

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos na Fase de Exploração e Campos em Desenvolvimento e em Produção sob Contrato
- 2.2 Atividades Exploratórias e Exploratórias
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Ações de Fiscalização e Comunicação de Incidentes nas Atividades de Exploração e Produção
- 2.6 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.7 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos
- 2.8 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

- 2.9 Refino de Petróleo
- 2.10 Processamento de Gás Natural
- 2.11 Produção de Derivados de Petróleo
- 2.12 Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Industrialização do Xisto

- 2.13 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.14 Terminais
- 2.15 Dutos

Comércio Exterior

- 2.16 Importação e Exportação de Petróleo
- 2.17 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo
- 2.18 Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados
- 2.19 Importação e Exportação de Gás Natural

O desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2024 é retratado nesta seção, com foco em cinco temas: **Exploração e Produção**; **Refino e Processamento**; **Industrialização do Xisto**; **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural**; e **Comércio Exterior**.

O tema **Exploração e Produção** traz um panorama do segmento *upstream* em oito capítulos. O primeiro capítulo mostra a situação vigente, em 31 de dezembro de 2024, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O segundo apresenta dados sobre atividade sísmica, perfuração de poços e métodos potenciais. O terceiro contempla a evolução das reservas brasileiras, totais e provadas, de petróleo e gás natural. O quarto capítulo aborda o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos. O quinto capítulo apresenta as ações de fiscalização e comunicação de incidentes nas atividades de exploração e produção.

Em seguida, o sexto capítulo divulga os montantes das participações governamentais (royalties, participação especial, proprietários de terra) pagas pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. O sétimo capítulo apresenta as informações relativas ao volume de recursos destinados à pesquisa, ao desenvolvimento e à inovação e à formação de recursos humanos.

Finalmente, o oitavo capítulo registra os preços médios de petróleo e gás natural, que toma como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, **Refino e Processamento**, está estruturado em quatro capítulos: **Refino de Petróleo**; **Processamento de Gás Natural**; **Produção de Derivados de Petróleo**; **Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo**. Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infraestrutura do parque de refino de petróleo e das unidades de processamento de gás natural no Brasil. O terceiro capítulo apresenta a evolução da produção nacional de derivados e o quarto compila dados sobre os preços médios praticados pelos produtores e importadores.

O tema **Industrialização do Xisto** traz uma síntese das atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo.

O tópico **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural** é apresentado em dois capítulos: **Terminais e Dutos**, ambos com informações sobre a infraestrutura para transporte e transferência de hidrocarbonetos e etanol disponível no país.

O último tema da segunda seção, **Comércio Exterior**, compreende quatro capítulos: **Importação e Exportação de Petróleo**; **Importação e Exportação de Derivados de Petróleo**; **Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados**; **Importação e Exportação de Gás Natural**. São apresentados os volumes de petróleo, de seus derivados e de gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos, além da evolução do superávit externo do Brasil em relação ao petróleo e seus derivados.

Exploração e Produção

2.1. Blocos na Fase de Exploração e Campos em Desenvolvimento e em Produção sob Contrato

A ANP tem como uma das principais atribuições a promoção de rodadas para licitar blocos e áreas de petróleo e gás natural. As rodadas de licitações são leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

Desde 1999, foram realizadas diversas rodadas de blocos exploratórios e de campos maduros sob o regime de concessão; do pré-sal, sob o regime de partilha de produção; ciclos de Oferta Permanente, tanto sob o regime de concessão e quanto sob o regime de partilha; além de rodadas de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, também sob o regime de partilha.

Mais de 100 empresas, nacionais e estrangeiras, de diferentes portes, já participaram dos certames. Atualmente, a maior parte da produção brasileira é proveniente de blocos licitados nas rodadas da ANP.

Após a licitação dos blocos e áreas, são assinados os contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, que costumam ter duas fases. A primeira é a fase de exploração. Ela serve para descobrir e avaliar reservas de petróleo e gás natural. A segunda fase é a de produção. É nessa etapa que o petróleo ou o gás encontrado passa a ser extraído e comercializado.

No final de 2024, 769 áreas estavam sob contrato: 420 blocos na fase de exploração, 47 campos em desenvolvimento da produção e 302 campos na etapa de produção.

Dos 420 blocos em fase de exploração, 142 se localizavam em mar e 278 em terra. Dos 238 blocos contratados sob o regime de concessão, três foram concedidos na Terceira Rodada; um na Quarta; sete na Sexta; oito na Sétima; cinco na Nona; dois na 10ª; 29 na 11ª; oito na 12ª; 9 na 13ª; 22 na 14ª; 17 na 15ª; seis na 16ª; e cinco na 17ª. Ainda sob o regime de concessão, nos ciclos de Oferta Permanente, 33 blocos foram concedidos no 1º Ciclo, 17 no 2º Ciclo, 58 no 3º e 181 no 4º. Dos blocos contratados sob o regime de partilha de produção havia 13 blocos: um licitado na Primeira Rodada; um na Segunda; um na Terceira; um na Quarta; três na Quinta; e um na Sexta. Ainda sob o regime de partilha, nos ciclos de Oferta Permanente, quatro blocos foram contratados no 1º Ciclo e um no 2º.

Em 2024, dos 420 blocos exploratórios sob contrato, a Petrobras tinha participação em 63, dos quais 17 eram contratos exclusivos e os outros 46 em consórcio com outras empresas. A Shell Brasil tinha 57 blocos marítimos sob contrato de exploração, dos quais quatro exclusivos e os outros 53 em consórcio com outras empresas. Destaca-se também a Elysian Petroleum com 122 blocos terrestres e a Petro-Victory, com 34 blocos terrestres sob contrato, todos exclusivos. A Imetame possuía 23 blocos terrestres sob contrato, sendo cinco exclusivos. A Eneva possuía o contrato de exploração de 22 blocos terrestres, sendo 18 exclusivos e a Origem 18 contrato de exploração de 22 blocos terrestres, todos exclusivos. Dentre as contratadas que atuam como operadoras de consórcios estão: Petrobras (44 blocos), Shell (19), Imetame (18) e ExxonMobil (14).

