



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Petróleo, Gás Natural
e Biocombustíveis

Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis



Fotos da capa: Secretaria de Portos e iStock/Banco de Imagens Petrobras

Coordenação:

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Deivson Matos Timbó
Leonardo Marques Caldas
Marisa Maia de Barros
Marlon Arraes Jardim Leal

Participantes:



Diego Geaquinto Leão Adriano
Gabriele Bezerra Cruz
Ivan Abdalla Sá Fortes Clavery
Patrícia Huguenin Baran
Thiers de Cruz e Alves



Ângela Oliveira da Costa
Rafael Barros Araujo
Rafael Moro da Mata
Regina Freitas Fernandes
Victor Hugo Trocate da Silva

APRESENTAÇÃO

Em 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu a elaboração dos estudos acerca de “Reserva Estratégica” e “Estoques de Operação”, referentes ao exercício deste ano, compreendidos no Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC), conforme estabelece a Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e o Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991.

O SINEC tem por finalidade assegurar a normalidade do abastecimento nacional de petróleo e seus combustíveis derivados, de etanol destinado a fins carburantes e de outros combustíveis líquidos carburantes.

A finalidade deste documento é subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal (art. 2º, inciso V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997) de assegurar o adequado funcionamento do SINEC, e o Poder Executivo em sua tarefa de encaminhar ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, integrando o projeto de lei de diretrizes orçamentárias.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ii
LISTA DE GRÁFICOS	ii
LISTA DE QUADROS	ii
LISTA DE TABELAS	ii
Introdução	1
2 Base legal, definições e estudos precedentes	2
2.1 Base legal atual	2
2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação	3
2.3 Definição de reserva estratégica e estoques de operação	4
2.4 Matriz Energética.....	4
2.4.1 A importância do petróleo	5
2.5 Segurança Energética.....	6
2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada.....	6
2.5.2 Proteção da Cadeia de Abastecimento	9
3 Reservas estratégicas.....	11
3.1 Petróleo	11
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo	11
3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo	16
3.1.3 Cenário brasileiro	22
3.2 Etanol carburante	27
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol	27
3.2.2 Cenário brasileiro	35
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	37
4.1 Petróleo	37
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo	37
4.2 Etanol.....	40
4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol...	41
5 Estoques de Operação	44
5.1 Os estoques mínimos obrigatórios.....	44
5.2 Avaliação do Abastecimento em 2018	46
5.3 Outras Ações da ANP	46
6 Conclusões e providências	47
GLOSSÁRIO.....	48
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo de gestão de riscos	8
Figura 2 - Fluxo de petróleo nos pontos de estrangulamento marítimos (em Mbd)	9
Figura 3 - Composição da IEA	17
Figura 4 - Sistema de resposta a emergências da IEA.....	18
Figura 5 - SPR chinesa em suas 3 fases.....	20
Figura 6 - Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil	35
Figura 7 - Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino	38

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Participação na OIE por energético	5
Gráfico 2 - Dependência externa total de energia	6
Gráfico 3 - Dependência externa de petróleo e derivados.....	6
Gráfico 4 - Frequência de eventos vs. tempo de interrupção	12
Gráfico 5 - Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento.....	13
Gráfico 6 - Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial	13
Gráfico 7 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos.....	15
Gráfico 8 - Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2018.....	23
Gráfico 9 - Previsão da produção brasileira de petróleo 2020-2029	24
Gráfico 10 - Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2019-2029.....	25
Gráfico 11 - Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2020-2029	26
Gráfico 12 - Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2020-2029.....	26
Gráfico 13 - Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial	42

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Mandatos nacionais e locais para etanol (EX)e biodiesel (BX) vigentes	33
Quadro 2 - Matriz de probabilidade e impacto.....	38
Quadro 3 - Resultado da Análise Qualitativa de Riscos.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956.....	12
Tabela 2 - Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001	14
Tabela 3 - Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002	15
Tabela 4 - Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo.....	21
Tabela 5 - Fixação do percentual de mistura vigente entre o lançamento do Proálcool e a adoção de percentual de 20% no território nacional.....	28
Tabela 6 - Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbd)	37
Tabela 7 - Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m ³)	44
Tabela 8 - Estoque de óleo diesel A, S500 e S10, nos distribuidores (mil m ³)	45
Tabela 9 - Estoque de QAV nos distribuidores (mil m ³).....	45
Tabela 10 - Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)	45

Introdução

O Decreto nº 9.759, de 11 de abril de 2019, extinguiu o grupo de trabalho criado pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014. Nesse contexto, reconhecendo a robustez e a maturidades dos relatórios elaborados nos últimos 5 anos, a Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, com apoio da equipe técnica da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), promoveu a elaboração do presente documento, com base na última edição entregue ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e apreciado em sua 37ª reunião ordinária, realizada em dezembro de 2018.

O presente relatório está organizado em 6 capítulos, que incluem fundamentações, análises, conclusões e recomendações, para subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC.

O capítulo 2 apresenta a base legal referente ao assunto, definições de reserva estratégica e estoques de operação e a importância do petróleo na matriz energética nacional. Também são relacionados aspectos da segurança energética, suas componentes e os fatores de risco a serem considerados.

O capítulo 3 trata de reserva estratégica de petróleo e etanol carburante, dos principais eventos críticos externos e internos que levaram ou podem levar à restrição e/ou interrupção de suprimento desses produtos, além do panorama brasileiro de sua produção, estoques e dependência externa. Apresenta-se uma avaliação estatística, considerando os eventos críticos internos e externos ocorridos e suas magnitudes, sob a ótica de máxima deficiência ou perda de produção, com intervalos de confiança de 95% de probabilidade de ocorrência.

O capítulo 4 traz a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante, por meio de uma abordagem qualitativa de riscos. A Análise Qualitativa dos Riscos (AQR) aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade ou restrição no suprimento generalizada com duração superior a 30 dias nos fluxos de suprimento de petróleo – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira. Também é apontado baixo risco de descontinuidade na cadeia de suprimento.

O capítulo 5 contempla os estoques de operação, regulamentados pela ANP com atos normativos que estabelecem estoques mínimos operacionais para gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina, óleo diesel e querosene de aviação (QAV). Quanto ao etanol, a leitura é de que os estoques existentes são suficientes para sua adequada operação.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações decorrentes deste estudo.

2 Base legal, definições e estudos precedentes

Este capítulo apresenta a base legal atual, registrando as definições conceituais de reservas estratégicas e estoques de operação. Além disso, aborda-se a importância do petróleo na matriz energética nacional e aspectos relacionados à segurança energética.

2.1 Base legal atual

A Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, “*define os crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis*”. Em seu artigo 4º, a referida Lei institui o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC) e define as seguintes atribuições ao Poder Executivo:

(...)

Art. 4º Fica instituído o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.

§ 1º O Poder Executivo encaminhará ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, do qual constarão as fontes de recursos financeiros necessários a sua manutenção.

§ 2º O Poder Executivo estabelecerá, no prazo de sessenta dias as normas que regulamentarão o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

(...)

Por sua vez, o Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991, “*dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e dá outras providências*”. O referido Decreto regulamentou a Lei nº 8.176/1991, na medida em que definiu, em seu artigo 2º, o que compreende o SINEC:

(...)

Art. 2º O SINEC compreenderá:

I - a "Reserva Estratégica", destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos;

II - os Estoques de Operação, destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.

§ 1º Os produtos destinados à Reserva Estratégica serão adquiridos e mantidos pela União e utilizados mediante prévia autorização do Presidente da República, por proposta do Ministro da Infra-Estrutura.

§ 2º A Reserva Estratégica será regulada em ato do Ministro da Infra-Estrutura e os "Estoques de Operação", em ato do Diretor do Departamento Nacional de Combustíveis.

Art. 3º O Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, a ser encaminhado anualmente ao Congresso Nacional, integrará o projeto de lei de diretrizes orçamentárias e compreenderá as metas e prioridades do SINEC, incluindo os recursos financeiros para a manutenção da "Reserva Estratégica".

(...)

Dessa forma, por força de Lei, torna-se necessário que, anualmente, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis seja encaminhado ao Congresso Nacional, contendo:

- a) Metas do SINEC;
- b) Prioridades do SINEC;
- c) Recursos financeiros para a manutenção da Reserva Estratégica.

O projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) deve ser encaminhado pelo Presidente da República, nos termos da Constituição Federal, em até 15 de abril ou oito meses e meio antes do encerramento do exercício financeiro. Posto que a LDO estabelece, a partir dos programas do Plano Plurianual (PPA), as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual (LOA), o Congresso, por sua vez, deve enviar para sanção o Projeto de LDO aprovado até o encerramento do primeiro período da sessão legislativa (ADCT, art. 35, § 2º, inciso II).

Em complementação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, o art. 2º, inciso V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, define como competência do CNPE assegurar o adequado funcionamento do SINEC e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis. Dessa forma, cabe ao Poder Executivo a responsabilidade pelo encaminhamento anual do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis ao Congresso Nacional.

Em 2002, o Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis do CNPE elaborou estudo no qual recomendava que o Brasil não constituísse estoques estratégicos para petróleo, GLP, gasolina A, óleo diesel A, QAV e óleo combustível. Desde então, a atuação do MME passou a ser a de propor políticas para garantir quantidade e qualidade de combustíveis e derivados adequadas, sem a necessidade de se constituir reservas estratégicas, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil (CNPE, 2001). Os estoques de operação são regulamentados por resoluções da ANP.

2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação

O relatório do GT-SINEC de 2013 (MME, 2013) consignou a necessidade de atualização ou complementação da regulamentação da Lei nº 8.176/1991.

Isso porque, desde a publicação da mencionada Lei e do Decreto nº 238, de 1991 até a presente data, muitas mudanças ocorreram no mercado de combustíveis. Cita-se, não exaustivamente, o advento da tecnologia *flex fuel* que reduziu o risco de desabastecimento da frota de veículos leves, bem como terminologias que ficaram desatualizadas, como, por exemplo, “álcool para fins carburantes”, que atualmente recebe a denominação de “etanol combustível”.

Além disso, outras leis importantes foram editadas e alteraram os procedimentos de atuação do Governo em relação às compras, alienações, serviços e obras (Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, e Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000).

O Processo nº 48000.001986/2014-75 materializa proposta de atualização da legislação. Por meio da Nota nº 273/2014/CONJUR-MME/CGU/AGU, a Advocacia Geral da União pronunciou-se de forma favorável à atualização da legislação e não apresentou óbices jurídicos à proposta de alteração legislativa e à edição de novo decreto.

2.3 Definição de reserva estratégica e estoques de operação

Em regra, a formação de reservas estratégicas visa mitigar os efeitos de eventuais restrições ou interrupções no suprimento de petróleo, dado que suas consequências impactam diretamente a segurança de cada país, com restrições ao consumo e podendo afetar a economia como um todo.

A segurança no suprimento de petróleo é a missão central da *International Energy Agency* (IEA). Na visão da IEA, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) ou interna (volatilidade da produção nacional, concentração da produção, relevância da produção *offshore*, infraestrutura de armazenagem e movimentação, disponibilidade de energia, entre outros).

Assim, a imposição de estoques pela IEA, em conjunto com medidas de contenção da demanda, objetiva resguardar a segurança energética de seus países-membros no caso de ameaça de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo.

A disponibilidade de estoques emergenciais de petróleo, no caso de restrições ou interrupções no suprimento, foi tratada como elemento essencial para a segurança dos estados-membros da União Europeia (UE). Por meio da *Council Directive 2009/119/EC*ⁱ, a UE impôs aos estados-membros a obrigação de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados, como medida de prevenção contra restrições ou interrupções no suprimento global, que impactariam de forma negativa em sua economia, principalmente em relação aos segmentos de transporte e industrial químico.

Outros países, como China e Índia, seguem constituindo reservas estratégicas de petróleo como prevenção a potenciais choques em sua economia causados por restrição ou interrupção no suprimento do produto.

No Brasil, a denominada reserva estratégica tem a característica de um ativo constituído por prazo indeterminado, indisponível para qualquer utilização que não seja a prevenção quanto à restrição ou interrupção (repentina, relevante e duradoura) no suprimento de petróleo ou etanol. Deve ser adquirida e mantida por recursos financeiros da União e só pode ser utilizada com autorização da Presidência da República.

Por sua vez, os estoques de operação têm como objetivo a garantia da continuidade da atividade econômica nos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis no território nacional. Devido a essa característica, os estoques de operação são custeados com recursos dos agentes econômicos.

2.4 Matriz Energética

As escolhas e realizações da política energética do Brasil estão à altura dos desafios energéticos mais urgentes do mundo. Um esforço concentrado fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: 99,7% da população possui acesso à eletricidade (IBGE, 2019).

A determinação para o desenvolvimento de alternativas aos combustíveis fósseis fez com que o Brasil explorasse o potencial hidroelétrico e a alternativa de base agrícola. As diretrizes para a redução da dependência externa de petróleo e derivados resultaram em escolhas que destacaram o Brasil como uma economia pouco intensiva em carbono.

A autossuficiência em recursos energéticos, embora mitigue os riscos externos, não garante confiabilidade no suprimento a custos acessíveis. Há limitações para o uso

ⁱ Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0119>.

dos recursos renováveis – incluindo sociais e ambientais. Políticas públicas de conservação da biodiversidade, uso do solo e gestão de recursos hídricos devem ser sobrepostas com as perspectivas do setor energético.

A produção de petróleo no Brasil é predominantemente *offshore*, com grande contribuição das bacias de Campos e Santos. O Pré-sal brasileiro é uma das reservas em águas ultraprofundas mais promissoras em nível mundial. Descoberta em 2006, a produção de petróleo na região superou, em 2018, 1,5 Mbpd, contribuindo decisivamente para o aumento da exportação dessa *commodity* e para os resultados positivos da balança comercial brasileira.

Apesar de não terem elevado sua participação na produção de energia primária, os biocombustíveis atenderam 23,2% da demanda no setor de transporte em 2018 (EPE, 2019b), com as tecnologias *flex fuel* representando 87,6% das vendas de novos veículos leves (ANFAVEA, 2019).

2.4.1 A importância do petróleo

A importância do petróleo na matriz energética nacional torna-se evidente quando se analisa a evolução da oferta interna de energia (OIE). O petróleo é a fonte primária de maior participação na matriz (34,5%), liderança ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2018. O Brasil, que registrava OIE de 66.946 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1970, alcançou 288.698 mil tep no ano de 2018, equivalente a um crescimento anual médio de 3,19%.

A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira, após o petróleo e derivados, é: derivados da cana-de-açúcar (17,4%), gás natural (12,4%), hidroeletricidade (12,6%), lenha e carvão vegetal (8,4%), carvão mineral e derivados (5,8%), outras renováveis (5,3%), nuclear (1,4%), eólica (1,4%) e outras não renováveis (0,6%).

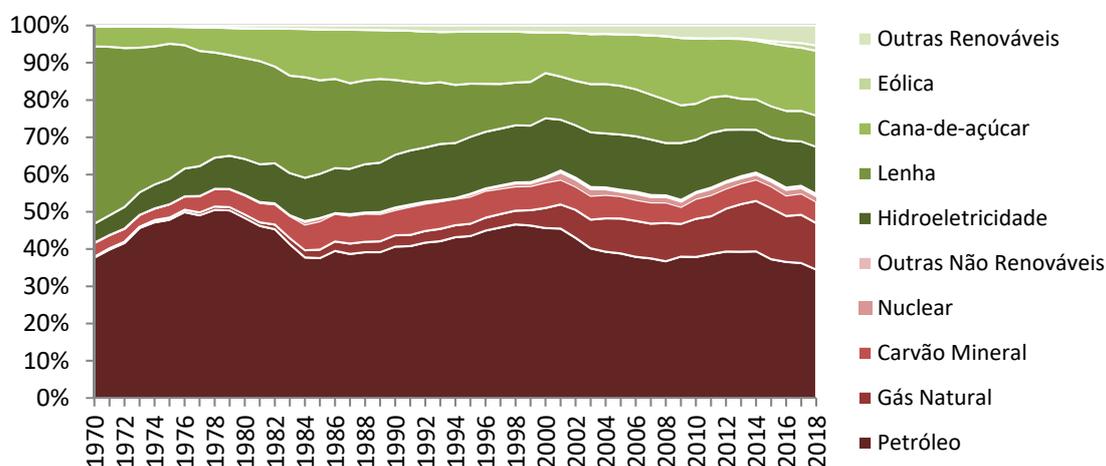


Gráfico 1 - Participação na OIE por energético
 Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2019a).

Por ser o energético de maior consumo, o petróleo influencia diretamente o comportamento da matriz energética nacional, bem como a dependência externa de energia. Os gráficos apresentados a seguir ratificam essa assertiva. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se importava 85% da carga processada nas refinarias. Não por acaso, nesse mesmo ano a dependência externa total alcançou seu maior valor nessa série histórica, quando a importação de energia superou 45% da demanda nacional.

