SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo

Exploração & Produção

2.1 Blocos e Campos Concedidos

2.2 Reservas

2.3 Produção

2.4 Participações Governamentais e de Terceiros

2.5 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

Refino e Processamento

2.6 Refino de Petróleo

2.7 Processamento de Gás Natural

2.8 Produção de Derivados de Petróleo

2.9 Preços dos Derivados de Petróleo nas Unidades Produtoras

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

2.10 Terminais

2.11 Dutos

Comércio Exterior

2.12 Importação e Exportação de Petróleo

2.13 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

2.14 Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

2.15 Importação de Gás Natural

A segunda seção deste Anuário Estatístico apresenta dados que refletem o desempenho da indústria brasileira do petróleo. A seção subdivide-se em quatro temas: ***Exploração & Produção***, ***Refino e Processamento***, ***Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural*** e ***Comércio Exterior***.

O tema ***Exploração & Produção*** traz um panorama do segmento *upstream* da indústria petrolífera nacional e organiza-se em cinco capítulos.

No primeiro capítulo, *Blocos e Campos Concedidos*, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2001, das áreas concedidas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural.

O segundo capítulo, *Reservas*, contempla a evolução das reservas totais e provadas brasileiras de petróleo e de gás natural.

O desempenho das atividades de produção de hidrocarbonetos é abordado no terceiro capítulo, *Produção*.

Em seguida, o quarto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações governamentais e de terceiros instituídas pela Lei n.º 9.478/97 pagos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

Finalmente, o quinto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios do petróleo e do gás natural de produção nacional, tomando-se como base os valores de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O tema ***Refino e Processamento*** se encontra estruturado em quatro capítulos: *Refino de Petróleo*, *Processamento de Gás Natural*, *Produção de Derivados de Petróleo* e *Preços dos Derivados de Petróleo nas Unidades Produtoras*.

Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infra-estrutura 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 capítulo mostra os preços de realização e de faturamento dos principais derivados de petróleo.

O tema ***Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural*** é tratado em dois capítulos, *Terminais* e *Dutos*, ambos apresentando informações sobre a infra-estrutura nacional disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos no país.

O último tema desta 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 de Gás Natural*. São apresentados nesta seção os dados sobre os volumes de petróleo, seus derivados e gás natural transacionados e os montantes financeiros envolvidos na pauta brasileira de comércio exterior, além da evolução da dependência externa nacional no tocante ao petróleo e seus derivados.

Exploração & Produção

2.1 Blocos e Campos Concedidos

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) tem como uma de suas atribuições a promoção de licitações para a concessão de blocos destinados à exploração de petróleo e de gás natural que, após a conclusão do "programa exploratório mínimo" e da declaração de comercialidade, podem alcançar as etapas de desenvolvimento e produção.

Até 31/12/2001 a Agência já havia concedido: 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores, através da Rodada Zero; 12 blocos exploratórios na Primeira Rodada; 21 blocos exploratórios na Segunda Rodada e 34 blocos exploratórios na Terceira Rodada de Licitações. Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 73 blocos declarados como não-comercializáveis.

Fruto das três rodadas de licitação promovidas pela ANP, 31 empresas, além da Petrobras, passaram a atuar no segmento *upstream* do mercado petrolífero brasileiro. Somam-se a elas mais 12 outras empresas atuando individualmente ou em parceria com a Petrobras nas áreas concedidas na Rodada Zero. Esses números refletem o sucesso dos esforços da ANP na abertura desse segmento a novos agentes.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2001, 391 contratos de concessão referentes a 106 blocos exploratórios, 45 campos em desenvolvimento e 242 campos produtores (obs.*:* Entre os contratos da Rodada Zero, um possui parte de um bloco exploratório e um campo produtor – BCED e Mosquito – e outro corresponde a dois campos produtores – Cardeal e Beija-flor).

Dos 106 blocos exploratórios, 37 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 31 pela Petrobras em parcerias com outros agentes e 38 não contavam com a participação dessa empresa. Deste total, 55 blocos têm a Petrobras como operadora e 51 possuem outras empresas como operadoras de suas atividades.

Nos 45 campos em desenvolvimento, todos oriundos de concessões realizadas na Rodada Zero, no final do ano 2001 ainda se observava uma grande concentração nas mãos da Petrobras, que

operava sozinha 35 destes campos e outros 8 em parceria. Apenas 2 campos na fase de desenvolvimento possuem outra empresa como operadora: Fazenda Guindaste e Lagoa Pacas, ambos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas e operados pela Petrosynergy.

