

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 2022 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 2022, 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 capítulo **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, os quais, após a conclusão da fase de exploração e a eventual declaração de comercialidade, passam para as etapas de desenvolvimento e produção.

No final de 2022, 646 áreas estavam sob contrato: 295 blocos na fase de exploração, 44 campos em desenvolvimento da produção e 309 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 138 se localizavam em mar e 157 em terra. Dos 284 blocos concedidos nas Rodadas de Licitações - sob o regime de concessão, três foram concedidos na Terceira Rodada; um na Quarta; cinco na Quinta; 15 na Sexta; dez na Sétima; nove na Oitava; dois na 10ª; 41 na 11ª; oito na 12ª; 12 na 13ª; 33 na 14ª; 21 na 15ª; 11 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; e 58 no 3º. Completando, havia ainda 11 blocos sob o regime de partilha de produção: um licitado na Primeira Rodada; um na Segunda; dois na Terceira; três na Quarta; três na Quinta; e um na Sexta.

Em 2022, dos 295 blocos exploratórios sob contrato, a Petrobras tinha participação em 65, dos quais 28 eram contratos exclusivos e outros 37 em consórcio com outras empresas. Destaca-se também a Petro-Victory, com 34 blocos terrestres sob contrato, todos exclusivos. A Shell Brasil tinha 34 blocos marítimos sob contrato de exploração, dos quais oito exclusivos. A ExxonMobil Brasil possuía o contrato de exploração de 26 blocos marítimos, sendo três exclusivos. E a Eneva, 24 blocos terrestres sob contrato, sendo 20 exclusivos. Dentre as contratadas que atuam como operadoras estão: Petrobras (58 blocos), Petro-Victory (34), Shell (29), Eneva (24), Imetame (19) e Origem (18).

Ao longo de 2022, foram iniciados sete Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) e foram recebidas duas Declarações de Comercialidade referentes a contratos na fase de exploração, uma efetivada ainda no ano de 2022 (Área de Desenvolvimento de Irara) e a outra cuja efetivação ainda dependia da aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descoberta pela ANP (Área de Desenvolvimento de Gavião Mateiro). Ambas as Declarações de Comercialidade em ambiente terrestre. Em 2022, foram devolvidos ainda seis blocos, todos sob o regime de concessão.

Dos 44 campos na etapa de desenvolvimento, 29 eram marítimos e 15 terrestres. Deste total, 13 campos estavam sob contrato exclusivo da Petrobras e outros oito em consórcio com outras empresas em diferentes bacias. A Eneva possuía o contrato exclusivo de cinco campos terrestres na Bacia do Parnaíba. A Imetame tinha o contrato exclusivo de três campos terrestres nas bacias Potiguar e do Recôncavo. A Petrogal e a Total Energies possuíam participações em quatro campos marítimos nas bacias de Campos e Santos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não, são: 3R Petroleum, Alvo Petro, Centro Oeste, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, ExxonMobil Brasil, IBV Brasil, Petro Rio Jaguar, Petrogal Brasil, Shell Brasil, Sinochem Petróleo, Slim e Ubuntu Engenharia.

Com relação aos 309 campos em fase de produção, dos quais 71 em mar e 238 em terra, a Petrobras era a única contratada, em 88 deles, e operadora do consórcio de outros 17 campos. Além disso, a Potiguar E&P era a única contratada de 30 campos terrestres e tinha participação em outros dois, todos na Bacia Potiguar. A Seacrest possuía 100% dos contratos de 18 campos na Bacia do Espírito Santo.

Em 2022, foram celebrados os contratos de partilha de produção relacionados aos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa das jazidas de Sépia e Atapu, dando origem aos campos marítimos de Sépia ECO e Atapu ECO, operados pela Petrobras. Iniciaram a produção os campos terrestres de Irara, operado pela BGM, Barra Bonita, operado pela Barra Bonita Óleo e Gás, Gavião Preto, operado pela Eneva, e Murucucutu, operado pela Alvo Petro, além dos campos marítimos de Pitangola, operado pela Equinor, Itapu e Itapu ECO, operados pela Petrobras. Foram declarados comerciais os campos de Irara, operado pela BGM, e Gavião Mateiro, operado pela Eneva.

