

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 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.11 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

- 2.12 Terminais
- 2.13 Dutos

Comércio Exterior

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

Esta seção retrata o desempenho da indústria de petróleo e gás natural no Brasil em 2014, 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 2014, 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. Por sua vez, o desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos 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.

Finalmente, o sexto capítulo registra os preços médios de petróleo e gás natural, tomando-se 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 e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão

Uma das principais atribuições da ANP é promover 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 2014, 800 áreas estavam sob contratos: 359 blocos na fase de exploração, 78 campos em desenvolvimento da produção e 363 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, 142 se localizavam em mar, 216 em terra e 1 em terra/mar. Dentre eles, 3 foram concedidos na Segunda Rodada de Licitações; 8 na Terceira; 6 na Quarta; 12 na Quinta; 30 na Sexta; 62 na Sétima; 40 na Nona; 14 na 10ª, 120 na 11ª e 62 na 12ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, um bloco em regime de cessão onerosa à Petrobras e um bloco sob regime de partilha.

Em 2014, a ANP aceitou a devolução de 22 blocos exploratórios e 14 blocos obtiveram declaração de comercialidade. Merecem destaque as declarações de comercialidade do campo de Iara (Bloco BMS-11) e do entorno de Iara, localizadas no pré-sal da Bacia de Santos. As áreas estão sob o regime de concessão e cessão onerosa, com diferentes participações, e, por isso, são objeto de Acordo de Individualização da Produção.

Dos 359 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, 131 eram operados pela Petrobras, dos quais 71 eram concessões exclusivas a essa empresa, e outras 60 em parceria. Havia, ainda, 32 concessões em que a Petrobras participava do consórcio sem atuar como operadora. Destaca-se também a operação de 44 blocos pela Petra Energia, sendo concessionária exclusiva em 38 deles. A Rosneft operava 16 blocos, todos em parceria com a HRT O&G.

Dos campos na etapa de desenvolvimento, 52 eram marítimos e 26 terrestres, totalizando 78. Deste montante, a Petrobras possuía 100% dos contratos de 42 campos, estando, no restante deles, consorciada com empresas como Queiroz Galvão, Brasoil Manati, Geopak Brasil, Chevron Brasil, Total E&P Brasil, BP Energy, Petrogal Brasil, EP Energy Pescada, Barra Energia, BG Brasil, Repsol Sinopec, Panoro Energy e Karoon.

Com relação aos 363 campos em produção, dos quais 94 em mar e 269 em terra, a Petrobras era operadora de 294 campos, sendo a única contratada em 281 deles.

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, também 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.

Em 2014, foram adquiridos cerca de 25,3 mil km lineares em dados sísmicos 2D não exclusivos e 3,1 mil km em dados exclusivos. Por meio da sísmica 3D, houve crescimento de 80,5% na aquisição de dados não exclusivos, para 58,5 mil km², e 1 mil km² de dados exclusivos adquiridos.

Os dados exclusivos são aqueles adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão, através 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.

No que se refere aos métodos potenciais, foram mapeados 1,5 mil km dados não exclusivos por meio da gravimetria e 134,2 mil km dados não exclusivos utilizando a magnetometria. A gravimetria utiliza 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.

Por sua vez, 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 1,7 mil km, por meio de sísmica 2D, e 1,5 mil km por meio de modelagens magnetométricas e gravimétricas.

Tabela 2.1

Em 2014, foram perfurados 589 poços, sendo 435 (73,9% do total) em terra e 154 no mar. A quantidade de poços perfurados offshore foi 20,6% menor do que em 2013, enquanto onshore foi 5,1% maior. O número total de poços perfurados teve redução de 3,2% em comparação a 2013.

A maior parte das perfurações foi de poços exploratórios: 379 (64,3% do total).

Foram realizadas 16 descobertas em terra, e não houve descobertas em mar em 2014.

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.

