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, com destaque para 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 2012, 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. 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 desses, 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 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 2012, 701 áreas estavam sob concessão: 279 blocos na fase de exploração, 75 campos em desenvolvimento da produção e 347 campos na etapa de produção.

Dos blocos em fase de exploração, havia 5 da Segunda Rodada; 11 da Terceira; 10 da Quarta; 18 da Quinta; 41 da Sexta; 88 da Sétima; 73 da Nona; 26 da 10ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Havia ainda, 7 blocos em regime de cessão onerosa à Petrobras.

Em 2012, a ANP aceitou a devolução de 50 blocos exploratórios, sendo 2 da Terceira Rodada; 3 da Quarta; 4 da Quinta; 9 da Sexta; 8 da Sétima; 11 da Nona; e 13 da 10ª Rodada de Licitações.

Dos 279 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, 74 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 68 por parcerias entre a Petrobras e outras companhias e 137 pelos demais concessionários.

Dos 75 campos em desenvolvimento, a Petrobras possuía sozinha a concessão de 43 e participava de 17 parcerias com as seguintes empresas: Queiroz Galvão, Brasoil Manati, Rio das Contas, Shell, ONGC Campos, Chevron Brasil, Total E&P Brasil, Petrogal Brasil, EP Energy Pescada, Sonangol Starfish, Barra Energia, Panoro Energy, BG Brasil e Repsol.

Com relação aos 347 campos em fase de produção, a Petrobras não participava como concessionária de apenas 47; e outros 22 campos eram concessões a esta empresa em parceria com outras concessionárias. Os 278 demais campos produtores eram concessões à Petrobras, sem parcerias.

Quadro 2.1
Quadro 2.2
Quadro 2.3

2.2. Atividade Exploratória

A atividade exploratória consiste na aquisição de dados, obtidos através de pesquisas nas bacias sedimentares, por concessionários, 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 2012, foram levantados pouco mais de 390 mil km de dados geofísicos sísmicos 2D não exclusivos e 5,2 mil km de dados geofísicos sísmicos exclusivos. 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.

Quanto à sísmica 3D, foram realizados 23,3 mil km² de levantamento de dados não exclusivos e 1,6 mil km² de dados exclusivos.

No que se refere aos métodos potenciais, foram mapeados 371,3 mil km (dados não exclusivos) e 9,9 mil km (dados exclusivos) através da gravimetria, e 371,5 mil km (dados não exclusivos) e 9,9 mil km (dados exclusivos) através da magnetometria.

Há também os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP, por meio de empresa contratada ou instituição conveniada para este fim, e também aqueles obtidos por instituição acadêmica. Em 2012, foram levantados 1,1 mil km de sísmica 2D, 1,2 mil km de gravimetria, e 1,2 mil km de magnetometria.

Tabela 2.1

Em 2012, foram perfurados 805 poços, 20,3% mais que em 2011, sendo 574 (71,3% do total) onshore e 231 (28,7% do total) offshore. O número de poços perfurados no mar foi 4,9% menor do que em 2011, enquanto em terra foi 34,7% maior.

A maior parte das perfurações foi de poços explotatórios produtores: 453 (56,3% do total). O número de descobertas em mar (26) foi 30% maior que em 2011, e em terra (34), 70% maior. O índice de sucesso exploratório, ou seja, o percentual de descobertas por perfurações de poços pioneiros foi de 61,8% onshore e 57,8% offshore.

Tabela 2.2

2.3. Reservas

No final de 2012, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 28,6 bilhões de barris, um decréscimo de 5,1% ante 2011. Já as reservas provadas aumentaram 1,8%, totalizando 15,3 bilhões de barris, volume que representou 53,6% das reservas totais.

Das reservas provadas, 94% se localizavam no mar, com destaque para o Rio de Janeiro – que deteve 84,8% das reservas provadas offshore e 79,7% do total.

Em 2012, 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

As reservas provadas de gás natural registraram queda de 0,1%, para 459,2 bilhões de m³, o equivalente a 50% das reservas totais (918,6 bilhões de m³). Estas aumentaram 1,3% em comparação a 2011.

