



Relatório de Atividades: Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis – SINEC - 2021

MARÇO DE 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Rafael Bastos da Silva

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 8º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br

Coordenação e Participantes

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO)

DEIVSON MATOS TIMBÓ (COORDENADOR)

MARISA MAIA DE BARROS

RENATO LIMA FIGUEIREDO SAMPAIO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIODIESEL (ANP)

ANDRÉ LUIZ DE SOUZA BRITTO

BRUNNO LOBACK ATALLA

THIERS DE CRUZ E ALVES

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

ANGELA OLIVEIRA DA COSTA

EULER JOÃO GERALDO DA SILVA

RAFAEL BARROS ARAUJO

RAFAEL MORO DA MATA

PÉRICLES DE ABREU BRUMATI

REGINA FREITAS FERNANDES

VICTOR HUGO TROCATE DA SILVA

Sumário

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE GRÁFICOS	6
LISTA DE TABELAS	7
LISTA DE QUADROS	8
APRESENTAÇÃO	9
INTRODUÇÃO	10
2 Base legal, principais conceitos e estudos realizados	11
2.1 Base legal	11
2.2 Reserva estratégica e estoques de operação	12
2.3 Matriz energética	13
2.4 Segurança energética	15
2.5 Estudos realizados	19
2.6 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação	19
3 Reservas estratégicas	21
3.1 Petróleo	21
3.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo	26
3.3 Cenário brasileiro para o petróleo	32
3.4 Etanol carburante	37
3.5 Cenário brasileiro para o etanol	44
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil	47
4.1 Petróleo	47
4.2 Etanol	51
5 Estoques de operação	55
5.1 Os estoques mínimos obrigatórios	55
5.2 Avaliação do abastecimento em 2020	57
6 Conclusões e providências	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de gestão de riscos	17
Figura 2 – Tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz em 06 nov. 2020.....	18
Figura 3 – Sistema de resposta a emergências da IEA	28
Figura 4 – SPR chinesa em suas 3 fases	30
Figura 5 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil	45
Figura 6 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento ao refino	48

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético	14
Gráfico 2 – Dependência externa total de energia	14
Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados	15
Gráfico 4 – Frequência de eventos vs. tempo de interrupção	23
Gráfico 5 – Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento	23
Gráfico 6 – Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial	24
Gráfico 7 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos.....	26
Gráfico 8 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2020.....	33
Gráfico 9 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2022-2031	34
Gráfico 10 – Previsão das reservas provadas e da R/P nacionais 2022-2031	35
Gráfico 11 – Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2022-2031	36
Gráfico 12 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2022-2031	37
Gráfico 13 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956.....	22
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001	24
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002.	25
Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo	31
Tabela 5 – Fixação do percentual de mistura vigente entre o lançamento do Proálcool e a adoção de percentual de 20% no território nacional.....	39
Tabela 6 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd)	47
Tabela 7 – Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m ³)	55
Tabela 8 – Estoque de óleo diesel A S500 nos distribuidores (mil m ³)	56
Tabela 9 – Estoque de óleo diesel A S10 nos distribuidores (mil m ³)	56
Tabela 10 – Estoque de QAV nos distribuidores (mil m ³)	57
Tabela 11 – Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)	57

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Matriz de probabilidade e impacto	48
Quadro 2 – Resultado da análise qualitativa de riscos	50

APRESENTAÇÃO

Em 2021, 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.

INTRODUÇÃO

A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG), com apoio das equipes técnicas 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 39ª reunião ordinária, realizada em dezembro de 2020.

O presente relatório está organizado em 6 capítulos, que incluem, além desta introdução, 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.

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, principais conceitos e estudos realizados

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

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.

(...)

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 Poder Executivo encaminhe ao Congresso Nacional o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, contendo:

- a) Metas do SINEC;
- b) Prioridades do SINEC; e
- 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, as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual, 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 (Lei do Petróleo), e o art. 1º, inciso V, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, definem como competência do CNPE assegurar o adequado funcionamento do SINEC e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

A respeito do SINEC, a Lei nº 9.478/1997 ainda atribuiu competência à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para fiscalizar o adequado funcionamento do SINEC e possibilitou que o órgão regulador exigisse dos agentes regulados a manutenção de estoques mínimos de combustíveis e de biocombustíveis.

2.2 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 Agência, 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 (EU). A obrigação de manter estoques mínimos de petróleo e/ou

derivados foi imposta aos estados-membros, 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 (EU, 2009).

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.

2.3 Matriz energética

As escolhas e realizações da política energética do Brasil estão à altura dos desafios energéticos mais urgentes do mundo. Uma política pública efetiva fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: 99,5% da população possui acesso à eletricidade (IBGE, 2020).

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 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 Santos e Campos. O Pré-sal brasileiro se consolida como um ativo de classe mundial, com o desenvolvimento revelando grande potencial em águas ultraprofundas. Descoberta em 2006, a produção de petróleo na região superou, em 2019, 1.737 mil bpd, contribuindo decisivamente para o aumento da exportação dessa *commodity* e para os resultados positivos da balança comercial brasileira (ANP, 2021).

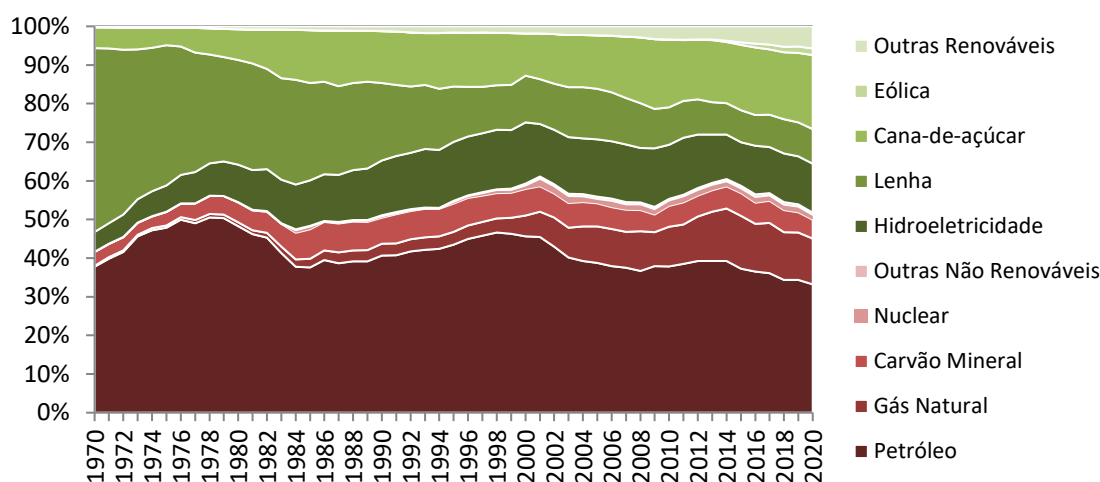
Os biocombustíveis seguem expandindo sua produção primária, tendo os produtos da cana-de-açúcar renovado sua máxima histórica alcançando 55.597 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) (EPE, 2021b). Analisando apenas o setor de transporte, a energia renovável respondeu por 24,5% dessa demanda setorial em 2020 (EPE, 2021b), com as tecnologias *flex fuel* representando 85,2% das vendas de novos veículos leves (ANFAVEA, 2021).

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 (33,1%), liderança ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2020. O Brasil, que registrava OIE de 66.946 mil tep em 1970, alcançou 287.616 mil tep no ano de 2020, equivalente a um crescimento anual médio de 2,96%.

A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira, após o petróleo e derivados, é: derivados da cana-de-açúcar (19,1%), hidroeletricidade (12,6%), gás natural (11,8%), lenha e carvão vegetal (8,9%), carvão mineral e derivados (4,9%), outras renováveis (5,7%), eólica (1,7%), nuclear (1,3%) e outras não renováveis (0,6%). Aqui o registro para a inédita superação da energia eólica sobre a energia nuclear.

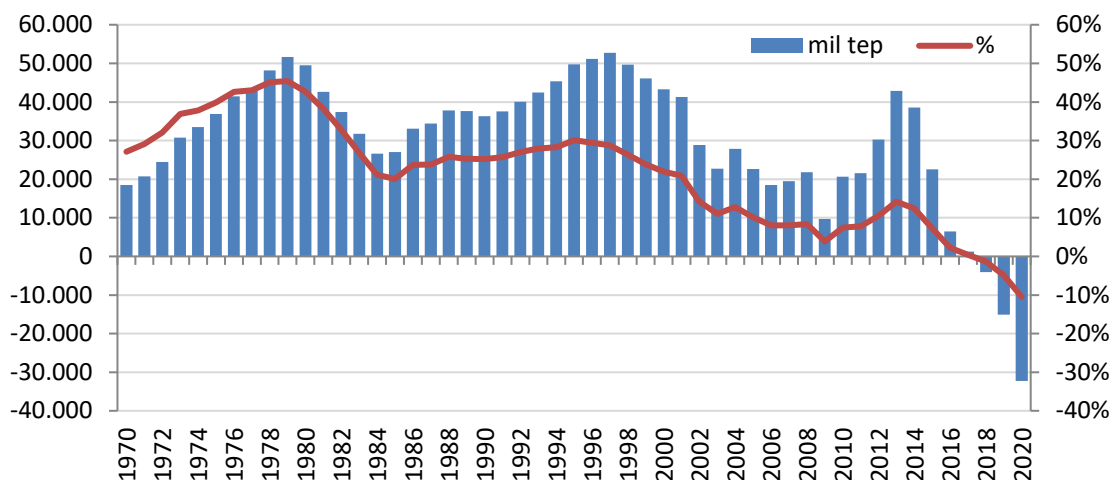
Gráfico 1 – Participação na OIE por energético



Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2021b).

