

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão
- 2.2 Atividade Exploratória
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.6 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e Formação de Recursos Humanos
- 2.7 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.12 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.13 Terminais
- 2.14 Dutos

Comércio Exterior

- 2.15 Importação e Exportação de Petróleo
- 2.16 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo
- 2.17 Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados
- 2.18 Importação e Exportação de Gás Natural

O desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2018 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 seis capítulos. O primeiro mostra a situação vigente, em 31 de dezembro de 2018, 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 e é abordado no quarto capítulo.

Em seguida, o quinto capítulo divulga os montantes das participações pagas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural e o sexto capítulo apresenta as informações relativas ao volume de recursos destinados à pesquisa, desenvolvimento e inovação e à formação de recursos humanos.

Finalmente, o sétimo 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*; e *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.

A parte de **Industrialização do Xisto** traz uma síntese, em um único capítulo, 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*; *Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados*; e *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 da dependência externa 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 Concessão

A ANP tem como uma das principais atribuições a promoção de licitações para concessão de blocos 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 2018, 792 áreas estavam sob contratos: 335 blocos na fase de exploração, 84 campos em desenvolvimento da produção e 373 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 146 se localizavam em mar, 188 em terra e um em terra/mar. Três foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; três na Terceira; um na Quarta; cinco na Quinta; 27 na Sexta; 36 na Sétima; 16 na Nona; cinco na 10ª; 87 na 11ª, 52 na 12ª, 32 na 13ª, 32 na 14ª, e 22 na 15ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, 14 blocos sob o regime de partilha de produção. Um na Primeira Rodada de Licitações de Partilha, três na Segunda, três na Terceira, três na Quarta e quatro na Quinta Rodada.

Em 2018, dos 335 blocos exploratórios sob concessão, a Petrobras tinha participação em 133, dos quais 40 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 93 em parceria. Destaca-se também os 29 blocos operados pela Petra Energia, sendo 25 em operação exclusiva. A Rosneft operava 13 blocos na Bacia de Solimões, a Parnaíba Gás Natural com 16 blocos na bacia do Parnaíba e a Tog Brasil 10 blocos localizados na Bacia de Alagoas e na Bacia do Recôncavo.

Ao longo de 2018 a ANP aprovou oito Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) e recebeu onze Declarações de Comercialidade pela ANP, referentes as áreas de Noroeste de Sapinhoá, Nordeste de Sapinhoá, Sudoeste de Sapinhoá, Neon, Neon Sul, Goiás e Goiás Sul na Bacia de Santos, Tartaruga Verde Sudoeste na Bacia de Campos, Cancã Leste na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo, Gavião Tesoura na Bacia do Parnaíba e Periquito Nordeste na porção terrestre da Bacia Potiguar. Em 2018, foram devolvidos ainda 38 blocos, todos sob o regime de concessão.

Do total de 84 campos na etapa de desenvolvimento, 38 eram marítimos e 46 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 28 campos. Outras empresas que possuem contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Alvo Petro, Barra Bonita, Barra Energia, Brasoil Manati, BP Energy, Chevron Brasil, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, Dommo Energia, Equinor Brasil, Energizzi Energias, Engepet, Espigão, Geopark Brasil, Guindastes Brasil, Imetame, Karoon, Máxima 07, Newo, Nord, Oeste de Canoas, Oil Group, OP Energia, Orteng Óleo e Gás, Parnaíba Gás Natural, Perícia, Petroborn, Petrogal Brasil, Petroil, Petrol, Petrosynergy, Phoenix, Queiroz Galvão, Repsol, Sinopec, Somoil do Brasil, Sonangol Hidrocarbonetos, Sinochen Petróleo, Shell Brasil, Total E&P do Brasil, Ubuntu Engenharia e Vipetro.

Com relação aos 373 campos em fase de produção, dos quais 99 em mar e 274 em terra, a Petrobras era a única contratada em 285 deles, e operadora do consórcio de outros 13 campos. Iniciaram a produção em 2018: o campo de Atlanta, localizado na Bacia de Santos; os campos de Cardeal do Nordeste, Guriatã e Canário da Terra, na Bacia do Recôncavo; e Cancã Leste, na Bacia do Espírito Santo.