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;
- 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 final de 2014, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 31,1 bilhões de barris, volume 2,9% maior que em 2013. Já as reservas provadas cresceram 4,1% em comparação a 2013, totalizando 16,2 bilhões de barris, das quais 832 milhões em terra e 15,4 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. As reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Para se calcular a apropriação das reservas provadas de um ano em relação ao ano anterior é preciso considerar também a produção realizada durante o ano. Em 2014, foi apropriado um volume de 1,5 bilhão de barris às reservas provadas nacionais. Considerando o volume de produção de petróleo de 823 milhões de barris, as reservas provadas totalizaram 16,2 bilhões de barris.

O Estado do Rio de Janeiro foi o único a apresentar incremento de reserva provada. Do total de reservas provadas, 94,9% localizavam-se no mar, principalmente no Rio de Janeiro, estado que detinha 86,3% das reservas provadas *offshore* e 81,9% do total.

Em 2014, 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 cresceram 2,9%, totalizando 471,1 bilhões de m³ em 2014. Houve crescimento das reservas em terra de 2,2%, para 71,2 bilhões de m³ e em mar de 3%, para 400 bilhões de m³. As reservas totais de gás natural também aumentaram 2,4% na comparação anual, e somaram 859,3 bilhões de m³ em 2014.

Vale ressaltar o acréscimo no Estado do Rio de Janeiro, cujas reservas provadas alcançaram 274,7 bilhões de m³, crescimento de 6,8% na comparação anual. Com essa apropriação, o Rio de Janeiro ampliou seu percentual no volume de reservas provadas de gás natural de 56,1% em 2013 para 58,3% em 2014.

O País ficou na 31ª 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 2014, a produção nacional de petróleo apresentou elevação expressiva de 11,4%, atingindo 822,9 milhões de barris (média de 2,3 milhões de barris/dia ante a produção média de 2 milhões de barris/dia em 2013). O Brasil ficou na 13ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo.

O aumento da produção nacional está atrelado ao forte crescimento da produção no pré-sal, que foi responsável por 82,3% desse aumento. A produção de petróleo no pré-sal passou de 110,5 milhões de barris em 2013 para 179,8 milhões de barris em 2014, aumento de 62,7%, para 492,7 mil barris/dia em média. Também se destaca o início de operação de quatro novas plataformas durante o ano de 2014, a saber: P-62, P-58, FPSO Cidade de Ilhabela e FPSO Cidade de Mangaratiba, as três últimas produzindo do pré-sal.

A produção em mar correspondeu a 92,5% do total. O Rio de Janeiro, que vinha registrando reduções sucessivas da produção de petróleo desde 2010, reverteu a tendência em 2014 e foi responsável por 74% da produção em mar e 68,4% da produção total. A produção do Estado do Rio de Janeiro passou de 1,46 milhão de barris/dia em 2013 para 1,54 milhão de barris/dia em 2014.

Merecem destaque os estados de São Paulo e Espírito Santo. Assim como em 2013, São Paulo registrou o maior crescimento percentual na produção de petróleo (134,4%) em 2014, de 33,96 milhões de barris (93 mil barris/dia), mais que duplicando o volume produzido. Esse incremento é resultado, principalmente,

do aumento da produção dos campos de Baúna e Sapinhoá, na Bacia de Santos. Já o Estado do Espírito Santo apresentou aumento de 19,2% na produção de petróleo em mar, se mantendo como segundo maior produtor do País, com 352,7 mil barris/dia de média de produção em 2014.

Um total de 9.104 poços – acréscimo de 1,2% em relação a 2013 – foi responsável pela produção nacional de petróleo e gás natural em 2014, sendo 8.263 em terra e 841 em mar. Houve incremento de 9,9% no número de poços produtores em mar.

Em 2014, foram produzidas no Brasil 62 correntes de petróleo com densidade média de 24,6 graus API e teor de enxofre de 0,55% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 21,1 anos, em 2013, para 19,6 anos em 2014, pois a produção do ano cresceu mais rápido que a reserva.

A produção de LGN foi de 33,5 milhões de barris, 1,6% maior que a de 2013. O Estado do Rio de Janeiro continuou como principal produtor, apesar do declínio de 8,1%, com volume de 15,2 milhões de barris (45,3% da produção nacional). Assim como na produção de petróleo, Espírito Santo e São Paulo apresentaram aumentos importantes na produção de LGN, representando 18,3% e 4,8% da produção de 2014, respectivamente.