Com relação aos 242 campos produtores, todos concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero, incluindo aqueles originários de blocos na fase de exploração e campos na fase de desenvolvimento que passaram para a fase de produção, em 31/12/2001, eram contabilizadas 10 destas áreas em concessão para outras empresas que não a Petrobras e outras 5 áreas em parcerias com a Petrobras. A Petrobras é a operadora de 228 destes campos produtores.

2.2 Reservas

As reservas totais de petróleo atingiram o volume de 13,0 bilhões de barris ao final do ano 2001, mantendo uma taxa de crescimento médio nos últimos 10 anos de 5,3%. As reservas provadas no ano corresponderam a 8,5 bilhões de barris, representando 65,4% das reservas totais. Com isso, o Brasil manteve-se na 16ª posição mundial quanto às reservas provadas de petróleo.

Gráfico 2.1.

Das reservas provadas nacionais, 89,3% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 97,4% das reservas provadas localizadas no mar), e 10,7% estavam em jazidas terrestres. Vale ressaltar o crescimento das reservas provadas localizadas em terra: 6,4% entre 2000 e 2001.

Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as reservas provadas alcançaram 219,8 bilhões m³ em 2001, as quais representavam 66,1% das reservas totais de gás natural no território brasileiro. Apesar da queda de 0,5% verificada nas reservas provadas no período 2000-2001, o Brasil continuou a ocupar a 41ª colocação no *ranking* mundial. Essa queda deveu-se principalmente à redução do volume das reservas terrestres, em 1,83%. No período 1992-2001, as reservas provadas de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 1,5% ao ano.

Com exceção do Espírito Santo e do Paraná, que apresentaram crescimento de suas reservas provadas de gás natural entre 2000 e 2001, de, respectivamente, 42,0% e 58,6%, as demais Unidades da Federação tiveram redução de suas reservas provadas de gás natural ou mantiveram-nas praticamente estáveis. No caso do Paraná, é importante lembrar que este crescimento das reservas está associado a um baixo volume em relação ao total nacional (0,03%) e que, portanto, não acarretou impacto significativo sobre a evolução das reservas provadas do país. Já o Espírito Santo concentrou 5,4% das reservas provadas nacionais de gás natural em 2001.

Gráfico 2.3.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas nacionais de gás natural localizava-se no mar, onde se concentravam 64,9% do total nacional, com destaque para o Estado do Rio de Janeiro, que concentrou 74,5% das reservas marítimas e 48,3% das reservas provadas nacionais. O Estado do Amazonas apareceu em segundo lugar, com 57,7% das reservas provadas terrestres e 20,3% das reservas nacionais.

Gráfico 2.4.

2.3 Produção

Em 2001, 8.704 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número este que superou em 3,9% o registrado em 2000. Este acréscimo foi resultado, principalmente, do aumento de 4,2% no número de poços terrestres. Do total de poços brasileiros, 90,8% encontravam-se em terra.

No ano, a produção nacional diária de petróleo, incluindo óleo cru, condensado, óleo de xisto e líquidos de gás natural (LGN), foi de aproximadamente 1,3 milhão de barris/dia (488,0 milhões de barris por ano), tendo aumentado 4,9% em relação a 2000. Nos últimos 10 anos a produção de petróleo no país vem crescendo a uma taxa média anual de 8,2%. Com isso, o Brasil manteve sua posição de 18º maior produtor mundial de petróleo. Os constantes recordes de produção, entretanto, não estão sendo acompanhados por aumentos relativos no volume das reservas, de forma que a relação reservas/produção vem caindo ano a ano. Em 2001, este índice foi de 17,4 anos.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 83,4% do total produzido. O Estado do Rio de Janeiro respondeu por 96,4% da produção marítima e por 80,4% da produção nacional, contra, respectivamente, 95,8% e 79,4%, em 2000. Este Estado mantém sua trajetória de elevado crescimento no volume produzido, tendo apresentado um incremento de 6,1% no ano de 2001. Em terra, o Estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, com 32,9% do total terrestre; em relação ao total nacional, entretanto, a produção potiguar representou apenas 6,3%.

