



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

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



**Grupo de Trabalho Permanente
MME/ANP/EPE/Petrobras**

**Brasília
dezembro de 2013**

Grupo de Trabalho Permanente/SINEC

Coordenação:



Ministério de Minas e Energia

**Cláudio Akio Ishihara
Ricardo Gusmão Dornelles
Luiz Carlos Lisboa Theodoro
Marlon Arraes Jardim Leal
Deivson Matos Timbó
Edie Andreeto Júnior**

Participantes:



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis**

**Dirceu Cardoso Amorelli
Rubens Cerqueira Freitas**



Empresa de Pesquisa Energética

**Marisa Maia de Barros
Rafael Moro da Mata**



Petróleo Brasileiro S.A.

**Arlindo Moreira Filho
Carlos Felipe Guimarães Lodi
Luiz Antônio M. Sobrinho
Marcelo Côrtes Fernandes
Regina M. C. S. Teixeira**

APRESENTAÇÃO

A partir de julho de 2013, o Ministério de Minas e Energia (MME) iniciou os trabalhos para elaborar estudos acerca de “Reserva Estratégica” e “Estoques de Operação” 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, de seus combustíveis derivados, de etanol destinado para fins carburantes e de outros combustíveis líquidos carburantes.

Assim sendo, foi criado pelo MME o Grupo de Trabalho Permanente (GTP/SINEC), formado por representantes do MME, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), com o objetivo de fornecer subsídios para as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no que concerne ao cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC e de encaminhar ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte.

O presente Relatório foi desenvolvido pelo GTP/SINEC visando sua apresentação, pelo Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, ao CNPE e sua aprovação ainda em 2013, com posterior tramitação, análise e aprovação por parte do MME, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), da Casa Civil e da Presidência da República até 15 de abril (CF/1988, ADCT, art. 35, § 2º, inc. II), quando o Poder Executivo deverá enviar ao Congresso Nacional suas propostas para o exercício de 2015.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	ii
LISTA DE GRÁFICOS	ii
LISTA DE QUADROS.....	ii
LISTA DE TABELAS	iii
Introdução	1
2 Base legal, definições e estudos precedentes	2
2.1 Base legal	2
2.2 Definição de "reservas estratégicas" e de "estoques de operação"	3
2.3 Estudos precedentes	4
3 Reservas estratégicas.....	7
3.1 Petróleo	7
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo	7
3.1.1.1 Eventos críticos externos.....	7
3.1.1.2 Eventos críticos internos.....	8
3.1.2 Reservas estratégicas de petróleo no mundo	10
3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE).....	10
3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul).....	13
3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo	15
3.1.3 Cenário brasileiro	17
3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil	17
3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2013-2022	20
3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2013-2022	23
3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro.....	24
3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo.....	25
3.2 Etanol carburante.....	27
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol.....	28
3.2.1.1 Eventos críticos externos.....	33
3.2.1.2 Eventos críticos internos.....	35
3.2.2 Cenário brasileiro	36
3.2.2.1 Produção, estoques e dependência externa de etanol	38
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	41
4.1 Petróleo	41
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo	41
4.2 Etanol	46
4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol	46
5 Estoques de operação	48
5.1 Sistema nacional de abastecimento de combustíveis	48
5.2 Fatores de risco sobre os combustíveis	49
6 Constituição de estoques de operação	53
7 Conclusões e recomendações	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição da Agência Internacional de Energia	11
Figura 2 – Sistema de resposta a emergências da AIE	12
Figura 3 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2022	22
Figura 4 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil	36
Figura 5 – Blocos licitados e plataformas operacionais em nov/2013	44
Figura 6 – Unidades contratadas e a contratar constantes do PNG 2013-2017.....	45
Figura 7 – Sistema nacional de abastecimento de combustíveis.....	48
Figura 8 – Origem-Destino dos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis.....	50

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010	19
Gráfico 2 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2013-2022	23
Gráfico 3 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2003-2022.....	24
Gráfico 4 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2003-2022.....	25
Gráfico 5 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2012.....	26
Gráfico 6 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2013-2022.....	27
Gráfico 7 – Matriz de combustíveis para veículos Ciclo-Otto	27
Gráfico 8 – Variação da produção de cana-de-açúcar e de etanol em relação à safra anterior	35
Gráfico 9 – Demanda mensal para o mercado Ciclo-Otto (2006-2013) (m ³ de gasolina equivalente) .	37
Gráfico 10 – Demanda anual de combustíveis para o mercado Ciclo-Otto (2012-2022)	38
Gráfico 11 – Evolução recente da produção de etanol.....	39
Gráfico 12 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção.....	40

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012)	16
Quadro 2 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes.....	34
Quadro 3 – Riscos à disponibilidade de petróleo	42
Quadro 4 – Matriz de probabilidade de impacto.....	42
Quadro 5 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Interrupção no fornecimento de petróleo desde 1956	8
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001.....	9
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002	9
Tabela 4 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional	29
Tabela 5 – Demanda nacional de combustíveis e biocombustíveis líquidos.....	49

Introdução

Este Relatório apresenta análises, conclusões e recomendações elaboradas em 2013, entre os meses de outubro e novembro, pelo Grupo de Trabalho Permanente criado para tratar do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (GTP/SINEC).

O GTP/SINEC é formado por representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Tendo como ponto de partida das suas análises os requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o GTP/SINEC estudou referências internacionais, observando históricos e tendências relacionados à oferta/demanda mundial e nacional de etanol carburante, petróleo e seus derivados.

Em face do prazo exíguo estabelecido para os estudos, foi adotada metodologia de análise qualitativa de riscos (AQR) para identificar riscos (oportunidades e ameaças) atuais e futuros ao objetivo em foco, traduzido pela disponibilidade dos produtos, quer seja petróleo (produzido ou importado) para o refino nacional, etanol ou combustíveis básicos para o abastecimento do mercado brasileiro.

De acordo com a metodologia adotada, foram atribuídas probabilidades de ocorrência aos riscos, descrevendo-se, também, o impacto desses riscos, quando efetivados, sobre o objetivo.

Com relação à análise dos estoques de operação de combustíveis, foi considerado o trabalho recentemente coordenado pela Superintendência de Abastecimento da ANP (ANP/SAB), do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), realizado entre o segundo semestre de 2012 e o primeiro semestre de 2013. Com efeito, no presente Relatório, consta a indicação de como os resultados e recomendações produzidos pelo GFL se alinham ao atendimento da citada legislação, inclusive com a proposição de um instrumento regulatório específico, materializado na Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013.

2 Base legal, definições e estudos precedentes

Neste capítulo serão abordados a base legal pertinente ao assunto, as definições conceituais a respeito de reservas estratégicas e estoques de operação e os estudos precedentes que trataram do mesmo assunto e que, portanto, foram utilizados como referência.

2.1 Base legal

A Lei nº 8.176/1991 “*define os crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis*”.

Em seu artigo 4º, a referida Lei estabelece a instituição do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC) e define as seguintes atribuições ao Poder Executivo:

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

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

Por sua vez, o Decreto nº 238/1991 “*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, que 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.

O Decreto ainda avançou na regulamentação, definindo, nos artigos 2º e 3º, que:

Art.2 § 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.

Art.2 § 2º A Reserva Estratégica será regulada em ato do Ministro da Infra-Estrutura e os "Estoque 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".

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

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

O projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) deve ser encaminhado pelo Presidente da República, nos termos da Constituição Federal, em até 15 de abril. Posto que a LDO estabelece, a partir dos programas do Plano Plurianual (PPA), as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual (LOA), o Congresso deve enviar o Projeto de LDO até o encerramento do primeiro período da sessão legislativa, atualmente em 17 de julho.

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

É importante destacar que tanto a Lei nº 8.176/1991 quanto o Decreto nº 238/1991 antecedem a Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 (Lei de Licitações) e a Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000 (Lei de Responsabilidade Fiscal). Portanto, faz-se necessária a atualização ou complementação de sua regulamentação, para adequá-los à legislação vigente.

2.2 Definição de "reservas estratégicas" e de "estoques de operação"

Nas maiores economias mundiais, a formação de reservas estratégicas visa mitigar os efeitos de restrições ou interrupções no suprimento de petróleo. Esses se relacionam de forma negativa com a segurança do país, podendo causar restrições ao consumo e afetar a economia como um todo.

A segurança no suprimento de petróleo tem sido o cerne na missão da Agência Internacional de Energia (AIE), desde a sua criação em 1974. Na visão da AIE, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco tanto pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) quanto doméstica (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 AIE, em conjunto com medidas de contenção da

demanda doméstica, têm como objetivo resguardar a segurança energética de seus 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 pública dos Estados Membros da União Europeia (UE). Por meio da *Council Directive 2009/119/EC*, a UE impôs obrigação aos Estados Membros de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados, como medida de prevenção contra restrições ou interrupções (repentinas, relevantes e duradouras) no suprimento global, que impactariam de forma negativa na economia da UE, principalmente em relação aos segmentos de transporte e industrial químico.

Alguns países que não integram a UE e a AIE e que não são exportadores líquidos de petróleo, como China e Índia, estão constituindo reservas de petróleo como prevenção a potenciais choques em sua economia causados por restrição ou interrupção no suprimento do produto.

A terminologia utilizada para os estoques constituídos com o propósito de proteção contra restrição ou interrupção no suprimento é variada, abrangendo os termos: estoques emergenciais, estoques estratégicos, reservas estratégicas, estoques específicos e estoques de operação.

No caso brasileiro, a legislação optou pelas denominações “reservas estratégicas” e “estoques de operação”, cujos propósitos são distintos. Reservas estratégicas (que também poderiam ser denominadas “estoques estratégicos”) têm 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. De acordo com a legislação brasileira, a reserva estratégica 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, dentro dos quais estão os estoques de segurança, têm como objetivo a garantia da continuidade da atividade econômica de cada agente inserido 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 Estudos precedentes

Relatório “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”

Em observância à legislação, em especial à Lei nº 8.176/1991 e ao Decreto nº 238/1991, o CNPE considerou como pertinente avaliar a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol no País. Destarte, em 2001, a Resolução CNPE nº 07/2001 criou o Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (CT-04) do CNPE, para desenvolver, entre outros, estudos sobre estoques estratégicos de combustíveis.

Em consequência, ao longo de 2002, com participação da Pontifícia Universidade Católica PUC-Rio e sob a coordenação da ANP, o CT-04 desenvolveu o “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”, considerando, para tanto, a análise dos mercados de petróleo, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação (QAV), gasolina, óleo diesel e óleo combustível. O Estudo teve por base a relação entre o custo, para o País, do estoque

estratégico e a perda econômica associada à falta de um determinado combustível, considerando cenários de contingências que poderiam afetar, de forma grave, a oferta interna ou externa desses produtos.

De início, faz-se necessário mencionar as diferenças de nomenclatura existentes no Estudo do CT-04 com relação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991. No mencionado Estudo, utiliza-se o termo “estratégico” tanto para petróleo quanto para combustíveis, enquanto que, na legislação citada, há clara distinção entre reserva estratégica e estoque de operação: o primeiro termo é aplicável somente a petróleo e etanol, enquanto o segundo se aplica apenas a combustíveis.

Isso posto, o Estudo trouxe dois fatos importantes a serem considerados na formação de estoques de petróleo. O primeiro é de que os eventos externos (acidentes, guerras e embargos dos países produtores de petróleo e derivados) não apresentaram risco de restrição e/ou interrupção no suprimento no período de estudo, de 50 (cinquenta) anos, mas apenas oscilações no preço. O segundo foi de que, já naquela época, o País apresentava elevação significativa de sua produção de petróleo, a qual apontava para um volume maior do que o consumo equivalente em derivados. Postulou-se que países autossuficientes fazem estoques somente para controlar o mercado internacional, não sendo este o objetivo da formação de reservas estratégicas nos termos da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

Com base nos resultados do mencionado Estudo, apresentados em outubro daquele ano, o CT-04 decidiu recomendar ao CNPE que não fossem constituídos estoques estratégicos para petróleo GLP, QAV, gasolina, óleo diesel e óleo combustível. De acordo com a nomenclatura estabelecida pela Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, tal decisão compreende tanto reservas estratégicas quanto estoques de operação.

Nota Técnica ANP nº 010/1999

Em novembro de 1999, a Superintendência de Estudos Estratégicos da então denominada Agência Nacional do Petróleo (ANP) elaborou a Nota Técnica nº 010, denominada “Sugestões de Posicionamento da ANP Sobre a Questão dos Estoques Estratégicos de Combustíveis”. Na ocasião, foram analisados: petróleo bruto, óleo diesel, GLP e nafta petroquímica.

Além de sugestões de posicionamento, a Nota Técnica ANP nº 010/1999 apresentou um relato sobre a experiência internacional. O Documento cita, com as devidas ressalvas, o fato de vários países possuírem estoques estratégicos (reservas estratégicas), como os países da AIE (que na ocasião eram os mesmos da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

O documento incentiva uma reflexão que transcende as questões jurídicas. Relata as contingências que levavam os países a advogarem a redução de estoques estratégicos e seus derivados. Além disso, alerta para pontos básicos a serem considerados: (i) que os países do G-7 respondiam por 50% da demanda mundial de petróleo e seus derivados, bem como controlavam os estoques de seus principais derivados; (ii) que os países em desenvolvimento não possuíam estoques estratégicos, principalmente em função de seus elevados custos de implantação e manutenção; (iii) que os contratos de concessão de exploração e produção (E&P) no Brasil autorizam os agentes a exportarem sua produção, salvo em caso de emergência declarada por Decreto Presidencial; (iv) que os países que revelavam alta preocupação com a matéria possuíam alta dependência externa do petróleo; e (v) que análises

de risco deveriam levar em conta a probabilidade de ocorrência do evento, suas consequências diretas e indiretas, bem como a capacidade de suportar tais consequências.

À época da elaboração da Nota Técnica ANP nº 010/1999, as necessidades de petróleo importado do Brasil correspondiam a apenas 1,1% do total exportado no mundo. Foi relatado, como contraposição à ideia de que os estoques poderiam garantir o abastecimento interno, que a probabilidade de ocorrência de ruptura de fornecimento de longa duração era baixa, dada a dependência recíproca entre exportadores e importadores. Ponderou-se que a maior parte das receitas de países exportadores era proveniente da venda de petróleo, o que tornava a disponibilidade do produto indubitável no horizonte dos estoques estratégicos.

Foi lembrado que a aquisição, nos termos da Lei nº 8.176/1991, deveria ser realizada pela União. Assim, à época, a compra e venda públicas dos produtos pela Lei nº 8.666/1993 e sua movimentação foram consideradas óbices não desprezíveis.

Por fim, a Nota Técnica ANP nº 010/1999 afirma que a manutenção de nível adequado de estoques operacionais de petróleo e seus derivados, por parte de seus refinadores, companhias distribuidoras e seus importadores, poderia reduzir sobremaneira os riscos de ruptura de fornecimento desses produtos.

3 Reservas estratégicas

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar um conjunto de informações acerca da formação de reservas estratégicas de petróleo e 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 destina-se a assegurar o suprimento de petróleo e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

3.1 Petróleo

Existe uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa mais de 31% do consumo energético primário mundial¹.

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

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

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

3.1.1.1 *Eventos críticos externos*

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

Tabela 1 – Interrupção no fornecimento de petróleo desde 1956

Data	Motivo	Duração (meses)	Deficiência média no Fornecimento (milhões bpd)	Produção Mundial de Petróleo (milhões bpd)	Relação % Deficiência / Produção
nov/56 - mar/57	Guerra de Suez	4	2,0	nd	nd
jun/67 - ago/67	Guerra dos 6 dias	2	2,0	37,11	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia; dano em Tapline	9	1,3	48,06	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur (Guerra Árabe-Israelense de 1973); embargo de petróleo árabe	6	2,6	58,54	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,70	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	62,96	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait; operação <i>Sandstorm</i>	3	4,6	65,38	7,0
abr/99 - mar/00	OPEP corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,62	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,20	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,26	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,57	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,01	1,8
fev/11 - out/11	Guerra civil na Líbia	9	1,5	84,21	1,8

Fonte: Agência Internacional de Energia e *BP statistical review*.

Observa-se que, em 57 anos (de 1956 a 2012), foram registradas 13 ocorrências, sendo 8 relativas a conflitos armados. Nesse período, a média de duração de eventos com interrupção no fornecimento foi um pouco inferior a 6 meses (valor mais frequente de 2 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 2,5 milhões bpd.

Porém, comparando-se os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época (relação deficiência/produção), constata-se que esses eventos, em sua maioria, praticamente não afetaram a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta foi de 7,0%, no período de agosto a outubro de 1990 (Guerra do Golfo).

3.1.1.2 *Eventos críticos internos*

O Estudo de 2002 conseguiu apurar 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 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

Para o período de 2002 a 2012, também não houve nenhum evento que representasse interrupção e/ou restrição relevantes no suprimento de petróleo, conforme demonstra a Tabela 3, produzida pela Petrobras.

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%

Fonte: Petrobras

3.1.2 Reservas estratégicas de petróleo no mundo

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

3.1.2.1 *Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE)*

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 34 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 AIE 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 28 dos 34 países membros da OCDE. Os objetivos básicos da AIE 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, através de relações de cooperação com os países, indústria e organizações internacionais;
- operar sistemas de informação permanente sobre o mercado internacional de petróleo;
- melhorar o abastecimento de energia do mundo e a estrutura da demanda por desenvolvimento de fontes alternativas de energia e aumentar a eficiência do seu uso;
- promover a colaboração internacional em tecnologia de energia; e
- auxiliar na integração das políticas ambientais e energéticas.