Foi celebrado o Acordo de Individualização da Produção (AIP) entre o campo de Albacora e uma Área Não Contratada.

Foi iniciada produção das unidades marítimas FPSO Guanabara, que recebe produção da jazida compartilhada entre os campos de Mero e AnC Mero; Peregrino C, que recebe produção da jazida

compartilhada entre os campos de Peregrino e Pitangola; e Petrobras 71, que recebe produção da jazida compartilhada entre os campos de Itapu e Itapu ECO.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividades Exploratórias e Explotatórias

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

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 2022, houve aquisição de 2.890 quilômetros de dados sísmicos 2D exclusivos e mais de 12 mil km em dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 3.818 km² em dados exclusivos, com aumento significativo de 750,3% com relação a 2021, e de 22,4 mil km² de dados não exclusivos, resultando em uma queda de 0,9%.

No que se refere aos métodos potenciais, tanto por meio da gravimetria, quanto por magnetometria, não houve aquisição de dados exclusivos. Por outro lado, adquiriram-se 29,1 mil km² de dados não exclusivos. 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, por 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. Com relação aos dados de fomento, não houve aquisição em 2022.

Tabela 2.1

Em 2022, foram perfurados 184 poços, sendo 115 em terra (62,5% do total, com aumento expressivo de 109,1% em relação ao ano anterior) e 69 no mar (quantidade 32,7% superior à apurada em 2021). O número total de poços perfurados registrou aumento de 72% em comparação a 2021. A maioria eram explotatórios: 154, correspondendo a 83,7% do total. Foram perfurados ainda 26 poços exploratórios (14,1% do total) e quatro poços especiais. Em 2022, foram realizadas quatro descobertas em mar e 16 em terra (ver nota 2 da Tabela 2.2).

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2022, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 26,9 bilhões de barris, volume 10,6% maior do que em 2021. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 14,9 bilhões de barris, alta de 11,5% em relação a 2021, das quais 460,3 milhões de barris em terra e 14,4 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, 83,9%, 7,7% e 5% das reservas. No Rio de Janeiro, o volume de reservas provadas teve considerável aumento em 2022, em comparação a 2021, totalizando 12,5 bilhões de barris. Já em São Paulo, houve discreta queda no volume de reservas, que ficou em 1,1 bilhão de barris. No Espírito Santo, foram registrados aumento de 6,5% em terra e queda de 9,9% em mar, totalizando 43,1 milhões e 696,8 milhões de barris, respectivamente.

Tabela 1.1

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

As reservas totais de gás natural também aumentaram, em 4,5%, na comparação anual, e somaram 587,9 bilhões de m³ em 2022. Por sua vez, as reservas provadas de gás natural aumentaram 6,6% em 2022, totalizando 406,5 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 27,5%, atingindo 99 bilhões de m³. Da mesma maneira, as reservas em mar aumentaram 1,3%, totalizando 307,5 bilhões de m³. Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 255,1 bilhões de m³, 62,8% do total das reservas nacionais em 2022, com acréscimo de 2,6%.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2022, a produção nacional de petróleo apresentou alta de 4% na comparação anual, atingindo pouco mais de 1,1 bilhão de barris (média de 3 milhões de barris por dia).

A produção de petróleo no pré-sal passou de 784,4 milhões de barris em 2021 para 840,6 milhões de barris em 2022, alcançando, na média, a marca de 2,3 milhões de barris/dia no ano. O pré-sal representou 76,2% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 97,4% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção no País, sendo responsável por 84,5% da produção total, com média de 2,6 milhões de barris/dia em 2022.

O estado de São Paulo foi o segundo maior produtor nacional, com 256,3 mil barris/dia de produção média em 2022, registrando queda de 5,7%. O estado do Espírito Santo foi o terceiro maior produtor, com média de 137,8 mil barris/dia, depois de uma queda de 34,6% em sua produção em mar.