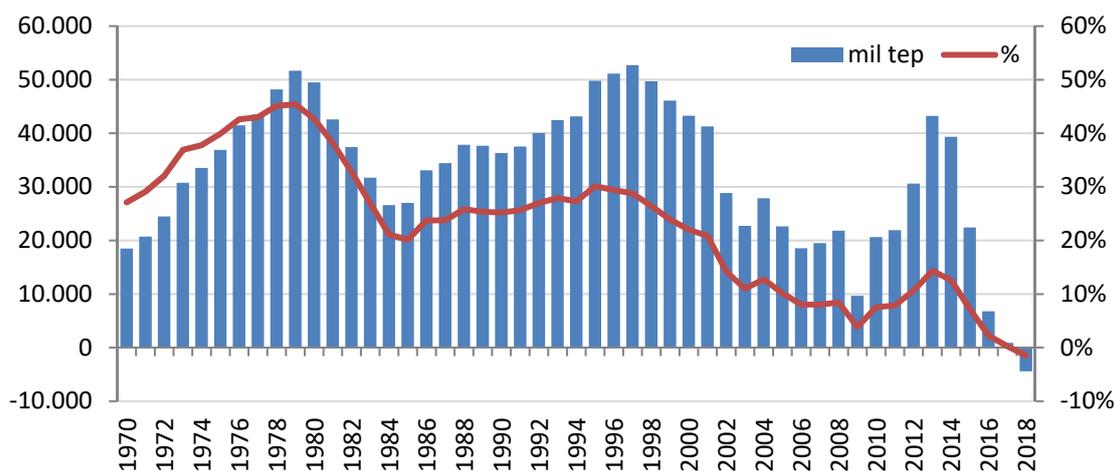


Gráfico 2 - Dependência externa total de energia

Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2019a).

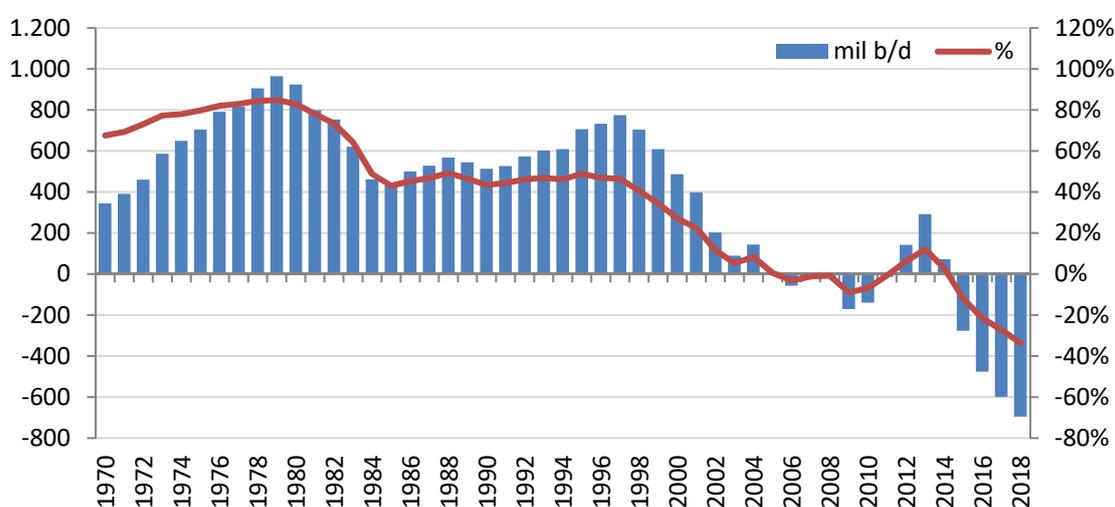


Gráfico 3 - Dependência externa de petróleo e derivados

Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2019a).

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que o petróleo possui para setores vitais à economia brasileira: 74% da energia consumida para realizar o transporte de cargas e pessoas tem origem nos derivados de petróleo; apenas o óleo diesel responde por 41% da energia consumida na agropecuária; e o GLP supre 26% da energia consumida nas residências (EPE, 2019b).

2.5 Segurança Energética

Este item aborda questões de segurança energética e das vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos (YERGIN, 2011). Apresenta-se os fundamentos da gestão de risco adotada, os quatro componentes usuais da segurança energética e considerações sobre a cadeia de abastecimento global.

2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada

Incertezas e riscos relacionam-se com o futuro, cuja previsão é passível de erros. O efeito cumulativo de respostas a riscos, que atendem a diversos objetivos, e o caráter multifuncional dos controles reduzem os riscos, mas não os eliminam.

Os controles do setor, feitos por meio de regulação, devem ser registrados por relatórios periódicos e de fácil acesso, pois são ferramentas essenciais à análise de risco.

Constituem um registro formal dos eventos a serem classificados na avaliação necessária para a tomada de decisão.

Os eventos a serem avaliados precisam ser sopesados em um contexto onde seja possível a avaliação não somente dos que provocam impactos negativos (riscos ou ameaças), mas dos que impactam positivamente (oportunidades). Os riscos e oportunidades podem ocorrer e alcançar, positivamente ou negativamente, tanto o domínio das reservas estratégicas quanto dos estoques operacionais.

As respostas possíveis aos riscos são: evitar, aceitar, reduzir ou compartilhar. Esse conjunto de informações tem que estar disponível à autoridade competente quando da decisão. Nesse momento, o controle (regulação) novamente assume papel fundamental, na medida da necessidade da implementação de políticas e procedimentos estabelecidos para assegurar que as respostas aos riscos sejam executadas com eficácia.

Outro aspecto fundamental a ser considerado é a forma e o prazo em que as informações são identificadas, colhidas e comunicadas. Informações tempestivas e acessíveis a todos os níveis hierárquicos são essenciais para a correta resposta ao risco. Dada essa necessidade, seu fluxo deve ser constante, em todos os sentidos e não eventual.

Atividades contínuas de monitoramento são necessárias para que se possa reagir tempestivamente e adequar procedimentos conforme as circunstâncias. Assim, quando verificada necessidade de flexibilização ou atualização de algum procedimento para fazer frente a uma contingência, tal ação terá por base os resultados de avaliações periódicas consolidadas.

A abordagem realizada na análise qualitativa de riscos (AQR) segue os preceitos da ABNT NBR ISO 31000:2009. Foram tabulados eventos críticos internos e externos relativos aos suprimentos de petróleo. Quanto aos derivados, o estudo se valeu dos trabalhos do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), que mapeou e estabeleceu planos de mitigação de riscos (ANP, 2015).

Conforme a referida norma, na terminologia de gestão de riscos, a palavra “probabilidade” é utilizada para referir-se à chance de algo acontecer, não importando se definida, medida ou determinada, objetiva ou subjetivamente, qualitativa ou quantitativamente, ou se descrita utilizando termos gerais ou matemáticos (tal como probabilidade ou frequência durante um determinado período de tempo).

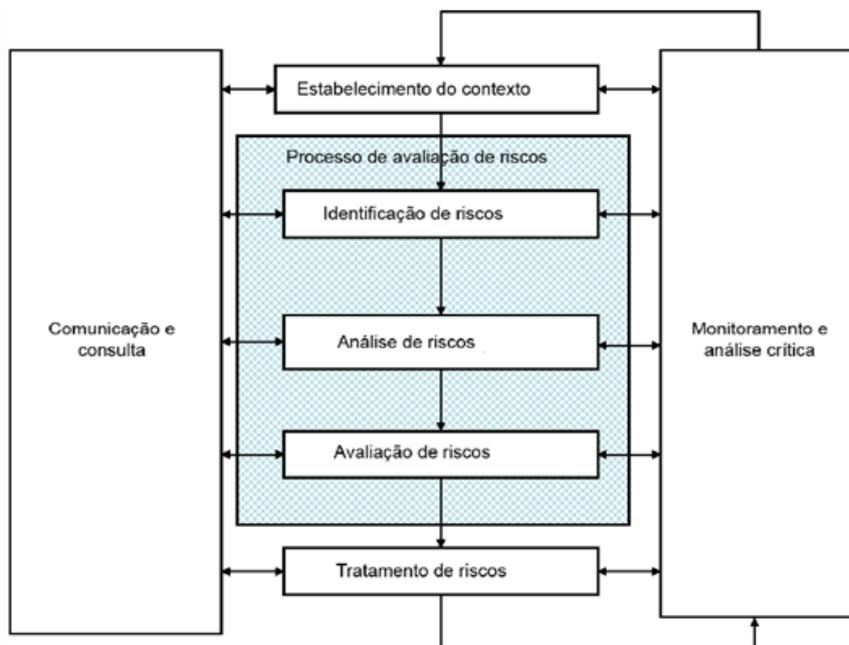


Figura 1 - Processo de gestão de riscos

A comunicação e a consulta, inerente ao processo de gestão de riscos, são partes integrantes dos trabalhos do SINEC. Isto porque, na medida em que o relatório subsidia decisões do CNPE, representantes da sociedade e integrantes desse Conselho têm em mãos o resultado de um trabalho interinstitucional e conclusivo, relativo ao panorama do abastecimento de petróleo, etanol e derivados.

O estabelecimento do contexto interno e externo é realizado com o registro histórico e a tabulação dos fatores de risco de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo, de etanol e de derivados. Na sequência, a identificação dos riscos. A definição dos critérios de risco e os níveis (magnitude ou combinação de suas consequências e probabilidades) são derivados de requisitos legais e regulatórios, como no caso dos derivados de petróleo, por exemplo, onde estão estabelecidos estoques mínimos de operação, visando garantir a continuidade de fluxos. Quanto ao petróleo, a avaliação considera a dependência externa à luz da relação entre a importação e a movimentação global de petróleo, somada aos históricos de eventos críticos internos e externos.

A identificação, análise e avaliação de riscos foram realizadas por meio de discussões realizadas nas reuniões. Por estarem identificados, *a priori*, em decorrência de estudos precedentes, a etapa de identificação consistiu na atualização e validação do rol de eventos críticos, fontes de riscos, seus impactos, ameaças e oportunidades que elencaram o estudo. A análise de riscos é qualitativa, associada a indicadores estatísticos provenientes da avaliação do histórico de eventos críticos que fundamentam as constatações do estudo.

O conteúdo permitiu uma avaliação de riscos, até o momento, pautada pela segmentação do problema em um binômio composto por um risco severo, mas de baixa probabilidade. Assim, anualmente esse binômio é reavaliado com os novos cenários de oferta e demanda para que se possa decidir pelo adequado tratamento de risco. No rol dos tratamentos enquadram-se: evitar o risco, remover a fonte de risco, reduzir a probabilidade de sua ocorrência, minimizar seus efeitos, compartilhar com outras partes interessadas ou simplesmente retê-lo, numa decisão consciente e bem embasada.

No tocante ao monitoramento, os trabalhos são focados em obtenção de informações para melhorar o processo de avaliação dos riscos, a constante análise dos

eventos por meio de relatórios e boletins mensalmente expedidos pelo MME, que permitem a detecção de mudanças no contexto interno e externo, bem como a identificação de riscos emergentes.

Usualmente, define-se segurança energética como disponibilidade suficiente de suprimentos a preços acessíveis. Entretanto, outros componentes devem ser considerados, como segurança física, acesso à energia, sistema de respostas a emergências e, por fim, um ambiente de negócios que propicie e encoraje investimentos em infraestrutura.

Países importadores de petróleo abordam a questão em termos de segurança do abastecimento. Por outro lado, países exportadores preocupam-se com a segurança da demanda para as suas exportações de petróleo e gás, das quais dependem para gerar crescimento econômico, grande parte das receitas do governo, e para manter a estabilidade social. Para os exportadores, é importante saber o que os mercados vão demandar, para que possam planejar seus orçamentos e justificar níveis futuros de investimento.

2.5.2 Proteção da Cadeia de Abastecimento

A segurança energética deve ser pensada não somente em termos de suprimento energético, mas também no que se refere à totalidade da cadeia de suprimento, desde o produtor até o consumidor final. A concepção dessas cadeias e da infraestrutura associada ocorreu décadas atrás, sem a ênfase na segurança que teriam caso fossem projetadas na atualidade. Assim, as vulnerabilidades contemplam desde ataques abertamente hostis a pequenos eventos que podem levar a um apagão generalizado.

A cada dia, o comércio internacional de energia torna-se cada vez mais global. Assegurar sua continuidade requer colaboração tanto de produtores quanto de consumidores. Pontos críticos de estrangulamento nas rotas marítimas criam vulnerabilidades para o transporte de petróleo, derivados e gás natural liquefeito (GNL), com potencial ocorrência de acidentes, ataques terroristas e conflitos militares. A Figura 2 mostra os pontos críticos mais relevantes e a evolução dos volumes movimentados.

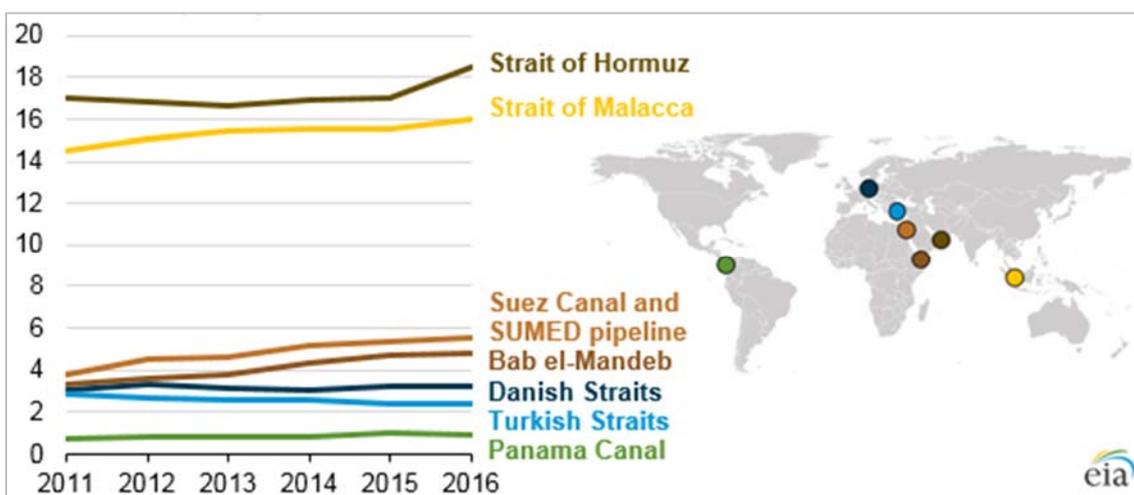


Figura 2 - Fluxo de petróleo nos pontos de estrangulamento marítimos (em Mbpd)
Fonte: EIA (2017).

A título de exemplo, cita-se o Estreito de Hormuz, que separa o Golfo Pérsico do Oceano Índico. O Estreito de Hormuz é o ponto de estrangulamento de petróleo mais importante do mundo, pois seu fluxo diário de petróleo representa mais de 30% de todo o petróleo bruto e outros líquidos comercializados por via marítima.

Estima-se que cerca de 80% do petróleo que passou por esse gargalo tem como destino os mercados asiáticos, com destaque para China, Japão, Índia, Coréia do Sul e Cingapura. O Qatar exportou cerca de 105 bilhões de m³ de GNL através do Estreito de Hormuz em 2016, representando mais de 30% de seu comércio global.

Em seu ponto mais estreito, o Estreito de Hormuz tem pouco mais de 30 km de largura, mas a faixa de navegação em qualquer direção é de apenas 2 km, separados por uma zona de amortecimento de menos de 4 km. O Estreito de Hormuz é profundo e largo o suficiente para lidar com os maiores petroleiros do mundo, com cerca de dois terços das remessas de petróleo transportadas por navios petroleiros.

3 Reservas estratégicas

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar um conjunto de informações acerca da formação de reservas estratégicas de petróleo e de etanol carburante, tendo como base a definição legal de “reserva estratégica” no País. Com efeito, o Decreto nº 238/1991 estabelece que a reserva estratégica se destina a assegurar o suprimento de petróleo e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

3.1 Petróleo

Existe uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa 32% do consumo energético primário mundial (IEA, 2019a).

Com o intuito de embasar o desenvolvimento deste relatório, apresenta-se breve histórico de eventos que implicaram choques de oferta de petróleo e seus derivados, em nível mundial e nacional, bem como o tratamento dado a este tema por diversos países.

3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo

Com o objetivo de identificar os eventos cuja criticidade seja capaz de causar deficiência na oferta de petróleo, procedeu-se sua divisão em dois grupos: de natureza externa e interna. Entre os eventos de natureza externa estão, por exemplo, eventos climáticos, guerras, embargos ocorridos fora do país. Entre os de natureza interna, é possível citar greves de petroleiros, conflitos internos, falhas na malha logística de suprimento de petróleo ou combustíveis.

3.1.1.1 Eventos críticos externos

Com base nessas considerações, foi realizada uma busca de eventos ocorridos no mundo (eventos externos), de modo a se verificar sua criticidade com relação ao Brasil. A partir dos dados já tabulados no “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”, elaborado por ANP e PUC-Rio em 2002, foi possível obter alguns dados indisponíveis à época e complementar a lista de eventos. Na Tabela 1, pode-se visualizar com mais detalhe cada evento, considerando apenas os que resultaram em deficiência média na oferta de petróleo superior a 1,0 Mbpd, apresentando duração do evento, deficiência média, produção mundial à época e relação deficiência/produção.

O aumento da produção de petróleo pelo EUA, de aproximadamente 1,6 Mbpd, somados com o aumento da Noruega e principalmente da produção brasileira, cerca de 220 Kbpd superior em comparação ao ano de 2018, levou a OPEC a estender o acordo de cooperação, na qual promove uma restrição à produção do conjunto OPEC+, que conta com aliados como a Rússia, na ordem de 1,2 Mbpd, com o objetivo de estabilizar o preço do petróleo. Desta forma, no acumulado do ano, o crescimento da produção de países não-OPEC com a queda dos países OPEC+, fez com que o nível de produção mundial se mantivesse em patamares próximos ao do ano anterior, não havendo impacto significativo nos preços anuais do petróleo.