Similarmente ao petróleo, a maior parte (84,2%) das reservas provadas de gás natural encontrava-se em reservatórios marítimos. O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas (246,4 bilhões de m³ em reservatórios offshore), concentrou 53,7% do volume nacional, seguido por São Paulo, cujas reservas (60,3 bilhões de m³ em mar) corresponderam a 13,1% das reservas provadas nacionais.

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 2012, a produção nacional de petróleo diminuiu 1,8%, atingindo 754,4 milhões de barris (2,06 barris/dia), o que situou o Brasil na 13ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo. No acumulado dos últimos 10 anos, o crescimento médio da produção foi de 3,7%. Tanto a produção onshore quanto a offshore sofreram queda, sendo a primeira de 0,6%, totalizando 66,04 milhões de barris (180,5 mil barris/dia), e a outra de 2%, alcançando 668,4 milhões de barris (1,88 milhão de barris/dia).

A produção offshore correspondeu a 91,2% do total, sendo o Rio de Janeiro responsável por 81,6% dessa produção e 74,4% da produção total. Desde 2010, esse estado vem registrando queda em sua produção, mas nos últimos 10 anos seu crescimento médio foi de 2,6%.

Já a produção onshore foi liderada pelo Rio Grande do Norte, com cerca de 19 milhões de barris, após um aumento de 2% em relação a 2011.

Um total de 9.018 poços – decréscimo de 0,3% em relação a 2011 – foi responsável pela produção nacional de petróleo e gás natural em 2012, sendo 8.227 em terra e 791 em mar.

Em 2012, foram produzidas no Brasil 59 correntes de petróleo com densidade média de 26,03 graus API e teor de enxofre de 0,57% em peso.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 19,4 anos, em 2003, para 20,3 anos em 2012, crescendo a uma taxa média de 0,5% ao ano no período.

A produção de LGN foi de 32,1 milhões de barris, 0,6% a mais que em 2011. O principal produtor de LGN, mesmo com queda de 3,9%, foi o Estado do Rio de Janeiro, com 17,7 milhões de barris (55,1% da produção nacional). A segunda posição foi ocupada pelo Amazonas, com 6,6 milhões de barris (20,6% do total nacional).

Em 2012, a Petrobras se destacou como o concessionário que mais produziu petróleo e gás natural: 91,6% e 90% da produção nacional, nesta ordem. Como operadora de blocos, a produção da Petrobras de petróleo e gás natural representou, respectivamente, 92,4% e 98,2% 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

Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,6% ao ano, atingindo 25,8 bilhões de m³ em 2012, volume 7,3% maior que o de 2011.

A produção offshore correspondeu a 19,7 milhões de m³, 76,3% do gás natural produzido no País, após alta de quase 10%. Por outro lado, a produção em terra caiu 0,4%, situando-se em 6,1 milhões de m³.

Com alta de 10,2%, o Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor, com 10,3 bilhões de m³, concentrando 40% do total nacional e 52,5% do total offshore. Em seguida, veio o Espírito Santo, responsável por 3,9 bilhões de m³, 15,1% da produção nacional, após queda de 10% em sua produção no mar.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 15,5 anos em 2003 para 17,8 anos em 2012. Este índice cresceu a uma taxa média de 1,5% no período.

Em 2012, o Brasil se situou na 34ª 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 2012, 69,4% (17,9 bilhões de m³) eram de gás associado ao petróleo, sendo o Rio de Janeiro o estado com a maior produção: 9,9 bilhões de m³. Bahia e Espírito Santo foram os estados que mais produziram gás não associado: 2,7 e 2,1 bilhões de m³, respectivamente.

Em 2012, 5,6% da produção total foi queimada ou perdida, e 13,7%, reinjetada. Em comparação a 2011, o volume de queimas e perdas caiu 17,8%, e o de reinjeção, 12,3%.

Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás não reinjetado no poço (com o objetivo de aumentar a recuperação do petróleo) e que não tem mercado consumidor próximo acaba sendo queimado. Em campos contendo gás natural não associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas.

Tabela 2.14
Tabela 2.15
Tabela 2.16

2.5. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) 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 2012, foram arrecadados R$ 15,6 bilhões em royalties, valor que excedeu em 20,4% o de 2011. Deste montante, 29,4% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 34% aos municípios produtores ou confrontantes; 11,5% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 14,8% ao Comando da Marinha; 8% ao Fundo Especial dos estados e municípios; e 2% ao Fundo Social. Ao estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 39,2% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 19% desse percentual.

