

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 2017 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 2017, 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.

Até o fim de 2017, 749 áreas estavam sob contratos: 303 blocos na fase de exploração, 75 campos em desenvolvimento da produção e 371 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 110 se localizavam em mar, 192 em terra e 1 em terra/mar. Dentre eles, dois foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; três na Terceira; dois na Quarta; seis na Quinta; 27 na Sexta; 37 na Sétima; 27 na Oitava; 5 na 10ª; 99 na 11ª, 59 na 12ª e 35 na 13ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, um bloco sob o regime de partilha de produção.

Ao longo de 2017 foram aprovados três Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) e recebidas seis Declarações de Comercialidade pela ANP, referentes aos Campos Mãe-da-lua, Caburé Leste, Canário da Terra e Canário da Terra Sul, localizados na Bacia do Recôncavo, Mero, localizado na Bacia de Santos e Periquito Norte, localizado na Bacia Potiguar. Foram devolvidos ainda 13 blocos, todos sob o regime de concessão.

Em 2017, dos 303 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, a Petrobras tinha participação em 123, dos quais 45 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 78 em parceria. Destaca-se também a operação exclusiva de 25 blocos pela Petra Energia. A Rosneft operava 13 blocos na Bacia de Solimões, a Parnaíba Gás Natural 11 blocos na bacia do Parnaíba e a Tog Brasil 10 blocos localizados na Bacia de Alagoas e na Bacia do Recôncavo.

Do total de 75 campos na etapa de desenvolvimento, 31 eram marítimos e 44 terrestres. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 30 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, Dommo Energia, Energizzi Energias, Engepet, Espigão, Geopark Brasil, Guindastes Brasil, Imetame, Newo, Nord, Oeste de Canoas, OP Energy, Orteng Óleo e Gás, Parnaíba Gás Natural, Perícia, Petroborn, Petrogal Brasil, Petrosynergy, Phoenix, Queiroz Galvão, Silver Marlin, Sinochen Petróleo, Shell Brasil, Statoil Brasil, Total E&P do Brasil, Ubuntu Engenharia e Vipetro.

Com relação aos 371 campos em produção, dos quais 98 em mar e 273 em terra, a Petrobras era a única contratada em 284 deles, e operadora do consórcio de outros 13 campos. O campo de Baleia Anã, localizado na Bacia de Campos, Dom João Mar e Jandaia do Sul, localizados na Bacia do Recôncavo; Gavião Azul e Gavião Caboclo localizados na Bacia do Parnaíba e Lapa localizado na Bacia de Santos, iniciaram a produção em 2017. Além disso, as seguintes plataformas iniciaram operação no ano de 2017: FPSO Pioneiro de Libra (Campo da Libra) e FPSO Petrobras 66 (Campo de Lula).

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), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Esses dados podem ser sísmicos – adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de

reflexão e/ou refração de ondas – ou não sísmicos, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos.

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

Em 2017, foram adquiridos cerca de 20 mil km lineares em dados sísmicos 2D não exclusivos e nenhum em dado exclusivo. Por meio da sísmica 3D, houve aquisição de 23,8 mil km² de dados não exclusivos e 82 km² de dados exclusivos adquiridos.

No que se refere aos métodos potenciais, por meio da gravimetria, foram mapeados 33,3 mil km de dados não exclusivos, e 33,3 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, que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada, e também aqueles obtidos por instituição acadêmica, houve mapeamento de 6 mil km, por meio de sísmica 2D, crescimento de 9,7% em relação a 2016.

Tabela 2.1

Foram perfurados 237 poços em 2017, sendo 175 (74% do total) em terra e 62 no mar. O número total de poços perfurados teve redução de 8,5% em comparação a 2016. Enquanto a quantidade de poços perfurados em mar foi 22,5% menor do que em 2016, em terra a queda foi de 2,2%.

Foram realizadas cinco descobertas em terra em 2017.

A maior parte das perfurações - 65,4% do total - foi de poços exploratórios: 155.

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; e
- **Para Jazida Mais Profunda:** visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas em determinada área.

Os 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.