O maior crescimento na produção de petróleo observado neste último ano foi no Estado do Espírito Santo, de 53,0% (cabe ressaltar que a sua produção representa apenas 1,5% do total nacional), com destaque para a produção em terra, com crescimento de 54,9% em relação a 2000. Contrariamente, o Estado do Paraná apresentou a maior queda de produção do ano (21,1%), produzindo um volume correspondente a 0,5% da produção nacional.

Gráfico 2.5.

No período de 1992 a 2001, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento da ordem de 8,0% ao ano, atingindo 14,0 bilhões m³ em 2001, incluindo os volumes de gás reinjetado, que cresceram 5,4% em relação ao registrado em 2000. Assim como em 2000, o Brasil permaneceu ocupando a 37ª posição no mercado mundial de produtores de gás natural em 2001. O incremento da produção de gás natural não foi acompanhado por uma elevação correspondente no volume das reservas provadas, que sofreram um declínio de 0,5%, o que fez com que a relação reservas/produção caísse, passando de 16,6 anos em 2000, para 15,7 anos em 2001.

Os campos marítimos foram responsáveis por 58,2% do gás natural produzido no país em 2001. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 42,5% do volume total produzido e cerca de 73,0% da produção marítima deste energético. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 17,3% da produção nacional e 41,3% da produção em terra. Enquanto a produção marítima nacional de gás natural cresceu 1,5%, a produção terrestre registrou um incremento de 11,3% em relação a 2000. Esta taxa de crescimento da produção terrestre corresponde à terça parte do percentual verificado entre 1999 e 2000.

Cabe destacar o crescimento da produção marítima de gás natural da Bahia, de 56.413,3% em relação a 2000, quando a produção marítima deste Estado havia sido praticamente interrompida. Vale ressaltar que a Bahia foi o terceiro maior produtor de gás natural do país no ano, concentrando 14,0% do total nacional. Entretanto, a maior parte é extraída de campos terrestres.

Gráfico 2.6.

Do gás natural produzido, 2,6 bilhões m³ (18,7%) foram queimados e perdidos e 3,0 bilhões m³ (21,6%) foram reinjetados. Ao contrário da queda verificada na razão entre o volume de gás queimado e perdido e a produção, de 7,0%, entre 1999 e 2000, no ano 2001 ocorreu um aumento desta razão, da ordem de 4,9%, retomando a tendência de crescimento observada entre 1997 e 1999. Este fato pode ser explicado, em parte, pelo aumento da produção de petróleo em campos onde ocorre a presença de gás associado, sem que os investimentos necessários ao aproveitamento do gás tenham acompanhado o ritmo de crescimento da produção.

O consumo próprio na produção de gás natural, contrariamente ao observado no ano 2000, apresentou uma ligeira redução de 0,2% em 2001.

2.4 Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97) estabeleceu novas participações governamentais a serem pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural: o bônus de assinatura, os *royalties*, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Das quatro participações governamentais, os *royalties* já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior. A arrecadação de bônus de assinatura será tratada na Seção 5 deste Anuário.

Como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, no ano de 2001 foram arrecadados R$ 2,3 bilhões em *royalties*, valor 23,3% superior ao recolhido em 2000. Deste montante, 33,1% destinaram-se aos Estados produtores ou confrontantes, 33,4% aos Municípios produtores ou confrontantes, 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, 14,2% ao Comando da Marinha e 7,1% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios. Ao Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus Municípios,

destinaram-se 41,6% do total arrecadado a título de *royalties*, cabendo à esfera estadual 48,1% deste percentual.

Gráfico 2.7.

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R$ 1,7 bilhão no ano 2001, volume 65,8% superior ao arrecadado em 2000. Deste montante, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40,0% aos Estados produtores ou confrontantes, 10,0% aos Municípios produtores ou confrontantes, 40,0% ao Ministério de Minas e Energia – MME e 10,0% ao Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Os Estados beneficiários foram, em ordem de importância,: Rio de Janeiro (com 99,1% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas, Rio Grande do Norte e Espírito Santo. Entre os Municípios beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras, cujo recebimento de participação especial somou o equivalente a 94,8% do montante destinado aos Municípios beneficiários.

Gráfico 2.8.

O pagamento pela ocupação ou retenção de 393 áreas totalizou R$ 124,7 milhões em 2001. Do total de áreas ocupadas, 106 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 71,6% do pagamento, 45 estavam em desenvolvimento, respondendo por 0,4% do valor pago, e 242 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 28,1% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu o pagamento pelos concessionários de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural aos proprietários das terras onde se realize a produção. Em 2001, este pagamento somou R$ 28,6 milhões, valor 11,5% superior ao pago em 2000, que foram distribuídos a 859 proprietários cadastrados, de seis Estados, correspondendo a um valor médio anual de R$ 33,3 mil por proprietário.

