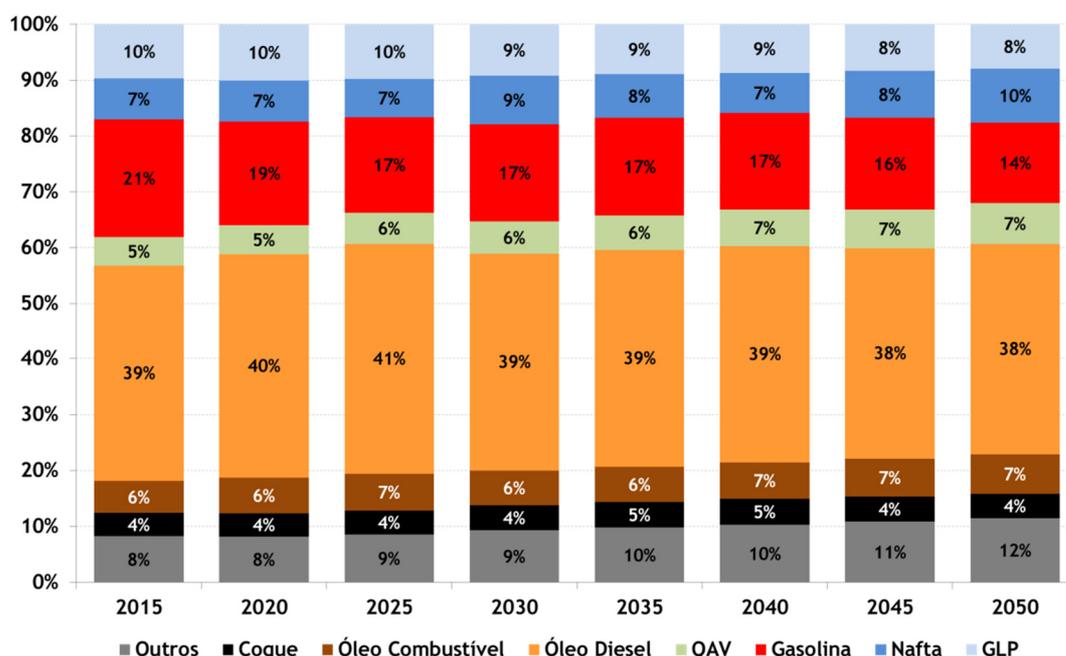


Figura 7 - Perfil da demanda nacional de derivados

Fonte: EPE

Em linhas gerais, o que a projeção da demanda de derivados de petróleo indica é que, enquanto o GLP terá uma pequena perda de participação (de 10% para 8%), haverá uma queda acentuada no consumo de derivados leves (nafta e gasolina), de 28% para 24% e um leve incremento no consumo de médios (QAV e óleo diesel), de 44% para 45% e, no de derivados residuais (óleo combustível e coque), de 10% para 11%. Embora pequeno em termos percentuais, o aumento na demanda de médios, em particular, poderá exigir um foco maior em processos de conversão e de tratamento nas refinarias, especialmente em unidades de coqueamento retardado, de hidrocrackeamento catalítico e de hidrotreamento. Note-se que, em função disso, o aumento do consumo energético das refinarias será inevitável.

3.2.2 Maiores exigências de qualidade dos derivados

Se, por um lado, as preocupações acerca do efeito estufa continuarão agindo no sentido de restringir o uso de derivados de petróleo em geral, por outro, a reação da sociedade às várias formas de poluição atmosférica também tornará as especificações dos derivados cada vez mais restritas. Em particular, pode ser destacada uma forte tendência mundial de redução do teor de enxofre dos combustíveis, especialmente para a gasolina, o óleo diesel e os combustíveis marítimos, visando atender os limites de emissões de gases poluentes na atmosfera, impostos pelas legislações vigentes. Também os novos equipamentos desenvolvidos para os diferentes usos da sociedade, principalmente os de transporte, trarão novas exigências quanto às especificações dos derivados a serem usados. Tudo isso poderá exigir investimentos em novas unidades de processamento voltadas para a produção de derivados de alta qualidade.

Atualmente, o teor de enxofre máximo na gasolina C comercializada no Brasil é de 50 ppm⁶, segundo definição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O teor de enxofre máximo do óleo diesel B comercializado para uso rodoviário no território brasileiro é de 500 ppm, exceto para novos veículos pesados produzidos a partir de 2012 e frotas cativas de ônibus urbanos dos municípios e regiões metropolitanas definidos pela ANP e em toda extensão dos municípios de Belém, Fortaleza e Recife e suas regiões metropolitanas, casos em que o teor de enxofre máximo é de 10 ppm. Para os segmentos agrícola, de construção e industrial, também se utiliza o óleo diesel B de uso rodoviário, conforme indicado em ANP (2013). Além desses tipos de óleo diesel, existe, ainda, o óleo diesel de uso não rodoviário, do tipo S1800⁷, para uso ferroviário, mineração e geração elétrica (ANP, 2012). No caso dos combustíveis marítimos, atualmente, o teor de enxofre do óleo diesel marítimo é de 5.000 ppm e o do *bunker* é de 3,5% em peso (ANP, 2010).

Para o presente estudo, assumiu-se que, até 2050, a gasolina C comercializada permanecerá com o teor de enxofre máximo de 50 ppm. Quanto ao óleo diesel rodoviário, estabeleceu-se que a regra já citada também permanecerá válida no mesmo horizonte. Note-se que, em função disso, a demanda por óleo diesel do tipo S500 para uso efetivamente rodoviário desaparecerá gradativamente, com o sucateamento dos veículos pesados produzidos até 2011. Para o óleo diesel S1800, foi adotada uma troca gradual pelo S500 até 2025, quando o primeiro será totalmente substituído. Assumiu-se ainda que, a partir de 2020, o óleo diesel marítimo passará a ter, como teor máximo de enxofre, 500 ppm. Desta forma, a demanda de óleo diesel por teor de enxofre evoluirá conforme a Figura 8.

⁶ Corresponde a partes por milhão em peso (mg/kg).

⁷ O óleo diesel S1800 possui teor máximo de enxofre de 1800 ppm, o óleo diesel S10 de 10 ppm e assim sucessivamente.

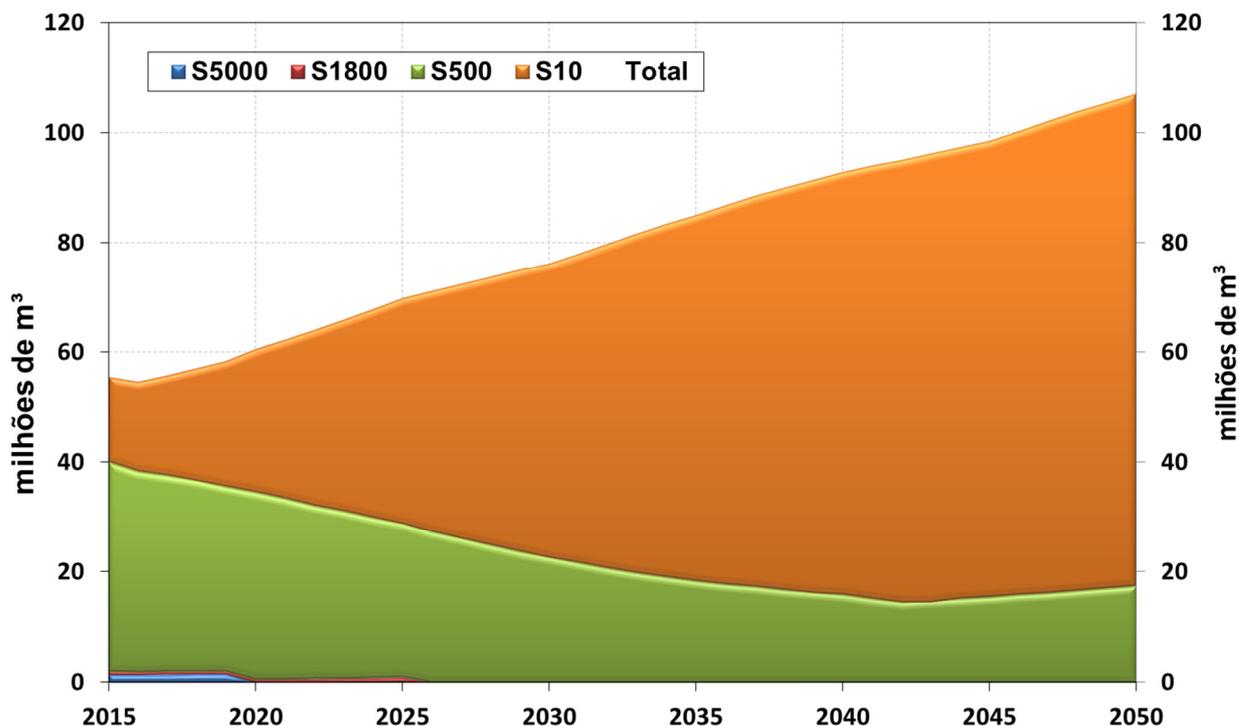


Figura 8 - Demanda de óleo diesel em função do teor de enxofre

Fonte: EPE

Com relação aos combustíveis marítimos, a tendência mundial é de seguir a atual regulamentação da Organização Marítima Internacional (IMO), que estabelece a redução do teor de enxofre do *bunker* de 3,5% para 0,5%, prevista para 2020 (podendo ser postergado para 2025). Para certas áreas costeiras, conhecidas como Áreas de Controle de Emissão (ECAs), este teor foi limitado em 0,1%, a partir de 2015 (IMO, 2015), conforme mostrado na Figura 9. No Brasil, todavia, este assunto ainda está em discussão pelos produtores, armadores e demais agentes envolvidos (PRADA JUNIOR, 2014). Por este motivo, para o PNE, assumiu-se que não haverá mudanças nas especificações para o *bunker* em relação ao cenário atual, até o final do horizonte deste estudo.

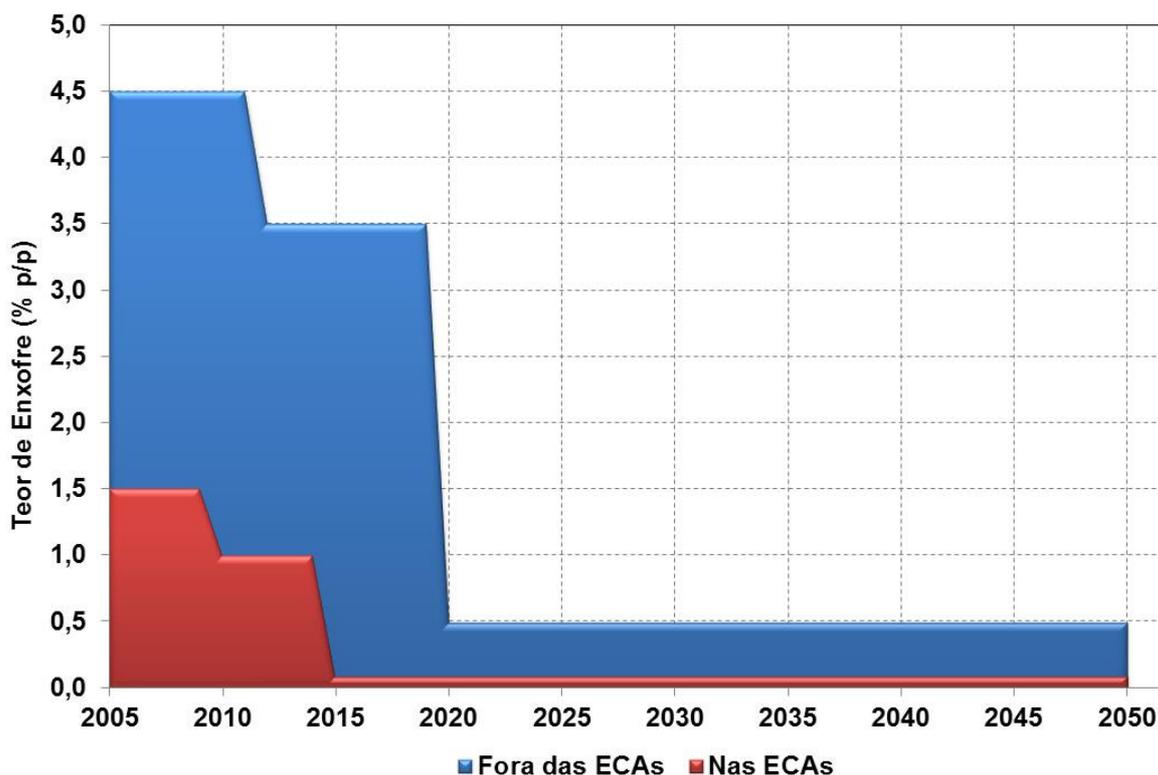


Figura 9 - Evolução do teor de enxofre do *bunker* no mundo

Fonte: EPE, a partir de IMO (2015).

3.2.3 A evolução da oferta nacional de petróleo e seu perfil de qualidade e da produção nacional de GLP e gasolina natural das Unidades de Processamento de Gás Natural UPGNs

Grandes incertezas envolvem a evolução da produção nacional de petróleo e de seu perfil de qualidade. Em particular, existe a grande questão de saber se o petróleo produzido no país será suficiente para atender às necessidades do refino até 2050, ou se haverá necessidade de importação de petróleo. Caso haja excedentes permanentes de petróleo, há que se decidir se eles serão exportados ou processados no país, exportando-se os derivados produzidos. Outras grandes incertezas são quanto à qualidade dos petróleos (rendimentos, teor de enxofre, viscosidade, densidade, teor de metais, etc.) a serem produzidos e sobre a participação das fontes não convencionais - óleo de formações fechadas (*tight oil*) e óleo de folhelho pirobetuminoso (*oil shale*) - até 2050. O óleo de folhelho pirobetuminoso, em particular, é obtido por retortagem, antes de ser processado, o que poderá exigir formas de tratamento diferentes dos processos convencionais. O cenário adotado para a oferta nacional de petróleo, incluindo as fontes não convencionais, já detalhado na Nota Técnica “Recursos Energéticos 2050”, está apresentado na Figura 10 e nas Tabela 2 e Tabela 3.

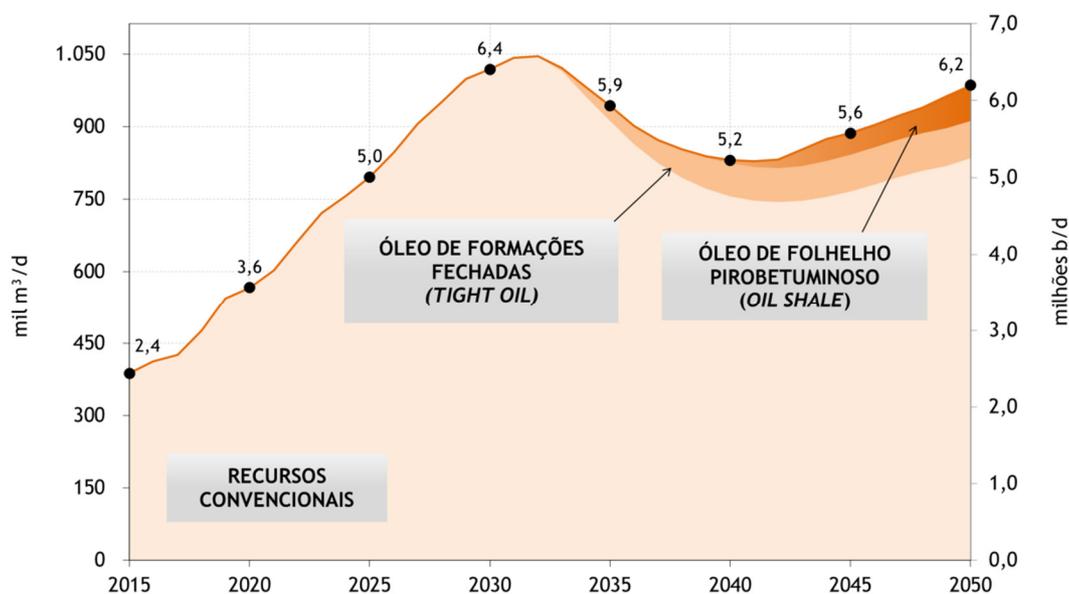


Figura 10 - Produção nacional de petróleo, a partir de recursos convencionais e não convencionais

Fonte: EPE

Tabela 2 - Produção nacional de petróleo a partir de recursos convencionais e não convencionais (mil m³/d)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
mil m³/d								
Recursos convencionais	387	566	795	1.018	912	756	766	835
Óleo de formações fechadas (tight oil)	0	0	0	0	31	68	76	77
Subtotal	387	566	795	1.018	942	824	842	912
Óleo de folhelho pirobetuminoso (oil shale)	1	1	1	1	1	7	44	74
Total	388	567	796	1.018	943	831	886	985

Fonte: EPE

Tabela 3 - Produção nacional de petróleo a partir de recursos convencionais e não convencionais (mil b/d)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	mil b/d							
Recursos convencionais	2.434	3.561	5.002	6.401	5.734	4.754	4.819	5.252
Óleo de formações fechadas (<i>tight oil</i>)	0	0	0	0	192	428	478	484
Subtotal	2.434	3.561	5.002	6.401	5.927	5.182	5.296	5.736
Óleo de folhelho pirobetuminoso (<i>oil shale</i>)	4	4	4	4	4	42	279	462
Total	2.437	3.565	5.006	6.405	5.930	5.224	5.575	6.198

Fonte: EPE

Na Figura 10, observa-se a previsão de produção de petróleo desagregada em função da sua origem: recursos convencionais e não convencionais (óleo de formações fechadas e óleo de folhelho pirobetuminoso). Ressalte-se que o volume referente ao óleo de folhelho representa uma eventual produção, que só deverá ocorrer em caso de necessidade⁸.

A Figura 11 e a Tabela 4 apresentam a mesma curva de produção, agora desagregada por tipo de petróleo, em função de sua densidade, de acordo com a classificação de ANP (2000). Note-se que, com o aumento da produção total de petróleo e, em particular, de petróleos medianos e leves, principalmente devido à produção de óleo do pré-sal e de óleo de formações fechadas, a densidade média do petróleo nacional tenderá a ser menor. Isto significa dizer que as importações de óleo leve para adequar o *mix* de petróleos processados nas refinarias tenderão a se reduzir no longo prazo.

⁸ Vale ressaltar que, atualmente, já existe, na Usina Industrial do Xisto (SIX), no Estado do Paraná, uma produção de 4.000 b/d de derivados, em particular de óleo combustível, provenientes de folhelho pirobetuminoso. Este volume é considerado nos balanços de derivados apresentados neste estudo.

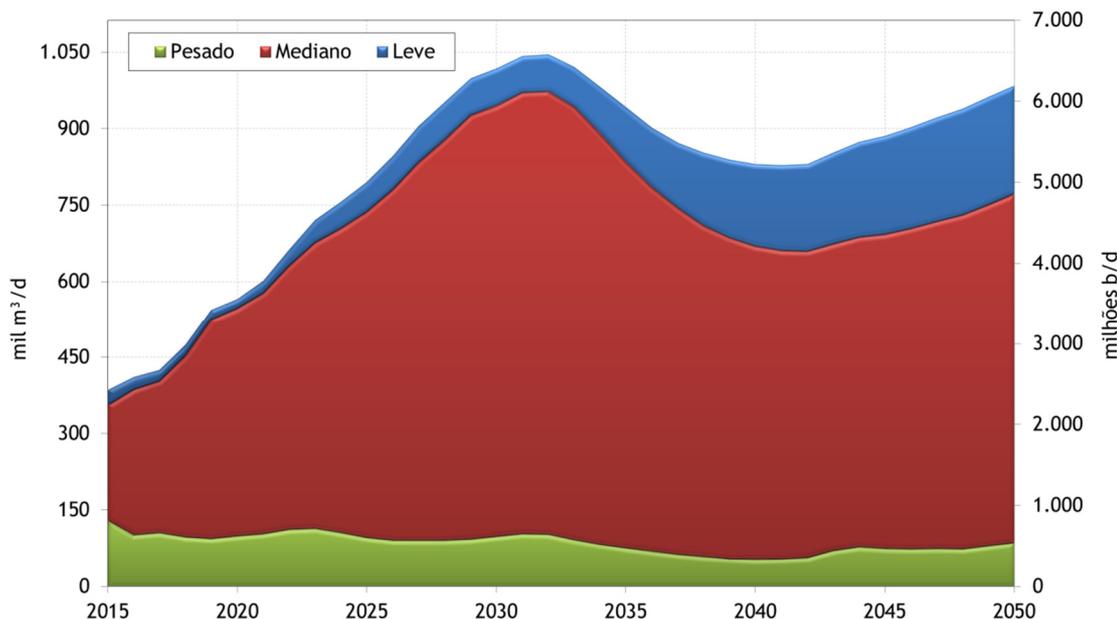


Figura 11 - Produção nacional de petróleo por qualidade

Fonte: EPE

Tabela 4 - Produção nacional de petróleo, por qualidade (%)

Tipo de petróleo	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Leve	8	3	7	7	11	19	22	21
Mediano	58	79	81	83	81	74	70	70
Pesado	34	18	12	10	8	7	8	9

Fonte: EPE

A expansão prevista do processamento de gás associado e não associado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) do país resultará no incremento da oferta potencial de GLP, conforme a produção apresentada na Figura 12. Além disso, os líquidos recuperáveis em tais unidades, na forma de correntes de C₅⁺ (frações com cinco ou mais átomos de carbono), poderão contribuir para a produção final de nafta petroquímica e/ou gasolina nas refinarias, mediante o atendimento das especificações destes derivados. Dependendo do rendimento do gás natural e de seu fracionamento nas UPGNs, frações de propano e de etano poderão também ser recuperadas e direcionadas para a produção de produtos petroquímicos.