Tabela 2.17
Gráfico 2.9

O recolhimento da participação especial atingiu R$ 15,9 bilhões, 25,4% a mais que em 2011. Deste valor, conforme definido pela lei, couberam R$ 6,3 bilhões (40%) aos estados produtores ou confrontantes; R$ 1,6 bilhão (10%) aos municípios produtores ou confrontantes; R$ 6,2 bilhões (39,1%) ao Ministério de Minas e Energia; R$ 1,6 bilhão (9,8%) ao Ministério do Meio Ambiente; R$ 168 mil (1,1%) ao Fundo Social.

Os estados beneficiários foram: Rio de Janeiro (R$ 5,3 bilhões – 33,2% do valor total e 83,1% do total destinado aos estados), Espírito Santo (R$ 974,2 milhões – 6,1% do valor total e 15,4% valor destinado aos estados), Amazonas (R$ 63 milhões), Rio Grande do Norte (R$ 16,1 milhões), Sergipe (R$ 13,1 milhões) e Bahia (R$ 7,3 milhões).

Entre os municípios beneficiários, destacaram-se: Campos dos Goytacazes-RJ (R$ 712,9 milhões – 4,5% do valor total e 45% do total destinado aos municípios), Rio das Ostras-RJ (R$ 164,3 milhões) e Presidente Kennedy-ES (R$ 142,1 milhões).

Tabela 2.18

Gráfico 2.10

Em 2012, o pagamento pela ocupação ou retenção de 703 áreas totalizou R$ 206,6 milhões. Do total de campos ou blocos ocupados, 287 encontravam-se na fase de exploração e foram responsáveis por 34% do pagamento; 75 estavam na etapa de desenvolvimento, respondendo por 3,1% do valor pago; e 341 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 62,9% 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 2012, este pagamento somou R$ 133,1 milhões, valor que excedeu em 18,1% o de 2011. Este montante foi distribuído a 1.998 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.20

Gráfico 2.11

A Lei nº 9.478/1997 determina à ANP a obrigação de estimular a 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 de concessão cláusula estabelecendo que, caso a participação especial seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano-calendário, o concessionário será obrigado a realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta da produção para tal campo.

A lei estabeleceu ainda que, no mínimo, 50% do valor dos investimentos devem ser aplicados em instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D) credenciadas pela ANP para esse fim, podendo os demais recursos serem aplicados em despesas qualificadas como P&D em instalações próprias dos concessionários e de empresas afiliadas.

Em 2012, foram geradas obrigações de investimento em P&D para os seguintes concessionários: Petrobras, Shell, Repsol-Sinopec, Queiroz Galvão, Panoro Energy, Brasoil Manati, Chevron, Frade Japão, BG, Petrogal, Statoil, Sinochem e ONGC Campos. O montante das obrigações alcançou R$ 1,2 bilhão, valor 18,9% maior que em 2011, sendo 93,6% do total (R$ 1,1 bilhão) correspondente à Petrobras. Entre 2003 e 2012, o montante de obrigações geradas foi de R$ 6,97 bilhões.

Para desempenhar atribuições previstas na Lei do Petróleo e 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, após a abertura do setor à iniciativa privada.

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na alocação de recursos financeiros em bolsas de estudo de níveis técnico e superior (graduação, mestrado e doutorado) com vistas à formação de mão de obra especializada. 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 da ANP.

De 2003 a 2012, foram investidos R$ 250,4 milhões na concessão de bolsas de estudo e taxa de bancada. Somente no ano de 2012, foram investidos R$ 59,8 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 acordados 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 2012, o preço médio de referência do petróleo registrou alta de 3,7% e ficou cotado a US$ 100,52/barril. Já o preço de referência do gás natural caiu 8,8%, fixando-se em US$ 255,49/mil m³. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R$ 196,41/barril e R$ 499,22/mil m³, respectivamente.