Além disso, as seguintes plataformas iniciaram operação no ano de 2018: FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes (Campo de Tartaruga Verde e Tartaruga Verde Sudoeste), FPSO Petrobras 69 (Campo de Lula), FPSO Petrobras 74 e FPSO Petrobras 75 (Campo de Búzios).

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividade Exploratória

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, 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 através de pesquisas nas bacias sedimentares feitas tanto por concessionários como empresas de aquisição de dados (EAD). Além destes, temos os dados de fomento que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada, e também 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 2018, foram adquiridos cerca de 4,7 mil km lineares em dados sísmicos 2D exclusivos e 12,3 mil km em dados não exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 1,4 mil km em dados exclusivos, com crescimento de 1.575, 7% com relação a 2017 e de 37,4 mil km² de dados não exclusivos, com um crescimento de 57%.

No que se refere aos métodos potenciais, por meio da gravimetria, foram mapeados 121,3 mil km de dados não exclusivos, e 98,9 mil km de dados não exclusivos, por meio de magnetometria. 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 2018.

Tabela 2.1

Foram perfurados 187 poços em 2018, sendo 121 (64,7% do total) em terra e 66 no mar. O número total de poços perfurados teve redução de 21,1% em comparação a 2017. Em terra, houve 30,9% de redução no número de poços perfurados, enquanto no mar houve aumento de 6,5%.

Foram realizadas quatro descobertas em terra e uma em mar, em 2018.

A maior parte das perfurações - 54% do total - foi de poços exploratórios: 101.

Poços exploratórios são aqueles que visam à descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo e são divididos em:

- **Pioneiro:** visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico, baseado em indicadores obtidos por métodos geológicos ou geofísicos;
- **Estratigráfico:** poço perfurado com a finalidade de se conhecer a coluna estratigráfica de uma bacia e obter outras informações geológicas de subsuperfície;
- **Extensão:** visa delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural em um reservatório, podendo ser perfurado em qualquer fase do contrato de concessão;
- **Pioneiro Adjacente:** poço cujo objetivo é testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta;
- **Para Jazida Mais Rasa:** destina-se a testar a ocorrência de jazidas mais rasas em determinada área;
- **Para Jazida Mais Profunda:** visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas em determinada área.

Poços exploratórios servem para extrair o óleo da rocha reservatório, podendo ser:

- **De Produção:** poço que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo; e

- **De Injeção:** destinado à injeção de fluidos visando melhorar a recuperação de petróleo ou de gás natural ou manter a energia do reservatório.

Poços especiais visam permitir uma operação específica que não se enquadra nas situações anteriormente definidas como, por exemplo, os poços para produção de água necessária em uma instalação.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2018, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 24,3 bilhões de barris, volume 3,1% maior que em 2017. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 13,4 bilhões de barris, aumento de 5% em relação a 2017, das quais 495,3 milhões em terra e 12,9 bilhões de barris em mar.

As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima 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 tributárias. Já as reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Os estados de Alagoas, Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe tiveram redução em suas reservas. Já os estados do Amazonas, Maranhão, Ceará, Rio de Janeiro e São Paulo apresentaram crescimento em suas reservas. O Estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 83,3% do total. Todas as reservas provadas do Estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2018, o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

Por sua vez, as reservas provadas de gás natural caíram 0,1% em 2018, totalizando 368,9 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 5,6%, para 69,8 bilhões de m³. Já as reservas em mar caíram 1,4%, para 299,1 bilhões de m³. Já as reservas totais de gás natural diminuíram 6,3%, na comparação anual, e somaram 570 bilhões de m³ em 2018.

Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 230,7 bilhões de m³, 62,5% do total das reservas nacionais em 2018.