Em 2014, a Petrobras manteve-se como a contratada que mais produziu petróleo e gás natural: 86% e 82% de participação no total respectivamente, porém abaixo da participação em 2013 (90,4% e 85,1%). Embora sua produção tenha crescido, o volume produzido por outras concessionárias, como BG Brasil, Shell Brasil, Petrogal Brasil e Repsol Sinopec, ampliou-se em velocidade maior.

Como operadora, a produção da Petrobras de petróleo e gás natural representou, respectivamente, 91,1% e 92,2% (contra 93,1% e 92,2% em 2013) da produção nacional.

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 obteve acréscimo de 13,2%, totalizando 31,9 bilhões de m³ em 2014. Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,1% ao ano.

A produção offshore correspondeu a 73,3% do gás natural produzido no País, totalizando 23,4 bilhões de m³. A produção em terra subiu 13,3% e alcançou 8,5 bilhões de m³.

Com relação à produção em mar, o maior crescimento foi registrado pelo Estado de São Paulo, de 1,4 bilhões de m³ (+49,3%), com o que alcançou 4,2 bilhões de m³ (13,1% da produção nacional). No Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional, houve recuperação da produção, que havia caído em 2013, para crescimento de 10,9%, e atingiu 11,1 bilhões de m³, maior valor da série histórica (34,8% da produção nacional e 47,5% da offshore).

No que se refere à produção em terra, o destaque foi para o Estado do Maranhão, cuja produção se situou em 2,0 bilhões de m³. Esse resultado corresponde ao desenvolvimento e produção da Bacia do Parnaíba, cujo campo de Gavião Real, que entrou em produção nesta bacia em 2013, é o maior campo privado de produção de gás onshore do Brasil. Com uma produção média de 5,4 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 6,2% do volume produzido no País.

A produção no pré-sal teve novo salto em 2014, atingindo 6,3 bilhões de m³, após alta de 68,5% em relação ao ano anterior.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural baixou de 16,3 anos em 2013 para 14,8 anos em 2014, devido ao considerável aumento de produção não acompanhado no mesmo ritmo pelo aumento de reserva.

Em 2014, o Brasil se situou na 31ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira, descontou-se 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 2014, o gás associado representava 67,1% (21,4 bilhões de m³), cujo volume de produção em relação a 2013 subiu 2,6 bilhões de m³. O Rio de Janeiro continuou liderando a produção, com 10,5 bilhões de m³.

A produção de gás não associado cresceu 1,1 bilhão de m³ em 2014. Bahia e São Paulo foram os estados com maior produção: 2,5 e 2,9 bilhões de m³, respectivamente.

Em 2014, 5,1% da produção total foi queimada ou perdida, e 18,0%, reinjetada. Em comparação a 2013, o volume de queimas e perdas cresceu 24,3%, principalmente em função dos comissionamentos das novas unidades de produção, e o de reinjeção aumentou 47,8%. Mesmo assim, o nível de perda ficou próximo do resultado de 2013 (4,6% da produção total), quando alcançou recorde na redução da queima de gás natural. O aproveitamento do gás natural produzido alcançou 94,9% em 2014.

A queima de gás natural acima dos limites permitidos pela Portaria ANP nº 249/2000 e dos autorizados através dos Programas Anuais de Produção (PAP) levaram à assinatura de um Termo de Compromisso entre a ANP e a Petrobras em novembro de 2010. A medida de ajuste de conduta teve como objetivo o controle da queima de gás associado nos 20 principais campos produtores da bacia de Campos e vigorou até 2014. Desde então, a ANP também vem restringindo os volumes autorizados de queima extraordinária de gás natural, proporcionando resultados cada vez melhores.

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, mas em percentual inferior.

Em 2014, foram arrecadados R\$ 18,5 bilhões em royalties, valor que excedeu em 13,6% o de 2013. Deste montante, 29,4% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34% aos municípios produtores ou confrontantes; 28,2% à União, divididos entre Comando da Marinha (12,4%), Ministério da Ciência e Tecnologia (8,8%) e Fundo Social (7,0%); 8,0% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 0,2% 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 35,7% 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.