Tabela 2.23
Tabela 2.24
Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2012, as 16 refinarias nacionais – não incluindo a Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX) – apresentavam capacidade de refino de 2,1 milhões de barris/dia. A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário, considerando-se uma utilização de 95%, foi de 2 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias, considerado o petróleo processado no ano, foi de 96,3%.

Dessas refinarias, 12 pertencem à Petrobras e respondem por 98% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 415,1 mil barris/dia ou 19,7% do total nacional. As outras quatro são privadas: Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA).

Em 2012, foi processada uma carga de 1,93 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 1,89 milhão de barris/dia de petróleo (98,4% da carga total) e 30,1 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Do petróleo total processado, 81,1% do volume era de origem nacional e 18,9% importada.

A maior parte do petróleo importado para ser processado nas refinarias brasileiras veio da África (234,1 mil barris/dia, 65,2% do petróleo importado processado), com destaque para o petróleo nigeriano (209,5 mil barris/dia, 58,3% do petróleo importado processado). Em seguida, veio o Oriente Médio (94 mil barris/dia, 26,2% do petróleo importado processado), com destaque para o petróleo de origem saudita (71 mil barris/dia, 19,8% do petróleo importado processado). Nota-se que houve um aumento no processamento de petróleo de origem africana de 4,7% e uma redução de 3,3% no proveniente do Oriente Médio.

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: 395,2 mil barris/dia (20,5% do total). Além disso, processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional: 301,2 mil barris/dia (19,6% do total nacional). Em contrapartida, a Reduc (RJ) foi a refinaria que processou o maior volume de petróleo importado: 91,9 mil barris/dia (25,6% do total importado).

Tabela 2.28

Gráfico 2.15

Em 2012, as refinarias nacionais possuíam capacidade de armazenamento de 6,1 milhões de m³ de petróleo e 11,2 milhões de m³ de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

As oito refinarias da Região Sudeste, distribuídas entre Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, concentravam 4 milhões de m³, 60,6% da capacidade nacional de armazenamento de petróleo. Dessa capacidade, 2,6 milhões de m³ (32,8% do total nacional) estavam reunidos no Estado de São Paulo e pouco mais de 1 milhão de m³ (17% do total) no Rio de Janeiro. As refinarias com maior capacidade de armazenamento eram Replan (1,1 milhão de m³, 17,2% do total) e Revap (1 milhão de m³, 17% do total), ambas em São Paulo.

O Sudeste também liderou a capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, com 7,9 milhões de m³ (69,9% do total), dos quais 4,9 milhões de m³ (44%) no estado de São Paulo e 2,1 milhões de m³ (18,4%) no Rio de Janeiro. As refinarias com as maior capacidade de armazenamento eram Replan (2 milhões de m³, 18,2%) e Reduc (1,9 milhão de m³, 17,6%).

Tabela 2.29

2.8. Processamento de Gás Natural

Em 2012, o processamento de gás natural foi realizado por 15 polos produtores, que, juntos, somavam 92,4 milhões de m³/dia de capacidade nominal. O volume total processado no ano foi de 19,1 bilhões de m³ (52,1 milhões de m³/dia), correspondente a 56,4% da capacidade total instalada. Na comparação com 2011, o processamento de gás natural registrou aumento de 11,2% (vide **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012**).

O polo de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, concentrou 17,2 milhões m³/dia (18,7%) da capacidade nacional instalada, e processou 4,5 bilhões de m³ (12,4 milhões de m³/dia), 23,8% do volume total. Por sua vez, o polo de Urucu, no Amazonas, possuía capacidade de processamento de 9,7 milhões m³/dia, o equivalente a 10,5% da capacidade nominal nacional, e respondeu por 3,8 bilhões de m³ (10,4 milhões de m³/dia), 20,1% do volume de gás natural processado no Brasil em 2012. Juntas, elas concentraram 29,2% da capacidade nominal e 43,9% do volume total processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, os polos produziram 2,3 milhões de m³ de GLP, 1,1 milhão de m³ de C_5^+ (gasolina natural), 281 milhões de m^3 de etano, 771,6 mil m^3 de propano e 17,9 bilhões de m³ de gás seco. O destaque foi para o polo de Cabiúnas, que respondeu por 28,3% da produção de C_5^+, 95,2% de etano, 94,8% de propano e 22,5% de gás seco. O polo de Urucu foi o que mais produziu GLP: 38,4% do total.