Note-se, porém, que os volumes de GLP produzidos pelas UPGN poderão sofrer variações significativas, dependendo de fatores como: o ritmo de entrada dos projetos de E&P, a composição efetiva do gás processado, a tecnologia das UPGN, o crescimento do mercado não termelétrico deste combustível, a necessidade de injeção de gás nas unidades produtoras de

petróleo e a estratégia comercial de recuperação do GLP a ser seguida pelos agentes da indústria. Assim, eventuais excedentes de GLP poderão ser incorporados ao gás natural disponível para o mercado, como se verá mais adiante, na análise das projeções do balanço deste produto.

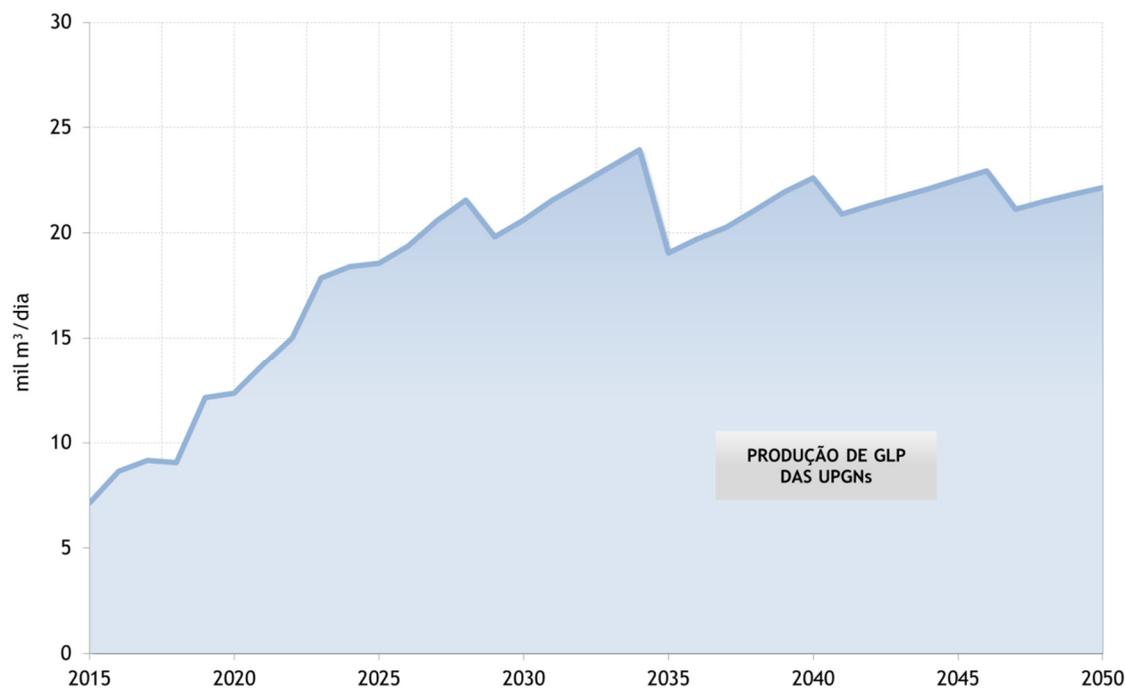


Figura 12 - Produção de GLP das UPGNs

Fonte: EPE

3.2.4 Evolução dos preços internacionais dos vários tipos de petróleo e derivados

A evolução dos preços internacionais de petróleo no longo prazo é outra questão de fundamental importância para a análise da expansão do refino e, ao mesmo tempo, de extrema incerteza. O balanço mundial entre oferta e demanda de petróleo, tanto poderá ser afrouxado, em função de uma oferta abundante devido à abertura de várias fontes de produção e de uma demanda reprimida pelo aumento da eficiência e da expansão de fontes renováveis, provocando uma baixa nos preços, quanto, ao contrário, ser apertado, em função da elevação dos custos de produção e de uma demanda alta, fruto do pouco interesse dos governos em incentivar o aumento da eficiência e o uso de fontes alternativas, o que provocaria aumentos sucessivos nos preços.

Na Nota Técnica “Premissas econômicas 2050” foi definido o cenário de referência para os preços do petróleo tipo Brent até 2050. A Tabela 5 reinterpreta este cenário, além de mostrar a evolução dos preços dos demais tipos de petróleo utilizados no modelo de refino da EPE.

Tabela 5 - Perspectivas de preços internacionais de petróleo

Ano	<i>Brent</i>	<i>Árabe Leve</i>	<i>Bonny Light</i>	<i>Marlim</i>	<i>Kissanje</i>
	US\$/b, valores de dezembro de 2015				
2015	50	49	52	45	50
2020	77	74	79	69	75
2025	83	80	85	74	82
2030	84	81	86	75	83
2035	85	82	87	76	84
2040	86	83	88	77	85
2045	88	84	90	78	86
2050	88	85	90	79	87

Fonte: EPE

Com relação aos preços internacionais dos derivados, uma grande questão é saber se os *spreads* entre eles tenderão a aumentar no longo prazo, devido a uma maior procura por derivados leves e médios em detrimento dos pesados, ou se, ao contrário, os investimentos mundiais em unidades de conversão e tratamento serão de tal magnitude, que a oferta de derivados leves e médios crescerá num ritmo superior ao de sua demanda, provocando uma redução dos mesmos.

Outra importante questão é se as demandas mundiais dos diferentes derivados crescerão a taxas distintas, o que também provocará alterações nos preços relativos dos mesmos. Em particular, acredita-se que a demanda mundial de gasolina terá uma baixa taxa de crescimento (ou mesmo um decréscimo no longo prazo), devido principalmente à entrada de novas tecnologias (veículos híbridos e elétricos), enquanto a demanda mundial de derivados médios (QAV e óleo diesel) permanecerá com uma taxa relativamente alta. Tais disparidades nas taxas de crescimento das demandas de derivados trarão como consequência evoluções distintas em seus preços. No cenário adotado, assumiu-se esta tendência de aumento gradativo do *spread* entre os preços dos derivados médios e o da gasolina. Ademais, assumiu-se que o preço do GLP não deverá retornar à sua correlação histórica com o petróleo tipo Brent⁹. O cenário de referência para a evolução dos preços internacionais de derivados é apresentado na Tabela 6.

⁹ O principal ajuste nas projeções ocorre no valor do GLP no Golfo do México, que nos últimos anos permanece abaixo da relação histórica com o Brent, devido à maior oferta no mercado norte americano, oriunda da elevada produção de gás natural não-convencional na região.

Tabela 6 - Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo

Ano	Brent	Óleo Diesel S10	Gasolina	Óleo Combustível BTE	QAV	Nafta	GLP
	US\$/b, valores de dezembro de 2015						
2015	50	64	63	42	62	50	21
2020	77	92	87	62	92	75	32
2025	83	98	93	66	98	81	36
2030	84	101	94	67	99	82	37
2035	85	103	95	67	100	82	37
2040	86	104	94	68	102	83	38
2045	88	105	93	68	103	84	39
2050	88	106	92	68	104	84	40

Fonte: EPE

Os mercados de referência de preços utilizados nas projeções foram: *US Gulf Coast* (Costa do Golfo americano) para gasolina, óleo diesel, óleo combustível BTE e QAV, *Mont Belvieu* (Texas, Estados Unidos) para o GLP, e *ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp)* para a nafta.

3.2.5 Custos de investimento em ampliação e modernização do parque nacional de refino e diretrizes gerais para o abastecimento

Nos últimos anos, os custos de investimento para a construção de novas refinarias no Brasil, ou mesmo para a implantação de novas unidades de processamento em refinarias existentes, têm aumentado de forma acentuada, tornando-se extremamente difícil estimar a evolução, no longo prazo, dos custos necessários à expansão e modernização do parque nacional de refino. Todavia, a expansão do refino sugerida nesse estudo seguirá a ótica da segurança do abastecimento, admitindo-se a construção de refinarias com economia de escala ao longo do período.

Assim, planejou-se a expansão do parque de refino de forma que, no longo prazo, o balanço total entre a produção e a demanda dos principais derivados¹⁰ permaneça próximo do equilíbrio, ou seja, a soma da produção doméstica destes derivados deverá girar em torno da soma da sua demanda nacional.

3.2.6 Evolução tecnológica dos processos de refino

Esta questão é talvez a mais complexa de todas, na medida em que as incertezas com relação à possível evolução dos diferentes tipos de tecnologia de refino em pesquisa, e mesmo com relação a outras tecnologias que ainda não surgiram, mas poderão surgir e tornarem-se viáveis no horizonte do estudo, são de tal ordem, que tornam difícil a prospecção de cenários. Nesse contexto, os avanços e *breakthroughs* tecnológicos são dificilmente previsíveis, sobretudo no longo prazo. Ao se analisar a evolução tecnológica de refino, afloram as mais variadas indagações, tais como:

- No horizonte do estudo, que novas tecnologias relacionadas ao refino de petróleo estarão viáveis técnica e economicamente?
- A competitividade relativa dos combustíveis *Gas-to-Liquids* (GTL) aumentará ao longo do período de projeção, em função dos preços relativos do petróleo e do gás natural?
- As tecnologias de *Coal-to-Liquids* (CTL) e/ou *Biomass-to-Liquids* (BTL) estarão disponíveis comercialmente?
- Quando a gaseificação do coque tornar-se-á competitiva?
- As biorrefinarias serão uma realidade?
- A que nível de evolução terão chegado os tratamentos biológicos do petróleo e seus derivados?

Outra questão fundamental relacionada ao P&D do refino é: dada a incerteza com relação ao futuro da demanda mundial de derivados, até que ponto as empresas públicas e privadas continuarão investindo na pesquisa de novas tecnologias de refino?

Devido à dificuldade de lidar com tais questões, optou-se por considerar neste estudo somente as tecnologias dominadas atualmente pelo país.

Dentre as inovações incluídas no parque de refino brasileiro, uma que já está em uso na Refinaria Abreu e Lima (RNEST) é o processamento de resíduo atmosférico em unidades de coqueamento retardado, que tem por objetivo maximizar a produção de óleo diesel a partir do processamento direto de resíduo atmosférico (SOARES *et al.*, 2008). Além disso, o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) contará com uma unidade de hidrocraqueamento catalítico (HCC) voltada para a produção de destilados médios, a partir de uma carga essencialmente de gasóleos (DELGAUDIO; PINOTTI, 2012).

¹⁰ GLP, nafta, gasolina, QAV, óleo diesel, óleo combustível e coque.

O HCC apresenta vantagens e desvantagens quando comparado aos demais processos de conversão tradicionalmente utilizados. É altamente rentável e flexível, na medida em que é capaz de converter diferentes tipos de carga e com contaminantes, que vão desde nafta até gasóleos pesados, ou mesmo resíduos leves em produtos de alto valor agregado: GLP, nafta, querosene, óleo diesel e ainda óleo não convertido para produção de óleos básicos lubrificantes, além de gás combustível. Esse processo, porém, requer a utilização de elevadas pressões e temperaturas e alto consumo de hidrogênio, o que traz consigo a necessidade de equipamentos de grande porte e elevados custos (ULLER, 2003).

3.2.7 Melhoria da eficiência energética e controle das emissões de CO₂ nas refinarias

A melhoria da eficiência energética nas refinarias desempenhará um papel importante na expansão do parque nacional de refino, na qual o aumento dos processos energointensivos é inevitável. As ações para racionalização do uso de energia e redução de emissões de gases poluentes na atmosfera já são uma realidade e serão mantidas no longo prazo. A adoção de tecnologias para geração de energia integrada ao refino, como o ciclo combinado com gaseificação integrada (*integrated gasification combined cycle - IGCC*), ainda inexistente no país, poderá ser incentivada. A gaseificação do coque pode ser uma das aplicações do IGCC, visando a melhoria da eficiência energética e/ou a produção de combustíveis líquidos.

Além disso, embora a contribuição da atividade do refino para as emissões não seja a mais relevante, com o aumento esperado das emissões de CO₂ (IEA, 2015; EPA, 2014), o processo de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*) poderá ser uma solução de longo prazo para o sequestro de carbono em refinarias, já que suas emissões são concentradas em unidades estacionárias.

3.2.8 Tipos de refinarias e de unidades de conversão e tratamento disponíveis para ser implantadas no país

O atual parque nacional de refino, juntamente com os novos investimentos em refino considerados pela Petrobras (PETROBRAS, 2015a; PETROBRAS, 2014a), totalizarão cerca de 380 mil m³/d (2,4 milhões b/d) de capacidade instalada. Diante de um cenário crescente da demanda nacional de derivados, atingindo em torno de 780 mil m³/d (4,9 milhões b/d) em 2050, por questões de segurança, haverá necessidade de se construir, no horizonte deste estudo, novas refinarias, além das já programadas, assim como novas unidades de hidrotratamento.

Assim sendo, assumiu-se que as novas refinarias terão uma capacidade de 200 ou 400 mil b/d, à semelhança de diferentes projetos no mundo, especialmente no Oriente Médio e na Ásia (OIL & GAS JOURNAL, 2015). Admitiu-se ainda que, em sua maioria, terão um esquema de refino análogo ao 1º trem do COMPERJ, conforme projetado pela Petrobras, que visa maximizar a produção de destilados médios - QAV e óleo diesel, considerados os produtos mais nobres no futuro e cujas demandas são crescentes no longo prazo. Considera-se, porém, que algumas destas novas refinarias poderão contribuir também com a expansão da oferta de gasolina do país, de forma a reduzir sua necessidade de importação. Assim, foi também analisada a

possibilidade de inclusão de unidades de craqueamento catalítico e de reforma catalítica em algumas destas refinarias, conforme será detalhado adiante.

Note-se que os esquemas de refino propostos não constituem as únicas alternativas para se expandir o parque de refino, podendo existir diferentes configurações às apresentadas, especialmente para produzir gasolina.

3.2.9 Modos de transporte disponíveis para atendimento às necessidades de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados

A necessidade de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados depende, não só da evolução dos volumes a serem transportados, mas também da distribuição espacial da sua oferta (campos de produção de petróleo, refinarias, terminais de importação, etc.), bem como da sua demanda (centros de consumo). Todavia, não fará parte do escopo deste estudo localizar geograficamente esses fatores.

4 GÁS NATURAL

4.1 CONTEXTO - GÁS NATURAL

O gás natural é um importante insumo energético da economia brasileira, contribuindo para substituição de derivados do petróleo mais poluentes, como óleo combustível e diesel, em diversas aplicações como geração de energia elétrica, calor de processo e uso veicular. As curvas de oferta nacional, importação e de participação da importação na oferta total são mostradas na Figura 13.

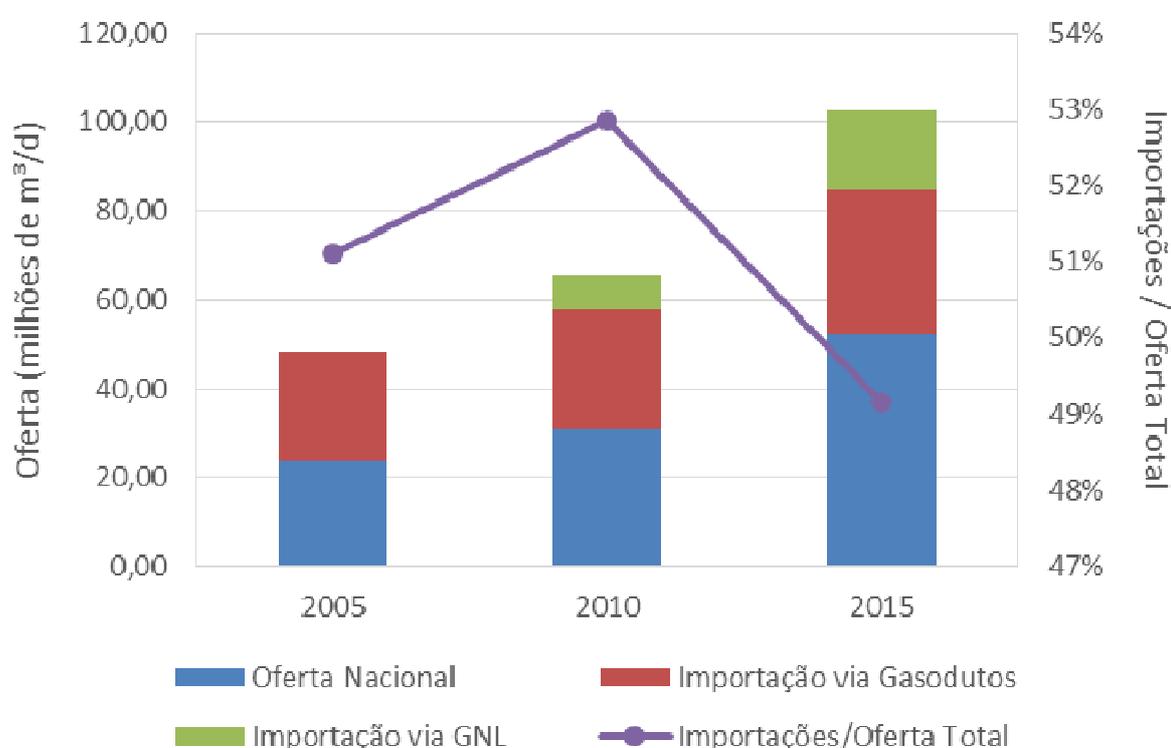


Figura 13 - Oferta total, importação e participação das importações na oferta total de Gás Natural, no Brasil, de 2005 a 2015.

Fonte: Elaborado a partir de MME, 2018.

Em 2015, a oferta total brasileira de gás natural ficou em torno de 100 milhões de m³/d, contra uma oferta total de pouco mais que 60 milhões de m³/d em 2010, apresentando um crescimento de 67%. Nesse mesmo período, a importação também aumentou, saindo de 35 milhões para 50 milhões de m³/d. Nos últimos dez anos, o nível de dependência de importações de gás natural oscilou em torno de 50%. A Figura 14 apresenta a estrutura de consumo final energético do gás natural por segmento em 2017.

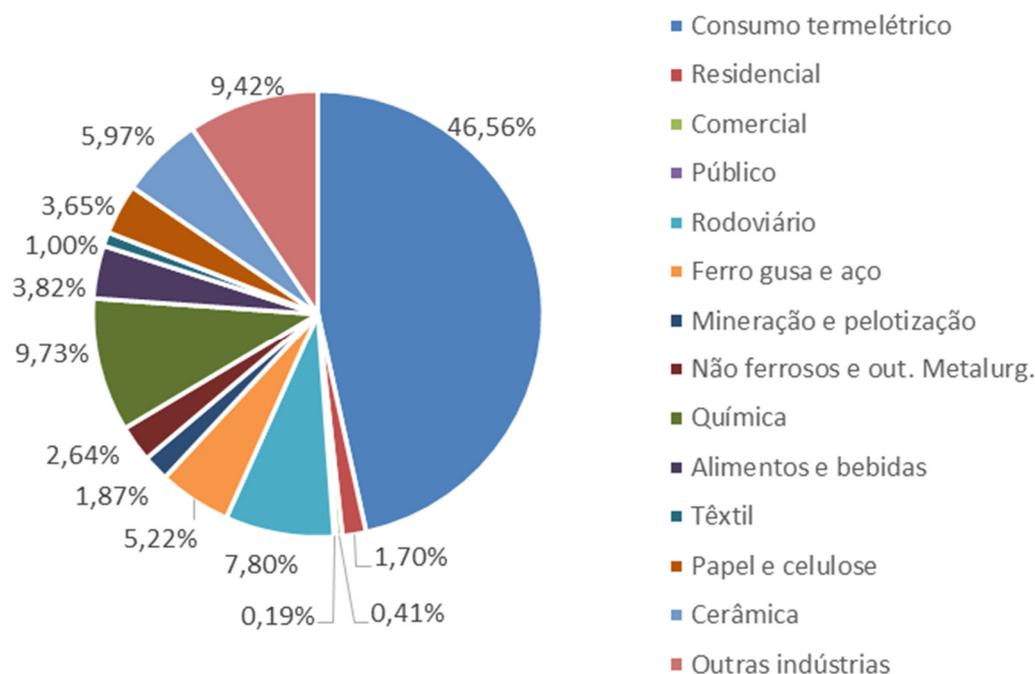


Figura 14 - Distribuição do uso final energético do Gás Natural por segmento em 2017.

Fonte: elaborado a partir de EPE, 2018a.

O segmento Químico é o maior consumidor industrial de gás natural, seguido pelos segmentos de Cerâmica e de Ferro Gusa e Aço. A categoria Outras Indústrias reúne um conjunto de atividades produtivas bastante heterogêneo, que não pode ser objetivamente identificado, mas que coletivamente apresenta um consumo expressivo de gás natural.

4.2 FATORES ESTRUTURANTES - GÁS NATURAL

Além da disponibilidade do recurso gasífero em si, outros fatores fundamentais para a oferta potencial do gás natural são a infraestrutura logística e o preço final.

4.2.1 Preços Internacionais do Gás Natural Liquefeito e Preços de Internação no Brasil

Nos últimos anos, o mercado mundial de gás natural, assim como o mercado de petróleo, tem apresentado uma grande volatilidade em seus preços devido a fatores conjunturais e estruturais, contribuindo fortemente para o comportamento instável dos preços.

Em 2008, a crise econômica norte-americana, que logo se transformou em uma crise global, provocou uma queda da atividade econômica mundial deprimindo a demanda por energia, o que levou a um excedente de oferta de gás natural, influenciando a relação entre os preços internacionais deste energético e do petróleo.