Tabela 1 - Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956

Data	Motivo	Duração (meses)	Mbpd		Deficiência / Produção (%)
			Deficiência fornecimento	Produção mundial	
nov/56 - mar/57	Guerra de Suez	4	2,0	nd	nd
jun/67 - ago/67	Guerra dos 6 dias	2	2,0	37,1	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia	9	1,3	48,1	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur	6	2,6	58,5	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,7	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	63,0	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait	3	4,6	65,4	7,0
abr/99 - mar/00	OPEC corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,6	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,2	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,3	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,6	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,0	1,8
mar/11 - fev/12	Guerra civil na Líbia	12	1,2	86,2	1,5
mar/13 - out/16	Guerra civil na Líbia	43	1,0	89,7	1,1
dez/16 - dias atuais	Corte na produção acordo OPEC+	24	1,8	93,6	1,9

Fontes: IEA (2019b), BP (2019) e OPEC (2019).

Observa-se que, em 64 anos (de 1956 a 2019), foram registradas quinze ocorrências com déficit superior a 1,0 Mbpd e duração superior a 2 meses, sendo oito relativas a conflitos armados. Nesse período, a média de duração de eventos com interrupção no fornecimento foi um pouco inferior a 10 meses (valor mais frequente de até 12 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 4,0 Mbpd.

É importante registrar que *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) e Rússia selaram um acordo de corte de 1,8 Mbpd. Ainda que esse corte tenha sido compensado por alguns aumentos de produção, ele foi considerado nos cálculos, para efeito de segurança. O Gráfico 4 sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.

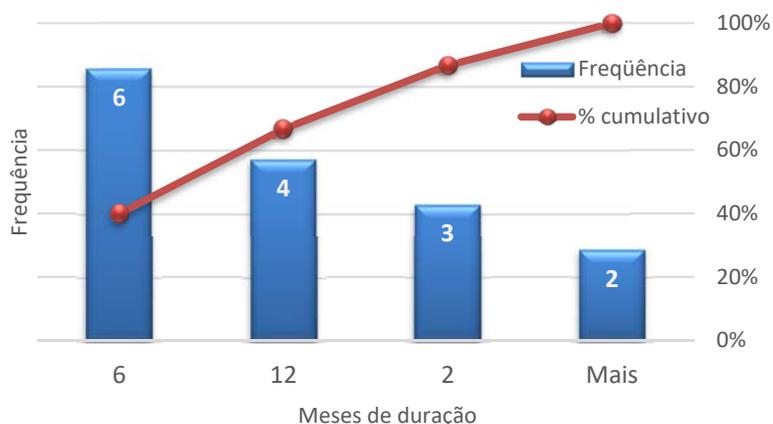


Gráfico 4 - Frequência de eventos vs. tempo de interrupção

Em termos estatísticos, para um intervalo de confiança de 95%, os próximos eventos, provavelmente, teriam abaixo de 15 meses. O máximo registrado nos dados históricos em termos de duração é a Guerra Civil na Líbia. Porém, é possível notar que os eventos de maior duração não foram os de maior deficiência na produção.

No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta, atualizado em relação à produção mundial de 2017, foi de 6,6 Mbpd, no período de agosto a outubro de 1990 (Guerra do Golfo). O gráfico abaixo estabelece faixas de deficiência média no fornecimento em volumes diários e os classifica em função de suas frequências.

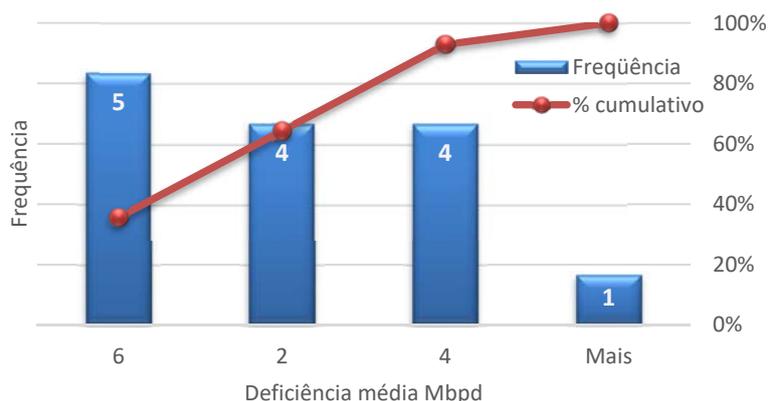


Gráfico 5 - Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento

Pode-se constatar que mais de 90% dos eventos situa-se abaixo de 6,0 Mbpd. Esse valor, em termos atuais, representa em torno de 6,5% da produção mundial de petróleo. Entretanto, torna-se necessária uma análise acerca da perda de produção relativa. Isso porque a produção mundial ao longo da série analisada variou substancialmente, crescendo dos 37,1 Mbpd até os atuais 94,7 Mbpd (BP, 2019). Assim, o gráfico abaixo resume a frequência dos eventos críticos classificados pela sua magnitude em relação à produção mundial da época em que ocorreu.

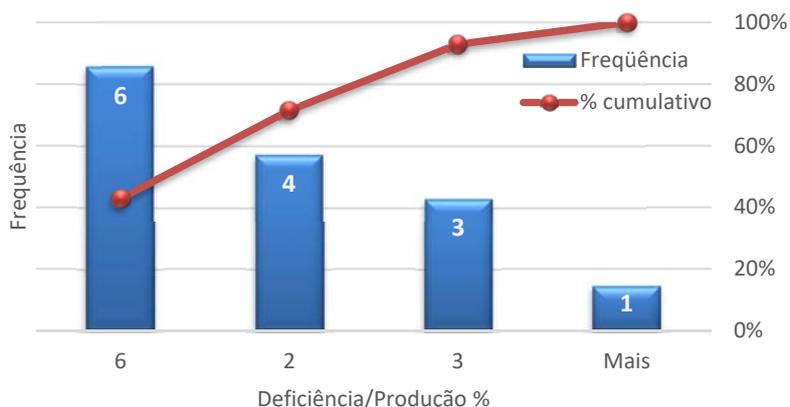


Gráfico 6 - Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial

Diante dos eventos críticos externos ocorridos, é relevante comentar o recente ataque a instalações empresa da Saudi Aramco. O ataque ocorrido no último dia 14 de setembro provocou um declínio de 5,7 Mbpd, sendo 4,5 Mbpd da capacidade de processamento em Abqaiq e 1,2 Mbpd em Khurais, elevando a cotação do petróleo Brent

em 14% no primeiro dia após o ocorrido. O declive de aproximadamente 6% do fornecimento mundial de petróleo, configura como o desastre de maior volume perdido atual. Para efeito de cálculo, no entanto, o evento é desconsiderado, pois a velocidade com que as produções foram restituídas, em menos de um mês a Arábia Saudita retomou o patamar de 11,0 Mbpd e, ao fim de novembro, alcançou 12,0 Mbpd.

3.1.1.2 Eventos críticos internos

O estudo de 2002 apurou que, no período de 1986 a 2001, os maiores impactos decorrentes de eventos internos no Brasil ocorreram nos anos de 1991, 1994 e 1995, todos por motivo de greve, com a perda do correspondente a 2,8%, 2,6% e 5,1% da produção potencial de petróleo, respectivamente. O referido relatório destaca que, mesmo durante esses eventos, não houve problema de abastecimento no País. A Tabela 2 apresenta os volumes apurados à época.

Tabela 2 - Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001

Ano	m ³			Unidade de produção adjacente	Perdas totais	Perda/Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional			
1986	34.437.185	-	60.863	-	60.863	0,2%
1987	34.250.880	-	55.415	-	55.415	0,2%
1988	33.485.217	-	162.464	204.663	367.127	1,1%
1989	35.794.460	-	46.049	-	46.049	0,1%
1990	37.929.261	-	132.034	-	132.034	0,3%
1991	37.528.737	1.030.285	45.710	-	1.075.995	2,8%
1992	37.898.766	22	13.330	-	13.352	0,0%
1993	38.780.007	-	61.556	-	61.556	0,2%
1994	40.204.093	1.036.585	54.985	-	1.088.570	2,6%
1995	41.557.805	2.220.497	19.673	-	2.240.170	5,1%
1996	46.948.146	-	42.739	-	42.739	0,1%
1997	50.444.744	-	33.168	-	33.168	0,1%
1998	58.276.979	-	36.000	-	36.000	0,1%
1999	65.678.723	5	76.730	-	76.735	0,1%
2000	73.738.397	-	205.766	-	205.766	0,3%
2001	77.525.594	20.478	592.275	-	612.753	0,8%

Fonte: ANP (2002).

Importa destacar que, nas Tabelas 2 e 3, a coluna “Segurança operacional” trata de atividades referentes à prevenção, mitigação e resposta a eventos que possam causar acidentes por meio da gestão da integridade das instalações (vistorias, auditorias, manutenções preventiva e corretiva). Por seu turno, a coluna “unidades de produção adjacentes” é referente a *upsides* ou outras unidades que compartilham facilidades (instalações) do campo ou dos campos afetados.

Para o período de 2002 a 2017, também não houve nenhum evento que representasse interrupção e/ou restrição relevantes no suprimento de petróleo, conforme demonstra a Tabela 3, elaborada pela Petrobras e registrando exclusivamente a sua produção de petróleo (individual ou consorciada).

Tabela 3 - Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002

Ano	m ³				Perdas totais	Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente		
2002	87.048.925	20.478	697.029	910.862	1.628.369	1,9%
2003	89.374.002	34	607.027	334.718	941.778	1,1%
2004	86.855.308	-	290.087	257.558	547.645	0,6%
2005	97.726.462	389	142.007	245.157	387.553	0,4%
2006	103.156.455	104	102.293	277.746	380.143	0,4%
2007	103.995.310	-	86.129	85.331	171.460	0,2%
2008	107.921.343	33.872	107.685	135.394	276.951	0,3%
2009	114.367.061	15.960	714.057	138.246	868.263	0,8%
2010	116.303.053	71	906.422	255.723	1.162.216	1,0%
2011	117.324.777	2.289	988.187	264.800	1.255.277	1,1%
2012	115.220.109	73	223.863	366.282	590.218	0,5%
2013	112.080.032	24.982	138.935	207.788	371.704	0,3%
2014	118.055.788	937	152.530	82.880	236.347	0,2%
2015	123.504.062	396.381	298.931	265.829	961.140	0,8%
2016	124.773.086	3.866	597.980	493.333	1.095.179	0,9%
2017	124.985.030	1.249	1.615.878	411.549	2.028.677	1,6%

Fonte: Petrobras.

O Gráfico 7 resume a frequência e a magnitude dos eventos críticos internos.

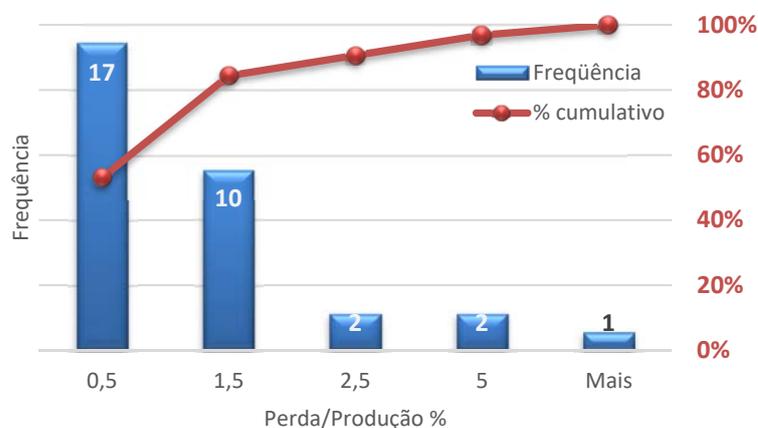


Gráfico 7 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos

Mais de 95% dos eventos estão na faixa de até 5% de perda de produção. Esse histórico permite avaliar que não há registro de eventos críticos internos que resultem em perdas significativas de produção do petróleo nacional. Considerando o conjunto de dados registrados, com um nível de confiança de 95%, as prováveis ocorrências de eventos críticos internos resultariam em perdas efetivas de produção abaixo de 2,6%. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo

A formação de reserva estratégica de petróleo constitui um tema importante para a soberania das nações e depende de fatores diversos. Esse item expõe as políticas adotadas pelas maiores economias mundiais para o tratamento desse assunto.

3.1.2.1 Países de OCDE, IEA e União Europeia

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 36 países, que procura fornecer uma plataforma para comparar políticas econômicas, solucionar problemas comuns e coordenar políticas domésticas e internacionais.

A OCDE teve origem em 1948, com a denominação de Organização Europeia para a Cooperação Econômica (OECE), para ajudar a gerir o Plano Marshall, cujo objetivo principal era a reconstrução da Europa pós-Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, a sua filiação foi estendida a Estados não-europeus. Em 1961, a Convenção sobre a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico reformou a OECE e deu lugar à OCDE.

Trata-se de um fórum para enfrentamento dos desafios econômicos, sociais e ambientais da globalização. A OCDE concentra seus esforços para compreender e ajudar os governos a responderem aos novos desafios e preocupações, tais como a governança corporativa, a economia da informação e os desafios do envelhecimento da população. A OCDE oferece um ambiente onde os governos podem comparar experiências de políticas, buscar respostas para problemas comuns, identificar boas práticas e trabalhar para coordenar as políticas nacionais e internacionais.

No âmbito da OCDE, a IEA é um organismo autônomo, criado em novembro de 1974, voltado à implementação de programas internacionais de energia. Ela realiza um amplo trabalho de cooperação energética entre 30 dos 36 países membros da OCDE. Os objetivos básicos da IEA são:

- manter e melhorar os sistemas de mitigação de riscos de restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo;
- promover políticas racionais de energia num contexto global, por meio de relações de cooperação com os países, indústria e organizações internacionais;
- operar sistemas de informação permanente sobre o mercado internacional de petróleo;
- melhorar o abastecimento de energia do mundo e a estrutura da demanda por desenvolvimento de fontes alternativas de energia e aumentar a eficiência do seu uso;
- promover a colaboração internacional em tecnologia de energia; e
- auxiliar na integração das políticas ambientais e energéticas.

A Figura 3 apresenta mapa com a disposição dos países-membros da IEA e associados (África do Sul, Brasil, China, Índia, Indonésia, Marrocos, Singapura e Tailândia).

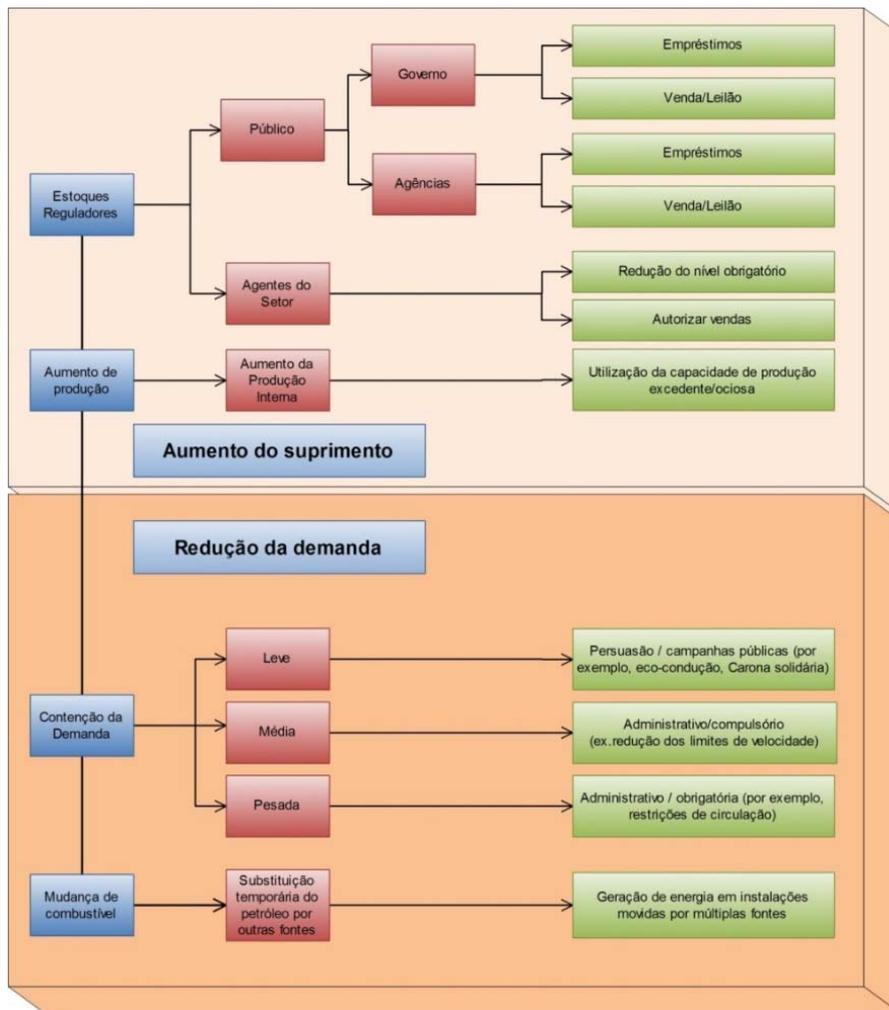


Figura 4 - Sistema de resposta a emergências da IEA
 Fonte: elaboração própria, a partir de IEA (2014).

Os países-membros da IEA assumem compromisso de manutenção de estoques equivalentes a 90 dias de suas respectivas importações líquidas. O cálculo é baseado na média das importações líquidas diárias do ano civil anterior. Esse conceito abrange o petróleo, líquido de gás natural (LGN) e produtos refinados, com exceção da nafta e de volumes utilizados como combustível para navegação de longo curso (*bunker*).