Ao longo de 2024, foram iniciados seis Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) e foram recebidas dez Declarações de Comercialidade referentes a contratos na fase de exploração, sendo nove efetivadas no ano de 2024 (Áreas de Desenvolvimento de Água Real, Caboclinho

Branco, Espadim, Manjuba, Muriqui, Raia Manta, Raia Pintada, Tucano Grande e Tucano Grande Sul) e uma outra cuja efetivação ainda dependia da aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta pela ANP no final de 2024 (Área de Desenvolvimento de Batuira). Foram seis Declarações de Comercialidade em ambiente terrestre e quatro em ambiente marítimo. Em 2024, a fase de exploração foi encerrada para 48 blocos, 46 sob o regime de concessão e dois sob o regime de partilha da produção. Desse total, 42 eram blocos sob contrato em ambiente marítimo e seis em ambiente terrestre.

Dos 47 campos na etapa de desenvolvimento, 23 eram marítimos e 24 terrestres. Desse total, 10 campos estavam sob contrato exclusivo da Petrobras e outros quatro em consórcio com outras empresas em diferentes bacias. A Eneva possuía o contrato exclusivo de sete campos terrestres na bacia do Parnaíba. A Equinor Brasil tinha quatro contratos em consórcio com outras empresas nas bacias de Campos e Santos. A Imetame tinha o contrato exclusivo de três campos terrestres nas bacias do Espírito Santo e Recôncavo. A Petrogal possuía três contratos em consórcio com outras empresas na bacia de Santos. A IBV Brasil possuía três campos em consórcio nas bacias de Campos e Sergipe.

As empresas Brasil Refinarias, Karoon e Petro-Victory também tinham dois contratos exclusivos nas bacias do Potiguar, Recôncavo e Santos. A ExxonMobil Brasil e Repsol Sinopec possuíam dois contratos em consórcio nas bacias de Campos e Santos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não, são: 3R Petroleum Offshore, Aguila, BW Maromba, Capixaba Energia, Mandacaru Energia, Níon Energia, ONGC Campos, Origem, Perícia, Petro Rio Jaguar, Petro-Victory, Potiguar E&P e Recôncavo Energia possuíam contratos, consorciados ou não, nas bacias Camamu, Campos, Espírito Santo, Potiguar e Sergipe.

Com relação aos 302 campos em fase de produção – dos quais 75 em mar e 227 em terra – a Petrobras era a única contratada em 46 e operadora do consórcio de outros 17 campos. Além disso, a Potiguar E&P era a única contratada de 27 campos terrestres e tinha participação em outros dois, todos na Bacia Potiguar. A 3R Potiguar possuía 21 campos na Bacia Potiguar. A 3R Bahia era a única contratada de 13 campos terrestres e tinha participação em um, todos na Bacia do Recôncavo. A PetroRecôncavo possuía 100% dos contratos de 11 campos na Bacia do Recôncavo. A Trident Energy possuía 100% dos contratos de 9 campos na Bacia do Campos. A Seacrest SPE Cricaré possuía 100% dos contratos de 10 campos na Bacia do Espírito Santo.

Em 2024, foram declarados comerciais os campos de Águia Real e Batuira, operados pela Capixaba Energia; Espadim e Manjuba, operados pela Petrobras; Piaçabuçu, operado pela Perícia; Lagoa Parda Sul, Tucano Grande e Tucano Grande Sul, operados pela Imetame; Raia Manta e Raia Pintada, operados pela Equinor Energy; Camaçari e Rio Joanes, operados pela Creative Energy; e Fazenda Sori, operado pela Brasil Refinarias. Em 2024, iniciaram a produção os campos terrestres de Araçás Leste, operado pela Brasil Refinarias; Cardeal Amarelo, operado pela Recôncavo Energia; e Gavião Tesoura, operado pela Eneva.

Foi iniciada produção das unidades marítimas FPSO Almirante Barroso, que recebe produção dos campos de Itapu e Itapu ECO; FPSO Anna Nery, que recebe produção dos campos de Marlim e Marlim Sul; FPSO Anita Garibaldi, que recebe produção dos campos de Espadim, Marlim, Marlim Sul e Voador; e FPSO Sepetiba que recebe produção dos campos de Mero e AnC_Mero.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividades Exploratórias e Explotatórias

A promoção de estudos geológicos é uma das atribuições legais da ANP. O conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras é fundamental para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo e do gás natural. A ampliação do potencial petrolífero gera emprego e renda, fortalece a economia nacional, impulsiona as economias locais e garante receitas para a União, que é a proprietária exclusiva das riquezas minerais.

A atividade exploratória inclui a aquisição de dados por meio de pesquisas nas bacias sedimentares realizadas tanto por concessionários quanto por empresas de aquisição de dados (EAD). Além destes, há os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, seja por meio de empresa contratada ou instituição conveniada e aqueles obtidos por instituição acadêmica. Esses dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas – ou não sísmicos, também chamados potenciais, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

Dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão, por intermédio de EAD ou por meios próprios. E dados não exclusivos são os obtidos por EAD em área que seja ou não objeto de contrato de concessão, mediante autorização da ANP.

Em 2024, não houve aquisição de nenhum tipo de dados sísmicos 2D. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 681 km² em dados exclusivos, com decréscimo de 23,7% com relação a 2023, e de 31,7 mil km² de dados não exclusivos, resultando em uma alta de 27,4%. Nos dados exclusivos houve ainda a aquisição de 478 km² de sísmica 4D/4C.

A gravimetria usa informações do campo de gravidade terrestre para investigar a distribuição de densidades no subsolo. A partir de medidas da aceleração, é possível verificar, via métodos de modelagem direta ou inversão geofísica, a distribuição de densidades que explique o acúmulo de hidrocarbonetos.