A partir de 2008, houve um considerável acréscimo de oferta interna de gás natural nos Estados Unidos e no Canadá. Avanços tecnológicos viabilizaram, do ponto de vista econômico, o

incremento da extração de gás natural não convencional, provocando uma excepcional expansão das reservas americanas. O crescimento na produção de gás não convencional reverteu a histórica tendência de declínio da produção nos Estados Unidos, reduzindo, conseqüentemente, a necessidade americana de importação de GNL.

O resultado conjunto dos efeitos da intensificação do mercado de GNL *spot*, da redução da demanda mundial de gás natural derivada da crise econômica global e do advento de oferta substancial de gás natural de origem não-convencional nos Estados Unidos foi um descolamento, desde 2005, entre os preços de gás natural e os preços de petróleo nos mercados onde a formação de preços é mais influenciada pela competição gás-gás, como visto na Figura 15.

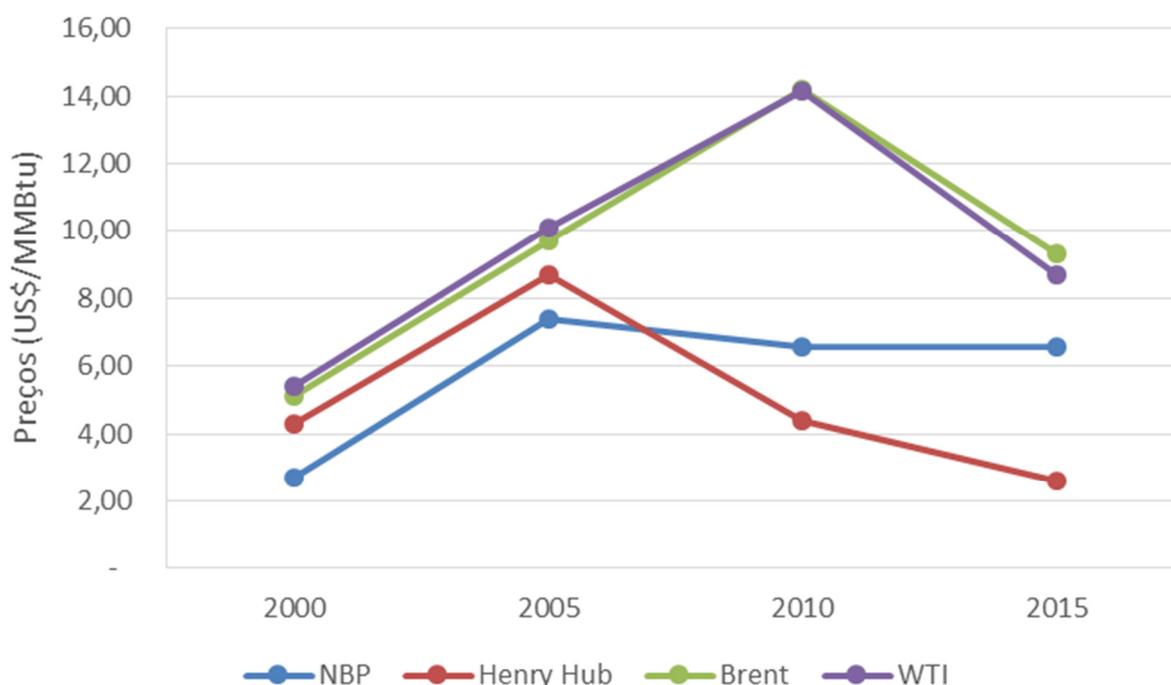


Figura 15 - Preços históricos de petróleo e gás natural, de 2000 a 2015

Fonte: MME, 2018.

Uma característica do mercado de gás natural é que a sua metodologia de precificação apresenta aspectos internacionais e aspectos regionais. Entre 2000 e 2010, os preços do gás natural no *Henry Hub* e no *National Balancing Point* (NBP) eram muito próximos, mas o crescimento da produção não convencional nos Estados Unidos, juntamente com um incremento do fornecimento de gás da Rússia para a Europa, modificou esta relação nos anos seguintes.

Tradicionalmente, os preços do gás natural no *Henry Hub* (EUA) têm sido utilizados como referência para a Bacia do Atlântico, onde o Brasil está inserido. Ressalte-se, contudo, que as exportações recentes de GNL não têm sido precificadas pela cotação do *Henry Hub*, mas sim pelo custo do fornecedor alternativo para o mercado consumidor (usualmente, Europa ou Japão). Assim, considerou-se que os preços do GNL importado pelo Brasil seguem o custo de oportunidade (arbitragem) dos preços praticados no Reino Unido, no NBP, o que é

razoavelmente aderente ao histórico recente, sendo ponderados com uma participação cada vez maior do *Henry Hub* ao longo do horizonte de estudo.

4.2.2 Infraestrutura de Oferta de Gás Natural no Brasil

A perspectiva de crescimento da produção nacional de gás natural, devido às descobertas do pré-sal e às expectativas de descobertas de gás em bacias terrestres, coloca a possibilidade de ampliação da malha de gasodutos e de consolidação da indústria nacional de gás natural no longo prazo.

A infraestrutura de oferta abrange, atualmente, 15 Polos de Processamento em diversos Estados (29 Unidades de Processamento com 96,4 milhões de m³/dia de capacidade total); três terminais de GNL (Pecém/CE, Baía de Todos os Santos/BA e Baía de Guanabara/RJ, somando 41 milhões de m³/dia) e cerca de 9.400 km de extensão de gasodutos de transporte. A Figura 16 apresenta, de forma resumida, esta infraestrutura.

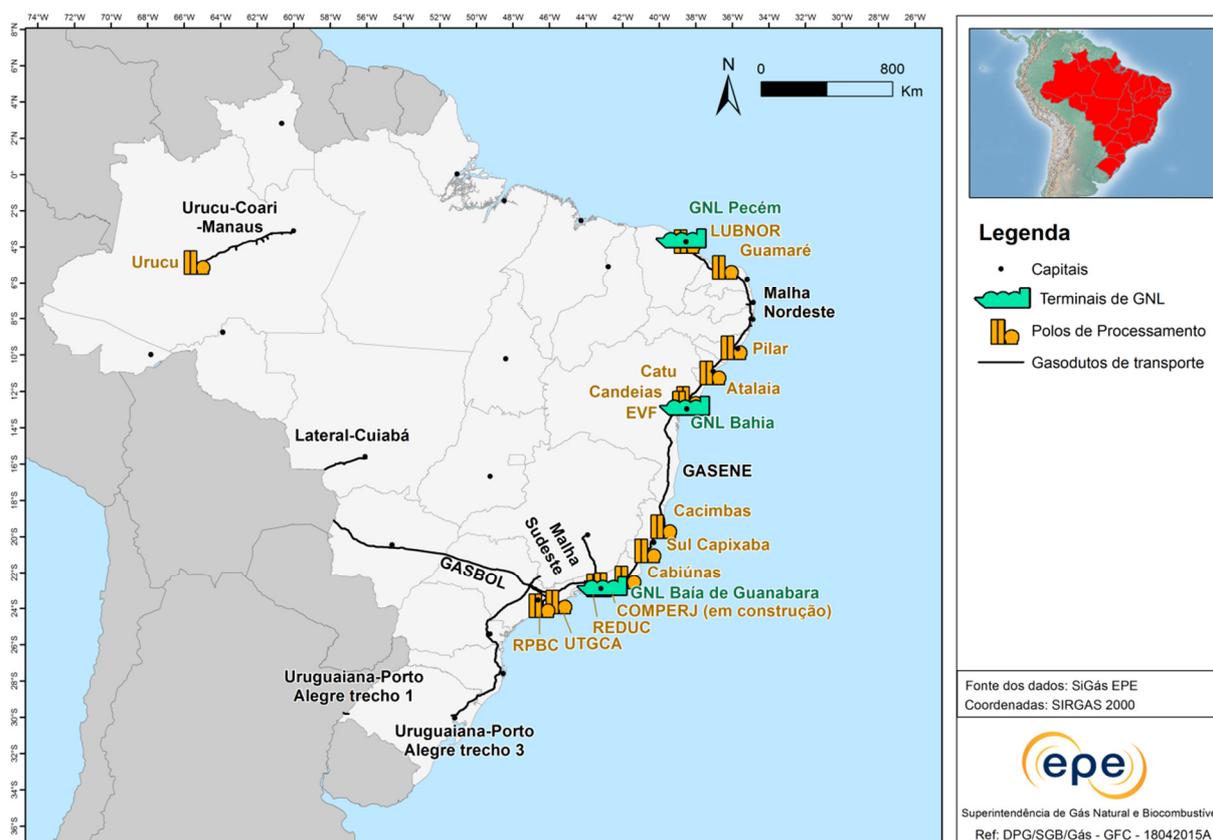


Figura 16 - Infraestrutura brasileira de gás natural

Fonte: Elaboração Própria.

A Região Sudeste concentra dois terços da capacidade instalada de processamento de gás natural e 22% está na Região Nordeste. A Tabela 7 apresenta a relação das UPGNs instaladas no País em dezembro de 2017.

Tabela 7 - Unidades de Processamento de Gás Natural em operação no Brasil

Polo de Processamento	Unidade	Município	UF	Início de Operação	Capacidade Nominal (mil m ³ /d)
Total Brasil					96.396
Região Norte					12.206
Urucu	UPGN Urucu	Coari	AM	1993	706
	UPGN Urucu II	Coari	AM	2000	6.000
	UPGN Urucu III	Coari	AM	2004	3.000
	UPGN Urucu IV	Coari	AM	2014	2.500
Região Nordeste					21.650
LUBNOR	UPGN Lubnor	Fortaleza	CE	1987	350
Guamaré	UPGN Guamaré I	Guamaré	RN	1985	2.300
	UPGN Guamaré II	Guamaré	RN	2001	2.000
	UPGN Guamaré III	Guamaré	RN	2006	1.500
Pilar	UPGN Pilar	Pilar	AL	2003	1.800
Atalaia	UPGN Atalaia	Aracaju	SE	1981	2.900
Catu	UPGN Catu	Pojuca	BA	1962	1.900
Candeias	UPGN Candeias	Candeias	BA	1972	2.900
EVF	EVF	São Francisco do Conde	BA	2007	6.000
Região Sudeste					62.540
Cacimbas	UAPO Cacimbas	Linhares	ES	2008	5.500
	UPGN Cacimbas	Linhares	ES	2008	3.500
	UPGN Cacimbas II	Linhares	ES	2010	3.500
	UPGN Cacimbas III	Linhares	ES	2010	3.500
Sul Capixaba	UAPO Sul Capixaba	Anchieta	ES	2010	2.500
Cabiúnas	UPGN Cabiúnas	Macaé	RJ	1987	580
	URGN Cabiúnas	Macaé	RJ	1997	2.800
	URL Cabiúnas I	Macaé	RJ	2002	4.500
	URL Cabiúnas II	Macaé	RJ	2004	4.500
	URL Cabiúnas III	Macaé	RJ	2009	4.860
REDUC	UPGN REDUC (U-2500)	Duque de Caxias	RJ	1983	2.500
	UPGN REDUC (U-2600)	Duque de Caxias	RJ	1987	2.000
UTGCA	UAPO Caraguatatuba	Caraguatatuba	SP	2011	3.000
	UAPO Caraguatatuba I	Caraguatatuba	SP	2011	8.500
	UAPO Caraguatatuba II	Caraguatatuba	SP	2011	8.500
RPBC	UGN RPBC	Cubatão	SP	1993	2.300

Fonte: ANP, 2011 e MME, 2018.

Atualmente, seis transportadoras operam gasodutos de transporte no Brasil (incluindo seus pontos de entrega e estações e serviços de compressão):

- i. Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB): criada com o objetivo de operar o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, cujos trechos construídos e

atualmente em operação compreendem o duto que vai de Porto Alegre ao Polo Petroquímico de Triunfo (trecho 3 de 25 Km) e o duto que vai da divisa da Argentina até a cidade de Uruguaiana/RS (trecho 1 de 25 Km);

- ii. Transportadora GasOcidente: responsável pelo Gasoduto Bolívia-Mato Grosso (Lateral Cuiabá), que atende à usina termelétrica de Cuiabá, sendo considerado um sistema isolado por estar conectado somente ao trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), administrado pela Gas TransBoliviano S.A. (GTB);
- iii. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG): detém os contratos de transporte do GASBOL, que é responsável pelo atendimento à Região Sul, a parte da Região Sudeste e a parte da Região Centro-Oeste através de gás importado boliviano;
- iv. Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG): responsável pelos contratos referentes à malha Nordeste e ao gasoduto Urucu-Coari-Manaus;
- v. Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS): detém os contratos da malha Sudeste;
- vi. Transportadora Gasene S.A.: responsável pelo Gasoduto Cabiúnas-Vitória e pelo Gasoduto Cacimbas-Catu.

4.2.3 Projeção de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural, buscou-se estimar a trajetória provável dos preços do gás natural nacional no horizonte de 2020 a 2050.

Primeiramente, considerou-se que o preço mínimo do gás natural nacional seria seu preço de oferta (custos econômicos), que considera projetos típicos de E&P para cada tipo de gás natural (em terra, em mar, associado ou não ao petróleo), conforme estimados no PEMAT 2022 (MME-EPE, 2014). Estes seriam os preços mínimos que motivariam os ofertantes a disponibilizar o energético. O preço de oferta do gás natural nacional foi calculado como a média dos preços de cada tipo de gás natural, ponderada por sua respectiva possibilidade de participação na oferta nacional e corrigida pela variação do preço do petróleo *Brent*.

Considerou-se também que o preço máximo do gás natural seria o preço do GNL importado, uma vez que esta é a alternativa para o atendimento da demanda incremental, quando não há mais disponibilidade de oferta de gás natural nacional e importação firme (sob *take or pay*). O preço *spot* foi estimado com base no custo de oportunidade do gás natural cotado no *National Balancing Point* - NBP (o qual foi projetado a partir do preço do petróleo *Brent*). Já o preço do GNL a termo foi estimado assumindo-se uma fórmula de precificação indexada ao preço do gás natural no *Henry Hub*.

Buscou-se estimar a faixa de preços mais provável para a oscilação do patamar esperado de preços. Assumiu-se, então, que tal patamar ocorreria numa faixa mais estreita para boa parte do volume demandado. O limite inferior desta faixa foi definido como a estimativa do preço

médio de disponibilização da oferta nacional¹¹, e como limite superior foi adotada a estimativa para o preço do GNL a termo (contrato de longo prazo).

A

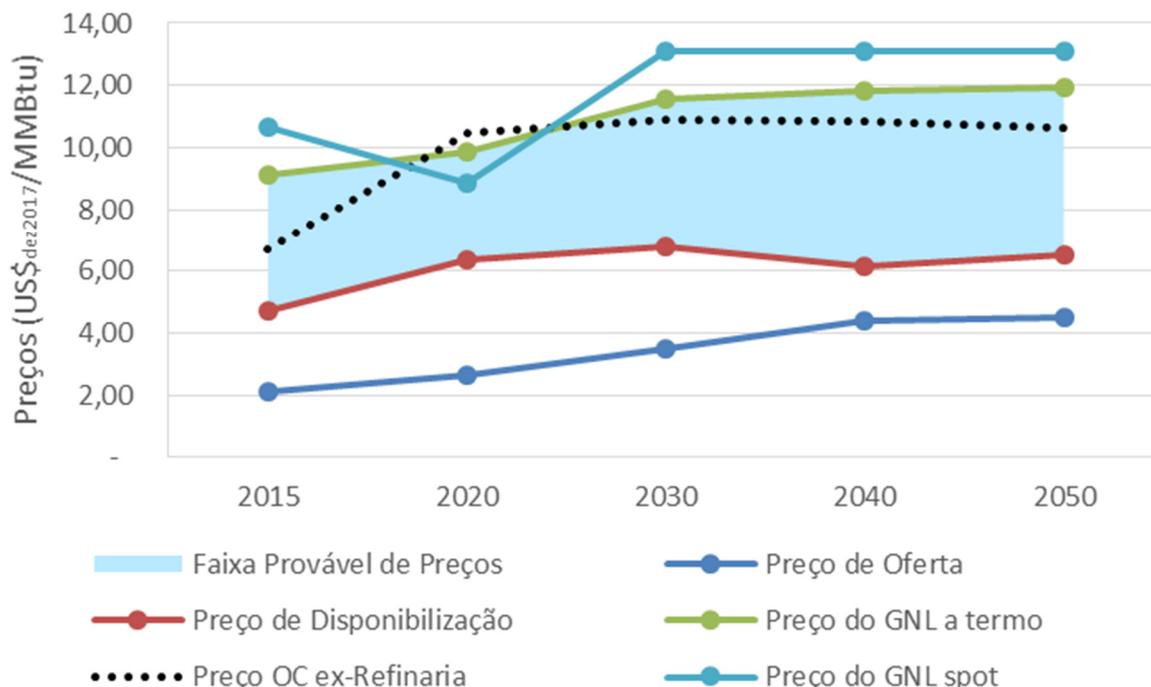


Figura 17 mostra a faixa provável de oscilação de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem tributos, tarifa de transporte e margens de distribuição, assim como as projeções de preço de oferta e de GNL spot e a termo. Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo PIS/COFINS e ICMS.

¹¹ O preço de disponibilização da oferta doméstica refere-se ao preço do gás natural especificado na saída da UPGN, sem tributos e contribuições, sendo, em geral, superior a seu preço de oferta (custo econômico), considerando-se, nesse caso, premissas de alocação de custos entre o gás e o óleo a partir do teor energético, assim como uma taxa de sucesso exploratório tipicamente alcançada pelas companhias petrolíferas em atividade do mundo. O preço de disponibilização médio da oferta nacional foi estimado para cada tipo de gás, ponderado pela participação na oferta nacional e corrigido pela variação do preço do petróleo Brent.

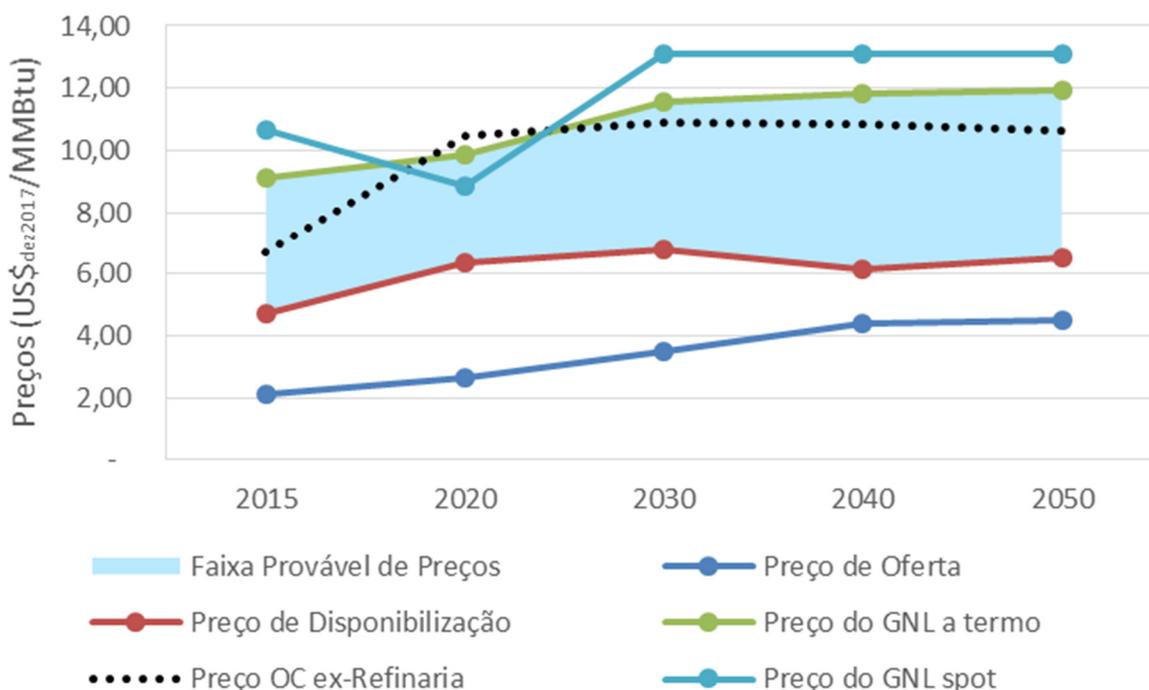


Figura 17 - Faixa provável de preços do gás natural (molécula) sem impostos

Fonte: elaboração própria EPE.

Dessa forma, a trajetória do preço do gás natural no Brasil oscilará dentro da faixa provável em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta. Estes fatores, por sua vez, podem se refletir em descontos maiores ou menores em relação ao preço definido pelos contratos, ou na celebração de novos contratos partindo de bases de preços distintas.

Não obstante, a entrada de novos terminais de regaseificação no horizonte de estudos pode ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País.

Cabe ressaltar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a “cesta” de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em degraus por origem do gás natural (preços distintos por “blocos” de volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL com indexação ao Henry Hub, ao NBP, ao JCC, ou a uma combinação destes.

5 PRODUTOS DA CANA

5.1 CONTEXTO - PRODUTOS DA CANA

Os produtos da cana ocupam uma posição de destaque na matriz energética brasileira, especialmente devido ao etanol, que é usado como combustível veicular, de tal modo que garante ao Brasil a matriz de combustíveis mais renovável do Mundo. O bagaço é usado como combustível para geração elétrica para auto-consumo, com exportação de excedentes em algumas usinas, e para geração de calor de processo na produção de etanol e açúcar. Atualmente, a quase totalidade do etanol no Brasil é produzido a partir da fermentação do caldo de cana e do melaço, uma pequena quantidade é produzida a partir do milho, e unidades de segunda geração. A Figura 18 apresenta a evolução da produção brasileira de açúcar e etanol desde a safra 1980/81 até 2013/14.