Cinquenta por cento (50%) dos recursos da participação especial 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 aumento de 8,6% em 2014, atingindo R\$ 16,8 bilhões. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R\$ 6,7 bilhões (40%) aos estados produtores ou confrontantes; R\$ 1,7 bilhão (10%) aos municípios produtores ou confrontantes; R\$ 5,4 bilhões (32,2%) ao Ministério de Minas e Energia; R\$ 1,4 bilhão (8%) ao Ministério do Meio Ambiente; R\$ 1,6 bilhão (9,8%) ao Fundo Social.

Os estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R\$ 5,5 bilhões – 32,6% do valor total e 81,6% do total destinado aos estados); Espírito Santo (R\$ 937 milhões – 5,6% do valor total e 13,9% do valor destinado aos estados); São Paulo (187,5 milhões); Amazonas (R\$ 70 milhões); Rio Grande do Norte (R\$ 20 milhões); Sergipe (R\$ 11,9 milhões); Bahia (R\$ 10,3 milhões); e Maranhão (2,2 milhões).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes-RJ (R\$ 654,1 milhões – 3,9% do valor total e 38,9% do total destinado aos municípios); Cabo Frio-RJ (R\$ 129,7 milhões); Rio das Ostras-RJ (R\$ 139,8 milhões); e Presidente Kennedy-ES (R\$ 142,3 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2014, o pagamento pela ocupação ou retenção de 799 áreas totalizou R\$ 218,8 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 368 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 26,4% do pagamento; 68 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 3,2% do valor pago; e 363 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 70,3% 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 2014, este pagamento somou R\$ 150,4 milhões, valor que excedeu em 3,3% o de 2013. Este montante foi distribuído a 2.142 proprietários cadastrados em oito estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

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 (P,D&I). Esta cláusula estabelece para as empresas petrolíferas contratadas a obrigação de aplicar recursos em atividades qualificadas como P,D&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 2005 e 2014, o montante de recursos gerado corresponde somente a contratos de concessão, equivalendo a R\$ 8,9 bilhões. Em 2014, este montante foi de R\$ 1,4 bilhão, valor 11,7% maior que em 2013, sendo 88,6% do total (R\$ 1,2 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 Investimentos em P,D&I da ANP.

De 2005 a 2014, foram investidos R\$ 292,6 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. Somente no ano de 2014, foram investidos R\$ 32,1 milhões.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Gráfico 2.12

2.6. 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 é a média ponderada dos preços de venda sem tributos, praticados pela empresa durante o mês, ou um preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*).

A ANP calcula o preço mínimo do petróleo com base no valor médio mensal da cesta-padrão proposta pelo concessionário, sendo facultado à ANP não aceitar e sugerir uma nova. A cesta é composta de até quatro tipos de petróleo, cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido. Na ausência dessa proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP nº 206/2000.

No caso do gás natural, o preço de referência é igual à média ponderada dos preços de venda sem tributos acordado nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Não existe preço mínimo para o gás natural. O preço de referência leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja, ou se a venda não refletir as condições de mercado, o preço de referência será equivalente ao preço na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME nº 3/2000, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP através da Portaria nº 45/2000.

Em 2014, o preço médio de referência do petróleo em reais registrou alta de 4,5%, enquanto em dólares houve queda de 4,2%, e ficou cotado a US\$ 93,84/barril. O preço de referência do gás natural apresentou o mesmo movimento, alta de 5,7% em reais e redução de 3% em dólares, fixando-se em US\$ 229,31/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 216,51/barril e R\$ 529,09/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em dezembro de 2014, a ANP autorizou a entrada em operação da refinaria Rnest, da Petrobras, localizada no município de Ipojuca, Pernambuco, com capacidade de processamento de 115 mil barris/dia. A Rnest foi autorizada a processar, inicialmente, 70.000 barris/dia.