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 2012, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 120,3 milhões de m³, 6,5% superior à de 2011. Desse volume, 117,5 milhões de m³, 97,6% 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 85,3% do total produzido, com 102,7 milhões de m³, após um aumento de volume de 6,9% em relação a 2011. A produção dos não energéticos foi de 17,7 milhões de m³, ou 14,7% do total produzido, após um acréscimo de 4,2% em comparação ao ano anterior.

Com exceção do querosene iluminante e de outros energéticos, todos os derivados energéticos apresentaram alta na produção. O maior aumento em termos percentuais foi o da produção da gasolina de aviação, que subiu 34,9%, totalizando 77,6 mil m³; seguido pelo da gasolina A, cuja alta foi de 10,7%, alcançando 27,1 milhões de m³; e o do óleo diesel, que cresceu 7%, somando 45,5 milhões de m³. Este último derivado respondeu por 37,8% da produção total de derivados, enquanto a gasolina A teve participação de 22,5%.

No que se refere aos não energéticos, apenas o solvente e os outros não energéticos registraram queda na produção. As altas mais significativas foram registradas na produção de parafina, de 23,1%, totalizando 123,4 mil m³, e de coque, de 18,5%, somando 4,5 milhões de m³. Este último derivado teve participação de 3,7% na produção total de derivados, e a parafina, por sua vez, de 0,1%.

O óleo diesel continuou sendo o derivado mais produzido no Brasil, e sua participação percentual aumentou de 37,6% em 2011 para 37,8% em 2012. Em seguida, veio a gasolina A, com aumento de participação de 21,6% em 2011 para 22,5% em 2012.

Entre os derivados não energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 5,4% da produção total de derivados, com 6,4 milhões de m³.

Tabela 2.34
Tabela 2.35

Gráfico 2.17
Gráfico 2.18
Gráfico 2.19

Como já mencionado, as refinarias produziram 117,5 milhões de m³ de derivados. As localizadas na Região Sudeste responderam por 64,8% (76,1 milhões de m³) desse volume, sendo as de São Paulo responsáveis por 44,4% (52,1 milhões de m³) da produção total.

Entre as refinarias, a Replan (SP) foi a maior produtora de derivados, com 23,4 milhões de m³, o equivalente a 19,9% da produção das refinarias. Além disso, foi a refinaria que mais produziu gasolina A (19,6% do total), GLP (20,1%), óleo diesel (25,5%) e coque (37%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de QAV (36,7%), enquanto a RPBC (SP) se destacou na produção de gasolina de aviação (100%), a Regap (MG) na de asfalto (22,6%) e a Riograndense (RS) na de querosene iluminante (46,5%).

Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de derivados não energéticos (22%), destacando-se na produção de nafta (25,7%) e óleo lubrificante (71,2%).

Por sua vez, a RLAM (BA) foi a refinaria que mais produziu óleo combustível (31%) e parafina (92,6%).

Em relação às centrais petroquímicas, sua produção atingiu 1,1 milhão de m³, após queda de 3,6%, sendo 72,2% da produção formada por gasolina A e 27,8% 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.

Note-se que em junho de 2012, o Decreto nº 7.764/2012 zerou as alíquotas do Cide para os seguintes produtos: QAV, outros querosenes, óleo combustível, GLP, etanol combustível, gasolinas e suas correntes, diesel e suas correntes.

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.

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, única empresa a utilizar o xisto para fins energéticos no Brasil, concentra suas operações 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 2012, o volume de xisto bruto processado foi 9,7% superior ao de 2011, fixando-se em 1,7 milhão de toneladas.

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 2012, somou 15,3 mil toneladas, 12% a mais do que o registrado em 2011. Seguindo a mesma tendência, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto subiu 14,9%, atingindo 244,8 mil m³. Por sua vez, a produção de GLP cresceu 28,5%, para 24,1 mil m³.