Esse compromisso pode ser cumprido por meio da contabilização de volumes exclusivamente para fins de emergência e para uso comercial ou operacional, incluindo os retidos nas refinarias, nas instalações portuárias e em navios nos portos (IEA, 2014). A obrigação especifica vários tipos de estoques que não podem ser considerados: militares, navios em alto mar, tubulações, estações de serviço ou montantes armazenados por consumidores finais (estoques terciários), não incluindo o petróleo ainda não produzido.

É facultado aos países-membros organizarem-se para armazenar os energéticos fora das suas fronteiras nacionais e incluir instalações para atender sua exigência mínima. Esta opção é particularmente importante para os países em que as restrições de capacidade de armazenamento e logística de abastecimento fazem com que o armazenamento interno seja insuficiente. Para exercer esta faculdade e contar as ações realizadas no exterior para cumprir com a obrigação, os governos envolvidos devem assinar acordos bilaterais, garantindo o acesso incondicional às instalações em caso de emergência.

Ao fiscalizar a conformidade de um país com sua obrigação de estoque, a IEA aplica uma dedução de 10% de seus estoques totais, incluindo a armazenagem realizada sob acordos bilaterais, por considerá-los tecnicamente indisponíveis (fundos de tanques). No modelo estabelecido pela IEA, três de seus países-membros (Canadá, Dinamarca e Noruega), por serem exportadores líquidos de petróleo, não são obrigados a manter estoques. Entretanto, esses países possuem volumes consideráveis de estoques com propósitos diversos, tais como os usos comercial, operacional, militar e acordos bilaterais com outras nações.

A UE trata a questão por meio da *Council Directive 2009/119/UE*, que obriga os Estados Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo e/ou derivados. O art. 3º, inciso 1 dessa Diretiva estabelece:

(...)

Artigo 3º

Reservas de segurança — Cálculo das obrigações de armazenagem

1. Os Estados Membros tomam todas as disposições legislativas, regulamentares ou administrativas adequadas para assegurar, o mais tardar em 31 de dezembro de 2012, a manutenção por sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio.

(...)

O critério é aparentemente mais rigoroso. Contudo, a metodologia adotada pela UE considera volumes de estoques desprezados na contabilidade da IEA, tais como fundos de tanques ou reservatórios. Isso denota uma base de cálculo mais ampla, que resulta em maiores volumes apurados.

3.1.2.2 Outros países relevantes

Rússia

Não foi identificado registro oficial de que a Rússia possua reserva estratégica de petróleo. Cabe destacar que há informações sobre utilização de estoques na Rússia para usos diversos – militar e operacional, por exemplo.

Índiaⁱⁱ

A Índia fixou formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 39 Mb em três locações distintas: Visakhapatnam, Mangalore e Padur.

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa 9 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2018, a Índia produziu 870 Kbpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida foi a utilização de cavernas rochosas, dispostas em locações acessíveis ao refino.

Existe, ainda em fase de projeto, a proposta de uma segunda fase da reserva estratégica de petróleo indiana, com capacidade de armazenamento de 48 Mb, dividida em duas locações.

ⁱⁱ Disponível em: <<http://www.isprlindia.com>>.

China

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 3,8 Mbpd em 2018. Entretanto, impulsionado por seu forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo e derivados saltou de 4,7 Mbpd, em 2000, para 13,5 Mbpd em 2018. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a oitava maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, a China iniciou em 2001 um sistema de estoque estratégico de petróleo com objetivo de elevar sua segurança energética, denominado Centro de Reserva de Petróleo Nacional (NORC). A primeira fase desse sistema, concluída em 2009, disponibilizou quatro unidades com capacidade de 103 Mb. A segunda fase conta com 10 estações e capacidade de 244 Mb. O projeto prevê uma terceira fase, com expectativa de atingir capacidade de armazenamento total superior a 500 Mb.

A figura a seguir apresenta a disposição das locações dessa reserva estratégica de petróleo na China, em suas 3 fases projetadas (BAI et al, 2014). A locação de Jinzhou, na província de Liaoning, começou a ser oficialmente abastecida em agosto de 2018, elevando a capacidade instalada da SPR chinesa para 249 Mb, de acordo com relatório *China Watch* divulgado pela ESAI Energyⁱⁱⁱ.



Figura 5 - SPR chinesa em suas 3 fases

Fonte: BAI et al (2014).

3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo

A Tabela 4 apresenta indicadores selecionados e consolida a posição das principais economias mundiais no que se refere à formação de reservas estratégicas de petróleo. Juntos, os países abaixo listados representam, frente ao planeta, 60% da população, 81% da riqueza, 76% do consumo energético e 74% do consumo de petróleo. A ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB).

ⁱⁱⁱ Disponível em: <<https://oilvoice.com/Opinion/22018/Strategic-Stockpiling-to-Support-Chinas-Crude-Imports>>.

Tabela 4 - Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo

País	PIB (10 ⁹ US\$)	Consumo energia (10 ⁶ tep)	Consumo petróleo ⁽¹⁾ (10 ³ bpd)	Exportador líquido? ⁽²⁾	Possui REP?
EUA	20.494	2.300	20.456	NÃO	SIM
China	13.608	3.274	13.525	NÃO	SIM
Japão	4.970	454	3.854	NÃO	SIM
Alemanha	3.996	324	2.321	NÃO	SIM
Reino Unido	2.825	192	1.618	NÃO	SIM
França	2.777	243	1.607	NÃO	SIM
Índia	2.726	809	5.156	NÃO	SIM
Itália	2.073	155	1.253	NÃO	SIM
Brasil	1.868	298	3.081	SIM	NÃO
Canadá	1.712	344	2.447	SIM	NÃO
Rússia	1.657	721	3.228	SIM	NÃO
Coreia do Sul	1.619	301	2.793	NÃO	SIM
Austrália	1.432	144	1.094	NÃO	SIM
Espanha	1.426	141	1.335	NÃO	SIM
México	1.223	187	1.812	SIM	NÃO
Indonésia	1.042	186	1.785	NÃO	NÃO
Holanda	913	85	860	NÃO	SIM
Arábia Saudita	782	259	3.724	SIM	NÃO
Turquia	766	154	1.003	NÃO	SIM
Suíça	705	28	215	NÃO	SIM
Noruega	434	47	234	SIM	NÃO
Dinamarca	352	17	159	SIM	NÃO

Notas:

⁽¹⁾ Considera combustível usado em voos internacionais e navegação de longo curso. Considera o equivalente em petróleo do consumo de etanol e biodiesel.

⁽²⁾ Considera exclusivamente petróleo e LGN.

Fontes: *World Bank* (2018) e BP (2018).

Importante observar que países-membros da IEA e exportadores líquidos de petróleo não são obrigados a constituir reservas estratégicas (Canadá, México, Noruega e Dinamarca). No caso do Brasil, a perspectiva é consolidar a posição de exportador líquido de petróleo no horizonte decenal.

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência frente a novos choques de petróleo. Um indicador da vulnerabilidade pode ser a participação de suas importações de petróleo no volume total de petróleo comercializado no mundo. Tal critério já foi utilizado em análises anteriores da ANP, com o mesmo fito de avaliar a questão de reservas estratégicas brasileiras (ANP, 1999).

No caso do Brasil, em 2018, o País importou 0,3% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 71,3 Mbd. Esse volume de importação correspondeu a 10,7% da demanda das refinarias brasileiras nesse ano. No entanto, essa importação serve essencialmente para ajuste do *mix* de petróleo para produção de óleos básicos lubrificantes e combustíveis. Cabe ainda destacar que as exportações de petróleo superam as importações. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

3.1.3 Cenário brasileiro^{iv}

Nesta seção, são apresentados o contexto histórico e a evolução da produção de petróleo no Brasil, bem como suas previsões de produção ao longo do decênio de 2020-2029. Apresentam-se, também, os investimentos vultosos necessários para que essas previsões se realizem. Por fim, aborda-se a evolução prevista das reservas provadas e o panorama e as perspectivas de dependência externa de petróleo no País.

O crescimento sustentável da produção de petróleo fundamentado no desenvolvimento tecnológico na área de Exploração e Produção (E&P) conferiu ao Brasil, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2020 a 2029, as perspectivas otimistas de crescimento da produção, as quais indicam que o País manterá a condição de exportador, compõem um dos principais pilares para a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no País.

3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil

Desde a sua fundação, a Petrobras se consolidou como a principal produtora de petróleo e gás natural no país, suportada por um monopólio de atividades que durou 44 anos. Inicialmente, as reservas brasileiras de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe), com uma produção de modestos 2,7 Kbpd. As primeiras descobertas foram em terra, sendo uma referência o campo de Carmópolis/SE, mas o sucesso exploratório em bacias marítimas, que se fortaleceu com as descobertas na Bacia de Campos na década de 1970, fez com que a Companhia avançasse, investindo em exploração e produção, para áreas de fronteira em águas profundas e ultraprofundas.

Com a promulgação da Lei nº 9.478/1997, chamada Lei do Petróleo, o monopólio da União sobre o petróleo foi mantido, mas foi permitido a outras empresas estatais ou privadas, nacionais ou estrangeiras, a consecução de atividades de exploração e produção. A partir de então se estabeleceram as bases da relação entre a União e as companhias para o desenvolvimento das atividades petrolíferas.

Primeiro foi definida a Rodada Zero, que ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei do Petróleo e também para o caso dos blocos com descobertas comerciais ou que tivesse empreendido investimentos em exploração, assegurando os direitos da empresa estatal por três anos, para prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento. Posteriormente a ANP passou a promover as rodadas de licitações que inicialmente, até 2010, eram exercidas somente sob o regime de concessão.

A descoberta da província petrolífera do Pré-sal no Brasil, em 2005, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás natural, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo. Assim, foram promulgadas as Leis nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que instituíram respectivamente os sistemas de cessão onerosa e partilha de produção, que passaram a coexistir com a concessão no país. Em especial, o regime de partilha da

^{iv} Partes do texto dos estudos do ciclo 2020-2029 da área de E&P da Superintendência de Petróleo e Gás Natural (SPG) da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Produção de petróleo e gás natural na íntegra. Coordenação: Marcos Frederico F. de Souza. Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Kátia Souza d’Almeida, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Péricles de Abreu Brumati, Raul Fagundes Leggieri, Regina Freitas Fernandes, Roberta de Albuquerque Cardoso, Victor Hugo Trocate da Silva.

produção é direcionado para as atividades de E&P exercidas nas áreas do Pré-sal^v e em áreas estratégicas.

No período de 1997 a 2018, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 13,2 bilhões de barris. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 983 milhões de barris, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que três vezes em 21 anos (ANP, 2019a).

Com a abertura do mercado houve, naturalmente, um aumento da participação de outras companhias nas atividades de E&P, embora a Petrobras se mantenha líder na produção e detentora da maior parte dos ativos. Estima-se que com a pluralidade nos contratos de cessão de áreas, aumente a contribuição de outras companhias na produção de petróleo nos próximos anos.

O Gráfico 8 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar até 2018. A produção manteve-se na ordem de 2,0 Mbdp de 2009-2013, subiu para cerca de 2,3 Mbdp em 2014 e alcançou 2,6 Mbdp em 2018 (ANP, 2019b).

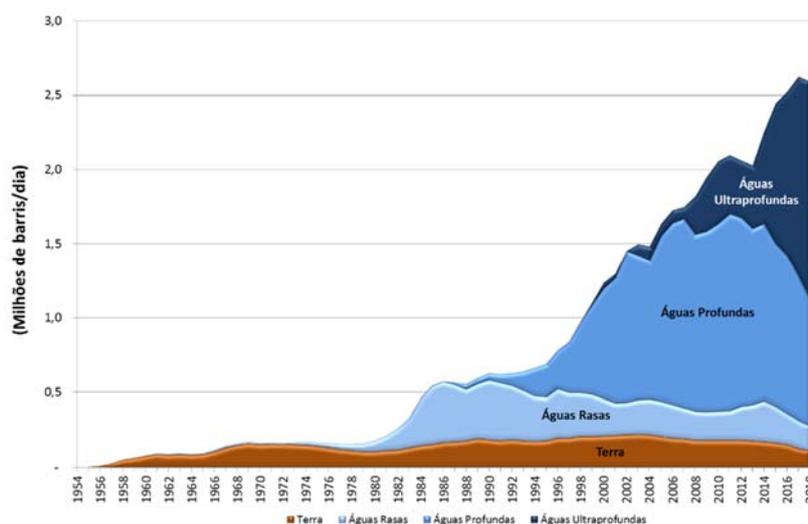


Gráfico 8 - Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2018

Fonte: EPE (2019c).

3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2020-2029

Segundo estudos da EPE, a produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2027, mantendo o patamar em torno de 4 Mbdp até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do Pré-sal, em especial os campos de Búzios, Lula, Mero, Sépia e Atapu, representando cerca de 69% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2019-2023, três módulos de produção para Búzios, até 2021, além de outros 4 distribuídos para os campos de Atapu (1), Mero (2) e Sépia (1).

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do Pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para as quais se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

^v Apenas os blocos não licitados, exceto as áreas que já haviam sido concedidas a companhias petrolíferas. Nesses casos, foi mantido o regime de concessão para as áreas já outorgadas, respeitando os contratos existentes.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2029. A contribuição da produção dos recursos na área da União^{vi}, dependente da realização de novas contratações^{vii}, por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 2% da produção total em 2029.

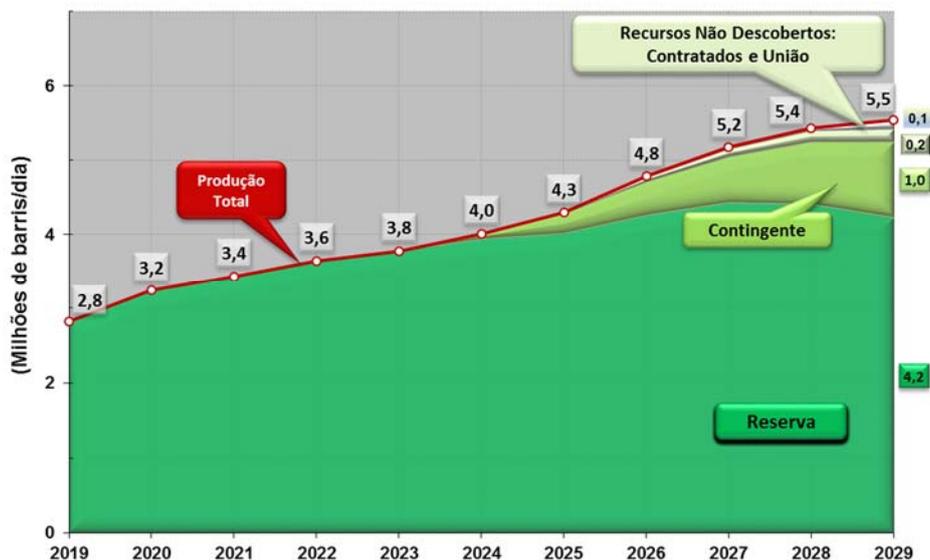


Gráfico 9 - Previsão da produção brasileira de petróleo 2020-2029
Fonte: EPE (2019c).

3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2020-2029

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2020-2029, fiquem entre US\$ 424 bilhões e US\$ 472 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, incluindo a significativa parte da Petrobras anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2019-2023, a exploração e produção das bacias de Campos e Santos com foco no desenvolvimento do Pré-sal, além da expectativa gerada pelo cronograma de leilões anunciado pela ANP para os próximos anos. Contudo, eventos econômicos e alterações nas perspectivas de investimentos poderão afetar essas estimativas.

3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro

A evolução das reservas de petróleo é uma componente fundamental a ser considerada no contexto do planejamento energético em escala de país. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção), que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

Apresenta-se a evolução de reservas provadas, segundo os estudos do ciclo 2020-2029. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, datas esperadas para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações

^{vi} Os recursos da União são aqueles em áreas sem contrato. Em alguns casos, tais recursos podem configurar, jazidas compartilhadas, sujeitas a acordos de individualização da produção, como por exemplo na área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

^{vii} Associadas ao cronograma de rodadas de licitação aprovado pelo CNPE.

de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 20 anos^{viii}.

O Gráfico 10 mostra a previsão das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P atingirá níveis relativamente altos, entre 16 e 28 anos, no período de 2020-2029.

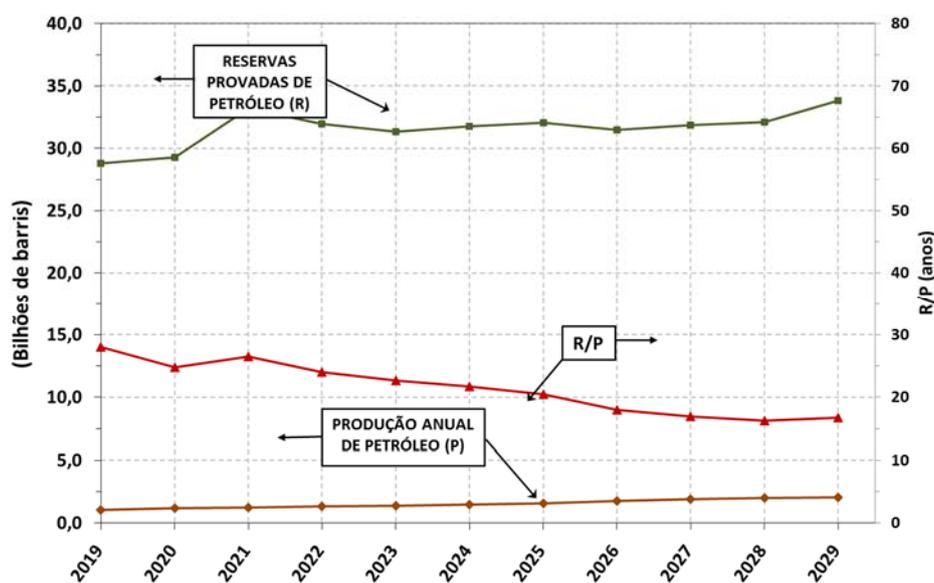


Gráfico 10 - Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2019-2029^{ix}
Fonte: EPE (2019c).