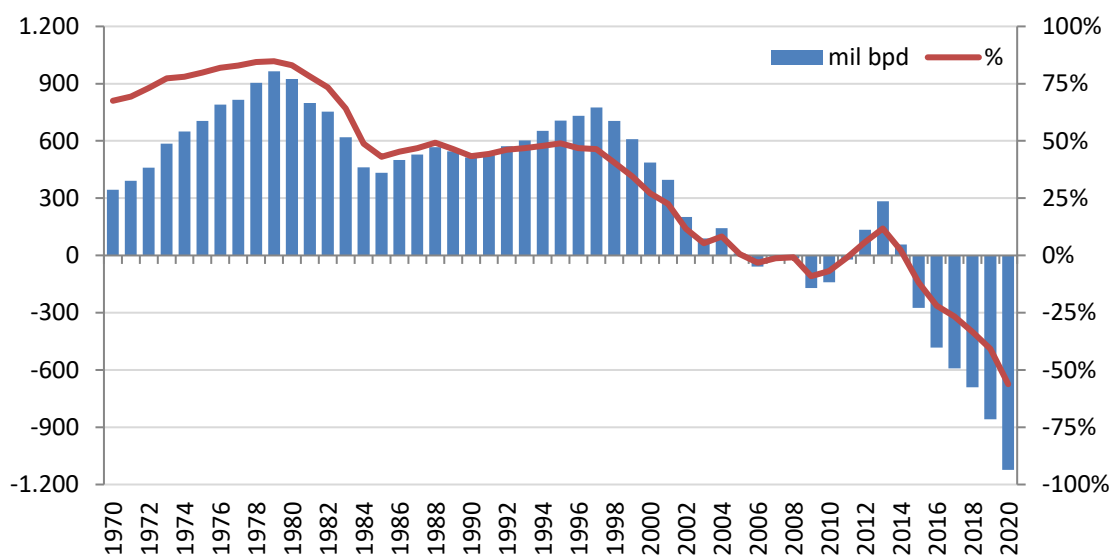
Por ser o energético de maior consumo, o petróleo influencia diretamente o comportamento da matriz energética nacional, bem como a dependência externa de energia. Os gráficos apresentados a seguir ratificam essa assertiva. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se 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 (2021b).

Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados



Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2021b).

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que o petróleo possui para setores vitais à economia brasileira: 72,3% da energia consumida para realizar o transporte de cargas e pessoas tem origem nos derivados de petróleo; apenas o óleo diesel responde por 48,3% da energia consumida na agropecuária; e o GLP supre 24,4% da energia consumida nas residências (EPE, 2021b).

2.4 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.

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 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).

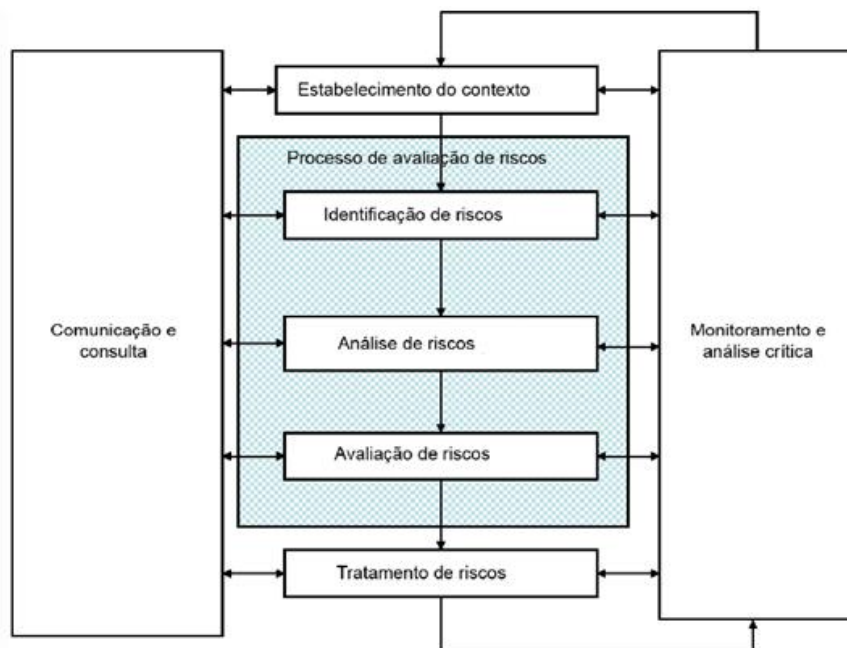


Figura 1 – Processo de gestão de riscos

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. 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.

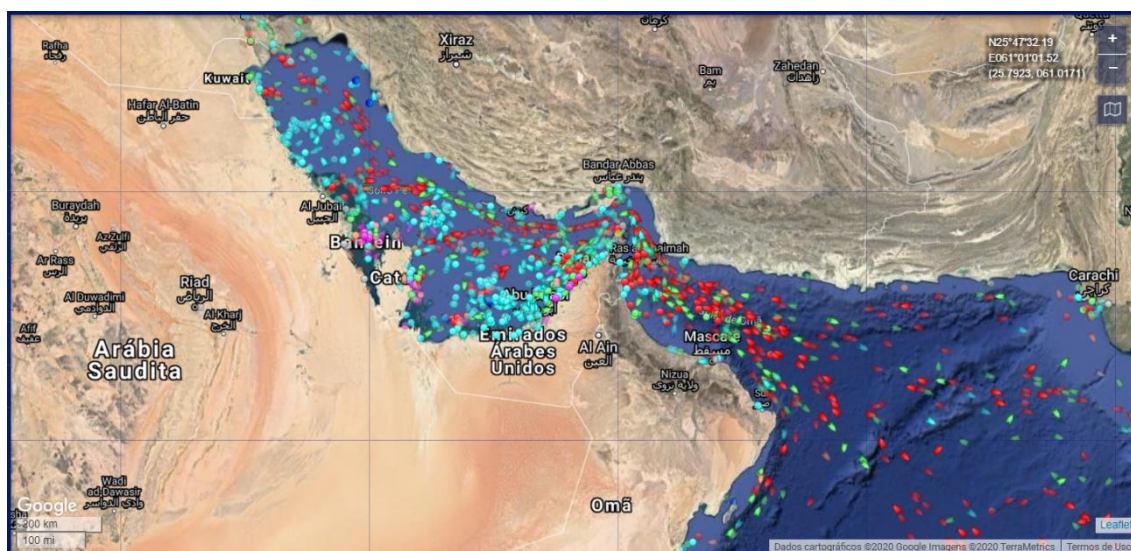
Países importadores de petróleo abordam a questão em termos de segurança do abastecimento. Por outro lado, países exportadores preocupam-se com a segurança da demanda para as suas exportações de petróleo e gás, das quais dependem para gerar crescimento econômico, grande parte das receitas do governo, 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.

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 a intensidade do tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz, ponto de passagem de mais 20 milhões de barris por dia (Mbpd) de todo o petróleo bruto e derivados comercializados por via marítima, praticamente um terço do comércio mundial.

Figura 2 – Tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz em 06 nov. 2020



Fonte: marinetraffic.com.

Estima-se que cerca de 80% do petróleo que passou por esse gargalo logístico tem como destino os mercados asiáticos, com destaque para China, Japão, Índia, Coreia do Sul e Cingapura. Cerca de 115 bilhões m³ de GNL transitaram pelo Estreito de Hormuz em 2018, representando mais de 30% de seu comércio global (EIA, 2019).

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.

2.5 Estudos realizados

Dessa forma, o Ministério de Minas e Energia vem coordenado os trabalhos que visam subsidiar o CNPE na sua atribuição de assessoramento ao Presidente da República na formulação de políticas e diretrizes de energia para o adequado funcionamento do SINEC.

Em 2002, o Comitê Técnico 4 – SINEC/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 ao CNPE políticas para garantir quantidade e qualidade de combustíveis e derivados, sem a necessidade de a União constituir **reservas estratégicas**, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil (CNPE, 2001). Por sua vez, os **estoques de operação** são regulamentados por atos normativos da ANP em consonância com o disposto na Lei do Petróleo.

Na edição do presente documento, com o objetivo de fortalecer a governança do processo de deliberação e demais providências do CNPE acerca do SINEC, bem como ampliar o prisma de análise das questões afetas à reserva estratégica no País, recomenda-se a criação de grupo de trabalho permanente. Além da ANP e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituições vinculadas ao MME, sugere-se a participação do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República (GSI/PR), em razão das suas atribuições de analisar e acompanhar assuntos com potencial de risco, prevenir a ocorrência de crises e articular seu gerenciamento, na hipótese de grave e iminente ameaça à estabilidade institucional, a fim de robustecer os subsídios para a tomada de decisão do Conselho no âmbito do SINEC.