Quanto aos produtos não energéticos, a produção de 31,7 mil m³ de nafta foi 4,3% menor que a de 2011. A produção de outros derivados não energéticos caiu 24,3%, situando-se em cerca de 2,6 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 97 terminais autorizados em 2012, sendo nove centros coletores de etanol (21 tanques), 55 terminais aquaviários (1.350 tanques) e 33 terminais terrestres (406 tanques), totalizando 1.777 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 12,7 milhões de m³, dos quais 5,4 milhões de m³ (42,6% do total) destinados ao petróleo, 6,9 milhões de m³ (54,8% do total) aos derivados e ao etanol, e 328,9 mil m³ (2,6% do total) ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (8,9 milhões de m³, 70,2% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.350, 76% do total).

Tabela 2.46

2.13. Dutos

Em 2012, o Brasil contava com 601 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 19,7 mil km de extensão. Destes, 150 dutos, num total de 14,3 mil km, eram destinados ao transporte, e 451 dutos, totalizando 5,4 mil km, à transferência.

Com extensão de 11,7 mil km, 110 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural. Para os derivados, havia 422 dutos, totalizando 5,9 mil km. Outros 32 dutos, com 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 2012, o Brasil importou 113,9 milhões de barris de petróleo, volume 6% menor que o do ano anterior. Nos últimos 10 anos, a taxa média da queda de importação foi de 1,1%. Apenas em 2004 e 2007 houve aumento do volume importado.

A principal região fornecedora foi a África, com 71,7 milhões de barris, correspondentes a 63% do petróleo importado pelo Brasil. Em seguida, veio o Oriente Médio, com 35,2 milhões de barris, 30,9% do total. Em comparação a 2011, a importação de petróleo originário da África caiu 7,5%, enquanto a do Oriente Médio subiu 3%. No continente africano, o país do qual o Brasil mais importou petróleo foi a Nigéria – 54,7% do total, apesar da queda de 7,4%. No Oriente Médio, foi a Arábia Saudita, com 22,9% do total.

A importação de petróleo das regiões Ásia-Pacífico e da América do Norte sofreu queda de, respectivamente, 38,3%, totalizando 3,4 milhões de barris (2,9% do total), e 73,1%, totalizando 553 mil barris (0,5% do total). Em contrapartida, o Brasil importou mais petróleo das Américas Central e do Sul – alta de 37,2%, somando 2,2 milhões de barris (1,9% do total), e da Europa – acréscimo de 90,7%, somando 884 mil barris (0,8% do total).

O dispêndio com as importações registrou queda de quase 5%, situando-se em US$ 13,4 bilhões, mesmo com a ligeira alta do preço médio do barril do petróleo importado pelo Brasil. Em 2012, este atingiu a cifra de US$ 118,02, valor 1,1% maior que o do ano anterior.

Tabela 2.48

Gráfico 2.20
Gráfico 2.21

As exportações brasileiras de petróleo atingiram 200,5 milhões de barris em 2012, após baixa de 9,1% frente ao ano anterior. A receita gerada foi de US$ 20,3 bilhões, 6,8% menor que em 2011. O preço médio do barril para exportação passou de US$ 98,73 para U$ 101,26, registrando aumento de 2,6%.

O principal destino destas exportações foi a região Ásia-Pacífico, que importou 80,2 milhões de barris – 40% do volume de petróleo exportado pelo Brasil – após alta de 19,2% em comparação a 2011. Em seguida, foi a América do Norte, com 63,9 milhões de barris – 31,9% do volume total – apesar do decréscimo de 3,3% em relação ao ano anterior.

As exportações para as demais regiões também sofreram queda, sendo de 2,5% para a Europa, atingindo 28,5 milhões de barris (14,2% do total) e 52% no caso das Américas do Sul e Central, totalizando 27,8 milhões de barris (13,9% do total).

Por países, o que mais importou petróleo do Brasil foram os Estados Unidos – 57,1 milhões de barris, 28,5% do total, mesmo com o decréscimo de 3,8%, seguidos da China e da Índia.

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 2012, a importação de derivados de petróleo superou novamente, tanto em volume quanto em dispêndio, a de petróleo no Brasil, totalizando 27,2 milhões de m³ e US$ 18,2 bilhões. Apesar disso, o volume foi 10,4% menor e o dispêndio 6,5% mais baixo que o registrado em 2011.