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

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No fim de 2017, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 23,6 bilhões de barris, volume 4,1% maior que em 2016. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 12,8 bilhões de barris, aumento de 1,3% em relação a 2016, das quais 597 milhões em terra e 12,2 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 instituídos pela legislação petrolífera e tributária brasileiras. Já as reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Os estados brasileiros, com exceção de Maranhão, Sergipe e Rio de Janeiro, tiveram redução em suas reservas. O Estado do Rio de Janeiro se manteve como o maior detentor de reservas provadas, contabilizando 83,5% do total. Todas as reservas provadas do Estado do Rio de Janeiro localizam-se no mar.

Em 2017, 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 2,1% em 2017, totalizando 369,4 bilhões de m³. As reservas em terra apresentaram aumento de 6,9%, para 66,1 bilhões de m³. Já as reservas em mar caíram 3,9%, para 303,3 bilhões de m³. As reservas totais de gás natural diminuíram 4,5% na comparação anual, e somaram 608,5 bilhões de m³ em 2017.

Dentre os estados, o destaque é o Rio de Janeiro, cujas reservas provadas de gás natural alcançaram 223,8 bilhões de m³, 61% do total das reservas nacionais em 2017.

O País ficou na 37ª 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 2017, a produção nacional de petróleo apresentou crescimento pelo quarto ano consecutivo, de 4,2% na comparação anual, atingindo 957 milhões de barris (média de 2,6 milhões de barris). O Brasil ficou na 10ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo

O aumento da produção nacional está atrelado à expressiva elevação da produção no pré-sal (26,1% em relação a 2016). A produção de petróleo no pré-sal passou de 372,7 milhões de barris em 2016 para 469,9 milhões de barris em 2017, alcançando, na média, a marca de 1,3 milhão de barris/dia no ano. O pré-sal representou 49,1% da produção nacional total.

A produção em mar correspondeu a 95,2% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 68% da produção total, com produção média de 1,8 milhão de barris/dia em 2017.

Mesmo com uma queda de 4,5%, o Estado do Espírito Santo se manteve como o segundo maior produtor nacional, com 377,4 mil barris/dia de produção média em 2017, 97% em mar. Outro destaque é o Estado de São Paulo, de onde vem parte da produção do pré-sal, que teve crescimento anual de 17% (de 281 mil barris/dia para 329 mil barris/dia), ocupando a posição de terceiro maior estado produtor brasileiro.

De 7.989 poços – decréscimo de 6,3% em relação a 2016 – foi extraído toda a produção nacional de petróleo e gás natural em 2017. Destes, sendo 7.196 em terra e 793 em mar.

Em 2017, foram produzidas no Brasil 70 correntes de petróleo com densidade média de 26,3 graus API e teor de enxofre de 0,5% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo apresentou redução de 13,8 anos, em 2016, para 13,4 anos em 2017, em função do aumento da produção acima da recomposição das reservas.

A produção de Líquido de Gás Natural (LGN) foi de 40,5 milhões de barris, 14,5% maior que a de 2016. Destaca-se a elevação de 80,5% da produção do Estado de São Paulo, que se manteve pelo segundo ano consecutivo como o maior produtor nacional, com 18,3 milhões de barris. A produção do Estado do Rio de Janeiro, por sua vez, apresentou declínio anual de 25,2%, com volume de 7,5 milhões de barris. Os dois maiores estados produtores representaram 63,8% da produção nacional em 2017. Os estados do Amazonas e Espírito Santo, com 5,7 e 6 milhões de barris, respectivamente, também apresentaram produção relevante de LGN no ano.

Em 2017, a Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo e gás natural: 77,8% e 76,6% de participação no total respectivamente. Porém, assim como já havia acontecido no ano passado, teve menor participação em relação ao ano anterior (81,5% e 78,6%). Como operadora, a produção da Petrobras representou 93,8% do total nacional de petróleo e 95% 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 oitavo ano consecutivo, com aumento de 5,9%, totalizando 40,1 bilhões de m³ em 2017. Na década 2008-2017, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 7,2% ao ano e acumulado de 85,8%.