2.6 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação

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

Isso porque, desde a publicação da mencionada Lei e do Decreto nº 238/1991 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.

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

Há uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa 30,9% da oferta energética mundial (IEA, 2021).

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.

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.

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 é possível visualizar com mais detalhe cada evento, considerando apenas os que resultaram em deficiência média na oferta de petróleo superior a 1,0 Mbd, apresentando duração do evento, deficiência média, produção mundial à época e relação deficiência/produção.

O impacto da pandemia da Covid-19 na mobilidade urbana e, por conseguinte, no consumo de derivados de petróleo levou a uma queda histórica na demanda de petróleo, com redução de quase 20 Mbd no mês de abril de 2020 e a expectativa que a redução no ano supere 8 Mbd. Em uma resposta coordenada, grandes produtores reduziram a oferta e houve um esforço para elevar o nível de estoques, tanto em tancagem fixa quanto flutuante (IEA, 2020).

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

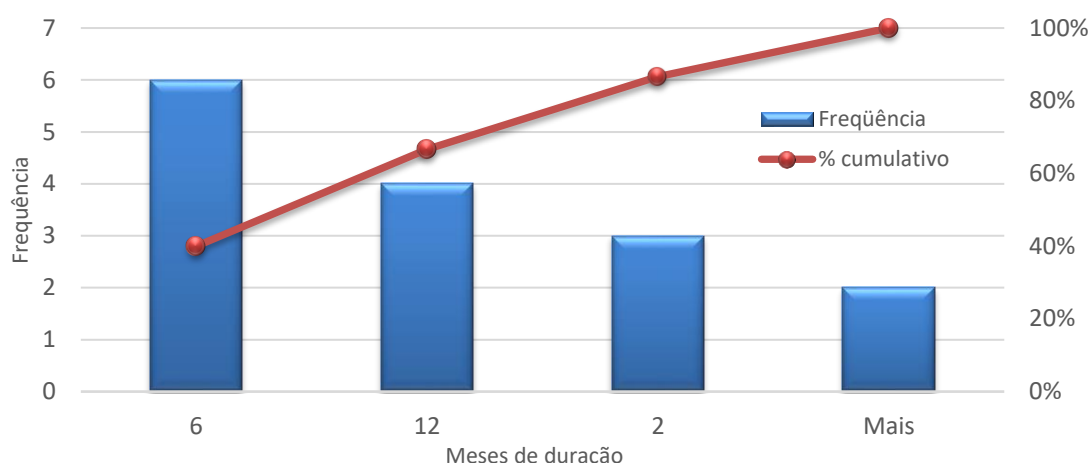
Fontes: IEA (2021), BP (2021) e OPEC (2021).

Observa-se que, em 65 anos (de 1956 a 2020), foram registradas quatorze 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.

A resiliência e a capacidade de resposta da indústria ficaram evidentes com os ataques por drone às instalações da Saudi Aramco ocorrido em setembro de 2019. Com a notícia que 5% da oferta global estaria indisponível, os preços dispararam 15% no primeiro momento (BBC, 2019). Contudo, o mercado conseguiu viabilizar alternativas e o reparo dos danos foi realizado, contribuindo para que os preços retornassem ao patamar pré-ataque em menos de 15 dias (BLOOMBERG, 2019).

Fica evidente que interrupções no fornecimento de petróleo bruto, mesmo que apenas potenciais, podem ter efeitos grandes e imediatos sobre os preços (EIA, 2020a). É importante registrar que OPEC e Rússia trabalham de forma coordenada tentam exercer algum controle sobre a oferta. O Gráfico 4 sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.

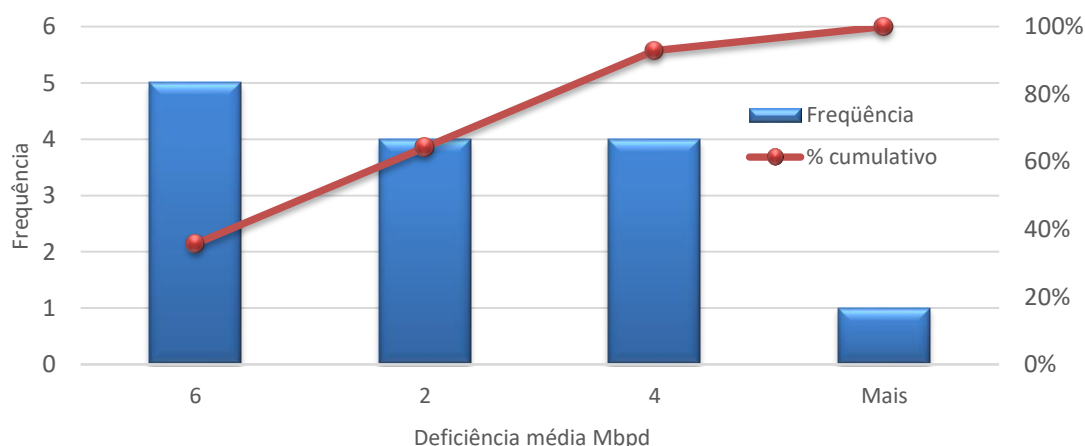
Gráfico 4 – Frequência de eventos vs. tempo de interrupção



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.

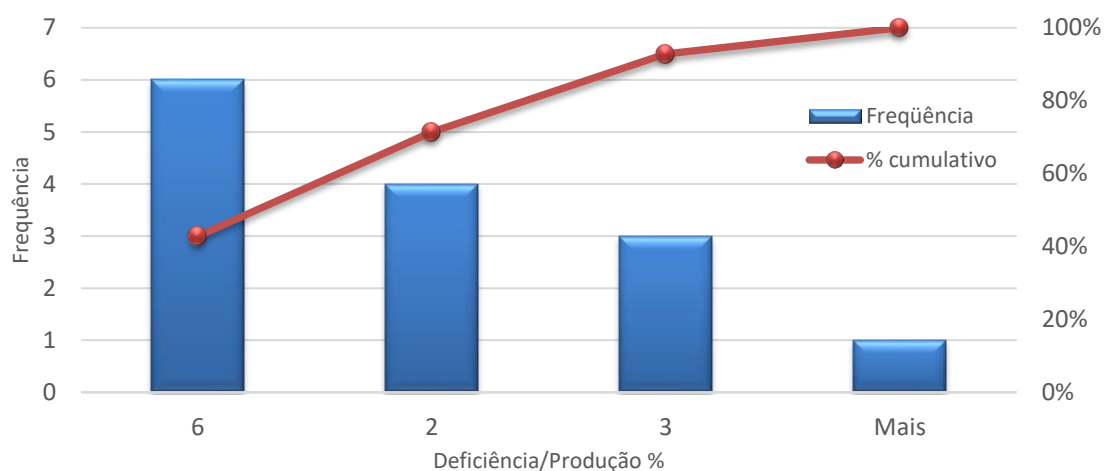
No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta, atualizado em relação à produção mundial de 2017, foi de 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 95,1 Mbpd (BP, 2021). 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



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					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
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).

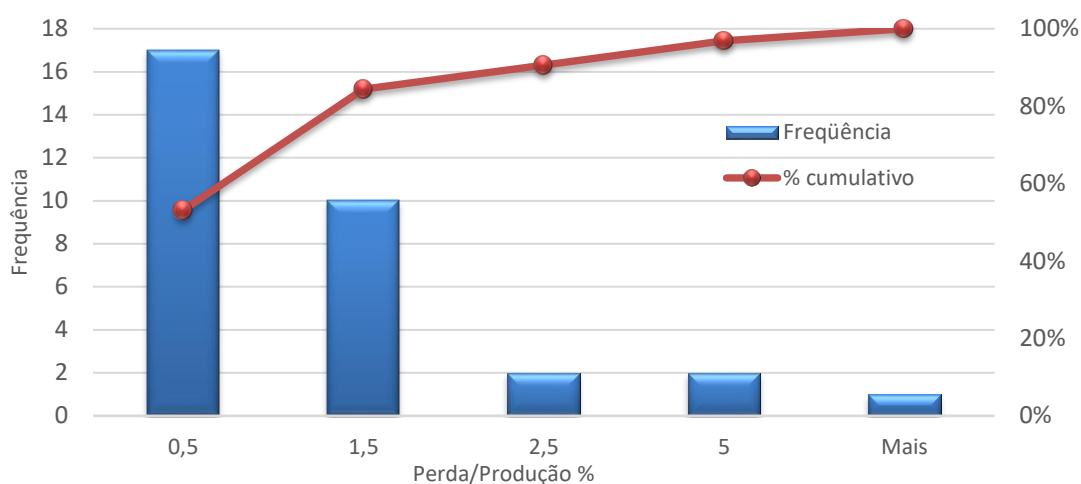
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002.

Ano	m ³					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
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 menores que 2,6%. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

3.2 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.

Países de OCDE, IEA e União Europeia

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 38 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 38 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.