Os derivados energéticos representaram 59,4% das importações (16,2 milhões de m³), após decréscimo de 7,3% em relação ao ano anterior. A importação de não energéticos registrou queda de 14,5%, situando-se em 11 milhões de m³ (40,6% do total). Dentre os derivados energéticos, os importados em maior volume foram óleo diesel, gasolina A e GLP, representando, respectivamente, 29,3%, 13,9% e 9,3% da importação total. Dentre os não energéticos, a nafta se sobressaiu com participação de 22,4% e o coque com 13,7%. A maior alta em termos percentuais foi a de importação de gasolina A, de 72,9%, totalizando 3,8 milhões de m³.

Como já mencionado, o dispêndio com as importações de derivados somou US$ 18,2 bilhões, sendo o óleo diesel e a nafta os principais responsáveis por esse montante, com participação de 36,2% e 22,7%, respectivamente. O destaque ficou por conta do crescimento de 82,6% do dispêndio com gasolina A, que somou US$ 3 bilhões (16,5% do dispêndio total).

As importações originaram-se das seguintes regiões: América do Norte (29,7%), com destaque para os Estados Unidos (28,4%); Américas Central e do Sul (18,4%), com destaque para a Venezuela (7,3%); África (16,5%), com destaque para a Argélia (12,7%); Ásia-Pacífico (15%), com destaque para a Índia (9,8%); Europa e ex-União Soviética (14,4%), com destaque para a Holanda (7,7%); e Oriente Médio (5,9%), com destaque para o Coveite (4,2%).

Os Estados Unidos foram o principal fornecedor de óleo diesel (41,7%), coque (58,7%) e lubrificante (54,1%). A Argentina, de GLP (26,4%); a Argélia, de nafta (45,8%); a Holanda, de gasolina A (50,9%); o Coveite, de QAV (52%) e a Espanha, de solvente (42,2%).

Tabela 2.51
Tabela 2.52

Gráfico 2.24
Gráfico 2.25
Gráfico 2.26

Em 2012, a exportação de derivados de petróleo totalizou 14,9 milhões de m³, após alta de 10,3% em relação a 2011. Os derivados energéticos representaram 94% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 7,3 milhões de m³ ou 48,8% do total. Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e os combustíveis para aeronaves com, respectivamente, 23,1% e 18,6% do que foi exportado. A receita dessas exportações somou US$ 10,8 bilhões, montante 14,2% superior ao de 2011.

Os principais destino dos derivados foram as Américas Central e do Sul, que importaram 3,2 milhões de m³, 21,3% do total. Em seguida, foi a Europa, com 2,9 milhões de m³, equivalente a 19,3% do total, e depois a região Ásia-Pacífico, com 1,9 milhão de m³, 12,6% do total.

Por países, o maior importador de derivados do Brasil foi a Holanda, com 2,7 milhões de m³, 18,2% do total, seguida das Antilhas Holandesas, com 1,89 milhão de m³, 12,7% do total, e de Cingapura, com 1,88 milhão de m³, 12,6% 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 2012, o Brasil teve um resultado superavitário no comércio internacional de petróleo e derivados. A exportação líquida de petróleo foi de 37,6 mil m³/dia. O volume de importação de derivados, apesar de ter sido maior que o de exportação, resultou em uma importação líquida 27,2% menor que em 2011. O consumo aparente também foi 3,9% menor que o do ano anterior.

Tabela 2.56

Gráfico 2.29

2.17. Importação e Exportação de Gás Natural

As importações brasileiras de gás natural aumentaram 24,8% em comparação a 2011, totalizando 13,1 bilhões de m³, dos quais 10,1 bilhões de m³ (77,1% do total) foram provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL de alguns países como Trinidad e Tobago, Catar e Nigéria.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US$ 3,6 bilhões, 23,6% a mais que em 2011, com um valor médio de US$ 359,62/mil m³, 20,1% maior que em 2011. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve acréscimo de 448%, fixando-se em US$ 1,6 bilhão, com o valor médio de US$ 541,49/mil m³, 25,5% maior que no ano anterior.

Em 2012, o Brasil exportou 312,3 milhões de m³ de GNL, sendo 75,7% deste volume para a Argentina, 23,7% para o Japão e 0,6% para Trinidad e Tobago.

Tabela 2.57
Tabela 2.58
Tabela 2.59