Em 2022, havia 7.467 poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, dos quais 6.843 em terra e 624 no mar. Houve um aumento de 7,4% em relação a 2021.

Em 2022, foram produzidas no Brasil 76 correntes de petróleo com densidade média de 27,7 graus API e teor de enxofre de 0,4% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo aumentou de 12,6 anos, em 2021, para 13,5 anos, em 2022, em função do expressivo crescimento das reservas provadas.

O Brasil ficou na 9ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo, em 2022.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 33,5 milhões de barris, 1% maior que a de 2021. O estado de São Paulo se manteve, pelo sétimo ano consecutivo, como o maior produtor nacional, com 19,2 milhões de barris, depois de alta de 6,1%. O estado do Amazonas ainda se manteve como o segundo maior estado produtor, com 5,1 milhões de barris, embora registrando queda de 5,7% em relação ao ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 72,4% da produção nacional em 2022. Os estados do Espírito Santo e do Rio de Janeiro, com 3,4 e 4,8 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2022, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 68,3% e 69,6% de participação no total, respectivamente. Em relação ao ano anterior, a Petrobras produziu menos petróleo e gás natural. Como operadora, a produção da Petrobras representou 92,5% do total nacional de petróleo e 93% 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 manteve crescimento pelo 13º ano consecutivo, com aumento de 3,1%, totalizando 50,3 bilhões de m³ em 2022. Na década 2013-2022, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6% ao ano e acumulado de 78,7%.

De campos em mar vieram 85,3% do gás natural produzido no País, totalizando 42,9 bilhões de m³, aumento anual de 5,9%. Já a produção em terra diminuiu 10,7%, chegando a 7,4 bilhões de m³.

Com relação à produção de gás natural em mar, em 2022, houve queda no estado do Maranhão, cuja produção passou de 2,1 bilhões em 2021 para 927,8 milhões em 2022, correspondendo a um decréscimo de 56,7%. O estado do Rio de Janeiro foi o que mais produziu gás natural em 2022: 34,8 bilhões, com alta de 11,4%, o equivalente a 69,1% da produção nacional total ou 81% da produção total em mar. No estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, houve queda de 2,5%, produzindo pouco mais de 5,9 bilhões de m³ em 2022 ou 11,7% do total nacional.

Em terra, o estado do Amazonas – terceiro maior produtor - manteve a liderança da produção, com quase 5,1 bilhões de m³, depois de registrar uma alta de 2,2%. Com uma produção média de 13,9 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 10,1% do volume total nacional no País e 73,4% do total produzido em terra.

A produção no pré-sal teve crescimento de 9,3% em 2022, atingindo mais de 36 bilhões de m³, representando 71,6% da produção total.

Assim como no caso do petróleo, a relação reserva/produção (R/P) de gás natural aumentou de 7,8 anos, em 2021, para 8 anos, em 2022.

Em 2022, o Brasil estava na 32ª 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 2022, o gás associado representou 87,8% ou 44,2 bilhões de m³, cujo volume de produção em relação a 2021 subiu 6,1%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 34,8 bilhões de m³ (69,1% do total de gás associado produzido, registrando alta de 11,4%).

A produção de gás não associado alcançou quase 6,2 bilhões de m³ em 2022, representando queda anual de 14,1%. São Paulo, Amazonas e Bahia foram os estados com maior produção deste tipo de gás: 1,8 bilhão de m³ (29% do total de gás não associado, alta de 7,7%), 1,7 bilhão (26,9% do total de gás não associado, alta de 18,8%) e 1,4 bilhão de m³ (22,8% do total de gás não associado, queda de 9,2%), respectivamente.

Em 2022, 2,5% da produção total foi queimada ou perdida, e 49,6%, reinjetada. Em comparação a 2021, o volume de queimas e perdas teve aumento de 2,9% e o de reinjeção cresceu 12,4%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 47,9% em 2022.