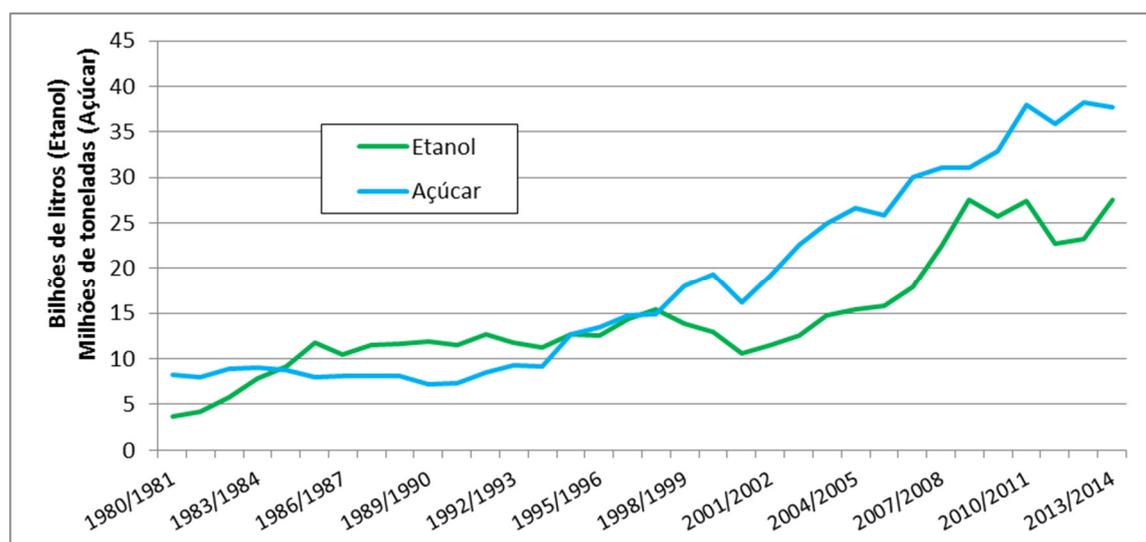


Figura 18 - Produção brasileira de etanol e de açúcar.

Fonte: UNICA, 2018.

Quase todo o bagaço é usado como combustível para o fornecimento de calor e força motriz nas destilarias (setor energético) e usinas de açúcar (Indústria), e uma parte é usada na geração elétrica. A tendência de eletrificação da força motriz nesses processos contribui para aumentar a eficiência global do processo, disponibilizando maiores excedentes de energia elétrica para comercialização.

Dois tipos de etanol são produzidos, o anidro e o hidratado. O etanol anidro é adicionado à gasolina A para obtenção da gasolina C, e o etanol hidratado é usado diretamente no abastecimento da frota. Antes da entrada dos veículos 'flex-fuel', os consumidores eram cativos para o mercado de etanol ou de gasolina C. Após a entrada dos veículos 'flex-fuel', a gasolina C e o etanol hidratado passaram a ser concorrentes diretos, sendo vantajoso para o consumidor a escolha por um ou outro com base na relação dos preços. De modo prático, se o preço do etanol for até 70% do preço da gasolina, dada a diferença de conteúdo energético em um litro de cada combustível, o etanol é mais interessante do ponto de vista financeiro que a gasolina.

De 2005 a 2010, a produção e o consumo de etanol hidratado apresentaram fortes crescimentos anuais. Nesse período, o crescimento na produção foi de 188%, saindo de 6,789 bilhões de litros para 19,567 bilhões de litros. Em 2011 e 2012, o consumo de etanol hidratado, que já apresentou um crescimento anual mais reduzido em 2010, iniciou uma forte redução, chegando a 12,3 bilhões de litros, uma redução de 20%. Essa redução na demanda impactou o setor significativamente, e será discutida em detalhes mais adiante no documento. A exportação de etanol hidratado vem apresentando uma redução constante, em 2004 foi de cerca de 2,176 bilhões de litros, em 2013 foi de 1,114 bilhão de litros, mas em 2014 foi de apenas 0,752 bilhão de litros. Um pequena importação foi realizada nos últimos anos do período.

O etanol anidro não sofreu a mesma redução na demanda, por ter sua adição à gasolina A definida pelo governo na faixa de 20% a 27% em volume. Em 2008, o Brasil realizou a maior exportação de etanol anidro, quase 4 bilhões de litros, após uma crescente desde 2004. Entre 2008 e 2011, a exportação apresentou uma retração, com recuperação em 2012 e 2013, e voltando a se reduzir em 2014. Em 2011, o país importou o maior volume de etanol anidro, 865 milhões de litros.

5.2 FATORES ESTRUTURANTES - PRODUTOS DA CANA

5.2.1 Caracterização do setor

5.2.1.1 Situação atual

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com o cultivo adequado da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar.

O panorama geral recente desse setor evidencia que o alto endividamento de parte de suas empresas tem dificultado não apenas os investimentos *greenfields* (novas usinas), mas também os direcionados a *brownfields* (expansão e/ou retrofit de usinas existentes).

Este elevado endividamento também trouxe reflexos negativos para a manutenção e o aprimoramento do ativo biológico (renovação de canavial, desenvolvimento e inserção de novas variedades, etc.), afetando os parâmetros de produtividade e rendimento da indústria. Registra-se que esse nível de endividamento contribuiu para a queda dos recursos captados pelo setor sucroenergético junto ao BNDES, que, em 2017, corresponderam a cerca de 50% do observado em 2013 (BNDES, 2018).

Desde o final de 2015 até início de 2017, o setor sucroenergético aproveitou a elevação dos preços internacionais do açúcar para aumentar seu faturamento e quitar parte das dívidas. A política de paridade de preços internacionais da gasolina, anunciada pela Petrobras no final de 2016, em uma recente situação de alta dos preços do petróleo no mercado internacional, também contribuiu para melhorar a rentabilidade do negócio.

Observa-se que o setor está passando por um período de ajustes, no qual busca o equacionamento da sua situação financeira. Neste contexto, estão inseridas ações para

melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade financeira.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal vem se utilizando de instrumentos regulatórios e também tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. Citam-se a manutenção das linhas de financiamento, a diferenciação tributária entre o etanol e a gasolina e, mais recentemente, o estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

O RenovaBio é uma política pública que almeja reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (EPE, 2018a). O programa utiliza-se, entre outros, de metas de descarbonização da matriz de combustíveis baseadas na intensidade de carbono, créditos de descarbonização, adições compulsórias de biocombustíveis aos combustíveis fósseis, incentivos fiscais, financeiros e creditícios e ações no âmbito do Acordo de Paris.

A projeção da oferta de etanol considera uma série de premissas, tais como: ciclo da cana (cinco cortes); expansão da capacidade produtiva; evolução dos fatores de produção (como produtividade agrícola (tc/ha), área e qualidade da cana (ATR/tc)); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do etanol de segunda geração (lignocelulósico/E2G) e a produção de etanol de milho. Para maior detalhamento da metodologia utilizada para a projeção da oferta de etanol, sugere-se consultar o PDE 2024 (EPE, 2015) e a publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2018 - 2030 (EPE, 2018b).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento registrou, em dezembro de 2017, 367 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem é de 744 Mtc (com um fator de capacidade de 90% do valor nominal). Considerando a moagem realizada em 2017 (636 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 85,5% (MAPA, 2018).

Segundo ANP, as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção de anidro e hidratado de 128 mil m³/dia e 237 mil m³/dia, respectivamente, em dezembro de 2017 (ANP, 2018). Estimou-se uma capacidade de produção de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 43 bilhões de litros, ao ano, respectivamente (considerando-se uma média de 180 dias de safra).

5.2.1.2 Perfil da Área de cana do setor sucroalcooleiro

Analisando a evolução da área de cana, observa-se um decréscimo de 3,5% na safra 2017/18, em relação à anterior, atingindo 8,7 milhões de hectares. Através da Figura 19, pode-se

observar a evolução das áreas reformadas¹², em reforma¹³, de expansão¹⁴ e de cana soca¹⁵ no Brasil, da safra 2007/08 a 2017/18 (CONAB, 2018a, 2018b).

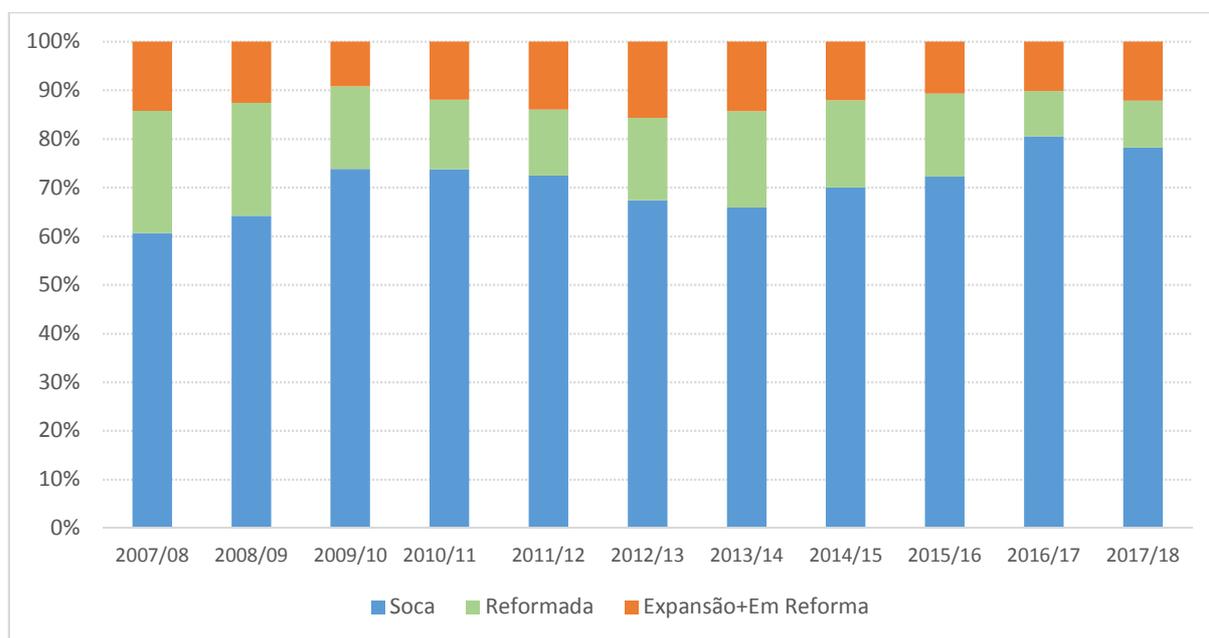


Figura 19 - Evolução da área de cana total cultivada (exceto mudas)¹⁶

Fonte: Elaboração EPE a partir de CONAB (2018a e 2018b).

O desempenho da cultura da cana também vem sendo afetado pela mecanização da colheita, já que ainda não há preparação adequada do solo durante o plantio, alinhamento correto do canavial, qualificação apropriada dos operadores e variedades de cana adaptadas para o corte mecânico.

5.2.1.3 Moagem de cana-de-açúcar

A taxa média de crescimento anual da moagem de cana de 2000 a 2009 foi de 11,3%. Os problemas já citados fizeram com que esta taxa média caísse para 5,9% a.a., para o período de 2000 a 2017 (EPE, 2018a), conforme se pode observar pela Figura 20.

¹² Área reformada é aquela recuperada no ano da safra anterior e que está disponível para colheita.

¹³ Área em reforma é aquela que não será colhida, pois se encontra em período de recuperação para o replantio da cana ou outros usos.

¹⁴ Área de expansão é a classe de lavouras de cana que pela primeira vez estão disponíveis para colheita.

¹⁵ Cana que já passou por mais de um corte.

¹⁶ A relação ótima entre as áreas de cana planta (Reformada) e de cana total colhida (Soca + Reformada) é próxima a 20%.

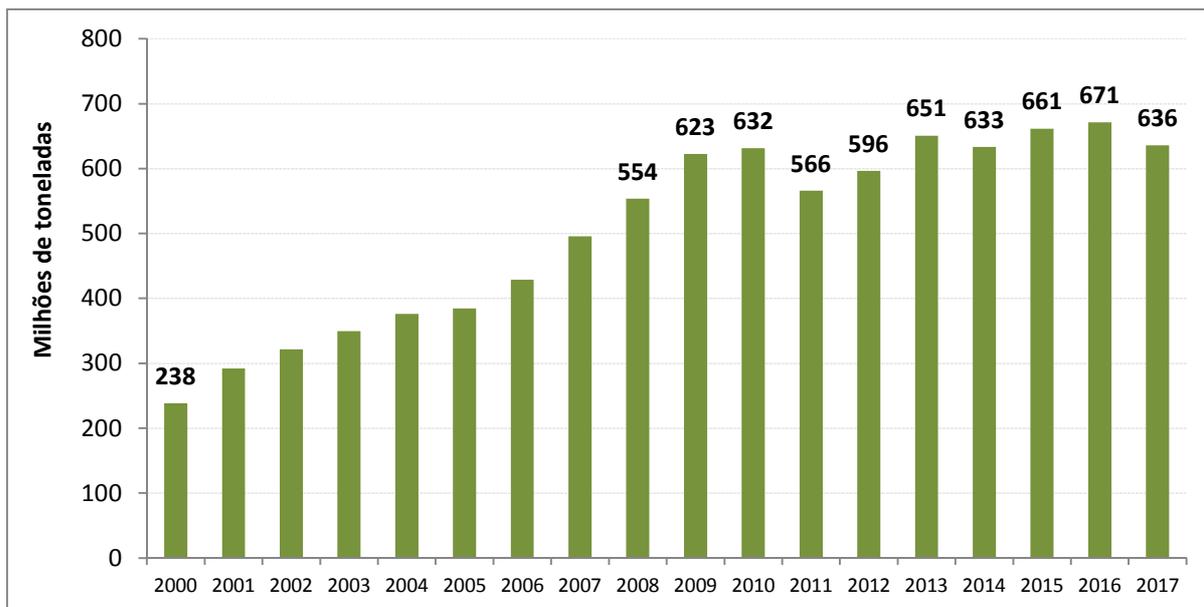


Figura 20- Histórico anual de produção de cana

Fonte: EPE com base em MAPA (2018)

5.2.1.4 Produção de etanol

Analogamente ao descrito no item anterior, a produção de etanol apresenta uma taxa crescente de 12,6% a.a., de 2000 a 2008. Entretanto, quando se estende o período de análise até 2017, a taxa cai para 6,2% a.a., conforme ilustra o Figura 21. De 2013 a 2017, a média de produção se situa no patamar de 28,5 bilhões de litros e alcançou, em 2015, o valor recorde de 30,3 bilhões de litros de etanol (EPE, 2018a).

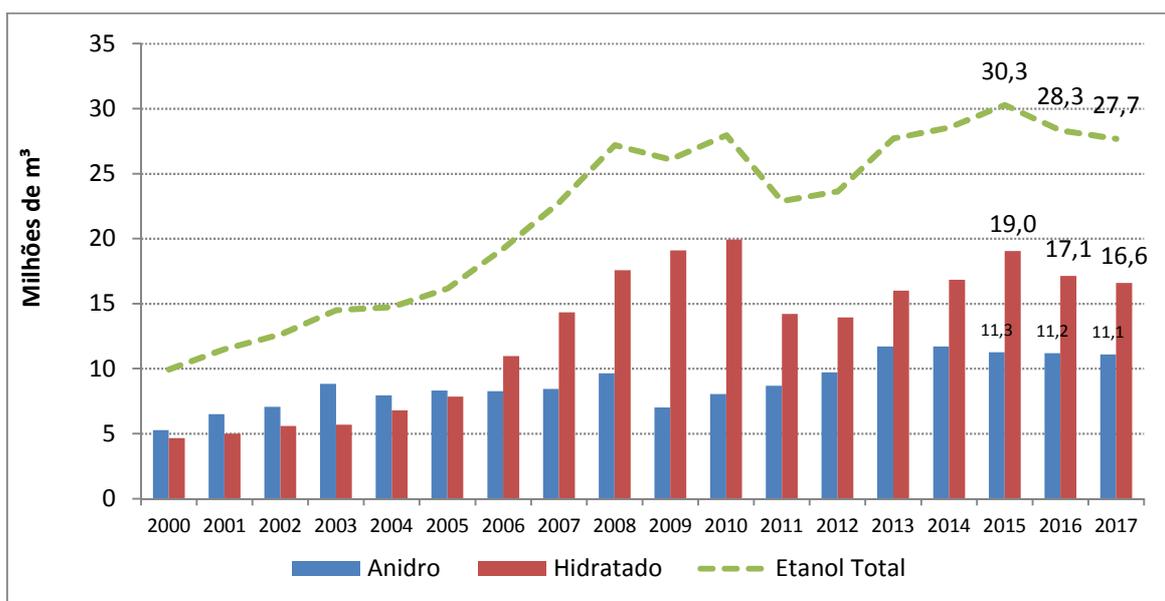


Figura 21 - Produção brasileira de etanol

Fonte: EPE a partir de MAPA (2018)

5.2.1.5 Produção de Açúcar

A produção de açúcar apresentou uma tendência de crescimento de 2000 a 2012, conforme pode ser observado na Figura 22, com algumas oscilações decorrentes de alterações nas remunerações do próprio açúcar e do etanol, e dos problemas climáticos. No entanto, em 2013 e 2014 essa tendência se inverteu em função do mercado mundial, que se apresentou bem abastecido, com estoques finais na casa dos 85 milhões de toneladas (safra 14/15¹⁷), 3,6 milhões de toneladas acima da safra de 2013/14 (EPE, 2016). Os subsídios às exportações na Índia, as medidas de contenção de importação pela China e o bom desempenho na produção da UE, Rússia, México e Austrália mantiveram a tendência de baixa dos preços no cenário internacional. A safra mundial¹⁸ 2016/17 apresentou um balanço (oferta/demanda) negativo, na ordem de 4 milhões de toneladas, com a relação estoque/consumo em 40,8%, o que favoreceu o aumento da produção nacional. Em 2017, o Brasil produziu 38,1 milhões de toneladas (EPE, 2018a; MAPA, 2018).

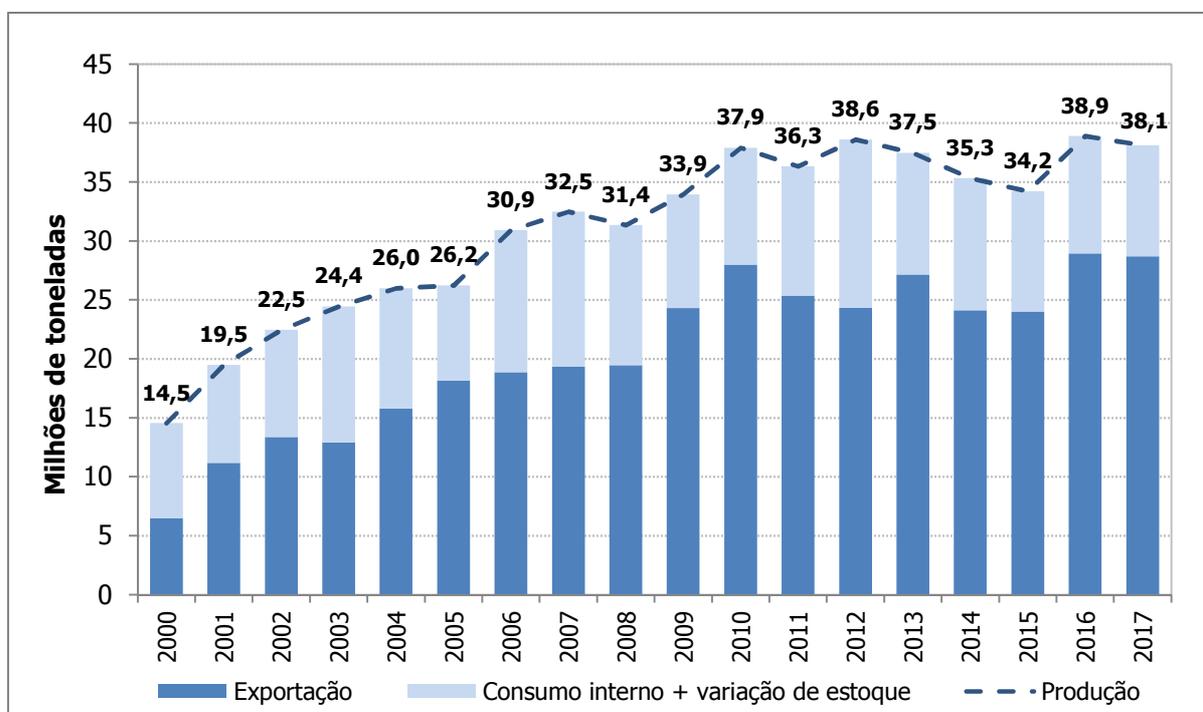


Figura 22 - Histórico da produção brasileira de açúcar

Fonte: EPE a partir de MAPA (2018)

¹⁷ A safra mundial de açúcar termina no mês de setembro. Exemplo: a safra 2014/15 termina em setembro de 2015.

¹⁸ Diversos fatores podem influenciar o mercado mundial de açúcar. Por exemplo, a Organização Mundial da Saúde recentemente recomendou que o consumo diário de açúcar livre seja inferior a 10% do consumo diário de energia, de forma a reduzir o sobrepeso e a obesidade (WHO, 2015). Dessa forma, alguns países, como México, França, Noruega e Reino Unido possuem iniciativas nesse sentido, o que poderá reduzir a demanda por este produto.

Historicamente, o Brasil vem aumentando sua participação no comércio mundial de açúcar, tornando-se um player de fundamental importância ao se analisar a relação produção/consumo. Em 2001, o país foi responsável por 28% deste mercado mundial, enquanto em 2010, chegou a ter representatividade de mais de 50%, conforme Figura 23.