A Figura 1 apresenta mapa com a disposição dos países-membros da AIE, países candidatos a ingressar na composição da AIE e países considerados estratégicos, quer seja sob a ótica da produção ou da demanda de petróleo.

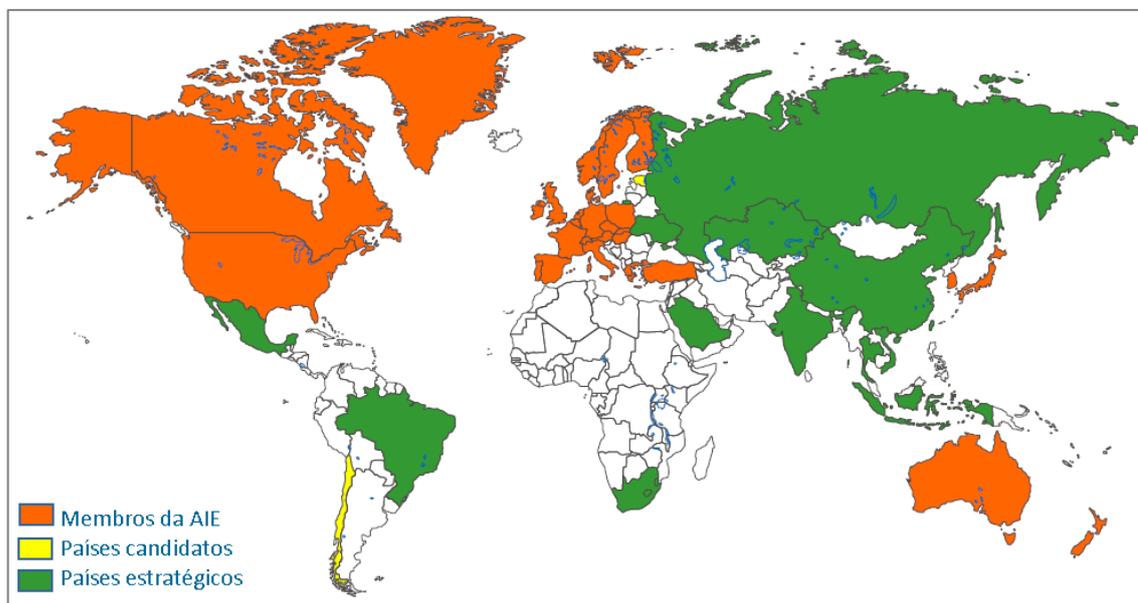


Figura 1 – Composição da Agência Internacional de Energia

A missão principal da AIE é a resposta de emergência às restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo. Sua capacidade de resposta coletiva 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 2). A política de resposta a emergências da AIE 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 AIE teve que atuar, foram estabelecidas medidas de flexibilização para acionamento das reservas estratégicas.

Segundo a AIE, 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.

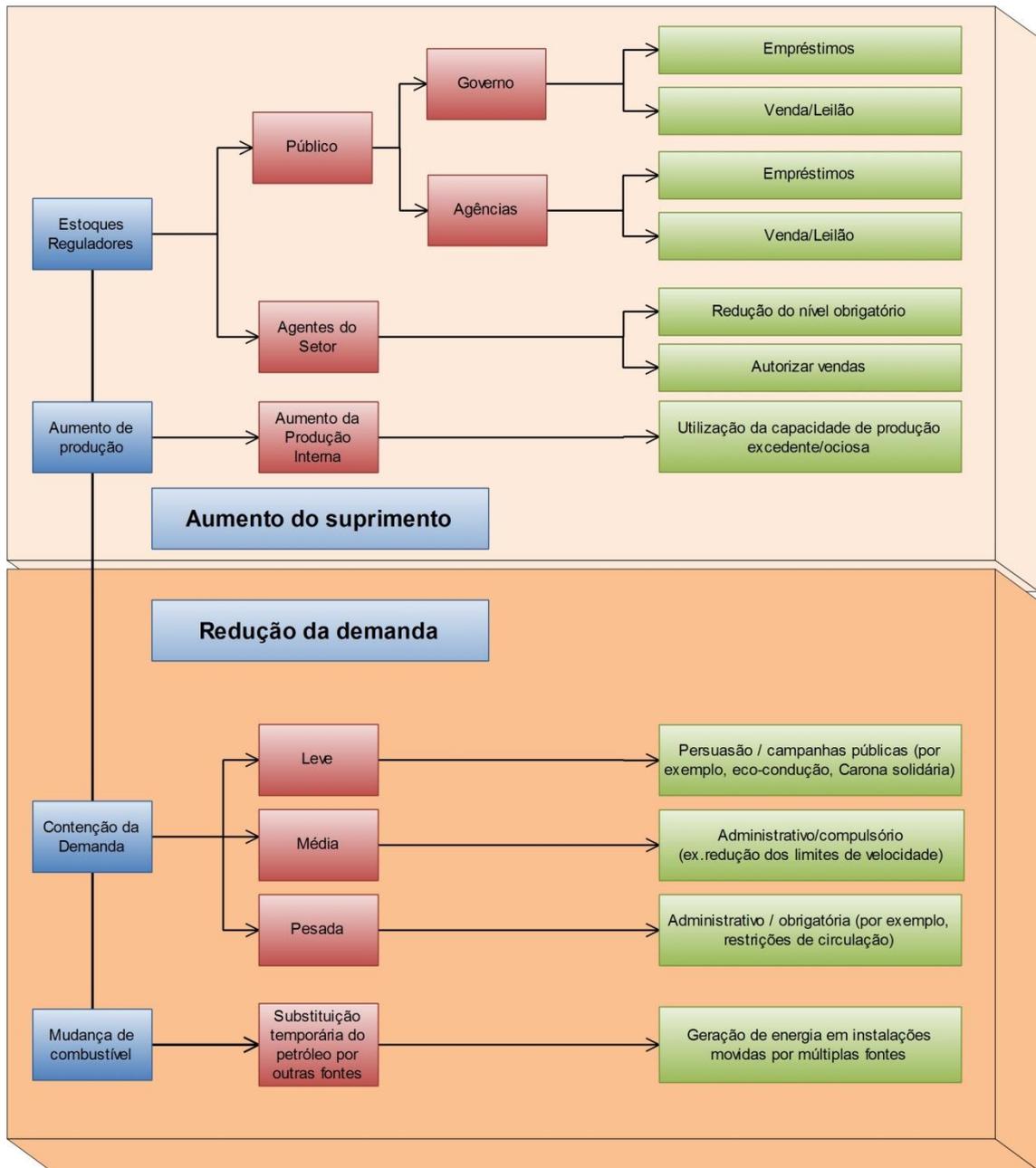


Figura 2 – Sistema de resposta a emergências da AIE

Os países-membros da AIE 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, 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 portos². 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). Também não inclui 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 a obrigação de manter os 90 dias de estoque, a AIE aplica uma dedução de 10% de seus estoques totais, incluindo a armazenagem realizada sob acordos bilaterais. Isso porque tais volumes são tecnicamente indisponíveis (fundos de tanques).

É interessante destacar que, no modelo estabelecido pela AIE, 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*, de 14 de setembro de 2009, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo e/ou derivados. Nos termos dessa diretiva, o seu art. 3º, inciso 1, 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. (grifos nossos)

[...]

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

3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul)

Rússia

Não foi identificado nenhum registro 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.

Índia³

A indústria de petróleo indiana apresenta uma situação bastante peculiar. O país é, simultaneamente, importador líquido de petróleo, com produção da ordem de 900 mil bpd, e exportador líquido de derivados, com saldo de balança comercial superior a 1 milhão bpd.

O Governo da Índia decidiu fixar formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 5 milhões de toneladas de petróleo – equivalente a pouco mais de 38 milhões de barris – em três localidades distintas. De acordo com a Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (ISPRL), entidade responsável pela construção e manutenção dessas reservas, esse valor não inclui os estoques de operação e tem como objetivo servir como uma “almofada” em resposta às restrições e/ou interrupções externas no fornecimento.

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa, aproximadamente, 11 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2012, a Índia importou 3,5 milhões bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida é a utilização de cavernas rochosas, dispostas em localidades acessíveis ao refino. A expectativa de conclusão do projeto é para o início do ano de 2015.

China⁴

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 4,1 milhões bpd em 2012. Entretanto, devido a um forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo saltou de 4,6 milhões bpd, em 2000, para 9,8 milhões bpd, em 2012. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a quarto maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, desde 2001, a China estabeleceu um sistema de estoque estratégico de petróleo com objetivo de elevar sua segurança energética, denominado Centro de Reserva de Petróleo Nacional (NORC). A primeira fase desse sistema, concluída em meados de 2009, disponibilizou quatro unidades com capacidade de 103 milhões de barris. A segunda fase, que deve ser concluída ainda em 2013, conta com oito estações e capacidade de 207 milhões de barris. O projeto prevê uma terceira fase, com expectativa de atingir capacidade de armazenamento de 500 milhões de barris no ano de 2020.

O acionamento do sistema ocorre quando o mercado de petróleo está sujeito a mudanças significativas ou incidentes imprevistos, sendo iniciado pela Administração Nacional de Energia (NEA), que propõe ao Conselho de Estado um plano para liberar as reservas de petróleo de emergência. Depois da aprovação do Conselho de Estado, o NEA realiza as ações aprovadas em cooperação com outras partes interessadas, como a Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (NDRC), os ministérios relacionados e as Companhias de Petróleo Nacionais (NOCs).

África do Sul⁵

A economia da África do Sul depende da disponibilidade de energia para o crescimento da economia e o desenvolvimento. Em 2010, a economia sul-africana consumiu 27 bilhões de litros de derivados de petróleo. Noventa por cento do setor de transportes sul-

africano é dependente de combustíveis líquidos. O setor de petróleo é um importante componente do PIB e as restrições e/ou interrupções no fornecimento de produtos de petróleo frequentemente resultam em perdas econômicas.

Segundo o Departamento de Energia sul-africano, a perda econômica diária estimada devido à falta de combustíveis seria, em Rands, de R 925 milhões em valores de 2005 (US\$ 145 milhões, equivalente a cerca de 10% do PIB diário sul-africano à época). Isso levanta uma questão fundamental sobre o papel do governo para colocar em prática uma política estratégica global, de longo prazo, com ações que permitam ao país a continuidade de abastecimento de combustíveis líquidos, caso ocorram restrições, interrupções ou catástrofes.

As limitações de infraestrutura de logística fazem com que, na África do Sul, 60% dos 27 bilhões de litros de derivados de petróleo consumidos no país sejam comercializados nas regiões do interior, que compreendem, principalmente, Gauteng, Limpopo, Free State e províncias do noroeste.

O novo poliduto, comissionado em janeiro/2012, eliminou as deficiências do antigo oleoduto Durban-Johanesburg (DJP) que tinha sérias restrições de bombeio. Entretanto, o poliduto tem de ser complementado com estruturas adequadas de tanques ao final dos dutos. Também há problemas de limitação nos terminais portuários e nas estruturas de recebimento e descarregamento dos portos.

O Fundo Estratégico de Combustíveis (SFF) é uma subsidiária do Fundo Central de Energia (CEF), o qual é estatal e custeia os estoques estratégicos. Foi estabelecido em 1965 para coordenar a aquisição e o gerenciamento de estoques estratégicos na África do Sul. Até início de 1990, enquanto foi encarregado das compras de todos os suprimentos de petróleo para a indústria sul-africana, o SFF implementou os estoques estratégicos e comerciais. A partir de 1994, passou a administrar os estoques estratégicos de petróleo do governo.

Há uma decisão do governo sul-africano pela manutenção de estoques correspondentes a 60 dias de importação líquida de petróleo e derivados. Adicionalmente, ao longo da cadeia de suprimento, os agentes devem manter estoques de derivados equivalentes a 14 dias de seus respectivos mercados.

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

O Quadro 1 apresenta indicadores selecionados, referentes ao ano de 2012, e consolida a posição das principais economias mundiais no que se refere à formação de reservas estratégicas de petróleo. Juntos, os países abaixo listados representam, frente ao planeta, 60% da população, 80% da riqueza, 73% do consumo energético e 73% do consumo de petróleo. O quadro está ordenado de acordo com o tamanho da economia.

Quadro 1 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012)

País	PIB (10 ⁶ US\$)	PIB per capita (US\$/hab)	Consumo energia ⁽¹⁾ (10 ⁶ tep)	Consumo petróleo ⁽²⁾ (10 ⁶ bpd)	Exportador líquido? ⁽³⁾	Possui REP?
Estados Unidos	16.244.575	51.704	2.191,2	18,555	NÃO	SIM
China	8.221.015	6.071	2.727,7	10,221	NÃO	SIM
Japão	5.960.269	46.707	461,5	4,714	NÃO	SIM
Alemanha	3.429.519	41.866	311,8	2,358	NÃO	SIM
França	2.613.936	41.223	252,8	1,687	NÃO	SIM
Reino Unido	2.476.665	39.161	188,1	1,468	NÃO	SIM
Brasil	2.253.090	11.539	270,0	2,805	SIM	NÃO
Rússia	2.029.813	14.302	731,0	3,174	SIM	NÃO
Itália	2.014.078	33.115	167,4	1,345	NÃO	SIM
Índia	1.841.717	1.501	749,5	3,652	NÃO	SIM
Canadá	1.821.445	52.300	251,9	2,412	SIM	NÃO
Austrália	1.541.700	67.304	122,9	1,019	NÃO	SIM
Espanha	1.323.500	28.670	125,6	1,278	NÃO	SIM
México	1.177.398	10.059	186,2	2,074	NÃO	SIM
Coreia do Sul	1.129.536	22.589	260,4	2,458	NÃO	SIM
Indonésia	878.536	3.594	209,0	1,565	NÃO	NÃO
Turquia	788.299	10.527	112,5	0,685	NÃO	SIM
Holanda	770.867	46.011	77,4	0,933	NÃO	SIM
Arábia Saudita	711.050	24.524	187,1	2,935	SIM	NÃO ⁽⁴⁾
Suíça	631.183	78.881	25,4	0,238	NÃO	SIM
Noruega	499.633	99.170	28,1	0,247	SIM	NÃO
Dinamarca	314.889	56.426	18,0	0,160	SIM	NÃO

Fonte: AIE, Fundo Monetário Internacional e *BP Statistical Review*.

Notas: ⁽¹⁾ Consumo de energia apresenta dados de 2011.

⁽²⁾ Considera combustível usado em voos internacionais e navegação de longo curso. Considera o equivalente em petróleo do consumo de etanol e biodiesel.

⁽³⁾ Considera exclusivamente petróleo e LGN.

⁽⁴⁾ Possui histórico de capacidade ociosa de produção de petróleo superior a 3 milhões bpd.

Importante observar que, em geral, países exportadores líquidos de petróleo não possuem reservas estratégicas (Canadá, Noruega e Dinamarca), porém praticam políticas de controle da produção. No caso do Brasil, a perspectiva é que o País se consolide como exportador líquido de petróleo no horizonte decenal.

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência de um país frente a novos choques de petróleo. Um indicador da vulnerabilidade pode ser a participação de suas importações de petróleo no volume total de petróleo comercializado no mundo. Tal critério já foi utilizado em análises anteriores da ANP, com o mesmo fito de avaliar a questão de reservas estratégicas brasileiras⁶.

No caso do Brasil, em 2012, o País importou 0,6% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 55,3 milhões bpd. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

3.1.3 Cenário brasileiro

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 2013-2022. 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 País, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2013 a 2022, as perspectivas otimistas de crescimento da produção, as quais indicam que o País manterá a condição de exportador, compõem um dos principais pilares para a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no País.

3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil

A indústria de petróleo no Brasil passou por grandes transformações desde seu advento, no final do século XIX⁷, quando consistia em uma atividade rudimentar, até as recentes descobertas do Pré-sal, após sucessivo desbravamento de novas fronteiras exploratórias em terra e mar. O desenvolvimento de novas tecnologias para se produzir petróleo e gás natural teve papel fundamental nessa trajetória.

As explorações pioneiras no Brasil foram realizadas por empresas privadas. A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), que atuou de 1919 a 1933. Nesse período, foram desenvolvidos importantes levantamentos da estrutura geológica de bacias sedimentares e treinamentos de geólogos brasileiros. Por outro lado, foram realizadas poucas prospecções e perfurações, sem descobertas.

Até então, a Constituição de 1891 definia que o direito de propriedade se mantinha em toda a sua plenitude, salvo a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. Assim, as minas pertenciam aos proprietários do solo. Em 1934, o governo transferiu a tarefa de incrementar as prospecções ao Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), que recebeu várias atribuições do SGMB. Naquele mesmo ano, a nova Constituição e o Código de Minasⁱ restabeleceram o princípio dominial, separando a propriedade do solo e do subsolo e reservando ao Estado os direitos sobre os recursos minerais do subsolo⁸. As atividades relacionadas ao petróleo foram declaradas de utilidade pública em 1938, e criava-se o Conselho Nacional de Petróleo (CNP)ⁱⁱ para coordenar as atividades nessa área, tendo como braço executor o DNPM.

A produção de petróleo em território brasileiro iniciou-se em 1939 com a descoberta do Campo de Lobato, que impulsionou atividade exploratória, embora sem resultados econômicos. A continuação das perfurações, com aprimoramentos nos levantamentos geológicos e geofísicos, resultou na descoberta do primeiro campo comercial em Candeias, em 1941.

ⁱ Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.

ⁱⁱ Decreto-lei nº 395, de 29 de abril de 1938.

Contudo, os esforços de pesquisa realizados de 1938 a 1945 foram insuficientes. A produção de petróleo continuava insignificante se comparada às necessidades de consumo de derivados. Como saldo positivo, as iniciativasⁱⁱⁱ para transferência de conhecimentos permitiram formar o núcleo da indústria petroleira brasileira.