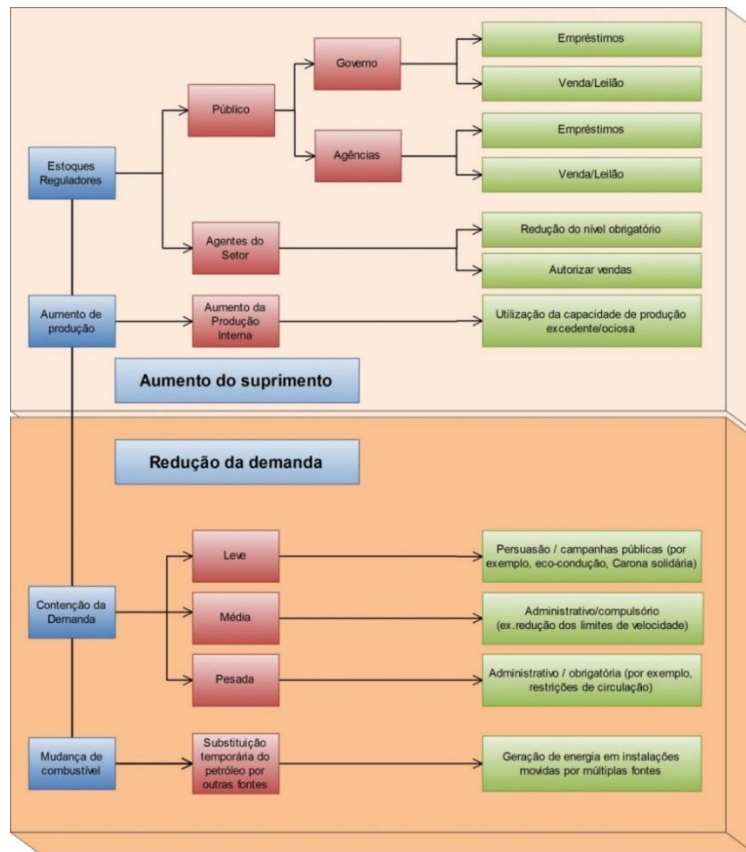
A capacidade de resposta coletiva da IEA visa mitigar os impactos negativos da escassez repentina na oferta de petróleo, utilizando as reservas estratégicas para compensar o déficit no mercado global para os seus integrantes.

Por meio de uma combinação de respostas de emergência, são implementadas medidas destinadas a aumentar a oferta e reduzir a demanda (Figura 3). A política de resposta a emergências da IEA se concentra em aliviar, no curto prazo, as consequências das restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo.

O sistema de respostas foi inicialmente dimensionado para atuar de forma efetiva em eventos que provoquem uma redução de 7% ou mais na oferta mundial de petróleo e derivados. Atualmente, dada a peculiaridade dos eventos recentes para os quais a IEA teve que atuar, foram estabelecidas medidas de flexibilização para acionamento das reservas estratégicas.

Segundo a IEA, essa ferramenta não tem por finalidade a gestão de preços ou questões de fornecimento de longo prazo, que são geridas mais eficazmente por meio de outras políticas que incentivam, por exemplo, a redução de importação de petróleo, a economia de energia, a diversificação ou pesquisa, desenvolvimento e investimento em tecnologias de energia alternativa.

Figura 3 – 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 EU 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.

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.

Índia

A Índia fixou formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 39 milhões de barris em três localidades distintas: Visakhapatnam, Mangalore e Padur (ISPRL, 2020).

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 2019, a Índia produziu 826 mil bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida foi a utilização de cavernas rochosas, dispostas em localidades acessíveis ao refino (ISPRL, 2020).

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 localidades (ISPRL, 2020).

Em julho de 2020, EUA e Índia assinaram um acordo preliminar sobre cooperação em reservas emergenciais de petróleo bruto, incluindo a possibilidade de a Índia armazenar

O uso das reservas estratégicas de petróleo pela China é provavelmente impulsionado por uma combinação de fatores: um esforço para frear os preços internos e a efetivação de uma operação financeira com saldo positivo para o Estado. Todavia, ainda não está claro até que ponto também pretende ser uma demonstração, ao mercado internacional, do poder de precificação da China (OIES, 2021).

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, 59,5% da população, 80,8% da riqueza, 76,8% do consumo energético e 73,7% do consumo de petróleo. A ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB).

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 (EJ)	Consumo petróleo ⁽¹⁾ (10 ³ bpd)	Exportador líquido? ⁽²⁾	Possui REP?
EUA	20.937	87,79	17.178	NÃO	SIM
China	14.723	145,46	14.225	NÃO	SIM
Japão	4.975	17,03	3.268	NÃO	SIM
Alemanha	3.846	12,11	2.045	NÃO	SIM
Reino Unido	2.708	6,89	1.192	NÃO	SIM
França	2.630	8,70	1.305	NÃO	SIM
Índia	2.623	31,98	4.669	NÃO	SIM
Itália	1.886	5,86	1.054	NÃO	SIM
Canadá	1.644	13,63	2.282	SIM	NÃO
Coreia do Sul	1.631	11,79	2.560	NÃO	SIM
Rússia	1.483	28,31	3.238	SIM	NÃO
Brasil	1.445	12,01	2.323	SIM	NÃO
Austrália	1.331	5,57	890	NÃO	SIM
Espanha	1.281	4,97	1.050	NÃO	SIM
México	1.076	6,48	1.312	SIM	NÃO
Indonésia	1.058	7,63	1.230	NÃO	NÃO
Holanda	914	3,37	746	NÃO	SIM
Suíça	752	1,08	179	NÃO	SIM
Turquia	720	6,29	903	NÃO	SIM
Arábia Saudita	700	10,56	3.544	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* (2021) e *BP* (2021).

Importante observar que países-membros da IEA e exportadores líquidos de petróleo não são obrigados a constituir reservas estratégicas (Canadá, México, Noruega e Dinamarca).

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.

No caso do Brasil, em 2020, o País importou 0,2% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 65.061 mil bpd. Esse volume de importação correspondeu a 7,6% da demanda das refinarias brasileiras nesse ano. No entanto, essa importação tem o propósito, 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.

3.3 Cenário brasileiro para o petróleo

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 2022-2031. 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 2022 a 2031, 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.

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.

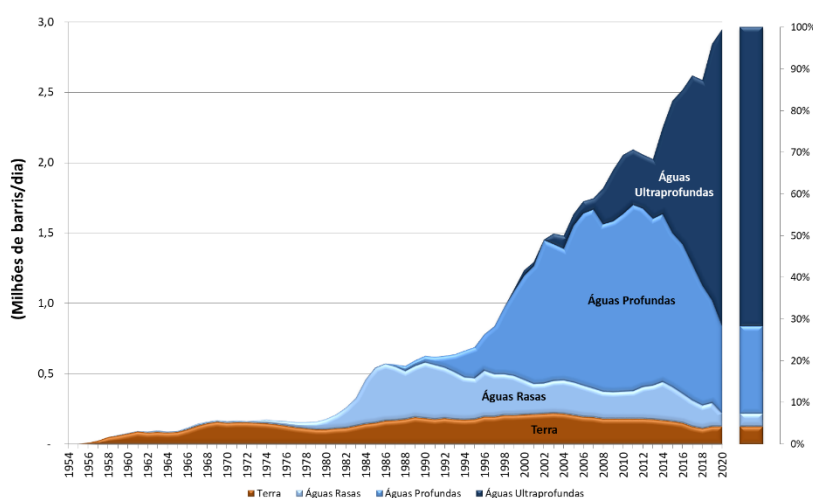
A descoberta da província petrolífera do Pré-sal no Brasil, em 2005, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás natural, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo. Assim, foram promulgadas as Leis nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e 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 produção é direcionado para as atividades de E&P exercidas nas áreas do Pré-sal¹ e em áreas estratégicas.

No período de 1997 a 2020, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 11,9 bilhões de barris. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 1 bilhão de barris, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que três vezes em 23 anos (ANP, 2021a).

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 2020. A produção manteve-se na ordem de 2,0 Mbpd de 2009-2013, subiu para cerca de 2,3 Mbpd em 2014 e alcançou 2,9 Mbpd em 2020.

Gráfico 8 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2020



Fonte: EPE (elaboração própria).

Previsões de produção brasileira de petróleo 2022-2031

Segundo estudos da EPE, a produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2028, mantendo o patamar em torno de 4 Mbbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do Pré-sal, em especial os campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu, representando cerca de 70% da produção de petróleo prevista no final do período. São

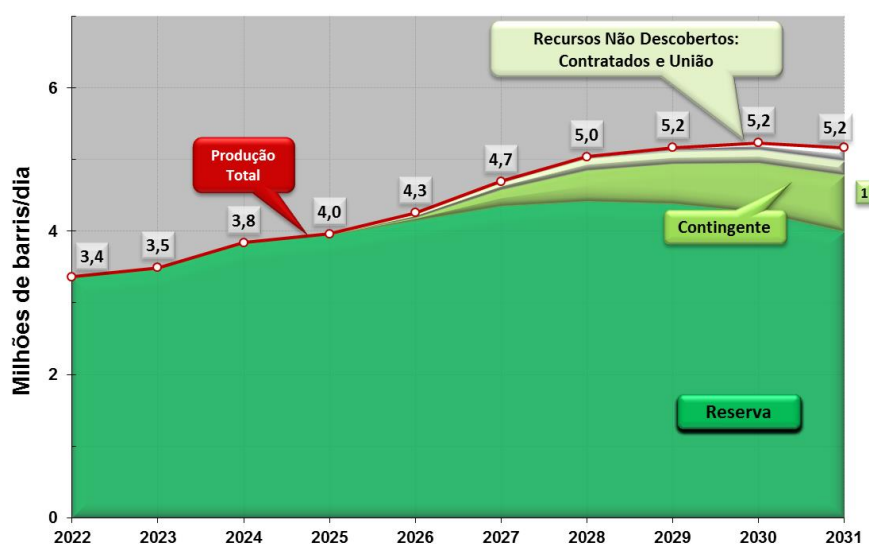
¹ Apenas os blocos não licitados, exceto as áreas que já haviam sido concedidas a companhias petrolíferas. Nesses casos, foi mantido o regime de concessão para as áreas já outorgadas, respeitando os contratos existentes.

previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2021-2025, quatro módulos de produção para Búzios, até 2024, além de outros sete distribuídos para os campos de Itapu (1), Mero (4), Parque das Baleias (IPB) (1) e Sépia (1). São esperados ainda dois módulos em 2023 para Marlim no Pós-sal da Bacia de Campos.