De campos em mar vieram 80,4% do gás natural produzido no País, totalizando 32,3 bilhões de m³, aumento anual de 10,5%. Por outro lado, a produção em terra caiu 9,8% para 7,8 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 16,6 bilhões de m³ em 2016 para 18,6 bilhões de m³ em 2017, aumento de 12,1%, (46,4% da produção nacional e 57,7% da produção em mar). No Estado de São Paulo, segundo maior produtor nacional, o crescimento também foi expressivo, de 18,1%, passando de 5,8 bilhões de m³, em 2016, para 6,9 bilhões de m³, em 2017.

Em terra, o Estado do Amazonas manteve a liderança da produção, com 4,8 bilhões de m³, queda de 6,8% em 2017. Com uma produção média de 13 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 11,9% do volume total produzido no País.

A produção no pré-sal teve crescimento de 25,7% em 2017, atingindo 18,2 bilhões de m³, representando 45,3% da produção total.

Assim como ocorreu com o petróleo, a relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 10 anos em 2016 para 9,2 anos em 2017.

Em 2017, o Brasil estava na 30ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, foram descontados da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, no intuito de possibilitar a comparação com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.13

Gráfico 2.8

Do total de gás natural produzido em 2017, o gás associado representou 77% (31 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2016 subiu 8,5%. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 18,2 bilhões de m³ (58,7% do total de gás associado produzido).

A produção de gás não associado alcançou 9,2 bilhões de m³ em 2017, representando redução anual de 2,1%. São Paulo, Bahia e Maranhão foram os estados com maior produção: 3, 2 e 1,6 bilhão de m³, respectivamente.

Em 2017, 3,4% da produção total foram queimadas ou perdidas, e 25,1%, reinjetadas. Em comparação a 2016, o volume de queimas e perdas teve redução de 7,2% e a de reinjeção caiu 9%. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 71,4% em 2017.

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 2017, foram arrecadados R\$ 15,3 bilhões em royalties, valor 29,3% acima de 2016. Deste montante, 28,5% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34,2% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (7,8%), Ministério da Ciência e Tecnologia (5,5%) e Fundo Social (14,9%); 8,3% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios; e 0,8% 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 35,6% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 17,3% desse percentual.

Tabela 2.17

Gráfico 2.9

A participação especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, 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 nº 9.478/1997, 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 teve salto de 156,5% em 2017, atingindo R\$ 15,2 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 6,1 bilhões aos estados produtores ou confrontantes; R\$

1,5 bilhão aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 1,2 bilhão ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 287 milhões ao Ministério do Meio Ambiente; e R\$ 6,2 bilhões ao Fundo Social.

Os principais estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 4,5 bilhões – 29,5% do valor total e 73,5% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 720,8 milhões – 4,8% do valor total e 11,9% do valor destinado aos estados); e São Paulo (R\$ 857,5 milhões – 5,7% do valor total e 14,1% do valor destinado aos estados).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se Maricá-RJ (R\$ 443,7 milhões); Niterói-RJ (R\$ 359,1 milhões); Ilhabela-SP (R\$ 211,4 milhões); e Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 125,8 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2017, o pagamento pela ocupação ou retenção de 752 áreas totalizou R\$ 259,3 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 324 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 25% do pagamento; 54 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 1,8% do valor pago; e 374 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 73,2% 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 2017, este pagamento somou R\$ 86,2 milhões. O montante foi distribuído a 2.268 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 27,4% 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 2008 e 2017, o montante de recursos gerado foi de R\$ 10,4 bilhões. Em 2017, este montante foi de R\$ 1,3 bilhão, valor 49,1% de aumento em relação a 2016, sendo 79,2% do total (R\$ 1 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 2008 a 2017, foram investidos R\$ 235 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. No ano de 2017, 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 2017, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou aumento de 23,8% enquanto em dólares houve aumento de 38,3%, e ficou cotado a US\$ 47,32/barril. Já o preço de referência do gás natural apresentou queda de 7,1% em reais e aumento de 3,8% em dólares, fixando-se em US\$ 171,32/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 151,13/barril e R\$ 547,14/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.8. Refino de Petróleo

Em 2017, o parque de refino brasileiro contava com 17 refinarias, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, mesmo valor de 2016. 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 76,2%.