As previsões de produção de petróleo e a evolução do indicador de R/P não traduzem *per se* sua situação de dependência externa no longo prazo. Todavia, são parâmetros necessários, que se complementam para tratar essa questão, conforme será evidenciado a seguir.

3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

A situação da balança comercial de petróleo de determinado país pode ser analisada, inicialmente, por meio de indicadores construídos a partir de dados sobre produção, demanda, importação e exportação. Neste relatório, considerou-se o indicador de exportação líquida.

O indicador de exportação líquida pode ser calculado, em bases anuais, por meio da diferença entre a exportação e a importação cujo resultado representa o saldo exportado de petróleo do país.

O Brasil é exportador líquido de petróleo desde 2006, à exceção dos anos de 2007 e 2013. De acordo com os estudos do ciclo 2020-2029, o País será um importante exportador de petróleo (OPEC, 2019)^x, conforme demonstrado no Gráfico 11. A exportação líquida alcançará o patamar de 3,5 Mbpd em 2029, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.

^{viii} O modelo de evolução de reservas aplicado pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

^{ix} As reservas provadas incluem estimativas de recursos contingentes e recursos não descobertos.

^x A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 7,3 Mbpd em 2018, seguida da Rússia com 5,1 Mbpd e do Iraque com 3,9 Mbpd. Canadá, Emirados Árabes, Kuwait, EUA, Nigéria, Irã e Cazaquistão exportaram valores entre 3,1 e 1,4 Mbpd no mesmo ano.

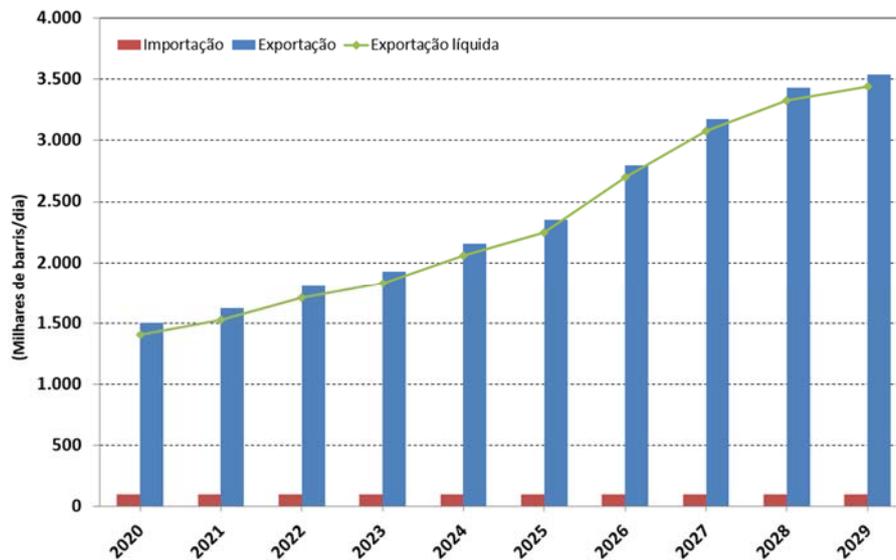


Gráfico 11 - Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2020-2029
Fonte: EPE (2019c).

Cabe destacar que as previsões de importação de petróleo verificadas terão por objetivo, assim como no passado, atender às necessidades tecnológicas das refinarias brasileiras. Utilizam-se petróleos de diversas origens, a exemplo do petróleo Árabe Leve para a produção de óleos básicos lubrificantes parafínicos, e outros do tipo leve principalmente para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados.

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2020 e 2029, considerando-se as previsões de produção de petróleo nacional, bem como a capacidade instalada atual do parque de refino e as adições de capacidade, com base nos dados dos estudos do ciclo 2020-2029.

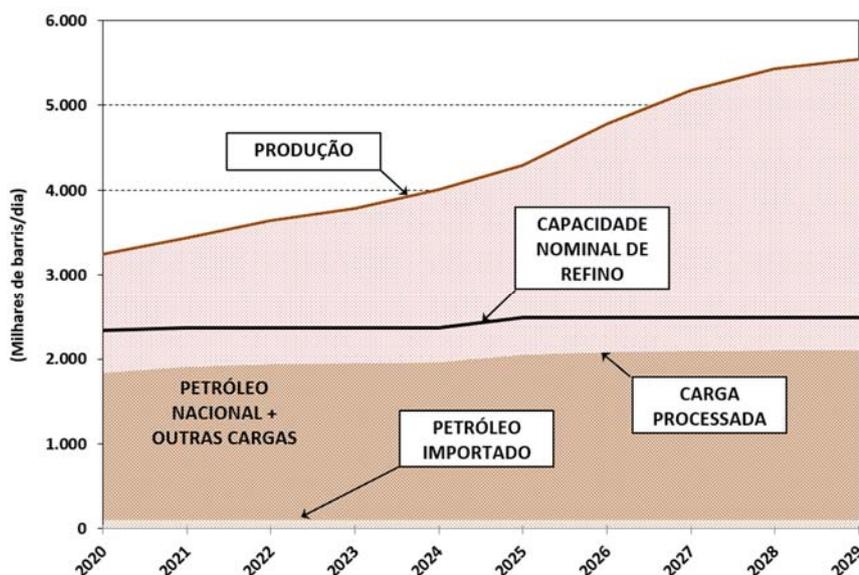


Gráfico 12 - Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2020-2029
Fonte: EPE (2019c).

3.2 Etanol carburante

No histórico da produção e utilização de etanol como combustível no Brasil, faz-se necessário avaliar as diferentes fases da importância relativa desse energético para o abastecimento da frota nacional de veículos leves (ciclo Otto).

A utilização do etanol no Brasil foi acentuada nos anos seguintes ao advento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), em 1975.

3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol

O Brasil utiliza o etanol combustível como aditivo da gasolina desde a década de 1920. Oficialmente, o combustível produzido a partir da cana-de-açúcar foi adicionado no limite de 5% em volume, à gasolina, então importada, a partir do Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. Entretanto, foi somente com o advento do Proálcool, em 1975, que o setor sucroalcooleiro pôde estabelecer definitivamente a indústria do etanol combustível. A oscilação dos preços do açúcar no mercado internacional imporia uma quebra dos investimentos do setor produtivo tanto na etapa agrícola quanto na etapa industrial. Ou seja, para além da questão econômica da crise do petróleo deflagrada em dezembro de 1973, e que se repetiria em 1979, havia um “risco sistêmico” para o complexo sucroalcooleiro por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Esses dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil pois havia forte dependência materializada em duas realidades: (i) 80% do petróleo consumido era então importado; e (ii) 98% do transporte de passageiros e de carga era realizado utilizando-se derivados de petróleo.

O período 1968-73 ficou conhecido como milagre econômico brasileiro, em função das extraordinárias taxas de crescimento do PIB verificadas, cuja média anual foi de 11,1%. Em 1973, o mundo viveu o 1º choque do petróleo, período em que, pela primeira vez, o crescimento exponencial do consumo de petróleo foi interrompido. O forte aumento dos preços praticados pelos países produtores agravou o quadro da recessão econômica mundial. A dependência do petróleo importado causou forte impacto no Balanço de Pagamentos do País e diminuiu o ritmo de crescimento da economia brasileira. Por isso, havia a necessidade de reduzir a dependência em relação ao petróleo importado e diversificar a matriz energética buscando fontes alternativas, a principal delas, o etanol combustível.

As alternativas propostas levaram em conta o fato de que o etanol brasileiro poderia ser produzido a partir da cana-de-açúcar em duas diferentes formas:

- anidro: destinado à mistura com a gasolina; e
- hidratado: destinado à utilização exclusiva como combustível veicular.

Com isso, o Proálcool foi adotado em 1975 pelo Governo Brasileiro, com os objetivos de: (i) promover o incremento do etanol anidro na mistura à gasolina comercializada no País; e (ii) incentivar o desenvolvimento de plataformas veiculares movidas exclusivamente a etanol hidratado.

Naquele período, após o lançamento do Proálcool, o país consolidou o uso de elevado percentual de mistura de etanol anidro à gasolina comercializada. Inicialmente, o Proálcool previa que o País praticaria a mistura de 20% de etanol anidro à gasolina. No entanto, esse percentual só foi aplicado em todo o território nacional em 1982 por meio da Portaria CNE nº 12, de 5 de janeiro de 1982. Até então, diversas Portarias do extinto Conselho Nacional do Petróleo (CNP) fixavam, a cada safra, o percentual de mistura em

estados e regiões, estabelecendo os percentuais mínimo e máximo para cada região das bases de distribuição e mercados de gasolina, conforme descrito a seguir na Tabela 5.

Tabela 5 - Fixação do percentual de mistura vigente entre o lançamento do Proálcool e a adoção de percentual de 20% no território nacional

Ato	Nº	Data	% Mínimo	% Máximo	Abrangência Territorial
Portaria CNP	163	04/10/1976	11%	15%	AL e PE
Portaria CNP	164	04/10/1976	10%	15%	RJ
Portaria CNP	5	07/01/1977	10%	15%	Norte do Paraná
Portaria CNP	88	19/05/1977	18%	20%	Região Metropolitana de SP
Portaria CNP	88	19/05/1977	11%	13%	Interior de SP
Portaria CNP	104	06/06/1977	10%	12%	RJ
Portaria CNP	104	06/06/1977	15%	15%	Sup. de Transportes Oficiais do RJ
Portaria CNP	130	21/07/1977	10%	12%	PR
Portaria CNP	142	03/08/1977	10%	12%	CE
Portaria CNP	174	21/09/1977	18%	20%	RN, PB, PE e AL
Portaria CNP	198	20/10/1977	18%	20%	Triângulo Mineiro
Portaria CNP	39	03/02/1978	20%	23%	RN, PB, PE, AL, SE e BA
Portaria CNP	213	26/07/1978	18%	22%	Região Centro Sul (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	325	05/09/1978	18%	22%	Região N/NE (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	157	22/04/1981	10%	14%	Região N/NE (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	245	30/06/1981	10%	14%	Região Centro Sul (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	443	17/12/1981	13%	17%	BR (Fixo em 15% ± 2%)
Portaria CNE	12	05/01/1982	18%	22%	BR (Fixo em 20% ± 2%)

Fonte: MAPA (2015).

Como se pode observar, havia grande flexibilidade na adoção de percentuais de mistura que ora aumentavam, ora baixavam, de acordo com a disponibilidade do produto a cada safra. Dessa forma, evidencia-se que à medida que as pesquisas avançavam na direção do desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol, a participação do etanol anidro limitava-se à viabilidade técnica de seu uso em veículos movidos à gasolina, dotados de sistema de alimentação por carburador e ignição convencional.

Considerando-se que o mercado para adição de etanol anidro à gasolina era limitado por restrições técnicas dos veículos nacionais, o principal desafio estava em se obter o desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol hidratado. O Centro de Tecnologia Aeroespacial (CTA) teve participação fundamental nesse processo. Situado em São José dos Campos/SP, o CTA foi o instituto pioneiro na pesquisa e teste dessa plataforma, que forneceu a base técnica para o núcleo do Proálcool. A solução técnica adotada pelos engenheiros do CTA foi acolhida e aprimorada pelas montadoras instaladas no Brasil, e viabilizou o lançamento, já em 1979, do 1º veículo movido exclusivamente a etanol hidratado. A indústria automobilística brasileira aderiu ao programa, oferecendo, na década de 80, um novo produto ao consumidor, produzindo cada vez mais veículos movidos exclusivamente a etanol, os quais atingiram, já em 1986, um percentual de 96% das vendas de veículos novos.

Cabe destacar que as mudanças nos motores capazes de tornar o veículo apto a rodar com etanol hidratado eram relativamente simples. Muitos consumidores,

posteriormente, adaptaram seus veículos movidos à gasolina para receberem o etanol hidratado, combustível mais barato e cujo uso o governo pretendia incentivar.

Para a consecução dos demais objetivos estabelecidos para o programa, e para a preservação do complexo sucroalcooleiro em face à crise de preços do açúcar, o Governo Federal estabeleceu incentivos para o setor lançando mão de diversos instrumentos de controle. Em linhas gerais, foram eles:

- garantia de que o preço do etanol ao consumidor seria sempre menor que o da gasolina;
- garantia de remuneração para o produtor;
- redução de impostos para os veículos movidos a etanol hidratado;
- financiamentos a produtores para aumento da capacidade de produção;
- estabelecimento da obrigatoriedade de oferta do produto pelos postos revendedores em todo o território nacional; e
- manutenção de estoques estratégicos de etanol.

A partir de uma decisão de Estado, passava-se a privilegiar a produção e o uso de um combustível renovável. Para implantar essa decisão, o Poder Executivo acionou a Petrobras. A expertise e a atuação da companhia estatal no abastecimento do mercado de combustíveis no Brasil reservaram à empresa um papel fundamental na realização dos objetivos do Proálcool. Sozinho, o setor sucroalcooleiro não era dotado de instrumentos ou infraestrutura suficientes para garantir o abastecimento em todo o território nacional, o que reduziu significativamente seu campo de atuação. Dessa forma, por decisão do governo à época, a estatal foi uma parceira estratégica no processo de consolidação e viabilização do mercado de etanol combustível no Brasil.

Um aspecto que deve ser lembrado é o fato de que o etanol da cana-de-açúcar é produzido durante um período aproximado de 6 a 8 meses (período de safra), sendo estocado para ser consumido também durante a entressafra. Dessa forma, são necessários instrumentos capazes de garantir o abastecimento em todo o território nacional, os quais, no caso do Proálcool, demandaram, à época, uma atuação intervencionista do Estado para controle da produção e dos estoques estratégicos.

A política de preços tabelados para o açúcar e para o etanol, bem como a política de subsídios sempre foram assumidas como estratégicas para o país na “luta para fugir da excessiva e prejudicial dependência externa” de petróleo e de seus derivados.

Os instrumentos de política pública colocados à disposição do setor produtivo durante os primeiros 10 anos do Proálcool viabilizaram a expansão intensiva da produção de etanol principalmente na região do Oeste Paulista e Paraná, além da região do litoral nordestino. Nesse período, o Poder Executivo exercia um controle tanto da produção quanto da comercialização do etanol e do açúcar por intermédio do Plano de Safra e das cotas de produção. Os preços eram controlados pelo governo e buscavam efetivar um equilíbrio da remuneração das unidades produtoras, independentemente do produto, açúcar ou etanol. A exportação de açúcar era também controlada pelo Estado.

Considerando que o preço do etanol à época era tabelado em uma relação de paridade favorável ao combustível renovável, a frota de veículos movidos a etanol cresceu a um ritmo bastante forte devido às vendas de veículos novos. Esse crescimento pode ser explicado, adicionalmente, pela grande quantidade de conversões de motores à gasolina para motores exclusivamente a etanol à época. Nesse cenário, a demanda no mercado interno cresceu a um ritmo extraordinário no período.

No entanto, na segunda metade da década de 1980, o açúcar passa a perceber uma remuneração maior no mercado internacional e, por não ter recursos suficientes para compensar eventuais perdas para o setor, o Estado não pôde realizar o controle efetivo da produção de açúcar conforme metas estabelecidas nos planos de safra subsequentes. Na safra 1988/89, o País enfrentou uma crise de abastecimento de etanol combustível, motivada pelos seguintes fatores: (i) forte aumento da demanda carburante; (ii) inviabilização do planejamento da expansão desejável; e (iii) alteração da estratégia comercial das empresas produtoras, com aumento da produção de açúcar e redução proporcional da produção de etanol.

Durante alguns meses, o Brasil dependeu de importação de metanol e etanol de síntese (oriundo da África do Sul) para abastecer seu mercado interno, o que abalou a confiança do consumidor brasileiro na segurança do abastecimento e, conseqüentemente, no próprio programa Proálcool.

Assim, a crescente frota de veículos movidos a etanol hidratado demandava das autoridades um esforço contínuo para garantir o abastecimento, sob risco de graves conseqüências para os consumidores e para a economia.

Com o fim dos governos militares e restabelecimento da democracia, uma nova ordem jurídica foi materializada na Carta Magna de 1988. A reforma do Estado, empreendida pelo país na década de 1990, pretendeu revisar algumas formas de atuação do Estado brasileiro com o objetivo de priorizar as atividades com as quais o país comprometera-se na nova Constituição.

Uma das mudanças foi a extinção do IAA (Instituto do Açúcar e do Álcool), em 8 de maio de 1990, por intermédio do Decreto nº 99.240. O IAA era o órgão federal responsável pela gestão das políticas para o setor sucroenergético no abastecimento dos mercados interno de açúcar e de etanol, bem como das exportações, administrando as cotas preferenciais para os produtores brasileiros.

A frota nacional de veículos leves contava, à época, com elevada participação de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado (40% dos 11 milhões de veículos leves). Após uma década de incentivos à produção dos veículos a etanol, de subsídios ao produtor e de preços controlados, o etanol chegou a atender quase 55% da matriz de combustíveis para veículos leves (ciclo Otto) e 26% da matriz nacional de combustíveis (ciclo Diesel incluído). Se, em seu pico, em 1989, a frota de veículos movidos a etanol hidratado correspondia a 43% da frota de veículos leves, ao final de 2002, esse caía para abaixo de 10%.