Gráfico 2.9.

Enquanto os proprietários do Rio Grande do Norte, Estado onde se concentraram 47,8% do número total de beneficiários, obtiveram 46,5% da receita total, os cinco proprietários do Ceará receberam o maior valor *per capita*: R$ 91,3 mil por proprietário beneficiado.

2.5 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção destes hidrocarbonetos para fins de cálculo dos *royalties* e da participação especial.

Em 2001, os preços médios de referência do petróleo (R$/b) e do gás natural (R$/mil m^3) tiveram acréscimos de 11,4% e 21,6%, respectivamente, em relação aos seus valores no ano anterior, alcançando a média de R$ 44,55/b para o petróleo e R$ 187,39/mil m^3 para o gás natural.

Refino e Processamento

2.6 Refino de Petróleo

Em 2001, as 14 refinarias nacionais somaram uma capacidade de refino nominal e efetiva de 1,9 milhão de barris/dia e 1,7 milhão de barris/dia, respectivamente. Destas refinarias, doze pertenciam à Petrobras e responderam por 98,6% da capacidade total, e duas eram privadas – Manguinhos, pertencente à Repsol-YPF, e Ipiranga, pertencente ao Grupo Ipiranga.

A REPLAN, em São Paulo, maior refinaria brasileira, com 18,4% da capacidade nominal instalada no país, e as demais refinarias da Região Sudeste responderam por 63,0% da capacidade nominal total. Vale ressaltar que, dentre as refinarias da Petrobras, a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX processa rochas de xisto produzindo derivados líquidos e gasosos.

No ano 2001, foi processado pelo parque de refino nacional uma média diária de aproximadamente 1,6 milhão de barris de petróleo (598,8 milhões de barris no ano), volume este 3,5% superior ao processado em 2000 (580,0 milhões de barris no ano). A quantidade de petróleo nacional processado nas refinarias brasileiras aumentou 3,8% e a quantidade importada 2,8%. Do total de petróleo processado em 2001, 74,7% eram de origem nacional.

Gráfico 2.10.

Gráfico 2.11.

Em 2000, a REPLAN, no Estado de São Paulo, foi responsável por 19,5% do total processado, refinando uma média diária de 320,6 mil barris/dia. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo nacional, 19,4%. Já a REDUC, no Estado do Rio de Janeiro, com 11,4% do processamento nacional, foi a refinaria que utilizou a maior parte do petróleo importado, 23,8% do total.

Todo o petróleo refinado na refinaria da Ipiranga em 2001 foi de origem importada, enquanto a REGAP processou praticamente apenas petróleo de origem nacional, que correspondeu a 98,4% do total processado por ela.

Gráfico 2.12.

No ano 2001, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 37,2 milhões de barris de petróleo e 10,0 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 65,5% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do Estado de São Paulo concentraram 36,6% do total. A maior capacidade de armazenamento de petróleo, 17,6% do total, localizou-se na REDUC.

O Sudeste também foi a região que possuía a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 75,3% do total, sendo que 50,6% localizavam-se no Estado de São Paulo. A REPLAN foi a refinaria que participou com a maior parte desta capacidade, 22,0% do total.

2.7 Processamento de Gás Natural

No ano 2001, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 15 unidades de processamento (UPGNs) que somaram uma capacidade nominal instalada de 30,3 milhões m³/d de gás (excluindo a UPCGN de Cabiúnas). O volume total de gás natural processado foi de 8,9 bilhões m³ (24,4 milhões m³/d). As UPGNs de Urucu, no Amazonas, concentraram 22,1% da

capacidade instalada nacional e processaram 24,5% do volume total de gás natural processado no país.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 1,8 milhão m³ de GLP, 604,0 mil m³ de C_5^+ e 7,9 bilhões m³ de gás seco. No ano, os volumes de produção de gás seco, GLP e C_5^+ aumentaram 5,8%, 22,1% e 9,9%, respectivamente. Novamente, destacaram-se as unidades de Urucu na produção de GLP e gás seco, responsáveis por 35,0% e 25,2% dos totais nacionais, respectivamente. A RPBC foi a maior produtora de C_5^+ e respondeu por 16,7% da produção total.