O País ficou na 32ª colocação no ranking mundial das maiores reservas provadas de gás natural.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2018, a produção nacional de petróleo apresentou queda de 1,3% na comparação anual, atingindo 944,1 milhões de barris (média de 2,6 milhões de barris).

A produção de petróleo no pré-sal passou de 469,9 milhões de barris em 2017 para 521,5 milhões de barris em 2018, alcançando, na média, a marca de 1,4 milhão de barris/dia no ano. O pré-sal representou 55,2% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 95,7% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 70,2% da produção total, com produção média de 1,8 milhão de barris/dia em 2018.

Mesmo com uma queda de 11,2%, o Estado do Espírito Santo se manteve como o segundo maior produtor nacional, com 335,1 mil barris/dia de produção média em 2018, 97,1% em mar. Outro destaque é o Estado de São Paulo, de onde vem parte da produção do pré-sal, com uma produção de 319,1 mil barris/dia, ocupou a posição de terceiro maior estado produtor brasileiro.

De 7.357 poços – decréscimo de 7,9% em relação a 2017 – foi extraído toda a produção nacional de petróleo e gás natural em 2018. Destes, sendo 6.650 em terra e 707 em mar.

Em 2018, foram produzidas no Brasil 72 correntes de petróleo com densidade média de 26,7 graus API e teor de enxofre de 0,5% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo apresentou aumento de 13,4 anos, em 2017, para 14,2 anos em 2018, em função do aumento da reservas e queda na produção.

O Brasil ficou na 10ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

A produção de líquido de gás natural (LGN) foi de 39,2 milhões de barris, 3,3% menor que a de 2017. Destaca-se a elevação de 3,8% da produção do Estado de São Paulo, que se manteve pelo terceiro ano consecutivo como o maior produtor nacional, com 19 milhões de barris. O Estado do Amazonas passou a ser o segundo maior estado produtor, com volume de 6,2 milhões de barris – 8,8% maior que o ano anterior. Os dois maiores estados produtores representaram 64,5% da produção nacional em 2018. Os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com 5,7 e 5,5 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2018, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 73,5% e 73,4% de participação no total respectivamente. Porém, assim como já havia acontecido no ano passado, teve menor participação em relação ao ano anterior (77,8% e 76,6%). Como operadora, a produção da Petrobras representou 93% do total nacional de petróleo e 94,7% 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 nono ano consecutivo, com aumento de 1,8%, totalizando 40,9 bilhões de m³ em 2018. Na década 2009-2018, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,6% ao ano e acumulado de 93,3%.

De campos em mar vieram 80,4% do gás natural produzido no País, totalizando 32,8 bilhões de m³, aumento anual de 1,8%. Já a produção em terra cresceu 2,1% para 8 bilhões de m³.

Com relação à produção de gás natural em mar, o maior volume de crescimento novamente se deu no Estado do Rio de Janeiro, passando de 18,6 bilhões de m³ em 2017 para 20,2 bilhões de m³ em 2018, aumento de 8,5%, (49,4% da produção nacional e 61,5% da produção em mar). No Estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, houve queda de 6,6%, passando de 6,9 bilhões de m³, em 2017, para 6,4 bilhões de m³, em 2018.

Em terra, o Estado do Amazonas manteve a liderança da produção, com 5,2 bilhões de m³, crescimento de 9,7% em 2018. Com uma produção média de 14,3 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 12,8% do volume total produzido no País.

A produção no pré-sal teve crescimento de 15,6% em 2018, atingindo 21 bilhões de m³, representando 51,4% da produção total.

Ao contrário do petróleo, a relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 9,2 anos em 2017 para 9 anos em 2018.

Em 2018, o Brasil estava na 31^a 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 pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2018, o gás associado representou 79,2% (32,4 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2017 subiu 4,6%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 19,9 bilhões de m³ (61,4% do total de gás associado produzido).

A produção de gás não associado alcançou 8,5 bilhões de m³ em 2018, representando redução anual de 7,3%. São Paulo, Bahia e Maranhão foram os estados com maior produção: 2,3, 2 e 1,4 bilhão de m³, respectivamente.