Em 1953, impulsionado pela política nacionalista do Governo Vargas, foi instituído o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados e criava-se a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) para administrar essas atividades^{iv}. Cabia ao CNP exercer o monopólio, em nome da União, das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de petróleo e derivados, por meio das funções de orientação, fiscalização e superintendência.

Quando a Petrobras foi instalada, em 1954, a produção de petróleo era de, aproximadamente, 2.700 bpd, volume que não atendia nem mesmo à capacidade de processamento de petróleo de 5.000 bpd da Refinaria de Mataripe (BA), a primeira refinaria estatal. As reservas de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe). A Petrobras conseguiu transformar as perspectivas de produção no Brasil superando desafios em novas fronteiras exploratórias, especialmente em águas progressivamente mais profundas.

Em 1963, ocorreu a descoberta do campo terrestre de Carmópolis (SE). Em 1968, Guaricema (SE), que tornou-se o primeiro campo de petróleo na plataforma continental brasileira, cuja produção foi iniciada em 1973. Desde então, ocorreram novas descobertas em terra e mar, resultados dos maciços investimentos da Petrobras em exploração e desenvolvimento da produção^v. De 1974-1976 destacaram-se importantes campos de petróleo na Bacia de Campos. O Campo de Garoupa foi o primeiro descoberto naquela região, seguido dos Campos de Pargo, Badejo, Namorado e Enchova. Posteriormente, sucessivas descobertas ocorreram em águas marítimas profundas e ultraprofundas^{vi}, nas bacias sedimentares ao longo da costa brasileira. O Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), instituído em 1986, permitiu, em suas diversas fases, o aprimoramento de E&P em águas profundas.

A Emenda Constitucional nº 9/1995 alterou o art. 177 da Constituição Federal de 1988, reiterando o monopólio da União sobre o petróleo, mas permitindo contratar empresas estatais ou privadas, nacionais ou estrangeiras^{vii}, para consecução dessas atividades^{viii}. Em seguida, foi editada a Lei nº 9.478/1997, pela qual criou-se a ANP^{ix}, autarquia vinculada ao

ⁱⁱⁱ As iniciativas incluíram a contratação de profissionais estrangeiros com o objetivo de acelerar o mapeamento das áreas sedimentares de diferentes regiões do Brasil e de auxiliar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais petróleo, além de serem enviados estudantes brasileiros para cursos de engenharia de petróleo no exterior (Morais, 2013).

^{iv} Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

^v Os contratos de serviço de risco (“contratos de risco”) foram permitidos de 1975 a 1988. Por esses contratos, as empresas internacionais de petróleo exerceriam, por conta e risco, atividade de E&P em troca de participação nos resultados em caso de sucesso. Todo o petróleo produzido teria de ser entregue à Petrobras nos termos contratados. Contudo, os resultados alcançados foram bastante modestos (Tolmasquim; Pinto Junior, 2011).

^{vi} Classificação em função da profundidade da lâmina d’água: (a) águas rasas – até 400 metros; (b) águas profundas – até 1.500 metros; águas ultraprofundas – acima de 1.500 metros.

^{vii} Empresas estrangeiras devem ser constituídas de acordo com as leis brasileiras (Tolmasquim; Pinto Júnior, 2011).

^{viii} A Lei nº 9.478/1997 regulamentou que as contratações da União poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização.

^{ix} O Decreto-lei nº 99.180, de 15 de março de 1990, extinguiu o CNP e criou o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) que por sua vez foi incorporado à ANP.

MME^x, e se estabeleceram as bases da relação entre a União e as companhias para o desenvolvimento das atividades petrolíferas^{xi}.

No período de 1997 a 2012, das atividades de E&P no Brasil exercidas sob o regime de concessão no âmbito da Lei nº 9.478/1997, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 15,3 bilhões de barris (ANP, 2013). Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo aumentou de 316 milhões de barris para 787 milhões de barris (ANP, 2013), elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que duas vezes em 16 anos.

A descoberta da província petrolífera do pré-sal no Brasil, em 2007, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo^{xii}. Assim, a atividade de E&P passou a ser exercida nas áreas do pré-sal^{xiii} e em áreas estratégicas, também sob o regime de partilha de produção estabelecido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

O Gráfico 1 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar desde a instalação da Petrobras até 2010. A produção manteve-se, em média, no patamar de 2,1 milhões bpd nos dois anos seguintes. A produção acumulada em 2013, até o mês de agosto, foi de aproximadamente 2 milhões bpd (ANP, 2013).

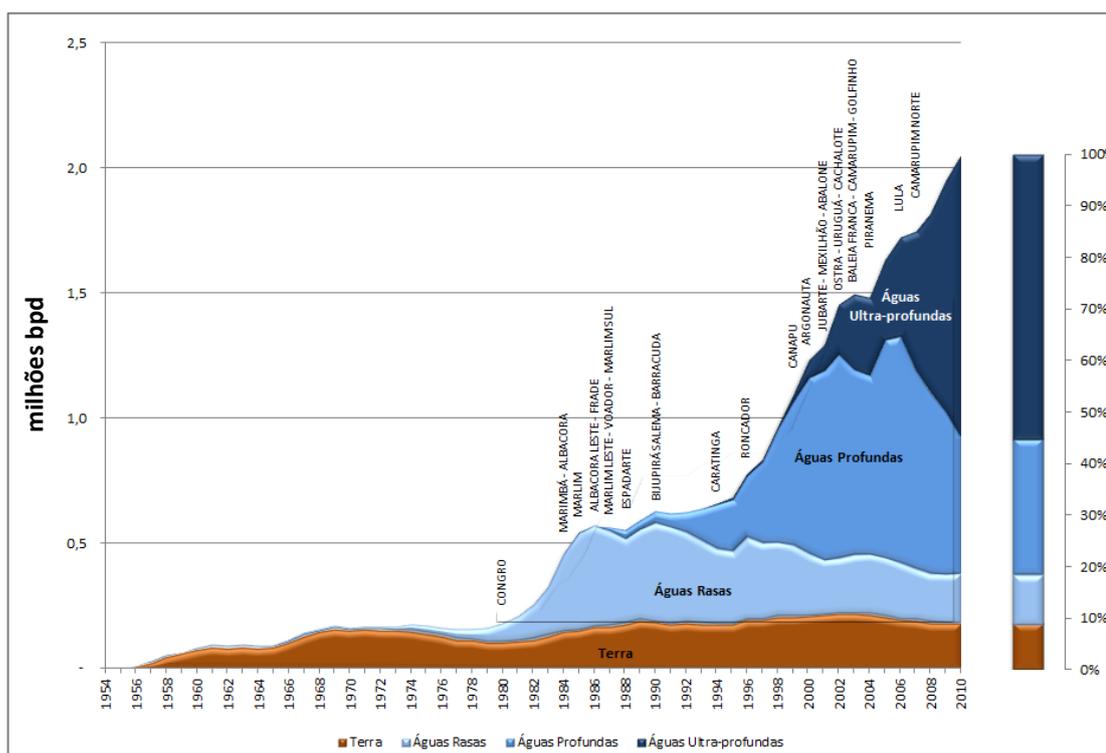


Gráfico 1 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010

^x O MME foi criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. A Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990, extinguiu o MME e criou o Ministério da Infraestrutura, transferindo a este último as atribuições do primeiro. O MME voltou a ser criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.

^{xi} A Lei nº 9.478/1997 também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

^{xii} Tolmasquim e Pinto Junior (2011) abordam os traços marcantes dos marcos regulatórios da indústria brasileira de petróleo.

^{xiii} 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 (Tolmasquim; Pinto Júnior, 2011).

A 1ª Rodada de Licitação do Pré-sal foi realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural (ANP) no dia 21 de outubro de 2013. O objeto desse leilão foi o bloco de Libra, localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, no polígono do pré-sal, sendo considerado um prospecto de elevado potencial, com reservas da ordem de 8 a 12 bilhões de barris. O bloco de Libra, todavia, foi considerado dentro das áreas da União ainda não contratadas para efeito de previsões de produção, conforme será explicado no item 3.1.3.2.

Os planos de investimentos em E&P e as perspectivas de incremento da produção de petróleo brasileira nos próximos 10 anos são favoráveis para o setor, mantendo o País na condição de exportador líquido de petróleo, conforme detalhado nas subseções a seguir.

3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2013-2022⁹

Apresentam-se as previsões de produção nacional de petróleo no horizonte de 2013-2022, segundo os dados preliminares do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022)^{xiv}. Tais estimativas são provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas).

As previsões de produção representam produções potenciais de petróleo dentro do território nacional. Prevê-se a produção potencial considerando a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo, levando-se em conta as estimativas de volumes mínimos econômicos e de tempos médios previstos para cada etapa até as unidades de processamento. Ela se refere à produção condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram restrições pelo lado da oferta de equipamentos bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de conteúdo local.

As estimativas de produção de recursos convencionais basearam-se em Unidades Produtivas (UP), que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação, no caso de recursos descobertos (RD). Para os recursos não descobertos (RND), as unidades produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se as UP tanto nas áreas contratadas (por concessão até a Rodada 10 ou cessão onerosa com a Petrobras) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P. Cabe destacar que o bloco de Libra foi considerado dentro das áreas da União ainda não contratadas, pois ele não havia sido licitado à época da elaboração do PDE 2022, cujos dados preliminares estão sendo utilizados como base do presente trabalho.

Importa esclarecer, ainda, que os recursos não convencionais existentes nas bacias sedimentares brasileiras não foram enfocados neste trabalho.

De acordo com o Novo Marco Regulatório, a área do Pré-sal é definida como a “*região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo*” da Lei nº 12.351/2010. Tal superfície está inserida no contexto das bacias sedimentares de Santos e Campos. Desse modo, o termo pré-sal deve ser qualificado para especificar seus dois sentidos, o legal e o geológico. O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a

^{xiv} Em elaboração pela EPE.

todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui uma seção anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico (PSG), e uma seção posterior, denominada Pós-Sal (POS); a região externa ao PSL é aqui chamada de Extra Pré-Sal Legal (EPSL) e corresponde ao conjunto de todas as UP fora dos limites do polígono legal.

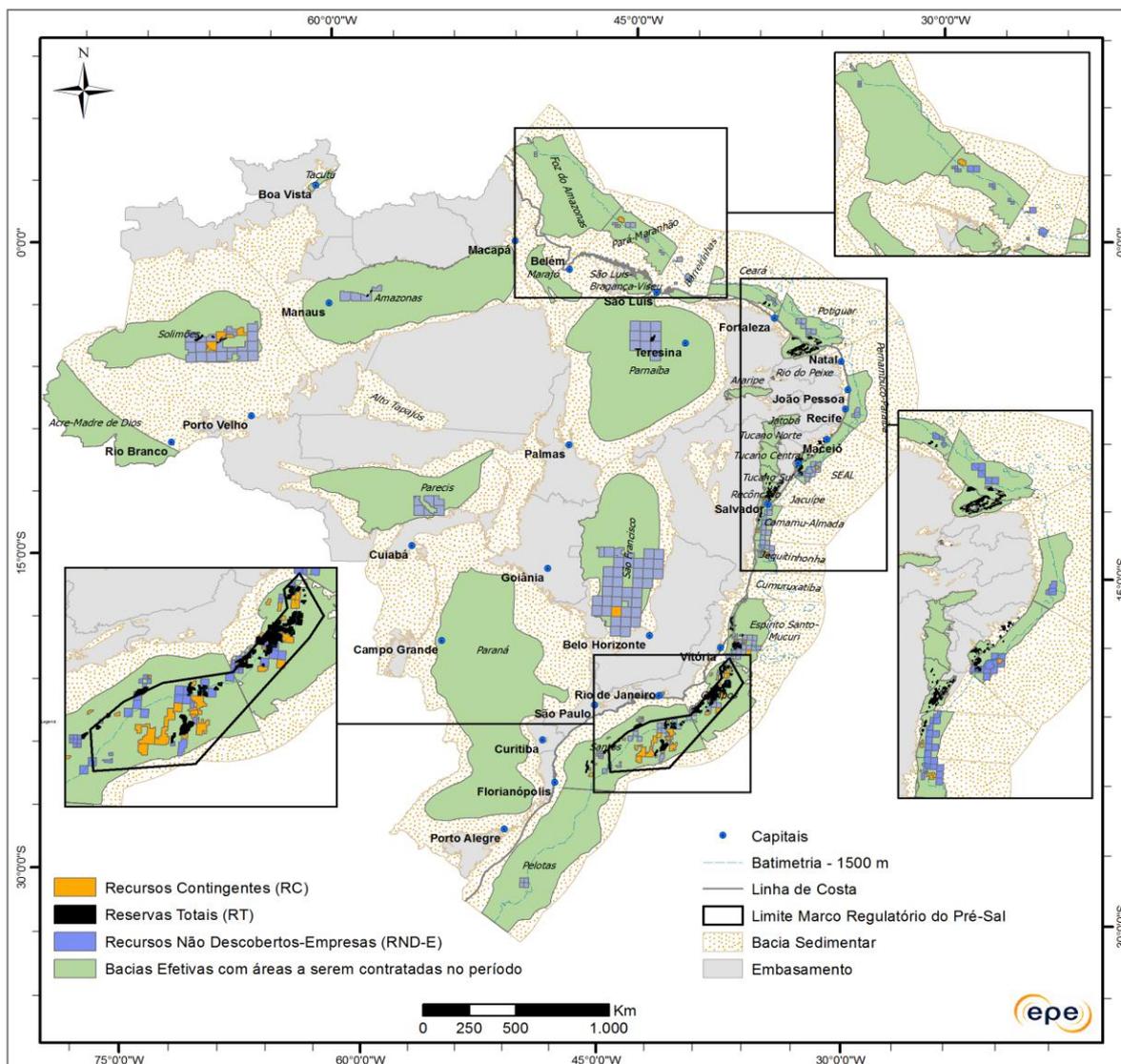
A previsão de produção das unidades produtivas dentro dos limites do PSL é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos pela qual cada bloco, em fase de exploração ou de produção, ou cada área a ser contratada com a União pode conter uma ou duas unidades produtivas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no PSG e no POS.

Para organização espacial das UP em áreas contratadas, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2012). Para as UP em áreas da União ainda não contratadas, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012), combinados com critérios exploratórios e ambientais.

Os volumes (de estoque) de petróleo, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de UP:

- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2011;
- UP de recursos contingentes (RC): informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de área de prospectos provenientes do Zoneamento (EPE, 2012);
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 30 de março de 2012 (RND-E): avaliações do Zoneamento (EPE, 2012) para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos (descobertos e não descobertos) na área da União: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento (EPE, 2012), analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E).

A Figura 3, baseada no estudo Zoneamento (EPE, 2012), apresenta a distribuição geográfica das UP em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP projetadas para contratação no período do PDE 2022.



Fonte: EPE

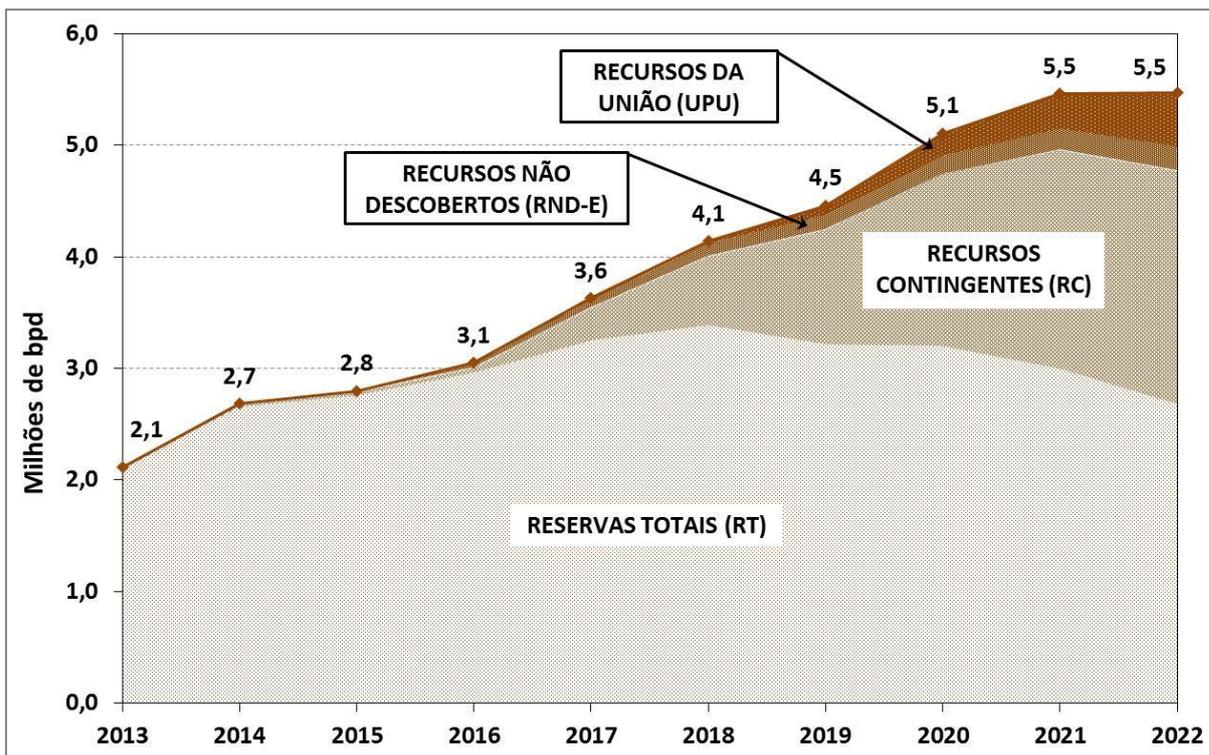
Figura 3 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2022

De forma consistente com as previsões de produção, foram incluídas considerações estratégicas e econômicas sobre: a evolução de reservas, as demandas por FPSO (*floating, production, storage and offloading*) e o conteúdo local na aquisição de bens e serviços; os investimentos em E&P; e os possíveis excedentes de petróleo.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo do PDE 2022 foi iniciado no segundo trimestre de 2012 e encerrado no início do quarto trimestre de 2012. Ao final do primeiro trimestre de 2013, tornou-se necessário um ajuste nas previsões de produção agregadas em nível Brasil para o primeiro ano do plano (2013), com base nos Planos Anuais de Produção (PAP) atualizados em dezembro de 2012.