Assim, no fim de 2014, o parque de refino brasileiro passou a contar com 17 refinarias, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia, valor 6,8% maior que em 2013. A capacidade de refino medida

em barris/dia-calendário, considerando-se uma utilização de 94,3%, foi de 2,23 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 94,3%. Para evitar mais importações de derivados de petróleo, esse fator permaneceu em níveis elevados, buscando atender ao consumo interno de combustíveis.

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 18,5% do total nacional. Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA) são refinarias privadas.

Em 2014, foi processada uma carga de 2,1 milhões de barris/dia pelo parque de refino nacional, dividida entre 2,1 milhões de barris/dia de petróleo (98,4% da carga total) e 34,7 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Houve um acréscimo de 51,6 mil barris/dia (+2,5%) no volume de petróleo processado em relação a 2013, dos quais mais 45,4 mil barris/dia de petróleo nacional e mais 9,4 mil barris/dia de outras cargas. Por outro lado, enquanto houve queda de 3,3 mil barris/dia no processamento do petróleo importado. Do petróleo total processado, 81,7% eram de origem nacional e 18,3% importada.

A África, seguindo a tendência dos últimos anos, manteve-se como a principal região fornecedora de petróleo importado: 253 mil barris/dia, correspondente a 66,7% do total de petróleo importado processado. Houve um acréscimo de 11,1 mil barris/dia (4,6%) no volume de petróleo desse continente processado no Brasil, com destaque para o aumento do óleo originário de Angola e Nigéria, e o decréscimo do óleo da Argélia. O petróleo nigeriano continuou sendo o de maior volume processado nas refinarias brasileiras: 218,9 mil barris/dia, equivalente a 57,7% do petróleo importado processado.

A importação de petróleo oriundo do Oriente Médio teve redução de 3,5% (- 3,5 mil barris/dia), e representou 25,6% do petróleo importado processado no Brasil. Houve redução significativa do processamento de petróleo procedente da Arábia Saudita (- 12,5 mil barris/dia ou -15,7%), parcialmente compensado pelo aumento da importação do óleo do Iraque (+ 6,5 mil barris/dia ou +31%) e importação do Coveite (+ 2,5 mil barris/dia), país que não figurava entre os fornecedores de petróleo para o Brasil nos últimos anos.

Outro destaque negativo foi a redução de 13,2 mil barris/dia no processamento de petróleo proveniente do Reino Unido. Por sua vez, houve acréscimo no volume de petróleo processado da América do Sul (Colômbia).

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: 413,7 mil barris/dia (19,6% do total). Em seguida vieram Rlam (BA), com 14,3% do volume de carga processada; Revap (SP), com 12,2%; e Reduc (RJ), com 11,3%.

A Replan também foi a refinaria que mais processou petróleo nacional e importado, enquanto a Rlam foi a que processou maior volume de outras cargas.

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2014, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,7 milhões de m³ de petróleo e 11,7 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste concentravam, juntas, 61,7% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo (4,2 milhões de m³). Dessa capacidade, 2,5 milhões de m³ (37,2% do total nacional) se localizavam no Estado de São Paulo e pouco mais de 1 milhão de m³ (16,9% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Revap (SP) e Reduc (RJ), ambas com pouco mais de 1 milhão de m³ de capacidade de armazenamento cada.

O Sudeste também era a região com maior capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m³ (67,2% do total), dos quais 5,3 milhões de m³ (44,9%) no Estado de São Paulo e 1,9 milhão de m³ (16,3%) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Replan (2,3 milhões de m³, 19,4%) e Reduc (1,85 milhão de m³, 15,8%).

Tabela 2.29

2.8. Processamento de Gás Natural

Em 2014, o gás natural foi processado em 15 polos produtores, que juntos somavam 98,9 milhões de m³/d de capacidade nominal. Houve aumento da capacidade de processamento em Caraguatatuba (+6 milhões de m³/d) e Urucu (+2,5 milhões de m³/d) em comparação a 2013.

O volume total processado no ano foi de 19,98 bilhões de m³ (54,7 milhões de m³/dia), correspondente a 55,3% da capacidade total instalada. Na comparação com 2013, o processamento de gás natural registrou crescimento de 7,1%.