Já a magnetometria é uma técnica que utiliza a informação do campo magnético terrestre para a investigação das estruturas em subsuperfície. Ela é importante na determinação de parâmetros regionais de profundidade média de fontes magnéticas para modelagem de bacias sedimentares.

Em 2024, houve aquisição de 7.634 km de dados exclusivos. tanto com gravimetria quanto com magnetometria Não houve aquisição de dados nem com gravimetria (km²) nem com a magnetometria (km²).

No que se refere aos dados não exclusivos, foram adquiridos 153 km com magnetometria (km), e 12.446 km² com gravimetria (km²)

Com relação aos dados de fomento, não houve aquisição em 2024.

Tabela 2.1

Em 2024, foram perfurados 266 poços, sendo 180 em terra (67,7% do total, com aumento de 39,5% em relação ao ano anterior) e 86 no mar (quantidade 2,3% inferior à registrada em 2023). O número total de poços perfurados registrou aumento de 22,6% em comparação a 2023. A maioria eram exploratórios: 242, correspondendo a 91% do total. Foram perfurados ainda 15 poços exploratórios (5,6% do total) e nove poços especiais. Em 2024, foram realizadas três descobertas em mar e uma em terra (ver nota 2 da Tabela 2.2).

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2024, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em aproximadamente 29,2 bilhões de barris, volume 6% maior do que o registrado em 2023, sendo 804,2 milhões em terra e quase 28,4 bilhões em mar. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 16,8 bilhões de barris, com alta de 6% em relação a 2023, das quais 556,4 milhões de barris em terra e cerca de 16,3 bilhões em mar.

As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estimam recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os

métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos locais instituídos pela legislação petrolífera e tributária. Já as reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Dentre os estados com maiores volumes de reservas provadas de petróleo encontram-se Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo, que representam, respectivamente, 87,3%, 6,1% e 3,5% das reservas. No Rio de Janeiro, o volume de reservas provadas teve aumento de 7,7%, totalizando 14,7 bilhões de barris. Já São Paulo, registrou queda de 6,7% no volume de reservas, que ficou em 1 bilhão de barris. No Espírito Santo, houve aumento de 14,1% nas reservas localizadas em terra e queda de 14,5% nas situadas em mar, totalizando 42,5 milhões e 546,6 milhões de barris, respectivamente.

Em 2024, o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

Tabela 1.1

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

As reservas totais de gás natural aumentaram – em 5,1% na comparação anual – e somaram 740,5 bilhões de m³ em 2024.

As reservas provadas de gás natural também tiveram acréscimo em 2024, de 5,6% no total, somando 546 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 4,1%, atingindo quase 104,7 bilhões de m³. Já as reservas em mar subiram em 6%, totalizando 441,4 bilhões de m³.

O Rio de Janeiro segue sendo o estado detentor do maior volume de reservas provadas de gás natural, que alcançaram 400,5 bilhões de m³ em 2024, 73,3% do total das reservas nacionais.

Em 2024, o Brasil ocupou a 28ª colocação no ranking das maiores reservas provadas de gás natural do mundo.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2024, a produção nacional de petróleo apresentou queda de 1% na comparação anual, atingindo pouco mais de 1,2 bilhão de barris (média de 3,4 milhões de barris por dia).

A produção de petróleo no pré-sal, em compensação, aumentou 2%, atingindo 967,9 milhões de barris em 2024. Isso significa, na média, uma produção de 2,6 milhões de barris/dia. O pré-sal representou 78,8% da produção nacional total.

Considerando a produção mar x terra, a produção offshore correspondeu a 97,5% do total.

Por localização, o Rio de Janeiro manteve a liderança da produção de petróleo nacional, sendo responsável por 87% da produção total, com média de 2,9 milhões de barris/dia em 2024.

O estado de São Paulo foi o segundo maior produtor, com 202,4 mil barris/dia de produção média em 2024. O estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 154,9 mil barris/dia.

Em 2024, havia 7.839 poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, dos quais 7.235 em terra e 604 no mar.

Em 2024, 78 diferentes correntes produziram petróleo no Brasil. O petróleo brasileiro teve uma densidade média de 27,9 graus API e teor de enxofre de 0,4%.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo aumentou de 12,8 anos, em 2023, para 13,7 anos, em 2024, em função do expressivo crescimento das reservas provadas.

O Brasil ficou na 9ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo, em 2024.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 27,7 milhões de barris, 5,2% menor que a de 2023. O Estado de São Paulo se manteve, pelo nono ano consecutivo, como o maior produtor nacional, com 13,9 milhões de barris, apesar de ter registrado queda de 6,1%. O Estado do Rio de Janeiro foi o segundo maior estado produtor, com 5,5 milhões de barris, após alta de 13,2% em relação ao ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 70,4% da produção nacional em 2024. Os Estados do Amazonas e do Espírito Santo, com 4,8 e 2,4 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2024, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 63,1% e 64,8% de participação no total, respectivamente. Como operadora, a produção da Petrobras representou 88,4% do total nacional de petróleo e 91% do total de gás natural.

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Tabela 2.11

Tabela 2.12

Gráfico 2.5

Gráfico 2.6

Gráfico 2.7

A produção de gás natural nacional manteve crescimento pelo 14º ano consecutivo, com aumento de 2,5% em relação a 2023, totalizando 56,1 bilhões de m³ em 2024. Na década 2015-2024, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,3% ao ano e acumulado de 59,6%.

Dos campos em mar vieram 84,8% do gás natural produzido no Brasil, totalizando 47,5 bilhões de m³. Já a produção em terra chegou a 8,5 bilhões de m³.

Por estados, o Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural em 2024: 41,8 bilhões, o equivalente a 74,5% da produção nacional total e 87,9% da produção total em mar.

O estado do Amazonas foi segundo maior produtor nacional e o maior produtor em terra (61,1% do total produzido em terra), com produção de pouco mais de 5,2 bilhões de m³ em 2024 ou 9,3% do total nacional.