O Poder Executivo tentou incentivar, por meio da Lei nº 10.612, de 23 de dezembro de 2002, a aquisição de veículos movidos a etanol. Todavia, os meios utilizados não foram suficientes, uma vez que se concedia subvenção (pequena) na forma de desconto sobre o preço de venda do veículo no ato da aquisição pelo consumidor. A concessão dessa subvenção econômica estava condicionada ao ingresso de eventuais recursos recebidos do exterior ou à existência de recursos orçamentários para essa finalidade. Na realidade, havia, claramente, uma baixa expectativa do setor quanto ao alcance dessa medida, dada a conjuntura macroeconômica do País à época.

Em janeiro de 2003, a frota que demandava o etanol hidratado estava sendo gradativamente sucateada e não havia perspectivas para a sua renovação ou expansão. Naquele ano, registrou-se o menor volume de produção (e de consumo) de etanol hidratado em 22 anos. Entretanto, com o advento da tecnologia de veículos *flex fuel* (bicomcombustíveis), o consumo de etanol hidratado inverteu sua tendência de queda ainda na safra 2003/04. Atualmente, a frota de veículos leves, licenciados até dezembro de 2018 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina, totalizava 28 milhões de veículos,

correspondendo a 72% da frota nacional (39 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2018 foi estimado em 20 milhões de m³, contra 4 milhões de m³ consumidos pelo mercado interno na safra 2002/03.

Com relação ao histórico de utilização do etanol anidro, destinado à mistura à gasolina, cabe destacar a publicação da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Esta lei, de caráter ambiental, dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores. Em seu art. 9º, fixa o percentual de mistura de 22% de etanol anidro em toda a gasolina comercializada no País.

Como mencionado anteriormente, a crise de abastecimento de 1989 afetou a credibilidade do consumidor em relação ao Proálcool. As vendas de veículos a etanol hidratado passaram a cair ano a ano e, na década de 1990, os veículos movidos à gasolina passam a ser preferidos pelo consumidor brasileiro.

Com isso, a participação do etanol hidratado na matriz de combustíveis diminuiu sucessivamente, ao mesmo tempo que aumentou a importância do etanol anidro, uma vez que este era o oxigenante da gasolina nacional, adicionado em proporção fixa.

A partir das necessidades crescentes de etanol anidro para atender a demanda do mercado de ciclo Otto, uma eventual quebra de safra ou uma redução mais significativa da produção poderia comprometer o abastecimento de gasolina. Desta forma, em 1998, o Governo editou a Medida Provisória nº 1.662, de 28 de maio de 1998, alterando a Lei nº 8.723/1993, estabelecendo uma banda (de 22% a 24%) para a mistura de etanol anidro. Posteriormente, essa flexibilidade foi aumentada, por meio da Lei nº 10.464, de 24 de maio de 2002, permitindo ao Governo Federal fixar o percentual de mistura entre 20% e 25%. Em diversos momentos, o Poder Executivo lançou mão desse instrumento para compatibilizar a demanda por gasolina à oferta de etanol anidro, garantindo, assim, o abastecimento nacional.

Desde a publicação da Lei nº 8.723/1993, as montadoras brasileiras projetam veículos com base no percentual de 22% de anidro misturado à gasolina. Com a possibilidade de alteração desta proporção, os motores admitem uma variação percentual para cima ou para baixo sem alteração da dirigibilidade.

Por meio da Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011, a qual alterou a Lei nº 8.723/1993, o Poder Executivo pode elevar o referido percentual de mistura do etanol anidro na gasolina até o limite de 25% ou reduzi-lo a 18%.

Em 2014, o MME solicitou à Petrobras que avaliasse os impactos decorrentes do aumento do teor de mistura de etanol anidro misturado à gasolina comercializada no País. Foi constituído, para esta finalidade, um Grupo de Trabalho coordenado pelo MME com a participação dos técnicos da Petrobras, representantes do Governo Federal e das associações dos fabricantes de veículos automotores, dos fabricantes de motocicletas e dos produtores de etanol.

Os resultados dos testes realizados pelo CENPES/Petrobras não apontaram qualquer problema técnico decorrente da utilização de gasolina com 27,5% de etanol anidro, atestando a viabilidade técnica e ambiental deste novo teor de mistura. O resultado positivo possibilitou a publicação da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, que alterou a Lei nº 12.490/2011, estabelecendo a nova banda de 18% a 27,5% para a mistura de etanol anidro na gasolina. Por essa razão, o Governo Federal decidiu pelo aumento do percentual de mistura para 27%, ora vigente em todo o território nacional para a gasolina comum. A alteração do percentual de etanol anidro na gasolina, de 25% para 27%, ocorreu em 16 de março de 2015, após a publicação da Portaria MAPA nº 75, de 5 de

março de 2015. A gasolina premium, de 95 octanas e cuja comercialização mensal é da ordem de 8 mil m³, permanece com a mistura de 25%.

Em resumo, os históricos do Proálcool e da utilização de etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto demonstram que o País enfrentou diferentes riscos de restrição ou interrupção no suprimento:

- 1) quebra de safra com redução da oferta de etanol hidratado, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de combustível para parcela significativa da frota de veículos (décadas de 1980 e 1990);
- 2) quebra de safra com redução da oferta de etanol anidro para mistura à gasolina comercializada no País, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de gasolina para a frota nacional de veículos leves (final da década de 1990 e anos 2000);
- 3) exportação de etanol para mercados expressivos (EUA e União Europeia), cada vez mais demandantes de biocombustível para redução de emissões (após 2004); e
- 4) alteração da estratégia comercial das unidades produtoras face a oportunidade de maior participação no mercado internacional de açúcar, diminuindo a oferta de matéria-prima (cana-de-açúcar) para a produção de etanol (em todo o período analisado).

3.2.1.1 Eventos críticos externos

Considerando-se que a participação do etanol, anidro e hidratado, é bastante expressiva, diversos riscos externos podem comprometer o abastecimento regular ou alterar seus preços, com consequências para os consumidores e para a economia.

Os seguintes riscos externos podem ser elencados:

- abertura ou fechamento de mercados internacionais ao etanol brasileiro (exportações e/ou importação);
- políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de utilização de etanol em mercados relevantes; e
- expectativa de grande variação dos preços futuros no mercado de açúcar.

Podemos afirmar que as possibilidades de que o etanol se transforme em uma *commodity* internacional estão intimamente relacionadas à existência de instrumentos de política e de mercado que facilitem as transações nos mercados físicos e futuros. No caso do etanol anidro, existe uma compatibilidade nas especificações que tem viabilizado a comercialização em volumes expressivos sem, no entanto, caracterizar uma padronização de contratos ou especificações nos principais mercados.

Há, nesse contexto, razões suficientes para crer que o etanol pode se transformar em combustível relevante utilizado em adição à gasolina em escala global pelo lado da oferta. O fato de que são poucos os países em desenvolvimento autossuficientes em petróleo ou derivados constitui importante incentivo econômico para esta substituição.

Com isso, as políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de mistura têm proliferado em diversos países para atender a compromissos não só econômicos, mas, principalmente, ambientais. O

Quadro 1 lista os mandatos para biocombustíveis adotados por diversos países.

Quadro 1 - Mandatos nacionais e locais para etanol (EX) e biodiesel (BX) vigentes

País	Mandato
África do Sul	E2 e B5
Alemanha	0,05% de avançados a partir de 2020, chegando a 0,5% em 2025. Restrição a 6,5% dos combustíveis tradicionais
Angola	E10
Argentina	E12 e B10
Austrália	Provincial: E7 e B2 em New South Wales; E3 e B0,5 em Queensland
Áustria	E3,4 e B6,3. Mandato geral de 8,75% de renováveis no consumo automotivo em 2020
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E27 e B11
Canada	Nacional: E5 e B2. Provincial: E4 e B5 em British Columbia; E2 e B5 em Alberta; E7,5 e B2 em Saskatchewan; E8,5 e B2 em Manitoba; E5 e B4 em Ontario
Chile	Tem política para a utilização de E5 e B5 (facultativo)
China	E10, B1 em Taipei.
Colômbia	E10 e B10
Coreia do Sul	B3
Costa Rica	E7 e B20
Croácia	E0,97 e B5,75. 0,1% de biocombustíveis avançados
Dinamarca	0,9% de biocombustíveis avançados a partir de resíduos em 2020
Equador	E10 e B5
Eslováquia	Mandato geral de 5,8% de renováveis no consumo automotivo.
Eslovênia	Mandato geral de 7,5% de renováveis no consumo automotivo. 100% de veículos pesados com biodiesel
Etiópia	E10
Filipinas	E10 e B2
Finlândia	Mandato geral de 15% de biocombustíveis no consumo automotivo.
França	E7,5 e B5,5
Grécia	7% de renováveis no consumo automotivo.
Guatemala	E5
Hungria	E4,9 e B4,9
Índia	E10 e B20
Indonésia	B20 e E3
Irlanda	B10. Mandato geral de 8,7% de biocombustíveis no consumo automotivo.
Itália	Mandato geral de 7% no consumo interno. 0,9% para combustíveis avançados a partir de 2020, subindo para 1,85% em 2022.
Jamaica	E10
Malawi	E10
Malásia	E10 e B10
México	E10
Moçambique	E15 (E20 a partir de 2021)
Noruega	B4. E20 em 2020. 0,5% de renováveis no combustível de aviação.
Nova Zelândia	B7
Panamá	E10
Paraguai	E25 e B1
Peru	B2 e E7,8
Polónia	7,5% de renováveis no consumo automotivo, aumentando para 8,5% em 2020.
Portugal	Mandato geral de 9% de biocombustíveis no consumo automotivo.
Reino Unido	Mandato geral de 9,6% de biocombustíveis no consumo automotivo. 0,2% de avançados a partir de 2020, aumentando para 2,8% em 2028. Restrição de 4% aos tradicionais, decrescendo para 2% a partir de 2032.
República Checa	E4,1 e B6
Romênia	E8
Sudão	E5
Suécia	Frota veicular independente de combustível fóssil a partir de 2030.
Tailândia	E5 e B7
Turquia	E2
EUA	Nacional: O <i>Renewable Fuels Standard 2</i> (RFS2) requererá 136 milhões de m ³ (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. As metas são diferenciadas para cada tipo de biocombustível (etanol de milho, biocombustíveis celulósicos, diesel de biomassa e outros biocombustíveis avançados) e revisadas anualmente pela Environmental Protection Agency (EPA), agência americana de proteção ambiental. Estadual: E10 no Havaí, em Missouri e em Montana; E9–10 na Flórida; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E20 e B10 em Minnesota; B5 no Novo México; E10 e B5 em Oregon; B5 um ano após 100 milhões de galões, B10 um ano após 200 milhões de galões, e B20 um ano após 400 milhões de galões na Pensilvânia; E2 e B2 em Washington,

	<p> aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3%.</p> <p> Califórnia: O Padrão de Biocombustíveis de Baixo Carbono (LCFS) é um programa para reduzir a intensidade de carbono nos combustíveis no estado, com requisito para diminuir em 10% a intensidade de carbono nos combustíveis automotivos até 2020.</p>
União Europeia	<p> Diretiva 2009/28/CE: participação de renováveis no consumo final automotivo e na matriz energética total, em 10% e 20%, respectivamente, para 2020. Metas de 20% de mitigação de emissão de gases de efeito estufa (GEE) - em relação aos níveis de 1990 - e de aumento da eficiência energética.</p> <p> Dentro da meta de 10% de renováveis para o setor automotivo, participação de somente 7% de biocombustíveis tradicionais (etanol de milho e cana e biodiesel de oleaginosas) em 2020, sendo o restante de avançados (tal qual o etanol de lignocelulose). A participação dos biocombustíveis tradicionais diminui para 3,8% em 2030.</p> <p> Em 2030, 40% de mitigação de GEE, 27% a 30% de aumento em eficiência energética, participação de 27% de renováveis na matriz energética total e de 14% de combustíveis renováveis no consumo automotivo, sendo que, desses, os biocombustíveis de 1ª geração não aumentem a sua participação além de 1% a mais daquela que ocorrerá em 2020 e que também não ultrapasse a 7% da participação total no consumo automotivo de 2030.</p> <p> Em 2050, 80 a 95% de mitigação de GEEs.</p>
Uruguai	B5 e E5
Ucrânia	E7
Vietnã	E5
Zimbábue	E10

Fonte: Elaboração própria, a partir de REN21; RFA; *Global Renewable Fuels Alliance*; IEA, *Alternative Fuels Data Center* – AFDC/DOE; *European Commission*.

A maior ou menor participação do etanol produzido no Brasil dependerá dos fluxos de comércio internacional e da maior ou menor abertura desses mercados ao produto brasileiro.

As variações abruptas nos preços do mercado de açúcar influenciam sobremaneira as decisões comerciais das unidades de produção. Devido à flexibilidade na produção de açúcar e/ou etanol, as unidades industriais a cada safra procuram maximizar os ganhos e elevar a remuneração por tonelada de cana processada. Por isso, sempre que o mercado de açúcar se torna demandante do produto brasileiro, são esperadas reduções na oferta de etanol, embora esta redução tenha limite técnico. Por outro lado, como aconteceu na safra 2017/18 e na safra atual (2018/19), com os preços depreciados para o açúcar, o setor destinou majoritariamente a cana-de-açúcar para a produção de etanol.

3.2.1.2 *Eventos críticos internos*

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil produziu 620 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (tc) na safra 2018/19 em 8,6 milhões ha. A produção do país decresceu 2% em relação à safra passada, devido à elevada idade média do canavial, a qual impacta diretamente no resultado da produção, além do fechamento ou paralisação de unidades produtoras e da descontinuidade de áreas arrendadas e não adequadas à colheita mecanizada, as quais têm sido destinadas para outras culturas (CONAB, 2019a).

A produtividade média do setor sucroenergético brasileiro manteve-se estável na safra 2018/19 com relação à anterior, em 72,2 tc/ha. Retrações foram observadas na Região Centro-Sul (-1,7%), que representa 92% da produção total, enquanto na Região Norte-Nordeste houve um aumento de 8%. Apesar das condições climáticas da safra terem sido razoáveis, a elevada idade média do canavial tem prejudicado a produtividade agrícola.

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2018/19 foi de 140,6 kg ATR/tc, aumento de 2,8% em relação à safra anterior (136,8 kg ATR/tc), o melhor registro desde a safra 2007/08. O principal motivo foi a melhoria no teor de impurezas minerais, que

caiu de 9,7% (2017) para 9,1% (2018), concomitantemente ao de impurezas vegetais, que caiu de 8,5% para 8,1% (CONAB, 2019a).

Para a safra 2019/20, de acordo com a Conab (2019b), estima-se que a produção de cana-de-açúcar atinja 622,1 milhões de toneladas, em uma área de 8,4 milhões de hectares. A produtividade deverá ser de 74,25 tc/ha e o rendimento de 137,27 kg ATR/tc.

3.2.2 Cenário brasileiro

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende, em grandes números: 369 unidades produtoras em dezembro de 2018, distribuídas conforme a Figura 6; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; 800 mil empregos diretos; PIB setorial de US\$ 43 bilhões; e exportações de US\$ 12 bilhões.

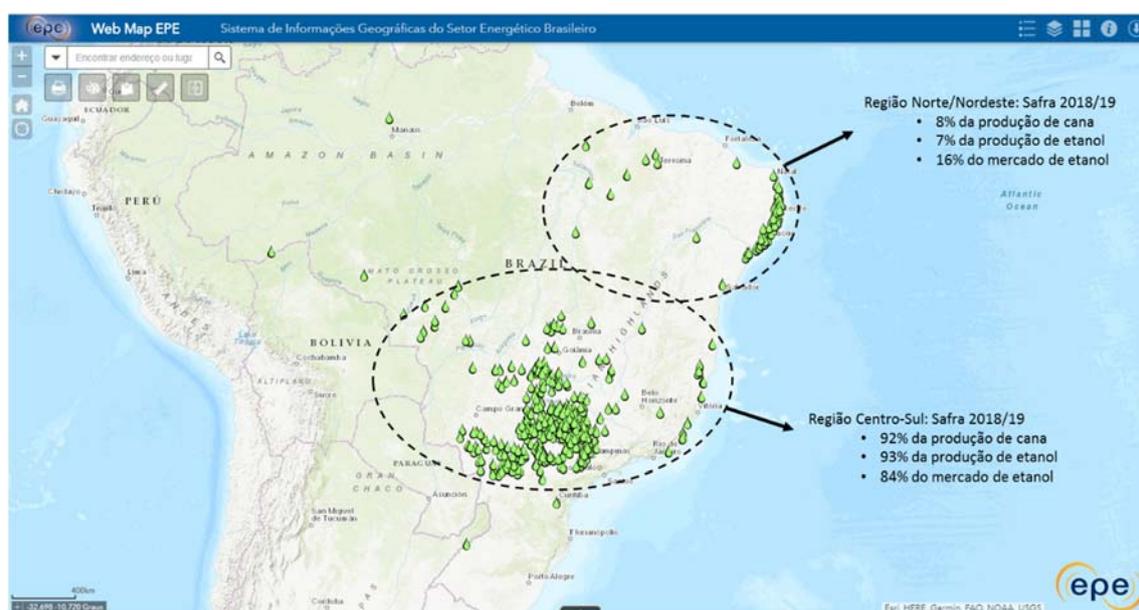


Figura 6 - Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil
Fonte: EPE (2019d), a partir de MAPA (2019).