Os polos de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, Urucu, no Amazonas e Caraguatatuba, em São Paulo, foram responsáveis por cerca de 60% do volume total de gás natural processado, respondendo por 4,1 bilhões de m³, 4,0 bilhões de m³ e 4,2 bilhões de m³ do processamento de gás natural, respectivamente. Juntos, elas concentraram 48,7% da capacidade nominal de processamento do País.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram pouco mais de 2,6 milhões de m³ de GLP, 1,2 milhão de m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 233,3 mil m³ de etano, 653 mil m³ de propano e 18,4 bilhões de m³ de gás seco. O destaque foi para o polo de Cabiúnas, que respondeu por 97,3% da produção de etano, 96,4% de propano e 18,3% de gás seco. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP (31,6% do total), seguido do polo de Cacimbas (26,8%), enquanto Caraguatatuba o de maior produção de gasolina natural (31,6%).

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Gráfico 2.16

Cartograma 2.1

2.9. Produção de Derivados de Petróleo

Em 2014, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 130,2 milhões de m³, 2,2% superior à de 2013. Desse volume, 126,5 milhões de m³, 97,2% 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 86,6% do total produzido, com 112,7 milhões de m³, após um aumento de volume de 2,3% em relação a 2013. A produção dos não energéticos foi de 17,4 milhões de m³, ou 13,4% do total produzido, após um acréscimo de 1,7% em comparação ao ano anterior.

Com exceção de GLP e querosene iluminante, houve alta na produção de todos os derivados energéticos. A produção de óleo combustível foi a que mais cresceu em termos volumétricos, 1,5 milhões de m³ (+10,2%), seguida da de QAV, cujo aumento foi de quase 524 mil m³ (+9,5%). O óleo diesel respondeu por 38,2% da produção total de derivados, enquanto a gasolina A teve participação de 23,1%.

No que se referem aos derivados não energéticos, o maior aumento volumétrico ocorreu na produção de asfalto (+596 mil m³) enquanto a produção de nafta teve a maior queda do período (-279 mil m³).

Tabela 2.34
Tabela 2.35

Gráfico 2.17
Gráfico 2.18
Gráfico 2.19

Como mencionado anteriormente, as refinarias foram responsáveis pela produção de 126,5 milhões de m³ de derivados. Aquelas que se localizam na Região Sudeste responderam por 61,9% (78,3 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 42,6% (53,9 milhões de m³) da produção total.

A Replan (SP) produziu 24,5 milhões de m³ de derivados, o equivalente a 19,4% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (21,3% do total), GLP (19,6%), óleo diesel (24,5%) e coque (35%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (33,5%), enquanto a RPBC (SP) produziu 100% da gasolina de aviação nacional e liderou a produção de solvente (43,5%). A Regap (MG) liderou a produção nacional de asfalto (29,3%) e querosene iluminante (48,5%).

Por sua vez, a Rlam (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (31,7%) e parafina (88,2%).

Já a Reduc (RJ), maior produtora de derivados não energéticos (21,9%), destacou-se na produção de nafta (32,5%) e óleo lubrificante (74,9%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu pouco mais de 1,2 milhão de m³, estável em relação a 2013, sendo 78,7% da produção formada por gasolina A e 21,3% por GLP.

Tabela 2.36
Tabela 2.37

2.10. 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 própria 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 sítio da ANP na internet.

Os preços médios ponderados de produtores e importadores de derivados em reais para o Brasil apresentaram alta em 2014 em comparação a 2013: gasolina A (+4,4%); óleo diesel (+9,7%); GLP (+0,4%); QAV (+4,8%); óleo combustível A1 (+16,4%); óleo combustível A2 (+14,3%) e óleo combustível B1(+16,9%).

Tabela 2.38
Tabela 2.39
Tabela 2.40

Tabela 2.41
Tabela 2.42
Tabela 2.43
Tabela 2.44

Industrialização do Xisto

2.11. 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 2014, o volume de xisto bruto processado foi de 1,7 milhão de m³, valor 13,5% superior ao de 2013.