2.8 Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2001 foi de 101,0 milhões m³ (1,6 milhão bep/d), superando em 5,0% o volume registrado em 2000. Deste total, 97,5% foram produzidos em refinarias, 1,8% em UPGNs e o restante, 0,7%, em centrais petroquímicas, sendo que as UPGNs e as centrais petroquímicas produziram apenas derivados energéticos, como no ano anterior.

Os derivados energéticos representaram 84,3% do total produzido e seu volume teve um crescimento de 6,8% em relação a 2000, enquanto a produção de não-energéticos, que representou 15,7% do total, apresentou uma redução de 3,5%. O crescimento da produção de derivados energéticos deveu-se, principalmente, ao óleo combustível e ao GLP. A queda na produção dos não-energéticos deveu-se a uma tendência de redução dos volumes verificada em quase todos os combustíveis deste tipo no ano de 2001, exceto pelos solventes que tiveram um incremento de 16,1% em sua produção. Note-se que esta tendência não equivale ao observado entre 1999 e 2000.

Gráfico 2.13

Do volume de derivados energéticos produzidos, o óleo diesel participou com 39,5% (33,6 milhões m³) e a gasolina A com 23,4% (20,0 milhões m³). Em relação a 2000, houve um aumento de 3,7% na produção de óleo diesel e de 7,3% na de gasolina A. Ademais, o diesel representou 33,3% da produção nacional de derivados em 2001 e a gasolina A, 19,8%. Entre os derivados

não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 10,0% (10,1 milhões m³) da produção total de derivados e por 63,5% da produção de não-energéticos.

Vale ressaltar que a produção de GLP realizada pelas UPGNs brasileiras totalizou 1,8 milhão de m³ em 2001, representando 19,8% da produção nacional deste derivado.

Gráfico 2.14.

Gráfico 2.15.

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 45,7% da produção total de derivados no ano 2001. A REPLAN, maior produtora, atingiu uma média diária de 59,2 mil m³, o que representou 21,9% da produção de derivados nas refinarias do País. Esta refinaria destacou-se na produção de óleo diesel e gasolina A, com 27,3% e 21,4%, respectivamente, da produção total desses derivados nas refinarias nacionais.

A RLAM, na Bahia, visando suprir o pólo petroquímico de Camaçari, foi a principal produtora de nafta, com 20,7% da produção nacional deste derivado.

A RPBC, localizada em São Paulo, foi a maior produtora de solventes em 2001, com 29,1% do total produzido. A REVAP e a REPLAN, em São Paulo, a RLAM, na Bahia, e a REDUC, no Rio de Janeiro, destacaram-se como as maiores produtoras de óleo combustível, produzindo, em conjunto, 70,9% do total. No ano de 2001, a REDUC foi também a maior produtora de óleo lubrificante, com 70,5% do total nacional.

O volume de derivados produzidos pelas centrais petroquímicas nacionais alcançou 631,9 mil m³ (excluindo os efluentes devolvidos às refinarias), sendo 98,7% de gasolina A e 1,3% de GLP. Percebe-se que ocorreu uma mudança no perfil de produção destas unidades. Até o ano 2000, as centrais não produziam gasolina A, mas apenas destilados intermediários destinados à sua produção nas refinarias nacionais. Em 2001, a quase totalidade da produção de derivados realizada por estes agentes foi representada por este energético. Esta mudança deve-se à publicação das Portarias ANP n.º 56, de 21/03/2000 e n.º 317, de 27/12/2001 (que revogou a primeira), regulamentando os critérios que permitem às centrais petroquímicas produzirem gasolina A, dentro das especificações do mercado nacional. Apesar da regulamentação ser datada

de março de 2000, apenas em 2001 registrou-se produção de gasolina A por estas unidades, devido ao tempo de adaptação necessário para o cumprimento das exigências estabelecidas para a autorização da realização desta atividade pelas centrais petroquímicas.

2.9 Preços dos Derivados de Petróleo nas Unidades Produtoras

Os preços de faturamento da gasolina A, do GLP, do óleo diesel, do óleo combustível e do QAV foram fixados, durante o ano 2001, através de Portarias Interministeriais dos Ministérios da Fazenda – MF e de Minas e Energia – MME.