Existem duas principais regiões produtoras, as quais abrangem regiões geográficas com características climáticas distintas e que, por isso, têm períodos de safra diferentes. A principal região produtora é denominada região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção e 84% do consumo de etanol combustível, cuja safra ocorre entre os meses de abril e novembro. A outra região, Norte-Nordeste, é responsável pela produção de 8% da cana-de-açúcar e de 7% de etanol, cuja safra ocorre entre os meses de setembro e março.

Com o objetivo de proceder à organização da expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil, Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar a expansão sustentável da produção de cana-de-açúcar e os investimentos no setor sucroalcooleiro.

O objetivo do ZAE Cana foi o de orientar o futuro da produção de etanol no País, propiciando um crescimento equilibrado e sustentável da produção da cana-de-açúcar. O ZAE veda a supressão de vegetação nativa para a expansão da cultura canavieira em todo o território nacional e a expansão da cana-de-açúcar nos biomas Amazônia, Pantanal e Bacia do Alto Paraguai, priorizando o cultivo em áreas degradadas ou de pastagem. O ZAE Cana concluiu que 64 milhões de ha estão aptos para o plantio da cana-de-açúcar,

sendo que, atualmente, a cana-de-açúcar destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 5 milhões de ha, ou 1% das terras aráveis.

Além da expansão das áreas agrícolas para a produção de etanol, a infraestrutura para escoamento da produção para os principais mercados (interno e externo) tem recebido recursos para investimentos em empreendimentos emblemáticos.

Para a infraestrutura de transporte dutoviária, destaca-se o projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de uma longa extensão de dutos próprios e a utilização de existentes. O valor total estimado para o projeto é de R\$ 5,2 bilhões, dos quais R\$ 1,7 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação. A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 619 mil m³, sendo que os dutos possuirão capacidade de movimentação anual de 6 milhões de m³ e extensão de 1.054 km. Existem novos investimentos a serem realizados com previsão de conclusão para 2021, o que elevará esta capacidade para mais de 8 milhões de m³.

Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são: (i) Próprios: Ribeirão Preto/SP – Paulínia/SP, inaugurado em agosto de 2013, e Uberaba/MG - Ribeirão Preto/SP, inaugurado em abril de 2015, e (ii) Subcontratados: Paulínia/SP – Barueri/SP; Paulínia/SP - Rio de Janeiro/RJ e Guararema/SP – Guarulhos/SP.

Em Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação anual de 4 milhões de m³ e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, respectivamente, de 2 milhões de m³ e de 25 mil m³. Em 2018, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2.400 m³.

4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil

O presente capítulo analisa a necessidade da formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil, com base nas informações contidas neste relatório.

Para petróleo, utiliza-se uma metodologia de análise qualitativa dos riscos de modo a avaliar a influência dos ambientes interno e externo na disponibilidade de petróleo. No âmbito quantitativo, a análise para o petróleo buscou avaliar os custos de formação e manutenção das reservas. Quanto ao etanol, a análise está centrada na atual configuração de nosso mercado consumidor.

Para uma análise quantitativa mais apurada acerca da efetiva necessidade (ou não) de reservas estratégicas é imprescindível a estimação dos potenciais efeitos negativos sobre a economia brasileira decorrentes da indisponibilidade dos combustíveis (petróleo, derivados e etanol). O método indicado para este tipo de estimativa está ancorado na utilização da chamada Matriz Insumo-Produto (MIP). Grosso modo, ao mensurar as diversas relações intersetoriais de uma economia, a MIP possibilita a quantificação dos efeitos do desabastecimento propagados nas diferentes cadeias produtivas.

4.1 Petróleo

Conforme projeções dos estudos do ciclo 2020-2029, a produção de petróleo no Brasil se apresenta crescente e superior à demanda de derivados em todo o período analisado. Desta forma, é possível afirmar que, assim como apresentado no relatório anterior, permanece a tendência de o País ser autossuficiente em petróleo e consolidar-se como exportador líquido de petróleo.

Tabela 6 - Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd)

RECURSO: PETRÓLEO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Produção Potencial	3,24	3,44	3,65	3,78	4,01	4,30	4,78	5,17	5,43	5,54
Demanda Estimada	2,23	2,27	2,30	2,32	2,37	2,42	2,47	2,53	2,59	2,65
Excedente	1,02	1,17	1,35	1,46	1,64	1,87	2,31	2,64	2,84	2,89

Fonte: EPE (2019c).

A condição do País de exportador líquido de petróleo é elemento determinante na indicação da não necessidade de constituição de reservas estratégicas de petróleo. Nos tópicos subsequentes é apresentada uma análise complementar, considerando riscos relativos à garantia da disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País no horizonte de 2029.

4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo

A avaliação dos riscos neste estudo tem por objeto a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País. A referida abordagem tem um viés de complementariedade à confirmação da tendência do País como exportador líquido de petróleo no horizonte até 2029.

Cabe ressaltar que foi utilizado como pressuposto para a presente avaliação, a condição atual do refino nacional quanto ao processamento majoritário de petróleo nacional e importações restritas à necessidade de composição da cesta de processamento com petróleos com características específicas. Outro ponto que merece ser esclarecido é o fato de o Brasil possuir, atualmente, capacidade de refino inferior à demanda interna

por derivados de petróleo, o que vem implicando na necessidade de importação dos principais derivados. A análise não avalia riscos relacionados à importação de derivados.

Para suportar a análise, os riscos foram categorizados, em dois níveis, conforme apresentado na Figura 7. O primeiro nível diz respeito à origem dos riscos, ou seja, as ocorrências originadas no País são classificadas como riscos internos, enquanto as ocorrências originadas fora do País são classificadas como riscos externos. Como segundo nível de classificação, foram adotadas quatro classes, definidas a partir das naturezas dos riscos.

A primeira classe diz respeito às ocorrências operacionais nos processos produtivos que levem à redução da produção de petróleo, como falhas em equipamentos e na logística, desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias e greves de pessoal. Os riscos legais e regulatórios são relacionados aos mecanismos de controle adotado pelo poder público que possam impactar positivamente ou negativamente a produção de petróleo. Já os riscos políticos e econômicos são os impactos na produção de petróleo advindos de decisões políticas e de mudanças no cenário macroeconômico e da indústria. Por fim, riscos climáticos são os eventos meteorológicos extremos que possam ocasionar perdas na produção.

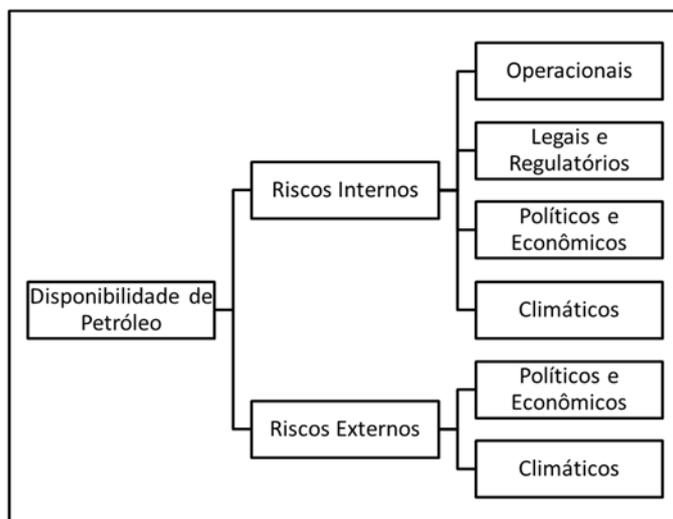


Figura 7 - Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino

A cada risco identificado, foi avaliado o impacto resultante sobre o objeto do estudo, a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País e atribuído um nível – “alto”, “médio” ou “baixo” – conforme a sua probabilidade de materialização. Para os riscos que representam ameaça, foi quantificada a sua relevância por meio do produto entre probabilidade e impacto, adotando-se a convenção ilustrada no Quadro 2.

Quadro 2 - Matriz de probabilidade e impacto

Probabilidade	Quantificação Ameaça		
	Baixo (1)	Médio (3)	Alto (5)
Alta (5)	5	15	25
Média (3)	3	9	15
Baixa (1)	1	3	5
	Impacto		

Para os riscos que representam oportunidade, a leitura é invertida: probabilidade e impacto altos são lidos como externalidades positivas.

A condição do País de exportador líquido de petróleo é elemento essencial na redução das consequências dos riscos eventuais de restrição no suprimento de petróleo para as refinarias em curtos períodos. Um destaque a ser feito é a elevação da probabilidade de ocorrência de um evento relacionado à confiabilidade da malha logística de suprimento de petróleo para as refinarias, de “Baixa” para “Média”. A justificativa é o elevado número de ocorrências de furtos em dutos, tanto de petróleo como de derivados, registradas nos últimos anos, o que coloca em risco a integridade da malha de dutos pela possibilidade de haver acidente grave em razão dessas atividades ilícitas. Em contrapartida, a flexibilidade e a amplitude da malha logística de escoamento da produção são respostas eficazes ao risco de interrupção do suprimento.

Surgem, ainda, os riscos advindos da maior concentração geográfica da produção com o aumento da relevância do Pré-sal na produção nacional.

Quanto aos riscos legais e regulatórios, destaca-se a necessidade de observação do licenciamento ambiental dos empreendimentos. Processos ágeis trariam maior previsibilidade do ciclo exploratório como um todo. Na área das ameaças político-econômicas, especial atenção deve ser dada a eventuais movimentos grevistas, não só dos profissionais da área de produção, mas também daqueles que atuam nas cadeias logísticas do petróleo. Reivindicações salariais e reações a projetos que visam regulamentar importantes atividades da logística marítima podem desencadear esses movimentos.

O Quadro 3 contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 3 - Resultado da Análise Qualitativa de Riscos

CLASSIFICAÇÃO DO RISCO		ITEM	RISCO	AMEAÇA OU OPORTUNIDADE	CONSEQUÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E/OU NO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS	PROBABILIDADE	IMPACTO	RELEVÂNCIA
INTERNOS	OPERACIONAIS	1	CONFIABILIDADE EM EQUIPAMENTOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	Verde
		2	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE SUPRIMENTO DE PETRÓLEO (NACIONAL OU IMPORTADO) PARA AS REFINARIAS	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo ou do suprimento das refinarias	MÉDIA	MÉDIO	Amarelo
		3	CONCENTRAÇÃO GEOGRÁFICA DA PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO (ÁREA DO PRÉ-SAL)	AM	Diminuição da confiabilidade na expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		4	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	Aumento da confiabilidade da produção de petróleo e do suprimento das refinarias	ALTA	ALTO	Verde
		5	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO	OP	Aumento da confiabilidade do suprimento das refinarias	ALTA	ALTO	Verde
	LEGAIS REGULATÓRIOS	6	DESAFIOS PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE NOVAS ÁREAS DE PRODUÇÃO	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		7	MUDANÇAS REGULATÓRIAS	OP	Aumento da atratividade para investimentos que elevam a expectativa de produção de petróleo	ALTA	MÉDIO	Verde
	POLÍTICOS ECONÔMICOS	8	GREVE DOS PROFISSIONAIS DA PRODUÇÃO OU LOGÍSTICA	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	MÉDIA	ALTO	Vermelho
	CLIMÁTICOS	9	EVENTOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS NO PAÍS	AM	Interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	Verde
EXTERNOS	POLÍTICOS ECONÔMICOS	10	REDUÇÃO EXPRESSIVA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO	AM	Queda da atratividade para investimentos na produção de petróleo no país	BAIXA	MÉDIO	Verde
		11	GUERRAS E TERRORISMO NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde
	CLIMÁTICOS	12	EVENTOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde

Em linhas gerais, a análise efetuada aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento, isto é, ocorrência de interrupção generalizada, com duração superior a 30 dias, nos fluxos de suprimento de petróleo para mais de uma refinaria brasileira.

4.2 Etanol

Conforme apresentado no capítulo anterior, evidencia-se que, atualmente, não mais subsistem o contexto e as razões motivadoras da constituição de reservas estratégicas de etanol hidratado. Com a alteração do perfil da frota nacional de veículos

leves, que incorporou os veículos *flex fuel*, e o processo de sucateamento da frota de veículos movidos exclusivamente a etanol, conclui-se que uma eventual restrição na oferta desse combustível não seria capaz de interromper o abastecimento.

Resta, contudo, a necessidade de se garantir o abastecimento regular de etanol anidro. Este combustível tem percentual de mistura com a gasolina estabelecido em lei, e sua eventual falta comprometeria o abastecimento da frota nacional, caso os volumes fossem inferiores à mistura obrigatória.

Dessa forma, em 2013, a ANP consolidou a sistemática para cadastramento e autorização das unidades produtoras de etanol, o que possibilitou aferir e monitorar a capacidade de produção total de etanol no País. Em outubro de 2019, a partir dos dados já consolidados pela ANP, constata-se que a capacidade total de produção de etanol (anidro e hidratado) é superior à demanda de etanol anidro no horizonte decenal, considerando um teor de mistura obrigatória de 27%.

Tendo por base as alternativas do consumidor (com a substituição do etanol hidratado pela gasolina C), bem como a possibilidade de redução legal do percentual de mistura de etanol anidro à gasolina, serão avaliados a seguir os riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.

4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol

A partir de dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2018, em cerca de 750 milhões tc, por 369 usinas em operação, e sua taxa de ocupação atual está em torno de 81%. O número de usinas autorizadas pela ANP a comercializar etanol, em outubro de 2019, é de 363. Estas possuem capacidade instalada de produção de etanol anidro e hidratado de aproximadamente 130 mil m³/d e 237 mil m³/d, respectivamente, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos da cana (etanol e açúcar) e com os dias de operação na safra. Ainda segundo a ANP, existem 22 solicitações para a ampliação de capacidade instalada de produção de etanol e 17 para a construção, o que agregará uma capacidade instalada de aproximadamente 10 mil m³/dia e 24 mil m³/dia de etanol anidro e hidratado, respectivamente.

O Gráfico 13 mostra a evolução recente das unidades que entraram em operação em contraposição às unidades que fecharam ou entraram em recuperação judicial no mesmo período. Estima-se que as 139 unidades que entraram em operação entre 2005 e 2018 agregaram cerca de 280 milhões de tc à cadeia produtiva do setor. Destaca-se que esta expansão ocorreu primordialmente sobre terras com pastos degradados, respeitando o zoneamento agroecológico e sem competição com a produção de alimentos.

Apenas os investimentos industriais realizados para a ampliação da capacidade produtiva desde 2004 são estimados em mais de US\$ 30 bilhões. Mais de US\$ 5 bilhões foram destinados à compra de máquinas e equipamentos para a mecanização da colheita da cana-de-açúcar, atendendo exigências ambientais.

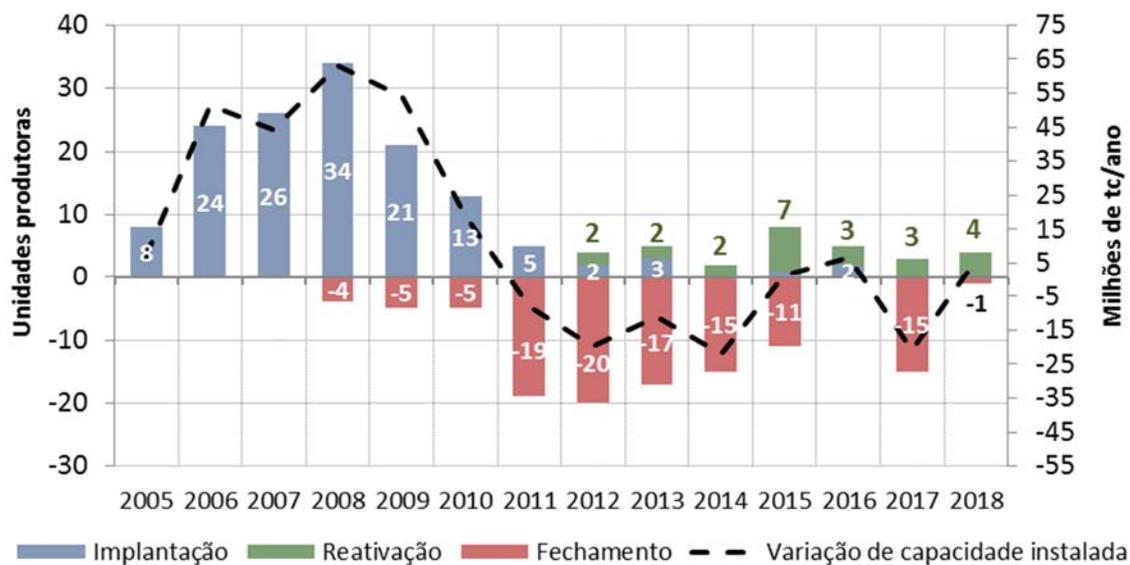


Gráfico 13 - Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial

Fonte: elaborado por EPE, a partir de MAPA (2019) e UNICA (2014).

O setor sucroenergético brasileiro sofreu os impactos da crise financeira internacional de 2008/2009 e enfrenta o desafio da competitividade. Fatores estruturais, como aumento do custo da terra e da remuneração de mão-de-obra, somaram-se a problemas conjunturais, como clima adverso em safras sucessivas e falta de investimentos na renovação de canaviais, como já abordado neste documento.