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 profundas e ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e Potiguar, para as quais se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 4% da produção nacional em 2031.

Gráfico 9 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2022-2031



Fonte: EPE (elaboração própria).

Investimentos em E&P no Brasil 2022-2031

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2022-2031, fiquem entre US\$ 428 bilhões e US\$ 474 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2021-2025, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do Pré-Sal, assim como a expectativa gerada pelos leilões dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, anunciado pela ANP para o próximo ano, além das aberturas e resultados aguardados no Novo Mercado de Gás anunciado pelo MME.

Diante da retomada econômica desde o início de 2021 para o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, com a elevação do preço do barril superando 80 dólares, acima do patamar pré-período pandêmico, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

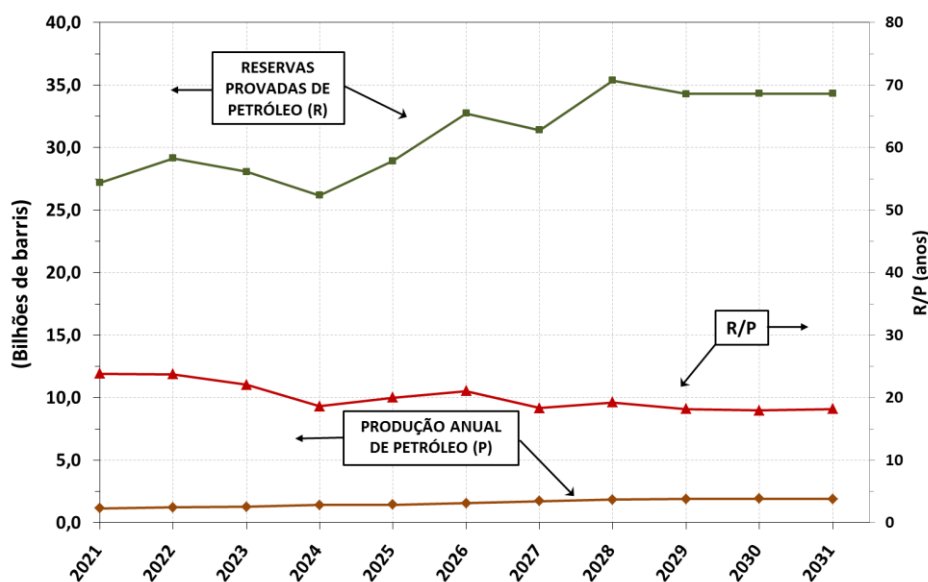
Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro

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 2022-2031. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, datas esperadas para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações 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 anos².

O Gráfico 10 mostra a previsão das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P atingirá níveis relativamente altos, entre 18 e 24 anos, no período de 2022-2031.

Gráfico 10 – Previsão das reservas provadas e da R/P nacionais 2022-2031³



Fonte: EPE (elaboração própria).

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.

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.

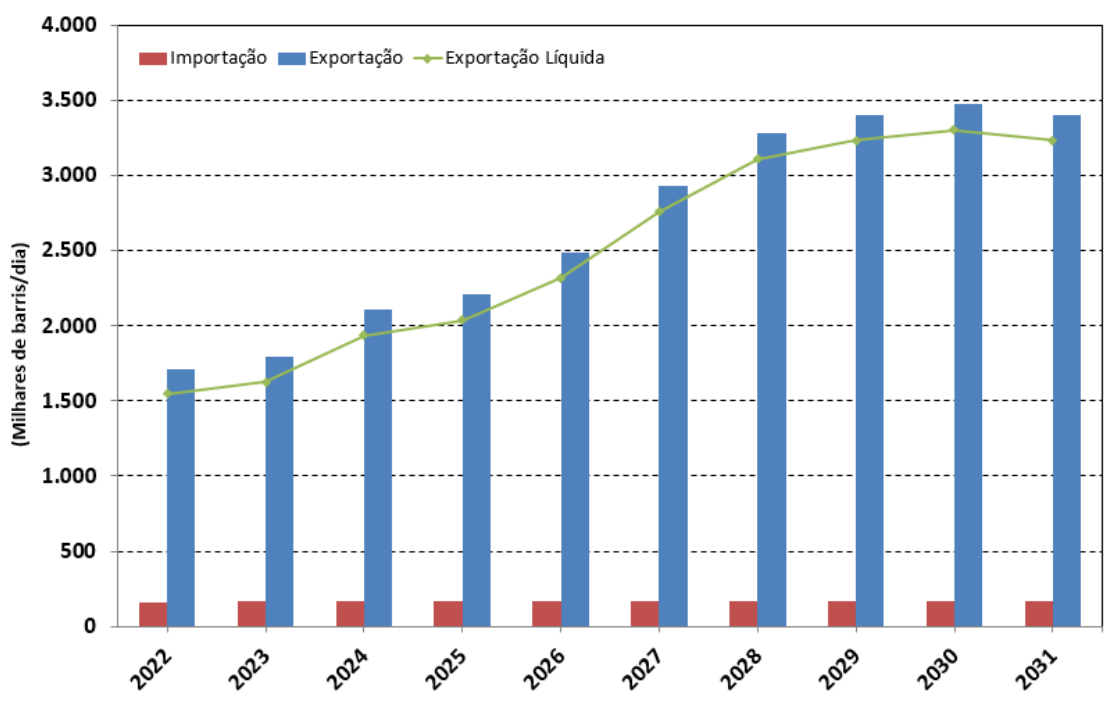
² O modelo de evolução de reservas aplicado pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

³ As reservas provadas incluem estimativas de recursos contingentes e recursos não descobertos.

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 2022-2031, o País será um importante exportador de petróleo (OPEC, 2021)⁴, conforme demonstrado no Gráfico 11. A exportação líquida alcançará o pico de 3,3 Mbpd em 2030, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.

Gráfico 11 – Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2022-2031



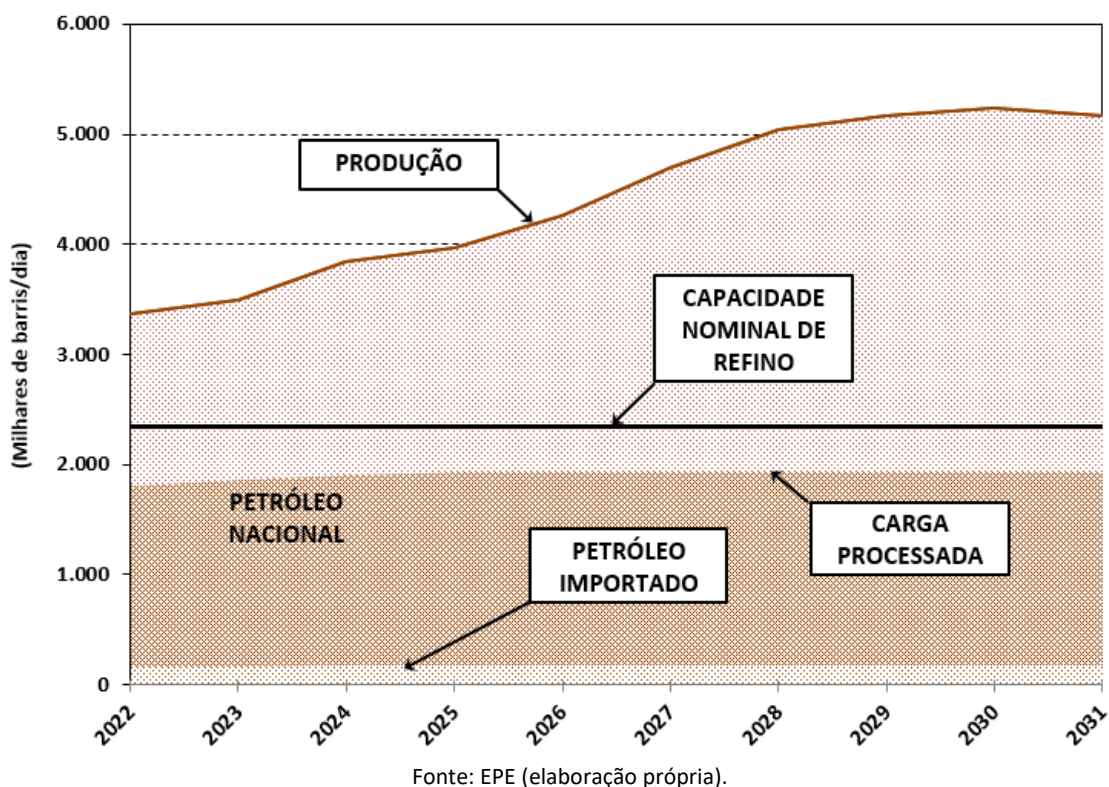
Fonte: EPE (elaboração própria).