Em 2018, 3,3% da produção total foram queimadas ou perdidas, e 31,4%, reinjetadas. Em comparação a 2017, o volume de queimas e perdas teve redução de 1,4% e a de reinjeção cresceu 27,1%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 65,3% em 2018.

Tabela 2.14

Tabela 2.15

Tabela 2.16

2.5. 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.

Em 2018, foram arrecadados R\$ 23,4 bilhões em royalties, valor 52,8% acima do registrado em 2017. Deste montante, 28,2% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,2% aos municípios produtores ou confrontantes; 27,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (6,8%), Ministério da Ciência e Tecnologia (5,1%) e Fundo Social (15,8%); 8,3% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios; e 1,4% à Educação e Saúde. Ao Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 37% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 18% desse percentual.

Tabela 2.17

Gráfico 2.9

A participação especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei do Petróleo, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2.705/1998.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei do Petróleo, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Dos recursos da participação especial, 50% são destinados à União e distribuídos entre Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e Fundo Social; 40% aos estados produtores ou

confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos municípios produtores ou confrontantes.

O recolhimento da participação especial foi 95,4% superior à de 2017, atingindo R\$ 29,6 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 11,8 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 3 bilhões aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 2,2 bilhões ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 551 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 12 bilhões ao Fundo Social.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 9,1 bilhões – 30,8% do valor total e 77% do total destinado aos estados); São Paulo (R\$ 1,6 bilhão – 5,3% do valor total e 13,4% do valor destinado aos estados), e Espírito Santo (R\$ 1,1 bilhão – 3,7% do valor total e 9,2% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá-RJ (R\$ 898,8 milhões); Niterói-RJ (R\$ 791,2 milhões); Ilhabela-SP (R\$ 394,1 milhões); e Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 243,8 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2018, o pagamento pela ocupação ou retenção de 797 áreas totalizou R\$ 276,6 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 365 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 27,6% do pagamento; 60 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 1,8% do valor pago; e 372 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 70,6% do pagamento total.

Tabela 2.19

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 2018, este pagamento somou R\$ 119,8 milhões. O montante foi distribuído a 2.211 proprietários cadastrados em oito estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança. O Estado do Rio Grande do Norte tem o maior número de proprietários, 1.356, que corresponderam a 28% do total arrecadado.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

2.6. 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 exploração 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 2009 e 2018, o montante de recursos gerado foi de R\$ 11,5 bilhões. Em 2018, este montante foi de R\$ 2 bilhões, valor 56,1% de aumento em relação a 2017, sendo 76% do total (R\$ 1,5 bilhão) correspondente à Petrobras.

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.

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na concessão de bolsas de estudo de graduação, mestrado e doutorado para instituições de ensino superior por meio de edital público. Também são concedidas bolsas de coordenador e pesquisador-visitante, que atuam no gerenciamento dos PRHs nas universidades. Os recursos para financiamento do programa são oriundos

de duas fontes: o Fundo Setorial CT-Petro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo) e a Cláusula de PD&I da ANP.

De 2009 a 2018, foram investidos R\$ 216,4 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2018, não foi investido nenhum recurso no programa de PRH-ANP.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Gráfico 2.12

2.7. 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 o cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações) é calculado mensalmente pela ANP pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade. Esse diferencial é calculado com base nas características físico-químicas do petróleo de cada campo comparativamente ao petróleo Brent, de acordo com o disposto no Decreto nº 2.705/1998 (Capítulo IV, artigo 7ºA), recentemente alterado pelo Decreto nº 9.042/2017.

Até o ano de 2017, o cálculo era efetuado pela Portaria ANP nº 206/2000, cuja revisão culminou na Resolução ANP nº 703/2017. Entretanto, os métodos de cálculo não foram substituídos de imediato, há um período de quatro anos de transição no qual conviverão as duas metodologias, conforme o disposto no Decreto nº 2.705/1998, Capítulo IV, artigo 7ºB, § 1º. A ponderação entre os dois métodos de cálculo se dará de acordo com o artigo 11º da Resolução ANP nº 703/2017.