No Gráfico 2, apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2022. A produção sustentada somente nas RT, referidas a 31 de dezembro de 2011, deverá atingir os maiores volumes entre 2017 e 2018, declinando em seguida. Já a produção oriunda dos chamados RC, sustentados principalmente pelas acumulações do PSG, mantém sua tendência crescente em todo o horizonte do estudo, chegando a contribuir com cerca de 38% da produção em 2022. A partir de 2015, espera-se o início da produção dos

RND-E, atingindo aproximadamente 4% da produção nacional em 2022. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para este estudo, por concessão ou partilha da produção, é prevista iniciar-se em 2017, e alcançar cerca de 9% da produção potencial total em 2022. Em relação ao total, considerando-se todas as fontes de recursos, estima-se que a produção em 2022 tenha potencial de ser 165% maior que a registrada em 2012. Para alcançar tais objetivos, são planejados investimentos em E&P de grande envergadura, conforme detalhado no item a seguir.



Fonte: EPE

Gráfico 2 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2013-2022

3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2013-2022¹⁰

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2013-2022, fiquem entre US\$ 317 bilhões e US\$ 348 bilhões. Dentro desse montante, considera-se o investimento da Petrobras previsto de US\$ 148 bilhões até 2017, conforme seu Plano de Negócios 2013-2017 (Petrobras, 2013).

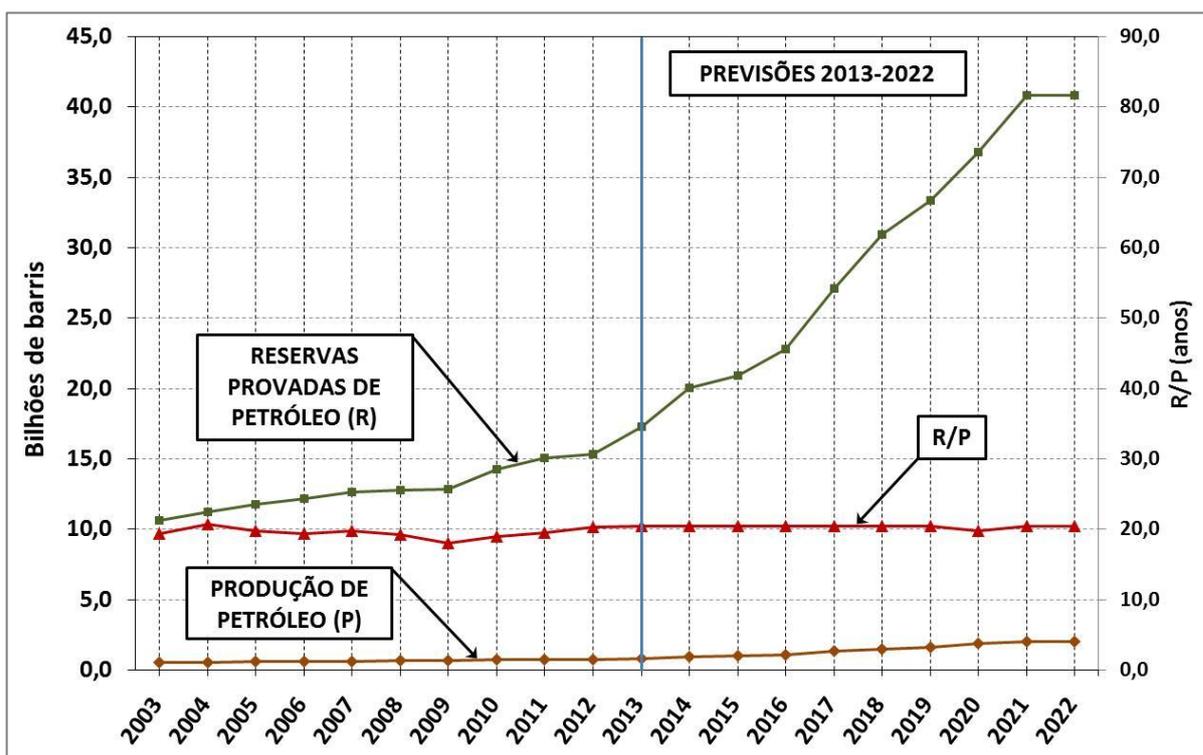
Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos nesse montante os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo as descobertas desenvolvidas no pré-sal.

3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro¹¹

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) o qual fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

Apresenta-se a evolução de reservas provadas, segundo o PDE 2022, que consolida as previsões de produção de cada categoria de recurso (reservas, recursos contingentes e recursos não descobertos) abordadas no item 3.1.3.2. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, previsões de tempos 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 anos^{xv}.

O Gráfico 3 mostra o resultado da evolução das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P permanecerá no patamar de 20 anos no período de 2013-2022. O indicador mostra que as reservas provadas serão esgotadas no prazo de 20 anos, mantendo-se os níveis de produção previstos.



Fonte: EPE

Gráfico 3 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2003-2022

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

^{xv} O modelo de evolução de reservas aplicado no PDE 2022 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.

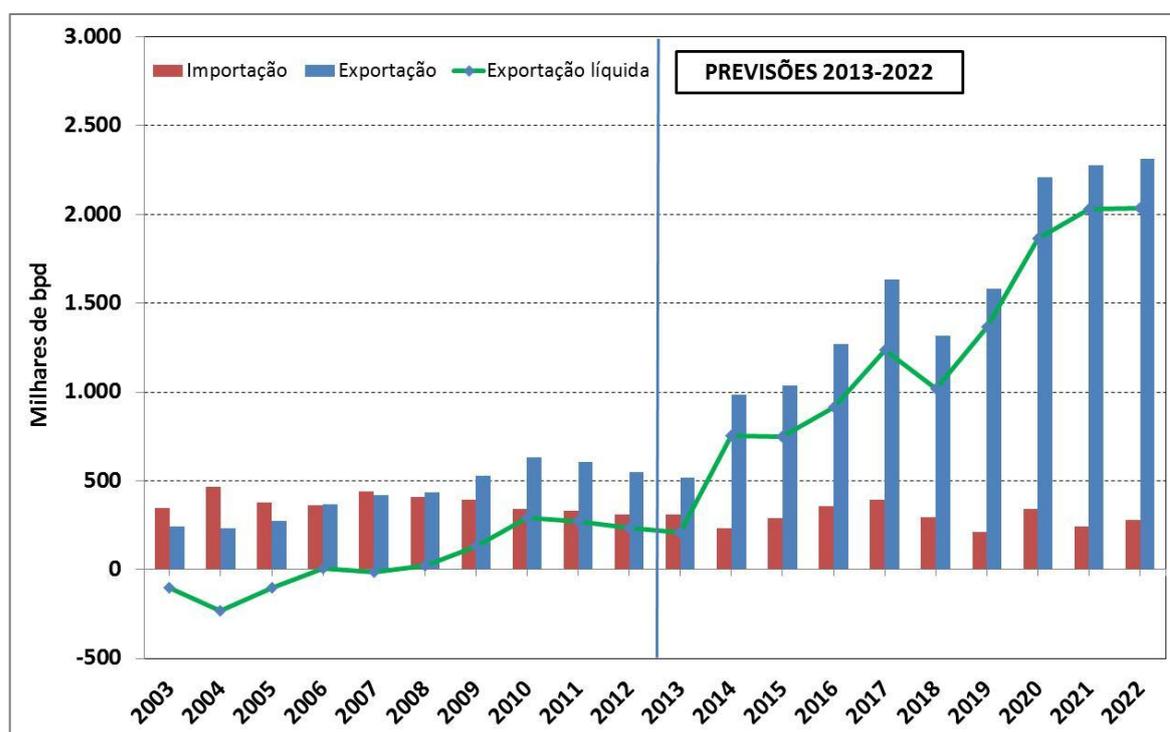
necessários, que se complementam para tratar dessa questão, conforme será evidenciado a seguir.

3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

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

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

O Brasil é exportador líquido de petróleo desde 2006, à exceção do ano de 2007. De acordo com o PDE 2022, o País será um importante exportador de petróleo^{xvi}, conforme demonstrado no Gráfico 4. Em 2015, as exportações serão da ordem de 750 mil bpd, e alcançarão o patamar de 2 milhões bpd em 2022, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados. A redução da exportação de petróleo em 2018 explica-se pela entrada em operação das refinarias COMPERJ (2º trem), Premium I e Premium II.

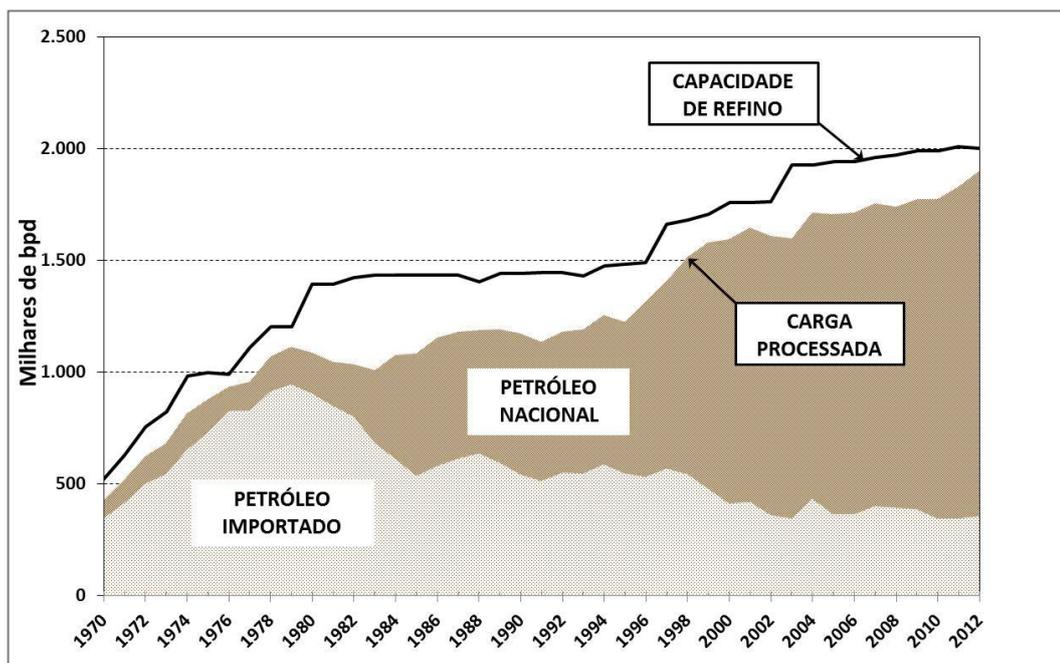


Fonte: EPE

Gráfico 4 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2003-2022

^{xvi} A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 8,9 milhões bpd em 2012, seguida da Rússia com 7,2 milhões bpd. Emirados Árabes, Kuwait, Nigéria e Iraque exportaram respectivamente de 2,6 a 2,2 milhões bpd no mesmo ano. Outros países, como o Irã, exportaram cerca de 2 milhões bpd (EIA, 2013).

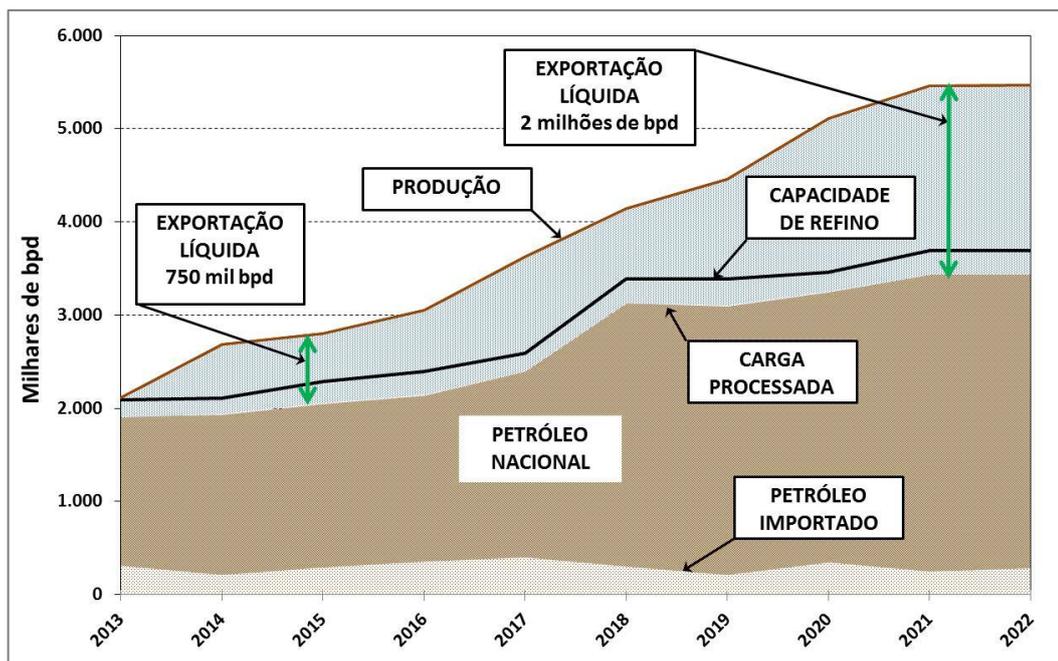
Cabe destacar que as previsões de importação de petróleo verificadas no Gráfico 4 terão por objetivo, assim como no passado, atender às necessidades tecnológicas das refinarias brasileiras. Utilizam-se petróleos de diversas origens, a exemplo do petróleo Árabe Leve para a produção de óleos básicos parafínicos, para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados em geral. O Gráfico 5 mostra a evolução crescente da participação do petróleo nacional na carga processada do parque de refino brasileiro. Em 2012, a participação foi de 81%.



Fonte: EPE (a partir de dados da ANP e do BEN/EPE)

Gráfico 5 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2012

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2013 e 2022, 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 preliminares do PDE 2022. Cabe ressaltar que a participação do petróleo nacional no consumo das refinarias aumentará no horizonte de 2013-2022, devido às previsões de produção de petróleos mais leves que substituirão, em parte, o petróleo importado atualmente. A participação atingirá o patamar de 92%.

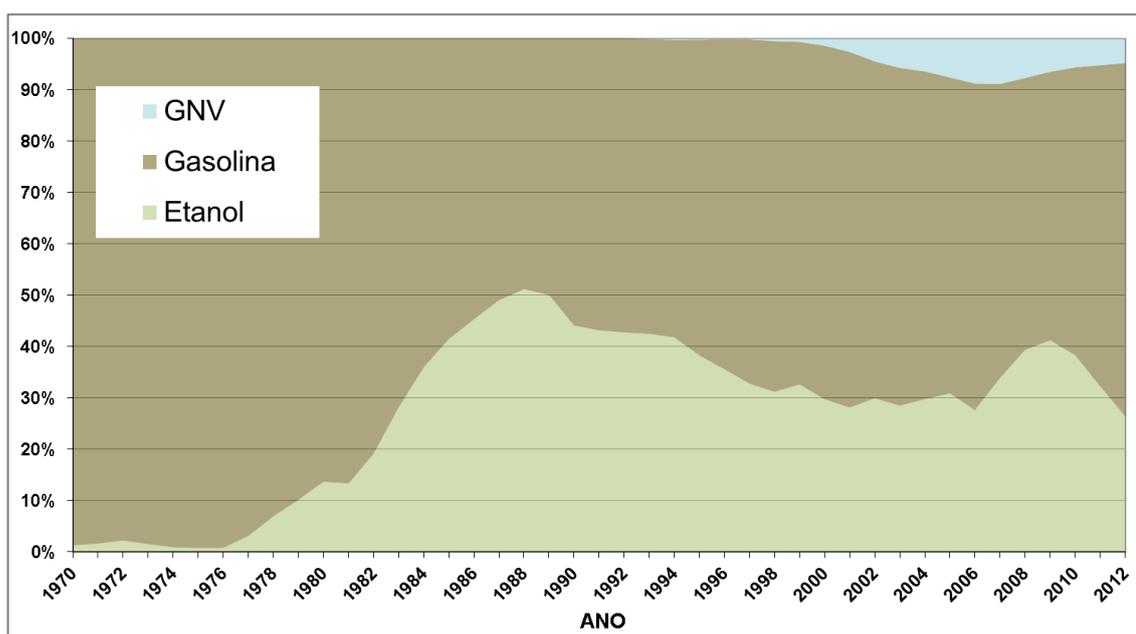


Fonte: EPE
 Gráfico 6 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2013-2022

3.2 Etanol carburante

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

A utilização do etanol no Brasil foi acentuada com o advento do Proálcool, cuja história será apresentada no item 3.2.1. A partir dos dados do Balanço Energético Nacional¹², a participação do etanol na matriz de combustíveis para o Ciclo-Otto é apresentada abaixo.