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 18,0% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2017, 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 (96,1% da carga total) e 68,6 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um decréscimo de 91,6 mil barris/dia (5,2%) no volume de petróleo processado em relação a 2016, dos quais menos 63,7 mil barris/dia de petróleo nacional e menos 27,9 mil barris/dia de petróleo importado. Do petróleo total processado, 91,9% eram de origem nacional e 8,1% 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: 326,7 mil barris/dia (18,8% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 12,5% do volume de carga processada; Revap (SP), com 12,3%; e Reduc (RJ), com 10,3%. A Rnest (PE), que obteve autorização para operar em 2014, processou 75,4 mil barris/dia em 2017, queda de 11,8% em relação ao ano anterior.

A Replan (SP) também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional (19,9% do total), enquanto a Reduc foi responsável por processar 60,1% de todo petróleo importado. A Rlam foi a que processou maior volume de outra cargas (30,2%).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2017, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 5,7 milhões de m³ de petróleo e 10,6 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentraram, juntas, 57,1% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (3,3 milhões de m³). Dessa capacidade, 2,2 milhões de m³ (38,7% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e 736,5 mil m³ (12,8% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Revap (SP) e Replan (SP), ambas com pouco mais de 900 mil m³ de capacidade de armazenamento, cada.

Em 2017, o Sudeste também foi a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,1 milhões de m³ (67,2% do total), dos quais 4,7 milhões de m³ (44%) no Estado de São Paulo e 1,8 milhão de m³ (16,7%) no Rio de Janeiro. A refinaria com maior capacidade de armazenamento foi a Replan (2,1 milhões de m³, 20,2%), seguida da Revap (1,7 milhão de m³, 15,7%) e Reduc (1,8 milhão de m³, 16,7%) todas da Região Sudeste.

Tabela 2.29

2.9. Processamento de Gás Natural

Em 2017, 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 2016 em todos os polos.

O volume total processado no ano foi de 24,4 bilhões de m³ (66,8 milhões de m³/dia), correspondente a 69,9% da capacidade total instalada. Na comparação com 2016, o processamento de gás natural registrou novo aumento de 8,9%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro; Caraguatatuba, em São Paulo; Urucu, no Amazonas; e Cacimbas, no Espírito Santo, foram responsáveis por 78,7% do volume total de gás natural processado, respondendo por 6,8 bilhões de m³; 5,3 bilhões de m³; 4,2 bilhões de m³; e 3 bilhões de m³ do

processamento de gás natural, respectivamente. Juntos, estes polos concentraram 79,3% da capacidade nominal de processamento do País.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 3,3 milhões de m³ de GLP, 1,6 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 391,8 mil m³ de etano, 600 mil m³ de propano e 22,3 bilhões de m³ de gás seco. O destaque foi para o polo de Reduc, que respondeu por 100% da produção de etano e 99,9% de propano. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (23,3% do total), seguido do polo de Cacimbas (21,9%), enquanto os polos de Caraguatatuba e Reduc e responderam pelas maiores produções de C₅⁺ (26,5% e 21,7%, 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 2017, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 110,2 milhões de m³ - 3,7% inferior à de 2016. Desse volume, 105,8 milhões de m³, 96,1% 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 87,6% do total produzido, com 96,5 milhões de m³, após uma redução de 3,7% em relação a 2016. A produção dos não energéticos foi de 13,6 milhões de m³, ou 12,4% do total produzido, após um decréscimo de 3,9% em comparação ao ano anterior.

Dos derivados energéticos, houve variação da produção de gasolina A em (-0,2%), de gasolina de aviação em (10,7%), GLP (6,7%), óleo combustível (1,6%), óleo diesel (-10,6%), QAV (6,6%), querosene iluminante (-23%), outros (-47,9%).

No que se refere aos derivados não energéticos, houve queda na produção de todos os produtos: asfalto (-9,1%), coque (-2,9%), Nafta (-2,7%), óleo lubrificante (-3,7%), parafina (-26,1%), solvente (-1,8%), outros (-1,7%).