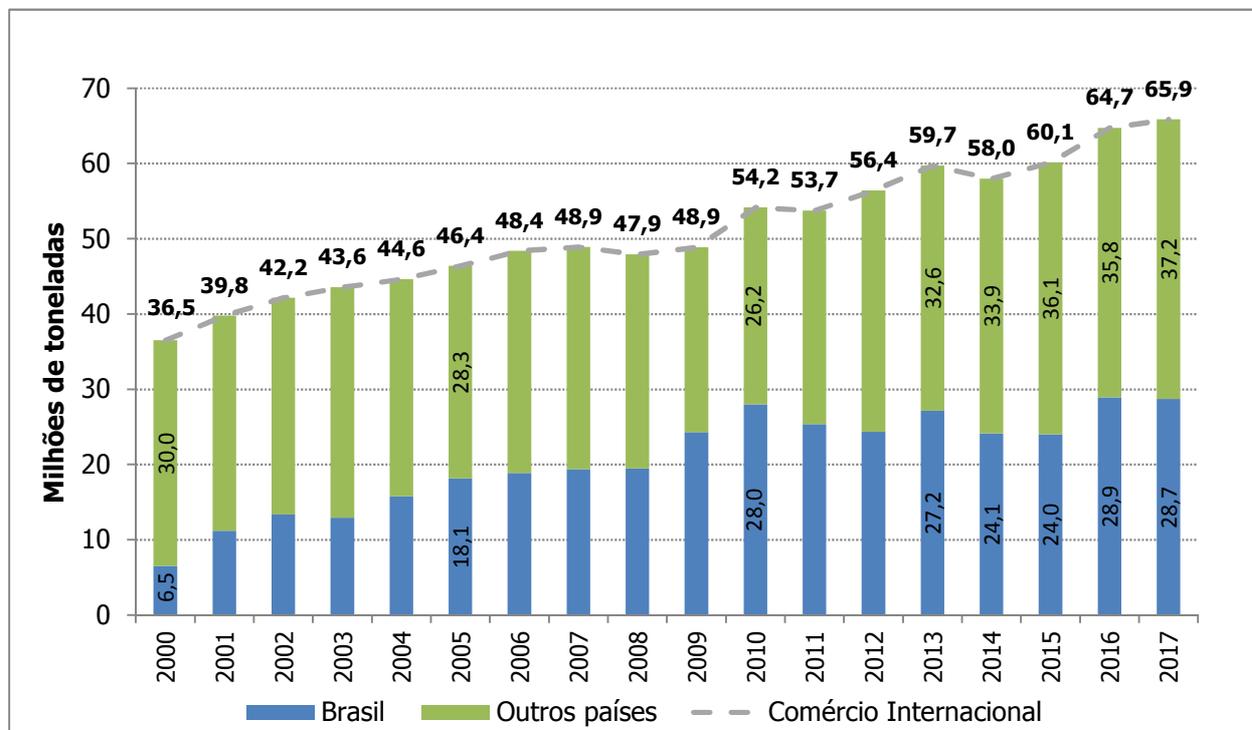


Figura 23 - Participação brasileira no comércio internacional de açúcar

Fonte: EPE a partir de ISO (2018) e MAPA (2018)

5.2.1.6 Direcionamento do ATR

Nos últimos anos, o forte crescimento da frota nacional de veículos *flex fuel* e da demanda internacional de açúcar tem intensificado a competição pelo ATR produzido no país, como pode ser verificado na Figura 24. A remuneração de ambos os produtos foi crescente de 2007 a 2011, ano em que essa tendência se inverteu. Para o açúcar, esse comportamento é decorrente de sucessivos superávits mundiais desde 2010, assim como os estoques elevados em diversos países, entre 2012 e 2014. Por outro lado, de 2015 a 2016, a remuneração do ATR destinado ao etanol anidro apresentou maior rentabilidade do que o açúcar (EPE, 2018a).

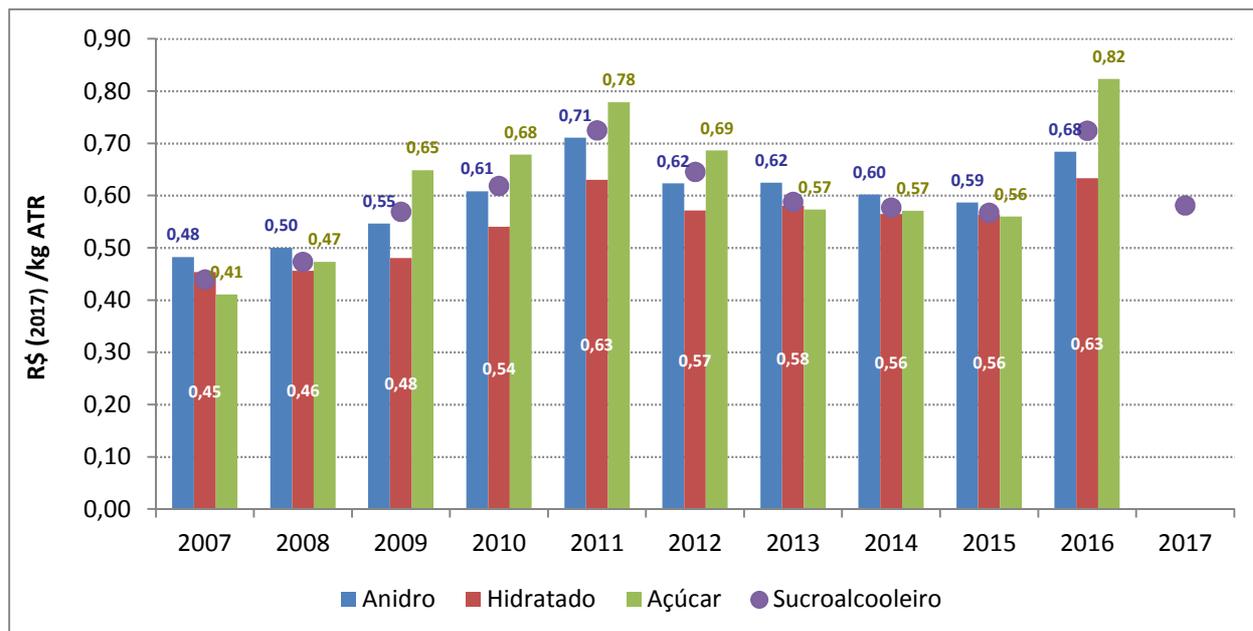


Figura 24 - Preço do ATR para açúcar e etanol

Nota: Em 2017, o valor apresentado corresponde a uma estimativa com base na remuneração agregada dos três produtos da cana CONSECANA/SP (2018).

Fonte: EPE a partir de CONSECANA (2018)

Como consequência, nota-se um aumento da destinação da cana para a produção de açúcar desde 2008/09, retornando para o etanol em 2013/14. Em 2015/16 o mix, a favor do etanol, chegou a 59,6% e em 2016 e 2017 voltando ao patamar de 54%, próximo à média do período de 55% (EPE, 2018a).

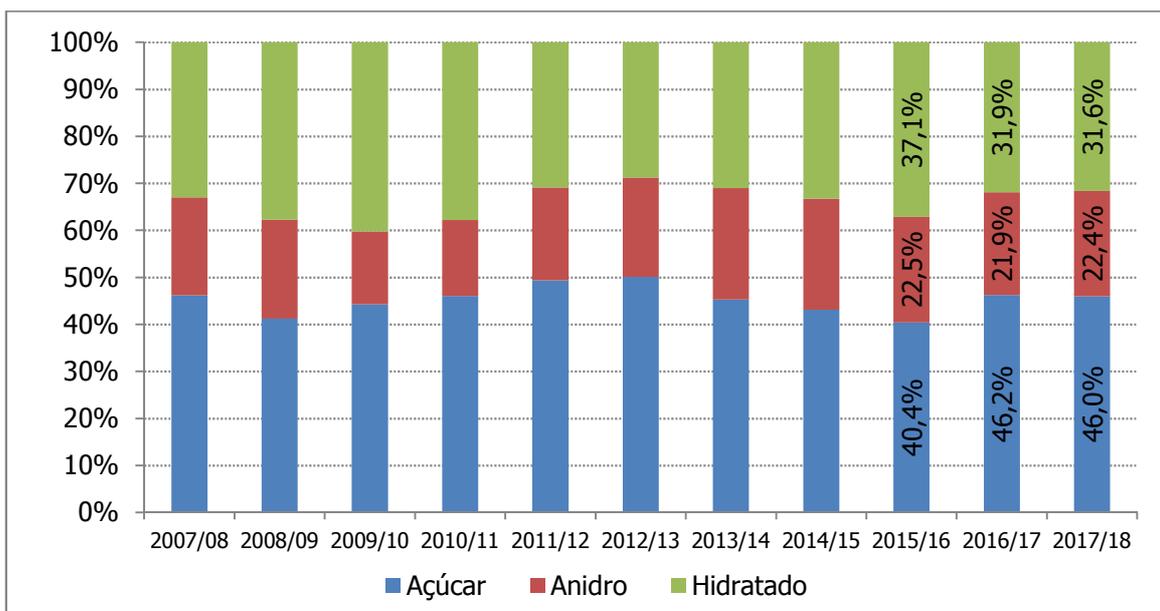


Figura 25 - Destinação do ATR

Fonte: EPE a partir de MAPA (2018)

5.2.2 Metodologia e Premissas

5.2.2.1 Ciclo da Cana

Foi considerada uma média de cinco cortes para o ciclo da cana-de-açúcar, após os quais a respectiva área deverá ser reformada.

A área ocupada pela cana planta, ou cana de primeiro corte, é calculada a partir das áreas de plantio das novas unidades industriais, da expansão das existentes e da área reincorporada. A área relativa ao segundo corte será igual ao primeiro corte do ano anterior, e assim sucessivamente, até o sexto ano, no qual a área em reforma será igual à de quinto corte do ano anterior. As áreas em reforma são reincorporadas dentro de dois anos. Cabe registrar que o número de cortes poderá se elevar com a entrada da cana transgênica e a cana-energia.

O desenvolvimento e disseminação de tecnologias para o plantio da cana, como, por exemplo, mudas pré-brotadas e sementes de cana, poderá reduzir os custos de produção, assim como aumentar a produtividade média medida no país. Estas tecnologias poderão romper os paradigmas do método de cultivo atual da cana, pois tornará possível seu replantio a cada safra, obtendo-se os valores de produtividade de primeiro corte.

5.2.2.2 Expansão da capacidade industrial

A projeção da expansão da capacidade industrial de processamento de cana e de produção de etanol e açúcar considera a capacidade produtiva atual e sua expansão, a ocupação da capacidade ociosa e a entrada de unidades greenfields em dois períodos distintos (entre 2019 e 2021 e de 2022 até 2050).

Entre 2019 e 2021, os investimentos em novas unidades podem ser identificados com razoável precisão, pois o tempo médio para construção e partida de uma usina é de três anos. Além desse horizonte, incertezas do mercado de etanol e de açúcar impedem uma quantificação precisa da expansão da capacidade industrial do setor através de unidades greenfield.

Após levantamento entre os entes do setor e agentes de financiamento público, verificou-se a existência de apenas duas novas usinas. A partir de 2022, estima-se que os investimentos efetuados, juntamente com os atuais incentivos governamentais, possibilitarão um novo ciclo de expansão, embora de forma moderada. Com isso, elaborou-se um cenário com novas unidades de primeira geração, seja proveniente da cana e/ou do milho, correspondendo a uma hipótese de recuperação da competitividade do etanol com a introdução do RenovaBio, conforme a Figura 26 abaixo. Nesse cenário, estimou-se também a entrada de unidades de segunda geração.

Com as unidades já existentes e o projeto greenfield considerado até 2021, além do retorno de algumas unidades paralisadas e a expansão planejada de 23 unidades existentes em 32 Mtc, a capacidade de moagem projetada (com fator de capacidade de 90%) permite atender a projeção de produção estimada para o ano de 2026 (826 Mtc). Após essa data, é necessário realizar novos investimentos para expandir a capacidade instalada em cerca de 134 Mtc, para

atender a expectativa de 1.030 Mtc processadas em 2050. Para determinar a quantidade de unidades a serem implantadas anualmente, verifica-se o déficit anual de capacidade de moagem e divide-se o mesmo pelo porte de uma unidade média adotada para o longo prazo (4 Mtc).

A projeção de etanol de segunda geração considera o uso gradual do bagaço excedente, disponível a partir da eficientização das caldeiras, além de uma parcela da palha e da ponta. Entre 2014 e 2015, foram implantadas três unidades produtoras de etanol lignocelulósico, sendo duas em escala comercial. Devido às incertezas relativas à tecnologia de segunda geração (produção comercial e custo de produção), assumiu-se, porém, que novas unidades a serem implantadas atingirão a plena capacidade e terão custos competitivos para produção comercial, somente a partir de 2023. Considerou-se que uma unidade típica de segunda geração, entre 2023 e 2027, terá capacidade média de 80 litros de etanol por tonelada de cana e, a partir de 2028, a capacidade média será de 100 litros de etanol por tonelada de cana. Neste estudo, admitiu-se ainda que as unidades de segunda geração serão integradas a uma usina de primeira geração, pois seu custo de implantação será menor que o de uma unidade não integrada.

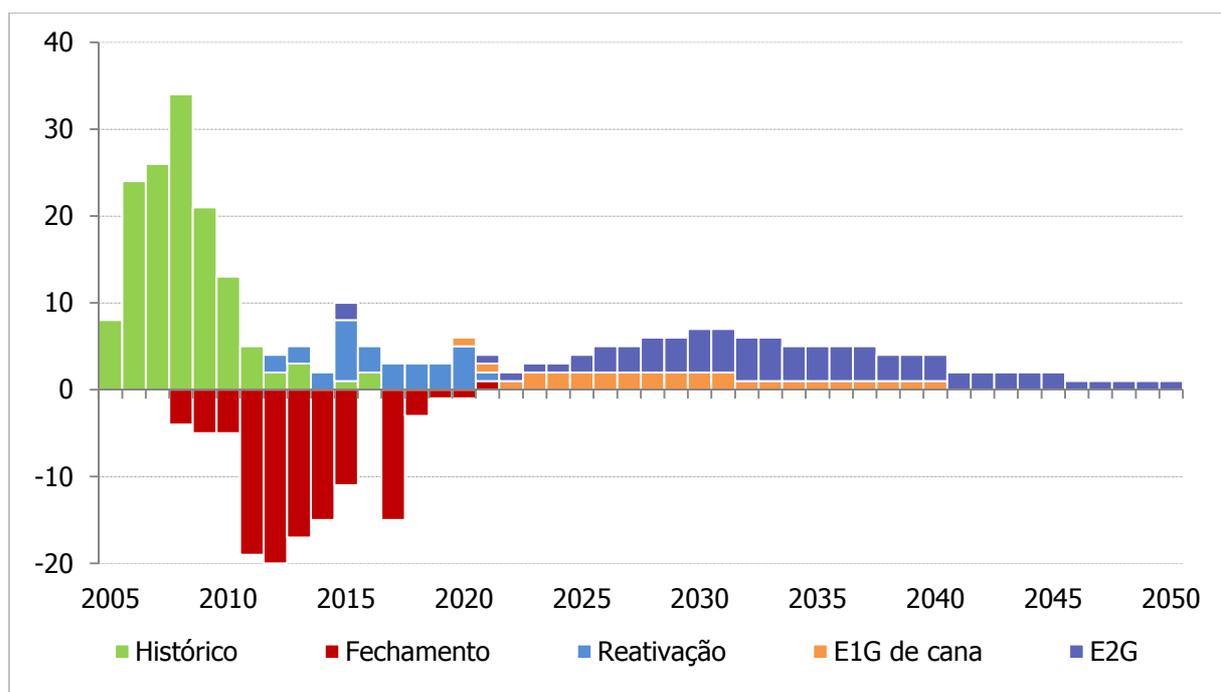


Figura 26 - Histórico e Projeção do fluxo de unidades produtoras

Fonte: EPE a partir de MAPA (2018) e UNICA (2014)

Em resumo, estima-se que o país disporá de mais 37 unidades de primeira geração (considerando as reativações e fechamentos) e 80 unidades de segunda geração de 2018 a 2050 e, além disso, a capacidade de moagem das unidades existentes deverá ser expandida em 188 Mtc (já considerando as expansões planejadas).

5.2.2.3 Produtividade Agrícola

Para a evolução dos fatores de produção da cana, considera-se uma melhoria dos indicadores de produtividade agrícola, devido inicialmente à renovação do canavial e aos tratos culturais adequados, com posterior inserção de novas variedades mais produtivas e adequadas aos respectivos ambientes de produção, incluindo a Cana-Energia (CE).

Considera-se que, quanto aos cortes, haverá um ajuste do perfil do canavial para proporções próximas ao ideal, ou seja, a área de cana-planta deverá ter participação entre 18% e 20% da área de cana soca.

A inserção de novas variedades mais produtivas e adequadas aos novos ambientes de produção, juntamente com a Cana-Energia proporcionarão ganhos de produtividade elevados. O histórico da renovação do perfil varietal da cana mostra que as melhores variedades inseridas (RIDESA, IAC, CTC e outros) alcançaram participação de 20 a 24% na área plantada após 12 anos. Este intervalo de tempo foi utilizado para a projeção de produtividade (RIDESA, 2012; IAC, 2012; CTC, 2016a).

Considerando as novas variedades liberadas nos últimos anos, adotou-se a de entrada de variedades mais produtivas. Esta premissa foi adotada somente para a região Centro-Sul. Para a região Norte/Nordeste, determinou-se como limite o valor médio registrado entre 2015 e 2017 de 50 tc/ha.

A partir de 2018, serão disponibilizadas as primeiras variedades transgênicas¹⁹, segundo o Centro de Tecnologia Canavieira (CTC, 2016a). No entanto, sua participação no perfil varietal aumentará de forma gradual e lenta até 2030, tempo considerado necessário para que se possa obter uma quantidade relevante de variedades e testar o comportamento de cada uma delas no campo.

O desenvolvimento e a inserção da Cana-Energia²⁰ poderá trazer um novo panorama para o setor sucroenergético, dado que essa nova variedade possui o dobro da produtividade, em certos casos, e maior número de cortes do que a cana convencional, além de ser capaz de suportar melhor o pisoteio e de ser plantada em solos de menor qualidade.

Por motivos técnicos e econômicos, considerou-se que a CE será plantada somente em unidades da região Centro-Sul e que, devido a sua elevada produtividade e necessidade de expansão da capacidade de moagem das unidades industriais, ocorrerá uma redução da área plantada quando da substituição da cana convencional pela Cana-Energia.

Para o estudo em questão, adotou-se uma perspectiva de entrada da CE que alcança cerca de 8% da área colhida na região Centro-Sul (7% do Brasil). Nesse contexto, foram considerados

¹⁹ Canas resistentes a pragas, tolerantes a estresse hídrico, mais produtivas e com maior teor de açúcar.

²⁰ É necessário realizar alguns ajustes no sistema de produção para a combinação da Cana Convencional com a Cana-Energia, como: adequação das colhedoras de cana, melhoria ou implantação de moendas, programação de colheita ou o uso de variedade com teor de fibra menor.

parâmetros médios de 203 toneladas de cana por hectare, 104 kg ATR por tonelada de cana, 0,4 tonelada de bagaço por tonelada de cana e 0,3 tonelada de palhas e pontas por tonelada de cana.

Em resumo, a taxa de renovação adotada, em função da entrada de novas usinas e das novas variedades de cana e da Cana-Energia, a produtividade agrícola passará de 76,9 tc/ha em 2015 para 99,3 tc/ha em 2050, com uma taxa de crescimento de 0,73% a.a.

Tabela 8 - Projeção de produtividade agrícola da cana (tc/ha).

	2015	2025	2030	2035	2040	2050
Produtividade	76,9	83,0	87,2	91,4	94,7	99,3

Fonte: EPE

5.2.2.4 Qualidade da cana (ATR/tc)

O manejo varietal e agrônômico são essenciais ao melhor desempenho da produção em termos de produtividade e qualidade da cana (ATR/tc). O primeiro proporciona o plantio da variedade adequada para cada tipo de solo e colheita²¹. O segundo atua na adequação do espaçamento entre linhas do canavial, dimensionamento do talhão, - de forma a evitar o pisoteio durante as manobras das colhedoras - agrupamento de variedades e altura das leiras para realizar o corte o mais próximo ao solo²². Essas ações proporcionarão a melhoria dos indicadores de qualidade da cana já que possibilitam um corte mais rente ao solo, além da redução do teor de impurezas (EPE, 2018a).

A Figura 27 apresenta a evolução da colheita mecanizada no Brasil e na região Centro-Sul, assim como do plantio nesta última.

²¹ Para a colheita mecanizada é necessária uma cana que permaneça ereta até a época da colheita.

²² A cana tem maior teor de sacarose na parte mais próxima ao solo.