O estado de São Paulo foi o terceiro maior produtor nacional, com 7,5% da produção total, o equivalente a 4,2 bilhões de m³.

A produção de gás natural no pré-sal teve crescimento de 5,3% em 2024, atingindo 43 bilhões de m³ e representando 76,7% da produção total.

A relação reserva/produção (R/P) de gás natural aumentou de 9,5 anos, em 2023, para 9,7 anos, em 2024.

Em 2024, o Brasil estava na 30ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, foram descontados da produção os volumes de queimas, perdas

e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pelo Energy Institute (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.7

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2024, o gás associado representou 50,5 bilhões de m³, o equivalente a 90% do volume produzido, 3,2% maior em relação a 2023. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 41,8 bilhões de m³ (82,7% do total de gás associado produzido, após alta de 5,7%).

A produção de gás não associado foi de pouco mais de 5,6 bilhões de m³ em 2024. Amazonas, Maranhão e São Paulo foram os estados com maior produção deste tipo de gás: respectivamente 1,8 bilhão de m³ (32,2% do total de gás não associado), 1,4 bilhão de m³ (25,2% do total de gás não associado) e 1,2 bilhão de m³ (21,5% do total de gás não associado).

Em 2024, 2,8% da produção total foi queimada ou perdida, e 54,3%, reinjetada. Em comparação a 2023, o volume de queimas e perdas teve aumento de 12,6% e o de reinjeção cresceu 5,9%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 42,9% em 2024.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. Ações de Fiscalização e Comunicação de Incidentes nas Atividades de Exploração e Produção

A fiscalização de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) no Brasil possui caráter preventivo e é executada por meio de auditorias que avaliam – de acordo com o procedimento da Resolução ANP nº 851/2023 – a eficácia do sistema de gestão da segurança operacional com base nos respectivos regulamentos técnicos afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem.

Em 2024, foram realizadas 35 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (24 *offshore* e 13 *onshore*). Os desvios em relação aos requisitos dos regulamentos técnicos são registrados como não conformidades, podendo resultar em autuações ou interdições. Não conformidades críticas são lavradas devido a situações de risco grave e iminente e resultam na interdição total ou parcial da instalação ou unidade operacional auditada. Como resultado das ações, houve 150 autuações e 23 interdições.

A comunicação à ANP de incidentes ocorridos em instalações de operadores de contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural deve ser feita de acordo com a Resolução ANP nº 882/2024. Em 2024, foram comunicados 2.690 incidentes, sendo 121 graves, 478 moderados e 2.091 leves.

A investigação de incidentes realizada pela ANP tem o intuito de esclarecer o(s) fator(es) causal(is) e a(s) causa(s) raiz(es) do incidente; avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações, quando necessário; apresentar ações complementares a serem tomadas tanto pelo agente regulado quanto pela ANP para evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a segurança operacional; verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável; tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela Agência, quando esta julgar que tal informação possa contribuir para o incremento da segurança operacional de outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas, de acordo com a legislação aplicável.

Tabela 2.17
Tabela 2.18

2.6. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destes quatro, somente os royalties já existiam antes da Lei nº 9.478/1997, porém em percentual inferior.

Os royalties são uma compensação financeira devida à União, aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro: uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis. Os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas contratadas até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

Em 2024, foram arrecadados R\$ 58,2 bilhões em royalties, valor 8,5% acima do registrado em 2023. Desse montante, 26,7% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,8% aos municípios produtores ou confrontantes; 30,8% à União, divididos entre Comando da Marinha (2,5%), Ministério da Ciência e Tecnologia (1,7%), Fundo Social (8,6%) e 18% à Educação e Saúde. Outros 8,4% foram destinados ao Fundo Especial dos estados e municípios. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 47,8% do total arrecadado no País a título de royalties.

Tabela 2.19

A participação especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

Para apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, alíquotas progressivas – que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada – são aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do artigo 50 da Lei nº 9.478/1997 (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos).

A destinação dos recursos da participação especial é realizada em função de quatro tipos de distribuições existentes na legislação:

- (1) Para recursos provenientes de campos terrestres, 50% são repassados à União, 40% aos estados produtores e 10% aos municípios produtores, conforme determinado pelo artigo 50 da Lei 9.478/97;
- (2) Para recursos provenientes de campos com declaração de comercialidade anterior a 3 de dezembro de 2012, produção realizada pré-sal e localizados na área definida pelo inciso IV do artigo 2º da Lei 12.351/10 (DARF 3037), 50% destes recursos são destinados ao Fundo Social previsto na mesma lei, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes;
- (3) Para recursos provenientes de campos marítimos, exceto pré-sal, e cujas declarações de comercialidade tenham ocorrido antes de 3 de dezembro de 2012, 50% são repassados à União, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes, conforme determinado no artigo 50 da Lei 9.478/97; e

(4) Para recursos provenientes de campos marítimos com declaração de comercialidade posterior a 3 de dezembro de 2012 (DARF 3990), 50% são repassados à União, 40% aos estados confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e 10% aos municípios confrontantes, conforme determinado pela Lei 12.858/13.

Em 2024, a distribuição da participação especial foi 5% inferior à de 2023, atingindo R\$ 39,8 bilhões. Desse valor, conforme definido pela lei, R\$ 14,7 bilhões foram destinados aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 3,6 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 864,7 milhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 216,2 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 16,7 bilhões ao Fundo Social. Além disso, R\$ 441,7 milhões foram destinados à Educação e R\$ 147,2 milhões à Saúde.

Os principais estados beneficiários das participações especiais foram: Rio de Janeiro (R\$ 12,6 bilhões – 31,8% do valor total e 86,1% do total destinado aos estados); São Paulo (R\$ 1,2 bilhão – 2,9% do valor total e 7,9% do valor destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 831 – 2,1% do valor total e 5,7% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 1,5 bilhão); Niterói/RJ (R\$ 1,3 bilhão); Rio de Janeiro/RJ (R\$ 236,2 milhões) e Ilhabela/SP (R\$ 144,9 milhões).