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As refinarias foram responsáveis pela produção de 105,9 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 53,9% (56,9 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 42% (44,5 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 19,9 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 18,8% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (21,4% do total), GLP (17,6%), óleo diesel (20,9%) e coque (31,8%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (31,9%), enquanto a RPBC (SP) produziu 100% da gasolina de aviação nacional e liderou a produção de solvente (43,2%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de querosene iluminante (36,9%) e asfalto (24,6%).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (28,5%) e parafina (91,5%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (21,8%), destacou-se na produção de nafta (41%) e óleo lubrificante (78,3%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 1,5 milhão de m³, aumento de 12% em relação a 2016, sendo 87,3% da produção formada por gasolina A e 12,7% 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 2017 em comparação a 2016, sendo: gasolina A (+6,2%); óleo diesel (+0,5%); GLP (+20,7%), QAV (+13,8%), óleo combustível A1 (+11,5%); e o óleo combustível B1 (+21,5%). Não houve comercialização de óleo combustível A2 em 2017.

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 2017, o volume de xisto bruto processado foi de 1,5 milhão de toneladas, valor 2,6% inferior ao de 2016.

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 2017, somou 4,2 mil toneladas, 17,9% menor do que em 2016. Seguindo a mesma tendência, o volume de GLP obtido a partir do processamento do xisto caiu 16,9%, atingindo 17,2 mil m³, enquanto o de óleo combustível teve aumento de 56,8%, para 346 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de nafta aumentou para 32,1 mil m³, alta anual de 7,7%. Em 2017 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 107 terminais autorizados em 2017, sendo 59 terminais aquaviários (com 1.389 tanques) e 48 terminais terrestres (com 533 tanques), totalizando 1.922 tanques. A capacidade nominal de armazenamento foi de cerca de 13,2 milhões de m³, dos quais 4,9 milhões de m³ (37,6% do total) destinados ao petróleo, 7,7 milhões de m³ (58,8% do total) aos derivados e ao etanol, e 476,7 mil m³ (3,6% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (8,9 milhões de m³, 67,7% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.389, 72,3% do total).

Tabela 2.46

2.14. Dutos

Em 2017, o Brasil contava com 618 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km. Destes, 151 dutos (14,3 mil km) foram destinados ao transporte e 467 (5,4 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 435 dutos, totalizando 6 mil km. Outros 32 dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 77 km restantes, compostos por 41 dutos, eram reservados à movimentação dos demais produtos, tais como etanol e solventes.

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 2017, o Brasil reduziu sua necessidade de importação de petróleo em 16,4%, para 54,5 milhões de barris de petróleo, que correspondeu a um decréscimo de 10,7 milhões de barris. O aumento da produção nacional de petróleo e a redução do processamento das refinarias para a produção de derivados contribuem para explicar essa queda.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram África e Oriente Médio. O Oriente Médio ultrapassou a África como principal origem das importações de petróleo brasileira com 30,2 milhões de barris e 55,4% do total. Em seguida, veio a África, com 21,9 milhões de barris, correspondentes a 40,3%

do óleo total importado. Em comparação a 2016, a importação de petróleo originário da África registrou redução de 37,7%, enquanto a do Oriente Médio subiu 14,8%.

Os países dos quais o Brasil mais importou petróleo foram a Arábia Saudita (27,5 milhões de barris, 50,6% do total) e a Argélia (12,5 milhões de barris, 23% do total). Houve elevação de importação de óleo originário desses dois países em 4,6 milhões de barris e 1,7 milhões de barris, respectivamente, em relação a 2016.

O dispêndio com as importações de petróleo teve ligeira elevação de 2,3%, totalizando quase US\$ 3 bilhões em 2017. Parte dessa subida se deve a variação positiva do preço médio do barril importado, que atingiu US\$ 54,85, valor 20,4% maior que em 2016.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram novo aumento em 2017 (24,8%), alcançando o maior valor da série histórica, 363,7 milhões de barris. Além disso, a receita gerada foi 65% maior que em 2016, fixando-se em US\$ 16,6 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 34,58 para US\$ 45,70, registrando alta de 32,2%.