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 2022 e 2031, 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 2022-2031.

⁴ A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 6,6 Mbpd em 2020, seguida da Rússia com 4,7 Mbpd e do Iraque com 3,4 Mbpd. EUA, Canadá, Emirados Árabes, Nigéria, Kuwait, Noruega e Cazaquistão exportaram valores entre 3,1 e 1,4 Mbpd no mesmo ano.

Gráfico 12 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2022-2031



3.4 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 Alcool (Proálcool), em 1975.

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, assim como 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 Alcool), 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* (bicombustíveis), 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 Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (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).

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. A 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, como observado na safra 2020/21, quando o percentual de ATR destinado à produção do etanol foi de 54%, onze pontos percentuais inferior ao observado no período anterior. Por outro lado, como aconteceu nas safras 2018/19 e 2019/20, com os preços depreciados para o açúcar, o setor destinou majoritariamente a cana-de-açúcar para a produção de etanol (cerca de 65% do *mix* de produção) (CONAB, 2021).

Eventos críticos internos

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil produziu 663 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (tc) na safra 2020/21 em 8,6 milhões ha. A produção do país cresceu 1,3% em relação à safra passada, devido ao aumento da produtividade e também, pela redução da idade média do canavial. Em relação à área, houve acréscimo de 2,1% em relação ao ano anterior (CONAB, 2021).

A produtividade média do setor sucroenergético brasileiro na safra 2020/21 foi de 76,0 tc/ha, queda de 0,2% com relação à anterior. A Região Centro-Sul, que representa 92% da produção total, teve uma redução no indicador de 0,1%, enquanto que, na Região Norte-Nordeste, a queda foi de 2,3%. Apesar desta leve queda, as condições climáticas, em geral favoráveis no período, bem como os investimentos em tecnificação e melhorias no manejo, contribuíram para que esse patamar de produtividade permanecesse praticamente constante (CONAB, 2021).

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2020/21 foi de 144,1 kg ATR/tc, crescimento de 3,4% em relação à anterior (139,3 kg ATR/tc, o melhor registro desde a safra 2011/12. As condições climáticas, idade das lavouras, impurezas minerais e vegetais e a defasagem entre a implantação da mecanização do plantio e da colheita da cana são os principais fatores que influenciam esse indicador (CONAB, 2021).

3.5 Cenário brasileiro para o etanol

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende, em grandes números: 361 unidades produtoras em dezembro de 2020 (MAPA, 2021), distribuídas conforme a Figura 5. Segundo o IPEA (2020), a cana representa 9,6% do PIB Agropecuário, o qual alcançou 26,6% do PIB total do país em 2020 (R\$ 7,45 trilhões)

(CNA, 2021). Desta forma, estima-se que o PIB do setor sucroenergético para o mesmo ano tenha atingido R\$ 190 bilhões ou US\$ 37 bilhões (câmbio de US\$ 5,156) (IPEA, 2021). Em 2020, as exportações de etanol e açúcar somaram US\$ 10,2 bilhões (MAPA, 2021).

Figura 5 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil



Fonte: EPE (2021c) e MAPA (2021).

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

Em 5 de novembro de 2019, o Decreto Presidencial nº 10.084/2019 revogou o Decreto nº 6.961, de 17 de setembro de 2009, o qual aprovava o zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar e determinava ao Conselho Monetário Nacional o estabelecimento de normas para as operações de financiamento ao setor sucroalcooleiro. Posteriormente, em 20 de abril de 2020, uma ação civil pública foi ajuizada pelo Ministério Público Federal em face da União, por meio da qual pretende a suspensão dos efeitos do referido Decreto. Até 17 de novembro, este decreto encontra-se sob os efeitos dessa liminar e seus efeitos encontram-se suspensos (PJE, 2021).

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 617 mil m³, sendo que os dutos possuem capacidade de movimentação anual de 6 milhões de m³ e extensão de 1.054 km. A Logum anunciou que retomou a análise de investimentos para a ampliação do etanolduto até São Paulo. O projeto, que fora anunciado em 2019, prevê a construção de dutos para transporte de Uberaba até a capital paulista, com possibilidade de extensão até o litoral (NOVACANA, 2021e) (EPE, 2021a).

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 m³ e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, respectivamente, de 2 milhões m³ e de 25 mil m³. Em 2020, o volume de etanol movimentado foi de 2,1 milhões de litros, 16% a menos do que no ano anterior (LOGUM, 2021).

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.

4.1 Petróleo

Conforme projeções dos estudos do ciclo 2022-2031, 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção Potencial	3,36	3,49	3,84	3,96	4,26	4,70	5,04	5,17	5,24	5,17
Demanda Estimada	2,12	2,15	2,17	2,19	2,22	2,26	2,31	2,35	2,41	2,48
Excedente	1,24	1,34	1,67	1,77	2,04	2,44	2,73	2,82	2,83	2,69

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2021d).

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 2031.

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

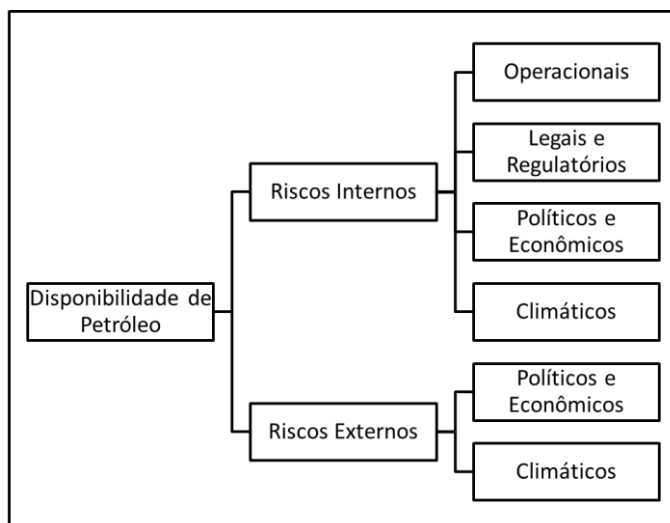
A avaliação dos riscos neste estudo tem por objeto a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País. A referida abordagem tem um viés de complementariedade à confirmação da tendência do País como exportador líquido de petróleo no horizonte até 2031.

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 6. 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 6 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento ao 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 1.

Quadro 1 – Matriz de probabilidade e impacto

Probabilidade	Quantificação Ameaça		
	Alta (5)	5	15
Média (3)	3	9	15
Baixa (1)	1	3	5
	Baixo (1)	Médio (3)	Alto (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 2 contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 2 – 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
		6	CONTÍNUA FALTA DE INVESTIMENTOS NA RECUPERAÇÃO DA PRODUÇÃO DO PÓS-SAL DA BACIA DE CAMPOS	AM	Redução da produção de petróleo e gás nacional	MÉDIA	ALTO	Amarelo
		7	ATRASO NA RETOMADA DA PRODUÇÃO DE CAMPOS DESINVESTIDOS	AM	Redução ou interrupção da produção local	MÉDIA	BAIXO	Amarelo
	LEGAIS REGULATORIOS	8	DESAFIOS PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE NOVAS ÁREAS DE PRODUÇÃO	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		9	MUDANÇAS REGULATÓRIAS	OP	Aumento da atratividade para investimentos que elevam a expectativa de produção de petróleo	ALTA	MÉDIO	Verde
	POLÍTICOS ECONÔMICOS	10	GREVE DOS PROFISSIONAIS DA PRODUÇÃO OU LOGÍSTICA	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	MÉDIA	ALTO	Vermelho
	CLIMÁTICOS	11	EVENTOS METEREOLÓGICOS EXTREMOS NO PAÍS	AM	Interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	Verde
EXTERNOS	POLÍTICOS ECONÔMICOS	12	REDUÇÃO EXPRESSIVA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO	AM	Queda da atratividade para investimentos na produção de petróleo no país	BAIXA	MÉDIO	Verde
		13	GUERRAS E TERRORISMO NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde
	CLIMÁTICOS	14	EVENTOS METEREOLÓGICOS 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 julho de 2020, 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.

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 2020, em cerca de 745 milhões de tc, por 361 usinas em operação, estando sua taxa de ocupação atual em torno de 90%. O número de usinas autorizadas pela ANP a comercializar etanol, em dezembro de 2020, foi de 363. Estas possuem capacidade instalada de produção de etanol anidro e hidratado⁵ de aproximadamente 129 mil m³/dia e 243 mil m³/dia, respectivamente, com ociosidade variando de acordo com a remuneração dos produtos da cana (etanol e açúcar) e com os dias de operação na safra. Ainda segundo informações da ANP de dezembro de 2020, havia dezessete solicitações⁶ para construção de novas usinas, que adicionarão uma capacidade de 2.820 m³/dia de anidro e 4.066 m³/dia de hidratado (ANP, 2021b), respectivamente.