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 2014, somou 8,4 mil toneladas, 3,9% maior do que em 2013. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto aumentou 9,8%, atingindo 237,96 mil m³, enquanto o de GLP cresceu 17,9%, para pouco mais de 25,4 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de 28,5 mil m³ de nafta foi 18,8% maior que a de 2013. A produção de outros derivados não energéticos caiu 18,6%, situando-se em cerca de 1,9 mil m³.

Tabela 2.45

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural

2.12. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, o Brasil dispunha de 108 terminais autorizados em 2014, sendo nove centros coletores de etanol (com 21 tanques), 56 terminais aquaviários (com 1.442 tanques) e 43 terminais terrestres (com 476 tanques), totalizando 1.939 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de cerca de 13,4 milhões de m³, dos quais 5,3 milhões de m³ (39,6% do total) destinados ao petróleo, 7,7 milhões de m³ (57,6% do total) aos derivados e ao etanol, e 369,6 mil m³ (2,8% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,3 milhões de m³, 69,6% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.442, 74,4% do total).

Tabela 2.46

2.13. Dutos

Em 2014, o Brasil contava com 601 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km. Destes, 150 dutos (14,3 mil km) foram destinados ao transporte e 451 (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 422 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 76 km restantes, compostos por 37 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

2.14 Importação e Exportação de Petróleo

Em 2014, o Brasil reduziu sua necessidade de importação de petróleo em 2,5%, para 144,2 milhões de barris de petróleo, que correspondeu a um decréscimo de 3,7 milhões de barris. O aumento da produção nacional de petróleo mais do que compensou a elevação do processamento para a produção de derivados, o que explica essa queda.

As regiões que mais exportaram petróleo para o Brasil foram África e Oriente Médio. A África liderou as importações brasileiras, com 99 milhões de barris, correspondentes a 68,7% do óleo total importado. Em seguida, veio o Oriente Médio, com 37,9 milhões de barris e 26,3% do total. Em comparação a 2013, a importação de petróleo originário da África registrou redução de 6,6%, enquanto a do Oriente Médio subiu 7,4%.

O país do qual o Brasil mais importou petróleo foi a Nigéria (75,5 milhões de barris, 52,4% do total). No entanto, houve redução de importação de óleo originário desse país em 3,5 milhões de barris, equivalente a uma queda de 4,5% em relação a 2013.

O dispêndio com as importações de petróleo diminuiu 3,6%, totalizando US\$ 15,87 bilhões. Por sua vez, o preço médio do barril importado atingiu US\$ 110,40, valor 2,2% menor que em 2013.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo tiveram aumento expressivo em 2014 (36,3%) e se situaram em 189,4 milhões de barris. A receita gerada foi 26,2% maior que em 2013, fixando-se em US\$ 16,4 bilhões, enquanto o preço médio do barril passou de US\$ 93,2 para US\$ 86,4, registrando queda de 7,4%.

Entre 2005 e 2014, houve aumento da exportação de petróleo brasileiro a uma taxa média de 6,6% por ano. No entanto, entre 2011 e 2013, as exportações caíram, entre outras causas, pelo aumento do consumo interno e a diminuição da produção, que voltou a crescer em 2014.

O destino das exportações brasileiras foi diversificado em 2014. A principal região importadora do óleo brasileiro foi a Ásia-Pacífico, com 71,5 milhões de barris (37,7% do volume total), após crescimento de 19,4% em comparação a 2013. Em seguida, aparecem as Américas Central e do Sul, com 59,1 milhões de barris (31,2% do volume total), aumento de 244,7% em relação a 2013. Por fim, a América do Norte (22,1%) e Europa (9%) completam a lista de regiões contempladas com petróleo brasileiro.

Por países, os Estados Unidos e a China foram os maiores importadores de petróleo do Brasil, com volumes de 40,3 milhões de barris e 39 milhões de barris, respectivamente. Merece destaque a importação de petróleo pela Índia, de 29,8 milhões de barris, configurando aumento anual de 65,2%.

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

Cartograma 2.4

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

Em 2014, o volume de derivados de petróleo importado pelo Brasil atingiu o maior valor em 10 anos, após alta de 2,2% em relação a 2013, totalizando 31,3 milhões de m³. O dispêndio com a importação, entretanto, recuou 0,7%, situando-se em US\$ 19,5 bilhões.