A partir de janeiro de 2018 não mais está sendo considerado o preço de venda na apuração do preço de referência do petróleo (Decreto nº 2.705/1998, artigo 7º), sendo contabilizado apenas o preço mínimo, conforme Portaria ANP nº 206/2000 e o preço de referência dado pela Resolução ANP nº 703/2017.

Já o preço de referência do gás natural para o cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações), conforme determina o art. 8 do Decreto nº 2.705/98, será igual à média ponderada dos preços de venda, livres dos tributos incidentes, acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Nos casos de inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência, ou quando os preços de venda (ou as tarifas de transporte informadas) não refletirem as condições normais do mercado nacional, o preço de referência do gás natural será aquele fixado mensalmente pela Agência, calculado nos termos da Resolução ANP nº 40/2009.

Em 2018, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou aumento de 59,4% enquanto em dólares houve aumento de 43,4%, e ficou cotado a US\$ 64,55/barril. Já o preço de referência do gás natural apresentou elevação de 20,9% em reais e aumento de 8,8% em dólares, fixando-se em US\$ 182,91/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 229,84/barril e R\$ 651,23/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.8. Refino de Petróleo

Em 2018, 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 7.800 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 75,8%.

Treze dessas refinarias pertencem à Petrobras e respondem por 98,2% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 434 mil barris/dia ou 18% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2018, foi processada uma carga de 1,7 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, total dividido entre 1,7 milhão de barris/dia de petróleo (95,9% da carga total) e 71,6 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um decréscimo de 8,4 mil barris/dia (0,5%) no volume de petróleo processado em relação a 2017, dos quais menos 46,4 mil barris/dia de petróleo nacional e mais 35 mil barris/dia de petróleo importado. Do petróleo total processado, 86% eram de origem nacional e 9,8% importada.

Tabela 2.25

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Gráfico 2.13

Gráfico 2.14

A Replan (SP) foi responsável pelo maior volume de carga processada no País: 288,2 mil barris/dia (16,6% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 12,6% do volume de carga processada; Revap (SP), com 12,3%; e Reduc (RJ), com 11,1%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 78,8 mil barris/dia em 2018, elevação de 4,5% em relação ao ano anterior.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (17,6% do total), enquanto a Reduc foi responsável por processar 47,5% de todo petróleo importado. A Rlam foi a que processou maior volume de outra cargas (25,6%).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2018, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,7 milhões de m³ de petróleo e 11,2 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentraram, juntas, 59,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (4 milhões de m³). Dessa capacidade, 2,3 milhões de m³ (33,9% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e 1,2 milhão de m³ (17,7% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Reduc (RJ) e Replan (SP), com aproximadamente 1 milhão de m³ e 877 mil m³, respectivamente.

Em 2018, o Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 9,6 milhões de m³ (85,2% do total), dos quais 4,8 milhões de m³ (43,2%) no Estado de São Paulo e 1,8 milhão de m³ (15,8%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento foi a Replan (1,9 milhão de m³, 16,8%), seguida da Reduc (1,7 milhão de m³, 15,3%) e Revap (1,8 milhão de m³, 14,8%) todas da Região Sudeste.

Tabela 2.29

2.9. Processamento de Gás Natural

Em 2018, o gás natural foi processado em 14 polos produtores, que juntos somavam 95,7 milhões de m³/dia de capacidade nominal. A capacidade de processamento se manteve a mesma de 2017 em todos os polos.