Tabela 2.20

Gráfico 2.10

Em 2024, o pagamento pela ocupação ou retenção de 798 áreas somou R\$ 441,8 milhões. Do total de áreas ocupadas, 396 blocos encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 21,8% do pagamento total. Além disso, 57 campos estavam na etapa de desenvolvimento da produção, respondendo por 2,9% do valor pago. Outros 345 campos encontravam-se na etapa de produção, correspondendo a 75,2% do pagamento total.

Tabela 2.21

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabelece o pagamento, pelos concessionários, de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção.

O valor da participação a ser distribuída entre os proprietários de terra é apurado mensalmente, multiplicando-se percentual, entre 0,5% e 1%, sobre a receita bruta de produção em cada poço localizado em terras do proprietário.

Em 2024, este pagamento somou R\$ 151 milhões, 8,8% superior ao registrado no ano anterior. O montante foi distribuído a 2.115 proprietários cadastrados em nove estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança. O estado do Rio Grande do Norte tem o maior número de proprietários, 1.147, cujos pagamentos corresponderam à soma de 45,3 milhões, ou 30% do total pago.

Tabela 2.22

Gráfico 2.11

2.7. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos

A Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabelece como atribuição da ANP o estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Para tanto, a partir de 1998, a ANP incluiu nos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural uma Cláusula de investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Esta cláusula estabelece para as empresas petrolíferas contratadas a obrigação de aplicar recursos em atividades qualificadas como PD&I, em montante

que varia de 0,5% a 1% da receita bruta de produção, conforme disposições específicas de cada modalidade de contrato (concessão, partilha de produção ou cessão onerosa).

Entre 2015 e 2024, o valor total da obrigação de investimentos em PD&I foi de aproximadamente R\$ 24,3 bilhões.

Em 2024, o montante correspondeu a R\$ 4,2 bilhões, valor 8,5% maior do que o de 2023. Desse valor, 65,6% (R\$ 2,8 bilhões) da obrigação de investimentos correspondeu à Petrobras.

Tupi foi o campo que gerou maior valor de obrigação de investimentos, que correspondeu a 29,4% do total ou R\$ 1,2 bilhão.

Ainda como parte das atribuições previstas na Lei do Petróleo e com o objetivo de contribuir com o desenvolvimento econômico, a ANP implementou, em 1999, um programa para incentivar a formação de mão de obra especializada no setor do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

Esta iniciativa, denominada Programa de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), teve sua primeira fase entre os anos de 1999 e 2018, com resultados relevantes: a formação de mão de obra especializada para inserção no mercado de trabalho e o desenvolvimento de novas pesquisas para o setor regulado pela ANP.

Na primeira fase, os recursos financeiros oriundos do Tesouro Nacional, por meio do CTPetro, sofreram drástica redução no ano de 2015, quando o PRH-ANP passou a subsistir apenas com os recursos remanescentes de anos anteriores e de aportes da Cláusula de PD&I. Como resultado, o Programa só permaneceu ativo até a conclusão dos bolsistas ativos, sendo encerrado em 2018.

A segunda fase do PRH-ANP teve início em 2019, com a seleção de 55 programas, mesma quantidade à existente ao final da primeira. Nesta fase, os recursos financeiros são oriundos da Cláusula de PD&I, constante dos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

De 2015 a 2024, foram investidos R\$ 324,6 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2024, foram investidos R\$ 7,5 milhões no PRH-ANP/MCT Nível Superior.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Tabela 2.25

Gráfico 2.12

2.8. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção para fins de cálculo de royalties e participação especial.

O Preço de Referência do Petróleo (PRP), adotado para cálculo das participações governamentais, é calculado pela ANP, mensalmente, tendo como base as médias mensais das cotações do petróleo referência (tipo Brent) e de derivados (leves, médios e pesados), ao qual se incorpora um diferencial de qualidade em função das características físico-químicas de cada corrente. Os valores apurados pela ANP são divulgados em reais por metro cúbico (R\$/m³).

Já o Preço de Referência do Gás Natural (PRGN), adotado para cálculo das participações governamentais, é calculado pela ANP, mensalmente, para cada campo, pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após seu processamento, podem ser

obtidas como condensado de gás natural (VCGN), gás liquefeito de petróleo (VGLP) e gás processado (VGP), pelos correspondentes preços (PCGN, PGLP e VGP). Sua unidade de medida é Reais por metro cúbico (R\$/m³).

Em 2024, o preço médio de referência do petróleo em reais foi de R\$ 392,76/barril e registrou alta de 4,2% em comparação a 2023. Em dólares, também houve aumento, de 1,1%, e o preço ficou cotado a US\$ 75,34/barril. Já o preço de referência do gás natural em reais foi de R\$ 821,99/mil m³, com queda de 7,9% em relação a 2023. Em dólares, o preço fixou-se em US\$ 157,68/mil m³, com queda de 10,7% comparado ao ano anterior.

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Refino e Processamento

2.9. Refino de Petróleo

Em 2024, o parque de refino brasileiro contava com 17 refinarias de petróleo, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, além de uma unidade de processamento de xisto com capacidade para processar 6.120 t/dia (vide nota específica nº 3 da Tabela 2.28). A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário foi de 2,3 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 86,4%. A Univen teve sua autorização cancelada em 2024.

Dez dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 78,6% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 17,9% do total nacional. Manguinhos (RJ), Refmat (BA), Riograndense (RS), Dax Oil (BA), Ssoil (SP), 3R Potiguar e Ream (AM) são refinarias privadas.

Em 2024, foi processada uma carga de pouco menos de 2 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 98,3% desse volume de petróleo (nacional e importado) e 1,7% de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve uma queda de 14,8 mil barris/dia (equivalente a 0,7%) no volume de petróleo processado em relação a 2023.