O principal destino das exportações brasileiras em 2017 foi a região Ásia-Pacífico, com 197,6 milhões de barris (54,3% do volume total), após crescimento de 47,2% em comparação a 2016. Em seguida, aparecem as Américas Central e do Sul, com 67,5 milhões de barris (18,6% do volume total), queda de 27,5% em relação a 2016. Destaca-se ainda o crescimento das exportações para a América do Norte (17,1%), com aumento anual de 80,8%, para 62,2 milhões de barris. Por fim, completa a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro a Europa, com 23,4 milhões de barris, representando 10% do total.

Por países, a China é isoladamente o maior importador de petróleo do Brasil, com volume de 154,3 milhões de barris (42,4% 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 2017, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil cresceu 26,3% em relação a 2016, totalizando 35,7 milhões de m³. O dispêndio com a importação aumentou 57,5%, situando-se em US\$ 13 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 59,9% do volume importado, após acréscimo de 30,9% em relação a 2016, atingindo 21,4 milhões de m³. A importação de não energéticos teve crescimento menor, de 19,6%, situando-se em cerca de 14,3 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 36,3%, 12,6% e 9,2% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 29,2% e o coque com 6,2%. As maiores elevações em termos volumétricos ocorreram no óleo diesel (5 milhões de m³), nafta (1,7 milhão de m³) e gasolina A (1,6 milhão m³), enquanto o GLP teve a maior redução de importação (856 mil m³), seguido pelo QAV (698 mil m³).

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 5,6 bilhões e US\$ 3,4 bilhões.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (52% do total), com destaque para os Estados Unidos (51%); Europa e Eurásia (21,5%), com destaque para Holanda (5,9%); África (15,2%),

com destaque para Argélia (12,6%); Américas Central e do Sul (8,9%); Ásia-Pacífico (1,4%) e Oriente Médio (1,1%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: coque (97,3% do total importado), óleo diesel (80,4%), GLP (72,5%), lubrificante (61,4%), QAV (43,5%), solvente (43,2%), e gasolina A (39,7%). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (39,1%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2017, a exportação de derivados de petróleo somou 12,5 milhões de m³, um aumento de 5,2% em relação a 2016. Os derivados energéticos representaram 87,9% do total exportado, com destaques para o óleo combustível e o óleo combustível marítimo, representando 31,9% e 25,4% do total, respectivamente. Em seguida os combustíveis de aviação representaram 22,4% do que foi exportado. A receita total das exportações somou US\$ 4,8 bilhões, montante 36,1% superior ao de 2016.

O principal destino dos derivados de petróleo brasileiros foi a Região Ásia-Pacífico, com 19,2% do total. Em seguida, as regiões América do Norte, Américas Central e do Sul, Europa e Eurásia, Oriente Médio e África, que importaram, respectivamente, 12%, 11,5%, 11,3%, 2,1% e 1,2% do total.

Por países, os maiores importadores de derivados do Brasil foram Cingapura, com 2,2 milhões de m³, 17,6% do total exportado; e Estados Unidos, com 1,4 milhão de m³ e 11% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para Cingapura foi o óleo combustível, enquanto as exportações para o EUA se concentraram em óleo combustível, gasolina A, solvente, combustíveis e lubrificantes de aviação e coque.

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 2017, o Brasil ampliou o superávit no comércio internacional de petróleo e derivados já alcançado em 2015 e mantido em 2016, 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 caíram 20,1% em comparação a 2016, totalizando 10,6 bilhões de m³, dos quais 8,9 bilhões de m³ (83,5% 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\$ 1,4 bilhão, alta de 7,6% em relação a 2016, a um valor médio de US\$ 160/mil m³, 25,5% mais alto que em 2016. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve redução de 37,3%, fixando-se em US\$ 483,9 milhões, a um valor médio de US\$ 275,5/mil m³, 5,4% maior que no ano anterior. Os principais países fornecedores de GNL para o Brasil foram Nigéria, Estados Unidos e Angola.

Em 2017, o Brasil exportou 134,5 milhões de m³ de GNL, com destino principal para Portugal (60% do total), a um valor médio de US\$ 184,1/mil m³, obtendo receita de R\$ 24,8 milhões.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59