O tabelamento dos preços do óleo combustível e do QAV nas unidades produtoras, no entanto, não persistiu até o final do ano 2001. Através da Portaria MF/MME n.º 1, de 04/01/2001, os preços do QAV tiveram sua data de liberação agendada para 1º de julho de 2001. No caso do óleo combustível, a Portaria Interministerial MF/MME n.º 307, de 31/10/2001, liberou os preços de faturamento a partir de 1º de novembro de 2001.

Vale ressaltar, ademais, que com a abertura do mercado nacional de derivados de petróleo marcada para 01/01/2002, todos os preços nas unidades produtoras e nos mercados varejistas de combustíveis que ainda eram tabelados ou corrigidos através de fórmulas paramétricas passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

2.10 Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, em 2001 o Brasil dispunha de 67 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 6 terminais fluviais, 1 terminal lacustre, 27 terminais marítimos e 24 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade de armazenamento de 10,5 milhões m³, distribuída por 940 tanques.

Os terminais marítimos somaram a maior capacidade e o maior número de tanques, 63,8% e 61,9% do total, respectivamente. São Paulo foi o Estado com a maior capacidade de armazenamento em terminais e o maior número de tanques: 4,5 milhões m³ em 357 tanques.

2.11 Dutos

No ano de 2001, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 568 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Estes dutos somaram 15,2 mil km de extensão, divididos em 9,9 mil km para transporte e 5,3 mil km para transferência.

Com extensão de 7,7 mil km, 78 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 405 dutos, com extensão de 5,5 mil km, à movimentação de derivados; 28 dutos, com extensão de 2,0 mil km, à movimentação de petróleo; e os 57 dutos restantes à movimentação de outros produtos, como álcool, solvente e outros de menor importância.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos cartogramas seguintes.

Cartograma 2.1.

Cartograma 2.2.

Comércio Exterior

2.12 Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2001, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo e derivados. O volume importado de petróleo atingiu 152,8 milhões de barris (418,6 mil barris de petróleo/dia). Relativamente a 2000, o volume de petróleo importado aumentou em 5,1%, contrariando a tendência de queda das importações de petróleo verificada desde 1996. Não obstante o aumento do volume importado, o dispêndio com as importações diminuiu 7,6% em relação a 2000, atingindo a marca dos US$ 4,0 bilhões. Como o preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil sofreu um decréscimo de 12,0%, passando de cerca de US$ 29,7 em 2000 para US$ 26,1 em 2001, pode-se considerar esta como a causa da queda no dispêndio, a despeito do aumento do volume importado.

Gráfico 2.16.

Em 2001, as importações brasileiras de petróleo tiveram como principal região fornecedora a África, representando 56,1% do volume total importado. O segundo lugar foi ocupado pelas Américas Central e do Sul, concentrando 23,1%, e a terceira posição coube ao Oriente Médio, responsável por 18,1% do petróleo importado. Entre os países da África, destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que exportaram para o Brasil, respectivamente, 29,6% e 19,2% do total. Nas Américas, os principais exportadores foram a Argentina e a Venezuela, representando 13,5% e 7,1% do total importado pelo país. Entre os países do Oriente Médio, a Arábia Saudita teve a maior participação no comércio de petróleo com o Brasil, respondendo por 16,3% do volume total de petróleo importado em 2001.

A mudança do perfil de origem das importações de petróleo em relação a 2000 deveu-se, em parte, às alterações na legislação em vigor sobre os impostos de importação. Se em 2000 o imposto de importação possuía alíquota zero apenas para os países pertencentes ao Mercosul, em 2001 todos os países passaram a ter esta mesma alíquota. Adicionalmente, o aumento de produção de petróleo do campo de Marlim reduziu a necessidade de importação do petróleo produzido na Argentina, visto que ambos são óleos pesados. Dessa forma, pelas próprias características do parque nacional de refino, que requer cargas de misturas de óleos leves e pesados, houve uma elevação da participação relativa na importação total do petróleo do tipo leve, como os produzidos nos países africanos e do Oriente Médio. Assim, as importações, que haviam alterado seu perfil de origem em 2000, voltaram a apresentar o mesmo perfil observado em 1998 e 1999, ou seja, tendo como principal fonte fornecedora os países da África.

Gráfico 2.17.

Em 2001, as exportações brasileiras de petróleo atingiram 42,4 milhões de barris (116,1 mil b/d). Houve um aumento relevante do volume exportado comparativamente a 2000, quando o país exportou 7,1 milhões de barris. Estas exportações geraram uma receita de US$ 720,9 milhões, 354,5% superior ao registrado em 2000.