Fonte: MME

Gráfico 7 – Matriz de combustíveis para veículos Ciclo-Otto

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

O Brasil utiliza o etanol combustível como aditivo da gasolina desde a década de 1920. Oficialmente, o combustível produzido a partir da cana-de-açúcar foi adicionado no limite de 5% em volume, à gasolina, então importada, a partir do Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. Entretanto, foi somente com o advento do Programa Nacional do Álcool (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 agroindustrial por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Essas dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil principalmente porque havia uma forte dependência materializada em duas realidades: (i) cerca de 80% do óleo 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 era de 11,1% a.a.. Em 1973, o mundo viveu o 1º choque do petróleo, período em que, pela primeira vez, o crescimento exponencial do consumo de petróleo e derivados foi interrompido por um forte aumento dos preços praticados pelos países produtores, o que agravou o quadro da recessão econômica mundial. A dependência em relação ao petróleo importado causou um forte impacto no Balanço de Pagamentos do País e diminuiu o ritmo de crescimento da economia. Por isso, havia a necessidade de se reduzir a dependência em relação ao petróleo importado e diversificar a matriz energética por meio da busca por fontes alternativas, a principal delas, o etanol combustível.

As alternativas propostas com o novo combustível 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 a utilização exclusivamente como combustível veicular.

Com isso, o Proálcool foi adotado em 1975 pelo governo Brasileiro, com dois objetivos:

- promover o incremento do etanol anidro na mistura à gasolina comercializada no País; e
- incentivar o desenvolvimento de plataformas veiculares movidas exclusivamente à 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 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.

Tabela 4 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional^{xvii}

Ato	Nº	Data	% Mínimo	% Máximo	Abrangência Territorial
Portaria CNP	163	04/10/1976	11%	15%	AL 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 AL
Portaria CNP	198	20/10/1977	18%	20%	Triângulo Mineiro
Portaria CNP	39	03/02/1978	20%	23%	RN PB PE AL SE 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: MME

Como se pode observar, havia grande flexibilidade na adoção de percentuais de mistura, que ora aumentavam, ora abaixavam, de acordo com a disponibilidade do produto a cada safra. Desta forma, evidencia-se que a medida em 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, no estado de São Paulo, 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

^{xvii} MAPA/MME – Cronologia da Mistura Carburante Automotiva (Etanol Anidro/Gasolina), com adaptações. Obtido em: [http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA\(Atualiz_02_09_2011\).pdf](http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA(Atualiz_02_09_2011).pdf)

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 face a crise de preços do açúcar, o Governo Federal estabeleceu incentivos para o setor lançando mão de diversos instrumentos de controle. Em linhas gerais, foram eles:

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

A partir de uma decisão de Estado, o País passava 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 do mercado interno, o que reduziu significativamente seu campo de atuação. Dessa forma, por decisão do governo à época, a estatal de petróleo 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 seis a oito meses (período de safra sucroalcooleira), 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 80, 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 por etanol combustível; 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 do Governo 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, ou 4,4 milhões de veículos). 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%.

Em 2002, o Poder Executivo tentou incentivar, por meio de uma Lei sancionada em dezembro de 2002 (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 agosto de 2013 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina totaliza 20 milhões de veículos, correspondendo a 56% da frota nacional (35 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2013 é estimado em 12,7 milhões de m³, contra 4 milhões 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 sem prejuízos ao consumidor.

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.

Atualmente, 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% (vinte e cinco por cento) ou reduzi-lo a 18% (dezoito por cento).

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, União Europeia), cada vez mais demandantes de biocombustível para redução de emissões (após 2004); e
- 4) alteração da estratégia comercial das unidades produtoras face a oportunidade de maior participação no mercado internacional de açúcar, diminuindo a oferta de matéria-prima (cana-de-açúcar) para a produção de etanol (em todo o período analisado).

3.2.1.1 Eventos críticos externos

Considerando-se que a participação do etanol sob ambas as formas (anidro e hidratado) é bastante expressiva, diversos riscos externos podem comprometer o abastecimento regular ou alterar os preços dos combustíveis, com consequências para os consumidores e para a economia.

Os seguintes riscos externos podem ser elencados:

- 1) Abertura ou fechamento de mercados internacionais ao etanol brasileiro (exportações e/ou importação).
- 2) Políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de utilização de etanol em mercados relevantes.
- 3) Variações abruptas dos preços 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. Ainda que recentemente o discurso ambientalista tenha arrefecido, a maioria dos mandatos tem prevalecido. A Quadro 2 lista os mandatos para biocombustíveis adotados por diversos países, incluindo Canadá, China e Estados Unidos.

Quadro 2 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes¹³

País	Mandato
Angola	E10
Argentina	E5 e B7
Austrália	Provincial: E4 e B2 em New South Wales; E5 em Queensle
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E18–25 e B5
Canada	Nacional: E5 e B2. Provincial: E5 e B4 em British Columbia; E5 e B2 em Alberta; E7.5 e B2 em Saskatchewan; E8.5 e B2 em Manitoba; E5 em Ontario
China	E10 em nove províncias
Colômbia	E8
Costa Rica	E7 e B20
Etiópia	E5
Guatemala	E5
Índia	E5
Indonésia	B2.5 e E3
Jamaica	E10
Malavi	E10
Malásia	B5
Moçambique	E10 em 2012–2015; E15 em 2016–2020; E20 em 2021
Paraguai	E24 e B1
Peru	B2 e E7.8
Filipinas	E10 e B2
África do Sul	E10
Coréia do Sul	B2.5
Sudão	E5
Tailândia	E5 e B5
Turquia	E2
Estados Unidos	Nacional: O Renewable Fuels Standard 2 (RFS2) requererá 136 bilhões de litros (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. Estadual: E10 em Missouri e Montana; E9–10 na Flórida; E10 no Havaí; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E10 e B10, e E20 em 2015 em Minnesota; B5 no Novo México; E10 e B5 em Oregon; B2 um ano após a produção local de biodiesel alcançar 40 milhões de galões, B5 um ano após 100 milhões de galões, B10 um ano após 200 milhões de galões, e B20 um ano após 400 milhões de galões na Pensilvânia; E2 e B2, aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3% em Washington.
Uruguai	B5; E5 em 2015
Vietnã	E5
Zâmbia	E10 e B5
Zimbábue	E5, que deverá ser aumentado para E10 e E15

Fonte: REN21.

A maior ou menor participação do etanol produzido no Brasil dependerá da maior ou menor abertura desses mercados ao produto brasileiro.

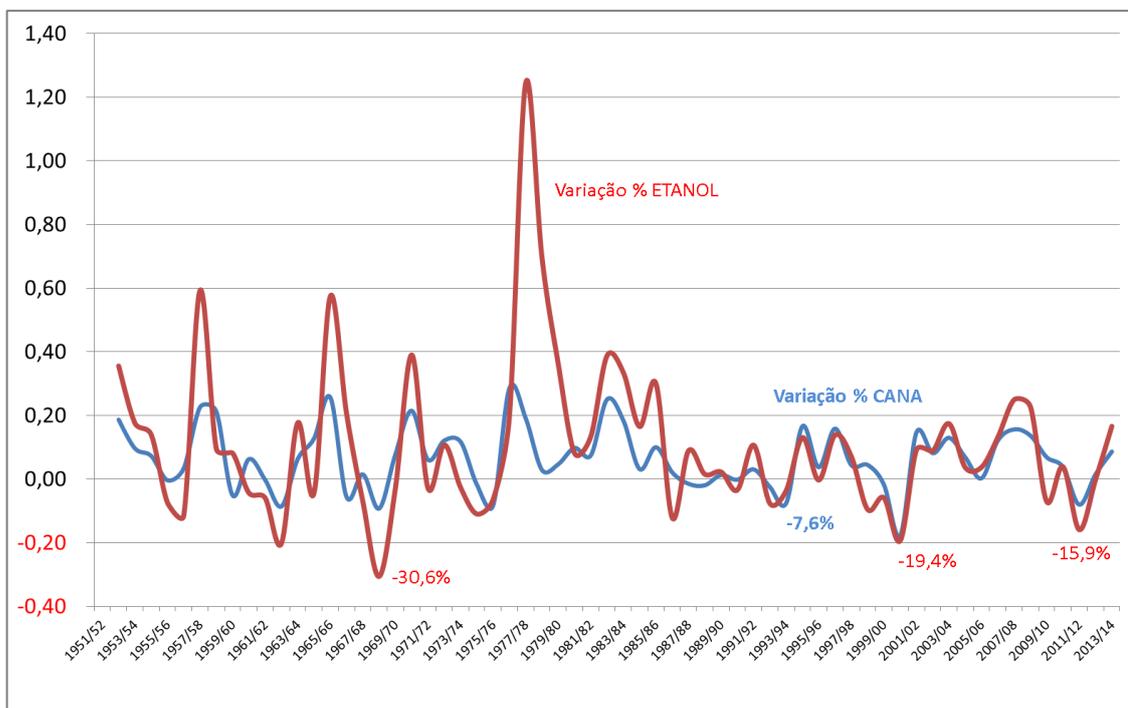
As variações abruptas nos preços do mercado de açúcar influenciam sobremaneira as decisões comerciais das unidades de produção. Devido à flexibilidade na produção de açúcar e/ou etanol, as unidades industriais a cada safra procuram maximizar os ganhos e elevar a remuneração por tonelada de cana processada. Por isso, sempre que o mercado para o açúcar torna-se demandante do produto brasileiro, são esperadas reduções na oferta de etanol, embora esta redução tenha limite técnico.

3.2.1.2 Eventos críticos internos

De acordo com especialistas, a meteorologia das três últimas safras não foi favorável à produção de cana-de-açúcar. Em 2009, ocorreu excesso de chuvas, e em 2010, escassez e má distribuição pluviométrica. A maturação da cana-de-açúcar sofreu atrasos, postergando o término da safra 2010/11. Naquele ano, duas geadas aumentaram as perdas de um ciclo já prejudicado na origem pela estiagem.

“A geada na rebrota da cana recém-cortada levou à antecipação do fim da safra. (...) Ondas de frio causaram o florescimento de canaviais, a interrupção do desenvolvimento e a redução da produtividade. Pela baixa produção e rápida maturação, algumas usinas terminaram a safra dois meses antes do esperado. Com a redução na produção, houve decréscimo de 32% nas vendas no Centro-Sul em janeiro de 2012 em comparação com igual período em 2011.” (Miranda e Cavalli – 2013)

Fatores climáticos e restrição de recursos financeiros limitaram a expansão dos canaviais em bases compatíveis com o crescimento da demanda. Conforme se pode observar no Gráfico 8, durante praticamente toda a história recente da produção de cana-de-açúcar e de etanol, as quebras na oferta do biocombustível limitaram, no pior caso, a –20% (menos vinte por cento) em relação ao ano anterior. Esta redução ocorreu precisamente na safra 2000/01, quando a frota de veículos movidos a etanol hidratado teve a menor participação percentual pós Proálcool.

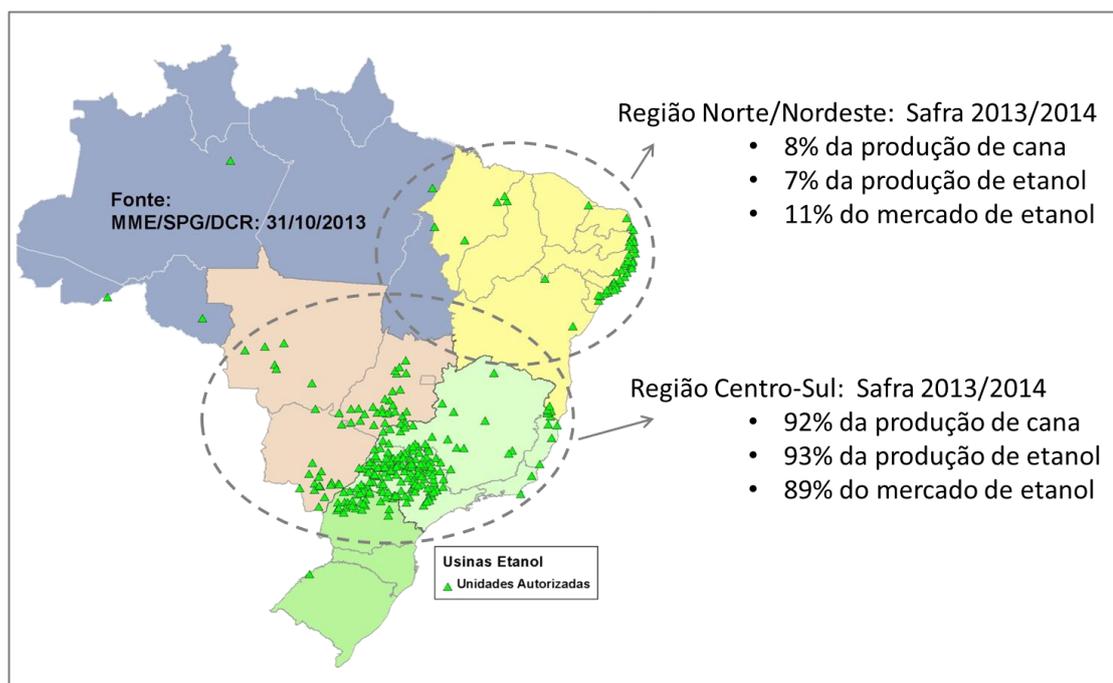


Fonte: MAPA (Elaboração: MME – 2013)

Gráfico 8 – Variação da produção de cana-de-açúcar e de etanol em relação à safra anterior

3.2.2 Cenário brasileiro

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende: 430 unidades produtoras, distribuídas conforme Figura 4; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; 1,2 milhões de empregos diretos; PIB setorial da ordem de US\$ 48 bilhões e exportações que totalizam US\$ 15 bilhões.



Fonte: MME

Figura 4 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil

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. A outra região, Norte-Nordeste, é responsável pela produção de cerca de 10% da cana-de-açúcar e de etanol nos estados: i) do Amazonas, Bahia, Ceará, Maranhão, Pará, Piauí, Tocantins, cujas safras ocorrem entre os meses de maio a abril; e ii) de Alagoas, Bahia, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe, cujas safras ocorrem entre os meses de setembro a agosto.

Com o objetivo de proceder a organização da expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil, para fazer frente à demanda crescente pelo etanol, o Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um criterioso estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar esta expansão sustentável da produção de cana-de-açúcar e os investimentos no setor sucroalcooleiro. O objetivo do ZAE Cana foi o de orientar o futuro da produção de etanol no País, propiciando um crescimento equilibrado e sustentável da produção da cana-de-açúcar. O ZAE veda a supressão de vegetação nativa para a expansão da cultura canavieira em todo o território nacional e a expansão da cana-de-açúcar nos biomas Amazônia, Pantanal e Bacia do alto Paraguai priorizando o cultivo em áreas degradadas ou de pastagem. O ZAE Cana concluiu que 64 milhões de hectares estão aptos para o plantio da

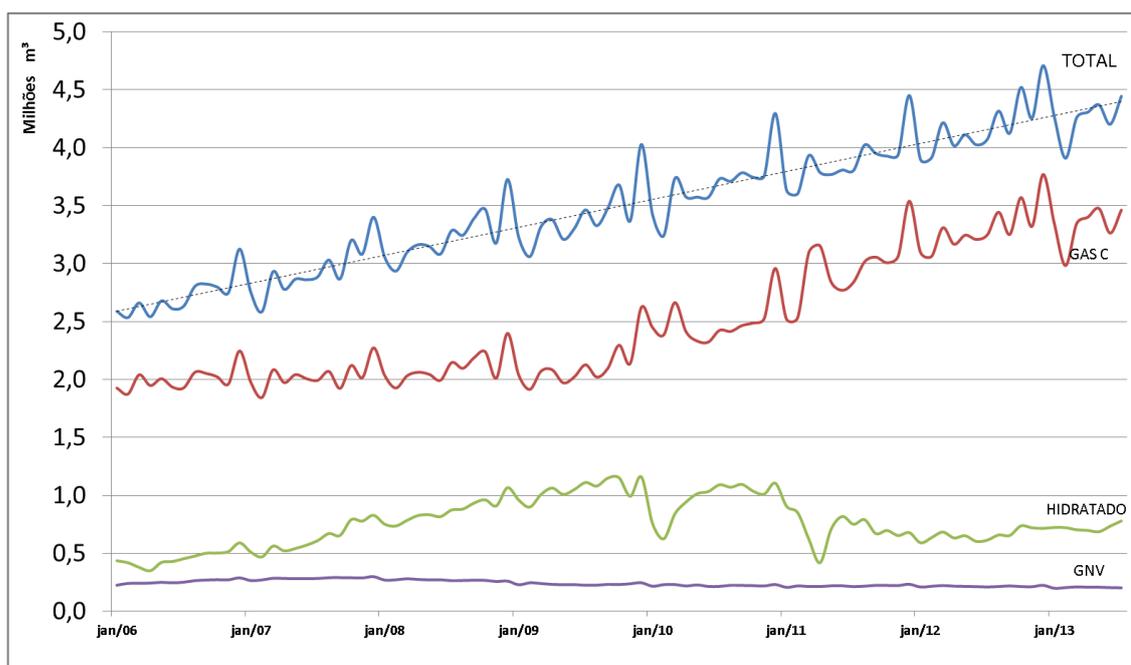
cana-de-açúcar, sendo que, atualmente, a cana-de-açúcar destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 4 milhões de hectares, 1% das terras aráveis.

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

No âmbito do PAC 2 (Programa de Aceleração do Crescimento – 2), destaca-se o Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP, que possibilitará a movimentação por meio de infraestrutura dutoviária de 12,9 bilhões de litros de etanol da região central do país até o porto de Caraguatatuba. O investimento total no sistema será de R\$ 6,5 bilhões. Os investidores do Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP são: Petrobras, Copersucar, Cosan, Odebrecht Transporte Participações, Uniduto e Camargo Correa. O primeiro trecho do etanolduto, que interliga as cidades de Ribeirão Preto e Paulínia, no estado de São Paulo, foi concluído no primeiro semestre de 2013, tendo iniciado sua operação em Agosto de 2013. A conclusão de todo o sistema está prevista para 2018.