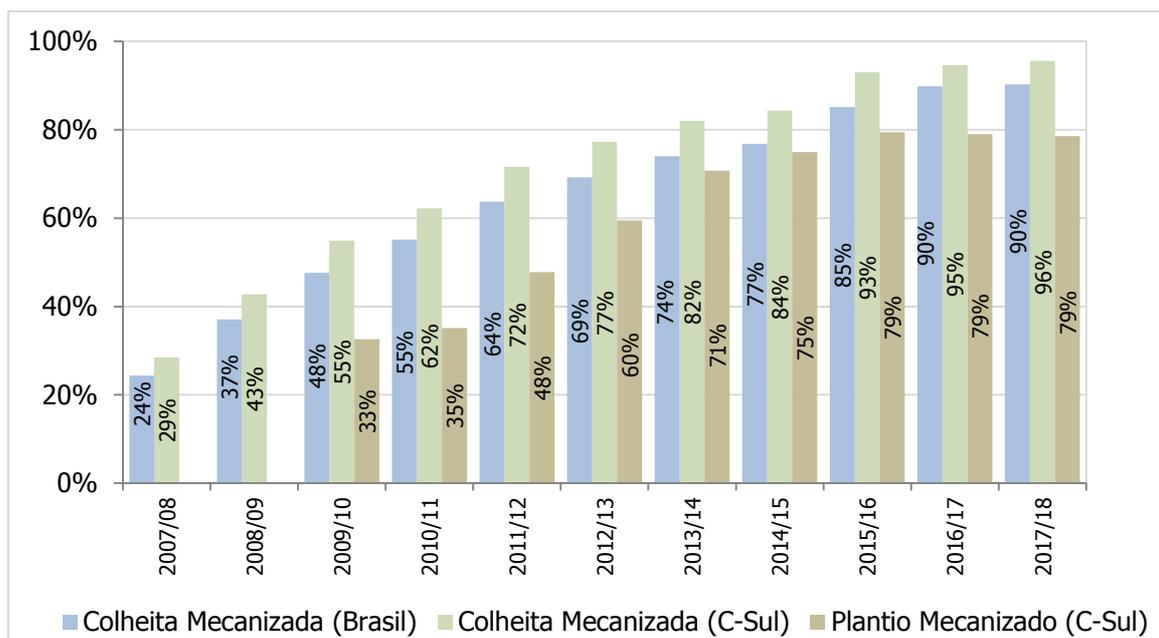


Figura 27 - Histórico de mecanização do plantio e da colheita da cana

Fonte: EPE a partir de CONAB (2018a, 2018b), CTC (2016b, 2017, 2018), UNICA (2013a, 2013b, 2014)

Destaca-se que, na região Centro-Sul, cuja média atinge 96%, os estados com mecanização mais avançados são MG e MS com valores em torno de 99%, em 2017, seguido pelos estados de SP e GO com cerca de 96%. Comparativamente, quando observado todo o país, a média cai para 90%. Para que se alcancem os resultados desejados de produtividade e concentração de açúcar, é necessário que esse avanço na colheita seja acompanhado pela mecanização do plantio, o que vem sendo observado nos últimos anos, mesmo que com certa defasagem no tempo, conforme mostra a Figura 27. Em 2017, 79% da área cultivada na região Centro-Sul possuía o sistema de plantio mecanizado. A projeção anual da qualidade da cana adotada neste estudo foi elaborada a partir de dados enviados pelo MAPA.

Tabela 9 - Evolução da Qualidade da Cana (kg ATR/tc)

	2015	2025	2030	2035	2040	2050
Qualidade da Cana	131,4	137,6	139,4	140,5	141,2	143,3

Fonte: EPE

5.2.2.5 Produção de açúcar

A projeção da produção brasileira de açúcar é composta por duas partes: o consumo interno e a parcela exportada. O consumo interno considera a evolução do consumo *per capita* brasileiro (kg/hab/ano) e está relacionado aos aspectos de renda, envelhecimento da população e mudanças de hábitos alimentares (ISO, 2017; MAPA, 2016, 2018b).

A projeção de exportação de açúcar foi estimada a partir da premissa de que o Brasil aumentará sua participação no fluxo de comércio mundial, saindo de 40% em 2015 e atingindo 48% em 2050. Tal evolução considera o crescimento da demanda nos países importadores, a exemplo da África e Ásia (FAO, 2006, 2012, 2016) e a participação na produção mundial de Índia, Tailândia, União Europeia, entre outros.

Como resultado, a produção de açúcar estimada para 2050 é de 57,6 milhões de toneladas.

5.2.3 Competitividade do etanol

A redução dos custos do etanol no longo prazo se dará basicamente pelo aumento da produtividade e do rendimento da cana - derivada de investimentos em expansão e renovação do canavial, assim como da inserção de novas variedades (inclusive a Cana-Energia) - e pela diminuição dos custos relativos ao processo agrícola, que hoje representam aproximadamente 65% do custo total de produção do etanol. A adequação da mecanização do plantio com a da colheita terá papel relevante na diminuição dos custos, pois representa uma parcela significativa dos gastos agrícolas.

Espera-se, assim, que o peso do custo agrícola no custo total do etanol diminua no longo prazo. O custo industrial também deverá decrescer, porém em menor intensidade, pois a produtividade industrial já apresenta índices elevados. Os ganhos esperados neste segmento concentram-se na otimização do processo de fermentação.

Além disso, os custos médios com arrendamento da terra possivelmente diminuirão, uma vez que a fronteira agrícola direciona-se para o Centro-Oeste, onde o custo da área é menor do que no Estado de São Paulo e a mecanização já está avançada. Outro fator que deve contribuir para esta queda é o adensamento do gado, que liberará novas áreas no Sudeste. Com isso, haverá maior disponibilidade de terra para agricultura, diminuindo o gasto com arrendamento.

Ganhos devem ser contabilizados também na área de bioeletricidade. Projetos *greenfield* contam com este ativo desde o início das operações e os *retrofits* tendem a acrescentar esta alternativa, como uma forma de diversificação de receitas e redução de riscos.

As fusões e aquisições que já vêm ocorrendo, simultaneamente à internacionalização do setor sucroenergético, tendem a deixar o mesmo mais robusto e resistente às variações do mercado. Essa menor vulnerabilidade deve diminuir o custo de capital e facilitar os empréstimos e financiamento a médio e longo prazos.

Por outro lado, espera-se um aumento da competitividade do etanol frente à gasolina nos veículos *flex fuel*, devido à instituição da Política Nacional de Biocombustíveis, da recuperação da CIDE, dentre outras medidas governamentais.

5.2.4 Logística de distribuição de biocombustíveis

Os projetos em implantação de melhoria e expansão da logística para o transporte do etanol deverão estar finalizados até o final do período. São eles: Sistema Logístico Multimodal de Etanol, que criará corredores de transporte dutoviário e hidroviário do biocombustível entre as regiões Centro-Oeste e Sudeste do Brasil, que funcionarão em conjunto com o sistema de distribuição já existente; ferrovia Norte-Sul, que possibilita o escoamento para o porto de Itaqui, no Maranhão; e ferrovia da ALL, que escoará o etanol do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul para São Paulo (LOGUM, 2018; PPI, 2018a, 2018b, 2018c).

Segundo a Federação Nacional do Comércio de Combustíveis e de Lubrificantes, a melhoria na infraestrutura logística ocorrida nos últimos anos possibilitou uma redução do custo médio do transporte de etanol, de aproximadamente 3% do custo total, para cerca de 2%.

5.2.5 Mercado internacional de etanol

De 2003 a 2007, os biocombustíveis tiveram um período de acelerado crescimento na produção, consumo e comércio mundial, impulsionados pelas diversas legislações nacionais e supranacionais, as quais vieram em resposta às demandas dos governos e sociedades, em relação ao desenvolvimento e independência energéticos e à melhoria da qualidade do ar. Estas legislações promoviam, dentre muitas medidas, uma demanda para os biocombustíveis produzidos internamente ou importados, através de metas de consumo anuais ou padrões de mistura dos biocombustíveis com os combustíveis fósseis.

Desde então, o etanol oriundo tanto de cana como de milho e o biodiesel de oleaginosas permaneceram como os principais biocombustíveis no mundo. Brasil e Estados Unidos se firmavam como os grandes países produtores de etanol, concentrando em torno de 80% do comércio mundial (sendo os dois países à época o principal exportador e consumidor mundiais respectivamente), enquanto que a Europa se tornava um grande polo produtor e consumidor de biodiesel. Além disso, muitos países também lançavam legislações e promoviam seu próprio mercado interno de biocombustíveis.

No Brasil, o setor sucroenergético, impulsionado pelo clima eufórico da época, experimentou um grande crescimento no número de novas usinas e diversas empresas nacionais e internacionais de energia investiram grandes somas de dinheiro nestes projetos. Internacionalmente, o Brasil alcançava ano a ano volumes recordes de exportação de etanol, culminando em 2008 com 5,1 bilhões de litros (MDIC, 2018).

Então ocorreu a crise de 2008, que causou uma desaceleração no crescimento econômico mundial e fez com que os países diminuíssem os investimentos em diversos setores, dentre eles o de energia. A retração da economia mundial fortaleceu ainda mais o protecionismo das nações desenvolvidas, principais consumidores de biocombustíveis importados. Internamente, o setor sucroenergético sofreu com o endividamento e a diminuição dos investimentos e muitas usinas fecharam e/ou descontinuaram seus projetos. Em consequência, houve diminuição gradual dos

volumes exportados de etanol de 2008 até 2010, ao passo que os volumes importados passam a ser significativos a partir de 2011 (MDIC, 2018).

Após oscilação nos volumes exportados e importados de etanol entre 2011 e 2016, o ano de 2017 apresentou o primeiro saldo negativo no balanço exportação/importação, 1,1 bilhão de litros. Enquanto as exportações brasileiras somaram 1,4 bilhão de litros, o volume total importado chegou a 1,8 bilhões de litros de etanol, praticamente todo originário dos Estados Unidos (MDIC, 2018). Uma sobreoferta de etanol nos Estados Unidos, devido a safra de milho favorável, o teto de 10% de etanol na demanda automotiva e às barreiras às importações da China, aliadas à queda na produção brasileira de etanol, fizeram os volumes exportados dos Estados Unidos crescerem pelo quarto ano seguido, atingindo um recorde de 5,2 bilhões de litros (EIA, 2018b). O Brasil foi o principal destino dessas exportações, seguido por Canadá e Índia (EIA, 2018c). A conjunção desses fatores criou uma janela de oportunidade para a colocação desse combustível no Brasil, em particular na Região Nordeste.

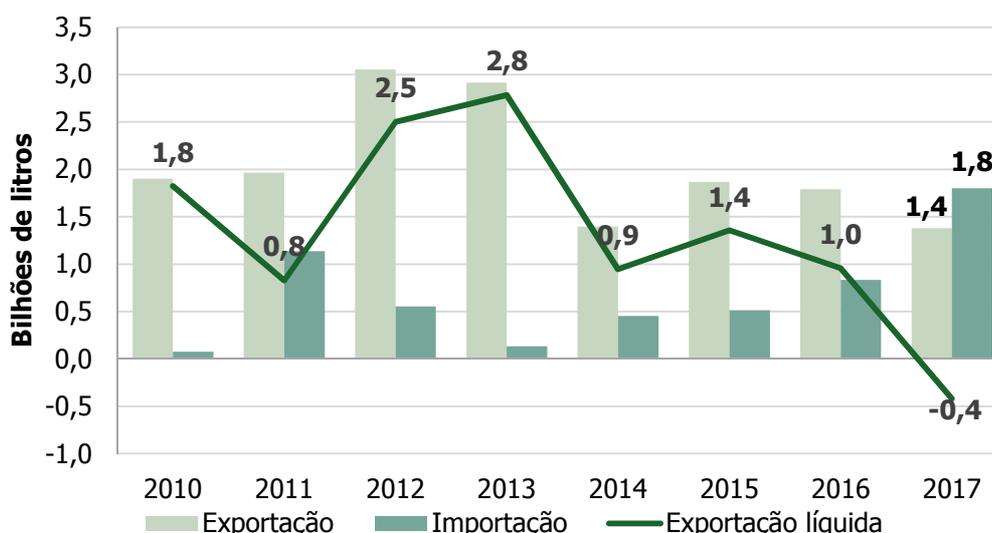


Figura 28 - Exportações e importações brasileiras de etanol - 2005 a 2017

Fonte: EPE a partir de MDIC (2018)

Desde janeiro de 2017 as importações brasileiras de etanol já apresentavam volumes expressivos, comparados ao ano anterior, e apenas no período mais intenso da safra houve exportação líquida. Esse período positivo na balança comercial não foi suficiente para manter o saldo favorável no ano, o que levou o governo brasileiro a alterar os critérios de taxaço para o etanol importado. Em agosto de 2017, foi aprovada a Resolução CAMEX nº 72 (CAMEX, 2017), que estabelece uma isenço do Imposto de Importação (20%) sobre o biocombustível até 150 mil m³ por trimestre, a qual não poderá ultrapassar 1,2 milhão de m³, em 24 meses.

Perspectivas do mercado internacional

As perspectivas para o período do PNE são de que o mercado internacional de biocombustíveis deverá manter suas características atuais, com baixos volumes comercializados, baseado principalmente no eixo Brasil-Estados Unidos. Os principais motivos para a manutenção da tendência atual (baixos volumes) são a redução de consumo de combustíveis, a independência energética e a adoção de tecnologias mais eficientes. O Brasil ainda permanece como um dos grandes exportadores mundiais de etanol, embora não mais alcance os volumes recordes de exportação de 2008.

Neste cenário, os principais atuantes do mercado, exceto o Brasil, permanecem sendo os Estados Unidos, Coréia do Sul e a Europa, muito embora existam países com potencial para se tornarem produtores ou consumidores de biocombustíveis (ex.: China e Índia), mas que mesmo assim não devam ser significativos dentro do período.

EUA

Os Estados Unidos possui a lei *Energy Independence and Security Act* de 2007 (EISA) como o principal instrumento de promoção dos biocombustíveis, que determina a adição de volumes crescentes anuais de biocombustíveis ao combustível fóssil, através das metas do *Renewable Fuel Standards* (RFS). Com uma produção anual média, considerando os dez últimos anos, em torno dos 50 bilhões de litros de etanol (60 bilhões em 2017), o país já consegue atender à parcela de biocombustível convencional da RFS (etanol de milho), alçada em 56 bilhões de litros para todos os anos a partir de 2015 (EIA, 2018b; EUA, 2007).

Em relação aos biocombustíveis avançados, a *Environment Protection Agency* (EPA) tem postergado o cumprimento dos mandatórios para esta parcela da RFS, utilizando um mecanismo previsto na própria lei, devido aos inerentes problemas técnicos implicados em sua obtenção, com reflexo nos custos e preços finais (EPA, 2018).

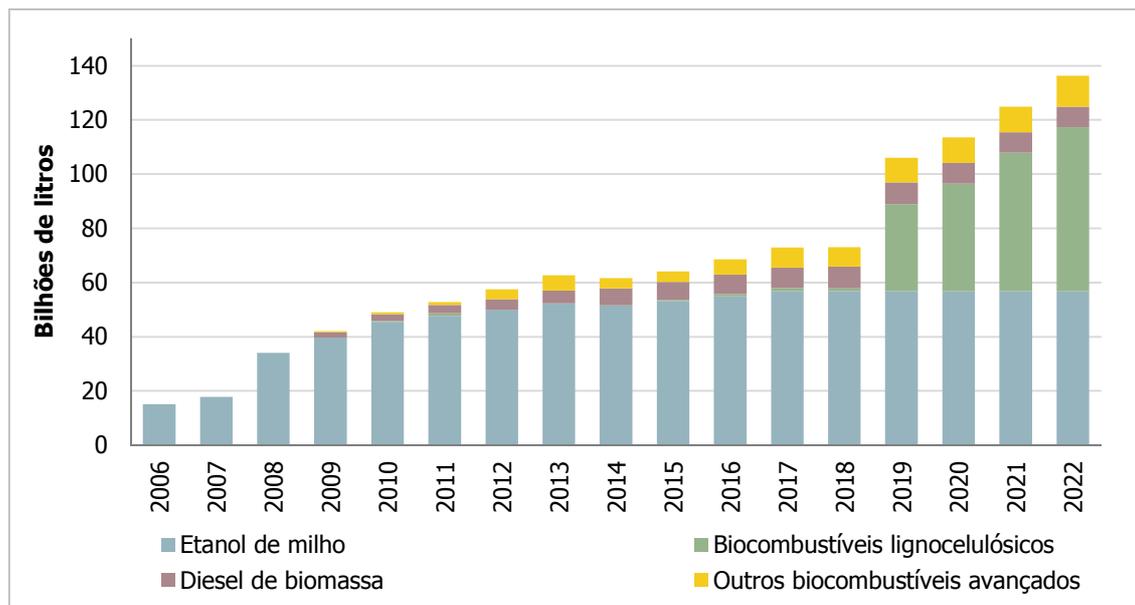


Figura 29 - Metas de consumo de biocombustíveis da *Renewable Fuel Standards*

Fonte: EPE a partir de EUA (2007)

As projeções de demanda do *Annual Energy Outlook* - AEO - 2017 não indicam que esses mandatórios serão plenamente cumpridos (EIA, 2018a).

Além disso, a demanda de etanol dos EUA tem se mantido estável, em torno dos 50 bilhões de litros (média de 2010 até 2017), como consequência de sua vinculação, pela mistura E10 (10% de etanol), ao consumo de gasolina no país. A demanda do combustível fóssil permanece estagnada em 520 bilhões de litros (média dos últimos 10 anos) (EIA, 2018b), seguindo uma tendência que deverá se manter para os próximos anos, resultado do forte comprometimento com a melhoria da eficiência energética.

Em 2018 houve um forte movimento no parlamento norte-americano para promover a mistura E15 em cerca de 90% dos modelos novos a serem lançados a partir de 2019 (RFA, 2018). Isto sinaliza um aumento na demanda interna do etanol, possivelmente em detrimento dos volumes exportados, cujo principal destino é o Brasil. Ainda assim, a diminuição nos volumes exportados deve ser pequena no curto prazo, devido à grande capacidade interna (60 bilhões de litros) e a tendência de diminuição na demanda automotiva, prevista inclusive pelo AEO.

No horizonte deste PNE Brasil manterá a importação de etanol, basicamente dos Estados Unidos, no curto prazo seguindo a tendência dos últimos anos de grandes volumes importados, diminuindo para pequenos volumes no médio e longo prazos para ajustes sazonais.

União Europeia

A União Europeia tem a Diretiva 2009/28/CE como principal instrumento de promoção à utilização de fontes renováveis, para as quais estabelece metas indicativas de 10% e 20%, respectivamente, do consumo final automotivo e da matriz energética total, a serem atingidas

em 2020 (UE, 2009). Além disso, o bloco mantém metas, também de 20%, de mitigação de Gases de Efeito Estufa - GEEs (em relação aos níveis de 1990) e de aumento da eficiência energética, ambas para o mesmo ano de 2020. Este conjunto de medidas é denominado “Triplo 20” ou Climate and Energy Package (UE, 2008).

O bloco tem aplicado políticas cada vez mais restritivas para a certificação de biocombustíveis provenientes de outras regiões, sinalizando a imposição de barreiras não-tarifárias e o desinteresse no consumo de biocombustíveis importados.

Há um forte questionamento quanto ao papel dos biocombustíveis de primeira geração nos planos de independência energética da União Europeia. Em abril de 2015, o bloco propôs mudanças nos planos para 2030, uma meta de mitigação de emissão de gases de efeito estufa de até 40% comparada com os níveis de 1990, de eficiência energética e participação de renováveis no consumo final energético em até 27% e de combustíveis renováveis no consumo final automotivo em até 14%. Em relação aos biocombustíveis de primeira geração, foi aprovado um teto de 7% de participação destes no consumo final automotivo em 2020 e 2030 (sendo que, neste último ano, a participação dos biocombustíveis não deverá ultrapassar a parcela registrada em 2020 em 1%, mesmo que não atinja 7% em 2030) (EURACTIV, 2015).

O bloco sinaliza que a efficientização de sua frota de veículos leves ocorrerá com a adoção de tecnologias híbridas com motorização diesel e elétricas, além de outras mais sofisticadas.

Com relação aos biocombustíveis de segunda geração, haverá uma quantidade significativa de resíduos agrícolas que poderão ser utilizados para sua obtenção, o que implicará em mais um fator de restrição deste mercado a produtos similares importados.

Ásia

O Japão, tradicionalmente, não é um grande consumidor de biocombustíveis e, hoje, a penetração de novas tecnologias de propulsão de veículos leves nesse país já se encontra em estágio mais avançado, quando comparado às demais nações industrializadas. Os deslocamentos médios realizados no país por veículos leves são curtos, o que comporta tecnologias híbridas e, no futuro, elétricas, com o grande destaque para a operacionalização de sua frota.

Embora a extensão territorial da China permita que grandes deslocamentos possam ser feitos em veículos leves, há uma tendência de que os incentivos governamentais priorizem modais mais eficientes que o automóvel.

Dessa forma, a utilização de biocombustíveis não terá grandes incentivos, que deverão ser dirigidos para os modais ferroviários em deslocamentos de longo curso e utilização de tecnologias híbridas e principalmente elétrica nas megalópoles.

Notadamente, a Coreia do Sul tem se destacado como um importante polo importador de etanol brasileiro nos últimos anos, mantendo-se entre os três maiores importadores desde 2010. No

entanto, o país não apresenta uma política mandatória de mistura carburante e praticamente todo o etanol importado é insumo para a álcoolquímica.

A Índia atualmente não adota políticas firmes de consumo de biocombustíveis, mas existem estudos para a aplicação de um percentual de mistura obrigatório na gasolina pelo governo local. O país, apresenta um grande potencial para a produção de etanol, uma vez que é um grande produtor de cana-de-açúcar. Porém, não há expectativa de se torne, no futuro, um importante *player* no mercado internacional, direcionando sua produção para o consumo interno.

Segue a projeção para o PNE 2050 das exportações brasileiras de etanol.