Em 2020, foram implantadas três unidades *full* de etanol de milho, totalizando 17 usinas operacionais (sendo 8 *full* e 9 *flex*). No fim do ano, a capacidade total de processamento de milho

⁵ O relatório não caracteriza se a unidade está operando ou se está parada e não constam as unidades produtoras exclusivamente de açúcar.

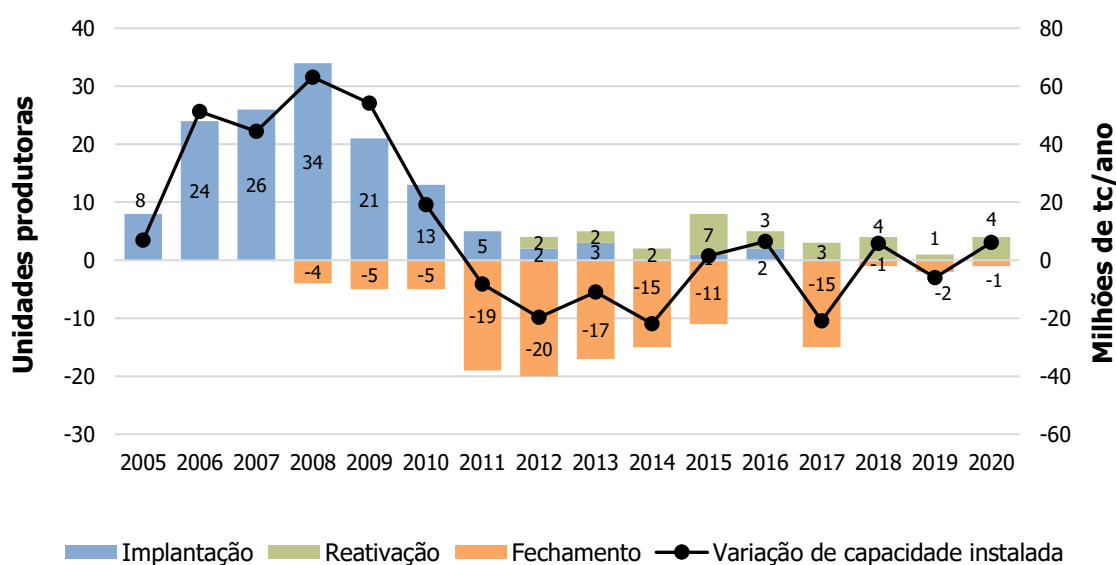
⁶ Essas autorizações de construção datam de abril de 2021 e contemplam unidades de etanol de cana, milho, soja (uma) e cereais (uma). Além dessas, uma usina consta com obras paralisadas (1.000 m³/dia de hidratado) e outra com alteração da capacidade de produção.

foi de 14,0 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de cerca de 3,5 bilhões de litros/ano (ANP, 2021b).

O Gráfico 13 mostra o fluxo de implantação, reativação e fechamento de unidades entre 2005 e 2020. Verifica-se que o número de novas implantações caiu significativamente desde 2011. Estima-se que a capacidade nominal de moagem de cana tenha aumentado 169 milhões de toneladas ao longo do período, considerando as unidades implantadas, desativadas e reativadas. 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 (2021).

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 em anos anteriores.

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 22,4 milhões de m³ anuais em 2020, para um volume que poderá alcançar 6,5 milhões de m³ anuais em cinco anos e 8 milhões de m³ em dez anos. O cálculo considera as usinas autorizadas a comercializar etanol, as solicitações de ampliação e de construção informadas pela ANP, projetos divulgados no mercado. 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.

Não há elementos que indiquem que a falta de investimentos para a produção de etanol a partir da cana possa comprometer o abastecimento e a garantia de cumprimento da obrigatoriedade de mistura de etanol anidro à gasolina no horizonte decenal. Três elementos sustentam esta afirmação: 1) a capacidade atual de produção de etanol é superior à demanda por etanol anidro, ainda que a gasolina C venha a ser o combustível preponderante para o ciclo Otto no horizonte decenal; 2) investimentos para a produção de etanol a partir do milho contribuem para ampliar a capacidade produtiva; e 3) 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.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia aprovou a emissão de debêntures incentivadas, através da Portaria nº 252, de 17 de junho de 2019, permitindo às empresas do setor sucroenergético captar recursos em mercado de capitais para investir em renovação de canais e também em suas instalações industriais. Até 2020, 11 empresas tiveram as emissões de títulos autorizadas pelo MME (MME, 2021).

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 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 ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Em 2020, 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 mil, 42 mil e 3 mil m³, respectivamente. As unidades comerciais ainda operam abaixo da capacidade nominal. Em junho de 2021, a Raízen anunciou

o investimento em uma nova usina de E2G, com capacidade de produção anual de 82 milhões de litros, na cidade de Guariba (SP), com previsão das atividades para 2023 (RAÍZEN, 2021).

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 400 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 2019, 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 5/2015 (GLP) e nº 6/2015 (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 notificou sete agentes pelo não envio das informações referentes ao ano de 2019 e não lavrou nenhum auto de infração. Cabe ressaltar que as análises dos quantitativos ainda não foram concluídas, logo, os números de notificações e autuações podem aumentar.

De forma agregada, ao longo do ano de 2020, as obrigações de estoques de operação foram atendidas. A exceção ocorreu na Região Nordeste em relação aos estoques dos distribuidores de GLP. Cabe destacar que essa região é abastecida basicamente via importação 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 maior.

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

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	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan-20	117	26	24	16	157	63	261	104	152	54	711	264
fev-20	107	25	23	14	154	59	268	100	119	52	670	249
mar-20	104	27	22	15	156	60	280	107	136	54	698	262
abr-20	92	27	22	15	118	64	187	109	87	55	505	269
mai-20	80	27	23	15	140	64	226	107	97	53	567	266
jun-20	78	25	23	14	138	60	238	100	110	50	587	250
jul-20	109	28	25	15	138	67	205	109	118	54	595	274
ago-20	102	29	26	15	127	66	251	110	138	56	645	276
set-20	109	27	24	15	133	63	222	104	123	52	612	262
out-20	89	29	26	16	144	68	246	111	120	57	626	281
nov-20	87	28	24	15	110	66	248	107	111	56	581	272
dez-20	92	30	27	18	108	71	255	119	106	63	589	300

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 8 – Estoque de óleo diesel A S500 nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan-20	131	38	22	13	60	32	194	108	124	50	532	241
fev-20	223	34	33	12	102	31	278	108	146	52	782	238
mar-20	224	36	29	13	94	30	256	108	138	60	741	247
abr-20	172	37	22	14	78	28	189	111	105	57	566	248
mai-20	165	38	21	14	76	31	222	118	113	52	597	253
jun-20	158	35	20	13	88	30	239	115	155	53	661	246
jul-20	183	39	24	14	77	32	261	128	152	56	697	269
ago-20	178	42	27	14	71	33	267	127	160	57	702	272
set-20	176	37	27	13	73	30	237	114	130	51	643	245
out-20	169	40	29	14	83	33	246	126	120	56	647	269
nov-20	168	34	30	13	81	31	264	104	118	51	659	233
dez-20	143	32	29	12	82	29	261	85	120	41	635	199

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 9 – Estoque de óleo diesel A S10 nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan-20	213	21	37	14	154	51	373	88	144	32	922	206
fev-20	121	21	21	13	120	49	249	89	94	32	605	204
mar-20	111	22	21	14	116	49	281	92	125	35	655	212
abr-20	104	22	19	15	97	51	198	96	91	35	509	221
mai-20	119	24	19	16	103	53	224	102	107	36	572	231
jun-20	124	24	16	14	114	51	254	98	126	35	634	222
jul-20	143	30	22	17	104	58	250	109	153	40	672	253
ago-20	154	30	21	17	151	59	290	113	131	41	748	261
set-20	160	27	22	17	146	57	290	105	130	38	748	243
out-20	139	29	23	18	154	63	294	117	119	43	731	270
nov-20	149	26	27	17	144	60	309	105	130	40	759	247
dez-20	153	23	19	16	144	58	306	96	118	38	740	232

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 10 – 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-20	22	10	40	39	92	79	11	5	166	133
fev-20	23	9	48	30	89	68	11	4	171	111
mar-20	25	9	52	31	89	73	12	4	178	117
abr-20	26	9	54	27	61	68	12	4	153	108
mai-20	20	9	51	26	49	69	10	3	130	107
jun-20	21	8	49	26	63	65	12	4	145	102
jul-20	20	10	45	32	76	74	12	4	153	120
ago-20	21	9	44	29	76	71	11	4	153	113
set-20	22	9	44	29	69	70	11	3	146	111
out-20	20	10	35	29	68	72	10	3	133	114
nov-20	18	9	29	30	70	71	10	3	127	113
dez-20	23	10	32	35	68	75	9	3	132	124

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte.

Região 2 – Estados da Região Nordeste.