A Hidrovia Tietê-Paraná é outra iniciativa prevista no PAC 2. Serão construídos 80 barcaças e 20 empurradores no estaleiro de Araçatuba. Cada comboio, formado por quatro barcaças e um empurrador, terá capacidade para transportar 7,2 milhões de litros de etanol. Também serão construídos quatro Centros Coletores, que totalizarão uma capacidade de armazenagem de 156 milhões de litros. Nesse projeto, o investimento na hidrovia será de R\$ 1,13 bilhão. O primeiro comboio entrará em operação em novembro de 2013 e o último em 2018.

Desde 2006, principalmente, a demanda por combustíveis para o Ciclo-Otto tem crescido a taxas muito superiores às do PIB, o que tem exigido das autoridades governamentais, dos produtores e dos distribuidores um esforço considerável para garantir o abastecimento regular de combustíveis. O Gráfico 9 apresenta a demanda mensal para o mercado Ciclo-Otto no período de 2006 a 2013.



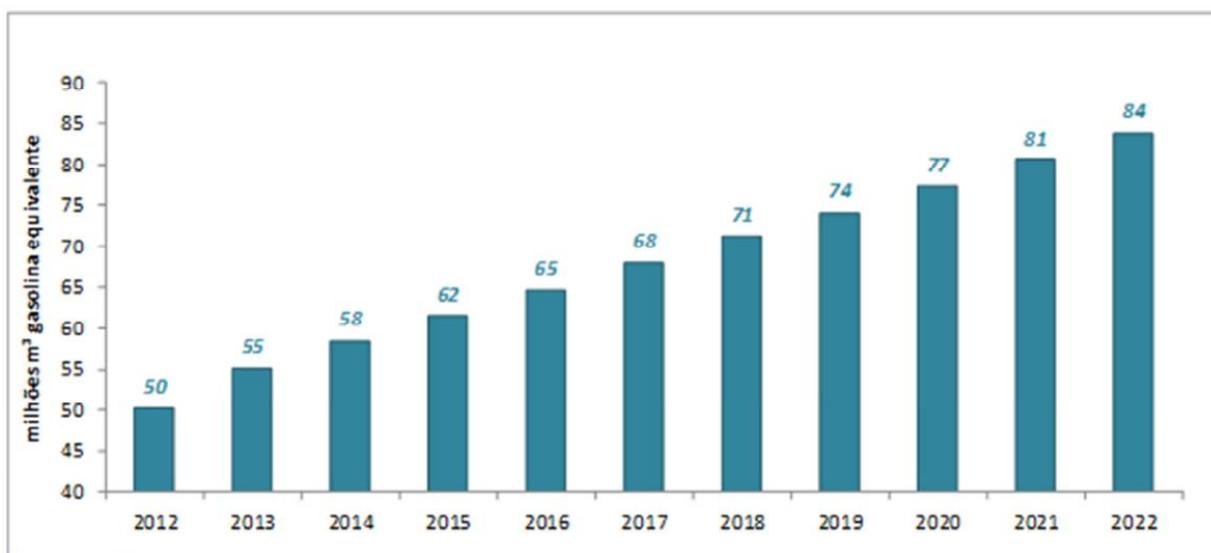
Fonte: ANP/MAPA (Elaboração: MME – 2013)

Gráfico 9 – Demanda mensal para o mercado Ciclo-Otto (2006-2013) (m³ de gasolina equivalente)

Contrastando com o expressivo crescimento na demanda, o Brasil enfrentou restrições à oferta de etanol, principalmente em 2011.

Devido à elevada participação dos veículos *flex-fuel* na frota brasileira, o planejamento energético deve se basear na demanda anual de combustíveis para o mercado Ciclo-Otto, expresso em m³ de gasolina equivalente, uma vez que a relação de preços entre os combustíveis será o fator determinante para a escolha do consumidor entre etanol hidratado ou gasolina C.

No Gráfico 10 é apresentada a projeção da demanda para o mercado Ciclo-Otto, conforme dados do PDE 2022.



Fonte: EPE

Gráfico 10 – Demanda anual de combustíveis para o mercado Ciclo-Otto (2012-2022)

3.2.2.1 Produção, estoques e dependência externa de etanol

A produção de etanol encontra-se em processo de recuperação após período de restrições climáticas, conforme apontado no item 3.2.1.2. A renovação dos canaviais e a redução das perdas decorrentes do processo de mecanização, resultante do aprimoramento de técnicas de plantio e colheita, aliados às melhores condições climáticas observadas nesta safra 2013/14 para a região Centro-Sul, possibilitaram o crescimento da oferta de etanol.

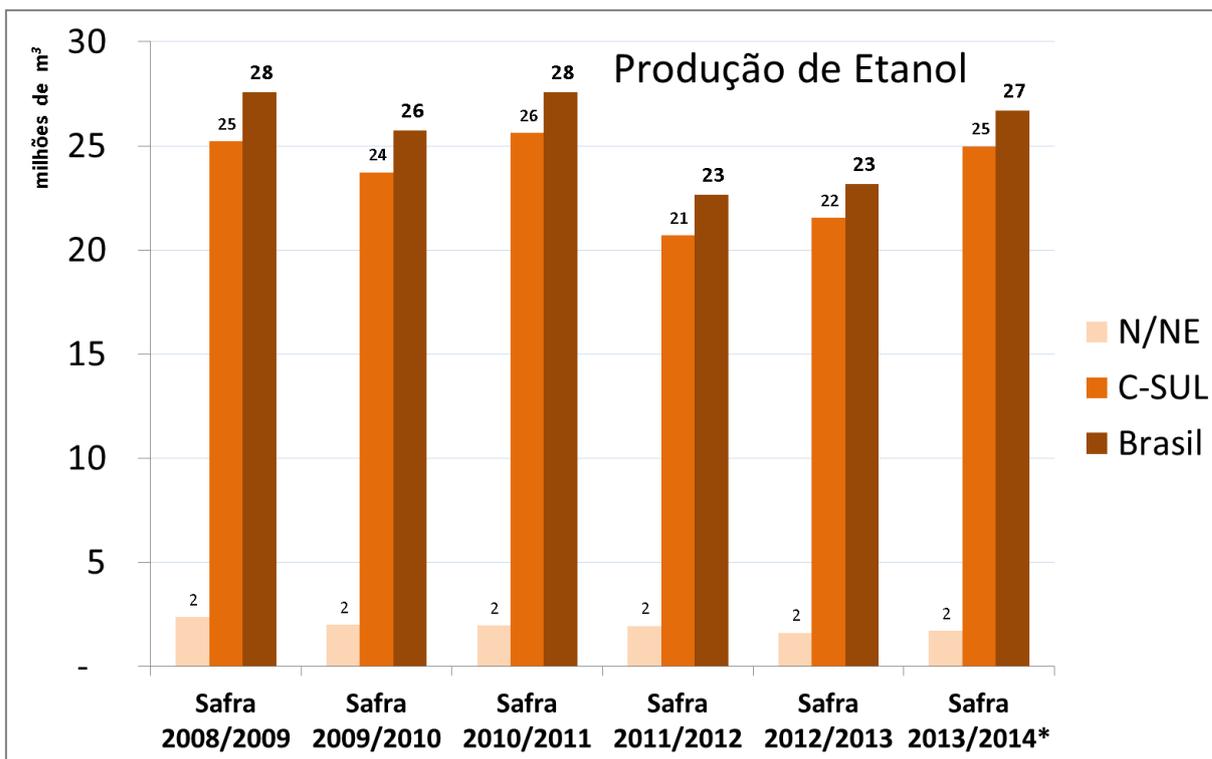
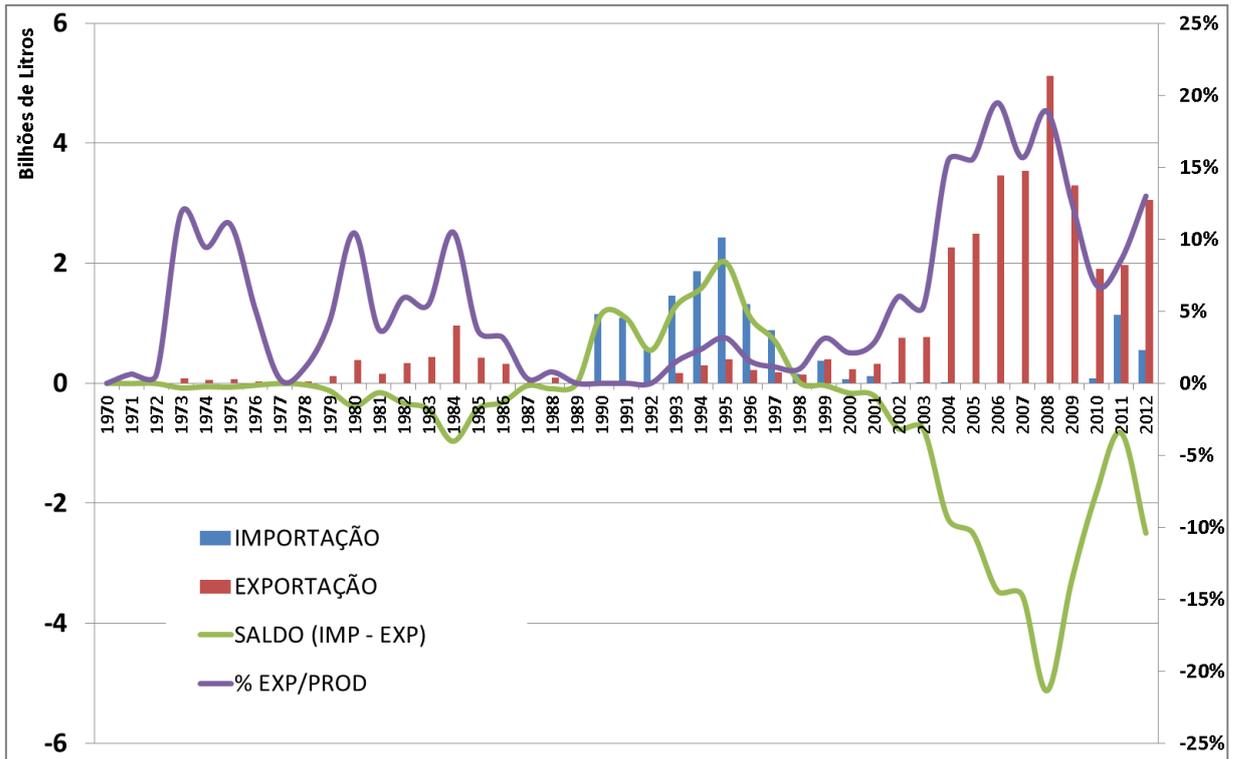


Gráfico 11 – Evolução recente da produção de etanol

Mesmo com as restrições de oferta verificadas nas safras 2009/10 e 2011/12, não houve, no período analisado, falta de etanol hidratado no mercado. O principal fator que contribuiu para esta acomodação do mercado foi o perfil da frota de veículos, que foi alterado com o advento dos veículos *flex-fuel*. Com isso, ao contrário do proprietário de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado, que não podia optar por combustível substituto para o seu veículo, o proprietário de veículos *flex-fuel* pode fazê-lo a qualquer momento, com gasolina C ou com etanol hidratado em qualquer proporção.

Com relação à dependência externa de etanol, o Brasil importou etanol entre os anos 1990 e 1998. Nesse período, predominava a frota de veículos movidos a etanol hidratado. Foi nesse contexto que o País apresentou a necessidade de constituição de reserva estratégica, de modo a evitar a ocorrência de falta de produto para a frota nacional de veículo leves.

De acordo com o Gráfico 12, as exportações têm representado, nos últimos anos, parcela significativa da produção de etanol. Por isso, a incorporação de novos mercados sem a correspondente expansão da produção nacional de etanol constitui potencial evento crítico ao seu abastecimento regular. No entanto, mesmo tendo ocorrido no passado recente eventos climáticos que restringiram a produção, já mencionados no item 3.2.1.2, não foram necessárias medidas de retenção do produto exportado ou de quebra de contratos para atendimento do mercado interno.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2013 (Elaboração: MME)

Gráfico 12 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção

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 listadas até então.

Para petróleo, utiliza-se uma metodologia de análise qualitativa de riscos de modo a avaliar a influência dos ambientes interno e externo na disponibilidade de petróleo. Para etanol, a análise leva em consideração a atual configuração de nosso mercado consumidor.

4.1 Petróleo

A demanda de petróleo está diretamente relacionada com a capacidade instalada de refino, uma vez que ao consumidor final não interessa aquele insumo, e sim por seus derivados. Acerca, especificamente, do petróleo cru, é possível afirmar que há autossuficiência no seu consumo, pois a produção nacional de petróleo apresenta-se superior ao volume de petróleo refinado. Os Gráficos 4 e 6, apresentados no item 3.1.3.5, demonstram o comportamento da produção e do processamento de petróleo, bem como a evolução da balança comercial nos últimos 10 anos.

Como as perspectivas já apresentadas no capítulo anterior apontam para o aumento da produção e, conseqüentemente, a consolidação do país como exportador líquido de petróleo, a constituição de reservas estratégicas de petróleo no Brasil parece, em uma primeira análise, desnecessária.

Contudo, é necessário estar atento para o fato de o País se encontrar, desde o ano de 2010, com a capacidade nominal de refino inferior à demanda do mercado interno de derivados de petróleo^{xviii}. Esta deficiência em 2012 foi da ordem de 380 mil bpd, implicando na necessidade de importar os principais derivados, tais como óleo diesel, gasolina, QAV e GLP.

Por outro lado, este panorama de déficit da capacidade de refino com relação ao mercado deve começar a ser revertido a partir de 2015, quando se inicia um período de progressivas entradas em operação de novas refinarias – RNEST, COMPERJ, PREMIUM I e PREMIUM II.

Com o objetivo de complementar a análise, desenvolve-se, na sequência, algumas avaliações acerca de possíveis problemas no suprimento de petróleo e seus impactos associados.

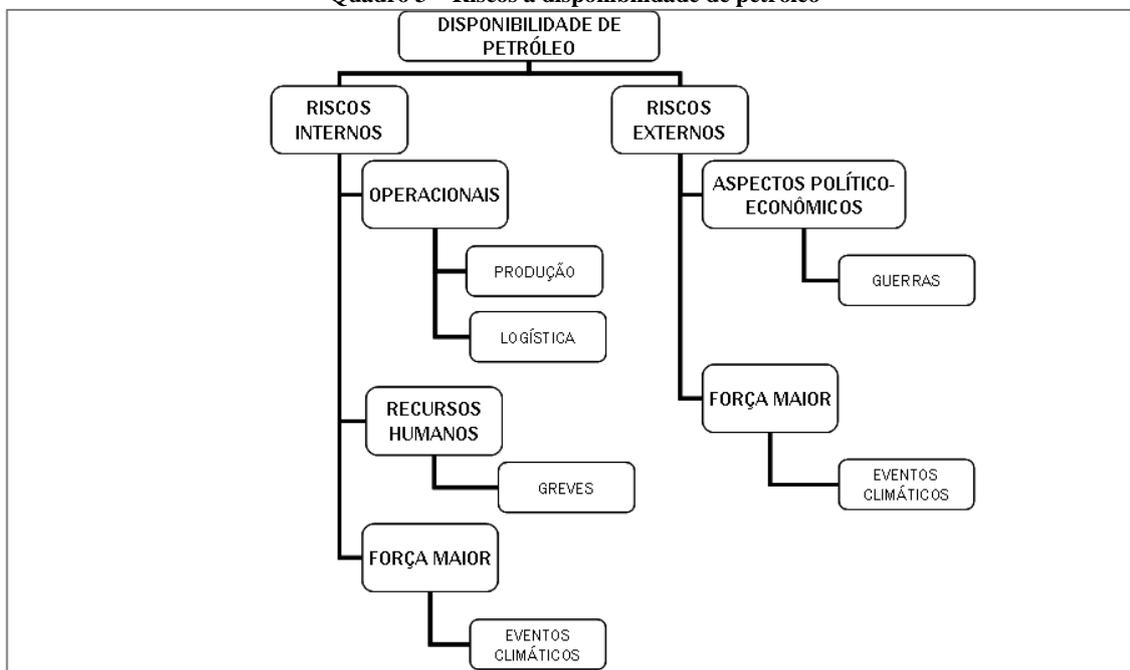
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo

Conforme comentado anteriormente, quaisquer eventos que possam implicar na descontinuidade do fornecimento de petróleo podem ser classificados de acordo com a influência dos ambientes interno ou externo. Aplicando a metodologia de Análise Qualitativa

^{xviii} Mercado interno inclui consumo próprio das refinarias

de Riscos (AQR)^{xix}, foram identificados riscos à disponibilidade de petróleo – produzido ou importado – para o refino nacional, utilizando essa classificação ilustrada no Quadro 3.