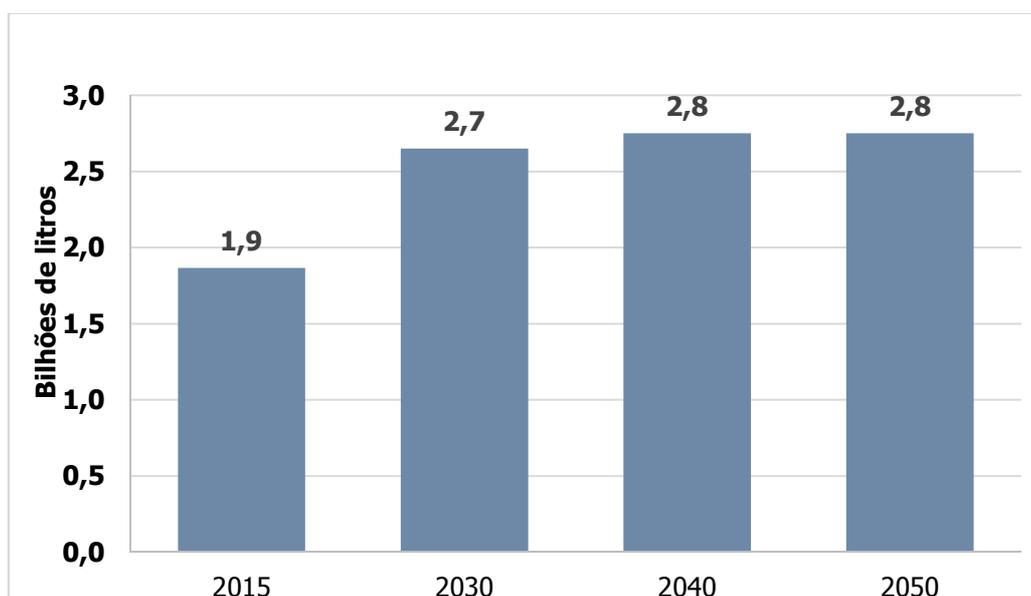


Figura 30 - Exportações de etanol brasileiro

Fonte: EPE

5.2.6 Outros usos de Derivados da Cana

A produção cada vez maior de etanol para as indústrias químicas e farmacêuticas já movimentava no País um volume superior a 1,5 bilhão de litros por ano, demanda que poderá quintuplicar em 2015, atingindo 5% da produção brasileira. Neste cenário, o mercado brasileiro de bioplásticos é o que apresentará o maior crescimento (UNICA, 2012).

Em 2007, a Braskem desenvolveu a obtenção de polietileno (Polietileno de Alta Densidade - PEAD - e Polietileno de Baixa Densidade Linear - PEDBL) a partir de eteno produzido via desidratação do etanol. A primeira planta comercial entrou em operação em 2010, em Triunfo/RS. A produção atual de 200.000 toneladas de polietileno demanda 480 mil m³ de etanol e 5,5 milhões de toneladas de cana (BRASKEM, 2013).

Está sendo construída a maior planta do mundo de Biomonoetileno glicol (BioMEG) a partir de etanol, em Araraquara/SP. Parceria da Coca-Cola com a JBF Industries Ltda, sua capacidade de

produção é estimada em 500 mil toneladas/ano (INVESTESP, 2012). O BioMEG é utilizado na produção de Polietileno Tereftalato (PET) usado em garrafas de refrigerante e outras embalagens.

Outra iniciativa é a produção de n-butanol a partir da palha e do bagaço da cana-de-açúcar. Parceria da Granbio com a Rhodia, a planta de capacidade de 100.000 toneladas por ano tem seu início de operação previsto para 2015. O n-butanol é usado na produção de acrilatos e metacrilatos, além de ter aplicação na indústria de tintas e solventes (VALOR ECONÔMICO, 2013).

O Polihidroxibutirato (PHB) é um plástico biodegradável obtido do açúcar. Está prevista para entrar em operação até 2015 uma unidade da PHB Industries Ltda, com capacidade de produzir 30.000 toneladas de PHB a partir de 90.000 toneladas de açúcar (SILVEIRA, 2012).

5.2.7 Etanol de segunda geração

Atualmente, estão sendo pesquisadas principalmente duas novas tecnologias para utilização de biomassa para a produção de combustíveis líquidos nos próximos anos: os álcoois de segunda geração (etanol e isobutanol) e os hidrocarbonetos líquidos (pirólise térmica).

A implementação mundial da produção comercial do etanol de lignocelulose segue em ritmo lento. O Brasil possui duas plantas comerciais de E2G: a Bioflex-I da GranBio, em São Miguel dos Campos (AL), com capacidade nominal de 82 milhões de litros, e a planta da Raízen, em Piracicaba (SP), com capacidade de 42 milhões. Existe uma planta experimental no Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), com capacidade de 3 milhões de litros. As unidades comerciais enfrentam problemas técnicos (como na etapa de pré-tratamento e filtragem da lignina) que estão sendo resolvidos e, portanto, ainda operam abaixo da capacidade nominal (GRANBIO, 2017; RAÍZEN, 2018).

Neste estudo, considerou-se que a viabilidade econômica do etanol de segunda geração no Brasil será conquistada, dentre outros motivos, pela sua integração com a produção do etanol de primeira geração, devido ao compartilhamento de equipamentos. Adotou-se o fator de conversão de 300 litros de etanol de segunda geração por tonelada de bagaço (base seca), valor correspondente às tecnologias que fermentam as pentoses e ao processo que utiliza a pirólise (BNDES, 2008).

Devido às incertezas quanto ao etanol de segunda geração (produção comercial e custo de produção), assumiu-se que essas unidades somente atingirão a plena capacidade (245 milhões de litros) e custos competitivos para produção comercial a partir de 2023.

As usinas que já possuem cogeração e tiverem interesse em produzir etanol lignocelulósico deverão avaliar a disponibilidade e diversidade de matéria-prima (recolhimento de palhas e pontas e a possibilidade de cana-energia), bem como a eficiência do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

5.2.8 Demanda Total de Etanol

A Figura 31 a seguir apresenta a demanda total de etanol, discriminando as parcelas direcionadas ao mercado internacional, aos outros usos e ao mercado carburante (anidro e hidratado).

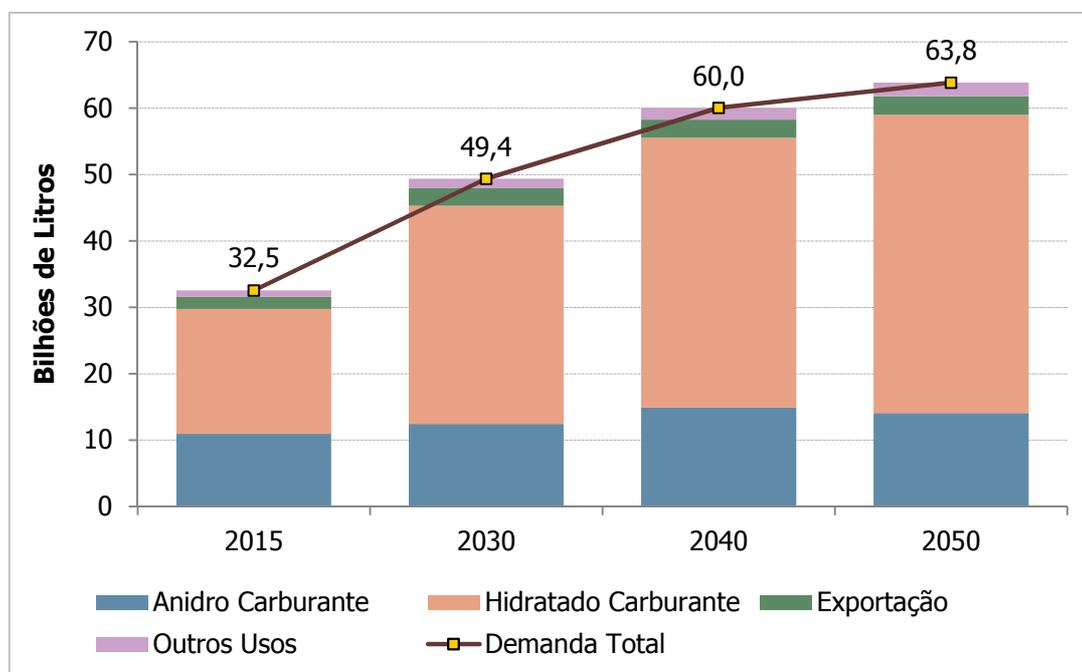


Figura 31 - Projeção da demanda total de etanol

Fonte: EPE

6 ETANOL DE MILHO

6.1 CONTEXTO E PREMISSAS- ETANOL DE MILHO

O uso do milho para a produção de etanol tem se expandido, pois une objetivos privados e públicos, por permitir aproveitar ocasiões de baixa do preço do cereal, visto que os custos logísticos do escoamento da região Centro-Oeste impactam a competitividade do produto no mercado internacional, além de induzir os investimentos em novas unidades para a expansão da produção de biocombustíveis. Além disso, são gerados como coprodutos o óleo de milho, destinado ao consumo humano, e o DDGS (*distiller's dried grains with solubles*), para nutrição animal, o que adiciona mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017; MILANEZ *et al.*, 2014).

Ressalta-se que o milho pode ser estocado, tornando possível a produção de etanol durante todo o ano. A produtividade média do etanol de milho é de quatro mil litros por hectare e 400 litros por tonelada de milho. Em relação aos coprodutos, o rendimento da produção é de 280 kg DDGS e 18 kg de óleo bruto por tonelada do cereal.

Em dezembro de 2017 existiam seis unidades do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana) e uma unidade *full* (milho como único insumo), totalizando uma capacidade instalada de produção de cerca de 700 mil m³ de etanol por ano, em 2017.

7 BIODIESEL

7.1 CONTEXTO - BIODIESEL

A introdução da oferta do biodiesel na matriz energética brasileira se deu com o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel em 2004. A Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005 (BRASIL, 2005), estabeleceu um cronograma para aumento gradual da adição do biodiesel puro (B100) ao diesel de petróleo, que no início de 2014 era de 5%. A Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014 (BRASIL, 2014), determinou que a adição passasse a 6% em 1º de julho de 2014, e que aumentasse para 7% em 1º de novembro deste mesmo ano.

Em 2016, a Lei nº 13.263 (BRASIL, 2016) elevou o percentual mandatório de biodiesel para 8%, 9% e 10%), em doze, vinte e quatro e trinta e seis meses, respectivamente, após a data de sua promulgação. No entanto, a Resolução CNPE nº 23, de 09 de novembro de 2017 (CNPE, 2017), estabeleceu a adição obrigatória, em volume, de dez por cento de biodiesel ao óleo diesel (B10) vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, a partir de 1º de março de 2018, antecipando a programação estipulada em 2016. Já em 29 de outubro em 2018, a Resolução CNPE nº 16 (CNPE, 2018), determinou o aumento percentual de biodiesel no diesel vendido ao consumidor final, de 1% ao ano a partir de junho de 2019, atingindo o valor até 15% em volume, em 2023, ficando a adição condicionada à prévia realização de testes e ensaios em motores, que concluam satisfatoriamente pela possibilidade da utilização da adição de até 15%.

A Figura 6 apresenta evolução da produção de biodiesel e de consumo das principais matérias-primas.

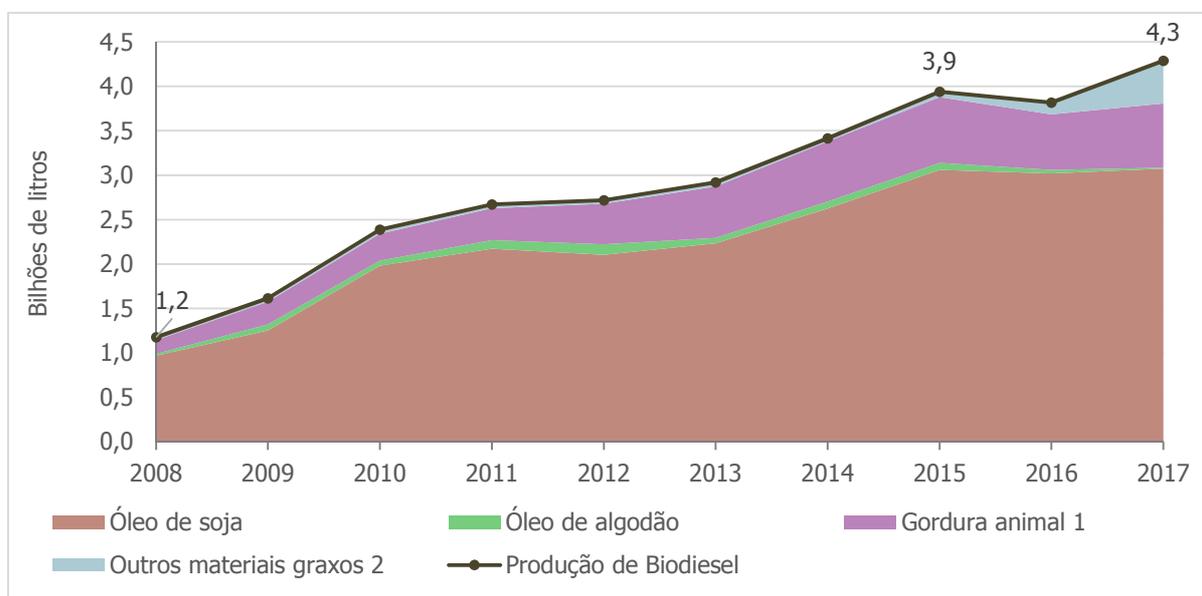


Figura 56 - Produção de biodiesel (B100) e consumo por matérias-primas, de 2008 a 2017.

Nota: ¹Inclui gordura bovina, de frango e de porco. ²Inclui óleo de palma, óleo de amendoim, óleo de nabo-forrageiro, óleo de girassol, óleo de mamona, óleo de sésamo, óleo de canola, óleo de fritura usado e outros materiais graxos.

Fonte: EPE a partir de ANP (2018)

Historicamente, o óleo de soja é a matéria-prima mais utilizada na produção de biodiesel, respondendo por 76% em volume nos últimos cinco anos. A gordura animal ocupa a segunda posição com 18%, com maior participação do sebo bovino, e o óleo de algodão com 2%, no mesmo período.

O álcool empregado na produção de biodiesel é, exclusivamente, o metanol, dada as dificuldades técnicas para a utilização do etanol. Além do uso na produção de biodiesel, o metanol é empregado como solvente e na produção de formaldeído. Em 2017, a demanda total deste produto somou 1 milhão de metros cúbicos, dos quais 465 mil metros cúbicos foram destinados para a produção de biodiesel. Como a produção nacional do metanol não atende à demanda doméstica, o país importa grandes volumes deste produto.

7.2 FATORES ESTRUTURANTES - BIODIESEL

A demanda de diesel fóssil crescerá de forma significativa ao longo de todo o período de análise, permanecendo como o principal energético para o transporte de carga e passageiros, conforme a previsão da EPE para o cenário adotado. O volume de biodiesel deverá acompanhar este crescimento em termos percentuais.

Para o primeiro decênio, a partir de março de 2018 adotou-se que a adição de biodiesel ao diesel fóssil será aquela definida pela Resolução CNPE n° 23, de 09 de novembro de 2017 (CNPE, 2017), que alterou o percentual mandatório de biodiesel para 10% em março de 2018. Assumiu-se que a alteração da mistura obrigatória ocorrerá conforme a Resolução CNPE n° 16 de 29 de dezembro de 2018 (CNPE, 2018), a qual indica o aumento do percentual de biodiesel no diesel em 1% ao ano a partir de 2019, atingindo o valor até 15% em volume, em 2023. Este teor deverá vigorar até 2050.

Desta forma, considerou-se que o incremento de biodiesel no diesel obedecerá o cronograma apresentado na Figura 57. Tal como ficou estabelecido na Portaria MME n° 80 (MME, 2017), os prazos para sua finalização e validação dos testes foi definido em: B10, fevereiro de 2018, e B15, janeiro de 2019, com relatório final a ser publicado, respectivamente, em abril de 2018 e março de 2019.



Figura 32 - Evolução do percentual de adição de biodiesel ao diesel.

Fonte: EPE a partir de CNPE (2018).

Além da competitividade, a partir de 2025, os percentuais mandatórios também deverão obedecer a critérios de disponibilidade de matéria-prima. O óleo de soja deverá permanecer como principal insumo na matriz de fabricação do biodiesel até 2040, enquanto o sebo bovino

seguirá como segundo insumo mais importante até meados da década de 2020. A partir de então, com o aumento da produção de óleo de palma, este deverá suplantará o sebo bovino. Finalmente, assumiu-se que, a partir de 2040, o óleo de palma ocupará lugar preponderante na matriz de insumos para o biocombustível, ultrapassando o óleo de soja como a matéria prima principal até 2050.

Sendo o óleo de soja o principal insumo e que garantirá a expansão da oferta até 2025, será necessário aumentar a capacidade de processamento de soja em detrimento da exportação do grão *in natura*. Além de garantir a expansão da oferta, o processamento do grão amplia a agrega valor a toda a cadeia da soja.

As pesquisas desenvolvidas e concluídas pela Embrapa para adaptação da palma, principalmente ao cerrado, deverão impulsionar esta cultura, cuja produção de óleo por hectare é superior à da soja em aproximadamente oito vezes. Dado o prazo inicial de produção desta matéria prima ser somente após o quinto ano de seu plantio, o consórcio desta cultura com outras atividades, proporcionará maior rentabilidade e melhor uso do solo, nos anos que antecedem a entrada de produção da palma.

O crescimento da produção do óleo de palma possibilitará uma maior participação da agricultura familiar na produção da matéria prima, fortalecendo um dos principais pilares do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel - PNPB.

Outras culturas, como o óleo de algodão, de pinhão manso, de outras palmáceas e até mesmo o óleo de fritura reciclado, deverão adquirir maior expressão até o final do período.

Há ainda a perspectiva de que, no período considerado, possam ser viabilizados novos biocombustíveis advindos da fermentação direta da cana para a formação de hidrocarbonetos, como seria o caso da tecnologia para obtenção do farneceno. Já dentro de um novo marco regulatório, outros produtos, tais como os bioóleos obtidos através de algas, também poderão vir a ser classificados como biodiesel. Tais hipóteses não foram consideradas nas projeções a seguir.

O HVO é uma tecnologia dominada e já desenvolvida pela Petrobras sob a denominação de H-Bio. No entanto, não existe regulação específica para seu uso fator que dificulta sua inserção na matriz brasileira, apesar da crescente difusão no mercado internacional. Em relação a este produto, não há barreiras técnicas à sua produção, no entanto, também não existe regulação específica no país para seu uso. A conversão do óleo vegetal em produto hidrogenado exige uma etapa de hidrotreamento que onera o processo, gerando uma falta de competitividade com seus similares de origem fóssil (diesel mineral) ou vegetal (biodiesel). Além disso, o óleo utilizado como matéria-prima apresenta alto valor no mercado, que somado ao custo operacional da etapa de hidrotreamento, aumenta a dificuldade de penetração do HVO no mercado brasileiro. Dada a sua natureza e a classificação internacional deste produto como biocombustível avançado, é importante que haja um incentivo ao seu desenvolvimento (BIOREFINERIES BLOG, 2018).

8 BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO

8.1 CONTEXTO E PREMISSAS- BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO

A aviação é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE mundial (IPCC, 2014). Nesse contexto, as empresas aéreas firmaram um acordo que definiu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020, denominado CORSIA - *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (ICAO, 2018). 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*, em particular o biocombustível obtido através de processos certificados na ASTM (*American Society for Testing and Materials International*), denominado bioquerosene de aviação - BioQAV. A Tabela 10 apresenta as rotas de produção já certificadas.

Há inúmeros desafios econômicos para que o BioQAV possa ser utilizado na aviação. Entretanto, é importante ressaltar que, dadas as condições edafoclimáticas favoráveis, diversas matérias-primas encontradas na flora brasileira podem ser utilizadas para sua produção, como o babaçu, a cana-de-açúcar, a macaúba, a palma, o eucalipto e a soja.

No Brasil, existem iniciativas para incentivar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV. Registra-se o Projeto de Lei nº 9.321, de 12 de dezembro de 2017, que visa a criação do “Programa Nacional do Bioquerosene” para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção a partir de tecnologia limpa (BRASIL, 2017). Registra-se, ainda, a Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação (RBQAV) e as Plataformas Mineira e da Zona da Mata de Bioquerosene e Renováveis, que têm trabalhado no fomento à pesquisa deste biocombustível.

Tabela 10 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo

Nome da Rota	Matéria –Prima	Principal produto	Mistura máxima	Empresas produtoras
HEFA-SPK	gorduras, óleos e graxas	Iso- e N-parafinas	50%;	UOP, Neste e Syntroleum
FT-SPK	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso- e N-parafinas	50%;	SASOL, Shell e Syntroleum,
FT-SPK/A	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso-, N-parafinas e aromáticos	50%;	SASOL, Shell e Syntroleum,
ATJ-SPK	matérias-primas renováveis (cana-de-açúcar, milho ou resíduos florestais)	Iso- e N-parafinas	50%	GEVO, Cobalt e Lanzatech
SIP	açúcares	Parafinas	10%	Amyris

Fonte: ASTM (2015; 2018)

9 BIOMASSA FLORESTAL

9.1 CONTEXTO - BIOMASSA FLORESTAL

Os energéticos de origem florestal de interesse são a lenha, o carvão vegetal e a lixívia. O carvão é um energético secundário obtido a partir da lenha em carvoarias, enquanto a lixívia é um resíduo da indústria de papel e celulose.

A lenha considerada exclui a madeira destinada para a fabricação de celulose e outros usos não-energéticos.

A produção de lenha em 2015 foi cerca de 10 milhões de toneladas menor que a registrada em 2005. O consumo final oscilou entre 50 milhões e 55 milhões de toneladas. A transformação de lenha em carvão apresentou uma redução DE 40%. Em 2005, 40 milhões de toneladas de lenha foram transformadas em carvão vegetal e, em 2015, esta quantidade se reduziu para 24 milhões de toneladas. A geração elétrica com lenha foi muito pequena neste período (EPE, 2016).