O processamento de petróleo nacional teve diminuição de 0,5%, alcançando pouco mais de 1,7 milhão de barris/dia, e correspondeu a 86,2% do volume total processado. Já o processamento de petróleo importado registrou aumento de 0,6% em comparação a 2023, chegando a 240 mil barris/dia e 12,1% do volume total processado.

Tabela 2.28

Tabela 2.29

Tabela 2.30

Gráfico 2.13

Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 398,9 mil barris/dia (20,1% do total). Em seguida vieram Revap (SP), com 11,9% do volume de carga processada; Refmat (BA), com 11,6%; e Reduc (RJ), com 10,8%.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (22,3% do total), enquanto a Reduc (RJ) foi responsável por processar 36,1% de todo o petróleo importado. A Refap (RS) foi a que processou maior volume de outras cargas (29,1%).

Tabela 2.31

Gráfico 2.15

Em 2024, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de quase 5,9 milhões de m³ de petróleo e de 10,6 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 56% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,3 milhões de m³). Dessa capacidade, 1,9 milhão de m³ (32,6% do total nacional) se localizava no estado de São Paulo e 943,6 mil m³ (16,1% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento de petróleo eram Reduc (RJ), Replan (SP) e Rnest (PE), com aproximadamente 943,4 mil m³ (16,1% do total), 876,8 mil m³ (15% do total) e 803,2 mil m³ (13,7% do total), respectivamente.

Em 2024, o Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com pouco menos de 6,9 milhões de m³ (64,9% do total), dos quais 4,3 milhões de m³ (40%) no estado de São Paulo e 2 milhões de m³ (18%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento era a Replan (1,9 milhões de m³; 18,2%), seguida da Reduc (1,7 milhão de m³; 16,1%) e da Revap (1,2 milhão de m³; 11,3%), todas da Região Sudeste.

Tabela 2.32

2.10. Processamento de Gás Natural

Em 2024, o gás natural foi processado em 14 polos produtores, que, juntos, somavam 109,7 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento aumentou 11% em relação a 2023. Em 2024 foram autorizadas a primeira UPGN do Complexo Boaventura, em Itaboraí, Rio de Janeiro e a UPGN PetroRecôncavo em Mata de São João, Bahia.

O volume total processado no ano foi de 18,3 bilhões de m³ (50,1 milhões de m³/dia), correspondente a 45,7% da capacidade total instalada. Na comparação com 2023, o processamento de gás natural registrou queda de 9%.

Os polos de Cabiúnas (Rio de Janeiro), Urucu (Amazonas), Caraguatatuba (São Paulo) e Cacimbas (ES) foram responsáveis por 89% do volume total de gás natural processado.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco mais de 3 milhões de m³ de GLP; 947,1 mil m³ de C₅⁺ (gasolina natural); 289,8 milhões de m³ de etano; 709,3 mil m³ de propano; 150,9 mil m³ de LGN e 16,7 bilhões de m³ de gás seco. A Reduc foi responsável por 100% da produção de etano e quase 100% de propano. Os polos de Caraguatatuba e Cabiúnas foram os que mais produziram GLP (23,4% e 22,1% do total, respectivamente). Os maiores produtores de C₅⁺, foram Caraguatatuba e Reduc (25,5% e 24,9%, respectivamente). Por fim, os maiores produtores de gás seco foram os polos de Cabiúnas e Caraguatatuba, com 36,4% e 24,1%, respectivamente.

Tabela 2.33

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Tabela 2.36

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.11. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2024, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de cerca de 130,4 milhões de m³, 1,2% superior à de 2023.

Esse valor não inclui o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Portanto, para se obter o volume total de derivados produzidos no País, deve-se somar os dados apresentados neste tema àqueles constantes na Tabela 2.48 (Capítulo 2.13 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 87,7% do total produzido, com 114,4 milhões de m³, após alta de 1,6% em relação a 2023. A produção dos derivados não energéticos foi de quase 16 milhões de m³, após uma queda de 1,7% em comparação ao ano anterior.

Dentre os derivados energéticos, houve variação na produção de gasolina A (+4,3%), gasolina de aviação (+19,1%), GLP (-2,3%), óleo combustível (-6,7%), óleo diesel (+3,3%), QAV (+7,8%) e querosene iluminante (-6,8%).

No que se refere aos derivados não energéticos, houve alta na produção dos seguintes produtos: asfaltos (+1,8%), óleo lubrificante (+25,9%) e parafina (+38,8%). Por outro lado, houve queda na produção de solvente (-10,5%), nafta (-6,7%), outros derivados não energéticos (-1,4%) e coque (-0,7%).

Tabela 2.37

Tabela 2.38

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de aproximadamente 126 milhões de m³ de derivados de petróleo ou 96,6% do total, sendo o restante da produção dividido entre centrais petroquímicas (1,4 milhão de m³ ou 1,1% do total), UPGNs (2,4 milhões de m³ ou 1,8% do total) e outros produtores (640 mil m³ ou 0,5% do total).

As refinarias que se localizam na Região Sudeste responderam por 62,4% (78,6 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 42,1% (53,1 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) foi a refinaria que produziu o maior volume de derivados de petróleo: 24,1 milhões de m³, o equivalente a 19,2% da produção das refinarias. Destacou-se na produção de derivados energéticos, sendo a refinaria que mais produziu óleo diesel (21,8% do total deste produto), gasolina A (19,8% do total deste produto) e GLP (19,6% do total deste produto). Também foi a refinaria que mais produziu o não energético coque (30,1% do total deste produto).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (36,7% do total). A RPBC (SP) liderou a produção de solvente (37,8% do total) e foi a única refinaria a produzir gasolina de aviação. A Refmat (BA) liderou a produção nacional de parafina (69,9% do total produzido), de querosene iluminante (85,4% do total deste derivado) e óleo combustível (23,9% do total produzido). A Regap (MG) foi a maior produtora de asfalto (24,9% do total produzido). Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (20,1% do total geral), destacou-se na produção de óleo lubrificante (71,8% do total produzido), de outros derivados não energéticos (35,7%), e de nafta (26,5% do total produzido).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção de combustíveis atingiu pouco mais de 1,4 milhão de m³, registrando queda de 1,2% em relação a 2023. A maior parte da produção das centrais foi de gasolina A (89,2%; alta de 1,6%) e de GLP (queda de 19,4%).