O volume total processado no ano foi de 22,4 bilhões de m³ (61,4 milhões de m³/dia), correspondente a 64,2% da capacidade total instalada. Na comparação com 2017, o processamento de gás natural registrou queda de 8,1%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro; Caraguatatuba, em São Paulo; Urucu, no Amazonas; e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 79,3% do volume total de gás natural processado, respondendo, respectivamente, por 7,4 bilhões de m³; 4,2 bilhões de m³; 3,7 bilhões de m³; e 2,4 bilhões de m³ do processamento de gás natural.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 3,5 milhões de m³ de GLP, 1,2 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 287,3 mil m³ de etano, 700,6 mil m³ de propano e 20,3 bilhões de m³ de gás seco. O destaque ainda continua sendo o polo de Reduc, que segue respondendo por 100% da produção de etano e 95% de propano. O polo de Reduc também foi o que mais produziu GLP (26,2% do total), seguido do polo de Urucu (24,1%). Os polos de Caraguatatuba e Reduc e responderam pelas maiores produções de C₅⁺ (25,8% e 19,5%, respectivamente).

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.10. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2018, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 108,2 milhões de m³, 1,8% inferior à de 2017. Desse volume, 104,2 milhões de m³, 96,3% do total, foram produzidos em refinarias, sendo o restante dividido entre centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores.

Estes 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 2.45 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 87% do total produzido, com 94,2 milhões de m³, após uma redução de 2,5% em relação a 2017. A produção dos não energéticos foi de 14 milhões de m³, ou 13% do total produzido, após um aumento de 2,9% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve variação da produção de gasolina A em (-9,4%), de gasolina de aviação em (-22,5%), GLP (-2,2%), óleo combustível (-8,4%), óleo diesel (-10,6%), QAV (+3,2%), querosene iluminante (+3,4%) e outros (-4,1%).

No que se refere aos derivados não energéticos, houve queda na produção dos seguintes produtos: asfalto (2,8%), coque (9,3%) e outros (2,8%). Por outro lado, houve alta na produção dos produtos a seguir: Nafta (31,1%), óleo lubrificante (1,6%), parafina (5,1%) e solvente (1,7%).

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 104,2 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 61,6% (64,2 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 40,6% (42,3 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 17,7 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 17% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (19% do total deste produto), óleo diesel (19,9% do total deste produto) e coque (29% do total deste produto). Também foi destaque na produção de derivados energéticos, com um total de 15,7 milhões de m³, correspondendo a 17,4% do total destes derivados.

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (30,3%), enquanto a RPBC (SP) produziu 100% da gasolina de aviação nacional e liderou a produção de solvente (44,6%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (39,5% do total deste derivado) e asfalto (24,6% do total produzido).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (27,7%) e parafina (81,8%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (24,4%), destacou-se na produção de nafta (37,1%), óleo lubrificante (80,1%) e outros derivados não energéticos (34,1%). Também foi a refinaria que teve a maior produção de GLP, com 17,9% do total produzido deste derivado.

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu menos de 1,5 milhão de m³, com redução de 2% em relação a 2017, sendo 88,1% da produção formada por gasolina A e 11,9% por GLP.

Tabela 2.36
Tabela 2.37

2.11. 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 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.

Os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados em reais para o Brasil apresentaram alta para todos os combustíveis em 2018 em comparação a 2017, sendo: gasolina A (+26,7%); óleo diesel (+16,6%); GLP (+29,9%); QAV (+37,5%); óleo combustível A1 (+39,9%); e o óleo combustível B1 (+30,8%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2018.

Tabela 2.38
Tabela 2.39
Tabela 2.40
Tabela 2.41
Tabela 2.42
Tabela 2.43
Tabela 2.44

Industrialização do Xisto

2.12. 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. Assim, pela sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras concentra suas operações com xisto na jazida localizada em São Mateus do Sul, no Estado do Paraná, onde está instalada sua Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX).

Em 2018, o volume de xisto bruto processado foi de 1,7 milhão de toneladas, valor 11,9% superior ao de 2017.

Da transformação do xisto, na SIX, são obtidos os seguintes energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Também são produzidos nafta e outros derivados não energéticos. A nafta é enviada à Repar, onde é incorporada à produção de derivados.