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 851/2021 – 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 2022, foram realizadas 47 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P, em 82 instalações. Após a pandemia de Covid-19, as auditorias voltaram a ser realizadas in loco. Os desvios em relação aos requisitos dos regulamentos técnicos são registrados em 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.

Em 2022, foram realizadas 47 ações de fiscalização, sendo 39 *offshore* e oito *onshore*, que resultaram em 58 autuações e cinco 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 882/2022. Em 2022, foram comunicados 2.415 incidentes, sendo 20 graves, 238 moderados e 2.157 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 2022, foram arrecadados R\$ 59,1 bilhões em royalties, valor 56,3% acima do registrado em 2021. Deste montante, 27,2% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,7% aos municípios produtores ou confrontantes; 30,1% à União, divididos entre Comando da Marinha (2,9%), Ministério da Ciência e Tecnologia (2,1%), Fundo Social (10,6%) e 14,4% à Educação e Saúde. Outros 8,5% foram destinados ao Fundo Especial dos estados e municípios. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 46,2% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 47% desse percentual.

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 2022, a distribuição da participação especial foi 48,3% superior à de 2021, atingindo R\$ 58,8 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, R\$ 21,8 bilhões foram destinados aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 5,1 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 1,9 bilhão ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 480,7 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 24,4 bilhões ao Fundo Social. Além disso, R\$ 357,5 milhões foram destinados à Educação e R\$ 119,2 milhões à Saúde.

Os principais estados beneficiários das participações especiais foram: Rio de Janeiro (R\$ 17,8 bilhões – 30,2% do valor total e 81,3% do total destinado aos estados); São Paulo (R\$ 2,7 bilhão – 4,5% do valor total e 12,2% do valor destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 1,3 bilhão – 2,2% do valor total e 6% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá/RJ (R\$ 1,8 bilhão); Niterói/RJ (R\$ 1,5 bilhão); Ilhabela/SP (R\$ 332,6 milhões); e Rio de Janeiro/RJ (R\$ 296,3 milhões).

Tabela 2.20

Gráfico 2.10

Em 2022, o pagamento pela ocupação ou retenção de 679 áreas totalizou R\$ 468,1 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 252 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 37,1% do pagamento. Outros 49 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 7,2% do valor pago. E 378 encontravam-se na etapa de produção, correspondendo a 55,7% 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. Em 2022, este pagamento somou R\$ 177,6 milhões. O montante foi distribuído a 1.640 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, 856, que corresponderam a 22,4% do total arrecadado.

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 2013 e 2022, o valor total da obrigação de investimentos em PD&I foi de R\$ 18,8 bilhões. Em 2022, esse montante foi de R\$ 4,4 bilhões, valor 45,8% maior em relação a 2021, sendo 70,5% do total (R\$ 3,1 bilhões) correspondente à Petrobras. Por campo, Tupi gerou 35,7% (R\$ 1,6 bilhão) do total arrecado das obrigações de investimentos em PD&I. (Ver observação referente à tabela 2.23).

Ainda no contexto das atribuições previstas na Lei do Petróleo e com vistas a contribuir de forma efetiva com as políticas de apoio ao desenvolvimento econômico, a ANP implementou, em 1999, um programa para incentivar a formação de mão de obra especializada, em resposta à expansão da indústria do petróleo e do gás natural verificada a partir de 1997.

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, tendo obtido resultados relevantes no espectro de seus objetivos, quais foram: 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, prioritariamente oriundos do Tesouro Nacional, por meio do CTPetro, sofreram drástica redução no ano de 2013, quando o PRH-ANP passou a subsistir apenas com os recursos remanescentes de anos anteriores e de aportes com base na Cláusula de PD&I. Como resultado dessa escassez de aportes financeiros no PRH-ANP, o Programa 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, quantidade idêntica à existente ao final da sua primeira fase. Nesta fase, os recursos financeiros são baseados em aportes oriundos da Cláusula de PD&I, constante dos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

De 2013 a 2022, foram investidos R\$ 260,7 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2022, foram investidos R\$ 64,9 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 2022, o preço médio de referência do petróleo em reais foi de R\$ 464,80/barril e registrou alta de 41,2% em comparação a 2021. Em dólares, houve aumento de 44,4%, e o preço ficou cotado a US\$ 89,01/barril. Já o preço de referência do gás natural em reais foi de R\$ 1.491,08/mil m³, com alta de 52,6% em relação a 2021. Em dólares, o preço fixou-se em US\$ 285,56/mil m³, com alta de 56,1% comparado ao ano anterior.