Quadro 3 – Riscos à disponibilidade de petróleo



Em seguida, foram atribuídos níveis – “alto”, “médio” ou “baixo” – para a probabilidade de materialização do risco, e avaliou-se o impacto resultante sobre o objetivo em foco. A relevância de cada risco foi calculada por meio do resultado do produto probabilidade X impacto, adotando-se a convenção ilustrada no Quadro 4, para o caso das ameaças:

Quadro 4 – Matriz de probabilidade de impacto

Probabilidade		Ameaças		
ALTA	5	5	15	25
MÉDIA	3	3	9	15
BAIXA	1	1	3	5
		1	3	5
		BAIXO	MÉDIO	ALTO
		Impacto		

^{xix} Fonte: Petrobras - Abastecimento - Padrões SINPEP PE-4AT-00414 e SINPEP PG-2AT-00336, 2013. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE PMI - PMBOK Guide, 4th Edition

Os resultados são os seguintes:

Quadro 5 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos

ITEM	DESCRIÇÃO	AMEAÇA OU OPORTUNIDADE	CONSEQÜÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO	PROBAB.	IMPACTO	RELEVÂNCIA
1	BAIXA CONFIABILIDADE EM EQUIPAMENTOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	BAIXA	MÉDIA	
2	BAIXA CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO NACIONAL EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	MÉDIA	
3	BAIXA CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO IMPORTADO EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	BAIXA	
4	GREVE DOS EMPREGADOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DIÁRIA.	BAIXA	MÉDIA	
5	GREVE DOS EMPREGADOS DA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	MÉDIA	
6	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO TERRITÓRIO NACIONAL.	AM	INTERRUPÇÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	BAIXA	MÉDIA	
7	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO EXTERIOR.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO.	MÉDIA	BAIXA	
8	OCORRÊNCIA DE GUERRAS NO EXTERIOR.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUÇÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO PARA SUPRIMENTO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	BAIXA	
9	ESTABILIDADE POLÍTICA NO BRASIL.	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
10	DISPERSÃO DOS PONTOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL .	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
11	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
12	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO NO PERÍODO EM ESTUDO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	

As indicações da análise qualitativa de riscos apontam 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 – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira.

Com relação ao ambiente interno, o nível de exposição do abastecimento nacional de petróleo pode ser analisado segundo o impacto da indisponibilidade das principais unidades de suprimento em cada etapa da cadeia. Nesse sentido, foram estimadas duas situações hipotéticas e seus respectivos impactos no abastecimento de petróleo.

Etapa de produção

A produção brasileira de petróleo está distribuída em mais de 9.000 poços, sendo quase 800 poços marítimos responsáveis por mais de 90% de todo petróleo produzido no país. As 20 plataformas com maior produção responderam por 65% da produção nacional, operando um total de 209 poços produtores no mês agosto/2013. A figura a seguir apresenta a disposição das plataformas em atividade.

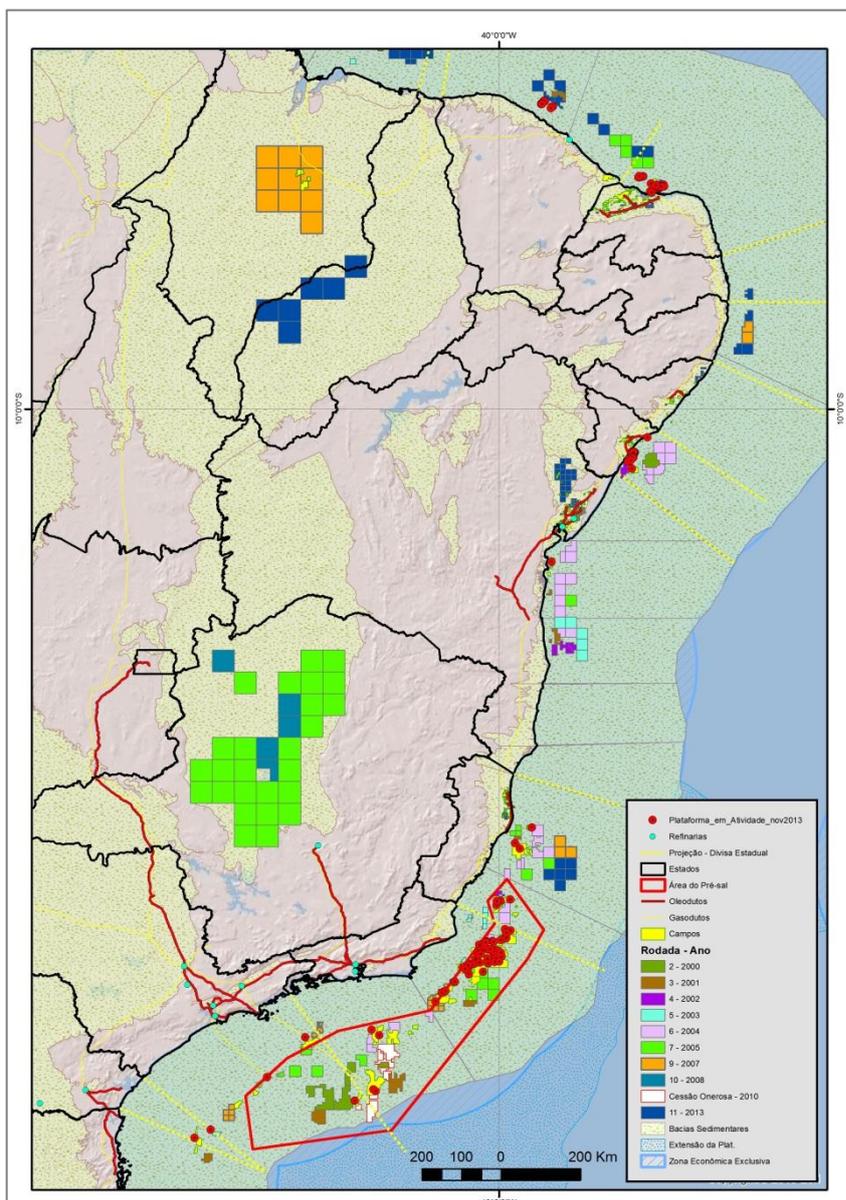


Figura 5 – Blocos licitados e plataformas operacionais em nov/2013

Localizada no campo Marlim Sul, na bacia de Campos, a plataforma P-56 produziu, em agosto/2013, através de oito poços a ela interligados, cerca de 129,8 mil bpd de petróleo, tendo sido a maior produção de uma única plataforma no Brasil. Naquele mês, a P-56 foi responsável por 6,5% da produção de petróleo nacional.

Dessa forma, esse grau de dispersão dos pontos de produção, em quantidade de plataformas/poços e volume de petróleo explotado, contribui significativamente para a redução do risco de descontinuidade de suprimento local de petróleo, conforme pode ser observado na figura a seguir, retirada de apresentação do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2013-2017 da Petrobras.

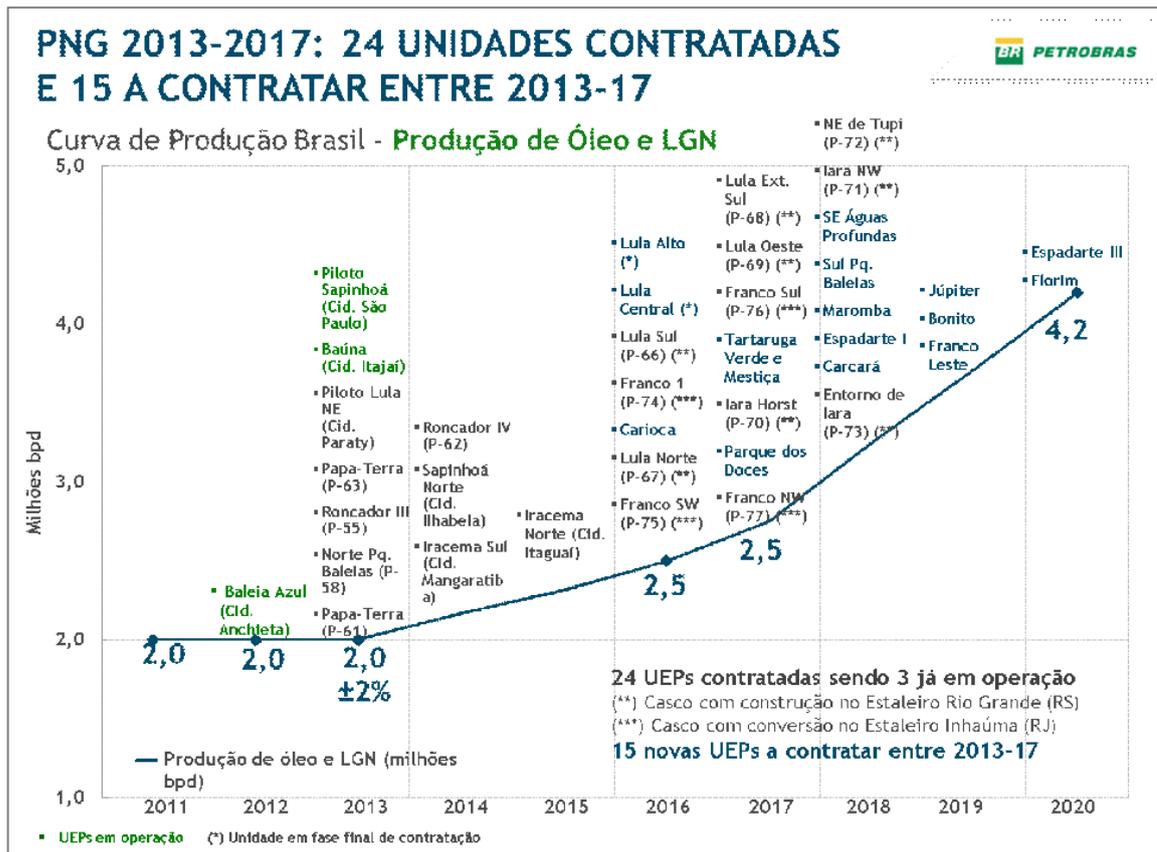


Figura 6 – Unidades contratadas e a contratar constantes do PNG 2013-2017

Etapa de escoamento da produção

O petróleo produzido nos campos marítimos é aliviado das plataformas por navios-tanque ou por dutos submarinos, seguindo até os terminais localizados na costa. Desses, o petróleo é exportado ou segue por dutos para suprir as refinarias, onde é processado e transformado em derivados destinados ao atendimento do mercado e à exportação.

O suprimento das refinarias de São Paulo ocorre pelo Terminal de São Sebastião e pela Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba. Na hipótese de indisponibilidade de São Sebastião, utiliza-se a capacidade de estocagem do sistema logístico de São Paulo, e, eventualmente, pode-se suprir a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) pelo Terminal Aquaviário de Santos.

O suprimento das refinarias do Rio de Janeiro (REDUC) e Minas Gerais (REGAP) ocorre pelos Terminais de Angra dos Reis, de Cabiúnas e da Ilha D'Água, na Baía de Guanabara. Na hipótese de indisponibilidade de algum desses terminais, o suprimento de petróleo pode ocorrer pelos demais ou por outros.

Assim, pode-se concluir que o risco de descontinuidade na cadeia de suprimento se apresenta baixo. A flexibilidade e a amplitude da malha logística já existente constituem, por si só, resposta eficaz ao risco de interrupção generalizada e prolongada do suprimento.

Adicionalmente, registra-se que a Petrobras trabalhou, no ano de 2013, com volume de petróleo em estoque operacional médio equivalente a 33,8 dias de processamento do refino nacional. Desses, pode-se considerar: 10,4 dias na tancagem das plataformas; 9,3 dias em navios no alívio das plataformas; 5,1 dias em terminais; 2,2 dias nos dutos e 6,8 dias na tancagem das refinarias. Exclusivamente no que se refere ao Sistema Petrobras, a capacidade estática de armazenagem de petróleo nos tanques em terra é de 10,3 milhões m³ (refinarias da Petrobras e terminais da Transpetro), suficiente para 30 dias de processamento em suas refinarias.

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 prejudicar 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 restringisse a 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. 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 25%.

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

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

Em 2012, foi regulamentada a Lei nº 12.490/2011 e publicada a Lei nº 12.666, de 14 de junho de 2012. A partir da vigência da primeira, a ANP, com o objetivo de aprimoramento contínuo dos mecanismos de regulação, publicou a Resolução ANP nº 67/2011, 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 12.666/2012 autorizou a União a conceder subvenção econômica, sob a forma de equalização das taxas de juros, nas operações de financiamento para a estocagem de etanol combustível, com vistas a reduzir a volatilidade dos preços do etanol e contribuir para a estabilidade da oferta do produto.

Todos estes instrumentos: 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 25%) – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (álcool carburante) nos termos da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

5 Estoques de operação

Os estoques de operação têm como objetivo garantir a continuidade da atividade econômica de cada agente inserido no sistema nacional de abastecimento de combustíveis, em face dos fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem ao longo do território nacional.

Esta seção tem como objetivo apresentar, de forma sucinta, o sistema nacional de abastecimento de combustíveis, além de avaliar os fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos.

5.1 Sistema nacional de abastecimento de combustíveis

A ANP foi instituída como agência reguladora pela Lei nº 9.478/1997, a “Lei do Petróleo”, com a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e seus derivados, do gás natural e dos biocombustíveis. Coube à ANP, entre outras atribuições, implementar a política nacional de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos dessa Lei, com ênfase na garantia do suprimento em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Por seu turno, a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis está disposta na Lei nº 9.847, de 27 de outubro de 1999, conhecida como “Lei da Fiscalização”. De acordo com seu art. 1º, a fiscalização das atividades relativas às indústrias do petróleo e dos biocombustíveis e ao abastecimento nacional de combustíveis será realizada pela ANP. O abastecimento nacional de combustíveis, nos termos do § 1º do art. 1º, é considerado de utilidade pública e abrange as atividades de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, comercialização, avaliação de conformidade e certificação do petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis.

A Figura 7 apresenta os agentes econômicos regulados pela ANP e inseridos no sistema nacional de abastecimento de combustíveis.

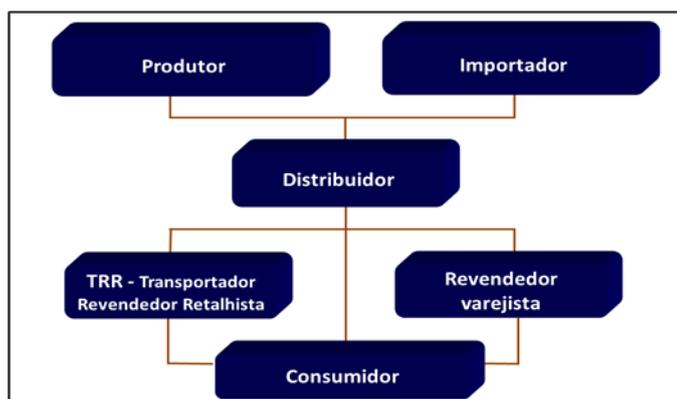


Figura 7 – Sistema nacional de abastecimento de combustíveis

Dentro das fronteiras do Brasil, são quatro os níveis de agentes econômicos que compõem o sistema: i) produtor; importador; ii) distribuidor; iii) TRR; revendedor varejista; iv) consumidor. Cada agente econômico possui função específica, determinada pela legislação aplicável da ANP, para operar dentro do sistema nacional de abastecimento.

Em 2012, conforme se observa na Tabela 5, a demanda por combustíveis e biocombustíveis líquidos automotivos (gasolina A, etanol hidratado, etanol anidro, óleo diesel A e biodiesel) atingiu 105,4 milhões m³, o equivalente a 78,1% da demanda total por combustíveis derivados de petróleo e biocombustíveis consumidos no país. A demanda por combustíveis líquidos fósseis automotivos, representados pela gasolina A e óleo diesel A (inclui os diversos tipos de uso rodoviário e o marítimo), alcançou 80,6% da demanda por combustíveis e biocombustíveis líquidos automotivos.

Tabela 5 – Demanda nacional de combustíveis e biocombustíveis líquidos

Combustíveis	milhões m ³				
	2008	2009	2010	2011	2012
Óleo Diesel B	44,8	44,3	49,2	52,3	55,9
Óleo diesel A	43,6	42,7	46,8	49,7	53,1
Biodiesel	1,1	1,6	2,4	2,6	2,8
Gasolina C	25,2	25,4	29,8	35,5	39,7
Gasolina A	18,9	19,1	22,8	27,1	31,8
Etanol Anidro	6,3	6,4	7,1	8,0	7,9
Etanol Hidratado	13,3	16,5	15,1	10,9	9,9
Etanol Total	19,6	22,8	22,2	18,9	17,8
Ciclo-Otto Total	38,5	41,9	44,9	46,4	49,5
GLP	12,3	12,1	12,6	12,9	12,9
Óleo Combustível	5,2	5,0	4,9	3,7	3,9
QAV + GAV	5,3	5,5	6,3	7,1	7,4
TOTAL	105,9	108,8	117,9	122,2	129,7
GNV	6,6	5,8	5,5	5,4	5,3

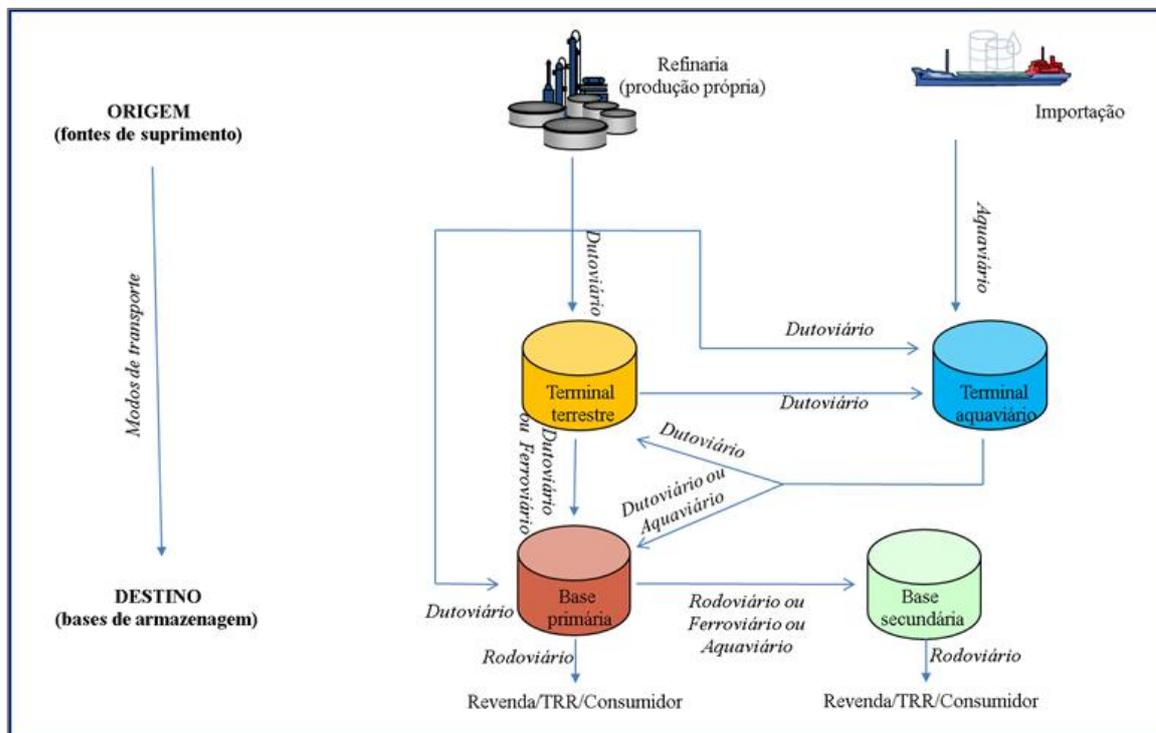
Fonte: SIMP/ANP, 2013.