Tabela 2.39

Tabela 2.40

2.12. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível são publicados nesse **Anuário Estatístico** desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo. A partir da abertura do mercado nacional de derivados, em janeiro de 2002, os preços de realização e faturamento

deixaram de existir e os preços passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Vale ressaltar que, nos preços dos produtores e importadores publicados neste capítulo, estão incluídas as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei nº 10.336/2001; aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep); e ao financiamento da Seguridade Social (Cofins), conforme a Lei nº 9.990/2000. Não estão computados os valores do ICMS, que dependem de legislação de cada unidade da Federação.

Os preços divulgados neste capítulo são reportados semanalmente pelos produtores e importadores à ANP, que, por meio da Portaria ANP nº 297/2001, instituiu a obrigatoriedade da apresentação das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível. Esses valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no portal da ANP na internet.

No ano de 2024, os preços médios ponderados, em reais, de produtores e importadores de derivados para o Brasil apresentaram as seguintes variações em relação a 2023: gasolina A (+9,8%), óleo diesel (+9,3%); GLP (-1,3%); QAV (-1,6%); óleo combustível A1 (-4,1%), e óleo combustível B1 (+10,2%).

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Tabela 2.45

Tabela 2.46

Industrialização do Xisto

2.13. Industrialização do Xisto

Este capítulo apresenta, de forma sintética, as atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo. O xisto é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica (querogênio). Quando submetido a temperaturas elevadas, decompõe-se em óleo, água, gás e um resíduo sólido contendo carbono. Por meio de sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras concluiu, em novembro de 2023, a venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), para a Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources). A unidade de industrialização de xisto passou a se chamar Paraná Xisto S/A.

Em 2024, o volume de xisto bruto processado foi de pouco menos de 2 milhões de toneladas, 63,4% superior ao de 2023.

Da transformação do xisto, são obtidos os seguintes derivados energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Também são produzidos nafta e outros derivados não energéticos.

A produção de gás de xisto, em 2024, somou 28,9 mil toneladas, registrando queda de 0,9% em relação a 2023. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve alta expressiva de 123,5%, atingindo aproximadamente 14,7 mil m³. O volume de óleo combustível aumentou 78,8% em relação ao ano anterior, totalizando 259,3 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta teve alta de 24,6% atingindo 30,9 mil m³.

Tabela 2.47

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.14. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 129 terminais autorizados em 2024, sendo 67 terminais aquaviários (com 1.870 tanques) e 62 terminais terrestres (com 659 tanques), totalizando 2.529 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de cerca de 15,6 milhões de m³, dos quais 5,2 milhões de m³ (33,2% do total) destinados ao petróleo; 10 milhões de m³ (64,4% do total) destinados aos derivados (exceto GLP) e ao etanol; e 377,1 mil m³ (2,4% do total) destinados ao GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (11,1 milhões de m³, 70,9% do total) e o maior número de tanques autorizados (73,9% do total).

Tabela 2.48

2.15. Dutos

Em 2024, o Brasil contava com 608 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 20,5 mil km. Destes, 180 dutos (14,5 mil km) eram destinados ao transporte e 428 (6 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 118 dutos, com extensão de 11,8 mil km. Para os derivados combustíveis e derivados para a indústria petroquímica, havia 426 dutos, numa extensão de 5,9 mil km. Para a movimentação de petróleo, havia 31 dutos – totalizando 2,3 mil km de extensão. E os 492 km restantes, compostos por outros 33 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.2 e 2.3.

Tabela 2.49

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.16. Importação e Exportação de Petróleo

Em 2024, o Brasil importou menos petróleo, o equivalente a uma queda de 2,6% em comparação a 2023, totalizando um volume importado de 103,2 milhões de barris de petróleo.

As regiões das quais o Brasil mais importou petróleo foram a África e o Oriente Médio: 41,2 milhões de barris (40% do total; alta de 6,5% frente a 2023) e 23,6 milhões de barris (22,9% do total; alta de 0,8%), respectivamente.

Em seguida, vieram as Américas Central e do Sul, com 17,4 milhões de barris (16,9% do total, queda de 23,3% em comparação a 2023). A América do Norte exportou para o Brasil 16,7 milhões de m³ de petróleo, o que correspondeu a 16,2% do total, e um decréscimo de 9% em relação ao ano anterior.

Considerando a importação por países, a Arábia Saudita e os Estados Unidos foram dos quais o Brasil mais importou. Da Arábia Saudita foi importado um volume de 23,6 milhões de barris, o equivalente a 22,9% do total, com crescimento de 0,8% em relação a 2023. Dos Estados Unidos, importamos 16,7 milhões de barris de petróleo, o equivalente a 16,2% do total, com queda de 9% em comparação ao ano anterior.

O dispêndio com as importações de petróleo diminuiu 4,1%, totalizando cerca de US\$ 8,7 bilhões em 2024. Parte dessa redução se deveu à queda no preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 84,22, valor 1,5% menor que o registrado em 2023.

Tabela 2.50

Tabela 2.52

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

Em 2024, as exportações brasileiras de petróleo aumentaram 9,5% em relação a 2023, alcançando 637,3 milhões de barris. A receita gerada foi 5,5% maior que em 2023, totalizando quase US\$ 45 bilhões. O preço médio do barril de petróleo para exportação passou de US\$ 73,23 para US\$ 70,55, registrando queda de 3,7%.