A produção de gás de xisto, em 2018, somou 5,8 mil toneladas, 35,9% maior do que em 2017. Já o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto caiu 54,6%, atingindo 7,8 mil m³, enquanto o de óleo combustível teve queda de 7,5%, para 320,1 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta aumentou para 37,9 mil m³, alta anual de 17,9%. Em 2018 não houve produção de outros derivados não energéticos.

Tabela 2.45

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.13. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 110 terminais autorizados em 2018, sendo 61 terminais aquaviários (com 1.471 tanques) e 49 terminais terrestres (com 543 tanques), totalizando 2.014 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 13,9 milhões de m³, dos quais 5,4 milhões de m³ (38,4% do total) destinados ao petróleo, 8,1 milhões de m³ (58,2% do total) aos derivados e ao etanol (exceto GLP), e 476,7 mil m³ (3,4% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,7 milhões de m³, 69,3% do total) e o maior número de tanques autorizados (73% do total).

Tabela 2.46

2.14. Dutos

Em 2018, o Brasil contava com 718 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol, perfazendo 21,3 mil km. Destes, 146 dutos (15 mil km) foram destinados ao transporte e 572 (6,3 mil km) à transferência.

Para a movimentação de gás natural, havia 110 dutos, com extensão de 11,7 mil km, enquanto para os derivados eram 546 dutos, totalizando 7,3 mil km. Outros 25 dutos, com 1,8 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 394 km restantes, compostos por 37 dutos, eram reservados à movimentação de etanol.

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

Tabela 2.47

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.15. Importação e Exportação de Petróleo

Em 2018, o Brasil aumentou sua necessidade de importação de petróleo em 24,8%, para 68 milhões de barris de petróleo, que correspondeu a um acréscimo de 13,5 milhões de barris. O aumento da produção nacional e das exportações de petróleo contribuiu para explicar esse aumento.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram África e Oriente Médio. Dessa vez, o Oriente Médio foi ultrapassado pela África como principal origem das importações de petróleo brasileira com 29,2 milhões de barris e 43% do total. A África, maior exportadora em 2018, exportou 29,7 milhões de barris, correspondentes a 43,7% do óleo total importado. Em comparação a 2017, a importação de petróleo originário da África registrou aumento de 35,3%, enquanto a do Oriente Médio teve queda de 3,2%.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (23,6 milhões de barris, 34,7% do total, com queda de 4 milhões de barris, equivalente a 14,5%) e Líbia (17 milhões de barris, 25,1% do total, com alta de 9,2 milhões de barris, equivalente a 117,7%).

Em 2018, Os Estados Unidos foram o único país do continente americano que registrou exportações para o Brasil, num total de 9,1 milhões de barris, respondendo por 13,3% do total de importações brasileiras. As regiões da Europa, Eurásia e Ásia-Pacífico não importaram petróleo do Brasil em 2018.

O dispêndio com as importações de petróleo teve expressiva elevação de 70%, totalizando aproximadamente US\$ 5 bilhões em 2018. Parte dessa subida se deve a variação positiva do preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 74,20, valor 36,2% maior que em 2017.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento em 2018 (12,7%), alcançando o maior valor da série histórica, 410 milhões de barris. Além disso, a receita gerada foi 51% maior que em 2017, fixando-se em US\$ 25,1 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 45,70 para US\$ 61,21, registrando alta de 33,9%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2018 foi novamente a região Ásia-Pacífico, com 250,3 milhões de barris (61% do volume total), após crescimento de 26,7% em comparação a 2017. Em seguida, aparecem as Américas Central e do Sul, com 64,5 milhões de barris (15,7% do volume total), queda de 4,5% em relação a 2017. Desta vez, registrou-se queda de 18,4% nas exportações para a América do Norte, que alcançou 50,8 milhões de barris, correspondendo a 12,4% do volume total. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro a Europa, com 43,5 milhões de barris, representando 10,6% do total.

Por países, a China continua sendo isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 227,6 milhões de barris (55,5% do total).