Região 3 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 4 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 11 – 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-20	9	7	15	24	50	29	17	9	91	69
fev-20	9	6	15	22	45	29	16	9	86	67
mar-20	8	7	15	23	51	31	16	10	89	71
abr-20	7	7	14	24	53	32	15	11	89	73
mai-20	7	7	15	25	62	33	18	11	102	76
jun-20	8	6	16	24	55	31	18	11	97	72
jul-20	8	7	16	27	53	36	18	12	95	82
ago-20	10	7	15	26	52	35	18	12	95	79
set-20	9	6	19	25	51	32	17	11	96	74
out-20	9	7	15	26	54	34	17	11	95	78
nov-20	8	7	14	24	48	31	20	10	90	72
dez-20	7	7	13	25	41	33	14	10	75	75

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

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.

5.2 Avaliação do abastecimento em 2020

Em 2020, os volumes de comercialização de combustíveis foram 6,0% menores que os observados em 2019, com 131.765 mil m³ comercializados de óleo diesel B, gasolina C, etanol hidratado, GLP, óleo combustível, QAV e GAV. Houve avanço no mercado de óleo diesel B, com um aumento de 0,3% de sua comercialização. O GLP expandiu 3,0%, com maior intensidade no mercado de botijões de até 13 kg, que avançou 5,1%. As vendas de óleo combustível também cresceram, com resultado 6,8% maior que 2019. Os demais combustíveis registraram recuo no consumo, resultado das medidas de isolamento social como instrumento de combate à

pandemia da Covid-19. O resultado de maior impacto se viu no QAV, com volume de vendas 49,2% menos que no ano anterior.

Esses números de mercado menores implicaram em uma menor dependência externa. Com relação às importações líquidas de combustíveis, houve redução para o óleo diesel A (-21,6%), gasolina A (-19,3%) e QAV (-58,0%), também refletindo o menor consumo nacional devido à pandemia. Por outro lado, aumentaram as importações líquidas de GLP (+1,8%) devido a mudanças de hábitos e padrões de consumo. O aumento das importações líquidas de etanol (+259,38%), por sua vez, decorreu do deslocamento da produção de etanol para outros fins.

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 nº 238/1991, a fim de estabelecer reservas estratégicas de derivados de petróleo.

6 Conclusões e recomendações

O presente relatório apresenta as seguintes conclusões decorrente dos estudos elaborados ao longo do ano de 2020:

- 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, recomenda-se:

- a) Criar grupo de trabalho permanente, com a participação da ANP, da EPE e do GSI/PR, sob coordenação do MME, tendo por objetivo de elaborar relatório anual, a fim de subsidiar deliberações e demais providências do Conselho acerca do SINEC;
- b) 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);
- c) Envidar esforços visando o desenvolvimento da Análise Quantitativa de Riscos utilizando ferramenta para dimensionar o impacto na economia de eventual indisponibilidade de combustíveis; e
- d) 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.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP) (2002). **Estudos sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis | Relatório Final**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/sistema-nacional-de-estoques-de-combustiveis-sinec/documentos/relatorio-final-estoques-estrategicos-anp-puc_out2002.pdf/view>. Acesso em: 12 nov. 2021.
- _____. (2015). **Séries Temáticas ANP – Nº 6 | Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenamento de Gasolina A e de Óleo Diesel A no Brasil**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/fluxos-logisticos-de-producao-transporte-e-armazenamento-de-gasolina-a-e-de-oleo-diesel-a-no-brasil>>. Acesso em: 03 nov. 2021.
- _____. (2021a). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2021**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>>. Acesso em: 16 nov. 2021.
- _____. (2021b). **Autorização para produção de biocombustíveis**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>>. Acesso em: 20 out. 2021.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (ANFAVEA) (2021). **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2021**. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuario.html>>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- BAI, Y., DAHL, C.A., ZHOU, D.Q., & ZHOU, P. (2014). **Stockpile strategy for China's emergency oil reserve: A dynamic programming approach**. Energy Policy, Elsevier, vol. 73(C), p. 12-20. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v73y2014icp12-20.html>>. Acesso em: 30 out. 2020.
- BRITISH BROADCASTING CORPORATION (BBC) (2019). **Oil prices soar after attacks on Saudi facilities**. Disponível em: <<https://www.bbc.com/news/business-49710820>>. Acesso em 13 nov. 2020.
- BRITISH PETROLEUM (BP) (2021). **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 30 out. 2021.
- BLOOMBERG (2019). **In a Sated Oil Market, Saudi Arabia Attack Sinks Without Trace**. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-10-03/in-a-sated-oil-market-saudi-arabia-attack-sinks-without-trace>>. Acesso em: 13 nov. 2020.
- COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (CONAB) (2021). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Disponível em: <<https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar>>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- CONFEDERAÇÃO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA DO BRASIL (CNA) (2021). **Comunicado Técnico. PIB do Agronegócio alcança participação de 26,6% no PIB brasileiro em 2020**. Disponível em:

<<https://www.cnabrazil.org.br/boletins/pib-do-agronegocio-alcanca-participacao-de-26-6-no-pib-brasileiro-em-2020>>. Acesso em: 17 nov. 2021.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE) (2001). Comitê Técnico 06. **Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis**. Fevereiro de 2001.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2019). **The Strait of Hormuz is the world's most important oil transit chokepoint**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39932>>. Acesso em: 06 nov. 2020.

_____ (2020a). **Risk of oil supply disruptions can have an immediate effect on oil prices**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42675>>. Acesso em: 16 nov. 2021.

_____ (2020b). **Country Analysis Executive Summary: China**. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/China/china.pdf>. Acesso em: 30 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) (2021a). **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2020**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 30 out. 2020.

_____ (2021b). **Balço Energético Nacional | Séries Históricas Completas**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em 30 out. 2020.

_____ (2021c). **Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - WebMap EPE**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/en/publications/publications/webmap-epe>>. Acesso em: 03 nov. 2020.

_____ (2021d). **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 | Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural - PDE 2031.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202031.pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2021.

EUROPEAN UNION (EU) (2009). **Council Directive 2009/119/EC of 14 September 2009 imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products**. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/119>>. Acesso em: 03 nov. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE) (2020). **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019. Características gerais dos domicílios e dos moradores 2019**. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101707_informativo.pdf>. Acesso em: 30 out. 2020.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA) (2020). **Carta de Conjuntura, Nº 47, 2º trimestre de 2020 | Revisão da previsão de crescimento do PIB agropecuário brasileiro em 2020 - atualização de abril**. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/conjuntura/200428_boletim_agro.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2021.

- _____ (2021). **Taxa de câmbio comercial para venda.** Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=31924>>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2014). **Energy Supply Security: The Emergency Response of IEA Countries 2014.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014>>. Acesso em: 30 out. 2020.
- _____ (2020). **IEA Oil Market Report – June 2020.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2020>>. Acesso em: 03 nov. 2020.
- _____ (2021). **Key World Energy Statistics 2021.** Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>>. Acesso: 30 out. 2021.
- INDIAN STRATEGIC PETROLEUM RESERVES LIMITED (ISPRL) (2020). **Dedicated to Create Strategic Underground Crude Oil Reserves.** Disponível em: <<http://www.isprlindia.com>>. Acesso em: 13 nov. 2020.
- LOGUM LOGÍSTICA S.A. LOGUM. (2021). **O Sistema Logum.** Disponível em: <<http://www.logum.com.br/php/index.php>>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (MAPA) (2015). **Cronologia da Mistura Carburante do Etanol Anidro à Gasolina.** Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/arquivos/cronologia-da-mistura-carburante-etanol-anidro-gasolina-no-brasil.pdf>>. Acesso em: 06 nov. 2020.
- _____ (2021). **Sustentabilidade / Agroenergia.** Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/acompanhamento-da-producao-sucroalcooleira>>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) (2013). **Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.** Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/sistema-nacional-de-estoques-de-combustiveis-sinec>>. Acesso em: 30 out. 2021.
- _____ (2021). **Projetos Prioritários | Aprovação de Projetos de Infraestrutura de Energia Elétrica, Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Disponível em <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/projetos-prioritarios-1>>. Acesso em: 12 nov. 2021.
- ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC) (2021). **World crude oil exports by country, 2020.** Disponível em: <https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php>. Acesso em: 12 nov. 2021.
- OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES (OIES) (2021). **China's SPR release: a test of mechanisms rather than a show of market might.** Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/09/Chinas-SPR-release.pdf>>. Acesso em: 16 nov. 2021.
- Processo Judicial eletrônico (PJE) (2021). Consulta Pública. Disponível em: <<https://pje1g.trf1.jus.br/consultapublica/ConsultaPublica/DetalleProcessoConsultaPublica/listView.seam?ca=d46df0c1baa3d0de4cade27f619aa2319907faa182d72634>>. Acesso em: 17 nov. 2021.

RAÍZEN (2021). **Comunicado ao Mercado. Nova planta e contrato para a comercialização de Etanol Celulósico.** Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/deed5509-6ae2-31f9-2f4e-51a3e7cbaddf?origin=1>>. Acesso em 30 jun. 2021.

REUTERS (2020). ***U.S. energy secretary signs initial agreement with India on emergency oil reserves.*** Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-oil-global-india-usa-idUSKCN24I236>>. Acesso em: 30 out. 2020.

WORLD BANK (2021). *World Bank Open Data. Produto Interno Bruto por país.* Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>>. Acesso em: 17 nov. 2021.

YERGIN, D. (2011). ***The quest: energy, security, and the remaking of the modern world.*** New York: The Penguin Press, 2011.