2.13 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano de 2001, as importações de derivados de petróleo totalizaram 18,3 milhões m³ (50,0 mil m³/d), 0,3% acima do registrado em 2000. As importações de derivados energéticos

representaram 64,3% do total e caíram 2,4% em relação a 2000. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 35,7% e aumentaram 5,5% no período em questão.

Gráfico 2.18.

Óleo diesel e GLP foram os derivados importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 36,2% e 21,1% do total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 18,6% do volume total importado.

O dispêndio com as importações de derivados somou US$ 2,8 bilhões, sendo o óleo diesel responsável por 43,3% deste montante. Apesar do pequeno aumento (0,3%) das importações de derivados, houve uma redução significativa no dispêndio, da ordem de 12,8% em relação a 2000, que pode ser justificada pela queda nos preços do mercado internacional, tal como ocorreu com as importações de petróleo.

Gráfico 2.19.

As importações de derivados no ano 2001 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (35,8%), com destaque para a Argentina (18,7%) e a Venezuela (12,0%). Entretanto, o óleo diesel, o coque de petróleo e os óleos lubrificantes tiveram como principal origem outras regiões: Ásia-Pacífico, América do Norte e Europa, respectivamente.

Gráfico 2.20.

Mantendo a tendência registrada desde 1997, as exportações de derivados aumentaram em 2001, alcançando 13,2 milhões m³ (36,3 mil m³/d), volume este 68,8% superior ao exportado em 2000. As exportações de derivados energéticos representaram 95,2% do volume total, destacando-se o óleo combustível, com 47,8% do total exportado, seguido pelo *bunker fuel* (utilizado como combustível em embarcações de longo curso) e pela gasolina A, com, respectivamente, 24,1% e 22,4% do total exportado. Em 2000, o *bunker fuel* havia sido o principal derivado exportado (39,4%), seguido da gasolina A; já o óleo combustível era o 3º derivado mais exportado pelo país. A mudança ocorrida de 2000 para 2001 deveu-se ao crescimento das exportações de óleo combustível, da ordem de 255,3%, enquanto as exportações de *bunker fuel* permaneceram

praticamente estáveis. O excedente de óleo combustível gerado em 2001, e que foi exportado, deveu-se, em grande parte, à sua substituição por coque verde importado nas cimenteiras do Nordeste.

A receita arrecadada com as exportações de derivados, em 2001, somou US$ 1,4 bilhão, sendo 64,3% superior à receita de 2000. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, e não a gasolina A, como verificado no ano anterior. A receita percebida com as exportações de óleo combustível somou US$ 782,3 milhões, o equivalente a 54,6% do total gerado nas exportações brasileiras de derivados de petróleo.

Gráfico 2.21.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua grande maioria, à América do Norte (58,3%, sendo 57,8% do total somente para os EUA). A América do Norte destacou-se como o principal destino das exportações brasileiras de solvente e gasolina A, absorvendo, respectivamente, 86,7% e 81,8% dos volumes totais destes derivados exportados pelo país.

Gráfico 2.22.

2.14 Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano 2001, a dependência externa de petróleo e seus derivados foi de 19,3%. Dessa forma, o país manteve a tendência declinante de sua dependência externa, que se iniciou em 1994, quando foi registrado um índice de 47,3%. Vale ressaltar as significativas quedas da dependência externa ocorridas nos anos de 1998 a 2001, de 13,6%, 12,8%, 18,7% e 29,8%, respectivamente. No período 1998-2000, quando o consumo aparente apresentou uma taxa média de crescimento de 3,5%, a queda resultou principalmente do crescimento da produção doméstica de petróleo. Em contraste, no ano 2001, o elevado declínio constatado foi influenciado principalmente pela queda das importações líquidas, promovida pelo crescimento da exportação nacional de petróleo (493,0%) e de derivados (68,8%) entre 2000 e 2001.

Gráfico 2.23.

2.15 Importação de Gás Natural

Em 2001, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 4,6 bilhões m³, o dobro de 2000 (aumento de 108,4%), acarretando um dispêndio total de US$ 364,8 milhões, correspondendo a um valor médio de US$ 79,17/mil m³ (equivalente a US$ 2,12/MMBTU, para um poder calorífico superior de 9.400 kcal/m³). Originaram-se da Bolívia 83,7% do volume de gás importado, enquanto o restante foi proveniente da Argentina.