Os derivados energéticos representaram 61,4% do volume importado, após acréscimo de 3,6% em relação a 2013, atingindo 19,2 milhões de m³. A importação de não energéticos se manteve estável, situando-se em cerca de 12 milhões de m³. Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, GLP e gasolina A, representando, respectivamente, 36%, 12,4% e 7% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 21,9% e o coque com 12,3%. A maior alta em termos volumétricos foi a de óleo diesel, de 992 mil de m³.

Com relação ao dispêndio com as importações, os montantes gastos com óleo diesel e nafta foram os mais expressivos: respectivamente, US\$ 8,7 bilhões e US\$ 4,4 bilhões. Houve redução de 26,2% do dispêndio com gasolina A, em consequência da diminuição de 24,4% do volume importado.

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (38,5% do total), com destaque para os Estados Unidos (38,2%); Américas Central e do Sul (16,6%), com destaque para a Venezuela (7,6%); Ásia-Pacífico e Oceania (14,8%), com destaque para a Índia (14,4%); África (12,7%), com destaque para a Argélia (10,4%); Europa (10,7%), com destaque para a Holanda (7,3%); e Oriente Médio (6,7%), com destaque para o Coveite (3,8%).

Os Estados Unidos foram o principal exportador para o Brasil dos seguintes derivados: óleo diesel (42,6% do total importado), coque (64,1%), GLP (72,4%), lubrificante (57,1%) e solvente (35%). Por sua vez, a Argélia foi o país do qual o Brasil mais importou nafta (42,4%); a Holanda, gasolina A (85,3%); e o Coveite, QAV (72,6%).

Tabela 2.51

Tabela 2.52

Gráfico 2.24

Gráfico 2.25

Gráfico 2.26

Em 2014, a exportação de derivados de petróleo somou 13,9 milhões de m³, após queda de 1,2% em relação a 2013. Os derivados energéticos representaram 89,3% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 5,3 milhões de m³ (38,5% do total). Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis para aeronaves com, respectivamente, 23,3% e 21,9% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US\$ 9,3 bilhões, montante 6,4% inferior ao de 2013.

Os principais destinos dos derivados de petróleo brasileiros foram a Europa e países da Ex-União Soviética, que importaram cerca de 2,7 milhões de m³, 19,6% do total. Em seguida, foram as Américas Central e do Sul, com 2,6 milhões de m³, equivalente a 18,4% do total, e depois a região Ásia-Pacífico, com 1,5 milhão de m³, 10,8% do total.

Por países, o maior importador de derivados do Brasil foi a Holanda, com 2,3 milhões de m³, 16,8% do total exportado, seguida de Cingapura, com 1,4 milhão de m³, 10,2% do total, e das Antilhas Holandesas, com 1,4 milhão de m³, 10% do total. O derivado que o Brasil mais exportou para esses três países foi o óleo combustível.

Tabela 2.53

Tabela 2.54

Tabela 2.55

Gráfico 2.27

Gráfico 2.28

Cartograma 2.5

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

Em 2014, o Brasil teve um resultado deficitário no comércio internacional de petróleo e derivados, porém menor do que o observado em 2013, como pode ser visto na Tabela 2.56.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.17. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural aumentaram 5,4% em comparação a 2013, totalizando 17,4 bilhões de m³, dos quais 12 bilhões de m³ (68,9% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 3,96 bilhões, queda de 2,1% em relação a 2013, a um valor médio de US\$ 328,75/mil m³, 5,4% mais baixo que em 2013. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve acréscimo de 8%, fixando-se em US\$ 3,1 bilhões, a um valor médio de US\$ 588,40/mil m³, 1,8% menor que no ano anterior.

Em 2014, o Brasil exportou 90,5 milhões de m³ de GNL para a Argentina, a um valor médio de US\$ 1.298,5/mil m³, obtendo receita de US\$ 117,5 milhões.

Tabela 2.57

Tabela 2.58

Tabela 2.59