Não há elementos que indiquem que a falta de investimentos no setor possa comprometer o abastecimento e a garantia de cumprimento da obrigatoriedade de mistura de etanol anidro à gasolina no horizonte decenal. Dois elementos sustentam esta afirmação: 1) a capacidade atual de produção de etanol é superior à demanda por etanol anidro, ainda que a gasolina venha a ser o combustível preponderante para o ciclo Otto no horizonte decenal; e 2) as alterações na forma de comercialização do etanol anidro, que introduziram o regime de contratos, confere previsibilidade ao mercado.

Desde a vigência da Lei nº 12.490/2011, a ANP, com o objetivo de aprimoramento contínuo dos mecanismos de regulação, publicou sua Resolução nº 67, de 9 de dezembro de 2011, pela qual: regulamenta as aquisições de etanol anidro combustível pelos distribuidores de combustíveis líquidos automotivos, mediante obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos; e define regras para os estoques mínimos de etanol para o período de entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores.

Essas regras favorecem a segurança do abastecimento desse biocombustível, particularmente na entressafra, garantindo-se a disponibilidade do produto até o início da safra seguinte. Esta Resolução, cujos efeitos passaram a vigorar a partir da safra 2012/13, tem contribuído na estabilidade da oferta do etanol anidro, tendo em vista o engajamento dos agentes de mercado no ambiente de contratação regulado. Já a Lei nº 12.666, de 14 de junho de 2012, autorizou a União a conceder subvenção econômica, sob a forma de equalização das taxas de juros, nas operações de financiamento para a estocagem de etanol combustível, com vistas a reduzir a volatilidade dos preços do etanol e contribuir para a estabilidade da oferta do produto.

Todos os instrumentos apresentados: (i) obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos de etanol anidro; (ii) estoques mínimos de etanol anidro para o período de

entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores; (iii) mecanismo de financiamento para a estocagem; e (iv) faixa admissível para fixação pelo Poder Executivo do percentual de mistura de etanol anidro (18% a 27,5%), cujo teor máximo foi recentemente ampliado para 27,5%, com condicionantes, nos termos da Lei nº 13.033/2014 – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (etanol carburante) conforme Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991.

Cabe destacar a entrada de volumes significativos de produção de etanol a partir de milho. A produção brasileira de etanol de milho deve saltar dos atuais níveis, cerca de 1 milhão de m³ anuais (até outubro de 2019), para um volume que poderá alcançar 4 milhões de m³ anuais em cinco anos. O cálculo considera as nove usinas autorizadas, uma ampliação e 6 solicitações para construção, informados pela ANP, e 9 projetos indicados pela UNEM (2019). Contribui para o aumento da produção de etanol de milho o prazo para construção e entrada em operação, significativamente menores em comparação com os *greenfields* de cana-de-açúcar.

A maior parte da produção de etanol de milho tende a ser localizada na Região Centro-Oeste, pela disponibilidade e preço da matéria-prima, especialmente em Mato Grosso.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Em 2018, o país possuía duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen) e uma experimental (Centro de Tecnologia Canavieira – CTC), com capacidade de produção anual de 60, 42 e 3 mil m³, respectivamente. 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.

Estima-se ser mais econômica e competitiva a integração da produção de etanol lignocelulósico com a convencional. A produção de etanol 2G utilizará apenas pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá ser significativa somente no final do período, atingindo cerca de 700 mil m³ no horizonte decenal.

O amadurecimento destas tecnologias de produção de etanol a partir de novas rotas e matérias primas certamente contribuirá para a garantia do abastecimento do mercado interno de etanol combustível.

5 Estoques de Operação

Este capítulo apresenta o panorama do cumprimento das obrigações de estoques mínimos de combustíveis ao longo do ano de 2018, uma avaliação do abastecimento nacional e demais ações desenvolvidas pela Agência junto a outros órgãos.

5.1 Os estoques mínimos obrigatórios

A ANP, por meio de sua Superintendência de Distribuição e Logística (SDL), mantém o acompanhamento dos estoques semanais médios dos agentes de mercado, conforme estabelecido nas Resoluções nº 45/2013 (óleo diesel e gasolina), nº 05/2015 (GLP) e nº 06/2015 (QAV).

Periodicamente, a Agência controla a adimplência do envio dos dados de estoque e analisa as informações recebidas dos agentes. As empresas que não cumprem com as obrigações são autuadas. Até o momento, a ANP lavrou 38 (trinta e oito) autuações e notificou 4 (quatro) agentes pelo não envio das informações referentes ao ano de 2018. Cabe ressaltar que as análises dos quantitativos ainda não foram concluídas, logo, esses números podem aumentar.

De forma agregada, ao longo do ano de 2018, as obrigações de estoques de operação foram atendidas. A exceção ocorreu na Região Nordeste em relação aos estoques dos distribuidores de GLP. Esse cenário é, em linhas gerais, idêntico ao do ano passado. Cabe destacar que essa região é abastecida basicamente com GLP importado e operações de cabotagem a partir de Suape/PE, particularidade que demanda maior capacidade de armazenagem. Em locais onde o suprimento é realizado principalmente por refinarias, a capacidade de armazenagem pode ser inferior, uma vez que a frequência de entrega de produto é menor.

As tabelas com os estoques semanais médios praticados pelos distribuidores e as metas para gasolina A, óleo diesel A, QAV e GLP serão apresentadas a seguir.

Tabela 7 - Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta								
jan-18	94	24	31	18	147	68	268	140	117	58	657	308
fev-18	105	23	31	16	139	62	267	137	136	55	678	293
mar-18	114	26	34	18	132	70	267	151	125	62	671	327
abr-18	100	25	29	17	110	65	257	140	116	57	611	302
mai-18	101	27	31	17	136	69	283	144	105	57	657	315
jun-18	108	27	29	17	150	69	297	142	123	58	707	313
jul-18	93	27	30	17	144	67	297	139	117	58	682	309
ago-18	103	28	31	17	149	69	275	137	108	57	665	309
set-18	102	27	31	16	160	66	252	129	103	55	649	292
out-18	87	27	30	16	163	68	230	129	87	55	596	296
nov-18	82	26	18	16	121	66	165	124	83	56	469	287
dez-18	97	29	29	19	147	73	193	139	90	63	555	322

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte, exceto TO), região 2 (BA e SE), região 3 (TO e Unidades Federadas da Região Nordeste, com exceção de BA e SE), região 4 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 5 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis

Elaboração: ANP

Tabela 8 - Estoque de óleo diesel A, S500 e S10, nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta								
jan-18	317	39	80	26	244	80	502	185	318	77	1.462	407
fev-18	268	39	71	25	240	74	464	194	267	82	1.311	414
mar-18	254	47	65	31	222	89	436	224	224	103	1.201	495
abr-18	237	43	57	29	214	77	436	191	225	83	1.168	423
mai-18	226	51	63	30	212	86	506	215	256	88	1.262	471
jun-18	277	54	60	29	239	85	490	219	265	90	1.331	477
jul-18	286	54	60	30	205	84	519	224	279	97	1.348	490
ago-18	309	57	55	32	198	90	459	232	234	96	1.255	508
set-18	297	54	57	31	204	88	446	226	235	92	1.240	492
out-18	253	57	59	32	198	95	464	227	263	93	1.236	504
nov-18	243	55	33	31	151	93	365	207	175	92	967	478
dez-18	313	49	53	29	191	88	420	190	246	80	1.224	436

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte, exceto TO), região 2 (BA e SE), região 3 (TO e Unidades Federadas da Região Nordeste, com exceção de BA e SE), região 4 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 5 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis de aviação.

Elaboração: ANP

Tabela 9 - Estoque de QAV nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan-18	19	10	37	35	93	71	10	4	159	121
fev-18	22	8	39	26	78	60	11	4	151	98
mar-18	25	9	46	29	89	67	11	4	171	110
abr-18	23	8	48	24	91	64	11	4	173	100
mai-18	24	8	44	25	92	66	11	4	172	104
jun-18	21	8	43	24	93	65	11	4	168	101
jul-18	19	9	35	31	84	71	11	4	150	115
ago-18	23	9	38	28	93	69	11	4	164	111
set-18	22	8	40	26	98	67	11	4	170	105
out-18	25	9	41	29	89	70	10	4	164	111
nov-18	27	9	41	29	92	68	11	4	171	110
dez-18	24	10	40	34	88	73	10	4	162	121

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte), região 2 (Unidades Federadas da Região Nordeste), região 3 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 4 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis de aviação.

Elaboração: ANP

Tabela 10 - Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan-18	11	7	17	23	62	29	20	10	110	68
fev-18	11	6	16	21	52	28	17	9	96	65
mar-18	9	8	16	26	52	35	17	11	94	79
abr-18	9	7	18	23	63	30	19	10	504	69
mai-18	7	7	15	25	51	35	17	11	90	79
jun-18	7	7	12	25	47	34	18	12	84	78
jul-18	7	7	15	26	52	35	20	12	93	80
ago-18	8	7	16	27	53	36	20	12	97	82
set-18	7	7	15	26	47	33	18	11	89	76
out-18	7	7	18	25	62	32	19	11	106	74
nov-18	7	7	16	24	54	32	19	11	97	73
dez-18	7	7	17	25	55	32	19	10	97	74

Região 1 (estados da Região Norte, exceto TO), região 2 (Estados da Região Nordeste), região 3 (Estados da Região Centro-Oeste, Sudeste e TO), região 4 (Estados da Região Sul). Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: declaração de distribuidores. Elaboração: ANP.

5.2 Avaliação do Abastecimento em 2018

Em 2018, os volumes de comercialização de combustíveis se mantiveram nos patamares de 2017, com 136.060 mil m³ comercializados de óleo diesel B, gasolina C, etanol hidratado, GLP, óleo combustível, QAV e GAV. Houve recuperação do mercado de diesel, com um aumento de 1,4% de sua comercialização. O etanol hidratado expandiu 42,1%, ao passo que houve uma retração da comercialização de gasolina e etanol anidro. Esse cenário de estabilidade continua diminuindo pressões de curto prazo sobre a infraestrutura necessária para a expansão do mercado de combustíveis. Nesse sentido, os principais desafios ao abastecimento continuam sendo gerados por fatores externos ou por acontecimentos pontuais como greves, eventos climáticos (como secas e cheias de rios na Região Norte) ou paradas não programadas de refinarias.

Em maio de 2018, houve a greve dos caminhoneiros, que evidenciou como a movimentação de combustíveis pelo País ainda é excessivamente dependente do modal rodoviário. Os efeitos significativos da greve no abastecimento de combustíveis, principalmente no setor de GLP, demonstram como um maior grau de intermodalidade na circulação dos combustíveis contribuiria para mitigar riscos ao abastecimento nacional.

Ressalta-se, além disso, que o País é importador de derivados de petróleo. Assim, problemas relacionados a oferta desses produtos no exterior podem provocar impactos no abastecimento. Essa situação enseja a necessidade de: (i) manutenção de estoques de operação por parte dos agentes; e (ii) investimentos nas infraestruturas de recebimento e armazenagem nos portos brasileiros.

Conforme apontado em relatórios anteriores, caso o Brasil volte a apresentar crescimento econômico significativo e não se verifique aumento proporcional na capacidade nacional de refino, o aumento da dependência externa por derivados de petróleo pode ensejar a necessidade de revisão do Decreto n^o 238/1991, a fim de estabelecer reservas estratégicas de derivados de petróleo.

5.3 Outras Ações da ANP

Com a greve dos caminhoneiros, a ANP implementou o disposto na Resolução ANP n^o 53, de 2 de dezembro de 2015, sobre planos de contingenciamento, além de estabelecer articulação diária com outros órgãos do governo e com os agentes regulados. Foram elaborados relatórios diários sobre a evolução da crise, com o objetivo de orientar decisões que pudessem mitigar os impactos no abastecimento de combustíveis. A ANP estabeleceu medidas regulatórias emergenciais para regularizar o suprimento de combustíveis.

Em agosto de 2018, a ANP reuniu diversos setores regulados para debater o futuro do *downstream*, no *workshop* “Cenário Atual e Perspectivas para o Mercado de Combustíveis no Brasil 2018”. Com base nesse *workshop*, foi redigida a Carta de Búzios, na qual foram estabelecidos compromissos para identificação de melhorias regulatórias para os setores regulados.

Além disso, a Agência tem promovido as Tomadas Públicas de Contribuição (TPCs), com o objetivo de coletar sugestões, dados e informações que orientem o processo regulatório.

6 Conclusões e providências

O presente relatório apresenta as seguintes conclusões decorrente dos estudos elaborados ao longo do ano de 2019:

- a) As projeções apontam que, no horizonte decenal, o Brasil deve consolidar a posição de exportador líquido de petróleo e a capacidade de produção de etanol anidro supera a demanda projetada. Logo, não é necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;
- b) Os estoques de operação de combustíveis, implementados por produtores e distribuidores conforme resoluções ANP, em conjunto com a sistemática de monitoramento do abastecimento nacional, contribuíram para a garantia do abastecimento no País; e
- c) A AQR aponta baixa relevância para o risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado).

Por fim, entende-se como necessárias as seguintes providências:

- a) Avaliar conveniência e oportunidade para iniciar processo legislativo de modificação da legislação que trata do Sistema Nacional de Estoque de Combustíveis, com o objetivo de: (i) incluir combustíveis derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP e QAV) no escopo de produtos integrantes das reservas estratégicas (alteração do inciso I do art. 2º do Decreto nº 238/1991); e (ii) alterar a periodicidade de encaminhamento do Plano Anual de Estoque Estratégicos de Combustíveis ao Congresso Nacional, ficando a cargo do CNPE a avaliação de sua necessidade e oportuno encaminhamento (§1º, art. 4º da Lei nº 8.176/1991);
- b) Envidar esforços visando o desenvolvimento da Análise Quantitativa de Riscos utilizando ferramenta para dimensionar o impacto na economia de eventual indisponibilidade de combustíveis;
- c) Apoiar a implantação da sistemática de emissão de relatório periódico dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e de abastecimento de combustíveis; e
- d) Avaliar conveniência e oportunidade de incluir na agenda regulatória da ANP a revisão do normativo infralegal para estoques de operação, à luz dos impactos da greve de maio de 2018 e do novo cenário para o *downstream*.

GLOSSÁRIO

AQR – metodologia adotada para análise qualitativa de riscos que permite a identificação, classificação, avaliação de relevância e proposição para o tratamento dos riscos, admitindo que sejam positivos (oportunidades) e negativos (ameaças).

Ciclo Otto – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (de ar e gasolina misturados), compressão, combustão (com emissão de centelha) e descarga.

Ciclo Diesel – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (somente ar), compressão (a altas taxas provocando aquecimento do ar a temperaturas de 500 °C a 800 °C), combustão espontânea (do óleo injetado após se vaporizar) e descarga.

Estoques de Operação – destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.

R/P – razão entre reserva provada e produção de petróleo.

Relevância – efeito combinado da probabilidade de ocorrência com o impacto, podendo ser considerada baixa, média ou alta.

Reserva Estratégica – destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANFAVEA. ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (2019). **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira**. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuarios.html>>.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (1999). Nota Técnica nº 010. **Sugestão de Posicionamento da ANP sobre a Questão dos Estoques Estratégicos de Combustíveis**. Novembro de 1999.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2015). **Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenamento de Gasolina A e de Óleo Diesel A no Brasil**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=76152>>.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2019a). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2019**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>.
- ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2019b). **Dados estatísticos mensais**. Disponível em : <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>.
- BAI, Y., DAHL, C.A., ZHOU, D.Q., & ZHOU, P. (2014). *Stockpile strategy for China's emergency oil reserve: A dynamic programming approach*.
- BP. BRITISH PETROLEUM (2019). *BP Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>.
- CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (2019a). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Vol.5, Safra 2018/19, n.4. Disponível em: <<https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana>>.
- CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (2019b). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Vol.6, Safra 2019/20, n.2. Disponível em: <<https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana>>.
- CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (2001). Comitê Técnico 06. **Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis**. Fevereiro de 2001.
- EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2017). *Maritime chokepoints are critical to global energy security*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32292>>.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019a). **Balanco Energético Nacional - Séries Históricas Completas**. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019b). **Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019c). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Versão em consulta pública, conforme Portaria MME nº 396, de 21

- de outubro de 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2019>>.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019d). **Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - WebMap EPE**. Disponível em: <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe>>.
- IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (2019). **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2018**. Disponível em <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101654_informativo.pdf>.
- IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2014). *Energy Supply Security: The Emergency Response of IEA Countries 2014*. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014>>.
- IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2019a). *Key World Energy Statistics 2019*. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2019>>.
- IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2019b). *Oil Market Report*. Disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic>>.
- MAPA. MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (2015). **Cronologia da Mistura Carburante Etanol Anidro**. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/arquivos/cronologia-da-mistura-carburante-etanol-anidro-gasolina-no-brasil.pdf>>.
- MAPA. MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (2019). **Sustentabilidade / Agroenergia**. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/acompanham-ento-da-producao-sucroalcooleira>>.
- MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2013). **Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis**. Dezembro de 2013.
- OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (2019). *World crude oil exports by country, 2018*. Disponível em <<http://asb.opec.org/index.php/data-download>>.
- REN21. RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. Banco de dados disponível em <<http://www.ren21.net>>.
- UNEM. UNIÃO NACIONAL DO ETANOL DE MILHO (2019). **Etanol de Milho no Brasil**. Painel 10 da conferência Abertura de Safra 2019/20. Ribeirão Preto.
- WORLD BANK (2019). *World Bank Open Data. Produto Interno Bruto por país*. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD>>.
- YERGIN, D. (2011). *The quest: energy, security, and the remaking of the modern world*. New York: The Penguin Press, 2011.