Em relação à 2005, a produção de 2015 foi 40% menor. O principal consumidor de carvão vegetal é a indústria de ferro gusa e aço, onde este substitui, em parte, o coque de carvão mineral (EPE, 2016).

A lixívia, resíduo da produção de celulose, é totalmente consumida nesta indústria para geração de calor e energia elétrica. Em 2005, a produção de lixívia foi de 14,8 milhões de toneladas, e chegou a 27,6 milhões de toneladas em 2015 (EPE, 2016).

9.2 FATORES ESTRUTURANTES - BIOMASSA FLORESTAL

A oferta de biomassa florestal está atrelada à dinâmica dos setores demandantes. Deste modo, a oferta de lixívia é dependente da indústria de papel e celulose (onde a lixívia é um resíduo do processo). No caso do carvão vegetal, sua oferta é principalmente ditada pela siderurgia (maior consumidor), como elemento redutor do minério de ferro. A lenha, além de ser utilizada na transformação em carvão vegetal e eletricidade (Florestas Energéticas), tem os setores industrial e residencial como importantes consumidores finais. Os fatores estruturantes destes energéticos, orientados pela demanda, são discutidos em profundidade na Nota Técnica de Demanda de Energia 2050.

10 BIOMETANO

Em virtude da natureza descentralizada da oferta do biometano, sendo competitivo junto ao consumidor final, sua análise foi tratada na Nota Técnica de Recursos Energéticos Distribuídos 2050. A seguir é apresentado apenas um resumo.

10.1 CONTEXTO - BIOMETANO

A digestão anaeróbica e consequente produção do biogás já possui tecnologia dominada internacionalmente a custos competitivos. Por este motivo, por conta da flexibilidade do uso e de armazenamento do biogás, por iniciativas de promoção de produção e uso do biogás, e do cenário traçado para a GD, a penetração do biogás no mercado de energia é extremamente promissora.

10.2 FATORES ESTRUTURANTES - BIOMETANO

A competitividade da opção de geração distribuída de eletricidade a partir do biogás depende de uma série de fatores tais como os custos de investimentos das unidades de biodigestão, em especial da unidade de biodigestão de resíduos urbanos, que necessita de uma unidade de triagem, e os custos das matérias-primas, que são consequência, essencialmente da logística.

As premissas adotadas para projeção da oferta são apresentadas a seguir.

- A principal premissa assumida é que a zona de competitividade atual de 24% do potencial teórico, que hoje é competitivo será alcançada somente em 2050.
- A segunda premissa é que dado o cenário positivo em relação ao desenvolvimento do biogás, essas barreiras não econômicas serão mitigadas paulatinamente até 2030, quando o cenário de expansão da produção de biogás se torna mais favorável à implantação de projetos de biogás.
- A geração distribuída de eletricidade responderá por 30% da zona de competitividade (7% do potencial teórico).
- A geração distribuída de combustíveis (biometano para uso veicular) responderá pelos 70% restante da zona de competitividade (17% do potencial teórico).

11 BIBLIOGRAFIA

11.1 DERIVADOS DE PETRÓLEO

ALMEIDA, E. F.; BOMTEMPO, J.; BICALHO, R. Viabilidade das plantas GTL: uma análise de sensibilidade das variáveis determinantes. **Revista CIER**, Montevideo, ano XV, n. 48, p. 53-59, mar. 2006.

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural: 2015**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 03 ago. 2015.

_____. Autorização ANP nº 506, de 03 de dezembro de 2014. Autoriza a operação de unidades da Refinaria Abreu e Lima (RNEST). **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 04 dez. 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 mar. 2015.

_____. Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000. Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 ago. 2000. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 25 jul. 2014.

_____. Resolução ANP nº 38, de 9 de dezembro de 2009. Estabelece as especificações de gasolina comercial destinada aos veículos automotores homologados segundo os critérios fixados para a fase L-6 do PROCONVE. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 10 dez. 2009. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 25 jul. 2014.

_____. Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso não rodoviário. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 21 dez. 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 25 jul. 2014.

_____. 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. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 25 jul. 2014.

_____. Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010. Estabelece as especificações dos combustíveis aquaviários comercializados pelos diversos agentes econômicos em todo o território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 dez. 2010. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 25 jul. 2014.

BRASIL. **11º Balanço do PAC2**. Brasília: Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 2014. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/pub/up/relatorio/39402f62fbbfea9c5c6325040fdf6954.pdf>>. Acesso em: 08 abr. 2015.

DELGAUDIO, C. V. P.; PINOTTI, R. Hydroprocessing and Premium II Refinery: a new refining philosophy for an era of clean fuels. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE,

16., 2012, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo/IBP, 2012.

EIA - U. S. Energy Information Administration. **CO₂ emissions from fuel combustion highlights**. Washigton, DC: EIA Statistics, 2012 Edition. 137 p. Disponível em: <www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2014.

_____. **Petroleum and Other Liquids: U.S. Net Imports by Country**. Washigton, DC., 2015. Disponível em: <www.eia.gov>. Acesso em: 06 ago. 2015.

EPA - U. S. Environmental Protection Agency. **GHGRP 2012 Overview of reported data**. Washigton, DC: EPA - 2010-2011-2012 GHGRP Industry Profiles, 2012. 13 p. Disponível em:

<http://www.epa.gov/climate/ghgreporting/documents/pdf/2014/documents/2012_GHGRP_Sector_Report_Overview.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2014.

HYDROCARBON PROCESSING. **2011 Refining processes handbook**. Houston: Hydrocarbon Processing - Process Handbooks, 2011. Disponível em: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/handbooks/2011_Refining_Processes_Handbook.pdf>. Acesso em: 11 ago.2014.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Instrução Normativa nº16, de 26 de agosto de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 ago. 2013. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Instrucao_normativa/2013/in_ibama_16_2013_regulamenta_procedimentos_shiptoship.pdf>. Acesso em: 18 set. 2015.

IEA - International Energy Agency. **World Energy Outlook 2014**. Paris, 2014. Disponível: < <http://www.iea.org>>. Acesso em: 06 ago. 2015.

IMO - International Maritime Organization. **International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)**. Disponível em: <[http://www.imo.org/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-\(MARPOL\).aspx](http://www.imo.org/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

LORA, E. E. S., VENTURINI, O. J. **Termoquímica para biocombustíveis**. Itajubá : Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída - NEST, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2010.

HYDROCARBON PROCESSING. **2011 Refining processes handbook**. Houston: Hydrocarbon Processing - Process Handbooks, 2011. Disponível em: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/handbooks/2011_Refining_Processes_Handbook.pdf>. Acesso em: 11 ago.2014.

OIL & GAS JOURNAL. **Worldwide Construction**. Houston: OGJ Survey Downloads, 2015. Disponível em: < <http://www.ogj.com/ogj-survey-downloads.html>>. Acesso em: 13 ago. 2015.

OPEC - Organization of the Petroleum Exporting Countries. **2014 World Oil Outlook**. Viena, 2015. Disponível em: <www.opec.org>. Acesso em: 06 ago. 2015.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. (Rio de Janeiro, RJ). Glória Maria Gomes Soares, Natalie Jorge Gonçalves, Aline Voigt Nadolni, Francisco Carlos da Costa, Sérgio Cunha de Lucena e Sergio Cunha da Costa. **Processo de modificação de uma carga em uma unidade de coqueamento retardado**. BR nº PI 0603016-5 A, 28 jul.2006, 18 mar.2008. Revista da Propriedade Industrial, nº 1941, p.44, 18 mar.2008.

_____. Divulgação de informações não revisadas. 3º trimestre de 2014. Rio de Janeiro, 29 jan. 2015c. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros#topo.htm>>. Acesso em: 23 fev. 2015.

_____. Fatos e Dados: Comperj e RNEST. Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2015b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/comperj-e-rnest-resposta-ao-globo.htm>>. Acesso em: 03 ago. 2015.

_____. Fatos e Dados: Esclarecimentos sobre a Refinaria Abreu e Lima. Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2015d. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/esclarecimento-sobre-a-refinaria-abreu-e-lima.htm>>. Acesso em: 03 ago. 2015.

_____. Fatos e Dados: Primeiro trem da Refinaria Abreu e Lima já tem 87,5% de avanço físico. Rio de Janeiro: Petrobras - Blog Fatos e Dados, 2014b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/primeiro-trem-da-refinaria-abreu-e-lima-ja-tem-87-5-de-avanco-fisico.htm>>. Acesso em: 06 ago. 2015.

_____. Plano estratégico 2030 e plano de negócios e gestão 2014-2018. Rio de Janeiro, 2014a. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/webcast-resultados-2013-plano-estrategico-2030-e-png-2014-2018.htm>>. Acesso em: 31 jul. 2014.

_____. Plano de Negócios e Gestão 2015 - 2019. Rio de Janeiro, 2015a. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>>. Acesso em: 23 jul. 2015.

PIRA ENERGY GROUP. **Bottom of the barrel: an updated outlook for residual fuel oil 2012**. Nova York: PIRA - Residual fuel oil demand, supply, trade, and price: a multi-client study, 2012. Disponível em: <<http://www.pira.com/services/multi-client-studies/residual-fuel-oil-outlook>>. Acesso em: 06 ago. 2014.

PRADA JUNIOR, A. F. **Combustíveis marítimos: panorama atual e perspectivas no Brasil e no mundo**. Apresentação realizada pela Petrobras no 10º FÓRUM DE DEBATES SOBRE QUALIDADE E USO DE COMBUSTÍVEIS. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo/IBP, 03 abr. 2014.

RAMOS, A. L. D.; MARQUES, J. J.; SANTOS, V.; FREITAS, L. S.; SANTOS, R.G.V.M.; SOUZA, M. M. V. M. Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas

para o Brasil. *Química Nova*, São Paulo: Sociedade Brasileira de Química, v.34, n.10, 2011.

SOARES, G. M. G.; GONÇALVES, N. J.; NADOLNI, A.V.; BARROS, F.C.C.; LUCENA, S. C.; COSTA, S. N. Desenvolvimento da tecnologia de processamento de resíduo atmosférico em unidade de coqueamento retardado. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 14., 2008, Rio de Janeiro. *Proceedings...* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás/IBP, 2008.

STOCKLE, M.; KNIGHT, T. Impact of low-sulphur bunkers on refineries. *Catalysis ptq*. Hopesay: Crambeth Allen Publishing Ltd, 2009.

ULLER, A. (Coord.). **Capacidade inovativa no segmento refino: nota técnica 07**. Rio de Janeiro: Projeto CTPETRO/Tendências Tecnológicas - Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE) /Instituto Nacional de Tecnologia (INT), 2003, 92 p. Disponível em: <www.cgee.org.br/atividades/redirKori/470>. Acesso em: 06 ago. 2014.

11.2 ETANOL, BIODIESEL E BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Sistema de informações de movimentação de produtos - SIMP**, 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/SIMP>. Acesso em: 20 abr. 2018.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 21 nov. 2018.

ASTM - American Standard Testing Materials. **Standard Specification for Jet B Wide-Cut Aviation Turbine Fuel**. ASTM D6615 - 15a, 2015.

_____. **Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons**. ASTM D7566 - 18, 2018.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Bioetanol de Cana-de-Açúcar**. Energia para o Desenvolvimento Sustentável. Disponível em: www.bioetanoldecana.org. Acesso em: 27 nov. 2008.

_____. **Comunicação Pessoal**, 2018.

BRASIL. Projeto de Lei da Câmara nº 9.321, de 2017. Estabelece o Programa Nacional do Bioquerosene para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção de energia à base de biomassas, visando à sustentabilidade da aviação brasileira. **Câmara dos Deputados**. Disponível em: http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra;jsessionid=2AD880DD4EA9C52051357EEACD4D884E.proposicoesWebExterno2?codteor=1639773&filename=Avulso+-PL+9321/2017 Acesso em: 21 mai. 2018.

_____. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 de janeiro. 2005. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 14 mai. 2018.

_____. 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. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 14 mai. 2018.

_____. Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. Dispõe sobre a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado com o consumidor final. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 25 setembro. 2014. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 14 mai. 2018.

BIOREFINERIES BLOG. **Hydrotreated Vegetable Oils (HVO) Biorefineries - The rise of renewable diesel**, 2017. Disponível em: <<https://biorrefineria.blogspot.com.br/2015/09/hydrotreated-vegetable-oils-hvo.biorefineries.html>> . Acesso em: 14 ago. 2018.

BRASKEM. **Biopolímero polietileno verde - inovação transformando plástico em sustentabilidade**. Disponível em: < www.braskem.com.br >. Acesso em: 31 out. 2013.

CAMEX - Resolução CAMEX nº72, de 31 de agosto de 2017. Altera a Lista Brasileira de Exceções à Tarifa Externa Comum do Mercosul referente aos produtos “Com um teor de água igual ou inferior a 1% vol (Álcool Etílico)”. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 01 set. 2017. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 13 abr. 2018

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 23, de 09 de novembro de 2017. Estabelece a adição obrigatória de diesel, em volume, de dez por cento de biodiesel vendido ao consumidor final. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 dez. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2017>. Acesso em: 04 abr. 2018.

_____. Resolução CNPE nº 16, de 29 de novembro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 nov. 2018. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf . Acesso em: 12 nov. 2018.

CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento. Comunicação Pessoal, 2018a.

_____. Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Brasília: CONAB, 2018b. Disponível em: www.conab.gov.br. Acesso em: 07 mai. 2018.

CONSECANA/SP - Conselho de Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Etanol do Estado de São Paulo. **Circulares CONSECANA, 2018**. Disponível em: < www.orplana.com.br/circular.html >. Acesso em: 07 mai. 2018.

CTC - Centro de Tecnologia Canavieira. **Biotecnologia**. Melhoramento Genético, 2016a. Disponível em: < <http://www.ctcanavieira.com.br/biotecnologia.html> >. Acesso em: 13 abr. 2016.

CTC - Centro de Tecnologia Canavieira. **Comunicação Pessoal**, 2016b.

CTC - Centro de Tecnologia Canavieira. **Comunicação Pessoal**, 2017.

CTC - Centro de Tecnologia Canavieira. **Comunicação Pessoal**, 2018.

EIA - Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook**, 2018a. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_EP00_EEX_mbbbl_m.htm. Acesso em: 06 nov. 2018.

_____. **Monthly Energy Review**. Total Energy 2018b. Disponível em: <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.php>. Acesso em: 06 nov. 2018.

_____. **Petroleum & Other Liquids**. Exports by Destination, 2018c. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_EP00_EEX_mbbbl_m.htm. Acesso em: 06 nov. 2018.

EPA - U. S. Environmental Protection Agency. **Proposed Volume Standards for 2019, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2020**. Renewable Fuel Standards Program, 2018. Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/proposed-volume-standards-2019-and-biomass-based-diesel-volume-2020>. Acesso em: 02 nov. 2018.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Oferta de Biocombustíveis. Rio de Janeiro. EPE, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024>. Acesso em: 25 abr. 2018.

_____. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 30 jun. 2018.

_____. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 30 jun. 2018.

_____. **Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto: 2018-2030**. Rio de Janeiro. EPE, 2018b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 30 jun. 2018.

EUA. **Energy Independence and Security Act of 2007**. Washington, DC, 19 dez. 2007. Disponível em: <https://www.congress.gov/110/plaws/publ140/PLAW-110publ140.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2008.

EURACTIV. **Lawmakers agree to limit food-based biofuels, 2015**. Disponível em: < <http://www.euractiv.com/section/sustainable-dev/news/lawmakers-agree-to-limit-food-based-biofuels/> >. Acesso em: 20 dez. 2015.

FAO - Food and Agriculture Organization. **World agriculture towards 2030-2050**. OECD/FAO, 2006. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/009/a0607e/a0607e00.HTM>. Acesso em: 20 abr. 2018.

_____. **World agriculture towards 2030-2050: the 2012 revision**. OECD/FAO, 2012. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/016/ap106e/ap106e.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2018.

_____. **Agricultural outlook 2016 - 2025**. Roma, 2016. OECD/FAO, 2016. Disponível em: www.fao.org/3/a-i5778e.pdf. Acesso em 20 abr. 2018.

GRANBIO. **Biocombustíveis**, 2017. Disponível em: www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis/. Acesso em: 03 mar 2017.

IAC - Instituto Agrônomo de Campinas. **Características agronômicas das variedades IAC**. Disponível em: <http://www.associcana.com.br/conteudo.php?id=6>. Acesso em: nov. 2012.

ICAO - International Civil Organization. **Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)**, 2018. Disponível em <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/market-based-measures.aspx>. Acesso em: 04 mai. 2018.

IMEA - Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária. **Clusters de etanol de milho em Mato Grosso**. Cuiabá: IMEA, 2017.

INVESTESP - Agência Paulista de Promoção de Investimentos e Competitividade. **Coca-Cola e Investe SP anunciam a construção da maior fábrica mundial de produção de BioMEG, 2012**. Disponível em: < <http://www.investe.sp.gov.br/noticia/coca-cola-e-investe-sp-anunciam-a-construcao-da-maior-fabrica-mundial-de-producao-de-biomeg/> >. Acesso em: 27 set. 2012.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014. **Greenhouse Gas Emissions by Economic Sectors. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>. Acesso em: 21 mai. 2018.

ISO - International Sugar Organization. **Sugar Year Book 2017**. International Sugar Organization, Londres, 2017.

_____. **Sugar Year Book 2018**. International Sugar Organization, Londres, 2018.

LOGUM LOGÍSTICA S.A. **Comunicação Pessoal**, 2018.

MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Comunicação pessoal**, 2016.

_____. **Sustentabilidade/Agroenergia**, 2018. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br>. Acesso em: 04 abr. 2018

MDIC, 2018. COMEXSTAT - Estatísticas de Comércio Exterior. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 06 nov. 2018.

MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; XAVIER, C. E. O.; KULAY, L.; DONKE, C. G.; MATSUURA, M. I. S. F.; RAMOS, N. P.; MORANDI, M. A. B.; BONOMI, A.; CAPITANI, D. H. D.; CHAGAS, M. F.; CAVALETT, Otávio; GOUVEIA, V. L. R.. **A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política**. Revista BNDES, v. 41, p. 147-208, 2014. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496> . Acesso em: 05 mar. 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 80, de 02 de março de 2017, 2017. Estabelece o cronograma para realização de testes e ensaios em motores e veículos necessários à validação da utilização de misturas com adição de biodiesel. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03 mar. 2017. Disponível em: www.mme.gov.br. Acesso em: 20 abr. 2018.

PPI - Programa de Parcerias de Investimentos. **FCA: Ferrovia Centro Atlântica S.A.**, 2018a. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

_____. **Concessão da Ferrovia Norte-Sul**, 2018b. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

_____. **Rumo Malha Paulista S.A.**, 2018c. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

RAIZEN. **Energia do Futuro. Tecnologia em Energia Renovável**. Etanol de 2ª Geração. 2018. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/energia-do-futuro-tecnologia-em-energia-renovavel/etanol-de-segunda-geracao>. Acesso em: 04 mai. 2018.

RIDESA - Rede Interuniversitária para o Desenvolvimento do Setor Sucroenergético. **Censo Varietal 2012**. Disponível em: <https://ridesa.agro.ufg.br/n/44741-confira-o-censo-varietal-brasil-2012>. Acesso em: janeiro de 2013.

RFA - Renewable Fuels Association, 2018. RFA Analysis: Automakers Explicitly Approve E15 for More than 93% of New 2019 Vehicles. Disponível em: <https://ethanolrfa.org/2018/10/rfa-analysis-automakers-explicitly-approve-e15-for-more-than-93-of-new-2019-vehicles/>. Acesso em: 04 dez. 2018.

SILVEIRA, E.. **Útil sem poluir**. Revista Pesquisa FAPESP/Biotecnologia, 2012. Disponível em: < <http://revistapesquisa.fapesp.br/2012/08/22/%C3%9Atil-sem-poluir/>.>. Acesso em: 31 out. 2013.

UE - União Europeia. **EP seals climate change package**. Parlamento Europeu, 17 dez 2008. Disponível em: < <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//EN> >. Acesso em: 04 jul. 2010.

_____. **Diretiva 2009/28/CE** do Parlamento Europeu e do Conselho. **Jornal Oficial da União Europeia**, 24 mar. 2009. Disponível em: < <http://eur->

lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF >. Acesso em: 04 jul. 2010.

UNICA - União da Indústria de Cana-de-Açúcar. **Uso do etanol na indústria química amplia perspectivas para setor sucroenergético nacional.** Notícias, 2012 .Disponível em: < www.unica.com.br >. Acesso em: 22 out. 2012.

UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar. **Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14.** UNICA, 17 de dezembro de 2013a. Disponível em: <http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=6288236>. Acesso em: 04 mai. 2018.

_____. **Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14.** UNICA, 29 de abril de 2013b. Disponível em: <http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=12655382>. Acesso em: 30 abr.2014.

_____. **Comunicação Pessoal**, 2014.

_____. **Unicadata.** Produção: histórico de produção e moagem por produto (açúcar e etanol total). Disponível em: <http://www.unica.com.br/>. Acesso em: 03 dez. 2018.

VALOR ECONÔMICO. **GranBio e Rhodia querem instalar no Brasil 1ª fábrica de bio n-butanol.** Disponível em: < <http://www.valor.com.br/empresas/3230144/granbio-e-rhodia-querem-instalar-no-brasil-1> >. Acesso em: 12 ago. 2013.

WHO - World Health Organization. **Guideline: sugars intake for adults and children.** Geneva: WHO, 2015. Disponível em: http://www.who.int/nutrition/publications/guidelines/sugars_intake/en/. Acesso em: 23 fev. 2017.

11.3 BIOMASSA FLORESTAL

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015.** 2016.