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.16. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2018, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil diminuiu 8,3% em relação a 2017, totalizando 32,8 milhões de m³. O dispêndio com a importação aumentou 13,3%, situando-se em US\$ 14,7 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 61,6% do volume importado, após queda de 5,6% em relação a 2017, atingindo 20,2 milhões de m³. A importação de não energéticos também teve queda de 12,4%, situando-se em cerca de 12,6 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 35,6%, 13,4% e 9,1% da

importação total. Dentre os não energéticos, a nafta mais uma vez se sobressaiu com participação de 24,3%, e da mesma forma o coque, com participação de 8,5%. As maiores elevações em termos volumétricos ocorreram no GLP (1,1 milhão de m³), coque (552,4 mil m³) e QAV (282,03 mil m³), enquanto a nafta teve a maior redução de importação (2,4 milhões de m³), seguido pela gasolina A (1,5 milhão de m³).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta novamente foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 6,3 bilhões e US\$ 3,6 bilhões.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (61,8% do total), com destaque para os Estados Unidos (60,8%); Europa e Eurásia (16,9%), com destaque para Espanha (3,5%); África (9,9%), com destaque para Argélia (8,5%); América Central e do Sul (7,2%), Ásia-Pacífico (1,4%) e Oriente Médio (1,1%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (97,1% do total importado deste derivado), óleo diesel (84% do total importado deste derivado), GLP (80,1% do total importado deste derivado), lubrificante (67,3% do total importado deste derivado), solvente (66,8% do total importado deste derivado), gasolina A (57,5% do total importado deste derivado) e QAV (36,6% do total importado deste derivado). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (29,6%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2018, a exportação de derivados de petróleo somou 13,3 milhões de m³, um aumento de 7,2% em relação a 2017. Os derivados energéticos representaram 90,7% do total exportado, com destaques para o óleo combustível e combustíveis de aviação, representando 41,5% e 18% do total, respectivamente. Em seguida veio o óleo combustível marítimo, correspondendo a 11% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 6,8 bilhões, montante 40,6% superior ao de 2017.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a Região Ásia-Pacífico, com 44,3% do total. Em seguida, as regiões Europa e Eurásia, América do Norte, Américas Central e do Sul, África e Oriente Médio, que importaram, respectivamente, 35,6%, 30,8%, 15,7%, 5,4% e 4,8% do total.

Por países, Cingapura e Estados Unidos continuaram sendo os maiores importadores de derivados do Brasil, com 2,7 milhões de m³, 36,8% do total exportado, e 2,1 milhões de m³ e 28,3% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para Cingapura foi o óleo combustível (48,6% do total exportado deste derivado), enquanto as exportações para o EUA se concentraram em solvente (67,1% do total exportado deste derivado), gasolina A (52% do total exportado deste derivado), coque (19,6% do total exportado deste derivado), diesel (18,5% do total exportado deste derivado) e outros derivados (17,8% do total exportado destes produtos).

Tabela 2.53

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.17. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2018, o Brasil ampliou o superávit no comércio internacional de petróleo e derivados já alcançado em 2015 e mantido em 2016 e 2017, pois a exportação líquida de petróleo em volume superou a importação líquida de derivados, como pode ser visto na tabela 2.56.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.18. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural aumentaram em 1,9% em comparação a 2017, totalizando 10,8 bilhões de m³, dos quais 8,1 bilhões de m³ (74,4% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de Gás Natural Liquefeito (GNL).

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 1,6 bilhão, alta de 15% em relação a 2017, a um valor médio de US\$ 202,48/mil m³, 26,6% mais alto que em 2017. Por sua vez, o dispêndio com GNL também registrou alta expressiva de 72,6%, fixando-se em US\$ 835,39 milhões, a um valor médio de US\$ 301,46/mil m³, 9,4% maior que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Trinidad e Tobago, Estados Unidos e Nigéria.

Em 2018, o Brasil exportou 80,1 milhões de m³ de GNL, com queda de 40,4% em relação ao ano anterior. Só se registrou exportação para a Coreia do Sul, a um valor médio de US\$ 1.208,89/mil m³, obtendo receita de R\$ 96,9 milhões.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59