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Refino e Processamento

2.9. Refino de Petróleo

Em 2022, o parque de refino brasileiro contava com 18 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. 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 84%.

Onze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 80,4% 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), Univen (SP), Dax Oil (BA), Ssoil (SP) e Ream (AM) são refinarias privadas.

Em 2022, foi processada uma carga de 1,9 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 1,8 milhão de barris/dia de petróleo (97,4% da carga total) e 50,3 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um crescimento de 108,9 mil barris/dia (equivalente a 6,1%) no volume de petróleo processado em relação a 2021. O processamento de petróleo nacional teve alta de 3,8%, alcançando 1,7 milhão de barris/dia, e correspondeu a 86,5% do volume total processado. Já o processamento de petróleo importado registrou aumento de 28,6% em comparação a 2021, chegando a 211,3 mil barris/dia e 10,9% 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: 379 mil barris/dia (19,6% do total). Em seguida vieram Refmat (BA), com 12,9% do volume de carga processada; Revap (SP), com 11,9%; e Reduc (RJ), com 10,7%.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (21,2% do total), enquanto a Reduc (RJ) foi responsável por processar 37,9% de todo o petróleo importado. A Rnest (PE) foi a que processou maior volume de outras cargas (24,7%).

Tabela 2.31

Gráfico 2.15

Em 2022, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6 milhões de m³ de petróleo e 11,5 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 56,9% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,4 milhões de m³). Dessa capacidade, 1,9 milhão de m³ (31,8% do total nacional) se localizava no estado de São Paulo e 1,1 milhão de m³ (18% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento de petróleo eram Reduc (RJ) e Replan (SP), com aproximadamente 943,4 e 876,8 mil m³, respectivamente.

Em 2022, o Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,3 milhões de m³ (64,3% do total), dos quais 4,6 milhões de m³ (39,7%) no estado de São Paulo e 2,1 milhões de m³ (18,4%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento era a Replan (2 milhões de m³, 17,2%), seguida da Reduc (1,9 milhão de m³, 16,4%) e da Revap (1,2 milhão de m³, 10,4%), todas da Região Sudeste.

Tabela 2.32

2.10. Processamento de Gás Natural

Em 2022, o gás natural foi processado em 13 polos produtores, que, juntos, somavam 101,8 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento diminuiu 2,8% em relação a 2021.

O volume total processado no ano foi de 19,6 bilhões de m³ (53,6 milhões de m³/dia), correspondente a 52,7% da capacidade total instalada. Na comparação com 2021, o processamento de gás natural registrou queda de 3,3%.

Os polos de Cabiúnas (Rio de Janeiro), Caraguatatuba (São Paulo), Urucu (Amazonas) e Estação Valdemir Ferreira (Bahia) foram responsáveis por 88,5% do volume total de gás natural processado.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco mais de 2,5 milhões de m³ de GLP; 974,2 mil de m³ de C₅⁺ (gasolina natural); 272 milhões de m³ de etano; 1 milhão de m³ de propano; 119,9 mil m³ de LGN e 17,9 bilhões de m³ de gás seco. Reduc foi responsável por 100% da produção de etano e 99,9% da de propano. Os polos de Caraguatatuba e Urucu foram os que mais produziram GLP (26,8% e 26,2% do total, respectivamente). Por fim, os maiores produtores de C₅⁺, foram Caraguatatuba e Reduc (31% e 25,3%, 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 2022, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de cerca de 123,5 milhões de m³, 7,8 milhões de m³ superior à de 2021 (alta de 6,7%).