5.2 Fatores de risco sobre os combustíveis

Ao longo de 2013, a ANP realizou amplo estudo, por meio de grupo de trabalho instaurado, denominado Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), com o objetivo de avaliar os fatores de risco incidentes sobre a gasolina A e o óleo diesel A, e de propor ações de mitigação de risco voltadas para a garantia do abastecimento nacional em todo o território nacional. Em 2014, o GFL irá avaliar os fatores de risco sobre os fluxos logísticos de GLP e dos combustíveis de aviação.

O mapeamento dos fluxos logísticos é requisito prévio para a identificação e a mensuração dos fatores de risco sobre esses fluxos. O mapeamento é construído da origem ao destino dos fluxos, interconectados pelos modos de transportes, conforme apresentado na Figura 8. As origens são compostas pelas fontes de suprimento, enquanto os destinos, no âmbito das análises do GFL, são as bases de armazenagem e distribuição. Antes de alcançar

as bases, o combustível pode, como etapa intermediária, ser armazenado em terminais terrestres ou aquaviários (marítimos, fluviais ou lacustres). O combustível armazenado nas bases é, posteriormente, comercializado e entregue aos clientes dos distribuidores: TRR, revendedores varejistas e consumidores finais.



Fonte: ANP, 2013.

Figura 8 – Origem-Destino dos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis

A avaliação dos riscos em relação à gasolina A e ao óleo diesel A foi conduzida em função de três famílias de fatores de risco: fontes de suprimento, modos de transporte e bases de armazenagem.

São duas as fontes (origens) de suprimento: produção nacional e importação. A produção nacional, atualmente, encontra-se muito próxima do limite de sua capacidade industrial. O parque de refino da Petrobras, responsável por 94,5% da gasolina A e 100,0% do óleo diesel A produzidos no Brasil, atingiu a média de 96,0% de sua capacidade em 2012.

A conjugação do nível de utilização das refinarias brasileiras, operando próximas ao limite de sua capacidade de produção, com políticas governamentais macroeconômicas, redistribuidoras de renda e facilitadoras de acesso ao crédito, tende a aumentar a dependência externa (importação) em relação aos derivados de petróleo.

No tocante ao óleo diesel A, com a implantação das novas refinarias previstas, o País reduzirá progressivamente sua dependência externa, tornando-se exportador desse derivado a partir de 2018, conforme o PDE 2022. Adicionalmente, menciona-se que a Petrobras vem implementando programas visando à otimização da produção de derivados médios (óleo diesel e QAV) e de gasolina, que em 2012/13 já contribuíram para incrementar a produção de médios em 75 mil bpd e de gasolina em 52 mil bpd. Durante o horizonte de estudo no PDE 2022, as importações de derivados médios corresponderão, em média, a 13% das necessidades do mercado, cerca de 135 mil bpd. Cabe observar, ainda, que somente EUA, Índia e países da

ex-União Soviética (FSU), frentes naturais de importação de óleo diesel pelo Brasil, terão excedentes exportáveis da ordem de 1.200 mil bpd.

Quanto à gasolina A, não há perspectivas, a médio prazo, da eliminação da dependência externa, pois os projetos das quatro novas refinarias não contemplam a sua produção. Esse déficit, que representará em 2022 uma importação líquida de 252 mil bpd de gasolina^{xx}, poderá ser reduzido com os programas citados no parágrafo anterior. Além disso, as necessidades de importação poderão ser atendidas com os excedentes de gasolina gerados na Bacia do Atlântico (exportados dos EUA e da Europa), que deverá ofertar esse derivado na ordem de 700 mil a 1.000 mil bpd.

Historicamente, o etanol combustível contribuiu para arrefecer o crescimento das importações de gasolina A. Todavia, sua expansão na matriz energética veicular foi contida por vários fatores, tais como: (i) insuficiência de novos projetos de usinas (denominados *Greenfields*); e (ii) a dificuldade na viabilização em larga escala do etanol de 2ª geração.

Em relação aos modos de transporte, ressalta-se que a movimentação de grandes volumes de combustíveis fósseis, tendo como origem as fontes de suprimento (produção nacional e importação) e destino as bases primárias de distribuidores, deve ocorrer, preferencialmente, pelos modos de transporte dutoviário e aquaviário, ou pela combinação desses (intermodalidade). Esses meios oferecem maior eficiência operacional aos fluxos logísticos para longa distância e grandes volumes, resultando em otimização do binômio nível de serviço-custo. Dessa forma, propiciam os efeitos positivos na garantia do abastecimento e nos preços ao consumidor final.

A infraestrutura instalada de dutos para transporte de combustíveis está limitada a algumas regiões brasileiras (Estado de São Paulo, Estado da Bahia, eixo SP-GO-DF, eixo PR-SC e eixo RJ-MG). A expansão da malha dutoviária interestadual requer investimentos vultosos, além do atendimento às rígidas exigências ambientais.

O transporte aquaviário se torna o caminho factível para compensar os obstáculos enfrentados pelo modo dutoviário, pois a geografia do país, com extensa costa e rios navegáveis, favorece o transporte por cabotagem, o transporte fluvial e a intermodalidade aquaviária-dutoviária.

As Regiões Nordeste e Norte, para complementar a oferta de produção local, são dependentes do transporte aquaviário de combustíveis, oriundo das regiões sul e sudeste e do mercado externo. Assim, a infraestrutura portuária toma contornos estratégicos para o Norte e Nordeste no que tange a busca por níveis de serviço dos transportadores aquaviários, com vistas a garantir o abastecimento nessas regiões a custos condizentes para o mercado consumidor de combustíveis.

O transporte aquaviário marítimo por cabotagem tem convivido com ineficiências operacionais relacionadas à infraestrutura portuária existente, conforme avaliações do GFL. Contudo, com a promulgação da Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, que regula a exploração pela União, direta ou indiretamente, dos portos e instalações portuárias, foi dado um importante passo para a mitigação dessas ineficiências nos fluxos logísticos portuários.

Espera-se, à medida que os procedimentos licitatórios sejam concluídos, que os investimentos nas instalações portuárias se revertam em ganhos de eficiência para o transporte aquaviário marítimo por cabotagem. Como consequência, também é esperada a redução ou a eliminação dos fatores de risco associados aos fluxos logísticos de combustíveis.

^{xx} PDE 2022

Por sua vez, o transporte aquaviário fluvial por balsas, predominante na Região Norte, está sujeito a eventos climáticos que interferem na navegabilidade dos rios amazônicos, a exemplo do Rio Madeira, ao longo do segundo semestre. Nessa época do ano, a profundidade se torna mínima, a ponto de surgirem pedras e bancos de areia que impedem ou restringem a navegação de balsas. A mitigação dos fatores de risco incidentes sobre os rios amazônicos, principais vias de circulação de pessoas e riquezas na região, requer alocações orçamentárias, tanto do Governo Federal quanto dos Governos Estaduais abrangidos, que se materializem em obras que tornem os rios amazônicos navegáveis ao longo de todo o ano.

Em relação às bases de distribuição, as ações de mitigação em longo prazo devem ser voltadas para a ampliação da capacidade de armazenagem e da infraestrutura de descarregamento/carregamento (recebimento/entrega) de combustíveis quando se faz uso de modos de transporte alternativos.

Considerando os fatores de risco a que se submetem os fluxos logísticos relacionados às fontes de suprimento e aos modos de transporte, a capacidade de armazenagem em bases não pode ser empecilho para a formação e manutenção de estoques que garantam o suprimento de combustíveis aos segmentos de revenda (incluindo revenda-retalhista) e aos consumidores finais. A capacidade de armazenagem deve ser condizente com a demanda, a oferta e os modos de transporte utilizados. As bases devem receber investimentos dos distribuidores para ampliação na capacidade de armazenagem. Caso contrário, não se pode garantir o abastecimento sem riscos de restrições ou interrupções nos fluxos logísticos.

Quanto mais relevantes os fatores de risco, maior o nível requerido nos estoques de operação. Assim, a gestão de estoques em produtores e distribuidores pode atenuar os efeitos dos fatores de risco sobre os fluxos logísticos de combustíveis.

6 Constituição de estoques de operação

Compete à ANP implementar a política nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis em todo o território nacional. Nos termos do parágrafo único do art. 8º da Lei nº 9.478/1997, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, a ANP pode exigir dos agentes regulados a manutenção de estoques mínimos de combustíveis, em instalação própria ou de terceiros.

O estudo realizado pelo GFL, referente aos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis, identificou fatores de risco sobre esses fluxos, com impacto direto nos estoques de gasolina A e óleo diesel A.

Considerando que os estoques de combustíveis, além de serem compatíveis com os fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos, devem se localizar o mais próximo possível dos mercados consumidores, pode se estabelecer, por meio de comando regulatório, a obrigatoriedade, para produtores e distribuidores, de formação e de manutenção de estoques de operação de gasolina A e de óleo diesel A por regiões pré-estabelecidas, o mais próximo possível dos centros consumidores.

Com esse objetivo, a ANP publicou a Resolução nº 45, de 22 de novembro de 2013, que obriga produtores de derivados de petróleo (refinarias, formuladores e centrais petroquímicas) e distribuidores a assegurarem estoques semanais médios de gasolina A, de óleo diesel A S10 e de óleo diesel A S500, a serem mantidos em suas próprias instalações e em terminais aquaviários ou terrestres. Os níveis de estoque irão variar de três a cinco dias do volume comercializado, tanto para produtores como para distribuidores, dependendo da região e do modo de transporte utilizado.

A garantia do fornecimento da gasolina C (gasolina A acrescida de etanol anidro) em todo o território nacional depende do fornecimento regular do etanol anidro combustível. A ANP, por meio da Resolução ANP nº 67, de 9 de dezembro de 2011, determinou que os distribuidores de combustíveis líquidos automotivos deverão possuir, em 31 de março de cada ano, estoque próprio de etanol anidro combustível, em volume compatível com, no mínimo, 15 dias de sua comercialização média de gasolina C. Utiliza-se como referência o volume total comercializado de gasolina C no mês de março do ano anterior, de acordo com o percentual de mistura obrigatória vigente. O combustível pode ser armazenado em instalações próprias, de outro distribuidor ou em terminal, a fim de garantir o suprimento desse produto no período de entressafra da cana-de-açúcar.

A Resolução ANP nº 67/2011 também determinou que o produtor de etanol anidro, a cooperativa de produtores de etanol e a empresa comercializadora deverão possuir, em 31 de janeiro e em 31 de março de cada ano, estoque próprio de etanol anidro em volume compatível com, no mínimo, 25% e 8% de sua comercialização anual do biocombustível com o distribuidor de combustíveis, respectivamente.

Dessa forma, nos termos do Decreto nº 238/1991, a ANP estabeleceu “Estoques de Operação” de gasolina A, de óleo diesel A e de etanol anidro combustível, destinados a mitigar, em curto prazo, os riscos de descontinuidade no abastecimento nacional. Em 2014, a ANP vai avaliar a necessidade de constituição de estoques de operação dos demais combustíveis, em especial o GLP e os combustíveis de aviação.

7 Conclusões e recomendações

Conclui-se que:

- a) não é necessária a formação de reserva estratégica de petróleo e etanol no Brasil;
- b) é necessária a formação de estoques de operação para óleo diesel A e gasolina A, por meio de regulamentação da ANP, conforme Resolução ANP nº 45/2013;
- c) as indicações da Análise Qualitativa de Riscos apontam baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado)
- d) o Brasil consolidará, nos próximos 10 anos, a sua posição de exportador líquido de petróleo; e
- e) a capacidade de produção de etanol total é suficiente para garantir o abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos.

Recomenda-se:

- a) formalizar GTP para realizar, anualmente, estudos acerca da necessidade e formação de reservas estratégicas e de estoques de operação a serem apresentados ao CNPE;
- b) revisar os atos normativos no sentido de atualizar procedimentos, conceitos e terminologias, conforme legislação vigente (em especial, o Decreto nº 238/1991);
- c) em 2014, avaliar a necessidade de regulamentação de estoques de operação para os demais combustíveis; e
- d) elaborar relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.

GLOSSÁRIO

AIE – Agência Internacional de Energia

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

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

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção

bpd – barris por dia

BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CEF – Fundo Central de Energia (África do Sul)

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

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

CNP – Conselho Nacional de Petróleo

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COMPERJ – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro, em construção em Itaboraí (RJ)

CT-04 – Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral

E&P – Exploração e Produção

EAR – Estrutura Analítica de Riscos. Ferramenta utilizada para identificação dos riscos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPSL – Extra Pré-Sal Legal (região externa ao PSL)

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

FSU – *Former Soviet Union*. Designação dos países da ex-União Soviética

GFL – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis

GLP – gás liquefeito de petróleo

GNV – gás natural veicular

GTP – Grupo de Trabalho Permanente

Incidente de Abastecimento – Ocorrência de interrupção localizada, com duração inferior a 30 dias, nos fluxos de suprimento de petróleo (produzido ou importado) a mais de uma refinaria brasileira e/ou de etanol carburante ou combustíveis básicos (gasolina e óleo diesel) para abastecimento do mercado nacional

ISPRIL – Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (Índia)

IAA – Instituto do Açúcar e do Alcool (extinto em 8 de maio de 1990 por intermédio do Decreto nº 99.240)

LDO – Lei de Diretrizes Orçamentárias

LGN – líquido de gás natural

LOA – Lei Orçamentária Anual

MME – Ministério de Minas e Energia

NDRC – Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (China)

NEA – Administração Nacional de Energia (China)

NOCs – Companhias de Petróleo Nacionais

NORC – Centro de Reserva de Petróleo Nacional (China)

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECE – Organização Europeia para a Cooperação Econômica (1ª denominação da OCDE, em 1948)

Offshore – localizado ou operado no mar

PDE 2022 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2022

PIB – produto interno bruto

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

PNG – plano de negócios e gestão

POS – Pós-Sal

PPA – Plano Plurianual

PREMIUM I – Refinaria a ser construída no município de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA)

PREMIUM II – Refinaria a ser construída no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE)

PSG – Pré-Sal Geológico

PSL – Pré-Sal Legal

PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas

QAV – querosene de aviação

RD – recursos descobertos

RT – reservas totais

RC – recursos contingentes

RNEST – Refinaria General Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste, em Ipojuca (PE)

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

RND-E – recursos não descobertos

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

REP – reservas estratégicas de petróleo

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

Risco – condição ou evento incerto que, se ocorrer, pode levar a um impacto positivo ou negativo no objetivo em foco

SFF – Fundo Estratégico de Combustíveis (África do Sul)

SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

SINEC – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

TRR – Transportador Revendedor Retalhista. Pessoa jurídica autorizada para o exercício da atividade de transporte e revenda retalhista de combustíveis, exceto gasolinas automotivas, gás liquefeito de petróleo, combustíveis de aviação e álcool combustível

UE – União Europeia

UP – unidades produtivas que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação

UPU – unidades produtivas da União

REFERÊNCIAS

-
- ¹ Key World Energy Statistics 2013.
- ² *Oil supply security: emergency response of IEA countries 2007*, p. 32.
- ³ <http://www.isprlindia.com>
- ⁴ <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,28189,en.html>
- ⁵ <http://www.energy.gov.za/files/policies/Draft-Strategic-Stocks-Petroleum-Policy-And-Stocks-Implementation-Plan.pdf>
- ⁶ Nota Técnica ANP nº 010/1999.
- ⁷ Morais, José Mauro de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. Brasília: IPEA/Petrobras, 2013.
Leite, Antonio Dias. *A energia do Brasil*. 2ª ed. São Paulo: Editora Elsevier, 2007.
- ⁸ Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.
- ⁹ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022) na íntegra, com adaptações do GTP/SINEC.
- ¹⁰ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022) na íntegra, com adaptações do GTP/SINEC.
- ¹¹ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE 2022) na íntegra, com adaptações do GTP/SINEC.
- ¹² Balanço Energético Nacional – BEN 2013, disponível em <https://ben.epe.gov.br>.
- ¹³ REN21 - *Renewables 2013 Global Status Report*, obtido em <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx> (página 122).