O principal destino das exportações brasileiras de petróleo, em 2024, foi a região Ásia-Pacífico, com 357,8 milhões de barris (56,1% do volume total), com alta de 11,3% em comparação a 2023. Em seguida, veio a Europa, com 156,1 milhões de barris de petróleo exportados (24,5% do volume total), e alta de 14,3% em relação a 2023. Registrou-se aumento também nas exportações para a América do Norte (+33,8%), que alcançaram 87,2 milhões de barris, correspondendo a 13,7% do volume total. As Américas Central e do Sul importaram do Brasil 31,8 milhões de barris, ou 5% do total, após queda de 44%.

Por países, a China foi o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 280,7 milhões de barris (44% do total). Em seguida vieram os Estados Unidos, com 87,2 milhões de barris, conforme se pode ver na tabela 2.52.

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.17. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2024, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil ficou quase inalterado em relação a 2023, totalizando 34,4 milhões de m³. Por sua vez, o dispêndio com a importação caiu 10,5% em comparação ao ano anterior, situando-se em US\$ 17 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 62,9% do volume importado, após queda de 3,5% em relação a 2023, atingindo 21,6 milhões de m³. A importação de derivados não energéticos teve variação positiva de 7,2%, situando-se em cerca de 12,8 milhões de m³.

Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 41,7%, 9,8% e 8% da importação total. Dentre os não energéticos, nafta e coque se sobressaíram, com percentuais de 14,8% e 12,6% do total, respectivamente. Com exceção da parafina (-33,8%) e da nafta (-3%), houve alta na importação de todos os derivados não energéticos, sendo as maiores observadas no asfalto (+108,6%), outros derivados não energéticos (+61,5%) e coque (+20,5%).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente US\$ 8,4 bilhões (queda de 13,7%) e US\$ 2,6 bilhões (queda de 0,8%).

As importações de derivados de petróleo originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (36% do total), com destaque para os Estados Unidos (35,9%); Comunidade dos Estados Independentes (32,2%), com destaque para a Rússia (32,2%); Europa (9,8%), com destaque

para a Espanha (4%); Oriente Médio (7,8%); Américas Central e do Sul (7,1%); África (4,2%), e Ásia Pacífico (2,8%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (80,3% do total importado), lubrificante (70,9% do total importado), GLP (60,5% do total importado), e nafta (54,2% do total importado). A Rússia foi o principal exportador de óleo diesel (65,4% do total importado) e de solvente (44,3% do total). A Holanda foi o principal exportador de gasolina A (33,5%). E a Índia foi o principal exportador de QAV (27,5% do total) para o Brasil.

Tabela 2.53

Tabela 2.54

Tabela 2.57

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2024, a exportação de derivados de petróleo realizada pelo Brasil para outros países somou 21,8 milhões de m³, registrando alta de 5,1% em relação a 2023. Os derivados energéticos representaram 91,1% do total exportado, com destaque para óleo combustível e QAV, representando 63,8% e 13,3% do total, respectivamente. Em seguida, veio a gasolina A, correspondendo a 9,1% do que foi exportado. A receita total com exportação de derivados aumentou 0,9%, somando US\$ 12,1 bilhões.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a região Ásia-Pacífico, com 46,2% do total. Em seguida, as regiões da América do Norte, Américas Central e do Sul, Europa, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 16,7%, 15,4%, 11,2%, 6,5% e 4% do total. Em 2024, praticamente não houve exportações de derivados de petróleo para a região da Comunidade dos Estados Independentes, como se pode ver na tabela 2.56.

Por países, Singapura e Estados Unidos foram os maiores importadores de derivados do Brasil, com 7,3 milhões de m³ (46,2% do total exportado) e 3,4 milhões de m³ (15,7% do total), respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Singapura foi óleo combustível (52% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para os Estados Unidos se concentraram em gasolina A (91,8% do total exportado deste derivado).

Tabela 2.55

Tabela 2.56

Tabela 2.57

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.18. Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados

Em 2024, o Brasil manteve o superávit no comércio internacional de petróleo e derivados, já alcançado em 2015, pois a exportação líquida de petróleo, em volume, superou a importação líquida de derivados, como pode ser visto na tabela 2.58.

Tabela 2.58

Gráfico 2.29

2.19. Importação e Exportação de Gás Natural

Em 2024, as importações brasileiras de gás natural aumentaram 30% em comparação a 2023, totalizando 8,4 bilhões de m³. Desse volume, 3,3 bilhões de m³ (39,2% do total) corresponderam

a importações de gás natural liquefeito (GNL) e 5,1 bilhões de m³ a importações de gás natural da Bolívia.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de quase US\$ 1,3 bilhão, o que representou uma queda de 7,1% em relação a 2023. O valor médio do gás natural importado aumentou 2,2% em 2024, fixando-se em US\$ 247,63/mil m³.

Por sua vez, o dispêndio com GNL registrou alta de 209,55%, totalizando US\$ 1,2 bilhão, a um valor médio de US\$ 360,18/mil m³ (queda de 21,1%). Os países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos (83,3%), Trinidad e Tobago (8,9%), Jamaica (2,8%), Nigéria (2,6%), Chile (1,6%) e Espanha (0,7%).

Em 2024, as exportações brasileiras de GNL totalizaram 2,5 milhões de m³, volume 97,5% menor do que o do ano anterior. Esse volume correspondeu a operações de “*cool down*”, na qual volumes de GNL são utilizados para manter o resfriamento dos navios transportadores de GNL ou utilizado como combustível para que os navios possam realizar viagens até o próximo terminal de carregamento. Nestes casos não há como atribuir um país de destino para os volumes exportados.

A receita com a exportação de GNL foi de pouco mais de US\$ 1,3 milhão, valor 97,1% menor do que o registrado em 2023. Houve alta de 19,8% no valor médio registrado em 2024, que chegou a US\$ 532,19/mil m³.

Tabela 2.59

Tabela 2.60

Tabela 2.61

Tabela 2.62