Esses valores não incluem 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% do total produzido, com 107,5 milhões de m³, após um aumento de 5,9% em relação a 2021. A produção dos não energéticos foi de 16,1 milhões de m³, após uma alta de 12,4% em comparação ao ano anterior.

Dentre os derivados energéticos, houve variação na produção de gasolina A (+2,6%), gasolina de aviação (-2,2%), GLP (+4,3%), óleo combustível (+8,3%), óleo diesel (+6,3%), QAV (+19,2%) e querosene iluminante (+53,3%). Em 2022, não houve produção de outros derivados energéticos.

No que se refere aos derivados não energéticos, houve alta na produção dos seguintes produtos: asfaltos (+29,2%), coque (+3,1%), nafta (+25,7%) e parafina (+47,3%). Por outro lado, houve queda na produção dos produtos a seguir: óleo lubrificante (-7,3%), solvente (-8,4%) e outros derivados não energéticos (-1,7%).

Tabela 2.37
Tabela 2.38

Gráfico 2.17
Gráfico 2.18
Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 118,9 milhões de m³ de derivados de petróleo ou 96,3% do total, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas (1,5 milhão de m³, 1,2% do total), UPGNs (2,1 milhões de m³, 1,7% do total) e outros produtores (953,2 mil m³, 0,8% do total).

As refinarias que se localizam na Região Sudeste responderam por 63,3% (75,3 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 43,3% (51,5 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) foi a refinaria que produziu o maior volume de derivados de petróleo: 23 milhões de m³, o equivalente a 19,4% da produção das refinarias. Destacou-se na produção de derivados energéticos, sendo a refinaria que mais produziu gasolina A (22,1% do total deste produto), óleo diesel (22,1% do total deste produto), GLP (20,9% do total deste produto) e coque (31,9% do total deste produto).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (30,7% do total) e de nafta (28,7% do total). A RPBC (SP) liderou a produção de solvente (34% do total) e foi a única refinaria a produzir gasolina de aviação. A Refmat (BA) liderou a produção nacional de querosene iluminante (42% do total deste derivado), óleo combustível (27,8% do total produzido) e parafina (62,9% do total produzido). A Regap (MG) foi a maior produtora de asfalto (23,8% do total produzido). Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (21,6%), destacou-se na produção de óleo lubrificante (86%) e de outros derivados não energéticos (34,9%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção de combustíveis atingiu pouco mais de 1,5 milhão de m³, registrando queda de 6,8% em relação a 2021. A maior parte da produção das centrais foi de gasolina A (87,3%) e de GLP (12,7%).

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 no **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 deste 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 2022, os preços médios ponderados, em reais, de produtores e importadores de derivados para o Brasil apresentaram as seguintes variações em relação a 2021: gasolina A (+8,1%), óleo diesel (+53,7%); GLP (+16,2%); QAV (+67%); óleo combustível A1 (+44%), e óleo combustível B1 (+18%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2022.

Tabela 2.41

Tabela 2.42

Tabela 2.43

Tabela 2.44

Tabela 2.45

Tabela 2.46

Tabela 2.47

Industrialização do Xisto

2.13. Industrialização do Xisto

Este tema 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 2022, 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 2022, o volume de xisto bruto processado foi de pouco mais de 1,4 milhão de toneladas, 10,4% superior ao de 2021.

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 nafta é vendida à Repar, onde é incorporada à produção de derivados da refinaria.

A produção de gás de xisto, em 2022, somou 36,9 mil toneladas, registrando alta de 23% em relação a 2021. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto teve queda de 7,5%, atingindo aproximadamente 8,2 mil m³. O volume de óleo combustível diminuiu 3,9% em relação ao ano anterior, totalizando quase 155 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta teve alta de 0,6% atingindo 28,4 mil m³. Em 2022, não houve produção de outros derivados não energéticos.

Tabela 2.48

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 130 terminais autorizados em 2022, sendo 71 terminais aquaviários (com 1.801 tanques) e 59 terminais terrestres (com 618 tanques), totalizando 2.419 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de cerca de 15,3 milhões de m³, dos quais 5,2 milhões de m³ (33,9% do total) destinados ao petróleo; 9,7 milhões de m³ (63,6% do total) aos derivados (exceto GLP) e ao etanol; 387,3 mil m³ (2,5% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (10,8 milhões de m³, 71% do total) e o maior número de tanques autorizados (74,8% do total).

Tabela 2.49

2.15. Dutos

Em 2022, o Brasil contava com 589 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 20,2 mil km. Destes, 183 dutos (14,4 mil km) eram destinados ao transporte e 406 (5,8 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 113 dutos, com extensão de 11,6 mil km. Enquanto que para os derivados, eram 416 dutos, totalizando 5,9 mil km. Havia 30 dutos - totalizando 2,3 mil km - que se destinavam à movimentação de petróleo. E os 450 km restantes, compostos por outros 30 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

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

Tabela 2.50

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.16. Importação e Exportação de Petróleo

Em 2022, o Brasil registrou aumento de 68,3% na importação de petróleo, atingindo 100,3 milhões de barris, o que correspondeu a um acréscimo de 40,7 milhões de barris.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram o Oriente Médio e a América do Norte: 33,3 milhões de barris (33,2% do total; alta de 22,4%) e 28,6 milhões de barris (28,5% do total; alta de 99,4%), respectivamente. A África, desta vez, assumiu a terceira posição no *ranking* de exportações para o Brasil, com 27,8 milhões de barris (27,8% do total, alta de 57,3%). A região das Américas Central e do Sul exportou para o Brasil 10,5 milhões de m³ de petróleo, o que correspondeu a 10,5% do total.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita e os Estados Unidos. Da Arábia Saudita foi importado um volume de 33,3 milhões de barris, o que equivaleu a 33,2% do total, e representou alta de 50,5% em relação a 2021. Dos Estados Unidos, importamos 28,6 milhões de barris de petróleo, o equivalente a 28,5% do total, e alta de 99,4% ou 14,3 mil barris.

O dispêndio com as importações de petróleo teve alta de 148,2%, totalizando aproximadamente US\$ 9,9 bilhões em 2022. Parte desse crescimento se deveu ao aumento no preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 98,88, valor 47,4% maior que o registrado em 2021.

Tabela 2.51

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

Em 2022, as exportações brasileiras de petróleo tiveram alta de 1,7%, alcançando 491,2 milhões de barris. A receita gerada foi 39% maior que em 2021, fixando-se em US\$ 42,6 bilhões, e o preço médio do barril passou de US\$ 63,38 para US\$ 88,64, registrando alta de 36,7%.

O principal destino das exportações brasileiras de petróleo em 2022 foi a região Ásia-Pacífico, com 267,1 milhões de barris (54,4% do volume total). Houve uma queda de 15,4% em comparação a 2021. Em seguida, veio a Europa, com 104,1 milhões de barris de petróleo exportados (21,2% do volume total), e alta de 52,2% em relação a 2021.

Registrou-se aumento também nas exportações para a América do Norte (+24,5%), que alcançaram 58,9 milhões de barris, correspondendo a 12% do volume total. As Américas Central e do Sul importaram do Brasil 49,2 milhões de barris, ou 10% do total, após queda de 0,6%.

Por fim, o Oriente Médio completa a lista de regiões que importaram petróleo brasileiro, com aproximadamente 12 milhões de barris, representando 2,4% do total.

Por países, a China foi o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 193 milhões de barris (39,3% do total).

Tabela 2.52

Tabela 2.53

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.17. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2022, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil aumentou 5,3% em relação a 2021, totalizando 37,9 milhões de m³. Da mesma forma, o dispêndio com a importação aumentou 68%, situando-se em US\$ 25,9 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 66,6% do volume importado, após alta de 15,5% em relação a 2021, atingindo 25,3 milhões de m³. A importação de não energéticos teve variação negativa de 10,6%, situando-se em cerca de 12,7 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 42%, 11,4% e 9,2% da importação total. Dentre os não energéticos, nafta e coque se sobressaíram, com percentual de 17,9% e 9,6% do total, respectivamente. Com exceção do coque, houve queda na importação de todos os derivados não energéticos, sendo as maiores observadas na parafina (-51,1%), óleo lubrificante (- 3,5%) e asfalto (- 17,1%).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente US\$ 14 bilhões e US\$ 3,8 bilhões.

As importações de derivados de petróleo originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (57,3% do total), com destaque para os Estados Unidos (57,1%); Europa (9,8%), com destaque para a Holanda (4,9%); Oriente Médio (10,8%); Ásia Pacífico (8,5%); Américas Central e do Sul (5,6%); Comunidade dos Estados Independentes (5,4%); África (2,7%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (90,2% do total importado), lubrificante (64,4% do total importado), GLP (59,9% do total importado), óleo diesel (57,2% do total importado), gasolina A (54,6% do total importado), nafta (49,4% do total importado), solvente (48% do total importado) e outros derivados (30,5% do total importado). A Índia foi o principal exportador de QAV (28,4% do total importado).

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2022, a exportação de derivados de petróleo somou 19 milhões de m³, registrando alta de 16% em relação a 2021. Os derivados energéticos representaram 90,6% do total exportado, com destaque para óleo combustível e QAV, representando 78,1% e 9,1% do total, respectivamente. Em seguida, veio a gasolina A, correspondendo a 2,9% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 13,8 bilhões, montante 75,9% superior ao de 2021.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a região Ásia-Pacífico, com 51,2% do total. Em seguida, as regiões Europa, Américas Central e do Sul, África, América do Norte e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 18,8%, 14,1%, 7,6%, 6,6% e 1,6% do total. Em 2022, não houve exportações de derivados de petróleo para a região da Comunidade dos Estados Independentes.

Por países, Singapura e Holanda foram os maiores importadores de derivados do Brasil, com 8,6 milhões de m³ (51,2% do total exportado) e 1,5 milhão de m³ (7,7% do total), respectivamente. O derivado que o Brasil mais exportou para Singapura foi óleo combustível (57,2% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para a Holanda se concentraram em gasolina A (38,6% do total exportado deste derivado) e outros derivados (18,8% do total exportado deste derivado). Argentina foi o principal importador de óleo lubrificante brasileiro (25% do total exportado deste derivado) e de óleo diesel (41,4% do total exportado deste derivado). Os Estados Unidos foram o maior importador de solvente (60% do total exportado deste derivado) e coque (40,8% do total exportado deste derivado). Já as exportações de GLP se concentraram em outros países das Américas Central e do Sul, os quais, juntos, importaram 90,6% deste derivado.

Tabela 2.56

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.18. Superávit Externo de Petróleo e seus Derivados

Em 2022, 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 2.59.

Tabela 2.59

Gráfico 2.29

2.19. Importação e Exportação de Gás Natural

Em 2022, as importações brasileiras de gás natural diminuíram 47,1% em comparação a 2021, totalizando quase 9 bilhões de m³. Desse volume, 2,6 bilhões de m³ (28,9% do total) corresponderam a importações de gás natural liquefeito (GNL) e 6,4 bilhões de m³ a importações de gás natural da Bolívia.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de quase US\$ 1,7 bilhão, o que representou uma alta de 17,9% em relação a 2021, apesar de o volume de importação ter diminuído. Isso porque o valor médio do gás natural aumentou 36,5% em 2022, fixando-se em US\$ 258,89/mil m³. Por sua vez, o dispêndio com GNL registrou queda de 39%, fixando-se em US\$ 3,2 bilhões. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Estados Unidos, Catar e Nigéria.

Em 2022, o Brasil exportou GNL apenas para os Estado Unidos, com um volume total de 1,3 milhão de m³.

Tabela 2.60

Tabela 2.61

Tabela 2.62

Tabela 2.63